



BET-Newsletter: Aktuelle Informationen zu Gas- und Stromnetzen

Sehr geehrte Frau Dr. Lehmann,

wir haben für Sie folgende Themen übersichtlich und mit unserer Erfahrung und unserem Wissen kommentiert zusammengestellt:

- [BMW i enttäuscht durch Eckpunktepapier zur Reform der ARegV](#)
- [Kosten- und Erläsoptimierung Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung](#)
- [Bilanzierungsqualität Gas: „SigLinDe“ soll „GABi“ unter die Arme greifen...](#)
- [Lastflussrechnung und vermiedene Netzentgelte](#)
- [Datenübermittlung nach § 24 Abs. 4 StromNEV und § 23 Abs. 4 GasNEV](#)
- [Fernwärme wirtschaftlich und rechtssicher vermarkten](#)

Rufen Sie uns an! Wir stehen Ihnen für Ihre Fragen und Anregungen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß aus Aachen

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ries', with a stylized flourish at the end.

i. V. Micha Ries

Teamleiter Regulierung, Netzentgelte, Netzzugang

Telefon: +49 241 47062-446

Mobil: +49 173 539 29 52

E-Mail: micha.ries@bet-aachen.de

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

Telefon: +49 241 47062-0

Telefax: +49 241 47062-600

BMWi legt Eckpunktepapier zur Reform der ARegV vor

Netzwirtschaft enttäuscht über Reform der ARegV: Auswirkungen für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren und Anpassungen in der Benchmarksystematik

Am 16. März 2015 hat das BMWi auf Basis der Ergebnisse des Evaluierungsberichts der BNetzA ein kurzes Eckpunktepapier veröffentlicht. Wir stellen Ihnen die wesentlichen geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens vor:

Behandlung von Investitionen

Einen Rückschlag für Verteilnetzbetreiber jeder Größe und Struktur ist die Ankündigung, den **Erweiterungsfaktor** bestehen lassen zu wollen. Damit wurde der Ruf der Fachleute und Experten nicht gehört, die den Erweiterungsfaktor auch in abgeänderter Form für nicht geeignet halten, um einen Zeitverzug zu unterbinden. „Funktionierende Energienetze“ werden im BMWi-Papier als Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende beschrieben und Investitionen in die Energienetze im Schatten der Energiewende als notwendig erachtet. Beide Erkenntnisse sind begrüßenswert. Im gleichen Atemzug stellt die Netzwirtschaft sich aber die Frage, warum dieser Erkenntnis nicht angemessen entsprochen wird. Die Erfahrungen aus den letzten 6 Jahren Anreizregulierung in Deutschland werden ignoriert und auch aus internationalen Erkenntnissen, wie beispielsweise dem norwegischen Regulierungssystem, werden keinerlei Rückschlüsse zur Verbesserung der deutschen Regulierungspraxis abgeleitet.

Eine Regulierungsmethodik, die systematisch Anreize zum Substanzverzehr setzt (siehe DIW ECON-Studie 2014) und gleichzeitig zeitweise Investitionen unnötig verteuert, kann insbesondere vor den Anforderungen der Energiewende nicht als sachgerecht und zukunftstauglich bewertet werden.

Schon die erste Hürde des Erweiterungsfaktors, die komplexe und umfangreiche Antragstellung sowie Prüfungs- und Genehmigungsphase und der damit verbundene (Zeit-) Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber und der BNetzA, bleibt bestehen. Die mit dem Erweiterungsfaktor grundsätzlich verbundenen materiellen Problemstellungen z. B. unterstellte Linearität zwischen Strukturparametern und Kosten sowie die (Nicht-) Behandlung sprungfixer Kosten werden durch die Modifikationen ebenfalls nicht gelöst.

Besser ist es, die derzeit diskutierten Modelle zur zeitnahen Vergütung der (Kapital-)kosten und damit **Förderung der Investitionstätigkeit** weiter zu verfolgen. Eine Möglichkeit dazu bietet der **Kapitalkostenabgleich**, der im Kern den bestehenden Zeitverzug bei den Verteilnetzbetreibern (t-2 bis t-7) beseitigen soll. Beispielsweise werden dadurch Basisjahreffekte und die damit verbundenen Kostenerhöhungen und Kapazitätsengpässe der Anlagenbauer und Netzbetreiber vermieden. Investitionen werden weitestgehend zeitpunktneutral vergütet und damit das eigentliche Ziel erreicht: Es werden Investitionshemmnisse abgebaut. Dagegen kann der Erweiterungsfaktor dies nur sehr begrenzt leisten. Es ist sehr schwierig und oft objektiv nicht möglich, eine Grenze zwischen Ersatz-, Neu- oder Erweiterungsinvestitionen zu setzen. Auch der Aspekt der Sprunginvestitionen wird beim Kapitalkostenabgleich sachgerecht berücksichtigt, während der Erweiterungsfaktor von einem linearen

Zusammenhang zwischen Kosten und Parameterveränderungen ausgeht.

Ein modifizierter Kapitalkostenabgleich kann durch ein separates Element zur Berücksichtigung von Maßnahmen zur effizienten Bewirtschaftung von **Netzengpässen** ergänzt werden: Beim Vergleich von Handlungsalternativen bei Netzengpässen sollten regelmäßig auch die Optionen der Abregelung von Einspeisungen und des Lastmanagements geprüft werden. Dies ist in Form des Redispatch im Übertragungsnetz bereits standardisierte Praxis. Die hierfür anfallenden Kosten werden als Systemdienstleistungen separat erfasst und regulatorisch gesondert behandelt. Es spricht nichts dagegen, diese Praxis auch auf die Verteilnetze auszudehnen und entsprechende Kostenveränderungen bereits innerhalb der Regulierungsperiode auszugleichen.

Ausweitungen der Anforderungen an das Berichtswesen

Laut Eckpunkte Papier müssen sich Netzbetreiber auch in Bezug auf das Berichtswesen auf Neuerungen einstellen: In Zukunft sollen auch die **Versorgungsunterbrechungen** <3 Minuten erfasst werden, so dass hier ggf. das bisherige Reporting umgestellt werden muss. Langfristig plant die BNetzA ein „**indikatorbasiertes Investitionsmonitoring**“ einzuführen, um die Investitionstätigkeit der Branche besser erfassen zu können. Auch hier könnten in Zukunft somit neue Anforderungen auf die Netzbetreiber zukommen.

Effizienz und vereinfachtes Verfahren

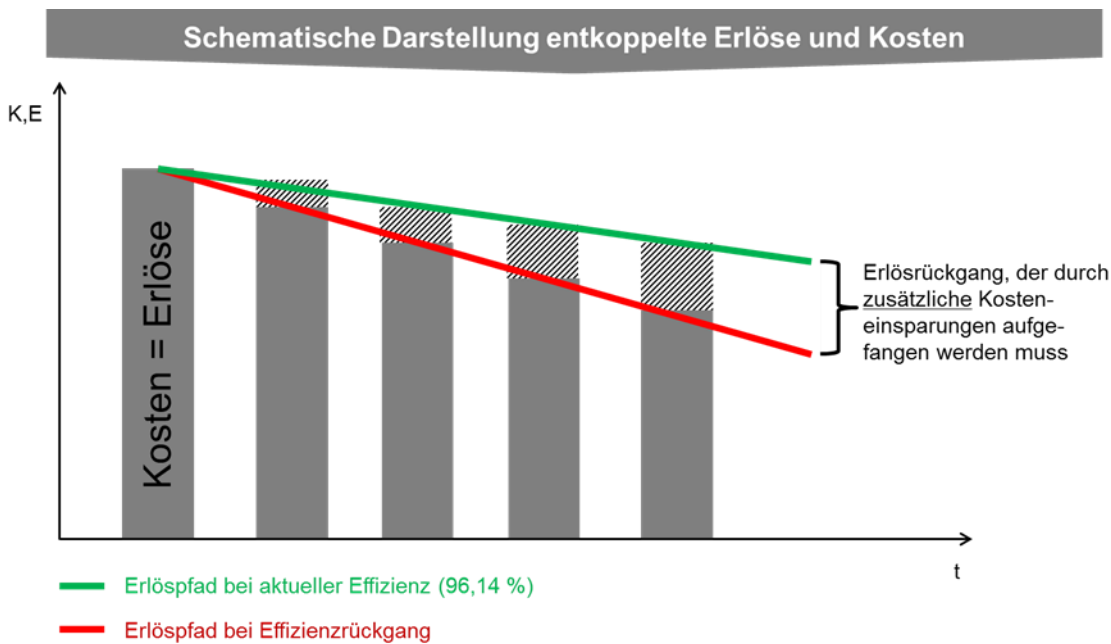
Für kleine Netzbetreiber sind naturgemäß die Punkte besonders interessant, die sich rund um das Themengebiet **Vereinfachtes Verfahren** drehen. Und gerade hier sollten einige Netzbetreiber besonders hellhörig werden: Das BMWi kündigt an, die Schwellenwerte im Gas auf 7.500 (aktuell: 15.000) und im Strom auf 15.000 (aktuell: 30.000) angeschlossene Kunden abzusenken. Dadurch würde eine ganz erhebliche Anzahl von Netzbetreibern aus dem Vereinfachten Verfahren herausfallen und müsste sich neben teils deutlich erweiterten Anforderungen erstmals auch dem Effizienzbenchmark stellen.

Und hier kommt auch schon die nächste schlechte Nachricht: Durch die geplante Einführung von **konstanten Skalenerträgen** werden kleinere Netzbetreiber systematisch benachteiligt. Das BMWi argumentiert damit, dass gerade diese kleinen Netzbetreiber in der Regel gar nicht am Benchmarking teilnehmen – was sich jedoch mit den neuen Schwellenwerten schlagartig ändern könnte. Für die betroffenen Netzbetreiber stellt sich die Frage, welche Auswirkungen die Teilnahme am Benchmark nach sich ziehen könnte. Gerade im Strom profitieren die „Vereinfacher“ aktuell von einem relativ hohen Mittelwert (96,14 %) so dass viele Verlierer absehbar sind. Verstärkt wird dies noch durch die Ankündigung des BMWis in Zukunft einen **Durchschnittseffizienzwert** anstelle des bisherigen Best-of-fours einzuführen. Es darf aber nicht dazu kommen, dass über eine Art von „Strukturpolitik“ kleinere Netzbetreiber aufgrund von "methodenbedingten Abweichungen", die Effizienzvorgaben nicht mehr erreichen können. Die Ankündigung des BMWis, dass die Auswahl der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich künftig vollständig der BNetzA überlassen werden soll muss dahingehend klargestellt werden, dass die betroffenen Marktteilnehmer auch künftig in einen Konsultationsprozess und in den abschließenden Entscheidungs- und Festlegungsprozess einbezogen werden. Die transparente Handhabung dieser und anderer Prozesse, so wie sie vom BMWi auch aktuell über die novellierte ARegV gefordert wird, versteht sich aus Sicht der betroffenen Netzbetreiber jetzt vermutlich von selbst.

Eine **Absenkung der Effizienzwerte** ist nach erster Einschätzung von BET nicht ausgeschlossen und würde damit die Erlöse der Netzbetreiber nachhaltig verschlechtern. Bereits an dieser Stelle sprechen

wir also schon von einer doppelten Schlechterstellung gegenüber dem Status Quo. Rechnerisch ist es zudem unmöglich über eine Mittelwertbildung eine Effizienz von 100 % zu erreichen – der angekündigte Bonus für besonders effiziente Netzbetreiber wäre damit de facto nicht erreichbar.

Der zugestandene Erlöspfad hängt maßgeblich von der Effizienz des Netzbetreibers ab. Durch Absenkung des Effizienzwerts drohen erhebliche Erlöseinbußen:



Doch auch für die Netzbetreiber die trotz der neuen Schwellenwerte im Vereinfachten Verfahren bleiben ergeben sich nachhaltige Konsequenzen. Durch das geplante Kürzen des Pauschalwerts für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnbKA) auf den Mittelwert aller am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber, ggf. in Kombination mit einem – methodisch bedingten – branchenweit sinkenden Durchschnittseffizienzwert, werden wesentlich mehr Kosten den Effizianforderungen unterliegen.

Wir empfehlen Ihnen daher mit Hilfe einer **integrierten Businessplanung** die Auswirkungen auf die Erlössituation zu bestimmen. Durch die rechtzeitige Bewertung werden Handlungsoptionen aufgezeigt und z. B. mögliche Kooperationen können angebahnt werden. Mit Hilfe von Kooperationen könnten Sie über Skaleneffekte weitere Effizienzpotentiale heben und damit den verschärften Anforderungen begegnen.

Fragen zum Thema?

Ihr Ansprechpartner: [Micha Ries](#), Tel.: 0241/47062-446

Benchmark zu Mess- und Zählerkosten: Machen Sie mit beim Kostenvergleich!

Die Bildung der Netznutzungsentgelte befindet sich nun nach gut 9 Jahren seit Einführung des EnWG im eingeschwungenen Zustand und wird aktuell sogar novelliert, denn es gibt gute Gründe für diese Diskussion. Noch am Rande des Spielfeldes stehen – nicht minder wichtig – die Preisblattbestandteile Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung, sowohl im Bereich Strom, wie

auch im Gas oder im Bereich Wasser und Wärme – letztere jedoch (noch) nicht reguliert.

Wir nehmen das zum Anlass, einen branchenweiten Benchmark zu erheben. Der Benchmark soll Antworten geben auf die Frage, wie die Preisblattbestandteile Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung zustande kommen, und in welchem Verhältnis veröffentlichte Preise, Summen der Kostenstellen und tatsächlicher Aufwand gemäß den definierten Betriebsprozessen stehen.

Ein Zielkonflikt ergibt sich aus 3 Richtungen:

- Preisblattveröffentlichung
- Die Preise sind oft schon viele Jahre alt
- Kalkulation nicht nachvollziehbar
- Verhältnis Preis zu IST-Kosten?

Preisblatt



Gebuchter Aufwand (Kostenstellen)

- Der gebuchte Aufwand ist seit Jahren fix (feste Schlüssel)
- Oft keine oder wenig direkte Kostenzuordnung
- Kostenstellen werden nicht gepflegt
- Verhältnis gebuchter Aufwand zu den Arbeitsprozessen?

Betriebsprozesse (IST-Kosten)

- Betriebsprozesse sind nicht erhoben
- Betriebsprozesse (IST-Kosten) z.T. unbekannt
- Verhältnis Betriebsprozess zu gebuchten Kosten?

Wir betrachten dabei auch neue Aspekte aus dem Bereich

...Kostenvergleich Messstellenbetrieb/Messung/Netzabrechnung

in Verbindung mit

...zukunftsfähige Effizienzprodukte aus dem Mess- und Zählerwesen.

Beide Themen bekommen nicht zuletzt auch durch das jüngst veröffentlichte Eckpunktepapier des

BMWi zum schrittweisen „**roll-out**“ von **Messsystemen und intelligenten Zählern** erhöhte Bedeutung. Angesichts der in diesem Papier genannten Preisobergrenzen von 20 € für intelligente Zähler und 100 € für Messsysteme stellt sich die Frage, ob und bis zu welchem Leistungsumfang der VNB den „roll-out“ übernehmen kann und muss und wo Dienstleistungen Dritter kostenminimierend in Anspruch genommen werden müssen. Insofern ist die geplante Kostenerfassung – neben der Schaffung von Transparenz zwischen Ist-Kosten und Preisblatt - auch geeignet, die finanziellen Spielräume bezogen auf einen möglichen „roll-out“ zu ermitteln.

Im Umfeld des **Energiemanagements** entwickelt sich derzeit ein neuer Markt, der durch verschiedene Faktoren und unter vielen Gesichtspunkten für Verteilnetzbetreiber attraktiv ist:

- Umsetzung von **Energiekonzepten und Effizienzmaßnahmen**
- Unterstützung der Unternehmen (SVK) bei der **Erfüllung gesetzlicher Auflagen** (z.B. EDL-G)
- Erschließung **neuer Geschäftsfelder**
- Nutzung von Synergien zum **Smart-Meter-Rollout** (Eckpunkte Verordnungspaket BMWi)
- **Festigung der Position** als Messstellenbetreiber

Wir haben hieraus **vier Produktpakete** für Sie identifiziert:

- **Energiemanagementsysteme**
- **Energiecontrolling**
- **Verbrauchsbenchmark und**
- **Eigenstromverbrauchsoptimierung**

Da das Thema „**Mess- und Zählerkosten**“ bei immer mehr VNB in den Fokus gerät wollen wir, viele Unternehmen für einen **Kostenvergleich** gewinnen um die Aussagekraft des Benchmarks zu stärken.

Unser Vorgehen – Ihr Vorteil::

1. Sie erhalten von uns eine Datenabfrage zu den Prozessen, den Ist-Kosten, den derzeit veröffentlichten Erlösen und zu den Kostenstellen, sowie zum diesbezüglichen Anlagengitter
2. Die Erhebung lässt sich ggf. sogar auch auf den Bereich „Wasser“ und „Wärme“ ausweiten.
3. Wir plausibilisieren die Daten und werten sie aus
4. Im Ergebnis erhalten Sie eine Übersicht über die eigenen tatsächlichen Prozesse mit dazugehörigen Kosten, sowie demgegenüber die aus den Kostenstellen zugewiesenen und

gebuchten Kosten und Erlöse. Differenzen zwischen den veröffentlichten Preisen und den Summen aus den erhobenen Daten werden nun transparent und lassen sich analysieren.

Auf Wunsch können wir Ihnen die Ergebnisse per Workshop vorstellen und mit Ihnen mögliche Handlungsoptionen diskutieren. Als Blick in die nahe Zukunft bietet sich abschließend das Thema „roll out – make or buy“ an, das nun zwar schrittweise, aber sicher kommen wird.

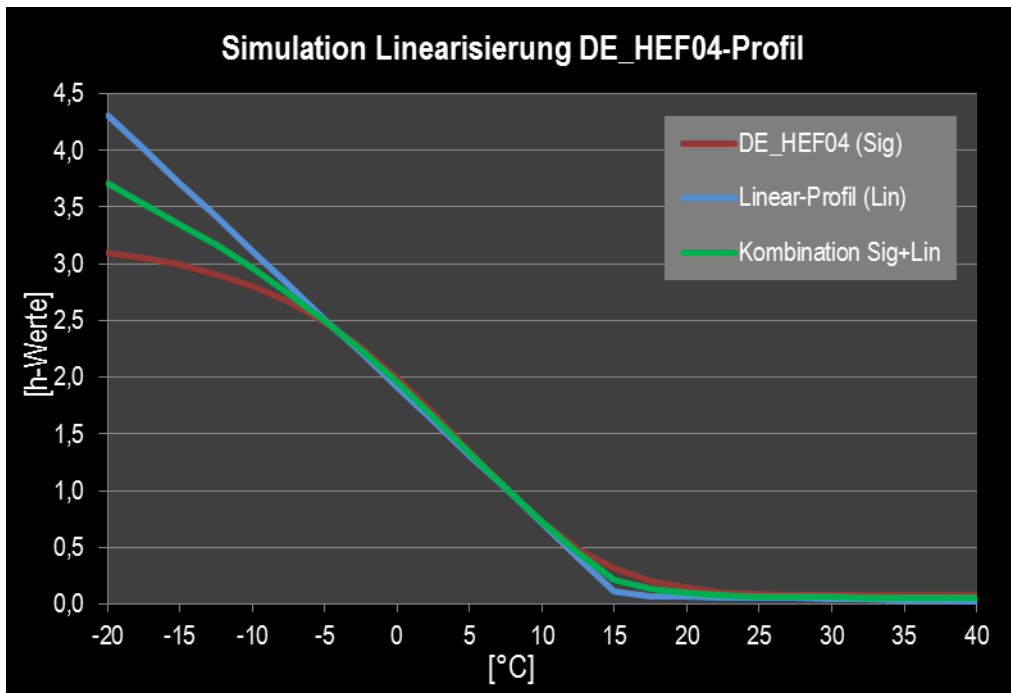
Nehmen Sie teil an unserem **Angebot** und nutzen Sie den Vergleich Ihrer eigenen Daten zum Branchendurchschnitt. Selbstverständlich sichern wir Ihnen einen umfassenden Datenschutz zu.

Ihre Ansprechpartner: [Ulrich Rosen](#), Tel.: 0241/47062-414

Bilanzierungsqualität Gas: „SigLinDe“ soll „GABi“ unter die Arme greifen...

...und durch eine **bessere Bilanzierungsqualität** insbesondere den Einsatz externer Regelenergie durch die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) vermindern. Das empfiehlt u. a. der BDEW Statusberichts zum SLP-Verfahren Gas (veröffentlicht im November 2014). Im Ergebnis des Berichts erschien eine Linearisierung der Lastprofile in Kombination mit der herkömmlichen Sigmoidfunktion (Abk. „SigLinDe“) sowie ein saisonaler Ausgleichsfaktor für eine verbesserte Allokationsgüte vielversprechend zu sein. In einem Folgeprojekt zur „Weiterentwicklung der Standardlastprofile Gas“ wurde „SigLinDe“ sowie ein standardisierter monatlicher Saisonalfaktor wissenschaftlich hergeleitet, getestet und für gut befunden.

Die angepassten Standardlastprofile sollen für bessere Allokationen der Ausspeisenetzbetreiber und somit für weniger **Regelenergiebedarf** sorgen. Als Folge würden auch die Risiken aus Mehr-/Minderungen für Transportkunden im Wesentlichen vermindert werden. Gegen den saisonalen monatlichen Ausgleichsfaktor hat die BNetzA ihre Bedenken geäußert, da sie den Ausgleichsfaktor auch als Systembruch des mit GABi Gas 2.0 weiter gestärkten Tagesregimes ansieht. Dennoch: Die Einführung der SigLinDe-Profile sieht die BNetzA als Verbändeempfehlung (Quelle: BDEW) sowie für Netzbetreiber als gangbare Option und will die Auswirkungen auf Regelenergiebedarf und Netzkontenabrechnung abwarten.



Quelle: BET

Die Vorbereitungen laufen, damit die Regelungen in die Kooperationsvereinbarung (KOV) 8 aufgenommen und die Profile spätestens ab April 2016 massengeschäftlich in der Marktkommunikation eingesetzt werden können. Netzbetreiber können dann entscheiden, ob sie von den neuen Profilen Gebrauch machen und sollten dazu im Vorfeld das zu erwartende **Verbesserungspotenzial** analysieren. Zur Fristeinhaltung bei der Marktkommunikation müssen anschließend auch in den EDV-Systemen die komplexen Profilberechnungen hinterlegt werden. Ob die Verbesserung der Allokationsqualität und damit weniger Regelenergiebedarf besonders im Winter, weniger Netzkostenabrechnungen, weniger Mehr-/Minderungen im richtigen Kosten-Nutzen-Verhältnis zum Anpassungsaufwand steht, kann nur netzspezifisch untersucht und entschieden werden.

Fragen Sie uns zum Thema!

Ihr Ansprechpartner: [Simon Kutzner](#), Tel.: 0241/47062-405

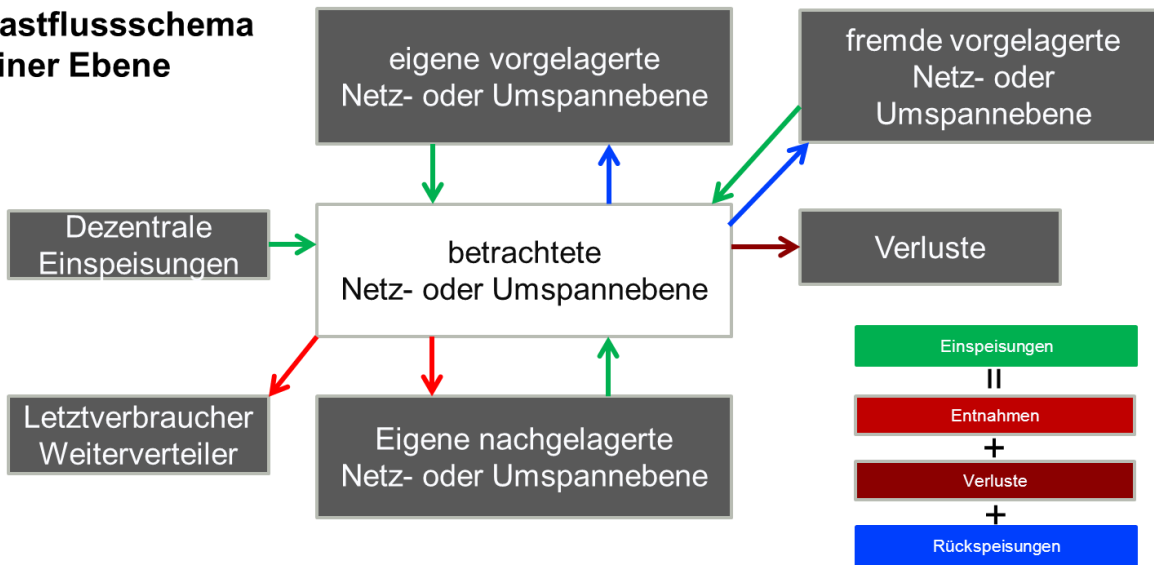
Lastflussrechnung und vermiedene Netzentgelte

Spätestens seit Beginn der Energiewende haben sich die deutschen Verteilnetzbetreiber mit stetig zunehmenden dezentralen Einspeisern zu beschäftigen und ihre Netze hierauf auszurichten. Einer von vielen Nebeneffekten ist die Tatsache, dass sich die sogenannten „vermiedenen Netzentgelte“ vermehrt ergeben und der Netzbetreiber hat diese vermiedenen Netzentgelte regulierungskonform zu behandeln. Aber was bedeutet „regulierungskonform“? Mehr noch: Wie gehe ich mit Lastenumkehr und Rückspeisung ins vorgelagerte Netz um? Welche Informationen stelle ich für das EEG-Testat meinem Wirtschaftsprüfer zur Verfügung?

Nach § 18 Abs. 2 sind zur Bestimmung der vermiedenen Netzentgelte die Vermeidungsarbeit, Vermeidungsleistung sowie Netzentgelte maßgeblich. Grundlage ist die Abbildung des Lastflusses durch das Netz auf Basis der gemessenen Einspeisungen und Entnahmen, Standardlastprofile sowie der Berechnung der Verlustlastgänge je Netz- und Umspannebene. Je Ebene müssen folgende

Lastflüsse betrachtet werden:

Lastflussschema einer Ebene



Entnahmestelle (§ 2 Nr. 3 StromNEV): Ort der Entnahme aus einer Ebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerter Ebene.

Einspeisungen: Inanspruchnahmen vorgelagerter Ebenen + Einspeisungen dez. Erzeugungsanlagen, nachgelagerter Netzbetreiber sind gleichzustellen (§ 18 StromNEV).

Rückspeisungen: lassen sich weder den Entnahmen zuordnen noch mit Einspeisungen saldieren.

In der Regel wird der Leistungsaustausch mit der nachgelagerten Ebene nicht gemessen. Dieser Austausch muss aus den anderen bekannten oder abgeschätzten Lastflüssen berechnet werden. Der Austausch mit der nachgelagerten Ebene wird hierbei gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV zeitgleich über alle Übergabepunkte betrachtet.

Um nun weiterhin Herr der Lage und der Zahlen zu bleiben, haben wir für Sie eine **Kalkulationshilfe** entwickelt die es erlaubt, genau die oben beschriebene Lastflussberechnung aufzubauen, woraus auch die **vermiedenen Netzentgelte** abgeleitet werden. Allerdings wird die Lastflussrechnung auch für viele, weitere Datenbestimmungen benötigt: Neben den verschiedenen **Veröffentlichungspflichten**, der Ermittlung der **Hochlastfenster**, der Ermittlung der prozentualen **Netzverluste** bezogen auf die Ebeneneinspeisung einschließlich der Rückspeisung wird die Ermittlung der Leistungsaustausche zwischen den Ebenen auch für die vermiedenen Netzentgelte immer wichtiger. Genau dies ermöglicht die Kalkulationshilfe Ihnen, mit ihren Daten aus dem EDM die nicht messtechnisch verfügbaren Zeitreihen zu generieren.

Die **Landesregulierungsbehörde in Bayern** hat eine uneinheitliche Berechnungsweise der Netzbetreiber identifiziert. Gegen Ende des letzten Jahres hat Sie deshalb ihre Netzbetreiber zu einer verordnungskonformen Kalkulation aufgefordert und hierzu orientiert an dem VDN-Leitfaden ein eigenes Berechnungswerkzeug veröffentlicht. Viele Rückmeldungen, u.a. auch unsere, führten zum Stand Ende Februar zu einem **nutzbaren Werkzeug**. In dem Punkt des Anwendungsbereiches der verstetigten Vermeidungsleistung konnte jedoch kein Konsens mit der Regulierungsbehörde hergestellt werden. Wir interpretieren die Verordnung so, dass die Wahloption des alternativen Verfahrens nur den Anlagenbetreibern mit Leistungsmessung offen steht. Anlagen ohne Leistungsmessung dürfen nicht in den Anlagenpool der verstetigten Vermeidungsleistung einbezogen werden. Nur so wird erreicht, dass die Wahl des Verfahrens keinen Einfluss auf die Summe aller vermiedenen Netzentgelte hat. Dies sieht der VDN-Leitfaden anders vor. Der Regulierungskammer Bayern war trotz der aufgezeigten erhebliche Auswirkungen die 1:1-Umsetzung des VDN-Leitfaden

wichtiger als eine – nach unserer Auffassung - verordnungskonforme Umsetzung.

Im März 2015 hat sodann auch die **Landesregulierungsbehörde NRW** ihren Netzbetreibern das Berechnungswerkzeug aus Bayern an die Hand gegeben und erwartet die analoge Anwendung der hier hinterlegten Methode.

Wir stehen Ihnen bei der Bedienung und Befüllung der Erhebungsbögen und zur Plausibilisierung Ihrer Ergebnisse gerne unterstützend zur Seite.

Rufen Sie uns an!

Ihr Ansprechpartner: [Dr. Elfried Evers](#), Tel.: 02381 / 450076

Datenübermittlung nach § 24 Abs. 4 StromNEV bzw. § 23 Abs. 4 GasNEV

Gemäß §§ 24 Abs. 4 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), 23 Abs. 4 Satz 1 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, der Bundesnetzagentur jährlich zum 1. April die in den Normen aufgeführten Daten (Strukturklassen) zu übermitteln.

Wie in den vergangenen Jahren auch schon, sieht die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres pflichtgemäßen Ermessens auch in diesem Jahr davon ab, die Daten gemäß §§ 24 Abs. 4 StromNEV, 23 Abs. 4 GasNEV zum 1. April 2015 einzufordern, da ein Vergleichsverfahren gemäß § 21 Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) parallel zur Anreizregulierung derzeit nach Angabe der Behörde nicht geplant sei. Eine Datenübermittlung der Netzbetreiber zum 1. April 2015 ist daher nicht erforderlich.

Aber Achtung: Die Veröffentlichungspflichten nach §§ 27 StromNEV und GasNEV bleiben hiervon unberührt und sind fristgerecht zum 1. April 2015 auf der Internetseite der Netzbetreiber zu veröffentlichen bzw. zu aktualisieren.

Fragen hierzu?

Ihr Ansprechpartner: [Micha Ries](#), Tel.: 0241/47062-446

Fernwärme wirtschaftlich und rechtssicher vermarkten

Versorger können über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugte Fernwärme häufig nicht mehr **wirtschaftlich** vermarkten. Ein Grund dafür ist der sinkende Strompreis. Immer klarer wird aber auch, welchen Beitrag der Wärmesektor zur **Energiewende** beispielsweise durch **grüne Wärme** leisten kann und perspektivisch leisten soll. Zudem schauen die **Kartellbehörden** den Versorgern bei der Preisfindung stärker auf die Finger: nach aktueller Rechtsprechung müssen Preisanpassungsklauseln sowohl kostenbasiert und transparent sein, als auch ein Marktelement enthalten.

Die **Lösung** ist eine angepasste Wärmeerzeugung mit einer optimierten Preisanpassungsklausel, die der neuen Kosten- und Erlösstruktur Rechnung trägt.

Wir bieten Ihnen dazu an:

- energiewirtschaftlich fundierte **Kostenanalyse**
- optimierte **Wärmeerzeugungsstrategie**
- umfassende **Prognose** der Rahmenbedingungen

- Prüfen der Preisanpassungsklausel hinsichtlich der gesetzliche Anforderungen
- Entwickeln einer individuell auf Sie zugeschnittenen **Preisanpassungsklausel**

Rufen Sie uns an! Wir freuen uns auf Ihre Antwort und stehen Ihnen gerne für Ihre Fragen zur Verfügung.

Ihre Ansprechpartner:

[Jörg Ottersbach](#), Tel.: 0241 / 47062-489

[Oliver Donner](#), Tel.: 0241 / 47062-451

Wenn Sie künftig keinen Newsletter mehr von uns erhalten wollen, antworten Sie einfach auf diese E-Mail mit dem Hinweis "löschen". Alternativ können Sie uns telefonisch unter +49 241 47062-422 oder auf dem Postweg erreichen. Für Ihre Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Verantwortlicher Herausgeber:

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH • Geschäftsführer: Dr. -Ing. Wolfgang Zander und Dr. -Ing. Michael Ritzau • Alfonsstraße 44 • 52070 Aachen •

Telefon +49 241 47062-0 • Telefax +49 241 47062-600 • www.bet-aachen.de • info@bet-aachen.de •

USt-ID-Nr. DE161524830 • Reg.-Ger. Aachen • HRB 5731 •

Redaktion: Simone Lehmann • Telefon +49 241 47062-422 • simone.lehmann@bet-aachen.de •
