

Gutachten

**Im Auftrag des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und
Wirtschaft**

Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019

**erstellt von
Dr. Harald Proidl
DI Michael Sorger
Energie-Control Austria**

Wien, 5. Oktober 2017

Auftrag

Der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft hat mit Schreiben vom 24. Juli 2017 die Energie-Control Austria mit der Erstellung von Befund und Gutachten über die Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019 beauftragt.

„Die gegenwärtige Ökostrom-Einspeisetarifverordnung (ÖSET-VO) 2016 gilt bis Ende 2017. Somit wäre für Vertragsabschlüsse nach dem 31.12.2017 eine neue Verordnung zu erlassen, in die auch die neuen Bestimmungen der „kleinen Ökostromgesetz-Novelle“ einfließen müssen.

Es ergeht daher der Auftrag für die Erstellung eines in sich geschlossenen Vorschlags für Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz (ÖSG) 2012 idgF nach Möglichkeit und Prognostizierbarkeit für den Zeitraum bis Ende 2019. Dabei wäre auch die Fragestellung zu behandeln, ob sich die nunmehr errechneten Tarife in der Bandbreite der geltenden Tarife und der im Gesetz festgelegten 8%- bzw. 1%-Abschläge bewegen.

Es ist vorerst nicht beabsichtigt, die in der geltenden Einspeisetarifverordnung angeführten Mengen- und Leistungsschwellen abzuändern, so nicht maßgebliche Gründe für eine Änderung, die im Gutachten darzustellen wären, eine solche Abänderung zweckmäßig bzw. notwendig erscheinen ließen.

Was die Einspeisetarife für Photovoltaik betrifft, so ist die mit der Novelle eingefügte neue Förderschiene (Investitionszuschüsse gem. § 27a ÖSG 2012 idgF) zu berücksichtigen und sollten daher auch Szenarien eines reinen Einspeisetarifs (ohne damit verknüpfte Investitionsförderung) und eines kombinierten Tarifs mit einem niedrigeren Investitionszuschuss analysiert werden.

Zudem sollten im Gutachten die Auswirkungen der Berücksichtigung des vom Antragsteller anzugebenden Eigenversorgungsanteils (§ 15a Abs. 1 Z 9, § 18 Abs. 1, § 23 Abs. 5 ÖSG 2012 idgF) auf den festzulegenden Tarif für die ins öffentliche Netz eingespeisten Strommengen dargestellt werden. Hierbei wären unterschiedliche Eigenversorgungsanteile und unterschiedliche Strombezugskosten zu analysieren.

Es wird wiederum ersucht, die Datengrundlagen und Berechnungsmethoden detailliert darzustellen.

Einer Vorlage von Befund und Gutachten wird bis zum 30. September 2017 entgegen gesehen.“

Wien, am 5. Oktober 2017



Dr. Harald Proidl
Energie-Control Austria
Leiter Ökoenergie und Energieeffizienz
Vereidigter Sachverständiger des Wirtschaftsministeriums

1 Vorwort

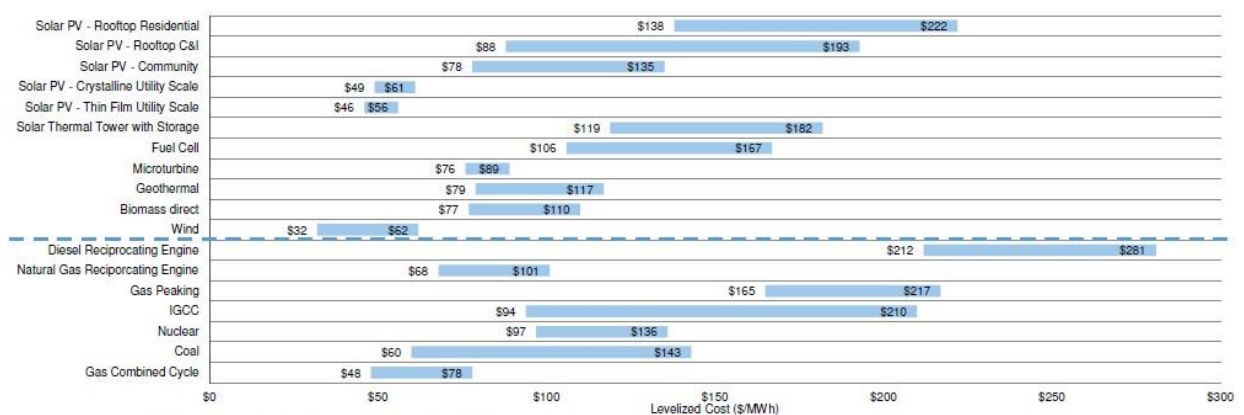
Der Strom aus Erneuerbaren ist weltweit am Vormarsch. Durch die massenhafte Anwendung und der technischen Weiterentwicklung, hat sich auch ein Degressionseffekt bei den Kosten der Anlagen eingestellt. Dies wird etwa durch Moody's in einem Bericht aus September 2017 bestätigt. Moody's hebt dabei hervor, dass z.B. die Kosten für Wind und Photovoltaik seit 2010 um 60 bis 80 % gesunken sind. Im Bereich der Photovoltaik wird angeführt, dass die Modulpreise seit 2016 um 20 % gefallen sind.

Im Bereich der Windkraft wird weiters erwähnt, dass die Kosten Mitte der 2000er aufgrund steigender Stahlpreise zwar gestiegen sind, seitdem sind sie aber wiederum beachtlich gesunken. Neben den Kosten konnte auch die Effizienz gesteigert werden. Größere Windräder mit größeren Rotorblättern, die sich besser und zeitnaher auf die sich ändernden Windbedingungen einstellen, haben ebenfalls zu höheren Volllaststunden geführt.

In Abbildung 1 sind die Stromerzeugungskosten für diverse Technologien dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass Wind und Photovoltaik bei den Erzeugungskosten in manchen Teilen der Welt mit neuen und nicht-unterstützten brennstoffabhängigen Technologien konkurrieren können.

Abbildung 1: Stromerzeugungskosten (LCOE)

Exhibit 3
Unsubsidized Levelized Cost of Energy comparison
 Solar and wind are both competitive with fossil generation



Note 1: Assumes 60% debt at 8% and 40% equity at 12%. Analysis excludes integration costs for intermittent technologies.
 Note 2: Wind represents onshore wind. Median price for offshore wind is shown by a diamond on the same row
 Source: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 10.0, December 2016

Die eben präsentierten Zahlen sollten nur ein „big picture“ über die weltweiten Entwicklungen darstellen. Das vorliegende Gutachten wird in weiterer Folge in gewohnter Weise auf die Situation und Spezifika in Österreich eingehen. Anhand der verfügbaren Zahlen und Informationen werden entsprechende Vorschläge für die Einspeisetarife in den Jahren 2018 und 2019 abgeleitet.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	4
2	Methodik und Vorbemerkungen	10
2.1	Details zur Berechnungsmethode	12
2.2	Details zum Ausbau und zum zusätzlichen Unterstützungsvolumen	14
3	Entwicklung der Volllaststunden laut Stromnachweisdatenbank	16
4	Datenerhebung laut § 40 Abs. 1a	19
4.1	Ablauf der Datenerhebung	19
4.2	Datenerhebung Wind	20
4.3	Datenerhebung feste Biomasse	22
4.4	Datenerhebung Biogas	23
4.5	Datenerhebung Kleinwasserkraft	24
4.6	Kritische Betrachtung von Seiten der Gutachter.....	26
5	Die Vorschläge für Einspeisetarife	28
5.1	Photovoltaik	28
5.1.1	Exkurs: Ausschreibungen für Freiflächen in Deutschland	28
5.1.2	Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen 2017	29
5.1.3	Berechnete Photovoltaiktarife für 2018 und Abschläge für 2019.....	33
5.2	Windkraft.....	36
5.2.1	Exkurs: Entwicklung der Einspeisetarife in Deutschland.....	37
5.2.2	Umrechnung des Tarifs für 2017	38
5.2.3	Berechnete Windtarife für 2018 und Abschläge für 2019.....	39
5.3	Feste Biomasse	40
5.3.1	Berechnete Tarife für feste Biomasse 2018 und Abschläge für 2019	41
5.3.2	Tarife für feste Biomasse 2018 und Abschläge für 2019 - § 20 Abs. 4 Z 4	44
5.4	Biogas.....	44
5.4.1	Berechnete Biogastarife für 2018 und Abschläge für 2019	45
5.5	Kleinwasserkraft.....	48
5.5.1	Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen 2015.....	49
5.5.2	Berechnete KWKW Tarife für 2018 und Abschläge für 2019	51
5.6	Stromboje	54
5.6.1	Vorhandene Datenbasis	55
5.6.2	Berechneter Tarif Stromboje für 2018.....	55
5.7	Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas)	56
6	Zusammenfassung der Empfehlungen	57
7	Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen	59
8	Quellen	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Fiktive Anlage - Variation der Inputparameter	13
Tabelle 2: Kontrahierte Leistung OeMAG zwischen 2014 und 2017	14
Tabelle 3: Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik - Drittelung nach Engpassleistung	16
Tabelle 4: Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik - Drittelung nach Anzahl der Anlagen	16
Tabelle 5: Durchschnittliche Volllaststunden Wind - Drittelung nach Engpassleistung	17
Tabelle 6: Durchschnittliche Volllaststunden Wind - Drittelung nach Anzahl der Anlagen	17
Tabelle 7: Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse - Drittelung nach Engpassleistung	17
Tabelle 8: Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse - Drittelung nach Anzahl der Anlagen	17
Tabelle 9: Durchschnittliche Volllaststunden Biogas - Drittelung nach Engpassleistung	18
Tabelle 10: Durchschnittliche Volllaststunden Biogas - Drittelung nach Anzahl der Anlagen	18
Tabelle 11: Durchschnittliche Volllaststunden KWKW - Drittelung nach Engpassleistung	18
Tabelle 12: Durchschnittliche Volllaststunden KWKW - Drittelung nach Anzahl der Anlagen	18
Tabelle 13: Auswertung der OeMAG Anträge 2013 – 2017	30
Tabelle 14: Auswirkung des Abrechnungsgrades 2016 und 2017	31
Tabelle 15: Spezifische Investitionskosten für unterschiedliche Leistungsklassen	32
Tabelle 16: Tarife für diverse Leistungsklassen	34
Tabelle 17: Tarife für diverse Leistungsklassen unter Berücksichtigung von 30% Eigenverbrauch	35
Tabelle 18: Vergütung laut EEG - Entwicklung 2017	38
Tabelle 19: Gültiger Tarif 2017 und Vorschlag für 2018	39

Tabelle 20: Entwicklung der Berechnungsparameter feste Biomasse bis 500 kW bzw. hocheffiziente 500 kW	41
Tabelle 21: Entwicklung der Berechnungsparameter feste Biomasse bis 10 MW	42
Tabelle 22: Entwicklung der Berechnungsparameter Biogas bis 250 kW	46
Tabelle 23: Entwicklung der Berechnungsparameter bei Kleinwasserkraft	52
Tabelle 24: Einnahmen einer 2 MW Anlagen – 1 % Abschlag für 2018	54
Tabelle 25: Einnahmen einer 2 MW Anlagen - vorgeschlagener Tarif 2018.....	54
Tabelle 26: Entwicklung der Einspeisetarife und Vorschläge für 2018 und 2019	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugungskosten (LCOE)	4
Abbildung 2: Stand zusätzliche Unterstützungsvolumen 2017 - 2025.....	15
Abbildung 3: Betriebskosten Wind normiert auf 2.400 Volllaststunden	21
Abbildung 4: Spezifische Investitionskosten Wind	21
Abbildung 5: Normierte Betriebskosten über spezifischen Investitionskosten - Windkraft.....	22
Abbildung 6: Betriebskosten Kleinwasserkraft normiert auf 4.500 Volllaststunden.....	24
Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten Kleinwasserkraft	25
Abbildung 8: Normierte Betriebskosten über spezifischen Investitionskosten - Kleinwasserkraft	25
Abbildung 9: Zuschläge der Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen.....	29
Abbildung 10: Auswertung bearbeitet OeMAG Anträge für das Jahr 2017.....	30
Abbildung 11: Onlineerhebung Investitionskosten 2016	32
Abbildung 12: Onlineerhebung Investitionskosten 2017	33
Abbildung 13: Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten und des gültigen Einspeisetarifs sowie des Marktpreises	37
Abbildung 14: Preisentwicklung von Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser- Scheitholz (Mischpreis).....	40
Abbildung 15: Energieholzindex (Bezugsjahr 1979)	41
Abbildung 16: Entwicklung der Rohstoffkosten Mahlroggen, Heu, Körnermais.....	45
Abbildung 17: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet.....	49
Abbildung 18: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet bis 500 kW	50
Abbildung 19: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet größer 500 kW	50

2 Methodik und Vorbemerkungen

Eingangs sollte noch einmal in Erinnerung gerufen werden, dass die Einspeisetarife für die Ökostrom-Technologien einigen Grundsätzen entsprechen sollen. Diese leiten sich aus § 4 ÖSG 2012 ab:

- Förderung von effizienten Technologien,
- effizienter Einsatz der Fördermittel,
- Erreichung der Marktreife der Technologien.

Die Entwicklungen der einzelnen Technologien im Sinne von Förderbedarf, Ausbauniveau, Marktfähigkeit etc. war in der Vergangenheit unterschiedlich. Bei den rohstoffunabhängigen Technologien war seit der Einführung des ÖSG 2012 ein starker Ausbauanstieg zu erkennen. Rohstoffabhängige Technologien stagnieren jedoch aufgrund der Entwicklung der Rohstoffpreise und des starren Fördersystems, wobei das verfügbare Unterstützungsvolumen trotzdem auch hier ausgeschöpft ist.

Wird als Marktreife die Deckung aller Kosten ausschließlich durch den Strommarktpreis angesehen, so ist diese, nicht nur aufgrund des gesunkenen Strommarktpreises, weiterhin für den Großteil der Technologien und Anlagen nicht zutreffend – dies betrifft aktuell natürlich auch jene Technologien und Anlagen, die nicht vom ÖSG erfasst sind.

Gemäß Gutachtensauftrag soll, auf Basis der Prognostizierbarkeit, für den Zeitraum bis Ende 2019 ein geschlossener Vorschlag über Einspeisetarife vorgelegt werden. Dabei soll auch die Fragestellung behandelt werden, ob die berechneten Tarife in der Bandbreite jener Reduktionsparameter bewegen, die sich aufgrund der Reduktion laut § 19 Abs. 2 Ökostromgesetz ergeben würden.

Das vorliegende Gutachten stützt sich auf:

- aktuell gültige Tarife
- eine Datenerhebung zu Neuanlagen der Jahre 2015 bis 2017 unter Anlagenbetreiber in den Bereichen Wind, Kleinwasserkraft (inkl. Stromboje) fester Biomasse und Biogas

- Auswertungen der Investitionskosten von PV-Anlagen und Kleinwasserkraftanlagen aufgrund der OeMAG Förderung
- die Grundlagen, Methodik und Berechnungen der zurückliegenden Expertisen der Energie-Control Austria (E-Control),

Wie in den vorhergehenden Gutachten wurden die Berechnungen der Erzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien mit einer Investitionsrechnung unter der Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Bei diesem dynamischen Verfahren werden einmalige sowie periodische Zahlungen in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet und so die Kosten pro erzeugte Energieeinheit bestimmt.

Das ÖSG 2012 sieht für rohstoffabhängige Technologien einen Vergütungszeitraum von 15 Jahren und für rohstoffunabhängige Technologien einen Zeitraum von 13 Jahren vor. Dementsprechend werden die Tariflaufzeiten für die Anlagenbeispiele angesetzt, und die Investitionskosten werden über diesen Zeitraum abgeschrieben.

Bei Biomasse fest und Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass die anfallende Wärme als Koppelprodukt verkauft wird. Die daraus resultierenden Erlöse werden aliquot zu den Gesamterlösen aus Strom und Wärme von den einzelnen Kosten abgezogen.

Der kalkulatorische Zinssatz für die Berechnungen, der die Gewinnerwartung des Investors bezogen auf das Eigenkapital und eine Risikoprämie beinhaltet, beträgt weiterhin 6%. Dieser Wert deckt sich weiterhin mit § 24 Abs. 4 des novellierten ÖSG 2012 und wird für alle Technologien angewendet.

Die Kalkulation erfolgt mit Netto-Preisen, da von einer unternehmerischen Tätigkeit ausgegangen wird.

Die Grundlagen sind im Wesentlichen dem Quellenverzeichnis zu entnehmen und wurden (soweit wie möglich) gegenüber den letzten Gutachten aktualisiert. Diese Grundlagen beinhalten Kostenbewertungen bis zum jeweils aktuellen Stand. Die tatsächliche Höhe der Einspeisetarife wurde (und wird) nach der vom Ökostromgesetz vorgegebenen Herstellung des Einvernehmens mit den gesetzlich festgelegten Einvernehmensressorts bestimmt und verordnet.

Abschließend sei auch noch einmal auf das eigentliche Wesen der Förderung bzw. der Einspeisetarife hingewiesen: die Einspeisetarife sind über die gesamte Laufzeit der

Förderung fixiert und werden abgesehen von einer zusätzlichen Komponente wie dem Betriebskostenzuschlag nachträglich adaptiert. Weiters repräsentieren die Einspeisetarife im Prinzip einen Durchschnittswert und werden natürlich auch nicht etwa Standortbedingungen oder Anlagenspezifika angepasst. Weiters muss mit einem gewährten Einspeisetarif auch nicht die Ausfinanzierung einer Anlage innerhalb der Förderlaufzeit garantiert sein – man muss auch davon ausgehen, dass Anlagen auch nach der Förderlaufzeit weiter laufen und entsprechende Erlöse aus dem Verkauf der Energie generieren. Klar ist: aufgrund des gewählten Ansatzes gibt es „Gewinner“ und „Verlierer“ im System – je günstiger Finanzierung und Betrieb bzw. je höher der Ertrag einer Anlage, desto eher profitieren diese Anlagenbetreiber überproportional vom System.

Ziel sollte es unbedingt sein mit dem verfügbaren Förderkontingent so viele Anlagen (bzw. Leistung) wie möglich zu errichten. Die Ausschöpfung der Kontingente, die jahrelangen Wartelisten und die Informationen über die Investitionskosten lassen bereits einen groben Schluss darüber zu, dass die Einspeisetarife in der Vergangenheit zumindest nicht zu gering angesetzt waren.

2.1 Details zur Berechnungsmethode

Wie im letzten Gutachten wird eingangs nochmals die grundlegende Methodik der Berechnung von Einspeisetarife dargelegt. Diese wurde als solche zuvor bereits kurz beschrieben und nun um einige Details ergänzt. Im Zuge der Genehmigung des ÖSG 2012 durch die EU-Kommission wurde die Annuitätenmethode als Berechnungsmethode für die Tariffhöhe vom BMWFW gegenüber dieser angeführt. Dazu wurden auch entsprechende Beispielrechnungen, wie in diesem Abschnitt dargestellt, weitergeleitet.

Zum besseren Verständnis wurden in Tabelle 1 Berechnungen für eine fiktive Anlage mit folgenden Ausgangswerten vorgenommen:

- Installierte Leistung 100 kW
- Spezifische Investitionskosten 5.000 EUR/kW
- Betriebskosten 300 EUR/a
- Wartung 1% der ursprünglichen Investitionskosten p.a.

- Volllaststunden 3.000
- Laufzeit 13 Jahre
- Verzinsung 6%

Mit diesen Parametern würde sich, wie in Spalte A zu sehen ist, ein Tarif von 20,59 Cent/kWh ergeben. Aus der einmaligen Investition und den wiederkehrenden Betriebskosten wird der Kapitalwert berechnet. Aus dem Kapitalwert wiederum wird die Annuität berechnet. Dieser Wert muss jährlich mittels des vergüteten Stroms eingenommen werden, um eine Verzinsung von 6% zu bewerkstelligen. Die Annuität wird durch den erzeugten Strom dividiert, wodurch sich in Beispiel A eben der Tarif von 20,59 Cent/kWh ergeben würde. In den weiteren Beispielen wurden einzelne Parameter variiert.

- In Beispiel B wurde ein Investitionszuschuss von 50.000 EUR angenommen, wodurch der notwendige Tarif auf 18,71 Cent/kWh sinken würde.
- In Beispiel C wurden die Wartungskosten auf 5% der Investitionskosten erhöht, wodurch der notwendige Tarif auf 27,76 Cent/kWh steigen würde.
- In Beispiel D wurde die Laufzeit auf 15 Jahre erhöht, wodurch der notwendige Tarif auf 18,93 Cent/kWh sinken würde.

Tabelle 1: Fiktive Anlage - Variation der Inputparameter

		A	B	C	D
			Investitionszuschuss	Betriebskosten	Laufzeit
Engpassleistung	kW	100	100	100	100
Investitionszuschuss	€	0,00	50.000,00	0,00	0,00
spezifische Investitionskosten	€/kW	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Gesamtinvestitionskosten	€	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Betriebskosten	€/a	300,00	300,00	300,00	300,00
Wartung		1,00%	1,00%	5,00%	1,00%
Volllaststunden	h/a	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
Laufzeit	a	13	13	13	15
Zinsen gesamt	% p.a.	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Faktor (1+i)^n		2,13293	2,13293	2,13293	2,39656
Jahresproduktion	kWh/a	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Erzeugungskosten					
Absolutwerte (€)					
Investitionskosten	€	500.000	450.000	500.000	500.000
Betriebskosten	€/a	5.300	5.300	25.300	5.300
Kapitalwert	€	-546.919,22	-496.919,22	-723.972,88	-551.474,92
Annuität	€/a	-61.780,05	-56.132,05	-81.780,05	-56.781,38
Kosten/kWh	C/kWh	20,59	18,71	27,26	18,93

[Quelle: Darstellung E-Control]

Für unterschiedliche Technologien fallen unterschiedliche Kosten sowie auch Einnahmen an. Bei den rohstoffabhängigen Kosten sind dies z.B. die Brennstoffkosten sowie Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Bei den einzelnen Berechnungskapiteln werden diese jedoch nochmals separat angeführt.

2.2 Details zum Ausbau und zum zusätzlichen Unterstützungsvolumen

In Tabelle 2 ist die kontrahierte Leistung der Jahre 2014 bis 2017 aufgelistet, wobei einige dieser Anlagen noch nicht gebaut wurden. Den deutlichsten Anstieg gab es dabei im Bereich der Windkraft (775 MW) gefolgt von der Photovoltaik mit 371 MW.

Tabelle 2: Kontrahierte Leistung OeMAG zwischen 2014 und 2017

in kW	2014	2015	2016	2017	
Biogas	5.718	6.092	12.221	678	24.709
Biomasse	17.548	10.785	26.854	14.201	69.388
Photovoltaik	81.161	80.299	104.063	105.600	371.122
KWKW	21.316	12.450	12.330	13.475	59.572
Wind	217.940	204.403	186.140	166.740	775.223
Summe	343.683	314.029	341.607	300.694	1.300.013

[Quelle: OeMAG, E-Control | August 2017]

In Abbildung 2 ist der Ausschöpfungsgrad des zusätzlichen Unterstützungsvolumens dargestellt. Im Bereich der Photovoltaik gibt es keine Warteliste, weswegen das zusätzliche Unterstützungsvolumen für 2018 auch noch nicht ausgeschöpft werden kann.

Für die Windkraft sind die Mittel bis 2024 bereits zur Gänze vergeben und 2025 ist ebenfalls bereits teilweise ausgeschöpft.

Die Mittel für feste Biomasse und Biogas sind laut Stand August 2017 bis über 2025 hinaus ausgeschöpft.

Im Bereich der Kleinwasserkraft sind die Mittel bis zum Jahr 2022 bereits zur Gänze ausgeschöpft und auch schon partiell im Jahr 2023.

Die Mittel des Resttopfs sind ebenfalls bis 2024 bereits ausgeschöpft, wobei der Großteil der Mittel der Windkraft zuzuordnen ist.

In dieser Auswertung wurden folgende Auswirkungen der Novelle noch nicht berücksichtigt:

- der Umverteilung im Bereich der Kleinwasserkraft - diese erhält zukünftig 2,5 Mio. EUR und der Resttopf wird um 1 Mio. EUR reduziert
- der Wartelistenabbau für Kleinwasserkraft und Windkraft
- und die Nachfolgetarife für Biogas

Abbildung 2: Stand zusätzliche Unterstützungsvolumen 2017 - 2025

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Biogas	382.958	627.812	1.408.622	1.133.321	369.492	178.086	1.101.356	117.976	528.844
Biomasse	9.786.883	9.338.923	8.509.319	6.814.021	6.623.579	6.797.363	5.880.308	6.871.295	6.423.065
Photovoltaik	8.541.717								
KWKW	2.018.921	1.511.679	1.698.173	1.841.576	1.762.529	1.805.529	225.467		
Wind	25.828.871	24.455.111	23.137.661	22.065.535	21.027.865	20.038.396	20.285.783	20.295.060	16.547.318
	46.559.350	35.933.524	34.753.775	31.854.453	29.783.464	28.819.373	27.492.915	27.284.331	23.499.227

[Quelle: OeMAG, E-Control | August 2017]

Bereits in den vorigen Gutachten wurde auf die folgende Tatsache hingewiesen:

„Deutlich zu erkennen ist, dass das System erneut in Gefahr läuft, eine Warteliste aufzubauen, welche sich teils über drei Jahre hinaus erstreckt. Nach dieser Zeit läuft die Gültigkeit des ursprünglichen Antrags der Anlagen aus. Mit dem ÖSG 2012 wurden gesondert Mittel für den Abbau der damaligen Warteliste zur Verfügung gestellt. Im Bereich der Windkraft war dabei für Anlagen, welche erst für eine Kontrahierung im Kalenderjahr 2014 oder danach gereiht gewesen wären, ein Abschlag von 9,7 Cent/kWh auf 9,5 Cent/kWh vorgesehen.

Im Bereich der Photovoltaik betrug der Abschlag je nach Tariffhöhe und Kontrahierungsjahr laut Warteliste zwischen 2,5 bis 22,5%.

Einziger Steuerungsmechanismus für die Ausbaugeschwindigkeit bzw. die Ausschöpfung der Kontingente im ÖSG 2012 ist die Tariffhöhe.“

3 Entwicklung der Volllaststunden laut Stromnachweisdatenbank

Neben anderen Faktoren stellen die Volllaststunden eine weitere wichtige Stellschraube bezüglich der Berechnung von Einspeisetarifen dar. In den folgenden Tabellen werden für alle Technologien die durchschnittlichen Volllaststunden gedrittelt nach Engpassleistung sowie der Anzahl der Anlagen dargestellt. Dabei wurde der produzierte Strom des Gesamtjahres 2016 all jener Anlagen, die in der Stromnachweisdatenbank registriert sind, in die Auswertung miteinbezogen. Es wurde somit nicht zwischen Bestands- oder Neuanlagen unterschieden.

Grundsätzlich wurden in der Folge bei den Berechnungen der Tarife Volllaststunden basierend auf den Datenerhebungen und Erfahrungswerten genutzt. In keinem Fall waren jedoch die Volllaststunden höher, als jene des besten Drittels der Bestandsanlagen aus der Stromnachweisdatenbank.

Tabelle 3: Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik - Drittelung nach Engpassleistung

<i>Dritteltung nach Engpassleistung</i>	VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	1.230	6.821
Mittleres Drittel	1.003	6.739
Schlechtestes Drittel	602	7.085
Alle Anlagen	940	20.645

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 4: Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik - Drittelung nach Anzahl der Anlagen

<i>Dritteltung nach Anzahl Anlagen</i>	VL-Std	Summe EPL
Bestes Drittel	1.229	190.461
Mittleres Drittel	999	191.130
Schlechtestes Drittel	594	183.127
Alle Anlagen	940	564.718

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 5: Durchschnittliche Volllaststunden Wind - Drittelung nach Engpassleistung

<i>Drittellung nach Engpassleistung</i>	VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	2.451	111
Mittleres Drittel	1.990	174
Schlechtestes Drittel	973	149
Alle Anlagen	1.759	434

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 6: Durchschnittliche Volllaststunden Wind - Drittelung nach Anzahl der Anlagen

<i>Drittellung nach Anzahl Anlagen</i>	VL-Std	Summe EPL
Bestes Drittel	2.388	1.028.965
Mittleres Drittel	1.941	706.575
Schlechtestes Drittel	951	852.997
Alle Anlagen	1.759	2.588.537

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 7: Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse - Drittelung nach Engpassleistung

<i>Drittellung nach Engpassleistung</i>	VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.200	23
Mittleres Drittel	7.162	29
Schlechtestes Drittel	3.782	51
Alle Anlagen	5.721	103

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 8: Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse - Drittelung nach Anzahl der Anlagen

<i>Drittellung nach Anzahl Anlagen</i>	VL-Std	Summe EPL
Bestes Drittel	8.037	144.449
Mittleres Drittel	6.338	109.394
Schlechtestes Drittel	2.871	34.967
Alle Anlagen	5.721	288.810

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 9: Durchschnittliche Volllaststunden Biogas - Drittelung nach Engpassleistung

<i>Drittellung nach Engpassleistung</i>	VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.499	69
Mittleres Drittel	7.753	86
Schlechtestes Drittel	3.946	119
Alle Anlagen	6.287	274

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 10: Durchschnittliche Volllaststunden Biogas - Drittelung nach Anzahl der Anlagen

<i>Drittellung nach Anzahl Anlagen</i>	VL-Std	Summe EPL
Bestes Drittel	8.422	31.444
Mittleres Drittel	7.242	27.254
Schlechtestes Drittel	3.232	19.331
Alle Anlagen	6.287	78.029

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 11: Durchschnittliche Volllaststunden KWKW - Drittelung nach Engpassleistung

<i>Drittellung nach Engpassleistung</i>	VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	5.908	621
Mittleres Drittel	4.098	455
Schlechtestes Drittel	1.945	826
Alle Anlagen	3.754	1.902

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

Tabelle 12: Durchschnittliche Volllaststunden KWKW - Drittelung nach Anzahl der Anlagen

<i>Drittellung nach Anzahl Anlagen</i>	VL-Std	Summe EPL
Bestes Drittel	5.883	151.965
Mittleres Drittel	3.818	206.070
Schlechtestes Drittel	1.561	88.609
Alle Anlagen	3.754	446.644

[Quelle: E-Control 2017 | Stromnachweisdatenbank]

4 Datenerhebung laut § 40 Abs. 1a

Auf Basis der ÖSG-Novelle ergaben sich neue Möglichkeiten zur Datenerhebung, um eine entsprechende Basis für die Berechnung der Einspeisetarife zur Verfügung zu haben.

Das novellierte ÖSG sieht laut § 40 (1a) folgendes vor:

„(1a) Die Ökostromanlagenbetreiber haben der E-Control sowie dem Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft auf Anfrage jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle relevanten Sachverhalte zu erteilen, die zur Bemessung von Einspeisetarifen notwendig sind. Das betrifft insbesondere projektbezogene Rechnungen aus der internen Kostenrechnung sowie Informationen über Investitionskosten oder laufende Kosten und Aufwendungen.“

Von dieser Möglichkeit wurde nach Erhalt des Gutachtensauftrags entsprechend Gebrauch gemacht.

4.1 Ablauf der Datenerhebung

Unter dem Gesichtspunkt den Anlagenbetreibern möglichst viel Zeit zur Erfüllung ihrer Pflichten zu geben wurden für die unterschiedlichen Technologien grobe Excel-Vorlagen zur Datenmeldung erstellt.

Aufgrund der zeitlichen Begebenheiten – der Gutachtensauftrag wurde am 24. Juli erteilt und das Gutachten selbst war bis 30. September vorzulegen - kam primär nur eine elektronische Abfrage bzw. Übermittlung der Daten in Frage. Dazu wurden vorhandene Kontaktdaten von der OeMAG angefordert. Diese wurden für neue Wind-, Kleinwasserkraftanlagen (inkl. Stromboje), feste Biomasse und Biogas der Jahre 2015 bis 2017 am 10. August vollständig zur Verfügung gestellt. Am 11. August wurde die Abfrage unter den Anlagenbetreibern mit einer Frist zur Datenmeldung bis zum 30. August gestartet. Mit 31. August wurde eine Mahnung an all jene verschickt, die bis zu diesem Zeitpunkt noch keine Daten gemeldet hatte. Dabei wurde eine Frist bis zum 14. September eingeräumt.

4.2 Datenerhebung Wind

Im Bereich der Windkraft standen 34 unterschiedliche Ansprechpersonen bzw. deren E-Mailadressen zur Verfügung. Von 59 gelisteten Zählpunkten wurden zu 45 Daten gemeldet, wobei 42 gemeldete Anlagen bzw. Windparks für die Auswertung in vollem Umfang berücksichtigt wurden.

Die auf 2.400 Volllaststunden normierten Betriebskosten variieren hierbei von 1,41 bis 3,65 Cent/kWh. Dabei wurden etwaige Kosten hinsichtlich Abschreibung oder Kosten der Finanzierung, soweit ersichtlich, bereinigt bzw. nicht berücksichtigt. Die spezifischen Investitionskosten bewegen sich zwischen 1.112 EUR/kW und 1.994 EUR/kW.

Sortiert man die Anlagen nach spezifischen Investitionskosten, so ergeben sich für das beste Drittel durchschnittliche Werte von 1.434 EUR/kW und Betriebskosten von 2,11 Cent/kWh.

In Abbildung 3 sind die angegebenen Betriebskosten nach Anlagengröße gelistet und in Abbildung 4 sind die durchschnittlichen Investitionskosten der gemeldeten Anlagen dargestellt.

In Abbildung 5 wurden weiters die auf 2.400 Volllaststunden normierten Betriebskosten in Zusammenhang mit den jeweils dazugehörenden spezifischen Investitionskosten dargestellt.

Abbildung 3: Betriebskosten Wind normiert auf 2.400 Volllaststunden

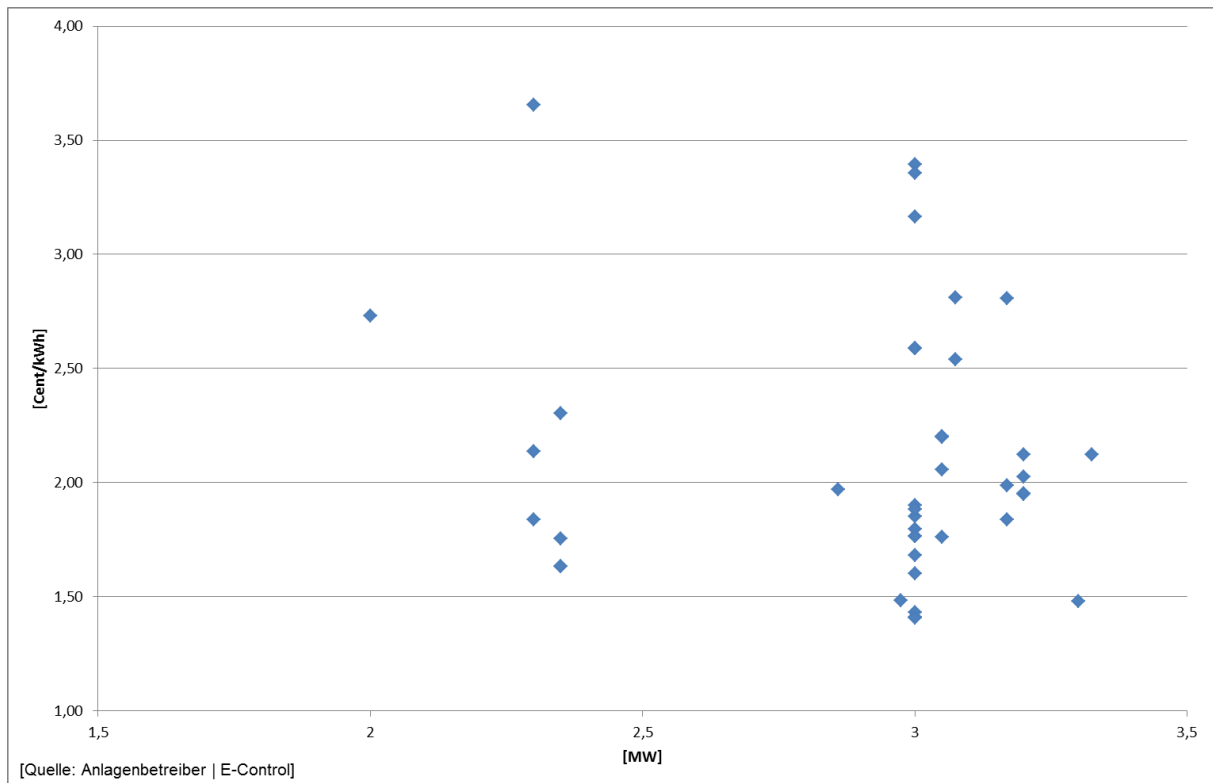


Abbildung 4: Spezifische Investitionskosten Wind

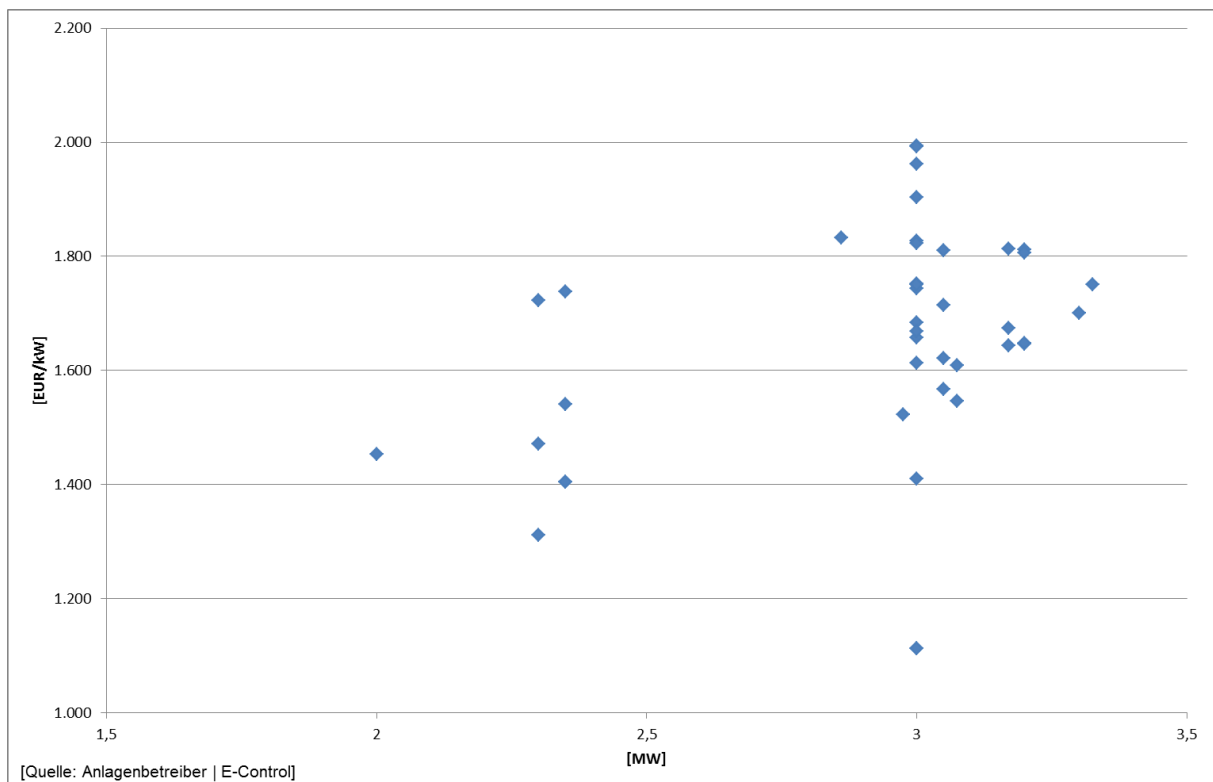
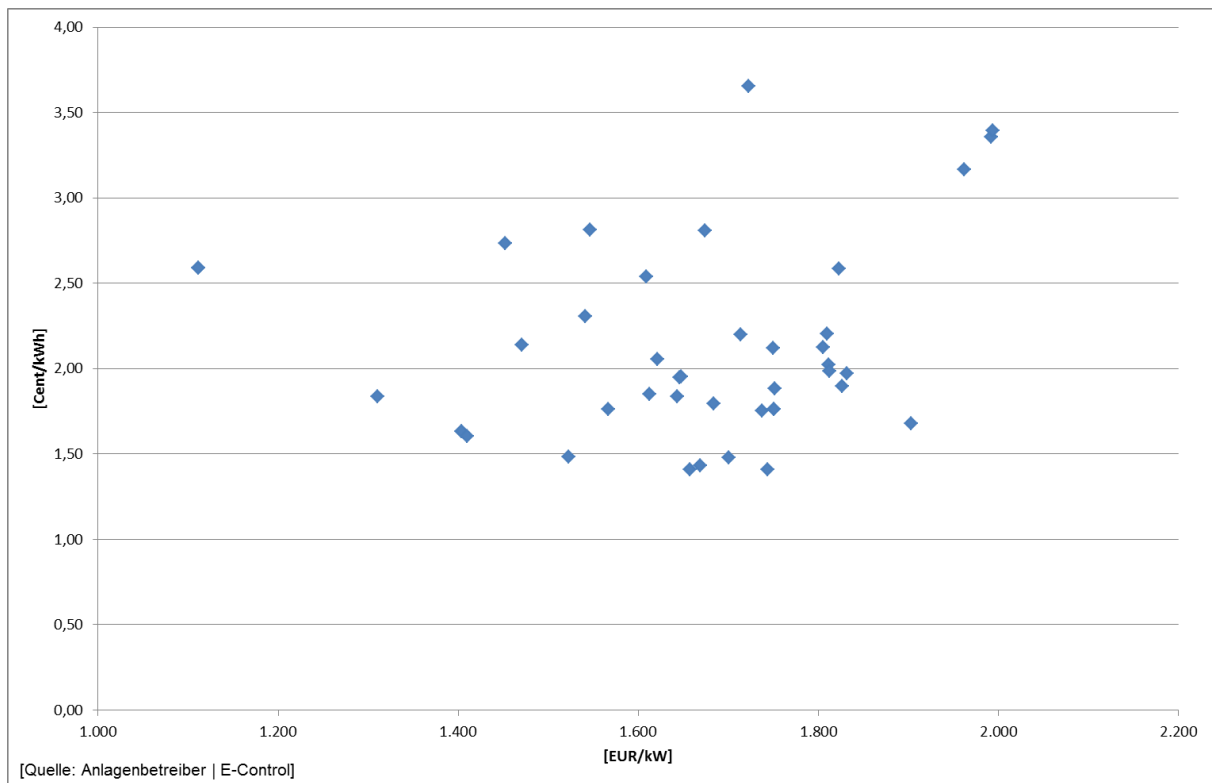


Abbildung 5: Normierte Betriebskosten über spezifischen Investitionskosten - Windkraft



Grundsätzlich spiegeln die erhobenen Daten die frühere Datenbasis, welche zur Berechnung der Einspeisetarife genutzt wurde, wider. Jene Anlagen mit Investitionskosten um die 2.000 EUR/kW in Kombination mit sehr hohen Betriebskosten deuten auf einen Spezialfall hin.

4.3 Datenerhebung feste Biomasse

Im Bereich der festen Biomasse wurden 23 Anlagenbetreiber angeschrieben wobei für 17 Anlagen Daten zur Verfügung gestellt wurden.

Die Anlagen wurden nach Größenklassen kategorisiert. Im Bereich der Anlagen < 500 kW wurden 11 Anlagen ausgewertet und zwei im Bereich 5 bis 10 MW.

Bei den nicht berücksichtigten Anlagen handelt es sich in einem Fall um einen Prototypen. Bei einer weiteren Anlage waren noch zu wenige Daten verfügbar und bei den weiteren beiden Anlage haben vor allem die Investitionskosten auf Ausnahmefälle bzw. Berücksichtigung und nicht Berücksichtigung von anrechenbaren Kosten hingedeutet.

Die spezifischen Investitionskosten für Anlagen kleiner 500 kW variieren zwischen 4.500 EUR/kW und 8.824 EUR/kW. Wobei sich die auf 6.000 Volllaststunden normierten Betriebskosten auf 4,24 Cent/kWh bis 11,58 Cent/kWh belaufen. Aufgrund der vorhandenen Daten war es im Erhebungszeitraum nicht möglich die Spannbreite zu verifizieren.

Für die Anlagen zwischen 5 und 10 MW belaufen sich die durchschnittlichen Investitionskosten auf rund 2.100 EUR/kW mit durchschnittlichen Betriebskosten von 4 Cent/kWh.

Bei den normierten Brennstoffkosten wird aufgrund der gemeldeten Daten und der vorhandenen Erfahrungswerte von 20 EUR/MWh (bezogen auf die erzeugte Wärme) ausgegangen.

Bei den Wärmeerlösen wird zwischen Anlagen bis 500 kW und Anlagen zwischen 5 und 10 MW unterschieden: bei größeren Anlagen wird aufgrund der Datenerhebung von 17 EUR/MWh Wärmeerlösen ausgegangen und bei den kleineren Anlagen von 20 EUR/MWh.

4.4 Datenerhebung Biogas

Im Bereiche Biogas wurden Daten für 25 Zählpunkte abgefragt, wobei Daten für 21 gemeldet wurden. Davon wurden sieben Anlagen kleiner 190 kW direkt für das Gutachten verwendet. Die übrigen Anlagen wurden zur Plausibilisierung der Daten herangezogen.

Bei den spezifischen Investitionskosten für Anlagen bis 150 kW wird, basierend auf der Datenmeldung und Erfahrungswerten, von 6.100 EUR/kW ausgegangen.

Aufgrund der geringen Anzahl an verfügbaren Daten für die Kategorie bis 150 kW wurden die durchschnittlichen Betriebskosten über alle sieben Anlagen bis 190 kW hinweg gebildet, wobei sich diese auf 60.845 EUR p.a. belaufen. Diese liegen auch im Rahmen der Erfahrungswerte der vergangenen Gutachten.

Die Brennstoffkosten wurden in EUR pro Jahr angegeben. Bezogen auf die auf 7.000 Volllaststunden normierte Wärmeerzeugung der Anlage würden sich die gemeldeten Brennstoffkosten zwischen 10,0 und 171 EUR/MWh bewegen.

4.5 Datenerhebung Kleinwasserkraft

Im Bereich der Kleinwasserkraft wurden 181 Anlagenbetreiber angeschrieben und von 135 wurden Daten geliefert, wobei es sich bei 87 der gemeldeten Anlagen um Neuanlagen gehandelt hat.

In Abbildung 6 sind die auf 4.500 Volllaststunden normierten Betriebskosten der Kleinwasserkraft in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage abgebildet. Es ist zu sehen, dass sich der Großteil der Anlagen, mit ein paar Ausreißern, im Bereich bis 2 Cent/kWh bewegt. Abbildung 7 stellt die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung dar. Dabei sind deutlich die mit der Anlagengröße abnehmenden Investitionskosten zu erkennen.

In Abbildung 8 sind wiederum die normierten Betriebskosten in Kombination mit den spezifischen Investitionskosten dargestellt. Hier gibt es eine breite Streuung wobei geringe spezifische Investitionskosten nicht gleichzeitig hohe Betriebskosten bedeuten und umgekehrt.

Abbildung 6: Betriebskosten Kleinwasserkraft normiert auf 4.500 Volllaststunden

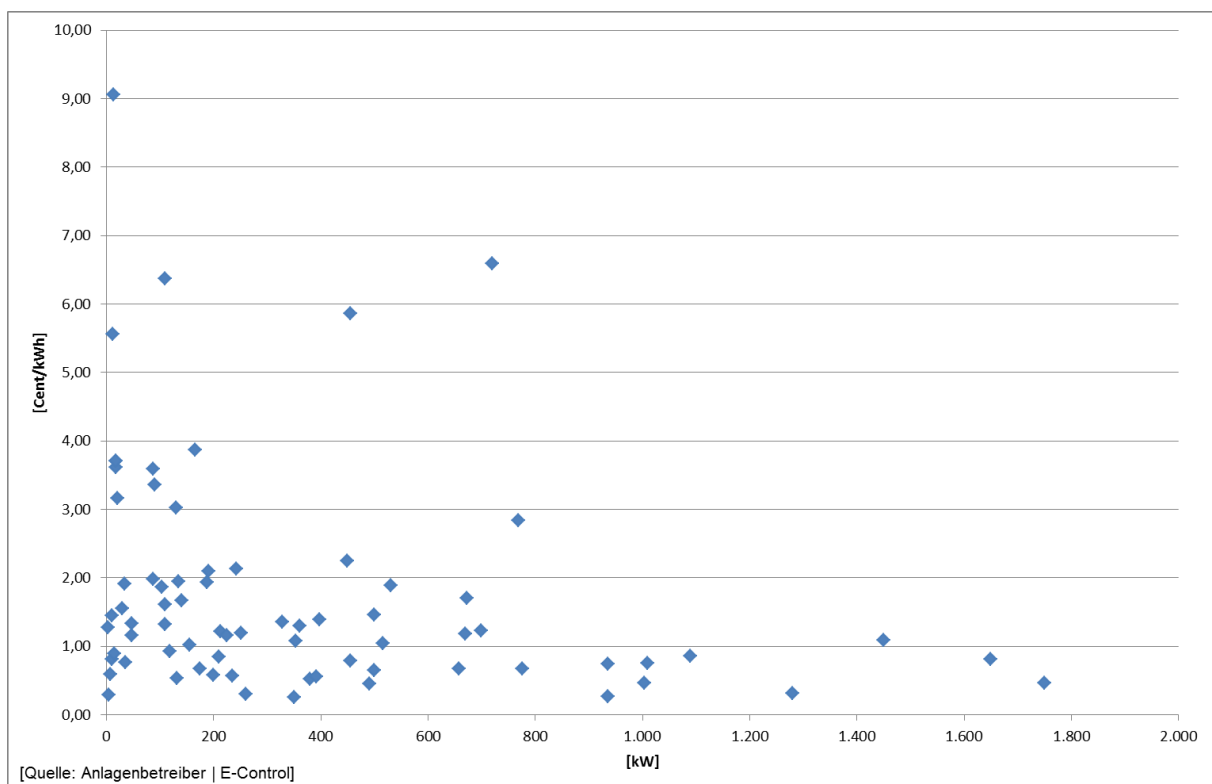


Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten Kleinwasserkraft

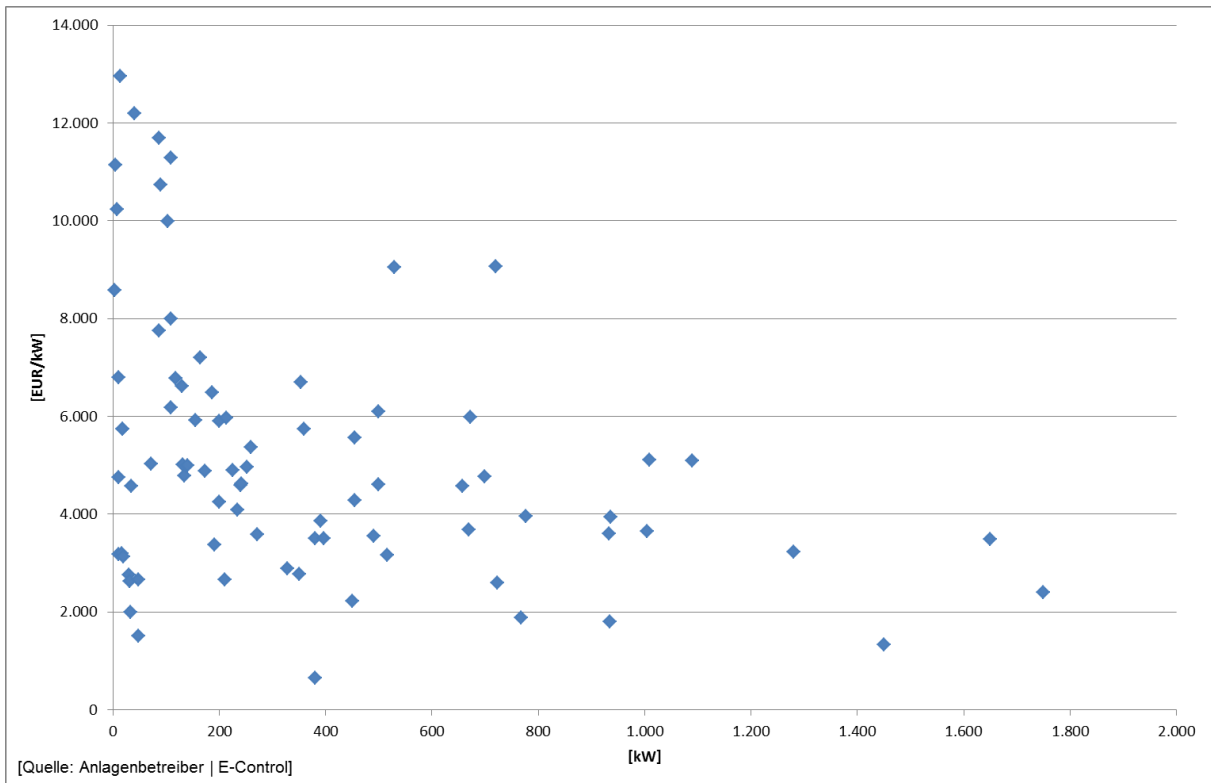
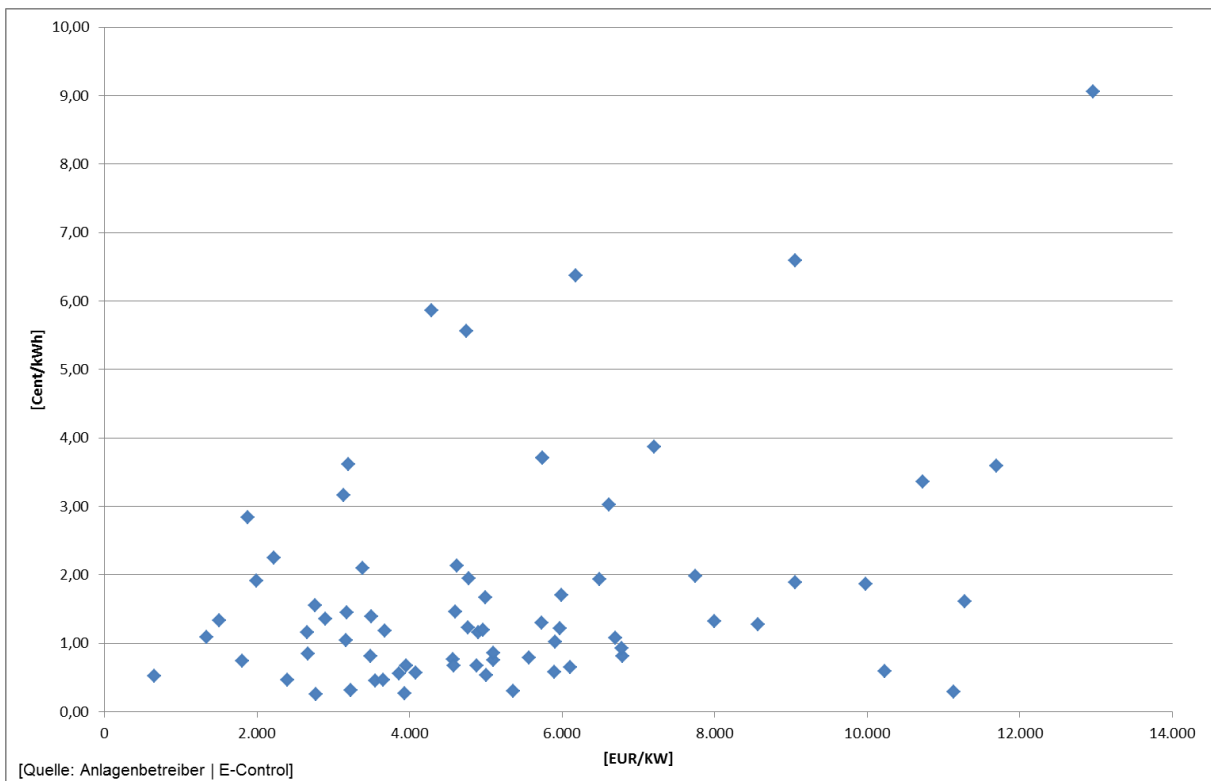


Abbildung 8: Normierte Betriebskosten über spezifischen Investitionskosten - Kleinwasserkraft



Nachdem es im Bereich der Kleinwasserkraft eine Staffelung der Tarife gibt, wurden die gemeldeten Neu-Anlagen in Leistungsklassen eingeteilt

- < 167 kW (33 Anlagen)
- 167 bis 389 kW (20 Anlagen)
- 389 bis 834 kW (15 Anlagen)
- 834 bis 1.389 kW (7 Anlagen)
- >1.389 kW (3 Anlagen)

Im Bereich der Revitalisierung wurden von 75 Anlagenbetreibern Daten gemeldet. Hier ergeben sich jedoch aufgrund der Vorgaben Schwierigkeiten bezüglich der Auswertung. Den Gutachtern war es nicht möglich innerhalb der kurzen Zeit die Daten entsprechend auszuwerten um eindeutig auf die Kostenstruktur der Revitalisierung schließen zu können. Es ist dabei anzumerken, dass nicht angenommen wird, dass die Anlagenbetreiber in irgendeiner Weise falsche oder basierend auf dem Fragenbogen unzureichende Angaben gemacht haben.

Die Daten sind aber zumindest insofern valide, als dass die Annahme aus den früheren Gutachten, wonach bei der Revitalisierung 75% der Investitionskosten bezogen auf Neuanlagen anfallen, aufrecht erhalten werden kann.

4.6 Kritische Betrachtung von Seiten der Gutachter

Die Gutachter haben ja schon seit längerem auf ein Informationsdefizit bzw. einen Informationsnachteil hinsichtlich der Kostenstruktur von Ökostromanlagenbetreiber hingewiesen. Die neuen Abfragemöglichkeiten nach der ÖSG-Novelle werden somit sehr begrüßt und stellen einen echten Vorteil und Fortschritt dar. In der Vergangenheit wurden dazu häufig die Interessensverbände befragt, wobei die Daten die zur Verfügung gestellt wurden sich hierbei wohl nicht zwingend auf die effizienteren Anlagen beschränkt haben – oft wurden auch keine „Echtdaten“ zur Verfügung gestellt und nur fiktive Beispielanlagen definiert. Die historischen Angaben waren deswegen natürlich nicht falsch, aber zumindest leicht tendenziös.

Die Gutachter haben basierend auf den zeitlichen Vorgaben versucht eine möglichst effiziente Datenabfrage zu gestalten. Wie eingangs erwähnt, kam dabei nur eine Abfrage via E-Mail infrage, da eine Einrichtung eines Onlineportals zeitlich und kostentechnisch nicht möglich war.

Die E-Mailadressen wurden von der OeMAG basierend auf der Antragsstellung zur Verfügung gestellt. Wie sich herausgestellt hat, waren es teils jedoch nicht die Adressen der Anlagenbetreiber sondern auch jene von Anlagenplaner, die den Förderantrag bei der OeMAG gestellt haben. Bis somit die jeweilige Aufforderung ihren Weg zum richtigen Ansprechpartner gefunden hat, verging einiges an Zeit (bzw. wurde diese wahrscheinlich teils gar nicht zugestellt). Teilweise waren für Anlagen mehrere Ansprechpersonen (auch Unternehmensintern) gelistet bzw. umgekehrt für mehrere Anlagen dieselbe Ansprechperson.

Die erstellten Excel Tabellen selbst sind ebenfalls verbesserungswürdig. Aufgrund des Lerneffekts bei der erstmaligen Durchführung einer derartigen Abfrage war dies jedoch zu erwarten. Es wurde versucht diese möglichst allgemein zu halten und den Anlagenbetreibern somit ein rasches Ausfüllen zu ermöglichen. Im Großen und Ganzen sind die erhaltenen Daten in sich geschlossen plausibel und belastbar. Es gibt jedoch teils größere Bandbreiten.

Aus Sicht der Gutachter kann es sehr wohl vorkommen, dass Anlagenbetreiber Kosten nicht vollständig aufgelistet haben bzw. Kosten, die nicht Teil der Abfrage gewesen wären einberechnet haben. Dabei sei jedoch anzumerken, dass die Gutachter bei keinem Fall von einer mutwilligen Täuschung oder Falschmeldung ausgehen. Vielmehr handelt es sich hierbei etwa um Betriebskosten wie z.B. Abschreibungen oder Finanzierungskosten. Dies sind aus Sicht der Anlagenbetreiber natürlich Betriebskosten und wurden teils explizit angeführt. Bezüglich der Festlegung der Einspeisetarife werden derartige Kosten jedoch in den ursprünglichen Investitionskosten bzw. der Abzinsung entsprechend berücksichtigt. Wo diese Kosten explizit angeführt wurden, konnte die Basis durch die Gutachtern entsprechend korrigiert werden. Nichts desto trotz wir davon ausgegangen, dass sich bei weiteren Analysen Unterschiede ergeben könnten. Aufgrund der Durchschnittsbetrachtung wird jedoch in Summe davon ausgegangen, dass sich derartige Faktoren ausgleichen.

5 Die Vorschläge für Einspeisetarife

5.1 Photovoltaik

Seit der Novelle 2012 gibt es im Bereich der Photovoltaik keine Warteliste mehr. Das jährliche zusätzliche Unterstützungsvolumen war in den letzten Jahren stets ausgeschöpft.

Mit der nunmehrigen Novelle wurde eine weitere Förderschiene eingeführt. Eine reine Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher, welche mit jährlich 15 Mio. EUR für 2018 und 2019 dotiert wurde. Dabei können Photovoltaikanlagen bis zu einer Engpassleistung von 100 kWp mit 250 EUR/kWp und von einer Engpassleistung von 100 kWp bis 500 kWp mit 200 EUR/kWp gefördert werden.

Bei einer kombinierten Förderung aus Tarif und Investitionszuschuss ist auf diese neue Investitionsförderschiene entsprechend Rücksicht zu nehmen.

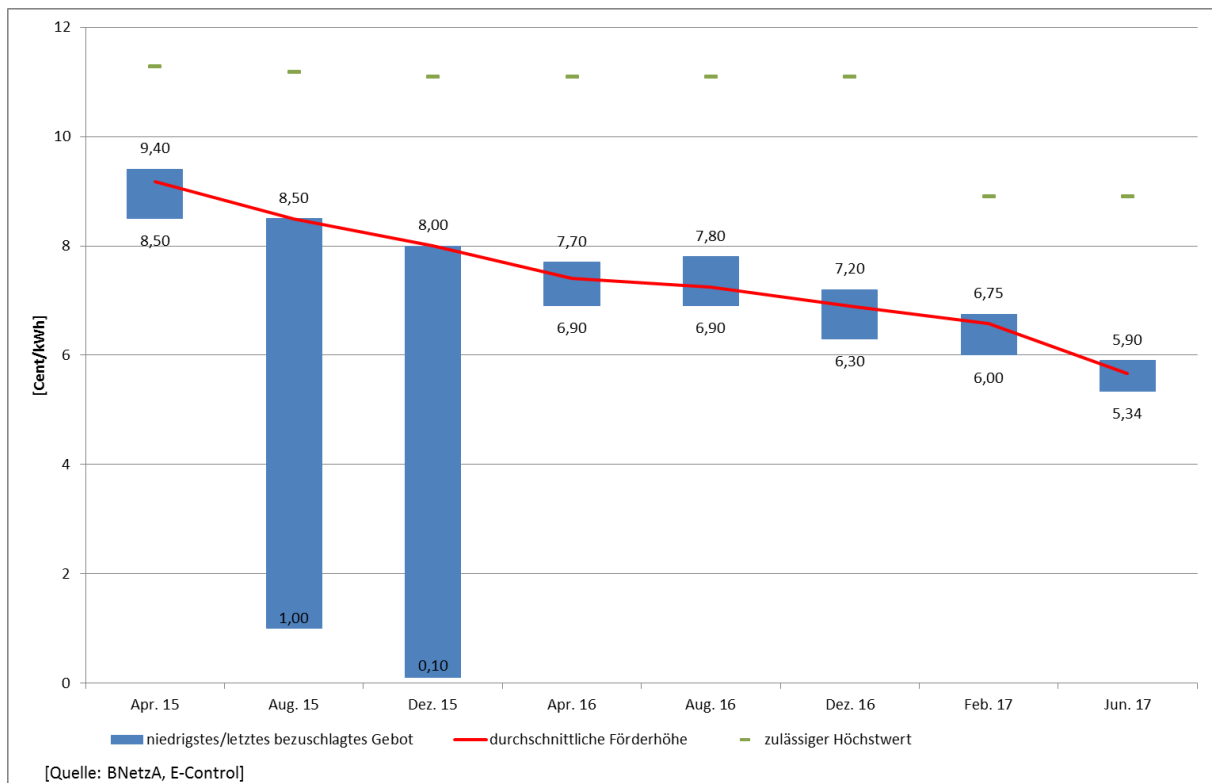
Im folgenden Abschnitt zur Photovoltaik wird nicht auf das neue Sonderkontingent eingegangen, sondern es wird wieder einen Vorschlag für die Tarifförderung ausgearbeitet. Dabei wird auch auf den erstmals im ÖSG verankerten Faktor des Eigenverbrauches eingegangen.

5.1.1 Exkurs: Ausschreibungen für Freiflächen in Deutschland

Bevor die Berechnungen für die Photovoltaik erläutert werden, sei an dieser Stelle noch ein Blick nach Deutschland geworfen. Dort wurden bereits Versteigerungen durchgeführt, deren Ergebnisse kurz erläutert werden. Wie in der Folge bei den Ausführungen zur Windkraft soll hier kein direkter Vergleich der Tarife zwischen Deutschland und Österreich gemacht, sondern eine generelle Entwicklung aufgezeigt werden.

In Abbildung 9 sind die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Freiflächenanlagen zusammengefasst. Neben dem niedrigsten und letzten bezuschlagten Gebot sind auch die jeweils zulässigen Höchstwerte der Auktionen dargestellt. Die durchschnittliche Förderhöhe sank dabei für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in zwei Jahren um ungefähr 38 %. Noch einmal sei darauf hingewiesen, dass dieses Ergebnis nicht automatisch Rückschlüsse auf Österreich zulässt. Aufgrund der unterschiedlichen Marktgröße, Anzahl der Akteure, etc., kann es durchaus zu anderen Ergebnissen kommen. Die positive Wirkungsweise (im Sinne von einer Reduktion der Förderung) ist aber auf jeden Fall eindeutig zu erkennen.

Abbildung 9: Zuschläge der Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen

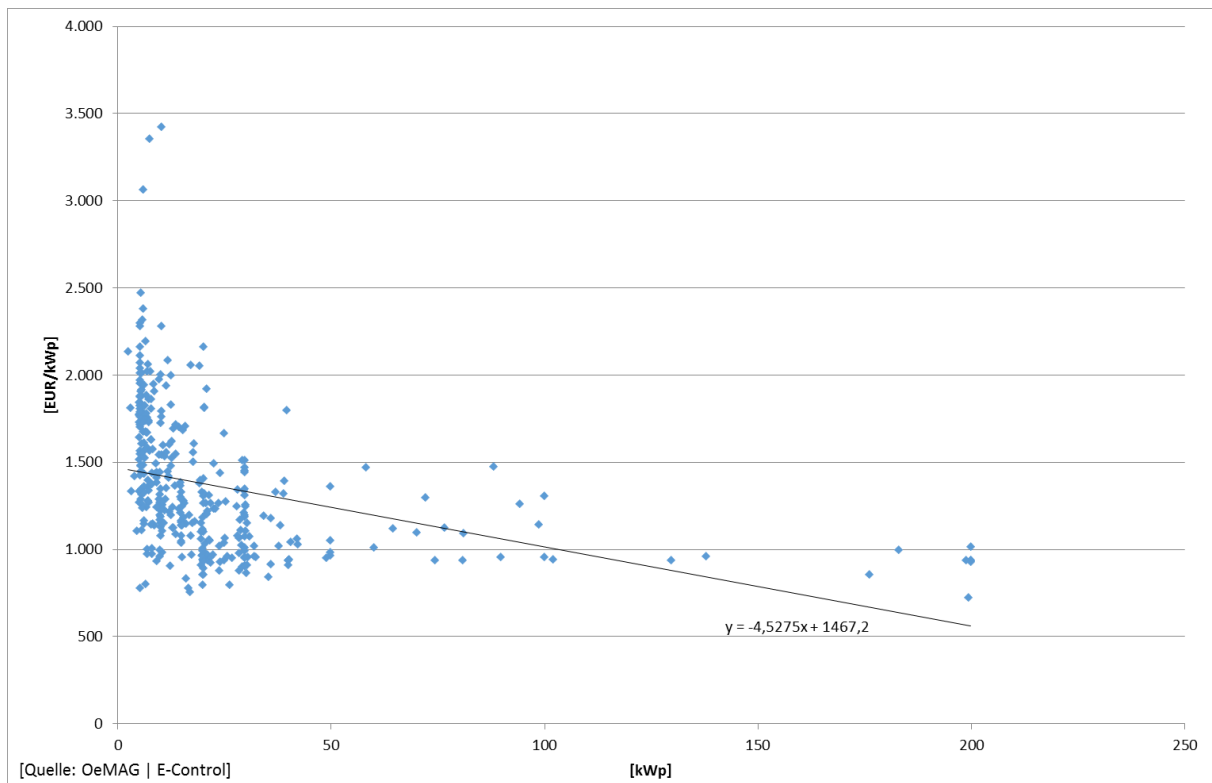


5.1.2 Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen 2017

Es werden nun die Grundlagen der Kostenstruktur beschrieben. Bei der Photovoltaik standen dabei Recherchen und die von der OeMAG für die Investitionsförderungen abgerechneten Anlagen im Vordergrund – für Photovoltaik wurde keine Abfrage gemäß § 40 ÖSG durchgeführt.

In Abbildung 10 sind Auswertungen zu den Anträgen für 2017 zu finden. Die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten der 373 abgerechneten Anlagen belaufen sich dabei auf 1.363 EUR/kWp, wobei ein 1/5 der Anlagen unter spezifischen Investitionskosten von 1.000 EUR/kWp liegt.

Abbildung 10: Auswertung bearbeitet OeMAG Anträge für das Jahr 2017



In Tabelle 13 ist eine Zusammenfassung der von der OeMAG tatsächlich abgerechneten Anträge zu finden. Für das Jahr 2017 standen zum Zeitpunkt der Gutachtenserstellung 373 Datensätze zur Verfügung.

Tabelle 13: Auswertung der OeMAG Anträge 2013 – 2017

		2013	2014	2015	2016	2017
	Anzahl	930	1.035	1.817	1.514	373
	Summe EPL in kWp	33.743	55.218	73.353	70.961	8.563
	Summe Investitionskosten in EUR	46.836.135	62.627.627	80.626.456	75.802.572	9.973.301
Spezifische Investitionskosten in EUR/kWp	Minimum	500	546	272	496	723
	Mittelwert	1.549	1.382	1.296	1.258	1.363
	Maximum	5.929	5.404	4.231	6.661	3.423
	Veränderung MW spez. Investitionskosten		-11%	-6%	-3%	8%

[Quelle: E-Control]

Auf den ersten Blick macht es den Anschein, als ob die spezifischen Investitionskosten im Jahr 2017 gestiegen wären. Für den Durchschnitt der bis jetzt abgerechneten Anlagen für

2017 ist dies auch der Fall. Dies war jedoch auch im Jahr 2016 der Fall. In Tabelle 14 wurde dazu der Unterschied zwischen der Abrechnung 2016 und 2017 dargestellt. Zu sehen ist, dass bis August 2017 1.514 Anlagen, welche 2016 kontrahiert wurden, abgerechnet waren – 2016 selbst waren es erst 280 gewesen. Vergleicht man die durchschnittlichen Investitionskosten so sind diese dabei um 13 % gesunken. Deutlich ist zu sehen, dass erst das Gesamtbild der abgerechneten Anlagen die entsprechende Kostenentwicklung darstellt. Deswegen wird im Gutachten grundsätzlich davon ausgegangen, dass dieser Effekt auch im Jahr 2017 eintritt.

Tabelle 14: Auswirkung des Abrechnungsgrades 2016 und 2017

Datenstand		2013	2014	2015	2016
2016	Anzahl	913	1.009	1.466	280
	MW spez. Investitionskosten	1.570	1.398	1.323	1.444
2017	Anzahl	930	1.035	1.817	1.514
	MW spez. Investitionskosten	1.549	1.382	1.296	1.258
Veränderung MW spez. Investitionskosten		-1%	-1%	-2%	-13%

[Quelle: E-Control]

Die durchschnittliche Größe der 2017 abgerechneten Neuanlagen beläuft sich auf 23 kW. In der Folge wurden drei Klassen zur Ableitung eines Einspeisetarifes gebildet:

- Von 5 bis 10 kW,
- 10 bis 20
- und größer 20 kW.

Für alle Leistungsklassen wurden die durchschnittlichen Investitionskosten des besten 1/3 sowie die durchschnittlichen Investitionskosten aller Anlagen ermittelt. Dies ist in Tabelle 15 dargestellt, wo jeweils auch die Anzahl der Anlagen angeführt wird.

Tabelle 15: Spezifische Investitionskosten für unterschiedliche Leistungsklassen

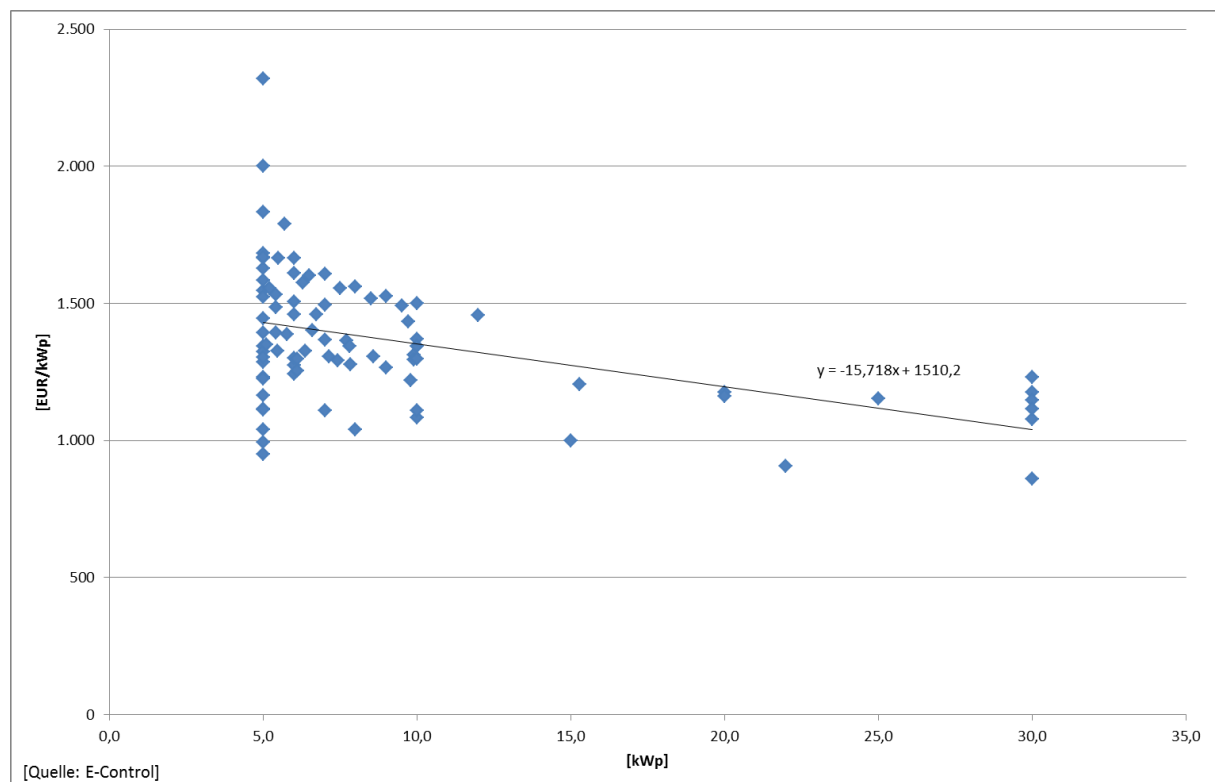
	2015		2016		2017	
	Anzahl	EUR/kW	Anzahl	EUR/kW	Anzahl	EUR/kW
5 bis 10 kW	438	1.172	371	1.168	138	1.196
		1.641		1.587		1.605
10 bis 20 kW	529	974	377	988	107	995
		1.308		1.267		1.318
größer 20 kW	840	857	756	929	123	922
		1.105		1.084		1.124

[Quelle: E-Control]

Das Verhältnis der spezifischen Investitionskosten der besten Drittel wird in der Folge für die Berechnung von Tarifen genutzt.

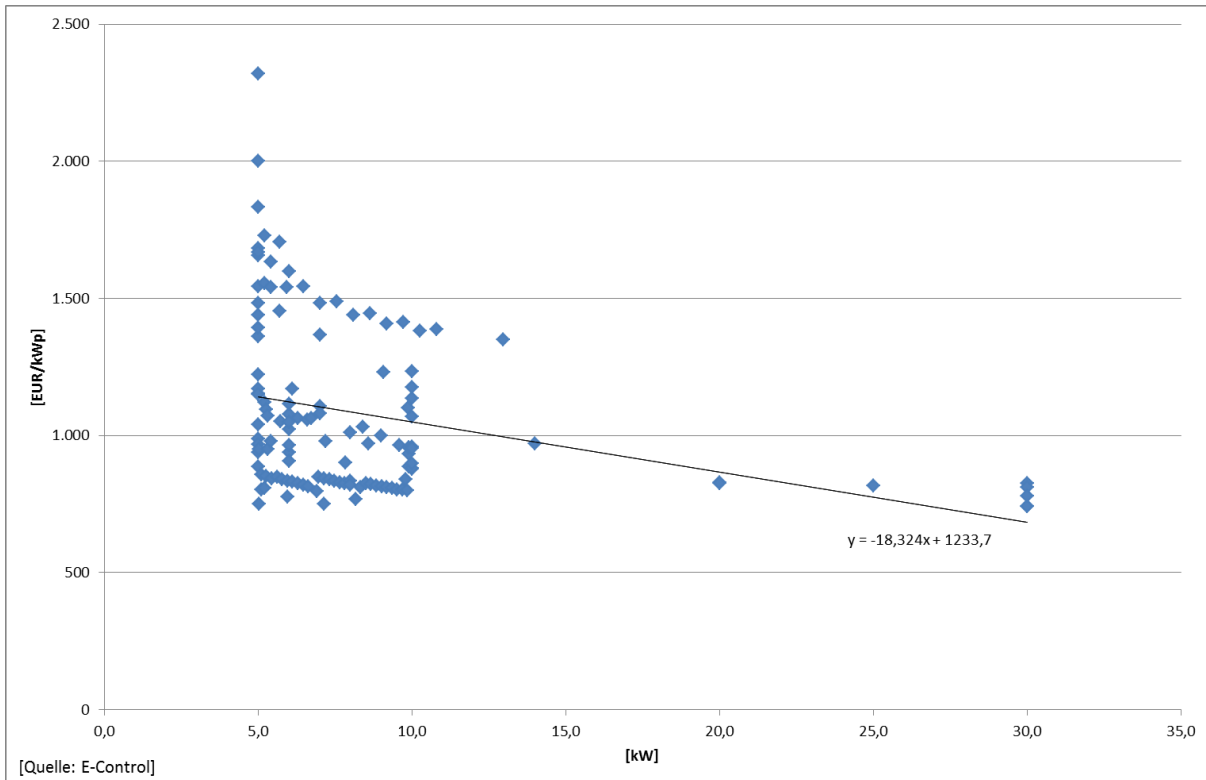
Neben den Zahlen der OeMAG wurde, wie in den vergangenen Jahren auch, für dieses Gutachten Angebote am Markt beobachtet. Im Jahr 2016 waren es 90 Anlagen größer 5 kW die erfasst wurden. Diese hatten durchschnittliche Investitionskosten von 1.354 EUR/kWp. Eine Verteilung dazu ist in Abbildung 11 zu finden.

Abbildung 11: Onlineerhebung Investitionskosten 2016



Für 2017 sind es 126 Angebote mit durchschnittlichen Investitionskosten von 1.080 EUR/kWp. Die erhobenen Anlagen sind in Abbildung 12 zu sehen. Nachdem sich das günstigste Angebot für 2016 um 800 EUR/kWp bewegt hat, waren es 2017 um die 750 EUR/kWp.

Abbildung 12: Onlineerhebung Investitionskosten 2017



5.1.3 Berechnete Photovoltaiktarife für 2018 und Abschläge für 2019

Für die Berechnung der Photovoltaiktarife wurde der Gutachter beauftragt eine Variation des Investitionszuschusses zu berücksichtigen, wobei von einem maximalen Anteil der Investitionsförderung von 30% ausgegangen wird.

Zu Beginn wurde hier der gültige Tarif für 2017 nochmals nachgerechnet. Dieser Tarif würde sich bei einer 20 kW Anlage mit Betriebskosten von 86 EUR p.a., 145 EUR/kW Netzbereitstellungsentgelt und 1.000 Volllaststunden bei spezifischen Investitionskosten von 861 EUR/kWp ergeben. Ohne Berücksichtigung des Investitionszuschuss würde dies einem Tarif von 11,8 Cent/kWh entsprechen. Eine Anlage, die exakt diese Parameter erfüllt, würde somit nach der gesetzlichen Tariflaufzeit von 13 Jahren vollständig ausfinanziert sein.

In der Folge gehen die Gutachter basierend auf den OeMAG Daten und der Onlineerhebung davon aus, dass die spezifischen Investitionskosten für eine vergleichbare Anlage bei gleichbleibenden Betriebskosten im Jahr 2018 um 10 % sinken werden (siehe auch Vergleich der 20 kW Anlagen in Tabelle 16).

In Tabelle 16 wurde zum einen die Basis für den Tarif 2017 dargestellt und weiters wurden Tarife für unterschiedliche fiktive Anlagen errechnet. Ersichtlich ist, dass der Tarif der fiktiven 20 kW Anlage des Jahre 2018 unter Berücksichtigung eines Investitionszuschusses von 100 EUR/kW eine Tarifreduktion von 8% (von 11,80 Cent/kWh auf 10,83 Cent/kWh) entsprechen würde.

Tabelle 16: Tarife für diverse Leistungsklassen

	2017		2018	
kW	20	10	20	30
spezifische Investitionskosten	861	930	775	720
Betriebskosten (Wartung und Instandhaltung)	86	47	86	108
Volllaststunden	1.000	1.000	1.000	1.000
Investitionszuschuss	375 / 40%	100 / 30%	100 / 30%	100 / 30%
Tarif	7,91	11,48	9,70	9,00
Tarif ohne Invest	11,80	12,61	10,83	10,13

[Quelle: E-Control]

Nun sieht das ÖSG mittlerweile explizit vor, dass der Eigenverbrauch anzugeben und zu berücksichtigen ist.

In der Fachliteratur¹ geht man von ungefähr 20 bis 40 % Eigenverbrauch aus, der ohne weitere Verbrauchsmodifikationen erreicht werden kann. Sprich: bei richtiger Dimensionierung der Anlage können ohne weiteres 30 % der erzeugten Stroms selbst und direkt vor Ort verbraucht werden. In Tabelle 17 wurde dargestellt wie sich ein derartiger Eigenverbrauch auswirken würde. Dabei wurde angenommen, dass der vor Ort direkt selbst verbrauchte Strom einen Bezug aus dem öffentlichen Netz ersetzt, der mit 17 Cent/kWh bewertet wurde.

¹ z.B. Fraunhofer ISE – Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 26.3.2017

Tabelle 17: Tarife für diverse Leistungsklassen unter Berücksichtigung von 30% Eigenverbrauch

	2017		2018	
kW	20	10	20	30
spezifische Investitionskosten	861	930	775	720
Betriebskosten (Wartung und Instandhaltung)	86	47	86	108
Volllaststunden	1.000	1.000	1.000	1.000
Investitionszuschuss	375 / 40%	100 / 30%	100 / 30%	100 / 30%
Tarif	7,91	11,48	9,70	9,00
Tarif ohne Invest	11,80	12,61	10,83	10,13
Eigenverbrauch	30%	30%	30%	30%
Strombezugspreis	17	17	17	17
Tarif mit EV	3,83	8,92	6,39	5,42
			6,91	

[Quelle: E-Control]

In Summe ergibt sich daraus ein gemittelter Wert von 6,91 Cent/kWh für das Jahr 2018.

Damit wird für Photovoltaik folgendes Fazit abgeleitet: grundsätzlich kann man von weiter fallenden Investitionskosten ausgehen. Berücksichtigt man den Trend der vergangenen Jahre und zieht man die vorhandenen Daten heran, dann zeichnet sich ein entsprechendes Bild ab. Der endgültige Vorschlag für einen Tarif errechnet sich aus dem Mittel verschiedener Größenklassen und vor allem auch unter der entsprechenden Berücksichtigung einer Eigenverbrauchsquote von 30%.

Die Gutachter schlagen somit vor, dass für Photovoltaikneuanlagen des Jahres 2018 ein Tarif von 6,91 Cent/kWh kombiniert mit einem Investitionszuschuss von 100 EUR/kWp festgesetzt werden sollte. Mit den Schätzungen und dem entsprechenden Ergebnis kann auch die im Gesetz grundsätzlich vorgesehene jährliche Förderdegression bestätigt werden.

Für das Jahr 2019 wird dementsprechend ein Abschlag von 8 % empfohlen. Wird dabei ein Investitionszuschuss von 100 EUR/kWp beibehalten so ergibt sich ein Tarif von 5,14 Cent/kWh.

5.2 Windkraft

Beim Wind stellt die lange Warteliste ein sehr markantes Merkmal dar. Trotz geringer Tarifrückführungen ist zusätzliche Unterstützungsvolumen auf Jahre hinaus ausgeschöpft. Betrachtet man das Kontingent der kommenden Jahre genauer, so ist es im Bereich der Windkraft bis zum Jahr 2024 bereits zur Gänze ausgeschöpft. Gleichzeitig werden neue Windkraftanlagen weiterhin den Großteil des Resttopfes (>90 %) in Anspruch nehmen.

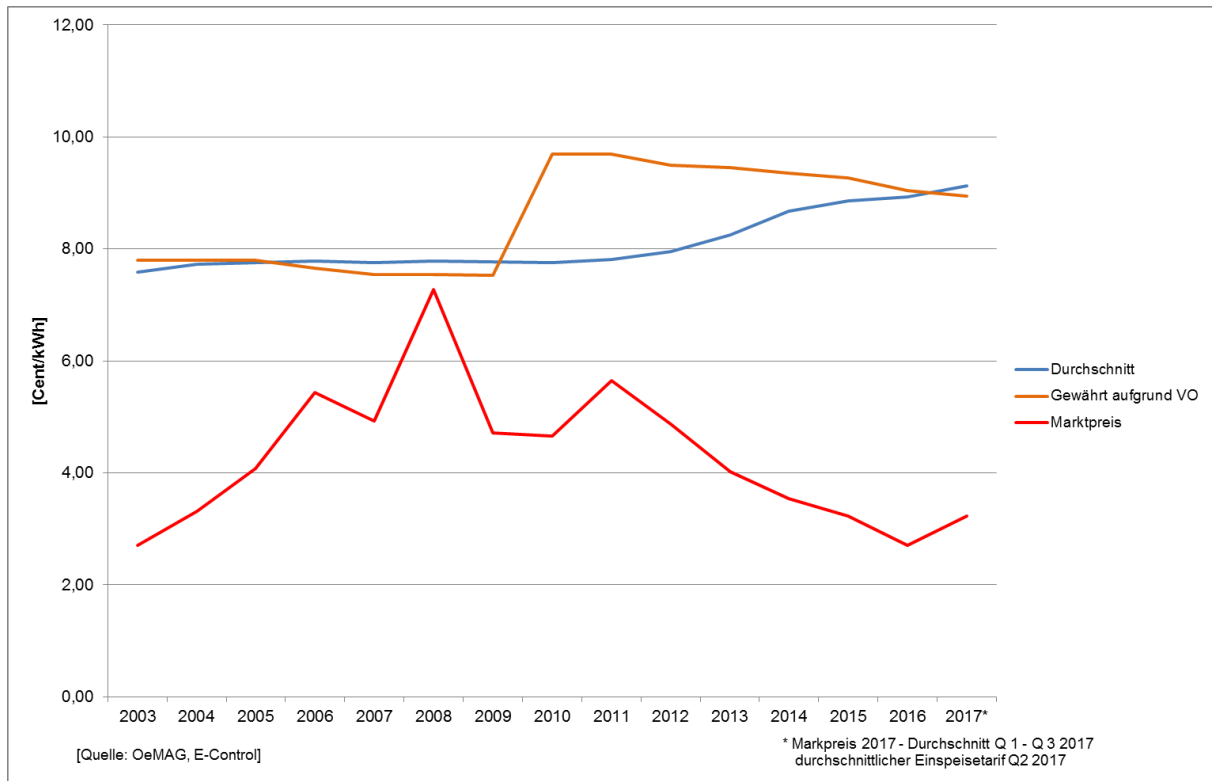
Mit der Novelle des ÖSG 2012 wurden drei wesentliche Punkte für die Windkraft beschlossen.

- Die Warteliste wurde von drei auf fünf Jahre verlängert, wobei ab dem vierten Jahr die aktuellen Tarife und AGBs gelten
- Die Frist zum Bau der Anlage wurde von 36 auf 48 Monate erhöht
- Es gibt erneut einen Wartelistenabbau

Aufgrund der Entwicklung der letzten Jahre kann eindeutig gesagt werden, dass die Gesamtkosten für Neuanlagen gesunken sind.

In Abbildung 13 ist die Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten Einspeisetarifs, des jeweils laut Verordnung gültigen Einspeisetarifs und jene des Strommarktpreises dargestellt. Für das Jahr 2017 wurde der durchschnittliche Einspeisetarif des 2. Quartals herangezogen. Der Einspeisetarif für Neuanlagen ist nach einem deutlichen Anstieg im Jahr 2010 kontinuierlich gesunken und belief sich im Jahr 2017 auf 8,95 Cent/kWh.

Abbildung 13: Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten und des gültigen Einspeisetarifs sowie des Marktpreises



5.2.1 Exkurs: Entwicklung der Einspeisetarife in Deutschland

Wie zuvor bei PV, so seien auch an dieser Stelle die Entwicklungen in Deutschland angeführt. Betrachtet man die Entwicklung in Deutschland (siehe Tabelle 18) so ist zu erkennen, dass sich die Tarife im Jahr 2017 zwischen 8 bis 9% reduzieren. Es sei hier angemerkt, dass aufgrund der unterschiedlichen Ausgestaltung der Fördersysteme ein direkter Vergleich der Förderhöhen nicht zulässig ist. Grundsätzlich werden Windanlagen in Deutschland mittlerweile ausgeschrieben. Vielmehr soll hier nur aufgezeigt werden, dass, unabhängig von der ursprünglichen Förderhöhe, mit einer Reduktion der Kosten für Neuanlagen gerechnet wird.

Tabelle 18: Vergütung laut EEG - Entwicklung 2017

	Anfangswert	Grundwert	
Jan. - Feb. 2017	8,38	4,66	Geförderte Direktvermarktung (Marktprämie)
	7,98	4,26	Einspeisevergütungen für Anlagen 100 kW (§ 21 Abs.1 Nr.1 EEG)
	6,7	3,73	Einspeisevergütung in Ausnahmefällen (§ 21 Abs.1 Nr.2 EEG)
Mrz 17	8,29	4,61	
	7,89	4,21	
	6,63	3,69	
Apr 17	8,2	4,56	
	7,8	4,16	
	6,56	3,65	
Mai 17	8,12	4,51	
	7,72	4,11	
	6,5	3,61	
Jun 17	8,03	4,47	
	7,63	4,07	
	6,42	3,58	
Jul 17	7,98	4,42	
	7,55	4,02	
	6,36	3,54	
Aug. - Sep. 2017	7,87	4,37	
	7,47	3,97	
	6,3	3,5	
Okt. - Dez. 2017	7,68	4,27	
	7,28	3,87	
	6,14	3,42	

[Quelle: E-Control]

5.2.2 Umrechnung des Tarifs für 2017

Wie bei der Photovoltaik wird zu Beginn abgebildet, welche fiktive Anlage dem aktuell gültigen Tarif, zu dem das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen ausgeschöpft wurde, entsprechen würde. Für eine fiktive 3 MW Anlage wurden bei der Windkraft von folgenden Parametern ausgegangen:

- spezifische Gesamtinvestitionskosten (Netzanschlusskosten inkludiert) von 1.445 Euro/kW
- Betriebskosten von 2,15 Cent/kWh und
- 2.400 Volllaststunden.

Daraus ergibt sich exakt der aktuell gültige Tarif von 8,95 Cent/kWh. Werden die vorgegeben Parameter erfüllt, so wäre diese Anlage innerhalb der gesetzlichen Laufzeit des Tarifs von 13 Jahren ausfinanziert.

5.2.3 Berechnete Windtarife für 2018 und Abschläge für 2019

Aus der durchgeführten Datenerhebung bei den Anlagenbetreibern ergeben sich, basierend auf dem besten Drittel der genannten spezifischen Investitionskosten, folgende Daten:

- Spezifische Investitionskosten von 1.434 EUR/kW
- Betriebskosten von 2,11 Cent/kWh und
- 2.400 Volllaststunden (bezogen auf die 19 besten Anlagen)

Aufgrund von:

- Erfahrungswerten,
- der Entwicklung in Deutschland (Reduktion von 8- 9 % siehe Abschnitt 5.2.1) und
- dem Wartelistenabbau der eine Reduktion verglichen mit dem ursprünglichen Tarif um mindestens 7 % vorsieht

schlagen die Gutachter den in Tabelle 19 errechneten Tarif von 8,79 Cent/kWh für das Jahr 2018 vor.

Tabelle 19: Gültiger Tarif 2017 und Vorschlag für 2018

	2017	2018
MW	3	3
spezifische Investitionskosten	1.445	1.410
Betriebskosten	2,15	2,15
Volllaststunden	2.400	2.400
Tarif	8,95	8,79

[Quelle: E-Control]

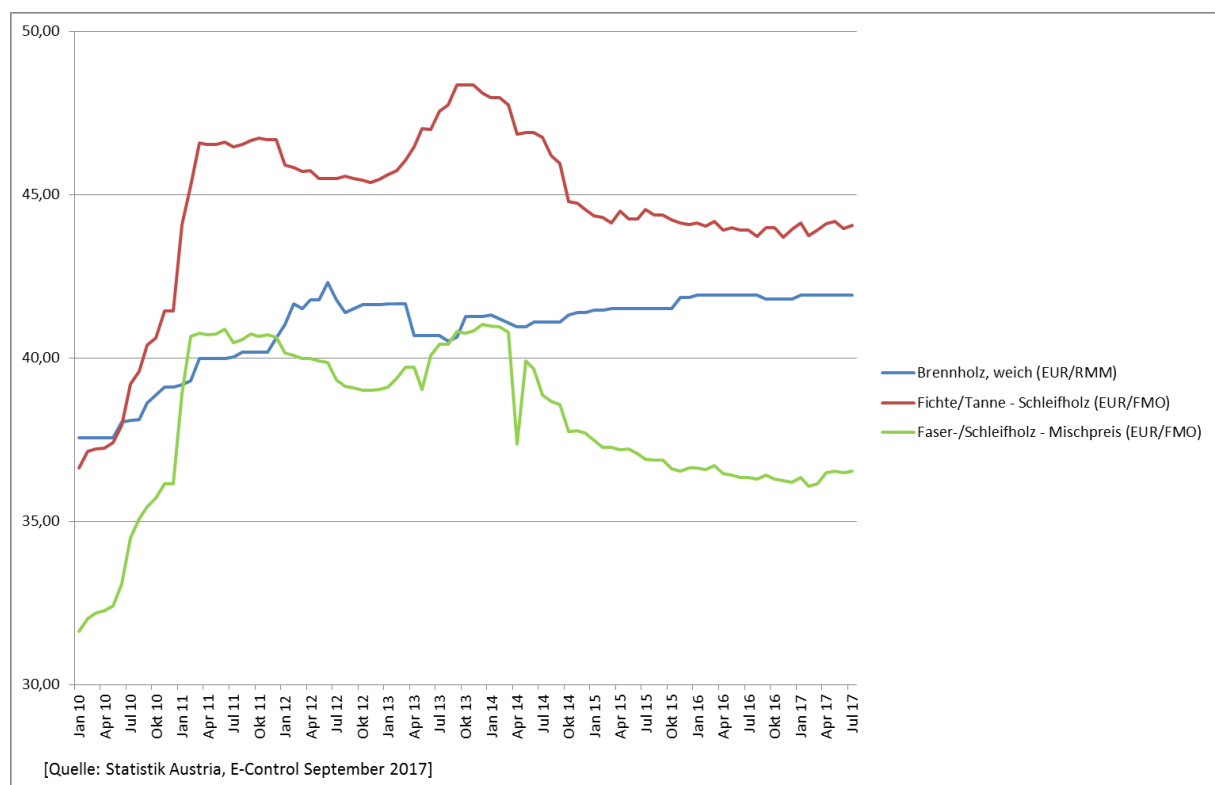
Für das Jahr 2019 wird ein gesetzlicher Abschlag von 1 % vorgeschlagen wodurch sich ein Tarif von 8,70 Cent/kWh ergibt.

5.3 Feste Biomasse

Das Budget im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien (feste Biomasse und Biogas) war in den letzten Jahren, auch aufgrund eines größeren Projekts, ausgeschöpft. Abgesehen davon besteht ein eigener Topf für feste Biomasse kleiner 500 kW. Dieser wurde in den letzten Jahren, nach einer Erhöhung des entsprechenden Tarifs, ebenfalls ausgeschöpft.

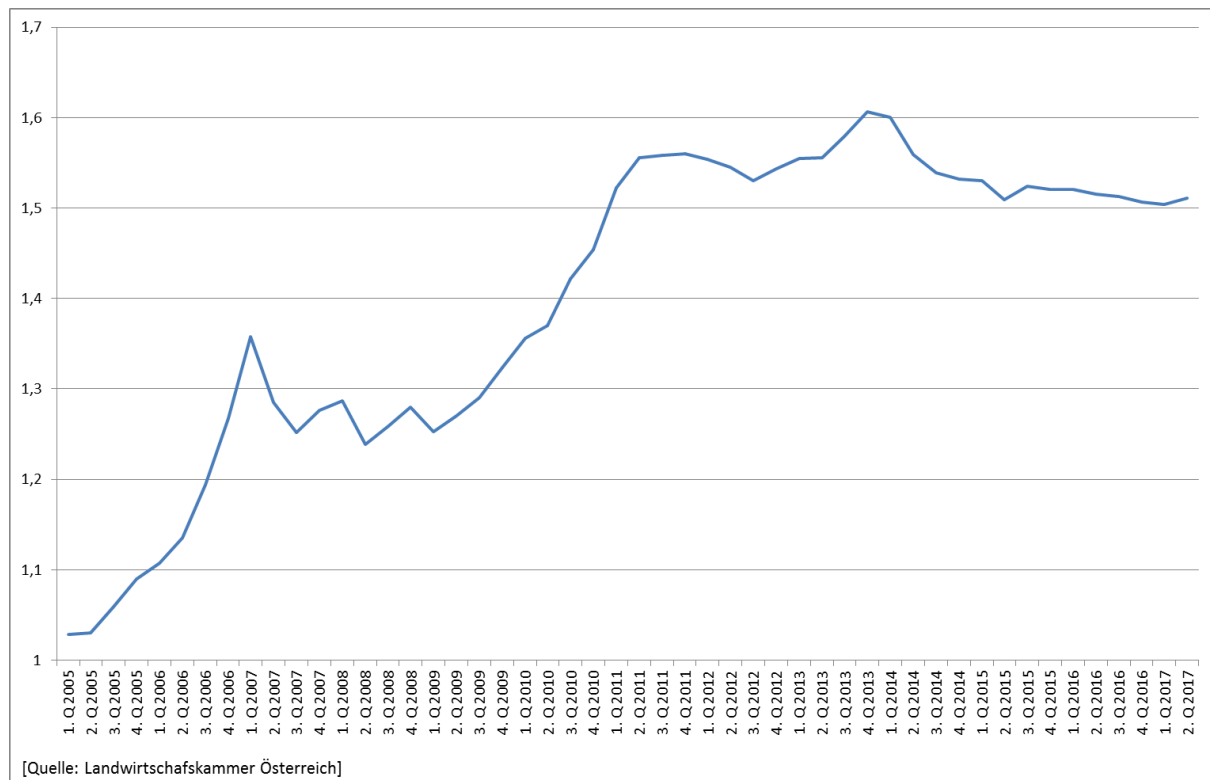
Um die Entwicklung der Rohstoffpreise für Biomasse-Anlagen abbilden zu können, wurden Daten der Statistik Austria herangezogen. Im Speziellen handelt es sich dabei um Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser-Schleifholz (Mischpreis). In Abbildung 14 ist deren Verlauf über die letzten Jahre dargestellt.

Abbildung 14: Preisentwicklung von Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser-Schleifholz (Mischpreis)



Seit Anfang 2011 waren diese Preise auf einem relativ stabilen Niveau mit leicht sinkender Tendenz, wobei es Anfang 2014 kurzzeitig zu einem leichten Anstieg, gefolgt von einem Rückgang gegen Ende des Jahres kam. Diese Entwicklung ist auch in Abbildung 15 beim generellen Energieholzindex ersichtlich.

Abbildung 15: Energieholzindex (Bezugsjahr 1979)



5.3.1 Berechnete Tarife für feste Biomasse 2018 und Abschläge für 2019

In Tabelle 20 werden, basierend auf der Datenerhebung, die Parameter für die Berechnung der Tarife in der Vergangenheit aufgelistet. Für die Jahre vor 2016 sei angemerkt, dass es sich nicht um hocheffiziente Anlagen bis 500 kW handelt sondern um „reguläre“ 500 kW Anlagen. Der Tarif für hocheffiziente wurde nachträglich eingeführt und beschlossen.

Tabelle 20: Entwicklung der Berechnungsparameter feste Biomasse bis 500 kW bzw. hocheffiziente 500 kW

		Alt	2012	2014	2016 hocheffizient	2018 hocheffizient
spezifische Investitionskosten	EUR/kW	5.000	5.000	5.585	5.500	5.534
Betriebskosten	Cent/kWh	3,64	3,87	4,86	7,32	12,11
Brennstoffkosten	EUR/MWh	20,50	23,00	23,00	23,00	20,00
Wärmeerlöse	EUR/MWh	24,00	24,00	25,00	25,00	20,00
Brennstoffnutzungsgrad	%	70%	70%	70%	75%	75%
el. Wirkungsgrad	%	22,3%	22,3%	22,3%	28,1%	25,0%
Volllaststunden	h	6.000	6.000	6.000	6.000	7.000
Tarif	Cent/kWh	15,63	16,94	18,42	22,22	20,87

[Quelle: E-Control]

In Tabelle 21 wiederum ist aufgrund der verfügbaren Datengrundlage die Entwicklung für Anlagen im Bereich 10 MW aufgelistet.

Tabelle 21: Entwicklung der Berechnungsparameter feste Biomasse bis 10 MW

		Alt	2012	2014	2016	2018
spezifische Investitionskosten	EUR/kW	2.600	2.600	2.639	3.431	3.000
Betriebskosten	Cent/kWh	2,10	2,14	2,17	2,21	3,66
Brennstoffkosten	EUR/MWh	20,50	23,00	23,00	23,00	20,00
Wärmeerlöse	EUR/MWh	24,00	24,00	25,00	24,00	20,00
Brennstoffnutzungsgrad	%		70%	70%	70%	70%
el. Wirkungsgrad	%		22,3%	22,3%	23,9%	25,0%
Volllaststunden	h	6.000	6.000	6.000	7.000	7.000
Tarif	Cent/kWh	10,71	11,79	11,80	13,32	11,22

[Quelle: E-Control]

Grundsätzlich ist anzumerken, dass Brennstoffkosten und Wärmeerlöse der Datenabfrage etwas unter den früheren Annahmen liegen. Die spezifischen Investitionskosten decken sich relativ gut mit den Erfahrungswerten. Für hocheffiziente Anlagen ergibt sich eine Steigerung der Betriebskosten, wobei in früheren Datengrundlagen der Österreichischen Energieagentur in diesem Bereich teils von höheren Investitionskosten ausgegangen wurde, was eine Verschiebung hin zu höheren Betriebskosten erklären könnte. Auch können sich natürlich die niedrigeren Brennstoffkosten in höheren Betriebskosten widerspiegeln. Werden die Brennstoffe fix fertig ab Hof geliefert würde dies höhere Brennstoffkosten und niedrigere Betriebskosten ergeben, nachdem der gelieferte Brennstoff z.B. nicht weiter bearbeitet werden muss. Sollte jedoch ein unfertiger Brennstoff geliefert werden, der vor Ort noch nachbehandelt werden muss, so ist anzunehmen, dass geringere Brennstoffkosten selbst anfallen, jedoch höhere Betriebskosten aufgrund der zusätzlichen Tätigkeiten des Anlagenbetreibers.

Für die Klassen zwischen den berechneten Anlagen wurden die Tarife entsprechend interpoliert.

Für feste Biomasse werden somit folgende Tarife für das Jahr 2018 vorgeschlagen:

- Hocheffizient bis 500 kW 20,87 Cent/kWh
- Bis 500 kW 17,33 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW 14,77 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW 13,30 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW 12,62 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW 11,86 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW 11,22 Cent/kWh
- Über 10 MW 10,10 Cent/kWh

Entsprechend ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

- Bis 2 MW 10,06 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW 9,25 Cent/kWh
- Über 10 MW 8,43 Cent/kWh

Für das Jahr 2019 wird der gesetzliche Abschlag von 1% vorgeschlagen, wodurch sich folgende Tarife ergeben würden:

- Hocheffizient bis 500 kW 20,66 Cent/kWh
- Bis 500 kW 17,16 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW 14,62 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW 13,17 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW 12,49 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW 11,74 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW 11,11 Cent/kWh
- Über 10 MW 10,00 Cent/kWh

Mit folgenden Nachfolgetarifen:

- Bis 2 MW 9,96 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW 9,16 Cent/kWh
- Über 10 MW 8,34 Cent/kWh

Bezüglich der Abschläge für Abfälle mit hohem biogenem Anteil wird weiterhin davon ausgegangen, dass sich diese ähnlich den Kosten in Abbildung 14 entwickelt haben. Ein Abschlag von 25% auf Abfall mit hohem biogenem Anteil aus Tabelle 2 scheint weiterhin gerechtfertigt zu sein.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für die Rohstoffe aus Tabelle 1 in einem ähnlichen Ausmaß entwickelt haben, wie jene aus Tabelle 2 bzw. die in den Einspeisetarifberechnungen angesetzt. Es ist zu erwarten, dass auch hier ein Abschlag von 40% auf die vorgeschlagenen Tarife weiterhin gerechtfertigt ist.

5.3.2 Tarife für feste Biomasse 2018 und Abschläge für 2019 - § 20 Abs. 4 Z 4

Betrachtet man die Entwicklungen im Bereich der festen Biomasse so ist davon auszugehen, dass § 20 Abs. 4 Z 4 bis 2017 nicht wirksam wird, es also zu keinem Zubau von mehr als 100 MW kommen wird. Unter den Voraussetzungen der neuen Kostenstruktur bei geringeren Brennstoffkosten, einem gestiegenen Marktpreis und höheren Betriebskosten wäre selbst beim Erreichen der 100 MW Grenzen im Augenblick kein Abschlag aufgrund von § 20 Abs. 4 Z 4 notwendig.

5.4 Biogas

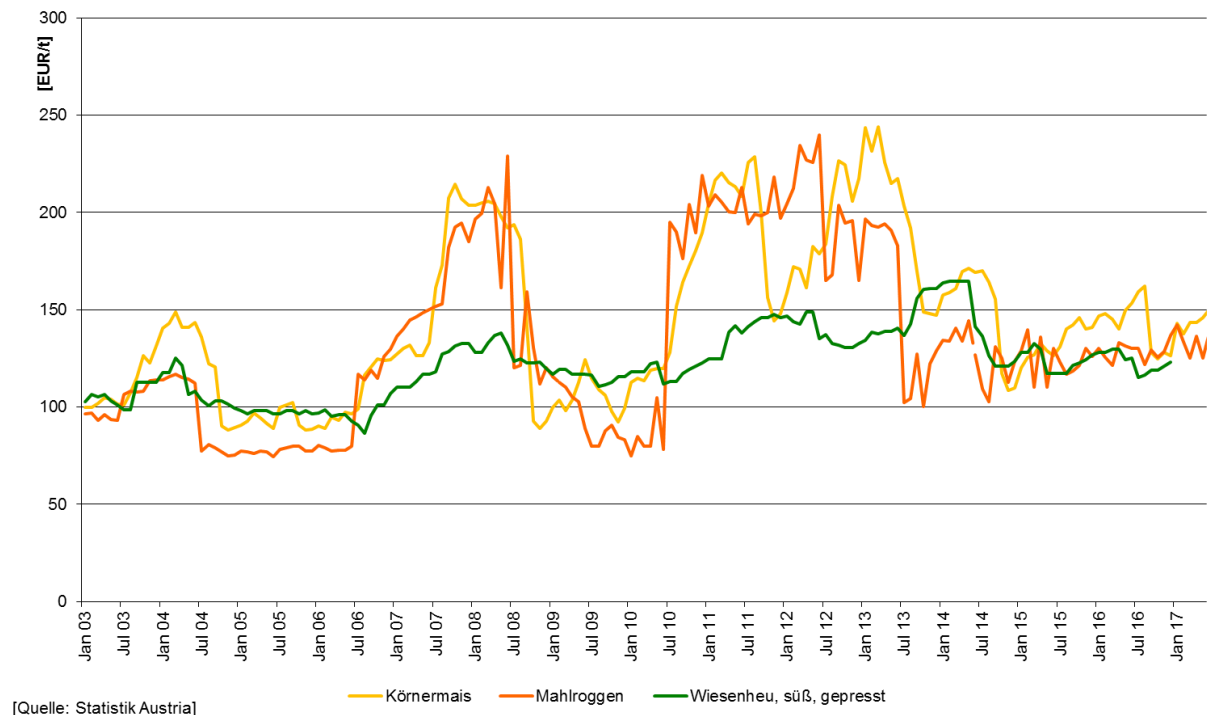
Das novellierte ÖSG 2012 sieht vor, dass ab 1.1.2018 nur mehr Anlagen mit einer maximalen elektrischen Leistung von 150 kW gefördert werden.

Weiterhin entscheidend für die Festlegung von Einspeisetarifen im Bereich Biogas ist die Begrenzung durch den Marktpreis. Dabei sieht § 20 Abs. 4 Z 4 folgendes vor:

„4. bei der Festlegung der Preise für Anlagen auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse dürfen Rohstoffpreise (Kosten für die Energieträger) höchstens in einem solchen Ausmaß berücksichtigt werden, dass diese Kosten die Strommarkterlöse, gemessen an den gemäß § 41 Abs. 1 zuletzt veröffentlichten Marktpreisen, nicht übersteigen;“

In Abbildung 16 ist die Entwicklung der Leitsubstrate dargestellt. Die Entwicklung der Kosten von Mahlroggen, Wiesenheu (süß, gepresst) und Körnermais lässt darauf schließen, dass die Rohstoffkosten für Anlagenbetreiber in letzter Zeit gesunken bzw. relativ konstant geblieben sind. Nachdem aber bereits in den vorigen Gutachten aufgrund der Beschränkung auf den Marktpreis laut § 41 Abs. 1 die anzusetzenden Rohstoffkosten gekürzt werden mussten, ist dies auch dieses Mal der Fall.

Abbildung 16: Entwicklung der Rohstoffkosten Mahlroggen, Heu, Körnermais



Basierend auf der Datenerhebung unter den Anlagenbetreibern wurde die Datenbasis der vergangenen Gutachten angepasst. Aufgrund der unterschiedlichen Förderklassen ist kein direkter Vergleich möglich. Eine Plausibilisierung lässt sich jedoch insofern durchführen als dass die gemeldeten Daten belastbar sind und entsprechend verwendet werden können.

5.4.1 Berechnete Biogastarife für 2018 und Abschläge für 2019

Als Basis wurden die Erfahrungswerte der vergangenen Gutachten herangezogen und die spezifischen Investitionskosten bzw. Betriebskosten entsprechend angepasst. In Tabelle 22 ist eine Entwicklung der Berechnungsparameter für die Klasse bis 250 kW bzw. für 2018 für die Klasse bis 150 kW dargestellt.

Tabelle 22: Entwicklung der Berechnungsparameter Biogas bis 250 kW

		alt	2012	2014	2016	2018
spezifische Investitionskosten	EUR/kW	5.156	7.500	7.613	7.808	6.100
Betriebskosten	Cent/kWh	3,83	5,96	6,06	6,41	5,20
gekürzte Brennstoffkosten	EUR/MWh	19,33	19,5	19,5	13,58	13,65
Wärmeerlöse	EUR/MWh	24	24	25	24,00	25,50
Brennstoffnutzung sgrad	%	60%	60%	60%	67%	73%
el. Wirkungsgrad	%			36	37%	37%
Volllaststunden	h	8.000	8.000	8.000	8.000	7.800
Tarif	Cent/kWh	14,48	20,08	20,14	18,67	17,14

[Quelle: E-Control]

Aufgrund der Datenerhebung ist ersichtlich, dass Anlagen in der Klasse bis 150 kW mittlerweile zu deutlich günstigeren spezifischen Investitionskosten errichtet werden können. Wobei diese Reduktion nicht zu Lasten der Betriebskosten geht. Auch hier gibt es anscheinend Anlagen, die mittlerweile günstiger betrieben werden können. Die Brennstoffkosten sind weiterhin durch den relativ konstanten Marktpreis begrenzt, wodurch es hier auch aufgrund der Erhebung zu keiner größeren Schwankung gekommen ist. Betrachtet man die Wärmeerlöse so ergibt sich hier ein leicht höheres Einnahmepotential wobei im Gegenzug mit etwas geringeren Volllaststunden zu rechnen ist.

Nochmals explizit angeführt ergibt sich daraus für 2018 ein Tarif von 17,14 Cent/kWh.

Aus Sicht der Gutachter sind keine gravierenden Veränderungen der zugrundeliegenden Berechnungsparameter für das Jahr 2019 zu erwarten. Eine Entwicklung der Rohstoffe ist insofern nicht zu berücksichtigen, da diese ohnehin durch § 20 Abs. 4 Z 4 begrenzt sind.

Dahingehend empfehlen die Gutachter, für das Jahr 2019 den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden und somit einen Tarif von 16,97 Cent/kWh zu beschließen.

Abseits der Verstromung vor Ort sieht § 14 Abs. 8 Z 4 ÖSG 2012 vor, dass eine Kontrahierungspflicht für den Fall besteht, wenn Biogaserzeugungsanlagen das produzierte Biogas auf Erdgasqualität aufbereiten, in das öffentliche Gasnetz einspeisen und zwischen Verstromungsanlage und Biogaserzeugungsanlage eine Mindestdistanz von 5 km besteht. Der Anteil des auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogas muss in der Verstromungsanlage mindestens 50% betragen. Basierend auf dieser Regelung können Biogasanlagen gefördert werden, die über den Schwellenwert von 150 kW bei einer Vorort Verstromung hinausgehen.

Wichtiger Zusatz: der Technologiebonus gemäß § 21 kommt bei Neuanlagen laut § 14 Abs. 8 (<150 kW inkl. weitere Anforderungen oder Einspeisung ins Erdgasnetz) nicht zur Anwendung. Die Gutachter waren nicht in die ursprüngliche Festlegung des Technologiebonus einbezogen, es fehlt also die Datenbasis auf derer dieser berechnet bzw. begründet wurde. Gleichzeitig fehlt den Gutachtern die kostenrelevante Information womit die Streichung des Technologiebonus für Neuanlagen ab 2018 begründet wird. Es sei hier erwähnt, dass eine Einpreisung in die Kosten der Biogaserzeugungsanlage oder jene der örtlich getrennten Verstromungsanlage durch die Gutachter nicht möglich ist, da die Datenbasis zu einer örtlich getrennten Biogaserzeugung und -verstromung in dieser Form nicht vorhanden ist.

Nachdem ein expliziter Tarif für Biogasanlagen, die nicht vor Ort verstromen, verordnet werden soll, schlagen die Gutachter vor an der Systematik der bestehenden Verordnung festzuhalten, da de facto keinerlei Daten für eine signifikante Änderung der zugrunde liegenden Ausgangssituation vorliegen.

In der aktuell gültigen Einspeisetarife-VO sind dazu Tarife für auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, das in das Netz eingespeist wird und an einem anderen Ort verstromt wird, vorgesehen. Die Tarife sehen für 2017 wie folgt aus:

§10 Abs. 6

"2. bei Antragstellung im Jahr 2017

- a) bei einer Engpassleistung bis 500 kW15,99 Cent/kWh;*
- b) bei einer Engpassleistung von über 500 bis 750 kW12,84 Cent/kWh;*
- c) bei einer Engpassleistung über 750 kW12,38 Cent/kWh."*

Abs. 7 sieht weiters vor: *"(7) Für elektrische Energie aus Anlagen gemäß Abs. 6 besteht ein Zuschlag von 2 Cent/kWh für jene Mengen an elektrischer Energie aus Gas gemäß § 21*

Abs. 1 ÖSG 2012, wenn die in das Netz eingespeisten Gase auf Erdgasqualität aufbereitet worden sind (Technologiebonus)."

In Summe kann sich somit für Anlagen größer 750 kW aktuell ein Tarif von 14,38 Cent/kWh ergeben. Da soweit keine Größenklassen vorgesehen sind, schlagen die Gutachter vor, diesen Tarif als Ausgangswert für die Klasse > 150 kW für das Jahr 2017 heranzuziehen. Es wird somit postuliert, dass der durch den Gesetzgeber verordnete Tarif in Form und Höhe gerechtfertigt ist.

Inklusive eines Abschlages von 1% würde sich für jene Anlagen laut §14 Abs. 8 Z 4 ein Tarif von 14,24 Cent/kWh für das Jahr 2018 ergeben. Für 2019 schlagen die Gutachter ebenfalls einen Abschlag von 1% vor - sprich 14,10 Cent/kWh.

5.5 Kleinwasserkraft

Eine Kleinwasserkraftanlage ist laut Ökostromgesetz als Anlage mit einer Engpassleistung von einschließlich 10 MW definiert. Diese wurden in den Jahren vor dem ÖSG 2012 mittels Investitionszuschüssen gefördert. Das ÖSG 2012 sieht neben der Möglichkeit von Investitionszuschüssen bis zu einer Engpassleistung von 2 MW auch Einspeisetarife vor.

Die Höhe der Investitionszuschüsse wurde in der Novelle jeweils um 250 EUR pro kW erhöht:

- Engpassleistung von 500 kW 35% (früher 30%) des Investitionsvolumens - max. 1.750 EUR/kW
- Engpassleistung von 2 MW 25% (früher 20%) des Investitionsvolumens - max. 1.250 EUR/kW
- Engpassleistung von 10 MW 15% (früher 10%) des Investitionsvolumens - max. 650 EUR/kW

Das zusätzliche Unterstützungsvolumen war in den vergangenen Jahren stets ausgeschöpft und mittlerweile hat sich basierend auf den aktuellen Tarifen eine Warteliste bis zum Jahr 2023 aufgebaut, wobei das zusätzliche verfügbare Unterstützungsvolumen bis 2022 zur Gänze ausgeschöpft ist.

Die Novelle des ÖSG 2012 sieht einen Wartelistenabbau vor. Dabei werden für im Jahr 2017 abzuschließende Verträge 2 Mio. EUR und für im Jahr 2018 abzuschließende Verträge 1,5 Mio. EUR an zusätzlichem Unterstützungsvolumen zur Verfügung gestellt wird.

5.5.1 Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen 2015

In Abbildung 17 sind die spezifischen Investitionskosten jener Kleinwasserkraftanlagen (KWKW) bis 2 MW dargestellt, die bei der OeMAG bis zum aktuellen Stand abgerechnet wurden.

In Abbildung 18 und Abbildung 19 sind die Anlagen nach Jahren zusammengefasst dargestellt. Aufgrund der großen Anzahl der Anlagen wurden in Abbildung 18 jene Anlagen bis 500 kW und in Abbildung 19 alle Anlagen größer 500 kW dargestellt.

Abbildung 17: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet

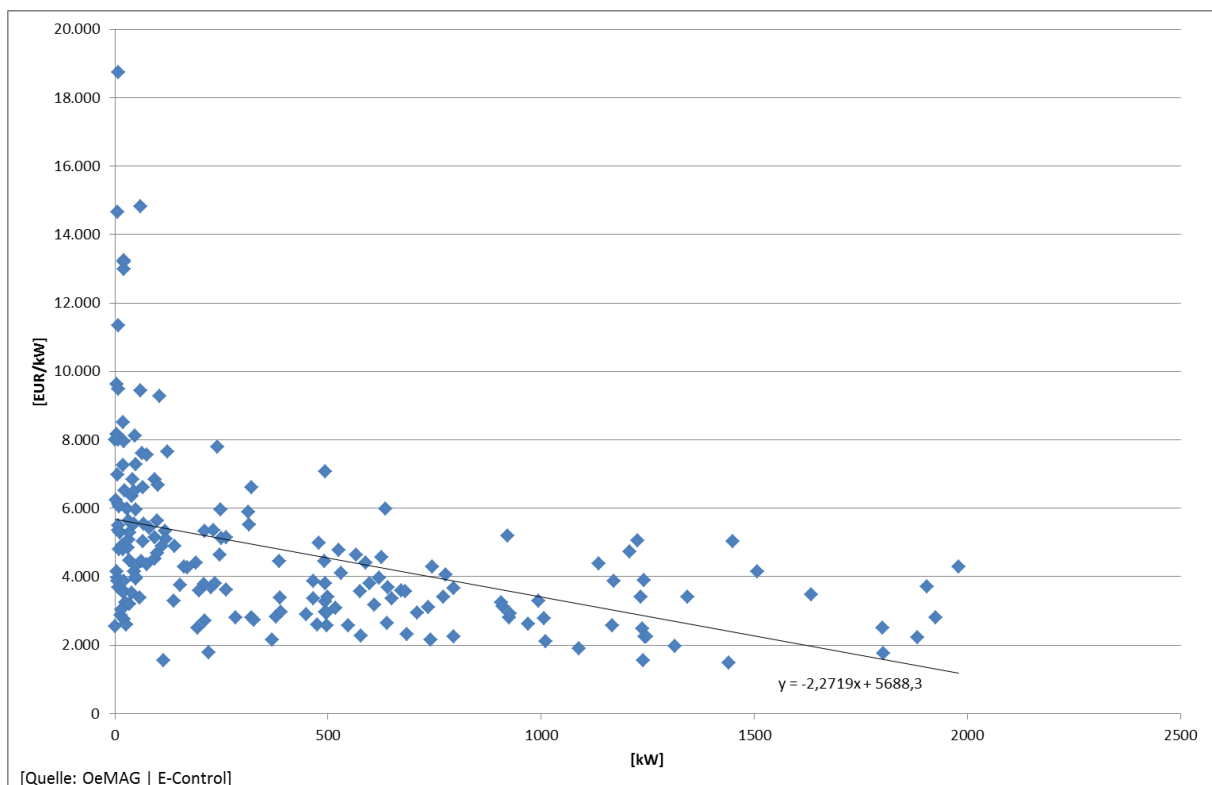


Abbildung 18: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet bis 500 kW

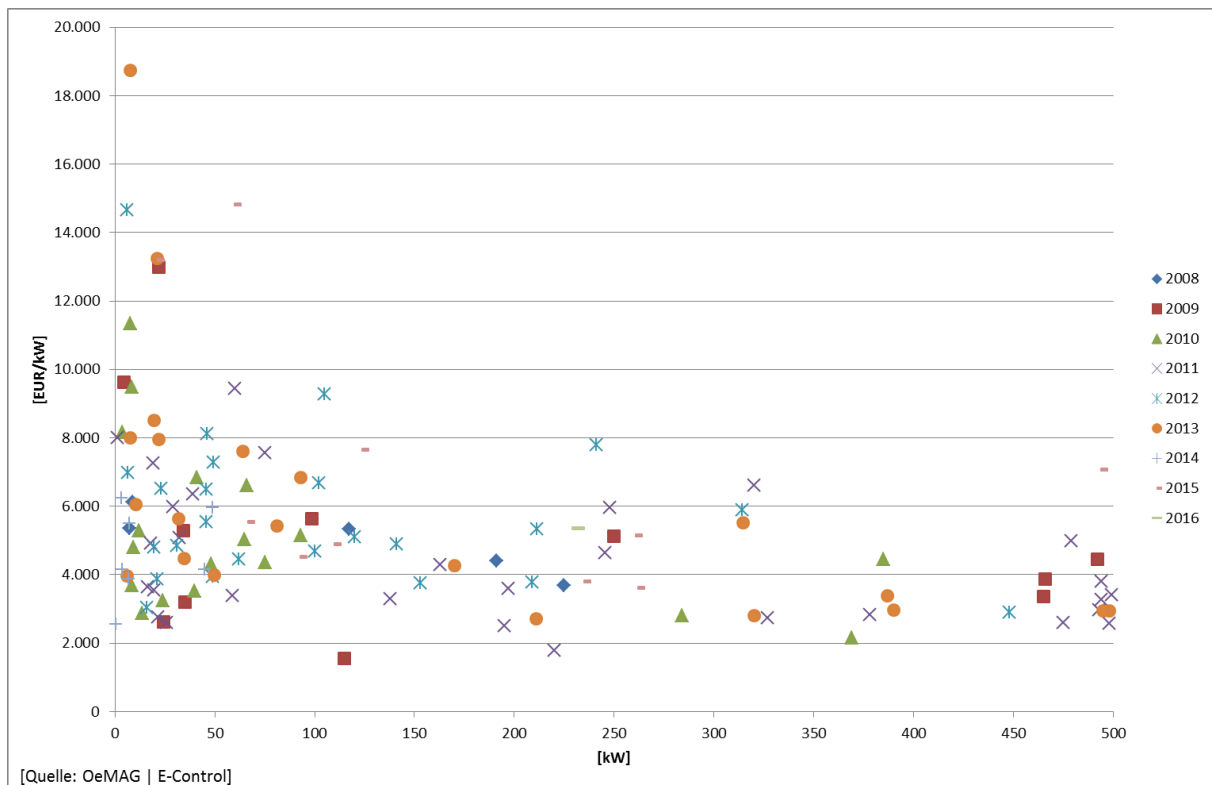
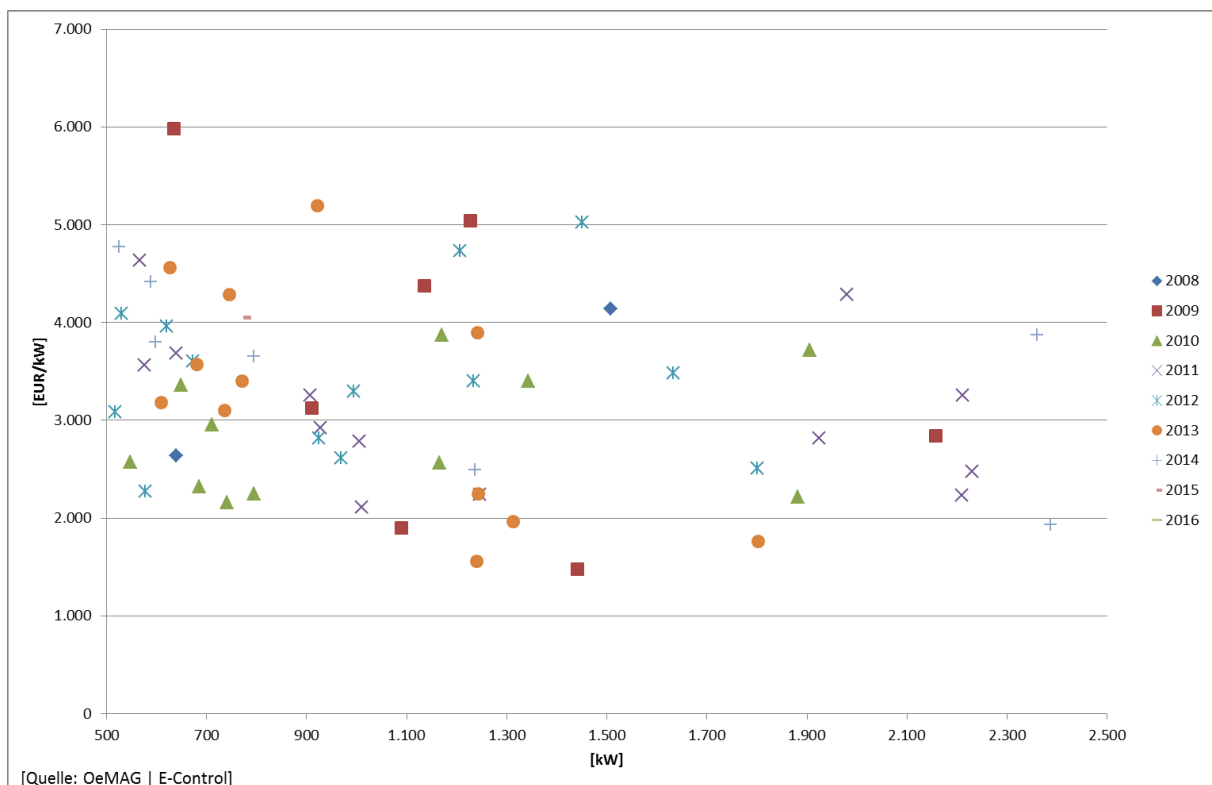


Abbildung 19: spezifische Investitionskosten - OeMAG Investitionsförderung abgerechnet größer 500 kW



Eine eindeutige Preisentwicklung lässt sich daraus nicht ableiten. Grundsätzlich sind die Investitionskosten eher gleichbleibend. Es ist jedoch klar ersichtlich, dass sich die spezifischen Investitionskosten mit der Größe der Anlage reduzieren.

Als gesetzliche Laufzeit für den Einspeisetarif von Kleinwasserkraftanlagen wird von 13 Jahre ausgegangen. In den Berechnungen an sich wurden jedoch 20 Jahre angesetzt. Wasserkraftanlagen haben, verglichen mit den anderen Technologien, eine extrem hohe Lebensdauer² und sehr geringe Stromgestehungskosten. In der Literatur³ werden bezüglich der Lebensdauer für bauliche Komponenten 70 Jahre und für elektrische Anlagen und Maschinen 40 Jahre angegeben. Bereits in vorhergehenden Gutachten wurde diese Systematik bei Kleinwasserkraftanlagen angewandt. An dieser Stelle soll auch nochmals darauf hingewiesen werden, dass das zusätzliche Unterstützungsvolumen stets ausgeschöpft war und im Augenblick sogar die Kontingente bis zum Jahr 2022 bereits zur Gänze ausgeschöpft sind.

5.5.2 Berechnete KWKW Tarife für 2018 und Abschläge für 2019

In Tabelle 23 ist die Entwicklung der zu Grunde liegenden Berechnungsparameter. Dabei sind die errechneten Tarife für die einzelnen Leistungsklassen und nicht die nach dem Zonenmodell beschlossenen Tarife zu sehen.

Dabei wurden in den Jahren 2012 und 2014 (vor allem bei den größeren Klassen ab 1.666 kW) teils deutlich höhere Tarife als vorgeschlagen beschlossen und verordnet. Die Gutachter haben im Jahr 2016 sodann die angenommenen Investitionskosten entsprechend angepasst um die beschlossenen Tarife widerzuspiegeln. Aufgrund der nun vorhandenen Datenbasis wird jedoch erneut von einer ähnlichen Basis wie 2014 ausgegangen. Generell haben sich, verglichen mit den früheren Annahmen, Kosten von der Investitionskomponente hin zu den Betriebskosten verschoben. Wie bei den letzten Gutachten wurde erneut mit 4.500 Volllaststunden gerechnet.

Für 2017 wurden die rot markierten Parameter aufgrund der übrigen Leistungsklassen angepasst. Für über 2 MW gibt es aufgrund der Begrenzung des Einspeisetarifs auf Anlagen bis 2 MW keine Daten. Aufgrund des Zonenmodells mit durchschnittlichen 4.500 Volllaststunden ist diese jedoch für die Berechnung notwendig.

²Anmerkung: Im Gutachten 2002 wurde eine durchschnittliche Lebensdauer von 50,03 Jahren errechnet.

³Siehe dazu: Kaltschmitt, Streicher: Regenerative Energien in Österreich, S. 88

Tabelle 23: Entwicklung der Berechnungsparameter bei Kleinwasserkraft

kW	2012		2014		Tarif	2016		Tarif	Anzahl	2017		Tarif
	Sepezifische Investitionstk.	Betriebskosten	Sepezifische Investitionstk.	Betriebskosten		Sepezifische Investitionstk.	Betriebskosten			Sepezifische Investitionstk.	Betriebskosten	
111	4.750	7.000	4.750	7.000	10,60	4.942	7.283	11,02	33	3.519	17.394	10,30
222	4.000	13.660	4.000	13.660	9,12	4.162	14.212	9,49	20	3.421	27.393	9,37
556	3.350	28.800	3.350	29.232	7,74	3.538	30.563	8,08	15	3.225	47.368	8,14
1111	2.700	50.000	2.700	50.750	6,31	3.107	53.060	7,08	7	2.516	71.429	6,30
1666	2.400	65.000	2.400	65.975	5,59	2.871	68.979	6,48	3	2.216	95.511	5,57
2222	2.200	89.000	2.200	90.335	5,22	2.683	94.448	6,14	0	2.016	107.563	4,98

[Quelle: E-Control]

Für die Berechnung der Tarife des Zonenmodells wurde dieselbe Vorgangsweise wie im ursprünglichen Gutachten angewandt. Dabei wurden z.B. die Einnahmen der ersten 500.000 kWh in den höheren Klassen berücksichtigt und dementsprechend der Tarif für diese Klasse berechnet.

Für eine 111 kW Anlage, welche rund 500.000 kWh erzeugt, wird mit dem errechneten Tarif 10,30 Cent/kWh gestartet. Für eine 222 kW Anlage würde sich grundsätzlich ein Tarif von 9,37 Cent/kWh ergeben. Nachdem diese Anlage im Zonenmodell aber für die ersten 500.000 kWh einen Tarif von eben diesen 10,30 Cent/kWh bekommt, reduziert sich der Tarif für die restlichen 500.000 kWh auf 8,44 Cent/kWh.

Die sich daraus ergebenden Tarife für Neubauten lauten wie folgt:

- die ersten 500.000 kWh 10,30 Cent/kWh
- die nächsten 500.000 kWh 8,44 Cent/kWh
- die nächsten 1.500.000 kWh 7,32 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 4,46 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 4,09 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 3,23 Cent/kWh

Bezüglich Revitalisierung wurde erneut ein Abschlag von 25% für die spezifischen Investitionskosten angesetzt. Die entsprechenden Tarife sind wie folgt:

- die ersten 500.000 kWh 8,60 Cent/kWh
- die nächsten 500.000 kWh 6,83 Cent/kWh
- die nächsten 1.500.000 kWh 5,83 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 3,59 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 3,31 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 2,54 Cent/kWh

Für das Jahr 2019 schlagen die Gutachter einen Abschlag von 1 % vor woraus sich folgende Tarife ergeben würden:

Für Neubauten:

- die ersten 500.000 kWh 10,20 Cent/kWh
- die nächsten 500.000 kWh 8,36 Cent/kWh
- die nächsten 1.500.000 kWh 7,25 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 4,42 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 4,05 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 3,20 Cent/kWh

Für revitalisierte Anlagen:

- die ersten 500.000 kWh 8,51 Cent/kWh
- die nächsten 500.000 kWh 6,76 Cent/kWh
- die nächsten 1.500.000 kWh 5,77 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 3,55 Cent/kWh
- die nächsten 2.500.000 kWh 3,28 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 2,51 Cent/kWh

Nachdem das Zonenmodell weniger gängig ist wurden die Auswirkungen dieser Entwicklung auch etwas anschaulicher darzustellen. In Tabelle 24 wurden die jährlichen Einnahmen einer 2 MW Anlage bei 4.500 und 4.000 Volllaststunden dargestellt falls keine neuen Tarife beschlossen werden und ein Abschlag von 1% angewendet wird. Aus Sicht der Gutachter sind 4.500 Volllaststunden eindeutig erreichbar und werden auch durch die Datenerhebung gedeckt. Von Seiten der Interessensvertretung wurde in den vergangenen Jahren jedoch oftmals angemerkt, dass hier mit maximal 4.000 Volllaststunden zu rechnen sei. In Tabelle 25 werden die Einnahmen basierend auf den neu vorgeschlagenen Tarifen gegenübergestellt.

Die leicht gestiegenen Tarife in den unteren Zonen federn natürlich auch zu einem gewissen Grad die gesunkenen Tarife in den höheren Zonen ab. Grundsätzlich ergeben sich für größere Anlagen (ab ungefähr 1,2 MW) mit hohen Volllaststunden aufgrund der geringeren Tarife in den höheren Zonen Reduktionen. Die Gutachter raten dringend davon ab die leicht

höheren Tarife in den niedrigeren Zonen zu beschließen und in den höheren Zonen gleichzeitig höhere Tarife als vorgeschlagen.

Tabelle 24: Einnahmen einer 2 MW Anlagen – 1 % Abschlag für 2018

Volllaststunden	4.500	4.000
kWh	9.000.000	8.000.000
	EUR	EUR
die ersten 500.000 kWh	50.750	50.750
die nächsten 500.000 kWh	36.450	36.450
die nächsten 1.500.000 kWh	95.550	95.550
die nächsten 2.500.000 kWh	133.000	133.000
die nächsten 2.500.000 kWh	125.500	125.500
über 7.500.000 kWh	71.550	16.128
	512.800	457.378

Tabelle 25: Einnahmen einer 2 MW Anlagen - vorgeschlagener Tarif 2018

Volllaststunden	4.500	4.000
kWh	9.000.000	8.000.000
	EUR	EUR
die ersten 500.000 kWh	51.504	51.504
die nächsten 500.000 kWh	42.199	42.199
die nächsten 1.500.000 kWh	109.866	109.866
die nächsten 2.500.000 kWh	111.504	111.504
die nächsten 2.500.000 kWh	102.329	102.329
über 7.500.000 kWh	48.383	16.128
	465.784	433.528

5.6 Stromboje

Als Berechnungsgrundlage wurde zum einen das vorhandene Angebot der „Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH“ herangezogen, welches für einen Strombojenpark aus vier 70 kW Bojen gelegt wurde und zum anderen wurden Daten bei der Datenerhebung gemeldet.

Wie in den vergangenen Jahren wollen die Gutachter darauf hinweisen, dass es aufgrund der Marktsituation (ein einziger bekannter Anbieter) im Vergleich zu anderen Technologien etwa unorthodox ist einen Tarif vorzuschlagen. Für die Gutachter ist die Aufstellung der Kosten grundsätzlich nachvollziehbar. Aufgrund des Mangels an Vergleichsoption kann

jedoch weiterhin keine Aussage darüber getroffen werden, ob diese wirtschaftlich effizient bzw. gerechtfertigt sind.

5.6.1 Vorhandene Datenbasis

Für den Strombojenpark laut Angebot ergeben sich spezifische Investitionskosten von 4.373 EUR/kW. Die Betriebskosten werden für dieses Projekt mit 18.000 EUR/p.a. angeführt. Laut einer beiliegenden Ertragsschätzung würden sich in etwa 3.000 Volllaststunden ergeben, wobei laut Homepage des Erzeugers bei einer Anlage ein Ertrag von bis zu 300.000 kWh möglich ist. Bei einer 70 kW Anlage würden dies ungefähr 4.300 Volllaststunden entsprechen.

Es ist nochmals anzumerken, dass sich die Unterlagen auf ein konkretes Angebot beziehen und die angegebenen Volllaststunden diesem Projekt grundsätzlich zu Grunde zu legen sind. Nachdem hier jedoch ein genereller Einspeisetarif vorzuschlagen ist wurden für die Berechnung 3.643 Volllaststunden (85% des maximalen Wertes) herangezogen.

Geht man vom aktuellen Tarif von 13,19 Cent/kWh für die ersten 500.000 kWh aus so würde dieser mit Investitionskosten von 4.321 EUR/kW, Betriebskosten von 5.770 EUR p.a. und 3.857 Volllaststunden abdecken.

Basierend auf der Datenerhebung von einem realisierten Projekt ergeben sich Investitionskosten von 4.286 EUR/kW und Betriebskosten von 4.800 EUR pro Jahr.

5.6.2 Berechneter Tarif Stromboje für 2018

Die Gutachter empfahlen bei der Einführung auch hier eine Meldung der Kosten. Dadurch konnte eine Aktualisierung der Annahmen vorgenommen werden.

Unter Berücksichtigung, der in Abschnitt 5.6.1 angeführten Parameter:

- Spezifische Investitionskosten von 4.286 EUR/kW
- Betriebskosten von 4.800 EUR p.a. und
- Volllaststunden von 3.857 h

ergibt sich ein Tarif von 13,00 Cent/kWh für das Jahr 2018.

Nachdem in der letzten Verordnung eine Staffelung vorgesehen wurde werden für die ersten 500.000 kWh jene 13 Cent/kWh empfohlen. Basierend auf der bestehenden Staffelung werden für über 500.000 kWh hinaus 12,02 Cent/kWh vorgeschlagen.

Für das Jahr 2019 wird ein Abschlag von 1% vorgeschlagen wodurch sich folgende Tarife ergeben:

Für die ersten 500.000 kWh	12,87 Cent/kWh
Für über 500.000 kWh hinaus	11,90 Cent/kWh

5.7 Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas)

Seit dem in Kraft treten der Änderungen der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (Jahrgang 2014) sind keine Kostenangebote / neue Kostenstrukturen für Ökostromerzeugungsanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse, Geothermie oder Deponie- und Klärgas bekannt.

Den Gutachtern sind somit keine Änderungen der Kostenstruktur für die Ökostromtechnologien bekannt. Es wird vorgeschlagen, die momentan gültigen Tarife beizubehalten.

6 Zusammenfassung der Empfehlungen

Es wurde ein Gutachten beauftragt, in dem für das Jahr 2018 sowie, nach Möglichkeit der Prognostizierbarkeit, für das Jahr 2019 zu bestimmende Einspeisetarife für Ökostromanlagen angeführt werden sollen. Dabei soll auch behandelt werden, ob sich die berechneten Tarife im Bereich der gesetzlichen Abschläge bewegen.

In Tabelle 26 ist eine detaillierte Ausführung zur Entwicklung der Einspeisetarife und den Vorschlägen für 2018 und 2019 zu finden. Es wurde ebenfalls eine Spalte angeführt in der die Tarife unter dem Gesichtspunkt der gesetzlichen Abschläge von 1 % bzw. 8 % bei der Photovoltaik dargestellt wurden.

Im Gegensatz zu den bisherigen Gutachten standen aufgrund der durchgeführten Datenabfrage Parameter von tatsächlich errichteten und betriebenen Anlagen aus den Jahren 2015, 2016 und 2017 zur Verfügung. Grundsätzlich decken sich diese in Summe recht gut mit der vorhanden gewesenen Datenbasis. Teils kommt es zu einer Verschiebung von Investitionskosten hin zu Betriebskosten - jedoch in keinem Ausmaß, das die Tarifhöhe merklich beeinflussen würde. Derartige Verschiebungen können daher stammen, dass z.B. Wartungsverträge entweder beim Kauf gleich mitabgeschlossen werden und somit in die Investitionskosten eingehen, oder erst nachträglich abgeschlossen werden und als Betriebskosten gelistet werden.

Ein bedeutender Indikator für die Auswahl der vorgeschlagenen Tarifstruktur war der Ausschöpfungsgrad des Kontingents der einzelnen Technologieklassen.

Abgesehen von der Photovoltaik gehen die Gutachter von keinen größeren Änderungen in der Kostenstruktur der einzelnen Technologien aus. Grundsätzlich ergibt sich für die Tarife eine historisch gewachsene Diskrepanz zwischen vormals vorgeschlagenen und tatsächlich verordneten. Dabei ist festzuhalten, dass

- Methodik, Datenerhebung und Grundlagen im Gutachten konsistent gehalten wurden, damit die Vergleichbarkeit mit früheren Berechnungen bestehen bleibt;

- die angesetzte Verzinsung in der Höhe von 6% auf jeden Fall viel Spielraum zulässt. Basierend auf § 24 Abs.4⁴ wurde hier jedoch die Verzinsung der vorangegangenen Gutachten beibehalten. Vor allem auch aufgrund dieses Parameters empfehlen die Gutachter, wie in den vergangenen Gutachten, davon abzusehen, höhere Tarife als die vorgeschlagenen zu verordnen.

Tabelle 26: Entwicklung der Einspeisetarife und Vorschläge für 2018 und 2019

EINSPEISETARIFE FÜR NEUE ÖKOSTROMANLAGEN 2017, 2018 und 2019		2017 Tarif Cent/kWh	gesetzliche Abschläge 1 % bzw. 8 % bei PV	Vorschlag Tarif 2018 Cent/kWh	Vorschlag Tarif 2019 Cent/kWh	
Rohstoffunabhängige Technologien		Laufzeit 13 Jahre	Laufzeit 13 Jahre	Laufzeit 13 Jahre	Laufzeit 13 Jahre	
Windenergie		8,95	8,86	8,79	8,70	
Photovoltaik	5 kWp bis 200 kWp	7,91	7,33	6,91	5,14	
		375 EUR/kWp	375 EUR/kWp	100 EUR/kWp	100 EUR/kWp	
	Tarif ohne Investitionszuschuss	11,80	10,66	10,63	9,96	
Kleinwasserkraft	Neuanlagen					
		die ersten 500.000 kWh	10,25	10,15	10,30	10,20
		die nächsten 500.000 kWh	7,36	7,29	8,44	8,36
		die nächsten 1.500.000 kWh	6,43	6,37	7,32	7,25
		die nächsten 2.500.000 kWh	5,37	5,32	4,46	4,42
		die nächsten 2.500.000 kWh	5,07	5,02	4,09	4,05
		über 7.500.000 kWh	4,82	4,77	3,23	3,20
	Revitalisierung					
		die ersten 500.000 kWh	8,02	7,94	8,60	8,51
		die ersten 500.000 kWh	5,85	5,79	6,83	6,76
	die nächsten 1.500.000 kWh	5,07	5,02	5,83	5,77	
	die nächsten 2.500.000 kWh	3,69	3,65	3,59	3,55	
	die nächsten 2.500.000 kWh	3,42	3,39	3,31	3,28	
	über 7.500.000 kWh	3,14	3,11	2,54	2,51	
Stromboje						
	die ersten 500.000 kWh	13,19	13,05	13,00	12,87	
	die nächsten 500.000 kWh	12,20	12,07	12,02	11,90	
Deponie- und Klärgas	Klärgas	5,71	5,65	5,71	5,71	
	Deponiegas	4,75	4,70	4,75	4,75	
Geothermie		7,36	7,29	7,36	7,36	
Rohstoffabhängige Technologien		Laufzeit 15 Jahre		Laufzeit 15 Jahre	Laufzeit 15 Jahre	
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)	hocheffizient bis 500 kW	22,00	21,78	20,87	20,66	
	bis 500 kW	18,61	18,42	17,33	17,16	
	500 kW bis 1 MW	16,15	15,99	14,77	14,62	
	1 bis 1,5 MW	14,82	14,67	13,30	13,17	
	1,5 bis 2 MW	14,33	14,19	12,62	12,49	
	2 bis 5 MW	13,74	13,60	11,86	11,74	
	5 bis 10 MW über 10 MW	13,26 10,50	13,13 10,40	11,22 10,10	11,11 10,00	
Abfall mit hohem biogenen Anteil	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 25 %		minus 25 %	minus 25 %	
	SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	minus 40 %		minus 40 %	minus 40 %	
	Andere 5-stellige SN in Tab. 1 und 2 ÖkoStrG	4,75	4,70	4,75	4,75	
Mischfeuerungen		anteilig		anteilig	anteilig	
Zuführung in kalorischen Kraftwerken	Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	5,82	5,76	5,82	5,82	
	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 20 %		minus 20 %	minus 20 %	
	Andere 5-stellige SN in Tab. 1 und 2 ÖkoStrG	minus 30 %		minus 30 %	minus 30 %	
Mischfeuerungen		anteilig		anteilig	anteilig	
Flüssige Biomasse	Flüssige Biomasse	5,51	5,45	5,51	5,51	
	Zuschlag für Erzeugung in effizienter KWK	2,00		2,00	2,00	
Biogas aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)	bis 150 kW			17,14	16,97	
	bis 250 kW	18,48				
	250 bis 500 kW	15,99				
	500 bis 750 kW	12,84				
	über 500 kW	12,38				
	Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 20 %		minus 20 %	minus 20 %	
	Zuschlag für Erzeugung in effizienter KWK	2,00		2,00	2,00	
	Zuschlag bei Aufbereitung auf Erdgasqualität	2,00		2,00	2,00	
Mischfeuerungen		anteilig		anteilig	anteilig	

⁴ „Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist von einer Verzinsung des eingesetzten Kapitals in Höhe von sechs Prozent auszugehen...“

7 Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen

Wie bei den Gutachten zu den Einspeisetarifen üblich wird zu Beginn der Vollständigkeit halber die gesetzliche Grundlage gesammelt dargestellt. Das Ökostromgesetz 2012 (BGBl I Nr 108/2017) beinhaltet folgende Zielsetzungen und Inhalte, die für die Bestimmung der Einspeisetarife für geförderte Ökostromanlagen relevant sind. Nachdem die Nachfolgetarife in einem anderen Gutachten behandelt wurden, hat sich von den gesetzlichen Vorgaben zur Berechnung nichts geändert.

Die Ziele lauten weiterhin wie folgt:

„§ 4. (1) Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes sowie der Versorgungssicherheit ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,

- 1. die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;*
- 2. den Anteil der Erzeugung von Ökostrom zumindest bis zu den in Abs. 2 bis Abs. 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;*
- 3. die energieeffiziente Erzeugung von Ökostrom sicherzustellen;*
- 4. die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen;*
- 5. eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife der Technologien zur Erzeugung von Ökostrom vorzunehmen, wobei auf die europäischen Schwerpunktsetzungen hinsichtlich neuer erneuerbarer Technologien, insbesondere im Rahmen des Strategieplans für Energietechnologien - SET-Plan, Bedacht genommen wird;*
- 6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten;*
- 7. die Abhängigkeit von Atomstromimporten bis 2015 bilanziell zu beseitigen.*

(2) Bis zum Jahr 2015 ist die Neuerrichtung und Erweiterung von Anlagen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass durch Anlagen mit Kontrahierungspflicht durch die Ökostromabwicklungsstelle und durch Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss ein Gesamtstromanteil von 15%, gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, erzeugt wird. In diesem Zielwert ist die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen sowie mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, enthalten, nicht jedoch die Neuerrichtung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW.

(3) Zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist von 2010 bis 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von insgesamt 3 500 GWh, inklusive den Effekten von Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen), davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von 1 750 GWh), die Errichtung von 700 MW Windkraft (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 1 500 GWh), 500 MW Photovoltaik (mit einer auf das Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 500 GWh) sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW Biomasse und Biogas (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 600 GWh) anzustreben.

(4) Für die einzelnen Ökostromtechnologien werden für den Zeitraum 2010 bis 2020 folgende mengenmäßigen Ausbauziele festgelegt:

- 1. Wasserkraft: 1 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;*

2. Windkraft: 2 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;
3. Biomasse und Biogas: 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,3 TWh), soweit eine nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist;
4. Photovoltaik: 1 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,2 TWh).

(5) Die Erreichung der Ziele gemäß Abs. 1 bis 4 ist durch die E-Control gemäß § 51 Abs. 1 alle zwei Jahre zu überwachen. Der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft hat für den Fall, dass die Ziele bereits erreicht wurden, deren Anhebung im Wege einer Regierungsvorlage zu initiieren.“

Auch die Bestimmungen laut § 20 ÖSG zur Festlegung der Einspeisetarife zur Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen sind weiterhin gleich:

„(1) Die Einspeisetarife sind entsprechend den Zielen dieses Bundesgesetzes, insbesondere in Bezug auf den effizienten Mitteleinsatz, so zu gestalten, dass kontinuierlich eine Steigerung der Produktion von Ökostrom erfolgt, wobei eine Steigerung der Produktion von Ökostrom aus rohstoffabhängigen Ökostromanlagen nur bei nachweislich gesicherter Rohstoffversorgung anzustreben ist.

- (2) Nach Maßgabe des Abs. 1 sind die Einspeisetarife auf Basis folgender Kriterien festzulegen:
1. die Tarife sind unter Beachtung der unionsrechtlichen Vorgaben festzulegen;
 2. die Tarife haben sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, zu orientieren;
 3. zwischen Anlagen ist dann zu unterscheiden, wenn unterschiedliche Kosten vorliegen oder öffentliche Förderungen gewährt wurden;
 4. die Tarife sind in Abhängigkeit von den verschiedenen Primärenergieträgern festzulegen, wobei die technische und wirtschaftliche Effizienz zu berücksichtigen ist;
 5. durch die Preisbestimmung ist sicherzustellen, dass sich die Förderungen an den effizientesten Standorten zu orientieren haben und die Möglichkeit einer Maximierung der Tarifhöhe durch eine Aufteilung in mehrere Anlagen ausgeschlossen ist;
 6. die Tarife können weitere Differenzierungen, etwa nach der Engpassleistung, der Jahresstromproduktion (Zonentarifmodell) oder nach anderen besonderen technischen Spezifikationen, enthalten. Eine zeitliche Unterscheidung nach Tag/Nacht und Sommer/Winter im Sinne des § 51 in Verbindung mit § 52 EIWOG 2010 ist zulässig;
 7. in der Verordnung können auch Mindestanforderungen hinsichtlich der zum Einsatz gelangenden Technologien vorgesehen werden, wobei die Mindestanforderungen dem Stand der Technik zu entsprechen haben;
 8. in der Verordnung kann die Erreichung eines höheren Brennstoffnutzungsgrades als in § 12 Abs. 2 Z 4 zur Voraussetzung für die Gewährung von Einspeisetarifen gemacht werden, wenn dies auf Grund der Beschaffenheit des jeweiligen Anlagentyps unter Bedachtnahme auf den Stand der Technik und die optimale Nutzung der eingesetzten Primärenergie (energetischer Nutzungsgrad) wirtschaftlich zumutbar ist.

(3) Für Photovoltaikanlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. bei der Festlegung der Tarife für Photovoltaik ist eine Differenzierung zwischen Anlagen auf Freiflächen und Gebäuden zulässig, wobei die Gewährung einer Förderung auf gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen beschränkt werden kann;
2. für Photovoltaik mit einer Engpassleistung bis 20 kW_{peak} können die Tarife gemäß Abs. 1 auch lediglich einen Teil der durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, abdecken;
3. in der Verordnung ist ein einheitlicher Tarif für alle Größenklassen von Photovoltaikanlagen vorzusehen, wobei eine kombinierte Förderung mittels Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen vorgesehen werden kann und jedenfalls dem Umstand Rechnung zu tragen ist, ob das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des vorangegangenen Jahres ausgeschöpft wurde;

4. die Gewährung einer Förderung kann an eine bestimmte Höchstgröße der Anlage geknüpft werden, wobei eine Förderung einer Photovoltaikanlage von über 500 kW_{peak} jedenfalls ausgeschlossen ist.

(4) Für rohstoffabhängige Anlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. die Preisfestlegung darf nicht in einer solchen Form erfolgen, dass Biomasse ihrer stofflichen Nutzung entzogen wird bzw. Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck entzogen werden;
2. zwischen Abfall mit hohem biogenen Anteil und sonstiger fester Biomasse ist zu unterscheiden;
3. eine Differenzierung innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biogas nach Energieträgern und Substraten, innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biomasse nach Energieträgern, sowie nach anderen besonderen technischen Spezifikationen ist zulässig;
4. bei der Festlegung der Preise für Anlagen auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse dürfen Rohstoffpreise (Kosten für die Energieträger) höchstens in einem solchen Ausmaß berücksichtigt werden, dass diese Kosten die Strommarkterlöse, gemessen an den gemäß § 41 Abs. 1 zuletzt veröffentlichten Marktpreisen, nicht übersteigen; für Anlagen auf Basis von fester Biomasse gilt dies dann, wenn die Leistung, über die ein Vertragsabschluss gemäß § 15 in Verbindung mit § 12 oder gemäß dem Ökostromgesetz, BGBl. I Nr. 149/2002, in der Fassung der ÖSG-Novelle 2009, BGBl. I Nr. 104/2009, erfolgt ist, 100 MW erreicht oder überschreitet;
5. zur Sicherstellung, dass Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck nicht entzogen werden, kann in der Verordnung vorgesehen werden, dass bei bestimmten Biogasanlagengruppen nur dann eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle zu den festgelegten Einspeisetarifen besteht, wenn ein bestimmter Anteil an Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft für die Erzeugung von Ökostrom eingesetzt wird.

(5) Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten ist auf ein rationell geführtes Unternehmen abzustellen, welches die Anlage zu Finanzmarktbedingungen sowie unter Berücksichtigung anderer Finanzierungsoptionen finanziert. Zu berücksichtigen sind die Lebensdauer, die Investitionskosten, die Betriebskosten, die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie. Bei der Erhebung dieser Kosten sind nationale sowie internationale Erfahrungen zu berücksichtigen.“

Sofern nichts anderes angegeben ist, beziehen sich die zitierten Gesetzesregelungen auf das Ökostromgesetz idF BGBl. I Nr. 108/2017 (ÖSG – 2012).

8 Quellen

Folgende Grundlagen wurden für die Erstellung des Gutachtens herangezogen:

- Bundesnetzagentur, August 2017: Daten zu Ausschreibungen und Tarifdegressionen, <https://www.bundesnetzagentur.de>
- BGBl I Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). Ausgegeben am 23.08.2002.
- BGBl I Nr. 105/2006: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 27.06.2006.
- BGBl I Nr. 10/2007: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 02.04.2007.
- BGBl I Nr. 44/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (erste Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 26.02.2008.
- BGBl I Nr. 114/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (zweite Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 08.08.2008.
- BGBl I Nr. 104/2009: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2009). Ausgegeben am 19.10.2009.
- BGBl I Nr. 75/2011: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). Ausgegeben am 29.07.2011.
- BGBl I Nr. 108/2017: Änderung des Ökostromgesetzes 2012, des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010, des Gaswirtschaftsgesetzes 2011, des KWK-Punkte-Gesetzes und des Energie-Control-Gesetzes sowie Bundesgesetz, mit dem zusätzliche Mittel aus von der Energie-Control Austria verwalteten Sondervermögen bereit gestellt werden Ausgegeben am 26.07.2017.

- BGBl II Nr. 508/2002 idF BGBl II Nr. 254/2005: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für bis Ende 2004 genehmigte (Kleinwasserkraft bis Ende 2007 errichtete) Anlagen festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2002) Ausgegeben am 20.12.2002.
- BGBl II Nr. 401/2006: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse in den Jahren 2006 und 2007 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2006) Ausgegeben am 24.10.2006.
- BGBl II Nr. 59/2008: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2008 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2008) Ausgegeben am 14.02.2008.
- BGBl II Nr. 53/2009: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2009 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2009) Ausgegeben am 23.02.2009.
- BGBl II Nr. 42/2010: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2010 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2010). Ausgegeben am 02.02.2010.
- BGBl II Nr. 25/2011: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2011 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2011). Ausgegeben am 28.01.2011.
- BGBl II Nr. 307/2012: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einspeisetarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle ab 1.Juli 2012 bis Ende des Jahres 2013 verpflichtet ist (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 18.10.2012.
- BGBl II Nr. 503/2013 Verordnung, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

(ÖSET-VO 2012) geändert wird (Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 23.12.2013.

- BGBl. II Nr. 285/2014 Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) geändert wird (Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 11.11.2014.
- BGBl. II Nr. 459/2015 BGBl. II Nr. 285/2014 Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) geändert wird (Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 23.12.2015.
- BGBl. II Nr. 397/2016 BGBl. II Nr. 285/2014 Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 geändert wird Ausgegeben am 16.12.2016.
- ECOFYS, Jänner 2011 : Financing Renewable Energy in the European Energy Market
- E-Control Austria, November 2002: „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen
- E-Control Austria und Energieagentur, Juli 2006: Expertise mit Grundlagen und Empfehlungen zur Neubestimmung der „Preise“(Einspeisetarife) für Ökostromanlagen
- E-Control Austria, November 2007: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2008 (optional bis 2010) im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria, Oktober 2008: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2009 im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria, September 2009: Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.
- E-Control Austria, Dezember 2009: Ergänzung betreffend Biogas- (und Biomasse) Kleinanlagen zur Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.

- E-Control Austria, November 2011: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2012)
- E-Control Austria, Mai 2012: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2. HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, Juni 2012: Ergänzung zum Gutachten - Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2. HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, Juni 2012: Ergänzung zum Gutachten - Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2. HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, November 2013: Gutachten zur Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2014/2015)
- E-Control Austria, September 2014: Gutachten zur Kostenstrukturänderungen von Photovoltaikanlagen (Vorbereitung des Photovoltaik Einspeisetarifs 2015)
- E-Control Austria, September 2015: Einspeisetarife Ökostrom – Neufestsetzung für alle Bereiche für die Jahre 2016 und 2017
- E-Control Austria, September 2015: Einspeisetarife für „Strombojen“
- E-Control Austria, August 2017: Ökostrombericht 2016
- E-Control Austria, August 2017: Veröffentlichung der Marktpreise gemäß § 41 Abs. 1 Ökostromgesetz
- E-Control Austria, September 2017: Datenerhebung laut § 40 Abs. 1 ÖSG 2012
- Energieagentur, 03.12.2009: Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008, 3. aktualisierte Auflage.
- Fraunhofer ISE, März 2017: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland
- IG-Windkraft, April 2012: Expertise der IG-Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen.
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; 2009: Regenerative Energien in Österreich
- Kleinwasserkraft Österreich, Mai 2012: Expertise von Kleinwasserkraft Österreich zur Kostenstruktur bei Kleinwasserkraftanlagen.
- Landwirtschaftskammer Österreich, September 2017: Energieholzindex.

- Moody's Investors service, September 2017: Falling cost of renewables reduces risks to Paris Agreement compliance
- Österreichs Energie, April 2012: Anlage Daten von Feststoff-Biomasse-KWK.
- Photovoltaik-Anbieter, Juli 2014: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Photovoltaik-Anbieter, Juli 2015: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Photovoltaik-Anbieter, Juli 2016: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Photovoltaik-Anbieter, August 2017: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Statistik Austria: www.statistik.at