

09 /
2016 No. 05

Daniel Schiebold
Jana Siebeck



DARSTELLUNG DER
RECHTLICHEN
RAHMENBEDINGUNGEN

GEFÖRDERT VOM

Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen (Stand März 2016)

Rechtsanwalt Daniel Schiebold
Rechtsanwältin Jana Siebeck

Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater,
PartGmbH
www.beckerbuettnerheld.de

ENERWA-Publikation Nr. 5 / September 2016

ENERWA - Energetische Optimierung des wasserwirtschaftlichen Gesamtsystems

ENERWA verfolgt neue Ansätze zur Erschließung energetischer Potenziale in Wasserversorgungssystemen in der gesamten Prozesskette, auf der Ebene technischer Komponenten und insbesondere in der Verbundsteuerung. Der Projektansatz ENERWA lotet in einem breiten Verbund von Forschungseinrichtungen, Ingenieurbüros, Unternehmen und Anwendern Grenzen bei der Rückgewinnung und temporären Speicherung von Energie in Trinkwassertalsperre, identifiziert energetische Optimierungspotenziale von Gewinnungs- und Aufbereitungsanlagen und untersucht Steuerungskonzepte zur energieeffizienten Wasserverteilung sowie Transport-Speicher-Verteilungssystemen. Das dreijährige Forschungsvorhaben endet im März 2017 und ist Teil der BMBF-Fördermaßnahme „Zukunftsfähige Technologien und Konzepte für eine energieeffiziente und ressourcenschonende Wasserwirtschaft - ERWAS“ im Förderschwerpunkt „Nachhaltiges Wassermanagement (NaWaM)“.

www.enerwa.org

Inhaltsverzeichnis

TEIL 1	ÜBERBLICK	6
A.	Zu untersuchende Fragestellungen	6
B.	Überblick über die rechtliche Systematik	7
I.	Relevante Rechtsbereiche	7
II.	Rechtsetzungsebenen	9
III.	Rechtliche Einordnung technischer Normen und Regelwerke	10
TEIL 2	WASSERGEWINNUNG (IN TALSPERREN) UND WASSERRECHT	11
A.	Funktionsweise und Regelbetrieb von Talsperren	11
B.	Überblick über die relevanten rechtlichen Vorgaben	12
C.	Planfeststellungsbeschluss für die Talsperre	12
I.	Allgemeines zum Planfeststellungsbeschluss	12
1)	Erforderlichkeit	12
2)	Rechtsnatur	12
3)	Inhaltliche Voraussetzungen	13
4)	Verfahren	13
II.	Typischer Regelungsgehalt von Planfeststellungsbeschlüssen für Talsperren	13
D.	Wasserrechtliche Gestattungen	14
I.	Allgemeines zur wasserrechtlichen Gestattung und Verhältnis zur Planfeststellung	14
1)	Erforderlichkeit	14
2)	Verhältnis zum Planfeststellungsbeschluss	14
3)	Rechtsnatur und Arten	15
4)	Inhaltliche Voraussetzungen	15
II.	Typischer Regelungsgehalt von wasserrechtlichen Gestattungen im Zusammenhang mit Talsperren	15
E.	Regelungen zur Wasserversorgung	15
F.	Organisationsrecht der Talsperrenbetreiber/Wasserversorger	15
G.	Haftung für Schäden im Unterlauf	16
H.	Praktisches Vorgehen zur Feststellung der rechtlichen Vorgaben	17

TEIL 3	WASSERVERSORGUNG UND WASSERVERSORGUNGSRECHT	17
A.	Vorgaben zu Verfügbarkeit, Druck und Temperatur des Wassers.....	17
I.	AVBWasserV	17
1)	Überblick zu Inhalt und Anwendungsbereich der AVBWasserV	18
2)	Verfügbarkeit des Wassers	18
a)	Regelung der AVBWasserV.....	18
b)	Abweichende vertragliche Regelungen.....	19
3)	Wasserdruck	19
a)	Regelungen zur Höhe des Drucks in der AVBWasserV selbst.....	19
b)	Verweis der AVBWasserV auf technischen Regelwerke	20
c)	Zulässigkeit von Änderungen des Drucks	21
4)	Wassertemperatur.....	21
a)	Regelungen zur Höhe der Temperatur in der AVBWasserV selbst	21
b)	Verweis der AVBWasserV auf technische Regelwerke	22
c)	Zulässigkeit von Änderungen der Temperatur	22
II.	Trinkwasserverordnung	22
III.	Vertragliche Vereinbarungen	23
1)	Weiterverteilerverträge	23
2)	Ergänzende Bedingungen zur AVBWasserV.....	24
3)	Sonderkundenverträge.....	24
4)	Verträge mit den Kommunen.....	24
IV.	Wasserversorgungssatzung.....	24
V.	Vorgaben im Hinblick auf die Löschwasservorhaltung	25
B.	Vorgaben zur Wasserqualität	25
I.	Trinkwasserverordnung	25
II.	AVBWasserV und Änderungen der Wasserqualität	26
III.	Vertragliche Vereinbarungen	26
IV.	Schlussfolgerungen	26
TEIL 4	ENERGIERECHT	27
A.	Strombeschaffung.....	27
I.	Überblick.....	27
II.	Modelle der Strombeschaffung	28
1)	Stichtagsbezogene Vollstromversorgung	28
2)	Tranchenmodell	29
3)	Bandlieferung mit Spotmengenausgleich	29
4)	Strukturierte Beschaffung.....	30
III.	Vergaberechtliche Anforderungen an die Strombeschaffung	30
1)	Wasserversorger als öffentliche Auftraggeber	31
2)	Öffentlicher Auftrag	31
3)	Schwellenwert.....	31
4)	Wahl des Vergabeverfahrens	32
5)	Exkurs: Haushaltsvergaberecht.....	32
IV.	Netznutzung	32
1)	Überblick zu Rechtsgrundlagen und Vertragsbeziehungen	32

2)	Ermittlung des allgemeinen Netzentgelts.....	33
3)	Besondere Netzentgelte.....	34
a)	Monatsleistungspreissystem.....	35
b)	Atypische Höchstlast.....	35
c)	Stromintensive Netznutzung.....	35
d)	Singulär genutzte Betriebsmittel.....	35
e)	Anschluss an eine höhere Spannungsebene.....	35
f)	Pooling.....	36
g)	Bestellen von Reservenetzkapazität in Ergänzung zur Eigenerzeugung.....	36
4)	Bewertung der Netzentgeltsystematik hinsichtlich der Optimierung der Strombeschaffung.....	37
5)	Geplante Änderungen der Netzentgeltsystematik.....	37
V.	Staatlich veranlasste Mehrbelastungen.....	38
1)	Überblick.....	38
2)	Konzessionsabgabe.....	39
3)	Stromsteuer.....	39
B.	Stromerzeugung.....	40
I.	Überblick.....	40
II.	Netzanschluss, Netzzugang und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen.....	40
1)	Prinzip des regulierten Netzzugangs.....	40
2)	Netzkategorien.....	41
3)	Netzanschluss.....	41
4)	Netzzugang.....	42
5)	Betrieb.....	42
III.	Eigenversorgung am Standort der Stromerzeugung.....	43
1)	Vermeidung von Strombeschaffungskosten.....	43
a)	Überblick.....	43
b)	EEG-Umlage.....	44
aa)	Grundsätzlicher Anfall der EEG-Umlage.....	44
bb)	Ausnahmen.....	44
c)	Stromsteuer.....	45
aa)	Grundsätzlicher Anfall der Stromsteuer.....	45
bb)	Ausnahmen.....	45
2)	Förderung nach dem EEG.....	46
IV.	Einspeisung und Verkauf.....	47
1)	Vergütung des Stroms.....	47
2)	Förderung nach dem EEG 2014.....	47
a)	Grundsätze und Anwendungsbereich des EEG 2014.....	47
b)	Wesentliche Pflichten des Netzbetreibers.....	48
c)	Einspeisemanagement und technische Anforderungen.....	48
d)	Vergütungssystematik des EEG 2014.....	49
e)	Förderung von Wasserkraft.....	50
f)	Geplante Änderungen des EEG 2014.....	51
3)	Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte).....	51
V.	Eigenversorgung an anderen Standorten.....	52
1)	Vermeidung von Strombeschaffungskosten.....	52
a)	Überblick.....	52
b)	EEG-Umlage.....	53

aa)	Grundsätzlicher Anfall der EEG-Umlage.....	53
bb)	Ausnahmen	53
c)	Stromsteuer	54
aa)	Grundsätzlicher Anfall.....	54
bb)	Ausnahmen	54
2)	Förderung nach dem EEG 2014.....	55
3)	Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)	55
C.	Vermarktung von Flexibilität bei Verbrauch und Erzeugung	56
I.	Hintergrund.....	56
1)	Aufrechterhaltung der Systemstabilität durch die Netzbetreiber	56
2)	Bilanzkreissystem	57
II.	Arten der Vermarktung.....	57
1)	Überblick	57
2)	Regelenergie.....	58
3)	Vertrag über zu- und abschaltbare Lasten.....	60
D.	Exkurs: Energieaudit	60
TEIL 5	ZWISCHENFAZIT	61

Teil 1 Überblick

A. Zu untersuchende Fragestellungen

Errichtung und Betrieb wasserwirtschaftlicher Anlagen (Talsperren, Wasseraufbereitungsanlagen, Wassertransport- und -verteilungsanlagen) wurden bisher nicht bzw. nur geringfügig an energiewirtschaftlichen Vorgaben ausgerichtet. Entsprechendes gilt für die zu beachtenden rechtlichen Vorgaben, und zwar sowohl für allgemeingültige Rechtsquellen, wie Gesetze und Verordnungen, als auch für konkrete, von einzelnen Wirtschaftsteilnehmern zu beachtende Rechtsvorgaben, wie öffentlich-rechtliche Gestattungen, Genehmigungen oder Verträge. Gegenstand des Projektes ist eine energetische Optimierung des Betriebes wasserwirtschaftlicher Anlagen. Untersucht werden sollen etwa Möglichkeiten

- einer zusätzlichen Stromerzeugung (an den Talsperren, im Wassernetz, bzw. an Punkten, an denen bisher eine bloße Druckminderung erfolgt, oder durch Zubau von Stromerzeugungsanlagen),
- einer Dynamisierung der Stromerzeugung (zeitliche Orientierung der Stromerzeugung am allgemeinen Strombedarf),
- einer Reduzierung des Stromverbrauchs und
- einer Dynamisierung des Stromverbrauchs (zeitliche Orientierung des Stromverbrauchs am allgemeinen Strombedarf).

Voraussetzung für die Umsetzung derartiger Optimierungsmaßnahmen ist deren rechtliche Zulässigkeit bzw. deren Wirtschaftlichkeit, die maßgeblich von rechtlichen Rahmenbedingungen abhängen kann. Abschließend und belastbar kann die Vereinbarkeit mit rechtlichen Vorgaben nur für konkrete Einzelfälle geprüft und festgestellt werden. Zur Vorbereitung der Auswahl der im Projekt konkret zu untersuchender Optimierungsmaßnahmen, müssen die Projektpartner die Struktur und die wesentlichen Inhalte der rechtlichen Vorgaben kennen. Deshalb wurde zunächst ein grober Überblick über relevante Rechtsvorgaben (grobes Rechtskataster) erarbeitet und in Einzelgesprächen mit Projektpartnern erörtert. Die wesentlichen Aspekte lassen sich – stark verkürzt – wie folgt zusammenfassen:

- Stromerzeugung (zusätzlich und Dynamisierung) an Talsperren
 - Wasserrecht: Ausgangspunkt sind hier die konkreten wasserrechtlichen Gestattungen, welche insbesondere die entnahmefähigen Wassermengen und Restwassermengen (Mindestwasserabflüsse) festlegen. Soweit darüber hinausgehende Entnahmen oder Dynamisierungen angestrebt werden, sind Änderungsmöglichkeiten der wasserrechtlichen Gestattungen zu prüfen (hierbei sind insbesondere verfahrensrechtliche sowie materielle Aspekte zu unterscheiden).
- Stromerzeugung im Wassertransport- und Wasserverteilnetz

- cEnergierrecht: In energierechtlicher Hinsicht stellen sich hier insbesondere Fragen nach der Netzanbindung (generelle Zulässigkeit, Einhaltung bestimmter Voraussetzungen, Kostentragung) sowie möglicher energierechtlicher „Förderungen“ (bspw. von Erneuerbaren Energien oder Stromsteuerbefreiungen).
- Wasserversorgungsrecht: In wasserrechtlicher Sicht ist sicherzustellen, dass durch die Stromerzeugung Mindestvorgaben für die Versorgung (Mindestdruck, Versorgungssicherheit, Temperatur) eingehalten werden.
- Sonstige Stromerzeugung (bspw. auf Grundstücken, die für den Betrieb von Wasserversorgungsanlagen genutzt werden)
 - Energierrecht: Auch hier geht es insbesondere um Fragen des Netzanschlusses und der Vergütung bzw. Förderung für erzeugte Strommengen.
- Eigenstromversorgung
 - Energierrecht: Sofern der erzeugte Strom nicht an Dritte abgegeben, sondern physikalisch oder auch nur kaufmännisch-bilanziell selbst genutzt werden soll, sind energierechtliche Vorgaben zu betrachten.
- Änderung des Stromverbrauchs (Reduzierung und Dynamisierung) bei der Wasseraufbereitung
 - Wasserversorgungsrecht: Trinkwasser muss den Vorgaben der Trinkwasserverordnung sowie den Vorgaben technischer Regelwerke entsprechen; energetische Optimierungsmaßnahmen müssen sich hieran messen lassen.
- Änderung des Stromverbrauchs (Reduzierung und Dynamisierung) beim Wassertransport und bei der Wasserverteilung
 - Wasserversorgungsrecht: Hier sind Mindestvorgaben für die Wasserversorgung zu beachten (bspw. Mindestdruck, Maximaldruck, Druckschwankungen; Mindesttemperatur, Maximaltemperatur, Temperaturschwankungen; Versorgungsunterbrechungen).

B. Überblick über die rechtliche Systematik

I. Relevante Rechtsbereiche

Wie sich aus den vorstehenden Ausführungen ergibt, sind aus rechtlicher Sicht vor allem das Wasser- und Wasserversorgungsrecht sowie das Energierrecht von Bedeutung. Beide Rechtsgebiete sind Querschnittsmaterien, welche ganz unterschiedliche rechtliche Gesichtspunkte umfassen und in einer Vielzahl von Gesetzen und sonstigen Rechtsvorschriften geregelt sind. Insbesondere folgen sie nicht der klassischen rechtlichen Einteilung in öffentliches Recht (also hoheitliches Handeln des Staates z. B. in Form von Genehmigungen und

Bescheiden) und privates Recht (also Handeln von Personen, Unternehmen u. ä. auf Ebene der Gleichordnung, insbesondere in Form von Verträgen), sondern berühren in vielfältiger Weise beide Bereiche.

Das klassische **Wasserrecht** regelt vor allem die Nutzung und den Schutz von Gewässern und ist überwiegend dem öffentlichen Recht zuzuordnen. Wichtige wasserrechtliche Regelungen finden sich vor allem im Wasserhaushaltsgesetz des Bundes (WHG) und in den Wassergesetzen (WG) der Bundesländer, wobei auf beiden Ebenen teilweise europarechtliche Vorgaben umgesetzt werden (z. B. die Wasserrahmenrichtlinie). Vorliegend ist das Wasserrecht vor allem für die Wassergewinnung von Bedeutung (siehe nachfolgend **Teil 2: Wassergewinnung und Wasserrecht**).

Daneben gibt es das **Wasserversorgungsrecht**, welches entweder als Teil des Wasserrechts oder als (wie hier bevorzugt) eigenständiger Regelungsbereich verstanden werden kann. Das Wasserversorgungsrecht umfasst die rechtlichen Anforderungen an die Wasserversorgung und betrifft daher vor allem das Rechtsverhältnis zwischen dem jeweiligen Wasserversorger und seinen Kunden, aber auch zwischen einem Wasserversorger und dessen Wasserlieferanten. Im Rahmen dieser Darstellung hat das Wasserversorgungsrecht vor allem im Hinblick auf die Anforderungen an Qualität, Druck, Temperatur sowie Versorgungsunterbrechungen Relevanz, also auf Ebene der Wasseraufbereitung und des Transports und der Verteilung des Wassers (siehe unten **Teil 3: Wasserversorgung und Wasserversorgungsrecht**). Anforderungen an die Wasserqualität finden sich in der Trinkwasserverordnung (TrinkwV), Regelungen zu Druck, Temperatur und Versorgungsunterbrechungen enthalten vor allem die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVBWasserV) sowie etwaige mit den Kunden geschlossene Versorgungsverträge.

Zu den im **Energierrecht** als Oberbegriff zu berücksichtigenden Rechtsquellen zählen insbesondere das Wettbewerbsrecht, das Energieumweltrecht sowie das Energierrecht im engeren Sinne. Letzteres umfasst das Regulierungsrecht des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit seinen Verordnungen und die entsprechenden europarechtlichen Vorgaben. Das Energieumweltrecht wird derzeit vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) geprägt. Das Wettbewerbsrecht wiederum wird im Wesentlichen durch das (nationale und europäische) Kartellrecht bestimmt. Im Rahmen des (deutschen) Energierrechts ist insbesondere zu beachten, dass ein und derselbe Begriff in verschiedenen Regelungszusammenhängen unterschiedliche Bedeutung haben kann, so dass man einen Begriff stets im Lichte des jeweils einschlägigen Gesetzes auslegen muss (z. B. Begriff des Elektrizitätsversorgungsunternehmens i. S. d. EEG 2014 oder des EnWG). Im Rahmen der Untersuchung des wasserwirtschaftlichen Gesamtsystems ist das Energierrecht überall dort von Bedeutung, wo Energie erzeugt, beschafft oder verbraucht wird (siehe unten **Teil 4: Energierrecht**). Dabei betrifft das Energierrecht im Gegensatz zum Wasser- und Wasserversorgungsrecht weniger die rechtliche Zulässigkeit eines bestimmten Vorgehens als seine Wirtschaftlichkeit (z. B. die EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger gemäß § 61 EEG 2014 oder Stromsteuerbefreiungstatbestände). Energie im Sinne der energierechtlichen Normen sind Strom und Gas, teilweise auch Wärme, wobei vorliegend vor allem Strom von Bedeutung ist.

Im Hinblick auf die Strombeschaffung sind zusätzlich auch die Bestimmungen des **Vergaberechts** zu beachten, welche gemeinsam mit dem Energierecht in Teil 4 (dort unter II.) erläutert werden.

II. Rechtsetzungsebenen

Die rechtliche Systematik unterscheidet nicht nur horizontal zwischen unterschiedlichen Rechtsgebieten, sondern auch vertikal zwischen unterschiedlichen Rechtsetzungsebenen. Klassischerweise sind dies die Ebene der Europäischen Union, die Bundesebene sowie die Ebene der einzelnen Bundesländer, wobei grundsätzlich das Recht der EU Vorrang vor dem Bundesrecht und das Bundesrecht Vorrang vor dem Landesrecht hat. Auf EU-Ebene sind vor allem Richtlinien und Verordnungen von Bedeutung, welche sich dadurch unterscheiden, dass Verordnungen – vergleichbar nationalen Gesetzen – unmittelbar für alle Adressaten verbindliches Recht schaffen, während Richtlinien der Umsetzung in nationales Recht bedürfen. So wurde z. B. die Wasserrahmenrichtlinie der EU (teilweise) im Wasserhaushaltsgesetz des Bundes in deutsches Recht umgesetzt. Dort, wo dieses Raum für landesrechtliche Regelungen lässt, finden sich ergänzende Regelungen in den Landeswassergesetzen.

Auf Bundes- und Landesebene ist wiederum zu unterscheiden zwischen förmlichen Gesetzen, die der parlamentarische Gesetzgeber erlassen hat, und Rechtsverordnungen, welche in Ausführung bestimmter förmlicher Gesetze von der Regierung erlassen werden (so auf Bundesebene z. B. das Stromsteuergesetz und die Stromsteuerdurchführungsverordnung).

Hinzu kommen rechtliche Regelungen, die den einzelnen Wasserversorger betreffen. Dazu gehören zum einen an den Versorger adressierte behördliche Bescheide (so genannte Verwaltungsakte; z. B. eine wasserrechtliche Gestattung der Entnahme von Wasser oder eine Baugenehmigung) und zum anderen vom Versorger bzw. der Kommune getroffene Regelungen wie bspw. eine Wasserversorgungssatzung oder vertragliche Vereinbarungen mit den Kunden, wobei letztere wiederum die Form individueller Vereinbarungen oder für einen größeren Kundenkreis geltender Allgemeiner Geschäftsbedingungen haben können.

Veranschaulichen lässt sich diese komplexe Systematik anhand der folgenden Tabelle, welche für das Projekt wichtige Rechtsquellen (beispielhaft) nach Rechtsgebiet und Rechtsetzungsebene einordnet.

	Wasserrecht	Wasserversorgungsrecht	Energierecht	Andere Rechtsgebiete
EU	Wasserrahmenrichtlinie		Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie	Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung
Bund	Wasserhaushaltsgesetz	AVBWasserV	Energiewirtschaftsgesetz Erneuerbare-Energien-Gesetz	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

			Stromsteuergesetz	
Bundesland	Landeswassergesetz	Gemeindeordnung Kommunalabgabengesetz	Netzentgeltverordnung Stromsteuerdurchführungsverordnung	
Verwaltungsakte	Planfeststellungsbeschluss zur Errichtung einer Talsperre Wasserrechtliche Gestattung der Wasserentnahme			
Satzungen/ Verträge		Wasserversorgungssatzung Ergänzende Bedingungen zur AVBWasserV Wasserlieferverträge	Netznutzungsvertrag Stromliefervertrag	

Von Bedeutung sind die unterschiedlichen Rechtsetzungsebenen nicht nur für das Verständnis der derzeitigen Rechtslage, sondern auch für etwaige Änderungen von Rechtsvorschriften, welche sich im Rahmen des Projekts als wünschenswert herausstellen. Denn es muss jeweils der richtige Adressat für eine Rechtsänderung festgestellt werden. So kann z. B. ein Bundesgesetz, welches eine EU-Richtlinie umsetzt, nur im Rahmen der durch die Richtlinie gesetzten europarechtlichen Vorgaben geändert werden. Ist dies nicht ausreichend, so bedürfte es zunächst einer Änderung der Richtlinie selbst.

III. Rechtliche Einordnung technischer Normen und Regelwerke

Da im Folgenden technische Normen und Regelwerke (wie z. B. DIN-Normen und das Regelwerk des DVGW) häufig eine Rolle spielen, soll hier kurz ihre rechtliche Einordnung erläutert werden.

Als Ausgangspunkt ist dabei festzuhalten, dass technischen Normen und Regelwerken keine rechtliche Verbindlichkeit zukommt, da es sich nicht um staatlich gesetzte Normen, sondern um „bloße“ Zusammenfassungen technischer Expertise von einschlägigen (privaten) Fachverbänden und ähnlichen Institutionen handelt. Das heißt aber nicht, dass technische Normen und Regelwerke rechtlich gänzlich ohne Bedeutung wären. Vielmehr verweisen Rechtsvorschriften, dort, wo es um einzuhaltende technische Anforderungen geht, häufig auf technische Standards wie insbesondere die (allgemein) anerkannten Regeln der Technik (so z. B. § 50 Abs. 4 WHG für Errichtung, Unterhaltung und Betrieb von Wassergewinnungsanla-

gen oder § 4 Abs. 3 Satz 1 AVBWasserV hinsichtlich der Anforderungen an das den Kunden gelieferte Wasser). Bei der Bestimmung dessen, was den Regeln der Technik entspricht, liefern die technischen Normen und Regelwerke wichtige Anhaltspunkte. Dennoch muss im Einzelfall stets geprüft werden, ob diese tatsächlich die anerkannten Regeln der Technik widerspiegeln (problematisch z. B. bei älteren oder sich widersprechenden technischen Normen und Regelwerken). Daneben können technische Normen und Regelwerke im Einzelfall dadurch rechtliche Verbindlichkeit erlangen, dass diese in einem behördlichen Bescheid angeordnet oder vertraglich vereinbart wird.

Teil 2 Wassergewinnung (in Talsperren) und Wasserrecht

A. Funktionsweise und Regelbetrieb von Talsperren

Zum besseren Verständnis der nachfolgenden Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Wassergewinnung soll zunächst die Funktionsweise und der Regelbetrieb von Talsperren in der gebotenen Kürze beschrieben werden.

Bei einer Talsperre werden ein oder mehrere fließende Gewässer durch ein Absperrbauwerk, also eine Mauer oder einen Damm aufgestaut. Der Zufluss über die fließenden Gewässer ist nicht bzw. kaum reguliert. Unterhalb des Absperrbauwerkes befindet sich der so genannte Unterlauf, d. h. das unterhalb des Absperrbauwerkes weiterfließende Gewässer. Damit trotz der Aufstauung die Flora und Fauna am und im Unterlauf weiterhin überleben kann, gibt es einen Mindestablass. Dies bedeutet, dass aus der Talsperre über ein oder mehrere Grundablässe beständig Wasser in den Unterlauf abgelassen wird, um hierdurch einen Mindestpegel des Unterlaufs aufrechtzuerhalten. Zusätzlich zu den Grundablässen verfügen Talsperren oftmals zudem über sogenannte Betriebsablässe. Diese dienen der Erfüllung weiterführender Aufgaben der Talsperre, wie derjenigen, das Talsperrenwasser zur Energieerzeugung in ein Wasserkraftwerk oder zur Aufbereitung in ein Trinkwasserwerk zu befördern.

Die Hauptaufgabe von Talsperren besteht in der Speicherung von Wasser. Dementsprechend ist man beim Betrieb der Talsperren bestrebt, einen möglichst hohen Pegel an Wasser aufzustauen. Bei Hochwasser kann dies aber dazu führen, dass die Kapazität der Talsperre überschritten wird und ihr mehr Wasser zufließt, als sie aufnehmen kann. Dies hätte zur Folge, dass das Absperrbauwerk überflutet werden würde, was zu Schäden an diesem führt. Daher muss eine Überflutung vermieden werden. Um dies zu erreichen, muss jede Talsperre über eine sogenannte Hochwasserentlastung verfügen. Dies wird zum einen über einen bestimmten Freiraum erreicht, der im Normalbetrieb nicht gefüllt werden darf. Zum anderen können in Staumauern Öffnungen eingebaut werden, über welche im Hochwasserfall Wasser ablaufen kann. Dieses wird dann in einem Wasserbecken am Fuße der Staumauer aufgefangen und dem Unterlauf zugeführt.

Im Ergebnis wird beim regulären Talsperrenbetrieb also so viel Wasser wie möglich angestaut, wobei immer Reservekapazitäten für Hochwassersituation vorhanden sein müssen und zudem ein Mindestabfluss gewährleistet werden muss, damit sich die Flora und Fauna am und im Unterlauf der Talsperre weiterhin entwickeln kann.

B. Überblick über die relevanten rechtlichen Vorgaben

Die maßgeblichen rechtlichen Vorgaben für die Errichtung, Beseitigung und Umgestaltung von Talsperren einschließlich Wasserkraftanlagen sowie für ihren Betrieb und die Wasserentnahme finden sich im WHG und im jeweiligen Landeswassergesetz. Diese Anforderungen werden in Bezug auf eine bestimmte Talsperre konkretisiert durch den so genannten Planfeststellungsbeschluss für den Gewässerausbau, also praktisch die Genehmigung für die Errichtung, Beseitigung oder Umgestaltung der Talsperre (dazu unten C) sowie durch die wasserrechtlichen Gestattungen, welche insbesondere das Aufstauen und Absenken sowie das Entnehmen und Ableiten des Wassers regeln und die teilweise bereits vom Planfeststellungsbeschluss mit umfasst sein können (dazu unten D).

Daneben können sich im Einzelfall Anforderungen aus vertraglichen Vereinbarungen (dazu unten E) oder aus dem Organisationsrecht des Betreibers (dazu unten F) ergeben. Zudem sollten mögliche haftungsrechtliche Aspekte im Auge behalten werden (dazu unten G).

C. Planfeststellungsbeschluss für die Talsperre

I. Allgemeines zum Planfeststellungsbeschluss

1) Erforderlichkeit

Gemäß § 68 Abs. 1 WHG bedarf es für Maßnahmen des Gewässerausbaus einer Planfeststellung durch die zuständige Behörde. Gewässerausbau ist gemäß § 67 Abs. 2 WHG „die Herstellung, die Beseitigung und die wesentliche Umgestaltung eines Gewässers oder seiner Ufer“. Unter Gewässer im Sinne des WHG fallen gemäß § 2 Abs. 1 Satz 1 WHG namentlich oberirdische Gewässer und Teile von diesen.

Da Talsperren oberirdische Gewässer in diesem Sinne sind, ist bei deren Herstellung, Beseitigung oder wesentlicher Umgestaltung ein Planfeststellungsbeschluss einzuholen.

2) Rechtsnatur

Bei einem Planfeststellungsbeschluss handelt es sich um eine behördliche Genehmigung, die in einem besonderen förmlichen Verfahren mit umfassender Öffentlichkeitsbeteiligung erlassen wird, in welchem die betroffenen öffentlichen und privaten Belange umfassend gegen- und miteinander abgewogen werden. Der Planfeststellungsbeschluss stellt, wie auch sonstige behördliche Bescheide, einen Verwaltungsakt dar, dessen Regelungsgehalt aber über die bloße Zulässigerklärung des jeweiligen Vorhabens hinausgeht. Insbesondere schließt er spätere Abwehr- und Unterlassungsansprüche Dritter weitgehend aus.

3) Inhaltliche Voraussetzungen

Voraussetzung für die Planfeststellung ist gemäß § 68 Abs. 3 WHG, dass

„1. eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit, insbesondere eine erhebliche und dauerhafte, nicht ausgleichbare Erhöhung der Hochwasserrisiken oder eine Zerstörung natürlicher Rückhalteflächen, vor allem in Auwäldern, nicht zu erwarten ist und

2. andere Anforderungen nach diesem Gesetz oder sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften erfüllt werden.“

Es müssen also nicht nur die Vorgaben des WHG erfüllt sein, sondern auch diejenigen anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften, wie z. B. des Naturschutzrechts, des Baurechts und des Raumordnungsrechts. Zusätzliche inhaltliche Anforderungen für eine Planfeststellung können sich zudem aus dem jeweiligen Landeswassergesetz ergeben (siehe z. B. §§ 100 ff. WG NRW).

4) Verfahren

Das bei der Planfeststellung einzuhaltende Verfahren ergibt sich aus § 70 Abs. 1 WHG i. V. m. §§ 72-78 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), wobei Bestandteil des Verfahrens bei Talsperren und Wasserkraftanlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung ist (vgl. Anlage 1 Ziff. 13.6 und 13.14 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG). Weitere verfahrensrechtliche Regelungen sind teilweise in den Landeswassergesetzen enthalten (siehe z. B. §§ 100 ff. WG NRW).

II. Typischer Regelungsgehalt von Planfeststellungsbeschlüssen für Talsperren

Der Planfeststellungsbeschluss stellt die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen im Hinblick auf alle von ihm berührten öffentlichen Belange fest. Er enthält Bestimmungen zu Art und Ausmaß der Maßnahmen zum Gewässerausbau. Im Rahmen eines Planfeststellungsbeschluss für Talsperren werden in diesem daher regelmäßig Feststellungen zu folgenden Aspekten getroffen:

- Mindest- und Höchstabflussmenge, auch unter Berücksichtigung von Entnahmen zur Wasserkraftnutzung und zur Trinkwasserversorgung, um eine funktionierende Flora und Fauna am Unterlauf der Talsperre zu gewährleisten.
- Regelungen zu einem Hochwasserschutzraum oder Hochwasserentlastungsmaßnahmen, um eine Überflutung der Talsperre bei Hochwasser zu verhindern. Hierbei können die Vorgaben auch zeitlich gestaffelt anhand der bekannten Witterungsbedingungen in den jeweiligen Zeiträumen erfolgen.
- Der zulässige Höchstpegel der Talsperre, welcher bei Normalbetrieb nicht überschritten werden darf.
- Vorgaben zur Wasserqualität und zur Kontrolle dieser. Hierbei werden sowohl konkrete Kriterien zu bestimmten Parametern vorgeschrieben als auch bes-

timtete Kontrollvorrichtungen, so zum Beispiel der Einbau von Messvorrichtungen.

- Bei der Verwendung des Wassers als Rohwasser für die Trinkwasseraufbereitung gibt es zudem Vorschriften zur Rohwasseruntersuchung, der Mindestqualität des Wassers, zur Häufigkeit der Kontrollen etc.

Mittels der Regelungen, welche im Planfeststellungsbeschluss getroffen werden können und müssen, wird also einerseits ein fester Rahmen für den Betrieb der Talsperre festgelegt, andererseits verbleibt aber auch ein nicht unerheblicher Spielraum für den Talsperrenbetreiber.

D. Wasserrechtliche Gestattungen

I. Allgemeines zur wasserrechtlichen Gestattung und Verhältnis zur Planfeststellung

1) Erforderlichkeit

Für die Benutzung von Gewässern bedarf es gemäß § 8 Abs. 1 WHG einer wasserrechtlichen Gestattung, also einer Genehmigung der zuständigen Wasserbehörde. Benutzung in diesem Sinne ist gemäß § 9 WHG insbesondere

- „1. das Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässern,*
- 2. das Aufstauen und Absenken von oberirdischen Gewässern“*

Wird im Zusammenhang mit dem Betrieb von Talsperren für Zwecke der Wasserkraftnutzung und der Trinkwassernutzung Wasser entnommen, so handelt es sich um eine Benutzung in diesem Sinne. Zudem werden beim Talsperrenbetrieb auch oberirdische Gewässer aufgestaut und abgesenkt. Dementsprechend bedarf es grundsätzlich wasserrechtlicher Gestattungen.

2) Verhältnis zum Planfeststellungsbeschluss

Soweit der vom Planfeststellungsbeschluss betroffene Gewässerausbau (hier also die Errichtung der Talsperre) und die Gewässerbenutzung (hier also das Aufstauen und Absenken sowie das Entnehmen und Ableiten des Wassers) in einem engen Zusammenhang stehen, ist die Gestattung teilweise bereits vom Planfeststellungsbeschluss mit umfasst. So kann das Aufstauen und Absenken des Wassers als Teil des Talsperrenbetriebs gesehen werden, weshalb über die Gestattung gemäß § 19 Abs. 1 WHG im Rahmen der Planfeststellung entschieden wird. Dagegen sind Wasserentnahmen zu Zwecken der Trinkwasserversorgung nicht integraler Bestandteil des Talsperrenbetriebs und bedürfen daher einer separaten Gestattung.

Allerdings ist das genaue Verhältnis von Planfeststellungsbeschluss und Gestattung rechtlich nicht abschließend geklärt, weshalb es auch keine einheitliche behördliche Praxis gibt. Daher muss im Einzelfall geprüft werden, inwieweit die Wasserentnahmen für Zwecke der Wasserkraftnutzung oder der Wasserversorgung vom Planfeststellungsbeschluss umfasst oder aber in separaten Gestattungen geregelt sind.

3) Rechtsnatur und Arten

Wasserrechtliche Gestattungen sind behördliche Bescheide (so genannte Verwaltungsakte), in denen die Benutzung eines Gewässers gestattet wird. Sie werden jedoch in einem weniger förmlichen Verfahren als Planfeststellungsbeschlüsse erlassen. Es gibt drei Unterarten der Gestattung, nämlich die Bewilligung, die gehobene Erlaubnis und die (einfache) Erlaubnis. Sie unterscheiden sich in der Stärke der Position des Adressaten im Hinblick auf das Recht zur gestatteten Benutzung und den Ausschluss von Abwehr- und Schadensersatzansprüchen Dritter. Die stärkste Rechtsstellung vermittelt dabei die Bewilligung, die am wenigsten starke die (einfache) Erlaubnis (zu den Einzelheiten siehe §§ 8 ff. WHG).

4) Inhaltliche Voraussetzungen

Die Erteilung einer wasserrechtlichen Gestattung liegt im Ermessen der zuständigen Behörde. Sie ist jedoch zu versagen, wenn schädliche Gewässerveränderungen zu erwarten sind oder andere Anforderungen nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften nicht erfüllt werden (§ 12 WHG). Für die Erteilung einer Bewilligung und einer gehobenen Erlaubnis gelten zusätzliche Voraussetzungen (§§ 14 f. WHG).

II. Typischer Regelungsgehalt von wasserrechtlichen Gestattungen im Zusammenhang mit Talsperren

In einer die Wasserentnahme zulassenden Gestattung wird insbesondere eine Höchstentnahmemenge in Kubikmeter pro Jahr sowie häufig auch in kleineren Zeiteinheiten bis hin zu Kubikmetern pro Sekunde angegeben. Regelmäßig wird auch der Zweck der Entnahme festgelegt. Zudem werden Vorgaben hinsichtlich der Wasserqualität getroffen und dazu, wie diese zu kontrollieren ist.

Wie beim Planfeststellungsbeschluss kann daher festgehalten werden, dass die wasserrechtliche(n) Gestattung(en) zwar ein festes Gerüst für den Betrieb von Talsperren vorgeben, zugleich aber auch einen Spielraum hierbei einräumen.

E. Regelungen zur Wasserversorgung

Die gesetzlichen Regelungen zur Wasserversorgung, insbesondere also die AVBWasserV enthalten keine für die Stromerzeugung im Rahmen der Wassergewinnung relevanten Bestimmungen. Auch in sonstigen rechtlichen Regelungen zur Wasserversorgung, wie z. B. Wasserversorgungssatzungen oder Wasserversorgungsverträgen mit nicht von der AVBWasserV erfassten Kunden, sind relevante Bestimmungen in der Regel nicht zu erwarten.

F. Organisationsrecht der Talsperrenbetreiber/Wasserversorger

Vorstellbar ist, dass sich Einschränkungen hinsichtlich der Zulässigkeit der Stromerzeugung aus dem für den jeweiligen Wasserversorger bzw. sonstigen Talsperrenbetreiber geltenden Organisationsrecht ergeben. Dabei ist nach den verschiedenen Organisationsformen (also z. B. Wasserverband, Zweckverband, GmbH, Aktiengesellschaft) zu unterscheiden. So sind z. B. für Wasserverbände nach dem Wasserverbandsgesetz (WVG) in § 2 WVG die zulässigen

Aufgaben festgelegt, wobei landesrechtlich abweichende Regelungen getroffen werden können. Die Stromerzeugung ist in § 2 WVG nicht ausdrücklich als zulässige Aufgabe genannt, jedoch kann die Errichtung und der Betrieb von Wasserkraftanlagen der Errichtung bzw. dem wirtschaftlichen Betrieb von Talsperren und damit der zulässigen Aufgabe des Gewässerbaus (§ 2 Ziff. 1 WVG) bzw. der Wasserbeschaffung (§ 2 Ziff. 11 WVG) zugerechnet werden. Auch darüber hinaus dürfte die Stromerzeugung, sofern sie schwerpunktmäßig für die Eigenversorgung im Hinblick auf die wasserwirtschaftlichen Aufgaben erfolgt, zulässig sein. Kommunale Verbände und Gesellschaften dürfen grundsätzlich nur kommunale Aufgaben wahrnehmen (für Zweckverbände z. B. geregelt im jeweiligen Landesgesetz über die kommunale Zusammenarbeit). Die öffentliche Wasserversorgung einschließlich der Wassergewinnung – welche wiederum die Stromerzeugung an Talsperren mittels Wasserkraftanlagen umfasst – stellt eine kommunale Aufgabe dar. Auch im Übrigen dürfen sich Kommunen und ihre Verbände und Unternehmen grundsätzlich auf dem Gebiet der Stromerzeugung betätigen, sofern dies der Eigenversorgung und der Versorgung der örtlichen Bevölkerung dient.

Daneben können sich Einschränkungen bezüglich der zulässigen Tätigkeiten aus der Satzung des betreffenden Betreibers ergeben (also z. B. aus der Verbandssatzung bei einem Wasser- oder Zweckverband oder dem Gesellschaftsvertrag bei einer GmbH oder Aktiengesellschaft). Diese Satzungsregelungen können im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften bei Bedarf jedoch geändert werden.

G. Haftung für Schäden im Unterlauf

Relevant für das Optimierungspotential beim Talsperrenbetrieb ist für den jeweiligen Betreiber auch immer die Frage nach der Haftung für hierbei entstehende Schäden. Vorstellbar ist beispielsweise eine Schädigung dadurch, dass es durch den dynamisierten Talsperrenbetrieb zur Austrocknung oder Überflutung des Unterlaufs kommt. Zwar ist eine derartige Haftung immer einzelfallabhängig und kann nicht pauschal vorab ohne Kenntnis der konkreten Umstände geprüft werden. Allerdings kann die grundsätzliche Möglichkeit eines Haftungsrisikos zumindest grob umrissen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Haftung für Umweltschäden und der Haftung für Schäden, die einzelne Personen erleiden.

Die Haftung für Umweltschäden ist namentlich im Umweltschadensgesetz geregelt. Danach treffen den für Umweltschäden, wie insbesondere die Schädigung eines Gewässers (definiert in § 90 WHG) Verantwortlichen Sanierungspflichten und bei drohender Schädigung Vermeidungspflichten. Diese Verantwortlichkeit wird auch nicht dadurch ausgeschlossen, dass der Verantwortliche die Vorgaben des Planfeststellungsbeschlusses und der wasserrechtlichen Gestattungen einhält.

Die Haftung für Schäden einzelner Personen kann sich aus unterschiedlichen rechtlichen Grundlagen ergeben. Sofern zwischen Schädiger und Geschädigtem keine vertragliche Beziehung besteht, kommt insbesondere eine Haftung nach dem so genannten Deliktsrecht in Betracht, wonach derjenige, der vorsätzlich oder fahrlässig widerrechtlich Rechte eines anderen verletzt und diesen dadurch (wirtschaftlich) schädigt, zum Ersatz des Schadens ver-

antwortlich ist (vgl. § 823 Abs. 1 Bürgerliches Gesetzbuch, BGB). Allerdings sind solche privatrechtlichen Schadensersatzansprüche grundsätzlich ausgeschlossen, wenn sich die für den Schaden ursächliche Gewässernutzung im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses und etwaiger Gestattungen in Form einer Bewilligung hält (vgl. § 70 Abs. 1 WHG i. V. m. § 75 Abs. 2 Satz 1 VwVfG für den Planfeststellungsbeschluss und § 16 Abs. 2 WHG für die Bewilligung).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine Haftung für Schäden, welche durch den Talsperrenbetrieb am Unterlauf entstehen, grundsätzlich möglich ist. Dies ist bei einer Änderung der Betriebsweise zu berücksichtigen.

H. Praktisches Vorgehen zur Feststellung der rechtlichen Vorgaben

Um im Einzelfall festzustellen, ob die an der Talsperre angestrebte Erhöhung und Dynamisierung der Stromerzeugung rechtlich zulässig ist, sollten alle erteilten Bescheide (einschließlich etwaiger Änderungsbescheide) in Bezug auf Errichtung und Betrieb von Talsperre und Wasserkraftanlage(n) sowie die Wasserentnahme auf ihren diesbezüglich relevanten Regelungsgehalt untersucht werden. Dabei ist zu beachten, dass auch solche Bescheide relevant sind, die nicht den oben erläuterten Begrifflichkeiten folgend als Planfeststellungsbeschluss, Erlaubnis oder Bewilligung bezeichnet sind. Denn häufig handelt es sich um ältere Bescheide, für die begrifflich und systematisch andere Kategorien gelten als die des aktuellen Wasserrechts.

Ergibt die Untersuchung, dass das angestrebte Vorgehen nicht von den einschlägigen Bescheiden gedeckt ist, so kommt möglicherweise eine Änderung oder der Neuerlass eines notwendigen Bescheides in Betracht. Dabei bedürfen Änderungen im Betrieb von Talsperre und Wasserkraftanlage, die nicht zu einer wesentlichen Umgestaltung des Gewässers führen, keiner erneuten Planfeststellung. Häufig lassen auch bereits die im Bescheid enthaltenen Nebenbestimmungen in gewissem Maße spätere Änderungen zu. Zudem sind Genehmigungen häufig befristet, so dass etwaige inhaltliche Änderungswünsche ggf. im Rahmen des Neuerteilungsverfahrens eingebracht werden können.

Teil 3 Wasserversorgung und Wasserversorgungsrecht

A. Vorgaben zu Verfügbarkeit, Druck und Temperatur des Wassers

I. AVBWasserV

Hinsichtlich der rechtlichen Vorgaben im Rahmen der Wasserversorgung sind insbesondere die Regelungen der AVBWasserV von Bedeutung. Einleitend wird daher kurz ihr Inhalt und Anwendungsbereich erläutert.

1) Überblick zu Inhalt und Anwendungsbereich der AVBWasserV

Die AVBWasserV kommt dort zur Anwendung, wo Kunden zu allgemeinen Bedingungen und Preisen mit Wasser versorgt werden (also insbesondere für typische Tarifkunden). Ausgeschlossen von ihrem Anwendungsbereich sind Industrieunternehmen, Weiterverteiler sowie

die Löschwasservorhaltung. Zudem gilt sie unmittelbar nur dann, wenn die Versorgung in privatrechtlicher Form (also auf vertraglicher Grundlage) erfolgt, nicht aber bei Versorgung in öffentlich-rechtlicher Form (also auf Basis einer Satzung).

Inhaltlich macht die AVBWasserV Vorgaben für das Zustandekommen und typische Inhalte von Wasserversorgungsverträgen (wie z. B. zu Art und Umfang der Versorgung; zu den Verteilanlagen, den Hausanschlüssen und Kundenanlagen; zur Messung, Ablesung und Abrechnung sowie zur Haftung). Abweichungen hiervon sind nur möglich, soweit die AVBWasserV diese erlaubt. Viele Wasserversorger verfügen über so genannte Ergänzende Bedingungen (oder auch Bestimmungen) zur AVBWasserV, welche die Regelungen der AVBWasserV konkretisieren und ergänzen (z. B. hinsichtlich der Berechnung von Baukostenzuschüssen und Hausanschlusskosten oder den Turnus von Ablesung und Abrechnung) oder, soweit erlaubt, auch abweichende Bestimmungen treffen.

2) Verfügbarkeit des Wassers

a) Regelung der AVBWasserV

Die Verfügbarkeit des Wassers ist in § 5 Abs. 1 S. 1 AVBWasserV geregelt, wonach das Wasserversorgungsunternehmen verpflichtet ist, Wasser im vereinbarten Umfang jederzeit am Ende der Anschlussleitung zur Verfügung zu stellen. Sofern keine besonderen Vereinbarungen getroffen wurden, ergibt sich der Umfang der Lieferverpflichtung aus dem Bedarf des jeweiligen Objekts, welches zur Versorgung angemeldet wurde.¹ Grundsätzlich ist danach das Wasserversorgungsunternehmen im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und der beschaffungsmäßigen und netztechnischen Gegebenheiten zur Lieferung im unbegrenzten Umfang verpflichtet.²

Ausnahmen von diesem Grundsatz enthält § 5 Abs. 1 Satz 2 AVBWasserV. Demnach besteht dann keine Lieferpflicht des Wasserversorgungsunternehmens, wenn zeitliche Beschränkungen der Wasserversorgung zur Sicherstellung der öffentlichen Wasserversorgung erforderlich oder sonst vertraglich vorbehalten sind. Selbiges gilt, soweit und solange das Unternehmen an der Versorgung durch höhere Gewalt oder sonstige Umstände, deren Beseitigung ihm wirtschaftlich nicht zugemutet werden kann, gehindert ist. Gemäß § 5 Abs. 2 AVBWasserV kann die Versorgung unterbrochen werden, soweit dies zur Vornahme betriebsnotwendiger Arbeiten erforderlich ist. Das Wasserversorgungsunternehmen hat hierbei jede Unterbrechung oder Unregelmäßigkeit unverzüglich zu beheben.

¹ *Morell*, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVB WasserV), Stand: 11. EL (Juli 2014), E § 5 S. 2.

² *Morell*, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVB WasserV), Stand: 11. EL (Juli 2014), E § 5 S. 2.

b) Abweichende vertragliche Regelungen

Dementsprechend hat der Kunde also grundsätzlich einen Anspruch auf unterbrechungslose Wasserversorgung. Dies kann jedoch dadurch abbedungen werden, dass zeitliche Beschränkungen der Wasserversorgung durch den Wasserversorger vertraglich vorbehalten werden. Die Möglichkeit zu einer derartigen vertraglichen Regelung wird hierbei durch § 5 Abs. 1 Satz 2 AVBWasserV ausdrücklich eröffnet.

Vom Grundsatz her wäre diesbezüglich auch eine Regelung innerhalb der Ergänzenden Bedingungen möglich. Allerdings stellt sich hierbei die Frage, inwiefern eine derartige Vorschrift den Anforderungen des Rechts der Allgemeinen Geschäftsbedingungen (§§ 305 ff. BGB) entspräche. Insbesondere ein Verstoß gegen das Verbot überraschender Klauseln nach § 305 c Abs. 1 BGB kann nicht ausgeschlossen werden, ist es doch gerade gängige Praxis, eine ununterbrochene Wasserversorgung zur Verfügung zu haben. Auch inhaltlich dürfte zumindest eine über den Bereich weniger Sekunden hinausgehende Unterbrechung einem normalen Haushaltskunden kaum zumutbar sein und damit eine unzulässige Benachteiligung entgegen den Geboten von Treu und Glauben nach § 307 Abs. 1 BGB darstellen. Etwas anderes kann für Sonderkundenverträge gelten, bei welchen der Vertragspartner regelmäßig mit Abweichungen vom allgemein Üblichen rechnen muss. Dies hängt jedoch vom Einzelfall ab und ist jeweils am konkreten Vertrag zu prüfen. Vorstellbar wäre es beispielsweise, dass eine Wohnungsgesellschaft selbst einen Wasserspeicher errichtet, um so kurzzeitige Lieferunterbrechungen abzufangen.

3) Wasserdruck

a) Regelungen zur Höhe des Drucks in der AVBWasserV selbst

In der AVBWasserV finden sich Vorgaben zum Wasserdruck in § 4 Abs. 3 Satz 2. Hiernach muss das Wasser durch den Wasserversorger unter dem Druck geliefert werden, welcher für eine einwandfreie Deckung des üblichen Bedarfs in dem betreffenden Versorgungsgebiet erforderlich ist.

Der Begriff des „betreffenden Versorgungsgebiets“ meint dabei nicht das gesamte Versorgungsgebiet des Wasserversorgungsunternehmens, sondern einen Teil dessen, der nach sachgemäßen versorgungstechnischen Gesichtspunkten vom übrigen Versorgungsgebiet des Wasserversorgungsunternehmens abgegrenzt werden kann.³ Aus der kumulativen Verwendung von „üblichen Bedarf“ und „in dem betreffenden Versorgungsgebiet“ ergibt sich, dass es für die Üblichkeit nicht primär auf den einzelnen Kunden und auch nicht nur auf die Art und Weise des Wasserverbrauchs ankommt. Relevant sind viel mehr die typischen Gegebenheiten, welche die konkreten Anforderungen an den Druck des zu liefernden Wassers

³ Morell, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVB WasserV), Stand: 11. EL (Juli 2014), E § 4 S. 7.

bestimmen. Diese liegen z. B. in topographischen Verhältnissen, der Art der Bebauung und deren Nutzung.⁴ Für den Fall, dass die Anforderungen eines Anschlussobjektes den typischen Gegebenheiten nicht entsprechen, obliegt es dem Kunden selbst, die Voraussetzungen für einen seinen Ansprüchen genügenden Druck zu schaffen (§ 4 Abs. 4 AVBWasserV).

Die Verpflichtung des Wasserversorgungsunternehmens, das Wasser mit einem angemessenen Druck zu liefern, findet ihre Grenze in der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit. Deshalb ist für den Fall, dass das Wasser nicht mit ausreichendem Druck geliefert wird, immer zu prüfen, ob es dem Wasserversorgungsunternehmen überhaupt möglich ist, ausreichende Druckverhältnisse mit einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand herzustellen.

b) Verweis der AVBWasserV auf technischen Regelwerke

Konkrete Bestimmungen hinsichtlich des Drucks ergeben sich aus technischen Regelwerken, insbesondere aus der DIN 1988. Auch wenn diesen keine rechtliche Verbindlichkeit zukommt (siehe oben Teil 1B.III), so erlangen sie mittelbar dadurch Bedeutung, dass die AVBWasserV in § 4 Abs. 3 Satz 2 auf die Erforderlichkeit zur einwandfreien Deckung des üblichen Bedarfs abstellt. Bei der Bestimmung dessen, was erforderlich in diesem Sinne ist, können die technischen Regelwerke herangezogen werden.

Aus der Stellungnahme des DVGW zu § 4 Abs. 3 S. 2 AVBWasserV ergibt sich, dass als Maßstab für den „üblichen Bedarf“ die übliche Nassinstallation einer Wohnung anzusetzen ist. Eine „einwandfreie Deckung“ des üblichen Wasserbedarfs ist hierbei auch dann noch gegeben, wenn an den ungünstig gelegenen Entnahmestellen nur druckverlustarme Apparate und Einrichtungen noch funktionstüchtig sind. Als Richtwert für eine einwandfreie Deckung des üblichen Bedarfs gibt die Richtlinie W 400-1 der DVGW als Mindestversorgungsdruck 2,00 bar für Gebäude bloß mit Erdgeschoss an. Für Gebäude mit höherer Geschosshöhe steigt der anzusetzende Mindestversorgungsdruck pro Obergeschoss bei neuen Netzen um je 0,5 bar und bei bestehenden Netzen um je 0,35 bar. Für Gebäude mit Erdgeschoss und erstem Obergeschoss ergibt sich daher ein Mindestversorgungsdruck von 2,35 bar, für Gebäude mit Erdgeschoss und zwei Obergeschossen ein Mindestversorgungsdruck von 2,70 bar usw. Dieser anzustrebende Versorgungsdruck kann lediglich bei Spitzenverbrauch an wenigen Stunden des Jahres kurzfristig unterschritten werden. Da die AVBWasserV auf den üblichen Bedarf abstellt, kommt es für den Mindestdruck also auf die übliche Geschosshöhe im Versorgungsgebiet an. Gibt es einzelne Gebäude mit einer höheren Geschosshöhe, so muss der Eigentümer selbst mittels einer Druckerhöhungsanlage für ausreichenden Druck in den oberen Geschossen sorgen.

Nach DIN 1988-200 Punkt 3.4.2 sind Rohre und Zubehörteile in Trinkwasseranlagen für 10 bar Überdruck zu bemessen. Dies gilt, soweit nicht höhere Betriebsdrücke eine höhere

⁴ Morell, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVB WasserV), Stand: 11. EL (Juli 2014), E § 4 S. 8

Druckstufe bedingen. Der normalerweise zulässige Höchstbetriebsdruck der Trinkwasserleitungen liegt aufgrund dessen bei 10 bar. Lediglich in Sonderfällen kann der Betriebsdruck in den Versorgungsnetzen 10 bar überschreiten. Soweit dies der Fall ist, ist in der Regel der Einbau von Druckminderern erforderlich.

Im Ergebnis ist daher festzuhalten, dass aus technischer Sicht – mit Ausnahme von Sonderkonstellationen – der Druck am Übergang zur Kundenanlage mindestens 2 bar und abhängig von der üblichen Geschosshöhe im Versorgungsgebiet pro weiterem Geschoss neben dem Erdgeschoss mindestens 0,35 bar zusätzlich betragen muss und maximal 10 bar als Höchstversorgungsdruck betragen darf.

c) Zulässigkeit von Änderungen des Drucks

Für Änderungen des Drucks trifft § 4 Abs. 3 Satz 3 AVBWasserV eine spezielle Regelung, wonach der Wasserversorger den Druck im Rahmen der gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen sowie der anerkannten Regeln der Technik ändern darf, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist; wobei die Belange des Kunden möglichst zu berücksichtigen sind.

Aus dieser Bestimmung folgt, dass Druckänderungen, auch wenn sie sich im Rahmen des technisch Zulässigen bewegen, rechtlich dennoch nicht ohne Weiteres zulässig sind. Von der Vorschrift erfasst werden nur zielgerichtete Änderungen, nicht aber übliche Druckschwankungen im Rahmen des regulären Betriebs der Wasserversorgungsanlagen. Eine angestrebte energetische Optimierung dürfte aber grundsätzlich als wirtschaftlicher Grund, der eine Änderung zwingend notwendig macht, anzuerkennen sein. Zu berücksichtigende Belange des Kunden liegen vor allem dann vor, wenn die Druckänderung eine Anpassung seiner Kundenanlage erfordert, um Schäden zu vermeiden. Auch dies schließt aber eine Druckänderung nicht aus. Vielmehr wird es als ausreichend angesehen, wenn die betroffenen Kunden rechtzeitig über die geplante Änderung informiert werden, so dass sie (auf ihre Kosten) die notwendigen Anpassungen ihrer Kundenanlage vornehmen können.⁵

4) Wassertemperatur

a) Regelungen zur Höhe der Temperatur in der AVBWasserV selbst

Konkrete Regelungen zur Temperatur des Wassers trifft die AVBWasserV nicht. Allerdings ist in § 4 Abs. 3 Satz 1 AVBWasserV in allgemeiner Form geregelt, dass das Wasser – und damit auch seine Temperatur – den jeweils geltenden Rechtsvorschriften und den anerkannten Regeln der Technik für die vereinbarte Bedarfsart entsprechen muss. Hierbei wird zwischen Trink- und Betriebswasser unterschieden. Der Begriff des Betriebswassers ist hierbei ein allgemeiner Sammelbegriff für alle Wässer, welcher sowohl das gewerblichen, als auch

⁵ Morell, Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Wasser (AVB WasserV), Stand: 11. EL (Juli 2014), E § 4 S. 10.

das industriellen, landwirtschaftlichen oder ähnlichen Zwecken dienende Wasser mit unterschiedlichen Güteeigenschaften umfasst. Da es selten separate Brauchwassernetze gibt, sind in der Regel die für Trinkwasser geltenden Anforderungen einzuhalten.

b) Verweis der AVBWasserV auf technische Regelwerke

Indem § 4 Abs. 3 Satz 1 AVBWasserV auf die anerkannten Regeln der Technik verweist, eröffnet er wiederum Spielraum für die Heranziehung von in technischen Regelwerken enthaltenen Bestimmungen zur einzuhaltenden Wassertemperatur.

DIN EN 806-2 legt hierbei als Betriebstemperatur für Kaltwasser eine Maximaltemperatur von 25 °C fest. Diese muss 30 Sekunden nach dem vollen Öffnen einer Entnahmestelle erreicht werden. Auch in DIN 1988-200 wird unter Punkt 3.6 festgelegt, dass die Betriebstemperatur bei bestimmungsgemäßem Betrieb 30 Sekunden nach dem vollen Öffnen einer Entnahmestelle bei Kaltwasser 25 °C nicht übersteigen darf. Eine Mindesttemperatur wird nicht vorgegeben.

c) Zulässigkeit von Änderungen der Temperatur

§ 4 Abs. 3 Satz 3 AVBWasserV erfasst nicht nur Druckänderungen, sondern auch sonstige Änderungen der Wasserbeschaffenheit und damit auch Änderungen der Temperatur. Auch für diese gilt also, dass sie im Rahmen der gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen sowie der anerkannten Regeln der Technik geändert werden darf, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist; wobei die Belange des Kunden möglichst zu berücksichtigen sind.

Die üblichen jahreszeitlichen Temperaturschwankungen werden hiervon nicht erfasst. Auch dürften Temperaturänderungen die Belange des Kunden wesentlich weniger berühren als Änderungen des Drucks. Im Übrigen kann auf die Ausführungen zu Druckänderungen verwiesen werden (siehe oben 3)c).

II. Trinkwasserverordnung

Auch wenn die Trinkwasserverordnung (TrinkwV) primär die Wasserqualität regelt, lassen sich ihr Anhaltspunkte zur höchstzulässigen Wassertemperatur entnehmen.

Die Trinkwasserverordnung wurde auf der Grundlage des Gesetzes zur Verhütung und Bekämpfung von Infektionskrankheiten beim Menschen (Infektionsschutzgesetz, IfSG) erlassen. Dessen § 37 besagt, dass Wasser für den menschlichen Gebrauch derart beschaffen sein muss, dass durch seinen Genuss oder durch seinen Gebrauch eine Schädigung der menschlichen Gesundheit, insbesondere durch Krankheitserreger, nicht zu besorgen ist. Im Rahmen dessen und zur Umsetzung der EU-Trinkwasserrichtlinie wurde nach § 38 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 IfSG vom Bundesministerium für Gesundheit die Trinkwasserverordnung erlassen. In einem zweiten Schritt ist daher auf diese zurückzugreifen. § 4 Abs. 1 TrinkwV, der die allgemeinen Anforderungen an Trinkwasser regelt, greift hierbei auf den Wortlaut des § 37 Abs. 1 IfSG zurück und legt in Ergänzung hierzu noch fest, dass Trinkwasser rein und ge-

nusstauglich sein muss. § 4 Abs. 1 Satz 3 TrinkwV stellt klar, dass diese Anforderungen als erfüllt gelten, wenn bei der Wasseraufbereitung und der Wasserverteilung mindestens die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden und das Trinkwasser den Anforderungen der §§ 5-7 TrinkwV entspricht.

Konkrete Vorgaben für die Wassertemperatur finden sich in diesen Vorschriften jedoch nicht (mehr⁶). Über den Verweis auf die anerkannten Regeln der Technik gelangen wiederum die bereits erläuterten technischen Regelwerke Bedeutung, welche eine Höchsttemperatur für Kaltwasser von 25° C vorsehen. Mit Hinblick auf die Ergebnisse einer Expertenanhörung vom 31.03.2004 im Universitätsklinikum Bonn⁷ zu der Frage, inwieweit Hausinstallationen, aus denen Wasser für die Öffentlichkeit bereitgestellt wird (also in öffentlichen und öffentlich zugänglichen Gebäuden wie Rathäuser, Schulen, Einkaufszentren), ein potenzielles Infektionsreservoir darstellen, ergibt sich in Ergänzung jedoch, dass die Durchschnittstemperatur von Kaltwasser regelmäßig bei 20 °C liegen sollte und lediglich im Ausnahmefall 25 °C betragen darf. Diese Werte sollten nicht überschritten werden, um die Vermehrung von Bakterien und Keimen zu verhindern bzw. zu reduzieren. Auch aus dem Gesichtspunkt der Genussstauglichkeit von Trinkwasser ergibt sich, dass eine Maximaltemperatur von Trinkwasser höchstens bei 20 °C liegen sollte.

III. Vertragliche Vereinbarungen

Anforderungen an die Wasserverfügbarkeit, den Druck und die Temperatur können sich auch aus vertraglichen Vereinbarungen des Wasserversorgers oder Talsperrenbetreibers ergeben. Bereits bestehende diesbezügliche Vereinbarungen sind wichtig, um die derzeitigen Verpflichtungen des Wasserversorgers zu bestimmen. Mit Blick auf die Zukunft stellt sich die Frage, inwieweit durch vertragliche Regelungen die gesetzlichen Anforderungen variiert werden können.

1) Weiterverteilerverträge

Von Bedeutung sind insoweit insbesondere Verträge, welche die Lieferung von Wasser an einen so genannten Weiterverteiler, also insbesondere einen Wasserversorger zum Gegenstand haben. Für solche Verträge gelten die Anforderungen der AVBWasserV, wie bereits erwähnt, nicht. Vielmehr ist hier der Grundsatz der Vertragsfreiheit bestimmend; d. h., die Anforderungen an Wasserverfügbarkeit, Druck und Temperatur können vertraglich frei vereinbart werden. So kann z. B. vereinbart werden, dass Lieferunterbrechungen durchaus zulässig sind, wenn der belieferte Weiterverteiler selbst über Speichermöglichkeiten verfügt.

⁶ In ihrer ursprünglichen Fassung legte die TrinkwV (entsprechend der EU-Trinkwasserrichtlinie in der damaligen Fassung) eine Maximaltemperatur von 25° C fest.

⁷ Ergebnisse einer Expertenanhörung am 31.03.2004 im Universitätsklinikum Bonn, in: Bundesgesundheitsblatt 2006, 681 (683).

Entscheidend ist letztlich, was in den konkreten Verträgen vereinbart wurde und inwieweit die Verträge geändert werden können, sollte ihr Inhalt den Projektvorhaben entgegenstehen.

2) Ergänzende Bedingungen zur AVBWasserV

Wie oben bereits erläutert wurde, erscheint es problematisch, von der AVBWasserV abweichende Regelungen zur Wasserverfügbarkeit in die Ergänzenden Bedingungen aufzunehmen, obwohl die AVBWasserV diesbezüglich abweichende vertragliche Vereinbarungen ausdrücklich zulässt. Hinsichtlich Druck und Temperatur gestattet die AVBWasserV von vornherein keine Abweichungen in den Ergänzenden Bedingungen. Möglich ist aber die Festlegung konkreter Werte innerhalb der rechtlich zulässigen Bandbreite.

3) Sonderkundenverträge

Zudem können Vereinbarungen zu Wasserverfügbarkeit, Druck und Temperatur im Rahmen von Sonderkundenverträgen getroffen werden. Das sind Verträge mit Kunden, die entweder von vornherein nicht in den Anwendungsbereich der AVBWasserV fallen (also außer Weiterverteilern insbesondere auch Industrieunternehmen), oder aber grundsätzlich unter die AVBWasserV fallende Kunden, mit denen vertraglich besondere Vereinbarungen getroffen werden.

Der Abschluss solcher vertraglichen Vereinbarungen sowie ihre Änderung bedarf stets der Zustimmung des Kunden. Existieren vertragliche Vereinbarungen, die mit Blick auf die angestrebte energetische Optimierung eher hinderlich sind, so ist zu prüfen, inwieweit die betreffenden Vereinbarungen gekündigt oder geändert werden können.

4) Verträge mit den Kommunen

Daneben können sich Anforderungen im Einzelfall aus vertraglichen Vereinbarungen zwischen Wasserversorger und Kommune, wie z. B. einem Wasserkonzessionsvertrag, ergeben.

IV. Wasserversorgungssatzung

Wie bereits erläutert, gilt die AVBWasserV nur dann, wenn die Kunden in privatrechtlicher Form, also auf vertraglicher Grundlage, mit Wasser versorgt werden. Erfolgt die Versorgung dagegen öffentlich-rechtlich, so finden sich die relevanten rechtlichen Bestimmungen in der Wasserversorgungssatzung des jeweiligen Versorgers. § 35 Abs. 1 AVBWasserV bestimmt hierzu, dass Rechtsvorschriften, die das Versorgungsverhältnis öffentlich-rechtlich regeln, den Bestimmungen der AVBWasserV entsprechend zu gestalten sind. Demgemäß lehnen sich Wasserversorgungssatzungen in der Regel eng an die Bestimmungen der AVBWasserV an.

Im Ergebnis gelten daher auch bei öffentlich-rechtlicher Versorgung vergleichbare Anforderungen an Wasserverfügbarkeit, Druck und Temperatur wie bei Versorgung auf Grundlage der AVBWasserV. Es sollte jedoch stets die konkrete Satzung auf ihre Regelungen hin überprüft werden.

V. Vorgaben im Hinblick auf die Löschwasservorhaltung

Zusätzliche Anforderungen, insbesondere an die Wasserverfügbarkeit und den Wasserdruck können sich im Hinblick darauf ergeben, dass die Anlagen der öffentlichen Wasserversorgung regelmäßig zugleich für die Löschwasservorhaltung genutzt werden. Rechtliche Grundlage hierfür sind die Brandschutzgesetze der Länder, die Bestimmungen enthalten, wonach die Gemeinden eine den örtlichen Verhältnissen angemessene Löschwasserversorgung sicherzustellen haben. Mit Ausnahme von Rheinland-Pfalz (und nach dem vorliegenden Entwurf eines neuen Landeswassergesetzes zukünftig wohl auch Nordrhein-Westfalen) stellt die Löschwasserversorgung jedoch eine von der Wasserversorgung zu unterscheidende Aufgabe dar. Rechtlich nicht mit der jeweiligen Gemeinde identische Wasserversorger (also z. B. Zweckverbände oder GmbHs), sind daher nicht unmittelbare Adressaten der brandschutzrechtlichen Vorschriften. Aber auch wo diese gesetzlichen Anforderungen für den konkreten Wasserversorger nicht unmittelbar gelten, werden sie häufig mittelbar durch vertragliche Vereinbarungen mit der Kommune (insbesondere in Form eines Wasserkonzessionsvertrages oder auch eines speziellen Löschwasservertrages) für verbindlich erklärt bzw. konkrete Regelungen dazu getroffen, welche Pflichten den Wasserversorger hinsichtlich der Löschwasserversorgung treffen.

Was „angemessene Löschwasserversorgung“ insbesondere mit Blick auf Wasserverfügbarkeit und Wasserdruck heißt, wird in den Brandschutzgesetzen nicht näher konkretisiert. Jedoch lässt der unbestimmte Rechtsbegriff des Angemessenen wiederum Raum für eine Heranziehung der technischen Normen und Regelwerke, also namentlich das DVGW-Arbeitsblatt W 405, welches Festlegungen zur Bereitstellung von Löschwasser durch die öffentliche Trinkwasserversorgung enthält.

Daneben können sich spezielle Anforderungen an Wasserverfügbarkeit und Druck aus mit Kunden geschlossenen Verträgen über die Löschwasserversorgung eines bestimmten besonders gefährlichen oder gefährdeten Objekts (so genannte Objektschutzverträge) ergeben.

B. Vorgaben zur Wasserqualität

I. Trinkwasserverordnung

Die Anforderungen an die Qualität des im Rahmen der öffentlichen Wasserversorgung gelieferten Wasser sind in der Trinkwasserverordnung (TrinkwV) einschließlich ihrer Anlagen geregelt. Diese Anforderungen müssen in jedem Falle eingehalten werden. Maßgeblicher Ort der Einhaltung sind die Entnahmestellen (§ 8 TrinkwV).

Neben der allgemeinen Anforderung, dass das Wasser so beschaffen sein muss, dass durch seinen Genuss oder Gebrauch eine Schädigung der menschlichen Gesundheit insbesondere durch Krankheitserreger nicht zu besorgen ist, und es rein und genusstauglich sein muss (§ 4 Abs. 1 TrinkwV), stellt die Trinkwasserverordnung u. a. mikrobiologische, chemische und radiologische Anforderungen, die durch zahlreiche einzuhaltende Grenzwerte konkretisiert werden.

Vorgaben speziell für Änderungen der Wasserqualität macht die Trinkwasserverordnung nicht. Sie steht also Qualitätsänderungen nicht entgegen, solange weiterhin die Grenzwerte und sonstigen Anforderungen eingehalten werden.

II. AVBWasserV und Änderungen der Wasserqualität

Die AVBWasserV enthält keine konkreten Vorgaben zur Wasserqualität. § 4 Abs. 3 Satz 1 AVBWasserV schreibt nur vor, dass die Beschaffenheit – also auch die Qualität – des Wassers den jeweils geltenden Rechtsvorschriften und den anerkannten Regeln der Technik entsprechen muss. Sie verweist also hinsichtlich der Wasserqualität auf die Trinkwasserverordnung.

In Bezug auf Änderungen der Wasserqualität ist jedoch wiederum § 4 Abs. 3 Satz 3 AVBWasserV zu beachten, wonach der Wasserversorger die Wasserbeschaffenheit im Rahmen der gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen sowie der anerkannten Regeln der Technik nur ändern darf, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist; wobei die Belange des Kunden möglichst zu berücksichtigen sind. Wie bereits erläutert, kann die energetische Optimierung – und damit auch die zu diesem Zwecke weniger intensive (aber weiterhin den gesetzlichen Vorgaben genügende) Wasseraufbereitung – einen zwingenden wirtschaftlichen Grund darstellen. Den Belangen der Kunden kann durch eine rechtzeitige Information, die ggf. notwendige Anpassungen der Kundenanlage ermöglicht, Rechnung getragen werden.

III. Vertragliche Vereinbarungen

In Verträgen über die Wasserlieferung an Weiterverteiler können die Qualitätsanforderungen an das Wasser ggf. weniger streng als in der Trinkwasserverordnung geregelt sein. Denn häufig wird nur Rohwasser geliefert und die Wasseraufbereitung entsprechend den Anforderungen der Trinkwasserverordnung dem Weiterverteiler, also dem das Wasser beziehenden Wasserversorger überlassen. Entscheidend sind wiederum die konkret getroffenen vertraglichen Vereinbarungen und die Möglichkeit ihrer Änderung.

Bei der Wasserversorgung von Letztverbrauchern kommt dagegen, soweit es sich um Wasser aus dem Netz zur öffentlichen Trinkwasserversorgung handelt, die vertragliche Vereinbarung von Anforderungen, die hinter denjenigen der Trinkwasserverordnung zurückbleiben, nicht in Betracht. Die Vereinbarung darüber hinausgehender Anforderungen (z. B. mit Kunden im Bereich der Pharma- oder Lebensmittelindustrie) ist jedoch möglich. Möglich sind zudem Vereinbarungen über eine geringere Wasserqualität dann, wenn es sich um Wasser aus einem Netz handelt, aus dem nur Brauchwasser abgegeben wird.

IV. Schlussfolgerungen

Im Verhältnis von Wasserversorger und Letztverbrauchern sind, soweit es sich nicht um Industriekunden handelt, hinsichtlich Wasserverfügbarkeit, Druck und Temperatur die Anforderungen der AVBWasserV in Verbindung mit den allgemein anerkannten Regeln der Technik, also den technischen Regelwerken entscheidend. (Auch kurzzeitige) Lieferunterbrechungen

erscheinen danach problematisch. In Bezug auf die Wasserqualität müssen die Vorgaben der Trinkwasserverordnung eingehalten werden. Änderungen von Druck, Temperatur und Qualität im Rahmen der rechtlichen Vorgaben dürften dagegen in der Regel zulässig sein, wenn sie sich mit der angestrebten energetischen Optimierung begründen lassen.

Bei Wasserlieferungen an einen Weiterverteiler können die Anforderungen an Wasserverfügbarkeit, Druck, Temperatur und Wasserqualität grundsätzlich frei vertraglich vereinbart werden. Die Projektvorhaben sind daher insoweit an den bestehenden Verträgen und – soweit erforderlich – den Möglichkeiten ihrer Änderung zu messen.

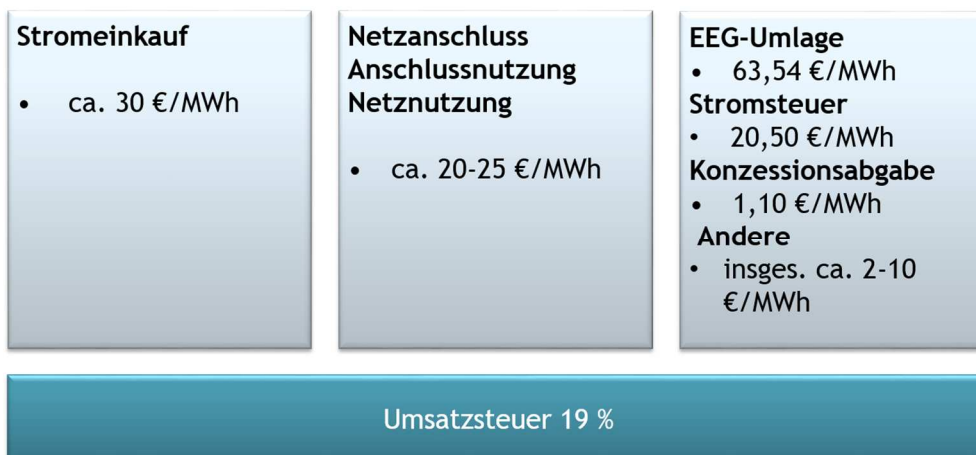
Teil 4 Energierrecht

A. Strombeschaffung

I. Überblick

Bei der Strombeschaffung ist das Energierrecht vor allem im Hinblick auf die entstehenden Kosten und etwaige Möglichkeiten ihrer Reduzierung von Bedeutung. Zu diesen Kosten zählen neben dem eigentlichen Strompreis, der durch ein innovativeres Beschaffungsmodell möglicherweise gesenkt werden kann, insbesondere auch die Netzentgelte sowie die so genannten staatlich veranlassten Mehrbelastungen (z. B. EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, Stromsteuer).

Die folgende Übersicht stellt die Zusammensetzung der Strombeschaffungskosten dar:



Aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen Entflechtung (auch Unbundling) sind im Strombereich der Netzbetrieb und die eigentliche Stromlieferung voneinander getrennt. Die Entflechtung umfasst grundsätzlich sowohl die organisatorische Trennung von Netzbetrieb und Stromlieferung (weshalb z. B. Stadtwerke in der Regel über eine separate Netzgesellschaft verfügen) als auch die Regelung von Netznutzung und Stromlieferung in separaten Verträgen. Der Stromlieferant kann, anders als der Netzbetreiber, vom Kunden frei gewählt werden.

Bei der Stromlieferung ist rechtlich zwischen der Grundversorgung und der Versorgung auf Basis von Sonderkundenverträgen zu unterscheiden (vgl. §§ 36 ff. EnWG). Grundversorgungsverträge kommen zwischen dem Grundversorger im betreffenden Gebiet und Haushaltskunden zustande, die sich nicht für einen anderen Anbieter oder ein abweichendes Angebot des Grundversorgers entscheiden. Haushaltskunden sind dabei nicht nur Privathaushalte, sondern auch Letztverbraucher, die Strom bis zu einem Jahresverbrauch von 10.000 kWh zu gewerblichen Zwecken kaufen. Die Bedingungen der Grundversorgung sind in der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) ausführlich geregelt. Auch für Sonderkundenverträge mit Haushaltskunden gibt es eine Reihe gesetzlicher Vorgaben (siehe § 41 EnWG). Stromlieferträge mit anderen als Haushaltskunden – also in der Regel auch mit Wasserversorgern – können dagegen weitgehend frei gestaltet werden, wobei Stromlieferanten häufig Vertragsmuster in Form Allgemeiner Geschäftsbedingungen vorgeben. Rechtlich – und jedenfalls bei hohen Abnahmemengen auch tatsächlich – können jedoch auch von diesen abweichende individuelle Verträge geschlossen werden.

II. Modelle der Strombeschaffung

Im Folgenden sollen vier typische Modelle der Strombeschaffung, welche für gewerbliche Kunden mit höherem Strombedarf in Betracht kommen, vorgestellt und sodann im nächsten Abschnitt vergaberechtlich eingeordnet werden. Im Wesentlichen sind dabei die Vollstromversorgung, die Tranchenbeschaffung, die Bandlieferung mit Spotmengenausgleich sowie die strukturierte Beschaffung zu unterscheiden.

Die nachfolgenden Typisierungen sind dabei nicht im Sinne abschließend definierter Modelle zu verstehen. Sie sollen vielmehr eine Orientierung zu weiteren Diskussion bieten.

1) Stichtagsbezogene Vollstromversorgung

Bei einer Vollstromversorgung wird der gesamte Strombedarf für eine Lieferperiode (z. B. Strombedarf des Folgejahres) von einem Lieferanten und zu einem Stichtag beschafft. Lieferanten erhalten dafür einen festen Lieferpreis. Kalkulationsgrundlage sind dabei die historischen Lastgänge des Kunden und die aktuellen Strommarktpreise.

Die wesentlichen Vorteile dieser Beschaffungsmethode sind der geringe administrative und informationelle Aufwand, die Preissicherheit über die Vertragslaufzeit und die Weitergabe der wesentlichen Risiken, d. h. Preis und Mengenisiken, an den Lieferanten. Der Lieferant lässt sich dieses Risiko und seinen Aufwand für die Beschaffung jedoch entsprechend vergüten.

Da die Marktpreise für Strom stark schwanken, besteht bei der Vollversorgung ein erhöhtes Risiko, den eigenen Strombeschaffungspreis zu einem ungünstigen (weil hohen) Marktpreis zu fixieren.

2) Tranchenmodell

Diesem Nachteil der Vollstromversorgung begegnet das Tranchenmodell. Die Liefermenge wird dabei in Teilmengen (Tranchen) aufgeteilt und zu mehreren Zeitpunkten beschafft. Hierbei unterscheidet man grundsätzlich zwischen vertikalen und horizontalen Tranchen.

- Bei einer vertikalen Tranchierung wird der Verbrauchslastgang in zeitliche Tranchen aufgeteilt (z. B. Quartale oder Monate),
- bei einer horizontalen Tranchierung erfolgt eine Teilmengenzerlegung.

Das zu beschaffende Profil definiert dabei ein Base-Peak-Verhältnis (bspw.: 70 % zu 30 %), das jeder beschafften Tranche zugrunde liegt. In Summe ergibt sich dann über alle beschafften Tranchen ein gewichteter Preis. Hinzu kommt in der Regel ein Zuschlag dafür, dass der Lieferant den Trancheneinkauf an der Börse abwickelt.

Die Vorteile des Tranchenmodells liegen in der Möglichkeit, eine zeitlich diversifizierte Beschaffung vorzunehmen und damit das Preisrisiko erheblich zu minimieren. Der administrative Aufwand sowie das benötigte Know-How sind überschaubar.

Wenn die Großhandelspreise steigen, ergeben sich durch eine Tranchenbeschaffung zum Teil erhebliche Preisvorteile. Bei fallenden Marktpreisen ergeben sich hingegen eher höhere Bezugskosten.

3) Bandlieferung mit Spotmengenausgleich

Eine weitere mögliche Variante zur Eindeckung der Bedarfsmengen sieht die anteilige Abdeckung des Strombedarfs anhand von standardisierten Bandlieferungen im Vorfeld der Lieferphase vor. In Abhängigkeit des Lastgangprofils wird die prognostizierte Bedarfsmenge mittels dieser Standardprodukte abgedeckt – der Dienstleister wickelt die Beschaffung entsprechend ab und geht dabei wie im Tranchenmodell zeitlich gestreut vor.

Die mengenmäßige Abweichung zwischen den planmäßig eingekauften Bandlieferungen zur Abdeckung einer „Grundmenge“ an zu liefernder Energie und der im Rahmen des Liefervorgangs zusätzlich neben der Abdeckung über Bandlieferung bezogenen elektrischen Wirkarbeit wird vom Lieferanten zum Lieferzeitpunkt am Spotmarkt ausgeglichen. Bei Überdeckung werden die Überschussmengen am Spotmarkt zum tagesaktuellen Spotmarktpreis veräußert. Eine Unterdeckung führt zu einem Zukauf am Spotmarkt.

Im Rahmen der fortlaufenden Fixierung der einzelnen Bandlieferungen können auch gegenseitig Anpassungen berücksichtigt werden. Weiterhin gewährt der Bezug der Restmengen über den Spotmarkt zusätzliche Mengenflexibilitäten, wodurch ein potenzieller Wegfall größerer Bedarfsmengen besser kompensiert werden kann.

Allerdings stehen als Konsequenz aus der Preisbildung zum Zeitpunkt der Lieferphase die finalen Kosten der Beschaffung erst im Rahmen der Lieferung fest – was erhöhte Herausforderungen an die interne Wirtschaftsplanung nach sich ziehen kann.

Notwendigerweise müssen die Stromverbräuche zudem auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) erfasst werden, um eine Spotmarktabrechnung auf Einzelstundenebene zu ermöglichen. Dies ist auch entsprechende Voraussetzung für eine strukturierte Beschaffung von Strombedarfsmengen, der herausforderungsreichsten Variante möglicher Beschaffungsstrategien am Markt, die im Folgenden dargestellt werden soll.

4) Strukturierte Beschaffung

Die strukturierte Beschaffung ist die umfassendste Art der Beschaffung und erfordert ein professionelles Energiebeschaffungswesen bzw. eine genaue Definition einzelner von externen Dienstleistern übernommenen Aufgaben und eine Kontrolle der Aktivitäten der externen Dienstleister. Im Rahmen einer strukturierten Beschaffung wird der Verbrauchslastgang so gut als möglich durch standardisierte Stromprodukte des Großhandelsmarktes (z. B. Base/Peak) in verschiedenen Blöcken und Mengen beschafft und hiermit „strukturiert“.

In der Regel erfolgt der Handel nicht direkt durch den Endkunden, sondern ein Lieferant übernimmt dabei die Handelsanbindung an den Termin- und Spotmarkt sowie die Koordination der Bilanzkreise mit den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Die Ausgestaltung eines Portfoliomanagements innerhalb einer solchen Vertragsbeziehung kann dabei in unterschiedlicher Ausprägung erfolgen. So kann im Liefer- bzw. Dienstleistungsvertrag geregelt werden, dass der Kunde sowohl die Strombeschaffung übernimmt als auch das Fahrplanmanagement inklusive des Risikos von Prognoseabweichungen. Es ist aber auch durchaus möglich, nur einen Teil des Lastgangs selbst zu beschaffen und den verbleibenden Teil von einem Lieferanten zu beziehen. Dieser übernimmt hierfür das Fahrplan- und Ausgleichsenergieisiko und sämtliche Aufgaben der Abwicklung der Stromlieferung und lässt sich dies entsprechend vergüten.

III. Vergaberechtliche Anforderungen an die Strombeschaffung

Auf Grundlage der beschriebenen Beschaffungsmodelle wird im Folgenden dargestellt, ob und in welcher Weise die Strombeschaffung ausgeschrieben werden muss. Zu beachten ist, dass zum 18.04.2016 das Vergaberechtsmodernisierungsgesetz in Kraft tritt, welches die vergaberechtlichen Bestimmungen im Vierten Teil des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) neu fasst. Im Folgenden werden bereits die zukünftigen Regelungen dargestellt.

Im Ergebnis besteht eine Pflicht zur Ausschreibung gemäß den Vorschriften des Vierten Teils des GWB und der untergesetzlichen Rechtsnormen, wenn der Auftragswert den Schwellenwert von zurzeit 418.000,00 € netto erreicht oder überschreitet.

Wegen der größeren Komplexität und der sich daraus ergebenden Sinnhaftigkeit von Verhandlungen mit Bietern sollte zumindest eine Beschaffung im Wege der Bandlieferung mit Spotmengenausgleich sowie der strukturierten Beschaffung im Rahmen eines Verhandlungsverfahrens vergeben werden.

Hierzu im Einzelnen:

Eine Ausschreibungspflicht besteht grundsätzlich dann, wenn ein öffentlicher Auftraggeber einen öffentlichen Auftrag vergibt, also eine entgeltliche Leistung beschafft, und dabei ein bestimmter Schwellenwert überschritten wird.

1) Wasserversorger als öffentliche Auftraggeber

In öffentlich-rechtlicher Rechtsform organisierte Wasserversorger sind „klassische“ öffentliche Auftraggeber nach § 99 Nr. 1-3 GWB (bisher § 98 Nr. 1-3 GWB). In privater Rechtsform organisierte Wasserversorger sind dagegen regelmäßig so genannte Sektorauftraggeber nach § 100 Abs. 1 Nr. 2 GWB (bisher § 98 Nr. 4 GWB). Soweit öffentliche Auftraggeber im Sektorenbereich (also u. a. der Wasserversorgung, siehe § 102 Abs. 1 GWB) tätig sind, gehören sie gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 GWB ebenfalls zu den Sektorauftraggebern, für welche die besonderen vergaberechtlichen Anforderungen der §§ 136 ff. GWB und der Sektorenverordnung (SektV) gelten.

2) Öffentlicher Auftrag

Bei Verträgen zur Strombeschaffung handelt es sich um öffentliche Aufträge im Sinne von § 103 Abs. 1 GWB (bisher § 99 Abs. 1 GWB).

Öffentliche Aufträge sind nach § 103 Abs. 1 GWB entgeltliche Verträge zwischen einem öffentlichen Auftraggeber oder einem Sektorauftraggeber und einem Unternehmen über die Beschaffung von Leistungen, die Liefer-, Bau- oder Dienstleistungen zum Gegenstand haben.

Die Verträge zur Strombeschaffung enthalten sowohl Liefer- als auch Dienstleistungselemente.

3) Schwellenwert

Ausschreibungspflichtig sind nur solche öffentlichen Aufträge, deren Auftragswerte die jeweils geltenden Schwellenwerte erreichen oder überschreiten. Bei Dienstleistungs- und Lieferaufträgen ist dies davon abhängig, in welchem Bereich der Auftrag vergeben wird, ob auf einem der Sektoren nach § 102 GWB (bisher § 98 Nr. 4 GWB) oder außerhalb der Sektoren (§ 106 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 GWB).

Dienstleistungs- und Lieferaufträge im Zusammenhang mit der Trinkwasserversorgung zählen zu den dort genannten Sektoren. Sie sind dementsprechend nach §§ 136 ff. GWB und der Sektorenverordnung (SektVO) zu vergeben. Für sie gilt derzeit ein Schwellenwert von 418.000 € netto.

Bei der Schätzung des Auftragswerts ist von der geschätzten Gesamtvergütung für die vorgesehene Leistung, jedoch maximal innerhalb von vier Jahren, auszugehen. Häufig dürfte der Auftragswert damit über dem Schwellenwert liegen.⁸

4) Wahl des Vergabeverfahrens

Bei der Vergabe der Strombeschaffung kann ein Wasserversorger frei zwischen einem offenen Verfahren, einem nicht-offenen Verfahren, einem Verhandlungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb und einem wettbewerblichen Dialog wählen (§ 141 Abs. 1 GWB).

5) Exkurs: Haushaltsvergaberecht

Die obigen Erläuterungen zur Ausschreibungspflicht der Strombeschaffung betreffen das so genannte Kartellvergaberecht. Eine Ausschreibungspflicht kann sich aber auch aus dem so genannten Haushaltsvergaberecht des jeweiligen Bundeslandes ergeben. Dieses ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn die Schwellenwerte des Kartellvergaberechts nicht erreicht werden und dementsprechend nach dem GWB keine Ausschreibungspflicht besteht. Die Regelungen zum Haushaltsvergaberecht haben in den einzelnen Bundesländern unterschiedliche Formen und Inhalte. In Nordrhein-Westfalen bspw. finden sie sich u. a. in der Gemeindehaushaltsverordnung (GemHVO NRW), im Tariftreue- und Vergabegesetz (TVgG NRW) und der zugehörigen Rechtsverordnung (RVO TVgG NRW) sowie in verschiedenen Vergabe-Erlassen.

IV. Netznutzung

1) Überblick zu Rechtsgrundlagen und Vertragsbeziehungen

Wie erläutert, sind aufgrund der im Strombereich vorgeschriebenen Entflechtung rechtlich von der Strombeschaffung im engeren Sinne Fragen des Netzanschlusses und des Netzzugangs zu unterscheiden. Regelungen zum Netzanschluss und Netzzugang finden sich in § 17 ff. bzw. 20 ff. EnWG sowie einer Reihe hierzu erlassener Rechtsverordnungen.

Der Netzzugang (auch Netznutzung) betrifft den Transport des Stromes vom Lieferanten zum Kunden. Regelungen zum Netzzugang finden sich in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie im Hinblick auf die zu zahlenden Entgelte (dazu unten 2) in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Bei einem klassischen All-inclusive-Stromliefervertrag, wie er auch heute noch im Haushalts- und sonstigen Kleinkundenbereich Standard ist, schließt der den Strom beziehende Kunde keinen separaten Netznutzungsvertrag mit dem

⁸ Mit 418.000 € kann der durchschnittliche Strombedarf für die Wasserversorgung von ca. 120.000 Einwohnern für vier Jahre gedeckt werden (berechnet auf der Grundlage eines Nettostrompreises von 30 €/MWh, einem durchschnittlichen Strombedarf von 0,51 kWh pro Kubikmeter Wasser und einem spezifischen Pro-Kopf-Energiebedarf für die Wasserversorgung von 29 kWh pro Jahr; für die beiden letzten Daten siehe VKU, bdev u. a., Branchenbild der deutschen Wasserwirtschaft 2015, S. 71).

Betreiber des Verteilnetzes, an das er angeschlossen ist. Vielmehr ist die Netznutzung für den Kunden (auch entgeltmäßig) Bestandteil des Stromlieferungsvertrages; die Netznutzung wird stattdessen im Verhältnis Stromlieferant und Verteilnetzbetreiber geregelt. Gerade für Großkunden ist es aber auch möglich, Stromlieferung und Netznutzung zu trennen, also isoliert bloß den Strom zu beschaffen und zusätzlich selbst einen Netznutzungsvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber abzuschließen. Dies ist insbesondere notwendig, wenn der Strom mittels eines abweichenden Modells beschafft werden soll. Ein separater Netznutzungsvertrag hat den Vorteil erhöhter (Kosten-)Transparenz und Flexibilität, ist aber mit einem höheren Verwaltungsaufwand verbunden. Hinsichtlich des Inhalts von Netznutzungsverträgen legt § 24 StromNZV die notwendigen Regelungsgegenstände fest. Ab 01.01.2016 ist der Netznutzungsvertrag für Entnahmestellen durch die Bundesnetzagentur in Form eines Vertragsmusters verbindlich vorgegeben (Festlegung BK6-13-042).

Unter Netzanschluss ist die Einbindung der Entnahmestelle in das Verteilnetz zu verstehen. Geregelt wird der Netzanschluss in einem Vertrag zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer (in der Regel der Grundstückseigentümer. Soweit der Anschluss auf Niederspannungsebene erfolgt, sind die Vorgaben der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) zu beachten. Für höhere Spannungsebenen gilt die NAV dagegen nicht; sie wird aber bei der Gestaltung von Netzanschlussverträgen dennoch als Orientierung herangezogen.

Während der Netzanschluss die Herstellung der Einbindung der Entnahmestelle betrifft, bezieht sich die Anschlussnutzung auf die Nutzung eines bestehenden Anschlusses. Das Rechtsverhältnis über die Anschlussnutzung kommt anders als der Netzanschlussvertrag mit demjenigen zustande, der über den Anschluss Strom bezieht (in einem Mietshaus also mit dem Mieter und nicht mit dem Grundstückseigentümer). Befindet sich der Anschluss auf Niederspannungsebene, so bedarf es keines Anschlussnutzungsvertrages. Vielmehr kommt dann nach Maßgabe der NAV ein gesetzliches Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber zustande, welches die Rechtsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnutzer abschließend regelt. Da die NAV für höhere Spannungsebenen nicht gilt, muss hier ein Anschlussnutzungsvertrag geschlossen werden, der sich typischerweise aber wiederum an den Regelungen der NAV orientiert.

2) Ermittlung des allgemeinen Netzentgelts

Für die Netznutzung fallen zusätzlich zum eigentlichen Strompreis so genannte Netzentgelte an. Diese werden grundsätzlich vom Netzbetreiber nach einem für alle Netznutzer einheitlichem System ermittelt und veröffentlicht. Dabei wird für jede Netz- (also jede Spannungsebene) und für jede Umspannebene ein Entgelt festgelegt⁹. Dieses setzt sich für Entnahmestellen mit Lastgangmessung (vorgeschrieben in Niederspannung ab einer Entnahme von

⁹ Unterschieden werden sieben Ebenen, nämlich die vier Netzebenen Niederspannung (< 1 kV), Mittelspannung (10-20 kV), Hochspannung (110 kV) und Höchstspannung (220/380 kV), sowie die drei Umspannebenen zwischen diesen Netzebenen.

100.000 kWh/a und generell in höheren Ebenen) jeweils aus einem Leistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde zusammen. Der Leistungspreis wird grundsätzlich nach der Jahreshöchstleistung der Abnahmestelle im Abrechnungsjahr berechnet. Unterschieden wird beim Netzentgelt eine Preisstellung für niedrige Vollbenutzungsstunden unter 2.500 Benutzungsstunden mit einem relativ niedrigen Leistungspreis und einem höheren Arbeitspreis und einer Preisstellung für eine hohe Anzahl an Benutzungsstunden von 2.500 bis 8.760 mit höherem Leistungspreis und relativ niedrigem Arbeitspreis. Grundsätzlich wird das Netzentgelt für jede Entnahmestelle (d. h. praktisch jede Leitung, mit der ein Letztverbraucher an das vorgelagerte Netz angeschlossen ist) gebildet. Dabei erfolgt die Preiskalkulation dahingehend, dass die Netzfinanzierung vor allem über den Arbeitspreis erfolgen soll. Für Entnahmestellen in Niederspannung ohne Lastgangmessung besteht das Netzentgelt entweder nur aus einem Arbeitspreis pro Kilowattstunde oder zusätzlich aus einem Grundpreis in Euro pro Monat. Hinzu kommen Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung.

3) Besondere Netzentgelte

Für bestimmte besondere Formen der Netznutzung sieht die StromNEV die Vereinbarung von den veröffentlichten Netzentgelten abweichender, d. h. geringerer Netzentgelte vor. Namentlich sind dies die folgenden Fälle, welche entweder an eine besondere Anschlusssituation oder an ein besonderes Verbrauchsverhalten anknüpfen:

- Monatsleistungspreissystem bei zeitlich begrenzter hoher Leistungsaufnahme (§ 19 Abs. 1 Satz 1 StromNEV);
- atypische Höchstlast (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV);
- stromintensive Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 2-4 StromNEV);
- singular genutzte Betriebsmittel des Netzbetreibers (§ 19 Abs. 3 StromNEV).

Daneben gibt es weitere Ansatzpunkte, die im Ergebnis zu einer Senkung der Netzentgelte führen können:

- Anschluss an eine höhere Spannungsebene (vgl. § 3 Abs. 1 Satz 4 u. Abs. 2 StromNEV);
- Zusammenfassung mehrere Entnahmestellen bei der Ermittlung des Jahresleistungsentgelts; so genanntes Pooling (§ 17 Abs. 2 a StromNEV);
- Bestellen von Reservenetzkapazität in Ergänzung zur Eigenerzeugung.

Vom Entgeltsystem der StromNEV kann nicht durch vertragliche Vereinbarung abgewichen werden (§ 17 Abs. 8 StromNEV).

a) Monatsleistungspreissystem

§ 19 Abs. 1 StromNEV normiert, dass Netzbetreiber Letztverbrauchern mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, neben dem Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten haben.

b) Atypische Höchstlast

Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV haben Netzbetreiber Letztverbrauchern, deren Höchstlastbeitrag offensichtlich vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Dieses soll dem besonderen Nutzungsverhalten des Letztverbrauchers angemessen Rechnung tragen und darf nicht weniger als 20 % des veröffentlichten, also des regulären Netzentgelts betragen.

c) Stromintensive Netznutzung

Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV haben Netzbetreiber auch dann ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 h/a erreicht und der Stromverbrauch 10 GWh übersteigt. Das individuelle Netzentgelt darf bei mindestens 7.000 Betriebsstunden pro Jahr nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgelts betragen, bei mindestens 7.500 Betriebsstunden pro Jahr nicht weniger als 15 % und bei mindestens 8.000 Betriebsstunden pro Jahr nicht weniger als 10 % (§ 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV). Die konkrete Bemessung des individuellen Netzentgeltes hat den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene widerzuspiegeln (§ 19 Abs. 2 Satz 4 StromNEV).

d) Singulär genutzte Betriebsmittel

Schließlich ist nach § 19 Abs. 3 StromNEV zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer ein angemessenes Entgelt festzulegen, wenn der Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel des Netzbetreibers ausschließlich selbst nutzt. Das Entgelt hat sich an den individuell zurechenbaren Kosten der singulär genutzten Betriebsmittel zu orientieren.

e) Anschluss an eine höhere Spannungsebene

Da die Netzentgelte pro Netz- und Umspannebene ermittelt werden (§ 3 Abs. 1 Satz 4 StromNEV) und sie für die Anschlussebene und alle vorgelagerten Ebenen zu zahlen sind (§ 3 Abs. 2 StromNEV), können die Netzentgelte auch dadurch reduziert werden, dass der Anschluss auf eine höhere Spannungsebene verlagert wird.

Grundsätzlich entscheidet der Kunde, auf welcher Netzebene er angeschlossen werden möchte; dies gilt auch bei einem späteren Wechsel der Netzebene. Voraussetzung ist aller-

dings, dass der Anschluss auf der gewünschten Ebene technisch möglich und für den Netzbetreiber zumutbar ist. Ob die Grenze zur Unzumutbarkeit überschritten ist, kann nur im Einzelfall bestimmt werden.

f) Pooling

Die Netzentgelte werden nach der StromNEV prinzipiell gesondert für jede Entnahmestelle berechnet. Unter bestimmten Voraussetzungen sieht § 17 Abs. 2 a StromNEV jedoch für die Ermittlung des Jahresleistungsentgeltes eine rechnerische Zusammenfassung mehrerer Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle, das so genannte Pooling, vor. Da sich das Jahresleistungsentgelt nach der Jahreshöchstleistung bemisst, führt die Zusammenfassung, d. h. Saldierung mehrerer Entnahmestellen mit zeitlich unterschiedlich verteilten Höchstleistungen zu einer Verringerung des Jahresleistungsentgeltes und damit der Netzentgelte insgesamt.

Voraussetzung für das (dann zwingend durchzuführende) Pooling ist, dass alle betreffenden Entnahmestellen

- durch denselben Netznutzer genutzt werden;
- mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz desselben Netzbetreibers verbunden sind;
- sich auf der gleichen Netz- oder Umspannebene befinden und
- entweder Bestandteil desselben Netzknotens sind oder bei Vorliegen einer kunden-seitigen galvanischen Verbindung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind.

Da Voraussetzung für das Pooling ist, dass sich die Entnahmestellen auf derselben Netz- oder Umspannebene befinden, muss bei einem Wechsel der Netzebene auch berücksichtigt werden, wie sich dieser auf das Pooling auswirkt.

g) Bestellen von Reservenetzkapazität in Ergänzung zur Eigenerzeugung

Für Kunden, die den benötigten Strom grundsätzlich selbst erzeugen und nur ausnahmsweise bei Ausfall oder Wartung der Eigenerzeugungsanlage Strom aus dem Netz benötigen, führt das Jahresleistungspreissystem (und abgeschwächt auch noch das Monatsleistungspreissystem) zu unverhältnismäßig hohen Netzentgelten. Die Netzbetreiber bieten daher für solche Kunden die Möglichkeit an, statt der Zahlung der regulären Netzentgelte zu einem geringeren Preis Netzreservekapazitäten zu bestellen.

Die StromNEV regelt dies nicht genauer, erkennt aber die grundsätzliche Zulässigkeit dieses Vorgehens an, indem sie in § 30 Abs. 1 Ziff. 7 die Möglichkeit vorsieht, dass die Bundesnetzagentur Festlegungen zur Gewährleistung einer sachgerechten und einheitlichen Ermittlung von Entgelten für Netzreservekapazität trifft.

4) Bewertung der Netzentgeltsystematik hinsichtlich der Optimierung der Strombeschaffung

Im Hinblick auf die wirtschaftliche Optimierung der Strombeschaffung sind die Netzentgelte, welche etwa ein Viertel der Kosten der Strombeschaffung ausmachen, nicht ohne Bedeutung. Nach der derzeitigen Netzentgeltsystematik lassen sich die Netzentgelte zum einen schlicht durch eine Verringerung der beschafften Strommengen reduzieren, zum anderen aber auch durch die Schaffung von vorteilhaften Anschlusssituationen und eine Änderung des Abnahmeverhaltens. Dabei setzen die beiden letztgenannten Varianten voraus, dass die betreffenden Entnahmestellen über eine Lastgangmessung verfügen.

Die Anschlusssituation ist vor allem hinsichtlich des individuellen Netzentgelts für singulär genutzte Betriebsmittel, der Berechnung des Netzentgelts nach Spannungsebenen sowie der Voraussetzungen des Poolings von Bedeutung. Dabei können Änderungen auch entgegengesetzte Effekte haben, wie z. B. die Verlagerung einer Entnahmestelle auf eine höhere Spannungsebene, welche einerseits Netzentgelte für die nachgelagerten Spannungsebenen spart, andererseits aber dazu führen kann, dass ein Pooling mit einer anderen Entnahmestelle nicht mehr möglich ist, da diese sich dann nicht mehr auf derselben Spannungsebene befindet.

Beim Abnahmeverhalten „belohnt“ die Netzentgeltverordnung im Ansatz Beiträge zu einer Vergleichsmäßigung des Strombedarfs. Diese können die Form einer möglichst dauerhaften konstanten Abnahme haben oder aber einer atypischen Gestaltung des Lastprofils mit Leistungsspitzen auf Zeiten mit generell eher geringem Strombedarf.

Allerdings werden den Einsparmöglichkeiten dadurch Grenzen gesetzt, dass der Arbeitspreis gegenüber dem Leistungspreis einen größeren Anteil der Netzentgelte ausmacht.

5) Geplante Änderungen der Netzentgeltsystematik

Bereits jetzt ist absehbar, dass die StromNEV in den kommenden Jahren novelliert werden wird. Das BMWi hat in seinem Weißbuch bereits verschiedene kritische Aspekte angesprochen, die überarbeitet werden müssen. Durch die zunehmende Zahl an Eigenversorgungsmodellen außerhalb von Verteilnetzen beteiligen sich immer weniger Netznutzer durch Zahlung von Netzentgelten an der Finanzierung der Netze. Verstärkt wird dieses Problem durch das Gewicht, welches dem Arbeitspreis bei der Finanzierung der Netzkosten zukommt. Hier soll ggf. eine neue Netzentgeltsystematik Abhilfe schaffen (Stärkung der Leistungspreise, Optimierung der Sonderregelungen, usw.).

Konkret nennt das BMWi folgende Ansätze:

- Das Entlasten der Netze durch flexible Großverbraucher und das Anbieten von (Last-)Flexibilität auf dem Strommarkt soll gestärkt werden. Damit durch ein solches Verhalten etwaige Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht gefährdet werden, sollen die tatbestandlichen Voraussetzungen entsprechend angepasst werden.

Insbesondere die Teilnahme am Regelleistungsmarkt kann dadurch für weitere Akteure ermöglicht werden.

- Stärkung flexibler Reaktionsmöglichkeiten von Marktakteuren auf Strompreise, unabhängig von Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen.
- Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile könnten, wo sinnvoll und möglich, stärker auf Basis von Leistung (kW) anstelle von Arbeit (kWh) erhoben werden. Die Leistung kann am Netzanschluss oder an der individuellen Jahreshöchstlast gemessen werden. Wenn sich die Preise an der Größe des Netzanschlusses orientieren, müssten Verbraucher keine höheren Entgelte fürchten, wenn sie kurzzeitig ihre Nachfrage erhöhen.
- Für eine faire Lastenverteilung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur sollen gegebenenfalls bundeseinheitlich Netzentgelte gebildet werden, zunächst jedoch nur für die Übertragungsnetze (Höchstspannungsebene).
- Die vermiedenen Netzentgelte (vgl. § 18 StromNEV) sollen für dezentrale Stromerzeugungsanlagen, die bis 2021 in Betrieb gehen, abgeschafft werden.

V. Staatlich veranlasste Mehrbelastungen

1) Überblick

Neben dem Preis für die eigentliche Stromlieferung und den Netzentgelten zählen auch die so genannten staatlich veranlassten Mehrbelastungen (auch staatlich verursachte Preisbestandteile genannt) zu den Kosten der Strombeschaffung. Hierzu gehören namentlich:

- die KWK-Aufschlag (§§ 26 ff. KWKG; bei Abnahmestellen mit einem Jahresverbrauch bis 1 MWh 4,45 €/MWh, darüber 0,40 bzw. 0,30 €/MWh);
- die EEG-Umlage (§ 61 EEG; 63,54 €/MWh);
- die Offshore-Haftungsumlage (§ 17 f EnWG; 0,25-0,40 €/MWh);
- die Umlage für individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV; für die erste MWh pro Abnahmestelle 3,78 €, dann 0,50 bzw. 0,30 €/MWh);
- die Konzessionsabgabe (für Sondervertragskunden grds. 1,10 €/MWh);
- die Umlage nach der Abschaltbare-Lasten-Verordnung (§ 18 AbLaV; derzeit nicht erhoben; 2015 0,06 €/MWh)
- die Stromsteuer (grds. 20,50 €/MWh);
- die Umsatzsteuer.

Die Umlage nach § 18 der Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) entfällt mit Außerkrafttreten der Verordnung zum 01.07.2016, sofern sie nicht nochmals verlängert oder durch eine Neuregelung ersetzt wird.

Kostenmäßig fallen vor allem die EEG-Umlage, die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe und – soweit keine Berechtigung zum Vorsteuerabzug besteht – die Umsatzsteuer ins Gewicht. Im Hinblick auf die wirtschaftliche Optimierung sind diese Mehrbelastungen nur insoweit von Interesse, als es (jenseits der Reduzierung der beschafften Strommengen) relevante Möglichkeiten ihrer Verringerung gibt. Dies betrifft praktisch nur die Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer, welche daher im Folgenden näher erläutert werden. Eine zeitlich flexible Steuerung des Strombedarfs hat dabei allerdings keinen Einfluss auf die Höhe der Mehrbelastungen, da diese nach bisheriger Systematik nur an die Arbeit, nicht aber an die Leistung anknüpfen.

2) Konzessionsabgabe

Die Energieversorgungsunternehmen haben an die Gemeinden als Entgelt für die Leitungsverlegung in öffentlichen Wegen grundsätzlich eine Konzessionsabgabe zu zahlen, welche an die Kunden weitergegeben wird. Die zulässige Höhe der Konzessionsabgabe ist in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) geregelt.

Die KAV legt für Tarifikunden sehr viel höhere Höchstsätze fest als für Sondervertragskunden (1,32-2,39 ct/kWh gegenüber 0,11 ct/kWh; § 1 Abs. 2 u. Abs. 3 KAV). Dabei gelten Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz (bis 1 kV) konzessionsabgabenrechtlich als Lieferungen an Tarifikunden, es sei denn, die gemessene Leistung des Kunden überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch (bezogen auf die einzelne Betriebsstätte oder Abnahmestelle) beträgt mehr als 30.000 kWh. Werden diese Werte überschritten oder ist die Abnahmestelle oberhalb der Niederspannung angeschlossen, so führt der Abschluss von Sondervereinbarungen über die Stromlieferung dazu, dass ein Kunde nicht als Tarifikunde anzusehen ist.

Daneben verbietet die KAV bei Unterschreitung eines bestimmten Grenzpreises die Zahlung von Konzessionsabgaben gänzlich (§ 1 Abs. 4 KAV). Hierzu muss der Durchschnittspreis eines Kunden im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegen. Maßgeblich ist dabei der in der amtlichen Statistik des Bundes jeweils für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlichte Wert ohne Umsatzsteuer.

3) Stromsteuer

Grundsätzlich unterliegt nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) von einem Versorger geleisteter und einem Letztverbrauchern entnommener Strom der Stromsteuer (§ 5 Abs. 1 StromStG). Der Steuertarif beträgt 20,50 €/MWh.

§ 9b StromStG sieht eine Stromsteuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vor. Für diese wird der reguläre Steuertarif um 5,13 €/MWh herabgesetzt. Zu den

Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Sinne des StromStG zählen gemäß § 2 Nr. 3 StromStG i. V. m. Abschnitt E der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003) auch im Bereich der Wassergewinnung zur Verteilung (mit und ohne Fremdbezug) und der Wasser- verteilung tätige Unternehmen.

Darüber hinaus kommt für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, soweit die Stromsteuerbelastung im Kalenderjahr 1.000 € übersteigt, für zu betrieblichen Zwecken ent- nommenen Strom eine Steuerentlastung nach § 10 StromStG (der so genannte Spitzenaus- gleich) in Betracht. Erlassen werden können bis zu 90 % der Stromsteuer, wobei eine Entlas- tung nach § 9b StromStG abzuziehen ist. Voraussetzung ist die Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems oder eines alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz. Für kleine und mittlere Unternehmen gelten dabei Vereinfachungen.

B. Stromerzeugung

I. Überblick

Erzeugt ein Wasserversorger selbst Strom, so sind die energierechtlichen Vorschriften wie- derum vor allem hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung von Bedeutung. Da- neben treffen sie aber auch Regelungen für den Anschluss und Betrieb der Stromerzeu- gungsanlagen und etwaige sonstige Pflichten des Stromerzeugers (dazu unten II.).

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sind drei Fallkonstellationen zu unterscheiden, welche in der Praxis häufig kombinierter Form vorkommen:

- die Nutzung des erzeugten Stroms zur Eigenversorgung am Standort der Stromer- zeugung (dazu unten III.);
- die Einspeisung und der Verkauf des erzeugten Stromes (dazu unten IV.) und
- die Nutzung des erzeugten Stromes zur Eigenversorgung an einem anderen Standort (dazu unten V.).

II. Netzanschluss, Netzzugang und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen

1) Prinzip des regulierten Netzzugangs

Den Regelungen des EnWG liegt das Prinzip des regulierten Netzzugangs zugrunde. Dieser dient dazu, das natürliche Monopol des Netzbetreibers zu durchbrechen. Anders als auf den der Netznutzung vor-, bzw. nachgelagerten Märkten „Erzeugung“, „(Groß-)Handel“ und „Ver- trieb“ herrscht bei der Nutzung der Stromnetze kein natürlicher Wettbewerb. Die Betreiber von Stromnetzen werden verpflichtet, die Infrastruktur für die Nutzung durch Dritte zu öffnen. Dafür können sie im Gegenzug Entgelte berechnen.

Das System des Stromnetzzugangs geht davon aus, dass die benötigte Energie von einem gedachten (virtuellen) (Handels-)Punkt auf der Höchstspannungsebene bis zur Entnahme- stelle des Letztverbrauchers bzw. umgekehrt von einer Einspeisestelle von Kraftwerken zu

dem (Handels-)Punkt transportiert wird, unabhängig von tatsächlichen physikalischen und örtlichen Gegebenheiten.

2) Netzkategorien

Allerdings reguliert das EnWG nicht jeden zusammenhängenden Komplex von Stromleitungen, sondern nur bestimmte Netze. Das EnWG unterscheidet derzeit im Wesentlichen (neben den Direktleitungen; vgl. § 3 Nr. 12 EnWG) Energieversorgungsnetze (vgl. § 3 Nr. 16 EnWG) und Kundenanlagen (vgl. § 3 Nr. 24a u. Nr. 24b EnWG). Energieversorgungsnetze sind gemäß § 3 Nr. 16 EnWG Elektrizitätsversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der § 3 Nr. 24a und 24b EnWG. Bei den Energieversorgungsnetzen wird wiederum zwischen Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG) und geschlossenen Verteilernetzen (vgl. § 110 EnWG) differenziert.

Diese Unterscheidung ist wichtig, da das EnWG an den Betrieb der verschiedenen Versorgungsanlagentypen nämlich unterschiedliche rechtliche Anforderungen stellt: Während Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung sämtlichen Regulierungsvorschriften unterliegen, sind Kundenanlagen von den Regulierungsvorgaben weitgehend ausgenommen. Die Kategorie der geschlossenen Verteilernetze ist zwischen diesen beiden Polen zu verorten. Sie unterliegen zwar grundsätzlich der Regulierung, ein Teil der Regulierungsvorgaben sind auf sie jedoch nicht anzuwenden.

Anlagen von Wasserversorgern dürften in der Regel als Kundenanlagen einzuordnen sein.

3) Netzanschluss

Die grundlegenden gesetzlichen Regelungen zum Netzanschluss finden sich in den §§ 17 EnWG. Diese regeln den Anschluss von Erzeugungsanlagen jedoch nur unvollständig. Neben den spezialgesetzlichen Regelungen für privilegierte Einspeiser nach KWKG und EEG 2014 sowie der Spezialverordnung für Großkraftwerke ab einer elektrisch installierten Leistung von 100 MW, die in Hoch- oder Höchstspannung angeschlossen sind (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung), fehlen für sonstige konventionelle Stromerzeugungsanlagen verbindliche Vorgaben. Auch die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) regelt im Wesentlichen nur den Anschluss zur Entnahme von Strom. Das hat zur Folge, dass es für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen individualvertraglicher Vereinbarungen zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und dem Erzeuger bedarf, welche Regelungen zu den Einzelheiten treffen.

Gemäß § 17 Abs. 1 EnWG haben Netzbetreiber Erzeugungsanlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Besonderheiten können sich beim mittelbaren Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (bspw. über eine Kundenanlage) ergeben. Hier enthalten Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag der Kundenanlage ggf. Einschränkungen. Verweigern können Netzbetreiber den Netzanschluss nur dann, wenn ihnen dieser aus betriebsbe-

dingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele von § 1 EnWG nicht zumutbar ist.

Eine besondere gesetzliche Anschlusspflicht besteht für Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese sind gemäß § 8 Abs. 1 EEG 2014 unverzüglich vorrangig anzuschließen, und zwar auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes möglich wird (§ 8 Abs. 4 EEG 2014).

4) Netzzugang

Wie bereits erläutert, ist vom Netzanschluss der Netzzugang zu unterscheiden, also die Nutzung des Netzes zum Transport von Strom.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien Netzzugang zu gewähren (vgl. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Der Netzzugang muss diskriminierungsfrei und transparent gewährt werden, d. h. es dürfen keine Netznutzer bevorzugt oder benachteiligt werden. Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang werden in § 21 EnWG sowie der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt, wobei Netzentgelte bei der Einspeisung von Strom nicht anfallen (§ 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV). Die Einzelheiten der Netznutzung bedürfen einer vertraglichen Regelung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer (§ 3 StromNZV); die in diesem Vertrag mindestens zu regelnden Gegenstände regelt § 24 Abs. 2 StromNEV). Ein verbindliches Vertragsmuster der Bundesnetzagentur gibt es bisher nur für die Entnahme, nicht aber für die Einspeisung.

Unter bestimmten Voraussetzungen können die Netzbetreiber Netzkunden (u. a. Verbraucher und Erzeuger) den Netzzugang verweigern, nämlich wenn der Netzbetreiber nachweist, dass ihm die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist (vgl. § 20 Abs. 2 EnWG). So kann der Anspruch auf Gewährung des Netzzugangs dann unmöglich sein, wenn die Kapazität des Netzes erschöpft ist (vgl. § 3 Abs. 1 Satz 2 StromNEV).

Strom aus erneuerbaren Energien muss der Netzbetreiber grundsätzlich unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen (§ 11 Abs. 1 EEG 2014).

Im EnWG finden sich auch Vorgaben, wann Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität Anpassungsmaßnahmen ergreifen können, die Erzeugung und Verbrauch von Netznutzern regeln (vgl. §§ 13 ff. EnWG). Erneuerbare-Energien-Anlagen (und KWK-Anlagen) sind dabei grundsätzlich privilegiert. Hier sieht das EEG 2014 ein besonderes Einspeisemanagement vor, auf welches nur als ultima ratio bei drohenden Netzengpässen zurückgegriffen werden darf.

5) Betrieb

Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvor-

schriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird dabei nach § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. eingehalten worden sind.

III. Eigenversorgung am Standort der Stromerzeugung

Erzeugt ein Wasserversorger selbst Strom und verbraucht diesen am Standort der Erzeugung, so stellt sich aus wirtschaftlicher Sicht die Frage, welche Kosten der Strombeschaffung vermieden werden können und ob das Energierecht relevante „Fördermöglichkeiten“ vorsieht.

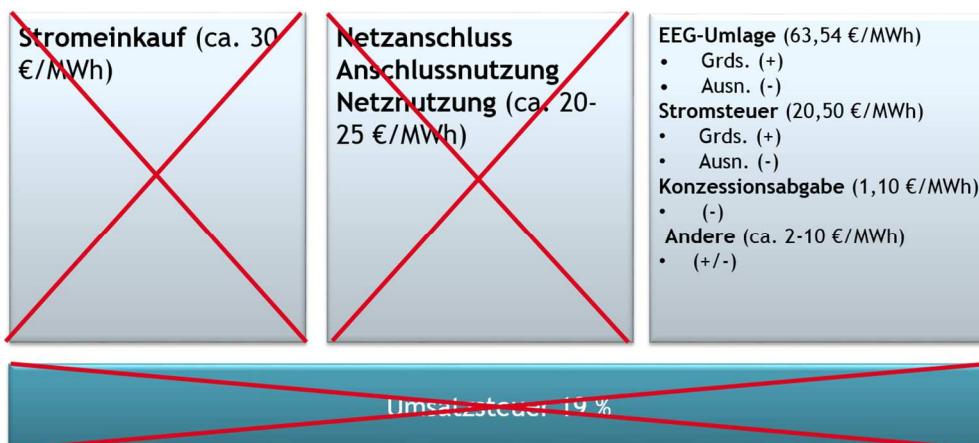
1) Vermeidung von Strombeschaffungskosten

a) Überblick

Hinsichtlich der Vermeidung von Strombeschaffungskosten ist wiederum zwischen den Kostenbestandteilen Stromlieferung, Netznutzung und staatlich veranlasste Mehrbelastungen zu unterscheiden.

Soweit beschaffter Strom durch eigenerzeugten Strom ersetzt wird, entfallen die Kosten der reinen Stromlieferung. Gleiches gilt für die Netzentgelte, da insoweit keine Netznutzung erfolgt. Bei den staatlich veranlassten Mehrbelastungen ist zu differenzieren. Teilweise sind diese an die Netznutzung bzw. die Netzentgelte gekoppelt und entfallen damit gemeinsam mit den Netzentgelten (so die Konzessionsabgabe, der KWK-Aufschlag, die Umlage für individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV). EEG-Umlage und Stromsteuer fallen dagegen grundsätzlich auch im Falle der Eigenversorgung an, wobei die gesetzlichen Regelungen jeweils eine Reihe von Ausnahmen vorsehen.

Zusammenfassend lässt sich dies anhand des bereits verwendeten Schemas wie folgt darstellen:



b) EEG-Umlage

aa) Grundsätzlicher Anfall der EEG-Umlage

Nach dem EEG 2014 wird die gesamte Eigenversorgung mit Strom durch einen Letztverbraucher aus neuen (d. h. nach dem 31.07.2014 in Betrieb genommenen) Stromerzeugungsanlagen mit der EEG-Umlage belastet (vgl. § 61 Abs. 1 EEG 2014).

bb) Ausnahmen

§ 61 EEG 2014 enthält jedoch verschiedene Ausnahmen von diesem Grundsatz.

So wird gemäß § 61 Abs. 1 EEG 2014 für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % die EEG-Umlage auf den eigenerzeugten und -verbrauchten Strom ab dem 01.01.2017 nur in Höhe von 40 % erhoben.

Keine EEG-Umlage fällt zudem in den in § 61 Abs. 2 EEG 2014 genannten Fällen an. Dies sind u. a. die Befreiung des Kraftwerkseigengebrauchs, die Befreiung von „Inselversorgern“, die weder mittelbar noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen sind sowie eine Bagatellgrenze für Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW für höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Strom pro Kalenderjahr. Die Bagatellregelung ist allerdings auf 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres begrenzt.

Auch Bestandsanlagen sind nach § 61 Abs. 3 und Abs. 4 EEG 2014 unter bestimmten Voraussetzungen künftig weiterhin von der EEG-Umlage befreit. Nach § 61 Abs. 4 EEG 2014 sind Bestandsanlagen, die vor dem 01.09.2011 in Betrieb genommen worden sind, von der EEG-Umlage befreit, wenn der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt und den Strom selbst verbraucht. Der Gesetzgeber wird die Ausnahmen von Bestandsanlagen von der EEG-Umlage nach § 61 Abs. 3 und Abs. 4 EEG 2014 im Jahr 2017 evaluieren (vgl. § 98 Abs. 3 EEG 2014). Damit reagiert er auf Äußerungen der Europäischen Kommission, die daran zweifelt, dass die derzeitigen Bestandsschutzregelungen des EEG 2014 mit dem europäischen Beihilfenrecht vereinbar sind. Inwieweit die Ausnahmen für Bestandsanlagen in Zukunft tatsächlich wegfallen, bleibt abzuwarten.

Die Modernisierung sämtlicher Bestandsanlagen kann unter bestimmten Voraussetzungen erfolgen, ohne dass dies künftig zum Verlust der EEG-Umlagefreiheit führt. Die Stromerzeugungsanlage muss bei Erfüllen der Voraussetzungen des § 61 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt werden und die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage darf durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung nicht um mehr als 30 % erhöht werden (vgl. § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EEG 2014).

Weitere Voraussetzung für eine Befreiung oder Teilentlastung von der EEG-Umlage sind die Vorgaben des § 61 Abs. 7 EEG 2014. Danach muss bei der Berechnung der selbst erzeugten und verbrauchten Strommengen die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch je 15 Minuten-Intervall berücksichtigt werden, womit eine reale Lastgangmessung (RLM) erforder-

lich werden dürfte. Diese Voraussetzung gilt für sämtliche Anwendungsfälle des § 61 EEG 2014, also auch für Bestandsanlagen. Ist sie nicht erfüllt, fällt die volle EEG-Umlage an.

c) **Stromsteuer**

aa) **Grundsätzlicher Anfall der Stromsteuer**

Auch selbst erzeugter und verbrauchter Strom unterliegt grundsätzlich der Stromsteuer. Steuerschuldner ist der Eigenerzeuger; die Steuer entsteht mit der Entnahme des Stroms (§ 5 Abs. 1 Satz 2 u. Abs. 2 StromStG). Mit der Steuerschuldnerschaft gehen verschiedene Rechte und Pflichten einher, die im StromStG weiter ausgeführt werden.

bb) **Ausnahmen**

Vom Grundsatz der Stromsteuerpflichtigkeit sieht das StromStG verschiedene Ausnahmen in Form von Privilegierungstatbeständen vor.

Grüner Strom aus grünen Netzen (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG): Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist von der Steuer befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Erneuerbare Energieträger im Sinne des StromStG sind Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas und Biomasse, wobei Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über zehn Megawatt ausgenommen ist (vgl. § 2 Nr. 7 StromStG).

Im Rahmen eines Schreibens vom 30.11.2001 hat das Bundesfinanzministerium darauf hingewiesen, dass eine Steuerbefreiung unter bestimmten Umständen auch dann noch möglich ist, wenn die Ausschließlichkeit hinsichtlich der Nutzung von „grünem“ Strom innerhalb eines Eigennetzes nicht gewahrt wird, weil z. B. ein geringer Bezug von „Graustrom“ erfolgt.

Befreiung von Strom zur Stromerzeugung (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG): Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom, der vom Anlagenbetreiber zur Stromerzeugung entnommen wird, von der Steuer befreit. Zur Stromerzeugung entnommen im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG wird Strom gemäß § 12 Abs. 1 Nr. 1 StromStV, der in den „Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit insbesondere zur Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftversorgung, Brennstoffversorgung oder Rauchgasreinigung“ zur Erzeugung von „Strom im technischen Sinne“ verbraucht wird.

Befreiung bei dezentraler Stromerzeugung (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG): Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist Strom, der

- in einer Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und
- vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG) oder

- von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG),

von der Stromsteuer befreit.

Hierbei ist insbesondere der Schwellenwert von 2 MW elektrischer Nennleistung zu beachten. Gemäß § 12b Abs. 1 StromStV gelten mehrere unmittelbar miteinander verbundene Stromerzeugungseinheiten an einem Standort als eine Anlage zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG („Verklammerung“). Als „unmittelbar miteinander verbunden“ in diesem Sinne gelten nach § 12b Abs. 1 Satz 2 StromStV insbesondere Anlagen in Modulbauweise, die sich im selben baulichen Objekt befinden. Verklammert werden nach § 12b StromStV nicht nur Anlagen, die sich am selben Standort befinden, sondern ggf. auch solche an unterschiedlichen Standorten (§ 12b Abs. 2 StromStV). Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten gelten danach als eine Anlage zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG, sofern die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung zentral gesteuert werden und der erzeugte Strom zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll. Durch diese Regelung will der Gesetzgeber verhindern, dass ihm z. B. durch sogenannte „Schwarmstrom-Konzepte“ Steuereinnahmen entgehen, wenn künftig virtuelle Kraftwerke geschaffen werden, die sich aus mehreren Stromerzeugungseinheiten zusammensetzen, die weniger als 2 MW elektrische Leistung aufweisen. Eine solche zentrale Steuerung zum Zwecke der Stromerzeugung soll allerdings dann nicht vorliegen, wenn die betroffenen Stromerzeugungsanlagen über einen Anbieterpool am Regelenergiemarkt teilnehmen oder wenn sie über technische Einrichtungen im Sinne der §§ 9, 14 EEG 2014 zur Teilnahme am Einspeisemanagement verfügen. Dies ist insoweit unschädlich und führt nicht zu einer „Verklammerung“ im Sinne von § 12b Abs. 2 StromStV.

Befreiung von Notstromanlagen (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG): Nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG ist Strom, der in Anlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der sonst üblichen Stromversorgung dienen, von der Stromsteuer befreit.

2) Förderung nach dem EEG

Auch wenn der Strom mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird, kann im Falle der Eigenversorgung grundsätzlich keine Förderung nach dem EEG 2014 in Anspruch genommen werden, da eine solche die Einspeisung des Stroms ins Netz voraussetzt. Auch sonstige energierechtliche Förderinstrumente sind nicht ersichtlich.

Möglich wäre es allerdings, bei Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien die EEG-Förderung dann in Anspruch zu nehmen, wenn der erzeugte Strom zwar nicht physikalisch eingespeist, aber kaufmännisch-bilanziell veräußert und stattdessen der selbst benötigte Strom von einem Lieferanten bezogen wird (so genannter EEG-Ersatzstrom). Derzeit ist dieses Modell jedoch wirtschaftlich unattraktiv und soll daher nicht näher dargestellt werden.

IV. Einspeisung und Verkauf

1) Vergütung des Stroms

Wird eigenerzeugter Strom nicht selbst benötigt, so kann er grundsätzlich ins Netz eingespeist und verkauft werden. Derzeit sind die Strompreise eher gering, weshalb ein Verkauf überschüssigen Stroms ohne zusätzliche Förderung häufig wirtschaftlich wenig attraktiv ist.

2) Förderung nach dem EEG 2014

Für Wasserversorger kommt namentlich eine Förderung nach dem EEG 2014 in Betracht, wenn der Strom mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird (also z. B. durch eine Wasserkraftanlage oder eine auf dem Areal befindliche Windkraft- oder Photovoltaikanlage). Eine Förderung nach dem KWKG dürfte dagegen regelmäßig von vornherein ausscheiden, da Wasserversorger anders als Abwasserentsorger nicht über Kraftwärmekopplungsanlagen verfügen.

a) Grundsätze und Anwendungsbereich des EEG 2014

Das EEG 2014 hat das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Um das zu erreichen, regelt das EEG 2014 insbesondere die finanzielle Förderung der Erzeugung von Strom in Erneuerbare-Energien-Anlagen (nachfolgend: EE-Anlagen). Gleichzeitig sieht es diverse Regelungen vor, wie die EE-Anlagen effizient in die bestehenden Versorgungsstrukturen der Energieversorgungsunternehmen eingebunden werden können.

Erneuerbare Energien im Sinne des EEG 2014 sind gemäß § 5 Nr. 14 EEG 2014

- Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie,
- Windenergie,
- solare Strahlungsenergie,
- Geothermie und
- Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Das EEG 2014 sieht gesetzlich vorgegebene Ausbaupfade für die erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne und Biomasse vor (vgl. § 3 EEG 2014). Damit soll der Zubau der erneuerbaren Energien in geregelte Bahnen gelenkt werden. Sobald die gesetzlichen Ausbaupfade der einzelnen Energieträger pro Jahr über- oder unterschritten werden, erhöht oder verrin-

gert dies automatisch den Prozentwert, um den die Förderhöhe des EEG 2014 für neue Anlagen abgesenkt wird.

Der Anwendungsbereich des EEG 2014 erstreckt sich nicht nur auf EE-Anlagen, die nach dem 31.07.2014 in Betrieb genommen worden sind, sondern grundsätzlich auch auf sämtliche bestehenden EE-Anlagen und damit auch auf bereits vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Bestandsanlagen (vgl. § 100 EEG 2014).¹⁰ Dieser weite Anwendungsbereich des EEG 2014 wird allerdings teilweise eingeschränkt. So gelten für EE-Anlagen, die unter das EEG 2012 und das EEG 2009 fallen, insbesondere die entsprechenden Vergütungsregelungen der jeweiligen Gesetzesfassung fort (vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014).

b) Wesentliche Pflichten des Netzbetreibers

Nach dem EEG 2014 haben die Betreiber von EE-Anlagen gegenüber dem Betreiber eines Netzes der allgemeinen Versorgung grundsätzlich zwei Ansprüche.

Zunächst ist der Netzbetreiber verpflichtet, die EE-Anlage unverzüglich vorrangig an sein Netz anzuschließen (vgl. § 8 Abs. 1 EEG 2014). Von zentraler Bedeutung ist dabei die in der Praxis teils komplexe Bestimmung des richtigen Verknüpfungspunktes zwischen EE-Anlage und dem Netz der allgemeinen Versorgung. Der gesetzliche Verknüpfungspunkt wird im Rahmen des so genannten „Variantenvergleiches“ ermittelt, wobei im Wesentlichen eine wirtschaftliche Betrachtung dahingehend angestellt wird, welche von den möglichen Anschlussvarianten die kostengünstigste ist.

Weiterhin regelt das EEG 2014 eine Abnahmepflicht des Netzbetreibers bezüglich des in der EE-Anlage erzeugten Stroms. Der Netzbetreiber ist seit dem EEG 2014 (nur noch) verpflichtet, den Strom unverzüglich physikalisch abzunehmen. Er schuldet damit die notwendigen Maßnahmen, damit der Strom aus der EE-Anlage in das Netz eingespeist und bis zu einem Empfänger durchgeleitet werden kann (vgl. § 11 Abs. 1 EEG 2014). Eine kaufmännisch-bilanzielle Abnahme – die Einstellung in einen Bilanzkreis des Netzbetreibers – ist nur geschuldet, wenn der Anlagenbetreiber im EEG 2014 ausnahmsweise Anspruch auf ein feste Einspeisevergütung hat (d. h. die EE-Anlage sich nicht in der verpflichtenden Direktvermarktung befindet; dazu unter d). Die (physikalische) Abnahmepflicht des EEG 2014 steht unter dem Vorbehalt etwaiger Maßnahmen des Einspeisemanagements nach §§ 9, 14 EEG 2014.

c) Einspeisemanagement und technische Anforderungen

Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazitäten zur Ermöglichung des Anschlusses von EE-Anlagen ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene EE-Anlagen (und KWK-Anlagen), die mit einer Einrichtung zur

¹⁰ Anders war dies im EEG 2012 und EEG 2009 geregelt. Diese sahen vor, dass ihre Regelungen grundsätzlich jeweils nur für Anlagen galten, die nach dem 31.12.2011 (beim EEG 2012) bzw. nach dem 01.01.2009 und bis zum 31.12.2011 in Betrieb genommen worden waren.

ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 oder Satz 2 Nr. 1 EEG 2014 ausgestattet sind, (gegen Entschädigung) abregeln (vgl. § 14 Abs. 1 EEG 2014).

Zur Umsetzung dieser besonderen Eingriffsbefugnis der Netzbetreiber sieht § 9 EEG 2014 die Ausstattung bestimmter Erzeugungsanlagen mit technischen Einrichtungen durch die Betreiber dieser Erzeugungsanlagen vor. Die Regelung des § 9 Abs. 1 EEG 2014 sieht vor, dass Betreiber von EE-Anlagen und Betreiber von KWK-Anlagen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen ausstatten müssen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas im Sinne des EEG 2014 und solarer Strahlungsenergie gelten weitere (teils strengere) Vorgaben.

d) Vergütungssystematik des EEG 2014

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt künftig als gesetzlicher Regelfall in Form einer geförderten Direktvermarktung mit einer vom Netzbetreiber zu zahlenden Marktprämie zusätzlich zu dem vom Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung erzielten Verkaufserlöse für seinen „grünen“ Strom (vgl. §§ 19, 20 EEG 2014). Die Höhe der Marktprämie wird im EEG 2014 nicht in Form eines festen Betrages vorgegeben, sondern mittels so genannter „anzulegender Werte“ in Cent pro Kilowattstunde, welche abhängig sind von der Art der erneuerbaren Energie und der Leistung der Anlage und von denen die jeweils aktuellen Börsenstrompreise in Abzug zu bringen sind (siehe §§ 23, 34 Abs. 2 i. V. m. Anlage 1 EEG 2014). Zudem sieht das Gesetz, wiederum abhängig von der Art der erneuerbaren Energie und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage jährliche bzw. vierteljährliche Absenkungen der Marktprämie vor (siehe §§ 26 ff. EEG 2014), wobei die zum Inbetriebnahmezeitpunkt geltende Höhe der Förderung für eine bestimmte Anlage über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren zuzüglich dem Jahr der Inbetriebnahme unverändert bleibt. Um die Vermarktung des Stroms kann sich der Erzeuger entweder selbst kümmern oder er schließt einen Vertrag mit einem Dienstleister, der die Direktvermarktung für ihn organisiert.

Die Direktvermarktung stellt einen grundlegenden Paradigmenwechsel zum bisherigen Fördersystem des EEG 2012 und EEG 2009 und der dort vorgesehenen, für 20 Jahre garantierten, Einspeisevergütung des Netzbetreibers für den in einer EE-Anlage erzeugten Strom dar. Dieses System gilt im EEG 2014 nur noch für Strom aus EE-Anlagen, die bis zum 01.01.2016 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von höchstens 500 kW haben, und für Strom aus EE-Anlagen, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen worden sind, nur noch bei einer installierten Leistung von höchstens 100 kW (vgl. § 37 Abs. 2 EEG 2014). Daneben können Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, die gesetzliche Einspeisevergütung grundsätzlich weiter in Anspruch nehmen (vgl. §§ 100 ff. EEG 2014). Die Höhe der Einspeisevergütung nach dem EEG 2014 entspricht den „anzulegenden Werten“ abzüglich – je nach Art der erneuerbaren Energie – 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh sowie der (auch für die Marktprämie geltenden) Degression in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr.

Soweit eine EE-Anlage sich durch Direktvermarktung mit Marktprämie fördern lassen möchte, muss sie insbesondere fernsteuerbar sein. Der Anlagenbetreiber muss die EE-Anlage mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Direktvermarkter (d. h. in der Regel derjenige, der dem Anlagenbetreiber den erzeugten Strom bilanziell abkauft) ferngesteuert, regelnd auf die EE-Anlage zugreifen kann (vgl. § 36 EEG 2014). Hierfür ist die EE-Anlage mit einer entsprechenden Hardware auszustatten (vgl. § 36 Abs. 1 EEG 2014). Diese Vorgaben gelten zusätzlich zu den allgemeinen technischen Anforderungen des § 9 EEG 2014, die das Verhältnis zum Netzbetreiber betreffen.

Auch im EEG 2014 gilt ein Doppelvermarktungsverbot, d. h. (derselbe) Strom aus erneuerbaren Energien darf nicht mehrfach durch denselben Verkäufer veräußert oder anderen überlassen werden (vgl. § 80 EEG 2014).

Neu ist die Vorgabe, dass im Falle anhaltender negativer Strompreise eine Vergütungsreduzierung vorgenommen wird. Tritt dies ein, reduziert sich der „anzulegende Wert“ (und damit mittelbar die Förderung) auf null (vgl. § 24 Abs. 1 EEG 2014). Allerdings greift diese Vergütungsreduzierung nicht für EE-Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016, für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW sowie für sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung unter 500 kW (vgl. § 24 Abs. 3 EEG 2014).

Zudem sieht § 25 EEG 2014 eine Verringerung bzw. ein Entfallen der Förderung bei Pflichtverstößen des Anlagenbetreibers vor.

Unter den Voraussetzung des § 32 EEG 2014 gelten mehrere EE-Anlagen zum Zwecke der Ermittlung der Förderung als eine Anlage (insbesondere bei räumlicher Nähe).

e) Förderung von Wasserkraft

Wasserkraft im Sinne des EEG 2014 können nicht nur klassische Wasserkraftwerke sein, sondern grundsätzlich auch im Wasserversorgungsnetz installierte Turbinen. Voraussetzung ist dabei allerdings, dass ein natürlich vorhandenes Gefälle ausgenutzt wird, das Wasser also nicht zuvor mittels Pumpen auf das Niveau der Turbine befördert worden ist.

Die „anzulegenden Werte“ für Wasserkraft betragen gemäß § 40 Abs. 1 EEG 2014 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung:

- bis einschließlich 500 kW 12,52 ct/kWh,
- bis einschließlich 2 MW 8,25 ct/kWh,
- bis einschließlich 5 MW 6,31 ct/kWh,
- bis einschließlich 10 MW 5,54 ct/kWh,
- bis einschließlich 20 MW 5,34 ct/kWh,
- bis einschließlich 50 MW 4,28 ct/kWh,

- ab mehr als 50 MW 3,50 ct/kWh.

Diese Werte verringern sich ab 01.01.2016 jährlich um 0,5 %, wobei jeweils das Jahr der Inbetriebnahme der Anlage maßgeblich ist (§ 27 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014).

Für die Ermittlung der Marktprämie sind von den so ermittelten Werten die jeweils aktuellen Börsenstrompreise abzuziehen (Details siehe Anlage 1 zum EEG 2014), für die Ermittlung der Einspeisevergütung ist ein Betrag von 0,2 ct/kWh in Abzug zu bringen (§ 37 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014).

Spezielle Voraussetzung für die Förderung ist nach § 40 Abs. 4 EEG 2014, dass die Anlage entweder im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet wurde.

Auch für die Modernisierung von Bestandsanlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, kann gemäß § 40 Abs. 2 u. Abs. 3 EEG 2014 unter bestimmten Voraussetzungen die Förderung in Anspruch genommen werden.

f) Geplante Änderungen des EEG 2014

Das EEG 2014 bzw. einige auf Grundlage des EEG 2014 ergangene Rechtsverordnungen sollen in den kommenden Monaten und Jahren novelliert bzw. neu beschlossen werden. Grund hierfür ist insbesondere § 2 Abs. 5 EEG 2014, der vorsieht, dass bis spätestens 2017 die Ermittlung der Förderung von EE-Anlagen auf ein Ausschreibungssystem umgestellt wird. Zu diesem wurde Anfang 2015 die Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (FFAV) beschlossen, die Pilot-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorsieht. Sukzessive soll auch die Förderung für andere EE-Anlagen über Ausschreibungen ermittelt werden. Ein Referentenentwurf für ein EEG 2016, welches Ausschreibungen zunächst für Solar- und Windenergieanlagen vorsieht, liegt bereits vor.

3) Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)

Gemäß § 18 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie den Strom einspeisen, ein Entgelt, welches den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entspricht. Hintergrund ist, dass bei dezentraler Einspeisung die vorgelagerten Netz- und Spannungsebenen nicht in Anspruch genommen werden und dementsprechend für diese keine Netzentgelte anfallen. Dieser Vorteil soll vom Netzbetreiber an den Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage weitergegeben werden.

Die Berechnung des Entgelts für die dezentrale Einspeisung (auch vermiedene Netzentgelte genannt) ist in § 18 Abs. 2 u. Abs. 3 StromNEV geregelt. Es setzt sich grundsätzlich aus der Vermeidungsarbeit und der Vermeidungsleistung zusammen, bei dezentralen Einspeisungen ohne Lastgangmessung wird nur die Vermeidungsarbeit berücksichtigt.

Allerdings ist zu beachten, dass sich eine Förderung nach dem EEG 2014 und das Entgelt für die dezentrale Einspeisung gegenseitig ausschließen (§ 18 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV, § 35 Satz 1 Nr. 1 EEG 2014). Zudem gibt es Überlegungen, das Entgelt für die dezentrale Einspeisung in Zukunft abzuschaffen.

V. Eigenversorgung an anderen Standorten

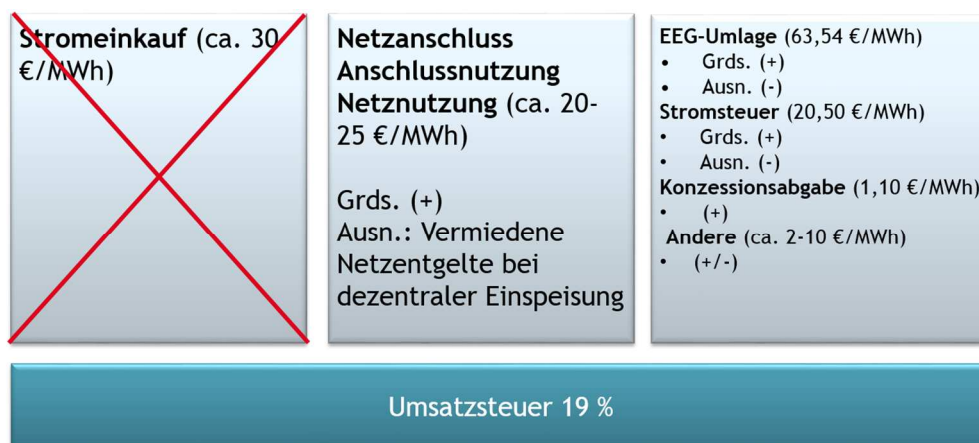
Die praktisch bisher selten anzutreffende Konstellation, dass Strom selbst erzeugt und zur Eigenversorgung an einem anderen Standort genutzt wird, unterscheidet sich von derjenigen der Eigenversorgung am Standort der Stromerzeugung dadurch, dass der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und diesem an anderer Stelle wieder entnommen wird. Dies kann zu einer abweichenden Beurteilung der Wirtschaftlichkeit führen.

1) Vermeidung von Strombeschaffungskosten

a) Überblick

Wie bei der Eigenversorgung am Standort der Erzeugung entfallen auch bei der Eigenversorgung an einem anderen Standort die Kosten der reinen Stromlieferung. Da der Strom hier jedoch durch das Netz der allgemeinen Versorgung transportiert wird, müssen grundsätzlich Netzentgelte gezahlt werden und mit diesen auch die an die Netzentgelte bzw. die Netznutzung gekoppelten staatlichen Mehrbelastungen (also vor allem die Konzessionsabgabe, der KWK-Aufschlag und die Umlage für individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV). EEG-Umlage und Stromsteuer sind wie bei der Eigenversorgung am Standort der Erzeugung grundsätzlich ebenfalls zu zahlen, wobei es hier bei den Ausnahmen im Detail Abweichungen gibt (zu diesen unter b) und c)). Zudem fällt, soweit keine Berechtigung zum Vorsteuerabzug besteht, Umsatzsteuer an.

Im Überblick stellt sich die Vermeidung von Strombeschaffungskosten wie folgt dar:



b) EEG-Umlage

aa) Grundsätzlicher Anfall der EEG-Umlage

Wie bei der Eigenversorgung am Standort der Erzeugung fällt auch bei der Eigenversorgung an einem anderen Standort grundsätzlich die EEG-Umlage an.

bb) Ausnahmen

Hinsichtlich der Ausnahmen von der EEG-Umlagepflicht (dazu siehe oben Teil 4B.III.1)b)bb) ergeben sich Unterschiede vor allem aus der engen Definition der Eigenversorgung im EEG 2014.

Gemäß dessen § 5 Nr. 12 ist Eigenversorgung der

„Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“,

wobei Netz in § 5 Nr. 26 EEG 2014 wiederum definiert wird als

„die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“.

Danach schließt also die Durchleitung des Stroms durch ein Netz der allgemeinen Versorgung eine Eigenversorgung aus.

Mithin entfällt bei der Eigenversorgung an einem anderen Standort die reduzierte EEG-Umlage für zur Eigenversorgung genutzten Strom aus neuen EE-Anlagen nach § 61 Abs. 1 EEG 2014.

Auch die Ausnahmen von der EEG-Umlage nach § 61 Abs. 2 EEG 2014 (d. h. u. a. die Befreiung des Kraftwerkseigengebrauchs, die Befreiung von „Inselversorgern“, die weder mittelbar noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen sind sowie die Bagatellgrenze für Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW für höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Strom pro Kalenderjahr) entfallen mangels Eigenversorgung im Sinne des EEG 2014.

Dagegen können § 61 Abs. 3 u. Abs. 4 EEG 2014, welche Bestandsanlagen zur Eigenversorgung unter bestimmten Voraussetzungen von der EEG-Umlage befreien, ggf. auch bei der Eigenversorgung an einem anderen Standort greifen. Bei Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 betrieben wurden oder die vor dem 23.01.2014 nach Bundesrecht genehmigt und vor dem 01.01.2015 genutzt wurden, ist eine Durchleitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung für die Befreiung unschädlich, wenn der Strom im räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage entnommen wird (§ 61 Abs. 3 EEG 2014). Bei Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01.09.2011 in Betrieb genommen worden sind, kommt es für die

Befreiung weder darauf an, ob der Strom durch das Netz geleitet wird, noch darauf, ob er im räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugung verbraucht wird (§ 61 Abs. 4 EEG 2014).

Soweit die zur Eigenversorgung an einem anderen Standort genutzte Erzeugungsanlage die soeben erläuterten Anforderungen an eine Bestandsanlage erfüllt, kann – wie bei der Eigenversorgung am Erzeugungsstandort – unter bestimmten Voraussetzungen auch eine Modernisierung erfolgen, ohne dass die EEG-Umlagefreiheit entfällt. Die Stromerzeugungsanlage muss an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt werden und die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage darf durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung nicht um mehr als 30 % erhöht werden (vgl. § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EEG 2014). Bei vor dem 01.09.2011 in Betrieb genommen Anlagen gilt dies jedoch nur, wenn die Entnahme im räumlichen Zusammenhang der Erzeugung erfolgt oder die Erzeugungsanlage auf dem Betriebsgrundstück des Letztverbrauchers errichtet wurde (§ 61 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2014).

Zu beachten ist auch hier die Einhaltung der Vorgaben des § 61 Abs. 7 EEG 2014 als weitere Voraussetzung für eine Befreiung von der EEG-Umlage. D. h. , es muss bei der Berechnung der selbst erzeugten und verbrauchten Strommengen die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch je 15 Minuten-Intervall berücksichtigt werden, womit eine reale Lastgangmessung (RLM) erforderlich werden dürfte.

c) Stromsteuer

aa) Grundsätzlicher Anfall

Da nach dem StromStG auch von Eigenerzeugern erzeugter und entnommener Strom der Stromsteuer unterliegt (§ 5 Abs. 1 Satz 2 StromStG), fällt bei der Entnahme an einem anderen Standort grundsätzlich ebenfalls Stromsteuer an.

bb) Ausnahmen

Im Hinblick auf die Privilegierungstatbestände des StromStG (siehe oben III.1)c)bb) führt die Entnahme an einem anderen Standort teilweise zu einer abweichenden Beurteilung. Dies betrifft namentlich die Steuerbefreiung für grünen Strom aus grünen Netzen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG und die Befreiung bei dezentraler Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG. Auf die Stromsteuerbefreiung von Strom zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG und von Strom aus Notstromaggregaten nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG hat die Entnahme an einem anderen Standort dagegen keinen Einfluss.

Grüner Strom aus grünen Netzen (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG): Die Stromsteuerbefreiung für grünen Strom aus grünen Netzen greift dann, wenn Strom aus erneuerbaren Energieträgern aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Da das Netz der allgemeinen Versorgung, über das der Strom transportiert wird, nicht ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien gespeist wird, ist die zweite Voraussetzung nicht erfüllt. Diese Stromsteuerbefrei-

ung kommt daher auch bei Erzeugung des Stroms aus erneuerbaren Energien bei der Eigenversorgung an einem anderen Standort nicht in Betracht.

Befreiung bei dezentraler Stromerzeugung (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG): Eine Stromsteuerbefreiung von dezentral erzeugtem Strom setzt neben einer maximalen elektrischen Nennleistung der Erzeugungsanlage von 2 MW voraus, dass der Strom entweder vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder dass er von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen. Es muss also ein räumlicher Zusammenhang zwischen der Erzeugungsanlage und dem Ort der Entnahme bestehen. Ein solcher ist nicht bereits deshalb zu verneinen, weil der Strom ins Netz eingespeist wird. Erforderlich ist auch nicht, dass es sich um ein Grundstück oder unmittelbar benachbarte Grundstücke handelt. Vielmehr wird der räumliche Zusammenhang nach der Rechtsprechung des Bundesfinanzhofs durch eine Gesamtschau der Umstände des Einzelfalls ermittelt; maßgebliche Kriterien dabei sind u. a. die Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Ort der Entnahme, Anzahl und räumliche Verteilung der Entnahmestellen sowie die Spannungsebene der Einspeisung und Entnahme. Wichtiger als die reine Entfernung ist dabei der Charakter eines Gebiets als räumliche Einheit. Erzeugung und Entnahme innerhalb einer kleineren Stadt oder Gemeinde können noch als im räumlichen Zusammenhang angesehen werden.

Allerdings plant das Bundesfinanzministerium eine Änderung der Stromsteuerverordnung, in der erstmals auch der räumliche Zusammenhang definiert werden soll. Nach den Vorstellungen des Ministeriums soll er zukünftig auf unmittelbar anliegende Gebäude und Grundstücke sowie auf „geografisch abgrenzbare Gewerbe- und Wohngebiete, auf denen sich die Stromerzeugungseinheiten befinden“ beschränkt werden.

2) Förderung nach dem EEG 2014

Auch für an einem anderen Standort selbst verbrauchten Strom aus EE-Anlagen kommt eine Förderung nach dem EEG 2014 nicht in Betracht. Die dort vorgesehene Marktprämie setzt eine (Direkt-)Vermarktung des Stroms voraus (§ 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014), welche hier fehlt. Die nach dem EEG 2014 nur ausnahmsweise noch mögliche Einspeisevergütung würde jedenfalls voraussetzen, dass der eingespeiste Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014), was gleichfalls nicht gegeben ist.

3) Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)

Das Entgelt für die dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV (siehe oben IV.3), welches den vermiedenen Netzentgelten entspricht, kann auch bei der Einspeisung ins Netz zum Zwecke der Eigenversorgung an einem anderen Standort in Anspruch genommen werden.

Zu beachten ist dabei wiederum, dass sich eine Förderung nach dem EEG und das Entgelt nach § 18 StromNEV gegenseitig ausschließen.

C. Vermarktung von Flexibilität bei Verbrauch und Erzeugung

I. Hintergrund

1) Aufrechterhaltung der Systemstabilität durch die Netzbetreiber

Um Spannung und Frequenz in den Energieversorgungsnetzen zu jedem Zeitpunkt stabil zu halten, ist es notwendig, dass genauso viel Strom erzeugt und eingespeist wird, wie zeitgleich entnommen wird. Um dies zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber ggf. Maßnahmen treffen, welche die Erzeugung und den Verbrauch der Netznutzer regeln (vgl. § 13 ff. EnWG). Dabei sind im Wesentlichen die folgenden Maßnahmen zu unterscheiden:

	Netzbezogene Maßnahmen	Marktbezogene Maßnahmen	Anpassungsmaßnahmen	EEG-Einspeisemanagement
Tatbestand	Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes	Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes	Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes	„Ultima ratio“ bei drohendem Netzengpass
Regelungsinhalt	Netzschaltungen oder Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder durch Übertragungsnetzbetreiber Achtung: Verpflichtung des EEG/KWKG sind grds. einzuhalten	Einsatz von Regelernergie, vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten, Management von Engpässen, usw. Achtung: Verpflichtung des EEG/KWKG sind grds. einzuhalten	Netzbetreiber können Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromentnahmen anpassen, wenn netz- und marktbezogenen Maßnahmen nicht greifen Achtung: Verpflichtung des EEG/KWKG sind grds. einzuhalten	Recht des Netzbetreibers an sein Netz mittelbar oder unmittelbar angeschlossene EE- oder KWK-Anlagen ausnahmsweise ferngesteuert zu regeln
Regelungsadressat	Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen, Verbraucher, usw.	Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen, Verbraucher, usw.	Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen, Verbraucher, usw.	EE- und KWK-Anlagen
Rechtsgrundlage	§§ 13 Abs. 1 Nr. 1, 14 EnWG	§§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 14 EnWG, Vertrag	§§ 13 Abs. 2, 14 EnWG	EEG, KWKG

Das EnWG regelt, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen haben (vgl. § 22 Abs. 1 EnWG). Dabei wird unterschieden zwischen der Verlustenergie, die sich auf den Ausgleich physikalischer Netzverluste bezieht, und der Ausgleichsenergie, die den Ausgleich bilanzieller Ungleichgewichte betrifft.

Neben dem (bei Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG 2014 verpflichtenden) EEG-Einspeisemanagement gibt es also verschiedene andere Möglichkeiten, dem Netzbetreiber flexible Lasten bei Stromverbrauch und -erzeugung für Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität zur Verfügung zu stellen und so wirtschaftlich zu nutzen.

2) Bilanzkreissystem

Wie bereits erläutert, ist vom Ausgleich von Ein- und Ausspeisung in physikalischer Hinsicht der Ausgleich in bilanzieller Hinsicht zu unterscheiden. Letzterer ist vor dem Hintergrund des so genannten Bilanzkreissystems für den Strommarkt zu sehen. Dieses ist Voraussetzung für das Funktionieren des transaktionsunabhängigen Punktmodells (vgl. §§ 4-26 StromNZV). Das Bilanzkreissystem regelt den Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie, so dass die Aufrechterhaltung von Spannung und Frequenz zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Es muss genauso viel Strom erzeugt und eingespeist werden, wie zeitgleich entnommen wird.

Voraussetzung des Bilanzkreissystems ist, dass Bilanzkreise bestehen und diese Bilanzkreise in einem Gesamtkonzept zusammengefasst sind. Zudem müssen alle Einspeise- und Entnahmestellen (d. h. Verbraucher und Erzeuger) stets jeweils einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Die Bilanzkreise gehören einer Regelzone an, d. h. einer der Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber, die insoweit als Bilanzkoordinatoren tätig sind. In den Bilanzkreisen werden Einspeisungen und Entnahmen wie auf einem Konto erfasst und saldiert, so dass im Bestfall der Saldo Null beträgt. Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher verantwortlich. Dies kann der Stromlieferant sein, aber auch ein dritter Dienstleister. Weicht der Saldo ab, sind Ausgleichsleistungen zu erbringen (vgl. §§ 6 ff. StromNZV), d. h. die Bilanzkreisverantwortlichen müssen vom Übertragungsnetzbetreiber entweder fehlende Energie zukaufen oder überschüssige Energie an diesen liefern. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem ein Bilanzkreisvertrag geschlossen wurde. Gegenstand dieses Vertrags ist die Führung und Abwicklung des Bilanzkreises und die Abrechnung der genannten Bilanzabweichungen.

Außer den Netzbetreibern benötigen also auch die Stromlieferanten und sonstigen Bilanzkreisverantwortlichen flexible Lasten, um in ihrem Bilanzkreis ein möglichst ausgeglichenes Verhältnis von Ein- und Ausspeisung aufrechtzuerhalten und damit die Zahlungen für Bilanzabweichungen gering zu halten.

II. Arten der Vermarktung

1) Überblick

Flexibilitäten in Form der Zu- und Abschaltung von Lasten können auf unterschiedliche Weise „vermarktet“ werden. Zu nennen sind insbesondere die folgenden Möglichkeiten:

- Vermarktung als Regelenergie;
- Abschluss von Verträgen mit dem Netzbetreiber über zu- und abschaltbare Lasten;

- Vermarktung als Ausgleichsenergie zur Kompensation kurzfristiger Planabweichungen im Bilanzkreis (über den Intraday-Markt der EPEX);
- Teilnahme am Spotmarkt, um den Strombezug auf Stunden mit niedrigem Strompreis zu verschieben.

Die Teilnahme am Spotmarkt, also dem Day-Ahead- und dem Intraday-Handel an der Strombörse, wurde bereits oben im Rahmen der Strombeschaffung erläutert (siehe A.II.3). Die Ausführungen gelten entsprechend für die Vermarktung zum Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten. Nachfolgend werden daher nur die beiden erstgenannten Formen der Vermarktung dargestellt.

2) Regelenergie

Die Übertragungsnetzbetreiber sind dafür verantwortlich, das physikalische Gleichgewicht in ihrer Regelzone aufrecht zu erhalten und Abweichungen ökonomisch mit den Bilanzkreisverantwortlichen abzurechnen. Soweit es zu Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen kommt, ist ein Ausgleich vorzunehmen.

Um das physikalische Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch aufrecht zu erhalten, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie (vgl. § 13 Abs. 1 Nr. 2, § 14 EnWG). Man unterscheidet drei Regelenergiearten, die Primärregelung, die Sekundärregelung und die Minutenreserve. Alle drei Regelenergiearten können als zusätzliche Einspeisung, Reduzierung des Bezugs oder Reduzierung der Einspeisung auftreten (positive oder negative Regelleistung) (vgl. § 6 Abs. 3 StromNZV).

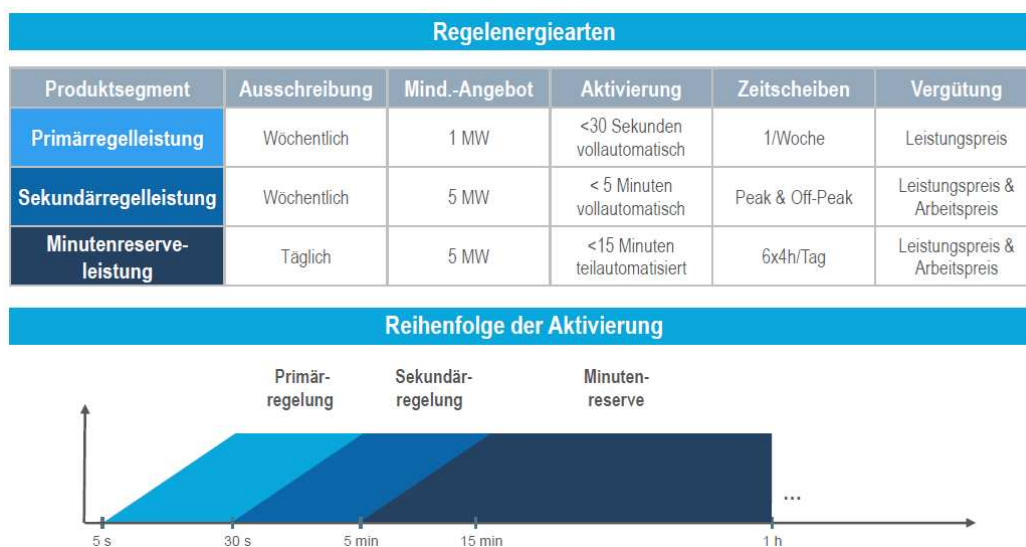
Primärregelung: Die Primärreserve wird automatisch bei Frequenzschwankungen aus dafür geeigneten und präqualifizierten Anlagen innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt. Anlagen, die Primärregelung bereitstellen, werden ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet.

Sekundärregelung: Tendiert die Netzfrequenz in eine bestimmte Richtung, wird die Primärregelung automatisch nach fünf Minuten durch die Sekundärregelung abgelöst. Anlagen, die Sekundärregelleistung bereitstellen, werden mit einem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet.

Minutenreserve (auch Tertiärregelung): Reicht auch die Sekundärreserve nicht aus, wird diese durch die Minutenreserve nach 15 Minuten abgelöst. Präqualifikationsanforderungen hinsichtlich Reaktionszeit und -geschwindigkeit sind hierbei geringer als bei der Sekundärregelung. Anlagen erhalten einen Leistungs- und Arbeitspreis.

Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Plattform aus. Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat Festlegungen zu Verfahren der Ausschreibung von Regelenergie für alle drei Regelenergiearten getroffen. Dies sind die Beschlüsse BK6-10-097 (Primärregelenergie), BK6-10-098 (Sekundärregelenergie) und BK6-10-099 (Minutenreserve). Potenzielle Anbieter von Regelenergieprodukten haben den Nachweis zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen. Dabei sind sowohl technische Fähigkeiten nachzuweisen, als auch die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen. Einzelheiten zum Präqualifikationsverfahren ergeben sich aus dem „Transmission Code 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ des Verbandes der Netzbetreiber (VDN). Erbringung und Abrechnung der Regelenergie sind in den §§ 7 ff. StromNZV näher geregelt. Die wesentlichen Voraussetzungen sind nachfolgender Grafik zu entnehmen:

Quelle: Clean Energy Sourcing AG



Bei Überlegungen zur Vermarktung von Regelenergie ist zu berücksichtigen, dass diese auch nachteilige Effekte haben kann. So schließt eine Teilnahme am Regelenergiemarkt grundsätzlich eine Einspeisevergütung nach dem EEG 2014 aus (§ 39 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014; die nach dem EEG 2014 den Regelfall bildende Marktprämie kann dagegen im Prinzip auch bei Vermarktung als Regelenergie in Anspruch genommen werden). Zudem führt das Anbieten von negativer Regelenergie grundsätzlich zur Abnahme von Strom aus dem Netz, die voll umlagepflichtig ist (insbesondere Netzentgelte, EEG-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV).

Daneben ist zu beachten, dass Stromlieferverträge hinsichtlich der Vermarktung bezogenen Stroms als Regelenergie typischerweise Informationspflichten gegenüber dem Lieferanten und ggf. auch Zustimmungserfordernisse vorsehen.

3) Vertrag über zu- und abschaltbare Lasten

Als marktbezogene Maßnahme des Übertragungsnetzbetreibers zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sieht § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG außer dem Einsatz von Regelernergie insbesondere auch die vertragliche Vereinbarung von zu- und abschaltbaren Lasten vor. Soweit die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber betroffen ist, können gemäß § 14 Abs. 1 EnWG auch diese entsprechende Vereinbarungen treffen. Eine spezielle Regelung enthält § 14a EnWG, wonach Verteilnetzbetreiber Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen haben, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.

An Regelungen, welche diese gesetzlich vorgesehenen Möglichkeiten, Vereinbarungen über zu- und abschaltbare Lasten zu treffen, konkretisieren, fehlt es bisher weitgehend. Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), in der sich Detailregelungen zu Vereinbarungen über abschaltbaren Lasten für an Hoch- oder Höchstspannung angeschlossene Verbrauchsanlagen finden, tritt zum 01.07.2016 außer Kraft, wird aber möglicherweise durch eine Neuregelung ersetzt.

D. Exkurs: Energieaudit

Abschließend sei auf die Pflicht zur Durchführung eines Energieaudits hingewiesen, welche auch Wasserversorger treffen kann.

Gemäß § 8 des Energiedienstleistungsgesetzes (EDL-G) sind grundsätzlich alle Unternehmen verpflichtet, alle vier Jahre, erstmalig bis zum 05.12.2015 ein Energieaudit durchzuführen. Unter Energieaudit ist dabei vereinfachend ein Verfahren zu verstehen, in dem der Energieverbrauch und Potenziale zur Energieeinsparung ermittelt werden, wobei die Ergebnisse in einem Bericht darzustellen sind. Ausgenommen von der Pflicht zur Durchführung eines Energieaudits sind solche Unternehmen, die bereits über ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50.001 oder ein Umweltmanagementsystem nach EMAS verfügen.

Die Pflicht knüpft grundsätzlich daran an, dass es sich um ein Unternehmen im Sinne des EDL-G handelt. Das EDL-G definiert den Begriff des Unternehmens als „*Unternehmen, die keine Kleinstunternehmen, kleinen und mittleren Unternehmen im Sinne der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36) sind*“. KMU in diesem Sinne müssen also kein Energieaudit durchführen. Nach der in Bezug genommenen Empfehlung der EU-Kommission handelt es sich um ein KMU, wenn weniger als 250 Personen beschäftigt sind und entweder der Jahresumsatz höchstens 50 Mio. € oder die Jahresbilanzsumme höchstens 43 Mio. € beträgt, wobei die Kennzahlen von Partnerunternehmen (Beteiligung von 25-50 %) proportional zum Anteil der Beteiligung und von verbundenen Unternehmen (Beteiligung mehr als 50 % und/oder Beherrschung) vollständig zugerechnet werden. Zudem fallen Unternehmen, deren Anteile bzw. Stimmrechte, sich zu über

25 % in öffentlicher Hand befinden, unabhängig von den Kennzahlen nicht unter die Definition des KMU.

Im Übrigen ist der Unternehmensbegriff weit zu verstehen. Das für die Überwachung zuständige Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) betrachtet in seinem „Merkblatt für Energieaudits“ (Stand 08.07.2015) jede Einheit mit einer gewissen organisatorischen Selbständigkeit, die eine wirtschaftliche Tätigkeit ausübt, unabhängig von ihrer Rechtsform als Unternehmen. Auch öffentliche Stellen wie z. B. Eigenbetriebe oder Zweck- und Wasserverbände (nicht aber die Kommunen selbst und Regiebetriebe), die nicht überwiegend hoheitlich tätig sind, fallen darunter. Für die Abgrenzung von wirtschaftlichem zu hoheitlichem Handeln stellt das BAFA darauf ab, ob eine Tätigkeit gleichermaßen durch private Dritte ausgeübt werden kann. Die Aufgabe der öffentlichen Wasserversorgung wird im Merkblatt ausdrücklich als hoheitliche Tätigkeit genannt, soweit sie nicht nach dem jeweils einschlägigen Bundes- oder Landesrecht mit pflichtbefreiender Wirkung auf private Dritte übertragen werden kann. § 47a des Landeswassergesetzes NRW lässt eine Übertragung der Aufgabe der Wasserversorgung auf private Dritte zu. In § 50 Abs. 1 des Entwurfs eines neuen Landeswassergesetzes wird die Aufgabenübertragung gleichfalls zugelassen, zugleich aber bestimmt, dass die Gemeinde weiterhin zur Sicherstellung der Wasserversorgung verpflichtet bleibt. Ob dies nach den Kriterien des BAFA zur Einordnung als hoheitliche Tätigkeit führt, erscheint offen. Bei Unklarheiten soll laut dem Merkblatt des BAFA als zusätzliche Hilfestellung die Abgrenzung nach § 4 Körperschaftsteuergesetz herangezogen werden, wo die Wasserbeschaffung grundsätzlich als hoheitlich, die Wasserverteilung an Letztverbraucher dagegen als gewerblich angesehen wird.

Im Einzelfall muss also ggf. genau geprüft werden, ob es sich um ein Unternehmen im Sinne des EDL-G handelt und damit ein Energieaudit durchgeführt werden muss.

Teil 5 Zwischenfazit

Als Zwischenfazit lässt sich im Hinblick auf die rechtlichen Rahmenbedingungen des Projekts Folgendes festhalten:

- Die wasserrechtlichen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Talsperren sowie die Wasserentnahme zum Zweck der Wasserkraftnutzung und Wasserversorgung werden in Bezug auf bestehende Einrichtungen durch die ergangenen Planfeststellungsbeschlüsse, wasserrechtlichen Gestattungen und sonstigen wasserrechtlichen Genehmigungen konkretisiert. Diese eröffnen grundsätzlich Spielräume für eine Dynamisierung des Talsperrenbetriebs. Um die konkreten Vorgaben festzustellen, müssen die vorhandenen Genehmigungen auf ihren Inhalt hin überprüft werden. Ist die angestrebte Dynamisierung von diesem nicht gedeckt, so kommt ggf. eine Änderung der Genehmigung in Betracht.
- Die bei der Wasserversorgung im Verhältnis von Wasserversorger und Letztverbrauchern zu beachtenden Anforderungen sind, soweit es sich nicht um Industriekunden handelt, hinsichtlich Wasserverfügbarkeit, Druck und Temperatur finden sich vor allem in der AVBWasserV in Verbindung mit den allgemein anerkannten Regeln der

Technik, also den technischen Regelwerken. (Auch kurzzeitige) Lieferunterbrechungen erscheinen danach jedenfalls bei Haushaltskunden problematisch. In Bezug auf die Wasserqualität müssen an der Entnahmestelle die Vorgaben der Trinkwasserverordnung eingehalten werden. Änderungen von Druck, Temperatur und Qualität im Rahmen der rechtlichen Vorgaben dürften dagegen in der Regel zulässig sein, wenn sie sich mit der angestrebten energetischen Optimierung begründen lassen.

Bei Wasserlieferungen an einen Weiterverteiler können die Anforderungen an Wasserverfügbarkeit, Druck, Temperatur und Wasserqualität grundsätzlich frei vertraglich vereinbart werden. Die Projektvorhaben sind daher insoweit an den bestehenden Verträgen und – soweit erforderlich – den Möglichkeiten ihrer Änderung zu messen.

- Das Energierecht macht für die im Rahmen des Projekts zu untersuchenden Vorhaben (wie auch generell) kaum Vorgaben zur Zulässigkeit. Von großer Bedeutung ist es dagegen für die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens, da es einerseits die zahlreichen Kostenbestandteile (und etwaige Reduzierungsmöglichkeiten) bei der Strombeschaffung und teilweise auch der Eigenversorgung vorgibt und andererseits verschiedene Förderinstrumente für die Stromerzeugung (insbesondere nach dem EEG 2014) bereithält.

Nach gegenwärtiger Rechtslage erscheinen Maßnahmen, die über eine reine Reduzierung des Strombedarfs hinausgehen, also eine Flexibilisierung bei Verbrauch und Erzeugung und eine zusätzliche Erzeugung nur bedingt wirtschaftlich attraktiv. In Bezug auf die Flexibilisierung des Strombedarfs beruht dies vor allem darauf, dass die Netzentgelte zu einem hohen Anteil und die staatlichen Mehrbelastungen ausschließlich durch die verbrauchte Strommenge und nicht durch die Leistung bestimmt werden. Zudem sind die Möglichkeiten, die Netzentgelte und staatlichen Mehrbelastung zu reduzieren, begrenzt. So fallen z. B. auch bei der Eigenversorgung grundsätzlich die EEG-Umlage und Stromsteuer an. Ein weiterer Faktor sind die aktuell niedrigen Preise für die reine Stromlieferung, welche die Einsparpotenziale bei der Strombeschaffung und die zu erzielenden Erlöse bei der Veräußerung erzeugten Stroms begrenzen. Auch die Möglichkeiten, flexible Lasten zu vermarkten, sind begrenzt und teilweise an hohe Anforderungen geknüpft.

- Bedarf für Gesetzesänderungen zeichnet sich derzeit vor allem im Energierecht ab, um Maßnahmen der energetischen Optimierung auch wirtschaftlich attraktiv zu machen.
- Genau kann die rechtliche Zulässigkeit und die Wirtschaftlichkeit mit Blick auf das Energierecht nur anhand eines konkreten Einzelfalls festgestellt werden. In einem nächsten Schritt sollen daher gemeinsam mit den Projektpartnern einzelne Beispiele ausgewählt und die hier dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen sodann auf diese angewandt werden.



Autorenkontakt

Becker Büttner Held

Rechtsanwalt Daniel Schiebold

Rechtsanwältin Jana Siebeck

Magazinstraße 15-16

10179 Berlin

Tel.: +49 (0)30 6112840 521

daniel.schiebold@bbh-online.de

jana.siebeck@bbh-online.de

Ansprechpartner

Wolf Merkel
w.merkel@iww-online.de

Anja Rohn
a.rohn@iww-online.de

Projektkoordination ENERWA

IWW Rheinisch-Westfälisches Institut
für Wasserforschung gemeinnützige GmbH
Moritzstraße 26
45476 Mülheim
Tel.: +49 (0)208 - 40303-0

Ergebnissynthese und -transfer

Forschungsinstitut für Wasser- und
Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW) e.V.
Kackertstraße 15 - 17
52056 Aachen
Tel.: +49 (0)241 80 268 25