

# Konzept eines energieautarken Hafens als Beitrag zu grünen und robusten Lieferketten

Björn Asdecker, Christian Schad, Clemens Wieban, Immanuel Zitzmann

Otto-Friedrich-Universität Bamberg,  
Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insb. Produktion und Logistik,  
Feldkirchenstr. 21, 96052 Bamberg,  
[bjorn.asdecker@uni-bamberg.de](mailto:bjorn.asdecker@uni-bamberg.de)

1	Einleitung, Motivation und Zielsetzung	150
2	Theoretische Grundlagen	151
3	Das Konzept eines energieautarken Hafens	152
4	Validierung im Rahmen einer Fallstudie	154
5	Schlussbetrachtung und Ausblick	161
6	Literatur	162

## *Abstract*

*In Germany, the recently decided withdrawal from the nuclear energy program leads to two supply chain risk categories that have received little attention so far: blackouts in the short run and increasing energy costs in the long run. Taking these risks requires innovative concepts. This article focuses on ports and aims at developing a procedure to assess the feasibility of energy self-sufficiency.*

*From a methodological perspective this paper is mainly conceptual. The general idea of an energy self-sufficient port employs the theory of prosuming as its theoretical foundation. We further validated the applicability of the approach in a case study.*

## 1 Einleitung, Motivation und Zielsetzung

Seit der Verabschiedung des Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes am 30. Juni 2011 durch den Deutschen Bundestag steht fest, dass die letzten deutschen Atomkraftwerke (AKW) im Jahr 2022 vom Netz gehen und nicht mehr für die Energieversorgung zur Verfügung stehen.<sup>1</sup> Vor dem Hintergrund, dass die AKW-Betreiber die überdurchschnittlichen Renditen aufgrund der ungeklärten Endlagerfrage und des unversicherbaren Restrisikos hauptsächlich auf Kosten zukünftiger Generationen erwirtschaften, ist diese Entscheidung aus der Perspektive einer nachhaltigen Entwicklung generell zu begrüßen. Allerdings gehen damit gleichzeitig große Herausforderungen einher. Die Bundesnetzagentur warnt bereits eindringlich vor Versorgungsengpässen, die es unter der Berücksichtigung bestehender Nachhaltigkeitsprogramme zu schließen gilt. Im aktuellen integrierten Energie- und Klimaprogramm setzt sich die Bundesregierung das konkrete Ziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40% gegenüber dem Referenzwert von 1990 zu senken.<sup>2</sup> Aus diesem Grund muss der Anteil an regenerativen Energiequellen in der Stromproduktion signifikant zunehmen, was weitere Veränderungen nach sich zieht. Wurde der Strom bisher hauptsächlich an einigen wenigen zentralen Standorten erzeugt, erfordern regenerative Energiequellen dezentrale Strukturen. Es ist davon auszugehen, dass die Versorgungsunternehmen die notwendigen Investitionen in Milliardenhöhe langfristig auf den Strompreis umlegen.<sup>3</sup>

Demnach ergeben sich für Unternehmen aus dem Atomausstieg zwei bisher wenig beachtete Risikokategorien: kurzfristig unvorhergesehene Stromausfälle und langfristig steigende Energieversorgungskosten. Um den beschriebenen Unsicherheiten entgegen zu treten, sind neuartige Standortkonzepte notwendig. Dieser Beitrag fokussiert dabei auf Häfen, die als Vermieter und Verpächter von Hafenflächen<sup>4</sup> ein großes Interesse an der dauerhaften Wettbewerbsfähigkeit der dort ansässigen Unternehmen haben. Eine Möglichkeit den Risiken vorzugreifen, besteht darin, sich von der externen Energieversorgung zu lösen und selbst als Produzent aufzutreten. Aufbauend auf dem theoretischen Bezugsrahmen des „Prosumings“ verfolgt der vorliegende Essay das Ziel, eine Entscheidungsunterstützungsmethodik zu entwickeln, die die Realisierbarkeit eines energieautarken Hafens systematisch überprüft. Die Anwendbarkeit des Konzepts wird abschließend im Rahmen einer Fallstudie veranschaulicht.

Der weitere Aufbau des vorliegenden Artikels gliedert sich in vier Abschnitte. Nach der Erörterung der theoretischen Grundlagen im zweiten Passus, erläutert das dritte

---

<sup>1</sup> Vgl. BMU (2011a).

<sup>2</sup> Vgl. BMU (2007), S. 1.

<sup>3</sup> Die Kosten für den Netzausbau lassen sich derzeit noch nicht genau abschätzen. Aktuelle Untersuchungen weisen eine enorme Bandbreite auf. Eine Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) veranschlagt den Ausbaubedarf auf 195.000 Kilometer, wohingegen eine Analyse des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) von 380.000 Kilometern ausgeht. Daraus ergibt sich ein Investitionsbedarf von 13 bzw. 27 Mrd. €. Vgl. BDEW (2011), S. 3.

<sup>4</sup> Vgl. Fischer/Foißner (2002), S. 157; Clasmeier (2009), S. 99.

Kapitel das Konzept des energieautarken Hafens. Den dabei vorgestellten Prozess zur Abschätzung der Realisierbarkeit validiert die im vierten Gliederungspunkt beschriebene Fallstudie. Den Abschluss bildet ein zusammenfassendes Resümee, welches den Beitrag des vorgestellten Konzepts zu grünen und robusten Lieferketten herausstellt.

## 2 Theoretische Grundlagen

Ursprünglich als Ankerplatz für Schiffe konzipiert, haben sich Binnenhäfen mittlerweile zu zentralen multimodalen Umschlagpunkten in Supply Chains gewandelt. Neben dieser Entwicklung erschließen sich Häfen bzw. ihre Betreibergesellschaften durch die Vermietung und Verpachtung von Flächen sowie dem Angebot von Logistikdienstleistungen neue Erlöspotenziale.<sup>5</sup>

In einem Hafen kommen entsprechend des angebotenen Leistungsspektrums verschiedene Transportträger zum Einsatz. Außer den obligatorischen Schiffen hat sich zur Sicherstellung des Hinterlandverkehrs unter dem Stichwort der Trimodalität eine zusätzliche Kombination mit Eisenbahn und Lastkraftwagen (LKW) als zuverlässig erwiesen. Den weitaus größten Anteil am kombinierten Verkehr nehmen dabei aktuell und auch zukünftig LKW-Transporte ein.<sup>6</sup> Ein Grund hierfür ist, dass die Zieldestinationen in vielen Fällen über keine direkte Bahnanbindung verfügen und die Alternative des Schienenverkehrs gegenüber dem direkten LKW-Transport aufgrund des unvermeidbaren Umschlagvorgangs für die „letzte Meile“ als unrentabel erscheint.

Zwar basiert der LKW-Antrieb derzeit überwiegend auf Dieselmotoren, die durch die Kraftstoffverbrennung Energie erzeugen. Jedoch sollen diese mittel- bis langfristig aufgrund der besseren CO<sub>2</sub>-Bilanz und der geringeren Abhängigkeit vom knappen Rohstoff Öl durch Elektromotoren ersetzt werden.<sup>7</sup> Beispiele für den zunehmenden Durchdringungsgrad der Elektromobilität finden sich bei führenden Logistikdienstleistern. So setzt z.B. die Firma United Parcel Service (UPS) bereits heute 1.600 rein elektrisch betriebene Kleinlasteinheiten ein.<sup>8</sup> Sicherlich wirken aktuell noch die beschränkte Leistungsfähigkeit und Haltbarkeit der Akkumulatoren als limitierende Faktoren für einen flächendeckenden Einsatz im Schwerlastverkehr<sup>9</sup>, allerdings gibt die zügig voranschreitende Forschung in Verbindung mit dem derzeitig vorhandenen politischen Willen<sup>10</sup> Anlass zur begründeten Hypothese, dass der Durchdringungsgrad der Elektromobilität zeitnah zunimmt.

---

<sup>5</sup> Vgl. Fischer/Foßner (2002), S. 157; Mester (2005), S. 45-50; Clasmeier (2009), S. 99.

<sup>6</sup> Vgl. Forschungs-Informationssystem (2011).

<sup>7</sup> Vgl. Kortlüke/Pieprzyk (2010), S. 33-34.

<sup>8</sup> Vgl. Grünig (2011), S. 51.

<sup>9</sup> Die aktuell im Einsatz befindlichen Akkumulatoren weisen eine Reichweite zwischen 70 und 130 Kilometern auf. Vgl. Grünig (2011), S. 50-52.

<sup>10</sup> Vgl. Bundesregierung (2009), S. 2.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich der Hauptenergiebedarf eines Hafens zukünftig auf drei Komponenten verteilt:

1. den Hafenanlagen zur Durchführung der logistischen Dienstleistungen,
2. den Wertschöpfungsprozessen, der im Hafen ansässigen Unternehmen, sowie
3. den auf Elektromobilität basierenden Transporten im Hinterlandverkehr.

### 3 Das Konzept eines energieautarken Hafens

Um den Risiken kurzfristig unvorhergesehener Stromausfälle und langfristig steigender Energieversorgungskosten proaktiv vorzugreifen und die Robustheit der Supply Chain zu erhöhen, ergibt sich die Notwendigkeit, den im voranstehenden Abschnitt formulierten Energiebedarf unabhängig von externen Einflüssen und Effekten sicherzustellen. Diese Vision wird im Folgenden als „Konzept eines energieautarken Hafens“ bezeichnet. Der grundlegende Gedanke des Zukunftsszenarios besteht darin, den Energiebedarf durch eigene Quellen zu decken. Da der Hafen demnach einerseits als produzierende, andererseits als verbrauchende Institution auftritt, eignet sich das Konstrukt des „Prosumers“ bzw. des „Prosumings“ als übergeordneter theoretischer Bezugsrahmen.

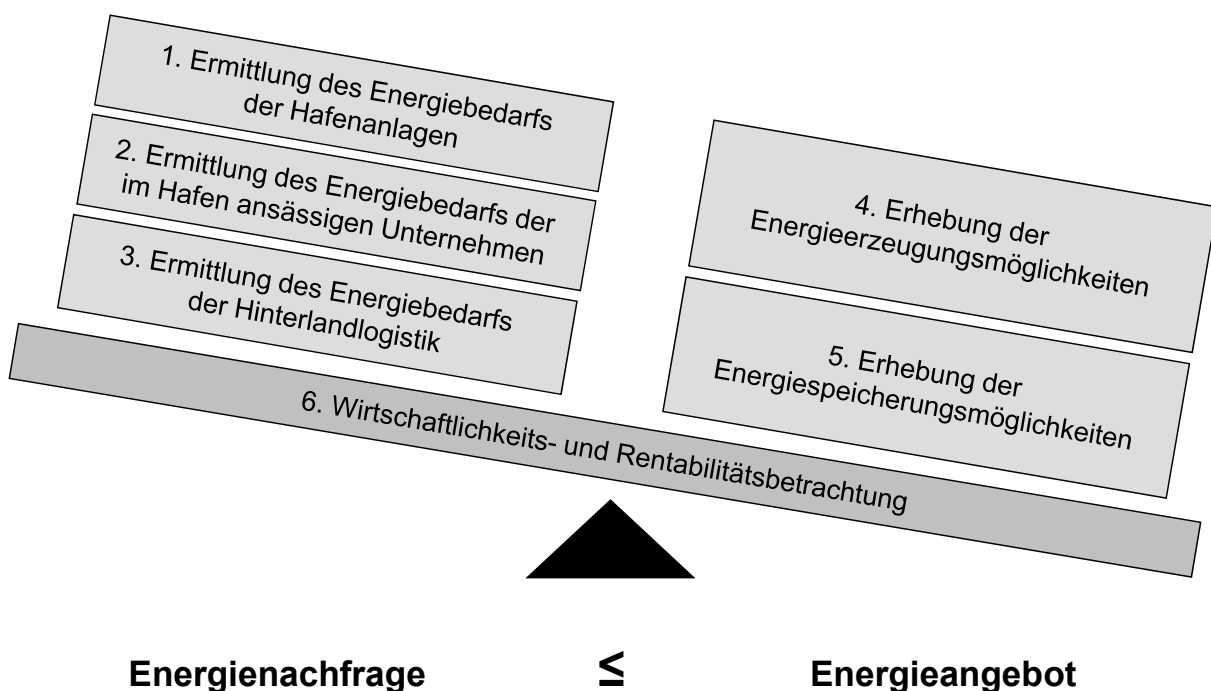


Abb. 1: Prozess zur Überprüfung der Realisierbarkeit eines energieautarken Hafens

Laut Toffler (1980) konsumiert ein „Prosumer“ die von ihm selbst hergestellten Güter, was eine Abgrenzung von Produzent und Konsument verhindert.<sup>11</sup> Vielmehr verschmelzen die Rollen beider Marktakteure.<sup>12</sup> Normann (1984) entwickelt diesen Ge-

<sup>11</sup> Vgl. Toffler (1980), S. 273.

<sup>12</sup> Vgl. Bandulet/Morasch (2005), S. 251.

danken weiter, indem er Prosuming mit jeglicher Form der Kundenpartizipation gleichsetzt.<sup>13</sup> Der Gedanke des Prosumings findet in der Energiewirtschaft breite Anwendung, wenn Verbraucher bspw. einen Teil ihres Energiebedarfs mithilfe von Solaranlagen selbst produzieren und die verbleibende Menge gegen eine Vergütung in das allgemeine Energienetz einspeisen. Folgerichtig muss zur autarken Energieversorgung eines Hafens sowohl die Konsumenten- bzw. Nachfrage- als auch die Produzenten- bzw. Angebotsseite detailliert betrachtet werden, um die geforderte Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Zur Überprüfung, ob das Konzept im Einzelfall anwendbar ist, dient der in Abbildung 1 vorgestellte sechsstufige Prozess. Darin zielen die ersten fünf Schritte auf die technische Machbarkeit, die abschließende Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsbetrachtung auf die betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit ab.

Die Rolle des übergeordneten Entscheidungskriteriums nimmt das zentrale Charakteristikum eines energieautarken Hafens ein, welches darin besteht, dass das Energieangebot die -nachfrage zu jedem Zeitpunkt übersteigt. Bei der Anwendung sind innerhalb der einzelnen Prozessphasen folgende Rahmenbedingungen zu beachten:

1. *Ermittlung des Energiebedarfs der Hafenanlagen:*

Ausgangspunkt des Prozesses ist die Energiebedarfsermittlung der Hafenanlagen, das heißt deren Strom- und Wärmeverbrauch. Da die Hafengesellschaft meist als Projektkoordinator fungiert, sind diese Daten verhältnismäßig einfach durch eine Fortschreibung der Verbrauchswerte vergangener Planungsperioden zu erheben.

2. *Ermittlung des Energiebedarfs der im Hafen ansässigen Unternehmen:*

Der zweite Schritt fokussiert auf die hafenansässigen Unternehmen. Deren Energiebedarf lässt sich entweder direkt abfragen oder über den Strom- und Wärmeverbrauch pro Mitarbeiter überschlagen. Eine Abschätzung empfiehlt sich insbesondere während der internen Grobplanungsphase.

3. *Ermittlung des Energiebedarfs der Hinterlandlogistik:*

Eine Herausforderung stellt die Energiebedarfsermittlung des Hinterlandverkehrs dar. Um die politisch angestrebte Elektrifizierung der Hinterlandlogistik schon bei der Konzeptentwicklung adäquat zu berücksichtigen, wird angenommen, dass bereits zum aktuellen Zeitpunkt alle Hinterlandtransporte durch Elektro-LKW erfolgen. Für die Berechnung des Energiebedarfs bilden die umgeschlagenen Gütermengen die Analysegrundlage.

4. *Erhebung der Energieerzeugungsmöglichkeiten:*

Als regenerative Energiequellen eignen sich in einem Hafen Photovoltaik (PV)-Anlagen, die die elektromagnetische Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie (Elektrizität) umwandeln.<sup>14</sup> PV-Anlagen verfügen in Nord- und Mitteleuropa aufgrund der mangelnden Strahlungsintensität maximal über einen Wir-

<sup>13</sup> Vgl. Normann (1984), S. 51.

<sup>14</sup> Für eine vertiefende Darstellung vgl. Pelte (2010), S. 161-163.

kungsgrad von 15%.<sup>15</sup> Biomasse stellt ebenfalls eine adäquate Energiequelle dar. In Biomassekraftwerken werden feste Energieträger in vollautomatischen Anlagen verfeuert oder die Wärme der organischen Vergärung genutzt.<sup>16</sup> Bei optimaler Auslastung lassen sich Wirkungsgrade von über 90% erzielen. Ein thermodynamischer Kreislauf ermöglicht ferner die Umwandlung der gewonnenen Wärmeenergie zu elektrischem Strom.<sup>17</sup> Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems liegt dann bei circa 85%. Einen weiteren Ansatz zur regenerativen Energieerzeugung bildet die sogenannte Geothermie. Hierbei wird durch Bohrungen oder Kollektoren die thermische Energie des Erdinneren genutzt, um einerseits mit Fernwärmesystemen den Bedarf an Heizungs- oder Prozesswärme zu decken und andererseits Elektrizität zu erzeugen. Während für die Heizungs- und Prozesswärmenutzung schon Temperaturen ab 50°C ausreichen, erfordert die Stromerzeugung Temperaturen von mehr als 100°C.<sup>18</sup> Ein großer Vorteil der Biomasse und Geothermie gegenüber PV-Installationen besteht in der Zuverlässigkeit der Energiequellen, die sich als grundlastfähig erweisen.

5. *Erhebung der Energiespeicherungsmöglichkeiten:*

Da die Energieproduktion aus regenerativen Quellen Schwankungen unterworfen ist, gilt es, diese durch die Energiespeicherung auszugleichen. Neben der Stabilisierung des Stromnetzes haben Energiespeicher die Aufgabe, einen Erzeugungsausgleich zu schaffen, Netzengpässe zu überwinden und Spitzenlasten abzufangen. Die Energiespeicher lassen sich in thermische (z.B. Wärmespeicher), mechanische (z.B. Pump- und Druckluftspeicher), elektrische (z.B. Kondensatoren) sowie chemische Formen (z.B. Batterien/Akkumulatoren und Methanspeicher) unterteilen.<sup>19</sup>

6. *Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsbetrachtung:*

Kann der in den ersten drei Prozesselementen bestimmte Energiebedarf durch das im vierten sowie fünften Schritt ermittelte Energieangebot gedeckt werden, ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht abschließend eine Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsrechnung durchzuführen.

Die Anwendbarkeit des beschriebenen Prozesses zeigt die im nachstehenden Abschnitt beschriebene Fallstudie.

#### 4 Validierung im Rahmen einer Fallstudie

Die folgenden Analyseschritte basieren auf den realen Daten eines europäischen Binnenhafens. Alle genannten Werte beziehen sich, falls nicht anders angegeben, auf das Geschäftsjahr 2010. Da der Studienpartner den Wunsch der Anonymität hegt, wird

<sup>15</sup> Vgl. Pelte (2010), S. 164.

<sup>16</sup> Vgl. Quaschnig (2009), S. 339-341.

<sup>17</sup> Für eine vertiefende Darstellung vgl. Quaschnig (2009), S. 144-146.

<sup>18</sup> Vgl. Wesselak/Schabbach (2009), S. 256.

<sup>19</sup> Vgl. Radgen (2007), S. 7; Völler (2010), S. 8.

dieser im Folgenden fiktiv als Greenport bezeichnet. Um einen Rückschluss von den Daten auf den Hafenbetreiber zu verhindern, wurden ferner sämtliche firmenbezogenen Parameterwerte mit einem konstanten Faktor multipliziert. Dadurch bleibt die Aussagekraft der durchgeführten Berechnungen erhalten. Das weitere Vorgehen orientiert sich an dem im dritten Kapitel vorgestellten Rahmenprozess.

#### 4.1 Ermittlung des Energiebedarfs der Hafenanlagen

Auf Anfrage übermittelte die Greenport-Controllingabteilung einen jährlichen Strombedarf in Höhe von 331.800 Kilowattstunden (kWh) für die im Hafen in Eigenverantwortung betriebenen Anlagen und Gebäude. Zusätzlich beläuft sich der Bedarf an Wärmeenergie auf 854.200 kWh im Jahr.

#### 4.2 Ermittlung des Energiebedarfs der im Hafen ansässigen Unternehmen

Die Abschätzung des Strom- und Wärmebedarfs der hafenansässigen Unternehmen stützt sich auf Daten der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit in Auftrag gegebenen Studie zum Thema Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).<sup>20</sup> In dieser sind die spezifischen branchenabhängigen Energieverbräuche pro Beschäftigtem angegeben. Für die hafenansässigen Betriebe mit insgesamt von 13.000 Mitarbeitern ergibt sich für den Stromverbrauch das in Tab. 1 beschriebene Bild.

Branche	Anzahl Beschäftigte	Stromverbrauch / Beschäftigte (in kWh)	Stromverbrauch (in kWh)
Sonstige betriebliche Dienstleistungen	5.280	1.671	8.822.880
Herstellungsbetriebe	1.056	4.687	4.949.472
Handel	1.716	5.139	8.818.524
Spedition, Lagerei, Verkehrsvermittlung	4.948	1.659	8.208.732
Gesamt			30.799.608

Tab. 1: Jährlicher Stromverbrauch innerhalb des Greenports

Die Berechnung des Wärmeverbrauchs vollzieht sich analog zur Kalkulation des Strombedarfs. Die entsprechenden Ergebnisse führt Tab. 2 auf.

Branche	Anzahl Beschäftigte	Wärmeverbrauch / Beschäftigte (in kWh)	Wärmeverbrauch (in kWh)
Sonstige betriebliche Dienstleistungen	5.280	6.238	32.936.640
Herstellungsbetriebe	1.056	10.819	11.424.864
Handel	1.716	9.083	15.586.428
Spedition, Lagerei, Verkehrsvermittlung	4.948	4.271	21.132.908
Gesamt			81.080.840

Tab. 2: Jährlicher Wärmeverbrauch innerhalb des Greenports

<sup>20</sup> Vgl. Schломann et al. (2004), S. 108, 114.

### 4.3 Ermittlung des Energiebedarfs der Hinterlandlogistik

Im nächsten Schritt erfolgt die Energiebedarfs-Berechnung der Hinterlandlogistik, die bereits zum jetzigen Zeitpunkt die von der politischen Agenda angestrebte Elektrifizierung präventiv berücksichtigt. Hierfür wird der prognostizierte Greenport-Güterumschlag mit dem durchschnittlichen Energieverbrauch pro umgeschlagener Tonne (DEVUT) multipliziert. Der DEVUT berechnet sich wie folgt<sup>21</sup>:

$$DEVUT = \frac{\text{Primärenergieverbrauch}}{\text{Ladungsaufkommen}} = \frac{711.300 \text{ Mio. MJ}}{3.062,1 \text{ Mio. t}} = 232,29 \frac{\text{MJ}}{\text{t}} \quad (1)$$

Im zugrunde gelegten Geschäftsjahr 2010 betrug der Güterumschlag 23.928 t, was zu einem Energiebedarf in Höhe von 1,55 GWh führt<sup>22</sup>:

$$\begin{aligned} \text{Energiebedarf} &= DEVUT \cdot \text{LKW Güterumschlag} = 232,29 \frac{\text{MJ}}{\text{t}} \cdot 23.928 \text{ t} \\ &= 5.558.235,12 \text{ MJ} = 1.545.189,36 \text{ kWh} \approx 1,55 \text{ GWh} \end{aligned} \quad (2)$$

Insgesamt ergibt sich demnach ein Strombedarf in Höhe von 32,68 GWh und ein Wärmebedarf in Höhe von 81,93 GWh, die es durch regenerative Energiequellen zu decken gilt.

$$\text{Gesamtstrombedarf} = 0,33 \text{ GWh} + 30,80 \text{ GWh} + 1,55 \text{ GWh} = 32,68 \text{ GWh} \quad (3)$$

$$\text{Gesamtwärmebedarf} = 0,85 \text{ GWh} + 81,08 \text{ GWh} = 81,93 \text{ GWh} \quad (4)$$

### 4.4 Erhebung der Energieerzeugungsmöglichkeiten

Aus den vorgestellten Energieerzeugungsarten eignen sich für diesen Binnenhafen insbesondere PV-Anlagen sowie Biomasseheizkraftwerke (BHKW). Zunächst ist eine Ermittlung der Fläche erforderlich, welche für den Einsatz von PV-Anlagen zur Verfügung steht. Aufgrund von Oberlichtern, Schattenwurf sowie statischen Gesichtspunkten ist ein Abschlag von 60% zu beachten. Die effektive Nutzfläche berechnet sich daher folgendermaßen.

$$\text{Nutzfläche} = \text{Gesamtfläche} \cdot \text{Nutzungsfaktor} = 484.973,59 \text{ m}^2 \cdot 0,4 = 193.989,44 \text{ m}^2 \quad (5)$$

Bei der Energiegewinnung durch PV-Installationen gilt grundsätzlich, dass 8 m<sup>2</sup> PV-Zellen durchschnittlich 1 Kilowatt Peak (kW<sub>p</sub>) Leistung erzielen<sup>23</sup>, was die nachstehende Spitzenleistung (SpL) zur Folge hat.

<sup>21</sup> Vgl. Kolodziej (2009), S. 10-12.

<sup>22</sup> Der Umrechnungsfaktor beträgt 0,278 kWh/MJ.

<sup>23</sup> Vgl. Adam (2003), S. 474.



$$SpL = \frac{\text{Nutzbare Fläche}}{\text{Ø Flächenleistung}} = \frac{193.989,44 \text{ m}^2}{8 \frac{\text{m}^2}{\text{kW}_p}} = 24.248,68 \text{ kW}_p \quad (6)$$

Zur Bestimmung der erzielbaren Leistung ist es notwendig, die  $\text{kW}_p$  in  $\text{kWh}$  umzurechnen. In den mittel- bis nordeuropäischen Breitengraden des Hafenstandorts schwanken die dafür verwendbaren Werte zwischen circa  $700 \text{ kWh/kW}_p$  und  $1100 \text{ kWh/kW}_p$ <sup>24</sup>, sodass für die vorliegende Berechnung der Mittelwert von  $900 \text{ kWh/kW}_p$  herangezogen wird:

$$\begin{aligned} \text{Erzielbare Leistung} &= SpL \cdot \text{Umrechnungsfaktor} = 24.248,68 \text{ kW}_p \cdot 900 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} \\ &= 21.823.812 \text{ kWh} \approx 21,82 \text{ GWh} \end{aligned} \quad (7)$$

Damit decken die PV-Anlagen 66,77% des Stromverbrauchs ab.

$$\text{Stromabdeckung} = \frac{\text{Gesamtleistung}}{\text{Stromverbrauch}} = \frac{21,82 \text{ GWh}}{32,68 \text{ GWh}} = 0,6677 = 66,77 \% \quad (8)$$

Bezeichnung	Energiemengen
Gesamte erzeugte Strommenge	$21,82 \text{ GWh} + 15,00 \text{ GWh} = 36,82 \text{ GWh}$
Über-/Unterdeckung des Strombedarfs	$36,82 \text{ GWh} - 32,68 \text{ GWh} = +4,14 \text{ GWh}$
Gesamte erzeugte Wärmemenge	$96,00 \text{ GWh}$
Über-/Unterdeckung des Wärmebedarfs	$96,00 \text{ GWh} - 81,93 \text{ GWh} = +14,07 \text{ GWh}$

Tab. 3: Gesamtmengen an erzeugter und benötigter Energie

Der Einsatz eines BHKW dient der Versorgung der verbleibenden Stromnachfrage sowie der Deckung des Wärmebedarfs. Die Berechnungen für das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmegewinnung orientieren sich an den Erfahrungswerten vergleichbarer Anlagen in anderen Häfen. Bei einer wärmegeführten Ausrichtung der Anlage beträgt das Verhältnis 1 zu 6,4. Eine Auslegung der Jahreswärmeleistung auf  $96 \text{ GWh}$  ermöglicht es, auch vorübergehende Schwankungen in der Nachfrage auszugleichen. Demzufolge ergibt sich eine Jahresstromleistung von  $15 \text{ GWh}$ . Die gesamten Energiemengen fasst Tab. 3 zusammen.

#### 4.5 Erhebung der Energiespeicherungsmöglichkeiten

Zum Ausgleich temporärer Schwankungen bei der Energieerzeugung, bedarf es ferner der Schaffung von Speicherungsmöglichkeiten. Als realistische Handlungsalternative schätzen die Greenport-Entscheidungsträger die Methangasspeicherung ein. Der Wirkungsgrad der Methangasspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien liegt bei

<sup>24</sup> Vgl. bspw. Deutscher Wetterdienst (2010).

rund 60%.<sup>25</sup> Die Umwandlung der Stromüberproduktion führt zu folgendem Energiewert an synthetischem Erdgas, welches im Erdgasnetz gespeichert oder bei Nichtbedarf gegebenenfalls verkauft werden könnte.

$$\begin{aligned} \text{Energiewert synthetisches Erdgas} &= \text{Stromüberproduktion} \cdot \text{Wirkungsgrad} \\ &= 4,14 \text{ GWh} \cdot 0,6 = 2,48 \text{ GWh} \end{aligned} \quad (9)$$

Zusätzlich ist die Überproduktion an Wärmeenergie in Höhe von 14,07 GWh in einem Erdbeckenspeicher vorzuhalten. Derartige Speicher nutzen die thermische Aufnahmefähigkeit von Wasser und sind deshalb für einen Einsatz in einem Hafen prädestiniert.<sup>26</sup> Nach den Aussagen eines Experten für Speichertechnologien ist für die genannte Energiemenge eine Größe von 768 m<sup>3</sup> ausreichend.

Bezeichnung	Berechnung	Wert
Investitionssumme Wärmeversorgung	$\frac{\text{Wärmeleistung (in kWh)}}{\text{Jahreslaufzeit (in h)}} \cdot \text{Kostensatz (in } \frac{\text{€}}{\text{kW}})$ <sup>27</sup>	8,64 Mio. €
Investitionssumme Stromversorgung	$\frac{\text{Stromleistung (in kWh)}}{\text{Jahreslaufzeit (in h)}} \cdot \text{Kostensatz (in } \frac{\text{€}}{\text{kW}})$ <sup>28</sup>	11,55 Mio. €
Gesamtinvestitionen BHKW	<i>Investitionssumme Wärmeversorgung + Investitionssumme Stromversorgung</i>	20,19 Mio. €
Fixe Betriebskosten Wärmeversorgung	<i>Fixkostensatz der Investitionssumme + Personalbedarf</i> <sup>29</sup>	0,83 Mio. €
Fixe Betriebskosten Stromversorgung	<i>Fixkostensatz der Investitionssumme + Personalbedarf</i> <sup>30</sup>	1,35 Mio. €
Jährliche fixe Betriebskosten BHKW	<i>Fixe Betriebskosten Wärmeversorgung + Fixe Betriebskosten Stromversorgung</i>	2,18 Mio. €

Tab. 4: Investitionsvolumen und jährliche fixe Betriebskosten des BHKW

#### 4.6 Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsbetrachtung

Abschließend erfolgt eine Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsbetrachtung, da Projektrealisierung stets an betriebswirtschaftliche Sachzwänge geknüpft ist. Die in Tab. 4 dargestellte Kostenkalkulation des BHKW bezieht sich auf eine Studie des BMU, welche bereits Abschreibungen und Zinskosten berücksichtigt.<sup>31</sup> Eine weitere Annahme

<sup>25</sup> Vgl. Sterner et al. (2010), S. 55.

<sup>26</sup> Vgl. Reuss (2003), S. 40f.

<sup>27</sup> Für eine mit Hackschnitzel betriebene Anlage mit einer thermischen Leistung von 5.000 kW betragen die Investitionskosten 450 €/kW.

<sup>28</sup> Die Investitionskosten betragen bei gleichbleibenden Annahmen 3850 €/kW.

<sup>29</sup> 2,7% der Investitionssumme und geschätzter Personalbedarf von 12 Mitarbeitern à 50.000 €/Jahr.

<sup>30</sup> 3,5% der Investitionssumme und geschätzter Personalbedarf von 19 Mitarbeitern à 50.000 €/Jahr.

<sup>31</sup> Vgl. Nitsch et al. (2004), S. 39f.

stellt eine Auslastung von jährlich 5.000 Volllaststunden dar.<sup>32</sup> Die berechneten Investitions- und Kostensummen lassen sich durch den Vergleich mit bestehenden Anlagen verifizieren.<sup>33</sup>

Aufgrund des Marktwachstums für PV-Anlagen und der realisierten Größendegressionseffekte sind die Erzeugungskosten zuletzt stark gesunken. Für 1 kW<sub>p</sub> kann aktuell mit Gesamtkosten von 4.000 € inklusive Montage gerechnet werden.<sup>34</sup> Auf diesen Kostenwerten gründen die in Tab. 5 zusammengefassten Investitionen und Betriebskosten.

Bezeichnung	Berechnung	Wert
Gesamtinvestitionen PV	$\text{Spitzenleistung der PV (in kW}_p) \cdot \text{Kostensatz (in } \frac{\text{€}}{\text{kW}_p})$	96,99 Mio. €
Jährliche fixe Betriebskosten PV	$\text{Investitionssumme PV (in €)} \cdot \text{Kostenanteil}^{35}$	0,97 Mio. €

Tab. 5: Investitionsvolumen und jährliche fixe Betriebskosten der PV-Anlagen

Die Marktreife der angestrebten Methangasspeicherung wird für das Jahr 2014 erwartet.<sup>36</sup> Zur Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsrechnung dienen vergleichbare Werte eines Druckluftspeicherkraftwerks (vgl. Tab. 6).

Bezeichnung	Berechnung	Wert
Gesamtinvestitionen Methangasspeicher	$\frac{\text{Stromüberschuss (in kWh)}}{\text{Umrechnungsfaktor (in } \frac{\text{kWh}}{\text{kW}})} \cdot \text{Kostensatz (in } \frac{\text{€}}{\text{kW}})^{37}$	3,45 Mio. €
Jährliche fixe Betriebskosten Methangasspeicher	$\text{Investitionssumme Methangasspeicher (in €)} \cdot \text{Kostenanteil}^{38}$	0,17 Mio. €

Tab. 6: Investitionsvolumen und jährliche fixe Betriebskosten der Methangasspeicherung

Wie in Kapitel 4.5 beschrieben, wird zur Wärmespeicherung ein Erdbeckenspeicher mit einem Volumen von 768 m<sup>3</sup> installiert. Dafür fallen einmalige Investitionen in Höhe von 480.000 € sowie jährliche fixe Betriebskosten in Höhe von 4.800 € an.

<sup>32</sup> Vgl. Erdmann/Dittmar (2010), S. 21.

<sup>33</sup> Die notwendigen Investitionen für die Berliner Heizkraftwerke „Köpenicker Straße“ bzw. „Wendenschloßstraße“ betragen, umgerechnet auf eine Jahresleistung von 40 GWh, 3,58 Mio. € bzw. 3,72 Mio. €. Vgl. z.B. Berlin.de (2011). Diese Beträge liegen in der gleichen Größenordnung wie die ermittelten Investitionen für das BHKW im Greenport.

<sup>34</sup> Vgl. Hufnagel (2010), S. 26-27.

<sup>35</sup> Die fixen Betriebs- und Wartungskosten einer PV-Anlage betragen 1% der Investitionssumme.

<sup>36</sup> Vgl. juwi Holding AG (2011).

<sup>37</sup> Die erforderlichen Investitionen belaufen sich auf 750 €/kW, Vgl. Höpfner/Pehnt (2009), S. 8.

<sup>38</sup> Bei den veranschlagten Betriebskosten in Höhe von 5% der Investitionssumme handelt es sich im Vergleich zu den Betriebskosten des BHKW um eine hohe Schätzung. Dies spiegelt die zurückhaltende Haltung der Autoren gegenüber der neuartigen Technologie wider und schließt eventuell auftretende Mehrkosten bereits mit ein.

Somit ergibt sich für die Umsetzung der autarken Energieversorgung ein Investitionsvolumen in Höhe von 121,11 Mio. €:

$$\begin{aligned} & \text{Gesamtinvestitionen (BHKW, PV, Speicheranlagen)} \\ & = 20,19 \text{ Mio. €} + 96,99 \text{ Mio. €} + 3,45 \text{ Mio. €} + 0,48 \text{ Mio. €} = 121,11 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (10)$$

Die Berechnung der jährlichen fixen Gesamtbetriebskosten führt zu folgendem Ergebnis:

$$\begin{aligned} & \text{Fixe Gesamtbetriebskosten (BHKW, PV, Speicheranlagen)} \\ & = 2,18 \text{ Mio. €} + 0,97 \text{ Mio. €} + 0,17 \text{ Mio. €} + 0,0048 \text{ Mio. €} = 3,32 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (11)$$

Nachfolgend werden nun die zu erwartenden Einnahmen aus der Einspeisung überschüssiger Energiemengen sowie die Kosteneinsparungen durch den Verzicht auf den Fremdbezug betrachtet. Stromeinspeisungen aus PV-Installationen (30,17 Cent/kWh) weisen im Vergleich zu denen des BHKW (18,34 Cent/kWh) einen wesentlich höheren Vergütungssatz auf.<sup>39</sup> Bei einer Überdeckung des Strombedarfs erfolgt deshalb zunächst eine Einspeisung von PV-Strom. Der Greenport erzielt dadurch nachstehende Einnahmen:

$$\begin{aligned} & \text{Einspeisungserlöse Strom} = \text{Stromüberschuss} \cdot \text{Stromvergütungssatz} \\ & = 4.140.000 \text{ kWh} \cdot 0,3017 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 1.249.038 \text{ €} \approx 1,25 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (12)$$

Die Einkünfte aus der Einspeisung des Wärmeüberschusses (14,07 GWh) berechnen sich analog, wobei der marktübliche Kostensatz von 5,00 Cent/kWh<sup>40</sup> als Vergütungssatz fungiert.

$$\begin{aligned} & \text{Einspeisungserlöse Wärme} = \text{Wärmeüberschuss} \cdot \text{Wärmevergütungssatz} \\ & = 14.070.000 \text{ kWh} \cdot 0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 703.500 \text{ €} \approx 0,70 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (13)$$

Daneben stellen Kosteneinsparungen durch den Verzicht auf den Fremdbezug einen weiteren positiven ökonomischen Beitrag dar. Hierfür dient ein Vergleich zwischen externen Bezugs- und internen Produktionskosten. Es werden die Ersparnisse im Bereich der Eigennutzung des erzeugten Stroms, der Wärmeenergie sowie der Kraftstoffersparnis für die Hinterlandlogistik, die im Rechenszenario elektrisch betrieben wird, analysiert (vgl. Tab. 7).

Die Berücksichtigung der Fixkosten führt zu einer jährlichen Kostenersparnis in Höhe von 4,78 Mio. €. Demnach beträgt die jährliche Summe aus Einspeisungserlösen und Kostenersparnis 6,73 Mio. €:

<sup>39</sup> Vgl. BMU (2011b), S. 70, 122.

<sup>40</sup> Die Kostensätze für eine kWh Fernwärme sind sehr unterschiedlich und schwanken von 5 bis 10 Cent/kWh. Für die vorliegende Fallstudie wird ein Kostensatz am unteren Ende von 5 Cent/kWh Wärmeenergie verwendet.

$$\begin{aligned} \text{Ersparnis Eigenproduktion} &= \sum \text{Verbrauchersparnis} - \sum \text{Fixe Gesamtbetriebskosten} \\ &= 8.102.882 \text{ €} - 3.320.000 \text{ €} = 4.782.882 \text{ €} \approx 4,78 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \text{Einspeisungserlöse Strom} + \text{Einspeisungserlöse Wärme} + \text{Ersparnis Eigenproduktion} \\ = 1,25 \text{ Mio. €} + 0,70 \text{ Mio. €} + 4,78 \text{ Mio. €} = 6,73 \text{ Mio. €} \end{aligned} \quad (15)$$

Die getätigten Investitionen amortisieren sich innerhalb von 18 Jahren, wobei das Gesamtprojekt eine Rentabilität von 5,6% aufweist.

$$\frac{\text{Gesamteinvestitionen}}{\text{Erlöse} + \text{Kostensparnis}} = \frac{121,11 \text{ Mio. €}}{6,73 \text{ Mio. €}} = 18,00 \text{ Jahre} \quad (16)$$

$$\frac{\text{Erlöse} + \text{Kostensparnis}}{\text{Gesamteinvestitionen}} \cdot 100\% = \frac{6,73 \text{ Mio. €}}{121,11 \text{ Mio. €}} \cdot 100\% = 5,6\% \quad (17)$$

	<b>Strom (BHKW)</b>	<b>Strom (PV)</b>	<b>Wärme (BHKW)</b>	<b>Kraftstoff (PV)</b>
Übliche Bezugskosten	12,7 Cent/kWh	12,7 Cent/kWh	5,00 Cent/kWh	13,4 Cent/kWh
Erzeugungskosten	0,38 Cent/kWh	0 Cent/kWh	0,12 Cent/kWh	0 Cent/kWh
Ersparnis pro kWh	12,32 Cent/kWh	12,7 Cent/kWh	4,88 Cent/kWh	13,4 Cent/kWh
Verbrauchte kWh	15.000.000 kWh	16.130.000 kWh	81.940.000 kWh	1.550.000 kWh
Verbrauchersparnis	1.848.000 €	2.048.510 €	3.998.672 €	207.700 €
$\Sigma$ Verbrauchersparnis	8.102.882 €			

Tab. 7: Berechnung der jährlichen Verbrauchersparnis<sup>41</sup>

## 5 Schlussbetrachtung und Ausblick

Wie die Ergebnisse der Fallstudie zeigen, ist das Konzept des energieautarken Hafens grundsätzlich als realisierbar einzustufen. Neben dem Beitrag zum Risikomanagement durch die verringerte Anfälligkeit gegenüber Versorgungsengpässen und steigenden Energiepreisen verbessert der vorgestellte Ansatz aufgrund der eingesetzten regenerativen Erzeugungsquellen auch die Klimabilanz der im Hafen ansässigen Unternehmen. Angesichts des wachsenden Umweltbewusstseins der Kunden spielt dieser Faktor bei der betrieblichen Standortentscheidung eine immer größere Rolle. Auch der Betreiber profitiert als Flächeneigentümer von der Umsetzung der Energieautarkie, da er ein Alleinstellungsmerkmal gegenüber anderen Standorten schafft und sich zukünftig als grüner Knotenpunkt in multimodalen Supply Chains positionieren kann.

<sup>41</sup> Vgl. für die angegebenen Kostensätze Schlesinger et al. (2010), S. A 1-31; Nitsch et al. (2004), S. 39f. Die marktüblichen Bezugskosten des Kraftstoffs berechnen sich aus den Kosten für einen Liter Diesel multipliziert mit dem energetischen Dieselwert: 1,34 €/l = 10 kWh. Es ist geplant, die E-Fahrzeuge mit PV-Strom zu versorgen. Hierfür fallen keine variablen Erzeugungskosten an, da der Strom durch die Sonnenstrahlung erzeugt wird. Kosten für Wartung und Betrieb sind bereits in den jährlichen Fixkosten enthalten.

## 6 Literatur

- Adam, M. (2003): Regenerative Energien, in: Schwister, K. (Hrsg.): Taschenbuch der Umwelttechnik, Leipzig, S. 456-488.
- Bandulet, M./Morasch, K. (2005): Would You Like to be a Prosumer? Information Revelation, Personalization and Price Discrimination in Electronic Markets, in: International Journal of the Economics of Business, Vol. 12, No. 2, S. 251-271.
- BDEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/\\$file/Kurzfassung\\_BDEW\\_Ad-Hoc\\_Gutachten\\_Abschätzung\\_EEG-bedingter\\_Netzausbaubedarf\\_in\\_Verteilungsnetzen.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/$file/Kurzfassung_BDEW_Ad-Hoc_Gutachten_Abschätzung_EEG-bedingter_Netzausbaubedarf_in_Verteilungsnetzen.pdf), Stand: 16.07.2011.
- Berlin.de (2011): „Heizkraftwerk Berlin Mitte“, [http://www.berlin.de/sen/umwelt/klimaschutz/aktiv/kwk/projekte/de/heizkraftwerk\\_berlin\\_mitte.shtml](http://www.berlin.de/sen/umwelt/klimaschutz/aktiv/kwk/projekte/de/heizkraftwerk_berlin_mitte.shtml), Stand: 20.06.2011.
- BMU (2007): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund\\_meseberg.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf), Stand: 16.07.2011.
- BMU (2011a): Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf des Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Berlin.
- BMU (2011b): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, Berlin.
- Bundesregierung (2009): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin.
- Clasmeier, H.-D. (2009): Masterplan für den Hafen Emden, in: Arbeitsgruppe für regionale Struktur- und Umweltforschung GmbH (Hrsg.): Positionen – Die Küste boomt – Ökonomische Perspektiven und ökologische Herausforderungen, Oldenburg, S. 92-105.
- Deutscher Wetterdienst (2010): „2010- Jahreskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2010“, [http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten\\_\\_entgeltfrei/Jahressummen/2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/2010.pdf](http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/Jahressummen/2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/2010.pdf), Stand: 23.06.2011.
- Erdmann, G./Dittmar, L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Berlin.
- Fischer, R./Foißner, P. (2002): Raumordnung, Stadtentwicklung und Städtebau in den Niederlanden – Ein Blick über die Grenze, in: Standort – Zeitschrift für Angewandte Geographie, 24. Jg., H. 4, S. 153-158.
- Forschungs-Informations-System (2011): „Modal-Split-Anteil und Bedeutung des Kombinierten Verkehrs“, <http://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/306347/>, Stand: 30.06.2011.
- Grünig, G. (2011): Die ökologisch-leisen Liefer-Laster, in: Verkehrsrundschau, Heft 23/2011, S. 50-52.
- Höpfner, U./Pehnt, M. (2009): Kurzgutachten – Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg.
- Hufnagel, S. (2010): Photovoltaik in der Stadt- und Regionalplanung, Hamburg.
- juwi Holding AG (2011): „Nächste Schritte – die Roadmap für juwi und SolarFuel“, [http://www.juwi.de/forschung\\_entwicklung\\_rd/speichertechnologie\\_solarfuel/roadmap.html](http://www.juwi.de/forschung_entwicklung_rd/speichertechnologie_solarfuel/roadmap.html), Stand: 26.06.2011.
- Kolodziej, A. (2009): Daten zum Verkehr – Ausgabe 2009, Dessau-Roßlau.
- Kortlüke, N./Pieprzyk, B. (2010): Klimafreundliche Elektromobilität: Finanzielle Hürden zur Markteinführung, Studie des Energie Impuls OWL e.V., Bielefeld.
- Mester, B. (2005): Strukturwandel in den Seehäfen, in: Lemper, B. (Hrsg.): Märkte im Wandel – mehr Mut zu Wettbewerb: Festschrift zum 65. Geburtstag von Rolf W. Stuchtey, Frankfurt am Main, S. 41-51.

- Nitsch, J./Krewitt, W./Nast, M./Viebahn, P./Gärtner, S./Pehnt, M./Reinhardt, G./Schmidt, R./Uihlein, A./Barthel, C./Fischedick, M./Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart.
- Normann, R. (1984): Service Management – Strategy and Leadership in Service Businesses, New York.
- Pelte, D. (2010): Die Zukunft unserer Energieversorgung: Eine Analyse aus mathematisch-naturwissenschaftlicher Sicht, Wiesbaden.
- Quaschnig, V. (2009): Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation, 6. Aufl., München.
- Radgen, P. (2007): „Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung“, <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf>, Stand: 20.06.2011.
- Reuss, M. (2003): Saisonale Wärmespeicherung im Untergrund – eine Lösung für die effiziente Wärmenutzung auch bei Biogas?, in: „Portrait C.A.R.M.E.N. Biogasmärkte der Zukunft“, <http://www.carmen-ev.de/dt/portrait/sonstiges/reuss.pdf>, Stand: 30.06.2011.
- Schlesinger, M./Hofer, P./Kemmler, A./Kirchner, A./Strassburg, S./Fürsch, M./Nagl, S./Paulus, M./Richter, J./Trüby, J./Lutz, C./Khorushun, O./Lehr, U./Thobe, I. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel.
- Schlomann, B./Gruber, E./Eichhammer, W./Kling, N./Diekmann, J./Ziesing, H.J./Rieke, H./Wittke, F./Herzog, T./Barbosa, M./Lutz, S./Broske, U./Merten, D./Falkenberg, D./Nill, M./Kaltschmitt, M./Geiger, B./Kleeberger, H./Eckl, R. (2004): Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Karlsruhe.
- Sterner, M./Specht, M./Saint-Drenan, Y.-M./Gerhardt, N./Stürmer, B./Zuberbühler, U. (2010): Erneuerbares Methan – Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung, in: Solarzeitalter, Ausgabe 1/2010 (April), S. 51-58.
- Toffler, A. (1980): Die dritte Welle Zukunftschance – Perspektiven für die Gesellschaft des 21. Jahrhunderts, München.
- Völler, S. (2010): „Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher“, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-1486/de0906.pdf>, Stand: 20.06.2011.
- Wesselak, V./Schabbach, T. (2009): Regenerative Energietechnik, Berlin.