DStGB
DOKUMENTATION N° 125

Auslaufende Konzessionsverträge

Ein Leitfaden für die kommunale Praxis

NEU – 2. Auflage

DStGB
Deutscher Städte- und Gemeindebund
www.dstgb.de

BBH
BECKER BÜTTNER HELD

BET
BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Verlagsbeilage „Stadt und Gemeinde INTERAKTIV“ 7-8_2014

INHALT

Vorwort 3

I Einleitung 4

II Das Konzessionierungsverfahren 5

Vorbereitungsphase 5

Bekanntmachungs- und Interessenbekundungsphase 6
- Bekanntmachung 6
- Rechtsfolgen bei Fehlern 7
- Interessenbekundung 7

Einleitung des Auswahlverfahrens 7
- Abgabe von Angeboten 8
- Auswahlentscheidung und Vertragsabschluss 8
- Bekanntmachungspflichten nach Vertragsabschluss 8
- Besonderheiten nach Landesrecht 9
- Netzübernahmeverhandlungen und Netzübernahme 9
- Empfehlung für einen Konzessionierungszeitplan (reine Konzessionierung) 9

Kooperationen 10
- Gestaltungsmöglichkeiten 10
- Übernahme des Energieversorgungsnetzes 11
- Betrieb des Energieversorgungsnetzes 12
- Netzbewirtschaftungsmodelle 12
- Einstufiges oder zweistufiges Verfahren 15

III Zulässige Kriterien für die Auswahl des Vertragspartners 16

„Netzbezogene Kriterien“ des § 1 EnWG 16

Gemeindeeigene Kriterien 18

Kriterien zur Ausgestaltung des Konzessionsvertrages 18
- Wegenutzung und Konzessionsabgaben 19
- Zulässige und unzulässige Nebenleistungen 20

Folgepflicht und Folgekosten 21

Endschaftsbestimmungen 22

IV Die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme und ihre Einflussmöglichkeiten 23

Rahmenbedingungen 23

Phasen einer Konzessionsvergabe und Netzübernahme 23

Netzentflechtung und übergehende Anlagen 24
- Auswirkung der Netzentflechtung auf die Wirtschaftlichkeit 25
- Netzentflechtungslösungen 25
- Häufige Probleme im Rahmen der Netzentflechtung 27

Netzkaufpreis 27
- Rechtliche Rahmenbedingungen der Bewertungsmethoden 29

IMPRESSUM

Herausgeber: Deutscher Städte- und Gemeindebund (DStGB)

Verfasser:
Rudolf Böck, Oliver Eifertinger, Timm Fuchs, Kevin Löer, Miriam Marnich, Astrid Meyer-Hetling, Dr. Lukas Schuchardt, Prof. Dr. Christian Theobald, Sören Wolkenhauer, Dr. Wolfgang Zander.

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

Fotos

Titel: Rainer Sturm/pixelio.de

S. 9: Gertjan Hooijer, S. 15: gyn9037, S. 26: anurakss, S. 30: Ohmega1982 (alle shutterstock.com)

VORWORT

Dr. Gerd Landsberg, Geschäftsführendes Präsidialmitglied des Deutschen Städte- und Gemeindebundes

Die Entscheidung über die Vergabe der Strom- und Gasnetzkonzessionen ist in vielen Städten und Gemeinden aktueller denn je. Eine Vielzahl an Konzessionsverträgen läuft derzeit und in den nächsten Jahren aus. Hinzu kommt, dass die Frage der (Re-)Kommunalisierung im Energiebereich seit einiger Zeit immer mehr ins Blickfeld der öffentlichen Diskussion in vielen Städten und Gemeinden rückt. Damit sollen – gerade in Zeiten der Energiewende – der kommunale Einfluss auf die örtliche Energiepolitik gestärkt und auf der Grundlage erneuerbarer Energien verbrauchsnahe Lösungen im Sinne der Bürger und Wirtschaft entwickelt werden. Dabei spielen aus Sicht der Gemeinden auch die Einnahmen aus der Konzessionsabgabe eine ganz erhebliche Rolle.

Die (Re-)Kommunalisierung der Energieversorgungsnetze ist eine von mehreren Optionen. Das Engagement für eine dezentrale Energieversorgung setzt einen kommunalen Netzbetrieb indes nicht zwingend voraus. In anderen Fällen streben Städte und Gemeinden an, den Netzbetrieb in Kooperation mit einem Partner zu übernehmen oder vollständig an einen Dritten abzugeben. Schließlich gibt es auch jene, die keinen Anlass sehen, etwas am Status Quo zu ändern. 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 und haben zu einer Reihe gerichtlicher Auseinandersetzungen geführt. Sowohl die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2011 als auch die Grundsatzentscheidungen des Bundesgerichtshofs aus dem Dezember 2013 haben den Rechtsrahmen für die Ausgestaltung der Konzessionsvergabeverfahren und der Auswahlkriterien grundlegend verändert. Die Vergabe von Konzessionen ist komplizierter geworden und mit vielen Rechtunsicherheiten behaftet.

Die Koalitionäre im Bund haben in ihrem Koalitionsvertrag angekündigt, das Bewertungsverfahren bei der Neuvergabe der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher regeln zu wollen sowie die Rechtssicherheit im Netzübergang zu verbessern. Damit wurden zentrale Forderungen des DStGB berücksichtigt. Aktuell setzen wir uns im Dialog mit der Politik in Bund und Ländern dafür ein, dass es wieder zu mehr Rechtssicherheit für die Gemeinden bei der Vergabe der Konzessionen kommt und ihre Entscheidungsfreiheit bei künftigen Konzessionsvergaben gestärkt wird.

Berlin, im Juni 2014

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 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, das heißt 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 Konzessionierungsverfahren im Bereich der Energieverteilnetze. Neben der Pflicht zur Bekanntmachung des Vertragsendes der Konzessionsverträge enthält § 46 EnWG weitere Vorgaben, die zur Durchführung eines ordnungsgemäßen Konzessionierungsverfahrens von Kommunen einzuhalten sind. Hinzu kommen die unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und finanziellen Ausgangsbedingungen in den Kommunen, 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.

Zudem hat auch die Rechtsprechung zu einer Reihe strittiger Fragen Stellung genommen. So hat jüngst der Bundesgerichtshof (BGH) in seinen Entscheidungen vom 17. Dezember 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.[1]

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 zum Beispiel 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 Konzessionierungsverfahren durchführen müssen und eine In-House-Vergabe unzulässig ist. Schließlich kann die vom BGH erklärte Rechtsfolge bei

1 Urteile des BGH vom 17. Dezember 2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, Abdruck mit Anmerkung von *Weiß* in EnWZ 2014, 268 ff.

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 eingeengt. 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 2011 und die aktuelle Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) wurden zum Anlass genommen, um die erste 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 Konzessionierungsverfahren, 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 in Kapitel IV eingegangen.

II Das Konzessionierungsverfahren

Die gesetzlichen Vorschriften für das Konzessionierungsverfahren in § 46 Abs. 2 bis 4 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 Kommune die konzessionsvertragliche Ausgangslage prüfen. Hierzu gehört eine Prüfung des genauen Vertragsendes des laufenden Konzessionsvertrages sowie möglicher Sonderkündigungsrechte. Sofern in einer Kommune mehrere Strom- beziehungsweise Gaskonzessionsverträge mit ähnlichen Laufzeiten bestehen, kann die Kommune eine gemeinsame Verfahrensdurchführung oder eine Harmonisierung der Laufzeiten in Erwägung ziehen.

Zudem gibt es in laufenden Konzessionsverträgen zumeist Regelungen für die Zeit vor und nach dem Vertragsablauf, die Auskunftsansprüche der Kommunen zu den Versorgungsanlagen sowie Erwerbsansprüche enthalten („Endschaftsbestimmungen“). Diese Regelungen sollten insbesondere mit den gesetzlichen Vorgaben in § 46 Abs. 2 bis 4 EnWG abgeglichen werden. So kann es für die Kommune beispielsweise günstiger sein, einen konzessionsvertraglichen Auskunftsanspruch geltend zu machen und nicht den – in Bezug auf den Umfang der herauszugebenden Daten nicht näher konkretisierten – gesetzlichen Anspruch aus § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG.

Da die Kommune dazu verpflichtet ist, bereits im Zeitpunkt der Bekanntmachung zur Verfahrenseröffnung Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Versorgungsnetzes für potenzielle Interessenten zu veröffentlichen, sollte sie diese Daten rechtzeitig vor dem beabsichtigten Bekanntmachungszeitpunkt bei dem bisherigen Netzbetreiber abfordern (§ 46 Abs. 2 Satz 4, Abs. 3 Satz 1 EnWG; gegebenenfalls konzessionsvertraglicher Anspruch).

Die Kommune 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) selbständig bewerben. Die Abfrage von Kooperationsmodellen kann in Betracht kommen, wenn der örtliche Netzbetrieb bislang nicht von einem kommunalen Unternehmen durchgeführt wurde und die Kommune 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]

Bekanntmachungs- und Interessenbekundungsphase

Das Konzessionierungsverfahren beginnt mit einer Bekanntmachung im Bundesanzeiger nach den Vorgaben in § 46 Abs. 3 Satz 1 bis 4 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 Kommunen 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 etwa zweieinhalb bis drei Jahre vor dem Vertragsende erfolgen. Dies gilt insbesondere, wenn die Kommune eine (Re-)Kommunalisierung des Netzbetriebes in Erwägung zieht und im Rahmen des Konzessionierungsverfahrens auch Kooperationsmodelle abfragen möchte.

Bei einer vorzeitigen Beendigung von Konzessionsverträgen vor dem regulären Vertragsablauf (zum Beispiel nach der Ausübung von Kündigungsrechten) muss die Zweijahresfrist des § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG nicht eingehalten werden. Für diese Fälle ist lediglich vorgeschrieben, dass der Neuabschluss des Konzessionsvertrages frühestens drei Monate nach der Bekanntmachung erfolgen darf (§ 46 Abs. 3 Satz 4 EnWG). Eine Umgehung der Zweijahresfrist nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG durch eine Kündigung bzw. Aufhebung des Konzessionsvertrages kurz vor dem regulären Vertragsablauf ist jedoch unzulässig.

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). Eine Bekanntmachung in anderen Medien, etwa in Tageszeitungen oder der Fachpresse, ist nicht ausreichend.

Inhalt der Bekanntmachung

Die Bekanntmachung zur Verfahrenseröffnung muss nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG das Datum des Vertragsendes sowie einen Hinweis auf die veröffentlichten 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 Umfanges nicht in der Bekanntmachung veröffentlicht. Es empfiehlt sich eine Veröffentlichung dieser Informationen auf der Internetseite der Kommune, dies ist allerdings nicht zwingend.[3] Auf den Ort der Veröffentlichung muss in der Bekanntmachung jedenfalls hingewiesen werden.

Die Kommune hat bereits ein Jahr vor der Bekanntmachung einen gesetzlichen Auskunftsanspruch[4] gegenüber dem bisherigen Netzbetreiber über die zu veröffentlichenden Netzinformationen. Der Umfang der vom bisherigen Netzbetreiber herauszugebenden und von der Kommune zu veröffentlichenden Netzinformationen ist gesetzlich nicht festgelegt. Die Bundesnetzagentur hat von ihrer Festlegungskompetenz über den Umfang und das Format der Netzinformationen[5] bislang keinen Gebrauch gemacht. In ihrem rechtlich unverbindlichen Gemeinsamen Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur einen Katalog von Netzdaten aufgenommen, der im Wesentlichen technische Netzdaten und das Konzessionsabgabenaufkommen umfasst.[6] Nach einem Urteil des OLG Celle sind von dem Auskunftsanspruch der Kommunen gegenüber dem bisherigen Netzbetreiber darüber hinaus auch wirtschaftliche (kalkulatorische) Netzdaten umfasst.[7]

Schließlich sollte eine Frist für die Einreichung von Interessenbekundungen gesetzt werden. Üblicherweise wird eine Interessenbekundungsfrist von drei Monaten gewährt, in der potenzielle Interessenten eine mögliche Bewerbung um die Konzession auch anhand der zur Verfügung gestellten Netzinformationen prüfen können.

2 Vgl. im Einzelnen unter „Kooperationen“ in diesem Kapitel.

3 Vgl. OLG Celle, Urteil vom 9. Januar 2014, Az. 13 U 52/13.

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

5 § 46 Abs. 2 Satz 5 EnWG.

6 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers vom 15. Dezember 2010, Rz. 25.

7 OLG Celle, Urteil vom 9. Januar 2014, Az. 13 U 52/13 (noch nicht rechtskräftig).

RECHTSFOLGEN BEI FEHLERN

Die Folgen von Bekanntmachungsfehlern sind gesetzlich nicht geregelt.

Versäumt die Kommune 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 Kommune 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 Abs. 2 bis 4 EnWG nicht wirksam eröffnet.[8]

Ob und in welchen Fällen eine „nur" inhaltlich fehlerhafte oder unvollständige Bekanntmachung zur Nichtigkeit des neu abgeschlossenen Konzessionsvertrages führt, ist bisher nicht geklärt. Die Kommunen sollten sich in jedem Fall an die gesetzlichen Bekanntmachungspflichten halten und die Veröffentlichung form- und fristgerecht vornehmen.

INTERESSENBEKUNDUNG

In der Bekanntmachung sollten die Kommunen Energieversorgungsunternehmen auffordern, ihr Interesse an der Konzession innerhalb einer bestimmten Frist zu bekunden (üblicherweise drei Monate). Häufig (und dies ist im Interesse eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs auch sachgerecht) kündigen die Kommunen 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 Kommune die interessierten Unternehmen zur Angebotsabgabe auffordern und ein diskriminierungsfreies sowie transparentes Auswahlverfahren durchführen. 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.

8 OLG Düsseldorf, Urteil vom 12. März 2008 Az. VI-2 U 8/07 (Kart) für den Fall der gänzlich unterbliebenen Bekanntmachung; OLG Celle, Urteil vom 23.5.2013, Az. 13 U 185/12 (Kart) (noch nicht rechtskräftig) für den Fall der Bekanntmachung „nur" im Deutschen Ausschreibungsblatt; vgl. zu OLG Celle die Urteilsbesprechung von *Dierkes*, EnWZ 2013, 374 ff.

Einleitung des Auswahlverfahrens

Bei mehreren Bewerbern um die Konzession muss die Kommune ein transparentes und diskriminierungsfreies Auswahlverfahren durchführen, eine „In-House-Vergabe" an ein kommunales Unternehmen ist nach der derzeitigen Rechtslage nicht zulässig.[9] Auch bei der Bewerbung eines eigenen kommunalen Unternehmens muss die Kommune alle Bewerber gleich behandeln, der Schein einer Parteilichkeit sollte unbedingt vermieden werden.[10] Für die Ausgestaltung des Auswahlverfahrens finden sich in § 46 Abs. 2 bis 4 EnWG nur wenige Regelungen.

Im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 hat der Gesetzgeber einen Verweis in § 46 Abs. 3 Satz 5 EnWG eingeführt, nach dem die Kommunen bei der Auswahl des Neukonzessionärs den Zielen des § 1 EnWG (Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit, Erneuerbare Energien) *„verpflichtet"* sind. Nach den Urteilen des BGH vom 17. Dezember 2013[11] müssen die Kommunen die Ziele des § 1 EnWG bei ihrer Auswahlentscheidung *„vorrangig"* berücksichtigen, also jedenfalls mit einer Gewichtung von über 50 Prozent im Vergleich zu anderen Auswahlkriterien. 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.

Bei der Festlegung der Auswahlkriterien sollte sich die Kommune möglichst eng an den Vorgaben des BGH in den Urteilen vom 17. Dezember 2013 sowie der hierauf aufbauenden Rechtsprechung der Oberlandesgerichte[12] orientieren. Im Falle unzulässiger Auswahlkriterien ist nach den strengen Maßstäben der Rechtsprechung in der Regel von einem Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Kommune 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 sind den Bewerbern um die Konzession mit Hinweisen zum weiteren Verfahrensablauf und der Aufforderung zur Abgabe von Angeboten schriftlich

9 Vgl. im Einzelnen die Urteile des BGH vom 17. Dezember 2013, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, Abdruck mit Anmerkung von *Probst* in ZNER, 2014, 168 ff.

10 Zu Fällen einer personellen Verflechtung von Kommunen und kommunalen Bewerbern *Schweizer/Wolkenhauer*, Mitwirkungsverbote in Konzessionierungsverfahren nach § 46 EnWG, DÖV 2013, 745 ff.

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

12 Vgl. Beschluss des OLG Düsseldorf vom 17. April 2014, Az. VI-2 Kart 2/13 (V), und Urteil des OLG Karlsruhe vom 26. März 2014, Az. 6 U 68/13 (Kart).

mitzuteilen. In dem Schreiben an die Bewerber („Verfahrensbrief“) sollten auch die von der Kommune gewünschten Anforderungen an die abzugebenden Angebote dargestellt werden. Insbesondere kann die Kommune den Bewerbern bereits einen Konzessionsvertragsentwurf übermitteln, auf deren Grundlage die Angebote abgegeben werden sollen. Dadurch kann die Kommune eine bessere Vergleichbarkeit der Angebote gewährleisten und zudem ihre eigenen konzessionsvertraglichen Vorstellungen mitteilen. Zudem sollte die Kommune 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.

ABGABE VON ANGEBOTEN

Die Bewerber können nunmehr auf der Grundlage der von der Kommune übermittelten Unterlagen innerhalb der Angebotsfrist ein Konzessionsangebot erarbeiten. Die 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, zunächst indikative Angebote von den Bewerbern abzufragen. So kann die Kommune die Bewerber nach Eingang und Durchsicht der indikativen Angebote noch um Klarstellungen, Ergänzungen und Änderungen in den verbindlichen Angeboten bitten. Es kann auch ein Präsentationstermin sinnvoll sein, in dem die Bewerber ihr Unternehmen sowie ihr Angebot vorstellen und Fragen der Kommune beantworten. Dieses „zweistufige“ Verfahren gibt den Bewerbern die Möglichkeit, ihr bestes Konzessionsangebot abzugeben. Der Verfahrensablauf ist allerdings rechtlich nicht vorgegeben und kann von den Kommunen nach ihren Vorstellungen sowie den Umständen des Einzelfalles ausgestaltet werden. Auf die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Verfahrens, also insbesondere die Gleichbehandlung aller Bewerber, sollten die Kommunen jedoch stets achten.

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

AUSWAHLENTSCHEIDUNG UND VERTRAGSABSCHLUSS

Die verbindlichen Angebote der Bewerber müssen auf der Grundlage der zuvor bekanntgegebenen Auswahlkriterien und deren Gewichtung ausgewertet werden. Dabei steht der Kommune ein Beurteilungsspielraum bei der Frage zu, welches Angebot die einzelnen Kriterien am besten erfüllt und insofern die höchste Punktzahl erhält. Die Auswahlentscheidung wird schließlich nach entsprechender Vorbereitung durch die Verwaltung vom Vertretungsorgan der Kommune getroffen. Mit ihrer Auswahl legt sich die Kommune 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.

Eine Mitteilung der Auswahlentscheidung an die Bewerber ist nicht gesetzlich vorgeschrieben, jedoch üblich und empfehlenswert. So sollten die Kommunen insbesondere unterlegene Bewerber in Anlehnung an die vergaberechtliche Vorschrift des § 101a GWB über den Namen des Unternehmens, dessen Angebot angenommen werden soll, über die Gründe der Nichtberücksichtigung ihres Angebots und über den frühesten Zeitpunkt des Vertragsschlusses in Textform unterrichten. Sofern die Kommunen in dieser Form über die Auswahlentscheidung informieren und den Konzessionsvertrag frühestens 15 Kalendertage später unterzeichnen, haben die unterlegenen Bewerber hinreichende Möglichkeiten zur Inanspruchnahme von einstweiligem Rechtsschutz. Wenn unterlegene Bewerber diese Möglichkeit nicht wahrnehmen, können etwaige Verfahrensfehler der Kommunen nach den Urteilen des BGH vom 17. Dezember 2013 im Interesse der Rechtssicherheit „geheilt“ und eine Unwirksamkeit des abzuschließenden Konzessionsvertrages vermieden werden.[13]

Nach der Auswahlentscheidung und der zu empfehlenden Vorabinformation an die Bewerber kann die Kommune den Konzessionsvertrag unterzeichnen.

BEKANNTMACHUNGSPFLICHTEN NACH VERTRAGSABSCHLUSS

Sofern sich mehrere Unternehmen um eine Konzession beworben haben, muss die Kommune ihre Auswahlentscheidung unter Angabe der maßgeblichen Gründe gemäß § 46 Abs. 3 Satz 6 EnWG öffentlich bekanntmachen. Diese Bekanntmachung dient der Transparenz und besseren Nachvollziehbarkeit der gemeindlichen Entscheidung.[14]

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. Die Bekanntmachung nach § 46 Abs. 3 Satz 6 EnWG dient dem Zweck, die von der Auswahlentscheidung Betroffenen zu informieren. Betroffen sind neben den Unternehmen, die sich um die Konzession beworben haben, vor allem die Netzkunden im Gemeindegebiet. Diese würden über eine ausschließliche Bekanntmachung im Bundesanzeiger nicht erreicht.

13 BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, Az. KZR 66/12 Rz. 108 f.

14 BT-Drs. 13/7274, S. 21.

BESONDERHEITEN NACH LANDESRECHT

In einigen Gemeindeordnungen sind aufgrund der Bedeutung der Konzessionsverträge besondere Pflichten der Kommunen 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“*[15]. 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“*[16].

NETZÜBERNAHMEVERHANDLUNGEN UND NETZÜBERNAHME

Sofern sich die Kommune 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 übertragenen Anlagen sowie die Höhe der zu zahlenden Vergütung.[17] 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.

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 Altkonzessionsvertrages durch die Bekanntmachung im Bundesanzeiger eingeleitet werden muss.

15 Vgl. § 76 KV-MV, § 124 GO-LSA.

16 Vgl. auch: § 101 Abs. 1 SächsGO; § 107 Abs. 1 Satz 2 GO-BaWü; In Niedersachsen kann die Kommunalaufsichtsbehörde nach § 115 Abs. 2 NdsGO mit Zustimmung der Gemeinde auf deren Kosten das Gutachten eines Sachverständigen einholen. Abschluss, Verlängerung und Abänderung von Konzessionsverträgen sind nach § 116 Abs. 1 Nr. 10 NGO der Kommunalaufsichtsbehörde anzuzeigen.

17 Hierzu im Einzelnen unter dem Kapitel IV.

Unter anderem ist Öffentlichkeitsarbeit über die Umstellung des Energiesystems und des Netzausbaus erforderlich

Es ist jedoch zu empfehlen, bereits deutlich früher mit der Vorbereitung des Konzessionierungsverfahrens zu beginnen. Die Durchführung eines Konzessionierungsverfahren ist aufgrund der Anforderungen des BGH in den Urteilen vom 17. Dezember 2013 deutlich anspruchsvoller und komplexer geworden, insbesondere müssen die Kommunen bei mehreren Bewerbern deren Angebote vorrangig auf der Grundlage der energiewirtschaftlichen Ziele des § 1 EnWG bewerten. Häufig treten in Konzessionierungsverfahren auch unvorhergesehene Verzögerungen auf. Zudem sollte die Kommune beachten, dass sich an den Neuabschluss eines Konzessionsvertrages möglicherweise eine Netzübernahme anschließt, die sorgfältig vorbereitet und umgesetzt werden muss. Es liegt im Interesse der Kommune, dass diese Netzübernahme noch innerhalb der Restlaufzeit des Altkonzessionsvertrages abgeschlossen und damit ein vertragsloser Zustand vermieden wird. Nach alldem 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 Kommune, 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

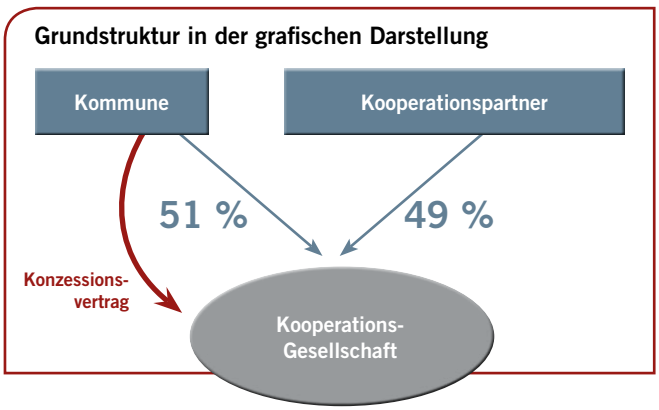
Kooperationen

GESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Überblick

Vor der Durchführung eines Konzessionierungsverfahrens sollte die Kommune prüfen, ob sie ein reines Konzessionierungsverfahren durchführen oder zum Zwecke einer möglichen (Re-) Kommunalisierung des Netzbetriebes auch Kooperationsmodelle abfragen möchte.[18]

Ausgangspunkt der Umsetzung eines Kooperationsmodells (IÖPP – institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaften) ist die Gründung einer Kooperationsgesellschaft zwischen der Kommune und einem Kooperationspartner. Sofern nach der Durchführung eines transparenten und diskriminierungsfreien Konzessionierungsverfahrens gemäß § 46 Abs. 2 bis 4 EnWG die Auswahlentscheidung zu Gunsten der Kooperationsgesellschaft fällt, wird zwischen dieser – gegebenenfalls noch zu errichtenden Gesellschaft – und der Kommune 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.



18 Vgl. hierzu oben unter „Vorbereitungsphase“.

Ausgestaltung der Kooperationsgesellschaft

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

Beschränkung des kommunalen Einflusses durch Entflechtungsvorgaben

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 Kommune als Gesellschafter auf die Geschäftsführung eingeschränkt werden muss. Diese Vorgaben der Entflechtung sind bei der Gestaltung des Vertragswerkes genau zu beachten. So muss zum Beispiel 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 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 Kommune 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 Kommune direkt oder lediglich mittelbar über eine weitere kommunale Eigengesellschaft an der Kooperationsgesellschaft beteiligen wird. Der Kooperationspartner sollte bereit sein, spätere Änderungen und Anpassungen zum Beispiel 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 Querverbunds. Im Rahmen des steuerlichen Querverbunds 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 Querverbunds 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 Kommune oder der Kooperationspartner die Gesellschaft jeweils alleine gründen und im Anschluss die andere Partei der Kooperationsgesellschaft in der gewünschten Beteiligungshöhe durch Anteilserwerb oder im Wege einer Kapitalerhöhung beitritt.

Eine Beteiligung der Kooperationsgesellschaft als Rechtssubjekt am und damit eine Errichtung vor dem laufenden Konzessionierungsverfahren 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 Kommune 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 Kommune notwendigen Verteilungsanlagen von der Kooperationsgesellschaft vom bisherigen Netzeigentümer eigentumsrechtlich übernommen werden.

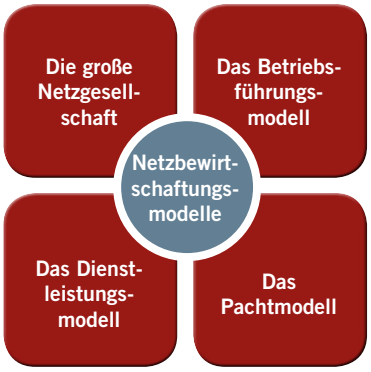
Technische Entflechtung des Energieversorgungsnetzes

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

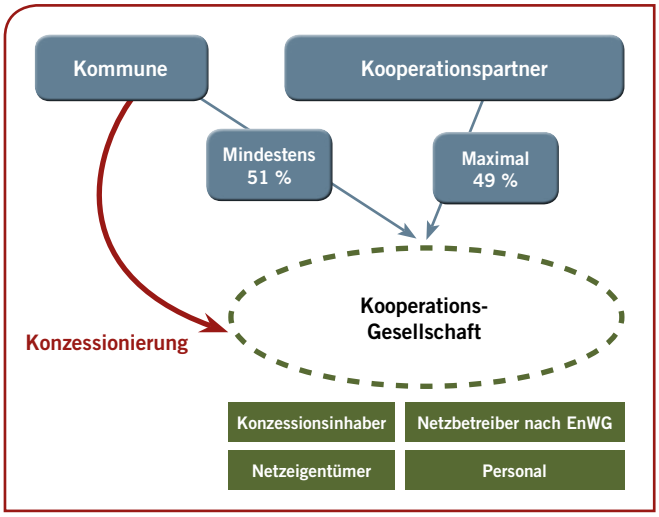
Für die Bewirtschaftung eines übernommenen Energieversorgungsnetzes, gegebenenfalls zusammen mit einem etablierten Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner, sind grundsätzlich vier verschiedene Netzbewirtschaftungsmodelle denkbar. Die verschiedenen Netzbewirtschaftungsmodelle dienen dabei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



Darstellung der denkbaren Netzbewirtschaftungsmodelle

Große Netzgesellschaft

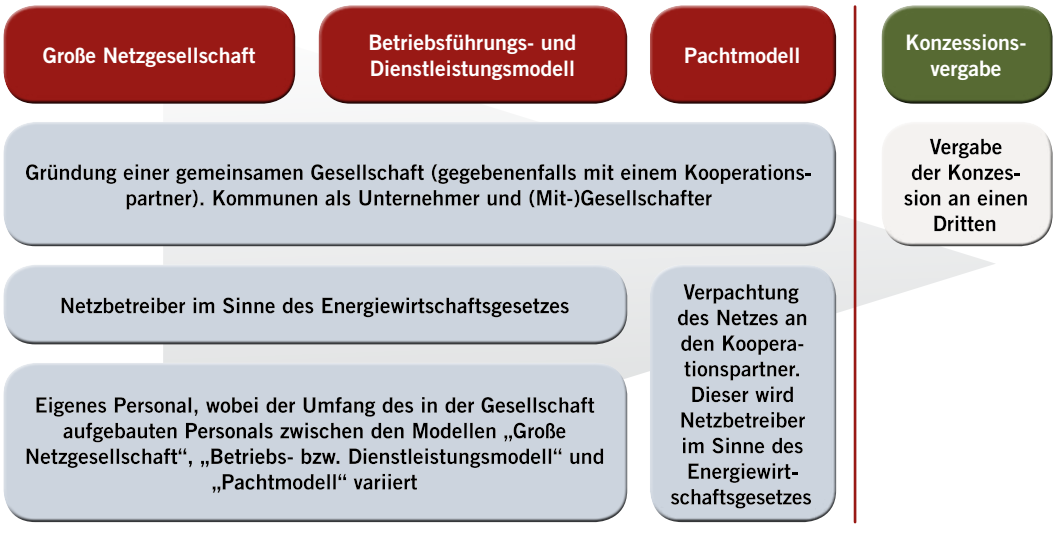
Grundlage des ersten Modells ist eine Kooperationsgesellschaft, die von der Kommune und einem Kooperationspartner gegründet wird. Diese Kooperationsgesellschaft schließt mit der Kommune einen Konzessionsvertrag ab. Die Kooperationsgesellschaft übernimmt in der Folge das Eigentum an dem örtlichen Energieversorgungsnetz 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



Darstellung des qualitativen Verhältnisses der kommunalen wirtschaftlichen Betätigung

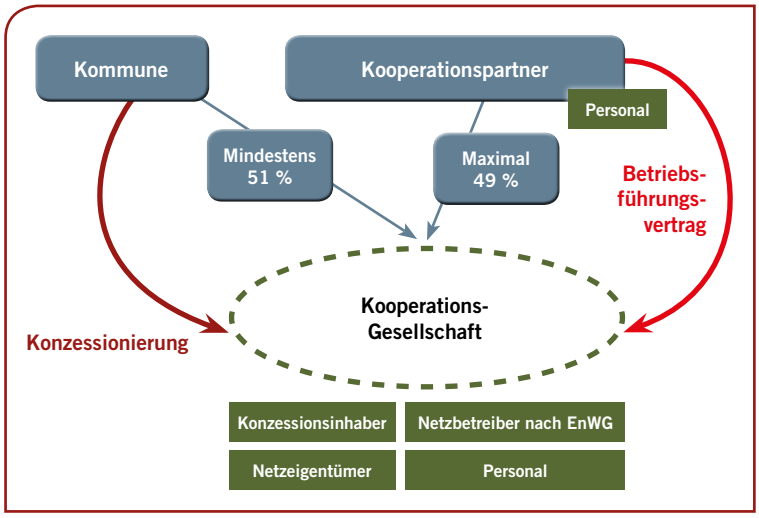
wird lediglich Partei des Konsortialvertrages, der das Verhältnis der Gesellschafter der Kooperationsgesellschaft untereinander regelt. Ein Austauschverhältnis zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner wird aber nicht begründet.

Betriebsführungsmodell

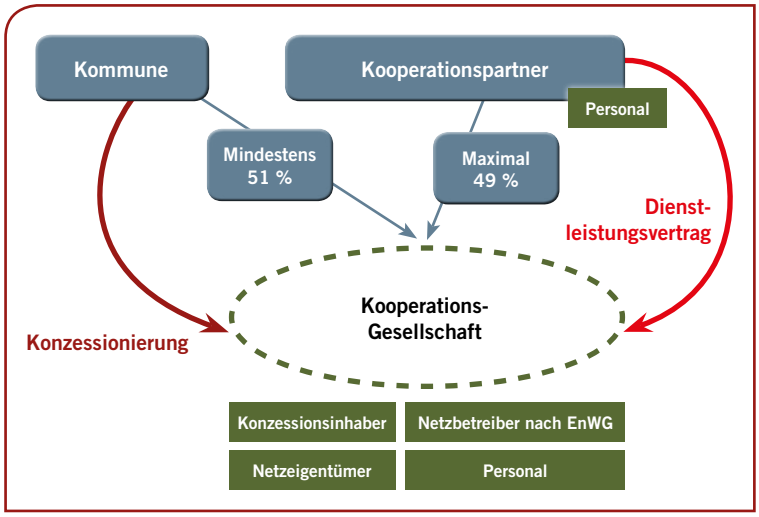
Das sogenannte Betriebsführungsmodell basiert auf dem Modell einer „Großen Netzgesellschaft". Im Rahmen eines Betriebsführungsmodells schließt die Kooperationsgesellschaft allerdings einen Betriebsführungsvertrag mit einem Dritten, im Regelfall mit dem Kooperationspartner, ab. Der Betriebsführungsvertrag beinhaltet dabei sowohl die kaufmännische (zum Beispiel Buchhaltung, Erstellung von Jahresabschlüssen, Abschlussprüfungen, steuerliche Angelegenheiten und Gesellschafterbetreuung) als auch die technische Betriebsführung (zum Beispiel 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 Netzbetreiberin und Konzessionsinhaberin. Der Betriebsführer nutzt für seine Leistungen entweder eigenes Personal oder solches, dass 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



Das Dienstleistungsmodell in der grafischen Übersicht

Allerdings ist beim Betriebsführungsmodell vergaberechtlich darauf hinzuweisen, dass der Betriebsführungsvertrag bei Überschreiten gewisser Schwellenwerte ausschreibungspflichtig und unter Umständen das gesamte Konzessionierungsverfahren 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 Konzessionierungsverfahren abgeschlossen, wird das Verfahren hiervon nicht berührt. Sollte das Konzessionierungsverfahren 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 Kommune und einem Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner gegründet wird. Diese Kooperationsgesellschaft schließt mit der Kommune 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, des Elektronischen Datenmanagements und der Marktprozesse sowie den Managementservicefunktionen werden durch Dienstleistungsverträge mit dem Kooperationspartner sichergestellt.

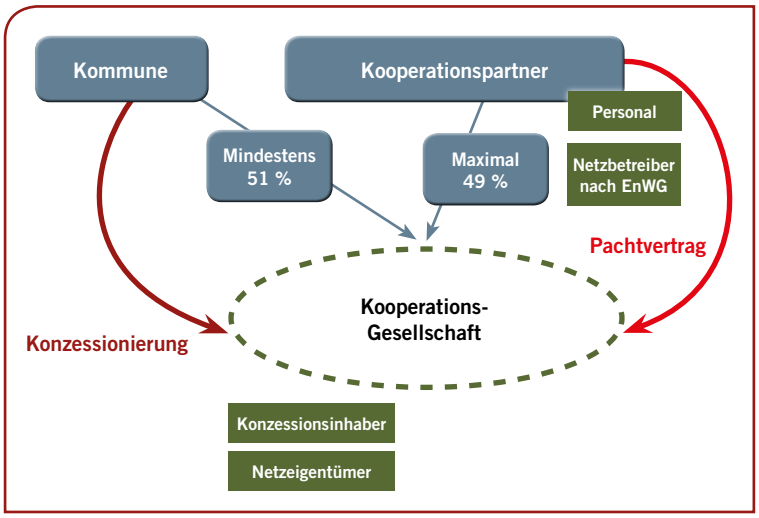
Die Kooperationsgesellschaft wird Netzbetreiber im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Als Netzbetreiber ist die Kooperationsgesellschaft der Anreizregulierung ausgesetzt.

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 Kommune und ein Energieversorgungsunternehmen als Kooperationspartner. Diese Kooperationsgesellschaft schließt wiederum mit der Kommune 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.



Das reine Pachtmodell in der grafischen Übersicht

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.

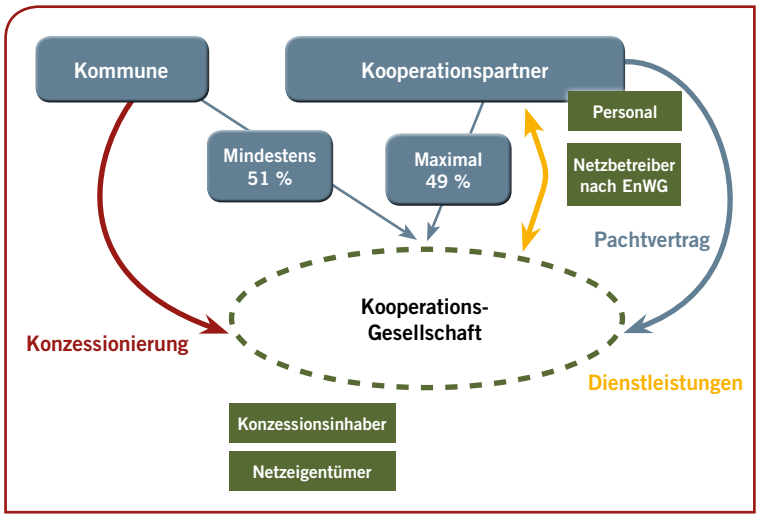
Im reinen Pachtmodell wird zwischen der Kooperationsgesellschaft und dem Kooperationspartner ein Pachtvertrag abgeschlossen. Gegenstand des Pachtvertrages ist die (Weiter-)Übertragung der Wegenutzungsrechte und der Nutzungsrechte an den Versorgungsanlagen an den Pächter. Der Pächter erhält folglich die 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 aus der Sicht des Verpächters keinen Beschaffungsvorgang im Sinne des Vergaberechts dar. Der Abschluss eines Pachtvertrages und damit die Umsetzung des Pachtmodells unterliegen im Unterschied zum Betriebsführungs- und Dienstleistungsmodell damit nicht dem Vergaberecht.

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 Kommune bzw. 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 Kommune 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



Das Pachtmodell mit rücklaufenden Dienstleistungen in der grafischen Übersicht

Kooperationsgesellschaft zu erbringenden Dienstleitungen kann grundsätzlich frei vereinbart werden. So bietet es sich an, mangels qualifizierten Personals der Kooperationsgesellschaft (bzw. der beteiligten Kommune), zunächst nur ein geringes Aufgabenspektrum zu übernehmen und dieses mit der Zeit zu erweitern. Für die vergaberechtliche Relevanz und die Auswirkungen auf das Konzessionierungsverfahren kann auf das Betriebsführungs- bzw. 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 Kommune 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.

Im zweistufigen Verfahren wird zunächst ein Verfahren über die Auswahl des Kooperationspartners durchgeführt (Stufe eins). Nach Abschluss dieses Verfahrens gründen die konzessionierenden Kommunen mit dem Kooperationspartner, der das Auswahlverfahren gewonnen hat, eine Kooperationsgesellschaft, welche in einer zweiten Stufe als Bewerberin am Konzessionierungsverfahren teilnimmt. Die Rechtsprechung sieht hierin keine unzulässige Vorfestlegung, da die Auswahl des Konzessionsvertragspartners in einem transparenten und diskriminierungsfreien Konzessionierungsverfahren gem. § 46 Abs. 2 bis 4 EnWG zu erfolgen hat.[19] Gleichwohl kann es im Hinblick auf die gebotene Diskriminierungsfreiheit des Konzessionierungsverfahrens 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 beachten[20] – der sich nur im Falle eines Obsiegens des Kooperationsmodells im anschließenden ergebnisoffenen Konzessionierungsverfahren 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 Kommune für ein einstufiges Verfahren entscheidet, muss die Kommune 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 Kommune 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 Konzessionierungsverfahren und Kooperationspartnersuche rechtlich ebenfalls komplex. Die Europäische Kommission hat sich in ihrem Leitfaden zur Umsetzung einer IÖPP für den Weg eines verbundenen Verfahrens ausgesprochen.[21]

19 Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 9. Januar 2013, Az. VII-Verg 26/12.

20 So OLG Düsseldorf a. a. O.

21 Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen in Bezug auf die Anwendung der gemeinschafts-rechtlichen Rechtsvorschriften für öffentliche Aufträge und Konzessionen auf institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaften (IÖPP)" vom 5. Februar 2008 [C(2007)6661], S. 5 f.

III Zulässige Kriterien für die Auswahl des Vertragspartners

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.[22] 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 gem. § 46 Abs. 3 Satz 5 EnWG den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet. Mit der EnWG-Novelle 2011 ist in § 46 Abs. 3 Satz 5 EnWG ausdrücklich geregelt, dass diese bei der gemeindlichen Auswahlentscheidung nunmehr auch Ziele des § 1 EnWG zu berücksichtigen haben. 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. Es blieb jedoch bislang unklar, in welchem Verhältnis die in § 1 EnWG aufgeführten netzbezogenen Gesetzesziele zu sonstigen, gemeindeeigenen Kriterien bei der Auswahlentscheidung stehen.

Der Bundesgerichtshof (BGH) hat in seinen Urteilen vom 17. Dezember 2013[23] entschieden, dass die Auswahlkriterien vorrangig und damit zumindest mit mehr als 50 Prozent an den Zielen des § 1 EnWG auszurichten sind. Daneben dürfen grundsätzlich auch weitere gemeindeeigene Interessen wirtschaftlicher Art mit in die Auswahlentscheidung einfließen, sofern sie einen eindeutigen Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrages aufweisen und sich in den gesetzlichen Grenzen der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) bewegen. Entscheidend ist aus Sicht des BGH, dass die Kriterien entsprechend dem Sinn und Zweck der Vorschrift des § 46 Abs. 2 und 3 EnWG den Wettbewerb um die Netze fördern. Gemeinden und Städte haben nach den Ausführungen des Gerichts einen Spielraum, die Auswahlkriterien insgesamt unterschiedlich zu konkretisieren, zu gewichten und gegeneinander abzuwägen. Die Gemeinde kann beispielsweise der Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit unterschiedliches Gewicht einräumen. Zulässig sind auch Auswahlkriterien, die qualitative Eigenschaften und Unterschiede der Angebote bei Netzbetrieb und Netzverlegung bewerteten.[24]

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

„NETZBEZOGENE KRITERIEN“ DES § 1 ENWG

Mit der BGH-Rechtsprechung ist nun geklärt, dass Gemeinden und Städte vorrangig die Kriterien des § 1 EnWG ihrer Konzessionsvergabeentscheidung zugrunde zu legen haben.

Sicherheit und Qualität des Netzbetriebes

Das Kriterium des sicheren Netzbetriebes mit den Teilaspekten 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.[25] 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, zum Beispiel Reduzierung von Ausfallzeiten, sowie Investitionen zur bedarfsgerechten Optimierung und zum Ausbau bewertet werden.

Preisgünstigkeit

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. 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

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

23 BGH, Az. KZR 65/12 und KZR 66/12, vgl. Fn. 13.

24 Der BGH (Az.: KZR 66/12, Rz. 49) nennt als Beispiel hier ausdrücklich den Umfang der Bereitschaft zur Erdverkabelung oder zur Verlegung von Leerrohren (vgl. im Detail unter dem Kriterium der „Umweltverträglichkeit“).

25 Der BGH (Az.: KZR 66/12, Rz. 85) verweist als Orientierungshilfe auf den Musterkriterienkatalog der Energiekartellbehörde Baden-Württemberg vom 9. Juli 2013, wonach die Netzsicherheit mit mindestens 25 Prozent der möglichen Gesamtpunktzahl zu gewichten ist.

Bewertung eines Angebots im Hinblick auf den Gesetzeszweck einer preisgünstigen Versorgung nicht ersetzen.[26]

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 (zum Beispiel die Verpflichtung, Anschlüsse innerhalb bestimmter Fristen herzustellen).

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. Bei der Kosteneffizienz können auch Potenziale zur Steigerung der Kosteneffizienz Berücksichtigung finden (effiziente Ressourcennutzung, Nutzung von Synergien, zum Beispiel in den Bereichen der Wasser- 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. Nicht ohne weiteres als Kriterium geeignet, ist die Heranziehung von sogenannten regulatorischen Effizienzwerten[27], die sich regelmäßig nicht auf das konkrete Konzessionsgebiet, sondern auf den gesamten Netzbereich des Netzbetreibers beziehen. Die Effizienzwerte kleinerer Netzbetreiber werden zudem in einem vereinfachten Verfahren ermittelt und stellen kein unternehmensindividuelles Kriterium dar. 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 bzw. 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-Kopplungs-Anlagen anzupassen. Dabei können neue Technologien, Speicher (zum Beispiel 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. Dezember 2013 auch den Umfang der Bereitschaft zur Erdverkabelung oder zur Verlegung von Leerrohren als zulässige Auswahlkriterien.[28] 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, zum Beispiel durch die Aufstellung eines Umweltentwicklungsplans, Konzepte für optimale Einbindung erneuerbarer Energie, Öffentlichkeitsarbeit über Umstellung des Energiesystems und Netzausbau. Zu beachten ist an der Stelle jedoch das Nebenleistungsverbot nach § 3 der Konzessionsabgabenverordnung (KAV), wonach Finanz- und Sachleistungen, die unentgeltlich oder zu einem Vorzugspreis gewährt werden, unzulässig sind.[29]

Gesichtspunkte der Umweltverträglichkeit können sich auch auf das Netzmanagement und Wartungsmaßnahmen des allgemeinen Netzbetriebes beziehen. Dabei können zum Beispiel kurze Anfahrtswege oder Nutzung von umweltschonenden Fahrzeugen (CO_2-Ausstoß), die Verwendung umweltschonender Materialien bzw. 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 zählten 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

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

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

28 BGH, Az.: KZR 66/12, Rz. 49.

29 Vgl. hierzu insbesondere die Urteile des OLG München vom 26. September 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 Maßnahmen, die dem sparsamen und ressourcenschonenden Umgang dienen, vorsehen (vgl. hierzu im Detail in diesem Kapitel unter „Zulässige/unzulässige Nebenleistungen“).

Netzes. Die Einflussnahmemöglichkeiten der Kommune können insofern durch die Abfrage von Informations- und Mitwirkungsrechten im Konzessionsvertrag bewertet werden. Sofern die Kommune 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.[30]

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.[31] 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 Gegenleistungen (insbesondere der Anteilskaufpreis) und Risiken der Gemeinde angemessen berücksichtigen.[32]

GEMEINDEEIGENE KRITERIEN

Die Frage, ob und in welchem Umfang Gemeinden neben der vorrangigen Berücksichtigung der netzbezogenen Kriterien des § 1 EnWG noch weitere – primär gemeindeeigene – Interessen für die Auswahlentscheidung heranziehen dürfen, ist auch nach der BGH-Entscheidung nicht abschließend geklärt. Der BGH erklärt hierzu, dass die Gemeinden zwar die Kriterien des § 1 EnWG eindeutig vorrangig zu berücksichtigen haben, ihnen es jedoch im Übrigen, also in einem Umfang von weniger als 50 Prozent der Gesamtgewichtung, überlassen bleibt, sachgerechte Auswahlkriterien, die einen Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrags aufweisen, zu finden und zu gewichten.[33]

Sofern ein eindeutiger Bezug zum Konzessionsvertrag (insbesondere zum Netzbetrieb) hergestellt werden kann, sind Gemeinden laut dem BGH grundsätzlich berechtigt, auch ihre fiskalischen Interessen bei der Konzessionsvergabe zu berücksichtigen.[34] Rein fiskalische Interessen ohne diesen Bezug und die zudem auch über das erlaubte Maß nach der KAV hinausgehen, werden dagegen als unzulässig eingestuft.[35] Was im Einzelnen sachgerechte Auswahlkriterien sind, die einen Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrages aufweisen und wie diese gewichtet werden dürfen, ist nach wie vor nicht eindeutig zu beantworten. Bis diese Frage weder durch die Rechtsprechung noch durch eine Klarstellung im Gesetz beantwortet ist, sollten andere gemeindliche Interessen, wie zum Beispiel die Stärkung der lokalen oder regionalen Wertschöpfung oder der Erhalt und die Schaffung von Arbeitsplätzen vor Ort, daher besser im Rahmen energiepolitischer Konzepte in den Bereichen der Energieerzeugung und des Vertriebes berücksichtigt werden.

Aus Sicht der Gemeinde ist die künftige Ausgestaltung ihrer Konzessionsvergabeverfahren vor diesem Hintergrund mit einiger Rechtsunsicherheit behaftet. Es bedarf einer sorgfältigen Prüfung im Einzelfall. Es stellt sich künftig die Frage, inwiefern der Aufwand für die Vorbereitung und Begleitung der Verfahren noch in einem angemessen Verhältnis zum Ertrag der Konzessionsvergabe steht. Der DStGB hat sich vor dem Hintergrund bereits mehrfach in der Vergangenheit für eine gesetzliche Klarstellung der einschlägigen Vorschriften der §§ 46, 48 im EnWG ausgesprochen. Der Auftrag einer gesetzlichen Anpassung der Vorschriften wurde nun auch im aktuellen Koalitionsvertrag[36] aufgegriffen. Die Bundesregierung ist gefordert ihre Ankündigung, das Bewertungsverfahren bei Neuvergabe und die Rechtssicherheit im Netzübergang zu verbessern, in die Tat umzusetzen.

KRITERIEN ZUR AUSGESTALTUNG DES KONZESSIONSVERTRAGES

Konzessionsverträge enthalten regelmäßig folgende Schwerpunktbereiche:

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

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

30 BGH, Az.: KZR 66/12, Rz. 52.

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

32 Vgl. ausführlich zu den Kooperationsmöglichkeiten der Gemeinde im Kapitel II „Kooperationen“

33 Dies wurde bereits in dem gemeinsamen Leitfaden des Bundeskartellamtes und der BNetzA zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers vom 15. Dezember 2010, Rn. 23, geregelt und wurde nun auch vom BGH noch einmal bestätigt.

34 BGH, KZR 66/12, Rz. 75.

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

36 Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD der 18. Legislaturperiode „Deutschlands Zukunft gestalten“ vom 14. Dezember 2013.

Konzessionsabgabenzahlung für die Auswahlentscheidung der Kommune 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 Kommunen 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.[37]

Der BGH hat in seinen Urteilen vom 17. Dezember 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.[38]

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.[39] 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:

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, das heißt unabhängig davon, wer den Strom oder das Gas liefert, der Netzbetreiber, der die Konzessionsabgabe an die jeweilige Kommune abzuführen hat. Das jährliche Gesamtaufkommen an Konzessionsabgaben belief sich im Jahr 2012 auf rund 3,3 Milliarden Euro.[40] 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).[41] Aufgrund der Berechnung anhand der durchgeleiteten Elektrizität stellt die Konzessionsabgabe für die Kommunen 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.[42] 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 Spannbreite von 0,11 bis 2,39 Cent je kWh, und somit eine Abweichung von 2,28 Cent je kWh.[43] Folglich richtet sich die konkret zu zahlende Konzessionsabgabe hauptsächlich danach, ob Tarif- oder Sonderkunden beliefert werden. Die Einstufung als Tarifkunde ist daher entscheidend für das jeweilige kommunale Aufkommen an Konzessionsabgaben.

Als Tarifkunden gelten[44]

- alle Kunden in der Grundversorgung, also Haushaltskunden im engeren Sinne und Gewerbekunden bis zu einem Jahresverbrauch von 10000 kWh, die Elektrizität vom Grundversorger beziehen. Grundversorger ist jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.[45]

37 Vgl. hierzu bereits unter Rn. 27 und im Detail unter „zulässige/unzulässige Nebenleistungen".

38 BGH, Az.: KZR 66/12, Rz. 74.

39 BGH, Az.: KZR 66/12, Rz. 78.

40 Konzessionsabgaben für Strom, Gas und Wasser, ohne Stadtstaaten, Angaben der Kassenstatistik.

41 Vgl. § 2 Abs. 1 KAV.

42 Siehe § 2 Abs. 2 KAV.

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

44 Seit dem EnWG 2005.

45 § 1 Abs. 3 KAV i. V. m. §§ 36, 3 Nr. 22 EnWG.

- die Kunden der Ersatzversorgung, also 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.[46]
- Hinzu kommen Altverträge, also bestehende Tarifkundenverträge mit anderen als Haushaltskunden und bestehende Verträge über die Belieferung von Letztverbrauchern im Rahmen der allgemeinen Versorgungspflicht.[47]

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 das Abrechnungsjahres 30 Kilowatt und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30 000 Kilowattstunden.

Für den Gasbereich fehlt bisher noch immer eine vergleichbare Regelung.[48]

- *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 bzw. 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 BGH entschieden.[49]

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

Schließlich kann die Kommune 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.[50]

Zulässige und unzulässige Nebenleistungen

In dem Konzessionsvertrag können auch andere Leistungen als Konzessionsabgaben vereinbart werden. Dies gilt jedoch nicht uneingeschränkt. Die Vertragsfreiheit findet ihre Grenzen in den Bestimmungen der KAV. Dort erlaubt § 3 KAV neben der Konzessionsabgabe nur in einem sehr begrenzten Rahmen weitere Gegenleistungen des Energieversorgungsunternehmens für die Konzessionserteilung und Wegenutzung. Wie bereits erwähnt, regelt § 3 KAV welche Nebenleistungen zulässig sind und welche nicht.

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

46 § 1 Abs. 3 KAV i. V. m. § 38 EnWG.

47 § 1 Abs. 3 KAV i. V. m. §§ 115 Abs. 2, 116 EnWG.

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

49 BGH, Beschluss vom 6. November 2012, Az.: KVR 54/111.

50 Das LG Köln hat eine entsprechende Klausel im Urteil vom 22. März 2013, Az. 90 O 51/13, ausdrücklich als zulässig erachtet.

Eigenverbrauch der Gemeinde in Höhe von bis zu zehn Prozent des Rechnungsbetrages für den Netzzugang.[51] 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.

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.[52] Darüber hinaus dürfen Verwaltungskostenbeiträge der Versorgungsunternehmen für Leistungen, die die Gemeinde auf Verlangen oder im Einvernehmen mit dem Versorgungsunternehmen zu seinem Vorteil erbringt, erfolgen.[53]

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.[54]

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 Rechtsprechung55 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 mit der vertraglich vereinbarten Energieart dienen oder die partnerschaftliche Zusammenarbeit über den Rahmen des Konzessionsvertrages hinaus, vorsehen. Solche Leistungen sind grundsätzlich nur zulässig, soweit sie nicht im Zusammenhang mit dem Abschluss oder der Verlängerung von Konzessionsverträgen stehen.

Verstöße gegen das Nebenleistungsverbot i.S.d. § 3 KAV können zur Gesamtnichtigkeit des Konzessionsvertrages führen[56] und beinhalten das Risiko der vollständigen Rückabwicklung von Konzessionsverträgen. Höchstrichterlich ist diese Frage jedoch noch nicht geklärt.[57]

51 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KAV.

52 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KAV.

53 § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 KAV.

54 § 3 Abs. 2 KAV.

55 OLG München, Urteile vom 26. September 2013 (Az.: U 3589/12 Kart und U 3587/12 Kart).

56 Trotz der Aufnahme einer salvatorischen Klausel in dem Konzessionsvertrag.

57 Gegen ein Urteil des OLG München vom 26. September 2013 (Az. U 3587/12), in dem es um die Reichweite des Nebenleistungsverbotes und die Rechtsfolge von Verstößen ging, ist das Revisionsverfahren vor dem BGH anhängig.

Während dieses Problem in der Vergangenheit ausschließlich im Zusammenhang mit Leistungen im Rahmen des Konzessionsvertrages behandelt wurde, wird inzwischen auch teilweise im Rahmen von gesellschaftsrechtlichen Gestaltungen geprüft, ob unzulässige Nebenleistungen vorliegen.

Bis zu einer höchstrichterlichen Klärung dieser Fragestellung sollte daher auf die oben genannten Klauseln beim Abschluss neuer Konzessionsverträge verzichtet oder eine Entgeltlichkeit der Leistungen an die Kommune vorgesehen werden.

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, das heißt 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 Umlegungsmaßnahmen 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 100 bis 0 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. Endschaftsregelungen und die darin enthaltenen Formulierungen sind für die Gemeinden, die die (Re-)Kommunalisierung eines Netzes planen oder sich diese Option nach Auslaufen des Konzessionsvertrages offen halten wollen, von besonderer Bedeutung. In der Praxis ist es üblich, in den Konzessionsverträgen weitere Regelungen über die Rechtspflichten der Vertragsparteien zu treffen. 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.[58]

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“ hat. 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 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 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. Die Bundesnetzagentur hatte im Jahr 2012 entschieden, dass der Übereignungsanspruch auch sogenannte gemischt-genutzte Mittelspannungsleitungen umfasst, die sowohl für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet als auch für die Durchleitung in andere Gemeindegebiete notwendig sind. Das OLG Düsseldorf hat diesen Beschluss in einem Beschwerdeverfahren aufgehoben, das Rechtsbeschwerdeverfahren gegen den Beschluss des OLG Düsseldorf ist derzeit noch beim BGH anhängig.[59]

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 Kommune) 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 lediglich, dass eine „wirtschaftlich angemessene Vergütung“ zu zahlen ist. Obwohl es in der Rechtsprechung[60] eine eindeutige Tendenz gibt, nach der die Vergütung nach dem objektivierten Ertragswertverfahren[61] zu ermitteln ist, gibt es in Netzübernahmeverhandlungen regelmäßig Streit über die Wertermittlungsmethode. Altkonzessionäre berufen sich häufig auf Sachzeitwertklauseln in ihren Altkonzessionsverträgen und verlangen eine für sie günstige Vergütung auf Sachzeitwertbasis. Um eine Verzögerung der Netzübernahme zu vermeiden, sollte die Gemeinde mit der aktuellen Rechtsprechung das objektivierte Ertragswertverfahren als Wertermittlungsmethode vorgeben und in die Endschaftsregelungen aufnehmen.

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

59 BNetzA, Beschluss vom 19. Juni 2012 BK6 11/79; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12. Dezember 2012, Az. VI-3 Kart 137/12 (V), vgl. im Einzelnen im Kapitel IV unter „Häufige Probleme im Rahmen der Netzentflechtung“.

60 „Kaufering-Entscheidung“ des BGH, Urteil vom 16. November 1999 – KZR 12/97; LG Hannover, Beschluss und Teilurteil vom 22. Februar 2011 – 18 O 383/06; OLG Koblenz, Beschluss vom 11. November 2010 – U 646/08 (Kart).

61 Der Ertragswert ist der äußerste Betrag, der aus der Sicht des Käufers unter Berücksichtigung der sonstigen Kosten der Stromversorgung einerseits und der zu erwartenden Erlöse aus dem Stromverkauf andererseits für den Erwerb des Netzes kaufmännisch und betriebswirtschaftlich vertretbar erscheint, vgl. im Einzelnen Kap. IV.

Der Gemeinde zustehende Informationsrechte

Vor dem Auslaufen des Konzessionsvertrages benötigt die Gemeinde umfassende Informationen, um das Konzessionierungsverfahren durchführen zu können. Nur der bisherige Energieversorger kann die konkreten Netzdaten zur Verfügung stellen.[62] Als Ansprechpartner für diese Daten wird im Gesetz jedoch die Gemeinde benannt.[63] 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.[64] Diesen Anspruch kann die Gemeinde bereits drei Jahre vor dem Auslaufen des Konzessionsvertrages geltend machen. Nachdem der Gesetzgeber selbst nicht bestimmt hat, welche Informationen im Einzelnen für die Bewertung des Netzes erforderlich sind, sollte die Gemeinde den Umfang des Datenherausgabeanspruches im Konzessionsvertrag festlegen. Der Mindestumfang sollte die im gemeinsamen Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur genannten Daten[65] abdecken. Die Verpflichtung zur Herausgabe umfasst danach alle Daten, die erforderlich sind, um den neuen Netzbetreiber in die Lage zu versetzen, das in Frage stehende Netz zu betreiben. Dort genannt werden unter anderem die erstmaligen, historischen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten des Netzes, die verwendete, kalkulatorische Nutzungsdauer sowie der Wartungszustand oder die allgemeinen und besonderen operativen Kosten des Netzes. Darüber hinaus sollten jedoch auch kalkulatorische Netzdaten umfasst sein, die eine Ertragswertermittlung ermöglichen. Die Informationen müssen den Bewerbern zumindest eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit des ausgeschriebenen Konzessionsvertrages ermöglichen.[66]

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 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 Kommunen 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 Kommune über die Betätigung im Bereich der Energieversorgung allgemein und

62 Vgl. hierzu Kapitel II „Inhalt der Bekanntmachung".

63 § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG.

64 § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG.

65 Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, Rz. 25, a. a. O.

66 Vgl. OLG Celle, Urteil vom 9. Januar 2014, Az. 13 U 52/13 (noch nicht rechtskräftig).

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
- Analyse möglicher Kooperationen und die dazugehörenden Geschäftsmodelle.

Auf Basis dieser Einzelelemente 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 Kommune 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.[67] In diesem Zuge und für die anstehende Partnerwahl sollte auch eine Entscheidung über das zukünftige **Geschäftsmodell** getroffen werden. Die Kommune 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.[68] Die weiteren Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Geschäftsmodelle werden in Kapitel II dargestellt.

Sofern sich die Kommune für eine Teilnahme am Konzessionierungsverfahren (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.[69]

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. Zudem stehen zu Beginn der Konzessionsbewerbung in der Regel nur wenige **Daten** zur Verfügung, da viele – vom Altkonzessionär als vertraulich angesehene – Daten erst dann bereitgestellt werden, sobald die Konzession neu vergeben wurde. Eine genaue Berechnung ist daher in den ersten Phasen regelmäßig nicht möglich. Mit jeder weiteren Phase werden jedoch zusätzliche Daten zur Verfügung gestellt, so dass die Qualität der Berechnungen stetig zunimmt.

NETZENTFLECHTUNG UND ÜBERGEHENDE ANLAGEN

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

Der Übernahmegegenstand sollte in der Regel sämtliche Anlagen und Betriebsmittel umfassen, die der örtlichen Versorgung dienen. Damit wirkt sich die Netzentflechtung nicht nur unmittelbar auf den Kaufpreis und den Bau neuer Anlagen aus, sondern auch auf das zu verzinsende Eigenkapital und die Betriebskosten. Die Netzentflechtung hat damit einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Auswirkungen der Netzentflechtung auf die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme

67 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 Konzessionierungsverfahren / Kooperationen.

68 Diese nicht netzbezogenen Aspekte dürfen aus rechtlichen Gründen im Konzessionierungsverfahren nicht als Vergabekriterien verwendet werden.

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

Die heutigen Strukturen von Strom- und Gasnetzen sind historisch gewachsen und in der Regel für eine regionale, gemeindeübergreifende weitflächige Versorgung ausgelegt. Im Rahmen einer Netzübernahme ist das Netz der betroffenen Gemeinde(n) von dem umliegenden Netz so zu trennen bzw. herauszulösen, dass die Zuständigkeiten von aufnehmendem und abgebendem Netzbetreiber klar abgegrenzt werden.

Die Prinzipien der Entflechtung von Gasnetzen unterscheiden sich nicht wesentlich von einer Stromnetzentflechtung. Sowohl in der Strom- als auch der Gasversorgung können die örtlichen Netzstrukturen sehr unterschiedlich ausfallen. Dies führt dazu, dass die Entflechtung einiger Strom- oder Gasnetze sehr einfach und unstrittig ist. Die Entflechtung anderer Netze hingegen ist wesentlich aufwändiger und führt dann häufig zu Streitigkeiten. Die folgenden Ausführungen beziehen sich unmittelbar auf die Entflechtung von Stromnetzen, lassen sich aber grundsätzlich auf Gasnetze übertragen.

Auswirkung der Netzentflechtung auf die Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Netzentflechtung werden die Übergabestellen und damit die Schnittstellen zum vorgelagerten Netzbetreiber festgelegt. Jede Schnittstelle verursacht jährliche Kosten und Abstimmungsbedarf zwischen dem abgebenden und aufnehmenden Netzbetreiber. Je mehr Übergabestellen bestehen, desto höher werden der Abstimmungsbedarf und die jährlichen Kosten, die sich unter anderem aus den Mess- und Abrechnungskosten ergeben. Ziel der beteiligten Netzbetreiber sollte es daher sein, die Anzahl der Übergabestellen zu minimieren. Unmittelbar an die Übergabestellen beziehungsweise an das Entflechtungskonzept gekoppelt sind auch die vorgelagerten Netzentgelte, die an den vorgelagerten – in der Regel den abgebenden – Netzbetreiber zu zahlen sind. Je höher die Anschlussebene ist, desto geringer sind die vorgelagerten Netzentgelte. Einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme haben auch die aus dem Entflechtungskonzept resultierenden Investitionen. Neben dem Kaufpreis, den Schnittstellen zum vorgelagerten Netzbetreiber und den Netzkosten ist auch die Höhe der Entflechtungskosten abhängig von der Entflechtungslösung.

Die Entflechtungslösung ist so auszulegen und umzusetzen, dass sowohl dem abgebenden als auch dem aufnehmenden Netzbetreiber ein effizienter und kostengünstiger Betrieb der Netze unter Einhaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen möglich ist.

Netzentflechtungslösungen

Es gibt grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten zur Netzentflechtung, die sich unterschiedlich auf die Wirtschaftlichkeit und auf die Flexibilität und Effizienz des aufnehmenden Netzbetreibers auswirken. Die abgebenden Netzbetreiber wehren sich häufig dagegen, die gemischt-genutzten Anlagen herauszugeben. Die Definition von gemischt-genutzten Anlagen ist dabei nicht einheitlich. Einige Netzbetreiber definieren lediglich solche Anlagen, die sowohl zur Versorgung des abzugebenden Gebiets als auch zur Versorgung des Umlandes dienen, als gemischtgenutzt. Einzelne Netzbetreiber definieren sämtliche Anlagen, die nicht in der Niederspannungsebene liegen, als gemischtgenutzte Anlagen. Werden diese gemischt-genutzten Anlagen nicht herausgegeben, sind entweder zahlreiche Messstellen zu errichten oder in großem Umfang neue Leitungen zu verlegen.

Grundsätzlich können drei typische Ausgestaltungsvarianten der Netzentflechtung unterschieden werden, die im Folgenden anhand eines skizzierten Beispiel-Netzes erläutert werden. Dargestellt ist jeweils ein schematisches Mittelspannungsnetz, das aus zwei Umspannwerken (UW 1 und UW 2) versorgt wird. Das zu übernehmende Netzgebiet ist gelb und das umliegende, beim abgebenden Netzbetreiber verbleibende Netz grau markiert.

Kleinteilige messtechnische Netzentflechtung

Bei der kleinteiligen messtechnischen Netzentflechtung gehen lediglich die Niederspannungsnetze und gegebenenfalls die Ortsnetzstationen über, während die gemischt-genutzten Anlagen (in der Regel die Mittelspannungsleitungen[70]) beim abgebenden Netzbetreiber verbleiben. In Folge dessen sind in nahezu allen Ortsnetzstationen des übergehenden Netzes die in Gelb dargestellten niederspannungsseitigen Messeinrichtungen (NS-Messungen) zu installieren (siehe Abbildung 2). In einzelnen Ring- und Stichleitungen können gegebenenfalls in Rot dargestellte Mittelspannungsmessungen installiert werden.

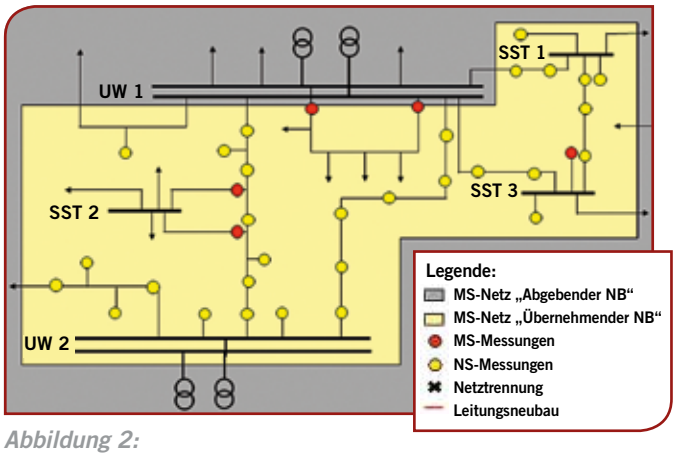


Abbildung 2:
Kleinteilige messtechnische Netzentflechtung (Skizze)

Jede der zu messenden Ortsnetzstationen sowie jede Mittelspannungsmessung bildet eine Schnittstelle zu dem vorgelagerten Netzbetreiber. Dies führt nicht nur zu hohen jährlichen Betriebskosten und zu hohen vorgelagerten Netzentgelten, sondern auch zu einem unwirtschaftlichen, ineffizienten Netzbetrieb. Der aufnehmende Netzbetreiber ist im Fall einer solchen

70 Bei der Übernahme von Netzen in größeren Städten kann auch die Verweigerung der Herausgabe von Hochspannungsnetzen (Strom, 110 kV) bzw. Hochdrucknetzen (Gas, > 1 bar) eine ähnliche Wirkung haben.

Entflechtungslösung regelmäßig nicht in der Lage, eine eigenständige Netzplanung und -optimierung durchzuführen. Auch die Zuständigkeiten, insbesondere bezüglich der Anschlusspflicht, sind in diesem Fall nicht eindeutig geklärt. Eine solche Entflechtungslösung kann lediglich in Randbereichen als Teillösung durchaus sinnvoll sein.

Galvanische Netzentflechtung

Bei der galvanischen Netzentflechtung gehen in der Regel sämtliche Anlagen des örtlichen Verteilnetzes in das Eigentum des aufnehmenden Netzbetreibers über. Die sogenannten gemischtgenutzten Leitungen werden in Nähe der Gemarkungsgrenzen getrennt (in Abbildung 3 als schwarzes Kreuz gekennzeichnet). Um die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit im übergehenden Netzgebiet und im Umland weiterhin sicherzustellen, ist jedoch in umfangreichem Maß der Neubau langer, in Rot dargestellter Mittelspannungsleitungen erforderlich (siehe Abbildung 3).

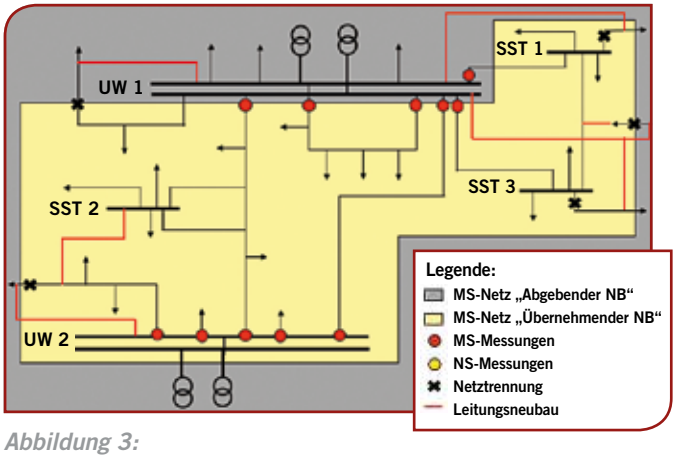


Abbildung 3:
Galvanische Netzentflechtung (Skizze)

Der Vorteil der galvanischen Netzentflechtung liegt darin, dass nahezu alle Anlagen des zu übernehmenden Netzes übergehen. Außerdem werden die Schnittstellen zwischen dem aufnehmenden und dem abgebenden Netzbetreiber, die sich im dargestellten Beispiel ausschließlich auf Mittelspannungsmessungen beschränken, auf wenige, zentrale Übergabestellen (in der Regel Umspannwerke (UW) oder größere Schaltstationen (SST)) reduziert. Dadurch wird der Abstimmungsbedarf zwischen den Netzbetreibern minimiert und die Zuständigkeiten werden klar abgegrenzt. Allerdings ist der Neubau der Leitungen häufig mit so hohen Kosten verbunden, dass eine galvanische Netzentflechtung wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Eine Optimierung des Entflechtungskonzepts ist auch hier dringend geboten.

Optimierte Netzentflechtung

Beide oben dargestellten Varianten sind ineffizient. Daher ist im Rahmen der Netzübernahmeverhandlungen eine Netzentflechtung anzustreben, die für beide beteiligten Netzbetreiber sowohl kostengünstig ist als auch einen wirtschaftlichen, effizienten und sicheren Netzbetrieb ermöglicht. Im Rahmen einer optimierten Netzentflechtung werden daher messtechnische und galvanische (Leitungsneubau) Entflechtungsmaßnahmen kombiniert (siehe Abbildung 5). Gemischt-genutzte Mittelspannungsleitungen, die nur sehr wenige Stationen in dem zu übernehmenden Netz versorgen, verbleiben im Eigentum des abgebenden Netzbetreibers. Die an diesen Leitungen angeschlossenen Ortsnetzstationen werden niederspannungsseitig mit Messeinrichtungen (gelbe Punkte) ausgestattet. Alle anderen Mittelspannungsleitungen auf der Gemarkung der betroffenen Gemeinde(n) gehen in das Eigentum des aufnehmenden Netzbetreibers über und werden, sofern es technisch möglich ist, in Nähe der Gemarkungsgrenze getrennt (als schwarzes Kreuz gekennzeichnet).

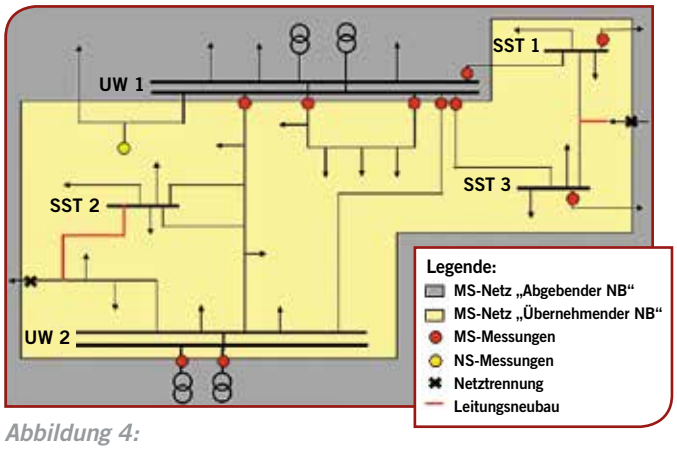


Abbildung 4:
Optimierte Netzentflechtung (Skizze)

Sollte es technisch erforderlich sein, wird die sichere Versorgung durch neue in Rot dargestellte Ringschlüsse und/oder Bypässe wieder hergestellt. Auf denjenigen gemischt-genutzten Leitungen, die nur mit erheblichem Entflechtungsaufwand getrennt werden können, werden in Nähe der Gemarkungsgrenze entsprechende Mittelspannungs-Übergabemessungen (rote Punkte) installiert. Die HS/MS-Umspannwerke bleiben in der Regel im Eigentum des vorgelagerten Netzbetreibers. Sollten diese aber ausschließlich der Versorgung der zu übernehmenden Gemeinden dienen, sollte auch eine Übernahme der Umspannwerke angestrebt werden.[71]

Die wesentlichen Merkmale der grundsätzlichen Entflechtungsvarianten werden in Abbildung 5 zusammengefasst.

71 Im Falle von größeren Städten kann es auch geboten sein, die der örtlichen Versorgung dienenden Hochspannungsnetze (110-kV) zu übernehmen.

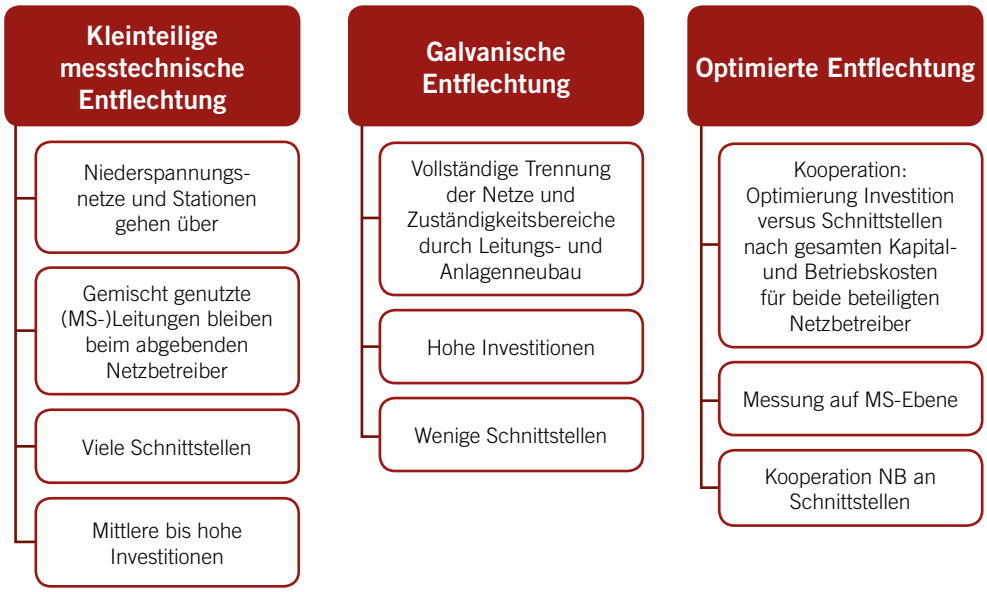


Abbildung 5: Grundsätzliche Entflechtungs-varianten

Häufige Probleme im Rahmen der Netzentflechtung

Die Netzentflechtung führt in vielen Fällen zu Streitigkeiten zwischen dem aufnehmenden und abgebenden Netzbetreiber. In vielen Fällen enden die Entflechtungsverhandlungen in einem Rechtsstreit, wodurch die Netzübernahme erheblich verzögert wird. Außerdem wirken sich die mit dem Rechtsstreit verbundenen Beratungs- und Gerichtskosten negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme aus.

Zurzeit ist beim BGH ein Rechtsbeschwerdeverfahren anhängig, das unter anderem die Frage der Herausgabepflicht in Bezug auf gemischt-genutzte Mitteilspannungsanlagen zum Gegenstand hat. Nachdem die E.ON Mitte AG als Altkonzessionärin die Herausgabe sämtlicher Mittelspannungsleitungen verweigert hatte, hat die KBG Homberg eG als Neukonzessionärin bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Einleitung eines aufsichtsbehördlichen Verfahrens beantragt, in dem der E.ON Mitte AG die Herausgabe des Netzes inkl. aller Mittelspannungsleitungen aufgegeben werden sollte. Der Beschluss der BNetzA vom 26. Januar 2012[72] ist zunächst gegen die E.ON Mitte AG ergangen, wurde dann jedoch vom OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 12. Dezember 2012[73] wieder aufgehoben. Aktuell steht die Entscheidung des BGH über die eingelegte Rechtsbeschwerde aus.[74]

72 Az. BK6-11-052.

73 Az. VI-3 Kart 137/12 (V).

74 In der mündlichen Verhandlung vom 3. Juni 2014 hat der BGH sich grundsätzlich für einen Übernahmeanspruch auch der gemischt genutzten Leitungen ausgesprochen. Ob dies auch Eingang in die schriftliche Urteilsbegründung findet, war zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses noch offen. Zum Zeitpunkt des Erscheinens dieses Leitfadens liegt eventuell bereits eine schriftliche Urteilsbegründung vor.

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. Da es keine ausreichend ausdifferenzierte einheitliche (höchstrichterliche) Rechtsprechung zur Kaufpreisbestimmung gibt, kommt es während den Übernahmeverhandlungen oft zu Streitigkeiten über die anzuwendende Bewertungsmethode. 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 Kommune den Netzkaufpreis bewerten kann und welche Einflussfaktoren existieren.

Grundlagen der Netzbewertungsmethoden

In der Regel wird in Kaufpreisverhandlungen auf drei verschiedene Wertgrößen abgezielt: Den Sachzeitwert, den kalkulatorischen Restwert sowie den Ertragswert. Alle Wertgrößen werden auf Basis der vom Altkonzessionär übergebenen Daten ermittelt. Logischerweise steigt die Qualität der Kaufpreisberechnung 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.

Die abgebenden Netzbetreiber fordern regelmäßig als Kaufpreis den sogenannten **Sachzeitwert**, der auch in vielen Konzessionsverträgen als Endschaftsbestimmung enthalten ist. Zur Ermittlung gibt es zwei Wege:

- Im ersten Verfahren wird auf Basis eines technischen Mengengerüsts, in dem alle Anlagengüter aufgelistet sind, zunächst der sogenannte Tagesneuwert ermittelt, der auf der Vorstellung beruht, dass das vorhandene Netz zu heutigen Preisen und Materialien fiktiv neu erstellt wird. Dabei bestehen in den angesetzten Preisen naturgemäß hohe Bandbreiten, so dass auch die Tagesneuwerte entsprechend streuen. Zur Ableitung des Sachzeitwerts wird das Alter der vorhandenen Anlagen dahingehend berücksichtigt, dass auf diese fiktiven Neuerstellungskosten entsprechende Abschreibungen vorgenommen werden. Die Höhe der Abschreibungen ist dabei direkt von den angesetzten Nutzungsdauern abhängig und stellt so einen großen Werthebel dar. Auf Seiten des Verkäufers werden hier regelmäßig relativ lange Nutzungsdauern zugrunde gelegt, um den Sachzeitwert zu steigern. Zudem werden dabei mit der Begründung eines konstanten Mindestrestwerts zumeist Anhaltewerte angesetzt, so dass auch sehr alte Anlagen noch in die Berechnung des Sachzeitwerts eingehen. Die Anhaltewerte können mit bis zu 40 Prozent des ursprünglichen Werts einen großen Werthebel darstellen. Insgesamt beinhaltet die fiktive Neuerstellung eines vorhandenen Netzes somit erhebliche Interpretationsspielräume, die eine große Bandbreite bei der Sachzeitwertberechnung zur Folge hat.
- Im zweiten, sogenannten Indexverfahren wird der Sachzeitwert auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) bestimmt. Anders als im ersten Verfahren wird hierbei der Tagesneuwert über eine Indizierung der AHK ermittelt. Üblicherweise werden hierzu unternehmensindividuelle Indexreihen oder die der BNetzA gemäß StromNEV beziehungsweise GasNEV angesetzt. Ausgehend von den ermittelten Tagesneuwerten werden die Sachzeitwerte analog zum ersten Verfahren bestimmt. Die Höhe des Sachzeitwerts ist an die Indexreihen, die Nutzungsdauern und Anhaltewerte gekoppelt.

Die Vorstellung von Käufer und Verkäufer können alleine in der Höhe des Sachzeitwertes um den Faktor 2 und mehr divergieren. Da es keine eindeutigen Vorschriften zur Ansetzbarkeit der genannten Werthebel gibt, muss der Sachzeitwert somit regelmäßig im Rahmen einer Verhandlung determiniert werden.

Der **kalkulatorische Restwert** 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 abgeschriebenen 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 kalk. Restwerts auf den regulatorischen Nutzungsdauern basiert, existieren dabei praktisch keine Interpretationsspielräume. Abweichungen können sich lediglich aufgrund einer mangelhaften Datenlage ergeben.

Im Gegensatz zur Sachzeitbewertung zielt der **Ertragswert** ausschließlich auf die zukünftigen Erlöse, die mit dem Netz erwirtschaftet werden, ab. Diese werden auf den Übernahmezeitpunkt 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, das heißt, die Werteinflussgrößen (wie beispielsweise die Höhe des Abzinsungsfaktors oder die Entwicklung der regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsung), in der Regel von Verkäufer- und Käuferseite unterschiedlich ausgelegt, so dass auch bei der Ertragswertermittlung stark differierende Werte resultieren können. Der Ertragswert besitzt eine große Nähe zum kalkulatorischen Restwert, da dieser wie erläutert maßgeblich die zukünftigen Erlöse bestimmt.

Bei einer Kaufpreisermittlung auf Basis der Ertragswertmethode ist zusätzlich die dem Netzgebiet zugeordnete sogenannte Erlösobergrenze zu beachten. Die vom Regulierer genehmigte Erlösobergrenze bestimmt für die Dauer einer Regulierungsperiode (vier bis 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

Tabelle 6
Typische Bandbreiten für Anschaffungskosten, Tagesneuwerte, kalkulatorischer Restwert, Ertragswert und Sachzeitwert

Methode	Beschreibung	Netzwert [%]
kalkulatorischer Restwert	Regulatorisch anerkannte Verzinsungsbasis auf Basis der tatsächlichen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten	100 %
Anschaffungskosten	Tatsächliche historische Anschaffungs- und Herstellungskosten aus der Anlagenbuchhaltung	180 % bis 250 %
Tagesneuwert	Fiktive Neuerstellung des gesamten Versorgungsnetzes	250 % bis 400 %
Sachzeitwert	Fiktive Neuerstellung unter Berücksichtigung des Anlagenalters	120 % bis 200 %
Ertragswert	Stichtagsbezogene prognostizierte zukünftige Ertragskraft zum Übernahmezeitpunkt	80 % bis 120 %

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 mit verhandelt werden.

Somit ist zu konstatieren, dass die sich auf Basis der dargestellten Bewertungsmethoden ergebenden Kaufpreise zum Teil erheblich auseinander fallen (siehe Tabelle 6). Maßgeblich hierfür ist der Umstand, dass bei einer fiktiven Neuerstellung tendenziell erheblich höhere Kosten angesetzt werden als bei der historischen Erstellung und auch regelmäßig nicht alle Herstellungskosten im Rahmen der Anlagenbuchhaltung aktiviert wurden. Zudem haben sich aufgrund der Anreizregulierung die wirtschaftlichen Aussichten eines Netzbetreibers verschlechtert, so dass von geringeren zukünftigen Erlösen ausgegangen werden muss. In der überwiegenden Zahl der Fälle liegt daher der Sachzeitwert erheblich über dem kalkulatorischen Restwert und auch über dem Ertragswert.

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 berücksichtigt werden und dabei insbesondere wie diese 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.

Gerade die Verknüpfung des Kaufpreises mit den o. g. 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.

Rechtliche Rahmenbedingungen der Bewertungsmethoden

Die rechtlichen Rahmendbedingungen für die Kaufpreisbedingungen sind seit Jahrzehnten äußerst strittig. Im Rahmen der Kaufpreisfindung sind generell folgende Regelungen von Bedeutung:

- Die gesetzliche Netzübertragungspflicht gegen Zahlung einer „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ nach § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG,
- alternativ oder zusätzlich die Endschaftsbestimmungen im alten Konzessionsvertrag mit Regelungen zum Netzkaufpreis und
- die Rechtsprechung zur Auslegung des Begriffes „wirtschaftlich angemessene Vergütung“ in § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG (unter anderem OLG Karlsruhe, Beschluss vom 24. Dezember 2012, Az. 6 U 168/10 (Kart.)) sowie zu altkonzessionsvertraglichen Endschaftsbestimmungen (unter anderem das sogenannte Kaufering-Urteil des BGH vom 16. November 1999, Az. KZR 12/97).

Im Falle der Berufung auf den vertraglichen Übernahmeanspruch aus der Endschaftsbestimmung ist zunächst der dort genannte Wert (in Altverträgen häufig der Sachzeitwert) relevant für die Kaufpreishöhe. Derzeit ist eine Reihe von Gerichtsverfahren zu dieser Frage anhängig. Der BGH hat in seinem vorstehend genannten **Kaufering-Urteil** festgelegt, dass der Sachzeitwert zwar grundsätzlich als Netzkaufpreis zulässig ist. Wenn er jedoch den Ertragswert erheblich übersteigt, so ist der Kaufpreis auf den Ertragswert zu reduzieren. Hintergrund für die Entscheidung ist, dass der Netzkaufpreis keine prohibitive Wirkung entfalten darf, also der Wechsel eines Konzessionsnehmers, nicht durch einen zu hohen Kaufpreis behindert werden darf. Wie der Ertragswert im Detail ermittelt wird, hat der BGH in seinem Urteil

aus dem Jahre 1999 weitgehend offen gelassen und hier auf die übliche Praxis bei Unternehmensbewertungen verwiesen, woraus sich die oben skizzierten Probleme ergeben. Das Kaufering-Urteil bezieht sich noch auf den Rechtsrahmen vor der Energierechtsnovelle von 2005. Eine aktuelle, auf den im Jahre 2005 durch die Einführung der Regulierung grundlegend geänderten Rechtsrahmen zutreffende höchstrichterliche Rechtsprechung zu dieser Frage liegt noch nicht vor. Auch im Rahmen der Bestimmung der „wirtschaftlich angemessenen Vergütung“ nach § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG erfolgt nach der aktuellen Rechtsprechung regelmäßig direkt eine ertragswertbasierte Ermittlung des Netzwertes. In den anhängigen Gerichtsverfahren kristallisiert sich der objektivierte Ertragswert als generelle Bewertungsmethode heraus. Allerdings wird dessen konkrete Ausgestaltung noch äußerst kontrovers diskutiert, so dass in der Praxis hier noch ein erheblicher Interpretationsspielraum und eine entsprechende Bewertungsunsicherheit bestehen. Die Zulässigkeit des Sachzeitwertes als Netzkaufpreis erscheint vor diesem Hintergrund für die Zukunft dennoch mehr als fraglich.

Bisher in dieser Reihe erschienen

No. 124	Förderung des Radverkehrs in Städten und Gemeinden	6/2014
No. 123	Bevölkerungsschutz in Städten und Gemeinden	6/2014
No. 122	Kommunale Europaarbeit – Strukturen und Arbeitsformen	4/2014
No. 121	Mit Reformen vom Vater Staat zum Bürgerstaat – Bilanz 2013 und Ausblick 2014 der deutschen Städte und Gemeinden	1-2/2014
No. 120	Windenergieanlagen – Strategien zur kommunalen Steuerung und Wertschöpfung – Beispielsfälle für die kommunale Praxis	10/2013
No. 119	Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben Hinweise für die kommunale Praxis – 3. Auflage	7-8/2013
No. 118	Wirtschaftsförderung – Aufgaben, Organisation und Schwerpunkte der kommunalen Wirtschaftsförderung	7-8/2013
No. 117	Bürgerbeteiligung bei kommunalen Vorhaben und in der Stadtentwicklung	6/2013
No. 116	Städte und Gemeinden gestalten den demografischen Wandel NUR ONLINE VERFÜGBAR	6/2013
No. 115	Besuchersicherheit Veranstaltungen zeitgemäß umsetzen – Herausforderungen für kleine und mittlere Kommunen	6/2013
No. 114	Strategie: Erneuerbar! – Handlungsleitfaden für Kommunen zur Optimierung der Wertschöpfung aus Erneuerbaren Energien	4/2013
No. 113	Reformkurs einschlagen – Erfolge sichern: Bilanz 2012 und Ausblick 2013 der deutschen Städte und Gemeinden	1-2/2013
No. 112	Demografiefeste Personalverwaltung – Sicherung leistungsfähiger Städte und Gemeinden der Zukunft – Praxisempfehlungen für Städte und Gemeinden mit Blick auf neue Herausforderungen der kommunalen Personalverantwortlichen durch Entwicklungen wie dem demografischen Wandel NUR ONLINE VERFÜGBAR	12/2012
No. 111	Kommunale Handlungsmöglichkeiten beim Ausbau der Windenergie – unter besonderer Berücksichtigung des Repowering *(Bestellungen von kostenlosen Print-Exemplaren ausschließlich bei der Kommunalen UmweltAktion U.A.N, Wiebke Abeling, E-Mail: abeling@uan.de)*	11/2012
No. 110	Lebensräume zum Älterwerden – Anregungen und Praxisbeispiele für ein neues Miteinander im Quartier	12/2012
No. 109	Von der Gerätegebühr zur Betriebsstättenabgabe – Fragen und Antworten zum neuen Rundfunkbeitrag aus kommunaler Sicht NUR ONLINE VERFÜGBAR	10/2012
No. 108	Handlungsanweisung für eine qualifizierte Vergabe in der Denkmalpflege auf Basis der VOB/A – Professionelle VOB – Vergabe bei Sanierungsarbeiten in Denkmalen	5/2012
No. 107	Agenda 2020 – Bilanz 2011 und Ausblick 2012 der deutschen Städte und Gemeinden	1-2/2012
No. 106	Herausforderung Energiewende	12/2011
No. 105	Natur in Städten und Gemeinden schützen, fördern und erleben Gute Beispiele aus dem Wettbewerb „Bundeshauptstadt der Biodiversität 2011“	11/2011
No. 104	Städtepartnerschaften – Instrument der „kommunalen Außenpolitik“ der Städte und Gemeinden	4/2011
No. 103	Bildung ist Zukunft!	4/2011
No. 102	Klimaschutz jetzt! Städte und Gemeinden gehen voran Gute Beispiele aus dem Wettbewerb „Bundeshauptstadt im Klimaschutz 2010“	3/2011

DStGB
Deutscher Städte- und Gemeindebund
www.dstgb.de

Der DStGB veröffentlicht im Rahmen seiner Dokumentationsreihe jährlich eine Auswahl zu bestimmten Schwerpunktthemen. Abonnenten der Zeitschrift „Stadt und Gemeinde INTERAKTIV“ erhalten im Rahmen ihres Jahres-Abonnements (78 Euro) jeweils ein Exemplar kostenlos. Nicht-Abonnenten können die Dokumentationen zum Einzelpreis von 9,20 Euro beim Verlag beziehen. Nachlässe für größere Bestellmengen einer Ausgabe erfragen Sie bitte beim Verlag.

WINKLER & STENZEL GmbH
Verlag
„Stadt und Gemeinde INTERAKTIV“
Postfach 1207 · 30928 Burgwedel
Telefax 05139 8999-50
evelyn.schubert@winkler-stenzel.de

DStGB
Deutscher Städte- und Gemeindebund
www.dstgb.de

Marienstraße 6 · 12207 Berlin
Telefon 030 77307-0
Telefax 030 77307-200
E-Mail: 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
E-Mail: info@winkler-stenzel.de · Internet: www.winkler-stenzel.de

© 2014 – ein Produkt der DStGB Dienstleistungs GmbH