

OPEN HEAT GRID

Endberichtsteil 6 / 8

Abstimmung der Strom- und Gasnetzentgelte auf die Anforderungen in einem Hybridnetz

D6.1 Integrierte Strom- und Gasnetztarife für ein effizientes Hybridnetz

Juni 2016

Energieinstitut an der JKU Linz

Simon Moser

Gerold Muggenhumer



Überblick zu den Berichtsteilen aus Open Heat Grid – es handelt sich um den Berichtsteil 5 / 8

Teil 1 des Endberichts erklärt die **Grundsätze eines zukünftigen Hybridnetzes**: die Auswirkungen und Vorteile einer smarten, bidirektionalen Verknüpfung der Energienetze wird dargestellt.

Teil 2 des Endberichts erläutert den Status Quo der **Preissetzung und Entgeltregulierung** in den drei betrachteten Energienetzen Strom, Gas und Wärme. Dabei wird qualitativ erhoben, über welche Preis- bzw. Entgeltkomponenten (einmalig, wiederkehrend pauschal, leistungsabhängig oder arbeitsabhängig) der Umsatz erzielt wird.

Teil 3 des Endberichts beschreibt erstens die grundsätzlichen, aktuellen Netzstrukturen im Strom- und Gasnetz; zweitens wird die **Industrie als Koppelstelle im Hybridnetz** dargestellt; drittens wird eine Literaturanalyse zur Entwicklung des Fernwärmebedarfs vor dem Hintergrund steigender Energieeffizienz durchgeführt.

Teil 4 des Endberichts beschäftigt sich mit dem **Wärmenetz im Hybridnetz**. Dieser Teil beschreibt erstens die aktuellen Netzstrukturvarianten, zweitens die Möglichkeiten und Technologien zur Integration von Abwärme und drittens die in Open Heat Grid betrachteten, technischen Potenziale.

Teil 5 des Endberichts beschreibt explizit die nach Literatur- und Expertenmeinung vorherrschenden **Herausforderungen für die Realisierung** der Vorteile eines Hybridnetzes: dieser Berichtsteil zeigt auf, welche Komponenten der Regulierung oder anderer gesetzlicher Vorgaben angepasst werden müssen, aber auch, auf Basis welcher gewachsener Standards aktuell ein Hybridnetz verhindert wird.

Teil 6 des Endberichts bestimmt auf Basis der Ergebnisse der Berichtsteile 2 und 5, wie eine optimale **Gestaltung der Tarifkomponenten** gemäß Regulierung bzw. auch Vorgaben der Gesetzgebung in den Energienetzen Strom und Gas aussehen würden, wobei ein Fokus auf die Koppelungstechnologien zwischen den beiden Netzen gelegt wird.

Teil 7 des Endberichts konzentriert sich auf **Konzepte für eine intensivierete Abwärmenutzung**. Ein Hybridnetz als smartes, energetisch und exergetisch optimiertes Netz sollte die Einspeisung von industrieller Abwärme forcieren. Dieser Berichtsteil untersucht, welche theoretischen ökonomisch-politischen Konzepte anzuwenden wären, sucht nach bestehenden rechtlichen Vorgaben zur Abwärmeintegration und beschreibt den rechtlich-organisatorischen Hintergrund für Best Practice-Beispiele.

Teil 8 des Endberichts analysiert die in Teil 7 identifizierten und als anwendbar bzw. wissenschaftlich interessant befundenen Konzepte. Dabei werden systemische, rechtliche, betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Evaluierungen durchgeführt. Abschließend wird ein **Konzept für eine Forcierung der Integration industrieller Abwärme** abgeleitet und dessen Implikationen auf das Hybridnetz untersucht.

Inhaltsverzeichnis

1	Ziel dieses Dokuments	3
2	Einleitung	3
3	Ausgangssituation	4
4	Zielsetzungen der Integration von Strom- und Gasnetzentgelten	5
4.1	Möglichkeiten zur Festlegung von Netzentgelten	5
4.2	Zielsetzung dieser Arbeit	5
4.3	Für die Optimierung zu beachtende Zielsetzungen von Regulierung, Infrastruktur und Markt	5
4.4	Zielkonflikte.....	8
5	Wirkung der Netzentgelt-Komponenten	9
5.1	Einmalige Entgelte (Euro)	9
5.2	Wiederkehrende Fixentgelte (zB Euro/Anschluss, Euro/kWp).....	9
5.3	Leistungsabhängige Entgelte (Euro/kW).....	9
5.4	Arbeitsabhängige Entgelte (Euro/kWh)	10
6	Entgelte im Stromnetz	10
6.1	Stromnetzentgelte für Einspeiser	12
6.1.1	G-Komponente – Beschreibung und Definition	12
6.1.2	Vermeidung der Marktverzerrung am einheitlichen europäischen Markt („basic G“).....	13
6.1.3	G-Komponente als Allokationssignal zur effizienten Standortwahl („locational G“)	13
6.1.4	Einspeisecharakteristik als Variable der G-Komponente	14
6.1.5	G-Komponente als Allokationssignal zur Betriebsweise	15
6.1.6	Exkurs: 100% G-Komponente	15
6.2	Stromnetzentgelte von kleinen Entnehmern (aktuell ohne Leistungsmessung)	16
6.2.1	Das Netzentgelt für KleinkundInnen heute	17
6.2.2	Das Netzentgelt für KleinkundInnen 2025, der Übergang zu diesem und Evaluierung der Übergangsvariante	17
6.2.3	Das Netzentgelt für KleinkundInnen in der Zukunft.....	18
6.3	Stromnetzentgelte von großen Entnehmern (aktuell mit Leistungsmessung)	18
6.3.1	Anreize aus dem Intervall der Lastmessung	18
6.3.2	Arbeitsabhängige Entgelte.....	19
6.3.3	Zeitabhängige Entgelte.....	19
6.3.4	Ideallösung Ampelsystem.....	19
7	Entgelte im Gasnetz	21
7.1	Feststellungen für das Gasnetz	23
7.1.1	Keine dezentrale Einspeisung	23
7.1.2	Geringe Herausforderungen zur Einhaltung des notwendigen Drucks (Versorgungsqualität)	23
7.1.3	Kein Smart Metering	23
7.1.4	Keine schnelle Reaktion auf Marktsignale erforderlich	23
7.2	Gasnetzentgelte für Einspeiser	24

7.3	Gasnetzentgelte von kleinen Entnehmern (ohne Leistungsmessung)	24
7.4	Gasnetzentgelte von großen Entnehmern (mit Leistungsmessung) und Kraftwerken	25
7.5	Zusammenfassung	26
8	Strom- und Gasnetzentgelte für Koppelungstechnologien.....	27
8.1	Kopplungstechnologien.....	27
8.1.1	Kopplungstechnologien im Hybridnetz	27
8.1.2	Gas-to-Power.....	28
8.1.3	Power-to-Gas.....	28
8.2	Strom- und Gasnetzentgelte sowie Steuern und Abgaben für gasgefeuerte Kraftwerke (GuD und KWK).....	29
8.3	Strom- und Gasnetzentgelte sowie Steuern/Abgaben für Power-to-Gas-Anlagen.	30
9	Zusammenfassung	32

1 Ziel dieses Dokuments

Eine nicht abgestimmte Regulierung kann in einem interagierenden Hybridnetz zu suboptimalen Ergebnissen führen. Die Netzentgelte von Strom und Gas sind schon jetzt reguliert und insbesondere zwischen diesen beiden Netzen ist eine steigende Interaktion absehbar (Power-to-Gas als Form von Energiespeicherung und -transport sowie Gas-to-Power als schnell reagierende Ausgleichserzeugung nach der Energiewende). Bei der Integration der Entgeltmodelle sind insbesondere die Entgeltkomponenten (Preise pro kWh, pro kW, pro Anschluss, etc.) zu beachten und ggf. neu zu definieren.

Es handelt sich um eine Beantwortung der in der ersten Ausschreibung zum Programm „Stadt der Zukunft“ angeführten Fragestellung „Wie können die bisher getrennt betrachteten Netztarifmodelle für Strom und Erdgas integriert werden?“

2 Einleitung

Das heutige Energiesystem unterläuft einer ständigen Weiterentwicklung hin zu einem zunehmend energiedomänenübergreifenden Hybridverbundnetz. Neben energie- und klimapolitischen Aspekten spielt dabei auch die Versorgungssicherheit eine zunehmend wichtigere Rolle. Regulierte Netzentgelte können ebenso wie energiepolitische Entscheidungen (Subventionen) dazu beitragen, eine stabile und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

Für das Strom- und Gasnetz ist bereits heute eine in ihren Grundsätzen ähnliche Regulierung in Kraft. Es ist schon jetzt, insbesondere zwischen diesen beiden Netzen/Energieträgern, eine verstärkte bidirektionale Interaktion zu erkennen und für die Zukunft verstärkt abzusehen. **Daher gilt es, die Regulierung dieser beiden Netze so zu gestalten, dass der Einfluss auf den Markt und die gewählten Technologien minimiert und die Netzansprüche gewahrt bleiben.**

Die aktuelle und erwartete Interaktion der beiden Netze mit dem Wärmenetz ist dabei mit zu beachten: Kopplungstechnologien¹ wie Power-to-Gas-Anlagen² oder auch Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke³ können in einem Hybridnetz⁴ einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten. Dabei hängt die ökonomische Entscheidungsfindung neben den Investitionskosten und den zu erzielenden Erträgen (Energiepreis) auch sehr stark von den Netznutzungsentgelten der jeweiligen Energienetze ab.

Mit dem Beitritt Österreichs zur Europäischen Union im Jahr 1995 und der darauffolgenden Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 1996⁵ der Europäischen Union wurden die EU-Mitgliedsstaaten und somit auch Österreich zu einer mehrstufigen Öffnung des nationalen Strommarktes verpflichtet (3 Liberalisierungspakete). Diese EU-Richtlinie wurde in Österreich 1998 mit dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) als nationales Recht umgesetzt. Mit einer Novelle des EIWOG, dem Energieliberalisierungsgesetz 2000, wurde die

¹ Energieerzeugungsanlagen, welche die Konversion von einer Energieform zu einer anderen ermöglichen.

² Power-to-Gas: Die Umwandlung von Strom mithilfe von Wasser in Wasserstoff bzw. in Folge mit CO₂ in Methan.

³ Gas-to-Power: Die Umwandlung von Wasserstoff oder Methan (synthetisch, biogen oder fossil) in Strom.

⁴ Vgl. AP2 – Deliverable 2.2: Grundsätzliche Darstellung zukünftiger Gegebenheiten interagierender Netze (Hybridnetz) sowie am Energiemarkt.

⁵ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und Rates

Marktöffnung am 1. Oktober 2001 vollständig realisiert. Seither ist es jedem Stromkunden in Österreich möglich, seinen Lieferanten frei zu wählen.

Das zweite Liberalisierungspaket, die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2006, umfasste unter anderem die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde,⁶ sowie die rechtliche, organisatorische und buchhalterische Entflechtung⁷ (Unbundling) vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen. Der E-Control obliegt seither die permanente Marktüberwachung sowie die Festlegung der Netzentgelte, welche alle Kosten zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sowie des Netzausbaus beinhalten. Durch die zunehmende Dynamik im liberalisierten Strommarkt sowie des Ausbaus dezentraler volatiler Energieerzeuger, ist das regulierte Stromnetz und somit auch die Festlegung der Systemnutzungsentgelte vor immer neue Probleme gestellt, weshalb die österreichische Regulierungsbehörde E-Control im Februar 2016 einen Konsultationsentwurf für die Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur veröffentlicht hat.⁸

Analog zum Stromnetz wurde auch im Gasnetz mit Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) per 1.10.2002 die Liberalisierung des österreichischen Erdgasmarktes vorangetrieben. Zuerst wird der Frage nachgegangen, wie versorgungssichere und nachhaltige Strom- und Gasnetze hinsichtlich der Entgeltstruktur sowohl erzeuger- als auch entnahmeseitig aussehen sollten, um die davor definierten Zielsetzungen zu erfüllen.

Abseits der gehandelten Energiepreise müssen energiedomänenübergreifende Technologien gegenwärtig, mit Ausnahmen, für die Entnahme und Einspeisung von Energieträgern Netzentgelte entrichten. Es gilt daher zu untersuchen, wie eine Anpassung der Gas- und Stromnetzentgelte unter der Prämisse der fortwährenden Finanzierung der Übertragungs- bzw. Verteilnetze zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in einem Hybridnetz beiträgt.

Dazu wird auch auf die Koppelungstechnologien zwischen dem Strom- und Gasnetz eingegangen, um die Frage zu beantworten, wie Kopplungstechnologien in einem smarten Hybridnetz integriert werden können, wobei auch die Frage zu erörtern ist, ob und inwiefern Kopplungstechnologien anders zu bewerten sind als konventionelle Akteure im Energiemarkt.

3 Ausgangssituation

Eine Erläuterung der derzeitigen Systemnutzungsentgelte und ihrer Festlegung sowohl im Strom als auch im Gasnetz ist dem Arbeitspaket 2, Deliverable „Regulierung und Preissetzung in den Energieträgern Strom, Gas und Fernwärme“, zu entnehmen.

⁶ Wurde in Österreich bereits 2001 gegründet.

⁷ Die Entflechtungsregelung wurde in einer weiteren EIWOG-Novelle im Jahr 2004 durchgeführt. Mit dem dritten Liberalisierungspaket wurden die EU-Vorgaben vollständig umgesetzt und gingen mit dem EIWOG 2010 in nationales Recht über. Durch den hohen Anteil an Fixkosten im Übertragungsnetzbereich wurde der Betrieb parallel laufender, konkurrierender Netze als volkswirtschaftlich nicht sinnvoll erachtet.

⁸ E-Control GmbH (2016): Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarif 2.0“), http://www.e-control.at/documents/20903/388512/Konsultationsentwurf_Tarife+2-0_Strom.pdf/58d5d1e5-f44b-40f4-a897-53616f931fb1, DL 16.03.2016

4 Zielsetzungen der Integration von Strom- und Gasnetzentgelten

4.1 Möglichkeiten zur Festlegung von Netzentgelten

Netze stellen eine Infrastruktur dar, die den Kauf und Verkauf eines Produkts erst ermöglichen. Sie sind also die Basis für einen funktionierenden und effizienten Markt. Engpässe in Netzabschnitten führen dazu, dass kein temporaler Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage geschaffen werden kann. Um eine sichere und barrierefreie Energieübertragung zwischen den einzelnen Akteuren zu gewährleisten, sind deshalb fortwährend Investitionen in den Netzerhalt und -ausbau nötig. Die Aufteilung der Kosten zwischen den Marktakteuren geschieht in Form von Netzentgelten, wobei diese

- pro Energieeinheit (kWh) (zB „Arbeitsentgelt“)
- nach bezogener Leistung (kW_{\max}) je Abrechnungszeitraum (z.B. Monat) (zB „Leistungsentgelt“)
- laufend pauschal (zB „vertraglich vereinbarte Maximalleistung“) oder
- einmalig (zB Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt)

verrechnet werden.

4.2 Zielsetzung dieser Arbeit

Diese Infrastrukturkosten haben einen direkten Effekt auf die Marktteilnehmer, **ob und in welchem Ausmaß** sie den jeweiligen Energieträger nutzen: Ein Errichter bzw. Betreiber („Akteur“) einer Verbrauchs-, Erzeugungs- und Koppelungsanlage kalkuliert betriebswirtschaftlich die Einnahmen und Ausgaben der Anlage. Die durch Gesetzgeber und Regulator festgelegten Systemnutzungsentgelte (Strom- und Gasnetzentgelte für die Entnahme und die Einspeisung aus dem Netz bzw. in das Netz) werden entsprechend mitbeachtet. Diese beeinflussen direkt die Entscheidung des individuellen Netznutzers, ob und wie intensiv er am Markt teilnimmt.

Aus ökonomisch-theoretischer Sicht ist eine optimale Regulierung bestrebt, die Kosten der Infrastruktur derart zu decken, dass die Marktentscheidungen der Akteure möglichst wenig beeinflusst werden und die (volkswirtschaftlich zuzustehenden) Eigeninteressen der Infrastruktur (Versorgungssicherheit) gewahrt bleiben.

4.3 Für die Optimierung zu beachtende Zielsetzungen von Regulierung, Infrastruktur und Markt

Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken sowie Koppelungstechnologien ist von der Energiemarktentwicklung und den aktuellen Netzentgelten abhängig. Gerade bei Kopplungstechnologien fallen oftmals auf Einspeise- und Entnahmeseite Netzentgelte an, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Betriebs beeinflusst wird.

Arbeitsabhängige Netzentgelte für Einspeiser erhöhen die Grenzkosten der Energieerzeugung und wirken sich deshalb einerseits auf die Merit-Order-Abfolge des Kraftwerkeinsatzes sowie andererseits auf das Energieangebot am Handelsmarkt aus. Werden Angebotspreise zu sehr durch netzseitige Entgelte beeinflusst, hat das Auswirkungen auf den Marktpreis, was in weiterer Folge Auswirkung auf die Nettoenergieexporte einer Volkswirtschaft haben kann.

Zielsetzung 1: Netzentgelte sollen zu keinen Marktverzerrungen führen, sondern lediglich Netzbeanspruchungen widerspiegeln.

Volatile Energieträger wie Wind- und Photovoltaik-Anlagen speisen wetterabhängig Strom ins Netz ein. Gerade bei Photovoltaik-Anlagen substituiert die Produktion meistens den Eigenverbrauch bis zu einem gewissen Anteil (ca. 30%, bei Betrieben bis zu 90% Eigennutzung).⁹ Dadurch wird weniger Energie aus dem Stromnetz bezogen, wodurch für die direkte PV-Nutzung keine *variablen* Systemnutzungsentgelte anfallen. Der Entfall der *variablen* Systemnutzungsentgelte erhöht die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage (Stichwort „Netzparität“¹⁰). Im aktuellen Regulierungsschema bedeutet die Eigennutzung von PV-Strom, dass die Netzkosten, die aufgrund der entgangenen variablen Netzentgelte nicht gedeckt werden, auf die verbleibenden Netznutzer aufgeteilt werden (Ziel 7).

Mit dem Netznutzungsentgelt wird beabsichtigt, dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzes abzugelten. Die volatile Einspeisung kann netzseitig Kosten verursachen, welche von allen KonsumentInnen in Abhängigkeit der Netzebene getragen werden müssen. Daraus zeigt sich die v.a. politische Zielsetzung einer „gerechten“ Verteilung der Netzkosten.

Zielsetzung 2: Netzentgelte sollen verursachungsgerecht sein, also jenen verrechnet werden, die sie verursachen.

Aus klima- und energiepolitischen Gesichtspunkten sollen Netzentgelte zudem so gestaltet sein, dass die Nutzung und Einspeisung von erneuerbaren Energieträger bestmöglich erfolgen kann.

Zielsetzung 3: Erneuerbaren Energieträger soll eine optimale Einspeisung in das Netz ermöglicht werden.

Es gilt zudem die Qualität der Versorgungssicherheit zu erhalten bzw. weiter zu verbessern. Netzentgelte müssen so gestaltet sein, dass sie Anreize setzen, Investitionen effizient und zukunftsorientiert zu tätigen. Dies impliziert eine Anforderung an die Netzentgelte: die Netzentgelte sollen bei den Netznutzern Anreize setzen, sich so zu verhalten, dass die anfallenden Netzkosten möglichst gering bleiben. Um ökonomisch effizient zu sein, muss die gewählte Tarifstruktur verlässliche Signale generieren, aus denen Netznutzer ableiten können, welche Kosten ihre Nutzung verursacht, und den Netzbetreiber dazu bewegen, die vorhandene Transportinfrastruktur so optimal wie möglich einzusetzen.

⁹ Vgl. Anhang 1 zur Energieeffizienz-Richtlinienverordnung, BGBl. II Nr. 394/2015, S.178.

¹⁰ Netzparität besteht in diesem Zusammenhang dann, wenn der von Netzabgaben befreite eigenproduzierte Strom die gleichen Netzabgaben verursacht, wie der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz.

Netzstörungen können im Extremfall einen Black-Out verursachen. Der dadurch anfallende wirtschaftliche Schaden würde sich dann alleine in Österreich bei einem einstündigen Ausfall der Stromversorgung auf ca. 90 Mio. Euro belaufen.¹¹

Stromnetzentgelte sollten sich auch nach dem einer Kategorie von Entnehmern oder Einspeisern zuzuerkennenden netz- und systemdienlichen Nutzen im Energiesystem richten:

Als *netzdienlich* sind dabei jene Komponenten im Stromnetz definiert, die dafür sorgen, Überlastungen von Netzabschnitten zu verhindern (z.B. Blindleistungsregelung) sowie die Versorgungssicherheit zu erhalten (Frequenz- und Spannungsregelung).

Die Definition von *systemdienlich* geht über das pure Stromnetz hinaus. Speicher, wie auch energiedomänenübergreifende Technologien können einem Netzausbau im Hybridnetz entgegen wirken. In Abhängigkeit der eingesetzten Technologie können Kraftwerke zudem zur Primärenergieeinsparung beitragen, indem z.B. die anfallende Abwärme bei der Energieerzeugung als Prozess- oder auch als Fernwärme genutzt wird und somit Energie eingespart werden kann (Kraft-Wärme-Kopplung). Neben chemischen Stromspeichern, welche die volatile Stromentnahme und -erzeugung glätten und temporal ausgleichen, können auch Kopplungstechnologien wie Gaskraftwerke oder Power-to-Gas-Anlagen erheblich zur Netzstabilität und somit Versorgungssicherheit im Stromnetz beitragen. Spezifische Netzentgelte für Kopplungstechnologien scheinen bei einem angestrebten Ausbau volatiler erneuerbarer Energieträger als plausibel, da sie einen erheblichen Beitrag zu Sicherstellung der Versorgungssicherheit im nationalen und europäischen Verbundnetz beitragen können.

Zielsetzung 4: Netzentgelte sollen Anreize an den Netznutzer setzen, zur Vermeidung von Netzkosten beizutragen.

Für eine umweltschonende und nachhaltige Energieversorgung können Netzentgelte verstärkt Anreize setzen, Primär- und Endenergie einzusparen.

Zielsetzung 5: Netzentgelte sollen dazu beitragen, Ressourcen zu schonen und effizienter zu nutzen.

Netzentgelte sollten zudem praktikabel und transparent gestaltet werden. Dies erlaubt Marktteilnehmern eine schnelle und einfache Bewertung der potenziellen Kosten und trägt damit zur Entwicklung des wettbewerblich organisierten Energiemarktes bei.

Zielsetzung 6: Netzentgelte sollen transparent und einfach gestaltet sein, damit Marktteilnehmer eine schnelle und genaue Bewertung der potentiellen Kosten ermöglicht wird.

All die zuvor erwähnten Zielsetzungen unterliegen der Hauptprämisse, dass der Netzbetreiber seine für Errichtung, Erhaltung und Betrieb des Netzes anfallenden Kosten rückerstattet erhält.

¹¹ Blackout-Simulator, Web: www.blackout-simulator.com; abgerufen am 29.02.2016. Einstündiger Ausfall an einem Werktag im Winter.

Zielsetzung 7: Netzentgelte sollen kostendeckend sein, also zur Sicherstellung der fortwährenden Versorgungssicherheit beitragen.

4.4 Zielkonflikte

In vielen Netz-bzw. Erzeugungssituationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize, die von einem der beiden gesetzt werden, zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen entgegenwirken. Bedeutendstes Beispiel ist eine Situation mit günstigen Energiepreisen einerseits und instabilen bzw. an die Kapazitätsgrenzen geratende Netze andererseits (wodurch der Netzbetreiber einen geringeren Verbrauch den KundInnen erreichen möchte). Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, kann jedoch die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen: d.h. KundInnen können z.B. ein Gerät entweder zu- oder abschalten und folgen damit einer der beiden Interessen, aber nicht beiden.

Das „Ampelsystem“ als Lösungsmodell ist hier anzuführen. Mehr zu Zielkonflikten ist im Projektbericht 2/9 von Flex-Tarif zu finden.¹²

¹² Moser und Mayr (2015): Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. Einleitung und Rahmenbedingungen. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1b/2015.

5 Wirkung der Netzentgelt-Komponenten

Die folgenden Aussagen basieren auf den Erkenntnissen zur Wirkung von bestimmten Netzentgelt-Komponenten in Arbeitspaket 5 von Flex-Tarif.¹³

5.1 Einmalige Entgelte (Euro)

Beispiele: Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt

Auswirkung:

- Einmalige Entgelte beeinflussen primär die Investitionsentscheidung und setzen voraus, dass die Nutzung der Entnahme/Einspeisung gut planbar ist, um die durchschnittlich anfallenden Kosten pro kWh Netznutzung beziffern zu können.
- Einmalige Entgelte können – ähnlich zu den Kosten der Errichtung einer Anlage – im Falle einer Unwirtschaftlichkeit zu „sunk costs“ werden.
- Einmalige Entgelte beeinflussen die Betriebsweise einer Anlage nicht.

5.2 Wiederkehrende Fixentgelte (zB Euro/Anschluss, Euro/kWp)

Beispiele: Entgelt für vertraglich vereinbarte Leistung

Auswirkung:

- Wiederkehrende Entgelte beeinflussen primär die Investitions- bzw. Instandhaltungsentscheidung und setzen voraus, dass die Nutzung der Entnahme/Einspeisung in der zugrundeliegenden Periode gut planbar ist, um die durchschnittlich anfallenden Kosten pro kWh Netznutzung beziffern zu können.
- Wiederkehrende Entgelte spiegeln unabhängig der Nutzung die für Betrieb und Wartung des Netzes anfallenden Kosten wider.
- Wiederkehrende Entgelte beeinflussen die Betriebsweise einer Anlage nicht.

5.3 Leistungsabhängige Entgelte (Euro/kW)

Beispiele: Leistungsentgelte, Viertelstundenmaximumwerte

Auswirkung:

- Leistungsentgelte beeinflussen die Betriebsweise einer Anlage: Leistungsentgelte beeinflussen primär die Intensität der Netznutzung (Einspeisung oder Entnahme), sie führen zu einer Glättung der Netznutzung. Eine „Flexibilität“ bei Einspeisung oder Entnahme, auch zu netzdienlichen Zwecken, steht im Widerspruch zu einer Glättung.
- Leistungsentgelte interagieren diffizil mit arbeitsabhängigen Entgelten. Eine Reaktion der Netznutzung auf eine Variation der arbeitsabhängigen Entgelte oder auch der aktuellen Marktpreise ist (bei Leistungssteigerung) mit komplexen Überlegungen zur Häufigkeit der Nutzung eines erhöhten Leistungsausmaßes oder (bei Leistungssenkung) mit der Wirtschaftlichkeit der nicht bezogenen, aber zu zahlenden Leistung verbunden.

¹³ Moser (2015): Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. Tarifliche Anreizwirkung. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1e/2015.

5.4 Arbeitsabhängige Entgelte (Euro/kWh)

Beispiele: Klassische variable Kleinkundenentgelte, Systemdienstleistungsentgelte

Auswirkung:

- Arbeitsabhängige Entgelte sind gut planbar und unterstützen die Investitionssicherheit.
- Arbeitsabhängige Entgelte vermindern die Netznutzung (Einspeisung oder Entnahme).
- Arbeitsabhängige Entgelte verzerren die Kosten der Transformation im Vergleich zum Bezug der Energie aus einer anderen Quelle: Sie verteuern eine eingespeiste kWh im Vergleich zu ggf. anders behandelten Einspeisern¹⁴ und sie verteuern eine genutzte kWh im Vergleich zu ggf. möglichen anderen Energiequellen.¹⁵

6 Entgelte im Stromnetz

Dieser Abschnitt beschreibt die derzeitige Entgeltfestsetzung im Strommarkt auf Einspeise- bzw. Entnahmeseite und stellt vor, welche Entgeltmodelle in welcher Form dazu beitragen können, die in Kapitel 3 definierten Zielsetzungen zu erfüllen. Der Inhalt in den folgenden Unterkapiteln wurde zum Teil auf Basis der vom Autor verfassten, bereits veröffentlichten Projektberichte zu *Flex-Tarif* entnommen, überarbeitet bzw. weiterentwickelt.¹⁶

Im Gegensatz zu konventionellen zentralen Energieerzeugern stellen dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Durchschnitt geringere Leistungen sowie eine geringere Produktion bereit und sind zudem meist geografisch weiter verteilt. Sie sind jedoch unumgänglich für eine Emissionsreduktion im Energiesektor. Ein Ausbau der erneuerbaren Energieträger fordert ein flexibleres Energienetz sowie zusätzliche Speicher um etwaige Überkapazitäten zu speichern, oder in Zeiten von Nachfragespitzen die gespeicherte Energie wieder ins Netz abzugeben. Anders als dezentrale Erzeugungsanlagen entrichten Kopplungsanlagen Netznutzungsentgelte bei der Entnahme aus dem einen Netz und der Einspeisung in das andere. Dies hat eine direkte Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien und dass Flexibilitäten der Netze nicht maximal ausgenutzt werden.

Die Netzentgelte im Stromnetz sind in der aktuellen Fassung im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) 2010 festgelegt und werden in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 i.d.F. 2016 (SNE-VO) geregelt.¹⁷ Nach § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbenutzer für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dieses setzt sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt

¹⁴ Z.B.: Österreichische Einspeiser größer 5 MW Anschlussleistung zahlen Systemdienstleistungsentgelte und produzieren daher zu höheren variablen Kosten als Einspeiser gleicher Art in der gleichen Preiszone in Deutschland.

¹⁵ Z.B.: Die Entnahme von Strom für Wärmepumpen wird durch die arbeitsabhängigen Netzentgelte verteuert. Die gewonnene Wärmeenergie ist dadurch im Verhältnis zu anderen Energieformen verteuert.

¹⁶ Moser et al. (2015): Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. Handlungsempfehlungen. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1h/2015.

¹⁷ Eine detailliertere Darstellung der zu entrichtenden Entgelte kann dem Arbeitspaket 2 entnommen werden.

- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen.

Diese einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt) durch die Regulierungsbehörde per Verordnung als Festpreis bzw. Höchstpreis festgelegt.

Der leistungsbezogene Anteil (LP) der Netznutzungsentgelte in den Netzebenen 1-5 (§4 Abs.1 Z 1, 3 und 5 SNE-VO 2012-Novelle 2016¹⁸), welcher für gemessene Stromentnehmer anfällt, soll dazu beitragen temporal auftretende Lastspitzen zu vermeiden und somit Netzüberlastungen entgegenwirken. Bei Entnahme der Netzebenen 6 (§4 Abs. 1 Z 6 SNE-VO 2012- Novelle 2016) wird zwischen gemessenen und unterbrechbaren Lasten¹⁹ unterschieden. In der Netzebene 7 (§4 Abs. 1 Z 7 SNE-VO 2012- Novelle 2016) wird zusätzlich noch zwischen gemessener und nicht gemessener Leistungsentnahme differenziert. Unterbrechbare Lasten ermöglichen den Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber bei Gefahr einer Überlastung des Netzes gezielt vertraglich vereinbarte Lasten kurzfristig abzuschalten, um einen sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten. Für den Abnehmer entfällt dabei der leistungsbezogene Anteil (Cent/kWh) zur Gänze. Der arbeitsbezogene Anteil (AP) des Netznutzungsentgeltes wird sowohl für die gemessene Leistung, als auch für die nicht gemessene und die unterbrechbare Leistung in Cent/kWh angegeben. Dabei unterteilt sich der Arbeitspreis aufgrund der zeitvariablen Gestaltungsmöglichkeit in die Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT),²⁰ sodass innerhalb eines Jahres max. vier unterschiedliche Preise je Netzbereich für das Netznutzungsentgelt möglich sind, wobei davon nur vereinzelt Gebrauch gemacht wird. Somit ist das Netznutzungsentgelt derzeit jedenfalls verbrauchsabhängig.

Power-to-Gas-Anlagen sowie Pumpspeicherkraftwerke, welche nach dem 6. August 2013 errichtet wurden, sind bei Stromentnahme gem. §111 Abs. 3 EIWOG 2010 idF 2013²¹ temporär (bis 2020) von den Netznutzungs- sowie -verlustentgelten befreit. Neben den zu entrichtenden Netzentgelten fallen bei der Stromentnahme zusätzlich Steuern sowie die Kraft-Wärme-Kopplungs- und Ökostromförderung an.

Bei Stromeinspeisern wird zudem zwischen Anlagen mit einer Engpassleistung kleiner und größer als 5 MW unterschieden. Anlagen mit einer Engpassleistung größer 5 MW müssen zusätzlich zu dem Netzzutrittsentgelt und Messentgelt noch das verbrauchsabhängige Verlust- und Systemdienstleistungsentgelt entrichten.

¹⁸ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2016

¹⁹ Netznutzungsentgelte der Netzebene 6 für unterbrechbare Lasten werden derzeit nur in den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich, Steiermark und Kleinwalsertal angeboten.

²⁰ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 4 SNE-VO 2012-Novelle 2016.

²¹ BGBl. I Nr. 174/2013

Tabelle 1: Zusammenstellung der wesentlichen Kosten für Strom-Netznutzer. Quelle: Arbeitspaket 2.

	Pauschal (einmalig)	Pauschal (jährlich)	Leistungsabhängig (kW)	Verbrauchsabhängig (kWh)
Strom Entnehmer	Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt	Netznutzungsentgelt (*), Messentgelt, Grundgebühr Lieferant, Ökostrom-pauschale KWK-Pauschale	Nutzungsentgelt	Nutzungsentgelt, Verlustentgelt, Arbeitspreis Lieferant, Elektrizitätsabgabe, Ökostrom-förderbeitrag
Strom Einspeiser bis 5 MW	Netzzutrittsentgelt	Messentgelt	-	
Strom Einspeiser ab 5 MW	Netzzutrittsentgelt	Messentgelt	-	Verlustentgelt, Systemdienstleistungsentgelt

(*) Das Netznutzungsentgelt wird auf der Netzebene 7 für nicht leistungsgemessene Kunden (v.a. Haushalte) jährlich auf Basis der vereinbarten (nicht der gemessenen) Anschlussleistung in kW verrechnet.

6.1 Stromnetzentgelte für Einspeiser

In diesem Abschnitt liegt der Fokus auf *erzeugungsseitige Netzentgelte* im Stromnetz und den damit verbundenen Möglichkeiten. In Anbetracht der definierten Zielsetzungen in Abschnitt 3 sollen die folgenden Konzepte Möglichkeiten aufzeigen, diese zu realisieren und einen ganzheitlichen Blick auf das Thema *erzeugungsseitige Netzentgelte* zu geben.

6.1.1 G-Komponente – Beschreibung und Definition

Die *G-Komponente* ist jener Anteil der Netzkosten, der von Einspeisern (G für Generation) bezahlt wird. Die restlichen Netzkosten sind von den Verbrauchern (Load oder L-Komponente) zu bezahlen (die Transmissions- bzw. T-Komponente²² wird hier vernachlässigt). Gleich wie die Netzentgelte für Entnehmer ist auch die Art der Festlegung der Netzentgelte für Einspeiser gesetzlich festgelegt (und könnte daher vom Gesetzgeber geändert werden).

Die unterschiedlichen Variationen der G-Komponente reflektieren die verschiedenen aus der Einspeisung für die Netzinfrastruktur entstehenden Kosten:

- Ein „basic G“ spiegelt die **grundsätzliche Zuordnung** von Teilen der Netzkosten zu den Einspeisern wider. Die Abrechnung kann dabei jährlich bzw. bei Betrieb pauschal, nach Leistung (kW) oder Produktion (kWh) erfolgen.
- Das „locational G“ kann Anreize für eine kosteneffiziente **Standortwahl** der Kraftwerke setzen. Es soll vermieden werden, dass für die Standortentscheidung ausschließlich produktionsrelevante Parameter gewählt herangezogen werden und (über die Netzkosten sozialisierte) Anschlusskosten außen vor bleiben.
- Das Ausmaß der **Volatilität** der Erzeugung kann ebenso eine wesentliche Rolle bei der Festlegung der Netzentgelte für Einspeiser darstellen.
- Des Weiteren kann über kurzfristige Netzentgelt-Anreize die **Betriebsweise** des Kraftwerks, z.B. in Engpasssituationen, beeinflusst werden.

²² Auf die Bedeutung für das Netz, ob Energie von weit entfernt oder lokal bezogen wird, ist jedoch hinzuweisen.

6.1.2 Vermeidung der Marktverzerrung am einheitlichen europäischen Markt („basic G“)

In einem „Single Market“, also bei einem hypothetischen grenzüberschreitenden Stromhandel, ist die G-Komponente so auszulegen, dass sie die Strompreise bzw. den Abruf der Kraftwerke auf Basis der Merit-Order nicht verzerrt. D.h. erstens, dass sie in allen Ländern gleich sein soll und zweitens, dass auch eine gleiche Festlegung keine Marktverzerrung bewirken soll; z.B. wurde auf EU-Ebene eine relative Kostenverteilung von 25% G vs. 75% L diskutiert (im Jahr 2002). Allerdings impliziert dies, dass bei unterschiedlich hohen nationalen/regionalen Netzkosten automatisch unterschiedlich hohe Einspeiseentgelte festgelegt werden; dies widerspricht einer Harmonisierung der Wettbewerbsbedingungen.²³

Aufgrund der Verzerrung durch eine relative Festlegung diskutieren Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) eine absolute Kostenverteilung in Euro/MWh. Diese eliminiere Verzerrungen im Erzeugerwettbewerb. In einer Region bzw. einem Land mit relativ höherer Einspeisung entlastet eine in Absolutwerten pro kWh festgelegte G-Komponente aber die Entnehmer. Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) leiten daraus die Frage ab, ob eine absolute G-Komponente mit dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit (Nachfrager als Nutzer des Stroms und damit als Verursacher) konform ist, lassen diese Frage aber unbeantwortet.

Jedoch stellen sie fest, dass bei einem „Basic G“ in Höhe von 0% = 0 Euro/MWh voll dem „verbrauchsorientierten Zweck und Aufbau der Elektrizitätsversorgung“ (d.h. Verursachungsgerechtigkeit) entsprochen wird und es sich darüber hinaus um die „einfachste, transparenteste und praktikabelste Form“ der netzkostendeckenden Harmonisierung handelt.

Abschaffung Systemdienstleistungsentgelte: Dieser Argumentation folgend müssten in Österreich die Systemdienstleistungsentgelte für Einspeiser über 5 MW abgeschafft werden. Dies könnte auch einen Beitrag zur höheren Wirtschaftlichkeit österreichischer Kraftwerke leisten, mehr Erzeugung in Österreich (d.h. auch: im Süden der Preiszone) bewirken und damit auch der aktuellen Diskussion zur Trennung der Preiszone entgegenwirken.

6.1.3 G-Komponente als Allokationssignal zur effizienten Standortwahl („locational G“)

Die Wirtschaftlichkeit von Standorten für Sonnen- und Windenergie hängt stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Speziell wenn es zu einer Sozialisierung der Netzbetriebskosten und Netzausbaukosten kommt, werden diese bei der betriebswirtschaftlichen Standortentscheidung nicht beachtet (externer Effekt), was zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Standortentscheidung führen kann (Bieberbach et al., 2012).²⁴

Allokationssignale an die Einspeiser (locational G) können Netzverlusten und Kapazitätsgrenzen entgegenwirken (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002). Die Anschluss- bzw. Netzausbaukosten für Stromerzeugungsanlagen können über das Einspeise-Entgelt (G-

²³ Müller-Kirchenbauer J., Nailis D. (2002): Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus kommunaler Sicht. Untersuchung, Wirkungsanalyse und Gestaltung von Vorgaben der EU zur Netznutzungstarifierung im Auftrag kommunaler Unternehmen (G:T:L-Studie). Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen. Web: http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf, 2014-02-26.

²⁴ Bieberbach F., Lerchl H., Eidt S., Zoldt R. (2014): Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung. et Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Februar 2014. Web: <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/60/Ein-koordiniertes-europaisches-Marktdesign-fur-erneuerbare-Energien-in-der-Stromversorgung.aspx>, 2014-02-25.

Komponente) bei der Standortentscheidung internalisiert werden, indem dieser Teil der G-Komponente auch den Standort abbildet. Das heißt eine zunehmende Distanz zum Verbraucher bzw. Hauptstromnetz wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks aus. Auch, so argumentieren Bieberbach et al. (2014), erhalten Standorte einen wirtschaftlichen Wert, wenn kein/kaum Netzausbau notwendig ist. Dies sollte zu einer volkswirtschaftlich optimalen Allokation der erneuerbaren wie auch der konventionellen Erzeugung führen.

Ein **Bonus-Malus-System** kann auch bei einem über alle Einspeiser kumulierten Gesamtbeitrag von $G = 0\%$ bzw. 0 Euro Allokationssignale geben (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002).

Umsetzbarkeit der locational G: Die Aufteilung, wer nun verbrauchsfern und verbrauchsnahe produziert, kann nach Müller-Kirchenbauer und Nailis (2002) in geografisch differenzierten Zonen geschehen. Dazu gibt es jedoch unterschiedliche Auffassungen – vor allem über die Anzahl und damit Genauigkeit der Zonen. Die Monopolkommission (2013, S. 207f) schlägt zur Umsetzung einer allokativen G-Komponente folgende grundsätzliche Vorgehensweise vor:²⁵

„Bei der Lösung zur Überwindung von Netzengpässen sollte der Fokus nicht einseitig auf dem Netzausbau liegen. Alternativ gibt es eine ganze Reihe von Netzausbaualternativen, welche unbedingt verstärkt in die Netzausbauplanungen einfließen sollten. So sollte die Bundesregierung prüfen, ob der notwendige Netzausbau durch zusätzliche Maßnahmen effizient reduziert werden kann. Die Monopolkommission schlägt insbesondere vor, ein von den Erzeugern von Strom zu tragendes Netzentgelt bzw. eine Netzprämie einzuführen, die den Zu- und Rückbau von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen räumlich steuern soll. Eine solche Netzentgeltkomponente (G-Komponente) könnte wie folgt ausgestaltet werden:

- *Im Rahmen des jährlichen Netzentwicklungsplans werden Netzengpässe seitens der Übertragungsnetzbetreiber und mit Genehmigung der Bundesnetzagentur identifiziert. Die Übertragungsnetzbetreiber kalkulieren zudem langfristige Grenzkosten bzw. den Grenznutzen der Netzbelastung bzw. die Entlastung durch die Einspeisung von Strom in verschiedenen Netzzonen.*
- *Als Folge der Analyse definieren die Übertragungsnetzbetreiber Preiszonen, in denen aus der langfristigen Grenzbelastung/Entlastung ein negatives/positives Netzentgelt (G-Komponente) berechnet wird (Euro pro Megawattstunde Einspeisung). Negative und positive Zahlungen sollten dabei so kalkuliert werden, dass sie sich innerhalb eines Jahres aufheben, sodass die G-Komponente letztlich aufwandsneutral den Zubau von Erzeugungsanlagen räumlich steuert.*
- *Erzeuger von konventionellem und erneuerbarem Strom zahlen zukünftig jährlich ein an ihren Einspeisungen bemessenes Entgelt aus der G-Komponente oder erhalten eine Prämie. Bei Betreibern von EE-Anlagen lässt sich die Abrechnung der G-Komponente mit verhältnismäßig geringem Aufwand in die Abrechnungen zur EEG-Förderung und zur Marktprämie integrieren.“*

6.1.4 Einspeisecharakteristik als Variable der G-Komponente

Bieberbach et al. (2014) stellen fest, dass die Einspeisecharakteristik eines Kraftwerks ebenso wie der Standort für die Bestimmung einer G-Komponente herangezogen werden kann: „Die

²⁵ Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn, 5. September 2013. Web: http://www.monopolkommission.de/sg_65/s65_volltext.pdf, Download: 2014-02-26.

Entgelthöhe ist abhängig vom Netzanschlusspunkt [...] und der Einspeisecharakteristik. Bspw. würde dann ein Gaskraftwerk am Höchstspannungsnetz in einem Verbrauchsschwerpunkt als verbrauchsnahe, regelbarer und gesicherter Einspeiser einen Bonus vom Netz erhalten. Ein Windpark [...], der [...] fluktuierend einspeist, kompensiert über die G-Komponente die zusätzlichen Betriebs- und Ausbaurkosten des Netzes.“

Es kann geschlussfolgert werden, dass eine verstärkte Beachtung der Volatilität insbesondere auch eine Beachtung der Anschlussleistung (im Gegensatz zur gelieferten Energiemenge) bedeutet. Bieberbach et al. (2014) stellen des Weiteren fest, dass bei hoher Volatilität „Vorhaltekosten für gesicherte Kraftwerksleistung“ anfallen, die abgegolten werden müssen. Ceteris paribus (d.h. bei gleicher Qualität des Standorts) würde die Beachtung der Volatilität eine klare Nachreihung volatiler bzw. „unsicherer“ Lasten wie PV und Wind gegenüber konstanten bzw. planbaren bzw. „gesicherten“ Lasten wie Gas- Kohle oder Großwasserkraft darstellen.

6.1.5 G-Komponente als Allokationssignal zur Betriebsweise

Die Allokationssignale auf Stromerzeugungsanlagen können nach kurzfristigen und langfristigen Signalen unterschieden werden. Langfristige Allokationssignale sollen, wie ausgeführt, Einfluss auf den Bau (Standortwahl) von zukünftigen Stromerzeugungsanlagen haben. So wird Kraftwerken ein Malus auferlegt, wenn diese verbrauchsfern errichtet werden, während jene einen Bonus erhalten, die verbrauchsnahe erzeugen und damit einen geringeren Netzausbau verursachen. Kurzfristige Allokationssignale (jährlich adaptiert sowie Handel von Kapazitäten) wirken auf die Betriebsweise des Kraftwerkes. Sie sollen Einfluss auf **Verluste** und die **Ausnutzung von Engpässen** haben (Müller-Kirchenbauer und Nailis, 2002).

Auch kann über die G-Komponente die Regelbarkeit des Kraftwerks abgegolten werden. Volatile Kraftwerke – und damit gar nicht flexible – würden hier stärker belastet als teilweise oder zu einem gewissen Grad flexible (Laufkraftwerke), die geringste Belastung kommt hoch regelbaren gasgefeuerten oder Pumpspeicher-Kraftwerken zu.

6.1.6 Exkurs: 100% G-Komponente

Es wird angenommen, dass die Gesamtheit der Einspeiser die gesamten Kosten des Stromnetzes trägt, d.h. die entnehmerseitige Load-Komponente null ist.

- Eine G-Komponente von 100% geht auch am einheitlichen europäischen Markt mit dem Verursachungsprinzip konform, soweit es die Netzkosten betrifft, denn die von den Einspeisern getragenen Netzkosten werden auf die KonsumentInnen überwältzt.
- Eine G-Komponente von 100% stellt eine Verzerrung am Markt dar, da in unterschiedlichen Ländern/Regionen aufgrund geographischer oder anderer Umstände unterschiedliche Netzkosten anfallen und damit eine kWh unterschiedlich belastet wird. Zur Harmonisierung bedürfte es einer einheitlichen europäischen Regulierung.
- Der Netzbetreiber verrechnet die regulierten Beträge an die Einspeiser. Die Einspeiser geben die Kosten an die Vertriebe und diese wiederum an den Endkunden weiter. Es gilt zu bedenken, dass die Kostenweitergabe durch den Vertrieb an den Endkunden folglich marktorientiert ist und Verteilungseffekte (Bevorzugung von Großkunden, vgl. Strompreis für die Industrie) zu erwarten sind.

Es folgt: Eine Betonung der G-Komponente ist mit hohen Anforderungen an die Regulierung sowie mit unklaren, eventuell starken Verteilungseffekten verbunden. Unterschiedliche Systemnutzungsentgelte für (gewerbliche) Einspeiser in der gleichen Preiszone (zB Österreich-

Deutschland) implizieren eine Wettbewerbsverzerrung: Während in Österreich das Systemdienstleistungsentgelt eingehoben wird, ist dieses in Deutschland nicht vorgesehen. Österreichische Kraftwerke produzieren also zu höheren variablen Kosten und sind in der Merit-Order später anzusiedeln.

6.2 Stromnetzentgelte von kleinen Entnehmern (aktuell ohne Leistungsmessung)

Die Leistungsabrechnung von KleinkundInnen ist in der aktuellen Situation mit wesentlichen Hindernissen verbunden, auch wenn über einen Smart Meter eine Viertelstundenmaximumzählung möglich wäre. Das wesentliche Hindernis ist, dass die KleinkundInnen ihre momentane Last ohne relativ großen messtechnischen Aufwand nicht kennen können. Es ist auch unter der Annahme eines weitreichenden technischen Fortschritts nicht anzunehmen, dass die überwiegende Mehrheit der KleinkundInnen zukünftig mit Informationssystemen in ihren Räumlichkeiten hinsichtlich des aktuellen Strombezugs ausgestattet ist. Folglich würden KleinkundInnen kW-abhängige Entgelte verrechnet, auf die sie nur bedingt Einfluss haben.

In der aktuellen Verbrauchsstruktur der Haushalte liegt keine verbrauchsseitige Synchronität vor, welche über die „klassischen“ Spitzenlastzeiten hinausgeht. Die individuellen (Spitzen-) Lasten sind stochastisch verteilt und sind in übergeordneten Netzebenen nicht problematisch. Dementsprechend ergibt sich hier keine zwingende Notwendigkeit, die Entgelte auf eine Leistungsabrechnung zu ändern, zumal diese mit obenstehenden Hindernissen verbunden ist.

Stehen Smart Meter zur Verfügung und wäre damit eine Viertelstundenmaximumzählung möglich, so ist damit zu rechnen, dass viele KundInnen einen sehr hohen Wert erzielen (der gleichzeitige Betrieb mehrerer Haushaltegeräte ist hierzu ausreichend). Da die Netzgesamtkosten gleich bleiben, würden sich dann die Entgelte wieder angleichen.

Dennoch sprechen andere Gründe für eine zukünftige Leistungsmessung, v.a. synchrone und laststarke Verbraucher sowie die Verteilungsgerechtigkeit:

- Die Notwendigkeit bzw. das Interesse, eine entnahmeseitige Leistungsmessung (teilweise) einzuführen, entstammt der Voraussicht, dass zukünftig neue, langfristig angeschlossene, laststarke und v.a. teilweise synchrone Verbraucher (z.B. E-Cars, Wärmepumpen, Klimaanlage, erwähnt werden auch Saunen) auf Seiten der KleinkundInnen angeschlossen werden.
- Hinzu kommt die Feststellung, dass KundInnen schon aktuell verstärkt zu Prosumern (KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen) werden, also aufgrund des Eigenverbrauchs des selbst produzierten Stroms weniger (arbeitsabhängige) Netzentgelte bezahlen, während ihnen die gleiche Kapazität wie anderen KundInnen der Kategorie zur Verfügung steht. Gleiches trifft auf Zweitwohnsitze zu, denen ein vollwertiger Netzanschluss zur Verfügung steht, der aufgrund einer geringen kWh-Anzahl jedoch nicht abgegolten wird.

Aus den oben durchgeführten Betrachtungen folgt kurz-, mittel- und langfristig:

6.2.1 Das Netzentgelt für KleinkundInnen heute

Die Frage, wie ein Netzentgelt für KleinkundInnen in der aktuellen Situation (keine Leistungsmessung, Ferraris-Zähler, *keine Reaktion auf tatsächliche Stromproduktion* und -preise) verursachungsgerecht und zielführend gestaltet sein müsste, lässt sich also so nicht beantworten: Verursachungsgerecht ist eine Abrechnung nach kW, die aber angesichts des Ferrariszählers nicht möglich ist.

Von der vereinbarten Leistung abhängige jährliche Pauschalen, welche die generelle Verfügbarkeit des Netzes abbilden und damit eine abgeschwächte Variante der Verursachungsgerechtigkeit darstellen, haben keine Steuerungswirkung auf Verbrauchsmenge und -zeit und sind daher nicht zielführend.

Demensprechend verbleiben arbeitsabhängige Entgelte, welche Anreize setzen, den Verbrauch zu jeder Zeit und folglich die Last zu jeder Zeit zu begrenzen. In der aktuellen Situation, in der die Nachfrageseite nicht auf das aktuelle Stromangebot bzw. aktuelle Strompreise reagiert, beeinflussen arbeitsabhängige Entgelte den Markt nicht. Zwar sind diese maximal indirekt verursachungsgerecht, wirken aber grundsätzlich zielführend hinsichtlich der Verzögerung eines Netzausbaus und einer Erhöhung der energetischen Energieeffizienz.

6.2.2 Das Netzentgelt für KleinkundInnen 2025, der Übergang zu diesem und Evaluierung der Übergangsvariante

Mittelfristig (Jahr 2025) ist anzunehmen, dass Smart Meter quasi flächendeckend verbaut sind, eine Viertelstundenmaximumzählung damit möglich ist und flexible Strompreismodelle in den dafür gefundenen Zielgruppen etabliert sind. Ein zielführendes und verursachungsgerechtes Netzentgelt ist daher so ausgelegt, dass es die Vorgänge des Marktes (d.h. die Wirkung der Strompreiskomponente „Energie“) möglichst wenig beeinflusst und den KundInnen möglichst verständlich ist, während die Interessen des Netzbetriebs (Versorgungssicherheit, Verzögerung des Netzausbaus) gewahrt bleiben.

Übergangsvariante: Kurzfristig ist für KleinkundInnen eine **jährliches, von der vereinbarten Leistung abhängiges Pauschalentgelt** zu empfehlen, das einen signifikanten Anteil am Netzentgelt der KleinkundInnen ausmacht.

- Pauschalentgelte verzerren die Relation von günstigen zu teuren Energiepreisen nicht. Sie verhindern folglich nicht die Entstehung von Echtzeitpreismodellen und die effiziente Reaktion der Nachfrageseite auf das Energieangebot.
- Pauschalentgelte sind bei KleinkundInnen, die vergleichbare Ansprüche an das Netz stellen (kW), wie es insbesondere auf Haushalte zutrifft, eine einfache Möglichkeit zur Verrechnung der Netzkosten.
- Pauschalentgelte erfordern von KundInnen nicht die Kenntnis ihrer aktuellen Last bzw. der Leistung einzelner Geräte.
- Pauschalentgelte stellen die generelle Verfügbarkeit des Netzes dar und wirken kostenreflexiv für KundInnen mit Eigenerzeugungsanlagen, wenig benutzte Netzzugänge etc.

Da Pauschalentgelte keine Wirkung hinsichtlich Zeit und Menge des Verbrauchs bzw. der Last haben, sollen in der Übergangsphase begleitende arbeitsabhängige Entgelte zum Einsatz kommen. Diese wirken auf die Energieeffizienz und werden von KundInnen einfach verstanden.

Evaluierung: Die Übergangsvariante könnte eine für KleinkundInnen geeignete Lösung der Kostenreflexivität und Zielorientierung darstellen. Sie nimmt jedoch keinen Bezug auf die

erwähnten Großverbraucher (auf Ebene der KleinkundInnen) wie E-Cars, Klimaanlage, etc. Auf Basis vorhandener Lastprofile und Simulationen soll eruiert werden,

- ob Leistungsentgelte dennoch nötig sind,
- welche Intervalle als Messintervall und als Abrechnungszeitraum (aktuell bei GroßkundInnen der maximale Verbrauch einer Viertelstunde, verrechnet für ein Monat) heranzuziehen wären,
- welche Varianten der Durchsetzung anzudenken sind (kW-Entgelt, Entgelte ab einer Schwelle, Abschaltungen) und
- welche Kommunikationsmittel (Web, SMS, automatisierter Anruf, etc.) anzuwenden sind.

6.2.3 Das Netzentgelt für KleinkundInnen in der Zukunft

Langfristig (Jahr 2035?) ist das Ampelsystem als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen. Das Ampelsystem besagt, dass den KleinkundInnen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

6.3 Stromnetzentgelte von großen Entnehmern (aktuell mit Leistungsmessung)

Es ist zu empfehlen, dass die Messung der Leistungshöchstwerte in kürzeren Intervallen erfolgen soll und dass schaltbare Lasten mit Pauschalen verrechnet werden. Arbeitsabhängige Entgelte sind nicht zwingend nötig.

Unternehmen und insbesondere die stromintensive Industrie reagieren – unter Abwägung zur Produktqualität und -quantität – schnell und signifikant auf Strompreis- und Entgeltveränderungen. Auch gilt, dass die Versorgungssicherheit die erste Prämisse der Unternehmen ist, wobei sie sich vorrangig auf die Leistungsfähigkeit ihres (u.U. limitierten) Netzanschlusses beziehen.

6.3.1 Anreize aus dem Intervall der Lastmessung

GroßkundInnen verfügen aktuell über eine Leistungsmessung und sind sich über die bezogene Leistung (daher) im Klaren. Die Optimierung verläuft in der Form, dass Prozesse so durchgeführt werden, dass die von außen bezogene Last über ein Monat möglichst gleich ist. Das Leistungsentgelt wird jährlich als Durchschnitt der Monatsmaxima (maximaler Verbrauchswert einer Viertelstunde) verrechnet. Die Optimierung im Unternehmen erfolgt also soweit wie möglich durch eine stetige Glättung der Last. Eine Optimierung, die sich (auch) an schwankenden Preisen orientiert, ist weitaus komplizierter. Es folgt:

- Ist der Energiepreis an der Börse hoch, so hat das Unternehmen den Anreiz, den Strombezug dennoch auf einem gewissen Niveau zu halten, da die Leistung in einem

Monat bereits für ein bestimmtes Niveau bezahlt ist. Leistungseinbrüche unter das Monatsmaximum sind als sunk costs anzusehen.

- Sollte der Lieferant geringe Energiepreise von der Börse direkt weitergeben (wollen/können), so kann das Unternehmen diese in der aktuellen Netzentgeltsituation kurzfristig (auch nicht nur kurzzeitig) wahrnehmen, (üblicherweise) ohne das *Monatsmaximum* der bezogenen Leistung zu erhöhen.

Daraus folgt, dass kürzere Abrechnungsintervalle vonnöten sind (eventuell täglich), um die sunk costs zu reduzieren, damit das Verhältnis von Energiepreisersparnis zu sunk costs zu verbessern und so eine stärkere Reaktion auf den Markt zu ermöglichen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Dauer des Intervalls die Verknüpfung von Netzinteressen (langes Intervall) und Marktinteressen (kurzes Intervall) darstellt. Somit folgt auch, dass zur Wahrung der Netzinteressen sehr kurze Intervalle (z.B. stündlich) definitiv zu vermeiden sind. Eine Quantifizierung in Folgeprojekten ist zu empfehlen.

Bei einer hypothetischen täglichen Messung der Leistungswerte würde der Jahresleistungswert als Durchschnitt der 365 Tageshöchstwerte berechnet. Dass sich daraus ein geringerer gemessener Leistungswert ergibt und die kW-Preise vom Regulator entsprechend zu erhöhen sind, ist offensichtlich. Je nach Eigenversorgungsgrad ist auch für GroßkundInnen eine pauschale jährliche Abrechnung auf Basis der Stärke des Netzanschlusses anzudenken, da bei hohem Eigenversorgungsgrad eine z.B. tägliche Abrechnung (die folglich oftmals bei null liegen könnte) nicht die Kosten widerspiegelt.

6.3.2 Arbeitsabhängige Entgelte

Das arbeitsabhängige Entgelt ist für Unternehmen ein geringer Anreiz, der tageszeitabhängige Verbrauch folgt im Allgemeinen der über ein Intervall hinweg gültigen Lastglättung (Leistungsorientierung). Arbeitsabhängige Entgelte sind für Unternehmen daher eventuell nicht nötig. Hinsichtlich eines daraus entstehenden „unnötigen“ Verbrauchs wirken die Energiepreise als vermeidend.

6.3.3 Zeitabhängige Entgelte

Unternehmen sind gegenüber Energiepreisen und Netzentgelten sensibel. Klassische Spitzenlasten in Stromnetzen können durch eine tageszeitabhängige Festlegung von kW-Preisen vermieden werden, da in vielen Unternehmen Potenzial z.B. für Verschiebungen von 1-2 Stunden gegeben ist (eine längere Dauer der Hochpreisphase ist nicht zu empfehlen, weil kosteneffiziente Lastverschiebungspotenziale hierzu fehlen). Einem Hauptzweck von Smart Grids, nämlich der Integration und Nutzung von Erneuerbaren Energien, wird durch Anreize zur Verbrauchssenkung bei Verfügbarkeit der günstigen Energie aus Erneuerbaren jedoch stark entgegengesteuert. Auch sind Verteilungseffekte bei kleineren lastgemessenen KundInnen (KMU) zu beachten. Zusammenfassend kann zu Time-of-Use-Tarifen für GroßkundInnen keine Empfehlung abgeleitet werden, weitere Forschungen zu Effekten und Verteilungswirkungen sind vonnöten.

6.3.4 Ideallösung Ampelsystem

Grundsätzlich ist das Ampelsystem als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen, die auch in diesem Kapitel bei der Definition des Intervalls sowie der zeitabhängigen Entgelte wieder deutlich werden. Das Ampelsystem besagt, dass dem Unternehmen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend

wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

7 Entgelte im Gasnetz

In diesem Abschnitt werden die derzeitigen Netzentgelte auf Einspeise- und Entnahmeseite im Gasnetz dargestellt. Das Gasnetz ist rein physikalisch anders zu betrachten als das Strom- und Wärmenetz. Ebenso wie im Stromnetz gibt es zwar auch im Gasnetz eine Regel- wie auch Ausgleichsenergie,²⁶ jedoch kommt diesen aufgrund der Speicherfähigkeit des Gasnetzes sowie deren Kosten keine so große Bedeutung zu wie im Stromnetz. Auch schnelle und große Leistungsentnahme oder -lieferungen beeinträchtigen die Stabilität des Gasnetzes nicht in dem Ausmaß, wie es im Stromnetz der Fall ist.

Die folgenden Vorschläge wurden mit Unterstützung von Stakeholdern und Expertengesprächen formuliert und können als Diskussionsbasis für zukünftige Netzentgeltverordnungen dienen.

Das österreichische Gasnetz gliedert sich in drei Marktzone (Ost,²⁷ Tirol, Vorarlberg) mit einer Gesamtlänge von ca. 46.000 km. Die Bundesländer Tirol und Vorarlberg werden dabei als eigenständige Marktgebiete geführt, da keine direkte Verbindung mit dem Leitungsnetz des Marktgebietes Ost besteht. Das Leitungsnetz gliedert sich in drei Netzebenen. Die Unterscheidung zwischen Netzebene 2 und 3 wird lediglich anhand des Betriebsdruckes vorgenommen. Leitungen der Ebene 3 weisen einen Druck ≤ 6 bar auf, Leitungen der Netzebene 2 dagegen einen Druck > 6 bar. Die Netzebene 1 (< 70 bar) wird nicht über Druckwerte vom Rest abgegrenzt, sondern indem die Leitungen, die diese Ebene aufspannen, für das Marktgebiet Ost explizit unter § 84 Anlage 1 GWG 2011 benannt und aufgelistet werden. In den Marktgebieten Vorarlberg und Tirol gelten die grenz- und marktgebietsüberschreitenden Leitungen als Leitungen der Netzebene 1.

Die derzeitigen Systemnutzungsentgelte für das Gasnetz basieren auf dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 idF Novelle 2015 (GSNE-VO 2013).²⁸ In § 70 Abs. 1 GWG 2011 wird grundsätzlich bestimmt, dass die Systemnutzungsentgelte im Verteilernetz unter Berücksichtigung einer Kostenwälzung mit Verordnung der Regulierungsbehörde bestimmt werden, was bedeutet, dass die Kosten der Netzebene 1 eines Netzbereichs unter Berücksichtigung der Erlöse der Netzebene 1 auf die Netzebene 2 und 3 zu überwälzen sind (§ 83 Abs. 3 GWG 2011). In Abhängigkeit der Netzebene und des Verbrauchs werden die Entgelte verbrauchs- und leistungsabhängig in Zonen sowie Staffeln festgelegt, wobei numerischen Zonen und Staffeln für nicht leistungsgemessene Anlagen und buchstabenversehene Zonen und Staffel für leistungsgemessene Anlagen stehen. Die Zonen sind dabei so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Das Leistungsentgelt wird in der Staffel festgelegt, wobei das Leistungsentgelt der Staffeln 1-4 als monatliche Pauschale bestimmt wird.

²⁶ Als Regelenergie wird im Gasnetz die Gasmenge bezeichnet, welche für den Druckausgleich in den Leitungen sorgt. Ausgleichsenergie ist jene Energiemenge, welche die Energiedifferenz zwischen Ist- und Sollgasmenge bezeichnet.

²⁷ Umfasst die Bundesländer: Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien

²⁸ Eine genauere Darstellung ist dem Arbeitspaket 2 zu entnehmen.

Um Zugang zum Gasnetz zu erhalten, sind einmalig das Netzzutrittsentgelt sowie das Netzbereitstellungsentgelt zu entrichten. Die Kosten für die Netzbenutzung zum Zwecke der Einspeisung werden von der E-Control durch die Gas-Systemnutzungsentgelt-Verordnung vorgegeben. Dabei werden netzgebiets- wie auch erzeugungsspezifisch (Naturgaslagerstätten, biogene Erzeugung) gesondert Netzentgelte in Euro/kWh/h pro Jahr und Einspeisepunkt ohne verbrauchsabhängiger Arbeitskomponente angegeben.

Das Messentgelt ist sowohl entnahmeseitig wie auch eispeiseseitig zu entrichten. Für Power-to-Gas-Anlagen ohne CO₂-Kopplung (Methanisierung) bedeutet das, dass sie, um auf die in der ÖVGW Richtlinie G31 definierte Erdgasqualität zu gewährleisten, zusätzlich Erdgas aus dem Netz beziehen müssen, wodurch das Netzzutrittsentgelt wie auch das Netzbereitstellungsentgelt und das Messentgelt doppelt zu entrichten sind. Bei leistungsgemessenen Anlagen ist bei der Gasentnahme ein leistungsabhängiges Netznutzungsentgelt wie auch ein verbrauchsabhängiges Netznutzungsentgelt zu begleichen.

Für leistungsgemessene Abnehmer wird gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 GSNE-VO auch bei Nichtkonsum eine minimale Leistung von 20% bzw. bei Inanspruchnahme des § 10a GWG 2011 eine minimale Leistung von 15% (tageweise statt monatliche Leistungsmessung) der Anschlussleistung verrechnet.

Bei der Gasentnahme fällt zusätzlich die Erdgasabgabe in der Höhe von derzeit 5,9 Euro/MWh²⁹ an. Diese entfällt jedoch für Anlagen die mit Erdgas Elektrizität erzeugen, wie es bei Gaskraftwerken der Fall ist. Ebenso sind im Fall einer Regelenergiebereitstellung durch ein gasgefeuertes Kraftwerk am Strommarkt bei der Berechnung des leistungsabhängigen Gas-Netznutzungsentgeltes die Leistungsaufnahmen jener Stunden nicht zu betrachten, in denen Regelenergie geliefert wird.

Tabelle 2: Zusammenstellung der wesentlichen Kosten für Gas-Netznutzer. Quelle: Arbeitspaket 2.

	Pauschal (Euro einmalig)	Pauschal (Euro/Jahr)	Leistungsabhängig (Euro/kWh/h)	Verbrauchsabhängig (Euro/kWh)
Gas – Entnehmer	Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt	Netznutzungsentgelt (*), Messentgelt, Grundpreis Lieferant	Netznutzungsentgelt	Netznutzungsentgelt, Arbeitspreis Lieferant, Erdgasabgabe
Gas – Einspeiser	Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt	Messentgelt, Netznutzungsentgelt (**)		

(*) Das Netznutzungsentgelt wird auf der Netzebene 3 für nicht leistungsgemessene Kunden (v.a. Haushalte) als Pauschale in Cent/Monat verrechnet.
 (**) Das Netznutzungsentgelt wird für Einspeiser auf Basis der vereinbarten Leistung in kWh/h festgelegt.

²⁹ Laut § 5 Abs. 2 ErdgasAbgG: 0,066 Euro/Nm³ bei etwa 11,2 kWh/Nm³ lt. E-Control

7.1 Feststellungen für das Gasnetz

Auf Basis der Experteninterviews können für das Gasnetz folgende Gegebenheiten festgestellt werden:

7.1.1 Keine dezentrale Einspeisung

Gasnetze sind aktuell noch geprägt von einer Unidirektionalität zwischen den Netzebenen: Gas wird nur an sehr wenigen Punkten eingespeist, eine dezentrale Erzeugung gibt es nicht. Gas wird dann an die unteren Netzebenen verteilt, wobei eine Entspannung (Herabsetzung des Drucks) stattfindet. Eine dezentrale Einspeisung von Gas, egal ob aus Biogas- oder aus Power-to-Gas-Anlagen ist nur in dem Ausmaß möglich, wie es die Leitungen dieser Netzebene aufnehmen und speichern bzw. die Verbraucher an diesen Leitungen verbrauchen können. Eine Verdichtung, d.h. ein „Hoch“-Pumpen des erzeugten, in diesen Leitungen nicht speicher- oder verbrauchbaren Gases ist technisch meist nicht vorgesehen und daher nicht möglich.

Eine dezentrale Einspeisung ist daher entweder an einer ausreichend großen Leitung bzw. Netzebene anzuschließen oder entsprechend klein auszuführen. Eine umfangreiche dezentrale Einspeisung wird von befragten Experten in den kommenden Jahren nicht erwartet.

7.1.2 Geringe Herausforderungen zur Einhaltung des notwendigen Drucks (Versorgungsqualität)

Gas verteilt sich aus den höheren Netzebenen quasi automatisch, über die Entspannungsstationen, in die darunterliegenden Netzebenen. Insbesondere in den unteren Netzebenen, und speziell wenn es sich um lange Leitungen handelt, gibt es kaum Druckschwankungen. Die Leitung dient dann als Zwischenspeicher und kann selbst ohne Nachlieferung über einen gewissen Zeitraum die Versorgung gewährleisten.

Die befragten Experten sehen die Herausforderung eher in der langfristigen Versorgungssicherheit (Importabhängigkeit), wobei dargestellt wird, dass die Versorgung der Bevölkerung angesichts der vorhandenen Speicher stets gesichert ist – auch weil die Entnahme durch Haushalte einen so geringen Anteil an den abgebegebenen Energiemengen ausmacht.

7.1.3 Kein Smart Metering

Für kleine Kunden gibt es kaum bzw. keine smarten Gaszähler. Damit ist eine hochfrequente Messung des Gasverbrauchs, z.B. eine stündliche oder tägliche Erfassung, nicht möglich. Leistungen in kWh/h oder zumindest in Annäherungen sind ebenso nicht möglich.

Aus der vorigen Feststellung, dass kaum Probleme mit der Druckhaltung gibt, folgt, dass Smart Metering wenig bis gar keinen unterstützenden Effekt auf die Netzfürung hätte. Die Nutzen aus smartem Gas-Metering liegen dann nur in der Fernauslesbarkeit des Zählers und der Möglichkeit zur regelmäßigen Kundeninformation.

7.1.4 Keine schnelle Reaktion auf Marktsignale erforderlich

Der Strommarkt ist im Zuge der „Energiewende“ geprägt von sich im Viertelstundentakt ändernden Börsenpreisen, was sich auf die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zurückführen lässt. Der Gasmarkt ist mit keinen derart schnellen Entwicklungen konfrontiert: dies ergibt sich aus langfristigen Entwicklungen, großen Speichervolumina und – zumindest kumuliert – relativ planbarer Erzeugung und Lieferung.

7.2 Gasnetzentgelte für Einspeiser

In diesem Abschnitt liegt der Fokus auf *erzeugungsseitigen Netzentgelten* im Gasnetz und den damit verbundenen Möglichkeiten. Gleich wie die Netzentgelte für Entnehmer ist auch die Art der Festlegung der Netzentgelte für Einspeiser gesetzlich festgelegt, aber vom Gesetzgeber veränderbar.

Bei der Gaseinspeisung fällt derzeit ein jährlich fälliges, von der vereinbarten Leistung abhängiges Netznutzungsentgelt in Euro pro kWh/h³⁰ pro Zählpunkt an.

Aus Sicht der Autoren ist einspeisungsseitig die Unabhängigkeit der Gasnetzentgelte von Leistungs- oder Arbeitskomponenten zu begrüßen. Die Wirtschaftlichkeit einspeisender Anlagen ist auf Basis der Anschlussgröße (nach vereinbarter Leistung in kWh/h) gut kalkulierbar, die Betriebsweise wird durch die Einspeisung nicht beeinflusst.

Kommen vermehrt dezentral einspeisende Anlagen auf, ist eine Anpassung der Entgelte (z.B. saisonale arbeitsabhängige Einspeiseentgelte) und/oder technische Maßnahmen (Verdichterstationen, Speicher) anzudenken. Die Verortung der Anlagen und ein entsprechendes Netzzutrittsentgelt können die dann entstehenden Herausforderungen ebenso abbilden.

7.3 Gasnetzentgelte von kleinen Entnehmern (ohne Leistungsmessung)

Speziell durch kleine Entnehmer ist in keinem Netzabschnitt eine signifikante Druckschwankung und somit ein Zusammenhang mit der Versorgungsqualität zu erwarten. Daher setzt ein von der gemessenen Leistung abhängiges Entgelt keine netzdienlichen oder effizienzsteigernden Anreize. Ein wiederkehrendes Fixentgelt in Abhängigkeit von der Anschlussleistung deckt die von einem Netznutzer verursachten Kosten (Netzausbau, -erhaltung und -betrieb) ab. Wiederkehrende Fixentgelte wirken sich nicht positiv auf die Energieeffizienz aus, intensivieren aber eine Reaktion auf kurzfristige Marktpreise/Marktsignale.

Kurz- bis mittelfristig besteht keine dezentrale Einspeisung. Die Energieeffizienz ist das einzige erreichbare Ziel, denn andere Anreize führen zu keiner Unterstützung des Netzes und auch nicht zu einem Mehrverbrauch an erneuerbaren Energien. Damit ist eine beinahe exklusive Abrechnung pro kWh zu empfehlen. Ein von der vertraglich vereinbarten Leistung abhängiges Grundentgelt kann die grundsätzliche Verfügbarkeit des Gasnetzes (Netzausbau, -erhaltung und -betrieb) widerspiegeln, um auch hocheffiziente Abnehmer an der Netzkostendeckung zu beteiligen.

Kurz- bis mittelfristig sollen den kleinen Entnehmern die ihnen zurechenbaren Netzkosten³¹ beinahe exklusiv über Arbeitsentgelt zzgl. eines, von der vertraglich vereinbarten Leistung abhängigen Grundentgelts verrechnet werden.

³⁰ Die Leistung wird im Gasnetz als stündlicher kWh-Verbrauch erfasst. § 81 Abs. 1 GWG 2011 legt fest: „Die den Entgelten zugrundeliegenden [...] gemessenen höchsten stündlichen Leistungen [sind] in kWh/h [...] zu ermitteln.“

³¹ Die Verteilung der Netzkosten auf die Netzebenen und Netznutzer ist nicht Teil dieser Arbeit. Es soll nur die Art, wie die zurechenbaren Netzkosten eingehoben werden, optimiert werden.

Langfristig, wenn es zu einer dezentralen Einspeisung kommt und sich regionale Marktpreise entwickeln würden, kann bzw. soll eine Verschiebung der Kostenweitergabe von den Arbeits- zu den wiederkehrenden Fixentgelten stattfinden.

7.4 Gasnetzentgelte von großen Entnehmern (mit Leistungsmessung) und Kraftwerken

Das Leistungsentgelt spiegelt die Belastung des Netzes wider und hat den Sinn, Leistungsspitzen zu vermeiden und somit die Versorgungsqualität zu gewährleisten bzw. einem andernfalls notwendigen Netzausbau entgegenzuwirken. Gegenwärtig ist ein leistungsabhängiges, nach §10 Abs. 5 GSNE-VO 2013 monatlich oder nach §10 Abs. 6a GSNE-VO 2013) täglich³² nach Höchstleistung bemessenes Leistungsentgelt zu entrichten, zusätzlich fällt ein verbrauchsabhängiges Arbeitsentgelt an.

Speziell in jenen Netzen, in denen auch große Entnehmer durch einen plötzlichen Bezug (oder plötzliche Unterbrechung eines Bezugs zu hohen Leistungen) keine signifikanten Druckschwankungen verursachen, setzt ein von der gemessenen Leistung abhängiges Entgelt keine netzdienlichen oder effizienzsteigernden Anreize. Wenn dagegen große Entnehmer signifikante Druckschwankungen verursachen, sind Leistungsentgelte zielführend.

Ein wiederkehrendes Fixentgelt in Abhängigkeit von der Anschlussleistung deckt die von einem Netznutzer verursachten Kosten (Netzausbau, -erhaltung und -betrieb) ab. Wiederkehrende Fixentgelte wirken sich nicht positiv auf die Energieeffizienz aus, intensivieren aber eine Reaktion auf kurzfristige Marktpreise/Marktsignale.

Wie in Kapitel 5 beschreiben, ist eine Reaktion der Netznutzung auf eine Variation der arbeitsabhängigen Entgelte oder auch der aktuellen Marktpreise (bei Leistungssteigerung) mit komplexen Überlegungen zur Häufigkeit der Nutzung eines erhöhten Leistungsausmaßes oder (bei Leistungssenkung) mit der Wirtschaftlichkeit der nicht bezogenen, aber zu zahlenden Leistung verbunden. Diese Komplexität manifestiert sich beim Betrieb gasgefeuerter Kraftwerke (Gas-KWK, Gasturbinen, Gas-GuD): bei aktuell wirtschaftlich interessanten Strompreisen ist abzuwägen, ob der dafür notwendige Leistungsbezug, der für ein ganzes Monat zu entrichten ist, den Kraftwerksstart finanziell wert ist. Dazu braucht es Erwartungen zur weiteren Strompreisentwicklung bzw. Betriebsweise im Rest des Monats; eine Wahrscheinlichkeit zur Fehlplanung (wirtschaftliches Risiko) ist gegeben. Auf Basis der Experteninterviews ist anzunehmen, dass gasgefeuerte Kraftwerke durch das Risiko des Gasnetz-Leistungsentgelts gehindert wurden, am Strommarkt zu partizipieren, obwohl sie die wirtschaftlich effizienteste Möglichkeit dargestellt haben.

Eine Verschiebung der Kostenweitergabe über die leistungsabhängigen Entgelte hin zu einem wiederkehrenden, von der vereinbarten vertraglichen Leistung abhängigen Fixentgelt (das höher ist als die aktuell mindestens 15 bzw. 20%) und zu Arbeitsentgelten ist anzudenken. Die Komplexität der Kraftwerkseinsatzplanung und die Risiken der erwarteten Kraftwerkseinsätze würden durch diesen Shift deutlich verringert.

Im Rahmen der aktuellen Kostenwälzung ist vorgegeben, dass sich Gaskraftwerke an der Finanzierung des Gasnetzes zu beteiligen haben und damit auch die Stromgestehungskosten durch die Gasnetzentgelte, in welcher Form auch immer, mit beeinflusst werden.

³² Nur bei Endverbraucher, die eine Höchstleistung von mehr als 400 MWh/h aufweisen und an der Netzebene 2 angeschlossen sind möglich.

Ein nach der Höchstleistung bemessenes pauschales Leistungsentgelt nimmt dem Kraftwerksbetreiber die Entscheidung ab, das Kraftwerk nur zu betreiben, wenn die gehandelten Energiepreise einen Kraftwerksbetrieb zulassen. Eine Verschiebung der Kosten hin zu einem geringeren pauschalen Entgelt und einem höheren Arbeitspreis sorgt zusätzlich dafür, die Kosten für einen Kraftwerksstillstand niedrig zu halten und dennoch die Kosten des Netzes zu decken. Eine kurzfristige (wöchentliche oder tägliche) Abrechnungsperiode unterstützt zudem die Planbarkeit des Kraftwerkbetriebes.

7.5 Zusammenfassung

Das Gasnetz ist schon rein physikalisch anders zu betrachten als das Stromnetz, denn durch die Pufferwirkung des Netzes spielen große Leistungen bei der Einspeisung oder Entnahme keine so große Rolle. Von der gemessenen Leistung abhängige Entgelte haben also speziell in langen Netzabschnitten kaum einen Anreiz-Effekt auf die Versorgungssicherheit oder -qualität. Auch ist keine Reaktion auf rasche Marktsignale zur besseren Nutzung erneuerbarer Einspeisung erforderlich. Der Fokus auf die verbleibenden, durch Netzentgelte zu erreichenden Zielsetzungen Kostendeckung und Effizienz kann durch Arbeitsentgelte und wiederkehrenden Pauschalen effektiv nachgekommen werden.

Erst mit der dezentralen Einspeisung könnten regionale Preise, und damit regionales Smart Metering interessant werden: wenn die Einspeisung z.B. aus Biogas-Anlagen an die Aufnahmegrenzen des regionalen Leitungsnetzes stößt, z.B. bei wenig Raumwärme-Energiebedarf im Sommer, kann über günstige regionale Preise z.B. Betrieben, die an das Leitungsnetz angebunden sind, signalisiert werden, in diesem Zeitraum mehr Gas zu beziehen. Auch wird dann eine alternative Verwertung (Verstromung) wirtschaftlicher, wobei der Einspeiser nicht auf eigene Verstromungsanlagen zurückgreifen muss. Auch ergeben sich durch die günstigen regionalen Preise Anreize für Gashändler, in die Verdichtung oder Zwischenspeicherung von Gas zu investieren.

8 Strom- und Gasnetzentgelte für Koppelungstechnologien

8.1 Kopplungstechnologien

Unter Kopplungstechnologien werden Anlagen zusammengefasst, welche die Konversion von einer Energieform zu einer anderen ermöglichen. Diese Technologien ermöglichen eine Flexibilisierung des Energiesystems und können erheblich zur Versorgungssicherheit beitragen. Für ein Hybridnetz bedeuten Kopplungstechnologien die Möglichkeit der zeitlichen Verschiebung von Angebot und Nachfrage (Speicherung/Verbrauch) einer Energiedomäne, wodurch Diskrepanzen aus volatilen Energieträgern – wie Wind- und PV-Anlagen – ausgeglichen werden können. Ein Koppelungssystem zwischen zwei Netzen *mit der Möglichkeit der Rückkoppelung* stellt ebenso eine Speicherform dar. Koppelungsanlagen können aber auch andere Ziele verfolgen, z.B. die am betriebswirtschaftlichen Erfolg orientierte Umwandlung von Strom in Gas (zu Zeiten hoher Gaspreise) oder von Gas in Strom (zu Zeiten hoher Strompreise). Beide Technologien können daher ebenso systemdienlich *als auch* marktorientiert betrieben werden.³³

Netzentgelte fallen für Koppelungstechnologien im Hybridnetz auf Einspeise- und Entnahmeseite an, mit Ausnahme von neu errichteten Power-to-Gas-Anlagen sowie Pumpspeicherkraftwerken, welche bis zum Jahr 2020 gemäß §111 Abs. 3 EIWOG 2010 von den Netznutzungsgebühren im Stromnetz sowie den Netzverlustentgelten befreit sind. Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 i.d.F. der Novelle 2016 gewährt zudem bestehenden Pumpspeicherkraftwerken günstigere Netznutzungsentgelte. Regelreserveanbieter müssen gemäß §9 SNE-VO 2012 i.d.F. 2016 ein verringertes Netznutzungsentgelt entrichten.

Wenn durch die Regulierung für die betrachteten Koppelungstechnologien kein Strom- und Gasnetzentgelt anfällt, beeinflusst sie weder die Investitions- noch die Transformationsentscheidung.

8.1.1 Kopplungstechnologien im Hybridnetz

Kopplungstechnologien sind Bindeglieder zwischen zwei Energieformen. Sie sind daher in einem smarten Hybridnetz essentiell für einen effizienten und ressourcenschonenden Einsatz von Energie. Wie zuvor erwähnt haben Pumpspeicherkraftwerke einen netzdienlichen Nutzen, da sie auch für den Einsatz von Regelenergie eingesetzt werden können. Jedoch ist diese Art von Stromspeicher geographisch begrenzt, da die Anzahl an nötiger Wasserreservoirs nur bedingt künstlich erweiterbar ist. Kopplungstechnologien können den Einsatz oder Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken und anderer Stromspeicher reduzieren, da sie zu einer besseren Bedarfsdeckung von Angebot und Nachfrage zur richtigen Zeit in richtiger Form am richtigen Ort beitragen können. Zudem kann eine energiedomänenübergreifende Flexibilisierung zu einer effizienteren Integration von erneuerbaren Energieträgern beitragen, da Ungleichheiten zwischen Energieproduktion und Nachfrage zeitnahe ausgeglichen werden können.

³³ In dieser Arbeit werden nur Kopplungsanlagen zwischen dem Strom- und Gasnetz betrachtet, was aber keinesfalls die Wichtigkeit anderer Technologien in Frage stellen sollte.

8.1.2 Gas-to-Power

Bei der *Gas-to-Power*-Technologie handelt es sich um gasgefeuerte Kraftwerke, in welchen aus den Brennstoffen Methan (biogen, fossil) oder Synthesegas der Energieträger Strom (oder auch Wärme bei KWK-Anlagen) erzeugt wird. Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) verfügen über einen höheren elektrischen Wirkungsgrad (ca. 60%) als Gaskraftwerke, da die Wärme am Turbinenaustritt zusätzlich für den nachgeschalteten Dampfturbinenprozess genutzt wird, um erneut Strom zu erzeugen. Auch kann die in Gaskraftwerken entstehende Wärme mit Hilfe von Wärmetauschern ausgekoppelt und in ein Fernwärmenetz eingespeist werden, wodurch diese KWK-Anlagen eine bivalente Energieerzeugung darstellen und somit Synergieeffekte genutzt und Ressourcen geschont werden können.

Ein weiterer Vorteil dieser Kraftwerke ist die hohe Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes und der somit sehr schnellen Reaktion auf mögliche Diskrepanzen im Stromnetz. Deshalb eignen sich Gaskraftwerke sehr gut für die Stabilisierung kurzfristiger Unterversorgungen im Stromnetz (positive Sekundärregelenergie). Kraftwerksbetreibern wird bei der Ermittlung der monatlich gemessenen Höchstleistung auf Antrag gemäß §10 Abs. 6 lit a GSNE-VO 2013-Novelle 2016 ermöglicht, an Tagen, an denen der Regelzonenführer Regelenergie abrufen (§ 23 Abs. 2 Z 6 EIWOG 2010)³⁴, diese für das Leistungsentgelt nicht zu mitberücksichtigen.

In Österreich wurden im Jahr 2014 der Kraftwerksbestandsstatistik der E-Control 59 Gaskraftwerke mit einer Engpassleistung von 4,9 GW (20% der österreichischen Engpassleistung) und einer Stromerzeugung von 4.882 GWh (7,5% der gesamten österreichischen Stromerzeugung) betrieben.³⁵ Aufgrund der Abhängigkeit dieser Kraftwerke von der Differenz von Strom- und Gaspreis (*Spark-Spread*) ist ein wirtschaftlich orientierter Betrieb dieser Anlagen im Stromnetz derzeit oftmals nicht möglich.

Hinzu kommen neben den marktbasierenden Kosten und Preisen auch Netzentgelte für die Gasentnahme und Stromeinspeisung. Diese wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs aus.

8.1.3 Power-to-Gas

Unter dem Begriff Power-to-Gas versteht man die Nutzung von elektrischer Energie zur Spaltung von Wasser in einem Elektrolyseur. Auch die Synthese des erzeugten Wasserstoffs mit Kohlendioxid zu Methan fällt unter den Begriff Power-to-Gas. Um mit der Power-to-Gas-Technologie Methan zu erzeugen, wird daher eine Kohlendioxidquelle (CO₂) für die Synthese benötigt. Für die Bereitstellung von Kohlendioxid kommen unterschiedlichste Quellen in Frage. Eine große Menge an CO₂ fällt beispielsweise in der Verbrennung von fossilen oder erneuerbaren Rohstoffen in Kraftwerken an. Aber auch in industriellen Prozessen der Zement- oder Kalkproduktion oder in verschiedensten Fermentationsprozessen fällt CO₂ in unterschiedlicher Reinheit an. Theoretisch kann das CO₂ auch aus der Umgebungsluft abgetrennt werden, wobei dies jedoch mit einem sehr hohen Energieaufwand und hohen Kosten verbunden ist. Abgase hingegen müssen dafür für den Power-to-Gas-Prozess aufbereitet/gereinigt werden.

³⁴ Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010, Fassung vom 15.01.2016

³⁵ E-Control Austria GmbH (2016), Kraftwerkspark in Österreich, http://www.e-control.at/documents/20903/503039/BeStGes-2014_KW2EPLTyp.xlsx/31282308-5ee6-465c-a8e5-fbc4a3429d58, DL am 11.03.2016

Durch den zusätzlichen Prozessschritt der Methanisierung ist der Wirkungsgrad für Methan CH_4 geringer als jener von Wasserstoff H_2 als Produktoutput. Dennoch ergeben sich in der weiteren Verwertung Vorteile für Methan, welche den Wirkungsgradverlust rechtfertigen können. Ein klarer Vorteil gegenüber Wasserstoff ist beispielsweise, dass das synthetisch erzeugte Methan dem Erdgas sehr ähnlich ist und daher einfach in die vorhandene Gasnetzinfrastruktur integriert werden kann.

Anders als Gaskraftwerke müssen Power-to-Gas-Anlagen entnahmeseitig keine Netzentgelte entrichten, da neuinstallierte Anlagen gemäß §111 Abs. 3 EIWOG 2010 i.d.F. 2014 von Netznutzungsentgelt sowie Netzverlustentgelt befreit sind. Jedoch müssen Power-to-Gas-Anlagen ohne Methanisierung neben den erforderlichen Strom für die Elektrolyse, zusätzlich Erdgas zum Zwecke der Wasserstoff-Methananreicherung aus dem Netz beziehen, um die nach ÖVGW Richtlinie G 31³⁶ definierte Erdgasqualität zu erreichen.

Gegenwärtig ist ein rein marktorientierter Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen bedingt durch die Preispanne zwischen Gas- und Strompreis nicht kostendeckend, da der Gaspreis bis auf wenige Stunden hinweg geringer ist als der gehandelte Strompreis. Für besondere Situationen lassen sich aber wirtschaftliche Geschäftsmodelle ableiten.

Ebenso wie Gaskraftwerke können Power-to-Gas-Anlagen sehr schnell auf Diskrepanzen im Stromnetz reagieren. Auf Grund der Tatsache, dass Strom nur bedingt speicherbar ist, stellen Power-to-Gas-Anlagen eine Möglichkeit dar, Überkapazitäten (negative Regelenergie) im Elektrizitätsnetz in Form von Wasserstoff oder Methan bereitzustellen oder in weiterer Folge im Erdgasnetz einzulagern. Dadurch können Power-to-Gas-Anlagen zum Ausbau von dezentralen volatilen Energieträgern beitragen und einem Netzausbau entgegenwirken.

8.2 Strom- und Gasnetzentgelte sowie Steuern und Abgaben für gasgefeuerte Kraftwerke (GuD und KWK)

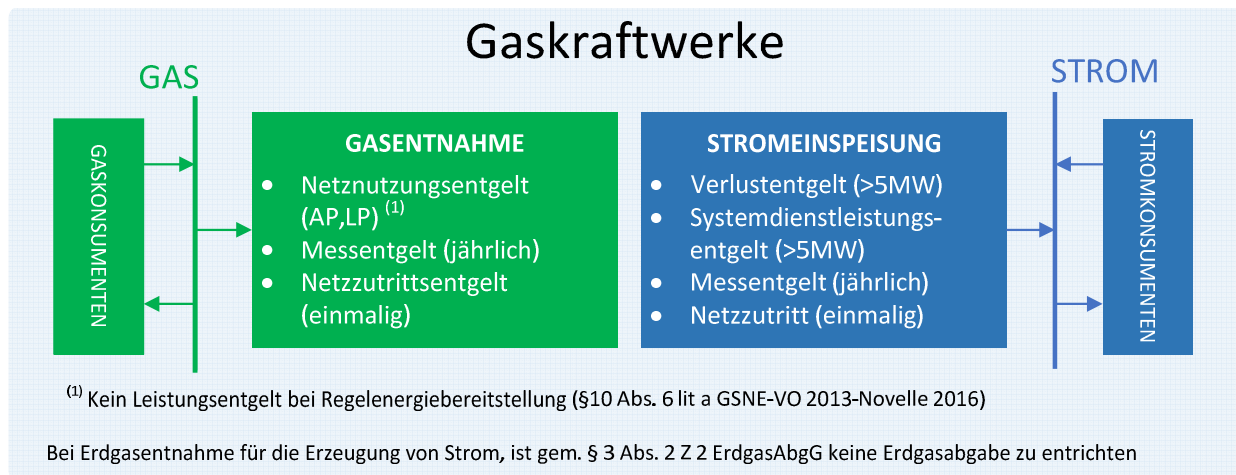
Bei der Gas-to-Power-Technologie dient Wasserstoff oder Methan (synthetisch, biogen, fossil) als Primärenergieträger um Strom zu erzeugen. Dabei unterliegt die Gasentnahme für die Stromerzeugung derzeit, neben dem Gaspreis, gemäß GSNE-VO 2013³⁷ auch leistungsabhängigen Kosten wie dem Netznutzungsentgelt sowie eine Netznutzungsentgeltpauschale und Entgelt für Messleistungen, welches regelmäßig sowie grundsätzlich aufwandsorientiert verrechnet wird. Wird Erdgas für die Erzeugung von elektrischer Energie verwendet, ist das dazu aufgewendete Erdgas gemäß § 3 Abs. 2 Z 2 ErdgasAbgG³⁸ von der Erdgasabgabe befreit.

³⁶ Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach. Die GW31 Richtlinie definiert jene Qualitätsanforderungen die für die Einspeisung in das und den Transport von Erdgas und biogenen Gasen im "Netz" erforderlich sind und ist zur Anwendung im Rahmen der "Bedingungen für den Netzzugang (Allgemeinen Netzbedingungen)" gemäß §19 GWG vorgesehen.

³⁷ Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2016, BGBl. II Nr.427/2015

³⁸ Erdgasabgabegesetz BGBl. Nr. 201/1996

Abbildung 1: Darstellung der gegenwärtigen Netzentgelte für Gaskraftwerke. Quelle: Eigene Darstellung.



Um den produzierten Strom in das Stromnetz einspeisen zu können, fällt neben dem jährlichen pauschalen Messentgelt bei Anlagen mit einer Anschlussleistung größer 5 MW auch ein verbrauchsabhängiges Netzverlustentgelt (§53 EIWOG 2010) sowie das Systemdienstleistungsentgelt (§56 EIWOG 2010) an. Das Systemdienstleistungsentgelt dient dazu, dem Regelzonenführer durch die Einspeiser über 5 MW Anschlussleistung die Kosten abzugelten, die sich daraus ergeben, Lastschwankungen durch eine Primärregelung ausgleichen zu müssen. Wie in Kapitel 6.1.5 erläutert, kann über die G-Komponente auch der systemdienliche Nutzen (Bonus-Malus-System) des Kraftwerks abgegolten werden. Dabei richtet sich die Höhe der zu entrichteten G-Komponente nach der Volatilität und Regelbarkeit des Kraftwerks und der damit einhergehenden Netzbelastung. Volatile Kraftwerke würden hier stärker belastet als teilweise oder zu einem gewissen Grad flexible Kraftwerkstypen.

8.3 Strom- und Gasnetzentgelte sowie Steuern/Abgaben für Power-to-Gas-Anlagen

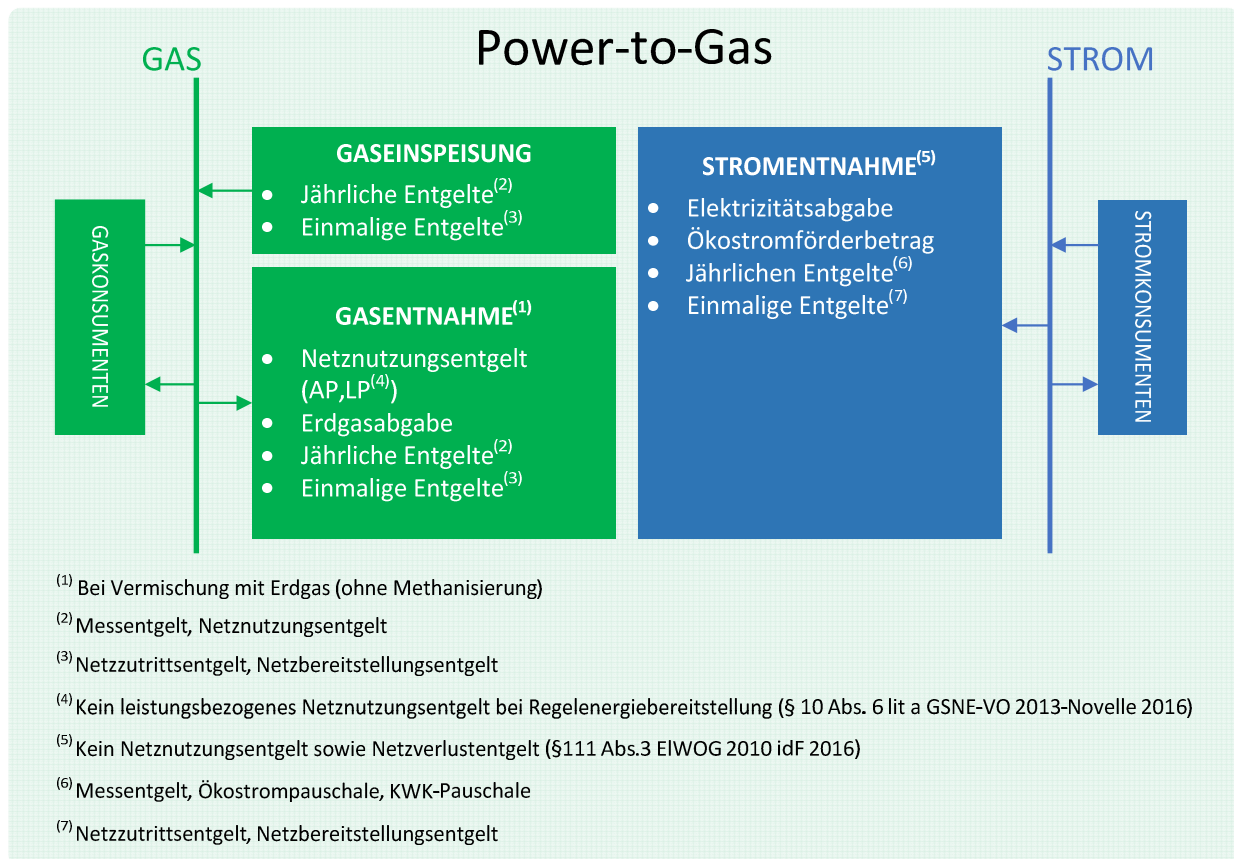
Wie in Abschnitt 8.1.3 beschrieben, müssten Power-to-Gas-Anlagen ohne nachgereihter Methanisierung Erdgas aus dem Netz beziehen, um die in der ÖVGW-Richtlinien G 31 und G B 220 definierte Gasqualität bei der Einspeisung zu gewährleisten.³⁹ Es muss Erdgas entnommen, mit Wasserstoff angereichert und wieder ins Netz eingespeist werden, das heißt, dass für das einzuspeisende, angereicherte Erdgas bereits ein Netzentgelt für den Bezug entrichtet wurde. Dieser Umstand macht Power-to-Gas-Anlagen gleichzeitig zu Entnehmern und Einspeisern, wobei auf beiden Seiten Netzentgelte der jeweiligen Gasnetzebene zu entrichten wären. Es bedarf daher einer gesetzlichen bzw. regulatorischen Festlegung von Power-to-Gas-Anlagen (ohne Methanisierung) als Erzeuger oder Entnehmer.

³⁹ Derzeit darf in Österreich der Wasserstoffanteil von 4 vol.-% im Erdgasnetz nicht überschritten werden, weshalb Erdgas aus dem Netz entnommen und mit dem Wasserstoff vermischt werden muss um die gemäß ÖVGW Richtlinie G31 definierte Erdgasqualität zu gewähren.

Da sich durch die zeitlich quasi gleichzeitige Rückspeisung des Erdgases keine Druckunterschiede ergeben und keine tatsächliche Entnahme stattfindet, sondern eine Nettoeinspeisung, sollten Power-to-Gas-Anlagen ohne Methanisierung als reine Einspeiser gehandhabt werden.

Ähnliches ist für die Erdgasabgabe klarzustellen, insbesondere da es sich bei Power-to-Gas-Anlagen ganz klar um keine Endverbraucher handelt.

Abbildung 2: Darstellung der gegenwärtigen Netzentgelte für Power-to-Gas-Anlagen. Quelle: eigene Darstellung.



Power-to-Gas-Anlagen sind gemäß §111 Abs.3 EIWOG 2010 temporär von der Entrichtung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte für den Bezug von elektrischer Energie befreit. Da der Ökostromförderbetrag im Verhältnis zu diesen beiden Systemnutzungsentgelten berechnet wird, müssten Power-to-Gas-Anlagen auch vom Ökostromförderbetrag befreit sein. Gleiches gilt für die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale.

Derzeit ist unklar ob Power-to-Gas-Anlagen für die Stromentnahme gemäß Elektrizitätsabgabegesetz die **Elektrizitätsabgabe** von 1,5 Cent/kWh zu entrichten haben. Laut §2 Z2 Elektrizitätsabgabegesetz ist „elektrische Energie, soweit sie für die Erzeugung und Fortleitung von elektrischer Energie, von Erdgas oder Mineralöl verwendet wird“, von der Elektrizitätsabgabe befreit. Sofern synthetisch hergestelltes Gas in die Kategorie Erdgas (§3 Abs. 1 Z 1 GWG 2011) bzw. auf Erdgasqualität aufbereitete biogene Gase (§7 Abs.4 GWG 2011) einzuordnen ist, wären in diesem Sinne somit auch Power-to-Gas-Anlagen von der Elektrizitätsabgabe zu befreien.

9 Zusammenfassung

Ziel dieses Dokuments ist es, die erforderlichen Zielsetzungen für Netznutzungsentgelte im in einem sich zunehmend verschmelzenden Energiesystem zwischen dem Strom- und Gasnetz aufzuzeigen und auf Koppelungstechnologien anzuwenden. Dabei stellt sich die Frage, ob energiedomänenübergreifende Technologien anders zu behandeln sind als konventionelle Akteure. Gaskraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen können auf Diskrepanzen im Stromnetz reagieren und stellen damit eine Alternative zu Pumpspeichern und chemischen Speichern dar.

Netzentgelte stellen eine wichtige Entscheidungskomponente für die Investition in und die Betriebsweise von Kraftwerken dar, da sie als zusätzliche Kosten direkt in die Betriebsoptimierung des Kraftwerkeinsatzes miteinfließen. Zudem beeinflussen Netznutzungsentgelte auch die Flexibilität und Planbarkeit des Kraftwerkbetriebs und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Netznutzungsentgelte können somit einen marktverzerrenden Effekt auf Energiepreise ausüben, da sie diese durch erhöhte Erzeugungskosten auch indirekt mitbeeinflussen. Daher müssen Netzentgelte mehrere Zielsetzungen erfüllen: Sie sollen verursachungsgerecht, kostendeckend, anreizgebend, aber so gering als möglich marktverzerrend sein und dazu beitragen den Primäreinsatz zu verringern. Gleichzeitig müssen Netzentgelte eine sichere und nachhaltige Energieversorgung gewährleisten.

Unter diesen Voraussetzungen wurden daher in diesem Dokument Vorschläge und Konzepte für künftige Netznutzungsentgelte im Strom- und Gasnetz vorgestellt und erörtert. Gerade bei energiedomänenübergreifenden Technologien zeigt sich oftmals eine doppelte Netzentgeltbelastung (Anschlussgebühren, Netznutzung, Abgaben) auf Entnahmeseite im einen Netz sowie Einspeiseseite im anderen. In einem fortschreitenden energiedomänenübergreifenden Energiesystem (Hybridnetz) ist es deshalb unumgänglich Systemdienstleistungsentgelt-Systeme einzuführen, die neben umwelt- und marktwirtschaftlichen Aspekten auch Netzdienlichkeit verstärkt miteinbeziehen. Bei der Einspeisung von Energie in das Netz können Entgelte Anreize setzen. Auch können mithilfe eines Bonus-Malus-System Netzdienlichkeit und Umweltaspekte abgebildet werden, um eine optimale Einspeisung zu ermöglichen. Im Unterschied zum Gasnetz stellt im Stromnetz eine hohe Leistungszufuhr bzw. ein hoher Leistungsbezug ebenso eine Herausforderung für die Versorgungsqualität dar, wie die zeitliche Komponente. Netzentgelte können daher auch Anreize setzen, temporal auftretenden Leistungsspitzen entgegenzuwirken.

Laut Experteninterviews stellt eine hohe Leistungsentnahme im Gasnetz aufgrund der Trägheit des Netzes derzeit keine großen Probleme dar, wodurch in dieser Arbeit ein nach der Maximallast abhängige Pauschale für das Leistungsentgelt – mit gleichzeitiger Anhebung des Arbeitsentgelts – vorgeschlagen wurde. Diese ermöglichen dem Kraftwerksbetreiber einen flexibleren und besser planbaren Kraftwerksbetrieb. Zudem können Kraftwerke dadurch besser nach marktwirtschaftlichen Signalen agieren, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöht. Auch würde bei einer Pauschale die bei Nicht- oder Minderbezug anfallende Minimalleistung von 15-20% beim Netznutzungsentgelt wegfallen.

Power-to-Gas-Anlagen müssen – ohne Methanisierung – Gas aus dem Gasnetz beziehen, um die nach ÖVGW-Richtlinien G 31 und GB 220 definierte Gasqualität für die Einspeisung ins Erdgasnetz zu gewährleisten. Dies macht Power-to-Gas-Anlagen zu Prosumern im Gasnetz und führt daher zu einer doppelten Tarifierung des bezogenen und später wieder abgegebenen Gases. Es bedarf daher einer Festlegung von Power-to-Gas-Anlagen ohne Methanisierung als Erzeuger oder Entnehmer, um einer tariflichen Doppelbelastung entgegenzuwirken. Eine konkrete Festlegung im EIWOG 2010 und GWG 2011 kann auch dazu beitragen, Investitionsentscheidungen in eine Power-to-Gas-Anlage besser abschätzen zu können.