

R
H



**Rechnungshof
Österreich**

Unabhängig und objektiv für Sie.

Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik

Reihe BUND 2020/15

Report des Rechnungshofes



Vorbemerkungen

Vorlage

Der Rechnungshof erstattet dem Nationalrat gemäß Art. 126d Abs. 1 Bundes-Verfassungsgesetz nachstehenden Bericht über Wahrnehmungen, die er bei einer Gebarungsüberprüfung getroffen hat.

Berichtsaufbau

In der Regel werden bei der Berichterstattung punktweise zusammenfassend die Sachverhaltsdarstellung (Kennzeichnung mit 1 an der zweiten Stelle der Textzahl), deren Beurteilung durch den Rechnungshof (Kennzeichnung mit 2), die Stellungnahme der überprüften Stelle (Kennzeichnung mit 3) sowie die allfällige Gegenäußerung des Rechnungshofes (Kennzeichnung mit 4) aneinandergereiht.

Das in diesem Bericht enthaltene Zahlenwerk beinhaltet allenfalls kaufmännische Auf- und Abrundungen.

Der vorliegende Bericht des Rechnungshofes ist nach der Vorlage über die Website des Rechnungshofes www.rechnungshof.gv.at verfügbar.

IMPRESSUM

Herausgeber:

Rechnungshof Österreich

1031 Wien, Dampfschiffstraße 2

www.rechnungshof.gv.at

Redaktion und Grafik: Rechnungshof Österreich

Herausgegeben: Wien, im April 2020

AUSKÜNFTE

Rechnungshof

Telefon (+43 1) 711 71 – 8946

E-Mail info@rechnungshof.gv.at

[facebook/RechnungshofAT](https://www.facebook.com/RechnungshofAT)

Twitter: @RHSprecher

FOTOS

Cover: Rechnungshof/Achim Bieniek

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
Glossar	7
Prüfungsziel	13
Kurzfassung	13
Zentrale Empfehlungen	19
Zahlen und Fakten zur Prüfung	21
Prüfungsablauf und –gegenstand	23
Übergeordnete Ziele und Vorgaben	25
Reduktion der Treibhausgasemissionen	25
Klima- und Energieziele der EU	25
System der Ökostromförderung	30
Gesetzlicher Rahmen und Zuständigkeiten des Ministeriums	30
Aufbringung und Verwendung der Fördermittel	31
Gutachten gemäß Ökostromgesetz 2012	37
Die Ökostromförderung in den Jahresabschlüssen der OeMAG	68
Förderung von Windkraft und Photovoltaik	73
Feststellungen zu ausgewählten Förderfällen	84
OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG	91
Institutionelle Entwicklung ab 2006	91
Gesellschaftsform und Unternehmensgegenstand	93
Eigentümerstruktur und Organe	94
Dienstleistungsverträge der OeMAG	115
Minimierung der Ausgleichsenergie	122
Organisatorische Aspekte	137
Strategische Steuerung durch das Ministerium	141
Energiepolitisches Zieldreieck	141
Datengrundlagen	145
Ressourcen des Ministeriums	148
Netze und Engpassmanagement	150
Ausrichtung des Fördersystems nach 2020	152
Schlussempfehlungen	155
Anhang	162
Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger	162

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Klima- und Energieziele der EU _____	26
Tabelle 2:	Erneuerbare Energie – Zielvorgaben bis 2020 bzw. 2030 _____	26
Tabelle 3:	Ausbauziele im Ökostromgesetz 2012 _____	27
Tabelle 4:	Ökostrom-Anlagen nach Anzahl der Volllaststunden _____	28
Tabelle 5:	Ausgewählte Zuständigkeiten des Ministeriums gemäß Ökostromgesetz 2012 _____	30
Tabelle 6:	Jährliche Auszahlungen für Einspeisetarifverträge 2013 bis 2017_	33
Tabelle 7:	Förderliche Rahmenbedingungen zur Ökostromerzeugung _____	34
Tabelle 8:	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Musterhaushalt _____	35
Tabelle 9:	Überblick über Gutachten gemäß Ökostromgesetz 2012 _____	37
Tabelle 10:	Vorgeschlagene und verordnete Einspeisetarife _____	48
Tabelle 11:	Opportunitätskosten nicht realisierter Photovoltaik-Anlagen 2013 bis 2015 _____	50
Tabelle 12:	Eigenkapitalrendite der OeMAG – Vergleichsrechnung zu Gutachten Nr. 1 _____	58
Tabelle 13:	Entgeltermittlung für die Abwicklung der Investitionsförderung____	62
Tabelle 14:	Geschäftsbereich Investitionsförderung – Gewinnermittlung für das Jahr 2016 _____	65
Tabelle 15:	Geschäftsbereich Investitionsförderung – Gewinnermittlung für 2013 bis 2017 _____	66
Tabelle 16:	Wesentliche Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung der OeMAG _____	69
Tabelle 17:	Differenzbeträge zwischen vereinnahmten Mitteln und Mehraufwendungen _____	70

Tabelle 18: Entwicklung Jahresüberschuss, Bilanzgewinn und Dividendenausschüttungen _____	71
Tabelle 19: Zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen ab dem Ökostromgesetz 2012 _____	73
Tabelle 20: Warteliste bei Windkraft sowie Überzeichnung der Photovoltaik-Kontingente _____	74
Tabelle 21: Weitere Mittel für Tarifförderungen von Windkraft und Photovoltaik _____	74
Tabelle 22: Mängel in der Vertragsgestaltung _____	79
Tabelle 23: Feststellungen zu ausgewählten Windkraft-Anlagen _____	85
Tabelle 24: Feststellungen zu ausgewählten Photovoltaik-Anlagen _____	88
Tabelle 25: OeMAG-Gründungsphase 2006 bis 2007 _____	91
Tabelle 26: Herkunft und Funktionen der Aufsichtsratsmitglieder der OeMAG _____	94
Tabelle 27: Satzungsbestimmungen zu Interessenkollisionen von Aufsichtsratsmitgliedern _____	95
Tabelle 28: Mängel bei den Zielvereinbarungen für die variablen Bezüge _____	110
Tabelle 29: Eigenes Personal und Fremdpersonal der OeMAG 2013 bis 2017 _____	119
Tabelle 30: Personaldienstleistungsverträge – Berechnungsgrundlagen 2009 und 2014 _____	119
Tabelle 31: Ökobilanzgruppe im Vergleich zu sonstigen Bilanzgruppen _____	124
Tabelle 32: Ausgleichsenergie – Nettoaufwendungen 2012 bis 2017 _____	125
Tabelle 33: Chronologie der Einführung der Intraday-Vermarktung _____	130
Tabelle 34: Chronologie der Verbesserung der Windprognose (Kurzfristprognose) _____	131
Tabelle 35: Energiepolitisches Zieldreieck gemäß Klima- und Energiestrategie 2030 _____	141

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anteile an installierter Leistung und an Erzeugung – OeMAG 2013 bis 2017 _____	29
Abbildung 2:	Schematische Darstellung des Ökostrom-Fördersystems gemäß ÖSG 2012 _____	32
Abbildung 3:	Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nach Volllaststunden 2013 bis 2017 _____	44
Abbildung 4:	Windkraft – Einspeisetarif, Vergütung und Marktpreis (2003 bis 2017) _____	81
Abbildung 5:	Photovoltaik – Einspeisetarif, Vergütung und Marktpreis (2013 bis 2017) _____	82
Abbildung 6:	Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch _____	123
Abbildung 7:	Ausgleichsenergie – Entwicklung von Menge und Kosten (Index) _____	126

Abkürzungsverzeichnis

ABGB	Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch
ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union
AB-ÖKO	Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle
Abs.	Absatz
AG	Aktiengesellschaft
AktG	Aktiengesetz
APG	Austrian Power Grid AG
Art.	Artikel
AWS	Austria Wirtschaftsservice GmbH
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BHG	Bundshaushaltsgesetz
BMNT	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
B-PCGK	Bundes-Public Corporate Governance Kodex
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
Ct	Cent
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d.h.	das heißt
EG	Europäische Gemeinschaft
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
EVN	Energieversorgung Niederösterreich
exkl.	exklusive
(f)f.	folgend(e)
G(es)mbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW, GWh	Gigawatt, Gigawattstunden
GZ	Geschäftszahl
i.d.(g.)F.	in der (geltenden) Fassung
inkl.	inklusive
IT	Informationstechnologie

kW, kWh	Kilowatt, Kilowattstunden
kWp	Kilowatt peak (Modulspitzenleistung von Photovoltaik-Anlagen)
lit.	litera (Buchstabe)
Mbit	Megabit
Mio.	Million(en)
Mrd.	Milliarde(n)
MW, MWh	Megawatt, Megawattstunden
Nr.	Nummer
OeMAG	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
ÖSG	Ökostromgesetz
ÖSG 2012	Ökostromgesetz 2012
rd.	rund
RH	Rechnungshof
t	Tonne(n)
TINETZ	TINETZ-Tiroler Netze GmbH
TIWAG	Tiroler Wasserkraft AG
TW, TWh	Terawatt, Terawattstunden
TZ	Textzahl(en)
u.a.	unter anderem
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VWK	Vorarlberger Wasserkraftwerke
VZÄ	Vollzeitäquivalent(e)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichteter Kapitalkostensatz)
Z	Ziffer
z.B.	zum Beispiel

Glossar

Abnahmepreis

jener Preis, zu dem die Stromhändler verpflichtet sind, den ihnen von der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG zugewiesenen Ökostrom abzunehmen

Ausgleichsenergie

Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann

Beta-Faktor

Maß für das systematische Risiko eines Unternehmens; drückt aus, wie sensibel der Aktienkurs auf allgemeine Marktschwankungen reagiert; bei einem Beta von 1 ist das Risiko gleich groß wie das des Gesamtmarkts, bei 1,2 ist es um 20 % größer und bei 0,8 um 20 % kleiner als das des Gesamtmarkts

Bilanzgruppe

die Zusammenfassung von Lieferanten und Verbrauchern zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Stromaufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Stromabgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt

Bilanzgruppenverantwortlicher

eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt

Clearing

Akt des Feststellens gegenseitiger Forderungen, Verbindlichkeiten und Lieferverpflichtungen samt deren Erfüllung

Dargebot

der Erzeugungsanlage zur Verfügung stehende natürliche Ressource, z.B. Wind oder Sonne

Dekarbonisierung

Reduktion der bzw. Verzicht auf Nutzung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern

Eigenbedarf

jene Energiemenge, die für den Betrieb der Anlage erforderlich ist

Eigenversorgung

der Anteil der Anlagenkapazität, den der Anlagenbetreiber/Stromerzeuger selbst nutzt und für den keine Tarifförderung beantragt wird

Endenergieverbrauch

Bruttoendenergieverbrauch, definiert als Endenergieverbrauch plus Netzverluste plus Energiebedarf bei Kraftwerken

Endverbraucher

eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft

Engpassleistung

die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage (in Megawatt); bei Photovoltaik-Anlagen die Modul-Spitzenleistung (Kilowatt peak)

Engpassmanagement, Engpassvermeidung

Maßnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität, zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen, zur Verhinderung von Überlastungen des Netzes durch zu große Stromflüsse oder zu hohe/niedrige Spannung; (präventive) Bewirtschaftung von begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität

Fahrplan

gibt an, in welchem Umfang elektrische Leistung in jeder Viertelstunde an bestimmten Netzknoten eingespeist und entnommen oder zwischen Bilanzgruppen ausgetauscht wird

Flexibilität

Fähigkeit des elektrischen Systems, auf Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch zu reagieren und dabei zugleich die Systemzuverlässigkeit zu erhalten

Gesamtstromverbrauch

entspricht dem Gesamtaufkommen aus energetischem Endverbrauch plus Verbrauch des Sektors Energie plus Transportverluste

Herkunftsnachweis

Bescheinigung, aus welcher Energiequelle die in das öffentliche Netz eingespeiste bzw. an Dritte gelieferte Energie erzeugt wurde

Intraday–Vermarktung

kurzfristige Geschäfte an Strombörsen zur Vermarktung von Prognose– bzw. Fahrplanabweichungen, um die Menge an sowie die Kosten für Ausgleichsenergie zu verringern

Marktregeln

die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben

Netzdienlichkeit

ein Verhalten, das die Stabilität des Netzbetriebs gewährleistet

Netzebene

ein vor allem durch das Spannungsniveau bestimmter Teilbereich des Netzes

Netzreserve

Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Maßnahmen (siehe Redispatch)

Ökostromförderbeitrag

ein verbrauchsabhängiger Beitrag zur Finanzierung des Ökostromausbaus, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zu leisten ist

Ökostrompauschale

ein Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zur Finanzierung des Ökostromausbaus zu leisten ist

Ökostromeinspeisetarife

werden in Form von Preisen pro Kilowattstunde für die unter Vertrag genommenen Anlagenkapazitäten (Kontrahierung) von Ökostrom durch Verordnung festgesetzt

Opportunitätskosten

entgangene Erlöse oder entgangener Nutzen, weil vorhandene Möglichkeiten (Opportunitäten) nicht wahrgenommen werden; auch: Alternativkosten oder Verzichtskosten

Photovoltaik

direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie mittels Solarzellen (meist aus Silizium)

Redispatch

kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes (auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers) zur Vermeidung von Netzengpässen

Regelenergie

Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen (Bundesnetzagentur)

Regelzone

die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs–Frequenz–Regelung ausgerüstet und betrieben wird (Elektrizitätswirtschafts– und –organisationsgesetz)

Regelzonenführer

ist für den physikalischen Ausgleich zwischen Stromaufbringung und Strombedarf (Leistungs–Frequenz–Regelung) in einer Regelzone verantwortlich

Repowering

Modernisierung von Erzeugungsanlagen, Austausch bestehender durch leistungsfähigere Anlagen(teile) oder Software

Stromhändler

natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft

Systemdienstleistung

Maßnahmen der Netzbetreiber zur Erhaltung oder Wiederherstellung der Systemstabilität wie z.B. Frequenzhaltung und Blindleistung

Systemnutzungsentgelte

Preise, welche die Netzbetreiber für ihre Dienstleistungen in Rechnung stellen dürfen (E–Control)

Überschusseinspeiser, Überschusseinspeisung

Anlagenbetreiber, der einen Teil der von ihm erzeugten Ökostrommenge für den eigenen Bedarf verbraucht (Eigenversorgung) und den Überschuss jeweils in das öffentliche Stromnetz einspeist

Unterstützungsvolumen

finanzielle Mittel zur Förderung der Ökostromerzeugung; ergibt sich aus der Ökostrompauschale, dem Ökostromförderbeitrag sowie den Erlösen aus den Herkunftsnachweisen für Ökostrom

Vergütungsvolumen

Summe der insgesamt ausbezahlten Mittel für geförderten Ökostrom, d.h. Unterstützungsvolumen einschließlich Marktwert des geförderten Ökostroms

Volleinspeiser, Volleinspeisung

Anlagenbetreiber, der die von ihm erzeugte Ökostrommenge zur Gänze in das öffentliche Stromnetz einspeist

Volllaststunden

Quotient aus erwarteter jährlicher Ökostromerzeugung und Engpassleistung der Ökostromanlage

Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Methode zur Bestimmung eines angemessenen Finanzierungskostensatzes

Zählpunkt

Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird

WIRKUNGSBEREICH

- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik

Prüfungsziel



Der RH überprüfte von April bis Oktober 2018 beim damals zuständigen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und bei der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG die Ökostromförderung am Beispiel von Windkraft und Photovoltaik.

Der überprüfte Zeitraum umfasste im Wesentlichen die Jahre 2013 bis 2017. Prüfungsziel war insbesondere die Beurteilung des Ökostrom-Fördersystems, der Organisation und Aufgabenerfüllung der OeMAG sowie der strategischen Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energie durch das in diesem Zeitraum zuständige Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft.

Kurzfassung

Die Angelegenheiten des Energiewesens waren bis 7. Jänner 2018 beim Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft angesiedelt. Mit Inkrafttreten der Bundesministeriengesetz-Novelle 2017 ressortierte das Energiewesen zum Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, mit Inkrafttreten der Bundesministeriengesetz-Novelle 2020 im Jänner 2020 zum Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (alle in der Folge: **Ministerium**). (TZ 1)

System der Ökostromförderung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellt eine von mehreren Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen dar. EU–weit soll der Anteil erneuerbarer Energie bei Strom, Wärme und Verkehr bis 2020 auf 20 % und bis 2030 auf 32 % steigen. (TZ 2, TZ 3)

Das System der Ökostromförderung erwies sich als wirksam, weil es die für 2015 und 2020 gesetzten Ausbauziele für die Erzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik erreichte, zum Teil sogar übererfüllte. Die Rahmenbedingungen garantierten den Erzeugern bzw. Investoren – wie gesetzlich gefordert – ein hohes Maß an Investitionssicherheit und trugen zur Marktreife von Windkraft und Photovoltaik als Erzeugungstechnologien bei. (TZ 4, TZ 7, TZ 19)

Schwachstellen dieses Fördersystems bildeten jedoch die mangelnde Effizienz des Fördermitteleinsatzes, die fehlende Marktintegration und fehlende wirtschaftliche Anreize für Ökostromerzeuger zu einem systemstabilisierenden, netzdienlichen Verhalten. (TZ 7, TZ 8, TZ 9, TZ 10, TZ 11, TZ 15, TZ 16, TZ 17, TZ 35, TZ 36, TZ 37, TZ 43, TZ 44)

Geförderte Einspeisetarife sicherten den Betreibern von Windkraft– und Photovoltaik–Anlagen für 13 Jahre einen fixen Preis je erzeugter, in das öffentliche Netz eingespeister Kilowattstunde. Zudem hatten sie Anspruch auf die Abnahme des Ökostroms, auf Netzanschluss und Netzzugang und einen Einspeisevorrang bei knappen Leitungskapazitäten. Es handelte sich um ein von Marktmechanismen weitgehend entkoppeltes System.

Im Zeitraum 2013 bis 2017 fielen für die Erzeugung und Einspeisung von gefördertem Ökostrom Vergütungen in Höhe von insgesamt 4,671 Mrd. EUR an; davon stammten rund drei Viertel aus Fördermitteln. Letztere wurden direkt bei den Endverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) eingehoben und waren somit nicht aus öffentlichen Budgets finanziert. (TZ 7)

Die Höhe der Einspeisetarife, des Ökostromförderbeitrags und der Aufwendungen wurde jährlich durch Gutachten ermittelt. Über mehr als zehn Jahre zog das Ministerium keine Rotation der Gutachter in Betracht. Es evaluierte weder die Methoden der Gutachten noch entwickelte es Kriterien zur Beurteilung der Angemessenheit der Kosten und Aufwendungen. Der jeweils auf das Vorjahr und auf das Folgejahr beschränkte Zeithorizont der Gutachten erlaubte keine Vorschau auf die finanzielle Entwicklung. (TZ 8)

Bei der Festlegung der Einspeisetarife orientierte sich das Ministerium nicht konsequent an der gesetzlich vorgeschriebenen Effizienz des Fördermitteleinsatzes. In den Jahren 2013 bis 2015 verordnete es für Photovoltaik – trotz mehrfacher Überzeich-

nung der verfügbaren Mittel – jeweils höhere Einspeisetarife als von den Gutachtern ermittelt. Der Ausbau der Photovoltaik blieb damit unter dem möglichen bzw. geplanten Niveau, alleine im Jahr 2015 um rd. 20 %. Im Zeitraum 2013 bis 2015 verzichtete das Ministerium auf den Ausbau von 33 Megawatt an Photovoltaikleistung. Dies verteuerte auch die Erreichung der Ausbauziele für die Folgejahre. Über die 13-jährige Förderdauer entstanden nach Schätzung des RH Opportunitätskosten von annähernd 47 Mio. EUR.

Auch bei der Windkraft nutzte das Ministerium – trotz der erheblichen Wartelisten – die Möglichkeit einer stärkeren Senkung der Einspeisetarife nur zum Teil. Bei der Vergabe der Sondermittel zum Abbau der Warteliste wurde ab 2012 auf ein Ausbaupotenzial von 27 Megawatt verzichtet. Die Opportunitätskosten ermittelte der RH mit annähernd 38 Mio. EUR. ([TZ 9](#), [TZ 10](#), [TZ 16](#))

Die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle sowie die Tarifförderverträge enthielten nicht die bei Bundesförderungen üblichen Vertragsinhalte, etwa Rückforderungstatbestände und –modalitäten, vom Fördernehmer zu erbringende Nachweise sowie Kontrollrechte der Förderstelle. ([TZ 18](#))

Die Erstreckung der Umsetzungsfrist für Windkraftanlagen auf 48 Monate ab Antragstellung ermöglichte Anlagenbetreibern eine Förderoptimierung sowie Mitnahmeeffekte. Die Errichtung technologisch fortgeschrittener Anlagen konnte zu höheren Erzeugungsmengen als beantragt führen. Im Förderkontingent des Antragsjahres war deren Vergütung nicht gedeckt. ([TZ 17](#))

Auch die förder- und beihilfenrechtlichen Implikationen des Repowerings von Windkraftanlagen waren nicht geklärt. Bei Photovoltaik bestand wiederum ein Anreiz zur Umgehung der maximal zulässigen Anlagengrößen. ([TZ 21](#), [TZ 22](#))

Organisation der OeMAG

Der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG wurde im Jahr 2006 eine unbefristete Konzession erteilt. Die öffentliche Hand war indirekt – über Energieunternehmen des Bundes sowie der Länder Tirol und Vorarlberg – zu 49,60 % an der OeMAG beteiligt.

Alle Aufsichtsratsmitglieder hatten in den Jahren 2013 bis 2017 Leitungsfunktionen in Unternehmen inne, die Eigentümer und mit einer Ausnahme auch Dienstleister der OeMAG waren. Dies beeinträchtigte das Kräftegleichgewicht zwischen Aufsichtsrat und Vorstand. Zwischen Aufsichtsratsmitgliedern und Eigentümervertretern bestand weitgehend Personenidentität. So erstellten die Aufsichtsratsmitglieder Berichte über die Jahresabschlüsse an die Hauptversammlung, die sie als Vertreter der Anteilseigner genehmigten, erteilten sich selbst und dem Vorstand, den sie als Aufsichtsrat zu überwachen hatten, die Entlastung und wählten sich im Jahr 2013

selbst wieder in den Aufsichtsrat. Weder der Bund noch die Endverbraucher als Zahler waren im Aufsichtsrat vertreten. (TZ 26, TZ 27, TZ 7)

Die Interessen der OeMAG standen nicht immer im Einklang mit dem öffentlichen Interesse. So strebte die OeMAG etwa für den Fall von Schäden und Aufwendungen aus Verträgen mit einzelnen Dienstleistern (zugleich Eigentümern) – gemäß einem Sideletter – eine Kostentragung aus Ökostromfördermitteln an, ohne ihre Ersatzansprüche an den Dienstleister vorab prüfen zu müssen. Auch waren die Bonuszahlungen an den Vorstand an die Zielvorgabe geknüpft, eine vollständige Kostenanerkennung zu erreichen; gemäß Ökostromgesetz waren dagegen nur angemessene Kosten anzuerkennen. (TZ 31, TZ 32)

Aufsicht des Ministeriums über die OeMAG

Gemäß Ökostromgesetz hatte das Ministerium Einsichts- und Informationsrechte sowie eine Aufsichtsfunktion, die auch die Prüfung der Aufwendungen der OeMAG einschloss. Das Ökostromgesetz und der Konzessionsbescheid räumten dem Bund weiters Vorbehalts- und Genehmigungsrechte bei Veränderungen in der Eigentümerschaft der OeMAG sowie bei Vorstandsbestellungen und Vorstandsverträgen ein. (TZ 6, TZ 7, TZ 24, TZ 26)

Das Ministerium nahm seine Rechte nicht immer wahr und die OeMAG brachte ihm die Vorstandsverträge 2006 und 2015 erst nachträglich sowie über Aufforderung zur Kenntnis. Die Vorstandsbezüge der OeMAG befanden sich an der oberen Bandbreite einer Vergleichsgruppe. Der Anteil der variablen Bezüge lag deutlich über der Vergleichsgruppe, obwohl der Gestaltungsspielraum des Vorstands begrenzt war. (TZ 29, TZ 30, TZ 31)

Nach Ansicht des Ministeriums erfolgte die Aufgabenerfüllung der OeMAG kostengünstig. Es überprüfte jedoch die von der OeMAG beeinflussbaren administrativen Aufwendungen sowie die Aufwendungen für Ausgleichsenergie nicht. So erhöhte sich etwa der Personalkostensatz für die Personalüberlassung im Juni 2014 gegenüber der Vereinbarung 2009 um 35 % und der Infrastrukturaufwand (Miete und Arbeitsplatzausstattung) pro Vollzeitäquivalent stieg von 2013 bis 2017 um 134 %. (TZ 8, TZ 11, TZ 15, TZ 33, TZ 35)

Die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung der OeMAG orientierte sich am Risikoprofil von im Wettbewerb stehenden, börsennotierten Energieversorgungsunternehmen. Aus Sicht des RH bestand für die OeMAG kein finanzielles oder unternehmerisches Risiko. Unter Anwendung eines risikolosen Zinses hätte sich für den Zeitraum 2013 bis 2017 in Summe eine um 1,11 Mio. EUR (rd. 71 %) niedrigere Eigenkapitalverzinsung ergeben.

Für die Abwicklung der Investitionszuschüsse verrechnete die OeMAG dem Ministerium ein Entgelt, das vertraglich nicht vorgesehene Gemeinkostenstunden (2013 bis 2017: rd. 165.000 EUR) enthielt. Infolge einer nicht sachgemäßen Gewinnermittlung für den Geschäftsbereich Investitionszuschüsse wies die OeMAG im Zeitraum 2013 bis 2017 in Summe um rd. 352.000 EUR zu hohe Jahresüberschüsse aus, die sie – zusammen mit der Eigenkapitalverzinsung – als Teil der jährlichen Dividende an die Eigentümer ausschüttete. (TZ 12, TZ 13, TZ 14, TZ 15)

Bei einem Umsatz von rd. 1,2 Mrd. EUR im Jahr 2017 und rd. 25.000 Ökostromanlagen im Fördersystem verfügte die OeMAG über keine Interne Revision. Die Effizienz der regionalen Abwicklung über eine „regionale Abwicklungsstelle“ in Vorarlberg evaluierte die OeMAG im Verlauf von zwölf Jahren nicht, obwohl der Parteienverkehr elektronisch oder telefonisch erfolgte und die OeMAG in Wien und anderen Bundesländern keine Förderberatungen durchführte. (TZ 38, TZ 39)

Die Aufwendungen für Ausgleichsenergie stiegen von rd. 29 Mio. EUR im Jahr 2012 um nahezu 200 % auf rd. 85 Mio. EUR im Jahr 2015 und sanken bis 2017 auf rd. 42 Mio. EUR. Das bestehende Fördersystem und die Konstruktion der OeMAG als Sonderbilanzgruppe erschwerten die gesetzlich geforderte Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie. Die Umsetzung von schon bei Gründung der OeMAG als zweckmäßig erachteten Maßnahmen, insbesondere die Vermarktung von Prognoseabweichungen, die Verbesserung der Prognose und stärkere Mitwirkungspflichten der Anlagenbetreiber erfolgte jeweils mit Zeitverzug und dauerte insgesamt etwa zehn Jahre. (TZ 35, TZ 36)

Gesamtsteuerung durch das Ministerium

Die Klima- und Energiestrategie 2018 sah – wie schon die Energiestrategie 2010 – ein laufendes Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energie vor. Aktuelle strategie- und steuerungsrelevante Daten und Kennzahlen zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele für 2030 – einschließlich der Kosten und des Finanzierungsbedarfs – standen dem Ministerium nicht zeitnah zur Verfügung.

Das Ökostromgesetz räumte dem Ministerium – für Aufsichts- und Berichtszwecke und auf Anfrage – einen Zugang zu Ökostromdaten ein, sah jedoch kein regelmäßiges Berichtswesen vor, welches das Ministerium in seiner energiepolitischen Gesamtverantwortung und Steuerungsfunktion unterstützen konnte.

Fehlende Daten über die Ökostromerzeugung im Rahmen der Eigenversorgung konnten zur Unterschätzung der bisherigen Ausbauerfolge oder zur Überschätzung der noch bestehenden Ausbauerfordernisse führen. Mit der zunehmenden Einspeisung aus volatilen Quellen wie Windkraft und Photovoltaik stieg der Bedarf an anlagenspezifischen Messdaten für die Erzeugungsprognose und für die Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität. Für die Betreiber nicht gemessener Photovoltaik-Anlagen bestanden diesbezüglich keine Mitwirkungspflichten. (TZ 40, TZ 41)

Die organisatorische Ausrichtung und die Ressourcenausstattung der für Energie zuständigen Sektion entsprachen nicht den Anforderungen an eine wirksame Koordination und strategische Steuerung der im Energiebereich bis zum Jahr 2030 umzusetzenden Vorhaben. (TZ 42)

Das – für das bestehende Fördersystem charakteristische – „Auseinanderfallen“ von Ökostromausbau und Systemverantwortung der Ökostromerzeuger erschwert die kosteneffiziente Erhaltung der Stabilität des Energieversorgungssystems. So etwa schritt der Ausbau erneuerbarer Energie ungleich rascher voran als die dafür notwendigen Anpassungen der Netzinfrastruktur. Mit häufiger auftretenden Netzengpässen stiegen die Kosten für Engpassmanagement und für die Vorhaltung flexibler Kraftwerke mit gesichert verfügbarer Leistung. (TZ 43)

Österreich passte sein System der Ökostromförderung erst spät an die auf EU-Ebene schon seit 2014 vorgezeichnete Neuausrichtung an, wie Ausschreibung von Förderungen und Direktvermarktung des erzeugten Ökostroms. Es fielen dadurch vermeidbare Kosten an, die letztlich die Endverbraucher zu tragen hatten, etwa infolge zu hoher Ausgleichsenergiekosten. Die mit dem Erneuerbaren Ausbau-Gesetz 2020 in Aussicht genommene Marktintegration der erneuerbaren Energie und die Stärkung des Grundsatzes der Systemverantwortung stellten eine richtungsweisende Weiterentwicklung des bisherigen Ökostrom-Fördersystems dar. Entsprechende Anpassungen der Umsetzungs- und Abwicklungsorganisation sowie eine strategische Steuerung durch das zuständige Ministerium sollten die Fördereffizienz erhöhen. (TZ 9, TZ 10, TZ 17, TZ 35, TZ 44)

Auf Basis seiner Feststellungen hob der RH folgende Empfehlungen an das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hervor:

ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

- Die Festlegung der Einspeisetarife wäre konsequenter als bisher an kosten-effizienten Anlagen und an den effizientesten Standorten zu orientieren, um einen effizienten Mitteleinsatz und eine kontinuierliche Steigerung der Erzeugung zu gewährleisten. Die Vergabe von Förderungen für erneuerbare Energie sollte daher auch im Weg von Ausschreibungen erfolgen. (TZ 9)
- Bei der Gestaltung des künftigen Fördersystems wäre ein von strukturellen Funktions- und Rollenkonflikten unbeeinträchtigtes Kräftegleichgewicht („Checks and Balances“) zwischen den Organen der Abwicklungsgesellschaft sowie der Wahrung des öffentlichen Interesses sicherzustellen. (TZ 27, TZ 37)
- Es wäre Transparenz zu schaffen über die direkten und indirekten Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energie und über deren Finanzierung aus öffentlichen Budgets sowie aus Förderbeiträgen, die von den Endkunden direkt eingehoben werden bzw. im Rahmen der regulierten Netzentgelte dafür anfallen. (TZ 40)
- Die organisatorischen und personellen Voraussetzungen zur effektiven Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele für 2030 wären sicherzustellen. Für anstehende Aufgaben wären entsprechende Ressourcen umzuschichten sowie geeignete Projektstrukturen bzw. ein Projektmanagement vorzusehen. (TZ 42)

Zahlen und Fakten zur Prüfung

Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik						
ausgewählte Rechtsgrundlagen	EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. L 140 vom 5. Juni 2009					
	Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen, 2008/C 82/01					
	Ökostromgesetz–Novelle 2006, BGBl. I 105/2006, § 14 (Einrichtung Abwicklungsstelle für Ökostrom AG)					
	Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), BGBl. I 75/2011 in der jeweils geltenden Fassung					
	Elektrizitätswirtschafts– und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I 110/2010 in der jeweils geltenden Fassung					
	Ökostromförderbeitragsverordnungen					
	Ökostrompauschale–Verordnungen					
	Ökostrom–Einspeisetarifverordnungen					
	Herkunftsnachweisverordnungen der E–Control					
	Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (AB–ÖKO)					
	2013	2014	2015	2016	2017	Veränderung 2013 bis 2017
	Anzahl					in %
Tarifanträge	12.292	9.086	4.986	4.131	4.189	-66
<i>davon Windkraft</i>	38	73	138	115	33	13
<i>davon Photovoltaik</i>	11.933	8.753	4.591	3.715	3.761	-68
	Anzahl der aktiven Verträge ¹					
Tarifverträge	18.482	20.322	21.822	23.441	25.365	37
<i>davon Windkraft</i>	295	375	399	400	396	34
<i>davon Photovoltaik</i>	15.886	17.597	19.021	20.656	22.570	42
	installierte Leistung in Megawatt ¹					
insgesamt	2.647,40	3.193,00	3.666,90	3.753,90	3.798,50	43
<i>davon Windkraft</i>	1.555,40	1.980,60	2.349,10	2.346,60	2.290,50	47
<i>davon Photovoltaik</i>	323,90	404,40	489,30	568,00	665,90	106
	Einspeisemengen in Gigawattstunden					
insgesamt	7.140,48	8.199,03	9.168,28	9.770,12	10.527,68	47
<i>davon Windkraft</i>	2.970,04	3.639,87	4.591,78	4.931,80	5.745,94	93
<i>davon Photovoltaik</i>	215,24	351,37	436,58	500,54	574,29	167
	Vergütungsvolumen ² in Mio. EUR					
insgesamt	747,08	845,98	957,81	1.010,53	1.108,83	48
<i>davon Windkraft</i>	247,64	315,50	404,48	440,26	524,73	112
<i>davon Photovoltaik</i>	61,71	93,31	109,28	122,94	142,78	131

¹ zum Bilanzstichtag 31. Dezember

² Summe der ausbezahlten Einspeisetarife für geförderten Ökostrom (einschließlich Marktwert)

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG)						
Rechtsgrundlagen	Ökostromgesetz (ÖSG), BGBl. I 149/2002 i.d.F. BGBl. I 105/2006, § 14 (Einrichtung Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) Konzession vom 25. September 2006 Satzung vom 7. Juni 2006 (Letztfassung vom 20. Juni 2012)					
Rechtsform	Aktiengesellschaft					
Eigentümer	zu insgesamt 49,60 % im Eigentum folgender Unternehmen, die (mehrheitlich) im öffentlichen Eigentum stehen: – Austrian Power Grid AG mit einem Anteil von 24,4 %, – TINETZ–Tiroler Netze GmbH mit 12,6 %, – Vorarlberger Energienetze GmbH mit 12,6 % sowie zu insgesamt 50,40 % im Eigentum von vier weiteren, (mehrheitlich) privaten Anteilseignern (mit jeweils 12,6 %)					
Grundkapital	100.000 EUR					
Organe	Vorstand, Aufsichtsrat, Hauptversammlung					
Unternehmensgegenstand	Abnahme des Ökostroms zu den mit Verordnung bestimmten Preisen, Berechnung der Ökostromquoten, tägliche Planung und Zuweisung des Ökostroms gemäß Ökostromquoten an die Stromhändler, Ausgleichsenergiemanagement sowie technisches und wirtschaftliches Clearing, Kontingentverwaltung, Energiestatistik. Seit September 2007 ist die OeMAG auch für die Abwicklung der Investitionsförderung für Kraft–Wärme–Kopplungs–Anlagen und mittlere Wasserkraftanlagen zuständig. 2008/2009 sowie 2017 kam die Abwicklung der Investitionsförderung für Kleinwasserkraft–Anlagen sowie für Photovoltaik–Anlagen und Stromspeicher dazu.					
Gebarungsentwicklung	2013	2014	2015	2016	2017	Veränderung 2013 bis 2017
	in Mio. EUR (jeweils zum Bilanzstichtag 31. Dezember)					in %
Umsatzerlöse	803,23	944,04	1.140,67	1.289,11	1.221,18	52
Betriebsleistung	848,80	975,63	1.107,07	1.145,77	1.220,49	44
Aufwendungen für Material und bezogene Leistungen	-842,32	-967,53	-1.099,43	-1.138,09	-1.212,33	44
Personalaufwand	-0,52	-0,63	-0,64	-0,70	-0,76	46
Betriebserfolg	0,55	1,31	0,37	0,49	0,63	14
Bilanzgewinn/–verlust	0,47	0,41	0,37	0,81	0,95	102
Bilanzsumme	265,87	328,50	291,06	445,99	444,02	67
Eigenkapital	5,51	5,46	5,42	5,86	5,99	9
Operativer Cashflow	-43,92	26,44	-5,77	188,77	-1,83	-96
Personal	in Vollzeitäquivalenten (Jahresdurchschnitt)					
Angestellte und Vorstand	3,6	4,6	4,2	5,0	6,5	81
<i>davon weiblich</i>	0,9	1,6	1,2	2,0	3,0	233
Fremdpersonal	19,6	20,8	20,0	19,4	20,6	5
<i>davon weiblich</i>	10,1	9,6	7,9	9,2	9,9	-2

Quelle: OeMAG; Darstellung: RH

Prüfungsablauf und –gegenstand

- 1 (1) Der RH überprüfte von April bis Oktober 2018 beim Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und bei der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (**OeMAG**) die Ökostromförderung am Beispiel von Windkraft und Photovoltaik. Die Angelegenheiten des Energiewesens waren bis 7. Jänner 2018 beim Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft angesiedelt. Mit Inkrafttreten der Bundesministeriengesetz–Novelle 2017¹ ressortierte das Energiewesen zum Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, mit Inkrafttreten der Bundesministeriengesetz–Novelle 2020² zum Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (alle in der Folge: **Ministerium**).

Prüfungsziel war insbesondere die Beurteilung

- des Ökostrom–Fördersystems am Beispiel Windkraft und Photovoltaik,
- der Organisation und Aufgabenerfüllung der OeMAG sowie
- der strategischen Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energie durch das Ministerium.

Um in seiner Gesamtbeurteilung auch die praktische Umsetzung und die Erfahrungen von Vertragsnehmern der OeMAG berücksichtigen zu können, nahm der RH Einsicht in die Förderunterlagen von 32 Windkraftanlagen sowie 42 Photovoltaik–Anlagen und führte mit acht Anlagenbetreibern Expertengespräche.

Die Prüfungshandlungen des RH betrafen insbesondere den Zeitraum 2013 bis 2017. Soweit erforderlich, bezog der RH auch frühere Jahre mit ein bzw. nahm Bezug auf erwartbare Entwicklungen.

Nichtziele waren die Überprüfung anderer Ökostrom–Erzeugungstechnologien wie etwa Biomasse oder Kleinwasserkraft sowie die der Ökostromförderung vorgelagerten Bewilligungsverfahren der Länder, eine vollständige Unternehmensprüfung der OeMAG sowie die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energie auf Ebene der Netzbetreiber.

(2) Zu dem im Mai 2019 übermittelten Prüfungsergebnis gaben das Ministerium und die OeMAG im August 2019 eine gemeinsame Stellungnahme ab.

¹ BGBl. I 164/2017 vom 28. Dezember 2017, in Kraft getreten am 8. Jänner 2018

² BGBl. I 8/2020 vom 28. Jänner 2020, in Kraft getreten am 29. Jänner 2020

Darin hob das Ministerium hervor, dass bereits viele Empfehlungen des RH in den Entwurf für ein mehrere Artikel umfassendes Sammelgesetz mit dem Titel „Erneuerbaren Ausbau-Gesetz“³ eingeflossen seien. Mehrere der im Zuge der Prüfung aufgezeigten Aspekte befänden sich bereits in Umsetzung, so etwa die Einführung einer Internen Revision bei der OeMAG oder die geänderte Systematik der Gutachten zur Mittelaufbringung und Mittelverwendung.

Laut OeMAG habe trotz ressourcen- und zeitintensiver Besprechungen zu einzelnen Aspekten keine gemeinsame Sicht aller Beteiligten erreicht werden können. Zudem führte die OeMAG aus, dass im Rahmen der Prüfung Zahlen nicht abgestimmt und Analysen nicht ausreichend kommuniziert worden seien. Der RH sei auf Unstimmigkeiten hingewiesen worden, dies habe im Prüfungsergebnis an einigen Stellen jedoch keinen Niederschlag gefunden.

(3) Zur gemeinsamen Stellungnahme des Ministeriums und der OeMAG hielt der RH allgemein fest, dass die maßgeblichen Zahlen und Analysen im Rahmen der Prüfung – je nach Thema – auch wiederholt umfassend diskutiert und zusammenfassend in den Schlussbesprechungen kommuniziert wurden. Der RH untermauerte seine Empfehlungen mit einer ausführlichen Darlegung der Sachverhalte. Allerdings setzt sich die gemeinsame Stellungnahme in mehreren Fällen lediglich mit Teilaspekten der Feststellungen des RH auseinander (siehe u.a. TZ 24, TZ 30, TZ 32 und TZ 33).

Zum Hinweis der überprüften Stellen betreffend die Dauer der Prüfung gab der RH zu bedenken, dass nach Abschluss der Prüfung an Ort und Stelle seitens der OeMAG Sachverhaltselemente im Sinne des Parteiengehörs vertiefend zu erörtern waren.

Der RH erstattete seine Gegenäußerung im April 2020.

³ Kernstück dieses Vorhabens ist das Erneuerbaren Ausbau-Gesetz 2020; siehe Ministerratsvortrag zum Erneuerbaren Ausbau-Gesetz (BMNT-555.300/0079-VI/3/2018 – bzw. BKA 38/17; <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/>) vom 5. Dezember 2018

Übergeordnete Ziele und Vorgaben

Reduktion der Treibhausgasemissionen

2 (1) Die Erzeugung und der Verbrauch von Energie (Elektrizität, Wärme, Treibstoff) aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas verursachen Treibhausgasemissionen. Ab den 1990er Jahren verständigte sich die Mehrzahl der Mitgliedstaaten der Vereinten Nationen (1992 in Rio de Janeiro, 1997 in Kyoto, 2015 in Paris) auf Maßnahmen, die diese Emissionen⁴ verringern sollen (Dekarbonisierung). Dazu zählen vor allem der Ersatz von fossilen durch erneuerbare Energieträger, die nachhaltige Senkung des Energieverbrauchs sowie die Erhöhung der Energieeffizienz.

(2) Die Umsetzung erfolgt vorrangig durch

- den Emissionszertifikatehandel (handelbare Verschmutzungsrechte),
- Subventionen als Investitionsanreize zur Erzeugung von Ökostrom (z.B. aus Windkraft und Photovoltaik) und zur Heranführung dieser Technologien an die Marktreife sowie
- CO₂-Bepreisung bzw. Lenkungssteuern.

Das strategische Ziel einer Dekarbonisierung umfasst unterschiedliche Energiearten (Strom, Wärme, Treibstoffe) in allen Sektoren (vor allem Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft). Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellt eine von mehreren Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen dar.

Klima- und Energieziele der EU

Überblick

3 (1) Im Zeitraum 1996 bis 2009 verabschiedete die EU mehrere Rechtspakete zur Schaffung des Energiebinnenmarkts.⁵ Dieser sollte bis 2014 EU-weit den ungehinderten Fluss von Strom und Erdgas sowie den grenzüberschreitenden Handel damit ermöglichen. Ebenso stellte die EU die Weichen zur Dekarbonisierung des Energiesystems.

⁴ vor allem Kohlendioxid (CO₂), aber auch Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O)

⁵ Zugang zu Strom- und Gasmärkten für neue Lieferanten, Entflechtung von Netzen und Erzeugung, Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden, Investitionen in Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetze; EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

(2) Zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzübereinkommens schlug die Europäische Kommission Ende 2016 das Rechtspaket „Saubere Energie für alle Europäer“ mit Zielvorgaben bis zum Jahr 2030 vor. Es enthält u.a. eine Neufassung der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.⁶ Die folgende Tabelle zeigt die EU-weiten Ziele im Überblick:

Tabelle 1: Klima- und Energieziele der EU

Zieljahr	Reduktion der Treibhausgas-Emissionen gegenüber dem Stand von 1990	Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch	Steigerung der Energieeffizienz (Basis: prognostizierter künftiger Primärenergieverbrauch)
bis 2020	um mindestens 20 %	auf 20 %	um 20 %
bis 2030	um mindestens 40 %	auf 32 %	um 32,5 %

Quellen: EU; Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018

Österreichische Ziele und Zielerreichung bis 2020

- 4 (1) Im Rahmen der EU-Vorgaben hat Österreich bis zum Jahr 2020 als nationales Gesamtziel den Anteil der erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Verkehr) gegenüber dem Jahr 2005 auf 34 % zu erhöhen. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil auf 45 % bis 50 % weiter steigen:

Tabelle 2: Erneuerbare Energie – Zielvorgaben bis 2020 bzw. 2030

Zieljahr	Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch	
	Österreich	EU insgesamt
2020	von 23,3 % (Jahr 2005) auf 34 % ¹	auf 20 %
2030	von 34 % auf 45 % bis 50 % ² Subziel Strom: 100 % (national bilanziell)	auf 32 %

¹ gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG, Anhang I

² Nationale Zielsetzungen sind gemäß EU-Verordnung 2018/1999 vom 11. Dezember 2018 (Governance-Verordnung) zu definieren.

Quellen: EU; Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018, Regierungsprogramm 2020–2024 vom 2. Jänner 2020

Der Zielwert bis 2020 erforderte einen Anstieg um knapp elf Prozentpunkte in 15 Jahren (umgerechnet 0,7 Prozentpunkte jährlich). Der Zielwert für 2030 erfordert dagegen einen Anstieg um bis zu 15 Prozentpunkte in zehn Jahren (1,5 Prozentpunkte jährlich).

⁶ EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung); frühere Fassungen dieser Richtlinie: 2001/77/EG, 2003/30/EG und 2009/28/EG

(2) Für den Bereich Strom gab das Ökostromgesetz 2012 (**ÖSG 2012**) Zielwerte u.a. für Windkraft und Photovoltaik vor. Die E–Control hatte dem Ministerium und dem Nationalrat jährlich Berichte über den Stand der Zielerreichung vorzulegen. Wie nachfolgende Tabelle zeigt, wurde das Mengenziel für das Jahr 2015 – laut E–Control infolge des „mehr als doppelt so hohen Windkraftausbaus“ – insgesamt übererfüllt, bei Photovoltaik um rd. 7 % verfehlt:

Tabelle 3: Ausbauziele im Ökostromgesetz 2012

Ausgangsjahr 2010	Windkraft		Photovoltaik	
	zusätzliche installierte Leistung in MW	zusätzliche Erzeugung in GWh	zusätzliche installierte Leistung in MW	zusätzliche Erzeugung in GWh
bis Ende 2015 (Plan)	700	1.500	500	500
bis Ende 2015 (Ist)	1.506	–	467	–
Abweichung zum Plan	806	–	-33	–
bis Ende 2020 (Plan)	2.000	4.000	1.200	1.200

MW = Megawatt
GWh = Gigawattstunden

Quellen: ÖSG 2012; E–Control

Anhand von Szenarien und Prognosen ging die E–Control davon aus, dass auch die Zubauziele für 2020 insgesamt erreicht bzw. für Windkraft übertroffen werden.⁷

5 (1) Drei Faktoren beeinflussten laut E–Control die Zielerreichung:

- die Höhe der Förderung je Technologie: dieser Faktor war kurzfristig durch Anpassungen der Ökostrom–Einspeisetarifverordnung veränderbar; niedrigere Tarife für die Anlagenbetreiber reduzierten den Förderbedarf und erleichterten das Erreichen der gesetzten Mengenziele (siehe [TZ 9 f.](#)),
- die Höhe des jährlichen zusätzlichen Unterstützungsvolumens: dieser Faktor war durch Anpassungen des Ökostromgesetzes veränderbar (siehe [TZ 16](#)) und
- der Marktpreis: dieser Faktor war von staatlicher Seite nicht beeinflussbar; höhere Marktpreise reduzierten den Förderbedarf.

⁷ siehe E–Control, Ökostrombericht 2018, Seite 45 ff.

(2) Die Mengenziele stellten auf die installierte Leistung und die Erzeugungsmenge ab. Die maximal mögliche Erzeugung (in Gigawattstunden (**GWh**)) wurde durch die installierte Leistung je Anlage (in Megawatt (**MW**)) sowie die Volllaststunden je Technologie bestimmt. Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen wiesen als dargebotsabhängige Technologien – Sonnenenergie steht nur tagsüber zur Verfügung, Windenergie unterliegt starken saisonalen Schwankungen – im Vergleich zu anderen Ökostrom-Anlagen eine deutlich geringere Anzahl an jährlichen Volllaststunden auf:

Tabelle 4: Ökostrom-Anlagen nach Anzahl der Volllaststunden

Technologie	Volllaststunden, Durchschnitt pro Jahr (§ 23 Abs. 5 Ökostromgesetz 2012)	Volllaststunden in % der 8.760 Stunden eines Jahres
Biogas	7.000	79,9
Biomasse	6.000	68,5
Kleinwasserkraft	4.000	45,7
Windkraft	2.150	24,5
Photovoltaik	950	10,8

Quelle: ÖSG 2012

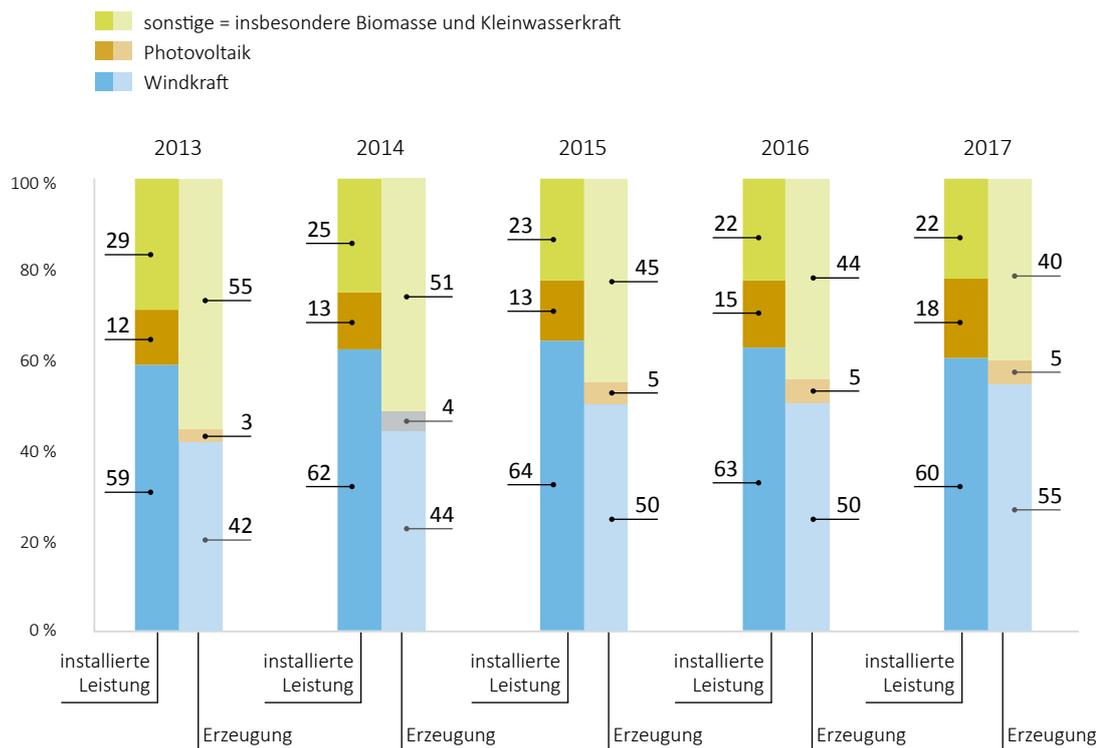
Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energie aus Windkraft und Photovoltaik an der Stromerzeugung erfolgt ein Übergang

- von einem nachfrageorientierten System mit relativ stabiler, ununterbrochener Einspeisung von Strom (Grundlast) bzw. nach Bedarf plan- und steuerbarer Einspeisung (Spitzenlast) aus zentralen Großanlagen
- zu einem angebotsorientierten System mit kleineren Mengen volatiler, vom Wind- und Sonnendargebot abhängiger Einspeisung von Strom aus einer Vielzahl an dezentralen Anlagen.

Bei ungünstiger Witterung (Dunkelheit und Windflaute) sinkt die Erzeugung aus Photovoltaik- und Windanlagen gegen Null. Die Umstellung auf erneuerbare Energie erfordert daher auch den Ausbau von Netzen, den Erhalt von konventionellen Backup-Kraftwerken (siehe [TZ 43](#)) sowie die Entwicklung und den Ausbau geeigneter Stromspeicher.

Der Anteil der von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen jährlich erzeugten Strommenge (in GWh) lag – bei vergleichsweise höherem Anteil an installierter Leistung (in MW) – unter jener von Biomasse- und Kleinwasserkraft-Anlagen, wie nachstehende Abbildung illustriert:

Abbildung 1: Anteile an installierter Leistung und an Erzeugung – OeMAG 2013 bis 2017



Quelle: OeMAG; Darstellung: RH

Von der installierten Leistung der Anlagen (in MW), die im Zeitraum 2013 bis 2017 bei der OeMAG unter Vertrag standen, entfiel auf Windkraft und Photovoltaik ein Anteil von rd. 71 % bis rd. 78 %. Der Anteil von Windkraft und Photovoltaik an der Ökostrom-Erzeugung (in GWh) dieser Anlagen betrug dagegen nur etwa 45 % (2013) bis 60 % (2017).

System der Ökostromförderung

Gesetzlicher Rahmen und Zuständigkeiten des Ministeriums

- 6 (1) Das ÖSG 2012 regelt die Mittelaufbringung und die Mittelverwendung für die Zwecke der Ökostromförderung, weiters die Organisation und Aufgaben der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG und die ihr abzugeltenden Aufwendungen. Ferner regelt das Gesetz Zuständigkeiten des Ministeriums, u.a. zur Erlassung der finanziell relevanten Verordnungen, sowie Einsichts-, Auskunfts- und Informationsrechte bzw. Prüf- und Aufsichtspflichten, durch welche die Angemessenheit der Kosten und Aufwendungen gewährleistet werden sollte.⁸ Die folgende Tabelle zeigt diese Zuständigkeiten des Ministeriums im Überblick:

Tabelle 5: Ausgewählte Zuständigkeiten des Ministeriums gemäß Ökostromgesetz 2012

	Beschreibung und Rechtsgrundlage im Ökostromgesetz 2012
Mittelaufbringung	<p>Zwei Verordnungsermächtigungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Ökostrompauschale: ab 2015 alle drei Jahre mit Verordnung neu festzusetzen (§ 45 Abs. 4) – Ökostromförderbeitrag: jährlich im Vorhinein durch Verordnung festzulegen, unterjährige Anpassung zulässig (§ 48 Abs. 2)
Mittelverwendung	<p>Eine Verordnungsermächtigung und eine Förderrichtlinie:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Einspeisetarif-Verordnung: Tariffestsetzung in Preisen pro Kilowattstunde (§ 19 Abs. 1) – Beiziehung von Sachverständigen zur Feststellung des für die Bestimmung der Preise und Vergütungen maßgeblichen Sachverhalts (§ 18 Abs. 6) – Erlassung von Richtlinien für die Gewährung von Investitionszuschüssen (§ 30)
Recht auf Einsichtnahme, Auskunft, Information	<ul style="list-style-type: none"> – Recht auf Einsicht in Förderansuchen und abwicklungsrelevante Unterlagen der OeMAG, Recht auf Auskünfte über Förderansuchen und deren Abwicklung sowie auf entsprechende Berichte (§ 29 Abs. 5 bzw. 6) – Recht auf Einsicht in sämtliche Unterlagen zum Fördermittelkonto der OeMAG (§ 50) – unverzügliche Information seitens der E-Control über Entwicklungen, die der Erreichung der Ziele gemäß § 4 Ökostromgesetz hinderlich sind (§ 51 Abs. 1)
Aufsichtsfunktion und Prüfung	<ul style="list-style-type: none"> – Bestellung eines Wirtschaftsprüfers für die Prüfung der Tätigkeit der OeMAG als Abwicklungsstelle für Investitionsförderung; dieser hat auch die Angemessenheit des jährlich festzustellenden Entgelts und die Kosten zu prüfen (§ 29 Abs. 7) – Aufsicht über die OeMAG (§ 51 Abs. 2) – Prüfung der Mehraufwendungen der OeMAG im Rahmen der Aufsichtsfunktion (§ 42 Abs. 3)

Quelle: ÖSG 2012; Darstellung: RH

⁸ Vor dem ÖSG 2012 hatte der zuständige Bundesminister im Rahmen seiner Aufsichtspflicht die Mehraufwendungen der OeMAG zu prüfen und mit Bescheid über deren Anerkennung zu entscheiden.

(2) Dem ÖSG 2012 vorgelagert sind Bewilligungsverfahren der Länder und Gemeinden. Neben einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung können je nach Erzeugungstechnologie und –anlage weitere Genehmigungen erforderlich sein, etwa ein Betriebsanlagenbescheid, ein Baurechtsbescheid, wasser-, forst- und abfallwirtschaftsrechtliche Bewilligungen oder auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung (**UVP**).

Aufbringung und Verwendung der Fördermittel

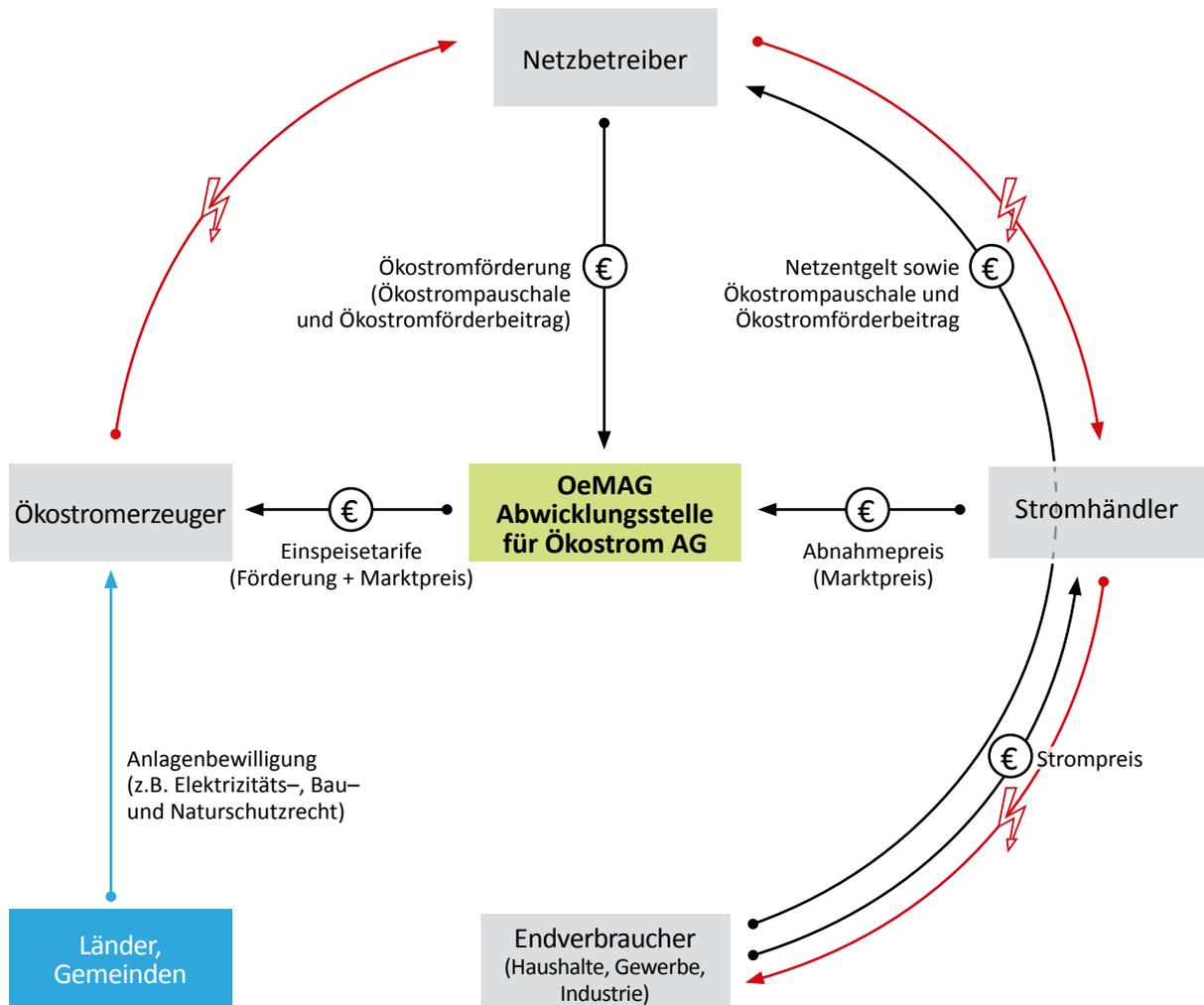
7.1 (1) Die Ökostromförderung gleicht die Differenz zwischen den durchschnittlichen Produktionskosten für Ökostrom (je nach Technologie) und dem Marktpreis aus. Die Aufbringung der notwendigen Fördermittel erfolgt über die Ökostrompauschale und den Ökostromförderbeitrag:

- Die Ökostrompauschale (§ 45 ÖSG 2012) war – unabhängig vom Stromverbrauch – je Zählpunkt von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zu leisten.
- Der Ökostromförderbeitrag (§ 48 ÖSG 2012) war verbrauchsabhängig und im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zu leisten.

Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag stellen außerbudgetäre Mittel dar.

(2) Nachfolgende Abbildung stellt das Fördersystem (Institutionen, Abläufe, Strommengen- und Geldflüsse) schematisch dar:

Abbildung 2: Schematische Darstellung des Ökostrom-Fördersystems gemäß ÖSG 2012



Quelle: OeMAG; Darstellung: RH

Die Netzbetreiber hoben die Ökostrompauschale und den Ökostromförderbeitrag gemeinsam mit den Netzentgelten bei den Endverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) ein und leiteten die Mittel vierteljährlich an die OeMAG weiter.

Die Betreiber der Ökostromanlagen verkauften auf Grundlage ihres Vertrags mit der OeMAG Ökostrom an die OeMAG und erhielten – für die tatsächlich erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Mengen – die vertraglich vereinbarte Vergütung (in Cent pro Kilowattstunde). Die Verträge über Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen hatten eine Laufzeit von 13 Jahren. Die Höhe der fixen Vergütung bemaß sich nach den zum Zeitpunkt der Antragstellung geltenden Tarifen gemäß Ökostrom-Einspeisetarif-Verordnung (siehe TZ 9 f.).

Der Unterstützungs- bzw. Förderanteil an der Vergütung (Cent pro Kilowattstunde) veränderte sich je nach dem Marktpreis⁹: War dieser niedrig – wie bspw. im Jahr 2016 – so bestand ein höherer Unterstützungsbedarf als im Jahr 2017, in dem der Marktpreis stieg. Das Vergütungsvolumen umfasste das Unterstützungsvolumen¹⁰ (vor allem Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag) sowie den Marktwert des Ökostroms.

Wie nachstehende Tabelle zeigt, belief sich das Unterstützungsvolumen gemessen am Vergütungsvolumen über die Jahre 2013 bis 2017 auf rd. 76 %:

Tabelle 6: Jährliche Auszahlungen für Einspeisetarifverträge 2013 bis 2017

	2013	2014	2015	2016	2017	Summe 2013 bis 2017
	in Mio. EUR (gerundet)					
Vergütungsvolumen	747,00	846,00	958,00	1.011,00	1.109,00	4.671,00
Unterstützungsvolumen ¹	501,00	631,00	755,00	820,00	860,00	3.567,00
	in %					
Anteil des Unterstützungsvolumens am Vergütungsvolumen	67,1	74,6	78,8	81,1	77,6	76,4

¹ laut Berechnungen der E-Control, Ökostrombericht 2018, Tabelle 5

Quelle: E-Control; Berechnung: RH

⁹ Gemäß § 41 Abs. 1 berechnet und veröffentlicht die E-Control am Ende eines jeden Quartals den durchschnittlichen Marktpreis (Großhandelspreis) elektrischer Grundlastenergie. Nach der Auftrennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone ab 1. Oktober 2018 wurden die Werte dieses gemeinsamen Markts Zug um Zug durch jene des rein österreichischen Markts ersetzt. Die Quartalswerte der Marktpreise lagen 2016 unter 3 Cent/kWh. Sie stiegen 2017 auf über 3 Cent/kWh und im Verlauf des Jahres 2018 von rd. 3,8 Cent/kWh auf rd. 5,8 Cent/kWh.

¹⁰ weitere Mittel gemäß § 44 ÖSG 2012: vereinnahmte Beträge aus Verwaltungsstrafen, aus Zinsen veranlagter Mittel und sonstige Zuwendungen

(3) Die OeMAG weist den Ökostrom den in Österreich tätigen (rd. 280) Stromhändlern im Verhältnis ihrer Marktanteile an der Belieferung der Endverbraucher zum Abnahmepreis¹¹ zu. Damit verteilen sich die durch Ökostrom bedingten Mehrkosten gleichmäßig über das Bundesgebiet und auf die Endkunden. Die Zuweisung und Verrechnung erfolgt auf Basis der täglich im Voraus gemeldeten prognostizierten Erzeugungsmengen („Fahrpläne“). Weiters verrechnet die OeMAG den Stromhändlern die Kosten der Strom-Herkunftsnachweise zu den von der E-Control verordneten Preisen. Die Stromhändler beliefern die Endverbraucher mit Strom, der österreichweit bilanziell einen bestimmten Anteil an (gefördertem) Ökostrom enthält.

(4) Das in sich geschlossene, auf längere Dauer ausgelegte Fördersystem sollte durch finanzielle Beihilfen und förderliche Rahmenbedingungen den Anlagenbetreibern die im ÖSG 2012 geforderte Investitionssicherheit¹² gewährleisten:

Tabelle 7: Förderliche Rahmenbedingungen zur Ökostromerzeugung

	Beschreibung	ÖSG 2012 Rechtsgrundlage
Anspruch auf Vertragsabschluss, Abnahme und Vergütung	Die OeMAG hat – nach Maßgabe der verfügbaren Fördermittel – Verträge über die Abnahme und Vergütung von Ökostrom aus bestimmten Ökostromanlagen, z.B. Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, abzuschließen.	§ 12 Abs. 1 § 13 Abs. 1
	Die Vergütung erfolgt entsprechend den von der Ökostrom-Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Ökostrommengen.	§ 18 Abs. 1
Anspruch auf Netzanschluss und -zugang	Jede Anlage hat das Recht, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, in dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet.	§ 6 Abs. 1
	Reichen die Leitungskapazitäten nicht aus, so haben u.a. Transporte zur Belieferung mit Ökostrom Vorrang. (§ 20 ElWOG 2010)	
Einspeisevorrang	Übertragungsnetz: Bei Leistungen der Erzeuger zur Beseitigung von Netzengpässen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, geänderte Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) ist der Einspeisung von Ökostrom ein Vorrang einzuräumen. (§ 23 Abs. 9 ElWOG 2010) Bei Verträgen mit Erzeugern zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen ist Ökostromanlagen der Vorrang zu geben. (§ 23 Abs. 2 Z 5 ElWOG 2010)	
garantierte Preise für 13 Jahre	Die Einspeisetarife für Ökostrom bestimmen sich nach den im Zeitpunkt der Antragstellung bestimmten Preisen pro Kilowattstunde. Diese werden durch Verordnung für jedes Kalenderjahr gesondert festgelegt.	§ 16 § 18 Abs. 1 § 19
Abnahmepflicht der Stromhändler	Die Stromhändler sind verpflichtet, den ihnen zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der OeMAG das Entgelt (Abnahmepreis) monatlich zu entrichten. Bei negativen Strompreisen (z.B. infolge eines Überangebots) ist ein Preis von 1 Cent je Megawattstunde zu entrichten.	§ 40 Abs. 1 § 41 Abs. 2

ÖSG = Ökostromgesetz; ElWOG = Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

Quellen: ÖSG 2012; ElWOG 2010; Darstellung: RH

¹¹ Der Abnahmepreis ist jener Preis, zu dem die Stromhändler verpflichtet sind, den ihnen von der OeMAG zugewiesenen Ökostrom abzunehmen (§ 41 Abs. 2 ÖSG 2012).

¹² gemäß § 4 Abs. 1 Z 6 ÖSG 2012

(5) Die jährlich durch Verordnung festgelegte Ökostromfinanzierung ist Teil der Stromkosten der Endverbraucher. Für einen Musterhaushalt mit einem angenommenen Stromverbrauch von 3.500 kWh stiegen die Beiträge zur Ökostromförderung von 65 EUR im Jahr 2013 auf 120 EUR im Jahr 2016. Nachdem die OeMAG ab 2016 Überschüsse aus Mehreinnahmen aufwies (siehe [TZ 15](#)), sanken die Beiträge ab 2017 auf 99 EUR bzw. auf 91 EUR im Jahr 2018:

Tabelle 8: Entwicklung der Ökostromkosten für einen Musterhaushalt

Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	in EUR pro Jahr					
Ökostromförderbeitrag	42,51	57,05	52,72	66,90	49,16	46,72
Ökostrompauschale	11	11	33	33	33	28,4
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	0,4	0,4	0,25	0,59	0,64
Summe (ohne Umsatzsteuer) gerundet	54	68	86	100	83	76
Summe (inkl. 20 % Umsatzsteuer) gerundet	65	82	103	120	99	91

kWh = Kilowattstunden

Quelle: E-Control, Ökostrombericht 2018; Darstellung: RH

Darüber hinaus tragen die Endverbraucher über die Netzentgelte weitere Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energie, etwa für erforderliche Anpassungen im Bereich der Stromnetze sowie für das Management von Netzengpässen (siehe [TZ 43](#)).

(6) Vor der Erlassung der Verordnungen über den Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und die Einspeisetarife war dem Energiebeirat¹³ Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Dieser war zur Beratung der Bundesministerin bzw. des Bundesministers in allgemeinen Energiebelangen wie erneuerbare Energien und Angelegenheiten der Förderpolitik berufen. Im Beirat vertreten waren u.a. Ministerien, Länder, Sozialpartner und Auskunftspersonen der OeMAG und der E-Control.

Die Größe des Gremiums und die knapp bemessene Zeit zur Begutachtung der Verordnungen gab den Beiratsmitgliedern, u.a. jenen, welche die Interessen der zahlenden Endverbraucher zu vertreten hatten, de facto wenig Kontrollmöglichkeit und Gestaltungseinfluss. Aus Sicht der Sozialpartner trugen Haushalte und Kleingewerbe (Netzebene 7) sowie mittleres Gewerbe und Industrie (Netzebenen 5, 6 und 7) im Verhältnis zum Stromverbrauch jeweils überproportional zur Aufbringung der Fördermittel bei.

¹³ Gemäß § 20 Energie-Control-Gesetz, BGBl. I 110/2010, war beim Ministerium ein Energiebeirat einzurichten, der die früheren Beiräte für Strom, Gas und Investitionszuschüsse ablöste.

- 7.2 (1) Der RH hielt fest, dass geförderte Einspeisetarife den Betreibern von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen für 13 Jahre einen fixen Preis je Kilowattstunde sicherten. Sie hatten zudem Anspruch auf Vertragsabschluss und Abnahme des Ökostroms, auf Netzanschluss und Netzzugang sowie einen Einspeisevorrang bei knappen Leitungskapazitäten.

Nach Ansicht des RH garantierten die Rahmenbedingungen den Erzeugern bzw. Investoren – wie gesetzlich gefordert – ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Das vom Markt weitgehend entkoppelte Fördersystem bot jedoch wenig Anreize für ein marktorientiertes sowie system- und netzdienliches Verhalten.

Der RH hielt fest, dass die Endkunden neben den Ökostromkosten auch die im Bereich der Netze anfallenden Kosten zur Erhaltung der Netz- und Systemstabilität zu tragen hatten. Er beurteilte das Fehlen einer integrierten Sicht von Ökostromausbau einerseits und Gewährleistung der Systemstabilität andererseits kritisch und verwies auf TZ 35 ff. und TZ 43 f.

- (2) Die Ökostromförderung wird nicht aus öffentlichen Budgets finanziert und ist daher nicht Gegenstand der parlamentarischen Budgetberatungen. Der RH wies auf diesen Umstand besonders hin, weil im Zeitraum 2013 bis 2017 für Ökostrom ein Vergütungsvolumen von insgesamt 4,671 Mrd. EUR anfiel. Davon stammten 3,567 Mrd. EUR (rd. 76 %) aus Fördermitteln, die von den Endverbrauchern mit den Netzentgelten eingehoben wurden. Der Höchstwert von fast 1 Mrd. EUR an Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag im Jahr 2016 bedeutete je Musterhaushalt und Jahr einen Beitrag von rd. 120 EUR.

Die Endverbraucher konnten ihre Interessen als Zahlergemeinschaft vor der Erlassung von Verordnungen im Rahmen des Energiebeirats sowie in Begutachtungsverfahren einbringen. Aus Sicht des RH waren ihre institutionellen Kontroll- und Einflussmöglichkeiten in Anbetracht der Komplexität der Materie vergleichsweise gering und die Stellungnahmefristen in der Regel zu kurz.

Der RH verwies auf seine Ausführungen und Empfehlung in TZ 26 zur Vertretung des Bundes bzw. der Endkunden im Aufsichtsrat der OeMAG sowie in TZ 40 zur Schaffung von Transparenz über die direkten und indirekten Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energie und deren Finanzierung.

Gutachten gemäß Ökostromgesetz 2012

Allgemeines zur Prüfung der Angemessenheit der Kosten und Aufwendungen

- 8.1 (1) Das Ministerium beauftragte jährlich mehrere Gutachten. Diese stellten einerseits Teile der Aufwendungen der OeMAG sowie die angemessene Eigenkapitalverzinsung jeweils für das Vorjahr fest. Die Gutachten wurden jährlich im Frühjahr vorgelegt (in der folgenden Tabelle die Nr. 1 bis Nr. 3). Zum anderen ermittelten Gutachter bzw. Sachverständige jeweils für das Folgejahr die Höhe der geförderten Einspeisetarife und den aufzubringenden Ökostromförderbeitrag (Nr. 4 bis Nr. 6). Diese Gutachten lagen jeweils im Herbst vor:

Tabelle 9: Überblick über Gutachten gemäß Ökostromgesetz 2012

Gutachten	Bezeichnung der Gutachten	Zweck	Prüfer bzw. Gutachter	ÖSG 2012 Rechtsgrundlage
Nr. 1 <u>TZ 12</u>	Feststellung der angemessenen Eigenkapitalverzinsung der OeMAG für das abgelaufene Geschäftsjahr	Ermittlung des Jahresüberschusses des Geschäftsbereichs Tarifförderung für den Jahresabschluss der OeMAG	Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatungsgesellschaft A	§ 42 Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 3
Nr. 2 <u>TZ 13 f.</u>	Prüfung der Rechtmäßigkeit und Zweckmäßigkeit der Abwicklung der Investitionsförderungen	Bestätigung des von der OeMAG verrechneten Entgelts für die Abwicklung der Investitionsförderungen im Vorjahr	Wirtschaftsprüfer B	§§ 24, 27; § 29 Abs. 7
Nr. 3	Gutachten zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen	Gesetzlich vorgesehene Veröffentlichung der anteiligen Zuordnung von Aufwendungen zu Technologien (u.a. zu Windkraft und Photovoltaik)		§ 42 Abs. 4
Nr. 4 <u>TZ 9 f.</u>	Gutachten Einspeisetarife, Nachfolgetarife und Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien ¹	Ermittlung der Höhe der verschiedenen Einspeisetarife (u.a. für Windkraft und Photovoltaik) für die Einspeisetarifverordnung	Sachverständige der E-Control	§ 18 Abs. 6
Nr. 5	Gutachten zur Förderbeitragsverordnung (elektrizitäts- bzw. energiewirtschaftlicher Teil)	Prognose des Preis-/Mengengerüsts für das Folgejahr (Ökostrommengen, Ausgleichsenergie, Ökostrompauschale, Marktpreis); Grundlage für Gutachten Nr. 6		§ 44 Z 1 und 3 in Verbindung mit §§ 45 und 48
Nr. 6 <u>TZ 11</u>	Gutachten zur Bestimmung der Ökostromförderbeiträge	Ermittlung des Ökostromförderbeitrags im Folgejahr unter Berücksichtigung der Aufwendungen der OeMAG; Grundlage für das Budget der OeMAG	Wirtschaftsprüfungsgesellschaft C	

ÖSG = Ökostromgesetz

¹ Weiters erstellte die E-Control gemäß § 22 ÖSG 2012 Dokumentationen zum Betriebskostenzuschlag für flüssige Biomasse und Biogas.

Quelle: ÖSG 2012; Darstellung: RH

(2) Die jährlichen Gutachten beurteilten finanzielle Teilaspekte der OeMAG bzw. des Fördersystems in einem begrenzten Zeitraum. Dies ergab ein fragmentiertes Bild, das keine Steuerung im Hinblick auf die Zielvorgaben des ÖSG 2012 – effizienter Fördermitteleinsatz und kontinuierliche Steigerung der Ökostromerzeugung – erlaubte. Rollierende Hochrechnungen sowie ein Soll-Ist-Vergleich der Mengen- und Kostenentwicklung entlang des Zielpfads bis 2020 fehlten.

(3) Zu den in den Gutachten angewandten Methoden und Annahmen (etwa zum Risiko der OeMAG) sowie zur Beurteilung der im ÖSG 2012 geforderten Angemessenheit von Kosten und Aufwendungen bestanden keine näheren Festlegungen bzw. Kriterien des Ministeriums. Eine Qualitätssicherung oder eine Rotation der ab Gründung der OeMAG im Jahr 2006 beauftragten privaten Gutachter hatte das Ministerium – trotz Erhöhung des Fördervolumens von rd. 315 Mio. EUR (2007) auf 860 Mio. EUR (2017) – nicht in Betracht gezogen.

Die qualitativen Anforderungen des Ministeriums an die Gutachter sowie die Struktur, Inhalte und Formulierung der erstellten Gutachten änderten sich über die Jahre nur wenig. Die Gutachten trafen zudem Einschränkungen (Disclaimer) hinsichtlich ihres Prüfungsumfangs und der Aussagekraft.

(4) Keines der Gutachten sah eine (materielle) Prüfung der Angemessenheit der administrativen Ist-Aufwendungen der OeMAG (dem Grunde und der Höhe nach) vor und auch das Ministerium selbst führte keine derartigen Prüfungen durch. Nach Ansicht des Ministeriums gaben die Jahresabschlüsse der OeMAG und die Bestätigungsvermerke der Wirtschaftsprüfer jährlich Aufschluss über eine kostengünstige Aufgabenerfüllung.

8.2 Der RH hielt fest, dass die vom Ministerium jährlich beauftragten Gutachten die Grundlage für die finanziellen Entscheidungen im Rahmen der Ökostromförderung bildeten (bspw. die Höhe der Tarife für die Einspeisetarif-Verordnung oder die Höhe des Ökostromförderbeitrags). Er wies kritisch darauf hin, dass der Zeithorizont der Gutachten jeweils das Vorjahr bzw. das Folgejahr umfasste, jedoch keine Vorschau auf die mittel- und längerfristige Entwicklung der Aufwendungen bzw. Kosten der Ökostromförderung einschloss. Plan- und Hochrechnungen zur Überprüfung der jährlichen Mengen- und Kostenentwicklung entlang des Zielpfads bis zum Jahr 2020 fehlten.

Ferner bemängelte der RH, dass das Ministerium über mehr als zehn Jahre jeweils die gleichen Gutachter beauftragte, ohne eine Rotation in Betracht zu ziehen. Ebenso bemerkte er kritisch, dass das Ministerium keine periodische Qualitätssicherung der Gutachten veranlasste, vor allem hinsichtlich der Methoden und der Aussagekraft sowie der in einigen Gutachten enthaltenen Einschränkungen (Disclaimer).

Er empfahl dem Ministerium, die Anforderungen an die Gutachten zu definieren und die Annahmen sowie Methoden zu überprüfen. Im Hinblick auf die strategische Verantwortung des Ministeriums sollte eine integrierte Sicht – thematisch und zeitlich – auf den Ausbau der erneuerbaren Energie gestärkt werden.

Weiters empfahl der RH dem Ministerium, von der Beauftragung privater Gutachter über einen langen Zeitraum abzugehen und periodisch einen Wechsel der Gutachter vorzunehmen.

Der RH beanstandete ferner, dass das Ministerium keine Kriterien für die Beurteilung der Angemessenheit entwickelt hatte und hielt fest, dass der Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers zum Jahresabschluss zwar die Einhaltung der Grundsätze der ordnungsmäßigen Buchführung und der gesetzlichen Vorschriften umfasste, aber keinen Aufschluss über die Angemessenheit der Kosten und Aufwendungen gab (siehe § 269 Unternehmensgesetzbuch).

Der RH empfahl dem Ministerium, Kriterien für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Aufwendungen festzulegen und materielle Prüfungen der Ist-Kosten sicherzustellen.

- 8.3 (1) Das Ministerium stimmte dem RH in seiner Stellungnahme zu, dass die Wirtschaftsprüfungsgutachten sowie das Gutachten zur Bilanz der OeMAG bisher nicht in einem systemischen Kontext bewertet worden seien. Für das Ökostromförderbeitragsverfahren 2019/2020 sei daher eine Gesamtbewertung beauftragt worden. Im Speziellen würden die Kosten der Abwicklung der Investitionsförderung sowie die von der OeMAG beeinflussbaren Kostenpositionen für Ausgleichsenergie und administrative Aufwendungen einer nochmaligen Überprüfung unterzogen.

Das Ministerium vertrat die Ansicht, dass Gutachterwechsel in einer Phase der Systemtransformation nicht zielführend seien. Eine Rotation bei der gutachterlichen Bewertung der Einspeisetarife hätte zudem einer verfassungsgesetzlichen Änderung bedurft, weil die Zuständigkeit ex lege der E-Control zukomme. In Hinkunft solle für die Abwicklungsstelle jedoch der Bundes-Public Corporate Governance Kodex (**B-PCGK**) zur Anwendung kommen, der u.a. die Rotation von Prüfungsteams bzw. institutionell beauftragten Prüfungsorganen regle.¹⁴

¹⁴ Siehe Ministerratsvortrag zum Erneuerbaren Ausbau-Gesetz (BMNT-555.300/0079-VI/3/2018 – bzw. BKA 38/17) vom 5. Dezember 2018, Punkt „Institutionelle Fragen der Abwicklung und Statistik“: „In Zukunft wird, angesichts des umgewälzten Volumens an finanziellen Mitteln, der grundsätzlich für die Wahrnehmung von Anteilseigner- und Überwachungsfunktionen des Bundes eingerichtete B-PCGK für die Tätigkeit der mit der Abwicklung der Finanzierung des erneuerbaren Ausbaus beauftragten Stelle Anwendung finden.“

Aus Sicht des Ministeriums beziehe sich der RH auf das Verfahren zur Festlegung des jährlich anzupassenden Ökostromförderbeitrags bzw. auf die grundsätzliche Systematik der Mittelaufbringung. Wenngleich die bisherige Vorgehensweise den gesetzlichen Vorgaben entsprochen habe, werde die Struktur des maßgeblichen Gutachtens für das Ökostromförderbeitragsverfahren angepasst und die Transparenz bzw. Lesbarkeit aller Gutachten möglichst verbessert.

Zu dem kritischen Hinweis des RH betreffend die fehlende Vorschau auf die mittel- und langfristige Mengen- und Kostenentwicklung entlang des Zielpfads bis zum Jahr 2020 führte das Ministerium aus, dass die finanziellen Entscheidungen für das Folgejahr auf der einen Seite und die daraus resultierende Kostenentwicklung entlang des Zielpfads andererseits getrennt zu betrachten seien:

- Das Monitoring der Zielerreichung obliege – im Sinne von „Checks and Balances“ außerhalb des Systems der Ökostromförderung – der unabhängigen E-Control. Bei der periodenübergreifenden Planung (z.B. Zubau für Ausbauziele) und den gesetzlichen Monitoringverpflichtungen (siehe TZ 40) werde das Ministerium auch von anderen Institutionen wie etwa der Austrian Energy Agency (AEA) unterstützt.
- Der Schwerpunkt bei der möglichst exakten Planung der Mittelaufbringung liege auf der nächstfolgenden Periode. Gegenstand der jährlichen Gutachten sei, die Angemessenheit der Förderbeiträge des Vorjahres zu ermitteln, um den Ökostromförderbeitrag im Folgejahr neu festsetzen und nötigenfalls gegensteuern zu können. Die OeMAG versorge das Ministerium, die E-Control und andere Stellen laufend mit Statistiken sowie Auswertungen.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG habe das Ministerium im Zuge der Konzessionserteilung und zur Überprüfung der Einhaltung der Konzessionsauflagen ein Gutachten beauftragt, welches auch die materielle Angemessenheit der administrativen Aufwendungen der OeMAG eingehend überprüft habe. Demnach sei eine „kostengünstige Besorgung der Aufgaben einer Ökostromabwicklungsstelle gewährleistet“ gewesen. Auch die in der Folge beauftragten Gutachten (Nr. 6) des Ministeriums hätten keine Zweifel an der Angemessenheit der angesetzten Aufwendungen und Erträge aufgeworfen. Somit sei die materielle Angemessenheit der Kosten im Ausschreibungsprozess wie auch in den Folgejahren bestätigt worden. Zudem seien die Abwicklungskosten trotz der fünffach höheren Zahl abzuwickelnder Anlagen seither nur moderat gestiegen.

- 8.4 (1) Die vom Ministerium in Aussicht genommene Rotation bei den Gutachtern nahm der RH zur Kenntnis. Zudem erachtete er eine Gesamtbewertung der bisherigen Einzelgutachten als zweckmäßig. Da die Bundesministerin bzw. der Bundesminister gemäß § 18 Abs. 6 ÖSG 2012 zur Feststellung des für die Bestimmung der Preise und Vergütungen maßgeblichen Sachverhalts Sachverständige beiziehen kann, die dem

Ministerium sowie der E-Control zur Verfügung stehen, hätte ein Gutachterwechsel aus Sicht des RH schon bisher keine verfassungsgesetzliche Änderung erfordert.

Die institutionelle Trennung der Tarifentscheidungen für das Folgejahr und eines unabhängigen Monitorings erachtete der RH als zweckmäßig. Zur Unterstützung des Ministeriums bei der Entscheidungsfindung sollten jedoch auch Analysen und Szenarien zu den für das Folgejahr in Betracht kommenden Tarifoptionen vorliegen. Dies sollte eine Abwägung der anstehenden Optionen nach ihren Folgewirkungen erlauben, etwa der mittel- und langfristigen Entwicklung der Kosten und Mengen. Diese näherungsweise ex ante-Abschätzung könnte auch die Opportunitätskosten unterschiedlicher Tarifoptionen umfassen (siehe [TZ 10](#)). Der RH hielt seine Empfehlung daher aufrecht.

(2) Der RH erwiderte der OeMAG, dass die von ihr genannten Gutachten bei Konzessionserteilung (2006) und bei Überprüfung der Konzessionsauflagen (2007) auf einem Benchmarking und einer Plausibilisierung von Plandaten beruhten. Mangels direkt vergleichbarer Unternehmen wurde die OeMAG 2006 mit einem größeren, im Wettbewerb stehenden Energiehandelsbetrieb verglichen. Dieser hatte in Relation zum Umsatz höhere Verwaltungskosten als die OeMAG. Deshalb war laut Gutachter davon auszugehen, „dass die Verwaltungskosten der OeMAG in einem vertretbaren Ausmaß für 2007 geplant wurden und daher eine kostengünstige Besorgung der Aufgaben einer Ökostromabwicklungsstelle gewährleistet ist.“ Im Jahr 2007 beurteilte der Gutachter die Verwaltungskosten zwar als vertrags- und budgetkonform sowie formal (rechtlich) angemessen, jedoch regte er an, für eine materielle Plausibilisierung das Preis-Mengen-Gerüst vertiefend zu betrachten und einen detaillierten Einzelvergleich mit alternativer Leistungserbringung durchzuführen (siehe [TZ 32](#) zur Angemessenheit der Dienstleistungsverträge).

Auch die betriebswirtschaftlichen Gutachten zur Bestimmung der Ökostromförderbeiträge (Gutachten Nr. 6) umfassten bisher keine Prüfung der Ist-Kosten, sondern stützten sich auf die Budgetwerte der OeMAG (siehe [TZ 11](#)).

Einspeisetarife (Gutachten Nr. 4)

- 9.1 (1) Die Förderungen im Rahmen des ÖSG 2012 verschafften Ökostromerzeugern – etwa Betreibern von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen – aus öffentlichen Mitteln einen wirtschaftlichen Vorteil, vor allem weil ihnen fixe Einspeisetarife, die in der Regel deutlich über dem Marktpreis lagen, garantiert wurden. Im Verfahren zur beihilfenrechtlichen Genehmigung des ÖSG 2012 musste Österreich der Europäischen Kommission nachweisen, dass die Einspeisetarife keine Überkompensation bewirkten, sondern lediglich einen Ausgleich der Differenz zwischen den Produktionskosten für Ökostrom und dem Marktpreis für Strom darstellten. Die ab Mitte 2021 geltenden

neuen EU-Vorgaben sehen auch Ausschreibungsverfahren zur Vergabe von Förderungen für erneuerbare Energien vor.¹⁵

(2) Die Einspeisetarife waren in Cent pro kWh für jedes Jahr gesondert festzulegen.¹⁶ Um den dafür „maßgeblichen Sachverhalt“ festzustellen, beauftragte das Ministerium Sachverständige der E-Control zur Erstellung von Gutachten.¹⁷

Die Tariffestlegung hatte einen effizienten Mitteleinsatz und eine kontinuierliche Steigerung der Ökostromerzeugung zu gewährleisten¹⁸ und u.a. folgende Kriterien zu berücksichtigen:

- Orientierung der Tarife an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen (§ 20 Abs. 2 Z 2 ÖSG 2012),
- Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten (rationell geführtes Unternehmen) unter Berücksichtigung von Lebensdauer, Investitionskosten, Betriebskosten, angemessener Verzinsung des eingesetzten Kapitals und jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie (§ 20 Abs. 5 ÖSG 2012) und
- Orientierung der Förderungen an den effizientesten Standorten (§ 20 Abs. 2 Z 5 ÖSG 2012).

(3) Die Sachverständigen der E-Control ermittelten die Produktionskosten für Windkraft bzw. für Photovoltaik anhand einer Investitionsrechnung (Annuitätenmethode) für die gesetzliche Vertragslaufzeit von 13 Jahren. Diese berücksichtigte die längere Lebensdauer der Anlagen nicht.

Der im Zeitraum 2013 bis 2017 geltende kalkulatorische Zinssatz von 6 %¹⁹ berücksichtigte die Gewinnerwartung des Investors, eine Risikoprämie sowie eine Inflationsabgeltung. Die Höhe dieser Verzinsung blieb im Zeitraum 2013 bis 2017 – trotz des niedrigeren Zinsniveaus – unverändert.

Die Sachverständigen bezogen auch ältere, leistungsschwächere sowie aus dem Fördersystem bereits ausgeschiedene Anlagen, die in ihrer Herkunftsnachweisdatenbank (siehe [TZ 41](#)) erfasst waren, in die Tarifiermittlung ein. Für die Jahre 2018 und 2019 erhoben sie erstmals auch bei Anlagenbetreibern Daten zu Neuanlagen der Jahre 2015 bis 2017. Diese Möglichkeit bestand seit der ÖSG-Novelle 2017.

¹⁵ siehe Artikel 4 der EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

¹⁶ gemäß § 19 ÖSG 2012

¹⁷ gemäß § 18 Abs. 6 ÖSG 2012

¹⁸ gemäß § 20 Abs. 1 ÖSG 2012

¹⁹ Für die Regulierungsperiode 2019 bis 2023 der Netzbetreiber senkte die E-Control den Zinssatz dagegen von 6,42 % auf 4,88 %.

Weiters erhoben sie bei der OeMAG Daten zum Investitionszuschuss für Photovoltaik-Anlagen.

Die Degression der Produktionskosten fand in der Tariffestsetzung nur gedämpft und verzögert Niederschlag. Dies unter anderem, weil

- in der Tarifiermittlung das Gewicht vergangenheitsorientierter Faktoren überwog und
- die letztgültigen Tarife jeweils die Referenzwerte für die Gutachten der Folgejahre sowie für die Angebotspreise von Anlagenherstellern und Montagebetrieben bildeten.

Dazu kam, dass der Einspeisetarif mit dem ÖSG 2012 vom Datum des Vertragsabschlusses auf jenes der Antragstellung der Anlagenbetreiber umgestellt wurde. Bis zur Anlagenerrichtung konnten – etwa bei Windkraftanlagen, die auf Wartelisten gereiht waren – mehrere Jahre vergehen. Weitere Kostensenkungen bzw. der technische Fortschritt zwischen Antragstellung und Anlagenerrichtung blieben damit unberücksichtigt (siehe [TZ 21](#)).

Auch die regelmäßige Überzeichnung des jährlich jeweils verfügbaren Photovoltaik-Kontingents – im Jahr 2013 nahezu um das Siebenfache, im Jahr 2017 um das 1,6-Fache – sowie die Wartelisten bei Windkraft (siehe [TZ 16](#) f.) wurden für mögliche Tarifsenkungen nicht ausreichend berücksichtigt (siehe [TZ 10](#)).

(4) Einen wichtigen Faktor für die Berechnung der Einspeisetarife bildeten auch die Volllaststunden, welche die technische Effizienz der Anlage bzw. die Effizienz des Standorts anzeigten. Die Sachverständigen der E-Control ermittelten sie je Erzeugungstechnologie (z.B. Windkraft, Photovoltaik) anhand der Stromerzeugung je Anlage im Jahr vor dem Gutachten. Um die Tarife an den effizientesten Standorten zu orientieren, unterteilten sie die Anlagen nach deren Engpassleistung in je ein bestes, mittleres und schwächstes Drittel.

Die Volllaststunden stiegen demnach beim besten Drittel der Windkraftanlagen von 2016 auf 2017 – u.a. wegen guter Windverhältnisse – um rd. 18 %, beim besten Drittel der Photovoltaik-Anlagen sanken sie dagegen – u.a. wegen der zunehmenden Eigenversorgung – von 2014 auf 2017 kontinuierlich um insgesamt rd. 6 %:

Abbildung 3: Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nach Volllaststunden 2013 bis 2017



Quellen: E-Control, Ökostromberichte 2013–2017; Darstellung: RH

Zur Ermittlung der Windkraft-Tarife zog die E-Control in den Gutachten für die Jahre 2013 bis 2017 den Mittelwert des besten Drittels (2.400 Volllaststunden) als Referenzwert heran, bei Photovoltaik jenen des mittleren Drittels (1.000 Volllaststunden). Das Gutachten erläuterte diese unterschiedliche Vorgehensweise nicht.

(5) Methodische Begründungen für die Drittelung der Volllaststunden, für die zur Tarifberechnung maßgebliche Stundenanzahl sowie Angaben zur Gewichtung der Anlagen-Kohorten und zum relativen Anteil von älteren und jüngeren Anlagen fehlten in den Gutachten.

- 9.2 Der RH wies darauf hin, dass die Aufbereitung der maßgeblichen Sachverhalte für die durch Verordnung festzulegenden Einspeisetarife grundsätzlich schwierig war: Fördernehmer hatten im Rahmen einer administrativen Preisfestsetzung – anders als in wettbewerblichen Ausschreibungen – keine Veranlassung, Informationen zu ihrer Kostenposition bzw. Kosteneffizienz preiszugeben.²⁰ Der Fördergeber befand sich diesbezüglich stets im Nachteil.

Der RH kritisierte, dass bei der Ermittlung der Ökostrom-Einspeisetarife vergangenheitsorientierte Faktoren dominierten und die gesetzlich angestrebte Effizienz des Fördermitteleinsatzes nicht konsequent umgesetzt wurde. Mehrere Faktoren dämpften die Kostendegression und damit die mit dem ÖSG 2012 vorgegebene kontinuierliche Steigerung der Ökostromerzeugung. Der RH verwies auf

- die – trotz niedrigem Zinsniveau – im Zeitraum 2013 bis 2017 in den Tarifen berücksichtigte, unverändert hohe Verzinsung für die Investitionen der Anlagenbetreiber;
- die nicht konsequente Orientierung an den kosteneffizienten Anlagen sowie an den effizientesten Standorten und die relative Gewichtung verschiedener tarifrelevanter Faktoren (z.B. Volllaststunden, Alter und technischer Reifegrad von Anlagen);
- die Refinanzierung der Anlagen innerhalb von 13 Jahren und nicht – wie gesetzlich gefordert – über die Lebensdauer (20 bis 25 Jahre bei Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen);
- die regelmäßige Überzeichnung der Photovoltaik-Kontingente und die langen Wartelisten bei Windkraft, die ein Indiz dafür waren, dass Potenzial für Tarifsenkungen bestand;
- die Nichtberücksichtigung einer allfälligen Kostendegression zwischen dem Zeitpunkt der Kontrahierung und jenem der Errichtung bzw. Inbetriebnahme von Anlagen, die Mitnahmeeffekte für Anlagenbetreiber erlaubte (siehe TZ 17, TZ 21).

²⁰ zu den EU-weiten Erfahrungen mit Ausschreibungen: siehe E-Control, Ökostrombericht 2018, Seite 63 bis 67

Der RH bemerkte ferner, dass zu hohe Einspeisetarife die Kostendegression nicht zuletzt auch deshalb verlangsamten, weil sie Referenzwerte für nachfolgende Gutachten bildeten und weil auch Hersteller und Zulieferer sich mit ihren Angebotspreisen daran orientieren konnten.

Der RH empfahl dem Ministerium, sich bei der Festlegung der Einspeisetarife konsequenter als bisher an kosteneffizienten Anlagen und an den effizientesten Standorten zu orientieren, um einen effizienten Mitteleinsatz und eine kontinuierliche Steigerung der Erzeugung zu gewährleisten. Die Vergabe von Förderungen für erneuerbare Energie sollte daher auch im Weg von Ausschreibungen erfolgen.

Weiters empfahl er dem Ministerium, eindeutige und überprüfbare Methoden für Tarifgutachten festzulegen und periodisch zu evaluieren. Auch für Kostenerhebungen bei Anlagenbetreibern wären methodische Grundlagen festzulegen.

- 9.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums sei die geforderte „konsequente Orientierung an den kosteneffizienten Anlagen“ aufgrund vieler komplexer Einflussfaktoren in einer systemischen Perspektive schwer umsetzbar bzw. würde volkswirtschaftliche Aspekte oder Ziele konterkarieren. Nur an den besten Standorten errichtete Anlagen würden bspw. den Netzausbau verteuern und könnten auch die regionale Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Auf Aspekte der Systemverantwortung und der allgemeinen Effizienz sowie systemische Kosten sei daher ebenfalls Bedacht zu nehmen.

Auch sei das realisierbare Potenzial nur ein kleiner Teil der Schnittmenge aus technisch-ökologischem und technisch-ökonomischem Potenzial und unterliege zudem weiteren Restriktionen (z.B. Landschaftsästhetik, Akzeptanz der Bevölkerung vor Ort). Ferner bringe jede Verzögerung – von der Genehmigung bis zum Betrieb der Anlage – Unsicherheit und oft auch Kostenerhöhungen mit sich. Die vom Gesetzgeber geschaffene Investitions- und Planungssicherheit bilde eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung der Windkraft, die für die Erreichung der Energie- und Klimaziele wesentlich sei.

Zur Degression der Einspeisetarife seien folgende Maßnahmen getroffen worden:

- Abbau der Wartelisten mit Abschlag auf den beantragten Einspeisetarif;
- Weitergeltung der ausgelaufenen Ökostromverordnung mit Abschlag, falls keine neue Verordnung erlassen wird;
- Neuregelung degressiver Einspeisetarife bei Überbuchung vorhandener Kontingente.

Auf Grundlage des Erneuerbaren Ausbau-Gesetzes würden Tarifsystematiken in Hinkunft nur mehr eine untergeordnete Rolle spielen, weil die derzeitigen Tarifförderungen rasch auf ein marktkonformes und wettbewerbsfähiges Fördersystem mit Marktprämien und Investitionsförderungen und – wo sinnvoll – Ausschreibungsmodellen übergeleitet werden sollten. Bei einem solchen Fördersystem sollte das Vergütungsvolumen (und Unterstützungsvolumen) grundsätzlich weiter sinken.

- 9.4 Die in der Stellungnahme angekündigte Überleitung in ein marktkonformes und wettbewerbsfähiges Fördersystem im Wege des künftigen Erneuerbaren Ausbau-Gesetzes wird vom RH unterstützt.

Der RH wies jedoch neuerlich darauf hin, dass die nach dem ÖSG 2012 gebotene Orientierung an der Kosteneffizienz in der Praxis der Tariffestlegung bisher zu wenig berücksichtigt wurde, etwa bei der Lebensdauer der Anlagen, beim Zinsniveau und bei der Methodik der Tarifgutachten; zudem kam es auch zur Festlegung höherer Tarife als von den Gutachtern vorgeschlagen (siehe [TZ 10](#)). Dies verteuerte und verlangsamte den Ausbau, wie die mehrfach überzeichneten jährlichen Kontingente für Photovoltaik und die Wartelisten für Windkraft zeigen (siehe [TZ 16](#), Tabelle 20).

Effizienzkriterien werden nach Ansicht des RH auch künftig relevant sein, etwa für die Festsetzung künftiger Marktprämien, allfälliger Startpreise von Ausschreibungsmodellen oder von Tarifen für Anlagen unterhalb der Ausschreibungsschwelle. Der RH hielt daher seine Empfehlung sinngemäß aufrecht, „konsequenter als bisher“ auf Kosteneffizienz zu achten.

- 10.1 (1) Bei den Windkrafttarifen folgte das Ministerium – außer in den Jahren 2013, 2018 und 2019 – jeweils den Vorschlägen der Sachverständigen der E-Control; bei den Einspeisetarifen für Photovoltaik folgte es dagegen im Zeitraum 2013 bis 2019 nur in einem Jahr den Gutachten der Sachverständigen der E-Control:

Tabelle 10: Vorgeschlagene und verordnete Einspeisetarife

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Windkraft, Cent pro Kilowattstunde							
Gutachten E-Control	8,54 – 9,49	9,36	9,26	9,04	8,95	8,79	8,70
Verordnung Ministerium	9,45	9,36	9,26	9,04	8,95	8,20	8,12
Differenz	0,43 ¹	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,59	-0,58
Photovoltaik, gebäudeintegriert, Cent pro Kilowattstunde							
Gutachten E-Control	17,50	9,65 – 13,30	9,71	8,24	– ²	6,91	5,14
Verordnung Ministerium	18,12	12,50	11,50	8,24	7,91	7,91	7,67
Differenz	0,62	1,03 ¹	1,79	0,00	–	1,00	2,53

¹ zum Mittelwert der Bandbreite

² Zum Zeitpunkt der Tarifiermittlung für 2016 und 2017 konnten die Gutachter die Kostendegression bei Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2017 noch nicht abschätzen und erstellten keinen Vorschlag.

Quellen: E-Control; Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen 2012 bis 2018; Darstellung: RH

Die vom Ministerium verordneten Photovoltaik-Einspeisetarife lagen zum Teil deutlich über den vorgeschlagenen: 2015 um 18 %, 2018 um 14,5 % und 2019 um 49 %; dies, obwohl schon die Sachverständigen für die Tarifiermittlung nicht das beste, sondern nur das mittlere Drittel der Photovoltaik-Anlagen herangezogen hatten.

Die Entscheidungsfindung im Ministerium und die Erwägungen, die den damaligen Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft²¹ veranlassten, höhere Einspeisetarife zu verordnen als von den Sachverständigen ermittelt, der damit verbundene Verzicht auf potenzielle Ausbaumengen sowie die finanziellen Folgen (Opportunitätskosten) dieses Verzichts waren in den Akten des Ministeriums der Jahre 2013 bis 2015 nicht dokumentiert.

²¹ Dr. Reinhold Mitterlehner

(2) Zum Abbau der Wartelisten bei Windkraft (siehe [TZ 16](#), Tabelle 22) stellte das ÖSG 2012²² Sondermittel in Höhe von 80 Mio. EUR „für die sofortige Kontrahierung“ zur Verfügung. Anlagen, die für einen Vertragsabschluss im Jahr 2012 oder 2013 gereiht waren, erhielten einen Tarif von 9,70 Cent/kWh. Die für das Jahr 2014 oder später gereihten Anlagen erhielten 9,50 Cent/kWh. Die ÖSG–Novelle 2017²³ stellte weitere 45 Mio. EUR zur Verfügung.

Die Vergabe der Sondermittel erfolgte ohne Abschlag auf die bei Antragstellung geltenden Tarife. Die Wartelisten–Tarife lagen im Durchschnitt um rd. 0,20 Cent/kWh (rd. 2 %) über den – für das reguläre Windkraft–Kontingent – verordneten Tarifen 2012 bis 2014 (siehe Tabelle 10). Anhand dieser Differenz ermittelte der RH für die Jahre 2012 bis 2014 näherungsweise die Anlagenkapazität und die Erzeugungsmenge, die bei einer Senkung der Wartelisten–Tarife auf das Niveau der regulären Windkraft–Tarife realisiert hätte werden können. Im Einzelnen bedeutete dies einen Verzicht

- auf zusätzliche Windkraft–Anlagen mit einer installierten Leistung von rd. 27 MW und
- auf eine zusätzliche Erzeugungsmenge von rd. 57 GWh jährlich.

Für die 13–jährige Vertragslaufzeit ergab dies Opportunitätskosten von rd. 38 Mio. EUR.

Anders als das ÖSG 2012, das für den Wartelistenabbau die jeweils zum Zeitpunkt der Antragstellung geltenden Tarife de facto fortschrieb, sah die ÖSG–Novelle 2017 Tarifabschläge von 7 % bis 12 % vor.

(3) Für den weiteren Ausbau der Photovoltaik stellte das ÖSG 2012 jährlich 8 Mio. EUR zur Verfügung (siehe [TZ 16](#)). Je höher die Einspeisetarife bzw. je geringer die Tarifdegression, desto geringer war der aus dem gegebenen Mittelvolumen finanzierbare Mengenausbau.

Wie eine näherungsweise Berechnung des RH ergab, verzichtete der damalige Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft im Jahr 2015 mit der Festlegung eines Photovoltaik–Einspeisetarifs, der um 18 % (1,79 Cent/kWh) über dem von den Sachverständigen ermittelten Tarif lag, auf 20 % der Ausbaumenge, die auf Basis des Tarifvorschlags der Sachverständigen möglich gewesen wäre.

²² gemäß § 23 Abs. 4 und § 56 Abs. 4 ÖSG 2012

²³ gemäß § 23a Abs. 1 und 2 sowie § 56 Abs. 5 ÖSG–Novelle 2017, BGBl. I 108/2017

Für die Jahre 2013 bis 2015 ermittelte der RH eine – infolge höherer Einspeisetarife als von den Sachverständigen vorgeschlagen – nicht realisierte Anlagenkapazität bei Photovoltaik von 33 MW mit Opportunitätskosten von rd. 47 Mio. EUR:

Tabelle 11: Opportunitätskosten nicht realisierter Photovoltaik-Anlagen 2013 bis 2015

	2013	2014	2015	Summe 2013 bis 2015
nicht realisierte Anlagenleistung in Megawatt ¹	2	10	20	33
nicht realisierte Erzeugungsmenge in Gigawattstunden	2	10	20	33
Opportunitätskosten in Mio. EUR, jährlich ¹	0,40	1,19	1,99	–
Opportunitätskosten in Mio. EUR, nominell über die 13-jährige Vertragslaufzeit	5,26	15,51	25,85	46,61

Rundungsdifferenzen möglich

¹ auf Basis der gutachterlich bestimmten (niedrigeren) Tarife unter sonst gleichen Bedingungen

Quellen: BMNT; E-Control; OeMAG; Berechnung: RH

Mit der nicht realisierten Anlagenkapazität von 33 MW wäre das Photovoltaik-Ausbauziel für das Jahr 2015 zu erreichen gewesen (siehe [TZ 4](#)).

(4) Das im Jahr 2017 vom Ministerium beauftragte Gutachten für Photovoltaik-Tarife für 2018 und 2019 sollte auch den Eigenversorgungsanteil berücksichtigen. „Aus Gründen der Gleichbehandlung zwischen den Technologien“ griff das Ministerium den Vorschlag des Gutachtens letztlich jedoch nicht auf und verzichtete auf eine Unterscheidung zwischen Voll- und Überschusseinspeiser. Daraus resultierten jedoch zu hohe Tarife für Überschusseinspeiser. Im Jahr 2017 entfielen 27 % aller Photovoltaik-Anlagen bzw. 20 % der Anlagenleistung (in MW) auf Überschusseinspeiser. Zur Höhe der Einspeisetarife und zur Eigenversorgung verwies der RH auch auf [TZ 19 f](#).

- 10.2 Der RH merkte kritisch an, dass das Ministerium bei den Einspeisetarifen für Photovoltaik in fünf der sieben Jahre (Zeitraum 2013 bis 2019) höhere Tarife verordnete als von den Sachverständigen der E-Control vorgeschlagen. Dies fiel umso mehr ins Gewicht, als schon die Sachverständigen sich bei der Tarifiermittlung nicht, wie gesetzlich vorgegeben, an den effizientesten Standorten orientiert hatten, sondern nur am mittleren Drittel. Dass Spielraum für weitere Senkungen der Tarife bestand, zeigte nach Ansicht des RH die hohe Nachfrage nach Fördertarifverträgen, die in den Jahren 2013 bis 2017 zur mehrfachen Überzeichnung der jährlichen Photovoltaik-Kontingente führte. Der RH sah auch in den Wartelisten für Windkraft ein Indiz für eine hohe Nachfrage.

Er wies kritisch darauf hin, dass in den Jahren 2013 bis 2015 rd. 33 MW an Photovoltaik-Anlagenleistungen aufgrund der jeweils über den Gutachten der Sachverständigen liegenden Einspeisetarife nicht realisiert wurden, wie eine näherungsweise Berechnung des RH ergab. Die Erzeugungsmenge, auf die das Ministerium damit verzichtete, entsprach über die 13-jährige Vertragslaufzeit einem Betrag (Opportunitätskosten) von näherungsweise rd. 47 Mio. EUR. Ebenso wurde beim Abbau der Warteliste für Windkraft aus Sondermitteln 2012 ein Potenzial von 27 MW nicht realisiert (mit Opportunitätskosten von rd. 38 Mio. EUR).

Nach Ansicht des RH entsprach das Ministerium daher nicht immer dem Ziel des effizienten Mitteleinsatzes²⁴ und der kontinuierlichen Steigerung der Produktion von Ökostrom²⁵. Vielmehr blieben die Zubaumengen etwa bei Photovoltaik durch zu großzügige Tariffestsetzungen unter dem möglichen Niveau, alleine im Jahr 2015 um rd. 20 %. Dies verringerte die Effizienz des Mitteleinsatzes und verteuerte den Ausbau für die Folgejahre.

Der RH verwies auf seine Empfehlung zur Fördereffizienz (siehe [TZ 9](#)).

Die in den Jahren 2013 bis 2015 fehlende Dokumentation der Erwägungsgründe für die Tarifentscheidungen des Ministeriums und deren Auswirkungen auf die Mengenausbauziele bzw. den Mittelbedarf bis zum Jahr 2020 kritisierte der RH als intransparent. Er rief in Erinnerung, dass Ökostromfördermittel öffentlichen Mitteln gleichzuhaltend sind, weshalb gebarungsrelevante Entscheidungen und die Anwendung der Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit nachvollziehbar zu dokumentieren sind.

Der RH empfahl dem Ministerium, die Entscheidungsgrundlagen für die Festlegung der Einspeisetarife nachvollziehbar zu dokumentieren und allfällige Abweichungen von den Tarifgutachten zu erläutern. Die mit verschiedenen Tariffhöhen jeweils realisierbaren Ausbau- und Erzeugungsmengen sowie die jeweiligen finanziellen Auswirkungen wären zu bewerten.

Weiters kritisierte er, dass das Ministerium bei den Photovoltaik-Einspeisetarifen für die Jahre 2018 und 2019 den Eigenversorgungsanteil nicht berücksichtigte. Damit setzte es zu hohe Tarife für Überschusseinspeiser – im Jahr 2017 waren dies 27 % aller Photovoltaik-Anlagen bzw. 20 % der Photovoltaik-Anlagenleistung – fest. Nach Ansicht des RH erforderte eine angemessene Vergütung für Volleinspeiser bzw. für Überschusseinspeiser differenzierte Tarife.

Der RH empfahl dem Ministerium, die Tarife nach Überschuss- bzw. Volleinspeisung zu differenzieren.

²⁴ gemäß § 4 Abs. 1 Z 3 und 4 ÖSG 2012

²⁵ gemäß § 20 Abs. 1 ÖSG 2012

Zur Erfassung des Eigenversorgungsanteils bei Photovoltaik-Anlagen verwies der RH auf seine Empfehlung in TZ 41.

- 10.3 (1) Das Ministerium stimmte in seiner Stellungnahme dem RH zu, dass es bei Festsetzung der Tariffhöhe den Gutachten nicht stets exakt gefolgt sei. Im Rahmen der Ökostromnovelle 2017 seien für Wind und für Photovoltaik höhere Abschläge (zwischen 8,5 % und 12,0 %, je nach Technologie und Kontrahierungszeitpunkt) angesetzt worden. Diese Vorschläge seien in die maßgeblichen Gremien (Energiebeirat) und Abstimmungsprozesse (Herstellung des Einvernehmens nach dem ÖSG 2012) eingeflossen.

Zur fehlenden Dokumentation merkte das Ministerium an, dass die Einspeisetarifverordnung in den Energiebeiratssitzungen anhand einer Präsentation diskutiert würden. So würden Diskussionspunkte – etwa Abweichungen zwischen den dem Beirat ebenfalls zugänglichen Gutachten und der Verordnung – seit 2017 noch deutlicher dargestellt.

Das Ministerium hielt weiters fest, dass der Eigenversorgungsanteil bereits mit der ÖSG-Novelle 2017 in der Kombinationsförderung von Photovoltaik-Anlagen (Tarif- und Investitionsförderung) als Reihungskriterium verankert worden sei. Zudem seien die vorgesehenen Mittel hier erstmals unter Berücksichtigung des Eigenversorgungsanteils kalkuliert worden, wodurch die Effizienz des Mitteleinsatzes gesteigert und mit gleichem Mitteleinsatz ein erhöhter Ausbau erreicht worden sei. Gemäß dem Ministerratsvortrag zum Erneuerbaren Ausbau-Gesetz vom 5. Dezember 2018 liege der Fokus der Förderung künftig auf der Erhöhung des Eigenversorgungsgrades.

Zudem konnte das Ministerium den vom RH näherungsweise berechneten Ausbauverzicht (Photovoltaik 33 MW, Windkraft 27 MW) sowie die daraus abgeleiteten Opportunitätskosten (Photovoltaik 47 Mio. EUR, Windkraft 38 Mio. EUR) nicht nachvollziehen.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG könne sie dem „theoretischen Denkansatz“ der Berechnung von Opportunitätskosten inhaltlich nicht folgen, weil es sich dabei um entgangene Erlöse aus nicht wahrgenommenen Möglichkeiten (Opportunitäten) handle. Durch die Kostenbeschränkung der jährlichen Kontingente könnten – unabhängig von der Tariffhöhe – keine zusätzlichen Mehrkosten für Endverbraucher entstehen. Es gebe auch keine entgangenen Erlöse.

(3) Laut Stellungnahme des Ministeriums und der OeMAG seien ihnen die Zahlen (Opportunitätskosten) in dieser Form nicht bekannt gewesen und die Kritikpunkte im Rahmen der Prüfung nicht diskutiert worden. Es sei daher keine gemeinsame Sicht der Sachverhalte entwickelt worden.

- 10.4 (1) Der RH erwiderte dem Ministerium, dass die ÖSG–Novelle 2017 für Photovoltaik keine Abschlüge vorsieht. Vielmehr verordnete das Ministerium für die Jahre 2018 und 2019 um 1,00 bzw. 2,53 Cent/kWh höhere Tarife als in den Gutachten empfohlen.

Die Verbesserungen im Verfahren ab 2017 (Ökostrom–Einspeisetarifverordnung 2018) beurteilte der RH positiv. Seine Feststellungen zur fehlenden Dokumentation der Erwägungsgründe für Tarifentscheidungen betrafen die Jahre 2013 bis 2015.

Zu den Ausführungen des Ministeriums zum Eigenversorgungsanteil stellte der RH klar, dass er ausschließlich dessen Nichtberücksichtigung im Rahmen der Tariffestsetzung bemängelt hatte. Nachdem das Förderregime künftig auf die Erhöhung des Eigenversorgungsgrads abzielt, hielt der RH seine Empfehlung aufrecht, die Tarife nach Überschuss– bzw. Volleinspeisung zu differenzieren.

Zur näherungsweisen Berechnung von Opportunitätskosten ermittelte der RH die Differenz zwischen den verordneten (höheren) und den gutachterlich bestimmten (niedrigeren) Tarifen. Anhand der Regelungen des § 23 Abs. 5 ÖSG 2012 berechnete er sodann das – im Rahmen des limitierten jährlichen Kontingents – nicht realisierte Ausbaupotenzial. Schließlich berechnete er die nicht realisierte Erzeugungsmenge über eine 13–jährige Förderlaufzeit und multiplizierte diese mit den gutachterlich bestimmten (niedrigeren) Tarifen.

Nach dem gleichen „Denkansatz“ hatte das Ministerium seinerseits ein zusätzliches Ausbaupotenzial von 6,5 Mio. EUR ermittelt. Diese waren durch Tarifabschlüge beim Abbau der Warteliste für Windkraftprojekte 2018 frei geworden (siehe Stellungnahme zu [TZ 16](#)). Der RH verwies dazu auch auf den kurzen Zeithorizont der Gutachten, der keine näherungsweise Abschätzung der längerfristigen Mengen– und Kostenentwicklung von Tarifentscheidungen erlaubte (siehe [TZ 8](#)).

(2) Der RH entgegnete der OeMAG, dass Opportunitätskosten sowohl für entgangene Erlöse als auch für einen entgangenen Nutzen – wenn eine Möglichkeit bzw. Handlungsalternative (Opportunität) nicht wahrgenommen wird – ermittelt werden können. Der RH bewertete den durch höhere Einspeisetarife entgangenen Nutzen des limitierten jährlichen Kontingents. Werden die limitierten Kontingente an Fördermitteln nicht effizient genutzt, so verteuert dies die Erreichung der Ausbauziele und verursacht Mehrkosten für die Endverbraucher.

Der RH hielt zudem fest, dass er die näherungsweise ermittelten Werte in mehreren Besprechungen und in den Schlussbesprechungen im Sinne des Parteienghört vorgestellt hatte.

Bestimmung des Ökostromförderbeitrags (Gutachten Nr. 6)

- 11.1 (1) Die Höhe des Ökostromförderbeitrags²⁶ war auf Grundlage von Prognosen so festzulegen, dass sämtliche Mehraufwendungen der OeMAG²⁷ – unter Berücksichtigung der Einnahmen aus der Ökostrompauschale²⁸ – gedeckt waren. Das Ministerium beauftragte dazu jährlich Sachverständige der E-Control mit einem elektrizitäts- und energiewirtschaftlichen Gutachten (Gutachten Nr. 5) sowie eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft mit einem betriebswirtschaftlichen Gutachten (Gutachten Nr. 6).

Die Bestimmung der jeweils im Folgejahr erforderlichen Ökostromförderbeiträge hatte zu berücksichtigen:

- die Mengen- und Preisprognose (z.B. Ökostrommengen, Ausgleichsenergie, Marktpreise) des elektrizitäts- und energiewirtschaftlichen Gutachtens Nr. 5,
- die Aufwendungen der OeMAG (Einspeisevergütungen, administrative und finanzielle Aufwendungen, Aufwendungen für Ausgleichsenergie, bestimmte Zuschläge sowie Technologiefördermittel der Länder) abzüglich ihrer Erlöse (aus dem Verkauf von Ökostrom und Herkunftsnachweisen sowie aus der Ökostrompauschale) sowie
- die Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Von ihren gesamten Aufwendungen konnte die OeMAG de facto ihren administrativen Aufwand sowie die Aufwendungen für Ausgleichsenergie tatsächlich beeinflussen (siehe TZ 15 und TZ 34 ff.).

(2) Eine materielle Prüfung der Angemessenheit der administrativen Aufwendungen (dem Grunde und der Höhe nach) sah der vom Ministerium erteilte Auftragsumfang für das betriebswirtschaftliche Gutachten nicht vor. Das Gutachten enthielt regelmäßig den Hinweis (Disclaimer), der Bundesminister habe „im Rahmen seiner Aufsichtsfunktion“ die Aufwendungen der OeMAG, u.a. die administrativen Aufwendungen, zu prüfen.

(3) Laut dem betriebswirtschaftlichen Gutachten (Nr. 6) lagen die für das Jahr 2015 budgetierten administrativen Aufwendungen der OeMAG (8,50 Mio. EUR) um rd. 2 Mio. EUR (rd. 30 %) über dem indexierten Vergleichswert aus dem Jahr 2007 (6,54 Mio. EUR). Die OeMAG begründete diesen Anstieg mit neuen gesetzlichen Verpflichtungen, mit der seit 2007 gestiegenen Zahl an Förderfällen und entsprechend höheren IT- und Personalkosten. „Aufgrund der Aktualität“ übernahm das

²⁶ siehe § 48 Abs. 1 ÖSG 2012; der Ökostromförderbeitrag belief sich von 2013 bis 2017 im Durchschnitt auf rd. 530 Mio. EUR jährlich (siehe TZ 13).

²⁷ gemäß § 42 ÖSG 2012, insbesondere die Aufwendungen für die Kontrahierung von Ökostrom abzüglich der Erlöse aus dem Verkauf von Ökostrom, die administrativen und finanziellen Aufwendungen der OeMAG sowie die Aufwendungen für Ausgleichsenergie (siehe TZ 34)

²⁸ gemäß § 45 bis § 47 ÖSG 2012

betriebswirtschaftliche Gutachten (Nr. 6) die Budgetwerte der OeMAG in Höhe von 8,50 Mio. EUR und verzichtete in den Folgejahren auf Indexierungen bzw. Plausibilisierungen.

(4) Auch die Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie, die von rd. 29 Mio. EUR im Jahr 2012 um nahezu 200 % auf 85 Mio. EUR im Jahr 2015 stiegen (siehe [TZ 35 ff.](#)), wurden auf Basis des energiewirtschaftlichen Gutachtens der Sachverständigen der E-Control in das Budget der OeMAG sowie in das betriebswirtschaftliche Gutachten übernommen. Das Ministerium drängte zwar auf Maßnahmen zur Minimierung dieser Aufwendungen, veranlasste jedoch keine Prüfung.

- 11.2 Der RH kritisierte, dass das Ministerium in seiner Aufsichtsfunktion keine materielle Prüfung der von der OeMAG beeinflussbaren administrativen Kosten bzw. Aufwendungen sowie der Aufwendungen für Ausgleichsenergie veranlasste. Daher hatte es keine Gewähr, dass die Besorgung der Aufgaben, wie in der Konzessionsausschreibung gefordert, kostengünstig erfolgte.

Zur Entwicklung der administrativen Aufwendungen verwies der RH auf seine Feststellungen zur Höhe der Vorstandsbezüge und zur Erhöhung der variablen Bezugsanteile (siehe [TZ 30 f.](#)), zu den für das öffentliche Interesse nachteiligen Zusatzvereinbarungen (Sideletter) zu Dienstleistungsverträgen (siehe [TZ 32](#)), zum Anstieg des Personalkostensatzes im Dienstleistungsvertrag vom Juni 2014 um 35,4 % (siehe [TZ 33](#)) und zum Anstieg des Infrastrukturaufwands pro Vollzeitäquivalent (Miete und Arbeitsplatzausstattung) von 2013 bis 2017 auf mehr als das Doppelte (siehe [TZ 15](#)). Ferner verwies er auf seine Ausführungen zum Anstieg der Aufwendungen für Ausgleichsenergie um nahezu 200 % im Zeitraum 2012 bis 2015 (siehe [TZ 35](#)). Hinsichtlich der nach Ansicht des RH zu hohen Jahresüberschüsse der OeMAG verwies er auf seine Ausführungen in [TZ 12 ff.](#)

Aus Sicht des RH beantwortete weder das betriebswirtschaftliche Gutachten zur Bestimmung der Ökostromförderbeiträge (Gutachten Nr. 6) noch der Bericht des Wirtschaftsprüfers (Gutachten Nr. 2) die Frage der Kostenangemessenheit der von der OeMAG beeinflussbaren Aufwendungen. Die jeweiligen Aussagen beschränkten sich auf die Plausibilität, auf die Vertrags- und Budgetkonformität der Aufwendungen sowie auf ihre Angemessenheit aus formaler Sicht.

Der RH empfahl dem Ministerium, die von der OeMAG beeinflussbaren Aufwendungen dem Grunde und der Höhe nach periodisch auf ihre Angemessenheit zu überprüfen.

- 11.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums werde im Ökostromförderbeitragsverfahren 2019/2020 ein weiteres Gutachten beauftragt (siehe **TZ 8**). Dieses werde besonderes Augenmerk auf die von der OeMAG beeinflussbaren Kosten und deren zukünftige Überprüfung legen, um daraus Maßnahmen ableiten zu können und die Transparenz mit Bezug auf die beeinflussbaren Kosten zu stärken.
- 11.4 Der RH erachtete die in Aussicht genommene Vorgangsweise als zweckmäßig. Damit werden die in der Abwicklung von der OeMAG beeinflussbaren Kostenpositionen erst nach einer Überprüfung anerkannt und nicht mehr aufgrund des Budgetentwurfs der Abwicklungsstelle.

Jahresüberschuss des Geschäftsbereichs Tarifförderung und Verzinsung des Eigenkapitals (Gutachten Nr. 1)

- 12.1 (1) Der OeMAG stand eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals (Eigenkapitalrendite) zu. Laut dem Folgegutachten nach Konzessionserteilung (Juli 2007) sollte das gesetzlich vorgegebene Anfangskapital der OeMAG „angemessen (d.h. nicht optimal oder bestmöglich) verzinst sein“.

Die Verzinsung stellte gleichzeitig den Jahresüberschuss des Geschäftsbereichs Tarifförderung dar und belief sich in den Jahren 2013 bis 2017 auf insgesamt 1,56 Mio. EUR; die Bandbreite lag zwischen 272.500 EUR (2016) und 370.500 EUR (2013).

(2) Der Konzessionsbescheid vom 25. September 2006 sah eine jährliche Prüfung der Angemessenheit der Eigenkapitalrendite vor. Zu diesem Zweck beauftragte das Ministerium jeweils eine Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatergesellschaft (Gutachten Nr. 1). Die Ermittlung erfolgte zum Bilanzstichtag für das vergangene Wirtschaftsjahr und ging von einer risikobehafteten Anlage eines diversifizierten Kapitalgebers aus. Auf Basis dieser grundlegenden Annahme ermittelte der Gutachter die angemessene Eigenkapitalrendite²⁹, wobei insbesondere die folgenden Parameter einfließen:

- die Rendite der risikolosen Kapitalanlage,³⁰
- die Marktrisikoprämie,³¹
- der Verschuldungsgrad³² sowie
- der Beta-Faktor.³³

²⁹ anhand der „weighted average cost of capital“-Methode (WACC, gewogener Kapitalkostensatz)

³⁰ ermittelt auf Basis der durchschnittlichen Rendite (Jänner bis Dezember) der Spot Rate einer deutschen Bundesanleihe

³¹ ermittelt auf Basis der Empfehlungen des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer

³² Im Zeitraum 2013 bis 2017 errechnete der Gutachter regelmäßig einen Verschuldungsgrad mit dem Wert Null.

³³ auf Basis der Veröffentlichung eines anerkannten Experten für den Sektor „Power“, welche u.a. die VERBUND AG und die EVN AG berücksichtigt; der Beta-Faktor bildet das systematische Risiko der Anlageform im Vergleich zum Markt ab.

(3) Im Jahr 2015 nahm die E-Control auf Ersuchen des Ministeriums Stellung zur Eigenkapitalrendite für das Jahr 2014. Sie beurteilte das im Gutachten angenommene Marktrisiko des Sektors „Power“ (Beta-Faktor von 0,61)³⁴ als ungeeignet für die OeMAG und erachtete deren Risiko als Abwicklungsstelle für Ökostrom als nicht höher als jenes von Netzbetreibern (Beta-Faktor von 0,325), die ebenfalls nicht im Wettbewerb stehen. Auch der im Gutachten angenommene risikolose Zins (2,2 %) und die Marktrisikoprämie (7 %) erschienen der E-Control zu hoch. Das Ministerium akzeptierte das Gutachten zur Feststellung der angemessenen Eigenkapitalrendite dennoch und holte in den Folgejahren keine weiteren Expertisen zu diesem Thema ein.

(4) Die OeMAG identifizierte in ihrem Risikomanagement folgende finanzielle Risikobereiche, wobei sie die Risikoeintrittswahrscheinlichkeit überwiegend als eher gering einschätzte:³⁵

- Bonität der Stromhändler, Zahlungsausfälle von Stromhändlern: Die Stromhändler hatten laut OeMAG die eingeforderten Sicherheiten seit dem Jahr 2008 vollständig hinterlegt.
- Intraday-Vermarktung zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten: Laut OeMAG wurden zur Begrenzung des Handelsrisikos in einem Rulebook Handels- bzw. Vermarktungsregeln (Kauf- und Verkaufsstrategie) sowie Preis- und Mengenlimits festgelegt.
- Zinsänderungs- und Bonitätsrisiko bei Veranlagungen: Wegen der kurzen Laufzeit bestanden laut OeMAG keine wirtschaftlich bedeutsamen Zinsänderungsrisiken, ebenso war das Bonitätsrisiko von untergeordneter Bedeutung.
- Ein Klagsrisiko bestand laut OeMAG aufgrund von legistischen Unschärfen, vor allem aufgrund unterschiedlicher Rechtsansichten hinsichtlich der Tarifeinstufung.

(5) Die OeMAG hatte einen gesetzlichen Anspruch auf Ersatz der nicht durch Einnahmen gedeckten Mehraufwendungen³⁶, sodass insolvenzauslösende Tatbestände wie buchmäßige Überschuldung oder Zahlungsunfähigkeit nicht eintreten und die oben genannten Risiken für die OeMAG de facto keine Ergebniswirksamkeit haben konnten. Da es sich um eine einmalige Kapitaleinlage und kein laufendes finanzielles Engagement – wie etwa bei regulierten Netzbetreibern, welche laufend investieren – handelte, war weder das Kapital in seiner Höhe gefährdet, noch konnten unternehmerische Entscheidungen der OeMAG die Rendite der Kapitalgeber schmälern. Ein finanzielles bzw. unternehmerisches Risiko bestand somit weder für die OeMAG selbst noch für ihre Kapitalgeber (siehe auch TZ 7 und TZ 15).

³⁴ Die risikolose Kapitalanlage besitzt ein Beta von 0, das Marktportfolio dagegen ein Beta von 1, das entspricht dem Preisschwankungsrisiko des Gesamtmarkts. Bei einem Beta von 0,6 ist das Preisschwankungsrisiko des Finanztitels um 40 % kleiner als das des Gesamtmarkts, bei einem Beta von 1,2 dagegen um 20 % größer.

³⁵ siehe Geschäftsberichte der OeMAG 2013 bis 2017

³⁶ gemäß § 42 Abs. 2 ÖSG 2012

(6) Der RH verglich am Beispiel der Weighted Average Cost of Capital (**WACC**)–Methode die Ergebnisse des Gutachtens Nr. 1 (Annahme einer risikobehafteten Anlage mit einem Beta–Faktor größer Null) mit den Ergebnissen für eine risikolose Anlage (Beta–Faktor von Null).

Tabelle 12: Eigenkapitalrendite der OeMAG – Vergleichsrechnung zu Gutachten Nr. 1

	Gutachten Nr. 1	RH–Berechnung
	Geschäftsjahr 2014 (exemplarisch) ¹	
Grundkapital und Kapitalrücklage in EUR	5.000.000	5.000.000
risikoloser Zins in %	2,20	2,20
Marktrisikoprämie in %	7,00	7,00
Risikoprofil (Beta–Faktor unverschuldet)	0,61 ² „Power“	0,00 kein Risiko
Eigenkapitalverzinsung in % ³	6,47	2,20
Verzinsung des Eigenkapitals in EUR	323.500	110.000
Differenz zu Gutachten Nr. 1 in EUR	–	-213.500
	Zeitraum 2013 bis 2017	
durchschnittliche jährliche Differenz zu Gutachten Nr. 1 in EUR ¹	–	-221.252
Gesamtdifferenz zu Gutachten Nr. 1 in EUR	–	-1.106.260

¹ Werte gerundet

² Prof. Damodaran (Stand Dezember des jeweiligen Jahres), <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

³ Eigenkapitalverzinsung = Risikoloser Zins + Marktrisikoprämie x Beta–Faktor

Quelle: BMNT; Berechnung: RH

12.2 Der RH wies kritisch darauf hin, dass sich die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung der OeMAG am Risikoprofil von im Wettbewerb stehenden, börsennotierten Energieversorgungsunternehmen orientierte. Aus Sicht des RH bestand jedoch für die OeMAG, die vor allem Abwicklungsaufgaben in einem Fördersystem wahrzunehmen hatte – mit gesetzlichem Anspruch auf Abgeltung ihrer Mehraufwendungen – kein finanzielles bzw. unternehmerisches Risiko. Auch die OeMAG selbst hatte in ihrem Risikomanagement keine wirtschaftlich bedeutenden Risiken identifiziert. Bei der Kapitaleinlage der Eigentümer handelte es sich um ein einmaliges finanzielles Engagement. Die vom RH am Beispiel der WACC–Methode ermittelte Verzinsung einer risikolosen Veranlagung hätte für den Zeitraum 2013 bis 2017 in Summe eine um 1,11 Mio. EUR (rd. 71 %) niedrigere Eigenkapitalverzinsung ergeben als die vom Ministerium in diesen Jahren beauftragten Gutachten.

Er kritisierte, dass das Ministerium eine diesbezügliche Stellungnahme der E–Control aus dem Jahr 2015 (für das Geschäftsjahr 2014) nicht zum Anlass nahm, die Risikoannahmen des Gutachters zu hinterfragen und die Kriterien, Parameter und Methoden für die Ermittlung der angemessenen Eigenkapitalverzinsung zu klären.

Der RH empfahl dem Ministerium, die Methodik zur Feststellung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung zu überprüfen und insbesondere die Kriterien der Angemessenheit näher zu bestimmen. Die Berechnungsmethode sollte dem geringen Risiko der Abwicklungsstelle und dem finanziellen Engagement der Kapitalgeber (einmalige Einlage bei Gesellschaftsgründung) entsprechen.

12.3 (1) Das Ministerium führte in seiner Stellungnahme aus, dass im Jahr 2019 ein weiterer Gutachter beauftragt worden sei, um bei der fachlichen Bewertung im bisherigen historisch gewählten System zu verbleiben. Der Co-Gutachter sei auf Empfehlung des Erstgutachters beigezogen worden, um das bisherige Gutachten zu evaluieren bzw. im Wirkungsbereich der OeMAG auf Basis der Kritik des RH zu reflektieren. Das Gutachten des Erstgutachters liege seit April 2019 vor und stelle einen Rückgang der anzulegenden Eigenkapitalverzinsung von 6,21 % auf 4,46 % fest. Diese Reduktion sei vor allem eine Folge der Neubewertung bzw. Festlegung der Peer Group der OeMAG durch die Gutachter.

(2) Die OeMAG wies hingegen in ihrer Stellungnahme die Kritik des RH zurück. Da der Gesetzgeber für die Ökostromabwicklung ein Eigenkapital von beachtlicher Höhe zur Risikoabfederung vorgeschrieben habe, widerspreche es den gesetzlichen Grundlagen, das Eigenkapitalgeberrisiko für das der OeMAG vorgeschriebene Eigenkapital pauschal mit Null anzusetzen. Die Ansicht des RH, dass kein finanzielles oder unternehmerisches Risiko bestehe, wies die OeMAG als pauschalierend zurück. In der Praxis würde das Risiko der OeMAG weder von Banken noch von Versicherungen, mit denen die OeMAG in laufender Geschäftsbeziehung stehe, mit null angesetzt. Die OeMAG habe operative Risiken, Haftungsrisiken oder bspw. das Risiko der Konzessionsrücknahme.

Fremdkapitalkosten seien üblicherweise niedriger als Eigenkapitalkosten, da Fremdkapital stets höhere Priorität habe als Eigenkapital (z.B. bei Insolvenz). Gemäß herrschender Lehre entsprächen Fremdkapitalkosten der unteren Grenze für Eigenkapitalkosten. Eine Eigenkapitalrendite ohne Aufschlag sei praxisfern und nach der herrschenden Lehre nicht argumentierbar. Die Berechnungsmethode des RH führe zu einer unter den Fremdkapitalkosten liegenden Eigenkapitalverzinsung. Die praktische Umsetzbarkeit der RH-Expertise sei zu bezweifeln, da die Kapitalgeber am Markt Eigenkapital zum risikolosen Zinssatz (unter 1 %, teilweise sogar negativ) nicht bereitstellen würden.

12.4 (1) Der RH anerkannte, dass das Ministerium einen weiteren Gutachter zur Evaluierung der Eigenkapitalverzinsung beigezogen hatte. Allerdings hielt er eine Risikoabschätzung anhand von Vergleichsunternehmen (Peers) für unzweckmäßig, wenn – wie im vorliegenden Fall – das Risiko des Unternehmens anhand einer Systemanalyse bereits bekannt bzw. einfach zu beurteilen ist. Jedenfalls wäre bei einem Vergleich mit anderen Unternehmen dem geringen Risiko der OeMAG Rechnung zu tragen. Der RH hielt daher die Empfehlung an das Ministerium aufrecht, die Methodik zur Feststellung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung zu überprüfen und insbesondere die Kriterien der Angemessenheit näher zu bestimmen.

(2) Der RH erläuterte gegenüber der OeMAG, dass er die WACC-Methode anwendete, weil sie dem historisch gewählten System des Gutachters des Ministeriums entsprach. In einer Vergleichsrechnung hatte er „am Beispiel der WACC-Methode“ die Spannweite zwischen der in der Praxis der OeMAG geltenden oberen Bandbreite der Verzinsung (große, im Wettbewerb stehende, börsennotierte Energieunternehmen) und einer risikolosen Verzinsung aufgezeigt. Der RH setzte damit keinen bestimmten Wert für das Eigenkapitalgeberrisiko der OeMAG an; nach Einschätzung des RH fiel die OeMAG aber jedenfalls nicht in die Gruppe der börsennotierten Energieunternehmen.

Die Angemessenheit einer zugestandenen Verzinsung ist grundsätzlich anhand des systemischen Risikos des Unternehmens bzw. der Kapitalgeber zu beurteilen. Aus Sicht des RH bestanden für die OeMAG de facto keine systemischen Risiken: Das in sich geschlossene, gesetzlich vollständig determinierte System der Ökostromförderung wurde durch Pflichtbeiträge der Stromkunden finanziert. Allfällige Über- und Unterdeckungen waren jeweils im Folgejahr auszugleichen. Anfänglich noch vorhandene systemische Risiken für die OeMAG wurden im Rahmen von Novellen zum ÖSG beseitigt. Auch das von der OeMAG genannte Risiko eines Konzessionsentzugs gemäß § 34 ÖSG 2012 war sehr gering. Es setzte grobes Fehlverhalten voraus, etwa unrichtige Angaben, täuschende Handlungen oder die Nichterfüllung der Verpflichtungen gegenüber Gläubigern.

Zum Haftungsrisiko der Eigenkapitalgeber bemerkte der RH, dass die OeMAG in ihrem Risikomanagement keine Risiken bzw. Risikowahrscheinlichkeiten für eine Haftung der Kapitalgeber identifiziert hatte. Auch sah das Ökostromgesetz als Kapitaleinlage kein Risikokapital vor, sondern ein Anfangskapital bzw. eingesetztes Kapital mit angemessener Verzinsung. Das finanzielle Engagement der Kapitalgeber der OeMAG bestand in einer einmaligen Einlage mit langfristiger Bindung, bspw. vergleichbar dem Kauf von Staatsanleihen mit langer Laufzeit. Es unterschied sich bspw. grundlegend vom laufenden finanziellen Engagement bei Netzbetreibern und deren Investitionstätigkeit.

Prüfung der Rechtmäßigkeit und Zweckmäßigkeit der Abwicklung der Investitionsförderungen (Gutachten Nr. 2)

- 13.1 (1) Die OeMAG wickelte – im Auftrag des Ministeriums – neben Tarifförderungen in einem geringeren Umfang auch Investitionsförderungen³⁷ ab, u.a. für die Förderung von Kraft–Wärme–Kopplungs–Anlagen, von kleinen und mittleren Wasserkraftwerken sowie von Photovoltaik–Anlagen (siehe auch TZ 19, TZ 22).³⁸ Für beide Geschäftsbereiche bestanden getrennte Verrechnungskreise.

Die Abwicklung der Investitionsförderungen erfolgte auf Basis von Verträgen, die das Ministerium ab dem Jahr 2007 mit der OeMAG abschloss. Für die Abwicklung gebührten der OeMAG ein „Entgelt in Höhe des tatsächlichen Abwicklungsaufwands“ sowie bestimmte Zuschläge. Ein Anhang zum Vertrag sah die „Verrechnung der Aufwendungen direkt im Ausmaß des Kostenanfalls“ zuzüglich der Verwaltungs– und Gewinnaufschläge auf einzelne Aufwands– bzw. Kostenpositionen vor.³⁹ Das Entgelt war mit einem Höchstbetrag pro abgeschlossenem Förderfall gedeckelt.

Die OeMAG verrechnete dem Ministerium ihre direkten Aufwendungen sowie – vertraglich nicht vorgesehene – Gemeinkostenstunden, die laut Auskunft des Vorstands Verwaltungstätigkeiten abdeckten. Auf diese – bereits um Gemeinkostenstunden erhöhten – Kosten bzw. Aufwendungen schlug die OeMAG weiters im Vertrag vorgesehene Verwaltungs– und Gewinnaufschläge auf.

³⁷ in Form von Investitionszuschüssen, §§ 24 ff. ÖSG 2012

³⁸ Aufgaben der OeMAG als Abwicklungsstelle für die Gewährung von Investitionszuschüssen: Entgegennahme der Anträge, Durchführung der Begutachtung (wirtschaftlich, rechtlich, technisch), Aufbereitung und Prüfung der Unterlagen für das Ministerium, Projektmonitoring bis zur Auszahlung der durch den Beirat genehmigten Investitionsförderung

Materielle Prüfung: Abstimmung der Belege mit den Eintragungen in den Büchern; Prüfung auf inhaltliche Richtigkeit und wirtschaftliche Berechtigung des vorhandenen Zahlenmaterials, d.h. auf korrekte Abbildung der realen Sachverhalte im Zahlenwerk des Rechnungswesens

³⁹ Aufwands– bzw. Kostenpositionen gemäß Vertrag (Anhang): 1. Personalkosten (einschließlich Vorstandsleistungen), 2. Dienstleistungen, 3. Gutachterleistungen, 4. Reisekosten, 5. Infrastrukturkosten, 6. Rechtsberatung, 10. Sonstige Aufwendungen

Aufschläge bis 31. Juli 2017: Verwaltungsaufschlag 20 % auf die Positionen 3, 4, 6 und 10, Verwaltungsaufschlag 15 % auf Position 2, Gewinnaufschlag 7 % auf Positionen 1, 4 und 5. Aufschläge ab 1. August 2017: Verwaltungsaufschlag 20 % auf die Positionen 3, 4 und 10, Verwaltungsaufschlag 15 % auf Position 2, Verwaltungsaufschlag 5,45 % auf Positionen 1, 5 und 6.

Für die Jahre 2013 bis 2017 beliefen sich die von der OeMAG geltend gemachten, im Vertrag nicht genannten Gemeinkostenstunden auf rd. 165.000 EUR. Der vertraglich zulässige Verwaltungsaufschlag erhöhte diesen Betrag auf insgesamt rd. 190.000 EUR. Nachfolgende Tabelle vergleicht die Entgeltermittlung laut Vertrag und die tatsächliche Vorgangsweise der OeMAG im Zuge der Verrechnung an das Ministerium:

Tabelle 13: Entgeltermittlung für die Abwicklung der Investitionsförderung

Inhalt	SOLL laut Vertrag	IST laut Verrechnung
direkter Aufwand: verschiedene Positionen für Personal inkl. Vorstand, Dienstleistungen, Gutachter, Reisen, Infrastruktur, Rechtsberatung und Sonstiges	ja	ja
Gemeinkostenstunden	nein	ja
Verwaltungsaufschläge	ja	ja
Gewinnaufschlag	ja	ja
	in EUR	
Entgelt am Beispiel des Jahres 2016	523.505	563.981
Entgelt der Jahre 2013 bis 2017	2.734.371	2.924.495

Quelle: OeMAG; Berechnung: RH

(2) Das Ministerium beauftragte zur Prüfung der Tätigkeit der Abwicklungsstelle sowie der Angemessenheit des jährlichen Entgelts und der Kosten⁴⁰ jeweils einen Wirtschaftsprüfer (Gutachten Nr. 2). Dieser stützte sich laut eigenen Angaben auf Prüfungsberichte und einzelne Posten zum Jahresabschluss, Dienstleistungsverträge, Tätigkeits- und Geschäftsberichte der OeMAG, auf Protokolle des Energiebeirats sowie Verträge und Honorarnoten zur Verrechnung der Abwicklungskosten der Investitionsförderung.

Die Beurteilung der korrekten Zuordnung der Abwicklungskosten der Investitionsförderung erfolgte laut den Prüfberichten (Gutachten Nr. 2) „auf Basis stichprobenweiser Überprüfung“ und einer Plausibilisierung des gedeckelten Höchstbetrags. Eine materielle Prüfung, bspw. anhand der Stundenaufzeichnungen und in Abgrenzung zum Geschäftsbereich Tarifförderung erfolgte nicht. Der Wirtschaftsprüfer hatte die Prüfungshandlungen zu Beginn seiner Prüfungstätigkeit mit dem Ministerium abgestimmt.

⁴⁰ gemäß § 29 Abs. 7 ÖSG 2012

(3) Im überprüften Zeitraum 2013 bis 2017 beurteilte der Wirtschaftsprüfer die Abwicklungskosten der Investitionsförderung sowie die Honorarnoten der OeMAG an das Ministerium stets als ordnungsgemäß. Das Ministerium akzeptierte die Prüfberichte und Honorarnoten ohne Nachfrage. Die Akten vermerkten dazu im Wesentlichen nur, dass das Bundesbudget nicht betroffen sei, weil das Honorar aus Mitteln der Ökostromförderung zu bedecken sei.

Die OeMAG bediente sodann vertragskonform – im Wege einer internen Umbuchung ohne Zahlungsfluss – ihre Forderungen aus den Mitteln des von ihr treuhändig verwalteten Fördermittelkontos.

- 13.2 Der RH bemängelte die unpräzise Verwendung der Begriffe „Aufwand“ und „Kosten“ sowie das Fehlen der Definition der Aufschläge und der Bezugsbasis in den Abwicklungsverträgen zwischen dem Ministerium und der OeMAG. Dies eröffnete einen Auslegungsspielraum für die Verrechnung.

Der RH wies darauf hin, dass Gemeinkosten grundsätzlich indirekte Kosten darstellen. Aus seiner Sicht waren daher die Gemeinkostenstunden durch die vertraglich vereinbarten Verwaltungsaufschläge (d.h. eine Gemeinkostenumlage) abgegolten. Er beurteilte die von der OeMAG ausgestellten Honorarnoten an das Ministerium, mit denen sie ihr Entgelt für die Abwicklung der Investitionszuschüsse verrechnete, als nicht vertragskonform, weil sie vertraglich nicht vorgesehene Gemeinkostenstunden enthielten. Der RH ermittelte für die Jahre 2013 bis 2017 einen zu hoch verrechneten Betrag von insgesamt rd. 190.000 EUR.

Der RH empfahl dem Ministerium, in den Verträgen über die Abwicklung der Investitionsförderungen die Verrechnungsbasis für die Honorarnoten (Inhalt und Bezugsbasis der Aufschläge) eindeutig zu definieren. Die Bezugsbasis für Verwaltungs- und Gewinnaufschläge sollte ausschließlich direkte Kosten und keine Gemeinkostenstunden umfassen.

Nach Ansicht des RH erfüllte die jährliche Prüfung der Rechtmäßigkeit und Zweckmäßigkeit der Abwicklung der Investitionsförderung (Gutachten Nr. 2) ihren Zweck nur in eingeschränktem Umfang. Insbesondere erachtete er die Anforderung des § 29 Abs. 7 ÖSG 2012, wonach der vom Ministerium bestellte Wirtschaftsprüfer „auch die Angemessenheit des jährlich festzustellenden Entgelts und die Kosten zu prüfen“ hat, in materieller Hinsicht – etwa anhand einer Überprüfung von Stundenaufzeichnungen – als nicht erfüllt. Er bemängelte, dass

- die Prüfungen keine Abgrenzung zum Geschäftsbereich Tarifförderung vornahmen,
- nur stichprobenartig im Wege einer Plausibilisierung erfolgten und
- sich das Gutachten Nr. 2 zur Verrechnung der vertraglich nicht vorgesehenen Gemeinkostenstunden verschwieg.

Ferner kritisierte der RH, dass sich das Ministerium mit den Prüfberichten nicht näher befasste und in den Akten regelmäßig nur vermerkte, es gehe dabei nicht um Budgetmittel. Er betonte, dass Kosten bzw. Aufwendungen, die die OeMAG direkt aus den Mitteln des treuhändig verwalteten Fördermittelkontos beglich, mit der gleichen Sorgfalt wie Budgetmittel zu handhaben waren.

Im Hinblick auf die festgestellten Mängel empfahl der RH dem Ministerium, die Angemessenheit des jährlich festzustellenden Entgelts und der Kosten der Investitionsförderung durch materielle sowie durch Geschäftsbereiche übergreifende Prüfungshandlungen sicherzustellen.

13.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums und der OeMAG sei der Vertrag über die Abwicklung der Investitionszuschüsse nach einem Vergabeverfahren zwischen dem zuständigen Bundesministerium und der OeMAG abgeschlossen worden.

(2) Das Ministerium teilte ferner mit, dass einige Punkte in der Gestaltung bzw. Kostenzuerkennung und der dahinter liegenden Mechanismen des Abwicklungsvertrags nach der ÖSG–Novelle 2017 überarbeitet worden seien, um die OeMAG auch mit der Abwicklung der Förderung nach § 27a ÖSG operativ weiter zu betrauen. Die sachgemäße Durchführung der Verrechnung innerhalb der Abwicklung der Investitionsförderung sei durch Wirtschaftsprüfer bestätigt worden. Die in der Vergangenheit beauftragten Wirtschaftsprüfungsgutachten sowie das Gutachten zur Bilanz der OeMAG seien jedoch stark zueinander abgegrenzt und nicht im systemischen Kontext bewertet worden (siehe **TZ 8**). Die OeMAG werde zudem organisatorische Maßnahmen zu einer noch klareren und transparenteren Abgrenzung ihrer Geschäftsfelder (Tarifförderung und Investitionsförderung) setzen.

(3) Die OeMAG führte in ihrer Stellungnahme aus, dass sie bei der seinerzeitigen Ausschreibung als Best- und zugleich Billigstbieter den Zuschlag erhalten habe. Die operative Abwicklung und die jährliche Abrechnung sei zwischen den Vertragsparteien abgestimmt und über mehr als zehn Jahre konsensual in gleicher Form durchgeführt worden. Beide Vertragspartner hätten das gleiche Rechtsverständnis über die Vertragsauslegung geteilt.

Der RH habe zur Vertragsauslegung eine sehr restriktive Position vertreten. Die Kritik des RH sei unverständlich, ebenso die von ihm zum Teil vertretenen Ansichten, etwa dass Gemeinkosten keine „tatsächlichen Kosten“ seien, wie dies im Vertrag als Verrechnungsbasis festgehalten sei.

Weiters teilte die OeMAG mit, dass die Stundenaufzeichnungen im Rahmen der Prüfungshandlungen des Wirtschaftsprüfers sehr wohl geprüft worden seien.

- 13.4 Der RH erwiderte dem Ministerium und der OeMAG, dass sich die Beurteilung der Abrechnungen allein am Inhalt der abgeschlossenen Verträge orientieren kann und nicht an einer allfällig abweichenden konsensualen Vertragsauslegung oder an der vorangegangenen Ausschreibung.

Der RH entgegnete der OeMAG, er habe nicht die Ansicht vertreten, Gemeinkosten seien keine „tatsächlichen Kosten“. Er wiederholte, dass die Gemeinkostenstunden bereits durch die vertraglich vereinbarten Verwaltungsaufschläge (d.h. eine Gemeinkostenumlage) abgegolten und daher nicht zusätzlich zu verrechnen waren. Ferner erinnerte er die OeMAG an das auf ihren Wunsch geführte Gespräch mit dem Wirtschaftsprüfer, in dem dieser bestätigte, dass keine Prüfung der Stundenaufzeichnungen in Abgrenzung zum Geschäftsbereich Tarifförderung erfolgte.

- 14.1 Zur Ermittlung des Jahresüberschusses bzw. Gewinns für den Geschäftsbereich Investitionsförderung brachte die OeMAG die Gemeinkostenstunden von den Erlösen in Abzug, nicht jedoch die Aufwendungen für die Leistungsstunden der Vorstände und die Verwaltungsaufschläge. Diese wurden so zu einem Bestandteil des Gewinns. Die folgende Tabelle stellt der Berechnung der OeMAG jene des RH gegenüber:

Tabelle 14: Geschäftsbereich Investitionsförderung – Gewinnermittlung für das Jahr 2016

	IST OeMAG	Berechnung RH
Herleitung am Beispiel des Geschäftsjahres 2016	in EUR	
Entgelt (siehe TZ 13, Tabelle 13)	563.981	523.505
abzüglich direkter Aufwand, ohne Vorstand	-398.794	-398.794
Aufwand des Vorstands		-61.902
Gemeinkostenstunden	-35.196	
Verwaltungsaufschläge		-52.444
zuzüglich Deckung aus Verwaltungsaufschlägen – Gemeinkostenstunden		+17.248
Gewinn vor Körperschaftsteuer für das Jahr 2016	130.014¹	27.636¹

¹ Im Jahr 2016 neutralisierte die OeMAG noch „Zinserträge Eigenbestand abzüglich eigener Spesen“ über 23 EUR.

Quelle: OeMAG; Berechnung: RH

Für den Zeitraum 2013 bis 2017 berechnete die OeMAG einen ausschüttbaren Jahresüberschuss von rd. 482.000 EUR. Dies entsprach einem Gewinn des Geschäftsbereichs Investitionsförderung von 16 %. Der RH ermittelte dagegen für diesen Zeitraum einen ausschüttbaren Jahresüberschuss von rd. 130.000 EUR bzw. einen Gewinn von 5 %.⁴¹

Tabelle 15: Geschäftsbereich Investitionsförderung – Gewinnermittlung für 2013 bis 2017

	IST OeMAG	Berechnung RH	Differenz
	in EUR		
errechneter Gewinn vor Körperschaftsteuer	642.788	173.728	469.060
errechneter Gewinn nach Körperschaftsteuer	482.091	130.296	351.795

Quelle: OeMAG; Berechnung: RH

Eine sachgemäße Gewinnermittlung hätte die vereinnahmten Vorstandsleistungen und Verwaltungsaufschläge in Abzug gebracht. Der Jahresüberschuss des Geschäftsbereichs Investitionsförderung hätte sich damit verringert und der Geschäftsbereich Tarifförderung wäre entlastet worden. Da dieser Abzug nicht erfolgte, gelangte im Wege der Dividendenausschüttung im Zeitraum 2013 bis 2017 ein um rd. 352.000 EUR höherer Betrag zur Auszahlung.

- 14.2 Der RH kritisierte, dass die OeMAG die anteiligen Vorstandsleistungen und Verwaltungskosten (in Form der Verwaltungsaufschläge und Gemeinkostenstunden) in der Gewinnermittlung für den Geschäftsbereich Investitionszuschüsse nicht sachgemäß berücksichtigte. Im Zeitraum 2013 bis 2017 wies sie daher um insgesamt rd. 352.000 EUR zu hohe Jahresüberschüsse aus, die sie als Teil der jährlichen Dividende an die Eigentümer ausschüttete.

Der RH empfahl der OeMAG, bei der Gewinnermittlung des Geschäftsbereichs Investitionsförderung die anteiligen Vorstandsleistungen und Verwaltungskosten von den Erlösen sachgemäß abzuziehen und bei der Verrechnung von Vorstandsleistungen und Gemeinkostenstunden den Geschäftsbereich Tarifförderung anteilig zu entlasten.

- 14.3 Laut Stellungnahme der OeMAG behauptete der RH, dass vertraglich vereinbarte pauschale Verwaltungszuschläge zwar vereinnahmt werden dürfen, aber zu 100 % mit Kosten gegenzurechnen sind, was mangels Aufwendungen in gleicher Höhe gar nicht möglich sei.

⁴¹ Gewinn in Prozent jeweils bezogen auf die Entgelte gemäß Tabelle 13 von 2,73 Mio. EUR (SOLL lt. Vertrag) bzw. 2,92 Mio. EUR (IST lt. OeMAG–Verrechnung)

Zur Gewinnermittlung im Bereich Investitionsförderungen hielt die OeMAG ausdrücklich fest, dass entgegen der Feststellungen des RH eine sachgemäße und vertragskonforme Abrechnung erfolgt sei; dies stets mit voller Transparenz und Offenlegung der Gewinnermittlungsmethodik an den Auftraggeber. Die verrechneten Gemeinkostenstunden entsprächen schon allein deshalb den vertraglich vereinbarten tatsächlichen Kosten, weil diese Stunden gesondert gemäß Dienstleistungsvertrag verrechnet würden. Andernfalls wären zahlreiche betriebsnotwendige Tätigkeiten nicht verrechenbar, z.B. die Erstellung oder Anpassung der Förderrichtlinien, Datenauswertungen und Statistiken für Umlaufbeschlüsse und Beiratssitzungen, Referenzkostenanalysen, die Erstellung der gesetzlich vorgeschriebenen jährlichen Tätigkeitsberichte und von Unterlagen für die Wirtschaftsprüfung, die Postabwicklung, Sekretariatstätigkeiten sowie die Vorstandsassistenz.

- 14.4 Der RH stellte gegenüber der OeMAG klar, dass er nicht die Position – vertraglich vereinbarte pauschale Verwaltungszuschläge sind zu 100 % mit Kosten gegenzurechnen – vertreten hatte. Dies zeigt alleine schon die RH-Berechnung in Tabelle 14, die einen Gewinn in Höhe von 17.248 EUR aus „Deckung aus Verwaltungsaufschlägen abzüglich Gemeinkostenstunden“ ansetzt. Auch die von Dienstnehmern als „allgemeine Stunden“ gebuchten Leistungen für die Förderabwicklung⁴² berücksichtigte der RH in seiner Berechnung als Kosten. Die darüber hinausgehenden Gemeinkostenstunden, die laut Auskunft des Vorstands Verwaltungstätigkeiten betrafen (z.B. Postabwicklung, Sekretariatstätigkeit, Vorstandsassistenz), waren vertragskonform im Verwaltungsaufschlag abgedeckt.

Der RH hielt fest, dass die OeMAG die Verwaltungsaufschläge offenbar als Gewinn ansah. Zu der aus RH-Sicht gebotenen Entlastung des Geschäftsbereichs Tarifförderung um die anteiligen Vorstandsleistungen des Geschäftsbereichs Investitionsförderung äußerte sich die OeMAG nicht. Auf eine Anfrage im Aufsichtsrat im September 2013 hatte der Vorstand der OeMAG jedoch bestätigt, dass die Administrativkostenaufstellung nur den Bereich der Ökostromabwicklung (Geschäftsbereich Tarifförderung) betraf. Eine Entlastung dieses Geschäftsbereichs erfolgte demnach nicht.

Der RH blieb daher bei seiner Empfehlung, bei der Gewinnermittlung des Geschäftsbereichs Investitionsförderung die Kosten von den Erlösen sachgemäß abzuziehen und den Geschäftsbereich Tarifförderung entsprechend zu entlasten, weil den Endverbrauchern andernfalls einzelne Kostenpositionen doppelt verrechnet werden, nämlich einerseits über den Ökostromförderbeitrag (Geschäftsbereich Tarifförderung) und andererseits über die Ökostrompauschale (Geschäftsbereich Investitionsförderung).

⁴² im Ausmaß von 64 Stunden (2013), 38 Stunden (2014), 165 Stunden (2015), 71 Stunden (2016), 70 Stunden (2017) bspw. für Anpassungen der Förderrichtlinien, Datenauswertungen und Statistiken

Die Ökostromförderung in den Jahresabschlüssen der OeMAG

- 15.1 (1) Die OeMAG hatte Anspruch auf die Abgeltung folgender Mehraufwendungen⁴³:
1. Aufwendungen für die vertraglich vereinbarte Vergütung (Kontrahierung) von Ökostrom abzüglich der Erlöse aus dem Verkauf von Ökostrom (zum Abnahmepreis) sowie der Herkunftsnachweise;
 2. administrative und finanzielle Aufwendungen der OeMAG;
 3. Aufwendungen für Ausgleichsenergie;
 4. Aufwendungen für die Gewährung bestimmter Zuschläge (aus früheren ÖSG–Novellen);
 5. Aufwendungen für die Technologiefördermittel der Länder.

Nur zwei dieser fünf Positionen – die administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie die Aufwendungen für Ausgleichsenergie – konnte die OeMAG selbst beeinflussen. Im Zeitraum 2013 bis 2017 entfielen auf diese beiden Positionen weniger als 7 % ihrer gesamten Aufwendungen.

Alle anderen Positionen waren ihr dem Grunde (Kontrahierungspflicht der OeMAG) und der Höhe nach vorgegeben, vor allem durch rechtliche oder administrative Festlegungen wie Einspeisetarife, Abnahmepreise, Herkunftsnachweise sowie Technologiefördermittel.

(2) Die folgende Tabelle zeigt die wesentlichen Positionen der Gewinn– und Verlustrechnung der OeMAG:

⁴³ gemäß § 42 Abs. 1 ÖSG 2012

Tabelle 16: Wesentliche Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung der OeMAG

	2013	2014	2015	2016	2017	Veränderung 2013 bis 2017
	in Mio. EUR					in %
Umsatzerlöse	803,23	944,04	1.140,67	1.289,11	1.221,18	52
<i>davon Ökostrompauschale</i>	105,78	108,13	322,54	320,62	331,41	213
<i>davon Ökostromförderbeitrag</i>	413,26	546,13	510,48	661,07	513,09	24
<i>davon Markterlöse aus Ökostromabsatz</i>	268,57	270,55	283,12	284,89	349,17	30
Veränderung Differenzbeträge (im Sinn des § 42 Abs. 2 ÖSG 2012)	43,93	30,66	-34,70	-143,53	-3,75	-109
sonstige betriebliche Erträge	1,64	0,92	1,10	0,19	3,06	87
Betriebsleistung	848,80	975,63	1.107,07	1.145,77	1.220,49	44
Materialaufwand und bezogene Leistungen	-842,32	-967,53	-1.099,43	-1.138,09	-1.212,33	44
<i>davon Vergütungen für Windkraft</i>	-247,64	-315,50	-404,48	-440,26	-524,73	112
<i>davon für Photovoltaik</i>	-61,71	-93,31	-109,28	-122,94	-142,78	131
Personalaufwand	-0,52	-0,63	-0,64	-0,70	-0,76	46
Abschreibungen	-0,04	-0,07	-0,09	-0,09	-0,10	166
sonstige betriebliche Aufwendungen	-5,70	-6,42	-6,70	-6,58	-6,88	21
Betriebserfolg	0,21	0,99	0,21	0,30	0,42	98
Finanzerfolg	0,34	0,33	0,16	0,20	0,21	-39
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit (EGT)	0,55	1,31	0,37	0,49	0,63	14

Rundungsdifferenzen möglich

ÖSG = Ökostromgesetz

Quelle: OeMAG

Die beiden bedeutendsten Positionen in der Gewinn- und Verlustrechnung der OeMAG bildeten im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2017

- die Umsatzerlöse, die zu rd. 98 % aus der Ökostrompauschale, dem Ökostromförderbeitrag (siehe TZ 7) sowie den Markterlösen aus dem Ökostromabsatz bestanden und
- die Materialaufwendungen, die zu 90 % die Vergütung der Ökostromeinspeisung umfassten (siehe TZ 9 f.).

(3) Aus dem Unterschied zwischen den vereinnahmten Mitteln (Umsatzerlösen) und den Mehraufwendungen der OeMAG⁴⁴ – aufgrund von Marktpreisveränderungen und Prognoseungenauigkeiten – resultierten Differenzbeträge, die bilanztechnisch erfolgswirksam abzugrenzen und im nächsten Kalenderjahr durch Anpassung des

⁴⁴ gemäß § 42 Abs. 1 ÖSG 2012: Differenzbeträge (aus Aufwendungen für die Kontrahierung von Ökostrom und Erlösen aus dem Verkauf von Ökostrom plus Herkunftsnachweisen); administrative und finanzielle Aufwendungen der OeMAG; Aufwendungen für Ausgleichsenergie und für Technologiefördermittel der Länder

Ökostromförderbeitrags auszugleichen waren.⁴⁵ Nachfolgende Tabelle zeigt den Differenzbetrag in der Bilanz als Forderung (nicht gedeckter Mehraufwand) oder als Verrechnungsverbindlichkeit (Überschuss aus Mehreinnahmen) und die in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Veränderung gegenüber dem Vorjahr:

Tabelle 17: Differenzbeträge zwischen vereinnahmten Mitteln und Mehraufwendungen

§ 42 Abs. 2 Ökostromgesetz 2012	2013	2014	2015	2016	2017
	in Mio. EUR				
Forderung (nicht gedeckter Mehraufwand)	27,46	58,13	23,42	0,00	0,00
Verbindlichkeit (Überschuss aus Mehreinnahmen)	0,00	0,00	0,00	120,11	123,85
Veränderung der Differenzbeträge	43,93	30,66	-34,70	-143,53	-3,75

Rundungsdifferenzen möglich

Quelle: OeMAG

Im Zeitraum 2013 bis 2015 deckten die Einnahmen der OeMAG ihre Aufwendungen nicht, sodass jeweils Forderungen auf die Folgejahre bestanden. Diese Forderungen flossen in die Ermittlung des Ökostromförderbeitrags und der Ökostrompauschale ein. In den Jahren 2016 und 2017 bestanden dagegen Verbindlichkeiten gegenüber den Folgejahren von jeweils über 120 Mio. EUR. Dies gab im Jahr 2017 u.a. den Ausschlag für eine Reduktion des Ökostromförderbeitrags und der Ökostrompauschale für die Jahre 2018 bis 2020 (siehe [TZ 7](#)).

(4) Aufwandseitig dominierten im Zeitraum 2013 bis 2017 die Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen mit jeweils über 99 % der Betriebsleistung. In diese Position fielen zu über 90 % die an die Anlagenbetreiber auszahlenden Vergütungen und zu über 6 % die Aufwendungen für Ausgleichsenergie (siehe [TZ 35 f.](#)).

(5) Der Personalaufwand war mit durchschnittlich 0,65 Mio. EUR von untergeordneter Bedeutung, weil die OeMAG neben den beiden Vorstandsmitgliedern im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2017 nur 2,8 eigene Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten (**VZÄ**) hatte. Die Dienstleistungsverträge über die Personalüberlassung fielen unter die sonstigen betrieblichen Aufwendungen (siehe [TZ 29 f.](#), [TZ 33](#)).

(6) Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen umfassten im Zeitraum 2013 bis 2017 zu über 83 % Verrechnungen der Dienstleister (diese waren zugleich Eigentümer der OeMAG). Auf die energiewirtschaftlichen Dienstleistungsverträge mit der Austrian Power Grid AG (**APG**) entfielen rd. 40 % und auf die Personalüberlassung rd. 30 % der sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

⁴⁵ gemäß § 42 Abs. 2 ÖSG 2012

Infrastrukturaufwendungen (Miete und Arbeitsplatzausstattung) machten über 13 % der sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus. Sie stiegen allein von 2013 auf 2015 um 176 % (pro VZÄ). Der Personalanstieg von 2013 bis 2015 betrug demgegenüber nur rd. 4 %. Der Infrastrukturaufwand pro VZÄ (Eigen- und Fremdpersonal der OeMAG) erhöhte sich von 16.065 EUR (2013) auf 44.269 EUR (2015); in der Folge sank er auf 37.574 EUR (2017). Von 2013 bis 2017 stieg dieser Aufwand um rd. 134 %.

(7) Die Jahresüberschüsse und Bilanzgewinne sowie die Dividendenausschüttungen der OeMAG entwickelten sich 2013 bis 2017 wie folgt:

Tabelle 18: Entwicklung Jahresüberschuss, Bilanzgewinn und Dividendenausschüttungen

	2013	2014	2015	2016	2017	Summe 2013 bis 2017
	in EUR					
Gewinnvortrag	904,54	622,76	526,36	341,91	352,14	–
Geschäftsbereich Tarifförderung Jahresüberschuss (siehe TZ 12)	370.500,00	323.500,00	275.000,00	272.500,00	315.760,00	1.557.260,00
Geschäftsbereich Investitionsförderung Jahresüberschuss (siehe TZ 14)	97.218,22	90.403,60	96.815,55	97.510,23	100.143,66	482.091,26
latente Steuern ¹	–	–	–	444.420,00	529.407,00	–
Bilanzgewinn zum 31. Dezember	468.622,76	414.526,36	372.341,91	814.772,14	945.662,80	–
Dividendenausschüttungen	468.000,00	414.000,00	372.000,00	370.000,00	416.000,00	2.040.000,00

¹ Änderung der Bewertungsmethode bei der Bilanzierung der Abfertigungsrückstellung infolge des Rechnungslegungsänderungsgesetzes 2014: erstmalige Aktivierung latenter Steuern und Berücksichtigung in der Gewinn- und Verlustrechnung

Quelle: OeMAG

15.2 Der RH hielt fest, dass die Förderabwicklung in den Erlösen und in den Aufwendungen dominierte; die Betriebsleistung der OeMAG stieg im Zeitraum 2013 bis 2017 von 0,849 Mrd. EUR auf über 1,220 Mrd. EUR (44 %). Die Umsatzerlöse bestanden im Durchschnitt dieser Jahre zu 71 % aus Ökostromfördermitteln und zu 27 % aus Markterlösen. Parallel dazu stieg auch der Materialaufwand, der zu über 90 % die vom Ministerium verordneten Einspeisetarife sowie die Aufwendungen für Ausgleichsenergie umfasste. Über 93 % ihrer Aufwendungen konnte die OeMAG dem Grunde und der Höhe nach daher nicht beeinflussen, weil diese gesetzlich vorgegeben bzw. administrativ festgelegt waren. Aufgrund der Dominanz der Fördermittel erachtete der RH betriebswirtschaftliche Kennzahlen, die auf den Umsatz der OeMAG abstellten, als wenig aussagekräftig.

Der RH hob weiters hervor, dass die OeMAG kein Abwicklungsrisiko hatte, weil allfällige Unterdeckungsbeträge bilanztechnisch abzugrenzen und im nächsten Kalenderjahr durch eine Anpassung des Ökostromförderbeitrags auszugleichen waren.

Mit Bezug auf die Jahresüberschüsse, Bilanzgewinne und Dividendenausschüttungen der OeMAG verwies der RH auf seine Feststellungen und Empfehlungen in TZ 12 und TZ 14. Aus Sicht des RH waren die Dividendenausschüttungen – infolge der Eigenkapitalverzinsung, die nicht dem Risikoprofil der OeMAG entsprach,⁴⁶ sowie der nicht sachgemäßen Gewinnermittlung für den Geschäftsbereich Investitionsförderungen⁴⁷ – im Zeitraum 2013 bis 2017 in Summe um bis zu 1,18 Mio. EUR zu hoch.

Kritisch hielt der RH weiters fest, dass sich der Infrastrukturaufwand pro VZÄ von 2013 bis 2017 um rd. 134 % auf rd. 37.500 EUR erhöhte.

Der RH empfahl der OeMAG, mit dem für Infrastrukturbeistellung zuständigen Dienstleister (und Eigentümer der OeMAG) Verhandlungen über die Höhe des Entgelts aufzunehmen.

15.3 Laut Stellungnahme der OeMAG sei die Ursache der Kostensteigerung von 2014 auf 2015 auf IT-Verbesserungen und damit verbundene sprungfixe Kosten zurückzuführen. Der Dienstleister habe die der OeMAG zur Verfügung gestellte IT-Infrastruktur in den Jahren 2013 bis 2014 grundlegend erneuert und verbessert, weil

- mit der Antragstellung zu Jahresbeginn (davor kontinuierlich während des Jahres) ab 2012 Belastungsspitzen aufgetreten seien,
- die sprunghafte Zunahme der Anträge und Verträge den IT-Bedarf erhöht habe (z.B. Speicher, Rechenleistung),
- die Massen Antragstellung zu Jahresbeginn verbesserte Sicherheitsstandards erfordert habe.

Die Ausstattung habe sich in den Bereichen Client, Server sowie Server Softskills ab 2014 gegenüber dem Stand davor deutlich verbessert, z.B. zwei Bildschirme pro Arbeitsplatz anstatt einem, zwei Internetleitungen aus zwei Richtungen (300 Mbit up/down) anstatt einer Internetleitung (20 Mbit) oder auch umfassende Brandschutzmaßnahmen im Serverbereich.

Im Jahr 2013 und davor seien die verrechneten Infrastrukturaufwendungen des Dienstleisters bei rd. 400.000 EUR und darunter gelegen. Durch die neuen Infrastruktur- und Sicherheitsanforderungen ab 2014 seien die Aufwendungen gestiegen und hätten sich seither nur mehr mit der Inflationsrate erhöht (sprungfixe Kosten). Die vom RH ermittelte Erhöhung der Infrastrukturkosten von 176 % (2013 bis 2015) sei

⁴⁶ siehe TZ 12, Tabelle 12, Gesamtdifferenz 2013–2017 zu Gutachten Nr. 1: bis zu 1,11 Mio. EUR bzw. bis zu 0,83 Mio. EUR (nach Abzug von 25 % Körperschaftssteuer)

⁴⁷ siehe TZ 14, Tabelle 15, Gesamtdifferenz 2013–2017 zu OeMAG IST-Wert: rd. 0,47 Mio. EUR bzw. rd. 0,35 Mio. EUR (nach Abzug von 25 % Körperschaftssteuer)

für die OeMAG mit Bezug auf den Infrastrukturdienstleister (Gesellschaft A) nicht nachvollziehbar.

- 15.4 Der RH nahm die Ausführungen der OeMAG zur Kenntnis und erwiderte, dass sich seine Berechnungen auf die Zahlen der Wirtschaftsprüferberichte (Position: Sonstige betriebliche Aufwendungen, Betriebskosten; Infrastruktur/Miete Pauschale Gesellschaft A) stützten. Nähere Erläuterungen dazu war die OeMAG trotz mehrfacher mündlicher sowie einer schriftlichen Nachfrage bis zum Ende der Gebarungsprüfung schuldig geblieben. Pro VZÄ (Eigen- und Fremdpersonal der OeMAG) ergab sich von 2013 bis 2015 ein Anstieg von 176 %. Betrachtet man die gesamte Aufwandsposition, so stieg diese um 187 %, nämlich von rd. 373.000 EUR (2013) auf rd. 1.071.000 EUR (2015).

Förderung von Windkraft und Photovoltaik

Zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen

- 16.1 (1) Im ÖSG 2002 unterlag das jährlich verfügbare Unterstützungsvolumen für zusätzliche neue Ökostrom-Förderverträge keiner Deckelung, daher erhielten alle ordnungsgemäß eingereichten Anträge einen Vertrag. Die ÖSG-Novelle 2006 begrenzte das zusätzliche jährliche Volumen zunächst auf 17 Mio. EUR, zwei Jahre später auf 21 Mio. EUR und das ÖSG 2012 schließlich auf 50 Mio. EUR. Mit der Vergabe dieses jährlichen Volumens endete auch die Kontrahierungspflicht der OeMAG.

Die mit dem ÖSG 2012 zur Verfügung gestellten Mittel verteilten sich wie folgt auf einzelne Technologien sowie auf einen Resttopf, der sich jährlich um 1 Mio. EUR verminderte:

Tabelle 19: Zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen ab dem Ökostromgesetz 2012

Aufteilung nach Ökostrom-Erzeugungstechnologien und Resttopf	in Mio. EUR
Photovoltaik	8,0
Windkraft	mindestens 11,5
feste und flüssige Biomasse sowie Biogas	10,0
Kleinwasserkraft	mindestens 1,5
Resttopf (für Wind-, Wasserkraft, Photovoltaik-Netzparität) ¹	19,0
Summe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens	50,0

¹ Der Resttopf reduzierte sich jährlich um 1 Mio. EUR.

Quellen: ÖSG 2012; OeMAG

Aus dem zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumen und auf Basis des gesetzlich vorgegebenen Verfahrens und Preis–Mengen–Gerüsts (u.a. verordnete Einspeisetarife für neue Anlagen und durchschnittliche Anzahl an Volllaststunden) sowie des Marktpreises errechnete die OeMAG jeweils die neu unter Vertrag zu nehmenden Windkraft– und Photovoltaik–Erzeugungskapazitäten.⁴⁸

(2) Ursprünglich bestanden für alle Technologien Wartelisten. Ab dem ÖSG 2012 verfielen die Anträge für Photovoltaik, sobald das jährliche Kontingent ausgeschöpft war, konnten jedoch im Folgejahr neuerlich eingereicht werden. Nachfolgende Tabelle zeigt die Warteliste bei Windkraft sowie die Überzeichnung der jährlichen Mittelkontingente für Photovoltaik:

Tabelle 20: Warteliste bei Windkraft sowie Überzeichnung der Photovoltaik–Kontingente

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
Windkraft – Warteliste jeweils zum 31. Dezember					
Anzahl der Anträge	26	63	154	186	131
Kapazität in Megawatt	321	457	863	1.181	885
Photovoltaik – jährliche Kontingente					
Überzeichnungsfaktor ¹	6,9	4,0	1,9	1,6	1,7

¹ beschreibt das jährlich beantragte finanzielle Volumen im Verhältnis zum verfügbaren Kontingent

Quelle: OeMAG

(3) Zum Abbau von Wartelisten – und damit über das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen hinaus – stellten das ÖSG 2012 sowie die ÖSG–Novelle 2017 weitere Mittel für Tarifförderungen in Höhe von 153 Mio. EUR zur Verfügung. Dadurch erhöhten sich die gedeckelten Kontingente für Windkraft und Photovoltaik über den Zeitraum 2012 bis 2018 um rd. 22 Mio. EUR jährlich:

Tabelle 21: Weitere Mittel für Tarifförderungen von Windkraft und Photovoltaik

Grundlage	Zweck	Technologie und Jahr des Vertragsabschlusses	Volumen in Mio. EUR
ÖSG 2012, § 23 Abs. 4	sofortige Kontrahierung von Anträgen der Wartelisten mit Tarifabschlägen	Windkraft 2011 und 2012	80
		Photovoltaik 2011 und 2012	28
ÖSG 2012 i.d.F. Novelle 2017, § 23a	sofortige Kontrahierung von Anträgen der Wartelisten mit Tarifabschlägen	Windkraft 2017	30
		Windkraft 2018	15
Summe			153

ÖSG = Ökostromgesetz

Quelle: ÖSG 2012

⁴⁸ gemäß § 23 Abs. 5 ÖSG 2012

- 16.2 Der RH wies darauf hin, dass die im jährlichen Unterstützungsvolumen regulär vorgesehenen Mittel für Windkraft und Photovoltaik von insgesamt 19,5 Mio. EUR (ohne Resttopfmittel) im Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2018 um jährlich rd. 22 Mio. EUR aufgestockt und damit mehr als verdoppelt wurden.

Er merkte kritisch an, dass das Ministerium bei der Festlegung der Einspeisetarife die Möglichkeit für stärkere Tarifsenkungen nur zum Teil nutzte; dies obwohl erhebliche Wartelisten bei Windkraft bestanden und die jährlichen Photovoltaik-Kontingente mehrfach überzeichnet waren. Der RH verwies auf seine Empfehlungen in TZ 9 und TZ 10.

- 16.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums sei mit der ÖSG-Novelle 2017 eine deutliche Tarifreduktion erfolgt und zudem ein einmaliges Sonderkontingent von insgesamt 45 Mio. EUR zur Sofortkontrahierung von Windkraftanlagen bereitgestellt worden. Anlagenbetreiber mit Projekten auf der Warteliste hätten – bei Einwilligung in einen Tarifabschlag – im Zeitraum 1. Oktober 2017 bis 31. Dezember 2017 bei der OeMAG einen Antrag stellen können. Maßgebend für die Abschlüsse sei die Warteliste per 1. Oktober 2017 gewesen. Diese habe die Reihung der Anträge auf sofortige Kontrahierung und die Höhe des Abschlags definiert (mindestens 7 % bis maximal 12 % des jeweiligen Tarifs zum Zeitpunkt der Antragstellung). Das Gesamtvolumen für die Warteliste von 45 Mio. EUR sei vollständig ausgeschöpft und die Errichtung von Windkraftanlagen mit 350,5 MW Leistung – vorzeitig und zusätzlich zum regulären jährlichen Unterstützungsvolumen – ermöglicht worden.

Zudem hätten viele Anlagenbetreiber für eine Vorreihung Abschlüsse von mindestens 7 % in Kauf genommen. Dadurch seien 6,5 Mio. EUR frei geworden und zur Verfügung gestanden, die es ohne Abschlüsse nicht gegeben hätte. Das bedeute, dass für das gleiche Mittelvolumen (45 Mio. EUR) mehr Windkraft als ursprünglich erwartet ins Netz komme.

- 16.4 Der RH stimmte den Ausführungen des Ministeriums zu, dass mit den durch Tarifabschlüsse freigewordenen Mitteln eine zusätzliche Anlagenkapazität errichtet werden konnte. Ohne Tarifabschlüsse wäre ein zusätzlicher Ausbau zu höheren Kosten und langsamer erfolgt. Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen zu den Opportunitätskosten von höheren Tarifen in TZ 10.

Antragstellung

17.1 (1) Die Vergabe der Förderkontingente erfolgte nach dem Zeitpunkt des Einlangens des Antrags auf Vertragsabschluss bei der OeMAG (first come – first served). Zwecks Gleichbehandlung aller Antragsteller und Transparenz erfolgte die Vergabe der Förderkontingente gesondert nach Technologie (z.B. Windkraft oder Photovoltaik) und mittels eines standardisierten, IT-gestützten Antragsverfahrens. Dem Antrag war der Nachweis über den rechtmäßigen Betrieb der Anlage bzw. alle für die Errichtung der Anlage notwendigen Genehmigungen des jeweiligen Bundeslandes anzuschließen. Windkraftanlagen waren binnen 36 Monaten (ÖSG 2012) bzw. 48 Monaten (ÖSG-Novelle 2017) nach Annahme des Antrags zu errichten, Photovoltaik-Anlagen binnen zwölf bzw. neun Monaten.

(2) Der Zeitpunkt der Antragstellung bestimmte ab dem ÖSG 2012 auch die Tarifhöhe, davor galt der Zeitpunkt der Vertragserrichtung. Bis zur Inbetriebnahme konnten sich eingereichte Projekte – insbesondere bei Windkraft – aufgrund technologischer Fortschritte jedoch noch verändern, etwa weil ein Anlagentyp nicht mehr lieferbar war. Bis zur Errichtung konnten die Investitionskosten weiter sinken bzw. konnte der technologische Fortschritt zu Änderungen der geplanten Anlage führen, sodass die anlagenspezifischen Kosten zum Zeitpunkt der Errichtung unter den durchschnittlichen Kosten zum Zeitpunkt der Antragstellung lagen. Erhöhte sich zudem auch die errichtete Engpassleistung gegenüber der beantragten, so war die Vergütung dieser höheren Erzeugungsmenge im jährlichen Kontingent (zum Zeitpunkt der Antragstellung) nicht gedeckt. Eine Anpassung der Tarife könnte grundsätzlich durch die Anwendung eines aktuelleren Tarifs, durch Tarifabschläge, Mischtarife⁴⁹, die Vergütung der Mehreinspeisung zum Marktpreis oder – bei einer Anlagenerweiterung – zum Tarif zum Zeitpunkt des Erweiterungsantrags erfolgen.⁵⁰ Bei längeren Inbetriebnahmefristen war eine Förderoptimierung nicht auszuschließen (siehe TZ 21).

(3) Nach dem Entfall des Wartelisten-Prinzips kam es in den Jahren 2013 und 2014 bei der Photovoltaik-Antragstellung zur Überlastung der IT-Systeme der OeMAG. In der Folge führte die OeMAG 2014 ein „Ticket-System“ zur Eingabe der Grunddaten – mit späterer Vervollständigung des Antrags – ein. Nach Erhöhung der Leitungs- und Rechnerkapazitäten und weiteren technischen Maßnahmen verlief die Antragstellung ab 2015 ohne Probleme.

⁴⁹ aliquote Abgeltung der zusätzlich errichteten Engpassleistung zum Marktpreis gegenüber dem Antrag zum Fördertarif

⁵⁰ gemäß § 18 Abs. 5 ÖSG 2012

Der Anreiz, für eine Anlage mehrere Förderanträge einzubringen, sank, nachdem für die Reihung der jeweils zuletzt eingebrachte Antrag zählte. Ab 2018 wurden die Photovoltaik-Anträge nach dem Eigenversorgungsanteil gereiht, wobei ein höherer Anteil eine Vorreihung bewirkte. Damit kam bei der Antragstellung erstmals auch ein qualitatives Kriterium zur Anwendung.

- 17.2 (1) Der RH wies darauf hin, dass die mit der ÖSG-Novelle 2017 verlängerte Umsetzungsfrist für Windkraftanlagen Anlagenbetreibern eine Förderoptimierung ermöglichte. Bei Ausnutzung der 48-monatigen Frist konnte sich aus der Kombination des bei Antragstellung gesicherten höheren Fördertarifs und der späten Errichtung von technologisch fortgeschrittenen und effizienteren Anlagen eine – gemessen an den durchschnittlichen Produktionskosten zum Zeitpunkt der Antragstellung – zu hohe Förderung ergeben.

Der RH empfahl dem Ministerium, die Möglichkeit einer Förderoptimierung zwischen Antragstellung und Realisierung möglichst auszuschließen, etwa durch eine Verkürzung der Inbetriebnahmefrist oder durch automatische Tarifabschläge.

(2) Der RH stellte weiters fest, dass der technologische Fortschritt zur Errichtung leistungsstärkerer Anlagen und einer höheren Erzeugungsmenge als ursprünglich beantragt führen konnte. Er wies darauf hin, dass die Vergabe der jährlichen Förderkontingente – nach Maßgabe der verfügbaren Mittel – auf Basis eines bestimmten Mengengerüsts zu erfolgen hatte. Bei Vergütung von vertraglich nicht vereinbarten Mehreinspeisungen – zu dem bei Antragstellung geltenden Fördertarif – würden die im Jahr der Antragstellung verfügbaren Fördermittel nach Ansicht des RH nachträglich überschritten. Dafür bestand keine Rechtsgrundlage und daher auch keine Abnahmepflicht der Abwicklungsstelle.

Der RH empfahl dem Ministerium, im Hinblick auf den technologischen Fortschritt nach Antragstellung bzw. Vertragsabschluss rechtliche Grundlagen zu schaffen (etwa Tarifabschläge oder Mischtarife), um Mitnahmeeffekte oder nachträgliche Überschreitungen der Förderkontingente zu vermeiden.

- 17.3 Das Ministerium teilte in seiner Stellungnahme mit, dass in einem künftig auf Ausschreibungen basierenden System die zu erreichende Menge an erneuerbaren Kapazitäten definiert und sodann öffentlich ausgeschrieben werde. Maßgeblich im Vergabeverfahren werde der Preis sein, zu dem die Anlagen den erzeugten Strom anbieten können. Die beste Chance auf den Zuschlag hätten daher Anlagenbetreiber, die anbieten, Strom mit möglichst geringer Förderung zu produzieren.

Das Ministerium führte weiters aus, der Entscheidung der künftigen Gesetzgebung nicht vorgreifen zu können; es werde aber, gestützt auf die Anmerkungen des RH, künftig verkürzte Umsetzungsfristen vorschlagen.

Es verwies ferner auf die Novelle des ÖSG 2017, die im Fall einer Überschreitung der Engpassleistung Anpassungen bei der Vergütung vorsehe. Bis zu der bei der OeMAG beantragten Engpassleistung erfolge die Vergütung nach Tarif, die darüber hinaus produzierte Menge werde zum Marktpreis (abzüglich Ausgleichsenergie) vergütet.

- 17.4 Der RH erwiderte dem Ministerium, dass die Erzeugungsmenge einer technologisch fortgeschrittenen Anlage – auch unter nicht optimalen Produktionsbedingungen und ohne Überschreitung der Engpassleistung – über der Erzeugungsmenge eines beantragten, älteren Anlagentyps liegen kann. Das Kriterium der Engpassleistung greift aus Sicht des RH daher zu kurz. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, sollte die höhere Leistungsfähigkeit in diesen Fällen immer berücksichtigt werden, etwa durch Tarifabschläge oder Mischtarife. Der RH hielt seine diesbezügliche Empfehlung daher aufrecht.

Vertragsabschluss über Windkraft– und Photovoltaik–Anlagen

- 18.1 (1) Lag ein Förderantrag vor, der alle gesetzlichen Voraussetzungen erfüllte, war die OeMAG gemäß § 12 ÖSG 2012 – nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel – zum Abschluss eines Vertrags über die Abnahme des Ökostroms zu den durch Verordnung festgelegten Einspeisetarifen verpflichtet (Kontrahierungszwang). Zu den Voraussetzungen zählten insbesondere das Vorliegen aller erforderlichen Genehmigungen des betreffenden Bundeslandes.⁵¹ Für Windkraft– und Photovoltaik–Anlagen betrug die Vertragslaufzeit jeweils 13 Jahre.

(2) Die für die Verträge der OeMAG maßgeblichen Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (**AB–ÖKO**)⁵² hatten vor allem Auszahlungsmodalitäten sowie energiewirtschaftliche Erfordernisse zu regeln, wie etwa die

- Durchführung, Zeitpunkte und Methoden von Zahlungen,
- Übermittlung von Daten und Datenformate,
- Art und Umfang von Prognosen über Einspeisefahrpläne,
- Modalitäten des Ausgleichs der Ökostrommengen.

Die üblichen Förderbestimmungen des Bundes⁵³ – etwa zu Rückforderungen, Förderkontrollen, Pflichten der Fördernehmer – fehlten in der nicht taxativen Vorgabe des ÖSG 2012 und weitgehend auch in den AB–ÖKO. Erst die AB–ÖKO vom 22. Februar 2018 enthielten genauere Bestimmungen zur Kontrolle der Förderabwicklung, der Kostentragung im Falle eines Verschuldens, zu Verzugszinsen und explizitere Regelungen bei Nichteinhaltung der Mitwirkungspflichten.

⁵¹ Das sind in der Regel elektrizitäts-, bau- und naturschutzrechtliche Bewilligungen sowie ab einer bestimmten Größenordnung auch eine Genehmigung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G). Die bescheidmäßige Anerkennung als Ökostromanlage durch den zuständigen Landeshauptmann entfiel für Windkraft– und Photovoltaik–Anlagen mit der ÖSG–Novelle 2017.

⁵² gemäß § 39 Abs. 2 ÖSG 2012

⁵³ gemäß der Allgemeinen Rahmenrichtlinie für die Gewährung von Förderungen aus Bundesmitteln

(3) Anders als in den Verträgen zwischen dem Ministerium und der OeMAG über die Abwicklung von Investitionszuschüssen fehlte in den Tarifförderverträgen der OeMAG ein Großteil der Förderbestimmungen des Bundes. Anhand einer Einsichtnahme in 74 Förderfälle (siehe TZ 20 ff.) stellte der RH nachstehende Mängel in der Vertragsgestaltung fest:

Tabelle 22: Mängel in der Vertragsgestaltung

Mangel	Beschreibung
formloser Vertragswechsel	Die OeMAG schloss bspw. mit Windkraftanlagenbetreibern Verträge über die Abnahme von Ökostrom sowie in vielen Fällen – meist kurz danach – auch gesonderte Verträge über die Abnahme des Ökostroms zu (niedrigeren) Marktpreisen, insbesondere für die Zeit des Probebetriebs. Eine förmliche Vertragsergänzung über den Beginn der 13-jährigen Förderlaufzeit zum geförderten Einspeisetarif (die eigentliche Fördervereinbarung) schloss die OeMAG in diesen Fällen nicht mehr ab. Der Wechsel erfolgte durch formlose E-Mails zwischen OeMAG und Betreiber.
wenig konkrete Vertragsinhalte	Die Verträge enthielten jeweils Eckdaten zur Anlage und zum Anlagenbetreiber, ansonsten Verweise auf das Ökostromgesetz, auf die darauf gründenden Verordnungen sowie auf die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle.
im Vertrag fehlende (in Förderverträgen des Bundes übliche) Angaben	<ul style="list-style-type: none"> – Beginn und Ende der Förderung – Fördertarif – Förderumfang (z.B. Verfahren bei Überschreitung der Engpassleistung, nicht förderfähiger Eigenversorgungsanteil) – spezifische Mitwirkungspflichten (z.B. Meldepflichten, Bereitstellung von Daten) – Vermeidung von Doppelförderungen – Vorlage von Vergleichsangeboten bzw. Ausschreibungen – Rückforderungstatbestände und –modalitäten, vor allem Rückforderungszeitraum, Zinssätze – Kontrollen (technische Kontrollen sowie Einsichtnahme in Unterlagen) – vorzulegende Unterlagen (z.B. Rechnungen) bzw. Nachweise (z.B. über die antragskonforme Errichtung der Anlage)

Quelle: OeMAG-Förderverträge; Auswertungen: RH

18.2 Der RH hielt kritisch fest, dass der Wechsel von einem temporären Vertrag (Abnahme von Ökostrom zum Marktpreis) zu einem Vertrag für die Dauer von 13 Jahren (Abnahme zum geförderten Einspeisetarif) formlos per E-Mail erfolgte, ohne Vertragsergänzung.

Der RH empfahl der OeMAG, über den Beginn der Abnahme von Ökostrom zu Einspeisetarifen – und damit den Beginn der Laufzeit der eigentlichen Fördervereinbarung – eine schriftliche Ergänzung zu den bereits bestehenden Verträgen abzuschließen.

Er beanstandete ferner, dass in den Tarifförderverträgen grundlegende Angaben, wie insbesondere Förderbeginn und –ende, Fördertarif, Förderumfang, Rückforderungstatbestände und –modalitäten, zu erbringende Nachweise sowie Kontrollrechte fehlten. Die AB–ÖKO sahen diese bei Bundesförderungen üblichen Vertragsinhalte nicht vor.

Der RH empfahl der OeMAG, die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle um Mindestinhalte der bei Bundesförderungen üblichen Förderbestimmungen zu ergänzen, etwa um Mitwirkungspflichten der Fördernehmer, Kontrollrechte der Abwicklungsstelle sowie die Voraussetzungen und Modalitäten von Rückforderungen.

- 18.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums sei eine zusätzliche schriftliche Erklärung zu Beginn der Abnahme aufgrund der gesetzlichen Vorgaben und exakten Daten der Netzbetreiber bis dato nicht bzw. kaum erforderlich gewesen. Bei mehreren tausend Verträgen pro Jahr bedeute dies einen wesentlichen Mehraufwand in der Abwicklung. Dennoch werde der Punkt „tatsächlicher Förderbeginn“ nicht zuletzt unter beihilfenrechtlichen Aspekten künftig berücksichtigt.

Zu den vom RH in den AB–ÖKO vermissten Vertragsinhalten wie Rückforderungen, Förderkontrollen und Mitwirkungspflichten bemerkte das Ministerium, dass die bei Subventionsabwicklungen üblichen Förderbestimmungen des Bundes auf eine synallagmatische Einspeiseförderung, die – nach Abnahme des Stroms – keine völlige Rückabwicklung zulasse, nicht anwendbar seien. Die zu erbringenden Nachweise, Förderumfang sowie Endpunkt der Förderung seien gesetzlich festgelegt, die Rückabwicklungsvorgaben in den AB–ÖKO geregelt. Es bestehe kein Gestaltungsspielraum.

- 18.4 Der RH entgegnete dem Ministerium, dass es den Intentionen des ÖSG 2012 nicht widerspricht, im Interesse eines ordnungsgemäßen und sparsamen Fördermitteleinsatzes Unterlagen und Nachweise für die Tarifberechnung oder die Kontrolle der Anlagenerrichtung abzuverlangen bzw. der Abwicklungsstelle Kontrollrechte einzuräumen. Er verwies dazu auch auf die kritische Feststellung der E–Control vom Februar 2018 (siehe [TZ 38](#)).

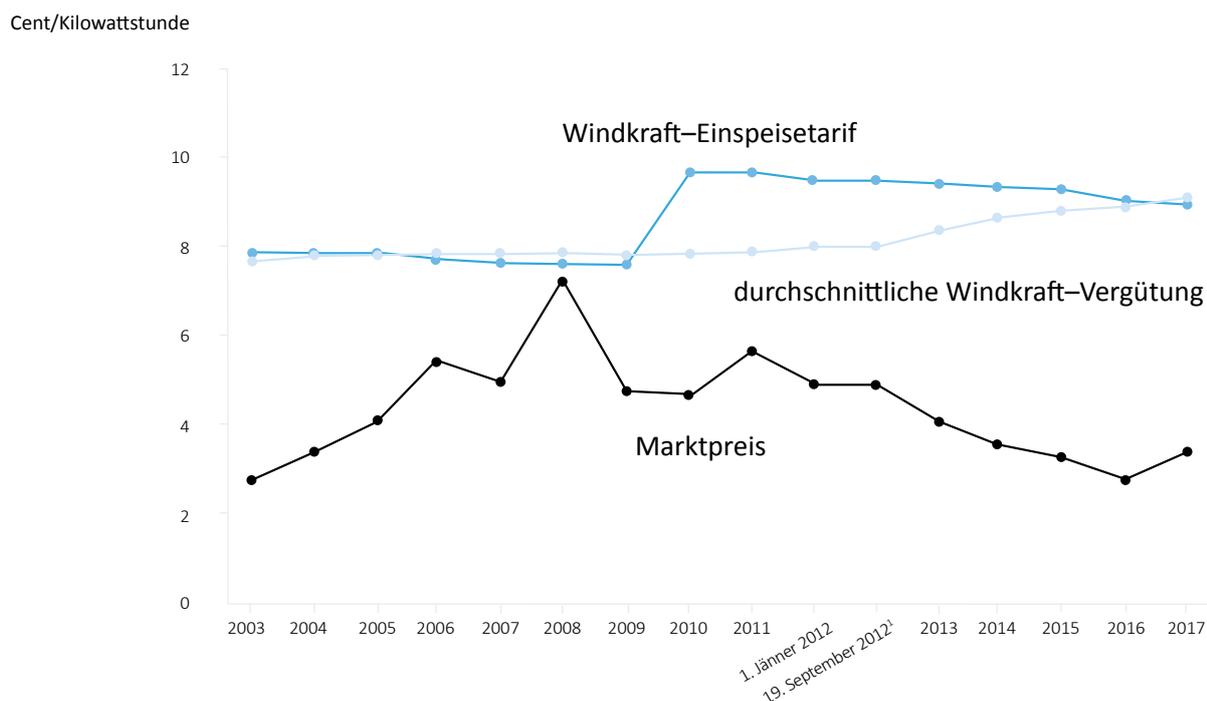
Auch teilte der RH die Ansicht des Ministeriums nicht, dass Förderungen nach dem Zeitpunkt der Abnahme des Stroms nicht mehr rückgefordert werden können. Vielmehr sahen die AB–ÖKO selbst – auch bei bereits abgenommenem Strom – eine Rückabwicklung vor, wenn die rechtlichen Bedingungen nicht oder nicht mehr erfüllt waren. Diesfalls galt der Vertrag als rückwirkend aufgelöst und die Differenz zwischen dem Einspeisetarif und dem Marktpreis war zurückzuzahlen. Rechtlich bzw. vertraglich nicht gerechtfertigte Förderungen sollten daher jeweils über den gesamten Förderzeitraum – und nicht nur über einen Zeitraum von drei Jahren gemäß ABGB – rückforderbar sein. Der RH verwies dazu auf ein Fallbeispiel in [TZ 22](#), Tabelle 24.

Er räumte jedoch ein, dass diesbezügliche Grundregeln im Interesse der Transparenz und Rechtssicherheit gesetzlich festzulegen wären. Seine diesbezüglichen Empfehlungen hielt er aufrecht.

Höhe der Einspeisetarife

19.1 Der Unterschiedsbetrag zwischen den veränderlichen Marktpreisen und dem über die Vertragsdauer fixen Einspeisetarif stellte die Förderung dar. Die nachfolgenden Abbildungen 4 und 5 zeigen die Entwicklung der zumeist jährlich verordneten Einspeisetarife für Windkraft- und für Photovoltaik-Anlagen, ferner der jeweiligen Durchschnittsvergütungen⁵⁴ sowie der Marktpreise (Day-ahead-Spotmarkt-Preis):

Abbildung 4: Windkraft – Einspeisetarif, Vergütung und Marktpreis (2003 bis 2017)



¹ Die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012 trat unterjährig in Kraft.

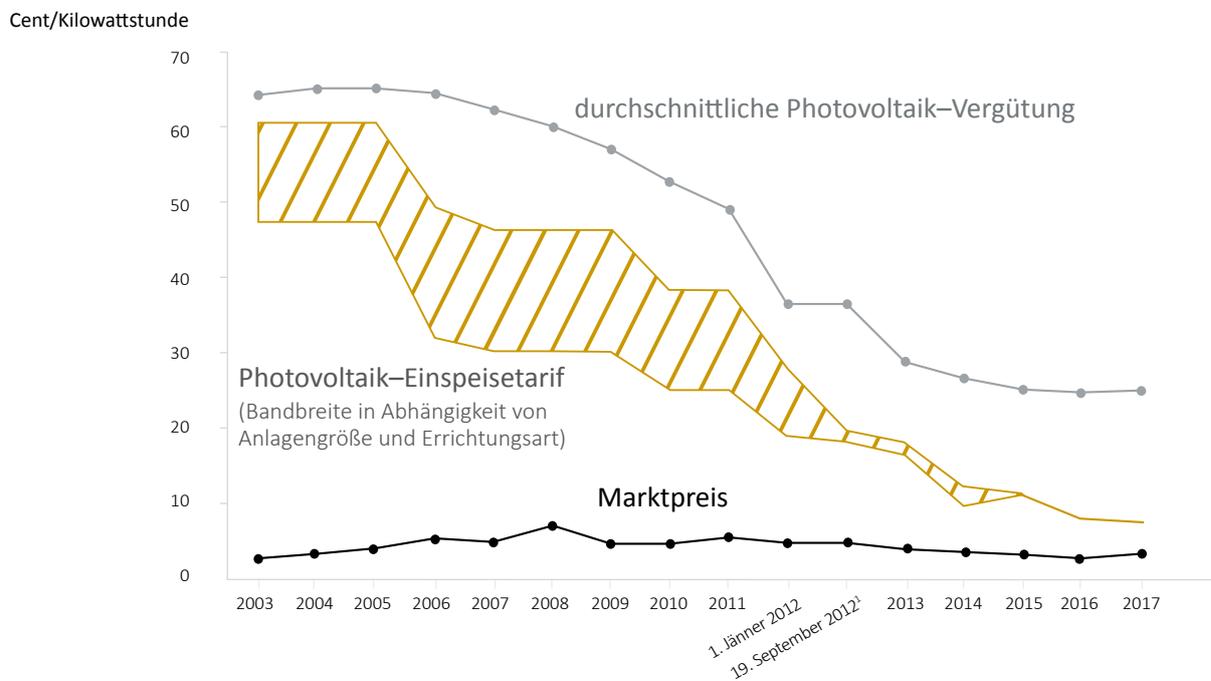
Quellen: Einspeisetarifverordnungen 2002 und 2005; Ökostromverordnungen bzw. Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen 2006 bis 2018; OeMAG; E-Control; Darstellung: RH

⁵⁴ Vergütungssumme dividiert durch eingespeiste Strommenge der im betreffenden Jahr bei der OeMAG unter Vertrag stehenden Anlagen

Die Einspeisetarife für Windkraft stiegen von 2009 auf 2010 um rd. 29 % und sanken in der Folge kontinuierlich um rd. 8 % bis 2017. Mit den bis 2016 stark sinkenden Marktpreisen vergrößerte sich die Differenz zum Einspeisetarif und damit der Förderbedarf. Dieser belief sich im Jahr 2016 auf 6,34 Cent/kWh bzw. 235 % des Marktpreises, der lediglich 2,70 Cent/kWh betrug.

Durch die wachsende Zahl an Verträgen mit höheren Einspeisetarifen stieg ab dem Jahr 2012 auch die Durchschnittsvergütung. Im Jahr 2017 lag sie schließlich geringfügig über den verordneten Tarifen.

Abbildung 5: Photovoltaik – Einspeisetarif, Vergütung und Marktpreis (2013 bis 2017)



¹ Die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012 trat unterjährig in Kraft.

Quellen: Einspeisetarifverordnungen 2002 und 2005; Ökostromverordnungen bzw. Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen 2006 bis 2018; OeMAG; E-Control; Darstellung: RH

Zur Photovoltaik hob der RH im Einzelnen hervor:

- Die gewährten Einspeisetarife sanken beständig, besonders ausgeprägt von 2005 auf 2006 sowie ab 2009. Damit verringerte sich der Abstand zum Marktpreis deutlich. Seit dem Jahr 2016 waren die Einspeisetarife für Photovoltaik – bei Außerachtlassung des Investitionszuschusses – niedriger als jene für Windkraft.
- Die Tarifbandbreite – durch Differenzierung nach Anlagengröße und Errichtungsart – reduzierte sich ab 2012 und entfiel ab 2015 zur Gänze.
- Die Gewährung von kombinierten Förderungen (Einspeisetarif und Investitionszuschuss) führte ab September 2012 zu einer stärkeren Reduktion des Tarifs.
- Die jährliche Durchschnittsvergütung lag aufgrund von Altverträgen (u.a. aus den Jahren vor 2003) mit höheren Tarifen stets deutlich über den verordneten Einspeisetarifen. Mit den kombinierten Förderungen stieg die Durchschnittsvergütung wieder an, weil der Investitionszuschuss bereits im Errichtungsjahr zur Auszahlung kam und nicht verteilt über die gesamte Vertragslaufzeit.

Die ÖSG–Novelle 2017 sah neben Tarifförderungen auch reine Investitionszuschüsse für Photovoltaik vor.

- 19.2 Der RH hielt fest, dass das Ministerium im Zeitraum 2013 bis 2017 die Einspeisetarife für Windenergie jährlich um 1 % bis 2 % und für Photovoltaik in unterschiedlichem Ausmaß senkte (siehe [TZ 10](#) f.). Mit den jährlich verfügbaren Mitteln konnten so mehr neue Erzeugungskapazitäten errichtet werden. Die Einspeisetarife für Photovoltaik waren seit dem Jahr 2016 niedriger als die Tarife für Windkraft; unter Einrechnung der Investitionszuschüsse lagen sie jedoch weiter über jenen der Windkraft.

Nach Ansicht des RH erreichten Windkraft und Photovoltaik weitgehend die Markt-reife, indem ihre durchschnittlichen Produktionskosten sich an jene der konventionellen Erzeuger annäherten. Die vollständige Marktintegration der Ökostromerzeugung erfordert darüber hinaus jedoch auch die Übernahme von Systemverantwortung (siehe [TZ 35](#) f. und [TZ 44](#)).

- 19.3 Das Ministerium ergänzte in seiner Stellungnahme, dass die Tarifabschläge für Strom aus Windkraft– und Photovoltaikanlagen im Zeitraum 2016 bis 2019 deutlich höher gewesen seien als die in den Abbildungen 4 und 5 dargestellte durchschnittliche Reduktion im Zeitraum 2013 bis 2017.

Zudem unterlägen Tarifierung den Regelungen gemäß § 15 Abs. 5 und 6 ÖSG. In den ersten vier Jahren bestehe eine Tarifbindung, d.h. der Vertragsabschluss erfolge zu dem bei Antragstellung geltenden Tarif. Nach Ablauf des vierten Folgejahres seien dem Vertrag die letztverfügbaren Preise zugrunde zu legen. Nach Vertragsabschluss betrage die Frist für die Inbetriebnahme von Windkraftanlagen 48 Monate. Dies könne im gegenwärtigen System eine Tarifbindung von bis zu acht Jahren bedeuten (von der Antragstellung bis zur Inbetriebnahme).

Mit Bezug auf die Übernahme von Systemverantwortung verwies das Ministerium auf den Ministerratsvortrag zum Erneuerbaren Ausbau-Gesetz vom 5. Dezember 2018, der für größere erneuerbare Stromerzeugungsanlagen ein klares Bekenntnis zum Grundsatz der Systemverantwortung und der Eigenvermarktung enthalte.

Feststellungen zu ausgewählten Förderfällen

Allgemeines

- 20.1 (1) Der RH überprüfte die Förderabwicklung der OeMAG u.a. anhand von insgesamt 74 ausgewählten Fällen, davon 32 Windkraftanlagen und 42 Photovoltaik-Anlagen. Die Auswahl erfolgte anhand von Unterlagen der OeMAG und berücksichtigte unterschiedliche Regionen (Bundesländer), Anlagenkapazitäten (Engpassleistung) sowie unterschiedliche Zeitpunkte des Beginns bzw. des Auslaufens von Tarifförderverträgen (darunter einige in Kombination mit Investitionszuschüssen).

In Gesprächen des RH mit acht Anlagenbetreibern bzw. Vertragnehmern der OeMAG äußerten sich diese durchwegs positiv über ihre Erfahrungen mit dem System der Ökostromförderung sowie mit der OeMAG als Abwicklungsstelle.

(2) Das IT-gestützte System der OeMAG konnte keinen fallspezifischen Datenauszug erstellen, der die maßgeblichen Ereignisse und Eckdaten von der Antragstellung bis zur Vertragsbeendigung chronologisch und übersichtlich zusammenfasste.

- 20.2 Der RH hielt fest, dass die OeMAG keine fallspezifische Dokumentation der Förderfälle erstellen konnte, die alle wesentlichen Eckdaten, Vorgänge und Veranlassungen chronologisch nachvollziehbar umfasste.

- 20.3 Das Ministerium und die OeMAG verwiesen in ihrer Stellungnahme auf die – auch vom RH festgestellte – Wirksamkeit der Ökostromförderung (siehe **TZ 4**), die bislang die gesteckten Ziele zum Teil sogar übererfüllt habe. Dieses Bild bestätigte sich auch in den vom RH geführten Expertengesprächen und den positiven Äußerungen der Anlagenbetreiber bzw. Fördernehmer zu ihren Erfahrungen mit der Ökostromförderung an sich sowie mit der OeMAG als Abwicklungsstelle im Besonderen.

Windkraftanlagen

21.1 (1) Der Zeitraum von der Antragstellung bis zur Inbetriebnahme der Anlage belief sich bei den vom RH ausgewählten Windkraftanlagen im Durchschnitt auf etwas mehr als zwei Jahre; davon entfielen durchschnittlich neun Monate auf die Phase von der Antragstellung bis zum Vertragsabschluss und 16 Monate auf jene vom Vertragsabschluss bis zur Inbetriebnahme.

Der RH stellte anhand einzelner der ausgewählten 32 Windkraft-Fälle folgende Mängel fest:

Tabelle 23: Feststellungen zu ausgewählten Windkraft-Anlagen

Mangel	Beschreibung	Problem, Auswirkung	Zahl der Fälle
Repowering von Anlagen	Die Repowering-Anlagen werden wie Neuanlagen behandelt. Gemäß EU-Notifizierung des ÖSG 2012 werde das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen von 50 Mio. EUR „ausschließlich Markteinsteigern zugutekommen (z.B. neue Kaufverträge und neue Investitionen).“ ¹	Die Fördereffizienz sowie allfällige beihilfenrechtliche Aspekte des Repowerings von Windkraftanlagen wurden bisher nicht geklärt.	4
Vermeidung von UVP-Verfahren	Das UVP-Gesetz sah bis 2018 eine 20 MW-Grenze für die Durchführung eines UVP-Verfahrens vor. Um für den gesamten Windpark ein UVP-Verfahren zu vermeiden, wurde eine Windkraftanlage gedrosselt.	Die eingeschränkte Nutzung von installierter, geförderter Erzeugungskapazität vermindert die Fördereffizienz; Vermeidung eines UVP-Verfahrens	1
Förderoptimierung	Die Anlage war mit der projektierten Engpassleistung nicht mehr lieferbar, der Betreiber nahm im August 2016 eine leistungsstärkere Anlage zu dem bei der Antragstellung im März 2013 geltenden Tarif (Durchschnittskosten 2013) in Betrieb; die Leistungsüberschreitung wurde mit dem Marktpreis abgegolten.	technischer Fortschritt zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme ermöglicht Förderung zu einem Tarif, der über den durchschnittlichen Produktionskosten der errichteten Anlage liegt	1
unrichtige Anlagenzahl	6 anstatt 4 Anlagen im OeMAG-System hinterlegt; die OeMAG korrigierte dies noch während der Gebarungsüberprüfung an Ort und Stelle.	Beeinträchtigung der Statistik und statistischer Auswertungen	1

ÖSG = Ökostromgesetz
 UVP = Umweltverträglichkeitsprüfung
 MW = Megawatt

¹ beihilfenrechtliche Genehmigung des ÖSG 2012 durch die Europäische Kommission, 8. Februar 2012, Randziffer 18

Quelle: OeMAG; Auswertung: RH

(2) Bereits die Energiestrategie der Bundesregierung vom März 2010 sah vor, beim Repowering von bestehenden Standorten die Förderlaufzeiten der bestehenden Anlage zu berücksichtigen und eine Verteuerung der Produktion zu vermeiden sowie das im vorgeschlagenen Zuwachs einberechnete Repowering betriebs- und volkse

wirtschaftlich zu überprüfen.⁵⁵ Ende 2015 wies die OeMAG das Ministerium auf die zunehmende Bedeutung der Erneuerung bestehender Ökostromanlagen hin, die vielfach schon vor dem Ende ihrer technologischen Lebensdauer erfolgte. Im Vorfeld der ÖSG–Novelle 2017 lagen laut den Akten des Ministeriums für das allfällige „Repowering“ jedoch weder Daten vor noch bestand Klarheit über diesen Begriff.

21.2 Der RH sah, auf Grundlage seiner Einsichtnahme in Unterlagen zu 32 Windkraft–Fällen, folgende Punkte kritisch:

- Die förderpolitischen und beihilfenrechtlichen Implikationen des Repowerings von Windkraftanlagen waren nicht geklärt. Dies betraf insbesondere Fragen der Fördereffizienz und des technischen Fortschritts sowie allfällige Anreize, Anlagen nach dem Ende der 13–jährigen Tarifaufzeit, noch vor Ablauf ihrer Lebensdauer abzubauen und mit Förderungen leistungsstärkere Neuanlagen zu errichten. Beihilfenrechtlich war von Bedeutung, dass das jährliche zusätzliche Unterstützungsvolumen von 50 Mio. EUR – laut Zusicherung Österreichs an die Europäische Kommission – ausschließlich Markteinsteigern zugutekommen bzw. in neue Ökostrom–Abnahmeverträge und neue Investitionen fließen werde.
- Die Dauer von Antragstellung bis Inbetriebnahme konnte einen Anreiz zur Förderoptimierung bieten, indem modernere und effizientere als die ursprünglich beantragten Anlagen errichtet und zu Tarifen gefördert wurden, die höher als die durchschnittlichen Produktionskosten des errichteten Anlagentyps waren. Der RH verwies auf seine Empfehlung in **TZ 17**.
- Die Drosselung einzelner Anlagen entsprach nicht den Zielen des ÖSG 2012, die auf Mengensteigerung und hohe Fördereffizienz abstellten, und konnte auch in einem Spannungsverhältnis zu den Intentionen des UVP–Gesetzes stehen.

Der RH empfahl dem Ministerium, die begrifflichen, förderpolitischen und beihilfenrechtlichen Implikationen des Repowerings von Windkraftanlagen klarzustellen und bei der Tarifhöhe bzw. der Tarifaufzeit geeignete Differenzierungen zu Neuerrichtungen vorzunehmen.

21.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums benötige die Erreichung von 100 % national bilanzieller Ökostromerzeugung im Jahr 2030 zum Anlagenbestand einen Nettozubaup von 22 bis 27 Terawattstunden (**TWh**). Das Ministerium werde daher – unter Einhaltung des Beihilfenrechts bzw. der normativen Vorgaben des EU–Rechts – sowohl den weiteren Ausbau als auch die Sicherung der bestehenden Erzeugungsleistung bzw. generierten Arbeitsmenge an Ökostrom im Regelungsbestand erfassen.

⁵⁵ Energiestrategie Österreich 2010, Seite 83 und 115

Ferner verwies das Ministerium auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, die eine Definition von Repowering⁵⁶ enthalte sowie Vorgaben zu Organisation und Dauer des Genehmigungsverfahrens: „Die Mitgliedstaaten erleichtern das Repowering [...], indem sie für ein vereinfachtes, zügiges Verfahren zur Genehmigungserteilung sorgen. Dieses Verfahren dauert nicht länger als ein Jahr.“

Zudem sei geplant, die Struktur der Genehmigungserfordernisse transparent darzustellen. Dies solle im Zuge der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU mit der Etablierung eines „One Stop Shop“ (Kompetenzpunkt für bundesweite, regionale bzw. auf Landesebene geltende Genehmigungs- und Förderantragsverfahren im Erneuerbaren-Bereich) erfolgen.

Bei der vom RH festgestellten Drosselung einer Anlage liege nach Kenntnis des Ministeriums ein nicht verallgemeinerbarer Einzelfall vor. Auch werde das Erneuerbaren Ausbau-Gesetz – so der gegenwärtige Stand aus Sicht des Ministeriums – bei Überlieferung keine Pönale mehr vorsehen. In einem künftig wettbewerblichen, auf Ausschreibungen basierenden System werde daher nur die anlagen- bzw. umweltrechtliche Genehmigung maßgeblich sein und nicht mehr eine potenziell nur durch technische Eingriffe herbeigeführte Leistungshöhe bzw. Liefermenge (Arbeit).

21.4 Der RH nahm die Ausführungen zum Repowering bzw. zur geplanten Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU zur Kenntnis.

Zur Drosselung von Anlagen erwiderte der RH dem Ministerium, dass er mit seinen Feststellungen auf das Spannungsverhältnis zu den Zielen des ÖSG 2012 und zu den Intentionen des UVP-Gesetzes hingewiesen hatte. Auch wenn das künftige Förderregime eine Überlieferung nicht mehr pönalisiert, so könnte ein Anreiz zur Drosselung von Anlagen weiter bestehen, etwa um ein zeitaufwendiges UVP-Verfahren zu vermeiden.

⁵⁶ „Repowering“ bezeichnet die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austauschs von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage.

Photovoltaik–Anlagen

- 22.1 (1) Bei den vom RH ausgewählten Verträgen über Photovoltaik–Anlagen lag der Zeitraum zwischen Antragstellung und Vertragsausfertigung bei durchschnittlich fünf Monaten, jener zwischen Vertragsausfertigung und Inbetriebnahme der Anlage bei durchschnittlich sechs Monaten.

Der RH stellte bei den 42 ausgewählten Photovoltaik–Anlagen folgende Probleme bzw. Mängel fest:

Tabelle 24: Feststellungen zu ausgewählten Photovoltaik–Anlagen

Mangel	Beschreibung	Problem, Auswirkungen	Zahl der Fälle
Fristüberschreitung	Die Behörde stellte den Anerkennungsbescheid vor Fristende aus. Der Antragsteller überschritt jedoch die Frist für die Vorlage um neun Tage.	Frist laut AB–ÖKO: sechs Wochen ohne Ermessensspielraum	1
	Obwohl die zeitgerechte Bestellung im Einflussbereich und in der Verantwortung des Antragstellers gelegen wäre, erhielt er von der OeMAG eine Fristerstreckung um einen Monat wegen eines inzwischen eingetretenen Lieferengpasses eines Herstellers.	Bei Verzögerungen hätte der Antragsteller glaubhaft machen müssen, dass ein Verzug unvermeidbar war.	1
formlose Mitteilung	Die OeMAG teilte eine neue Frist für die Inbetriebnahme der Anlage formlos telefonisch mit.	Die AB–ÖKO fordern die Schriftlichkeit der Verträge. Eine telefonische Mitteilung beeinträchtigt die Nachvollziehbarkeit.	1
Meldung an Energieeffizienzmonitoring	Die Energieeffizienz–Monitoringstelle erfasst die Eigenversorgung mit Photovoltaik–Anlagen als Maßnahmen gemäß Bundes–Energieeffizienzgesetz. Antragsteller änderten im Fördervertrag einseitig den Status von Volleinspeiser auf Überschusseinspeiser.	Unvollständige Meldungen an die Monitoringstelle könnten zu systematischer Unterschätzung von Energieeinsparungen führen.	4
Rückforderungsfristen	Anlagenbetreiber errichtete eine größere Anlage als beantragt und vertraglich festgelegt; OeMAG forderte die ohne vertragliche Grundlage ausbezahlten Mittel nicht vollständig zurück	Da die AB–ÖKO bzw. die Förderverträge keine Rückforderung über den gesamten Förderzeitraum vorsahen, forderte die OeMAG die Differenzbeträge gemäß der Verjährungsfrist des ABGB nur über einen Zeitraum von drei Jahren zurück.	1
Bagatellgrenzen	Betreiber beantragte 50,4 Kilowatt peak (kWp), errichtete aber 50,5 kWp; nach Feststellung der Engpassleistungs–Überschreitung schloss die OeMAG einen Marktpreis–Vertrag über die Differenz in Höhe von 0,1 kWp, ohne die zu hoch ausbezahlten Fördertarife nachzuerrechnen.	Aus Kostengründen verzichtete die OeMAG bei geringfügigen Beträgen auf eine Aufrollung. Die Regelungen sahen kein freies Ermessen für die OeMAG vor.	1

Mangel	Beschreibung	Problem, Auswirkungen	Zahl der Fälle
Nachkommastellen	Aufgrund einer IT-Umstellung änderte sich der Mischtarif im Nachkommastellen-Bereich (von 22,207 auf 22,203 Cent/kWp). In der Folge erhielt ein Anlagenbetreiber jährlich um rd. 130 EUR zu wenig ausbezahlt.	Eine Systemänderung führte im Fall von Anlagenerweiterungen zu Änderung des Mischtarifs im Nachkommastellen-Bereich.	1
Investitionszuschuss	Die Auswahl des RH umfasste 19 Fälle mit Investitionskostenzuschüssen. In einem Fall zahlte die OeMAG einen zu hohen Zuschuss (rd. 775 EUR) aus.	Nach Feststellung durch den RH veranlasste die OeMAG die Rückforderung.	1
Anlagen-Splitting	Antragsteller reichten jeweils für ein Grundstück mehrere Anträge bis zur Grenze der genehmigungsfähigen Engpassleistung mit verschiedenen Zählpunkten ein, die OeMAG nahm alle unter Vertrag.	möglicher Anreiz zur Umgehung der gemäß Einspeisetarif-Verordnung maximal förderbaren Anlagengrößen (ab Juli 2012: 500 kWp, ab 2014: 350 kWp, ab 2015: 200 kWp)	5 ¹

AB-ÖKO = Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle; ABGB = Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch

¹ In den genannten Fällen lagen Bestätigungen vor, dass es sich um getrennte bzw. unabhängige Anlagen handelte.

Quelle: OeMAG; Auswertung: RH

(2) Um die Ausschöpfung der jährlichen Photovoltaik-Kontingente durch einige wenige Großanlagen zu verhindern, reduzierte das Ministerium ab 2012 die maximal förderbare Anlagengröße. Zuletzt betrug das Limit 200 kWp pro Anlage.

Unter den 42 vom RH ausgewählten Fällen befanden sich auch fünf Anlagen, bei denen mehrere getrennte Einzelanlagen auf einer Dach- bzw. Freifläche errichtet worden waren. Gemäß den Kriterien für die Bemessung der Einspeisetarife (§ 20 Abs. 2 Z 5 ÖSG 2012) war die Möglichkeit einer Maximierung der Tarifhöhe durch eine Aufteilung in mehrere Anlagen auszuschließen. Durch ein „Anlagen-Splitting“ konnte die maximal förderbare Anlagengröße überschritten werden.

Die OeMAG hatte den technisch-funktionalen Zusammenhang der betreffenden Anlage im Einzelfall zu prüfen. Sie stützte sich dabei auf die Anerkennungsbescheide und elektrizitätsrechtlichen Bewilligungen der Ämter der Landesregierungen, die bei den vom RH ausgewählten Fällen getrennte bzw. unabhängige Anlagen bestätigten.

Eine höhere Anzahl an Zählpunkten – einer je (Teil-)Anlage – konnte sich tendenziell verteuern auf die Netztarife auswirken.⁵⁷

(3) Bei einigen der festgestellten Mängel oder Abweichungen handelte es sich – im Einzelfall und für ein Jahr betrachtet – um sehr kleine Beträge. Die OeMAG hatte im Jahr 2018 allerdings rd. 25.000 Photovoltaik-Anlagen mit jeweils 13-jähriger Laufzeit unter Vertrag, sodass sich Rundungsdifferenzen oder Nachkommastellen im Falle eines Systemmangels auf hohe Beträge summieren konnten.

⁵⁷ Die Anzahl der Zählpunkte beeinflusste die Höhe der von der E-Control zu verordnenden Netztarife.

- 22.2 (1) Der RH hielt fest, dass er auf Grundlage seiner Einsichtnahme in die Förderunterlagen von 42 ausgewählten Photovoltaik-Anlagen in elf Fällen Mängel feststellte.

Er empfahl der OeMAG, bei der Abwicklung von Förderverträgen Fristen und das Schriftlichkeitsgebot einzuhalten, allfällige Ermessensspielräume und Bagatellgrenzen in den Allgemeinen Bedingungen (AB-ÖKO) zu definieren und bei Mischtarifen die genaue Anzahl der Nachkommastellen festzulegen.

Weiters empfahl der RH der OeMAG, in den AB-ÖKO bzw. in den Förderverträgen einen Rückforderungsanspruch über die gesamte Vertragslaufzeit vorzusehen.

Er empfahl der OeMAG ferner, die Meldesystematik für den Wechsel von Vollein- speisung auf Überschusseinspeisung mit der Energieeffizienz-Monitoringstelle abzustimmen bzw. anzupassen.

(2) Der RH ging bei einigen der von ihm eingesehenen Fälle und überprüften Unter- lagen davon aus, dass ein rationaler Investor mit privaten Mitteln jeweils eine einzige Anlage errichtet hätte, weil mehrere getrennte Anlagen bspw. auf der Dachfläche eines Gewerbebetriebs höhere Kosten verursachten (z.B. mehrere Zählpunkte, Einzäunungs- und Überwachungsmaßnahmen, Betriebsräume für Wechselrichter).

Der RH empfahl dem Ministerium, die Zweckmäßigkeit der verordneten Größen- grenzen von förderbaren Photovoltaik-Anlagen im Hinblick auf die potenzielle Umgehung dieser Grenzen zu evaluieren. Dabei wäre zu bedenken, dass eine Auftei- lung auf mehrere Anlagen die Effizienz des Betriebs verringern und ein Anstieg der Zählpunkte die Netzkosten erhöhen kann.

- 22.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums könnten allfällige Ermessensspielräume und Bagatellgrenzen erst nach Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen in die AB-ÖKO aufgenommen werden. In einem neuen Förderregime wäre darauf Bedacht zu nehmen. Auch die Meldesystematik werde mit der zuständigen Monitoringstelle grundsätzlich nochmals besprochen.

Die Zweckmäßigkeit der verordneten Größengrenzen werde – so das Ministerium in seiner Stellungnahme – zu evaluieren und in einer Neugestaltung zu diskutieren sein. Die Empfehlung des RH werde aufgenommen. Im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau-Gesetzes sei angedacht, die Größengrenze anzuheben und als weiche Grenze auszugestalten.

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

Institutionelle Entwicklung ab 2006

Allgemeines

23 (1) Gemäß § 1 ÖSG 2002⁵⁸ (Kompetenzdeckung) hat der Bundesgesetzgeber das Recht, das Förderregime umfassend neu zu regeln und die Vollzugszuständigkeiten neu festzulegen. Die Feststellung der Förderfähigkeit von Ökostromanlagen (z.B. die Erfüllung der rechtlichen und technischen Voraussetzungen) oblag dagegen den Landesbehörden bzw. dem Landeshauptmann.⁵⁹

(2) Die Zuständigkeit für die Ökostromabwicklung lag seit der ÖSG–Novelle 2006⁶⁰ bei der OeMAG als bundesweit agierender Stelle. Die OeMAG trat damit die Rechtsnachfolge der vormals drei Regelzonenführer – APG, TINETZ–Tiroler Netze GmbH (**TINETZ GmbH**) und Vorarlberger Energienetze GmbH – an.⁶¹

Konzessionserteilung und Gründungsphase

24.1 (1) Nachstehende Tabelle stellt die Gründungsphase der OeMAG im Überblick dar:

Tabelle 25: OeMAG–Gründungsphase 2006 bis 2007

Datum	Vorgang
7. Juni 2006	Gründung der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Satzung (Nachtrag vom 18. Juli 2006)
Juni bis August 2006	zweistufiges Konzessionsverfahren : Innerhalb der Abgabefrist für Teilnahmeunterlagen (1. Stufe) Einlangen nur einer Bewerbung – jene der OeMAG
17. August 2006	mündliche Verhandlung (2. Stufe) und Beauftragung zweier Sachverständiger mit der Begutachtung vorgegebener Beweisthemen
25. September 2006	Bescheid des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit über die Erteilung der Konzession zur Ausübung der Tätigkeit einer Ökostromabwicklungsstelle (mit Aufgabenerfüllung im Wege von Dienstleistern)
1. Oktober 2006	Aufnahme der Geschäftstätigkeit
Oktober 2006 bis Jänner 2007	Abschluss von Dienstleistungsverträgen über die Erbringung von Leistungen zur Ökostromabwicklung (laut Angebot) zwischen OeMAG und neun Gesellschaften, davon sechs zugleich Eigentümer der OeMAG

⁵⁸ Ökostromgesetz, BGBl. I 149/2002

⁵⁹ Gemäß § 7 ÖSG 2012 (i.d.F. BGBl. I 75/2011) ist – auf Antrag des Anlagenbetreibers – eine Anlage mit Bescheid des Landeshauptmannes als Ökostromanlage anzuerkennen, wenn die Voraussetzungen gemäß §§ 7 bis 9 ÖSG 2012 erfüllt sind. Seit 1. Jänner 2018 (ÖSG–Novelle 2017, BGBl. I 108/2017) bedürfen nur mehr stoffgebundene Anlagen einer bescheidmäßigen Anerkennung durch den Landeshauptmann.

⁶⁰ BGBl. I Nr. 105/2006

⁶¹ Die APG steht zu 100 % im Eigentum der VERBUND AG. Sie betreibt das österreichische Übertragungsnetz. Seit 1. Jänner 2012 umfasst die Regelzone APG de facto ganz Österreich, wobei die Tiroler und Vorarlberger Übertragungsnetze im Eigentum der jeweiligen Landesgesellschaften blieben.

Datum	Vorgang
1. Jänner 2007	Bestellung der Vorstände (Wiederbestellung zuletzt im Juni 2014 bis 31. Dezember 2019)
30. Jänner 2007	Vertrag über Übergang der Rechte und Pflichten von APG, TINETZ GmbH, Vorarlberger Energienetz GmbH auf die OeMAG
1. Oktober 2007	1. Vertrag zwischen dem Bund und der OeMAG über die Abwicklung von Investitionsförderungen für Kraft–Wärme–Kopplungs– und mittlere Wasserkraftanlagen

Quellen: OeMAG; BMNT; Darstellung: RH

(2) Die Ökostromabwicklungsstelle bedurfte für den An– und Verkauf von Ökostrom einer Konzession.⁶² Der damalige Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit⁶³ erteilte der OeMAG mit Bescheid vom 25. September 2006 eine unbefristete Konzession. Diese enthielt zwar Auflagen und Bedingungen, eine Evaluierung der konzessionierten Ökostromabwicklung nach einer bestimmten Frist bzw. bei wesentlichen Änderungen des Aufgabenumfanges, des Ökostromfördersystems oder der allgemeinen rechtlichen Rahmenbedingungen war nicht vorgesehen.

(3) Dieses „Einfrieren“ der Konzessionsvorgaben auf den Stand 2006 hatte zur Folge, dass Vorschriften, die zum Zeitpunkt der Erlassung des Konzessionsbescheids noch nicht existierten, der OeMAG auch später nicht überbunden wurden, wie z.B. Governance–Standards in Anlehnung an den im Jahr 2012 erstmals beschlossenen B–PCGK.

24.2 Der RH beanstandete, dass die Erteilung der Konzession für den An– und Verkauf von Ökostrom an die OeMAG im Jahr 2006 unbefristet erfolgte, ohne eine dynamische Anpassung an jene Vorgaben, die auch für Unternehmen des Bundes Geltung hatten, bzw. ohne eine Evaluierung vorzusehen.

Er empfahl dem Ministerium, die Konzession der OeMAG periodisch auf ihre Angemessenheit und Aktualität zu evaluieren und Corporate Governance–Standards (wie bspw. jene des B–PCGK) auch der OeMAG zu überbinden.

⁶² gemäß § 14 ÖSG 2002 i.d.F. BGBl. I 105/2006

⁶³ Dr. Martin Bartenstein

- 24.3 Das Ministerium verwies in seiner Stellungnahme auf den Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 zum Erneuerbaren Ausbau-Gesetz, wonach in Zukunft der grundsätzlich für die Wahrnehmung von Anteilseigner- und Überwachungsfunktionen des Bundes eingerichtete B-PCGK für die Abwicklungsstelle zur Anwendung kommen werde.

Das Ministerium unterstrich zudem, dass die Beauftragung der OeMAG aus einem Ausschreibungsverfahren hervorgegangen sei und die Dienstleistungserbringung der OeMAG grundsätzlich – wie auch durch den RH festgestellt – positiv beurteilt werde.

- 24.4 Der RH wertete die in Aussicht genommene Anwendung der Maßstäbe des B-PCGK als zweckmäßig.

Zur Empfehlung, die Konzession der OeMAG periodisch auf Angemessenheit und Aktualität zu evaluieren, nahm das Ministerium nicht Stellung. Der RH ging davon aus, dass die Neugestaltung des Fördersystems ab 2021 eine solche Evaluierung einschloss. Im Lichte der absehbar weiter dynamischen Veränderungen im Energiebereich hielt der RH seine Empfehlung aufrecht.

Gesellschaftsform und Unternehmensgegenstand

- 25 Die OeMAG wurde als Aktiengesellschaft mit einem Eigenkapital von 5 Mio. EUR⁶⁴ gegründet. Zu ihren wesentlichen Aufgaben zählten gemäß § 37 ÖSG 2012 u.a.:

- die Kontrahierung von Ökostrom gemäß § 12 und § 13 ÖSG 2012, d.h. der Abschluss von Verträgen mit Ökostromerzeugern zum geförderten Einspeisetarif bzw. zum Marktpreis,
- der Abschluss von Verträgen u.a. mit den übrigen Bilanzgruppenverantwortlichen, Regelzonenführern, Netzbetreibern und Elektrizitätsunternehmen (Erzeugern und Stromhändlern) sowie mit Lieferanten (Erzeugern und Stromhändlern),
- die tägliche Zuweisung und Verrechnung der erworbenen Ökostrommengen samt Herkunftsnachweisen an Stromhändler zum Abnahmepreis,
- die Erstellung von Prognosen über die Ökostromeinspeisung und die Ableitung von Fahrplänen, wobei auf einen möglichst geringen Anfall von Ausgleichsenergie zu achten ist,
- die laufende Überwachung der Einhaltung der Pflichten der Anlagenbetreiber und
- die Führung des Ökostromanlagenregisters gemäß § 37 Abs. 5 ÖSG 2012.

⁶⁴ Grundkapital 100.000 EUR, Gesellschafterzuschuss zur Bildung einer ungebundenen Kapitalrücklage von 4,9 Mio. EUR

Eigentümerstruktur und Organe

Wechselseitige Beteiligungen und personelle Verflechtungen

26.1 (1) Die OeMAG steht zu 49,60 % im öffentlichen Eigentum und unterliegt gemäß § 51 Abs. 3 und 4 ÖSG 2012 – unabhängig von ihren Eigentumsverhältnissen – der Kontrolle des RH. Folgende Energienetzbetreiber des Bundes und der Länder Tirol und Vorarlberg sind an ihr beteiligt:

- die APG mit 24,40 %,
- die TINETZ GmbH und die Vorarlberger Energienetze GmbH zu je 12,60 %.

Weiters sind eine Bank und drei im Energiebereich tätige Dienstleister zu je 12,60 % an der OeMAG beteiligt, die untereinander ebenfalls durch Beteiligungen verbunden sind. An einem dieser Dienstleister ist auch eine Vielzahl mehrheitlich im öffentlichen Eigentum stehender Energieunternehmen beteiligt (mit Anteilen von zumeist weniger als 3 %).

(2) Der Aufsichtsrat der OeMAG bestand in den Jahren 2013 bis 2017 aus acht Mitgliedern. Diese nahmen jeweils leitende Funktionen bei Eigentümern der OeMAG wahr. Wie nachstehende Tabelle zeigt, waren die im Aufsichtsrat vertretenen Eigentümer – mit einer Ausnahme – zugleich auch Dienstleister der OeMAG (siehe auch [TZ 32](#)):

Tabelle 26: Herkunft und Funktionen der Aufsichtsratsmitglieder der OeMAG

Funktion im Aufsichtsrat	entsendet von	Funktion beim Anteilseigner der OeMAG	OeMAG–Dienstleister (für Aufgabenbereiche bzw. Prozessgruppen)
Vorsitzender	Gesellschaft C (Bank)	Geschäftsführer einer 100 %–Tochter der Gesellschaft C	Abrechnung und Finanzclearing
Stellvertreter	TINETZ GmbH	Vorstandsvorsitzender der TIWAG–Tiroler Wasserkraft AG (100 % Eigentümer der TINETZ GmbH)	Personalbereitstellung
	APG (Austrian Power Grid AG)	Vorstand der APG	Energiewirtschaft
	Gesellschaft B	Geschäftsführer beim 74 %–Eigentümer der Gesellschaft B	Informationstechnik (Abwicklungs- und Abrechnungssystem)
Mitglieder	Gesellschaft A	Geschäftsführer der Gesellschaft A	Bereitstellung Personal und Infrastruktur
	APG	Prokurist der APG	Energiewirtschaft
	Gesellschaft D	geschäftsführender (Allein–) Gesellschafter der Gesellschaft D	–
	Vorarlberger Energienetze GmbH	Geschäftsführer der Vorarlberger Energienetze GmbH	Bereitstellung Personal und Räumlichkeiten; regionale Abwicklungsstelle

Quellen: Firmenbuch; OeMAG; Darstellung: RH

Der Bund bzw. die Endverbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie) waren im Aufsichtsrat nicht vertreten, obwohl die Finanzierung der Ökostromförderung und –abwicklung durch Beiträge der Endverbraucher erfolgte, die aufgrund einer bundesgesetzlichen Verpflichtung einzuheben waren (siehe TZ 7). Weiters verfügte der Aufsichtsrat über keine weiblichen Mitglieder.

(3) Voraussetzung für die Konzessionserteilung war⁶⁵, dass die Anteilseigner der Ökostromabwicklungsstelle „in keinem unvereinbaren Interessenkonflikt mit den Zielen und Zwecken des Ökostromgesetzes stehen“. Gemäß Satzung der OeMAG und Geschäftsordnung des Aufsichtsrats waren Interessenkollisionen zu vermeiden. Gleichwohl thematisierten drei Satzungsbestimmungen ausdrücklich die Gefahr von Interessenkollisionen und Unvereinbarkeiten von Funktionen, die aufgrund der hohen Zahl an Mehrfachfunktionen (Aufsichtsrat, Eigentümer, Dienstleister) bestanden:

Tabelle 27: Satzungsbestimmungen zu Interessenkollisionen von Aufsichtsratsmitgliedern

Satzung	wesentliche Inhalte	Umsetzung
Punkt 9.6	Für Interessenkollisionen, die insbesondere dann entstehen können, wenn ein Aufsichtsratsmitglied zugleich Vorstand, Geschäftsführer oder leitender Angestellter einer Gesellschaft ist, die Dienstleister der OeMAG ist, ist in der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats ein besonderes Verfahren festzulegen.	Gemäß Geschäftsordnung des Aufsichtsrats sind betroffene Aufsichtsratsmitglieder von diesen Tagesordnungspunkten ausgeschlossen.
Punkt 9.7	Die Informations-, Kontroll- und Einsichtsrechte der Aufsichtsräte sind insoweit eingeschränkt, als schutzwürdige Interessen zur Wahrung der Geschäftsgeheimnisse von Vertragspartnern der OeMAG gegenüber einzelnen oder mehreren Aufsichtsratsmitgliedern bestehen. Die Aufsichtsräte können zur Wahrung ihrer Rechte und Pflichten einen zur Verschwiegenheit verpflichteten Sachverständigen benennen, der ihnen insoweit Auskunft geben darf, als Geschäftsgeheimnisse dadurch nicht offenbart werden.	wortgleich in der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats enthalten
Punkt 9.8	Zur Dokumentation transparenter Geschäftsbeziehungen sind alle Vertragsbeziehungen mit Aufsichtsratsmitgliedern oder Unternehmen, in welchen Aufsichtsratsmitglieder als Vorstände, Geschäftsführer oder leitende Angestellte tätig sind, auf der Homepage der OeMAG zu veröffentlichen.	OeMAG–Homepage weist Unternehmen (Eigentümer), Art der Leistung und Zeitraum der Leistungserbringung aus

Quellen: Satzung der OeMAG, Geschäftsordnung des Aufsichtsrats; Darstellung: RH

⁶⁵ normiert in § 33 Abs. 2 Z 2 ÖSG 2012 (wie davor schon § 14b Abs. 2 Z 2 ÖSG–Novelle 2006)

(4) Aufgabe des Aufsichtsrats ist es, die Geschäftsführung zu überwachen (§ 95 Abs. 1 Aktiengesetz (**AktG**)). Aufsichtsratsmitglieder mit leitenden Funktionen in Unternehmen, die als Anteilseigner und zugleich als Dienstleister für die OeMAG tätig waren, standen jedoch in einem potenziellen Konflikt zwischen der Wahrnehmung der Interessen der OeMAG und ihrer eigenen Interessen als Anteilseigner und Dienstleister der OeMAG, vor allem hinsichtlich der Kosten der von ihnen erbrachten Dienstleistungen.

Da mehr als vier Fünftel der administrativen Aufwendungen der OeMAG auf Dienstleistungsentgelte an Eigentümer entfielen (siehe [TZ 15](#)), bestanden potenzielle Konflikte nicht nur in Einzelfällen, vielmehr handelte es sich um eine grundlegende Problematik.

26.2 Der RH verwies kritisch auf das Spannungsverhältnis, dem die Mehrzahl der Aufsichtsräte der OeMAG unterlag,

- einerseits als Aufsichtsräte, die den Vorstand der OeMAG – etwa beim Abschluss von Dienstleistungsverträgen – zu überwachen, und dabei gemäß ihrer Treuepflicht vorrangig die Interessen der OeMAG zu verfolgen hatten und
- andererseits als Anteilseigner und Dienstleister der OeMAG, die in ihren jeweiligen Leitungsfunktionen auch eigene Interessen als Vertragnehmer der OeMAG zu wahren und zu vertreten hatten.

Nach Ansicht des RH beeinträchtigte diese Struktur nicht nur das Kräftegleichgewicht zwischen Aufsichtsrat und Vorstand zu Ungunsten des Vorstands, sondern potenziell auch die im Ökostromgesetz vorgegebene Angemessenheit der Aufwendungen der OeMAG. Er verwies dazu auf seine Ausführungen in [TZ 27](#) und [TZ 31](#) und beanstandete, dass das Ministerium – trotz der bereits bei der Gründung der OeMAG als problematisch erkannten Verflechtung von Eigentümer- und Dienstleistungsfunktionen – seine Aufsicht nur ungenügend wahrnahm (siehe [TZ 8 ff.](#)).

Der RH gab auch zu bedenken, dass weder der Bund noch die Endverbraucher im Aufsichtsrat der OeMAG vertreten waren, obwohl die Finanzierung der Ökostromförderung und –abwicklung durch bundesgesetzlich vorgeschriebene Beiträge der Endverbraucher erfolgte. Darüber hinaus verfügte der Aufsichtsrat auch über keine weiblichen Mitglieder.

Der RH empfahl dem Ministerium und der OeMAG, in der Zusammensetzung des Aufsichtsrats auf mehr Diversität zu achten; so etwa sollten auch Endverbraucher oder unternehmerische Expertise aus neuen Geschäftsfeldern (z.B. Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energie) vertreten sein. Auch auf die Bestellung von Frauen zu Aufsichtsräten wäre Bedacht zu nehmen.

- 26.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums sei die vom RH kritisierte Eigentümer-/Dienstleisterkonstellation unter anderem ein nicht unwesentlicher Grund für die Zuschlagsentscheidung gewesen und habe eine schnelle und friktionsfreie Umsetzung der Vorgaben des ÖSG 2006 ermöglicht.

Wie das Ministerium weiter ausführte, regle das ÖSG die Zusammensetzung des Aufsichtsrats der Abwicklungsstelle nicht. Da es sich bei einer Änderung um einen Eingriff in die Autonomie eines privatwirtschaftlich organisierten Unternehmens handle, wäre eine Rechtsgrundlage dafür erforderlich. Laut Ministerium könnten diese Aspekte in einem neuen bzw. geänderten Förderregime berücksichtigt werden, insbesondere im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau-Gesetzes.

Zum Frauenanteil im Aufsichtsrat verwies das Ministerium auf das klare Bekenntnis des Bundes zur Gleichstellung von Frauen und Männern im Bundesdienst, auf die hiezu ins Leben gerufenen Institutionen und gesetzlichen Instrumentarien sowie auf die beabsichtigte künftige Anwendung des B-PCGK.

(2) Das Ministerium und die OeMAG führten in ihrer Stellungnahme weiters aus, dass die OeMAG als überwiegend in Privatbesitz befindliche Kapitalgesellschaft gegründet worden sei und als konzessionswerbendes Unternehmen allen gesetzlichen Anforderungen des Ökostromgesetzes und des Aktiengesetzes entsprochen und alle Vorgaben des Konzessionsbescheides erfüllt habe. Die Vergabe der Aufsichtsratsmandate erfolgte gesetzeskonform; Bund und Endverbraucher seien bisher mangels Eigentümerfunktion nicht im Aufsichtsrat vertreten gewesen.

- 26.4 (1) Der RH erinnerte daran, dass der Entwurf zur ÖSG-Novelle 2006 ursprünglich eine Ökoenergie-AG in ausschließlich öffentlichem Eigentum vorgesehen hatte. Der Erwerb von Anteilsrechten wäre dabei dem Bund (zu 51,4 %) und den Ländern (jeweils 5,4 %) vorbehalten geblieben. Im Zuge des Begutachtungsverfahrens wurde diese Gesellschaftskonstruktion zugunsten einer Konzessionspflicht – ohne Regelung der Anteilsinnehabung – fallen gelassen. Das im Auftrag des Ministeriums erstellte Konzessionsgutachten vom September 2006 hatte – trotz positiver Gesamtbeurteilung – auch einzelne kritische Aspekte der Eigentümer-/Dienstleisterkonstellation der OeMAG aufgezeigt und insbesondere die erforderliche Unabhängigkeit der Vorstände der OeMAG von den Regelzonenführern sowie die fortlaufende Überwachung von Qualität und Kosten der Dienstleister betont.

(2) Der RH erwiderte dem Ministerium und der OeMAG, dass eine Vertretung der öffentlichen Hand und/oder der gesetzlich zahlungsverpflichteten Endkunden im Aufsichtsrat der OeMAG nicht an eine Eigentümerfunktion gebunden ist. Aus Sicht des RH wäre eine Vertretung schon allein deshalb naheliegend, weil – wie das Europäische Gericht 2014 in der Rechtssache T–251/11⁶⁶ festhielt – „die OeMAG nicht für eigene Rechnung frei handelt, sondern vielmehr als Verwalter einer aus staatlichen Mitteln gewährten Beihilfe eine Konzession durchführt“.

Personelle Interessen– und Rollenkonflikte

- 27.1 (1) Ein Vorstandsmitglied der OeMAG war – mit Zustimmung des Aufsichtsrats der OeMAG – Aufsichtsrat in der Gesellschaft A⁶⁷, deren Geschäftsführer wiederum als Aufsichtsratsmitglied bei der OeMAG fungierte. Gesellschaft A war ein wesentlicher Dienstleister der OeMAG.

Diese Konstellation einer sogenannten „Überkreuzverflechtung“ stand grundsätzlich nicht im Einklang mit der Intention des § 86 Abs. 2 Z 3 AktG. Demnach soll eine Person, die andere Personen überwacht, nicht ihrerseits von einer der überwachten Personen überwacht werden. Das betreffende Vorstandsmitglied der OeMAG legte sein Aufsichtsratsmandat in der Gesellschaft A noch während der Gebarungsüberprüfung durch den RH zurück.

- (2) Gemäß dem B–PCGK 2017 soll ein Mitglied des Überwachungsorgans nicht Mitglied der Anteilseignerversammlung sein (C–Regel 11.6.6).

Laut den Hauptversammlungsprotokollen der OeMAG der Jahre 2013 bis 2017 bestand zwischen Aufsichtsratsmitgliedern und Eigentümervertretern mit einer Ausnahme jeweils Personenidentität. Nur die an der OeMAG beteiligte Bank entsandte von 2013 bis 2016 eine andere Person als Eigentümervertreterin in die Hauptversammlung. So genehmigten Aufsichtsratsmitglieder (als Vertreter der Anteilseigner) die von ihnen erstellten Berichte an die Hauptversammlung über die Jahresabschlüsse, erteilten sich selbst und dem Vorstand, den sie als Aufsichtsrat zu überwachen hatten, die Entlastung und wählten sich 2013 ad personam selbst wieder in den Aufsichtsrat.

⁶⁶ Urteil des Europäischen Gerichts vom 11. Dezember 2014 zu Republik Österreich gegen die Europäische Kommission wegen Nichtigerklärung des Beschlusses 2011/528/EU der Kommission vom 8. März 2011 über staatliche Beihilfe in Sache C 24/09 – Staatliche Beihilfe für energieintensive Unternehmen, Ökostromgesetz, Österreich (ABl. L 235, S. 42)

⁶⁷ Gesellschaft A hält 12,60 % der Anteile an der OeMAG; Bereitstellung von Personal und Infrastruktur

27.2 Der RH stellte gravierende personelle Funktions- und Rollenkonflikte auf Ebene der Organe und Anteilseigner der OeMAG fest, insbesondere

- weitgehende Personenidentität zwischen den Mitgliedern des Aufsichtsrats und der Hauptversammlung; dadurch war die gebotene Funktionstrennung zwischen den zu entlastenden Funktionsträgern und dem die Entlastung erteilenden Gremium nicht gewahrt,
- Rollen- bzw. Funktionswechsel zwischen Beauftragter (z.B. Vorstand) und Beaufichtigtem (Aufsichtsrat); solche Überkreuzverflechtungen standen weder im Einklang mit der Intention des § 86 AktG noch entsprachen sie den Standards des B-PCGK.

Der RH empfahl dem Ministerium, bei der Gestaltung des künftigen Fördersystems ein von strukturellen Funktions- und Rollenkonflikten unbeeinträchtigtes Kräftegleichgewicht („Checks and Balances“) zwischen den Organen der Abwicklungsgesellschaft sowie weiters die Wahrung des öffentlichen Interesses sicherzustellen.

Der RH empfahl der OeMAG, eine Selbstevaluierung der Tätigkeit des Aufsichtsrats – in Anlehnung an den B-PCGK (C-Regel 11.1.5) bzw. den Österreichischen Corporate Governance Kodex (C-Regel 36) – vorzunehmen.

27.3 Laut Stellungnahme des Ministeriums könnten die vom RH angeführten Punkte auch als Ausdruck einer besonders schlanken und effizienten Organisationsstruktur, in der keine Beeinträchtigungen des Kräftegleichgewichts oder Beeinträchtigungen durch die Personenidentität festzustellen sind, wahrgenommen werden. Dies sei auch im Zuge der Konzessionserteilung seitens des zuständigen Bundesministeriums, unter Beiziehung externer Gutachter, geprüft worden.

Das Ministerium nehme die Empfehlung jedoch zur Kenntnis und werde im Zuge der Neugestaltung des Fördersystems die Rollenverteilung jedenfalls einer Prüfung unterziehen, um ein unbeeinträchtigtes Kräftegleichgewicht („Checks and Balances“) sicherzustellen. Ebenso verwies das Ministerium auf die beabsichtigte künftige Überbindung des B-PCGK.

27.4 Der RH entgegnete dem Ministerium, dass bereits das Konzessionsgutachten vom September 2006 auf die Gefahr von Interessenkonflikten hingewiesen und Auflagen mit Bezug auf die Satzung, die Geschäftsordnungen und die Vorstandsverträge vorgeschlagen hatte. Die weitgehende Personenidentität zwischen den Mitgliedern des Aufsichtsrats und der Hauptversammlung hatte das Gutachten dagegen nicht thematisiert.

Diese personelle Identität von Aktionär und Aufsichtsrat in der Hauptversammlung widerspricht dem 2012 geschaffenen B-PCGK, aber auch dem Aktienrecht. Gemäß § 125 AktG „kann niemand für sich [...] das Stimmrecht ausüben, wenn darüber Beschluss gefasst wird, ob er zu entlasten ist [...]“. Die in der Hauptversammlung der OeMAG geübte Praxis, dass Personen sich ihre eigenen Berichte vorlegen und genehmigen, sich selbst die Entlastung erteilen und sich selbst als Aufsichtsräte wählen, ist aus Sicht des RH nicht „als Ausdruck einer besonders schlanken und effizienten Organisationsstruktur“ zu würdigen. Vielmehr schafft eine solche Praxis Risiken für die Aufsicht, Kontrolle und Transparenz.

Vorstandssitzungen

- 28.1 Die Geschäftsordnung für den Vorstand der OeMAG – beschlossen in der Aufsichtsratssitzung vom 17. Jänner 2007 – sah Protokolle über alle Sitzungen und Besprechungen des Vorstands vor. Diese hatten u.a. den Tag der Sitzung, die Tagesordnung sowie die wesentlichen Inhalte der Verhandlungen und das Abstimmungsergebnis festzuhalten.

Der satzungsgemäß aus zwei Mitgliedern bestehende Vorstand der OeMAG verfasste – laut eigener Aussage – erst ab Jänner 2017 schriftliche Protokolle über Vorstandssitzungen. Dadurch waren Entscheidungsfindungen des Vorstands bis einschließlich 2016 nicht dokumentiert.

- 28.2 Der RH beanstandete die bis Ende 2016 unterbliebene Protokollierung der Vorstandsbesprechungen. Dies stellte einen Verstoß gegen die Geschäftsordnung des Vorstands vom Jänner 2007 dar und verhinderte die Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen des Vorstands.

Vorstandsverträge

- 29.1 (1) Die zweite Funktionsperiode der seit Anfang 2007 bestellten Vorstände lief von 1. Jänner 2010 bis 31. Dezember 2014. Die vom Aufsichtsrat durchgeführte Ausschreibung ergab die bisherigen Vorstandsmitglieder als einzige Bewerber. Der Aufsichtsrat beschloss im Juni 2014 einstimmig deren Wiederbestellung bis 31. Dezember 2019.

(2) Gemäß Punkt 10 der Konzession der OeMAG waren „die Vorstandsverträge sowie deren Änderungen dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit zur Genehmigung vorzulegen. Die Bestellung und Abberufung der Vorstände bedarf der Zustimmung des Bundesministers.“⁶⁸ Die OeMAG informierte den damaligen Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit⁶⁹ im Dezember 2006 über die bereits erfolgte (erstmalige) Bestellung der Vorstände, übermittelte jedoch keine Verträge.

⁶⁸ zur Zeit der Konzessionserlassung Dr. Martin Bartenstein, ab 2. Dezember 2008 Dr. Reinhold Mitterlehner

⁶⁹ Dr. Martin Bartenstein

Die Vorstandsverträge für die zweite Funktionsperiode (2010 bis 2014) legte die OeMAG erst im April 2013 über Aufforderung durch das Ministerium vor.

Im Jänner 2015 setzte die OeMAG den damaligen Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft⁷⁰ über die bereits im Juni 2014 erfolgte Wiederbestellung der Vorstände für die dritte Funktionsperiode (2015 bis 2019) in Kenntnis. Eine Vorlage der Verträge erfolgte nicht, jedoch bot die OeMAG die Möglichkeit einer Einsichtnahme an.

Das Ministerium beurteilte die Wiederbestellung daraufhin als bloße zeitliche Verlängerung ohne inhaltliche Änderungen, die keine Zustimmung des Bundesministers begründe. Lediglich bei einer materiellen Änderung, „etwa bei der Höhe der Remuneration, von Kündigungsklauseln“ hätte – so die interne Rechtsmeinung des Ministeriums – ein neuerliches Zustimmungsrecht bestanden. Tatsächlich hatte die OeMAG mit dem Neuabschluss der Verträge 2015 im Vergleich zum Jahr 2010 die maximal möglichen variablen Bezugsbestandteile um rd. 60 %⁷¹ erhöht (siehe TZ 30).

(3) Die Aufgabenbeschreibung und –verteilung zwischen den Vorständen erfolgte in der Geschäftsordnung des Vorstands aus dem Jahr 2007. Die Vorstandsverträge der OeMAG enthielten keine genaue Aufgabenbeschreibung, die u.a. zur Abgrenzung der für Zielvereinbarungen in Betracht kommenden überdurchschnittlichen Leistungen erforderlich war (siehe TZ 31).

29.2 Der RH beanstandete, dass die OeMAG dem Bundesminister den Abschluss der Vorstandsverträge jeweils erst nachträglich zur Kenntnis brachte und die Verträge nicht – dem Konzessionsbescheid entsprechend – zur Genehmigung bzw. Zustimmung vorlegte. Die Vorstandsverträge für die zweite Funktionsperiode (2010 bis 2014) übermittelte die OeMAG erst über Aufforderung des Ministeriums im April 2013.

Er hielt kritisch fest, dass das Ministerium im Jahr 2015 mit der restriktiven Interpretation, eine Wiederbestellung bedürfe keiner Zustimmung des Ministers, auf eine Einsichtnahme und Prüfung der Verträge (z.B. auf die Angemessenheit der Vorstandsbezüge) verzichtete. Es erlangte daher keine Kenntnis von der Erhöhung der maximal möglichen variablen Bezüge um rd. 60 %, obwohl laut interner Rechtsmeinung des Ministeriums gerade eine solche Änderung unter Genehmigungsvorbehalt gestanden wäre.

Der RH hielt kritisch fest, dass die Vorstandsverträge keine nähere Beschreibung der Aufgaben der Vorstandstätigkeiten enthielten. Dies erschwerte die Evaluierung der Zielerreichung im Zusammenhang mit den variablen Bezügen.

⁷⁰ Dr. Reinhold Mitterlehner

⁷¹ von maximal 40.000 EUR im Jahr 2010 auf maximal 63.840 EUR im Jahr 2015 (Anstieg um 59,6 %)

Der RH empfahl dem Ministerium, im Rahmen seiner Aufsichtspflicht seine Rechte gemäß Konzessionsauflage – insbesondere auch hinsichtlich der Genehmigung von Änderungen der Vorstandsverträge – wahrzunehmen und seine diesbezüglichen Erwartungen gegenüber den Organen der OeMAG klarzustellen.

Ferner empfahl er der OeMAG,

- die Auflagen zum Konzessionsbescheid einzuhalten und
- in den Vorstandsverträgen die aus dem Gesetz, der Satzung und der Geschäftsordnung ableitbaren Inhalte der Vorstandstätigkeiten möglichst genau zu umschreiben.

29.3 (1) Das Ministerium gab in seiner Stellungnahme zu bedenken, dass die Unabhängigkeit und Neutralität der OeMAG ein wichtiges, für die Konzessionserteilung ausschlaggebendes und auch im Gesetz und Konzessionsbescheid festgeschriebenes Kriterium darstelle.

Gemäß Aktienrecht sei die Funktionsperiode des Vorstands auf fünf Jahre zu befristen. Die Wiederbestellung erfordere einen Bestellungsbeschluss des Aufsichtsrats und – zudem – eine schriftliche Bestätigung durch den Vorsitzenden des Aufsichtsrats. Dieses zusätzliche Formerfordernis solle eine konkludente Wiederbestellung des Vorstands verhindern und den Aufsichtsrat dazu anhalten, sich mit der (fortbestehenden) Eignung der Vorstandsmitglieder auseinanderzusetzen.⁷² Die Wiederbestellung und Verlängerung des Anstellungsverhältnisses sei daher – auch aus dem Blickwinkel des Aktiengesetzes – nicht als unwesentliche Änderung zu werten.

Weiters wies das Ministerium darauf hin, dass aufgrund der in der Vergangenheit vertretenen Rechtsansicht, wonach die Vorlage der (geänderten) Vorstandsverträge nicht eingefordert bzw. die OeMAG diese nicht vorgelegt habe, sich an der Gültigkeit der Wiederbestellung und der Vertragsverlängerung, die in der ausschließlichen Kompetenz des Aufsichtsrats lägen, nichts ändere. Wie das Ministerium in seiner Stellungnahme mitteilte, werde es jedoch künftig darauf achten, dass die Vorstandsverträge der Bundesministerin bzw. dem Bundesminister zur Genehmigung vorgelegt und für eine Wiederbestellung die Zustimmung eingeholt werde.

Laut Mitteilung des Ministeriums erwäge die OeMAG, im Zuge der nächsten Vorstandsperiode die Vorstandsverträge unter Berücksichtigung der Kritikpunkte freiwillig und auf Initiative des Vorstands der Vertragsschablonenverordnung des Bundes zu unterwerfen.

⁷² vgl. Reich–Rohrwig/Szilagyi in Artmann/Karollus, AktG II 6, § 75 (Rn 51)

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG habe sie nachweislich alle Konzessionsauflagen eingehalten. Dies habe auch das Ministerium stets so gesehen; es habe stets ein gemeinsames Rechtsverständnis gegeben. Der RH vertrete eine Rechtsansicht, die das Ministerium in dieser Form nie vertreten habe. Die OeMAG werde die Feststellungen des RH mit dem Ministerium analysieren und im Sinne der Anregungen bestmöglich umsetzen.

- 29.4 (1) Der RH entgegnete dem Ministerium, dass er die Gültigkeit der Vorstandsverträge bzw. deren Zustandekommen nicht in Abrede gestellt, sondern vielmehr die Nichteinhaltung der Konzessionsauflagen durch die OeMAG und die mangelhafte Wahrnehmung der Aufsicht durch das Ministerium beanstandet hatte. Die Zusage der Umsetzung seiner Empfehlung bewertete der RH positiv.

Zu den Überlegungen der OeMAG, sich künftig freiwillig der Bundes-Vertragsschablonenverordnung zu unterwerfen, entgegnete der RH, dass die diesbezügliche Stellungnahme sowohl hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung als auch des Zeithorizontes sehr unbestimmt blieb. Auch hatte die OeMAG noch während der Gebarungüberprüfung zwei Gutachten beauftragt, die die Nicht-Anwendbarkeit des Stellenbesetzungsgesetzes und der Bundes-Vertragsschablonenverordnung darlegen sollten. Dies, obwohl Unternehmen mit eigener Rechtspersönlichkeit, die der Kontrolle des RH unterliegen, das Stellenbesetzungsgesetz anzuwenden haben – ungeachtet der Rechtsgrundlage für die Prüfungszuständigkeit des RH.

(2) Der RH entgegnete der OeMAG, dass ihre Vorgangsweise den Konzessionsauflagen nicht entsprach. Wie die Urgenzen des vormaligen Wirtschaftsministeriums belegen, bestand nicht immer ein gemeinsames Rechtsverständnis mit dem Ministerium. Bei einer materiellen Änderung – „etwa bei der Höhe der Remuneration“ – erachtete das Ministerium im Jahr 2015 jedenfalls ein neuerliches Zustimmungsrecht des Bundesministers als gegeben.

Weiters schrieb der Aufsichtsrat der OeMAG bereits am 8. Jänner 2019 die Besetzung des OeMAG-Vorstands für den Zeitraum 1. Jänner 2020 bis 31. Dezember 2024 vorzeitig öffentlich aus. Die Bewerbungsfrist endete am 14. Februar 2019.

Vorstandsbezüge

- 30.1 (1) Gemäß § 78 AktG hatten die Gesamtbezüge von Vorstandsmitgliedern in einem angemessenen Verhältnis zu ihren Aufgaben, zur Lage der Gesellschaft und zu der üblichen Vergütung zu stehen. Für die OeMAG, die als Sondergesellschaft nach gesetzlichen Vorgaben und unter staatlicher Aufsicht und Kontrolle bestimmte Aufgaben zu erfüllen hatte (vor allem Förderabwicklung und –verwaltung sowie energiewirtschaftliche Aufgaben), bedurften die Kriterien der Angemessenheit und Üblichkeit einer näheren Spezifizierung.

Das Ministerium hatte weder anlässlich der Konzessionserteilung noch zu einem späteren Zeitpunkt Grundsätze für die Höhe der Vorstandsbezüge sowie für das Verhältnis von fixen zu variablen Bezugsbestandteilen formuliert. Übliche Anhaltspunkte dafür waren z.B. vergleichbare öffentliche Unternehmen nach Aufgaben und Beschäftigtenzahl, nach Marktrisiko und Gestaltungsspielraum der Leitungsorgane. Das Ministerium unterzog die Verträge diesbezüglich keiner Prüfung.

Die OeMAG sah sich aufgrund der von ihr abzuwickelnden Energiemengen und Geldmittel als größter Stromhändler in Österreich und verglich sich hinsichtlich ihrer Aufgaben mit „klassischen Energieversorgungsunternehmen ... (abgesehen vom technischen Anlagenbetrieb)“.⁷³ Allerdings standen Energieversorgungsunternehmen – anders als die OeMAG – im Wettbewerb und hatten keinen gesetzlich gesicherten Mengenabsatz und keinen Anspruch auf Ersatz der nicht durch Einnahmen gedeckten Mehraufwendungen (siehe TZ 8 bis TZ 15).

(2) Im Verhältnis zu den nach Ansicht des RH in Betracht kommenden Vergleichsbranchen (Bundesverwaltung, Energie und Förderabwicklung)⁷⁴ bzw. Unternehmen befand sich die OeMAG bei den Vorstandsbezügen (fixe und variable Bestandteile) im Jahr 2016 mit rd. 239.000 EUR je VZÄ in der oberen Bandbreite. Sie lag

- erheblich (um bis zu 65 %) über dem höchsten Beamtenbezug⁷⁵ sowie um rd. 42 % über der Förderabwicklungsstelle Agrarmarkt Austria (717 VZÄ),⁷⁶
- etwa in gleicher Höhe wie ein großer Stromnetzbetreiber (Netz Oberösterreich GmbH)⁷⁷ und
- um 8 % (2016) unter der Wien Energie GmbH (größtes regionales Energieversorgungsunternehmen)⁷⁸ sowie der Bundesförderstelle AWS Austria Wirtschaftsservice GmbH⁷⁹ mit über 150 VZÄ sowie
- um rd. 9 % (2016) unter der Regulierungsbehörde E-Control Austria mit 117 VZÄ.⁸⁰

⁷³ siehe OeMAG-Geschäftsberichte der Jahre 2012 bis 2017, jeweils Seite 9

⁷⁴ siehe Berichte des RH über die durchschnittlichen Einkommen und zusätzliche Leistungen für Pensionen der öffentlichen Wirtschaft 2013 und 2014 (Reihe Einkommen 2015/1) und 2015 und 2016 (Reihe Einkommen 2017/1)

⁷⁵ Die Beamtenbezüge der Verwendungsgruppe/Funktionsgruppe A1/7 bis A1/9 waren laut B-PCGK 2017 heranzuziehen, siehe Anmerkungen zur K-Regel 9.3.6.1.

⁷⁶ Die Agrarmarkt Austria wickelte im Jahr 2017 ein Fördervolumen von rd. 1,7 Mrd. EUR ab.

⁷⁷ Die Netz Oberösterreich GmbH beschäftigte 2016 rd. 554 VZÄ.

⁷⁸ Die Wien Energie GmbH beschäftigte im Jahr 2016 durchschnittlich rd. 2.455 VZÄ.

⁷⁹ Die Austria Wirtschaftsservice GmbH erteilte 2017 u.a. 5.450 Finanzierungszusagen für Garantien, Kredite, Zuschüsse, Beteiligungen mit einer Finanzierungsleistung von über 1,1 Mrd. EUR (Förderbarwert von 258 Mio. EUR).

⁸⁰ Der Jahresbruttobezug 2016 laut Einkommensbericht 2017 (Reihe Einkommen 2017/1) belief sich im Jahr 2016 (bereinigt um atypische Effekte infolge Vorstandswechsel und Bezügereduktion) auf rd. 263.000 EUR je VZÄ.

Gegenüber den genannten Unternehmen trug der Vorstand der OeMAG nicht nur ein geringeres Geschäftsrisiko (gesetzlich gesicherter Mengenabsatz, Anspruch auf Ersatz der nicht durch Einnahmen gedeckten Mehraufwendungen), sondern auch weniger Personalverantwortung (siehe TZ 33). Der Grund dafür war, dass die Förderabwicklung der OeMAG weitgehend auf vorgelagerten elektrizitäts-, bau- und naturschutzrechtlichen Bewilligungsverfahren der Länder beruhte und die OeMAG bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen (rd. 91 % der im Jahr 2017 betreuten Anlagen) nur in Ausnahmefällen Vor-Ort-Kontrollen durchführte. Zudem erfolgten ihre Abwicklungstätigkeit und der Kundenverkehr in hohem Maße IT-gestützt (siehe TZ 17).

(3) Die Bundes-Vertragsschablonenverordnung, die der RH für ein Unternehmen, das seiner Prüfungszuständigkeit unterliegt, als Referenz (vorbildliches Modell) erachtet, regelt die Vertragselemente in den Vorstands- und Geschäftsführerverträgen von Unternehmen des Bundes. Wertanpassungen der Bezüge sind in der Verordnung nicht vorgesehen. Die Vorstandsverträge der OeMAG sahen dagegen eine automatische Erhöhung der Gesamtjahresbezüge im Ausmaß der jährlichen prozentualen Erhöhung der Ist-Gehälter gemäß Kollektivvertrag für Angestellte der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Verwendungsgruppe VI) vor.

30.2 (1) Der RH bemängelte, dass das Ministerium bei der Konzessionserteilung keine Grundsätze für die Höhe der Vorstandsbezüge formulierte und die Kriterien der Angemessenheit und Üblichkeit der Bezüge nicht näher spezifizierte. Nach Ansicht des RH wären dabei auch die Bezüge anderer – in Teilaspekten vergleichbarer – staatlicher Unternehmen heranzuziehen, um angemessene Relationen zu wahren.

(2) Der RH hielt kritisch fest, dass die Gesamtjahresbezüge der Vorstände um bis zu 65 % über dem Fixgehalt leitender Beamter, aber auch um rd. 42 % über den Jahresbezügen einer vergleichbaren Förderabwicklungsstelle lagen. Aus Sicht des RH übte die OeMAG überwiegend Tätigkeiten aus, die funktional für die Förderabwicklung waren. Zudem hatten die Vorstände vergleichsweise wenig Personalverantwortung, weil vorgelagerte Genehmigungsverfahren in der Zuständigkeit der Länder lagen und die OeMAG bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen (die rd. 91 % der im Jahr 2017 betreuten Anlagen umfassten) nur in Ausnahmefällen Vor-Ort-Kontrollen durchführte. Soweit die OeMAG auch Tätigkeiten eines Stromhändlers ausübte, unterlag ihre Teilnahme am Markt nicht dem Risiko von Energieversorgungsunternehmen. Letztere waren weder hinsichtlich der Finanzierung ihrer Aufwendungen noch hinsichtlich des Stromabsatzes durch ein Gesetz abgesichert. Nach Ansicht des RH war daher – im Sinne des B-PCGK als Best Practice – die Orientierung der Vorstandsbezüge der OeMAG allein an der Energiebranche nicht argumentierbar.

(3) Nach Auffassung des RH stellen Managerbezüge Fixbeträge über eine bestimmte Vertragslaufzeit dar, die alle relevanten Faktoren für den Gesamtjahresbezug bereits

berücksichtigen. Dies schloss Wertanpassungen nicht generell aus, jedoch sollten diese nach Ansicht des RH nicht automatisch gemäß Kollektivvertrag, sondern durch Beschluss des zuständigen Organs des Unternehmens erfolgen. Dabei wäre der Anpassungsfaktor gemäß Bezügebegrenzungsgesetz anzuwenden.⁸¹

Der RH empfahl dem Ministerium, den seiner Aufsicht unterliegenden Gesellschaften im Energiebereich Grundsätze oder einen – zumindest in Teilen objektivierbaren – Rahmen für die Höhe der Vorstandsbezüge vorzugeben. Die Höhe der variablen Bezüge sollte u.a. dem Tätigkeits- und Risikoprofil des Unternehmens und dem unternehmerischen Gestaltungsspielraum der Leitungsorgane entsprechen.

Der OeMAG empfahl er, sich bei der Festlegung der Vorstandsbezüge an Unternehmen bzw. Förderabwicklungsstellen mit vergleichbarer Verantwortung zu orientieren. Allfällige Wertanpassungen sollten nach dem Anpassungsfaktor gemäß Bezügebegrenzungsgesetz erfolgen.

30.3 (1) Das Ministerium verwies in seiner Stellungnahme auf die beabsichtigte Anwendung des B-PCGK.

(2) Die OeMAG hielt in ihrer Stellungnahme fest, dass sie eine Aktiengesellschaft mit überwiegend privaten Eigentümern (Public Private Partnership – Modell) und aufgrund ihres Finanzierungsvolumens als sogenannte fünffach große Kapitalgesellschaft im Sinne des § 271a UGB einzustufen sei. Die Einstufung stelle nicht nur auf die Anzahl der Dienstnehmerinnen und Dienstnehmer, sondern auf Kerngrößen wie Umsatzerlöse und Bilanzsumme ab. Die OeMAG habe im Jahr 2018 mehr als 15.400 neue Förderanträge abgewickelt und zusätzlich monatlich zwischen 25.000 und über 28.000 Ökostromproduzenten (Bestandsanlagen) abgerechnet. Die Umsatzerlöse hätten im Jahr 2018 rd. 1,25 Mrd. EUR betragen, die Bilanzsumme rd. 544 Mio. EUR. Die Verantwortung des OeMAG-Vorstands könne daher nicht allein anhand der Personalverantwortung beurteilt werden, die aufgrund der effizienten Organisationsstruktur und des überdurchschnittlich hohen Automatisierungsgrads bisher niedrig gehalten werden konnte. Dass die – im Vergleich zu anderen Förderstellen – geringere Personalverantwortung auf vorgelagerten elektrizitäts-, bau- und naturschutzrechtlichen Bewilligungsverfahren der Länder beruhe, sei unrichtig und irreführend, da auch die Förderabwicklung durch andere Förderstellen auf vorgelagerten Genehmigungen beruhe (z.B. Kommunalkredit Public Consulting, Austria Wirtschaftsservice GmbH etc.).

Der RH habe den Aufwand für die Prüfung sämtlicher Anträge sowie insbesondere der Einhaltung der in den Ökostrombescheiden zusammengefassten Auflagen und

⁸¹ Dieser richtete sich nach der Inflation oder nach der Pensionserhöhung für das ASVG-System, wobei der jeweils niedrigere Wert maßgebend war; siehe RH-Bericht „Verträge der geschäftsführenden Leitungsorgane in öffentlichen Unternehmen („Managerverträge“)" (Reihe Bund 2011/7).

Kontrollen durch die OeMAG nicht berücksichtigt. Mit der ÖSG–Novelle 2017 und dem Wegfall der Anerkennungsbescheide der Bundesländer seien ihr auch Prüfungen für Photovoltaik, Windkraft und Kleinwasserkraft überbunden worden. Weiters habe die OeMAG gemäß Förderrichtlinien Vor–Ort–Kontrollen nach Fertigstellung und Endabrechnung von Kleinwasserkraftwerken, mittleren Wasserkraftanlagen und Kraft–Wärme–Kopplungs–Anlagen standardmäßig vorzunehmen, Kontrollen und Plausibilitätsprüfungen der Brennstoffzusammensetzung (Brennstoffgutachten) für Biomasseanlagen sowie deren Brennstoffnutzungsgrad durchzuführen und die Brennstoffnutzungsgrade von Biogasanlagen auf Einhaltung der gesetzlichen Normen zu prüfen. Bei komplexen und schwer überprüfbaren Fragestellungen bediene sich die OeMAG externer Gutachter für Vor–Ort–Kontrollen. Bei Photovoltaik– und Windkraftanlagen seien Vor–Ort–Kontrollen mit externen Gutachtern weniger oft üblich. Bei der Abwicklung von Betriebsbeihilfen komme laut OeMAG – im Gegensatz zu einmaligen Investitionszuschüssen – jedoch ein erheblicher, laufender Abwicklungsaufwand hinzu (z.B. für Forderungsabtretungen, Rechtsnachfolgen, Erbschaftsfälle, Insolvenzen).

Zur Einordnung ihrer Tätigkeit und dem Verhältnis der Vorstandsbezüge zu in Betracht kommenden Vergleichsbranchen führte die OeMAG in ihrer Stellungnahme folgendes aus:

Die Geschäftstätigkeit der OeMAG erstreckte sich auf die Führung einer Bilanzgruppe, samt Stromhandel und Förderabwicklung, also mit Schwerpunkt innerhalb der Energiebranche. Um Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit energiewirtschaftlichen Kenntnissen zu bekommen, müsse sich die OeMAG am Gehaltsniveau der Energiewirtschaft orientieren und unterliege dem Kollektivvertrag für Angestellte von Elektrizitätsunternehmen. Auch der RH, das Bundesministerium für Finanzen oder die Statistik Austria würden sie als Elektrizitätsunternehmen einstufen.

Die vom RH angeführten Vergleichsgruppen würden laut OeMAG eine extrem hohe Streuung aufweisen, die die statistische Aussagekraft beeinträchtige. Beziehe man sich auf das veröffentlichte Zahlenwerk dieser inhomogenen Vergleichsgruppe, so müsste die OeMAG – entgegen den Aussagen des RH – etwa im Mittelfeld, bei Einbeziehung weiterer Unternehmen wie der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG), des Austrian Institutes of Technology (AIT) oder der Netz Burgenland GmbH sogar in der unteren Bandbreite liegen.

Die Berechnung des RH, wonach die Bezüge der Vorstände der E–Control Austria lediglich rd. 9 % über jenen der OeMAG lägen, und die diesbezügliche Fußnote habe die OeMAG nicht nachvollziehen können. Gemäß den im Einkommensbericht veröffentlichten Zahlen wären die Vorstandsbezüge der E–Control Austria im Jahr 2015 um rd. 33 % und im Jahr 2016 um rd. 51 % über jenen der OeMAG gelegen.

30.4 Der RH entgegnete der OeMAG, dass die von ihr dargestellten Kontrollpflichten nicht umfangreicher waren als jene anderer Förderstellen, vor allem im Bereich der Tarifförderungen. So etwa entfielen von rd. 25.400 im Jahr 2017 unter Vertrag stehenden Anlagen rd. 91 % auf tarifgeförderte Photovoltaik- und Windkraftanlagen, bei denen die OeMAG nahezu keine Vor-Ort-Kontrollen durchführte. Auch der Aufwand für Antragsprüfungen war – im Vergleich zu anderen Förderstellen – geringer und die monatliche Abrechnung erfolgte weitgehend automatisiert. Der Anteil der Biomasse- und Biogasanlagen (die nicht Gegenstand der RH-Überprüfung waren), für die laut OeMAG ein deutlich höherer Prüfaufwand besteht, betrug unter 2 % (430 Anlagen).

Zu der Einordnung der Tätigkeit der OeMAG in die Energiebranche führte der RH aus, dass die Kategorisierung nach ÖNACE⁸² durch die Statistik Austria erfolgt – nach Bestätigung des jeweiligen Unternehmens – nicht aber durch den RH. Unabhängig davon, ob die OeMAG schwerpunktmäßig in der Energiebranche tätig ist, stellt die Förderabwicklung – als wesentlicher Teil ihrer Tätigkeit – keine energiewirtschaftliche Aufgabe im engeren Sinn dar.

Zur Auswahl der Unternehmen der Vergleichsgruppe entgegnete der RH der OeMAG:

Wie aus den Einkommensberichten des RH ersichtlich, wiesen die – neben der Bundesverwaltung – in Betracht kommenden Vergleichsbranchen (Energieversorgung sowie Förderabwicklungsstellen) eine große Bandbreite bei den Einkommen auf. Der RH wählte beispielhaft Unternehmen bzw. Institutionen aus, die hinsichtlich Umsatz, Förderabwicklungsvolumen oder Anzahl der Förderfälle zumindest jenen der OeMAG entsprachen. In diesem Vergleich lagen die Vorstandsbezüge der OeMAG deutlich über den Bezügen hochrangiger Beamtinnen und Beamter und teilweise sogar über jenen (großer) Energieunternehmen oder Förderstellen, darunter auch die von der OeMAG genannte Netz Burgenland GmbH.⁸³ Zum Vergleichswert der E-Control verwies der RH auf seinen Bericht „System der Wettbewerbsbehörden außerhalb des Finanzmarkts“,⁸⁴ der die Verringerung der Vorstandsbezüge der E-Control (anlässlich der Neubestellung des Vorstands im März 2016) festhält, sowie auf den Einkommensbericht für die Jahre 2017 und 2018 des RH⁸⁵.

⁸² ÖNACE ist die österreichische Version der NACE; sie bezeichnet eine statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (Statistical classification of economic activities in the European Communities). In Österreich erfolgt die Zuordnung durch die Statistik Austria.

⁸³ siehe Bericht des RH über die durchschnittlichen Einkommen und zusätzliche Leistungen für Pensionen der öffentlichen Wirtschaft des Bundes 2015 und 2016 (Reihe Einkommen 2017/1)

⁸⁴ Reihe Bund 2019/28, TZ 27

⁸⁵ siehe Bericht des RH über die durchschnittlichen Einkommen und zusätzliche Leistungen für Pensionen der öffentlichen Wirtschaft des Bundes 2017 und 2018 (Reihe Einkommen 2019/1); demnach betrug der Jahresbruttobezug inklusive Sachbezüge je Vorstandsmitglied im Jahr 2017 rd. 265.700 EUR (2018: rd. 272.300 EUR). Laut Corporate Governance Bericht 2018 der E-Control sahen die Verträge keine variablen Bezüge vor.

Wesentlicher als der Zahlenvergleich erschien dem RH jedoch der Vergleich der von den Vorständen bzw. Unternehmen zu tragenden Verantwortung bzw. Risiken. Anders als die dem Wettbewerb ausgesetzten Energieunternehmen hatte die OeMAG aufgrund gesetzlicher Absicherungen weder hinsichtlich der Finanzierung ihrer Aufwendungen noch hinsichtlich des Stromabsatzes ein vergleichbares Risiko zu tragen. Zu dieser unterschiedlichen Verantwortung bzw. Risikotragung als Kriterium für die Bemessung der Höhe von Vorstandsbezügen nahm die OeMAG jedoch nicht Stellung.

Der RH hielt seine Empfehlung, die OeMAG möge sich bei der Festlegung der Vorstandsbezüge an Unternehmen bzw. Förderabwicklungsstellen mit vergleichbarer Verantwortung orientieren, weiter aufrecht.

Zielvereinbarungen und Zielerreichungsbonus

31.1 (1) Der B-PCGK sah vor, dass vor Beginn eines jeden Geschäftsjahres konkrete, auf einen überdurchschnittlichen Erfolg abstellende und von den Leitungsorganen weitestgehend beeinflussbare Ziele sowie Kriterien für die Auszahlung der variablen Komponenten festzulegen waren.

(2) Die Verträge der OeMAG-Vorstände enthielten neben dem Gesamtjahresbezug leistungs- und erfolgsabhängige Bonuszahlungen. In der Funktionsperiode 2010 bis 2014 beliefen sich diese auf bis zu 40.000 EUR (indexangepasst); in der Funktionsperiode 2015 bis 2019 auf maximal 63.840 EUR (2015) bzw. maximal 40 % des fixen Jahresbruttobezugs. Der höchstmögliche Bonus stieg daher von 2010 auf 2015 um rd. 60 %.

Begründungen für den Anteil der Bonuszahlungen (maximal 40 %) am fixen Jahresbruttobezug bzw. für die Steigerung des Höchstwerts um 60 % waren den Unterlagen der OeMAG nicht zu entnehmen. Die OeMAG war in einem umfassend reglementierten Bereich tätig, welcher der Gesellschaft und den Vorständen nur wenig Gestaltungsspielraum ließ. Im Gegensatz dazu lagen die variablen Bezugsbestandteile bei der vom RH herangezogenen Vergleichsgruppe bei maximal 25 %.

(3) Der vertragliche Anspruch auf eine Bonuszahlung bestand bei Erreichen der jeweils jährlich vereinbarten Ziele. Die Zielvereinbarungen der Jahre 2013 bis 2017, die das Präsidium des Aufsichtsrats mit den OeMAG-Vorständen schloss, enthielten

- Ergebnisziele (Gewichtung bis 2016: 34 %, 2017: 50 %, 2018: 40 %)
- Prozessziele (Gewichtung bis 2016: 33 %, 2017: 50 %, 2018: 60 %)
- Einzelprojektziele (Gewichtung bis 2016: 33 %, danach entfiel diese Kategorie).

(4) Die Zielvereinbarungen wiesen Mängel auf, zudem waren die formalen Voraussetzungen für die Zuerkennung der Bonuszahlungen nicht immer erfüllt:

Tabelle 28: Mängel bei den Zielvereinbarungen für die variablen Bezüge

Mangel	Beschreibung												
Abschluss der Vereinbarungen nach Beginn des Geschäftsjahres	– Das Präsidium des Aufsichtsrats der OeMAG und der Vorstand schlossen die Zielvereinbarungen für die Jahre 2014, 2015, 2017 und 2018 erst im betreffenden Jahr (meist in der ersten Sitzung des Aufsichtsratspräsidiums) und für das Jahr 2017 erst im Oktober 2017 ab.												
mangelhafte Beschreibung der Tätigkeiten und Aufgaben in den Vorstandsverträgen	– Die Vorstandsverträge enthielten keine näheren Beschreibungen der Tätigkeiten bzw. Aufgaben der Vorstände. – Die in der Geschäftsordnung des Vorstands aus 2007 zugewiesenen Geschäftsbereiche waren als Grundlage für die Evaluierung der Zielerreichung zu allgemein formuliert.												
wenig spezifische Zielformulierungen	– Die sehr allgemein formulierten Ziele erschwerten die Evaluierung der Zielerreichung.												
Ziele stellen nicht auf einen überdurchschnittlichen Erfolg ab	– Die Zielformulierung ließ zumeist nicht erkennen, ob und in welchem Maße damit die in den Vorstandsverträgen ungenügend beschriebenen Aufgaben zu überschreiten waren.												
	– Als Prozessziele gab der Aufsichtsrat bis einschließlich 2016 auch quantitative Ziele vor. Das Erreichen der gewählten Zielwerte war ohne besondere Ambitionen möglich, z.B. maximaler Anteil der Personalkosten am Umsatz (in %):												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2013</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ziel: 0,70</td> <td>Ziel: 0,60</td> <td>Ziel: 0,50</td> <td>Ziel: 0,45</td> </tr> <tr> <td>Ist: 0,23</td> <td>Ist: 0,18</td> <td>Ist: 0,15</td> <td>Ist: 0,16</td> </tr> </tbody> </table>	2013	2014	2015	2016	Ziel: 0,70	Ziel: 0,60	Ziel: 0,50	Ziel: 0,45	Ist: 0,23	Ist: 0,18	Ist: 0,15	Ist: 0,16
	2013	2014	2015	2016									
Ziel: 0,70	Ziel: 0,60	Ziel: 0,50	Ziel: 0,45										
Ist: 0,23	Ist: 0,18	Ist: 0,15	Ist: 0,16										
Ziele, die nicht dem öffentlichen Interesse entsprachen	– Zielvorgaben wie „Erreichung der Eigenkapitalverzinsung laut Gutachten“ und „vollständige Anerkennung der Kosten der OeMAG im Tariffestsetzungsverfahren“ lagen im Interesse der Eigentümer (zugleich Dienstleister) der OeMAG und standen potenziell im Konflikt zum Ökostromgesetz, das auf eine „angemessene“ Verzinsung bzw. „angemessene“ Kosten abstellte.												

Quelle: OeMAG; Auswertungen: RH

(5) Das Präsidium des Aufsichtsrats erkannte den Vorständen für die Jahre 2013 sowie 2015 bis 2017 zwischen 82 % und 85 % der maximalen Bonuszahlungen laut Vertrag zu. Für das Jahr 2014 gewährte das Präsidium jeweils 50.000 EUR. Wie das Ausmaß der Zielerreichung und die Höhe der Bonuszahlungen konkret ermittelt wurden, war den Präsidiumsbeschlüssen und den Mitteilungen an die Vorstände nicht zu entnehmen.

(6) Für die Beurteilung des Jahres 2014 galten noch die Vorstandsverträge 2010 bis 2014, die als Bemessungsgrundlage der Bonuszahlungen einen Betrag von jeweils 40.000 EUR zuzüglich Indexanpassung vorsahen. Die indexangepasste Basis für die Bonuszahlungen im Jahr 2014 hätte daher rd. 44.800 EUR betragen. Die tatsächlich geleisteten Zahlungen von jeweils 50.000 EUR überstiegen den vertragskonform ermittelten Betrag um rd. 5.200 EUR.

Laut einer Rechtsauskunft, welche die OeMAG dem RH dazu vorlegte, wären „arbeitsvertraglich geregelte Sachverhalte grundsätzlich anhand des für den sachverhaltsrelevanten Zeitpunkt geltenden Vertragswerks zu beurteilen“. Jedoch deute das Faktum, dass das Präsidium des Aufsichtsrats die Prämien für das Geschäftsjahr 2014 nach der Regelung des Vorstandsvertrags 2015 gewährt habe, „den klaren Willen der Vertragspartner“ an. Daher sei die Prämiengewährung für das Jahr 2014 „auf Grundlage der neuen Vertragslage erfolgt“.

Eine sachliche Begründung für die rückwirkende Anwendung der erst ab 1. Jänner 2015 gültigen Vertragsregelungen enthielt das Zuerkennungsschreiben des Aufsichtsratsvorsitzenden nicht.

- 31.2 Der RH hielt kritisch fest, dass ein variabler Bezugsanteil von maximal 40 % nicht dem vergleichsweise geringen Gestaltungsspielraum des Vorstands der OeMAG entsprach. Der vom Vorstand tatsächlich beeinflussbare Anteil der Aufwendungen belief sich auf weniger als 7 % der jährlichen Betriebsleistung von rd. 1,1 Mrd. EUR (Durchschnitt 2013 bis 2017, siehe TZ 15).

Ferner beanstandete der RH, dass der Abschluss der Zielvereinbarungen mit den Vorstandsmitgliedern der OeMAG nicht vor Beginn des Geschäftsjahres erfolgte und die zumeist sehr allgemein formulierten Ziele zum Teil nur auf Kernaufgaben des Vorstands abstellten. Auch die quantitativen Ziele (z.B. Personalkostenanteil am Umsatz) beurteilte der RH als wenig ambitioniert, zumal schon das Umsatzwachstum 2013 bis 2017 maßgeblich zur Zielerreichung beitrug.

Weiters kritisierte der RH, dass die für die Bonuszahlungen gewählten Zielvorgaben nicht immer dem Ökostromgesetz entsprachen, das auf angemessene Kosten und eine angemessene Eigenkapitalverzinsung abstellte, wobei das Ministerium die Angemessenheit festzustellen hatte. Dagegen gab der Aufsichtsrat der OeMAG dem Vorstand als Ziel die vollständige Anerkennung der Kosten der OeMAG vor sowie die Erreichung einer Eigenkapitalverzinsung laut Gutachten. Aus Sicht des RH konnten solche Zielvorgaben Fehlanreize zulasten des öffentlichen Interesses bewirken. Der RH verwies auf seine Empfehlungen zu den Kriterien der Angemessenheit (TZ 8 und TZ 12) und den Governance-Strukturen der OeMAG (TZ 26 f.).

Er beanstandete, dass die Bonuszahlungen für das Jahr 2014 den höchstmöglichen Betrag um jeweils 5.200 EUR überstiegen, weil anstelle der noch bis Ende 2014 gültigen Vorstandsverträge bereits die Verträge für 2015 rückwirkend angewendet wurden. Aus Sicht des RH erfordern Zahlungen aus öffentlichen Mitteln – über den (mündlichen) Konsens der Vertragspartner hinaus – eine sachliche Begründung und vertragskonforme Vorgangsweise.

Der RH empfahl der OeMAG,

- beim Anteil der variablen Bezugsbestandteile auf den unternehmerischen Gestaltungsspielraum des Vorstands abzustellen,
- bei den jährlich im Vorhinein abzuschließenden Zielvereinbarungen auf einen besonderen, über die vertraglich geforderte Leistung hinausgehenden und vom Vorstand – im Einklang mit dem öffentlichen Interesse – beeinflussbaren Erfolg abzustellen,
- die Vertragskonformität der im Jahr 2014 geleisteten Bonuszahlungen zu überprüfen und allfällig zu hohe Auszahlungsbeträge zurückzufordern.

31.3 (1) Das Ministerium führte in seiner Stellungnahme aus, dass es die Endergebnisse des RH-Berichts an den Aufsichtsrat der OeMAG kommunizieren und auch die Bewertungskriterien für die Zuerkennung einer Bonuszahlung hinterfragen werde. Im Übrigen verwies das Ministerium auf die Stellungnahme der OeMAG.

Laut Stellungnahme des Ministeriums erachte die OeMAG – so das Ergebnis seiner Rücksprache mit der Abwicklungsstelle – den vom RH dargestellten Anteil der variablen Bezugsbestandteile als unrichtig: Es sei nämlich nur die Berechnungsbasis für die Bemessung der variablen Bezugsbestandteile – und nicht der Bezug selbst – in diesem Umfang erhöht worden. Der RH habe den nicht valorisierten Absolutbetrag aus 2010 mit dem maximal möglichen Prozentanteil aus 2015 verglichen. Letzterer sei nie erreicht worden, jedoch werde daraus eine Erhöhung des variablen Anteils um 60 % abgeleitet. Faktisch habe der Anteil der variablen Bezüge sowohl 2010 als auch 2015 rd. 21 % betragen; im Jahr 2014 sogar nur 17,8 %. In den anderen Jahren des Prüfungszeitraums sei der Anteil gemäß vorgelegten Jahreslohnkonten zwischen 20 % und 22 % und damit sogar unterhalb der seitens des RH herangezogenen Vergleichsgruppe mit maximal 25 % gelegen.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG habe der RH seine Feststellungen weder in der Schlussbesprechung noch in vorhergehenden Besprechungen mit der OeMAG diskutiert, weshalb die Auffassungsunterschiede nicht ausgeräumt werden konnten.

Die OeMAG betonte, sie habe dem RH alle dem Vorstand vorliegenden Unterlagen zur Nachvollziehbarkeit der Zielerreichung vorgelegt. Der RH habe kein klärendes Gespräch mit dem zuständigen Aufsichtsratsvorsitzenden bzw. den Vertretern des Präsidiums gesucht. Die pauschal negative Beurteilung des RH wäre unreflektiert und entspreche nicht den Tatsachen.

Ebenso wies die OeMAG die Aussage des RH, die Zielvorgabe für den Vorstand stehe im Widerspruch zu den Vorgaben des Ökostromgesetzes, zurück, da mit der Anerkennung der Kosten auch deren Angemessenheit nachgewiesen sei. Auch die Verknüpfung der Bonuszahlungen der Vorstände mit der Zielvorgabe, eine vollständige Kostenanerkennung zu erreichen, spreche nicht gegen die Tätigkeit der OeMAG oder gegen diese Entlohnung (auch wenn das Ökostromgesetz von angemessenen Kosten spricht).

Hinsichtlich der Boni für das Jahr 2014 habe die OeMAG – wie empfohlen – den Sachverhalt neuerlich geprüft und dem RH ihre Beurteilung samt Bestätigung des mit der Prüfung beauftragten Rechtsanwalts vorgelegt. Demnach seien die Bonuszahlungen vertragskonform und dem Rechtsverständnis der Vertragspartner entsprechend gewesen. Das Faktum, dass seitens des Präsidiums des Aufsichtsrats nun bereits bei der Prämienverteilung im Jahr 2015 für das Geschäftsjahr 2014 die neue Regelung des dann bereits in Wirkung stehenden Vorstandsvertrags angewandt wurde (E-Mail des Aufsichtsrats-Vorsitzenden vom 27. April 2015), deute den manifesten Parteiwillen der Vertragspartner an. Der Neuabschluss des Vorstandsvertrags mit Wirksamkeit ab 1. Jänner 2015 sei so zu verstehen, dass die Wirkung der geänderten Bestimmungen des neuen Vorstandsvertrags bereits auf den Zeitpunkt der Prämienverteilung bezogen sein sollte, unabhängig davon, ob dies einen Zeitraum vor dem 1. Jänner 2015 betreffe.

31.4 Der RH entgegnete der OeMAG, dass seine Darstellung der Erhöhung der variablen Bezugsbestandteile weder unzutreffend noch irreführend war. Er hatte klar festgehalten,

- dass er die jeweils laut Vertrag höchstmöglichen Bonuszahlungen – nämlich 40.000 EUR (laut Vertrag 2010) und 63.840 EUR (laut Vertrag 2015; das sind 40 % des Jahresbruttobezugs von 159.600 EUR) – einander gegenüberstellte, woraus sich eine Steigerung von rd. 60 % ergab;
- dass in den überprüften Jahren – außer für das Jahr 2014 – zwischen rd. 82 % und rd. 85 % des höchstmöglichen Bonusbetrags zuerkannt wurden.

Der RH entgegnete weiters, dass ihm für die außerhalb des Prüfungszeitraums (2013 bis 2017) liegenden Jahre keine Jahreslohnkonten und Unterlagen über die Zuerkennung variabler Bezugsbestandteile vorlagen, weshalb er den in der OeMAG-Stellungnahme genannten Anteil von rd. 21 % Bonuszahlungen im Jahr 2010 nicht verifizieren und jenem des Jahres 2015 gegenüberstellen konnte. Allerdings erhöhten sich die für das Jahr 2014 (auf Basis des Vertrags 2015) gewährten Boni gegenüber jenen für 2013 (Basis: 40.000 EUR valorisiert) um rd. 31 %.

Die OeMAG-Berechnung für 2014 und 2015 konnte der RH nicht nachvollziehen. Der RH ermittelte den Anteil der variablen Bezugsbestandteile am Jahresbruttobezug – bezogen auf das Beurteilungsjahr⁸⁶ – mit rd. 25 % (2013) bis rd. 33 % (2015 bis 2017).

Zum Einwand, der RH habe der OeMAG seine Feststellungen nicht ausreichend nahegebracht, entgegnete der RH, dass zu Vorstandsthemen mehrere Besprechungen stattfanden. In diesen wurden die Themen Vorstandsbezüge, Boni und Zielvorgaben eingehend erörtert. Im Zuge der Schlussbesprechung erläuterte der RH seine Feststellungen und Empfehlungen ausführlich. Über das unternehmerische Risiko der OeMAG – ein wesentlicher Punkt für die Beurteilung der Angemessenheit der Bezüge (wie auch der Eigenkapitalverzinsung, siehe **TZ 12**) – wurde letztlich kein Einvernehmen erzielt.

Betreffend Prüfgespräche mit dem Aufsichtsratsvorsitzenden entgegnete der RH der OeMAG, dass bei Gebarungsüberprüfungen üblicherweise die Geschäftsleitung der Ansprechpartner des RH ist und die vollständige Vorlage der angeforderten Unterlagen und Informationen verantwortet. Der RH hatte im September 2018 vom Vorstand der OeMAG „alle Unterlagen zum Verfahren der Festlegung von Zielvorgaben und zu den jährlichen Zielvereinbarungen (Zeitraum 2013 bis 2017) und zur jährlichen Feststellung der Zielerreichung einschließlich Beschlüsse des Aufsichtsrats-Präsidiums über die Prämienvergütung (samt allenfalls vorhandene Unterlagen dazu)“ angefordert. Es wäre Aufgabe des Vorstands gewesen, den Aufsichtsrat bzw. dessen Vorsitzenden zu ersuchen, dem RH allfällige – dem Vorstand nicht vorliegende – Unterlagen zur Beurteilung der Zielerreichung bzw. zur Festlegung der Höhe der Bonuszahlungen zukommen zu lassen. Der RH hätte die Beiziehung von Vertretern des Aufsichtsrats zu einschlägigen Besprechungen nicht abgelehnt. Da dies nicht erfolgte, ging der RH von der Vollständigkeit der vorgelegten Unterlagen aus.

Hinsichtlich der Zielvorgaben bemerkte der RH, dass das Ministerium – auf Basis der von ihm beauftragten Gutachten – eine angemessene Verzinsung festlegt bzw. angemessene Kosten anerkennt. Diese Verfahren liegen nicht im Einflussbereich des Vorstands und können daher nicht Teil von Zielvereinbarungen sein. Der RH sah keinen unternehmerischen Spielraum für bonuswürdige Aktivitäten des Vorstands zur „Erreichung der Eigenkapitalverzinsung laut Gutachten“ oder zur „vollständigen Anerkennung“ von Kosten.

Zu den Ausführungen der OeMAG zu den Bonuszahlungen für das Jahr 2014 auf Basis der ab 1. Jänner 2015 geltenden Vorstandsverträge wiederholte der RH seine Position: Die faktische Vorgangsweise und der zu deutende „manifeste Parteiwille der Vertragspartner“ – Vorstand und Aufsichtsrat – stellt keine hinreichende mate-

⁸⁶ Beispiel 2016: Bruttobezug 2016 laut Jahreslohnzettel: 161.974 EUR; im Jahr 2017 ausbezahlter Bonus für 2016: 53.000 EUR; Anteil: 32,7 %

rielle Begründung dar, um aus öffentlichen Mitteln – abweichend von der üblichen Anwendung und Geltung vertraglicher Regelungen – rückwirkend höhere Bonuszahlungen zu gewähren. Der RH erachtete die Vertragskonformität dieser Zahlungen als nicht gewährleistet.

Der RH hielt seine Empfehlungen aufrecht.

Dienstleistungsverträge der OeMAG

Angemessenheit

32.1 (1) Das Unternehmenskonzept der OeMAG sah schon bei der Bewerbung um die Konzession vor, die für die Aufgabenerfüllung erforderlichen Personalressourcen und Fachkompetenzen extern zuzukaufen, vor allem in den Bereichen Abrechnung, IT-Infrastruktur, –Entwicklung und –Betrieb sowie Energiewirtschaft. Den unternehmensinternen Aufbau erachtete die OeMAG laut Konzessionsbewerbung als zu teuer.

Die OeMAG schloss daher für ihre Aufgabenbereiche bzw. Prozessgruppen Dienstleistungsverträge mit sechs ihrer sieben Eigentümer (siehe [TZ 26](#)) sowie mit Mutter- bzw. Tochtergesellschaften ihrer Eigentümer ab.

(2) Der Zukauf von Dienstleistungen unterlag laut Konzessionsbescheid den Bestimmungen über das Vergabeverfahren für öffentliche Auftraggeber. Ausgenommen waren die

- bereits vor der Konzessionserteilung abgeschlossenen Verträge, deren Leistungsgegenstand eine Voraussetzung für die Bewerbung der OeMAG um eine Konzession bildete, und
- Verträge, die eine Voraussetzung für die Erfüllung der Aufgaben einer Ökostromabwicklungsstelle im gesetzlich geforderten Umfang ab 1. Oktober 2006 darstellten (Vorleistungen).

Vor diesem Hintergrund erfolgte im Jahr 2006 keine Ausschreibung der Dienstleistungsverträge. Wesentliche Prozesse (z.B. Abrechnung, IT sowie Energiewirtschaft) blieben bei jenen Unternehmen, die diese Dienstleistungen auch schon für die Vorgängerorganisationen der OeMAG erbracht hatten.

(3) Infolge des wachsenden Umfangs der Abwicklungstätigkeit schlossen die OeMAG und ihre beiden Hauptdienstleister, die Gesellschaft A (Personal und Infrastruktur) sowie die APG (Energiewirtschaft), zwischen 2013 und 2015 Zusatzvereinbarungen bzw. neue Dienstleistungsverträge ab.

Eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft untersuchte daher im Auftrag der OeMAG, ob der Vertragsentwurf der Gesellschaft A (Personal und Infrastruktur) aus dem Jahr 2014 im Vergleich zum Vertrag aus 2006 „eine wesentliche Änderung des öffentlichen Auftrags“⁸⁷ darstellte, die eine Ausschreibung erforderte. Der Wirtschaftsprüfer sah „insgesamt eine deutliche Ausdehnung des Mengengerüsts bei vergleichbarem bzw. besser präzisiertem Leistungsumfang“, jedoch keine wesentliche Änderung. Aus diesem Grund erfolgte auch im Jahr 2014 keine Ausschreibung.

(4) Der Dienstleistungsvertrag zwischen der OeMAG und der APG vom 1. Oktober 2006 enthielt genaue Beschreibungen der laufend bzw. regelmäßig zu erbringenden Leistungen im Prozess Energiewirtschaft. Verträge bzw. Zusatzvereinbarungen über Vorhaben mit Projektcharakter (z.B. Implementierung zusätzlicher Leistungselemente) sahen jedoch weder konkrete Umsetzungsfristen, Arbeitspakete bzw. Meilensteine noch Pönalen für den Fall verspäteter bzw. ausbleibender Leistungserbringung vor (siehe TZ 36).

Gemäß der Präambel zum Dienstleistungsvertrag zwischen der OeMAG und der APG war den Partnern bewusst, dass die OeMAG „öffentlich aufgebrachte Mittel verwaltet und der öffentlichen Aufsicht“ und Kontrolle unterlag. Sie beabsichtigten eine kostengünstige und effiziente Leistungserbringung und eine Preisgestaltung unter Beachtung der Vorgaben des Ökostromgesetzes. Die Präambel eines Sideletters zu diesem Vertrag stellte dagegen alleine auf die Möglichkeit der OeMAG, sich ihre Mehraufwendungen vom Ministerium anerkennen und abgelten zu lassen, ab. Gemäß Sideletter werde die OeMAG „sich bemühen, Schäden und Aufwendungen, die sich im Zuge der Abwicklung des Dienstleistungsvertrags ergeben, beim (Ministerium) geltend zu machen und anerkennen zu lassen.“ Im Falle einer rechtsgültigen Anerkennung werde die OeMAG „auf die Geltendmachung von Ersatzforderungen“ in der zuerkannten Höhe verzichten. Ein gleichlautender Sideletter bestand auch zu einem Vertrag mit einem anderen Dienstleister.

(5) Bei den Verwaltungskosten der OeMAG – so ein Gutachten für das Jahr 2007 – handelte es sich „größtenteils um Kosten für Leistungen ..., die von diversen Dienstleistern bezogen werden.“ Die Verrechnung dieser Kosten beurteilte der Gutachter als vertrags- und budgetkonform sowie „aus formaler (rechtlicher) Sicht angemessen“. Er vermerkte jedoch: „Zur materiellen Plausibilisierung müsste vertiefend eine Betrachtung des Preis-Mengen-Gerüsts und ein detaillierter Einzelvergleich mit alternativer Leistungserbringung erfolgen.“

⁸⁷ siehe EuGH, Rechtssache C-454/06 vom 19. Juni 2008: Änderungen der Bestimmungen eines öffentlichen Auftrags während seiner Geltungsdauer sind als Neuvergabe im Sinne der Richtlinie 92/50 anzusehen, wenn sie wesentlich andere Merkmale aufweisen als der ursprüngliche Auftrag und damit den Willen der Parteien zur Neuverhandlung wesentlicher Bestimmungen dieses Vertrags erkennen lassen.

Das Ministerium veranlasste im Rahmen seiner Aufsicht keine materiellen Prüfungen der Angemessenheit der Dienstleistungsverträge der OeMAG. Es hatte sich als Konzessionsgeber auch keine Zustimmung zum Neuabschluss von Dienstleistungsverträgen vorbehalten.

- 32.2 Der RH hielt fest, dass das Unternehmenskonzept der OeMAG weitgehend auf dem Zukauf von Geschäftsprozessen (z.B. Abrechnung, IT-Infrastruktur und IT-Dienste, Energiewirtschaft) bei Unternehmen beruhte, die diese Dienstleistungen großteils schon vor der Gründung der OeMAG für Zwecke der Ökostromabwicklung erbracht hatten und nunmehr auch die Eigentümer der OeMAG waren. Er bemerkte kritisch, dass die OeMAG – acht Jahre nach ihrer Gründung – die Verträge mit einzelnen Dienstleistern erneuerte, ohne die in der Konzession vorgesehenen Ausschreibungen durchzuführen.

Der RH bemängelte ferner, dass Verträge bzw. Zusatzvereinbarungen über Vorhaben mit Projektcharakter keine konkreten Zeitvorgaben sowie Arbeitspakete und auch keine Pönale für den Fall verspäteter bzw. ausbleibender Vertragserfüllung vorsahen (siehe TZ 36).

Er empfahl der OeMAG, Projektaufträge sowie Zusatzvereinbarungen zu Dienstleistungsverträgen über Vorhaben mit Projektcharakter im Sinne eines Werkvertrags (vor allem Termine und Kosten) klar zu regeln und bei Nichterfüllung Pönalen vorzusehen.

Der RH kritisierte, dass die OeMAG – gemäß Sideletter zum Dienstleistungsvertrag mit der APG – bei allfälligen Schäden und Aufwendungen aus der Vertragsabwicklung – ohne vorherige Prüfung ihrer Ersatzansprüche an die APG – eine Kostentragung aus Mitteln der Ökostromförderung anstrebte. Dies stand nicht im Einklang mit dem öffentlichen Interesse. Er merkte dazu kritisch an, dass das Ministerium im Rahmen seiner Aufsicht über die OeMAG keine materiellen Prüfungen der Kostenangemessenheit der Dienstleistungsverträge bzw. der administrativen Aufwendungen der OeMAG veranlasst hatte, und verwies auf seine diesbezüglichen Feststellungen und Empfehlung in TZ 11 sowie TZ 33 und TZ 37.

Er empfahl dem Ministerium, im Rahmen seiner Aufsichtspflichten über die OeMAG periodisch bzw. stichprobenweise materielle Prüfungen der Kostenangemessenheit der Dienstleistungsverträge durchzuführen.

32.3 (1) Das Ministerium führte in seiner Stellungnahme aus, dass die Sektion für Energie und Bergbau mit der Innenrevision des Ressorts, die über Erfahrung und Kenntnisse in der Prüfung von Förderstellen, Förderungen und Drittverträgen verfüge, zu den materiellen Prüfungsfeststellungen Festlegungen treffen werde. Sowohl über diesen Weg als auch über die Darstellung der in der Abwicklung beeinflussbaren Kosten im Zuge des Ökostromförderbeitragsverfahrens sei in Zukunft eine Evaluierung möglich.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG übersehe der RH, dass die Erweiterungen der Dienstleistungsverträge zumeist systemimmanente Terminvorgaben enthielten. Bei der Erweiterung der APG–Dienstleistung um Intraday–Prognosen für Windkraft seien zwei Phasen vereinbart worden. Die erste sei umgehend umgesetzt worden. Der Fortschritt der zweiten Phase hänge jedoch wesentlich von der Datenintegration durch Dritte ab; daher wäre eine Pönalisierung bei Terminverzug nicht durchsetzbar gewesen. Dennoch sei mit dem Zieldatum Ende 2015 ein sehr ambitioniertes Ziel vereinbart worden. Das Konzept einer intelligenten Doppelstrategie bei der Beschaffung der Daten belege eine agile, auf rasche Erfolge abzielende Projektabwicklung durch OeMAG und APG. Pönalen hätten aus Sicht der OeMAG die Projektabwicklung eher verzögert und weniger flexibel gemacht.

Die Aussage des RH, dass die Interessen der OeMAG nicht immer im Einklang mit dem öffentlichen Interesse stünden, wies die OeMAG in ihrer Stellungnahme als pauschalierende Formulierung bzw. als unbegründeten „Verdacht“, dass die Kosten zu hoch seien, zurück (siehe Stellungnahme der OeMAG zu TZ 31).

32.4 Der RH entgegnete der OeMAG, dass Terminvorgaben in den ihm vorliegenden Vertragserweiterungen zu Dienstleistungsverträgen nicht ausreichend operationalisiert waren. Dies schloss auch klare Regelungen hinsichtlich allfälliger Abhängigkeiten von Dritten ein. Die OeMAG als Auftraggeberin sollte dabei ihre Rechte und Ansprüche geltend machen können. Nach Ansicht des RH hätten Pönalen ihre Position gestärkt. Diese führen auch nicht per se zu einer verzögerten, weniger flexiblen Projektabwicklung, da ihre tatsächliche Geltendmachung letztlich dem Auftraggeber obliegt. Der RH hielt seine diesbezügliche Empfehlung aufrecht.

Ferner erwiderte der RH der OeMAG, dass die Sideletter zu zwei Dienstleistungsverträgen der OeMAG belegen, dass die Interessen der OeMAG nicht immer im Einklang mit dem öffentlichen Interesse standen. Im aufgezeigten Fall begünstigte der mit dem Vorstand vereinbarte Sideletter das Interesse des größten Dienstleisters und Miteigentümers APG. Dies widersprach der Präambel des Dienstleistungsvertrags zwischen OeMAG und APG, unabhängig davon, wie oft und in welchem Umfang die OeMAG auf allfällige Ersatzansprüche gegen die APG tatsächlich verzichtet hatte. Die OeMAG ging in ihrer Stellungnahme auf den dargelegten Sachverhalt nicht ein. Der RH hielt daher seine Kritik aufrecht und verwies auch auf seine Ausführungen zu den Zielvereinbarungen in TZ 31.

Personalüberlassung

- 33.1 (1) Bis zum Jahr 2013 verfügte die OeMAG über keine eigenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Lediglich die beiden Vorstände standen – einer Empfehlung des Sachverständigengutachtens im Konzessionsverfahren folgend – in einem unmittelbaren Dienstverhältnis zur OeMAG. Ab 2013 nahm die OeMAG neben den beiden Vorständen auch eigenes Personal auf. Der Personalstand (Eigen- und Fremdpersonal) entwickelte sich wie folgt:

Tabelle 29: Eigenes Personal und Fremdpersonal der OeMAG 2013 bis 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
	Vollzeitäquivalente, Jahresdurchschnitt				
Angestellte (inkl. Vorstände)	3,6	4,6	4,2	5,0	6,5
<i>davon männlich</i>	2,7	3,0	3,0	3,0	3,5
<i>davon weiblich</i>	0,9	1,6	1,2	2,0	3,0
Fremdpersonal	19,6	20,8	20,0	19,4	20,6
<i>davon männlich</i>	9,5	11,2	12,1	10,2	10,7
<i>davon weiblich</i>	10,1	9,6	7,9	9,2	9,9

Quelle: OeMAG

Das Fremdpersonal stellte im Zeitraum 2013 bis 2017 (im Wesentlichen) die Gesellschaft A (Personal und Infrastruktur), die auch Miteigentümerin der OeMAG ist, im Wege von Dienstleistungsverträgen bereit.

- (2) Im überprüften Zeitraum galten zwei Vereinbarungen, welche die OeMAG und die Gesellschaft A als Personaldienstleister am 30. September 2009 sowie am 11. Juni 2014 abgeschlossen hatten:

Tabelle 30: Personaldienstleistungsverträge – Berechnungsgrundlagen 2009 und 2014

Vereinbarung vom 30. September 2009	Vereinbarung vom 11. Juni 2014
Personalbasispaket: – 10,5 Personenjahre – Jahresarbeitszeit: 1.716 Stunden pro Personenjahr ¹ – Jahresverrechnungsbasis 2009: 72.945,00 EUR pro Personenjahr bei Vollzeittätigkeit (entspricht einem Stundensatz je Person von 42,51 EUR)	Personalbasispaket: – 19 Positionen (16,7 Vollzeitäquivalente) auf 40-Stunden-Basis unabhängig vom Beschäftigungsgrad – Jahresverrechnungsbasis 2014: 98.756,09 EUR pro Mitarbeiterin bzw. Mitarbeiter unabhängig vom tatsächlich geleisteten Pensum (entspricht bei 1.716 Stunden jährlich einem Stundensatz je Person von 57,55 EUR)
Stundensätze für Leistungen darüber hinaus (je nach Art der Leistung): 53 EUR bis 101 EUR	Stundensätze für Leistungen darüber hinaus (je nach Art der Leistung): 58 EUR bis 111 EUR

¹ Normalarbeitszeit gemäß Kollektivvertrag für Angestellte im Bereich Dienstleistungen in der automatisierten Datenverarbeitung und Informationstechnik (38,5 Stunden pro Woche)

Quelle: Dienstleistungsverträge

Der Vereinbarung vom September 2009 lag ein Leistungsumfang von rd. 18.000 Stunden (10,5 Personenjahre) zugrunde. Da die OeMAG im Jahr 2012⁸⁸ rd. 25.000 Stunden (rd. 139 % des vereinbarten Umfangs) abrief, erteilte der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats am 12. Juni 2013 einen Auftrag, die „Angemessenheit und Zweckmäßigkeit der Personalüberlassung“ zu prüfen. Ergebnisse dieses Prüfauftrags konnte die OeMAG dem RH nicht vorlegen.

Auch der Aufsichtsrat erachtete in der Sitzung am selben Tag eine Direktanstellung oder eine direkte Zuordnung des Personals als überlegenswert.

Gemäß Vertrag aus 2009 hatte der Personaldienstleister der OeMAG „Ressourcen im für die definierte Leistungserbringung vereinbarten Umfang bereitzustellen“. Der Vertrag aus 2014 ordnete erstmals die in einer Liste namentlich vermerkten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Personaldienstleisters zu 100 % der OeMAG zu. Diese unterstanden nunmehr der Personalhoheit der OeMAG.

Den höheren Personalbedarf begründete die OeMAG mit dem kontinuierlichen Anstieg von Förderverträgen und den geänderten gesetzlichen Verpflichtungen seit ihrer Gründung im Jahr 2006.

(3) Der für alle Tätigkeiten einheitliche Personalkostensatz stieg von rd. 72.950 EUR (Vereinbarung 2009) um rd. 25.800 EUR (35,4 %) auf rd. 98.760 EUR (Vereinbarung 2014).⁸⁹ Nach der Wertsicherungsklausel der Vereinbarung 2009 wäre der Personalkostensatz von 2008 bis 2014 nur um 12,1 % gestiegen, d.h. um beinahe 17.000 EUR weniger als nach der Vereinbarung 2014.

Die Beschreibung der Personalleistungen in den beiden Verträgen unterschied sich de facto nicht. Die Vertragsunterlagen enthielten keine Begründung zur Angemessenheit der – über die Indexanpassung hinausgehenden – Erhöhung.

(4) Obwohl die Personalkostensätze ab 2014 über der Wertsicherung lagen, blieben die Gesamtkosten der Personalbereitstellung durch die Gesellschaft A von 2014 bis 2017 (zwischen 1,49 Mio. EUR und 1,69 Mio. EUR) unter jenen des Jahres 2013 (1,71 Mio. EUR). Dies deshalb, weil der Personaldienstleister die über das Personalbasispaket 2009 hinausgehenden Leistungen (im Jahr 2012 bspw. rd. 7.000 Stunden) mit höheren, nach Leistungsart gestaffelten Stundensätzen verrechnet hatte.

⁸⁸ Jahr des Inkrafttretens des ÖSG 2012

⁸⁹ pro Personenjahr in Vollzeittätigkeit, jeweils Bruttobeträge

- 33.2 Der RH konnte grundsätzlich nachvollziehen, dass die OeMAG in ihrer Gründungsphase vorerst fachkundiges Personal zukaufte. Er bemängelte jedoch, dass eine Direktanstellung des Personals auch sieben Jahre nach Gründung der OeMAG nicht überprüft wurde, obwohl dem Aufsichtsrat die Angemessenheit und Zweckmäßigkeit der Personalüberlassung hinterfragenswert erschien.

Der RH erachtete es für eine kontinuierliche Leistungserbringung und –qualität grundsätzlich als zweckmäßig, dass die OeMAG mit der Vereinbarung vom Juni 2014 die Personalhoheit erhielt. Eine Direktanstellung bei der OeMAG hätte diese Kontinuität ebenso sichergestellt.

Er bemängelte, dass die OeMAG über längere Zeit erhebliche Mehrleistungen zu höheren Stundensätzen bezogen hatte, ohne kostengünstigere Varianten der Leistungserbringung (z.B. eigenes Personal, Neuausschreibung der Dienstleistungen oder zeitgerechte Anpassungen des Dienstleistungsvertrags) in Betracht zu ziehen. Allein im Jahr 2012 rief sie rd. 7.000 Stunden mehr ab als vertraglich vereinbart. Dies entspricht umgerechnet etwa 4 VZÄ.

Weiters hielt er kritisch fest, dass der Personalkostensatz mit der Vereinbarung aus 2014 gegenüber jener aus 2009 ohne sachliche Begründung um über 35 % stieg, obwohl die Vereinbarung aus 2009 eine Indexanpassung von nur rd. 12 % vorgesehen hatte.

Er empfahl der OeMAG, vor künftigen Anpassungen der Personal–Dienstleistungsvereinbarung die Kostenangemessenheit und Zweckmäßigkeit der Personalüberlassung zu evaluieren sowie die in Betracht kommenden Optionen zu prüfen und nachvollziehbar zu dokumentieren.

- 33.3 Laut Stellungnahme der OeMAG seien die Verrechnungssätze je Personenjahr in den angesprochenen Verträgen wegen der auf unterschiedlichen Konzepten beruhenden Kapazität der abrufbaren Personaldienstleistungen nicht vergleichbar. Die direkte Zuteilung der überlassenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter habe die Abrechnungssystematik insgesamt verändert. Beispielsweise habe man auf eine flachere Kostenentwicklung bei zusätzlichen, über den Vertrag hinausgehenden Kapazitäten geachtet und Überstunden ohne Aufschlag und nicht wie seinerzeit zu den hohen Stundenverrechnungssätzen weiterverrechnet. Trotzdem sei die vertragliche Flexibilität mit Bezug auf den schwankenden Kapazitätsbedarf erhalten geblieben.

Anhand einer Grafik stellte die OeMAG dar, dass die Personalkosten durch den Neuabschluss dieses Vertrags mit degressiver Kostenstruktur – im Durchschnitt je Mitarbeiterin bzw. Mitarbeiter und insgesamt – deutlich zurückgegangen seien. Trotz höherer Personalauslastung sei der Personalaufwand gemäß Dienstleistungsvertrag für die Abwicklungstätigkeit – wie auch der RH eingeräumt habe – im

Jahr 2017 sogar niedriger als im Jahr 2013 gewesen. Der höhere Personalbedarf sei aufgrund der gesetzlich determinierten zusätzlichen Aufgaben, aber auch aufgrund des stetigen starken Wachstums des operativen Geschäftes erforderlich gewesen. Jedoch habe sich der zusätzliche Personalbedarf aufgrund des hohen Automatisierungsgrads im Abwicklungsprozess unterproportional entwickelt.

- 33.4 Der RH entgegnete der OeMAG, dass er die Gründe für die überdurchschnittlich hohen Personalkosten des Jahres 2013 und das mit dem Vertrag 2014 geänderte Konzept der Personalbereitstellung im Sachverhalt ausführlich dargestellt hatte. Er vermisste in der Stellungnahme der OeMAG jedoch eine Erläuterung zu dem deutlich über der Indexanpassung liegenden Anstieg der Personalkostensätze (12,1 % laut Vereinbarung 2009 und 35,4 % laut Vereinbarung 2014).

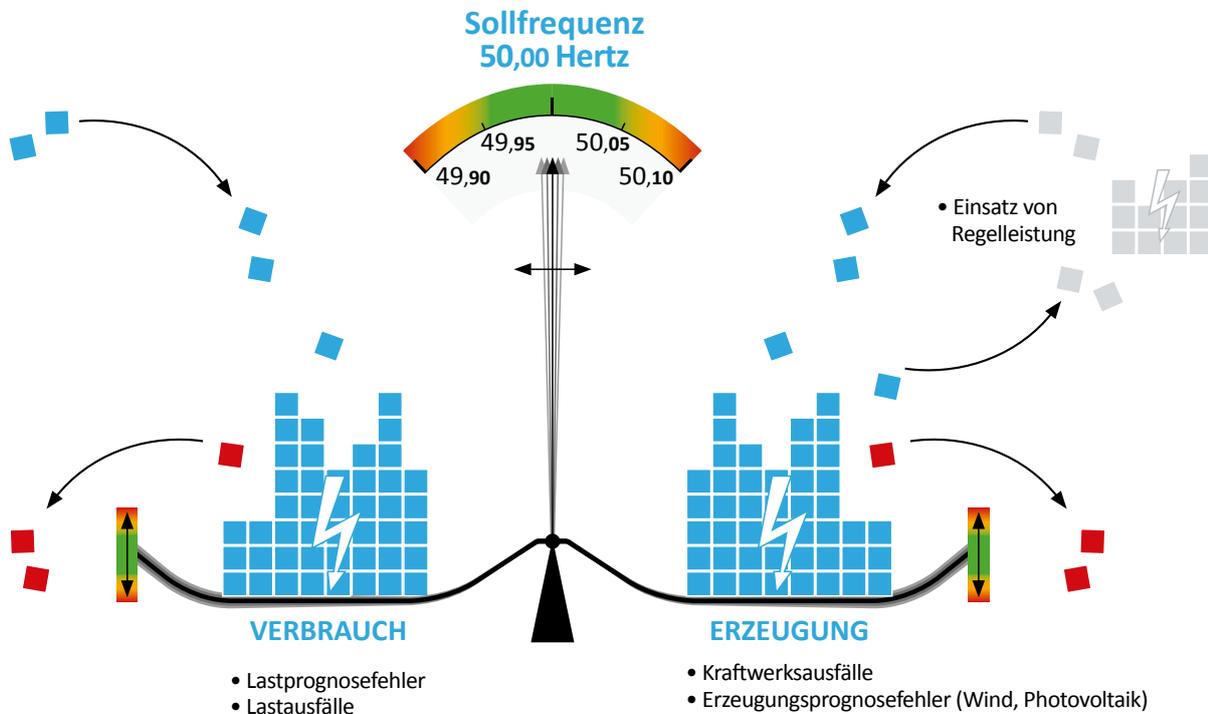
Auch zur Empfehlung des RH, die Kostenangemessenheit und Zweckmäßigkeit der Personalüberlassung zu evaluieren sowie die in Betracht kommenden Optionen zu prüfen und nachvollziehbar zu dokumentieren, nahm die OeMAG nicht Stellung, weshalb der RH seine Empfehlung aufrecht hielt.

Minimierung der Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie und Bilanzgruppen

- 34 (1) Strom ist vom Ort seiner Erzeugung bis zum Ort seines Verbrauchs leitungsgebunden. Die in das Netz eingespeiste Energie muss immer dem momentanen Verbrauch entsprechen. Ein Ungleichgewicht von Ein- und Ausspeisungen führt zu Abweichungen von der Sollfrequenz (50 Hertz) im Stromnetz und gefährdet die Stabilität des Stromversorgungssystems. Regelenergie dient dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und der Glättung von Abweichungen.

Abbildung 6: Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch



Quellen: E-Control; APG; Darstellung: RH

(2) In einem liberalisierten Strommarkt können Endverbraucher ihre Stromlieferanten frei wählen und Lieferanten können Endverbraucher in mehreren Netzgebieten versorgen. Zur Bilanzierung der Energiemengen werden Netzbenutzer (Endverbraucher, Lieferanten, Stromhändler, Erzeuger) über die verschiedenen Netzgebiete hinweg zu virtuellen Gruppen (**Bilanzgruppen**) zusammengefasst.⁹⁰ Die Ökobilanzgruppe umfasst als Sonderbilanzgruppe nur Erzeuger und keine Verbraucher.

(3) Ein Bedarf an Ausgleichsenergie entsteht, wenn Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Bilanzgruppe voneinander abweichen („Fahrplanabweichung“).⁹¹ Diese Differenz wird für jede Bilanzgruppe alle 15 Minuten ermittelt. Bei volatilen Erzeugungsformen (vor allem Windkraft) treten stärkere Differenzen zwischen der prognostizierten Einspeisung (Fahrplanwert) und der tatsächlichen Erzeugung auf und damit auch ein höherer Bedarf an Ausgleichsenergie.

⁹⁰ siehe § 7 Abs. 1 Z 4 (Grundsatzbestimmung) sowie §§ 85 bis 88 ELWOG 2010; als „virtuelle Gruppe“ besitzt die Bilanzgruppe keine Rechtspersönlichkeit, ihre Bildung erfolgt durch den Bilanzgruppenverantwortlichen, der eine Mitgliederevidenz zu führen hat.

⁹¹ Das ELWOG 2010 definiert Ausgleichsenergie als „Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung von elektrischer Energie einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode“.

Der Ausgleich zwischen den Einspeisungen (Bezugsfahrpläne) und den Ausspeisungen (Lieferfahrpläne) von elektrischer Energie erfolgt sowohl innerhalb der einzelnen Bilanzgruppen als auch zwischen ihnen. Soweit die positiven und negativen Abweichungen der Bilanzgruppen einander saldieren (bilanziell/finanziell), ist kein physikalischer Ausgleich erforderlich. Andernfalls muss der Übertragungsnetzbetreiber (APG) das Gleichgewicht im elektrischen System durch den Abruf von (physikalischer) Regelenenergie sicherstellen.

Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten

- 35.1 (1) Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch erfordert klare Regeln für den Strommarkt sowie wirtschaftliche Anreize für die Marktteilnehmer, um ein systemstabilisierendes (systemdienliches, netzdienliches) Verhalten zu fördern. So etwa wird die Nichteinhaltung von geplanten Erzeugungs- und Verbrauchsmengen (Fahrplänen) durch hohe Ausgleichsenergiepreise pönalisiert. Dies trägt dazu bei, Abweichungen gering zu halten. Die OeMAG war gesetzlich verpflichtet, ihre Ausgleichsenergieaufwendungen zu minimieren. Die spezifischen Rahmenbedingungen der Ökobilanzgruppe erschwerten ihr dies jedoch:

Tabelle 31: Ökobilanzgruppe im Vergleich zu sonstigen Bilanzgruppen

	Ökobilanzgruppe	übrige Bilanzgruppen
Prognose	hohe Dargebotsabhängigkeit und intermittierendes Erzeugungsprofil von Windkraft und Photovoltaik erschweren die Prognose	geringere Dargebotsabhängigkeit
Fahrplanerstellung	Ökobilanzgruppe kann Energiemenge wegen Abnahmeverpflichtung nicht steuern	Anlageneinsatz und Fahrpläne werden energiewirtschaftlich optimiert
interne Ausregelung	fehlende Durchmischung erschwert den bilanzgruppeninternen Ausgleich; Ökobilanzgruppe umfasst nur Ökostromerzeuger mit OeMAG-Vertrag	höherer Grad an Durchmischung (z.B. konventionelle Erzeuger, Ökostromanlagen ohne OeMAG-Vertrag, Verbraucher)
erzeugungsseitige Steuerung	– bei Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen technisch beschränkt auf Abregelung; – wirtschaftliche Anreize für systemdienliches Verhalten der Ökostromerzeuger fehlen	wirtschaftlicher Anreiz zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten, Erzeugung nach Bedarf bspw. durch Abschaltung (erhöht Marktwert des erzeugten Stroms)
verbrauchsseitige Steuerung	nicht möglich (nur Erzeuger, keine Verbraucher in der Ökobilanzgruppe)	z.B. zeitliche Lastverschiebung oder Lastverringerung durch Großabnehmer

Quellen: APG; E-Control; Darstellung: RH

Die OeMAG übernahm – stellvertretend für alle Ökostromeinspeiser – das Kostenrisiko von Fahrplanabweichungen. Aufgrund der garantierten Einspeisetarife, des Einspeisevorrangs und des gesicherten Absatzes hatten die Ökostromeinspeiser keine wirtschaftlichen Anreize, bedarfsgerecht einzuspeisen. Unter den für sie geltenden Rahmenbedingungen verhielten sie sich rational, wenn sie zu jedem Zeitpunkt möglichst große Mengen an Ökostrom in das öffentliche Netz einspeisten.

(2) Die ab Mitte 2021 geltenden EU-Vorschriften sehen vor, dass für größere Ökostromanlagen künftig der Grundsatz der Direkt- bzw. Eigenvermarktung gilt, der ihnen auch eine Teilnahme in allen Segmenten des Strommarkts eröffnet, so etwa auch auf dem Ausgleichs- und Regelenenergiemarkt. Für kleinere Erzeuger sah der Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 weiterhin eine Abwicklungsstelle vor, welche die Vermarktung des erzeugten Stroms übernehmen sollte.

(3) Nachstehende Tabelle zeigt, dass sich die Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie vom Jahr 2012 auf das Jahr 2015 nahezu verdreifachten:

Tabelle 32: Ausgleichsenergie – Nettoaufwendungen 2012 bis 2017

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	in Mio. EUR					
Ausgleichsenergie, Nettoaufwand ¹	28,81	39,36	69,19	85,41	71,73	42,07
Intraday-Vermarktung ab 2015 ²	–	–	–	2,35	2,24	5,34
	Mengen in Gigawattstunden					
Ausgleichsenergie ³	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219
Windeinspeisung	2.390	2.970	3.640	4.592	4.932	5.746

¹ Saldo aus Erlösen (Lieferung) und Aufwand (Bezug) für Ausgleichsenergie, abzüglich der Erlöse aus Intraday-Vermarktung (OeMAG Jahresabschlüsse)

² Erlöse abzüglich Abwicklungskosten (OeMAG Jahresabschlüsse)

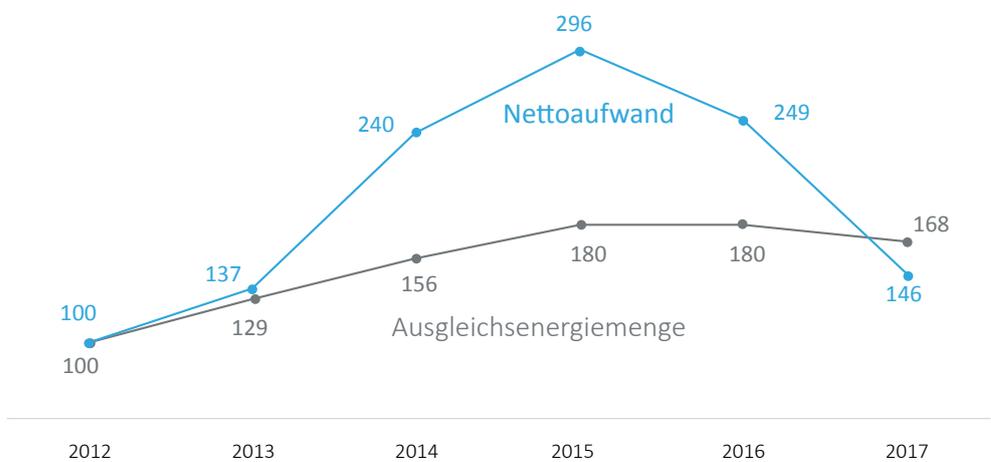
³ Gesamtabweichung (Bezug und Lieferung laut OeMAG-Website; vorzeichenneutral addiert)

Quelle: OeMAG

Im Jahr 2018 sank der Aufwand für Ausgleichsenergie laut Auskunft der OeMAG auf 27,77 Mio. EUR und reduzierte sich durch die Intraday-Vermarktung von Prognosee abweichungen auf 25,37 Mio. EUR.

Der überwiegende Anteil der Ausgleichsenergiekosten (85 % bis über 90 %) entfiel auf die Windkraft, deren Einspeisung im Zeitraum 2012 bis 2017 von 2,39 TWh auf 5,75 TWh um 140 % anstieg. Während die Menge an Ausgleichsenergie von 2012 auf 2015 um rd. 80 % stieg, erhöhten sich die Aufwendungen dafür um nahezu 200 %. Von 2015 auf 2017 sanken die Mengen geringfügig, die Aufwendungen halbierten sich jedoch wie nachstehende Abbildung illustriert:

Abbildung 7: Ausgleichsenergie – Entwicklung von Menge und Kosten (Index)



Index 2012 = 100

Quelle: E-Control, Ökostrombericht 2018; Berechnung und Darstellung: RH

(4) Die Ausgleichsenergiekosten beruhten auf einem von der Regulierungsbehörde E-Control genehmigten Preismodell, das einen Basispreis mit einem Aufschlag vorsah. Der Aufschlag sanktionierte starke Prognoseabweichungen. Der Bilanzgruppenkoordinator (Verrechnungsstelle) teilte die Kosten jener Bilanzgruppe überproportional zu, die den Großteil des Regelzonendeltas verursachte.⁹² Dies traf insbesondere die OeMAG, die – mit steigender Erzeugung aus Windkraft – bei einer Fehlprognose die gesamte Regelzone beeinflussen konnte. Im Jahr 2015 trug sie etwa 150 % der in der Regelzone anfallenden Ausgleichsenergiekosten.

⁹² E-Control, Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 Abs. 4 zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2017 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2016 vom 16. März 2017, Seite 9

Das Preismodell führte zu Erlösen (aus der Verrechnung der bilanziellen Unausgeglichenheit), welche die Kosten weit überstiegen. Diese Übereinnahmen waren entsprechend dem Preismodell zugunsten anderer Bilanzgruppen zu verteilen (negative Sozialisierung). Das Modell hatte ursprünglich jedoch eine positive Sozialisierung bezweckt, d.h. die anderen Bilanzgruppen sollten im Ausmaß von 20 % an den Ausgleichsenergiekosten beteiligt werden.

Die APG hatte das Ministerium und die E-Control schon im Juli 2004 auf spezifische Nachteile dieses Preismodells für die Ökobilanzgruppe hingewiesen. Eine Anpassung der Parameter der Formel des Preismodells milderte die unerwünschten Auswirkungen ab 2016.⁹³ Infolge von Harmonisierungsprozessen auf europäischer Ebene trat Anfang 2019 als Übergangsmodell ein geändertes Regelreserve-Regime mit einem neuen Ausgleichsenergie-Preismodell in Kraft.

(5) Das Ministerium und die Regulierungsbehörde E-Control drängten die OeMAG ab 2008 verstärkt, Maßnahmen zur Minimierung der Ausgleichsenergie zu setzen (siehe [TZ 36](#)). Anders als in den Anfangsjahren der Ökostromförderung veranlasste das Ministerium im Rahmen seiner Aufsichtspflicht jedoch keine Überprüfung der Angemessenheit der Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie, obwohl diese von 2012 auf 2015 um beinahe 200 % gestiegen waren.

(6) Die marktbasierende Beschaffung der Primärregelung begann in Österreich im Jahr 2010, jene der Sekundärregelung im Jahr 2012. Berichte der E-Control und Studien verwiesen in diesem Zusammenhang auf das anfänglich nicht immer effiziente Funktionieren des österreichischen Regelenergiemarkts, das sich auch auf die Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie auswirken konnte. Erst ab 2015 sanken die Regelenergiekosten durch verstärkte internationale bzw. grenzüberschreitende Kooperationen sowie Maßnahmen zur Beseitigung von Markteintrittsbarrieren für potenzielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelreservemarkt.⁹⁴

35.2 Der RH hielt fest, dass die Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie von rd. 29 Mio. EUR (2012) auf rd. 85 Mio. EUR (2015) stiegen. Dies entsprach einer Erhöhung um nahezu 200 % innerhalb von drei Jahren. Die Entwicklung der Aufwendungen korrelierte dabei nicht mit jener der Mengen. Ab 2015 sanken die Aufwendungen für Ausgleichsenergie um die Hälfte (rd. 51 %).

⁹³ APCS Power Clearing and Settlement AG, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung v16.00, Seite 12 der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (Version 12)

⁹⁴ siehe Marktberichte der Jahre 2013 bis 2017 der E-Control; siehe bspw. auch *R. Haas*, Technische Universität Wien (2015): Strommarktdesign für die Integration steigender Anteile erneuerbarer Energie in Österreich und Europa, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien; siehe *F. Ocker, K.M. Ehrhart, M. Ott*: Bidding Strategies in the Austrian and German Secondary Balancing Power Market, Präsentation 16. Februar 2017, Internationale Energiewirtschaftliche Tagung (IEWT) 2017, Technische Universität Wien; siehe *G. Petritsch, A. Moik*: Preisblasen im APG Regelenergiemarkt, 2017, Präsentation 16. Februar 2017, IEWT 2017

Er hob kritisch hervor, dass die Voraussetzungen der OeMAG für die ihr gesetzlich aufgetragene Minimierung der Ausgleichsenergieaufwendungen von Anfang an ungünstig waren, vor allem

- die Konstruktion der Ökobilanzgruppe als Sonderbilanzgruppe ohne Verbraucher sowie
- ein Preismodell, das die Nachteile der Sonderbilanzgruppe verstärkte, wobei die ungünstige Wirkung des Preismodells allen Beteiligten, u.a. auch der E-Control und dem Ministerium, schon im Jahr 2004 bekannt war.

Ferner wies der RH kritisch darauf hin, dass Österreich – im Gegensatz zu anderen EU-Ländern – marktorientierte Instrumente wie die Direktvermarktung von Ökostrom noch nicht umgesetzt hat. Ökostromerzeuger hatten daher keine wirtschaftlichen Anreize, Systemverantwortung zu übernehmen bzw. war ihnen dies – ohne Änderung des Fördersystems – aus beihilfenrechtlichen Gründen auch nicht möglich.

Ebenso verwies der RH auf Probleme des österreichischen Regelenergiemarkts nach der Umstellung auf wettbewerbliche Ausschreibungen ab 2012. Die geringe Zahl an Bietern sowie das Design von Auktionen führte ab 2012 zu einem Anstieg der Regelreserve- und Ausgleichsenergiekosten, der auch zu den hohen Ausgleichsenergieaufwendungen der OeMAG beitrug.

Weiters kritisierte der RH, dass das Ministerium – trotz des außergewöhnlichen Anstiegs der Aufwendungen für Ausgleichsenergie – keine Überprüfung der Angemessenheit der Mehraufwendungen veranlasste.

Der RH empfahl dem Ministerium, den Grundsatz der Systemverantwortung durch Direkt- bzw. Eigenvermarktung konsequent umzusetzen und die Rahmenbedingungen der Abwicklungsstelle zur Minimierung von Ausgleichsenergie nach Möglichkeit weiter zu verbessern.

- 35.3 (1) Das Ministerium verwies in seiner Stellungnahme mit Bezug auf die Empfehlung des RH auf den Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 (Erneuerbaren Ausbau-Gesetz): Dieser bekenne sich klar zum Grundsatz der Systemverantwortung und der Eigenvermarktung für größere erneuerbare Stromerzeugungsanlagen.

Die ÖSG-Novelle 2012 habe zu einem starken Windkraftausbau geführt, eine zufriedenstellende Prognose neuer Anlagen sei – so das Ministerium – jedoch erst auf Basis von Erfahrungswerten möglich. Dies sowie die vom RH erwähnte Umstellung des Regelenergiemarkts 2012 habe zum Anstieg der Aufwendungen für Ausgleichsenergie geführt. Als Gegenmaßnahme habe die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarkts eingeleitet. Ferner sei mit der ÖSG-Novelle 2017 die kurzfristige Regelbarkeit der Einspeisung und der Zukauf von Ausgleichsenergie durch die OeMAG umgesetzt worden.

Die Maßnahmen hätten die Kosten für Ausgleichsenergie – speziell jene der Windkraft – stark reduziert, von rd. 85 Mio. EUR (2015) auf rd. 42 Mio. EUR (2017).

(2) Die OeMAG bemerkte in ihrer Stellungnahme grundsätzlich, dass sie als Ökobilanzgruppe unter den gegebenen Bedingungen zwar die Mengen an konsumierter Ausgleichsenergie verantwortete, nicht jedoch die außerhalb ihres Einflusses liegenden Preissteigerungen. Die Mengen an konsumierter Ausgleichsenergie seien gegenüber der Windkraftproduktion sogar unterproportional gestiegen. Die vom RH dargestellte Entwicklung der Mengen belege die von der OeMAG – trotz steigender Windkraftkapazitäten – laufend erzielten Optimierungen.

Die für den Anstieg der Ausgleichsenergiekosten verantwortlichen Fehlentwicklungen seien dem Regulator (E-Control) angezeigt worden. Die Ausgleichsenergiepreise würden einerseits vom Preismodell und andererseits von den Kosten für den Einsatz von Regelenergie abhängen. Die steigenden Regelenergiepreise infolge der Liberalisierung des Regelenergiemarkts hätten – als wesentlicher Kostenbestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung – zu einer zusätzlichen Belastung geführt. Um letztere möglichst gering zu halten, habe die APG Maßnahmen gesetzt, um die Liquidität des heimischen Regelenergiemarkts zu steigern und die Regelenergieabrufe durch grenzüberschreitende Kooperationen (Netting) zu reduzieren.

Im Jahr 2018 seien die Kosten vom Höchststand 2015 um rd. 60 Mio. EUR gesunken. Zu verdanken sei dies vor allem der Weiterentwicklung der Prognose, der Einbindung von Echtzeit-Messwerten und der Intraday-Vermarktung von Fahrplanabweichungen durch die APG als Dienstleister der OeMAG. Das Ziel der APG – Reduktion von Regelenergiekosten – stehe im Einklang mit dem Ziel der OeMAG – Reduktion der Ausgleichsenergieaufwendungen.

Maßnahmen zur Minimierung der Ausgleichsenergie

- 36.1 (1) Bereits das ÖSG 2006 hatte die Ökostromabwicklungsstelle verpflichtet, „alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie auszuerschöpfen“ und sie ermächtigt, „alle zur Einhaltung der Fahrpläne erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere auch den Ein- und Verkauf von elektrischer Energie vorzunehmen“.⁹⁵

Für die Prozessgruppe „Energiewirtschaft“ bediente sich die OeMAG der APG als Dienstleister. Der Dienstleistungsvertrag aus dem Jahr 2006 umfasste insbesondere die Bereiche Prognose und Fahrplan-Management.

⁹⁵ § 15 Abs. 4 ÖSG 2006 sowie § 37 Abs. 4 ÖSG 2012

(2) Dem Ministerium lagen bereits 2006 Expertenvorschläge vor, u.a. zur Verbesserung der Prognosegüte etwa durch kürzere Prognosehorizonte, Nutzung untertägiger Windprognosen, Einführung von Intraday-Handel sowie verbesserte Mitwirkung der Anlagenbetreiber. Große österreichische Energieversorger und auch die APG handelten bereits ab 2012 auf Intraday-Märkten.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen zur Minimierung der Ausgleichsenergie durch die OeMAG dauerte jedoch vergleichsweise lange. Bis zum Beginn der Intraday-Vermarktung im Jahr 2015 vergingen – wie die folgende Chronologie zeigt – etwa acht Jahre:

Tabelle 33: Chronologie der Einführung der Intraday-Vermarktung

	Intraday-Vermarktung von Prognoseabweichungen
2006, 2007	- OeMAG-Vorstand befasst sich mit verschiedenen Optionen (Auktions-Plattform, Intraday-Handel, Handel durch einen Stromhändler)
Juli 2008	- E-Control urgiert Ausgleichsenergie-Plattform zum Handel mit Energie aus Prognoseabweichungen - Prüfung mehrerer Vorschläge zur Vermarktung der Ausgleichsenergiemengen; im Aufsichtsrat der OeMAG bestand der Wunsch, diese Aktivitäten nicht innerhalb der OeMAG abzuwickeln.
Februar 2009	- Ministerium urgiert bei OeMAG Ausgleichsenergie-Plattform
2012	- Verdoppelung der Ausgleichsenergiekosten der OeMAG gegenüber 2011
Mai 2013	- Information des Ministers über bis dahin gesetzte, „an Widerständen im Umfeld der OeMAG gescheiterten Initiativen“ zur Einführung der Intraday-Vermarktung
Dezember 2013	- Anstieg der Ausgleichsenergiekosten von 2012 auf 2013 um 37 %, OeMAG und APG erörtern Verringerung durch Intraday-Handel, Vorstand erwartet Start des Intraday-Handels für 2014
März 2014	- intensive Gespräche mit E-Control und Ministerium; Diskussion im Aufsichtsrat über Intraday-Vermarktung, Vorstand strebt Ausschreibung im Frühjahr und Inbetriebnahme im Herbst an
Juni 2014	- Aufsichtsrat beschließt Einführung der Intraday-Vermarktung
Oktober 2014	- Aufsichtsrat beschließt einstimmig die Vergabe der Intraday-Vermarktung (Vergabeverfahren mit vorheriger Bekanntmachung)
April 2015	- OeMAG startet Intraday-Vermarktung, 5-Tage (Bürozeiten)
September 2015	- Start der 7-Tage Intraday-Vermarktung, manuell zu den Bürozeiten
Juli 2016	- Start der 7-Tage/24-Stunden-Vermarktung, vollautomatisiertes System

Quellen: OeMAG; BMNT; Darstellung: RH

(3) Ende 2015 standen der OeMAG überdies Online-Messdaten von mehr als 60 % der Windkraftanlagen zur Verfügung. Dies ermöglichte eine deutliche Verbesserung der Ergebnisse der Intraday-Vermarktung durch einen laufenden Abgleich der Kurzfristprognose und der tatsächlichen Windstromerzeugung. Der Vorstand der OeMAG trieb das Projekt ab 2014 engagiert voran, bis zur operativen Umsetzung durch die APG vergingen jedoch zumindest drei Jahre:

Tabelle 34: Chronologie der Verbesserung der Windprognose (Kurzfristprognose)

	Verbesserung der Windprognose (Kurzfristprognose); Online-Datenmonitor bzw. Online-Messdaten
März 2014	– Aufsichtsrat diskutiert Ausgleichsenergie-Datenmonitor für Kurzfristprognose, u.a. als Entscheidungshilfe für eventuelle Handelsaktivitäten sowie Controlling-Tool für Planungs- bzw. Analysezwecke und Nachkalkulation; der bestehende Dienstleistungsvertrag mit der Austrian Power Grid AG enthielt diese Dienstleistung nicht.
Juni 2014	– Aufsichtsrat beschließt Datenmonitor und Kurzfristprognose
November 2014	– Online-Messung von Arbeit/Leistung (viertelstündlich) direkt bei den Anlagen und Weiterleitung der Daten an die OeMAG; Kosten für Installation, Betrieb und allfällige Deinstallation der im Eigentum der OeMAG verbleibenden Messvorrichtungen trägt die OeMAG (Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle vom 25. November 2014)
Februar 2015	– Zusatzvereinbarung zwischen OeMAG und Austrian Power Grid AG u.a. über die Einbindung von Online-Messdaten von Windkraftanlagen sowie über die bis Ende 2015 angestrebte Umstellung auf stündliche Prognosen
Dezember 2015	– Bericht des Vorstands an den Aufsichtsrat: mit Ende Jänner 2016 waren über 70 % der Windleistung erfasst; die APG sah darin eine intelligente Strategie und sagte den operativen Einsatz zu.
Dezember 2016	– stündliche Prognosen für Intraday-Vermarktung (anstatt 6-Stunden-Prognose); Einbindung der Online-Daten wäre laut Vorstand sehr sinnvoll, es lägen bereits sehr gute Werte zur Nutzung für Intraday-Handel vor.
März 2017	– Online-Ist-Daten der Windanlagen für Intraday-Vermarktung operativ; Beschluss über Weiterentwicklung des Datenmonitors plus Schnittstelle für APG

Quellen: APG; BMNT; OeMAG; Darstellung: RH

36.2 Der RH hielt kritisch fest, dass die Umsetzung von einzelnen Maßnahmen, die schon ab Gründung der OeMAG als zweckmäßig zur Minimierung der Ausgleichsenergie erkannt waren, insbesondere die Vermarktung von Prognoseabweichungen, die Verbesserung der Prognose auf Grundlage von Online-Messwerten und die Mitwirkung der Anlagenbetreiber, jeweils mit beträchtlichem Zeitverzug erfolgte und insgesamt etwa zehn Jahre dauerte.

Nach Ansicht des RH war nicht auszuschließen, dass auch Interessenkonflikte in der Eigentümerstruktur der OeMAG zur langen Dauer der Umsetzung beitrugen (siehe [TZ 26 f.](#)).

Er wiederholte seine an die OeMAG gerichtete Empfehlung aus [TZ 32](#), bei Vertragsergänzungen über Vorhaben mit Projektcharakter klare Vereinbarungen (Termine, Kosten, Leistungspakete, Funktionalität) mit den Dienstleistern zu treffen und auch Pönalen bei Nichterfüllung zu vereinbaren.

36.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums seien Maßnahmen synchron mit der Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten umgesetzt worden. In den ersten Jahren seien diese Kosten sogar gesunken. Erst 2014 sei festgestanden, dass zusätzlich zur stetigen Verbesserung der Prognosequalität auch eine Intraday-Vermarktung einge- führt werden sollte. Letzteres sei mit April 2015 umgesetzt worden. Die AB-ÖKO seien wiederholt geändert und die Mitwirkungspflichten im Jahr 2014 besonders verstärkt worden.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG habe der RH in der Beschreibung der Maßnah- men zur Minimierung der Ausgleichsenergie wesentliche Entwicklungen nicht berücksichtigt. Aus Sicht der OeMAG wäre auch die laufende Weiterentwicklung der Day-ahead-Prognosen durch die APG zu würdigen. So sei es etwa gelungen, die Prognoseabweichungen bei Wind im Day-ahead-Bereich von 13,1 % nRMSE⁹⁶ im Jahr 2006 auf 9,4 % nRMSE im Jahr 2014 zu reduzieren. In die Beurteilung sei auch der Umstand einzubeziehen, dass der Intraday-Markt vor rund zehn Jahren noch nicht über die heutige Liquidität verfügt habe und – infolge von Netzengpässen zwischen Österreich und Deutschland – immer häufiger ausgesetzt worden sei. Von 2009 bis 2011 hätten sich die Ausgleichsenergieaufwendungen der OeMAG im Vergleich zu 2006 bis 2008 durchschnittlich halbiert.

Richtig sei, dass die wesentlichen Kostentreiber für Ausgleichsenergie schon bei Etablierung der Ökobilanzgruppe (2003) bekannt gewesen seien. Schon sehr früh – als noch die Regelzonenführer verantwortlich für die Ökobilanzgruppe waren – sei versucht worden, den Stromhändlern den prognostizierten Ökostrom auch an Wochenend- und Feiertagen zuzuweisen. Aufgrund des Widerstands der Händler habe die OeMAG dies jedoch erst im Oktober 2008 durchsetzen können.

36.4 (1) Der RH entgegnete dem Ministerium, dass es ab 2013, ebenso wie die E-Control, Maßnahmen zur Minimierung der Ausgleichsenergie mit Nachdruck an die OeMAG herangetragen hatte. Wie in den Akten des Ministeriums in Besprechungsprotokol- len, Korrespondenzen sowie Informationen an den Bundesminister dokumentiert, betraf dies vor allem die Vermarktung von Prognoseabweichungen. Ebenso verwies der RH auf den Genehmigungsbescheid der E-Control zu den AB-ÖKO vom Februar 2018, der bezüglich der Mitwirkungspflichten auch im Jahr 2018 noch Handlungsbedarf aufzeigte (siehe [TZ 38](#)).

(2) Der RH erwiderte der OeMAG, dass die ihm vorliegenden Unterlagen nicht den Eindruck erhärten konnten, dass die OeMAG entschlossen reagiert hatte, als sich die Aufwendungen für Ausgleichsenergie im Jahr 2012 gegenüber 2011 verdoppelt hatten. Zudem musste der verstärkte Windkraftausbau infolge des ÖSG 2012 für alle Akteure absehbar sein. Der Aufsichtsrat nahm die schriftlichen und mündlichen

⁹⁶ nRMSE (normalised Root Mean Square Error), normalisierte mittlere quadratische Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung (Prognosefehler)

Berichte des Vorstands über die auch 2013 steigenden Aufwendungen zur Kenntnis; ein Handlungsbedarf wurde dazu nicht protokolliert. Der Planwert 2013 wurde um 13,7 Mio. EUR überschritten. Eine Frage zu den Ursachen dieses Anstiegs vermerkte erst das Protokoll der Aufsichtsratssitzung vom Dezember 2013. Ab 2014 bezeichnete der Vorstand die Entwicklung in seinen Berichten als außerordentlich und „dramatisch“. Weiters verwies er auf die vom Ministerium und der E-Control nachdrücklich geforderte und mit diesen abgestimmte Intraday-Vermarktung ab Herbst 2014. Der Aufsichtsrat fasste im Juni und Oktober 2014 die Beschlüsse zur Einführung der Intraday-Vermarktung, die im April 2015 startete. In den Jahren 2013 und 2014 war er aus Sicht des RH dafür jedoch nicht die treibende Kraft. In der Diskussion wurden Erklärungen für die Ursachen des Kostenanstiegs gesucht und wiederholt die Frage gestellt, ob dieser aus Ökostromfördermitteln refinanziert würde. Weitergehende Vorschläge des Aufsichtsrats (Änderung des Preismodells, Teilnahme der OeMAG am Regelenergiemarkt, Neugestaltung der Ausregelung der Ökobilanzgruppe) vermerkten die Protokolle erst ab September 2015.

Zur Entwicklung der Prognosegüte erwiderte der RH der OeMAG, dass die jährlichen nRMSE-Werte (Day-ahead) bei sinkender Tendenz weiter schwankten (2014: 9,4 %; 2015: 10,0 %; 2016: 9,3 %; 2017: 9,7 %). Erst die Intraday-Vermarktung ab April 2015 erlaubte auch die Nutzung kürzerer Prognosezeiträume. Im Jahr 2018 betrug der Prognosefehler vor Vermarktung (Day-ahead) 8,7 %, unter Berücksichtigung der Intraday-Vermarktung dagegen nur mehr 6,7 %.⁹⁷

Ferner erwiderte der RH der OeMAG, dass österreichische Energieunternehmen – trotz der anfänglich noch geringeren Marktliquidität – bereits ab den Jahren 2011 bzw. 2012 begannen, Intraday-Handelsaktivitäten aufzubauen und diese in der Folge zu erweitern.

Rolle der APG als Dienstleister bei der Intraday-Vermarktung

- 37.1 (1) Das Konzessionsgutachten vom September 2006 unterstrich mehrfach die Bedeutung der Unabhängigkeit des Vorstands zur Vermeidung von Interessenkonflikten. Das Vertragssystem zwischen der OeMAG und den Regelzonenführern sollte daher „eine ausreichende Unabhängigkeit der Vorstände der OeMAG gegenüber den Regelzonenführern“ garantieren. Die APG verfügte in ihrer Funktion als Regelzonenführer über mehr Informationen als die OeMAG, die als Ökobilanzgruppe nur ein Marktteilnehmer der österreichischen Regelzone war. Im Sinne der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer durfte die APG ihre Informationen nicht offenlegen.

⁹⁷ siehe E-Control, Gutachten laut ÖSG 2012 § 42 zur Bestimmung der Aliquoten Aufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2019 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2018, 21. März 2019, Seite 12

(2) Der Vorstand der OeMAG hatte bei der Intraday-Vermarktung, bei der er sich der APG als Dienstleister bediente, die betriebswirtschaftliche Optimierung und die gesetzliche Verpflichtung zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten zu verfolgen. Die APG als Regelzonenführer sah in den Vermarktungsaktivitäten der OeMAG zudem auch eine Belegung des österreichischen Intraday-Markts mit positiven Effekten für die gesamte Regelzone. Dies stand für die OeMAG nicht im Vordergrund; auch konnte der Vorstand der OeMAG den Einfluss der Intraday-Vermarktung der OeMAG auf die Regelzone – anhand der ihm zugänglichen Informationen – weder bestätigen noch widerlegen.

Im September 2017 forderte der Vorstand der OeMAG die APG auf, bestimmte Handelsaktivitäten (Intraday-Handel kleiner 60 Minuten) auf dem – im Vergleich zur deutsch-österreichischen Preiszone – weniger liquiden und tendenziell teureren österreichischen Intraday-Markt vorerst einzustellen, zumal diese Aktivitäten vorab eine Anpassung der vereinbarten Vermarktungskonzepte und Handelsregeln (Rulebook) erfordert hätten. Die betreffenden Handelsaktivitäten der APG auf dem österreichischen Intraday-Markt hatten für die OeMAG kein zusätzliches positives Ergebnis, sondern im Jahr 2017 Verluste von insgesamt rd. 240.000 EUR erbracht. Nach Auskunft der APG zeige sich der gesamte Effekt erst über einen längeren Zeitraum. Im Jahr 2018 erzielte der Kurzfristhandel laut OeMAG ein positives Ergebnis in Höhe von rd. 130.000 EUR.

(3) Die APG untermauerte ihre Sicht mit Zahlen, die – zusätzlich zu den direkten Vorteilen des Intraday-Handels für die OeMAG – indirekte Vorteile für die gesamte Regelzone bezifferten, vor allem wesentliche Einsparungen bei der Regelenergie. Diese wären laut APG indirekt auch der OeMAG zugutegekommen. Die APG sprach sich Ende 2017 daher dafür aus, die Aspekte der Intraday-Vermarktung der OeMAG mit dem Ministerium zu besprechen und dabei auch die Auswirkungen auf Österreich zu berücksichtigen. Sie übernahm die Verantwortung für die Richtigkeit der vom Vorstand der OeMAG nicht überprüfbaren Kalkulationen.

(4) Aus Sicht des Ministeriums war bei der Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie nicht einer volkswirtschaftlichen, sondern einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung der OeMAG der Vorrang einzuräumen.

Seit der Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone im Oktober 2018 galt die Einschränkung auf das österreichische Marktgebiet für alle Handelsgeschäfte.

37.2 Der RH hielt unter Verweis auf TZ 26 f. fest, dass die APG gegenüber der OeMAG mehrere Funktionen – Regelzonenführer, Eigentümer, Dienstleister, Aufsichtsräte – innehatte. Dies konnte potenziell zu Rollen- und Interessenkonflikten führen, die nach Ansicht des RH die aktienrechtliche Verantwortung und Unabhängigkeit des Vorstands sowie das Kräftegleichgewicht zwischen Vorstand und Aufsichtsrat beeinträchtigen konnten.

Er bemerkte kritisch, dass die APG – als Regelzonenführer und gleichzeitig Dienstleister der OeMAG – nicht immer zwischen diesen beiden Rollen klar unterscheiden konnte und ihre Tätigkeit als Dienstleister mit ihren Interessen als Regelzonenführer verknüpfte. Aus Sicht des RH nahm sie beispielsweise im Fall des Kurzfristhandels letztlich ihre Rolle als Regelzonenführer wahr, dies war aber nicht vollständig mit ihrer Rolle als Dienstleister der OeMAG in Einklang zu bringen und mit der geforderten Unabhängigkeit des Vorstands. Nach Ansicht des RH war die Möglichkeit, dass die APG ihren übergeordneten Interessen als Regelzonenführer den Vorrang gegenüber jenen der OeMAG einräumte, nicht gänzlich auszuschließen.

Der RH wiederholte hinsichtlich der Governance-Strukturen der OeMAG seine Empfehlungen aus [TZ 27](#) an das Ministerium, strukturelle Funktions- und Rollenkonflikte hintanzuhalten bzw. an die OeMAG, eine Selbstevaluierung der Tätigkeit des Aufsichtsrats vorzunehmen.

37.3 (1) Das Ministerium teilte in seiner Stellungnahme mit, dass die Aufsichtsrechte des Ressorts über die Abwicklungsstelle künftig formal stärker zu verankern seien. Inwieweit dies durch Berichtspflichten oder durch eine institutionelle Rolle erfolge, sei im Verfahren der Gesetzwerdung zu klären. Laut Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 solle künftig der grundsätzlich für die Wahrnehmung von Anteilseigner- und Überwachungsfunktionen des Bundes eingerichtete B-PCGK für die beauftragte Abwicklungsstelle Anwendung finden. Ebenso sei die Einbindung der sogenannten „Zahlerseite“ zu prüfen und gegebenenfalls über beratende Gremien wie den Energiebeirat (§ 20 E-ControlG) auch unmittelbar in der Struktur der Abwicklungsstelle zu verankern oder aber seien eben strengere Berichtspflichten vorzusehen.

(2) Die OeMAG erachtete in ihrer Stellungnahme die vom RH wiedergegebenen Diskussionen über eine Vermarktung mit einer Vorlaufzeit kleiner 60 Minuten als unvollständig. Zum einen sei die Spezifizierung dieses Punkts im gemeinsamen Rulebook zur Intraday-Vermarktung nicht eindeutig genug gewesen; daher könne von einer temporären Missachtung desselben seitens der APG hier nicht gesprochen werden. Zum anderen hätten sich bei der Präzisierung dieser Bestimmung unterschiedliche Erwartungshaltungen in Bezug auf die in diesem Zeitbereich für die OeMAG künftig erzielbaren Ergebnisse gezeigt: Die OeMAG habe auf die bis dahin negative Bilanz hingewiesen, die APG dagegen den Standpunkt vertreten, es lägen noch zu wenig Erfahrungswerte für eine abschließende statistische Beurteilung der Sinnhaftigkeit der Vermarktung mit einer Vorlaufzeit von weniger als einer Stunde vor. Zudem habe die APG auf stetige Verbesserungen der Prognosequalität bei diesen kurzen Planungshorizonten durch die inzwischen erfolgte Integration der Onlinewerte verwiesen. Letztlich habe sich die OeMAG für die Beibehaltung der Kurzfristvermarktung entschieden. Mit dieser ausschließlich von der OeMAG getroffenen Entscheidung seien – wie sich später zeigte – weitere Ausgleichsenergieeinsparungen erzielt worden.

Aus Sicht der OeMAG übersehe der RH, dass sämtliche Aktivitäten der APG mit volkswirtschaftlichem Nutzen auch der OeMAG im betriebswirtschaftlichen Sinn zugutekämen. Dies gelte auch für die von der APG – nicht unmittelbar im Zusammenhang mit der OeMAG–Dienstleistung – umgesetzten Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Märkte; z.B. profitiere die OeMAG von reduzierten Regelenergiepreisen infolge liquiderer Regelenergiemärkte.

Die Diskussion über die Fortsetzung des Kurzfristhandels, der zu Beginn noch nicht die gewünschten Ergebnisse hervorgebracht habe, als Indiz eines möglichen Interessenkonflikts zwischen OeMAG und APG darzustellen, sei eine irreführende und unzulässige Schlussfolgerung. Vielmehr sei die OeMAG von der APG stets im Sinne der Verfolgung der OeMAG–Ziele beraten worden. Die Letztentscheidung sei zudem in allen Fällen ausschließlich beim OeMAG–Vorstand verblieben. Gerade anhand der Aktivitäten zur Minimierung der Ausgleichsenergie lasse sich erkennen, dass sich die Public–Private–Partnership–Struktur der OeMAG bewährt habe.

- 37.4 Der RH erwiderte der OeMAG, dass nicht eindeutig spezifizierte Handelsregeln (Rulebook) und allfällig unterschiedliche Erwartungen zu einzelnen Marktsegmenten von OeMAG und APG jedenfalls im Rahmen ihres Auftraggeber–Dienstleister–Verhältnisses zu klären gewesen wären. Nachdem der Kurzfristhandel von Jänner bis Oktober 2017 für die OeMAG einen negativen Ergebnisbeitrag erbracht hatte, war die vom Vorstand der OeMAG als Auftraggeber vertretene Position, der Kurzfristhandel sollte eingestellt bzw. das Rulebook vorab angepasst werden, aus Sicht des RH schlüssig. Der Vorstand handelte damit gemäß seiner Sorgfaltspflicht und aktienrechtlichen Verantwortung.

Die von der APG (als Regelzonenführer) präferierte Beibehaltung des Kurzfristhandels beruhte auf ihren internen Kalkulationen, die mögliche Einsparungen bei der Regelenergie ergaben. Da die APG die Verantwortung für die Richtigkeit der von der OeMAG nicht überprüfbaren Kalkulationen übernahm, wurde laut Bericht des Vorstands an den Aufsichtsrat im Dezember 2017, „nach gemeinsamer Abwägung zwischen OeMAG und APG zuletzt beschlossen, das Marktsegment unter 60 Min. weiterhin zu nutzen, da die Vorteile die Nachteile weitaus überwiegen“. Der RH nimmt zu Kenntnis, dass die OeMAG in ihrer Stellungnahme betont, sie allein habe die Entscheidungen getroffen.

Er wies jedoch darauf hin, dass die OeMAG vom Rückgang der Regelenergiekosten – von rd. 200 Mio. EUR (2014) auf rd. 88 Mio. EUR (2016) – nur bedingt bzw. erst spät profitierte. Wie die Vertreter der APG im Aufsichtsrat noch im Dezember 2016 sowie im März 2017 feststellten, kam der bei den Regelenergiekosten erzielte Erfolg „nicht bei der OeMAG an“. Dies lag u.a. am Preismodell, nach dem die Ausgleichsenergiekosten ermittelt und den Bilanzgruppen zugeteilt wurden (siehe [TZ 35](#)).

Die Sicht der OeMAG, wonach sich ihre Public–Private–Partnership–Struktur gerade bei der Minimierung der Ausgleichsenergie bewährt habe, teilte der RH nicht. In dem vom Markt entkoppelten System der Ökostromförderung bestehen auch für die OeMAG weder entsprechende Anreize noch Rahmenbedingungen für ein unternehmerisches Handeln zur Minimierung der Ausgleichsenergie.

Organisatorische Aspekte

Interne Revision

38.1 (1) Gemäß B–PCGK 2017⁹⁸ hatten Unternehmen mit mehr als 30 Bediensteten oder einem Jahresumsatz von mehr als 1 Mio. EUR interne Revisionsstellen einzurichten oder zu beauftragen. Diese sollten nach anerkannten Revisionsstandards innerbetriebliche Revisionen durchführen und über die erforderlichen Ressourcen verfügen. Die Förderabwicklungsstellen des Bundes und die Energieversorgungsunternehmen verfügten über interne Revisionen bzw. Konzernrevisionen.

(2) Das in den Geschäftsberichten 2013 bis 2017 jeweils veröffentlichte Organigramm der Aufbauorganisation der OeMAG wies einen Bereich „Internes Kontrollsystem, Revision“ aus. Das Organisationshandbuch der OeMAG beschrieb die Prozesse der OeMAG (samt Rechtsgrundlagen) sowie das Interne Kontrollsystem⁹⁹ ausführlich. Auch ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess war implementiert.

Eine Interne Revision nach anerkannten Revisionsstandards bestand jedoch nicht. Nur in Ausnahmefällen bzw. anlassbezogen führte die OeMAG (technische) Vor–Ort–Kontrollen von Erzeugungsanlagen durch. Das Organisationshandbuch sah keine solchen Kontrollen vor.

Im Februar 2018 wurden die AB–ÖKO „aufgrund von Erfordernissen der Praxis und der bisherigen Erfahrungen“ in dieser Hinsicht erweitert und die OeMAG „ausdrücklich berechtigt, sich zur Kontrolle der Förderungsabwicklung externer Sachverständiger zu bedienen.“ Ebenso verstärkten die AB–ÖKO ab Februar 2018 die Nachweis– und Mitwirkungspflichten der Ökostromerzeuger, „da es in diesem Bereich in der Vergangenheit Missbrauchsfälle gegeben hat, bzw. durch mangelnde Mitwirkung der Anlagenbetreiber höhere Kosten für das Gesamtsystem entstanden sind, die vermeidbar gewesen wären“.¹⁰⁰

⁹⁸ verpflichtende K–Regel 13

⁹⁹ prozessintegrierte Verwaltungskontrollen (z.B. Vier–Augen–Prinzip, Funktionstrennung) in den einzelnen Prozessgruppen und Phasen der Förderabwicklung (z.B. Antrags– und Vertragsdatenkontrolle, Abrechnungs– und Mengenkontrollen)

¹⁰⁰ Genehmigungsbescheid der Regulierungsbehörde E–Control vom Februar 2018

(3) Die von einer Mitarbeiterin der OeMAG durchgeführten Stichproben- und Plausibilisierungsprüfungen erfüllten nicht die Standards einer Internen Revision, die außerhalb der operativen Tätigkeit auf Basis anerkannter Revisionsstandards nachgängige Prüfungen (ex post-Kontrollen) durchführt und Prüfpläne auf Basis einer vorab festgelegten Prüfstrategie erstellt (z.B. Anzahl von jährlich zu prüfenden Fällen, Anteil des jährlich zu prüfenden finanziellen Volumens oder Schwerpunkte für Systemprüfungen).

- 38.2 Der RH hielt kritisch fest, dass die OeMAG mit einem Umsatz von rd. 1,2 Mrd. EUR im Jahr 2017 und rd. 25.000 aktiven Förderverträgen keine Interne Revision nach anerkannten Revisionsstandards hatte. Der RH verwies auf den Genehmigungsbescheid der E-Control zu den AB-ÖKO vom Februar 2018, der diesbezüglich Handlungsbedarf aufzeigte. Nach Ansicht des RH konnten die prozessintegrierten Verwaltungskontrollen der OeMAG, die das Organisationshandbuch der OeMAG in ausführlicher und nachvollziehbarer Weise beschrieb, eine außerhalb der operativen Geschäftstätigkeit stehende Revisionstätigkeit nicht ersetzen.

Der RH empfahl der OeMAG, eine Interne Revision im Sinne des B-PCGK einzurichten, die auf Basis allgemein anerkannter Revisionsstandards nachgängige Kontrollen durchführt. Auf Grundlage einer Prüfstrategie wären jährliche Prüfungspläne zu erstellen, die den Umfang und die Schwerpunkte der Prüfungstätigkeit festlegen.

- 38.3 Das Ministerium merkte in seiner Stellungnahme dazu an, es habe mit der OeMAG zielorientierte Gespräche über die Einrichtung einer Internen Revision geführt. Auch habe die OeMAG noch im Verlauf der Überprüfung des RH ihre Bereitschaft erklärt, eine Interne Revision einzurichten.

Zweigniederlassung

- 39.1 (1) Gemäß § 14b Abs. 2 Z 12 ÖSG-Novelle 2006 war Voraussetzung für die Konzessionserteilung, dass „die effiziente regionale Abwicklung über zumindest eine regionale Abwicklungsstelle für die Regelzonen, in denen die Gesellschaft nicht ihren Sitz hat, gewährleistet ist“. Die OeMAG verfügte daher neben dem Firmensitz in Wien auch über einen Standort in Bregenz. Die Prozesse und Strukturen im Unternehmenskonzept aus 2006 stellten auf die dauerhafte Einrichtung zumindest einer regionalen Abwicklungsstelle ab. Diese war – neben dem Firmensitz in Wien – auch gewöhnlicher Dienort eines OeMAG-Vorstands.

Das im Allgemeinen sehr detaillierte Organisationshandbuch der OeMAG vom Mai 2018 enthielt keine näheren Ausführungen zu deren Zweck und Aufgaben außer der Bestimmung „bestmögliches Service für die Betreiber von Anlagen in den ehemaligen Regelzonen von TIWAG und VKW¹⁰¹ bieten zu können“. Laut OeMAG würden Kunden aus den ehemaligen Regelzonen bei telefonischer Kontaktaufnahme über die österreichweit einheitliche Telefonnummer in die Westabwicklungsstelle verbunden, alle anderen dagegen in die Firmenzentrale. Laut Organisationshandbuch sollte die Aufteilung nach Bundesländern bis Anfang Juni 2018 durch eine prozessorientierte Bearbeitung ersetzt werden. Der Abwicklungsprozess der OeMAG beginnt mit dem Eingang der elektronischen Förderanträge, das Handbuch beschreibt keinen Kundenverkehr und keine (vorgelagerte) Förderberatung in den Räumlichkeiten der OeMAG.

(2) Weder die OeMAG noch das Ministerium evaluierten seit 2006, ob eine effiziente regionale Abwicklung weiter eine Regionalstelle erforderte, zumal sich die Voraussetzungen verändert hatten:

- Ab 2012 nahm die APG die operative Betriebsführung für alle drei Regelzonen wahr, womit die Grundlage des § 14b Abs. 2 Z 12 ÖSG–Novelle 2006 (mehrere Regelzonen) entfiel.
- Förderanträge konnten bei der OeMAG ausschließlich online gestellt werden. Die weiteren Kundenkontakte erfolgten elektronisch oder telefonisch. Laut Auskunft der OeMAG würde bei der regionalen Abwicklungsstelle – anders als bei der Zentrale in Wien – die Möglichkeit des Parteienverkehrs wahrgenommen.

(3) Die OeMAG mietete für die regionale Abwicklungsstelle im Jahr 2012 von der Vorarlberger Illwerke AG Räumlichkeiten im Ausmaß von 99 m² auf die Dauer von zehn Jahren an. Der wertgesicherte Mietzins betrug 2012 rd. 1.200 EUR im Monat exkl. USt. Die Servicetätigkeit vor Ort wurde laut den Geschäftsberichten der Jahre 2013 bis 2017 von vier bis fünf Mitarbeitern und einem Vorstand wahrgenommen. Zusätzlich zur Miete (2017: rd. 15.500 EUR) fielen auch anteilige Aufwendungen für die Arbeitsplatzausstattung und für Reisespesen (insbesondere für die Reisebewegungen eines Vorstands zwischen den beiden Dienstorten) an. Im Jahr 2017 beliefen sich diese Aufwendungen auf insgesamt rd. 160.000 EUR.

39.2 Der RH bemängelte, dass das Ministerium und die OeMAG die Effizienz der regionalen Abwicklung über eine regionale Abwicklungsstelle, für die im Jahr 2017 rd. 175.000 EUR für Miete, Infrastruktur und Reisespesen anfielen, im Verlauf von zwölf Jahren nicht im Hinblick auf allfällige Synergien evaluierten. Er verwies auf die mittlerweile geänderten Voraussetzungen; so etwa oblag die operative Betriebsführung für die vormals drei Regelzonen seit dem Jahr 2012 der APG. Der Kundenverkehr erfolgte in Wien elektronisch bzw. telefonisch und die OeMAG bot an ihrem

¹⁰¹ VKW – Vorarlberger Kraftwerke AG

Firmensitz in Wien und in anderen Bundesländern keine Förderberatungen an. Der RH erachtete ein Beratungsangebot in nur einem Bundesland weder als zwingend erforderlich noch als effizient.

Der RH empfahl dem Ministerium, im Hinblick auf das künftige Fördersystem zu prüfen, ob eine effiziente regionale Abwicklung weiter einer regionalen Abwicklungsstelle bedarf. Dabei wäre zu berücksichtigen, dass die Kundenkontakte der OeMAG grundsätzlich elektronisch bzw. telefonisch erfolgen und am Firmensitz der OeMAG in Wien kein Parteienverkehr stattfindet.

39.3 (1) Das Ministerium führte in seiner Stellungnahme aus, dass die Kosten des Büros im Westen Österreichs nach seinen Informationen vergleichsweise niedrig und auch für die Sicherung von notwendigem Fachpersonal angemessen seien. Dennoch werde bei der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU eine Evaluierung und gegebenenfalls materielle Prüfung erfolgen. Die Richtlinie fordere nämlich einen etablierten Kontaktpunkt für den Ausbau erneuerbarer Energie („One Stop Shop“). Dies berühre auch raumplanerische oder bewilligungstechnische Fragen vor dem Beginn der eigentlichen Projektförderung. Daher solle die künftig mit der Abwicklung beauftragte Stelle (gegenwärtig die OeMAG) über die Voraussetzungen – und damit potenziell eine Stelle – verfügen, um die geforderte Rolle bei der Information der Stakeholder ausfüllen zu können.

(2) Laut Stellungnahme der OeMAG gebe es keinen gesetzlichen Anhaltspunkt für eine Evaluierung der Abwicklungsstelle. Die OeMAG habe dem RH die Effizienz der regionalen Abwicklungsstelle dargelegt. Anders als vom RH dargestellt, hätte sowohl in Bregenz als auch in Wien immer schon Parteienverkehr stattgefunden. Die westliche Abwicklungsstelle sei für Förderwerber aus den westlichen Bundesländern eine wesentliche Unterstützung.

39.4 Der RH entgegnete der OeMAG, dass eine solche Überprüfung im Lichte der anstehenden Neuausrichtung des Fördersystems sowie eines sparsamen, wirtschaftlichen und zweckmäßigen Einsatzes öffentlicher Mittel jedenfalls geboten erscheint. Aus Sicht des RH benötigt die OeMAG als Public-Private-Partnership-Unternehmen auch keine gesetzlichen Anhaltspunkte, um eine solche, künftig allfällig mögliche Standortkonzentration, sei diese nun in Wien oder in Bregenz, zu evaluieren. Die Zusage des Ministeriums, eine Evaluierung und allenfalls eine materielle Prüfung vornehmen zu wollen, wertete der RH positiv.

Strategische Steuerung durch das Ministerium

Energiepolitisches Zieldreieck

40.1 (1) Gemäß Bundesministeriengesetz haben die Ministerien in ihrem Wirkungsbereich alle Fragen wahrzunehmen und zusammenfassend zu prüfen, denen zur Koordinierung bzw. vorausschauenden Planung der ihnen übertragenen Sachgebiete grundsätzlich Bedeutung zukommt. Sie haben dabei auf alle Gesichtspunkte Bedacht zu nehmen, die für den Bund von Bedeutung sind.

(2) Die Energiestrategie der Bundesregierung vom März 2010 gab Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Sozialverträglichkeit, Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit als übergeordneten, ausgewogen zu berücksichtigenden Zielrahmen vor.

Mit der integrierten Klima- und Energiestrategie (**#mission2030**) vom Mai 2018 formulierte die Bundesregierung ein energiepolitisches Zieldreieck, dessen Dimensionen ebenfalls gleichwertig zu verfolgen sind. Nachstehende Tabelle stellt die Inhalte des Zieldreiecks im Überblick dar:

Tabelle 35: Energiepolitisches Zieldreieck gemäß Klima- und Energiestrategie 2030

ökologische Nachhaltigkeit	Versorgungssicherheit	Wettbewerbsfähigkeit/ Leistungsfähigkeit
<p>Verringerung der Treibhausgas-Emissionen bis 2030 um 36 % gegenüber 2005</p> <p>Fokus auf Verkehr und Gebäude</p> <p>Anteil erneuerbarer Energie: 45 % bis 50 % am Brutto-Endenergieverbrauch bis 2030</p> <p>Deckung des Gesamtstromverbrauchs zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland (inklusive Mehrverbrauch für Ersatz fossiler Energieträger)</p> <p>Ersatz von Erdgas durch erneuerbares Methan (Greening the gas)</p> <p>Verbesserung der Primärenergieintensität um 25 % bis 30 %</p>	<p>Gewährleistung der physikalischen Verfügbarkeit von Energie</p> <p>Bereitstellung und Erhalt von Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendiger Flexibilität, u.a. hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung in Ballungsräumen</p> <p>Investitionen in Speicherinfrastruktur sowie Übertragungs- und Verteilnetze</p> <p>ausreichende Erdgas-Notfallreserven</p> <p>Verringerung der Abhängigkeit von einzelnen Importländern durch Diversifizierung von Energierouten</p>	<p>Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit (energieintensive Industrien)</p> <p>soziale Leistungsfähigkeit für alle Gruppen</p> <p>Budgetstrukturen mit Klima- und Energiezielen in Einklang bringen</p> <p>Minimierung von Budgetrisiken (Kosten des Nichthandelns)</p> <p>Energiemärkte: grenzüberschreitende, liquide Großhandelsmärkte; Refinanzierung von Investitionen über den Markt; wettbewerbliche Preisbildung</p> <p>Preisreize, die der Transformation des Energiesystems dienen</p> <p>Stärkung von Forschung, Innovation und modellhafter Erprobung</p>

Quelle: Klima- und Energiestrategie 2030 (#mission2030); Darstellung: RH

Zwischen einzelnen Zielen – etwa einem ambitionierten Mengenausbau einerseits und der finanziellen Leistbarkeit andererseits – bestanden potenzielle Konflikte. Laut der Energiestrategie vom März 2010 sollten Zielkonflikte dargestellt und möglichst entschärft werden. Ziele konnten zudem auf verschiedene Weise erreicht werden: Zur Versorgungssicherheit konnten bspw. neue Erzeugungsanlagen, Speicher, Lastverschiebung, Nutzung von Flexibilitäten, Engpassmanagement, intelligente Netzsteuerungsmaßnahmen oder Netzausbau beitragen.

(3) Sowohl die Energiestrategie 2010 als auch die Energie- und Klimastrategie 2018 forderten ein laufendes Monitoring der Zielerreichung bzw. ein Umsetzungscontrolling. Auf Ebene des Ministeriums war Ende 2018 noch kein Monitoring bzw. strategisches Controlling zum Ausbau der erneuerbaren Energie im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks eingerichtet.

Ein Konzept zu Zweck, Umfang und Aggregation von Daten, Schlüsselindikatoren, Häufigkeit und Format von Berichten sowie zur Arbeitsteilung und Koordination zwischen den fachzuständigen Sektionen und Ministerien, E-Control und OeMAG sowie weiteren relevanten Akteuren lag erst in Ansätzen vor.

Als Modell dafür konnte bspw. der Monitoring-Prozess der deutschen Bundesregierung dienen, in dem eine unabhängige, beratende Kommission aus vier Energieexperten zu den jährlichen Monitoring-Berichten der Regierung jeweils eine umfassende Stellungnahme abgibt (einschließlich Einschätzung der Umsetzung anhand von sieben Leitindikatoren und ergänzender Indikatoren mittels einer sogenannten Energiewende-Ampel).¹⁰²

(4) Eine systematische Zusammenschau einschlägiger Berichte bzw. eine Reorganisation des Berichtswesens im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks (Ausbauziele bis 2030, Netz- und Systemstabilität sowie Kosten und Finanzierung) stand noch aus.

Die E-Control hatte der Bundesministerin bzw. dem –minister sowie dem Nationalrat jährlich einen Ökostrombericht¹⁰³ vorzulegen, der insbesondere zu analysieren hatte,

- inwieweit die Ziele des ÖSG 2012 erreicht wurden,
- welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgten und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher hat,

¹⁰² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Sechster Monitoringbericht zur Energiewende, Berlin, Juni 2018; Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart, Juni 2018

¹⁰³ gemäß § 52 Abs. 1 ÖSG 2012

- ferner das Ausmaß und die Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs sowie
- die Mengen und Aufwendungen für elektrische Energie aus Ökostrom-Technologien bzw. Anlagen wie z.B. Photovoltaik, Windkraft, Biomasse und Biogas.

Weiters sollte der Bericht allfällige Verbesserungsvorschläge aufzeigen.

Ebenso legte die E-Control nach dem Energielenkungsgesetz jährlich den Monitoringbericht „Versorgungssicherheit Strom“ vor. Dieser ging im Jahr 2014 erstmals auf kritische Netzzustände infolge der höheren Erzeugungsleistung aus Ökostromanlagen ein. 2017 setzte er sich vertieft mit dem Ausbau erneuerbarer Energie und kritischen Entwicklungen für die Versorgungssicherheit auseinander und widmete diesem Thema erstmals auch ein Kapitel im Ökostrombericht 2018 (siehe [TZ 43](#)). Gemäß EU-Vorgabe¹⁰⁴ hatte die E-Control auch jährliche Berichtspflichten über die Höhe und die Verwendung der Erlöse aus dem Engpassmanagement.

(5) Ein vollständiger Überblick über die Kosten des Ausbaus und der Systemintegration erneuerbarer Energie (einschließlich Netzausbau und Erhalt konventioneller Kraftwerke) sowie deren Finanzierung aus öffentlichen Haushalten (Bund und Länder) und aus regulierten Netzentgelten sowie staatlich beeinflussbaren Bestandteilen der Energiepreise lag nicht vor.

40.2 Der RH hielt fest, dass die Klima- und Energiestrategie 2018 – wie schon die Energiestrategie 2010 – ein laufendes Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energie im Rahmen eines energiepolitischen Zielsystems vorsah. Er merkte kritisch an, dass ein solches Monitoring noch nicht eingerichtet war. Damit fehlten auch die Voraussetzungen für ein strategisches Controlling, um das Erreichen der Ziele für den Ausbau und die Systemintegration der erneuerbaren Energie sowie den Umbau des bestehenden Energiesystems im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks gleichrangig zu steuern.

Er bemängelte, dass das Ministerium über keine Synthese vorhandener Analysen und Berichte verfügte. Aktuelle strategie- und steuerungsrelevante Daten und Kennzahlen zur Umsetzung der Energieziele – insbesondere auch der Kosten und des Finanzierungsbedarfs – standen dem Ministerium nicht zeitnah zur Verfügung.

Der RH empfahl dem Ministerium, für den Ausbau erneuerbarer Energie ein Monitoring und ein strategisches Controlling einzurichten. Zu diesem Zweck wären aussagekräftige Kennzahlen bzw. Schlüsselindikatoren zu definieren und das Berichtswesen entsprechend auszurichten bzw. zu reorganisieren.

¹⁰⁴ gemäß Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Anhang 1: Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen, Punkt 6.5

Er empfahl dem Ministerium weiters, Transparenz zu schaffen über die direkten und indirekten Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energie und über deren Finanzierung aus öffentlichen Budgets sowie aus Förderbeiträgen, die von den Endkunden direkt eingehoben werden bzw. im Rahmen der regulierten Netzentgelte dafür anfallen.

40.3 (1) Das Ministerium lege in seiner Stellungnahme den Status quo der Überprüfung und Planung der Klima- und Energieziele dar:

- Seit 2017 übermittle das Ministerium dem Nationalrat jährlich einen Evaluierungs- und Monitoringreport¹⁰⁵ über die Erreichung der unionsrechtlich verbindlichen Klima- und Energieziele sowie über die Wirkung von Maßnahmen; dies mit präzisen Angaben zum Erfüllungsgrad der EU-rechtlichen Verpflichtungen Österreichs, u.a. auch zu Fehlentwicklungen, Optimierungspotenzialen und Empfehlungen zur kosteneffektiven Erreichung der Zielvorgaben. Dies betreffe vor allem die vom Ministerium zu überwachenden Meilensteine und Folgebestimmungen des EU-Klima- und Energierechtspakets.
- Die Website der E-Control informiere umfassend über Kosten und Förderungen für erneuerbare Energie in Österreich, u.a. über die Finanzierung durch Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag sowie die Kosten für typische Haushaltskunden (Netzebene 7).
- Das Ministerium habe verschiedene Institutionen – bspw. die Austrian Energy Agency (AEA) – beauftragt, mit Bezug zum Nationalen Energie- und Klimaplan ein Monitoringtool zur Zielerreichung der wesentlichen Parameter zu schaffen. Erste Strukturen seien im Februar 2019 öffentlich präsentiert worden.

Diese Vorhaben würden vor allem die Schaffung eines Rechtsrahmens für die Einbettung der EU-Governance-Verordnung¹⁰⁶ betreffen. Die Klimaziele bis 2030 seien durch den Emissionshandel sowie durch eine Aufteilung auf Ebene der Mitgliedstaaten sicherzustellen, die Einhaltung der Energieziele bis 2030 dagegen durch die Governance-Verordnung.

Als Basis dafür sei mit der Europäischen Kommission ein nationaler Energie- und Klimaplan zu erstellen, der in der Mitte der Periode bis 2030 aktualisiert werden könne. Die Governance-Verordnung regle die Konsequenzen bei Nichteinhaltung der nationalen bzw. europäischen Ziele und solle die vielfältigen, einander oft überlappenden Maßnahmen und Berichtspflichten bündeln. Die nationalen Energie- und Klimapläne sollten ein kohärentes und transparentes Steuerungssystem schaffen und den Verwaltungsaufwand reduzieren.

¹⁰⁵ gemäß § 7 Abs. 1 Bundes-Energieeffizienzgesetz; siehe Monitoringreport auf der Website der „monitoring-stelle energieeffizienz“ (<https://www.monitoringstelle.at/>).

¹⁰⁶ Verordnung (EU) 2018/1999 vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

Österreich habe Ende 2018 den Entwurf seines nationalen Energie- und Klimaplan vorgelegt, den die Europäische Kommission bereits bewertet habe. Weiters werde Österreich den endgültigen Plan vorlegen und ein kohärentes Steuerungssystem und Berichtswesen ausarbeiten.

(2) Ferner verwies das Ministerium in seiner Stellungnahme auf den Punkt „Institutionelle Fragen der Abwicklung und Statistik“ im Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018. Da die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU einen Kontaktpunkt („One Stop Shop“) fordere, sei sicherzustellen, dass die beauftragte Abwicklungsstelle (gegenwärtig die OeMAG) über die Voraussetzungen zur Information der Stakeholder verfüge.

Zudem erfordere das Berichtswesen – über projektbezogene Förderungen hinaus – eine stärkere Einbindung der regulatorischen Institutionen. Der jährliche „Ökostrombericht“ der E-Control an die Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus sowie den Nationalrat sei daher um systemische Kostenbetrachtungen zu ergänzen. Im Hinblick auf das künftige Erneuerbaren Ausbau-Gesetz fänden dazu bereits Gespräche mit der E-Control statt.

- 40.4 Der RH weist in diesem Zusammenhang ergänzend auf seine Stellungnahme im öffentlichen Konsultationsverfahren zum Energie- und Klimaplan vom Dezember 2019 hin.

Datengrundlagen

- 41.1 (1) Für Zwecke der Aufsichtstätigkeit und für Berichtspflichten hatte die OeMAG dem Ministerium sowie der E-Control „auf Anfrage“¹⁰⁷ alle erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

Den Großteil der Daten über Ökostromanlagen und Anlagenbetreiber erfasste die OeMAG bei der Antragstellung und Vertragsabwicklung in ihren Datenbanken. Seit der ÖSG-Novelle 2017 hatte die OeMAG zudem ein Ökostromanlagenregister zu führen.¹⁰⁸ Dieses enthielt u.a. alle Ökostromanlagen, die mit der OeMAG einen aufrechten Vertrag hatten, und pro Anlage mindestens zehn Angaben, u.a. die Art der Anlage, die Erzeugungsmenge sowie das Inbetriebnahmedatum.

Für den Bestand an Altanlagen (seit dem ÖSG 2002) fehlten der OeMAG Informationen. Mit dem Ende der 10- bis 15-jährigen Fördervertragslaufzeit schieden die Anlagen aus den Datensystemen der OeMAG aus.

¹⁰⁷ gemäß § 37 Abs. 2 ÖSG 2012

¹⁰⁸ gemäß § 37 Abs. 5 ÖSG 2012

(2) Die E-Control hatte eine Herkunftsnachweisdatenbank für Ökostrom zu führen. Diese umfasste – zu den Daten des Ökostromanlagenregisters der OeMAG – jeweils auch das Ausstellungsdatum und die Kennnummer des Herkunftsnachweises.¹⁰⁹ Alle an das öffentliche Netz angeschlossenen Ökostromanlagen, auch jene, die nicht bzw. nicht mehr bei der OeMAG unter Vertrag standen, hatten sich in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control zu registrieren. Davon ausgenommen waren Photovoltaik-Anlagen, die allein der Eigenversorgung dienten und nicht in das öffentliche Netz einspeisten.

(3) Nachdem die Ökostrom-Anerkennungsbescheide der Länder ab dem ÖSG 2012 für Photovoltaik-Anlagen bis 5 kWp und ab der ÖSG-Novelle 2017 u.a. auch für größere Photovoltaik-Anlagen entfielen, lagen über den Zubau kleinerer Anlagen, nicht geförderter Anlagen sowie Inselanlagen kaum noch Informationen vor.

Auch zur Entwicklung des Anteils der Eigenversorgung im Zeitverlauf lagen keine Daten vor. Ab dem Jahr 2018 war der Eigenversorgungsanteil bei der Antragstellung bei der OeMAG anzugeben, spätere Aktualisierungen waren jedoch nicht vorgesehen.

(4) System- und steuerungsrelevante Daten, wie insbesondere Messdaten der Anlagen zur Verbesserung der Erzeugungsprognose und Minimierung der Ausgleichsenergie, standen der OeMAG für Windkraftanlagen ab 2014 zur Verfügung (siehe [TZ 36](#)). Für Photovoltaik-Anlagen mit standardisiertem Lastprofil bestanden keine Messpflichten. Diesbezügliche Nachweis-, Mitwirkungs- und Meldepflichten der Anlagenbetreiber (z.B. Erzeugungsfahrpläne, Stillstandzeiten, meteorologische Vergangenheitsdaten) sah das Regelwerk seit Februar 2018 für gemessene Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW vor.

Auch erfolgte keine sektorspezifische Zuordnung der Anlagenbetreiber nach der ÖNACE-Klassifikation. Über die Branchenzuordnung der Antragsteller gab es daher nur wenig Information, wiewohl dies für das Design künftiger Fördermaßnahmen, etwa auch für Ausschreibungen, von Bedeutung sein konnte.

41.2 Der RH stellte fest, dass das ÖSG dem Ministerium nur für Aufsichts- und Berichtszwecke und nur auf Anfrage einen Zugang zu Daten über die installierte Leistung und erzeugten Ökostrommengen einräumte. Nach Ansicht des RH war diese Einschränkung für die Wahrnehmung der energiepolitischen Gesamtverantwortung und Steuerungsfunktion des Ministeriums nicht zweckmäßig.

¹⁰⁹ gemäß § 10 Abs. 1 ÖSG 2012; ein Herkunftsnachweis ist ein EU-weit harmonisiertes Instrument zum Handel mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dient der Transparenz hinsichtlich Ursprung und Qualität von Elektrizität

Der RH empfahl dem Ministerium, für Steuerungszwecke – über eine geeignete Schnittstelle – einen Zugang zu jeweils aktuellen energiewirtschaftlichen und Ökostromdaten sowie ein regelmäßiges, z.B. monatliches oder vierteljährliches, Berichtswesen einzurichten.

Ferner empfahl er dem Ministerium, die Verfügbarkeit steuerungs- und systemrelevanter Daten über die gesamte Betriebsdauer (Lebenszeit) von geförderten Anlagen zu gewährleisten und solche Daten möglichst im Rahmen der Antragstellung bzw. Vertragsabwicklung je nach Zweck einmalig oder regelmäßig mit zu erheben.

Der RH hielt weiters fest, dass keine Daten über Ökostrommengen im Rahmen der Eigenversorgung vorlagen. Der RH gab zu bedenken, dass dies zu einer Unterschätzung des Erfolgs der bisherigen Ausbau- sowie Energieeffizienzmaßnahmen und zu einer Überschätzung des noch anstehenden Förderbedarfs führen könnte.

Der RH empfahl dem Ministerium, den tatsächlichen Eigenversorgungsanteil bei Ökostromanlagen zu erfassen.

Der RH verwies ferner auf den – mit zunehmender Einspeisung aus volatilen Quellen wie Windkraft und Photovoltaik – wachsenden Bedarf an anlagenspezifischen Messdaten für die Erzeugungsprognose und für die Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität (etwa Beteiligung von Anlagen an der Bereitstellung von Blindleistung). Insbesondere für die Betreiber nicht gemessener Photovoltaik-Anlagen bestanden keine diesbezüglichen Mitwirkungspflichten.

Der RH empfahl dem Ministerium, auch die Betreiber bisher nicht gemessener Anlagen – ab einer bestimmten Leistung – zur Mitwirkung an der Messung aller netzwirksamen Parameter (z.B. durch Online-Messung, Smart Meter) zu verpflichten.

- 41.3 Das Ministerium verwies mit Bezug auf die Empfehlung, ein Berichtswesen einzurichten, auf seine Stellungnahme zu TZ 40. Ferner würden die AB-ÖKO die Mitwirkungspflicht der Ökostromerzeuger bei der Online-Messung konkret regeln. Ebenso bestünden konkrete Vorgaben zur Messung und Übermittlung der in das öffentliche Netz eingespeisten Arbeit und/oder Leistung. Für Anlagen, deren Engpassleistung 1 MW übersteige, und Windkraftanlagen seien Messungen in Viertelstunden-Zeitreihen vorgegeben.

Mit Bezug auf bisher nicht gemessene Anlagen verwies das Ministerium in seiner Stellungnahme auf die bis zum Jahr 2020 vorgesehene Ausrollung der Smart Meter. Des Weiteren gelte die Fernsteuerbarkeit seit der ÖSG-Novelle als Fördervoraussetzung. Davon werde auch im zukünftigen Fördersystem nicht abgegangen.

- 41.4 Der RH erwiderte dem Ministerium, dass die Photovoltaik–Erzeugung großteils nicht gemessen erfolgt und zum Eigenversorgungsanteil keine Daten vorliegen. Die Ausrol- lung der Smart Meter könnte noch über das Jahr 2020 hinaus dauern. Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energie zur Zielerreichung im Jahr 2030 erfordert – über den jeweiligen Förderzeitraum hinaus – auch geeignete Konzepte für die Prognose, Messung und Steuerung der zunehmend dezentralen, kleinteiligen Energieerzeu- gung unter Mitwirkung der Anlagenbetreiber. Der RH hielt seine Empfehlungen daher aufrecht.

Ressourcen des Ministeriums

- 42.1 (1) Das in Österreich anwendbare Energierecht beruht in wesentlichen Teilen auf EU–rechtlichen Regelungen. Der rechtliche und der technische Regelungsbestand und damit die Aufgaben des Ministeriums, der Regulierungsbehörde E–Control und der Marktakteure (Erzeuger, Netzbetreiber) nahmen mit der Liberalisierung und Vertiefung des europäischen Energiebinnenmarkts zu. Die zunehmende Dezentrali- sierung der Energieerzeugung verändert und erhöht den Bedarf an Koordination und Steuerung weiter.

(2) Mit der Ressortumbildung 2018 ordnete das nunmehr zuständige Bundesministe- rium für Nachhaltigkeit und Tourismus die Abteilungen für Energieeffizienz, für tech- nische Innovation sowie für nachhaltige Entwicklung und Klimapolitik, die bis dahin Teil der Sektion Energie und Bergbau waren, der neu geschaffenen Klimasektion zu.

Im Bereich Energie wurde eine neue Abteilung für Energiepolitik und energieinten- sive Industrie geschaffen, ferner eine Stabsstelle für internationale Energieangele- genheiten sowie eine Abteilung für Europäische Energiepolitik.

Für innerösterreichische Energieangelegenheiten sah die Geschäfts– und Personal- verteilung des Ministeriums vom Juli 2018 keine Koordination vor. Koordinations- bedarf bestünde zwischen den Gebietskörperschaften im Hinblick auf Regelungslücken und ungeklärte Kompetenzfragen, vor allem an der Schnittstelle zwischen der Ökostrom–Förderabwicklung (Bund) und der Feststellung der Förder- fähigkeit von Anlagen (Länder; siehe etwa UVP–Verfahren, TZ 21, bzw. potenzielles Anlagen–Splitting, TZ 22) aber auch hinsichtlich des arbeitsteiligen Zusammenwir- kens der maßgeblichen Institutionen, wie der E–Control und der OeMAG mit dem Ministerium. Zudem hatte das Ministerium Aufsichtspflichten, Aufgaben im Geset- zesvollzug, in der Legistik und sonstige operative Tätigkeiten wahrzunehmen.

(3) Laut den Geschäfts- und Personaleinteilungen ab 2012 stand dem Bereich Energie (Sektion Energie und Bergbau) im Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2017 eine effektiv einsetzbare Personalkapazität von rd. 43 Bediensteten zur Verfügung, davon rund sieben Leitungsfunktionen sowie rd. 20 Sachbearbeiterinnen und –bearbeiter. Mit der österreichischen Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2018 erhöhte sich diese Kapazität vorübergehend auf effektiv 53 Bedienstete (einschließlich sieben befristeter EU-Sonderverträge).

(4) Die Neuausrichtung des Fördersystems im Sinne der energiepolitischen Ziele der Klima- und Energiestrategie vom Mai 2018, u.a. die Deckung des Gesamtstromverbrauchs zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland bis 2030 (siehe [TZ 40](#)), erforderte entsprechende Vorkehrungen zur strategischen Steuerung und Koordinierung der Umsetzung dieser Vorhaben, etwa ein Projektmanagement bzw. eine Projektorganisation mit entsprechenden Ressourcen.¹¹⁰

- 42.2 Nach Ansicht des RH entsprach die organisatorische Ausrichtung der für Energie zuständigen Sektion noch nicht den Anforderungen einer wirksamen Koordination und strategischen Steuerung der im Energiebereich bis zum Jahr 2030 umzusetzenden Vorhaben und Erneuerbaren-Ausbauziele einschließlich der dafür erforderlichen Infrastruktur- und Systemanpassungen sowie der damit verbundenen Kosten.

Der RH empfahl dem Ministerium, die organisatorischen und personellen Voraussetzungen zur effektiven Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele für 2030 sicherzustellen. Für anstehende Aufgaben wären entsprechende Ressourcen umzuschichten sowie geeignete Projektstrukturen bzw. ein Projektmanagement vorzusehen.

- 42.3 Aus Sicht des Ministeriums verweise die Empfehlung des RH auf ressourcenbedingte strukturelle Schwächen des Ressorts – insbesondere der Sektion VI (Energie und Bergbau) und der Abteilung VI/3¹¹¹. Die Personalaufnahme im Bundesdienst sei jedoch an den Stellenplan gekoppelt.

Mit der Energiemarktliberalisierung ab Ende der 1990er Jahre und der Etablierung der Regulierungsbehörde (Energie Control Austria) seien bei weitem nicht alle neuen Aufgaben und Herausforderungen durch das europäische Regelwerk in die Bereichsaufgaben integriert worden. Bei nachweisbar höheren Anforderungen sei keine merkliche Aufstockung des Personals erfolgt. Auch bei Agenden wie etwa der Umsetzung der Ziele des Erneuerbaren-Ausbau oder bei behördlichen und administrativen Aufgaben seien die gestiegenen Anforderungen nicht berücksichtigt worden.

¹¹⁰ siehe RH-Bericht „Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)“ (Reihe Bund 2019/1, TZ 6)

¹¹¹ Abteilung Erneuerbare Energien, Elektrische Energie und Fernwärme inklusive Kraft-Wärme-Kopplung

Für die jährlichen Prozesse im Ökostrombereich sei Anfang 2018, in Kooperation zwischen Ministerium und OeMAG, ein softwareunterstütztes Projektmanagement („office timeline“) ausgerollt worden. Die inzwischen weiter verbesserte Maßnahme habe die Effizienz in der Kommunikation zwischen Abwicklungsstelle und Ministerium erhöht. Neben einer institutionellen Weiterentwicklung der Abwicklungsstelle werde auch eine weitere Ressourcenoptimierung im Ministerium angestrebt; dies unter Nutzung von Synergiepotenzialen aus dem Zusammenschluss einiger Bereiche (Bundesministeriengesetz 2018). Zur Erfüllung der Aufgaben sei jedoch auch eine Aufstockung der Ressourcen im Bereich der erneuerbaren Energie unumgänglich.

- 42.4 Der RH erwiderte dem Ministerium, dass zur Aufstockung der Ressourcen der Energie-sektion auch die im Rahmen der nunmehrigen Ressortorganisation (Bundesministeriengesetz 2020) verfügbaren Synergiepotenziale bestmöglich genutzt werden sollten.

Netze und Engpassmanagement

- 43.1 (1) Die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik richtet sich in erster Linie nach dem örtlichen und zeitlichen Dargebot und nicht nach der Stromnachfrage. Die Windintegration in Ostösterreich und die Schaffung einer „effizienten Interaktion“ mit den Pumpspeicherkraftwerken in Westösterreich zählte daher zu den vorrangigen Projekten im Bereich der Übertragungsnetze im Masterplan 2030 der APG vom November 2013. Das Investitionsvolumen von 2013 bis 2023 bezifferte der Masterplan mit rd. 2,6 Mrd. EUR.

Der Ausbau der erneuerbaren Energie erfolgte – nicht nur in Österreich – rascher als die notwendige, jedoch langwierige und kapitalintensive Anpassung der Netzinfrastruktur. Der Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 mit den Eckpunkten für das Erneuerbaren Ausbau-Gesetz 2020 stellte nunmehr einen integrierten – zwischen den Gebietskörperschaften koordinierten – Netzinfrastrukturplan für Übertragungs- und Verteilernetze in Aussicht. Dieser solle auch Optimierungspotenziale zwischen dem Strom- und dem Gassystem aufzeigen.

(2) Mit den wachsenden Mengen an volatiler Einspeisung stieg auch die Häufigkeit von Eingriffen¹¹² zur Vermeidung von Netzüberlastungen. Das Engpassmanagement muss Probleme der Netzstabilität infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energie in Österreich, aber auch grenzüberschreitend zu Deutschland, temporär lösen. Die Kosten für die APG erhöhten sich von rd. 28,4 Mio. EUR (2016) auf rd. 92,4 Mio. EUR (2017) sowie auf rd. 118,5 Mio. EUR (2018).¹¹³

¹¹² bspw. in den geplanten Kraftwerkeinsatz (Redispatch) oder in die Stromnachfrage (Lastmanagement)

¹¹³ APG, Netzbetriebliche Quartalskurzberichte (Quartale 1–4) 2016 bis 2018

Vor diesem Hintergrund wurden mit der ÖSG–Novelle 2017 die Verpflichtungen und Rechte der Regelzonenführer beim Engpassmanagement erweitert.¹¹⁴ Sie schließen im Bedarfsfall mehrjährige Verträge mit Betreibern von flexiblen Erzeugungsanlagen ab und verpflichten diese gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten zu gesicherten Leistungen¹¹⁵. Die Anlagenbetreiber wiederum wurden verpflichtet, die geplante (vorläufige, endgültige bzw. teilweise) Stilllegung von Erzeugungsanlagen (über 20 MW) dem Regelzonenführer und der Regulierungsbehörde E–Control mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen.¹¹⁶ Der Netzbetrieb erhielt somit im Hinblick auf seine Systemverantwortung Eingriffsrechte, die sich auf betriebswirtschaftliche Prozesse und Investitionsentscheidungen konventioneller Erzeuger auswirkten.

(3) Die integrierte Klima– und Energiestrategie der Regierung vom Mai 2018 geht davon aus, dass Erdgas zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch mittelfristig nur teilweise ersetzbar sein wird.¹¹⁷ Die durchschnittlichen Einsatzstunden und die Einspeisung aus Gaskraftwerken entwickelten sich jedoch – nicht zuletzt infolge des Ausbaus erneuerbarer Energie – stark rückläufig.¹¹⁸ Wegen fehlender Marktperspektiven sind der Bestand der Gaskraftwerke und Reinvestitionen daher ungewiss.¹¹⁹ Laut E–Control sank die Engpassleistung der Wärmekraft (inklusive Eigenerzeuger) seit Anfang 2012 im Schnitt um 2,8 % jährlich oder 28 Anlagen bzw. Blöcke insgesamt, die Erzeugung sank seit 2012 auf nahezu die Hälfte.

(4) Ein Worst–Case–Szenario für die Versorgungssicherheit zeigte sich laut E–Control während der außergewöhnlichen Kältephase im Jänner 2017, bei der zeitgleich die Möglichkeiten für Importe eingeschränkt, die Erzeugung aus Laufwasserkraft und Windkraft unterdurchschnittlich und die Füllstände der Pumpspeicherkraftwerke sehr gering waren. In dieser Phase konnte Österreich den energetischen Bedarf ohne Importe nicht mehr über weitere zwei Wochen aus heimischen Quellen decken.¹²⁰

¹¹⁴ siehe § 23 Abs. 2 Z 5 ElWOG 2010

¹¹⁵ Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen, Vorhaltung von Leistung mit geeigneter Vorlaufzeit

¹¹⁶ siehe § 66 Abs. 2a ElWOG 2010

¹¹⁷ siehe Integrierte Klima– und Energiestrategie (#mission2030), Mai 2018, Seite 18

¹¹⁸ siehe E–Control, Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018, Wien, Jänner 2019, Seite 38

¹¹⁹ siehe RH–Bericht „Wien Energie GmbH“ (Reihe Wien 2016/5)

¹²⁰ E–Control, Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018, Jänner 2019, Seite 64

- 43.2 Der RH hielt fest, dass der Ausbau erneuerbarer Energie aufgrund förderlicher Bedingungen ungleich rascher voranschritt als die dafür notwendigen Anpassungen der Netzinfrastruktur sowie Maßnahmen zur Flexibilisierung des Energiesystems. Er verwies auf die zunehmende Zahl an Netzengpässen und die steigenden Kosten für Engpassmanagement sowie auf die Kosten der Vorhaltung von gesicherten Kraftwerkskapazitäten.

Er betonte, dass der Ausbau erneuerbarer Energie ein zu jedem Zeitpunkt stabiles Gesamtsystem voraussetzt, und erachtete daher die mit den künftigen EU-Vorschriften in Aussicht genommene Stärkung der Systemverantwortung als grundsätzlich zweckmäßig.

Ausrichtung des Fördersystems nach 2020

- 44.1 (1) Im Juli 2014 stellte die Europäische Kommission mit den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 bis 2020¹²¹ die Weichen für die Marktintegration der erneuerbaren Energien und den Abbau der Subventionen im Zeitraum 2020 bis 2030. Größere Ökostromanlagen sollten demnach künftig Marktprämien anstatt fixer Einspeisetarife erhalten und ihren Strom direkt vermarkten. Die Höhe der Beihilfen sollte in Ausschreibungen ermittelt werden.

(2) Die Leitlinien galten für neue Förderregelungen ab dem 1. Jänner 2016. Bestehende Fördersysteme wie das ÖSG 2012 waren bei notifizierungspflichtigen Änderungen anzupassen.

Österreich vermied solche Änderungen und setzte mit der ÖSG-Novelle 2017 nur „technische oder administrative Anpassungen im Rahmen des beihilfenrechtlich genehmigten Fördersystems“ um. Die ÖSG-Novelle 2017 brachte daher „keine Annäherung an zentrale Punkte eines möglichen zukünftigen Fördersystems“, wie die E-Control im Ökostrombericht 2017 feststellte. Aus Sicht des Ministeriums konnte Österreich damit Fehler bei der Neugestaltung des Förderregimes vermeiden und sich an bewährten Lösungen anderer Mitgliedstaaten orientieren.

(3) Eine quantitative Abschätzung der Kosten der späten Änderung des Ökostromfördersystems nahm das Ministerium nicht vor. Dazu zählten etwa die Kosten der Nichtteilnahme von Ökostromerzeugern an Märkten für Regel- und Ausgleichsenergie (siehe [TZ 34](#) ff.) oder die Kosten der entgangenen Tarifdegression (siehe [TZ 9](#) f.).

¹²¹ Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 (2014/C 200/01)

(4) Zur Umsetzung der EU-Ziele und der österreichischen Ziele bis 2030 (siehe [TZ 3 f.](#)) sowie der EU-Richtlinie zur erneuerbaren Energie¹²² beschloss die Bundesregierung im Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 Grundsätze und Eckpunkte für ein „Erneuerbaren Ausbau-Gesetz 2020 (EAG 2020)“.¹²³

Dieses Gesetz soll im Jahr 2020 in Kraft treten und bezweckt neben der Verankerung der Systemverantwortung auch eine verstärkte Marktorientierung der Förderungen. Anstelle fixer Einspeisetarife sollen Anlagenbetreiber künftig zum Marktpreis eine Prämie als Betriebsförderung mit 20-jähriger Laufzeit erhalten. Damit sollen sie zumindest einen Teil des Marktrisikos übernehmen und einen Anreiz für eine nachfrageorientierte Erzeugung sowie verbesserte Prognosen zur Minimierung des Regenergiebedarfs erhalten. Der Förderbedarf soll künftig auch im Wege von Ausschreibungen ermittelt werden.

(5) Die Mitgliedstaaten sollen sich künftig schon bei der Gestaltung von Förderregelungen bemühen, die Gesamtsystemkosten des Ausbaus erneuerbarer Energie möglichst gering zu halten,¹²⁴ Förderungen kostenwirksam einzusetzen und Marktverzerrungen weitgehend zu vermeiden.

Das aufzubringende Fördervolumen – und damit die Kostenbelastung für Haushalte, Gewerbe und Industrie – werde laut Ministerratsvortrag vom 5. Dezember 2018 trotz stetig ansteigendem Ausbau von erneuerbarer Energie „nicht erheblich erhöht“, und Aspekte der Gesamtkosten bzw. der Systemverantwortung sollen auch in den Überlegungen zur Mittelaufbringung berücksichtigt werden.

- 44.2 Der RH hielt fest, dass Österreich die – auf EU-Ebene schon ab 2014 vorgezeichnete und bis Mitte 2021 umzusetzende – Neuausrichtung des Fördersystems erst spät vornimmt. Erfahrungen mit marktbasierter Verfahren, etwa auch mit Gestaltung geeigneter Ausschreibungsmechanismen sowie mit der Direktvermarktung von Windkraft und Photovoltaik, fehlten daher weitgehend noch. Nach Ansicht des RH hätte eine raschere Anpassung dazu beigetragen, die externen Kosten eines vom Markt weitgehend entkoppelten Fördersystems (siehe [TZ 7](#), [TZ 34 ff.](#) und [TZ 43](#)) zu verringern.

Die mit dem Ministerratsvortrag vom Dezember 2018 in Aussicht genommene Stärkung der System- und Marktverantwortung der Erzeuger erachtete der RH als zweckmäßig.

¹²² EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

¹²³ Vortrag an den Ministerrat 38/17 vom 5. Dezember 2018, GZ BMNT 555.300/0079–VI/3/2018

¹²⁴ Erwägungsgrund Nr. 19, EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Schlussempfehlungen

45 Zusammenfassend empfahl der RH:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

- (1) Die Anforderungen an die Gutachten gemäß Ökostromgesetz 2012 wären zu definieren und die Annahmen sowie Methoden zu überprüfen. Im Hinblick auf die strategische Verantwortung des Ministeriums sollte eine integrierte Sicht – thematisch und zeitlich – auf den Ausbau der erneuerbaren Energie gestärkt werden. (TZ 8)
- (2) Von der Beauftragung privater Gutachter über einen langen Zeitraum wäre abzugehen und periodisch ein Wechsel der Gutachter vorzunehmen. (TZ 8)
- (3) Für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Aufwendungen sollten Kriterien festgelegt und materielle Prüfungen der IST-Kosten sichergestellt werden. (TZ 8)
- (4) Die Festlegung der Einspeisetarife wäre konsequenter als bisher an kosteneffizienten Anlagen und an den effizientesten Standorten zu orientieren, um einen effizienten Mitteleinsatz und eine kontinuierliche Steigerung der Erzeugung zu gewährleisten. Die Vergabe von Förderungen für erneuerbare Energie sollte daher auch im Weg von Ausschreibungen erfolgen. (TZ 9)
- (5) Für Tarifgutachten wären eindeutige und überprüfbare Methoden festzulegen und periodisch zu evaluieren. Auch für Kostenerhebungen bei Anlagenbetreibern wären methodische Grundlagen festzulegen. (TZ 9)
- (6) Die Entscheidungsgrundlagen für die Festlegung der Einspeisetarife wären nachvollziehbar zu dokumentieren und allfällige Abweichungen von den Tarifgutachten zu erläutern. Die mit verschiedenen Tarifhöhen jeweils realisierbaren Ausbau- und Erzeugungsmengen sowie die jeweiligen finanziellen Auswirkungen wären zu bewerten. (TZ 10)
- (7) Die Tarife wären nach Überschuss- bzw. Volleinspeisung zu differenzieren. (TZ 10)
- (8) Die von der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG beeinflussbaren Aufwendungen wären dem Grunde und der Höhe nach periodisch auf ihre Angemessenheit zu überprüfen. (TZ 11)

- (9) Die Methodik zur Feststellung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung wäre zu überprüfen und insbesondere die Kriterien der Angemessenheit näher zu bestimmen. Die Berechnungsmethode sollte dem geringen Risiko der Abwicklungsstelle und dem finanziellen Engagement der Kapitalgeber (einmalige Einlage bei Gesellschaftsgründung) entsprechen. (TZ 12)
- (10) In den Verträgen über die Abwicklung der Investitionsförderungen wäre die Verrechnungsbasis für die Honorarnoten (Inhalt und Bezugsbasis der Aufschläge) eindeutig zu definieren. Die Bezugsbasis für Verwaltungs- und Gewinnaufschläge sollte ausschließlich direkte Kosten und keine Gemeinkostenstunden umfassen. (TZ 13)
- (11) Die Angemessenheit des jährlich festzustellenden Entgelts und der Kosten der Investitionsförderung wäre durch materielle sowie durch Geschäftsbereiche übergreifende Prüfungshandlungen sicherzustellen. (TZ 13)
- (12) Die Möglichkeit einer Förderoptimierung zwischen Antragstellung und Realisierung wäre möglichst auszuschließen, etwa durch eine Verkürzung der Inbetriebnahmefrist oder durch automatische Tarifabschlüsse. (TZ 17)
- (13) Im Hinblick auf den technologischen Fortschritt nach Antragstellung bzw. Vertragsabschluss wären rechtliche Grundlagen zu schaffen (etwa Tarifabschlüsse oder Mischtarife), um Mitnahmeeffekte oder eine nachträgliche Überschreitung der Förderkontingente zu vermeiden. (TZ 17)
- (14) Die begrifflichen, förderpolitischen und beihilfenrechtlichen Implikationen des Repowerings von Windkraftanlagen wären klarzustellen und bei der Tarifhöhe bzw. der Tariflaufzeit wären geeignete Differenzierungen zu Neuerrichtungen vorzunehmen. (TZ 21)
- (15) Die Zweckmäßigkeit der verordneten Größengrenzen von förderbaren Photovoltaik-Anlagen wäre im Hinblick auf die potenzielle Umgehung dieser Grenzen zu evaluieren. Dabei wäre zu bedenken, dass eine Aufteilung auf mehrere Anlagen die Effizienz des Betriebs verringern und ein Anstieg der Zählpunkte den Netzbetrieb verteuern kann. (TZ 22)
- (16) Die Konzession der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG wäre periodisch auf ihre Angemessenheit und Aktualität zu evaluieren und Corporate Governance-Standards (wie bspw. jene des Bundes-Public Corporate Governance Kodex) wären auch der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG zu überbinden. (TZ 24)

- (17) Bei der Gestaltung des künftigen Fördersystems wäre ein von strukturellen Funktions- und Rollenkonflikten unbeeinträchtigt Kräftegleichgewicht („Checks and Balances“) zwischen den Organen der Abwicklungsgesellschaft sowie die Wahrung des öffentlichen Interesses sicherzustellen. (TZ 27, TZ 37)
- (18) Im Rahmen seiner Aufsichtspflicht sollte das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus seine Rechte gemäß Konzessionsauflage – insbesondere auch hinsichtlich der Genehmigung von Änderungen der Vorstandsverträge – wahrnehmen und seine diesbezüglichen Erwartungen gegenüber den Organen der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG klarstellen. (TZ 29)
- (19) Den der Aufsicht des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus unterliegenden Gesellschaften im Energiebereich wären Grundsätze oder ein – zumindest in Teilen objektivierbarer – Rahmen für die Höhe der Vorstandsbezüge vorzugeben. Die Höhe der variablen Bezüge sollte u.a. dem Tätigkeits- und Risikoprofil des Unternehmens und dem unternehmerischen Gestaltungsspielraum der Leitungsorgane entsprechen. (TZ 30)
- (20) Im Rahmen seiner Aufsichtspflichten über die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG wären periodisch bzw. stichprobenweise materielle Prüfungen der Kostenangemessenheit der Dienstleistungsverträge durchzuführen. (TZ 32)
- (21) Der Grundsatz der Systemverantwortung durch Direkt- bzw. Eigenvermarktung wäre konsequent umzusetzen und die Rahmenbedingungen der Abwicklungsstelle zur Minimierung von Ausgleichsenergie wären nach Möglichkeit weiter zu verbessern. (TZ 35)
- (22) Im Hinblick auf das künftige Fördersystem wäre zu prüfen, ob eine effiziente regionale Abwicklung weiter einer regionalen Abwicklungsstelle bedarf. Dabei wäre zu berücksichtigen, dass die Kundenkontakte der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG grundsätzlich elektronisch bzw. telefonisch erfolgen und an deren Firmensitz in Wien kein Parteienverkehr stattfindet. (TZ 39)
- (23) Für den Ausbau erneuerbarer Energie wären ein Monitoring und ein strategisches Controlling einzurichten. Zu diesem Zweck wären aussagekräftige Kennzahlen bzw. Schlüsselindikatoren zu definieren und das Berichtswesen wäre entsprechend auszurichten bzw. zu reorganisieren. (TZ 40)

- (24) Es wäre Transparenz zu schaffen über die direkten und indirekten Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energie und über deren Finanzierung aus öffentlichen Budgets sowie aus Förderbeiträgen, die von den Endkunden direkt eingehoben werden bzw. im Rahmen der regulierten Netzentgelte dafür anfallen. (TZ 40)
- (25) Für Steuerungszwecke wäre – über eine geeignete Schnittstelle – ein Zugang zu jeweils aktuellen energiewirtschaftlichen und Ökostromdaten sowie ein regelmäßiges, z.B. monatliches oder vierteljährliches, Berichtswesen einzurichten. (TZ 41)
- (26) Die Verfügbarkeit von steuerungs- und systemrelevanten Daten wäre über die gesamte Betriebsdauer (Lebenszeit) von geförderten Anlagen zu gewährleisten und solche Daten wären möglichst im Rahmen der Antragstellung bzw. Vertragsabwicklung nach Zweck einmalig oder regelmäßig mit zu erheben. (TZ 41)
- (27) Der tatsächliche Eigenversorgungsanteil bei Ökostromanlagen wäre zu erfassen. (TZ 41)
- (28) Auch die Betreiber bisher nicht gemessener Anlagen wären – ab einer bestimmten Leistung – zur Mitwirkung an der Messung aller netzirksamen Parameter (z.B. durch Online-Messung, Smart Meter) zu verpflichten. (TZ 41)
- (29) Die organisatorischen und personellen Voraussetzungen zur effektiven Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele für 2030 wären sicherzustellen. Für anstehende Aufgaben wären entsprechende Ressourcen umzuschichten sowie geeignete Projektstrukturen bzw. ein Projektmanagement vorzusehen. (TZ 42)

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

- (30) Bei der Gewinnermittlung des Geschäftsbereichs Investitionsförderung wären die anteiligen Vorstandsleistungen und Verwaltungskosten von den Erlösen sachgemäß abzuziehen und bei der Verrechnung von Vorstandsleistungen und Gemeinkostenstunden wäre der Geschäftsbereich Tarifförderung anteilig zu entlasten. (TZ 14)
- (31) Mit dem für Infrastrukturbeistellung zuständigen Dienstleister (und Eigentümer der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) wären Verhandlungen über die Höhe des Entgelts aufzunehmen. (TZ 15)

- (32) Über den Beginn der Abnahme von Ökostrom zu Einspeisetarifen – und damit den Beginn der Laufzeit der eigentlichen Fördervereinbarung – wäre eine schriftliche Ergänzung zu den bereits bestehenden Verträgen abzuschließen. (TZ 18)
- (33) Die Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle wären um Mindestinhalte der bei Bundesförderungen üblichen Förderbestimmungen zu ergänzen, etwa um Mitwirkungspflichten der Fördernehmer, Kontrollrechte der Abwicklungsstelle sowie die Voraussetzungen und Modalitäten von Rückforderungen. (TZ 18)
- (34) Bei der Abwicklung von Förderverträgen wären Fristen und das Schriftlichkeitsgebot einzuhalten sowie allfällige Ermessensspielräume und Bagatellgrenzen in den Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle zu definieren und bei Mischtarifen wäre die genaue Anzahl der Nachkommastellen festzulegen. (TZ 22)
- (35) In den Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle bzw. in den Förderverträgen wäre ein Rückforderungsanspruch über die gesamte Vertragslaufzeit vorzusehen. (TZ 22)
- (36) Die Meldesystematik für den Wechsel von Volleinspeisung auf Überschusseinspeisung wäre mit der Energieeffizienz–Monitoringstelle abzustimmen bzw. anzupassen. (TZ 22)
- (37) In Anlehnung an den Bundes–Public Corporate Governance Kodex (C–Regel 11.1.5) bzw. den Österreichischen Corporate Governance Kodex (C–Regel 36) wäre eine Selbstevaluierung der Tätigkeit des Aufsichtsrats vorzunehmen. (TZ 27, TZ 37)
- (38) Die Auflagen zum Konzessionsbescheid wären einzuhalten. (TZ 29)
- (39) In den Vorstandsverträgen wären die aus dem Gesetz, der Satzung und der Geschäftsordnung ableitbaren Inhalte der Vorstandstätigkeiten möglichst genau zu umschreiben. (TZ 29)
- (40) Die Festlegung der Vorstandsbezüge hätte sich an Unternehmen bzw. Förderabwicklungsstellen mit vergleichbarer Verantwortung zu orientieren. Allfällige Wertanpassungen sollten nach dem Anpassungsfaktor gemäß Bezügebegrenzungsgesetz erfolgen. (TZ 30)
- (41) Beim Anteil der variablen Bezugsbestandteile wäre auf den unternehmerischen Gestaltungsspielraum des Vorstands abzustellen. (TZ 31)

- (42) Die jährlich im Vorhinein abzuschließenden Zielvereinbarungen sollten auf einen besonderen, über die vertraglich geforderte Leistung hinausgehenden und vom Vorstand – im Einklang mit dem öffentlichen Interesse – beeinflussbaren Erfolg abstellen. (TZ 31)
- (43) Die Vertragskonformität der im Jahr 2014 geleisteten Bonuszahlungen wäre zu überprüfen und allfällig zu hohe Auszahlungsbeträge wären zurückzufordern. (TZ 31)
- (44) Projektaufträge sowie Zusatzvereinbarungen zu Dienstleistungsverträgen über Vorhaben mit Projektcharakter wären im Sinne eines Werkvertrags (vor allem Termine, Kosten) klar zu regeln und bei Nichterfüllung Pönalen vorzusehen. (TZ 32, TZ 36)
- (45) Vor künftigen Anpassungen der Personal–Dienstleistungsvereinbarung wären die Kostenangemessenheit und Zweckmäßigkeit der Personalüberlassung zu evaluieren sowie die in Betracht kommenden Optionen zu prüfen und nachvollziehbar zu dokumentieren. (TZ 33)
- (46) Es wäre eine Interne Revision im Sinne des Bundes–Public Corporate Governance Kodex einzurichten, die auf Basis allgemein anerkannter Revisionsstandards nachgängige Kontrollen durchführt. Auf Grundlage einer Prüfstrategie wären jährliche Prüfungspläne zu erstellen, die den Umfang und die Schwerpunkte der Prüfungstätigkeit festlegen. (TZ 38)

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie;
OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

- (47) In der Zusammensetzung des Aufsichtsrats wäre auf mehr Diversität zu achten; so etwa sollten auch die Endverbraucher oder unternehmerische Expertise aus neuen Geschäftsfeldern (z.B. Markt– und Systemintegration erneuerbarer Energie) darin vertreten sein. Auch auf die Bestellung von Frauen zu Aufsichtsräten wäre Bedacht zu nehmen. (TZ 26)



**Rechnungshof
Österreich**

Wien, im April 2020
Die Präsidentin:

Dr. Margit Kraker

Anhang

Entscheidungssträgerinnen und Entscheidungssträger

Anmerkung: Im Amt befindliche Entscheidungssträgerinnen und Entscheidungssträger in **Fettdruck**

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

Aufsichtsrat

Vorsitz

Mag. Klaus Gugglberger

(1. Jänner 2006 bis 28. Juni 2016)

Dr. Georg Zinner

(seit 28. Juni 2016)

Stellvertretung

Dr. Erich Entstrasser

(seit 1. Jänner 2006)

Mag. Thomas Karall

(seit 1. Jänner 2006)

Dipl.-Ing. Hansjörg Tengg¹

(seit 1. Jänner 2006¹)

Vorstand

Dr. Magnus Brunner, LL.M.

(1. Jänner 2007 bis 14. Jänner 2020)

Dipl.-Ing. Hansjörg Tengg¹

(18. Jänner 2020 bis 30. April 2020²)

Dr. Horst Brandlmaier, MBA

(seit 1. Jänner 2007)

¹ Aufsichtsratsfunktion gemäß § 90 Abs. 2 AktG ruhend bis zur Bestellung eines zweiten Vorstandsmitglieds

² Stand: 20. April 2020

R
—
H

