

Die Energiewende und ihre Implikationen für Energieversorgungsunternehmen

DISSERTATION
der Universität St.Gallen,
Hochschule für Wirtschafts-,
Rechts- und Sozialwissenschaften
sowie Internationale Beziehungen (HSG)
zur Erlangung der Würde eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

vorgelegt von

Ivo Schillig

von

Altdorf (Uri)

Genehmigt auf Antrag der Herren

Prof. Dr. Karl Frauendorfer

und

Prof. Dr. Rolf Wüstenhagen

Dissertation Nr. 4178

Difo-Druck GmbH, Bamberg 2013

Die Universität St.Gallen, Hochschule für Wirtschafts-, Rechts- und Sozialwissenschaften (HSG), gestattet hiermit die Drucklegung der vorliegenden Dissertation, ohne damit zu den darin ausgesprochenen Anschauungen Stellung zu nehmen.

St. Gallen, den 17. Mai 2013

Der Rektor:

Prof. Dr. Thomas Bieger

Vorwort des Autors

Die Umsetzung der Energiewende findet vor allem in den Städten statt unter massgeblicher Mitwirkung der lokalen Energieversorgungsunternehmen (EVUs).

Die Dissertation entstand aus dem Bestreben heraus, das Fundament für die Führung von EVUs im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende zu festigen und einen Beitrag für technisch und wirtschaftlich zukunftsträchtige Lösungen zu leisten.

Mein Dank gilt Stadtrat Fredy Brunner, der mit seinem politischen Pioniergeist kraftvoll der Energiewende in der Stadt St.Gallen vorausgeht, und den vielen Menschen, speziell auch aus den Sankt Galler Stadtwerken, die sich in den vergangenen Jahren mit mir zu diesem Thema auseinandergesetzt haben.

Ein grosser Dank gebührt Prof. Dr. Karl Frauendorfer, der mir mit seiner Betreuung half, eine Brücke zwischen Praxis und Wissenschaft zu bauen. Mein Dank geht auch an Prof. Dr. Rolf Wüstenhagen für die Übernahme des Korreferates.

März 2013

Ivo Schillig

Inhaltsübersicht

Inhaltsübersicht	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	X
Zusammenfassung	XIII
Summary	XIV
1 Einführung und Begründung der Fragestellung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung	4
1.3 Vorgehen	5
2 Energiewende	7
2.1 Energiewende in der Schweiz	7
2.2 Ausländische Einflüsse	10
2.3 Implikationen auf ein Energieversorgungsunternehmen	11
3 Modellentwicklung	14
3.1 Energiemengenplanung	16
3.1.1 Kundengruppen	16
3.1.2 Stromprodukte / Erzeugungsarten	19
3.1.3 Beschaffungsziel	20
3.1.4 Physische Stromlieferung	21
3.1.5 Geförderter Strom	21
3.1.6 Herkunftsnachweis (HKN) / Stromkennzeichnung	22
3.2 Energiekostenplanung	23
3.2.1 Ausgleichsenergie	24
3.2.2 BHKW	25
3.2.3 Futures an der EEX	28
3.2.4 Geothermieheizkraftwerk	29
3.2.5 Kehrichtheizkraftwerk	32
3.2.6 Photovoltaikanlagen	34
3.2.7 Lieferung des Vorlieferanten	38
3.2.8 Wasserkraftwerke	39
3.2.9 Windkraftanlagen	41
3.2.10 Kosten für Herkunftsnachweise (HKN)	43
3.2.11 Zusammenfassung der Energiekosten	44
3.3 Finanzplanung	46
3.3.1 Planerfolgsrechnung	46

3.3.2	Planbilanzen	49
3.3.3	Mittelflussrechnungen	49
3.3.4	EBIT	50
3.3.5	Ertragswert	50
3.3.6	Discounted Cashflow.....	51
3.4	Zusammenfassung.....	52
4	Bedarfsprognosen für elektrische Energie.....	54
4.1	Nationale Bedarfsprognosen für elektrische Energie	56
4.1.1	Akademien Schweiz.....	56
4.1.2	BFE (2035).....	58
4.1.3	BFE (2050).....	59
4.1.4	CER-ETH.....	61
4.1.5	Economiesuisse	63
4.1.6	Energiezukunft Schweiz.....	64
4.1.7	ENTSO-E	65
4.1.8	Grüne Partei.....	66
4.1.9	Swisscleantech.....	68
4.1.10	Swisspower.....	69
4.1.11	Umweltallianz.....	70
4.1.12	VSE	71
4.2	Lokale Bedarfsprognosen für elektrische Energie.....	72
4.2.1	Kanton Basel-Stadt.....	73
4.2.2	EnK 2050 ³	74
4.2.3	ewz.....	75
4.2.4	SN Energie AG.....	76
4.3	Weitere Aussagen zu Bedarfsentwicklungen.....	77
4.3.1	Axpo	77
4.3.2	Energie Trialog Schweiz	78
4.3.3	Umweltorganisationen.....	78
4.4	Klassifizierung der Prognosen	78
4.5	Projektion der Prognosen auf ein Versorgungsgebiet.....	79
5	Stochastische Analysen	86
5.1	Auswirkung der Bedarfsentwicklung	86
5.2	Produktion Photovoltaik	98
5.3	Entwicklung Grösstkunden.....	111
6	Schlussfolgerungen.....	124
6.1	Zusammenfassung.....	124
6.2	Empfehlungen.....	126
6.3	Zukünftiger Forschungsbedarf.....	127
	Literaturverzeichnis	129
	Curriculum Vitae	144

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vorgehen.....	6
Abbildung 2:	Jahreslastgang der Haushaltskunden	18
Abbildung 3:	Lastgang der Haushaltskunden im Oktober.....	18
Abbildung 4:	Lastgang BHKW	27
Abbildung 5:	Lastgang BHKW Monat Oktober.....	27
Abbildung 6:	Lastgang Futures an der EEX Jahr (Peakband).....	28
Abbildung 7:	Lastgang Geothermie.....	31
Abbildung 8:	Abnahmetarif elektrischer Strom aus Abfällen	32
Abbildung 9:	Lastgang Kehrlichtheizkraftwerk	33
Abbildung 10:	Lastgang Kehrlichtheizkraftwerk Monat Oktober.....	33
Abbildung 11:	Lastgang Sonnenenergie.....	38
Abbildung 12:	Lastgang Sonnenenergie Monat Oktober	38
Abbildung 13:	Lastgang Vorlieferant	39
Abbildung 14:	Lastgang Wasser.....	41
Abbildung 15:	Lastgang Wasser Monat Oktober	41
Abbildung 16:	Lastgang Wind.....	43
Abbildung 17:	Lastgang Wind Monat Oktober	43
Abbildung 18:	Tarif der Haushaltskunden.....	46
Abbildung 19:	Energiemodell.....	52
Abbildung 20:	Bedarfsprognosen Akademien Schweiz	57
Abbildung 21:	Bedarfsprognosen BFE (2035)	58
Abbildung 22:	Bedarfsprognosen BFE (2050)	59
Abbildung 23:	Bedarfsprognosen BFE (2050)	60
Abbildung 24:	Bedarfsprognosen CER-ETH	62
Abbildung 25:	Bedarfsprognosen Economiesuisse	63
Abbildung 26:	Bedarfsprognosen Energiezukunft CH.....	65
Abbildung 27:	Bedarfsprognosen ENTSO-E	66
Abbildung 28:	Bedarfsprognosen Grüne Partei.....	67
Abbildung 29:	Bedarfsprognose Swisscleantech.....	68
Abbildung 30:	Bedarfsprognosen Swissspower.....	69
Abbildung 31:	Bedarfsprognose Umweltallianz.....	70
Abbildung 32:	Bedarfsprognosen VSE.....	72
Abbildung 33:	Bedarfsprognosen Kanton Basel- Stadt.....	74
Abbildung 34:	Bedarfsprognose EnK 2050^3	75

Abbildung 35: Bedarfsprognosen ewz.....	76
Abbildung 36: Bedarfsprognosen SN-E	77
Abbildung 37: Bedarfsszenarien, projiziert auf ein Versorgungsgebiet.....	80
Abbildung 38: Bedarf im Jahr 2020 in GWh.....	82
Abbildung 39: Bedarf im Jahr 2035 in GWh.....	82
Abbildung 40: Bedarf im Jahr 2050 in GWh.....	83
Abbildung 41: Kumulierte Verteilung des Bedarfs in GWh	84
Abbildung 42: Bevölkerungsentwicklung der Jahre 1930 - 2010	85
Abbildung 43: Reingewinn betrieblich.....	89
Abbildung 44: Deckungsbeitrag / EBITDA	90
Abbildung 45: Eigenkapital	90
Abbildung 46: Energiemenge	91
Abbildung 47: Marge Szenario „EnK“	92
Abbildung 48: Marge Szenario „SN-E“	92
Abbildung 49: Marge Szenario „A-CH“.....	93
Abbildung 50: Streuung der Marge im Jahr 2013 im Szenario „EnK“	93
Abbildung 51: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „EnK“	94
Abbildung 52: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „SN-E“.....	94
Abbildung 53: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „A-CH“.....	95
Abbildung 54: Kumulierte Verteilung der Marge im Jahr 2017	95
Abbildung 55: Kumulierte Verteilung Marge im Szenario „A-CH“	96
Abbildung 56: Reingewinn betrieblich.....	100
Abbildung 57: Deckungsbeitrag / EBITDA	101
Abbildung 58: Eigenkapital	102
Abbildung 59: Gestehungskosten total	102
Abbildung 60: Gestehungskosten pro KWh.....	103
Abbildung 61: Sonnenenergie in MW	103
Abbildung 62: Entwicklung Reingewinn Szenario „heute“	104
Abbildung 63: Entwicklung Reingewinn Szenario „moderat“	105
Abbildung 64: Entwicklung Reingewinn Szenario „schnell“	105
Abbildung 65: Streuung des Reingewinns im Jahr 2013 im Szenario „heute“	106
Abbildung 66: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „heute“	107
Abbildung 67: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „moderat“....	107
Abbildung 68: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „schnell“	108
Abbildung 69: Kumulierte Verteilung Reingewinn „schnell“.....	108
Abbildung 70: Kumulierte Verteilung Reingewinn 2017.....	109

Abbildung 71: Reingewinn betrieblich.....	113
Abbildung 72: Deckungsbeitrag/EBITDA	114
Abbildung 73: Eigenkapital	115
Abbildung 74: Marge Grösstkunden.....	115
Abbildung 75: Marge Szenario „heute“	117
Abbildung 76: Marge Szenario „mehr“	118
Abbildung 77: Marge Szenario „weniger“	118
Abbildung 78: Streuung der Marge im Jahr 2013 im Szenario „heute“	119
Abbildung 79: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „heute“	120
Abbildung 80: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „mehr“	120
Abbildung 81: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „weniger“.....	121
Abbildung 82: Kumulierte Verteilung Marge im Jahr 2017.....	121
Abbildung 83: Kumulierte Verteilung Marge im Szenario „mehr“	122

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Beschaffungsziel.....	21
Tabelle 2:	Entwicklung der Gestehungskosten Photovoltaik in Rp/KWh	36
Tabelle 3:	Plan-Erfolgsrechnungen (deterministisch)	48
Tabelle 4:	Plan-Bilanzen (deterministisch)	49
Tabelle 5:	Planmittelflussrechnungen (deterministisch)	50
Tabelle 6:	EBIT (deterministisch)	50
Tabelle 7:	Ertragswert (deterministisch)	51
Tabelle 8:	Discounted Cashflow (deterministisch).....	51
Tabelle 9:	Zwölf nationale Bedarfsprognosen.....	56
Tabelle 10:	Vier lokale Bedarfsprognosen	73
Tabelle 11:	Szenarien „Auswirkung der Bedarfsentwicklung“	87
Tabelle 12:	Erfolgsrechnung Szenario „EnK“	88
Tabelle 13:	Bilanz Szenario „EnK“	89
Tabelle 14:	Entwicklung der 5%-Quantile	97
Tabelle 15:	Entwicklung der 95%-Quantile	97
Tabelle 16:	Entwicklung der Mittelwerte	97
Tabelle 17:	Szenarien „Produktion Photovoltaik“	98
Tabelle 18:	Erfolgsrechnung Szenario „schnell“	99
Tabelle 19:	Bilanz Szenario „schnell“	100
Tabelle 20:	Entwicklung der 5%-Quantile	110
Tabelle 21:	Entwicklung der 95%-Quantile	110
Tabelle 22:	Entwicklung der Mittelwerte	110
Tabelle 23:	Szenarien „Entwicklung Grösstkunden“	111
Tabelle 24:	Erfolgsrechnung Szenario „weniger“	112
Tabelle 25:	Bilanz Szenario „weniger“	113
Tabelle 26:	Entwicklung der 5%-Quantile	123
Tabelle 27:	Entwicklung der 95%-Quantile	123
Tabelle 28:	Entwicklung der Mittelwerte	123

Abkürzungsverzeichnis

A EE	Agentur für Erneuerbare Energien
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEPM	Ausgleichsenergie-Preismechanismus
AKW	Atomkraftwerk
Art.	Artikel
AUE	Amt für Umwelt und Energie der Stadt St.Gallen
BFE	Bundesamt für Energie
BG-EE	Bilanzgruppe für erneuerbare Energien
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Brutto Inland Produkt
BV	Bundesverfassung
BW	Barwert
C	Celsius
CER-ETH	Center of Economic Research at ETH Zurich
CH	Schweiz (Confoederatio Helvetica)
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d.h.	das heisst
EBIT	earnings before interest and taxes
EBITDA	earnings before interest, taxes, depreciation and amortization
EECS	Europäischer Energiezertifikatsstandard
EEX	European Energy Exchange AG
EGS	Enhanced Geothermal System
EnG	Energiegesetz
EnK	Energiekonzept
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
Et al.	Et alii, et aliae, und andere
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
ETS	Emissions Trading System
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
FCF	Free Cash Flow

GHK	Geothermieheizkraftwerk
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GWh	Gigawattstunde
HFC	Hourly Price Curve
HKN	Herkunftsnachweise
HPFC	Hourly Price Forward Curve
IEA	International Energy Agency
inkl.	inklusive
IPCC	International Panel on Climate Change
IWSB	Institut für Wirtschaftsstudien Basel AG
Kap.	Kapitel
KBSS	KlimaBündnis-Städte Schweiz
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KHK	Kehrichtheizkraftwerk
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KW	Kilowatt
KWel	Kilowatt elektrisch
KWh	Kilowattstunde
KWhth	Kilowattstunde thermisch
KWp	Kilowatt peak
Kum. Vert.	Kumulierte Verteilung
l	Liter
LG-Kunden	Lastganggemessene Kunden
LNG	Liquid Natural Gas
Min.	Minuten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NAI	Nichtamortisierbare Investitionen
OCR	Organic Rancine Cycle
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
p.a.	per annum
PJ	Petajoule
PSI	Paul Scherrer Institut
PV	Photovoltaik
resp.	respektive

RMSE	Root Mean Squared Error
rRMSE	auf die mittlere Geschwindigkeit normierte RMSE
s	Sekunde
SATW	Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften
sGS	Systematische Gesetzessammlung des Kantons St.Gallen
sgsw	Sankt Galler Stadtwerke
SN-E	SN Energie AG
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SWISSIX	Marktgebiet Schweiz an der EEX
TNC	TNC Consulting AG
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
u.a.	Unter anderem
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
var.	variabel
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WKA	Wasserkraftanlage
WKK	Wärmeerkraftkopplung
WWF	World Wildlife Fund

Zusammenfassung

Im Mittelpunkt dieser Arbeit steht die Entwicklung von Instrumenten zur Führung eines EVUs in der Energiewende, welche mithelfen, die Herausforderungen „Versorgungslücke“, „CO₂-Reduktion“ und „Kernkraftausstieg“ unter Einbezug der finanzwirtschaftlichen Stabilität zu bewältigen.

Dies führt zu den Forschungsfragen: Wie wird ein regionales Energieversorgungsunternehmen (EVU) risikogerecht durch die Energiewende geführt und mit welchen Konzepten kann die Tragbarkeit der finanziellen Auswirkungen der Energiewende sichergestellt werden?

Die Entwicklung des zukünftigen Strombedarfs eines regionalen EVUs in seinem Versorgungsgebiet wird durch Projektion jener Bedarfsprognosen modelliert, die in den letzten Jahren von Akademien Schweiz, Basel Stadt, BFE, CER-ETH, Economiesuisse, Energiezukunft CH, EnK 2050³, ENTSO-E, ewz, Grüne Partei, Swissecleantech, SN-E, Swisspower, Umweltallianz und VSE entwickelt worden sind. Mittels stochastischer Simulation werden diese Bedarfsprognosen zu verallgemeinerten Szenarien entwickelt, woraus ein kohärentes Risikomass definiert wird.

Mit dem entwickelten Modell werden drei stochastische Analysen für ein regionales EVU durchgeführt. In der ersten Analyse werden für die Jahre 2013 bis 2017 die Auswirkungen der Bedarfsentwicklungen nach elektrischer Energie analysiert. Die Einbindung einer stochastischen 5-Jahres HPFC für SWISSIX erlaubt dabei eine Abschätzung der zukünftigen Margen gegenüber dem Strommarkt an der EEX. In der zweiten Analyse wird das Eigenproduktionsumfeld thematisiert. Es wird darin untersucht, wie sich der Zubau von eigenen Produktionskapazitäten insbesondere bezüglich fluktuierender Einspeisungen von erneuerbaren Energien auswirkt. Durch eine stochastische Simulation wird beurteilt, welchen Einfluss diese fluktuierenden Einspeisungen auf den Reingewinn haben. Die dritte Analyse beschäftigt sich mit dem Einfluss von Grösstkunden mit kleinen Margen auf den Reingewinn. Durch den Vergleich mit einer 5-Jahres HPFC für SWISSIX wird mittels stochastischer Simulation die Entwicklung einer Marge im Vergleich zum Markt untersucht.

Der Kernbeitrag liegt in der Umsetzung eines stochastischen Modells für regionale EVUs, welches gleichermassen Energiemengenplanung, Energiekostenplanung und Finanzplanung abdeckt. Mit dem stochastischen Modell lassen sich weiter spezifische Risiken in ihrer Auswirkung auf die relevanten finanzwirtschaftlichen Kenngrössen eines EVUs bestimmen und die Verwundbarkeit eines EVUs aufzeigen.

Summary

The present thesis centers around the development of instruments for the management of energy suppliers during energy transition. These instruments should tackle challenges such as supply gap, carbon reduction, and phase-out of nuclear power while maintaining financial stability.

This leads to the following research questions: how should we adequately manage regional energy suppliers during energy transformation and what are the concepts to ensure their financial stability?

We predict future electricity demand within a regional energy supplier's service area by adapting the existing forecasts of Akademien Schweiz, Basel Stadt, BFE, CER-ETH, Economiesuisse, Energiezukunft CH, EnK 2050³, ENTSO-E, ewz, Grüne Partei, Swisscleantech, SN-E, Swisspower, Umweltallianz and VSE. Stochastic simulations turn our forecasts into generalized scenarios that allow the definition of a coherent risk measures.

Based on the developed model we run three stochastic simulations for regional energy suppliers. The first case analyzes the impact of demand growth for electricity during the years 2013 until 2017. The integration of the stochastic five-year HPFC for SWISSIX allows the estimation of future margins compared to EEX. The second case analyzes internal production of the energy supplier. We quantify the impact of investments in self-owned production capacities, especially the volatile infeed of renewable energies. A stochastic simulation analyzes the impact of the fluctuating infeed on operating profits. The third case deals with the impact of the largest customers with little margins on the development of operating profits. Again we analyze with stochastic simulation the margins in light of the five-year HPFC SWISSIX.

The main contribution of the present thesis is the implementation of a stochastic model for regional energy suppliers dealing at the same time with the planning of electricity output as well as electricity costs and financial management. The stochastic model allows for the detection of specific risk factors and their impact on financial key figures and demonstrates the vulnerability of the energy supplier.

1 Einführung und Begründung der Fragestellung

1.1 Problemstellung

Nach Aussagen des Bundesamtes für Energie ist bei moderatem Wachstum (Szenario 1) ab dem Jahr 2018 damit zu rechnen, dass die Nachfrage nach elektrischer Energie nicht mehr gedeckt ist [BFE 2007a]. Die Axpo geht davon aus, dass ab dem Jahr 2020 durch den Rückgang von Importvertrags- und Produktionskapazitäten mittel- bis längerfristig die Versorgungslage in der Schweiz gefährdet ist [axpo o.J.]. In der Schweiz ist ab dem Jahr 2020 nicht nur mit Versorgungsengpässen sondern auch mit einer Stromlücke zu rechnen. Auch in einer von WWF Schweiz, Greenpeace Schweiz und Pro natura in Auftrag gegebenen Studie wird von der Annahme ausgegangen, dass im Jahr 2035 in der Schweiz zwischen 25 und 30 TWh elektrische Energie fehlen werden [INFRAS/TNC 2010]. Ebenso wird in der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 mittels den drei Szenarien „Weiter wie bisher“, „Neue Energiepolitik“ und „politische Massnahmen“ in der Energiestrategie 2050 des Bundes von einer kommenden Versorgungslücke ausgegangen [BFE 2011b; Kirchner et al. 2012]. Auch Abklärungen des UVEK führen zum Schluss, dass es in keiner der drei bundesrätlichen Stromangebotsvarianten möglich ist, mit dem bestehenden Kraftwerkpark die Schweizerische Elektrizitätsnachfrage bis im Jahr 2050 zu decken [BFE 2011c]. Als eine der grossen Herausforderungen gilt es zu eruieren, wie dauerhaft ausreichend elektrische Energie bereitgestellt werden kann [Friedli et al. 2010]. Unter Versorgungslücke wird verstanden, dass mehr Strom verbraucht wird als zur Verfügung steht. Die Versorgungslücke ist im Kontext einer Schweizer Selbstversorgung und eines unveränderten relativen Preisniveaus zu sehen. Als Gegenposition sagt die IEA: „No country is an energy „island“ and the interactions between different fuels, markets and prices are intensifying [IEA 2012].“ (Kein Land ist eine Energieinsel.) Die A EE fordert beispielsweise, dass die Energieversorgung verstärkt europäisch zu gestalten sei, weil Autarkie-Szenarien wirtschaftspolitisch nicht zielführend wären [A EE 2011]. Diese Meinung teilt auch Bayern: „Planungen mit dem Ziel einer bayerischen Autarkie sind in einem europäischen Binnenmarkt aus ökonomischen Gründen nicht realistisch und volkswirtschaftlich nicht effizient“ [Eisenhardt 1989]. In der Schweiz und im angrenzenden Ausland setzt man sich seit längerem auf verschiedenen Ebenen mit Energiekonzepten und der zukünftigen Versorgung mit Energie auseinander. Der Kanton St.Gallen geht beispielsweise davon aus, dass er ausserhalb des Kantons elektrische Energie beschaffen

muss. Er rechnet damit, im Jahr 2035 je nach Szenario 60% bis 70% des Strombedarfs mit kantonalen Stromproduktion zu decken [Lüthi et al. 2013]. Auch auf Gemeindeebene, in Analogie zu den drei neuen Szenarien des Bundes, berechnet sich beispielsweise für die Stadt St.Gallen eine Bedarfsentwicklung von heute 0.5 TWh auf entweder 0.7 TWh (Szenario „Weiter wie bisher“) oder nach einer Steigerung im Jahr 2020 wieder auf den Wert des Jahres 2050 (Szenario „Neue Energiepolitik“). Gemäss EnK 2050³ der Stadt St.Gallen ist mit einem Bedarf von 0.58 TWh bis zum Jahr 2050 zu rechnen [Stadt St.Gallen 2012a]. Die SN Energie AG, die Vorlieferantin der Stadt St.Gallen für elektrische Energie, wird ab dem Jahr 2012 über das gesamte Jahr hinweg zu wenig Bandenergie zur Verfügung haben [SN-E o.J.].

Kernaussage 1: Die Stromlücke für die Schweiz existiert und gilt beispielsweise auch für den Kanton und die Stadt St.Gallen.

Generell werden vor dem Hintergrund des weltweit steigenden Energiebedarfs, dem zu erwartenden Rückgang der Erdölproduktion und dem fortschreitenden Klimawandel neue Ansätze der Energieversorgung gefordert [Banfi Frost et al. 2011]. Es herrscht heute noch keine Einigkeit darüber, wann der Peak Oil erreicht wurde oder werden wird, hingegen besteht Einigkeit darin, dass es einen Peak Oil geben wird und die fossilen Ressourcen endlich sind [Schindler et al. 2008; Filippini et al. 2009; Nordmann 2011; OECD/IEA 2013]. Aus fünfzehn Prognosen mit einem Peak Oil vor dem Jahr 2020 prognostizieren 95% den Peak Oil zwischen den Jahren 2008 und 2010 [Foucher 2009].

Kernaussage 2: Der weltweit steigende Energiebedarf erfordert Alternativen zum Erdöl.

Die primäre Zielsetzung der Klimapolitik der Schweiz ist die Reduktion des CO₂-Ausstosses. Das im CO₂-Gesetz der Schweiz formulierte Reduktionsziel lag bei -10% bis ins Jahr 2010 auf der Basis des Jahres 1990. Mit der Revision des CO₂-Gesetzes schlägt der Bundesrat eine CO₂-Reduktion bis zum Jahr 2020 um 20% gegenüber dem Jahr 1990 vor [CO₂-Gesetz 2011]. Das CO₂-Reduktionsziel ist auch für die Städte von Relevanz, insbesondere wenn sie zu den Mitgliedern der KlimaBündnis-Städte Schweiz (KBSS) und zum Klimabündnis gehören. Mit einem Energiekonzept geben sich auch Städte einen Plan, wie sie bis ins Jahr 2050 den CO₂-Ausstoss massgeblich verringern. Die Eurelectric geht davon aus, dass in den OECD-Ländern der Energiesektor bis zum Jahr 2050 CO₂-frei werden muss, damit die im 4th Assessment Report of the International Panel on Climate Change (IPCC) angegebenen Reduktionsziele

erreicht werden können [EURELECTRIC 2011]. Um die globale Erwärmung auf 2 bis 2,4 Grad Celsius zu limitieren, muss der weltweite CO₂-Ausstoss verglichen mit dem CO₂-Ausstoss im Jahr 2000 bis im Jahr 2050 um 50% bis 85% reduziert werden [IPCC 2007]. Laut Dr. Fatih Birol, Chefökonom der IEA, wird diese Zielerreichbarkeit als fraglich beurteilt: „The door is about to close.“ [Birol 2011; Rütli 2011] „The climate goal of limiting warming up to 2°C is becoming more difficult and more costly with each year that passes.“ Die zur Eindämmung des Klimawandels notwendige Entkarbonisierung ist eine entscheidende Herausforderung für die Energiepolitik. Neben Energieeffizienz, Reduktion fossiler Heizungen und Substitution der CO₂-basierten Mobilität durch erneuerbare Energieträger ist die Produktion elektrischer Energie aus CO₂-armen Quellen entscheidend. [Andersson et al. 2011]

Kernaussage 3: Im Dreieck Klimapolitik – Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit ist die Klimapolitik mit ihren quantifizierten Zielen die treibende Kraft.

Die notwendige Entkarbonisierung des Wärme- und Mobilitätssektors bedingt eine Erhöhung des elektrischen Anteils an der Gesamtenergie. Eurelectric geht davon aus, dass der Anteil der Elektrizität an der Gesamtenergie von 20% im Jahr 2005 bis auf 45% im Jahr 2050 steigen wird. In der Schweiz wird mit einer Erhöhung des Anteils der Elektrizität an der gesamten Endenergie von 24% auf 38% bis 46% ausgegangen. [Andersson 2011; EURELECTRIC 2011]

Kernaussage 4: Die Klimapolitik begünstigt den Einsatz elektrischer Energie.

Angestossen durch die Initiative „Stadt ohne Atomstrom“ und basierend auf dem vom St.Galler Stimmvolk am 28. November 2010 angenommenen Gegenvorschlag des Stadtparlaments besteht eine Planung, aus der Kernenergie auszusteigen und die Versorgung der Stadt St.Gallen mit erneuerbarer Energie zu fördern [Stadt St.Gallen 2010]. Auch in anderen Schweizer Städten, wie z.B. Bern, mit der Volksabstimmung vom 28. November 2010 zur Initiative „EnergieWendeBern“ und dem dann vom Stimmvolk angenommenen Gegenvorschlag des Stadtrats, bestehen Bewegungen sich aus der Verwendung von Kernenergie zurückzuziehen [Stadt Bern 2010]. Auch der Bund nimmt eine kritischere Haltung gegenüber Kernkraftwerken ein. Bundesrätin Doris Leuthard entschied am 14. März 2011 im Nachgang zu den Ereignissen in Fukushima, Sicherheitsüberprüfungen der Schweizer KKWs einzuleiten und das Rahmenbewilligungsverfahren für Ersatz-KKWs zu sistieren, bis die Sicherheitsstandards überprüft und gegebenenfalls angepasst worden sind. Weiter wurde das UVEK beauf-

tragt, neue Energieszenarien zu erarbeiten [Medienmitteilung UVEK 2011b]. Am 25. Mai 2011 beschliesst der Bundesrat an seiner Klausursitzung, mittelfristig aus der Kernenergie auszusteigen, indem die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt werden [BFE 2011b; Medienmitteilung UVEK 2011a]. Es ist kein Ersatz durch neue Kernkraftwerke vorgesehen.

Kernaussage 5: Die Kernkraft steht für die Abdeckung des künftigen Bedarfs an CO₂-freier elektrischer Energie nicht zur Verfügung.

Eine sichere Energieversorgung ist eine der wichtigsten politischen Herausforderungen der Gegenwart [Schröder 2012]. Die Herausforderung lautet, rechtzeitig genügend CO₂-freie und nicht kernkraftbasierte elektrische Energie zur Verfügung zu stellen, deren Gestehungskosten tiefer als der Marktpreis liegen. Eine Vollversorgung der Schweiz aus erneuerbaren Quellen ist aufgrund der vorhandenen technischen Potenziale grundsätzlich möglich [Abhari et al. 2012]. Die Versorgungssicherheit¹ [BFE 2012a] hat dabei einen hohen Stellenwert, denn höhere Energiepreise sind viel einfacher zu bewältigen als ein Energiemangel [Banfi Frost et al. 2011].

Kernaussage 6: Zur Erreichung des Zieldreiecks Klimapolitik - Versorgungssicherheit - Wirtschaftlichkeit nimmt die Bedeutung der dezentralen erzeugten elektrischen Energie zu.

Zusammenfassend geht es darum, die tägliche lokale Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten und gleichzeitig den Umbau der Versorgung im Sinne der Energiewende zu vollziehen. Der Betrieb und der Umbau der Versorgung liegen in den Händen von EVUs. Nachdem viele zukünftige Aspekte des Umbaus der Versorgung mit hoher Unsicherheit belegt sind, gilt es Instrumente für ein EVU zu schaffen, welche die Führung unter diesen Bedingungen unterstützen.

1.2 Zielsetzung

Ziel der Arbeit ist es, Instrumente zur Führung eines EVUs unter der Prämisse der geforderten Energiewende zu entwickeln, welche mithelfen die Herausforderungen „Versorgungslücke“, „CO₂-Reduktion“ und „Kernkraftausstieg“ unter Einbezug der finanzwirtschaftlichen Stabilität zu bewältigen.

¹ „Versorgungssicherheit bedeutet, dass eine stets ausreichende und ununterbrochene Bereitstellung der nachgefragten Energien - unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – gewährleistet ist.“

Dies führt zu den Forschungsfragen:

- Wie wird ein regionales EVU risikogerecht durch die Energiewende geführt?
- Mit welchen Konzepten kann die Tragbarkeit der finanziellen Auswirkungen der Energiewende sichergestellt werden?

1.3 Vorgehen

Die folgende Grafik zeigt das Vorgehen im Überblick. Nach der Einführung mit dem Aufzeigen der Problemstellung und der Definition der Zielsetzung werden die Energiewende in der Schweiz und die Einflüsse aus dem Ausland in ihren Auswirkungen auf ein EVU beurteilt. Im stochastischen Modell werden zusammenhängend die Energiemengenplanung, die Energiekostenplanung und die Finanzplanung für ein EVU einer mittelgrossen Stadt zusammengebracht und über mehrere Jahre verknüpft. Anschliessend wird für die Definition des Bedarfshintergrundes eine Bedarfsprognose erstellt. Dazu werden nationale und regionale Studien auf ein Versorgungsgebiet projiziert. Das Modell wird für die Analyse von drei Fragestellungen im Zusammenhang mit „Bedarfsentwicklungen“, „Grösstkunden“ und „Produktion von erneuerbaren Energien“ verwendet. Zusammenfassung, Empfehlungen und Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf bilden den Schluss.

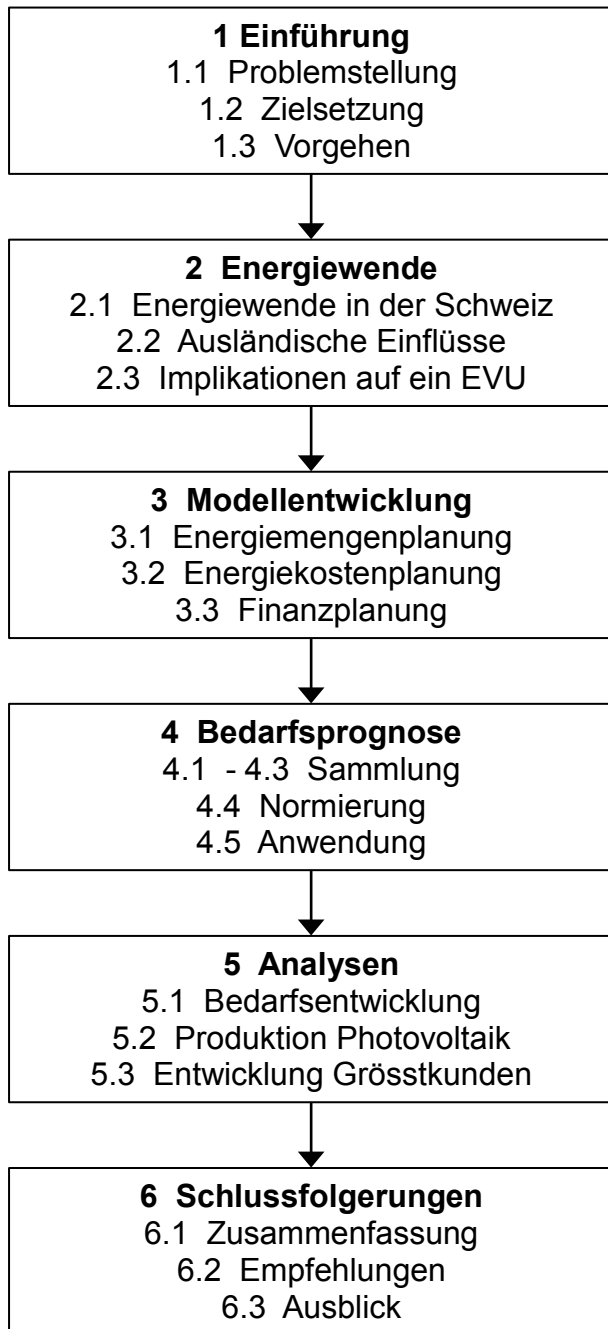


Abbildung 1: Vorgehen

2 Energiewende

Der Begriff „Energiewende“ tauchte zu Beginn der Achtzigerjahre des letzten Jahrhunderts im Buchtitel „Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran“ [Bossel et al. 1981] auf. Heute wird er gebraucht als Synonym des durch die Klimaziele angestossenen Umbaus der Energieversorgung. Bezüglich Entwicklung des Schweizerischen Energiemarktes und des grenzüberschreitenden Austauschs von elektrischer Energie wird auf Samsinger verwiesen [Samsinger 2012]. Aktuell dominieren die Begriffe Shale Gas, Fukushima, Energiestrategie 2050 und Atomausstieg. Gemäss Prof. Frauendorfer sind Pumpspeicherkraftwerke auf Subventionen angewiesen, obwohl deren Bedarf im Rahmen der Systemdienstleistungen unbestritten sind [Frauendorfer 2012].

2.1 Energiewende in der Schweiz

Die rechtliche Basis für die Energieversorgung in der Schweiz findet sich in Art. 89 Abs. 1 der Bundesverfassung (BV), wonach sich Bund und Kantone für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einsetzen [BV 1999]. Basierend auf diesem Artikel beschloss die Bundesversammlung am 23. März 2007 das Stromversorgungsgesetz (StromVG) [StromVG 2007]. Gemäss Art. 1 bezweckt dieses Gesetz, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Das Gesetz gewährt ausser für feste Endverbraucher (Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh) den diskriminierungsfreien Netzzugang. Das entspricht der ersten Stufe der Marktöffnung, welche in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 geregelt ist [StromVV 2008]. Die aktuelle Revision der Stromversorgungsverordnung sieht vor, die Berechnung des WACC neu zu regeln, um für den anstehenden Netzausbau nachhaltige wirtschaftliche Voraussetzungen zu schaffen [Medienmitteilung BFE 2013]. Weiter wird Art. 4, Abs. 1 korrigiert, wonach neu zumindest bis zum zweiten Marktöffnungsschritt die Gestehungskosten massgebend sind für den Tarifanteil der Energielieferung für Kunden in der Grundversorgung. Das Energiegesetz (EnG) basiert auf Art. 24octies der Bundesverfassung (Sichere Energieversorgung) und macht Aussagen zur durchschnittlichen Erhöhung der Jahresproduktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (plus 4500 GWh bis 2030) sowie aus Wasserkraft (plus 200

GWh bis 2030) und will den Endenergieverbrauch der Haushalte bis im Jahr 2030 auf dem Niveau des Jahres 1999 stabilisieren [EnG 1998]. Die wichtigste Massnahme ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Die UVEK will im Jahr 2013 eine Erhöhung der KEV veranlassen [Medienmitteilung SDA 2013]. Der Entscheid des Parlaments steht noch aus. Eine weitere relevante Basis findet sich im CO₂-Gesetz vom 23. Dezember 2011 [CO₂-Gesetz 2011]. Darin wird als Beitrag an die Limitierung des globalen Temperaturanstiegs auf weniger als 2 Grad festgelegt, bis im Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen im Inland bis zum Jahr 2020 gegenüber des Jahres 1990 um 20 Prozent zu vermindern. Es beinhaltet auch die Grundlagen für die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen. Das CO₂-Gesetz steht auch in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll, in welchem im Jahr 1997 die Staatengemeinschaft für den Zeitraum der Jahre 2008 bis 2012 verbindliche Reduktionsziele für den Verbrauch von CO₂ für die beteiligten Industriestaaten vereinbarte [Vereinigte Nationen 1997]. Gemäss dem Kyoto-Protokoll war die Schweiz verantwortlich für einen Anteil von 0.3% der Vertragsparteien und verpflichtete sich für eine Reduktion um 8%. An der UNO-Klimakonferenz in Doha (Katar) wurde beschlossen, das Kyoto-Protokoll bis im Jahr 2020 weiterzuführen [Medienmitteilung UVEK 2012c]. Die im „Kyoto-Protokoll 2“ engagierten Länder verursachen 14% des weltweiten Treibhausgasausstosses.

Nach den Ereignissen von Fukushima gab der Bundesrat dem Bundesamt für Energie den Auftrag, ein Aussprachepapier zu erstellen, welches seine grundsätzliche Position zur Energiepolitik auf der Basis der Energieperspektiven 2035 überprüfen und neu festlegen lässt [Medienmitteilung UVEK 2011b]. Der im Mai 2011 veröffentlichte Bericht galt als Vorabzug und wurde 2012 vervollständigt. Am 25. Mai 2011 beschloss der Bundesrat den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie [Medienmitteilung UVEK 2011a]. Am 18. März 2012 beschloss er ein erstes Massnahmenpaket für die Energiestrategie 2050 [Medienmitteilung UVEK 2012a]. Über die drei Meilensteine in den Jahren 2020, 2035 und 2050 will der Bundesrat bis im Jahr 2050 den Gesamtenergieverbrauch im Vergleich zur Trendentwicklung um 70 TWh und den Stromverbrauch um 21 TWh reduzieren. Die Kernenergie wird schrittweise ersetzt und dabei gleichzeitig die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um einen Drittel erhöht. Der Schwerpunkt des Effizienzprogramms liegt im Gebäudebereich und in der Industrie. Klimamässig wird an den bestehenden Vorgaben festgehalten, wie auch an der KEV und an der CO₂-Abgabe. Am 28. September 2012 wurde die Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050 eröffnet [Medienmitteilung UVEK 2012b]. Die Vernehmlassungseingaben des Städteverbandes, der Swissspower, des

Verbands Fernwärme Schweiz, des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und des Verbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) weisen auf folgende Punkte hin:

- Die Aufteilung in Phasen und Massnahmenpakete mit Konkretisierung des ersten Massnahmenpaketes führt zu einer ablehnenden Haltung durch die verbleibende Unsicherheit, insbesondere auch bezüglich der Kosten für den Gesamtumbau.
- Es wird eine mangelnde Verbindung zur Klimapolitik festgestellt, in die die fossilen Energieträger, insbesondere auch in ihrer Brückenfunktion, zu wenig einbezogen werden. Eine Kompensation fehlender elektrischer Energie durch Import in Form von Kohlestrom wird nicht erwünscht.
- Es handelt sich um eine Gesamtenergiestrategie mit aktuell hoher Dominanz von Elektrizität. Erdgas und Fernwärme sind untervertreten. Auch Erdöl braucht einen Platz in der Gesamtsichtweise.
- Die Kongruenz der Netze ist ein zentrales Thema. Dabei werden neben den Strom-, Gas- und Wärmenetzen auch Kommunikationsnetze und die Mobilität gesehen. Ebenfalls wird eine integrative Sichtweise von Produktion, Speicherung und Transport verlangt.
- Die Bedeutung der Mobilität im Rahmen der Gesamtenergie wird unterschätzt, ebenso der Beitrag von Erdgas zur Mobilität.
- Bei den erneuerbaren Energien wird eine Entbürokratisierung der KEV und eine Gleichstellung von Biogas mit den anderen erneuerbaren Energien verlangt.
- Das Thema WKK ist noch ungelöst, es besteht Uneinigkeit bezüglich Einsatz, Funktion, Fördermöglichkeit und Positionierung zu GuD und Importen.
- Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 braucht einen stärkeren Einbezug der Städte und Gemeinden sowie langfristige Planungs- und Investitionssicherheit.

[BFE 2007a; BFE 2011b; Kirchner et al. 2012; Schweizerischer Städteverband 2013; Swisspower 2013b; VFS 2013; VSE 2013; VSG 2013]

Die Strategien der grossen EVUs gehen von Preissteigerungen für elektrische Energie aus und von signifikanten Preisunterschieden über den Tagesverlauf. Unter diesen Aspekten zahlen sich Investitionen in neue Kraftwerke, insbesondere auch in Pumpspeicherkraftwerke aus. Durch die sinkenden Marktpreise für elektrische Energie und die kleiner werdenden Unterschiede im Tagesverlauf ist der Entscheid des Verwaltungsrates der Kraftwerke Oberhasli nachvollziehbar, den Bau des Pumpspeicherwerks Grimsel 3 vorerst zu sistieren [Balmer 2013].

2.2 Ausländische Einflüsse

Art. 194 des Vertrags von Lissabon vom 1. Dezember 2009 nennt zum Thema Energie folgende Ziele für die EU [EU 2009a]:

- Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes
- Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union
- Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen
- Förderung der Interkonnektion der Energienetze

Schon am 10. Januar 2007 definierte die EU mit dem Ziel nachhaltige, sichere und wettbewerbsfähige Energie bereitstellen zu können, das „20-20-20-Ziel“: Verringerung der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 20%, Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs um 20% (Energieeffizienz) und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix der EU auf 20% [EU 2007]. Der Energiefahrplan 2050 erschien am 15. Dezember 2011 und beinhaltet die Formulierungen der Ziele bis 2050 [EU 2011]. Die EU plant bis ins Jahr 2050, ihre Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 80% bis 95% zu reduzieren, den Primärenergieverbrauch um 40% zu reduzieren und einen 55% Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergiebedarf zu erreichen. Das Ziel „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien um 20%“ wurde am 23. April 2009 mit der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen weiter beschleunigt [EU 2009b]. Neu wurde u.a. eine Verpflichtung zur Erstellung von nationalen Aktionsplänen eingeführt. Deutschland begründete auf dieser Richtlinie das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) [EEG 2011]. Damit will Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens auf 35% (2020), 50% (2030), 65% (2040) und 80% (2050) erhöhen. Das Treibhausreduktionsziel wird zusätzlich unterstützt durch die Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, welche das Europäische Emissionshandelssystem begründet [EU 2003].

Aktuell sieht sich insbesondere Deutschland mit verschiedenen Herausforderungen konfrontiert: Der Strommarktpreis sinkt. Der Gesamtpreis für Elektrizität steigt insbesondere durch die Zunahme der Steuern, Abgaben und Umlagen. Der Preis für CO₂-Zertifikate liegt tief und bewirkt keine Umlenkung zu Gunsten CO₂-armer Technologien. Kohlekraftwerke liegen dadurch in der Merit Order vor Gaskraftwerken. Die Entsolidarisierung bei Abgaben und Gebühren durch unterschiedliche Begünstigungen

steigt. Die Struktur der Abdeckung des Gesamtlastgangs verändert sich durch die Einspeisung der neuen erneuerbaren Energien. Netzkapazitäten fehlen für den Transport elektrischer Energie aus der Produktion von neuen erneuerbaren Energien. Der Atomausstieg verursacht zusätzliche Kosten. Eine Senkung der Stromsteuer oder die Streichung der Mehrwertsteuer auf die Ökostrom-Umlage wird diskutiert.

Die Energieverhandlungen zwischen der Schweiz und der EU (bilaterale Verhandlungen) betreffen grundsätzlich die Elektrizität. Der EU geht es um die Errichtung des Energiebinnenmarktes, welcher auch eine Voraussetzung für das Market Coupling darstellt. Das Market Coupling [ACER 2013] der EU verbindet Energielieferkapazitäten und Transportkapazitäten. Eine Herausforderung liegt dabei in der Erwartung der EU, dass sich die Schweiz europäischem Recht unterstellt.

Die Weltmarktpreise der Primärenergieträger Erdöl, Erdgas und Kohle entwickeln sich unterschiedlich. Die IEA geht von steigenden Erdölpreisen bis ins Jahr 2035 von über 230% gegenüber dem Jahr 2000 aus. Der Kohlepreis wird weiter sinken und ab dem Jahr 2020 moderat ansteigen. Der Gaspreis wird durch die hohe Liquidität, verursacht durch LNG und unkonventionelle Gasvorkommen, bis ins Jahr 2025 konstant bleiben und dann moderat steigen. Der Preis von CO₂-Zertifikaten bleibt ebenfalls tief. [IEA 2012; VSE 2012h]

Kernaussage 7: Sinkende Strommarktpreise gefährden die Rendite von bestehenden Investitionen in Kraftwerke und verhindern neue Investitionen, auch in Produktionen neuer erneuerbarer Energien.

Kernaussage 8: Zusätzliche Einspeisungen neuer erneuerbaren Energien werden den Marktpreis weiter zum Sinken bringen und bestehende Kraftwerke aus dem Markt drängen.

2.3 Implikationen auf ein Energieversorgungsunternehmen

Heutige Energieversorgungsunternehmen (EVUs) bedienen aus einer Gesamtsystemsicht, vielfach auch als Querverbandsunternehmen, die lokale Bevölkerung. Dabei wird auf der Basis des Service public unternehmerisches Verhalten im Zieldreieck Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit ausgeführt. Die Nähe zu den Kunden und zu den Gemeinden führt zu einem zeitnahen Feedback und zu abgestimmtem Verhalten mit Markt und Kunden. Dank unternehmerischer Freiheit kann flexibel auf lokale Bedürfnisse eingegangen werden, gerade auch hinsichtlich der Tatsache, dass vielerorts die Kunden auch die Eigentümer der EVUs sind. Die Energie-

strategie 2050 des Bundes vermindert die lokale Handlungsfreiheit. Das revidierte EnG bezieht sich hauptsächlich auf die Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Bund und Kantonen. Die Gemeinden und somit auch die meisten EVUs erhalten vermehrt Vollzugsaufgaben. Die Absicht, Unternehmen aus der Energiewirtschaft zur Datenveröffentlichung zu verpflichten führt zur weiteren Einbindung in ein nationales Vollzugssystem. Vor diesem Hintergrund wird auch die Einführung von Zielvorgaben zur stetigen Steigerung der Effizienz eine weitere gleichartige Ausrichtung der EVUs bewirken. Die Fokussierung auf den Energieträger Strom im Energiekonzept 2050 bewirkt eine Erhöhung der Regelungsdichte im Bereich Strom. Der tiefe WACC führt zu sparsamem Investitionsverhalten. Übergeordnete Netzausbaupläne erhalten eine Vorzugsstellung. Ein unternehmerischer Spielraum, um mit dem Erfolg aus einzelnen Geschäftsfeldern neue Geschäftsfelder zu entwickeln, schwindet. Der sinkende Marktpreis der elektrischen Energie wird die EVUs vor allem nach der zweiten Marktöffnungsstufe im Hinblick auf die bestehenden Gestehungskosten in ein Dilemma führen. Hingegen weist das Wärmegeschäftsfeld noch unternehmerisches Potential auf. Infolge steigender Erdölpreise und stagnierender Erdgaspreise werden Investitionen in Fernwärme- und Erdgasnetze auch zukünftig unternehmerisch nutzbringend erfolgen.

- Kernaussage 9: Die unternehmerische Freiheit und die Möglichkeit zu unternehmerischem Erfolg eines EVUs im Bereich elektrische Energie nimmt ab. Die zunehmende Regelungsdichte wird die Vollzugsaufgaben eines EVUs erhöhen.
- Kernaussage 10: Investitionen in eigene Produktionsanlagen für elektrische Energie rechnen sich unter dem Aspekt der sinkenden Marktpreise nicht.
- Kernaussage 11: Ausbau der Stromnetze wird vermehrt zentral koordinierten Netzausbauplänen folgen, auch unter Einbindung der EU.
- Kernaussage 12: Bei sinkenden Marktpreisen wird es anspruchsvoll, Grosskunden behalten zu können. Die Grosskunden werden sich auf wenige Energielieferanten konzentrieren, welche das notwendige Vertriebs- und Betreuungssystem kostengünstig betreiben können.
- Kernaussage 13: EVUs leisten einen Beitrag zur CO₂-Reduktion durch die Unterstützung des Übergangs von erdölbasierter Wärme über Erdgas zu Wärme aus erneuerbaren Energien.

Kernaussage 14: Investitionen in Erdgas- und Fernwärmenetze versprechen positive Renditen. Generell ist das Thema Wärme integrativ zu betrachten und beinhaltet auch Nahwärmeverbünde und Wärmecontracting.

Kernaussage 15: Bei sinkenden Marktpreisen für elektrische Energie rechnet sich eine kombinierte Wärme – Strom – Produktion nicht. WKK-Anlagen können nicht kostendeckend geführt werden.

3 Modellentwicklung

Umfeld

Die Einspeisung stochastischer Energien nimmt zu. Damit nimmt auch der Einfluss von fluktuierender Stromproduktion auf das gesamte Produktionssystem zu. Dies führt zu höheren Anforderungen an das gesamte Elektrizitätssystem. Die Prognose der Produktionslastgänge wird anspruchsvoller. Dies leistet auch einen Beitrag zu den kommenden informatorischen Herausforderungen. Die Anforderungen an die Start- und Stopfähigkeit von Generatoren steigt. Das Zusammenspiel mit den nicht stochastischen Erzeugungsarten fordert eine höhere Flexibilisierung [Hirth 2012b; Pfluger et al. 2012]. Die ehemals eindeutige Fließrichtung in den Netzen von einer Produktion in eine Verbrauchssenke bricht auf. Der Energiefluss erfolgt zunehmend wechselseitig. Die Einspeisung verändert sich von ursprünglich zentral in zunehmend dezentral. Verbrauchsseitige und produktionsseitige Lastflüsse verlieren an berechenbarer Konstanz. Netz- und Produktionslösungen verlieren nach kurzer Zeit ihre Gültigkeit. Einzelne, einfache Lösungen nehmen ab, neu werden differenzierte Lösungen notwendig, die für unterschiedliche Situationen mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen eingesetzt werden [Hotakainen et al. 2011]. Grosse Herausforderungen wie die Sicherstellung der gegenwärtigen und zukünftigen Energiebedürfnisse zeichnen sich aus durch Eigenarten wie dynamische Komplexität, grosse Unsicherheiten, mehrere Dimensionen und viele Akteure. Insbesondere der Umgang mit dynamischer Komplexität und grossen Unsicherheiten überfordert die menschlichen mentalen Fähigkeiten und die emotionale Aufnahmefähigkeit. Für Entscheidungen in diesem Umfeld wird eine Übereinstimmung von Wissen und Emotion benötigt [d'Arcy et al. 2009].

Modelle

Modelle helfen Komplexität zu reduzieren. Modelle reduzieren komplexe und dynamische Situationen auf die limitierte menschliche Vorstellungsfähigkeit. Energiemodelle unterscheiden sich in Top-Down-Modelle und Bottom-up-Modelle. Top-Down-Modelle unterteilen sich in Input-Output-Modelle, ökonometrische Modelle, rechnergestützte allgemeine Gleichgewichtsmodelle und System Dynamics. Bei den Bottom-up-Modellen werden Teil-Gleichgewichtsmodelle, Optimierungsmodelle, Simulationsmodelle und Multiagent-Modelle unterschieden. Hybride Energiesystemmodelle versuchen, beide Modellgruppen zu kombinieren. [Herbst et al. 2012] Ein Beispiel

eines Bottom-up-Modells findet sich in den Modellrechnungen des Bundes zum Referenzszenario „weiter wie bisher“ und den beiden Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ [Kirchner et al. 2012]. Mittels Szenarien werden mögliche zukünftige Entwicklungen bewertet. Da es sich um extreme Szenarien handelt, werden mit dieser Vorgehensweise Veränderungen und Verwundbarkeit sichtbar. Die Realität der Energiewende wird innerhalb dieser Grenzen liegen. Das deutsche Bundesland Bayern beispielsweise versucht mittels eines Energiesystemmodells zum besseren Verständnis des Zusammenwirkens einzelner Bausteine und deren Kosten beizutragen und damit einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten [Hassmann et al. 2013]. Das Modell bilanziert Stromerzeugung und Strombedarf und rechnet in jedem Simulationsschritt eine ausgeglichene Energiebilanz. Dabei wird die Nachfrage zuerst mit der Einspeisung der erneuerbaren Energien abgedeckt. Die verbleibende Residuallast wird nach einer Merit Order über konventionelle Kraftwerke abgedeckt. Verbleibende Differenzen werden mittels Speichern, Ausgleichsenergie und Importen oder Exporten ausgeglichen.

Kernaussage 16: Energieszenarien haben zur Aufgabe, eine quantitative Grundlage für die politische und gesellschaftliche Diskussion sowie für die finanzwirtschaftliche Nachhaltigkeit bereitzustellen.

Anforderungen

Ein stochastisches Modell mit hinreichender Auflösung ist notwendig, um die Variabilität realistisch abzubilden. Die Variabilität insbesondere von Photovoltaik und Wind sowie der Energienachfrage ist die Schlüsselcharakteristik und unterscheidet elektrische Energie von anderen Gütern. Elektrische Energie ist nicht ein homogenes Gut über die Zeit. Es hat sich gezeigt, dass die Simulation von gesamten Jahren auf Stundenbasis wertvoll ist für Langfristszenarien. Insbesondere die stochastische Abbildung der Einspeisung von fluktuierender Energie lässt auch differenzierte Aussagen zu. [Hirth 2012b; Pfluger et al. 2012] Damit wird ein unverzichtbarer Beitrag zum Risikomanagement geleistet. Mittels des 5%-, respektive des 95%-Quantils wird mit einer stochastischen Simulation der Value-at-Risk bestimmt. Value-at-Risk entspricht einem Quantil der gewählten Verteilung, z.B. Eigenkapital oder Reingewinn. Die nachfolgende Diskussion stützt sich auf Punktgrößen, worüber in der Folge eine stochastische Dynamik gelegt wird, die sich auf eine empirische Verteilung der Vergangenheit

stützt. Über diese Vorgehensweise werden Veränderungen und Verwundbarkeit sichtbar [McNeil et al. 2005].

Kernaussage 17: Stochastische Simulation der Planerfolgsrechnungen und der Planbilanzen führt zur Kenntnis der Risikofähigkeit bestehender Eigenkapitalausstattungen.

3.1 Energiemengenplanung

3.1.1 Kundengruppen

Das Energiemodell geht von unterschiedlichen Kundengruppen aus. Die Summe des Bedarfs der Kundengruppen definiert den Gesamtbedarf an elektrischer Energie. Der Bedarf der Kundengruppen liegt als stundenbasierter Lastgang vor. Der Lastgang ist mengen- und strukturmässig unterschiedlich je Kundengruppe. Die Addition der Kundenlastgänge ergibt den Gesamtlastgang. Der Gesamtlastgang entspricht der physischen Menge der elektrischen Energie, die in das Netz einzuspeisen ist. Es werden im Modell folgende Kundengruppen unterschieden: Grösstkunden, Grosskunden (Kunden mit Anschluss auf Netzebene fünf ausser den Grösstkunden), restliche lastganggemessene Kunden, Haushaltskunden und Netzverluste.

Grösstkunden

Die Grösstkunden im stochastischen Modell benötigen 52.8 GWh elektrische Energie. Das entspricht 10% des Energiebedarfs des gesamten Kundenportfolios. Es handelt sich bei den Grösstkunden um wenige produzierende Industriebetriebe. 20% der benötigten Leistung werden während 50 Wochen als Grundband benötigt. Die Maximalleistung beträgt 9.3 MW. Werktags wird die gesamte Leistung benötigt. Da in Schicht gearbeitet wird, bleibt der Bedarf während der gesamten Woche konstant, was auch an den 5'800 Benutzungsstunden erkannt wird. Am Wochenende reduziert sich der Bedarf auf 20% der Leistung. Im Sommer und an Weihnachten wird während der Revisionsphase nur wenig Leistung benötigt.

Grosskunden

Die Grosskunden brauchen ähnlich viel elektrische Energie wie die Grösstkunden. Es handelt sich um alle Kunden, die neben den Grösstkunden auf der Netzebene fünf ver-

sorgt werden, sogenannte Mittelspannungskunden. Der Leistungsbedarf ist höher als bei den Grösstkunden und sie haben ein ausgeprägtes Tag-Nachtprofil. Darum kommen sie bei einer Maximalleistung von 12.4 MW auf weniger Benutzungsstunden als die Grösstkunden, nämlich 4'500 Std. Tagsüber benötigen sie viel Energie und während der Nacht nur wenig. Das Grundband benötigt 20% der Leistung und liegt in der Sommer- und Winterzeit etwas höher als im Herbst und im Frühling.

Restliche lastganggemessene Kunden

Die Kundengruppe „restliche lastganggemessene Kunden“ beinhaltet alle Kunden mit einem jährlichen Bezug von über 100 MWh, welche nicht auf der Netzebene fünf angespiessen werden. Mit 165 MWh machen sie gut einen Drittel der Gesamtenergiemenge aus. Sie haben gemäss erster Stufe der Strommarktliberalisierung die Möglichkeit, wie die Grösst- und Grosskunden auch, den Energielieferanten zu wechseln. Das Grundband entspricht weniger als 10% ihrer üblichen Leistung. Sie haben ein ausgesprochenes Tag / Nachtverhalten und benötigen die elektrische Energie vor allem an den Werktagen. Folglich schlagen 4'900 Benutzungsstunden mit 33.4 MW zu Buche.

Haushaltskunden

Mit 230 GWh ist die Kundengruppe „Haushaltskunden“ die grösste Kundengruppe. Das zeigt sich auch am Leistungsbedarf von 48.2 MW. Neben den eigentlichen Haushalten beinhaltet sie kleinere Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe. Das für Haushalte typische Tagesprofil zeigt sich in der Mittags- und in der Abendspitze. Das Wochenprofil zeigt einen hohen Verbrauch tagsüber während den Werktagen und einen niedrigeren Verbrauch während der Nacht und an den Wochenenden. Die Grundlast während der Nacht ist auch auf das gestaffelte Einschalten der Boiler zurückzuführen. Der Jahresverlauf ist saisonal geprägt, d.h. in den kälteren Monaten ist der Stromverbrauch höher. Gesamthaft werden 4'850 Jahresbenutzungsstunden verbraucht.

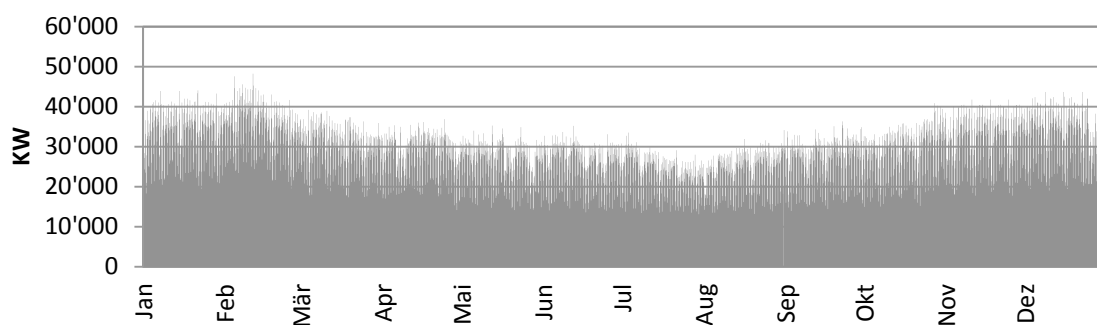


Abbildung 2: Jahreslastgang der Haushaltskunden

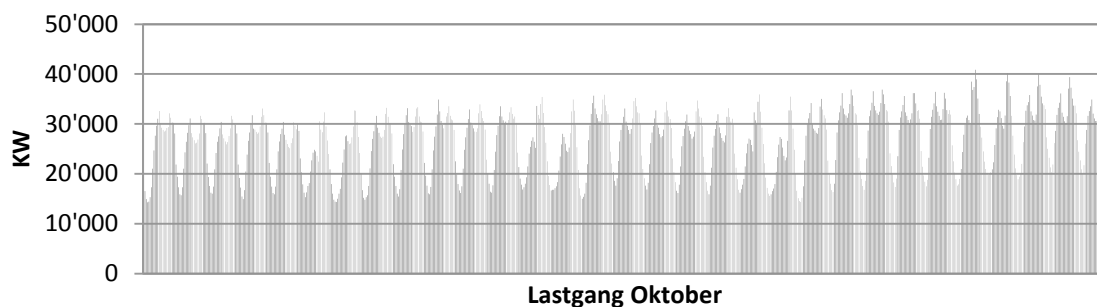


Abbildung 3: Lastgang der Haushaltskunden im Oktober

Im Lastgang des Monats Oktober ist der Tag- / Nachtwechsel und der reduzierte Verbrauch an den Wochenenden erkennbar.

Netzverluste

Beim physischen Transport von elektrischer Energie entstehen Verluste. Ein Teil der Energie, die in das Netz eingespeisen wird, kommt nicht bei den Kunden an, sondern geht verloren. Dabei wird, je nach Spannungsebene und Transportdistanz, 1% bis 7% der gesamthaft transportierten Menge an elektrischer Energie zu Verlust. Im vorliegenden Fall entstehen 2.9% Netzverluste. Netzverluste sind, wie der Verbrauch der Kundengruppen, lastgangbasiert zu planen und zu beschaffen. Physikalisch sind die Netzverluste proportional zum Quadrat der transportierten Energiemenge. Deshalb entspricht die Struktur des Netzverlustlastgangs auch der Struktur des Gesamtlastgangs. Die Benutzungsstunden von 5'360 liegen auf der gleichen Höhe wie die Benutzungsstunden des Gesamtbedarfs. Nur die Leistungsdimension ist kleiner, im vorliegenden Fall 2.9% der Leistung des Gesamtbedarfs oder 2.8 MW.

Gesamtbedarf

Der Gesamtbedarf setzt sich zusammen aus der Summe aller Kundengruppen und den Netzverlusten. Der jährliche Gesamtbedarf im stochastischen Modell entspricht einer Energiemenge von 524 GWh, die Gesamtleistung beträgt 97,7 MW. Die Gesamtleistung ist kleiner als die Summe der Leistungen aller Kundengruppen, da die jeweiligen Leistungsmaxima der Kundengruppen nicht gleichzeitig anfallen.

3.1.2 Stromprodukte / Erzeugungsarten

Im stochastischen Modell werden verschiedene Stromprodukte unterschieden, die sich bezüglich der Zusammensetzung der Erzeugungsarten unterscheiden. Im Rahmen der Stromkennzeichnung ist vorgeschrieben, wie die verschiedenen Energieträger benannt werden. Obligatorisch ist mindestens die Benennung nach den Hauptkategorien: erneuerbare Energien (Wasserkraft, übrige erneuerbare Energien, geförderter Strom), nicht erneuerbare Energien (Kernenergie, fossile Energieträger), Abfälle und nicht überprüfbare Energieträger [BFE 2012c]. Die im vorliegenden stochastischen Modell verwendeten Stromprodukte heissen „Kernmix“, „Basis“ und „Öko“; sie repräsentieren die Produkte eines regionalen EVUs. Das Stromprodukt „Kernmix“ besteht vollständig aus Strom der Erzeugungsarten Kernenergie, fossile Energieträger und nicht überprüfbare Energieträger. Das Stromprodukt „Basis“ setzt sich zusammen aus 50% Wasserkraft, 2% Geothermie, 43% Kernenergie, fossile Energieträger und nicht überprüfbare Energieträger sowie 5% Abfälle. Die Zusammensetzung des Stromprodukts „Öko“ besteht aus 40% Wasserkraft, 8% Sonnenenergie, 9% Windenergie, 20% Geothermie und 23% Abfälle. Die unterschiedliche Zusammensetzung der Stromprodukte erlauben den Kunden, die Wertigkeit des Stromprodukts selber zu wählen. Im stochastischen Modell beinhaltet das Stromprodukt „Kernmix“ eine Menge von 262 GWh, das Stromprodukt „Basis“ 219 GWh und das Stromprodukt „Öko“ 43 GWh.

Im vorliegenden stochastischen Modell werden die folgenden Zuteilungen der Stromprodukte auf die Kunden vorgenommen. In der Kundengruppe „Grösstkunden“ beziehen alle Kunden das Stromprodukt „Kernmix“. Bei der Gruppe „Grosskunden“ wählen 90% der Kunden ebenfalls das Stromprodukt Kernmix. Die restlichen 10% dieser Kundengruppe entscheiden sich für das Stromprodukt „Basis“. Bei der Kundengruppe „Restliche lastganggemessene Kunden“ wählen 65 das Stromprodukt „Kernmix“, 30% das Stromprodukt „Basis“ und 5% das Stromprodukt „Öko“. „Haushaltskunden“ entscheiden sich zu 15% für das Stromprodukt „Kernmix“, zu 70% für das Stromprodukt „Basis“ und zu 15% für das Stromprodukt „Öko“. Die Netzverluste werden vollständig

mit dem Stromprodukt „Kernmix“ abgedeckt. Die Kosten der Netzverluste werden den Kunden über des Netznutzungsentgelt weiterverrechnet.

3.1.3 Beschaffungsziel

Aus den Informationen des Energiemengenbedarfs der Kundengruppen, der Kenntnis der Auswahl der Stromprodukte und aus dem Wissen der Zusammensetzung der Stromprodukte wird das Beschaffungsziel für die jeweilige Erzeugungsart bestimmt. Die Energiemenge der Kundengruppen wird auf die Stromprodukte verteilt und weiter gemäss Zuteilschlüssel der Erzeugungsarten je Stromprodukt auf Erzeugungsarten aufgeteilt. Der Anteil pro Stromprodukt pro Kundengruppe multipliziert mit dem Anteil Erzeugungsart im Stromprodukt und summiert über alle Stromprodukte ergibt das Beschaffungsziel für die jeweilige Erzeugungsart. Die Erzeugungsart „Abfälle“ benötigt 21 GWh. „Abfälle“ sind zu 5% Bestandteil im Stromprodukt „Basis“ und zu 23% im Stromprodukt „Öko“. 10% der „Grosskunden“, 30% der „Restlichen lastganggemessenen Kunden“ und 70% der „Haushaltskunden“ beziehen das Stromprodukt „Basis“. 5% der „Restlichen lastganggemessenen Kunden“ und 15% der „Haushaltskunden“ wählen das Stromprodukt „Öko“. Die Erzeugungsart „Geothermie“ kommt zu 2% im Stromprodukt „Basis“ und zu 20% im Stromprodukt „Öko“ vor und braucht gesamthaft 13 GWh. Die Erzeugungsart Sonnenenergie kommt nur im Stromprodukt „Öko“ vor. 8% Anteil des Stromproduktes „Öko“, verteilt auf 5% der „Restlichen lastganggemessenen Kunden“ und 15% der „Haushaltskunden“, ergibt einen Bedarf von 3.5 GWh. Die Erzeugungsart „Wasserkraft“ findet sich zu 50% im Stromprodukt „Basis“ und zu 40% im Stromprodukt „Öko“ und sie benötigt 127 GWh. Die Erzeugungsart „Windenergie“ findet sich nur mit einem Anteil von 9% im Stromprodukt „Öko“ und sie kommt auf 3.9 GWh. Die Erzeugungsart „Kernenergie, Fossile Energieträger und nicht überprüfbare Energieträger“ ist zu 100% Bestandteil des Stromprodukts „Kernmix“ und zu 43% des Stromprodukts „Basis“. Daraus ergibt sich ein jährlicher Bedarf von 356 GWh.

Beschaffungsziel	
Abfälle	20.9
Geothermie	13.1
Sonnenenergie	3.5
Wasserkraft	127.0
Windenergie	3.9
Atom / Fossil / unbekannte Herkunft	355.9
Total Beschaffungsziel	GWh
	524.3

Tabelle 1: Beschaffungsziel

3.1.4 Physische Stromlieferung

Die physische Lieferung der elektrischen Energie erfolgt im stochastischen Modell aus unterschiedlichen Quellen:

- Kehrlichtheizkraftwerk (d.h. Erzeugungsart Abfälle 19 GWh)
- BHKW (d.h. Erzeugungsart Fossile Energieträger 13 GWh)
- Geothermieheizkraftwerk (d.h. Erzeugungsart Geothermie 13 GWh)
- Futures an der EEX (d.h. Marktbelieferung 16 GWh)
- Ausgleichsenergie (5 GWh)
- Photovoltaikanlagen (d.h. Erzeugungsart Sonnenenergie 3 GWh)
- Lieferung des Vorlieferanten mit Erzeugungsart Wasserkraft (50 GWh) und Erzeugungsart Kernenergie (402 GWh)
- Wasserkraftwerke (d.h. Erzeugungsart Wasserkraft 4 GWh)
- Windkraftanlagen (d.h. Erzeugungsart Windenergie 4 GWh)

Die Summen der Produktionen oder Lieferungen von den jeweiligen Erzeugungsarten decken sich nicht vollständig mit den Summen des Beschaffungsziels. Nach Abzug der Erzeugungsarten aus dem geförderten Strom wird die verbleibende Differenz mit HKN-Zertifikaten abgedeckt.

3.1.5 Geförderter Strom

Besitzer von KEV-berechtigten Produktionsanlagen, wie z.B. Photovoltaik, melden ihre Anlage bei Swissgrid an. Aktuell besteht eine Warteliste. Nach einem positiven Bescheid von Swissgrid und nach Meldung der Inbetriebnahme der Anlage, erfolgt die Vergütung der ins Netz eingespeisten Energie über die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE). Die Vergütung deckt die Differenz zu dem über dem Marktpreis liegenden Gestehungskosten der Anlage. Die auf dies Weise mitfinanzierte erneuerbare Stromproduktion wird über die Bilanzgruppe erneuerbare Energie abgerechnet. Die

Stromproduzenten dieser Anlagen treten ihre Herkunftsnachweise für die ins Netz eingespeiste Energie an Swissgrid ab. Swissgrid ermittelt jährlich die gesamte Summe der eingespeisten Energie. Das BFE definiert einen gesamtschweizerisch einheitlichen Prozentsatz je Erzeugungsart geförderten Stroms. Der einheitliche Prozentsatz wird von allen Schweizer Endkundenlieferanten in ihre Elektrizitätsbuchhaltung und in ihre Stromkennzeichnung übernommen [BFE 2012c]. Das stochastische Modell verwendet einen Prozentsatz von 0.9%, was einer Energiemenge von 4.7 GWh entspricht. Sie werden aufgeteilt in die Erzeugungsarten Wasserkraft (51.6%), Sonnenenergie (4.2%), Windenergie (2.6%) sowie Biomasse und Abfälle aus Biomasse (41.6%).

3.1.6 Herkunftsnachweis (HKN) / Stromkennzeichnung

Swissgrid betreibt ein Herkunftsnachweissystem [Swissgrid 2012]. Gemäss Energieverordnung (EnV) wird der gelieferte Strommix auf jeder Rechnung beim Endverbraucher angegeben und auf der Basis von Herkunftsnachweisen garantiert [EnV 1998]. Der Weg der elektrischen Energie kann von der Produktion bis zum Konsumenten lückenlos nachvollzogen werden. Herkunftsnachweise enthalten Informationen über das Kraftwerk, die Energiequelle, die produzierte Elektrizitätsmenge (in kWh), die Produktionsperioden und allfällige ökologische Zusatzqualitäten [EnV 1998; UVEK 2006]. Herkunftsnachweise sind national und international handelbar, sie basieren auf dem Europäischen Energiezertifikatsstandard EECS. Transaktionen werden ausserbörslich abgeschlossen (over the counter) und anschliessend im Herkunftsnachweissystem der Swissgrid umgebucht. Sobald im stochastischen Modell das Beschaffungsziel der Summe aus physischer Stromlieferung, dem geförderten Strom und aus den Herkunftsnachweisen entspricht, ist die Beschaffung definiert. Das stochastische Modell erreicht das Gleichgewicht, indem die fehlenden oder überschüssigen Energiemengen mit HKN ausgeglichen werden. Zuviel produzierte oder über Energielieferverträge beschaffte Erzeugungsart wird über HKN verkauft, zu wenig produzierte oder über Energielieferverträge beschaffte Erzeugungsart wird über HKN eingekauft. Im deterministischen Modell werden 70.5 GWh HKN Wasserkraft und 0.04 GWh Windenergie gekauft und 0.2 GWh HKN Abfälle, 0.1 GWh HKN Geothermie und 0.1 GWh HKN Sonnenenergie verkauft. Damit sind Energiebedarf und Energiebeschaffung für jede Erzeugungsart ausgeglichen.

3.2 Energiekostenplanung

Die Energiekostenplanung basiert auf dem durch das Beschaffungsziel definierten Beschaffungsmix, den daraus folgenden Mengen für die physische Stromlieferung und dem Saldo aus den Herstellkostennachweisen (HKN). Für die Energiemengen werden in der Energiekostenplanung die Kosten hinterlegt. Das Modell unterscheidet die Gestehungskosten der unterschiedlichen Energieproduktionen und Energielieferverträge aus der physischen Stromlieferung² und den unterschiedlichen Herkunftsnachweisen³. Pro Energieproduktion und Energieliefervertrag liegt ein stundenbasierter Lastgang vor mit den dazugehörigen Gestehungs- resp. Beschaffungskosten. Gestehungskosten sind eine entscheidende Einflussgrösse auf den künftigen Erfolg eines EVUs [Pfluger et al. 2012; Christmann et al. 2013]. Sie sind idealerweise für jede einzelne Wertschöpfungsstufe einzeln zu ermitteln. Die Kosten der Stromproduktion unterliegen einer hohen Volatilität. Es besteht die Möglichkeit, dass die Kosten für die Stromproduktion bis ins Jahr 2050 um 80% bis 100% steigen.

Kernaussage 18: Durch die unsichere Entwicklung der Gestehungskosten ist ein geeigneter Mix zwischen Eigenproduktion, Bezugsverträgen und Beschaffung am Markt zu finden. Vor acht Jahren wurde von Nichtamortisierbaren Investitionen (NAI) gesprochen, anschliessend von einem hohen Marktpreis für elektrische Energie und aktuell von sinkenden Preisen. Mit einem geeigneten Mix kann ein EVU in allen Phasen bestehen.

Im vorliegenden stochastischen Modell werden folgende Beschaffungsquellen unterschieden:

- Ausgleichsenergie mit physischem Graustrom
- BHKW mit der Erzeugungsart Fossile Energieträger
- Futures an der EEX
- Geothermieheizkraftwerk mit der Erzeugungsart Geothermie
- Kehrlichtheizkraftwerk mit der Erzeugungsart Abfälle
- Photovoltaikanlagen mit der Erzeugungsart Sonnenenergie
- Lieferung des Vorlieferanten mit den Erzeugungsarten Wasserkraft und Kernenergie
- Wasserkraftwerke mit der Erzeugungsart Wasserkraft

² Vgl. Kap. 3.1.4 Physische Stromlieferung

³ Vgl. Kap. 3.1.6 Herkunftsnachweis (HKN) /Stromkennzeichnung

- Windkraftanlagen mit der Erzeugungsart Windenergie

Im Modell sind die BHKW, das Geothermieheizkraftwerk, die Photovoltaikanlagen, die Wasserkraftwerke und die Windkraftanlagen eigene Produktionsanlagen und finden als diese im stochastischen Modell Eingang in die Bilanz unter Anlagevermögen. Die Ausgleichsenergie, das Kehrichtheizkraftwerk, die Futures an der EEX und die Lieferungen des Vorlieferanten werden als Energielieferverträge dargestellt. Im Folgenden werden die im stochastischen Modell verwendeten Beschaffungsquellen aufgezeigt und die im Modell verwendeten Planungsannahmen definiert. Bedingt durch die vielfältigen Einflussmöglichkeiten und das durch die Nutzungsdauer vorgegebene langfristige Risiko werden die Produktionen detailliert diskutiert.

3.2.1 Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie ist die Differenz zwischen Fahrplansumme der Abrechnungseinheit (Soll) zur Messwertsumme (Ist) inkl. der Rampen, d.h. der Saldi aller Import- und Exportfahrpläne und Ein- und Ausspeisungen unter Berücksichtigung der Rampen. Sie wird auf der Basis der $\frac{1}{4}$ -Stundenwerte der abgestimmten Fahrplanmeldungen und der aggregierten Messwerte pro Abrechnungseinheit eines Bilanzgruppenverantwortlichen ermittelt. Beim Ausgleichsenergie-Preismechanismus (AEPM) handelt es sich um ein Zweipreissystem, welches die Preise für die Ausgleichsenergie nach Richtung der Abweichung einer Bilanzgruppe unterscheidet. Die Ermittlung der Ausgleichsenergie wird für die Abrechnungseinheit gesamthaft durchgeführt. Überdeckte Abrechnungseinheiten erhalten hierbei eine Gutschrift, unterdeckte Abrechnungseinheiten erhalten eine Rechnung. Um die Ausgleichsenergie im Modell abzubilden, wird zuerst die notwendige Ausgleichsenergie in Prozenten der jeweiligen Leistung der einzelnen Produktionsanlagenarten und Energieliefervertragsarten definiert. Dabei erhalten Produktions- und Vertragsarten mit höheren Volatilitäten höhere Werte. Insbesondere die Prognosegüte der stochastisch anfallenden neuen erneuerbaren Energien erhalten höhere Werte als einfacher planbare Lastgänge wie beispielsweise Geothermie mit Bandenergieproduktionscharakter. Die Preise für Ausgleichsenergie auf Viertelstundenbasis werden von Swissgrid monatlich ermittelt und auf der Website der Swissgrid publiziert. Im stochastischen Modell werden die einzelnen Energieproduktions- und Energieliefervertragsarten mit folgendem Ausgleichsenergieanteil belastet:

- BHKW: 1%
- Geothermieheizkraftwerk: 1%
- Kehrichtheizkraftwerk: 0.5%

-
- Futures an der EEX: 0%
 - Photovoltaikanlagen: 7%
 - Lieferung des Vorlieferanten: 1%
 - Wasserkraftwerke: 2%
 - Windkraftanlagen: 6%

Die Lastgänge der Produktionsanlagen und der Energielieferverträge werden mit der Ausgleichsenergie in Prozenten der Leistung multipliziert und anschliessend mit einer Preiskurve für Ausgleichsenergie multipliziert. Dies führt zu den Kosten für Ausgleichsenergie, welche in die Erfolgsrechnung unter Beschaffungsaufwand Energie aufgenommen werden. Aktuell wird die Ausgleichsenergie im 15-Min.-Intervall abgerechnet. Die im Modell verwendete Preiskurve aggregiert das beim Ausgleichsenergie-Preismechanismus (AEPM) der Swissgrid verwendete Zweipreissystem in einen Stundenwert, in dem die Preise für die Ausgleichsenergie nach Richtung der Abweichung einer Bilanzgruppe aufgeschlüsselt werden [Swissgrid 2011; sgsw 2012].

3.2.2 BHKW

Technik der BHKW

Es wird zwischen Gross- und Kleinanlagen unterschieden. Die Grenze liegt bei einer elektrischen Leistung von 1 MW. Technologisch kommen vor allem zwei Kategorien von Energiewandlern zum Einsatz: die thermomechanische Umwandlung mittels extern befeuerten Stirling-Motoren resp. intern befeuerten Mikro-Gasturbinen und Verbrennungsmotoren oder die elektrochemische Energieumwandlung in Brennstoffzellen [Abhari et al. 2012].

Kosten der BHKW

Kleinere WKK-Anlagen werden wärmegeführt gefahren. Um sie stromgeführt fahren zu können, werden grössere Wärmespeicher benötigt. Weder im aktuellen Strom-, noch im Wärmemarkt sind solche Lösungen wirtschaftlich [BFE 2011b]. Um erneuerbare Energieträger zu nutzen, sind grössere, zentrale Anlagen erforderlich. Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern in Anlagen zur Produktion von Wärme und Strom können zu einer besseren Konkurrenzfähigkeit beitragen [BFE 2011a]. Für BHKW-Anlagen ist mit ökonomischen Hemmnissen zu rechnen. Die Kosten für fossi-

le Energieträger wirken sich direkt auf die Rentabilität der BHKW-Anlagen aus. Eine Steigerung der Kosten für fossile Energieträger führt zu einem höheren Gestehungspreis sowohl für die produzierte Wärme als auch für die produzierte elektrische Energie. Dabei hat die Modulgrösse des BHKW einen geringen Einfluss; die Gestehungskosten variieren nur minim. Die Betriebskosten hingegen haben einen grossen Einfluss. Bei 500 Betriebsstunden ist der notwendige kostendeckende Zuschlag über Faktor 3 grösser als bei 8'000 Betriebsstunden. Heute muss davon ausgegangen werden, dass der Betrieb von fossilen BHKW nicht eigenwirtschaftlich ist. Falls die Höhe des Ölpreises schneller wächst als die Höhe des Strompreises, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der BHKW noch zusätzlich [sgsw 2011a]. Durch den hohen Anteil an variablen Kosten erfolgt der Einsatz von BHKW auf der Merit Order für den Kraftwerkseinsatz später als bei Anlagen mit wenig variablen Kosten. Es wird erwartet, dass die Gestehungspreise pro kWh für Biomasse-WKK von 14-20 Rp. im Jahr 2010 auf 12-17 Rp. im 2020, 8-12 Rp. im 2035 bis 8-12 Rp. im 2050 fallen werden [Andersson et al. 2011]. Eine WKK-Anlage mit 200 kWel kostet CHF 2'500.- pro kW, jährlich 3.5% bis 5% der Investitionskosten für Betrieb und Unterhalt fix und pro kWh 2.5 Rp für Betrieb und Unterhalt variabel [VSE 2012e]. Für eine Biogas WKK-Anlage wurde im Jahr 2010 von 10 Rp. pro kWh ausgegangen. Für 2035 wird mit einer Reduktion auf 6 Rp. pro kWh gerechnet [Abhari et al. 2012].

Kernaussage 19: Der hohe Energiekostenanteil an den gesamten Kosten und die grosse Unsicherheit über die Preisentwicklung der Energiekosten schaffen ein hohes finanzielles Risiko für den Einsatz von BHKW.

Potential BHKW

Das technische Ausbaupotential für die Schweiz beträgt 26'000 GWh bis 36'000 GWh, wobei für Geothermie, ARA und Deponiegas keine Angaben gemacht wurden. Davon wird bis 2050 zwischen 14'857 GWh und 22'577 GWh realisierbares Potential erwartet [BFE 2011b]. Andere Quellen gehen von einem Potential von 10 TWh bis 17 TWh Wärmeproduktion und 6 TWh bis 10 TWh Produktion elektrischer Energie aus [Erb et al. 2012]. Im Elektrizitätsangebot „Bundesvariante 3 Variante D&E (Fossil-dezentral und Erneuerbar)“ wird davon ausgegangen, dass 2020 neue fossile WKK-Anlagen 2.36 TWh elektrische Energie produzieren. Bis 2050 steigt die Menge auf 11.53 TWh. Dabei ist das technische Ausbaupotential für die Schweiz 20 TWh bis 30

TWh und das erwartete Ausbaupotential bis 2050 gemäss oben genannter Bundesvariante 5.73 TWh [BFE 2011b].

Kernaussage 20: BHKW sind geeignet zur lokalen Stromproduktion in Städten, da sie gleichzeitig Wärme produzieren können und variabel in der Grösse sind. Sie leisten auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, da lokal Leistung zur Verfügung steht. Die Stromproduktion ist wirtschaftlich kritisch.

Modellannahmen BHKW

Im Modell wird von 3'100 kW installierter Leistung und 4'100 Benutzungsstunden ausgegangen, was einer Energiemenge von 13 GWh entspricht. Die Investitionskosten betragen CHF 2'500 pro kW, der fixe Anteil jährlich an Betrieb und Unterhalt beträgt 4% der Investitionskosten und die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt betragen Rp. 2.5 pro kWh. Die durchschnittliche Nutzungsdauer eines BHKWs beträgt 20 Jahre [VSE 2012e]. Für Ausgleichsenergie wird von einem Anteil von 1% des Lastgangs ausgegangen.

Dabei ergibt sich folgender Lastgang:

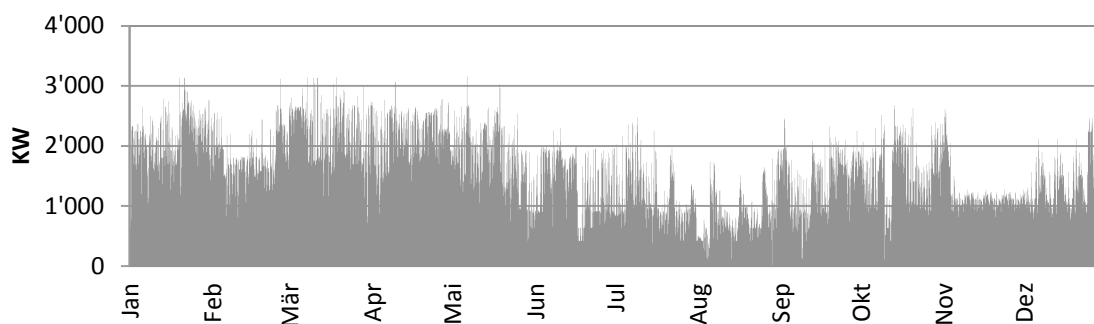


Abbildung 4: Lastgang BHKW

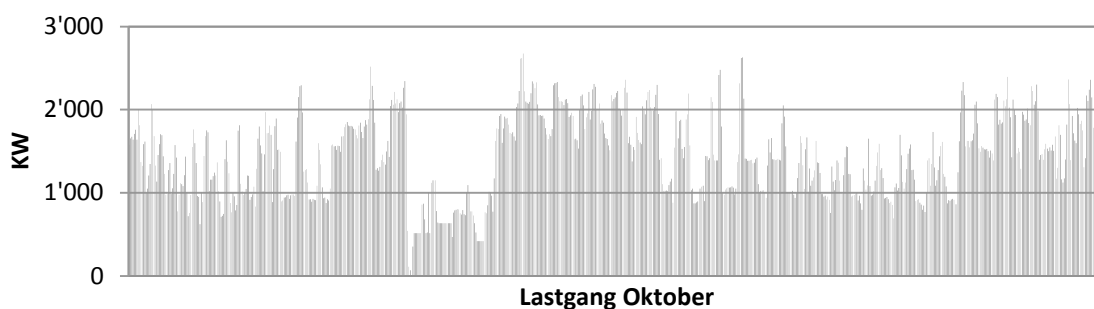


Abbildung 5: Lastgang BHKW Monat Oktober

3.2.3 Futures an der EEX

Der Bedarf zeigt sich in Form eines Lastgangs. Der Lastgang beinhaltet den gesamten Verbrauch an elektrischer Energie, aufgeschlüsselt nach Stundenwerten. Für ein Normaljahr werden 8'760 Einzelwerte gezählt. Der Lastgang beschreibt, mit welcher Lieferrate (Strommenge pro Stunde) die Stromlieferung anfällt. Aus einer Lastgangdarstellung werden die marktrelevanten Kriterien für die Strombeschaffung abgelesen. Es sind dies Leistung (MW) und Menge (MWh), jeweils für Peak / Off-Peak und Sommer / Winter. Peak, auch Peakload genannt, umfasst eine konstante Lieferrate von Montag bis Freitag von 08.00 Uhr bis 20.00 Uhr. Off-Peak deckt die restlichen Stunden in einer Woche ab. Baseload beinhaltet die Lieferung von 24 Stunden an allen sieben Wochentagen. Der Future ist ein finanzieller Terminkontrakt, der sich auf die durchschnittlichen Stromspotmarktpreise zukünftiger Lieferperioden eines Marktgebietes bezieht. Vielfach sind sie als Baseload-, Peakload- und Off-Peak-Kontrakte verfügbar mit Fälligkeiten über Tage, Wochenenden, Wochen, Monate, Quartale oder Jahre. Die Vertragsnehmer haben die Wahl, die physische Lieferung von Strom auf dem Spotmarkt durchführen zu lassen oder als finanzielle Glattstellung zu beanspruchen [EEX 2012].

Modellannahmen der Vertragsenergie

Im Modell wird von 5'000 kW Leistung ausgegangen. Dies ergibt bei Futures an der EEX 3'132 Benutzungsstunden und eine Energiemenge von 15,66 GWh.

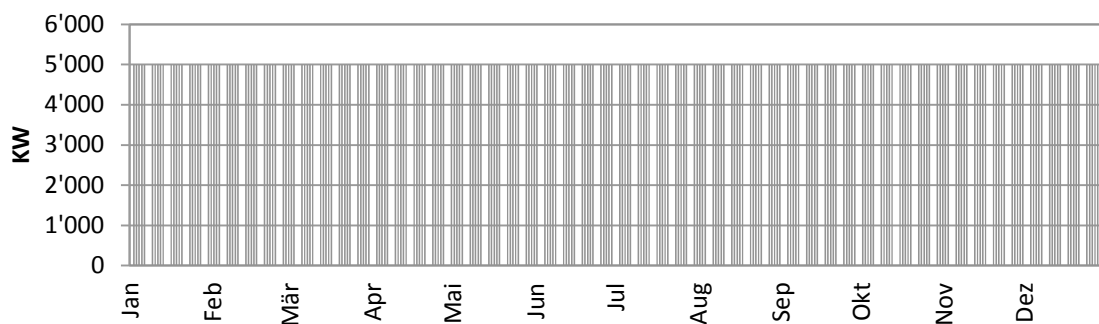


Abbildung 6: Lastgang Futures an der EEX Jahr (Peakband)

Ausgleichsenergie wird keine benötigt, da eine physische Lieferung ohne Abweichungen erfolgt. Die Preisberechnung wurde anhand einer erzeugten 5-Jahres HPFC für SWISSIX vorgenommen, da für das Marktgebiet Schweiz kein Forward-Markt an der EEX existiert [BIT@EPI.Dynamics 2013].

3.2.4 Geothermieheizkraftwerk

Technik der Geothermieanlagen

Grundsätzlich kommen zwei Nutzungstypen in Frage: hydrothermale Systeme und petrothermale Systeme [VSE 2012d]. Temperaturen über 100 Grad erlauben mittels zusätzlicher Verfahren wie OCR (Organic Rankine Cycle) oder Kalina (Wasser-Ammoniak-Medium Mischung als Arbeitsmedium) Strom zu produzieren. In Deutschland bestehen längere Erfahrungen mit dem OCR-Prozess (z.B. Neustadt-Glewe oder Landau in der Pfalz). Der Kalina-Prozess wird nur in Unterhaching in München und in Buchsal im Oberrheingraben eingesetzt [Rohloff et al. 2011; Stober et al. 2011]. Die Wassertemperatur ist der massgebende Einflussfaktor auf die Kraftwerkstechnologie [Weimann 2011]. Aktuell wird mehrheitlich der OCR-Prozess verwendet. Dabei gelangen vor allem drei Ausprägungen zum Einsatz: 1-Druck ohne Überhitzung, 1-Druck mit Überhitzung und 2-Druck ohne Überhitzung. Die Leistungsfähigkeit der Prozesse beträgt im Verhältnis 120%, 100% und 130% [Hoffmann 2011]. Weitere wesentliche Einflussfaktoren sind das verwendete OCR Prozessmedium (HFC-245, n-Butan (+3,6% Leistungssteigerung) und iso-Butan (+8.9% Leistungssteigerung)). Weiter beeinflusst die Wahl des Kühlsystems das Investitionsvolumen. Direktkühlung mit Frischwasser ist am günstigsten, gefolgt von Kühlung über einen Nasskühlturm und schliesslich das Trockenkühlsystem. Die Sensitivität bezüglich der Menge des Wassers verhält sich linear. Bei 60 l statt 50 l beträgt die Leistungssteigerung +20%. Hingegen resultiert aus der Steigerung der Temperatur von 150 Grad Celsius auf 160 Grad Celsius eine nicht lineare Steigerung der Leistung um 20%. Bei den weiteren 10 Grad-Schritten ist die Leistungssteigerung grösser als 20%. Zusammengefasst heisst dies, dass bei 150 Grad Celsius Wassertemperatur mit einer Wassermenge von 50 l/s und 8'000 Betriebsstunden von 15 bis 20 GWh ausgegangen werden kann. Der verwendete OCR-Prozess beeinflusst das Resultat in einer Bandbreite von 20%, das verwendete OCR-Medium um etwa 10%. Somit sind 30% über die verwendete Technologie beeinflussbar. Die grössere Wirkung kommt von höheren Temperaturen und von einer grösseren Menge Wasser. Weiter können Verbundlösungen mit einem lokalen KHK zu einer Senkung des Gestehungspreises führen, da die zusätzlich verfügbare Abwärme des KHK auf einem für die Stromproduktion des GHK passenden Niveau liegt, was zu einer Wahlmöglichkeit der Wärmeabgabe des KHK zwischen Fernwärme und GHK führt und so eine Leistungsoptimierung des KHK unabhängig vom Bedarf der

Fernwärme ermöglicht. Die Technik zur Wärmegewinnung in Geothermieheizkraftwerke ist ausgereift. Der Kalina-Prozess zur Stromgewinnung ist noch nicht ausgereift.

Kosten der Geothermieanlagen

Der Bereich Wärmegewinnung ist heute gegenüber anderen Energieträgern bereits konkurrenzfähig, der Bereich Stromgewinnung hingegen benötigt noch Zuschüsse. Aktuell ist die Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion eine Pioniertätigkeit [Kohl 2010]. Es wird erwartet, dass sich die Gestehungspreise pro kWh von 7-12 Rp. im Jahr 2020 auf 6-13 Rp. im Jahr 2035 und auf 5-15 Rp. bis ins Jahr 2050 entwickeln werden [Andersson et al. 2011]. In Deutschland liegen Stromgestehungskosten von sechs untersuchten Geothermiekraftwerken in einer Bandbreite von 17,6 bis 27,9 Ct/kWh vor [Weimann 2011]. Aktuell wird bei Geothermieanlagen mit CHF 22'000.- pro kWel Investitionskosten gerechnet. 3.5% der Investitionskosten sind dabei pro Jahr für Betrieb und Unterhalt zu rechnen. Weiter wird von 6'500 Betriebsvolllaststunden ausgegangen und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen. Bei den angenommenen Kosten, einer Förderrate von 60 l/s, und einer Fördertemperatur von 150°C (Basis Strompreis 0.30 CHF/kWh entsprechend KEV) erzeugt die Geothermieanlage Wärme zu Gestehungskosten von 0.09 CHF/KWhth (0.13 CHF/KWhth bei einer Fließrate von 50 l/s) [Kohl 2010]. Die Kosten der Technik zur Stromerzeugung mit ausgereiften Technologien sind noch hoch. Es liegen erst wenige Informationen über die Kostenentwicklung eines langfristigen Betriebs eines Geothermiekraftwerks vor. Insbesondere der langfristige Betrieb der Pumpen und des Bohrlochs beinhalten noch wenig bekannte Risiken. Für Geothermie wird von mehr als 3% Effizienzsteigerung pro Jahr ausgegangen, da für diese Technologie noch ein grosses Diffusionspotential besteht, insbesondere für den Einsatz bei tieferen Temperaturen [Wohlfahrtstätter et al. 2009].

Potential Geothermiekraftwerke

Die IEA geht davon aus, dass Strom aus Geothermie bis ins Jahr 2050 von heute unter 0.5% Anteil an der Welt-Gesamtproduktion auf über 3.5% Anteil steigt [IEA 2012]. Das technische Potential für Geothermie wird nicht bewertet. Das gesamtschweizerische erwartete Potential bis ins Jahr 2050 liegt zwischen 1'400 GWh und 4'378 GWh [BFE 2011b]. Andere Beurteilungen gehen von höheren Unsicherheiten bezüglich Entwicklungsbandbreite aus und definieren das Potential mit 0 GWh bis 8'000 GWh

[Andersson et al. 2011]. Wieder andere gehen bei einer geothermischen Wärmemenge von 2.2 TWh (2020), 8.1 TWh (2035), 33.3 TWh (2050) in der Variante „Maximale Stromproduktion“ von einem Potential elektrischer Energie von 0.2 TWh (2020), 0.7 TWh (2035) bis 4.5 TWh (2050) aus [Erb et al. 2012]. In Bayern sind 300 MW für Wärmenutzung und zusätzlich 25 MW für Stromerzeugung erschlossen. Das Potential in Bayern bemisst sich auf zusätzlich 1'800 MW Wärmenutzung und zusätzlich 300 MW Stromerzeugung aus Heisswasseraquifer. Das Verhältnis Wärmenutzung zu Stromerzeugung von heute 1:12 steigt auf 1:6. Dabei wird das EGS-Verfahren (Enhanced Geothermal System) als derzeit am geeignetsten beurteilt. [Bayerische Staatsregierung 2011] Durch eine Abstimmung von KHKs und Geothermiekraftwerken kann die Konkurrenzsituation zwischen beiden Anlagen reduziert werden. München rechnet damit, bis ins Jahr 2050 die gleich hohe Produktion aus KHKs und GHKs zu erreichen [Henle 2011]. Das sich in Realisierung befindende Geothermiekraftwerk in der Stadt St.Gallen geht von 20 bis 25 MW Wärme und 3 bis 5 MW elektrischer Energie aus. Dies basiert auf der Annahme, dass ca. 160 Grad warmes Wasser mit einer Förderrate von 50 l/s gefunden wird. Der Gesamtnutzungsgrad variiert von 97.1% bei Verzicht auf eine Stromabgabe ans Netz, bis 62.1% bei einer Abgabe von 7'000 MWh elektrische Energie [sgsw 2011b].

Modellannahmen Geothermie

Im Modell wird von 3'000 kW installierte Leistung und 4'400 Benutzungsstunden ausgegangen, was einer Energiemenge von 13 GWh entspricht.

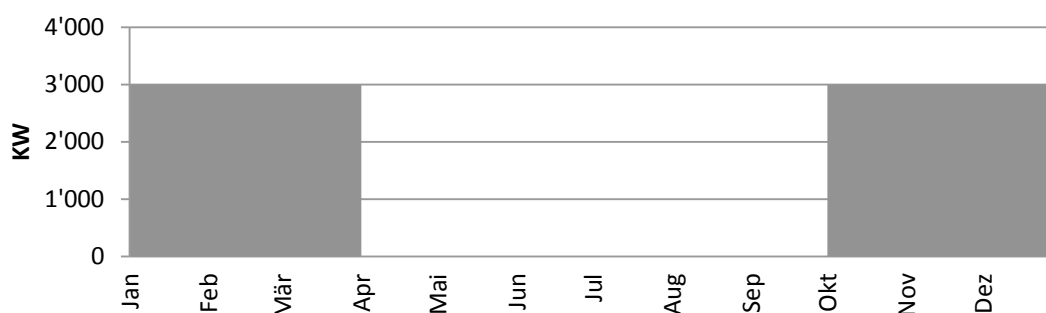


Abbildung 7: Lastgang Geothermie

Die Investitionskosten betragen CHF 22'000 pro kWel, der fixe Anteil jährlich an Betrieb und Unterhalt beträgt 3,5% der Investitionskosten. Die durchschnittliche Nutzungsdauer beträgt 20 Jahre [VSE 2012d]. Für Ausgleichsenergie wird von einem Anteil von 0,5% des Lastgangs ausgegangen.

3.2.5 Kehrichtheizkraftwerk

Kosten der Kehrichtheizkraftwerke

Das Kehrichtheizkraftwerk wird im Modell als Energieliefervertrag geführt. Darum und weil Kehrichtheizkraftwerke in den zusätzlichen Potentialüberlegungen der Energiewende nicht relevant sind, wird nur wenig auf das Thema eingegangen. Die Stromgestehungskosten von Kehrichtverbrennungsanlagen liegen zwischen 7 bis 8 Rp. pro kWh. Im Rahmen der Tarifüberprüfung KEV ging das BFE von einem Kapitalzinssatz (WACC) von 5.61% und 15 Jahren Abschreibungsdauer für Elektromechanik, 25 Jahren für Bau sowie 20 Jahren für übrige Komponenten aus [BFE 2012b; VSE 2012c].

Potential der Kehrichtheizkraftwerke

Bis 2050 wird von gleichbleibenden Stromgestehungskosten im Bereich von 7 bis 8 Rp. / kWh ausgegangen [BFE 2012b].

Modellannahmen der Kehrichtheizkraftwerke

Im vorliegenden Modell wird von einem Liefervertrag ausgegangen. Es besteht ein Liefertarif, welcher sich je nach Wochenstunde verändern kann. Er widerspiegelt den Abnahmetarif, zu welchem die Energie aus dem Kehrichtheizkraftwerk abgenommen wird:

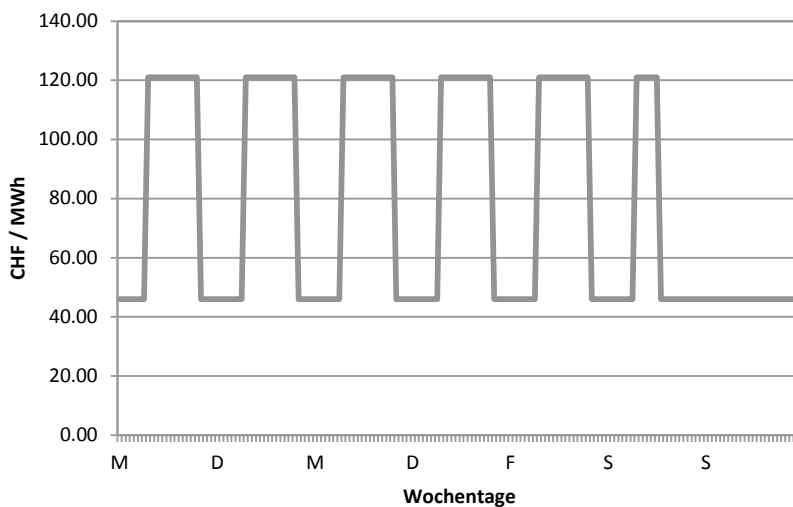


Abbildung 8: Abnahmetarif elektrischer Strom aus Abfällen

Dabei wird von folgendem Lastgang ausgegangen:

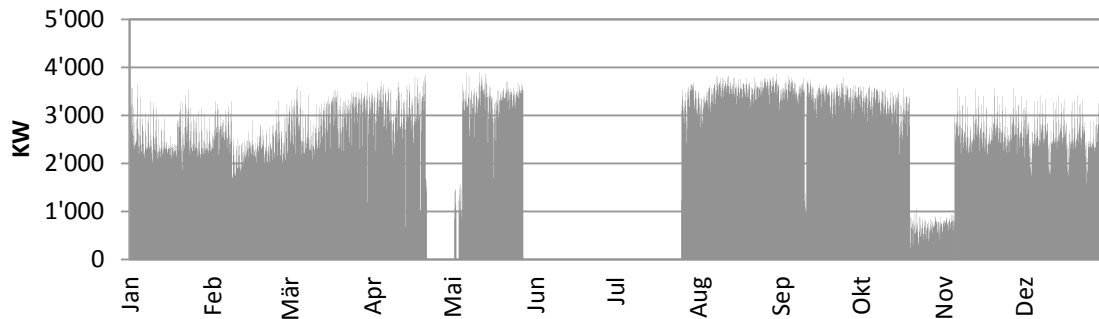


Abbildung 9: Lastgang Kehrlichtheizkraftwerk

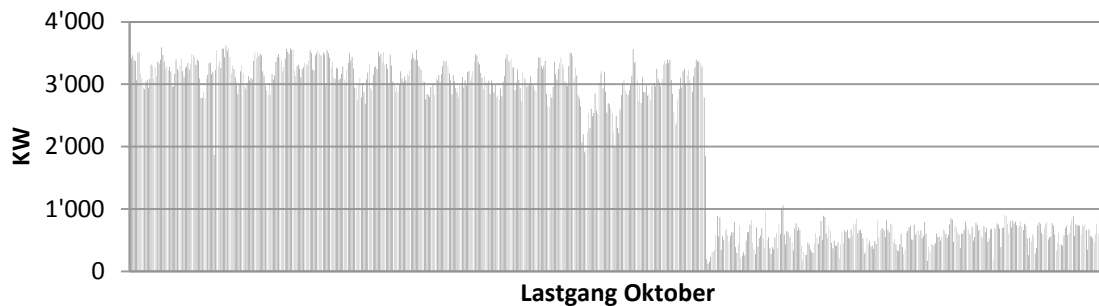


Abbildung 10: Lastgang Kehrlichtheizkraftwerk Monat Oktober

Das Abflachen der Leistung ab Mitte Oktober ist auf Revisionsarbeiten an den Ofenlinien des KHK zurückzuführen.

Im Modell wird von 3'800 kW installierter Leistung und 5'000 Benutzungsstunden ausgegangen. Dies ergibt 19 GWh. Für Ausgleichsenergie wird von einem Anteil von 1% des Lastgangs ausgegangen.

Kernaussage 21: Kehrlichtheizkraftwerke werden auch zukünftig eine dominante Rolle in der lokalen Strom- und Wärmeabgewinnung spielen. Ihr Potential, insbesondere unter dem Aspekt ihrer primären Ausgabe als Hygienisierungsanlage ist beschränkt. Technologisch befinden sie sich heute vielerorts auf dem Stand der Technik.

3.2.6 Photovoltaikanlagen

Technik der Photovoltaik

Photovoltaikanlagen produzieren elektrische Energie direkt aus Sonnenlicht. Solarthermische Anlagen produzieren aus Sonnenlicht Wärme. Die Wärme treibt eine Dampfturbine an und produziert so elektrische Energie. In der Schweiz sind noch keine solarthermischen Anlagen in Betrieb oder in Planung [VSE 2012b]. Um 1'000 GWh elektrische Energie mit Photovoltaik zu erzeugen, werden aktuell im Schweizer Mittelland 7 km² Fläche benötigt, mit einer Leistung von 1,1 GW [Abhari et al. 2012]. In der Photovoltaik kann noch nicht definiert werden, welche Technologie (Monokristalline-, Multikristalline, Dünnschicht- oder Polymer-PV) sich für welche Anwendungsbereiche durchsetzen wird. Der Wirkungsgrad wird laufend verbessert. Nachdem sich die Technologie noch nicht im Reifegrad befindet, können höhere jährliche Zuwachsraten als 3% in den Kosteneinsparungen pro kWh erwartet werden [Wohlfahrtstätter et al. 2009]. Die IEA geht von einer Verdoppelung der Wirkungsgrade von heute gegen 20% auf 40% im Jahre 2050 aus [IEA 2012]. Für 99% der installierten Photovoltaik-Peakleistung sind Backupkapazitäten vorzusehen [BFE 2011b]. PV reduziert die Schwungmasse des Systems [Andersson 2011]. Bei einem zunehmenden Ausbau der PV wird die Beherrschung der fluktuierenden Erzeugung zu einer zunehmenden Herausforderung [Andersson et al. 2011]. Bei der Folgetagprognose für Photovoltaik in Deutschland liegt der RMSE bei ca. 6 bis 7% der installierten Leistung. Dabei werden nur die Tageswerte betrachtet, da der Prognosefehler bei Nacht Null ist [Lange et al. 2011]. Das BFE geht von einem höheren Bedarf aus. Es rechnet damit, dass pro produzierte Einheit stochastische elektrische Energie 0.2 Einheiten Ausgleichsenergie benötigt werden [BFE 2011b]. Die letzte zeitliche Möglichkeit vor dem intra-day-Handel ist das day-ahead-Geschäft. Das sind 12 bis 36 Stunden vor Lieferung. Dies führt zu Abweichungen zwischen Prognose und effektiver Produktion, was durch andere Produktionen oder Lastausgleiche kompensiert werden muss [Hirth 2012a]. Die Effekte dieser Unsicherheit richten sich nach der Grösse des Prognosefehlers und nach den Märkten [Hirth 2012b]. So mussten im Fürstentum Liechtenstein in der Periode Juni bis August für Prognosefehler 6.4% des Solarertrages für Ausgleichsenergie eingesetzt werden [Iseli et al. 2012]. Eine kleine Einspeisung von Sonnenenergie ist netz- und prognosemässig einfach zu bewältigen. Grosse Mengen Sonnenenergie können die Netzführung erschweren und verursachen höhere Kosten durch Prognosefehler. Die Prognosefehler sind systemimmanent, da die Prognose auf Stundenwerten basiert, die

Ausgleichsenergieabrechnung aber auf Viertelstundenwerten. Bei einer hohen Fluktuation bleibt das Produktionsniveau innerhalb der Stunde nicht gleich.

Kosten von Photovoltaikanlagen

Die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen sanken in der Vergangenheit durchschnittlich um 15% pro Jahr [Wirth 2012]. Eurelectric rechnet über die nächsten Jahre mit einer Kostenreduktion von gegen 40% [EURELECTRIC 2011]. Die IEA erwartet bis 2030 eine Kostenreduktion um zwei Drittel [IEA 2010]. Die Höhe der Gestehungskosten hängt von den Investitionen, den Standortbedingungen, den Betriebskosten, der Lebensdauer der Anlage und den Finanzierungsbedingungen ab [Kost et al. 2012]. Im Rahmen der Tarifüberprüfung KEV ging das BFE von 5.26% Kapitalzinssatz (WACC) und 25 Jahren Abschreibungsdauer aus. Die durchschnittlichen Gestehungskosten, basierend auf Investitionen von CHF 4'200.-/KW und den jährlichen Betriebskosten von CHF 70.-/KW, betragen 37 Rp./KWh [BFE 2012b]. Andere Beispiele gehen von 5.75% Annuität, 25 Jahren Lebensdauer, CHF 4'500.- Investitionskosten pro KW, CHF 42.- jährlichen Unterhaltskosten pro KW aus und kommen zu Produktionskosten von 32 Rp./KWh [Elektrosuisse et al. 2012]. Die Entwicklung der Gestehungskosten basiert auf technischer Innovation wie dem Einsatz von günstigeren und effizienteren Materialien, reduziertem Materialverbrauch, leistungsfähigeren Produktionsprozessen, höheren Wirkungsgraden und zunehmender Massenproduktion. Dabei hat die Veränderung der Investitionskosten und der Sonneneinstrahlung den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten. Die Netzparität liegt in Reichweite [Fawer et al. 2010]. In Deutschland wird die Netzparität zu Haushaltsstrompreisen voraussichtlich in den Jahren 2013 bis 2014 erreicht werden [Bost et al. 2011]. Bei grösseren Mengen installierter Produktionskapazität von Photovoltaik beginnt sich die Merit-Order nach rechts zu verschieben und reduziert so den Marktpreis für elektrische Energie. Dies führt dazu, dass der Marktwert von PV, gleich wie Wind, bei zunehmender Menge von produzierter elektrischer Energie sinkt. Bei 20% bis 40% Marktanteil reduziert sich der Marktpreis auf 70% des ursprünglichen Marktpreises. Unter Marktbedingungen liegt der optimale Marktanteil von PV bei 0%, sogar wenn die Gestehungskosten um 60% sinken würden. Erst bei 90% Reduktion der Kosten wäre ein Marktanteil von 11% zu erwarten [Hirth 2012a; Hirth 2012b].

Zusammenfassend kann von folgender Entwicklung der Gestehungskosten ausgegangen werden:

Quelle	Szenario	2010	2020	2030	2035	2050
[EURELECTRIC 2011]		56	54.4	39.5		34.1
[IEA 2010]	tief	24	10.5	7		4.5
	hoch	72	31.5	20.5		13.5
[VSE 2012b]	tief	28	23		18	13
	hoch	46	36		28	20
[Andersson et al. 2011]	tief	35	20		10	6
	hoch	55	30		15	10
[Abhari et al. 2012]	tief	42			14	8
	hoch	66			34	25
[Kost et al. 2012]	tief	16.3	11.3	10		
	hoch	22.5	16.3	15		
[Hirschberg 2012]						10.3
Faktor Max / Min		4.4	5.2	5.6	3.4	7.5

Tabelle 2: Entwicklung der Gestehungskosten Photovoltaik in Rp/KWh

Die Streuung der erwarteten Gestehungskosten liegt im Jahr 2010 bei einem Faktor 4.4. zwischen den höchsten und den tiefsten Gestehungskosten. Im Jahr 2050 steigt der Faktor auf 7.5. Dabei geht die Eurelectric von hohen Gestehungskosten aus, während dem die IEA in ihrem Szenario tief von tiefen Gestehungskosten ausgeht. Mit Blick auf die aktuelle Gestehungskostenentwicklung in der Schweiz und basierend auf der Tarifüberprüfung KEV durch das BFE bewegen sich die Kosten analog den tiefen Szenarien [BFE 2012b]. Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass sich die Gestehungskosten schneller nach unten entwickeln als die durchschnittliche Entwicklung gemäss Tabelle 2 von 42 Rp./KWh erwarten lässt. Einzelne Anlagen liegen bereits heute tiefer als der Durchschnittswert des Jahres 2020 von 25.9 Rp./KWh.

Kernaussage 22: Für den privaten Betreiber einer Photovoltaikanlage ist auch die Verrechnung der Netznutzung von entscheidender Bedeutung. Wenn dieser für den eigenproduzierten Strom keine Netznutzung

bezahlen muss, wird für ihn die Netzparität eher erreicht. Eine Befreiung der Eigenproduktion von der Netznutzung führt zu einer Umverteilung der Netzkosten. Die notwendige Anschlussdimension und die Netzdimension bleiben gleich, der Photovoltaikbetreiber bezahlt jedoch im Verhältnis zu seinem Verbrauch weniger Netznutzung.

Potential Photovoltaikanlagen

Gesamtschweizerisch wird von einem technischen Potential von Photovoltaikanlagen von 15'000 GWh bis 18'000 GWh ausgegangen. Davon werden bis ins Jahr 2050 4'770 GWh bis 10'415 GWh erwartet [BFE 2011b]. Andere Prognosen gehen von 10'000 GWh bis 20'000 GWh aus. Der notwendige Platzbedarf für 14'000 GWh bei einer durchschnittlichen jährlichen Einstrahlung von 1'200 h sowie einem PV-Wirkungsgrad von 20% wird dabei auf 58 km² prognostiziert [Andersson et al. 2011]. Das Potential entspricht 20% bis 30% des schweizerischen Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2010 [Abhari et al. 2012]. Generell ist die Voraussage der Marktentwicklung mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, da diese signifikant von der Höhe der Investitionen, den nutzbaren Volllaststunden, der Integration von Speichermöglichkeiten, der Entwicklung des regulatorischen Umfeldes und der Preisentwicklung der übrigen Erzeugungsarten abhängt [Kost et al. 2012]. Bedingt durch die noch verhältnismässig hohen Gestehungskosten und das grundsätzlich unbegrenzte technische Potential wird ein bescheidener Zuwachs in den nächsten 10 Jahren erwartet, bis 2030 ein beschleunigter Ausbau und anschliessend ein eigentlicher „Take-Off“ folgen [Andersson et al. 2011]. Für Europa wird in den kommenden Jahren von einem Marktwachstum von 16% ausgegangen [Fawer et al. 2010]. Beispielsweise plant die Stadt St.Gallen im Jahr 2020 lokal 7 GWh aus Photovoltaik-Anlagen zu produzieren. Bei einer vorgesehenen Steigerung von 7 GWh pro 10 Jahre bis im Jahr 2050 führt dies zu 25 GWh im Jahr 2050. 25 GWh entsprechen etwa 125 Photovoltaikanlagen in der Grösse einer bereits bestehenden Anlage in der Stadt St.Gallen (202.4 kWp mit 190 MWh). [AUE 2011b] Der Solarkataster zeigt die geeigneten Dachflächen in der Stadt St.Gallen auf und trägt so zur Ausnützung des Potentials bei. Das Solarstrompotential auf St.Gallens Dächern wird mit 302 GWh angegeben. Damit kann technisch mehr als die Hälfte des lokalen Strombedarfs in der Stadt St.Gallen mit Photovoltaik abgedeckt werden. [AUE 2011c; Stadt St.Gallen 2012b]

Modellannahmen Photovoltaik

Im Modell wird von 2'700 kW installierte Leistung und 1'200 Benutzungsstunden ausgegangen, was einer Energiemenge von 3,2 GWh entspricht. Die Investitionskosten betragen CHF 3'500 pro kW, und die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt 6 Rp. pro kWh. Die durchschnittliche Nutzungsdauer beträgt 20 Jahre [VSE 2012b]. Für Ausgleichsenergie wird von einem Anteil von 7% des Lastgangs ausgegangen.

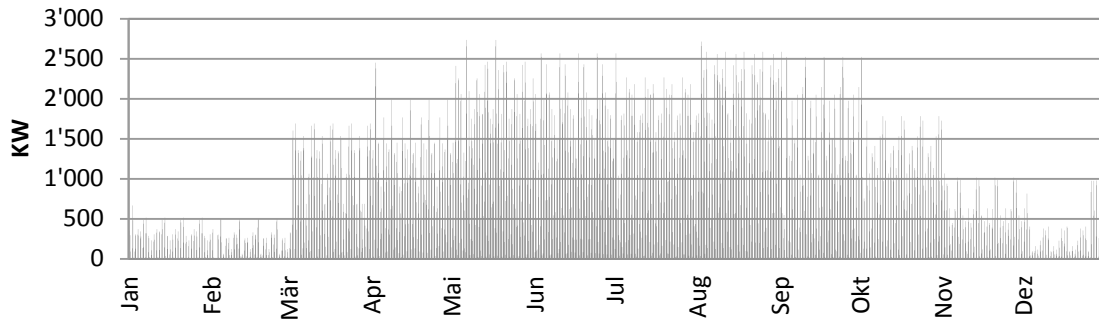


Abbildung 11: Lastgang Sonnenenergie

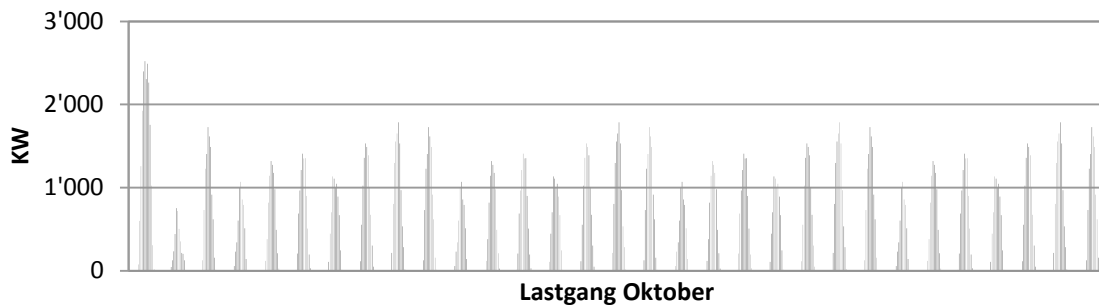


Abbildung 12: Lastgang Sonnenenergie Monat Oktober

3.2.7 Lieferung des Vorlieferanten

Modellannahmen des Vorlieferanten

Im Modell wird davon ausgegangen, dass nach Abzug aller Produktionen und Verträge der gesamte verbleibende Lastgang durch den Vorlieferanten abgedeckt wird.

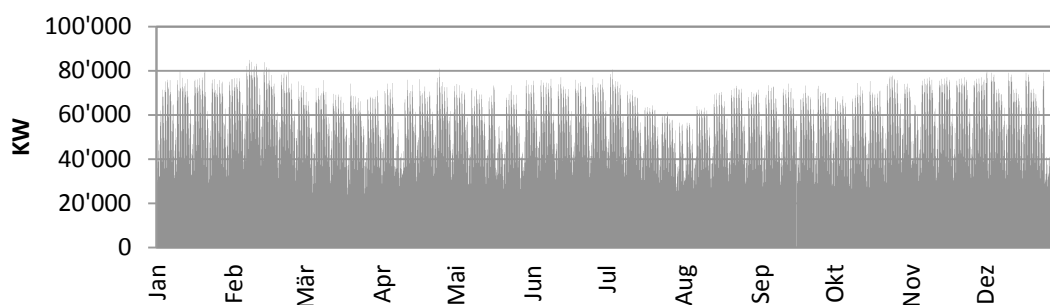


Abbildung 13: Lastgang Vorlieferant

Der Lastgang des Vorlieferanten wird multipliziert mit der HPFC des Vorlieferanten.

3.2.8 Wasserkraftwerke

Technik der Wasserkraftwerke

Von den möglichen Ausprägungen einer Wasserkraftanlage kommen in mittelgrossen Städten wie z.B. der Stadt St.Gallen primär Lauf-WKA in der Bauklasse ≤ 1 MW mit einem Nutzgefälle im Niederdruckbereich und einer Auslastung in der Grundlast in Frage [Genske et al. 2009].

Kosten der Wasserkraftwerke

Die Gestehungskosten sind massgeblich abhängig von der Leistungsgrösse. Grössere Leistungen führen tendenziell zu kleineren Gestehungskosten. So wird für eine Leistung bis 10 KW von 30 bis 80 Rp. pro KWh ausgegangen, bis 50 KW von 20 bis 60 Rp., bis 300 KW von 15 bis 40 Rp, bis 1 MW von 12 bis 30 Rp. und bis 10 MW von 9 bis 25 Rp. In einem konkret vorliegenden Projekt kann mit einem Anteil an der Investition von 100 Mio CHF ein Anteil an geplanten 60 MW, respektive 390 GWh Wasserenergie erworben werden, d.h. 1 GWh zu CHF 250'000.- [Swisspower 2011a]. Im Rahmen der Tarifüberprüfung KEV ging das BFE von einem Kapitalzinssatz (WACC) von 5.26% und 25 Jahren Abschreibungsdauer für die Elektromechanik, 50 Jahre für den Bau sowie 35 Jahre für die übrigen Komponenten aus (BFE 2012b, 121). [BFE 2012b]

Potential Wasserkraft

Gesamtschweizerisch wird von einem technischen Potential von 12'000 GWh ausgegangen. Das erwartete Potential bis 2050 beträgt 8'200 GWh bis 10'080 GWh [BFE

2011b]. Andere Prognosen gehen von 4'000 GWh bis 2035 aus [Andersson et al. 2011]. Weitere Quellen sprechen von einem Potential vom 1.1 TWh, 1.2 TWh, 1.3 TWh, 1.5 TWh oder 1.9 TWh respektive 5.6 bis 6.8 TWh oder 9.0 TWh technischem Potential [Crettenand 2012]. Primär liegt das Potential bei den bestehenden Speicherkraftwerken in der Erhöhung der installierten Leistung und der Stauseekapazität. Für ein Potential über 1'500 GWh ist eine Anpassung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig [Abhari et al. 2012]. Es wird erwartet, dass Wasserkraft auch zukünftig zu den günstigsten Produktionsformen gehören wird [Weidmann et al. 2009]. Unter dem Eindruck der gegenwärtigen negativen Rentabilitätsprognosen für Pumpspeicherkraftwerke und dem Entscheid, Pumpwasserkraftwerkprojekte vorläufig zu sistieren [Balmer 2013], schwinden die Potentiale. Davon nicht betroffen ist der Ausbau mit kleinen Wasserkraftwerken. Als Beispiele konkreter lokaler Potentiale dienen die Kleinwasserkraftwerke Grafenau und Morgental. Das Kleinwasserkraftwerk Grafenau in der Stadt St.Gallen liefert je nach Höherstau 1'000 MWh bis 1'500 MWh [sgsw 2011d]. Das Kleinkraftwerk Morgental produziert mit gereinigtem Abwasser mit 1.2 MW Leistung 4'000 MWh elektrische Energie [sgsw 2011c].

Modellannahmen der Wasserkraftwerke

Im Modell wird von 880 kW installierter Leistung und 4'600 Benutzungsstunden ausgegangen, was einer Energiemenge von 4 GWh entspricht. Die Investitionskosten betragen CHF 9'300 pro kW, der fixe Anteil jährlich an Betrieb und Unterhalt beträgt 1.5% der Investitionskosten und die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt betragen 1.1 Rp. pro kWh. Die durchschnittliche Nutzungsdauer beträgt 25 Jahre. [VSE 2012a] Für Ausgleichsenergie wird ein Anteil von 2% des Lastgangs angenommen.

Dabei wird von folgendem Lastgang ausgegangen:

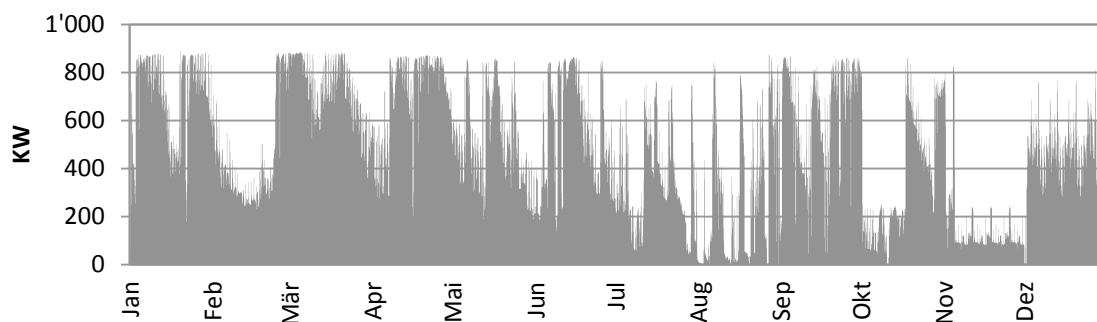


Abbildung 14: Lastgang Wasser

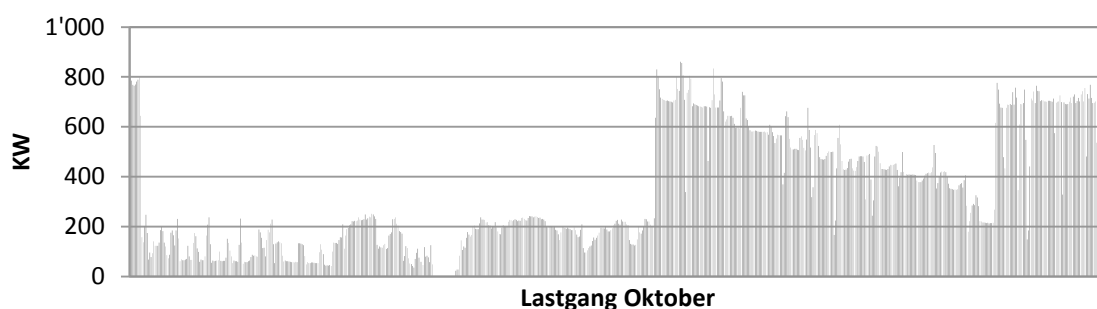


Abbildung 15: Lastgang Wasser Monat Oktober

3.2.9 Windkraftanlagen

Technik der Windenergie

Windenergie hat den technologischen Reifegrad erreicht: horizontale Achse mit drei Rotorblättern und variabler Winkeleinstellung mit einer fixen oder variablen Übersetzung. Die Konzentration auf wenige Hersteller hat stattgefunden und wird im Wesentlichen von sechs Unternehmen bestritten. In dieser Entwicklungsphase ist mit 3% Kostenreduktion pro Jahr zu rechnen [Wohlfahrtstätter et al. 2009]. 2011 wurden in der Schweiz 74 GWh elektrische Energie aus Wind erzeugt. Dies entspricht 20% der Menge, welche erzeugt werden könnte, wenn der Wind bei Windanlagen mit einer Leistung von 42 MW dauernd optimal blasen würde [Abhari et al. 2012]. Für 90% der installierten Windleistung sind Backupkapazitäten vorzusehen. Weiter werden pro produzierte Einheit stochastische elektrische Energie 0.2 Einheiten Ausgleichsenergie benötigt [BFE 2011b].

Kosten der Windenergie

In einem konkreten Projekt kann mit einem Anteil an der Investition von 200 Mio. CHF ein Anteil an geplanten 414 MW, resp. 987 GWh Windenergie erworben werden, d.h. 1 GWh zu CHF 200'000.-. Eurelectric geht davon aus, dass Wind onshore von Euro 68 pro MWh im Jahr 2010 bei Euro 68 pro MWh im Jahr 2020 bleibt, um dann marginal auf Euro 67 pro MWh im Jahr 2030 und auf Euro 66 pro MWh im Jahr 2050 zu sinken. Das heisst, dass über die nächsten Jahre nur noch mit einer sehr kleinen Kostenreduktion gerechnet werden kann [EURELECTRIC 2011]. Es wird erwartet, dass die Gestehungspreise pro KWh von 14-20 Rp. im Jahr 2010 auf 12-17 Rp. im Jahr 2020, auf 10-15 Rp. im Jahr 2035 bis auf 8-12 Rp. im Jahr 2050 fallen werden [Andersson et al. 2011]. Die Gestehungspreise in Euro pro KWh werden sich für onshore Windanlagen mit 2'000 Volllaststunden von 0.08 Euro im Jahr 2010 auf 0,07 Euro im 2030 entwickeln. Die Gestehungspreise für offshore Windanlagen mit 3'200 Volllaststunden werden von 0,14 Euro im Jahr 2010 auf 0,11 Euro im Jahr 2030 sinken [Kost et al. 2012]. Bei der Folgetagprognose für Wind in Deutschland liegt der RMSE bei ca. 5% der installierten Leistung [Lange et al. 2011]. Das BFE nennt für einen Vorsagebereich von 24 bis 48 Stunden eine Genauigkeit von 12% bis 18% rRMSE [BFE 2010]. Der optimale Marktanteil unter Marktbedingungen liegt für Wind bei 1% Marktanteil. Bei 30% tieferen Gestehungskosten steigt der Marktanteil auf 7%. Dabei ist der Einfluss der Variabilität der Produktion hoch. Bei konstanter Einspeisung wäre der optimale Marktanteil doppelt so hoch [Hirth 2012b]. Im Rahmen der Tarifüberprüfung KEV ging das BFE von 5.26% Kapitalzinssatz (WACC) und 20 Jahren Abschreibungsdauer aus. Die Gestehungskosten von Windenergieanlagen liegen in einer Bandbreite von 13 bis 29 Rp. pro KWh [BFE 2012b] oder 15 bis 25 Rp. pro KWh [Abhari et al. 2012].

Potential Windanlagen

Das technische Potential für die Schweiz ist nicht verfügbar. Bis 2050 werden 1'150 GWh bis 4'012 GWh erwartet [BFE 2011b]. Diese Grössenordnung wird auch von anderen Prognosen mit 2'000 GWh bis 4'000 GWh gestützt [Andersson et al. 2011; Abhari et al. 2012]. Nicht alle Gebiete eignen sich für Windanlagen. Beispielsweise die Gebiete in der Stadt St.Gallen werden als wenig geeignet beurteilt [Stadt St.Gallen 2012a]. Die zu erwartende Windgeschwindigkeit liegt tief. Der Wind in der Stadt

St.Gallen erreicht in der Mehrheit 0 bis 2,4 m/s, an wenigen exponierten Stellen 2.5 bis 3.4 m/s [Meteotest 2011].

Modellannahmen Windenergie

Im Modell wird von 2'000 kW installierter Leistung und 1'900 Benutzungsstunden ausgegangen. Dies entspricht einer Energiemenge von 3,8 GWh. Die Investitionskosten betragen CHF 2'000 pro kW und der fixe Anteil jährlich an Betrieb und Unterhalt beträgt 2% der Investitionskosten. Die durchschnittliche Nutzungsdauer beträgt 20 Jahre. [Erni 2012; VSE 2012f] Für Ausgleichsenergie wird ein Anteil von 6% des Lastgangs angenommen.

Dabei wird von folgendem Lastgang ausgegangen:

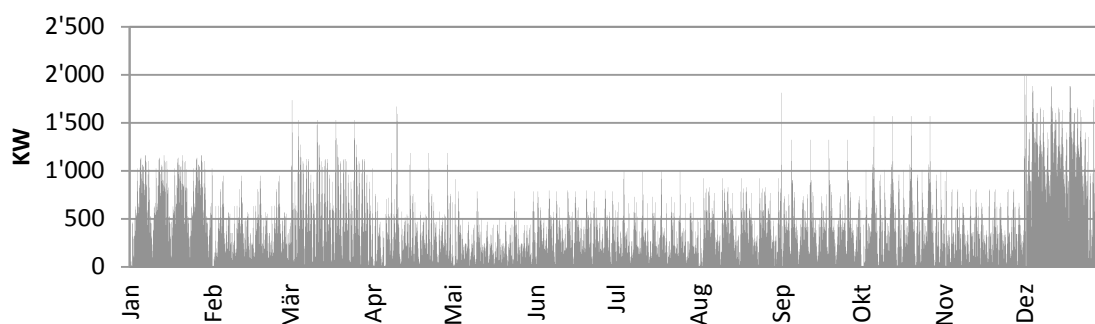


Abbildung 16: Lastgang Wind

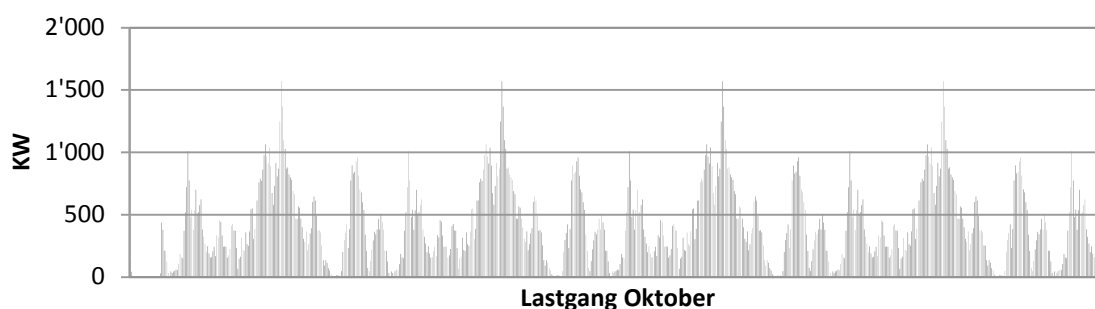


Abbildung 17: Lastgang Wind Monat Oktober

3.2.10 Kosten für Herkunftsnachweise (HKN)

Transaktionen mit Herkunftsnachweisen werden ausserbörslich abgeschlossen (over the counter). Die Transaktion wird im Herkunftsnachweissystem der Swissgrid abgebildet.

Modellannahmen

Im stochastischen Modell werden Transaktionen mit den Herkunftsnachweisen für Abfälle, Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie und Geothermie durchgeführt. Dabei sind folgende Preise für Kauf und Verkauf festgelegt:

- Abfälle: CHF 2.2 pro MWh
- Wasserkraft: CHF 1.7 pro MWh
- Sonnenenergie: CHF 170 pro MWh
- Windenergie: CHF 10 pro MWh
- Geothermie: CHF 10 pro MWh

3.2.11 Zusammenfassung der Energiekosten

Der Anlagewert der Produktionsanlagenarten BHKW, Geothermieheizkraftwerk, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen im stochastischen Modell beträgt CHF 95.5 Mio. Er setzt sich zusammen aus:

- BHKW: CHF 7.7 Mio. (CHF 2'500 pro KW Investitionskosten)
- Geothermieheizkraftwerk: CHF 66 Mio. (CHF 22'000 pro KW Investitionskosten)
- Photovoltaikanlagen: CHF 9.6 Mio. (CHF 3'500 pro KW Investitionskosten)
- Wasserkraftwerke: CHF 8.2 Mio. (CHF 9'300 pro KW Investitionskosten)
- Windkraftanlagen: CHF 4 Mio. (CHF 2'000 pro KW Investitionskosten)

Es wird für alle Produktionsanlagen von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen, einzig für die Wasserkraftwerke werden 25 Jahre veranschlagt. Gesamthaft benötigen die Produktionsanlagen CHF 4.7 Mio. Abschreibungen pro Jahr und verursachen CHF 4.8 Mio. Zinskosten pro Jahr bei einem Zinssatz von 5%. Die Beträge lauten für die einzelnen Produktionsanlagearten:

- BHKW: CHF 0.4 Mio. Abschreibungen und CHF 0.4 Mio. Zinskosten
- Geothermieheizkraftwerk: CHF 3.3 Mio. Abschreibungen und CHF 3.1 Mio. Zinskosten
- Photovoltaikanlagen: CHF 0.5 Mio. Abschreibungen und CHF 0.5 Mio. Zinskosten
- Wasserkraftwerke: CHF 0.3 Mio. Abschreibungen und CHF 0.4 Mio. Zinskosten
- Windkraftanlagen: CHF 0.2 Mio. Abschreibungen und CHF 0.2 Mio. Zinskosten

Für die variablen Kosten von gesamthaft CHF 3.4 Mio. wird im Modell davon ausgegangen, dass die fixen Kosten für Betrieb und Unterhalt sich in Prozenten der Investitionssumme rechnen und die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt sich in Rappen pro KWh rechnen. Die BHKW benötigen 4% ihrer Investitionssumme für fixe Kosten für Betrieb und Unterhalt und 2.5 Rp. pro KWh für variable Kosten Betrieb und Unterhalt. Das führt zu CHF 0.3 Mio. fixen und CHF 0.3 Mio. variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt, gesamthaft CHF 0.6 Mio. Das Geothermieheizkraftwerk benötigt nur für fixe Kosten für Betrieb und Unterhalt 3.5% der Investitionskosten, gesamthaft CHF 2.3 Mio. Die Photovoltaikanlagen brauchen keine fixen Kosten für Betrieb und Unterhalt. Für die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt werden 6 Rp. pro KWh veranschlagt, gesamthaft fallen CHF 0.2 Mio. variable Kosten an. Die fixen Kosten für Betrieb und Unterhalt der Wasserkraftwerke betragen bei 1.5% ihrer Investitionssumme CHF 0.1 Mio. und die variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt betragen bei 1.1 Rp. pro KWh CHF 45'000.-, total variable Kosten CHF 170'000.-. Für die Windkraftanlagen werden keine variablen Kosten für Betrieb und Unterhalt gerechnet. Die fixen Kosten für Betrieb und Unterhalt benötigen 2% der Investitionssumme und ergeben CHF 80'000.-.

Die gesamten Gestehungskosten für Ausgleichsenergie, BHKW mit Erzeugungsart Fossile Energieträger, Geothermieheizkraftwerk mit Erzeugungsart Geothermie, Kehrichtheizkraftwerk mit der Erzeugungsart Abfälle, Futures an der EEX, Photovoltaikanlagen mit der Erzeugungsart Sonnenenergie, Lieferung des Vorlieferanten mit teilweise Erzeugungsart Wasserkraft und Erzeugungsart Kernenergie, Wasserkraftwerke mit Erzeugungsart Wasserkraft und Windkraftanlagen mit der Erzeugungsart Windenergie betragen CHF 42.8 Mio oder 8.2 Rp. pro KWh.

- Ausgleichsenergie: CHF 28'700; 0.5 Rp pro KWh
- BHKW: CHF 1.4 Mio.; 10.8 Rp. pro KWh
- Futures an der EEX: CHF 1.1 Mio.; 7.1 Rp. pro KWh
- Geothermieheizkraftwerk: CHF 8.9 Mio.; 67.6 Rp. pro KWh
- Kehrichtheizkraftwerk: CHF 1.5 Mio.; 7.9 Rp. pro KWh
- Photovoltaikanlagen: CHF 1.2 Mio.; 34.4 Rp. pro KWh
- Vorlieferanten: CHF 27.3 Mio.; 6 Rp. pro KWh
- Wasserkraftwerke: CHF 0.9 Mio.; 22.1 Rp. pro KWh
- Windkraftanlagen: CHF 0.5 Mio.; 12.8 Rp. pro KWh

3.3 Finanzplanung

Das stochastische Modell beinhaltet eine Finanzplanung mit einer Planerfolgsrechnung, einer Planbilanz, Plan-Mittelflussrechnungen, einem EBIT, einem Ertragswert und Discounted Cashflow Werten.

3.3.1 Planerfolgsrechnung

Der Umsatz errechnet sich aus den Lastgängen der Kundengruppen, multipliziert mit den jeweiligen Tarifen.

Es wird für jede Kundengruppe ein unterschiedlicher Tarif angewendet. Die Multiplikation des Tarifs mit dem Lastgang ergibt den Umsatz der Kundengruppe. Im stochastischen Modell liegen die Tarife der grossen Kunden näher beim Marktpreis als der Tarif der Haushaltskunden. Exemplarisch zeigt sich der Tarif für Haushaltskunden:

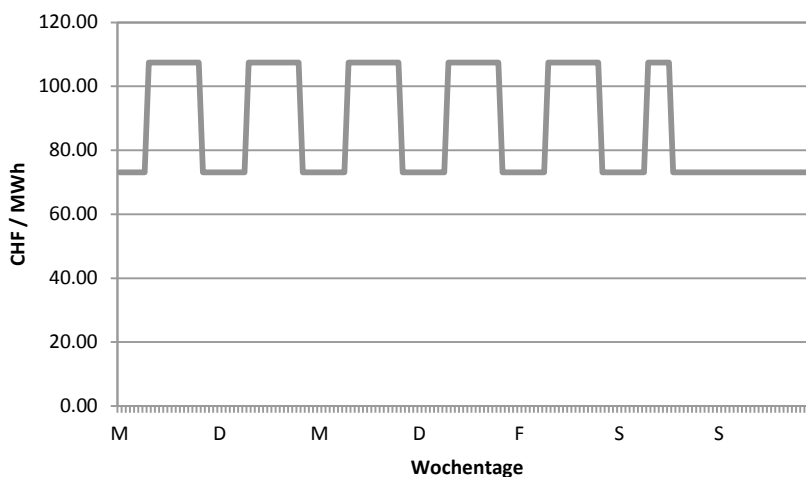


Abbildung 18: Tarif der Haushaltskunden

Im stochastischen Modell erfolgen daraus folgende erwartete Umsätze: Grösstkunden CHF 3.3 Mio., Grosskunden CHF 4.6 Mio., restliche lastganggemessene Kunden CHF 14.4 Mio., Haushaltskunden CHF 21.2 Mio. und Netzverluste CHF 1.3 Mio.

Die ökologischen Tarife führen zu einer Wahlfreiheit von drei Stromprodukten, verbunden mit der Bereitschaft, je nach ökologischem Niveau des Stromproduktes einen höheren Beitrag pro KWh zu bezahlen. Im stochastischen Modell rechnet sich beim Stromprodukt „Basis“ ein Zuschlag von 1 Rp. pro KWh und beim Stromprodukt „Öko“ ein Zuschlag von 3 Rp. pro KWh. Im Modell ergibt die ökologische Tarifrevision aus dem Stromprodukt „Basis“ einen Umsatz von CHF 2.2 Mio. und aus dem Stromprodukt „Öko“ von CHF 1.3 Mio.

Kostenseitig werden folgende Teilkosten unterschieden: Beschaffungsaufwand Energie, Beschaffungsaufwand HKN, Personalaufwand, Verwaltungs- und Vertriebsaufwand, Marketing/Werbung, übriger Aufwand und Umlagen. Der Beschaffungsaufwand Energie und der Beschaffungsaufwand HKN werden aus der Energiekostenplanung übernommen. Für den Personalaufwand wird von acht Mitarbeitenden mit durchschnittlichen Lohnkosten von CHF 135'000.- pro Jahr ausgegangen. Dies führt zu CHF 1'080'000.- Lohnkosten pro Jahr. Der Verwaltungs- und Vertriebsaufwand wird mit CHF 25'000.- pro Jahr und Mitarbeitendem gerechnet. Marketing und Werbung schlagen mit 0.7% des Gesamtumsatzes zu Buche. Der übrige Betriebsaufwand beträgt 1% des Umsatzes, die Umlagen betragen 1.2% des Umsatzes. Bei schwindenden Margen wird die Grenze erreicht, ab der Personal-, Verwaltungs-, Vertriebs- und Betriebsaufwand entscheidend sind für die Rentabilität des Geschäftes. Die Annahmen entsprechen Grössenordnungen eines regionalen EVUs.

Dies führt zum Deckungsbeitrag / EBITDA. Nach Abzug der Abschreibungen und der Zinsen wird der Reingewinn betrieblich gerechnet. Das Modell liefert die Resultate vor Steuern. Die Planerfolgsrechnung ist vorerst ein deterministisches Modell auf Basis von Einpunktprognosen (Tabelle 2). Um die Einpunktprognosen wird eine stochastische Dynamik gelegt, die adäquate empirische Verteilungen representiert.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Grösstkunden	3'322.4	3'332.9	3'324.4	3'331.5	3'322.0
Grosskunden (NE5 - Grösstkunden)	4'562.2	4'564.4	4'546.9	4'564.8	4'564.0
Restliche LG-Kunden	14'482.0	14'458.4	14'415.2	14'456.8	14'448.5
Haushaltskunden	21'174.8	21'132.5	21'123.8	21'126.9	21'184.5
Netzverluste	1'330.5	1'328.4	1'326.2	1'328.1	1'329.6
Beiträge aus ökologischer Tarifrevision	3'494.8	3'488.4	3'487.0	3'488.8	3'494.7
Umsatz	48'366.7	48'305.0	48'223.5	48'296.8	48'343.4
Beschaffungsaufwand Energie	33'545.7	33'512.2	33'470.6	33'535.1	33'564.4
<i>davon Abfälle</i>	<i>1'513.8</i>	<i>1'518.7</i>	<i>1'541.4</i>	<i>1'532.7</i>	<i>1'523.9</i>
<i>davon BHKW (variabler Teil)</i>	<i>635.0</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>636.0</i>
<i>davon Geothermie (variabler Teil)</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>
<i>davon Futures an der EEX</i>	<i>1'104.8</i>	<i>1'111.3</i>	<i>1'126.5</i>	<i>1'141.2</i>	<i>1'162.4</i>
<i>davon Ausgleichsenergie</i>	<i>474.9</i>	<i>470.8</i>	<i>466.6</i>	<i>463.6</i>	<i>460.2</i>
<i>davon Sonnenenergie (variabler Teil)</i>	<i>202.6</i>	<i>201.1</i>	<i>200.2</i>	<i>201.2</i>	<i>202.5</i>
<i>davon Vorlieferant</i>	<i>27'304.6</i>	<i>27'266.7</i>	<i>27'192.4</i>	<i>27'252.8</i>	<i>27'269.5</i>
<i>davon Wasserkraft (variabler Teil)</i>	<i>167.8</i>	<i>167.8</i>	<i>167.7</i>	<i>167.7</i>	<i>167.9</i>
<i>davon Windenergie (variabler Teil)</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>
Beschaffungsaufwand HKN	103.0	104.6	106.8	104.4	102.5
<i>davon HKN Abfälle</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.7</i>	<i>-1.3</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.8</i>
<i>davon HKN Geothermie</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.7</i>	<i>-0.6</i>	<i>-1.1</i>
<i>davon HKN Sonnenenergie</i>	<i>-17.1</i>	<i>-14.1</i>	<i>-11.7</i>	<i>-14.4</i>	<i>-16.9</i>
<i>davon HKN Wasserkraft</i>	<i>119.8</i>	<i>119.4</i>	<i>119.3</i>	<i>119.4</i>	<i>119.8</i>
<i>davon HKN Windenergie</i>	<i>0.2</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.3</i>
Personal	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0
Verwaltungs-/Vertriebsaufwand	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Marketing / Werbung	338.6	338.1	337.6	338.1	338.4
Übriger Betriebsaufwand	483.7	483.0	482.2	483.0	483.4
Umlagen	580.4	579.7	578.7	579.6	580.1
Kosten	36'331.2	36'297.6	36'255.9	36'320.1	36'348.9
Deckungsbeitrag/EBITDA	12'035.4	12'007.4	11'967.7	11'976.8	11'994.4
Abschreibungen Sachanlagen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
<i>davon Abschreibungen BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>
<i>davon Abschreibungen Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>
<i>davon Abschreibungen Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>
<i>davon Abschreibungen Wasserkraft</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>
<i>davon Abschreibungen Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>
Zinskosten basierend auf Anlagewert	4'775.3	4'540.6	4'306.0	4'071.3	3'836.6
<i>davon Zinskosten BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>368.1</i>	<i>348.8</i>	<i>329.4</i>	<i>310.0</i>
<i>davon Zinskosten Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'135.0</i>	<i>2'970.0</i>	<i>2'805.0</i>	<i>2'640.0</i>
<i>davon Zinskosten Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>454.7</i>	<i>430.8</i>	<i>406.8</i>	<i>382.9</i>
<i>davon Zinskosten Wasserkraft</i>	<i>409.2</i>	<i>392.8</i>	<i>376.5</i>	<i>360.1</i>	<i>343.7</i>
<i>davon Zinskosten Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>190.0</i>	<i>180.0</i>	<i>170.0</i>	<i>160.0</i>
Steuern	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reingewinn betrieblich	2'566.6	2'773.3	2'968.2	3'212.0	3'464.3

Tabelle 3: Plan-Erfolgsrechnungen (deterministisch)

3.3.2 Planbilanzen

In der Planbilanz werden die liquiden Mittel konstant auf CHF 500'000.- gehalten und die Debitoren auf 10% des Umsatzes gerechnet. Die Kreditoren entsprechen 2% des Umsatzes. Das Eigenkapital setzt sich zusammen aus dem jeweiligen Eigenkapital der Vorperiode und dem Gewinn oder Verlust der laufenden Periode. Das Fremdkapital rechnet sich aus der Bilanzsumme minus dem Eigenkapital und den Kreditoren.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Liquide Mittel	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
Debitoren in % Umsatz	4'836.7	4'830.5	4'822.4	4'829.7	4'834.3
Sachanlagen	95'506.5	90'813.0	86'119.5	81'426.0	76'732.5
<i>davon Anlagen BHKW</i>	7'750.0	7'362.5	6'975.0	6'587.5	6'200.0
<i>davon Anlagen Geothermie</i>	66'000.0	62'700.0	59'400.0	56'100.0	52'800.0
<i>davon Anlagen Sonnenenergie</i>	9'572.5	9'093.8	8'615.2	8'136.6	7'658.0
<i>davon Anlagen Wasserkraft</i>	8'184.0	7'856.6	7'529.3	7'201.9	6'874.6
<i>davon Anlagen Windenergie</i>	4'000.0	3'800.0	3'600.0	3'400.0	3'200.0
Summe Aktiven	100'843.1	96'143.5	91'441.8	86'755.7	82'066.9
Kreditoren in % Umsatz	967.3	966.1	964.5	965.9	966.9
Fremdkapital verzinslich	77'309.2	69'837.5	62'169.3	54'269.7	46'115.5
Eigenkapital	22'566.6	25'339.9	28'308.1	31'520.1	34'984.4
Summe Passiven	100'843.1	96'143.5	91'441.8	86'755.7	82'066.9

Tabelle 4: Plan-Bilanzen (deterministisch)

3.3.3 Mittelflussrechnungen

Die Mittelflussrechnung zeigt die Verbindung zwischen Gewinn und den liquiden Mitteln. Ausgehend vom Brutto-Cashflow über den Mittelfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit, den Mittelfluss aus Investitionstätigkeiten und den Mittelfluss aus Finanzierungstätigkeiten zeigt sich die Veränderung des Bestandes liquider Mittel. Die daraus resultierenden Verteilungen für die entsprechenden Kenngrössen in der Planerfolgsrechnung bilden verallgemeinernde Szenarien (im Sinne von McNeil) [McNeil et al. 2005], auf Basis derer in Folge kohärente Risikomasse für die Beurteilung des Risikoexposures eines EVUs abgeleitet werden kann.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Reingewinn betrieblich	2'566.6	2'773.3	2'968.2	3'212.0	3'464.3
Abschreibungen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
Cash-flow (brutto)	7'260.1	7'466.8	7'661.7	7'905.5	8'157.8
+/- Veränd. Debitoren / übr. Ford. '-'	0.0	-6.2	-8.1	7.3	4.7
+/- Veränd. Kreditoren '+'	0.0	-1.2	-1.6	1.5	0.9
Cash-flow Geschäftstätigkeit	7'260.1	7'471.7	7'668.2	7'899.6	8'154.1
Investitionen Sachanlagen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>davon Anlagen BHKW</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>davon Anlagen Geothermie</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>davon Anlagen Sonnenenergie</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>davon Anlagen Wasserkraft</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>davon Anlagen Windenergie</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Investitionen Beteiligungen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cash-flow Investitionstätigkeiten	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Freier Cashflow	7'260.1	7'471.7	7'668.2	7'899.6	8'154.1
Veränd. Fremdkapital verzinslich	0.0	-7'471.7	-7'668.2	-7'899.6	-8'154.1
Dividenden	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cash-flow Finanzierungstätigkeiten	0.0	-7'471.7	-7'668.2	-7'899.6	-8'154.1
Veränderung Bestand an liquiden Mitteln	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabelle 5: Planmittelflussrechnungen (deterministisch)

3.3.4 EBIT

Der EBIT wird aus EBITDA und Abschreibungen berechnet.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
EBITDA	12'035.4	12'007.4	11'967.7	11'976.8	11'994.4
./. Abschreibungen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
EBIT	7'342.0	7'313.9	7'274.2	7'283.3	7'301.0

Tabelle 6: EBIT (deterministisch)

3.3.5 Ertragswert

Der Netto-Ertragswert wird ausgehend vom EBIT gerechnet, indem das verwendete Fremdkapital mit 3% berechnet wird und vom EBIT subtrahiert wird. Dies führt zu

einem betrieblichen Reingewinn. Der Reingewinn wird über einen Barwertfaktor von 4% diskontiert und am Schluss für die vorliegenden Jahre kumuliert.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Ertragswertrechnung (Netto-Methode)					
./. 3% Zins auf verzinslichem Fremdkapital	2'319.3	2'095.1	1'865.1	1'628.1	1'383.5
Reingewinn betrieblich	5'022.7	5'218.8	5'409.1	5'655.2	5'917.5
Barwertfaktor 4%	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82
Barwert Reingewinn	4'829.5	4'825.1	4'808.7	4'834.1	4'863.8
Barwert Reingewinn kumuliert	4'829.5	9'654.6	14'463.2	19'297.3	24'161.1

Tabelle 7: Ertragswert (deterministisch)

3.3.6 Discounted Cashflow

Der Discounted-Cashflow-Wert kennt zwei Berechnungsmethoden, eine über den Free Cashflow, die andere über das Eigenkapital. Beide Methoden werden im vorliegenden Modell gerechnet und anschliessend zum Barwert Cash-Saldo addiert.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Investitionsrechnung					
EBIT	7'342.0	7'313.9	7'274.2	7'283.3	7'301.0
Abschreibungen und Veränd. Rückstellungen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
Ertrag vor Zinsen, Abschreibungen	12'035.4	12'007.4	11'967.7	11'976.8	11'994.4
Nettoinvest. in operatives Umlaufvermögen	-3'869.3	-3'864.4	-3'857.9	-3'863.7	-3'867.5
Nettoinvest. in Anlagen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cashflow FCF	8'166.1	8'143.0	8'109.8	8'113.0	8'127.0
Barwertfaktor 4%	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82
Barwert Free Cashflow	7'852.0	7'528.7	7'209.6	6'935.1	6'679.8
Barwert Free Cashflow kumuliert	7'852.0	15'380.7	22'590.2	29'525.3	36'205.1
BW FCF inkl. Bewertung Restwerte Planbilanz					
Restwert Anlagevermögen	95'506.5	90'813.0	86'119.5	81'426.0	76'732.5
Restwert übrige Aktiven	5'336.7	5'330.5	5'322.4	5'329.7	5'334.3
Restwert Fremdkapital verzinslich	-77'309.2	-69'837.5	-62'169.3	-54'269.7	-46'115.5
Restwert übriges Fremdkapital	-967.3	-966.1	-964.5	-965.9	-966.9
Eigenkapital	22'566.6	25'339.9	28'308.1	31'520.1	34'984.4
Barwert Eigenkapital 4%	21'698.7	23'428.2	25'165.8	26'943.5	28'754.7
Barwert Free Cashflow 4%	7'852.0	15'380.7	22'590.2	29'525.3	36'205.1
Barwert Cash-Saldo netto inkl. Bilanz	29'550.7	38'808.8	47'756.0	56'468.8	64'959.7

Tabelle 8: Discounted Cashflow (deterministisch)

3.4 Zusammenfassung

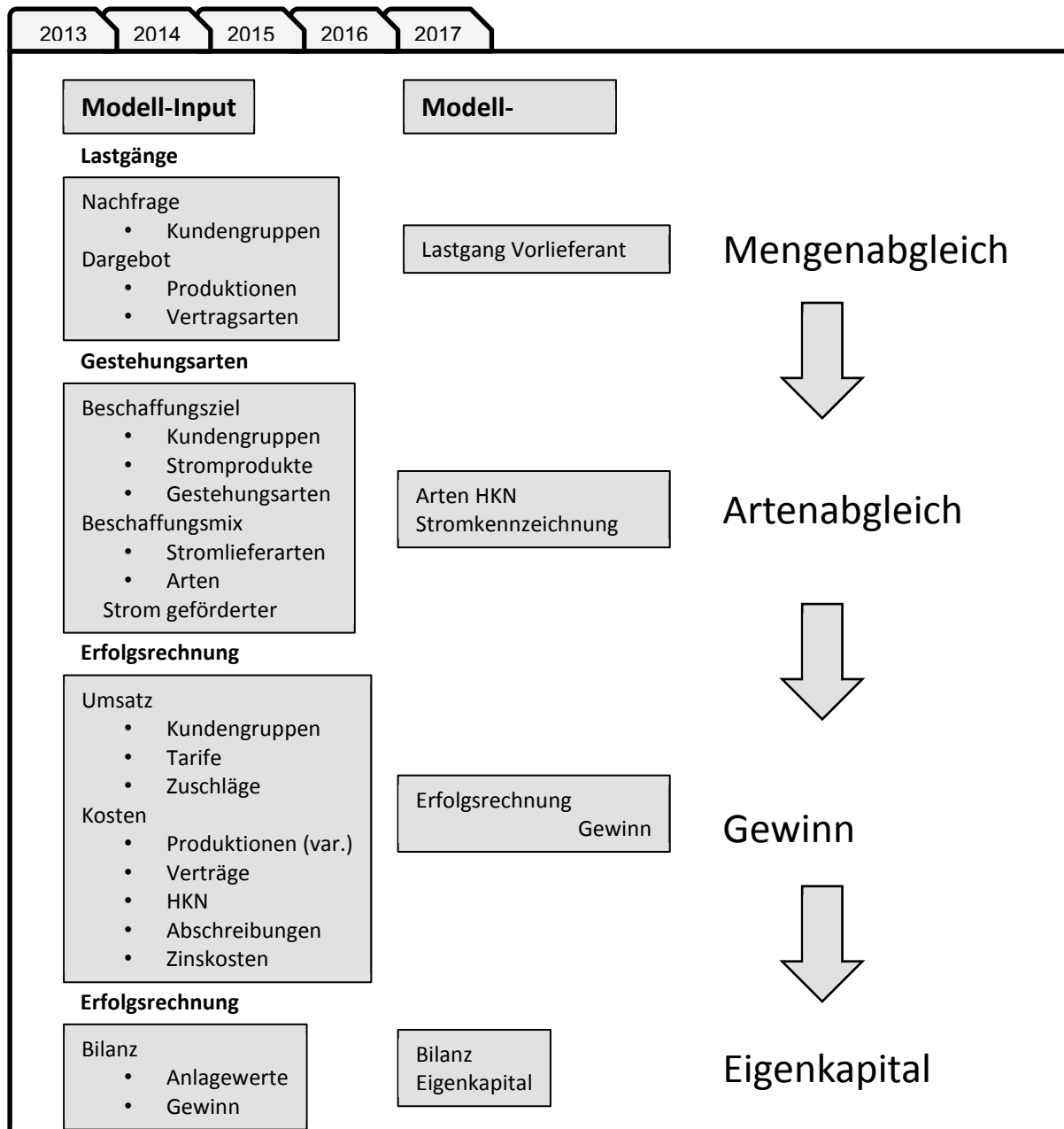


Abbildung 19: Energiemodell

Das Modell besteht aus drei Elementen: aus der Energiemengenplanung, der Energiekostenplanung und aus der Finanzplanung. Es verbindet Lastgänge, Tarife, Preiskurven und Gestehungskosten mit Betriebsgewinn und Eigenkapital des EVUs. Zuerst findet ein Mengenabgleich zwischen der Kundenseite, der Produktions- und Lieferver-

tragsseite statt. Dann werden die im Beschaffungsziel definierten Mengen der jeweiligen Erzeugungsarten mit der physischen Energielieferung, dem geförderten Strom und dem Herkunftsnachweis abgestimmt. Durch Zuordnung der Tarife zu den Kundenlastgängen werden Umsätze gerechnet. Diese bilden zusammen mit den Gestehungskosten die Grundlage für die Erfolgsrechnung und die Bilanz. Die deterministische Grundlage bildet die Basis für die stochastische Simulation. Die Verallgemeinerung führt zu einer Anzahl verschiedener Szenarien, aus welcher das Risikomass, resp. die Verwundbarkeit abgelesen werden können. Die deterministische Fortschreibung von Planerfolgsrechnungen und Planbilanzen bilden in der Folge die Basis für die stochastischen Analysen, die mit dem Risikoexposure auch die Risikofähigkeit der gewählten Kapitalstruktur eines EVUs in Verbindung mit ihren geplanten Investitionen und Finanzierungen aufzeigt.

4 Bedarfsprognosen für elektrische Energie

Das World Watch Institut weist 2007 darauf hin, dass die Städte über das Klima entscheiden. In der Schweiz wohnen 75% der Bevölkerung in Städten und städtischen Gemeinden. Klimapolitik ist eng mit Energiepolitik verbunden. Die Annahme von Eurelectric, dass in den OECD-Ländern der Energiesektor bis ins Jahr 2050 weitgehend CO₂-frei sein muss, bedingt eine CO₂-freie Stromproduktion. Um die Abdeckung einer Stadt mit CO₂-freier elektrischer Energie sicherzustellen, ist die Kenntnis der Bedarfsentwicklung an elektrischer Energie einer Stadt insgesamt notwendig. Auch wenn der lokale Versorger zukünftig im liberalisierten Markt nicht mehr den gesamten Bedarf abdecken muss, so ist doch die Kenntnis des Gesamtmarktes eine Notwendigkeit für das erfolgreiche ökonomische Handeln als Energielieferant. Das ewz rechnet damit, dass sich der ewz-Absatz bei einer Übernahme des EU-Rechts ab 2015 ohne Kompensation der Abgänge mehr als halbiert [Banfi Frost et al. 2012, 37ff]. Neben der Bedarfsprognose ist auch der angestrebte Marktanteil zu definieren. Die Investitionsentscheidungen aus Sicht des Verteilnetzbetreibers, welche sich über eine Nutzungsdauer von mehreren Jahrzehnten erstrecken und beispielsweise im Falle einer Veränderungsnotwendigkeit der Spannung einer Versorgungsebene von sehr grosser finanzieller Tragweite sind, bedingen ebenfalls die Kenntnis der zukünftigen Anforderungen aus der Bedarfsentwicklung. [Berger et al. 2011; EURELECTRIC 2011; Schweizerischer Städteverband 2012]

Kernaussage 23: Die Bedarfsprognose begründet die Basis für langfristige Investitionsentscheide eines Netzbetreibers und bildet in langfristigen Businesscases im Energieverkauf die Voraussetzung für die Berechnung der Marktanteilsentwicklung.

Bedarfsentwicklungen basieren auf Einflussfaktoren. Das BFE spricht von fünf „Key Energy Policy Drivers“: Bevölkerungsentwicklung, Bruttonationalprodukt, Wohnraum in m², Personentransport-Km und Gütertransport-Km, ähnlich auch das PSI: „population, economic growth, housing stock, floor area and transport demand“. Hotakainen nennt das Bevölkerungswachstum, den zunehmenden Lebensstandard, die Klimaveränderung, die zunehmende Bedeutung von Elektrizität und die zunehmende Wichtigkeit von Energieeffizienz als wesentliche Einflussfaktoren für den zukünftigen Bedarf. Andersson sieht die Bevölkerungsentwicklung, die Einkommensentwicklung und die Stromintensität als Verhältnis von Stromverbrauch zu BIP als die massgeblichen Parameter für die Bedarfsentwicklung. Andere Quellen führen die Energienachfrage auf

das zukünftige Bruttonationaleinkommen und die Bevölkerungsentwicklung zurück oder sehen sie in Abhängigkeit vom Einkommen der Nachfrager und von den Preisen für elektrische Energie. Ein höheres Einkommen führt zu einer höheren Stromnachfrage, ein höherer Strompreis verursacht eine geringere Nachfrage. [Kratena et al. 2009; Andersson et al. 2011; Füeg 2011; Hotakainen et al. 2011; Weimann 2011; Abhari et al. 2012; Kannan et al. 2012] Speziell für Haushalte gelten das steigende Einkommen, der höhere Ausstattungsgrad mit energieverbrauchenden Konsumgütern und eine moderate Preisentwicklung als Haupttriebfedern der Nachfragesteigerung. Ein Einkommensanstieg um 1% impliziert einen Nachfrageanstieg bei Elektrizität um 0.33%. Effizienzgewinne werden wieder um 30% verringert, indem dadurch die Nachfrage nach elektrischer Energie steigt (Reboundeffekt) [Kratena et al. 2009].

Ein Beispiel einer differenzierten Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie findet sich bei Abhari [Abhari et al. 2012, 9ff]. Die Bedarfsentwicklung basiert bei ihm auf folgenden Faktoren:

- Ökonomische Faktoren
 - o Preis
 - o Einkommen
 - o Strommarktliberalisierung
- Technische Faktoren
 - o Strom- und Materialeffizienz
 - o Stromintensivierung und Substitution
 - o Elektromobilität
 - o Elektroheizungen
- Psychologische Faktoren
 - o Umweltbewusstsein
 - o Individuelle Einflussmöglichkeiten
 - o Informationsstand
 - o Rebound-Effekte
 - o Diskontierung
- Gesellschaftliche Faktoren
 - o Soziale Normen
 - o Gesellschaftliche Tendenzen und Lernprozesse
 - o Suffizienz
- Soziodemographische Faktoren
- Umweltfaktoren

Nachfolgend werden 40 Bedarfsprognosen von 16 Erstellern diskutiert. 32 Bedarfsprognosen von 12 Erstellern gehen von einer nationalen Sichtweise aus, acht Prognosen von vier Erstellern zeigen lokale Prognosen. Die Bedarfsprognosen werden auch grafisch dargestellt.

4.1 Nationale Bedarfsprognosen für elektrische Energie

32 nationale Bedarfsprognosen von 12 Erstellern werden beschrieben und hinsichtlich ihrer Annahmen diskutiert. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die Bedarfsprognosen und die dazugehörenden Quellen.

Prognose	Quelle
Akademien Schweiz	[Abhari et al. 2012]
BFE (2050)	[BFE 2011b; Kirchner et al. 2012]
BFE (2035)	[BFE 2007a; BFE 2007b]
CER-ETH	[Bretschger et al. 2012]
Economiesuisse	[Mohler et al. 2012]
Energiezukunft CH	[Andersson et al. 2011]
ENTSO-E	[ENTSO-E 2011]
Grüne Partei	[Grüne Partei der Schweiz 2012]
Swisscleantech	[Barmettler et al. 2011]
Swisspower	[Swisspower 2011b; Swisspower 2011c]
Umweltallianz	[Umweltallianz 2012]
VSE	[VSE 2012g; VSE 2012h]

Tabelle 9: Zwölf nationale Bedarfsprognosen

4.1.1 Akademien Schweiz

Die Akademien der Wissenschaften Schweiz stehen für einen gleichberechtigten Dialog zwischen Gesellschaft und Wissenschaft und nehmen zu gesellschaftsrelevanten und wissensbasierten Fragen Stellung. Die Akademien Schweiz formulieren sechs Szenarien. Es sind dies die „Referenzentwicklungen“ mit den drei Szenarien „tief“, „hoch“ und „best“ (RE Sz. Tief, RE Sz. Hoch und RE Zs. Best) und die „Beeinflussten Entwicklungen“ mit den Szenarien „tief“, „hoch“ und „best“ (BE Sz. Tief, BE Sz. Hoch und BE Sz. Best). In den „Referenzentwicklungen“ tragen die Bevölkerungs-

entwicklung und die Steigerung des Strombedarfs in der Technik durch neue Anwendungen, zunehmende Automatisierung und Substitutionsprozesse zu Gunsten der elektrischen Energie mit je +17% bis ins Jahr 2050 am stärksten zum steigenden Bedarf bei. Der steigende Strompreis (Veränderung des Bedarfs um -15% bis -30% bis ins Jahr 2050) und die Effizienzgewinne in der Technik (Veränderung des Bedarfs um -17% bis -23% bis ins Jahr 2050) beeinflussen die Reduktion des Bedarfs am meisten. Bei den Szenarien der „Beeinflussten Entwicklungen“ wird davon ausgegangen, dass entgegen den „Referenzentwicklungen“ die Stromnachfrage mit politischen und verhaltensverändernden Massnahmen beeinflusst wird. Die wesentlichen drei Einflussfaktoren sind die Psychologie, die Elektromobilität und das Verbot von Elektroheizungen.

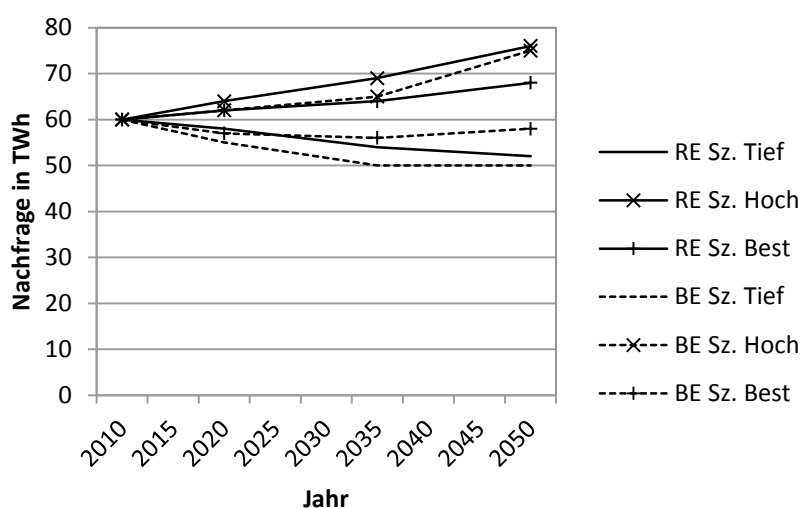


Abbildung 20: Bedarfsprognosen Akademien Schweiz

Die beiden Szenarien „hoch“ der „Referenzentwicklungen“ und der „Beeinflussten Entwicklungen“ führen zu einem um 25%, resp. 27% höheren Bedarf als im Jahr 2010. Die „Beeinflussten Entwicklungen“ steigen bis 2035 weniger stark als die „Referenzentwicklungen“, kommen aber bis ins Jahr 2050 nahe an den Wert der „Referenzentwicklungen“. Bei den Szenarien „tief“ zeigt sich ein vergleichbares Bild. Die „Referenzentwicklungen“ Szenario „tief“ sinken bis ins Jahr 2050 um 13.3%, die „Beeinflussten Entwicklungen“ Szenario „tief“ fallen um 16.6%. Die „Beeinflussten Entwicklungen“ Szenario „tief“ fallen bereits bis ins Jahr 2035 um 16.6% und bleiben konstant bis ins Jahr 2050. Die „Referenzentwicklungen“ Szenario „best“ zeigen eine Steigerung um 13.3% bis ins Jahr 2015 und kommen auf 578 GWh. Die „Beeinflus-

sten Entwicklungen“ Szenario „best“ fallen bis ins Jahr 2035 um 6.6% und steigen bis ins Jahr 2050 bis knapp unter den Ursprungswert des Jahres 2010. [Abhari et al. 2012]

Die Position der Akademien Schweiz lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Die Strompreise werden durch den Anstieg der Preise für fossile Energieträger und durch die Einbindung der Schweiz im europäischen Strommarkt den gleichen Verlauf nehmen wie in Europa. Die Bevölkerungsentwicklung und der steigende Strombedarf in der Technik sind die stärksten Verursacher eines steigenden Strombedarfs. Die Erhöhung der Strompreise und die Effizienzgewinne in der Technik reduzieren den Strombedarf am meisten.

4.1.2 BFE (2035)

In den Jahren 2004 bis 2006 erarbeitete das BFE die Energieperspektiven 2035. Die Veranlassung entstand durch die damals anstehende Diskussion über die Klimaschutzziele nach 2010, sowie das Ende der Laufzeiten der älteren Kernkraftwerke und das Auslaufen grosser Importverträge. 2007 wurden folgende vier Szenarien veröffentlicht.

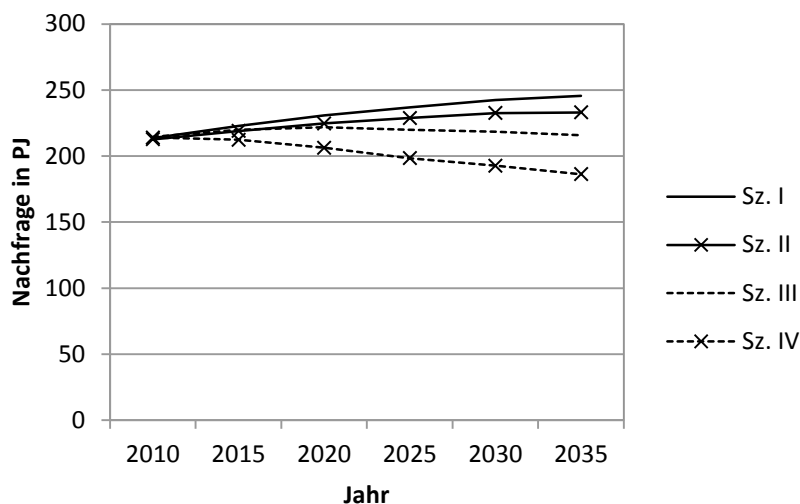


Abbildung 21: Bedarfsprognosen BFE (2035)

Szenario I „Weiter wie bisher“ (Sz. I) dient als Referenz. Es beinhaltet die bestehenden und beschlossenen Massnahmen. Dabei geht es von einem Bedarf an elektrischer Energie für die gesamte Schweiz von 245,7 PJ (884,52 TWh) im Jahr 2035 aus. Szena-

rio II „verstärkte Zusammenarbeit“ (Sz. II) basiert auf einer stärkeren Zusammenarbeit von Staat und Wirtschaft, einer Verschärfung der Vorschriften und die Einführung einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffen. Dieses rechnet mit einem Bedarf von 233,1 PJ (839,16 TWh). Szenario I und Szenario II sind massnahmenorientiert. Das Szenario III „Neue Prioritäten“ (Sz. III) setzt einen Rückgang von 20% des Energieverbrauchs pro Kopf zum Ziel und kommt auf 215,8 PJ (776.88 TWh). Im Szenario IV „2000-Watt-Gesellschaft“ (Sz. IV) werden durch ein Reduktionsziel von 35% pro Kopf 186,3 PJ (670.68 TWh) erreicht. Szenario III und Szenario IV sind zielorientiert. In den Szenarien I und II steigt der Bedarf bis 2035 auf einen höheren Wert als im Jahr 2010, bei den anderen beiden Szenarien fällt der Bedarf unter den Wert des Jahres 2010. [BFE 2007a; BFE 2007b; Abhari et al. 2012]

4.1.3 BFE (2050)

Für die Überprüfung der grundsätzlichen Position des Bundesrates zur Energiepolitik nach Fukushima passte das BFE im Frühjahr 2011 die Energieperspektiven 2035 den veränderten Rahmenbedingungen an. Die Änderungen beinhalten u.a. den Zeithorizont (neu bis ins Jahr 2050), das Bevölkerungswachstum (neu im Jahr 2050 um 15.9% grössere Wohnbevölkerung), das Wirtschaftswachstum (neu 1.2% statt 0.9% jährliche BIP Zuwachsrage) und die Erdölpreise (deutlich über den Annahmen in den Energieperspektiven 2035). Dabei stützt sich das BFE für die Bevölkerungsszenarien auf das Bundesamt für Statistik [BFS 2010] und für die Entwicklung des Erdölpreises auf die IEA. Die Überarbeitung führte zu den beiden Szenarien "Neue Energiepolitik" und "Weiter wie bisher" (Sz. NB und Sz. WWB).

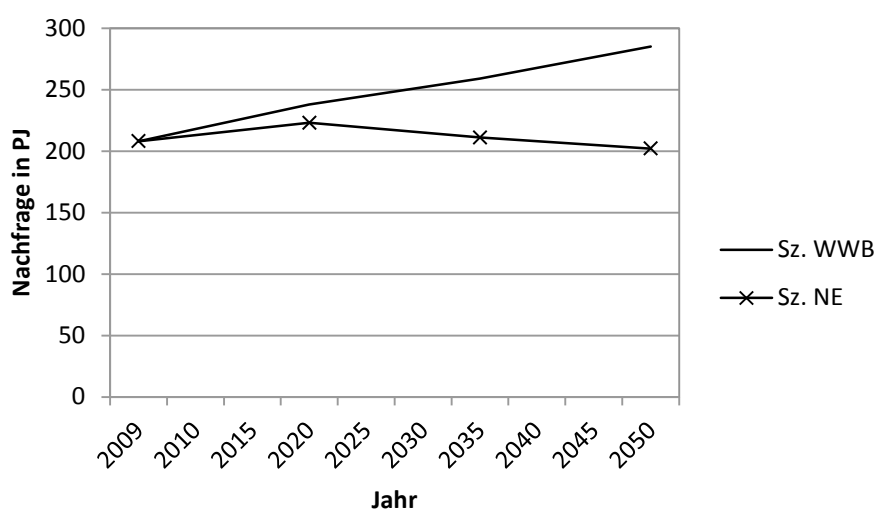


Abbildung 22: Bedarfsprognosen BFE (2050)

Die Bedarfsentwicklung in den einzelnen Sektoren verläuft unterschiedlich. Im Szenario „Weiter wie bisher“ bleiben die Haushalte bis 2050 stabil. Die Industrie steigt um 40%, die Dienstleistungen um 60% und der Verkehr um 130%. Dies führt zu einem Gesamtzuwachs bis 2050 von 37.8%. Für den Strompreis wird mit einer Steigerung bis ins Jahr 2050 von 30% gerechnet, der CO₂-Preis aus ETS steigt bis ins Jahr 2050 um 150%. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ reduziert sich der Bedarf nach elektrischer Energie im Haushalt um 20%, bei den Dienstleistungen um 7% und in der Industrie um 4%. Einzig der Verkehr weist eine Bedarfszunahme um 150% aus. Bis ins Jahr 2020 steigt der Bedarf nach elektrischer Energie um 7.2%, gesamthaft fällt er jedoch bis ins Jahr 2050 um 2.1%. Der Strompreis steigt bis ins Jahr 2050 um 240% und der Preis für CO₂ aus ETS um 623%. [BFE 2011b]

Kernaussage 24: Ein stagnierender oder rückläufiger Bedarf an elektrischer Energie benötigt eine markante Zunahme des Strompreises und des Preises für CO₂. Ohne diese Erhöhungen nimmt der Bedarf nur durch sinkendes Bevölkerungswachstum ab.

2012 wurden die Szenarien „bottom-up“ neu berechnet und es wurde ein weiteres Szenario hinzugefügt, das Szenario „Politische Massnahmen“. Die Neuberechnung berücksichtigt die aktuellen Szenarien zur Branchenwertschöpfung und die neuen Bevölkerungsszenarien. Die Wirkung der Massnahmen wird neu erst ab 2015 erwartet. Dies im Gegensatz zum Wirkungsbeginn 2012 in der Berechnung von 2011. Ebenfalls wurde die Laufzeit der Kernkraftwerke verändert sowie Anpassungen an die aktuelle Technologieentwicklung und an die schnell diffundierenden Innovationen vorgenommen.

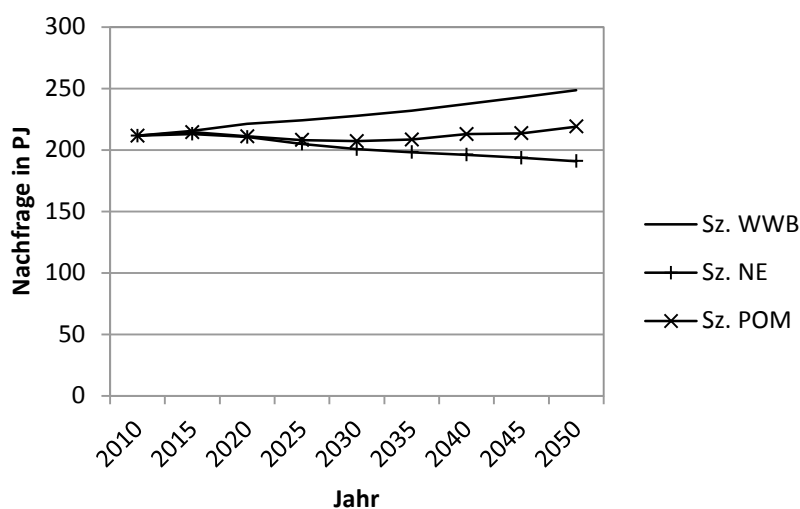


Abbildung 23: Bedarfsprognosen BFE (2050)

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist das Zielszenario des Bundesrates. Darin nimmt der Bedarf nach elektrischer Energie in den Jahren 2010 bis 2050 um 10% ab. Bis zum Jahr 2015 steigt die Elektrizitätsnachfrage um 0.7%. Nach dem Jahr 2015 sinkt die Elektrizitätsnachfrage. Der Bedarf im Sektor Haushalte sinkt um 28%, der Bedarf im Sektor Dienstleistungen um 12% und der Bedarf im Sektor Industrie verzeichnet bis ins Jahr 2015 eine Zunahme und sinkt anschliessend um 34.4% gegenüber dem Jahr 2010. Der Bedarf im Sektor Verkehr steigt bis ins Jahr 2050 um 259.6%. Das Szenario „Weiter wie bisher“ ist massnahmenorientiert. Es zeigt das Resultat der Weiterführung aller heutigen energiepolitischen Instrumente. Dabei wird ein Zuwachs der Elektrizitätsnachfrage bis ins Jahr 2050 um 17.5% aufgezeigt. Der Bedarf im Sektor Haushalte nimmt um 4.3% ab und der Bedarf im Sektor Industrie fällt um 1.2%. Der Bedarf der anderen beiden Sektoren nimmt zu, im Sektor Dienstleistungen um 44% und im Sektor Verkehr um 107.8%. Das Szenario „Politische Massnahmen“ ist ebenfalls massnahmenorientiert. Es zeigt die Auswirkungen der vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen auf Energienachfrage und -angebot. Dabei sind die Massnahmen unabhängig von der internationalen Energiepolitik. Die Gesamtenergienachfrage steigt bis ins Jahr 2050 um 3.5%. Dabei steigt sie bis ins Jahr 2015, fällt anschliessend bis ins Jahr 2030 und steigt anschliessend wieder an. Der Bedarf im Sektor Haushalte nimmt um 18.8% ab und der Bedarf im Sektor Industrie um 26.6%. Der Bedarf im Sektor Dienstleistungen steigt um 24.5% und der Bedarf im Sektor Verkehr um 176.3%. Der Bund erwartet den Wirkungsbeginn der Massnahmen ab dem Jahr 2015. Egger warnt vor den möglichen ökologischen Auswirkungen. Die ökonomische Verträglichkeit und somit auch die politische Tragbarkeit setzen grosse technologische Veränderungen voraus. Falls die Schweiz isoliert radikale steuerliche Massnahmen trifft, um die Energiewende zu finanzieren, nimmt die Wettbewerbsfähigkeit ab. [Kirchner et al. 2012; Egger et al. 2013]

4.1.4 CER-ETH

Das Center of Economic Research at ETH Zurich (CER-ETH) untersucht mittels eines quantitativen Modells die langfristigen Konsequenzen des Atomausstieges für die Schweizer Wirtschaft. Dabei gelangen auch drei Bedarfsszenarien zum Einsatz, Szenario „BAU“ (Sz. BAU), Szenario „PO – FM“ (Sz. PO – FM) und Szenario „PO – CC“ (Sz. PO – CC).

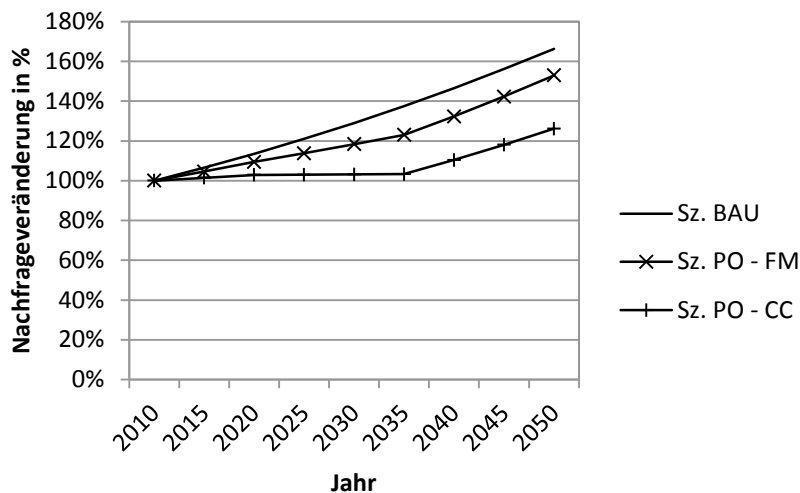


Abbildung 24: Bedarfsprognosen CER-ETH

Das Szenario „BAU“ dient als Benchmark-Szenario. Es beinhaltet auch ein langfristiges CO₂-Emissionsreduktionsziel (-65% bis 2050). Im Übrigen entspricht das Szenario „BAU“ dem „Weiter wie bisher“ ohne zusätzliche Massnahmen. Das Szenario BAU geht von einer konstanten Steigerungsrate für den Energiebedarf von 1.28% aus, das heisst von 2010 bis 2050 steigt der Bedarf um 166%. Das Szenario „PO – FM“ basiert auf demselben CO₂-Reduktionsziel. Zusätzlich geht es von einem Ende der Nutzungsdauer der Atomkraftwerke bis ins Jahr 2034 aus. Es geht weiter von einem offenen Markt, auf dem Angebot und Nachfrage das Resultat bestimmen, aus. Aus der Kombination der Klimaziele und der Reform des Elektrizitätssektors ergibt sich eine geringere Nachfrage an elektrischer Energie. Gegenüber dem Szenario „BAU“ reduziert sich der Bedarf nach elektrischer Energie bis ins Jahr 2020 um 3.6%, bis ins Jahr 2035 um 10.5% und bis ins Jahr 2050 um 8.1%. So erreicht der Bedarf im Jahr 2050 eine Höhe von 153% gegenüber des Jahres 2010. Szenario „PO – CC“ berücksichtigt spezifische Restriktionen für einzelne Energieträger gemäss Energieszenarien für die Schweiz bis ins Jahr 2050 des Bundes. Durch die zusätzlichen Restriktionen ergeben sich höhere Kosten und somit eine tiefere Nachfrage nach elektrischer Energie als Szenario „PO – FM“. Gegenüber dem Szenario „BAU“ reduziert sich der Bedarf nach elektrischer Energie bis ins Jahr 2020 um 9.4%, bis ins Jahr 2035 um 24.8% und bis ins Jahr 2050 um 24.1%. Damit erreicht der Bedarf im Jahr 2050 eine Höhe von 126% gegenüber des Jahres 2010. Das Szenario „PO – FM“ verursacht tiefere Kosten für das Phase-out der Atomkraftwerke als das Szenario „PO – CC“. Darum reduziert sich der Strombe-

darf im Szenario „PO – FM“ weniger als im Szenario „PO – CC“. [Bretschger et al. 2012]

Das CER-ETH betont folgende Aspekte:

Der Atomausstieg führt zu höheren Stromkosten. Der Ersatz von KKW's wird mit Produktionsanlagen erfolgen, die in der Merit Order weiter hinten stehen.

4.1.5 Economiesuisse

Das von economiesuisse in Auftrag gegebene Gutachten erstellt auf der Basis der beiden Szenarien des BFE von 2011 zwei Alternativszenarien (Szenario „Wachstum 1“ (Sz. W1) und „Wachstum 2“ (Sz. W2)). Der Hauptkritikpunkt fusst auf der Aussage, dass seit 40 Jahren die Wachstumsraten der Wirtschaft und des Energieverbrauchs weitgehend gleich verlaufen. In den letzten 40 Jahren wurde eine Energieproduktivität⁴ von 20% erreicht. Im Szenario des BFE „Weiter wie bisher“ müsste in den nächsten 40 Jahren eine Steigerung der Energieproduktivität von 70%, im BFE Szenario „neue Energiepolitik“ von 170% erreicht werden.

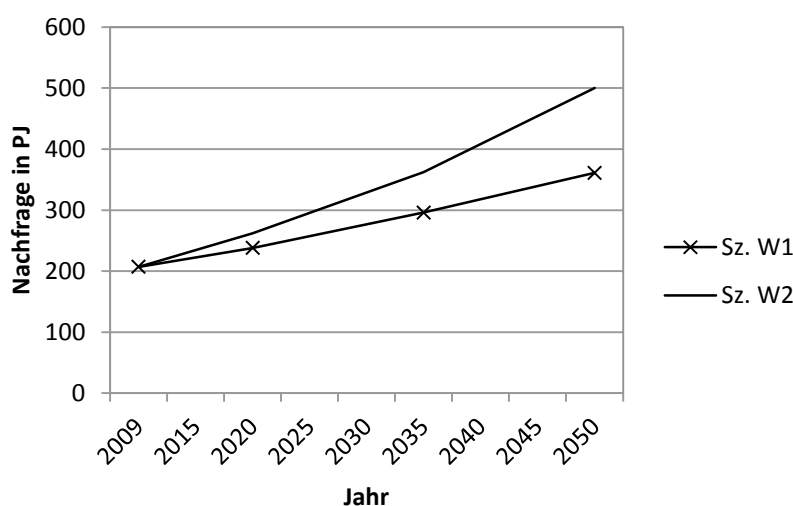


Abbildung 25: Bedarfsprognosen Economiesuisse

Der Energieverbrauch im Szenario „Wachstum 1“ orientiert sich an den bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen der Internationalen Energieagentur (IEA). Die

⁴ Energieproduktivität wird gemessen als reales Bruttoinlandprodukt pro Einheit Endenergieverbrauch.

Nachfrage für die OECD-Länder steigt weiter an. Dieses Wachstum wird auf die Schweiz angewendet. Dabei steigt der Bedarf nach elektrischer Energie von 207 PJ im Jahr 2009 bis auf 361 PJ im Jahr 2050. Das entspricht einer Zunahme von 75%. Das Szenario „Wachstum 2“ geht von einem deutlich höheren Bedarf an elektrischer Energie aus. Die relevante Datenbasis kommt von Swisspower⁵. Der Bedarf steigt von 209 PJ im Jahr 2009 auf 500 PJ im Jahr 2050. Die Steigerung entspricht einer Zunahme von 140%, die Zuwachsrate liegt deutlich unter dem prognostizierten Wirtschaftswachstum. [Swisspower 2011b; Mohler et al. 2012]

Die Position von *economiesuisse* kann wie folgt zusammengefasst werden:

Eine Verlangsamung der Zunahme oder eine Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie benötigt eine Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch. Bis anhin stieg der Energieverbrauch proportional zur Wirtschaftsleistung. Das Wirtschaftswachstum ist beizubehalten, was bei gleichzeitiger Reduktion des Energieverbrauchs nur gelingt, wenn sich beide Entwicklungen entkoppeln.

4.1.6 Energiezukunft Schweiz

Die Studie erschien im Jahr 2011 und orientiert sich an der im Jahr 2008 veröffentlichten Energiestrategie des Energy Science Center der ETH Zürich. Neben der Zielsetzung des jährlichen Verbrauchs von nur einer Tonne CO₂ pro Person bis im Jahr 2100 wurden neu der Atomausstieg, mögliche zukünftige Nutzungskonflikte in Bezug auf natürliche Ressourcen und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen miteinbezogen. Die Studie Energiezukunft Schweiz beinhaltet drei Szenarien: Szenario hoch (Sz. Hoch), mittel (Sz. Mittel) und niedrig (Sz. Niedrig). Die Unterschiede der drei Szenarien basieren vor allem auf unterschiedlichen Annahmen der zugrundeliegenden Bevölkerungsentwicklung. Die Bandbreite der Bevölkerungsentwicklung beträgt 7.2 Mio. bis 10.8 Mio. bis zum Jahr 2050. Weitere relevante exogen gesetzte Einflussfaktoren waren das pro-Kopf-Einkommen und die Stromintensität. Die Stromintensität rechnet sich aus dem Verhältnis von Stromverbrauch zum BIP.

⁵ Vgl. Kap. 4.1.10 Swisspower

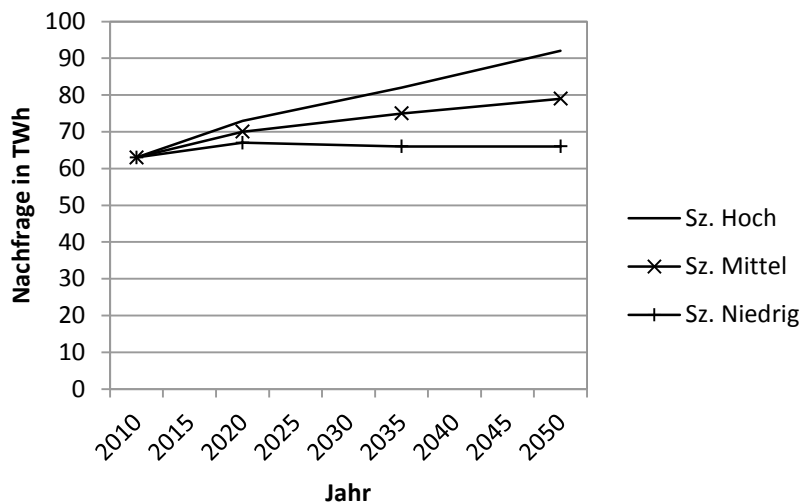


Abbildung 26: Bedarfsprognosen Energiezukunft CH

Im Szenario hoch steigt der schweizerische Strombedarf bis ins Jahr 2050 um 46% auf 92 TWh. Das Szenario mittel zeigt eine Steigerung bis 2050 um 25.4% auf 79 TWh. Im Szenario niedrig steigt der Strombedarf bis zum Jahr 2020 auf 67 TWh. Ab 2020 fällt er bis zum Jahr 2050 leicht auf 66 TWh. Das bedeutet gesamthaft eine Steigerung um 4.8%. [Boulouchos et al. 2008; Andersson et al. 2011]

Im Gegensatz zu den übrigen Studien macht die Energiezukunft Schweiz auch eine Aussage zur Wichtigkeit des Saisonalen Verbrauchs:

Der zukünftige Bedarf an elektrischer Energie verteilt sich zu 54% auf das Winterhalbjahr und zu 46% auf das Sommerhalbjahr. Die Abdeckung des Winterhalbjahres wird anspruchsvoller sein als die Abdeckung des Sommerhalbjahres.

4.1.7 ENTSO-E

Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) geht im Rahmen der Erarbeitung des 10-Jahres Netzwerk Entwicklungsplans (Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)) von den drei Szenarien A (Conservative Scenario A), B (Best Estimated Scenario B by the TSOs) und EU 2020 (Sz. EU 2020) aus. Für das Szenario EU 2020 wurde eine Bedarfsprognose erstellt. Die Szenarien A und B basieren auf einer anderen Prognose. Das Szenario A berücksichtigt die bestehenden, die zu schliessenden und die definitiv neu zu bauenden Kraftwerke bis ins Jahr 2020 und dient der Möglichkeit, die fehlende Versorgungssicherheit aufzuzeigen.

Szenario B fügt die als wahrscheinlich geltenden neuen Kraftwerke hinzu. Der Bedarf für beide Szenarien ist gleich hoch. Das Szenario EU 2020 rechnet den Bedarf top down ausgehend von den europäischen Klimazielen.

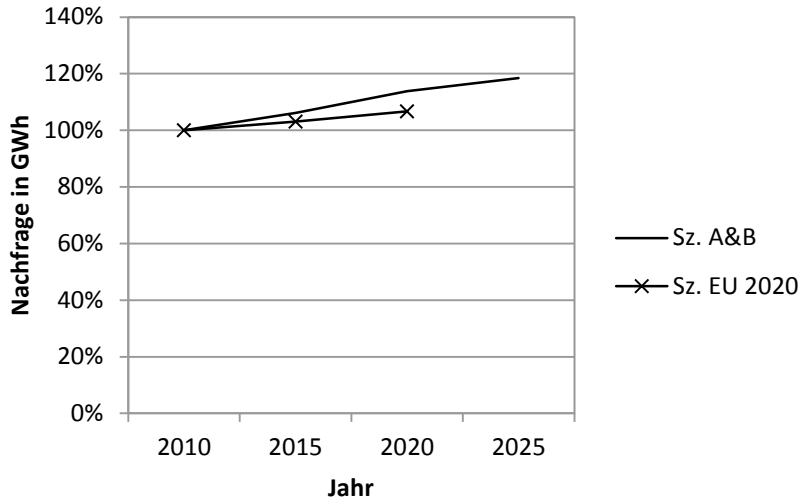


Abbildung 27: Bedarfsprognosen ENTSO-E

Im Szenario EU 2020 wächst der Bedarf um 0.6% pro Jahr bis ins Jahr 2015 und um weitere 0.7% pro Jahr bis ins Jahr 2020. Das Szenario A&B (Sz. A&B) rechnet mit einem Wachstum von 1.2% pro Jahr bis ins Jahr 2015, von 1.4% pro Jahr bis ins Jahr 2020 und schliesslich bis ins Jahr 2025 noch mit einem Wachstum von 0.8% pro Jahr. [ENTSO-E 2011] Die europäischen mittelfristigen Prognosen der ENTSO-E liegen im mittleren Bereich der Schweizer Prognosen.

4.1.8 Grüne Partei

Die Grüne Partei der Schweiz zeigt in ihrem Bericht „einen Weg zur rechtzeitigen Umsetzung der Energiewende“. Dabei geht sie von den beiden Hauptprämissen Atomausstieg nach Ende der Nutzungsdauer der bestehenden AKW und Senkung der Treibhausgasemissionen auf eine Tonne CO₂ pro Kopf bis ins Jahr 2050. Weiter wird nur vom Einsatz erprobter Technologien ausgegangen und es wird eine schweizerische Selbstversorgung mit Strom zugrunde gelegt. Die Daten basieren auf den Studien der ETH⁶ und des Swis cleantech-Verbandes⁷. Es wurden zwei Szenarien entwickelt:

⁶ Vgl. Kap. 4.1.6 Energiezukunft Schweiz

⁷ Vgl. Kap. 4.1.9 Swis cleantech

Szenario „Energierreform“ (Sz. Energierreform) und Szenario „Kurswechsel“ (Sz. Kurswechsel).

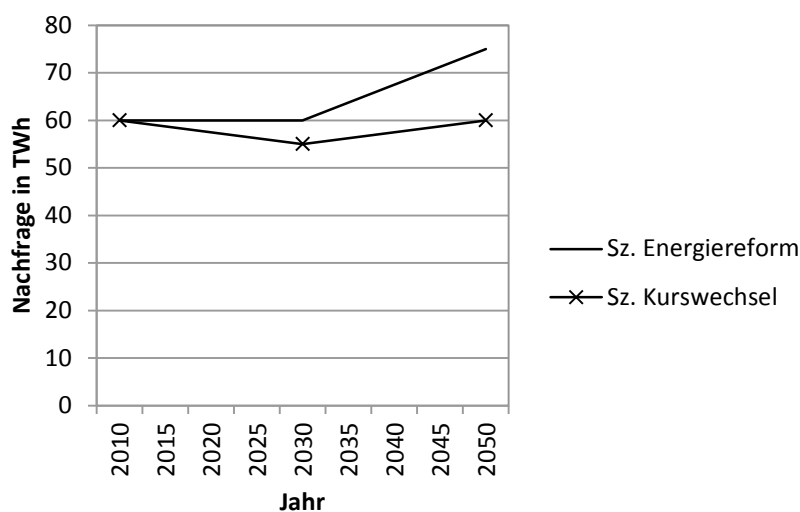


Abbildung 28: Bedarfsprognosen Grüne Partei

Im Szenario „Energierreform“ bleibt der Verbrauch an elektrischer Energie bis ins Jahr 2030 gleich und steigt dann um 25% bis auf 75 TWh im Jahr 2050. Es setzt hauptsächlich auf Technologie für Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Energieeffizienz führt zur Halbierung des Bedarfs an elektrischer Energie. Die Zunahme des Stromverbrauchs ab dem Jahr 2030 ist durch den beschleunigten Umstieg auf Elektromobilität bedingt. Das Szenario „Kurswechsel“ basiert auf einem Rückgang des Bedarfs an elektrischer Energie und setzt ebenfalls auf Technologie. Neben den Massnahmen des Szenarios „Energierreform“ sind zusätzlich Verhaltensänderungen in der Bevölkerung notwendig. Die Menschen sollen einen leichteren, weniger konsumorientierten Lebensstil entwickeln. Das Szenario „Kurswechsel“ führt bis zum Jahr 2030 zu einer leichten Senkung des Verbrauchs und steigt dann bis ins Jahr 2050 wieder auf den Ursprungswert des Jahres 2010. [Grüne Partei der Schweiz 2012]

Zusammenfassend stellt sich die Position der Grünen Partei der Schweiz folgendermassen dar:

Eine Reduktion oder ein Verzicht der Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie setzt grosse Energieeffizienzmassnahmen voraus. Eine zusätzliche Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie benötigt neben der Effizienz auch eine Verhaltensänderung der Menschen.

4.1.9 Swisscleantech

Swisscleantech vertritt als „liberaler und nachhaltiger Wirtschaftsverband die Interessen der grünen Unternehmen in Politik und Öffentlichkeit“. Weil verschiedene Fragen im Strom-, Klima, Energie, Wirtschafts- und Sicherheitsbereich zusammenhängen, hält Swisscleantech eine Gesamtenergiestrategie für sinnvoll. Es wurde dazu ein Energiemodell entwickelt. Wesentliche Entwicklungsannahmen bis ins Jahr 2050 sind: neun Mio. Einwohner, 20% Prozesseffizienzsteigerung in der Industrie, 35% Einsparung durch übrige Energieeffizienzpotentiale und 20% Mehrverbrauch durch eine Zunahme von Geräten.

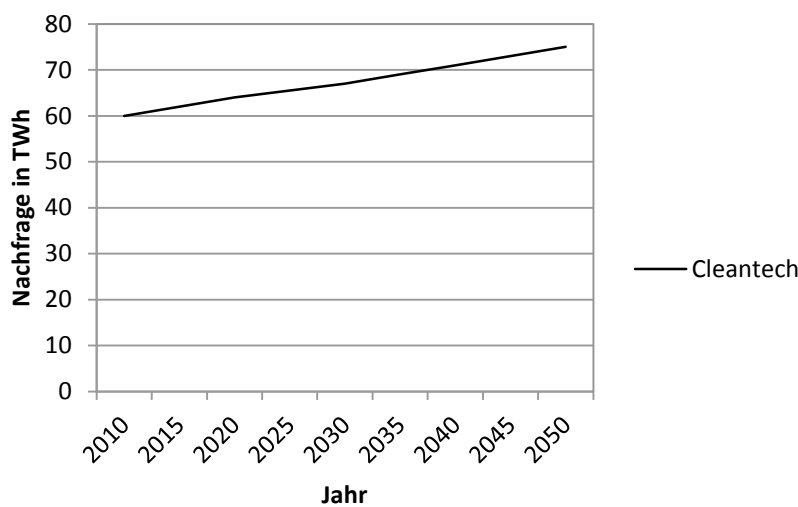


Abbildung 29: Bedarfsprognose Swisscleantech

Swisscleantech rechnet bis ins Jahr 2050 mit einem Bedarf an elektrischer Energie von 75 TWh. Das entspricht einer Steigerung von 25%. Bis ins Jahr 2020 und ab dem Jahr 2040 nimmt der Bedarf um 4 TWh zu, dazwischen liegt die Erhöhung bei 2 bis 3 TWh pro zehn Jahre. [Barmettler et al. 2011; Swiss Cleantech 2013]

Swisscleantech bezieht folgende Position:

Eine Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie, verursacht durch hohes Bevölkerungswachstum und durch eine Zunahme von technischen Verbrauchern, wird durch Einsparungen dank Energieeffizienz und Effizienzgewinne in den Industrie- und Dienstleistungsprozessen teilweise kompensiert.

4.1.10 Swisspower

Swisspower ist die „führende Schweizer Kooperation von Stadtwerken. Sie wurde im Jahr 2000 gegründet und ist ein Dienstleistungsunternehmen für Energieversorger, Grosskunden und KMU“ [Swisspower 2013a]. Swisspower macht geltend, dass der Stromverbrauch in der Schweiz von 25 TWh im Jahr 1970 auf 58 TWh im Jahr 2010 gestiegen ist. Das entspricht einer durchschnittlichen Steigerung von 2.2% pro Jahr. Wenn für die 30 kommenden Jahre von der gleichen durchschnittlichen Steigerung des Verbrauchs ausgegangen wird, dann führt dies zu 112 TWh Stromverbrauch im Jahr 2040. Das zweite Szenario von Swisspower geht davon aus, dass es gelingt, die Steigerungsrate bis ins Jahr 2035 zu halbieren. Dies führt zu gesamthaft 99 TWh im Jahr 2040 und basiert auf einem rigorosen Effizienzprogramm.

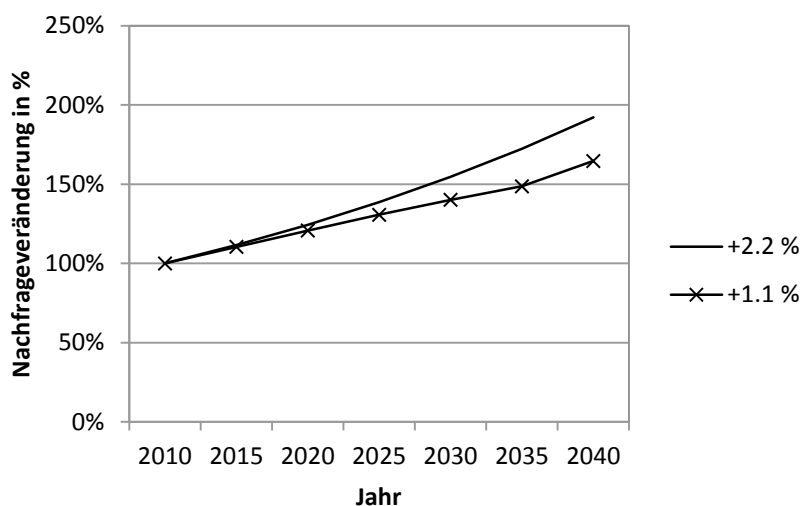


Abbildung 30: Bedarfsprognosen Swisspower

Das Szenario 2.2% führt im Jahr 2050 zu einem Bedarf von 112 TWh. Dies entspricht einer Erhöhung um 92%. Der Bedarf im Szenario 1.1% steigt auf 99 TWh, resp. um 65%. [Swisspower 2011b; Swisspower 2011c]

Kernaussage 25: Das Swisspowerszenario 2.2% wird von der economiesuisse durch die Koppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch als realistisch beurteilt. Es gehört neben dem Szenario „Maximum“ (+2.5 %) der SN-E und dem Szenario „Wachstum 2“ der economiesuisse zu den drei Szenarien mit dem grössten Bedarfszuwachs.

4.1.11 Umweltallianz

Die Umweltallianz ist ein „loser Zusammenschluss der vier grossen Umweltorganisationen Greenpeace, Pro Natura, VCS und WWF und stärkt die Interessen des Natur-, Heimat- und Umweltschutzes auf der politischen Ebene“. Die Umweltallianz geht davon aus, dass mit Effizienzgewinnen bei Geräten, Beleuchtungen und Anlagen im Vergleich zum Bundesszenario „Weiter wie bisher“ mehr eingespart wird. Das Einsparpotential bei der Beleuchtung mit LED wird in Gewerbe, Industrie, Dienstleistungen und öffentlichem Raum mit 2.6 TWh beziffert, das Einsparpotential in den Haushalten mit 1.6 TWh. Die Umweltallianz rechnet mit zusätzlichen 19.2 TWh Einsparungen. Bis ins Jahr 2025 soll gegenüber dem Bundesszenario 13 TWh eingespart werden und bis ins Jahr 2035 weitere 6 TWh. Verhaltensänderungen, die den Stromverbrauch weiter senken, sind dabei nicht berücksichtigt. Die Resultate werden dargestellt im Szenario Strommix 2035 100 PRO – einheimisch, erneuerbar, effizient (100 PRO).

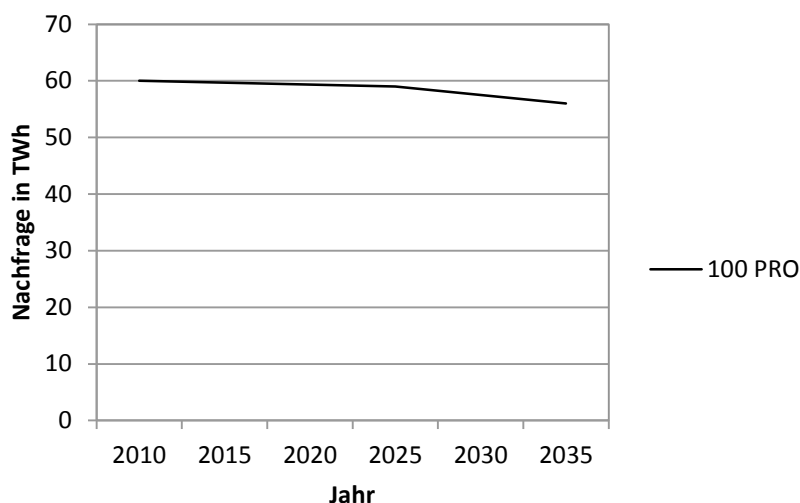


Abbildung 31: Bedarfsprognose Umweltallianz

Der Bedarf an elektrischer Energie sinkt von 60 TWh im Jahr 2010 bis ins Jahr 2012 auf 59 TWh und weiter bis im Jahr 2035 auf 56 TWh. Gegenüber den 75 TWh aus dem Bundesszenario „Weiter wie bisher“ entspricht das einer Reduktion auf 75% des ursprünglichen Wertes. [Umweltallianz 2012; Umweltallianz 2013]

Position Umweltallianz:

Effizienzmassnahmen reichen aus, um eine Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie zu vermeiden. Es werden keine zusätzlichen Verhaltensänderungen benötigt.

4.1.12 VSE

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) „beschäftigt sich als Branchendachverband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen mit zahlreichen Themen der Elektrizitätswirtschaft und setzt sich für gute Rahmenbedingungen und für eine sichere Stromversorgung ein“. Der VSE geht in seiner Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum der Jahre bis 2035/2050 von Bandbreiten möglicher Nachfrageentwicklungen aus. Sie liegen für das Jahr 2035 zwischen 71 TWh und 84.5 TWh, für das Jahr 2050 zwischen 91 TWh und 92 TWh. Dies entspricht einer Sichtweise vor der Wirtschaftskrise des Jahres 2009 und vor den Ereignissen in Fukushima des Jahres 2012 erstellte der VSE eine neue Studie. Der VSE will mit seiner Studie einen Beitrag zur aktuellen Diskussion leisten und dies vor dem Hintergrund, dass die Energie- und Klimapolitik Unsicherheiten beinhalten, die Entwicklung der Märkte schwer voraussagbar ist und generell die Aufgaben in der Branche anspruchsvoller geworden sind. Alle Szenarien gehen von einem Atomausstieg nach einer 50jährigen Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke aus und basieren auf einer verstärkten energiepolitischen Ausrichtung. Die Studie "Wege in die neue Stromzukunft" - Vorschau 2012 beinhaltet drei Szenarien: Szenario 1 „Verstärkt“ (Sz. 1), Szenario 2 „Intensiv“ (Sz. 2) und Szenario 3 „Fundamental“ (Sz. 3). Szenario 1 basiert auf den aktuellen Energiezielen der EU und geht von einer Teilnahme am internationalen Handel aus. Bis ins Jahr 2050 steigt der Bedarf an elektrischer Energie auf Grund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums sowie wegen Substitution von Wärme- und Mobilitätsanwendungen um 25%. Eine höhere Energieeffizienz wirkt nachfragedämpfend. Beim Szenario 2 gelten die gleichen Rahmenbedingungen wie bei Szenario 1, nur werden die CO₂-Reduktionsziele höher angesetzt. Durch eine höhere politische und gesellschaftliche Akzeptanz von Effizienzmassnahmen steigt der Bedarf nach elektrischer Energie nur um 13% bis ins Jahr 2050, was einem jährlichen Zuwachs von 0.36% entspricht. Die Basis für Szenario 3 entspricht der Basis von Szenario 2, nur dass dank ehrgeizigeren Zielen im Jahr 2050 Strom zu 100% aus erneuerbaren Quellen verfügbar ist. Durch eine drastische Verhaltensveränderung verbunden mit Effizienz-

massnahmen steigt der Bedarf nach elektrischer Energie bis ins Jahr 2025 um 7% und sinkt dann um 14% bis ins Jahr 2050.

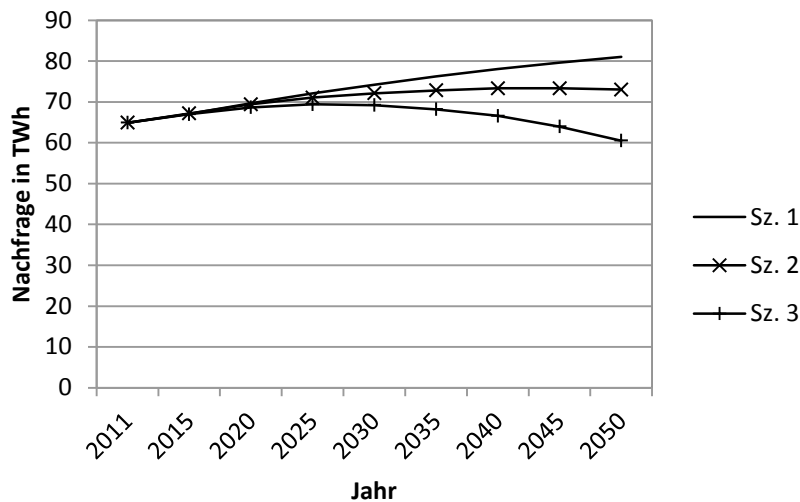


Abbildung 32: Bedarfsprognosen VSE

In Szenario 1 steigt der Verbrauch an elektrischer Energie von 64.9 TWh im Jahr 2011 auf 81 TWh im Jahr 2050, was einem Wachstum um 25% entspricht. Das Szenario 2 weist ein Wachstum von 13% aus und kommt auf 73 TWh zu stehen. Einzig das Szenario 3 geht von einem Rückgang um 7% aus und benötigt 2050 noch 60.5 TWh, steigt aber vorher bis zum Jahr 2020 auf 69.4 TWh. [VSE 2006; VSE 2012g; VSE 2012h; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) 2013]

Position Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE):

Moderate Effizienzmassnahmen führen zu einem nur moderaten Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie, deutliche Effizienzmassnahmen zu einer Stagnation und Verhaltensänderungen zu einer Reduktion des Bedarfs.

4.2 Lokale Bedarfsprognosen für elektrische Energie

Vier lokale Bedarfsrechnungen werden beschrieben und ihre Annahmen werden diskutiert.

Prognose	Quelle
Basel Stadt	[Berger et al. 2011]
EnK 2050 ³	[AUE 2011b; Stadt St.Gallen 2012a]
ewz	[Banfi Frost et al. 2012]
SN-E	[SN-E 2011]

Tabelle 10: Vier lokale Bedarfsprognosen

4.2.1 Kanton Basel-Stadt

Der Kanton Basel-Stadt gab 2009 zwei Studien in Auftrag. In der einen Studie ging es um die Ermittlung des langfristigen Potentials des Kantons Basel-Stadt zur erneuerbaren Endenergieerzeugung und zur Einsparung von Treibhausgasen, die andere Studie beschäftigte sich mit dem gegenwärtigen Endenergieverbrauch des Kantons Basel-Stadt und mit der Entwicklung von Szenarien. Der Kanton Basel-Stadt beabsichtigt, den Primärenergiebedarf kontinuierlich auf 2000 Watt pro Person⁸ abzusenken und dabei den Anteil fossiler Energieträger bei gleichzeitiger Reduktion des Pro-Kopf-Ausstosses von Treibhausgasen zu reduzieren. Dabei kam das intra muros-Prinzip zur Anwendung und es wurden nur energetische Ressourcen im Kanton Basel-Stadt berücksichtigt. Um die energetischen Entwicklungspotentiale im Kanton Basel-Stadt abzuschätzen, werden die beiden Szenarien „Referenzszenario“ (Referenz) und „2000 Watt Szenario“ (2000-Watt) ermittelt. Das Referenzszenario orientiert sich an der gegenwärtigen Entwicklung der schweizerischen Energiepolitik und stützt sich dabei auf das Szenario II „verstärkte Zusammenarbeit“ des BFE⁹. Dabei wird von einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage bis 2050 um 22.5% ausgegangen. Das Wachstum schwächt sich ab 2020 leicht ab. Das Szenario 2000-Watt-Gesellschaft basiert auf einem maximalen Selbstversorgungsgrad mit neuen erneuerbaren Energien, auf einer möglichst raschen Senkung des Energieverbrauchs auf 2000 Watt pro Person und auf der Reduktion der CO₂-Emissionen auf eine Tonne pro Person. Dabei sinkt der Verbrauch an elektrischer Energie bis 2050 um 30%. [Berger et al. 2011]

⁸ 2000 Watt pro Person heisst 2000 Watt durchschnittliche Leistung pro Kopf. Das entspricht 17'520 kWh Primärenergie pro Kopf und Jahr.

⁹ Vgl. Kap. 4.1.2 BFE (2035)

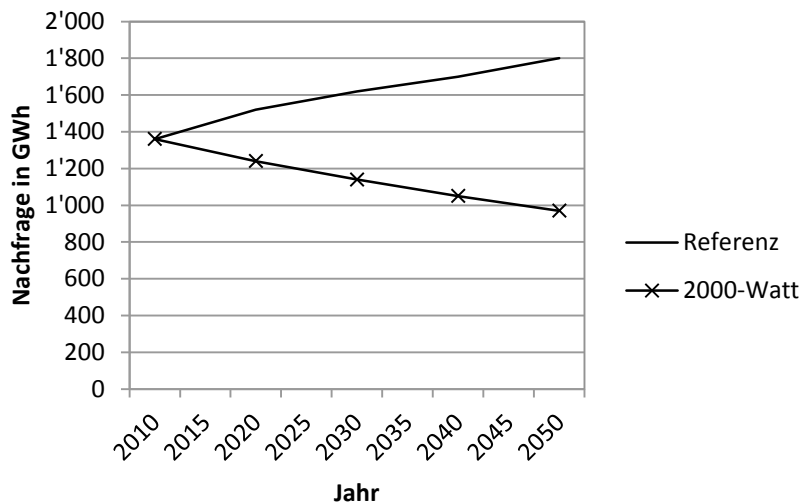


Abbildung 33: Bedarfsprognosen Kanton Basel- Stadt

Der Kanton Basel-Stadt bezieht folgende Position:

Die 2000-Watt-Gesellschaft benötigt deutliche Effizienzmassnahmen und Verhaltensänderungen.

4.2.2 EnK 2050³

Im Jahr 2006 gab sich die Stadt St.Gallen ein Energiekonzept. Sie geht davon aus, dass der Bedarf an elektrischer Energie weiter um 2% pro Jahr wächst. Siedlungserweiterungen, Ansiedlung von Industrie und Dienstleistungsbetrieben sowie der kontinuierliche Mehrverbrauch der Haushalte verursachen das Wachstum. Im Jahre 2012 nach der Wirtschaftskrise und Fukushima wurde das Energiekonzept 2050 erweitert und behandelt neben Wärme nun auch Strom und Mobilität. Das Energiekonzept verfolgt das Ziel eines Pro-Kopf-Energieverbrauchs von 2000 Watt und einem CO₂-Pro-Kopf-Ausstoss von einer Tonne. Bis ins Jahr 2050 werden mit dem Energiekonzept Pro-Kopf 2400 Watt und 2.2 Tonnen CO₂ erreicht. Sowohl der Bedarf an elektrischer Energie, als auch der Anteil an erneuerbarer Energie steigen an. Dabei wird der Atomausstieg bis ins Jahr 2030 realisiert. Der Wasserstromanteil wird bis maximal auf die Höhe des Anteils am gesamtschweizerischen Strommix erhöht. Weiter werden die Photovoltaik, die lokale Kleinwasserkraft und das Kehrichtheizkraftwerk ausgebaut. Auch die dezentrale Stromproduktion durch Wärme-Kraft-Koppelung leistet einen Beitrag an die lokale Stromproduktion.

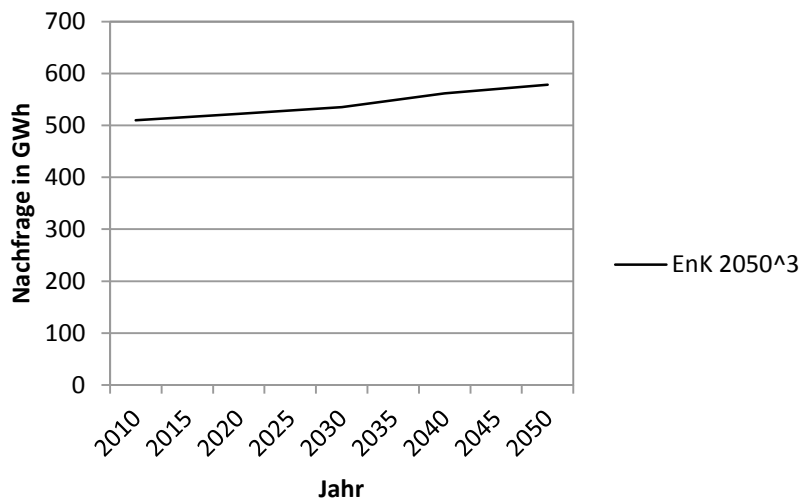


Abbildung 34: Bedarfsprognose EnK 2050³

Der Bedarf nach elektrischer Energie steigt von 540 GWh im Jahr 2010 auf 596 GWh im Jahr 2050. Das entspricht einem Zuwachs von 10.4%. [AUE 2011a; AUE 2011b; Stadt St.Gallen 2012a; Stadt St.Gallen 2012b]

Kernaussage 26: Das 2000-Watt-Ziel ist einfacher erreichbar als das „eine Tonne CO₂“-Ziel. Der Atomausstieg verursacht einen Mehrverbrauch von CO₂.

4.2.3 ewz

Das ewz „zählt zu den zehn umsatzstärksten Energiedienstleistungsunternehmen in der Schweiz und versorgt die Stadt Zürich und Teile des Kantons Graubündens mit elektrischer Energie“. 2008 erstellte das ewz Szenarien zur Entwicklung des künftigen Strombedarfs. 2012 wurden die Stromperspektiven aktualisiert und das Szenario „realistisch-ambitiös, modifiziert“ (realistisch) und das Szenario „2000 Watt, modifiziert“ (2000 Watt) erstellt. Die Szenarien basieren auf den um den Zusatzbedarf für die Elektromobilität ergänzten Szenarien von 2008.

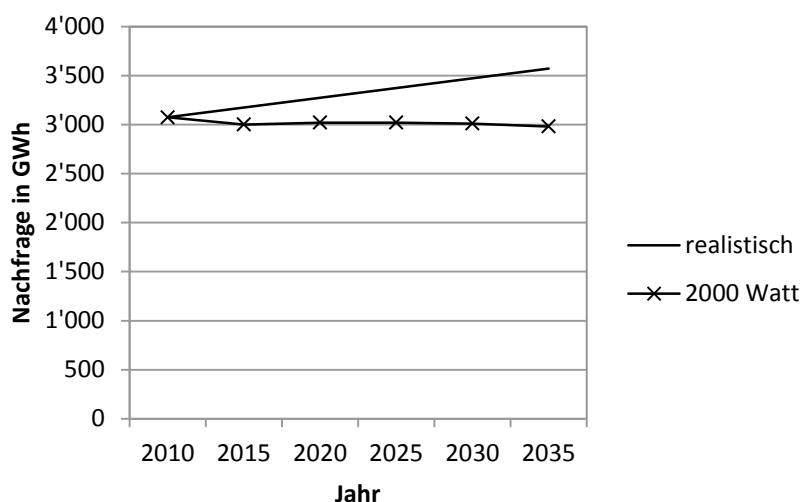


Abbildung 35: Bedarfsprognosen ewz

Das Szenario „realistisch“ orientiert sich am Szenario III der Energieperspektiven 2035 des Bundes¹⁰. Der Energiebedarf steigt dabei bis ins Jahr 2035 um 16%. Das Szenario „2000 Watt“ geht von einer Reduktion des Strombedarfs in der Stadt Zürich um 2% bis ins Jahr 2015 aus, um dann bis ins Jahr 2035 annähernd konstant zu bleiben. Dafür sind Betriebsoptimierungen, der Einsatz effizienter Geräte und die verstärkte Sanierung des Gebäudebestandes notwendig. Es wird auch von neuen Verhaltensweisen ausgegangen. [ewz 2008; Banfi Frost et al. 2012; ewz 2013]

Das ewz positioniert sich wie folgt:

Der Anteil des Bedarfs an elektrischer Energie eines Gebietes, den das jeweilige Unternehmen absetzt, wird durch den Verlauf der Marktöffnung und durch das Verhalten der Unternehmen am Markt bestimmt.

4.2.4 SN Energie AG

Die SN Energie AG (SN-E) „versorgt sieben Aktionärspartner im Raum Ostschweiz mit Energie. Sie betreibt eigene Produktionen, unterhält Beteiligungen und Langfristverträge mit anderen Stromproduktionen und bewirtschaftet das Portfolio“. Im Rahmen der Aktualisierung der Strategie und der Zusammenfassung des „Dargebots“ und des Absatzes definierte die SN-E drei Szenarien zur Absatzentwicklung: Szenario

¹⁰ Vgl. Kap. 4.1.2 BFE (2035)

„Minimum“ mit -1.0% Reduktion pro Jahr, Szenario „Erwartet“ mit 1.5% Zuwachs pro Jahr und Szenario „Maximum“ mit 2.5% Zuwachs pro Jahr. [SN-E 2011; SN Energie AG (SN-E) 2013]

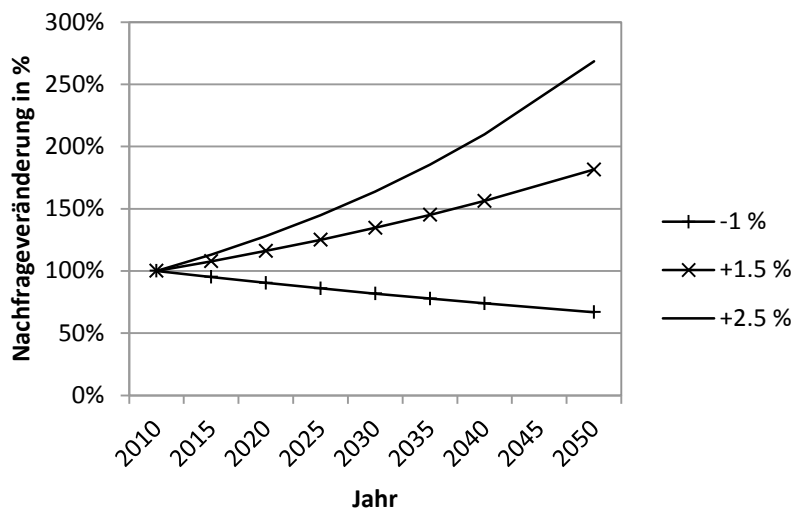


Abbildung 36: Bedarfsprognosen SN-E

Die beiden positiven Szenarien von SN-E sind vergleichbar mit den Annahmen der Szenarien von Swisspower und economiesuisse.

4.3 Weitere Aussagen zu Bedarfsentwicklungen

Die folgenden Aussagen zur Bedarfsentwicklung sind vielfach älteren Ursprungs und noch vor der Wirtschaftskrise des Jahres 2008 und vor Fukushima entstanden. Sie haben jedoch die aktuellen Bedarfsprognosen beeinflusst.

4.3.1 Axpo

Im Jahr 2012 aktualisierte Axpo die Studie Strom für heute und morgen, Axpo Studie "Stromperspektiven 2020" mit der neuen Studie Strom für heute und morgen, Stromperspektiven 2020 - neue Erkenntnisse. Axpo erwartet den zukünftigen Bedarf nach elektrischer Energie innerhalb des Bedarfs „hoch“ und „tief“. Im Szenario „hoch“ steigt der Verbrauch bis ins Jahr 2025 um 1.5% und bis ins Jahr 2045 um 1%. Ab dem Jahr 2045 wächst der Verbrauch nicht mehr. Im Szenario „tief“ wächst der Bedarf lediglich um 0.5% bis ins Jahr 2035. Anschliessend reduziert sich das Wachstum und stagniert ab dem Jahr 2045 auf der Nulllinie. [axpo 2010; axpo o.J.]

4.3.2 Energie Trialog Schweiz

Der Energie Trialog Schweiz geht in seinem Energie-Dossier „Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik“ von folgender Nachfrageentwicklung aus: Die Nachfrage nach Strom steigt seit dem Jahr 2009 mit 57 TWh (204 PJ) bis ins Jahr 2035 auf 72 TWh (258 PJ) und bis ins Jahr 2050 auf 74 TWh (266 PJ) an. Die Energie Trialog Schweiz-Kerngruppe schätzt, dass durch Effizienzsteigerungen eine Dämpfung auf 66 TWh (238 PJ) im Jahr 2035 machbar ist. Anschliessend rechnet die Kerngruppe mit einem leichten Anstieg bis ins Jahr 2050 auf 66,5 TWh (240 PJ) . [Brugger et al. 2009]

4.3.3 Umweltorganisationen

In der Studie „Energieperspektive 2050 der Umweltorganisationen“ im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz wird von einer 2'000 Watt Zielsetzung ausgegangen. Es wird unterstellt, dass jeder Akteur seine Investitions- und Konsumententscheidung jeweils nach Best-Available-Technology fällt. Dies führt zu einer laufenden Effizienzverbesserung. Die Energieperspektiven richten sich nach den Grundsätzen Energienachfrage mindern, Energiebedarfsdeckung möglichst aus erneuerbaren Quellen und qualitätsgerechter Einsatz der hochwertigen Energieformen (z. B. Strom) zur Deckung minderwertiger Energiebedürfnisse (z. B. Wärme). [Sturm et al. 2006]

4.4 Klassifizierung der Prognosen

Die Bedarfsprognosen können in drei Gruppen eingeteilt werden. Die erste Gruppe geht von einer grossen Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie aus. Repräsentanten dieser Gruppe sind die economiesuisse, die SN-E und die Swisspower. Die Gründe für die starke Zunahme sehen sie in einem hohen Bevölkerungswachstum verbunden mit einem hohen Wirtschaftswachstum, welche durch Effizienzmassnahmen nicht stark gedämpft werden. Die zweite Gruppe erwartet eine Bedarfsentwicklung in der Bandbreite von Stagnation bis zu einem leichten Wachstum. Hier finden sich die meisten Annahmen. Vertreter dieser Auffassung mit einzelnen Szenarien sind die Akademien Schweiz, der Kanton Basel-Stadt, das BFE, das CER-ETH, die Energiezukunft CH, die ENTSO-E, das ewz, die Grüne Partei, die Umweltallianz und der VSE. Sie erwarten ein mässiges Bevölkerungswachstum, eine Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch mit einer starken Wirkung von verschiedenartigen

Effizienzprogrammen. Die dritte Gruppe aus Vertretern der Akademien Schweiz, des Kanton Basel-Stadt, des BFE, der Grünen Partei und des VSE erwarten in ihren Szenarien einen Rückgang des Bedarfs an elektrischer Energie. Als zusätzliche Voraussetzung neben den Rahmenbedingungen der Gruppe zwei erwarten sie eine Verhaltensänderung der Bevölkerung.

Die Positionen können folgendermassen zusammengefasst werden:

Hohes Bevölkerungswachstum zusammen mit hohem Wirtschaftswachstum gekoppelt an den Stromverbrauch führt zu einem hohen Bedarfsanstieg. Mässiges Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum entkoppelt von Stromverbrauch und vielfältige Effizienzmassnahmen führen zu einem leichten Wachstum bis Stagnation. Die Reduktion des Bedarfs ist nur mit zusätzlichen Verhaltensänderungen möglich.

4.5 Projektion der Prognosen auf ein Versorgungsgebiet

Es stellt sich die Frage, welche Konsequenzen für eine mittlere Stadt abgeleitet werden können. Die 40 Szenarien von 16 Institutionen liegen in unterschiedlichen Einheiten und Dimensionen vor. Um die Szenarien vergleichbar zu machen werden sie auf ein Versorgungsgebiet projiziert. Zusätzlich werden die spezifischen Gegebenheiten des anzuwendenden Versorgungsgebietes berücksichtigt. So werden Szenarien, die sektorale Differenzierungen vornehmen, auf die entsprechenden Sektoren des zu bewertenden Versorgungsgebietes angewendet. Ebenfalls wird die Systematik der Swisspower-Szenarien dem lokalen Stromverbrauch der letzten dreissig Jahre der betroffenen Stadt angepasst. Szenarien, die nicht bis 2050 reichen, werden bis 2050 extrapoliert. Eine Zusammenstellung aller projizierten Szenarien zeigt Abbildung 37:

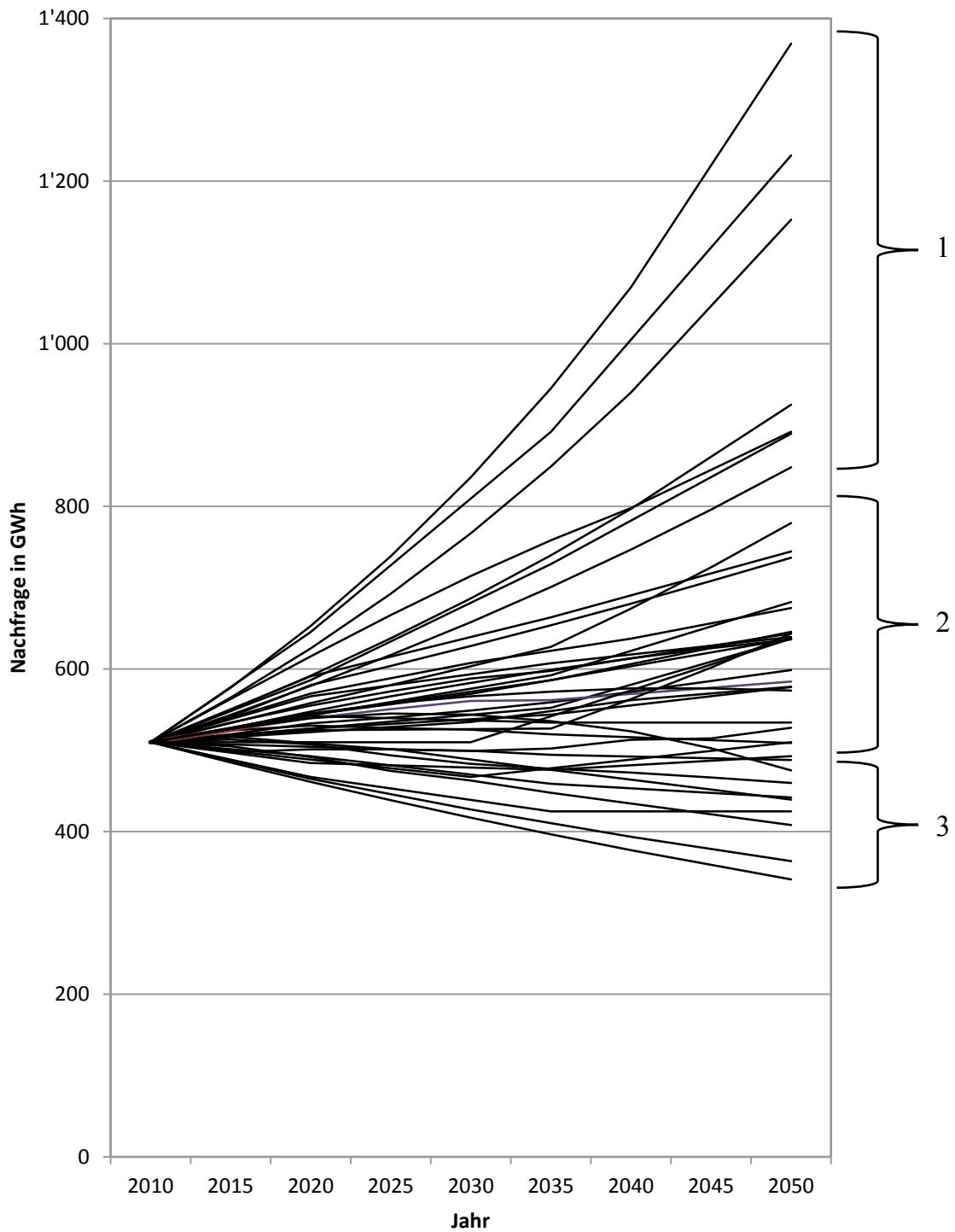


Abbildung 37: Bedarfsszenarien, projiziert auf ein Versorgungsgebiet

Die drei Gruppen der Bedarfsprognosen sind auch in der Grafik erkennbar. Die erste Gruppe liegt im oberen Teil der Grafik. Die Szenarien *economiesuisse*, Szenario "Wachstum 2", SN-E 3 (+2,5% pro Jahr), *Swisspower*; Szenario mit 2.06%, SN-E 2 (+1,5% pro Jahr), *Swisspower*; Szenario mit 1.03% ab 2035, *economiesuisse*, Szenario

"Wachstum 1" und CER-ETH; Szenario „BAU“ sind Bestandteil dieser Gruppe. Sie gehen von einem hohen Wachstum mit wenig dämpfender Wirkung der Energieeffizienz aus. Die dritte Gruppe liegt am unteren Ende der Grafik. Durch hohe Energieeffizienz und Verhaltensänderungen gehen sie von stagnierenden und fallenden Bedarfszuwachsraten aus. Es betrifft die Szenarien SN-E 1 (-1% pro Jahr), BS 2000-Watt-Szenario, Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“, BFE; Szenario IV "Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft", Akademien Schweiz; Referenzentwicklungen Szenario „tief“, BFE; Szenario "Neue Energiepolitik" und VSE Szenario 3: "Fundamental". Die restlichen Szenarien werden der mittleren Gruppe zugeordnet.

Die Szenarien bilden eine empirische Verteilung. Auch wenn sich einige Szenarien überdecken, fließt ihr Wert in die Gewichtung des 95% Quantils und des 5% Quantils ein. Je nach Geschäftspositionen handelt es sich bei dem 95%, resp. 5% Quantil um die Grenze, die ein EVU aus Risikoabsicherungsüberlegungen mit dem gemessenen Wert nicht über-, resp. unterschreiten darf. Um ein verteilungsbasiertes Risikomass zu definieren, werden alle Szenarien gleich gewichtet. Das Risiko der zukünftigen Geschäftsentwicklung misst sich als das maximale Verlustrisiko aller Szenarien. Die für das EVU relevanten Szenarien finden sich unterhalb des 5% Quantils und oberhalb des 95% Quantils [McNeil et al. 2005].

Die Bandbreite der projizierten Szenarien erstreckt sich im Jahr 2020 von 653 GWh bis 461 GWh. Der Mittelwert der zugrundeliegenden Szenarien liegt bei 545 GWh. Das 95% Quantil erreicht 630 GWh. Zwei Szenarien sind grösser als das 95%-Quantil, *economiesuisse*, Szenario "Wachstum 2" und SN-E 3 (+2,5% pro Jahr). Das 5%-Quantil kommt auf 467 GWh zu stehen. Zwei Szenarien erzielen kleinere Werte als das 5%-Quantil: das BS 2000-Watt-Szenario und SN-E 1 (-1% pro Jahr).

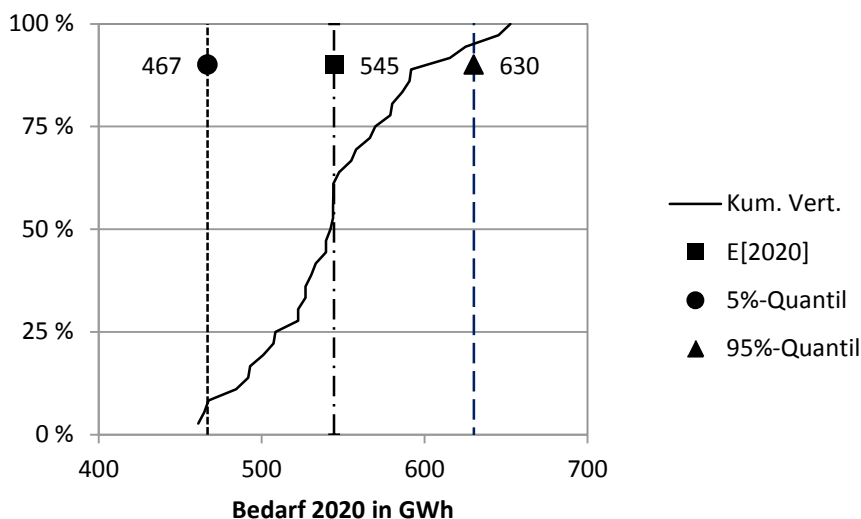


Abbildung 38: Bedarf im Jahr 2020 in GWh

Kernaussage 27: Innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils besteht im Jahr 2020 eine Bandbreite von 630 GWh SN-E 1 (+1.5% pro Jahr) und 467 GWh (Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“). Das entspricht einer Bandbreite von 163 GWh. Der Mittelwert der Werte innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils liegt bei 543 GWh, was einer Steigerung von 6.5% gegenüber 2010 entspricht.

Für das Jahr 2035 liegt die Bandbreite der projizierten Szenarien zwischen 945 GWh und 397 GWh. Aus 40 Szenarien ergibt sich ein Mittelwert von 592 GWh. Das 95% Quantil liegt bei 866 GWh. Zwei Szenarien sind grösser als das 95%-Quantil, economiesuisse, Szenario "Wachstum 2" und SN-E 3 (+2,5% pro Jahr). Das 5%-Quantil steht bei 439 GWh. Zwei Szenarien erzielen kleinere Werte als das 5%-Quantil: Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“ und SN-E 1 (-1% pro Jahr).

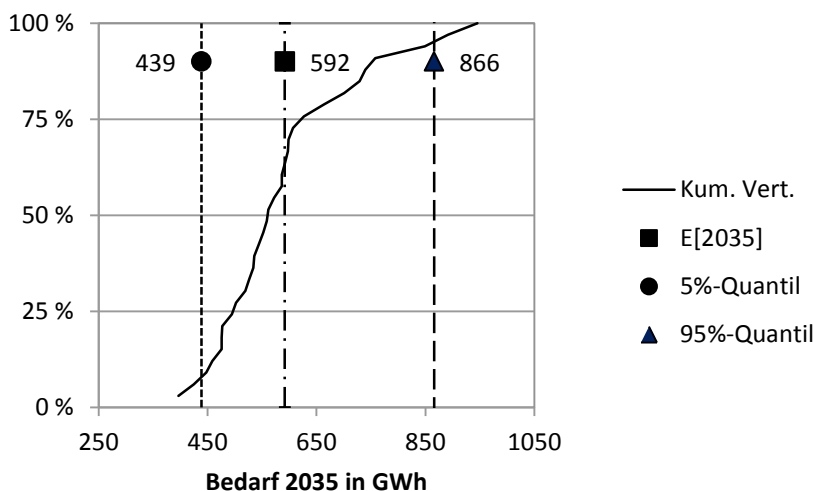


Abbildung 39: Bedarf im Jahr 2035 in GWh

Kernaussage 28: Innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils besteht im Jahr 2035 eine Bandbreite von 840 GWh (Swisspower; Szenario mit 2.06%) und 480 GWh (BFE; Szenario IV "Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft"). Das entspricht einer Bandbreite von 360 GWh. Der Mittelwert der Werte innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-

Quantils liegt bei 582 GWh, was einer Steigerung von 14% gegenüber 2010 entspricht.

Die Bandbreite der projizierten Szenarien erstreckt sich im Jahr 2050 von 1'369 GWh bis 341 GWh. Der Mittelwert der 40 zugrundeliegenden Szenarien liegt bei 650 GWh. Das 95% Quantil steht bei 1'109 GWh. Zwei Szenarien sind grösser als das 95%-Quantil, *economiesuisse*, Szenario "Wachstum 2" und SN-E 3 (+2,5% pro Jahr). Das 5%-Quantil entspricht einem Wert von 388 GWh. Zwei Szenarien erzielen kleinere Werte als das 5%-Quantil: das BS 2000-Watt-Szenario und SN-E 1 (-1% pro Jahr).

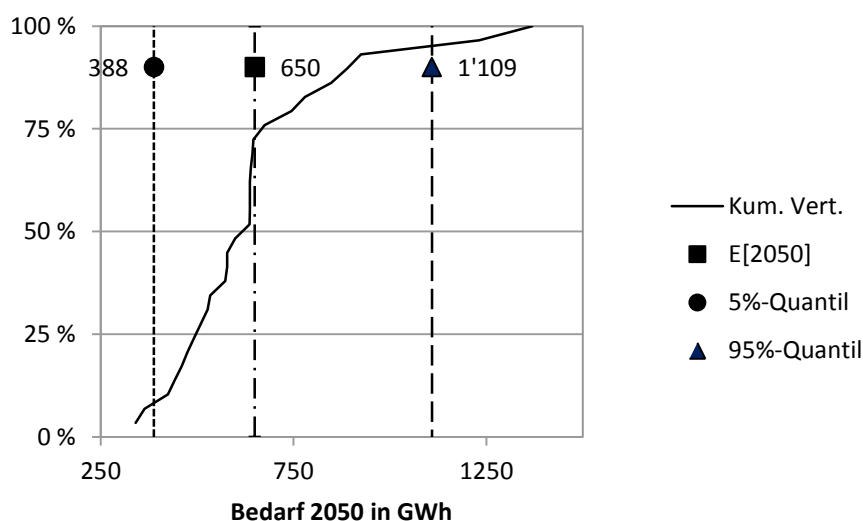


Abbildung 40: Bedarf im Jahr 2050 in GWh

Kernaussage 29: Innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils besteht im Jahr 2050 eine Bandbreite von 925 GWh (SN-E 1 (+1.5% pro Jahr)) und 425 GWh (Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“). Das entspricht einer Bandbreite von 500 GWh. Der Mittelwert der Werte innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils liegt bei 621 GWh, was einer Steigerung von 21% gegenüber 2010 entspricht.

Kernaussage 30: Für die Zunahme des Bedarfs ergibt sich ein Wachstum von 23% bis im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2010, 70% bis im Jahr 2035 und 117% bis im Jahr 2050. Die Abnahme des Bedarfs führt zu einem Rückgang von 8% bis im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2010, 14% bis im Jahr 2035 und 24% bis im Jahr 2050.

Je steiler eine Verteilung ist, desto kleiner ist auch das Risiko. Zusammenfassend zeigt Abbildung 41, dass die Verteilungen mit zunehmendem Zeithorizont flacher werden und das Risiko der damit verbundenen Prognosen steigt. Es zeigt sich auch, dass das Risiko bezüglich Zunahme des Bedarfs signifikant grösser ist als das Risiko der Abnahme des Bedarfs. Die Aussagen gelten auch für den Bereich zwischen dem 95% Quantil und dem 5% Quantil.

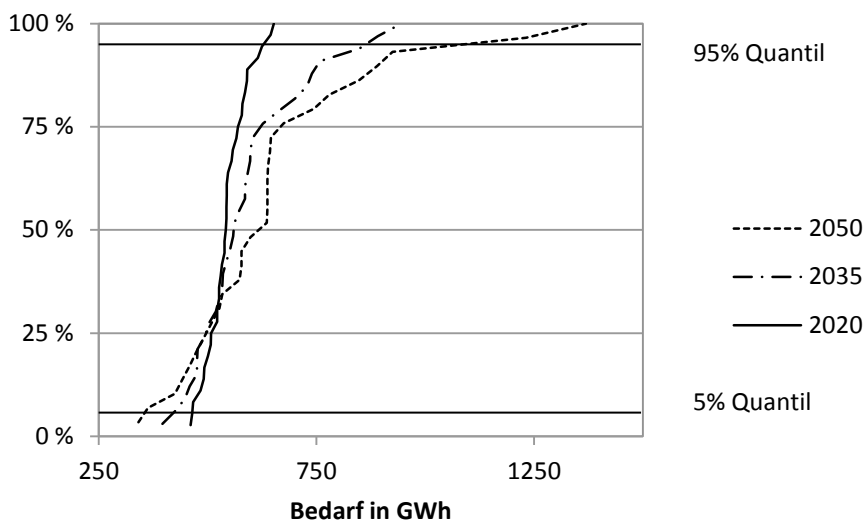


Abbildung 41: Kumulierte Verteilung des Bedarfs in GWh

Kernaussage 31: Das Risiko bezüglich Zunahme des Bedarfs liegt deutlich höher als das Risiko der Abnahme des Bedarfs. Es wird anspruchsvoller für ein EVU, eine künftige Bedarfszunahme zu bewältigen.

Da dem Bevölkerungswachstum ein grosser Einfluss auf die Entwicklung des künftigen Bedarfs nach elektrischer Energie zukommt, ist die Bevölkerungsentwicklung des Versorgungsgebietes, auf das die Prognosen angewendet werden, zu hinterfragen. Daten aus der Vergangenheit vermögen wenigstens mittelfristig eine Indikation für die zukünftige Entwicklung zu geben. Um einen Vergleich der Bevölkerungsentwicklung zwischen dem Versorgungsgebiet eines regionalen EVU und der Schweiz zu ermöglichen, wurden die Einwohnerzahlen des vorliegenden Versorgungsgebietes normiert. Die Grafik zeigt, dass sich die Bevölkerung der Schweiz innerhalb von 80 Jahren verdoppelt hat, während das Versorgungsgebiet bei etwa 70'000 Einwohnern konstant bleibt.

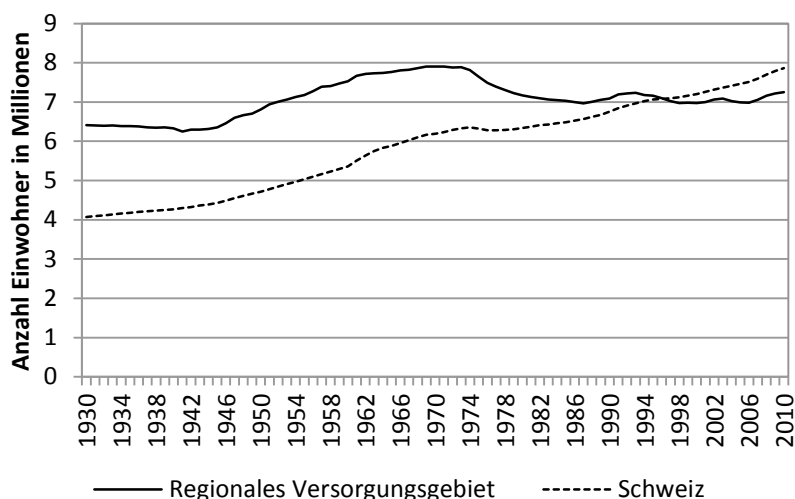


Abbildung 42: Bevölkerungsentwicklung der Jahre 1930 - 2010

Die Beurteilung des Zeitraumes 1930 bis 2010 zeigt, dass die Bevölkerung im Versorgungsgebiet in der Vergangenheit weniger stark gewachsen ist als in der gesamten Schweiz. Mittelfristig kann aus dieser Entwicklung keine Indikation für ein erhöhtes Bevölkerungswachstum abgeleitet werden. Hingegen lassen die Szenarien des Bundesamtes für Statistik, der UNO und von Eurostat für die Bevölkerungsentwicklung in der Schweiz für den Zeitraum von 2010 bis 2060 verschiedene Interpretationen offen. Die Bevölkerung entwickelt sich von heute acht Mio. in einer Bandbreite von 11 Mio. bis 6.5 Mio. [BFS 2010; Gerber 2012] Die Bandbreite der Szenarien über die zukünftige Entwicklung der Bevölkerung in der Schweiz und die Unsicherheit, wieweit eine gesamtschweizerische Durchschnittsentwicklung auch auf ein Versorgungsgebiet angewendet werden kann, führt zu keinen weiteren Anpassungen für die Projektion der Bedarfsszenarien auf das Versorgungsgebiet.

Kernaussage 32: Bedarfsentwicklungen innerhalb des 95%-Quantils und des 5%-Quantils bilden die Szenario-Grundlagen für die Modellrechnungen über die finanzielle Entwicklung eines Energieversorgungsunternehmens. Es ist dabei zu beachten, dass bezüglich all diesen Bedarfsszenarien das Eigenkapital des EVUs nicht unter die vorgegebene kritische Schwelle fallen darf.

5 Stochastische Analysen

Es werden die folgenden drei Analysen vorgenommen.

In der ersten Analyse werden für die Periode 2013 bis 2017 die Auswirkungen der Bedarfsentwicklungen nach elektrischer Energie aus Kap. 4 basierend auf den drei Szenarien SN-E 2 (+1.5% pro Jahr), Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“ und EnK 2050³ auf die finanziellen Kenngrössen des EVU gerechnet. Die Einbindung einer stochastischen 5-Jahres HPFC für SWISSIX (Strompreis für Marktgebiet Schweiz an der EEX) erlaubt eine Abschätzung der zukünftigen Margen gegenüber dem Strommarkt an der EEX [Blöchlinger 2008; BIT@EPI.Dynamics 2013].

In der zweiten Analyse wird das Eigenproduktionsumfeld thematisiert. Es wird darin untersucht, wie sich der Zubau von eigenen Produktionskapazitäten auswirkt. Weiter wird durch eine stochastische Simulation beurteilt, welchen Einfluss Einspeisungen von neuen erneuerbaren Energien auf den Reingewinn haben.

Die dritte Analyse beschäftigt sich mit dem Einfluss von Grösstkunden mit kleinen Margen auf den Betriebsgewinn. Durch den Vergleich mit einer 5-Jahres HPFC für SWISSIX wird mittels stochastischer Simulation die Entwicklung einer Marge im Vergleich zum Markt untersucht werden.

Mittels Szenarienbildung wird eine verteilungsbasierte Risikokenngrösse ermittelt. Die Szenarien werden gleich gewichtet. Aus den einzelnen Szenarien werden anschliessend durch stochastische Simulation verallgemeinerte Szenarien erzeugt, die ihrerseits ein kohärentes Risikomass definieren [McNeil et al. 2005].

5.1 Auswirkung der Bedarfsentwicklung

Folgende Problemstellung wird für ein regionales EVU zugrunde gelegt:

Das EVU prüft, wie sich der zukünftige Bedarf auf sein Geschäft auswirken kann. Es geht dabei davon aus, keine Kunden zu verlieren. Damit kann die Wirkung der Bedarfsveränderung unbeeinflusst gemessen werden. Das EVU stützt sich dabei für die beiden Extremszenarien vor der 5%-Quantilsgrenze und der 95% Quantilsgrenze. Es handelt sich dabei um die Szenarien SN-E 2 (+1.5% pro Jahr) („SN-E“) und Akademien Schweiz; Beeinflusste Entwicklungen Szenario „tief“ („A-CH“). Als Referenzszenario nahe des Mittelwertes wird das Szenario EnK 2050³ („EnK“) gewählt. „SN-

E“ rechnet mit einer Bedarfssteigerung von 1.5% p.a. bis ins Jahr 2017, „A-CH“ erwartet einen Rückgang von -0.9% pro Jahr und „EnK“ geht von einer Steigerung von 0.2% aus.

Die veränderten Parameter in den jeweiligen Szenarien erscheinen in der folgenden Tabelle:

	2013 aktuell	2017 Szenarien		
		"EnK"	"SN-E"	"A-CH"
Energiemenge in GWh	52.8	+0.239%	+1.5%	-0.886%

Tabelle 11: Szenarien „Auswirkung der Bedarfsentwicklung“

In der Erfolgsrechnung und in der Bilanz verändern sich die in der nachfolgenden Tabelle mit grau hinterlegten Zahlen. Als Beispiel erscheint das Resultat des Szenarios „EnK“. Die grau hinterlegten Werte verändern sich in allen drei Szenarien.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Grösstkunden	3'322.4	3'340.8	3'340.3	3'355.4	3'353.8
Grosskunden (NE5 - Grösstkunden)	4'562.2	4'575.3	4'568.6	4'597.5	4'607.6
Restliche LG-Kunden	14'482.0	14'493.0	14'484.1	14'560.5	14'586.7
Haushaltskunden	21'174.8	21'183.0	21'224.7	21'278.5	21'387.1
Netzverluste	1'330.5	1'331.6	1'332.6	1'337.6	1'342.3
Beiträge aus ökologischer Tarifrevision	3'494.8	3'496.8	3'503.7	3'513.8	3'528.1
Umsatz	48'366.7	48'420.4	48'454.0	48'643.4	48'805.5
Beschaffungsaufwand Energie	33'545.7	33'588.6	33'623.1	33'764.4	33'870.2
<i>davon Abfälle</i>	<i>1'513.8</i>	<i>1'518.7</i>	<i>1'541.4</i>	<i>1'532.7</i>	<i>1'523.9</i>
<i>davon BHKW (variabler Teil)</i>	<i>635.0</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>636.0</i>
<i>davon Geothermie (variabler Teil)</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>
<i>davon Peakband</i>	<i>1'104.8</i>	<i>1'111.3</i>	<i>1'126.5</i>	<i>1'141.2</i>	<i>1'162.4</i>
<i>davon Ausgleichsenergie</i>	<i>474.9</i>	<i>471.6</i>	<i>468.1</i>	<i>465.9</i>	<i>463.2</i>
<i>davon Sonnenenergie (variabler Teil)</i>	<i>202.6</i>	<i>201.1</i>	<i>200.2</i>	<i>201.2</i>	<i>202.5</i>
<i>davon Vorlieferant</i>	<i>27'304.6</i>	<i>27'342.4</i>	<i>27'343.4</i>	<i>27'479.9</i>	<i>27'572.3</i>
<i>davon Wasserkraft (variabler Teil)</i>	<i>167.8</i>	<i>167.8</i>	<i>167.7</i>	<i>167.7</i>	<i>167.9</i>
<i>davon Windenergie (variabler Teil)</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>
Beschaffungsaufwand HKN	103.0	106.6	110.9	110.4	110.6
<i>davon HKN Abfälle</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.6</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.4</i>
<i>davon HKN Geothermie</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.3</i>	<i>0.0</i>	<i>0.3</i>	<i>0.2</i>
<i>davon HKN Sonnenenergie</i>	<i>-17.1</i>	<i>-12.7</i>	<i>-8.9</i>	<i>-10.2</i>	<i>-11.3</i>
<i>davon HKN Wasserkraft</i>	<i>119.8</i>	<i>119.9</i>	<i>120.4</i>	<i>121.0</i>	<i>121.8</i>
<i>davon HKN Windenergie</i>	<i>0.2</i>	<i>-0.7</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.3</i>	<i>0.1</i>
Personal	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0
Verwaltungs- / Vertriebsaufwand	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Marketing / Werbung	338.6	338.9	339.2	340.5	341.6
Übriger Betriebsaufwand	483.7	484.2	484.5	486.4	488.1
Umlagen	580.4	581.0	581.4	583.7	585.7
Kosten	36'331.2	36'379.4	36'419.1	36'565.5	36'676.2
Deckungsbeitrag/EBITDA	12'035.4	12'041.1	12'034.9	12'077.9	12'129.3
Abschreibungen Sachanlagen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
<i>davon Abschreibungen BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>
<i>davon Abschreibungen Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>
<i>davon Abschreibungen Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>
<i>davon Abschreibungen Wasserkraft</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>
<i>davon Abschreibungen Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>
Zinskosten basierend auf Anlagewert	4'775.3	4'540.6	4'306.0	4'071.3	3'836.6
<i>davon Zinskosten BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>368.1</i>	<i>348.8</i>	<i>329.4</i>	<i>310.0</i>
<i>davon Zinskosten Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'135.0</i>	<i>2'970.0</i>	<i>2'805.0</i>	<i>2'640.0</i>
<i>davon Zinskosten Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>454.7</i>	<i>430.8</i>	<i>406.8</i>	<i>382.9</i>
<i>davon Zinskosten Wasserkraft</i>	<i>409.2</i>	<i>392.8</i>	<i>376.5</i>	<i>360.1</i>	<i>343.7</i>
<i>davon Zinskosten Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>190.0</i>	<i>180.0</i>	<i>170.0</i>	<i>160.0</i>
Steuern	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reingewinn betrieblich	2'566.6	2'806.9	3'035.5	3'313.1	3'599.2

Tabelle 12: Erfolgsrechnung Szenario „EnK“

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Liquide Mittel	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
Debitoren in % Umsatz	4'836.7	4'842.0	4'845.4	4'864.3	4'880.6
Sachanlagen	95'506.5	90'813.0	86'119.5	81'426.0	76'732.5
<i>davon Anlagen BHKW</i>	7'750.0	7'362.5	6'975.0	6'587.5	6'200.0
<i>davon Anlagen Geothermie</i>	66'000.0	62'700.0	59'400.0	56'100.0	52'800.0
<i>davon Anlagen Sonnenenergie</i>	9'572.5	9'093.8	8'615.2	8'136.6	7'658.0
<i>davon Anlagen Wasserkraft</i>	8'184.0	7'856.6	7'529.3	7'201.9	6'874.6
<i>davon Anlagen Windenergie</i>	4'000.0	3'800.0	3'600.0	3'400.0	3'200.0
Summe Aktiven	100'843.1	96'155.0	91'464.9	86'790.3	82'113.1
Kreditoren in % Umsatz	967.3	968.4	969.1	972.9	976.1
Fremdkapital verzinslich	77'309.2	69'813.0	62'086.8	54'095.4	45'815.7
Eigenkapital	22'566.6	25'373.6	28'409.0	31'722.1	35'321.3
Summe Passiven	100'843.1	96'155.0	91'464.9	86'790.3	82'113.1

Tabelle 13: Bilanz Szenario „EnK“

Folgende Werte der Szenariorechnungen werden nachfolgend diskutiert: Reingewinn betrieblich, Deckungsbeitrag / EBITDA, Eigenkapital und Marge Grösstkunden.

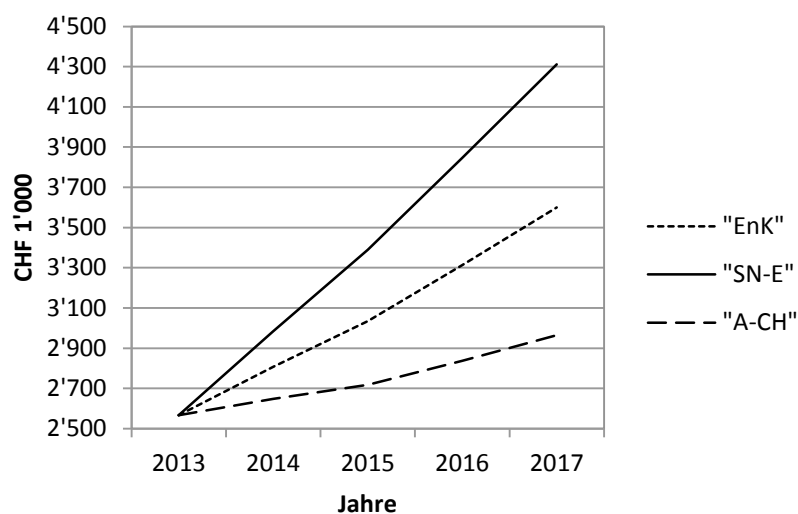


Abbildung 43: Reingewinn betrieblich

Der Reingewinn steigt mit zusätzlichem Volumen stärker. Mit abnehmendem Volumen flacht die Zunahme des Reingewinns ab.

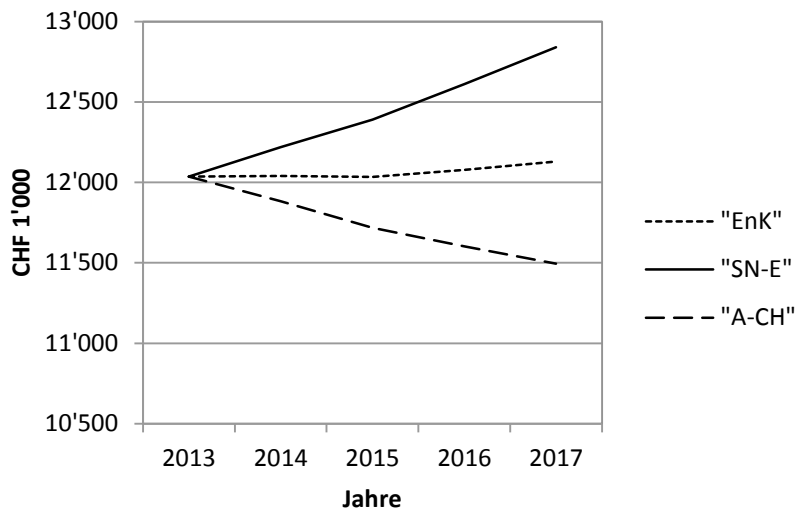


Abbildung 44: Deckungsbeitrag / EBITDA

Der Deckungsbeitrag/EBITDA der drei Szenarien in Abbildung 44 entwickelt sich im Verhältnis zueinander gleich wie in der Entwicklung des Reingewinns aus Abbildung 43. Weil sich der Umsatz weniger schnell reduziert als der Deckungsbeitrag/EBITDA, fällt er im Szenario „A-CH“, im Szenario „SN-E“ hingegen steigt er.

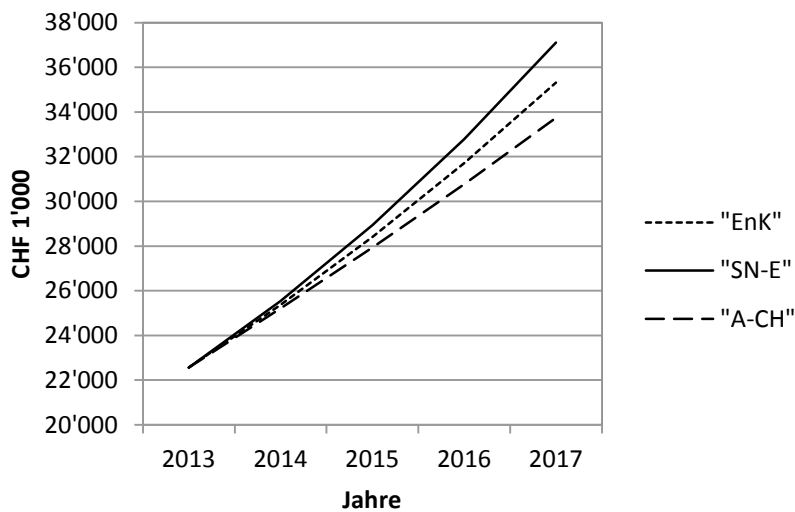


Abbildung 45: Eigenkapital

Die Entwicklung des Gewinns widerspiegelt sich auch in der Entwicklung des Eigenkapitals.

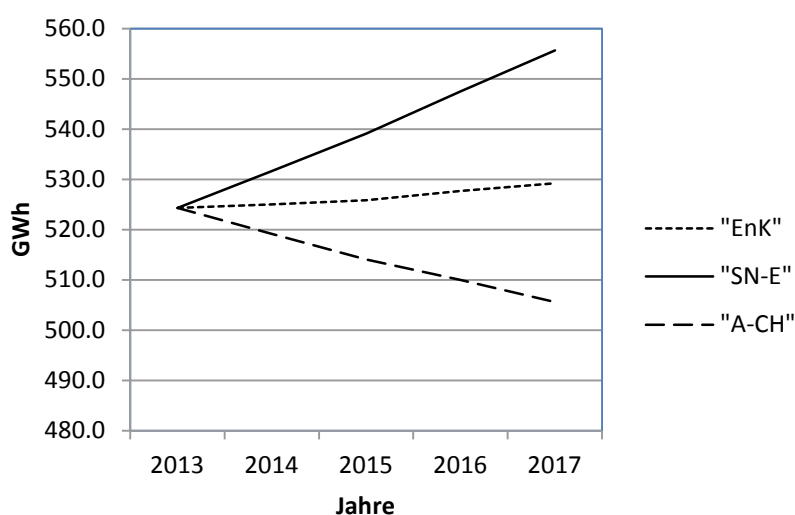


Abbildung 46: Energiemenge

Der Bedarf an elektrischer Energie nimmt im Szenario „SN-E“ deutlich zu. Der Anstieg im Szenario „EnK“ ist moderat. Im Szenario „A-CH“ fällt der Bedarf.

Aus den empirischen Szenarien sind keine Risiken ableitbar. In keinem der Fälle besteht eine Gefährdung für das EVU.

Mit der stochastischen Simulation mit hundert Durchläufen werden die drei Szenarien „SN-E“, „EnK“ und „A-CH“ verallgemeinert, um ein Risikomass für die Entwicklung der Margen zu erhalten. Liegt der Umsatz des EVUs höher als der nach einer 5-Jahres HPFC für SWISSIX bewertete Gesamtlastgang, liegt eine positive Marge vor. [McNeil et al. 2005]. Für die stochastische Simulation wurde die bestehende 5-Jahres HPFC für SWISSIX mit einer Volatilität von 5% gerechnet. Ab 2015 wurde die Volatilität weiter erhöht. 2017 erreicht sie 10%. [Babonneau et al. 2012]

Für die Marge führte dies zu folgenden Werten:

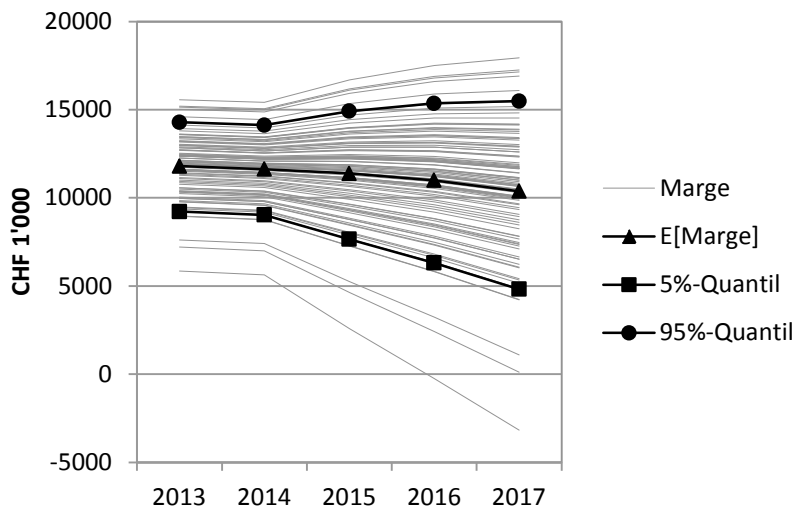


Abbildung 47: Marge Szenario „EnK“

Die Bandbreite der Streuung zwischen dem 5%-Quantil und dem 95%-Quantil liegt 2013 bei CHF 5.1 Mio. Das entspricht dem doppelten Reingewinn des Jahres 2013. Die Streuung steigt bis ins Jahr 2017 auf CHF 10.7 Mio. oder Faktor drei der Bandbreite des Reingewinns des Jahres 2013. Der Verlauf des 5%-Quantils bleibt bis ins Jahr 2017 im positiven Bereich.

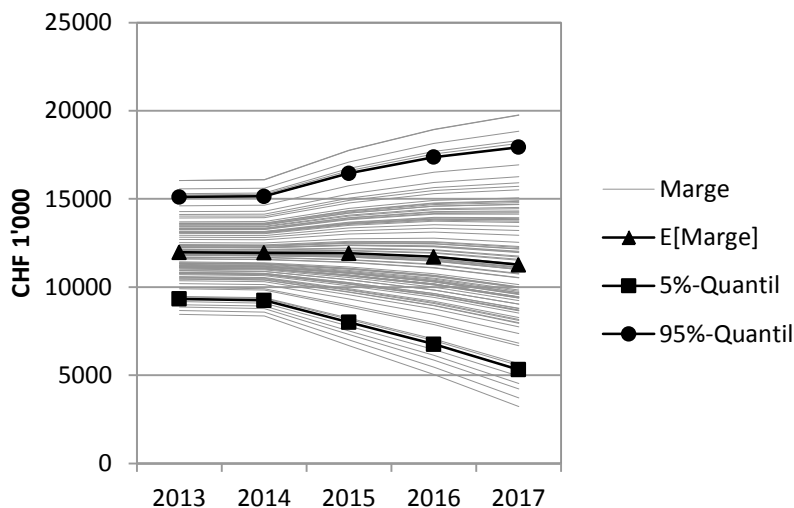


Abbildung 48: Marge Szenario „SN-E“

Die Bandbreite der Entwicklungen der Marge im Szenario SN-E liegt bei CHF 5.7 Mio. im Jahr 2013 bis CHF 12.6 Mio. im Jahr 2017. Prozentual zum Reingewinn ent-

spricht das einem Anteil von 225% im Jahr 2013 bis 292% im Jahr 2017. Das 5%-Quantil bleibt in allen Jahren positiv.

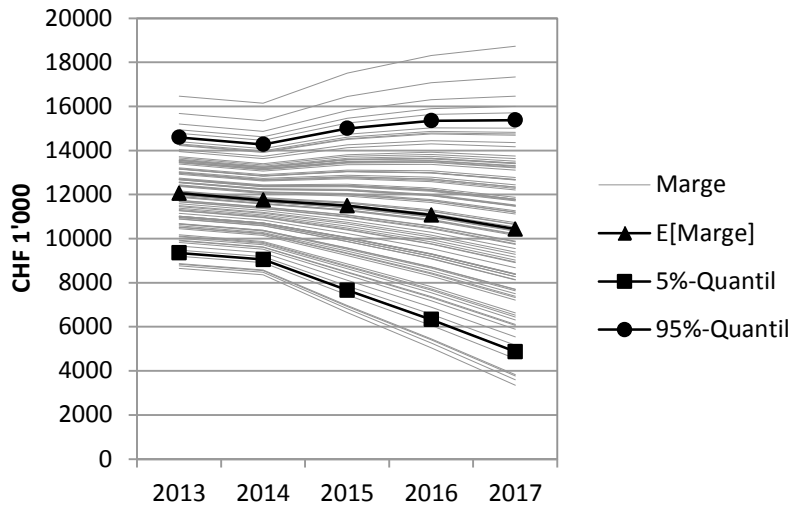


Abbildung 49: Marge Szenario „A-CH“

Ausgehend von einer Bandbreite von CHF 5.2 Mio. im Jahr 2013 erreicht die Bandbreite der möglichen Ausprägungen der Marge 2017 CHF 10.5 Mio. Obwohl die SWISSIX-Preise leicht steigen wird die Bandbreite der möglichen Ausprägungen grösser, weil das Mass der Volatilitätszunahme bedingt durch die Zunahme der Dauer grösser ist als die Abnahme der Marge.

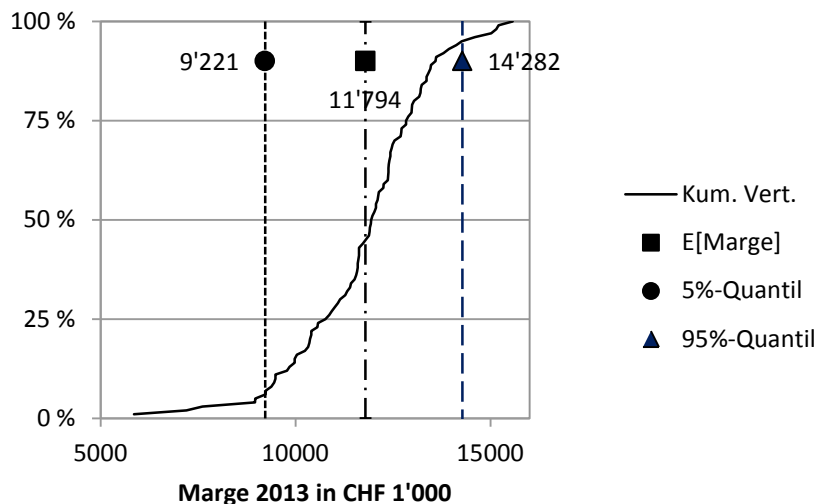


Abbildung 50: Streuung der Marge im Jahr 2013 im Szenario „EnK“

Im Jahr 2013 bewegt sich die Gesamtmarge im Szenario „EnK“ zwischen CHF 9.2 Mio. und CHF 14.3 Mio. wie ersichtlich in Abbildung 50. Das entspricht einer Dimension des doppelten Reingewinns des Jahres 2013. Durch die absolute Höhe des Reingewinns entsteht keine Gefahr für das EVU, das 5%-Quantil liegt deutlich über dem Reingewinn.

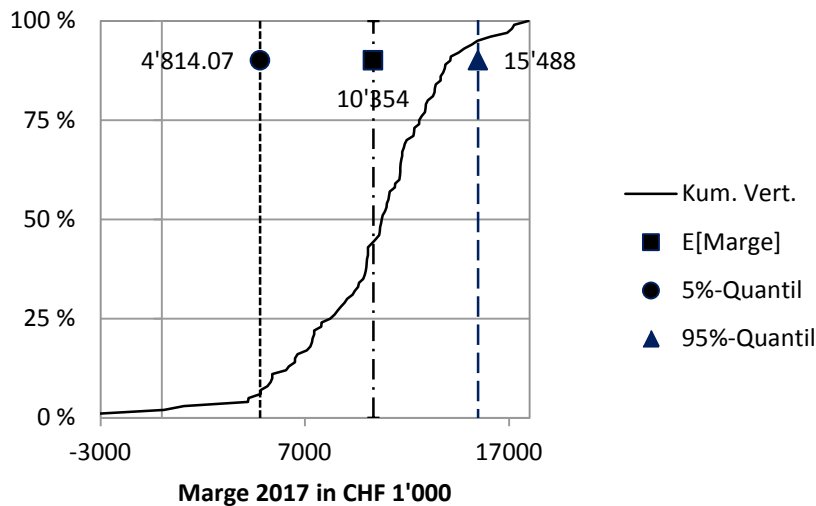


Abbildung 51: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „EnK“

Auch im Jahr 2017 liegt das 5%-Quantil im Szenario „EnK“ noch deutlich über der Höhe des Reingewinns. Die Kurve hat sich im Vergleich zu 2013 abgeflacht, was einer Zunahme des Risikos entspricht. Der Verlauf der Kurve erscheint in Abbildung 51.

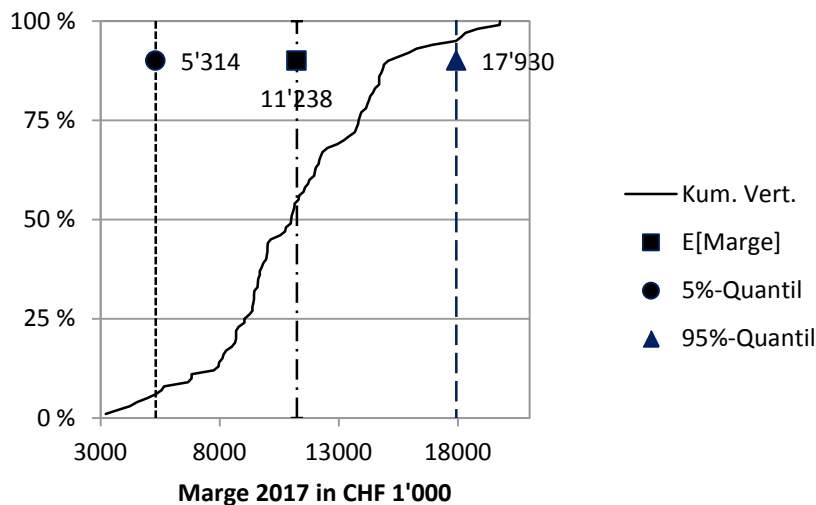


Abbildung 52: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „SN-E“

Auch im Szenario „SN-E“ besteht, wie die Abbildung 52 zeigt, im Jahr 2017 keine Gefährdung des Reingewinns. Die Bandbreite der Verteilung liegt im dreifachen Bereich des Reingewinns. Absolut liegt das 5%-Quantil CHF 1 Mio. über dem erwarteten Reingewinn.

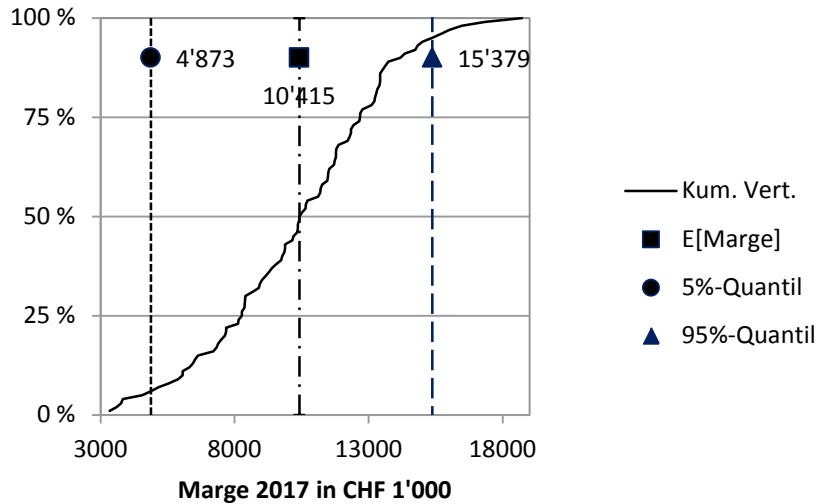


Abbildung 53: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „A-CH“

In Abbildung 53 ist erkennbar, dass auch der abnehmende Bedarf im Szenario „A-CH“ nicht zu einer Gefährdung des Reingewinns im Jahr 2017 führt. Das 5%-Quantil bleibt über der Grenze des Reingewinns.

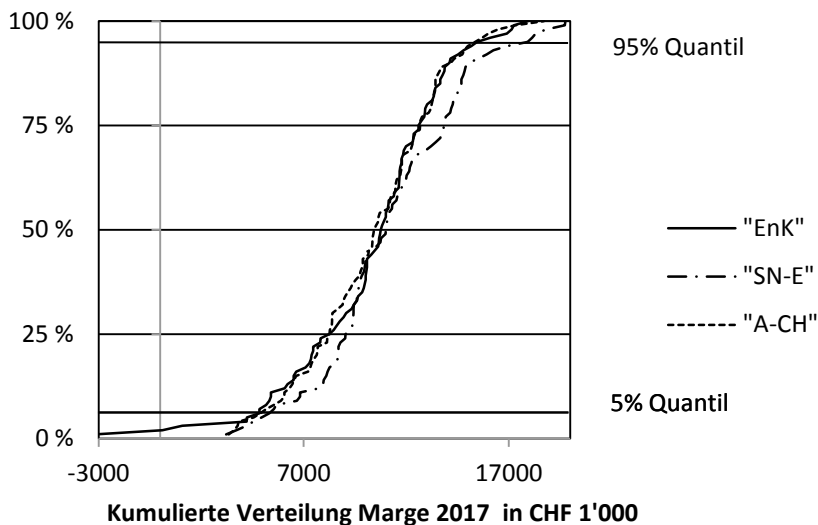


Abbildung 54: Kumulierte Verteilung der Marge im Jahr 2017

Der Vergleich der kumulierten Verteilung der Marge der Szenarien in Abbildung 54 zeigt, dass sich im Jahr 2017 die Kurve beim Szenario „SN-E“ im Bereich zwischen Mittelwert und 95%-Quantil mehr abflacht als bei den anderen Szenarien. Umgekehrt flacht sich die Verteilung der beiden Szenarien „Enk“ und „A-CH“ im Bereich zwischen Mittelwert und 5%-Quantil deutlicher ab als beim Szenario „SN-E“.

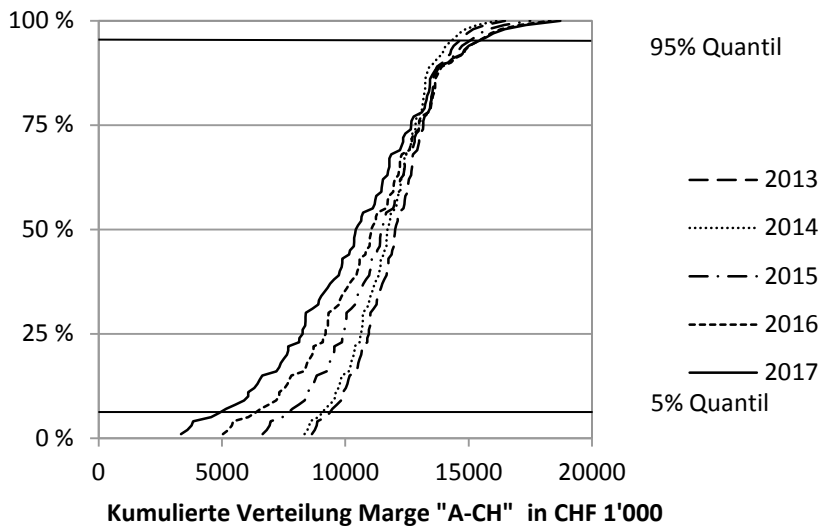


Abbildung 55: Kumulierte Verteilung Marge im Szenario „A-CH“

Die Entwicklung der Verteilung im Szenario „A-CH“, über die Jahre 2013 bis 2017, wie in Abbildung 55 ersichtlich, zeigt deutlich eine Verschiebung nach links. Während den fünf Jahren nimmt die Verteilung nur wenig zu. 75% der Ausprägungen nehmen in den fünf Jahren ab.

Zusammenfassend stellt sich die Entwicklung der Quantile und der Mittelwerte wie folgt dar:

	2013	2014	2015	2016	2017
"EnK"	9'221	9'026	7'649	6'310	4'814
"SN-E"	9'330	9'251	8'006	6'760	5'314
"A-CH"	9'347	9'051	7'660	6'329	4'873

Tabelle 14: Entwicklung der 5%-Quantile

	2'013	2'014	2'015	2'016	2'017
"EnK"	14'282	14'123	14'912	15'358	15'488
"SN-E"	15'109	15'143	16'456	17'367	17'930
"A-CH"	14'596	14'277	15'003	15'352	15'379

Tabelle 15: Entwicklung der 95%-Quantile

	2'013	2'014	2'015	2'016	2'017
"EnK"	11'794	11'617	11'373	10'980	10'354
"SN-E"	11'956	11'928	11'899	11'698	11'238
"A-CH"	12'051	11'742	11'480	11'059	10'415

Tabelle 16: Entwicklung der Mittelwerte

Das Resultat aus der stochastischen Simulation zeigt, dass das EVU keine Verletzlichkeit bezüglich Bedarfsveränderungen aufweist. Generell nimmt die Bandbreite der möglichen Ausprägungen der Marge zu, aber das 5%-Quantil bleibt deutlich über einem Gefährdungswert.

5.2 Produktion Photovoltaik

Der folgende Abschnitt analysiert den Einfluss einer gesteigerten Produktion von Solarstrom.

Ein EVU plant, die Menge der aus eigenen Anlagen produzierten Menge an PV-Energie bis ins Jahr 2017 zu verfünffachen. Dabei wird von einer Reduktion der Investitionskosten von CHF 3'500.- pro KW im Jahr 2013 auf CHF 3'000.- pro KW im Jahr 2017 ausgegangen. Auch die variablen Kosten werden um einen Rappen bis ins Jahr 2017 sinken. Die Anlagen sollen nicht zur kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) angemeldet werden¹¹. Wie entwickelt sich nun die Rendite-Risiko-Struktur des EVU?

Das Basisszenario (Szenario „moderat“) wird verglichen mit einem Szenario, welches die aktuelle Situation fortschreibt (Szenario „heute“). Weiter wird ein drittes Szenario gebildet, welches einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik-Eigenproduktion darstellt (Szenario „schnell“).

Tabelle 16 zeigt die Parameter der jeweiligen Szenarien:

	2013 Basis	2017 Szenarien		
		"heute"	"moderat"	"schnell"
Energiemenge in GWh	3.4	3.4	x 5	x 10
Investitionskosten CHF / KW	3'500	3'500	3'000	2'500
Variable Kosten Rp. / KWh	6	6	5	4

Tabelle 17: Szenarien „Produktion Photovoltaik“

In der Erfolgsrechnung und in der Bilanz verändern sich die in Tabelle 18 grau hinterlegten Zahlen. Als Beispiel erscheint das Resultat des Szenarios „schnell“. In allen drei Szenarien verändern sich diese Werte.

¹¹ Dies beinhaltet den Vorteil, dass die gesamte produzierte Energie in der Stromkennzeichnung des EVU aufgeführt werden kann. Wird für die Anlagen KEV ausbezahlt, wird nur der prozentuale Anteil im Verhältnis der gesamtschweizerischen Energieproduktion über den geförderten Strom Eingang in die lokale Stromkennzeichnung finden.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Grösstkunden	3'322.4	3'332.9	3'324.4	3'331.5	3'322.0
Grosskunden (NE5 - Grösstkunden)	4'562.2	4'564.4	4'546.9	4'564.8	4'564.0
Restliche LG-Kunden	14'482.0	14'458.4	14'415.2	14'456.8	14'448.5
Haushaltskunden	21'174.8	21'132.5	21'123.8	21'126.9	21'184.5
Netzverluste	1'330.5	1'328.4	1'326.2	1'328.1	1'329.6
Beiträge aus ökologischer Tarifrevision	3'494.8	3'488.4	3'487.0	3'488.8	3'494.7
Umsatz	48'366.7	48'305.0	48'223.5	48'296.8	48'343.4
Beschaffungsaufwand Energie	33'545.7	33'599.2	33'592.0	33'630.3	33'577.3
<i>davon Abfälle</i>	<i>1'513.8</i>	<i>1'518.7</i>	<i>1'541.4</i>	<i>1'532.7</i>	<i>1'523.9</i>
<i>davon BHKW (variabler Teil)</i>	<i>635.0</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>636.0</i>
<i>davon Geothermie (variabler Teil)</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>
<i>davon Peakband</i>	<i>1'104.8</i>	<i>1'111.3</i>	<i>1'126.5</i>	<i>1'141.2</i>	<i>1'162.4</i>
<i>davon Ausgleichsenergie</i>	<i>474.9</i>	<i>634.9</i>	<i>777.6</i>	<i>905.2</i>	<i>1'016.1</i>
<i>davon Sonnenenergie (variabler Teil)</i>	<i>202.6</i>	<i>615.2</i>	<i>986.6</i>	<i>1'328.4</i>	<i>1'635.5</i>
<i>davon Vorlieferant</i>	<i>27'304.6</i>	<i>26'775.5</i>	<i>26'216.4</i>	<i>25'779.3</i>	<i>25'293.4</i>
<i>davon Wasserkraft (variabler Teil)</i>	<i>167.8</i>	<i>167.8</i>	<i>167.7</i>	<i>167.7</i>	<i>167.9</i>
<i>davon Windenergie (variabler Teil)</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>
Beschaffungsaufwand HKN	103.0	-1'177.4	-2'445.5	-3'744.8	-5'061.4
<i>davon HKN Abfälle</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.7</i>	<i>-1.3</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.8</i>
<i>davon HKN Geothermie</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.7</i>	<i>-0.6</i>	<i>-1.1</i>
<i>davon HKN Sonnenenergie</i>	<i>-17.1</i>	<i>-1'296.1</i>	<i>-2'564.0</i>	<i>-3'863.6</i>	<i>-5'180.9</i>
<i>davon HKN Wasserkraft</i>	<i>119.8</i>	<i>119.4</i>	<i>119.3</i>	<i>119.4</i>	<i>119.8</i>
<i>davon HKN Windenergie</i>	<i>0.2</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.3</i>
Personal	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0
Verwaltungs- / Vertriebsaufwand	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Marketing / Werbung	338.6	338.1	337.6	338.1	338.4
Übriger Betriebsaufwand	483.7	483.0	482.2	483.0	483.4
Umlagen	580.4	579.7	578.7	579.6	580.1
Kosten	36'331.2	35'102.6	33'825.0	32'566.1	31'197.8
Deckungsbeitrag/EBITDA	12'035.4	13'202.4	14'398.6	15'730.7	17'145.6
Abschreibungen Sachanlagen	4'693.5	5'693.4	6'616.5	7'462.5	8'231.6
<i>davon Abschreibungen BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>
<i>davon Abschreibungen Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>
<i>davon Abschreibungen Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>1'478.6</i>	<i>2'401.6</i>	<i>3'247.7</i>	<i>4'016.8</i>
<i>davon Abschreibungen Wasserkraft</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>
<i>davon Abschreibungen Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>
Zinskosten basierend auf Anlagewert	4'775.3	5'540.6	6'178.9	6'694.2	7'090.2
<i>davon Zinskosten BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>368.1</i>	<i>348.8</i>	<i>329.4</i>	<i>310.0</i>
<i>davon Zinskosten Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'135.0</i>	<i>2'970.0</i>	<i>2'805.0</i>	<i>2'640.0</i>
<i>davon Zinskosten Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>1'454.6</i>	<i>2'303.7</i>	<i>3'029.7</i>	<i>3'636.5</i>
<i>davon Zinskosten Wasserkraft</i>	<i>409.2</i>	<i>392.8</i>	<i>376.5</i>	<i>360.1</i>	<i>343.7</i>
<i>davon Zinskosten Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>190.0</i>	<i>180.0</i>	<i>170.0</i>	<i>160.0</i>
Steuern	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reingewinn betrieblich	2'566.6	1'968.4	1'603.2	1'574.0	1'823.8

Tabelle 18: Erfolgsrechnung Szenario „schnell“

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Liquide Mittel	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
Debitoren in % Umsatz	4'836.7	4'830.5	4'822.4	4'829.7	4'834.3
Sachanlagen	95'506.5	130'811.2	142'039.1	150'805.1	157'186.2
<i>davon Anlagen BHKW</i>	7'750.0	7'362.5	6'975.0	6'587.5	6'200.0
<i>davon Anlagen Geothermie</i>	66'000.0	62'700.0	59'400.0	56'100.0	52'800.0
<i>davon Anlagen Sonnenenergie</i>	9'572.5	49'092.1	64'534.8	77'515.7	88'111.6
<i>davon Anlagen Wasserkraft</i>	8'184.0	7'856.6	7'529.3	7'201.9	6'874.6
<i>davon Anlagen Windenergie</i>	4'000.0	3'800.0	3'600.0	3'400.0	3'200.0
Summe Aktiven	100'843.1	136'141.7	147'361.5	156'134.8	162'520.5
Kreditoren in % Umsatz	967.3	966.1	964.5	965.9	966.9
Fremdkapital verzinslich	77'309.2	110'640.6	120'258.8	127'456.7	132'017.7
Eigenkapital	22'566.6	24'535.0	26'138.2	27'712.2	29'535.9
Summe Passiven	100'843.1	136'141.7	147'361.5	156'134.8	162'520.5

Tabelle 19: Bilanz Szenario „schnell“

Nachfolgend werden die Resultate der verschiedenen Szenarien hinsichtlich folgender Werte diskutiert: Reingewinn betrieblich, Deckungsbeitrag / EBITDA, Eigenkapital, Gestehungskosten, Gestehungskosten/KWh, Abschreibungen, Neuinvestitionen, Anlagewert und Sonnenenergie in MW.

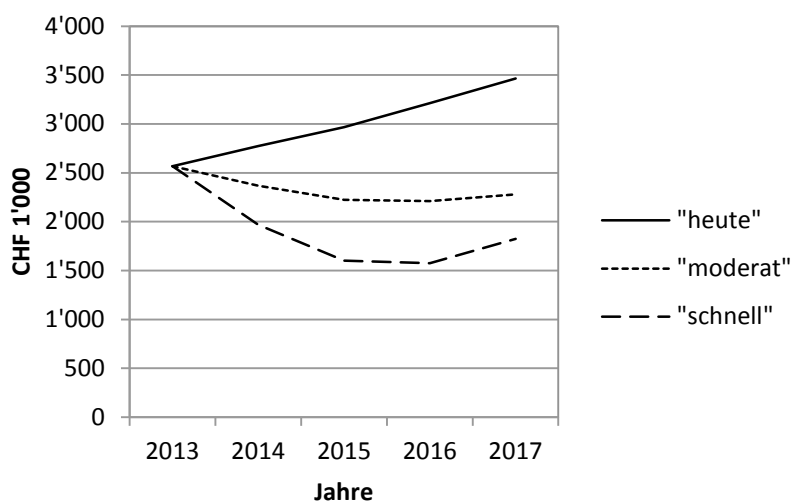


Abbildung 56: Reingewinn betrieblich

Der Reingewinn im Szenario „heute“ steigt kontinuierlich. Obwohl der bestehende Anteil Sonnenenergie mit über 30 Rp./KWh Gestehungskosten deutlich über dem durchschnittlichen Gestehungspreis von 8 Rp./KWh liegt, vermag die geringe Menge produzierter Sonnenenergie mit Gestehungskosten von 30 Rp. die Reingewinnzunahme

me nur abzdämpfen. Bei den Szenarien „moderat“ und „schnell“ sinkt der Reingewinn bis ins Jahr 2015. Durch die sinkenden Gestehungskosten genügt der Reingewinn aus dem übrigen Geschäft, um ab dem Jahr 2016 trotz Ausbau der Photovoltaik wieder einen positiven Anstieg des Reingewinns auszuweisen.

Kernaussage 33: Die Sonnenenergie aus eigenen Photovoltaikproduktionen leistet aktuell keinen positiven Beitrag zum Gewinn. Das Engagement macht im Hinblick auf steigende Energiepreise mittelfristig Sinn. Sinnvollerweise wird aber mit den Investitionen in Photovoltaikanlagen gewartet bis die Gestehungskosten das Marktpreisniveau erreicht haben. Die Bedürfnisse der Stromkunden nach Sonnenenergie können mit HKN kostengünstiger abgedeckt werden.

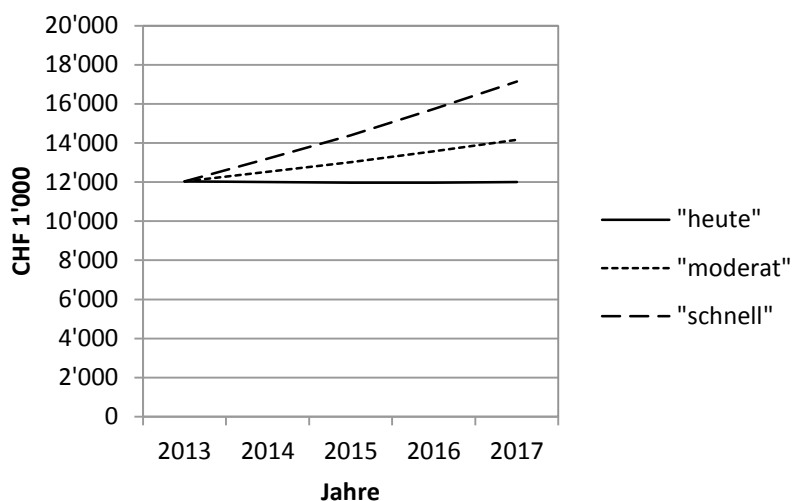


Abbildung 57: Deckungsbeitrag / EBITDA

Da der Beschaffungsaufwand des Vorlieferanten gesamthaft in den Deckungsbeitrag/EBITDA einfließt, von der Photovoltaikproduktion aber nur die variablen Kosten, nimmt der Deckungsbeitrag/EBITDA zu, je mehr Sonnenenergie produziert wird. Der Deckungsbeitrag/EBITDA ist ungeeignet für einen Vergleich zwischen Energielieferverträgen und Produktionsanlagen, weil bei Produktionsanlagen auf Stufe Deckungsbeitrag/EBITDA die Abschreibungen und die Zinskosten fehlen. Bei Energielieferverträgen beinhaltet der Deckungsbeitrag/EBITDA alle Kosten, bei Produktionsanlagen fehlen Zinsen und Abschreibungen.

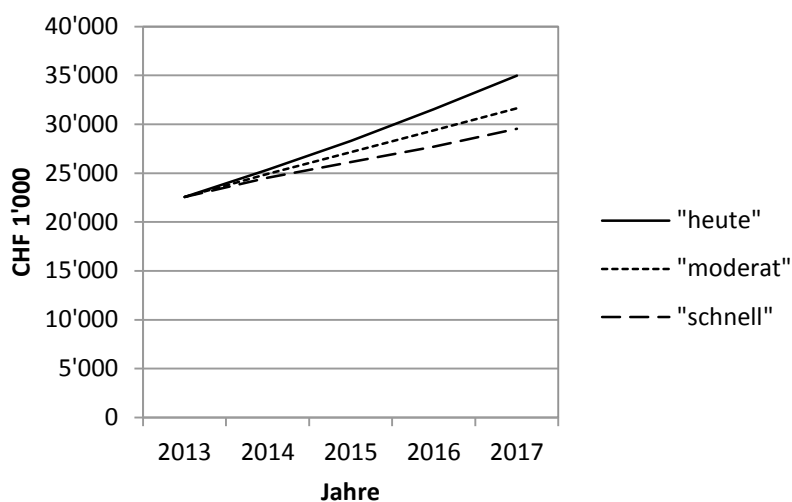


Abbildung 58: Eigenkapital

Durch die reduzierte Gewinnentwicklung in den Szenarien „moderat“ und „schnell“ im Vergleich mit dem Szenario „heute“ nimmt auch das Eigenkapital mit zunehmender Menge Sonnenenergie weniger stark zu.

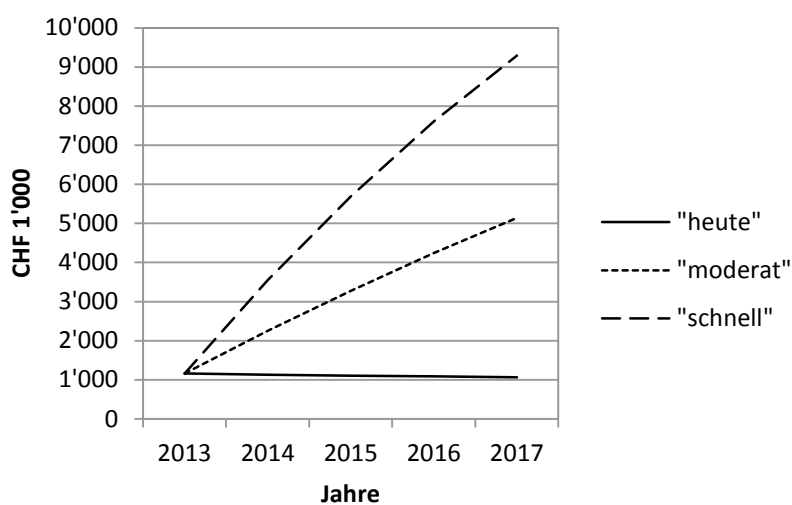


Abbildung 59: Gestehungskosten total

Die leichte Abnahme der Gestehungskosten im Szenario „heute“, bedingt durch den sinkenden Anlagewert und somit auch sinkenden Zinskosten, wird durch die neuen, zusätzlichen Investitionen und damit verbundenen variablen Kosten, Abschreibungen und Zinskosten in den anderen beiden Szenarien nicht erreicht. Im Szenario „moderat“ steigen die Gestehungskosten um ca. CHF 1 Mio. pro Jahr, im Szenario „schnell“ stei-

gen sie um ca. CHF 2 Mio. pro Jahr. Die Gestehungskosten sind ein direkter Ausfluss aus den getätigten Investitionen.

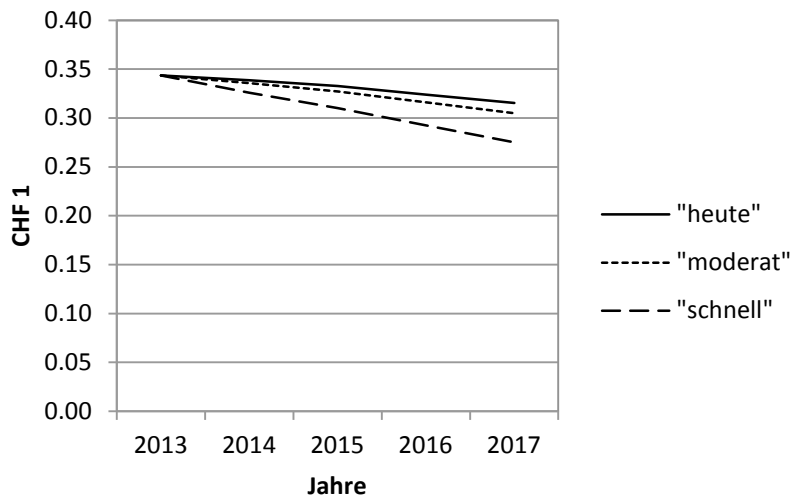


Abbildung 60: Gestehungskosten pro KWh

Die Gestehungskosten pro KWh des EVUs sinken in allen drei Szenarien. Durch die sinkenden Investitionspreise und die sinkenden variablen Kosten reduzieren sich die Gestehungskosten im Szenario „moderat“ auf 31.5 Rp./KWh im Jahr 2017 und im Szenario „schnell“ auf 27.5 Rp./KWh. Trotz sinkender Gestehungskosten liegen die Preise noch signifikant über dem Marktpreis und über den HKN für Sonnenenergie. Die durchschnittlichen Gestehungskosten Photovoltaik liegen mehr als doppelt so hoch wie der durchschnittliche Gestehungspreis der übrigen Produktion.

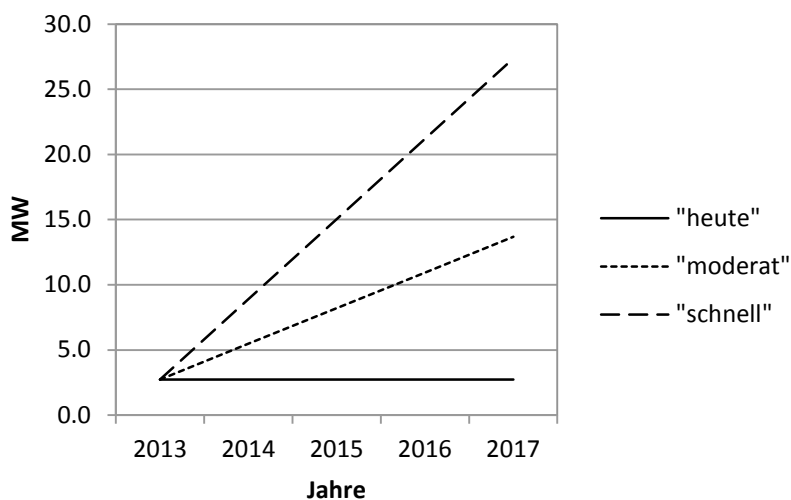


Abbildung 61: Sonnenenergie in MW

Die Entwicklung der Leistung steigt im gleichen Ausmass wie die Investitionstätigkeit. Im Szenario „schnell“ erreicht die Leistung im Jahr 2017 eine Dimension, mit welcher ein mittelgrosses EVU während Niederlastzeiten seine gesamte Versorgung bestreitet. Dabei wächst die Bedeutung der Prognosefähigkeit. Ebenfalls wird die Netzstabilität zunehmend kritischer.

Zusammenfassend muss folgende Konsequenz gezogen werden:

Kernaussage 34: Die isolierte Betrachtung der Produktion von Photovoltaik gemäss dem vorliegenden Modell ist in absehbarer Zeit nicht gewinnbringend. Hingegen muss berücksichtigt werden, dass aus einer langfristigen Gesamtsicht sehr wohl positive Businesscases mit der Produktion von Photovoltaik möglich sind. Sei es deshalb, weil ein spezifisches Kundensegment bereit ist, höhere Energiepreise zu bezahlen oder weil der Marktpreis wieder steigt.

Die im Modell zugrundeliegende Photovoltaikproduktion erzielt 1'200 Benutzungsstunden. Das theoretische Maximum der Sonnenscheindauer während eines Jahres liegt bei 2'100 Benutzungsstunden. Auf der empirischen Verteilung der Sonnenscheindauer setzt die stochastische Simulation auf. Die stochastische Dynamik der Sonnenscheindauer und in der Folge der kapazitätsabhängigen Photovoltaikeinspeisung ermöglicht eine Quantifizierung des Risikoexposure des EVUs bezüglich von Photovoltaikanlagen.

Für den Reingewinn im Szenario heute führte dies zu folgenden Werten:

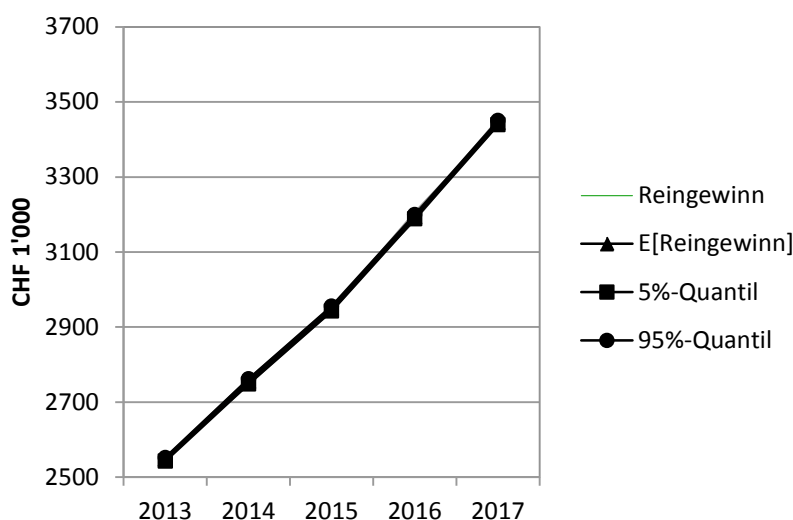


Abbildung 62: Entwicklung Reingewinn Szenario „heute“

Im Szenario „heute“ hat die geringe Menge von Sonnenenergie von 3.4 GWh pro Jahr nur einen kleinen Einfluss auf den Reingewinn. Er schwankt um weniger als CHF 10'000.- pro Jahr.

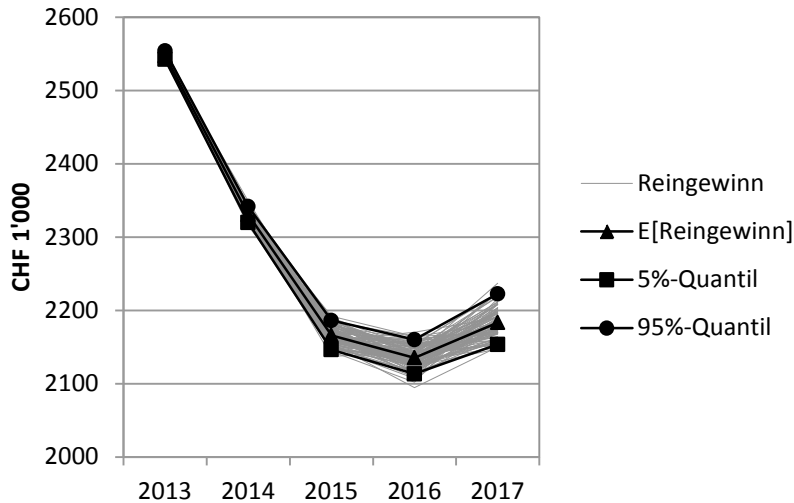


Abbildung 63: Entwicklung Reingewinn Szenario „moderat“

Mit Zunahme der produzierten Menge Sonnenenergie im Szenario „moderat“ streut der Reingewinn stärker, im Jahre 2017 um über CHF 60'000.-. Die sinkenden durchschnittlichen Gestehungskosten führen zu einem Abflachen der Entwicklung, resp. im Jahr 2017 zu einem Anstieg des Reingewinns.

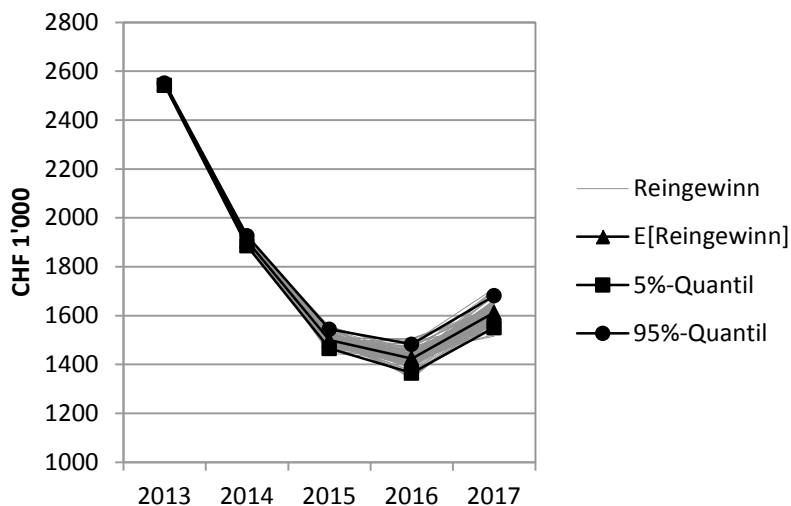


Abbildung 64: Entwicklung Reingewinn Szenario „schnell“

Bei einer Sonnenenergieproduktion von 34 GWh streut der Reingewinn im Szenario „schnell“ im Jahr 2017 um über CHF 100'000.-. Weil im vorliegenden Szenario im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien höhere Gestehungskosten für Photovoltaik entstehen, sinkt der Reingewinn tiefer als bei den anderen Szenarien. Durch die sinkenden durchschnittlichen Gestehungskosten flacht der Rückgang des Reingewinns ab und steigt im Jahr 2017 wieder.

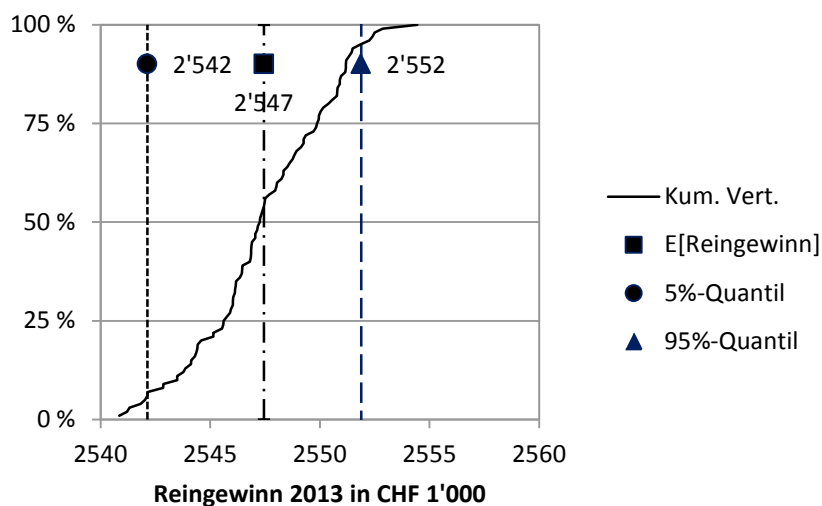


Abbildung 65: Streuung des Reingewinns im Jahr 2013 im Szenario „heute“

Der Mittelwert aller drei Szenarien für das Jahr 2013 bewegt sich von CHF 2'546'830.- (Szenario „schnell“) über CHF 2'547'190.- (Szenario „moderat“) bis auf CHF 2'547'450.- (Szenario „heute“). Die kumulierten Verteilungen aller Szenarien im Jahr 2013 liegen sehr nahe zusammen. Als Beispiel einer Verteilung des Jahres 2013 wird in Abbildung 65 die kumulierte Verteilung des Szenarios „heute“ gezeigt.

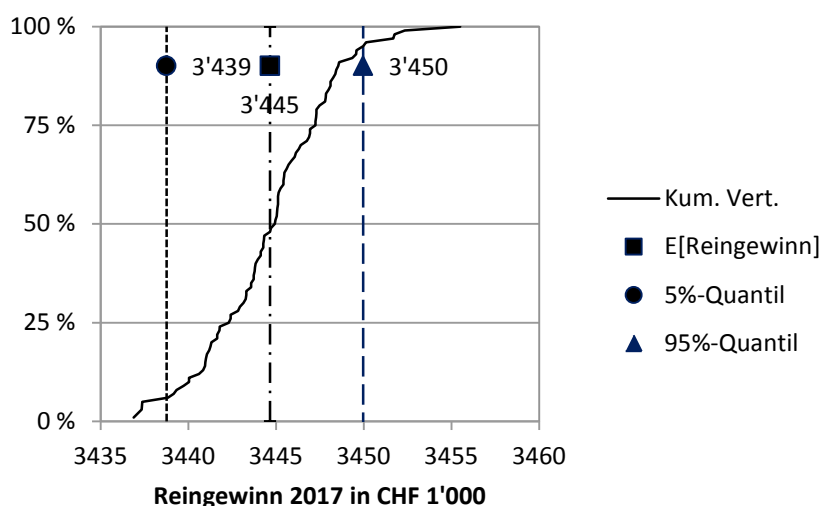


Abbildung 66: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „heute“

Im Jahr 2017 liegt wie in Abbildung 66 ersichtlich im Szenario „heute“ eine Differenz von CHF 11'211.- zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil. Das entspricht 0.3% des Reingewinns und erreicht keine Relevanz.

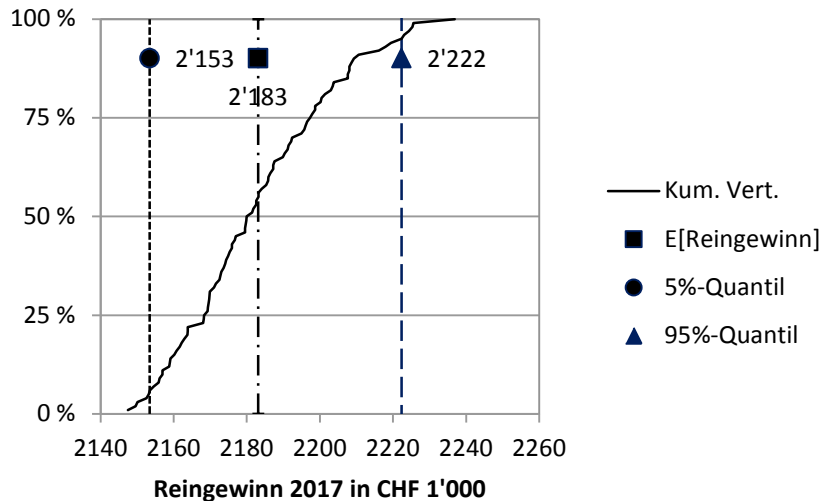


Abbildung 67: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „moderat“

Die Differenz im Jahr 2017 gemäss Abbildung 67 zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil im Szenario „moderat“ beträgt CHF 68'908.-. Dies ist im Vergleich zum Szenario „heute“ um einen Faktor zehn grösser und entspricht 3% des Reingewinns.

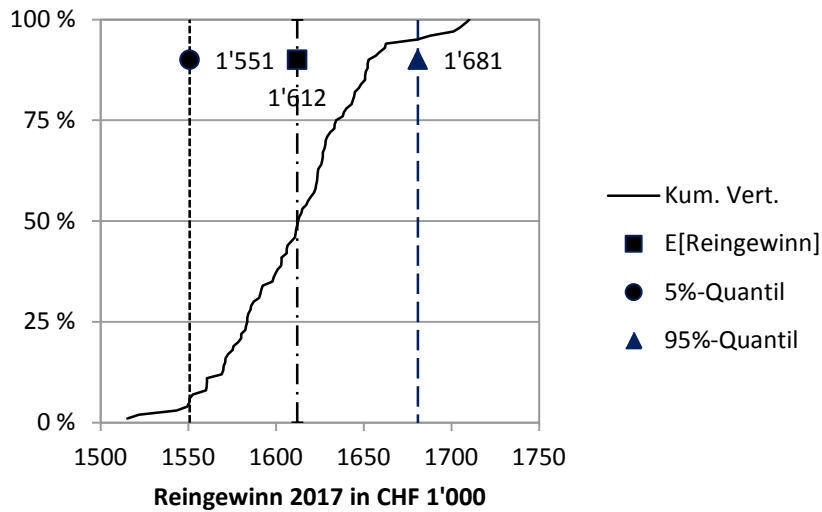


Abbildung 68: Streuung des Reingewinns im Jahr 2017 im Szenario „schnell“

Im Jahr 2017 beträgt die Differenz gemäss Abbildung 68 im Szenario „schnell“ zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil CHF 130'105.-. Dies entspricht 7.1% des Reingewinns.

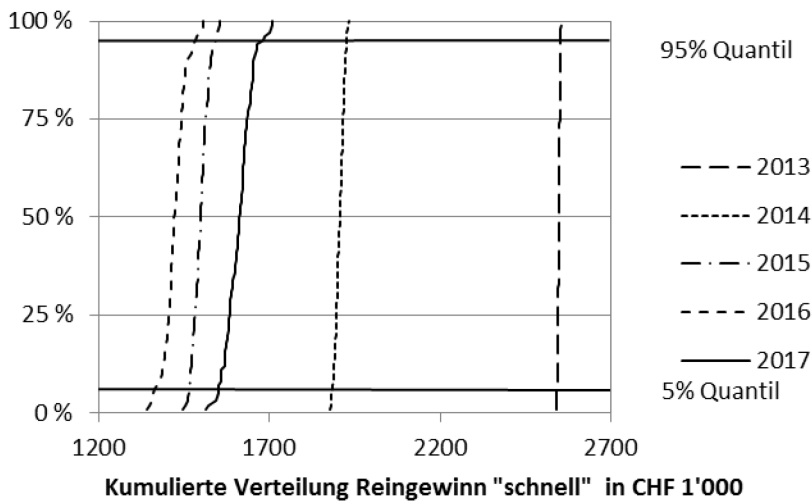


Abbildung 69: Kumulierte Verteilung Reingewinn „schnell“

Wird die Verteilung des Reingewinns im Szenario „schnell“ über die Jahre verglichen, wie sichtbar in Abbildung 69, wird die zunehmende Abflachung der Verteilung über die Zeit ersichtlich. Innerhalb des Bereiches unter dem 95% Quantil und über dem 5% Quantil liegt die Verteilung in einem sehr steilen Bereich, so dass nicht von einer signifikanten Zunahme des Risikos über die Zeit gesprochen werden kann. Weiter ist

eine Verschiebung der Verteilung hin zu tieferen Werten bis ins Jahr 2016 zu beobachten. Die Verteilung im Jahr 2017 liegt in einem höheren Bereich als in den Jahren 2015 und 2016.

Werden die Verteilungen der drei Szenarien im Jahr 2017 verglichen, wird die grosse Steilheit der Verteilungen in Abbildung 70 sichtbar. Das Risiko der unterschiedlichen Sonneneinstrahlung auf den Reingewinn ist insgesamt klein. Bei grösseren Mengen Sonnenenergie wie im Szenario „schnell“ beginnt die Verteilung abzuflachen, doch diese Analyse hat gezeigt, dass der Reingewinn stabil ist und weiter das Eigenkapital alimentiert. Das Eigenkapital wird auch in Zukunft nicht gefährdet.

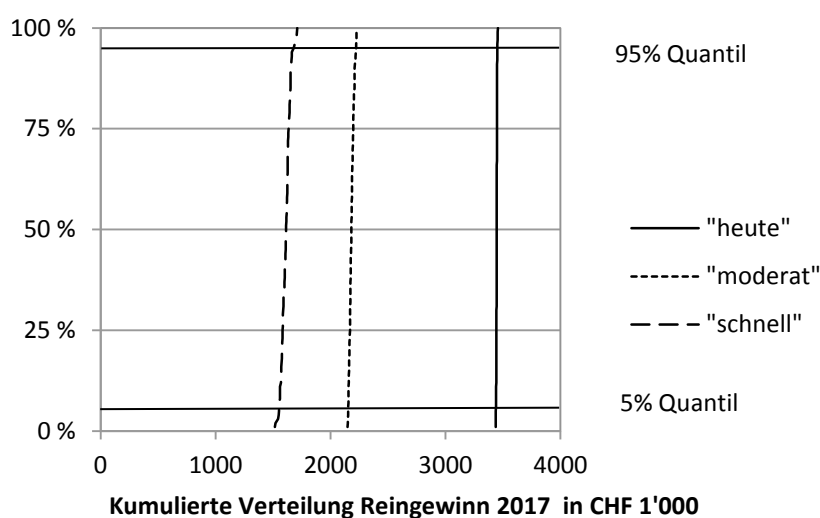


Abbildung 70: Kumulierte Verteilung Reingewinn 2017

Kernaussage 35: Die stochastische Sonneneinstrahlung hat nur einen marginalen Einfluss auf den Reingewinn und somit keine Bedeutung für das EVU.

Zusammenfassend stellt sich die Entwicklung der Quantile und der Mittelwerte wie folgt dar:

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	2'542.13	2'747.64	2'942.42	3'187.94	3'438.76
"mehr"	2'542.28	2'319.67	2'146.13	2'113.35	2'153.46
"weniger"	2'541.43	1'885.38	1'465.30	1'364.94	1'550.81

Tabelle 20: Entwicklung der 5%-Quantile

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	2'551.88	2'761.51	2'955.44	3'199.42	3'449.97
"mehr"	2'553.70	2'341.51	2'186.09	2'159.92	2'222.37
"weniger"	2'551.69	1'926.87	1'544.07	1'482.76	1'680.92

Tabelle 21: Entwicklung der 95%-Quantile

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	2'547.45	2'754.47	2'949.25	3'193.00	3'444.66
"mehr"	2'547.19	2'330.41	2'165.80	2'135.31	2'183.13
"weniger"	2'546.83	1'905.75	1'499.75	1'424.42	1'612.14

Tabelle 22: Entwicklung der Mittelwerte

Der Einfluss der unterschiedlichen Sonnenscheindauer auf den Reingewinn ist gering. Er nimmt mit zunehmender Menge der produzierten Sonnenenergie zwar zu, erreicht aber keine kritische Dimension.

5.3 Entwicklung Grösstkunden

Folgende Szenarien werden dem regionalen EVU zugrunde gelegt:

Das EVU plant, bis ins Jahr 2017 20% (in GWh) zusätzliche Grösstkunden zu akquirieren. Es geht davon aus, dass dabei das heutige Preisniveau gehalten werden kann. Dieses Szenario (Szenario „mehr“) wird verglichen mit einem Szenario, welches die aktuelle Situation fortschreibt (Szenario „heute“). Weiter wird ein drittes Szenario gebildet, welches einen Rückgang des Grösstkundenportfolios bei gleichzeitig sinkenden Preisen für die verbleibenden Grösstkunden darstellt (Szenario „weniger“).

Die veränderten Parameter in den jeweiligen Szenarien erscheinen in der folgenden Tabelle:

	2012 aktuell	2016 Szenarien		
		"heute"	"mehr"	"weniger"
Energiemenge in GWh	52.8	52.8	+ 20%	- 20%
Preisentwicklung	0%	0%	0%	-5%

Tabelle 23: Szenarien „Entwicklung Grösstkunden“

In der Erfolgsrechnung und in der Bilanz verändern sich die in der nachfolgenden Tabelle mit grau hinterlegten Zahlen. Als Beispiel erscheint das Resultat des Szenarios „weniger“. Die grau hinterlegten Werte verändern sich in allen drei Szenarien.

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Grösstkunden	3'322.4	3'126.6	2'917.2	2'725.2	2'524.7
Grosskunden (NE5 - Grösstkunden)	4'562.2	4'564.4	4'546.9	4'564.8	4'564.0
Restliche LG-Kunden	14'482.0	14'458.4	14'415.2	14'456.8	14'448.5
Haushaltskunden	21'174.8	21'132.5	21'123.8	21'126.9	21'184.5
Netzverluste	1'330.5	1'328.4	1'326.2	1'328.1	1'329.6
Beiträge aus ökologischer Tarifrevision	3'494.8	3'488.4	3'487.0	3'488.8	3'494.7
Umsatz	48'366.7	48'098.8	47'816.3	47'690.5	47'546.1
Beschaffungsaufwand Energie	33'545.7	33'353.7	33'154.6	33'059.6	32'932.8
<i>davon Abfälle</i>	<i>1'513.8</i>	<i>1'518.7</i>	<i>1'541.4</i>	<i>1'532.7</i>	<i>1'523.9</i>
<i>davon BHKW (variabler Teil)</i>	<i>635.0</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>633.5</i>	<i>636.0</i>
<i>davon Geothermie (variabler Teil)</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>	<i>2'310.0</i>
<i>davon Futures an der EEX</i>	<i>1'104.8</i>	<i>1'111.3</i>	<i>1'126.5</i>	<i>1'141.2</i>	<i>1'162.4</i>
<i>davon Ausgleichsenergie</i>	<i>474.9</i>	<i>469.3</i>	<i>463.5</i>	<i>458.9</i>	<i>453.9</i>
<i>davon Sonnenenergie (variabler Teil)</i>	<i>202.6</i>	<i>201.1</i>	<i>200.2</i>	<i>201.2</i>	<i>202.5</i>
<i>davon Vorlieferant</i>	<i>27'304.6</i>	<i>27'109.9</i>	<i>26'879.5</i>	<i>26'782.1</i>	<i>26'644.2</i>
<i>davon Wasserkraft (variabler Teil)</i>	<i>167.8</i>	<i>167.8</i>	<i>167.7</i>	<i>167.7</i>	<i>167.9</i>
<i>davon Windenergie (variabler Teil)</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>	<i>80.0</i>
Beschaffungsaufwand HKN	103.0	104.6	106.8	104.4	102.5
<i>davon HKN Abfälle</i>	<i>-0.5</i>	<i>-0.7</i>	<i>-1.3</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.8</i>
<i>davon HKN Geothermie</i>	<i>-1.1</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.7</i>	<i>-0.6</i>	<i>-1.1</i>
<i>davon HKN Sonnenenergie</i>	<i>-17.1</i>	<i>-14.1</i>	<i>-11.7</i>	<i>-14.4</i>	<i>-16.9</i>
<i>davon HKN Wasserkraft</i>	<i>119.8</i>	<i>119.4</i>	<i>119.3</i>	<i>119.4</i>	<i>119.8</i>
<i>davon HKN Windenergie</i>	<i>0.2</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.8</i>	<i>-0.6</i>	<i>-0.3</i>
Personal	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0	1'080.0
Verwaltungs- / Vertriebsaufwand	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Marketing / Werbung	338.6	336.7	334.7	333.8	332.8
Übriger Betriebsaufwand	483.7	481.0	478.2	476.9	475.5
Umlagen	580.4	577.2	573.8	572.3	570.6
Kosten	36'331.2	36'133.2	35'928.1	35'827.0	35'694.2
Deckungsbeitrag/EBITDA	12'035.4	11'965.6	11'888.2	11'863.5	11'851.8
Abschreibungen Sachanlagen	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5	4'693.5
<i>davon Abschreibungen BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>	<i>387.5</i>
<i>davon Abschreibungen Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'300.0</i>
<i>davon Abschreibungen Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>	<i>478.6</i>
<i>davon Abschreibungen Wasserkraft</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>	<i>327.4</i>
<i>davon Abschreibungen Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>	<i>200.0</i>
Zinskosten basierend auf Anlagewert	4'775.3	4'540.6	4'306.0	4'071.3	3'836.6
<i>davon Zinskosten BHKW</i>	<i>387.5</i>	<i>368.1</i>	<i>348.8</i>	<i>329.4</i>	<i>310.0</i>
<i>davon Zinskosten Geothermie</i>	<i>3'300.0</i>	<i>3'135.0</i>	<i>2'970.0</i>	<i>2'805.0</i>	<i>2'640.0</i>
<i>davon Zinskosten Sonnenenergie</i>	<i>478.6</i>	<i>454.7</i>	<i>430.8</i>	<i>406.8</i>	<i>382.9</i>
<i>davon Zinskosten Wasserkraft</i>	<i>409.2</i>	<i>392.8</i>	<i>376.5</i>	<i>360.1</i>	<i>343.7</i>
<i>davon Zinskosten Windenergie</i>	<i>200.0</i>	<i>190.0</i>	<i>180.0</i>	<i>170.0</i>	<i>160.0</i>
Steuern	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reingewinn betrieblich	2'566.6	2'731.4	2'888.8	3'098.7	3'321.7

Tabelle 24: Erfolgsrechnung Szenario „weniger“

CHF 1'000	2013	2014	2015	2016	2017
Liquide Mittel	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
Debitoren in % Umsatz	4'836.7	4'809.9	4'781.6	4'769.1	4'754.6
Sachanlagen	95'506.5	90'813.0	86'119.5	81'426.0	76'732.5
<i>davon Anlagen BHKW</i>	7'750.0	7'362.5	6'975.0	6'587.5	6'200.0
<i>davon Anlagen Geothermie</i>	66'000.0	62'700.0	59'400.0	56'100.0	52'800.0
<i>davon Anlagen Sonnenenergie</i>	9'572.5	9'093.8	8'615.2	8'136.6	7'658.0
<i>davon Anlagen Wasserkraft</i>	8'184.0	7'856.6	7'529.3	7'201.9	6'874.6
<i>davon Anlagen Windenergie</i>	4'000.0	3'800.0	3'600.0	3'400.0	3'200.0
Summe Aktiven	100'843.1	96'122.8	91'401.1	86'695.1	81'987.1
Kreditoren in % Umsatz	967.3	962.0	956.3	953.8	950.9
Fremdkapital verzinslich	77'309.2	69'862.8	62'258.0	54'455.7	46'429.0
Eigenkapital	22'566.6	25'298.1	28'186.8	31'285.5	34'607.3
Summe Passiven	100'843.1	96'122.8	91'401.1	86'695.1	81'987.1

Tabelle 25: Bilanz Szenario „weniger“

Reingewinn betrieblich, Deckungsbeitrag/EBITDA, Eigenkapital und Marge Grösstkunden werden in der Folge diskutiert.

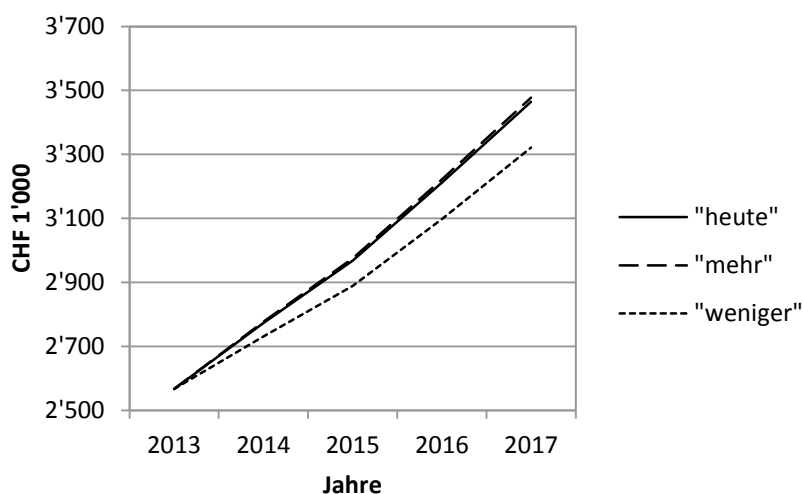


Abbildung 71: Reingewinn betrieblich

Der Reingewinn verändert sich vom Szenario „heute“ zum Szenario „mehr“ nur sehr wenig. Im Jahr 2017 sind es CHF 13'572.- und in den Jahren vorher noch weniger. Auch wenn die zusätzlichen Aufwendungen für die zusätzliche Ausgleichsenergie und den Kosten Marketing/Werbung, übriger Betriebsaufwand und Umlagen neutralisiert werden, erreicht der zusätzliche Bruttobeitrag nur die Höhe von CHF 39'993.-. 10.6 GWh Energielieferungen führen zu CHF 40'000.- Bruttobeitrag. Das sind unter CHF

4'000.- Bruttobeitrag pro GWh. Dabei hat der Umsatz im Jahr 2017 um über CHF 600'000.- zugenommen.

Durch die Reduktion um 20% gemäss Szenario „weniger“ fällt der Reingewinn im Jahr 2016 um CHF 142'598.-. Bereinigt um die kleineren Kosten für Regelenergie und den Kosten Marketing/Werbung, übriger Betriebsaufwand und Umlagen reduziert sich der Bruttobeitrag um CHF 171'972.-.

Der Einfluss der Preisreduktion beträgt dabei im Jahr 2017 CHF 132'880.-, der Einfluss der Volumenreduktion CHF 39'091.-. Wird dabei der Einfluss der veränderten Kosten für Regelenergie und der Kosten Marketing/Werbung, übriger Betriebsaufwand und Umlagen herausgerechnet, so bleibt eine Reduktion des Bruttobeitrages ohne Preisreduktion von CHF 9'717.-, zusammen mit der Preisreduktion von CHF 142'597.-.

Kernaussage 36: Durch die kleine Marge ist der Einfluss auf den Reingewinn auch bei grossen Mengen klein.

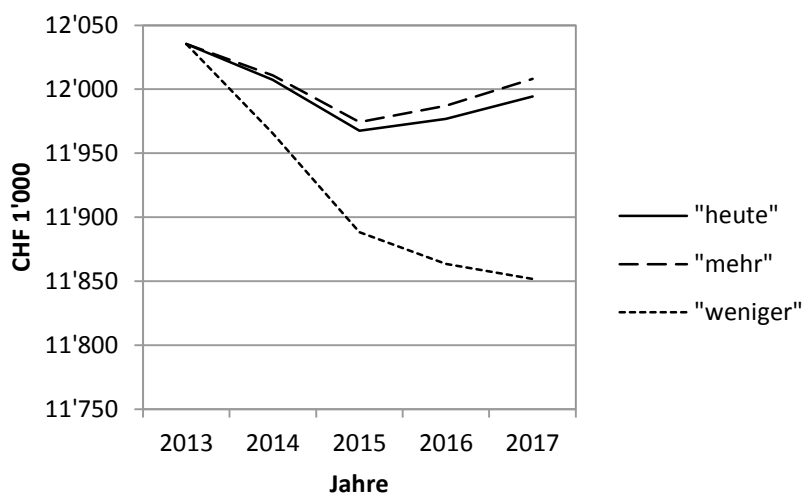


Abbildung 72: Deckungsbeitrag/EBITDA

Das Bewegungsmuster im Reingewinn erscheint auch auf Stufe Deckungsbeitrag/EBITDA.

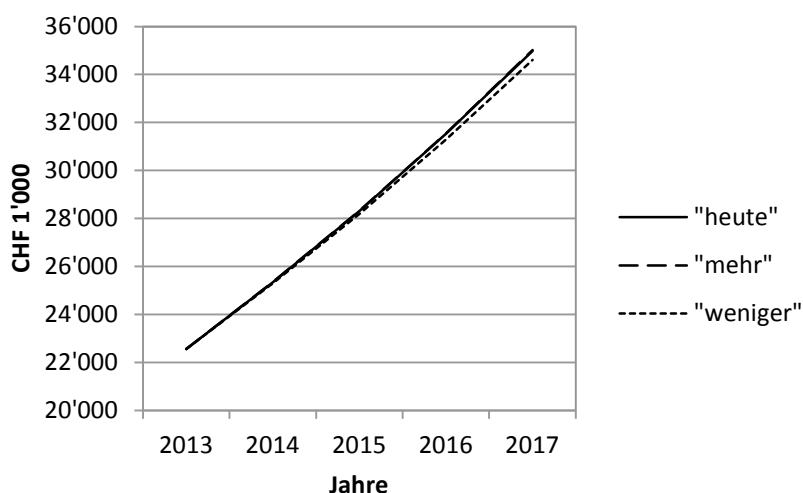


Abbildung 73: Eigenkapital

Im Szenario „mehr“ nimmt das Eigenkapital bis ins Jahr 2017 um CHF 34'003.- zu und im Szenario „weniger“ um CHF 377'186.- ab. Die Beträge entsprechen dem über fünf Jahre (2013 bis 2017) kumulierten Reingewinn. Die Zunahme beträgt 0,1% des Eigenkapitals des Jahres 2013, die Abnahme im Szenario „weniger“ beträgt 1% des Eigenkapitals des Jahres 2013.

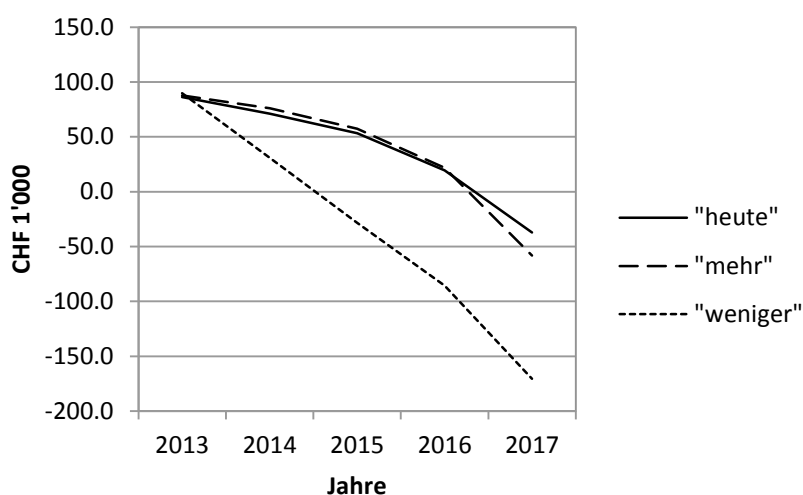


Abbildung 74: Marge Grösstkunden

Die Marge rechnet sich als Grösstkundenlastgang gerechnet zu aktuellen Tarifen minus Grösstkundenlastgang bewertet mit einer 5-Jahres HPFC für SWISSIX. Die dem

Modell zugrundeliegende 5-Jahres HPFC für SWISSIX geht von leicht steigenden Marktpreisen bis ins Jahr 2017 aus. Dies führt dazu, dass die Marge sinkt und bei den Szenarien „heute“ und „mehr“ ab 2017 negativ wird. Im Szenario „weniger“ wird, bedingt durch die Preisreduktion für die Grösstkunden, bereits ab dem Jahr 2015 eine negative Marge geschrieben.

Kernaussage 37: Der Betriebsgewinn verändert sich mit der Zu- oder Abnahme der Menge nur sehr wenig. Eine Tarifsenkung widerspiegelt sich im vollen Umfang im reduzierten Betriebsgewinn.

Kernaussage 38: Bei steigenden Marktpreisen und gleichbleibenden Tarifen kippt die Marge in negative Werte.

Kernaussage 39: Grosse Energiemengen führen zu niedrigen Margen und haben ein höheres Risiko in Bezug auf negative Beiträge zum Reingewinn bei steigenden Marktpreisen, sofern der Kunde über einen Tarifvertrag beliefert wird.

Kernaussage 40: Die Laufzeit von Verträgen mit Grösstkunden ist entweder zu beschränken, nach EEX zu indexieren oder idealerweise back to back über die gesamte Laufzeit zu beschaffen.

Kernaussage 41: Ist der Umsatz nach Tarifvertrag tiefer als nach SWISSIX-HPFC bewertet, ist der Kunde aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen nicht mehr zu beliefern. Besteht ein Abnahmevertrag mit dem Vorlieferanten über diese Menge, ist diese Menge über SWISSIX zu verkaufen. Damit reduziert sich der Verlust um die Differenz zwischen Tarifvertrag und SWISSIX. Ist der Kunde trotzdem zu beliefern, muss dies mit einer externen Legitimation wie z.B. Standortförderung erfolgen.

Die im Modell zugrundeliegende Tarifstruktur für Grösstkunden führt, multipliziert mit den Grösstkundenlastgängen, zu einem Umsatz der Grösstkunden. Wird der Lastgang der Grösstkunden mit der 5-Jahres HPFC für SWISSIX gerechnet, ergibt dies einen Umsatz nach 5-Jahres HPFC für SWISSIX-Preise. Ist der Umsatz nach der eigenen Tarifstruktur grösser als der Umsatz nach 5-Jahres HPFC für SWISSIX-Preise, liegt eine positive Marge gegenüber dem Markt vor. Liegt eine negative Marge vor, könnte das EVU für den Kunden mit einer Beschaffung nach SWISSIX-Preisen einen höheren Umsatz erzielen als es nach der zugrundeliegenden Tarifstruktur als Umsatz erhält. Je nach Verlauf der Preise an der SWISSIX verändert sich das Risiko. Im Fol-

genden wird ein kohärentes Risikomass für den Verlauf der Preise an der SWISSIX entwickelt. Für jeden Pfad, resp. jedes Szenario werden mittels einer stochastischen Simulation die Auswirkungen verallgemeinerte Szenarien analysiert [McNeil et al. 2005]. Für die stochastische Simulation wurde die bestehende 5-Jahres HPFC für SWISSIX mit einer Volatilität von 5% gerechnet. Ab dem Jahr 2015 wurde die Volatilität weiter erhöht. Im Jahr 2017 erreicht sie 10%. [Babonneau et al. 2012]

Für die Marge führte dies zu folgenden Werten:

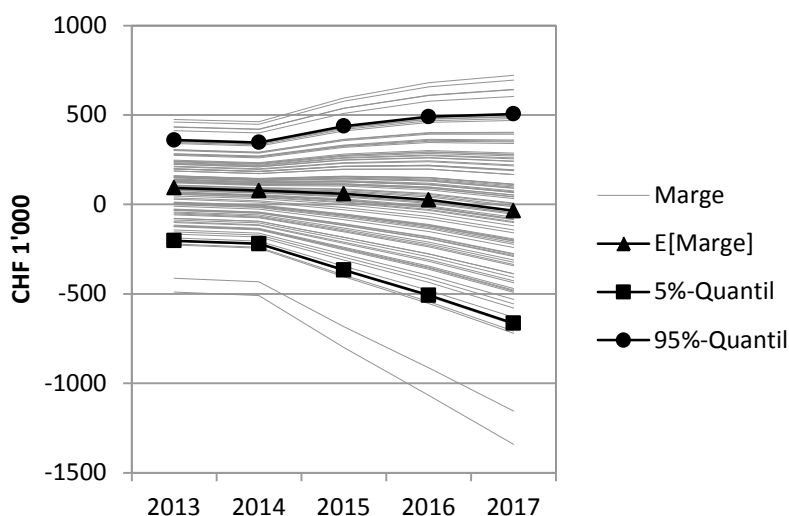


Abbildung 75: Marge Szenario „heute“

Die Bandbreite der Streuung vom 5%-Quantil bis zum 95%-Quantil liegt im Jahr 2013 im Szenario „heute“ bei CHF 0.56 Mio. Bis ins Jahr 2017 steigt sie auf CHF 1.17 Mio. Das ist eine Steigerung um mehr als das Doppelte. Die durchschnittliche Marge wird im Jahr 2017 negativ. Das 5%-Quantil ist bereits im Jahr 2013 negativ. Das Risiko einer negativen Marge beträgt CHF 0.2 Mio. im Jahr 2013.

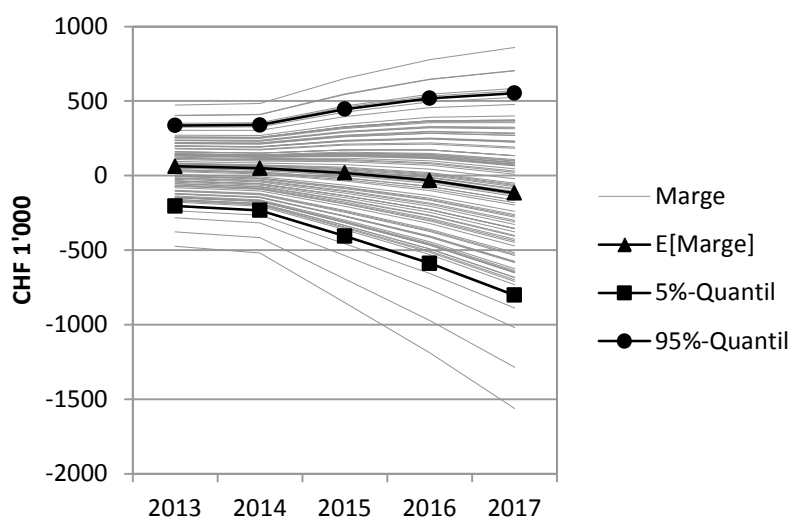


Abbildung 76: Marge Szenario „mehr“

Die Bandbreite der Streuung im Szenario, vom 5%-Quantil bis zum 95%-Quantil, wie in Abbildung 76 dargestellt, liegt im Jahr 2013 bei CHF 0.54 Mio. Bis ins Jahr 2017 steigt sie auf CHF 1.36 Mio. Die Bandbreite der Streuung nimmt gegenüber dem Szenario „heute“ zu. Der Durchschnittswert wird im Jahr 2016 mit 0.02 Mio. negativ. Im Jahr 2017 besteht ein Risiko auf negative Margen von CHF 0.8 Mio.

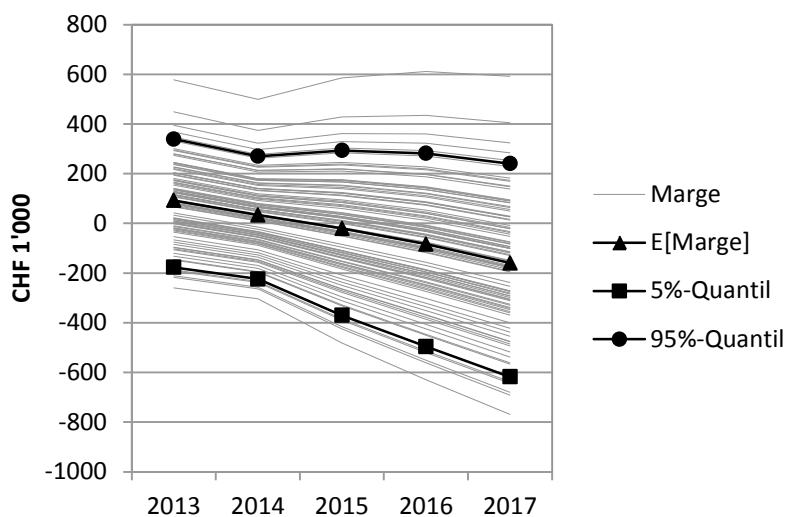


Abbildung 77: Marge Szenario „weniger“

Die Bandbreite der Streuung im Szenario „weniger“ steigt in Abbildung 77 von CHF 0.52 Mio. im Jahr 2013 auf CHF 0.82 Mio. im Jahr 2017. Der Mittelwert wird 2015

negativ und erreicht 2017 einen Wert von CHF -1.6 Mio. Das Risiko negativer Margen im Jahr 2017 erreicht CHF 0.62 Mio.

Kernaussage 99: Die Höhe des Risikos steigt mit der Menge. Ein sinkendes Preisniveau verbunden mit einer sinkenden Menge erhöht das Risiko nicht.

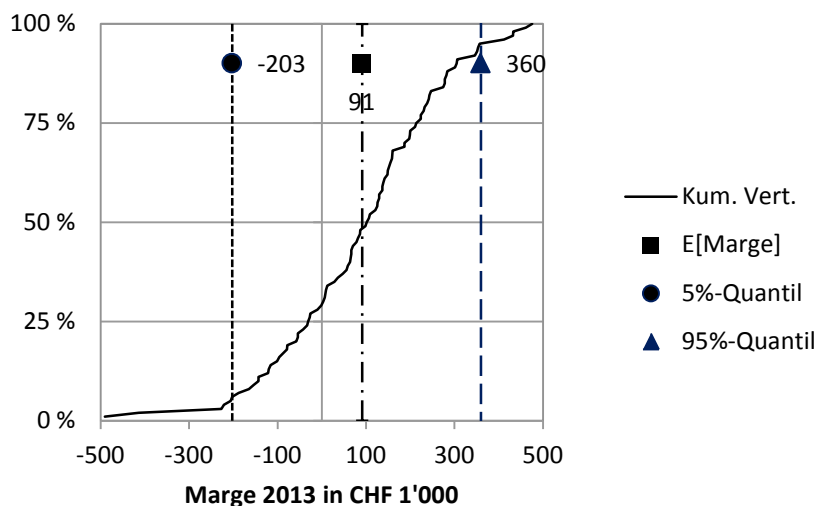


Abbildung 78: Streuung der Marge im Jahr 2013 im Szenario „heute“

Im Jahr 2013 liegt, wie in Abbildung 78 dargestellt, die Differenz zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil im Szenario „heute“ bei CHF 0.56 Mio. Das entspricht 22% des Reingewinns. Das Risiko einer negativen Marge liegt bei CHF 0.2 Mio., was 8% des Reingewinns entspricht. Die beiden Szenarien „mehr“ und „weniger“ erreichen ähnliche Werte.

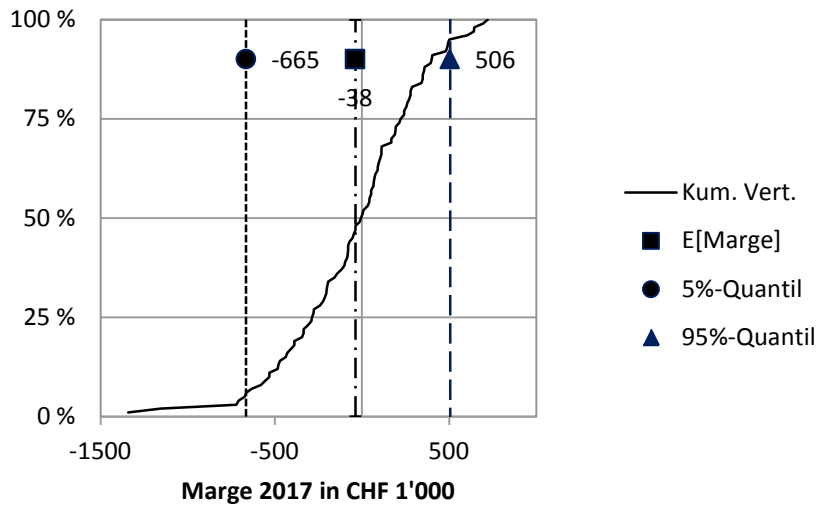


Abbildung 79: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „heute“

Im Jahr 2017 liegt im Szenario „heute“ die Differenz zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil bei CHF 1.17 Mio. Dies entspricht 35% des Reingewinns. Das Risiko negativer Margen beträgt im Jahr 2017 CHF 0.7 Mio. oder 20% des Reingewinns. Der Verlauf ist in Abbildung 79 aufgezeigt.

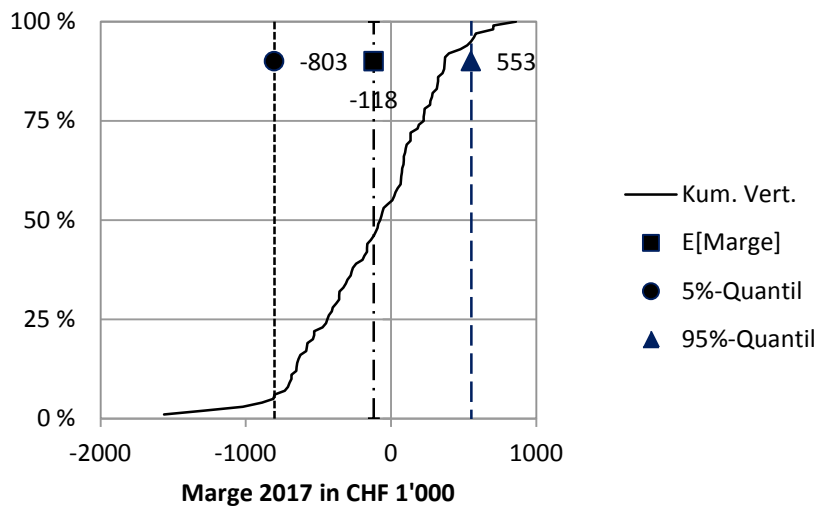


Abbildung 80: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „mehr“

Die Differenz im Szenario „mehr“ zwischen dem 95%-Quantil und dem 5%-Quantil liegt im Jahr 2017 bei CHF 1.36 Mio. und erscheint in Abbildung 80. Dies entspricht 39% des Reingewinns. Das Risiko negativer Margen beträgt im Jahr 2017 CHF 0.8 Mio. oder 23% des Reingewinns.

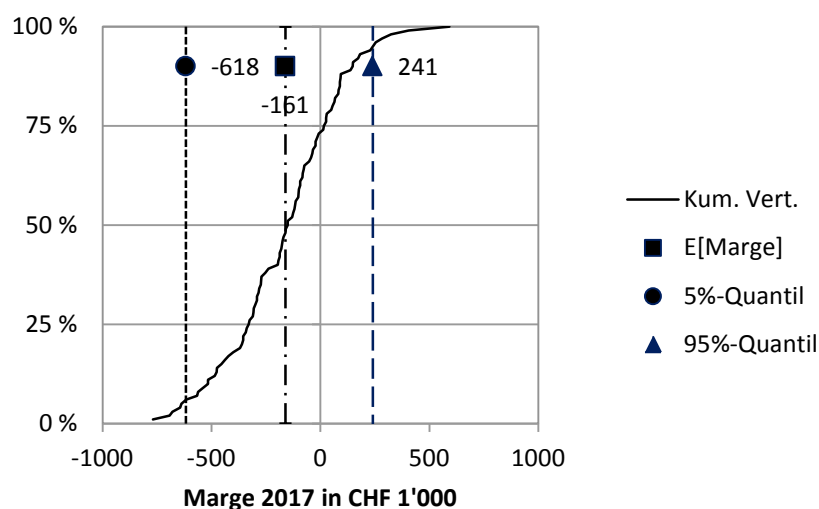


Abbildung 81: Streuung der Marge im Jahr 2017 im Szenario „weniger“

In Abbildung 81 liegen im Szenario „weniger“ 2017 das 95%-Quantil und das 5%-Quantil CHF 0.62 Mio. auseinander. Das entspricht 30% des Reingewinns. Das Risiko negativer Margen erreicht eine Höhe von CHF 0.62 Mio. oder 30% des Reingewinns.

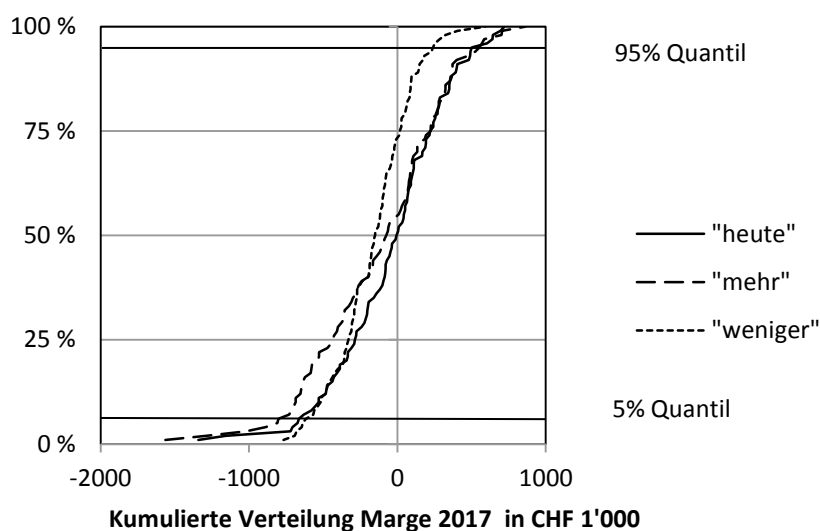


Abbildung 82: Kumulierte Verteilung Marge im Jahr 2017

Die Steigung der Verteilungen der drei Szenarien im Jahr 2017 in Abbildung 82 ist unterschiedlich. Am steilsten und damit mit dem kleinsten Risiko verbunden ist das

Szenario „weniger“. Das Szenario „Mehr“ beinhaltet das grösste Risiko der drei Szenarien.

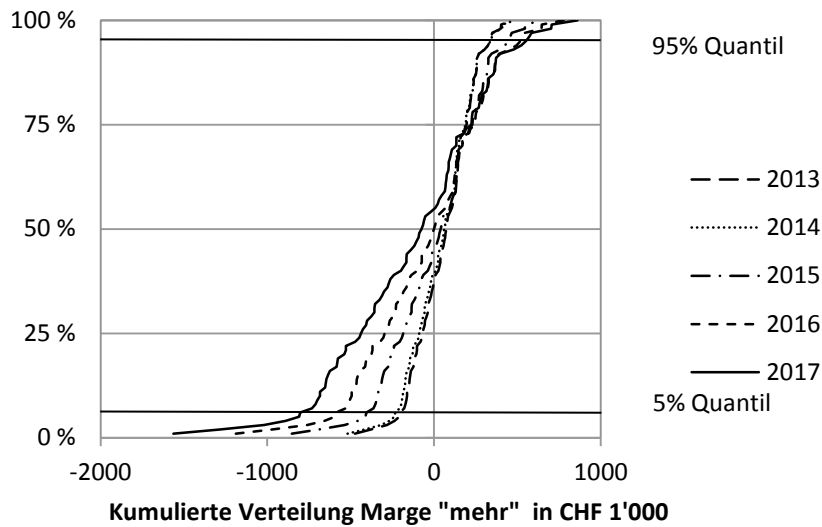


Abbildung 83: Kumulierte Verteilung Marge im Szenario „mehr“

Die Verteilungen des Szenarios „mehr“ zeigen in Abbildung 83 die Zunahme des Risikos von 2013 bis 2017. Dabei ist der Zuwachs des Risikos grösser als der Zuwachs der Chance. Die Zunahme des Risikos ist ersichtlich an der Abflachung der Verteilung und an der Verschiebung nach links.

Zusammenfassend stellt sich die Entwicklung der Quantile und der Mittelwerte wie folgt dar:

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	-202'609	-220'148	-366'701	-507'735	-664'569
"mehr"	-204'476	-233'131	-406'411	-588'075	-802'550
"weniger"	-176'620	-223'833	-370'245	-496'052	-617'682

Tabelle 26: Entwicklung der 5%-Quantile

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	359'631	346'560	437'462	490'409	505'686
"mehr"	335'893	338'765	445'181	518'542	552'505
"weniger"	339'285	270'171	293'659	281'854	240'653

Tabelle 27: Entwicklung der 95%-Quantile

	2013	2014	2015	2016	2017
"heute"	91'283	76'079	57'876	23'280	-38'053
"mehr"	61'936	48'824	17'664	-32'793	-118'302
"weniger"	91'576	32'978	-21'641	-84'458	-160'639

Tabelle 28: Entwicklung der Mittelwerte

In der vorliegenden Analyse ist die Absicht, 20% bei den Grösstkunden zu wachsen, mit erheblichen Risiken verbunden. Die Risiken überwiegen die Chancen deutlich. Aus EVU-Sicht ist im vorliegenden Fall vom Ausbau des Grösstkundenportfolios abzuraten.

6 Schlussfolgerungen

6.1 Zusammenfassung

Am Ausgangspunkt der vorgenommenen Entwicklungen liegen die Kernfragen, wie ein regionales Energieversorgungsunternehmen (EVU) risikogerecht durch die Energiewende geführt werden kann und mit welchen Konzepten die Tragbarkeit der finanziellen Auswirkungen der Energiewende sichergestellt werden kann.

Die Messung des Erfolges eines regionalen EVUs erfolgt über die Erfolgsrechnung und die Bilanz, primär im aktuellen Geschäftsjahr. Bedingt durch die Unsicherheit bezüglich des Verlaufs der zukünftigen Entwicklungen drängt sich eine mehrjährige Vorausschau auf. Im vorliegenden stochastischen Modell entspricht die Vorschau fünf Jahre. Dieser Zeitraum deckt sich auch mit der Verfügbarkeit von EEX-basierten Preisprognosen.

Die differenzierte Struktur der Planerfolgsrechnungen und der Planbilanzen bildet die Basis. Der Grad der Differenzierung wird bestimmt durch die Risiken und ermöglicht eine nicht-aggregierte Sicht auf das zu betrachtende Risiko wie die Gestehungskosten einer Anlage oder die Marge eines Kunden. Das deterministische Fortschreiben von Planerfolgsrechnungen und Planbilanzen bildet die Basis für stochastische Analysen. Mittels stochastischer Simulation werden verallgemeinerte Szenarien entwickelt, woraus ein kohärentes Risikomass definiert wird. Damit werden das Risikoexposure und die Risikofähigkeit der gewählten Kapitalstruktur eines EVUs in Verbindung mit ihren geplanten Investitionen und Finanzierungen aufgezeigt. Insbesondere wird aufgezeigt, wenn das Eigenkapital unter eine vorgegebene kritische Schwelle fällt.

Dazu wurde ein Modell eines regionalen EVUs entwickelt. Das stochastische Modell beinhaltet eine Energiemengenplanung, eine Energiekostenplanung und eine Finanzplanung. Die Energiemengenplanung enthält Kundengruppen, Stromprodukte, Gestehungsarten, Beschaffungsziel, Stromlieferungen, geförderter Strom, HKN und Stromkennzeichnung. Der Strombedarf liegt in stundenbasierten Lastgängen pro Kundengruppe vor. Die Energiekostenplanung basiert auf dem durch das Beschaffungsziel definierten Beschaffungsmix und daraus folgenden Mengen für die physische Stromlieferung und für den HKN aus der Energiemengenplanung. Sie unterscheidet die Gestehungskosten von Gestehungsarten und Energieliefervertragsarten. Weiter enthält

das Modell eine Finanzplanung mit einer Planerfolgsrechnung, einer Planbilanz, Plan-Mittelflussrechnungen, EBIT, Ertragswert und Discounted Cashflow Werten. Die gewählte Differenzierung ermöglicht, spezifische Risiken in ihrer Auswirkung auf die relevanten Kenngrössen eines EVUs zu bestimmen und die Verwundbarkeit eines EVUs aufzuzeigen.

Die Frage nach der Entwicklung des zukünftigen Strombedarfs eines regionalen EVUs in seinem Versorgungsgebiet wurde durch Projektion von 40 Bedarfsprognosen von 16 anerkannten Institutionen auf das Versorgungsgebiet beantwortet. Durch Bestimmung des 5%-Quantils und des 95%-Quantils wurden die untere und die obere Grenze der künftigen Bedarfsentwicklung bis ins Jahr 2050 definiert. Das 5%-Quantil zeigt die Grenze des zukünftigen Rückgangs des Bedarfs an elektrischer Energie, das 95%-Quantil bildet die Grenze der Zunahme des Bedarfs. Für die Zunahme des Bedarfs ergibt sich ein Wachstum von 23% bis im Jahr 2020, 70% bis im Jahr 2035 und 117% bis im Jahr 2050 verglichen mit dem Jahr 2010. Die Abnahme des Bedarfs führt zu einem Rückgang von 8% bis im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2010, 14% bis im Jahr 2035 und 24% bis im Jahr 2050.

Mit dem stochastischen Modell wurden drei Analysen für ein regionales EVU durchgeführt. In der ersten Analyse werden für die Periode 2013 bis 2017 die Auswirkungen der Bedarfsentwicklungen nach elektrischer Energie aus Kap. 4, basierend auf den drei Szenarien SN-E 2 (+1.5% pro Jahr), Akademien Schweiz mit den beeinflussten Entwicklungen aus Szenario „tief“ und EnK 2050³, auf die finanziellen Kenngrössen des EVUs gerechnet. Die Einbindung einer stochastischen 5-Jahres HPFC für SWISSIX erlaubt eine Abschätzung der zukünftigen Margen gegenüber dem Strommarkt an der EEX. Die Analyse ergab keine Gefährdung der Eigenkapitalbasis des EVUs.

In der zweiten Analyse wurde das Eigenproduktionsumfeld thematisiert. Es wird darin untersucht, wie sich der Zubau von eigenen Produktionskapazitäten auswirkt. Weiter wird durch eine stochastische Simulation beurteilt, welchen Einfluss Einspeisungen von neuen erneuerbaren Energien auf den Reingewinn haben. Der Einfluss auf den Reingewinn des vorliegenden regionalen EVUs ist gering.

Die dritte Analyse beschäftigte sich mit dem Einfluss von Grösstkunden mit kleinen Margen auf den Reingewinn. Durch den Vergleich mit einer 5-Jahres HPFC für SWISSIX wird mittels stochastischer Simulation die Entwicklung einer Marge im Vergleich zum Markt untersucht. Im vorliegenden Fall lautet die Empfehlung, nicht in einen weiteren Ausbau des Grösstkundenportfolios zu investieren.

6.2 Empfehlungen

Um ein regionales EVU risikogerecht durch die Energiewende zu führen ist zu beachten, dass sinkende Strommarktpreise die Rendite von bestehenden Investitionen in Kraftwerke gefährden und neue Investitionen verhindern, auch in Produktionen neuer erneuerbarer Energien. Zusätzliche Einspeisungen neuer erneuerbaren Energien werden den Marktpreis weiter zum Sinken bringen und bestehende Kraftwerke aus dem Markt drängen.

Ein stagnierender oder rückläufiger Bedarf an elektrischer Energie erfordert eine starke Erhöhung des Strompreises und des Preises für CO₂. Ohne Zunahme des Strompreises oder Zunahme des Preises für CO₂ nimmt der Bedarf nur durch sinkendes Bevölkerungswachstum ab. Dabei ist das 2000-Watt-Ziel einfacher erreichbar als das „eine Tonne CO₂“-Ziel. Der Atomausstieg verursacht einen Mehrverbrauch von CO₂.

Daraus ergeben sich folgende Empfehlungen an die Praxis:

Die unternehmerische Freiheit und die Möglichkeit zu unternehmerischem Erfolg eines EVUs im Bereich elektrische Energie verringert sich. Die zunehmende Regeldichte wird die Vollzugsaufgaben eines EVUs erhöhen. Der Netzausbau für Stromnetze wird vermehrt zentral koordinierten Netzausbauplänen folgen, auch unter Einbindung der EU.

Investitionen in eigene Produktionsanlagen für elektrische Energie rechnen sich unter dem Aspekt der sinkenden Marktpreise nicht.

Bei sinkenden Marktpreisen wird es anspruchsvoll, Grosskunden halten zu können. Die Grosskunden konzentrieren sich auf wenige Energielieferanten, welche das notwendige Vertriebs- und Betreuungssystem kostengünstig betreiben können.

Durch die unsichere Entwicklung der Gestehungskosten muss ein geeigneter Mix zwischen Eigenproduktion, Bezugsverträgen und Beschaffung am Markt gefunden werden. In den letzten acht Jahren wurde zuerst von nichtamortisierbaren Investitionen (NAI) gesprochen, anschliessend von einem hohen Marktpreis für elektrische Energie und aktuell von sinkenden Preisen. Durch die Wahl eines geeigneten Mix kann ein EVU in allen Phasen bestehen.

EVUs leisten einen Beitrag zur CO₂-Reduktion durch die Unterstützung des Übergangs von erdölbasierter Wärme über Erdgas zu Wärme aus erneuerbaren Energien.

Investitionen in Erdgas- und Fernwärmenetze versprechen positive Renditen. Generell ist das Thema Wärme integrativ zu betrachten und beinhaltet auch Nahwärmeverbünde und Wärmecontracting.

BHKW eignen sich zur lokalen Stromproduktion in Städten, da sie gleichzeitig Wärme produzieren können und variabel in der Grösse sind. Sie leisten auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, da lokal Leistung zur Verfügung steht. Die Stromproduktion ist wirtschaftlich kritisch. Bei sinkenden Marktpreisen für elektrische Energie rechnet sich eine kombinierte Wärme – Strom – Produktion nicht. WKK-Anlagen können nicht kostendeckend geführt werden. Der hohe Energiekostenanteil an den Gesamtkosten und die grosse Unsicherheit über die Preisentwicklung der Energiekosten führen zu einem hohen finanzielles Risiko für den Einsatz von BHKW.

6.3 Zukünftiger Forschungsbedarf

Ein Energieversorgungsunternehmen wird auch zukünftig mit einer Vielfalt verschiedener Problemstellungen konfrontiert werden. Nachfolgend erscheinen mögliche Themen aus den Bereichen Märkte, Energiepolitik, Kosten, Produktion, Netze und Kunden:

Märkte

- Strategie, Strukturen und Regeln für Energiemärkte
- Integrierter Europäischer Strommarkt und die Konsequenzen auf ein EVU
- Gegenseitige Beeinflussung von Strom- und Gasmärkten und deren Einfluss auf die Marktpreise von Strom und Gas
- Grenzen der „energy-only“ Märkte und mögliche Alternativen
- Einfluss von Market Coupling auf die Schweiz
- Finanzierung und Anreizsteuerung des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien, auch in einem Szenario „fallende Marktpreise“
- Einfluss der strukturpolitischen Massnahmen durch unterschiedliche Abgaben

Energiepolitik

- Langfristige wirtschaftliche Konsequenzen der Energiepolitik
- Konsequenzen einer Harmonisierung der Fördersysteme
- Grenzen der Gesellschaftlichen Akzeptanz der Ungleichbehandlung bei Energieabgaben

Kosten

- Betriebswirtschaftliche Mechanismen der Energie
- Preisbildung für elektrische Energie
- Auswahl und Bestimmung der Parameter für marktnahe HPFC
- Anwendbarkeit der Risikoinstrumente auf Aktienmärkten auf Energiemärkte

Produktion

- Integration grosser Mengen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik
- Optimierung der Reservehaltung durch übernationale Reserveeinsatzsteuerung
- Einsatz dezentraler virtueller Kraftwerke
- Effiziente bilanzgruppenübergreifende Kapazitätsallokation
- Einfluss der Bildung eines Kapazitätsmarktes auf die Finanzierungsmöglichkeiten von Investitionen in neue Kraftwerke
- Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Strompreise, den Lastgang und auf das Netzmanagement
- Bedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken
- Entwicklung des Marktpreises und der Order of Merit des Kraftwerksparks

Netze

- Einflussfaktoren und Wirkung auf die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit
- Auswirkungen des Einsatzes von Speicher in Niederspannungsnetzen
- Lastverlagerungspotenzial durch flexible Netznutzungstarife
- Strukturelle Änderungen der Lastkurve unter dem Gesichtspunkt der langfristigen Bedarfsentwicklung

Kunden

- Tarifstrukturen für Haushaltskunden in der Bandbreite von Hoch-/Niedertarif bis stundenwertbasierte Tarifstrukturen und ihren Einfluss auf die Kundenwechselrate
- Ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen durch den Einsatz von Smart Meters
- Steuerungsmöglichkeiten von Elektrowärmepumpen aus einer Vortagesperspektive zur Optimierung des Lastgangs aus Netz- und Energiesicht.
- Möglichkeiten und Grenzen eines Nachfrage-Managements für Energielieferanten und Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

Gesetze und Verordnungen

- BV (1999) Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, SR 101, <http://www.admin.ch/ch/d/sr/1/101.de.pdf>, Letzter Zugriff: 1.3.13
- CO₂-Gesetz (2011) Bundesgesetz vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) SR 641.71, <http://www.admin.ch/ch/d/sr/6/641.71.de.pdf>, Letzter Zugriff: 6.3.13
- EEG (2011) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- EnG (1998) Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG), SR 730.0, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c730_0.html, Letzter Zugriff: 29.10.10
- EnV (1998) Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV), SR 730.01, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c730_01.html, Letzter Zugriff: 30.11.12
- EU (2003) Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:DE:PDF>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- EU (2007) EINE ENERGIEPOLITIK FÜR EUROPA (KOM(2007) 1), <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- EU (2009a) Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, http://bookshop.europa.eu/de/amsblatt-der-europaeischen-union-c-83-30.03.2010-pbFXAC10083/downloads/FX-AC-10-083-DE-C/FXAC10083DEC_002.pdf?FileName=FXAC10083DEC_002.pdf&SKU=FXAC10083DEC_PDF&CatalogueNumber=FX-AC-10-083-DE-C, Letzter Zugriff: 29.3.13
- EU (2009b) RICHTLINIE 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- EU (2011) Energiefahrplan 2050 (KOM(2011) 885), <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:DE:PDF>, Letzter Zugriff: 29.3.13

- StromVG (2007) Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), SR 734.7, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c734_7.html, Letzter Zugriff: 29.10.10
- StromVV (2008) Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV), SR 734.71, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c734_71.html, Letzter Zugriff: 29.10.10
- UVEK (2006) Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (Herkunftsnachweis-Verordnung, HKNV), SR 730.010.1, <http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.010.1.de.pdf>, Letzter Zugriff: 8.8.12
- Vereinigte Nationen (1997) Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, http://www.bafu.admin.ch/klima/00470/00488/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,lnp6I0NTU04212Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCDdYJ2gGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A--, Letzter Zugriff: 29.3.13

Homepages

- BIT@EPI.Dynamics 5-Jahres-HPFC für SWISSIX, <http://dynamics.iorc.eu/>, Letzter Zugriff: 31.3.13
- ewz (2013) www.stadt-zuerich.ch/content/ewz/de/index/ewz.html, Letzter Zugriff: 25.3.13
- Schweizerischer Städteverband <http://staedteverband.ch/de/Willkommen>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- SN Energie AG (SN-E) www.snenergie.ch/, Letzter Zugriff: 26.3.13
- Swiss Cleantech www.swisscleantech.ch, Letzter Zugriff: 25.3.13
- Swisspower www.swisspower.ch/, Letzter Zugriff: 25.3.13
- Umweltallianz www.umweltallianz.ch/, Letzter Zugriff: 25.3.13
- Verband Fernwärme Schweiz www.fernwaerme-schweiz.ch, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Grütlistr. 44, 8027 Zürich, www.erdgas.ch, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) www.strom.ch/de.html, Letzter Zugriff: 25.3.13

Literaturverzeichnis

- A EE (2011) 10-Punkte-Programm der Wirtschaft für eine erneuerbare und effiziente Stromversorgung bis 2030, A EE Agentur für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Falkenplatz 11, Postfach, 3001 Bern, www.aee.ch, http://www.aee.ch/fileadmin/user_upload/Downloads/Mobilitaet/AEE_10Punkte_Programm_DE.pdf, Letzter Zugriff: 23.2.13
- Abhari, R., G. Andersson, et al. (2012) Zukunft Stromversorgung Schweiz, Akademien der Wissenschaften Schweiz, Hirschengraben 11, Postfach 8160, 3001 Bern, www.akademien-schweiz.ch, http://www.akademien-schweiz.ch/dms/D/Publikationen/Berichte/Zukunft_Stromversorgung_Langfassung.pdf, Letzter Zugriff: 27.2.13
- ACER (2013) ERI Quarterly Report #4, October 2012 – December 2012, A12-ERI-04, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Trg republike 3, 1000 Ljubljana, Slovenia, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%204th%20ERI%20Quarterly%20Report.pdf, Letzter Zugriff: 6.3.13
- Andersson, G. (2011) Das elektrische Energieversorgungssystem der Zukunft, Herausforderungen und Möglichkeiten Vortrag der Technischen Gesellschaft Zürich TGZ, 7.11.11, ETH Zürich, HG D 3.2
- Andersson, G., K. Boulouchos, et al. (2011) Energiezukunft Schweiz, ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, www.ethz.ch, http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/111114_energiestudie_rok/energiestudie_def, Letzter Zugriff: 16.11.11
- axpo (2010) Strom für heute und morgen, Stromperspektiven 2020 - neue Erkenntnisse, Axpo Holding AG, Parkstrasse 23, 5401 Baden, www.axpo.com, http://www.kkl.ch/upload/cms/user/Axpo_Stromperspektiven_2020_Auflage2010.pdf, Letzter Zugriff: 27.2.13
- axpo (o.J.) Strom für heute und morgen, Axpo Studie "Stromperspektiven 2020", Axpo Holding AG, Corporate Communications, Zollstrasse 62, 8021 Zürich, www.axpo.com
- Babonneau, F., A. Haurie, et al. (2012) Assessing the Future of Renewable and Smart Grid Technologies in Regional Energy Systems, <http://EconPapers.repec.org/RePEc:ses:arsjes:2012-ii-6>, Letzter Zugriff: 5.3.13
- Banfi Frost, S., B. Bébié, et al. (2012) ewz-Stromzukunft 2012–2050., ewz, Tramstrasse 35, 8050 Zürich, www.ewz.ch, http://www.stadterich.ch/content/dam/stzh/ewz/Deutsch/Ueber%20ewz/Publikationen%20und%20Broschueren/ewz-Stromzukunft_Bericht_web_neu2.pdf, Letzter Zugriff: 27.2.13

- Banfi Frost, S., M. Berg, et al. (2011) Erneuerbare Energien – Herausforderungen auf dem Weg zur Vollversorgung, SATW Schrift Nr. 42, S. G. Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften, Seidengasse 16, 8001 Zürich, www.satw.ch, <http://www.satw.ch/publikationen/schriften/ErnEnergien.pdf>, Letzter Zugriff: 27.2.13
- Barmettler, F., N. Beglinger, et al. (2011) Cleantech Energiestrategie, swisscleantech, Thunstrasse 82, Postfach 1009, 3000 Bern, www.swisscleantech.ch, http://www.swisscleantech.ch/images/official_documents/energiestrategie/energiestrategie_2_v2D.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13
- Bayerische Staatsregierung (2011) Bayerisches Energiekonzept "Energie innovativ", <http://www.bayern.de/Anlage10344945/BayerischesEnergiekonzeptEnergieinnovativ.pdf>, Letzter Zugriff: 28.2.13
- Berger, T., D. D. Genske, et al. (2011) Energetische Optimierung des Kantons Basel-Stadt, Studie im Auftrag des Kantons Basel-Stadt, 2009 - 2011, Arbeitsstand: 21.03.2011, Kanton Basel-Stadt, <http://www.aue.bs.ch/energiestudie-bs-enderbericht-2011.pdf>, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2007a) Die Energieperspektiven 2035 - Band 1, Synthese, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_196077372.pdf&endung=Die, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2007b) Die Energieperspektiven 2035 - Band 2, Szenarien 1-4, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_438274435.pdf&endung=Die, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2010) Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.meteotest.ch/fileadmin/user_upload/Windenergie/pdfs/100301_bfe_schlussbericht_prognose_v11.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2011a) Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php?file=000000010581.pdf&name=000000290370>, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2011b) Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_922825270.pdf&endung=Grundlagen, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2011c) Strompreisentwicklung in der Schweiz, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 08.3280 Stähelin vom 4. Juni 2008, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_125044338.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13

-
- BFE (2012a) Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage), Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2210/Energiestrategie-2050_Erl-Bericht_de.pdf, Letzter Zugriff: 27.2.13
- BFE (2012b) Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_913889099.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFE (2012c) Leitfaden Stromkennzeichnung, Bundesamt für Energie (BFE), www.bfe.admin.ch, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_438429199.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13
- BFS (2010) Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010–2060, Bundesamt für Statistik (BFS) <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/news/publikationen.Document.132799.pdf>, Letzter Zugriff: 17.11.11
- Blöchlinger, L. (2008) Power Prices – A Regime-Switching Spot/Forward Price Model with Kim Filter Estimation, Dissertation no. 3442, Universität St.Gallen, [http://www1.unisg.ch/www/edis.nsf/SysLkpByIdentifier/3442/\\$FILE/dis3442.pdf](http://www1.unisg.ch/www/edis.nsf/SysLkpByIdentifier/3442/$FILE/dis3442.pdf), Letzter Zugriff: 31.3.13
- Bossel, H., F. Krause, et al. (1981) Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, S. Fischer Verlag
- Bost, M., B. Hirschl, et al. (2011) Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik, Greenpeace Energy eG, Hamburg, http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf, Letzter Zugriff: 14.11.12
- Boulouchos, K., C. Casciaro, et al. (2008) Energiestrategie für die ETH Zürich, ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, www.ethz.ch, <http://www.esc.ethz.ch/publications/energy/energy/Energiestrategie.pdf>, Letzter Zugriff: 25.3.13
- Bretschger, L., R. Ramer, et al. (2012) Economic effects of a nuclear phase-out policy: A CGE analysis, CER-ETH Center of Economic Research at ETH Zurich www.cer.ethz.ch/research/WP-12-167.pdf, Letzter Zugriff: 23.2.13
- Brugger, E. A., P. Dietrich, et al. (2009) Energie-Strategie 2050, Impulse für die schweizerische Energiepolitik, Grundlagenbericht, Energie Dialog Schweiz, Lagerstrasse 33, Postfach 3977, 8021 Zürich, www.energietriolog.ch, http://www.energietriolog.ch/cm_data/Grundlagenbericht.pdf, Letzter Zugriff: 25.2.13
- Christmann, C., M. Balmer, et al. (2013) Kostenrechnungsschema Gesteuungskosten, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch

-
- Crettenand, N. (2012) The Facilitation of Mini and Small Hydropower in Switzerland: Shaping the Institutional Framework, THÈSE NO 5356 (2012), ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, http://infoscience.epfl.ch/record/176337/files/EPFL_TH5356.pdf, Letzter Zugriff: 26.2.13
- d'Arcy, A. and S. Burri (2009) Das Rechnungswesen von Elektrizitätsunternehmen (EVU) aus regulatorischer Sicht, Finanz- und Rechnungswesen : Jahrbuch. - Zürich : WEKA Business Media
- EEX (2012) EEX Produktbroschüre Strom 7.8.12, Version 3A, http://cdn.eex.com/document/113163/Konzept%20Strom%20Release%2003A_deutsch.pdf, Letzter Zugriff: 27.3.13
- Egger, P. H. and S. Nigai (2013) Energiewende in der Schweiz: Simulationsergebnisse zur Energiestrategie des Bundes, KOF Studien, 38, Zürich, http://www.kof.ethz.ch/static_media/filer_public/2013/01/30/no_38_2013_01_titel_energiwende_economiesuisse.pdf, Letzter Zugriff: 16.3.13
- Eisenhardt, K. M. (1989) Building Theories from Case Study Research, Academy of Management Review, 1989, Vol. 14. No. 4, 532-550
- Elektrosuisse, Swisssolar, et al. (2012) Energie - Sonnenklar, Photovoltaik: Technik und Infrastruktur, https://www.electrosuisse.ch/fileadmin/user_upload_electrosuisse/Verband/Verlag/Verlag_Dokumente/Energie_Sonnenklar/Energie_Sonnenklar_D.pdf, Letzter Zugriff: 16.3.13
- ENTSO-E (2011) Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011 – 2025, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Erb, M., S. Gutzwiller, et al. (2012) Fossile BHKW -Potential und Standortevaluation im Rahmen der Entwicklung der BFE WKK-Strategie, Dr. Eicher + Pauli AG, 4410 Liestal
- Erni, D. (2012) Day-Ahead Electricity Spot Prices : Fundamental Modelling and the Role of Expected Wind Electricity Infeed at the European Energy Exchange Dissertation no. 4076, Universität St.Gallen, javascript:open_window("http://aleph.unisg.ch/F/XCR276FNXPBPPC83ACPPR47FGFJ7AGR9KDUUIU3TXBLHE1FSB-21171?func=service&doc_number=000570402&line_number=0029&service_type=TAG");, Letzter Zugriff: 31.3.13
- EURELECTRIC (2011) Power Choices; Pathways to Carbon-Neutral Electricity; in Europe by 2050; Full Report, Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC - A.I.S.B.L. Boulevard de l'Impératrice, 66 – Bte 2 – B- 1000 Brussels, <http://www.eurelectric.org/PublicDoc.asp?ID=63875>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- ewz (2008) Die Stromzukunft der Stadt Zürich, ewz, Tramstrasse 35, 8050 Zürich, www.ewz.ch

-
- Fawer, M. and B. Maygar (2010) Solarwirtschaft - unterwegs in neue Dimensionen, E. Bank Sarasin & Cie AG, 4002 Basel,
http://www.sarasin.ch/internet/iech/solarwirtschaft_unterwegs_in_neue_dimensionen.pdf, Letzter Zugriff: 31.3.13
- Filippini, M. and L. C. Hunt (2009) Energy demand and energy efficiency in the OECD countries: a stochastic demand frontier approach, CEPE Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institutes of Technology,
http://www.cepe.ethz.ch/publications/workingPapers/CEPE_WP68.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Foucher, S. (2009) Peak Oil Update - July 2009: Production Forecasts and EIA Oil Production Numbers, <http://www.theoil Drum.com/node/5521>, Letzter Zugriff: 1.3.13
- Friedli, T. and N. O. Walti (2010) Managementguide für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU). Herausforderungen des Strommarktwandels richtig begegnen., Bern, Stuttgart, Wien, Haupt
- Genske, D. D., T. Jödecke, et al. (2009) Nutzung städtischer Freiflächen für erneuerbare Energien, B. u. S. B. Bundesamt für Verkehr, Berlin,
http://www.bbsr.bund.de/cIn_032/nn_187666/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Sonderveroeffentlichungen/2009/DL__NutzungFreiflaechen,templated=raw,property=publicationFile.pdf/DL_NutzungFreiflaechen.pdf, Letzter Zugriff 31.3.13
- Grüne Partei der Schweiz (2012) Energiestrategie 2050 der Grünen (Draft),
http://www.gruene.ch/web/dms/gruene/doc/news/energiestrategie_2050_d_Internet_def/Energiestrategie%202050.pdf,
http://www.gruene.ch/web/dms/gruene/doc/news/energiestrategie_bericht_ES_2050_Internet/Energiestrategie%3A%20Hintergrundbericht%20D.pdf, Letzter Zugriff: 20.9.12
- Herbst, A., F. A. Toro, et al. (2012) Introduction to Energy Systems Modelling,
<http://EconPapers.repec.org/RePEc:ses:arsjes:2012-ii-2>, Letzter Zugriff: 5.3.13
- Hirth, L. (2012) The Market Value of Variable Renewables, EEM12, Florence
- Hirth, L. (2012) The Optimal Share of Variable Renewables,
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2054073, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Hotakainen, M. and J. Klimstra (2011) Smart Power Generation, Avain Publishers, Helsinki
- IEA (2010) Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, International Energy Agency www.iea.org,
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf, Letzter Zugriff: 24.9.12

-
- IEA (2012) World Energy Outlook 2012, executive summary, International Energy Agency www.iea.org,
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/English.pdf>, Letzter Zugriff: 13.11.12
- INFRAS/TNC (2010) Stromeffizienz und erneuerbare Energien - wirtschaftliche Alternativen zu Grosskraftwerken, INFRAS / TNC CONSULTING AG, Binzstrasse 23, 8045 Zürich / Seestrasse 141, 8703 Erlenbach,
http://www.infras.ch/downloadpdf.php?filename=1860a_Schlussbericht_def.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- IPCC (2007) Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.,
http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/en/contents.html, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Kannan, R. and H. Turton (2012) Swiss Electricity Supply Options, Energy Economics Group, Laboratory for Energy Systems Analysis, Paul Scherrer Institut, 5232 Villigen, PSI Switzerland, www.psi.ch,
http://gabe.web.psi.ch/pdfs/ES21_Supplementary%20-%20Energie%20Spiegel%20Nr%202021.pdf, Letzter Zugriff: 24.2.13
- Kirchner, A., D. Bredow, et al. (2012) Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Prognos AG, Henric Petri-Str.9, 4010 Basel, www.prognos.com, B. f. E. BFE,
http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_564869151.pdf,
http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_728972068.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Kohl, T. (2010) Projekt "Tiefe Geothermie Winterthur", Bundesamt für Energie BFE,
<http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php?file=000000010641.pdf&name=000000290426>, Letzter Zugriff: 22.2.13
- Kost, C., T. Schlegl, et al. (2012) Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE,
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Kratena, K., I. Meyer, et al. (2009) Ökonomische, technologische und soziodemographische Einflussfaktoren der Energienachfrage, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 1030 Wien, www.wifo.ac.at,
http://www.wifo.ac.at/www/jsp/index.jsp?fid=23923&id=36141&typeid=8&display_mode=2, Letzter Zugriff: 28.2.13

-
- Lange, B., K. Rohrig, et al. (2011) Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren,
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2011-2/th2011_04_04.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Lüthi, S., M. Sturzenegger, et al. (2013) Energiekonzept Kanton St.Gallen - Teilbereich Strom, Entwurf zur Vernehmlassung vom 18.2.13,
- McNeil, A. J., R. Frey, et al. (2005) Quantitative Risk Management, Princeton University Press
- Mohler, L., P. Koch, et al. (2012) Die Energiestrategie des Bundesrates: Auswirkungen auf Energiemix, Versorgungssicherheit und Energiekosten der Wirtschaft, IWSB - Institut für Wirtschaftsstudien Basel AG, Economiesuisse,
<http://www.economiesuisse.ch/de/PDF%20Download%20Files/IWSB%20Gutachten%20Energiemix.pdf>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Nordmann, R. (2011) Atom- und erdölfrei in die Zukunft, Orell Füssli Verlag AG, Zürich
- OECD/IEA (2013) Quarterly Oel Supply World,
http://omrpublic.iea.org/world/wb_wosup.pdf, Letzter Zugriff: 20.2.13
- Rohloff, K. and A. Kather (2011) Geothermische Stromerzeugung Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 11055 Berlin, www.bmu.de, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-im-port/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_geothermie_strom_bf.pdf, Letzter Zugriff: 22.2.13
- Samsinger, R. (2012) Nuclear Power Phase-Out and its Implications, Master Thesis, Universität St.Gallen
- Schindler, J. and W. Zittel (2008) Crude Oil – The Supply Outlook, Energy Watch Group, Ludwig-Bölkow-Stiftung, www.energywatchgroup.com,
http://www.energywatchgroup.com/fileadmin/global/pdf/2008-02_EWG_Oil_Report_updated.pdf, Letzter Zugriff: 20.2.13
- Schweizerischer Städteverband (2013) Vernehmlassung: Energiestrategie 2050, Schweizerischer Städteverband, Monbijoustrasse 8, 3001 Bern, www.staedteverband.ch,
http://staedteverband.ch/cmsfiles/SSV_VN_Energiestrategie%202050_def_2.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Stadt Bern (2010) Initiative "EnergieWendeBern" und Gegenvorschlag des Stadtrats, Botschaft des Stadtrats an die Stimmberechtigten, Gemeindeabstimmung vom 28. November 2010
http://www.bern.ch/stadtverwaltung/stadtkanzlei/abstimmungen/botschaft_28_november_2010_internet.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13

- Stadt St.Gallen (2010) Volksinitiative «Stadt ohne Atomstrom» und Gegenvorschlag des Stadtparlaments; Volksabstimmung vom 28. November 2010, http://www.stadt.sg.ch/news/2/2010/10/naechste_abstimmung.Par.0001.DownloadListPar.0001.File.tmp/Abstimmungsvorl_28_Nov_2010.pdf, Letzter Zugriff: 28.3.13
- Stadt St.Gallen (2012a) Energiekonzept 2050; Wärme, Strom, Mobilität, Amt für Umwelt und Energie, Vadianstrasse 6, 9001 St.Gallen, www.umwelt.stadt.sg.ch, http://www.stadt.sg.ch/home/raum-umwelt/energie/energiekonzept-2050/_jcr_content/Par/downloadlist/DownloadListPar/download_1.ocFile/Brosch%C3%BCre%20gzD%20definitiv.pdf, Letzter Zugriff: 13.3.13
- Stadt St.Gallen (2012b) Umweltbericht 2012, Amt für Umwelt und Energie, Vadianstrasse 6, 9001 St.Gallen, www.umwelt.stadt.sg.ch, http://www.stadt.sg.ch/home/raum-umwelt/umwelt-nachhaltigkeit/_jcr_content/Par/downloadlist/DownloadListPar/download.ocFile/SG_Umweltbericht_V3.pdf, Letzter Zugriff: 13.3.13
- Stober, I., T. Fritzer, et al. (2011) Tiefe Geothermie, Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 11055 Berlin, www.bmu.de, https://secure.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_geothermie_tief_bf.pdf, Letzter Zugriff: 22.2.13
- Sturm, A., N. Egli, et al. (2006) Energieperspektive 2050 der Umweltorganisationen Studie im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz, Ellipson AG, Römergasse 7, 4058 Basel, www.ellipson.com, http://www.greenpeace.org/switzerland/Global/switzerland/de/publication/ClimateChange/2006_Stu_EnergieperspLang.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Swissgrid (2011) Einführung Bilanzgruppen-Modell (BGM), http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/bgm/bg_documents/de/balance_group_model_intro_de.pdf, Letzter Zugriff: 27.3.13
- Swissgrid (2012) Herkunftsnachweis, swissgrid ag, Dammstrasse 3, 5070 Frick, www.swissgrid.ch, http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/Herkunftsnachweis_de.pdf, Letzter Zugriff: 27.3.13
- Swisspower (2013) Energiestrategie 2050 – die Swisspower Positionen, http://www.swisspower.ch/Media/file/Masterplan_2050/Energiestrategie_2050_Positionspapier_Swisspower.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Umweltallianz (2012) Strommix 2035 100PRO – einheimisch, erneuerbar, effizient Umweltallianz, Postgasse 15, Postfach 817, 3000 Bern 7, www.umweltallianz.ch, http://www.umweltallianz.ch/uploads/media/Strommix_2035_100PRO-umweltallianz.pdf, Letzter Zugriff: 22.2.13

-
- VFS (2013) Energiestrategie 2050: Vernehmlassung, Verband Fernwärme Schweiz, Geschäftsstelle, c/o Larissa Kämpf, Römerweg 2, 5443 Niederrohrdorf, www.fernwaerme-schweiz.ch, http://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/News/pdf-dokumente/Vernehmlassung_2050/130116Vernehmlassungsantwort.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- VSE (2006) Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.vse.ch/uploads/media/VSE_Vorschau_06.pdf, Letzter Zugriff: 26.2.13
- VSE (2012a) Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument „Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung“, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE-AES_BWD-Sonne_05-2012.pdf, Letzter Zugriff: 17.7.12
- VSE (2012b) Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument „Strom aus Biomasse“, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE-AES_BWD-Biomasse_05-2012_02.pdf, Letzter Zugriff: 29.11.12
- VSE (2012c) Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument „Strom aus Geothermie“, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BWD_06_Geothermie_01-2013.pdf, Letzter Zugriff: 20.2.13
- VSE (2012d) Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument „Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)“, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BWD_08_WKK_01-2013.pdf, Letzter Zugriff: 20.2.13
- VSE (2012e) Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument „Windenergie“, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BWD_07_Windenergie_01-2013.pdf, Letzter Zugriff: 6.3.13
- VSE (2012f) Wege in die neue Stromzukunft; Factsheets zu den drei Szenarien, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_Factsheets_Szenarien_2012_02.pdf, Letzter Zugriff: 14.9.12

- VSE (2012g) Wege in die neue Stromzukunft; Gesamtbericht, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_Wege-Stromzukunft_Gesamtbericht_2012.pdf, Letzter Zugriff: 25.3.13
- VSE (2013) Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.strom.ch, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_Stellungnahme-ES-2050_29-01-2013_d_01.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- VSG (2013) Energiestrategie 2050, Stellungnahme des VSG zur Vernehmlassungsvorlage, Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Grütlistr. 44, 8027 Zürich, www.erdgas.ch, http://www.erdgas.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Medienstelle/Medienmitteilungen/2013/vsg_stellungnahme_energiestrategie_d_jan_2013.pdf, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Weidmann, N., H. Turton, et al. (2009) Case Studies of the Swiss Energy System – Sensitivity to Scenario Assumptions Assessed with the Swiss MARKAL Model, Energy Economics Group, Paul Scherrer Institut, 5232 Villigen, http://www.energetrialog.ch/cm_data/Weidmann_MARKAL_2009.pdf, Letzter Zugriff: 28.2.13
- Weimann, T. (2011) Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben Iib (Geothermie), Endbericht, https://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_geothermie_bf.pdf, Letzter Zugriff: 18.12.12
- Wirth, H. (2012) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf/at_download/file, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Wohlfahrtstätter, C., N. Rohner, et al. (2009) Technologieplanung und Technologie Roadmap in der Elektrizitätswirtschaft: Nuklearkraft und neue erneuerbare Energien, Vorausschau und Technologieplanung: 5. Symposium für Vorausschau und Technologieplanung Heinz Nixdorf Institut, Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften, Deutschland, http://wohlfahrtstaetter.ch/fileadmin/pdf/05_svt_Technologie_Roadmap_Elektrizitaetswirtschaft_ETH_09_08_final.pdf, Letzter Zugriff: 7.3.13

Praxisquellen

- AUE (2011a) Energiekonzept 2050³, Amt für Umwelt und Energie, Vadianstrasse 6, 9001 St.Gallen, www.umwelt.stadt.sg.ch
- AUE (2011b) Modellrechner, Amt für Umwelt und Energie, Vadianstrasse 6, 9001 St.Gallen, www.umwelt.stadt.sg.ch
- AUE (2011c) Solarkataster der Stadt St.Gallen, Amt für Umwelt und Energie, Vadianstrasse 6, 9001 St.Gallen, www.umwelt.stadt.sg.ch, http://stadtplan.stadt.sg.ch//frame.php?site=stgallen_internet&lang=de&group=public&resol=2&map=ve_solarkataster.map&tool=coord&objID=&val1=746200&val2=254400&zoom=2000, Letzter Zugriff: 28.2.13
- Birol, F. (2011) Abendkonferenz "World Energy Outlook", BFE, 16.11.2011, Bern
- Gerber, E. (2012) Bevölkerungsentwicklung CH - Stadt St.Gallen, Kanton St.Gallen, Volkswirtschaftsdepartement, Fachstelle für Statistik Kanton St.Gallen
- Hoffmann, M. (2011) Studie zur optimalen Gestaltung eines Energieverbunds West (Standort Au), sgs, Bereich Wärme, J. Innospin AG, 5430 Wettingen
- Meteotest (2011) Windenergie-Karte der Schweiz, <http://www.wind-data.ch/windkarte/>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- sgsw (2011a) BHKW und Fördermodell, Wärme, Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
- sgsw (2011b) Geothermie St.Gallen – ein ‘Generationen-Projekt’, Innovation und Geothermie, Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
- sgsw (2011c) Kleinkraftwerk Morgental, Netz Elektrizität, Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
- sgsw (2011d) Konzessions und Baugesuch Kraftwerk Grafenau, Netz Elektrizität, Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
- sgsw (2012) Preise Ausgleichsenergie, Beschaffung, Sankt Galler Stadtwerke, www.sgsw.ch
- SN-E (2011) Strategie 2015, SN-Energie AG, Vadianstrasse 59, 9000 St.Gallen, www.snenergie.ch
- SN-E (o.J.) Vier Säulen für eine sichere Zukunft, S. E. AG, http://www.snenergie.ch/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/DATEN/pdf/flyer_snenergie_4_Saeulen_korrigiert.pdf&t=1288993963&hash=79a4bfba7dc686a08d79522ff3ada48, Letzter Zugriff: 4.11.10
- Swisspower (2011a) Beteiligungsgesellschaft für Erneuerbare Energien; Swisspower Renewables AG

Zeitungen, Zeitschriften und Konferenzbeiträge

- Balmer, D. (2013) Verwaltungsrat stoppt Grimsel 3, Berner Zeitung, <http://www.bernerzeitung.ch/wirtschaft/unternehmen-und-konjunktur/Verwaltungsrat-stoppt-Grimsel-3/16393224/print.html>, Letzter Zugriff 30.3.13
- Frauendorfer, K. (2012) Interview in der Energie-Rundschau 2012-2, <http://www.iorcfc.unisg.ch/~media/Internet/Content/Dateien/InstituteUndCenters/IORCF/Energiemanagement/Artikel%201%20Energie-Rundschau%202012-2.ashx?fl=de>, Letzter Zugriff 31.3.13
- Füeg, J.-C. (2011) Switzerland's "New Energy Policy" and EU Energy Policy, 5th St.Gallen International Energy Forum, St.Gallen
- Hassmann, K., M. Pruckner, et al. (2013) Ratgeber und Werkzeug zur Steuerung der Energiewende, BWK - Das Energie-Fachmagazin 1/2-2013, Seite 62-69
- Henle, M. (2011) Zukunftsfähige Wärmeversorgung mit KWK und Geothermie, EuroHeat&Power, 40. Jg, Heft 7-8, 26-28
- Iseli, M. and M. Nescher (2012) Smart Grid wird Alltag; Erfahrungsbericht mit Photovoltaik aus dem Netz und der Energiewirtschaft, Smart Grid Day 2012, Baden
- Medienmitteilung BFE (2013) Bundesrat revidiert Stromversorgungsverordnung, <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=47595>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Medienmitteilung SDA (2013) Erneuerbare Energien - Kommission schlägt Brücke von Cleantech zu Energiestrategie 2050. Ziel ist kürzere KEV-Warteliste, <http://www.parlament.ch/d/mm/2013/seiten/mm-sda-2013-01-08a.aspx>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Medienmitteilung UVEK (2011a) Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=39337>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Medienmitteilung UVEK (2011b) Bundesrat lässt Grundlagen für Energiepolitik nach Fukushima überprüfen, <http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=38236>, Letzter Zugriff: 7.3.13
- Medienmitteilung UVEK (2012a) Bundesrat bestimmt erstes Massnahmenpaket für die Energiestrategie 2050, <http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=44187>, Letzter Zugriff: 29.3.13
- Medienmitteilung UVEK (2012b) Energiestrategie 2050 und ökologische Steuerreform - Bundesrat eröffnet Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050,

<http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=46133>, Letzter Zugriff: 29.3.13

Medienmitteilung UVEK (2012c) Klimakonferenz in Doha beschliesst zweite Kyoto-Periode,

<http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=47106>, Letzter Zugriff: 29.3.13

Pfluger, B. and M. Wietschel (2012) Impact of Renewable Energies on Conventional Power Generation Technologies and Infrastructures from a Long-term Least-cost Perspective, EEM12, Florence

Rütti, T. (2011) Bern: "World Energy Outlook" - aktuelle Trends des Energieverbrauchs, ee-news.ch, <http://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/article/23376/bern-world-energy-outlook-aktuelle-trends-des-energieverbrauchs>, Letzter Zugriff 7.3.13

Schröder, G. (2012) Key Note, Bundeskanzler a.D., Swiss Energy and Climate Summit 2012, Bern

Swisspower (2011b) Der Stromverbrauch steigt – die Hürde wird höher, <http://www.energiedebatte.ch/news/der-stromverbrauch-steigt-%E2%80%93-die-hurde-wird-hoher/>, Letzter Zugriff 7.3.13

Swisspower (2011c) Swisspower; Anhörung in der UREK-S vom 29. August 2011

Curriculum Vitae

Persönliche Angaben:	Schweizer, Bürger von Altdorf (UR) Geboren am 19. Juni 1960 in Altdorf (UR)
Ausbildung:	Stiftsschule Einsiedeln, Matura Hochschule St.Gallen, lic. oec. HSG
Beschäftigung:	Sankt Galler Stadtwerke, St.Gallen
ab 2005	Unternehmensleiter
1991 – 2004	Schindler
2001 – 2004	Schindler Management Ltd, Ebikon (Headquarters) Head Reliability Management
1998 – 2000	Schindler Aufzüge AG, Luzern Geschäftsführer Regionaldirektion Luzern
1995 – 1997	Schindler Deutschland Holding GmbH, Berlin Qualitätsleiter und Projektleiter Reengineering Projekt Deutschland
1994	Schindler Aufzüge AG, Luzern Verkaufsingenieur für Aufzugsanlagen und Unterhaltsdienstleistungen
1991 – 1993	Schindler Management Ltd, Ebikon (Headquarters) Assistententätigkeit für ein Konzernleitungsmitglied
1988 - 1990	studiumsbegleitend
1988 – 1990	IfU Institut für Unternehmensforschung (Operations Research) an der Hochschule St.Gallen, St.Gallen Wissenschaftlicher Mitarbeiter