
Technische und wirtschaftliche Erfolgsfaktoren für Bürgerwind, Contracting, Mini-/Mikro-KWK und intelligente Infrastrukturen

2

Ludger Eltrop und Marlies Härdtlein

Bürgerwindanlagen, Mini-/Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung(KWK)-Anlagen, über Contracting realisierte Energieversorgungskonzepte sowie der Einsatz intelligenter Infrastrukturen sind hinsichtlich technisch-wirtschaftlicher Faktoren wie z. B. Stand der Technik, verfügbare Leistungsbereiche, realisierte Konzepte zur Strom- und Wärmebereitstellung oder Energiegestehungskosten sehr unterschiedlich einzuordnen. Auch variiert die Realisierung der Konzepte im heutigen Energieversorgungssystem sehr stark.

Ziel des vorliegenden Kapitels ist es, mit Bezug auf die in Kap. 1 erläuterten Fallstudien unterschiedliche technische und ökonomische Charakteristika aufzuzeigen und hierauf aufbauend zu vergleichen, auf welchem Weg und in welchem Umfang die Innovationsimpulse einen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten können.

2.1 Bürgerwindanlagen

Die Windenergie ist für die Energiewende ein bedeutender Motor. Im Jahr 2015 betrug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland 195,9 TWh. Dies entspricht 32,6 % am Bruttostromverbrauch. Die Windenergie nimmt unter den EE mit 44,9 % den größten Anteil ein. Vorherrschend ist dabei die Onshore-Windenergie. Die gesamte installierte Leistung von Windenergieanlagen (WEA) umfasste Ende 2015 45,0 GW (BMWi 2016a). Bürgerwindanlagen spielen eine wichtige Rolle beim bisherigen Ausbau der Windenergie. Nach Trend:research und Leuphana (2013) wurde bis zum Jahr 2012 rund 50 % der onshore-installierten Anlagenleistung durch Bürgerbeteiligungen im

L. Eltrop · M. Härdtlein (✉)
Heßbrühlstrasse 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland
E-Mail: ludger.eltrop@ier.uni-stuttgart.de

M. Härdtlein
E-Mail: marlies.haerdtlein@ier.uni-stuttgart.de

engeren sowie weiteren Sinn realisiert. An den in den Jahren 2012–2014 in Betrieb genommenen Anlagen betrug der Anteil von Bürgerwindparks gemessen an der installierten Leistung 15–20 % (Umfrage in BWE 2015, S. 28 ff.).

Die Beteiligung der Bürger an Windenergievorhaben erfolgt besonders durch die Einbringung von Eigenkapital. Darüber hinaus ist das Engagement einzelner Personen und auch Personengruppen vor Ort bei der Initiierung und Planung sowie dem Betrieb von Bürgerwindanlagen kennzeichnend. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend charakteristische technische und ökonomische Aspekte von Bürgerwind erläutert.

2.1.1 Stand der Technik

Mit Blick auf die technische Entwicklung von WEA allgemein zeigt sich, dass in den letzten Jahren die durchschnittliche Nennleistung der installierten Anlagen stetig zugenommen hat. Anlagen, die im Jahr 2000 gebaut wurden, hatten im Durchschnitt eine Leistung von 1,1 MW. Die durchschnittliche Leistung der im Jahr 2012 zugebauten Anlagen betrug 2,4 MW (Fraunhofer IWES 2013, S. 5). Auch spielt eine technische Ausdifferenzierung der Anlagen beispielsweise in Stark- und Schwachwindanlagen eine wichtige Rolle (Fraunhofer IWES 2013, S. 6). Die Anlagenvielfalt steht auch Planern und Betreibern von Bürgerwindanlagen zur Verfügung.

Bürgerwindanlagen werden dem aktuellen Stand der Technik entsprechend errichtet. Tab. 2.1 gibt einen Überblick über die technischen Eigenschaften der sieben bis zum Jahr 2012 installierten Anlagen der Fallstudie I zu Bürgerwind. Die technische Entwicklung der WEA in Deutschland zeigt sich hier deutlich: Während die beiden im Jahr 2000 installierten Anlagen eine Nennleistung von 1 MW und eine Nabenhöhe von 70 m umfassen, weisen die beiden im Jahr 2012 installierten Anlagen eine Nennleistung von jeweils 2,3 MW bei einer Nabenhöhe von 138,3 m auf. Dies entspricht dem Trend der Anlagencharakteristika in Deutschland, der in den letzten zwei Jahrzehnten durch eine Zunahme der installierten Leistung (s. oben), der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers gekennzeichnet war (Fraunhofer IWES 2015). Auch die beiden in der Fallstudie II zu Bürgerwind betriebenen Bürgerwindanlagen ordnen sich hier ein: Sie wurden Ende 2011 in Betrieb genommen und weisen ebenfalls eine Nennleistung von 2,3 MW und eine Nabenhöhe von 138,3 m auf.

Für die Beurteilung der Ertragsleistung der untersuchten Bürgerwindanlagen werden die Volllaststunden als Indikator herangezogen (Abb. 2.1). Die Volllaststunden geben die Auslastung der Anlagen an dem jeweiligen Standort an. Sie berechnen sich über das Verhältnis des in einem Jahr eingespeisten Windstroms zur Nennleistung der installierten Anlage. Eine Auswertung der Volllaststunden dient in erster Linie dem Vergleich unterschiedlicher WEA und der jeweiligen Standortbedingungen (Fraunhofer IWES 2015, S. 64).

Insgesamt gesehen stellt sich die Auslastung der WEA unterschiedlich dar. Die Abb. 2.1 zeigt für jede WEA deutlich, dass die Volllaststunden im Zeitraum der Jahre

Tab. 2.1 Bürgerwindanlagen in Fallstudie I zu Bürgerwind, installiert in den Jahren 2000–2012. (Quelle: Eigene Darstellung, basierend u. a. auf Gemeindedaten zu den Windenergieanlagen)

Inbetriebnahmejahr	Anzahl installierter Anlagen	Nennleistung (MW)	Rotordurchmesser (m)	Nabenhöhe (m)
2000	2	Je 1,0	58	70,0
2001	1	1,5	77	90,0
2002	1	1,5	77	90,0
2007	1	2,0	82	108,3
2012	2	Je 2,3	82	138,3

2008–2013, die durch die jährlich verschiedenen Windverhältnisse beeinflusst waren und unterschiedliche Stromerträge erbrachten, schwanken. Explizit können für Fallstudie I zu Bürgerwind (das heißt die Anlagen 1–7) Aussagen über einen längeren Zeitraum hinweg getroffen werden: Dem sehr ertragreichen Jahr 2008 stehen weniger ertragreiche Jahre wie 2009 und 2013 gegenüber. Dabei sind die neueren Anlagen durch jeweils höhere jährliche Volllaststunden gekennzeichnet. Im Jahr 2013 lag die Auslastung je nach Anlage zwischen 1280 und 1640 Volllaststunden. Die beiden WEA der Fallstudie II weisen demgegenüber Volllaststunden von über 2000 h auf. Dies ist insbesondere durch die vergleichsweise höhere Windhöufigkeit in dieser Fallstudie begründet (vgl. auch [Alle et al. 2016](#)).

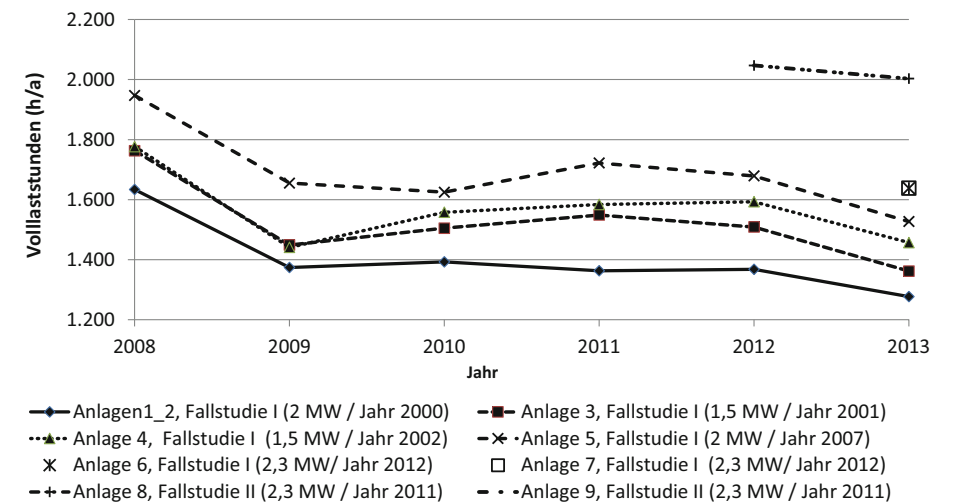


Abb. 2.1 Volllaststunden der Windenergieanlagen in Fallstudie I und II in den Jahren 2008–2013. Nennleistung der Anlagen und Inbetriebnahmejahre jeweils in Klammern. Anlagen 1–7 sind in Fallstudie I errichtet, Anlagen 8 und 9 in Fallstudie II. (Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung, basierend u. a. auf Angaben der jeweiligen Verteilnetzbetreiber aus dem Jahr 2015)

Ein Vergleich der durchschnittlichen Volllaststunden der WEA der Fallstudie I für den Zeitraum 2008–2013 mit den entsprechenden Durchschnittswerten für die Regelzone Amprion GmbH zeigt, dass die beiden ältesten WEA unterhalb des Durchschnitts der Regelzone liegen, die neueren Anlagen auf gleicher Höhe bzw. darüber (Fraunhofer IWES 2015, S. 44). Die Anlagen in Fallstudie II weisen insgesamt überdurchschnittliche Volllaststundenwerte auf.

2.1.2 Wirtschaftliche Aspekte

Unter Berücksichtigung der Investitionskosten, des Abschreibungszeitraums der WEA bzw. der Anlagenkomponenten, des Anteils an Fremd- und Eigenkapital, der jeweils zugrunde gelegten Zinsen und Renditen und der jährlich anfallenden Betriebskosten errechnen sich die jährlichen Stromgestehungskosten (Wallasch et al. 2013; Kost et al. 2013). Die Gegenüberstellung dieser Kosten und der über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erzielbaren Erlöse für den eingespeisten Strom ergibt eine Aussage über den wirtschaftlichen Erfolg von WEA und Windparks. Dies gilt für Bürgerwindanlagen ebenso wie für anderweitig betriebene WEA. Eine Besonderheit bei Bürgerwindanlagen im Vergleich zu anderweitig betriebenen WEA kann ein erhöhter Anteil an eingebrachtem Eigenkapital darstellen, für den entsprechende Renditeerwartungen zugrunde gelegt werden. Dies nimmt Einfluss auf die Höhe des kalkulatorischen Mischzinssatzes, der in die Berechnung der Stromgestehungskosten eingeht.

Am Beispiel der WEA in Fallstudie II zu Bürgerwind zeigt Abb. 2.2 die Stromgestehungskosten mit entsprechender Parametervariation (vgl. auch Fettke und Härdtlein 2016). Neben den erfassten Stromeinspeisemengen für die WEA in Fallstudie II konnte für die Berechnungen auf anlagenspezifische Angaben zu getätigten Investitionen sowie Angaben zum Anteil an Eigen- und Fremdkapital zurückgegriffen werden. Der Fremdkapitalanteil für die Bürgerwindanlagen in der Fallstudie II beträgt 50 %. Den Berechnungen wird ein Zinsansatz für das Fremdkapital von 3,8 % zugrunde gelegt (BMWi 2014a). Für die Ermittlung des kalkulatorischen Zinssatzes wird für das Eigenkapital eine Renditeerwartung von pauschal 7,5 % festgelegt. Hieraus errechnet sich ein nominaler kalkulatorischer Mischzinssatz in Höhe von 6,9 % (inklusive Gewerbe- und Körperschaftssteuer sowie Solidaritätszuschlag). Dieser wird unter Berücksichtigung einer angenommenen Inflationsrate von 2,5 % pro Jahr in einen realen kalkulatorischen Zinssatz in Höhe von 4,3 % umgerechnet und für die Berechnungen herangezogen. Die betriebsgebundenen Kosten wurden der Literatur entnommen (Wallasch et al. 2013). Die ermittelten Stromgestehungskosten lassen Rückschlüsse auf typische durchschnittliche Kosten für den betrachteten Standort zu, stellen jedoch keine Cashflowberechnung dar.

Die errechneten Stromgestehungskosten betragen, auf Basis oben genannter Datengrundlagen und Annahmen, für die beiden WEA der Fallstudie II 86,5 €/MWh. Die Erlöse der WEA richten sich nach der Vergütungshöhe je eingespeister MWh Strom nach dem zur Installationszeit jeweils geltenden EEG. Die Bürgerwindanlagen der Fallstudie II werden

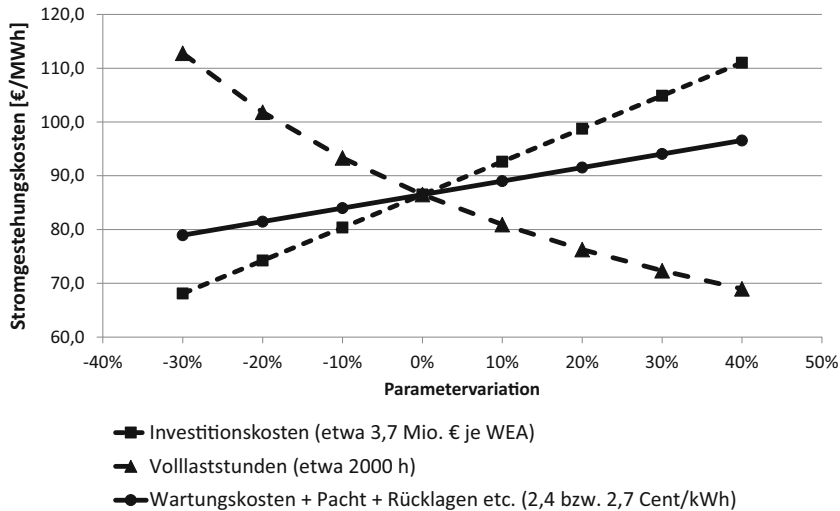


Abb. 2.2 Stromgestehungskosten und Parametervariation am Beispiel der Fallstudie II (Ausgangswerte in Klammern). WEA Windenergieanlage. (Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung, basierend auf anlagenspezifischen Daten zu Investitionskosten, Volllaststunden und Anteil an Eigen- und Fremdkapital der WEA in Fallstudie II zu Bürgerwind. Die betriebsgebundenen Kosten wurden Wallasch et al. 2013 entnommen, der Zinsansatz für Fremdkapital mit 3,8 % und eine Renditeerwartung für Eigenkapital von 7,5 % zugrunde gelegt)

nach EEG 2009 vergütet. Die durchschnittliche Höhe der Vergütung über einen 20-Jahres-Zeitraum beträgt für die betrachteten WEA 95,1 €/MWh und liegt damit 8,6 €/MWh (rund 10 %) über den berechneten durchschnittlichen Kosten.

Die Sensitivitätsanalyse in Abb. 2.2 macht jedoch deutlich, dass sich dieses Verhältnis durchaus deutlich ändern kann, wenn beispielsweise ein weniger ertragreiches Windjahr (und daraus resultierende geringere Volllaststunden) vorliegt. So hat die Höhe der jährlichen Stromproduktion – hier angezeigt über eine Variation der jährlichen Volllaststunden der WEA – einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten. Diese variieren zwischen rund 113 €/MWh bei einer Reduktion der Volllaststunden um 30 % (von 2000 auf 1400 h) und knapp 70 €/MWh bei einer Erhöhung der Volllaststunden um 40 % (von 2000 auf 2800 h). Dies zeigt die hohe Bedeutung der Wahl des Anlagenstandorts (Windhöflichkeit) sowie einer angepassten Wahl des Anlagentyps. Auch haben die Gesamtinvestitionskosten einen hohen Einfluss auf das Ergebnis (Abb. 2.2). Sie sind jedoch vorab gut zu kalkulieren und in die Kostenrechnungen einzubeziehen, während sich mit Blick auf die Volllaststunden deutliche jährliche Schwankungen ergeben können (s. Abschn. 2.1.1).

Ein wesentliches Kennzeichen der hier untersuchten Bürgerwindanlagen ist ein Eigenkapitalanteil von 50 %. Ausgehend von den Bedingungen der untersuchten WEA wird nachfolgend die Bedeutung des Eigenkapitalanteils sowie der Höhe der angesetzten

Rendite auf das Ergebnis der Stromgestehungskosten näher untersucht. Abb. 2.3 zeigt, welchen Einfluss veränderte Anteile an Eigen- und Fremdkapital sowie unterschiedliche Renditeerwartungen für das Eigenkapital auf die Stromgestehungskosten haben. Für das Fremdkapital wird von einem feststehenden Zinssatz von 3,8 % ausgegangen. Die Renditeerwartungen für das Eigenkapital werden ausgehend von den hier beispielhaft angesetzten 7,5 % zwischen 2,5 % und 10 % variiert. Der Anteil des Eigenkapitals wird – ausgehend von 50 % – zwischen 10 % und 90 % variiert (Fettke und Härdtlein 2016).

Die Renditeerwartungen gehen in den kalkulatorischen Mischzinssatz ein und wirken sich deutlich auf die Höhe der Stromgestehungskosten aus, wenn der Eigenkapitalanteil wie im Bürgerwindprojekt der Fallstudie II 50 % beträgt. Während bei einer Renditeerwartung für das Eigenkapital von 2,5 % die durchschnittlichen Stromgestehungskosten rund 71 €/MWh betragen, so steigen sie bei einer Renditeerwartung von 10 % auf rund 95 €/MWh an. Mit zunehmendem Eigenkapitalanteil fällt das Ergebnis noch deutlicher aus. Bei einem Eigenkapitalanteil von 70 % würde die Bandbreite der resultierenden Stromgestehungskosten zwischen rund 70 (bei 2,5 % Renditeerwartung) und 106 €/MWh (bei 10 % Renditeerwartung) liegen (Abb. 2.3).

Da mit zunehmendem Eigenkapitalanteil die Auswirkungen hoher Renditeerwartungen auf die Höhe der Stromgestehungskosten steigen, wurde für die hier untersuchten Bürgerwindanlagen der Fallstudie II vorab der Eigenkapitalanteil auf 50 % begrenzt. Im Verkaufsprospekt wurde von den Initiatoren und zukünftigen Betreibern der Bürgerwind-

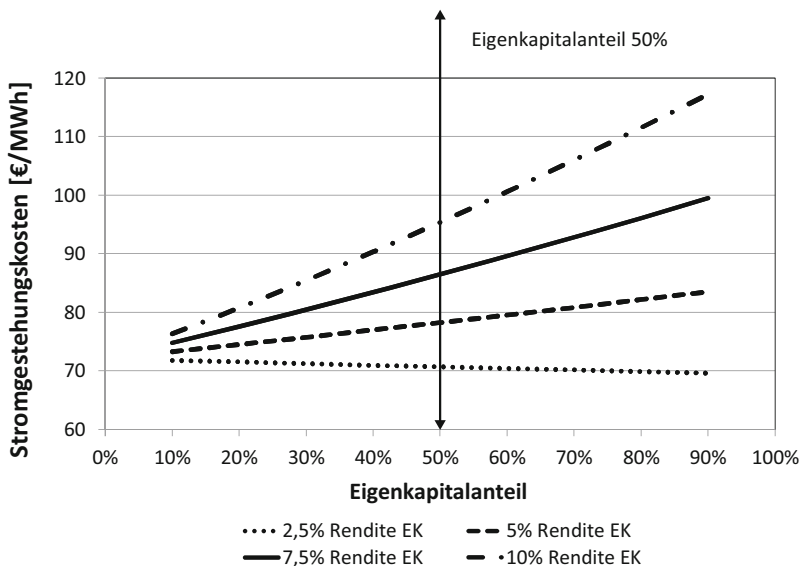


Abb. 2.3 Auswirkung unterschiedlicher Renditeerwartungen für Eigenkapital (EK) sowie unterschiedlicher EK-Anteile auf die Höhe der Stromgestehungskosten in Fallstudie II. (Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung, basierend auf Eingangsdaten zu Abb. 2.2)

anlagen darauf hingewiesen, dass ein hoher Einsatz an Eigenkapital einerseits eine breitere Beteiligungsmöglichkeit für Bürger ermöglicht, jedoch andererseits ein zu hoher Eigenkapitaleinsatz die Eigenkapitalrendite verringert. Der Eigenkapitalanteil von 50 % wurde hier als Kompromiss im Interesse der Anteilseigner gesehen.

Ein hoher Eigenkapitalanteil kann wiederum auch die Zinskonditionen für das Fremdkapital verbessern, da Banken im Allgemeinen einen besseren Zins für nachrangige Finanzierungen bzw. bei hoher Eigenleistung gewähren. Damit würde aber die Differenz zwischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung größer werden und auch auf die Renditeerwartungen der Anteilseigner durchschlagen. Für eine günstige Finanzierung einer WEA ist daher die Definition einer optimalen Mischung von Eigen- zu Fremdkapital vor dem Hintergrund der gestellten Zielsetzung sehr wichtig.

Die Windleistung ist in der dritten Potenz abhängig von der Windgeschwindigkeit. Diese ist wiederum von der standörtlichen Situation abhängig. Eine umfassende Erhebung der Windhöffigkeit und der Ertragssituation vor Ort im Rahmen der Vorprüfungsphase sind daher wesentliche Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Erfolg einer Bürgerwindanlage. Diese Maßnahmen und die daran geknüpften Vorplanungen sind mit Kosten verbunden, die von der Bürgerschaft als finanzielle Vorleistungen in das Bürgerwindvorhaben einzubringen sind (mit entsprechenden Risiken, falls beispielsweise kein geeigneter Standort identifiziert werden kann). Nach FA Wind (2015) beträgt der finanzielle Aufwand für die Vorprüfungsphase (d. h. Standorteignungsprüfung und Flächensicherung) im Allgemeinen 10–15 €/kW projektierte Anlagenkapazität. Für eine 2,3-Megawatt-WEA wie in Fallstudie II betragen die Kosten der Vorprüfung somit etwa 23.000–34.500 €. Die Phase der Vorprüfung dauert im Schnitt gut ein Jahr. An die Phase der Vorprüfung schließen sich die Planungs- und die Genehmigungsphase an, bevor das Vorhaben realisiert werden kann. Insgesamt liegen die Projektentwicklungskosten bis zum Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung im Mittel bei 70 €/kW; 80 % der in FA Wind (2015) untersuchten Vorhaben haben Kosten bis 115 €/kW. Damit summieren sich die Projektentwicklungskosten auf rund 160.000–265.000 € für eine 2,3-MW-WEA.

2.1.3 Beitrag zur Transformation des Energiesystems, technische und wirtschaftliche Erfolgsfaktoren und Hemmnisse

Bürgerwindanlagen tragen zur Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei und unterstützen damit die Transformation des Energiesystems. Sie stehen dabei den gleichen technischen Rahmenbedingungen und wirtschaftlichen Herausforderungen gegenüber wie anderweitig betriebene WEA. Hierzu zählen v. a. die Wahl eines geeigneten Standorts und Anlagentyps sowie die Rahmensetzungen des EEG. Unterschiede zeigen Bürgerwindanlagen in der Kapitalstruktur, da sie im Vergleich oftmals durch einen höheren Anteil an Eigenkapital gekennzeichnet sind. In diesem Zusammenhang kann auch die notwendige Bereitstellung von Risikokapital durch die Bürger eine Herausforderung für die Planung und Realisierung von Bürgerwindvorhaben darstellen.

Ob und in welcher Form sich Bürgerwindvorhaben am neuen Ausschreibungsmodell für WEA, das die Einspeisetarife ablösen wird, beteiligen werden, wird die nähere Zukunft zeigen.

2.2 Contracting

Nach DIN 8930-5 wird Contracting definiert als „zeitlich und räumlich abgegrenzte Übertragung von Aufgaben der Energiebereitstellung und Energielieferung auf einen Dritten, der im eigenen Namen und auf eigene Rechnung handelt“. Damit stellt Contracting ein Dienstleistungskonzept dar. Aktuell wird das Energie-Contracting durch das sog. Energieliefer-Contracting dominiert (84 %). Mit deutlichem Abstand folgen das Finanzierungs-Contracting (7 %), das Einspar-Contracting (6 %) und das Technische Anlagenmanagement (3 %; VfW 2015). Als entscheidender Vorteil des Contractings wird die Tatsache gesehen, dass der Contractor für die Umsetzung eines Projekts eine höhere professionelle Kompetenz mitbringt und technische und finanzielle Effekte daher im Vergleich mit einer Eigenprojektierung gesteigert werden können.

Von besonderer Bedeutung ist das Contracting dabei für die Wohnungswirtschaft (Prognos et al. 2013, S. 119). Eine Umfrage des Verbands für Wärmelieferung unter seinen Mitgliedern im Jahr 2014 ergab, dass sich die realisierten Contracting-Projekte folgendermaßen zuteilen lassen: Wohnungswirtschaft 52 %, Gewerbe und Industrie 24 %, öffentliche Auftraggeber 15 %, Gesundheitsimmobilien 3 %, kirchliche Einrichtungen 1 %, sonstige 5 %. Die thermische Anschlussleistung für das Jahr 2014 betrug 23.100 MW bei fossilen Energieträgern. Bei erneuerbaren Energien betrug die thermische Anschlussleistung 1575 MW und die elektrische Anschlussleistung 205 MW (VfW 2015). Unter den erneuerbaren Energien spielt Holz als Energieträger die vorherrschende Rolle.

Aktuelle politische Entscheidungen zur Energiewende setzen wesentlich auf Maßnahmen der Energieeffizienz. In diesem Zusammenhang erfährt das Einspar-Contracting eine steigende Bedeutung und politische Unterstützung (BMW 2014b). Integrierte Contracting-Konzepte, die Elemente des Energieliefer- und Einspar-Contractings kombinieren, werden ebenfalls als zukunftsfruchtig beurteilt und ihre Entwicklung vorangetrieben (Fettke et al. 2014).

2.2.1 Stand der Technik

Grundsätzlich kann mit Contracting der Einsatz verschiedenster effizienter Energietechnologien sowie der Einsatz erneuerbarer Energien verbunden sein. Contracting-Vorhaben sind damit nicht technologiegebunden, sondern es werden individuelle Lösungen erarbeitet, die sowohl auf den Einsatz konventioneller als auch erneuerbarer Technologien zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung zurückgreifen.

Wird im Rahmen des Energieliefer-Contractings beispielsweise der alte, ineffiziente Heizkessel durch eine moderne Installation bzw. eine KWK ersetzt und/oder werden technische Maßnahmen zur Instandhaltung und regelmäßigen Wartung vereinbart, leistet das Contracting einen Beitrag zur Erhöhung der Effizienz der Energieversorgung des Gebäudes und ermöglicht CO₂-Einsparungen. Die Höhe der erzielbaren Reduktionen hängt u. a. davon ab, ob in den Projekten ausschließlich ein Tausch der Heizzentrale erfolgt oder aber ein Wechsel in der Energieversorgungstechnik bzw. ein Energieträgerwechsel, d. h. ein Wechsel zu erneuerbaren Energien bzw. fossiler Energieträgerwechsel (z. B. von Heizöl zu Erdgas), stattfindet. Nachfolgend wird beispielhaft auf Auswertungen in Bleyl-Androschin und Seefeldt (2012, S. 21 ff.) verwiesen, die bezogen auf Projekte zum Energieliefer-Contracting Größenordnungen an mittleren CO₂-Einsparungen angegeben haben:

- Mittlere CO₂-Einsparungen von rund 15 %. Projekte ohne Energieträgerwechsel, aber gegebenenfalls Einbau einer effizienteren Heizzentrale oder Durchführung von Optimierungsmaßnahmen.
- CO₂-Einsparungen zwischen 90 und 40 %. Projekte mit Energieträgerwechsel, d. h. Wechsel zu erneuerbaren Energien bzw. fossiler Energieträgerwechsel (beispielsweise von Heizöl zu Erdgas), zum Teil mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen. In diese Gruppe fiel die Mehrzahl der ausgewerteten Objekte.
- CO₂-Einsparung von bis zu 200 %. Umstellung auf KWK-Anlagen mit regenerativen Brennstoffen und Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz.

Die Tab. 2.2 und 2.3 zeigen für die Fallstudien I und II zu Contracting die erzielten Einsparungen an Treibhausgasemissionen (als CO_{2Äq}) im Rahmen der durchgeführten Contracting-Maßnahmen. Die beiden realisierten Vorhaben können mit Blick auf die deutlichen CO_{2Äq}-Einsparungen als positiv eingestuft werden. In der Fallstudie I zu Contracting wurde im Rahmen des Contracting-Vorhabens ein Nahwärmenetz errichtet, das verschiedene Liegenschaften von Stadt und Land einbezog. Es wurden zwei neue Pelletkessel (Grundlastkessel) installiert, bereits vorhandene fossil befeuerte Gaskessel blieben lediglich als Spitzenlastkessel im Einsatz. Das Konzept gewährleistet, dass rund 80 % des Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien, hier Pellets, bereitgestellt werden können. Tab. 2.2 gibt einen Überblick über die Ausgangssituation sowie die Bedingungen nach der Contracting-Maßnahme. Die Einsparungen an CO_{2Äq}-Emissionen resultieren u. a. aus der gezielten Auslegung der neu installierten Pelletkessel sowie der Umstellung des Energieträgers auf (vorwiegend) Pellets.

In der Fallstudie II konnte im Rahmen des realisierten Contractings u. a. durch Modernisierungen und technische Maßnahmen der Wärmeenergiebedarf von 3800 auf 3435 MWh/Jahr, also um rund 10 % reduziert werden. Die zwei neu installierten, mit Erdgas betriebenen Grundlastblockheizkraftwerke decken 52 % des jährlichen Wärmebedarfs ab. Sie stellen sowohl Wärme als auch Strom bereit, was zu einer Erhöhung der Gesamteffizienz beiträgt. Die vorhandenen mit Erdgas betriebenen Spitzenlastkessel blieben weiterhin in Betrieb. Auch in diesem Fallbeispiel kann mit der durchgeführten

Tab. 2.2 Wärmebedarf und Treibhausgasemissionen (als CO₂Äq) für die Ausgangssituation und Contracting-Maßnahme in der Fallstudie I. (Quelle: Fettke und Härdtlein 2015a)

<i>Ausgangssituation</i>	
Jährlicher Wärmebedarf – Einsatz Erdgas	1697 MWh
Jährlicher Wärmebedarf – Einsatz Strom für Elektrospeicherheizung	25 MWh
Resultierende jährliche Treibhausgasemissionen ^a	434 t CO ₂ Äq
<i>Contracting-Maßnahme</i>	
Jährlicher Wärmebedarf – Einsatz Pellets (Grundlast)	1600 MWh
Jährlicher Wärmebedarf – Einsatz Erdgas (Spitzenlast)	238 MWh
Resultierende jährliche Treibhausgasemissionen ^a	102 t CO ₂ Äq
<i>Differenz der jährlichen Treibhausgasemissionen zwischen Ausgangssituation und Contracting-Maßnahme</i>	<i>332 t CO₂Äq</i>

^aEmissionsfaktoren nach KEA (2014): Erdgas: 0,247 kg CO₂Äq/kWh, Strom (Bundesmix): 0,606 kg CO₂Äq/kWh, Holzpellets: 0,027 kg CO₂Äq/kWh

Tab. 2.3 Wärmebedarf und Treibhausgasemissionen (als CO₂Äq) für die Ausgangssituation und Contracting-Maßnahme in der Fallstudie II. (Quelle: Fettke und Härdtlein 2015b)

<i>Ausgangssituation</i>	
Erdgasbedarf	4470 MWh
Resultierende jährliche Treibhausgasemissionen ^a	1104 t CO ₂ Äq
<i>Contracting-Maßnahme</i>	
Erdgasbedarf Grundlast Blockheizkraftwerk	3195 MWh
Erdgas- bzw. Heizölbedarf Spitzenlastkessel ^b	1940 MWh
Resultierende Treibhausgasemissionen ^a	1268 t CO ₂ Äq
Erzeugte Strommenge in Grundlast Blockheizkraftwerk	1102 MWh
Stromgutschrift bezüglich Treibhausgasemissionen ^a	510 t CO ₂ Äq
Gesamte, der Contracting-Maßnahme anrechenbare Treibhausgasemissionen	759 t CO ₂ Äq
<i>Differenz der jährlichen Treibhausgasemissionen zwischen Ausgangssituation und Contracting-Maßnahme</i>	<i>345 t CO₂Äq</i>

^aEmissionsfaktoren nach KEA (2014): Erdgas: 0,247 kg CO₂Äq/kWh, Strom (Bundesmix): 0,606 kg CO₂Äq/kWh, Heizöl: 0,319 kg CO₂Äq/kWh

^bAnnahme, dass 50 % der Spitzenlast durch Erdgas und 50 % der Spitzenlast durch Heizöl abgedeckt wird

Contracting-Maßnahme ein deutlicher Beitrag zur CO₂Äq-Reduktion geleistet werden. Diese Einsparungen resultieren u. a. aus reduzierten Wärmebedarfswerten aufgrund technischer Erneuerungsmaßnahmen und aus den Gesamteffizienzsteigerungen, die durch die neu installierten Blockheizkraftwerk(BHKW)-Anlagen gegeben sind.

2.2.2 Wirtschaftliche Aspekte

Energieeinsparungen bei Contracting-Projekten im Bestand gehen häufig mit Kosteneinsparungen gegenüber der Ausgangssituation einher. Eine Auswertung von 17 Contracting-Projekten durch die Landesenergieagentur KEA hat erbracht, dass je nach Projekt die Energieeinsparungen zwischen rund 20 und 50 % liegen, die entsprechenden Kosteneinsparungen zwischen 20 und knapp 70 % (KEA zitiert in UM-BW 2015, S. 14).

Bei der Erörterung wirtschaftlicher Aspekte bzw. der Entscheidung für oder gegen eine Contracting-Maßnahme ist zwischen der Sichtweise des Contracting-Nehmers und des Contractors zu unterscheiden. Für den potenziellen Contracting-Nehmer sind die durch das Contracting anfallenden Kosten den Kosten einer Durchführung in Eigenregie gegenüber zu stellen. Letztere werden durch eine Vollkostenrechnung über die vorgesehene Vertragslaufzeit ermittelt. In Anlehnung an VDI 2067 (Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen) werden dabei die erwarteten Investitionskosten für die Energieerzeugungsanlage, etwaige Nachrüstungen und Sanierungen, sämtliche betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für z. B. Brennstoff, Strom, Wartung und Instandhaltung sowie sonstige Kosten (exemplarisch Versicherung) berücksichtigt. Liegt über die gesamte Vertragslaufzeit gerechnet der jeweilige Barwert der Energielieferung des Contractors unterhalb eines vorab rechnerisch ermittelten Barwerts der Maßnahme in Eigenregie, dann wird sich der Contracting-Nehmer für eine Vergabe entscheiden. Sind die vom Contractor angebotenen Konditionen ungünstiger als die Kosten der Eigenversorgung, wird sich der Contracting-Nehmer gegen die Vergabe entscheiden und das Projekt u. U. unter veränderten Bedingungen neu ausschreiben (STMI Bayern 2013, S. 5 f.; Fettke et al. 2014).

Der Contracting-Nehmer kann aber höhere spezifische Kosten im Rahmen des Contractings (verglichen zum Fall Eigenregie) akzeptieren, wenn er in seine Entscheidung mit einbezieht, dass Risiken wie ein Ausfall der Heizungsanlage durch den Contractor getragen werden und er selbst kein spezifisches Fachwissen oder technische Kenntnisse für den Betrieb der Heizungsanlage einbringen muss. Der Contractor übernimmt weitgehend das Finanzierungs- und Erfolgsrisiko, während der Contracting-Nehmer einen festgelegten monatlichen Betrag für den Energiebezug zu entrichten hat. Dieser setzt sich zusammen aus einem Grundkostenanteil zur Refinanzierung der Kapitalkosten (fixer Grundpreis), einem verbrauchsabhängigen Kostenanteil (Arbeitspreis) sowie gegebenenfalls einer Dienstleistungspauschale (zusätzlicher Messpreis) (Bäsmann 2011). Die Preise unterliegen fest vereinbarten Preisgleitklauseln, um Änderungen der Brennstoffpreise sowie Lohn- und Materialkosten an den Kunden weitergeben zu können (STMI Bayern 2013). Der Contracting-Nehmer muss dabei keine (zumeist hohen) Anfangsinvestitionen aufbringen. Dies kann die Entscheidung für die Durchführung von Effizienzmaßnahmen bei der Energieversorgung erleichtern. In dieser Hinsicht kann durch Contracting ein Beitrag zur Überwindung von Investitionshemmnissen geleistet werden.

Der Blick auf wirtschaftliche Aspekte und die Realisierung von Contracting-Vorhaben kann für verschiedene Contracting-Nehmer-Gruppen und Projektgrößen unterschiedliche

Lokale Impulse für Energieinnovationen

Bürgerwind, Contracting, Kraft-Wärme-Kopplung, Smart
Grid

Fuchs, G. (Hrsg.)

2017, XVIII, 254 S. 36 Abb., Hardcover

ISBN: 978-3-658-14800-3