

Übertragungsleistungen der Netze und Netzkosten im Einklang?

Alfons HABER

Plaut Economics
Plaut (Schweiz) Consulting AG
Adlikerstrasse 246
CH-8105 Regensdorf
Tel.: +41 44 871 28 28
E-Mail: alfons.haber@plaut.com
www.plaut-economics.com

Markus BLIEM

Institut für Höhere Studien Kärnten
Alter Platz 10
A-9020 Klagenfurt
Tel.: +43 463 592 150 18
E-Mail: bliem@carinthia.ihs.ac.at
www.carinthia.ihs.ac.at

Kurzfassung:

Der Betrieb der Netze und der bedarfsgerechte Netzausbau müssen sich neuen Herausforderungen stellen. Der Bau von leistungsstarken Erzeugungsanlagen im mehrstelligen MW-Bereich wird nicht nur aufgrund von aufwändigen Widmungsverfahren und einer wachsenden gesellschaftlichen Ablehnung gegenüber Großkraftwerken zunehmend schwieriger. Demgegenüber wird der Anteil von „kleineren“ dezentralen Erzeugungsanlagen – vorwiegend basierend auf erneuerbaren Energieträgern – in Zukunft weiter zunehmen. Die steigende Anzahl von Erzeugungsanlagen im Netz, kombiniert mit höheren Anforderungen durch die Einspeiser und Entnehmer, führt zu einer höheren Beanspruchung und Auslastung der Netze. Diese bedingt wiederum, dass die aktuellen Leitungskapazitäten der Netze an ihre Grenzen stoßen können und somit temporär die Übertragungsleistung bzw. die Leistungsfähigkeit des Netzes beeinflussen.

Dieser Beitrag widmet sich, neben einer kurzen Beschreibung der Ausgangssituation, der Leistungsfähigkeit von Netzen und resultierenden wesentlichen Determinanten, unter Berücksichtigung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. Netzanschluss). Sowohl die energiepolitischen Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energie als auch der steigende Bedarf an elektrischer Energie (Stromnachfrage) bedingen eine zunehmende Nutzung der Leitungen, bis hin an deren maximale Übertragungsleistung. Diese Entwicklung betrifft die angeschlossenen Stromkunden auf zweifache Weise; zum einen über eine mögliche eingeschränkte Versorgung (bzw. Einspeisung) und zum anderen über die zunehmenden Netzkosten u.a. aufgrund eines notwendigen Netzausbaus.

Anhand von Recherchen von technischen und gesetzlichen Vorgaben für Österreich und Deutschland sowie praxisbezogenen Beispielen (z.B. Einspeisemanagement in Deutschland) werden die Rahmenbedingungen und Netzkosten, die nicht zuletzt in regulatorischen Vorgaben münden können, dargestellt. Zudem werden ökonomische Aspekte zur Optimierung der Leistungsfähigkeit der Netze diskutiert.

Keywords: Übertragungsleistung, Erzeugungsanlagen, Netzkosten, Leistungsfähigkeit, volkswirtschaftliche Zweckmäßigkeit, regulatorischer Rahmen, Optimum der Netznutzung, Versorgungssicherheit

1 Ausgangssituation

Als Ziel des österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) [1] kann gemäß § 3 Abs 1 genannt werden, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen. In ähnlicher Weise formuliert das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (§ 1 Abs 1): „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ (EnWG) [2].

Grundsätzlich sehen die genannten Gesetzesquellen auszugsweise vor, dass

- betriebene Systeme (Übertragungsnetze) sicher, zuverlässig, leistungsfähig zu betreiben und zu unterhalten sind,
- die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität langfristig sicherzustellen ist (siehe § 23 Z 1 und Z 7 EIWOG [1]),
- eine Abschätzung der Lastflüsse und Prüfung der Einhaltung der technischen Sicherheit des Verteilernetzes durchzuführen ist,
- Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu deren Vermeidung zu setzen sind (siehe § 29 Z 7 und Z 12 EIWOG [1]) und
- Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (siehe §11 Abs 1 EnWG [2]).

Eine starke Zunahme von Netzbenutzern, Abnehmern und Einspeisern elektrischer Energie, kann temporär die erforderliche Übertragungsleistung bzw. die Leistungsfähigkeit des Netzes beeinflussen und so Netzengpässe verursachen. Auf solche muss mit entsprechendem Engpassmanagement (netztechnisch oder durch marktbezogene Maßnahmen) reagiert werden. Das Netzengpassmanagement bietet die Möglichkeit die Interessen der Netzbenutzer auf uneingeschränkten Netzzugang und die Verpflichtung der Netzbetreiber, Engpässe soweit als möglich zu vermeiden, kurzfristig effizient auszugleichen (vgl. Abschnitt 4).

1.1 Situation in Österreich

Auszugsweise sei hier auf § 4 Abs 2 und Abs 3 des Ökostromgesetzes [3] verwiesen, in dem u.a. als Ziel festgelegt ist, bis zum Jahr 2015 einen Gesamtanteil von 15 %, gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, durch Ökostromanlagen zu erzeugen. In diesem Zielwert ist die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen (KWKW), mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung enthalten, nicht jedoch die Neuerrichtung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW. So ist in Absatz 3 weiter ausgeführt, dass zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren

Energieträgern von 2008 bis zum Jahr 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft, davon 350 MW kleine und mittlere Wasserkraft, die Errichtung von 700 MW Windkraft sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW Biomasse anzustreben ist.

Somit sollen bis zum Jahr 2015 allein mehr als 1.500 MW (über 7 % der im Jahr 2008 installierten Kraftwerkleistung¹) an zusätzlicher Ökoenergie an das Netz angeschlossen werden. Zusätzlich gibt es eine Reihe von Kraftwerksausbauplänen die sich auf „konventionelle“ Primärenergieträger oder große Wasserkraftprojekte (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) beziehen. Die österreichischen Energieunternehmen planen bis zum Jahr 2015 mehr als 1.000 MW an zusätzlicher Wasserkraft auszubauen.² Für diesen Zubau existieren in Österreich bereits ausgearbeitete Masterpläne für den Ausbau der Netze, um so für den Abtransport und die Verteilung von elektrischer Energie leistungsfähige Netze zur Verfügung stellen zu können.

1.2 Situation in Deutschland

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) [4] nennt als Zweck, u.a. im Interesse des Klima- und Umweltschutzes, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent zu steigern und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben zur Erfüllung des § 3 KraftNAV [5] die so genannten Regionenmodelle "Stromtransport 2009" [6] und "Stromtransport 2013" [7] entwickelt. Diese geben eine Übersicht über den Stand bzw. die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerkleistung und der Leistungsflüsse in den einzelnen Netzgebieten in den Jahren 2009³ und 2013 unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus. Anhand dieser Regionenmodelle ist ersichtlich, dass die Zunahme von Erzeugungsanlagen, die dem Geltungsbereich des EEG unterliegen, zu einer signifikanten Änderung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den einzelnen Netzregionen führt.

Der physikalische Leistungstransport zwischen den einzelnen Regionen spiegelt die Transportaufgabe der deutschen Übertragungsnetze wider. Die Versorgungsaufgabe für die unterlagerten Netze wird durch die jeweils angegebene vertikale Netzlast in den einzelnen Regionen der Übertragungsnetze charakterisiert.

Die zukünftige Entwicklung hängt von den unternehmerischen Entscheidungen der Marktteilnehmer (Erzeuger) und den Netzbetreibern ab, die zu einem bedarfsgerechten Netzausbau verpflichtet sind. Zur Festlegung, welches Bewirtschaftungsverfahren bei temporären Netzengpässen angewendet werden soll, ist vorab zu klären, welches Ausmaß die Netzengpässe annehmen und wie diese durch einen Netzausbau beseitigt werden können.

¹ Summe der Engpassleistung des Kraftwerksparks in Österreich von 20.743 MW, www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/xls/strom/2008/BeStGes_KW1EPLKIs-2008.xls

² siehe VEÖ-Journal vom Mai 2008

³ Auch das Regionenmodell "Stromtransport 2009" basiert auf planerischen Ansätzen für Einspeisungen und Lasten einschließlich daraus resultierender Leistungsflüsse. Im Jahr 2009 bereits aufgetretene oder noch auftretende Leistungsflüsse müssen daher von diesem Modell nicht zwangsläufig abgebildet werden.

1.3 Stromnachfrage

Bei der Beurteilung der zukünftig geforderten Übertragungsleistung der Netze ist neben der Angebotsseite auch der zu erwartende Stromverbrauchszuwachs zu berücksichtigen. Analysen zeigen, dass die Stromverbrauchszunahme mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) korreliert, wobei das Wachstum in den letzten Jahren merklich schwächer geworden ist.

Während der energetische Endverbrauch in den 80er Jahren in Österreich im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten beiden Jahrzehnte (im Durchschnitt) auf 2,01% und 1,64%. Somit betrug der energetische Endverbrauch im Jahr 2008 58.724 GWh und der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung (ohne Pumpspeicherung) 68.645 GWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrageentwicklung auf die weiterhin starke Bindung an die wirtschaftliche Entwicklung. Das Jahr 2008 bildet auf Grund des konjunkturellen Einbruchs eine Ausnahme im langjährigen Trend und es ist zu erwarten, dass der Stromverbrauch auch im Jahr 2009 unter dem Niveau der Vorjahre bleibt. Auf Grundlage dieser Annahmen wird für das Jahr 2018 ein energetischer Endverbrauch von 67.272 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,4% oder 0,855 TWh entspricht [8].

Der Stromverbrauch ist auch in Deutschland in den ersten neun Monaten des Jahres 2009 deutlich gesunken; mit 384 Milliarden Kilowattstunden wurde rund 7 % weniger Strom nachgefragt als im entsprechenden Vorjahreszeitraum. Wichtigster Grund für den Rückgang des Stromverbrauchs bleibt nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)⁴ die verminderte Industrieproduktion. Die Produktionseinbußen in energieintensiven Branchen führen bereits seit Oktober 2008 zu einem niedrigeren Energiebedarf. Zwar produziert die deutsche Wirtschaft heute wesentlich energieeffizienter, der Gesamtenergieverbrauch steigt jedoch ungebremst an, wenn auch mit einer geringeren Wachstumsrate als die Wirtschaftsleistung.

Der energetische Zuwachs an Energie ist ein wesentlicher Faktor für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Netze, wichtig ist hier aber auch, dass die Jahreshöchstlast und die vorhandene gesicherte Kraftwerksleistung ebenfalls in zukünftige Betrachtungen einfließen. Laut UCTE [9] kann die erwartete jährliche Verbrauchssteigerung (Strom) vom Jahr 2013 bis zum Jahr 2018 auszugsweise für Deutschland mit 0,6 % und für Österreich mit 1,5 % angenommen werden.

2 Leistungsfähigkeit – Übertragungsleistungen der Netze

Aufbauend auf die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Ausgangssituationen betreffend des Kraftwerksausbaus wird die Entwicklung der Netze auch maßgeblich von den Laststeigerungen, der geänderten Netzstützung (z.B. bedingt durch Kraftwerksstilllegungen), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung geprägt sein.

⁴ http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20091106_PM_Deutscher_Strom-und_Gasverbrauch_ist_gesunken?open&ccm=250010 – Pressemitteilung vom 6.11.2009

Beim Betrieb und der Planung von Netzen sind neben den technischen Aspekten auch eine Reihe von gesetzlichen Aufgaben für Betreiber zu berücksichtigen. Der Betrieb eines elektrischen Netzes unterliegt einer Vielzahl von Einwirkungen. Dabei ist es sinnvoll, zwischen geplanten, vorhersehbaren und unvorhersehbaren Einwirkungen zu unterscheiden. Geplante oder vorhersehbare Einwirkungen können beim Betriebsgeschehen weitgehend berücksichtigt werden. Dagegen kann auf das mögliche Auftreten von Störungen nur durch vorbeugende Maßnahmen reagiert werden. Der Netzbetrieb muss den sich anscheinend widersprechenden Anforderungen der Wirtschaftlichkeit der Versorgung und der Sicherheit der Versorgung genügen.

Bei der Netzplanung kann allgemein in eine operative und eine strategische Netzplanung unterschieden werden. Die Planung von Netzen lässt sich als Optimierungsaufgabe formulieren, mit dem Ziel, die von den Netzbenutzern gestellte Versorgungsaufgabe (Verbrauch/Last und Einspeisung) zu erfüllen, unter Berücksichtigung von technischen, topographischen und qualitativen Anforderungen und mit möglichst „optimalen“ Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten). Im Zusammenhang mit der Leistungsfähigkeit der Netze sei auf einige Planungsgrundsätze hingewiesen, welche die Basis für die Dimensionierung eines Netzes bzw. für die Ausführung von Netzprojekten bilden. Dazu zählen u.a.:

- Gewährleistung der Netzsicherheit (z.B. Einhaltung der Normen und gültigen Gesetze)
 - Einhaltung der maximalen/thermischen Strombelastbarkeit der Betriebsmittel
 - Beseitigung von Netzengpässen
 - Einhaltung der Grenzwerte für Kurzschlussströme und allenfalls Erdschlussrestströme
- Bereitstellung der Versorgungsqualität (z.B. Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität)
- Einhaltung der definierten minimalen Spannungswerte je Netz
- Einsatz standardisierter Betriebsmittel und Anlagen

Die Netzplanung schafft die Voraussetzung für einen sicheren Betrieb der Netze. Hierbei kann man von der Analyse bestehender Netze – unter Berücksichtigung der aktuellen Leistungsfähigkeit und Betriebssicherheit – ausgehen. Statistische Daten der bisherigen Lastentwicklung und der Kundenstrukturen sind Grundlagen einer Lastprognose. Diese ist wiederum eine wesentliche Basis für den weiteren Netzausbau in verschiedenen Ausbaustufen eines definierten Planungszeitraums.

Die Standorte der (dezentralen bzw. verteilten) Erzeugungsanlagen, Kunden, Umspannwerke, Umspannstationen und Transformatorstationen, die Trassen der Leitungsführungen und die Art der Leitung (Freileitung oder Kabel) müssen in die Planung integriert werden. Die eventuelle Einführung einer höheren Spannungsebene muss parallel geprüft werden. Das so entstandene Planungskonzept muss auf sein Betriebsverhalten bei normalem Lastfluss, bei Kurzschluss und auf Sonderfälle hin untersucht werden. Der technisch-wirtschaftliche Vergleich verschiedener Planungsvarianten und das iterative

Planungsvorgehen sowie sogenannte Variantenrechnungen können schließlich zu einer Planungsgrundlage führen.

Aufbauend auf die obigen Aspekte der Netzplanung kann in Abbildung 1 schematisch die Leistungsfähigkeit und deren Determinanten dargestellt werden.

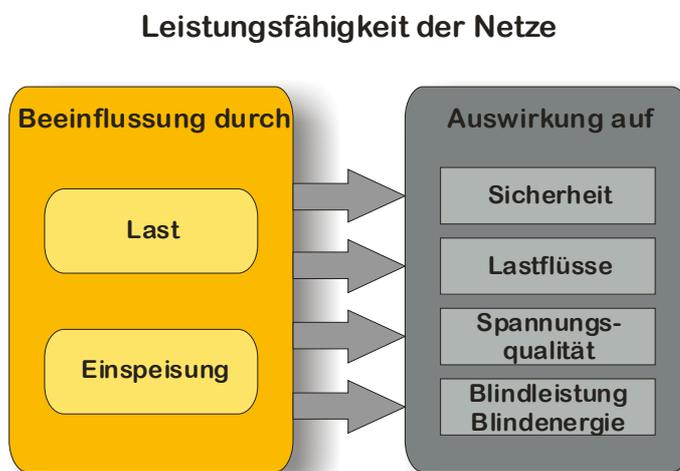


Abbildung 1: Schematische Übersicht der Leistungsfähigkeit von Netzen

Technische Einflussfaktoren für die Planung sind unter Berücksichtigung der Betriebsspannungen in Abbildung 2 dargestellt. Zu den insbesondere für Mittel- und Niederspannungsnetzen relevanten Aspekten der Versorgungsqualität zählen die quasistationäre Spannungshaltung und die Versorgungszuverlässigkeit. Die Merkmale der Spannung sind in der EN 50160 beschrieben.⁵



Abbildung 2: Einflussfaktoren für die Netzplanung

⁵ Der Entwurf zu einer neuen EN 50160 (Draft 2009) inkludiert auch die Hochspannung. Dies wurde jedoch in der Grafik nicht gesondert berücksichtigt.

3 Gesetzlicher Rahmen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen⁶

Die Leistungsfähigkeit der Netze wird u.a. durch die Einspeisung beeinflusst. Somit bestimmt der resultierende Lastfluss die Dimensionierung der Übertragungsleitung, welche wiederum von dem Ort des Netzanschlusses abhängt und ebenfalls in der Netzplanung zu berücksichtigen ist.

Um so früh wie möglich mit der Errichtung des Netzanschlusses beginnen zu können, muss der zuständige Netzbetreiber bereits im Vorfeld mit der Planung beginnen. Deshalb ist eine gute Abstimmung aller Beteiligten erforderlich. In diesem Konnex wird ebenfalls auf bestehende technische Regeln verwiesen, auszugsweise können hier die Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – TOR (siehe www.e-control.at) und die Mindestanforderungen für den Netzanschluss (siehe § 19 EnWG [2]) genannt werden.

Es besteht sowohl in Österreich als auch in Deutschland eine Anschlusspflicht, die insbesondere für Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in den jeweiligen Rechtsnormen festgeschrieben ist (siehe Tabelle 1). Die Kontrahierungspflicht gilt ebenfalls in beiden Ländern, wobei hier für Deutschland auszugsweise auf die Regelung gemäß § 8 Abs 1 EEG [4] hingewiesen wird, welche die Netzbetreiber vorbehaltlich des Einspeisemanagements (§ 11 EEG) verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Der Vergütungsanspruch laut § 16 EEG [4] sieht in Absatz 3 zusätzlich vor, dass dieser auch dann besteht, wenn der Strom zwischengespeichert worden ist.

Während in Österreich (vgl. Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz) der Netzanschluss am technisch geeigneten Punkt zu erfolgen hat und kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle besteht, beschreitet das deutsche Recht hier einen etwas anderen Weg, mit weitreichenden Konsequenzen für die Netzbetreiber (EEG [4]). So sind gemäß zugehörigem § 5 Abs 1 EEG die Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt. Im zugehörigen Absatz 4 ist zusätzlich angemerkt, dass die Pflicht zum Netzanschluss auch dann besteht, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 EEG (Erweiterung der Netzkapazität) möglich wird.

⁶ Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich lediglich auf Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen und dienen nur der Übersicht, stellen somit keine abschließende juristische Aufzählung dar.

Die in Deutschland getroffene Regelung zum Netzanschluss kann als zusätzliche Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energie verstanden werden. Dies zeigt sich auch darin, dass in § 9 Abs 1 EEG [4] hinsichtlich der Erweiterung der Netzkapazität festgehalten ist, dass Netzbetreiber auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet sind, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Eine allfällige wirtschaftliche Unzumutbarkeit ist in § 9 Abs 3 EEG [4] angeführt.

Entgelt für die Nutzung sind laut SNT-VO 2010 [10] in Österreich für Entnehmer und in Deutschland für die Entnahme vorgesehen (siehe StromNEV [11]). Erwähnt soll in diesem Rahmen ebenfalls das vermiedene Netzentgelt werden, welches in Deutschland in § 18 StromNEV [11] explizit für dezentrale Einspeisung vorgesehen ist (vgl. Tabelle 1).

	Österreich	Deutschland
Anschlusspflicht	<i>Anschlusspflicht</i> Siehe z.B.: - Ökostromgesetz [3] (§6)	<i>Anschlusspflicht</i> Siehe z.B.: - EEG [4] (§ 5) - Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
Abnahme- verpflichtung	<i>Abnahmeverpflichtung</i> Siehe z.B.: - Ökostromgesetz [3] (§ 10)	<i>Abnahmeverpflichtung</i> Siehe z.B.: - EEG [4] (§ 8)
Netzanschlusspunkt	<i>Netzanschlusspunkt am technisch geeigneten Netzanschlusspunkt, kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt</i> Siehe z.B.: - SNT-VO 2010 [10] (§ 2) - Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz	<i>Netzanschluss an kürzester Entfernung zum Standort der Erzeugungsanlage, bis zu 30 Kilowatt am Grundstück (mit bereits bestehendem Netzanschluss)</i> Siehe z.B.: - EEG [4] (§ 5)
Kosten (Baukosten)	<i>Einspeiser zahlen kein Netzbereitstellungsentgelt</i> Siehe z.B.: - SNT-VO 2010 [10] (§ 3)	<i>Einspeiser zahlen keinen Baukostenzuschuss</i> Siehe z.B.: - EEG [4] (§ 13) - KraftNAV [5] (§ 8)
Netznutzung	<i>Entgelt für die Nutzung zahlen Entnehmer</i> Siehe z.B.: - SNT-VO 2010 [10] (§5)	<i>Entgelt für die Nutzung zahlen Entnehmer</i> Siehe z.B.: - StromNEV [11] (§ 17)
Vermiedene Netzentgelte		<i>Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilersnetzes ein Entgelt, welches den vermiedenen Netzentgelten entspricht (Ausnahme für Anlagen gem. EEG, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)</i> Siehe z.B.: - StromNEV [11] (§ 18)

Tabelle 1: Auszüge aus gesetzlichen Vorgaben für Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen und deren Netznutzung in Österreich und Deutschland (Stand Jänner 2010)

3.1 Beispiel Einspeisemanagement laut EEG in Deutschland

Die Netzintegration von neuen Kraftwerken, insbesondere der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen aus erneuerbarer Energie im Nieder- bis Höchstspannungsnetz, orientiert sich an den Vorgaben eines sicheren und langfristig angelegten leistungsfähigen Betriebes der Netze im Verbundbetrieb. Der Kraftwerkseinsatz wirkt sich über die resultierende Belastung der Netze (Lastflüsse) auf deren Leistungsfähigkeit aus. Beispielsweise kann ein stark variierender Kraftwerkseinsatz zu einer außerordentlichen Netzbelastung führen, die so wiederum den Netzausbau beeinflusst und somit netzplanerische und netzbetriebliche Herausforderungen stellt.

Das deutsche EEG verpflichtet die Netzbetreiber dazu, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. In § 9 Abs 3 EEG [4] wird angemerkt, dass der Netzbetreiber nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet ist, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist. Wenn es jedoch zu einer Verletzung der Optimierung, der Verstärkung und dem Ausbau des Netzes, wie in § 9 Abs 1 EEG [4] ausgeführt, kommt, können Einspeisewillige Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat. Diese Bestimmung findet sich § 10 Abs 1 EEG [4].

Das Einspeisemanagement ist in § 11 Abs 1 EEG [4] beschrieben und legt folgendes fest: Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG (Erweiterung der Netzkapazität – siehe oben) ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit

1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Die Regelung der Anlagen nach Satz 1 darf nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazität erfolgen. Bei voller Auslastung des Netzes hat der Netzbetreiber ausnahmsweise unter den in diesem Gesetz geregelten Voraussetzungen die Möglichkeit, Einspeisemanagement anzuwenden. Dadurch wird die Sicherheit und Funktionsfähigkeit des Netzes nicht berührt. Mit Hilfe des Einspeisemanagements sollten im Falle eines Netzengpasses nur diejenigen Anlagen abgeregelt werden, die für das aktuelle Netzproblem ursächlich verantwortlich sind.

Im Zusammenhang mit den angeführten Maßnahmen zum Einspeisemanagement ist auch eine Härtefallregelung für betroffene Anlagenbetreiber vorgesehen (siehe Ausführung in Abschnitt 4).

4 Ökonomische und regulatorische Aspekte der Übertragungsleistung

Ein wesentliches Merkmal der Netzplanung ist, dass diese anhand von mittel- und langfristigen Prognosen stattfindet und immer mit einem bestimmten Maß an Unsicherheit verbunden ist. Es ist Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers entsprechende Prognosen für die Nachfrage (Verbrauch – siehe Abschnitt 1.3) aber auch vorausschauend – sofern bekannt – für die Erzeugungsanlagen zu erstellen und anhand dieser das erforderliche Ausbauniveau festzulegen. Letztendlich sind die Investitionen des Netzbetreibers für die zukünftige Leistungsfähigkeit des Netzes kausal und müssen deshalb im Zentrum weiterer Überlegungen stehen. [12]

Grundsätzlich sind die Kosten von Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes wesentliche Komponenten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts. Über Erweiterungsfaktoren finden diese beispielsweise in Deutschland Berücksichtigung in der Erlösobergrenzenregulierung. Somit erstatten die Endverbraucher dem Netzbetreiber die notwendigen Netzausbaukosten über die Netznutzungsentgelte. Im deutschen EEG wird hier auf die „wirtschaftliche Zumutbarkeit“ als Verhältnis vom volkswirtschaftlichen Nutzen und Kosten abgestellt. Die Grenzen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit liegen demnach dort, wo sich der aus den Vergütungssummen im Vergütungszeitraum ergebende Wert der Gesamtstrommenge aus den durch den Ausbau anschließbaren Erzeugungsanlagen die Kosten des Ausbaus nicht deutlich übersteigt. Wie sich daraus eindeutig ableiten lässt, ist die wirtschaftliche Unzumutbarkeit des Netzausbaus keinesfalls im Sinne der einzelwirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers zu verstehen, da die Ausbaukosten im Rahmen der Netzentgelte auf die Endverbraucher übergewälzt werden. Das Entscheidungskriterium ist vielmehr die Verhältnismäßigkeit des volkswirtschaftlichen Nutzens der Leistungsfähigkeit der Netze (z.B. vermehrte Einspeisemöglichkeit von erneuerbaren Energien) zu den vom Endverbraucher getragenen volkswirtschaftlichen Kosten des hierfür erforderlichen Netzausbaus.

Betreffend der (volks-)wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Ausbaus von Netzen sind insbesondere auch die sehr seltenen (zeitlich) kurzen Leistungsspitzen zu berücksichtigen. Die hierfür notwendige zusätzliche Übertragungskapazität ist somit im Zusammenhang mit der Zumutbarkeit zu sehen, denn anderenfalls müssen die Endverbraucher für ein nicht unmittelbar – bezogen auf die Energie – „leistungsfähiges“ Netz hohe Netzentgelte bezahlen. Zusätzlich könnte es aufgrund von regionalen Konzentrationen von einer Erzeugungstechnologie zu höheren Kosten bzw. Netzentgelten für Endverbraucher dieses Netzbetreibers kommen, welches sich wiederum auf die Wirtschaft auswirkt. Eine detaillierte Untersuchung für den Netzausbau zur Integration neuer Windkraftanlagen in Deutschland hat gezeigt, dass unter Berücksichtigung der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“ in der Regel mehr als 90 % der installierten Nennleistung eines einspeisenden Windparks an der Anschlussstelle weitertransportiert werden [13].

Ein auf kurz auftretende Leistungs- bzw. Lastspitzen ausgerichtetes (überdimensioniertes) Netz ist aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll; der Grenznutzen der Kapazitätserweiterung steht in diesem Fall in einem Missverhältnis zu den Grenzkosten des Netzausbaus. Aus ökonomischer Sicht sollte ein Netzausbau dann durchgeführt werden, wenn die Kosten einer

zu geringen Leistungsfähigkeit des Netzes (Engpasskosten) die Ausbaurkosten übersteigen (vgl. Abbildung 3).

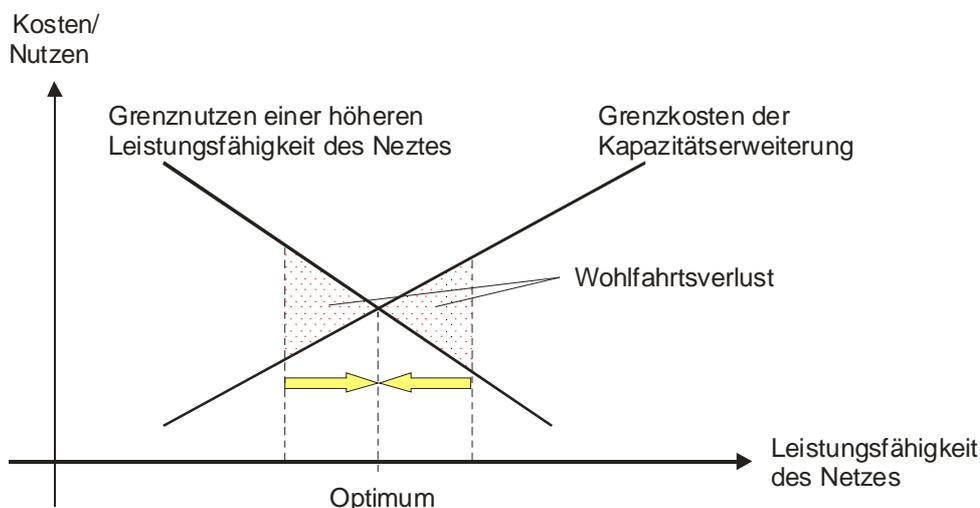


Abbildung 3: Soziales Optimum an Leistungsfähigkeit der Netze

Eine theoretische Möglichkeit den Netzbetreiber zu einem optimalen Netzleistungsniveau zu bewegen, besteht darin, sowohl die Kosten des Netzausbaues als auch den Nutzen einer höheren Leistungsfähigkeit des Netzes (geringere Engpasskosten) bei den Netzbetreibern zu internalisieren. Durch eine Internalisierung aller relevanten Kostenkomponenten kann ein sozial optimales Niveau an Leistungsfähigkeit angestrebt werden. Die Netzbetreiber müssen mit den Kosten eines zu geringen Netzausbaues konfrontiert werden, um diese in ihren Entscheidungen zu berücksichtigen.

In diese Richtung geht in Deutschland die im EEG (§ 12 Abs 1) vorgesehene Härtefallregelung. Denn können Netzbetreiber aufgrund von fehlenden Netzkapazitäten den Strom aus Erneuerbarer Energie nicht abnehmen, dann müssen die Anlagenbetreiber in einem vereinbarten Umfang entschädigt werden. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen bzw. zusätzlichen Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten. Betreiber von z.B. Windkraftanlagen erhalten als Kompensationszahlung somit die gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung, bei Betreibern von Biomasseanlagen müssen die variablen Kosten (Brennstoffkosten) in Abzug gebracht werden. Das EEG (§ 12 Abs 2) sieht zudem vor, dass der Netzbetreiber die ihm durch die Kompensationszahlungen entstehenden Kosten nur dann bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen kann, wenn er die erforderlichen Maßnahmen nicht zu vertreten hat.

Hier wäre eine Entschädigung der Einspeiser aus ökonomischer Sicht einem möglicherweise ineffizienten Netzausbau vorzuziehen. Denn sind die Netzausbaukosten über den Kompensationszahlungen anzusetzen, dann kommt es für den Netzbetreiber billiger, die Einspeiser zu entschädigen als in das Netz zu investieren. Der Grenznutzen einer zusätzlichen Einspeisung erneuerbarer Energie würde unter den Grenzkosten der Netzverstärkung liegen.

Der in Deutschland durch die Härtefallregelung eingeführte Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Erzeugern zeigt auch, dass es grundsätzlich einen Entscheidungskonflikt zwischen Kraftwerks- und Netzbetreibern gibt [12].

Allgemein kann angemerkt werden, dass vor der Liberalisierung Erzeugung und Netzplanung häufig in einer Hand lag. Heute hat der Kraftwerksbetreiber die Koordinierungskompetenz, das heißt, er entscheidet alleine über den Standort einer neuen Anlagen und die Netzbetreiber sind verpflichtet, das Netz bedarfsgerecht auszubauen. Um eine Optimierung des Gesamtsystems zu erreichen, muss die Standortentscheidung der Kraftwerke mit den vorhandenen Netzkapazitäten koordiniert werden. Ein soziales Optimum (preisgünstige Versorgung mit Energie) bedingt sowohl eine preisgünstige Erzeugung als auch einen kosteneffizienten Netzbetrieb. Damit dieser Zustand erreicht werden kann, müssten die Einspeiser bei ihrer Entscheidung die Netzausbaukosten (zumindest teilweise) mit berücksichtigen; auch in diesem Zusammenhang kann man von der Notwendigkeit der Internalisierung der Netzausbaukosten in die Entscheidungen der Erzeuger sprechen.

Im Umgang mit Netzausbaukosten (Investitionen) sieht der regulatorische Rahmen in Österreich und Deutschland u.a. sogenannte Investitionsbudgets vor. Im österreichischen Regulierungssystem werden z.B. in der SNT-VO [10] unter § 16 Investitionen behandelt. So sind bei der Bestimmung der Tarife für das Netznutzungsentgelt Kostenänderungen aufgrund der Investitionstätigkeit und der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber zu beachten und durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor abzudecken. Dabei sind die Entwicklung der Investitionen in das Verteilernetz und deren Auswirkung auf die Kapitalkosten, sowie steigende Betriebskosten aufgrund von zusätzlich betreuten Kunden und Netzanlagen zu berücksichtigen. In diesem Rahmen gilt es gesondert anzumerken, dass der Netzbetreiber in Österreich (vgl. Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz) den Netzanschluss am technisch geeigneten Punkt herzustellen hat und kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle besteht. Dies führt somit im Vergleich zu Deutschland ebenfalls zu anderen Netzausbaukosten aufgrund z.B. Anschlüssen von Erzeugungsanlagen.

In Deutschland bilden die Gesamtkosten, insbesondere die nichtbeeinflussbaren Netzkosten, einen wichtigen Parameter für die Durchführung des Effizienzvergleichs. So werden laut deutschem ARegV [14] die Kapitalkosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs über die Gesamtkosten des Netzbetreibers abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ermittelt. Zu diesen zählen z.B. genehmigte Investitionsbudgets (siehe § 11 und § 23 ARegV [14]). So sind Investitionsbudgets - unter angeführten Bedingungen - durch die Bundesnetzagentur für Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetz erforderlich sind, zu genehmigen. Dies umfasst insbesondere Investitionen, die vorgesehen sind für Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen dienen und die Integration von Anlagen, die dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unterliegen. Auszugsweise wird ausgeführt, dass im Einzelfall auch Betreibern von Verteilernetzen Investitionsbudgets durch die Regulierungsbehörde für solche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden können, die dem Anschluss von

Stromerzeugungsanlagen dienen und die nicht durch den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden.

Dennoch sei hier erwähnt, dass ein vermehrter Ausbau von Erzeugungsanlagen zu geänderten Netzkosten führt und somit in weiterer Folge die Höhe der Netztarife beeinflusst, die aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen im regulatorischen Umfeld auf die einzelnen Netzebenen gewälzt werden. Hier besteht auch eine weitere Herausforderung der Regulierung, diese jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt Kosten (siehe § 14 StromNEV [11]) oder über eine leistungs- und energieabhängige prozentuelle Aufteilung (siehe § 15 SNT-VO [10]) allenfalls mittelfristig anzupassen. Dies trifft z.B. dann ein, wenn sich einzelne Kosten von Netzebenen außerordentlich verändern oder die Leistungen bzw. Energiemengen je Netzebene ändern. Hierdurch könnte es zu netztariflichen Auswirkungen kommen, welche bestimmte Netzebenen oder Endverbraucher treffen.

5 Zusammenfassung

Internationale Erfahrungen sowie zugehörige Analysen zeigen, dass die Nachfrage nach Übertragungsleistung sowohl seitens der Einspeiser als auch der Entnehmer zunehmen wird. So wird es nicht zuletzt aufgrund von umweltpolitischen, gesetzlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu einer steigenden Anzahl von Erzeugungsanlagen im Netz kommen.

Im Zusammenhang mit den Netzanschlusskosten ist von Bedeutung, dass erneuerbare Energieträger durch eine Abnahmeverpflichtung anderen Rahmenbedingungen unterworfen sind. Im Gesamtkontext führt dies zu einer Änderung der Netzkosten, wobei sich in diesem Zusammenhang die Frage der volkswirtschaftlichen Zweckmäßigkeit stellt.

Aus ökonomischer Sicht ist zur Optimierung des Gesamtsystems die Standortentscheidung der Kraftwerke mit den vorhandenen Netzkapazitäten zu koordinieren. Damit ein soziales Optimum – preisgünstige Erzeugung und kosteneffizienter Netzbetrieb – erreicht werden kann, müssten die Einspeiser bzw. die Kraftwerksbetreiber bei ihrer Investitionsentscheidung die Netzausbaukosten (zumindest teilweise) mit berücksichtigen. In diesem Zusammenhang kann man auch von der Notwendigkeit der Internalisierung der Ausbaukosten in die Entscheidungen der Erzeuger sprechen, die hier unter Berücksichtigung der legislativen Vorgaben und umweltpolitischen Ziele in resultierende Netzkosten der Endverbraucher münden. Im Gesamtkontext führt dies zu einer Änderung der Netzkosten, wobei sich in diesem Zusammenhang die Frage der volkswirtschaftlichen Zweckmäßigkeit stellt. Ziel sollte es sein, ein Optimum der Netznutzung und der Netzkosten bei Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

6 Literatur

- [1] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG), idF BGBl. I Nr. 112/2008 (NR: GP XXIII RV 589 AB 645 S. 65. BR: AB 7989 S. 759.)
- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) "Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101)" Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 25.10.2008 I 2101
- [3] Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz – ÖSG), idF BGBl. I Nr. 104/2009 (NR: GP XXIV IA 686/A AB 272 S. 37. BR: 8176 AB 8180 S. 776.)
- [4] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008
- [5] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV), Ausfertigungsdatum: 26.06.2007
- [6] Übersicht über die installierte Kraftwerksleistung und die Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2009“), Textfassung vom 28.01.2009, http://www.vattenfall.de/cps/rde/xbcr/trm_de/regionenmodell2009_0_64415.pdf
- [7] Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“), Textfassung vom 11.03.2009, http://www.vattenfall.de/cps/rde/xbcr/trm_de/regionenmodell2013_0_64416.pdf
- [8] Energie-Control GmbH, Monitoring-Report Die Versorgungssicherheit am österreichischen Strommarkt bis 2018, Jänner 2010
- [9] UCTE: UCTE Transmission Development Plan (Edition 2008), Brüssel 2008
- [10] Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010)
- [11] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), "Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)", Stand: Zuletzt geändert durch Art. 4 G v. 25.10.2008 I 2074
- [12] Steger, U. et al.: Die Regulierung elektrischer Netze. Offene Fragen und Lösungsansätze. Europäische Akademie GmbH, 2008
- [13] Jarass, L. et al.: Windenergie, DOI 10.1007/978-3-540-85253-7_10, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009

- [14] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV), Vollzitat: "Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist", Stand: Zuletzt geändert durch Art. 4 G v. 21.8.2009 I 2870

Autoren:

Dr. Alfons Haber, Plaut Economics, alfons.haber@plaut.com



Dr. Alfons Haber hat das Studium der Elektrotechnik-Wirtschaft an der Technischen Universität Graz absolviert. Vor und während des Studiums war Haber bei einem Netzbetreiber im Bereich Planung und Bau von Verteilernetzen sowie am Institut für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Graz tätig. Von 2002 bis 2009 war er bei der österreichischen Regulierungsbehörde (E-Control GmbH) beschäftigt und u.a. verantwortlich für Versorgungssicherheit und Qualitätsregulierung. Neben laufenden Publikationen ebenfalls Mitarbeit bei CEER, Quality and Security of Supply Task Force, und CENELEC. Seit März 2009 ist er Leiter von Plaut Economics, www.plaut-economics.com.

Dr. Markus Gilbert Bliem, IHS-Kärnten, bliem@carinthia.ihs.ac.at



Dr. Markus Gilbert Bliem, Jahrgang 1975, Studium an der Montanuniversität Leoben und der Karl-Franzens Universität Graz „Umweltsystemwissenschaften – Fachschwerpunkt Volkswirtschaft“, Doktoratsstudium der Sozial- und Wirtschaftswissenschaft an der Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, seit 2003 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Höhere Studien Kärnten.