



School of
Management and Law

Umsetzung der Energiestrategie 2050
Herausforderungen und Chancen für
Staat und Wirtschaft

Claudio Cometta, Carmen Kobe, Astrid Benz (Hrsg.)

IMPRESSUM

Herausgeber
ZHAW School of Management and Law
Stadthausstrasse 14
Postfach
8401 Winterthur
Schweiz

Center for Innovation and Entrepreneurship
<https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cie/>

Projektleitung, Kontakt
Claudio Cometta
claudio.cometta@zhaw.ch

Februar 2016

ISBN 978-3-03870-001-2

Copyright © 2016 Center for Innovation and Entrepreneurship,
ZHAW School of Management and Law

Alle Rechte für den Nachdruck und die
Vervielfältigung dieser Arbeit liegen beim
Center for Innovation and Entrepreneurship
der ZHAW School of Management and Law.
Die Weitergabe an Dritte bleibt ausgeschlossen.

Editorial

Das amerikanische Departement of Energy publiziert seit 2013 jährlich den «Revolution Now»-Report, der über die raschen technologischen Fortschritte in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Mobilität berichtet. Das Departement of Energy setzt damit ein deutliches Zeichen, dass wir uns in einem extrem raschen Wandel befinden und Wirtschaft, Gesellschaft und Politik vor grossen Herausforderungen stehen. Dieser Wandel findet auch in der Schweiz statt. Mit der Energiestrategie 2050 arbeiten wir seit 2011 intensiv daran, diesen Wandel politisch zu begleiten und mitzugestalten. Während die Gesetzesänderungen zum ersten grossen Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 noch in parlamentarischer Beratung sind, konnte eine Reihe von Elementen bereits umgesetzt werden. So wurden mit dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» acht Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER) aufgebaut, die eine Vielzahl von relevanten Fragestellungen zum Umbau unseres Energiesystems erforschen.

Im ETH-Bereich, an den kantonalen Universitäten und Fachhochschulen sind verschiedenste Institute und Initiativen gegründet worden, die eine neue, energieaffine Generation von hochqualifizierten Fachleuten ausbilden. Forschung mit den technischen Schwerpunktthemen Effizienz, Netze, Produktion Erneuerbare, Speicherung sowie Mobilität ist mit derartigen Instituten breit angestossen worden und kann mittelfristig zu neuen Technologien, Lösungen sowie marktfähigen Produkten führen.

Doch Produkte und Systeme brauchen auch gesellschaftliche Akzeptanz, geeignete politische Rahmenbedingungen und die richtigen ökonomischen Anreizsysteme. Innerhalb der SCCER hat das Programm CREST (Competence Center for Research in Energy, Society and Transition) die Aufgabe, die ökonomischen, juristischen sowie sozialwissenschaftlichen Aspekte des Umbaus intensiv zu untersuchen und Erkenntnisse sowie Vorschläge zu präsentieren. Die Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) ist als Co-Leading-House am Programm CREST beteiligt.

Ich freue mich, dass diese Institute der ZHAW auch aktuelle Themen der Politikformulierung, der Gesetzgebung sowie des Vollzugs aufnehmen, einzelne Märkte intensiver untersuchen sowie internationale Vergleiche anstellen. Wichtig ist für mich, dass diese Arbeiten, die abseits des Elfenbeinturms entstehen, entsprechend eingeordnet werden: Es ist «work in progress», es sind Auseinandersetzungen mit Projekten, welche auch bei den Behörden noch nicht abgeschlossen sind. Ein mögliches Gasversorgungsgesetz wird beispielsweise wohl frühestens 2017 in die Vernehmlassung gehen. Die Papiere entstehen also parallel zur Arbeit der Verwaltung und Politik, welche für diesen Umbau der Energiesysteme möglichst optimale Rahmenbedingungen sowie funktionierende Märkte zu entwickeln suchen. Diese Papiere der Akademia führen bei uns in der Verwaltung zu Reflektionen, ob wir auf dem richtigen Weg sind, ob wir diesen oder jenen kritischen Punkt genügend bedacht haben, ob wir an einem Paragraphen oder Satz noch etwas korrigieren müssen. Im Idealfall kommt es zum direkten Dialog zwischen Forschern und verantwortlichen Personen in der Administration, vielleicht sogar führt diese Auseinandersetzung zu einer noch besser fundierten oder gar klügeren resp. massgeschneiderten Lösung.

Es ist erfreulich, dass der erste Sammelband derartiger Working Papers von der Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften herausgegeben wird. Dies macht auch deutlich, dass die Fachhochschulen in ihren Konzepten sowie Arbeitsansätzen praxisnaher sind als die oft stark auf internationale Reputation schielenden Hochschulen sowie Universitäten. Ich freue mich auf die weiteren Diskussionen mit Fachhochschulen sowie Hochschulen zu den klugen Rahmenbedingungen für den sich wandelnden Energiesektor.

Walter Steinmann, Direktor Bundesamt für Energie (BFE)

Inhaltsverzeichnis

1.	<i>Claudio Cometta, Carmen Kobe, Astrid Benz:</i> Energieforschung an der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)	7
DIE SCHWEIZ IM INTERNATIONALEN VERGLEICH		
2.	<i>Peter Qvist-Sørensen, Stephanie Haelg:</i> Die Schweiz im internationalen Energie Benchmark: Selektion der europäischen Vergleichsländer.....	13
BESONDERHEITEN DER FÜHRUNG VON EVUS		
3.	<i>Caroline Brüesch, Peter Stücheli-Herlach, Sandra Fuhrmann, Anna Schmitt:</i> Stakeholder-Management im Politiknetzwerk der Energiewende: Herausforderungen für die Führung öffentlicher Organisationen.....	37
4.	<i>Andreas Bergmann, Sandro Fuchs, Madeleine Gut, Gabriela Nagel, Christoph Schuler, Gheorghita Streiff, Gabriel Trinkler:</i> Rechnungslegung und Eigentümerrolle von öffentlich-rechtlichen Körperschaften (ÖRK) bei Energieversorgungsunternehmen (EVU).....	55
RECHTLICHE UND ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN		
5.	<i>René Wiederkehr, Andreas Abegg, Seraina Fürer:</i> Standortwahl und raumplanerische Standortkriterien im Zeitalter der Energiewende: Die Nutzung erneuerbarer Energieträger zwischen Wirtschaftlichkeit, planungsrechtlichen Anforderungen und Akzeptanz.....	87
6.	<i>Reto Schleiniger:</i> Implizite CO ₂ -Preise des fossilen Energieverbrauchs in der Schweiz.....	103
7.	<i>Nicole Conrad:</i> Gasmarktliberalisierung in der Schweiz: Gesetzliche Rahmenbedingungen der Transportpflicht und Konfliktlösung.....	117
GESTALTUNG DER ZUKUNFT		
8.	<i>Evelyn Lobsiger-Kägi, Theresia Weiss Sampietro, Ursula Eschenauer, Vicente Carabias, Lukas Braunreiter, Adrian Müller:</i> Treiber und Barrieren auf dem Weg zu einer Smart City: Erkenntnisse aus Theorie und Praxis.....	129
Autoren.....		151

1. Energieforschung an der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)

Claudio Cometta, Carmen Kobe, Astrid Benz

1.1. VON DER ENERGIESTRATEGIE 2050 ZUM STRATEGISCHEN SCHWERPUNKT ENERGIE DER ZHAW

Die Energiestrategie 2050 des Bundes definiert anspruchsvolle Ziele: Bis 2050 soll der Endenergieverbrauch der Schweiz um 54% und der Stromverbrauch pro Person und Jahr um 18% sinken. Die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energieträgern soll bis 2050 auf 24,2 TWh steigen. Um diese Ziele zu erreichen, wird das Energiesystem der Schweiz mittel- bis langfristig einem grossen Wandel unterworfen. Dabei bedarf es nicht nur technischer Innovationen, sondern auch der Veränderung und Weiterentwicklung zahlreicher gesellschaftlicher, ökonomischer und rechtlicher Rahmenbedingungen. Zu diesen Veränderungen werden Hochschulen in den kommenden Jahren wichtige Beiträge leisten, weshalb der Bundesrat die Umsetzung der Energiestrategie durch den Aktionsplan Energieforschung unterstützt. Dabei steht der Aufbau von neuem Wissen, nicht zuletzt in fachlich-interdisziplinären Bereichen im Fokus. Im Rahmen des Aktionsplanes Energieforschung wurden dazu acht sogenannte SCCERs, Swiss Competence Center for Energy Research, initiiert, in denen hochschulübergreifend angewandte Energie-Forschung betrieben wird. Die Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) ist an vier dieser acht SCCERs aktiv beteiligt.

Die ZHAW hat diese Aufgabe zum Anlass genommen, Energieforschung zum strategischen Schwerpunkt der gesamten Fachhochschule zu erklären und in allen Departementen Kompetenzaufbauprojekte zu starten. Der vorliegende Sammelband präsentiert die ersten Ergebnisse dieser Kompetenzaufbauprojekte an der ZHAW School of Management and Law, wobei zwei dieser Projekte in Zusammenarbeit mit Forschern aus den Departementen Angewandte Linguistik und School of Engineering erfolgten. Dabei wurden die Herausforderungen und Chancen, die sich für Staat und Wirtschaft aus der Umsetzung der Energiestrategie 2050 ergeben, auf ganz verschiedenen Ebenen betrachtet: die Schweiz im internationalen Vergleich, Besonderheiten der Führung von EVUs, rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen und die Gestaltung der Energie-Zukunft in Schweizer Städten.

1.2. DIE BEITRÄGE IM VORLIEGENDEN SAMMELBAND

Peter Qvist-Sørensen und Stephanie Haelg legen mit ihrem Beitrag «Die Schweiz im internationalen Energie Benchmark: Selektion der europäischen Vergleichsländer» die Grundlage für einen internationalen Benchmark der Schweiz. Aus allen europäischen Ländern werden drei Vergleichsländer für die Schweiz eruiert, welche einerseits führend im Bereich der erneuerbaren Energien sind und sich andererseits am besten als Vergleichsländer für die Schweiz eignen. Dies geschieht mit dem Ziel, basierend darauf in einem nächsten Schritt Empfehlungen für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 in der Schweiz ableiten zu können. Diese werden dann Inhalt des Folgebeitrags in 2017 sein.

Der zweite Teil des Sammelbandes «Besonderheiten der Führung von EVUs» widmet sich zwei ausgewählten Führungsaspekten öffentlicher Organisationen: Stakeholder-Management und finanzielle Berichterstattung über Beteiligungen. Caroline Brüesch et al. untersuchen mit ihrem Beitrag «Stakeholder-Management im Politiknetzwerk der Energiewende: Herausforderungen für die Führung öffentlicher Organisationen» die aktuelle Praxis des Stakeholder-Managements in Energieversorgungsunternehmen und den dazugehörigen Eigentümer-, Steuerungs-, Aufsichts-, regulatorischen Organen. Obwohl Stakeholder-Management in der aktuellen Situation – zahlreiche Akteure mit unterschiedlichsten Interessen bestimmen über die Handlungs- und Entscheidungsspielräume – ein Schlüsselfaktor des Erfolges sein sollte, zeigt die explorative Umfrage der Autoren, dass aktuell noch kein oder kaum ein systematisches Vorgehen im Bereich des Stakeholder-Managements zur Anwendung kommt. Dieses soll in einem nächsten Schritt entwickelt werden.

Der Beitrag «Rechnungslegung und Eigentümerrolle von ÖRK bei EVUs» von Fuchs, Gut et al. untersucht bei den acht Kantonen, welche direkt oder indirekt an den vier grössten EVUs der Schweiz beteiligt sind, ob der freiwillige Wechsel zu einer strengeren Rechnungslegungsnorm zu der erwarteten verbesserten finanziellen Transparenz über die Beteiligungsverhältnisse geführt hat. Diese Transparenz wäre wünschenswert, da der Umbau des Energieversorgungssystems erhebliche Chancen und Risiken für die Energieversorgungsunternehmen und damit auch für die Eigentümer bringt. Die Autoren attestieren der Gesamtheit der Kantone noch ein beträchtliches Verbesserungspotential.

Der dritte Teil des Sammelbandes beschäftigt sich mit ausgewählten Aspekten der rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen der Energiestrategie 2050. Der Beitrag «Standortwahl und raumplanerische Standortkriterien im Zeitalter der Energiewende: Die Nutzung erneuerbarer Energieträger zwischen Wirtschaftlichkeit, planungsrechtlichen Anforderungen und Akzeptanz» von René Wiederkehr et al., gibt einen kompakten Überblick über geltende Rechtslage und kommende gesetzliche Veränderung für die Genehmigung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie. Auch wenn die Energiestrategie 2050 einen erheblichen Ausbau der erneuerbaren Energien anstrebt, ist für jede einzelne Anlage eine Abwägung von Interessen vorzunehmen – die sich auch in der Vielfalt der gesetzlichen Normen niederschlägt.

Im sechsten Beitrag leitet Autor Reto Schleiniger unter dem Titel «Implizite CO₂-Preise des fossilen Energieverbrauchs in der Schweiz» den impliziten Preis von CO₂-Emissionen als Differenz der bestehenden Abgaben und der lokalen externen Kosten her. Die Grundannahme des Beitrages ist, dass die Abgaben auf CO₂-Emissionen mindestens so hoch sein sollten wie die verursachten lokalen externen Kosten und nur so eine effiziente Steuerung der CO₂-Reduktion erfolgen kann. Die Analyse zeigt: die impliziten CO₂-Preise unterscheiden sich stark je nach Verwendungsart (- 88 CHF/t CO₂ bei Personenwagen gegenüber + 73 CHF/t CO₂ beim Erdgas). Der Autor attestiert der Schweizer Energie- und Klimapolitik deshalb ein Effizienzsteigerungspotential.

Der siebte Beitrag «Gasmarktliberalisierung in der Schweiz: Gesetzliche Rahmenbedingungen der Transportpflicht und Konfliktlösung» unterzieht das bestehende Rohrleitungsgesetz (RLG) einer kritischen Betrachtung. Die Autorin Nicole Conrad kommt zum Schluss, dass die Liberalisierung des Gasmarktes mit dem RLG nicht abschliessend geregelt ist und daher die Neuschaffung eines Gasmarktgesetzes notwendig wäre. Ebenfalls besteht im Bereich der Streitbeilegung aktuell Aufholbedarf, was zu Konflikten und Rechtsunsicherheit führen kann. Abschliessend werden Empfehlungen zum zwingenden Inhalt eines solchen Gasmarktgesetzes abgegeben.

Im letzten Beitrag des Sammelbandes berichten Carabias et al. mit ihrem Beitrag «Treiber und Barrieren auf dem Weg zu einer Smart City: Erkenntnisse aus Theorie und Praxis» von Erfahrungen aus sogenannten «Smart City» Projekten. Da Städte in der Umsetzung der Energiestrategie 2050 eine Schlüsselrolle spielen, wird der Frage nachgegangen, welche Treiber und Barrieren innerhalb des Transformationsprozesses zu einer Smart City bestehen. Abschliessend werden konkrete Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Akteure wie Staat, Gemeinden, Unternehmen, Bevölkerung und Hochschulen abgegeben.

1.3. AUSBLICK FORSCHUNGSAKTIVITÄTEN AN DER ZHAW

Der Kompetenzaufbau an der ZHAW geht weiter. Insgesamt wird in 35 Instituten und Zentren der ZHAW zum Thema Energie geforscht. Weiter wurden zahlreiche mehrjährige Projekte im Rahmen des Kompetenzaufbaus in allen sieben Departementen initiiert. Die ZHAW nutzt damit ihre Stärke als grösste Mehrspartenfachhochschule der Schweiz, um die heutigen und zukünftigen Herausforderungen im Energiebereich aus den verschiedensten Perspektiven anzugehen. Weitere Forschungsergebnisse der ZHAW School of Management and Law werden im Jahr 2017 im Rahmen des Folge-Sammelbands publiziert werden, welcher vor allem auf den Ergebnissen aus diesem Sammelband aufbaut. Ebenfalls wird im Frühjahr 2017 eine zweite Fachtagung zum Thema «Umsetzung der Energiestrategie 2050 in Staat und Wirtschaft» stattfinden.

DIE SCHWEIZ IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

2. Die Schweiz im internationalen Energie-Benchmark: Selektion der europäischen Vergleichsländer

Peter Qvist-Sørensen, Stephanie Haelg¹

Abstract

Die Schweizer Energiestrategie 2050 sieht eine grundlegende Veränderung in der Stromerzeugung (und im Stromverbrauch) sowie eine starke Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs vor. Davon kann der Schweizer Energiemarkt gesellschaftlich und unternehmerisch profitieren. Die Anforderungen, die für die Erreichung der Ziele der nationalen Energiestrategie 2050 erfüllt werden müssen, stellen den Energiemarkt – insbesondere den Strommarkt – jedoch auch vor neue Herausforderungen. Diese befinden sich nicht nur auf der politischen und gesetzlichen Ebene, sondern unter anderem auch in den Bereichen Energieverteilung und -speicherung, Subventionen sowie neue Technologien. Ziel dieser Arbeit ist, die Schweiz mit drei führenden europäischen Ländern im Bereich erneuerbare Energien zu vergleichen, um die Bewältigung dieser Herausforderungen unterstützen und allfällige Empfehlungen für die Politik formulieren zu können. Diese Arbeit widmet sich somit der Fragestellung: Warum sind diese Länder in spezifischen, nachhaltigen Energiebereichen erfolgreich und was kann die Schweiz von ihnen lernen? Im vorliegenden Artikel werden zuerst die verschiedenen Herausforderungen für die Schweiz erklärt. Anschliessend werden die Auswahlkriterien der zu vergleichenden Länder erläutert sowie die drei ausgewählten Länder Dänemark, Österreich und Schweden kurz vorgestellt. Der Benchmark der Schweiz mit diesen drei Ländern sowie dessen Resultate werden Teil des zweiten Artikels im Jahre 2017 sein.

Keywords: Schweizer Energiestrategie, Schweizer Energie-Benchmark, Subventionen von erneuerbaren und fossilen Energien

¹ An dieser Stelle möchten sich die Autoren recht herzlich bei Herrn Tony Kaiser (Präsident, Eidgenössische Energieforschungskommission CORE), Herrn Vicente Carabias-Hütter (Stv. Leiter ZHAW Institut für Nachhaltige Entwicklung, ZHAW School of Engineering) sowie Herrn Dr. Simon Rentzmann (Dozent für Statistik und Quantitative Methoden, ZHAW School of Management and Law) bedanken. Mit ihren sehr wertvollen Inputs haben sie uns wesentlich in unserem Vorhaben unterstützt.

2.1. EINLEITUNG

Der Beschluss des Bundesrates und des Parlaments im Jahre 2011, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, bedingt einen etappenweisen Umbau des Schweizer Energiesystems bis 2050. Die dafür benötigten Massnahmen werden in der Energiestrategie 2050 festgehalten und befinden sich zurzeit in der parlamentarischen Behandlung.² Die Schweizer Energiestrategie 2050 sieht somit eine grundlegende Veränderung im Stromangebot (und im Stromverbrauch) vor. Mit dem ersten Massnahmenpaket des Bundesrates (und später einer Lenkungsabgabe auf Energieträger) sollen bis im Jahr 2050 u.a. der Endenergie- und Stromverbrauch reduziert und die erneuerbaren Energien gefördert werden.³

Der Schweizer Energiemarkt kann grundsätzlich von dieser Änderung profitieren. Die Anforderungen, die für die Erreichung der Ziele der nationalen Energiestrategie 2050 erfüllt werden müssen, stellen den Energiemarkt jedoch auch vor neue Herausforderungen, welche in Abschnitt 2 erläutert werden. Diese befinden sich nicht nur auf der politischen und gesetzlichen Ebene, sondern u.a. auch in den Bereichen Energieverteilung und -speicherung, Subventionen und Technologien.

Die Schweiz gehört zu den weltweit führenden Ländern im Bereich der Energiegewinnung, Energieeffizienz und Energiequellen (v.a. Wasserkraft).^{4,5} Jedoch zählt sie nicht als «das» führende Land. Bei einem europäischen Städtevergleich des European Green City Index schaffte es Zürich z.B. auf den 6. Platz, dies hinter Kopenhagen, Stockholm, Oslo, Wien und Amsterdam.⁶

Dies zeigt, dass die Schweiz von anderen Ländern und Unternehmen lernen kann, vor allem wenn die Verflechtungen zwischen Wirtschaft, Recht und Staat untersucht werden. Dänemark ist z.B. nicht nur weltführend im Bereich der Windenergie, sondern auch in den Bereichen der zweiten Generation von Bioethanol, Holzpellets und CHP (Combined Heat and Power mit 93% Deckungsgrad in Kopenhagen).⁷ In anderen Ländern werden grosse Subventionsprogramme zusammengestellt, die zusätzlich grüne Energie fördern und die Markteinführung beschleunigen.

Im Ausland entstehen auch neue Schnittstellen und Modelle zwischen Staat, Wissenschaft und Wirtschaft, z.B. innerhalb von Förderungsprogrammen für Start-Ups und «Incubators» im Bereich der Energie. Diese sind z.T. anders aufgestellt als die schweizerischen Finanzierungsinstrumente wie z.B. die der KTI, ETH oder EPFL.⁸ Zudem gibt es technische Benchmark-Themen wie dezentrale Stromproduktion, Speicher, Energiemanagement («Demand-Response»-Systeme, intelligente Netzwerke, alternative Systeme zu Smart Meters), von welchen die Schweiz bei ihrer Implementierung profitieren könnte.

Um die Bewältigung dieser Herausforderungen unterstützen zu können, soll die Schweiz mit drei führenden europäischen Ländern im Bereich erneuerbare Energien verglichen werden. Diese werden zuerst anhand eines dreistufigen Verfahrens selektiert. Dies stellt den Inhalt des vorliegenden Artikels dar. In einem weiteren Schritt erfolgt dann die detaillierte Analyse dieser drei Länder, welche Bestandteil des zweiten Artikels im Jahre 2017 sein wird. Ziel der gesamten Arbeit ist, allfällige Empfehlungen aus den daraus resultierenden Erkenntnissen für die Politik formulieren zu können.

² Bundesamt für Energie [BFE], 2012, S. 4.

³ BFE, 2012, S. 4.

⁴ Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, o.J.

⁵ Neue Zürcher Zeitung [NZZ], 2015.

⁶ Economist Intelligence Unit [EIU], 2009, S. 10.

⁷ Dreylund, 2014, S. 4.

⁸ ETH Life Print, 2012, S. 3.

2.2. HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE SCHWEIZ

Wie in der Einleitung erwähnt, stellen die ehrgeizigen Ziele der Energiestrategie 2050 den schweizerischen Energiemarkt vor Herausforderungen. Dazu gehören u.a.:⁹

- **Wachsender Energiebedarf aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums**

Gemäss einer kürzlich veröffentlichten Studie des Bundesamtes für Statistik [BFS] soll die Bevölkerung in der Schweiz zwischen 2015 und 2024 um 9% wachsen. Somit steigt die ständige Wohnbevölkerung von 8.4 Millionen (2015) auf 9.1 Millionen (2024).¹⁰ Zwar korrigierte die OECD die Prognose für das Wirtschaftswachstum der Schweiz im Jahr 2016 um 0.6% nach unten, dennoch wird ein Wachstum von 1.1% vorausgesagt.¹¹ Das Wachstum dieser beiden Grössen führt ceteris paribus zu einem Anstieg des Energiebedarfs.

- **Klimawandel und die CO₂-Belastung**

Die Schweizerinnen und Schweizer verursachen ca. 50 Millionen Tonnen Treibhausgas pro Jahr, was einer Pro-Kopf-Emission von etwa 6.4 Tonnen entspricht. Diese Werte umfassen allerdings nur die innerhalb der Landesgrenze ausgestossenen Treibhausgase. Unter Mitberücksichtigung der importierten Güter und Dienstleistungen kommt der Pro-Kopf-Ausstoss auf rund 12 Tonnen. Im Vergleich mit einigen Industrieländern schneidet die Schweiz zwar gut ab, jedoch liegt der klimaverträgliche Wert bei 1 Tonne CO₂ pro Kopf.¹² Die Energiestrategie 2050 setzt dabei das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2050 auf 1 bis 1.5 Tonnen pro Kopf zu senken.¹³ Dies bedeutet eine Reduktion von mindestens 77% bis 88%.

- **Schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie**

Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie haben der Bundesrat und das Parlament beschlossen, die bestehenden fünf Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillzulegen sowie diese durch keine neuen Kernkraftwerke zu ersetzen.¹⁴ Der Wegfall der Kernenergie muss somit über andere Energiequellen kompensiert werden.

- **Veränderter Energiemix**

Der Anteil fossiler Energie am Schweizer Energiemix soll gesenkt werden. Um die zukünftige Energienachfrage decken zu können, ist der Ausbau der Wärme-Kraft-Koppelung [WKK] bei der fossilen Stromproduktion nötig. Zudem müssen voraussichtlich Gaskombikraftwerke betrieben werden. Ebenso soll das Stromangebot durch die Wasserkraft sowie die neuen erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Durch die Reduktion des Anteils der fossilen Energie soll auch die Importabhängigkeit gesenkt werden. Dennoch wird die Schweiz für eine sichere Stromversorgung weiterhin auf Stromimporte angewiesen sein.¹⁵

Des Weiteren müssen jahrzehntealte Kraftwerke erneuert werden. Ebenso müssen die Verteil- und Übertragungsnetze erneuert sowie zusätzlich ausgebaut werden, dies u.a., um allfällige Kapazitätsengpässe im Stromnetz zu vermeiden. Jedoch stösst der Netzausbau bei der Bevölkerung zum Teil auf Widerstand. Da die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie unregelmässig anfällt, ist das Netz zudem schwankenden Belastungen ausgesetzt.^{16,17}

Diese Herausforderungen sollen anhand der beiden Massnahmenpakete bewältigt werden. Das erste Massnahmenpaket, welches auf die Zeit bis 2020 beschränkt ist, fokussiert sich auf die Effizienzsteigerung, die Förderung erneuerbarer Energien sowie die Verkürzung bzw. Vereinfachung von Verfahren. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien sollen die Stromnetze modernisiert werden, die Einbindung in das europäische Netz erfolgen, die Anwendung intelligenter Technologien eingeführt sowie die Plangenehmigung beschleunigt werden. Um einen

⁹ Swissgrid, o.J.

¹⁰ BFS, 2015.

¹¹ Tages Anzeiger, 2015.

¹² Bundesamt für Umwelt [BAFU], 2014.

¹³ BFE, 2012, S. 4.

¹⁴ BFE, 2012, S. 4.

¹⁵ BFE, 2012, S. 4.

¹⁶ Swissgrid, o.J.

¹⁷ Energie Aktuell. Die Berner Energieplattform, 2015.

Teil des Ausfalls der Kernkraftwerke kompensieren zu können, sollen die fossile Stromproduktion sowie die Importe zeitlich befristet fortgeführt werden.¹⁸

Nach 2020 soll mit dem zweiten Massnahmenpaket eine Energieabgabe auf alle Energieträger mit Rückerstattung an die Wirtschaft und Bevölkerung geprüft werden (ökologische Steuerreform). Zudem soll das aktuelle Fördersystem durch eine Lenkungsmassnahme ersetzt werden.¹⁹

2.3. ZIELSETZUNG DER STUDIE

Ziel des Gesamtprojektes «Die Schweiz im internationalen Energie-Benchmark» ist, einen Vergleich der Schweiz mit anderen europäischen Ländern in den folgenden Bereichen zu erstellen:

1. Gesetzgebung und Politik im Zusammenhang mit der Energiestrategie
 - a. National vs. lokal
 - b. Zeitspanne für Genehmigungsverfahren bei erneuerbaren Energien
 - c. Umweltrestriktionen bei erneuerbaren Energien
2. Energieverteilung und -speicherung
 - a. Aufbau der nationalen Energieverteilung
 - b. Liberalisierung (Status quo, Zukunft)
3. Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen
 - a. Zentralisierte Energiegewinnung (gegenwärtiger Zustand Schweiz)
 - b. Dezentralisierte Energiegewinnung (zukünftige Trends)
4. Subventionen für erneuerbare Energien
 - a. Technologien
 - b. Zeitspanne
 - c. Subventionen / Förderung
5. Subventionen für fossile Energien
6. Nutzen der bilateralen Verträge mit der EU
 - a. Aktueller Stand der Schweiz
 - b. Nutzen des bilateralen Vertrags zwischen der EU und der Schweiz

Die Resultate des tatsächlichen Benchmarks werden Bestandteil des zweiten Artikels im Jahre 2017 sein. Die Peer-Group für den Benchmark stellen dabei europäische Länder dar. Diese werden anhand eines dreistufigen Verfahrens evaluiert, wobei sich der Vergleich am Ende auf drei ausgewählte Länder beschränken soll.

¹⁸ Swissgrid, o.J.

¹⁹ BFE, 2012, S. 5.

2.4. VORGEHENSWEISE

Um die Vielfalt der Energiethemen ganzheitlich betrachten und konkrete Erkenntnisse aus einem Benchmark der Schweiz mit vergleichbaren Ländern präsentieren zu können, müssen diese Länder zuerst systematisch selektiert werden. Dies ist Bestandteil des vorliegenden Artikels. Danach erfolgt im Verlauf des Jahres 2016 eine detaillierte Analyse der drei selektierten Länder zu der Fragestellung: Warum sind diese Länder in spezifischen, nachhaltigen Energiebereichen erfolgreich und was kann die Schweiz von ihnen lernen? Das Gesamtprojekt wird im Jahr 2017 mit einer Auflistung von konkreten Empfehlungen für die Schweiz, welche von den Benchmark-Ländern übernommen werden können, abgeschlossen. Es gliedert sich in die folgenden Schritte:

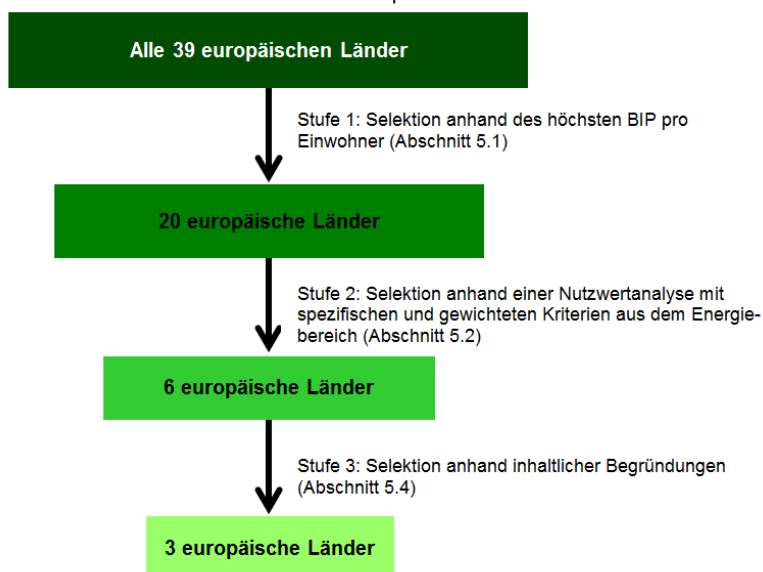
1. Selektion der zu vergleichenden Länder anhand eines dreistufigen Verfahrens (Bruttoinlandprodukt [BIP] pro Einwohner, Nutzwertanalyse anhand spezifischer und gewichteter Kriterien, Ausschlussverfahren aufgrund inhaltlicher Begründungen).
2. Erforschung / Analyse des Ist-Zustands der Schweiz in den sechs Themenbereichen (siehe Abschnitt 3).
3. Generierung von Erkenntnissen über die sechs spezifischen Themen in den ausgewählten Ländern.
4. Vergleich zwischen der Schweiz und den ausgewählten Ländern in den sechs Themenbereichen.
5. Herleitung bzw. Formulierung von Stossrichtungen.
6. Einholen von inter- und intradepartmentalen (innerhalb der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften [ZHAW]) Inputs zu den erwähnten Themenbereichen.
7. Verbreitung des generierten Wissens innerhalb und ausserhalb der ZHAW sowie auch an Unternehmen (z.B. durch Publikationen, Events).

2.5. SELEKTION DER ZU VERGLEICHENDEN LÄNDER

Für die Evaluation werden grundsätzlich alle europäischen Länder herbeigezogen. Aufgrund ihrer kleinen Fläche werden die Länder Andorra, Liechtenstein, Malta, Monaco, San Marino und die Vatikanstadt jedoch nicht berücksichtigt. Ebenfalls wird Island ausgeschlossen, da sich seine aussergewöhnliche Energiesituation (85% der Primärversorgung stammt aus erneuerbaren Quellen, die übrigen 15% (fossile Brennstoffe) werden importiert) so stark von derjenigen der Schweiz unterscheidet.

Um die Anzahl der verbliebenen 39 europäischen Länder weiter einzugrenzen, werden diese anhand des untenstehenden dreistufigen Verfahrens selektiert. Das Ziel ist, Länder mit ähnlichen Voraussetzungen wie die Schweiz zu selektieren.

Abb. 1: Verfahren zur Selektion der europäischen Länder²⁰



Die einzelnen Schritte werden in den folgenden Teilabschnitten erläutert.

2.5.1. Selektion der europäischen Länder anhand der Wirtschaftskraft

Um einen sinnvollen Vergleich zwischen der Schweiz und europäischen Ländern durchführen zu können, werden die verbliebenen Länder in einem ersten Schritt anhand ihrer Wirtschaftskraft (BIP pro Einwohner) verglichen und selektiert.

Somit werden aus den 39 Staaten die 20 Länder evaluiert, welche das höchste BIP pro Einwohner 2013 (in Euro) aufweisen. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgeführt, wobei sie nach der Höhe des BIPs pro Einwohner aufgelistet sind.

²⁰ Eigene Darstellung.

Tab. 1: Selektion der europäischen Länder anhand des BIP pro Einwohner (Euro) im Jahr 2013²¹

Nr.	Land	BIP pro Einwohner
1	Luxemburg	82'818 €
2	Norwegen	75'239 €
3	Schweiz	60'993 €
4	Dänemark	44'393 €
5	Schweden	43'432 €
6	Österreich	36'718 €
7	Niederlande	35'726 €
8	Finnland	35'347 €
9	Irland	34'216 €
10	Belgien	34'038 €
11	Deutschland	33'749 €
12	Frankreich	32'250 €
13	Vereinigtes Königreich	29'675 €
14	Italien	26'036 €
15	Spanien	21'863 €
16	Zypern	18'571 €
17	Slowenien	17'067 €
18	Griechenland	16'393 €
19	Portugal	15'546 €
20	Estland	14'274 €
21	Tschechische Republik	14'144 €

Die Zahlen zum BIP pro Einwohner stammen aus dem «Global Competitiveness Report 2014-2015».²² Damit in der gesamten Arbeit eine einheitliche Währung angewendet wird, wurden die obenstehenden Zahlen von USD in Euro umgerechnet. Hierfür wird der jährliche Durchschnittswchselkurs aus dem Jahr 2013 verwendet (1 USD = 0.75 Euro).²³

2.5.2. Selektion der europäischen Länder anhand der Nutzwertanalyse

Aus den 20 europäischen Ländern werden in einem zweiten Schritt nun anhand einer Nutzwertanalyse sechs Länder selektiert (Abschnitte 5.2.1-5.3).

Die Nutzwertanalyse ist ein Verfahren zur Bewertung von Alternativen bei mehreren Zielgrössen und dient der Entscheidungsfindung bei der Auswahl der Alternativen. Sie versetzt die bewertenden Personen (Autoren) dabei in die Lage, die Alternativbewertung sowohl unter Berücksichtigung eines multidimensionalen Zielsystems sowie auch spezifischer Zielpräferenzen vorzunehmen.²⁴ Hierfür werden zuerst Zielkriterien definiert und danach für die Bewertung gewichtet.²⁵

In der vorliegenden Arbeit wurden 13 spezifische Kriterien aus dem Energiebereich definiert und nach ihrer Relevanz gewichtet. Im nachfolgenden Teilabschnitt werden diese Kriterien in Tabelle 2 aufgezeigt sowie deren Gewichtung erläutert.

²¹ Schwab, 2014, S. 126-351 und Statista, 2015, eigene Darstellung.

²² Schwab, 2014, S. 126-351.

²³ Statista, 2015.

²⁴ Gabler Wirtschaftslexikon, o.J.a.

²⁵ Schulte, 2001, S. 234ff.

2.5.2.1. Kriterien der Nutzwertanalyse

Die vier Hauptkriterien betreffen die Themen «Energieerzeugung aus verschiedenen Energiequellen» (1-8), «Energieeffizienz» (9) und den «sektoralen Energieverbrauch» (10-13). Da sich die Wichtigkeit der verschiedenen Kriterien unterscheidet, werden diese durch eine prozentuale Gewichtung priorisiert.

Bei der Auswahl der Kriterien haben sich die Autoren an den in der Energiestrategie 2050 formulierten Zielvorgaben orientiert. Die Gewichtung der vier Hauptkriterien ist dann durch eine Einschätzung der Autoren erfolgt, somit subjektiv und wurde wie folgt hergeleitet:

Tab. 2: Kriterien der Nutzwertanalyse und deren Gewichtung²⁵

Kriterien	Gewichtung
Primärerzeugung von Energie nach Brennstofftyp pro Kg ROE / Einwohner	35.0%
▪ Fossile Brennstoffe (1)	5.0%
▪ Kernenergie (2)	5.0%
▪ Erneuerbare Energien (3)	25.0%
Primärerzeugung von erneuerbarer Energie nach Typ pro Kg ROE / Einwohner	35.0%
▪ Geothermische Energie (4)	4.5%
▪ Windenergie (5)	4.5%
▪ Biomasse & Siedlungsabfälle (6)	5.0%
▪ Fotovoltaische Energie (7)	12.0%
▪ Wasserkraftenergie (8)	9.0%
Energieintensität der Wirtschaft (9)	20.0%
Energetischer Endverbrauch pro Sektor in Kg ROE / BIP	10.0%
▪ Energieverbrauch der gewerblichen und öffentlichen Dienstleistungen (10)	1.0%
▪ Energieverbrauch der Industrie (11)	3.0%
▪ Energieverbrauch des Verkehrs (12)	3.0%
▪ Energieverbrauch der Haushalte (13)	3.0%
Total	100%

Das Gesamtprojekt befasst sich besonders mit der Thematik der erneuerbaren Energien. Somit liegt der Fokus der Gewichtung mit 70% (35% + 35%) auf der Primärerzeugung von Energien aus unterschiedlichen Energiequellen, wovon 60% (25% + 35%) auf die erneuerbaren Energien fallen. Die in der Energiestrategie 2050 verfasste Priorität, das Stromangebot aus erneuerbaren Energien auszuweiten,²⁷ unterstützt diese von den Autoren vorgenommene Gewichtung.

Die Reduktion des Energieverbrauchs stellt eine weitere Priorität der Energiestrategie 2050 dar. Dies wird mit den beiden weiteren Hauptkriterien der Energieintensität der Wirtschaft (20%) sowie der Entwicklung des sektoralen Energieverbrauchs (10%) berücksichtigt.

Die Unterkriterien werden folgendermassen gewichtet:

Die Verteilung der Gewichtung der fünf erneuerbaren Energien (Kriterien 4-8) lehnt sich an die in den Energieperspektiven 2050 getroffenen Annahmen bezüglich des Zubaupotenzials des erneuerbaren Stroms an. Dabei werden die Bereiche Abwasserreinigungsanlagen [ARA], Kehrlichtverbrennungsanlagen [KVA] und Biomassen zusammengelegt sowie die Wasserkraft inkl. Speicher gezählt (vgl. Tab. 3).

Gemäss den Energieperspektiven 2050 (Stand August 2012) liegt das geschätzte nachhaltig nutzbare Potential des erneuerbaren Stroms bis 2050 in der Schweiz bei 24.22 Terawattstunden [TWh]. Dieses setzt sich aus folgenden Energieträgern zusammen.²⁸

- Wind: 4.26 TWh
- Geothermie: 4.39 TWh
- ARA (0.30 TWh), KVA (1.33 TWh) und Biogas (1.58 TWh): 3.21 TWh
- Biomasse: 1.24 TWh
- Fotovoltaik: 11.12 TWh

Bei der Gross- und Kleinwasserkraft liegt das Zubaupotenzial bei 3.20 TWh (mit Speicher 8.62 TWh).

²⁶ Eigene Darstellung.

²⁷ BFE, 2012, S. 4.

²⁸ BFE, 2012, S. 27.

Tab. 3: Gewichtung der Unterkriterien Primärerzeugung von erneuerbaren Energien nach Typ²⁹

Erneuerbarer Energieträger	Potential der Energiestrategie 2050	Gewichtung	Gewichtung gerundet
Wind	4.26 TWh	4.54%	4.50%
Geothermie	4.39 TWh	4.68%	4.50%
ARA, KV, Biogas, Biomasse	4.45 TWh	4.74%	5.00%
Wasser (inkl. Speicher)	8.62 TWh	9.19%	9.00%
Fotovoltaik	11.12 TWh	11.85%	12.00%
Total	32.84 TWh	35.00%	35.00%

Die Autoren sind sich bewusst, dass es sich bei den Unterkriterien 4-8 um die gesamte Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und bei den in der Energiestrategie 2050 getroffenen Annahmen um den Zubau von Stromproduktion handelt. Dennoch erachten diese den angewandten Verteilungsschlüssel als geeignet.

Bei den Kriterien 1-3 wird der Fokus der Gewichtung aufgrund der Hauptthematik des Gesamtprojektes klar auf die erneuerbaren Energien gelegt, wobei dieser angelehnt an die Energiestrategie 2050 subjektiv durch die Autoren festgesetzt worden ist.

Beim sektoralen Energieverbrauch wurde zuerst der Anteil pro Sektor am totalen Energieverbrauch berechnet. Dies hat aufgezeigt, dass der Anteil des Dienstleistungssektors am wenigsten ins Gewicht fällt sowie dessen Entwicklung über die Jahre 2005-2013 sich kaum verändert hat. Somit wurden die Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalte mit jeweils 3% gewertet und der sektorale Energieverbrauch im Bereich der gewerblichen und öffentlichen Dienstleistungen mit 1%.

2.5.2.2. Methodische Vorgehensweise

Bei der Analyse der Länder wird ein deskriptiver Forschungsansatz verfolgt. Dabei zielt die deskriptive Analyse generell auf die Darstellung genauer Personen-, Geschehnis- oder Situationsprofile ab. Dabei wird das Auftreten von Häufigkeiten ermittelt und bestimmte Charakteristiken eines Phänomens werden beschrieben, wobei ein klares Verständnis des Phänomens bereits vor der Datensammlung vorhanden sein muss.³⁰

Bei dieser Studie werden anhand bereits existierender Energiedaten aus den Eurostat-Statistiken die Situationsprofile der einzelnen Länder in Tabellen und Graphiken aufgezeigt. Mit Situationsprofil ist gemeint, dass anhand dieser Daten aufgezeigt werden kann, wie viel Energie (Menge) ein Land erzeugt (pro Energieträger) bzw. verbraucht (pro Sektor) oder wie effizient es seine Energie einsetzt. Bei den jeweiligen Mengenangaben handelt es sich dabei um absolute Zahlen aus den Jahren 2005-2013. Um die Grössenunterschiede der Länder zu berücksichtigen, werden bei den Kriterien 1-8 die Mengen von «1'000 Tonnen Rohöleinheiten [ROE]» in «kg ROE pro Einwohner» umgerechnet. Bei Kriterium 9 wird die Mengenangabe von «kg ROE pro 1'000 EUR» direkt von Eurostat übernommen. Bei den Kriterien 10-13 werden die Mengen ebenfalls von «1'000 Tonnen ROE» in «kg ROE pro Einwohner» umgerechnet, wobei diese noch in Relation zum BIP gesetzt werden $\left(\frac{\text{kg ROE pro Einwohner}}{\text{BIP pro Einwohner}}\right)$.

Für die Analyse der 20 europäischen Länder werden die einzelnen Länderdaten pro Kriterium miteinander verglichen und bewertet.

Für die Auswertung werden pro Kriterium die Daten aller Länder in Excel-Tabellen aufbereitet. Auf Basis dieser Tabellen (ca. 300 Datenserien) hat Dr. Simon Rentzmann, Dozent an der ZHAW für Statistik und Methodik, verschiedene Graphiken generiert, welche die Auswertung und Evaluation unterstützen.

Zum besseren Verständnis wird die Vorgehensweise anhand des Beispiels «Erzeugung von geothermischer Energie» jeweils in kursiver Schrift erläutert.

²⁹ BFE, 2012, S.27, eigene Darstellung.

³⁰ Saunders et al., 2003, S. 97f. und Fantapié Altobelli, 2007, S. 25.

Bei der Auswertung und Bewertung wird wie folgt vorgegangen:

Auswertung:

1. Den einzelnen Ländern wird pro Jahr aufgrund ihrer Daten ein Rang (1-20) zugeordnet, wobei 1 den besten und 20 den schlechtesten Rang darstellt. Bei den Rängen handelt es sich dabei um eine ordinale Merkmalsausprägung. Die Ordinalskala ordnet die Untersuchungsobjekte nach ihrem Rang, wobei aber keine Aussage über das Ausmass der quantitativen Unterschiede zwischen zwei Rängen gemacht werden kann.³¹

- Kriterien 1-2 (Energiegewinnung): Je weniger fossile bzw. Kernenergie ein Land erzeugt, desto besser ist dessen Rang.
- Kriterien 3-8 (Energiegewinnung): Je mehr erneuerbare Energie ein Land erzeugt, desto besser ist dessen Rang.
- Kriterium 9 (Energieintensität der Wirtschaft): Je effizienter ein Land seine Energie verbraucht, desto tiefer ist der Wert der Daten und somit desto besser der Rang des Landes.
- Kriterien 10-13 (Sektoraler Energieverbrauch): Je weniger ein Land an Energie verbraucht, desto besser ist dessen Rang.

Bei den Kriterien 1-8 handelt es sich um die in einem Land erzeugte Menge Energie eines Primärenergieträgers.³² Somit sind weder die Import- noch die Exportströme darin enthalten. So kann es vorkommen, dass ein Land seinen Energieverbrauch zwar hauptsächlich über erneuerbare Energien deckt, aber trotzdem hohe Mengen an fossiler Energie oder Kernenergie für den Export erzeugt (vgl. Norwegen mit seiner Ölgewinnung). Da der Export fossiler Energien den CO₂-Ausstoss in den importierenden Ländern erhöht, wirkt sich dieser beim Kriterium 1 negativ auf den Rang der Exportländer aus. Da zum aktuellen Zeitpunkt die fossile bzw. Kernenergie für eine reibungslose Energieversorgung immer noch notwendig sind, werden diese Länder dennoch besser bewertet als solche, die die beiden Energieträger gar nicht erzeugen.

→ **Das Ranking misst dabei das relative Abschneiden der einzelnen Länder. Erlangt also ein Land einen höheren Rang, sprich hat dieses gute energiepolitische Ergebnisse erzielt, hat das zur Folge, dass ein anderes Land einen Rang abgestuft wird.**

2. Länder, welche über alle neun Jahre konstant den gleichen Rang aufweisen, werden diesem dementsprechend zugeordnet.

Bei der Erzeugung von geothermischer Energie (vgl. Abb. 2.) konnte Italien konstant seinen Rang halten.³³

3. Bei Ländern, bei welchen die Ränge über die neun Jahre schwanken, werden folgende Schritte angewandt:

a. Berechnung des Durchschnittsrangs

- Länder, die erst zu einem späteren Zeitpunkt als 2005 begonnen haben einen Energietyp zu produzieren, werden für die Berechnung des Durchschnittsrangs in den vorherigen Jahren mit dem schlechtesten Rang versehen. Dieser ist abhängig davon, wie viele Länder diesen Energietyp produzieren.

Im Falle der Erzeugung von geothermischer Energie sind die Länder Deutschland, Niederlande, Slowenien und Zypern betroffen, wobei 11 der schlechteste Rang ist (vgl. Abb. 2 und Tab. 4).³⁴

³¹ Gabler Wirtschaftslexikon, o.J.b.

³² Primärenergie: Energie, die aus Primärenergieträgern erzeugt wird. Diese kommen in der Natur vor und sind noch keiner Umwandlung unterzogen worden, unabhängig davon, ob sie in dieser Rohform direkt verwendbar sind oder nicht. Dazu gehören z.B. Rohöl, Holz, Kohle, Erdgas, Wasser- und Windkraft etc. In der Statistik fällt die mithilfe der Kernenergie erzeugte Reaktorwärme sowie der energetisch genutzte Müll und Industrieabfall ebenfalls darunter (BFE, 2014).

³³ Eigene Interpretation.

b. Betrachtung der Entwicklung der Ränge

- Positiv = Richtung Rang 1 (-1 Rang = Aufstufung)
- Negativ = Richtung Rang 20 (+1 Rang = Abstufung)
- Unbeständig = schwankend Richtung Rang 1 und Rang 20 (keine Rang-Auf- bzw. -Abstufung)

Die Niederlande, Slowenien und Zypern konnten in der Zeit von 2005-2013 höhere Ränge erlangen und mussten in keinem Jahr einen Rang einbüßen. Somit werden diese Länder um jeweils einen Rang aufgestuft. Portugal wurde 2011 von seinem bis dahin konstanten zweiten Platz auf Rang 3 herabgestuft. Ebenso mussten Österreich, Frankreich und Griechenland in diesen neun Jahren Ränge einbüßen. Somit werden diese Länder einen Rang abgestuft (vgl. Abb. 2 und Tab. 4). Bei Dänemark und Deutschland war die Entwicklung schwankend, was allerdings nicht aus Abbildung 2 ersichtlich wird. In diesem Fall wurden die Daten in den Excel-Tabellen für diese Auswertung herbeigezogen.³⁵

c. Vergleich zwischen den Rängen der Produktions- bzw. Verbrauchermenge pro Einwohner mit den Rängen beim prozentualen Anteil am Total (Energieproduktion und -verbrauch) (ausser bei Kriterium 9):

- Kriterien 1+2: Je tiefer sich ein Land auf den beiden Achsen befindet, desto besser ist sein Rang und somit seine Bewertung. Das heisst, je weniger fossile bzw. Kernenergie ein Land erzeugt und je geringer der prozentuale Anteil dieser Energieträger an der gesamten Energieerzeugung ist, desto besser ist die Bewertung. Dem Rang beim prozentualen Anteil am Total wird dabei mehr Relevanz zugeteilt.
- Kriterien 3-8 / 10-13: Je höher sich ein Land auf den beiden Achsen befindet, desto besser ist sein Rang und somit seine Bewertung. Das heisst, je mehr erneuerbare Energien ein Land erzeugt und je höher der prozentuale Anteil dieser Energieträger an der gesamten Energieerzeugung ist, desto besser ist die Bewertung. Dem Rang bei der Produktions- bzw. Verbrauchermenge pro Einwohner in absoluten Zahlen wird dabei mehr Relevanz zugesprochen.

Von den schwankenden Ländern erzielt Slowenien hierbei den besten Platz, direkt gefolgt von Portugal. Dies liegt daran, dass Slowenien bei der Rangfolge sowohl bei der Menge geothermisch erzeugter Energie als auch beim prozentualen Anteil der geothermischen Energie an der gesamten im Land erzeugten Energie die beste Entwicklung und somit das beste Resultat aufweist. Das hat allerdings nicht zwangsläufig zu bedeuten, dass das Land auch die grösste Menge an Geothermie erzeugt, sondern nur, dass das Land in diesem Bereich die beste Entwicklung verzeichnete (vgl. Abb. 3).³⁶

d. Länder, die in der Gesamterzeugungsmenge pro Typ einen Wert von 0 aufweisen, werden nicht bewertet, d.h. Bewertung = 0.

Estland, Finnland, Irland, Luxemburg, Norwegen, Schweden sowie die Tschechische Republik erzeugten in den Jahren 2005 – 2013 keine geothermische Energie, weshalb sie mit 0 bewertet werden (vgl. Abb. 2).³⁷

e. Länder, die zwar bei der Produktionsmenge eines Energietyps pro Einwohner einen Wert von 0 aufweisen, jedoch in der gesamten Produktion Energie desselben Typs erzeugt haben, werden trotzdem in die Bewertung miteinbezogen und alle mit dem schlechtesten Rang versehen. Dieser ist abhängig davon, wie viele Länder diesen Energietyp produzieren.

³⁴ Eigene Interpretation.

³⁵ Eigene Interpretation.

³⁶ Eigene Interpretation.

³⁷ Eigene Interpretation.

Belgien, Spanien und das Vereinigte Königreich weisen bei der Erzeugung von geothermischer Energie pro Einwohner zwar in allen neun Jahren einen Wert von 0 auf. Begutachtet man jedoch die gesamte erzeugte Menge geothermischer Energie dieser Länder und nicht nur die Menge pro Einwohner, kann festgestellt werden, dass diese Energieart in diesen Ländern dennoch in relativ kleinen Mengen erzeugt wird (vgl. Abb. 2 und Abb. 3). Somit werden diese drei Länder mit dem schlechtesten Rang, hier Rang 11, bewertet.³⁸

Abb. 2: Rangfolge Gewinnung von geothermischer Energie pro kg ROE / Einwohner von 2005-2013³⁸

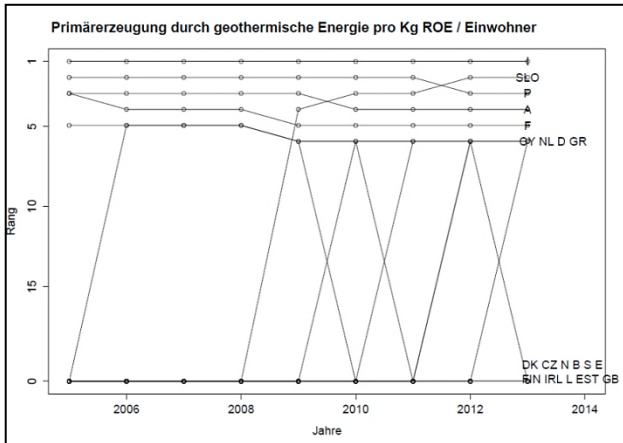
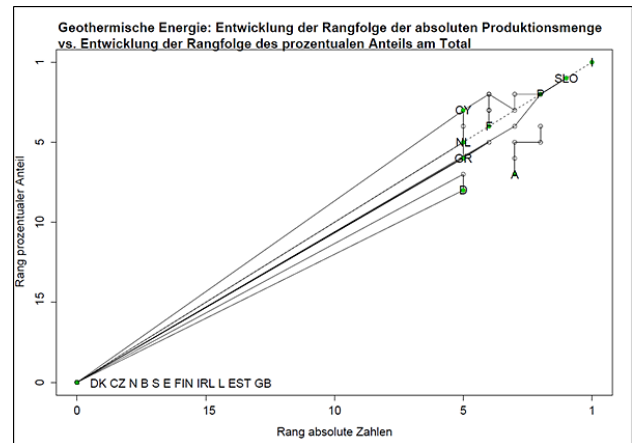


Abb. 3: Geothermische Energie: Entwicklung der Rangfolge der absoluten Produktionsmenge vs. Entwicklung der Rangfolge des prozentualen Anteils an der gesamten Energieerzeugung im Land³⁹



Tab. 4: Zuteilung der Rangfolge der schwankenden Länder bei geothermischer Energie⁴⁰

Land	Ø – Rang	Entwicklung Rang absoluter Zahlen	Vergleich Entwicklung Rang absoluter Zahlen vs. Entwicklung Rang %-Anteil	Rangfolge
Portugal	2.22	Negativ (+1)	2 (-0.8)	2.42 2
Österreich	3.44	Negativ (+1)	3 (-0.7)	3.74 3
Frankreich	4.44	Negativ (+1)	4 (-0.6)	4.84 4
Slowenien	6.88	Positiv (-1)	1 (-0.9)	4.98 5
Griechenland	5.55	Negativ (+1)	7 (-0.3)	6.25 6
Dänemark	8.33	Unbeständig (+/- 0)	9 (-0.1)	8.23 7
Zypern	10.00	Positiv (-1)	5 (-0.5)	8.50 8
Deutschland	10.00	Unbeständig (+/- 0)	8 (-0.2)	9.80 9
Niederlande	11.33	Positiv (-1)	6 (-0.4)	9.93 10

f. Bei Kriterium 2 wird zudem die Situation der Kernenergie in den jeweiligen Ländern in die Bewertung miteinbezogen.

- Positiv = Atomausstieg (-1 Rang = Aufstufung)
- Negativ = Planung von neuen Reaktoren oder sich bereits im Bau befindliche Reaktoren (+1 Rang = Abstufung)
- Neutral = derzeit kein Ausbau (keine Rang-Auf- bzw. -Abstufung)

Bewertung:

1. Auflistung der 20 Länder (Rang 1-20)
2. Zuteilung der Bewertung (20-1)
3. Multiplikation der Gewichtung mit der Bewertung

Tabellen 5 und 6 veranschaulichen die beschriebene Vorgehensweise bei der Bewertung anhand des Beispiels der Primärerzeugung von geothermischer Energie.

³⁸ Eigene Interpretation.

³⁹ Eurostat, 2015a und Eurostat, 2015b. Darstellung: Dr. Simon Rentzmann.

⁴⁰ Eurostat, 2015a und Eurostat, 2015b. Darstellung: Dr. Simon Rentzmann.

⁴¹ Eigene Darstellung.

Tab. 5: Auswertung Primärerzeugung geothermischer Energie pro kg ROE / Einwohner⁴¹

Rang	Land	Gewicht	Bewertung	Ergebnis
1	Italien	0.045	20	0.900
2	Portugal	0.045	19	0.855
3	Österreich	0.045	18	0.810
4	Frankreich	0.045	17	0.765
5	Slowenien	0.045	16	0.720
6	Griechenland	0.045	15	0.675
7	Dänemark	0.045	14	0.630
8	Zypern	0.045	13	0.585
9	Deutschland	0.045	12	0.540
10	Niederlande	0.045	11	0.495
11	Belgien	0.045	10	0.450
11	Spanien	0.045	10	0.450
11	Vereinigtes Königreich	0.045	10	0.450
-	Estland	0.045	0	0
-	Finnland	0.045	0	0
-	Irland	0.045	0	0
-	Luxemburg	0.045	0	0
-	Norwegen	0.045	0	0
-	Schweden	0.045	0	0
-	Tschechische Republik	0.045	0	0

Tab. 6: Gewichtung geothermischer Energie⁴²

Kriterien	Gewichtung
Primärerzeugung von erneuerbarer Energie nach Typ pro Kg ROE / Einwohner	35.0%
▪ Geothermische Energie (4)	4.5%
▪ Windenergie (5)	4.5%
▪ Biomasse & Siedlungsabfälle (6)	5.0%
▪ Fotovoltaische Energie (7)	12.0%
▪ Wasserkraftenergie (8)	9.0%

In einem letzten Schritt werden dann die Ergebnisse pro Land und Kriterium in einer Tabelle aufgeführt und summiert. Die sechs Länder mit der höchsten Punktzahl werden weiter für den Benchmark in Betracht gezogen und in der dritten Stufe evaluiert.

2.5.3. Ergebnisse der Nutzwertanalyse

Die Ergebnisse der einzelnen Auswertungen werden nun in einer zweidimensionalen Matrix erfasst, wobei auf der vertikalen Ebene die Länder und auf der horizontalen die 13 Kriterien aufgelistet sind (vgl. Tabelle 7).

Die Resultate sind durch das von den Autoren entwickelte Verfahren induziert und sowohl durch subjektive (Auswahl und Gewichtung der Kriterien) als auch objektive (Daten aus Eurostat-Statistik) Faktoren beeinflusst worden.

Die aus dieser Vorgehensweise resultierenden Ergebnisse sorgen zum Teil für gewisse Überraschungen.

Die skandinavischen Länder gelten oft als Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien.⁴² Auch Deutschland wurde mit seiner doppelten Energiewende lange als solcher betrachtet.⁴³ Des Weiteren sind es diese Länder, welche im Bereich des geringen Energieverbrauchs im Verkehrssektor sehr weit sind.

Dennoch werden Schweden und Norwegen auf der Gesamtebene von Österreich übertroffen. Österreich nimmt v.a. einen vorderen Platz bei der gesamten Erzeugung von erneuerbaren Energien ein. Es liegt mit seinem vierten Platz direkt hinter den nordischen Ländern Norwegen, Schweden und Finnland. Auch bei der Betrachtung der einzelnen erneuerbaren Energieträger liegt Österreich häufig auf den vorderen Plätzen, so z.B. bei der Primärerzeugung von Energie durch Geothermie, Biomasse und Wasserkraft.

⁴² Stute, 2014, S. 46f.

⁴³ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 9.

Auch Italien, welches im Bereich der gesamten erneuerbaren Energien zwar nicht an der Spitze ist, schafft es in der Gesamtbeurteilung auf Rang 5 und liegt noch vor Schweden, dies u.a. aufgrund der guten Rankings bei der Primärerzeugung von Geothermie und Fotovoltaik sowie bei der Energieintensität der Wirtschaft.

Somit werden Dänemark, Deutschland, Österreich, Norwegen, Italien und Schweden – basierend auf den analysierten Zahlen – als die sechs Top-Länder in Europa identifiziert.

Tab. 7: Auswertung und Selektion der sechs europäischen Länder⁴⁴

Land Kriterium	Fossile Brennstoffe	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Geothermische Energie	Windenergie	Biomasse & Siedlungsabfälle	Fotovoltaische Energie	Wasserkraft- energie	Energieintensität	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Haushalte	Total
Dänemark	0.400	0.000	3.750	0.630	0.900	0.950	1.320	0.270	3.800	0.190	0.600	0.570	0.390	13.770
Deutschland	0.600	1.000	3.000	0.540	0.675	0.900	2.400	0.900	2.600	0.060	0.270	0.510	0.180	13.635
Österreich	0.750	0.000	4.250	0.810	0.630	0.400	1.080	1.620	3.000	0.140	0.210	0.270	0.240	13.400
Norwegen	0.250	0.000	5.000	0.000	0.540	0.450	0.000	1.800	3.400	0.200	0.390	0.600	0.600	13.230
Italien	0.900	0.000	2.500	0.900	0.315	0.600	2.040	1.170	3.200	0.130	0.360	0.390	0.330	12.835
Schweden	1.000	0.650	4.750	0.000	0.720	0.300	0.600	1.710	1.800	0.100	0.150	0.540	0.360	12.680
Spanien	0.950	0.900	2.250	0.450	0.855	0.200	2.160	1.080	2.400	0.160	0.300	0.240	0.540	12.485
Frankreich	0.550	0.600	2.750	0.765	0.270	0.750	1.440	1.350	2.200	0.120	0.480	0.420	0.270	11.965
Portugal	0.000	0.000	3.500	0.855	0.765	0.350	1.560	1.260	1.400	0.110	0.240	0.180	0.480	10.700
Finnland	0.800	0.700	4.500	0.000	0.135	0.800	0.600	1.530	0.800	0.030	0.030	0.450	0.120	10.495
Slowenien	0.700	0.850	3.250	0.720	0.045	0.250	1.200	1.440	0.600	0.050	0.120	0.120	0.090	9.435
Griechenland	0.650	0.000	1.250	0.675	0.585	0.700	1.800	0.990	1.600	0.150	0.420	0.210	0.210	9.240
Irland	0.850	0.000	0.750	0.000	0.810	0.650	0.000	0.630	4.000	0.180	0.540	0.330	0.450	9.190
Vereinigtes Königreich	0.500	0.950	0.250	0.450	0.495	0.100	0.840	0.540	3.600	0.170	0.510	0.360	0.300	9.065
Luxemburg	0.000	0.000	1.000	0.000	0.225	0.550	2.280	0.720	2.800	0.090	0.450	0.030	0.570	8.715
Belgien	0.000	0.800	1.750	0.450	0.360	1.000	1.920	0.450	1.200	0.070	0.180	0.300	0.150	8.630
Niederlande	0.300	0.550	1.500	0.495	0.450	0.500	0.720	0.270	2.000	0.040	0.330	0.480	0.510	8.145
Tschechische Republik	0.450	0.750	2.000	0.000	0.090	0.150	1.680	0.810	0.400	0.020	0.060	0.150	0.060	6.620
Estland	0.350	0.000	4.000	0.000	0.405	0.850	0.000	0.360	0.200	0.010	0.090	0.090	0.030	6.385
Zypern	0.000	0.000	0.500	0.585	0.180	0.050	0.960	0.000	1.000	0.080	0.570	0.060	0.420	4.405

2.5.4. Selektion der europäischen Länder anhand inhaltlicher Begründungen

Für die endgültige Wahl der drei Benchmark-Länder wird die Studie des Handelsblatt-Research-Institutes "Neue Impulse für die Energiewende" aus dem Frühjahr 2014 herbeigezogen.⁴⁵ Der Ansatz dieser Studie ist wie die vorliegende Studie technologie-neutral und orientiert sich am energiepolitischen Zieldreieck Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Für deren Analyse wurden ausschliesslich Daten von der International Energy Agency [IEA], der Weltbank, der OECD sowie von Enerdata verwendet, welche ebenfalls (wie die in der vorliegenden Studie) nach der Meinung der Autoren transparent und vertrauensvoll sind. Somit können die von der Handelsblatt-Studie resultierenden Länderanalysen als Grundlage für die Beschreibung der energiepolitischen Themen von den hier evaluierten sechs Ländern genutzt werden.

2.5.4.1. Dänemark

In Dänemark hat der Staat traditionell eine überragende Rolle und wird allgemein akzeptiert. So gibt es auch keine grossen Diskussionen über die energiepolitische Zukunft. Trotz der hohen Strompreise für die Haushalte steht die überwiegende Mehrheit der Bevölkerung hinter den Energiezielen. Auch die dänische Wirtschaft steht der Energiewende generell positiv gegenüber. Dies liegt u.a. daran, dass viele grosse dänische Unternehmen frühzeitig ihre eigenen Windkraftanlagen installiert haben und als Produzenten von erneuerbaren Energien von der Abkehr von den fossilen Brennstoffen profitieren. Allerdings fühlen sich Bürger mit eigens produziertem Strom z. T. ungerecht behandelt, da ein neues Gesetz den zwischenzeitlichen Minisolarboom beendet sowie den Bau

⁴⁴ Eigene Darstellung.

⁴⁵ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014.

von Bürgerwindparks und Kleinwindanlagen erschwert hat. Somit kommt es vor, dass die dänische Energiewende als eine «Energiewende von oben» bezeichnet wird.⁴⁶

Die fossilen Energieträger nehmen im Land noch einen wesentlich grösseren Anteil an der genutzten Energie ein als in seinen nordischen Nachbarn. Dies liegt jedoch an seinen schlechteren topologischen Voraussetzungen, welche die Energieerzeugung aus Wasserkraft kaum möglich machen, sowie am Verzicht auf Kernenergie. Fast 75% des Primärenergieaufkommens und 50% der Stromerzeugung stammen aus fossilen Energieträgern. Die in Dänemark bereits früh eingeleitete Energiewende hat allerdings dazu geführt, dass der Strombezug des Landes aus erneuerbaren Energien aktuell bei mehr als 50% liegt. Dänemark verfügt, im Vergleich mit den in der Handelsblatt-Studie untersuchten Ländern weltweit, über die grösste installierte Windenergiekapazität pro Einwohner sowie über eine der höchsten Eigenversorgungsquoten beim Energieverbrauch. In der heutigen Zeit erzeugen die Windkraftanlagen ein knappes Drittel des Stroms. Bis 2050 ist eine Erhöhung auf 50% geplant.⁴⁷

Dänemark hat sich der EU gegenüber verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20% seit dem Basisjahr 2005 zu senken. Das Land hat sich selbst aber noch höhere Ziele gesetzt. In den Bereichen Kraftwerke, Heizungen und Autos will Dänemark bis im Jahr 2050 vollständig auf fossile Brennstoffe verzichten. Um dies zu erreichen, hat die vorherige Regierung u.a. festgelegt, dass in neuen Häusern nur noch mit Fernwärme, Holzpellets oder Wärmepumpen geheizt werden darf. Ab 2016 müssen auch ältere Häuser auf Öl- und Gasheizungen verzichten, sofern diese an das Fernwärmenetz angeschlossen werden können. Der Bau neuer Kohlekraftwerke wird ebenfalls untersagt.⁴⁸ Zudem werden die Kraftwerke von Kohle auf Biomasse umgestellt.⁴⁹

Die erneuerbaren Energien werden auch in Dänemark via Einspeisevergütung und Umlage auf den Strompreis subventioniert. Die Förderpolitik in Dänemark hat aber, im Gegensatz zu anderen Ländern, nie so hohe Renditen ermöglicht, dass ein unkontrollierter Boom bei der Installation von Fotovoltaik-Anlagen aufkam.⁵⁰

2.5.4.2. Deutschland

Deutschland gehört zu den wenigen Ländern, die sich eine doppelte Energiewende⁵¹ vorgenommen haben. Auf politischer Ebene wurde diese von einer breiten Mehrheit getragen und hatte international grosse Beachtung gefunden. Das unter der Regierung Schröder eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG] wurde jahrelang als Erfolgsmodell gefeiert und international kopiert. Mit dem Aufbau einer emissionsfreien Energieversorgung wollte Deutschland zum weltweiten Vorreiter umweltfreundlicher Energietechnologien werden. In den vergangenen drei bis vier Jahren ist allerdings Kritik laut geworden, dass aufgrund des raschen Ausbaus der erneuerbaren Energien die industriepolitischen Ziele verfehlt worden und die umweltpolitischen gefährdet seien. Die Fotovoltaik wurde in hohem Masse subventioniert. Dennoch können viele der subventionierten Unternehmen preislich nicht mit der internationalen Konkurrenz mithalten. Die etablierten Energiekonzerne befinden sich aufgrund des EEG und des Atomausstiegs in einer Krise. Die aufgrund der steigenden EEG-Umlage steigenden Strompreise stossen bei der Bevölkerung sowie der Wirtschaft auf Widerstand. Die Grosshandelspreise werden aufgrund des Überangebots an Wind- und Solarenergie gedrückt, wodurch es zu verlustreichen Stromexporten kommt. Da der Betrieb von modernen Gaskraftwerken in Deutschland immer weniger rentiert, steigt zudem der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung.⁵²

Die aktuelle Bundesregierung möchte dem nun mit einer Korrektur der Energiewende gegensteuern und den Ausbau der Biomasse-, Wind- und Solaranlagen einschränken, die Fördersätze für Neuanlagen kürzen sowie grössere Anlagebetreiber dazu verpflichten, ihren Strom selber zu vermarkten.⁵³

⁴⁶ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 56ff.

⁴⁷ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 56ff.

⁴⁸ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 56ff.

⁴⁹ Nyheder, 2016.

⁵⁰ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 56ff.

⁵¹ Doppelte Energiewende: Reduktion fossiler Energieträger zugunsten erneuerbarer Energieträger als Möglichkeit zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie (Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 15).

⁵² Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 14ff.

⁵³ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 14ff.

Die deutsche Energiepolitik strebt weniger eine abgestimmte EU-Energiepolitik an und wird mit ihrer eher nationalen Ausrichtung als Sonderweg bezeichnet. Dies zeichnet sich auch mit dem national ausgelegten EEG ab, welches die Wirksamkeit des EU-Emissionshandelssystems unterminiert.⁵⁴

2.5.4.3. Italien

Italien hat bereits 1987 als erste Industrienation den Atomausstieg beschlossen und alle drei Kernkraftwerke bis 1990 stillgelegt. Seit diesem Zeitpunkt importiert das Land einen hohen Anteil seiner Energie aus dem Ausland, v.a. grosse Mengen Kernenergie. Dies führt zu einer hohen Importabhängigkeit. 1999 wurde in Italien eine Verordnung erlassen, welche die Stromproduzenten dazu auffordert, einen bestimmten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Dieser kann allerdings auch durch den Kauf von sogenannten grünen Zertifikaten gedeckt werden. Der grösste Teil der in Italien erzeugten erneuerbaren Energien stammt aus der Wasserkraft. Durch die grosszügige staatliche Förderung ist die Menge der produzierten Fotovoltaik ebenfalls stark gestiegen.⁵⁵

Diese Fördersätze sinken jedoch seit 2011. Im Jahr 2012 stammten in Italien immer noch 70% des im Lande produzierten Stroms aus fossilen Energieträgern. Die von ihnen selbst gesteckten Energieziele bis 2020 hat Italien schon fast alle erreicht, so z.B. die Reduktion des CO₂-Ausstosses um 13% bezogen auf das Basisjahr 2007.⁵⁶

Die italienische Regierung akzeptiert zwar den Vorstoss bezüglich der erneuerbaren Energien, jedoch gibt es aufgrund der hohen Strompreise immer mehr Kritik. Des Weiteren steht keine neue Energiewende, welche über die bisherigen Pläne hinausgeht, zur Diskussion.⁵⁷

2.5.4.4. Norwegen

Die energiepolitischen Ziele der norwegischen Regierung werden sowohl von der Wirtschaft als auch der Gesellschaft mitgetragen, dies u.a. weil sie sich Wettbewerbsvorteile z.B. beim Bau von Offshore-Windanlagen versprechen.⁵⁸

Eine der grössten Stärken Norwegens ist die Energieversorgungssicherheit. Die Stromversorgung des Landes besteht zu fast 100% aus erneuerbaren Energien, wobei 95% davon mit Wasserkraft erzeugt wird. Diese ist meistens flexibel verfügbar und sichert niedrige Preise. Im Vergleich zu anderen Ländern weist Norwegen sehr niedrige Strompreise für Industrie- und Haushaltskunden auf. Hingegen sind die Benzin- und Dieselpreise trotz des Ölreichtums hoch, was eine Folge der norwegischen Klimapolitik ist.⁵⁹

Der Energieverbrauch des Landes wird allerdings immer noch zu fast 50% über fossile Brennstoffe gedeckt (vorwiegend Transport), was dazu führt, dass das Land innerhalb Europas zu den Ländern mit den höchsten CO₂-Emissionen je Einwohner zählt. Mitte 2012 verabschiedete Norwegen jedoch ein sogenanntes Weissbuch zur Klimapolitik, welches als Hauptziel die Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 um 30% (gegenüber 1990) und bis 2050 sogar die CO₂-Neutralität definiert. Zudem soll mit Hilfe eines Klima- und Energiefonds die Entwicklung neuer umweltschonender Industrien gefördert werden.⁶⁰

Energiesparen und Energieeffizienz werden in Norwegen allerdings nur in geringem Masse thematisiert, da Energie fälschlicherweise oft mit Strom gleichgesetzt wird, dieser reichlich vorhanden ist und die Endverbraucherpreise relativ niedrig sind. Die Klimaziele der norwegischen Regierung werden als durchaus ambitioniert betrachtet.⁶¹

⁵⁴ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 14ff.

⁵⁵ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 71ff.

⁵⁶ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 71ff.

⁵⁷ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 71ff.

⁵⁸ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 84ff.

⁵⁹ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 84ff.

⁶⁰ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 84ff.

⁶¹ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 84ff.

2.5.4.5. Österreich

Die energie- und klimapolitischen Ziele der Regierung sind in der österreichischen Gesellschaft unumstritten. Dies liegt u.a. daran, dass sich die Stromkosten für die Haushalte sowie die Industrie im europäischen Mittelfeld befinden.⁶²

Österreich hat ambitionierte Klimaziele, welche in der jüngsten Vergangenheit allerdings nicht immer erreicht worden sind, vor allem nicht in den Bereichen Gebäudesanierung, Mobilität und Emissionshandel. Im Jahr 2012 musste das Land CO₂-Zertifikate im Wert von 600 Mio. Euro zukaufen, damit es seine EU-Auflagen erfüllen konnte. Die übermässige Zuteilung von CO₂-Zertifikaten an die Industrie und die Elektrizitätswirtschaft haben für diese wenigen Anreize geschaffen, in den Klimaschutz zu investieren.⁶³

Das Umweltministerium hat sich allerdings zum Ziel gesetzt, Österreich wieder zum Umwelt-Vorreiter in Europa zu machen. Es möchte zudem das Potential für die österreichischen Umwelttechnologien verstärkt im Aussenhandel nutzen.⁶⁴

In Österreich konnten im Jahr 2013 bereits 67% des Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Die Wasserkraft (inkl. Kleinwasserkraft) hatte mit 51.8% den höchsten Anteil. Die Stromproduktion aus Windkraft, Fotovoltaik und Geothermie machten zusammen nur 4.1% aus.⁶⁵ Österreich verzeichnet ebenfalls einen hohen Effizienzgrad bei der Energieerzeugung. Zudem verzichtete Österreich schon frühzeitig auf Kernenergie.⁶⁶

Seit 2013 gelten für Österreich die EU-Ziele. Dabei soll das Land bis 2020 die CO₂-Emissionen um 16% gegenüber dem Basisjahr 2005 senken sowie einen Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch von 34% erreichen. Zweitgenanntes hatte Österreich im Jahr 2012 mit einem Anteil von 32.2% bereits fast erreicht. Eine Studie aus dem Jahr 2012 hat sogar ergeben, dass es für Österreich wirtschaftlich sinnvoll wäre, den Zielwert von 34% erneuerbarer Energie am Energieverbrauch um 2% zu übertreffen, dies durch eine stark erhöhte Energieeffizienz und weitere Förderung der erneuerbaren Energien. Österreich könnte so zu einem Exporteur sauberer Energie heranwachsen.⁶⁷

2.5.4.6. Schweden

Die schwedische Energiepolitik ist sowohl auf der politischen als auch auf der gesellschaftlichen Ebene allgemein akzeptiert. Dabei wird das Ziel der Reduktion der CO₂-Emissionen vor dem des möglichen Atomausstiegs gestellt. Mehr als die Hälfte der schwedischen Bevölkerung befürwortet den weiteren Einsatz der Kernenergie.⁶⁸

Das Land bezieht aktuell immer noch knapp 40% seines Stroms aus den Kernkraftwerken. Die übrigen 60% stammen jedoch bereits aus erneuerbaren Quellen, wobei die grossen Wasserkraftwerke, Biomasse und Windkraft den grössten Teil ausmachen. Die fossilen Energieerzeugnisse machen weniger als 3% der Stromerzeugung aus.⁶⁹

Schweden gehört damit zu den fortschrittlichsten Ländern im Bereich der Energie- und Klimapolitik und weist eine hervorragende CO₂-Bilanz auf. Vor allem die Haushalte und Unternehmen verzeichnen sehr geringe CO₂-Emissionen, wobei die Unternehmen von der grossen Verbreitung der ISO 50001-Zertifizierung zum Energiemanagementsystem profitieren.⁷⁰

Die kaufkraftbereinigten Strompreise sind im Vergleich mit anderen Staaten niedrig. Dafür sind in letzter Zeit die Benzin- und Dieselpreise stärker gestiegen als in anderen Ländern.⁷¹

Schweden hat sich gegenüber der EU dazu verpflichtet, seine CO₂-Emissionen bis 2020 um 17% gegenüber 2005 zu senken. Die schwedische Regierung hat zudem noch weitere Klimaziele formuliert. So sollen bis 2020

⁶² Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 86ff.

⁶³ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 86ff.

⁶⁴ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 86ff.

⁶⁵ Ministerium für ein lebenswertes Österreich, 2013, S. 7 und 20.

⁶⁶ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 86ff.

⁶⁷ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 86ff.

⁶⁸ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95ff.

⁶⁹ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95ff.

⁷⁰ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95ff.

⁷¹ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95ff.

alle Gebäude ohne fossile Brennstoffe geheizt und 25 TWh mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Bis im Jahr 2030 soll es auf schwedischen Strassen keine fossil angetriebenen Autos mehr geben und bis 2050 darf es keine CO₂-Nettoemissionen geben. Hierfür hat Schweden verschiedene Fördermassnahmen für erneuerbare Energien eingeführt, so z.B. steuerliche Vergünstigungen oder das Quotensystem «Elcertifikatsystemet».⁷² Dass dieses System gut funktioniert und international Anerkennung findet, zeigt auch die im Jahr 2009 von Schweden und Norwegen unterzeichnete Grundsatzvereinbarung über den Aufbau eines gemeinsamen Marktes für «grüne Stromzertifikate». Mit dieser Unterzeichnung ist Norwegen sozusagen dem schwedischen System beigetreten.⁷³

2.5.4.7. Wahl der drei europäischen Länder

Die finale Entscheidung bei der Auswahl der drei Benchmark-Länder erfolgt nun auf Basis der vorgängig beschriebenen Energiesituationen der sechs Länder.

Dänemark nutzt zwar im Vergleich zu seinen nordischen Nachbarn immer noch einen höheren Anteil an fossilen Energieträgern, dennoch schafft es das Land, knapp mehr als die Hälfte seines Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken sowie eine der höchsten Eigenversorgungsquoten im Energiebereich zu erreichen. Durch den geplanten Verzicht auf fossile Brennstoffe in den Bereichen Kraftwerke, Heizungen und Autos wird sich der Anteil der fossilen Energie auch reduzieren. Das Land verfügt zudem über ein grosses Know-how im Bereich der Windenergie. Des Weiteren scheint es, dass Dänemark ein System der Einspeisevergütung gefunden hat, welches funktioniert. Diese Punkte machen Dänemark zu einem interessanten Benchmark-Land für die Schweiz.

Die deutsche Energiestrategie scheint gegenwärtig mit mehreren Herausforderungen zu kämpfen zu haben. Die industriepolitischen Ziele wurden verfehlt und die umweltpolitischen Ziele sind gefährdet. Unternehmen im Fotovoltaik-Bereich können sich auf dem internationalen Markt trotz Subventionen nicht behaupten. Das EEG führt zu hohen Strompreisen und das Überangebot an Wind- und Solarenergie zu negativen Stromexporten. Deutschlands Energiewende soll dementsprechend korrigiert werden. Mit seiner aktuellen Situation eignet sich Deutschland eher weniger als Benchmark-Land für die Schweiz.

Obwohl Norwegen seinen Stromverbrauch zu fast 100% aus erneuerbaren Energien decken kann, nutzt es immer noch für knapp die Hälfte seines Energieverbrauchs fossile Brennstoffe. Damit verbunden sind die hohen Werte beim CO₂-Ausstoss. Das Ziel, bis im Jahr 2050 CO₂-neutral zu sein, ist somit sehr ambitioniert. Da 95% der Stromversorgung durch die Wasserkraft gedeckt werden, liegt der Fokus nur auf einem Energieträger und ist somit sehr einseitig. Die wenig diskutierten Themen Energiesparen und Energieeffizienz stellen die Bevölkerung zudem vor die Herausforderung eines kompletten Umdenkens. Norwegen ist somit kein geeignetes Benchmark-Land für die Schweiz.

Obwohl Österreich in der vergangenen Zeit seine Klimaziele nicht immer erfüllen konnte, scheint es, als könnte es die bis 2020 gesetzten Ziele diesmal sogar übertreffen. Trotz des kompletten Verzichts auf Kernenergie konnte das Land 2013 zwei Drittel seines Stromverbrauchs über erneuerbare Energien decken. Das Potential, zu einem Exporteur von erneuerbaren Energien zu werden, setzt voraus, dass Österreich mehr erneuerbare Energien erzeugt, als es im eigenen Land braucht. Dies macht das Land sehr interessant. Somit stellt Österreich ein interessantes Vergleichsland für die Schweiz dar.

⁷² Elcertifikatsystemet: Marktbasiertes Förderprogramm für die Produktionskostensenkung erneuerbaren Stroms. Die Stromerzeuger erhalten für jede aus erneuerbaren Quellen generierte Megawattstunde ein Zertifikat. Gewerbliche und öffentliche Stromverbraucher sind wiederum per Gesetz dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihrer Energie aus erneuerbaren Quellen zu beziehen, was durch den Kauf von Zertifikaten nachgewiesen werden kann (Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95).

⁷³ Heilmann, Lichter und Metzger, 2014, S. 95ff.

Italien verzichtet bereits seit langer Zeit auf die Kernenergie. Jedoch stammt eine grosse Menge seiner importierten Energie aus diesem Energieträger, was eine nachhaltige Energiewende nicht unterstützt. Die aufkommende Kritik bezüglich der zu hohen Strompreise begünstigt diese ebenfalls nicht. Da nach dem Ablauf der bisherigen Pläne noch keine neue Energiewende definiert wurde, ist Italiens zukünftige Energiesituation ungewiss. All diese Faktoren schliessen Italien als Benchmark-Land aus.

Es scheint, dass Schweden in naher Zukunft keinen Atomausstieg plant. Dennoch ist Schweden eines der fortschrittlichsten Länder, was die Energie- und Klimapolitik sowie die CO₂-Bilanz betrifft. Der Stromverbrauch wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits zu 60% über erneuerbare Energien gedeckt, wobei sich diese auf verschiedene Energieträger verteilen. Die zusätzlich geplante Erhöhung um 25 TWh im Bereich der erneuerbaren Energien spricht ebenfalls für das Land. Die eingeführten Förderprogramme scheinen ebenfalls erfolgreich zu sein. Schweden stellt somit für die Schweiz ein interessantes Benchmark-Land dar.

Somit haben sich die Autoren dazu entschieden, die Länder Dänemark, Österreich und Schweden für den vertieften Benchmark mit der Schweiz zu wählen.

2.6. SCHLUSSWORT

Der erste Artikel zur Studie «Die Schweiz im internationalen Energie-Benchmark» hatte zum Ziel, die aus der Energiewende resultierenden Herausforderungen für die Schweiz zu erläutern, das Evaluationsverfahren mit den europäischen Ländern zu beschreiben sowie drei Benchmark-Länder für den Vergleich mit der Schweiz zu bestimmen.

Die Analyse aller europäischen Länder basierte dabei einerseits auf den bereits existierenden Daten von Eurostat sowie des World Economic Forums, welche anhand des durch die Autoren definierten dreistufigen Verfahrens evaluiert wurden. Andererseits beruht sie auf inhaltlichen Begründungen, welche auf den Länderanalysen der Handelsblatt-Studie basieren.

Der Folgeartikel im Jahr 2017 wird sich vertieft mit dem aktuellen Stand der schweizerischen, österreichischen, schwedischen und dänischen Energiesituation befassen, wodurch die in Abschnitt 4 aufgelisteten Ziele erreicht werden. Zudem werden Vergleiche zwischen der Schweiz und den Benchmark-Ländern zu den Themen, welche unter Abschnitt 3 aufgelistet worden sind, gezogen sowie konkrete Empfehlungen für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 formuliert.

LITERATURVERZEICHNIS

- Bundesamt für Energie [BFE] (2012). *Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage)*. Bern: Bundesamt für Energie.
- Bundesamt für Energie [BFE] (2014). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014*. Abgerufen von http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00631/index.html?lang=de&dossier_id=0073.
- Bundesamt für Statistik [BFS] (2015). *Tendenzen der Bevölkerungsentwicklung 2015-2024*. Abgerufen von http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/01/03/blank/key_kant/05.html.
- Bundesamt für Umwelt [BAFU] (2014). *Klimawandel Fragen und Antworten. Wie viele Treibhausgasemissionen verursacht die Schweiz?* Abgerufen von <http://www.bafu.admin.ch/klima/09608/index.html?lang=de>.
- Dyrelund, A. (2014). *Ramboll Energy. ICN Summit 2014 Copenhagen. The hidden backbone of the livable city*. Abgerufen von https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/c7e21661db4e76a1d5a7e341bd13690f_DyrelundAndersRambll.pdf.
- Economist Intelligence Unit [EIU] (2009). *European Green City Index. Assessing the environmental impact of Europe's major cities*. Abgerufen von http://www.siemens.com/entry/cc/features/greencityindex_international/all/en/pdf/report_en.pdf.
- Energie Aktuell. Die Berner Energieplattform (2015). *Energiestrategie 2050 des Bundesrats*. Abgerufen von <http://www.energie-aktuell.ch/Berner-Energieplattform/Themen/Energiestrategie-2050-des-Bundesrats>.
- ETH Life Print (2012). *Energiopolitik. Wende sucht zündende Idee*. Abgerufen von https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/News/life/print/2012/eth_life_print_12_11_16.pdf.
- Eurostat (2015a). *Primärerzeugung von erneuerbarer Energie nach Typ*. Abgerufen von <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00081&plugin=1>.
- Eurostat (2015b). *Population*. Abgerufen von <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tps00001>.
- Gabler Wirtschaftslexikon (o.J.a). *Nutzwertanalyse*. Abgerufen von <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/nutzwertanalyse.html>.
- Gabler Wirtschaftslexikon (o.J.b). *Skalenniveau*. Abgerufen von <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/skalenniveau.html>.
- Heilmann, D., Lichter, J. & Metzger, S. (2014). *Neue Impulse für die Energiewende. Was die deutsche Energiepolitik aus dem internationalen Vergleich lernen kann*. Düsseldorf: Handelsblatt Research Institute.
- Ministerium für ein lebenswertes Österreich (2014). *Erneuerbare Energie in Zahlen. Die Entwicklung erneuerbarer Energien in Österreich im Jahr 2013*. Abgerufen von http://www.energieklima.at/fileadmin/content/publikationen/BMLFUW_Erneuerbare_Energie_in_Zahlen_2013.pdf.
- Neue Zürcher Zeitung [NZZ] (2015). *Die wirtschaftspolitische Grafik. Musterknabe auf eigene Kosten*. 29.08.2015. Abgerufen von <http://www.nzz.ch/wirtschaft/wirtschaftspolitik/musterknabe-auf-eigene-kosten-1.18603886>.
- Nyheder (2016). *GRAFIK Se Dongs forvandling fra kulsort til grøn*. Abgerufen von <http://www.dr.dk/nyheder/penge/grafik-se-dongs-forvandling-fra-kulsort-til-groen>.
- Saunders, M., Lewis, P. & Thornhill, A. (2003). *Research Methods for Business Students*. 3. Auflage. London: Prentice Hall.
- Schulte, G. (2001). *Material- und Logistikmanagement*. 2. Auflage. München, Wien: Oldenbourg.
- Schwab, K. (2014). *The Global Competitiveness Report 2014-2015*. Geneva: World Economic Forum.
- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (o.J.). *Wasserkraft Schweiz*. Abgerufen von <http://www.sww.ch/Fachinformationen/Wasserkraft-Schweiz>.

Statista (2015). *Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des US-Dollars gegenüber dem Euro von 1999 bis 2014 (in Euro)*. Abgerufen von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/254757/umfrage/wechselkurs-des-us-dollars-gegenueber-dem-euro-jahresmittelwerte/>.

Stute, D. (2014). *Zukunftsbranchen: Cleantech in Skandinavien*. Dortmund: Industrie- und Handelskammer [IHK]. Abgerufen von http://www.connectingmarkets.com/uploads/media/Artikel_RUHR_WIRTSCHAFT_Ausg_Jan_2014_Zukunftsbranchen_Cleantech_in_Skandinavien_01.pdf.

Swissgrid (o.J.). *Energiestrategie 2050*. Abgerufen von https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/future/energy_strategy.html.

Tages Anzeiger (2015). *Die OECD zeigt sich «sehr besorgt» über Wirtschaftsprognose*. 09.11.2015. Abgerufen von <http://www.tagesanzeiger.ch/wirtschaft/standard/Die-OECD-zeigt-sich-sehr-besorgt-ueber-Wirtschafts-prognose/story/15933061>.

TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 1: Selektion der europäischen Länder anhand des BIP pro Einwohner (Euro) im Jahr 2013	19
Tab. 2: Kriterien der Nutzwertanalyse und deren Gewichtung	20
Tab. 3: Gewichtung der Unterkriterien Primärerzeugung von erneuerbaren Energien nach Typ	21
Tab. 4: Zuteilung der Rangfolge der schwankenden Länder bei geothermischer Energie	24
Tab. 5: Auswertung Primärerzeugung geothermischer Energie pro kg ROE / Einwohner	25
Tab. 6: Gewichtung geothermischer Energie	25
Tab. 7: Auswertung und Selektion der sechs europäischen Länder	26

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1: Verfahren zur Selektion der europäischen Länder	18
Abb. 2: Rangfolge Gewinnung von geothermischer Energie pro kg ROE / Einwohner von 2005-2013	24
Abb. 3: Geothermische Energie: Entwicklung der Rangfolge der absoluten Produktionsmenge vs. Entwicklung der Rangfolge des prozentualen Anteils an der gesamten Energieerzeugung im Land	24

BESONDERHEITEN DER FÜHRUNG VON EVUs

3. Stakeholder-Management im Politiknetzwerk der Energiewende: Herausforderung für die Führung öffentlicher Organisationen

Caroline Brüesch, Peter Stücheli-Herlach, Sandra Fuhrmann, Anna Schmitt⁷⁴

Abstract

Die Erfolgsvoraussetzungen für das strategische Management öffentlicher Organisationen haben sich grundlegend verändert. Im Gewährleistungsstaat der vernetzten Kommunikationsgesellschaft sind die Grenzen zwischen einer öffentlichen Organisation und ihrer Umwelt nicht mehr klar zu ziehen: Zahlreiche Akteure mit unterschiedlichsten Interessen bestimmen über die Handlungs- und Entscheidungsspielräume öffentlicher Organisationen massgeblich mit. Dies zeigt sich am Beispiel des dynamischen Politikfeldes der Energiewende: Gerade in Zeiten grundlegender Veränderungen wird für die Führung öffentlicher Organisationen das strategische Stakeholder-Management zu einem Schlüsselfaktor des Erfolgs. Allerdings ist dieses für Führungskräfte öffentlicher Organisationen mit grossen Herausforderungen verbunden: Wie können sie den langfristigen Erfolg ihrer Organisationen in einem Umfeld unzähliger heterogener Stakeholder, die miteinander vernetzt sowie in Interessen- und Zielkonflikten gefangen sind, auf strategischer Ebene sicherstellen? Wie können in einer komplexen und dynamischen Stakeholder-Umwelt, deren Akteure allgegenwärtig und permanent auf verschiedensten medialen Plattformen kommunizieren, die öffentlichen Aufgaben und Zielsetzungen im Spannungsfeld von unternehmerischen und gesellschaftlichen Interessen erfüllt werden? Und wie kann die dazu notwendige Legitimation in demokratischen Prozessen laufend sichergestellt werden? Dieses Working Paper erläutert die genannte Stakeholder-Problemstellung am Beispiel öffentlicher Organisationen im Politikfeld der Energiewende: Es reflektiert unterschiedliche Konzepte des Stakeholder-Managements, verortet diese in Theorien der Betriebswirtschaftslehre wie auch der Verwaltungs-, Politik- und Kommunikationswissenschaften und dokumentiert anhand einer explorativen, nicht repräsentativen Online-Umfrage die Herausforderungen des Stakeholder-Managements in der Energiewende aus Sicht von Führungskräften öffentlicher Organisationen. Die Ergebnisse dieser Umfrage deuten darauf hin, dass es in der Management-Praxis an angemessenen Modellen für die Bewältigung der Herausforderungen fehlt. Dieses Working Paper plädiert entsprechend für eine transdisziplinäre Forschung auf diesem Gebiet.

Keywords: Public Management, Stakeholder-Management, Strategisches Management, öffentliche Organisationen, Organisationskommunikation, situative Diskursanalyse, Energiewende

⁷⁴ Das Autorenteam bedankt sich beim Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) für die Unterstützung der in diesem Beitrag vorgestellten Online-Umfrage und ebenso bei allen Führungspersonen, die an dieser Befragung teilgenommen und damit wertvolle Einblicke in die Praxis des Stakeholder-Managements im Schweizer Energiesektor ermöglicht haben.

3.1. AUSGANGSLAGE

In der Pflege von Beziehungen zu Stakeholdern, d.h. den Repräsentanten zentraler Positionen in den Umweltsphären einer Organisation und ihren Diskursen (Rüegg-Stürm & Grand, 2015), wird heute eine wichtige Voraussetzung für die Qualität von Managemententscheidungen und die Nachhaltigkeit organisationaler Wertschöpfung gesehen (z.B. Post et al., 2002; Maak & Ulrich, 2007; Rüegg-Stürm & Grand, 2015). Dies gilt besonders auch für öffentliche Organisationen (Bryson, 2004; Boivard & Löffler, 2009), d.h. für Ämter und Behörden von Gemeinden, Kantonen und des Bundes sowie für die von diesen beherrschten, in ihrem Auftrag tätigen Unternehmen (EFV, 2011). Angesichts der Vielzahl unterschiedlichster Stakeholder, die sich am öffentlichen Diskurs beteiligen und mit ihren Strategien auf die Organisationsziele und -mittel einwirken, ist dies jedoch kein einfaches Unterfangen (Schedler & Siegel, 2004).

Exemplarisch zeigt sich diese Herausforderung auf dem Politikfeld der Energiewende. So nahmen 2013 an der offiziellen Vernehmlassung der Energiestrategie 2050 insgesamt 459 Akteure teil (BFE, 2013). Viele dieser Teilnehmenden vertreten mit ihrer Eingabe wiederum zahlreiche weitere Akteure. Im Falle des Wirtschaftsdachverbandes Economiesuisse sind dies beispielsweise rund 100 Branchenverbände, 20 kantonale Handelskammern und insgesamt 100'000 Unternehmen mit 2 Millionen Beschäftigten in der Schweiz (Economiesuisse, 2015). Der politische Diskurs zur Energiewende vermittelt also nicht nur zwischen Staat und betroffener Energiewirtschaft, sondern vernetzt ein sehr viel breiteres Spektrum von Akteuren (Mautz, 2012), ihren Erwartungen und Bewertungsmassstäben aus den verschiedenen Umweltsphären (Rüegg-Stürm & Grand, 2015). Diese Akteure wirken aktiv sowohl auf den öffentlichen Auftrag wie auch auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen öffentlich-rechtlicher Körperschaften bzw. Anstalten und staatlich beherrschter Unternehmen des Energiesektors ein – und zwar permanent, auf zahlreichen Kommunikationsplattformen, diskursiv vernetzt und in dynamischen Austausch- und Kooperationsprozessen (Schneider & Janning, 2006; Hajer, 2009; Stücheli-Herlach et al., 2012). Führungskräfte dieser Organisationen sehen sich damit in ein überaus komplexes und dynamisches Politiknetzwerk der Energiewende eingebunden.

Damit stellt sich für das Management die Frage nach der Identität der Organisation, der Strukturierung der Stakeholder-Beziehungen und der Gewährleistung von Handlungs- und Entscheidungsfähigkeit in verschärfter Masse (Rüegg-Stürm & Grand, 2015). Gesellschaftlich erwünschte und politisch eingeforderte Leistungen müssen erbracht – und gleichzeitig muss die Forderung nach einem effizienten Einsatz öffentlicher Ressourcen erfüllt werden. Hierzu bedarf es geeigneter Managementkonzepte, -verfahren und -instrumente, welche es der Führung ermöglichen, sich rasch ein möglichst realistisches Bild der Organisationsumwelt, ihrer Positionen, Dynamiken und Vernetzungen zu verschaffen, massgebliche Repräsentanten von Erwartungen ebenso zu identifizieren wie auch die Chancen und Risiken der Beziehung zu ihnen laufend zeitnah zu analysieren. Dies wäre die Voraussetzung für erfolgsversprechende strategische Initiativen, Massnahmen und die entsprechenden, stets unabdingbaren Kommunikationsangebote (Stücheli-Herlach & Grand, 2014). Nur ein solches Führungsmodell für Stakeholder-Management könnte gewährleisten, dass sich öffentliche Organisationen im Schweizerischen Energiesektor effizient und effektiv an ihrem pluralistischen Umfeld ausrichten und zu einer wirtschaftlichen und nachhaltigen Governance der Energiewende beitragen.

Eine kürzlich vorgenommene Analyse des Forschungsstandes (Stücheli-Herlach et al., 2015) zeigt, dass sich in der Wissenschaft unterschiedlichste Zugänge zum strategischen Stakeholder-Management finden, und zwar sowohl in der Perspektive der Betriebswirtschaftslehre wie auch der Verwaltungs-, Staats-, Politik- und Kommunikationswissenschaften. Dabei ist der Mangel an geeigneten Modellen für die Führung und Management-Praxis insbesondere für hochgradig vernetzte Organisationen offensichtlich. Dies fängt mit der uneinheitlichen Definition des ursprünglich von Freeman (1984) geprägten Stakeholder-Begriffs an. Und es setzt sich fort bei jeweils unterschiedlich konkretisierten Prozessschritten der Identifikation, der Analyse und Priorisierung von Stakeholdern, der Entwicklung zielführender Strategien sowie deren Verankerung im Gesamtsystem der Organisation. Gleichzeitig taten sich in den letzten Jahren in der Politik- und Kommunikationswissenschaft neue Ansätze für das Verständnis komplexer politischer Organisationsumwelten und die reflektierte Gestaltung der Beziehungen in ihnen hervor: Sie konzentrieren sich vor allem auf die Tatsache, dass Stakeholder in komplexen Umwelten diskursiv vernetzt sind und dass die Repräsentation ihrer Erwartungen in kontroverser und mediatisierter Form erfolgt.

Vor diesem Hintergrund hat das Institut für Verwaltungs-Management (IVM) gemeinsam mit dem Institut für Angewandte Medienwissenschaften (IAM) der ZHAW ein Projekt gestartet, das die bestehenden Lücken zum Anlass für ein transdisziplinäres Forschungsprojekt nimmt. Ziel ist es, disziplinübergreifend und gemeinsam mit Führungskräften öffentlicher Organisationen im Schweizer Energiesektor ein praxistaugliches Führungsmodell im Umgang mit Stakeholdern zu entwickeln und zu testen, das den hohen Anforderungen einer dynamischen, vernetzten Umwelt mit vielgestaltigen Interessen gerecht wird. Bezug nehmend auf die erwähnte Analyse des Forschungsstandes (Stücheli-Herlach et al., 2015), reflektiert dieses Working Paper die in der Theorie identifizierten Problemfelder und Anforderungen an ein effizientes und wirksames Stakeholder-Management aus Sicht der Praxis.

3.2. HERAUSFORDERUNGEN FÜR DAS STAKEHOLDER-MANAGEMENT IM POLITIKNETZWERK DER ENERGIEWENDE AUS SICHT DER PRAXIS

Mit dem Ziel der Exploration der Situation von Stakeholder-Management auf dem Politikfeld der Energiewende wurde im Rahmen des erwähnten Forschungsprojektes im Sommer 2015 eine explorative Online-Befragung unter Führungskräften öffentlicher Organisationen im Schweizer Energiesektor durchgeführt. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse dieser Umfrage präsentiert und erläutert.

3.2.1. Online-Umfrage unter Führungskräften öffentlicher Organisationen im Schweizer Energiesektor

Konkrete Adressaten der Umfrage waren Personen der obersten Führungsebene öffentlich-rechtlicher Körperschaften und Anstalten sowie privat-rechtlicher Organisationen in öffentlichem Mehrheitsbesitz, die im Schweizer Energiesektor tätig sind. Adressiert wurden folglich Geschäftsführer von öffentlich beherrschten Organisationen in den Bereichen Energieversorgung, -erzeugung, -netzbetrieb und -dienstleistungen wie auch Direktoren und Vorsteher öffentlicher Eigentümer-, Steuerungs-, Aufsichts- und regulatorischer Organe im Energiebereich.

Um diese Zielgruppe zu erreichen, schrieb das Projektteam am 10. Juli 2015 insgesamt 334 Führungskräfte in Politik, Verwaltung und öffentlichen Unternehmen im Schweizer Energiesektor per E-Mail an. Es handelte sich dabei um Mitglieder der obersten Steuerungs- und Aufsichtsebene (Geschäftsführer, Direktoren, Verwaltungsräte u. Ä.) in 213 Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowie 57 öffentlich-rechtlichen Körperschaften und Anstalten, deren persönliche E-Mail-Adressen im Rahmen einer Desktop- bzw. Internetrecherche identifiziert wurden und somit eine persönliche Ansprache erlaubten (sogenannte «info@-Adressen» wurden nicht verwendet). Vorgängig machte bereits der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) in seinem Newsletter vom 16. Juni 2015 auf die Umfrage aufmerksam. Am 28. August 2015 wurde die Umfrage geschlossen.

Die Umfrage erfolgte anonym über einen elektronischen Fragebogen. Insgesamt erhielt der Online-Fragebogen 87 Zugriffe, von 36 Organisationen sind Antworten eingegangen (vgl. folgende Tabelle 1). Zwei Umfrageteilnehmende gaben an, dass es sich bei der von ihnen geführten Organisation um ein privates Unternehmen handelt. Da diese nicht die intendierte Zielgruppe repräsentierten, flossen deren Antworten nicht in die Auswertung ein. Der verwertbare Rücklauf belief sich damit auf 12.6% (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Adressaten und Rücklauf der Online-Umfrage zum Stakeholder-Management im Politikfeld Energie

ADRESSATEN UND RÜCKLAUF	Direktansprache	Antworten	Rücklauf
Öffentliche Eigentümer-, Steuerungs-, Aufsichts-, regulatorische Organe	57	5	
Öffentliche Energieunternehmen (Netzbetreiber, Erzeuger, Versorger etc.)	213	20	
Keine Antwort / keine klare Zuordnung (Mehrfachnennung)	-	11	
TOTAL Adressaten und erhaltene Antworten	270	36	13.3 %
Nicht verwertbare Antworten (ausserhalb der Zielgruppe)	-	-2	
TOTAL verwertbare Antworten		34	12.6 %

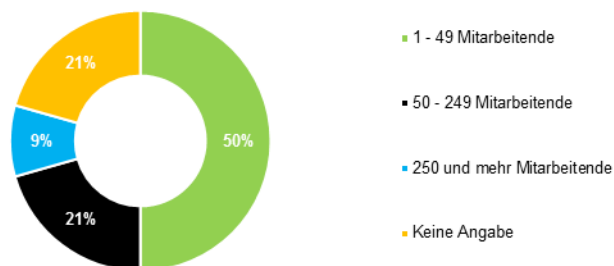
Aufgrund des relativ geringen Rücklaufs und der Tatsache, dass auf keine eindeutigen Erhebungen zur Struktur des Schweizerischen Energiesektors und der Anzahl darin tätiger öffentlicher Organisationen zurückgegriffen werden konnte, können die im Folgenden erläuterten Ergebnisse nicht als repräsentativ gelten. Schätzungen gehen von ca. 730 bis zu mehr als 800 EVU aus, die an der Schweizer Energieversorgung beteiligt sind (vgl. z.B. VSE, 2015; Schicht et al., 2012). Da sich die Umfrage zusätzlich an öffentliche Eigentümer-, Steuerungs-, Aufsichts- und regulatorische Organe in Verwaltung und Politik auf Ebene des Bundes wie auch der Kantone und Gemeinden richtete, dürfte sich die Grundgesamtheit folglich aus weitaus mehr öffentlichen Organisationen zusammensetzen⁷⁵.

Abbildung 1: Rechtsformen der befragten öffentlichen Organisationen (N=34: Häufigkeit in %)

RECHTSFORMEN DER BEFRAGTEN ORGANISATIONEN

Insgesamt erlauben die erhaltenen Antworten aber dennoch wertvolle Einblicke in die Stakeholder-Management-Praxis öffentlicher Organisationen im Politikfeld der Energiewende und liefern Hinweise auf die auf der obersten Führungsebene wahrgenommenen Probleme und Schwierigkeiten. Sie spiegeln sowohl die Sicht von Managern öffentlicher Energieunternehmen als auch die Perspektive von Führungskräften in Politik und Verwaltung. Denn wie obige Abbildung 1 veranschaulicht, setzen sich die Umfrage-Teilnehmenden relativ ausgewogen aus dem oberen Kader sowohl privat-rechtlicher Unternehmen in öffentlichem Mehrheitsbesitz (mind. 8 Organisationen bzw. 24% der Antwortenden) wie auch aus öffentlich-rechtlichen Körperschaften (mind. 7 bzw. 21%) und Anstalten zusammen (mind. 9 bzw. 26%).

Abbildung 2: Grösse der befragten öffentlichen Organisationen, gemessen an der Mitarbeiterzahl (in VZÄ) (N=34: Häufigkeit in %)

WIE VIELE MITARBEITENDE ZÄHLT IHRE ORGANISATION?

Gemessen an der Mitarbeiterzahl stammen die verwertbaren Antworten mit deutlicher Mehrheit aus kleineren öffentlichen Organisationen mit weniger als 50 Mitarbeitenden (vgl. obige Abbildung 2). Die Struktur der Umfrageteilnehmer spiegelt damit auch den stark fragmentierten und kleinräumig organisierten Schweizer Strommarkt (Becker et al., 2012) wider, in dem kleine und mittelgrosse Betriebe in der Überzahl sind, mit nur wenigen grossen Überlandwerken, einigen Kantonswerken und zahlreichen Stadt- und Gemeindewerken (Swissgrid, 2015; SES, 2015).

⁷⁵ Schon auf Stufe Bund sind zahlreiche unterschiedliche Organisationen und Gremien an der Steuerung, Aufsicht und Regulierung von Energie-Organisationen beteiligt oder befassen sich mit Energie-relevanten Themen. Angefangen etwa vom Bundesamt für Energie über das Staatssekretariat für Wirtschaft und das Eidgenössische Starkstrominspektorat bis zur Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie oder dem Schweizerischen Nationalfonds, um nur einige zu nennen. Gleiches zeigt sich auch auf Ebene der 26 Kantone und 2'596 Gemeinden (BFS, 2015). So listet das Bundesamt für Energie beispielsweise alleine für die Schweizer Kantone über 100 unterschiedliche Energiefach- und -Beratungsstellen auf (BFE, 2015).

Die Umfrage selbst beinhaltete gesamthaft 29 Fragen⁷⁶ (vgl. folgende Tabelle 2). Es handelte sich dabei einerseits um Fragen allgemeiner Art zu Stellenwert, Umsetzung und Einbettung von Stakeholder-Management in der eigenen Organisation sowie Fragen nach empfundenen Schwierigkeiten und Herausforderungen im strategischen Umgang mit Stakeholdern. Andererseits zielte der Fragebogen insbesondere darauf ab, mehr über die tatsächliche Praxis hinsichtlich Identifikation, Analyse, Priorisierung, Strategieentwicklung etc. zu erfahren, um die vorgängig identifizierten und in der Ausgangslage geschilderten Lücken hinsichtlich wissenschaftlich gestützter Handlungsanweisungen reflektieren zu können.

Tabelle 2: Aufbau, Themen und Anzahl Fragen der Online-Umfrage

STRUKTUR DES ONLINE- FRAGEBOGENS Themenblöcke / Art der Fragen	Geschlossene Fragen		Offene Fragen	TOTAL
	Einfach (nur 1 Auswahl)	Mehrfach (Auswahl unbegrenzt)	Offenes Textfeld	Anzahl Fragen
I Der Begriff «Stakeholder» in der Organisation	-	1	-	1
II Die Stakeholder der Organisation	1 + 1*	1 + 1*	-	2 + 2*
III Stakeholder-Management in der Organisation	1 + 3*	3 + 4*	-	4 + 7*
IV Aufwand, Nutzen, Stellenwert von und grösste Herausforderung im Stakeholder-Management auf oberster Führungsebene der Organisation	2	-	1	3
V Abschliessende Kommentare zu Stakeholder-Management allgemein oder spezifisch in der Energiewende sowie Kommentare zur Umfrage allgemein	-	-	3	3
VI Fragen zu Art und Grösse der Organisation	2	1 + 3*	1	4 + 3*
TOTAL Anzahl Fragen	6 + 4*	6 + 8*	5	17 + 12*
* automatisierte Anschlussfrage, die nur bei bestimmten Vor-Antworten gestellt wurde.				Max. 29

Die Fragen wurden entwickelt mit Blick auf den Stand der wissenschaftlichen Diskussion zum anspruchsvollen Stakeholder-Management in diskursiv vernetzten und mediatisierten Politikfeldern. Die Befragten wurden hierzu jeweils aufgefordert, anzugeben, inwiefern entsprechende Konzepte, Verfahren und Instrumente in ihrer Organisation angewandt oder berücksichtigt werden und wenn ja, auf welchen Ebenen und in welcher Form das geschieht.

Im Folgenden wird ein Auszug aus den Ergebnissen aus der Umfrage präsentiert. Die Darstellung der Fragen und entsprechenden Antworten orientiert sich dabei am Theoriemodell für den Stakeholder-Management-Prozess (vgl. z.B. Scherrer, 2010; Bryson, 2011) und am entsprechenden Verständnis eines integrierten Führungsmodells für diesen Bereich:

- *Begriff des Stakeholders:* Was versteht die Organisation darunter? Welche diesbezügliche Werthaltung wird vertreten?
- *Ermittlung bzw. Identifikation der Stakeholder:* Wer sind die Stakeholder der Organisation?
- *Analyse und Priorisierung bzw. Bewertung der Relevanz der Stakeholder:* Welches sind die für die Organisation wichtigsten Stakeholder?
- *Strategieentwicklung und -formulierung:* Werden Ziele und Massnahmen für die wichtigsten Stakeholder definiert und evaluiert? Wie erfolgt die Beziehungsgestaltung und wie werden die wichtigsten Stakeholder in die Organisation eingebunden?
- *Verankerung des Stakeholder-Managements in der Organisation:* Wie werden die strategischen Stossrichtungen und Ziele im Umgang mit wichtigen Stakeholdern in der Gesamtorganisation kollektiviert und im Führungsprozess institutionalisiert?

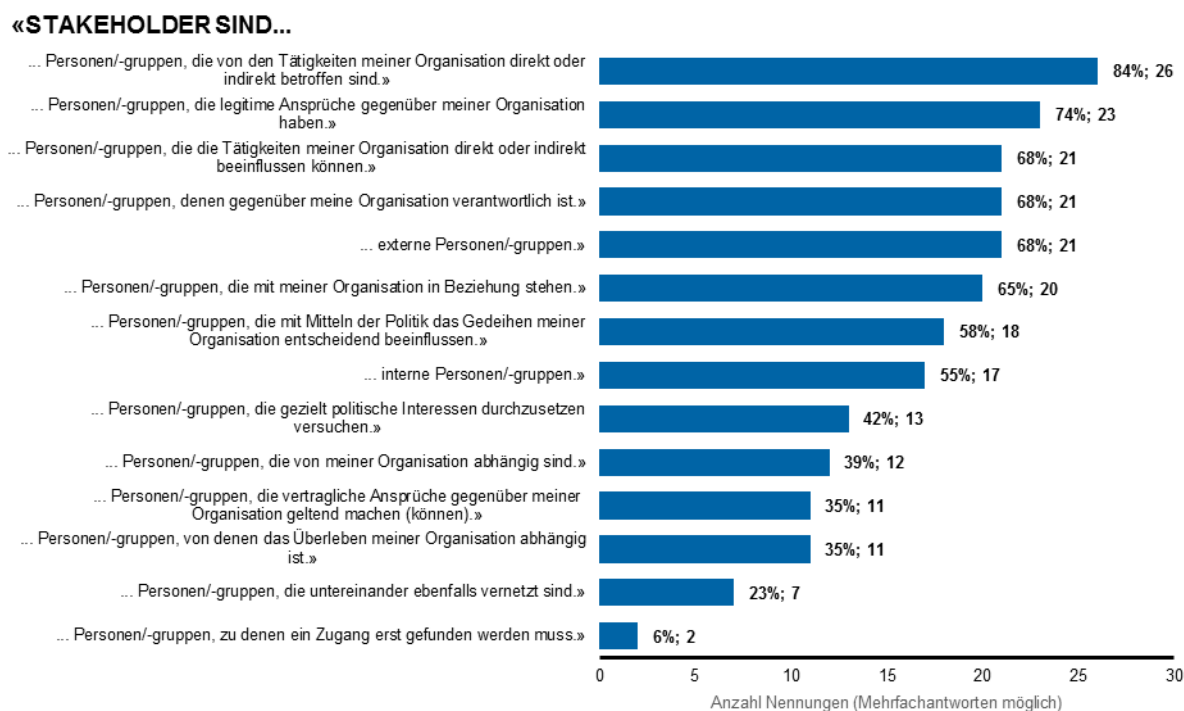
⁷⁶ Da sich der elektronische Fragebogenablauf je nach Antwortverhalten unterschiedlich gestaltete, reduzierte sich die Anzahl gestellter Fragen für die meisten Umfrageteilnehmenden (vgl. Tabelle).

3.2.2. Ergebnisse der Online-Umfrage

Obwohl Stakeholder-Management heute als wichtiger Bestandteil strategischer Organisationsführung betrachtet wird, sind entsprechende theoretische und praktische Konzepte auf wissenschaftlicher Ebene keineswegs einheitlich (Mainardes et al., 2011; Miles, 2015). Insbesondere fehlt es, wie unter Ziffer 1 angedeutet, bereits in der Wissenschaft an einer allgemein akzeptierten Auslegung des Stakeholder-Begriffs, womit anzunehmen war, dass in der Praxis ebenfalls unterschiedlichste Verständnisse anzutreffen sind. Um mehr über die praktische Auslegung des Begriffs zu erfahren, wurden den Umfrageteilnehmenden daher zunächst einige wesentliche (nicht abschliessende) Kriterien der *Stakeholder-Definition* zur Auswahl gestellt⁷⁷.

In der Tat erwecken die erhaltenen Antworten den Anschein, dass der Begriff «Stakeholder» in den befragten öffentlichen Organisationen unterschiedlich gedeutet wird (vgl. folgende Abbildung 3). Insbesondere zeigt sich, dass die befragten Führungskräfte diesen Begriff v.a. mehrdimensional deuten: 25 bzw. rund 81% der 31 Antwortenden stimmten mindestens fünf der vorgeschlagenen Aussagen zu; 9 bzw. knapp 30% der 31 Antwortenden erachteten sogar mindestens zehn der vorgeschlagenen Begriffsdeutungen als zutreffend. Kein einziger Umfrage-Teilnehmer stimmte nur einer Antwort zu (vgl. Abbildung 3).

Abbildung 3: Auslegung des Stakeholder-Begriffs durch die Befragten (N=31: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)



Die Verteilung der (Mehrfach-)Antworten zeigt, dass der Stakeholder-Begriff stark über den spezifisch demokratie-politischen und pluralistischen Kontext staatlicher Betriebe sowie deren öffentlichen Auftrag bestimmt wird. So definiert die Mehrheit der Führungskräfte (84%) den Begriff über die Betroffenheit, versteht unter «Stakeholdern» also im weitesten Sinne Akteure und -gruppen im direkten und indirekten Wirkungskreis der eigenen Organisation und deren Tätigkeit (vgl. obige Abbildung 3). Unter dem modernen Paradigma einer wirkungsorientierten Politik und Verwaltungsführung erstaunt dies kaum. Im Sinne des New Public Management besteht das Ziel staatlicher Tätigkeit ja gerade im wirkungsorientierten Handeln, soll die öffentliche Hand – und mit ihr die von ihr beherrschten öffentlichen Unternehmen – mittels spezifischer Aktivitäten und Leistungen festgelegte Wirkungsziele in einem weiteren Umfeld erfüllen (Schedler, 2000).

⁷⁷ Dabei handelt es sich um Kriterien wie etwa Macht, Interesse, Legitimität, Einfluss, Beziehung usw. (vgl. z.B. Savage et. al., 1991; Mitchell et al., 1997; Freeman et al., 2010; Beach, 2009 und 2013) wie auch Vernetzung, politische Interessen, politische Verfahren usw. (vgl. ausführlicher Stücheli-Herlach et al., 2015).

Die Tatsache, dass mehr als zwei Drittel der Führungskräfte den Begriff «Stakeholder» über «legitime Ansprüche» (74%) und «externe Personen/-gruppen» (68%) definiert, denen gegenüber die eigene Organisation «verantwortlich» (68%) ist, weist zudem auf den öffentlichen Charakter und die öffentliche Verantwortung staatlicher Betriebe hin (vgl. obige Abbildung 3). Zahlreiche Führungskräfte nehmen denn auch Bezug zum demokratisch-politischen Kontext, der die Geschicke der eigenen Organisation massgeblich mitbestimmt: So werden Stakeholder nicht nur als Akteure verstanden, welche die Tätigkeiten der eigenen Organisation «direkt oder indirekt beeinflussen» (68%), sondern eben auch als solche, die «mit Mitteln der Politik das Gedeihen [der eigenen] Organisation entscheidend beeinflussen» (58%; vgl. obige Abbildung 3). Immerhin nehmen 42% denn auch wahr, dass Stakeholder ihre Interessen in der politischen Arena tatsächlich gezielt durchzusetzen versuchen (vgl. Abbildung 3). Auch dass lediglich zwei der befragten Führungskräfte (6%; vgl. Abbildung 3) das Gefühl haben, dass zu den Stakeholdern ihrer Organisation «erst ein Zugang gefunden werden muss», spricht dafür, dass sich Führungskräfte öffentlicher Organisationen der breiten und institutionalisierten Mitwirkungsrechte⁷⁸ der Organisations-Umwelt sehr bewusst sind. Hingegen scheinen die Beziehungen der Stakeholder untereinander gegenwärtig kaum im Fokus der Führungskräfte zu stehen. Nur rund ein Fünftel (23%; vgl. Abbildung 3) beschreibt Stakeholder als «untereinander vernetzt».

Insgesamt wird der Begriff Stakeholder von den befragten Führungspersonen im Energiesektor breit ausgelegt, was für öffentliche Organisationen – gemäss dem Verständnis dieser Umfrage – grundsätzlich auch zweckmässig erscheint, verhindert eine solche Auslegung doch den Ausschluss demokratisch legitimer Anspruchsgruppen (Beach, 2009). Die befragten Führungskräfte folgen damit im Wesentlichen einem stark normativen Ansatz (Donaldson & Preston, 1995; Laplume et al, 2008) und integrieren moralische oder philosophische Wertvorstellungen und Prinzipien in den Stakeholder-Begriff – allen voran das öffentliche Interesse und demokratische Werte.

Abbildung 4: Systematische Identifizierung von Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=28: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

WIE IDENTIFIZIEREN SIE DIE STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION?



Damit bestätigen die Ergebnisse tendenziell die Annahme der Autoren, wonach die in der Wissenschaft diskutierten Definitionskriterien für Führungskräfte öffentlicher Organisation nur bedingt hilfreich sind. Im öffentlichen Kontext ergibt ein solches normativ geprägtes Stakeholder-Verständnis für das Management folglich ein entsprechend weit gestecktes Handlungsfeld. Denn je weiter bzw. umfassender der Begriff «Stakeholder» definiert wird, desto grösser, heterogener und komplexer wird letztlich die Stakeholder-Arena und entsprechend aufwendiger und schwieriger gestaltet sich die *Identifikation, Analyse und Priorisierung* strategisch relevanter Stakeholder.

Dies zeigt sich auch im Rahmen der Selbsteinschätzung der Führungskräfte über den in ihrer Organisation gelebten Stakeholder-Prozess. Demzufolge werden Stakeholder kaum systematisch und umfassend (11% Zustimmung bzw. 3 von 28 Antwortenden), sondern überwiegend eher pragmatisch (61%) identifiziert (vgl. obige Abbildung 4). In einigen der befragten Organisationen (39%, vgl. Abbildung 4) befasst sich das Management zumindest «während heikler Projektphasen oftmals zeitintensiv»⁷⁹ mit der Identifikation wichtiger Stakeholder, was im Einklang mit zahlreichen Studien steht, die nahelegen, dass Stakeholder-Management im öffentlichen Sektor bisher vornehmlich in grossen Projekten, beispielsweise im Bereich Infrastruktur, Aufmerksamkeit erhält (z.B. Wadenpohl, 2010; Beach et al., 2012). Eine organisationsweite Integration des Stakeholder-Managements in strategische Füh-

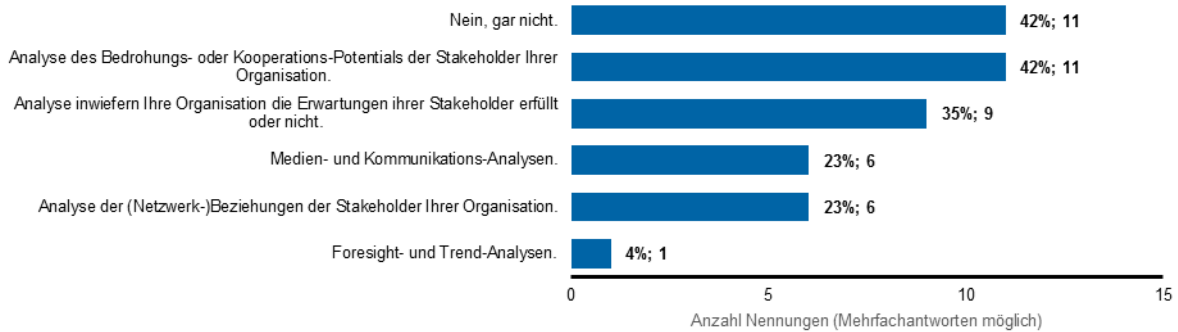
⁷⁸ Z. B. in Form von Referenden, Initiativen, Vernehmlassungen, Beschwerde- und anderen Mitwirkungsrechten (Mosimann & Voelger Winsky, 2012; Knoepfel et al., 2014).

⁷⁹ Kommentar einer Führungskraft eines öffentlichen Steuerungs-/Eigentümerorgans mit weniger als 50 Mitarbeitenden.

rungsprozesse scheint bei öffentlichen Organisationen des Energiesektors hingegen weniger stark verbreitet (vgl. hierzu auch später Abbildung 10).

Abbildung 5: Strategische Analyse von identifizierten Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

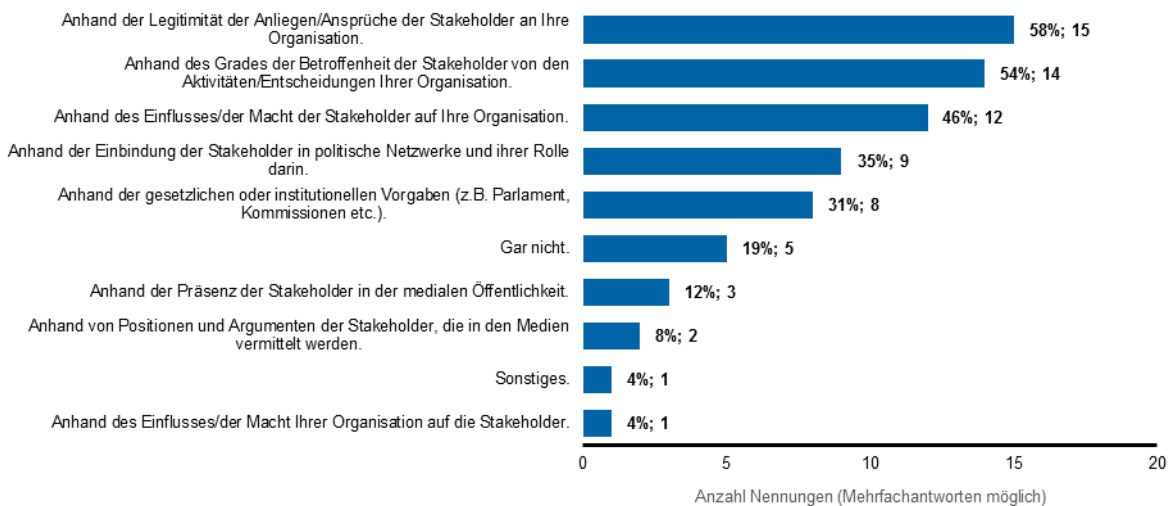
ANALYSIEREN SIE DIE WICHTIGSTEN STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION NOCH WEITER, Z.B. MITTELS FOLGENDER ANALYSEN?



Der wenig systematische Umgang mit Stakeholdern zeigt sich ferner auch daran, dass die Führungskräfte die Stakeholder ihrer Organisation kaum systematisch analysieren, kategorisieren oder priorisieren. So führt fast die Hälfte der Antwortenden an, die zahlreichen Interessensgruppen in ihrem Organisationsumfeld nicht näher zu analysieren und zu schematisieren und/oder sich darauf zu beschränken, die Stakeholder-Arena in kooperationswillige Befürworter und bedrohliche Gegner zu unterteilen (jeweils 42% Zustimmung bzw. von 11 der 26 Antwortenden bejaht, vgl. obige Abbildung 5). Nur Wenige analysieren konkrete Erwartungen einzelner Stakeholder sowie deren Beziehungen untereinander. Medien- und Kommunikationsanalysen scheinen in dieser Hinsicht ebenfalls noch wenig genutzt (vgl. Abbildung 5).

Abbildung 6: Strategische Priorisierung von identifizierten Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

NACH WELCHEN KRITERIEN PRIORISIEREN SIE DIE STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION?



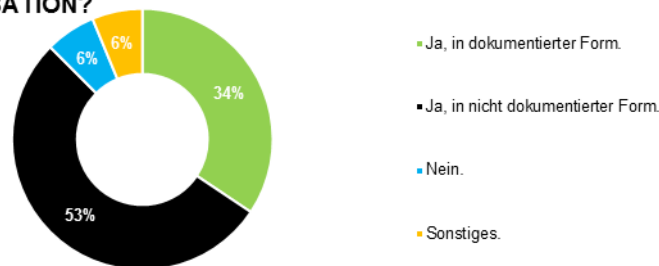
Die strategische Priorisierung der vielfältigen Ansprüche und Beziehungen in komplexen Politiknetzwerken ist, wie bereits einleitend erwähnt, eine weitere Herausforderung, welcher sich Führungskräfte öffentlicher Organisationen zu stellen haben und auf welche die Wissenschaft noch keine hinreichende und in der Praxis bewährte Antwort liefert (vgl. auch Stücheli-Herlach et al., 2015). Diese praktische Schwierigkeit einer Priorisierung der

unzähligen heterogenen, vernetzten und teilweise hybriden⁸⁰ Stakeholder zeigt sich auch an den von den Führungskräften in diesem Zusammenhang genannten Kriterien.

So erfolgt eine Priorisierung kaum aufgrund der medialen Präsenz oder der konkreten Positionen, die medial vermittelt werden (vgl. obige Abbildung 6). Vorherrschende Kriterien für die Priorisierung sind vielmehr oftmals die gleichen, welche bereits bei der Stakeholder-Identifikation verwendet werden: Legitimität (58% Zustimmung bzw. von 15 der 26 Antwortenden bejaht), Betroffenheit (54%), Einflussnahme bzw. Macht auf die Organisation (46%, vgl. Abbildung 6). Auffällig ist, dass die Netzwerke der Stakeholder und ihre Rolle in diesen (35%) sowie die institutionelle Verankerung der Stakeholder (31%) bei der Priorisierung stärker beachtet werden (vgl. Abbildung 6), als dies bei der Identifikation bzw. der Begriffsdeutung von Stakeholdern der Fall war (vgl. Abbildung 3 weiter oben).

Abbildung 7: Strategischer Überblick in der politischen Stakeholder-Arena auf oberster Führungsebene in den befragten Organisationen (N=32: Häufigkeit in %)

HAT DIE OBERSTE FÜHRUNGSEBENE EINE ÜBERSICHT ÜBER DIE WICHTIGSTEN STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION?

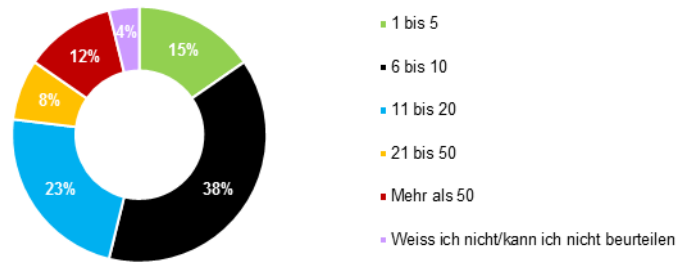


Die in der Praxis verwendeten Priorisierungs-Kriterien vermögen damit kaum, das breite Spektrum von Stakeholdern auf ein überschaubares und bearbeitbares Feld zu reduzieren. Denn im staatlichen Kontext hat letztlich beinahe jeder Akteur ein legitimes Interesse an der öffentlichen Organisation, ist von deren Handeln und Entscheiden betroffen und kann in irgendeiner Form Einfluss auf diese nehmen.

Es erstaunt deshalb kaum, dass lediglich etwas mehr als ein Drittel der Führungskräfte über eine dokumentierte Übersicht der wichtigsten Stakeholder ihrer Organisation verfügt (vgl. obige Abbildung 7). Angesichts der Unüberschaubarkeit der Organisationsumwelt und ihrer Vernetzungen scheinen einige Versuche der systematischen Analyse und Dokumentation zu scheitern oder gar nicht erst unternommen zu werden. Dabei geben mehr als die Hälfte an, auf oberster Führungsebene zwar eine Übersicht der wichtigsten Stakeholder zu haben, jedoch nicht in dokumentierter Form (vgl. Abbildung 7). Dies lässt vermuten, dass Stakeholder-Management zwar von den befragten Führungskräften als relevantes Thema anerkannt wird, jedoch eher in informellen Verfahren und stärker personenabhängig vollzogen wird – und damit wenig systematisch und formalisiert.

⁸⁰ Hybride Stakeholder sind Mitglieder mehrerer Anspruchsgruppen (Helm, 2007), verkörpern also unterschiedliche – mitunter auch gegensätzliche – Rollen gleichzeitig, was die Komplexität des Stakeholder-Netzwerks zusätzlich erhöht.

Abbildung 8: Anzahl der wichtigsten Stakeholder der befragten öffentlichen Organisationen (N=26: Häufigkeit in %)

WIE GROSS IST DIE ANZAHL DER WICHTIGSTEN STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION UNGEFÄHR?

Umso bemerkenswerter, dass die befragten Führungspersonen andeuten, dass in ihren Organisationen eine priorisierte Stakeholder-Liste auf einer stark aggregierten Ebene existiert (vgl. obige Abbildung 8). Obwohl gemäss der Befragung in der Praxis von einem eher umfassenden Stakeholder-Begriff ausgegangen wird und bei der Priorisierung der unzähligen Stakeholder mehrheitlich auf die gleichen Kriterien wie bei der Identifikation zurückgegriffen wird, weisen über zwei Drittel (rund 77%) der Führungskräfte die Anzahl der wichtigsten Stakeholder ihrer Organisation mit (nur) 1-20 aus (vgl. Abbildung 8). Nur bei rund 12% umfasst die Übersicht mehr als 50 Stakeholder (vgl. Abbildung 8), was angesichts der plausiblen Vorannahmen über die Komplexität des Politikfeldes der Energiewende eigentlich angemessener erscheint.

Eine mögliche Erklärung für diesen scheinbaren Widerspruch kann im – wie oben erwähnt – verbreiteten wenig systematischen Ansatz der Stakeholder-Identifikation begründet sein. Der mehrheitlich praktizierte pragmatische oder projektspezifische Ansatz (vgl. Abbildung 4 weiter oben) führt auch bei einem weit verstandenen Stakeholder-Begriff dazu, dass die daraus abgeleitete Stakeholder-Übersicht kaum die Realität in ihrer Gesamtheit und Komplexität wiedergibt, wie dies auch folgender Kommentar in der Umfrage festhält:

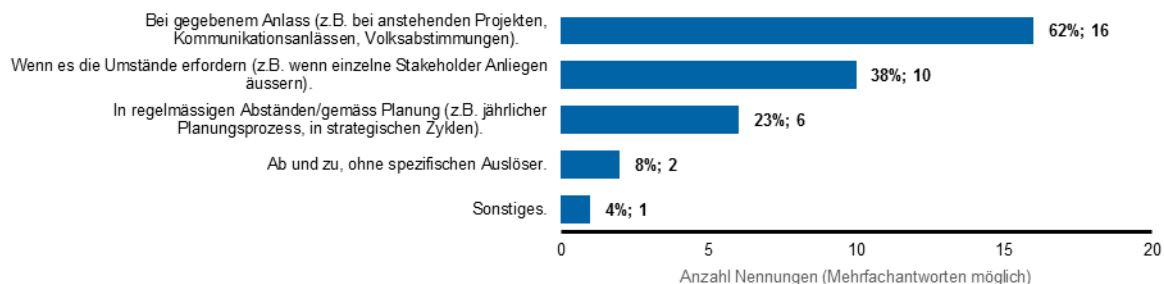
«Aufgrund der Vielfalt der Anspruchsgruppen (...) wäre es vermessen, zu schreiben, wirklich die totale Übersicht zu haben (Gruppierungen inkl. einzelne Namen, deren Anliegen, Verhandlungsbereitschaft etc.).»

Kommentar einer Führungskraft eines lokalen Verteilnetzbetreibers (öff.-rechtl. Körperschaft mit weniger als 50 Mitarbeitenden)

Die Rückmeldungen der Umfrage deuten darauf hin, dass die unzähligen heterogenen, hybriden und vernetzten Akteure im Politiknetzwerk Energie durch die in der Praxis verwendeten Instrumente und Verfahrensweisen für die Führungskräfte kaum überschaubarer, geschweige denn auf strategischer Ebene wertschöpfend gestaltet werden können. Entsprechend wird in den befragten Organisationen «oft nur reagiert statt agiert»⁸¹, wie ein Umfrageteilnehmer selbstkritisch anmerkte. Unterstützt wird diese Aussage durch die Tatsache, dass lediglich eine befragte Führungsperson angab, beim Umgang mit Stakeholdern eine eher proaktive Perspektive einzunehmen, diese also auch aus dem Blickwinkel des eigenen Einflusses auf die Umwelt und deren Repräsentanten zu betrachten (vgl. Abbildung 6 weiter oben).

⁸¹ Kommentar einer Führungskraft eines lokalen Verteilnetzbetreibers (selbst. öff.-rechtl. Anstalt mit weniger als 50 Mitarbeitenden).

Abbildung 9: Kontinuität im Umgang mit Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26; relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

WIE REGELMÄSSIG IDENTIFIZIEREN BZW. ANALYSIEREN SIE DIE STAKEHOLDER IHRER ORGANISATION?

Diese allgemein eher reaktive Haltung im Umgang mit Stakeholdern zeigt sich auch daran, dass die Mehrheit der Befragten sich offenbar vor allem dann intensiver mit der Stakeholder-Arena ihrer Organisation auseinandersetzt, wenn öffentlichkeitswirksame Anlässe anstehen (62% Zustimmungen bzw. von 16 der 26 Antwortenden bejaht) oder «es die Umstände erfordern» (32%), einzelne Stimmen aus der Umwelt sich also hörbar machen (vgl. obige Abbildung 9). In kaum einem Viertel der öffentlichen Organisationen, die an der Umfrage teilnahmen, scheint hingegen ein regelmässiges, systematisches Monitoring der Stakeholder-Landschaft implementiert (vgl. Abbildung 9).

Insgesamt lassen die bisher präsentierten Ergebnisse daher darauf schliessen, dass es in den öffentlichen Organisationen der antwortenden Führungskräfte gegenwärtig an geeigneten systematischen Verfahren zur strategischen Orientierung in der Stakeholder-Landschaft fehlt. Denn die Umfrage zeigt, dass der als eher pragmatisch oder ad hoc zu bezeichnende Prozessansatz nicht etwa auf mangelndes Interesse zurückzuführen ist, sondern dass die Führungskräfte dem Stakeholder-Management durchaus die nötige Aufmerksamkeit widmen.

So gibt fast die Hälfte (48%) der Führungskräfte an, dass in ihren Organisationen Vorgaben zum Umgang mit wichtigen Stakeholdern bestehen. Auch scheinen grundsätzlich *Ziele und Massnahmen* hinsichtlich zentraler Stakeholder definiert zu sein: Eine Mehrheit der befragten Führungspersonen (69% bzw. 18 von 26 Antwortenden) gibt an, dies hinsichtlich aller oder zumindest ausgewählter wichtiger Stakeholder zu tun. 53% dieser Führungskräfte lassen diese Ziele und Massnahmen auch überprüfen, 42% geben an, dies zumindest teilweise zu tun.

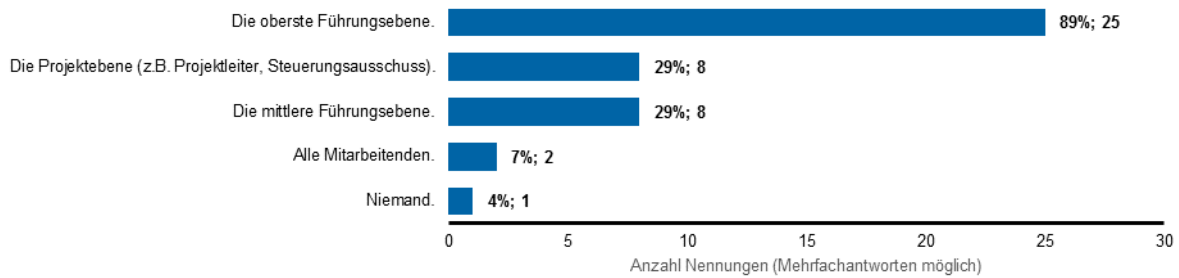
«Wer spart in der Zeit der hat in der Not» oder anders: Stakeholdermanagement ist eine Daueraufgabe zur Vertrauensbildung und für Krisenmomente.»

Kommentar einer Führungskraft eines lokalen Verteilnetzbetreibers (privat-rechtl. AG mit weniger als 50 Mitarbeitenden)

Wie das obige Zitat aus der Umfrage veranschaulicht, sind den antwortenden Führungspersonen der strategische Stellenwert von Stakeholder-Management und damit deren mittel- und längerfristige Relevanz für den Organisationserfolg durchaus bewusst. Dies zeigt sich auch daran, dass die Verantwortung für die Beziehungspflege zu den wichtigsten Stakeholdern von den Befragten klar der obersten Führungsebene zugewiesen wird (vgl. folgende Abbildung 10), was grundsätzlich auch dem modernen wissenschaftlichen Stakeholder-Management-Ansatz entspricht (z.B. Bryson, 2011; Rüegg-Stürm & Grand, 2015).

Abbildung 10: Einbettung von Stakeholder-Management im Führungssystem der befragten Organisationen (N=28: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

WER IST IN IHRER ORGANISATION FÜR DIE BEZIEHUNGSPFLEGE ZU DEN WICHTIGSTEN STAKEHOLDERN VERANTWORTLICH?



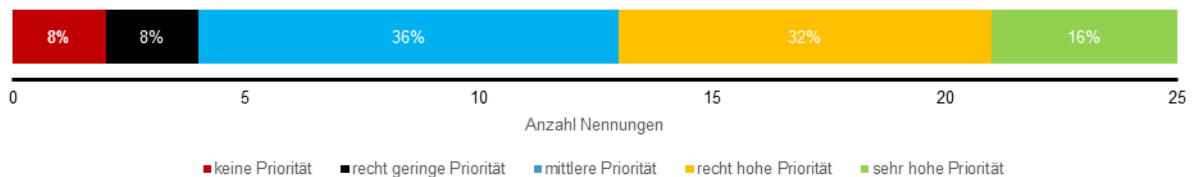
Auf operativer Ebene hingegen scheint ein Stakeholder-Management als ein strategisches Führungsinstrument kaum verankert (vgl. obige Abbildung 10): Weniger als 30% der Antwortenden erachten dies als Aufgabe der mittleren Führungs- oder Projektebene. Und kaum einer bindet im Umgang mit den wichtigsten Stakeholdern alle Mitarbeitenden ein. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich die Führungskräfte der Bedeutung eines strategischen Umgangs mit Stakeholdern sehr wohl bewusst sind – eine systematische *Integration ins Zielsystem der Gesamtorganisation* bildet jedoch offenbar die Ausnahme.

Vor diesem Hintergrund erstaunt es daher zunächst, dass insgesamt nur knapp die Hälfte (48%) der Führungskräfte dem Stakeholder-Management eine – im Vergleich zu anderen Managementinstrumenten – recht hohe bis sehr hohe Priorität einräumt (vgl. folgende Abbildung 11). Weitere 36% sprechen diesbezüglich lediglich von mittlerer Priorität.

Die Aussagen erscheinen aber nachvollziehbar, wenn man sich das Spannungsfeld zwischen komplexer Organisationsumwelt einerseits und bescheidenen Ressourcen für ihre proaktive Bearbeitung gerade in kleinen und mittelgrossen öffentlichen Organisationen andererseits vergegenwärtigt. Mangelnde zeitliche und personelle Ressourcen werden von den Führungskräften denn auch mehrfach als wesentliche Herausforderungen im Umgang mit Stakeholdern genannt.

Abbildung 11: Stellenwert von Stakeholder-Management in den befragten öffentlichen Organisationen (N=25: Häufigkeiten in %)

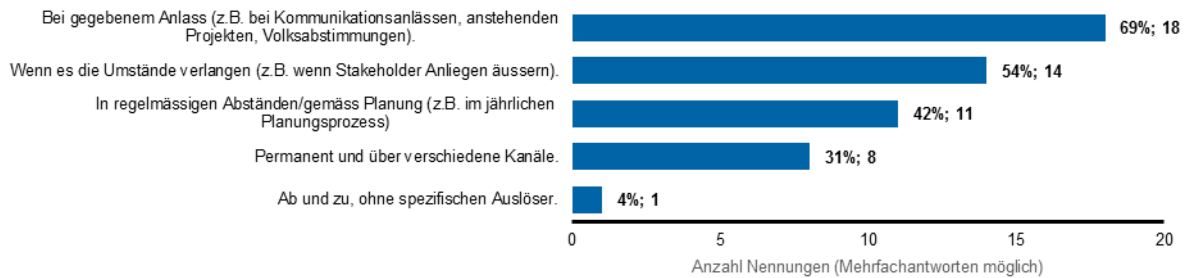
WIE BEURTEILEN SIE DEN STELLENWERT VON STAKEHOLDER-MANAGEMENT IN IHRER ORGANISATION?



Dies zeigt sich ferner auch daran, dass nur rund 31% der Befragten angeben, in einem permanenten Austausch mit ihrem relevanten Umfeld zu stehen (vgl. folgende Abbildung 12). Mehr als zwei Drittel der befragten Führungskräfte treten hingegen vornehmlich dann mit wichtigen Stakeholdern der Organisation in Kontakt, wenn wichtige strategische Projekte oder politische Entscheide anstehen, welche die Geschicke der eigenen Organisation massgeblich beeinflussen (vgl. Abbildung 12). Rund die Hälfte der Antwortenden gibt an, dies zu tun, «wenn es die Umstände verlangen», und überlässt den Impuls zur Beziehungsaufnahme damit teilweise auch den Stakeholdern selbst. Für 42% ist die *Interaktion mit Stakeholdern* Bestandteil der ordentlichen Geschäftstätigkeit. Sie integrieren ihre Beziehungen zu den wichtigsten Stakeholdern regelmässig und systematisch in den Planungsprozess.

Abbildung 12: Kontinuität der Stakeholder-Interaktion in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

IN WELCHEN ABSTÄNDEN TRITTIHRE ORGANISATION IN BEZIEHUNG ZU IHREN WICHTIGSTEN STAKEHOLDERN?

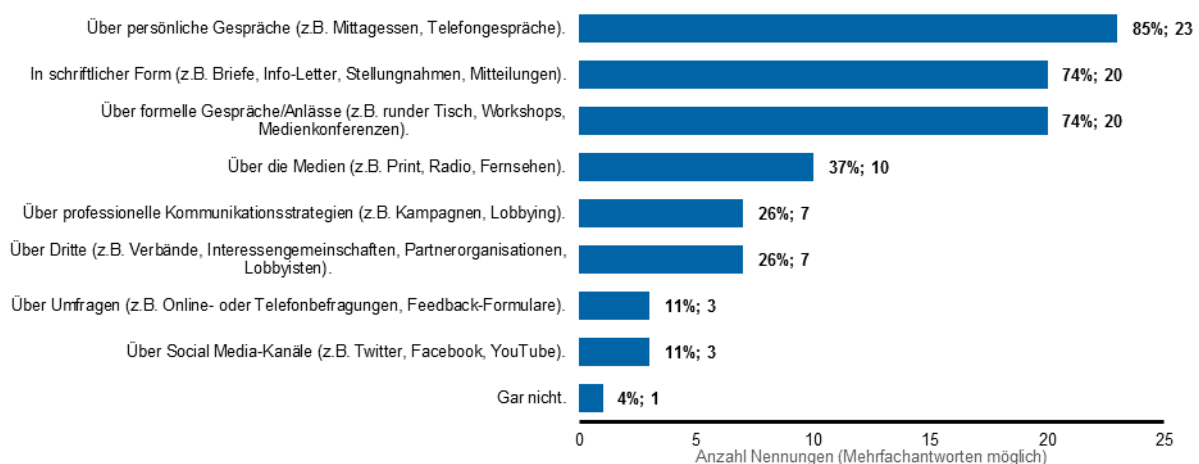


Obwohl das Stakeholder-Management gemäss diesen Umfrageergebnissen von den Führungskräften öffentlicher Organisationen im Politikfeld Energie grossmehrheitlich dem Verantwortungsbereich der obersten Führungsebene zugewiesen wird, weisen die Antworten zur Beziehungspflege somit erneut darauf hin, dass das Stakeholder-Management weniger systematisch, sondern eher pragmatisch und auf ad hoc-Basis erfolgt.

In diese Richtung weisen auch die Rückmeldungen dazu, in welcher Form die *Beziehungspflege* erfolgt. Trotz mangelnder Ressourcen, der grossen Vielfalt an vernetzten Stakeholdern und der Mediatisierung des Politikfeldes findet diese primär durch Gespräche (85%), formellen Schriftverkehr (74%) sowie formelle Informations- und Austauschkanäle (74%) statt und weniger über professionelle Kommunikationsstrategien (26%), die Medien (37%), Umfragen (11%) oder Social Media (11%; vgl. folgende Abbildung 13).

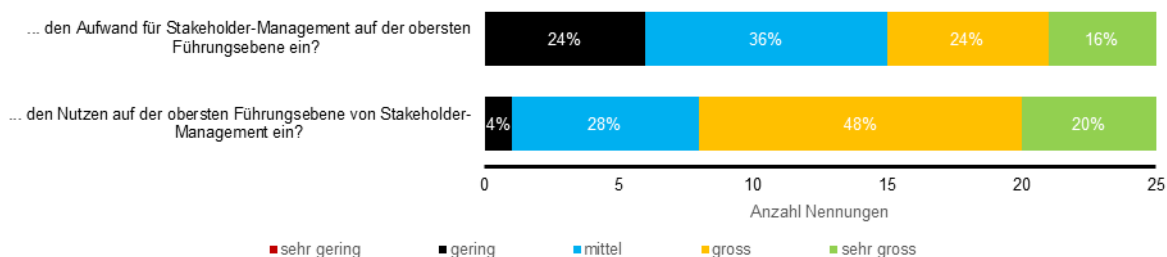
Abbildung 13: Kommunikationskanäle zu Stakeholdern in den befragten öffentlichen Organisationen (N=27: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)

WIE ERFOLGT DIE BEZIEHUNGSGESTALTUNG MIT DEN WICHTIGSTEN STAKEHOLDERN IHRER ORGANISATION?



Ein permanenter Austausch mit Stakeholdern in verschiedenen Beziehungs- und Kommunikationsformen würde eine Positionierung der eigenen Organisation im Politiknetzwerk sowie die systematische Institutionalisierung eines exekutiven Stakeholder-Managements voraussetzen (Rüegg-Stürm & Grand, 2015). Die diesbezüglichen Antworten der Umfrage zeichnen aber das Bild einer vorzugsweisen Nutzung verschiedener formeller und informeller Formen direkter Kommunikation auf der einen Seite und eine vergleichsweise bescheidene Nutzung strategisch mediatisierter und indirekter Kommunikationsformen auf der anderen Seite. Dies könnte darauf hindeuten, dass Stakeholder-Management im Politiknetzwerk der Energiewende heute noch stark an traditionellen Routinen ausgerichtet ist, die medial-diskursive Vernetzung der Austauschverhältnisse noch wenig berücksichtigt und die Strukturierung, Beobachtung und Evaluation des strategischen Prozesses noch wenig ausgeprägt sind.

Abbildung 14: Aufwand für und Nutzen von Stakeholder-Management in den befragten öffentlichen Organisationen (N=25; Häufigkeiten in %)

WIE HOCH SCHÄTZEN SIE IN IHRER ORGANISATION...

Die Fokussierung auf Formen direkter Kommunikation könnte sich negativ auf die zeitliche Belastung der – vielfach allein verantwortlichen – obersten Führungspersonen auswirken. Ein Umfrageteilnehmer sieht die «Vermittlung der komplexen Materie (durch) viele individuelle Gespräche»⁸² entsprechend als grosse Herausforderung. 76% der befragten Führungskräfte schätzen den Aufwand auf der obersten Führungsebene für den Umgang mit Stakeholdern als mittel bis sehr gross ein (vgl. obige Abbildung 14). 40% der Antwortenden betreibt nach eigenen Angaben schon jetzt einen grossen bis sehr grossen Aufwand für Stakeholder-Management (vgl. Abbildung 14).

Nichtsdestotrotz wird die Notwendigkeit eines systematischen Stakeholder-Managements von den Führungskräften öffentlicher Organisationen im Politikfeld der Energiewende bejaht. 96% der Umfrageteilnehmenden erachten Stakeholder-Management als nützlich für die eigene Organisation. 68% der Führungskräfte sehen darin einen grossen bis sehr grossen Nutzen für die oberste, strategische Managementebene (vgl. obige Abbildung 14).

Insgesamt deuten die Ergebnisse der explorativen Umfrage darauf hin, dass sich die Führungskräfte öffentlicher Organisationen im Schweizer Politiknetzwerk der Energiewende im Rahmen ihrer Möglichkeiten bereits mehr oder weniger intensiv, wenn auch wenig systematisch und mit nur beschränkter Formenvielfalt der Beziehungspflege, mit ihrer Organisationsumwelt und deren einflussreichen Repräsentanten auseinandersetzen. Sie könnten damit im Wesentlichen die Arbeitshypothesen der Autoren bestätigen, wie im Folgenden dargelegt wird.

3.2.3. Diskussion der Ergebnisse

Der Stellenwert und Nutzen eines Stakeholder-Managements scheint auch im Politikfeld der Energiewende anerkannt zu sein. Die befragten Führungspersonen berichten allerdings von gewichtigen Herausforderungen seiner Umsetzung. Dazu zählt besonders ein erheblicher Aufwand, der sich massgeblich aus der enormen Vielfalt unterschiedlicher Interessen und Erwartungen, Themen und Positionen ergibt. Offensichtlich ist aber auch, dass Führungskräfte in der strategischen Beziehungspflege mit Stakeholdern wenig proaktiv, massgeblich direkt und nur teilweise mediatisiert vorgehen, was ein Grund für die genannten Belastungen sein könnte. Die regelmässige Identifikation sowie systematische Analyse, Kategorisierung und Priorisierung von zentralen Akteuren, Ansprüchen und Vernetzungsverhältnissen scheint in der Praxis eher die Ausnahme. Stattdessen wird häufig eher ad hoc reagiert, das Stakeholder-Feld folglich projektbezogen oder umständehalber aufgerollt. Dabei wird oftmals weder gezielt auf vorhandenes, dokumentiertes Wissen zurückgegriffen, noch dieses systematisch in der Gesamtorganisation geteilt. Entsprechend lastet nicht nur die Verantwortung, sondern auch der Aufwand für den Umgang mit wichtigen Stakeholdern der Organisation auf den Schultern der obersten Führungskräfte. Das könnte dazu führen, dass Stakeholder-Management nicht in ausreichendem Masse das ist, was es im Umfeld der Energiewende offensichtlich sein sollte: Eine institutionalisierte, dabei kollektive Praxis reflexiver Gestaltung der Beziehung zwischen den Organisationen und ihrer mediatisierten und vernetzten Umwelt (Rüegg-Stürm & Grand, 2015). Die laufende Beobachtung und Analyse, der permanente Austausch in einer Vielfalt der Beziehungs- und Kommunikationsformen sowie die systematische Evaluation scheinen vielmehr die Ausnahme zu sein.

Die Ergebnisse der explorativen Umfrage könnten weiter vermuten lassen, dass trotz des beträchtlichen Aufwands, den die Führungskräfte für das Stakeholder-Management betreiben, sich noch keine robuste und ausreichend wirkungsvolle Best Practice eingestellt hat, die den spezifischen Anforderungen öffentlicher Organisationen

⁸² Führungskraft eines öffentlichen Netzbetreibers (Selbst. öff.-rechtl. Anstalt mit weniger als 50 Mitarbeitenden).

im Schweizer Energiesektor auch entsprechen würde. So hat keine der befragten Führungspersonen etwa eine eigene, organisationspezifische Definition des Begriffs «Stakeholder» angegeben oder eigene Analyse- und Priorisierungskriterien genannt, obwohl dies im Fragebogen möglich war. Stattdessen wurden Kriterien und Definitionsmerkmale bejaht, die sich auch in der allgemeinen und einführenden betriebswirtschaftlichen Literatur über Stakeholder-Management finden und/oder direkt Bezug nehmen auf das unmittelbare politische, mediatisierte und vernetzte Umfeld der befragten öffentlichen Organisationen. Die Mehrheit der Antwortenden scheint sich in der Praxis also kaum griffiger Identifikations-, Ausschluss-, Analyse- und Strukturierungskriterien zu bedienen, was die Voraussetzung wäre für ein proaktives, dynamisches und strategisches Stakeholder-Management. Auffällig ist dabei, dass insbesondere die Tatsache der diskursiven und medialen Vernetzung von Stakeholdern noch eher wenig Beachtung findet. Und obwohl die strategische Beziehungspflege zu den wichtigsten Stakeholdern der obersten Führungsebene zugeordnet wird, verfügt gemäss den befragten Führungskräften nur rund ein Drittel über eine dokumentierte Übersicht, welche auch bei personellen Veränderungen an der Führungsspitze Kontinuität im Umgang mit den wichtigsten Stakeholdern sicherstellen könnte.

3.3. STAKEHOLDER-MANAGEMENT IM POLITIKNETZ DER ENERGIEWENDE – HANDLUNGSBEDARF DER PRAXIS ZUHANDEN TRANSDISZIPLINÄRER FORSCHUNG

Die Wissenschaft kennt gegenwärtig keine ausreichend erprobten Handlungsanleitungen, um die in der Umfrage identifizierten praktischen Probleme des Stakeholder-Managements zu lösen. Daraus ergibt sich ein klarer Handlungsbedarf für die Entwicklung strategischer Konzepte, Verfahren und Instrumente insbesondere für Führungskräfte öffentlicher Organisationen im Energiesektor. Die Umfrageergebnisse lassen erste Vermutungen zu, in welchen Bereichen der Praxis dieser Bedarf am grössten ist. Damit ist das Feld für eine Zusammenarbeit zwischen wissenschaftlicher Forschung und strategischer Management-Praxis abgesteckt. Es ergibt sich aus Handlungsproblemen, die «für einzelne Organisationen so relevant sind, dass sie zwingend angegangen werden müssen und gleichzeitig so komplex sind, dass sie nicht mit organisationseigenen Wissensressourcen gelöst werden können» (Stücheli-Herlach et. al., 2015); es handelt sich also um ein Feld transdisziplinärer Forschung. Die Handlungsprobleme erstrecken sich dabei von der Klärung des Stakeholder-Verständnisses (Umweltsphären, Diskurse, Issues, Positionen, Vernetzungen) über die Verfahren und Instrumente der Beziehungspflege (Identifikation, Analyse, Bewertung, Strategieentwicklung) bis zur nachhaltigen Verankerung im Gesamtsystem organisationaler Führung (Strukturierung, Institutionalisierung, Evaluation).

LITERATURVERZEICHNIS

- Beach, S. (2009). *Who or what decides how stakeholders are optimally engaged by governance networks delivering public outcomes?* 13th International Research Society for Public Management Conference (IRSPM XIII), 6-8 April. Fredericksberg: Copenhagen Business School.
- Beach, S. (2013). *Stakeholder engagement by governance networks: a study of stakeholder engagement by road delivery network in Queensland*, PhD thesis. Queensland: University of Technology.
- Beach, S., Keast, R.L. und Pickernell, D. (2012). *Unpacking the connections between network and stakeholder management and their application to road infrastructure networks in Queensland*. *Public Management Review*, 14(5), 609-629.
- Becker, D., Wichmann, J. und Bader, N. (2012). *Effizienzmodell für Schweizer Stromlieferanten*. Endbericht der Ecofys im Auftrag des Bundesamtes für Energie vom 9. August. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_250779416.pdf&endung=Effizienzmodell%20f%FCr%20Schweizer%20Stromlieferanten [25.10.2015].
- BFE Bundesamt für Energie (2013). *Energiestrategie 2050 – Liste der Vernehmlassungsteilnehmenden*. Stand per 28. Februar 2013. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_31340127.pdf&endung=Energiestrategie%202050%20-%20Liste%20der%20Vernehmlassungsteilnehmenden [25.10.2015].
- BFE Bundesamt für Energie (2015). *Kantonale Energiefachstellen und Energieberatungsstellen*. Stand per 12.02.2015. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_89456997.pdf&endung=Energiefachstellen%20und%20Energieberatungsstellen [14.12.2015].
- BFS Bundesamt für Statistik (2015). *Institutionelle Gliederungen der Schweiz: Die Gemeinden*. URL: http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/regionen/11/geo/institutionelle_gliederungen/01b.html [14.12.2015].
- Boivard, T. und Löffler, E. (2009). *Public Management and Governance*, 2. Auflage. New York: Routledge.
- Bryson, J. M. (2004). *What to do when Stakeholders Matter: Stakeholder Identification and Analysis Techniques*. *Public Management Review*, 6(1), 21-53.
- Bryson, J. M. (2011). *Strategic Planning for Public and Nonprofit Organizations*. San Francisco: Jossey-Bass/Wiley.
- Donaldson, T. und Preston, L. E. (1995). *The Stakeholder Theory of the Corporation: Concepts, Evidence, and Implications*. *The Academy of Management Review*, 20(1), 65-91.
- Economiesuisse (2015). *Mitglieder*. URL: <http://www.economiesuisse.ch/de/content/mitglieder> [06.12.2015].
- EFV Eidgenössische Finanzverwaltung (2011). *Methoden und Konzepte der Finanzstatistik der Schweiz*. URL: http://www.efv.admin.ch/d/downloads/finanzstatistik/Konzeptionelles/FS-Methodenband_d.pdf [31.07.2015].
- Freeman, R. E. (1984). *Strategic Management: A Stakeholder Approach*. Boston: Pitman.
- Freeman, R. E., Harrison J. S., Wicks, A. C., Parmar, B. und de Colle, S. (2010). *Stakeholder Theory: The State of the Art*. Cambridge: University Press.
- Hajer, M. A. (2009). *Authoritative Governance: Policy-making in the Age of Mediatization*. Oxford: University Press.
- Helm, S. (2007). *Unternehmensreputation und Stakeholder-Loyalität*. Habilitationsschrift Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.

- Knoepfel, P., Papadopoulos, A., Sciarini, P., Vatter, A. und Häusermann, S. (2014). *Handbuch der Schweizer Politik*, 5. überarbeitete und erweiterte Auflage. Zürich: Verlag NZZ.
- Laplume, A. O., Sonpar, K. und Litz, R. A. (2008). *Stakeholder Theory: Reviewing a Theory that moves us*. Journal of Management, 34(6), 1152-1189.
- Maak, T. und Ulrich, P. (2007). *Integre Unternehmensführung: Ethisches Orientierungswissen für die Wirtschafts-praxis*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Mainardes, E. W., Alves, H. und Raposo, M. (2011). *Stakeholder Theory: Issues to Resolve*. Management Decision, 49(2), 226-252.
- Mautz, R. (2012). *Atomausstieg und was dann? Probleme staatlicher Steuerung der Energiewende*. dms – der moderne Staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, 5(1), 149-168.
- Miles, S. (2015). *Stakeholder Theory Classification: A Theoretical and Empirical Evaluation of Definitions*. Journal of Business Ethics, Early View Online Version before Publication, 10.1007/s10551-015-2741-y.
- Mitchell, R. K., Agle, B. R. und Wood, D. J. (1997). *Toward a Theory of Stakeholder Identification and Salience: Defining the Principle of Who and What Really Counts*. The Academy of Management Review, 22(4), 853-886.
- Mosimann, H.-J. und Völger Winsky, M. (2012). *Öffentliches Recht*. Zürich: Schulthess.
- Post, J. E., Preston, L. E. und Sachs, S. (2002). *Managing the Extended Enterprise: The New Stakeholder View*. California Management Review, 45(1), 6-28.
- Rüegg-Stürm, J. und Grand, S. (2015). *Das St. Galler Management-Modell. 2.*, vollständig überarbeitete und grundlegend weiterentwickelte Auflage. Bern: Haupt.
- Savage, G. T., Nix, T. W., Whitehead, C. J. und Blair, J. D. (1991). *Strategies for Assessing and Managing Organizational Stakeholders*. Academy of Management Executive, 5(2), 61-75.
- Schedler, K. (2000). *Wirkungsorientierte Verwaltungsführung: Begriff und aktueller Stand der Entwicklung*. In: Pulitano, Donatella (Hrsg.) *New Public Management. Terminologie – terminologie – terminologia*. Bern/Stuttgart/Wien: Haupt, S. 33-47.
- Schedler, K. und Siegel, J. P. (2004). *Strategisches Management in Kommunen*. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung.
- Scherrer, Y. (2010). *Stakeholdermanagement: Leitfaden für einen moderierten Gruppenprozess*. Erstellt im Zusammenhang eines KTI-Projekts zur Entwicklung eines nachhaltigen Managementsystems für Nonprofit-Organisationen. Basel: FHNW.
- Schicht, R., Müller, M., Niemeyer, C., Frank, M., Muster, S., Meier, M. (2012). *Schweizer Stromwirtschaft zwischen Abwarten und Aktivismus: Standortbestimmung der Schweizer Energieversorgungsunternehmen*. Zürich: Boston Consulting Group und VSE Verband Schweizerischer Energieunternehmen
- Schneider, V. und Janning, F. (2006). *Politikfeldanalyse: Akteure, Diskurse und Netzwerke in der öffentlichen Politik*. Wiesbaden: VS Verlag.
- SES Schweizerische Energiestiftung (2015). *Die Stromwirtschaft*. URL: <http://www.energiestiftung.ch/energiethemen/energiepolitik/schweizerstrompolitik/stromwirtschaft/> [14.12.2015].
- Stücheli-Herlach, P. und Grand, S. (2014). *Making Strategies Public: Strategiekommunikation und deren Bedeutung für die Unternehmenspolitik*. In: Hugi, A. und Kaufmann, R. (Hrsg.) *Innen- und Aussenpolitik von Unternehmen: Corporate Governance und Public Affairs in der Praxis – ein Managementbuch*, S. 43-54. Bern: Stämpfli Verlag.

Stücheli-Herlach, P., Brüesch, C., Fuhrmann, S. und Schmitt, A. (2015). *Stakeholder-Management im Netzwerk politischer Kommunikation: Forschung für ein integriertes Führungsmodell im öffentlichen Sektor*. In: SGVW Schweizerische Gesellschaft für Verwaltungswissenschaften (Hrsg.) Jahrbuch der Schweizerischen Verwaltungswissenschaften, 77-101. Zürich: kdmz.

Stücheli-Herlach, P., Hirsbrunner, S., Keel, G. und Wenzinger, E. (2012). *Welche Online-Demokratie brauchen wir? Befunde und Perspektiven zum Web 2.0-Einsatz in der Behördenkommunikation*. In: SGVW Schweizerische Gesellschaft für Verwaltungswissenschaften (Hrsg.) Jahrbuch der Schweizerischen Verwaltungswissenschaften, 23-140. Zürich: kdmz.

Swissgrid (2015). *Stromdrehscheibe Schweiz*. URL: https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/power_hub_ch.html [25.10.2015].

VSE Verband Schweizerischer Energieunternehmen (2015). *Stromversorgung*. URL: <http://www.strom.ch/de/energie/energiefakten/stromversorgung.html> [14.12.2015].

Wadenpohl, F. (2010). *Stakeholdermanagement bei grossen Verkehrsinfrastrukturprojekten*. Diss. ETH 18829.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Adressaten und Rücklauf der Online-Umfrage zum Stakeholder-Management im Politikfeld Energie	39
Tabelle 2: Aufbau, Themen und Anzahl Fragen der Online-Umfrage	41

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Rechtsformen der befragten öffentlichen Organisationen (N=34: Häufigkeit in %)	40
Abbildung 2: Grösse der befragten öffentlichen Organisationen, gemessen an der Mitarbeiterzahl (in VZÄ) (N=34: Häufigkeit in %)	40
Abbildung 3: Auslegung des Stakeholder-Begriffs durch die Befragten (N=31: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	42
Abbildung 4: Systematische Identifizierung von Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=28: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	43
Abbildung 5: Strategische Analyse von identifizierten Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	44
Abbildung 6: Strategische Priorisierung von identifizierten Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	44
Abbildung 7: Strategischer Überblick in der politischen Stakeholder-Arena auf oberster Führungsebene in den befragten Organisationen (N=32: Häufigkeit in %)	46
Abbildung 8: Anzahl der wichtigsten Stakeholder der befragten öffentlichen Organisationen (N=26: Häufigkeit in %)	46
Abbildung 9: Kontinuität im Umgang mit Stakeholdern in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	47
Abbildung 10: Einbettung von Stakeholder-Management im Führungssystem der befragten Organisationen (N=28: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	48
Abbildung 11: Stellenwert von Stakeholder-Management in den befragten öffentlichen Organisationen (N=25: Häufigkeiten in %)	48
Abbildung 12: Kontinuität der Stakeholder-Interaktion in den befragten Organisationen (N=26: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	49
Abbildung 13: Kommunikationskanäle zu Stakeholdern in den befragten öffentlichen Organisationen (N=27: relative Häufigkeiten in %; Anzahl absolute Nennungen)	49
Abbildung 14: Aufwand für und Nutzen von Stakeholder-Management in den befragten öffentlichen Organisationen (N=25: Häufigkeiten in %)	50

4. Rechnungslegung und Eigentümerrolle von öffentlich-rechtlichen Körperschaften (ÖRK) bei Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Andreas Bergmann, Sandro Fuchs, Madeleine Gut, Gabriela Nagel, Christoph Schuler, Gheorghita Streiff, Gabriel Trinkler

Abstract

Viele Schweizer Kantone sind direkt oder indirekt an Energieversorgungsunternehmen (EVUs) in der Schweiz beteiligt. Verbunden mit diesen Beteiligungen ergeben sich für die Kantone verschiedene finanzielle Chancen und Risiken. Chancen in Form von Ertragspotential auf Basis laufender Dividendenerträge oder steigenden Wertanteilen der Beteiligungen. Risiken bestehen insbesondere dann, wenn Beteiligungserträge tiefer ausfallen als budgetiert, die Beteiligungen an Wert verlieren oder gar ganz abgeschrieben werden müssen. In diesem Zusammenhang wäre die öffentliche Finanzberichterstattung ein geeignetes Instrument, um transparent über Beteiligungen an EVUs bzw. sich daraus ergebenden finanziellen Chancen und Risiken zu berichten, da auf diesem Gebiet nach wie vor meist zu wenig adäquate Informationen über die Beteiligungsverhältnisse dargelegt werden.

In der Schweiz besteht seit 2008 im öffentlichen Sektor ein Trend hin zu modernerer Finanzberichterstattung. Dies zeigt sich in der Entwicklung verschiedener Kantone, welche bereits von HRM1 auf HRM2 oder IPSAS umgestellt haben. Während unter HRM1 primär die finanzpolitische Sichtweise im Zentrum steht, werden mit HRM2 und insbesondere IPSAS umfassendere Bilanzierungs-, Bewertungs- und Offenlegungspflichten eingeführt. Dieser Artikel widmet sich der Beantwortung der Fragestellung, wie der Trend hin zu einer moderneren und transparenteren öffentlichen Finanzberichterstattung die Aussagekraft der Rechnungen in Bezug auf die direkten sowie indirekten Beteiligungen an EVUs und die sich daraus ergebenden finanziellen Risiken beeinflusst.

Die Erkenntnisgewinnung basiert dabei insbesondere auf der Analyse von publizierten Geschäftsberichten der Kantone und EVUs. Im Fokus stehen acht Kantone, welche massgeblich direkt oder indirekt an den vier grossen EVUs der Schweiz, namentlich Axpo, Alpiq, BKW und Repower, beteiligt sind. Um die Entwicklung des Transparenzniveaus der Kantone messbar zu machen, wurden in einem ersten Schritt drei Analyseraster definiert, welche sich hinsichtlich der Höhe der Beteiligung unterscheiden. Konkret wurde eine Einteilung in Minderheitsbeteiligungen, assoziierte sowie beherrschte Gesellschaften vorgenommen. Basierend auf der Zuordnung der Kantone in die entsprechenden Raster erfolgte eine Punktevergabe, wobei das Transparenzniveau an drei verschiedenen Zeitpunkten (Jahren) gemessen wurde, um auch der Entwicklung der Transparenz Rechnung zu tragen.

Zusammenfassend resultierte etwa bei der Hälfte der untersuchten Kantone eine Verbesserung des Transparenzniveaus. Diese auf den Wechsel der Rechnungslegung zurückzuführenden Transparenzsteigerungen fielen insgesamt jedoch eher gering aus. Herausheben lässt sich der Kanton Genf, welcher als einziger untersuchter Kanton die maximale Punktzahl bezüglich der Transparenzbewertung erreicht hat. Aufgrund des relativ hohen Handlungsspielraums, welcher bei vermeintlich transparenteren Finanzberichterstattungsstandards bestehen bleibt, führen auch diese nicht automatisch zu Verbesserungen. Dementsprechend bleibt bei den meisten Kantonen Optimierungspotenzial im Bereich des Transparenzniveaus der Rechnungslegung, zumindest in Bezug auf die Beteiligungen an EVUs, bestehen.

Keywords: Beteiligung, Energieversorgungsunternehmen, Konsolidierung, Rechnungslegung, Transparenz

4.1. EINLEITUNG

Die Schweizer Stromwirtschaft ist in einem hohen Mass in öffentlichem Eigentum. Verschiedene Kantone sind direkt oder indirekt an Energieversorgungsunternehmen (EVUs) beteiligt. Die tatsächlichen Beteiligungsverhältnisse sind allerdings aufgrund von Kreuzbeteiligungen und indirekten Beteiligungen eher unübersichtlich. Beispielsweise ist der Kanton Bern mit 52.5% Mehrheitsaktionär der BKW Energie AG (BKW), welche ihrerseits Minderheitsbeteiligungen an Romande Energie Holding SA (Romande Energie) (5%) und Groupe E SA (Groupe E) (10%) hält. Im Sinne einer Kreuzbeteiligung ist die Groupe E wiederum mit 10% an der BKW beteiligt und hält zudem 5.8% von Romande Energie. Des Weiteren weist Groupe E eine massgebliche Beteiligung an der EOS Holding aus, welche ihrerseits zu rund einem Drittel an der Alpiq AG (Alpiq) beteiligt ist (Kanton Bern, 2015; BKW AG [BKW], 2015).

Die EVUs sind infolge der wechselnden Rahmenbedingungen (fortschreitende Strommarktliberalisierung und langanhaltend tiefe Grosshandelspreise für Strom) vor grosse Herausforderungen gestellt. Aufgrund der aktualisierten Erwartungen für Grosshandelspreise für Strom sowie aufgrund des anspruchsvollen regulatorischen Umfeldes musste beispielsweise Alpiq von 2012 bis 2014 Wertberichtigungen in Höhe von ca. 3.3 Mia. CHF vornehmen, und dies bei einem durchschnittlichen Buchwert des Eigenkapitals von 5.1 Mia. CHF (vgl. Alpiq Holding AG [Alpiq], 2013, 2014 & 2015). Auch die Axpo Holding AG (Axpo) musste umfangreiche Wertberichtigungen vornehmen. Diese betragen 2013/2014 rund 1 Mia. CHF bei einem durchschnittlichen Buchwert des Eigenkapitals von 8 Mia. CHF (vgl. Axpo Holding AG [Axpo], 2014).

Verbunden mit diesen Beteiligungen ergeben sich für die Kantone verschiedene finanzielle Chancen und Risiken. Chancen ergeben sich in Form von Ertragspotential auf Basis laufender Dividendenerträge oder steigender Wertanteile der Beteiligungen. Risiken bestehen insbesondere darin, dass Beteiligungserträge tiefer ausfallen als budgetiert, die Beteiligungen an Wert verlieren oder gar ganz abgeschrieben werden müssen.

In diesem Zusammenhang wäre die öffentliche Finanzberichterstattung (im Sinne von IPSAS) ein geeignetes Instrument, um transparent über Beteiligungen an EVUs bzw. sich daraus ergebenden finanziellen Chancen und Risiken zu berichten. Die Finanzberichterstattung richtet sich an Personen mit Financial Literacy⁸³. Die umfassende Beteiligungsstudie von Avenir Suisse aus dem Jahr 2009 (Meister, 2009) stellt aber fest, dass allgemein wenig finanzielle Transparenz in Bezug auf die Beteiligungen der Kantone (nicht nur bezogen auf EVUs) herrscht. Dies mag unter anderem daran liegen, dass zu diesem Zeitpunkt eine Mehrheit der Kantone auf Basis des Harmonisierten Rechnungsmodells 1 (HRM1) ihre Rechnungen erstellten, welches primär finanzpolitisch geprägt ist und den Kantonen wesentlichen Spielraum in Bezug auf die Finanzberichterstattung gab. Seither haben sich die Rahmenbedingungen jedoch verändert und verschiedene Kantone haben auf transparentere Rechnungslegungsnormen, wie beispielsweise das Harmonisierte Rechnungslegungsmodell 2 (HRM2) oder die International Public Sector Accounting Standards (IPSAS) gewechselt. Sowohl HRM2 als auch IPSAS orientieren sich – wenn auch in unterschiedlichem Ausmass – an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise und fordern umfassendere Bilanzierungs-, Bewertungs- und Offenlegungspflichten (vgl. Konferenz der Kantonalen Finanzdirektoren [FDK-CDF], 2008). Mit der Einführung modernerer Rechnungslegungsstandards darf angenommen werden, dass sich die finanzielle Transparenz in Bezug auf EVU-Beteiligungen ebenfalls verbessert.

Ziel dieses Beitrags ist eine Analyse der finanziellen Transparenz ausgewählter kantonaler EVU-Beteiligungen. Hierzu werden die Rechnungen der Kantone analysiert, welche direkt oder indirekt massgeblich an den vier grössten EVUs der Schweiz beteiligt sind. Im Schwerpunkt wird deren Grad an finanzieller Transparenz beurteilt. Dabei stellen die Bilanzierungs-, Bewertungs- und Offenlegungsanforderungen gemäss IPSAS den Benchmark dar und gelten im Rahmen dieses Artikels als Good Practice. Im Fokus stehen insbesondere die folgenden drei Analysepunkte:

- Erfassung der Beteiligungen
- Art der Erfassung der Beteiligungen inkl. Bewertung
- Offenlegung von Informationen in Bezug auf Beteiligungen

⁸³ Financial Literacy bezeichnet die Kombination von finanziellen Kenntnissen, Fähigkeiten, Einstellungen und Verhaltensweisen, welche erforderlich sind, um gute finanzielle Entscheidungen treffen zu können (Australian Securities & Investments Commission, 2015).

Dieser Artikel gliedert sich in fünf Teile. Nach diesem ersten einführenden Kapitel beschreibt Kapitel 2 die Zielsetzung und leitet den Analyserahmen her. Kapitel 3 befasst sich mit dem Trend zu transparenterer Rechnungslegung von öffentlichen Gebietskörperschaften, nennt die wesentlichen Anforderungen der Finanzberichterstattung in Bezug auf Beteiligungen unter HRM2 und IPSAS und zeigt, welche Kantone nach welchen Grundsätzen ihre Rechnung erstellen. In Kapitel 4 wird das methodische Vorgehen erläutert. Kapitel 5 beschreibt die Resultate der Analyse und zeigt, wie sich die finanzielle Transparenz im Umgang mit EVU-Beteiligungen über die Zeit und mit neuen Rechnungslegungsgrundsätzen verändert hat. Kapitel 6 gibt ein abschliessendes Fazit zu den Ergebnissen.

4.2. ANALYSERAHMEN UND FORSCHUNGSFRAGEN

Nachfolgend werden der Analyserahmen festgelegt und die Forschungsfragen definiert. In Abbildung 1 wird in Form einer ersten Übersicht die aktuelle Situation der für diese Arbeit relevanten Beteiligungsstruktur zwischen den Kantonen und den EVUs aufgezeigt.

4.2.1. Analyserahmen

Verschiedene Kantone sind direkt oder indirekt an EVUs beteiligt. Die finanziellen Chancen und Risiken dieser Beteiligungen hängen insbesondere von ihrer Höhe sowie der wirtschaftlichen Bedeutung der EVU ab. Hohe finanzielle Chancen und Risiken tragen demnach diejenigen Kantone, die über massgebliche Beteiligungen an grossen, wirtschaftlich bedeutenden EVUs verfügen. Dieses Papier fokussiert sich deshalb auf die Beteiligungsverhältnisse an den vier grössten EVUs der Schweiz, namentlich Alpiq, Axpo, BKW und Repower AG (Repower), welche teilweise oder ganz in Besitz von Schweizer Kantonen sind. Diese vier EVUs decken den Schweizer Strommarkt zu über 80 Prozent ab (vgl. International Energy Agency, 2012). Sie sind international tätig, produzieren viel Strom mit eigenen Kraftwerken und handeln mit Energie am (internationalen) Grosshandelsmarkt. Mit Ausnahme der Axpo sind alle an der Schweizer Börse kotiert. Die sehr volatilen Grosshandelspreise für Strom stellen für diese Unternehmen ein wesentliches Risiko dar (kleinere EVUs, die nur über wenige eigene Kraftwerke für die Stromproduktion verfügen, sind diesem Preisdruck ungleich weniger ausgesetzt). Nachfolgend werden die Beteiligungsverhältnisse an den gewählten EVUs kurz diskutiert sowie die wirtschaftliche Bedeutung der Unternehmen umrissen. Abbildung 1 zeigt die Beteiligungsverhältnisse der vier EVUs grafisch.

Im Falle von Alpiq stehen jene Kantone in einem Beteiligungsverhältnis, welche direkt an Alpiq oder an einem EVU beteiligt sind, welches seinerseits zu mindestens 20% an der EOSH beteiligt ist. Die EOSH ist die grösste Aktionärin der Alpiq mit einer Beteiligung von 31.4% (Alpiq, 2015). Alpiq erwirtschaftete 2014 einen Nettoumsatz von 8.1 Mia. CHF. Die Bilanzsumme betrug für dasselbe Jahr 11.9 Mia. CHF und das Eigenkapital 4.7 Mia. CHF (Alpiq, 2015). Rund ein Drittel der gesamten Stromproduktion erfolgt im Ausland (vgl. Alpiq, 2015).

Die Axpo Holding AG mit Sitz in Baden und ihre Tochtergesellschaften Axpo Power AG, Axpo Trading AG, Avectris AG und die Centralschweizerischen Kraftwerke AG (CKW) sind zu 100 Prozent im Eigentum der Nordostschweizer Kantone (vgl. Axpo, 2015). Die Kantone Zürich und Aargau besitzen direkt und indirekt zusammen 64.73% der Axpo Holding AG. Im Geschäftsjahr 2013/14 erwirtschaftete die Axpo Holding AG einen Umsatz von 6.7 Mia. CHF. Das Eigenkapital für dasselbe Jahr belief sich auf 7.5 Mia. CHF und die Bilanzsumme betrug 20.2 Mia. CHF (Axpo, 2014). Die Axpo Holding AG verfügt über zahlreiche Standorte und Kraftwerke sowie Erdgas Assets in Europa (Axpo, 2014).

Die BKW befindet sich zu 52.5% in Besitz des Kantons Bern. Sie erwirtschaftete 2014 einen Umsatz von 2.8 Mia. CHF, die Bilanzsumme für dasselbe Jahr betrug 7.9 Mia. CHF und das Eigenkapital belief sich auf 2.5 Mia. CHF (BKW, 2015a). Die BKW ist ebenfalls international tätig (BKW, 2015b).

Der Kanton Graubünden besitzt rund 60 Prozent an der Repower AG. Die Repower erwirtschaftete 2014 einen Umsatz von 2.2 Mia. CHF und wies im gleichen Jahr ein Eigenkapital von 0.8 Mia. CHF aus. Die Bilanzsumme belief sich auf 2.1 Mia. CHF (Repower AG [Repower], 2015). Rund 74% des gesamten Umsatzes erwirtschaftete die Repower 2014 im Ausland, davon 63% in Italien (Repower, 2015).

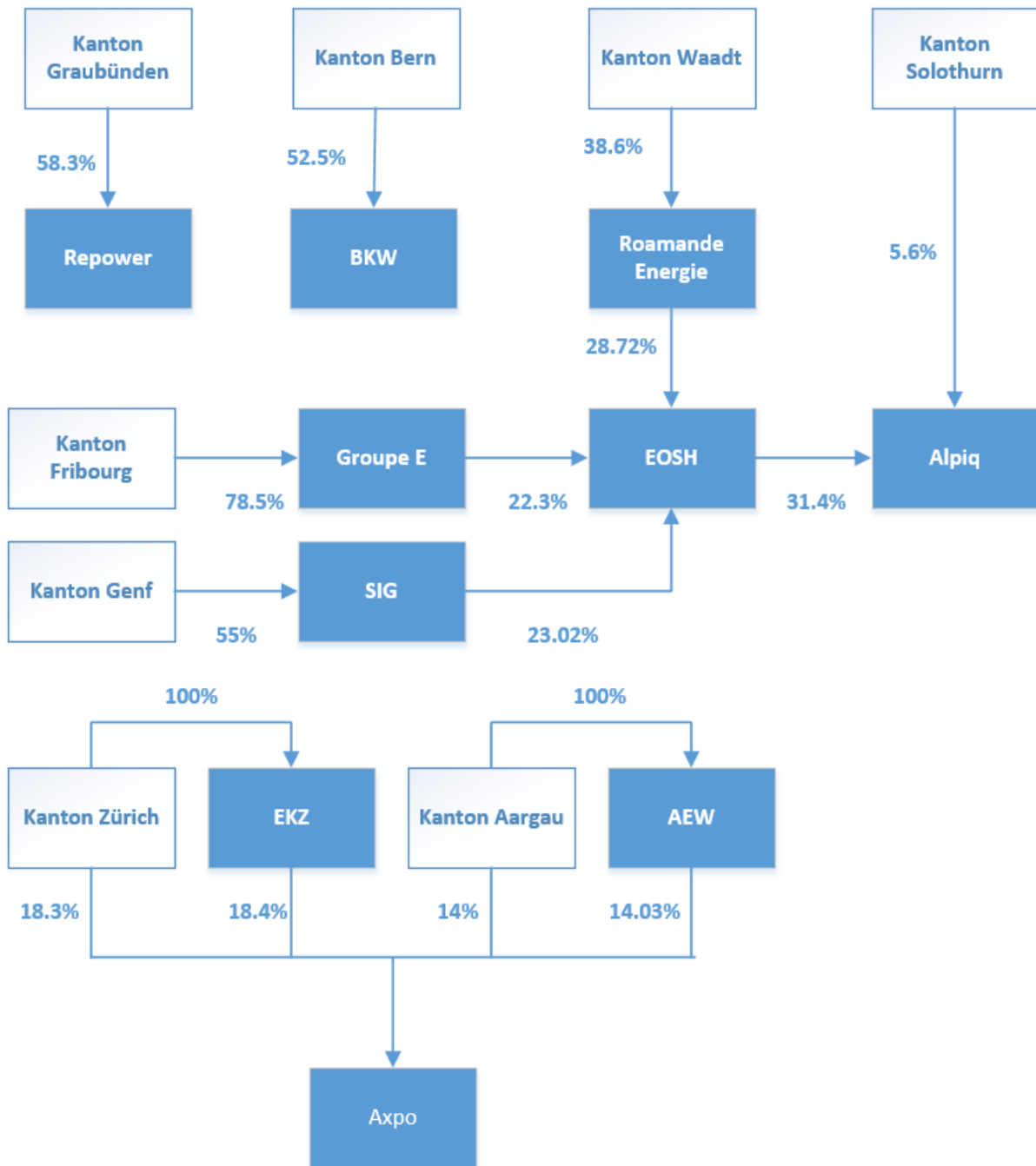


Abbildung 1: Kantonale Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen

4.2.2. Forschungsfragen

Aus den im Analyserahmen dargestellten Beteiligungsverhältnissen ergeben sich für verschiedene Kantone massgebliche finanzielle Chancen und Risiken. Insbesondere auch deshalb, weil sich das Marktumfeld für EVUs infolge der langanhaltend tiefen Grosshandelspreise für Strom schwierig und unklar gestaltet, was auf Ebene der EVUs teilweise zu substantiellen Wertberichtigungen ihrer Vermögenswerte führte. Eine transparente finanzielle Berichterstattung der Eigentümerkantone sollte solche Wert- und Marktentwicklungen der EVUs berücksichtigen, um damit eine umfassende sowie chancen- und risikogerechte Informationsgrundlage für den zukünftigen Umgang mit solchen EVU-Beteiligungen zu schaffen.

Das Ziel dieses Artikels ist es deshalb, die finanzielle Berichterstattung der an den vier grössten EVUs beteiligten Kantone auf ihre Aussagekraft hin zu überprüfen. Im Zentrum steht die Beantwortung der folgenden Forschungsfrage:

Wie beeinflusst der Trend hin zu einer moderneren und transparenteren Finanzberichterstattung von öffentlich-rechtlichen Körperschaften die Aussagekraft von deren Rechnungen in Bezug auf die direkten sowie indirekten Beteiligungen an EVUs?

4.3. RECHNUNGSLEGUNG UND FINANZBERICHTERSTATTUNG IM ÖFFENTLICHEN SEKTOR

Auch wenn im Rahmen dieses Artikels die IPSAS als Referenzpunkt und Good-Practice dienen, so wenden nur eine begrenzte Zahl der Schweizer Kantone die IPSAS an. Dieses Kapitel soll zeigen, wie sich die Rechnungslegung der Schweizer Kantone über den Zeitverlauf verändert hat, und die unterschiedlichen Rechnungslegungsmodelle kurz beschreiben. Diese Informationen sind essentiell, um die Resultate unter Kapitel 5 im richtigen Kontext zu beleuchten und daraus die richtigen Schlüsse zu ziehen.

4.3.1. Trend zu transparenterer Rechnungslegung

Mit der Herausgabe der ersten Auflage des «Handbuchs des Rechnungswesens der öffentlichen Haushalte» im Jahr 1977 und einer zweiten erweiterten Auflage 1981 (FDK-CDF, 1981) wurde der erste Versuch unternommen, eine Harmonisierung der Rechnungslegung für den öffentlichen Sektor in der Schweiz zu erreichen. Das Rechnungsmodell und die damit veröffentlichten Richtlinien (heute: HRM1) waren zwar unverbindlich und die Einführung des Modells für die Kantone und Gemeinden freiwillig, trotzdem kam es zu einer weitreichenden Harmonisierung der Rechnungslegung auf beiden Gebietskörperschaftsstufen. HRM1 enthält zwar gewisse Anforderungen bezüglich Erfassung und Bewertung, hingegen fehlen Grundsätze zur Offenlegung. Dadurch zeigt sich, dass HRM1 nicht den Erfordernissen einer Finanzberichterstattung nach dem heute verbreiteten Prinzip von «True and Fair View» entspricht, welches «die Vermittlung einer den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Darstellung der Finanzlage durch die finanzielle Berichterstattung verlangt» (FDK-CDF, 2008), sondern dass eher finanzpolitische Überlegungen berücksichtigt wurden.

Nach einer längeren Ausarbeitungsphase veröffentlichte die Konferenz der Kantonalen Finanzdirektoren im Jahr 2008 das Handbuch zu den weiterentwickelten Rechnungslegungsnormen HRM2. Wie bereits HRM1 basiert auch HRM2 auf einer periodengerechten Rechnungslegung. Der Anspruch der Harmonisierung zeigt sich aber besonders im neu überarbeiteten Kontenrahmen, welcher schweizweit auf Kantons- und Gemeindeebene einheitlich werden sollte. Die kantonalen Finanzdirektoren haben sich auf eine Einführung der neuen Rechnungslegungsgrundsätze bis 2018 geeinigt (vgl. FDK-CDF, 2008).

Neben HRM2 haben einige Kantone und Gemeinden ihren Rechnungslegungsstandard direkt von HRM1 auf die IPSAS geändert⁸⁴. HRM2 orientiert sich zwar klar an IPSAS, welche eine Rechnungslegung nach dem Prinzip «True and Fair View» verlangt, lässt aber ein bedeutend grösseren Spielraum hinsichtlich Wahlmöglichkeiten. Diese Abweichungen von HRM2 zu IPSAS zeigen sich einerseits in den Bewertungsmethoden aber vor allem auch in den Anforderungen zur Offenlegung (FDK-CDF, 2008; Fuchs et al., 2015).

Die HRM2-Kantone lassen sich in zwei Gruppen unterscheiden, namentlich in HRM2 «plus» und HRM2 «light» (Fuchs, Bergmann & Brusca, 2015). Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass bei der Umsetzung von HRM2 «plus» die Darstellung der Finanzlage nach den tatsächlichen Verhältnissen («True and Fair View») im Vordergrund steht, bei HRM2 «light» jedoch dominiert die finanzpolitische Sichtweise. HRM2 «plus» ist somit eine Umsetzung, welche über die Mindeststandards der Fachempfehlungen hinausgeht und auch zumindest Teile der fakultativen Empfehlungen berücksichtigt. Erläuterungen aus dem Amt für Gemeinden des Kantons St. Gallen

⁸⁴ Eine detaillierte Darstellung, welche Kantone welche Rechnungslegungsstandards anwenden, findet sich in Abbildung 2.

(Kanton St. Gallen Amt für Gemeinden, 2013) beschreiben bei der Auslegung «original» [«plus»] auch einen Kulturwandel hin zur transparenten Finanzberichterstattung. Bei einer Umsetzung von HRM2 «light» hingegen bleibt das bisherige (nach HRM1 geltende) Primat der Finanzpolitik bestehen.

4.3.2. Finanzberichterstattung unter HRM1, HRM2 und IPSAS

HRM1 enthält kaum Angaben bezüglich Beteiligungen, einzig ist vermerkt, dass diese nach kaufmännischen Grundsätzen zu bewerten sind (vgl. MFHG HRM1, Art. 15, Abs.1). Weiter wird in HRM1 empfohlen, dass unselbstständige Anstalten (wie Spitäler, Verkehrsbetriebe, etc.) sowie Einheiten ohne eigene Rechtspersönlichkeit zu konsolidieren sind.

Die Gliederung der Aktiven in Verwaltungs- (VV) und Finanzvermögen (FV) ist ein wesentliches Element bei der Rechnungslegung nach HRM2⁸⁵. Das Verwaltungsvermögen kennzeichnet sich dadurch, dass es nur Vermögenswerte enthält, welche unmittelbar der Erfüllung öffentlicher Aufgaben dienen. Das Finanzvermögen enthält hingegen nur Vermögenswerte, welche jederzeit ohne Beeinträchtigung der Erfüllung der öffentlichen Aufgaben veräussert werden können. Das Finanzvermögen soll eine marktwirtschaftliche Rendite abwerfen, das Verwaltungsvermögen kann eine marktwirtschaftliche Rendite abwerfen, diese muss aber mit einer sinnvollen öffentlichen Aufgabenerfüllung vereinbar sein. Das Finanzvermögen wird zu Verkehrswerten bewertet (vgl. FDK-CDF, 2008).

Die Beteiligungen an EVUs werden je nach Umfang und Auslegung der Kantone dem Verwaltungs- und/oder dem Finanzvermögen zugordnet. Diese unterschiedliche Herangehensweise ist deshalb wichtig, weil bei einem Wechsel der Rechnungslegungsnorm von HRM1 zu HRM2 entweder nur das Finanzvermögen neu bewertet wird (HRM2 «light») oder zusätzlich auch das VV einer Neubewertung unterzogen wird (HRM2 «plus»). Ob ein Vermögenswert in Sinne einer Beteiligung letztlich für die Erfüllung der öffentlichen Aufgaben genutzt wird (und somit dem VV zugehörig ist) oder nicht, ist oftmals auch eine politische Entscheidung. Für die vorliegende Untersuchung sind die Empfehlungen von HRM2 aber nur beschränkt relevant, da sich die Ansprüche hinsichtlich der Transparenz letztlich an IPSAS im Sinne der Good Practice orientieren.

Bezüglich der Frage der Konsolidierung gibt es nach HRM2 eine Unterteilung in drei Konsolidierungskreise. Für die Kreise 1 und 2 besteht eine Konsolidierungspflicht. Anstalten und Organisationen (Kreis 3) können wahlweise konsolidiert oder im Beteiligungsspiegel ausgewiesen werden (FDK-CDF, 2008).

- Kreis 1: Parlament, Regierung und engere Verwaltung;
- Kreis 2: Rechtspflege und weitere kantonale Behörden;
- Kreis 3: Anstalten und weitere Organisationen.

Im Vergleich zu HRM2 besteht bei IPSAS eine Konsolidierungspflicht für alle kontrollierten Einheiten: «Im konsolidierten Abschluss sind sämtliche beherrschten Einheiten der beherrschenden Einheit anzugeben [...]» (IPSAS 6.20). Zentral hierbei ist der Begriff der Kontrolle, welcher in IPSAS wie folgt definiert ist: «Beherrschung ist die Möglichkeit, die Finanz- und Geschäftspolitik einer anderen Einheit zu bestimmen, um aus ihrer Tätigkeit Nutzen zu ziehen» (IPSAS 2.8). Beteiligungen an assoziierten Unternehmen hingegen werden bei den IPSAS nach der Equity-Methode erfasst. Gemeinsam kontrollierte Unternehmen (Joint Ventures) können nach IPSAS 8.35 – 8.46 mittels Quotenkonsolidierung oder der Equity-Methode erfasst werden. Im Falle der Equity-Methode wird der Beteiligungsanteil bei erstmaliger Bilanzierung zu Anschaffungskosten ausgewiesen. Danach verändert sich der Buchwert durch den Anteil des erzielten Gewinnes oder Verlustes (inkl. Gewinnausschüttung) sowie ergebnisneutrale Änderungen des Eigenkapitals der assoziierten Einheit. Es erfolgt dementsprechend eine ergebniswirksame Erfassung (Adam, 2013, S. 44). Da bei der Equity-Methode lediglich das anteilige Eigenkapital und Ergebnis in die konsolidierte Rechnung einfließt und nicht die gesamte Bilanz und Erfolgsrechnung wie bei der Vollkonsolidierung, ist sie gegenüber dieser als weniger transparent einzustufen.

Nach den bisherigen Ausführungen in diesem Kapitel könnte von einer Art Transparenz-Hierarchie ausgegangen werden. Dementsprechend würde HRM1 als das die Transparenz am wenigsten fördernde Modell betrachtet

⁸⁵ Eine Unterteilung von FV und VV wurde bereits unter HRM1 eingeführt.

werden, gefolgt von HRM2 «light». HRM2 «plus» hingegen sollte mehr Transparenz in der Rechnungslegung bewirken und schliesslich wäre zu erwarten, dass die Anwendung von IPSAS zur Maximalpunktzahl in der Bewertung der Transparenz führt.

4.3.3. Rechnungslegungsnormen der Kantone

Abbildung 2 präsentiert die angewandten Rechnungslegungsnormen der Schweizer Kantone über den Zeitverlauf. Ausgangspunkt bildet das Jahr 2007, weil bis zu diesem Zeitpunkt sämtliche Kantone ihre Rechnung nach den Grundsätzen von HRM1 erstellt haben. In den folgenden Jahren stellten verschiedene Kantone zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf modernere Rechnungslegungsnormen mit verschiedenen Ausprägungen um. Diese Heterogenität wird in Abbildung 2 zum Ausdruck gebracht.

Kantone	Veränderung der Rechnungslegungsnormen der Jahresrechnungen							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AG								HRM2 plus
BE								
FR					HRM2 light	HRM2 light	HRM2 light	HRM2 light
GE		IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS
GR							HRM2 plus	HRM2 plus
SO						HRM2 plus	HRM2 plus	HRM2 plus
VD								HRM2 plus
ZH			IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS	IPSAS

Legende	
HRM1	
HRM2 light	Diagonal lines (top-left to bottom-right)
HRM2 plus	Diagonal lines (bottom-left to top-right)
IPSAS	Grid pattern

Abbildung 2: Veränderung der Rechnungslegungsnormen der Jahresrechnungen

Wie in Kapitel 2 beschrieben, orientiert sich die vorliegende Arbeit an den IPSAS Standards im Sinne einer Good Practice. Da, wie in Abbildung 2 gezeigt, jedoch nur wenige Kantone sich auch zur Anwendung von IPSAS verpflichtet haben, bleiben die verschiedenen Auslegearten von HRM2 in der Schweiz sehr aktuell und relevant. Der Unterschied zwischen HRM2 und IPSAS im Sinne von weniger rigiden Ausführungen und einem grösseren Entscheidungsspielraum ist vor allem auf die föderalen Strukturen der Schweiz und die Berücksichtigung finanzpolitischer Kompetenzen zurückzuführen (vgl. auch Fuchs et al., 2015). Welche Auswirkungen dieser grössere Spielraum in Bezug auf Beteiligungen an EVUs haben kann, soll in einem ersten Schritt im Kapitel 5 aufgezeigt werden. Die weiterreichenden finanzpolitischen Implikationen werden jedoch erst in einem zweiten Working Paper dieser Serie behandelt. Das folgende Kapitel beschäftigt sich zunächst mit dem methodischen Vorgehen.

4.4. METHODISCHES VORGEHEN

Im Rahmen einer empirischen Untersuchung wurden die publizierten Rechnungen der Kantone, welche direkt oder indirekt an den vier grössten EVUs der Schweiz beteiligt sind, zu unterschiedlichen Zeitpunkten analysiert. Im Grundsatz wurden die Jahresrechnungen vor und nach der Umstellung auf HRM2 / IPSAS sowie das Jahr 2014 analysiert. Dies ermöglichte es, eine aktuelle Aussage der finanziellen Transparenz bezüglich der EVU-Beteiligungen per Finanzjahr 2014 zu machen. Zudem können Entwicklungen über die Zeit sowie Umstellungseffekte neu angewandter Rechnungslegungsgrundsätze aufgezeigt werden.

Weil unterschiedliche Kantone zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Rechnungslegung umgestellt haben (vgl. Kapitel 3.3), variieren die Analysezeitpunkte. Um eine angemessene Homogenität und Vergleichbarkeit zwischen den Kantonen sicherzustellen, wurde als Ausgangspunkt das Jahr 2007 für die beiden IPSAS-Kantone ZH und GE sowie das Jahr 2009 für die HRM2-Kantone GR, SO, VD, FR und AG definiert. Für den Kanton Bern, welcher seine Rechnungslegung noch nicht umgestellt hat, werden lediglich die Jahre 2009 und 2014 analysiert.

Um die Aussagekraft der Finanzberichterstattung in Bezug auf die EVU-Beteiligungen möglichst umfassend und objektiv zu messen, werden unterschiedliche Kriterien zum transparenten Umgang mit Beteiligungen definiert. Diese Kriterien orientieren sich an den inhaltlichen Regelungen der IPSAS namentlich in Bezug auf die Erfassung, Bewertung und Offenlegung.

Die Kriterien für die Messung der Aussagekraft der Kantonsrechnungen sind:

- 1) Erfassung: Werden die EVU-Beteiligungen in der Rechnung erfasst (Bilanzierung: Ausweis als Vermögensposition oder als Bestandteil der vollkonsolidierten Jahresrechnung)?
- 2) Art der Erfassung: Wie werden die Beteiligungen in der Rechnung erfasst (Konsolidierungsmethode)?
- 3) Bewertung: Wie werden die erfassten Beteiligungen in der Rechnung bewertet (formelle Bewertungsregeln)?
- 4) Offenlegung: Welche Informationen in Bezug auf EVU-Beteiligungen werden im Anhang offengelegt?

Die kantonalen EVU-Beteiligungen lassen sich gemäss Analyserahmen in drei Gruppen unterscheiden, für die gemäss IPSAS je unterschiedliche Erfassungs-, Bewertungs- und Offenlegungspflichten vorausgesetzt werden. Dies sind namentlich:

- 1) Mehrheitsbeteiligungen, aus denen ein beherrschender Einfluss resultiert (IPSAS 6): AG AEW Energie-AG (AEW), BE (BKW), FR (Groupe E), GE Service industriels de Genève (SIG), ZH Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), GR (Repower)⁸⁶;
- 2) Anteile an assoziierten Gesellschaften⁸⁷ (IPSAS 7): GR (Repower), VD (Romande E), ZH (Axpö), AG (Axpö);
- 3) Minderheitsbeteiligungen⁸⁸ (IPSAS 28 bis 30): SO (Alpiq).

Um den gezielten Anforderungen der unterschiedlichen Beteiligungsverhältnisse gerecht zu werden, wurden auf Basis der spezifischen IPSASs (Stand bis 2014) drei verschiedene Analyseraster konstruiert. Diese drei Analyseraster werden in der vorliegenden Untersuchung als Good Practice definiert, da anzunehmen ist, dass IPSAS insgesamt die umfassendsten (und damit transparentesten) Vorschriften in Bezug auf den Umgang mit Beteiligungen und die Konsolidierung von beherrschten Einheiten machen (vgl. Bergmann, Grossi, Rauskala & Fuchs, 2015; Warren, 2012).

Die kantonalen EVU-Beteiligungen werden sodann mit den jeweiligen Good-Practice-Ansätzen verglichen. Daraus resultiert ein objektiv messbarer Transparenzindikator. Eine maximale Transparenzpunktzahl ergibt sich dann, wenn für die jeweiligen Analyseraster sämtliche Vorgaben von IPSAS eingehalten werden. Die blau schattierten Felder markieren für jedes Analyseraster den Good-Practice-Pfad. Abweichungen von der maximal möglichen Transparenzpunktzahl deuten darauf hin, dass die IPSAS nicht umfassend angewandt werden und auf alternative Erfassungs- Bewertungs- oder Offenlegungsvorschriften ausgewichen wird.

⁸⁶ Der Kanton Graubünden hält seit 2013 58.3% der Repower-Aktien (vorher 46%).

⁸⁷ Beherrschung zwischen 20 und 50%.

⁸⁸ Beherrschung bis 20%.

4.4.1. Analyseraster 1: Mehrheitsbeteiligungen (mit Beherrschung)

Grundsätzlich haben gemäss IPSAS 6 alle beherrschenden Einheiten die Pflicht zur Aufstellung eines konsolidierten Rechnungsabschlusses, in dem sämtliche beherrschten Einheiten (namentlich auch die beherrschten EVUs) vollständig zu konsolidieren sind. Abbildung 3 bildet die vorgeschriebenen Praktiken betreffend Konsolidierung der verschiedenen Rechnungslegungsarten ab. Während, wie vorgängig erwähnt, IPSAS die Vollkonsolidierung sämtlicher beherrschten Einheiten verlangt, ist diese bei HRM2 für Anstalten und weitere Organisationen nicht obligatorisch. Zwingend notwendig ist lediglich eine «transparente Darstellung» im Beteiligungsspiegel. In HRM1 werden keine Vorgaben betreffend Konsolidierung gemacht.

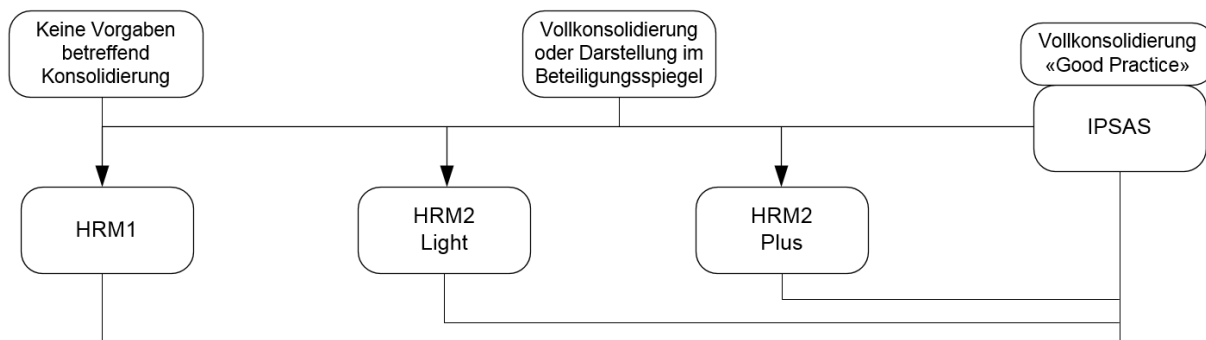


Abbildung 3: Konsolidierungsvorgaben

Eine Beherrschung liegt vor, wenn eine Einheit die Möglichkeit hat, die Finanz- und Geschäftspolitik einer anderen Einheit zu bestimmen. Damit eine Beherrschung vorliegt, muss aber nicht zwangsläufig eine Mehrheitsbeteiligung vorliegen. Im Rahmen dieses Artikels wird davon ausgegangen, dass Kantone mit Mehrheitsbeteiligungen an EVUs (Beteiligung > 50%) diese auch beherrschen. Nachfolgend werden die vier unterschiedlichen Ebenen des Analyserasters 1 sowie die zu erreichenden Transparenzpunkte kurz diskutiert und dann in einem Entscheidungsbaum (Abbildung 5) festgehalten:

Ebenen	Beschreibung / Punktevergabe
Erfassung	Für die Erfassung der Beteiligung in der Bilanz wird 1 Punkt vergeben. Dabei ist unerheblich, wie die Beteiligung in der Bilanz erfasst oder bewertet wird. Wird die Beteiligung nicht in der Bilanz erfasst, werden 0 Punkte vergeben.
Art der Erfassung	Falls ein beherrschtes EVU wie unter IPSAS 6 vorgesehen vollständig konsolidiert wird, werden 3 Punkte vergeben. Wenn auf eine Vollkonsolidierung verzichtet wird, die Beteiligung aber nach der Equity-Methode erfasst wird, werden 2 Punkte vergeben.
Bewertung	Wird die Beteiligung weder vollständig konsolidiert noch gemäss Equity-Methode erfasst, wird 1 Punkt vergeben, falls die Beteiligung auf Basis von Exit-Werten ⁸⁹ (namentlich Marktwerten) bewertet wird. Wird die Beteiligung lediglich auf Basis von Entry-Werten (Anschaffungskosten, Nominalwert) bewertet, werden 0 Punkte vergeben.
Offenlegung	Es wird dann 1 Punkt vergeben, wenn eine Mehrheit der Offenlegungspflichten gemäss IPSAS 6 ⁹⁰ eingehalten wird.
Maximal Transparenzpunktzahl	5 Punkte

⁸⁹ Die Definition der Exit- und Entry-Werte wurde vom IPSAS Conceptual Framework übernommen. Dort finden sich auch einige detaillierte Ausführungen (vgl. IPSASB, 2014c).

⁹⁰ Vgl. IPSAS 6.62 – 6.64 (IPSASB, 2014a).

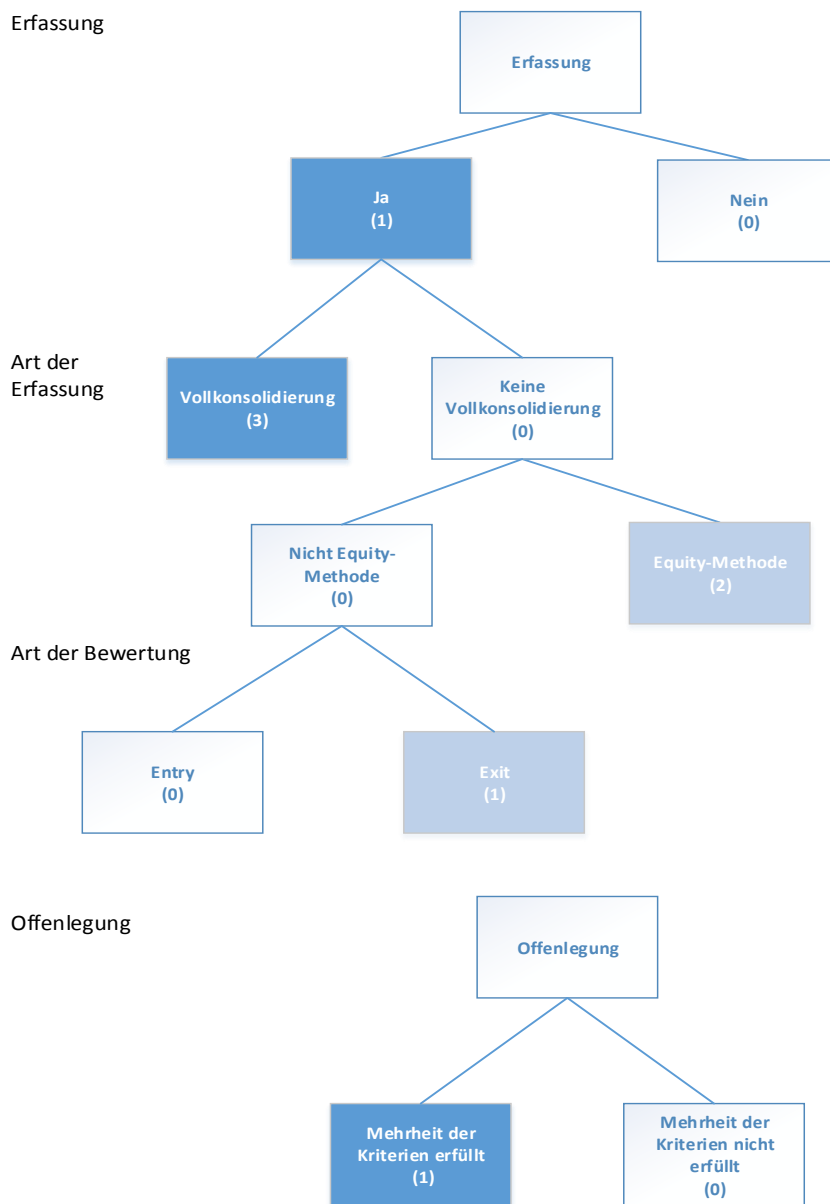


Abbildung 4: Analyseraster für Mehrheitsbeteiligungen

4.4.2. Analyseraster 2: Assoziierte Gesellschaften

Assoziierte Einheiten sind solche Einheiten, über die der Anteilseigner einen massgeblichen Einfluss ausüben kann. Ein massgeblicher Einfluss liegt dann vor, wenn der Anteilseigner die Finanz- und Geschäftspolitik der assoziierten Einheit mitbestimmen kann, ohne diese Entscheidungen beherrschen zu können. Bei einer Beteiligung in Form von Aktien oder anderen Stimmrechten in Höhe von 20-50 Prozent ist ein massgeblicher Einfluss anzunehmen (vgl. IPSAS 7). Nachfolgend werden die vier unterschiedlichen Ebenen des Analyserasters 2 sowie die zu erreichenden Transparenzpunkte kurz diskutiert und dann in einem Entscheidungsbaum (Abbildung 6) festgehalten:

Ebenen	Beschreibung / Punktevergabe
Erfassung	Für die Erfassung der Beteiligung in der Bilanz wird 1 Punkt vergeben. Dabei ist unerheblich, wie die Beteiligung in der Bilanz erfasst oder bewertet wird. Wird die Beteiligung nicht in der Bilanz erfasst, werden 0 Punkte vergeben.
Art der Erfassung	Erfasst ein Kanton eine massgebliche EVU-Beteiligung wie unter IPSAS 7 ⁹¹ vorgesehen anhand der Equity-Methode, werden 2 Punkte vergeben.
Bewertung	Wird die Beteiligung nicht gemäss Equity-Methode erfasst, wird dann 1 Punkt vergeben, wenn die Beteiligung auf Basis von Exit-Werten (namentlich Marktwerten) bewertet wird. Wird die Beteiligung lediglich auf Basis von Entry-Werten (Anschaffungskosten, Nominalwert) bewertet, werden 0 Punkte vergeben.
Offenlegung	Es wird dann 1 Punkt vergeben, wenn eine Mehrheit der Offenlegungspflichten gemäss IPSAS 7 ⁹² eingehalten wird.
Maximal Transparenzpunktzahl	4 Punkte

⁹¹ Vgl. IPSAS 7.19 - 7.36(40).

⁹² Vgl. IPSAS 7.43 - 7.46.

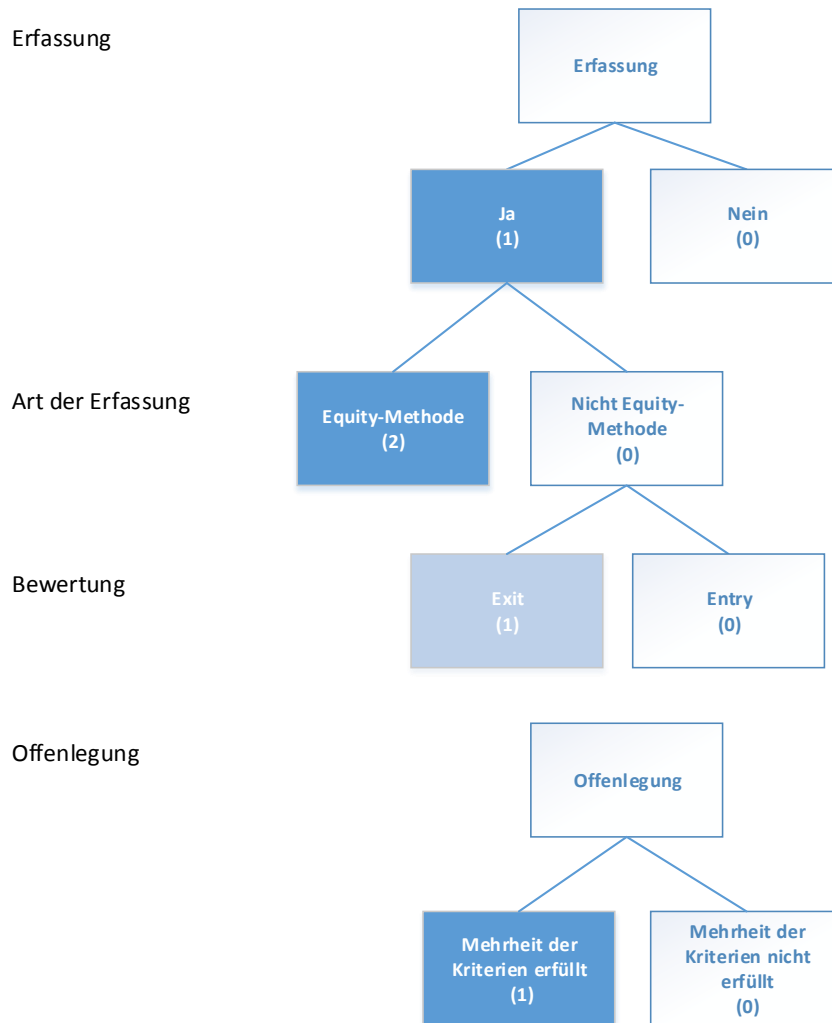


Abbildung 5: Analyseraster für assoziierte Gesellschaften

4.4.3. Analyseraster 3: Minderheitsbeteiligungen

Als Minderheitsbeteiligungen gelten all diejenigen Beteiligungsverhältnisse bei der keine Beherrschung oder kein massgeblicher Einfluss existiert. Falls ein Kanton mit weniger als 20 Prozent an einem EVU beteiligt ist, wird von einer Minderheitsbeteiligung ausgegangen. Entsprechend anwendbar sind die IPSAS 28 bis 30, die sich auf Finanzinstrumente beziehen. Nachfolgend werden die drei unterschiedlichen Ebenen des Analyserasters 3 sowie die zu erreichenden Transparenzpunkte kurz diskutiert und dann in einem Entscheidungsbaum (Abbildung 7) festgehalten:

Ebenen	Beschreibung / Punktevergabe
Erfassung	Für die Erfassung der Beteiligung in der Bilanz wird 1 Punkt vergeben. Dabei ist unerheblich, wie die Beteiligung in der Bilanz erfasst oder bewertet wird. Wird die Beteiligung nicht in der Bilanz erfasst, werden 0 Punkte vergeben.
Bewertung	Es wird dann 1 Punkt vergeben, wenn die Beteiligung auf Basis von Exit-Werten (namentlich Marktwerten, allenfalls fortgeführte Anschaffungskosten) bewertet wird. Wird die Beteiligung lediglich auf Basis von Entry-Werten (Anschaffungskosten, Nominalwert) bewertet, werden 0 Punkte vergeben.
Offenlegung	Es wird dann 1 Punkt vergeben, wenn eine Mehrheit der Offenlegungspflichten gemäss IPSAS 30 eingehalten wird.
Maximale Transparenzpunktzahl	3 Punkte

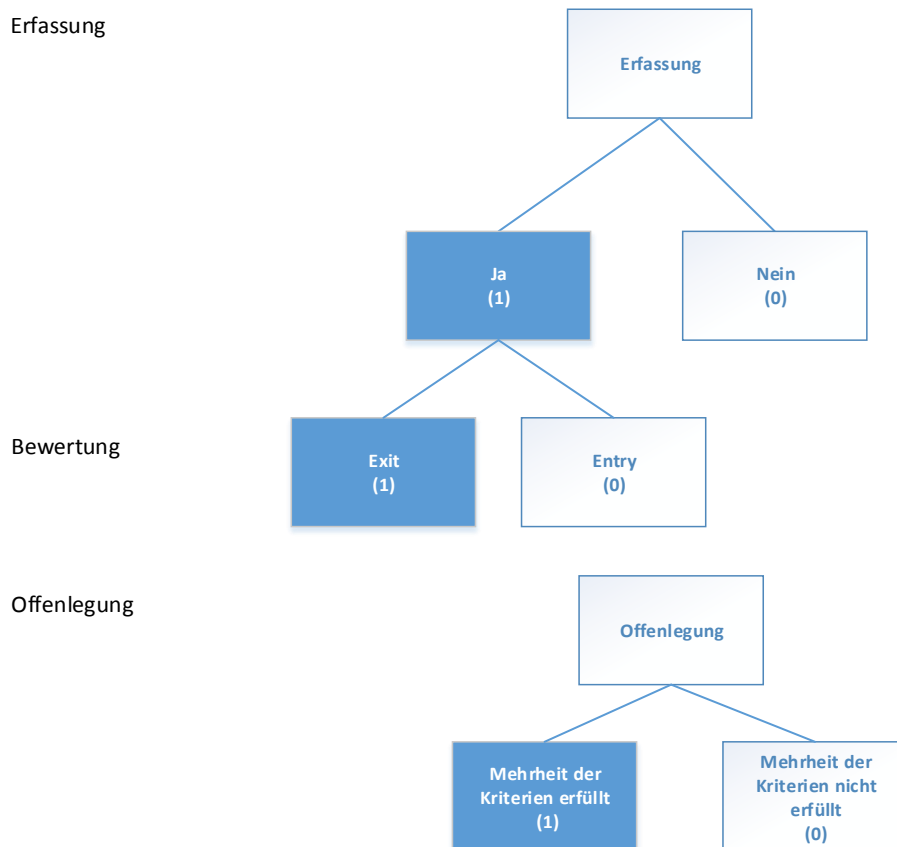


Abbildung 6: Analyseraster für Minderheitsbeteiligungen

4.5. RESULTATE

Unter Ziff. 5.1 wird die Aussagekraft der öffentlichen Finanzberichterstattung in Bezug auf die Beteiligungsverhältnisse an EVUs grafisch aufgezeigt und in den weiteren Subkapiteln (5.2 – 5.4) diskutiert.

4.5.1. Aussagekraft der öffentlichen Finanzberichterstattung in Bezug auf die Beteiligungsverhältnisse an EVUS

Abbildung 7 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Entwicklung der Finanzberichterstattungen der analysierten Schweizer Kantone in Bezug auf die Beteiligungen der Kantone an EVUs. Dabei wird untersucht, wie sich die Berichterstattung über die Zeit und/oder mit Umstellung auf eine modernere Rechnungslegung verändert hat. Die untenstehende Tabelle berücksichtigt die unterschiedlichen Kantone und ihre (teilweise ändernden⁹³) Beteiligungsverhältnisse an den EVUs sowie die angewandten Rechnungslegungsgrundsätze über die Zeit. Ein Vergleich zwischen den Kantonen und unterschiedlichen Beteiligungsverhältnissen ist deshalb auch schwierig. Innerhalb des gleichen Kantons lassen sich aber Rückschlüsse ziehen, wie sich die finanzielle Transparenz in Bezug auf den Umgang mit EVU-Beteiligungen über die Zeit verändert hat. Wie bereits unter Kapitel 3.2 aufgeführt, gilt IPSAS als Good Practice, weil insgesamt anzunehmen ist, dass IPSAS die umfassendsten Vorschriften in Bezug auf den Umgang mit Beteiligungen und die Konsolidierung von beherrschten Einheiten vorgeben. Auch wenn nicht sämtliche Kantone ihre Jahresrechnungen vollständig auf IPSAS umgestellt haben, so ist trotzdem anzunehmen, dass der Trend hin zu modernerer Finanzberichterstattung die Aussagekraft der Jahresrechnungen in Bezug auf die Beteiligungen an EVUs tendenziell positiv beeinflusst.

Kanton / EVU	Aussagekraft der Finanzberichterstattung							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AG / AEW*			1(5) / B					1(5) / B
AG / Axpo*			1(4) / A					1(4) / A
BE / BKW**			2(5) / B					2(5) / B
FR / Groupe E			1(5) / B		1(5) / B			1(5) / B
GE / SIG	1(5) / B	1(5) / B						5(5) / B
GR / Repower			1(4) / A				1(5) / B	1(5) / B
SO / Alpiq			1(3) / M			2(3) / A		2(3) / M
VD / Romande E*			1(4) / A					1(4) / A
ZH / Axpo	1(4) / A		1(4) / A					2(4) / A
ZH / EWZ	1(5) / B		1(5) / B					2(5) / B

Legende	
HRM1	
HRM2 light	
HRM2 plus	
IPSAS	

B= Beherrscht (vgl. Analyseraster 1) A=Assoziiert (vgl. Analyseraster 2); M=Minderheit (vgl. Analyseraster 3)

*Aufgrund der Umstellung der Rechnungslegung im letzten Berichtsjahr fällt die erste Rechnung nach der Umstellung (2014) auf dasselbe Jahr wie die letzte verfügbare Rechnung (2014). Deshalb entfällt der zweite Berichtszeitpunkt.

**Der Kanton Bern wird die Umstellung auf HRM2 plus voraussichtlich im Jahr 2017 vornehmen.

Abbildung 7: Transparenztabelle

⁹³ Die Höhe und damit die Typisierung der Beteiligung hat sich einzig im Kanton Graubünden verändert und zwar von Assoziiert (A) zu Beherrscht (B).

4.5.2. Kantone und ihre EVU-Beteiligungen unter HRM1

Abbildung 7 zeigt, dass die Aussagekraft der Finanzberichterstattung unter HRM1 bezüglich kantonaler Beteiligungen an EVUs begrenzt ist. Zwar werden sämtliche Beteiligungen in der Bilanz erfasst, allerdings konstant zu Entry-Werten, namentlich zu Anschaffungskosten oder Nominalwerten. Auf eine Vollkonsolidierung für beherrschte Unternehmen oder Bewertung zu anteiligem Eigenkapital von assoziierten Unternehmen gemäss IPSAS 6 oder 7 wird verzichtet. Ebenso wird auf präzisierende Informationen im Anhang verzichtet, die aber notwendig wären, um die Beteiligungsverhältnisse an den EVUs umfassend zu verstehen. Eine Ausnahme bildet diesbezüglich der Kanton Bern, welcher im Anhang zur Jahresrechnung diverse Informationen zu seiner Beteiligung an der BKW aufführt. So werden beispielsweise das anteilmässige Eigenkapital nach der Equity-Methode bewertet und die konsolidierte Bilanz und Erfolgsrechnung der BKW sowie die mit dieser Beteiligung verbundenen Risiken aufgezeigt (vgl. Kanton Bern, 2010).

Insgesamt bestätigen diese Resultate die generelle Annahme, dass Jahresrechnungen unter HRM1 nur eine begrenzte Aussagekraft aufweisen. Diese Annahme gilt im Allgemeinen wie im Spezifischen, namentlich in Bezug auf die Beteiligungsverhältnisse Schweizer Kantone an EVUs. Für den Umgang mit EVUs bieten (oder boten) Jahresrechnungen nach HRM1 keine konsequente Entscheidungsbasis, weil allgemein nicht der wirtschaftlichen Betrachtungsweise gefolgt wird und zudem wesentliche Angaben im Anhang fehlen.

4.5.3. Kantone und ihre EVU-Beteiligungen unter HRM2 und IPSAS

Es wäre zu erwarten gewesen, dass mit der Einführung modernerer und transparenterer Rechnungslegungsgrundsätze auch mehr finanzielle Transparenz geschaffen wird, da sich sowohl HRM2 und insbesondere auch IPSAS an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise orientieren und somit finanzielle Risiken und Chancen aus Beteiligungen auch konsequenter in die Finanzberichterstattung integriert werden sollten.

Allerdings zeigt sich in der Praxis, dass durch die Einführung von HRM2 oder IPSAS nur bedingt mehr finanzielle Transparenz in Bezug auf den Umgang mit (EVU-) Beteiligungen geschaffen wird und dass vielfach von einer marktnäheren Bewertung abgewichen wird. Dies gilt insbesondere für die Kantone Genf und Zürich, welche in den Jahren 2008 respektive 2009 ihre Rechnungen auf IPSAS umgestellt haben. Beide Kantone verzichteten im Zuge der Umstellung auf eine Vollkonsolidierung ihrer beherrschten EVUs oder Marktbewertung ihrer Minderheitsanteile sowie umfassende Angaben im Anhang. Die Gründe dafür sind unterschiedlich. Während Genf die IPSASs sequentiell implementierte und erst in nachfolgenden Perioden auf eine Vollkonsolidierung der SIG umstellte, bewertet der Kanton Zürich die Beteiligungen an der Axpo und der EKZ bis heute zu Anschaffungswerten. Der Buchwert der EKZ-Anteile beträgt namentlich 0, weil das gesamte Dotationskapital zurückbezahlt wurde. Es gilt jedoch hervorzuheben, dass insbesondere in den Jahren nach der Umstellung auf IPSAS die Anhangsinformationen zu den Beteiligungen an der AXPO und der EKZ erheblich verbessert wurden und damit deutlich mehr entscheidungsrelevante Informationen verfügbar sind. Beispielsweise werden finanzielle Eckwerte und zusätzliche Erläuterungen der EKZ und der AXPO präsentiert, die es erlauben, mit diesen Beteiligungen verbundene Chancen und Risiken besser zu verstehen. Auch der Kanton Aargau, welcher im Jahr 2014 auf die erweiterte HRM2-Variante umgestellt hat, verzichtet weiterhin auf eine vollständige Konsolidierung der beherrschten AEW und bewertet die Minderheitsanteile an der Axpo immer noch zu Nominalwerten. Zwar schreibt HRM2 eine Vollkonsolidierung beherrschter Einheiten nicht zwingend vor. Es wäre aber zu erwarten, dass zumindest die Beteiligungen zu Markt- oder Verkehrswerten bilanziert werden, wie es die erweiterte Variante von HRM2 (HRM2 «plus») auch vorsieht.

Auch die Kantone FR (Groupe E) und VD (Romande E) änderten im Zuge ihrer Umstellung auf HRM2 (Basisvariante) ihre Finanzberichterstattungspraxis in Bezug auf ihre Beteiligungen an EVUs nicht und bewerten ihre Anteile zu Nominalwerten im Verwaltungsvermögen. Diese Praxis ist mit der Basisvariante unter HRM2 konsistent (HRM2 «light»), die keine Neubewertung des Verwaltungsvermögens vorsieht.

Insgesamt gibt es nur zwei Kantone, die im Zuge der Einführung von HRM2 «plus» auf eine marktnähere Bewertungspraxis umgestellt haben, namentlich GR (Repower) und SO (Alpiq) und somit den angestrebten Transparenzgewinn durch den Einsatz modernerer Rechnungslegungsvorschriften auch erreichen. Der Kanton Solothurn

bewertet die Alpiq-Aktien zum Kurswert, unter Berücksichtigung eines Abschlages von 20% aufgrund der schweren Verkäuflichkeit (Kanton Solothurn, 2013). In Graubünden erfolgt die Bewertung der an der Repower gehaltenen Anteile zum volumengewichteten Durchschnittspreis der letzten 60 Börsenhandelstage (Kanton Graubünden, 2014). Die marktnähere Bewertung der Aktienanteile führte in beiden Kantonen im Umstellungsjahr und den folgenden Fiskaljahren zu teilweise erheblichen (negativen) Bewertungskorrekturen. Beispielsweise musste der Kanton Graubünden im Zuge der Umstellung auf HRM2 und marktnähere Bewertungsmethoden im Jahr 2013 rund 102.6 Mio. CHF (Kanton Graubünden, 2014) Wertberichtigungen vornehmen, die das Gesamtergebnis der Erfolgsrechnung erheblich belastete. Im Jahr 2014 mussten zusätzliche 64.2 Mio. CHF wegen tieferer Börsenkurse wertberichtigt werden. Diese Bewertungskorrektur der Repower-Aktien war somit mitverantwortlich für das publizierte Defizit des Kantons GR von -55 Mio. CHF im Jahr 2014. Dieses Beispiel zeigt, wie sehr sich die Anwendung von Verkehrswerten auf die Jahresrechnung von ÖRK auswirken kann und wie wesentlich die entsprechende Transparenz ist.

4.5.4. Kantone und ihre EVU-Beteiligungen: Finanzielle Transparenz über den Zeitverlauf

Im Vergleich zu den Ausgangsjahren 2007 und 2009 präsentiert sich die finanzielle Transparenz in Bezug auf den Umgang mit EVU-Beteiligungen im Jahr 2014 punktuell besser. In den Jahren 2007 und 2009 erreichten die Kantone 11 von 44 möglichen Punkten (25 Prozent). Im Jahr 2014 weisen sie 18 von insgesamt 45⁹⁴ möglichen Punkten auf (40 Prozent). Als Treiber dieser erhöhten finanziellen Transparenz sind die Kantone GE, SO, GR und teilweise auch ZH hervorzuheben. Insbesondere der Kanton GE stellt im relativen Vergleich zu den restlichen Kantonen ein Good-Practice-Beispiel dar, weil er mittlerweile die SIG vollständig konsolidiert. Damit ist er aktuell der einzige Kanton, der für beherrschte Einheiten das System der Vollkonsolidierung anwendet. Andere Kantone wie beispielsweise GR verzichten zwar auf die vollständige Konsolidierung ihrer beherrschten EVUs, wenden aber seit der Umstellung auf HRM2 «plus» marktnähere Bewertungsansätze an und erhöhen dadurch ebenfalls die finanzielle Transparenz. Insgesamt lassen die Resultate darauf schliessen, dass die Implementation von HRM2 «plus» und IPSAS mögliche Treiber für eine transparentere Finanzberichterstattung im Allgemeinen und spezifisch auch in Bezug auf EVU-Beteiligungen darstellen. Die Resultate zeigen aber auch, dass die Einführung modernerer Rechnungslegungsvorschriften nicht in jedem Fall zu erhöhter finanzieller Transparenz führen. Verschiedene Kantone wie beispielsweise AG und ZH verzichten trotz neuerer Rechnungslegungsnormen explizit auf eine Marktbewertung ihrer EVU-Beteiligungen. Aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive bergen solche Entscheide Risiken, weil bestehende Informations-Asymmetrien zwischen Verwaltung und Politik bestehen bleiben. Die Beispiele der Kantone GR und SO zeigen, dass eine Umstellung auf eine Marktbewertung die Informationsbasis für Verwaltung und Politik entscheidend beeinflussen kann.

Obwohl sich die finanzielle Transparenz über die Jahre und mit dem Einsatz neuer Rechnungslegungsvorschriften teilweise verbessert hat, zeigt sich, dass weiterhin erhebliches Optimierungspotential besteht. Im Jahr 2014 wurden von den analysierten Kantonen nur 40 Prozent der total möglichen Transparenzpunkte (18 von 45) erzielt, obwohl bis auf den Kanton BE sämtliche Kantone auf neue Rechnungslegungsnormen umgestellt haben.

⁹⁴ Weil der Kanton Graubünden über den Zeitverlauf das Aktienkapital an Repower erhöht hat und diese nun beherrscht, ergeben sich im Jahr 2014 45 mögliche Transparenzpunkte.

4.5.5. Fazit und Ausblick

Ziel dieser Untersuchung war es, aufzuzeigen, welche Auswirkungen die angewandten Rechnungslegungsmodelle auf die Aussagekraft der Kantonsrechnungen in Bezug auf die Beteiligungen an EVUs haben. Obwohl sich diese Arbeit auf wenige Kantone (n=8) und ihre Beteiligungen an EVUs beschränkt, kann den Resultaten aufgrund des gewählten Analyserahmens und des objektiven Benchmarks zur Messung des Transparenzniveaus eine gewisse Aussagekraft attestiert werden.

Die Annahme, dass die Aussagekraft der Jahresrechnungen unter HRM1 begrenzt ist, wurde durch die Resultate der vorliegenden Arbeit soweit bestätigt. Die Einführung von HRM2 bzw. IPSAS führt jedoch nicht automatisch zu einem aussagekräftigeren Umgang mit EVU-Beteiligungen, da bei der Umsetzung ein grosser Handlungsspielraum besteht. Die Aussagekraft der Kantonsrechnungen 2014 hat sich im Vergleich zu den Ausgangsjahren 2007 und 2009 nur punktuell verbessert. Zwar wurde eine gesamte Steigerung von 25% auf 40% der Gesamtpunktzahl erreicht, trotzdem besteht über die Gesamtheit der Kantone noch ein beträchtliches Verbesserungspotential⁹⁵.

Verbunden mit der Umstellung auf eine wirtschaftliche Betrachtungsweise werden im Zuge der Umstellung auf HRM2 oder IPSAS finanzielle Risiken und Chancen aus EVU-Beteiligungen konsequenter in die Finanzberichterstattung integriert und beeinflussen somit massgebliche Entscheidungsgrössen wie beispielsweise Budgetdefizite oder -überschüsse. In diesem Zusammenhang ist anzunehmen, dass der Informationsgehalt der Jahresrechnung steigt, weil bestehende Informations-Asymmetrien zwischen Verwaltung (Agent) und Parlament/Stimmbürger (Prinzipal) reduziert werden können. Die damit verbundene Änderung der Informationsbasis besitzt das Potential, das Entscheidungsverhalten massgeblich zu beeinflussen.

In verschiedenen Kantonen ergaben sich im Zuge der massiven Bewertungskorrekturen weiterführende finanzpolitische Implikationen, indem sich die Politik und letztlich auch die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger konkret mit der Frage auseinandersetzen müssen, welche strategische Bedeutung (EVU-) Beteiligungen haben, und wie die entsprechenden Chancen und Risiken zu bewerten sind. Dies wird umso mehr von Bedeutung sein, sollte sich die aktuell schwierige Marktlage von EVUs weiter fortsetzen. Die Erörterung finanzpolitischer Implikationen marktnaher Bewertungsmethoden und Rechnungslegungsvorschriften und die umfassende Beurteilung der daraus resultierenden Konsequenzen würde den Umfang dieser Untersuchung jedoch sprengen und ist deshalb Gegenstand eines zweiten Working Paper dieser Schriftenreihe.

Abschliessend kann auf Basis der durchgeführten Untersuchung pointiert festgehalten werden: Accounting matters! Im Zuge der Umstellung auf HRM2 und IPSAS wird die Rechnungslegung insbesondere dann zu einem politischen Thema, wenn sich Einheiten konsequent an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise orientieren und sich massgebliche Änderungen an der Entscheidungsgrundlage ergeben. Diese Erkenntnis soll aber keinesfalls abschrecken und öffentliche Einheiten an der Schaffung finanzieller Transparenz hindern. Vielmehr wird dadurch der demokratische Diskurs zum Einsatz öffentlicher Gelder gefördert und die Frage diskutiert, welche öffentlichen Aufgaben und Leistungen übernommen werden sollen und zu welchem Preis.

⁹⁵ Es gilt jedoch zu beachten, dass die Einordnung einer EVU-Beteiligung ins VV oft auf gesetzlichen Grundlagen basiert und deshalb der Entscheidungsspielraum stark eingeschränkt ist. Nach HRM2 ist das VV zu Anschaffungskosten zu bewerten und somit kann keine marktnahe Bewertung vorgenommen werden.

LITERATURVERZEICHNIS

- Adam, B. (2013). Einführung in IPSAS. In: Müller, S. & Schaefer, C. (Hrsg.): KVS Kommunale Verwaltungssteuerung. Band 8. Berlin: Erich Schmidt.
- Alpiq Holding AG [Alpiq] (2013). *Geschäftsbericht 2012*. Abgerufen von http://www.alpiq.ch/images/alpiq-geschaeftsbericht-2012_tcm103-101414.pdf [03.09.2015].
- Alpiq (2014). *Geschäftsbericht 2013*. Abgerufen von http://www.alpiq.ch/images/alpiq-geschaeftsbericht-2013_tcm103-108269.pdf [03.09.2015].
- Alpiq (2015). *Geschäftsbericht 2014*. Abgerufen von http://www.alpiq.com/de/images/Alpiq_GB_14_D_tcm96-139763.pdf [03.09.2015].
- Australian Securities & Investments Commission. (2015). *Financial literacy strategy*. Abgerufen von <http://www.financialliteracy.gov.au/strategy-and-action-plan/financial-literacy-strategy> [18.12.2015].
- Axpo Holding AG [Axpo] (2015). *Porträt*. Abgerufen von <https://www.axpo.com/axpo/ch/de/group/profile/portrait.html> [03.09.2015].
- Axpo (2014). *Geschäftsbericht 2013/14*. Abgerufen von https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/141219_axpo_holding_geschaeftsbericht_13_14_de.pdf [03.09.2015].
- Bergmann, A. (2009). *Erfahrungen mit der Anwendung der International Public Sector Accounting Standards (IPSAS) in der Schweiz. Neue Formen der Steuerung und Rechnungslegung in öffentlichen Haushalten* : Tagung an der Johannes Kepler Universität Linz, eine Dokumentation, S. 35 – 53.
- BKW AG [BKW] (2015a). *Finanzbericht 2014*. Abgerufen von http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2014_Finanzbericht_de.pdf [03.09.2015].
- BKW (2015b). *Über BKW*. Abgerufen von <http://www.bkw.ch/ueber-bkw/unser-unternehmen> [03.09.2015].
- Canton de Vaud. (2015). *Comptes 2014*. Abgerufen von http://www.vd.ch/fileadmin/user_upload/themes/etat_droit/finances_publiques/fichiers_pdf/Brochure_comptes_2014.pdf [26.09.2015]
- Konferenz der Kantonalen Finanzdirektoren [FDK-CDF] (Hrsg.) (1981). *Handbuch des Rechnungswesens der öffentlichen Haushalte. Band I*. Bern: Haupt.
- FDK-CDF (Hrsg.) (2008). *Handbuch: Harmonisiertes Rechnungslegungsmodell für die Kantone und Gemeinden HRM2*. Bern: FDK-CDF Konferenz der Kantonalen Finanzdirektoren.
- Fuchs, S., Bergmann, A. & Brusca, I. (2015). *The short-term impact of modern accrual accounting systems: Cross sectional evidence from Switzerland*. 15th Biennial CIGAR Conference, University of Malta, Valletta, June 4-5, 2015
- Fuchs, S., Bergmann, A., Rauskala, I. & Schmitt, A. (2015). Public Sector Accounting and Auditing in Switzerland. I. Brusca, E. Caperchione, S. Cohen & F. Manes Rossi (Hrsg.). *Public Sector Accounting and Auditing in Europe: The Challenge of Harmonization*. Houndmills: Palgrave Macmillan. S. 204 – 218.
- International Energy Agency (2012). *Energy Policies of IEA Countries*. Switzerland 2012 Review.
- International Public Sector Accounting Standards Board [IPSASB] (Hrsg.) (2014a). *Handbook of International Public Sector Accounting Pronouncements (Volume 1)*. New York: International Federation of Accountants (IFAC).
- IPSASB (Hrsg.) (2014b). *Handbook of International Public Sector Accounting Pronouncements (Volume 2)*. New York: International Federation of Accountants (IFAC).

- IPSASB (Hrsg.) (2014c). *Conceptual Framework for General Purpose Financial Reporting by Public Sector Entities*. New York: International Federation of Accountants (IFAC).
- Kanton Aargau (2015). *Jahresbericht mit Jahresrechnung 2014*. Abgerufen von https://www.ag.ch/media/kanton_aargau/dfr/dokumente_3/finanzen/planung_und_berichterstattung/jahresbericht_mit_jahresrechnung_/AB-Berichte.pdf [01.07.2015]
- Kanton Bern (2010). *Anhang zur Jahresrechnung 2009*. Abgerufen von <http://www.fin.be.ch/fin/de/index/finanzen/finanzen/publikationen/geschaeftsberichtstaatsrechnung.assetref/dam/documents/FIN/FV/de/gb/geschaeftsbericht-be-2009-2.pdf> [26.09.2015]
- Kanton Graubünden (2014). *Jahresrechnung 2013*. Abgerufen von <http://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/dfg/ds/dokumentation/Rechnung%202013/Jahresrechnung%202013.pdf> [01.07.2015]
- Kanton Solothurn (2013). *Geschäftsbericht: Finanzen und Leistungen, 2012*. Abgerufen von https://www.so.ch/fileadmin/internet/fd/fd-afin/afin/geschaeftsbericht/Gesch%C3%A4ftsbericht_2012_Teil_2.pdf [01.07.2015]
- Kanton St. Gallen Amt für Gemeinden (2013). *HRM2 bei den Gemeinden: Diskussion der Umsetzungsvarianten*. St. Gallen: Departement des Inneren.
- Kanton Zürich. (2015). *Geschäftsbericht und Rechnung 2014*. Abgerufen von http://www.rr.zh.ch/internet/regierungsrat/de/themen/geschaeftsbericht_rechnung/2014/geschaeftsbericht_rechnung/_jcr_content/contentPar/downloadlist_0/downloaditems/98_1396615808184.spooler.download.1428561916231.pdf/geschaeftsbericht_2014.pdf [01.07.2015]
- Meister, U. (2009). *Kantone als Konzerne*. Zürich: Avenir Suisse.
- Repower AG (2015). *Geschäftsbericht 2014*. Abgerufen von http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2014_de.pdf [04.09.2015].
- République et canton de Genève (2015). *Rapport sur les comptes consolidés 2014 Tome 4*. Abgerufen von http://ge.ch/finances/media/finances/files/fichiers/tome4_hd_84_web4.pdf [01.07.2015]
- Staat Freiburg (2012). *Comptes 2011 de l'Etat de Fribourg*. Abgerufen von https://www.fr.ch/afin/files/pdf42/Comptes_2011_WEB1.pdf [26.09.2015]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Kantonale Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen	58
Abbildung 2: Veränderung der Rechnungslegungsnormen der Jahresrechnungen	61
Abbildung 3: Konsolidierungsvorgaben	63
Abbildung 4: Analyseraster für Mehrheitsbeteiligungen	64
Abbildung 5: Analyseraster für assoziierte Gesellschaften	66
Abbildung 6: Analyseraster für Minderheitsbeteiligungen	67
Abbildung 7: Transparenztabelle	68

ANHANG

Kanton Aargau mit Beteiligung an AEW			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Um- stellung	Z3 Neuste verfü- bare Rechnung
	2009	n/a (2014)	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1		HRM2 plus
Höhe der Beteiligung	100.00 %		100.00 %
Beteiligungsverhältnis	Beherrscht		Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	FV: 49 %, VV: 51 %		VV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1		1
Art der Erfassung	0		0
Bewertung	0		0
Offenlegung	0		0
Summe	1		1
Maximal mögliche Punkt- zahl	5		5
Kommentar:	<p>In den Jahresrechnungen des Kantons Aargau sind die an der AEW gehaltenen Anteile unter HRM1 stets zum Nominalwert ausgewiesen, was sich nach der HRM2-Einführung und der damit verbundenen allgemeinen Neubewertung des VV nicht änderte. Auf eine Konsolidierung der AEW in die Kantonsrechnung wird sowohl unter Anwendung von HRM1 wie auch unter HRM2 verzichtet. Zusätzliche (wesentliche) Offenlegungen bezüglich der Beteiligung sind nicht ersichtlich.</p>		

Kanton Aargau mit Beteiligung an Axpo			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Um- stellung	Z3 Neuste verfü- bare Rechnung
	2013 (2009)	n/a (2014)	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1		HRM2 plus
Höhe der Beteiligung	28.03 %*		28.03 %*
Beteiligungsverhältnis	Assoziiert		Assoziiert
Einordnung der Beteiligung	VV		VV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1		1
Art der Erfassung	0		0
Bewertung	0		0
Offenlegung	0		0
Summe	1		1
Maximal mögliche Punkt- zahl	4		4
Kommentar:	<p>In den Jahresrechnungen des Kantons Aargau sind die an der Axpo gehaltenen Anteile unter HRM1 stets zum Nominalwert ausgewiesen, was sich nach der HRM2-Einführung und der damit verbundenen allgemeinen Neubewertung des VV nicht änderte. Zusätzliche (wesentliche) Offenlegungen bezüglich der Beteiligung sind nicht ersichtlich.</p> <p>*inkl. der über die AEW gehaltenen Anteile</p>		

Kanton Bern mit Beteiligung an BKW			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Um- stellung	Z3 Neuste verfü- bare Rechnung
	2009	n/a	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	n/a	HRM1
Höhe der Beteiligung	52.50 %		52.50 %
Beteiligungsverhältnis	Beherrscht		Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	FV		FV
Transparenzindikatoren	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1		1
Art der Erfassung	0		0
Bewertung	0		0
Offenlegung	1		1
Summe	2		2
Maximal mögliche Punktzahl	5		5
Kommentar:	<p>Bern ist der einzige in dieser Studie untersuchte Kanton, welcher bis heute HRM1 anwendet. Das anteilige Aktienkapital an der BKW wird zum Anschaffungswert ausgewiesen. In den ergänzenden Angaben zu den Jahresrechnungen sind jedoch detaillierte Ausführungen zur Beteiligung ausgewiesen, wie das anteilmässige EK bei Anwendung der Equity-Methode, ein relativ ausführlicher Kommentar zum Geschäftsjahr sowie die Bilanz und Erfolgsrechnung des EVU inkl. Angaben über ein allfälliges Reputationsrisiko für den Kanton aufgrund der BKW.</p>		

Kanton Fribourg mit Beteiligung an Group E			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2009	2011	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	HRM2 light	HRM2 light
Höhe der Beteiligung	78.50 %	78.50 %	78.50 %
Beteiligungsverhältnis	Beherrscht	Beherrscht	Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	VV	VV	VV
Transparenzindikatoren	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Art der Erfassung	0	0	0
Bewertung	0	0	0
Offenlegung	0	0	0
Summe	1	1	1
Maximal mögliche Punktzahl	5	5	5
Kommentar:	<p>Der Kanton Freiburg verzichtet auf die Anwendung der Equity-Methode. Die Beteiligung an der Groupe E erfolgt unter HRM1 und HRM2 als Nominalwert des anteiligen Aktienkapitals. Die weiteren Offenlegungen bezüglich der an dem EVU gehaltenen Anteile sind relativ knapp gehalten.</p>		

Kanton Genf mit Beteiligung an SIG			
	Z1 Letzte Rechnung HRM1	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2007	2008	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	IPSAS	IPSAS
Höhe der Beteiligung	55.00 %	55.00 %	55.00 %
Beteiligungsverhältnis	Beherrscht	Beherrscht	Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	VV	VV	VV
Transparenzindikatoren	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Konsolidierung	0	0	3
Bewertung	0	0	
Offenlegung	0	0	1
Summe	1	1	5
Maximal mögliche Punktzahl	5	5	5
Kommentar:	<p>Unter HRM1 und im ersten Jahr nach der Umstellung auf IPSAS wurde die Beteiligung an der SIG noch zu Entry-Value bewertet. Seit 2010 wird die SIG vollkonsolidiert und es werden seither etliche zusätzliche Offenlegungen vorgenommen, wie z.B. eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Risiken in Verbindung mit der EVU-Beteiligung. Über die Qualität der im Rahmen der Vollkonsolidierung übernommenen Positionen der SIG kann im Rahmen dieser Untersuchung keine Aussage getätigt werden.</p>		

Kanton Graubünden mit Beteiligung an Repower			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2009	2013	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	HRM2 plus	HRM2 plus
Höhe der Beteiligung	46.00 %	58.30 %	58.30 %
Beteiligungsverhältnis	Assoziiert	Beherrscht	Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	VV	FV	FV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Art der Erfassung	0	0	0
Bewertung	0	1	1
Offenlegung	0	0	0
Summe	1	2	2
Maximal mögliche Punktzahl	4	5	5
Kommentar:	<p>Aufgrund eines Zukaufes von weiteren Repower-Aktien wechselte während der untersuchten Zeitperiode neben dem angewendeten Rechnungslegungsstandard auch das Beteiligungsverhältnis. Im Falle des Kantons Graubünden wurden die Anteile am EVU ins Finanzvermögen übertragen und zum Marktwert (volumengew. Durchschnittspreis der letzten 60 Börsenhandelstage) bewertet. Auf wesentliche zusätzliche Offenlegungen wird verzichtet.</p>		

Kanton Solothurn mit Beteiligung an Alpiq			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfü- bare Rechnung
	2009	2012	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	HRM2 plus	HRM2 plus
Höhe der Beteiligung	5.60 %	5.60 %	5.60 %
Beteiligungsverhältnis	Minderheit	Minderheit	Minderheit
Einordnung der Beteiligung	VV: 70 %, FV: 30 %	FV	FV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Bewertung	0	1	1
Offenlegung	0	0	0
Summe	1	2	2
Maximal mögliche Punktzahl	3	3	3
Kommentar:	<p>Der Kanton Solothurn buchte seine Minderheitsbeteiligung an der Alpiq nach Umstellung auf HRM2 vollständig in das FV. Während unter HRM1 noch zu Anschaffungskosten bewertet wurde, wählte man nach der Umstellung den Kurswert, unter der Berücksichtigung eines Abschlages von 20% aufgrund der schweren Verkäuflichkeit, als Bewertungsgrundsatz. Wesentliche zusätzliche Offenlegungen / Angaben bez. der Alpiq-Beteiligung fehlen.</p>		

Kanton Waadt mit Beteiligung an Romande Energie			
	Z1 Erste Rechnung in der Zeitreihe	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2009	n/a (2014)	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	n/a	HRM2 light
Höhe der Beteiligung	38.60 %		38.60 %
Beteiligungsverhältnis	Assoziiert		Assoziiert
Einordnung der Beteiligung	VV		VV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1		1
Konsolidierung	0		0
Bewertung	0		0
Offenlegung	0		0
Summe	1		1
Maximal mögliche Punktzahl	4		4
Kommentar:	Der Kanton Waadt bewertet die Beteiligung an Romande Energie unter HRM1 sowie HRM2 zu Anschaffungswerten. Zusätzliche Informationen zur Beteiligung fehlen gänzlich.		

Kanton Zürich mit Beteiligung an Axpo			
	Z1 Ein Jahr vor Um- stellung	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2008	2009	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	IPSAS	IPSAS
Höhe der Beteiligung	36.7 %*	36.7 %*	36.7 %*
Beteiligungsverhältnis	Assoziiert	Assoziiert	Assoziiert
Einordnung der Beteiligung	VV	VV	VV
Transparenzindikatoren			
	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Bewertung	0	0	0
Offenlegung	0	0	1
Summe	1	1	2
Maximal mögliche Punktzahl	4	4	4
Kommentar:	<p>Der Kanton Zürich führte trotz Umstellung auf IPSAS die Bewertungspraxis zu Anschaffungswerten bei der Axpo fort. Bezüglich Offenlegung weist Zürich im letzten Jahr u.a. eine kurze Erklärung zu Risiken im Zusammenhang mit der Axpo aus und bildet auch die wichtigsten Fakten resp. Zahlen des EVU ab.</p> <p>*inkl. der über die EKZ gehaltenen Anteile</p>		

Kanton Zürich mit Beteiligung an EKZ			
	Z1 Ein Jahr vor Um- stellung	Z2 Erste Rechnung nach der Umstel- lung	Z3 Neuste verfügba- re Rechnung
	2008	2009	2014
Rahmenbedingungen			
RL Standard	HRM1	IPSAS	IPSAS
Höhe der Beteiligung	100.00 %	100.00 %	100.00 %
Beteiligungsverhältnis	Beherrscht	Beherrscht	Beherrscht
Einordnung der Beteiligung	VV	VV	VV
Transparenzindikatoren	Wert	Wert	Wert
Erfassung	1	1	1
Konsolidierung	0	0	0
Bewertung	0	0	0
Offenlegung	0	0	1
Summe	1	1	2
Maximal mögliche Punktzahl	5	5	5
Kommentar:	<p>Der Kanton Zürich führte trotz Umstellung auf IPSAS die Bewertungspraxis zu Anschaffungswerten bei der EKZ fort. Ausserdem wird auf eine Konsolidierung der EKZ, trotz 100%-Eigentum, verzichtet und in der Rechnung 2014 wird das EVU gar nicht mehr eingebucht, da der Kanton das Dotationskapital zurückzahlte. Bezüglich Offenlegung weist Zürich im letzten Jahr mehrere wesentliche Zusatzinformationen aus.</p>		

RECHTLICHE UND ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

5. Standortwahl und raumplanerische Standortkriterien im Zeitalter der Energiewende: Die Nutzung erneuerbarer Energieträger zwischen Wirtschaftlichkeit, planungsrechtlichen Anforderungen und Akzeptanz

René Wiederkehr, Andreas Abegg, Seraina Fürer

Abstract

Bereits das bestehende Energiegesetz enthält eine ausdrückliche Zielvorgabe für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Im Rahmen der sog. Energiewende ist ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien geplant. Es ist vorgesehen, den Anteil der erneuerbaren Energien, insbesondere an Wasserkraft, Windkraft, Sonnenkraft und Erdwärme, massiv zu erhöhen, was relativ grosser Anlagen mit entsprechendem Raumbedarf wie beispielsweise Windparks, Wasserkraftwerke oder Solaranlagen bedarf. Derartige Anlagen stehen oft im Interessenkonflikt mit umweltrechtlichen Schutzinteressen, namentlich des Gewässer- oder Natur- und Heimatschutzes. Soll die erneuerbare Energie tatsächlich derart massiv gefördert werden, gilt es, die verschiedenen, sich teilweise entgegenstehenden Interessen zu berücksichtigen und die Zielkonflikte transparent und unter gleichberechtigter Abwägung aller Interessen zu lösen. Das Working Paper legt die geltende Rechtslage dar, welche erheblichen Einfluss auf die Standortwahl der Energieunternehmen hat, und zeigt die kommenden Veränderungen der Gesetzeslage auf.

Keywords: Energiewende, Standortwahl, Standortkriterien, Interessenabwägung, Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit

5.1. EINLEITUNG

Bereits das **bestehende Energiegesetz** hat im **Bereich der erneuerbaren Energien neue Massstäbe** gesetzt. Es enthält eine ausdrückliche Zielvorgabe für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Allgemeinen (Windkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Abwärme und Biomasse) und Wasserkraft im Besonderen.⁹⁶ Gemäss Art. 1 Abs. 3 EnG ist die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2000 um mindestens 5'400 GWh zu erhöhen, was rund 10 Prozent des heutigen schweizerischen Stromverbrauchs entspricht. Abs. 4 definiert für Elektrizität aus Wasserkraftwerken für denselben Zeithorizont das Ziel einer Erhöhung um 2'000 GWh. Zur Erreichung dieser Ziele ist im Gesetz das Förderinstrument der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) vorgesehen.⁹⁷ Die KEV deckt für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die Differenz zwischen dem (tieferen) Marktpreis und den (höheren) Gestehungskosten.

Im Rahmen der sog. **Energiewende**, wie sie insbesondere in der **Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050** (Revision des Energierechts) beschrieben wird, ist ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien geplant.⁹⁸ Es ist vorgesehen, den Anteil der erneuerbaren Energien, insbesondere an Wasserkraft, Windkraft, Sonnenkraft und Erdwärme, massiv zu erhöhen.⁹⁹ Mit dem sukzessiven Wegfall der Elektrizität aus Kernkraft steht die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion künftig noch mehr im Zentrum. Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist nach Art. 2 Abs. 1 E-EnG ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4'400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11'400 GWh¹⁰⁰ liegt. Nach Art. 2 Abs. 2 E-Eng ist bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37'400 GWh liegt. Als langfristiges Ziel bis ins Jahr 2050 strebt der Bundesrat an, dass die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) nach Möglichkeit bei mindestens 24'200 GWh und die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft bei mindestens 38'600 GWh liegen.¹⁰¹

Insgesamt betrachtet soll der **Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix, insbesondere aus Wasserkraft, massiv** zunehmen, was relativ grosser Anlagen mit entsprechendem Raumbedarf wie beispielsweise Windparks, Wasserkraftwerke, Geothermieanlagen oder Solaranlagen bedarf. Derartige Anlagen stehen oft im Interessenkonflikt mit umweltrechtlichen Schutzinteressen, namentlich des Gewässer- oder Natur- und Heimatschutzes.¹⁰² Gemäss Botschaft des Bundesrates ist nicht vorgesehen, das Umweltschutz- und Gewässerschutzrecht zu lockern.¹⁰³ Mit der Notwendigkeit eines starken Ausbaus der erneuerbaren Energien wird es aber unvermeidbar sein, dass es im Bereich des Natur- und Heimatschutzes, des Gewässer- und Umweltschutzes im Allgemeinen gewisse Abstriche geben wird. In diesem Sinne soll es mit dem neuen EnG zu einer Akzentverschiebung zugunsten der erneuerbaren Energien kommen.¹⁰⁴ Es ist jedoch nicht die Ansicht des Bundesrats, dass sämtliche noch freien Standorte verbaut werden sollen, erst recht nicht in Schutzgebieten.¹⁰⁵ Konkret geplant ist hingegen nach Art. 14 E-EnG, dass die Nutzung und der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung neu den Status als nationales Interesse erhalten, welches insbesondere demjenigen nach Art. 6 Abs. 2 NHG entspricht.¹⁰⁶

Soll die erneuerbare Energie tatsächlich derart massiv gefördert werden, gilt es, die verschiedenen, sich teilweise **entgegenstehenden Interessen** zu berücksichtigen und die Zielkonflikte transparent und unter gleichberechtig-

⁹⁶ Zur Ausgangslage vgl. auch BGE 140 II 262 E. 8.4.1, 132 II 408 E. 4.5.1, sowie GUGGISBERG, S. 758.

⁹⁷ Vgl. Art. 7a EnG und Art. 3 ff. EnV.

⁹⁸ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7593 f.

⁹⁹ Siehe auch BGE 140 II 262 E. 8.4.1; GUGGISBERG, S. 758.

¹⁰⁰ In der Botschaft des Bundesrates (Botschaft Energiestrategie 2050) waren für die durchschnittliche inländische Wasserkraftproduktion bis 2035 mindestens 14'500 GWh vorgesehen (S. 7594); dieser Wert wurde von der Bundesversammlung auf 11'400 GWh gekürzt, vgl. Art. 2 Abs. 1 E-EnG in der Fassung vom 23. September 2015 (Beschluss Ständerat).

¹⁰¹ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7594.

¹⁰² Siehe z.B. die Diskussion um die Errichtung eines Flusswasserkraftwerkes am Rheinfall, welches die Stimmberechtigten des Kantons Schaffhausen ablehnten; vgl. NZZ vom 20. Mai 2014 Nr. 115 S. 11. Ein Volksentscheid aus dem Kanton Neuenburg vom 18. Mai 2014 hat auch den Volkswillen zu Kompromissen aufgezeigt: Die Stimmberechtigten haben einen Richtplan für 59 Windturbinen im Weingebiet Lavaux angenommen; vgl. NZZ vom 19. Mai 2014 Nr. 114 S. 12.

¹⁰³ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7604; ferner BGE 140 II 262 E. 8.4.1.

¹⁰⁴ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7603 f.

¹⁰⁵ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7628.

¹⁰⁶ Dazu Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7666.

ter Abwägung aller Interessen zu lösen. Bei der in jedem Einzelfall notwendigen Interessenabwägung sind ferner **Kriterien wie Leistung oder Produktion** sowie die Fähigkeit, zeitlich flexibel und marktorientiert zu produzieren («Wirtschaftlichkeit»), zu berücksichtigen (vgl. Art. 14 Abs. 5 E-EnG). Gerade bei Neuanlagen ist darüber hinaus auch ein allfälliger Netzausbaubedarf zu beachten, der einen weiteren Landbedarf und erhebliche Kosten nach sich zieht.¹⁰⁷ Eine weitere Herausforderung ist die **Akzeptanz** insbesondere von grösseren Anlagen, deren räumliche Auswirkungen erheblich sind. Die Akzeptanz von grösseren Anlagen mit erheblichem Raumbedarf ist weder in der Nachbarschaft noch in einer breiteren Bevölkerung zwingenderweise gegeben, selbst wenn es um die Nutzung von erneuerbaren Energien geht, wie beispielsweise die Erfahrungen im Kanton Zürich mit der Windenergie zeigen. Wind wäre zwar grundsätzlich vorhanden, doch dreht sich im Kanton Zürich bis heute keine einzige grosse Windturbine, und gegen die einzige geplante Versuchsanlage am Stüssel oberhalb Bäretswil wurde durch eine Interessengemeinschaft Rekurs erhoben.¹⁰⁸ Im Ergebnis kann dies dazu führen, dass die Energieunternehmen auf den Bau derartiger Anlagen verzichten, obwohl ein erhebliches Potenzial vorhanden wäre. Um den geplanten Zubau von Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energie realisieren zu können, ist es somit entscheidend, die bei einer Standortwahl anwendbaren Verfahren und Kriterien zu kennen. Zentrale Wegscheide auf dem Weg zur behördlichen Gutheissung von neuen Energieanlagen ist die Frage, ob das Bauprojekt einer (Ausnahme-)Bewilligung oder eines Planverfahrens bedarf und welche Interessen in die Beurteilung einfließen (nachfolgend II.1). Aus der anderen Perspektive stellt sich die Frage, mit welchen planerischen Verfahren die Standortwahl möglicher Energieerzeugungsanlagen gesteuert werden kann (nachfolgend II.2 und III.).

5.2. PLANUNGSPFLICHT UND PLANUNGSRECHTLICHE INSTRUMENTE

5.2.1. Planungspflicht

5.2.1.1. Allgemeines

Bauten und Anlagen dürfen nach **Art. 22 Abs. 1 RPG** nur mit behördlicher Bewilligung errichtet oder geändert werden. Die Baubewilligungspflicht soll es der Behörde ermöglichen, das Bauprojekt in Bezug auf seine räumlichen Folgen vor seiner Ausführung auf die Übereinstimmung mit der raumplanerischen Nutzungsordnung und der übrigen einschlägigen Gesetzgebung zu überprüfen.¹⁰⁹ Da Energieerzeugungsanlagen üblicherweise ausserhalb der Bauzone realisiert werden müssen, steht die Erteilung einer Ausnahmegewilligung nach **Art. 24 RPG** zur Diskussion.¹¹⁰

Das **Bau- und allfällige Ausnahmegewilligungsverfahren** ist im **Kontext der Raumplanung** und damit der Richt- und Nutzungsplanung zu betrachten: Es dient der Abklärung, ob Bauten und Anlagen der im Nutzungsplan ausgedrückten räumlichen Ordnungsvorstellungen entsprechen. Es bezweckt **einzelndfallweise Planverwirklichung**, soll aber nicht selbstständige Planungsentscheide hervorbringen. Bauten oder Anlagen, die durch ihre Ausmasse oder ihre Natur erhebliche räumliche Auswirkungen aufweisen, bedürfen zunächst eines Planverfahrens.¹¹¹

Bei der **Beurteilung**, ob ein **Plan- oder ein einzelndfallweises Entscheidungsverfahren** durchzuführen ist, kommt den kommunalen und kantonalen Behörden ein **gewisses Ermessen** zu.¹¹² Es gibt in diesem Sinne keine exakte Abgrenzung zwischen Plan und Verfügung, sondern «nur» Kriterien, die eher zu Gunsten des einen oder anderen Verfahrens sprechen. Immerhin lassen sich aus der bundesgerichtlichen Praxis gewisse Fallgruppen erarbeiten, unter welchen Umständen ein Vorhaben einer Planungspflicht unterliegt (nachfolgend b/aa). In der Frage, ob ein planerisches Vorhaben der Richtplanung oder der Nutzungsplanung untersteht, ist hingegen der Beurteilungsspielraum der Behörden grösser, da die Unterscheidungskriterien deutlich unschärfer und durch die Praxis nur ansatzweise geklärt sind (nachfolgend b/bb und cc).

¹⁰⁷ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7628.

¹⁰⁸ Vgl. NZZ vom 12. April 2014 Nr. 86 S. 20; anders wohl die Einschätzung von RIGASSI, S. 50, basierend auf einer Umfrage des Bundesamtes für Energie (BFE). Anscheinend ist die Zustimmung zur Windenergie an Orten, an denen bereits Windturbinen stehen, überdurchschnittlich gross; ähnlich auch WÜSTENHAGEN/HÜBNER/LÖFFLER/HAMPL, S. 10.

¹⁰⁹ Vgl. BGE 139 II 134 E. 5.2, 137 II 254 E. 3.1, 123 II 256 E. 3.

¹¹⁰ Zur Ausgangslage auch Marti, Bemerkungen, S. 681.

¹¹¹ Siehe insb. BGer, Urteil vom 11. Juni 2012, 1C_7/2012, E. 2.3, mit Verweis auf BGE 124 II 252 E. 3 und 120 Ib 207 E. 5.

¹¹² BGer, Urteil vom 11. Juni 2012, 1C_7/2012, E. 2.3, mit weiteren Hinweisen; Marti, S. 359.

5.2.1.2. Vorbehalt des Plans

Planerischer Stufenbau

Bau- und Ausnahmegewilligungen haben den **planerischen Stufenbau** zu beachten: Die Erteilung einer Ausnahmegewilligung ist nach der Rechtsprechung des Bundesgerichts nicht zulässig für Bauten und Anlagen, deren Ausmasse oder Auswirkungen auf die Ortsplanung oder die Umwelt bedeutend sind und die ihrer Natur nach nur in einem Planungsverfahren angemessen erfasst werden können. Zieht ein nicht zonenkonformes Vorhaben durch seine Ausmasse oder seine Natur bedeutende Auswirkungen auf die bestehende Nutzungsordnung nach sich, so darf es nicht nach Art. 24 ff. RPG, sondern erst nach einer entsprechenden Änderung oder Schaffung eines Zonenplans bewilligt werden. Nach Meinung des Bundesgerichts wird die bundesrechtliche Nutzungsordnung unterlaufen, wenn Bauvorhaben, die gemäss ihrer Zweckbestimmung in eine Nutzungszone gehören, einfach gestützt auf Art. 24 RPG bewilligt werden.

Die Behörden trifft insofern eine **«Planungspflicht»** (vgl. Art. 2 RPG), als dass sie für grössere Vorhaben mit bedeutenden Auswirkungen Pläne zu schaffen haben. Wann ein nicht zonenkonformes Vorhaben hinsichtlich seines Ausmasses und seiner Auswirkungen auf die Nutzungsordnung so gewichtig ist, dass es erst nach einer Änderung oder Schaffung eines Nutzungsplanes bewilligt werden darf, ergibt sich aus der Planungspflicht (Art. 2 RPG), den Planungsgrundsätzen und -zielen (Art. 1 und 3 RPG), dem kantonalen Richtplan (Art. 6 ff. RPG) sowie der Bedeutung des Projekts im Lichte der im Raumplanungsgesetz festgelegten Verfahrensordnung.¹¹³

Richtplanung

Das **Bundesrecht** enthält nur **wenige Hinweise zum Inhalt des Richtplans**. Er muss mindestens zeigen, wie die raumwirksamen Tätigkeiten im Hinblick auf die anzustrebende Entwicklung aufeinander abgestimmt werden (Art. 8 lit. a RPG) und in welcher zeitlichen Folge und mit welchen Mitteln vorgesehen ist, die Aufgaben zu erfüllen (Art. 8 lit. b RPG). Nach dem neuen Art. 8 Abs. 2 RPG bedürfen Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt einer Grundlage im Richtplan. Er zeigt die im Hinblick auf die anzustrebende räumliche Entwicklung wesentlichen Ergebnisse der Planung im Kanton und der Zusammenarbeit mit Bund, Nachbarkantonen und benachbartem Ausland; er bestimmt die Richtung der weiteren Planung und Zusammenarbeit, insbesondere mit Vorgaben für die Zuweisung der Bodennutzung (Art. 5 Abs. 1 RPV).

In den **Richtplan** gehören gemäss **Praxis des Bundesgerichts Inhalte**, die von gesamtkantonalen und überkommunalen Bedeutung sind sowie solche mit grossem Abstimmungsbedarf. Richtplanrelevant sind namentlich erhebliche (überörtliche) Nutzungskonflikte und Einzelvorhaben mit erheblichen Auswirkungen auf Raumstruktur, Raumnutzung und Umwelt oder Einzelvorhaben, die eine Abstimmung unter verschiedenen Planungsträgern erfordern. In seiner bisherigen Rechtsprechung hat das Bundesgericht bei der Beurteilung der Notwendigkeit einer richtplanerischen Festsetzung demnach hauptsächlich auf die **räumliche Wesentlichkeit des Vorhabens** abgestellt.¹¹⁴

In **BGE 119 Ia 362 E. 4a** hat das Bundesgericht eine Anpassung des Richtplans – vor Erlass einer abweichenden Nutzungsplanung – in allgemeiner Weise vor allem bei grösseren, ins Gewicht fallenden Änderungen verlangt, also dort, wo es um Vorhaben geht, die sich in verantwortungsvoller Weise in den Raum nur dadurch einfügen lassen, dass sie die Richtplanung durchlaufen. In einer späteren Entscheidung hat es diesen Vorbehalt insofern präzisiert, als er vor allem dort zu gelten hat, wo es um die räumliche Begrenzung einer Nutzung geht, die über den lokalen Rahmen hinausgeht, wie im Fall von Einkaufszentren, Freizeitinstallationen, Schutzzonen, Kiesgruben- oder Schuttablagerungsplätzen.¹¹⁵ In **BGE 119 Ib 254 E. 5c** liess es das Bundesgericht zu, die **Konzession für**

¹¹³ Zum Ganzen BGE 129 II 321 E. 3.1, 124 II 252 E. 3, 124 II 391 E. 2a, 120 Ib 207 E. 5, 115 Ib 148 E. 5c, 114 Ib 180 E. 3c; BGer, Urteile vom 11. Juni 2012, 1C_7/2012, E. 2.3; vom 20. Juni 2008, 1C_81/2008, E. 2.3; dazu grundlegend TSCHANNEN, Art. 2 RPG, Rz. 30 ff.; HÄNNI, S. 106 ff.; MARTI, Planungspflicht, S. 353 ff.; WALDMANN/HÄNNI, Art. 2 RPG, Rz. 26 ff.; HALLER/KARLEN, Rz. 674.

¹¹⁴ BGE 140 II 262 E. 2.3.2, 137 II 254 E. 3.2 (= Pra 2011 Nr. 114), 119 Ia 362 E. 4a, 119 Ib 254 E. 5c; zum Ganzen auch TSCHANNEN, Art. 2 RPG, Rz. 31; BÜHLMANN/JÄGER/HAAG, S. 472 f.

¹¹⁵ BGE 137 II 254 E. 3.2 (= Pra 2011 Nr. 114).

ein **grosses Wasserkraftwerk** zu erteilen, obwohl keine detaillierten Angaben im Richtplan bestanden hatten. Es verlangte jedoch, dass bei der Projektüberprüfung die nach Raumplanungsrecht erforderliche Abstimmung der raumwirksamen Tätigkeiten beachtet und insbesondere dem Gebot der haushälterischen und umweltschonenden Nutzung Rechnung getragen wird.

In **BGE 137 II 254 E. 3.2 f.** hat sich das Bundesgericht eingehend mit dem Vorbehalt der Richtplanung auseinandergesetzt. Es erachtete einen Richtplan, der keine präzisen Vorgaben zur Ausdehnung und zum Standort einer **Auto-Rundstrecke** enthielt, als unvollständig. Entscheidend ist gemäss diesem Urteil, ob angesichts der weitreichenden Auswirkungen des Vorhabens eine vorgängige umfassende Interessenabwägung notwendig erscheint, die nur durch den Prozess der Richtplanung garantiert werden kann. Der Richtplan sollte somit spezifische Vorhaben erwähnen, wenn Anlagen erhebliche raumwirksame Auswirkungen haben, beispielsweise weil sie eine grosse Fläche beanspruchen, eine beträchtliche Immissionsquelle darstellen oder viel Verkehr generieren und Grossanlagen bedingen. Dies ist namentlich der Fall beim Bau von grossen Skigebieten, Golfplätzen, grossen Stadien oder Motocrosspisten. Es handelt sich dabei um räumliche Grossvorhaben mit ausserordentlichen Auswirkungen auf das Nutzungsregime, die Installationen und die Umwelt. Sie sind deshalb im Richtplanverfahren anzugehen, wenn sie eines der folgenden Kriterien aufweisen:

- In **räumlicher Hinsicht** hat die Tätigkeit erhebliche oder nachhaltige Auswirkungen auf die Raumentwicklung, insbesondere die Bodennutzung, die städtebauliche Entwicklung oder die Umwelt;
- auf **organisatorischer Ebene** ist die Tätigkeit mit anderen raumwirksamen Tätigkeiten verbunden oder bedingt die Beteiligung mehrerer Akteure mit unterschiedlichen Interessen;
- auf **politischer Ebene** handelt es sich um ein langfristiges Vorhaben, das erhebliche finanzielle Ressourcen mobilisiert, dessen Auswirkungen nicht mit Gewissheit abgeschätzt werden können oder das aus dem einen oder anderen Grund politisch umstritten ist.¹¹⁶

Hingegen ist nach **BGE 140 II 262 E. 2.3.4** der **Bau eines Kleinwasserkraftwerkes** ohne eine entsprechende Grundlage im Richtplan zulässig, selbst wenn sich die geplanten Wasserfassungen und die Hangleitung innerhalb eines Landschaftsschutzgebiets von kantonaler Bedeutung befinden. Die Abstimmung der zu berücksichtigenden räumlichen Interessen erfordert eine aufwendige Koordination, die nur der Prozess der Richtplanung gewährleisten könnte. Eine Ausscheidung der Standorte möglicher künftiger Kleinkraftwerksanlagen in einem Richtplan ist dafür nicht erforderlich. Offen gelassen hat das Bundesgericht, ob die Notwendigkeit einer spezifischen Grundlage im kantonalen Richtplan bei grossen Wasserkraftprojekten gegeben ist.

Zusammenfassend betrachtet ist eine **Pflicht zur richtplanerischen Festsetzung**, namentlich für Einkaufszentren, Freizeitinstallationen, Schutzzonen, Kiesgruben- oder Schuttablagerplätzen, Skigebiete, Golfplätze, grosse Stadien, Motocrosspisten, Auto-Rundstrecken oder wohl auch grosse Wasserkraftwerke, zu bejahen.¹¹⁷ Im Bereich der **Ver- und Entsorgung** hat der Richtplan im Allgemeinen nach Art. 6 Abs. 3 lit. b RPG Aufschluss über den Stand und die anzustrebende Entwicklung zu geben. Diesbezüglich sollte der Richtplan Aussagen über die gesamträumlichen Vorgaben zur Befriedigung von Versorgungsansprüchen und Aussagen über Vorkehrungen zur Anpassung und Ergänzung der gegebenen Versorgungsanlagen sowie über die Standorte neuer Anlagen und Deponien beinhalten¹¹⁸, zumindest wenn das Vorhaben derart weitreichende Auswirkungen hat, dass eine vorgängige umfassende Interessenabwägung notwendig erscheint, was insbesondere für grössere Kraftwerkenanlagen im Bereich der Wasserkraft, der Sonnenenergie und Windenergie zutreffen dürfte.¹¹⁹

Nutzungsplanung

Nutzungspläne ordnen die zulässige Nutzung des Bodens und unterscheiden vorab Bau-, Landwirtschafts- und Schutzzonen (Art. 14 RPG). Sie sind für jedermann verbindlich (Art. 21 Abs. 1 RPG). Es sind jeweils die im konkreten Einzelfall zu erwartenden Auswirkungen auf die Nutzungsordnung zu würdigen: Je erheblicher diese sind,

¹¹⁶ BGE 137 II 254 E. 3.2.

¹¹⁷ Vgl. auch WALDMANN/HÄNNI, Art. 2 RPG, Rz. 22.

¹¹⁸ Vgl. TSCHANNEN, Art. 6 RPG, Rz. 39–41.

¹¹⁹ Ähnlich BGE 140 II 262 E. 2.3.4.

desto eher bedarf das betreffende Vorhaben einer Nutzungsplanung. Massgebend sind etwa die räumliche Ausdehnung des Projekts, der Koordinationsbedarf mit anderen raumwirksamen Tätigkeiten, die Erschliessungssituation oder die Lage der Anlagen.¹²⁰ Das Bundesgericht hat die Nutzungsplanpflicht bei grösseren Abbau- und Deponievorhaben bejaht und die Möglichkeit, solche Projekte mit einer Ausnahmegewilligung zu realisieren, verneint.¹²¹ In gleicher Weise hat das Bundesgericht bei der Errichtung von Golfplätzen oder von grösseren Sportanlagen entschieden.¹²² Multikomponentendeponien, in denen einerseits Kies und Gestein abgebaut und andererseits Bauschutt gelagert wird, sind – wie ebenfalls Kiesgruben – mittels einer Planung zu erfassen.¹²³

Gemäss der bundesgerichtlichen Rechtsprechung ist insbesondere der Umstand, dass für eine bestimmte Anlage eine **Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)** vorgeschrieben ist, ein gewichtiges Indiz dafür, dass das Vorhaben nur aufgrund einer Nutzungsplanung bewilligt werden kann.¹²⁴ Für Speicher- und Laufkraftwerke sowie Pumpspeicherwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 3 MW¹²⁵, für Anlagen zur Nutzung der Erdwärme mit einer Leistung von mehr als 5 Megawatt thermisch (MWth)¹²⁶, für Anlagen zur Nutzung der Windenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW sowie für Fotovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW, die nicht an Gebäuden angebracht sind, ist eine UVP erforderlich, so dass angenommen werden kann, dass derartige Anlagen einer Planungspflicht unterliegen.

Eine Planungspflicht kann jedoch auch für **nicht der UVP unterstehenden Anlagen** bestehen, wie der Regierungsrat des Kantons Aargau in einem Entscheid vom 21. März 2012 betreffend eine Windenergieanlage eingehend ausgeführt hat.¹²⁷ Gegenstand einer allfälligen **UVP** ist hauptsächlich die Frage, ob die betreffende Anlage **Auswirkungen auf die Umwelt im engeren Sinn nach Art. 7 USG** hat und weniger die Frage, ob durch die betreffende Anlage die Bestimmungen zum Schutz und Erhalt des Landschafts- und Ortsbildes sowie der Natur- und Kulturdenkmäler (Art. 3 i.V.m. Art. 1 lit. a NHG) eingehalten werden.¹²⁸ Diesen Umweltbereichen im weiteren Sinn würde, so der Regierungsrat weiter, bei einer Beschränkung der Planungspflicht auf UVP-pflichtige Vorhaben kaum Rechnung getragen. Gründe für eine Planungspflicht bei Windenergieanlagen, die eine installierte Leistung von weniger als 5 MW aufweisen, sind etwa die erheblichen räumlichen Ausmasse im Hinblick auf die Höhe der Anlagen (vorliegend über 150 m hoch¹²⁹), die Mächtigkeit und die gute Einsehbarkeit der projektierten Windenergieanlage oder ein allfälliger Konflikt mit einem Schutzgebiet von nationaler, kantonaler oder regionaler Bedeutung.¹³⁰

5.2.1.3. Interessenabwägung

Allgemeines

Art. 24 lit. b RPG schreibt vor, dass einer Baute oder Anlage, die einen Standort ausserhalb der Bauzonen bedingt, keine überwiegenden Interessen entgegenstehen dürfen. Die entscheidende Behörde hat alle im konkreten Fall berührten räumlich wesentlichen Gesichtspunkte und Interessen zu ermitteln, zu bewerten und gegeneinander abzuwägen.¹³¹ Die entsprechenden Anliegen sind im Rahmen einer **umfassenden Interessenabwägung** zu berücksichtigen. Lenkender Massstab der vorzunehmenden umfassenden Interessenabwägung bilden hauptsächlich die Planungsziele und Grundsätze des RPG (Art. 1 und 3 RPG), aber auch andere Interessen, die durch

¹²⁰ HÄNNI, S. 106 f.

¹²¹ BGE 120 Ib 207 E. 5, 119 Ib 174 E. 4; offengelassen in BGE 124 II 252 ff.; zum Ganzen auch BGer, Urteil vom 11. Juni 2012, 1C_7/2012, E. 2.4.

¹²² BGE 114 Ib 180 E. 3 und 114 Ib 312 E. 3b.

¹²³ BGE 120 Ib 207 E. 5, 116 Ib 50 E. 3b, 113 Ib 225 E. 2c; neuerdings BGer, Urteil vom 11. Juni 2012, 1C_7/2012, E. 2.4; zur Praxis insgesamt WALDMANN/HÄNNI, Art. 2 RPG, Rz. 28 f.; TSCHANNEN, Art. 2 RPG, Rz. 32; BRANDT/MOOR, Art. 18 RPG, Rz. 135.

¹²⁴ BGE 126 II 249 E. 4c, 124 II 252 E. 3, 120 Ib 436 E. 2d, 119 Ib 439 E. 4b.

¹²⁵ Ziff. 21.3 des Anhangs zur UVPV.

¹²⁶ Ziff. 21. 4 des Anhangs zur (?) UVPV.

¹²⁷ Entscheid des Regierungsrates des Kantons Aargau (RR AG) vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. E. 4.2.

¹²⁸ Entscheid des RR AG vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. E. 4.2.

¹²⁹ Nach den Empfehlungen der Bundesämter für Energie (BFE), für Umwelt (BAFU) und für Raumentwicklung (ARE) dürfen Bewilligungen ausserhalb der Bauzonen nur für kleine Windenergieanlagen erteilt werden, deren Gesamthöhe 30 m nicht übersteigt; vgl. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen, Bern 2010, S. 38.

¹³⁰ Entscheid des RR AG vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. E. 4.2; siehe ferner die Bemerkungen zu diesem Entscheid von MARTI, Bemerkungen, S. 680 ff.

¹³¹ BGE 136 II 214 E. 3, 134 II 97 E. 3.1, 133 II 321 E. 4.3.3, 133 II 409 E. 4.3 und E. 4.4.

Spezialgesetze geschützt werden (USG, NHG, WaG, LSV, LRV). Private Interessen werden ebenfalls berücksichtigt. Die Behörde hat diese Interessen zu beurteilen und dabei insbesondere die Vereinbarkeit mit der anzustrebenden räumlichen Entwicklung und die möglichen Auswirkungen zu berücksichtigen. Soweit das positive Verfassungs- und Gesetzesrecht einzelne Aspekte der Interessenabwägung konkret regelt, ist vorweg zu klären, ob das Vorhaben mit diesen Vorschriften zu vereinbaren ist. Erst wenn dies zutrifft, ist die Abwägung aller zu berücksichtigenden Interessen koordiniert durchzuführen.¹³²

Anders als bei der Ausnahmebewilligung **fehlt im RPG eine besondere Bestimmung**, wie vorzugehen ist, wenn die Behörde einen **(Sonder-)Nutzungsplan** erstellt. Hingegen hat der Ordnungsgeber im RPV eine entsprechende Bestimmung erlassen. Nach Art. 3 Abs. 1 RPV haben die Behörden, denen bei Erfüllung und Abstimmung raumwirksamer Aufgaben Handlungsspielräume zustehen, alle berührten Interessen zu ermitteln (lit. a), diese einzeln zu beurteilen und dabei besonders die Vereinbarkeit mit der anzustrebenden räumlichen Entwicklung und die möglichen Auswirkungen zu berücksichtigen (lit. b) sowie den Interessen aufgrund der Beurteilung im Entscheid möglichst umfassend Rechnung zu tragen (lit. c). Diese Interessenabwägung ist in der Begründung der entsprechenden Beschlüsse darzulegen (Art. 3 Abs. 2 RPV).

Das Bundesgericht hat überdies die Anforderungen an die Interessenabwägung, die im Rahmen der Erstellung oder Abänderung eines (Sonder-)Nutzungsplanes zu tätigen ist, folgendermassen präzisiert: Wird im Hinblick auf die Realisierung eines konkreten Bauvorhabens ausserhalb der Bauzone der Weg über eine Änderung der Nutzungsplanung beschritten, so dispensiert das die planenden Behörden nicht davon, mindestens dieselben Anforderungen wie bei der Anwendung von Art. 24 RPG zu beachten.¹³³ Das bedeutet, dass die planende Behörde überprüfen muss, ob der Zweck der Bauten oder Anlagen die Errichtung am vorgesehenen Standort erfordert (vgl. Art. 24 lit. a RPG) und ob dem Projekt kein überwiegendes Interesse entgegensteht (vgl. Art. 24 lit. b RPG). Die planende Behörde hat mit anderen Worten eine Gesamtabwägung der Interessen vorzunehmen und in diesem Rahmen mögliche alternative Standorte zu prüfen.¹³⁴

Praxis

Im Rahmen einer umfassenden Interessenabwägung ist nach **BGE 140 II 262 ff. (Wasserkraftwerk Obergoms)** vor allem zu würdigen, ob Anlagen realisiert werden sollen, die mit möglichst geringen Eingriffen einen möglichst grossen Nutzen für die Stromproduktion bringen.¹³⁵ Ist der Beitrag – wie beispielsweise bei einem Kleinwasserkraftwerk (Stromproduktion vorliegend von 30,9 GWh pro Kalenderjahr) – an die heimische Energieerzeugung eher gering und wird die Restwasserstrecke relativ lang beeinträchtigt, spricht die Abwägung der Interessen eher gegen die Erteilung einer derartigen Wassernutzungskonzession.¹³⁶ Sind darüber hinaus die Unterschiede zwischen der natürlichen Abflussmenge und der Restwassermenge bedeutend und der Eingriff in die Landschaft erheblich und gut sichtbar (Ersteingriff in die betreffende Wasserführung des «Gonerliwassers»)¹³⁷, ergibt eine Abwägung aller erheblichen in Frage stehenden Interessen für und gegen die Wasserentnahme, dass die Fassung des Gonerliwassers einen Landschaftseingriff darstellen würde, der nicht zu rechtfertigen wäre.¹³⁸

In einem gewissen Widerspruch zu diesem Entscheid steht **BGE 132 408 ff. (Windkraftanlage «Crêt-Meuron»)**.¹³⁹ Das kantonale Verwaltungsgericht hat unter Berücksichtigung der geplanten Jahresproduktion von

¹³² Zum Ganzen eingehend BGE 134 II 97 E. 3.1, 129 II 63 E. 3.1, 121 II 72 E. 3, 117 Ib 28 E. 3; zur Interessenabwägung und ihren einzelnen Aspekten im Allgemeinen BGE 138 II 346 E. 10; BVGer, Urteil vom 30. März 2011, A-7040/2009, E. 10.4.3; TSCHANNEN/ZIMMERLI/MÜLLER, § 26, Rz. 37; TSCHANNEN, Art. 3 RPG, Rz. 23 ff.; GRIFFEL, Rz. 448 ff.; BANDLI, S. 547 ff.; WIEDERKEHR/RICHLI, Rz. 1910 ff.; WALTI, S. 23; NÜSSLE, Demokratie, S. 91 f.

¹³³ BGE 132 II 408 E. 4.2 (= Pra 2007 Nr. 66), 124 II 391 E. 2c, 115 Ib 508 E. 6b.

¹³⁴ BGE 132 II 408 E. 4.2, 124 II 391 E. 2c, 115 Ib 508 E. 6b.

¹³⁵ BGE 140 II 262 E. 8.4.1.

¹³⁶ BGE 140 II 262 E. 8.4.1.

¹³⁷ BGE 140 II 262 E. 8.4.2.

¹³⁸ BGE 140 II 262 E. 8.4.3. Dabei fällt nach Meinung des Bundesgerichts besonders ins Gewicht, dass es sich um einen Ersteingriff handeln würde. Die durch die Klassifizierung als Landschaftsschutzgebiet von kantonaler Bedeutung bestätigte Schutzwürdigkeit ist insbesondere bei hoher Wasserführung offenkundig; die Kaskaden des Gonerliwassers wirken auch aus der Distanz äusserst eindrücklich. Der Beitrag, den das Gonerliwasser gemäss den Akten an die Elektrizitätsproduktion leisten würde, ist dagegen bescheiden. Er rechtfertigt den Verlust des Charakters dieses bisher noch unberührten Gewässers nicht.

¹³⁹ Das Projekt war durch die Volksinitiative „Zukunft der Jura-Kreten“ blockiert. Das Stimmvolk hat diese Initiative der Umweltverbände am 14. Mai 2014 abgelehnt und den Gegenvorschlag mit 65,05 Prozent Ja-Stimmenanteil gutgeheissen. Im Neuenburger Jura können damit auf 5 Zonen verteilt bis zu 59 Windkraftanlagen im Bereich der Jura-Kreten gebaut werden.

14,35 GWh (Windpark insgesamt 25 GWh pro Jahr) das von der Betreiberin der Anlage verfolgte Interesse als äusserst gering bezeichnet. Der Standort „Crêt-Meuron“ gehört ferner zu den grundsätzlich nicht überbaubaren «Kamm- und Waldzonen». Der am 30. Mai 1995 in Kraft getretene Gestaltungsplan (genereller Nutzungsplan) der betreffenden Gemeinde weist den Crêt-Meuron – für den auf Gemeindeboden liegenden Teil – der Kamm- und Waldzone zu, die als Schutzzone und kantonale Nutzungszone definiert ist. Das Bundesgericht hat auf Beschwerde der Betreiberin diese Beurteilung durch das kantonale Verwaltungsgericht beanstandet. Es hat das Ziel, die erneuerbaren Energiequellen zu fördern, deutlich höher als die Vorinstanz beurteilt und dem Projekt eine gewisse Bedeutung im Rahmen dieser Strategie zugesprochen.¹⁴⁰ Auch kommt dem Landschaftsschutz, so das Bundesgericht, vorliegend keine vorrangige Bedeutung zu, da praktisch der gesamte Jurakamm im Kanton Neuenburg zu den Kamm- und Waldzonen gehört und die diesen Zonen zugewiesenen Grundstücke nicht alle dieselben natürlichen oder landschaftlichen Charakteristiken aufweisen. Die Beständigkeit des vorgesehenen Nutzungsregimes ist folglich nicht in jedem Abschnitt der Jurakämme in gleicher Weise gewährleistet.¹⁴¹ Für den konkreten Standort fällt in Betracht, dass bereits mehrere touristische Anlagen (namentlich Skilifte und Restaurants) und zahlreiche befahrbare und nicht befahrbare Wege vorhanden sind. Das betreffende Naturschutzgebiet steht der Bevölkerung weitgehend offen und ist stark frequentiert. Die Sichtbarkeit der Windturbinen stellt somit die deutlichste Beeinträchtigung des Ortes dar, die offenkundig schützenswert ist. Am Standort selbst sind aber andere technische Installationen – namentlich eine Hochspannungsleitung und Skilifte (ein Skilift im Perimeter des kantonalen Nutzungsplans und vier weitere direkt daneben) – vorhanden, was die visuellen Auswirkungen bis zu einem gewissen Grad relativiert. Folglich ist das Interesse eines verstärkten Schutzes in diesem Fall geringer als bei anderen Naturschutzgebieten, die weniger zugänglich und besser erhalten sind.¹⁴² Damit hat das Bundesgericht erkannt, dass im vorliegenden Fall die Vorinstanz der Beeinträchtigung der Landschaft eine übermässige Bedeutung zugemessen und als direkte Folge davon das öffentliche Interesse an der Realisierung einer Windkraftanlage in Übereinstimmung mit den Zielen der nationalen und kantonalen Energiepolitik ungenügend berücksichtigt hatte. Bei einer korrekten Abwägung der auf dem Spiel stehenden Interessen durfte die Vorinstanz mit anderen Worten die Verwirklichung einer Windkraftanlage auf dem Crêt-Meuron nicht prinzipiell verhindern.¹⁴³

Der Regierungsrat des Kantons Aargau hat die Verweigerung einer Baubewilligung für eine **150 Meter hohe Windkraftanlage auf dem Heitersberg (Rotordurchmesser 82 Meter)** als rechtmässig beurteilt.¹⁴⁴ Die betreffende Parzelle befindet sich in der Landschaftsschutzzone und liegt somit in einer eigentlichen Bauverbotszone. Die geplante Erstellung einer Windenergieanlage ist dabei nicht nur mit dem Zonenzweck nicht vereinbar, sondern würde sogar die in einem demokratischen Verfahren erlassenen Schutzzonen und -vorschriften sowie die dazugehörenden kantonalen Schutzziele des Richtplans in Frage stellen.¹⁴⁵ Die zu berücksichtigenden Interessen des Landschaftsschutzes sind deshalb im heutigen Zeitpunkt klar höher zu gewichten als die Interessen der Bauherrschaft an der Erstellung der Windkraftanlage auf dem Heitersberg. Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass dieser Hügelzug bezüglich Windvorkommen offensichtlich ein geeigneter Standort für die Windenergieproduktion ist.¹⁴⁶ Ferner ist im vorliegenden Fall nach Meinung des Regierungsrates nicht ganz ausser Acht zu lassen, dass die Bauherrschaft es unterlassen hat, eine Standortevaluation durchzuführen. Auf Grund der Windmessungen erscheint der Standort Heitersberg zwar auch aus Sicht des Regierungsrates geeignet, Energie aus Windkraft zu gewinnen. Hingegen zeigt die Windpotentialkarte des Richtplans 2011 weitere mögliche Standorte zur Gewinnung der Windenergie im Kanton auf, welche nur teilweise innerhalb von im Richtplan ausgeschiedenen Landschaftsschutzzonen liegen. Die Bauherrschaft wäre insoweit angehalten gewesen, insbesondere die sich nicht in einer Schutzzone oder im Wald befindlichen Gebiete zu evaluieren, wenn sie eine Ausnahmegewilligung nach Art. 24 RPG beantragen will.¹⁴⁷

¹⁴⁰ BGE 132 II 408 E. 4.5.2; zum Entscheid auch RIGASSI, S. 55.

¹⁴¹ BGE 132 II 408 E. 4.5.3.

¹⁴² BGE 132 II 408 E. 4.5.3.

¹⁴³ BGE 132 II 408 E. 4.5.4.

¹⁴⁴ Entscheid des RR AG vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBl 2013, S. 676 ff.

¹⁴⁵ Entscheid des RR AG vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBl 2013, S. 676 ff. E. 4.3.

¹⁴⁶ Entscheid des RR AG vom 21. März 2012, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBl 2013, S. 676 ff. E. 4.3.

¹⁴⁷ Entscheid des RR AG, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBl 2013, S. 676 ff. E. 4.3.

Bisherige Planung

Im Rahmen der Interessenabwägung ist auch die bisherige Planung im betreffenden Gebiet zu berücksichtigen. Tangiert die geplante Anlage eine kommunale Schutzzone, hat unter Umständen die Gemeindeversammlung die betreffende Zone abzuändern oder aufzuheben, bevor das Projekt verwirklicht werden kann.¹⁴⁸ Jedenfalls ist die durch die bisherige Planung vorgenommene Interessenabwägung auch im Rahmen der neuen Planung zu beachten. Soll beispielsweise in einer Kammzone (kantonale Schutzzone) eine Windenergieanlage erstellt werden und wird hierfür ein kantonaler oder kommunaler Sondernutzungsplan ausgearbeitet, bringt der bisher existierende Plan im Rahmen der Interessenabwägung ein gewichtiges öffentliches Interesse zum Ausdruck.¹⁴⁹

Dabei ist von Bedeutung, dass die Bevölkerung bei Planungen grundsätzlich mitwirken soll (Art. 4 Abs. 2 RPG) und – unabhängig der bundesrechtlichen Minimalvorschrift von Art. 4 RPG – kantonale Richtpläne teilweise vom Parlament genehmigt oder sogar festgesetzt werden¹⁵⁰ und die Erarbeitung der kommunalen Nutzungspläne häufig durch die Legislative erfolgt.¹⁵¹ Der Planungsprozess ist durch Art. 4 RPG weitgehend demokratisch legitimiert wie auch die Planungsbeschlüsse teilweise – je nach kantonalem Recht – durch die Legislative erfolgen. Entsprechend gewichtig im Rahmen der Interessenabwägung sind die bisher erfolgten Planungen.

5.2.2. Planungsrechtliche Instrumente

5.2.2.1. Voraussetzungen im Allgemeinen

Der **Standort möglicher Energieerzeugungsanlagen** kann durch **planerische Lösungen** gesteuert werden.¹⁵² Da durch derartige planerische Lösungen verfassungsmässige Rechte Privater (Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit) tangiert werden, sind die entsprechenden **Voraussetzungen von Art. 36 BV** einzuhalten. Allgemeine Voraussetzung für einschränkende Massnahmen ist daher eine gesetzliche Grundlage im kommunalen oder kantonalen Recht. In Anwendung von Art. 36 Abs. 2 und 3 BV hat an den Massnahmen sodann ein öffentliches Interesse zu bestehen und die Einschränkungen müssen verhältnismässig sein.¹⁵³

5.2.2.2. Positivplanung

Energieerzeugungsanlagen wie Windkraftparks, Geothermie-Anlagen oder grosse Wasserkraftwerke lassen sich mittels **positiver Planung** erfassen, die besondere Standorte oder Zonen zur Errichtung derartiger Anlagen ausweisen.¹⁵⁴ Grossvorhaben mit erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt bedürfen, wie erläutert, einer regionalen oder kantonalen Richtplanung.¹⁵⁵ Die betreffenden Pläne sollen Standorte bezeichnen, die sich zur Nutzung der Wind-, Sonnen- oder Wasserkraft besonders gut eignen, erschlossen sind oder erschlossen werden können und bei denen eine Einspeisung in eine Übertragungsleitung realisierbar und möglich ist.¹⁵⁶ Allenfalls können die Kantone auch eine Differenzierung vornehmen, indem sie die betreffenden, grundsätzlich geeigneten Gebiete in Interessengebiete, potentielle und prioritäre Standorte einteilen.¹⁵⁷

Die **Vorteile** einer derartigen Positivplanung im Rahmen des Richtplans liegen darin begründet, dass in einem allfälligen (Sonder-)Nutzungsplanverfahren alternative Standorte zur Verfügung stehen, die sowohl von den Behörden wie auch von der Bauherrschaft evaluiert werden können, so dass der von der Praxis geforderten Interessenabwägung Genüge getan wird.¹⁵⁸ Die **Nachteile** sind darin zu sehen, dass aus technischer Sicht eine Prog-

¹⁴⁸ Siehe Entscheid des RR AG, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. E. 4.3.

¹⁴⁹ BGE 132 II 408 E. 4.5.3.

¹⁵⁰ Siehe die Übersicht bei WALDMANN/HÄNNI, Art. 10 RPG, Rz. 9.

¹⁵¹ WALDMANN/HÄNNI, Art. 25 RPG, Rz. 16.

¹⁵² Zu den Voraussetzungen an planerische Lösungen betreffend Standortsteuerung von Mobilfunkanlagen auch WITTWER, S. 107 ff.

¹⁵³ BGE 133 II 64 E. 5.4; VerwG ZH, Urteil vom 20. Mai 2010, VB.2009.00032, E. 3.2; WITTWER, S. 108 ff.

¹⁵⁴ Dazu im Allgemeinen BGE 138 II 173 E. 6.3, 137 II 254 E. 3.2 (= Pra 2011 Nr. 114); WITTWER, S. 118 f., betreffend Mobilfunkanlagen.

¹⁵⁵ Oben Kap. II.1.b; BGE 137 II 254 E. 3.2 (= Pra 2011 Nr. 114), mit Verweis auf TSCHANNEN, Die Rolle des Richtplans, S. 45; ferner BÜHLMANN/JÄGER/HAAAG, S. 484 f.

¹⁵⁶ Nach den Empfehlungen des UVEK, S. 12, müssen für mögliche Standortbereiche für Windenergieanlagen insb. drei Grundvoraussetzungen gegeben sein: genügend Wind (Stärke, Häufigkeit, Art der Winde), Erschliessung bzw. Erschliessbarkeit und Einspeisemöglichkeit in die Übertragungsleitung.

¹⁵⁷ Vgl. UVEK, S. 14; RIGASSI, S. 52 f.

¹⁵⁸ Vgl. auch RR AG, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. E. 4.3 a.E.

nose über potentiell mögliche Standorte – je nach Energieträger – nur beschränkt möglich ist. Die Eignung eines Standorts zur Nutzung von tiefer Erdwärme beispielsweise wie auch teilweise diejenige von Wind lässt sich kaum vorhersagen, sondern muss durch Probebohrungen und Versuchsanlagen eruiert werden. Entsprechend ist eine richtplanerische Festsetzung im Vorhinein nur schwer realisierbar.

5.2.2.3. Negativplanung

Bedeutend einfacher ist es, Gebiete festzulegen, in denen die Erstellung von Energieerzeugungsanlagen nicht zugelassen ist (**Ausschlussgebiete**) oder in denen derartigen Anlagen erhebliche öffentliche Interessen entgegenstehen (**Vorbehaltsgebiete**).¹⁵⁹ Die Empfehlungen des BAFU erwähnen für die Windenergie als Ausschlussgebiete etwa Auengebiete, Amphibienlaichgebiete, BLN-Gebiete, schützenswerte Ortsbilder ISOS, historische Verkehrswege IVS, Jagdbanngebiete, Wasser- und Zugvogelreservate oder VAEW-Gebiete¹⁶⁰ oder als Vorbehaltsgebiete etwa kantonale, regionale oder lokale Schutzgebiete, regionale Naturpärke, Altlastengebiete oder archäologische Fundstellen.¹⁶¹

In Bezug auf die **Ausschlussgebiete** ist zu **differenzieren**: Bei Bundesinventaren von nationaler Bedeutung nach Art. 23a und Art. 23b NHG (Moorlandschaften und Moorbiootope von nationaler Bedeutung) sowie dem Schweizerischen Nationalpark ist eine Interessenabwägung von vornherein ausgeschlossen, während bei den übrigen Biotopinventaren von nationaler Bedeutung nach Art. 18a NHG wie auch bei den Bundesinventaren nach Art. 5 ff. NHG (BLN, ISOS, IVS) diese unter gewissen Umständen möglich ist.¹⁶²

5.2.2.4. Gesetzliche Standortevaluation

Als **weiteres planungsrechtliches Mittel** fällt grundsätzlich auch eine **gesetzlich vorgesehene Standortevaluation** in Betracht.¹⁶³ Dieses Mittel kann vor allem dann von Bedeutung sein, wenn die betreffende Anlage – wie beispielsweise Mobilfunkanlagen – in der Bauzone mittels einer Baubewilligung nach Art. 22 RPG errichtet wird. Da ein bedingter Anspruch auf Erteilung der Bewilligung besteht, wenn die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind bzw. die Bauvorschriften eingehalten werden, findet in diesem Fall keine Interessenabwägung statt. Folglich hat der Gesetzgeber vorzuschreiben, ob die Erstellung solcher Anlagen eine Standortevaluation voraussetzt.

Im Hinblick auf die **Erstellung von Energieerzeugungsanlagen** wie Wasserkraftwerke, Windkraft- oder Solaranlagen kommt dieses Mittel kaum in Frage. Einerseits unterliegen die meisten dieser Anlagen zumindest einer Nutzungsplanpflicht, so dass eine Interessenabwägung und einhergehend damit eine Standortevaluation stattzufinden hat.¹⁶⁴ Andererseits werden diese Anlagen üblicherweise ausserhalb der Bauzone realisiert, so dass eine Ausnahmegewilligung erforderlich ist, in deren Rahmen eine Interessenabwägung nach Art. 24 lit. b RPG vorgenommen werden muss und dabei insbesondere mögliche Alternativstandorte zu prüfen sind.¹⁶⁵

5.2.2.5. Informale Absprachen

Da sich die Standorte von Energieerzeugungsanlagen nur beschränkt von vornherein planen lassen, ist es in der Praxis – wie bei anderen Grossvorhaben – häufig so, dass ein konkretes Projekt Anlass zu einer Nutzungsplanung (oder Nutzungsplanänderung) in Form zumeist einer Sondernutzungsplanung gibt.¹⁶⁶ Unter Umständen zeigt sich erst anhand des Projekts, ob eine Ausnahmegewilligung erteilt werden kann oder ob der Nutzungsplan abgeändert bzw. ein Sondernutzungsplan erlassen werden muss.¹⁶⁷ Ist ein Sondernutzungsplan notwendig, wird

¹⁵⁹ Vgl. UVEK, S. 11; RIGASSI, S. 52; siehe betreff. Mobilfunkanlagen auch WITTWER, S. 115 ff., und BGE 138 II 173 E. 6.3.

¹⁶⁰ Diese Verordnung regelt nach Art. 1 VAEW die Ausrichtung von Ausgleichsbeiträgen zur Abgeltung erheblicher Einbussen der Wasserkraftnutzung, die ein Gemeinwesen infolge Erhaltung und Unterschutzstellung einer schützenswerten Landschaft von nationaler Bedeutung erleidet.

¹⁶¹ UVEK, S. 11.

¹⁶² UVEK, S. 14 f.; MARTI, Bundesinventargebiete, S. 39, 52f., 55f.; zum Ganzen auch RAUSCH/MARTI/GRIFFEL, Rz. 552 ff.

¹⁶³ Siehe BGE 138 II 173 E. 6.3, 133 II 353 E. 4.2; WITTWER, S. 119 f.

¹⁶⁴ Siehe oben Kap. 5.2.1.1.

¹⁶⁵ Siehe oben Kap. 0.

¹⁶⁶ Siehe hier nur NÜSSLE, Absprachen, S. 144; grundlegend DIES., Demokratie.

¹⁶⁷ NÜSSLE, Absprachen, S. 144.

die Behörde bei der Planung einerseits die Bedürfnisse des Bauherrn berücksichtigen, da gerade sein Projekt Anlass zur Planänderung gibt. Andererseits wird die Behörde versuchen, das geplante Vorhaben – je nach Stand der Planung im betreffenden Gebiet, anderen Nutzungsinteressen, Erschliessungssituation, umweltrechtliche Vorbehalte, Akzeptanz des Vorhabens etc. – zu beeinflussen.¹⁶⁸ Mit anderen Worten trifft die Behörde mit dem Bauherrn eine Absprache, die grundsätzlich zulässig ist, sofern die Mitwirkung der Bevölkerung gewährleistet ist und die Interessenabwägung korrekt durchgeführt wird.¹⁶⁹

5.2.2.6. «Energiepolitik 2050»

Im Rahmen der «Energiepolitik 2050» schlug der Bundesrat vor, dass die Kantone mit Unterstützung des Bundes ein Konzept für den Ausbau der erneuerbaren Energien erarbeiten und Gebiete für die Nutzung durch erneuerbare Energien bestimmen (Art. 11 E-EnG).¹⁷⁰ Die Kantone hätten in diesem Konzept nach Art. 11 Abs. 2 Satz 1 E-EnG Gebiete bezeichnet, die sich grundsätzlich für die Nutzung erneuerbarer Energien eignen (Positivplanung). Im Sinne einer Negativplanung hätten sie auch gewisse Gebiete von der Nutzung ausnehmen können (Art. 11 Abs. 2 Satz 2 E-EnG). Das Konzept sollte eine zweckmässige Nutzung der vorhandenen Ressourcen ermöglichen (Art. 11 Abs. 3 E-EnG) und gegenläufige Anliegen sowie die Auswirkungen auf den Netzausbau berücksichtigen (Art. 11 Abs. 3 lit. a und lit. b E-EnG). Gegenläufige Interessen zur Nutzung sind hauptsächlich der Natur- und Heimatschutz. Andere Schutzanliegen sind z. B. der Wald, der Vogelzug oder die Rücksichtnahme auf zwingende Bedürfnisse der Luftfahrt. Gegenläufige Anliegen müssen aber nicht unbedingt Schutz-, sondern können auch andere Nutzungsinteressen sein. So kann es z. B. Konflikte zwischen Energieanlagen und dem Erhalt von Kulturland beziehungsweise von Land zur landwirtschaftlichen Nutzung geben.¹⁷¹

Dieses Konzept beinhaltete einen Text und eine Karte, die die fraglichen Gebiete zumindest grossräumig – und nicht parzellenscharf – abbildet (Art. 11 Abs. 4 E-EnG).¹⁷² Das Konzept wäre nach Art. 11 Abs. 5 E-EnG dem Bundesrat zur Genehmigung vorzulegen und hätte folgende Wirkungen gehabt: Für Bund und Kantone hätte das Konzept insofern bindende Wirkung gehabt, als diese es bei der Erfüllung ihrer raumwirksamen Aufgaben (in sämtlichen Bereichen) zu berücksichtigen gehabt hätten (Art. 11 Abs. 6 E-EnG). Für den Bundesrat wäre das Konzept zudem Richtschnur bei der Genehmigung der kantonalen Richtpläne (Art. 13 Abs. 3 E-EnG) gewesen und die Kantone hätten dafür sorgen müssen, dass das Konzept in der Richtplanung umgesetzt und somit zur verbindlichen Festlegung geworden wäre (Art. 13 Abs. 1 E-EnG). Allenfalls wären auch Nutzungspläne zu erstellen bzw. bestehende anzupassen gewesen (Art. 13 Abs. 2 E-EnG). Die Kantone hätten vom Konzept abweichen können, wenn sie dafür gute Gründe gehabt hätten.

Die mehrheitlich kritische Stellungnahme der Kantone und Bedenken bezüglich einer Einschränkung der raumplanerischen Kompetenzen der Kantone¹⁷³ führte dazu, dass das Vorhaben des Bundesrates in den parlamentarischen Diskussionen verworfen wurde.¹⁷⁴ Von den Befürworter des Bundesratsvorschlags wurde hingegen betont, dass dieses Konzept für die Energiewende sehr wichtig sei. Da es die Koordination und kantonsübergreifende Gesamtsicht vereinfache bzw. der Wissensaustausch unter den Kantonen gefördert würde.¹⁷⁵ Somit haben die oben gemachten Äusserungen zur Planung von Energieerzeugungsanlagen uneingeschränkte Gültigkeit.

¹⁶⁸ NÜSSELE, Absprachen, S. 144.

¹⁶⁹ NÜSSELE, Absprachen, S. 146.

¹⁷⁰ Dazu Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7662.

¹⁷¹ Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7662.

¹⁷² Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7662.

¹⁷³ Vgl. insbesondere die schriftliche Begründung zum Antrag Fässler Daniel, AB 2014 N 2058; Votum Imoberdorf René, AB 2015 S 938; Votum Schmid Martin, AB 2015 S 938 f.

¹⁷⁴ AB 2014 N 2058 f.; AB 2015 S 938 f.

¹⁷⁵ Vgl. insbesondere Votum Girod Bastien, AB 2014 N 2048; Votum Vogler Karl, AB 2014 N 2051; Votum Nordmann Roger, AB 2014 N 2056.

5.3. RAUMLANERISCHE STANDORTKRITERIEN

Es gibt eine Vielzahl von **raumplanerischen Standortkriterien**, die in die Interessenabwägung und die Festlegung der Instrumente einfließen, diesen somit vorangestellt sind.¹⁷⁶

Auszugehen ist einerseits von den Interessen der Bauherrschaft und Investoren.¹⁷⁷ Die EMPFEHLUNGEN DES UVEK betreffend Windenergieanlagen führen andererseits aus Sicht insbesondere des Umweltrechts als Standortkriterien etwa die Bundesinventare, kantonale Schutzgebiete, die Akzeptanz in der Bevölkerung, andere Nutzungsansprüche, Umweltbelastungen, Lärmimmissionen oder die Erschliessbarkeit auf.¹⁷⁸

GUGGISBERG hat die wesentlichen Erkenntnisse der Empfehlungen und Positionspapiere betreffend Windenergieanlagen, Kleinwasserkraftwerke und Photovoltaik-Anlagen zusammengefasst.¹⁷⁹ Danach sind die wichtigsten Grundsätze aus Sicht des Bundes etwa folgende: Anlagen sollen dort realisiert werden, wo eine effiziente Nutzung der erneuerbaren Energien überhaupt möglich erscheint; die Standortfestlegung hat unter grösstmöglicher Schonung von Natur und Landschaft zu erfolgen; Anlagen sollen vorab in bereits erschlossenen Gebieten oder in Gebieten, in denen eine Erschliessung mit verhältnismässigem Aufwand und ohne unverhältnismässige Auswirkungen auf die Umwelt möglich ist, erstellt werden; eine Konzentration auf wenige Standorte ist zweckmässig, und Einzel- bzw. Kleinanlagen sollen nur für den lokalen Bedarf und nur in Verbindung mit bestehenden Bauten und Anlagen in Betracht gezogen werden.¹⁸⁰ Mit Hilfe dieser Kriterien sind Ausschluss-, Vorbehalts- und Interessengebiete zu bezeichnen.¹⁸¹

5.4. FAZIT

Mit der sogenannten Energiewende soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix massiv zunehmen. Dazu bedarf es eines substantiellen Zubaus von Anlagen wie beispielsweise Windparks, Wasserkraftwerke, Geothermieanlagen oder Solaranlagen – mit entsprechendem Raumbedarf. Derartige Anlagen stehen regelmässig im Interessenkonflikt mit umweltrechtlichen Schutzinteressen, namentlich des Gewässer- oder Natur- und Heimatschutzes (Kap. I).

Die Erstellung von Energieerzeugungsanlagen setzt regelmässig nicht nur eine Bewilligung (Bau- oder Ausnahmebewilligung), sondern ein **Planungsverfahren** voraus. Dies dann, wenn die geplante Anlage durch seine Ausmasse oder seine Natur bedeutende Auswirkungen auf die bestehende Nutzungsordnung nach sich zieht. Die Schwelle zum Planungsverfahren ist unter anderem regelmässig dann überschritten, wenn ein Schutzgebiet tangiert wird oder das Gesetz eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorsieht (Kap. II.1.a und I.1.a.cc).

Ob die Planung **auf Stufe des Nutzungsplans oder gar des Richtplans** erfolgen muss, entscheidet sich nach Bundesgericht danach, ob die Auswirkungen der Nutzung, wie bei einem grossen Wasserkraftwerk, über den lokalen Raum (bezüglich Raumentwicklung, beteiligten Akteuren oder finanziellen Ressourcen) hinausgeht und somit eine umfassende Interessenabwägung notwendig erscheint, die nur durch den Prozess der Richtplanung garantiert werden kann (Kap. II.1.b.bb).

Entscheide im Planungsverfahren sowie die Erteilung einer Ausnahmebewilligung ausserhalb der Bauzonen setzten eine umfassende **Interessenabwägung** voraus. Geprüft wird, ob der Zweck der Bauten oder Anlagen die Errichtung am vorgesehenen Standort erfordert und ob dem Projekt kein überwiegendes Interesse entgegensteht. Im wichtigen Fall BGE 140 II 262 ff. lehnte das Bundesgericht die Erstellung eines Wasserkraftwerks im Obergoms ab, weil der Beitrag des Kleinwasserkraftwerks (30,9 GWh pro Kalenderjahr) eher gering und die Eingriffe in Umwelt und Landschaft erheblich gewesen wären. Dem Bau einer Windkraftanlage im Jura stimmte das Bundesgericht dagegen zu, weil die Landschaftsschutzzone im betroffenen Abschnitt bereits durch verschiedene

¹⁷⁶ Siehe z.B. UVEK, S. 10 ff.; umfassend betreffend Bau von Einkaufszentren EICHBAUM, S. 111 ff.

¹⁷⁷ Siehe Übersicht EICHBAUM, S. 114, mit besonderem Blick auf die Errichtung von Einkaufszentren.

¹⁷⁸ Siehe Übersicht UVEK, S. 11.

¹⁷⁹ GUGGISBERG, S. 759 ff.

¹⁸⁰ GUGGISBERG, S. 761.

¹⁸¹ GUGGISBERG, S. 763 (Windkraft); ähnlich S. 766 (Wasserkraft); ferner RIGASSI, S. 51 ff. RIGASSI schlägt vor, strategische Ziele, Ausschlussgebiete, Vorbehaltsgebiete, Interessengebiete, Konzentration an geeigneten Standorten, Meiden von Schutzgebieten, Bevorzugung bereits vorbelasteter Standorte und Exposition/Sichtbarkeit als Richtplaninhalte zu definieren.

andere Nutzungen beeinträchtigt war und somit die Interessen der nationalen und kantonalen Energiepolitik höher zu gewichten waren (oben Kap. II.1.c).

Die Suche nach Standorten möglicher Energieerzeugungsanlagen kann **durch planerische Vorgaben gesteuert werden**. Mit einer sogenannten Positivplanung lassen sich besondere Standorte oder Zonen ausweisen, womit – soweit überhaupt möglich – die nötige Interessenabwägung bereits vorweggenommen wird (Kap. II.2.b). Die einfacher zu realisierende Negativplanung schliesst bestimmte Gebiete (vor allem Schutzgebiete) von der Erstellung von Energieerzeugungsanlagen aus (Kap. II.2.c). Gesetzlich vorweggenommene Standortevaluationen kommen dagegen für Energieerzeugungsanlagen kaum in Betracht, weil deren Auswirkungen zwingend eine Interessenabwägung erfordern (Kap. II.2.d). Eine gewisse Planungssicherheit vermögen immerhin informelle Absprachen zwischen Behörden und Bauherrn herzustellen. Diese haben indes ihre Grenze da, wo die Absprachen Rechte Dritter beeinträchtigen würden (Kap. II.2.e). Der Bundesrat hatte vorgeschlagen, dass die Kantone mit Unterstützung des Bundes ein Konzept (Text und Karte) für den Ausbau der erneuerbaren Energien erarbeiten und Gebiete für die Nutzung durch erneuerbare Energien bestimmen. Dies wurde allerdings aufgrund der damit einhergehenden Begrenzungen kantonaler Planungskompetenzen verworfen (Kap. II.2.f). Damit bleibt es vorderhand bei den dargestellten Grundsätzen von Ausnahmegewilligung und Planungspflicht sowie der damit einhergehenden Interessenabwägung.

Im Rahmen einer konkreten Interessenabwägung sowie bei einer planerischen Steuerung sind jeweils die **raumplanerischen Standortkriterien** vorgegeben. Bezogen auf Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie sind dies mindestens insbesondere die Effizienz der Anlage am gewählten Standort, die grösstmögliche Schonung von Umwelt und Schutzobjekten sowie der Aufwand zur Erschliessung (Kap. III).

LITERATURVERZEICHNIS

- BANDLI CHRISTOPH, Neue Verfahren im Koordinationsgesetz: Ausgleich von Schutz und Nutzen mittels Interessenabwägung, URP 2001, S. 511 ff.
- BRANDT ERIC/MOOR PIERRE, in: Aemisegger/Moor/Ruch/Tschannen (Hrsg.), Kommentar zum Bundesgesetz über die Raumplanung, Zürich 2010. (zit. Art. 18 RPG).
- BÜHLMANN LUKAS/JÄGER CHRISTOPH/HAAG HEIDI, Koordination in der Richtplanung, URP 2005, S. 465 ff.
- EICHBAUM NIKLAUS, Raumplanungs- und umweltrechtliche Problemfelder beim Bau von Einkaufszentren und Fachmärkten, Diss. Zürich, Zürich 2008.
- EIDGENÖSSISCHES DEPARTEMENT FÜR UMWELT, VERKEHR, ENERGIE UND KOMMUNIKATION (UVEK), Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen, Bern 2010.
- GRIFFEL ALAIN, Die Grundprinzipien des schweizerischen Umweltrechts, Zürich 2001.
- GUGGISBERG CLAUDIA, Die Planung von Standorten zur Nutzung von erneuerbarer Energie, URP 2012, S. 755 ff.
- HALLER WALTER/KARLEN PETER, Raumplanungs-, Bau- und Umweltrecht, 3. Auflage, Zürich 1999.
- HÄNNI PETER, Planungs-, Bau- und besonderes Umweltrecht, 5. Auflage, Bern 2008.
- MARTI ARNOLD, Bemerkungen zum Entscheid des Regierungsrates des Kantons Aargau, RRB Nr. 2012-000373, AGVE 2012, S. 328 ff., in: ZBI 2013, S. 676 ff. (zit. Bemerkungen).
- MARTI ARNOLD, Bundesinventargebiete und neue Naturpärke: Gemeinsamkeiten, Unterschiede, Bewertung, in: Bisang/Hirschi/Ingold (Hrsg.), Umwelt und Gesellschaft im Einklang?, Festschrift für Willi Zimmermann, Zürich/St.Gallen 2011. (zit. Bundesinventargebiete).
- MARTI ARNOLD, Planungspflicht für grössere Vorhaben ausserhalb der Bauzonen – wegleitende Rechtsprechung des Bundesgerichts, ZBI 2005, S. 353 ff. (zit. Planungspflicht).
- NÜSSLE TAMARA, Absprachen in der Nutzungsplanung, BR 2006, S. 143 ff. (zit. Absprachen).
- NÜSSLE TAMARA, Demokratie in der Nutzungsplanung und Grenzen für informale Absprachen, Diss. Freiburg, Zürich/Basel/Genf 2005. (zit. Demokratie).
- RAUSCH HERIBERT/MARTI ARNOLD/GRIFFEL ALAIN, Umweltrecht, Zürich 2004.
- RIGASSI RETO M., Windenergie: Umweltgerecht, aber nicht unbestritten, URP 2010, S. 45 ff.
- TSCHANNEN PIERRE, Die Rolle des Richtplans bei der Ansiedlung grosser raumwirksamer Vorhaben, Raum & Umwelt VLP-ASPAN 05/2005, S. 41 ff. (zit. Die Rolle des Richtplans).
- TSCHANNEN PIERRE, in: Aemisegger/Moor/Ruch/Tschannen (Hrsg.), Kommentar zum Bundesgesetz über die Raumplanung, Zürich 2010. (zit. Art. 2, Art. 3 und Art. 6 RPG).
- TSCHANNEN PIERRE/ZIMMERLI ULRICH/MÜLLER MARKUS, Allgemeines Verwaltungsrecht, 4. Auflage, Bern 2014.
- WALDMANN BERNHARD/HÄNNI PETER, Raumplanungsgesetz. Kommentar, Bern 2006. (zit. Art. 2, Art. 10 und Art. 25 RPG).
- WALTI STEPHANIE, Die strategische Umweltprüfung, Diss. Zürich, Zürich/Basel/Genf 2014.
- WIEDERKEHR RENÉ/RICHLI PAUL, Praxis des allgemeinen Verwaltungsrechts, Band I, Bern 2012.
- WITTWER BENJAMIN, Bewilligung von Mobilfunkanlagen, 2. Auflage, Diss. Zürich, Zürich 2008.
- WÜSTENHAGEN ROLF/HÜBNER GUNDULA/LÖFFLER ELISABETH/HAMPL NINA, Wirkungen von Windkraftanlagen auf Anwohner in der Schweiz: Einflussfaktoren und Empfehlungen – Abschlussbericht, BFE 2013.

MATERIALIENVERZEICHNIS

Botschaft vom 4. September 2013 zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 S. 7561 ff. (zit. Botschaft Energiestrategie 2050).

Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz vom 1. Juli 1966 (NHG; SR 451).

Bundesgesetz über die Raumplanung vom 22. Juni 1979 (Raumplanungsgesetz, RPG; SR 700).

Bundesgesetz über den Umweltschutz vom 7. Oktober 1983 (Umweltschutzgesetz, USG; SR 814.01).

Energiengesetz vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0).

Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01).

Entwurf zu einem neuen Energiengesetz (E-EnG; BBl 2013, S. 7757 ff.).

Raumplanungsverordnung vom 28. Juni 2000 (RPV; SR 700.1).

Verordnung über die Abgeltung von Einbussen bei der Wasserkraftnutzung vom 25. Oktober 1995 (VAEW; SR 721.821).

Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 19. Oktober 1988 (UVPV; SR 814.011).

6. Implizite CO₂-Preise des fossilen Energieverbrauchs in der Schweiz

Reto Schleiniger

Abstract

Der Verbrauch von fossiler Energie verursacht sowohl lokale externe Kosten wie Luftverschmutzung als auch globale Probleme durch die Klimaveränderung. Während die lokalen externen Kosten mittels einer Abgabepolitik, deren Abgabesatz je nach Verwendung der fossilen Energie unterschiedlich sein kann, internalisiert werden können, sollte für eine kosteneffektive Reduktion der CO₂-Emissionen der Preis pro Emission für alle Verwendungen gleich hoch sein. Im vorliegenden Artikel wird der implizite Preis von CO₂-Emissionen der schweizerischen Energie- und Klimapolitik als Differenz der bestehenden Abgaben und der lokalen externen Kosten bestimmt. Es zeigt sich, dass dieser Preis je nach Verwendung der fossilen Energie sehr unterschiedlich ist und damit die Reduktion der CO₂-Emissionen nicht so kostengünstig wie möglich erfolgt. Beim Luftverkehr und beim Personenverkehr auf der Strasse ist der implizite CO₂-Preis sogar negativ. In diesen Bereichen würde sich daher eine Verbrauchsreduktion auch ohne Berücksichtigung der Klimafolgen lohnen.

Keywords: Schweizerische Energie- und Klimapolitik, externe Kosten, Internalisierung, implizite CO₂-Preise

6.1. EINLEITUNG

Aus ökonomischer Sicht ergibt sich das Problem einer übermässigen Umweltbelastung aus dem Vorliegen so genannter externer Kosten. Diese fallen nicht bei den Marktteilnehmern selber, sondern bei Dritten an. Da sich externe Kosten nicht in den Marktpreisen widerspiegeln, sind umweltbelastende Güter zu billig und deren Verbrauch zu gross. Daher kommt es zu einem Marktversagen, indem Umwelt übernutzt wird, weil sie keinen Preis hat.

Es ist unbestritten, dass der Verbrauch von fossiler Energie bedeutende externe Kosten verursacht. So bezeichnet Stern (2006) den Klimawandel, der hauptsächlich aufgrund des Verbrauchs von fossiler Energie entsteht, als «the greatest market failure the world has ever seen» (p. viii). Speziell am fossilen Energieverbrauch ist zudem, dass dabei nicht nur der Treibhauseffekt und damit die globale Erwärmung verstärkt werden, sondern dass gleichzeitig eine Reihe lokaler Umweltprobleme wie Luftverschmutzung verursacht wird.

Ziel des vorliegenden Artikels ist es, die Effizienz der fossilen Energiepolitik der Schweiz zu beurteilen und aufzuzeigen, ob und wie diese zu steigern ist. Dazu wird ein impliziter CO₂-Preis für die verschiedenen Verwendungen der fossilen Energie hergeleitet. Dieser ergibt sich aus der Differenz der Abgaben auf die Verwendung fossiler Energie und den daraus entstehenden lokalen externen Kosten. Je ausgeglichener der Preis über die verschiedenen Verwendungen ist, desto effizienter ist die bestehende Abgabenregelung. Die Herleitung eines impliziten CO₂-Preises und seine Interpretation als Effizienzindikator sind ein neuartiger Ansatz, der bisher, zumindest in die Schweiz, noch nie angewandt wurde. Um das neue Vorgehen zu erklären, wird deshalb im Folgenden etwas weiter ausgeholt, bevor die Resultate präsentiert werden.

Im nächsten Abschnitt wird die Frage erörtert, wie ein optimaler Instrumentenmix angesichts der mehrfachen Problematik beim Verbrauch fossiler Energie zu gestalten ist. Ebenso wird erklärt, warum der CO₂-Preis für alle fossilen Energieträger gleich hoch sein sollte. Anschliessend wird dargelegt, wie sich der implizite CO₂-Preis aus den aktuellen Schweizer Preisen für fossile Energie und den lokalen externen Kosten herleiten lässt. Die Resultate werden in der Folge getrennt für den Strassenverkehr, den Luftverkehr sowie für die Wärmezeugung aufgezeigt. Abschliessend wird diskutiert, welche Bedeutung den Resultaten für eine effiziente Energie- und Klimapolitik der Schweiz zukommt.

6.2. ÜBERLEGUNGEN ZUM EFFIZIENTEN INSTRUMENTENMIX

Wie erwähnt, führt der Verbrauch fossiler Energie, z. B. in Form von Benzin oder Diesel, einerseits zu CO₂-Emissionen und damit zur Verstärkung des Treibhauseffektes, andererseits zu weiteren Emissionen wie lokalen Luftschadstoffen oder Lärm. Beide Auswirkungen fallen in Form von externen Kosten an, unterscheiden sich allerdings in zwei wesentlichen Punkten.

Erstens handelt es sich bei Treibhausgasemissionen um ein globales Problem, weil deren Auswirkungen unabhängig vom Emissionsstandort anfallen. So steigt der Meeresspiegel gleich stark an, unabhängig davon, ob weitere Tonnen CO₂ in der Schweiz, in China oder sonst wo emittiert werden. Im Unterschied dazu sind Emissionen von z. B. Feinstaub oder Lärm von lokaler Natur, deren negative Auswirkungen auf Gesundheit und Wohlbefinden hauptsächlich von der lokalen Bevölkerung zu tragen sind. Aufgrund dieser Unterscheidung in globale und lokale externe Effekte ist es grundsätzlich sinnvoll, das globale Problem international koordiniert anzugehen, während die lokalen Belastungen im Rahmen einer nationalen Umweltpolitik eigenständig reguliert werden können. Inwiefern eine internationale Koordination auch dann sinnvoll ist, wenn die nationalen Umweltprobleme des fossilen Energieverbrauchs ungelöst sind, ist allerdings noch zu diskutieren.

Eine zweite Unterscheidung liegt darin, dass die Auswirkungen der Treibhausgasemissionen äusserst schwierig in Geldeinheiten zu quantifizieren sind. Alleine die physikalischen Auswirkungen von Treibhausgasemissionen sind aufgrund der komplexen klimatischen Prozesse nur mit Mühe vorauszusagen. Deren monetäre Bewertung ist ein zusätzliches Problem. So gibt es auch unter Ökonomen keinen Konsens darüber, wie etwa Kosten, die bei zukünftigen Generationen anfallen, bestimmt werden sollen. Dabei geht es nicht zuletzt um die Frage, ob solche zukünftigen Kosten auf die Gegenwart abdiskontiert werden dürfen oder nicht, und wenn ja, zu welchem Diskontsatz. Weil mit dieser Frage häufig auch persönliche Wertungen verbunden sind, erstaunt es nicht, dass auch Spezialisten unterschiedliche Meinungen vertreten. So schätzt das UK Department of Energy and Climate Change (2009) die Kosten pro Emissionseinheit in einem Bereich von null bis tausend Pfund, je nach gewählter Modellspezifikation und Parameterwerten.

Die Quantifizierung der lokalen externen Kosten ist zwar auch kein leichtes Unterfangen, aber mit weniger Unsicherheiten verbunden als die monetäre Abschätzung der Klimafolgen. Für die Schweiz werden solche Bewertungen regelmässig vorgenommen. Im Bereich des Strassengüterverkehrs sind sie sogar insofern institutionalisiert, als sie zur Festlegung der maximalen Höhe der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) verwendet werden, deren Ertrag gemäss Gesetz «die ungedeckten Wegekosten und die Kosten zulasten der Allgemeinheit nicht übersteigen» darf (Art. 7 Abs.1 des Bundesgesetzes über eine leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe).

Aufgrund der detaillierten Datenlage zu den lokalen externen Kosten des fossilen Energieverbrauchs in der Schweiz bietet sich eine Internalisierung dieser Kosten über eine so genannte Pigou-Steuer an. Dieses Instrument ist keine Steuer im eigentlichen Sinne, da es keine Finanzierungsfunktion erfüllt, sondern einen Lenkungseffekt zum Ziel hat. Durch die Einführung einer Steuer in Höhe der externen Kosten werden diese in den Marktpreisen ersichtlich, was zu einem Verbrauchsrückgang von fossiler Energie führt. Da je nach Energieträger die lokalen externen Kosten unterschiedlich hoch sein können, sollte auch der Pigou-Abgabesatz für die einzelnen Energieträger differenziert ausgestaltet sein.

Da die externen Kosten der Klimaerwärmung jedoch kaum quantifizierbar sind, kann in einem alternativen Ansatz der zu erreichende Umweltstandard politisch festgelegt werden. Konkret passiert dies bereits auf eidgenössischer Ebene, wo eine im Vergleich zum Basisjahr 1990 20-prozentige Reduktion der CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2020 gesetzlich vorgesehen ist. Auch international besteht seit der Klimakonferenz Ende 2015 in Paris eine politische Zielvorgabe, die globale Erwärmung auf höchstens zwei Grad zu beschränken. Ob dieses Ziel auch tatsächlich erreicht werden kann, hängt allerdings davon ab, zu welchem Ausmass der Emissionsreduktion die einzelnen Länder bereit sein werden.

Zur kostengünstigen Erreichung eines politisch vorgegebenen Emissionsstandards bieten sich marktwirtschaftliche Instrumente wie Lenkungsabgaben oder handelbare Verschmutzungsrechte an. Während in der Schweiz auf Brennstoffen eine CO₂-Abgabe besteht, ist in der Europäischen Union seit 2005 ein supranationales Handelssystem für CO₂-Emissionen aus grossen Anlagen in Kraft.

Eine Voraussetzung für die Effizienz solcher marktwirtschaftlichen Instrumente ist, dass der Preis einer CO₂-Emission für alle Emittenten gleich hoch ist. In dem Fall werden diejenigen Emittenten, deren Vermeidungskosten tiefer als der CO₂-Preis sind, Emissionen vermeiden, während Emittenten mit Vermeidungskosten, die höher sind als der CO₂-Preis, keine Emissionen vermeiden.¹⁸² Das Preissignal schafft also Anreize, relativ billige Vermeidungen zu realisieren und dadurch ein vorgegebenes Reduktionsziel zu möglichst tiefen Kosten zu erreichen.

Eine effiziente fossile Energie- und Klimapolitik beruht daher auf zwei Pfeilern: Einerseits werden über eine Pigou-Steuer die lokalen externen Kosten internalisiert und damit die lokale Umweltbelastung eingedämmt. Andererseits sorgt ein weiteres marktwirtschaftliches Instrument dafür, dass die CO₂-Emissionen im Ausmass eines politisch vorgegebenen Zieles möglichst kostengünstig vermieden werden. Es ist zu beachten, dass sich die beiden Instrumente nicht ausschliessen, sondern ergänzen, weil sie zwei unterschiedliche Probleme angehen – einerseits die lokalen externen Kosten, andererseits das globale Klimaproblem.

Da, wie erwähnt, die lokalen externen Kosten je nach Verwendung der fossilen Energie unterschiedlich hoch ausfallen, variiert auch der Abgabesatz zur Internalisierung der lokalen Externalitäten. Im Unterschied dazu ist der Abgabesatz einer Lenkungsabgabe auf CO₂-Emissionen für alle Verwendungen fossiler Energie gleich hoch, denn nur so kann eine möglichst kostengünstige Vermeidung von CO₂-Emissionen erreicht werden.

6.3. VORGEHEN ZUR BERECHNUNG DER IMPLIZITEN CO₂-PREISE

Die Bestimmung der impliziten CO₂-Preise leitet sich aus der Effizienzforderung ab, die besagt, dass der Preis eines Gutes dessen Kosten widerspiegeln soll. Genau genommen geht es dabei um die so genannten Grenzkosten, also um diejenigen Kosten, die bei der Produktion und dem Konsum einer zusätzlichen Einheit entstehen.

Der implizite CO₂-Preis eines Energieträgers ergibt sich demzufolge als Differenz zwischen dem tatsächlichen Preis, den die Konsumenten dafür bezahlen, und dem effizienten inländischen Preis, wobei letzterer die lokalen externen Kosten, nicht aber die Kosten der Klimaerwärmung einschliesst.

Wenn also beispielsweise der Preis eines Energieträgers inklusive aller verbrauchsspezifischen Abgaben 100 CHF und der effiziente Preis 90 CHF betragen, so verbleibt eine Differenz von 10 CHF, welche als impliziter CO₂-Preis interpretiert werden kann.¹⁸³

Zur weiteren Erläuterung des Konzepts des impliziten CO₂-Preises seien drei Spezialfälle erwähnt. Angenommen, es bestehen überhaupt keine spezifischen Abgaben auf einem fossilen Energieträger, dessen Verwendung neben CO₂-Emissionen auch lokale externe Kosten verursacht. In diesem Fall liegt der tatsächliche Preis unter dem effizienten, und der implizite CO₂-Preis ist negativ. Wenn dagegen die lokalen externen Kosten über eine Pigou-Steuer internalisiert sind und keine weiteren spezifischen Abgaben bestehen, dann entspricht der tatsächliche Preis dem effizienten inländischen Preis, und der implizite CO₂-Preis ist null. Wenn nun zusätzlich zur lokalen Pigou-Steuer eine CO₂-Lenkungsabgabe erhoben wird, so entspricht die Differenz zwischen dem tatsächlichen und dem effizienten Preis der CO₂-Abgabe; in diesem Fall ist der implizite CO₂-Abgabesatz gleich dem expliziten.

¹⁸² Davon zu unterscheiden ist die Frage, wer die Emissionsvermeidung letztlich zu bezahlen hat. Dies ist bei einem Handelssystem von der Verteilung der Emissionsrechte und bei einer Lenkungsabgabe von der Rückverteilung der Abgabeeinnahmen abhängig. Die Finanzierung der Vermeidung kann damit unabhängig von der Frage, wer wo und wann vermeidet, so ausgestaltet werden, wie es politisch erwünscht ist.

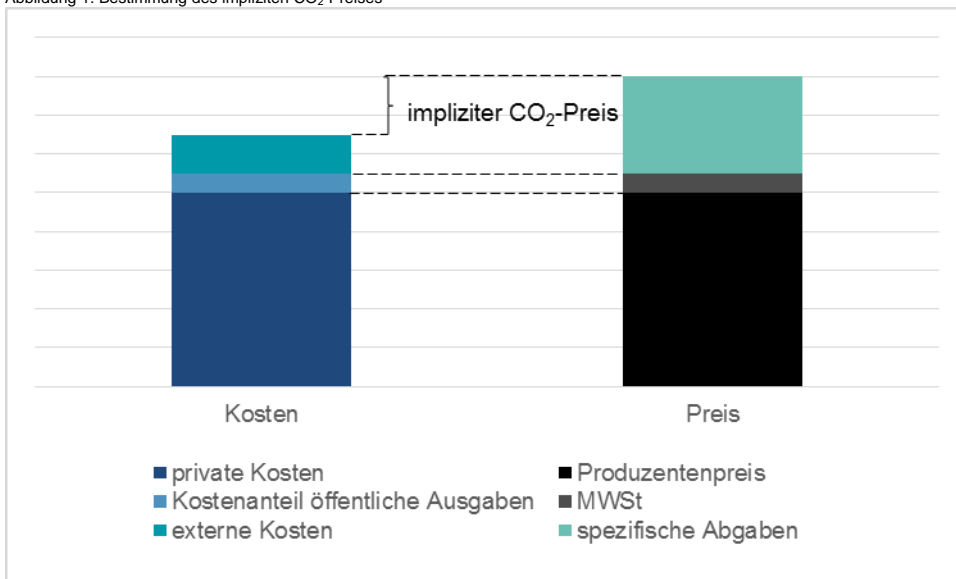
¹⁸³ Je nach verwendeter Masseinheit ist dieser Wert in CO₂-Einheiten umzurechnen.

Weil aber in der Schweiz einerseits externe Kosten nur beim Strassengüterverkehr über die LSVA internalisiert werden und andererseits die CO₂-Abgabe nur auf Brennstoffe erhoben wird, können die impliziten CO₂-Preise für verschiedene Verwendungen der fossilen Energie stark divergieren. Die Herausforderung bei deren Herleitung liegt in der Bestimmung der (Grenz-)Kosten und damit der effizienten Preise der einzelnen Energieträger. Dabei wird folgendermassen vorgegangen:

- Wo die Bestimmung der externen Grenzkosten nicht möglich ist, werden alternativ durchschnittliche variable Kosten verwendet. Dies entspricht der Annahme, dass die Schadensfunktion, also z. B. die Unfallkosten in Abhängigkeit von den gefahrenen Fahrzeugkilometern, linear verläuft.
- Beim Strassenverkehr werden die variablen Infrastrukturkosten als Teil der externen Kosten berücksichtigt, welche in den effizienten Preis eingehen.
- Es wird allgemein davon ausgegangen, dass die Produzentenpreise den privaten Grenzkosten entsprechen, dass also die Nettopreise, welche die Anbieter bekommen, deren Kosten gerade decken.
- Es wird berücksichtigt, dass im Bruttopreis der Energieträger eine Mehrwertsteuer enthalten ist, die nicht der Internalisierung von externen Kosten, sondern der Finanzierung von staatlichen Aufgaben dient und deren Satz aus Effizienzgründen für alle Energieträger gleich hoch sein sollte.

Entsprechen die Produzentenpreise, wie angenommen, den privaten Kosten und wird eine allgemeine Mehrwertsteuer erhoben, dann entspricht die Differenz zwischen tatsächlichem und effizientem Preis gerade der Differenz zwischen den spezifischen Abgaben für fossile Energie und den lokalen externen Kosten. Dieser Fall ist in Abbildung 1 dargestellt und kommt mit Ausnahme des Flugverkehrs, wo keine Mehrwertsteuer erhoben wird, in allen Berechnungen zur Anwendung.

Abbildung 1: Bestimmung des impliziten CO₂-Preises



Die Herleitung der externen Umweltkosten basiert auf umfangreichen und detaillierten Studien von Ecoplan und Infrac (2014), Ecoplan (2012) und Infrac (2012), welche zuhanden des Bundesamts für Raumentwicklung bzw. des Bundesamts für Energie erstellt wurden. Ecoplan und Infrac (2014) verwenden wo möglich einen Schadenskostenansatz und unterscheiden folgende Kategorien von externen Kosten (S. 18):

- Gesundheitskosten, Gebäudeschäden, Ernteauffälle, Waldschäden und Biodiversitätsverluste durch Luftverschmutzung
- Lärm
- Klima
- Natur und Landschaft
- Bodenschäden durch toxische Stoffe
- Kosten vor- und nachgelagerter Prozesse
- Unfälle
- Zusatzkosten in städtischen Räumen

In den hier vorliegenden Berechnungen werden die Klimakosten sowie die Kosten der vor- und nachgelagerten Prozesse eliminiert, da diese keine lokalen externen Kosten darstellen. Ebenso werden die Kosten von Natur und Landschaft sowie der städtischen Räume als Fixkosten ausgesondert.

Zur Bestimmung der Infrastrukturkosten des Strassenverkehrs wird die Strasseninfrastrukturrechnung des Bundesamts für Statistik für das Jahr 2010 verwendet. Es ist zu beachten, dass die offizielle Strassenrechnung der Bestimmung des Kostendeckungsgrades der einzelnen Verkehrskategorien und nicht der Herleitung des effizienten Preises der fossilen Energieträger dient. Deshalb müssen aus der Strassenrechnung insbesondere die fixen Kosten sowie die fixen Beiträge wie Motorfahrzeugsteuer oder Autobahnvignette eliminiert werden.

Neuerdings publiziert das Bundesamt für Statistik auch eine Synthesestatistik aus der Strassenrechnung und der Studie über die externen Kosten des Verkehrs, welche auch den Luft- und Schienenverkehr einbezieht. Sie wurde 2015 unter dem Titel *Kosten und Finanzierung des Verkehrs für das Jahr 2010* veröffentlicht und soll jährlich aufdatiert werden. Damit werden in Zukunft jährlich neue Daten zu den externen Umweltkosten zur Verfügung stehen.

6.4. RESULTATE

Es werden implizite CO₂-Preise für den fossilen Energieverbrauch im Strassen- und Luftverkehr sowie bei der Wärmeproduktion berechnet. Der Strassenverkehr wird zusätzlich in Personen- und Güterschwerverkehr unterteilt, beim Luftverkehr beschränken sich die Resultate auf den Personenverkehr, und bei der Wärmeproduktion werden die Brennstoffe Heizöl und Erdgas unterschieden. Eine weitere Unterscheidung nach Energieträger (Benzin und Diesel) wird beim Strassenverkehr nicht vorgenommen, da sich die externen Kosten zwischen Personen- und Lastwagen stärker als zwischen Benzin und Diesel unterscheiden. Darüber hinaus entspricht diese Unterscheidung derjenigen von Ecoplan und Infrac (2014).

6.4.1. Strassenverkehr

6.4.1.1. Methodische Hinweise

Am Beispiel der externen Gesundheitskosten soll gezeigt werden, wie die externen Kosten im Einzelnen bestimmt werden. Ecoplan und Infrac (2014) stützen sich dabei auf Feinstaub als Leitschadstoff. Es wird geschätzt, dass es aufgrund der verkehrsbedingten Luftverschmutzung zu jährlich gut 1'000 frühzeitigen Todesfällen bzw. zu einem Verlust von rund 10'500 Lebensjahren kommt (Ecoplan und Infrac, 2014, S. 138). Der Wert eines verlorenen Lebensjahres wird auf 100'000 Franken festgelegt, was zu Kosten aufgrund frühzeitiger Todesfälle von rund

einer Milliarde Franken führt. Dazu kommen weitere Kosten wie die Behandlung von Krankheiten, sodass sich in der Summe jährliche Gesundheitskosten von rund 1.5 Milliarden Franken ergeben.

Es wird davon ausgegangen, dass Feinstaubkonzentrationen unterhalb 7.5 Mikrogramm/m³ keine nennenswerten Gesundheitsschäden zur Folge haben, sowie dass ab dieser Schwelle die Kosten linear ansteigen. Dadurch ergeben sich höhere Grenz- als Durchschnittskosten von Feinstaubemissionen. Dies ist in den hier präsentierten Resultaten berücksichtigt.

Weiter ist zu beachten, dass nur knapp ein Viertel der verkehrsbedingten Feinstaubemissionen aus Abgasen stammt und damit treibstoffabhängig ist. Gut drei Viertel der Emissionen ergeben sich aus Abrieb und Aufwirbelungen und sind deshalb fahrleistungsabhängig.

Bei den Strasseninfrastrukturkosten ist eine eigene Annahme nötig, um die Abschreibungen in fixe und fahrleistungsabhängige Kosten aufzuteilen. Es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Abschreibungen aufgrund der Strassenbenutzung erfolgt und deshalb fahrleistungsabhängig ist.

Bei der Bestimmung der effizienten Treibstoffpreise muss der Umstand berücksichtigt werden, dass ein Teil der Kosten fahrleistungs- und nicht verbrauchsabhängig anfällt. Dabei ergibt sich die Frage, wie gut die fahrleistungsabhängigen Kosten mit einer verbrauchsabhängigen Abgabe internalisiert werden können.

Würde eine solche Abgabe den Verbrauch und die Fahrleistung im gleichen Ausmass beeinflussen, liessen sich die Kosten über eine Verbrauchsabgabe vollständig internalisieren. Das eigentliche Problem ergibt sich aber dadurch, dass durch die Abgabe der Verbrauch pro Fahrleistung beeinflusst wird, indem z. B. sparsamere Autos eingesetzt werden oder das Fahrverhalten angepasst wird. In diesem Fall ändern sich als Folge der Abgabe der Verbrauch und die Fahrleistung nicht im gleichen Ausmass, und die Verbrauchsabgabe ist entsprechend kein perfektes Substitut zur direkten Besteuerung der Fahrleistung. Parry et al. (2007) haben gezeigt, dass der optimale Pigou-Steuersatz t_p wie folgt angepasst werden muss:

$$t_p = EGK_{\text{Verbrauch}} + \rho \gamma EGK_{\text{Fahrleistung}}$$

Hierbei stehen $EGK_{\text{Verbrauch}}$ für die verbrauchsabhängigen externen Kosten pro Liter, $EGK_{\text{Fahrleistung}}$ für die fahrleistungsabhängigen externen Kosten pro Fahrzeugkilometer, ρ für den Anteil der durch die Abgabe ausgelösten Reduktion des Verbrauchs, der aufgrund der weniger gefahrenen Kilometer zustande kommt, und γ für die Anzahl Fahrzeugkilometer pro Liter Treibstoff.

Für das Verständnis dieser Formel entscheidend ist die Tatsache, dass «what matters for the optimal tax is not the external costs generated while consuming a gallon of fuel, but rather the external costs generated in the process of increasing fuel consumption by a gallon as a result of tax incentives» (Parry et al., 2004, p. 12). Um es an einem Extrembeispiel zu illustrieren, sei angenommen, dass die gesamte Verbrauchsreduktion aufgrund einer Treibstoffabgabe ausschliesslich durch sparsameres Fahren zustande kommt und die Anzahl gefahrener Kilometer unverändert bleibt ($\rho = 0$). In diesem Fall würden die fahrleistungsabhängigen Kosten gar nicht verändert und sollten daher auch nicht Teil des Treibstoffpreises sein.

In ihrer numerischen Simulation für Grossbritannien und die USA verwenden Parry und Small (2005) einen zentralen Wert von 0.4 für ρ . Aufgrund des gut ausgebauten öffentlichen Verkehrs in der Schweiz wird im Folgenden mit einem leicht höheren Wert von 0.5 für ρ gerechnet. Damit wird ausgedrückt, dass ein Umsteigen auf den öffentlichen Verkehr aufgrund von höheren Treibstoffpreisen in der Schweiz einfacher ist als in Grossbritannien oder den USA. Mit dem Wert 0.5 wird also entsprechend der obigen Formel nur die Hälfte der fahrleistungsabhängigen externen Kosten in den effizienten Treibstoffpreis eingerechnet.

6.4.1.2. Personenwagen

Personenwagen verbrauchen 87 Prozent des gesamten berücksichtigten Treibstoffs im Strassenverkehr. Die Kategorie der Personenwagen ist deshalb in Bezug auf den fossilen Energieverbrauch im Vergleich zu den Lastwagen von übergeordneter Bedeutung.

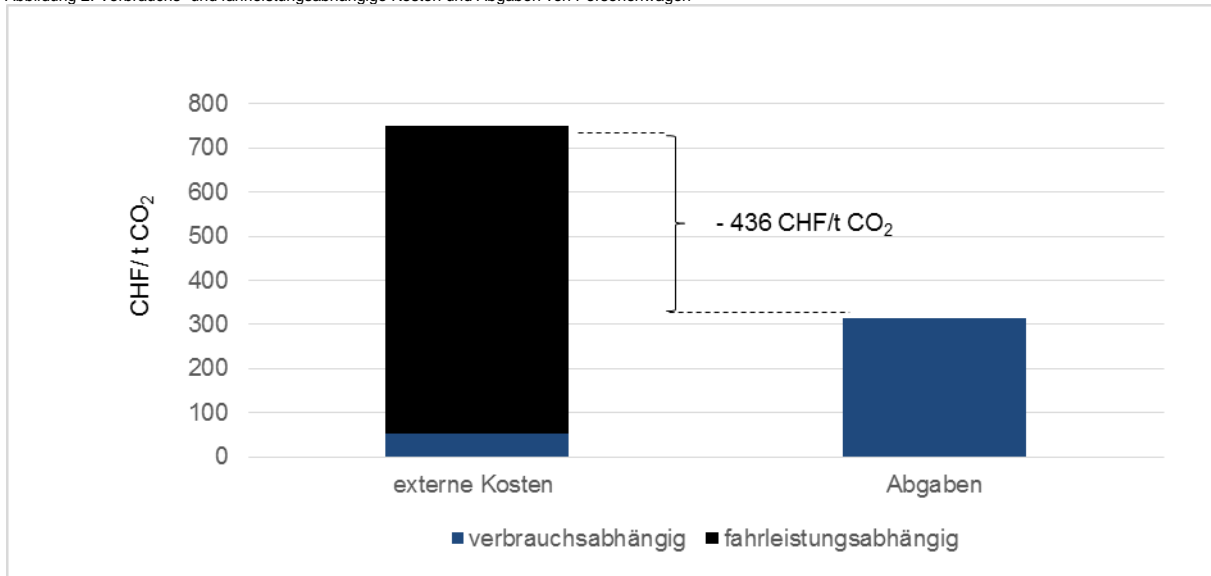
Tabelle 1 zeigt, dass die verbrauchsabhängigen externen Kosten der Luftverschmutzung rund 0.13 CHF pro Liter und die fahrleistungsabhängigen externen Kosten 0.13 CHF pro Fahrzeugkilometer betragen, wovon die Strassenkosten gut 40 Prozent ausmachen. Umgerechnet auf eine Tonne CO₂ ergibt dies eine Summe von 749 CHF. Einnahmeseitig schlägt v.a. die Mineralölsteuer mit rund 0.74 Franken pro Liter zu Buche. Darüber hinaus wird eine so genannte Kompensationsabgabe in der Höhe von 1.5 Rappen berücksichtigt. Diese dient der Finanzierung von CO₂-Reduktionsprojekten, zu welchen die Treibstoffimporteure im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung verpflichtet sind. Ausgedrückt pro Tonne CO₂ ergeben sich in der Summe variable Einnahmen von 313 Franken, welche damit um 436 Franken geringer als die ausgewiesenen Kosten sind.

Tabelle 1: Externe Kosten und Abgaben Personenwagen

	(1) CHF/l	(2) CHF/Fzkm	(1) + (2) CHF/t CO ₂
Externe Kosten			
Luftverschmutzung verbrauchsabhängig	0.1255		52
Luftverschmutzung fahrleistungsabhängig		0.0252	131
Unfälle		0.0226	117
Lärm		0.0121	63
Boden		0.0011	6
Stau		0.0176	91
Strassen		0.0558	289
Summe externe Kosten	0.1255	0.1345	749
spezifische Abgaben			
Mineralölsteuer	0.7372		307
Kompensationsabgabe	0.0150		6
Summe Abgaben	0.7522	0.0000	313
Differenz Abgaben minus externe Kosten	0.6268	-0.1345	-436
Pigou-Steuersatz ($\rho = 0.5$) auf Treibstoffverbrauch	0.9627		401
Impliziter CO ₂ -Preis ($\rho = 0.5$)	-0.2105		-88

Abbildung 2 zeigt die Resultate in grafischer Form, wobei die Kosten und Abgaben in einen verbrauchs- und fahrleistungsabhängigen Anteil unterteilt sind. Es wird deutlich, dass der weitaus grösste Teil der externen Kosten fahrleistungsabhängig anfällt, während die Abgaben ausschliesslich vom Verbrauch abhängen. Wenn nun die fahrleistungsabhängigen Kosten über eine Verbrauchsabgabe internalisiert werden sollen, muss, wie oben dargestellt, berücksichtigt werden, dass dies nur teilweise möglich ist, weil annahmegemäss nur die Hälfte des Verbrauchsrückganges auf eine geringere Fahrleistung zurückzuführen ist. Unter dieser Annahme beträgt der effiziente Abgabesatz auf Treibstoff 0.96 CHF, was 0.21 CHF über dem aktuellen Satz liegt. Umgerechnet in Tonnen CO₂ ergibt dies einen impliziten CO₂-Preis von -88 CHF. Der negative CO₂-Preis drückt aus, dass eine Preiserhöhung auch ohne Berücksichtigung der Klimafolgen und nur unter Einbezug der lokalen Externalitäten von Vorteil ist.

Abbildung 2: Verbrauchs- und fahrleistungsabhängige Kosten und Abgaben von Personewagen



6.4.1.3. Schwere Nutzfahrzeuge

Tabelle 2 weist die Resultate für Lastwagen und Sattelschlepper in Franken pro Liter, pro Nettotonnenkilometer und pro Tonne CO₂ aus. Analog zum Vorgehen von Ecoplan und Infrac (2014) werden Nettotonnenkilometer als Leistungsindikator gewählt, weil ein grosser Teil der Kosten, und insbesondere die Strassenkosten, gewichtshängig anfallen.

Tabelle 3: Externe Kosten und Abgaben Lastwagen:

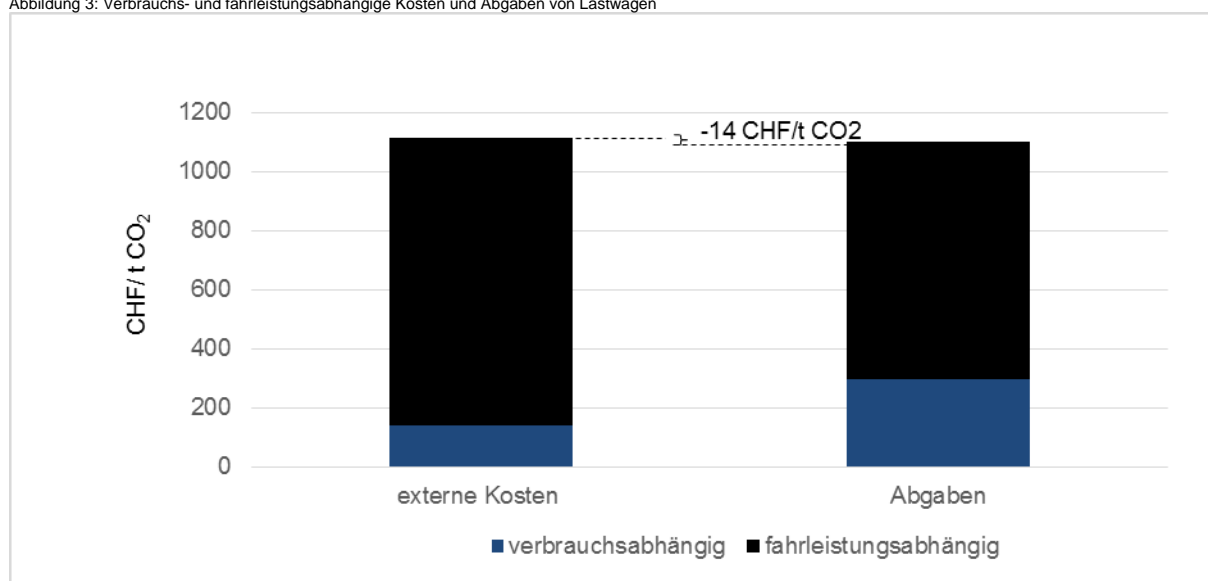
	(1) CHF/l	(2) CHF/Ntkm	(1) + (2) CHF/t CO ₂
Externe Kosten			
Luftverschmutzung verbrauchsabhängig	0.3634		139
Luftverschmutzung fahrleistungsabhängig		0.0180	165
Unfälle		0.0032	29
Lärm		0.0209	191
Boden		0.0026	24
Stau		0.0073	67
Strassen		0.0545	499
Summe externe Kosten	0.3634	0.1066	1'114
spezifische Abgaben			
Mineralölsteuer	0.7587		290
Kompensationsabgabe	0.0150		6
LSVA		0.0879	805
Summe Abgaben	0.7737	0.0879	1'100
Differenz Abgaben minus externe Kosten	0.4103	-0.0187	-14
Pigou-Steuersatz ($\rho = 0.5$) auf Treibstoffverbrauch	0.5874		224
Impliziter CO ₂ -Preis ($\rho = 0.5$)	0.1863		71

Im Unterschied zu den Personewagen ergeben sich höhere verbrauchsabhängige Kosten der Luftverschmutzung, welche darauf zurückzuführen sind, dass schwere Nutzfahrzeuge praktisch ausschliesslich mit Diesel fahren. Einnahmeseitig wird neben der Mineralölsteuer und der Kompensationsabgabe auch die LSVA erhoben, die

pro Nettotonnenkilometer beinahe 0.09 CHF beträgt.¹⁸⁴ Dadurch ist ein grosser Teil der leistungsabhängigen Kosten internalisiert. Zusammen mit den verbrauchsabhängigen Kosten und Abgaben ergibt sich in der Summe ein leichtes Minus in der Höhe von 14 CHF pro Tonne CO₂.

Wie Abbildung 3 zeigt, ist aufgrund der LSVA das Verhältnis von leistungs- und verbrauchsabhängigen Kosten und Abgaben bei den schweren Nutzfahrzeugen ausgeglichener als bei den Personenwagen. Wenn nun die ungedeckten leistungsabhängigen Kosten (0.1066 CHF – 0.0879 CHF aus Tabelle 2) über eine Verbrauchsabgabe internalisiert werden, muss wiederum eine Anpassung dieses ungedeckten Betrags mit demjenigen Anteil erfolgen, welcher beschreibt, dass nur ein Teil der durch die Abgabe ausgelöste Reduktion des Verbrauchs auf eine geringere Fahrleistung zurückzuführen ist. Wird hierfür wie bei den Personenwagen ein Wert von 0.5 gewählt, ergibt sich ein effizienter Abgabesatz auf Treibstoff in der Höhe von 0.59 CHF pro Liter, was 0.19 CHF unter der aktuellen Belastung liegt. Dies entspricht einem impliziten CO₂-Preis von 71 CHF pro Tonne CO₂. Im Unterschied zu den Personenwagen enthält also die Treibstoffbesteuerung der schweren Nutzfahrzeuge einen Teil, der wie eine CO₂-Lenkungsabgabe wirkt.

Abbildung 3: Verbrauchs- und fahrleistungsabhängige Kosten und Abgaben von Lastwagen



Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die hier ausgewiesenen Ergebnisse nicht die Gesamterträge den totalen Kosten gegenüberstellen und deshalb nicht zur Ermittlung des Kostendeckungsgrades dienen. Es geht vielmehr um die Bestimmung des effizienten Preises, wobei allen voran die fixen Kosten und Beiträge nicht berücksichtigt werden.

¹⁸⁴ Der Wert ist nicht zu verwechseln mit den offiziellen Abgabesätzen der LSVA, welche pro Tonne Maximalgewicht festgelegt sind.

6.5. LUFTVERKEHR

Beim Personenluftverkehr werden die Kosten in Tabelle 3 pro Liter Treibstoff, pro Personenkilometer und umgeformt pro Tonne CO₂ ausgewiesen. Die externen Kosten durch Luftschadstoffemissionen und die externen Lärmkosten sind pro Tonne CO₂ ähnlich gross. Dazu kommen externe Unfallkosten, deren Höhe allerdings wenig ins Gewicht fällt.

Auf der Einnahmeseite sind die emissions- und lärmabhängigen Landegebühren aufgeführt, die von den grossen Schweizer Flughäfen erhoben werden. Da diese Gebühren je nach Flugzeugtyp unterschiedlich hoch anfallen, werden sie in der Tabelle 3 nur in Franken pro Tonne CO₂ ausgewiesen.

Der Luftverkehr ist insofern speziell, als auf internationale Luftverkehrsleistungen keine Mehrwertsteuer erhoben wird. Dabei ist die Schweiz kein Einzelfall. Das Verbot der Besteuerung von Flugtreibstoff ist in der so genannten Chicago Convention on International Civil Aviation, die von 188 Länder unterzeichnet wurde, festgehalten. Die Regelung ist im Sinne eines effizienten Steuersystems problematisch, weil sie den Luftverkehr gegenüber anderen Verkehrsträgern steuerlich bevorteilt, was zu Verzerrungen in der Wahl der Verkehrsträger führen kann. Aus diesem Grund wird in Tabelle 3 die fehlende Mehrwertsteuer auf dem Flugtreibstoff bei den Abgaben negativ aufgeführt.

Tabelle 3: Externe Kosten und Abgaben Personenluftverkehr

	CHF/l	CHF/pkm	umgeformt in CHF/t CO ₂
externe Kosten			
Luft emissionsabhängig	0.0702		28
Lärm		0.0031	36
Unfälle		0.0002	2
Summe externe Kosten			67
spezifische Abgaben			
Emissionsabgabe			1
Lärmgebühr			12
fehlende MWSt auf Treibstoff	-0.0444		-18
Summe spezifische Abgaben	-0.0444		-5
Abgaben minus externe Kosten = impliziter CO ₂ -Preis			-71

Per Saldo ergibt sich im Personenflugverkehr ein negativer impliziter CO₂-Preis von 71 Franken. Eine Abgabenerhebung um diesen Betrag bzw. um 0.18 CHF pro Liter würde sich folglich, ähnlich wie beim Personenverkehr auf der Strasse, auch ohne Berücksichtigung von CO₂-Emissionen lohnen.

6.5.1. Wärmeproduktion

6.5.1.1. Heizöl

Im Unterschied zum Treibstoffverbrauch fallen beim Brennstoffverbrauch nur externe Kosten der Luftverschmutzung an. Diese werden auf 0.11 Franken pro Liter Heizöl geschätzt (vgl. Tabelle 4). Während die Mineralölsteuer auf Brennstoffen relativ klein ist, besteht im Gegensatz zum Treibstoff eine explizite CO₂-Abgabe, die mit dem aktuellen Wert des Jahres 2016 in der Höhe von 84 Franken pro Tonne CO₂ in die Berechnung eingeht. Bemerkenswert ist, dass die Mehrwertsteuer auf dem Preis inklusive CO₂-Abgabe erhoben wird. Da dieser Teil der Mehrwertsteuer über die normale Belastung der anderen Güter hinausgeht, wird der Mehrwertsteueranteil auf der CO₂-Abgabe als spezifische Internalisierungsabgabe berücksichtigt.

Tabelle 4: Externe Kosten und Abgaben Heizöl

	in CHF/l	in CHF/t CO ₂
externe Kosten Luft	0.1060	40
Mineralölsteuer	0.0030	1
CO ₂ -Abgabe	0.2226	84
MWSt auf CO ₂ -Abgabe	0.0178	7
Summe Abgaben	0.2434	92
Abgaben minus externe Kosten = impliziter CO ₂ -Preis	0.1374	52

Aus Tabelle 4 geht hervor, dass die externen Kosten höher sind als die nicht CO₂-bezogenen Abgaben. Daher beträgt der implizite CO₂-Preis mit 52 Franken pro Tonne weniger als die explizite CO₂-Abgabe, sprich ein Teil der expliziten CO₂-Abgabe kann als Beitrag zur Internalisierung der lokalen externen Kosten interpretiert werden, sodass für die eigentliche CO₂-Regulierung ein kleinerer Betrag übrig bleibt.

6.5.1.2. Erdgas

Die Ergebnisse für Erdgas gestalten sich ähnlich wie diejenigen für das Heizöl. Da die Verbrennung von Erdgas allerdings sauberer ist als die Verbrennung von Heizöl, führt dies zu geringeren externen Kosten der Luftverschmutzung. Entsprechend liegt der implizite CO₂-Preis höher als beim Heizöl (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Von den 93 Franken spezifischer Abgaben lassen sich 20 Franken zur Deckung der Kosten der Luftverschmutzung abziehen. Damit verbleiben 73 Franken als impliziter CO₂-Preis.

Tabelle 5: Externe Kosten und Abgaben Erdgas

	in CHF/m ³	in CHF/t CO ₂
externe Kosten Luft	0.0396	20
Mineralölsteuer	0.0047	2
CO ₂ -Abgabe	0.1680	84
MWSt auf CO ₂ -Abgabe	0.0134	7
Summe Abgaben	0.1861	93
Abgaben minus externe Kosten = impliziter CO ₂ -Preis	0.1466	73

6.6. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND POLITISCHE IMPLIKATIONEN

Tabelle 6 zeigt die berechneten impliziten CO₂-Preise für die einzelnen Verwendungsarten im Überblick. Dabei wird ersichtlich, dass sich die impliziten Preise je nach Verwendungsart stark unterscheiden. Sie reichen von -88 Franken bei den Personenwagen bis +73 Franken beim Erdgas, wobei die Ergebnisse im Strassenverkehr sensitiv in Bezug auf die Annahme sind, wie gut sich eine Verbrauchsabgabe zur Internalisierung von fahrleistungsabhängigen externen Kosten eignet.

Negative Preise deuten an, dass die aktuellen Preise tiefer sind als der effiziente Preis, der alle lokalen externen Kosten enthält. Eine Erhöhung der Preise für fossile Energie lohnt sich in diesen Fällen also auch ohne Berücksichtigung der Klimafolgen.

Hinsichtlich Personenwagen ist festzuhalten, dass der grösste Teil der lokalen externen Kosten nicht verbrauchsabhängig, sondern fahrleistungsabhängig anfällt. Daher bietet sich hier ein Instrument analog der LSVA an: eine fahrleistungsabhängige Personenwagenabgabe. Damit liesse sich im Unterschied zu Treibstoffabgaben auch der Tanktourismus unterbinden, der bei unterschiedlich hohen Treibstoffpreisen in den Nachbarländern zu kontraproduktiven Mehrfahrten führen kann.

Im internationalen Luftverkehr bietet sich eine Besteuerung des Treibstoffes nur schon aus fiskalischen Gründen an. Dies kann allerdings nur international koordiniert erfolgen, weil die Schweiz an internationale Abkommen gebunden ist.

Tabelle 6: Überblick impliziter CO₂-Preis

	Strassenverkehr		Luftverkehr	Wärmeproduktion	
	PW	LW		Heizöl	Gas
impliziter CO ₂ -Preis in CHF/t	-88	71	-71	52	73

Die unterschiedlichen impliziten CO₂-Preise bedeuten, dass in der Schweiz die Reduktion von CO₂-Emissionen wenig effizient erfolgt. Unter der Annahme, dass die impliziten Preise den Vermeidungskosten einer zusätzlichen Tonne CO₂ entsprechen, lässt sich illustrativ folgende Überlegung anstellen: Würde beim Heizöl eine Tonne mehr und bei den Personenwagen eine Tonne weniger emittiert, ergäben sich beim Heizöl Einsparungen von 52 Franken. Bei den Personenwagen beliefe sich die Kostenreduktion aufgrund des Rückgangs der lokalen externen Kosten auf 88 Franken. Es liessen sich also 140 Franken einsparen, ohne dass es zu zusätzlichen Emissionen kommt, sondern schlicht dadurch, dass dort, wo es relativ günstig ist, mehr Emissionen, und dort, wo es relativ teuer ist, weniger Emissionen vermieden würden.

Wie eingangs erwähnt, sollte die Reduktion von CO₂-Emissionen eigentlich international koordiniert werden, damit sich länderübergreifend ein gleich hoher CO₂-Preis ergibt. Es stellt sich allerdings die Frage, welche Vorteile eine solche Koordination bringt, wenn die lokalen externen Effekte nicht oder nur teilweise internalisiert sind.

In der Schweiz steht es zur Diskussion, diejenigen Grosseemittenten, die von der CO₂-Abgabe befreit sind, aber mit den Behörden ein individuelles Vermeidungsziel ausgehandelt haben, dem europäischen Handelssystem anzuschliessen, wo CO₂ aktuell zu rund acht Euro pro Tonne gehandelt wird. Damit würden die inländischen Emittenten CO₂-Emissionen soweit im Inland vermeiden, als die spezifischen Vermeidungskosten weniger als acht Euro betragen. Bei höheren Vermeidungskosten jedoch (z.B. 10 Euro) würden sie keine Emissionen vermeiden, sondern Emissionsrechte kaufen. Dies bedeutet wiederum, dass die inländischen externen Kosten (40 CHF beim Heizöl gemäss Tabelle 4) nicht reduziert würden, obwohl dies mehr Ertrag generierte als es kostete. Ein Anschluss an ein internationales Handelssystem garantiert also nur dann eine Effizienzsteigerung, wenn die lokalen externen Kosten internalisiert sind. Solange dies nicht der Fall ist, können sich durch einen solchen Anschluss die Ineffizienzen noch verstärken.¹⁸⁵

¹⁸⁵ Für eine ausführlichere Darstellung dieses Problems vgl. Schleiniger (2015).

LITERATURVERZEICHNIS

- Bundesamt für Statistik (2015). Strasseninfrastrukturrechnung der Schweiz 2010, <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/11/02/blank/04/01.html>.
- Bundesamt für Statistik (2015). Kosten und Finanzierung des Verkehrs: Jahr 2010, Neuchâtel.
- Ecoplan, Infras (2014). Externe Effekte des Verkehrs 2010, Bern, Zürich und Altdorf.
- Ecoplan (2012). Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Bern.
- Infras (2012). Neuberechnung der Stauzeitkosten, Schlussbericht, Bern.
- Parry, I. W. H., Small, K., & Street, P. (2004). Does Britain or the United States Have the Right Gasoline Tax? Resources for the Future, Discussion Paper 12-2.
- Parry, I. W. H., Small, K. (2005). Does Britain or the United States have the right gasoline tax? Am. Econ. Rev. 95(4), 1276–1289.
- Parry, I. W. H., Walls, M, Harrington, W. (2007). Automobile Externalities and Policies, Resources for the Future, Discussion Paper 06-26.
- Schleiniger, R. (2015). Die (In-)Effizienz des internationalen CO₂-Handels, Die Ökonomenstimme, 16. November, 2015.
- Stern, N. (2007). The Economics of Climate Change, Cambridge University Press.
- UK Department of Energy and Climate Change (2009). Carbon Valuation in UK Policy Appraisal: A Revised Approach, Climate Change Economics.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Externe Kosten und Abgaben Personenwagen	110
Tabelle 2: Externe Kosten und Abgaben Lastwagen:.....	111
Tabelle 3: Externe Kosten und Abgaben Personenluftverkehr	113
Tabelle 4: Externe Kosten und Abgaben Heizöl	114
Tabelle 5: Externe Kosten und Abgaben Erdgas.....	114
Tabelle 6: Überblick impliziter CO ₂ -Preis.....	115

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Bestimmung des impliziten CO ₂ -Preises	107
Abbildung 2: Verbrauchs- und fahrleistungsabhängige Kosten und Abgaben von Personenwagen	111
Abbildung 3: Verbrauchs- und fahrleistungsabhängige Kosten und Abgaben von Lastwagen	112

7. Gasmarktliberalisierung in der Schweiz: Gesetzliche Rahmenbedingungen der Transportpflicht und Konfliktlösung

Nicole Conrad

Abstract

Das vorliegende Working Paper erörtert für den Schweizer Gasmarkt die einschlägige gesetzliche Regelung von Art. 13 RLG im Hinblick auf die darin normierte (vertragliche) Transportpflicht (Abs. 1) sowie die in Abs. 2 und 3 normierten Streitbelegungsmechanismen. Die zentrale Frage ist, welche Notwendigkeiten bzw. Möglichkeiten für die Rohrleitungseigentümer bestehen, sich aus der Sandwichposition bestehend aus gesetzlicher Vorgabe und vertraglicher Verpflichtung zu befreien.

Zunächst wird die bis in das Jahr 1964 zurückgehende Gasmarktliberalisierung auf der Grundlage des zu diesem Zeitpunkt in Kraft getretenen **Rohrleitungsgesetzes** erörtert. Im **zweiten Kapitel** werden die in Art. 13 Abs. 1 RLG enthaltenen unbestimmten Rechtsbegriffe der «**technischen Möglichkeit**» bzw. «**wirtschaftlichen Zumutbarkeit**» und ihre Auslegung anhand der Rechtsprechung der zurückliegenden Jahre definiert sowie im Hinblick auf die Interessen des Rohrleitungseigentümers kontrovers diskutiert. Ein besonderes Augenmerk wird auf langfristige Lieferverträge in Verbindung mit vertraglich vereinbarten «take-or-pay-Klauseln» gelegt und diese werden in die Auslegung einbezogen.

Kapitel drei fokussiert sich auf Art. 13 Abs. 2 und Abs. 3 RLG, in denen die **Konfliktlösung von Streitigkeiten** über die Verpflichtung zum Vertragsabschluss für die Transportpflicht (Abs. 2) sowie die Geltendmachung von zivilrechtlichen Ansprüchen nach Vertragsabschluss (Abs. 3) geregelt sind. Die Aufteilung der Streitbelegungskompetenzen an das Bundesministerium für Energie (BFE) im Rahmen von Abs. 2 sowie die Zuweisung an die Zivilgerichte in Abs. 3 werden einer kritischen Betrachtung unterzogen und alternative Streitbelegungsmethoden im Rahmen einer ausschliesslichen Kompetenz aufgezeigt und erörtert.

Abschliessend leitet das Working Paper einige **Empfehlungen** ab, die sich zum einen an die Unternehmen, zum anderen an den Gesetzgeber im Rahmen des geplanten Gasmarktgesetzes richten.

Keywords: Rohrleitungsgesetz, Gasmarktliberalisierung, Konfliktlösung, «take-or-pay»-Klausel, Netzzugang, wirtschaftliche Zumutbarkeit.

7.1. EINLEITUNG

Erdgas ist ein wichtiger Energieträger für die Schweiz und wird es auch in Zukunft bleiben. Dies ist nicht nur der Fall, weil er als «sauberer» Energieträger gilt, sondern auch aufgrund der Preisbindung. Der damit derzeit günstige Preis von Erdgas führt zu steigenden Importen durch die Schweizer Erdgas-Versorger.

Swissgas hat den grössten Anteil am Erdgasimport in die Schweiz (Energie von rund 21 Billionen Kilowattstunden). Dieses Erdgas kommt zu 2/3 aus den Fördergebieten der Europäischen Union sowie Norwegen. Der übrige Teil stammt aus Russland oder Nordafrika.

Importiertes Erdgas benötigt Transportwege (Netze), durch die es bis zum Endverbraucher in die Haushalte geleitet wird. Der Schweizer Rechtsrahmen unterscheidet zwischen dem Hochdrucknetz (Druck über 5 bar) und dem Niederdrucknetz (Druck unter 5 bar). Über die Hochdrucknetze werden Gasversorgungsunternehmen und grosse Industriekunden beliefert. Im Bereich der Hochdrucknetze hat das Schweizer Gesetz den Grundsatz der Öffnung des Transportnetzes für Dritte implementiert. Art. 13 Rohrleitungsgesetz (RLG) verpflichtet die Betreiber von Hochdrucknetzen, den Transport von Erdgas für Dritte unter gewissen Bedingungen zu übernehmen. Die Formulierungen in Art. 13 RLG beinhalten jedoch Rechtsbegriffe, die aufgrund unterschiedlicher Auslegungen durch Netznutzer in der Vergangenheit zu einer Vielzahl von Rechtsstreitigkeiten geführt haben.

Das vorliegende Working Paper zeigt die Probleme im Zusammenhang mit der Anwendung von Art. 13 RLG im Hinblick auf folgende Fragestellungen für Gesetzgeber und Erdgaslieferanten auf:

- Wird eine Legaldefinition der Begriffe «Technische Möglichkeit» und «wirtschaftliche Zumutbarkeit» in Art. 13 RLG benötigt?
- Können langfristige Lieferverträge mit «take-or-pay»-Klauseln eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit im Sinne von Art. 13 Abs. 1 RLG darstellen?
- Benötigt die Schweiz ein Gasmarktgesetz?
- Ist die Kompetenzaufteilung in Art. 13 Abs. 2 und Abs. 3 RLG sinnvoll, oder gibt es Alternativen?
- Welche alternativen Streitbeilegungsmethoden sind denkbar und empfehlenswert?

7.2. VERTRAGLICHER ANSATZ ZU EINEM LIBERALISIERTEN GASMARKT

7.2.1. Das Rohrleitungsgesetz

7.2.1.1. Rückblick auf das Jahr 1964

Art. 91 BV regelt, dass die Gesetzgebung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe Sache des Bundes ist. Hintergrund dieser aus dem Jahr 1961 stammenden Verfassungsnorm ist im Wesentlichen der seinerzeitige Bedeutungszuwachs des Rohrleitungssystems in der Schweiz. Rohrleitungssysteme wurden wichtiger, weil einerseits die Nutzung von Kohle zurückging und andererseits die Absätze bei Erdgas und Öl in den 60er Jahren stiegen. Eine Umsetzung der verfassungsrechtlichen Kompetenzen erfolgte in der Rohrleitungsverordnung (RLV) und mit dem Rohrleitungsgesetz (RLG), das seit 1964 in Kraft ist. Art. 13 des RLG enthält die sogenannte «Marktöffnungsklausel», in der geregelt ist:

5. Transportpflicht

¹ Die Unternehmung ist verpflichtet, vertraglich Transporte für Dritte zu übernehmen, wenn sie technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind, und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet.

² Im Falle von Streitigkeiten entscheidet das Bundesamt für Energie (Bundesamt) über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen.

³ Über zivilrechtliche Ansprüche aus dem Vertrag entscheiden die Zivilgerichte.¹⁸⁶

¹⁸⁶ Fassung gemäss Ziff. I 11 des BG vom 18. Juni 1999 über die Koordination und Vereinfachung von Entscheidungsverfahren, in Kraft seit 1. Jan. 2000 (AS 1999 3071 3124; BBl 1998 2591).

Hintergrund und Inhalt der Transportpflicht in Art. 13 RLG im Hinblick auf die Marktöffnung ist die Regelung des Netzzugangsanspruchs Dritter zur Verhinderung und Ausnutzung monopolähnlicher Stellungen sowie die Gewährleistung des Wettbewerbs bei der Lieferung von Gas. Die knapp gefasste Norm von Art. 13 RLG ist die Kernnorm. Es hat sich jedoch gezeigt, dass diese für die umfassende Regelung des Gasmarktes bzw. dessen Öffnung nicht ausreicht.

7.2.1.2. Etappen der vertraglichen Gasmarktliberalisierung seit 1964

Unter Berufung auf die Transportpflicht nach dem Rohrleitungsgesetz versuchten zwei Industriekunden im Jahr 2008, eine ausländische Belieferung mit Erdgas bis zu einem lokalen Gasversorgungsunternehmen zu erreichen. Sie gelangten mit dem Antrag, Preise und Bedingungen festzusetzen, an das BFE. Zwar hatte der Bundesrat die Kompetenz des Bundes in der Botschaft zum RLG auf den Hochdruckbereich über 5 bar beschränkt, dennoch erklärte sich das BFE in einer Zwischenverfügung im September 2009 auch für den Niederdruckbereich für zuständig. Das durch die Zwischenverfügung beschwerte Gasversorgungsunternehmen zog den Fall an das Bundesverwaltungsgericht. Dieses stellte im Urteil vom 21. Mai 2010¹⁸⁷ fest, dass das BFE nicht zuständig sei. Auf den Antrag der beiden Gasversorgungsunternehmen wurde nicht eingetreten. Im Ergebnis führte die Rechtsprechung zu zwei unterschiedlichen Zuständigkeiten für den Hochdruck- und Niederdruckbereich. Bei Hochdruckleitungen ist das BFE streitentscheidende Behörde und bei den Niederdruckleitungen die Wettbewerbskommission (WEKO), gestützt auf das Kartellgesetz.

Die zuvor geschilderte Kompetenzaufteilung erscheint nicht praktikabel. Erdgas muss bis zur Belieferung an den Endkunden Netze mehrerer Druckstufen durchlaufen. Eine Kompetenzverteilung auf mehrere Behörden birgt die Gefahr sich widersprechender Interessen in sich und stellt damit auch ein Risiko für die Rechtssicherheit dar. Schliesslich wird die Marktöffnung durch komplexe, nicht klar abgrenzbare Kompetenzen verlangsamt. Ausserdem argumentieren die betroffenen Industrieunternehmen, dass die Kompetenzaufteilung nicht einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen den Gasversorgern und ihren Kunden entspreche. Aus diesem Grund wurde die Verbändevereinbarung (VV) zwischen dem Verband der Schweizerischen Gaswirtschaft (VSG) und den industriellen Netzkunden entwickelt. Ziel war die Gewährleistung des Netzzuganges und die Festlegung und Vereinheitlichung der entsprechenden Bedingungen. Die VV wurde am 2. Juli 2012 unterzeichnet und per 1.10.2012 in Kraft gesetzt.

Mit der Verbändevereinbarung zwischen der Gasindustrie und den Grosskunden können bestimmte Kunden den Netzzugang beantragen und erhalten somit die Möglichkeit, ihren Lieferanten frei zu wählen. Vice versa akzeptieren sie die Standards der Branche zur Bestimmung der Netzentgelte sowie die allgemeinen Netznutzungsbedingungen. Die Verbändevereinbarung soll weiterentwickelt werden. Es gilt zu diskutieren, ob damit ein Gasmarktgesetz entbehrlich wird.

7.2.2. Kontrahierungszwang

7.2.2.1. Wer sind die Parteien des Kontrahierungszwanges?

Art. 13 RLG regelt den Netzzugang. Die Norm bestimmt die Pflicht, den Netzzugang zur Verfügung zu stellen. Das bedeutet, dass «fremdes» Erdgas durch das eigene Rohrleitungsnetz zu leiten ist. Damit auferlegt das Rohrleitungsgesetz Unternehmen (den Eigentümern oder Betreibern von Rohrleitungsanlagen) eine Durchleitungspflicht. Der Begriff der Durchleitungspflicht wird nicht näher substantiiert, er betrifft jedoch Unternehmen, welche die tatsächliche Verfügungsmacht über das Netz besitzen. Ein vertraglicher Konsens wird für die Durchführung des Transportes durch das Netz vorausgesetzt, wobei ein Kontrahierungszwang besteht. Bereits hieraus wird das Konfliktpotential der gesetzlichen Regelung ersichtlich, die mehr oder weniger einen Einigungszwang der beteiligten Parteien vorsieht, sofern nicht die Ausnahmetatbestände der technischen Unmöglichkeit bzw. wirtschaftlichen

¹⁸⁷ Urteil des Bundesverwaltungsgerichts A-6650/2009 vom 21. Mai 2010 in Sachen X. gegen X AG und Y AG.

Unzumutbarkeit greifen (Art. 13 Abs. 1 RLG). Im Gegenzug haben die Rohrleitungsnetzbetreiber den Anspruch auf eine angemessene Entschädigung ihrer Dienstleistung.

7.2.2.2. Was sind die Voraussetzungen beim Vertragsabschluss?

Nachdem zuvor festgestellt wurde, dass das Rohrleitungsgesetz sozusagen einen «vertraglichen Kontrahierungszwang» beinhaltet, gilt es zu prüfen, was im Vertragsabschluss die Voraussetzungen für den Netzzugang sind, stets mit Hinweis darauf, dass ein Vertragsabschluss, der grundsätzlich auf einer Vertragsfreiheit beruht, mit einem Kontrahierungszwang an sich im Widerspruch steht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn es um die Frage des Vertragsabschlusses an sich geht, nicht jedoch im Hinblick auf einzelvertragliche Bestimmungen, insbesondere zur Höhe des Netznutzungsentgeltes, zum Vorrang von Kunden bei fehlenden Kapazitäten, zu Ein- und Ausspeisort und zu Fliessgeschwindigkeiten etc. Art. 13 RLG ist eine vergleichsweise einfache gesetzliche Regelung, aus der sich die Antworten zu vorstehenden Fragen nicht per definitionem ergeben.

Dennoch normiert Art. 13 RLG die Pflicht zum Vertragsabschluss und zur Etablierung korrekter Vertragsbedingungen (Abs. 1). Die Betreiber der regionalen Erdgasnetze haben mit Swissgas auf der Grundlage des Subsidiaritätsprinzips und in Anwendung von Art. 13 RLG Regelungen (im Sinn privatrechtlicher allgemeiner Geschäftsbedingungen) getroffen, um den Netzzugang Dritter nach einheitlichen Grundsätzen zu ermöglichen. Hierfür wurden zwischen Swissgas und den Regionalgesellschaften Transportkoordinationsvereinbarungen abgeschlossen und bei Swissgas eine Koordinationsstelle Durchleitung (KSDL) implementiert. Alle Gesuche um Zugang zum schweizerischen Erdgasnetz mit einer Ausspeisestelle in der Schweiz sind damit an die KSDL zu richten. Die KSDL koordiniert die Durchleitungsgesuche auf dem Schweizer Erdgasnetz (Transitgasleitung, Regionalnetz, lokales Netz) zwischen dem Gesuchsteller und den jeweiligen Netzbetreibern.

Die KSDL hat des Weiteren Grundlagen zur Abwicklung von Transportgeschäften (Formulare, Offerten, Netznutzungsverträge, Bilanzgruppenvertrag Kapazitätsberechnung) erstellt und die relevanten Unterlagen auf der Website der KSDL publiziert. Für diese Tätigkeit werden bei Begehren um Netzzugang Gebühren erhoben; die Offerte für die Transportkosten (inkl. einer Aussage über die zur Verfügung stehende Kapazität) ist zunächst kostenfrei, der definitive Vertragsabschluss wird dann mit CHF 1'200 pro Netzebene (erstmalig) und CHF 430 pro Netzebene (erneute Gesuche) belastet. In zeitlicher Hinsicht sind Netzzugangsgesuche jederzeit möglich. Die Vertragsdauer muss einen Monat oder ein Mehrfaches davon betragen und Vertragsbeginn ist jeweils der erste Tag eines beliebigen Monats um 6.00 Uhr. Der Vertrag endet am ersten Tag eines beliebigen Folgemonats um 6.00 Uhr. Weil Gaseinkauf und Organisation des Transports unbedingt koordiniert werden müssen (da Erdgaslieferungen häufig mit einer Abnahmeverpflichtung verbunden sind),¹⁸⁸ ist die Bearbeitungszeit der KSDL von rund 20 Tagen mit einzuplanen, weshalb ein Vorlauf von mindestens einem Monat vor Transportaufnahme das absolute Minimum darstellt.

7.2.2.3. Wie ist das angemessene Entgelt für die Durchleitungspflicht zu bemessen?

Das Netznutzungsentgelt orientiert sich am Verursacherprinzip. Es deckt die Kosten für kalkulatorische Zinsen, kalkulatorische Abschreibungen, Abwicklungs-, Betriebs- und Verwaltungskosten und soll so Nachhaltigkeit und einen angemessenen Gewinn garantieren.¹⁸⁹ Da die Netzkosten pro Kilowattstunde prognostiziert werden müssen und schon gestützt auf die volatilen Verbräuche nicht immer genau vorhergesagt werden können, sind (negative oder positive) Deckungsdifferenzen in den Folgejahren auszugleichen.

Die absolute Höhe des Netznutzungsentgeltes in den regionalen und lokalen Versorgungsgebieten soll im Laufe der kommenden Jahre unter anderem gestützt auf einen Benchmark validiert werden (für die lokalen Versorgungsnetze gilt NEMO31 als Branchenstandard). Die Rohrleitungsnetzbetreiber haben sich (mittelbar über die Verbändevereinbarung) verpflichtet, die Netznutzungsentgelte aus Transparenzgründen im Internet zu publizieren. Die Publikation ist auf Versorgungsgebiete mit Industriekunden beschränkt.¹⁹⁰ Die Netznutzungsentgelte

¹⁸⁸ MERKER, Verwaltungsrecht, S. 5498, Rn.12.27.

¹⁸⁹ Verbändevereinbarung, Ziff. 2.1.

¹⁹⁰ Verbändevereinbarung, Ziff. 2.1.

sind auf regionaler und lokaler Ebene als Briefmarke ausgestaltet. Die durch die Briefmarke ausgedrückte Höhe der Entschädigung ist teilweise umstritten, weil einerseits erhebliche Unterschiede zwischen den Netzen bestehen¹⁹¹ und andererseits in den letzten Jahren auch die Entschädigungshöhe für die Briefmarke gelegentlich schwankte. Der Preisüberwacher hatte sich dieser Fragestellung angenommen und im Hinblick auf den «Weighted Average Cost of Capital» (WACC) (vorläufig) ausgeführt, ein Schlüsselfaktor zur Bestimmung eines adäquaten Netznutzungsentgelts für die Gasdurchleitung seien die Kapitalkosten; er berechnete in der Folge den risikogerechten WACC und kam zu Ergebnissen, die doch erheblich von jenen der Branche abwichen. Dennoch hielt er an seinem Resultat gestützt auf einen Vergleich mit den Ergebnissen diverser europäischer Regulatoren fest.¹⁹² Die Netzbetreiber verpflichten sich zudem zu einem internen buchhalterischen «Unbundling».¹⁹³

7.2.3. Ausnahmen vom Kontrahierungszwang

7.2.3.1. Was sind die Voraussetzungen für die «technische Unmöglichkeit» (Art. 13 Abs. 1 RLG)?

Als sogenannter absoluter Verweigerungsgrund, der für sich allein die Ablehnung einer Durchleitung rechtfertigt, ist die «technische Unmöglichkeit» zu nennen. In Betracht kommen vor allem Kapazitätsmängel oder Engpässe. Würde man im Fall eines Kapazitätsmangels dennoch eine Durchleitung verlangen, bedeutete dies, etwas tatsächlich Unmögliches zu verlangen oder aber den Netzbetreiber zu verpflichten, den eigenen Bedarf zur Nutzung seines Netzes zugunsten von Fremdinteressen zurückzustellen. Dies verstösst nach diesseitiger Auffassung gegen allgemeine zivilrechtliche Prinzipien, wohingegen Letzteres mit der in der BV gewährten Eigentumsgarantie nicht vereinbar ist.¹⁹⁴ Diese Fälle hatten jedoch bisher nur eine untergeordnete Rolle, da es in der Schweiz ein durchgehend gut ausgebautes Netz gibt. Von grösserer Bedeutung sind langfristige Abnahmeverpflichtungen gegenüber dem Gaslieferanten, die nachstehend aufgezeigt werden sollen.

7.2.3.2. Was sind die Voraussetzungen für die «wirtschaftliche Unzumutbarkeit» (Art. 13 Abs. 1 RLG)?

Gemäss Art. 13 Abs.1 RLG müssen Unternehmen vertraglich Transporte für Dritte übernehmen, wenn sie technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind. Im Umkehrschluss bedeutet dies, bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit besteht ein Netzzugangsverweigerungsrecht. Die Norm enthält keine Definition, was «wirtschaftliche Unzumutbarkeit» im Einzelnen bedeutet. Gemeint ist in erster Linie ein Sachverhalt, bei dem die gesetzlich vorgesehene Transportpflicht einen (Teil-)Ausbau des Rohrleitungsgesetzes mit sich bringen würde, was im Einzelfall wirtschaftlich unrentabel sein kann.¹⁹⁵

7.2.3.3. Stellen langfristige Abnahmeverpflichtungen mit vertraglich vereinbarten «take-or-pay»-Klauseln eine Art der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit dar?

Die Schweizer Erdgaslieferanten haben in den zurückliegenden Jahren mit Erdgasproduzenten langfristige Lieferverträge, die eine erhebliche Laufzeit haben, abgeschlossen. So enden manche Verträge erst nach dem Jahr 2020. Dies erfolgte zum einen, um sich günstige Preise langfristig zu sichern, zum anderen auch, um die Versorgung im Land sicherzustellen. Eine Besonderheit der langfristigen Lieferverträge ist, dass sie in der Regel sogenannte «take-or-pay»-Klauseln enthalten, die besagen, dass eine Zahlungsverpflichtung auch dann besteht, wenn das Erdgas nicht abgenommen wird.

Zur Nichtabnahme des Erdgases kann es beispielsweise dann kommen, wenn Kapazitätsengpässe in den Rohrleitungen bestehen oder aufgrund des Prinzips «first come first served» ein anderes Unternehmen Vorrang hat. Eine andere denkbare Konstellation ist, dass ein Konkurrent mittels Durchleitung eigene (selbst erzeugte oder fremdbezogene) Gasmengen in das Netz einspeist und in diesem Umfang den bisherigen Gasabsatz und damit auch das Gas, das der Netzbetreiber von seinem Vorlieferanten bezogen hat, verdrängt. Das führt zu unmittelba-

¹⁹¹ MERKER, Verwaltungsrecht, S. 502, Rn.12.38.

¹⁹² Preisüberwacher, Schweizer Gasmarkt, S.25.

¹⁹³ Verbändevereinbarung, Ziff.6.

¹⁹⁴ CONRAD, S.28.

¹⁹⁵ MERKER, Jusletter, S.3.

ren Zahlungsverpflichtungen. Auf Grundlage vorstehender Situationen haben sich Unternehmen in der Vergangenheit auf wirtschaftliche Unzumutbarkeit berufen und den Netzzugang verweigert. Tatsache ist, dass langfristige Verträge mit unbedingter Zahlungsverpflichtung eine Marktrealität zur Sicherung der Gasversorgung darstellen.¹⁹⁶ Art. 25 der Erdgas-Richtlinie der Europäischen Union hat deshalb im Hinblick auf Verträge mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen geregelt, dass Erdgasunternehmen den Netzzugang verweigern können, wenn in Bezug auf die Verträge ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle Schwierigkeiten bestehen.¹⁹⁷

Es stellt sich die Frage, welchen Stellenwert dies für den Netzzugang hat. Das Gesetz lässt offen, ob es sich um einen absoluten oder eher relativen Verweigerungsgrund handelt, wobei Letzteres zutreffend sein dürfte.¹⁹⁸ Daraus resultieren wiederum das Erfordernis einer Ermittlung und Bewertung diverser festzustellender Kriterien und eine abwägende Gegenüberstellung der Kriterien vor dem Hintergrund des Regel-Ausnahme-Prinzips zugunsten der Durchleitung.

Art. 13 Abs. 1 RLG beschreibt zudem nicht näher, welche Gaslieferverträge von der Unzumutbarkeitsklausel erfasst werden. Bereits dies spricht dafür, dass es alle Verträge sind, unabhängig davon, auf welcher Wertschöpfungsstufe sie abgeschlossen werden. Von besonderer Bedeutung sind Gaslieferverträge von Schweizer Unternehmen mit ausländischen Gasproduzenten, denn 100% des in der Schweiz abgesetzten Gases wird aus dem Ausland bezogen. Wegen der Marktmacht der ausländischen Gasproduzenten können die Schweizer Gasimporteure den ihnen auferlegten Zahlungsverpflichtungen nicht ausweichen. Im Übrigen lassen sich wegen der Kapitalintensität der Gasförderung durchaus wirtschaftliche Rechtfertigungsgründe für «take-or-pay»-Klauseln finden.

Art. 13 RLG spricht von «wirtschaftlich zumutbar». Im Umkehrschluss wirken sich wirtschaftliche Schwierigkeiten auf das Unternehmen aus. Von praktischer Bedeutung muss daher der Bezugspunkt der Bewertung einer wirtschaftlichen Überprüfung eines Unternehmens sein. Hier kommt zum einen die Bewertung der Situation des Gasversorgungsunternehmens insgesamt, zum anderen auch der konkrete, von der unbedingten Zahlungspflicht betroffene Gasbezugsvertrag in Betracht. Fraglich ist daher, ob sich die wirtschaftliche Unzumutbarkeit auf ein einzelnes Versorgungsverhältnis oder auf die Gesamtsituation des Unternehmens bezieht.

Die Konsequenzen der aufgezeigten Alternativen sind erheblich. Die bisherige restriktive Akzeptanz der Folgen der «take-or-pay»-Klauseln resultiert rechtspolitisch daraus, dass derartige Klauseln in Gasbezugsverträgen üblich sind.

7.3. STREITBEILEGUNG IN EINEM LIBERALISIERTEN GASMARKT

7.3.1. Ausgangslage

7.3.1.1. Definition der Begriffe «Streitigkeiten» und «zivilrechtliche Ansprüche aus Vertrag»

Art. 13 RLG gibt zur Auslegung des Begriffes «Streitigkeit» keine Legaldefinition im Zusammenhang mit der Durchleitung von Erdgas. Die Verbändevereinbarung hingegen wird hier zumindest etwas präzisiert, denn sie enthält die Formulierung: «sollten über die Auslegung dieser Vereinbarung und ihrer Anhänge Streitigkeiten entstehen», so dass, übertragen auf das RLG, «Streitigkeiten» als «Streitigkeiten» über die Auslegung von Art. 13 RLG in Bezug auf die Verpflichtung zum Vertragsabschluss sowie daraus resultierende Durchleitungsverpflichtungen zu verstehen sind. Dem ist aufgrund von Art. 13 Abs. 2 RLG gerade nicht so, da die Norm eine Kompetenzaufspaltung enthält. Nach Abs. 2 entscheidet über Streitigkeiten betreffend die Verpflichtung zum *Vertragsabschluss* sowie die *Vertragsbedingungen* das Bundesamt für Energie. Über zivilrechtliche Ansprüche aus dem Vertrag entscheiden hingegen die *Zivilgerichte*. Obwohl die Regelung in Abs. 2 und Abs. 3 die Streitbeilegung zum Ziel hat, ist nicht ausgeschlossen, dass Kompetenzstreitigkeiten erneut zu Differenzen Anlass geben.

In der Verbändevereinbarung ist in Art.9 ebenfalls ein Streitbeilegungsmechanismus enthalten. Er beinhaltet eine Eskalationsklausel und sieht vor, dass zunächst konstruktive Verhandlungen geführt werden müssen, und, sofern diese nicht erfolgreich sind, die Angelegenheit den jeweiligen Delegationsleitern vorzulegen ist. Erst wenn diese

¹⁹⁶ CONRAD, S. 28.

¹⁹⁷ Art. 25 der RL 98/30/EG.

¹⁹⁸ CONRAD, S. 28.

ebenfalls zu keiner Lösung kommen, entscheidet das BFE aufgrund eines Rechtsverweises auf Art.13 Abs. 2 RLG. Das BFE ist jedoch auf der Grundlage der Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts betreffend den Geltungsbereich des Rohrleitungsgesetzes nicht berechtigt, über alle drei Druckstufen zu entscheiden.¹⁹⁹ Daher ist auch dieser Streitbeilegungsmechanismus noch nicht ausgereift und kann zu Konflikten führen. Bei der Verbändevereinbarung besteht jedoch auch in diesem Punkt Einigkeit darüber, dass der Mechanismus weiterzuentwickeln ist.

7.3.2. Gelingt die Qualitätssicherung bei der Rechtsprechung?

Wie zuvor festgehalten, bestehen in den Streitbeilegungsmechanismen des Rohrleitungsgesetzes und der Verbändevereinbarung bisher nicht harmonisierte Regelungen in Bezug auf Verfahren und Zuständigkeiten. Im Ergebnis ist jedoch allen Verfahren ein ähnlicher und teilweise sogar gleicher Streitgegenstand zu eigen. So geht es um die folgenden Fragen: Besteht eine Verpflichtung zum Abschluss eines Durchleitungsvertrages? Was sind die Bedingungen bzw. wie entscheidet man über zivilrechtliche Ansprüche aus dem Vertrag? Nach Art. 9 der Verbändevereinbarung ist für zivilrechtliche Fragen aus dem Vertrag auch das BFE zuständig, bei dem RLG hingegen ist diese Frage an die Zivilgerichte abzugeben.

Unter diesen Vorzeichen ist die Qualität der Rechtsprechung zu den Streitgegenständen in Frage zu stellen, im Wesentlichen deshalb, weil unterschiedliche Kompetenzen zu denselben Streitgegenständen immer die Gefahr sich widersprechender Entscheidungen mit sich bringen. Dies wiederum stellt eine Gefährdung der Rechtssicherheit dar.

Ein weiteres Problem der Qualitätssicherung bei der Rechtsprechung ist die Frage, wie die Sachkunde in das Verfahren kommt. Energierechtliche Probleme in Verbindung mit komplexem Vertragsrecht bedürfen eines Spezial-Know-hows. Dies ist bei den ordentlichen Zivilgerichten kaum vorzufinden, da sich die Richter täglich mit anderen Rechtsgebieten auseinandersetzen haben und sich das Spezialwissen daher bereits aus Zeitgründen nicht in der gebotenen Tiefe aneignen können. Hinzu kommt, dass manche Kantone über kein Handelsgericht verfügen. Ebenfalls aus diesem Grund muss festgehalten werden, dass nach derzeitiger Rechtslage die Qualitätssicherung bei der Rechtsprechung nicht gelingen kann.

7.3.3. Wie wirkt sich die Kompetenzaufteilung auf die Verfahrensdauer aus?

Art.13 RLG bringt mit der Regelung zur Streitbeilegung neues Konfliktpotential, da sich aufgrund der Kompetenzaufteilung in Abs. 2 und Abs. 3 Zuständigkeitsprobleme ergeben können, bis die streitige Rechtsfrage geklärt ist. Vorsorgliche Massnahmen zur Durchleitungsberechtigung können meistens nicht glaubhaft gemacht werden und an Grundlagen für eine superprovisorische Massnahme fehlt es in der Regel gänzlich. Darüber hinaus könnte darin eine Vorwegnahme der Hauptsache liegen, was im Rahmen von Sofortmassnahmen nicht zulässig ist. Auf der anderen Seite kann eine verweigerte Durchleitung jedoch bedeuten, dass das Gasunternehmen aufgrund vertraglicher Verpflichtungen (take-or-pay) gehalten ist, das Gas abzunehmen bzw. bei Nichtabnahme dennoch zu bezahlen. Es entstehen eine Sandwichposition und die theoretische Möglichkeit, eine nicht gewollte Durchleitung von Erdgas zeitlich so zu verzögern, dass das eigene Gas oder das Gas eines anderen Anbieters vorrangig durchgeleitet werden kann.

Der kaskadenförmige Aufbau in Art. 9 der Verbändevereinbarung zur Streitbeilegung ist auch mit hohem zeitlichem Aufwand verbunden. Zwei Verhandlungsstufen sind vorgesehen, bis das BFE auf Grundlage des Rechtsverweises auf Art. 13 Abs. 2 RLG angerufen werden kann. Wie bereits erwähnt, funktioniert dies nicht einmal bei allen Druckstufen.

Insgesamt ist daher festzustellen, dass die Streitbeilegungsmechanismen sowohl in Art. 13 RLG, als auch in der Verbändevereinbarung noch nicht ausgereift sind. Hier müssen Alternativen, die sowohl Eilverfahren in Form von vollstreckbaren Zwischenentscheiden als auch eine Vereinheitlichung der Kompetenzen vorsehen, erarbeitet werden.

¹⁹⁹ Urteil des Bundesverwaltungsgerichts A-6650/2009 vom 21. Mai 2010 in Sachen X. gegen X AG und Y AG.

7.3.4. Alternativen zu den bestehenden Streitbeilegungsmechanismen

7.3.4.1. Welche alternativen Streitbeilegungsmechanismen sind denkbar?

Wie zuvor aufgezeigt, birgt die Kompetenzaufteilung zwischen den Zivilgerichten und dem BFE und bei Niederdruckleitungen der WEKO ein erhebliches Konfliktpotential und bringt Rechtsunsicherheit. Darüber hinaus muss erwähnt werden, dass die Materie Spezialkenntnisse in Energie, Erdgas, Versorgungssicherheit, Vertrags- und Verwaltungsrecht erfordert, um hier zu Entscheidungen zu kommen, die einerseits Rechtssicherheit bieten und andererseits branchengerecht sind. Um dieses Ziel zu erreichen, bietet es sich an, den Parteien die Möglichkeit zu geben, die zur Entscheidung berufenen Personen selbst zu bestimmen. Diese Möglichkeit besteht im Rahmen eines Schiedsverfahrens. Aufgrund der im Energiewirtschaftsrecht in der Regel sehr hohen Streitwerte sollte es sich um ein Dreierschiedsgericht handeln und eine Schiedsordnung gewählt werden, die vorsorgliche Massnahmen und Eilverfahren vorsieht. Ein gesondertes Adjudikationsverfahren ist empfehlenswert, um alle möglichen Fallkonstellationen abzudecken.

Das Schiedsgericht kann ad hoc angerufen oder der Weg zu den ordentlichen Gerichten kann im Vorfeld durch eine Schiedsklausel ausgeschlossen werden.

Um nicht alle Verfahren gleich einem Schiedsgericht zuzuweisen, könnte eine sogenannte Eskalationsklausel erwogen werden, die in einem ersten Schritt ein Mediationsverfahren vorsieht. Das Schiedsverfahren würde erst eröffnet, wenn das Mediationsverfahren innerhalb einer festgelegten Zeit zu keiner Einigung führt. Vorläufiger Rechtsschutz sollte parallel dazu jederzeit möglich sein.

7.3.4.2. Sollte die Zuweisung von Streitigkeiten an eine einzige zur Entscheidung berufene Institution erfolgen?

Die zuvor dargestellte Aufteilung von Entscheidungskompetenzen birgt wie zuvor erörtert Konfliktpotential und das Risiko sich widersprechender Entscheidungen. Um dies zu vermeiden, wäre die Zuweisung der Streitigkeiten an eine zur Entscheidung berufene Stelle denkbar. Dies könnte ein institutionelles Schiedsgericht sein, wie zum Beispiel das Energy Arbitration Center Switzerland (EACS). Hier läge der Vorteil in der je nach Materie freien Bestimmbarkeit der Schiedsrichter. Die Schiedsordnung ist frei wählbar. Das EACS administriert das Verfahren und stellt die Schiedsrichterkompetenz zur Verfügung.

Eine Alternative ist ein konstitutionelles Schiedsgericht bei dem BFE, das jeweils auf Antrag einer Partei einberufen wird. Dieses Schiedsgericht müsste beispielsweise nach der Schiedsordnung des Swiss Arbitration Court verhandeln. Ein Nachteil wäre hier die nicht frei bestimmbare Zusammensetzung des Schiedsgerichtes.

Weitere Alternativen sind denkbar und wären zu erörtern. Die Zuweisung an eine einzige zur Entscheidung berufene Institution wäre jedoch in jedem Fall empfehlenswert.

7.3.4.3. Wie kommt die technische Sachkunde in die Entscheidung?

Entscheidungen im Energiewirtschaftsrecht bedürfen gelegentlich besonderer technischer Sachkunde. Hier ist insbesondere an den absoluten Verweigerungsgrund nach Art. 13 Abs. 1 RLG, die technische Unmöglichkeit der Durchleitung, zu denken. Ob eine technische Möglichkeit bzw. Unmöglichkeit vorliegt, ist mehr eine Frage der Naturwissenschaften als der Rechtswissenschaften. Dieses Know-how gehört in der Regel nicht zu dem beim Gericht vorhandenen Fachwissen. Dieses ist ausschliesslich mit Juristinnen und Juristen besetzt. Der übliche Weg ist daher die Einholung eines Sachverständigengutachtens, verbunden mit der Einzahlung eines Kostenvorschusses durch die beweisbelastete Partei. Die Bestimmung des Sachverständigen erfolgt durch das Gericht oder das BFE. Diese Verfahrensweise erfordert zusätzliche Zeit und finanziellen Aufwand.

In diesem Zusammenhang sollte auf Basis der vorstehenden Ausführungen zur Einberufung eines Schiedsgerichtes erwogen werden, verbindlich zu regeln, dass dem Schiedsgericht auch Ingenieure beizuwohnen haben, sofern technische Fragen für die Sachentscheidung eine Rolle spielen.

7.4. EMPFEHLUNGEN

Im Rahmen der vorstehenden Ausführungen wurde dargelegt, dass die Regelungen in Art. 13 RLG nicht hinreichend bestimmt sind, um die Liberalisierung des Gasmarktes voranzutreiben.

Dies hat der Gesetzgeber ebenfalls erkannt und erwägt zusätzlich zu der Verbändevereinbarung die Einführung eines Gasmarktgesetzes, das die Liberalisierung des Erdgasmarktes präziser regelt und den Prozess vorantreibt. Die Gremien in den Wirtschaftsverbänden empfehlen jedoch, die (bestehende) Verbändevereinbarung beizubehalten und weiterzuentwickeln. Die Spitze des Gasverbandes möchte die Implementierung eines Gasmarktgesetzes vermeiden. Das Bundesamt für Energie nimmt derzeit einen Beobachterstatus ein, wird sich jedoch dafür einsetzen, dass die Schaffung eines Gasmarktgesetzes zeitnah angegangen wird. Im Ergebnis muss die Politik aktiv werden, denn es steht fest, dass das Rohrleistungsgesetz in der derzeitigen Fassung keine hinreichend bestimmte Gesetzesgrundlage für die Liberalisierung der Märkte ist, und an der Verbändevereinbarung nehmen derzeit nur 14 Grosskunden teil.

Sofern es zur Neuschaffung eines Gasmarktgesetzes kommt, müssen die darin enthaltenen Bestimmungen weit- aus präziser und weitreichender sein. Auslegungsbedürftige Rechtsbegriffe wären zu vermeiden und – sofern eine abschliessende Legaldefinition nicht möglich oder durchsetzbar ist – ein Beispielskatalog mit absoluten und relativen Verweigerungsgründen für den Netzzugang sollte aufgenommen werden. Besondere Beachtung sollte dabei dem Umgang mit den langfristigen Lieferverträgen, die überwiegend noch bis 2020 Geltung haben, zuteil- werden. Hier fühlen sich die Unternehmen derzeit vom Gesetzgeberübergangen.

Ferner sollten die Kompetenzaufteilung zwischen Hoch- und Niederdrucknetzen (BFE und WEKO) und die Auftei- lung der Kompetenzen in Art. 13 RLG beseitigt und eine einheitliche Kompetenz geschaffen werden. Zu empfeh- len wäre die Zuweisung von Streitigkeiten an ein Dreier-Schiedsgericht aus Gründen der

- Einheitlichkeit der Rechtsprechung,
- der Rechtssicherheit,
- der Qualität der Rechtsprechung und
- der Einbringung von technischem Sachverstand in das Verfahren.

Hierbei sollte an die Inanspruchnahme eines Spezialschiedsgerichtes gedacht werden, welches auch die Beset- zung mit technisch versierten Schiedsrichtern vorsieht, so z.B. wenn es um Fragen der technischen Unmöglich- keit für Durchleitungen geht.

LITERATURVERZEICHNIS

- CONRAD NICOLE, Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Erdgas 98/30 EG in deutsches Recht. Diss. Universität Kassel, Marburg 2003.
- GANSER DANIELE, Europa im Erdölrausch – Die Folgen einer gefährlichen Abhängigkeit, Zürich 2012.
- MERKER MICHAEL, Erdgas – Rechtsgrundlagen, Kompetenzordnung und Liberalisierungsabsprachen, in: Biaggini Giovanni/Häner Isabelle/Saxer Urs/Schott Markus (Hrsg.), Fachhandbuch Verwaltungsrecht, Zürich 2015, S. 489 ff. (zit. Verwaltungsrecht).
- MERKER MICHAEL, Gasmarktliberalisierung Schweiz, in: Jusletter 23. April 2012 (zit. Jusletter).
- REICHMUTH TOBIAS, Die Finanzierung der Energiewende in der Schweiz, Zürich 2014.
- SCRUZZI DAVIDE, Gasversorger planen eine Netzgesellschaft, in: Neue Zürcher Zeitung vom 5. Juli 2013.
- STÄCKER DANIELA, Der liberalisierte europäische Gasmarkt, Wiesbaden 2004.
- ZANZI ANDREA, Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzuganges, Preisüberwachung, eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement, November 2011 (zit.: «Der Preisüberwacher»).

RECHTSQUELLENVERZEICHNIS

- Bundesgesetz vom 30. März 1911 betreffend die Ergänzung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (fünfter Teil: Obligationenrecht, OR) (220).
- Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz, RLG) vom 4. Oktober 1963 (746.1).
- Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.
- Verbändevereinbarung Erdgas Schweiz vom 1.12.2012.
- Verbändevereinbarung II zum Netzzugang bei Erdgas (BRD) vom 4. Juli 2000.

PARTNER/EXPERTEN

- European Centre for Energy & Resource Security (EUCERS)
King's College London
Dr. Frank Umbach (Forschungsleiter)
London WC2R 2LS

GESTALTUNG DER ZUKUNFT

8. Treiber und Barrieren auf dem Weg zu einer Smart City: Erkenntnisse aus Theorie und Praxis

Evelyn Lobsiger-Kägi, Theresia Weiss Sampietro, Ursula Eschenauer, Vicente Carabias, Lukas Braunreiter, Adrian Müller²⁰⁰

Abstract

Städte nehmen eine Schlüsselrolle in der Umsetzung der Energiestrategie 2050 («Energiewende») ein. Einerseits steigt der Energieverbrauch von Städten infolge der Urbanisierung, welche als einer der wichtigsten globalen Trends angesehen wird, weiter an. Andererseits haben Städte durch die vorhandene Infrastruktur mehrere Möglichkeiten, sich aktiv für die Energiewende einzusetzen. Zudem können Städte durch ihre Vorbildfunktion in den Bereichen Energieversorgung, Mobilität, Arealentwicklung oder bei der Sanierung von Gebäuden wichtige Impulse setzen. Städte stehen in enger Beziehung und Abhängigkeit zu Wirtschaft und Bevölkerung. Sie können Rahmenbedingungen schaffen, welche diese Akteure zu Energieeffizienz oder -suffizienz motivieren.

Das Konzept Smart City birgt vielfältige Möglichkeiten, durch intelligente Vernetzung von Handlungsbereichen bessere Bedingungen für eine nachhaltige und moderne Stadtentwicklung zu schaffen. Mit dem integrativen Ansatz soll die Lebensqualität der Bewohnerinnen und Bewohner einer Stadt erhöht und die Mitwirkung relevanter Anspruchsgruppen ermöglicht werden. Gleichzeitig wird eine Reduktion des Energie- und Ressourcenverbrauchs in Städten angestrebt. Smart City ist daher als Lösungsansatz für die zukünftigen Herausforderungen in Städten zu verstehen. In der Schweiz wurde das Konzept allerdings bisher erst in wenigen Städten im Rahmen von einzelnen Projekten berücksichtigt und angewandt.

In diesem Working Paper wird der Frage nach den Barrieren und Treibern innerhalb der Transformationsprozesse zu einer Smart City und den vordringlichen Handlungsfeldern mit ihren Akteuren nachgegangen. Auf der Grundlage einer Literatur-Studie zu Forschungs- und Praxisansätzen, einer mehrstufigen Delphi-Befragung von Schweizer Experten zu Smart Cities 2035 sowie der Teilnahme an konkreten «Smart City Winterthur»-Teilprojekten, welche in den Jahren 2014-2015 durchgeführt wurden, wurden Treiber und Barrieren identifiziert und daraus weiterer Handlungs- und Forschungsbedarf abgeleitet.

Als wesentliche Treiber für die Umsetzung von Smart-City-Konzepten sind sowohl die Zusammenarbeit relevanter Akteure, die Förderung von Pilot- als auch das Aufzeigen von konkreten Smart-City-Projekten identifiziert worden, die kosten- und ressourceneffizienter sind. Damit sollen Investoren und Unternehmen zur Unterstützung solcher Projekte motiviert werden. Fehlende politische und rechtliche Rahmenbedingungen sowie die vertikalen, städtischen Verwaltungsstrukturen wirken beim integrativen Ansatz des Smart-City-Konzepts als Barrieren. Zukünftige Smart-City-Projekte sollten den Einbezug der Bevölkerung stärker berücksichtigen, insbesondere bei der Verwendung von Daten. Nebst praxisbezogenen Empfehlungen werden Hinweise zum Forschungsbedarf in der Thematik genannt.

Keywords: Smart City, Transformation, Akteure, Treiber, Barrieren, Handlungsfelder, Forschungsbedarf

²⁰⁰ Für die grosszügige Förderung der angewandten Forschung zu dem Projekt «Entwicklungsprozesse von Smart Cities and Regions in der Schweiz» wird der ZHAW, der Stadt Winterthur, dem Bundesamt für Energie sowie dem Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (COST-Projekt C13.0147) gedankt. Den drei Reviewern danken wir für die wertvollen Rückmeldungen zu einer früheren Version des Manuskripts.

8.1. EINLEITUNG

Das Projekt «Entwicklungsprozesse von Smart Cities and Regions in der Schweiz» untersucht Aktionsfelder, Akteure sowie Entwicklungspfade von Städten, die sich in Richtung Smart City bewegen wollen. In diesem Artikel werden Treiber und Barrieren in der Umsetzung von Smart-City-Projekten sowie erste Handlungsempfehlungen, wichtige Akteure und weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt.

8.1.1. Bedeutung des urbanen Raums für die Energiewende

Die Energiestrategie 2050 (ES 2050) des Bundes hat zum einen eine Senkung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Endenergie und zum anderen eine markante Erhöhung an Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zum Ziel. Sollen diese Ziele erreicht werden, muss sich die sogenannte «Energiewende» in den nächsten Jahren vom theoretischen Konzept zur gelebten Praxis wandeln. Da knapp drei Viertel der Schweizer Bevölkerung im urbanen Raum leben (Städteverband, 2014) und in Städten die meiste Energie konsumiert wird (Nabil, 2013), sind Städte für die Umsetzung der Energiewende besonders wichtig. Ausserdem steigt der Energieverbrauch von Städten (Madlener & Sunak, 2011) infolge der Urbanisierung, welche als einer der wichtigsten globalen Trends angesehen wird, weiter an (Carabias-Hütter et al., 2014). In der Schweiz werden seit längerem Städte und Gemeinden für ihre überdurchschnittlichen Leistungen in der Energie- und Umweltpolitik mit Labeln wie «Energiestadt» ausgezeichnet. Das Smart-City-Konzept kann als eine Weiterentwicklung dieses Labels für energiepolitisch fortschrittliche Städte und Gemeinden verstanden werden. Es beinhaltet die Ziele der Energie- und Ressourcenschonung bei gleichzeitiger Erhöhung der Lebensqualität ihrer Bewohnerinnen und Bewohner. Dies soll durch den Einbezug der IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) sowie durch eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Akteuren (Gemeinden, Unternehmen, Bevölkerung, Hochschulen) verwirklicht werden. Fast alle Ziele der ES 2050 sind nur unter aktiver Mitwirkung der Bevölkerung umzusetzen. Um den Pro-Kopf-Elektrizitätsverbrauch zu verringern, den Stromanteil aus erneuerbaren Quellen zu erhöhen (z.B. mittels Demand-Side-Management²⁰¹ oder dem Prosumer-Prinzip²⁰²) und die schrittweise Einführung von Smart Grids zu ermöglichen, benötigt es die Beteiligung aller Akteure aus Wirtschaft und Politik inklusive der Bevölkerung. Daher ist das Konzept Smart City, welches die Bevölkerung gezielt miteinbezieht, ein geeigneter Ansatz für die Umsetzung der ES 2050. In verschiedenen Studien wurde gezeigt, dass durch den Einsatz von IKT Energie eingespart werden kann (Kramers, Höjer, Lövehagen, & Wangel, 2014). Auch durch das Teilen von Infrastruktur oder Dienstleistungen können Energie und Ressourcen gespart werden. Dies ist allerdings wissenschaftlich derzeit noch wenig untersucht²⁰³.

8.1.2. Ziel und Fragestellung

Dieses Working Paper fokussiert auf Treiber und Barrieren für die Initiierung und Umsetzung von Smart-City-Prozessen und -Projekten. Dabei handelt es sich um komplexe und zielgerichtete Vorgehensweisen, die jeweils ein ganzes System mit verschiedenen Akteuren betreffen, sowie verschiedene Aspekte und Bereiche des Smart-City-Konzepts umfassen. Die Kenntnis über Treiber und Barrieren soll den verschiedenen Akteuren Hinweise für eine erfolgreiche Umsetzung geben. Politiker, welche oftmals einen Smart-City-Prozess anstossen, müssen Barrieren und Treiber besser kennen, um die nötigen Rahmenbedingungen für die langfristige Umsetzung zu schaffen. Für die Unternehmen geben Treiber und Barrieren Hinweise auf die Bedürfnisse der Städte, die sie in die Produktentwicklung frühzeitig und kundengerecht miteinbeziehen sollten.

Das Ziel dieses Working Papers ist es, Treiber und Barrieren für die Umsetzung des Smart-City-Konzepts aus der Literatur zu identifizieren und diese mit bestehenden Erfahrungen aus der Schweiz, z.B. dem lokalen Smart-City-Prozess in Winterthur, zu vergleichen. Da in der Schweiz die Umsetzung von Smart-City-Prozessen noch am Anfang steht, kann hier von den Erfahrungen aus anderen Ländern profitiert werden. Damit werden Handlungs-

²⁰¹ Als Demand-Side-Management wird die Steuerung der Nachfrage nach netzgebundenen Dienstleistungen bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten bezeichnet.

²⁰² Ein Prosumer tritt gleichzeitig sowohl als Produzent als auch als Konsument auf, zum Beispiel von Strom.

²⁰³ In Deutschland läuft ein vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördertes Projekt zu diesem Thema (<http://www.i-share-economy.org/>).

empfehlungen für die Initiierung und Umsetzung eines Smart-City-Prozesses in der Schweiz abgeleitet. Bisher existiert keine einheitliche Vorgehensweise, wie eine Stadt zu einer Smart City werden kann. Dieses Working Paper leistet somit einen Beitrag dazu, welche Vorgehensweisen im Zusammenhang mit der Umsetzung einer Smart City geeignet erscheinen. Zudem wird aufgezeigt, in welchen Bereichen weiterer Forschungsbedarf besteht.

Folgende Fragen werden untersucht:

- Was wird unter einer Smart City verstanden und wie sieht deren Umsetzung in der Schweiz aus?
- Was sind Treiber und was Barrieren für die Umsetzung einer Smart City bzw. von Smart-City-Projekten in der Schweiz?
- Welche Handlungsfelder und Akteure lassen sich aufgrund der bisherigen Ergebnisse und Erfahrungen identifizieren?

In diesem Artikel stehen in erster Linie die Initiierung und die Umsetzung von Smart-City-Prozessen im Vordergrund. Treiber und Barrieren liessen sich auch noch in anderen Bereichen nachweisen, z.B. bei der Verstetigung und den Veränderungen im System einer Smart City.

Dieser Artikel orientiert sich bei der Analyse weitgehend an den Bereichen, die gemäss Chourabi et al. (Chourabi, Nam, Walker, & Gil-Garcia, 2012) bei der Umsetzung von Smart-City-Initiativen berücksichtigt werden sollten: 1) Management und Organisation, 2) Technologie, 3) Governance (im Smart-City-Prozess), 4) Politischer Kontext, 5) Gesellschaft 6) Ökonomie 7) Infrastruktur und 8) Umwelt.

8.2. WAS IST EINE SMART CITY?

Um dem sehr breiten Smart-City-Konzept gerecht zu werden, sind sowohl das Verständnis der Wissenschaft als auch das der Praxis miteinzubeziehen, um darauf aufbauend ein umfassendes Konzept zu präsentieren. Dafür wird zunächst auf die internationale Ebene Bezug genommen. Danach wird auf die Entwicklung und Umsetzung des Smart-City-Konzeptes in der Schweiz eingegangen.

8.2.1. Definition von Smart-City-Konzepten und ihren Treibern und Barrieren

In der Literatur finden sich verschiedene Definitionen einer Smart City (siehe Nam & Pardo, 2011 und Giffinger et al., 2007) und für eine Übersicht). Schlüssel-Aspekte einer Smart City lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Berücksichtigung der wechselnden Bedürfnisse der Bewohner und Bewohnerinnen sowie der Nutzer und Nutzerinnen
- Nutzung von smarten Technologien (v.a. IKT), welche die Infrastruktur miteinander vernetzen
- Verbindung von smarten Wirtschaftsformen, smarten Personen²⁰⁴, Smart Governance, smarten Mobilitätsformen, smarter Nutzung von natürlichen Ressourcen und hoher Lebensqualität
- Mitwirkung der Bewohner und Bewohnerinnen an Entscheidungen und an der Gestaltung ihrer Smart City

Die folgende Definition von Caragliu et al. (Caragliu, Del Bo, & Nijkamp, 2011) bringt die verschiedenen Aspekte treffend zum Ausdruck:

²⁰⁴ Der Begriff «Smart People» ist nicht nur durch einen hohen Ausbildungslevel beschrieben, sondern auch durch die Qualität des sozialen Netzwerks, der Integration ins öffentliche Leben und der Offenheit gegenüber anderen Lebenswelten (Giffinger et al., 2007)

«We believe a city to be smart when investments in human and social capital and traditional (transport) and modern (ICT) communication infrastructure fuel sustainable economic growth and a high quality of life, with a wise management of natural resources, through participatory governance.» (p. 70)

Eine Untersuchung zum Verständnis einer Smart City in der Wissenschaft und in Umsetzungsprojekten in verschiedenen Städten zeigt zwei Ausprägungen von Smart Cities (Moser, Wendel, & Carabias-Hütter, 2014).

Zum einen unterscheiden sich die Ansätze im Grad der Integration von verschiedenen Technologien und Aktionsfeldern und zum anderen im Grad der sozio-technischen Verankerung, d.h. bezüglich der Mitwirkung der Bevölkerung und anderer Stakeholder bei der Entwicklung hin zu einer Smart City.

Die Recherchen zu diesem Artikel haben gezeigt, dass in den betrachteten Umsetzungsprojekten aus der Schweiz, Österreich und Deutschland oftmals die Beteiligung der Bevölkerung fehlt. Dies wird in der wissenschaftlichen Literatur, die sich mit Smart-City-Ansätzen auseinandersetzt, bestätigt. Die Integration der verschiedenen Technologien wird jedoch in fast allen Konzepten betont und auch in der Praxis eher umgesetzt. Es gibt aber auch da Smart-City-Projekte, welche sich nur auf eine Technologie beschränken und keinen integrativen Charakter haben.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung hin zu einer Smart City existieren sehr unterschiedliche Motivationen, Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Entwicklungen, welche als Treiber oder Barrieren für die Umsetzung dieses Konzepts wirken können. Eine Einteilung der Treiber und Barrieren auf zwei Ebenen wurde in einer Delphi-Befragung zum Aufbau eines Smart Grid in England erstellt (Xenias et al., 2015). Zum einen werden Treiber und Barrieren aus dem Umfeld erwähnt, welche bei der Entwicklung hin zu einer Smart City als Motivation oder Hinderungsgrund wirken. Dies sind bei den Treibern Herausforderungen wie z.B. der demographische Wandel oder die Verkehrsprobleme der Innenstädte, zu denen Entscheidungsträger Lösungen aus dem Smart-City-Konzept erwarten. Zum anderen werden Treiber und Barrieren aufgezählt, welche den Prozess der Umsetzung beeinflussen können. Eine vertikale Verwaltungsstruktur (bei der jede Einheit weitgehend für sich arbeitet und entscheidet) ist z.B. eher hinderlich für die Umsetzung des Smart-City-Konzepts, das auf Synergiepotentiale durch themenübergreifende Vernetzung setzt. Hingegen wirkt eine klare Führung bzw. ein sich eigenständig koordinierender Verantwortungsbereich im Smart-City-Prozess als Treiber.

8.2.2. Smart City in der Schweiz

Mit dem Konzept «Smart City Schweiz», das in der Schweiz 2012 eingeführt wurde, liegt ein zukunftsorientiertes Konzept für energiepolitisch fortschrittliche Schweizer Städte und Gemeinden vor, die sich hin zu einer Smart City entwickeln möchten. Konsequenterweise wurde damit das Konzept «Smart City Schweiz» zu einem wichtigen Bestandteil des Programms «EnergieSchweiz für Gemeinden». Das Konzept lehnt sich an die Themenbereiche des Energiestadtprozesses (vgl. Info in der Box) an und kann auf den dort gemachten Erfahrungen aufbauen.

Energiestädte sind Schweizer Städte und Gemeinden, denen aufgrund ihrer überdurchschnittlichen und vorbildlichen Leistungen in der kommunalen Energie- und Umweltpolitik das Label Energiestadt verliehen wurde. Sie setzen auf eine effiziente Nutzung der Ressourcen und fördern erneuerbare Energien sowie eine umweltverträgliche Mobilität. Sie haben damit Vorbildcharakter und sind durch ihre Orientierung an den Zielen der 2000-Watt-Gesellschaft Vorreiter für eine nachhaltige Energiezukunft. Die langfristige Ausrichtung und erfolgreiche Verankerung der nachhaltigen Energie- und Umweltpolitik in der Gemeinde wird durch ein kommunales Qualitätsmanagement und alle vier Jahre durch eine Re-Zertifizierung sichergestellt (EnergieSchweiz, 2015).

Der Energiestadtprozess untersucht den kommunalen energiepolitischen Handlungsspielraum in sechs Themenbereichen: Entwicklungsplanung und Raumordnung, Kommunale Gebäude und Anlagen, Ver- und Entsorgung, Mobilität, interne Organisation sowie Kommunikation und Kooperation.

Die Themenbereiche der Energiestadt wurden für das Smart-City-Konzept weitgehend übernommen und entsprechend den Anforderungen von Smart Cities weiterentwickelt. Für die Weiterentwicklung des Energiestadtprozesses legt das Smart-City-Konzept grossen Wert auf die verstärkte Vernetzung der einzelnen Themenbereiche untereinander: städtische Energie-Masterplanung, smarte Gebäude, Smart Grids und Energieversorgung, intelligente Mobilität, kommunales Management sowie Stakeholder-Prozesse.

Smarte Projekte sollten einen ganzheitlichen Ansatz erfüllen, d.h. sie sollten themen- und ressortübergreifend sein und die verschiedenen Akteure miteinbeziehen.

Beim Projekt «Energiestadt» zeigten sich im Laufe der Entwicklung spezifische Treiber und Barrieren, wie ein Abriss über dessen Entwicklung zeigt (Trägerverein Energiestadt, 2009). Das Projekt «Energiestadt» entstand 1988 im Umfeld von WWF und Schweizerischer Energie-Stiftung (SES) mit dem Ziel, dass Gemeinden und Städte ihre energiepolitischen Möglichkeiten nachhaltig aktivieren. 1991 wurde mit Schaffhausen die erste Energiestadt ausgezeichnet und der Trägerverein Energiestadt gegründet. Dieser verleiht das Label «Energiestadt» und ist im Weiteren für die Qualitätssicherung zuständig. Zeitgleich zur Gründung des Trägervereins wurde auf der politischen Ebene das eidgenössische Programm «EnergieSchweiz 2000» gestartet und das Projekt «Energiestadt» ins Programm aufgenommen. Ende 1995 zählte der Trägerverein neun Energiestädte, d.h. ein wichtiger Treiber bei den ersten Schritten waren engagierte Pilotstädte resp. -gemeinden. Ende 2002 konnten bereits 84 Gemeinden als Energiestädte zertifiziert werden. Wichtige Erfolgsfaktoren bzw. Treiber für diesen steilen Anstieg sind auch die in diesem Zeitraum eingeführten politischen Rahmenbedingungen: Mit 64 Millionen Franken wurde das Investitionsprogramm Energie2000 gestartet (1997), das Parlament verabschiedete das Energiegesetz, die Schweiz unterzeichnete das Kyoto-Klimaschutzprotokoll (1998), das Parlament beschloss das CO₂-Gesetz (1999). Mit dem Programm «EnergieSchweiz für Gemeinden» steht seitdem ein Unterstützungsprogramm für Städte und Gemeinden zur Verfügung, das in vielfältiger Weise Gemeinden und Städte auf dem Weg zur Energiestadt unterstützt: Information, Aktionen, Erfahrungsaustausch, Beratungsangebote sowie Begleitung der Gemeinden und Städte durch Energiestadtberater. 2015 existieren bereits 373 Energiestädte, 31 davon mit der Auszeichnung Gold. Dieser Prozess zeigt seine Wirkung: Der Verbrauch von Brenn- und Treibstoffen, der CO₂-Ausstoss sowie der Stromverbrauch reduzieren sich in den Energiestädten deutlich (Trägerverein Energiestadt, 2009). Zurückzuführen ist dies auf das Qualitätsmanagement des Labels Energiestadt, das anhand einer Bestandsaufnahme die Stärken und Schwächen der kommunalen Energiepolitik und -versorgung verdeutlicht und Massnahmen zur Optimierung – insbesondere auch zur Ressourceneffizienz und damit verbunden zu einer Reduktion der Energiekosten – aufzeigt. Der Prozess ist auf kontinuierliche Verbesserung ausgerichtet, bedarf regelmässiger Rückmeldungen der Exekutive und ermöglicht individuelle Handlungsspielräume für die Kommunen.

Im Detailkonzept Energieschweiz 2013-2020 (EnergieSchweiz, 2013) ist auch festgehalten, dass zum jetzigen Zeitpunkt viele Gemeinden ihren energiepolitischen Handlungsspielraum nur ungenügend ausschöpfen. Als Barrieren wurden identifiziert: Informations-, Koordinations- und Weiterbildungsdefizite, fehlender politischer Wille, mangelnde finanzielle Ressourcen, grosser Zeitaufwand für die Umsetzung des energiepolitischen Prozesses auf Gemeindeebene. Besonders ausgeprägt sind diese Hemmnisse bei kleinen Gemeinden.

Mit entsprechend günstigen politischen Rahmenbedingungen (massiver Ausbau des Programms «EnergieSchweiz für Gemeinden») sollen vermehrt Anreize geschaffen und Barrieren abgebaut werden. Ein wichtiges Ziel ist es, dass bis 2020 alle Energiestädte mit mehr als 5'000 Einwohnern über ein 2000-Watt-Konzept²⁰⁵, ein Smart-City-Modellprojekt oder ein nachhaltiges Quartier²⁰⁶ verfügen. «EnergieSchweiz für Gemeinden» unterstützt die Initiative «Smart Cities» mit finanziellen Beiträgen an Modellprojekte, der Organisation des Erfahrungsaustausches und der internationalen Vernetzung von Städten und Gemeinden (EnergieSchweiz, 2013).

Auch für die Umsetzung des Smart-City-Konzepts braucht es Vorreiter – wie es z.B. in der Stadt Winterthur und in anderen Städten (u.a. Basel, St. Gallen, Zürich) mit Pilotprojekten konkretisiert oder geplant ist. Ausserdem ist im Zusammenhang mit der Einführung des Smart-City-Konzepts die Interessensgemeinschaft Smart City gegründet worden, als nationale Plattform für urbane Akteure, die mit dem Smart-City-Ansatz arbeiten wollen. Unter den Akteuren befinden sich Vertreter aus den Bereichen Wirtschaft, öffentliche Hand, Stadtplanung, Energieversorgung, aber auch NGOs, Investoren, Technologieentwickler, Organisationen und weitere Interessierte (Montalvo & Zolliker, 2014).

Für die Schweiz wird im Rahmen des Programms Smart City von «EnergieSchweiz für Gemeinden» eine Definition gemäss P. Richner (Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt, EMPA) vorgeschlagen: «Eine Smart City bietet ihren Bewohnern maximale Lebensqualität bei minimalem Ressourcenverbrauch dank einer intelligenten Verknüpfung von Infrastruktursystemen (Transport, Energie, Kommunikation etc.) auf unterschiedlichen hierarchischen Stufen (Gebäude, Quartier, Stadt). «Intelligent» ist in diesem Zusammenhang nicht automatisch mit «IT» gleichzusetzen. Bei ähnlicher Performance sind passive oder selbstregulierende Mechanismen den aktiv geregelten Ansätzen vorzuziehen» (Initiative SCW, n.d.). In Erweiterung zu dieser Definition sollen «Smart-City-Projekte Multi-Stakeholder-Partnerschaften beinhalten, insbesondere unter Einbezug von städtischen Entscheidungsträgern, Dienstleistern aus Gewerbe und Industrie, Bürgern, Forschenden und anderen relevanten Akteuren» (Initiative SCW, n.d.). Eine umfassendere Definition, wie sie z.B. von der «Smart City Winterthur (SCW)» gewählt wird, legt verstärkt Wert auf einen gesamtheitlichen Lösungsansatz, der insbesondere auch gesellschaftliche Themen mit einbezieht: «Wichtig für die Steigerung der Lebensqualität und die Minimierung des Ressourcenverbrauchs ist ein gesamtheitlicher Ansatz, der ein themen- und organisationsübergreifendes Vorgehen erfordert. Intelligente und innovative Lösungen für eine Smart City umfassen sowohl technische als auch soziale, ökologische und wirtschaftliche Entwicklungen» (Initiative SCW, n.d.).

²⁰⁵ Ein Konzept, welches den Weg aufzeigt wie eine Gemeinde langfristig die Vorgaben einer 2000-Watt-Gesellschaft (<http://www.2000watt.ch/>) erreichen will.

²⁰⁶ In einem nachhaltigen Quartier finden sich ökologisch und möglichst energieautarke Bauten, soziale und generationenübergreifende Durchmischung der Bevölkerung sowie ein gut organisierter Langsamverkehr und kurze Wege zu den Angeboten des täglichen Lebens.

8.3. METHODIK

Die Grundlagen und Erkenntnisse für dieses Working Paper beruhen einerseits auf einer internationalen Literatur-Studie und Internetrecherchen, andererseits auf Zwischenergebnissen der Delphi-Befragung Smart Cities 2035 (erste und zweite Befragungsrunde) sowie Praxiserfahrungen aus dem Winterthurer Smart-City-Prozess. In einem Workshop wurden zudem erste Handlungsfelder eruiert, die auf den Ergebnissen der Literaturlauswertung und dem Vergleich mit der Situation in der Schweiz beruhen.

8.3.1. Literatur-Studie

Eine Literatur-Studie und Internetrecherchen zu den verschiedenen Vorstellungen und Definitionen einer Smart City in Wissenschaft und Praxis wurden im Frühjahr 2014 durchgeführt (Moser et al., 2014). Dabei wurden die internationale Forschungsliteratur sowie die jeweiligen Datenbanken aus Deutschland, Österreich und der Schweiz mit Praxis-Projekten zum Thema Smart City ausgewertet.

8.3.2. Delphi-Befragung

Die Delphi-Expertenbefragung ist eine interaktive und iterative «Ideenfindungs-, Meinungsbildungs- und Prognosemethode, welche die Einsichten und Zukunftseinschätzungen ausgewählter Fachleute systematisch erhebt und ausmittelt» (Grupp, 1993). Die Delphi-Methode lässt sich kurz umschreiben als mehrstufige, schriftliche und anonymisierte Befragung von Personen, die aufgrund ihrer fachlichen Kompetenz und Zugehörigkeit zu einem Expertensektor zugeordnet werden (Dalkey & Helmer, 1963 und Seeger, 1979). Nach jeder Befragungsrunde werden den Experten die anonymisierten Ergebnisse der vergangenen Befragungsrunde vorgelegt mit der Aufforderung zu einer erneuten Einschätzung im Licht der anderen Expertenmeinungen.

Im Herbst 2014 wurde die nationale Delphi-Expertenbefragung Smart Cities 2035 lanciert. Eine Teilnahmeeinladung für die erste Runde wurde an 126 Smart-City-Experten hauptsächlich der IG Smart City²⁰⁷ verschickt. Insgesamt nahmen 46 Experten (Rücklaufquote: 37%) aus folgenden Bereichen teil: 8 der Öffentlichen Hand (Politik und Verwaltung), 9 von Energieberatung/-planung (inkl. Architekten), 13 aus Forschung und Entwicklung (inkl. Lehre); 7 aus der Energiewirtschaft, 9 aus der IKT-Branche (inkl. Beratung). Nicht vertreten waren Unternehmen ausserhalb der IKT-Branche, z.B. Cleantech-Unternehmen, sowie die Bevölkerung. Die erste Befragungsrunde befasste sich mit den Vorstellungen und Zielen einer Smart City, den ersten Umsetzungsschritten sowie den entsprechenden Treibern und Barrieren. Die zweite Befragungsrunde wendete sich nur noch an die Teilnehmenden aus der ersten Runde und wurde im Herbst 2015 abgeschlossen. Die Rücklaufquote betrug 85% und alle Experten-Bereiche waren wieder in etwa gleich stark vertreten. Es wurden vermehrt Fragen zu konkreten Einflussfaktoren, Massnahmen und Rahmenbedingungen für die Umsetzung einer Smart City gestellt. Aus den Antworten auf einzelne Vertiefungsfragen liessen sich weitere Informationen zu den Treibern und Barrieren ziehen. Die letzte Befragungsrunde wird im Frühjahr 2016 durchgeführt. Zwischenergebnisse der ersten beiden Runden sind in dieses Working Paper eingeflossen. Die meisten Fragen waren geschlossen und konnten auf einer Skala von 1 (=unwichtig) bis 7 (=sehr wichtig) beurteilt werden. Für die Auswertung wurden Mittelwerte berechnet.

²⁰⁷ Interessensgemeinschaft (IG) Smart City: Beschreibung siehe Kapitel 4.2.

8.3.3. Erkenntnisse aus Praxisbeispielen

In der Stadt Winterthur läuft seit April 2013 ein Smart-City-Prozess, in welchem Stakeholder aus Verwaltung, Stadtwerk, Wirtschaft, Forschung und Bund integriert sind. Winterthur vertritt die Schweiz in der «D-A-CH-Kooperation Energieeffiziente Stadt»²⁰⁸ und profitiert vom Erfahrungsaustausch mit anderen Ländern und ähnlichen Städten.

Die Autoren dieses Working Papers sind aktiv in diesen Smart-City-Prozess eingebunden. Sie sind einerseits Teil der Kerngruppe und wirken andererseits als Teilprojektleiter der ersten Umsetzungsprojekte. Aus den Erfahrungen in diesem Prozess und in den Umsetzungsprojekten lassen sich ebenfalls Treiber und Barrieren für Smart-City-Projekte ableiten, welche in diesem Paper miteinbezogen werden.

8.4. RESULTATE

Die Ergebnisse in diesem Kapitel beruhen einerseits auf einer internationalen Literaturrecherche, welche im Rahmen des Wissensaufbaus zur Umsetzung einer Smart City und zu den entsprechenden Treibern und Barrieren durchgeführt wurde, und andererseits auf den Erkenntnissen der erwähnten Delphi-Studie sowie des Winterthurer Smart-City-Prozesses (SCW). Die Ergebnisse sind in den Tabellen 1 (Treiber) und 2 (Barrieren) zusammengefasst. In diesen Tabellen wird jeweils aufgezeigt, welche Treiber bzw. Barrieren in welchen Quellen (Literaturrecherche, Delphi-Befragung, Erfahrungen aus dem Winterthurer Prozess) aufgetreten sind.

8.4.1. Treiber bei der Umsetzung einer Smart City

Die Treiber in Tabelle 1 sind gemäss (Chourabi et al., 2012) kategorisiert nach den Bereichen: Management und Organisation, Technologie, Governance (im Smart-City-Prozess), Politischer Kontext, Gesellschaft, Ökonomie, Infrastruktur, und Umwelt. Ausserdem sind Akteure aufgeführt, die als wichtige Treiber im Smart-City-Prozess wirken.

Die meisten Treiber sind dem Bereich Ökonomie und Umwelt zuzuordnen.

Ausgehend von der Delphi-Befragung und dem Smart-City-Prozess werden im Folgenden die Ergebnisse beschrieben und mit den Ergebnissen aus der Literaturrecherche verglichen.

²⁰⁸ D-A-CH-Kooperation bedeutet eine Zusammenarbeit von Vertretern der drei Länder Deutschland (D), Österreich (A) und Schweiz (CH). Diese trinationale Zusammenarbeit erfolgt in diesem Projekt zwischen den Städten Karlsruhe (Deutschland), Salzburg (Österreich) und Winterthur (Schweiz). Ziel ist es, durch einen regelmässigen Erfahrungsaustausch gegenseitig voneinander zu lernen und innovative Projekte sowie Ideen zur Energieeffizienz in Städten zur Umsetzung zu führen.

Tabelle 1: Treiber von Smart-City-Prozessen. Die identifizierten Treiber sind nach Relevanzeinschätzung der Delphi-Experten und nach Quellen (internationale Literaturrecherche; Delphi-Befragung; Erfahrungen aus Winterthur) geordnet aufgeführt. In (): Spezifizierung des Treibers, Quellen: [1]: Correia & Wüstel, 2011, [2]: Hernandez-Muñoz et al., 2011, [3]: Schaffers et al., 2012, [4]: Budde, 2014, [5]: Caragliu et al., 2011, [6]: Mortensen et al., n.d., [7]: Hospers, 2012, [8]: Yovanof et al., 2009, [9]: Schieferdecker, 2011, [10]: Ronay & Egger, 2014, [11]: Moser et al., 2014, [12]: Bach & Schütz, 2011, [13]: Zucker et al., 2012)

	Identifizierte Treiber	Literatur-recherche	Delphi-Befragung	Erfahrungen aus Winterthur
Management und Organisation	Neue Möglichkeiten durch Synergien/Vernetzung		♦	• (SCW Zusammenarbeit Akteure)
Technologie	Gesundheit-Services und Assisted Living	[1]		
	Verbesserung der Services der Stadtverwaltung für die Bewohner und die Unternehmen	[1, 2, 3, 4, 5]	♦	• (bedarfsgerecht und bürgernah)
Governance	Partizipative Stadtplanung ermöglichen	[3, 4]	♦	• (SCW-Teilprojekt "Smartes Sanieren")
Politik	Vorteilhafte politische Rahmenbedingungen		♦	• (SCW Unterstützung Stadtrat)
Gesellschaft	Bevölkerungswachstum (zunehmende Bevölkerungsdichte im urbanen Raum)	[6]	♦	
	Lebensqualität erhöhen	[7, 4]	♦	•
	Wissensgesellschaft aufbauen	[8, 6]		• (attraktiver Forschungsstandort)
Ökonomie	Kosteneffizienz		♦	
	Wettbewerbsfähigkeit		♦	
	Neue Geschäftsmöglichkeiten	[8, 9]	♦	• (v.a. für Stadtwerk)
	Attraktivität für Investoren erhöhen	[10]	♦	
	ICT-Entrepreneurship ermöglichen	[2, 3, 11]		
Infrastruktur	Senkung der Infrastrukturkosten	[12]		• (effiziente Infrastruktur)
	Wirtschaftliche Vorteile durch gute Infrastruktur (Marketingzwecke)	[8, 10]	♦	
	Verkehrsprobleme	[11]		• (DACH-Themenbereich Mobilität)
Umwelt	Senkung der CO2-Emissionen (Klimawandel)	[6]	♦	• (Energiekonzept 2050)
	Erhöhung der Energieeffizienz	[13]		• (Energiekonzept 2050)
	Ressourceneffizienz	[7]	♦	•
Akteure	Gemeinde		♦	•
	Stadtwerke, EVU		♦	• (u.a. Förderprge., z.B. Klimafonds)
	Innovative Unternehmen		♦	•
	Hochschule			• (DACH-Themenbereich F&E)

In der ersten Runde der Delphi-Befragung wurde explizit nach Treibern gefragt, die den Transformationsprozess zu einer Smart City begünstigen können. Die Antworten wiesen eine grosse Schwankungsbreite auf. Es zeigt sich jedoch folgende Tendenz:

Nahezu alle vorgegebenen Treiber (ausser zwei) sind im Durchschnitt mit einem Mittelwert²⁰⁹ zwischen 4.2 und 5.9 von den Experten als eher wichtig bis wichtig eingeschätzt worden. Als die wichtigsten Treiber wurden benannt:

- Ressourcen- und Kosteneffizienz (5.9)
- innovative Unternehmen (5.7)
- Ressourcenknappheit (5.4)
- Steigerung der Lebensqualität(5.1)
- zunehmende Bevölkerungsdichte im urbanen Raum (5.1)
- Wettbewerbsfähigkeit (5.0)
- neue Möglichkeiten durch Synergien / Vernetzung (5.0)

²⁰⁹ Die Skala lag zwischen 1 (=unwichtig) und 7 (=sehr wichtig).

Eine spezifische Auswertung – insbesondere auf der Ebene der einzelnen Akteursgruppen – hat gezeigt, dass die Treiber von allen befragten Gruppen als gleichermaßen wichtig erachtet werden, auch jene, die im Smart-City-Konzept an Bedeutung gewonnen haben, wie z.B. die IKT-Vernetzung, Lebensqualität und Partizipation. In der Delphi-Befragung wurde in den offenen Fragen betont, dass politische Rahmenbedingungen eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung von Städten hin zu Smart Cities sind. Dabei ist vor allem angemerkt worden, dass die Führung des Prozesses bei der Stadt/Gemeinde liegen und diese die Rahmenbedingungen und Ziele unter Einbezug der anderen Akteure vorgeben soll. Im Zusammenhang mit den fehlenden politischen Rahmenbedingungen und der Stadt als wichtigstem Akteur wurden folgende Aspekte als besonders wichtig beurteilt (Mittelwerte zwischen 4 und 5 auf einer Skala von 1(=unwichtig) – 5 (=sehr wichtig):

- Wahrnehmen der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand (Verstärkte Beteiligung an Smart-City-Projekten) (4.3)
- Aufgabe Städte/Gemeinden: Zusammenarbeit der wichtigsten Akteure in Smart-City-Projekten sicherstellen (Führung und Koordination von entsprechenden Gremien) (4.2)
- Aufgabe Städte/Gemeinden: Bürokratische Hindernisse abbauen / Aufwände minimieren durch Optimierung der Verwaltungsabläufe (4.2)
- Aufgabe Städte/Gemeinden: Akzeptanz von Smart-City-Projekten sicherstellen durch umfangreiche Informations- und Kommunikationskampagnen für die Bevölkerung (4)
- Aufgabe Städte/Gemeinden: Aktiven Einbezug der Bevölkerung in Smart-City-Projekte sicherstellen (Diskussionsplattformen, Teilnahme in entsprechenden Gremien) (4)

Die Experten erwarten, dass Smart-City-Projekte einen Beitrag zur Kosten- und Ressourceneffizienz von Städten leisten können. Als wichtigste Akteure wurden die Städte und Gemeinden (Politik und Verwaltung) genannt. Weiter wurden innovative Unternehmen, Stadtwerke/EVU und IT-Projektteams, die sich mit neuen Märkten befassen, als wichtige Treiber für die Initiierung und Umsetzung von Smart-City-Projekten angesehen. Die meisten der befragten Experten sind der Meinung, dass die Führung dieses Prozesses die Gemeinde/Stadt oder ein Gremium mit Vertretern aller Interessensgruppen wahrnehmen sollte. Um den Entwicklungsprozess hin zu einer Smart City anstossen zu können, werden zwei Aspekte als besonders wichtig erachtet: das Zusammenführen aller relevanten Entscheidungsträger sowie die Umsetzung von Pilot- und Modellprojekten zur Nachahmung.

Dieser Weg wurde auch im Smart-City-Projekt der Stadt Winterthur mit Unterstützung des Bundesamts für Energie (BFE) eingeschlagen: Ein Gremium aus Akteuren der Verwaltung, von Stadtwerk, eines Wirtschaftsklusters sowie der lokalen Hochschule ZHAW und des Bundes wurde gegründet, welches nun mit finanzieller Unterstützung des BFE sowie der Stadt Winterthur und der ZHAW drei Pilotprojekte umsetzt.

Als weitere Treiber zeigen sich in der Literaturrecherche (siehe Tab. 1) der Standortwettbewerb (z.B. Attraktivität für Investoren erhöhen, gute Infrastruktur), die demographische Alterung in den Städten und das Bedürfnis nach spezifischen Dienstleistungen für ältere Personen (z.B. Assisted Living²¹⁰), aber auch die grundsätzliche Verbesserung der Dienstleistungen der Stadtverwaltung für die Bewohner und Unternehmen. Der Standortwettbewerb zwischen Städten ist in der wissenschaftlichen Literatur ein umstrittenes Thema, zu dem es verschiedene Ansichten gibt. Beispielsweise wird in der Literatur kontrovers diskutiert, ob Diversität oder Spezialisierung besser für die Innovationskraft und damit langfristig förderlicher für das wirtschaftliche Wachstum einer Stadt ist (Feldman & Audretsch, 1999). Da die Umsetzung von Smart-City-Projekten Auswirkungen auf nahezu alle Bereiche einer Stadt hat, wird auch die Aussenwirkung und somit der Wettbewerb mit anderen Städten entscheidend von Smart-City-Aspekten mitbestimmt. Dieser Umstand wird von der heutigen wissenschaftlichen Literatur als Anlass genommen, um Smart-City-Projekte gezielt auf ihre Effekte auf den Standortwettbewerb mit anderen Städten zu untersuchen (Anthopoulos & Fitsilis, 2014).

²¹⁰ Auf Deutsch: Altersgerechte Assistenzsysteme für ein selbstbestimmtes Leben.

8.4.2. Barrieren in der Umsetzung einer Smart City

Die Barrieren in Tabelle 2 sind ebenfalls gemäss (Chourabi et al., 2012) kategorisiert nach den Bereichen: Management und Organisation, Technologie (kommt jedoch bei den hier identifizierten Barrieren nicht vor), Governance (im Smart-City-Prozess), Politischer Kontext, Gesellschaft, Ökonomie, Infrastruktur und Umwelt (kommt jedoch bei den hier identifizierten Barrieren nicht vor). Akteure, welche als Barrieren wirken, wurden nicht identifiziert. Die meisten Barrieren sind den Bereichen Politik und Ökonomie zuzuordnen.

Ausgehend von der Delphi-Befragung und dem Smart-City-Prozess SCW werden im Folgenden die Ergebnisse beschrieben und mit den Ergebnissen aus der Literaturrecherche verglichen.

In der ersten Runde der Delphi-Befragung wurde ebenfalls explizit nach Barrieren gefragt, die den Umsetzungsprozess zu einer Smart City gefährden oder verzögern könnten. Bei den Expertenantworten herrschte eine grosse Schwankungsbreite vor. Folgende Tendenzen lassen sich aber erkennen: Generell wurden alle vorgegebenen Barrieren mit einem Mittelwert²¹¹ zwischen 4.2 und 5.4 als eher wichtig bis wichtig bewertet.

Als wichtigste Barrieren wurden genannt:

- Fehlende politische Rahmenbedingungen (5.4)
- Geldgeber zögern mit Investitionen (5.4)
- Kein Konsens zwischen den Parteien (5.1)
- Wirtschaftlichkeit ist nicht gewährleistet (5.0)
- mangelnde Akzeptanz bei der Bevölkerung (4.9)
- Mehrwert wird nicht ersichtlich (4.8)

Des Weiteren wird noch auf die Komplexität der Technik, die fehlende Infrastruktur und auf einen unzureichenden Datenschutz, aber auch auf die Überforderung der Bevölkerung verwiesen, welche der Realisierung einer Smart City im Weg stehen.

²¹¹ Die Skala lag zwischen 1 (=unwichtig) und 7 (=sehr wichtig).

Tabelle 2: Barrieren von Smart-City-Prozessen. Die identifizierten Barrieren sind nach Relevanzeinschätzung der Delphi-Experten und nach Quellen (internationale Literaturrecherche; Delphi-Befragung; Erfahrungen aus Winterthur) geordnet aufgeführt. In (): Spezifizierung der Barriere, Quellen: [1]: Correia & Wünstel, 2011, [4]: Budde, 2014, [5]: Caragliu et al., 2011, [9]: Schieferdecker, 2011, [14]: Cho, 2012

	Identifizierte Barrieren	Literatur-recherche	Delphi-Befragung	Erfahrungen aus Winterthur
Management und Organisation	Kein Konsens zwischen den Parteien		♦	
	Reduzierter Blickwinkel der Spezialisten	[4, 9]		
Governance	Vertikale Verwaltungsstrukturen			• (Überwindung mit SCW)
	Fehlender integrativer Ansatz	[5, 1]		
Politik	Fehlende politische Rahmenbedingungen		♦	• (war am Anfang ein Risiko für SCW Initiative)
	keine Themenführer zum Thema Smart City	[4]		
	Föderalistische Strukturen	[9]		
Gesellschaft	Mangelnde Akzeptanz bei der Bevölkerung		♦	
	Einbezug der Bevölkerung wird gescheut			•
Ökonomie	Geldgeber zögern mit Investitionen		♦	
	Die Wirtschaftlichkeit ist nicht gewährleistet		♦	
	Mehrwert ist nicht ersichtlich		♦	
Infrastruktur	Fehlende Standardisierung von IT-Schnittstellen	[1, 14]		
	Integration von Sicherheits- und Privatsphären-Mechanismen (Angst vor Verlust)	[1, 9]	♦	

Die Auswertung auf Ebene Akteursgruppen hat gezeigt, dass die Barrieren von allen als gleichermassen wichtig angesehen werden.

In der zweiten Delphi-Befragungsrunde wiesen die Experten darauf hin, dass für die Umsetzung von Smart-City-Projekten die öffentliche Hand sich insbesondere im Rahmen der Wahrnehmung ihrer Vorbildfunktion aktiv an Smart-City-Projekten beteiligen sollte. Dies ist im Zusammenhang mit den als Barrieren wahrgenommen fehlenden politischen Rahmenbedingungen ein wichtiger Hinweis.

Ein fehlender integrativer Ansatz lässt sich bei der Projektidee wie auch bei der Projektumsetzung feststellen. Dies geht aus der Literatur und den empirischen Daten hervor (Moser et al., 2014). Als Grund dafür wird ein eingeschränkter Blickwinkel der Spezialisten, welche nicht in horizontalen Strukturen und über Disziplinen hinweg denken, genannt.

In städtischen Verwaltungen ist das abteilungsorientierte Denken noch stark verankert, was für den integrativen Charakter des Smart-City-Konzeptes nicht förderlich ist. Auf einer übergeordneten Ebene kann auch das föderalistische System mit der strikten Aufgabentrennung zwischen Bund, Bundesländern und Gemeinden ein koordiniertes Vorgehen behindern, wie in einer deutschen Studie (Schieferdecker, 2011) bemerkt wird. Allerdings zeigt in der Schweiz das Programm EnergieSchweiz eher das Gegenteil. Auch ein fehlender Themenführer im Thema Smart City kann die Initiierung von Projekten gemäss Budde (Budde, 2014) behindern. In einem vernetzten Thema, wie es bei Smart-City-Projekten der Fall ist, ist oft nicht klar, wo das Projekt anzusiedeln ist. Daher ist die personelle Verantwortlichkeit auch nicht per se geregelt und kann ein Hindernis darstellen.

Die innovative Anwendung von Informationstechnologien birgt bei der Umsetzung auch Risiken, die als Barrieren auftreten können. So werden in der Literatur (Correia & Wünstel, 2011 und Cho, 2012 und Schieferdecker, 2011)

folgende Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Smart-City-Projekten genannt: mangelnde Integration von Sicherheitsaspekten, der fehlende Schutz der Privatsphäre sowie eine fehlende Standardisierung von IT-Schnittstellen (beispielsweise bei Protokollen und Plattformen).

Die Erfahrungen in Winterthur weisen zudem darauf hin, dass der Einbezug der Bevölkerung – als ein wichtiges Merkmal eines Smart-City-Prozesses – manchmal gescheut wird, weil Projektbeteiligte befürchten, falsche oder zu grosse Erwartungen bei den Bewohnern zu wecken.

8.5. DISKUSSION

Die Vorstellungen und Definitionen einer Smart City sind sehr unterschiedlich. Doch die Auswertungen der wissenschaftlichen Literatur und der Praxisbeispiele stimmen darin überein, dass die Integration von verschiedenen Technologien und Aktionsfeldern sowie die sozio-technische Verankerung zentral sind. Besonders die gesellschaftliche Perspektive wird betont: sowohl der Fokus auf die Lebensqualität als auch die Einbindung der Bewohnerinnen und Bewohner scheinen zentral für die erfolgreiche Realisierung einer Smart City zu sein.

Auch das Konzept «Smart City Schweiz» und der Smart-City-Prozess in Winterthur verknüpfen in einer ganzheitlichen Sichtweise die intelligente Verbindung von Infrastruktursystemen mit der Einbindung relevanter Stakeholder, um den Bewohnern einer Smart City maximale Lebensqualität bei minimalem Ressourcenverbrauch ermöglichen zu können. Diese Sicht wird auch von den befragten Experten geteilt. Im Zusammenhang mit der idealerweise verstärkten Partizipation der Bevölkerung besteht zurzeit noch Handlungsbedarf in der schweizerischen Herangehensweise.

Die identifizierten Treiber (siehe Tabelle 1 und Abbildung 1) sind sehr unterschiedlich. Sie bestehen zum einen aus den aktuellen Herausforderungen, mit denen sich Städte konfrontiert sehen, sowie den Entwicklungsbestrebungen in verschiedenen Bereichen. Als Treiber wirken konkrete Akteure und Entscheidungsträger, aber auch Standortfaktoren (wie z.B. der Wettbewerb mit anderen Städten und Gemeinden). Da Smart City als Problemlösungsansatz zu verstehen ist, können neue Technologien, einzelne Akteure, die demographische Entwicklung oder auch gegenwärtige Probleme einer Stadt Treiber für Smart-City-Projekte sein. Bei den aktuellen Herausforderungen finden sich vor allem Treiber der Bereiche Ökonomie, Gesellschaft, Umwelt und Infrastruktur, während sich Entwicklungsbestrebungen in allen Bereichen finden.

Viele Treiber und Barrieren, die schon vom Energiestadtprozess (vgl. Kap. 3.2) her bekannt sind, finden sich auch bei der Umsetzung zu einer Smart City wieder. Dies betrifft insbesondere den bei der Delphi-Befragung genannten wichtigsten Treiber, namentlich die Ressourcen- und Kosteneffizienz, sowie die wichtigste Barriere der fehlenden politischen Rahmenbedingungen bzw. den damit verbundenen Treiber der günstigen politischen Rahmenbedingungen.

Darüber hinaus werden Treiber aus dem Energiestadtprozess, wie zum Beispiel innovative Unternehmen und die Steigerung der Lebensqualität, von den beteiligten Experten verstärkt betont. Zusätzlich neu ins Blickfeld gerückte Treiber sind: die zunehmende Bevölkerungsdichte im urbanen Raum, die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sowie die neuen Möglichkeiten, die durch Synergien und Vernetzung entstehen können.

In diese Richtung gehen auch Projekte wie «Morgenstadt», das von der Fraunhofer-Gesellschaft 2012 lanciert wurde. Smart Cities sind in deren Verständnis organisatorisch, technologisch und sozial so innovativ, dass sie nachhaltig wachsen können²¹².

Von Interesse ist, wie die einzelnen befragten Akteursgruppen (Öffentliche Hand, Energieberatung/-planung, F&E, Energiewirtschaft, IKT) die Wichtigkeit der jeweiligen Treiber beurteilten. Dabei hat sich gezeigt, dass alle Akteursgruppen nicht nur Treiber, die ihr eigenes Arbeitsfeld betreffen, als wichtig bewerteten, sondern auch Treiber aus dem gesamtheitlichen Umfeld als gleichermassen wichtig einstufen. So wurden z.B. vom IKT-Sektor die Treiber «neue Möglichkeiten durch Synergien / Vernetzung» sowie der «Wunsch, die Lebensqualität zu steigern», als tendenziell gleich wichtig erachtet. Dies ist, in Anbetracht dessen, dass das Konzept Smart City erst

²¹² Siehe: www.morgenstadt.de/ [5.2.2016].

seit 2012 vorliegt, nicht selbstverständlich, aber unter Berücksichtigung, dass die meisten Befragten der IG Smart City Schweiz angehören und somit zu den Smart-City-«Pionieren» in der Schweiz zählen, nachvollziehbar.

Als wichtigste Barrieren für die Umsetzung wurden die fehlenden politischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung einer Smart City genannt, und dies zeigte sich zu Beginn auch im Prozess «Smart City Winterthur». Da die Stadtverwaltung eine zentrale Rolle in der Initiierung und Führung des Prozesses einnimmt, ist die politische Unterstützung durch den Stadtrat eine grundsätzliche Voraussetzung, damit die Verwaltung legitimiert ist, diesen auch umzusetzen.

Beim Vergleich der internationalen Ergebnisse (Literatur-Recherche) mit denjenigen aus der Schweiz (Delphi-Befragung und Smart-City-Prozess in Winterthur) fällt auf, dass die meisten Treiber und Barrieren in beiden Kontexten vorhanden sind, wobei in der Schweiz die technischen Aspekte (bisher) eher weniger betont werden. Bei den Treibern werden Verkehrsprobleme und Gesundheits-Dienstleistungen im Schweizer Kontext nicht vordringlich genannt, wohingegen die Kosteneffizienz und die politischen Rahmenbedingungen in der internationalen Literatur weniger betont werden. Letztere werden auch bei den Barrieren nur in der Schweiz ersichtlich. Offenbar sind diese für die Umsetzung in der Schweiz besonders wichtig. In der Schweiz werden zusätzlich zu den Barrieren, die auch in der internationalen Literatur vorkommen, vor allem Barrieren im Zusammenhang mit Entscheidungsträgern und anderen Akteuren genannt: fehlende Investoren, fehlende Akzeptanz bei der Bevölkerung, vertikale Strukturen in der städtischen Verwaltung und kein Konsens zwischen den Parteien. Dies hängt wahrscheinlich damit zusammen, dass in der Schweiz bereits Erfahrungen aus konkreten Bestrebungen für die Umsetzung einer Smart City eingeflossen sind. Zudem spielen die politischen Strukturen in der Schweiz eine Rolle: Durch die demokratischen Möglichkeiten, ein Referendum zu erwirken oder einen Rekurs einzulegen, haben die Bevölkerung und damit indirekt auch andere Akteursgruppen (insbesondere Verbände) wesentlich mehr Einfluss als in anderen Staaten.

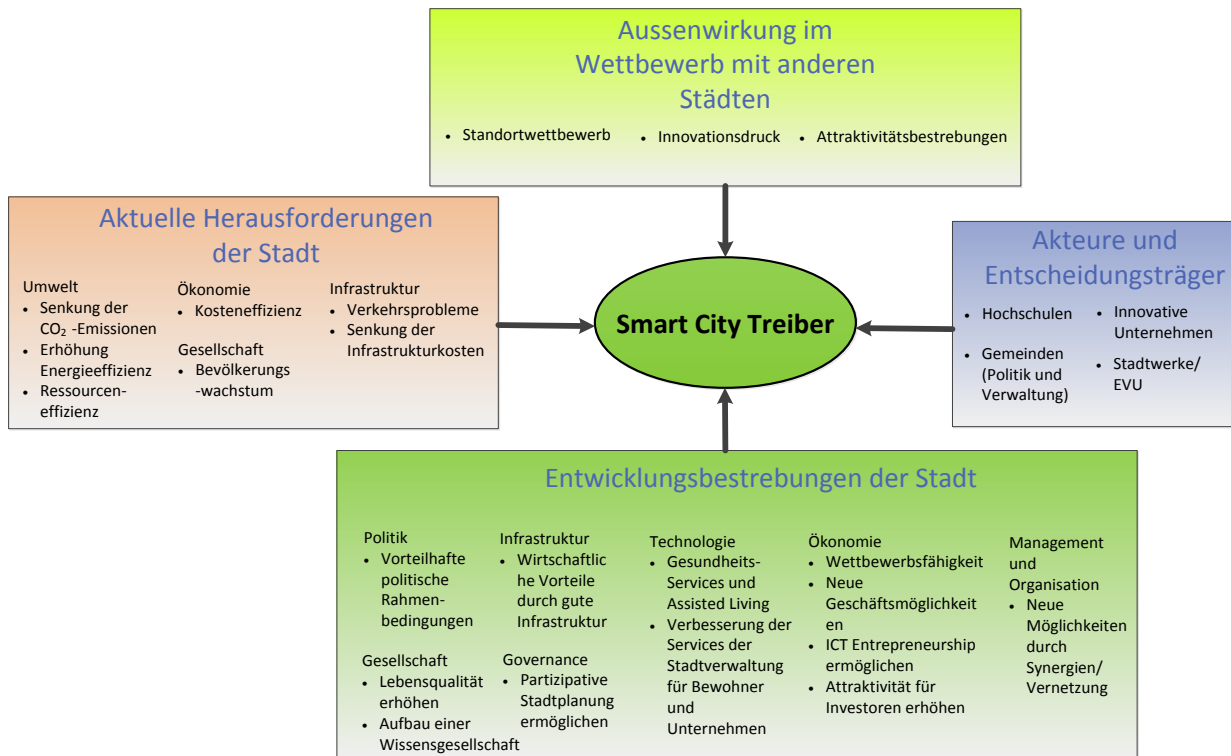


Abbildung 1: Übersicht und Einteilung der identifizierten Treiber für eine Smart City in den Kategorien: Aktuelle Herausforderungen der Stadt, Akteure und Entscheidungsträger, Aussenwirkung im Wettbewerb mit anderen Städten und Entwicklungsbestrebungen der Stadt

8.6. ANSÄTZE FÜR DIE ZUKUNFT – HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Ausgehend von identifizierten Treibern und Barrieren bei der Transformation von Städten zu Smart Cities werden nachfolgend Handlungsfelder und konkrete Massnahmen zur Realisierung von Smart Cities vorgeschlagen. Ziel ist es auch, Akteure zu benennen.

Die Grundlagen für die Ausführungen bilden in erster Linie die qualitativen Ergebnisse der Delphi-Befragung und die Ergebnisse aus einem internen Workshop.

Als Handlungsfelder wurden folgende Themen eruiert:

1. Vernetzung, Koordination und Zusammenarbeit;
2. Stadtplanerische Arbeiten / Neubauten;
3. Akzeptanz schaffen / Kommunikation;
4. Umgang mit Daten / Datensicherheit / Datenschutz;
5. Einbindung der Bevölkerung;
6. Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Herausforderungen.

In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die Handlungsfelder, die Akteure und die bisher identifizierten Massnahmen aufgeführt.

Tabelle 3: Eruierte Handlungsfelder und korrespondierende Handlungsempfehlungen der einzelnen Akteure

	Handlungsempfehlungen pro Akteur				
	Stadt/Gemeinde	Wirtschaft/ Unternehmen/ Verbände	Bevölkerung	Staat	Hochschulen
Vernetzung, Koordination und Zusammenarbeit	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Einrichtung einer Fachstelle (oder eines Kernteams) zur Förderung der Vernetzung und departementsübergreifenden Zusammenarbeit ➤ Begleitung von Projekten während der Ideenfindungs-, Planungs-, Anfangs- und Umsetzungsphase unter Einbezug eines Gremiums der wichtigsten betroffenen Akteure ➤ Kompetente Partner aus Industrie und Forschung zusammenbringen und einbinden (in Fachstelle oder Kernteam) ➤ Regelmässig Erfahrungsaustausch mit anderen Städten, die auch Energiestadt-/ Smart-City-Projekte haben, um funktionierende Elemente adaptieren zu können ➤ Neue Innovationsplattformen schaffen und mit langfristigen Partnerschaften von Stadtverwaltung, öffentlichen Institutionen (u.a. Hochschulen), privatwirtschaftlichen und privaten Akteuren den zentralen Herausforderungen in den Städten begegnen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inhaltliches und zeitliches Engagement von kompetenten Partnern 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ kreative Beteiligung von betroffenen Bevölkerungsgruppen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Förderung Austausch Energiestadt-/ Smart-City-Projekte 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inhaltliches und zeitliches Engagement von kompetenten Partnern

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Stadtplanerische Arbeiten/Neubauten</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Stadt als Vorbild: Bei Neubauten/ stadtplanerischen Arbeiten/ öffentlichen Gebäuden Smart-City-Kriterien berücksichtigen. Zum Beispiel: integrierte Energieversorgung, smarte Mobilitätsformen ➤ Dichtere Wohnformen (u.a. Mehrgenerationenhäuser) bei der Raumplanung berücksichtigen ➤ Planungssicherheit schaffen in Bezug auf Smart-City-Komponenten (z.B. Smart Grid), aber auch Freiräume für neue Ideen zulassen ➤ Intelligente Verkehrsplanung unterstützen (z.B. Touch-Screens an Bushaltestellen, Live-Verfolgung des ÖV per Smartphone) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Vernetzte Systeme bzgl. Mobilität, Energieversorgung, Entsorgung, etc. entwickeln/ anbieten ➤ Angebot von Smart-City-Lösungen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bedürfnisse in einer frühen Planungsphase einbringen ➤ Nachfrage nach Smart-City-Lösung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Smart-City-Kriterien in Bauvorgaben von öffentlichen Gebäuden verankern 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inhaltliches und zeitliches Engagement von kompetenten Partnern
<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Akzeptanz schaffen / Kommunikation</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Informationen und Kommunikation zu Smart City verstärken, Begleitung von Projekten mit einer transparenten Informations- und Kommunikationskampagne für die Bevölkerung (z.B. Bürgerunden) ➤ Errichtung von Modell- und Pilotprojekten (gute Beispiele zur Nachahmung) ➤ Smart-City-Vorzeigeprojekte öffentlichkeitswirksam kommunizieren und im übergreifenden Kontext von Smart City einbetten ➤ Horizontale Kommunikation zwischen Departementen verbessern und gleichzeitig klare Verantwortlichkeiten für Smart-City-Initiativen schaffen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pilotprojekte in Zusammenarbeit mit Stadt/ Hochschulen durchführen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aktive Beteiligung in Bürgerrunden, Informationsveranstaltungen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pilotprojekte unterstützen und überregional kommunizieren 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pilotprojekte in Zusammenarbeit mit Stadt/ Unternehmen durchführen

Umgang mit Daten / Datensicherheit / Datenschutz	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Einführung von umfangreicheren Datenschutz - bzw. Datennutzungsrichtlinien zum Schutz vor persönlichen Einschränkungen und Hackerangriffen. ➤ Klare Regelung, dass die Daten durch die öffentliche Hand gesammelt und zur Verfügung gestellt werden unter Einhaltung von Datenschutzrichtlinien ➔ Fachpersonen stehen als Ansprechpartner zur Verfügung ➤ Speicherkapazitäten, Verschlüsselung / Übertragung von Daten flächendeckend gewährleisten ➤ Kompatibilität von IT über die Standardisierung von Geräten und Datenformaten erhöhen ➔ Mandat für zentrale Stelle 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Innovationen in den Bereichen Datensicherheit und Standardisierung von Geräten ➤ Komplexe Systemlösungen für die Nutzer einfach halten ➤ Angebot von Smart-City-Lösungen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Hilfestellungen zur Lösungsfindung ➤ Nachfrage nach Smart-City-Lösung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nationale Richtlinien bzgl. Datenschutz weiterentwickeln ➤ Forderung standardisierter Lösungen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung zum Thema Datensicherheit / Standardisierung / Internet of Things ➤ Forschung zum Thema Speicherkapazität/ Standardisierung
Einbindung der Bevölkerung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Möglichkeiten für Bürger schaffen, damit sie ihre Ideen von „Smartness“ einbringen können und in die Planung von Projekten miteinbezogen werden (z.B. Foren, Ideenwettbewerb) ➤ Aktiver Einbezug der Bevölkerung (konkrete Zielgruppen) bei der Umsetzungsphase in Begleitgruppen und Gremien, evtl. Mitspracherecht einräumen ➤ Einbezug der jüngeren Generation durch Schaffung von Kreativräumen ohne überhöhte Regelungsdichte 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Angebot von Smart-City-Lösungen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Eigenständige Initiierung von Projekten (z.B. Bürgerprojekte, Projektpartnerschaften mit Unternehmen) 		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Angebot von Smart-City-Lösungen

<p>Rahmenbedingungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Wahrnehmen der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand (verstärkte Beteiligung an Smart-City-Projekten) ➤ Beitrag von Smart-City-Prozessen / -Projekten zur Erreichung politischer Ziele, wie z.B. die 2000-Watt-Gesellschaft, aufzeigen ➤ Zusammenarbeit der wichtigsten Akteure in Smart-City-Projekten sicherstellen (Führung und Koordination von entsprechenden Gremien); Bürokratische Hindernisse abbauen / Aufwände minimieren durch Optimierung der Verwaltungsabläufe ➤ Unterstützung von Investoren bei innovativen Geschäftsmodellen (finanziell, Beratung), evtl. steuerliche Anreize für Unternehmen, die sich mit ihren Produkten und Dienstleistungen an den Zielen einer Smart City orientieren (Ideenwettbewerb KMU, wettbewerbliche Ausschreibungen) ➤ Innovation als Leitgedanke stärker in Stadtverwaltungen integrieren 		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Teilnahme an Diskussionsplattformen, Gremien 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Controlling der Entwicklung von Smart-City-Projekten hinsichtlich ihrer Zielsetzungen ➤ Festlegen von Richtlinien für Ausschreibungen 	
<p>Gesellschaftliche und soziale Herausforderungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Berücksichtigung der demographischen Struktur der Bevölkerung; kulturelle Unterschiede; Sensibilisierung der Bevölkerung für neue IKT-Technologien (z.B. können sie Alltagsaufgaben übernehmen) ➤ Einbezug von Personen, die bisher kein Internet / Smartphone nutzen (Digital Divide: Digitale Spaltung verhindern) ➤ Suffizienzstrategien erarbeiten und umsetzen ➤ Auf die Mobilitätsbedürfnisse der Bevölkerung eingehen 		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bedürfnisse einbringen 		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung zu Suffizienz, Mobilität, Digital Divide und demographischem Wandel
<p>Diverses</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung zu Smart Cities and Regions (u.a. zu smarterer Mobilität) ermöglichen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung vorantreiben 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Teilnahme an Forschungsprojekten 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung fördern 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forschung zu intelligenten Mobilitätsformen durchführen

8.7. FORSCHUNGSBEDARF

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass Austausch und Zusammenarbeit der verschiedenen Themenbereiche von Smart City (siehe Kap. 3.2) sowie zwischen Wissenschaft und lokalen Praxispartnern, aber auch die konvergente Nutzung von Technologien und sozialer Innovation für die Umsetzung des Smart-City-Konzepts im Zentrum stehen. Insbesondere wird die Zusammenführung der relevanten Entscheidungsträger sowie die Errichtung von Modell- und Pilotprojekten betont. Bisher liegen noch kaum Erkenntnisse darüber vor, inwiefern sich diese Massnahmen auf die Initiierung und Realisierung von Projekten auswirken. Mit einem Aktionsforschungsansatz²¹³, bei dem Projektteilnehmer von Smart-City-Projekten sowohl Forschende als auch Projektausführende sind, könnten neue Erkenntnisse zum Prozess der Zusammenarbeit gewonnen werden. Ausserdem ist noch wenig untersucht, wie horizontale Kooperationsprozesse über Departementsgrenzen hinweg (in Städten) verbessert werden können.

Weiter besteht Forschungsbedarf darin, Szenarien zu verschiedenen Schwerpunkten von Smart-City-Projekten (z.B. Mobilität) verknüpft mit bereichsübergreifenden Themen (z.B. IKT) zu entwickeln und von Experten verschiedener Akteursgruppen sowie Vertretern aus der Bevölkerung hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit bewerten zu lassen.

Im Bereich Partizipation der Bevölkerung besteht ebenfalls Forschungsbedarf. Die verschiedenen Formen des Einbezugs von der passiven Variante «Information der Bevölkerung bei Entscheiden zu neuen Smart-City-Projekten» bis hin zur aktiven Variante «Einräumen von Entscheidungsgewalt für Bürger in entsprechenden Begleitgruppen und Gremien» und ihre Auswirkungen auf den Smart-City-Prozess sind bisher nicht untersucht. Zudem fehlen Erkenntnisse, wie und welche Gruppen wann am idealsten einbezogen werden sollen.

Anhand der verschiedenen durchgeführten Smart-City-Aktivitäten (in Winterthur, den DACH-Mitglieds-Städten und den Initiativen der Mitglieder der IG Smart City Schweiz) könnte diese Thematik genauer analysiert, ausgewertet und Handlungsempfehlungen / Lösungsansätze für die Gesamthematik «Partizipation der Bevölkerung» ausgearbeitet werden (vgl. (Carabias, V., Moser, C., Wilhelmer, D., Kubeczko, K., Nelson, n.d.)). In einem zweiten Working Paper sollen denn auch die Lösungsansätze für Smart-City-Szenarien vertieft behandelt werden.

Bezüglich der oft erwähnten Kosten- und Ressourceneffizienz wären bestehende Evaluationsmethoden zusammenzuführen und für Smart-City-Projekte weiter zu entwickeln, damit konkrete Zahlen über deren Ressourcen- und Kosteneinsparungen ermittelt werden können (vgl. z.B. (ISO, 2015)).

Auch die Forschung selbst muss sich darauf einstellen, vernetzter und interdisziplinärer die Herausforderungen von Smart Cities anzupacken. Sie fokussiert sich derzeit noch zu stark auf die technologischen Dimensionen von Smart-City-Projekten.

²¹³ Handlungs- und Aktionsforschung sind synonyme Übersetzungen des von Kurt Lewin geprägten Begriffs *action research* (Lewin, 1948). Dieser Ansatz beschreibt einen Forschungsansatz, bei welchem eine Intervention zusammen mit den Forschern und den Beforschten geplant durchgeführt und reflektiert wird.

LITERATURVERZEICHNIS

- Anthopoulos, P. Fitsilis L.G., "Smart Cities and Their Roles in City Competition: A Classification," *Int. J. Electron. Gov. Res.*, vol. 10, no. 1, pp. 63–77, 2014.
- Bach B. and R. Schütz, "Smart Cities – aktuelle Energieforschungstrends in Europa," *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 128, no. 9, 2011.
- Budde, P. "Smart Cities of Tomorrow," in *Cities for Smart Environmental and Energy Futures*, S. T. Rassia and P. M. Pardalos, Eds. Springer, 2014, pp. 9–20.
- Carabias, V., Moser, C. Wilhelmer, D. Kubeczko, K. Nelson, R. "The importance of participatory foresight on the way towards smart cities," *Futures* (under review).
- Carabias-Hütter, R. Vicente; Blumer, Yann; Hoppe, Merja; Spiess, Harry; Wemyss, Devon; Zipper, Christian; Haegeman, Karel; Johnston, Ron; Mariani, Isabel; Park, Byeongwon; Popper, "Strategic foresight for the post-2015 development agenda: Report of the Secretary-General," Geneva, 2014.
- Caragliu, A. C. Del Bo, and P. Nijkamp, "Smart Cities in Europe," *Journal of Urban Technology*, vol. 18, no. 2. pp. 65–82, 2011.
- Cho, Y. I. "Designing Smart Cities: Security Issues," in *Computer Information Systems and Industrial Management*, Springer, 2012, pp. 30–40.
- Chourabi H., T. Nam, S. Walker, and J. R. Gil-Garcia, "Understanding Smart Cities: An Integrative Framework," in *45th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2012, pp. 2289–2297.
- Correia L. and K. Wünstel, *Smart Cities Applications and Requirements*. Net!Works European Technology Platform, 2011.
- Dalkey N. and O. Helmer, "An Experimental Application of the Delphi Method to the Use of Experts," *Manag. Sci.*, vol. 9, pp. 458–467, 1963.
- EnergieSchweiz, "EnergieSchweiz 2013-2020, Detailkonzept," 2013.
- EnergieSchweiz, "Nachhaltig unterwegs mit Energiestadt," Bern, 2015.
- European Union, "Mapping Smart Cities in the EU," 2014.
- Feldman M. P. and D. B. Audretsch, "Innovation in cities:," *Eur. Econ. Rev.*, vol. 43, no. 2, pp. 409–429, Feb. 1999.
- Grupp H., "Deutscher Delphi-Bericht zur Entwicklung Wissenschaft und Technik.No Title," Bayreuth: Heinz Neubert, 1993.
- Hernández-Muñoz, J. M. J. B. Vercher, L. Muñoz, J. A. Galache, M. Presser, L. A. H. Gómez, and J. Pettersson, "Smart Cities at the Forefront of the Future Internet," in *The Future Internet*, Springer, 2011, pp. 447–462.
- Hospers, G.-J. "Experimentierfeld Stadt - Das Beispiel Manchester," *Standort*, vol. 36, no. 4, 2012.
- Initiative SCW, "Smart City Winterthur." [Online]. Available: <http://smartcitywinterthur.ch/uberuns/>.
- ISO, "Smart community infrastructures – Principles and requirements for performance metrics", ISO/TS 37151:2015. 2015.
- Kramers A., M. Höjer, N. Lövehagen, and J. Wang, "Smart sustainable cities - Exploring ICT solutions for reduced energy use in cities," *Environ. Model. Softw.*, vol. 56, pp. 52–62, 2014.
- Lewin, K., "Aktionsforschung und Minderheitenprobleme," in *Die Lösung sozialer Konflikte*, K. Lewin, Ed. Bad-Neuheim: Christian-Verlag, 1948, pp. 278–298.

- Madlener R. and Y. Sunak, "Impacts of urbanization on urban structures and energy demand: What can we learn for urban energy planning and urbanization management?," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 1, no. 1, pp. 45–53, Feb. 2011.
- Montalvo O. and M. Zolliker, "Projektarbeit Energie- und Umwelt- technik Delphi-Befragung zu Smart Cities im Jahr 2035 in der Schweiz," 2014.
- Mortensen J., F. J. Rohde, K. R. Kristiansen, M. Kanstrup-Clausen, and M. Lubanski, "Danish Smart Cities: sustainable living in an urban world."
- Moser C., T. Wendel, and V. Carabias-Hütter, "Scientific and Practical Understanding of Smart Cities," in *REAL CORP 2014 Proceedings/Tagungsband*, 2014.
- Nabil, F. *Bauphysik Kalender 2013*. Berlin, 2013.
- Nam T. and T. A. Pardo, "Conceptualizing smart city with dimensions of technology, people, and institutions," in *Proceedings of the 12th Annual International Digital Government Research Conference on Digital Government Innovation in Challenging Times - dg.o '11*, 2011, p. 282.
- Ronay E. and R. Egger, "NFC Smart City: Cities of the Future—A Scenario Technique Application," in *Information and Communication Technologies in Tourism 2014*, Springer, 2014, pp. 565–577.
- Schaffers, H. N. Komninos, and M. Pallot, "Smart Cities as Innovation Ecosystems Sustained by the Future Internet," 2012.
- Schieferdecker, I. "Smart Cities Deutsche Hochtechnologie für die Stadt der Zukunft," 2011.
- Seeger T., *Die Delphi-Methode - Expertenbefragungen Zwischen Prognose Und Gruppenmeinungsbildungsprozessen*. Freiburg: Hochschulverlag, 1979.
- Städteverband, "Statistik der Schweizer Städte Statistiques des villes suisses," 2014.
- Trägerverein Energiestadt, "Broschüre '20 Jahre Energiestadt,'" 2009.
- Xenias D., C. J. Axon, L. Whitmarsh, P. M. Connor, N. Balta-Ozkan, and A. Spence, "UK smart grid development: An expert assessment of the benefits, pitfalls and functions," *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 89–102, Sep. 2015.
- Yovanof G. S. and G. N. Hazapis, "An Architectural Framework and EnablingWireless Technologies for Digital Cities & Intelligent Urban Environments," *Wirel. Pers. Commun.*, vol. 49, 2009.
- Zucker, G. P. Palensky, F. Judex, C. Hettfleisch, R.-R. Schmidt, and D. Basciotti, "Energy aware building automation enables Smart Grid-friendly buildings," *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 129, no. 4, 2012.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Treiber von Smart-City-Prozessen. Die identifizierten Treiber sind nach Relevanzeinschätzung der Delphi-Experten und nach Quellen (internationale Literaturrecherche; Delphi-Befragung; Erfahrungen aus Winterthur) geordnet aufgeführt. In (): Spezifizierung des Treibers, Quellen: [1]: Correia & Wünstel, 2011, [2]: Hernandez-Muñoz et al., 2011, [3]: Schaffers et al., 2012, [4]: Budde, 2014, [5]: Caragliu et al., 2011, [6]: Mortensen et al., n.d., [7]: Hospers, 2012, [8]: Yovanof et al., 2009, [9]: Schieferdecker, 2011, [10]: Ronay & Egger, 2014, [11]: Moser et al., 2014, [12]: Bach & Schütz, 2011, [13]: Zucker et al., 2012) 137

Tabelle 2: Barrieren von Smart-City-Prozessen. Die identifizierten Barrieren sind nach Relevanzeinschätzung der Delphi-Experten und nach Quellen (internationale Literaturrecherche; Delphi-Befragung; Erfahrungen aus Winterthur) geordnet aufgeführt. In (): Spezifizierung der Barriere, Quellen: [1]: Correia & Wünstel, 2011, [4]: Budde, 2014, [5]: Caragliu et al., 2011, [9]: Schieferdecker, 2011, [14]: Cho, 2012) 140

Autoren

Andreas Abegg, Prof. Dr. iur., LL.M.

Rechtsanwalt | Privatdozent
Leiter Zentrum für öffentliches Wirtschaftsrecht
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkt: öffentliches Wirtschaftsrecht

Astrid Benz, BSc Business Admin.

Wissenschaftliche Assistentin
Center for Innovation and Entrepreneurship
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkte: Energiewirtschaft, Entrepreneurship

Andreas Bergmann, Prof. Dr. oec. HSG

Professor für öffentliche Finanzen
Leiter Abteilung Public Sector
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkt: Public Financial Management

Lukas Braunreiter, MSc Environmental Policy & Management

Wissenschaftlicher Assistent
Center for Innovation & Entrepreneurship
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkte: Energy scenarios, carbon capture and storage (CCS)

Caroline Brüesch, Prof. Dr. iur., EMBA

Institutsleiterin | Dozentin
Stv. Leiterin Abteilung Public Sector
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkt: Public Management und Public Governance

Vicente Carabias, Dipl. Natw. ETHZ

Schwerpunktleiter | Projektleiter | Dozent
Stv. Leiter Institut für Nachhaltige Entwicklung
ZHAW School of Engineering
Tätigkeitsschwerpunkt: Nachhaltige Energiesysteme und Smart Cities

Claudio Cometta, Dr. oec. HSG

Stv. Leiter Center for Innovation and Entrepreneurship
ZHAW School of Management and Law
Tätigkeitsschwerpunkte: Energiewirtschaft, Entrepreneurship

Nicole Conrad, Prof. Dr. iur., LL.M.

Rechtsanwältin | Dozentin

Stv. Leiterin des Zentrums für Wettbewerbs- und Handelsrecht

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkte: Nationales und internationales Verfahrens- und Schiedsverfahrensrecht, Konfliktmanagement, Wirtschaftsmediation

Ursula Eschenauer, Dipl. Phys., Dr. rer. nat.

Projektmitarbeiterin Nachhaltige Energiesysteme

Institut für Nachhaltige Entwicklung

ZHAW School of Engineering

Tätigkeitsschwerpunkte: Smart Cities, Energiestadtberatung

Sandro Fuchs, MSc. Public & Non-Profit Management

Projektleiter | Lehrbeauftragter

Stv. Leiter Fachstelle für öffentliche Finanzen

ZHAW School of Management and Law.

Tätigkeitsschwerpunkt: Öffentliches Finanzmanagement

Seraina Fürer, BSc (ZFH) Business Law

Wissenschaftliche Assistentin

Zentrum für öffentliches Wirtschaftsrecht

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkt: Öffentliches Recht

Sandra Fuhrmann, MSc Business Admin.

Projektmitarbeiterin

Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Verwaltungs-Management

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkte: Public Performance Management, Public Governance

Madeleine Gut, lic. oec. publ.

Leiterin Forschungsschwerpunkt finanzielle Führung von EVUs & Multi Utility

Center for Accounting & Controlling

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkt: Finanzielle Führung von Energieversorgungsunternehmen und Multi Utility

Stephanie Haelg, MSc Business Admin.

Stv. Projektleiterin | Wissenschaftliche Mitarbeiterin

Center for Business in the Americas

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkte: Internationale Cleantech- und MEM-Industrie, Internationale Energiewirtschaft

Carmen Kobe, Dr. oec. HSG, Dipl. Phys.

Leiterin Wissenstransfer SCCER CREST

Center for Innovation and Entrepreneurship

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkt: Wissenstransfer sozialwissenschaftliche Energieforschung

Evelyn Lobsiger-Kägi, MSc Umwelt-Natw. ETHZ

Wissenschaftliche Mitarbeiterin
 Institut für Nachhaltige Entwicklung
 ZHAW School of Engineering
 Tätigkeitsschwerpunkt: Nachhaltige Energiesysteme und Gesellschaft

Adrian W. Müller, Prof. Dr. oec. HSG

Dozent für Foresight, Innovation und Entrepreneurship
 Leiter Center for Innovation and Entrepreneurship
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkte: Foresight und Innovation, Entrepreneurship

Gabriela Nagel-Jungo, Prof. Dr. oec. publ.

Dozentin für Financial Management
 Leiterin Zentrum für Accounting and Controlling, Stv. Abteilungsleiterin
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkt: Financial and Performance Management

Peter Qvist-Sørensen, MSc Econ, MBA

Leiter Center for Business in the Americas
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkte: Internationale Cleantech- und MEM-Industrie, Internationale Energiewirtschaft

Reto Schleiniger, Prof. Dr. oec. publ.

Projektleiter | Dozent
 Stv. Leiter Center for Economic Policy
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkte: Umweltökonomie, Finanzwissenschaften

Anna Schmitt, MSc Business Admin., LL.M.

Ehemalige Wissenschaftliche Mitarbeiterin
 Institut für Verwaltungs-Management
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkte: Public Financial Management, Public Governance

Christoph Schuler, MSc. Business Admin.

Wissenschaftlicher Mitarbeiter
 Institut für Verwaltungsmanagement
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkt: Öffentliche Finanzen

Gheorghita Streiff, Lic. oec. publ.

Wissenschaftliche Mitarbeiterin
 Zentrum für Accounting and Controlling
 ZHAW School of Management and Law
 Tätigkeitsschwerpunkt: Finanzielle Führung von Energieversorgungsunternehmen und Multi Utility, Working Capital Management

Peter Stücheli-Herlach, Prof. Dr. phil.

Projektleiter

Leiter FS Organisationskommunikation & Öffentlichkeit

Institut für Angewandte Medienwissenschaft

ZHAW School of Applied Linguistics

Tätigkeitsschwerpunkte: Organisationskommunikation, Politische Kommunikation

Gabriel Trinkler, BSc Business Admin.

Wissenschaftlicher Assistent

Institut für Verwaltungs-Management

ZHAW School of Management and Law

Tätigkeitsschwerpunkt: Public Sector Financial Management

Theresia Weiss Sampietro, Soziologin, lic. phil. I

Wissenschaftliche Mitarbeiterin Nachhaltige Energiesysteme

Institut für Nachhaltige Entwicklung

ZHAW School of Engineering

Tätigkeitsschwerpunkte: Soziologie, Energie

René Wiederkehr, Prof. Dr. iur.

Stv. Leiter Zentrum für öffentliches Wirtschaftsrecht

ZHAW School of Management and Law

Titularprofessor für öffentliches Recht an der Universität Luzern

Tätigkeitsschwerpunkt: Öffentliches Recht

The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. This includes not only sales and purchases but also the various expenses incurred in the course of business. It is essential to ensure that every receipt is properly filed and that the books are balanced regularly.

In addition, the document emphasizes the need for transparency and honesty in all financial dealings. It is important to disclose any potential conflicts of interest and to provide clear and concise information to all stakeholders.

The second part of the document provides a detailed breakdown of the company's financial performance over the past year. This includes a comparison of actual results against budgeted figures and an analysis of the reasons for any variances.

Finally, the document concludes with a series of recommendations for future action. These include suggestions for improving operational efficiency, reducing costs, and exploring new market opportunities.

Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften

School of Management and Law

St.-Georgen-Platz 2
Postfach
8401 Winterthur
Schweiz

www.zhaw.ch/sml

