

DStGB DOKUMENTATION N° 144

AUSLAUFENDE KONZESSIONSVERTRÄGE



Ein Leitfaden
für die
kommunale
Praxis

NEU – 3. Auflage



DStGB
Deutscher Städte-
und Gemeindebund
www.dstgb.de

bbh
BECKER BÜTTNER HELD

B E T
Energie. Weiter denken

INHALT

Vorwort	3	Kooperationen	14
		- <i>Gestaltungsmöglichkeiten</i>	14
		- <i>Übernahme des Energieversorgungsnetzes</i>	16
I. Einleitung	4	Betrieb des Energieversorgungsnetzes	16
		- <i>Netzbewirtschaftungsmodelle</i>	16
II. Das Konzessionierungsverfahren	6	Einstufiges oder zweistufiges Verfahren	20
Vorbereitungsphase	6		
Bekanntmachungs- und Interessenbekundungsphase	7	III. Zulässige Kriterien für die Auswahl des Vertragspartners	21
- <i>Bekanntmachung</i>	7	„Netzbezogene Kriterien“ des § 1 EnWG	21
- <i>Form der Bekanntmachung</i>	7	- <i>Kriterien zur Ausgestaltung des Konzessionsvertrages</i>	25
- <i>Inhalt der Bekanntmachung</i>	7	- <i>Wegenutzung und Konzessionsabgaben</i>	26
- <i>Rechtsfolgen bei Fehlern</i>	8	- <i>Zulässige und unzulässige Nebenleistungen</i>	28
- <i>Interessenbekundung</i>	8	Folgepflicht und Folgekosten	29
Einleitung des Auswahlverfahrens	8	Endschaftsbestimmungen	29
Abgabe von Angeboten	9	IV. Die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme und ihre Einflussmöglichkeiten	31
- <i>Auswahlentscheidung und Vertragsabschluss</i>	10	Rahmenbedingungen	31
- <i>Bekanntmachungspflichten nach Vertragsabschluss</i>	10	Phasen einer Konzessionsvergabe und Netzübernahme	31
- <i>Besonderheiten nach Landesrecht</i>	11	- <i>Netzentflechtung und übergehende Anlagen</i>	32
- <i>Rechtsschutz im Konzessionierungs- verfahren/Rügeregime</i>	11	Netzkaufpreis	35
- <i>Abhilfe der Rüge</i>	12	- <i>Grundlagen der Netzbewertungsmethoden</i>	35
- <i>Nichtabhilfe der Rüge</i>	12	Rechtliche Rahmenbedingungen der Bewertungsmethoden	37
Netzübernahmeverhandlungen und Netzübernahme	13		
Empfehlung für einen Konzessionierungszeitplan (reine Konzessionierung)	13		

IMPRESSUM

Herausgeber

Deutscher Städte- und Gemeindebund (DStGB)

Verfasser

Rudolf Böck, Oliver Eifertinger, Marc Elxnat, Timm Fuchs, Kevin Löer, Miriam Marnich, Astrid Meyer-Hetling, Dr. Andreas Nolde, Julia Schneider, Dr. Lukas Schuchard, Prof. Dr. Christian Theobald, Dennis Tischmacher, Dr. Wolfgang Zander.

Diese Dokumentation des DStGB wurde in Zusammenarbeit mit der auf die kommunale Wirtschaft spezialisierten, interdisziplinären Kanzlei Becker Büttner Held sowie dem in der kompletten Wertschöpfungskette der Energie- und Wasserwirtschaft tätigen Beratungsunternehmen BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (Aachen) erstellt.

Fotos

DStGB (S. 3), shutterstock.com (Titel, S. 4, S. 31, S. 34, S. 37). pixabay (S. 6, S. 12, S. 20).



*Dr. Gerd Landsberg,
Hauptgeschäftsführer
des Deutschen Städte-
und Gemeindebundes*

VORWORT DES DEUTSCHEN STÄDTE- UND GEMEINDEBUNDES

Das Thema Konzessionsvergabe im Strom- und Gasbereich ist für die Städte und Gemeinden aufgrund der langen Vertragslaufzeiten von essentieller Bedeutung. Gerade vor dem Hintergrund einer Vielzahl von aktuell und in naher Zukunft auslaufenden Konzessionsverträgen gewinnt die Frage betreffend rechtssicherer Verfahren bei der Konzessionsvergabe zunehmend an Aktualität. Dabei stellt sich für die Städte und Gemeinden auch die Frage der (Re-)Kommunalisierung ihrer Stromnetze. Insbesondere vor dem Hintergrund der Energiewende und der zunehmenden Verantwortung der Netzbetreiber ist die Entscheidung über den (Eigen-)Betrieb der Netze auch eine Entscheidung über mögliche politische Gestaltungsmöglichkeiten.

Für die Städte und Gemeinden ist die (Re-)Kommunalisierung der Netze jedoch nur eine von mehreren Möglichkeiten. Gerade bei der Neugründung eines kommunalen Unternehmens müssen Kommunen für sich auch die Frage beantworten, ob dies aufgrund der individuellen Voraussetzungen möglich und der richtige Weg ist. Denkbar sind weiterhin Kooperationen mit privaten oder kommunalen Partnern oder eine vollständige Übertragung der Aufgabe an einen Dritten. Jede Handlungsalternative bringt Vor- und Nachteile für die Kommunen. Deshalb verfolgen wir mit dieser, gemeinsam mit der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) und dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) erstellten Dokumentation die Intention, den Städten und Gemeinden die verschiedenen Handlungs- und Verfahrensmöglichkeiten aufzuzeigen, die sich im Rahmen der Überlegungen für eine Neukonzessionierung bieten.

Die Anforderungen an die Konzessionsvergabe sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen – die Vergabe ist komplizierter geworden und mit vielen Rechtsunsicherheiten behaftet. Ausgehend von der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2011 gab es eine Reihe von gerichtlichen Entscheidungen. Mit der Grundsatzentscheidung des Bundesgerichtshofs aus dem Dezember 2013 wurde der Rechtsrahmen für die Ausgestaltung der Konzessionsvergabeverfahren und der Auswahlkriterien grundlegend verändert.

Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode hatten sich die Koalitionäre vorgenommen, das Bewertungsverfahren bei der Neuvergabe der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher regeln zu wollen sowie die Rechtssicherheit im Netzübergang zu verbessern. Das entsprechende Gesetz wurde nach einem langwierigen Diskussionsprozess vom Bundestag verabschiedet und trat im Februar 2017 in Kraft. Auch wenn die Reform einige Verbesserungen enthält, ist der große Wurf im Hinblick auf die Rechtssicherheit für die Vergabe nicht gelungen. Daher wird es für den DStGB in der kommenden Legislaturperiode weiterhin eine zentrale Aufgabe sein, im Dialog mit den politischen Akteuren auf Bundesebene Verbesserungen für die Städte und Gemeinden zu erreichen.

Berlin, im August 2017

Dr. Gerd Landsberg



I. Einleitung

Städte und Gemeinden stehen immer wieder vor der grundlegenden Entscheidung, die Ausgestaltung des örtlichen Strom- und Gasnetzbetriebs neu festzulegen. Die damit einhergehende Konzessionsvergabe ist in den letzten Jahren zunehmend ins Blickfeld einer breiteren Öffentlichkeit gerückt. Das hat zum einen mit der schieren Masse der Konzessionsvergaben zu tun: In den kommenden Jahren laufen eine Vielzahl von Konzessionsverträgen zwischen den Gemeinden und den Energieversorgungsunternehmen aus. Zum anderen sind die Konzessionsvergaben seit einiger Zeit sehr streitbefangen und Gegenstand zahlreicher gerichtlicher Auseinandersetzungen. Schließlich hat die im Jahr 2011 beschlossene Energiewende die Entscheidung über die Wahl des Energienetzbetreibers in ein gänzlich neues Licht gerückt.

Die Energiewende wird die Erzeugungs- und Versorgungslandschaft in Deutschland nachhaltig verändern: dezentral ist hier das Stichwort. Allerdings wurden auch schon vor der Energiewende die Strom- und Gasnetze vielerorts in das kommunale Eigentum zurückgeführt und deren Betrieb entweder allein oder gemeinsam mit einem Partner übernommen. Neben einer dezentralen Energieversorgung steht dabei oft im Vordergrund, Energiepolitik lokal, d. h. auf der Grundlage kommunaler und regionaler Energiekonzepte, auszurichten. Städte und Gemeinden kommen damit nicht nur ihrer Verantwortung für die Gewährleistung der Daseinsvorsorge nach, sondern begreifen dies als Chance, die Energiewende vor Ort mit ihren Bürgern und der Wirtschaft aktiv zu gestalten.

Mit den Konzessionsverträgen räumt die Gemeinde einem Energieversorger das Recht ein, die öffentlichen Wege und Plätze für Gas- und Stromleitungen zu nutzen.

Diese haben aufgrund der in der einschlägigen Vorschrift des § 46 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) normierten zeitlichen Begrenzung eine Laufzeit von höchstens 20 Jahren. Für die Gemeinden öffnet sich auf diese Weise ein Zeitfenster, um sich zu entscheiden, wer das örtliche Energieverteilnetz künftig betreiben soll.

Bei der Wahl des Vertragspartners aus dem Bewerberkreis haben Städte und Gemeinden grundsätzlich drei Optionen:

- die Vergabe der Konzession an den bisherigen Vertragspartner,
- die Vergabe der Konzession an einen anderen Netzbetreiber
- sowie die Übernahme des Energieversorgungsnetzes in eigener Regie – auch im Wege der interkommunalen Zusammenarbeit oder in Kooperation mit einem privaten Partner.

Doch vom Auslaufen eines Konzessionsvertrages bis zu dessen Neuabschluss ist es oftmals ein weiter Weg für die Städte und Gemeinden. In dem Entscheidungsprozess über die Vergabe der Konzessionen haben sie eine Vielzahl an rechtlichen und energiepolitischen Fragestellungen zu beachten. Diese betreffen konkret das im § 46 EnWG geregelte Konzessionsverfahren im Bereich der Energieverteilnetze. Neben der Pflicht zur Bekanntmachung des Vertragsendes der Konzessionsverträge enthält § 46 EnWG weitere Vorgaben, die zur Durchführung eines ordnungsgemäßen Konzessionsverfahrens von Gemeinden einzuhalten sind. Hinzukommen die unterschiedlichen technischen, wirt-

schaftlichen und finanziellen Ausgangsbedingungen in den Gemeinden, die zu berücksichtigen sind.

Die Rahmenbedingungen für die Konzessionsvergabe haben sich in den letzten Jahren grundlegend geändert. Im Sommer 2011 trat das neue EnWG in Kraft. Erklärtes Ziel der Novelle war und ist, durch mehr Wettbewerb im Energiebereich zu sinkenden Preisen zu gelangen. Die Rechtslage wurde etwas komplizierter, allerdings konnten auch einige wesentliche Verbesserungen erreicht werden. Zu erwähnen ist insbesondere der erstmals ausdrücklich im Gesetz verankerte Anspruch des neuen Energieversorgungsunternehmens, das Eigentum am Netz vom bisherigen Konzessionsnehmer zu erwerben.¹

Zudem hat auch die Rechtsprechung zu einer Reihe strittiger Fragen Stellung genommen. So hat der Bundesgerichtshof (BGH) in seinen Entscheidungen vom 17.12.2013 zu den Anforderungen an das Auswahlverfahren und den der Auswahlentscheidung zugrundeliegenden Kriterien Stellung genommen und damit die kommunale Gestaltungs- und Organisationsfreiheit im Rahmen der Konzessionsvergabe stark eingeschränkt.

Gemeinden und Städte haben im Rahmen ihrer Auswahlentscheidung künftig vorrangig die auf den reinen Netzbetrieb bezogenen Kriterien des § 1 EnWG zu berücksichtigen. Zwar können auch fiskalische Interessen der Gemeinden bei der Konzessionsvergabe berücksichtigt werden, allerdings müssen diese einen ausreichenden Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrages aufweisen. Auch nach der BGH-Entscheidung ist unklar, was im Einzelnen sachgerechte Auswahlkriterien, die einen Bezug zum Konzessionsvertrag aufweisen, sind und wie diese gewichtet werden dürfen. Solange dies weder durch die Rechtsprechung, noch durch eine Klarstellung im Gesetz näher konkretisiert ist, sollten andere gemeindliche Interessen, wie z.B. die Stärkung der lokalen Wertschöpfung, künftig besser im Rahmen energiepolitischer Konzepte in den Bereichen der Energieerzeugung und des Vertriebes berücksichtigt werden.

Im Übrigen hat die Rechtsprechung klargestellt, dass Gemeinden auch bei der Bewerbung eines kommunalen Unternehmens ein diskriminierungsfreies Konzessionsverfahren durchführen müssen und eine In-House-Vergabe unzulässig ist. Schließlich kann die vom BGH erklärte Rechtsfolge bei Verfahrensfehlern bei der Konzessionsvergabe mit erheblichen Konsequenzen für die Gemeinde verbunden sein, da sie zur Gesamtnichtigkeit des Vertrages bis hin zur Neuabwicklung des gesamten Konzessionsvergabeverfahrens führen kann.

Hieraus wird deutlich: Die Anforderungen an die Konzessionsvergabe sind deutlich gestiegen und trotz einiger rechtlicher Klarstellungen mit zahlreichen Rechtsunsicherheiten behaftet. Dies erschwert und verzögert das Konzessionsvergabeverfahren und führt in vielen Fällen zu einem erheblichen Einsatz von personellen und finanziellen Ressourcen in den Städten und Gemeinden. Das Recht auf kommunale Selbstverwaltung und die kommunalen Spielräume bei der Entscheidung, wie die Aufgabe der Energieversorgung vor Ort konkret ausgestaltet werden soll, werden erheblich eingengt. Der Deutsche Städte- und Gemeindebund (DStGB) hat sich in den vergangenen Jahren vor diesem Hintergrund stets für eine gesetzliche Klarstellung der einschlägigen Vorschriften der §§ 46, 48 EnWG eingesetzt. Der Auftrag ist nunmehr im Koalitionsvertrag der CDU/CSU und der SPD der 18. Legislaturperiode formuliert. Die Bundesregierung ist gefordert ihre Ankündigung, das Bewertungsverfahren bei Neuvergabe und die Rechtssicherheit im Netzübergang zu verbessern, in die Tat umzusetzen.

Der Entscheidung darüber, ob die Vergabe der Konzession an den bisherigen oder einen anderen Netzbetreiber oder in Kooperation mit anderen Gemeinden und/oder anderen bereits etablierten Netzbetreibern erfolgt, sollte daher Gegenstand einer sorgfältigen Prüfung sein, in der die damit verbundenen Chancen und Risiken miteinander abzuwägen sind. Die Einbeziehung von Partnern kann dabei sinnvoll sein, um dort vorhandenes Know-how für die Gemeinde zu nutzen und schließlich auch die wirtschaftlichen und finanziellen Risiken zu minimieren. Die Rückmeldungen aus der Kommunalpolitik zeigen, dass es ratsam sein kann in dieser Phase neben dem Rat auch frühzeitig Bürger, Wirtschaft und Medien in die Überlegungen zur künftigen Konzessionsvergabe einzubeziehen.

Die Änderungen des Energiewirtschaftsrechts 2017 und die aktuelle Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) und der Oberlandesgerichte wurden zum Anlass genommen, um die zweite Auflage der Dokumentation „Auslaufende Konzessionsverträge“ zu aktualisieren. Die Dokumentation zeigt die einzelnen Schritte des Entscheidungsprozesses auf und soll eine Unterstützung der kommunalen Entscheidungsträger bieten. Zu Beginn werden daher im Kapitel II die einzelnen gesetzlichen Regelungen zum Konzessionsverfahren, der zeitliche Ablauf sowie die verschiedenen Optionen bei der Wahl des Vertragspartners dargestellt. Im Kapitel III stehen die zulässigen Kriterien bei der Auswahl des Vertragspartners im Mittelpunkt. Zudem kann es ratsam sein, eine Machbarkeitsprüfung durchzuführen, in der die Wirtschaftlichkeit geprüft wird und die Risiken und Chancen ermittelt werden. Hierauf wird im Kapitel IV eingegangen.

1 Urteile des BGH vom 17.12.2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, Abdruck mit Anmerkung von Weiß in EnWZ 2014, 268 ff.



II. Das Konzessionierungsverfahren

Die gesetzlichen Vorschriften für das Konzessionierungsverfahren in §§ 46 ff. EnWG sehen keinen detaillierten Zeitplan für den Verfahrensablauf vor. Gleichwohl kann und sollte ein Zeitplan sowohl im Interesse eines transparenten und diskriminierungsfreien Wettbewerbs als auch im kommunalen Interesse an möglicher Planungssicherheit frühzeitig aufgestellt werden. Die Vorbereitungen auf das Konzessionierungsverfahren und die öffentliche Bekanntmachung zur Verfahrenseröffnung sollten jedenfalls deutlich vor der in § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG genannten zweijährigen Mindestfrist vor Auslaufen des alten Konzessionsvertrages erfolgen.

VORBEREITUNGSPHASE

Vor dem eigentlichen Konzessionierungsverfahren sollte die Gemeinde die konzessionsvertragliche Ausgangslage in den Blick nehmen. Hierzu gehört in erster Linie eine Prüfung des genauen Vertragsendes des laufenden Konzessionsvertrages sowie möglicher Sonderkündigungsrechte. Sofern in einer Gemeinde mehrere Strom- beziehungsweise Gaskonzessionsverträge mit ähnlichen Laufzeiten bestehen, kann die Gemeinde eine gemeinsame Verfahrensdurchführung oder eine Harmonisierung der Laufzeiten in Erwägung ziehen. Eine solche Konstellation tritt in der Praxis insbesondere aufgrund von Eingemeindungen oder dem Zusammenschluss ehemals selbstständiger Gemeinden auf.

Meist sehen Konzessionsverträge zudem ein konkretes Bündel an Regelungen für die Zeit des Konzessionsvertragsablaufs vor – die sogenannten „Endschaftsbestimmungen“. Hierzu gehören typischerweise vertragliche Auskunfts- und Erwerbsansprüche der Gemeinden zu den Versorgungsanlagen sowie etwa auch Regelungen zu Modalitäten der Netzübertragung (z.B. Übertragung der Erlösobergrenze, Entflechtungsregelung; Abtretungsrechte).

Mit der Novelle der §§ 46 ff. EnWG wurde nunmehr ein gesetzlicher Auskunftsanspruch der Gemeinden gegenüber dem Altkonzessionär in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen. Diese Änderung war notwendig, weil nicht alle Konzessionsverträge einen Auskunftsanspruch der Gemein-

den gegenüber den Altkonzessionären enthalten, obwohl der Erhalt der Informationen für die Durchführung des Konzessionierungsverfahrens durch die Gemeinde notwendig ist. Die konzessionsvertraglichen Regelungen sollten insofern mit den gesetzlichen Vorgaben in § 46a EnWG abgeglichen werden. Mitunter kann es für die Gemeinde günstiger sein, ausschließlich oder lediglich ergänzend einen konzessionsvertraglichen Auskunftsanspruch geltend zu machen, weil der gesetzliche Anspruch – der nach wie vor unzureichend ausgestaltet ist – dahinter zurückbleibt.

Da die Gemeinde nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG dazu verpflichtet ist, bereits im Zeitpunkt der Bekanntmachung zur Verfahrenseröffnung Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Versorgungsnetzes (§ 46a EnWG) für potenzielle Interessenten zu veröffentlichen, sollte sie diese Daten rechtzeitig vor dem beabsichtigten Bekanntmachungszeitpunkt bei dem bisherigen Netzbetreiber abfordern. Diese Informationen können die Gemeinden im Optimalfall über die Auskunftsansprüche in Konzessionsverträgen erhalten.

Die Gemeinde sollte schließlich bereits vorab prüfen, ob sie ein reines Konzessionierungsverfahren durchführen oder auch Kooperationsmodelle abfragen möchte. Bei einem reinen Konzessionierungsverfahren könnten sich neben privaten Unternehmen auch bestehende oder neu zu gründende kommunale Unternehmen (Stadt- beziehungsweise Gemeindewerke) selbstständig bewerben. Die Abfrage von Kooperationsmodellen kann in Betracht kommen, wenn der örtliche Netzbetrieb bislang nicht von einem kommunalen Unternehmen durchgeführt wurde und die Gemeinde die Möglichkeiten einer (Re-) Kommunalisierung des Netzbetriebes mit einem strategischen Partner prüfen möchte. Die Auswahl eines Kooperationspartners kann bereits vor dem Konzessionierungsverfahren erfolgen (zweistufiges Verfahren) oder mit diesem verbunden werden (einstufiges Verfahren).²

2 Dazu ausführlich im Abschnitt „Kooperationen“ in diesem Kapitel.

BEKANNTMACHUNGS- UND INTERESSEN- BEKUNDUNGSPHASE

Das Konzessionierungsverfahren beginnt mit einer öffentlichen Bekanntmachung nach den Vorgaben in § 46 Abs. 3 Satz 1 bis 3 EnWG. Die Bekanntmachung dient der Eröffnung des Wettbewerbes um die Konzession. Potenzielle Interessenten sollen durch die Bekanntmachung von der Möglichkeit eines Konzessionsvertragsabschlusses erfahren können.

BEKANNTMACHUNG

Bekanntmachungsfrist

Nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG müssen die Gemeinden das Vertragsende spätestens zwei Jahre vor dem Auslaufen des Konzessionsvertrages bekannt geben. Damit ausreichend Zeit für die Durchführung des Konzessionierungsverfahrens sowie gegebenenfalls – im Falle eines Konzessionsnehmerwechsels – für die Vorbereitung einer Netzübernahme verbleibt, sollte die Bekanntmachung möglichst bereits ca. zweieinhalb bis drei Jahre vor dem Vertragsende erfolgen. Dies gilt insbesondere, wenn die Gemeinde eine (Re-) Kommunalisierung des Netzbetriebes in Erwägung zieht und im Rahmen des Konzessionierungsverfahrens auch Kooperationsmodelle abfragen möchte.

Ist eine vorzeitige Verlängerung von Konzessionsverträgen, d. h. vor dem regulären Vertragsablauf (z. B. nach der Ausübung von Kündigungsrechten), geplant, gelten nun gemäß § 46 Abs. 3 Satz 3 EnWG ebenfalls die Bekanntmachungspflichten des § 46 Abs. 3 Satz 1 und 2 EnWG, d. h. das Vertragsende muss im Bundesanzeiger und gegebenenfalls im Amtsblatt der Europäischen Union spätestens zwei Jahre vor dem geplanten Vertragsende bekannt gemacht werden.

FORM DER BEKANNTMACHUNG

Die Bekanntmachung erfolgt durch Veröffentlichung im Bundesanzeiger (www.bundesanzeiger.de). Bei mehr als 100 000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden im Gemeindegebiet muss die Bekanntmachung zusätzlich im Amtsblatt der Europäischen Union erfolgen (§ 46 Abs. 3 Satz 2 EnWG).³ Eine Bekanntmachung in anderen Medien, etwa in Tageszeitungen oder der Fachpresse, ist nicht ausreichend und führt zur Nichtigkeit eines daraufhin abgeschlossenen Konzessionsvertrages.⁴

3 Diese Angabe ist beim Altkonzessionär anzufragen. An das Netz des Altkonzessionärs können nicht nur Endkunden, sondern auch weitere, sogenannte nachgelagerte Netzbetreiber angeschlossen sein. Diese Kunden nachgelagerter Netzbetreiber sind als mittelbar angeschlossene Kunden beim Schwellwert mit zu berücksichtigen.

4 Ebenda.

INHALT DER BEKANNTMACHUNG

Die Bekanntmachung zur Verfahrenseröffnung muss nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG das Datum des Vertragsendes sowie einen ausdrücklichen Hinweis auf die nach § 46a EnWG in geeigneter Form zu veröffentlichenden Netzdaten und den Ort der Veröffentlichung enthalten. Üblicherweise enthält die Bekanntgabe zudem Angaben zum Vertragsgebiet des auslaufenden Konzessionsvertrages und dem bisherigen Vertragspartner.

Die Informationen über die wirtschaftliche und technische Situation des Netzes werden schon aufgrund ihres Umfangs nicht in der Bekanntmachung veröffentlicht. Es empfiehlt sich eine Veröffentlichung der Informationen auf der Internetseite der Gemeinde, wenngleich dies nicht zwingend ist.⁵ Dem bei der Veröffentlichung zu beachtenden Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen ist durch geeignete Maßnahmen Rechnung zu tragen⁶ (z. B. Zugang zu bestimmten Daten über einen durch Passwort geschützten Bereich auf der Homepage der Gemeinde). In jedem Fall muss ein Hinweis auf den Ort der Veröffentlichung in der Bekanntmachung enthalten sein.

Die Gemeinde hat bereits ein Jahr vor der Bekanntmachung, d. h. drei Jahre vor dem Konzessionsvertragsablauf, einen gesetzlichen Auskunftsanspruch⁷ gegenüber dem bisherigen Netzbetreiber über die zu veröffentlichenden Netzinformationen. Der Auskunftsanspruch ist in § 46a EnWG geregelt. Neben dem bereits bekannten und recht unkonkreten Anspruch auf „diejenigen Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Netzes“, die für dessen Bewertung im Rahmen der Bewerbung erforderlich sind, zählt das Gesetz in § 46a Satz 2 Ziff. 1 – 4 EnWG nun „insbesondere“ einzelne wirtschaftliche Informationen auf.⁸ In ihrem rechtlich unverbindlichen Gemeinsamen Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur praxisrelevante Beispiele für Netzdaten vorgeschlagen, die als Orientierungshilfe bei der Konkretisierung der abzufordernden Daten dienen können.⁹ Von ihrer gesetzlichen Festlegungskompetenz zur Bestimmung des Umfangs und Formates der Netzinformationen (vgl. § 46a Satz 3 EnWG) haben die Behörden hingegen bislang keinen Gebrauch

5 Vgl. BGH, Urteil vom 14.4.2015, Az. EnZR 11/14 „Gasnetz Springe“.

6 Eine Veröffentlichung der kalkulatorischen Netzdaten auf der Homepage ist demnach nicht vom Gesetz gedeckt, vgl. BGH, Urteil vom 14.4.2015, Az. EnZR 11/14 „Gasnetz Springe“.

7 § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG, daneben bestehen oft vertragliche Auskunftsansprüche aus den Altkonzessionsverträgen.

8 Vgl. hierzu auch Urteil des BGH v. 14.4.2015, Az. EnZR 11/14 „Gasnetz Springe“.

9 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage vom 21.05.2015, Rz. 39 ff.

gemacht. Schließlich muss die Bekanntmachung eine Frist für die Einreichung von Interessenbekundungen enthalten. Der Gesetzgeber sieht hierzu eine Frist von mindestens drei Monaten vor (vgl. § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG).

RECHTSFOLGEN BEI FEHLERN

Die Folgen von Bekanntmachungsfehlern sind gesetzlich nicht geregelt.

Versäumt die Gemeinde eine rechtzeitige Bekanntmachung, kann sie diese nachholen und mit dem bisherigen Netzbetreiber bei Bedarf einen Interimsvertrag mit Übergangsregelungen für einen möglichen vertragslosen Zeitraum abschließen.

Wenn eine Gemeinde die Bekanntmachung gänzlich unterlässt oder sie in einem falschen Bekanntmachungsmedium vornimmt, sind die daraufhin neu abgeschlossenen Konzessionsverträge nichtig. Denn in diesen Fällen wird der vom Gesetzgeber vorgesehene Wettbewerb um Strom- und Gaskonzessionen nach §§ 46 ff. EnWG nicht wirksam eröffnet.¹⁰ Ob und in welchen Fällen eine „nur“ inhaltlich fehlerhafte oder unvollständige Bekanntmachung zur Nichtigkeit des neu abgeschlossenen Konzessionsvertrages führt, ist bisher nicht geklärt. Allerdings sieht das Gesetz in § 47 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG nunmehr vor, dass Fehler in der Bekanntmachung innerhalb der Frist aus § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG zu rügen sind. Versäumen beteiligte Unternehmen die rechtzeitige Rüge, können sie sich später nicht mehr auf mögliche Fehler berufen.¹¹

INTERESSENBEKUNDUNG

In der Bekanntmachung sollten die Gemeinden Energieversorgungsunternehmen auffordern, ihr Interesse an der Konzession innerhalb einer Mindestfrist von drei Monaten zu bekunden (vgl. § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG). Häufig (und dies ist im Interesse eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs auch sachgerecht) kündigen die Gemeinden an, verspätete Interessenbekundungen nicht zu berücksichtigen (Ausschlussfrist). In einer Interessenbekundung muss das Energieversorgungsunternehmen zum Ausdruck bringen, dass es sich um die Konzession bewerben möchte. Der genaue Inhalt einer Interessenbekundung hängt vom Einzelfall, insbesondere vom Bekanntmachungstext ab.

Sofern bis zum Ablauf der Interessenbekundungsfrist mehrere Interessenbekundungen eingegangen sind, muss die Gemeinde die interessierten Unternehmen zur Ange-

botsabgabe auffordern und ein diskriminierungsfreies sowie transparentes Auswahlverfahren durchführen. Dabei sind die Gemeinden verpflichtet, den interessierten Unternehmen die Auswahlkriterien und deren Gewichtung in Textform mitzuteilen (vgl. § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG). Sollte sich nur ein Unternehmen für den Neuabschluss des Konzessionsvertrages interessieren (dies wird regelmäßig der bisherige Netzbetreiber sein), kann der neue Konzessionsvertrag unmittelbar mit diesem Unternehmen verhandelt und abgeschlossen werden.

EINLEITUNG DES AUSWAHLVERFAHRENS

Bei mehreren Bewerbern um die Konzession muss die Gemeinde ein transparentes und diskriminierungsfreies Auswahlverfahren durchführen, eine „In-House-Vergabe“ an ein kommunales Unternehmen ist nach der derzeitigen Rechtslage nicht zulässig.¹²

Auch bei der Bewerbung eines kommunalen Unternehmens muss die Gemeinde alle Bewerber gleich behandeln und das Gebot der Neutralität beachten.¹³ Eine personelle und organisatorische Trennung der Gemeinde in ihrer Rolle als verfahrensleitende Stelle einerseits und als „Bewerber“ andererseits ist in diesem Fall besonders wichtig.¹⁴ Ob die von der Gemeinde zu beachtende Neutralität es gebietet, Personen wegen der Besorgnis der Befangenheit von der Mitwirkung an der Konzessionierungsentscheidung oder sogar dem gesamten Verfahren auszuschließen, ist einer Prüfung des Einzelfalls vorbehalten. Insbesondere sollten aus Vorsichtsgründen Interessenkonflikte von Personen, die in einem Näheverhältnis zu einem (kommunalen) Bieter stehen, von vornherein vermieden werden. Obgleich die Vergabeverordnung in Konzessionierungsverfahren keine Anwendung findet, wird die Neutralitätsprüfung teilweise an § 6 VgV (§ 16 VgV a.F.) angelehnt.¹⁵ Teilweise lehnen Instanzgerichte eine entsprechende Anwendung des § 6 VgV jedoch ab und vertreten, dass eine Befangenheit von an der Konzessionierung mitwirkenden Personen nach dem Maßstab des Kommunalrechts zu beurteilen ist.¹⁶

10 BGH, Urteil vom 18.9.2014, Az. EnZR 33/13 für den Fall einer Bekanntmachung im falschen Medium; OLG Düsseldorf, Urteil vom 12.3.2008 Az. VI-2 U 8/07 (Kart) für den Fall der gänzlich unterbliebenen Bekanntmachung.

11 Dazu ausführlich im Abschnitt „Rechtsschutz im Konzessionierungsverfahren/Rügeregime“ in diesem Kapitel.

12 Vgl. BT Drs. 18/8184 S. 9; ebenfalls bereits BGH, Urteil vom 17.12.2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, Abdruck mit Anmerkung von Probst in ZNER, 2014, 168 ff.

13 Vgl. hierzu BGH, Beschluss vom 18.10.2016, Az. KZB 46/16.

14 BGH, Beschluss vom 18.10.2016, Az. KZB 46/16; OLG Celle, Urteil vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16 Kart.

15 Vgl. Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, 2. Auflage vom 21.5.2015, Rz. 25; OLG Brandenburg, Urteil vom 19.7.2016, Az. Kart U 1/15.

16 OLG Stuttgart, Urteil vom 5.1.2017, Az. 2 U 66/16; LG Magdeburg, Teilverteilung vom 10.5.2017, Az. 36 O 15/16.

Gemeinden verfügen bei der Aufstellung der Auswahlkriterien grundsätzlich über einen Beurteilungsspielraum.¹⁷ Dieser besteht allerdings nicht vollkommen schrankenlos. Sie sind gemäß § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG bei der Auswahl des Neukonzessionärs insbesondere den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG (Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit, Erneuerbare Energien) verpflichtet. Zur bisherigen Gesetzeslage hat der BGH in seinen Urteilen vom 17.12.2013¹⁸ festgestellt, dass die Gemeinden die Ziele des § 1 EnWG bei ihrer Auswahlentscheidung „*vorrangig*“ berücksichtigen müssen, also jedenfalls mit einer Gewichtung von über 50 Prozent im Vergleich zu anderen Auswahlkriterien.¹⁹ Darüber hinaus dürfen auch fiskalische Interessen im Rahmen des rechtlich Zulässigen (vgl. die Vorgaben der Konzessionsabgabenverordnung) sowie weitere Regelungen des Konzessionsvertrages bei der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden. Alle Auswahlkriterien müssen jedoch einen sachlichen Bezug zu der Konzession und dem örtlichen Netzbetrieb aufweisen. Im Rahmen der EnWG-Novelle 2017 hat der Gesetzgeber die bereits bestehenden Vorgaben zudem in § 46 Abs. 4 Satz 2 EnWG um das Recht der Gemeinden ergänzt, „*unter Wahrung netzwirtschaftlicher Anforderungen, insbesondere der Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz, auch Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft*“ bei der Auswahl berücksichtigen zu dürfen. Hierdurch will der Gesetzgeber sicherstellen, dass kommunale Belange im Konzessionswettbewerb nicht ins Hintertreffen geraten.²⁰

Obwohl die Gemeinden bei der Festlegung der Auswahlkriterien und deren Gewichtung über einen kommunalen Beurteilungsspielraum verfügen und der Gesetzgeber ausdrücklich auch kommunale Belange für zulässig erachtet, sollten sie sich gleichwohl möglichst eng an den Vorgaben des BGH²¹ sowie der hierauf aufbauenden Rechtsprechung der Oberlandesgerichte²² orientieren. Im Falle unzulässiger Auswahlkriterien ist nach den strengen Maß-

stäben der Rechtsprechung in der Regel von einem Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Gemeinde bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten nach § 46 EnWG auszugehen, die grundsätzlich zu einer Nichtigkeit abgeschlossener Konzessionsverträge führt.

Die Festlegung der Auswahlkriterien und deren Gewichtung ist die entscheidende Weichenstellung für das weitere Verfahren. Die Kriterien können im laufenden Verfahren aus Gründen der Transparenz grundsätzlich nicht mehr geändert werden und bilden die Grundlage für die spätere Auswahlentscheidung.

Die gewichteten Auswahlkriterien sowie die Bewertungsmethodik sind den Bewerbern um die Konzession gemäß § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG in Textform mitzuteilen. In der Praxis erfolgt dies im Rahmen sogenannter Verfahrensbriefe, in denen zusätzlich auch Hinweise zum Verfahrensablauf sowie die von der Gemeinde gewünschten Anforderungen an die abzugebenden Angebote und weitere Modalitäten des Verfahrens (z.B. Ankündigung von Bietergesprächen) dargestellt werden. Aus Gründen der Transparenz empfiehlt es sich zudem, die Auswahlkriterien näher zu erläutern und diese Erläuterungen zusammen mit den Auswahlkriterien zu übersenden. Zudem kann die Gemeinde den Bewerbern einen Konzessionsvertragsentwurf übermitteln, auf dessen Grundlage die Angebote abgegeben werden sollen. Dadurch kann die Gemeinde eine bessere Vergleichbarkeit der Angebote gewährleisten und zudem ihre eigenen konzessionsvertraglichen Vorstellungen konkretisieren. Schließlich sollte die Gemeinde die Bewerber zur Darstellung ihrer Eignung und ihres Konzeptes für den örtlichen Netzbetrieb auffordern, um die Angebote anhand der Ziele des § 1 EnWG bewerten zu können.²³

Auch hinsichtlich der Auswahlkriterien besteht gemäß § 47 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 2 EnWG eine Rügeobliegenheit der Bewerber. Rechtsverletzungen, die hinsichtlich der Auswahlkriterien beziehungsweise deren Gewichtung erkennbar sind, können nur innerhalb einer Frist von 15 Tagen ab deren Zugang gerügt werden. Anderenfalls sind beteiligte Unternehmen mit der Rüge einer in den Auswahlkriterien enthaltenen Rechtsverletzung wegen Verspätung ausgeschlossen.²⁴

ABGABE VON ANGEBOTEN

Die Bewerber können nunmehr auf der Grundlage der von der Gemeinde übermittelten Unterlagen innerhalb der Angebotsfrist ein Konzessionsangebot erarbeiten. Die

17 BGH, Urteil vom 17.12.2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12; OLG Celle, Urteil vom 17.3.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart) und vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16 (Kart); LG München I, Beschluss vom 29.2.2016, Az. 37 O 3123/16, bestätigt durch OLG München, Beschluss vom 16.3.2016, Az. W 481/16 Kart; Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage vom 21.5.2015, Rz. 19.

18 Az. KZR 65/12 und KZR 66/12.

19 Vgl. hierzu auch OLG Celle, Urteil vom 17.4.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart) und Urteil vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16 (Kart); OLG Düsseldorf, Urteil vom 23.12.2015, Az. VI-2 U Kart 4/15.

20 BT-Drs. 18/8184 S. 15.

21 BGH, Urteil vom 17.12.2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12; Beschluss vom 3.6.2014, Az. EnVR 10/13; Urteil vom 7.10.2014, Az. EnZR 86/13.

22 Vgl. OLG Celle, Urteil vom 17.4.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart) und vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16; OLG Stuttgart, Urteil vom 5.1.2017, Az. 2 U 66/16; OLG Dresden, Urteil vom 29.11.2016, Az. U 1/16 Kart; OLG München, Beschluss vom 16.3.2016, Az. W 481/16 Kart; OLG Brandenburg, Urteil vom 19.7.2016, Az. U 1/15; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23.12.2015 und Beschluss vom 17.4.2014, Az. VI-2 Kart 2/13 (V); OLG Karlsruhe, Urteil vom 26.3.2014, Az. 6 U 68/13 (Kart).

23 Kommunen müssen eine Eignungsprüfung vornehmen, vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.4.2014, Az. VI-2 Kart 2/13 (V); OLG Celle, Urteil vom 17.4.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart).

24 Dazu ausführlich im Abschnitt „Rechtsschutz im Konzessionsverfahren/Rügeregime“ in diesem Kapitel.

Fristen für die Angebotsabgabe sind nicht vorgegeben, den Bewerbern sollte aufgrund der gestiegenen Anforderungen an Konzessionsangebote jedenfalls ausreichend Zeit zur Verfügung gestellt werden.

Es ist empfehlenswert und der Praxis auch üblich, zunächst unverbindliche erste Angebote von den Bewerbern abzufragen und darauf basierend ein oder auch mehrere Bietergespräche mit allen Bewerbern durchzuführen. Dies gilt insbesondere bei Konzessionierungsverfahren, in denen neben der reinen Konzessionsvergabe auch die Option einer Kooperation (Gründung einer IÖPP) unter Beteiligung der Gemeinde geprüft wird.²⁵ Im Rahmen der Bietergespräche besteht für alle Beteiligten die Möglichkeit, die Angebote auf fundierter Grundlage und konkreter Fragestellungen zu diskutieren und gegebenenfalls vorhandene Unklarheiten auszuräumen beziehungsweise seitens der Gemeinde auf Klarstellungen, Ergänzungen und Änderungen in den verbindlichen Angeboten hinzuwirken. Bietergespräche erhöhen damit die Wahrscheinlichkeit qualitativ besserer Angebote. Wie die Gemeinden das Verfahren strukturieren ist rechtlich nicht vorgegeben und kann daher nach den jeweiligen Vorstellungen sowie den Umständen des Einzelfalles ausgestaltet werden. Auf die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Verfahrens, also insbesondere die Gleichbehandlung aller Bewerber, sollten die Gemeinden jedoch stets achten.

Die Angebotsphase schließt mit der Abgabe der verbindlichen Angebote der Bewerber innerhalb einer von der Gemeinde genannten Frist. Die Bewerber sollten darum gebeten werden, sich für eine bestimmte Zeit an ihre verbindlichen Angebote gebunden zu halten (Bindefrist), um der Gemeinde ausreichend Zeit zur Angebotsauswertung, Beschlussfassung und Vertragsunterzeichnung zu lassen.

AUSWAHLENTSCHEIDUNG UND VERTRAGSABSCHLUSS

Die verbindlichen Angebote der Bewerber müssen auf der Grundlage der zuvor bekanntgegebenen gewichteten Auswahlkriterien und ausgewertet und bepunktet werden. Dabei steht der Gemeinde ebenfalls ein Beurteilungsspielraum zu.²⁶ Wie der Beurteilungsspielraum ausgeübt und die Punkte vergeben werden können, hängt auch von der zuvor kommunizierten Bewertungsmethodik ab. In der Praxis üblich ist die sogenannte relative Bewertungsmetho-

dik²⁷, bei der die Güte der Angebote in Relation zueinander beurteilt wird, d. h. das relativ beste Angebot erhält die volle Punktzahl und die nachfolgenden Angebote nach dem Grad ihres Zurückbleibens hinter dem besten Angebot eine entsprechend niedrigere Bepunktung. Bei der Punktevergabe darf sich die Gemeinde allerdings nicht von sachfremden Erwägungen leiten lassen (z. B. politische Präferenzen). Die Auswahlentscheidung wird schließlich nach entsprechender Vorbereitung durch die Verwaltung vom Vertretungsorgan der Gemeinde getroffen. Mit ihrer Auswahl legt sich die Gemeinde für einen Zeitraum von maximal 20 Jahren auf einen Konzessionsvertragspartner für den Netzbetrieb der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet fest. Die Entscheidung geht insofern über ein Geschäft der laufenden Verwaltung im Sinne des Kommunalrechts hinaus.

Die Gemeinde hat jene Unternehmen, deren Angebote nicht angenommen werden sollen, über die Gründe der vorgesehenen Ablehnung ihres Angebotes und über den frühesten Zeitpunkt des beabsichtigten Vertragsschlusses in Textform zu informieren (vgl. § 46 Abs. 5 Satz 1 EnWG). Zu beachten ist hinsichtlich des frühestmöglichen Termins des Vertragsschlusses die Frist des § 47 Abs. 2 Satz 3 und 4 EnWG. Eine Mitteilung der Auswahlentscheidung an den obsiegenden Bewerber ist nicht gesetzlich vorgeschrieben, jedoch üblich.

Nach der Auswahlentscheidung und dem Ablauf der in der Vorabinformation mitgeteilten Frist an die unterlegenen Bieter beziehungsweise nach Ablauf der Frist von 15 Tagen wegen Nichtabhilfe einer möglichen Rüge, kann die Gemeinde den Konzessionsvertrag unterzeichnen. Dies stellt § 47 Abs. 6 EnWG nunmehr ausdrücklich klar. Zu beachten ist, dass eine Verletzung der Wartefristen die Nichtigkeit des Konzessionsvertrags nach sich zieht.²⁸

BEKANNTMACHUNGSPFLICHTEN NACH VERTRAGSABSCHLUSS

Nach Beendigung des Konzessionierungsverfahrens ist die Gemeinde verpflichtet, bei Neuabschluss oder Verlängerung des Konzessionsvertrags ihre Entscheidung unter Angabe der maßgeblichen Gründe öffentlich bekannt zu geben (vgl. § 46 Abs. 5 Satz 2 EnWG). Diese Bekanntmachung dient der Transparenz und besseren Nachvollziehbarkeit der gemeindlichen Entscheidung und gilt auch für den Fall, dass sich nur ein Bieter beworben hat.²⁹

25 Dazu ausführlich im Abschnitt „Kooperationen/Gestaltungsmöglichkeiten“ in diesem Kapitel.

26 OLG Celle, Urteil vom 17.4.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart) und Urteil vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16 (Kart). LG München I, Urteil vom 2.12.2016, Az. 3 HK O 8314/16.

27 OLG Celle, Urteil vom 17.3.2016, Az. 13 U 141/15 (Kart) und Urteil vom 26.1.2017, Az. 13 U 9/16 (Kart); OLG Stuttgart, Urteil vom 5.1.2017 (Az. 2 U 66/16); LG München I, Beschluss vom 29.2.2016, Az. 37 O 3123/16, bestätigt durch OLG München, Beschluss vom 16.3.2016, Az. W 481/16 Kart; LG Leipzig, Urteil vom 17.6.2015, Az. 05 O 1339/15.

28 dazu ausführlich im Abschnitt „Rechtsschutz im Konzessionierungsverfahren/Rügeregime“ in diesem Kapitel.

29 BT-Drs. 18/8184 S. 15.

Die Bekanntmachung der Auswahlentscheidung erfolgt regelmäßig in einem ortsüblichen Bekanntmachungsorgan wie dem lokalen Amtsblatt oder der Lokalpresse. Eine Veröffentlichung im Bundesanzeiger ist nicht vorgeschrieben, kann jedoch zusätzlich erfolgen.

BESONDERHEITEN NACH LANDESRECHT

In einigen Gemeindeordnungen sind aufgrund der Bedeutung der Konzessionsverträge besondere Pflichten der Gemeinden gesetzlich statuiert. So werden zum Teil bestimmte Mindestanforderungen an Konzessionsverträge dahingehend aufgestellt, dass diese nur abgeschlossen werden dürfen, „wenn die Erfüllung der Aufgaben der Gemeinde nicht gefährdet wird und die berechtigten Interessen der Gemeinde und ihrer Einwohner gewahrt sind“.³⁰ In anderen Bundesländern soll darüber hinaus zur Wahrung der Interessen der Gemeinde und der Einwohner „dem Gemeinderat vor der Beschlussfassung das Gutachten eines unabhängigen Sachverständigen vorgelegt werden“.³¹

RECHTSSCHUTZ IM KONZESSIONIERUNGS-VERFAHREN/RÜGEREGIME

Mit der Neufassung der §§ 46 ff. EnWG hat der Gesetzgeber auch das Rechtsschutzregime konkretisiert. Normiert wurden in § 47 EnWG insbesondere verschiedene Rügeobliegenheiten der Bieter in den einzelnen Verfahrensabschnitten sowie ein Recht auf Akteneinsicht am Ende des Verfahrens. Der Gesetzgeber will damit erreichen, dass unterlegene Bieter vermeintliche Verfahrensfehler nicht erst Jahre später geltend machen können, weil damit erhebliche Rechtsunsicherheiten und Verzögerungen bei Netzübertragungen verbunden sind.³²

Insofern werden die Bieter nun bereits während des Verfahrens in die Pflicht genommen und sind dazu angehalten, Verletzungen der Grundsätze eines transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens nach § 46 Abs. 1 bis 4 EnWG im Wege von Verfahrensrügen in Textform und unter Beachtung der in § 47 Abs. 2 EnWG genannten Fristen gegenüber den Gemeinden zu erklären und zu begründen. Anderenfalls sind sie bei einem späteren Vorbringen präkludiert.

Die Obliegenheit zur Rüge besteht in unterschiedlichen Verfahrensabschnitten und unterliegt unterschiedlichen Fristen.

1. Für die Rüge von Fehlern in der Bekanntmachung gilt die Frist des § 46 Abs. 4 Satz 4 EnWG, d.h. die Rüge muss innerhalb der Interessenbekundungsfrist erhoben werden (mindestens drei Kalendermonate).
2. Für die Rüge der Rechtmäßigkeit der Auswahlkriterien ihrer Gewichtung gilt eine Frist von 15 Kalendertagen ab deren Zugang beim Bieter.
3. Für Rügen von Rechtsverletzungen im Rahmen der Auswahlentscheidung, die aus der Information an die unterlegenen Bieter erkennbar sind, gilt eine Frist von 30 Kalendertagen, ebenfalls ab Zugang beim Bieter.

PRAXISTIPP: *Gemeinden sollten insofern darauf achten, jeweils das Datum des Zugangs nachweisen zu können (z. B. durch Zustellung per Postzustellungsurkunde). Für bereits begonnene Verfahren sieht der Gesetzgeber zudem eine Ausnahme vor. Hat die Gemeinde vor dem 3. Februar 2017 bereits Auswahlkriterien bekannt gegeben, so beginnen die Rügefristen einheitlich mit Zugang einer Aufforderung zur Rüge (vgl. § 118 Abs. 20 EnWG).*

Die letzte Stufe der Verfahrensrügen verknüpft der Gesetzgeber zudem mit einem Recht auf Akteneinsicht. Unterlegene Bieter können gemäß § 47 Abs. 3 EnWG innerhalb einer Woche ab Zugang der Bieterinformation einen Antrag auf Einsichtnahme in die Verfahrensakte stellen. Wird der Antrag gestellt, verschiebt sich zugleich der Beginn der Rügefrist gegen mögliche Rechtsverletzungen im Rahmen der Auswahlentscheidung. Sie beginnt dann erst ab jenem Tag, an die Gemeinde die Akten zur Einsichtnahme bereitgestellt hat (§ 47 Abs. 2 Satz 4 EnWG). Das Recht zur Akteneinsicht soll dazu dienen, dass unterlegene Bieter zügig Informationen über sämtliche Tatsachen erhalten, die eine Verletzung in ihren Rechten begründen können.³³ Das Akteneinsichtsrecht kann auch in elektronischer Form gewährt werden.³⁴ Allerdings gilt es nicht schrankenlos. So haben die Gemeinden die Einsicht in die Verfahrensakte zu untersagen, soweit dies zur Wahrung von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen der anderen Unternehmen geboten ist (vgl. § 47 Abs. 3 Satz 3 EnWG). Liegt ein Betriebs- oder Geschäftsgeheimnis vor, so hat die Gemeinde insofern keinen Ermessensspielraum, sondern muss die Einsichtnahme versagen.

33 BT-Drs. 18/8184 S. 17.

34 Ebenda.

30 Vgl. § 76 KV-MV, § 124 GO-LSA.

31 Vgl. auch: § 101 Abs. 1 SächsGemO; § 107 Abs. 1 Satz 2 GemO-BaWü; in Niedersachsen kann die Kommunalaufsichtsbehörde nach § 148 Abs. 2 NKomVG mit Zustimmung der Gemeinde auf deren Kosten das Gutachten eines Sachverständigen einholen. Abschluss, Verlängerung und Abänderung von Konzessionsverträgen sind nach § 152 Abs. 1 Nr. 11 NKomVG der Kommunalaufsichtsbehörde anzuzeigen.

32 BT-Drs. 18/8184 S. 16.



PRAXISTIPP: *Es bietet sich an, dass die Gemeinden die im Verfahren beteiligten Unternehmen bereits im Rahmen der Übermittlung der Angebote zu einem entsprechenden Hinweis beziehungsweise einer entsprechenden Kenntlichmachung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen in ihren Angebotsunterlagen auffordern.³⁵ Anderenfalls müssen die Gemeinden die Unternehmen nachträglich anschreiben und zur Äußerung auffordern, bevor eine Freigabe der Akte erfolgen kann, was zu Verzögerungen führt.*

ABHILFE DER RÜGE

Erhebt ein Bieter während oder nach Abschluss des Verfahrens Rügen, so schließt sich daran die Prüfung der Gemeinden an, ob der Rüge abgeholfen werden soll oder nicht. Entscheidet sich die Gemeinde für eine Abhilfe, so ist der gerügte Verfahrensmangel zu beseitigen. Wie die Gemeinde dabei vorzugehen hat, hängt von der Art, Anzahl und Schwere der jeweiligen Mängel ab und ist damit im Einzelfall zu entscheiden. Regelmäßig wird das Vorgehen bei der Fehlerbeseitigung aber bereits durch den jeweiligen Verfahrenszeitpunkt indiziert sein. So ist etwa bei einem Fehler in der Bekanntmachung eine neue Bekanntmachung zu prüfen; Fehler im Kriterienkatalog können eine Aufhebung und Rückversetzung des Verfahrens und damit eine erneute

Übersendung des Kriterienkatalogs erforderlich machen. Wichtig ist, dass die Gemeinde auch bei der Beseitigung von Fehlern stets das Gebot der Transparenz und Nichtdiskriminierung beachtet.

Erachtet die Gemeinde die Rüge als unbegründet und hilft ihr demzufolge nicht ab, so hat sie das rügende Unternehmen hierüber in Textform zu informieren und die Entscheidung zu begründen (§ 47 Abs. 4 EnWG). Den Zeitpunkt der Abhilfe beziehungsweise Nichtabhilfe kann die Gemeinde grundsätzlich frei wählen, d. h. sie ist auch bei Rügen innerhalb des Verfahrens nicht zu einer sofortigen Entscheidung über die Abhilfe beziehungsweise Nichtabhilfe verpflichtet.³⁶ Die Gemeinde hat es also selbst in der Hand, die Ingangsetzung der Frist für die Möglichkeit zur Geltendmachung gerichtlichen Rechtsschutzes durch die Bieter (§ 47 Abs. 5 EnWG) zu steuern. Ein gebündeltes Vorgehen nach Abschluss des Verfahrens wird aber regelmäßig nur im Falle einer kompletten Nichtabhilfe erfolgen. Hingegen empfiehlt sich bei begründeten Verfahrensfehlern schon aus Gründen des Verfahrensschutzes eine schnelle Abhilfe innerhalb des Verfahrens.

NICHTABHILFE DER RÜGE

Hilft die Gemeinde einer Rüge nicht ab, so hat das rügende Unternehmen 15 Kalendertage nach Zugang der begrün-

35 Ebenda.

36 Ebenda.

deten Nichtabhilfeentscheidung Zeit, die Rechtsverletzung vor einem Zivilgericht (zuständiges Landgericht) geltend zu machen (§ 47 Abs. 5 Satz 1 EnWG). Da es auch insoweit auf den Zugang bei dem jeweiligen Bieter ankommt, sollte die Gemeinde Sorge dafür tragen, dass sie diesen nachweisen kann. Hinsichtlich des gerichtlichen Verfahrens stellt § 47 Abs. 5 Satz 2 EnWG klar, dass die Vorschriften der Zivilprozessordnung über den Erlass einer einstweiligen Verfügung gelten, wobei ein Verfügungsgrund, d. h. die Eilbedürftigkeit, nicht glaubhaft gemacht werden muss, weil sich dieser bereits aus der drohenden Präklusion ergibt (§ 47 Abs. 5 Satz 3 EnWG).³⁷ Der Streitwert für Rechtsstreitigkeiten über gerügte Rechtsverletzung beträgt höchstens 100 000 Euro (vgl. § 53 Abs. 1 Nr. 3 GKG).

NETZÜBERNAHMEVERHANDLUNGEN UND NETZÜBERNAHME

Sofern sich die Gemeinde für einen neuen Konzessionsnehmer entschieden hat, beginnen nach der Unterzeichnung des Konzessionsvertrages die Netzübernahmeverhandlungen. Der Altkonzessionär und der Neukonzessionär verhandeln über die Übertragung der örtlichen Verteilungsanlagen der allgemeinen Versorgung gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung (§ 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG). Typische Streitfragen in den Netzübernahmeverhandlungen sind der Umfang der zu übertragenden Anlagen sowie die Höhe der zu zahlenden Vergütung, wobei der Gesetzgeber in § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG nunmehr klargestellt hat, dass sich diese am objektivierten Ertragswert bemisst.³⁸ Der Gesetzgeber folgt damit der Rechtsprechung, die diesen Weg bereits eingeschlagen hatte.³⁹ Im Einzelfall kommt die Übernahme von Mitarbeitern des Altkonzessionärs in Betracht, bei größeren Netzübernahmen beziehungsweise Übernahmen eines Gesamtnetzes können auch die Voraussetzungen eines Betriebsübergangs mit einem Eintritt in die Arbeitsverhältnisse gemäß § 613a BGB vorliegen. Nach dem Abschluss einer Übertragungsvereinbarung und der Durchführung von gegebenenfalls erforderlichen Netzentflechtungsmaßnahmen übernimmt der Neukonzessionär den Netzbetrieb, idealerweise zum Laufzeitbeginn des neu abgeschlossenen Konzessionsvertrages.

37 Ebenda.

38 Hierzu im Einzelnen unter dem Kapitel IV.

39 Vgl. BGH, Beschluss vom 3.6.2014, Az. EnVR 10/13; LG Magdeburg, Beschluss vom 28.10.2015, Az. 36 O 184/14 und Beschluss vom 10.2.2014, Az. 36 O 68/13; LG Frankfurt a. M., Beschluss vom 27.3.2014, Az. 11 U 112/13 (Kart); LG Hannover, Hinweis- und Beweisbeschluss vom 27.3.2014, Az. 25 O 29/13; LG Osnabrück, Beweisbeschluss vom 31.10.2013, Az. 10 O 3207/10; OLG Karlsruhe, Beschluss vom 24.10.2012, Az. 6 U 168/10 (Kart).

EMPFEHLUNG FÜR EINEN KONZESSIONIERUNGSZEITPLAN (REINE KONZESSIONIERUNG)

In § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG ist lediglich geregelt, dass das Konzessionierungsverfahren spätestens zwei Jahre vor Ablauf des bestehenden Konzessionsvertrages durch die Bekanntmachung im Bundesanzeiger eingeleitet werden muss.

Es ist jedoch zu empfehlen, bereits deutlich früher mit der Vorbereitung des Konzessionierungsverfahrens zu beginnen. Die Durchführung eines Konzessionierungsverfahrens ist aufgrund der gestiegenen Anforderungen, die sich sowohl aus dem Gesetz als auch der Rechtsprechung des BGH und der Instanzengerichte ergeben, deutlich anspruchsvoller und komplexer geworden. Insbesondere müssen die Gemeinden Angebote vorrangig auf der Grundlage der energiewirtschaftlichen Ziele des § 1 EnWG bewerten. Häufig treten in Konzessionierungsverfahren auch unvorhergesehene Verzögerungen auf. Diese können insbesondere aufgrund des neu geschaffenen Rüge- und Rechtsschutzregimes entstehen, weil selbst ein Rechtsstreit im einstweiligen Rechtsschutz mitunter einen erheblichen Zeitverzug nach sich zieht. Zudem sollte die Gemeinde beachten, dass sich an den Neuabschluss eines Konzessionsvertrages möglicherweise eine Netzübernahme anschließt, die sorgfältig vorbereitet und umgesetzt werden muss. Es liegt im Interesse der Gemeinde, dass diese noch innerhalb der Restlaufzeit des bisherigen Konzessionsvertrags abgeschlossen und damit ein vertragsloser Zustand vermieden wird.

Zwar hat der Gesetzgeber in § 48 Abs. 4 EnWG nunmehr geregelt, dass die Pflicht zur Zahlung der vertraglich vereinbarten Konzessionsabgabe auch nach Ablauf des Konzessionsvertrags bis zur Übertragung der Verteilungsanlagen auf den neuen Vertragspartner fortbesteht. Allerdings gilt dies nicht, wenn die Gemeinde kein Konzessionierungsverfahren durchführt. Zudem kann sich ein vertragsloser Zustand auch anderweitig negativ auswirken, weil Konzessionsverträge regelmäßig zahlreiche Ansprüche der Gemeinden regeln, die mit dem Auslaufen des Konzessionsvertrags ebenfalls wegfallen.

Nach alledem empfiehlt es sich, je nach Ausgangslage bereits drei bis vier Jahre vor Auslaufen des Altkonzessionsvertrages mit den Vorbereitungen für das Konzessionierungsverfahren zu beginnen.

Hieraus ergibt sich, der Einfachheit halber nachfolgend tabellarisch dargestellt, der typisierte Konzessionierungszeitplan. Die in der rechten Spalte genannten Zeiträume sind keine starren Vorgaben, sondern vielmehr praxiserprobte Erfahrungswerte:

Was ist zu tun?	(Bis) wann?
1 Prüfung des bisherigen Konzessionsvertrages	3 bis 4 Jahre vor Vertragsende
2 Auskunft über Netzdaten beim bisherigen Konzessionsnehmer	3 bis 4 Jahre vor Vertragsende
3 Klärung der kommunalen Interessen (Abfrage von Modellen zur (Re-)Kommunalisierung?)	3 bis 4 Jahre vor Vertragsende
4 Erste Bekanntmachung im Bundesanzeiger mit Hinweis auf Interessenbekundungsfrist	2 bis 3 Jahre vor Vertragsende
5 Eingang der Interessenbekundungen	2 bis 3 Jahre vor Vertragsende
6 Vorbereitung eines Verfahrensbriefes mit Auswahlkriterien und gegebenenfalls Entwurf eines neuen Konzessionsvertrages	2 bis 3 Jahre vor Vertragsende
7 Versand des Verfahrensbriefes mit Auswahlkriterien und gegebenenfalls Entwurf eines neuen Konzessionsvertrages, Fristsetzung für indikative Angebote	2 bis 3 Jahre vor Vertragsende
8 Eingang und Durchsicht der indikativen Angebote	1,5 bis 2,5 Jahre vor Vertragsende
9 Einladung zu einem Präsentations- und Verhandlungstermin, gegebenenfalls mit weiteren Hinweisen	1,5 bis 2,5 Jahre vor Vertragsende
10 Präsentations- und Verhandlungstermin mit den Bewerbern	1,5 bis 2,5 Jahre vor Vertragsende
11 Abforderung von verbindlichen Angeboten, gegebenenfalls mit weiteren Hinweisen	1,5 bis 2,5 Jahre vor Vertragsende
12 Eingang und Auswertung der verbindlichen Angebote anhand der Auswahlkriterien, gegebenenfalls Einholung eines Gutachtens nach Landesrecht	1 bis 2 Jahre vor Vertragsende
13 Auswahlentscheidung im Vertretungsorgan der Gemeinde, Vorbereitung in Verwaltung und Ausschüssen	1 bis 1,5 Jahre vor Vertragsende
14 Vorabinformation an Bewerber über Auswahlentscheidung, gegebenenfalls Anzeige an Kommunalaufsicht nach Landesrecht	1 bis 1,5 Jahre vor Vertragsende
15 Abschluss des Konzessionsvertrages, gegebenenfalls Abtretung der Rechte aus Endschaftsbestimmungen des Altkonzessionsvertrages, zweite Bekanntmachung	1 Jahr vor Vertragsende
16 Nur bei Wechsel des Konzessionärs: Netzübernahmeverhandlungen	1 Jahr vor Vertragsende bis Vertragsende/ Laufzeitbeginn des neuen KV

KOOPERATIONEN

GESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

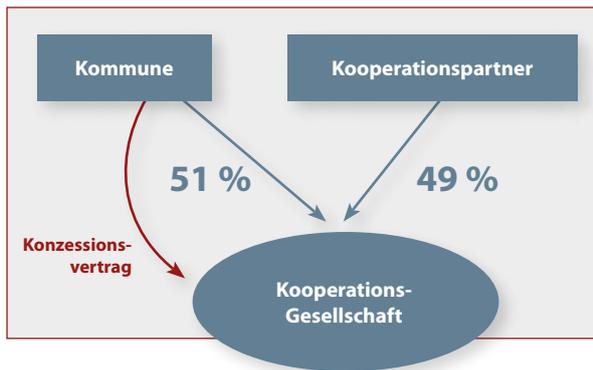
Überblick

Vor der Durchführung eines Konzessionierungsverfahrens sollte die Gemeinde prüfen, ob sie ein reines Konzessionierungsverfahren durchführen oder zum Zwecke einer möglichen (Re-)Kommunalisierung des Netzbetriebes auch Kooperationsmodelle abfragen möchte.⁴⁰

Ausgangspunkt der Umsetzung eines Kooperationsmodells (IÖPP – institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaften) ist die Gründung einer Kooperationsgesellschaft

zwischen der Gemeinde und einem Kooperationspartner. Sofern nach der Durchführung eines transparenten und diskriminierungsfreien Konzessionierungsverfahrens gemäß §§ 46 ff. EnWG die Auswahlentscheidung zu Gunsten der Kooperationsgesellschaft fällt, wird zwischen dieser – gegebenenfalls noch zu errichtenden Gesellschaft – und der Gemeinde der Konzessionsvertrag über die Einräumung von Wegenutzungsrechten zum Betrieb des örtlichen Energieversorgungsnetzes abgeschlossen, die Kooperationsgesellschaft wird folglich neuer Konzessionsnehmer. Die Kooperationsgesellschaft soll sodann das Energieversorgungsnetz vom bisherigen Konzessionsnehmer übernehmen und bewirtschaften. Auf der Ebene der Netzbewirtschaftung sind verschiedene Gestaltungsvarianten beziehungsweise Modelle denkbar.

⁴⁰ Vgl. hierzu oben unter „Vorbereitungsphase“.



Grundstruktur in der grafischen Darstellung

Ausgestaltung der Kooperationsgesellschaft

Als Organisationsform für die Kooperationsgesellschaft kommen grundsätzlich sämtliche privatrechtlichen Rechtsformen in Betracht, die kommunalrechtlich möglich sind, wobei häufig die Rechtsform der GmbH & Co. KG zu bevorzugen sein wird. Unabhängig davon sollte ein Modell gewählt werden, in welchem der Gemeinde eine Mehrheitsbeteiligung eingeräumt wird. Ebenfalls denkbar sind in diesem Zusammenhang Optionsmodelle, in welchen die Gemeinde ab einem bestimmten Zeitpunkt die Möglichkeit erhält, ihre Anteile an der Kooperationsgesellschaft sukzessive über die Laufzeit des Kooperationsmodells (IÖPP) zu erhöhen. Diese Variante bietet den Vorteil, dass die Gemeinde die Entwicklung der Kooperationsgesellschaft beobachten und ihrer Entscheidung über eine Beteiligung zu Grunde legen kann.

Beschränkung des kommunalen Einflusses durch Entflechtungsvorgaben⁴¹

Als energiewirtschaftsrechtliche Besonderheit ist bei der Ausgestaltung von Kooperationsmodellen (IÖPP) zu beachten, dass aufgrund der Vorgaben der Entflechtung, insbesondere der operationellen Entflechtung nach § 7a EnWG, die gewünschte Einflussnahme der Gemeinde als Gesellschafter auf die Geschäftsführung eingeschränkt werden muss. Diese Vorgaben der Entflechtung sind bei der Gestaltung des Vertragswerkes genau zu beachten. So muss z.B. nach § 7a Abs. 4 S. 5 EnWG die Geschäftsführung hinsichtlich des Netzbetriebes im Gesellschaftsvertrag weisungsfrei gestellt werden. Der operative Netzbetrieb ist daher der Entscheidung der Gesellschafter, obwohl sie in einer Gesellschaft über alles beschließen dürfen, energiewirtschaftsrechtlich entzogen. Zulässig hingegen ist, dass die Gesellschafter

41 Der Begriff der „Entflechtung“ ist in der Energiewirtschaft doppelt belegt: Zum einen beschreibt er die technische Trennung von Netzen oder Netzteilen aus einem bestehenden Gesamtnetz, z.B. nach einem Konzessionswechsel. Die Entflechtung nach dem 2. Teil des EnWG betrifft die kaufmännische und organisatorische sowie ggf. gesellschaftsrechtliche Separierung des monopolistischen Netzbetreibers vom Rest eines Energieversorgungsunternehmens. Vorliegend ist die letztere Form der Entflechtung angesprochen.

jedenfalls über den Wirtschafts- und Finanzplan beschließen und so der Geschäftsführung zumindest den groben Rahmen in der Kooperationsgesellschaft vorgeben können.

Optimale Integration in den kommunalen Konzern

Die Gemeinde sollte Wert darauf legen, dass die Kooperationsgesellschaft optimal in den kommunalen Konzern integriert werden kann. So sollte es zunächst offen bleiben können, ob sich die Gemeinde direkt oder lediglich mittelbar über eine weitere kommunale Eigengesellschaft an der Kooperationsgesellschaft beteiligen wird. Der Kooperationspartner sollte bereit sein, spätere Änderungen und Anpassungen z.B. durch „Umhängen“ des Gesellschaftsanteils an der Kooperationsgesellschaft innerhalb der Organisationsstruktur stets mitzutragen.

Steuerlicher Querverbund

Für die Umsetzung einer Kooperation (IÖPP) sprechen aus kommunaler Sicht auch die Möglichkeiten des steuerlichen Querverbundes. Im Rahmen des steuerlichen Querverbundes können Gewinnbetriebe und strukturelle kommunale Dauerverlustbetriebe zusammengefasst werden, so dass deren Ergebnisse mit steuerlicher Wirkung verrechnet werden können. Bei den Gewinnbetrieben handelt es sich üblicherweise um die Betriebe zur Versorgung der Bevölkerung mit Strom, Gas, Wasser und Wärme, also um solche Tätigkeiten, die regelmäßig im kommunalen Energieversorgungsunternehmen – dem Stadt- oder Regionalwerk – gebündelt werden. Das kommunale Schwimmbad gehört neben dem öffentlichen Personennahverkehr zu den klassischen Verlustbetrieben. Seit 2009 sind die Grundzüge des steuerlichen Querverbundes im Körperschaftsteuergesetz in den §§ 4 Abs. 6 und § 8 Abs. 7 bis 9 geregelt.

Gründung der Kooperationsgesellschaft

Die Gründung der Kooperationsgesellschaft erfolgt durch beide Gesellschafter. Möglich ist aber auch, dass die Gemeinde oder der Kooperationspartner die Gesellschaft jeweils alleine gründet und im Anschluss die andere Partei der Kooperationsgesellschaft in der gewünschten Beteiligungshöhe durch Anteilsverkauf oder im Wege einer Kapitalerhöhung beitrifft.

Eine Beteiligung der Kooperationsgesellschaft als Rechtssubjekt am und damit eine Errichtung vor dem laufenden Konzessionsverfahren ist nicht erforderlich, auch falls der neue Konzessionsvertrag im Rahmen eines Kooperationsmodells (IÖPP) mit dieser abgeschlossen werden soll. In diesem Fall bewirbt sich das „Konzept Kooperationsmodell“ auf Grundlage des entsprechenden Vertragspaketes, dass dann im Falle der Konzessionierung von der Gemeinde abgeschlossen und damit umgesetzt werden muss.

ÜBERNAHME DES ENERGIEVERSORGUNGSNETZES

Die Übernahme des Energieversorgungsnetzes durch die Kooperationsgesellschaft ist wesentliche Grundlage des Kooperationsmodells (IÖPP). Dabei sind vier Kernfragen einer Netzübernahme zu identifizieren und bereits im Konzessionierungsverfahren zu thematisieren.

Angemessener Übernahmewert für das Energieversorgungsnetz

Bekanntlich führt die gegenwärtige Praxis der Regulierung dazu, dass für den Erwerber eines örtlichen Versorgungsnetzes die Refinanzierungsmöglichkeiten des Kaufpreises über die Netzentgelte ein maßgeblicher Faktor dafür sind, zu welchem Betrag er ein Energieversorgungsnetz übernehmen kann, um eine bestimmte Rendite auf sein eingesetztes Kapital zu erzielen.

Übertragung der Erlösobergrenzen

Neben der Frage nach dem angemessenen Übernahmewert ist es von wesentlicher Bedeutung, dass die von den Regulierungsbehörden auf der Grundlage der Anreizregulierung vorgegebene Erlösobergrenze vom bisherigen Netzbetreiber vollumfänglich übernommen beziehungsweise angemessen aufgeteilt wird.

Umfang der zu übernehmenden Verteilungsanlagen

Es muss sichergestellt werden, dass sämtliche für den Betrieb des Energieversorgungsnetzes im Gebiet der Gemeinde notwendigen Verteilungsanlagen von der Kooperationsgesellschaft vom bisherigen Netzeigentümer eigentumsrechtlich übernommen werden.

Technische Entflechtung des Energieversorgungsnetzes

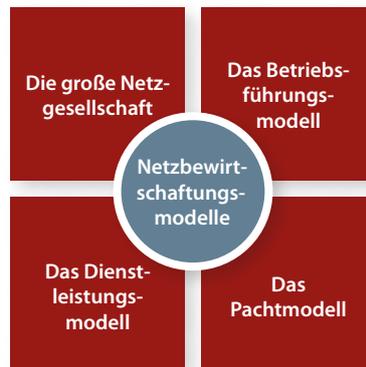
Im Falle einer Übernahme des Energieversorgungsnetzes durch die Kooperationsgesellschaft ist es erforderlich, das örtliche Energieversorgungsnetz technisch aus dem beste-

henden Verbund mit dem übrigen überörtlichen Energieversorgungsnetz des bisherigen Konzessionsnehmers beziehungsweise Netzbetreibers herauszulösen und in das bestehende überörtliche Energieversorgungsnetz des neuen Netzbetreibers zu integrieren. Dies ist im Regelfall mit nicht unerheblichen Kosten verbunden, die sich im Vorfeld oft nicht vollständig abschätzen lassen und deren Refinanzierbarkeit gegebenenfalls unsicher ist. Zudem ist oftmals die Kostentragung als solche streitig.

BETRIEB DES ENERGIEVERSORGUNGSNETZES

NETZBEWIRTSCHAFTUNGSMODELLE

Für die Bewirtschaftung eines übernommenen Energieversorgungsnetzes, gegebenenfalls zusammen mit einem etablierten Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner, sind grundsätzlich vier verschiedene Netzbewirtschaftungsmodelle denkbar. Die verschiedenen Netzbewirtschaftungsmodelle dienen dabei der Strukturierung der Finanzierung, der Steuerung sowie der Risikoverteilung der Netzübernahme und des Netzbetriebes.



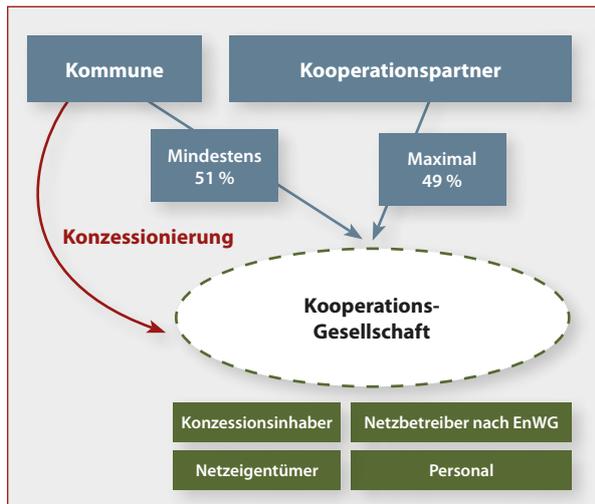
Darstellung der denkbaren Netzbewirtschaftungsmodelle



Darstellung des qualitativen Verhältnisses der kommunalen wirtschaftlichen Betätigung

Große Netzgesellschaft

Grundlage des ersten Modells ist eine Kooperationsgesellschaft, die von der Gemeinde und einem Kooperationspartner gegründet wird. Diese Kooperationsgesellschaft schließt mit der Gemeinde einen Konzessionsvertrag ab. Die Kooperationsgesellschaft übernimmt in der Folge das Eigentum an dem örtlichen Energieversorgungsnetz vom bisherigen Konzessionsnehmer. In der Kooperationsgesellschaft wird eigenes Personal für den kaufmännischen und technischen Betrieb des Energieversorgungsnetzes aufgebaut.



Die große Netzgesellschaft in der grafischen Übersicht

Die Kooperationsgesellschaft wird Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Die Aufnahme des Betriebes bedarf der Genehmigung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde (§ 4 Abs. 1 EnWG). Als Netzbetreiber ist die Kooperationsgesellschaft der Anreizregulierung und somit den Regulierungs- und sonstigen gesetzlichen Risiken ausgesetzt.

Im Unterschied zu den weiteren Modellen bestehen im Rahmen einer „Großen Netzgesellschaft“ keine weiteren schuldrechtlichen Beziehungen zum Kooperationspartner. Der Kooperationspartner wird lediglich Partei des Konsortialvertrages, der das Verhältnis der Gesellschafter der Kooperationsgesellschaft untereinander regelt. Ein Austauschverhältnis zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner wird aber nicht begründet.

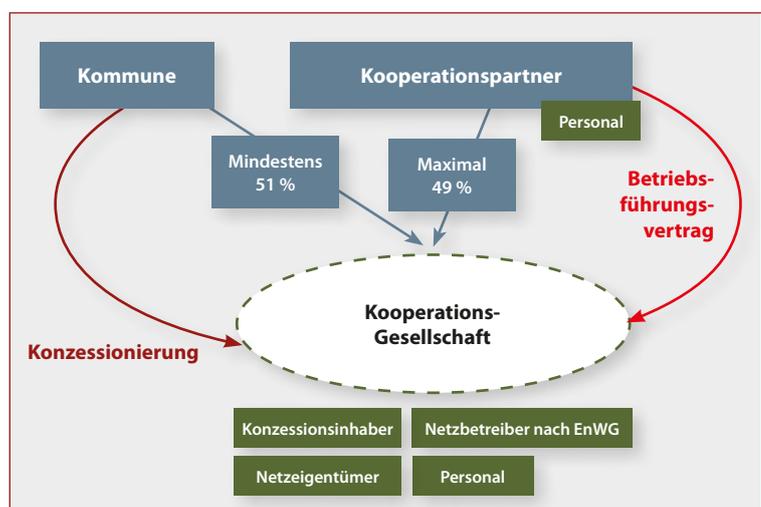
Betriebsführungsmodell

Das sogenannte Betriebsführungsmodell basiert auf dem Modell einer „Großen Netzgesellschaft“. Im Rahmen eines Betriebsführungsmodells schließt die Kooperations-

gesellschaft allerdings einen Betriebsführungsvertrag mit einem Dritten, im Regelfall mit dem Kooperationspartner, ab. Der Betriebsführungsvertrag beinhaltet dabei sowohl die kaufmännische (z.B. Buchhaltung, Erstellung von Jahresabschlüssen, Abschlussprüfungen, steuerliche Angelegenheiten und Gesellschafterbetreuung) als auch die technische Betriebsführung (z.B. Planung, Bau, Betrieb und Unterhaltung der Anlagen). Ebenso ist es möglich, die kaufmännische von der technischen Betriebsführung zu trennen.

Der Betriebsführer betreibt das Energieversorgungsnetz im Namen und auf Rechnung der Kooperationsgesellschaft als Netzbetreiber und Konzessionsinhaber. Der Betriebsführer nutzt für seine Leistungen entweder eigenes Personal oder solches, das ihm von der Kooperationsgesellschaft mittels eines Überlassungsvertrages bereitgestellt wird. Die Kooperationsgesellschaft wird Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Als Netzbetreiber ist die Kooperationsgesellschaft der Anreizregulierung ausgesetzt.

Im Betriebsführungsmodell wird zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner (alternativ einem Dritten) ein Betriebsführungsvertrag abgeschlossen. Gegenstand des Betriebsführungsvertrages ist die Übernahme der Geschäftsführung und damit der wirtschaftlichen Entscheidungskompetenz in der Kooperationsgesellschaft durch den Kooperationspartner. Im Umkehrschluss übernimmt der Kooperationspartner die Verantwortung für das Erreichen bestimmter wirtschaftlicher Mindestziele. Im Übrigen bleibt es auch im Betriebsführungsmodell dabei, dass das für den Netzbetrieb notwendige Personal im Wesentlichen bei der Kooperationsgesellschaft aufgebaut wird und die Gesellschaft den Netzbetrieb überwiegend eigenständig wahrnimmt, d.h. insbesondere nur in geringem Umfang Dienstleistungen vom Kooperationspartner oder einem Dritten bezieht.

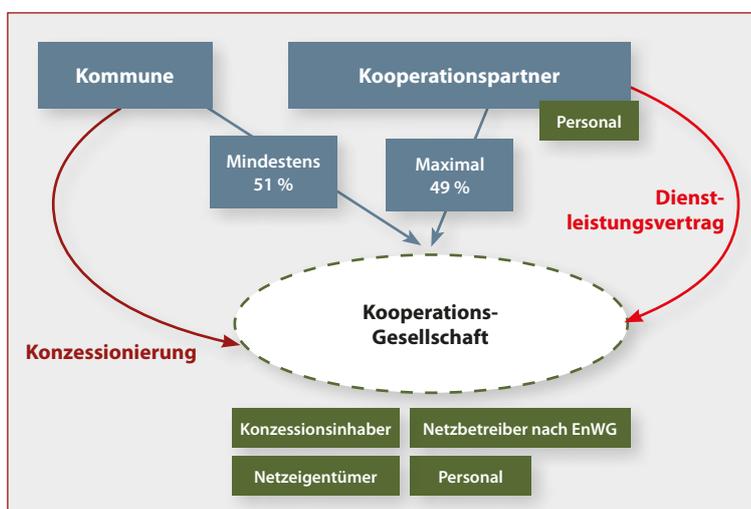


Das Betriebsführungsmodell in der grafischen Übersicht

Allerdings ist beim Betriebsführungsmodell vergaberechtlich darauf hinzuweisen, dass der Betriebsführungsvertrag bei Überschreiten gewisser Schwellenwerte ausschreibungspflichtig und unter Umständen das gesamte Konzessionsverfahren nach den strengen Anforderungen des Vergaberechts durchzuführen ist. Insofern kommt es darauf an, ob zwischen der Vergabe der Konzession und dem Abschluss des Betriebsführungsvertrages ein unmittelbarer Zusammenhang besteht. Dies dürfte jedenfalls dann anzunehmen sein, wenn sich der Kooperationspartner an der Gesellschaft nur deshalb beteiligt, um für diese Betriebsführungsleistungen zu erbringen. Wird der Betriebsführungsvertrag unabhängig vom Konzessionsverfahren abgeschlossen, wird das Verfahren hiervon nicht berührt. Sollte das Konzessionsverfahren mit der Suche nach einem gesellschaftsrechtlichen Kooperationspartner kombiniert werden, besteht für diesen die Gefahr, dass er trotz seiner gesellschaftsrechtlichen Beteiligung nicht Vertragspartner im Hinblick auf die Betriebsführung wird.

Dienstleistungsmodell

Ausgangspunkt des dritten Modells ist wiederum eine Kooperationsgesellschaft, die von der Gemeinde und einem Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner gegründet wird. Diese Kooperationsgesellschaft schließt mit der Gemeinde einen Konzessionsvertrag ab. Die Kooperationsgesellschaft übernimmt in der Folge das Eigentum an dem örtlichen Energieversorgungsnetz vom bisherigen Konzessionsnehmer. In der Kooperationsgesellschaft wird – soweit möglich – wenig bis kein eigenes Personal aufgebaut. Die Dienstleistungen im Bereich des technischen Netzbetriebs, des Zähl- und Messwesens (bei Zuständigkeit des Netzbetreibers), dem Elektronischen Datenmanagement und den Marktprozessen sowie den Managementservicefunktionen werden durch Dienstleistungsverträge mit dem Kooperationspartner sichergestellt.



Das Dienstleistungsmodell in der grafischen Übersicht

Die Kooperationsgesellschaft wird Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Als Netzbetreiber ist die Kooperationsgesellschaft der Anreizregulierung ausgesetzt.

Im Dienstleistungsmodell werden zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner (oder auch Dritten) Dienstleistungsverträge abgeschlossen. Im Gegensatz zum Betriebsführungsmodell übernimmt der Kooperationspartner nicht die Verantwortung für das Erreichen bestimmter wirtschaftlicher Mindestziele. Die Verantwortung für die Geschäftsführung und damit die wirtschaftliche Entscheidungskompetenz verbleiben unmittelbar bei der Kooperationsgesellschaft. Im Unterschied zur Großen Netzgesellschaft und zum Betriebsführungsmodell wird das für den Netzbetrieb notwendige Personal nicht vollumfänglich bei der Kooperationsgesellschaft aufgebaut.

Allerdings ist auch beim Dienstleistungsmodell vergaberechtlich wiederum darauf hinzuweisen, dass die Dienstleistungsverträge bei Überschreiten gewisser Schwellenwerte ausschreibungspflichtig werden können.

Pachtmodell

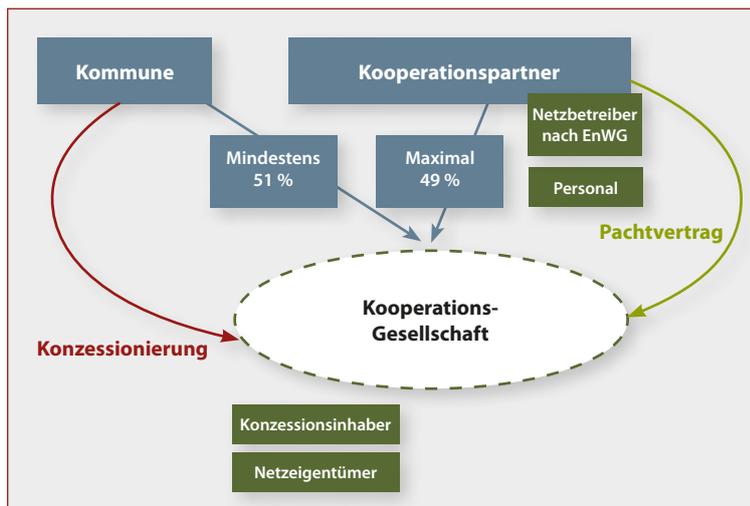
Auch im vierten Modell ist Grundlage die Errichtung einer Kooperationsgesellschaft durch die Gemeinde und ein Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner. Diese Kooperationsgesellschaft schließt wiederum mit der Gemeinde einen Konzessionsvertrag ab. Die Kooperationsgesellschaft übernimmt in der Folge das Eigentum an dem örtlichen Energieversorgungsnetz vom bisherigen Konzessionsnehmer. Anschließend verpachtet die Kooperationsgesellschaft das Energieversorgungsnetz an den Kooperationspartner oder an einen Dritten.

Im Pachtmodell wird nicht die Kooperationsgesellschaft Netzbetreiberin, sondern der Pächter. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung sind verschiedene Varianten denkbar. Im Folgenden wird unterschieden zwischen einem „reinen Pachtmodell“ und einem „Pachtmodell mit rücklaufenden Dienstleistungen“.

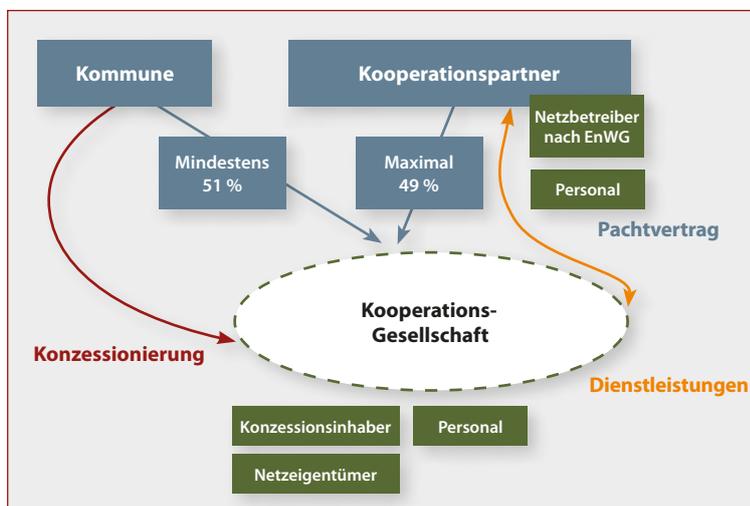
Das reine Pachtmodell

In der Kooperationsgesellschaft wird kein eigenes Personal aufgebaut. Die Kooperationsgesellschaft verpachtet das Energieversorgungsnetz an den Kooperationspartner oder einen Dritten. Dieser wird Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes.

Im reinen Pachtmodell wird zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner ein Pachtvertrag abgeschlossen. Gegenstand des Pachtvertrages ist die (Weiter-)Übertragung der Wegenutzungsrechte und der Nutzungsrechte an den Versorgungs-



Das reine Pachtmodell in der grafischen Übersicht



Das Pachtmodell mit rücklaufenden Dienstleistungen in der grafischen Übersicht

anlagen an den Pächter. Der Pächter erhält folglich die tatsächliche Sachherrschaft an den Versorgungsnetzanlagen und in der Konsequenz das Recht, das Netz im eigenen Namen und auf eigene Rechnung zu betreiben. Es ist nicht erforderlich, dass der Netzbetreiber zugleich Netzeigentümer ist. Als Gegenleistung für die Überlassung der Nutzungsrechte erhält die Verpächterin ein Pachtentgelt, das sich nach verschiedenen Methoden berechnen lässt. Mit der Festlegung der Berechnungsgrundlage für das Pachtentgelt ist unter anderem eine Risikoverteilung verbunden.

Die Verpachtung stellt für den Verpächter zwar keinen klassischen Beschaffungsvorgang dar. Jedoch kann der Abschluss eines Pachtvertrages auch der Konzessionsvergabeverordnung (KonzVG) unterfallen. Je nach gewählter Verfahrensart ist dann zum Beispiel im zweistufigen Verfahren eine Dritte Stufe (Vergabe Pachtvertrag) erforderlich. Die Umsatzerlöse der Kooperationsgesellschaft bestehen aus den Einnahmen aus der Verpachtung des Netzes (Pachtentgelt).

Das Pachtmodell mit rücklaufenden Dienstleistungen

Bei diesem Netzbewirtschaftungsmodell handelt es sich um eine besondere Form des Pachtmodells. Daher kann im Wesentlichen auf die obigen Ausführungen zum reinen Pachtmodell verwiesen werden. Der Unterschied besteht darin, dass die beteiligte Gemeinde beziehungsweise die Kooperationsgesellschaft hier stärker in die tatsächliche Ausführung des Netzbetriebs eingebunden ist als dies im reinen Pachtmodell der Fall ist. Auch in diesem Modell wird der Kooperationspartner Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Er übernimmt jedoch nicht die gesamten durch den Netzbetrieb anfallenden Aufgaben durch eigenes Personal, sondern lediglich vorher mit der beteiligten Gemeinde ausgehandelte und bestimmte Tätigkeiten. Die darüber hinaus gehenden Aufgaben des Netzbetriebs erbringt die Kooperationsgesellschaft durch Abschluss und Durchführung (verschiedener) Dienstleistungsverträge mit dem Kooperationspartner. Der Umfang der von der Kooperationsgesellschaft zu erbringenden Dienstleistungen kann grundsätzlich frei vereinbart werden. So bietet es sich an, mangels qualifizierten Personals der Kooperationsgesellschaft (beziehungsweise der beteiligten Gemeinde), zunächst nur ein geringes Aufgabenspektrum zu übernehmen und dieses mit

der Zeit zu erweitern. Für die vergaberechtliche Relevanz und die Auswirkungen auf das Konzessionsverfahren kann auf das Betriebsführungs- beziehungsweise Dienstleistungsmodell verwiesen werden.

Das Pachtmodell mit rücklaufenden Dienstleistungen stellt eine Mischung aus Dienstleistungsmodell und reinem Pachtmodell dar und verknüpft die Vorteile beider Netzbewirtschaftungsmethoden: Der Kooperationspartner und nicht die Kooperationsgesellschaft wird Netzbetreiber, die festen Einnahmen der Kooperationsgesellschaft sind durch das Pachtentgelt gesichert und durch die Erbringung der Dienstleistungen durch die Kooperationsgesellschaft wird die an dieser beteiligte Gemeinde stärker an der Wahrnehmung des Netzbetriebs beteiligt und ihr eigenes Personal mit der Zeit geschult. Durch das wachsende Fachwissen auf Seiten der Kooperationsgesellschaft könnte nach einer Einarbeitungszeit die Übernahme des Netzbetriebs durch die Kooperationsgesellschaft in Betracht kommen.



EINSTUFIGES ODER ZWEISTUFIGES VERFAHREN

Die Vergabe der Konzession und die Auswahl eines Kooperationspartners können jeweils separat in einem zweistufigen Verfahren vorgenommen oder, wegen des Zusammenhangs der zu treffenden Entscheidungen, in einem Verfahren verbunden werden.⁴²

Im zweistufigen Verfahren wird zunächst ein Verfahren über die Auswahl des Kooperationspartners durchgeführt (Stufe eins). Nach Abschluss dieses Verfahrens gründen die konzessionierenden Gemeinden mit dem Kooperationspartner, der das Auswahlverfahren gewonnen hat, eine Kooperationsgesellschaft, welche in einer zweiten Stufe als Bewerberin am Konzessionsverfahren teilnimmt. Die Rechtsprechung sieht hierin keine unzulässige Vorfestlegung, da die Auswahl eines Konzessionsvertragspartners in einem transparenten und diskriminierungsfreien Konzessionsverfahren gemäß § 46 Abs. 2 bis 6 EnWG zu erfolgen hat.⁴³ Gleichwohl kann es im Hinblick auf die gebotene Diskriminierungsfreiheit des Konzessionsverfahrens nachteilig sein, dass durch ein vorgeschaltetes Verfahren zur Suche eines Kooperationspartners zumindest der Anschein einer Vorfestlegung entstehen könnte. Zudem verursacht ein gesondertes Auswahlverfahren in Bezug auf den Kooperationspartner zusätzlichen Aufwand – gegebenenfalls sind auch die Vorgaben des formellen Vergaberechts zu beach-

ten⁴⁴ – der sich nur im Falle eines Obsiegens des Kooperationsmodells im anschließenden ergebnisoffenen Konzessionsverfahren rentiert.

Im einstufigen Verfahren wird die Vergabe der Konzession mit der Auswahl eines Kooperationspartners für die Umsetzung einer Kooperation (IÖPP) in einem Verfahren verbunden. Sofern sich eine Gemeinde für ein einstufiges Verfahren entscheidet, muss die Gemeinde Auswahlkriterien sowohl für die Konzessionsvergabe als auch für die Auswahl des Kooperationspartners aufstellen. Eine mögliche Kooperationsgesellschaft, deren Anteile unmittelbar oder mittelbar teilweise von der die Konzession vergebenden Gemeinde gehalten werden, muss sich genauso dem Wettbewerb um die Konzession stellen, wie jeder andere Bewerber auch. Kooperationsmodelle (IÖPP) dürfen nur umgesetzt werden, wenn die vorgesehene Kooperationsgesellschaft auf der Grundlage der für die Konzessionsvergabe relevanten Auswahlkriterien das beste Angebot abgegeben hat und damit die Konzession erhalten würde. Bei diesem Verfahren wird der Anschein einer Vorfestlegung vermieden. Allerdings ist die Verbindung von Konzessionsverfahren und Kooperationspartnersuche rechtlich ebenfalls komplex. Die Europäische Kommission hat sich in ihrem Leitfaden zur Umsetzung einer IÖPP für den Weg eines verbundenen Verfahrens ausgesprochen.⁴⁵

42 Vgl. Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage vom 21.5.2015, Rz. 27.

43 Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 9.1.2013, Az. VII-Verg 26/12.

44 So OLG Düsseldorf a. a. O.

45 Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen in Bezug auf die Anwendung der gemeinschaftsrechtlichen Rechtsvorschriften für öffentliche Aufträge und Konzessionen auf institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaften (IÖPP) vom 5.2.2008 [C(2007)6661], S. 5 f.

III. Zulässige Kriterien für die Auswahl des Vertragspartners

Die aktuelle Bundesregierung hatte sich in ihrem Koalitionsvertrag das Ziel gesetzt, die bestehenden Unsicherheiten bei der Konzessionsvergabe zu beseitigen.⁴⁶ Diese Ausgangssituation vorweggenommen, lässt sich leider feststellen, dass gerade bei der Frage zulässiger Kriterien für die Auswahl des Vertragspartners mit der am 3.2.2017 in Kraft getretenen Reform der §§ 46 ff. EnWG keine wirkliche Verbesserung eingetreten ist.

Vor dem Abschluss des Konzessionsvertrages steht der Prozess der Konzessionsvergabe. Gemeinden und Städten steht es grundsätzlich frei, an wen sie die Konzession für den zukünftigen Betrieb der örtlichen Strom- und Gasnetze vergeben. Sofern sich mehrere Unternehmen um den Abschluss des neuen Konzessionsvertrages bewerben, müssen sie jedoch im Rahmen eines transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens auf der Grundlage gewichteter Kriterien eine Auswahlentscheidung treffen.⁴⁷ Die Wahl des Vertragspartners erfolgt aus dem jeweiligen Bewerberkreis, auszuwählen ist der Bewerber, der nach den mitgeteilten Auswahlkriterien das beste Angebot abgegeben hat.

Bei der Auswahlentscheidung sind die Gemeinden und Städte gemäß § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet. Seit der EnWG-Novelle 2011 ist ausdrücklich geregelt, dass die Ziele des § 1 EnWG bei der gemeindlichen Auswahlentscheidung durch die Gemeinde zu berücksichtigen sind. Die Gemeinden müssen also bei der Festlegung ihrer Auswahlkriterien sicherstellen, dass die Strom- und Gasversorgung ihrer Einwohner möglichst sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltverträglich durchgeführt wird und zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

Der Bundesgerichtshof (BGH) hat in seinen Urteilen vom 17.12.2013⁴⁸ entschieden, dass die Auswahlkriterien vorrangig an den Zielen des § 1 EnWG zu orientieren sind. Gemäß § 46 Abs. 4 Satz 2 EnWG n.F. sollen zur Stärkung kommunaler Belange nunmehr auch Kriterien zulässig sein, die die Umsetzung von Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft gewährleisten.

Aus den rechtlichen Rahmenbedingungen zu den Auswahlkriterien ergeben sich für die Konzessionsvergabe zwei zentrale Anforderungsbereiche, die häufig als sepa-

rate Bestandteile von den Bewerbern im Angebot gefordert werden:

- Konzessionsvertrag (eventuell als Vorlage durch die Vergabestelle bereitgestellt) und gegebenenfalls Erläuterungen zu den Änderungen im Konzessionsvertrag (Kriterien zur Ausgestaltung des Konzessionsvertrags)
- Netzbewirtschaftungskonzept mit den Erläuterungen zu den netzbezogenen und damit stark technisch fokussierten Wertungskriterien der § 1 EnWG Zielstellung.

Für die dargestellten Bereiche ist ein geeigneter Kriterienkatalog zu erstellen, der rechtlich zulässig, aber insbesondere auch fachlich korrekt ist. Die Auswahl „netzbezogener Kriterien“ wie auch die spätere Auswertung der Bewerbungen zu diesen Kriterien stellt einen kritischen Erfolgsfaktor für das Verfahren dar. Anders formuliert stellt die Auswahl fachlich unsauber festgelegter netzbezogener und damit technischer Kriterien beziehungsweise deren unfachmännische Bewertung ein Risiko bei der erfolgreichen Verfahrensdurchführung dar.

Im Folgenden sollen anhand der Aussagen der Rechtsprechung des BGH und der Oberlandesgerichte die Auswahlkriterien dargestellt werden, die als zulässig erachtet werden und daher bei dem Konzessionsvergabeverfahren zugrunde gelegt werden dürfen:

„NETZBEZOGENE KRITERIEN“ DES § 1 ENWG

Die gesetzliche Verpflichtung zur Beachtung der netzbezogenen Kriterien des § 1 EnWG wurden durch die Grundsatzurteile des BGH⁴⁹ und der Oberlandesgerichte konkretisiert. Im Kern sollen die Kriterien gewährleisten, dass die leitungsgebundene Versorgung im Gemeindegebiet möglichst sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltverträglich ist.

Die netzbezogenen Kriterien sollen bei der Gewichtung vorrangig mit mindestens 50 Prozent bewertet werden.⁵⁰ Das Bundeskartellamt empfiehlt im Gemeinsamen Leit-

46 Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD der 18. Legislaturperiode „Deutschlands Zukunft gestalten“ vom 14.12.2013.

47 Vgl. hierzu Kapitel II „Einleitung des Auswahlverfahrens“.

48 BGH, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, vgl. Fn. 14 a. a. O.

49 BGH, Urteile vom 17.12.2013 Az. KZR 65/12 und KZR 66/12.

50 BGH Az. KZR 65/12, Rn 84.

faden mit der Bundesnetzagentur eine Gewichtung dieser Kriterien mit mindestens 70 Prozent der insgesamt zu vergebenen Gesamtpunktzahl.⁵¹

Sicherheit und Qualität des Netzbetriebes

Das Kriterium des sicheren Netzbetriebes mit den Aspekten der Zuverlässigkeit der Versorgung und Ungefährlichkeit des Betriebs der Verteilungsanlagen muss nach Ansicht des BGH aufgrund seiner fundamentalen Bedeutung für die Versorgungssicherheit bei der Bewertung angemessen berücksichtigt werden.⁵² Dabei kommen die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers und die Sach- und Personalausstattung als Wertungskriterien in Betracht. So kann es hier eine Rolle spielen, in welcher Zahl qualifiziertes Personal vor Ort beschäftigt ist und in welchen Abständen die Prüfung und Wartung der Netze erfolgt, um einen möglichst störungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten. Zudem können konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit, z.B. Reduzierung von Ausfallzeiten, sowie Investitionen zur bedarfsgerechten Optimierung und zum Ausbau bewertet werden.

Preisgünstigkeit⁵³

Bei der Preisgünstigkeit des Netzbetriebes können Städte und Gemeinden die zu erwartende Höhe und Struktur der Netznutzungsentgelte, Baukostenzuschüsse sowie

Anschlusskostenbeiträge für das ausgeschriebene Konzessionsgebiet bewerten. Trotz der Regulierung der Netznutzungsentgelte können hier erhebliche Unterschiede zwischen Bewerbern bestehen. Dabei ist eine möglichst zuverlässige Prognose der Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien, wie unterschiedliche Kosten für technische oder galvanische Entflechtung, zu berücksichtigen. Zur Beurteilung, ob es sich um eine preisgünstige Stromversorgung handelt, ist die Höhe des Netznutzungsentgeltes von großer Bedeutung.⁵⁴ Gleichwohl ist eine gewisse Prognoseunsicherheit insbesondere bei Neubewerbern zu beachten, soweit kaufmännische Informationen zu den Verteilungsanlagen nicht vorliegen. Laut dem BGH kann das Kriterium des „Gemeinderabatts“ die Bewertung eines Angebots im Hinblick auf den Gesetzeszweck einer preisgünstigen Versorgung nicht ersetzen.⁵⁵

Verbraucherfreundlichkeit

Im Sinne eines verbraucherfreundlichen Netzbetriebes können die Erreichbarkeit und der Betrieb von Kundencentern in örtlicher Nähe sowie der Umgang mit Beschwerden (Beschwerdemanagement, Kundenservicestandards) zulässige Kriterien sein. Entscheidend kommt es darauf an, dass möglichst kurze Reaktionszeiten bei Störungen gewährleistet werden und wie der Service vor Ort, etwa durch Kundenbüros oder Telefon- und Internetservice, ausgestaltet ist. Zudem können auch das Netzanschlussmanagement und deren Bereitstellung bewertet werden (z.B. Verpflichtung, Anschlüsse innerhalb bestimmter Fristen herzustellen). Weiterhin soll sich nach der Begründung des Gesetzes die besondere Verbraucherfreundlichkeit dadurch ausdrücken können, dass intelligente Messsysteme und Zähler angeboten werden, welche dem Verbraucher eine präzise Verbrauchsvisualisierung ermöglichen.⁵⁶

Effizienz

Für die Effizienz des Netzbetriebes können eine Reihe von Kriterien zugrunde gelegt werden. Davon erfasst sind sowohl Aspekte der Kosteneffizienz als auch der Energieeffizienz. Die Gemeinden haben bei der Auswahl der einzelnen Kriterien bei der Effizienz einen weiten Spielraum.⁵⁷ Bei der Kosteneffizienz können die derzeitige Kosteneffizienz sowie Potenziale zur Steigerung der Kosteneffizienz Berücksichtigung finden (effiziente Ressourcennutzung, Nutzung von Synergien, z.B. in den Bereichen der Wasser-

51 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage vom 21.5.2015, Rn. 32, Fn. 53.

52 Der BGH (Az.: KZR 66/12, Rn. 85) verweist als Orientierungshilfe auf den Musterkriterienkatalog der Energiekartellbehörde Baden-Württemberg vom 9.7.2013, wonach die Netzsicherheit mit mindestens 25 Prozent der möglichen Gesamtpunktzahl zu gewichten ist.

53 Höchststrichtrichlerlich noch nicht entschieden und kontrovers diskutiert wird, ob die Höhe des Netznutzungsentgeltes unmittelbar als Auswahlkriterium zu verwenden ist oder ob die Versorgungsstruktur des Bewerbers mit zu berücksichtigen ist. Aus Sicht der einzelnen konzessionierenden Gemeinde ist es zunächst unerheblich, wie das Netznutzungsentgelt des Bewerbers zustande kommt. Von daher ist die Gemeinde entsprechend dem auf ihr Konzessionsgebiet bezogenen Verfahrensgegenstand an niedrigen Netzentgelten für sich selbst, ihren Bürgern sowie Gewerbetreibenden interessiert, unabhängig davon, wie diese zustande kommen. Aus Sicht des Bewerbers hingegen beeinflusst die zugrunde liegende Versorgungsstruktur seines Gesamtgebietes die Höhe seiner Kosten und damit seiner Netznutzungsentgelte. Aus regulatorischen Gründen ist der Bewerber gehindert, für jedes einzelne Konzessionsgebiet separate Netzentgelte zu kalkulieren. Netzbetreiber mit ungünstiger Versorgungsstruktur versuchen in Konzessionswettbewerben sehen sich daher häufig, einer Berücksichtigung von Strukturunterschieden in den Versorgungsgebieten geltend zu machen und sehen sich bei einem reinen Preisvergleich diskriminiert. Ein unmittelbar auf die Höhe des prognostizierten künftigen Netznutzungsentgeltes bezogenes Auswahlkriterium ist in der instanzgerichtlichen Rechtsprechung bislang häufig als zulässig erachtet worden (vgl. OLG Celle, Urteil vom 17.3.2016 – 13 U 141/15 (Kart) und vom 26.1.2017 – 13 U 9/16 (Kart); OLG Düsseldorf, Urteil vom 23.12.2015 – VI-2 U (Kart) 4/15; OLG Karlsruhe, Urteil vom 3.4.2017 – 6 U 153/16 (Kart); LG Magdeburg, Urteil vom 10.5.2017 – 36 O 15/16; wohl a. A. OLG Stuttgart, Urteil vom 19.11.2015 – 2 U 60/15; LG Frankfurt, Urteil vom 8.3.2017 – 3-08 O 141-16). Die Netzbetriebskonzepte, die im Konzessionswettbewerb vorzulegen sind, können hingegen Aufschluss über die Ansätze des Bewerbers zur Kostenminimierung im Netzbetrieb unter sachgerechter Berücksichtigung der Versorgungsstruktur geben, wenn die Gemeinde diese über einen reinen Preisvergleich hinaus transparent als bewertungsrelevant einstuft. Bei der Bewertung des Kriteriums Preisgünstigkeit sollte die Analyse der Netzbetriebskonzepte insofern eine wichtige Rolle einnehmen.

54 OLG Düsseldorf, Urteil vom 23.12.2015 – Az. VI-2 U (Kart) 4/15.

55 Mit einer preisgünstigen Versorgung beim Netzbetrieb werden laut dem BGH (Az.: KZR 66/12, Rn. 87) lediglich die nicht rabattierten Netzentgelte angesprochen, auch wenn der Rabatt durch eine größere Leistungsfähigkeit der Gemeinden der Allgemeinheit zugutekommt.

56 BT-Drs. 18/8184 vom 21.4.2016 S. 14.

57 OLG Düsseldorf, Az. VI-2 U (Kart) 4/15 ebenfalls OLG Celle 13 U 9/16.

oder Wärmeversorgung, aber auch die Gewährleistung effizienter Organisations- und Personalstrukturen). Bei der Energieeffizienz können beispielsweise Maßnahmen zur Verringerung von Netzverlusten (im Strombereich) und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz eigener Einrichtungen (Anlagen, Gebäude, Fahrzeuge) bewertet werden. Dabei können auch sogenannte regulatorische Effizienzwerte,⁵⁸ die sich regelmäßig nicht auf das konkrete Konzessionsgebiet, sondern auf den gesamten Netzbereich des Netzbetreibers beziehen, als Kriterium herangezogen werden.⁵⁹ Die kleineren Netzbetreiber haben die Möglichkeit, anstelle der Ermittlung der regulatorischen Effizienzwerte am vereinfachten Verfahren teilzunehmen. Dabei wird als Effizienzwert der durchschnittliche Wert aller bundeseinheitlicher Effizienzvergleiche genommen, sodass dieser dann kein unternehmensindividuelles Kriterium darstellt. Eine Verpflichtung, dem Effizienzwert ein eigenes Gewicht beizumessen, besteht nach der Entscheidung des OLG Celle jedenfalls nicht.⁶⁰ In allen Fällen, in denen kein belastbarer Effizienzwert vorliegt, sind die vorhandenen Indizien heranzuziehen, die ein effizientes Verhalten des Netzbetreibers belegen. Verhaltensweisen, die der Anreizregulierungsverordnung widersprechen, dürfen nicht belohnt werden.⁶¹ Schließlich können sich gerade auch durch Netzübernahmen Potenziale für Effizienzsteigerungen ergeben, die in den regulatorischen Effizienzwerten nicht abgebildet sind. Aus diesen Gründen können die regulatorischen Effizienzwerte allenfalls Anhaltspunkte für die aktuelle Effizienz des Netzbetreibers geben.

Umweltverträglichkeit beziehungsweise netzbezogener Beitrag zum Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien

Unter dem Gesichtspunkt kommen Wertungskriterien in Betracht, die darauf abzielen, das Netz an die zunehmende dezentrale Einspeisung von beispielsweise Erneuerbare-Energien-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen anzupassen. Dabei können neue Technologien, Speicher (z. B. Power to Gas, Batteriespeicher) und die verstärkte Steuerung von Energieerzeugung und Verbrauch (dezentrales Lastmanagement, smart grid, smart meter) eine besondere Rolle spielen. Auch die Schaffung der netztechnischen Voraussetzungen für den Ausbau der Elektromobilität kann bewertet werden. Der BGH nennt in seinen Urteilen vom 17.12.2013 auch den Umfang der Bereitschaft zur Erdverka-

belung oder zur Verlegung von Leerrohren als zulässige Auswahlkriterien.⁶² Zu denken wäre insgesamt an die Schonung des Ortsbildes durch die ästhetisch ansprechende Ausgestaltung von Netzanlagen. Auch Beratungsleistungen zur Entwicklung der lokalen oder regionalen umweltverträglichen Energieversorgung, Bürgerinformation zur Akzeptanzstärkung können als Kriterien zugrunde gelegt werden, z. B. durch die Aufstellung eines Umweltentwicklungsplans, Konzepte für optimale Einbindung erneuerbarer Energie, Öffentlichkeitsarbeit über Umstellung des Energiesystems und Netzausbau. Zu beachten ist dabei aber das Nebenleistungsverbot nach § 3 der Konzessionsabgabenverordnung (KAV), wonach Finanz- und Sachleistungen, die unentgeltlich oder zu einem Vorzugspreis gewährt werden, unzulässig sind.⁶³

Gesichtspunkte der Umweltverträglichkeit können sich auch auf das Netzmanagement und Wartungsmaßnahmen des allgemeinen Netzbetriebes beziehen. Dabei können z. B. kurze Anfahrtswege oder Nutzung von umweltschonenden Fahrzeugen (CO₂-Ausstoß), die Verwendung umweltschonender Materialien beziehungsweise die Entfernung umweltschädlicher Materialien aus vorhandenen Anlagen, die Reststoff- und Abfallverwertung, die Minimierung von Flächenverbrauch, die Schonung von Bäumen bei der Verlegung von Leitungen sowie der Vogelschutz bei Freileitungen eine Rolle spielen.

Gemeindliche Einflussmöglichkeiten auf einen Netzbetrieb

Bei der Frage, inwiefern die Gemeinde auch ihre Einflussmöglichkeiten auf betriebliche Entscheidungen des Netzbetreibers im Sinne des § 1 EnWG und deren Umfang in den Auswahlkriterien berücksichtigen darf, muss laut dem BGH differenziert werden. Die Gemeinde darf grundsätzlich ein Angebot besser bewerten, das es ihr erlaubt, auch nach der Konzessionsvergabe ein legitimes Interesse an der Ausgestaltung des Netzbetriebes zu verfolgen. Dazu zählen etwa Einflussmöglichkeiten der Gemeinde auf Effizienz, Sicherheit und Preisgünstigkeit des Netzbetriebs oder zur Absicherung ihrer Planungshoheit bei Netz- oder Kapazitätserweiterungen oder Maßnahmen zur Modernisierung des Netzes. Die Einflussnahmemöglichkeiten der Gemeinde können insofern durch die Abfrage von Informations- und Mitwirkungsrechten im Konzessionsvertrag bewertet

58 Die von der Bundesnetzagentur im Rahmen Entgelt- oder Erlöskontrolle ermittelten Effizienzwerte nach §§ 12 ff. und § 24 Abs. 2 der Anreizregulierungsverordnung (ARRegV).

59 OLG Düsseldorf, Az. VI-2 U (Kart) 4/15.

60 OLG Celle Az. 13 U 9/16, Rn. 65.

61 BT-Drs. 18/8184 vom 21.4.2016 S. 14.

62 BGH, Az. KZR 66/12, Rn. 49.

63 Vgl. hierzu insbesondere die Urteile des OLG München vom 26.9.2013, Az. U 3589/12 Kart und U 3587/12 Kart: Das OLG befasst sich mit der Vereinbarkeit von Klauseln in Konzessionsverträgen, die die Unterstützung des neuen Konzessionsnehmers bei kommunalen und regionalen Energiekonzepten oder für Maßnahmen, die dem sparsamen und ressourcenschonenden Umgang vorsehen (vgl. hierzu im Detail in diesem Kapitel unter „zulässige/unzulässige Nebenleistungen“).

werden. Sofern die Gemeinde bestimmte Einflussnahmemöglichkeiten (konzessionsvertragliche Informations- und Mitwirkungsrechte) für unverzichtbar hält, hat sie dies im Rahmen einer Leistungsbeschreibung oder Mindestanforderung für alle Angebote der Bewerber verbindlich vorzugeben. Die zusätzliche Berücksichtigung der ordnungsgemäßen Angebote bei den Auswahlkriterien ist dann nicht mehr möglich.⁶⁴

Sofern es allerdings um den Einfluss der Gemeinde durch eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung am Netzbetreiber geht, setzt der BGH eindeutige Grenzen. Danach darf die Bereitschaft eines Bewerbers, die das Wegerecht anbietende Gemeinde wirtschaftlich oder gesellschaftsrechtlich am Netzbetrieb zu beteiligen, jedenfalls für sich genommen kein sachliches Kriterium für dessen Bevorzugung sein.⁶⁵ Auch hier müssen die Grenzen der KAV eingehalten werden, zu denen insbesondere auch das Verbot gehört, Verpflichtungen zur Übertragung von Versorgungseinrichtungen ohne wirtschaftlich angemessenes Entgelt zu vereinbaren (§ 3 Abs. 2 Nr. 2 KAV). Etwaige Kriterien, die auf eine Netzgesellschaft bezogen sind, dürfen grundsätzlich nur dann zum Tragen kommen, wenn eine Konkretisierung der energiewirtschaftlichen Ziele des Netzbetriebs nicht in anderer Weise – etwa durch die Regelungen des Vertragsrechts – angemessen Rechnung getragen werden kann. Die Gemeinde muss dabei die mit einer Beteiligung am Netzbetrieb verbundenen Gegenleistung (insbesondere der Anteilskaufpreis) und Risiken der Gemeinde angemessen berücksichtigen.

Zusammenführung der netzbezogenen Kriterien des § 1 EnWG im Netzbewirtschaftungskonzept

Mit den genannten „netzbezogenen Kriterien“ soll der Netzbetreiber seine Leistungsfähigkeit für den Betrieb des Netzes im Konzessionsgebiet nach den Zielen des § 1 EnWG nachweisen. Der Aufbau des Konzepts folgt in der Struktur daher üblicherweise den fünf Zielen des § 1 EnWG. Da die Ziele nicht widerspruchsfrei sind oder anders formuliert umfangreiche Wirkungszusammenhänge zwischen den netzbezogenen Kriterien zu den einzelnen Zielen existieren, ist eine ganzheitliche Betrachtung in einem Konzept durchaus zielführend. Um die Ausführungen zu den Kriterien nachvollziehen und damit plausibilisieren zu können, sind bei den Kriterien zum Netzbetrieb folgende ergänzende Anforderungen zu stellen:

- Ausführungen sollten nach Möglichkeit auf das neu zu vergebende Konzessionsgebiet abstellen.
- Es sollten Aussagen zum Bestandsnetzgebiet des Bewerbers Erläuterungen zur Übertragbarkeit auf das zu vergebende Konzessionsgebiet enthalten.
- Es ist auf eine nachvollziehbare Herleitung der Angaben zu achten.
- Ausführungen sollten quantitativ belegt werden (Kennzahlen/Belege/Zertifikate) und sich an bewährten Standards (beispielsweise regulatorischen Instrumenten) orientieren.
- Die Vorgehensweise des Bewerbers sollte durch die Darstellung von Konzepten beziehungsweise Prozessen nachvollziehbar sein.
- Schaffung von Standards (Format-, Datenvorgaben) beziehungsweise Vorgaben von Prämissen erleichtern die Vergleichbarkeit.

Als Ergänzung zur plausiblen Nachvollziehbarkeit wird durch die Schaffung einer Verbindlichkeit von Zusagen (Übernahme von Zusagen in den Konzessionsvertrag beziehungsweise Netzbewirtschaftungskonzept als Anlage zum Vertrag) ebenfalls der Umsetzbarkeit der Angebote angereizt.

Im Netzbewirtschaftungskonzept führen die oben genannten Anforderungen für einen nennenswerten Teil der Kriterien zu einem mehrdimensionalen Aufbau der Ausführungen in der Bewerbung. Die für das Netz im zu vergebenden Konzessionsgebiet zu erfüllenden Aufgaben umfassen dabei:

- Die personelle Dimension: Ist für die Erfüllung der Aufgaben im neuen Konzessionsgebiet zusätzliches Personal erforderlich beziehungsweise wie kann die Aufgabe mit dem Bestandspersonal des Bewerbers erfüllt werden? Ist eine ausreichende Qualifikation sichergestellt?
- Die materielle Dimension: Steht ausreichend Material für die Erfüllung aller Aufgaben im zu vergebenden Konzessionsgebiet zur Verfügung?
- Die finanzielle Dimension: Ist der Bewerber langfristig in der Lage, einen sicheren und nachhaltigen Netzbetrieb zu gewährleisten?
- Die konzeptionelle Dimension: Hat der Bewerber den besten Lösungsansatz/die beste Vorgehensweise für die Herausforderung/Aufgabe?

Mit diesem Ansatz wird der Bewerber in die Lage versetzt, die Leistungsfähigkeit der Bewerber plausibel und nachvollziehbar zu bewerten und zu vergleichen.

64 Rn., OLG Celle Urteil vom 26.1.2017 – 13 U 9/16, Rn. 55 ff.

65 BGH, Az.: KZR 66/12, Rz. 53.

Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft nach § 46 IV 2 EnWG

Mit der am 3.2.2017 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wird nun ausdrücklich die Möglichkeit in das Gesetz aufgenommen, Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft als Kriterien im Konzessionsverfahren zu berücksichtigen. Diese notwendige Anpassung des § 46 EnWG ist sehr zu begrüßen. Der Entscheidungsspielraum der Gemeinden wird dabei allerdings dadurch eingeschränkt, dass die Kriterien nur unter Beachtung netzwirtschaftlicher Anforderungen und dort insbesondere der Kosteneffizienz und der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden sollen. Eine Definition der Kriterien findet sich in der Begründung zum Gesetz nicht. Im Rahmen der Ausschussberatungen haben die Regierungsfractionen aus CDU/CSU und SPD zur Bedeutung des neuen § 46 IV 2 EnWG vermerkt, dass die Kriterien der örtlichen Gemeinschaft kommunale Bewerber gegenüber anderen Bewerbern nicht bevorzugen dürfen.⁶⁶ Die textliche Nähe der „netzwirtschaftlichen Anforderungen“ zu dem Verweis auf die Ziele des § 1 EnWG legt eine Anlehnung an diese Kriterien nahe, da auch die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz Aspekte dieser Ziele sind. Wie das genaue Verhältnis der neu hinzugekommenen Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft zu den netzbezogenen Kriterien des § 1 EnWG ist, ergibt sich aus dem Gesetz nicht.

Allerdings ist für mögliche Rechtsstreitigkeiten zu beachten, dass der Wille des Gesetzgebers nur eine von vier anerkannten juristischen Auslegungsmethoden ist. Das Bundesverfassungsgericht hat in seiner Entscheidung aus dem Jahr 2016 klargestellt, dass die Gerichte bei der Auslegung und Anwendung des Energiewirtschaftsgesetzes die besondere Bedeutung der in Art. 28 Abs. 2 GG niedergelegten Garantie der kommunalen Selbstverwaltung zu beachten haben.⁶⁷

Die Novelle des Gesetzes führt damit nicht zu der im Vorfeld gewünschten Rechtssicherheit für die Gemeinden, sondern kodifiziert die bisherige BGH-Rechtsprechung.

Der kommunale Entscheidungsspielraum bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten für die leitungsgebundene Energieversorgung bleibt somit auslegungsbedürftig und solange rechtlich ungeklärt, bis es wieder eine höchstgerichtliche Entscheidung zur neuen gesetzlichen Regelung

gibt. Die größten Einflussmöglichkeiten bestehen weiterhin bei der Gewichtung der einzelnen netzbezogenen Kriterien des § 1 EnWG. Die Gemeinde hat nach § 46 Abs.4 S.3 EnWG die Möglichkeit, aufgrund der Kenntnisse der örtlichen Gegebenheiten eine optimale Gewichtung im Hinblick auf die bestehenden Herausforderungen und den Anforderungen des Netzgebietes zu treffen.⁶⁸

Daneben können nach der Rechtsprechung des BGH auch fiskalische Interessen bei der Konzessionsvergabe Berücksichtigung finden, wenn ein direkter Bezug zum Konzessionsvertrag hergestellt werden kann.⁶⁹ Rein fiskalische Interessen ohne diesen Bezug und die zudem auch über das erlaubte Maß nach der KAV hinausgehen, werden dagegen als unzulässig eingestuft.⁷⁰

Die Novelle der für das Konzessionsverfahren maßgeblichen Vorschriften hat aus jetziger Sicht nicht die geforderte Klarheit und Rechtssicherheit gebracht. Die künftige Ausgestaltung des Verfahrens bleibt aus Sicht der Gemeinden weiter mit Rechtsunsicherheit behaftet. Insbesondere wird man sich künftig die Frage stellen müssen, ob der Aufwand für die Vorbereitung und Durchführung des Verfahrens noch in einem angemessenen Verhältnis zum Ertrag durch die Konzessionsvergabe steht. Insbesondere für Gemeinden mit einer kleinen Verwaltungsstruktur sind umfangreiche Konzessionsverfahren ohne rechtliche und energiewirtschaftliche Beratung nicht durchführbar. Der DStGB hat sich stets für eine Vereinfachung der einschlägigen Vorschriften im EnWG eingesetzt und wird dies auch in Zukunft tun, damit Gemeinden – ungeachtet von Größe und Verwaltungskraft – die Verfahren mit einem zufriedenstellenden Ergebnis durchführen können.

KRITERIEN ZUR AUSGESTALTUNG DES KONZESSIONSVERTRAGES

Konzessionsverträge enthalten regelmäßig folgende Schwerpunktbereiche:

1. das Recht zur Wegenutzung einschließlich Bau und Betrieb von Leitungen,
2. die Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe,
3. die Regelung sonstiger zulässiger Leistungen nach § 3 KAV, dabei insbesondere den Gemeinderabatt,
4. netzbezogene Rechte und Pflichten einschließlich Endschäftsbestimmungen.

66 BT-Drs. 18/10503 S. 6 „Im Sinne eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs um die Wegenutzungsrechte muss die administrierende Gemeinde die Auswahlkriterien so wählen und ausgestalten, dass sie jeder Bewerber gleichermaßen erfüllen kann. Insbesondere dürfen die aufgestellten Kriterien kommunale Bewerber gegenüber sonstigen Bewerbern nicht bevorzugen. Dies gilt auch für die Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft im Sinne der neu geschaffenen Vorschrift.“

67 2 BvR 2953/14 Rn. 23.

68 OLG Celle Urteil vom 26.1.2017 – 13 U 9/16, Rn. 30.

69 BGH KZR 66/12, Rn. 75.

70 Der BGH nennt im Fall KZR 66/12, Rn. 94, die Kriterien der „Höhe des kommunalen Anteils an Netzen“ oder „kommunaler Vermögenszuwachs“.

Der Gesetzgeber hat durch die in der KAV enthaltenen gesetzlichen Vorgaben den Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Höhe der zu zahlenden Konzessionsabgabe erheblich beschränkt. Faktisch spielt jedoch die Höhe der angebotenen Konzessionsabgabenzahlung für die Auswahlentscheidung der Gemeinde ohnehin keine bedeutende Rolle, da die Gemeinde den Abschluss eines Konzessionsvertrages verweigern kann, wenn der Vertragspartner nicht die zulässigen Höchstsätze nach der KAV anbietet (§ 46 Abs. 1 Satz 2 EnWG), und die Bewerber auch regelmäßig die zulässigen Höchstsätze anbieten. Die Gemeinden können die Zahlung von Konzessionsabgaben nach der KAV insofern auch zum Bestandteil der Leistungsbeschreibung oder Mindestanforderungen machen und auf die Rechtsfolge des § 46 Abs. 1 Satz 2 EnWG hinweisen.

Eine zusätzliche Einschränkung der Parteiautonomie sieht § 3 KAV hinsichtlich der Leistungen vor, die neben der Zahlung der KA überhaupt gewährt werden dürfen.⁷¹

Der BGH hat in seinen Urteilen vom 17.12.2013 ausdrücklich zu den oben aufgeführten Kriterien 1. bis 4. Stellung genommen.

Das Gericht sieht die auf den wirtschaftlichen Vorteil der Gemeinde gerichteten Auswahlkriterien wie „Konzessionsabgabe“, „Gemeinderabatt“, „Abschlagszahlungen“ und „Folgekostenübernahme“ als zulässig an, soweit sie sich im Rahmen des nach der Konzessionsabgabenverordnung rechtlich Zulässigen halten und einen sachlichen Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrages aufweisen.⁷²

Nach der Auffassung des BGH sind die Kriterien „Endschaftsbestimmung“ und „Kaufpreisregelung“ ebenfalls nicht zu beanstanden. Diese Kriterien haben einen eindeutigen sachlichen Bezug zum Konzessionsvertrag und dienen darüber hinaus gerade dazu, den Wettbewerb um das Netz zu fördern.⁷³ Auch die „Vertragslaufzeit“ ist kein sachfremdes Entscheidungskriterium. Die Gemeinden können – so der BGH – auch eine kürzere Laufzeit des Konzessionsvertrages als 20 Jahre abfragen und entsprechende Angebote besser bewerten. Der Wunsch nach einer baldigen, erneuten diskriminierungsfreien Entscheidung über die Fortsetzung des Vertragsverhältnisses ist grundsätzlich nicht zu beanstanden. Nur wenn sich bestimmte potenzielle Bewerber anders als etwa ein Eigenbetrieb nicht auf kurze Laufzeiten einlassen könnten, kann sich eine Diskriminierung ergeben.

Zu den Punkten im Einzelnen:

71 Vgl. hierzu bereits unter Rn. 27 und im Detail unter „zulässige/unzulässige Nebenleistungen“.

72 BGH, Az.: KZR 66/12, Rn. 74.

73 BGH, Az.: KZR 66/12, Rn. 78.

WEGENUTZUNG UND KONZESSIONSABGABEN

Grundlagen

§ 48 Abs. 1 Satz 1 EnWG definiert Konzessionsabgaben als Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen. Die Konzessionsabgabe stellt demnach die Gegenleistung für die Wegenutzung dar. Schuldner der Konzessionsabgabe ist stets, d.h. unabhängig davon, wer den Strom oder das Gas liefert, der Netzbetreiber, der die Konzessionsabgabe an die jeweilige Gemeinde abzuführen hat. Das jährliche Gesamtaufkommen an Konzessionsabgaben belief sich im Jahr 2015 auf rund 3,2 Milliarden Euro.⁷⁴ Die Einnahmen sind für die Städte und Gemeinden damit von erheblicher Bedeutung.

Die KAV regelt unter anderem die Bemessung der Konzessionsabgaben in Centbeträgen je gelieferter Kilowattstunde (kWh).⁷⁵ Aufgrund der Berechnung anhand der durchgeleiteten Elektrizität stellt die Konzessionsabgabe für die Gemeinden eine relativ konstante Einnahmequelle dar, welche von Energiepreis und Netznutzungsentgelten unabhängig ist. Darüber hinaus legt die KAV die zulässige Höhe der Konzessionsabgabe fest. In der Praxis werden regelmäßig die Höchstsätze vereinbart. Diese orientieren sich bei der Belieferung von Tarifkunden mit Strom oder Gas an den Gemeindegrößenklassen. Je mehr Einwohner eine Gemeinde hat, desto höher darf die zu entrichtende Konzessionsabgabe sein.⁷⁶ Auf diese Weise soll eine Preisgleichheit zwischen Land und Stadt hergestellt werden, da die Energieversorgung im ländlichen Raum in der Regel höhere Kosten verursacht als im städtischen Gebiet.

Systematik: Tarif- und Sondervertragskunden

Von wesentlicher Bedeutung ist allerdings die Einordnung der Letztverbraucher als Tarif- oder als Sondervertragskunden. Bei der Belieferung von Tarifkunden mit Gas darf, abhängig von der Größe der Gemeinde, maximal eine Konzessionsabgabe von 0,93 Cent je kWh, bei Sondervertragskunden nur maximal 0,03 Cent je kWh erhoben werden. Dies macht einen Unterschied von bis zu 0,90 Cent je kWh aus. Im Strombereich ergibt sich eine Spannweite von 0,11 bis 2,39 Cent je kWh, und somit eine Abweichung von 2,28 Cent je kWh.⁷⁷ Folglich richtet sich die konkret zu zahlende Konzessionsabgabe hauptsächlich danach, ob Tarif- oder

74 Finanzbericht 2017 des Bundesministeriums der Finanzen, S. 187.

75 vgl. § 2 Abs. 1 KAV.

76 siehe § 2 Abs. 2 KAV.

77 Für die Belieferung von Tarifkunden gilt § 2 Abs. 2 KAV, für die Belieferung von Sondervertragskunden § 3 KAV.

Sonderkunden beliefert werden. Die Einstufung als Tarifkunde ist daher entscheidend für das jeweilige kommunale Aufkommen an Konzessionsabgaben.

Als Tarifkunden gelten⁷⁸

- alle Kunden in der Grundversorgung, d. h. Haushaltskunden im engeren Sinne und Gewerbekunden bis zu einem Jahresverbrauch von 10 000 kWh, die Elektrizität vom Grundversorger beziehen. Grundversorger ist jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.⁷⁹
- Die Kunden der Ersatzversorgung, d. h. Letztverbraucher, die Elektrizität aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnehmen, ohne zuvor einen Liefervertrag abgeschlossen zu haben. Diese werden aufgrund eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom Grundversorger versorgt.⁸⁰
- Hinzu kommen Altverträge, d. h. bestehende Tarifkundenverträge mit anderen als Haushaltskunden und bestehende Verträge über die Belieferung von Letztverbraucher im Rahmen der allgemeinen Versorgungspflicht.⁸¹

Abgesehen von den Altfällen sind Kunden von Alternativanbietern demnach als Sondervertragskunden einzuordnen, da nur der Grundversorger mit den Kunden Grund- und Ersatzversorgungsverträge abschließen kann.

Für den Strombereich gibt es eine wichtige Sonderregelung in § 2 Abs. 7 KAV: Danach gelten alle Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz (bis 1 Kilovolt) konzessionsabgabenrechtlich als Lieferung an Tarifkunden, es sei denn, die gemessene Leistung des Kunden überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 Kilowatt und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30 000 Kilowattstunden.

Für den Gasbereich fehlt bisher noch immer eine vergleichbare Regelung.⁸²

78 seit dem EnWG 2005

79 § 1 Abs. 3 KAV i.V.m. §§ 36, 3 Nr. 22 EnWG.

80 § 1 Abs. 3 KAV i.V.m. § 38 EnWG.

81 § 1 Abs. 3 KAV i.V.m. §§ 115 Abs. 2, 116 EnWG.

82 Der DStGB hatte sich im Gesetzgebungsverfahren seinerzeit und auch danach massiv dafür eingesetzt, diese Vorschrift zur Sicherung des KAV-Aufkommens einzufügen und eine entsprechende Regelung auch für den Gasbereich vorzusehen, um das Konzessionsabgabenaufkommen im Gasbereich zu sichern. Der zu diesem Zweck unterbreitete Regelungsvorschlag fand bis heute bei Bund und Ländern keine politische Mehrheit.

Was sollte unbedingt vertraglich vereinbart werden?

In der Praxis werden – wie erwähnt – in dem Konzessionsvertrag regelmäßig die Höchstsätze der jeweils gültigen Konzessionsabgabenverordnung vereinbart. Darüber hinaus sollte im Vertrag die Zahlung der Konzessionsabgaben für die Fälle, dass Dritte im Wege der Durchleitung und/oder Weiterverteilung Strom und Gas an Letztverbraucher liefern, aufgenommen werden (vgl. § 2 Abs. 6 und 8 KAV). Drittlieferanten sind alle Unternehmen, die nicht zum Netzbetreiber gehören beziehungsweise mit diesem nicht verbunden oder assoziiert sind. Eine ausdrückliche Regelung im Konzessionsvertrag ist wichtig, um die Problematik der verdeckten Gewinnausschüttung zu vermeiden. Eine solche wird teilweise angenommen, wenn die Stadt oder Gemeinde Mehrheitsgesellschafterin des Netzbetreibers ist und der Vertrag keine Regelung zur Konzessionsabgabe in den Fällen der Durchleitung enthält. Die Frage, in welcher Höhe die Konzessionsabgabe Gas im Fall der Lieferung Dritter in das örtliche Netz zu bemessen ist, ist für die Gemeinden als Gläubiger der Konzessionsabgabe Gas von entscheidender Bedeutung. Dies war lange Zeit umstritten, da es – wie erwähnt – hier anders als im Strombereich an einer dem § 2 Abs. 7 KAV entsprechenden Regelung und damit an einer gesetzlich festgelegten Grenze, bis zu der die höhere Konzessionsabgabe für Tarifkunden an die Gemeinden zu zahlen ist, fehlt. Die Frage wurde nunmehr jedoch durch den BGH⁸³ entschieden.

Er vertritt die Auffassung, dass für Durchleitungen Dritter, die mit ihren Kunden Sonderverträge abgeschlossen haben, stets nur die niedrigere Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden zu zahlen ist. Ein kommunaler Verteilnetzbetreiber verstößt demnach gegen das Wettbewerbsrecht, sofern er gegenüber Drittlieferanten, die im Netzgebiet Kunden mit Gas versorgen, die höhere Tarifkunden-Konzessionsabgabe erhebt. Nach der Auffassung des Gerichts darf die Tarifkunden-Konzessionsabgabe demnach nur noch vom Grundversorger erhoben werden. Daran ändere auch die in § 2 Abs. 6 KAV getroffene Regelung nichts, die bei Durchleitungen vergleichbare Konzessionsabgaben sichern will.

Neben den Vereinbarungen zu der Höhe der Konzessionsabgaben und den Tatbeständen der Zahlungspflicht (eigene Lieferung, Durchleitung, Lieferung oder Durchleitung an Weiterverteilung) werden regelmäßig auch Vereinbarungen zu den Abrechnungsmodalitäten getroffen. So können für abgelaufene Zeiträume (regelmäßig Quartale oder Monate) Abschlagszahlungen vereinbart werden (§ 5 KAV), die sich an der Konzessionsabgabenzahlung im Vor-

83 BGH, Beschluss vom 6.11.2012, Az.: KVR 54/111.

jahr orientieren. Für die Fälligkeit der jährlichen Schlussabrechnung und eine mögliche Testierung durch einen Wirtschaftsprüfer können ebenfalls Regelungen aufgenommen werden.

Schließlich kann die Gemeinde eine Klausel aufnehmen, nach der sich der Netzbetreiber grundsätzlich zur Fortzahlung eines Entgelts als Gegenleistung für die fortbestehende Wegenutzung nach Vertragsablauf verpflichtet, solange er den Netzbetrieb fortführt.⁸⁴

ZULÄSSIGE UND UNZULÄSSIGE NEBENLEISTUNGEN

In dem Konzessionsvertrag können auch andere Leistungen als Konzessionsabgaben vereinbart werden. Dabei findet die grundsätzliche Vertragsfreiheit ihre Grenzen in der Konzessionsabgabenverordnung. Der § 3 KAV regelt, welche Leistungen neben der Konzessionsabgabe zulässig sind.⁸⁵

Ausdrücklich wird dem Netzbetreiber erlaubt, der jeweiligen Stadt oder Gemeinde einen sogenannten Gemeinderabatt einzuräumen. Hierbei handelt es sich um Preisnachlässe für den in Niederspannung (Strom) oder in Niederdruck (Gas) abgerechneten Eigenverbrauch der Gemeinde in Höhe von bis zu zehn Prozent des Rechnungsbetrages für den Netzzugang.⁸⁶ Hierzu gehören insbesondere die Netznutzungsentgelte, die KWK-Umlagen, die Mess- und Verrechnungsentgelte und die Konzessionsabgaben selbst. Rabatte auf die übrigen Preisbestandteile, die etwa die Energieerzeugung betreffen, dürfen im Konzessionsvertrag nicht (mehr) vereinbart werden. Der Gemeinderabatt gilt auch für kommunale Eigenbetriebe und eigenbetriebsähnliche Einrichtungen. Für Eigengesellschaften kann der Gemeinderabatt ebenfalls gelten, wenn diese nicht wettbewerblich tätig sind.⁸⁷

Neben den Preisnachlässen auf den kommunalen Rechnungsbetrag ist auch die Vergütung notwendiger Kosten zulässig, die bei Bau- und Unterhaltungsmaßnahmen an öffentlichen Verkehrswegen der Gemeinde durch Versorgungsleitungen entstehen, die in oder über diesen Verkehrswegen verlegt sind.⁸⁸ Die Bezahlung dieser Kosten kann von der Gemeinde im Rahmen der Konzessionsvergabe verlangt und bei der Auswahl des Konzessionärs als Kriterium herangezogen werden.⁸⁹

Darüber hinaus dürfen Verwaltungskostenbeiträge der Versorgungsunternehmen für Leistungen, die die Gemeinde auf Verlangen oder im Einvernehmen mit dem Versorgungsunternehmen zu seinem Vorteil erbringt, erfolgen.⁹⁰ Dabei ist zu beachten, dass Leistungen, die in Zusammenhang mit der Einräumung des Wegerechts stehen, mit der Zahlung der Konzessionsabgabe abgegolten sind. Entscheidend ist, dass die anfallenden Kosten im Konzessionsvertrag so genau wie möglich bestimmt sind. Als Verwaltungskostenbeiträge können beispielsweise die Kosten für die Koordination von Baumaßnahmen aufgenommen werden.⁹¹

Andere Leistungen des Netzbetreibers, insbesondere sonstige unentgeltliche oder zu einem Vorzugspreis gewährte Finanz- und Sachleistungen sowie Verpflichtungen zur Übertragung von Versorgungseinrichtungen ohne ein wirtschaftlich angemessenes Entgelt, dürfen im Konzessionsvertrag dagegen nicht vereinbart werden.⁹²

Auf diese Weise soll eine mittelbare Belastung der Energieabnehmer vermieden werden, die entstehen könnte, wenn die Netzbetreiber die an die Gemeinde zu entrichtenden Zusatzkosten auf den Letztverbraucher umwälzen. So wird in jüngster Zeit durch die Rechtsprechung⁹³ in Frage gestellt, ob Klauseln im Konzessionsvertrag zulässig sind, die eine (finanzielle) Unterstützung der Gemeinde bei der Erstellung von Energiekonzepten, bei der Eigenerzeugung von Strom, bei Maßnahmen, die dem sparsamen und ressourcenschonenden Umgang dienen oder die partnerschaftliche Zusammenarbeit über den Rahmen des Konzessionsvertrages hinaus, vorsehen. Es wird argumentiert, dass solche Leistungen grundsätzlich nur zulässig sind, soweit sie nicht im Zusammenhang mit dem Abschluss oder der Verlängerung von Konzessionsverträgen stehen.

Verstöße gegen das Nebenleistungsverbot i.S.d. § 3 KAV führen nicht zur Gesamtnichtigkeit des Konzessionsvertrages,⁹⁴ sondern gemäß § 134 HS. 2 BGB zur Teilnichtigkeit des Vertrages. Etwas anderes ergibt sich lediglich dann, wenn der Verstoß gegen § 3 Abs. 2 KAV kausal für die Auswahlentscheidung der Gemeinde ist.⁹⁵

84 Das LG Köln hat eine entsprechende Klausel im Urteil vom 22.3.2013, Az. 90 O 51/13, ausdrücklich als zulässig erachtet.

85 BGH, Urteil vom 7.10.2014 – EnZR 86/13 Rn. 29.

86 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KAV.

87 LG München I, Beschluss vom 29.2.2016 – 37 O 3123/16 EnWZ 2016, 378 ff. m. w. N.

88 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KAV.

89 BGH, Az. KZR 66/12 Rn. 77.

90 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 KAV.

91 *Theobald/Templin in Danner/Theobald*, Energierecht, 90. EL September 2016, § 3 KAV Rn. 67-76 m. w. N.

92 § 3 Abs. 2 KAV.

93 OLG München, Urteile vom 26.9.2013 (Az.: U 3589/12 Kart und U 3587/12 Kart).

94 BGH, Urteil vom 7.10.2014 – EnZR 86/13 Rn. 38.

95 BGH a. a. O. Rn. 48.

FOLGEPFLICHT UND FOLGEKOSTEN

Gemeindliche Baumaßnahmen, die im öffentlichen Interesse notwendig sind, können Veränderungen an den örtlichen Straßen, Wegen, Plätzen etc. mit sich bringen, die wiederum Änderungen und Sicherungen an bestehenden Energieversorgungsanlagen erfordern. Die Ursachen hierfür sind vielfältig und können sowohl der öffentlichen Hand als auch dem Netzbetreiber oder Dritten zuzuordnen sein. Aufgrund der finanziellen Auswirkungen ist es wichtig, im Konzessionsvertrag Regelungen zur Folgepflicht, d.h. zur Pflicht des Netzbetreibers zur Ergreifung der erforderlichen Maßnahmen innerhalb einer angemessenen Zeit sowie Regelungen zu den Folgekosten, also den Kosten, die für den Umbau an den Energieversorgungsnetzen entstehen, aufzunehmen. Bei der vertraglichen Ausgestaltung besteht ein gesetzlich nicht reglementierter Verhandlungsspielraum, zur Verteilung der Folgekosten existieren keine zwingenden gesetzlichen Vorgaben. In vielen Verträgen wird eine Differenzierung nach dem Grundsatz vorgenommen, wer die Folgekosten verursacht hat. Demnach sind bei Änderungs- oder Umlenumsmaßnahmen an Anlagen und Wegen der Gemeinde, die auf eigene Veranlassung des Vertragspartners erfolgen, Regelungen üblich, nach denen die Folgekosten vom Vertragspartner der Gemeinde zu tragen sind. Eine entsprechende Beteiligung der Gemeinde kommt nicht Betracht, was in dem Vertrag auch klargestellt werden sollte. Dagegen ist für den Fall, dass die Maßnahmen auf Veranlassung der Gemeinde erfolgen, eine Kostenstaffelung zwischen beiden denkbar. Die Staffelung kann sich in einem solchen Fall nach dem Alter der Infrastruktureinrichtung richten. Je nach Baujahr kann in größeren Jahresabständen der Kostentragungsanteil der Gemeinde in angemessenen Schritten von einhundert bis null Prozent sinken. In der Praxis finden sich mittlerweile vielfach Regelungen, wonach die Gemeinde – gegebenenfalls nach Ablauf einiger Jahre – keinerlei Folgekosten gegenüber dem Konzessionär zu tragen hat. Teilweise gibt es in der Praxis auch Vereinbarungen über eine vollständige Kostenübernahme des Netzbetreibers unabhängig vom Baujahr der betroffenen Anlagen. Des Weiteren kann es ratsam sein, bereits im Konzessionsvertrag Entgeltregelungen für gemeindliche Aufgrabungen zu treffen.

ENDSCHAFTSBESTIMMUNGEN

Spätestens nach 20 Jahren müssen die Städte und Gemeinden ein neues Konzessionierungsverfahren nach den Vorgaben des § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG durchführen. Im Falle des Wechsels des Konzessionärs ist die Erlangung der notwendigen Verteilungsanlagen durch den neuen Netzbetreiber

für den künftigen Netzbetrieb von wesentlicher Bedeutung. Die Endschaftsbestimmungen legen fest, welche konkreten Rechte der Gemeinde bei Auslaufen des Konzessionsvertrages zustehen. Diese Rechte kann die Gemeinde an den neuen Netzbetreiber abtreten. Endschaftsbestimmungen und die darin enthaltenen Formulierungen sind für die Gemeinden, die die (Re-)Kommunalisierung eines Netzes planen oder sich diese Option nach Auslaufen des Konzessionsvertrages offenhalten wollen, von besonderer Bedeutung. In der Praxis ist es üblich, in den Konzessionsverträgen weitere Regelungen über die Rechtspflichten der Vertragsparteien zu treffen. Der BGH hat die Endschaftsbestimmungen, die über die gesetzlichen Regelungen hinausgehen, ausdrücklich gebilligt, da sie dazu dienen, den Wettbewerb um das Netz zu fördern, einen reibungslosen Eigentums- und Besitzübergang sicherstellen und teure Rechtsstreitigkeiten vermeiden sollen.⁹⁶ Die Gemeinden sollten im Rahmen der Vereinbarung eines neuen Konzessionsvertrages Regelungen zu den folgenden Bereichen erwägen:

- einen Anspruch auf Eigentumsübertragung und Regelungen zum Umfang der zu übertragenden Anlagen,
- die Ermittlungsmethode für den Wert der zu übertragenden Anlagen sowie
- die der Gemeinde zustehenden Informationsrechte.⁹⁷

Eigentumsübertragungsanspruch

Eine ganz wesentliche Frage, die sich bei Beendigung des Vertrages und dem Wechsel des Vertragspartners stellt, ist die Übergabe der für den Netzbetrieb notwendigen Verteilungsanlagen vom bisherigen an den neuen Konzessionär. Vor der EnWG-Novelle im Jahr 2011 war gesetzlich geregelt, dass der bisherige Nutzungsberechtigte diese dem neuen Energieversorgungsunternehmen zu „überlassen“ habe. Dies führte zu erheblichen Rechtsunsicherheiten, da unklar war, ob damit nur ein Anspruch auf „Gebrauchsüberlassung“ oder aber auf Übertragung des Eigentums der Anlagen gemeint war. In § 46 Abs. 2 Satz 2 ist seit dem EnWG 2011 nunmehr ausdrücklich geregelt, dass der ehemalige Nutzungsberechtigte dem neuen Konzessionsnehmer das Eigentum an den für den Netzbetrieb der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet erforderlichen Netzen und Anlagen zu übertragen hat. Der neue Konzessionsnehmer

⁹⁶ BGH, Az. KZR 66/12 Rn. 78; so auch OLG Celle 13 U 9/16, Rn. 76.

⁹⁷ Die Frage des Netzkaufpreises sowie die Thematik der Entflechtungskosten werden in Kapitel IV ausführlich erörtert.

hat alternativ die Möglichkeit, statt einer Übereignung auch den Besitz am Netz zu verlangen. Letzteres geschieht in der Regel über eine schuldrechtliche Verpachtung.

Umfang der zu übertragenden Versorgungsanlagen

Bei einem Wechsel des Konzessionärs muss nach § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG der bisherige Netzbetreiber dem neuen Netzbetreiber die „für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen“ übereignen. Bislang noch nicht abschließend geklärt ist dagegen, in welchem Umfang die Netze und Anlagen an den neuen Konzessionsnehmer übertragen werden müssen. Der BGH hatte entschieden, dass gemischt genutzte Mittelspannungsleitungen ebenfalls zu übertragen sind, wenn sie sich im Gemeindegebiet befinden.⁹⁸ Nach einem Urteil des LG Stuttgart (Az. 41 O 58/15 KfH) ist der Altkonzessionär auch dazu verpflichtet, Hochspannungsleitungen zu übergeben, wenn diese keine reinen Durchgangsleitungen sind.⁹⁹

Bei einer Netzübernahme fallen regelmäßig Entflechtungskosten an (Netzentflechtung- und Netzeinbindungskosten). Eine gesetzliche Regelung zur Aufteilung der durch die Entflechtung der zu übertragenden Anlagen entstehenden Kosten gibt es nicht. Um Streitigkeiten bei dieser Frage zu vermeiden, sollte in den Endschaftsbestimmungen eine Kostenverteilungsregelung enthalten sein. In der Praxis wird häufig vereinbart, dass der Altkonzessionär die Kosten der Netzentflechtung und der Netzerwerber (in den Endschaftsbestimmungen die Gemeinde) die Kosten der Netzeinbindung zu tragen hat.

Ermittlungsmethode für den Wert der zu übertragenden Anlagen

Die eigentumsrechtliche Übertragung der Verteilungsanlagen nach Ablauf des Konzessionsvertrages erfolgt gegen die Zahlung eines „Netzkaufpreises“. Das EnWG bestimmt in § 46 Abs. 2 Satz 3 EnWG hierzu, dass eine „wirtschaftlich angemessene Vergütung“ zu zahlen ist. Die wirtschaftlich angemessene Vergütung ist nach der Novelle nunmehr gemäß § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG nach dem objektivierten Ertragswertverfahren zu bestimmen. Die Vertragsparteien sind jedoch frei darin, gemeinsam einen anderen Netzkaufpreis zu bestimmen.

Der Gemeinde zustehende Informationsrechte

Vor dem Auslaufen des Konzessionsvertrages benötigt die Gemeinde umfassende Informationen, um das Konzessionsverfahren durchführen zu können. Nur der bisherige Energieversorger kann die konkreten Netzdaten zur Ver-

fügung stellen.¹⁰⁰ Als Ansprechpartner für diese Daten wird im Gesetz jedoch die Gemeinde benannt.¹⁰¹ Sie ist darauf angewiesen, dass sie alle erforderlichen Informationen vom bisherigen Konzessionsinhaber übermittelt bekommt. Der bisherige Netzbetreiber ist deshalb verpflichtet, spätestens ein Jahr vor Bekanntmachung des Vertragsendes diejenigen Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Netzes an die Gemeinde zu reichen, die zur Bewertung des Netzbetriebes im Rahmen einer Bewerbung um den Abschluss eines Vertrages erforderlich sind.¹⁰² Diesen Anspruch kann die Gemeinde bereits drei Jahre vor dem Auslaufen des Konzessionsvertrages geltend machen.

Im Rahmen der Novelle des § 46 EnWG wurde die bisherige Rechtsprechung zu den Auskunftsansprüchen in § 46a EnWG kodifiziert. Dabei hat der Gesetzgeber klargestellt, dass zu den Informationen über die wirtschaftliche Situation des Netzes insbesondere die aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß § 255 HGB, das Jahr der Aktivierung der Verteilungsanlagen, die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern und kalkulatorische Restwerte und Nutzungsdauern gehören. Als Auslegungshilfe kann weiterhin der gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur¹⁰³ herangezogen werden.

Die Informationen müssen den Bewerbern zumindest eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit des ausgeschriebenen Konzessionsvertrages ermöglichen. Daher sollten auch weiterhin der Gemeinde zustehende Informationsrechte in die Endschaftsbestimmungen aufgenommen werden.

98 BGH-Beschluss vom 3.6.2014 – EnVR 10/13, Rn. 30 ff.

99 LG Stuttgart, 20.12.2016 – 41 O 58/15 KfH.

100 Vgl. hierzu Kapitel II „Inhalt der Bekanntmachung“.

101 § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG.

102 § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG.

103 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, Rn. 25, a. a. O.



IV. Die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme und ihre Einflussmöglichkeiten

RAHMENBEDINGUNGEN

Die Anforderungen an Energieversorgungsunternehmen haben sich in den letzten Jahren durch die Liberalisierung und Regulierung einerseits und die Energiewende andererseits grundlegend verändert. Der Handel, der Vertrieb und die Erzeugung wurden aus dem Monopolsystem in den Wettbewerb überführt. Und auch die Gas- und Stromnetze werden durch die Anreizregulierung als Wettbewerbssurrogat unter stetigen Effizienz- und Kostendruck gesetzt. Eine effiziente Leistungserbringung ist daher sowohl für den Netzbetrieb als auch für die wettbewerblich organisierten Bereiche Handel, Vertrieb und Erzeugung unabdingbar.

Den sinkenden Margen im Netzbetrieb und Handel/Vertrieb stehen gestiegene Anforderungen aufgrund des wettbewerblichen Marktumfeldes sowie aufgrund des Drucks seitens des Regulierers bei gleichzeitiger Notwendigkeit der Integration erneuerbarer Energien gegenüber. Bereits bestehende Energieversorgungsunternehmen gehen daher zunehmend Kooperationen ein, um Kosten einzusparen und den gestiegenen Anforderungen gerecht zu werden. Einige Tätigkeitsfelder, die in Monopolzeiten durch die Unternehmen selbst erbracht wurden, werden an Dritte oder Kooperationsgesellschaften ausgelagert. Soweit sich Gemeinden entschließen, im Rahmen einer Netzübernahme als Netzbetreiber und gegebenenfalls auch Energielieferant oder Stromerzeuger tätig zu werden, ist daher von vornherein die Einbeziehung eines leistungsfähigen Partners beim Unternehmensaufbau unbedingt empfehlenswert.

Im Folgenden werden zunächst die Phasen einer Netzübernahme kurz angerissen, wobei mit der politischen Willensbildung begonnen und mit der operativen Netzübernahme geendet wird. Anschließend wird im Detail auf den Umfang der übergehenden Anlagen und die Netzentflechtung eingegangen. Abschließend wird das Thema Netzkaufpreis behandelt. Dabei wird auch darauf eingegangen, wie mit Unsicherheiten während der verschiedenen Phasen des gesamten Verfahrens umgegangen werden sollte.

PHASEN EINER KONZESSIONSVERGABE UND NETZÜBERNAHME

Bei einer Konzessionsvergabe und der eventuell anschließenden Netzübernahme sind verschiedene Phasen zu differenzieren: Die politische Willensbildung unter Einbeziehung einer Machbarkeitsstudie, das Konzessionierungsverfahren, die Verhandlungen zur Netzübernahme sowie der Netzbetriebsaufbau und die operative Betriebsaufnahme. Diese sollen im Folgenden kurz dargestellt werden.

Im Zuge der politischen Willensbildung einer Gemeinde über die Betätigung im Bereich der Energieversorgung allgemein und speziell über eine Teilnahme eines kommunalen Unternehmens am Konzessionierungsverfahren ist unbedingt eine **Machbarkeitsstudie** durchzuführen, in der die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Netzübernahme geprüft wird und die Chancen und Risiken ermittelt werden. Bestandteile einer Machbarkeitsstudie sind:

- Näherungsweise Ermittlung des übergehenden Anlagenumfangs und voraussichtlichen Netzkaufpreises,
- Abschätzung der Ingangsetzungsaufwendungen insbesondere der Kosten für die Netzentflechtung,
- Ermittlung der zu erwartenden Betriebskosten und Erlöse sowie
- Analyse möglicher Kooperationen und die dazugehörigen Geschäftsmodelle.

Auf Basis dieser Einzelemente wird zunächst eine Gewinn- und Verlustrechnung erstellt, bei der neben der zu erwartenden Höhe der Netzentgelte auch die Chancen und Risiken einer Netzübernahme dargestellt werden. Die Hauptrisiken einer Netzübernahme sind regelmäßig der Streit um den Umfang der zu übernehmenden Anlagen und der Kaufpreis für das Netz, da Verkäufer und Käufer vielfach erheblich voneinander abweichende Vorstellungen besitzen.

Sofern die Gemeinde sich für eine eigene Betätigung in der Energieversorgung und die Teilnahme am Konzessionswettbewerb entscheidet, steht als nächster Schritt die Gestaltung, die Partnersuche und die Konzessionsvergabe an.¹⁰⁴ In diesem Zuge und für die anstehende Partnerwahl sollte auch eine Entscheidung über das zukünftige **Geschäftsmodell** getroffen werden. Die Gemeinde muss entscheiden, ob sie über das reine Netzeigentum hinaus auch im operativen Netzbetrieb tätig werden will. Zusätzlich ist die Aufnahme von weiteren Aktivitäten wie der Vertrieb, erneuerbare Energien, die Straßenbeleuchtung, die Wasserversorgung, die Abwasserbeseitigung, Nah- oder Fernwärmeversorgung und sonstige energienahe Dienstleistungen zu prüfen. Im Zusammenhang mit typischen verlustbehafteten Tätigkeiten wie dem Verkehr und Bädern kann darüber hinaus der steuerliche Querverbund wirtschaftlich vorteilhaft sein.¹⁰⁵ Die weiteren Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Geschäftsmodelle werden in Kapitel II dargestellt.

Sofern sich die Gemeinde für eine Teilnahme am Konzessionsverfahren (gegebenenfalls mit Partnern) entscheidet und die Konzession gewonnen hat, steht die Phase der Netzübernahme an. Dazu muss im Rahmen von Verhandlungen mit dem abgebenden Netzbetreiber eine

Einigung über den zu übergebenden Anlagenumfang, die gewählte Entflechtung, die Höhe des Kaufpreises und die zu übertragenden Erlöse für die laufende Regulierungsperiode erzielt werden.¹⁰⁶

Sobald die Verhandlung erfolgreich abgeschlossen ist, beginnt die finale Phase der Umsetzung. Zum Betriebsaufbau zählt die Umsetzung der abgestimmten Netzentflechtung, die Migration der Kundendaten in das neue System und schließlich die Aufnahme des operativen Netzbetriebs. Die unterschiedlichen Phasen der Netzübernahme bestimmen zudem wesentlich die **Untersuchungstiefe** innerhalb der nachfolgenden Kapitel zur Netzentflechtung und Ermittlung des Netzkaufpreises. Während im Rahmen der Machbarkeitsstudie lediglich eine grobe Abschätzung nötig ist, sollten für die finalen Entflechtungs- und Kaufpreisverhandlungen detaillierte Analysen durchgeführt werden. Auch werden mit jeder weiteren Phase zusätzliche Daten vom abgebenden Netzbetreiber zur Verfügung gestellt, so dass die Qualität der Berechnungen stetig zunimmt.

NETZENTFLECHTUNG UND ÜBERGEHENDE ANLAGEN

Zu Beginn der Netzübernahmeverhandlungen muss zunächst der Umfang der zu übernehmenden Anlagen geklärt werden. Daraus ergeben sich die damit verbundenen Baumaßnahmen zur Entflechtung des beim Altkonzessionär verbleibenden vom übergehenden Netz. Dieser Schritt wird allgemein als Netzentflechtung bezeichnet.

Wie Abbildung 1 zeigt, hat die Netzentflechtung einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme. Die Festlegung des Übernahmegegenstands hat direkten Einfluss auf den Kaufpreis des Netzes. Zudem resultieren aus der Definition zukünftiger Übergabepunkte die neuen betrieblichen Schnittstellen und damit auch die Netzentgelte für das vorgelagerte Netz als Bestandteil der Netzkosten. Auch die durchzuführenden Entflechtungsmaßnahmen und die entsprechenden Investitionen ergeben sich direkt aus dem Entflechtungskonzept. Dabei ergibt sich ein Spannungsfeld zwischen dem Ziel, möglichst alle Anlagen und Netzkunden im Konzessionsgebiet zu übernehmen, und der Reduktion der notwendigen Investitionen für die Netzentflechtung, der sich damit ergebenden vorgelagerten Netzkosten und der Schnittstellen zu den vorgelagerten oder benachbarten Netzbetreibern.

Lange Zeit bestand im Rahmen der Netzentflechtungsverhandlungen ein großes Streitpotenzial zwischen dem abgebenden und dem übernehmenden Netzbetreiber bezüglich des Übernahmegegenstands, weil nicht ein-

104 Die Partnersuche und die Konzessionsvergabe können nacheinander (zweistufiges Verfahren) oder parallel zueinander (einstufiges Verfahren) durchgeführt werden. Siehe hierzu die Erläuterungen „unter Einstufiges oder zweistufiges Verfahren“ im Abschnitt Das Konzessionsverfahren / Kooperationen.

105 Diese nicht netzbezogenen Aspekte dürfen aus rechtlichen Gründen im Konzessionsverfahren nicht als Vergabekriterien verwendet werden.

106 Die Details und Begriffe werden in den folgenden Kapiteln erläutert.



Abbildung 1: Auswirkungen der Netzentflechtung auf die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme

deutig geregelt war, welche Anlagen zu übertragen sind. Zumindest bezüglich der Nieder- und Mittelspannungsanlagen hat sich das Streitpotenzial seit dem Urteil „Hornberg (Efze)“ (BGH-Beschluss vom 3. Juni 2014 Az. EnVR 10/13) deutlich reduziert. Der BGH hat entschieden, dass alle Anlagen zu übertragen sind, die für die Versorgung der Kunden in dem Konzessionsgebiet erforderlich sind – auch sogenannte gemischt genutzte Leitungen, die sowohl der örtlichen als auch der überörtlichen Versorgung dienen. Im Zuge der Novellierung des EnWG wurde auch der Übergangsanspruch klarer definiert. Nach § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG umfasst dieser gemischt genutzte Mittelspannungsleitungen jedenfalls dann, wenn an diese Kunden als Letztverbraucher angeschlossen sind.

Im Falle von größeren Städten kann es auch geboten sein, die der örtlichen Versorgung dienenden Hochspannungsnetze (110 kV) zu übernehmen, soweit es sich hierbei nicht um Durchgangsleitungen handelt.¹⁰⁷

Grundsätzlich gibt es die Möglichkeit, Stromnetze messtechnisch oder galvanisch zu entflechten. Nach der Entflechtung muss das „neue“ Netzgebiet eigenständig funktionsfähig sein. Sämtliche Schnittstellen zu vorgelagerten und benachbarten Netzgebieten müssten mit Messungen ausgestattet sein. Diese Messung ist notwendig, um die Abrechnung der Stromverbräuche zwischen den Netzgebieten zuzuordnen. Durch die galvanische Entflechtung kann die Anzahl der Schnittstellen und damit die Anzahl der Messungen und der jährliche Messaufwand reduziert werden. Dazu sind jedoch gegebenenfalls weitere (kostenintensive) Leitungsbaumaßnahmen notwendig. Mit dem Entflechtungskonzept muss also stets das Spannungsfeld zwischen einmaligen Investitionen und laufenden Betriebskosten im Blick gehalten werden.

Bei einer messtechnischen Entflechtung werden in gemischt genutzten Anlagen Messungen eingebaut, um die Investitionen für die Netzentflechtung niedrig zu halten. An jeder Messung entsteht jedoch eine dauerhafte Schnittstelle zwischen den beteiligten Netzbetreibern, die Absprachenaufwand und somit betriebliche Folgekosten auslöst. Eine galvanische Entflechtung reduziert die Anzahl von Schnittstellen durch den Neubau von Leitungen, ist also mit höheren Investitionskosten und niedrigeren Betriebskosten verbunden. In der Regel ist eine „gemischte“ Entflechtungslösung, d.h. die Kombination aus messtechnischen und galvanischen Entflechtungsmaßnahmen, sowohl technisch als auch wirtschaftlich sinnvoll. Wichtig ist, dass die Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen der Entflechtungslösung erhalten bleibt beziehungsweise sogar verbessert wird.

In Abbildung 2 sind die möglichen Entflechtungsvarianten schematisch skizziert. Das hier vereinfacht dargestellte Konzessionsgebiet wird aus der Mittelspannungsschaltanlage eines Umspannwerks über zwei Mittelspannungsleitungen versorgt, die auch das Umland versorgen. Wie oben beschrieben, gibt es grundsätzlich drei Möglichkeiten der Netzentflechtung:

1. Messtechnische Netzentflechtung:

An den Abgängen der Mittelspannungsschaltanlage werden Mittelspannungsmessungen installiert, ebenso an den Mittelspannungsleitungen in Nähe der Konzessionsgebietsgrenze zum Umland. Die Mittel- und Niederspannungsanlagen auf dem Konzessionsgebiet gehen über. Die Mittelspannungssammelschiene verbleibt im Eigentum des bisherigen Konzessionsnehmers. Im Rahmen dieses Entflechtungskonzepts bestehen vier Messungen und damit vier Schnittstellen zum vorgelagerten beziehungsweise benachbarten Netzbetreiber. Die Investitionen sind im Rahmen der messtechnischen Entflechtung relativ gering. Die Schnittstellenkosten sind verhältnismäßig hoch.

2. Galvanische Netzentflechtung:

Die Mittelspannungssammelschiene ist Bestandteil des Übernahmegegenstands. Es wird eine Messung am Abgang des HS/MS-Transformators installiert. Die Mittelspannungsleitungen werden in Nähe der Konzessionsgebietsgrenze zum Umland getrennt. Beim übernehmenden und beim abgebenden Netzbetreiber werden neue Leitungen verlegt, um zum Erhalt einer redundanten Versorgung Ringschlüsse herzustellen. Zur Versorgung des Umlandes wird eine neue Leitung zum Umspannwerk verlegt und im Abgangsfeld im Umspannwerk gemessen. Die Investitionen sind im Rahmen einer galvanischen Netzentflechtung

107 LG Stuttgart, 20.12.2016 – 41 O 58/15 KfH.

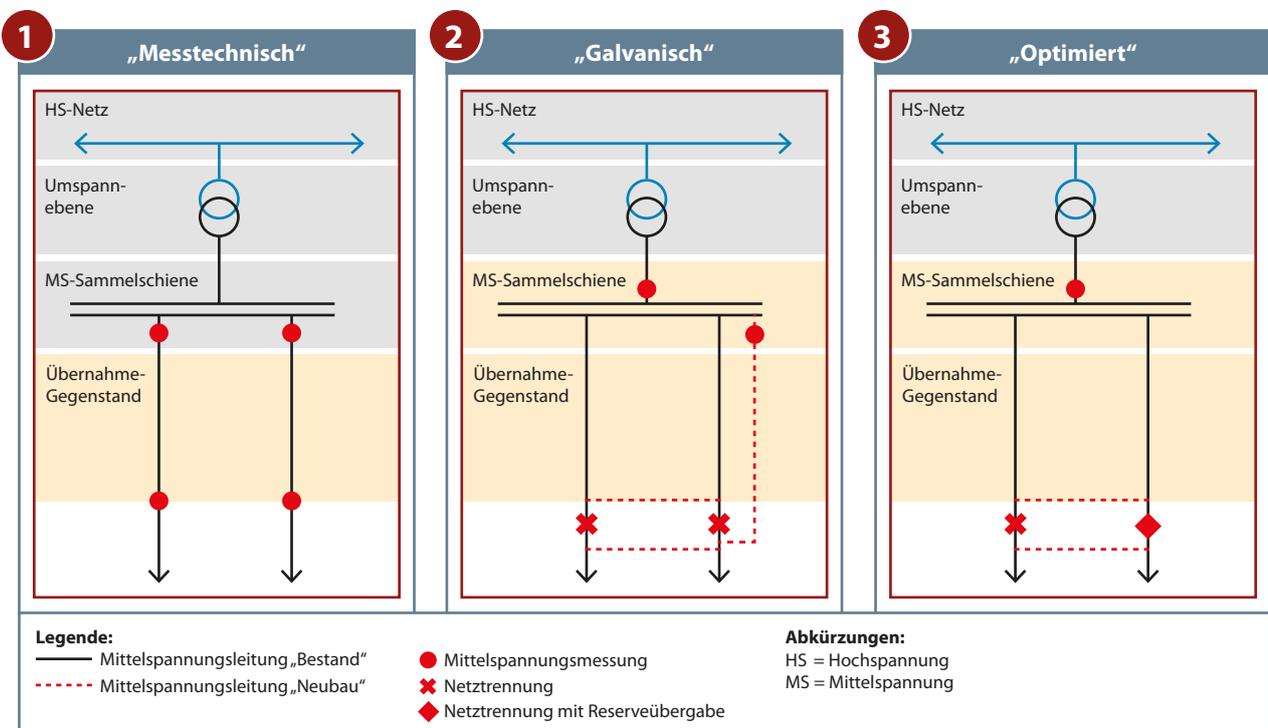


Abbildung 2: Prinzipbild zu den möglichen Netzentflechtungen

sehr hoch. Mit nur einer Schnittstelle zum vorgelagerten Netzbetreiber werden die Schnittstellenkosten minimiert.

3. Gemischte Netzentflechtung:

Im Rahmen der gemischten Netzentflechtung werden messtechnische und galvanische Entflechtungsmaßnahmen kombiniert, um die Kosten für Investitionen und Schnittstellen insgesamt zu optimieren. Im vereinfachten Beispiel wird der Abgang des HS/MS-Transformators gemessen. Die Mittelspannungssammelschiene geht an den neuen Konzessionsnehmer über. Die Mittelspannungsleitungen werden in Nähe der Konzessionsgebietsgrenze getrennt. An

einer der beiden Verbindungsleitungen wird eine Reserveübergabe installiert. Die Investitionen sind höher als bei einer messtechnischen Entflechtung, aber geringer als bei einer galvanischen Entflechtung. Mit nur zwei Schnittstellen zum vorgelagerten beziehungsweise benachbarten Netzbetreiber sind die Schnittstellenkosten relativ gering. Beide Kostenbereiche in Summe betrachtet sind bei der gemischten Netzentflechtung minimiert.

Da die Netzentflechtung sich unmittelbar auf den Kaufpreis und die zukünftig zu erzielenden Erlöse auswirkt, sollte das Entflechtungskonzept idealerweise im Gesamtpaket mit dem Kaufpreis und der Erlösobergrenzenübertragung verhandelt werden.

NETZKAUFPREIS

Aufgrund der unterschiedlichen Interessenlagen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers beinhaltet auch die Frage des Netzkaufpreises ein erhebliches Streitpotenzial. Während der abgebende Netzbetreiber naturgemäß einen möglichst hohen Kaufpreis erzielen und in vielen Fällen die Netzübernahme so lange wie möglich verzögern will, ist der Käufer an einer günstigen und schnellen Übernahme interessiert. Als Methodik zur Kaufpreisermittlung hat sich mittlerweile das Ertragswertverfahren etabliert. Jedoch bestehen bei der Anwendung der Methode teils erhebliche Auslegungsspielräume, so dass trotz gleicher Herangehensweise die Vorstellungen vom sachgerechten Kaufpreis weiterhin stark abweichen können.

Aufgrund der Komplexität des Themas soll im Folgenden zunächst auf die verschiedenen Bewertungsmethoden eingegangen werden, um anschließend deren praktische Relevanz darzustellen. Abschließend wird vor dem Hintergrund der Ziele einer Netzübernahme darauf eingegangen, unter welchen Kriterien eine Gemeinde den Netzkaufpreis bewerten kann und welche Einflussfaktoren existieren.

GRUNDLAGEN DER NETZBEWERTUNGSMETHODEN

Im Rahmen von Kaufpreisverhandlungen müssen drei verschiedene Wertgrößen unterschieden werden: Der Sachzeitwert, der kalkulatorische Restwert sowie der Ertragswert. Alle Wertgrößen werden auf Basis der vom Altkonzessionär übergebenen Daten über die technische und wirtschaftliche Situation des Netzes ermittelt. Welche Daten der Altkonzessionär der Gemeinde und über diese den Bewerbern im Konzessionierungsverfahren zur Verfügung zu stellen hat, ergibt sich aus § 46a EnWG n.F. sowie dem Gemeinsamen Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur.¹⁰⁸

Die Qualität der Kaufpreisberechnung steigt mit der Detailliertheit und Belastbarkeit der bereitgestellten Daten und nimmt daher in den unterschiedlichen Phasen der Netzübernahme zu. Gerade zu Beginn einer Kaufpreisermittlung sind in der Regel zusätzlich auch Erfahrungswerte heranzuziehen.

Der **Sachzeitwert** ist insbesondere in älteren Konzessionsverträgen als Endschaffungsbestimmung enthalten. Vereinfacht gibt dieser an, zu welchen heutigen Preisen das vorhandene Netz unter Berücksichtigung des Abnutzungsgrads fiktiv neu erstellt werden kann. Da der Sachzeit-

wert auf den tatsächlichen technischen Mengengerüsten aufbaut, bietet er eine gute Ausgangsbasis, um den (technischen) Investitionsbedarf abzuleiten. Zukünftige Erlöse, die mit dem Netz erwirtschaftet werden könnten, finden keine Berücksichtigung. Mittlerweile spielt der Sachzeitwert für die Kaufpreisfindung in Strom- und Gasnetzübernahmen jedoch aufgrund der Entwicklung des Rechtsrahmens keine größere Rolle mehr. In anderen Sparten (z.B. Straßenbeleuchtung, Wasser etc.) ist der Sachzeitwert weiterhin eine wichtige Wertgröße. Da insbesondere die Straßenbeleuchtung hohe Überschneidungen mit dem Stromnetz aufweist, muss sich i.d.R. im Zuge eines Stromkonzessionswechsels auch mit dem Straßenbeleuchtungsnetz auseinandergesetzt werden.

Im Gegensatz dazu stellt der **kalkulatorische Restwert** eine wesentliche Eingangsgröße für die wirtschaftliche Bewertung der Netze dar. Er wird auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten abgeleitet. Dieser stellt – vereinfacht gesagt – die regulatorisch zugestandene Verzinsungsbasis dar, auf der die zukünftigen Erlöse des Netzbetreibers beruhen. Grundlage ist die Novellierung des Energiewirtschaftsrechtes im Jahre 2005. Darin wurde festgelegt, dass im Rahmen der Netzentgeltkalkulation ausschließlich die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und die hieraus abgeleiteten kalkulatorischen Restwerte maßgeblich sind. Wenn ein Netz zwischen der ursprünglichen Errichtung und dem Zeitpunkt der Netzentgeltkalkulation den Eigentümer gewechselt hat, so ist das für die Netzentgeltkalkulation unerheblich: Es darf nicht zu einem sogenannten Wiederaufleben von Abschreibungen kommen.

Hintergrund für diese Vorgabe ist, dass Netze, die bereits durch die Netzentgelte refinanziert wurden, nicht erneut in die Netzkosten eingerechnet werden dürfen. Der tatsächlich gezahlte Netzkaufpreis ist daher für die Netzentgeltkalkulation vollständig unerheblich, allein die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten (gemindert um die bereits refinanzierten und abgeschrieben Anteile) aus der Anlagenbuchhaltung des bisherigen Netzbetreibers sind maßgeblich. Der kalkulatorische Restwert ist somit für die Ertragsmöglichkeiten des übernehmenden Netzbetreibers von entscheidender Bedeutung, da dieser die Grundlage für die vom Regulierer kostenbasiert bestimmten zukünftigen Netzerlöse bildet. Der kalkulatorische Restwert kann oftmals als erste Indikation für einen wirtschaftlich angemessenen Kaufpreis dienen. Da die Berechnung des kalkulatorischen Restwerts auf den regulatorischen Nutzungsdauern basiert, existieren dabei praktisch keine Interpretationsspielräume. Abweichungen können sich lediglich aufgrund einer mangelhaften Datenlage ergeben.

¹⁰⁸ Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, Rz. 40, a. a. O.

Im Gegensatz zum Sachzeitwert und zum kalkulatorischen Restwert zielt der **Ertragswert** ausschließlich auf die zukünftigen Erlöse ab, die mit dem Netz erwirtschaftet werden. Diese werden auf den Übernahmzeitpunkt abgezinst („diskontiert“), um so einen stichtagsbezogenen Kaufpreis zu erhalten. Die Grundlagen zur Ermittlung des Ertragswerts richten sich dabei nach den Standards des Instituts der deutschen Wirtschaftsprüfer (IDW S1). Obwohl damit eine genormte Berechnungsbasis existiert, werden die unterschiedlichen Stellschrauben, d.h. die Werteinflussgrößen (wie z.B. die Höhe des Abzinsungsfaktors oder die Prognose zur Entwicklung der zukünftigen regulatorisch zugestanden Eigenkapitalverzinsung), in der Regel von Verkäufer- und Käuferseite unterschiedlich ausgelegt, so dass auch bei der Ertragswertermittlung stark differierende Werte resultieren können. Um zumindest einen Teil dieser Stellschrauben während einer Netzübernahmeverhandlung beherrschbar zu machen ist es empfehlenswert zwei Ertragswerte zu bestimmen: Den **objektivierten Ertragswert** und den **subjektiven Ertragswert**. Ersterer soll dabei den wirtschaftlich angemessenen Kaufpreis widerspiegeln während letzterer die mögliche Kaufpreis-Bandbreite für den individuellen Übernehmer aufzeigt. Wichtige und strittige Aspekte sind dabei vor allem Synergieeffekte, die vom Käufer gehoben werden können. Der IDW S1¹⁰⁹ gibt eindeutig an, dass sogenannte „unechte“ Synergieeffekte, die unabhängig von der Transaktion von jedem grundsätzlich geeigneten („objektivierten“) Erwerber gehoben werden können, im objektivierten Ertragswert zu berücksichtigen sind. „Echte“ Synergieeffekte sind hingegen vom jeweiligen Käufer abhängig und daher im objektivierten Ertragswert ausdrücklich nicht zu berücksichtigen. Dennoch steht es dem Käufer natürlich frei, einen höheren Kaufpreis (subjektiver Ertragswert) zulasten eigener Synergien zu bezahlen und damit eine geringere Wirtschaftlichkeit in Kauf zu nehmen. In der Praxis hat sich gezeigt, dass Vertriebssynergien allein schon aus rechtlichen Gründen nicht berücksichtigt werden können.

Der Ertragswert besitzt eine große Nähe zum kalkulatorischen Restwert, da dieser wie erläutert maßgeblich die zukünftigen Erlöse bestimmt. So ergibt sich i. d. R. ein objektivierter Ertragswert in Relation zum kalkulatorischen Restwert meist innerhalb einer Bandbreite von 80 Prozent und 120 Prozent.

Bei einer Kaufpreisermittlung auf Basis der Ertragswertmethode ist zusätzlich die dem Netzgebiet zugeordnete sogenannte **Erlösobergrenze** zu beachten. Die vom Regulator genehmigte Erlösobergrenze bestimmt für die Dauer

einer Regulierungsperiode (fünf Jahre) die erzielbaren Erlöse eines Netzbetreibers. Im Regelfall werden die erzielbaren Netzerlöse auf Basis der tatsächlichen kalkulatorischen Kosten des Netzbetreibers abgeleitet und für die Dauer einer Regulierungsperiode in Form einer sogenannten Erlösobergrenze festgeschrieben. Für die zum Zeitpunkt der Netzübernahme laufende Regulierungsperiode ist jedoch eine dem Netzgebiet zuzuordnende Erlösobergrenze zu übertragen, die somit für die restliche Laufzeit der Periode die Erlöse bestimmt. Die kurzfristigen Erlöse des Netzgebiets sind damit bis zur Ermittlung einer eigenen kostenbasierten Erlösobergrenze ausschließlich von der Höhe der übertragenen Erlösobergrenze abhängig. Wird der Netzkaufpreis auf Basis von wirtschaftlichen Überlegungen und den erzielbaren Erlösen des Netzbetreibers bestimmt, ist somit die Höhe der Erlösobergrenzenübertragung im Kaufpreis zu berücksichtigen und muss im Gesamtpaket mitverhandelt werden. Im Zuge der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2016 wurden die Grundsätze zur Erlösobergrenzenübertragung weiter konkretisiert.

Abschließend ist somit festzustellen, dass es unterschiedliche Bewertungsmethoden gibt, die zudem eine hohe Bandbreite für den berechneten Wert aufweisen. Unabhängig von der Wahl der Bewertungsmethode muss stets die Höhe der **Entflechtungskosten** und der sonstigen Ingangsetzungsaufwendungen berücksichtigt und von den beiden verhandelnden Parteien getragen werden. Gerade im Fall der dargestellten galvanischen Entflechtung können zum Teil erhebliche Investitionserfordernisse anstehen, die im Kaufpreis berücksichtigt werden müssen. Positiv ist jedoch anzumerken, dass ebenfalls im Zuge der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2016 und der Einführung des sogenannten Kapitalkostenabgleichs die Wirtschaftlichkeit von Neuinvestitionen im Vergleich zu den bisherigen Regelungen deutlich verbessert wurde. Dies betrifft insbesondere die im Bereich der Entflechtung meist sprunghaften Investitionen. Diese führen wie auch allgemein ansteigende Investitionspfade (z. B. energiewendebedingter Netzausbau) nun nicht mehr zwangsläufig zu einer Reduzierung der Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme.

Gerade die Verknüpfung des Kaufpreises mit den oben genannten Aspekten führt zu einer enormen Komplexität in den Übernahmeverhandlungen. Die Interdependenzen von regulatorisch-kaufmännischen Rahmenbedingungen und technischen Restriktionen sowie der Rechtsunsicherheit gepaart mit einer oftmals mangelhaften Datenlage stellen hohe Anforderungen an die gesamten Netzübernahmeverhandlungen. Eine belastbare Kaufpreisermittlung durch erfahrene Bewerter mit ausreichend kaufmännischem und technischem Know-how ist in diesem Zusammenhang empfehlenswert.

109 WPg Supplement 3/2008, S. 68 ff., FN-IDW 7/2008, S. 271 ff., IDW Life 8/2016, S. 731.

RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN DER BEWERTUNGSMETHODEN

Die rechtlichen Rahmendbedingungen für die Kaufpreisbedingungen waren in den letzten Jahrzehnten äußerst strittig. Mit der Neufassung des §46 Abs. 2 Satz 3 EnWG vom 3.2.2017 wird nunmehr eine Bewertungsmethode festgeschrieben: Im Rahmen der Kaufpreisfindung gilt die gesetzliche Netzübertragungspflicht gegen Zahlung einer „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ nach §46 Abs. 2 EnWG. Für die wirtschaftlich angemessene Vergütung ist der sich nach den zu erzielenden Erlösen bemessende objektivierte Ertragswert des Energieversorgungsnetzes maßgeblich. Die Möglichkeit zur Einigung auf eine anderweitig basierte Vergütung bleibt unberührt.

Hintergrund ist, dass der Wechsel eines Konzessionsnehmers nicht durch einen zu hohen Kaufpreis behindert werden darf. In den anhängigen Gerichtsverfahren kristallisiert sich ebenfalls analog zur neuen Regelung des §46 Abs. 2 EnWG der objektivierte Ertragswert als generelle Bewertungsmethode heraus. Allerdings wird wie bereits ausgeführt dessen konkrete Ausgestaltung noch äußerst kontrovers diskutiert, so dass in der Praxis hier noch ein erheblicher Interpretationsspielraum und eine entsprechende Bewertungsunsicherheit bestehen.



BISHER IN DIESER REIHE ERSCHIENEN

No. 143	Kommunale Beleuchtung – Wirtschaftliche, technische und rechtliche Rahmenbedingungen	9/2017
No. 142	Perspektiven des Breitbandausbaus – Ziele, Strategie, Technik	6/2017
No. 141	Veranstaltungen sicher machen – Kultur und Freizeit vor Ort schützen	6/2017
No. 140	WIR schaffen das! KOMMUNEN gestalten Integration Rahmenbedingungen verbessern, Überforderung vermeiden Bilanz 2016 und Ausblick 2017 der deutschen Städte und Gemeinden	1/2017
No. 139	Wasser, Abwasser, Energie – Übergreifende Lösungen und Modellvorhaben zur Integration der Infrastrukturen	11/2016
No. 138	Bundeswehr und Kommunen	11/2016
No. 137	Förderung des Radverkehrs in Städten und Gemeinden Neuauflage 2016	6/2016
No. 136	Deutschland umbauen: Reformen umsetzen, Integration gestalten – Bilanz 2015 und Ausblick 2016 der deutschen Städte und Gemeinden	1-2/2016
No. 135	Kommunale Entwicklungszusammenarbeit	12/2015
No. 134	Szenario-Management für Städte und Gemeinden Leitfaden und Anwendungsbeispiele	11-12/2015
No. 133	Starkregen und Hitzewellen: Die Stadt im Klimawandel fordert die kommunale Wasserwirtschaft heraus	11-12/2015
No. 132	Gemeinden mit Aussicht	6/2015
No. 131	Mit starken Kommunen die Energiewende zum Erfolg führen!	5/2015
No. 130	Kommunen entlasten, Reformen umsetzen, Infrastruktur-offensive starten – Bilanz 2014 und Ausblick 2015 der deutschen Städte und Gemeinden	1-2/2015
No. 129	Kommunale Impulse generationenübergreifender Arbeit – Hintergründe und Einblicke aus dem Aktionsprogramm Mehrgenerationenhäuser	12/2014
No. 128	Erlass der Grundsteuer nach § 33 GrStG	10/2014
No. 127	Städte und Gemeinden bringen Bürger in Bewegung – Bewegungsparcours im öffentlichen Raum	9/2014
No. 126	Windenergieanlagen auf kommunalem Boden – zwischen Ausschreibung und Vergaberechtsfreiheit	9/2014
No. 125	Auslaufende Konzessionsverträge – Ein Leitfaden für die kommunale Praxis – 2. Auflage	7-8/2014
No. 124	Förderung des Radverkehrs in Städten und Gemeinden	6/2014
No. 123	Bevölkerungsschutz in Städten und Gemeinden	6/2014



DStGB
Deutscher Städte-
und Gemeindebund
www.dstgb.de

Marienstraße 6 · 12207 Berlin
Telefon 030 77307-0
Telefax 030 77307-200
dstgb@dstgb.de
www.dstgb.de

Konzeption und Druck:
Verlag WINKLER & STENZEL GmbH · Postfach 1207 · 30928 Burgwedel
Telefon 05139 8999-0 · Telefax 05139 8999-50
info@winkler-stenzel.de · www.winkler-stenzel.de