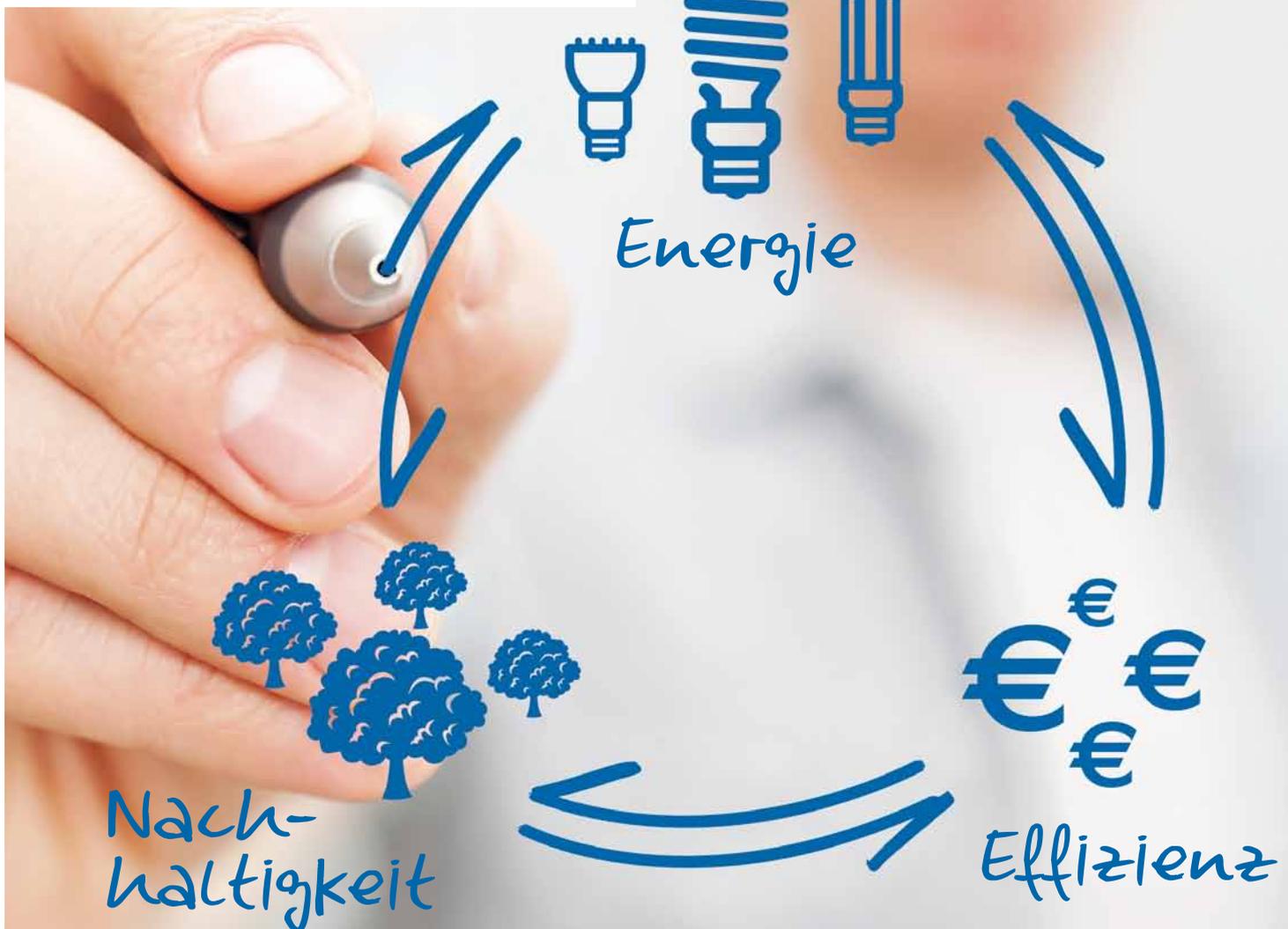




E-CONTROL

ÖKOSTROMBERICHT 2013

NACHHALTIG DENKEN,  
WO IMMER STROM  
IN DIE RICHTIGE  
RICHTUNG FLIESST.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



# INHALT

Vorwort	<b>6</b>
Zusammenfassung	<b>7</b>
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	<b>10</b>
> Ökostromgesetz 2012 und dessen Ziele	10
> Ökostromrückvergütung	12
Energieverbrauchsentwicklung	<b>13</b>
Geförderter Ökostrom	<b>16</b>
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	16
> Investitionszuschüsse der OeMAG	21
> Das Vergütungsvolumen	23
> Das Unterstützungsvolumen	24
> Kostenentwicklung für Endverbraucher	26
> Durchschnittliche Einspeisetarife	27
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	29
> Förderungen abseits des Ökostromgesetzes	32
Zielerreichungsgrad	<b>36</b>
Volkswirtschaftliche Auswirkungen	<b>43</b>
Die Zukunft des Fördersystems	<b>46</b>
> Das momentane System	46
> Mittel- und längerfristige Potenziale	48
> Fazit	49
Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen	<b>51</b>
> Kleinwasserkraft	53
> Windkraft	56
> Biomasse fest	60
> Biogas	62
> Photovoltaik	64
> Biomasse flüssig	67
> Deponie- und Klärgas	68
> Geothermie	68
> Großwasserkraft	69

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01:	Merit-Order-Effekt auf Basis der Erneuerbaren	9
Abbildung 02:	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %	13
Abbildung 03:	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2012 in TWh	14
Abbildung 04:	Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch	15
Abbildung 05:	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil an der Gesamtabgabemenge	16
Abbildung 06:	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2002 bis 2012 in GWh	17
Abbildung 07:	Entwicklung der OeMAG- bzw. Öko-BGV-Vertragsverhältnisse 2003 bis 2012	18
Abbildung 08:	Anzahl der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003–2013	18
Abbildung 09:	Vergütungsvolumina (inkl. Marktwert)	23
Abbildung 10:	Entwicklung des Strom-Marktpreises gem. Ökostromgesetz	24
Abbildung 11:	Durchschnittliche Einspeisetarife 2003–2012	28
Abbildung 12:	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2012	31
Abbildung 13:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. Euro von 2003 bis 2012	32
Abbildung 14:	Abschätzung des Verhältnisses von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank	35
Abbildung 15:	Zielerreichung – Entwicklung bis 2015	39
Abbildung 16:	Zielerreichung – Entwicklung bis 2020	41
Abbildung 17:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2012–2025	42
Abbildung 18:	Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheidatenbank 2002–2012 (Stand jeweils 31.12.)	52
Abbildung 19:	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen	55
Abbildung 20:	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach installierter EPL in kW	55
Abbildung 21:	Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen	57
Abbildung 22:	Detailansicht: Wien/östliches Niederösterreich/Burgenland (Nord) nach Anzahl von Windkraftanlagen	57
Abbildung 23:	Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach installierter EPL in kW	58
Abbildung 24:	Detailansicht: Parndorfer Platte (NÖ) und nördliches Burgenland nach installierter EPL von Windkraftanlagen in kW	58
Abbildung 25:	Erzeugte Windkraft in Österreich im Jahr 2012 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)	59
Abbildung 26:	Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach Anzahl der Anlagen	61
Abbildung 27:	Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach installierter EPL in kW	61
Abbildung 28:	Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach Anzahl der Anlagen	63
Abbildung 29:	Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach installierter EPL in kW	63
Abbildung 30:	Regionale Verteilung von Photovoltaik in Österreich nach Anzahl der Anlagen	66
Abbildung 31:	Regionale Verteilung von Photovoltaik in Österreich nach installierter EPL in kW	66

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 01:	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzlich installierte Leistung	11
Tabelle 02:	Ausbauziele laut ÖSG 2012	11
Tabelle 03:	Ökostrom – Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich	19
Tabelle 04:	Anträge Investitionsförderung Kleinwasserkraft	21
Tabelle 05:	Anträge Investitionsförderung mittlere Wasserkraft	22
Tabelle 06:	Anträge Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung	22
Tabelle 07:	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003–2012 sowie Prognose für 2013	25
Tabelle 08:	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 KWh	26
Tabelle 09:	Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	27
Tabelle 10:	Ökostrom-Abweichungen: Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen in 2012	29
Tabelle 11:	Ausgleichsenergieaufwendungen 2012	30
Tabelle 12:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003–2012)	30
Tabelle 13:	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzliche, installierte Leistung	36
Tabelle 14:	Zusätzliche von der OeMAG kontrahierte Leistung 2010–2013	37
Tabelle 15:	Zielabweichung bis 2020 gemäß aktuellem Ausbaupfad	37
Tabelle 16:	Effekte auf Wertschöpfung in Mio. EUR (Summe über gesamte Berechnungsperiode)	44
Tabelle 17:	Effekte auf Beschäftigung (Summe über gesamte Berechnungsperiode)	44
Tabelle 18:	Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2012 (Stichtag jeweils 31.12.)	51
Tabelle 19:	Kleinwasserkraftwerke im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	53
Tabelle 20:	Bundesländerverteilung anerkannte Kleinwasserkraft (Detail)	54
Tabelle 21:	Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2012	54
Tabelle 22:	Windanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	56
Tabelle 23:	Durchschnittliche Volllaststunden Wind 2012	59
Tabelle 24:	„Biomasse fest“-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	60
Tabelle 25:	Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2012	60
Tabelle 26:	Biogas-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	62
Tabelle 27:	Durchschnittliche Volllaststunden für Biogasanlagen im Jahr 2012	62
Tabelle 28:	Photovoltaik-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	64
Tabelle 29:	Größenverteilung der im Jahr 2012 anerkannten PV-Anlagen	65
Tabelle 30:	Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2012	65
Tabelle 31:	„Biomasse flüssig“-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	67
Tabelle 32:	Deponie- und Klärgas-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	68
Tabelle 33:	Geothermie-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	69
Tabelle 34:	Entwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen (Wasserkraftanlagen > 10 MW) von 2002 bis 2012 (Stichtag jeweils 31.12.)	69

# VORWORT

Der vorliegende Bericht zur Entwicklung von Ökostrom und Stromverbrauch in Österreich wurde gemäß § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz (i.d.F. BGBl. I Nr. 75/2011) erstellt, der eine jährliche Berichterstellung durch die Energie-Control Austria (E-Control) zur Vorlage beim Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend und beim Nationalrat vorschreibt.

§ 52 Abs. 1 Ökostromgesetz bestimmt Folgendes:

„Die E-Control hat dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend sowie dem Nationalrat jährlich einen Bericht vorzulegen, in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher hat. Im Bericht sind detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen. Im Bericht kön-

nen Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen dieses Gesetzes enthalten sein. Überdies soll der Bericht die Mengen sowie die Aufwendungen für elektrische Energie aus Anlagen auf Basis von Photovoltaik, Geothermie, Windkraft, Wellen- und Gezeitenenergie, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas beinhalten.“

Die E-Control veröffentlicht auf der Homepage [www.e-control.at](http://www.e-control.at) regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung, Die Marktpreisentwicklung, Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergiemengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der auch unter [www.e-control.at](http://www.e-control.at) verfügbar ist.

# ZUSAMMENFASSUNG

Entsprechend den Anforderungen § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz legt die E-Control hiermit den Ökostrombericht 2013 vor. Die Entwicklungen der Ökostromerzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2012. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > die allgemeinen gesetzlichen Grundlagen,
- > die Entwicklung von Kosten, Mengen und Unterstützungsausmaß,
- > die Zielsetzungen und der aktuelle Grad der Zielerreichung,
- > die volkswirtschaftlichen Effekte des Ökostromausbaus,
- > die zukünftigen Anforderungen an das Fördersystem.

Verglichen mit dem Jahr 2011, kam es 2012 zu einem deutlichen Anstieg des geförderten Ökostroms, was auch zu einem Anstieg des Anteils am gesamten Endverbrauch führte. Die gesamte Stromabgabe an Endverbraucher stieg von 55.076 GWh auf 55.748 GWh an, der Anteil des geförderten Ökostroms konnte jedoch von 9,9% (5.452 GWh) auf 11,0% (6.152 GWh) gesteigert werden. Durch geförderten Ökostrom konnte somit nicht nur der höhere Verbrauch im Jahr 2012 gedeckt werden, sondern der Zuwachs im Bereich der Aufbringung lag sogar 28 GWh über der Verbrauchssteigerung.

Den größten Zuwachs hatte dabei die Windkraft mit zusätzlichen 503 GWh im Jahr

2012. Bei der Kleinwasserkraft wurden um 107 GWh mehr Strom produziert als im Jahr 2011, gefolgt von der Photovoltaik, welche einen Zuwachs von 62 GWh hatte. Bei der festen Biomasse und Biogas kam es ebenfalls zu Steigerungen, wobei diese geringer als bei den oben angeführten Technologien ausfielen.

Relativ gesehen stieg die abgenommene Menge bei den einzelnen Technologien wie folgt:

- > Kleinwasserkraft +10,8%
- > Windkraft +26,7%
- > Feste Biomasse +0,7%
- > Biogas +6,7%
- > Photovoltaik +157,0%

Im Bereich der flüssigen Biomasse, Deponie- und Klärgas und der Geothermie wurde weniger Strom produziert. In Summe kam es zu einem Rückgang von 53 GWh (2011) auf 32 GWh. Dies entspricht einer Reduktion des Anteils an der Abgabe an Endverbraucher von 0,1% auf 0,06%.

Bei der Entwicklung der installierten Leistung ergibt sich ein ähnliches Bild. Hier kam es bei der Kleinwasserkraft, der Windkraft, Biogas und der Photovoltaik zu einem Zuwachs. Im Gegensatz zum eingespeisten Strom kam es jedoch bei der festen Biomasse zu einem Rückgang und bei Deponie- und Klärgas zu einem leichten Anstieg. Auch hier kam es bei der Photovoltaik zum größten Zuwachs, welcher +214,8% betrug, gefolgt von der Windkraft mit 23,8%.

Wie beim eingespeisten Strom und der installierten Leistung kam es auch bei der Anzahl der Anlagen durchwegs zu Steigerungen. Einzig bei der flüssigen Biomasse gab es um vier Anlagen weniger als im Jahr 2011. Den größten Zuwachs konnte die Photovoltaik verzeichnen, bei der die Anzahl der Anlagen von 6.253 auf 11.056 im Jahr 2012 stieg.

Die zusätzlichen Mengen brachten einen Anstieg des Vergütungsvolumens mit sich. Dieses stieg von 581,8 Mio. EUR um 12,9% auf 657,0 Mio. EUR. Die Auswirkungen auf das Unterstützungsvolumen waren wegen des gesunkenen Marktpreises noch deutlicher. Hier kam es zu einem Anstieg um 17,9% von 308 Mio. EUR auf 363 Mio. EUR. Dabei lag den Berechnungen für das Jahr 2011 ein Marktpreis von 5,354 Cent/kWh und jenen für 2012 einer von 5,206 Cent/kWh zu Grunde. Für das Jahr 2013 ist neuerlich mit einem deutlichen Anstieg des Unterstützungsvolumens aufgrund eines geringeren Marktpreises und weiteren zusätzlichen Strommengen zu rechnen.

Ebenfalls gestiegen sind die Ausgleichsenergiekosten für das Jahr 2012. Beliefen sich diese im Jahr 2011 noch auf 10,6 Mio. EUR, so waren es 2012 bereits 27,7 Mio. EUR. Der Großteil davon entfiel mit 88% auf die Windkraft.

#### **DAS UMFELD DER ÖKOSTROMERZEUGUNG**

Wie bereits eingangs gezeigt, wurden im Jahr 2012 deutliche Zuwächse beim Ökostrom verzeichnet. Entscheidend war dabei unter

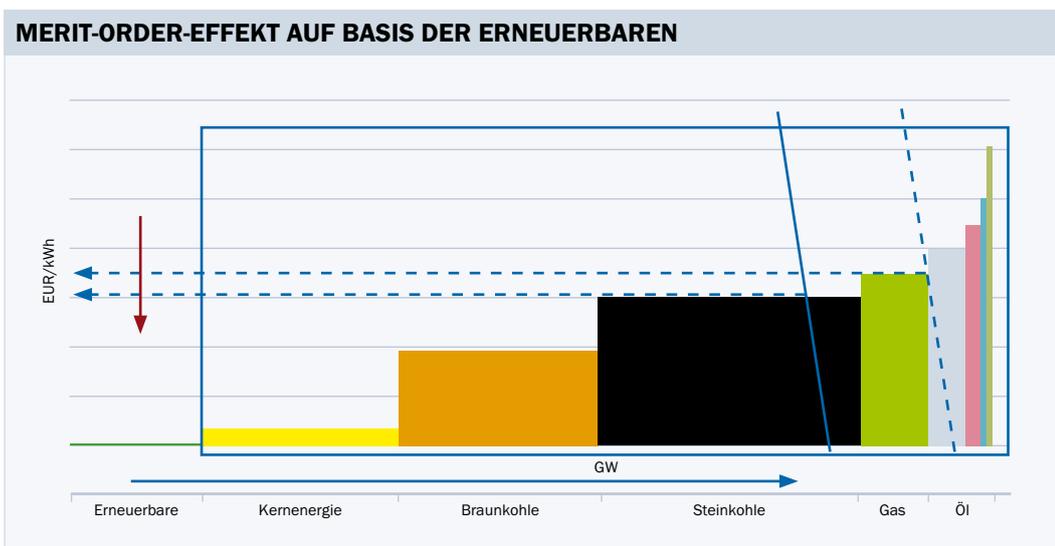
anderem die Errichtung einer Vielzahl von Anlagen nach dem Abbau der Warteliste. Das Jahr 2013 fing für den gesetzlich geförderten Ökostrom turbulent an. Die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 sah im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen eine Reduktion der Tarife von 19,70 Cent/kWh auf 18,12 Cent/kWh vor. Der Investitionszuschuss, der zusätzlich gewährt wurde, blieb gleich. Offensichtlich war der neue Tarif ein attraktiver Anreiz, sodass das Antragsystem der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) nur schwer mit der Anzahl der Anträge mithalten konnte. Für den Ökostrom war im Jahr 2012 auch der Marktpreis ein entscheidender Faktor. Das niedrige Niveau und die weiter sinkenden Aussichten erhöhen den Unterstützungsbedarf und verringern das Ausbaupotenzial.

Problematisch gestalten sich weiterhin die Veränderungen in Deutschland, die große Auswirkungen auf Österreich haben, was vor allem die Entwicklung des Marktpreises betrifft. Der Marktpreis konnte unter anderem durch die Förderung von Erneuerbaren insofern gesenkt werden, als dass sich die Erneuerbaren zu Beginn der Merit-Order-Kurve einreihen und in der Angebotskurve nun Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten das Grenzkraftwerk darstellen (siehe Abbildung 1).

Daraus ergibt sich ein Kostenvorteil für Strom, der über die Börse beschafft wird. Wird dieser Kostenvorteil jedoch nicht an alle Kundengruppen (z.B. Haushalte und KMUs) in

entsprechendem Ausmaß weitergegeben, so kommt es zu einer unverhältnismäßigen Mehrbelastung dieser. Der Merit-Order-Effekt birgt wiederum nicht nur ein Problem für die Erneuerbaren, denn je geringer der Marktpreis ist, desto höher ist nicht nur der aufzubringende Förderanteil, sondern auch regelbare konventionelle Kraftwerke (hauptsächlich Gaskraftwerke) sind dadurch mit immer geringeren Betriebsstunden konfrontiert. Hierbei stellt sich wiederum die Problematik einer Förderung mittels fixer Einspeisetarife dar. Erneuerbare Anlagen haben keinen Anreiz, der Nachfrage zu folgen, und der geringe Marktpreis, der sich auch daraus ergeben kann, führt dazu, dass Investitionen in konventionelle Kraftwerke

zurückgehen. Selbst Pumpspeicherkraftwerke haben immer stärker mit den geringen Preisdifferenzen zwischen Peak und Offpeak zu kämpfen. Neben wirtschaftlichen Aspekten stehen weiterhin auch die technischen Aspekte im Vordergrund. Vor allem die Diskussionen über den Netzanschluss der mehreren tausend neuen PV-Anlagen und die Errichtung von Windanlagen in Regionen mit begrenzten Netzkapazitäten sorgten in den vergangenen Monaten für einige Diskussionen hinsichtlich Kostenwälzung und Ausbauplänen. Die nationalen langfristigen Netzausbaupläne zielen sehr stark auf den Ausbau der dezentralen Energieeinspeiser ab.



**Abbildung 1**  
Merit-Order-Effekt auf Basis der Erneuerbaren

Quelle: E-Control

# GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Die Grundlage für die Förderung von Ökostrom in Österreich bildet das Ökostromgesetz (ÖSG) und dessen zugehörige Verordnungen. Die wichtigsten Eckpunkte des ÖSG sind:

- > Festlegung, welche Technologien gefördert werden
- > Art und Weise der Förderung
- > Abwicklung der Antragstellung
- > Höhe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens und dessen Verteilung über die einzelnen Technologien
- > Aufbringung der Fördermittel

Daraus ergeben sich weitere Eckpunkte, die per Verordnungen in regelmäßigen Abständen neu festgelegt oder mittels Gutachten überprüft werden. Die Verordnungsermächtigungen sind laut Ökostromgesetz zwischen Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) und E-Control aufgeteilt.

Vom BMWFJ werden die folgenden Verordnungen erlassen:

- > Ökostrom-Einspeisetarifverordnung
- > Ökostromförderbeitragsverordnung

Die E-Control hat aufgrund des ÖSG in folgen-

den Bereichen eine Verordnungsermächtigung:

- > Jährliche Festlegung der zuzuweisenden Herkunftsnachweispreise
- > Ausnahme von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale
- > Kostendeckelung des Ökostromförderbeitrags für einkommensschwache Haushalte

Veränderungen im Bereich des Betriebskostenzuschlags und der aliquoten Ausgleichsenergiekosten werden mittels Gutachten dokumentiert.

Neben dem Ökostromgesetz als Kernstück der Ökostromförderung gibt es in Österreich noch eine ganze Reihe weiterer Förderschiene, die den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren weiter vorantreiben sollten. Dazu zählen etwa bundesweite Förderschiene wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen. Neben den klassischen Förderungen entwickeln auch Energieversorger diverse Modelle für die Errichtung von Ökostromanlagen. Der Schwerpunkt der Förderungen liegt bei der Photovoltaik. Im Kapitel „Förderungen abseits des Ökostromgesetzes“ wird auf dieses Thema noch einmal näher eingegangen.

## Ökostromgesetz 2012 und dessen Ziele

Mit 1.7.2012 trat das ÖSG 2012 in Kraft. Darin gab es einige grundlegende Neuerungen. Unter anderem waren dies:

- > Aufbringungsmechanismus
- > Einspeisetarife für Kleinwasserkraft bis 2 MW

- > Ablehnung von Anträgen im Bereich der Photovoltaik, sobald das Unterstützungsvolumen ausgeschöpft ist
- > Betriebskostenzuschlag ersetzt den Rohstoffzuschlag

Detailliertere Informationen zu den Neuerungen wurden bereits im Ökostrombericht 2012 dargestellt.

Das ÖSG 2012 legt für 2015 und 2020 konkrete Ausbauziele für die einzelnen Techno-

logien fest (siehe Tabelle 1). Bis 2015 sieht das ÖSG 2012 daneben die bilanzielle Atomstromunabhängigkeit sowie einen Gesamtstromanteil von 15% vor.<sup>1</sup>

#### AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICH INSTALLIERTE LEISTUNG

	2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Wasserkraft	700	3.500	1.000	4.000
Windkraft	700	1.500	2.000	4.000
Biomasse und Biogas	100	600	200	1.300
Photovoltaik	500	500	1.200	1.200

**Tabelle 1**  
Ausbauziele laut ÖSG 2012  
– zusätzlich installierte Leistung

Quelle: E-Control

#### AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 in GWh

Ausbauplan zur Zielerreichung gem. Ökostromgesetz 2012	IST 2010	IST 2012	Planwerte 2015	Ausbauplanwerte 2010 bis 2020
<b>Öffentliche Netze – Abgabe an Endverbraucher (Prognose)</b>	<b>55.005</b>	<b>55.748</b>	<b>57.811 *)</b>	<b>60.760 *)</b>
Kleine und mittlere Wasserkraft	1.258	1.095	3.008	3.258
Windkraft	2.019	2.386	3.519	6.019
Photovoltaik	26	101	526	1.226
Biomasse und Biogas	2.526	2.537	3.126	3.826
sonstiger Ökostrom	74	32	30	30
<b>Gesamtanteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2015</b>	<b>5.905</b>	<b>6.152</b>	<b>10.210</b>	<b>14.330</b>
<b>Anteil Erneuerbare an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen</b>	<b>10,7%</b>	<b>11,0%</b>	<b>17,7%</b>	<b>23,6%</b>

**Tabelle 2**  
Ausbauziele laut ÖSG 2012

\*) Ausgangswert 2010: 55.005 GWh (exklusive Verlusten und Verbrauch Pumpspeicherung), jährliche Steigerung 1%

Quelle: E-Control

<sup>1</sup> Anmerkung: Mit der neuen EIWOG-Novelle sieht der Gesetzgeber nun aber ohnehin vor, dass Stromlieferanten ihren Strom zu 100% kennzeichnen müssen. Dabei ist zu erwarten, dass auch rein rechnerisch kein Strom aus nuklearen Quellen an Endkunden abgegeben wird (im Sinne und der Methodologie der Stromkennzeichnung).

Die Ausbauziele für die Technologien beziehen sich auf das Basisjahr 2010. In Tabelle 2 ist dargestellt, welcher prozentuelle Anteil an der Abgabe an Endverbraucher damit erreicht werden könnte. Als Grundlage wurde die Abgabe aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher aus dem Jahr 2010 herangezogen und mit einer durchschnittlichen Steigerungsrate von 1% p.a. hochgerechnet. Sollten die entsprechenden Mengen erreicht

werden und der Stromverbrauch nicht stärker ansteigen, so kann der Anteil im Jahr 2015 15% betragen.

Aufgrund des Rückgangs der eingespeisten Mengen beim sonstigen Ökostrom in den letzten Jahren wurde in dieser Kategorie für die Jahre 2015 und 2020 eine Menge von 30 GWh angenommen.

## Ökostromrückvergütung

Die Ökostromgesetz-Novelle 2009 sah vor, dass Endverbrauchern unter bestimmten Voraussetzungen ein Teil der von ihnen bezahlten Ökostromaufwendungen rückvergütet wird. Der Antrag auf Rückvergütung war innerhalb eines Jahres nach Ablauf des Kalender- bzw. Wirtschaftsjahres bei der E-Control zu stellen. Anspruchsberechtigt waren Endverbraucher, denen ein Anspruch auf Energieabgabenrückvergütung von der Finanzbehörde zugesprochen worden war und die Ökostromaufwendungen von mehr als 0,5% ihres Nettoproduktionswertes bezahlt haben. Die Rückvergütung war für jedes Unternehmen mit 500.000 EUR als Summe be-

grenzt (De-Minimis-Regelung). Etwaige weitere bereits zugesagte De-Minimis-Förderungen im Zeitraum 2008 bis 2010 waren in Abzug zu bringen.

Mitte 2013 wurden die letzten der insgesamt 5.449 eingereichten Anträge bearbeitet. Die meisten Anträge wurden für das Antragsjahr 2008 gestellt (2.275). Für das Antragsjahr 2009 waren es 1.729 und für 2010 1.445 Anträge. Insgesamt wurden 70 Mio. EUR rückvergütet, wovon 33 Mio. EUR auf 2008 entfielen, 15 Mio. EUR auf 2009 und 22 Mio. EUR auf 2010.

# ENERGIEVERBRAUCHS- ENTWICKLUNG

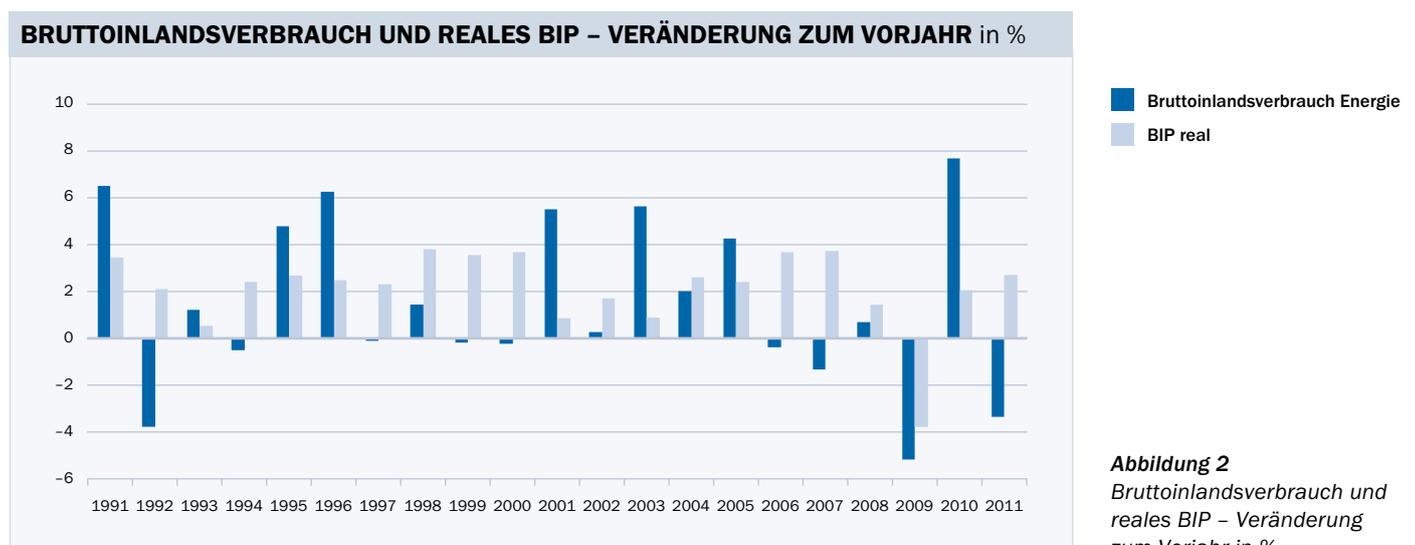
Zum allgemeinen Überblick werden an dieser Stelle einige Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch dargestellt. Bei der Diskussion über Anteil von Erneuerbaren im Allgemeinen, bzw. der Zielerreichung beim Ökostrom im Speziellen, ist die Entwicklung des gesamten Energieverbrauches ein wesentlicher Faktor. Gerade beim Ökostrom hat sich in den letzten Jahren gezeigt, dass zusätzliche Ökostrommengen meistens von steigender Stromnachfrage überkompensiert wurden und der Ökostromanteil sich kaum erhöht hat. Diese Entwicklung hat sich im Jahr 2012 verändert, was in der Folge noch näher ausgeführt wird.

Der Bruttoenergieverbrauch in Österreich war in den vergangenen Jahren durchaus volatil. Gab es im Jahr 2009 (bedingt durch die Wirtschaftsleistung) noch einen deutlichen Rück-

gang beim Energieverbrauch, so erreicht der Verbrauch im Jahr 2010 (sowohl wirtschaftlich als auch klimatisch bedingt) den höchsten Wert in der vorhandenen Statistik seit 1970. 2011 gab es wieder einen Rückgang beim Energieverbrauch, der jedoch sogar von einem Anstieg beim realen BIP begleitet wurde.

Beim realen BIP kam es zu einem Anstieg von 2,7%, beim Bruttoinlandsverbrauch jedoch zum drittgrößten Rückgang nach 1992 und 2009 mit 3,3%. (siehe Abbildung 2)

Der Energetische Endverbrauch reduzierte sich im Jahr 2011 ebenfalls. Den größten Anteil an diesem Rückgang machten Haushalte mit 9,3% aus, gefolgt von der Landwirtschaft mit 5,5%. Betrachtet man den gesamten Strom-



**Abbildung 2**  
 Bruttoinlandsverbrauch und  
 reales BIP – Veränderung  
 zum Vorjahr in %

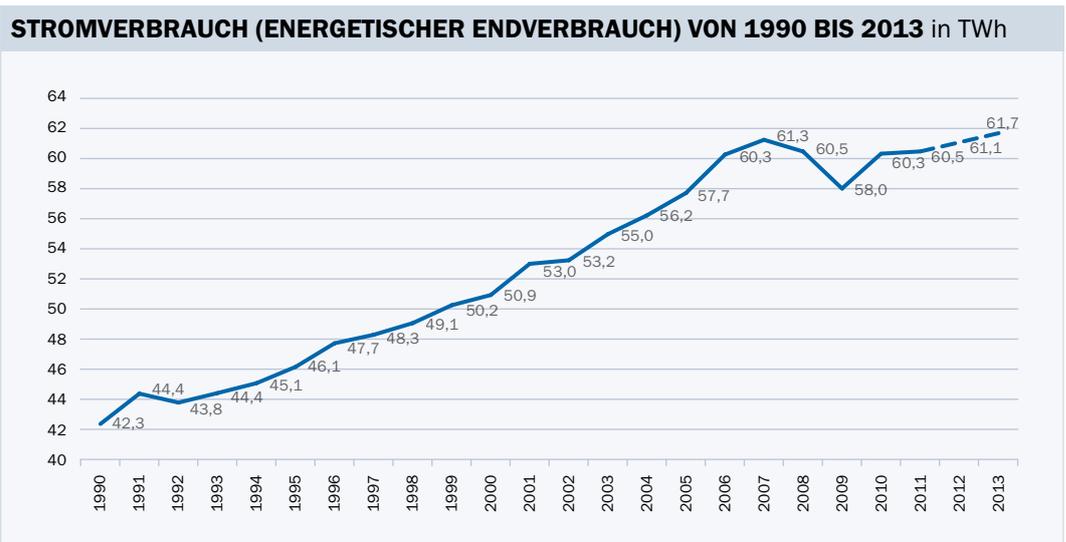
Quelle: Statistik Austria, Berechnungen E-Control

verbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch), so lag dieser gemäß Statistik Austria im Jahr 2011 bei rund 60,5 TWh. Dies entspricht knapp 20% des gesamten energetischen Endverbrauches in Österreich, wobei der Anteil im Jahr 2011 noch 19,1% betragen hat. Insgesamt lag der Stromverbrauch im Jahr 2011 um 42,8% über dem Niveau von 1990.

Die Wirtschaftskrise im Jahr 2009 brachte auch beim Stromverbrauch einen deutlichen Rückgang mit sich. Im Jahr 2011 lag dieser jedoch wieder beinahe auf demselben Niveau wie im Jahr 2008. Von 2010 auf 2011 kam es dabei allerdings zu einem geringeren Zuwachs von 0,2%. Auf Basis von E-Control-Daten lässt sich der Stromverbrauch für das

Jahr 2012 und auch als Prognose für das Jahr 2013 fortschreiben. Für das Jahr 2012 lässt sich ein Wachstum von 1,2% festhalten. Im Jahr 2013 kann man nach derzeitigem Stand von einem Anstieg des Stromverbrauchs in selber Höhe ausgehen – in den ersten vier Kalendermonaten des Jahres 2013 lag der Stromverbrauch um 1,4% (bezogen auf die durchschnittliche monatliche Abweichung zum Vorjahr) über dem Niveau des gleichen Zeitraumes 2012.

In Abbildung 3 ist die Entwicklung des Stromverbrauchs dargestellt, wobei für die Jahre 2012 und 2013 eine Prognose mit einer Steigerungsrate von 1% erstellt wurde.

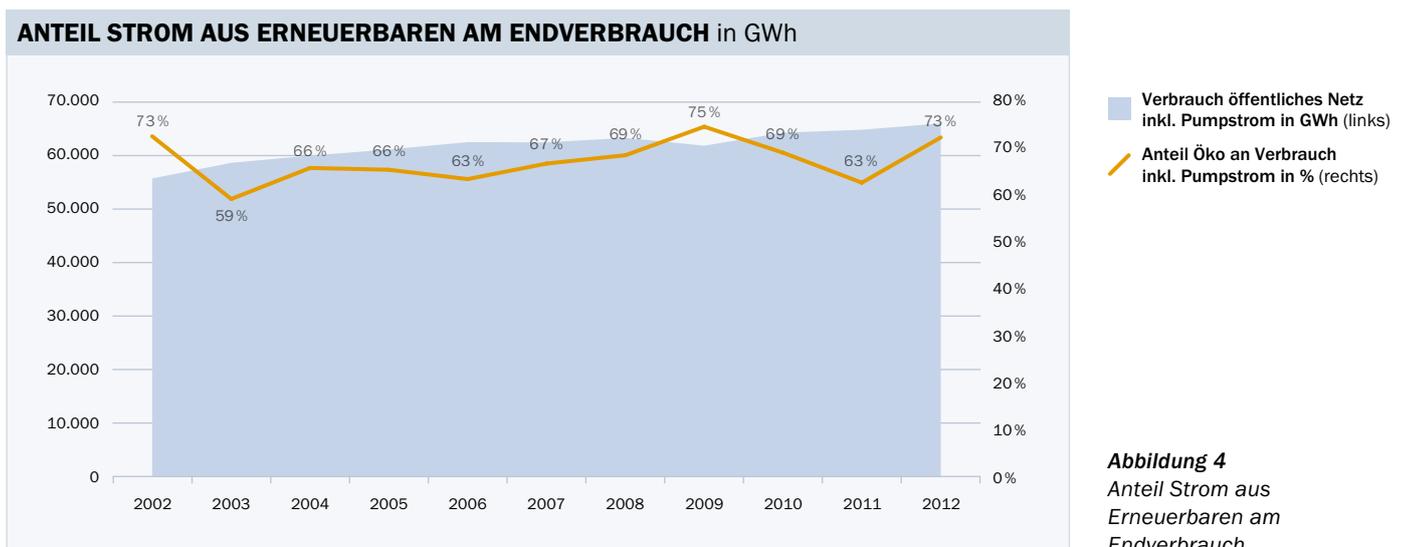


**Abbildung 3**  
Stromverbrauch  
(energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2013  
in TWh (2012 und 2013  
geschätzte Werte)

Quelle: Statistik Austria, Berechnungen E-Control

Der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren am Verbrauch lag im Jahr 2012 bei 73%, nachdem es im Vorjahr lediglich 63% waren. Die Steigerung kam aufgrund einer moderaten Verbrauchssteigerung und einer beachtlichen Steigerung im Bereich der Wasserkraft sowie

des geförderten Ökostroms zu Stande. In Abbildung 4 ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (geförderter Ökostrom und Wasserkraft).



**Abbildung 4**  
 Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

# GEFÖRDERTER ÖKOSTROM

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Kennzahlen des geförderten Ökostroms (gemäß Ökostromgesetz) dargestellt. Dabei werden der Anteil am Endverbrauch, die installierte Leistung, die eingespeisten Mengen und die Anzahl der Anlagen genauer betrachtet. Die Entwicklung dieser Kennzahlen wird von 2003 bis 2012 dargestellt, für das Jahr

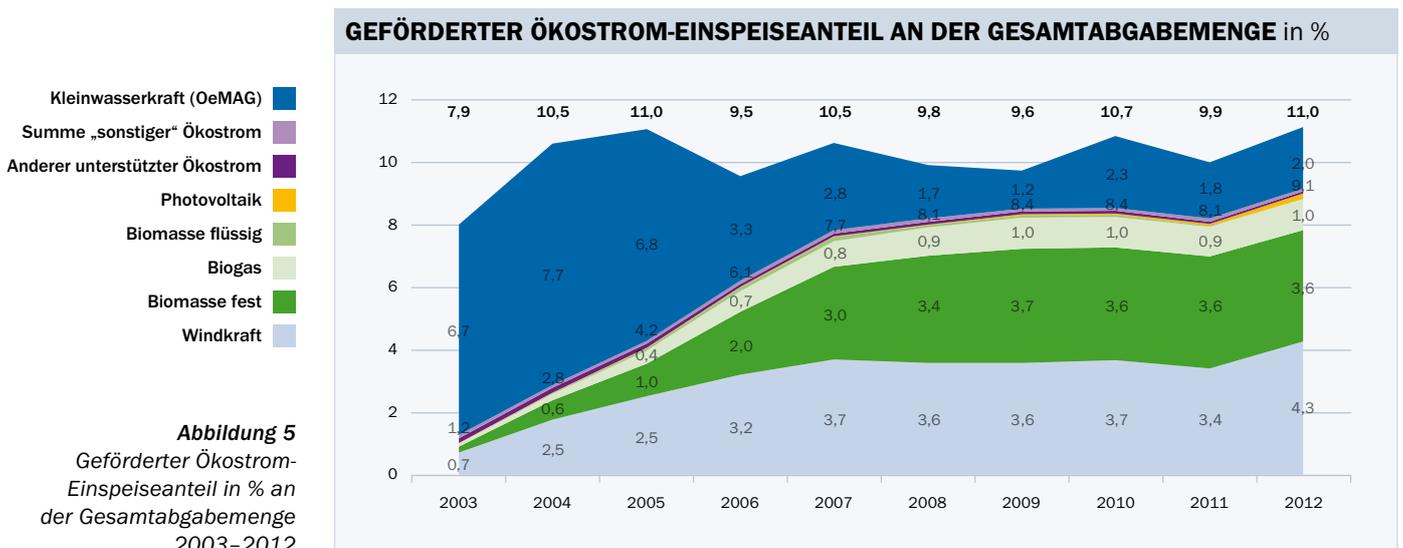
2013 wurde eine Prognose erstellt. Weiters werden die mittels Investitionszuschüssen geförderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Ausgleichsenergie-Aufwendungen für den geförderten Ökostrom betrachtet.

## Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

### ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Insgesamt ist der Anteil von gefördertem Ökostrom von 9,9% im Jahr 2011 auf 11,0% im Jahr 2012 gestiegen (siehe Abbildung 5). Als Basis für den Anteil an der Gesamtabgabemenge wird der Strom, der aus dem öffent-

lichen Netz an Endverbraucher abgegeben wird, herangezogen. Dieser stieg von 2011 auf 2012 zwar um 1,2% an, dieser Anstieg konnte jedoch durch die Erzeugung von gefördertem Ökostrom nicht nur kompensiert, sondern sogar übertroffen werden.



**Abbildung 5**  
Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge 2003–2012

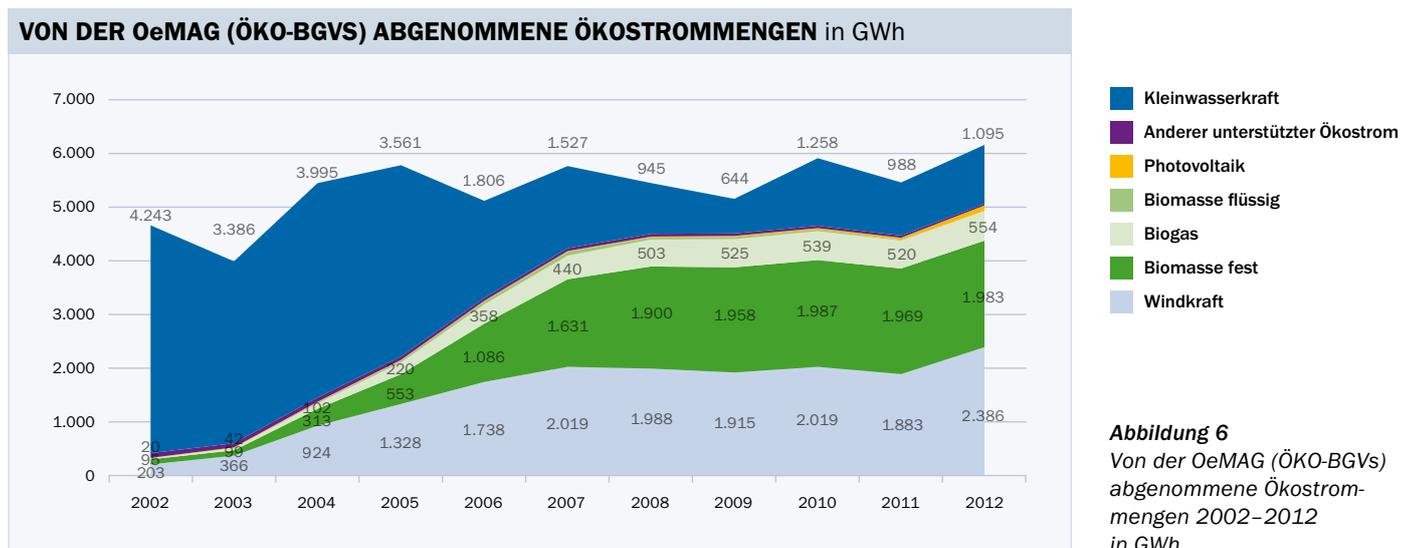
Quelle: OeMAG, E-Control

Hauptverantwortlich dafür waren neben der Windkraft die Kleinwasserkraft und die Photovoltaik. Nach einem schlechten Wind- und Wasserjahr 2011 konnte die Produktion im Jahr 2012 deutlich gesteigert werden. Im Bereich der Windkraft stieg die erzeugte Strommenge von 2011 auf 2012 um 26,7%. Für die Kleinwasserkraft belief sich die Steigerung auf 10,8% und im Bereich der Photovoltaik waren es sogar 157% (siehe Abbildung 6).

Neben einer höheren Auslastung war vor allem im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik auch ein enormer Zuwachs in der installierten Leistung ausschlaggebend. In Abbildung 7 ist die Entwicklung der installierten Leistungen für die einzelnen Technologien dargestellt. Diese sind mit den Ausnahmen Biomasse fest und Biomasse flüssig durchwegs gestiegen.

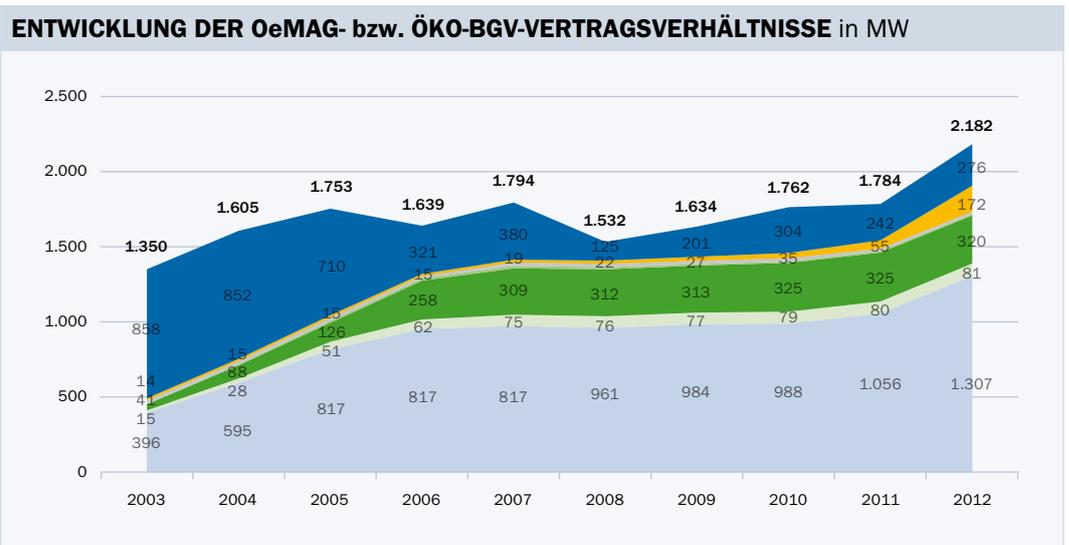
Die höchste relative Steigerung konnte im Bereich der Photovoltaik erzielt werden, wobei sich die Leistung mehr als verdreifacht hat. Den größten absoluten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft. Hier konnten im Jahr 2012 zusätzlich 251 MW von der OeMAG unter Vertrag genommen werden.

Auch die Entwicklung der Anzahl der Anlagen ist durch PV und Wind determiniert (siehe Abbildung 8). Die Anzahl der PV-Anlagen hat sich innerhalb von einem Jahr von rund 6.200 auf über 11.000 fast verdoppelt. Nachdem bei der Windkraft von 2010 auf 2011 neun neue Anlagen in ein Vertragsverhältnis eingetreten waren, kamen von 2011 auf 2012 sogar 87 neue Anlagen hinzu, was dem größten Zuwachs seit 2003 entspricht.



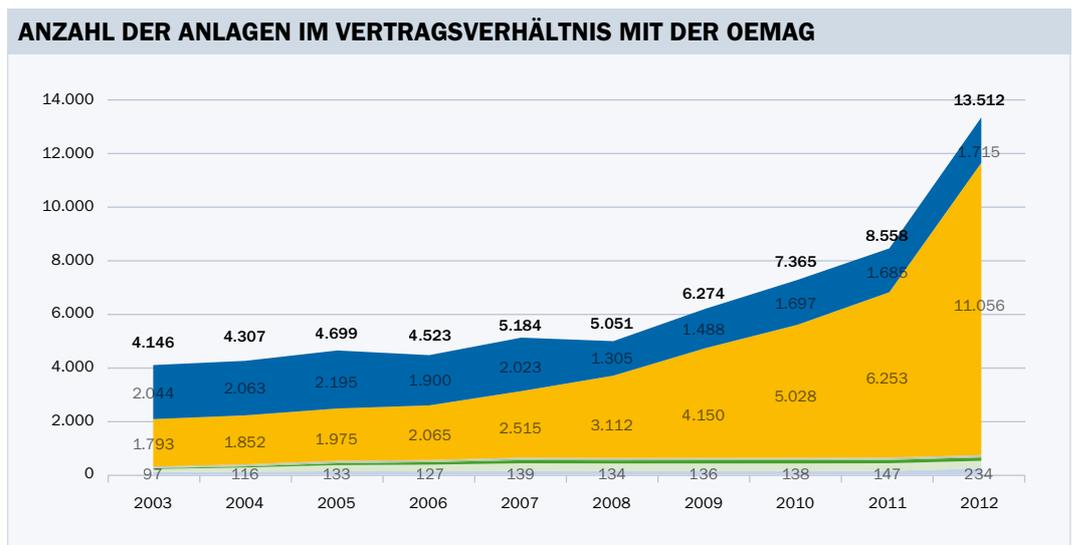
**Abbildung 6**  
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen 2002–2012 in GWh

Quelle: OeMAG, E-Control



**Abbildung 7**  
Entwicklung der OeMAG- bzw. Öko-BGV-Vertragsverhältnisse 2003-2012

Quelle: OeMAG, E-Control



**Abbildung 8**  
Anzahl der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003-2013

Quelle: OeMAG, E-Control

**ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH**

2012 sowie Vergleich zum Jahr 2011

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostromeinspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
<b>2012</b>					1)	
<b>Kleinwasserkraft (unterstützt)</b>	<b>276</b>	<b>1.095</b>	<b>1.715</b>	<b>57,3</b>	<b>2,0%</b>	<b>5,23</b>
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>1.906</b>	<b>5.056</b>	<b>11.797</b>	<b>599,6</b>	<b>9,1%</b>	<b>11,86</b>
Windkraft	1.307	2.386	234	189,8	4,3%	7,95
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	320	1.983	127	275,6	3,6%	13,90
Biomasse gasförmig *)	81	554	291	95,4	1,0%	17,22
Biomasse flüssig	8,7	0	41,0	0,04	0,001%	12,40
Photovoltaik	172	101	11.056	36,8	0,18%	36,34
Deponie- und Klärgas	17	31	46	1,9	0,06%	6,19
Geothermie	1	1	2,0	0,03	0,001%	4,85
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>2.182</b>	<b>6.152</b>	<b>13.512</b>	<b>657,0</b>	<b>11,0%</b>	<b>10,68</b>
<b>2011</b>					2)	
<b>Kleinwasserkraft (unterstützt)</b>	<b>242</b>	<b>988</b>	<b>1.658</b>	<b>56,0</b>	<b>1,8%</b>	<b>5,67</b>
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>1.542</b>	<b>4.464</b>	<b>6.900</b>	<b>525,8</b>	<b>8,1%</b>	<b>11,55</b>
Windkraft	1.056	1.883	147	147,0	3,4%	7,81
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	325	1.969	121	271,1	3,6%	13,77
Biomasse gasförmig *)	80	520	288	83,9	0,9%	16,13
Biomasse flüssig	9	12	45	1,6	0,02%	13,35
Photovoltaik	55	39	6.253	19,3	0,07%	49,02
Deponie- und Klärgas	16	40	44	2,8	0,07%	6,97
Geothermie	0,9	1,1	2,0	0,06	0,002%	5,56
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>1.784</b>	<b>5.452</b>	<b>8.558</b>	<b>581,8</b>	<b>9,9%</b>	<b>10,67</b>

\*) inklusive Rohstoffzuschlag

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 55.748 GWh für das Jahr 2012 (vorläufiger Wert)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 55.076 GWh für das Jahr 2011 (vorläufiger Wert)

Quelle: OeMAG, E-Control

**Tabelle 3**  
 Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen in Österreich im Jahr 2012 sowie Vergleich zum Jahr 2011

In Tabelle 3 werden die einzelnen Werte für 2012 hinsichtlich Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung noch einmal zusammengefasst und dem Jahr 2011 gegenübergestellt.

Für das Jahr 2013 wird damit gerechnet, dass es vor allem im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik erneut zu deutlichen Zuwächsen kommt. Für die Photovoltaik könnte die abgenommene Menge um mehr als 160% auf über 264 GWh steigen. Im Bereich der Windkraft könnten im Jahr 2013 erstmals mehr als 3.000 GWh vergütet werden.

#### **EXKURS KLEINWASSERKRAFT**

In Abbildung 6 ist die Entwicklung der Mengen des geförderten Ökostroms dargestellt. Dabei ergibt sich für die Kleinwasserkraft ein etwas differenzierteres Bild. Bei der Umstellung auf ein bundesweites Ökostromgesetz dominierte die Kleinwasserkraft den Anteil am geförderten Ökostrom. Bis zum Jahr 2008 kam es zu einer relativ konstanten Steigerung des Marktpreises, was es für Betreiber von Kleinwasserkraftanlagen attraktiv machte, aus dem Fördersystem auszusteigen und den erzeugten Strom selbst zu vermarkten, da diese Erlöse die Einnahmen aus der gesetzlichen Förderung überstiegen. Gleichzeitig endete für einige Anlagen auch die Förderlaufzeit des jeweiligen Tarifs.

Jene 4.243 GWh Strom, die im Jahr 2002 aus geförderter Kleinwasserkraft stammten, würden im Jahr 2012 einem Anteil von 69% (6.152 GWh geförderter Ökostrom 2012) entsprechen. Würde man anstatt der 1.095 GWh, welche im Jahr 2012 unterstützt wur-

den, den Wert aus dem Jahr 2002 heranziehen, so würde man im Jahr 2012 in Summe auf 9.300 GWh unterstützen Ökostrom kommen. Dies würde einem Anteil von 16,7% an der Abgabe an Endverbraucher entsprechen.

Gerade im Bereich der Kleinwasserkraft ist eine eindeutige Beurteilung der Entwicklung aufgrund der Investitionsförderung und des Aus- bzw. Wieder-Eintretens der Anlagen in das Fördersystem schwieriger als für die übrigen Technologien. In den Darstellungen und Berechnungen im Ökostrombericht wird bei der Kleinwasserkraft weiterhin explizit nur jene Menge an Kleinwasserkraft berücksichtigt, die von der OeMAG mittels Einspeisetarife gefördert wird. Auch bei anderen Technologien (und da vor allem PV) nimmt der Anteil jener Anlagen und eingespeisten Mengen zu, die nicht im Fördersystem gemäß Ökostromgesetz abgebildet werden.

#### **ABBAU DER WARTELISTEN**

Das ÖSG 2012 sah laut § 23 (4) einen Abbau der Wartelisten im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik vor. Dazu wurden einmalig 80 Mio. EUR an zusätzlichem Unterstützungsvolumen für die Windkraft und 28 Mio. EUR für die Photovoltaik zur Verfügung gestellt. Bis zu diesem Zeitpunkt hatte das jährliche zusätzliche Unterstützungsvolumen für Photovoltaik lediglich 2,1 Mio. EUR betragen.

Die OeMAG konnte mit diesen Mitteln 5.264 Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 121 MW kontrahieren. Bis Ende 2011 stand die OeMAG mit insgesamt 54,7 MW Photovoltaik in einem Vertragsverhältnis. Im Bereich der Windkraft konnten 183 Anlagen

kontrahiert werden, welche in Summe eine Leistung von 622 MW haben. Betrachtet man die Anzahl und die Leistung jener Anlagen,

die Ende 2011 von der OeMAG einen Einspeisetarif erhalten hatten, so waren dies 147 Anlagen mit einer Leistung von 1.056 MW.

## Investitionszuschüsse der OeMAG

Das Ökostromgesetz sieht neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse gelten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablauge. Außerhalb der Möglichkeiten des Ökostromgesetzes besteht für Ökostromanlagenbetrei-

ber die Möglichkeit einer Unterstützung über Bundesländerförderprogramme sowie über andere Umweltförderprogramme.

Für Kleinwasserkraftanlagen ist festzuhalten: Bis zum 15.02.2013 wurden für 207 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 110 Mio. EUR und für

<b>ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT</b>					
	<b>Anträge</b>	<b>Summe EPL in kW</b>	<b>Summe von Zirka- Förderung in Mio. €</b>	<b>Summe von geplanten Kosten in Mio. €</b>	<b>€/kW</b>
<b>Neubau</b>	<b>272</b>	<b>175.290</b>	<b>109,84</b>	<b>696,39</b>	<b>3.973</b>
zurückgezogen/zurückgeschickt	11	2.831	0	12,74	
abgelehnt	13	11.529	0	26,46	
genehmigt	175	126.027	97,89	510,07	
genehmigt – endabgerechnet	32	12.071	11,95	50,93	
noch nicht im Beirat	41	22.832	0	96,19	
<b>Revitalisierung</b>	<b>101</b>	<b>45.686</b>	<b>8,67</b>	<b>127,61</b>	<b>2.793</b>
zurückgezogen/zurückgeschickt	14	11.080	0	55,35	
abgelehnt	17	12.278	0	6,37	
genehmigt	40	16.953	6,61	48,86	
genehmigt – endabgerechnet	13	3.672	2,06	11,60	
noch nicht im Beirat	17	1.703		5,43	
<b>Gesamtergebnis</b>	<b>373</b>	<b>220.976</b>	<b>118,51</b>	<b>824,00</b>	
bereits genehmigt Kleinwasserkraft	260	158.723	118,51	621,46	

**Tabelle 4**  
Anträge Investitions-  
förderung Kleinwasserkraft

Quelle: OeMAG

<b>ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN MITTLERE WASSERKRAFT</b>				
	Anzahl genehmigte Anträge	geplante EPL in kW	genehmigte maximale Förderung in Mio. €	geplante Kosten in Mio. €
<b>Mittlere Wasserkraft</b>	<b>7</b>	<b>112.254</b>	<b>23,48</b>	<b>438</b>
abgewiesen/zurückgeschickt	0	0	0	0
genehmigt	3	50.960	17	241
genehmigt/endabgerechnet	1	15.500	6	76
in Begutachtung	3	45.794	0	121
<b>bereits genehmigte KWK</b>	<b>4</b>	<b>66.460</b>	<b>23</b>	<b>317</b>

**Tabelle 5**  
Anträge Investitionsförderung für Neuanlagen Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

<b>ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG</b>				
	Anzahl genehmigte Anträge	geplante EPL in kW	genehmigte maximale Förderung in Mio. €	geplante Kosten in Mio. €
<b>Kraft-Wärmekopplung (FW/PW)</b>	<b>13</b>	<b>1.496.655</b>	<b>44,15</b>	<b>1.356</b>
abgewiesen/zurückgeschickt	1	2.200	0	1
genehmigt	8	995.315	29,47	974
davon Fernwärme (FW)	4	899.200	20,24	856
davon Prozesswärme (PW)	4	96.115	9,23	118
genehmigt – endabgerechnet	3	494.800	15	378
davon Fernwärme (FW)	3	494.800	14,68	378
davon Prozesswärme (PW)	0	0	0	0
in Begutachtung	1	4.340	0	3
<b>Kraft-Wärmekopplung (Ablauge)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
abgewiesen/zurückgeschickt	0	0	0	0
genehmigt	0	0	0	0
in Begutachtung	0	0	0	0
<b>bereits genehmigte KWK</b>	<b>11</b>	<b>1.490.115</b>	<b>44</b>	<b>1.352</b>

**Tabelle 6**  
Anträge Investitionsförderung für Neuanlagen Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

53 revitalisierte Anlagenzuschüsse im Ausmaß von 9 Mio. EUR gewährt. Weitere 41 Anträge für Neuanlagen und 17 Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 4).

Bei der Mittleren Wasserkraft sind derzeit drei Förderanträge in Begutachtung. Mit Stand 15.02.2013 wurden für vier Mittlere Wasser-

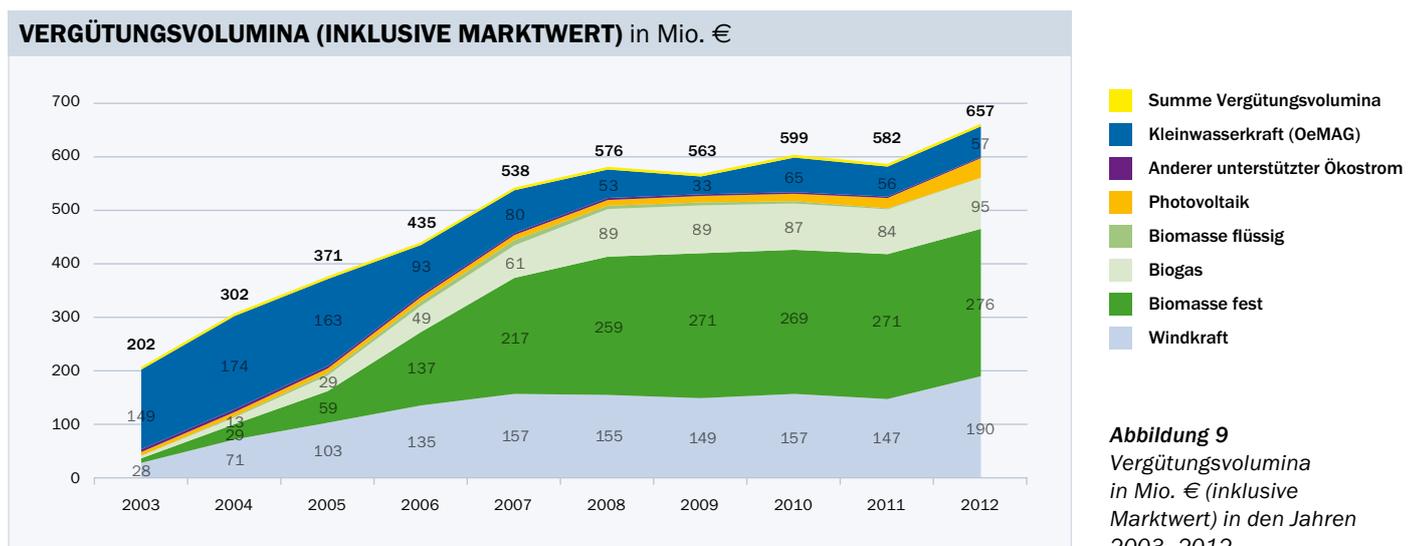
kraftanlagen 23,5 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt (siehe Tabelle 5).

Per 15.02.2013 wurden für elf Kraft-Wärme-kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 44,15 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt. Im Vergleich zum Vorjahr gibt es zwei zusätzliche Anlagen mehr und ein Anstieg der Förder-summe um 3,65 Mio. EUR.

## Das Vergütungsvolumen

Das Vergütungsvolumen (siehe Abbildung 9) entspricht der Summe der ausbezahlten Einspeisetarife für den geförderten Ökostrom. Darin ist der Marktwert des geförderten Öko-

stroms inkludiert. Seit 2003 hat sich das Vergütungsvolumen mehr als verdreifacht und bis 2017 wird mit einem weiteren Anstieg gerechnet. Zwischen 2008 und 2011 kam es



**Abbildung 9**  
Vergütungsvolumina in Mio. € (inklusive Marktwert) in den Jahren 2003–2012

Quelle: OeMAG, E-Control

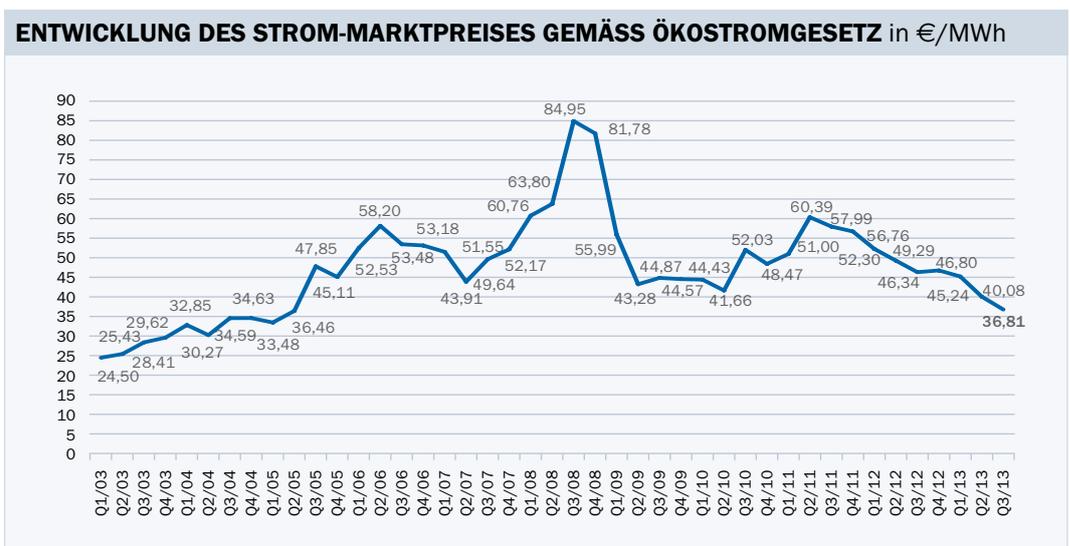
lediglich zu moderaten Steigerungen bzw. einer Schwankung im Bereich von 538 bis 599 Mio. EUR. Aufgrund des Wartelistenabbaus im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft und dem Aufstocken des zusätzlichen

jährlichen Unterstützungsvolumens kam es zu einem Sprung auf 657 Mio. EUR im Jahr 2012. Für das Jahr 2013 wird aufgrund der oben angeführten Faktoren erneut mit einem deutlichen Anstieg gerechnet.

## Das Unterstützungsvolumen

Das Unterstützungsvolumen abzüglich Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel zuzüglich des Marktwertes entspricht dem Vergütungsvolumen.

Negativ auf das Unterstützungsvolumen wirkt sich die Entwicklung des Marktpreises in den letzten Quartalen aus. Im zweiten Quartal 2013 befand sich der Marktpreis auf dem niedrigsten Niveau seit 2005 (siehe Abbildung 10). In Tabelle 7 ist die Entwicklung des Unterstüt-



**Abbildung 10**  
Entwicklung des Strom-  
Marktpreises gemäß  
Ökostromgesetz in €/MWh

Quelle: E-Control

zungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 dargestellt.

Im Jahr 2012 wurde ein neuer Höchststand mit 363 Mio. EUR erreicht. Der relativ deutliche Anstieg von 2011 auf 2012 (+55 Mio. EUR) ist unter dem Gesichtspunkt zu sehen, dass 2011 ein relativ schlechtes Wind- und Wasserjahr war. Dadurch wurde in diesem Jahr weniger Ökostrom produziert und vergütet. Im Vergleich zum Jahr 2011 sank der zur Berechnung herangezogene Marktpreis im Jahr 2012 und die zu vergütenden Mengestiegen deutlich an. Gleichzeitig war die Höhe der Einspeisetarife in den vergangenen Jah-

ren bei einigen Technologien deutlich über den durchschnittlichen des Vergleichszeitraumes. Somit ist eine neu hinzukommende kWh Strom teurer als jene aus Bestandsanlagen (ausgenommen hiervon ist die Photovoltaik, deren Einspeisetarife deutlich gesunken sind).

Für 2013 ist mit einem noch deutlicheren Anstieg zu rechnen. Ausschlaggebend dafür werden ein geringerer Marktpreis sowie ein deutlicher Anstieg des Vergütungsvolumens sein. In Summe könnte das Unterstützungsvolumen laut ersten Prognosen auf 501 Mio. EUR ansteigen.

<b>UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN</b> in Mio. €												
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
<b>Energieträger</b>	Marktpreis 2,574 Cent/kWh	Marktpreis 3,063 Cent/kWh	Marktpreis 3,787 Cent/kWh	Marktpreis 5,208 Cent/kWh	Marktpreis 5,108 Cent/kWh	Marktpreis 6,425 Cent/kWh	Marktpreis 5,909 Cent/kWh	Marktpreis 4,584 Cent/kWh	Marktpreis 5,354 Cent/kWh	Marktpreis 5,206 Cent/kWh	Marktpreis 4,51 Cent/kWh	
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	
<b>Summe „Sonstiger“ Ökostrom</b>	<b>70</b>	<b>108</b>	<b>155</b>	<b>205</b>	<b>303</b>	<b>259</b>	<b>284</b>	<b>343</b>	<b>304</b>	<b>362</b>	<b>485</b>	
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	
<b>Summe unterstützter Ökostrom</b>	<b>139</b>	<b>184</b>	<b>223</b>	<b>198</b>	<b>315</b>	<b>252</b>	<b>280</b>	<b>350</b>	<b>308</b>	<b>363</b>	<b>501</b>	

**Tabelle 7**

Entwicklung des Unterstützungsbedarfs 2003–2013 (2013: Prognosewerte)

Quelle: E-Control, OeMAG/Öko-BGVs

## Kostenentwicklung für Endverbraucher

Nachdem das ÖSG 2012 mit 1. Juli 2012 vollständig in Kraft trat, ist ein Aufbringungsmechanismus wirksam, der sich neben der Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt sowie Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt.

Die Ökostromförderbeitragsverordnung 2012 sah einen Aufschlag von 15,4% für das 2. HJ 2012 vor. Für das Jahr 2013 betrug dieser Aufschlag 24,07%.

In Tabelle 8 ist die Kostenentwicklung für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Bei den Berechnungen für das Jahr 2012 wurde der neue Aufbringungsmechanismus auf das gesamte

Jahr 2012 hochgerechnet. Für 2014 wurde ein deutlicher Zuwachs beim geförderten Ökostrom angenommen, welcher sich mit einem Anteil von 16% an der Abgabe an Endverbraucher auswirken würde. Um eine Abschätzung für das Jahr 2014 machen zu können, wurde ein Marktpreis von 36 EUR/MWh angenommen.

Für das Jahr 2014 kann in Österreich, ähnlich wie in Deutschland, für Haushaltskunden mit einem Zuwachs der Ökostromkosten von ungefähr 25% gerechnet werden.

In Tabelle 9 ist eine Berechnung für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 55.000 MWh dargestellt. Aufgrund der Staffelung der Systementgelte fällt die relative Steigerung hier geringer aus.

### ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

	2012		2013		2014	
	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh
Ökostromförderbeitrag	26,5	–	42,5	–	57,2	–
Ökostrompauschale	11	–	11	–	11	–
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	–	0,5	–	0,9	–
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	38	1,09	54	1,54	69	1,97
Summe Öko-Förderungen (inkl. USt)	45,6	1,30	65	1,85	83	2,37

**Tabelle 8**  
Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

Quelle: E-Control

### ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN AUF NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

	2012		2013		2014	
	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh
Ökostromförderbeitrag	114.274	–	206.156	–	276.793	–
Ökostrompauschale	35.000	–	35.000	–	35.000	–
Kosten Herkunftsnachweise	8.250	–	8.250	–	13.605	–
Summe Öko-Förderungen	157.524	0,29	249.406	0,45	325.399	0,59

**Tabelle 9**  
Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

Quelle: E-Control

## Durchschnittliche Einspeisetarife

In Abbildung 10 ist der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2012 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie geteilt durch die unterstützte Menge. Im Bereich Biogas sind Rohstoffzuschläge bzw. Betriebskostenzuschläge ebenfalls inkludiert, wodurch es im Jahr 2008 zu einem sprunghaften Anstieg kam.

Deutlich zu erkennen ist, dass es bei jenen Technologien, die auch in den letzten Jahren einen gesetzlich garantierten Einspeisetarif erhalten haben, Photovoltaik ausgenommen, durchgehend zu Steigerungen des durchschnittlichen Einspeisetarifes kam. Dieser Trend wird sich vor allem in den kommenden Jahren noch stärker fortsetzen.

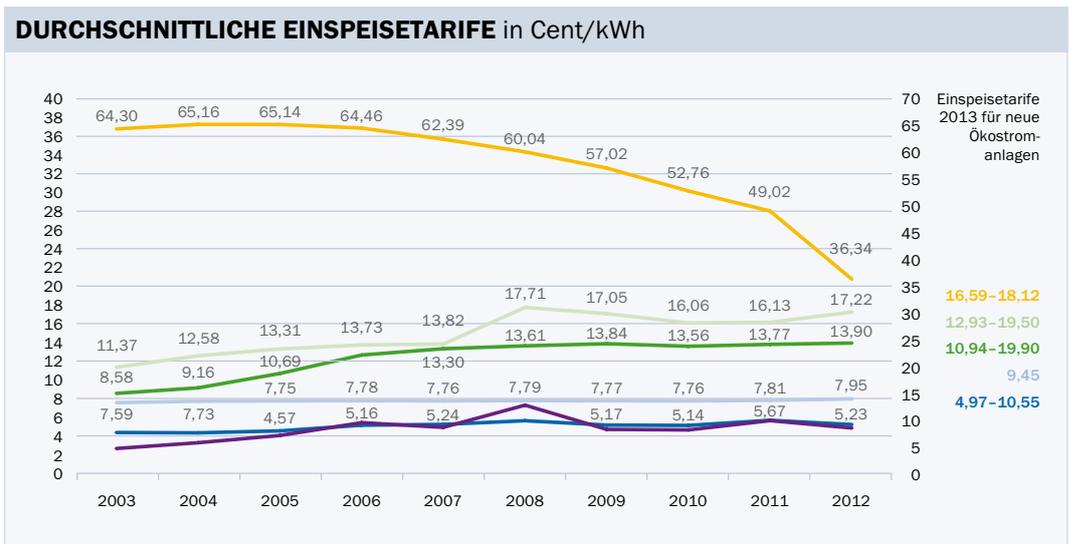
Einerseits liegen die aktuell gültigen Einspeisetarife im Bereich der Photovoltaik bei ungefähr der Hälfte des durchschnittlichen Einspeisetarifes aus dem Jahr 2012. Hier wird man weitere drastische Reduktionen sehen, da deutlich mehr Mittel (8 Mio. EUR plus Resttopf) zu einem deutlich geringeren Tarif zur Verfügung gestellt werden.

Andererseits zeichnet sich bei den übrigen Technologien ein gegenteiliges Bild ab. Im Bereich der Windkraft liegt der Tarif mit 9,45 Cent/kWh deutlich über dem durchschnittlichen Einspeisetarif. Aufgrund des Wartelistenabbaus, für den 80 Mio. EUR zur Verfügung gestellt und Anlagen zu Tarifen von 9,7 Cent/kWh und 9,5 Cent/kWh gefördert wurden, sowie der Erhöhung des zusätz-

lichen Unterstützungsvolumens wird auch der durchschnittliche Einspeisetarif in den kommenden Jahren deutlich steigen.

Im Bereich der festen Biomasse und Biogas sollten sich die Steigerungen eher moderat

auswirken, obwohl die aktuell gültigen Einspeisetarife ebenfalls über den durchschnittlichen liegen. Dies ist dadurch erklärbar, dass die zusätzlich zur Verfügung stehenden Mittel im Vergleich zu den aktuell ausbezahlten Mitteln eher gering ausfallen.



**Abbildung 11**  
 Durchschnittliche Einspeisetarife (Durchschnittsvergütung von der Ökostromabwicklungsstelle im jeweiligen Jahr bezahlt) in den Jahren 2003-2012

\*) Abweichungen zum gemittelten Marktpreis in anderen Veröffentlichungen ergeben sich durch verschiedene Betrachtungen über unterschiedlich lange Zeiträume.

Quelle: E-Control, Öko-BGV, OeMAG

## Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

Der von der OeMAG abzunehmende Ökostrom wird täglich per Fahrplan im Voraus den Stromhändlern zugewiesen. Dabei kann es vor allem bei der Windkraft zu deutlichen Abweichungen zwischen den Prognosewerten und den tatsächlichen Ökostrommengen, die von der OeMAG über den Ausgleichsenergie-markt ausgeglichen werden, kommen.

Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze in Höhe von 2% für beide Kategorien gemeinsam (bzw. separate Toleranzgrenze für sonstigen Ökostrom in Höhe von 3%) als Abweichung des Fahrplans zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. Im Jahr 2012 beträgt die Abweichung von der Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen 0,34% (siehe Tabelle 10). Somit bedarf es keiner Aufrollung. Auch in den Jah-

ren zuvor (seit 2003) wurde die Toleranzgrenze unterschritten. (Im Falle einer Aufrollung wären die Ausgleichsenergieaufwendungen ident mit den „direkten Aufwendungen“, ohne Aufrollung entsprechen sie den „effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen“).

In Tabelle 11 sind die Mengen und Aufwendungen für Ausgleichsenergie 2012 in Österreich dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 6.152 GWh wurden 373,5 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 352,5 GWh geliefert, das sind in Summe 726 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand beläuft sich auf 27,74 Mio. EUR. Insgesamt müssen für eine kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenommen wird, im Durchschnitt noch 0,45 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

### ÖKOSTROM-ABWEICHUNGEN: FAHRPLANZUWEISUNG ZU TATSÄCHLICH EINGESPEISTEN MENGEN IN 2012

Österreich *)	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	2012
Zuweisung (Prognose) in MWh	1.638.267	1.494.080	1.405.830	1.625.317	5.484.570
Erzeugung (IST) in MWh	1.667.797	1.508.791	1.389.221	1.576.743	5.454.310
Ausgleichsenergie (AE) in MWh	29.530	14.711	-16.609	-48.573	-30.260
<b>Abweichung **)</b>	<b>-1,77%</b>	<b>-0,97%</b>	<b>1,20%</b>	<b>3,08%</b>	<b>0,34%</b>

+ ... Prognose > Ist  
- ... Prognose < Ist

\*) Der Wert für Gesamtösterreich ergibt sich aufgrund einer gewichteten Bewertung der Regelzonenergebnisse.

\*\*) AE-Abweichung in % – bezogen auf die Erzeugung

Quelle: OeMAG, E-Control

**Tabelle 10**  
Ökostrom-Abweichungen:  
Fahrplanzuweisung zu  
tatsächlich eingespeisten  
Mengen in 2012

Die Ausgleichsenergieaufwendungen für das Jahr 2012 sind von 10,57 Mio. EUR im Jahr 2011 auf 27,74 Mio. EUR angestiegen und haben damit ihren Höchstwert seit 2003 erreicht, wobei sich die Kosten im Jahr 2006 bereits auf 26,03 Mio. EUR beliefen.

In der Aliquotierungsverordnung 2012 (kundgemacht am 11.04.2012 im BGBl. II Nr. 124/2012) wurden die aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie mit 0,465 Cent/kWh für Windkraftanlagen und 0,065 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen festgesetzt

<b>AUSGLEICHSENERGIE (AE) IN 2012: MENGEN UND AUFWENDUNGEN FÜR ÖSTERREICH</b>			Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh		6.151,75
	Mio. €		656,97
AE-Bezug durch OeMAG	GWh		373,58
	Mio. €		30,07
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh		-352,63
	Mio. €		-1,31
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)			28,76
Summe effektive AE (GWh) <sup>1)</sup>			726,21
Summe effektiver AE – Aufwand (Mio. €) <sup>2)</sup>			27,74
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)			0,45

**Tabelle 11**  
Ausgleichsenergie (AE)  
in 2012: Mengen und  
Aufwendungen für Österreich

1) AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert, um die Gesamtabweichung darzustellen.  
2) Quelle: Gutachten zu den Aliquoten AE-Aufwendungen, April 2013

Quelle: OeMAG

<b>EFFEKTIVE AUSGLEICHSENERGIE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM</b> in GWh bzw. in Mio. €	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	3.982	5.439	5.773	5.110	5.757	5.440	5.147	5.905	5.452	6.152
Eingespeiste Windkraft in GWh	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	490	613	728	873	865	768	709	675	656	726
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	8,67	10,42	22,11	26,03	17,11	18,65	10,84	8,67	10,57	27,74

**Tabelle 12**  
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003–2012)

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zu den Aliquoten AE und Verwaltungsaufwendungen

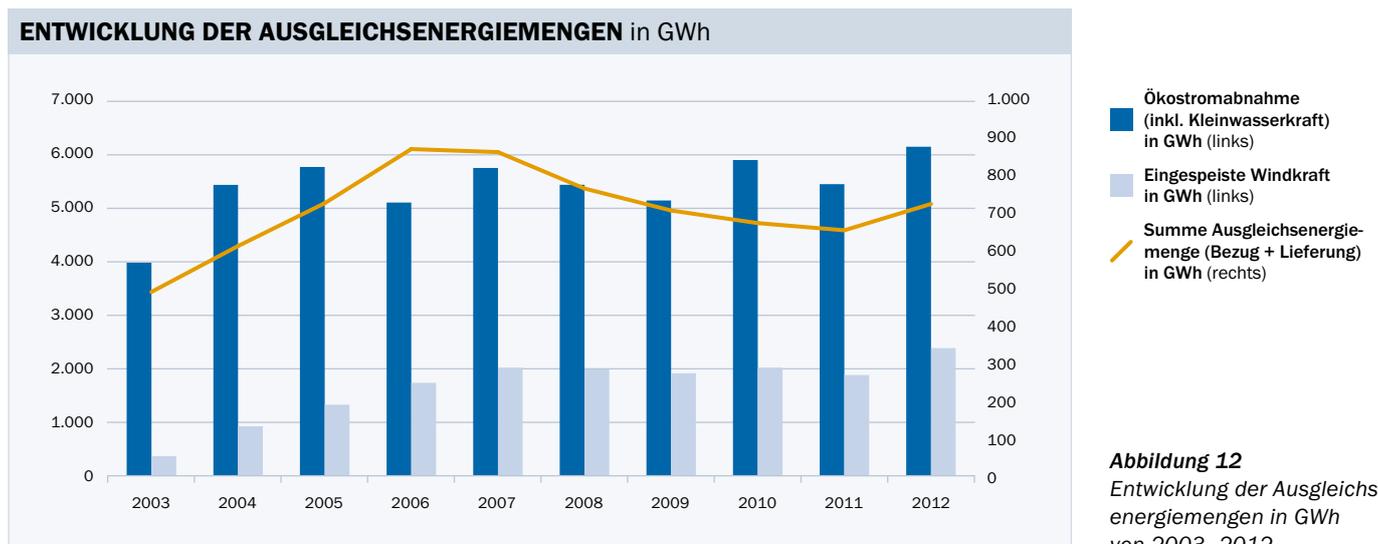
(Berechnungsannahme zur Bemessung der Kontingentbewirtschaftung im Jahr 2012 auf Basis der tatsächlichen Aufwendungen im Jahr 2011).

In Tabelle 12 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

Von 2007 bis 2010 konnten die Windkraftprognosen für bestehende Anlagen verbessert und der Ausgleichsenergiebedarf sowie die effektiven Ausgleichsenergiekosten sukzessive reduziert werden. Der Anstieg der Ausgleichsenergiekosten im Jahr 2011 erklärt sich mit zu hoch prognostizierten Windmengen, unter anderem aufgrund des ein-

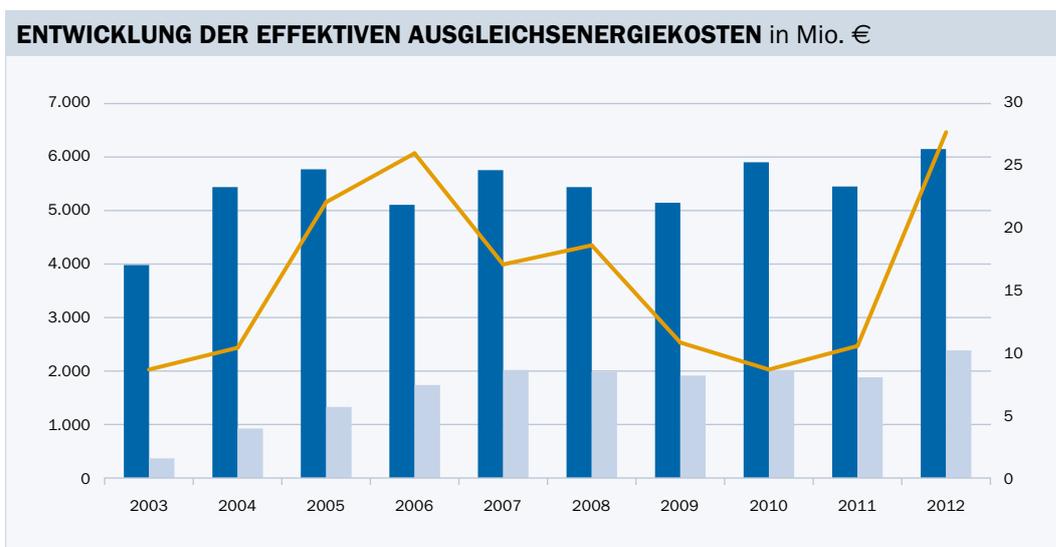
setzenden Booms im Windkraftausbau. Bei Neuanlagen bedarf es teilweise einer gewissen Zeit, um genügend Erfahrungswerte für eine exakte Prognose sammeln zu können.

In Abbildung 12 und Abbildung 13 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt. Der Anteil der Windenergie am geförderten Ökostrom stieg von 34,54% im Jahr 2011 auf 38,79% im Jahr 2012. Der Anstieg der Ausgleichsenergiekosten im Jahr 2012 wurde von der Umstellung des Beschaffungssystems der Ausgleichsenergie beeinflusst, von der Vielzahl an neuen Anlagen und dem damit verbundenen Zuwachs bei der von der OeMAG abgenommenen Menge.



**Abbildung 12**  
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003–2012

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE



**Abbildung 13**  
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003-2012

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE

## Förderungen abseits des Ökostromgesetzes

Neben den im vorliegenden Ökostrombericht beschriebenen Förderungen gemäß Ökostromgesetz hat sich in Österreich mittlerweile eine ganze Reihe von weiteren Förderansätzen zum Ausbau des Stroms aus erneuerbaren Energien etabliert. Zwar ist das Ökostromgesetz noch immer das dominierende Förderprogramm, aber Zug um Zug etablieren sich weitere Instrumente. Neben den Förderinstrumenten drängen verstärkt auch alternative Finanzierungsinstrumente auf den Markt, die vorwiegend von Energieversorgern im Bereich der Photovoltaik forciert werden.

Aus technologischer Sicht ist aktuell sicher die Photovoltaik das vorherrschende Thema – dabei ist auf Bundesebene neben dem

Ökostromgesetz noch die Förderung vom Klima- und Energiefonds ausschlaggebend. Bei beiden Programmen ist eines der Kriterien, dass allfällige weitere Förderungen bzw. die Intention, dass um weitere Förderungen angesucht werden könnte, bekannt gegeben werden muss. Damit sollen Mehrfachförderungen grundsätzlich vermieden werden.

In den einzelnen Bundesländern gibt es eine ganze Reihe von Förderansätzen, die potenziellen Errichtern von Ökostromanlagen zusätzlich angeboten werden. Die folgende Aufzählung soll einen Eindruck vermitteln, welche verschiedenen Programme implementiert sind, auch wenn es sich dabei um keine vollständige Auflistung handelt und die Aufzählung nur eine Momentaufnahme darstellt. Teilweise handelt

es sich um temporär eingeschränkte Förderprogramme mit begrenzten Budgetmitteln – gleichzeitig kann es immer wieder zu diversen Adaptionen kommen. Dazu zählt vielfach auch das Budget aus den Technologiefördermitteln gemäß § 43 (1) ÖSG 2012.

#### Oberösterreich

- > Die Landesförderung für gewässerökologische Maßnahmen beträgt maximal 50% der Bundesförderung nach UFG, jedoch maximal 50.000 Euro.
- > Bei Wasserkraftanlagen beträgt der Prozentsatz der Landesförderung für Anlagen bis 1 MW Ausbauleistung 80% der Bundesförderung, von 1 MW Ausbauleistung bis 10 MW Ausbauleistung 50% der Bundesförderung und für Anlagen mit einer Ausbauleistung größer als 10 MW Ausbauleistung 1.000 Euro pro Förderungsfall.

#### Kärnten

- > In Kärnten wird im Rahmen der Förderung von Eigenheimen die Grundförderung durch die Anschaffung einer PV-Anlage um 2.400 EUR/kWp erhöht. Maximal beträgt die Förderung 12.000 Euro.
- > Die Errichtung von PV-Anlagen durch Gemeinden in Kärnten oder durch kommunale Unternehmen wird mit einer Investitionsförderung von 600 EUR/kWp unterstützt. Maximal werden 50 kWp gefördert.

#### Niederösterreich

- > In Niederösterreich beruht die Wohnbauförderung auf einem Punktesystem. Es können maximal 100 Punkte erreicht werden, jeder Punkt ist 300 Euro wert und so

können insgesamt maximal 30.000 Euro vergeben werden. Für PV-Anlagen können 10 bzw. 20 Punkte erreicht werden, wodurch eine wohnungs- bzw. reihenhausbezogene Anlage (mindestens 2 kWp) mit 6.000 Euro gefördert werden könnte.

- > Der Bau sowie die Modernisierung von Kleinwasserkraftwerken wird durch die Kleinwasserkraftförderung unterstützt.
- > Bei ökologischen Verbesserungen, wie beispielsweise Fischwanderhilfen, können für Kleinwasserkraftwerke Investitionsbeihilfen beantragt werden.

#### Salzburg

- > In Salzburg wird von 2.000 Euro förderbaren Investitionskosten pro kWp ausgegangen. Es gibt keine Größenbeschränkung der Anlage an sich, wobei die Förderung auf die ersten 3 kWp grenzt ist. Die effektive Förderhöhe wird in Abhängigkeit vom Jahresertrag berechnet. Das Gesamtbudget dafür beträgt 300.000 Euro.
- > Auch im Zuge der Errichtung einer Wärmepumpe werden vom Land Salzburg PV-Anlagen gefördert. Die Größe der Anlage muss mindestens 2 kWp betragen.

#### Steiermark

- > In der Steiermark wird im Rahmen der Wohnbauförderung der Bau von PV-Anlagen unterstützt. Maximal werden 35.000 Euro bzw. 15% der Anschaffungskosten gefördert.
- > Der Bau von Gemeinschafts-Photovoltaik-Anlagen (Bürgeranlagen) bis zu 500 kWp

wird vom Land Steiermark gefördert. Freiflächenanlagen sind jedoch ausgenommen.

- > Durch den Steirischen Umweltlandesfonds wird die Neuerrichtung oder Erweiterung von PV-Anlagen mit einer Mindestgröße von 2 kWp gefördert.

#### Vorarlberg

- > In Vorarlberg wird die Erstellung von Grobstudien zur Optimierung von Kleinwasserkraftanlagen, mit einer Leistung von maximal 1 MW, gefördert.

#### Wien

- > In Wien werden bei der Errichtung von PV-Anlagen, deren Leistung 5 kWp übersteigt, die über die 5 kWp hinausgehenden kWp gefördert. Die Förderhöhe beträgt maximal 400 EUR/kWp.

Die umfassende Förderung von Ökostromanlagen hat aus Sicht der E-Control im Rahmen der Administration der Herkunftsnachweisdatenbank einige interessante Punkte aufgeworfen. Zur Erfüllung der Anforderungen der Erneuerbaren-Richtlinie (2009/28/EG) mussten jene Anlagenbetreiber, die in der Datenbank registriert sind und Herkunftsnachweise generieren, ihre Anlagenstammdaten um Informationen erweitern. Eine wesentliche Information dabei ist Art und Umfang der Förderung der Anlage. Sollten die angegebenen Daten durch die Anlagenbetreiber korrekt sein, so kam es in der Vergangenheit anscheinend zu Doppel- und Dreifachförde-

rungen. Dabei ergab sich bei einigen Fällen eine Bandbreite des Förderanteils von 9% bis 93,8% der Anfangsinvestition.

Dazu ein einzelnes konkretes Beispiel: Eine PV-Anlage aus der Steiermark mit Investitionskosten von EUR 10.800. Diese Anlage wurde mit EUR 5.625 gefördert, was einem Anteil von 52% entspricht. Wenn mehr als 50% der Anfangsinvestition durch Zuschüsse gedeckt ist, so ist zu bezweifeln, dass es hier zu einer entsprechenden Koordination der einzelnen Förderstellen kommt.

Aus Sicht der E-Control sollte es bei den Förderungen mehr Transparenz und einen gezielteren Mitteleinsatz geben.

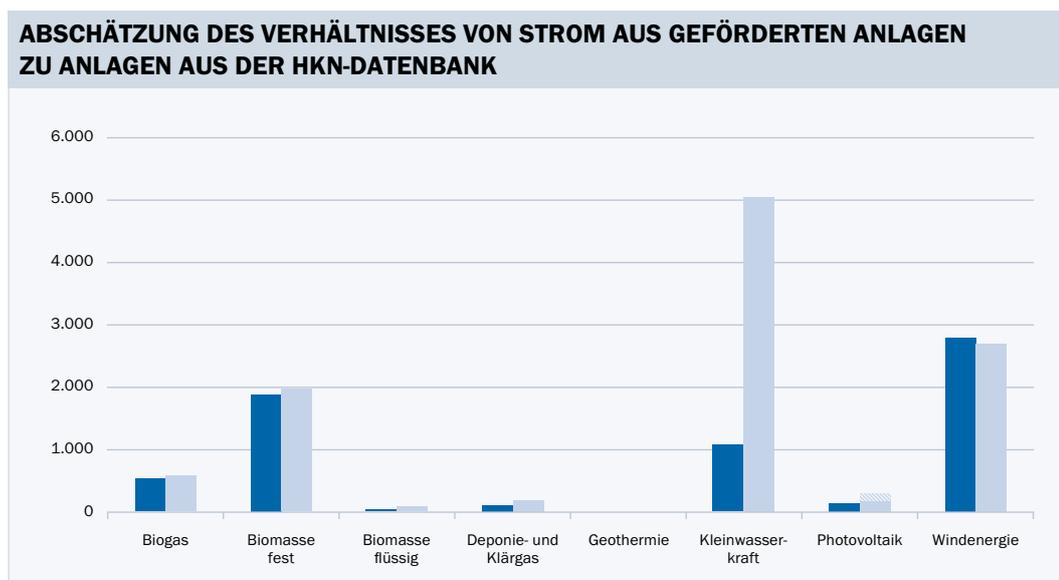
Einen positiven Ansatz dazu bringt die Umstellung im Bereich des KL.IEN Fonds. Seit 2013 gibt es nun eine zweistufige Antragstellung, wobei man sich in einem ersten Schritt registriert und zur Antragstellung an sich die Anlage bereits errichtet sein muss. Bei der Antragstellung sind sodann alle Unterlagen einzureichen, wobei unter anderem ein Endabrechnungsformular und eine Rechnung beigefügt werden müssen.

Nichtsdestotrotz scheint es sinnvoll, ein zentrales Förderregister einzuführen, in dem jegliche Förderungen pro Zählpunkt vermerkt werden. Auch abseits der Förderung durch gesetzlich garantierte Einspeisetarife muss eine effiziente Verwendung der zur Verfügung stehenden Fördermittel sichergestellt werden.

In Abbildung 14 wurden allgemein Anlagen, welche Ökostrom (im Sinne der Definition im ÖSG) produzieren, näher betrachtet. Neben den OeMAG-Anlagen wurde versucht, Anlagen, die von einem anderen Förderinstrument profitieren oder überhaupt ohne Förderung auskommen, darzustellen. Dazu wurde die gemeldete Leistung aus der Herkunftsnachweisdatenbank mit jener Leistung, die bei der OeMAG mit Ende 2012 unter Vertrag stand, verglichen. Die jeweiligen Leistungen wurden mit den durchschnittlichen Volllaststunden hochgerechnet. Bei diesem Vorgehen würde sich für den von der OeMAG fiktiv abgenommenen Strom ein Anteil an der Abgabe an Endverbraucher von 12,1% ergeben (real waren es 11,0%). Für jene Ökostromanlagen,

die in der HKN-DB registriert sind, würde sich bei einer derartigen Rechnung ein Anteil von 19,7% ergeben. Ausschlaggebend dafür ist ein sehr großer Anteil von KWK-Anlagen, die ihren Strom nicht an die OeMAG abgeben. Es ist anzunehmen, dass ein Großteil dieser Anlagen Investitionszuschüsse oder entsprechende Förderungen erhalten hat.

Im Bereich der Photovoltaik wurde auf Werte der Statistik Austria zurückgegriffen. Dabei wurde ein Wert von 174 GWh aus dem Jahr 2011 mit einer Steigerungsrate von 80% (mittlere Steigerung der letzten drei Jahre) hochgerechnet, woraus sich 313 GWh für das Jahr 2012 ergeben würden.



**Abbildung 14**  
 Abschätzung des Verhältnisses von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank

Quelle: OeMAG, E-Control

# ZIELERREICHUNGSGRAD

Der Ökostrombericht beschäftigt sich nun noch einmal mit den Zielen aus dem Ökostromgesetz. Dabei wird abgeschätzt, inwieweit die Ziele bis 2015 bzw. 2020 tatsächlich

erreicht werden können. Die im Ökostromgesetz 2012 definierten Ziele werden vorab in Tabelle 13 noch einmal dargestellt.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICH INSTALLIERTE LEISTUNG				
	2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Wasserkraft	700	3.500	1.000	4.000
Windkraft	700	1.500	2.000	4.000
Biomasse und Biogas	100	600	200	1.300
Photovoltaik	500	500	1.200	1.200

**Tabelle 13**  
Ausbauziele laut ÖSG 2012  
– zusätzlich installierte  
Leistung

Quelle: E-Control

Eine Prognose, ob diese Ziele erreicht werden können, hängt von einigen zentralen Faktoren ab. Nachfolgend wird versucht darzustellen, unter welchen Bedingungen die Ziele erreicht werden können sowie welche entscheidenden Parameter beeinflussbar sind und welche nicht.

Die wichtigsten Faktoren für die Zielerreichung sind:

- > Höhe der Förderung der einzelnen Technologien
- > Höhe des gesamten zusätzlichen Förderolumens
- > Marktpreis

Zudem auch noch:

- > Akzeptanz in der Bevölkerung
- > Raumordnungsgesetzgebung

Der erste Punkt – die Höhe der Förderungen – wird durch die Ökostrom-Einspeisetarifver-

ordnung in regelmäßigen Abständen angepasst. Der zweite Punkt wird im Ökostromgesetz selbst geregelt. Der Marktpreis stellt eine exogene und unbeeinflussbare Variable dar.

Kurzfristige Anpassungen und Änderungen können also via Ökostrom-Einspeisetarifverordnung und langfristige Anpassungen via Ökostromgesetz bewerkstelligt werden, während der Marktpreis als gegeben hingenommen werden muss.

Um eine Abschätzung für die Zielerreichung 2015 und 2020 abgeben zu können, wurde der Fokus auf den Zeitraum ab 2010 gelegt.<sup>2</sup>

In Tabelle 14 ist pro Technologie die Summe der zusätzlichen Leistung der Jahre 2010 bis 2013 angeführt, welche aufgrund des jährlichen zusätzlichen Unterstützungsvolumens, aufgrund von Investitionszuschüssen (nur bei der Kleinwasserkraft der Fall) und aufgrund

<sup>2</sup> Anmerkung: Von der OeMAG wurden sowohl Daten zur zusätzlich unter Vertrag genommenen Leistung der Jahre 2010 bis 2013 als auch Daten zu den Investitionsförderungen von Kleinwasserkraftanlagen in diesem Zeitraum zur Verfügung gestellt.

des Wartelistenabbaus kontrahiert werden konnte. Der daraus erzeugte Strom wurde mittels der Volllaststunden, welche in § 23 (5) ÖSG 2012 angeführt sind, errechnet. Für die Photovoltaik ergibt sich so z.B. eine zusätzliche Strommenge von 340 GWh pro Jahr, welche auf einer Leistung von 358 MW beruht. In der folgenden Analyse wurde angenommen, dass all diese Anlagen mit Ende 2013 fertiggestellt worden wären.<sup>3</sup>

<b>ZUSÄTZLICH VON DER OEMAG KONTRAHIERTE LEISTUNG 2010–2013</b>						
	Unterstützungs- volumen	Investitions- zuschuss	Wartelisten- abbau	Summe	Volllast- stunden	erzeugter Strom
	kW	kW	kW	kW	h	GWh
Wind	559.681	–	621.715	1.181.396	2.150	2540
Photovoltaik	236.624	–	121.445	358.069	950	340
KWKW	14.388	158.724	–	173.112	4.000	692
Biomasse	9.248	–	–	9.248	6.000	55
Biogas	14.370	–	–	14.370	7.000	101

**Tabelle 14**  
Zusätzlich von der OeMAG  
kontrahierte Leistung  
2010–2013

Quelle: OeMAG, E-Control

<b>ZIELABWEICHUNG BIS 2020 GEMÄSS AKTUELLEM AUSBAUPFAD</b>													
2010–2020				Jährlicher Zuwachs: Fortsetzung Wert 2012								Ziel zusätzlich in GWh	Prognosti- zierte Ab- weichung
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020	2020
Kleinwasserkraft	0	-270	-163	-56	51	158	265	372	479	586	693	2.000	-1.307
Wind	0	-136	367	870	1.373	1.876	2.379	2.882	3.385	3.888	4.391	4.000	+391
PV	0	13	75	137	199	261	323	385	447	509	571	1.200	-629
Biomasse (fest + Gas)	0	-37	11	59	107	155	203	251	299	347	395	1.300	-905

**Tabelle 15**  
Zielabweichung bis 2020 gemäß aktuellem Ausbaupfad

Quelle: OeMAG, E-Control

<sup>3</sup> Anmerkung: In Realität kann davon ausgegangen werden, dass es dabei zu diversen Verzögerungen kommen kann.

Tabelle 15 zeigt in einem beispielhaften Szenario, wie die Zielerreichungsquote bis 2020 bei den einzelnen Technologien gelingen wird, wenn die aktuellen Ausbaumengen bis 2020 weiter aufrecht bleiben. In diesem Beispiel wurde der Zuwachs von 2011 auf 2012 für die kommenden Jahre konstant fortgeschrieben. Gemäß dieser Methodik ist vorerst nur bei der Windkraft eine Zielerreichung zu erwarten. Bei allen anderen Technologien reicht die aktuelle Ausbaugeschwindigkeit nicht aus, um die Ziele zu erreichen.

Die Überlegungen werden nun weitergeführt und vier verschiedene Szenarien entwickelt:

- > Szenario I: Marktpreis und Tarife konstant
- > Szenario II: Marktpreis konstant und Tarife sinken
- > Szenario III: Marktpreis sinkt und Tarife konstant
- > Szenario IV: Marktpreis sinkt und Tarife sinken

Die Grundlagen für diese Szenarien bilden folgende Punkte:

- > zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen laut ÖSG 2012,
- > Verteilung des Resttopfes über die Technologien ähnlich dem Jahr 2013,
- > durchschnittlicher Marktpreis von 4 bzw. 5 Cent/kWh,
- > Annahmen zur Entwicklung der Einspeisetarife und
- > Annahme, dass ab 2014 jährlich 30 MW mittels Investitionszuschüssen gefördert werden.<sup>4</sup>

Für die verschiedenen Szenarien wurde aus dem zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumen, dem jeweiligen Einspeisetarif und dem Marktpreis jene Menge errechnet, die zusätzlich in diesem Jahr finanziert werden kann. Bei einem höheren Marktpreis sinkt der Finanzierungsbedarf des Einspeisetarifs, wodurch mit denselben Mitteln mehr Anlagen finanziert werden können. Bei der Degression der Einspeisetarife wurden teils 0,10 Cent/kWh bzw. 1 Cent/kWh Reduktionen im Bereich der Photovoltaik angenommen. Im Bereich der Biomasse und dem Biogas wurde der Einspeisetarif konstant reduziert, so dass die 2020-Ziele erreicht werden können. Daraus ergab sich für 2020 ein Tarif von 9 Cent/kWh. Dabei ist klar, dass ab einem gewissen Tarif die zur Verfügung stehenden Mittel in der Realität nicht mehr ausgeschöpft werden würden.

#### **ZIELERREICHUNG 2015**

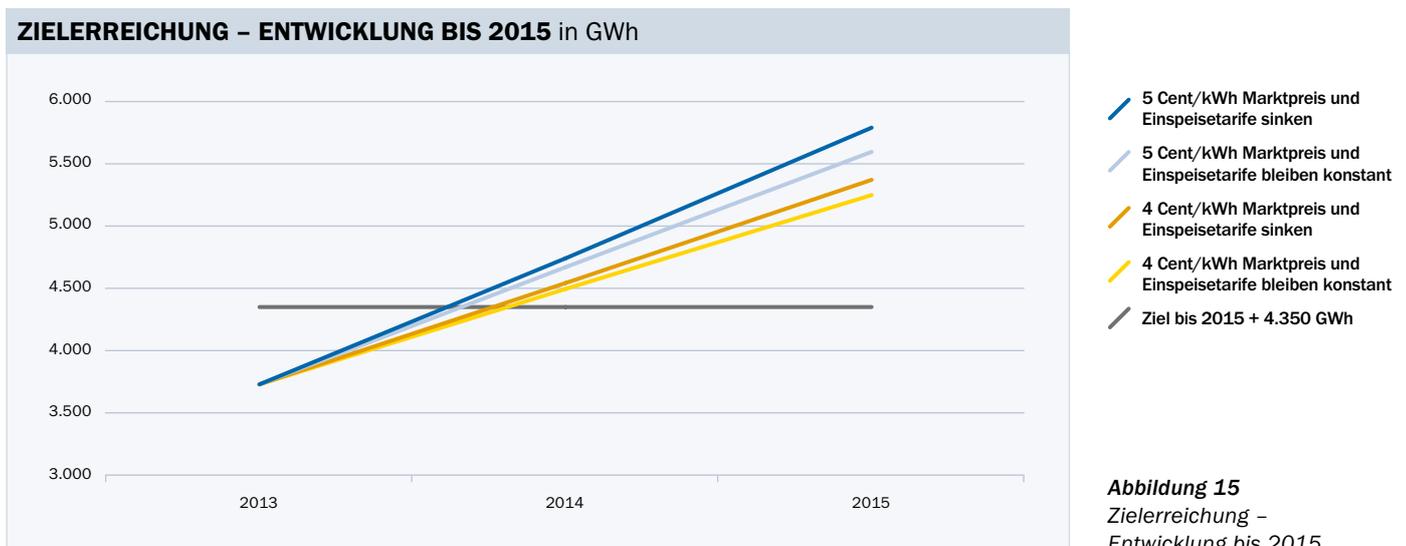
Wie in Abbildung 15 ersichtlich ist, wird das 2015-Ziel von 4.350 GWh in Summe in allen Szenarien übererfüllt, womit auch der geforderte Anteil von 15% am Gesamtstromanteil bei einer entsprechenden Entwicklung des Verbrauchs erreicht werden würde.<sup>5</sup>

Betrachtet man dies auf Ebene der einzelnen Technologien, so ergibt sich ein differenzierteres Bild.

Im Bereich der Windkraft sollten laut ÖSG 2012 zwischen 2010 und 2015 zusätzlich 700 MW errichtet werden. Allein aufgrund des Wartelistenabbaus wurden bereits 623 MW kontrahiert. Betrachtet man die zusätzlichen Mittel aus dem Unterstützungsvolumen

<sup>4</sup> Im Bereich der Kleinwasserkraft wurde im Zeitraum 2010 bis 2013 eine Leistung von 158,7 MW mittels Investitionszuschüssen gefördert.

<sup>5</sup> Im Vergleich zu Abbildung 15 wurde in Tabelle 15 rein der Trend der Jahre 2010 bis 2012 fortgeschrieben.



**Abbildung 15**  
Zielerreichung –  
Entwicklung bis 2015

Quelle: E-Control

und dem Resttopf, so ergibt sich, dass das 2015-Ziel für Windkraft mehr als erfüllt werden wird.

Für die Kleinwasserkraft ergibt die Prognose, dass das 2015-Ziel verfehlt werden würde, da das Gesetz zwischen 2010 und 2015 die Installation von 70% der gesamten Leistung (350 MW bis 2015 und insgesamt 500 MW bis 2020) und 87,5% der erzeugten Strommenge (1.750 GWh bis 2015 und insgesamt 2.000 GWh bis 2020) vorsieht.

Die 2015-Ziele für die Photovoltaik würden nicht zuletzt auch aufgrund des Wartelistenabbaus in allen betrachteten Szenarien übertroffen werden. Durch den Wartelistenabbau konnten 121 MW unter Vertrag genommen werden. Gleichzeitig wurde das zusätzliche Unterstützungsvolumen von 2,1 Mio. EUR pro

Jahr auf 8 Mio. EUR aufgestockt. Neben dem zusätzlichen Unterstützungsvolumen partizipiert die Photovoltaik auch am Resttopf. Die Einspeisetarife konnten beinahe halbiert werden, wodurch bereits mit denselben Mitteln der zweifache Ausbau der vergangenen Jahre finanziert hätte werden können.

Für Biogas und Biomasse ist in keinem Fall zu erwarten, dass die 2015-Ziele erreicht werden. Von 2010 bis 2013 konnten zusätzlich 23,6 MW kontrahiert werden. Zieht man die Volllaststunden aus dem ÖSG 2012 als Berechnungsgrundlage heran, ergeben sich daraus 156 GWh. Mit dem zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumen und den gültigen Einspeisetarifen können in den nächsten Jahren die 2015-Ziele somit nicht erreicht werden.

### **ZIELERREICHUNG 2020**

Die Schätzung der Zielentwicklung bis 2020 ist etwas komplexer. Es wurde ähnlich wie zuvor bei den Zielen für 2015 vorgegangen. Zum einen wurden wiederum die Tarife von 2013 fortgeschrieben bzw. entsprechend reduziert. Zum anderen wurden auch jeweils Berechnungen mit einem Marktpreis von 4 bzw. 5 Cent/kWh angestellt.

In allen Fällen können die Ziele des ÖSG 2012 in Summe erreicht werden (siehe Abbildung 16). Betrachtet man dies auf Ebene der einzelnen Technologien, so ergibt sich erneut ein etwas anderes Bild.

Betrachtet man den „worst case“ – ein durchschnittlicher Marktpreis von 4 Cent/kWh und keinerlei Degression im Bereich der Einspeisetarife, so kann es sein, dass das 2020-Ziel für Windkraft dennoch bereits 2017/2018 erreicht wird. Dabei wirken sich weiterhin die Mittel, die für den Wartelistenabbau zur Verfügung gestellt wurden und die Erhöhung des Unterstützungsvolumens aus.

Für die Kleinwasserkraft ergibt die Prognose, dass das 2020-Ziel leicht übertroffen werden würde. Verglichen mit 2015, macht sich hierbei jedoch die ungleichmäßige Gewichtung der Ausbauziele bemerkbar. Das ÖSG 2012 ist grundsätzlich auf einen konstanten Ausbau ausgelegt, wobei die Ziele im Bereich der Kleinwasserkraft stärker auf 2015 fokussiert sind.

Im „worst case“-Szenario wurde für die Photovoltaik ein durchschnittlicher Einspeisetarif von 18 Cent/kWh fortgeschrieben. Das 2020-

Ziel könnte so weder bei einem Marktpreis von 4 Cent/kWh noch bei 5 Cent/kWh erreicht werden. Um das 2020-Ziel erreichen zu können, ist auf jeden Fall eine weitere Senkung des Einspeisetarifs oder das Aufstocken des Unterstützungsvolumens notwendig. Die Entwicklung der vergangenen Jahre zeigt jedoch, dass eine entsprechende Degression der Tarife durchaus realistisch ist, wodurch auch hier das 2020-Ziel erreicht werden würde.

Im Bereich Biogas und Biomasse ist nicht zu erwarten, dass die 2020-Ziele erreicht werden können. Sollte der durchschnittliche Marktpreis bei 5 Cent/kWh liegen und erst wenn gleichzeitig die durchschnittlichen Tarife für Neuanlagen bis 2020 auf 9 Cent/kWh gesenkt werden würden, so könnte das 2020-Ziel mit dem entsprechenden Unterstützungsvolumen erreicht werden. Es ist aber bereits jetzt klar, dass ein Sinken der Einspeisetarife auf ein derartiges Niveau aufgrund der aufzubringenden Rohstoffkosten bei diesen Technologien nicht realistisch ist.

In einer weiteren Herangehensweise wurden Auswertungen aus der Herkunftsnachweisdatenbank genutzt, um Abschätzungen zur Entwicklung des Vergütungsvolumens treffen zu können. Die zusätzlichen Mengen aus dem Wartelistenabbau wurden über 2012 bis 2014 im Bereich der Windkraft und über 2012 und 2013 im Bereich der Photovoltaik verteilt.

Für den geförderten Ökostrom wurde diese Entwicklung an Hand der folgenden Technologien betrachtet:

- > Photovoltaik
- > Wind
- > Biomasse
- > Biogas

Der gesetzlich garantierte Einspeisetarif wird über eine gewisse Laufzeit garantiert. Für rohstoffabhängige Technologien beträgt diese Laufzeit in der Regel 15 Jahre und für rohstoffunabhängige 13 Jahre.

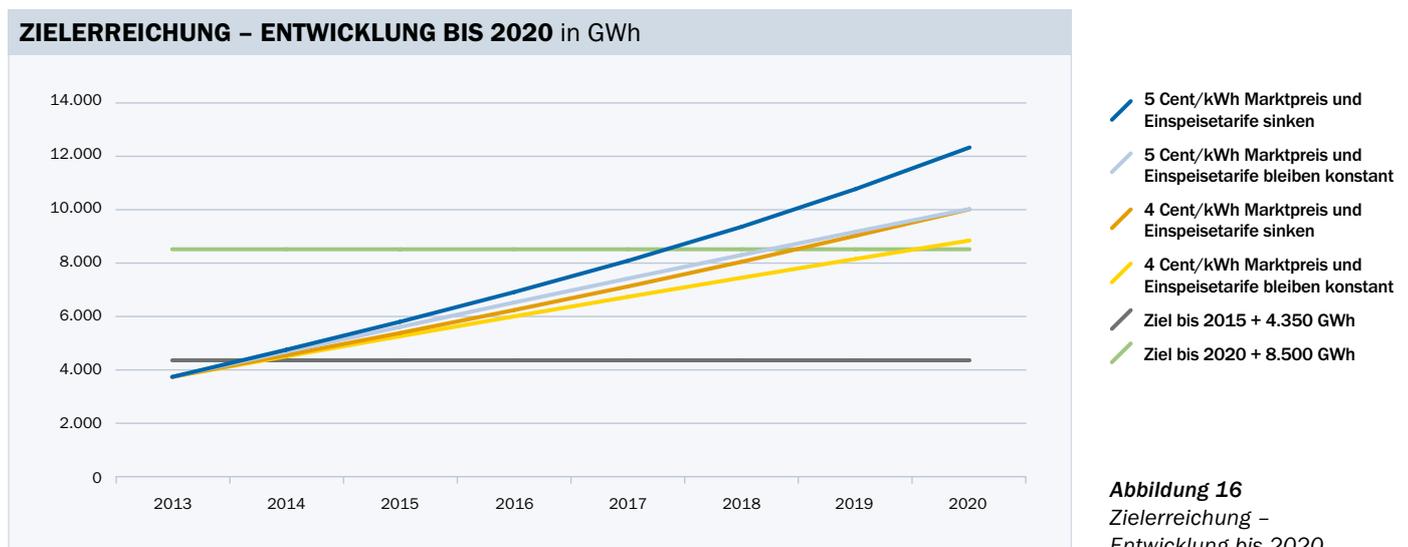
Unter der Annahme, dass die momentan gültigen Tarife eingefroren werden<sup>6</sup> und jene Mengen aus dem Wartelistenabbau bei der PV und der Windkraft zeitnahe an das öffentliche Netz angeschlossen werden können, ergibt sich ein Anstieg des Vergütungsvolumens für die Summe dieser Technologien auf etwas mehr als 1 Mrd. EUR im Jahr 2017. Danach sinkt das Vergütungsvolumen hauptsächlich

aufgrund des Ausscheidens von Biomasse- und Biogasanlagen aus dem Vergütungssystem (siehe Abbildung 17).

Betrachtet man die damit einhergehende Entwicklung der vergüteten Mengen, so kann das 2015-Ziel in Summe erreicht werden. Basierend auf dieser Prognose ist für die einzelnen Technologien zu erwarten, dass Biomasse und Biogas hinter den Vorgaben des zusätzlichen Ausbaus zurückbleiben würden und diese Differenz durch größere Mengen im Bereich der Windkraft ausgeglichen werden. Ob das 2020-Ziel jedoch erreicht wird, kann in diesem Fall nicht eindeutig gesagt werden.

**FAZIT**

Betrachtet man beide Analysen, so kann man sagen, dass die Ziele für 2015 und 2020, in Summe gesehen, erreicht werden können,



**Abbildung 16**  
Zielerreichung –  
Entwicklung bis 2020

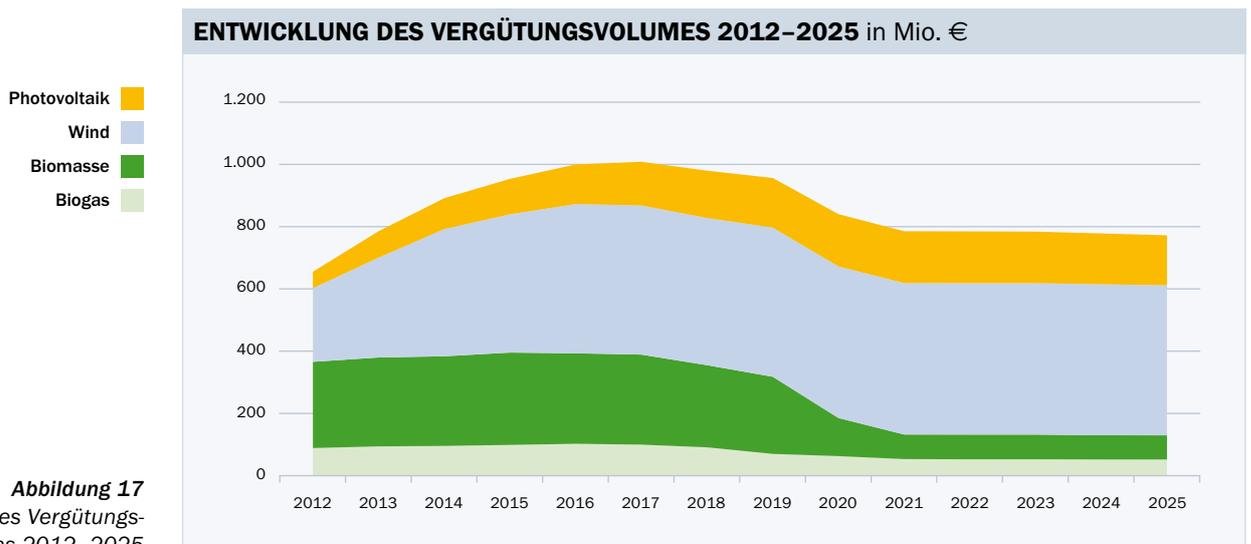
Quelle: E-Control

<sup>6</sup> Anmerkung: Es wurde ebenfalls angenommen, dass das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen durch die einzelnen Technologien zum jeweiligen Tarif in Anspruch genommen wird.

wenn es vor allem im Bereich der Windkraft bis 2015 zu keinen größeren Verzögerungen kommen sollte. Bei der Photovoltaik ist eine weitere Degression der Tarife notwendig und realistisch. Im Bereich der Kleinwasserkraft sollten die 2020-Ziele erreicht werden können; um jedoch die 2015-Ziele erreichen zu können, bedarf es u.U. einer Verschiebung der Mittel.

Vor allem bei Biomasse und Biogas ist das Erreichen der einzelnen Ziele wenig wahrscheinlich. Dies wird aber weniger kritisch gesehen, da vor allem in diesem Bereich auf bestehende Anlagen Rücksicht genommen werden sollte. Das ÖSG 2012 selbst besagt in § 4 (4) 2, dass die Ziele für die rohstoffabhängigen Technologien gelten „... soweit

eine nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist“; und in § 20 (4) 4 wird eine Höchstgrenze für die Berücksichtigung der Rohstoffkosten definiert. Der Gesetzgeber hat abzuklären, ob das Erreichen der Gesamtziele 2015 und 2020 ausreichend ist oder ob die entsprechenden Einzelziele im Vordergrund stehen. Dabei ist zu beachten, ob oben angeführte Paragraphen insofern beurteilt werden können, als dass die für Biomasse und Biogas entsprechenden Rohstoffe aufgrund der momentanen Kostenstruktur nicht vorhanden sind. Ein Anstieg der entsprechenden Tarife bzw. Investitionszuschüsse würde sich insofern negativ auf die Zielerreichung auswirken, als dass mit den zur Verfügung stehenden Mitteln weniger Anlagen unterstützt werden können.



**Abbildung 17**  
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2012–2025

Quelle: E-Control

# VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Die volkswirtschaftlichen Aspekte sind immer ein zentrales Element bei der Betrachtung von Ausbau und Förderung der Ökostromanlagen. Betrachtet werden die getätigten Investitionen im Wechselspiel mit den aufzubringenden Fördervolumina. Die Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung werden mittels eines klassischen Input-Output-Modells ermittelt. Diese Analyse wurde bereits in den vergangenen Jahren durchgeführt und entsprechenden aktuellen Entwicklungen angepasst. Die Input-Output-Analyse selbst beinhaltet eine Darstellung der österreichischen Volkswirtschaft und ermöglicht eine Analyse der Gesamtwirtschaft mit allen notwendigen Verflechtungen und Mehrunden-Effekten. Zusätzlich werden neben Produktionseffekten auch die Einkommenseffekte abgebildet und integriert.<sup>7</sup>

Eckpfeiler der volkswirtschaftlichen Berechnungen sind die Ausbauziele aus dem Ökostromgesetz 2012. Diese Ausbauziele werden auch mit dem Fördermechanismus aus dem Ökostromgesetz bewertet.<sup>8</sup> Wie in den vergangenen Berichten erfolgen die Berechnungen über einen Zeitraum von 2010 bis 2032. Dabei enden die linear umgelegten Ausbauziele im Jahr 2020, jedoch werden bis 2032 in weiterer Folge die Effekte aus dem laufenden Betrieb der Anlagen weiter berücksichtigt. Für die Berechnungen werden ausschließlich die Investitions-, Betriebs- und Fördereffekte der Anlagen gemäß Ausbau-

plan im Ökostromgesetz 2012 herangezogen – Investitionen in Ökostromanlagen, die über die Ausbaupläne hinausgehen oder die nach dem Jahr 2020 getätigt werden, spielen bei der Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte keine Rolle.

Zur Bewertung der positiven volkswirtschaftlichen Effekte werden zwei zentrale Parameter herangezogen:

- > die Investitionskosten der neuen Anlagen und
- > die Betriebskosten der neu errichteten Anlagen.

Entsprechend der Input-Output-Grundlagen werden dabei die Importeffekte herausgerechnet.

Als wesentlicher Gegensatz zu den positiven Effekten werden die Einkommensentzugseffekte aufgrund des Fördermechanismus herausgerechnet.

Wie schon in den Jahren zuvor, so werden auch in diesem Ökostrombericht die Systematik und die Inputparameter weitergeführt. Den meisten Einflussfaktoren wurde im Zeitverlauf von 2010 bis 2020 eine dynamische Entwicklung hinterlegt. Die aktuelle Förder-systematik und die Zielsetzungen wurden in den Grundzügen bis 2020 durchgezogen.

<sup>7</sup> Nicht abgebildet werden etwa Auswirkungen auf den Marktpreis des Stroms oder die Effekte auf den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark. Auf Seite 9 wurde bereits der Effekt auf die Merit-Order erläutert. Inwiefern der Ausbau in Österreich darauf Einfluss hat, soll an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden.

<sup>8</sup> Anmerkung: Neben dem Ökostromgesetz gibt es bereits eine Reihe weiterer Förder- und Finanzierungsprogramme für Ökostromanlagen. Diese werden in Zukunft noch weiter zunehmen. Am stärksten wirken die alternativen Förderansätze sicherlich bei der PV, während bei den anderen Technologien das Förderregime aus dem Ökostromgesetz bestimmend ist. Für die volkswirtschaftlichen Berechnungen liegt der Fokus auf dem Ökostromgesetz und dessen Zielsetzungen.

Abseits der Standardmultiplikatoren in der Input-Output-Analyse wurden die folgenden Parameter berücksichtigt:

- > Investitionskosten nach Technologie,
- > Betriebskosten nach Technologie,
- > Ausbaupotenziale nach Technologie entsprechend Ökostromgesetz 2012 (Ausbauziel in MW bzw. die Volllaststunden),
- > Einspeisetarife nach Technologie (bzw. Berücksichtigung einmaliger Investitionsförderungen),
- > Marktpreis für Strom,
- > Inflationsrate,
- > Diskontierungsrate,
- > Spar- und Importquote bezogen auf den Konsum.

<b>EFFEKTE AUF WERTSCHÖPFUNG</b> in Mio. €						
Szenario/Jahr	Wind	PV	Kleinwasser- kraft	Biomasse	Biogas	Summe
2012	1.715	680	1.967	168	287	<b>4.817</b>
2013a (Variation Marktpreis)	1.424	594	1.517	88	255	<b>3.878</b>
2013b (Variation Marktpreis + FIT)	1.550	818	1.856	166	269	<b>4.659</b>

**Tabelle 16**  
Effekte auf Wertschöpfung in Mio. € (Summe über gesamte Berechnungsperiode)

Quelle: E-Control

<b>EFFEKTE AUF BESCHÄFTIGUNG</b>						
Szenario/Jahr	Wind	PV	Kleinwasser- kraft	Biomasse	Biogas	Summe
2012	19.368	2.916	16.622	431	2.233	<b>41.570</b>
2013a (Variation Marktpreis)	15.545	1.787	10.694	-627	1.804	<b>29.203</b>
2013b (Variation Marktpreis + FIT)	17.203	4.732	15.155	403	1.987	<b>39.480</b>

**Tabelle 17**  
Effekte auf Beschäftigung (Summe über gesamte Berechnungsperiode)

Quelle: E-Control

Grundsätzlich ist klar, dass die Investitionen zu positiven volkswirtschaftlichen Ergebnissen führen. Speziell bei der Betrachtung des Ausbaus der geförderten Anlagen sind aber zwei Parameter hinsichtlich des Effektes besonders ausschlaggebend: die Höhe der Förderung und die Höhe des Marktpreises. Die Differenz aus Förderung und Marktpreis ergibt letztendlich jene Größe, die den Einkommensentzug und die Reduktion des Konsums bedeutet. Gerade dieser Effekt aus Marktpreis und Tarifhöhe hat sich auf die Berechnungen zuletzt negativ ausgewirkt.

Dazu die Ergebnisse von drei Szenarien in Tabelle 16 und Tabelle 17: Das erste Szenario zeigt die Effekte aus dem Vorjahr. Im zweiten Szenario wird ausschließlich der Marktpreis für Strom variiert – und zwar auf das ent-

sprechend niedrige Niveau, welches derzeit vorliegt. Deutlich ist zu sehen, dass sich die Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung negativ auswirken. Im dritten Szenario werden neben den Marktpreisen zusätzlich auch noch die Einspeisetarife für die einzelnen Technologien im Modell variiert – dabei erfolgt eine sehr deutliche Reduktion für jede Technologie, die im zweistelligen Prozentbereich liegt. Über diesen Weg ist deutlich zu sehen, dass sich die Effekte wieder positiv entwickeln.

Zusammenfassend kann man sagen, dass der aktuell niedrige Strommarktpreis nicht nur am Markt selbst Spuren hinterlässt, sondern auch in den Modellbetrachtungen zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Ökostromausbaus Niederschlag findet.

# DIE ZUKUNFT DES FÖRDERSYSTEMS

Im vorliegenden Bericht werden traditionell eine Vielzahl an Informationen und Daten zusammengefasst. Hinter den beschriebenen Entwicklungen steht eine ganze Reihe von politischen, sozialen und gesellschaftlichen Diskussionspunkten. Einerseits zeigt der Bericht deutlich, dass gerade im Jahr 2012 die Anzahl der Ökostromanlagen und eingespeisten Mengen gestiegen sind. Das Fördersystem erweist sich somit weiterhin durchaus als positives Instrument. Andererseits muss man jedoch festhalten, dass die ökonomischen Entwicklungen (Stichwort: Marktpreis), Kostenbelastungen für Haushalte und Industrie, der politische Einfluss auf das Fördersystem usw. zu Irritationen geführt haben. Es darf und muss hinterfragt werden, ob die eigentlichen Ziele aus dem Ökostromgesetz – nämlich der Ausbau der effizientesten Technologien, an den effizientesten Standorten, mit dem effizientesten Mitteleinsatz – mit dem bestehenden System noch erreicht werden können oder ob eine Adaptierung des Fördersystems zu einem effizienteren Mitteleinsatz führen kann.

Im Folgenden werden die Stärken und Schwächen des momentanen Fördersystems in Österreich betrachtet und kurzfristige Optimierungsmöglichkeiten aufgezeigt. Im Anschluss

werden mittel- und langfristige Potenziale aufgezeigt, wobei die Entwicklungen in anderen EU-Mitgliedstaaten mitberücksichtigt werden.

Wie bereits erwähnt, sollte das primäre Ziel der möglichst effiziente Mitteleinsatz sein. Das Ökostromgesetz 2012 sieht ein zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen von 50 Mio. EUR vor. Es sollen hier keine Vorschläge gemacht werden, um die Mittel an sich zu senken, sondern jene Mittel, die zur Verfügung stehen, sollen in der Form eingesetzt werden, dass der volkswirtschaftliche Nutzen und nicht der betriebswirtschaftliche maximiert wird.

Grundsätzlich ist anzunehmen, dass Veränderungen im österreichischen Fördersystem auf den Marktpreis des Stroms an sich relativ geringe Auswirkungen haben und dieser hauptsächlich vom deutschen Fördersystem beeinflusst wird. Laut dem deutschen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) betrug die „Endenergie Strom aus erneuerbaren Energien“ 136,1 Mrd. kWh im Jahr 2012. Der gesamte geförderte Ökostrom in Österreich würde dabei 4,5% ausmachen. Österreich profitiert also vom niedrigen Marktpreis, der grundsätzlich aufgrund der deutschen Investitionen zustande kommt.

## Das momentane System

Als genereller Vorteil von gesetzlich garantierten Einspeisetarifen wird stets die Investitionssicherheit hervorgehoben. In Österreich

ist zu beobachten, dass dies jedoch nicht für alle Technologien gleichermaßen gilt. Bei rohstoffunabhängigen Technologien ist dies aus

Sicht des Investors sicherlich gegeben, da hier die Investitionskosten an sich der Hauptkostenfaktor sind und die Betriebskosten einen geringeren sehr gut prognostizierbaren Wert ausmachen. Bei den rohstoffabhängigen Technologien hat sich bereits sehr früh gezeigt, dass dies nicht der Fall ist. So musste z.B. für Biogasanlagen aufgrund des Anstiegs der Rohstoffkosten nachträglich ein zusätzlicher Bonus eingeführt werden. Für rohstoffabhängige Ökostromanlagen besteht laut § 17 (1) ÖSG 2012 nach Ablauf der Vergütungsdauer die Möglichkeit auf weitere Vergütung des eingespeisten Stroms zu Nachfolgetarifen. Anstatt sich darauf zu konzentrieren, in diesem Gebiet den Bau neuer Anlagen voranzutreiben, sollte das Hauptaugenmerk auf den Erhalt der effizientesten bestehenden Anlagen gelegt werden.

Problematisch im Bereich der Förderung mittels gesetzlich garantierter Einspeisetarife muss auf jeden Fall die Marktentkoppelung der geförderten Anlagen angesehen werden. Für Produzenten ist das primäre Ziel, zu jeglichem Zeitpunkt möglichst viel Energie in das öffentliche Netz einzuspeisen – unabhängig von Angebot und Nachfrage. Bei einer geringen Durchdringung des Marktes mit Erneuerbaren ist dieser Effekt noch vernachlässigbar, aber wie das Beispiel Deutschland zeigt, führt dieses System zu enormen Verzerrungen, sobald der Anteil der geförderten Erneuerbaren ansteigt. Die 2020-Ziele des ÖSG 2012 sehen auch für Österreich noch beachtliche Zuwächse im Bereich des geförderten Ökostroms vor, womit aktuelle Entwicklungen in Deutschland auch aus

österreichischer Sicht durchaus relevant sind. Ein generelles Problem von Fördersystemen, bei denen Fördertarife, Strafzahlungen oder dergleichen von außen festgelegt werden, ist die asymmetrische Information. Der Gesetzgeber muss a priori die Kosten der effizientesten Anlagen an den effizientesten Standorten für einen bestimmten Zeitraum abschätzen. Werden hier die Annahmen zu konservativ angesetzt, so können weniger Anlagen gefördert werden und für jene, die gefördert werden, ergeben sich zu hohe Renditen. Setzt man die Kosten jedoch zu gering an, muss man damit rechnen, dass der Ausbau zu stocken beginnt. Unter diesem Gesichtspunkt stellt sich die Frage, ob die schlussendlich festgelegten Tarife in ihrer Höhe angemessen waren, wenn das zusätzliche Unterstützungsvolumen stets innerhalb kürzester Zeit ausgeschöpft wurde. Auf jeden Fall ist eine nachträgliche Kontrolle der festgelegten Einspeisetarife eine Möglichkeit, um diesen Prozess zu verbessern. Dazu sollte bei der Antragstellung eine Offenlegung sämtlicher Kostenfaktoren vorgesehen werden.

- > Konzentration auf die effizientesten Anlagen und Standorte
  - > Sowohl bei der Festlegung der Einspeisetarife für Neuanlagen als auch bei der Festlegung der Nachfolgetarife
- > Höhere Transparenz durch Offenlegung der Kosten
  - > Bei der Antragstellung (Neu- bzw. Nachfolgetarif)

## Mittel- und längerfristige Potenziale

Auch die Europäische Kommission hat zuletzt das Thema der Förderung von Erneuerbaren wieder intensiv aufgegriffen. Im Zuge dessen bereitet die Europäische Kommission für Herbst 2013 eine „RES Guidance“ vor, welche die Idealvorstellung der Kommission von einem Fördersystem darstellt.<sup>9</sup> Die Kernpunkte der Europäischen Kommission hinsichtlich der Förderung von Ökostrom können wie folgt zusammengefasst werden.

Generelle Punkte:

- > Wesentlichstes Ziel ist die Marktintegration der Erneuerbaren.
- > Öffentliche Konsultation des Fördersystems soll für mehr Transparenz sorgen.
- > Ein stabiles Finanzierungssystem soll weiter für Investitionssicherheit sorgen.

Bei einem Tarifsysteem:

- > Premium Modelle sollten forciert werden.
- > Einspeisetarife sollten im Voraus festgelegte und begrenzte Kapazitätsobergrenze haben.
- > Degressive Tarife sollten implementiert werden.
- > Das Premium-Modell sollte ausgeschrieben werden

Bei einer Quotenregelungen:

- > Transparente Festlegung der Quote
  - > Bildung von Technologiegruppen, um eine Überkompensierung zu vermeiden
  - > Angemessene Strafen bei Nichterfüllung
- Kosten gering halten:
- > Auktionen in geeigneten Bereichen
  - > Transparente, kostenbasierte Berechnungen

- > Differenzierung zwischen Technologien
- > Periodische Überprüfung und Anpassung des Unterstützungsniveaus

Aus Sicht der E-Control ist neben dem möglichst effizienten Mitteleinsatz die Integration von Erneuerbaren in den Markt das wichtigste Thema für die kommenden Jahre. Dabei gilt es, nicht die Förderung der einzelnen Technologien abzuschaffen, sondern einen Weg zu finden, den volkswirtschaftlichen Nutzen zu optimieren. Dies inkludiert automatisch die Integration der Erneuerbaren, da nur dadurch gewährleistet wird, dass entsprechende Marktsignale von allen Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Rohstoffabhängige Technologien haben aufgrund der Rohstoffkosten einen Nachteil, jedoch haben sie den großen Vorteil der Flexibilität und Steuerbarkeit. Dieser Vorteil für das Gesamtsystem muss sich in Zukunft stärker im Fördersystem widerspiegeln.

Mittel- und längerfristig bedarf dies im Bereich der Förderung einer Nachjustierung des Ökostromgesetzes. Von Seiten der E-Control wird dabei eine lösungsorientierte Herangehensweise angestrebt. Das Fördersystem an sich muss auch für Erneuerbare den Anreiz bieten, zu bestimmten Zeiten die Einspeisung in das öffentliche Netz zu variieren. Dazu sind fixe Einspeisetarife nicht geeignet, da es in diesem Fall eben das Ziel des Anlagenbetreibers ist, zu jedem Zeitpunkt möglichst viel elektrische Energie in das öffentliche Netz einzuspeisen. Ob hierzu ein Premium-Modell oder Investitionszuschüsse zur Anwendung

<sup>9</sup> Anmerkung: Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes war die „RES Guidance“ noch nicht verfügbar.

kommen sollten, hängt von der weiteren Ausgestaltung des Systems ab. Da sich rohstoffabhängige und -unabhängige Technologien in ihren Grenzkosten drastisch unterscheiden, scheint eine Differenzierung des Fördersystems nach Technologien ebenfalls vorteilhaft.

Die bereits angesprochene Intransparenz stellt generell eine äußerst große Anforderung an ein effizientes System dar. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass vor allem bei rohstoffunabhängigen Technologien die Investitionsentscheidung nur dann fällt, wenn das Projekt während der Tariflaufzeit eine entsprechende Vergütung aufweist. Gleichzeitig ist anzunehmen, dass einige der realisierten Projekte neben einer angemessenen Rendite zusätzliche Einnahmen erwirtschaften werden. Dies kann mehrere Gründe haben wie zum Beispiel:

- > Geringere Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten
- > Höhere Anlageneffizienz

Eine individuellere Ausgestaltung der Vergütung für einzelne Projekte wäre daher wünschenswert. Ein Auktionsverfahren kombiniert mit Investitionszuschüssen oder einem Premium-Modell könnte ein Lösungsansatz sein, um den Einsatz der Mittel effizienter zu

handhaben. Hierbei muss aber äußerst genau auf die Ausgestaltung des Systems geachtet werden, um zu gewährleisten, dass der Ausbau im Bereich der Erneuerbaren nicht gebremst wird.

Betrachtet man die Netzsituation, so sollte vor allem im Bereich der Photovoltaik eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung angedacht werden. Gleichzeitig wird eine verursachungsgerechte Verteilung auch dieser Kosten immer stärker in den Mittelpunkt rücken. Die Entgeltstruktur ist auf die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Netz ausgelegt. Mit zunehmenden Kapazitätsengpässen für Einspeiser wie z.B. PV-Anlagen bedarf es auch hier neuer Ansätze. Überlegenswert wäre, dass PV-Betreiber auch einen Beitrag zum Netzausbau leisten. Das sieht das Gesetz derzeit nicht vor und es wurde bisher auch von den Energieunternehmen vehement abgelehnt. Gleichzeitig ist jedoch deutlich darauf zu verweisen, dass Netzausbau und Netzerweiterung nicht die einzigen Mittel sein können, um mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen in das Netz zu integrieren. Vor allem bei Fluktuationen sollte eine oben angeführte Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung vorgesehen werden. Es gibt technische Lösungen zur Optimierung der Einspeisung bei PV-Anlagen.

## Fazit

Entsprechend den Ausführungen im Ökostromgesetz, wonach der E-Control im § 52 (1) eingeräumt wird, Vorschläge zur Verbesserung

oder Adaptierung der Fördermechanismen zu unterbreiten, werden nun einige wesentliche Punkte angeführt, die bei der zukünftigen Ge-

staltung des Ökostromfördermechanismus berücksichtigt werden sollten:

- > Oberstes Gebot: Ziele aus § 4 (1) ÖSG 2012 umsetzen – insbesondere Sicherstellung der energieeffizienten Erzeugung, Mittel zur Förderung effizient einsetzen und Erreichung der Marktreife.
- > Die Marktintegration der Erneuerbaren muss stärker forciert werden – mittelfristig sollen nur noch jene Technologien im Vordergrund stehen, die aufgrund des Entwicklungsstandes sowie der regionalen Bedingungen und Einflüsse am Markt bestehen können.
- > Für die Förderung für PV-Anlagen wäre auch ein Auktionsmechanismus denkbar – bei der Vielzahl an Förderwerbern könnte ein Auktionssystem für effizienten Mitteleinsatz sorgen.
- > Wenn an Einspeisetarifen festgehalten wird, sollte im Gesetz der Mechanismus von degressiven Tarifen festgehalten werden.
- > Beibehaltung des Limits für den Fördertopf
- > Mehr Transparenz bei den Kosten – aktuell werden die Fördertarife errechnet bzw. in politischen Verhandlungen festgelegt. Tatsächliche Kosten von Anlagen spielen dabei im Endeffekt eine untergeordnete Rolle. Aufgrund der Art der Festlegung der Tarife kann kein effizienter Mitteleinsatz garantiert werden.
- > Keine garantierten Abnahmetarife für bereits geförderte Anlagen – für Anlagen, die bereits eine Investitionsförderung erhalten haben oder die im Rahmen des Ökostromgesetzes bereits für die entsprechende Periode Einspeisetarife bekommen haben, darf es keine garantierten Abnahmetarife geben – dies muss für jede Anlage und jede Technologie gelten. Alles andere wäre volkswirtschaftlich absolut ineffizient.
- > Trennung des Fördersystems nach rohstoffunabhängigen und rohstoffabhängigen Technologien.
- > Für rohstoffabhängige Technologien sollte eine flexible marktabhängige Komponente eingeführt werden.
- > Bei den rohstoffabhängigen Technologien sollte der Fokus auf die effizientesten bestehenden Anlagen gelegt werden.
- > Bei Biomasse sollte eine Priorisierung des Einsatzes berücksichtigt werden: zuerst die stoffliche Nutzung, dann die Wärmenutzung, dann die Stromerzeugung.
- > Für rohstoffunabhängige Technologien sollte in Zukunft verstärkt auf Investitionsförderungen zurückgegriffen werden – alleine die Offenlegung der „Echtdaten“ beim Antrag für Förderungen bringt mehr Transparenz und Effizienz in das System.
- > Für PV sollte in Zukunft generell gelten, dass diese für den Eigenverbrauch optimiert wird. Vor allem große Volleinspeiser sollten nicht mehr im Fokus des Fördersystems sein. Überlegenswert wäre, Speichertechnologien zu forcieren, um die dezentral erzeugte Energie auch dezentral zu verwenden.
- > Fokus auf Energieeffizienz – es ist zu hinterfragen, ob der bedingungslose Ausbau von Anlagen tatsächlich erstrebenswert ist und nicht der Fokus auf Energieeffizienz und die effiziente Ausnutzung der bestehenden Anlagen im Vordergrund stehen sollte.

# STATISTISCHE AUSWERTUNGEN ZU ÖKOSTROMANLAGEN

In diesem Kapitel werden die statistischen Auswertungen der Ökostromanlagen aus der Anerkennungsbescheidendatenbank und der Stromnachweisdatenbank im Detail ausgeführt.

Zu Beginn erfolgt eine Übersichtsdarstellung der anerkannten Ökostromanlagen (mit zeitlicher Entwicklung), jeweils nach Energieträger gegliedert. Im Anschluss werden für jede Technologie (Kleinwasserkraft, Windkraft,

Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Deponie- und Klärgas und Geothermie) Detailauswertungen des Jahres 2012 dargestellt. Diese beinhalten Anzahl und Leistung der genehmigten (und anerkannten) Ökostromanlagen nach Bundesland. Zusätzlich werden Auswertungen jener Anlagen, die per 31.12.2012 in einem Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) standen, in den Bundesländertabellen dargestellt.

## ENTWICKLUNG ANERKANNTER \*) SONSTIGER ÖKOSTROMANLAGEN 200 –2012

	Wind		BioM fest inkl. Abfall mhbA		Biogas		Photovoltaik		Deponie- und Klärgas		BioM flüssig		Geothermie		Kumuliert	
	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl
<b>2002</b>	204,84	85	81,77	26	12,19	97	9,83	1.269	17,62	43	1,63	15	0,92	2	328,80	1.537
<b>2003</b>	431,45	111	114,34	42	24,15	141	22,99	2.370	29,07	59	10,02	40	0,92	2	632,94	2.765
<b>2004</b>	729,26	148	308,29	115	59,66	261	26,50	2.865	29,41	61	17,29	60	0,92	2	1.171,32	3.512
<b>2005</b>	962,68	169	397,78	164	81,01	325	29,71	3.320	29,55	62	24,07	79	0,92	2	1.525,70	4.121
<b>2006</b>	1.028,62	175	420,76	173	84,49	334	35,35	3.930	30,28	64	26,07	82	0,92	2	1.626,49	4.760
<b>2007</b>	1.034,13	178	401,53	174	90,12	341	39,58	4.842	28,65	63	26,17	87	0,92	2	1.621,10	5.687
<b>2008</b>	1.047,80	190	407,94	181	92,07	344	48,53	6.639	29,16	64	26,24	90	0,92	2	1.652,66	7.505
<b>2009</b>	1.059,58	201	413,87	186	94,45	341	71,34	10.530	29,12	65	25,26	92	0,92	2	1.694,54	11.412
<b>2010</b>	1.849,96	243	426,43	195	102,59	360	154,41	18.309	29,77	68	25,27	93	0,92	2	2.589,35	19.270
<b>2011</b>	2.033,13	280	435,48	203	105,41	363	316,76	30.284	30,40	70	25,42	95	0,92	2	2.947,52	31.297
<b>2012</b>	<b>2.320,46</b>	<b>321</b>	<b>438,91</b>	<b>214</b>	<b>106,78</b>	<b>368</b>	<b>652,84</b>	<b>46.849</b>	<b>30,30</b>	<b>71</b>	<b>25,28</b>	<b>93</b>	<b>0,92</b>	<b>2</b>	<b>3.575,49</b>	<b>47.918</b>
aktiver Vertrag mit OeMAG (in Betrieb) Stand 31.12.2012	1.306,8	234	319,8	127	81,2	291	172,1	11.056	16,6	46	8,7	41	0,92	2	1.906,20	11.797

\*) Von den Landesregierungen per Bescheid anerkannte Ökostromanlagen. Die Bescheide sagen nichts darüber aus, ob diese Anlagen bereits errichtet wurden bzw. in Betrieb sind.

Gegenüber älteren Auswertungen dieser Art (in Ökostromberichten vergangener Jahre) ergeben sich teilweise unterschiedliche Daten in der historischen Entwicklung, da aufgrund einer Datenbankumstellung sowie Bescheidänderungen (z. B. Leistungsänderung, Widerruf der Anerkennung, Anlage außer Betrieb etc.) einige Korrekturen vorgenommen wurden.

### Tabelle 18

Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002–2012 (Stichtag jeweils 31.12.)

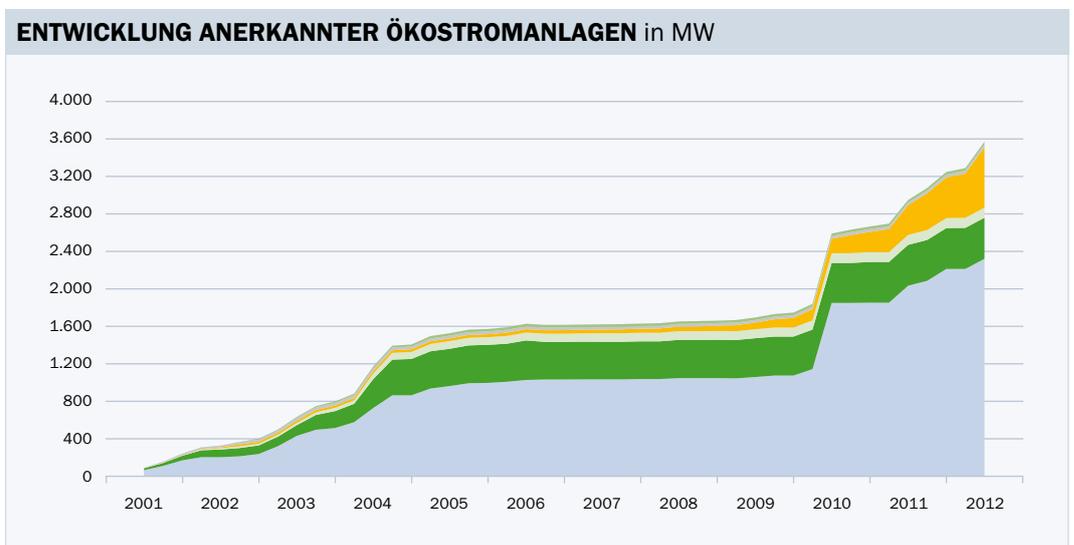
Quelle: E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Für einige Technologien folgen Auswertungen zu den Volllaststunden der in Betrieb befindlichen Anlagen (Einspeisung mindestens 1 Monat im Jahr 2012) und Informationen zur Größenverteilung der anerkannten Anlagen sowie kartographische Auswertungen aus der Stromnachweisdatenbank, um die Verteilung der Anlagen in Österreich zu dokumentieren.<sup>10</sup>

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungs- und Erfassungsmethoden kann es zu geringfügigen Abweichungen bei den Daten der anerkannten

Anlagen kommen.<sup>11</sup> Gelegentlich handelt es sich auch nur um Rundungsdifferenzen.

Bei Tabelle 18 und Abbildung 18 handelt es sich um eine Auswertung vorliegender Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide für ganz Österreich. Ein Teil dieser Anlagen wird aus verschiedensten Gründen (z.B. bürokratische Hürden, Genehmigungsverfahren, unzureichende Finanzierungsmittel usw.) trotz vorliegender Genehmigung nicht errichtet werden.



**Abbildung 18**  
Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheidendatenbank 2002–2012 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

<sup>10</sup> Den Anlagen muss zum Auswertungszeitraum ein gültiges Qualitätsmerkmal zugeordnet sein (z.B. HKN-EE, TÜV etc.), sonst werden sie nicht in der Abbildung dargestellt.

<sup>11</sup> Dies betrifft beispielsweise die Berücksichtigung von Anlagen mit dem Status „Widerruf / Außer Betrieb / Nicht verwirklicht“, jedoch werden diese Informationen nicht vollständig oder verspätet an die E-Control übermittelt.

## Kleinwasserkraft

Im Jahr 2012 waren 1.719 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten EPL von 277,25 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 61 Anlagen/21,45 MW installierte EPL. Es wurden 107,1 GWh mehr Energie aus Kleinwasserkraft eingespeist als

im Vorjahr. Demgegenüber stehen 2.871 anerkannte Kleinwasserkraftanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.320,58 MW, was einem Zuwachs von 81 Anlagen/36,43 MW installierte EPL entspricht.

<b>KLEINWASSERKRAFT</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	13	1,44	4,09	16	2,65
Kärnten	205	45,27	130,82	306	164,92
Niederösterreich	359	27,26	93,42	547	102,24
Oberösterreich	506	37,45	137,72	647	142,00
Salzburg	108	23,75	90,81	255	166,23
Steiermark	298	96,47	396,95	518	324,47
Tirol	211	42,02	224,71	443	307,60
Vorarlberg	17	2,42	11,87	132	98,34
Wien	2	1,20	5,01	7	12,13
<b>Summe</b>	<b>1.719</b>	<b>277,25</b>	<b>1.095,40</b>	<b>2.871</b>	<b>1.320,58</b>

**Tabelle 19**  
Kleinwasserkraftwerke im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Bei den anerkannten Kleinwasserkraftanlagen kann noch in vier Kategorien unterschieden werden, je nachdem ob es sich um eine

Neuanlage, Altanlage oder eine revitalisierte Anlage handelt.

<b>BUNDESLÄNDERVERTEILUNG ANERKANNTE KLEINWASSERKRAFT (Detail)</b>								
Bundesland	Neu		Bestehend		Revitalisierung > 50%		Revitalisierung > 15%	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	1	0,34	8	1,80	3	0,12	4	0,38
Kärnten	42	25,06	223	128,52	17	3,13	24	8,21
Niederösterreich	65	12,56	475	88,67	–	–	7	1,00
Oberösterreich	78	19,43	354	82,17	92	12,06	123	28,34
Salzburg	39	33,26	206	125,61	5	4,83	5	2,52
Steiermark	127	94,76	334	201,50	20	4,01	37	24,20
Tirol	107	86,01	332	219,27	3	0,15	1	2,17
Vorarlberg	40	9,11	87	88,37	4	0,04	1	0,83
Wien	3	5,36	4	6,77	–	–	–	–
<b>Summe</b>	<b>502</b>	<b>285,89</b>	<b>2.023</b>	<b>942,69</b>	<b>144</b>	<b>24,34</b>	<b>202</b>	<b>67,66</b>

**Tabelle 20**  
Bundesländerverteilung  
anerkannte Kleinwasserkraft  
(Detail)

Quelle: E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich)

<b>DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT IM JAHR 2012</b>			
		VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel (leistungsbezogen)		6.788	305
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)		5.015	438
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)		2.378	963
Alle Anlagen		4.727	1.706

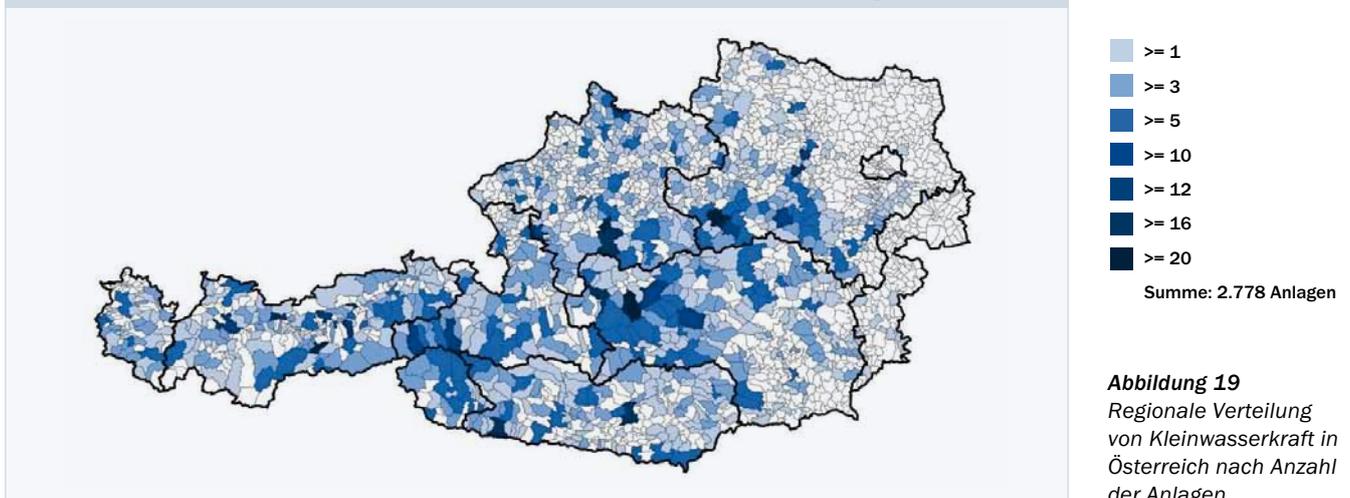
**Tabelle 21**  
Durchschnittliche Volllast-  
stunden Kleinwasserkraft  
2012

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Tabelle 21 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Kleinwasserkraftanlagen, die im Jahr 2012 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist in allen drei Gruppen die Anzahl der Volllaststunden gestiegen, im Durchschnitt aller Anlagen um 321 Stunden.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Kleinwasserkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 19) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 20).

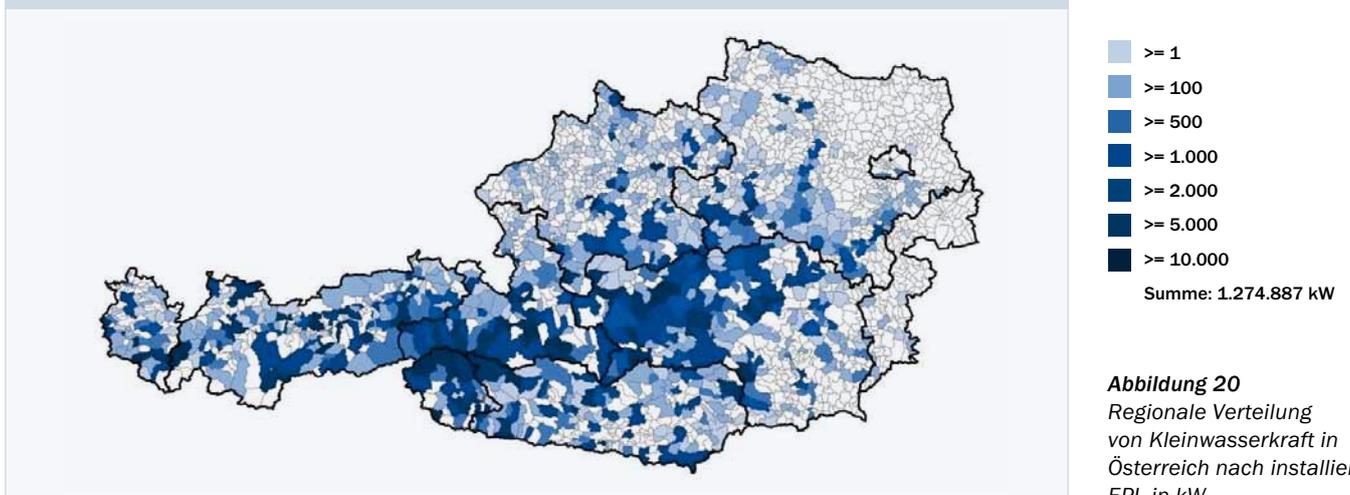
### REGIONALE VERTEILUNG VON KLEINWASSERKRAFT nach Anzahl der Anlagen



**Abbildung 19**  
Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

### REGIONALE VERTEILUNG VON KLEINWASSERKRAFT nach installierter EPL in kW



**Abbildung 20**  
Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

## Windkraft

Im Jahr 2012 waren 233 Windparks mit einer installierten EPL von 1.308,53 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 86 Windparks/252,7 MW installierte EPL. Demgegenüber stehen 321 anerkannte Windparks (1.393 Windräder) mit einer genehmigten installierten EPL von

2.320,46 MW, was einem Zuwachs von 41 Windparks (139 Windräder)/287,33 MW installierte EPL entspricht. Viele der im Jahr 2011 genehmigten Anlagen gingen im Jahr 2012 in Betrieb. Mit 2.386 GWh wurden im Jahr 2012 503,24 GWh mehr Windenergie als im Vorjahr eingespeist.

<b>WINDENERGIE</b>						
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012		
	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Anzahl Windräder (Anlagen)
Burgenland	107	584,13	876,64	58	1.017,73	465
Kärnten	–	–	–	3	11,86	6
Niederösterreich	104	642,33	1.358,44	210	1.137,98	776
Oberösterreich	8	21,68	40,22	16	42,23	36
Salzburg	–	–	–	1	0,01	1
Steiermark	9	51,61	99,71	21	99,95	93
Tirol	1	0,01	0,00	1	0,00	1
Vorarlberg	–	–	–	3	0,01	3
Wien	4	8,78	11,00	8	10,69	12
<b>Summe</b>	<b>233</b>	<b>1.308,53</b>	<b>2.386,00</b>	<b>321</b>	<b>2.320,46</b>	<b>1.393</b>

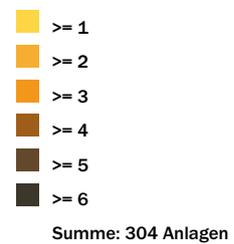
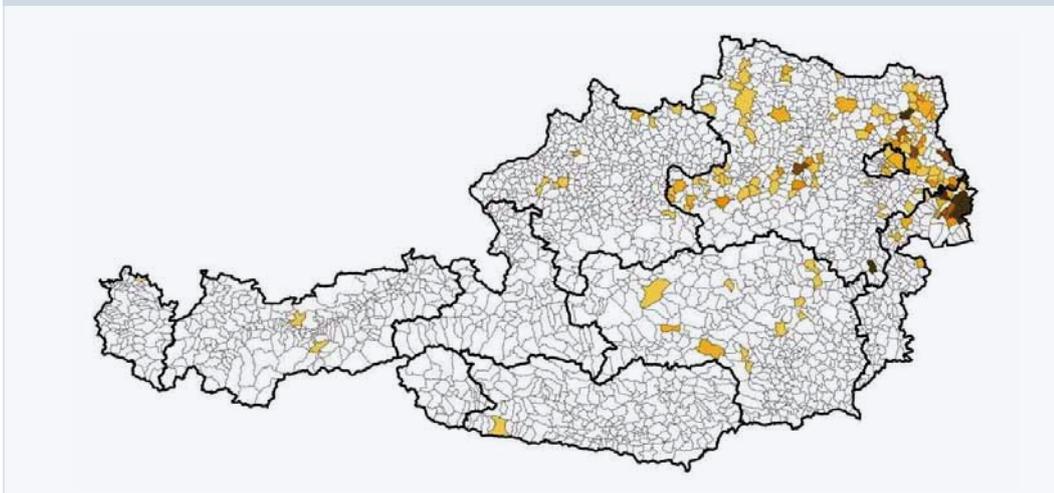
**Tabelle 22**  
Windanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich; z. B. aufgrund von Teilbetriebnahmen, Vertragsverhältnisse zum Stichtag und auch unvollständigen Angaben.)

Tabelle 23 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Windkraftanlagen, die im Jahr 2012 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die durchschnittliche Anzahl der Volllaststunden aller Anlagen auf 1.762 Stunden gestiegen, während bei einer Betrachtung nach leistungsbezogenen Gruppen der Wert in der Gruppe mit den

wenigsten Stunden deutlich niedriger als im Vorjahr ist. Zu erklären ist dies damit, dass viele der neuen Anlagen erst zur Jahreshälfte oder später in Betrieb gegangen sind – einige erst im Dezember 2012 – und somit nicht das ganze Jahr eingespeist haben, die Auswertung aber durchschnittliche Jahreswerte heranzieht.

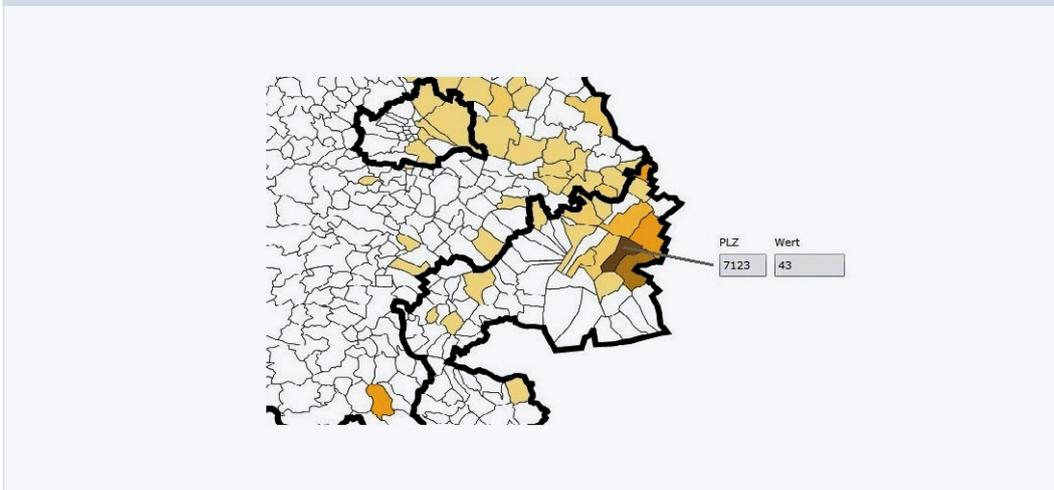
**REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT** nach Anzahl der Anlagen



**Abbildung 21**  
Regionale Verteilung von  
Windkraft in Österreich nach  
Anzahl der Anlagen

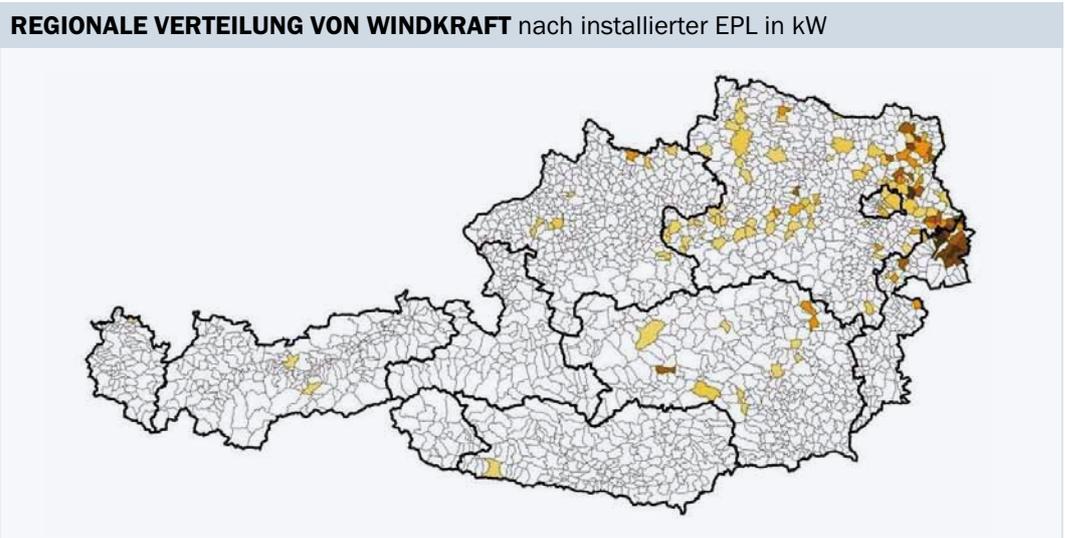
Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

**DETAILANSICHT: VERTEILUNG VON WINDKRAFT** nach Anzahl der Anlagen



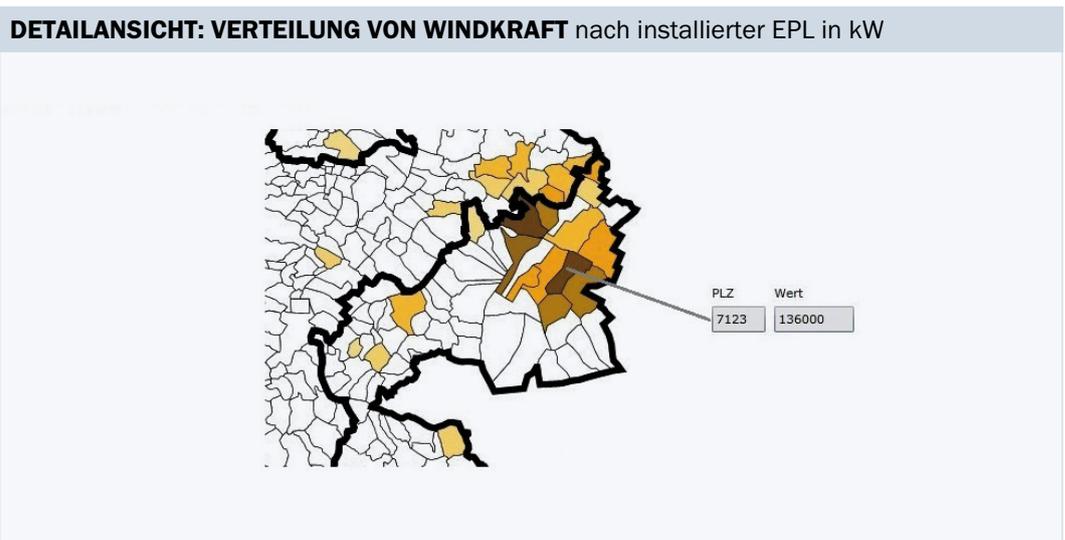
**Abbildung 22**  
Detailansicht: Wien/  
östliches Niederöster-  
reich/Burgenland (Nord)  
nach Anzahl von Windkraft-  
anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



**Abbildung 23**  
Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



**Abbildung 24**  
Detailansicht: Parndorfer Platte (NÖ) und nördliches Burgenland nach installierter EPL von Windkraftanlagen in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

**DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN WIND IM JAHR 2012**

	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	2.490	42
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	1.926	52
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	870	135
Alle Anlagen	1.762	229

**Tabelle 23**  
Durchschnittliche Volllaststunden Wind 2012

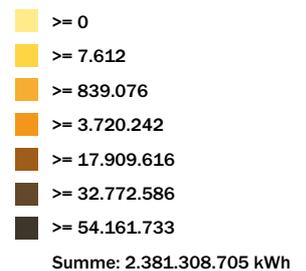
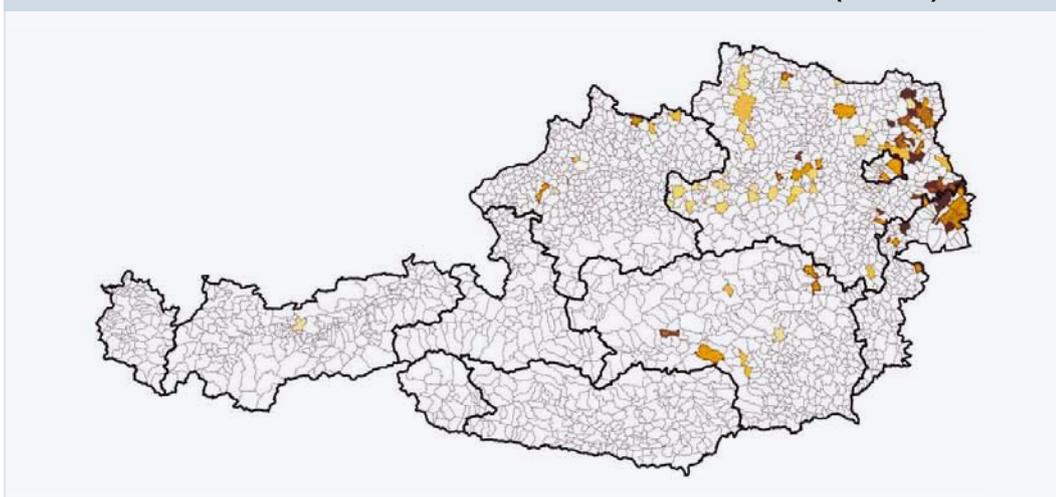
Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Windkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 21) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 23): In Ausschnitten von Regionen wie das östliche Niederösterreich und das nördliche Burgenland, die sehr windkraftintensiv sind,

werden hier Detailansichten gezeigt (Abbildung 22 und Abbildung 24).

Ergänzend dazu sind in Abbildung 25 die im Jahr 2012 erzeugten Windkraftmengen aus Anlagen, die einen Abnahmevertrag mit der OeMAG haben, dargestellt:

**ERZEUGTE WINDKRAFT AUS PRODUKTIONSGEFÖRDERTEN ANLAGEN (OeMAG) in kWh**



**Abbildung 25**  
Erzeugte Windkraft in Österreich im Jahr 2012 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

## Biomasse fest

Im Jahr 2012 waren 127 „Biomasse fest“-Anlagen mit einer installierten EPL von 324,75 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 6 Anlagen mehr als im Vorjahr, aber 0,68 MW weniger installierte EPL. Trotzdem wurde mit 1.982,96 GWh nahezu die gleiche Energiemenge aus fester Biomasse einge-

speist wie im Vorjahr (siehe auch Anstieg der Volllaststunden in Tabelle 25). Demgegenüber stehen 214 anerkannte Anlagen für feste Biomasse mit einer genehmigten installierten EPL von 438,91 MW, was einem Zuwachs von 11 Anlagen/3,43 MW installierte EPL entspricht.

<b>BIOMASSE FEST</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	11	36,22	242,26	11	35,97
Kärnten	16	55,01	322,21	30	75,48
Niederösterreich	30	94,92	607,37	57	112,42
Oberösterreich	10	34,44	226,86	20	63,86
Salzburg	14	22,58	131,73	15	27,58
Steiermark	27	24,20	123,41	58	65,18
Tirol	15	29,98	200,25	16	30,29
Vorarlberg	3	3,00	14,29	6	3,72
Wien	1	24,40	114,57	1	24,40
<b>Summe</b>	<b>127</b>	<b>324,75</b>	<b>1.982,96</b>	<b>214</b>	<b>438,91</b>

**Tabelle 24**  
„Biomasse fest“-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

<b>DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOMASSE FEST IM JAHR 2012</b>		
	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	8.122	23
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	6.940	27
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	4.450	51
Alle Anlagen	6.504	101

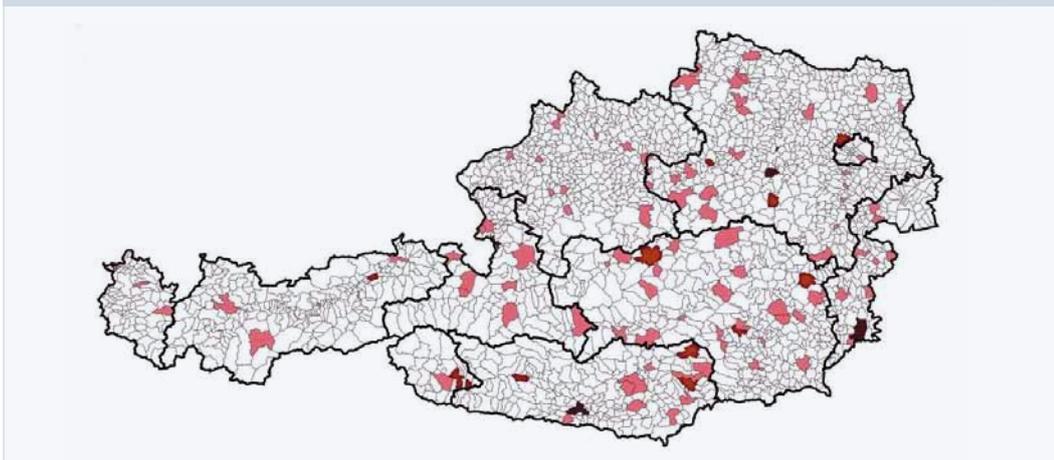
**Tabelle 25**  
Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2012

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Bei Betrachtung der Volllaststunden der „Biomasse fest“-Anlagen, die 2012 bei der Oe-MAG eingespeist haben, erkennt man einen Anstieg der Durchschnittswerte gegenüber dem Vorjahr, also eine bessere Auslastung.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Anlagen für feste Biomasse in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 26) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 27).

**REGIONALE VERTEILUNG VON FESTER BIOMASSE** in Österreich nach Anzahl der Anlagen

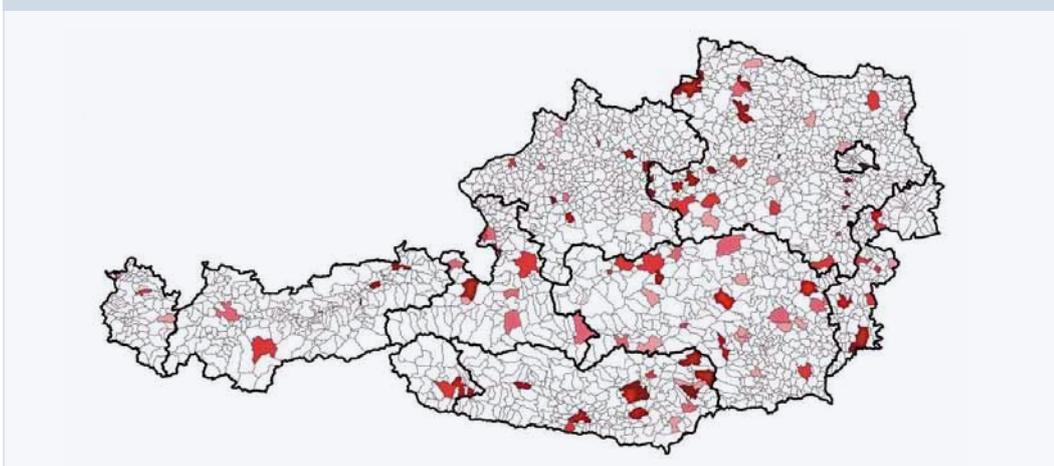


- >= 1
  - >= 2
  - >= 3
- Summe: 132 Anlagen

**Abbildung 26**  
Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach Anzahl der Anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

**REGIONALE VERTEILUNG VON FESTER BIOMASSE** nach installierter EPL in kW



- >= 1
  - >= 500
  - >= 1.000
  - >= 2.000
  - >= 5.000
  - >= 10.000
  - >= 20.000
- Summe: 334.857 kW

**Abbildung 27**  
Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

## Biogas

Im Jahr 2012 waren 291 Biogasanlagen mit einer installierten EPL von 81,24 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 3 Anlagen / 1,42 MW installierte EPL. Es wurden 34,56 GWh mehr Energie aus Biogas eingespeist als im Vorjahr. Dem gegenüber stehen 368 anerkannte Biogasanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 107,03 MW, was einem Zuwachs von 5 An-

lagen / 1,62 MW installierte EPL entspricht.

Tabelle 27 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Biogasanlagen, die im Jahr 2012 bei der OeMAG eingespeist haben. Auch hier ist in allen 3 Leistungsgruppen eine deutliche Erhöhung gegenüber dem Jahr 2011 festzustellen, der Durchschnittswert aller Anlagen liegt bei 7.149 Stunden.

**Tabelle 26**  
Biogas-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

<b>BIOGAS</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	16	6,20	40,11	28	12,86
Kärnten	31	6,35	37,63	37	8,00
Niederösterreich	90	33,48	231,73	104	39,61
Oberösterreich	63	13,08	93,63	80	16,49
Salzburg	13	1,89	10,93	13	2,42
Steiermark	36	14,45	108,97	54	19,52
Tirol	16	2,61	15,19	19	3,70
Vorarlberg	26	3,19	16,14	33	4,43
Wien	–	–	–	–	–
<b>Summe</b>	<b>291</b>	<b>81,24</b>	<b>554,33</b>	<b>368</b>	<b>107,03</b>

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

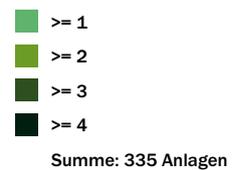
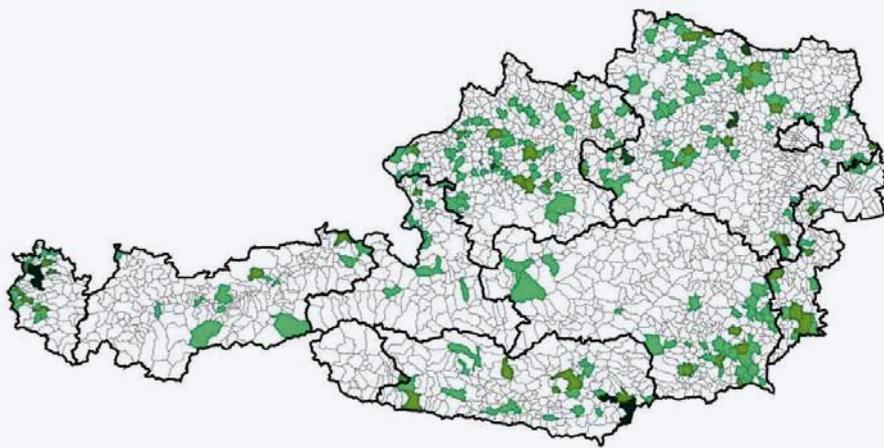
**Tabelle 27**  
Volllaststunden für Biogasanlagen im Jahr 2012

<b>DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOGAS IM JAHR 2012</b>		
	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	8.657	69
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	7.787	78
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	5.003	143
Alle Anlagen	7.149	290

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Biogasanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 28) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 29).

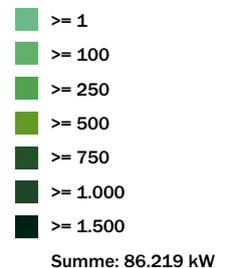
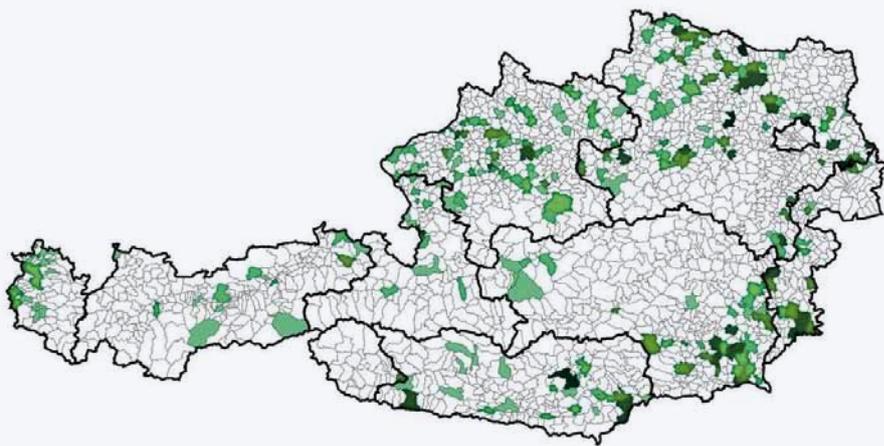
### REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGAS nach Anzahl der Anlagen



**Abbildung 28**  
Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach Anzahl der Anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

### REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGAS nach installierter EPL in kW



**Abbildung 29**  
Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

## Photovoltaik

Wie auch schon in den letzten Jahren sind bei der Photovoltaik nach wie vor enorme Wachstumszahlen zu verzeichnen. Im Jahr 2012 waren 11.348 Photovoltaikanlagen mit einer installierten EPL von 178 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 5.095 Anlagen mehr als im Jahr 2011 und eine Verdreifachung der installierten EPL, 123,33 MWh mehr, als im Vorjahr. Eingespeist wurden 101,3 GWh. Bei den anerkannten Photovoltaikanlagen waren 46.843 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 652,41 MW Ende 2012 registriert, was einem Zuwachs von 16.561 Anlagen/336,03 MW installierte EPL entspricht – somit mehr als eine Verdopplung des Vorjahreswertes.

Mit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2012 (01.07.2012) ist für PV-Anlagen bis 5 kWp kein Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheid mehr erforderlich, damit in der Stromnachweisdatenbank Herkunftsnachweise für diese Anlagen generiert werden können. Dadurch werden aber auch immer weniger der kleinen Anlagen in der Bescheid-Statistik erfasst.

Ebenso werden die neu hinzugekommenen Photovoltaikanlagen im Jahr 2012 auch erst ab einer Größe über 5 kW von der OeMAG mit Einspeisetarifen gefördert, d.h. auch in den OeMAG-Zahlen in Tabelle 28 sind diese kleineren Anlagen nicht enthalten.<sup>12</sup>

PHOTOVOLTAIK					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	331	3,81	2,35	1.150	11,00
Kärnten	506	9,52	7,64	1.638	34,33
Niederösterreich	2.056	33,21	16,80	15.760	167,25
Oberösterreich	3.692	41,60	24,41	11.417	130,38
Salzburg	685	12,74	7,58	1.945	42,06
Steiermark	2.408	48,85	27,06	8.866	173,89
Tirol	452	7,77	4,10	2.729	41,29
Vorarlberg	1.147	19,40	10,99	2.557	43,20
Wien	71	1,03	0,38	781	8,99
<b>Summe</b>	<b>11.348</b>	<b>178</b>	<b>101,30</b>	<b>46.843</b>	<b>652,41</b>

**Tabelle 28**  
Photovoltaik-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

<sup>12</sup> Ausnahme: Anlagen, die zum Marktpreis einspeisen, sowie ältere Abnahmeverträge (2009 und früher)

Eine Auswertung der Anerkennungsbescheide für Photovoltaik liefert folgendes Ergebnis:

<b>GRÖSSENVERTEILUNG DER 2012 ANERKANNTEN PV-ANLAGEN (über 5 kW EPL)</b>		
<b>EPL</b>	<b>Anzahl Anlagen</b>	<b>Summe installierte EPL</b>
500 kW und größer	62	34.041 kW
100 kW bis < 500 kW	398	94.534 kW
> 20 kW bis < 100 kW	1.731	67.354 kW
> 6 kW bis 20 kW	7.273	100.344 kW
5 kW bis 6 kW	4.308	22.675 kW

**Tabelle 29**  
Größenverteilung der im Jahr 2012 anerkannten PV-Anlagen

Quelle: E-Control

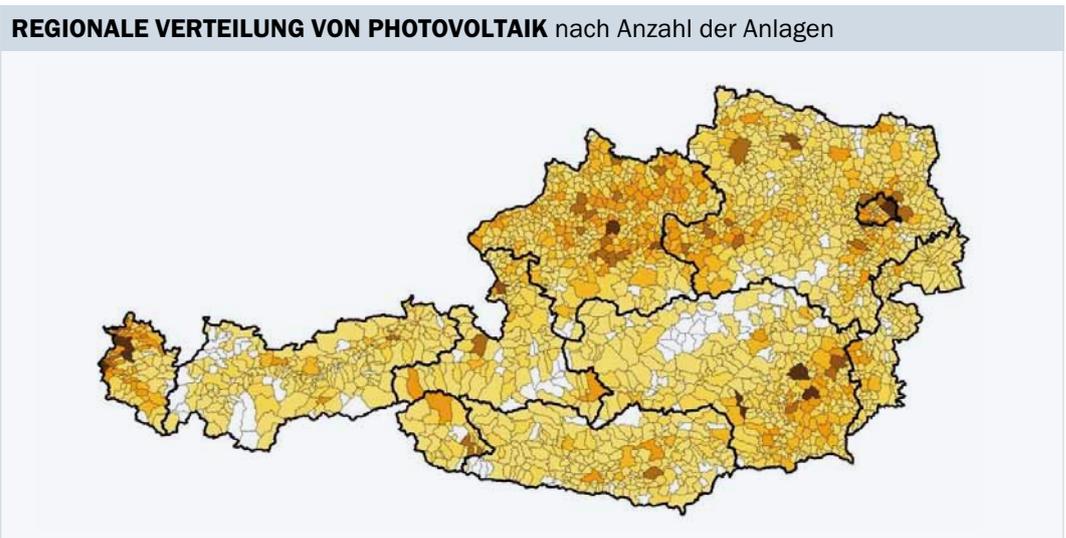
Betrachtet man die Volllaststunden bei den Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2012 bei der OeMAG eingespeist haben, ist hier ein leichter Anstieg zu erkennen, lediglich bei der Gruppe mit den wenigsten Volllaststunden sank der Wert, erklärbar damit, dass keine ganzjährige Einspeisung stattgefunden hat.

<b>DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK IM JAHR 2012</b>		
	<b>VL-Std</b>	<b>Anzahl Anlagen</b>
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	1.437	2.030
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	1.072	2.788
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	362	6.558
Alle Anlagen	957	11.376

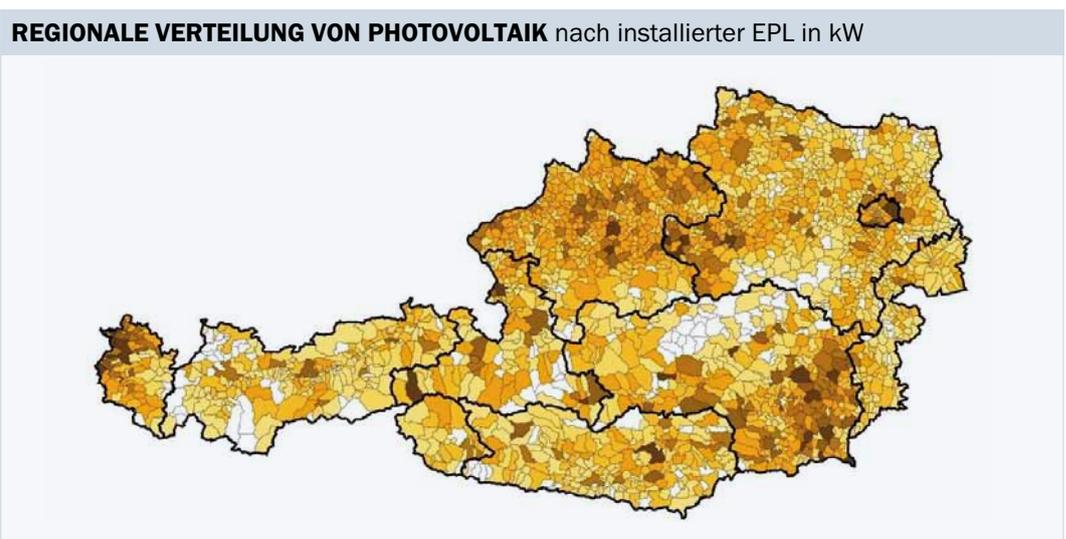
**Tabelle 30**  
Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik im Jahr 2012

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Photovoltaikanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 30) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 31). In diesen Karten zeigt sich, dass die Photovoltaik die einzige Technologie ist, die nahezu flächendeckend in Österreich verbreitet ist, ausgespart bleiben lediglich mehr oder weniger die alpinen Bereiche.



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

## Biomasse flüssig

Im Jahr 2012 waren 38 Anlagen für flüssige Biomasse mit einer installierten EPL von 5,51 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies sind 7 Anlagen/3,88 MWh weniger installierte EPL. Die eingespeiste Menge der Energie aus flüssiger Biomasse sank von 11,98 GWh auf nur

noch 0,34 GWh. Auch die Zahl der anerkannten „Biomasse flüssig“-Anlagen sank um 2 Anlagen auf 93 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 25,28 MW, dies sind 0,14 MW weniger installierte EPL.

<b>BIOMASSE FLÜSSIG</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	–	–
Kärnten	4	0,89	0,00	13	3,40
Niederösterreich	16	1,41	0,11	28	3,88
Oberösterreich	4	0,22	0,050	4	0,36
Salzburg	–	–	–	12	1,14
Steiermark	9	0,27	0,09	21	1,63
Tirol	2	1,25	0,06	6	1,85
Vorarlberg	3	1,47	0,03	9	13,03
Wien	–	–	–	–	–
<b>Summe</b>	<b>38</b>	<b>5,51</b>	<b>0,34</b>	<b>93</b>	<b>25,28</b>

**Tabelle 31**  
„Biomasse flüssig“-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

## Deponie- und Klärgas

Im Jahr 2012 waren 45 Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten EPL von 16,38 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 1 Anlage/0,37 MW installierte EPL. Dennoch wurden mit 30,73 GWh 25% weniger Energie aus Deponie- und Klärgas eingespeist als im Vorjahr.

Dem gegenüber stehen 71 anerkannte Anlagen dieser Technologie mit einer genehmigten installierten EPL von 30,30 MW, was auch einem Zuwachs von 1 Anlage entspricht, aber gleichzeitig sank die installierte EPL um 0,1 MW (Leistungsänderungen bestehender Anlagen).

<b>DEPONIE- UND KLÄRGAS</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	1	0,40	–	1	0,40
Kärnten	5	2,77	3,42	7	3,23
Niederösterreich	7	1,41	2,10	13	7,82
Oberösterreich	5	1,24	1,54	9	6,06
Salzburg	3	0,37	0,26	5	1,26
Steiermark	5	2,05	1,55	10	3,32
Tirol	12	5,09	10,51	17	5,68
Vorarlberg	6	2,13	6,09	8	1,88
Wien	1	0,92	5,26	1	0,66
<b>Summe</b>	<b>45</b>	<b>16,38</b>	<b>30,73</b>	<b>71</b>	<b>30,30</b>

**Tabelle 32**  
Deponie- und Klärgas-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

## Geothermie

Seit Jahren keine Veränderung gibt es bei der Geothermie. Unverändert sind die beiden Anlagen (Steiermark und Oberösterreich) bei

der OeMAG unter Vertrag, lediglich die Einspeisemenge sank auf 0,68 GWh und war damit 0,38 GWh unter dem Vorjahreswert.

<b>GEOTHERMIE</b>					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2012			Anerkannte Anlagen per 31.12.2012	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2012 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
<b>Summe</b>	<b>2</b>	<b>0,92</b>	<b>0,68</b>	<b>2</b>	<b>0,92</b>

**Tabelle 33**  
Geothermie-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

## Großwasserkraft

Abschließend wird die Leistungsentwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen in Tabelle 34 dokumentiert. Neben den Anerkennungsbescheiden für die Ökostromanlagen der in den vorangehenden Kapiteln dargestellten Technologien, die vor allem durch

das Ökostromgesetz mit Einspeisetarifen gefördert werden, liegen auch Ökostrombescheide für diese Technologie vor. Diese Bescheide sind notwendig, damit für diese Anlagen Herkunftsnachweise aus der Stromnachweisdatenbank ausgestellt werden können.

<b>ENTWICKLUNG DER ANERKANNTEN GROSSWASSERKRAFTANLAGEN</b> (Wasserkraftanlagen > 10 MW)		
	Anzahl	Leistung in MW
2002	1	9,8
2003	52	3.507,4
2004	110	8.599,6
2005	124	10.440,6
2006	124	10.440,6
2007	124	10.595,4
2008	124	10.603,3
2009	126	10.640,5
2010	133	10.818,1
2011	135	10.946,1
<b>2012</b>	<b>137</b>	<b>11.487,5</b>

**Tabelle 34**  
Entwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen (Wasserkraftanlagen > 10 MW) von 2002 bis 2012 (Stichtag jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

## Impressum

### **Eigentümer, Herausgeber und Verleger:**

Energie-Control Austria  
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien  
Tel.: +43 1 24 7 24-0  
Fax: +43 1 24 7 24-900  
E-Mail: office@e-control.at  
www.e-control.at  
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol  
Facebook: www.facebook.com/energie.control

### **Für den Inhalt verantwortlich:**

DI Walter Boltz und  
Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA  
Vorstände Energie-Control Austria

**Konzeption & Design:** Reger & Zinn OG

**Text:** Energie-Control Austria

**Druck:** Druckerei Robitschek

### **Hinweis zu den statistischen Daten:**

Die Daten im Ökostrombericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Mitte Juli 2013. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© Energie-Control Austria 2013



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“  
des Österreichischen Umweltzeichens,  
Druckerei Robitschek, UUV-Nr 698.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Redaktionsschluss: Mitte Juli 2013

