

# e | m | w

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb  
Auszug aus Nr. 3 | Juni 2013

## Sonderdruck 3 | 13

BET – Büro für Energiewirtschaft  
und technische Planung GmbH

Stadtwerkemonitor

Stadtwerke Velbert GmbH

Optimierung von Standardlast-  
profilparametern

VON CHRISTOPH ARETZ, MICHAEL DIERMANN  
UND ANDRÉ S. ESTERMANN

ISSN: 1611-2997

ener|gate

con|energy gruppe

ener|gate Verlag, Essen

# Optimierung von Standardlastprofilparametern

## Netzkontoabrechnung minimieren

Die Diskussion zu optimalen Standardlastprofilen für Haushalts- und Gewerbekunden wird intensiv seit der Einführung von GABi Gas im Jahr 2008 geführt. Bis heute folgen dieser kontroversen Diskussion jedoch wenige effektive Maßnahmen – trotz der erheblichen Risiken für die Ausspeisenetzbetreiber. Im Folgenden wird ein grundlegender Ansatz vorgestellt, wie zum einen Standardlastprofile Gas bedarfsgerecht vom Ausspeisenetzbetreiber angepasst und zum anderen nachhaltig in den täglichen Geschäftsbetrieb eingebunden werden können. Aus Sicht der Ausspeisenetzbetreiber ermöglicht dies, präventiv strategische und operative Risiken zu minimieren und hierdurch kostenintensive Nacharbeiten nachhaltig zu vermeiden.

VON CHRISTOPH ARETZ, MICHAEL DIERMANN UND ANDRÉ S. ESTERMANN

### Risiko Netzkontoabrechnung

Standardlastprofile werden im Gas- und auch im Strommarkt angewendet, um das Verbrauchsverhalten von Haushalts- und Gewerbekunden nachzubilden, da eine fortlaufende Messung dieser Kundengruppen kaum wirtschaftlich darstellbar ist. Diese Nachbildung entspricht niemals der Realität, was in der Konsequenz eine gesonderte Bilanzierung von Abweichungen in einem Netzkonto – folgend GABi Gas – notwendig macht. Dieser Vorgang birgt für die Ausspeisenetzbetreiber wirtschaftliche Risiken sowie operativen Mehraufwand, wenn ein signifikant positiver oder negativer monatlicher Netzkontostand erreicht ist, und es hierdurch zu einer Netzkontoabrechnung gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur kommt.

Im Folgenden wird beispielhaft der Geschäftsprozess der Netzkontoabrechnung auf der Grundlage der Kooperationsvereinbarung vom 29. Juni 2012 (KoV 5) erläutert. Die KoV 6, die ab 1. Oktober 2013 verbindlich umzusetzen ist, wird bezüglich der Berechnung des

Netzkontosaldos keine von der KoV 5 abweichenden Regelungen enthalten. Grundsätzlich wird dieser Sondergeschäftsprozess ausschließlich dann angewendet, wenn der monatliche Netzkontosaldo eines Ausspeisenetzbetreibers nicht innerhalb definierter Wertgrenzen ist.

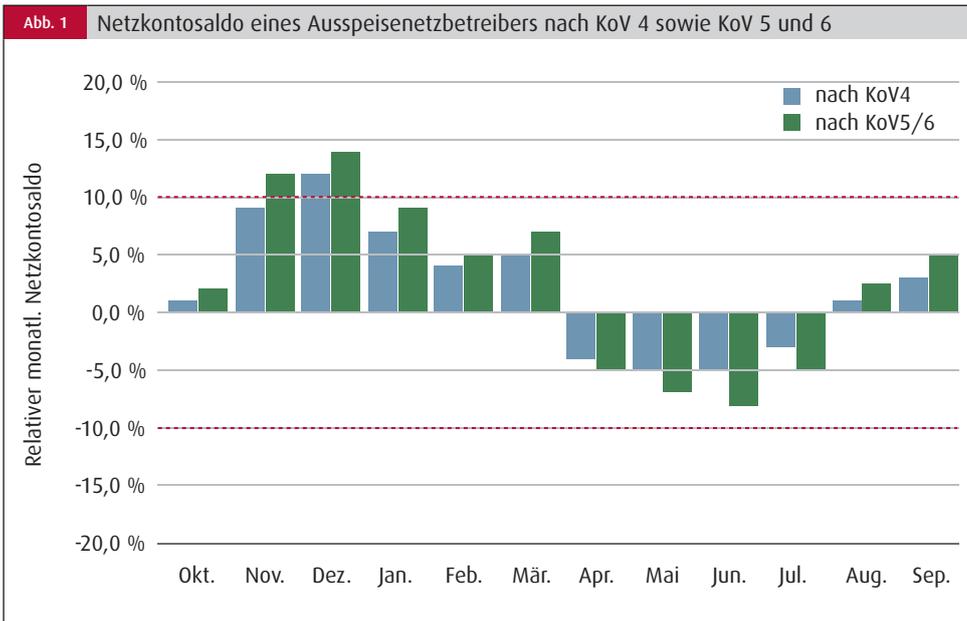
Die von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Schwellenwerte zur Bewertung des monatlichen relativen Netzkontosaldos betragen +/- zehn Prozent. Zu beachten ist, dass eine Abrechnung des Netzkontos durch den Marktgebietsverantwortlichen nur bei einer positiven Abweichung erfolgt. Bei negativen Abweichungen findet keine Auszahlung vom Marktgebietsverantwortlichen an den Ausspeisenetzbetreiber statt. Überschreitet also der monatliche relative Netzkontosaldo den Schwellenwert von + zehn Prozent, dann wird die gesamte Energiemenge, also die absolute Netzkontoabweichung in kWh, dem Ausspeisenetzbetreiber in Rechnung gestellt. Als Preis wird der für den relevanten Monat veröffentlichte Mehr-/Minderpreis verwendet.

Mit der KoV 5 wurde der Druck von Seiten der Bundesnetzagentur auf die Ausspeisenetzbetreiber erhöht, indem die Berechnungsformel des relativen Netzkontosaldos verändert wurde. Seit der KoV 5 wird im Nenner der Formel nur noch die SLP-Allokation verwendet. Zuvor wurde der Nenner aus der Summe der SLP- und der RLM-Allokation gebildet. In der Konsequenz führt dies zu tendenziell höheren relativen Netzkontosalden. Besonders stark betroffen sind Net-

ze mit einem signifikant hohen RLM-Kunden-Anteil. Zur Bewertung dieser Änderung sollte jeder Ausspeisenetzbetreiber anhand der aktuellen Formel die monatlichen Netzkontosalden für die vergangenen Gaswirtschaftsjahre neu berechnen, um die Auswirkung auf sein Netzgebiet bewerten zu können. In Abbildung 1 ist der Vergleich für ein Netzgebiet dargestellt.

Die Risiken des Ausspeisenetzbetreibers, die im Zusammenhang mit der Netzkontoabrechnung relevant sind, teilen sich auf in **wirtschaftliche Risiken**, **operative Risiken** und **strategische Risiken**.

Das maßgebliche **wirtschaftliche Risiko** besteht in einem nicht planbaren Liquiditätsverlust des Ausspeisenetzbetreibers, wenn es zu einer ungeplanten Abrechnung des Netzkontos kommt. Dieses Risiko ist mit der KoV 5 und 6 noch größer geworden, denn die Abrechnung erfolgt zum einen unmittelbar nachdem die Datenlage des betrachteten Monats endgültig ist (ca. drei Monate, spätestens M + 2M + 25WT), zum anderen wird das gesamte monatliche Netzkontosaldo (Energiemenge in kWh) abgerechnet. Da es sich bei der Netzkontoabrechnung nicht um eine Strafzahlung handelt, verrechnet



der Marktgebietsverantwortliche (Net-Connect Germany oder Gaspool) die über die Netzkontoabrechnung bereits getätigten Zahlungen des Ausspeisenetzbetreibers mit der Mehr-/Minder-mengenabrechnung. Jedoch geht diese Rechnung für den Ausspeisenetzbetreiber erst dann zu Null auf, wenn die SLP-Mehr-/Minder-mengenabrechnungen auch entsprechend gegenüber den Transportkunden bzw. den Lieferanten erfolgt ist.

Je nachdem, welches Verfahren der Ausspeisenetzbetreiber zur Mehr-/Minder-mengenabrechnung einsetzt, kann dies in Bezug auf die finanzielle Liquidität zu einem Zeitverzug von bis zu 14 Monaten führen.

Um ein Gefühl dafür zu bekommen, um welche Größenordnungen man im Rahmen der Netzkontoabrechnung spricht, kann man folgendes Beispiel konstruieren: Geht man bei einem kleinen bis mittleren Stadtwerk von einer Jahres-netzlast von 800 GWh aus, und legt eine übliche Verteilung zwischen RLM- und SLP-Mengen zugrunde, kann die Netzkontoabrechnung bei einem Netzkonto-saldo von 13 Prozent beispielsweise im Januar eine Abrechnungssumme von 345.000 Euro ausmachen.

Das **operative Risiko** zeigt sich im Besonderen in der Vielzahl von „händischen Prozessen“ die der Ausspeisenetzbetreiber vor und nach der Netzkontoabrechnung vollziehen muss. Dies gilt, da die vorhandenen IT-Systeme des Ausspeisenetzbetreibers im Regelfall nicht in der Lage sind, diesen komplexen Geschäftsprozess vollumfänglich abzubilden, sondern lediglich die Standardprozesse der Mehr-/Minder-mengenabrechnung darstellen.

Das **strategische Risiko** zeigt sich besonders deutlich im Verhältnis zwischen dem Ausspeisenetzbetreiber und den (neuen) Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen. Ferner werden Ausspeisenetzbetreiber mit mangelhafter Allokationsqualität auf eine sog. „Transparenzliste“ im Internet gesetzt. Sobald die in der gültigen KoV genannten Qualitäts-Kriterien in einem Monat verletzt werden, ist der Marktgebietsverantwortliche verpflichtet, die entsprechenden Ausspeisenetzbetreiber im öffentlichen Bereich seiner Website aufzulisten. Zusätzlich wird die Bundesnetzagentur von den Marktgebietsverantwortlichen über die Ausspeisenetzbetreiber informiert, die einen relativen Netzkontosaldo von +/- fünf Prozent überschreiten.

Die vorgenannten Risiken im Kontext der Netzkontoabrechnung können durch jeden Ausspeisenetzbetreiber aktiv minimiert werden. Dies bedeutet konkret, auf den Ausspeisenetzbetreiber individuell zugeschnittene optimale Standardlastprofile in einem ganzheitlichen Geschäftsprozess anzuwenden und diesen erweiterten Geschäftsprozess periodisch auf seine Wirksamkeit hin zu überprüfen.

## Der Lösungsansatz: Optimierte Standardlastprofile in einem ganzheitlichen Geschäftsprozess

### Identifikation der Schwachstellen

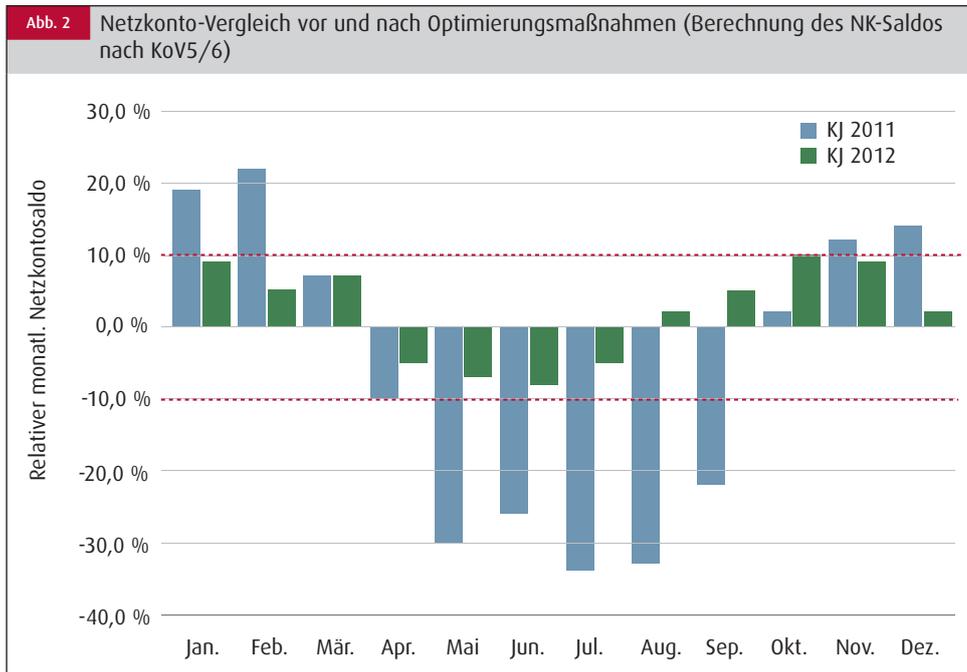
Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass die in der Gaswirtschaft etablierten TU-München-Profile bei richtiger operativer Anwendung, „passenden“ Wetterdaten und robusten Kundenstammdaten eine hinreichend genaue Allokation erlauben. Bevor ein Ausspeisenetzbetreiber den Schritt hin zu individuellen Standardlastprofilen geht, sollten daher die bekannten Optimierungspotenziale bei der Anwendung der TU-München-Profile ausgeschöpft werden. Diese werden beispielsweise im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ eingehend beschrieben (<http://www.bdew.de/kov>).

Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Verbesserung des Netzkontosaldos eines realen Ausspeisenetzes zwischen dem Kalenderjahr 2011 und 2012. Gegen Ende 2011 und Januar 2012 wurden in diesem Ausspeisenetz unterschiedliche Maßnahmen zur Qualitätsverbesserung etabliert, die in Summe zu dem dargestellten Ergebnis geführt haben. Die Maßnahmen waren im Einzelnen:

- Neuberechnung der Kundenwerte mit jeder Turnusabrechnung,
- Reduzierung der Profiltypen von 19 auf 3,
- Wechsel auf die windreichen/temperaturabhängigeren Profile (4er Ausprägung),
- diverse kleinere Verbesserungen.

### Optimierung der Standardlastprofile

Im Rahmen der Optimierung der Standardlastprofile Gas sollten drei Schritte vollzogen werden. Im ersten Schritt sollte die **Anzahl der Standardlastprofil-typen** gemäß TU München stets auf eine sinnvolle Anzahl eingegrenzt werden. In der Regel ist es ausreichend für die adäquate Abbildung des vorhandenen Kundenstamms fünf repräsentative Pro-



filtypen heranzuziehen. Zu empfehlen ist die nachfolgende oder eine ähnliche Unterscheidung: Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH), Kochgas (KG), Gewerbe mit überwiegend Heizgasanteil (GH) und Gewerbe mit überwiegend Kochgasanteil (GK). Darüber hinaus muss der Ausspeisenetzbetreiber im Einzelfall entscheiden, ob es Spezialfälle gibt, die mit einem weiteren Standardlastprofil zu berücksichtigen sind.

Im zweiten Schritt sollten die **Sigmoidkoeffizienten** der Berechnungsformel nach TU München optimiert bzw. netzindividuell berechnet werden. Wichtig ist, dass ausschließlich die Sigmoidkoeffizienten angepasst werden, alle sonstigen Faktoren sowie die Berechnungslogik insgesamt werden nicht verändert. Dies ist entscheidend, um die Akzeptanz bei den Marktpartnern und letztlich auch die Konformität zur KoV zu gewährleisten. Darüber hinaus ist es hierdurch möglich, die netzindividuellen Anpassungen in jedem Standard-EDM-System sowohl beim Ausspeisenetzbetreiber als auch bei den Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen mit relativ wenig Aufwand vornehmen zu können. Zur Optimierung kann beispielsweise die Methode der

kleinsten (Fehler-)Quadrate (Least Squares Method) angewendet werden. Basis hierfür sind im Regelfall die Residuallast, also die Messung des Lastflusses am Netzkopplungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber, bereinigt um alle zeitgleichen Messungen von RLM-Kunden sowie Abgaben an nachgelagerte Ausspeisenetze.

Voraussetzung der Optimierung ist ein Zielwert, den es zu optimieren gilt unter der Berücksichtigung von hinreichenden Nebenbedingungen. Hierzu wurde das Quadrat der Differenz der Restlast zur Tagessumme der Allokation für einen jeden Tag eines Gaswirtschaftsjahres gebildet. Die Summe dieser quadratischen Abweichungen gilt es nun mittels eines mathematischen Modells zu minimieren. Dieses Modell beinhaltet die zuvor eingegrenzten maßgeblichen Standardlastprofile mit jeweils vier Sigmoidparametern A, B, C und D. Die Summe dieser Lastprofile ergibt die zu optimierende Summe der quadratischen Abweichungen. Mittels der Optimierung wird die Datenwolke der Allokation enger um die **Optimale Sigmoidfunktion (OSF)** eines spezifischen Ausspeisenetzes gelegt. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die OSF auf vier Variablen und einer konstanten Funktion, also die der Kochgaskunden, besteht. Im Grundsatz werden die täglichen Abweichungen mittels der zuvor skizzierten Methode minimiert. Ohne Berücksichtigung von Nebenbedingungen ist dies jedoch im vorliegenden Kontext nicht zielführend. Die OSF würde wahllos optimiert, was im Regelfall zu nicht wünschenswerten Profilverläufen führen kann. Die Nebenbedingungen werden im

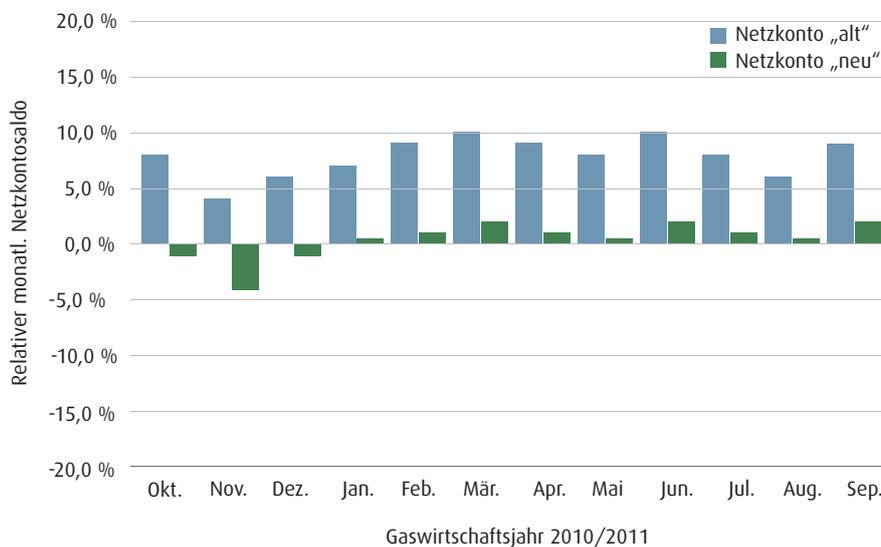
vorliegenden Optimierungsfall durch die KoV mit den vorangestellten Wertgrenzen der Netzkontoabweichungen vorgegeben.

Im dritten Schritt erfolgt eine **Qualitätsprüfung der OSF**. Wie aus Abbildung 3 zu ersehen ist, sollten hierfür die Netzkontosalden vor und nach der Optimierung gegenübergestellt werden.

Es zeigt sich, dass die netzspezifischen OSF deutlich geeigneter für das relevante Ausspeisenetz sind. Interessant ist mit Blick auf die optimierten Parameter, dass diese sich nur unwesentlich von denen der TU München unterscheiden, der geringfügige Unterschied jedoch zu einer signifikanten Qualitätsverbesserung führt. Die monatliche Überspeisung wird von max. zehn auf zwei Prozent bzw. von max. 10 GWh auf max. 1,5 GWh reduziert. Die monatliche Unterspeisung wird ferner auf ein Mindestmaß reduziert. Über das Gaswirtschaftsjahr werden die Mehr-/Mindermengen auf +/- Null reduziert.

Vorsicht ist jedoch geboten, wenn die Ergebnisse vor und nach der Optimierung extrem voneinander abweichen. Dies gilt im Besonderen für die Parameter, da diese Art der Optimierung eine Optimierung inklusive aller Fehler ist, die in Stammdaten und Kundenwerten vorhanden sind. Die Anwendung der neu berechneten Ergebnisse sollte deshalb auf mehrere Jahre hin geprüft werden. Die Herausforderung hierbei besteht darin, einen „Reinraum“ zu schaffen, der die Beurteilung der Standardlastprofile ermöglicht. Das bedeutet z.B., dass der Ausspeisenetzbetreiber sicherstellen muss, dass die Daten der letzten Jahre auch für einen solchen Vergleich belastbar sind und Datenfehler bei der Interpretation der Ergebnisse entsprechend berücksichtigt werden können. Darüber hinaus gilt, dass trotz der Optimierung der Standardlastprofile die Allokation ein Prognoseverfahren ist und somit weiterhin mit Unsicherheiten behaftet ist. Die Anpassung der Standardlastprofile stellt sich somit vielmehr

Abb. 3 Relativer Netzkontosaldo vor und nach der Optimierung



als iterativer Prozess dar und sollte im Jahresabstand wiederholt werden. Idealerweise implementiert der Ausspeisenezbetreiber solche Qualitätsverbesserungsprozesse in seiner EDV-Umgebung als integriertes System, welches gewissen Automatismen unterliegt.

### Anwendung optimierter Standardlastprofile

Die Verbesserung oder gar netzspezifische Optimierung von Standardlastprofilen Gas ist möglich und in einer Vielzahl von Fällen notwendig. Diese Erkenntnis ist zwar nicht neu, jedoch haben bisher erst wenige Ausspeisenezbetreiber dieses realisiert. Es gibt entsprechend kein Methoden-, sondern vielmehr ein Umsetzungsproblem.

Die Einbindung verschiedener Qualitätsprüfungsschritte in die täglichen Geschäftsprozesse eines Ausspeisenezbetreibers wäre eine eher theoretische Ideallösung. Da diese kaum realistisch ist, sollte ganz praktisch durch den Ausspeisenezbetreiber ein individuelles (zukünftiges) Qualitätsziel unter Beachtung der bestehenden Ressourcen formuliert und hieraus konkrete Teilprojekte abgeleitet werden. Eine stufenweise Optimierung der Standardlastprofilqua-

lität in mehreren Teilschritten ermöglicht ganz konkret „quick wins“, also operative, wirtschaftliche und/oder strategische Vorteile bei relativ geringem Ressourceneinsatz, zu erzielen. Ferner wird hierdurch nicht gleichzeitig an allen zur Verfügung stehenden Stellschrauben „gedreht“, da sonst die Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen nicht mehr zu differenzieren sind. Diese Vorgehensweise kommt im Besonderen „kleinen“ Ausspeisenezbetreibern zugute, da in sich abgeschlossene Teilprojekte definiert werden können, um die i.d.R. knappen Ressourcen nicht zu stark zu strapazieren.

### Fazit

Im vorliegenden Artikel wurde dargelegt, dass eine allgemeine Prüfung sowie eine netzspezifische Optimierung von Standardlastprofilen Gas möglich und wirtschaftlich, operativ sowie strategisch zweckmäßig ist.

Die Optimierung der Allokation und somit auch die Optimierung der Standardlastprofile Gas sollte von den Ausspeisenezbetreibern als kontinuierlicher Verbesserungsprozess verstanden werden. Das Grundproblem dieser Optimierung, nämlich die Tatsache, dass man auf Basis von Vergangenheitswerten versucht, die Zukunft zu optimieren, unterstützt diese Forderung. Zudem unterliegen die Basisdaten wie Wetter, Stammdaten, Kundenverhalten, Jahresverbräuche etc. einer ständigen Veränderung.

Die in diesem Artikel aufgezeigte Optimierung der Sigmoidparameter und das grundsätzliche Festhalten an

der Standardlastprofil-Systematik der TU München erscheint nicht zuletzt aufgrund der über Jahre hinweg starken Dominanz (Marktabdeckung von über 96%) zweckmäßig (vgl. Monitoringbericht der BNetzA von 2012). Zudem lassen sich die individuell berechneten Faktoren i.d.R. leicht in die IT-Systeme der Ausspeisenezbetreiber wie die der Lieferanten einbinden. ■

## zur Person

### Christoph Aretz

- Jahrgang 1976
- 2005–2006 Berater, Günster & Kollegen GmbH, Aachen
- 2006–2008 Sachbearbeiter, Stawag Netz GmbH, Aachen
- 2007–2008 Projektentwickler, Trianel Service GmbH, Aachen
- seit 2008 Berater Netzberatung, Team Organisation und Datenmanagement, BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
- christoph.aretz@bet-aachen.de

### André S. Estermann

- Jahrgang 1979
- seit 2005 in verschiedenen Positionen in der Energiewirtschaft tätig
- Wissenschaftlicher Koordinator des Strategieprojektes stadtwerkemonitor.de
- ester mann@stadtwerkemonitor.de

### Michael Diermann

- Jahrgang 1980
- 2007–2008 Berater in der Energiewirtschaft, IEFT GmbH, Soest
- 2008–2011 Mitarbeiter Strategisches Netznutzungsmanagement bei der Stawag Netz GmbH, Aachen
- seit 2011 Abteilungsleiter für das Energiedatenmanagement und Abrechnungsmanagement bei der Stadtwerken Velbert GmbH, Velbert
- Mitglied der BDEW/VKU/GEODE Projektgruppe Bilanzkreismanagement Gas
- mdiermann@stwwvelbert.de