



••••• **VIK MITTEILUNGEN**

**Schwerpunkt Netze**

**weitere Themen** VIK-Jahrestagung 2014

Dr. Roland Mohr, der neue VIK-Vorsitzende

Der neue VIK-Strompreisindex

Spitzenausgleich

Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises auf den Strompreis

Carbon-Leakage-Liste 2015 genehmigt

6 | 14

# Erfahrungsbericht – Bestimmung und Kostenermittlung des physikalischen Pfades gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2-4 StromNEV

ELFRIED EVERS\* UND SIMON KUTZNER\*\*

Mit Wirkung ab dem 1. Januar 2014 wurden die Sonderentgelte der Stromnetznutzung für größere Kunden mit einer kontinuierlichen Entnahme von einer pauschalierten wieder auf eine individuelle Netzentgelt-Reduzierung zurückgeändert. Die Reduzierung soll widerspiegeln, in welcher Höhe der Letztverbraucher zu einer Senkung oder Vermeidung einer Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene beiträgt, an die er angeschlossen ist. Sie ist begrenzt in Abhängigkeit der Benutzungsdauer.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat von der Ermächtigung Gebrauch gemacht und durch die Festlegung BK4-13-739 die Kriterien der sachgerechten Ermittlung konkretisiert und damit die Genehmigung durch ein Anzeigeverfahren ersetzt.

Die BNetzA griff hierfür auf einen bereits früher genutzten Berechnungsweg zurück, bei dem die individuellen Kosten der Versorgung über einen „physikalischen Pfad“ mit den pauschalierten Netzentgelten verglichen werden. Die Kosten der Versorgung bestehen – ausgehend von der Anschlussebene – aus den individuellen Kosten einer fiktiven Direktleitung entweder hin zu einem Netzknotenpunkt in den höheren Ebenen (zzgl. pauschalierter Netzentgelte) oder hin zu einer Erzeugungsanlage. In den Berechnungen zeigte sich, dass i.d.R. mit den vorgegebenen Kalkulationsvorgaben der Weg zum Kraftwerk die günstigere Alternative ist. Die folgenden Aussagen konzentrieren sich deshalb auf diese Alternative.

Ausgangspunkt der Betrachtung zur Prüfung der Privilegierungsvoraussetzungen ist die Abnahmestelle. Die Startpunkte des physikalischen Pfades sind die der Abnahmestelle zuzuordnenden Netzanschlusspunkte. Endpunkt ist der Netz-

verknüpfungspunkt einer geeigneten Erzeugungsanlage. Der physikalische Pfad ist eine Direktleitung für einen fiktiven Transportweg der elektrischen Energie auf realen Trassen und Betriebsmitteln. Voraussetzung ist, dass die gewählte Trasse ausreichend dimensioniert ist, um den Letztverbraucher mit der vertraglich vereinbarten Anschlusskapazität zu versorgen.

## Antragsteller

Die Anzeige hat durch den Letztverbraucher zu erfolgen. Er trägt das Risiko einer nicht den Anforderungen der BNetzA genügenden Anzeige durch den Totalverlust der Ermäßigung. Dabei kann er aus eigenen Erkenntnissen nur den geringeren Teil beisteuern, nämlich die Festlegung von Abnahmestelle und Netzanschlusspunkten. Der bedeutendere Teil der Festlegung und Kostenkalkulation des Pfades obliegt den Netzbetreibern. Durch die Klassifizierung als Geschäftsgeheimnis ist es dem Anzeigenden oft nicht möglich, die Konformität mit der Festlegung bzw. den zusätzlichen Erläuterungen (FAQ der BNetzA zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte vom 24. Juni 2014) zu beurteilen.

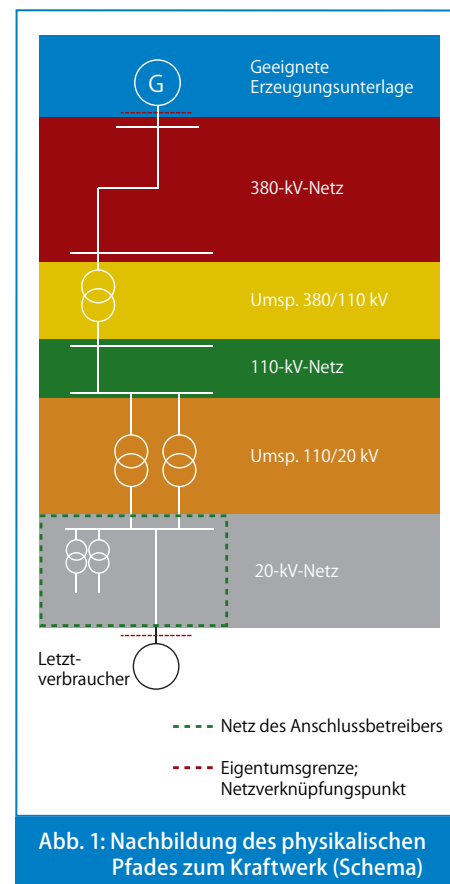
## Anzeigeverfahren

Wie die Kostensenkung bzw. Vermeidung einer Kostenerhöhung in der Anschlussebene konkret nachzuweisen ist, erscheint uns komplex, voller unklarer Begriffe, interpretationsfähig bei der Umsetzung in den örtlichen Gegebenheiten und nur mit Wissen möglich, welches die verschiedenen Beteiligten besitzen, aber nicht zwingend austauschen müssen. Damit ist bei einer Vielzahl von Anschlusssituatio-

nen eine sicher wirksame Anzeige nicht möglich. Aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung wäre hier eine deutlich einfachere Umsetzung wünschenswert gewesen. Ein Verfahren in dieser Komplexität halten wir für ein Anzeigeverfahren mit Ex-post-Kontrolle nicht geeignet.

Die FAQ-Liste samt Musterberechnungstool gibt in einigen Punkten Klarheiten, verwirrt jedoch in anderen:

- Abnahmestelle: Zwar wird dieser Begriff jetzt gleichlautend mit dem EEG definiert, die Umsetzungsvorgaben der handelnden Behörden sind jedoch nicht abgestimmt.



- **Entnahmepunkt:** Der Entnahmepunkt ist der Beginn des Pfades und benötigt eine vereinbarte Netzanschlusskapazität. Häufig liegt jedoch keine festgelegte Anschlusskapazität je Entnahmepunkt vor, sondern nur je Netzknoten. Im Gegensatz zur Poolingregelung nach § 17 Abs. 2a StromNEV können Entnahmepunkte eines Netzknoten nicht immer zusammengefasst werden.
- **Geeignete Erzeugungsanlagen:** die FAQ nennen viele Voraussetzungen für die Wahl der geeigneten Erzeugungsanlage. Trotzdem bleiben Fragen wie Stilllegungsvarianten oder Mindestleistung offen.
- **Annuitätische Kosten der Betriebsmittel:** Muss auf die genehmigte Kostenbasis zurückgegriffen werden oder entsprechen auch Tagesneuwertansätze den Entgeltgrundsätzen nach § 4 StromNEV?
- **Transparenz bei der Berechnung des Pfades durch die Netzbetreiber:** Die BNetzA verpflichtet den Netzbetreiber nicht zur betriebsmittelscharfen Offenlegung der Kostenkomponenten. Daraus könnte geschlossen werden, dass die Nennung der Betriebsmittel, die Übertragungskapazitäten, Nennspannungen und Betriebsmitteldaten (z. B. Leitungslängen) offen zu legen sind. Es gibt jedoch nur eine Positivliste der zu nennenden Kosten.

**Der Begriff der Abnahmestelle**

Die Abnahmestelle ist in § 2 Nr. 1 StromNEV als „Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Unternehmens, die sich auf einem abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind“ definiert. Diese Begriffsdefinition enthält ganz andere Kriterien als die Zusammenfassung von Entnahmestellen gemäß § 17 Abs. 2a StromNEV zu poolbaren Entnahmestellen. Die Definitionsdifferenz bedingt, dass Abnahmestellen mehrere Gruppen poolbarer Entnahmestellen umfassen und poolbare Entnahmestellen mehr als eine Abnahmestelle sein können. Zwingend sind alle Entnahmepunkte, die die Kriterien der Abnahmestelle erfüllen,

zusammenzufassen. Ein Wahlrecht diesbezüglich besteht nicht. Bestehen Vereinbarungen nach § 19 Abs. 3 StromNEV, verschieben sich die Abnahmestellen und Entnahmepunkte.

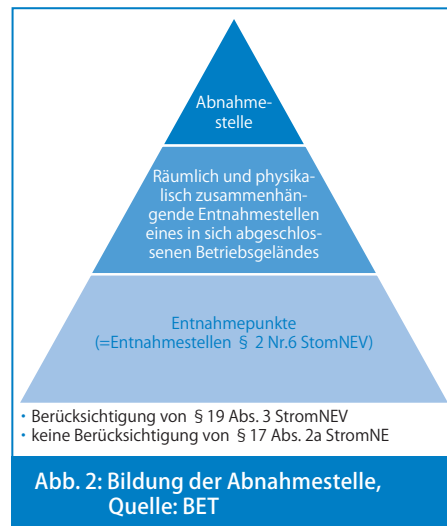
Differenzierter wird die Definition des physikalischen Zusammenhanges gesehen. Die BNetzA sieht hier nicht einen produktionsbedingten stofflichen oder energetischen Zusammenhang, sondern engt die Physik ein auf einen Zusammenschluss elektrischer Betriebsmittel auf Kundenseite. Insbesondere wenn die Anlagen des Netzbetreibers tief in die Produktion hineinreichen, kann dann der Anschluss einzelner Großmotoren schon eine einzelne Abnahmestelle bedeuten.

Grundsätzlich ist je Abnahmestelle ein Pfad zu bilden. Ein Pfad kann insbesondere zu Anfang aus mehreren Teilpfaden bestehen. Der Startpunkt des physikalischen (Teil-)Pfades ist ein Entnahmepunkt oder innerhalb eines Netzknotens zusammenfassbare Entnahmepunkte. Entnahmepunkte eines Netzknotens können im Gegensatz zu Entnahmestellen nur zusammengefasst werden, wenn die Option der kundenseitigen Verbindbarkeit besteht. Netzanschlusspunkte für die Absicherung der Versorgung (Notübergaben) sind Bestandteil der Abnahmestelle und deshalb bei der Berechnung der Benutzungsdauer zu berücksichtigen,

Es wird deutlich, dass sehr präzise zwischen den Begriffswelten des Pooling (Entnahmestelle; zusammengefasste Entnahmestelle) und des § 19 Abs. 2 (Entnahmepunkt; Abnahmestelle) zu unterscheiden ist.

**Abnahmestelle (§ 2 Nr. 1 StromNEV):** Die Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Letztverbrauchers, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind.

**Entnahmepunkt (nicht in Verordnungen definiert, hilfsweise FAQ Nr. 27):** Der Entnahmepunkt ist der abrechnungsrelevante, zähltechnische Punkt, an dem ein Letztverbraucher Strom aus dem Netz übernimmt. In der Regel entspricht dies



der Entnahmestelle im Sinne von § 23 Nr. 6 StromNEV. Unter bestimmten Voraussetzungen (siehe Abnahmestelle) kann auch eine zusammengefasste Entnahmestelle als Entnahmepunkt betrachtet werden („Pooling“).

**Entnahmestelle (§ 2 Nr. 6 StromNEV):** Der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene.

Als besondere Herausforderung stellt sich die Entnahmesituation über mehrere Entnahmestellen heraus. Hier müssen sämtliche Teilpfade separat betrachtet werden und auf geeigneten Knotenpunkten gebündelt zusammengefasst werden. Dies veranschaulicht Abbildung 3.

**Auswahl der geeigneten Erzeugungsanlage**

Die geeignete Erzeugungsanlage muss die vertraglich vereinbarte Höchstleistung konstant verfügbar einem Versorgungsnetz gemäß § 3 Nr. 16 EnWG zur Verfügung stellen können (s. Verfahrensfrage Nr. 38 der FAQ der BNetzA).

Hierzu zählen nicht Erzeugungsanlagen wie:

- Kraftwerke mit technischen oder meteorologischen Betriebseinschränkungen (z. B. wärmegeführtes BHKW, Laufwasserkraftwerk),
- stillgelegte Kraftwerke, systemrelevante Kraftwerke,



- Industriekraftwerke, Eigenerzeugungsanlagen (s. Verfahrensfrage Nr. 39 der FAQ der BNetzA),
- Kraftwerke in geschlossenen Verteilnetzen (ggf. mit Ausnahmen),
- Kraftwerke in Kundenanlagen (s. Verfahrensfrage Nr. 42 der FAQ der BNetzA),
- mehrere Kraftwerke, Kraftwerksgruppen (mit Ausnahmen).

Soll die Wahl eines geeigneten Kraftwerkes nicht dem Anschlussnetzbetreiber überlassen bleiben, wird eine eigene Recherche möglicher Kraftwerke notwendig, z. B. mit Hilfe der Kraftwerksliste der BNetzA. Dies bedeutet tlw. auch, durch eine konkrete Anfrage an den Kraftwerksbetreiber die Eignung der Erzeugungsanlage abzufragen. Relevant für die Bildung des physikalischen Pfades ist die Kenntnis des Netzverknüpfungspunktes der geeigneten Erzeugungsanlage. Das ist in der Regel der Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage an das Netz des Netzbetreibers (Anschlusspunkt der Maschinenleitung an das öffentliche Netz; siehe z. B. Kraftwerksliste der BNetzA).

Nicht eindeutig formuliert der BNetzA-Beschluss die Ermittlung der Kosten für Reservekapazität. Erst die Verfahrensfrage

Nr. 48 der FAQ der BNetzA definiert, dass ein möglicher Ausfall der Erzeugungsanlage abzusichern sei. Grundsätzlich sind die Netzreservekosten (Preiskategorie 400-600 h der Einspeiseebene) anzusetzen; die Reservekosten sind dabei auf maximal 10 % der Summe der allgemeinen Netzentgelte für die Abnahmestelle zu begrenzen. Als Alternative zur Berücksichtigung von Reservekosten können anstelle der Berücksichtigung von Reservekosten die Kosten für einen zusätzlichen Pfad zu einem Ersatzkraftwerk (n-1 sichere Gestaltung) angesetzt werden. Ein Kostenansatz für Reservekapazität ist im Übrigen nicht erforderlich, sofern die Erzeugungsanlage mehrere Blöcke mit jeweils ausreichender Kapazität für die kontinuierliche Abdeckung besitzt.

### Kosten des physikalischen Pfades

Die Kostenermittlung des physikalischen Pfades erfolgt durch eine Anfrage des Letztverbrauchers beim Anschlussnetzbetreiber. Dieser koordiniert auch die Berechnung, wenn Anlagen vorgelagerter Netzbetreiber einbezogen werden. Auch die Netzbetreiber hatten Schwierigkeiten mit der Umsetzung der Festlegung; entsprechend holperig war der Start der Zusammenarbeit. Die Konkretisierung der Festlegung durch die FAQ-Liste ermöglichte eine konstruktive Bearbeitung.

Bei der Kostenermittlung des physikalischen Pfades sind folgende Bestandteile zu berücksichtigen:

- Annuitäten (d. h. Kapital- und Betriebskosten) der Betriebsmittel im Pfad
- Kosten für Erbringung von Netzreserveleistungen
- Kosten für Verlustenergie
- Netzentgelte der vorgelagerten Netzebene (bei Betrachtung Netzknotenpunkt)

Die Berechnung der einzelnen Kostenpositionen ist im Wesentlichen durch die beteiligten Netzbetreiber für das eigene Netzgebiet durchzuführen. Es wird auf die Kostensituation des jeweiligen Netzbetreibers abgestellt. Hierbei wird – wie bei der Umsetzung der singulären Netzentgelte nach § 19 Abs. 3 StromNEV – auf eine konkrete Vorgabe verzichtet; die Kostenermittlung soll die Entgeltgrundsätze nach § 4 StromNEV beachten. Die Musterrechnung der BNetzA geht von einem Ansatz der typisierten aktuellen durchschnittlichen Beschaffungskosten aus und berechnet die annuitätischen Kosten mit den Nutzungsdauern nach Anlage 1 und den aktuellen regulatorisch anerkannten Zinssätzen für die Eigenkapitalverzinsung. Die Berechnung geht bei der Zinsermittlung nachhaltig von den vollen Beschaffungskosten aus; eine Reduzierung durch den Bezug auf Restwerte wird nicht vorgenommen. Diese Berechnungsweise führt regelmäßig zu Kosten je Betriebsmittel, die oberhalb der spezifischen genehmigten Netzkosten gemäß Kostenprüfung liegen. Auch hieraus kann sich die breite Streuung der spezifischen Kapital- und Betriebskosten einzelner Betriebsmittel der Netzbetreiber bis zu einem Faktor 10 begründen. Diese Berechnungen sind für den Letztverbraucher i.d.R. völlig intransparent.

Wesentlich für die Optionen der Wahl des Pfades ist der nur leistungsanteilige Kostenansatz. Dieser Kostenanteil wird je Betriebsmittel ermittelt. Ausschlaggebend ist das Verhältnis von der vereinbarten Netzanschlusskapazität zur reduzierten Übertragungskapazität des Betriebsmittels. Zur Berücksichtigung von Übertragungsreserven wird die Übertragungs-

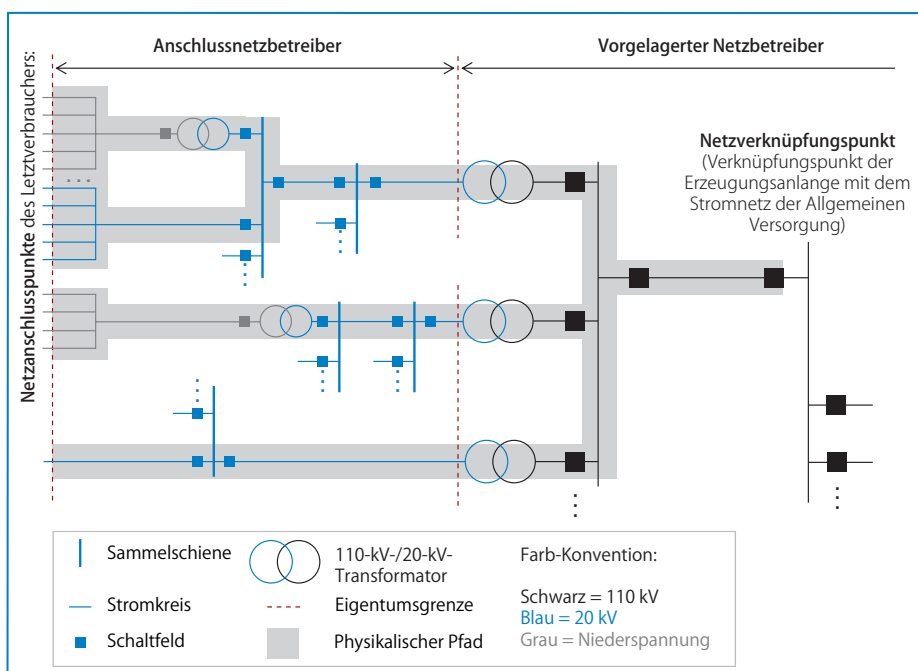


Abb. 3: Schematische Darstellung von Teilpfaden und deren Bündelung, Quelle: BET

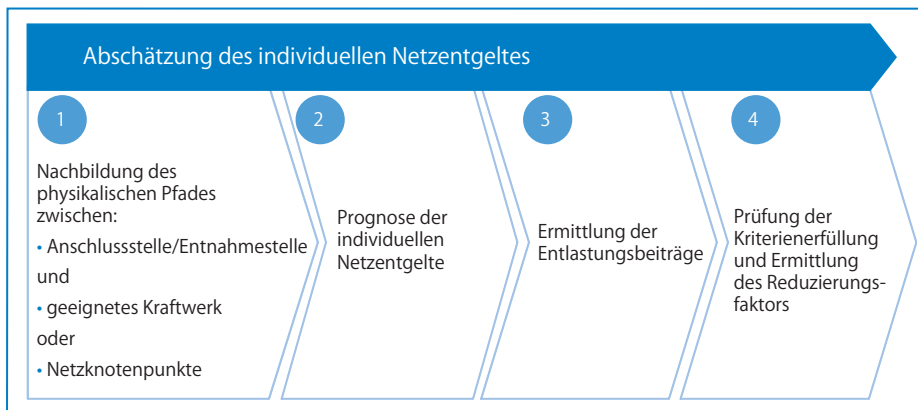


Abb. 4: Schritte zur Ermittlung der Entgeltreduzierung, Quelle: BET

kapazität um 20 % gekürzt. Liegt die Netzanschlusskapazität zwischen 80 und 100 % der Übertragungskapazität, können hieraus Kostenanteile über 100 % resultieren. Hier ist auf eine Begrenzung auf maximal 100 % zu achten. Während die Berechnung der pauschalierten Netzentgelte mit der prognostizierten bzw. tatsächlichen Verrechnungsleistung erfolgt, werden die Kostenanteile mit der maximalen Netzanschlusskapazität berechnet. Liegen diese Leistungswerte deutlich auseinander, so kann über eine Anpassung nachgedacht werden.

Aufgrund der nur auf die Kostenkomponenten beschränkten Klarstellung über die Wahrung von Geschäftsgeheimnissen sind die Informationen für den Anzeigenden oft nicht verifizierbar.

### Ermittlung der Entgeltreduzierung

Bei einer erstmaligen Ermittlung eines vorläufigen individuellen Netzentgeltes ist vorzugehen, wie in Abbildung 4 dargestellt.

### Herausforderungen und Ausblick

Sowohl bei der Ermittlung der Netzentgeltreduzierung im Rahmen des physika-

lischen Pfades durch den Netzbetreiber, als auch bei der Ausgestaltung der Anzeige durch den Letztverbraucher, sind viele Details zu beachten. Wegen der asymmetrischen Kenntnislage ist es besonders schwierig für den Letztverbraucher, einen optimalen Kraftwerksverknüpfungspunkt und kostengünstigen Pfad zu vereinbaren. Ein sich auf den ersten Blick aufdrängendes räumlich nahes Kraftwerk kann aufgrund

der Blockanzahl oder der realen Leitungstrasse nur die zweitbeste Lösung sein. Ein „thinking outside the box“ – also neben der Suche nach einer einfachen räumlichen Nähe des Kraftwerkes auch die Verfolgung von großen Leitungstrassen – kann erfahrungsgemäß zu kostengünstigeren Pfadvarianten führen. Ausgehend von den Varianten unserer Pfadberechnungen ist es sehr ratsam, den Weg über die Höchstspannungsebene der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu scheuen. Obwohl die dort eingesetzten Betriebsmittel am teuersten sind, wirkt die leistungsanteilige Kostenberechnung kostenmindernd.

Die Gültigkeit der Anzeige kann nur dann zumindest annähernd abgesichert werden, wenn im Vorfeld eine sorgfältige Recherche in Bezug auf die Abnahmestelle, die geeignete Erzeugungsanlage und den Pfad durchgeführt und die Anzeige vollständig und fristgerecht vorgelegt wird. ● ● ● ● ●



**\*\* Weitere Informationen:**

Dipl.-Ing. Simon Kutzner  
 Netzberatung, Team Organisation und Datenmanagement  
 BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen  
 Telefon: +49 241 47062-405  
 Simon.Kutzner@bet-aachen.de  
 www.bet-aachen.de



**\* Weitere Informationen:**

ppa. Dr.-Ing. Elfried Evers  
 Netzberatung, Team Regulierung  
 BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Büro Hamm  
 Telefon: +49 2381 4500-56  
 Elfried.Evers@bet-hamm.de  
 www.bet-aachen.de

„BET leistet seit mehr als 25 Jahren hochqualifizierte Beratung für Stadtwerke, Energieversorger, Industriebetriebe, Kommunen, Ministerien und Finanzinvestoren. Mit rd. 80 erfahrenen Ingenieuren, Wirtschaftsingenieuren und Ökonomen unterstützen wir unsere Kunden strategisch und operativ in allen Themen entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette. Wir erarbeiten innovative und praxisnahe Lösungen, weil wir sowohl die betriebswirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen als auch die technischen Grundlagen beherrschen. Sie profitieren von unserem interdisziplinär vernetzten Branchenüberblick und unserem wissenschaftlich fundierten Know-how zur Einschätzung künftiger Marktentwicklungen.“