



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Analysen und Perspektiven

Bericht vom 11. Mai 2018

Dokumentation zu den Datengrundlagen System Adequacy Schweiz

prognos 

Basel | Berlin | Bremen | Brüssel
Düsseldorf | Freiburg | München
Stuttgart



Datum: 11.05.2018

Ort: Basel

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
www.prognos.com

Autor/in:

Ansprechspartner:
Dr. Almut Kirchner
Florian Ess
+ 41 (61) 3273 361

Mitarbeiter:

Hanno Falkenberg
Dr. Andreas Kemmler
Sylvie Koziel
Leonard Krampe
Sven Kreidelmeyer
Dr. Alexander Piégsa
Dr. Thorsten Spillmann

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Das Unternehmen im Überblick**Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Telefon +41 61 3273-310
Telefax +41 61 3273-300

Prognos AG
Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Telefon +49 421 517046-510
Telefax +49 421 517046-528

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland
Telefon +49 211 91316-110
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Telefon +49 89 9541586-710
Telefax +49 89 9541586-719

Internet

info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_ag

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Telefon +49 30 520059-210
Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG
Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Telefon +32 28089-947

Prognos AG
Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Telefon +49 761 7661164-810
Telefax +49 761 7661164-820

Prognos AG
Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Telefon +49 711 3209-610
Telefax +49 711 3209-609

Inhalt

1	Hintergrund	1
1.1	Motivation und Aufgabenstellung	1
1.2	Rahmenannahmen	3
1.2.1	Geographische Abgrenzung	3
1.2.2	Rahmendaten	4
1.2.3	Exogene und endogene Grössen in der Modellierung der System Adequacy	7
2	Stromverbrauch	8
2.1	Jährlicher Stromverbrauch	8
2.1.1	Methodik Regionalisierung	8
2.1.2	Ergebnisse	11
2.2	Stündlicher Stromverbrauch	17
2.2.1	Methodik	17
2.2.2	Ergebnisse	21
3	Stromerzeugung	30
3.1	Wasserkraft	30
3.1.1	Methodik	30
3.1.2	Ergebnisse	33
3.2	Erneuerbare Energien	37
3.2.1	Methodik	37
3.2.2	Ergebnisse	39
3.3	Thermische Kraftwerke und sonstige Stromerzeugung	41
3.3.1	Methodik	41
3.3.2	Ergebnisse	42
4	Zusammenfassende Einordnung der Ergebnisse	45
	Literaturverzeichnis	47

1 Hintergrund

1.1 Motivation und Aufgabenstellung

In den Energieperspektiven 2050 [Prognos & Infrac 2012] wurden mehrere Szenarien und Stromangebotsvarianten für die Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) analysiert. Neben Szenarien, die eine Weiterführung der (damals) bestehenden Energie- und Klimapolitik in der Schweiz unterstellten (Szenario WWB), wurden darüber hinaus Szenarien berechnet, welche die Einführung weiterer Massnahmen (Szenario POM) bzw. die Erreichung langfristiger Minderungsziele für THG-Emissionen für die Schweiz (Szenario NEP) analysierten. Für den Stromsektor wurden mehrere Stromangebotsvarianten berechnet, die unter anderem eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien im Betrachtungszeitraum bis 2050 unterstellten.

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien wurde in den Energieperspektiven 2050 unterstellt, dass die bestehenden Kernkraftwerke nach einer Lebensdauer von 50 Jahren ausser Betrieb genommen werden. Dadurch besteht das Stromsystem der Zukunft vor allem aus dargebotsabhängiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Stromerzeugung durch bestehende und neue Wasserkraftanlagen. Für ein Stromsystem mit einer solchen Erzeugungsstruktur stellen sich verstärkt Fragen zur Versorgungssicherheit. Dies ergibt sich insbesondere aus der hohen Witterungsabhängigkeit der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen und der saisonalen Struktur der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Wasserkraftanlagen. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie sich die zeitliche Struktur des Stromverbrauchs in den Szenarien entwickelt, wobei hier insbesondere die Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs berücksichtigt werden muss. Bei einer hohen Durchdringung neuer Stromverbraucher (v.a. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) ist durch die höhere Temperaturabhängigkeit der Stromnachfrage mit zusätzlichen Herausforderungen zu rechnen. Gleichzeitig bewirken verstärkte Effizienzmassnahmen bei den Stromverbrauchern eine Reduktion der Stromnachfrage und der Spitzenlast.

Aus diesen Gründen erhalten Analysen zur Versorgungssicherheit in Zukunft gleichzeitig eine höhere Bedeutung und höhere Komplexität als bisher. Bei der Bewertung ist zwischen dem Ansatz der Generation Adequacy und der System Adequacy zu unterscheiden. Im Rahmen einer Generation Adequacy wird in einer bestimmten geographischen Abgrenzung (meist für ein Land) die verfügbare Kraftwerksleistung dem Stromverbrauch für einen bestimmten Zeitpunkt (z.B. dem Zeitpunkt der Spitzenlast) gegenübergestellt. Demgegenüber umfasst eine System Adequacy-Analyse auch die Betrachtung der Netzinfrastuktur und berücksichtigt damit die regionale Verteilung der Stromerzeugung sowie des

Stromverbrauchs und untersucht damit die Frage, ob die notwendige Leistung auch zu jedem Zeitpunkt von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern transportiert werden kann.

Für die Entwicklung der Datengrundlagen wurden die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050 verwendet und, wo notwendig, unter Verwendung neuer Rahmendaten zur Bevölkerungsentwicklung und zur wirtschaftlichen Entwicklung aufdatiert. Eine Analyse der System Adequacy erfordert Informationen zur regionalen Verteilung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung. Daher erfolgte eine Regionalisierung der Ergebnisse der Energieperspektiven für die Grossregionen der Schweiz.

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über die berechneten Szenarien und Varianten in den Energieperspektiven 2050. Rot hervorgehoben wurden die Szenarien und Stromangebotsvarianten, die für die Entwicklung der Datengrundlagen verwendet wurden. Die Nachfrageszenarien Weiter wie bisher (WWB), Politisches Massnahmenpaket (POM) und Neue Energiepolitik (NEP) wurden alle in der vorliegenden Arbeit berücksichtigt. Von den in den Energieperspektiven 2050 berechneten Angebotsvarianten wurden die Varianten C (Zubau neuer inländischer Gaskraftwerke, geringer Ausbau erneuerbarer Energien), C&E (Zubau neuer Gaskraftwerke und hoher Ausbau erneuerbarer Energien) und E&I (Zubau erneuerbarer Energien und verstärkter Stromimport) in der vorliegenden Arbeit genauer betrachtet.

Abbildung 1: Szenarien und Stromangebotsvarianten der Energieperspektiven 2050

Variante / Szenario	kein Zubau	C	C&E	E (&Importe)	C&D&E (Exkurs WKK)
Weiter wie bisher	X	X	X		X
Politisches Massnahmenpaket	X	X	X	X	X
Neue Energiepolitik	X	X	X	X	X

Quelle: BFE & Prognos [2012]

Die Arbeiten wurden im Jahr 2016 im Auftrag des BFE durchgeführt, zunächst prioritär als Datenbereitstellung für die interne Weiterverwendung. Der folgende Bericht dokumentiert die dabei verwendete Methodik und umfasst eine kurze Beschreibung wesentlicher Ergebnisse dieser Arbeiten sowie eine Interpretation und Einordnung der Ergebnisse für die Veröffentlichung. Die Ergebnisse wurden dem BFE in der zeitlichen Auflösung von stündlichen Daten für die Stichjahre 2014 (Basisjahr), 2017 (als Prognose bzw.

szenarische und witterungsbereinigte Daten, die von den nunmehr vorliegenden statistischen Ist-Werten naturgemäss abweichen können), 2022, 2027, 2032 und 2037 zur Verfügung gestellt.

Die Datengrundlagen wurden dem Auftraggeber in Form von Excel-Tabellen zur Verfügung gestellt und sind auf der Homepage des BFE verfügbar. Aufgrund der Grösse des Datenumfangs wurden die Daten in einzelne Tabellen zu Szenarien und Erzeugungstechnologien aufgeteilt. Die Excel-Tabellen beinhalten auch eine Visualisierung für die Nutzer der Daten, womit eine interaktive Abbildung der Daten möglich ist. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Struktur der Excel-Tabellen der Datengrundlagen.

Abbildung 2: Struktur der Datengrundlagen

Jahr	Stunde	Regionen							Jahre (Fortsetzung)					
		Genferseeregion	Espace Mittelland	Nordwestschweiz	Zürich	Ostschweiz	Zentralschweiz	Tessin	Genferseeregion	Espace Mittelland	Nordwestschweiz	Zürich	Ostschweiz	Zentralschweiz
2014	1	0.2536	0.3165	0.1759	0.2246	0.1865	0.1377	0.0638	0.2684	0.3287	0.1815	0.2341	0.2023	0.1442
2014	2	0.2173	0.2798	0.1691	0.1908	0.1691	0.1191	0.0557	0.2208	0.3070	0.1563	0.2011	0.1751	0.1291
2014	3	0.2003	0.2529	0.1379	0.1746	0.1464	0.1105	0.0522	0.2158	0.2673	0.1442	0.1849	0.1622	0.1176
2014	4	0.1987	0.2412	0.1332	0.1658	0.1393	0.1056	0.0499	0.2061	0.2556	0.1375	0.1762	0.1649	0.1126
2014	5	0.2344	0.2928	0.1547	0.1958	0.1651	0.1233	0.0586	0.2386	0.2950	0.1600	0.2049	0.1801	0.1296
2014	6	0.2736	0.3404	0.1919	0.2453	0.2071	0.1481	0.0679	0.2726	0.3329	0.1869	0.2415	0.2097	0.1484
2014	7	0.3278	0.4069	0.2299	0.2941	0.2481	0.1757	0.0812	0.3245	0.3953	0.2233	0.2884	0.2495	0.1736
2014	8	0.3449	0.3926	0.1723	0.2292	0.1824	0.1356	0.0570	0.2465	0.2988	0.1791	0.2226	0.1879	0.1323
2014	9	0.2226	0.2752	0.1542	0.2028	0.1640	0.1208	0.0513	0.2275	0.2760	0.1565	0.2053	0.1712	0.1224
2014	10	0.2443	0.3027	0.1718	0.2210	0.1799	0.1326	0.0576	0.2489	0.3038	0.1746	0.2248	0.1888	0.1345
2014	11	0.2893	0.3562	0.2029	0.2629	0.2133	0.1555	0.0676	0.2957	0.3571	0.2038	0.2663	0.2225	0.1576
2014	12	0.2585	0.3054	0.1788	0.2320	0.1835	0.1337	0.0548	0.2583	0.3088	0.1790	0.2368	0.1932	0.1367
2014	13	0.2650	0.3241	0.2058	0.2372	0.2018	0.1490	0.0864	0.2644	0.4388	0.2529	0.3323	0.2734	0.1918
2014	14	0.3313	0.4054	0.2329	0.3030	0.2435	0.1787	0.0758	0.3393	0.4073	0.2348	0.3079	0.2646	0.1795
2014	15	0.3196	0.3919	0.2244	0.2917	0.2349	0.1709	0.0736	0.3275	0.3939	0.2263	0.2965	0.2458	0.1737
2014	16	0.3235	0.3960	0.2276	0.2964	0.2383	0.1726	0.0737	0.3303	0.3986	0.2287	0.3002	0.2483	0.1748
2014	17	0.3092	0.3780	0.2178	0.2842	0.2278	0.1647	0.0588	0.3169	0.3801	0.2195	0.2886	0.2383	0.1674
2014	18	0.3640	0.4443	0.2586	0.3342	0.2692	0.1929	0.0828	0.3718	0.4453	0.2979	0.3385	0.2895	0.1955
2014	19	0.4525	0.6109	0.3202	0.4166	0.3391	0.2383	0.1935	0.4527	0.5406	0.3166	0.4137	0.3448	0.2366
2014	20	0.4681	0.5704	0.3316	0.4303	0.3538	0.2464	0.1983	0.4634	0.5539	0.3233	0.4228	0.3556	0.2421
2014	21	0.4976	0.6075	0.3517	0.4551	0.3757	0.2622	0.1169	0.4943	0.5922	0.3440	0.4485	0.3790	0.2585
2014	22	0.4950	0.6066	0.3486	0.4496	0.3722	0.2618	0.1184	0.4864	0.5970	0.3439	0.4469	0.3785	0.2605
2014	23	0.4563	0.5554	0.3162	0.4047	0.3407	0.2396	0.1116	0.4505	0.5454	0.3104	0.4006	0.3464	0.2378
2014	24	0.4383	0.5333	0.3009	0.3836	0.3247	0.2302	0.1088	0.4329	0.5267	0.2966	0.3816	0.3323	0.2297
2014	25	0.2592	0.3220	0.1792	0.2290	0.1601	0.0647	0.0723	0.2723	0.3333	0.1844	0.2380	0.2052	0.1463
2014	26	0.2240	0.2812	0.1648	0.1971	0.1641	0.1227	0.0571	0.2389	0.2942	0.1607	0.2069	0.1798	0.1293
2014	27	0.2017	0.2544	0.1390	0.1674	0.1112	0.0522	0.0465	0.2165	0.2679	0.1449	0.1861	0.1627	0.1180
2014	28	0.1768	0.2237	0.1217	0.1543	0.1290	0.0980	0.0457	0.1914	0.2374	0.1267	0.1640	0.1437	0.1047
2014	29	0.2161	0.2722	0.1491	0.1890	0.1589	0.1188	0.0560	0.2295	0.2837	0.1540	0.1976	0.1731	0.1248
2014	30	0.2702	0.3360	0.2046	0.2465	0.1463	0.0668	0.0687	0.2897	0.3278	0.1844	0.2385	0.2087	0.1443
2014	31	0.3230	0.4008	0.2267	0.2822	0.2445	0.1741	0.0798	0.3193	0.3888	0.1999	0.2842	0.2456	0.1709
2014	32	0.2417	0.2985	0.1701	0.2206	0.1800	0.1307	0.0560	0.2430	0.2945	0.1677	0.2198	0.1843	0.1304
2014	33	0.2280	0.2829	0.1656	0.2083	0.1688	0.1241	0.0529	0.2335	0.2833	0.1607	0.2107	0.1757	0.1256
2014	34	0.2471	0.3062	0.1730	0.2237	0.1820	0.1341	0.0543	0.2525	0.3069	0.1734	0.2265	0.1900	0.1359
2014	35	0.2837	0.3492	0.1991	0.2562	0.2091	0.1525	0.0659	0.2998	0.3498	0.1998	0.2615	0.2180	0.1545
2014	36	0.3494	0.3838	0.1761	0.2132	0.1826	0.1311	0.0643	0.2968	0.3069	0.1781	0.2368	0.1921	0.1398
2014	37	0.3579	0.4364	0.2521	0.3290	0.2631	0.1999	0.0808	0.3660	0.4377	0.2540	0.3339	0.2746	0.1927
2014	38	0.3385	0.4119	0.2385	0.3077	0.2474	0.1795	0.0771	0.3443	0.4133	0.2383	0.3125	0.2684	0.1821
2014	39	0.3251	0.3827	0.2283	0.2967	0.2390	0.1738	0.0750	0.3389	0.4003	0.2300	0.3013	0.2498	0.1762

Quelle: eigene Darstellung

1.2 Rahmenannahmen

1.2.1 Geographische Abgrenzung

In dem vorliegenden Projekt wurde eine Regionalisierung der gesamtschweizerischen Daten für die Grossregionen der Schweiz durchgeführt, um eine regionale Auflösung zu gewährleisten, welche eine Analyse der System Adequacy ermöglicht.

Die Grossregionen der Schweiz in der Definition des Bundesamts für Statistik (BFS) umfassen sieben Regionen der Schweiz. Diese dienen vor allem regionalen Vergleichen innerhalb der Schweiz

und mit anderen Regionen in Europa. Die Regionalisierung ist mit der europäischen Statistik abgestimmt.

Die Grossregionen der Schweiz umfassen die folgenden Kantone, vgl. [BFS 1999]:

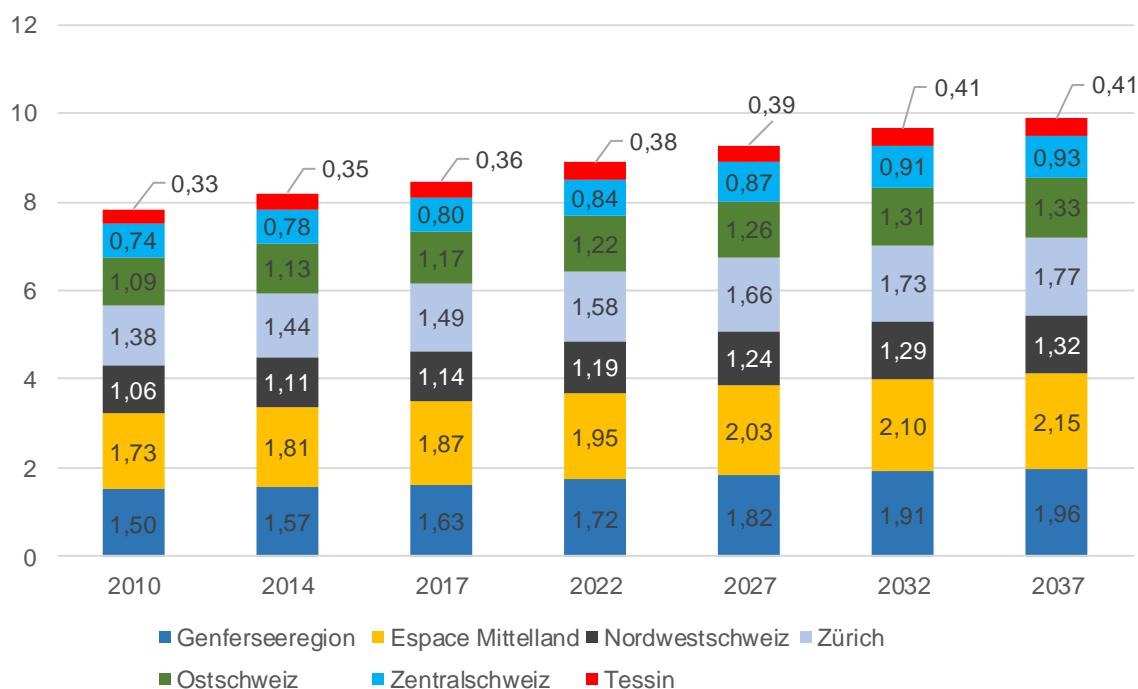
- Genferseeregion (Région lémanique): Vaud, Valais, Genève
- Espace Mittelland: Bern, Fribourg, Solothurn, Neuchâtel, Jura
- Nordwestschweiz: Basel-Stadt, Basel-Landschaft, Aargau
- Zürich: Zürich
- Ostschweiz: Glarus, Schaffhausen, Appenzell Ausserrhoden, Appenzell Innerrhoden, St. Gallen, Graubünden, Thurgau
- Zentralschweiz: Luzern, Uri, Schwyz, Obwalden, Nidwalden, Zug
- Tessin: Ticino

Um die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050 auf die regionale Ebene zu bringen erfolgte eine Regionalisierung unter Verwendung von regionalen Rahmendaten zur Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung sowie zu spezifischen Energieverbräuchen aus den Energieperspektiven 2050.

1.2.2 Rahmendaten

Die unterstellte Bevölkerungsentwicklung basiert auf Zahlen des BFS. Verwendet wurde das Szenario «AR-00-2015» mit Werten bis im Jahr 2035 [BFS 2016]. Die Werte der Jahre 2036 und 2037 wurden anhand der Entwicklung der Energieperspektiven 2050 fortgeschrieben. Im verwendeten Bevölkerungsszenario steigt die Bevölkerung bis ins Jahr 2037 auf 9,88 Mio. (Abbildung 3). Gegenüber dem Jahr 2010 entspricht dies einer Zunahme um 26 %. Die Entwicklungen in den Grossregionen sind leicht unterschiedlich. Am höchsten ist das relative Wachstum in der Genferseeregion (+ 31 %), am tiefsten in der Ostschweiz (+ 23 %).

Abbildung 3: Bevölkerungsentwicklung 2010 – 2037 nach Grossregion, Jahresmittelwerte in Mio.



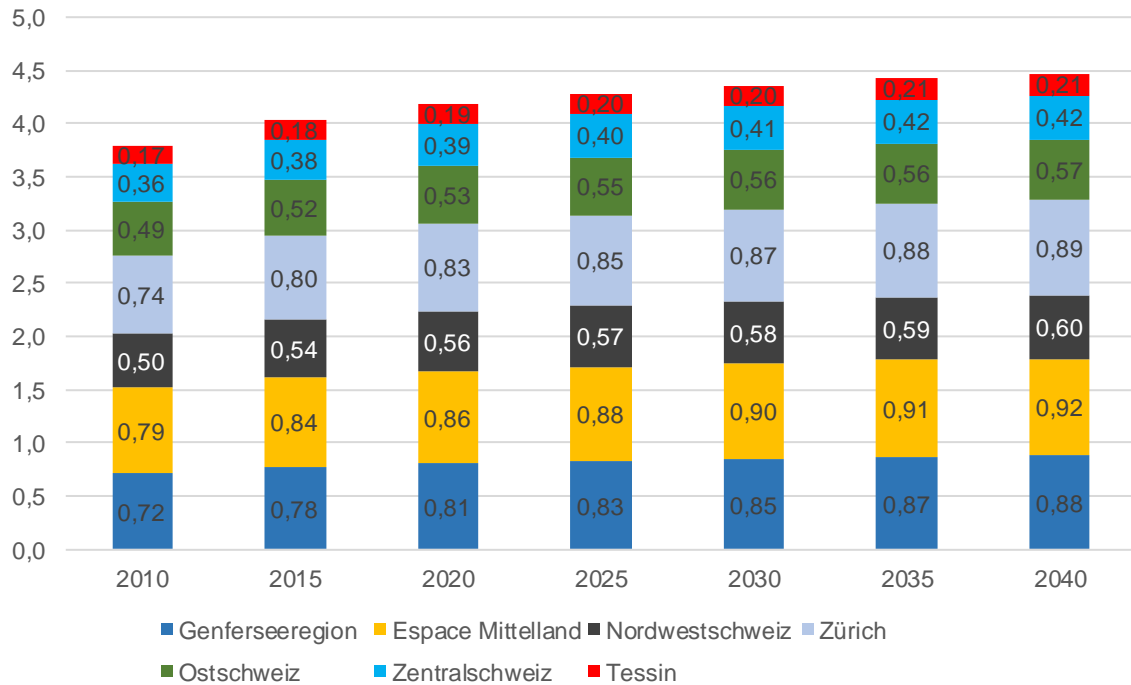
Quelle: basierend auf Angaben des BFS

Die Zahlen zur Bruttowertschöpfung und zu den Erwerbstätigen entstammen den im Rahmen der Verkehrsperspektiven 2040 verwendeten Rahmendaten (Szenario Referenz) in kantonaler Auflösung [Ecoplan 2016].

Die Zahl der Erwerbstätigen (gemessen in Vollzeitstellen) wächst dabei etwas langsamer als die Bevölkerung, was u.a. ein Effekt der Verschiebung der Altersstruktur ist. Bis ins Jahr 2040 steigt die Zahl der Erwerbstätigen auf 4,48 Mio. (Abbildung 4). Mit einer Zunahme um 160 Tsd. fällt der Anstieg in der Genferseeregion am grössten aus (+ 22 %). Eine grosse relative Zunahme zeigt sich auch im Tessin (+ 21 %).

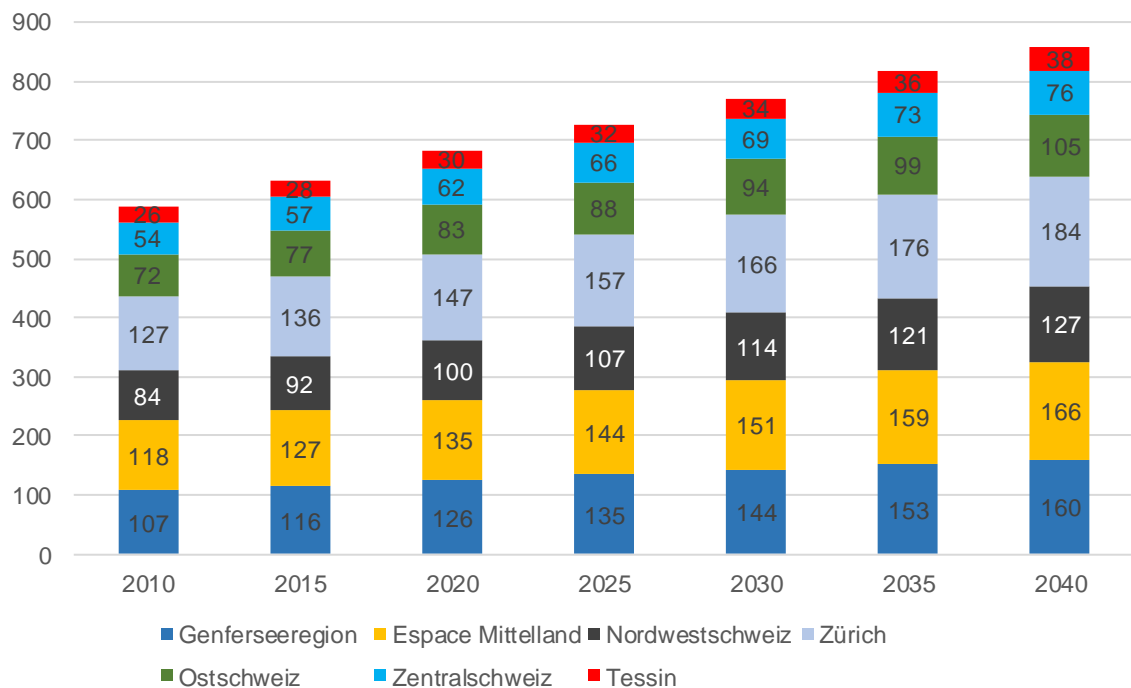
In den Rahmendaten steigt die Produktivität der Erwerbstätigen weiter an. Je Vollzeitäquivalent erhöht sich die jährliche Wertschöpfung von 155 Tsd. im Jahr 2010 auf 191 Tsd. im Jahr 2040 (+ 23 %). Die Zunahme an Erwerbstätigen und die Steigerung der Produktivität führen in Kombination zu einer starken Erhöhung der inländischen Bruttowertschöpfung. Im Zeitraum 2010 bis 2040 steigt diese um 46 % auf 857 Mrd. CHF (reale Preise mit Basis 2010, Abbildung 5).

Abbildung 4: Entwicklung der Erwerbstätigen 2010 – 2040 nach Grossregion, in Mio. Vollzeitstellen



Quelle: basierend auf Ecoplan [2016]

Abbildung 5: Entwicklung der Bruttowertschöpfung 2010 – 2040 nach Grossregion, in Mrd. CHF (real, Basis 2010).



Quelle: basierend auf Ecoplan [2016]

1.2.3 Exogene und endogene Grössen in der Modellierung der System Adequacy

Im Rahmen der durchgeführten Arbeiten war nicht geplant, eigene Analysen zur System Adequacy der Schweiz durchzuführen. Die entwickelte Datengrundlage kann jedoch als Input für Analysen zur System Adequacy verwendet werden. Daher muss eine Trennung zwischen exogenen Daten und endogenen Daten einer solchen Analyse erfolgen:

- Exogene Daten umfassen in der Betrachtung dieser Studie z.B. die dargebotsabhängige Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, den Wasserabfluss in die Speicherseen und den inflexiblen Stromverbrauch.
- Endogene Daten ergeben sich erst in der Analyse der System Adequacy. Typische endogene Daten sind die Stromerzeugung aus flexiblen Kraftwerkskapazitäten (z.B. Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke), der Einsatz von Demand-Side-Management und die Entwicklung des Füllstands der Speicherseen.

Die entwickelte Datengrundlage deckt nur exogene Daten für eine Betrachtung der System Adequacy ab, da sich alle weiteren Daten erst im Rahmen einer Modellierung der System Adequacy ergeben und daher nicht vorab zu bestimmen sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Trennung zwischen endogenen und exogenen Daten oft nicht eindeutig möglich ist und daher Annahmen getroffen werden müssen, welche Grössen in der Modellierung als exogen unterstellt werden. Dies betrifft z.B. den Anteil des inflexiblen Stromverbrauchs. Bei einer in Zukunft steigenden Flexibilisierung des Stromverbrauchs (z.B. durch zeitabhängige Stromtarife oder die intelligente Steuerung von Strom-Anwendungen wie Wärmepumpen) werden höhere Anteile des Stromverbrauchs bei einer Modellierung zu endogenen Grössen. Bei der Entwicklung der hier vorgelegten Datengrundlagen wurde ein eher konservativer Ansatz für die Abgrenzung der endogenen Grössen gewählt, auch um für nachgelagerte Analysen der Versorgungssicherheit einen vorsichtigen Ansatz bereitzustellen.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über die gewählte Abgrenzung exogener und endogener Daten.

Abbildung 6: Exogene und endogene Grössen einer Analyse der System Adequacy

	Exogene Grössen	Endogene Grössen
Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatur/Witterung • Stromnachfrage (inflexibler Anteil) 	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage (flexibler Anteil): z.B. IND-DSM • Stromverbrauch Speicherpumpen
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserabfluss • Installierte Leistung • Speicherkapazität • Stromerzeugung (Laufwasserkraft) 	<ul style="list-style-type: none"> • Stromerzeugung (PSW, Speicher, Umwälzwerke)
EE (Wind und PV)	<ul style="list-style-type: none"> • Sonneneinstrahlung • Windgeschwindigkeit • Installierte Leistung • Stromerzeugung 	
Thermische	<ul style="list-style-type: none"> • Brennstoff-Verfügbarkeit • Installierte Leistung • Stromerzeugung (wärmegeführte WKK, KVA, Biomasse-WKK) 	<ul style="list-style-type: none"> • Stromerzeugung (flexible thermische Kraftwerke: Gaskombikraftwerke, Kernenergie)
(Klein-)Speicher	<ul style="list-style-type: none"> • Installierte Leistung • Speicherkapazität 	<ul style="list-style-type: none"> • Stromerzeugung und Stromverbrauch

Quelle: eigene Darstellung

2 Stromverbrauch

2.1 Jährlicher Stromverbrauch

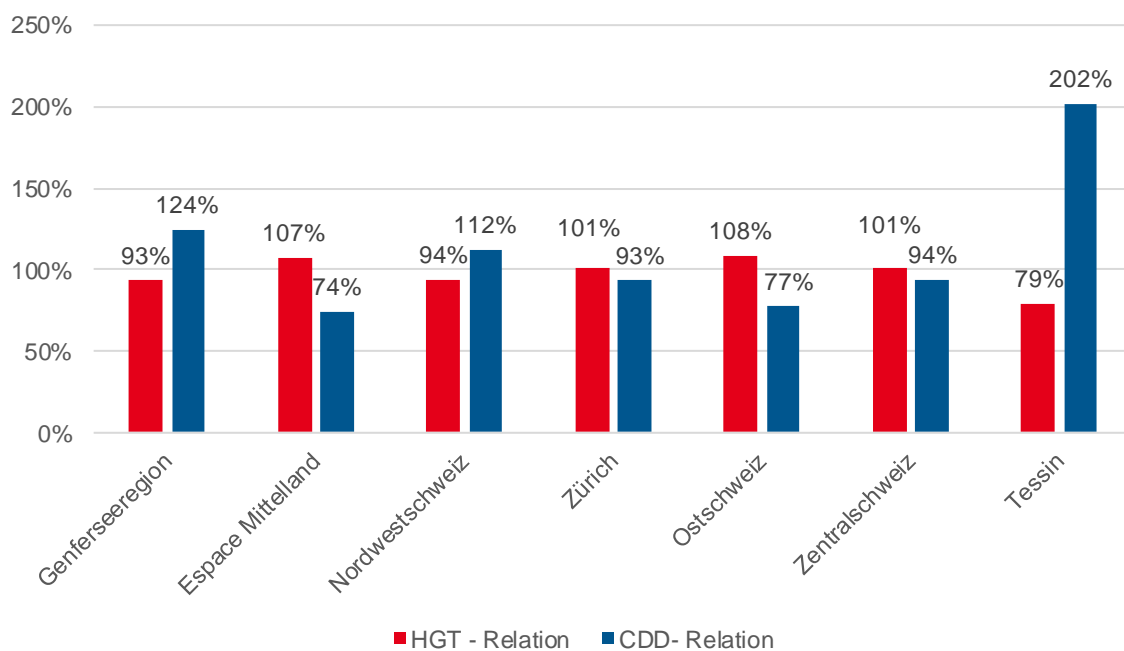
2.1.1 Methodik Regionalisierung

Die Grundlage für die Fortschreibung des Stromverbrauchs bis ins Jahr 2037 bildeten die Energieperspektiven 2050 [Prognos & Infraras 2012]. Der in den Energieperspektiven 2050 berechnete Energieverbrauch in den Szenarien Weiter wie bisher (WWB), Politische Massnahmen (POM) und Neue Energiepolitik (NEP) wurde mit neuen Rahmendaten aufdatiert und regionalisiert. Dazu wurden grundsätzlich die gleichen Modelle verwendet, welche für die Energieperspektiven eingesetzt wurden. Es handelt sich um Bottom-up-Modelle, bei denen sich der Energieverbrauch aus der Summe von zahlreichen Anwendungen in den einzelnen Verbrauchssektoren ergibt, die in möglichst homogene Teilsegmente differenziert werden. Dazu gehören z.B. Beleuchtung, raumlufttechnische Anlagen, Haushaltsgeräte, mechanische Energienutzung (Motoren, Pumpen, spezifische Prozesswärmeanwendungen und Elektrolyse) in der Industrie etc. Der Energieverbrauch hängt von den jeweiligen Mengenfaktoren (wie beleuchteten Flächen,

produzierten Gütern, Anzahl Haushaltsgeräten) und korrespondierenden spezifischen Verbräuchen (abhängig von eingesetzten Technologien) sowie Nutzungsintensitäten ab.

Die Regionalisierung der Verbrauchswerte erfolgte auf Basis der regional unterschiedlichen Mengenfaktoren und Nutzungsintensitäten. Beispielsweise berücksichtigt die Nutzungsintensität regionale klimatische Unterschiede (vgl. Abbildung 7). In Regionen mit höherer Sommertemperatur (mehr Kühlgradtage/CDD) ergibt sich ein höherer spezifischer Kühlbedarf als in einer Region mit kälteren Temperaturen. Andererseits ergibt sich in einer Region mit kälterer Wintertemperatur (mehr Heizgradtage/HGT) ein höherer Raumwärmebedarf. Die Entwicklung der zentralen Mengenfaktoren nach den unterschiedenen sieben Grossregionen ist in Kapitel 1.2 dargestellt, darunter Angaben zu Bevölkerung, Erwerbstätigen und Bruttowertschöpfung.

Abbildung 7: Relative Abweichung der regionalen Klimafaktoren HGT und CDD vom Schweizer Mittelwert, in Prozent, bezogen auf den Zeitraum 1992 - 2015



Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Wetterdaten von MeteoSchweiz

Bei den spezifischen Verbrauchswerten wurden keine regionalen Unterschiede unterstellt. Die spezifischen Verbrauchswerte sind in allen Regionen identisch. Die Entwicklung der spezifischen Verbrauchswerte beruht auf den Energieperspektiven 2050 und ist in dieser Arbeit beschrieben [Prognos & Infrac 2012].

Die Berechnung des Stromverbrauchs erfolgte getrennt in den vier Verbrauchssektoren private Haushalte, Industrie, Dienstleistungen

(inkl. Landwirtschaft) und Verkehr. Für die Jahre 2010 bis 2014 wurde der Einfluss der effektiven Jahreswitterung berücksichtigt (Witterungskorrekturfaktoren auf Basis des Verfahrens nach Gradtagen und Solarstrahlung). Die Werte der Jahre 2010 bis 2014 wurden nicht exakt auf die Energiestatistik kalibriert. Mit rund 1 TWh sind die Abweichungen aber gering (weniger als 2 % des gesamten jährlichen Stromverbrauchs).

Bei der Fortschreibung bis ins Jahr 2037 ergaben sich gegenüber den Energieperspektiven 2050 leicht abweichende Stromverbrauchsmengen. Diese Differenzen erklären sich durch die aktualisierten Rahmendaten zu Bevölkerung, Erwerbstätigen und Bruttowertschöpfung.

Die Regionalisierung anhand der Mengenfaktoren und Nutzungsintensitäten wurden in den vier Verbrauchssektoren leicht unterschiedlich umgesetzt. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft) wurde unter Berücksichtigung der aufdatierten Rahmendaten zuerst der jährliche Stromverbrauch auf nationaler Ebene berechnet. Anschliessend erfolgte die Disaggregation der Ergebnisse auf die Kantone anhand der jährlichen, regionalen Beschäftigten nach Branchen. Zusätzlich wurden im Dienstleistungssektor bei der Raumwärme und der Klimakälte die regional unterschiedlichen Klimaeinflüsse berücksichtigt. Die Ergebnisse für die Kantone wurden anschliessend in den Grossregionen aggregiert.

Im Sektor Private Haushalte wurde der Stromverbrauch mit einem vereinfachten Modell auf kantonaler Ebene berechnet und anschliessend zum Verbrauch in den sieben Grossregionen und der Gesamtschweiz summiert. Dabei wurden die kantonalen Differenzen bei der Beheizungsstruktur berücksichtigt. Als Grundlage dafür wurde die Beheizungsstruktur in den Kantonen auf Basis der Gebäude- und Wohnungszählung 2000 verwendet (BFS 2004). Auch bei den Haushalten wurden bei der Raumwärme und der Klimakälte die regional unterschiedlichen Klimaeinflüsse berücksichtigt.

Der Verkehrssektor ist aktuell für den Stromverbrauch vergleichsweise unbedeutend, der Anteil lag in der Vergangenheit bei rund 5 %. Mit dem Wachstum der Elektromobilität nimmt die Bedeutung für den Stromverbrauch zu. Für die Berechnung des Verbrauchs in den Szenarien und die Regionalisierung wurde ein einfacher Top-Down-Ansatz gewählt. In den Bereichen Motorisierter Individualverkehr und Motorisierter Güterverkehr basiert dieser Ansatz im Wesentlichen auf den Verbrauchsangaben der Energieperspektiven 2050 und dem Elektro-PKW-Bestand nach Kantonen im Jahr 2014. Der Verbrauch des Schienenpersonenverkehrs wird anhand der Bevölkerung auf die Kantone verteilt [BFS 2015]. Für den Schienengüterverkehr erfolgte eine Abschätzung des regionalen Stromverbrauchs mittels der Belastungskarte für den ÖPNV [ARE 2016].

2.1.2 Ergebnisse

Die Stromnachfrage in den Sektoren Private Haushalte, Industrie, Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft) und Verkehr in den drei Szenarien ist in Tabelle 1 und Abbildung 8 beschrieben. Da die Verbrauchswerte auf den Energieperspektiven 2050 aus dem Jahr 2012 beruhen, unterscheiden sich bereits im Jahr 2014 die Verbrauchswerte der drei Szenarien.

Im Szenario Weiter wie bisher (WWB) steigt der Verbrauch bis ins Jahr 2037 auf 64,3 TWh (+10 % gegenüber 2010). Die zusätzlich eingeführten politischen Massnahmen dämpfen im Szenario POM den Verbrauchsanstieg auf 60,3 TWh in 2037. Im ambitionierten Szenario Neue Energiepolitik verringert sich der Verbrauch im Betrachtungszeitraum auf 55,1 TWh. Die Entwicklung in den Sektoren ist unterschiedlich. Im Verkehrssektor erhöht die zunehmende Elektromobilität und in geringerem Ausmass der Anstieg des Schienenverkehrs den Stromverbrauch, insbesondere im Szenario NEP. Im Dienstleistungssektor ist der ansteigende Bedarf an Klimakälte ein Haupttreiber für den Stromverbrauchsanstieg in den Szenarien WWB und POM. Im Szenario NEP wird der Anstieg des Stromverbrauchs durch Klimatisierung durch verstärkte Effizienzmassnahmen kompensiert. In den Sektoren Industrie und Haushalte verringern Effizienzmassnahmen auch schon in den Szenarien WWB und POM den Stromverbrauch, wobei der Rückgang im Szenario NEP im Industriesektor rund 25 % und für die Privaten Haushalte etwas weniger als 20 % beträgt.

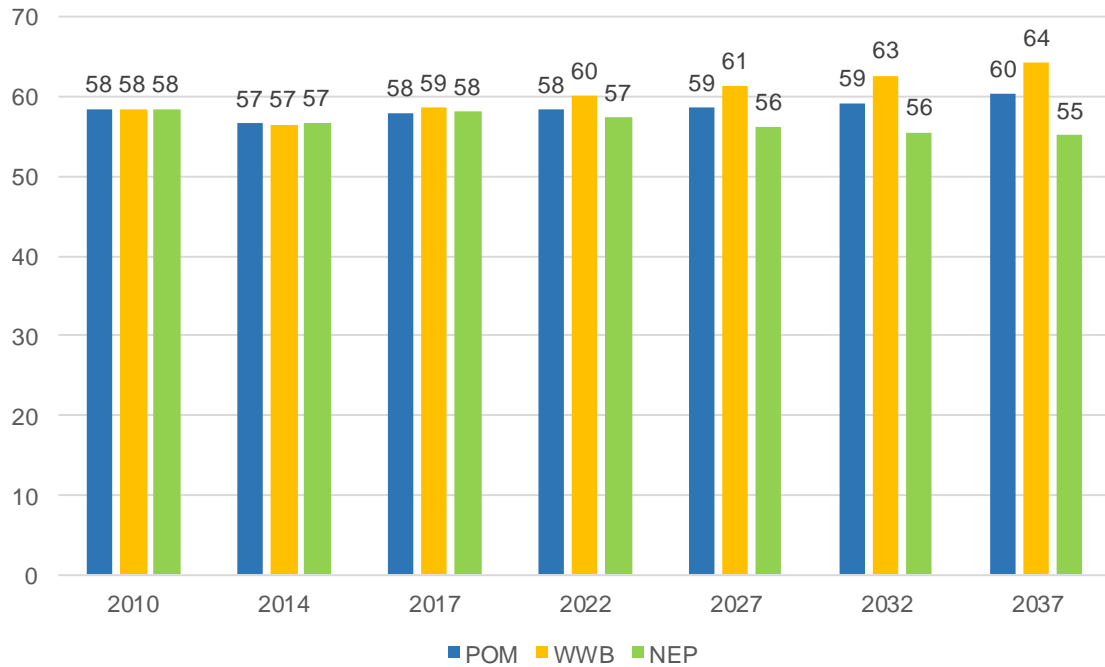
Tabelle 1: Stromverbrauch 2010 – 2037 nach Sektoren und Szenarien, in TWh

	Private Haushalte	Industrie	DL-Sektor	Verkehr	insgesamt
POM					
2010	20,2	18,6	16,5	3,2	58,5
2014	18,5	18,6	16,1	3,4	56,6
2017	19,7	17,6	17,0	3,7	58,0
2022	19,3	16,7	18,1	4,2	58,3
2027	18,5	15,8	19,2	5,0	58,6
2032	17,7	15,1	20,4	6,0	59,2
2037	17,0	14,7	21,7	7,0	60,3
WWB					
2010	20,2	18,6	16,5	3,2	58,5
2014	18,5	18,6	16,1	3,4	56,6
2017	19,6	18,4	17,0	3,6	58,6
2022	19,6	18,5	18,0	4,0	60,1
2027	19,5	18,4	19,0	4,4	61,3
2032	19,5	18,2	20,1	4,9	62,7
2037	19,4	18,1	21,3	5,5	64,3
NEP					
2010	20,2	18,6	16,5	3,2	58,5
2014	18,5	18,6	16,1	3,6	56,8
2017	19,6	18,1	16,4	4,0	58,1
2022	19,2	17,0	16,2	4,9	57,3
2027	18,4	15,8	16,1	5,9	56,2
2032	17,5	14,6	16,0	7,4	55,5
2037	16,6	13,8	15,8	8,9	55,1

Quelle: eigene Berechnungen

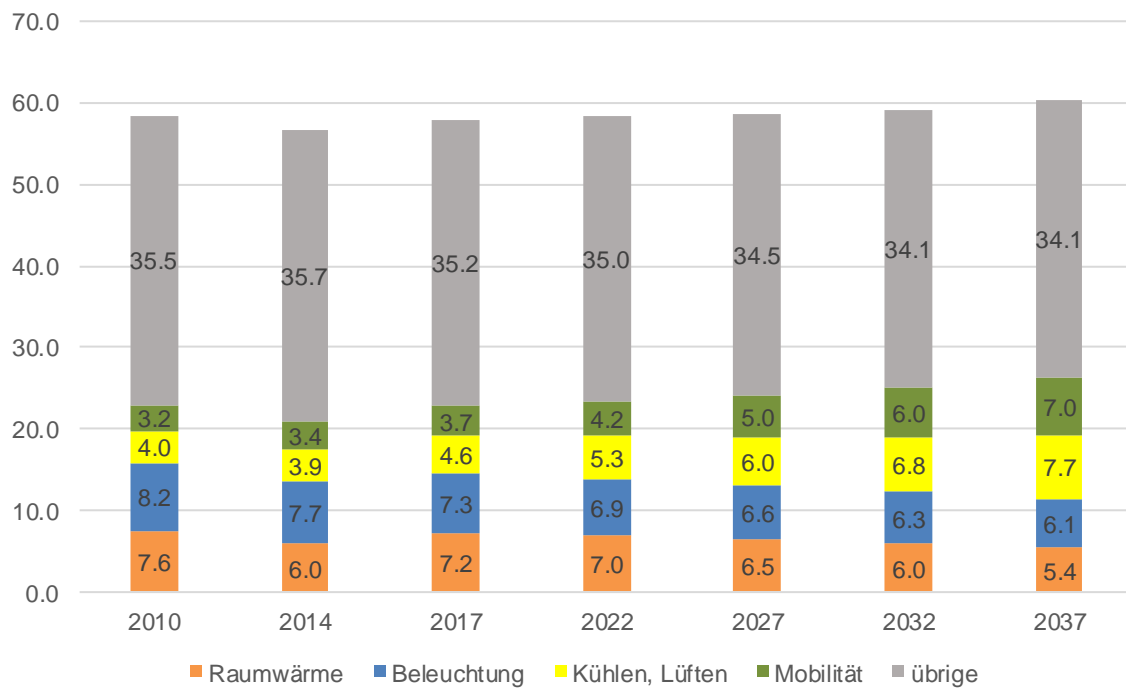
Im Mittel der Jahre 2010 – 2037 werden jeweils rund 10 % des Stromverbrauchs für die Verwendungszwecke Raumwärme, Kühlen und Lüften, Beleuchtung und Mobilität verwendet (vgl. Abbildung 8, Werte für das Szenario POM). Die übrigen rund 60 % entfallen auf Verwendungszwecke, welche in dieser Analyse nicht weiter aufgeschlüsselt werden, darunter Elektrogeräte, mechanische Energie, Warmwasser, Prozesswärme und Kochen. Die Bedeutung von Beleuchtung und Raumwärme für den Stromverbrauch weisen eine abnehmende Tendenz auf, während die Bedeutung von Klimatisierung und Mobilität im Zeitverlauf zunimmt.

Abbildung 8: Stromverbrauch 2010 – 2037 nach Szenarien, in TWh



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 9: Stromverbrauch im Szenario POM nach Verwendungszwecken



Quelle: eigene Berechnungen

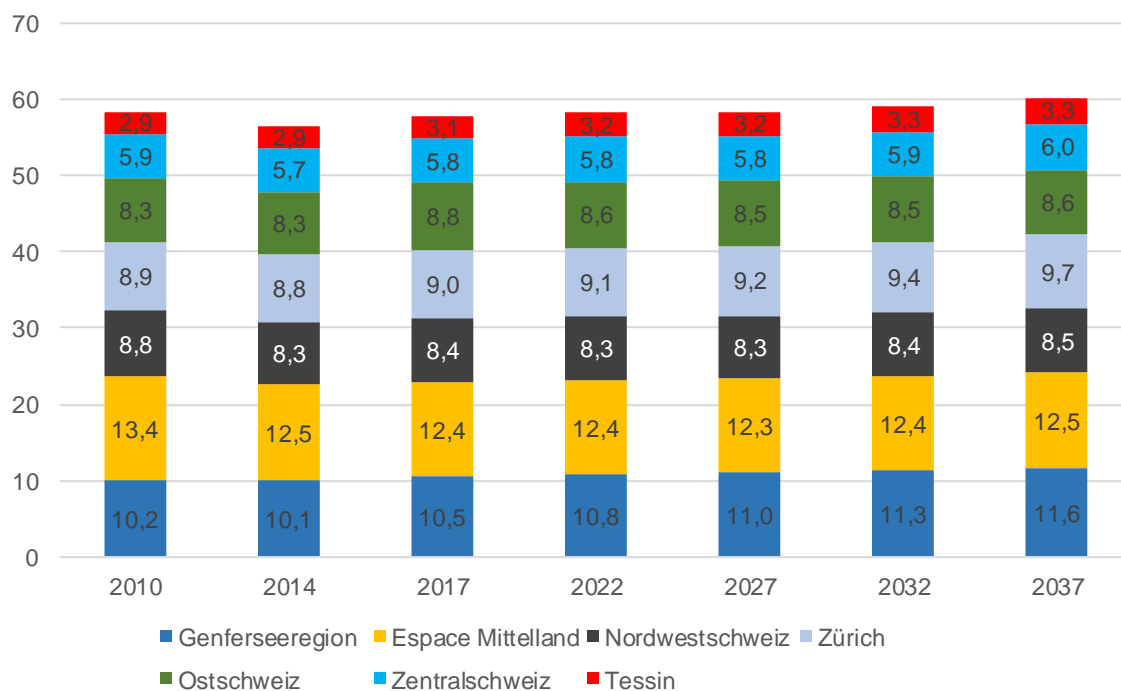
Den höchsten Stromverbrauch weisen die Grossregionen Espace Mittelland (Anteil in 2010: 23 %) und die Genferseeregion (Anteil in 2010: 17 %) auf (Tabelle 2 und Abbildung 10). Am geringsten ist der Verbrauch in der Region Tessin (2010: Anteil 5 %). Im Szenario WWB nimmt der gesamte Stromverbrauch in allen Regionen zu. In den Szenarien POM und NEP steigt der Verbrauch in einigen Regionen an, während er in anderen Regionen abnimmt. Dies ist insbesondere auf die unterschiedliche Entwicklung der Bevölkerung bzw. der Haushalte und die unterschiedliche wirtschaftliche Entwicklung zurückzuführen. Trotz der regional unterschiedlichen Entwicklung verschieben sich die Anteile der Regionen am Gesamtverbrauch nur geringfügig (+/- 2 %).

Tabelle 2: Stromverbrauch 2010 – 2037 nach Sektoren und Szenarien, in TWh

	2010	2017	2022	2027	2032	2037
POM						
Schweiz	58.5	58.0	58.3	58.6	59.2	60.3
Genferseeregion	10,2	10,5	10,8	11,0	11,3	11,6
Espace Mittelland	13,4	12,4	12,4	12,3	12,4	12,5
Nordwestschweiz	8,8	8,4	8,3	8,3	8,4	8,5
Zürich	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4	9,7
Ostschweiz	8,3	8,8	8,6	8,5	8,5	8,6
Zentralschweiz	5,9	5,8	5,8	5,8	5,9	6,0
Tessin	2,9	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3
WWB						
Schweiz	58.5	58.6	60.1	61.3	62.7	64.3
Genferseeregion	10,2	10,6	11,0	11,4	11,8	12,3
Espace Mittelland	13,4	12,6	12,8	13,0	13,2	13,4
Nordwestschweiz	8,8	8,6	8,7	8,8	9,0	9,2
Zürich	8,9	9,0	9,2	9,4	9,6	9,9
Ostschweiz	8,3	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3
Zentralschweiz	5,9	5,9	6,0	6,1	6,3	6,5
Tessin	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,5
NEP						
Schweiz	58.5	58.1	57.3	56.2	55.5	55.1
Genferseeregion	10,2	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4
Espace Mittelland	13,4	12,5	12,2	11,9	11,6	11,4
Nordwestschweiz	8,8	8,4	8,3	8,1	7,9	7,8
Zürich	8,9	8,9	8,8	8,7	8,7	8,8
Ostschweiz	8,3	8,8	8,6	8,3	8,1	8,0
Zentralschweiz	5,9	5,8	5,7	5,6	5,6	5,6
Tessin	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 10: Stromverbrauch nach Grossregionen 2010 – 2037, Szenario POM, in TWh



Quelle: eigene Berechnungen

Witterungssensitivitäten

Es wurden zwei Sensitivitäten für die Stromnachfrage berechnet, welche sich auf Witterungsparameter beziehen:

- kalter Winter sowie
- heisser Sommer.

Bei der Sensitivität kalter Winter wurde die Zahl der Heizgradtage variiert. Dadurch erhöht sich in den Berechnungen der Stromverbrauch für die Raumwärme. Der Verbrauch für die übrigen Verwendungszwecke bleibt unverändert. Die Basis für die Sensitivität kalter Winter bildete das kühlfte Jahr im Zeitraum 1984-2015. Gemessen an den Heizgradtagen war das Jahr 1985 mit 3'831 HGT das kühlfte Jahr in diesem Zeitraum. Bei der Modellierung des Raumwärmeverbrauchs wurde das Gradtags- und Solarstrahlungsverfahren für die Berechnung des Witterungseinflusses verwendet. Bei diesem Verfahren liegt der Korrekturfaktor für das Jahr 1985 bei 1,13. Das heisst, der Raumwärmeverbrauch lag in diesem Jahr um 13 % höher als in einem Jahr mit durchschnittlicher Witterung. Für die Berechnung der Sensitivität kalter Winter wurde deshalb der Raumwärmeverbrauch in allen Jahren um den Faktor 1,13 erhöht.

Die Sensitivität kalter Winter wirkt sich hauptsächlich auf die Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen aus, also auf diejenigen Sektoren, bei denen die Raumwärme einen grossen Anteil am gesamten Endenergieverbrauch, aber auch am Stromverbrauch ausmacht. Insgesamt erhöht sich der jährliche Stromverbrauch in der Sensitivität kalter Winter um rund 1,5 % gegenüber den Basisszenarien. Da der Raumwärmeverbrauch überwiegend in den Wintermonaten anfällt, ergibt sich in diesen Monaten eine etwas stärkere Erhöhung.

Bei der Sensitivität heisser Sommer wurde die Zahl der Kühlgradtage (cooling degree days: CDD) variiert. Diese Grösse wirkt auf die Nachfrage nach Klimakälte (Klimatisierung). Analog zum Vorgehen bei der Sensitivität kalter Winter, wurde auch hier der Verbrauch der übrigen Verwendungszwecke gegenüber den Basisszenarien nicht verändert. Das heisseste Jahr der jüngeren Vergangenheit war das Jahr 2003 mit 346 CDD. Das sind 142 % mehr als im Mittel der Jahre 1990 bis 2010 gezählt wurden (143 CDD). Entsprechend wurde für die Berechnung der Sensitivität heisser Sommer der Verbrauch für den Verwendungszweck Klimatisierung und Lüftung in allen Jahren um den Faktor 2,42 erhöht.¹

Die Sensitivität heisser Sommer wirkt sich überwiegend im Dienstleistungssektor aus, bei dem der Verwendungszweck Kühlen und Lüften die grösste Bedeutung hat. Insgesamt erhöht sich der jährliche Stromverbrauch in der Sensitivität heisser Sommer um rund 15 % (bei Betrachtung des Szenarios POM). Dieser zusätzliche Verbrauch entfällt hauptsächlich auf die heissen Sommermonate.

Kombiniert wurden alle drei Szenarien (POM, WWB, NEP) mit beiden Witterungssensitivitäten. Es wurde angenommen, dass die Witterung den Bedarf im Verkehrssektor nicht nennenswert beeinflusst. In Tabelle 3 sind die Verbrauchswerte der Sensitivitäten in Kombination mit dem Szenario POM dargestellt.

¹ Im Kanton Tessin werden in der Regel deutlich mehr CDD gezählt als in der übrigen Schweiz. Aufgrund der höheren Zahl an CDD wird im Tessin in heissen Sommern mit einer geringeren relativen Zunahme der CDD gerechnet. So nahm beispielsweise im Jahr 2003 die Zahl der CDD gegenüber dem Mittelwert um 85 % auf 545 CDD zu. Aus diesem Grund wird bei der Sensitivität heisser Sommer der Kühl- und Lüftungsbedarf im Tessin «lediglich» mit dem Faktor 185 % skaliert.

Tabelle 3: Stromverbrauch 2010 – 2037 nach Sektoren und Szenarien, in TWh

	2010	2017	2022	2027	2032	2037
Sensitivität kalter Winter: Szenario POM						
DL-Sektor	16,7	17,2	18,3	19,3	20,5	21,8
PHH	20,6	20,5	20,0	19,2	18,3	17,6
Industrie	18,6	17,6	16,7	15,9	15,2	14,7
Verkehr	3,2	3,7	4,2	5,0	6,0	7,0
Summe	59,0	58,9	59,3	59,4	60,0	61,0
Sensitivität heisser Sommer: Szenario POM						
DL-Sektor	21,7	22,9	24,8	26,7	28,7	30,9
PHH	20,2	19,8	19,5	18,8	18,2	17,7
Industrie	18,6	17,6	16,7	15,8	15,1	14,7
Verkehr	3,2	3,7	4,2	5,0	6,0	7,0
Summe	63,7	63,9	65,2	66,3	68,0	70,3

Quelle: eigene Berechnungen

2.2 Stündlicher Stromverbrauch

2.2.1 Methodik

Auf Basis der regionalisierten jährlichen Stromverbräuche (vgl. Kapitel 2.1) erfolgte die Modellierung der zeitlichen Struktur des Stromverbrauchs auf Stundenbasis. Die Umsetzung erfolgte unter Verwendung des Lastprofil-Modells der Prognos AG. Der jährliche Stromverbrauch wird dabei in der Aufteilung nach Anwendungen (z.B. Beleuchtung, Raumwärme, etc.) verwendet und mit anwendungsspezifischen Lastprofilen hinterlegt. Für das Basisjahr erfolgte zudem ein Vergleich mit Ist-Daten zum Gesamtlastprofil und eine Kalibration auf die Ist-Daten. Auf Basis der Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs wurden die stündlichen Stromverbräuche pro Anwendung skaliert. Die zugrundeliegende Methodik stellt einen bewährten Ansatz für Analysen zur Stromverbrauchsstruktur dar und wurde in einer vergleichbaren Form z.B. für die Modellierung des Stromverbrauchs im Rahmen von Netzmodellierungen und Szenarienrechnungen eingesetzt, vgl. z.B. sog. Partialansatz in [Fraunhofer ISI 2017 bzw. Boßmann & Staffell 2015] sowie [BCG & Prognos 2018].

Die Methodik beruht somit einerseits auf der jährlichen Stromverbrauchsentwicklung unter Verwendung der Ergebnisse der Nachfragemodellierung (in den Szenarien WWB, POM und NEP, vgl. Kapitel 2.1) und andererseits auf definierten Lastprofilen pro An-

wendung. Die zugrundeliegenden anwendungsspezifischen Lastprofile beruhen, soweit verfügbar, auf Messdaten zu Stromverbrauchsprofilen. Insbesondere im Bereich der Privaten Haushalte und auf Ebene einzelner Haushalte existieren dazu eine Reihe von quantitativen Informationen, vgl. z.B. [TU Wien ESEA et al 2014, HTW Berlin 2015]. Verfügbare Informationen zu Messdaten müssen in den meisten Fällen nachbearbeitet werden, um auf Basis von Profilen einzelner oder einiger weniger Haushalte repräsentative synthetische Profile für eine grosse Zahl von Haushalten (z.B. auf der Ebene eines Landes) abzuleiten.

In den Sektoren GHD und Verkehr ist die Datenbasis für Lastprofile weniger zufriedenstellend. Daher beruhen die Lastprofile in diesen Sektoren auf qualitativen und semiquantitativen Informationen zur Stromverbrauchsstruktur. Aus einzelnen Studien liegen Informationen für diese Sektoren vor, welche für die Entwicklung synthetischer Lastprofile genutzt wurden, vgl. [Fraunhofer ISI 2015, Kunze & Fichtner 2010, element energy 2012]. Für den Sektor Industrie liegen kaum verwendbare sektorale oder anwendungsspezifische Daten zur Stromverbrauchsstruktur vor. Daher erfolgte für diesen Sektor eine Ableitung des Lastprofils für den gesamten Sektor auf Basis der durchgeführten Berechnungen und der Kalibration mit dem Gesamtlastprofil. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass das Industrie-Profil durch hohe Anteile konstanter Last mit leichten Tagesstrukturen gekennzeichnet ist. Vorhandene Verbrauchsprofile für den Industriesektor aus anderen Ländern bestätigen diese Annahme.

In den vorliegenden Arbeiten wurden die folgenden anwendungsspezifischen Lastprofile in den verschiedenen Sektoren berücksichtigt:

Private Haushalte:

- Beleuchtung
- Raumwärme
- Klimatisierung
- Sonstige PHH-Anwendungen (Mechanische Energie, Prozesswärme, Kühlgeräte, etc.)

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen:

- Beleuchtung
- Raumwärme
- Klimatisierung

- Sonstige GHD-Anwendungen (Mechanische Energie, Prozesswärme, Kühlgeräte, etc.)

Verkehrssektor:

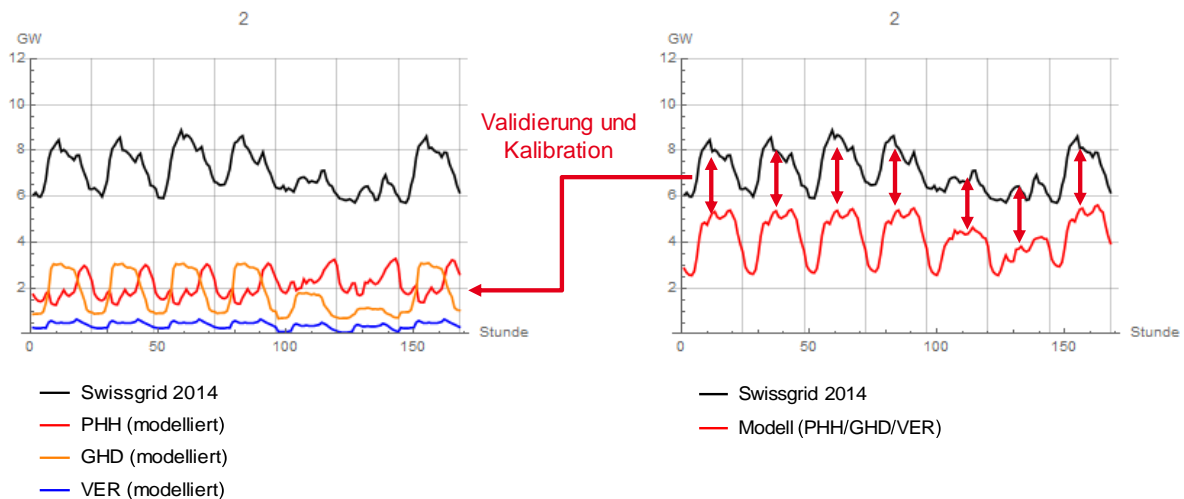
- Personenverkehr (Strasse)
- Schienengüter- und Schienenpersonenverkehr

Industrie:

- Gesamter Industriesektor (abgeleitet)

Für das Basisjahr (2014 bzw. hydrologisches Jahr 2013/2014) wurden die anwendungsspezifischen Lastprofile aggregiert und mit einem vorhandenen Gesamtlastprofil für das Basisjahr [swissgrid 2016] für die gesamte Schweiz² validiert (vgl. Abbildung 11).

Abbildung 11: Kalibrierung des berechneten Gesamtlastprofils, Bsp. 2. Woche des hydrologischen Jahrs



Quelle: swissgrid (2016) und eigene Berechnungen

Auf Basis des Vergleichs der Struktur des berechneten Lastprofils mit den vorhandenen Ist-Daten erfolgte eine Anpassung der anwendungsspezifischen Profile für die Schweiz. Anschliessend wurden die verbleibenden stündlichen Abweichungen (Residuen) auf die anwendungsspezifischen Lastprofile rückverteilt und damit eine Kalibrierung auf das Gesamtlastprofil des Basisjahrs durchgeführt. Die kalibrierten anwendungsspezifischen Lastprofile wurden mit der Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs pro Anwendung skaliert. Auf dieser Basis konnte die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchsprofils berechnet werden.

² Verwendet wurden die Gesamtlastprofile von swissgrid der Kalenderjahre 2013 und 2014 (Summe verbrauchte Energie Regelblock Schweiz). Diese Daten beinhalten die Netzverluste, den Eigenverbrauch von Kraftwerken und den Pumpstromverbrauch. Für die Modellierung der anwendungsspezifischen Lastprofile wurden die Gesamtlastprofile anschliessend um den Pumpstromverbrauch bereinigt.

Anmerkungen zu den Sensitivitäten

Für die Wettersensitivitäten (kaltes bzw. heisses Wetterjahr) wurden die jährlichen Stromverbräuche für Raumwärme bzw. Kühlen und Lüften aus der Modellierung der Nachfragesektoren übernommen. Um den Witterungseinfluss abzubilden, wurden die Lastprofile unter Verwendung der Stromverbrauchsstruktur des Basisjahres 2014 mit dem Anstieg der Stromverbräuche skaliert. Grundlage für die Lastprofile von Raumwärme und Klimatisierung waren repräsentative Heiz- bzw. Kühlprofil für die gesamte Schweiz³.

Aufgrund der an dieser Stelle unterstellten Annahmen sind die folgenden Anmerkungen zu berücksichtigen:

- Kalter Winter - Raumwärme:
Bei einer Darstellung des Witterungseffekts auf Basis (regionaler) jahresspezifischer HGT-Profile können stärkere Abweichungen vom Profil des Basisjahrs auftreten, als in den hier entwickelten Datengrundlagen abgebildet. Auch werden durch die Betrachtung des Einflusses der kälteren Witterung auf die Wirkungsgrade der elektrischen Wärmepumpen die Lastspitzen im Winter erhöht. Die in der Sensitivität abgebildeten Lastspitzen dürften die effektiv auftretenden Lastspitzen damit tendenziell unterschätzen. Gleichzeitig würde ein verstärktes Lastmanagement im Stromverbrauch für Raumwärme und Elektrofahrzeuge zukünftig die Lastspitzen in dieser Anwendung senken (siehe unten).
- Heisser Sommer - Klimatisierung:
Auch bei dieser Anwendung würden auf Basis (regionaler) jahresspezifischer CDD-Profile die Lastspitzen deutlicher erkennbar werden. Andererseits dürfte der Effekt des heissen Sommers beim vorliegenden Ansatz überschätzt sein, da der Faktor auf den Verwendungszweck Kühlen und Lüften insgesamt angewendet wurde. Auf den Verbrauchsanteil der Lüftung dürfte der Effekt eines heissen Sommers geringer sein als auf die Klimatisierung. Eine mögliche Verbesserung könnte durch eine getrennte Modellierung der beiden Anwendungen erreicht werden.

Abschätzung des Potenzials von Demand-Side-Management

Neben der Betrachtung des Stromverbrauchs wurde in der vorliegenden Arbeit auch eine Abschätzung des Potenzials für Demand-

³ Basis für das Raumwärme-Profil sind Wetterdaten von MeteoSchweiz unter Berücksichtigung von Messwerten aus mehreren Standorten (dabei wurde die kantonale Beheizungsstruktur als Grundlage verwendet). Daraus wurde ein Profil der Heizgradtage berechnet. Das Klimatisierungsprofil wurde auf Basis eines synthetischen Profils bestimmt.

Side-Management durchgeführt. Der Fokus der Analysen lag dabei auf dem technisch-ökonomischen Potenzial in den Sektoren Private Haushalte und Industrie. Dabei waren die Stromintensität in den jeweiligen Branchen und die Realisierbarkeit von Lastmanagementmassnahmen aufgrund des Endverbraucherhaltens wesentliche Einflussfaktoren für die Auswahl der Branchen und Anwendungen.

Es wurden die folgenden Branchen und Anwendungen in den beiden Sektoren betrachtet:

Berücksichtigte Branchen im Industriesektor:

- Verpackungsdruckindustrie
- Herstellung von chemischen Grundstoffen, Düngemitteln und Stickstoffverbindungen
- Herstellung von Metallerzeugnissen
- Herstellung von Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips

Berücksichtigte Anwendungen in den Privaten Haushalten:

- Elektroheizung (+ Kleinheizungen)
- Wärmepumpen (Raumwärme)
- Warmwasser (Boiler und Wärmepumpen)
- Gefrieranwendungen

Um die ökonomische Realisierbarkeit des technischen Potenzials zu berücksichtigen wurden Abschläge zwischen 30 % und 50 % gewählt.

Neben der Analyse des realisierbaren Potenzials von nachfrageseitigem Demand-Side-Management wurde als weitere Flexibilitätsoption die Entwicklung von dezentralen Batteriespeichern (in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen) untersucht. Dabei dient der Ausbau von PV-Anlagen als Dachanlagen auf Gebäuden der Privaten Haushalte als Basis. Für die Entwicklung von dezentralen Batteriespeichern wurden zwei Pfade (Tief und Hoch) definiert, die über tiefe bzw. hohe Anteile an PV-Anlagen mit Batteriespeichern abgebildet wurden.

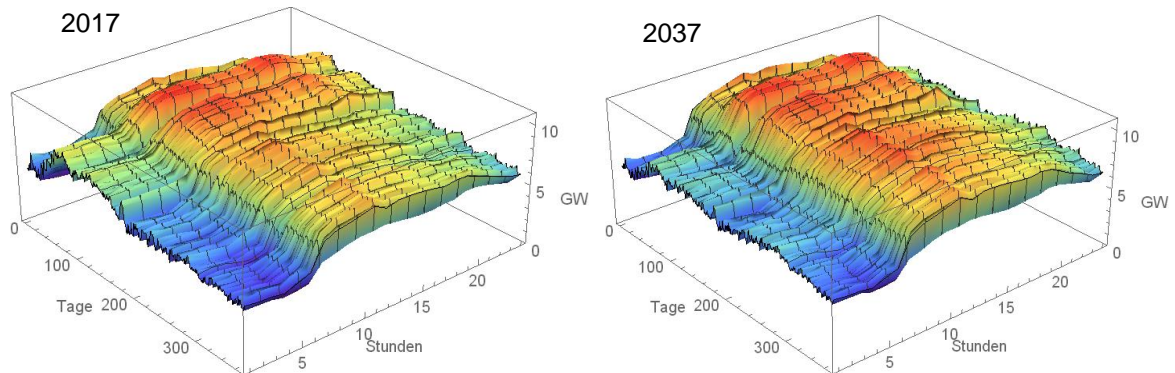
2.2.2 Ergebnisse

Als Ergebnis liegen sektorale Stromverbrauchsprofile für die zugrundeliegenden Szenarien nach Grossregionen und für verschiedene Wettersensitivitäten vor.

Gesamtlastprofil

In Abbildung 12 wird das gesamte Lastprofil der Schweiz im Szenario WWB für die Jahre 2014 und 2037 dargestellt. Die Grafik zeigt die Tagesstruktur des Lastverlaufs (24 Stunden) für alle Tage des Jahres (365 Tage).

Abbildung 12: Entwicklung des Gesamtlastprofils für die Schweiz im Szenario WWB in GWh/h (hydrologisches Jahr)

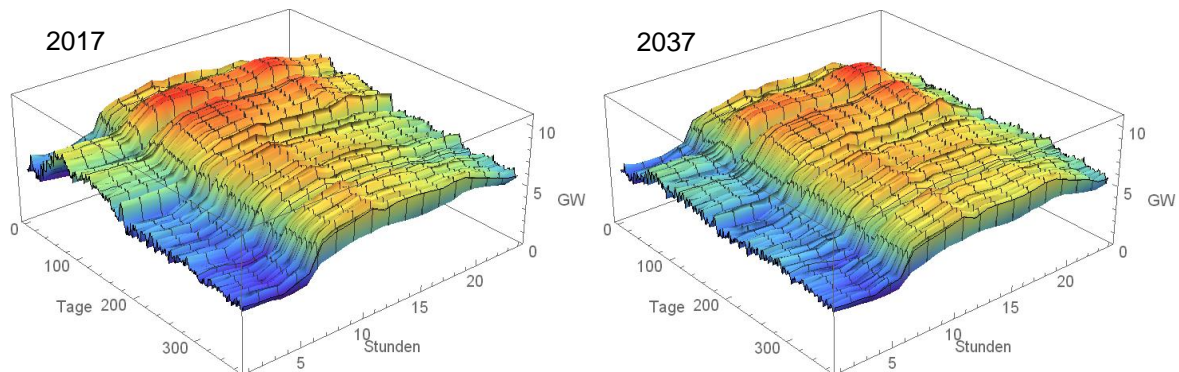


Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 12 zeigt, dass die Laststruktur im Szenario WWB im Zeitverlauf grundsätzlich ähnlich bleibt. Das Profil weist eine tiefe Stromnachfrage in den Nachtstunden und im Sommer auf, Lastspitzen treten vor allem im Winter und zur Mittagszeit bzw. in den Abendstunden des Winters auf. Bei genauer Betrachtung zeigt sich, dass das Lastprofil im Sommer im Jahr 2037 relativ stark ansteigt, was vor allem auf den steigenden Bedarf für Klimatisierung bei gleichzeitig geringer Effizienz zurückzuführen ist.

In Abbildung 13 ist zum Vergleich das gesamte Lastprofil der Schweiz im Szenario NEP für die Jahre 2014 und 2037 dargestellt.

Abbildung 13: Entwicklung des Gesamtlastprofils für die Schweiz im Szenario NEP in GWh/h (hydrologisches Jahr)



Quelle: eigene Berechnungen

Während die grundsätzliche Ausprägung des Gesamtlastprofils im Szenario NEP erhalten bleibt, weist das Lastprofil im Zeitverlauf auch einige Änderungen auf. Dies zeigt sich unter anderem im Rückgang der Lastspitzen im Winterhalbjahr (im Vergleich zum Basisjahr bzw. zu Szenario WWB), was vor allem auf die steigende Effizienz des Wärmebedarfs und der Beleuchtung zurückzuführen ist. Die Lastspitze im Winter liegt im Szenario NEP beispielsweise im Jahr 2037 um 0.6 GW unter der Lastspitze im Jahr 2017. Gleichzeitig steigt die Last in den Abendstunden jedoch durch die hohe Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen an, was den Rückgang durch steigende Effizienz zum Teil kompensiert. Gemeinsam mit dem höheren Strombedarf für Klimatisierung sorgt der höhere Bedarf durch Elektrofahrzeuge z.B. im Sommer für einen leichten Anstieg der Spitzenlast in den Abendstunden.

Entwicklung der Spitzenlast

Die Spitzenlast in den Szenarien POM, WWB und NEP für die verschiedenen Grossregionen und die gesamte Schweiz ist im Überblick in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 zeigt, dass die gesamte Spitzenlast im Jahr 2014 für die Schweiz rund 9.96 GW beträgt. Durch die Temperaturabhängigkeit der Stromnachfrage (und die Saisonalität einzelner Anwendungen, z.B. der Beleuchtung) liegt die Spitzenlast in der Regel in den kalten Wintermonaten Dezember bis Februar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Jahr 2014, welches als Basisjahr in der vorliegenden Studie dient, zwar durchschnittlich kalt war, jedoch keine starke Kältewelle aufwies. Dementsprechend zeigt das zugrundeliegende Lastprofil des Jahres 2014 eine eher „flache“ Struktur.

Im Szenario POM bleibt die Spitzenlast (für die gesamte Schweiz) eher unverändert und steigt bis zum Jahr 2037 auf rund 10.19 GW. Im Szenario WWB kommt es hingegen zu einem Anstieg der Spitzenlast auf rund 10.88 GW. Demgegenüber sinkt die Spitzenlast im Szenario NEP auf rund 9.43 GW. Die Entwicklung in den Grossregionen ist unterschiedlich. Beispielsweise weist die Grossregion Genferseeregion in allen Szenarien (ausser in Szenario NEP in der Betrachtung bis 2037) eine steigende Spitzenlast auf. Dies ist insbesondere auf den hohen Anstieg der Bevölkerung und der Anzahl der privaten Haushalte und das hohe wirtschaftliche Wachstum in dieser Region (und die damit stark steigende Stromnachfrage) zurückzuführen. Ein ebenfalls hohes Wachstum der Spitzenlast (wenn auch auf tieferem Niveau) zeigt die Grossregion Tessin. Die Entwicklung der Spitzenlast in den Regionen Espace Mittelland, Zentralschweiz und Nordwestschweiz entspricht hingegen ungefähr dem Trend der gesamten Schweiz mit einer nur leichten Änderung im Szenario POM und einem deutlichen Anstieg in Szenario WWB. In der Grossregion Ostschweiz ist das relative Wachstum der Spitzenlast in allen Szenarien geringer als in den

anderen Grossregionen, was vor allem auf die Entwicklung von Bevölkerung und Wirtschaft zurückzuführen ist.

Tabelle 4: Spitzenlast 2010 – 2037 nach Sektoren und Szenarien, in MW (hydrologisches Jahr)

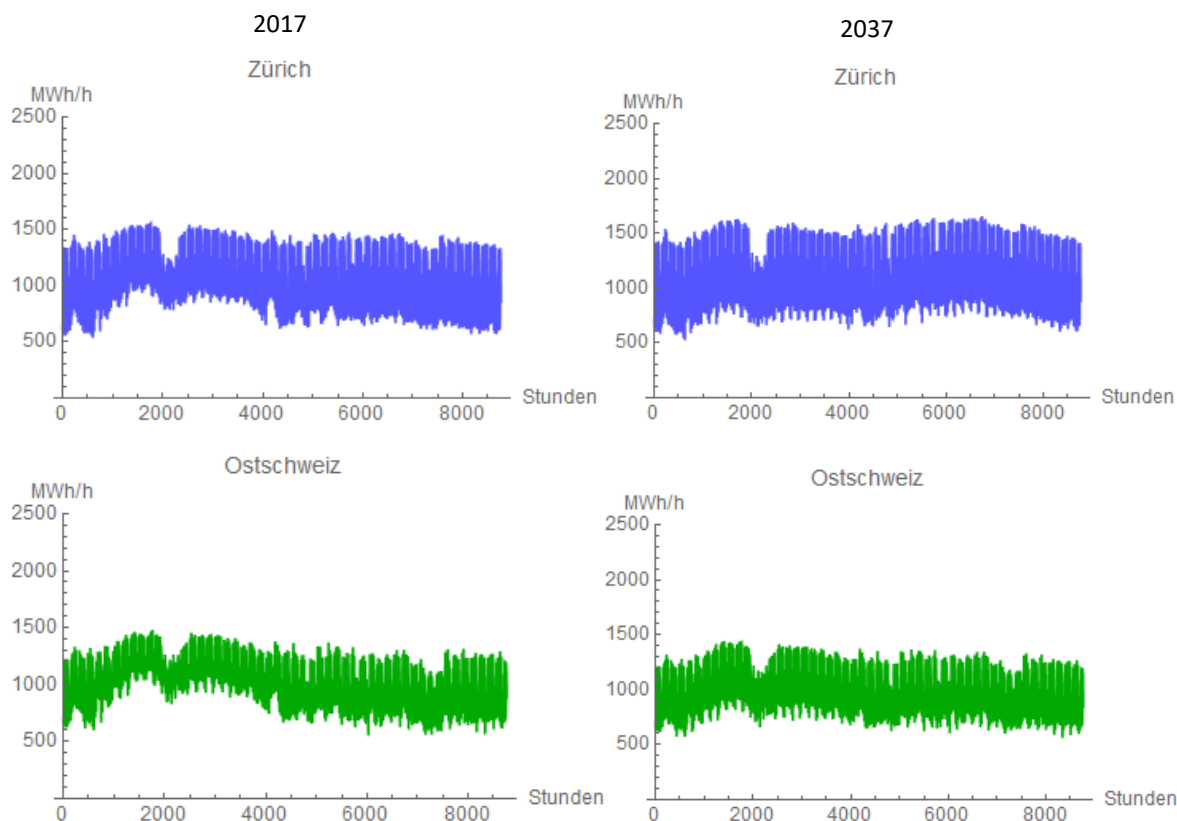
	2014	2017	2022	2027	2032	2037
POM						
Schweiz	9'959	9'968	10'138	10'144	10'133	10'189
Genferseeregion	1'772	1'820	1'882	1'909	1'976	2'075
Espace Mittelland	2'194	2'192	2'218	2'202	2'182	2'174
Nordwestschweiz	1'477	1'447	1'442	1'429	1'418	1'442
Zürich	1'551	1'554	1'588	1'601	1'611	1'654
Ostschweiz	1'468	1'480	1'471	1'454	1'441	1'442
Zentralschweiz	995	988	1'006	1'007	1'006	1'016
Tessin	520	546	570	572	595	622
WWB						
Schweiz	9'959	10'081	10'415	10'596	10'724	10'880
Genferseeregion	1'772	1'822	1'911	1'974	2'073	2'193
Espace Mittelland	2'194	2'218	2'289	2'318	2'337	2'360
Nordwestschweiz	1'477	1'478	1'512	1'532	1'547	1'565
Zürich	1'551	1'562	1'610	1'636	1'656	1'699
Ostschweiz	1'468	1'502	1'528	1'539	1'545	1'559
Zentralschweiz	995	1'002	1'037	1'057	1'070	1'091
Tessin	520	546	582	595	632	665
NEP						
Schweiz	9'959	9'986	9'992	9'782	9'565	9'425
Genferseeregion	1'772	1'816	1'839	1'819	1'794	1'778
Espace Mittelland	2'194	2'197	2'187	2'124	2'060	2'009
Nordwestschweiz	1'477	1'455	1'419	1'381	1'348	1'323
Zürich	1'551	1'549	1'556	1'536	1'519	1'510
Ostschweiz	1'468	1'487	1'459	1'422	1'386	1'364
Zentralschweiz	995	992	995	975	956	949
Tessin	520	545	559	546	531	529

Quelle: eigene Berechnungen

Regionaler Vergleich der Stromverbrauchsprofile

Abbildung 14 zeigt beispielhaft einen regionalen Vergleich der Entwicklung des Lastprofils für die Grossregion Zürich und für die Grossregion Ostschweiz in den Stichjahren 2017 und 2037.

Abbildung 14: Entwicklung der Lastprofile für die Grossregionen Zürich und Ostschweiz, Stichjahre 2017 und 2037 im Szenario POM (hydrologisches Jahr)



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 14 zeigt u.a. eine deutlich grössere Spreizung des Lastprofils in der Grossregion Zürich im Vergleich zur Grossregion Ostschweiz. Dies ist vor allem auf den höheren Anteil des Stromverbrauchs im Industrie-Sektor (mit eher geringen Tages- und saisonalen Strukturen) der Grossregion Ostschweiz zurückzuführen. Zudem steigt der Stromverbrauch in der Grossregion Zürich im Betrachtungszeitraum an, wodurch auch die Spitzenlast ansteigt. In der Grossregion Ostschweiz stagniert hingegen der Stromverbrauch langfristig, was sich auch in der Entwicklung der Spitzenlast äussert. In beiden Regionen steigt die Spitzenlast im Zeitverlauf in den Sommermonaten durch den höheren Kühlbedarf (wie auch für die gesamte Schweiz, vgl. Abbildungen 12 und 13).

Zudem steigt die Spreizung des Lastprofils in beiden Regionen im Zeitverlauf. In der Grossregion Zürich ist dies vor allem auf die Durchdringung von Elektromobilität und das hohe Wachstum von Wirtschaft und Bevölkerung zurückzuführen. Der Anstieg der Wirtschaftsleistung ist vor allem auf den Dienstleistungssektor (mit deutlichen Tag-Nacht-Strukturen im Stromverbrauch) zurückzuführen. Der Haushaltsstromverbrauch verfügt zudem über eine deutliche Tages- und saisonale Struktur im Stromverbrauch, wodurch

sich auch steigende Bevölkerungszahlen in einer deutlicheren Struktur des Stromverbrauchs widerspiegeln. In der Grossregion Ostschweiz, welche stärker durch eine industrielle Stromverbrauchsstruktur geprägt ist, sinkt hingegen die Wirtschaftsleistung der Industrie in einigen Branchen, während der GHD-Sektor weiter wächst und auch ein positives Bevölkerungswachstum zu verzeichnen ist. Die Kombination dieser Einflussfaktoren führt ebenfalls zu einer höheren Struktur im Stromverbrauchsprofil.

Wettersensitivitäten

Die betrachteten Wettersensitivitäten (kalter Winter bzw. heisser Sommer) haben wesentliche Auswirkungen auf die Struktur des Lastprofils. Während sich kalte Wintertemperaturen vor allem in einem höheren Raumwärmebedarf äussern, führen hohe Sommertage zu einem zusätzlichen Strombedarf für Klimatisierungszwecke. Ein höherer Strombedarf für Raumwärme in der Wintermonate tritt in einer Periode mit ohnehin hoher Last auf. Zusätzlicher Strombedarf für Klimatisierung tritt ebenfalls im Tagesverlauf zur Mittagszeit bzw. in den frühen Nachmittagsstunden auf, und damit zu einem Zeitpunkt, der durch eine hohe Spitzenlast im Tagesgang gekennzeichnet ist.

Abbildung 15 zeigt einen Vergleich der Spitzenlast im Basisjahr 2014 mit der sich ergebenden Spitzenlast in den Wettersensitivitäten kalter Winter und heisser Sommer.

Abbildung 15: Entwicklung des Lastprofils im Jahr 2014 (Vergleich der Wettersensitivitäten mit dem Basisjahr), in GWh/h

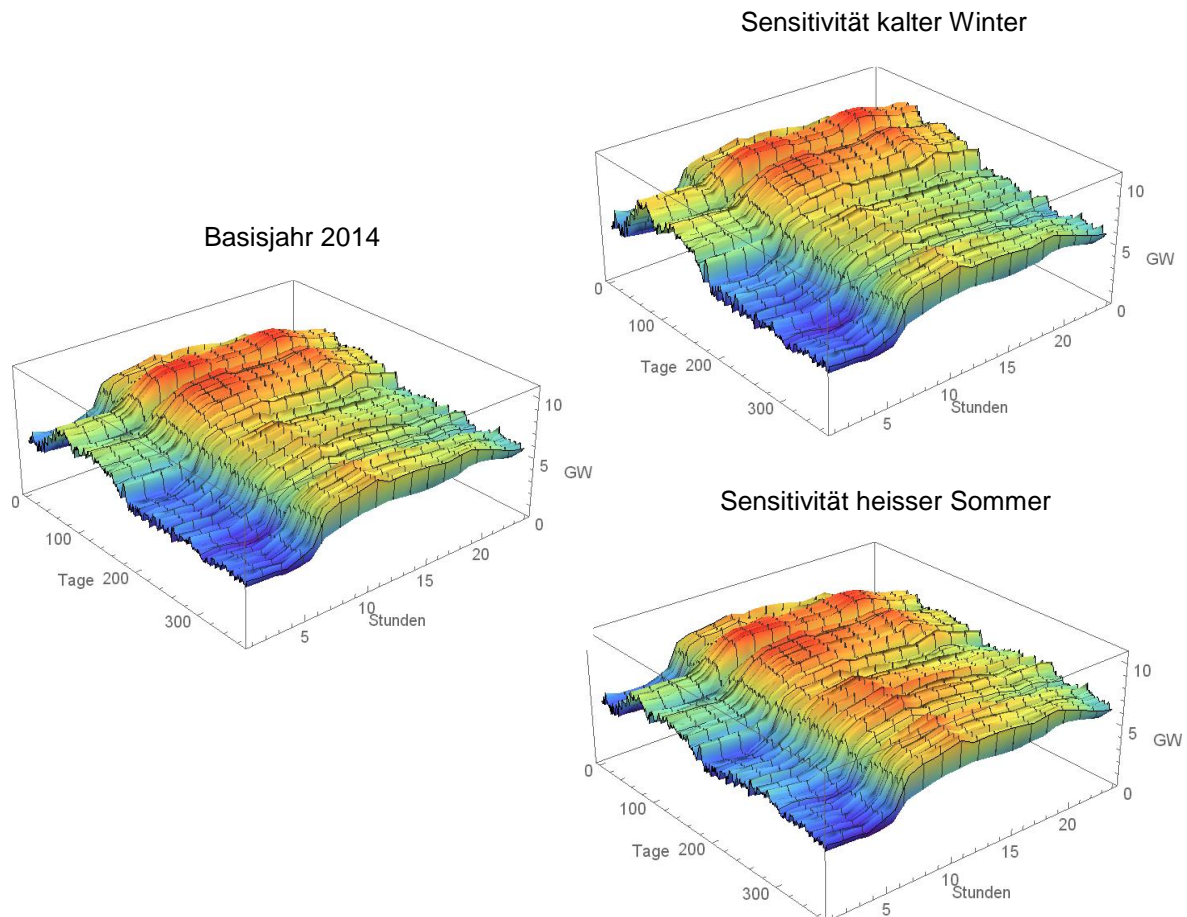


Abbildung 15 zeigt, dass es in der Wettersensitivität kalter Winter im Vergleich zum Basisjahr 2014 zu einer Erhöhung der Spitzenlast und des Tageslastgangs im Winterhalbjahr kommt. Die Erhöhung der Spitzenlast tritt dabei insbesondere in der Grossregion Tessin, aber auch in den Grossregionen Genferseeeregion und Espace Mittellast auf. Dies ist auf die Beheizungsstruktur und den hohen Anteil an strombasierten Heizungen in diesen Grossregionen zurückzuführen. Der Anstieg der Spitzenlast für die gesamte Schweiz beträgt dabei rund 6 %. In der Wettersensitivität heisser Sommer kommt es durch den höheren Strombedarf für Klimatisierung zu einem deutlichen Anstieg der Last im Sommerhalbjahr. Der Anstieg ist vor allem in den Grossregionen Zürich, Genferseeeregion und Tessin mit hohen Anteilen des GHD-Sektors am Stromverbrauch (und damit viel Bedarf für Klimatisierung) hoch. Damit steigt die Spitzenlast im Sommerhalbjahr annähernd auf das Niveau der Last im Winterhalbjahr.

An dieser Stelle wird noch einmal auf den Modellierungsansatz für Klimatisierung bzw. die Kühlgradtage hingewiesen. Durch den gewählten Ansatz kommt es vermutlich zu einer leichten Überschätzung des Effekts von Klimatisierung auf die Spitzenlast.

Demand-Side-Management

Die Abschätzung des Potenzials für Demand-Side-Management wurde für die Sektoren Private Haushalte und Industrie auf Basis der Stromverbrauchsentwicklung im Szenario WWB durchgeführt. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Entwicklung des DSM-Potenzials je Sektor.

Tabelle 5: DSM-Potenzial 2014 – 2037 nach Sektoren und Szenarien, Lastverschiebung um 1 Stunde, in MW

	2014	2017	2022	2027	2032	2037
Industrie						
Schweiz	113	113	113	113	113	113
Genferseeregion	23	23	23	23	23	23
Espace Mittelland	22	22	22	22	22	22
Nordwestschweiz	21	21	21	21	21	21
Zürich	9	9	9	9	9	9
Ostschweiz	25	25	25	25	25	25
Zentralschweiz	9	9	9	9	9	9
Tessin	3	3	3	3	3	3
Private Haushalte						
Schweiz	1'099	1'187	1'333	1'478	1'624	1'770
Genferseeregion	212	225	247	268	290	312
Espace Mittelland	274	296	333	370	406	443
Nordwestschweiz	126	140	162	185	207	230
Zürich	116	133	162	190	219	247
Ostschweiz	145	157	178	198	219	239
Zentralschweiz	114	122	136	150	164	178
Tessin	112	113	115	117	119	122

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 5 zeigt, dass ein grosser Teil des kurzfristig nutzbaren DSM-Potenzials bei den Privaten Haushalten zu finden ist. Dies liegt insbesondere daran, dass der Stromverbrauch von Elektroheizungen (inkl. Wärmepumpen) bei den Privaten Haushalten zu relativ geringen Kosten (und unter Berücksichtigung des Endverbraucherverhaltens bzw. des Komforts) flexibilisierbar ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Potenzialabschätzung eine Lastverschiebung um 1 Stunde angenommen wurde. Bei einer Lastverschiebung um mehrere Stunden fallen die Potenziale dementsprechend geringer aus.

In der Analyse wurde das Flexibilisierungspotenzial durch Elektrofahrzeuge nicht betrachtet. Auch Elektrofahrzeuge können aufgrund langer Stehzeiten und bei ausreichend grosser Batteriekapazität einen wesentlichen Beitrag zum DSM-Potenzial leisten, dies gilt insbesondere auch bei Betrachtung von Lastmanagement über einen Zeitraum von mehr als 1 Stunde. Die dafür notwendige Infrastruktur und die intelligente Steuerung der Fahrzeuge ist jedoch in Zukunft noch zu entwickeln. Dementsprechend stellt das ausgewiesene DSM-Potenzial insgesamt eine eher konservative Abschätzung für das in Zukunft realisierbare Potenzial dar.

Neben der Analyse des realisierbaren Potenzials von nachfrageseitigem Lastmanagement wurde als weitere Flexibilitätsoption auch die Entwicklung von dezentralen Batteriespeichern (in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen) untersucht. Dabei wurden zwei Pfade abgeleitet. Im Pfad «Tief» wurde eine wenig dynamische Entwicklung der Batteriespeicherkapazitäten (insb. aufgrund hoher Investitionskosten und sonstiger monetärer Hemmnisse) unterstellt. Im Pfad «Hoch» wurde hingegen eine deutliche Durchdringung von Batteriespeichern und damit implizit eine Entwicklung hin zu einer stärker dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur unterstellt. Batteriespeicher können (neben der Flexibilität durch Wasserkraftwerke, sonstigen erzeugungsseitigen Flexibilitäten des thermischen Kraftwerkparks und nachfrageseitigem Lastmanagement) weitere Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen.

Tabelle 6 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von Batteriespeichern in den entwickelten Szenarien.

Tabelle 6: Entwicklung der installierten Leistung von Batteriespeichern, 2014 bis 2037 je Szenario, in MW

Szenario	Szenario C			Szenario C&E		
	2014	2037		2014	2037	
		Tief	Hoch		Tief	Hoch
Genferseeregion	1	1	144	1	4	400
Espace Mittelland	2	2	233	2	7	657
Nordwestschweiz	1	1	98	1	3	292
Zürich	1	1	80	1	2	205
Ostschweiz	1	2	192	1	5	518
Zentralschweiz	1	1	115	1	3	322
Tessin	0	0	17	0	0	47
Gesamt	6	9	880	6	24	2'440

Quelle: eigene Berechnungen

3 Stromerzeugung

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Methodik

Für die Abbildung der Wasserkraft erfolgte vorerst eine Unterscheidung nach verschiedenen Technologien, um die jeweiligen Charakteristika berücksichtigen zu können. Wesentliche Datengrundlage für die installierte Leistung der Wasserkraftwerke, die Zuordnung der Kraftwerke auf das Territorium der Schweiz und die regionale Verteilung war die Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA) des BFE aus dem Jahr 2014 [BFE 2015a]. Dabei wurde für alle Leistungsangaben die maximale Leistung ab Generator gemäss WASTA angesetzt. Für die Zuordnung der Wasserkraftwerke der Schweiz wurden die in der WASTA ausgewiesenen Hoheitsanteile der Schweiz berücksichtigt.

Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke wurden als dargebotsabhängige Erzeugung dargestellt. Damit wird die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken in den hier entwickelten Datengrundlagen als exogene Grösse betrachtet. Dies stellt eine vereinfachende Annahme dar, da eine Reihe von Laufwasserkraftwerken (in der Abgrenzung der Statistik der Wasserkraftanlagen) über kleine Speicherkapazitäten verfügen und damit über eine gewisse Flexibilität verfügen. Bei einer fehlenden Berücksichtigung der Speicherkapazitäten der Laufwasserkraft wird die Flexibilität des gesamten Kraftwerkparks der Schweiz damit tendenziell unterschätzt. Da die Speicherkapazitäten von Laufwasserkraftwerken eher klein sind und zum Teil auch Aufgaben abseits der klassischen Optimierung des Kraftwerkeinsatzes übernehmen (z.B. Ausgleich von Schwall-Sunk) scheint diese Annahme im Sinne einer vorsichtigen Schätzung plausibel zu sein. Verfügbare Daten zu Speicherkapazitäten von Laufwasserkraftwerken werden in der Quantifizierung der Speicherkapazitäten (siehe Kapitel 3.1.2) jedoch nachrichtlich mitgeführt.

Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken wurde anhand des Wasserabflusses repräsentativer Messtationen modelliert. Dabei wurden Messdaten zum Wasserabfluss in m^3/s des BAFU [BAFU 2016] verwendet. Für die Modellierung wurden die folgenden Messtationen (pro Grossregion) verwendet:

- Nordwestschweiz: Rhein (Rheinfelden)
- Zentralschweiz, Ostschweiz: Rhein (bei Chur)
- Zürich, Espace Mittelland: Aare (Brugg)

- Genferseeregion: Rhone (Wallis)
- Tessin: Ticino (Bellinzona)

Die Auswahl repräsentativer Messdaten und Erzeugungsprofile pro Grossregion stellt eine vereinfachende Annahme dar. Allerdings wird durch diese Auswahl die grundsätzliche hydrologische Charakteristik der betrachteten Jahre (hohes Wasserjahr vs. tiefes Wasserjahr) zwar nicht anlagenscharf, aber für die betrachteten Grossregionen in brauchbarer Aggregation dargestellt. Zudem wurden die Messstationen so gewählt, dass die grössten Laufwasserkraftwerke möglichst gut abgebildet werden. Kleinwasserkraftwerke wurden aufgrund der beschränkten Flexibilität dieser Anlagen vollständig der Kategorie Laufwasserkraft zugeordnet.

Die verwendeten Messdaten decken den Zeitraum 2000 bis 2015 ab. Im Vergleich zum betrachteten ex-post Zeitraum beim Stromverbrauch und bei der Modellierung der erneuerbaren Stromerzeugung wird damit ein deutlich geringerer Zeitraum abgedeckt. Allerdings zeigt ein Vergleich der Extremjahre im Zeitraum 2000 bis 2015 mit den Erzeugungsindizes der Elektrizitätsstatistik [BFE 2015b], dass durch den gewählten Zeitraum ein grosser Teil der Schwankungen abgefangen werden kann. Als Extremjahre werden für die maximale Erzeugung das hydrologische Jahr 2000/2001 (Jahr mit der höchsten Laufwasserkrafterzeugung in allen Grossregionen) und für die minimale Erzeugung die hydrologischen Jahre 2005/2006 (geringste Laufwasserkrafterzeugung in der Ostschweiz, Zentralschweiz und im Tessin) bzw. 2010/2011 (geringste Laufwasserkrafterzeugung in der Genferseeregion, Espace Mittelland, Nordwestschweiz und in Zürich). Die Kombination der individuellen Extremjahre in den Grossregionen erfolgte, um die Robustheit der Ergebnisse trotz des eher kleinen ex-post Zeitraums zu gewährleisten.

Für die stündliche Stromerzeugung wurden die Ausbauwassermengen der Wasserkraftwerke berücksichtigt. Anschliessend wurde die sich ergebende jährliche Stromerzeugung auf Basis der Daten der WASTA validiert. Wesentliches Ergebnis der hier durchgeführten Analysen für die Laufwasserkraftwerke der Schweiz sind damit die Leistung und stündliche Stromerzeugung (pro Grossregion).

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Speicherkraftwerke wurden als flexible Kraftwerkskapazitäten abgebildet. Damit ergibt sich deren Kraftwerkseinsatz erst im Rahmen einer Marktmodellierung und wird in den hier entwickelten Datengrundlagen nicht dargestellt. Als exogene Grössen, welche im Rahmen einer System Adequacy-Analyse berücksichtigt werden

müssen, wurden in dieser Studie für die Speicherkraftwerke die verfügbare Leistung, die Speichergrösse (in GWh) und der Wasserabfluss in die Speicher in GWh berechnet und auf die Grossregionen aufgeteilt.

Die Leistung der Speicherkraftwerke entspricht (wie für die Laufwasserkraft) der maximalen Leistung ab Generator gemäss WASTA [BFE 2015a]. Dabei wurden die Hoheitsanteile der Schweiz für die einzelnen Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt.

Der Energieinhalt der Stauseen wurde aus verfügbaren Informationen zur Leistung der Kraftwerke, zur Ausbauwassermenge je Anlage (jeweils gemäss WASTA) und zum Nutzvolumen der Stauseen (gemäss verfügbaren öffentlichen Informationen der Anlagenbetreiber) abgeleitet. Für Stauseen mit mehreren Speicherkraftwerken wurde eine Mehrfachnutzung des Stausees ausgeschlossen, indem der Energieinhalt der Stauseen auf Basis der Leistungsanteile der einzelnen Kraftwerke an der gesamten Leistung aufgeteilt wurde. Auf Basis der verfügbaren Informationen zur regionalen Verteilung gemäss WASTA wurde die Speicherkapazität auf die Grossregionen verteilt.

Für den Wasserabfluss wurden im Unterschied zur Modellierung der Laufwasserkraftwerke und der erneuerbaren Energien keine stündlichen Messdaten verwendet, sondern es wurden auf Basis von vorhandenen Norm-Profilen zum Wasserabfluss synthetische Profile für den stündlichen Wasserabfluss in die Stauseen generiert. Die zugrunde liegende Literatur, vgl. [Pfaundler et al. 2011] beruht auf Pardé-Koeffizienten⁴ für verschiedene Abflussregimetypen und unterscheidet so insgesamt 16 Regimetypen für die Schweiz. Die Studien decken dabei den Zeitraum 1981 bis 2010 ab.

Auf dieser Basis wurden den Grossregionen typische Abflussprofile zugewiesen:

- Zentralschweiz: nival alpin
- Ostschweiz: nival alpin
- Espace Mittelland: nival alpin
- Genferseeregion: glazio-nival
- Tessin: nival-meridional

⁴ Der Pardé-Koeffizient wird für die Charakterisierung des Abflussregimes von Fliessgewässern verwendet. Der Koeffizient ist dimensionslos und stellt das Verhältnis zwischen dem langjährigen Monatsmittel und dem langjährigen Jahresmittel des Abflusses dar [BAFU et al 2010]

Da für den Wasserabfluss keine jahresspezifischen Messdaten verwendet wurden und der Betrachtungszeitraum in den zugrundeliegenden Studien das Basisjahr 2014 nicht mit umfasst, wurde für die Speicherkraftwerke von dem allgemeinen Ansatz abgewichen und es wurde ein Norm-Jahr für die Abflussprofile anstelle des Basisjahrs 2014 verwendet. Die Extremjahre stellen dementsprechend auch kein konsistentes Set an jahresspezifischen Abflussdaten für ein bestimmtes Jahr, sondern lediglich eine mittlere Abweichung vom Norm-Jahr dar. Die Extremjahre wurden aus den Minimal- und Maximalwerten der Pardé-Koeffizienten für die Abflussregimetyperen der Schweiz [Pfaundler et al. 2011] für die Periode 1981-2010 abgeleitet. Diese entsprechen dem 25 %- bzw. 75 %-Quantil der den ausgewiesenen Pardé-Koeffizienten zugrunde liegenden Messdaten. Ein Vergleich der Ergebnisse für die Grossregionen mit den Erzeugungsindizes der Elektrizitätsstatistik [BFE 2015b] zeigt, dass die Schwankungsbreite des kumulierten Jahresabflusses im Bereich der Schwankungsbreiten der Erzeugungsindizes gemäss der Elektrizitätsstatistik für den Zeitraum 1970 bis 2015 liegt. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass mit der zugrunde liegenden Datengrundlage ein grosser Teil der möglichen jährlichen Variation abgedeckt wird.

Die energetische Bewertung des Wasserabflusses pro Stunde erfolgte unter Berücksichtigung der Stromerzeugung der Speicherkraftwerke gemäss WASTA für das Basisjahr. Damit wurde unterstellt, dass der gesamte natürliche Wasserabfluss in die Stauseen der Stromerzeugung des jeweiligen Jahres entspricht. Jahresübergreifende Effekte (z.B. die Speicherung eines Teils der Wasserabflüsse eines starken Wasserjahrs und die Nutzung der gespeicherten Energie für die Stromerzeugung im folgenden Jahr) wurden damit vernachlässigt.

Pumpspeicherkraftwerke wurden ebenfalls als flexible Kraftwerkskapazitäten dargestellt, wobei hier vereinfachend angenommen wurde, dass die abgebildeten Pumpspeicherkapazitäten nur über künstliche Zuflüsse verfügen. Damit ist die Speicherkapazität der Ober- und Unterseen die wesentliche exogene Grösse für die Verfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke (sowohl für die Stromerzeugung, als auch für den Stromverbrauch).

3.1.2 Ergebnisse

Tabelle 7 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von Wasserkraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten und Grossregionen.

Tabelle 7: *Installierte Leistung für Wasserkraftanlagen je Angebotsvariante, 2014 und 2037, in MW*

Angebotsvariante	Laufwasserkraft			Speicherkraftwerke			PSW inkl. Umwälzwerke		
	2014	2037		2014	2037		2014	2037	
		C	C&E		C	C&E		C	C&E
Genferseeregion	1'128	1'193	1'275	3'603	3'607	3'607	491	1'631	1'631
Espace Mittelland	416	471	486	782	766	766	364	364	364
Nordwestschweiz	711	704	724	0	0	0	0	0	0
Zürich	12	19	20	0	0	0	0	0	0
Ostschweiz	860	974	1'053	2'380	2'476	2'476	592	1'592	1'592
Zentralschweiz	436	502	517	303	299	299	181	181	181
Tessin	257	270	274	1'032	1'011	1'011	212	212	212
Gesamt	3'820	4'132	4'349	8'100	8'159	8'159	1'839	3'979	3'979

Quelle: Eigene Berechnung

Wie aus Tabelle 7 ersichtlich, ist in den betrachteten Varianten der Anstieg der Leistung von Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken eher gering. Dies ist vor allem auf die beschränkten Potenziale für den Ausbau von Wasserkraftwerken in der Schweiz, vgl. [BFE 2012] zurückzuführen. Demgegenüber steigt die verfügbare Leistung von Pumpspeicherkraftwerken vor allem in den Grossregionen Genferseeregion und Ostschweiz deutlich an. Dabei berücksichtigt sind die geplanten (bzw. zum aktuellen Stand bereits realisierten) Pumpspeicherkraftwerke⁵ bis zum Jahr 2020.

Tabelle 8 zeigt die Entwicklung der verfügbaren Speicherkapazitäten von Wasserkraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten und Grossregionen.

Tabelle 8: *Speicherkapazitäten der Wasserkraftanlagen je Angebotsvariante, 2014 und 2037, in GWh*

Angebotsvariante	Laufwasserkraft			Speicherkraftwerke			PSW inkl. Umwälzwerke		
	2014	2037		2014	2037		2014	2037	
		C	C&E		C	C&E		C	C&E
Genferseeregion	11	11	12	2'638	2'641	2'723	344	1'144	1'144
Espace Mittelland	45	51	52	144	141	144	55	55	55
Nordwestschweiz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zürich	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ostschweiz	65	74	80	788	819	875	497	1'084	1'084
Zentralschweiz	3	3	3	151	149	151	152	152	152
Tessin	1	1	1	443	435	446	71	71	71
Gesamt	287	287	287	4'164	4'184	4'340	1'119	2'506	2'506

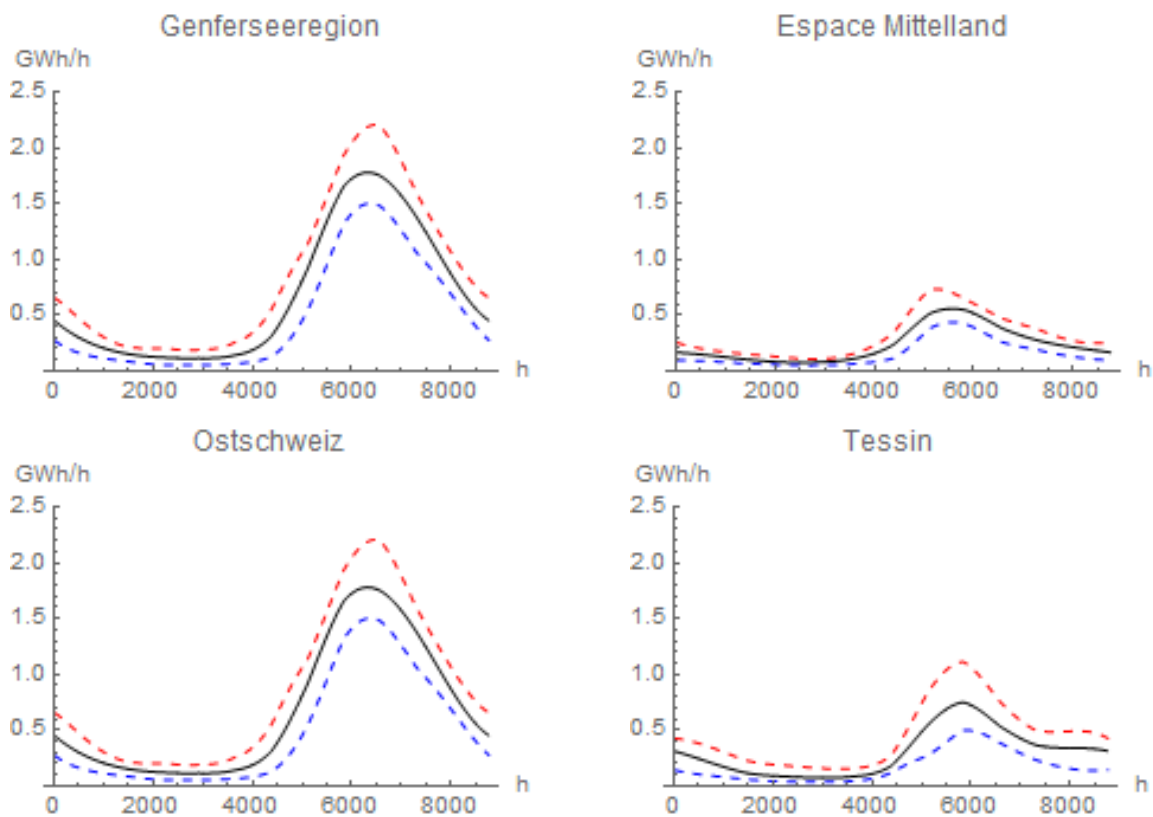
Quelle: Eigene Berechnung

⁵ Berücksichtigt wurden für den Zeitraum 2014 bis 2020 die Kraftwerke Linthal 2015, FMHL+ und Nant de Drance.

Entsprechend der Entwicklung der verfügbaren Leistung steigt auch die Speicherkapazität vor allem durch den Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke bis 2020 an. Für Speicherkraftwerke (und Laufwasserkraftwerke mit Speicherkapazitäten) ist der Anstieg der Speicherkapazität bis 2035 in den betrachteten Angebotsvarianten eher gering.

Abbildung 16 zeigt den Wasserabfluss in die Speicherseen unter verschiedenen hydrologischen Bedingungen. Dargestellt sind jene Grossregionen mit hohen Anteilen an der Speicherkapazität der Schweiz.

Abbildung 16: Wasserabfluss in die Speicherseen im Norm-Jahr und Darstellung der berechneten Schwankungsbreiten in GWh (hydrologisches Jahr)



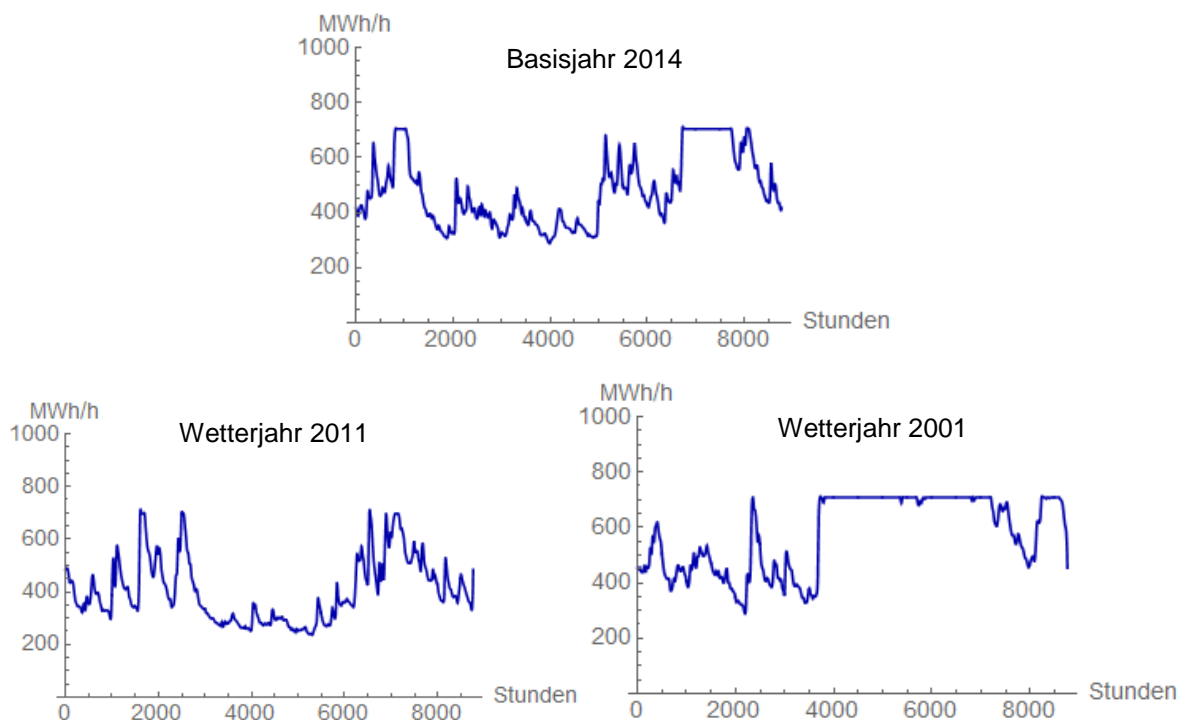
Quelle: eigene Darstellung

Die Schwankungsbreite für die Wasserabflüsse liegt insgesamt bei ungefähr +/- 30 %. Für einzelne Regionen, wie z.B. für das Tessin, ergeben sich grössere Schwankungsbreiten von bis zu 50%. Es zeigt sich somit, dass die hydrologischen Bedingungen eines Jahres und damit die Witterung einen deutlichen Einfluss in die verfügbaren Wasserressourcen für die Speicherkraftwerke haben. Wie bereits eingangs erwähnt, wurden hier nur Speicherseen mit natürlichem Zufluss bewertet, welche einem Speicherkraftwerk als

Stausee dienen. Für Pumpspeicherkraftwerke wurde angenommen, dass die für die Pumpspeicherung genutzten Speicherseen über keine natürlichen Zuflüsse verfügen. Damit wird der Einfluss der Witterung auf die Verfügbarkeit der Speicherkapazitäten vermutlich etwas unterschätzt.

Abbildung 17 zeigt beispielhaft einen Vergleich der Stromerzeugung durch Laufwasserkraftwerke in der Region Nordwestschweiz unter verschiedenen Wetterjahren. Im Wetterjahr 2011 (mit geringer Laufwasserkrafterzeugung) ist die jährliche Stromerzeugung um rund 19 % tiefer als für das Wetterjahr 2014. Im Wetterjahr 2001 ist die Stromerzeugung im Vergleich dazu um rund 20% höher als für das Wetterjahr 2014. Das Erzeugungsprofil zeigt (für alle Jahre) eine starke saisonale Charakteristik mit relativ tiefer Erzeugung in den Herbst-/Wintermonaten und einer hohen Erzeugung in den Frühlings-/Sommermonaten. Diese grundsätzliche Charakteristik des Erzeugungsprofils ist vergleichbar mit den Profilen in den sonstigen Grossregionen.

Abbildung 17: Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken in der Grossregion Nordwestschweiz (Angebotsvariante C) für das Jahr 2014: Vergleich der Wetterjahre, in MWh (hydrologisches Jahr)



Quelle: eigene Berechnungen

3.2 Erneuerbare Energien

3.2.1 Methodik

Die Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien basiert im Wesentlichen auf einem tiefen und einem hohen Ausbaupfad der Energieperspektiven. Diese geben für das Jahr 2037 den Ausbau auf gesamtschweizerischer Ebene vor. Für das Jahr 2014 wurde die installierte Leistung der erneuerbaren Energien Statistik herangezogen [Eicher & Pauli 2015b]. Die Energieperspektiven geben für die Energieträger die installierte Leistung am Jahresende vor.

Um die installierte Leistung zu regionalisieren, wurden Informationen zur regionalen Verteilung aus den KEV-Registern 2014 und 2015 herangezogen [Stiftung KEV 2015]. Das KEV-Register gibt auf Kantonsebene Auskunft über realisierte Projekte, Projekte mit positivem Bescheid und Projekte auf der Warteliste. Anhand der Daten des KEV-Registers 2014 und 2015 wurde die regionale Verteilung der Anlagen bestimmt. Da jedoch nicht die gesamte in der Schweiz installierte Leistung durch die KEV abgedeckt ist, wurde die Verteilung auch auf den Rest angewendet.

Um die gesamtschweizerische installierte Leistung regionalisieren zu können, wurde zunächst die regionale Verteilung der Energieträger berechnet. Für das Ausgangsjahr 2014 wurde die regionale Aufteilung auf alle 26 Kantone aus den „realisierten Projekten“ aus dem KEV-Register 2014 vorgenommen. Bei der Berechnung der regionalen Zuordnung wurde darüber hinaus das Jahr 2017 als weiteres Stützjahr hinzugezogen. Für dieses Jahr wurden die regionalen Anteile der einzelnen Kantone anhand der im KEV-Register 2015 als realisiert und positiv beschieden bestimmt. Zwischen den Jahren 2014 und 2017 wurde anschliessend linear interpoliert. Als weitere Schritt wurde die regionale Verteilung für das Jahr 2037 anhand der im KEV-Register 2015 als realisiert, positiv beschieden und auf der Warteliste stehend bestimmt. Zwischen dem Stützjahr 2017 und 2037 wurde anschliessend ebenfalls linear interpoliert. Das Ergebnis dieser Zwischenrechnung ist eine regionale Verteilung für jedes Jahr.

Darauf aufbauend wurde der gesamtschweizerische jährliche Zubau anhand der jeweiligen jährlichen Anteile auf Kantonsebene verteilt. Die Ergebnisse der einzelnen Kantone wurden anschliessend zu den Grossregionen zusammengefasst.

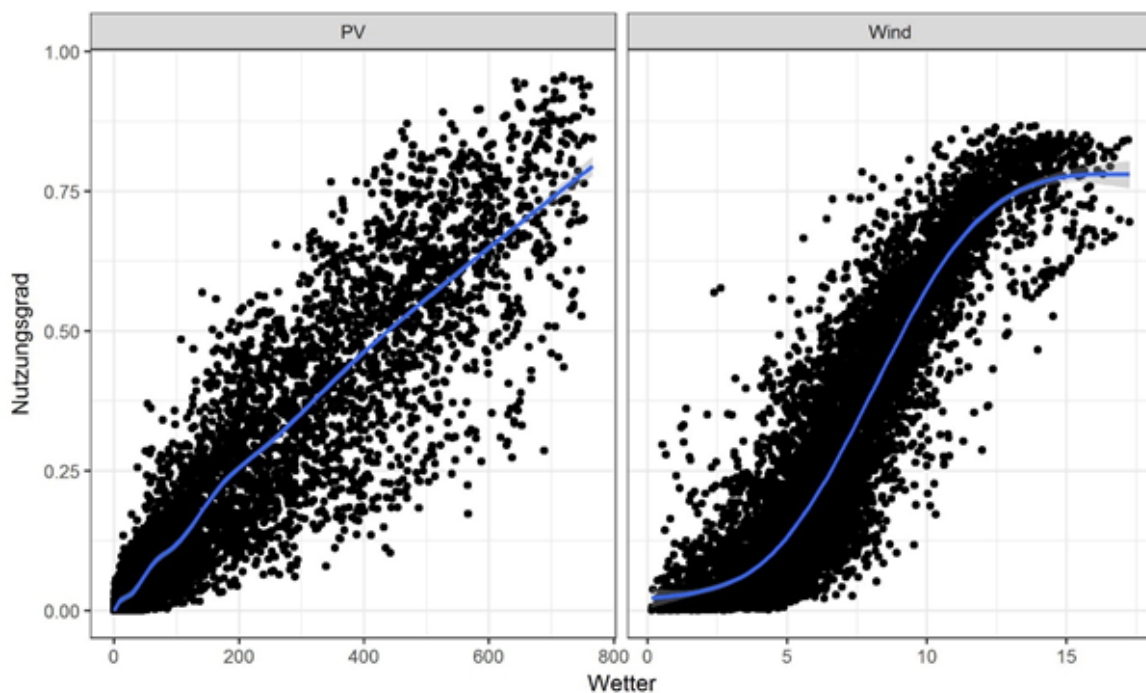
Neben der installierten Leistung der realisierten Projekte, Projekten mit positivem Bescheid bzw. Projekten auf der Warteliste gibt das KEV-Register auch Auskunft über die Stromproduktion dieser Kategorien. Anhand der Informationen zur installierten Leistung

und zur Stromproduktion können somit auf Kantonebene die Voll-
laststunden der einzelnen Technologien bestimmt werden, die für
dieses Projekt genutzt werden konnten.

Zur Bestimmung der Nutzungsgrade wurden die vom Global Mo-
delling and Assimilation Office (GMAO) der NASA bereitgestellten
Globalstrahlungs-, sowie Windgeschwindigkeitsdaten des "Mo-
dern-Era Retrospective Analysis For Research And Applications" -
Datensatzes (MERRA) verwendet [NASA GMAO 2016]. Die Wet-
terdaten wurden für die Jahre 1979 bis 2015 analysiert und stündliche
Mittelwerte über die Grossregionen gebildet. Die stündlichen
Werte wurden mit weiteren öffentlichen Daten zu Wind- und Strah-
lungspotentialen verifiziert und ggf. angepasst, so dass die Jahres-
mittelwerte diesen entsprechen.

Aus Regionen mit vorhandenen stündlichen Einspeisezeitreihen
für Wind und PV (Deutschland und Österreich) wurden stündliche
Wetterdaten den stündlichen Nutzungsgraden zugeordnet. Über
die empirischen Daten wurde eine Funktion geschätzt, welche die
Beziehung der Wetterdaten zu den Nutzungsgraden für einen
Technologiepark beschreibt (Leistungskennlinien für PV und Solar;
Siehe die nachfolgende Abbildung 18).

Abbildung 18: Simulation der Beziehung von Globalstrahlung und
Windgeschwindigkeit zu Nutzungsgraden von
Stromerzeugungsanlagen.



Quelle: Eigene Darstellung

Aus den Zeitreihen wurden drei Wetterjahre ausgewählt: Basis
(2013/2014), Hoch (1993/1994), Tief (2012/2013). Die beiden Ext-

remjahre Hoch und Tief wurden so ausgewählt, dass die Gesamteinspeisung an Strom aus Solarstrahlung und Wind für die Schweiz gegeben des Verhältnisses der Leistung von PV-Anlagen zu Windkraftanlagen (rund 5:1) für die Schweiz insgesamt maximal/minimal ist.

Für die stündlichen Leistungswerte wurden die Jahresendwerte stündlich aufgelöst linear interpoliert. Die Multiplikation des stündlichen Nutzungsgrades mit der stündlichen installierten Leistung eines Gebiets ergibt die erzeugte Strommenge pro Stunde.

3.2.2 Ergebnisse

Anhand der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Methodik ergeben sich für die sieben Grossregionen folgende Ergebnisse: Im tiefen Szenario steigt die installierte PV-Leistung der Schweiz von 990 MW auf rund 2'250 MW. Besonders die Regionen Espace Mittelschweiz, die Ostschweiz und die Genferseeregion profitieren dabei von den guten Standorten und der hohen Sonneneinstrahlung. Das Tessin verzeichnet den geringsten Zubau. Im hohen Szenario steigt die installierte Leistung insgesamt auf knapp 6'200 MW. Dies entspricht einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 8 % pro Jahr.

Die installierte Leistung von Wind steigt im tiefen Szenario von 60 MW im Jahr 2014 auf rund 560 MW im Jahr 2037. Auch hier bieten die drei Regionen Espace Mittelschweiz, Genferseeregion und die Ostschweiz die besten Standortvoraussetzungen. Die Grossregion Zürich verzeichnet den geringsten Zubau. Im hohen Szenario steigt die installierte Leistung insgesamt auf fast 1.340 MW. Dies entspricht einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 14 % pro Jahr.

Tabelle 9: Installierte Leistung für PV- und Windkraftanlagen je Angebotsvariante, 2014 und 2037, in MW (hydrologisches Jahr)

Leistungsszenario	PV			Wind			
	Jahr	2014	2037		2014	2037	
		C	C&E	C		C&E	
Genferseeregion	176	381	1'040	10	182	440	
Espace Mittelland	276	606	1'687	35	238	578	
Nordwestschweiz	105	256	750	0	6	13	
Zürich	110	206	521	0	2	3	
Ostschweiz	244	494	1'322	11	109	260	
Zentralschweiz	138	298	825	5	16	33	
Tessin	20	44	121	0	12	32	
Gesamt	1'070	2'285	6'268	60	565	1'359	
ø jährliche Wachstumsrate		4%	8%		10%	14%	

Quelle: Eigene Berechnung

Die Globalstrahlungs- und Windpotenziale variieren leicht je nach Grossregion, was sich in den Vollbenutzungsstunden der Stromerzeugungsanlagen für PV und Windkraft zeigt. Die höchsten Vollbenutzungsstunden für sowohl PV- als auch Windkraftanlagen sind in der Grossregion Genferseeregion zu erwarten. Das niedrigste PV-Potenzial weist die Zentralschweiz auf, das niedrigste Windkraftpotenzial die Grossregion Zürich. Je nach Wetterjahr können die Vollbenutzungsstunden für Stromerzeugung variieren. Für PV beträgt die Schwankung in den analysierten Jahren von -1 % bis +4 %, für Windkraft von -1 % bis +17 % gegenüber dem gewählten Basisjahr 2014.

Die Stromerzeugung aus Windkraft und PV beträgt für das Jahr 2037 je nach Wettersensitivität und Leistungsszenario zwischen 2.9 TWh und 8.5 TWh. Ein Grossteil der Schwankung hängt dabei von der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugungskapazität ab. Die durch die Wettersensitivität erzeugte Schwankung beträgt -2 % bis +7 % für die ausgewählten Wetterjahre. Der starke Schwankungseffekt des Windpotenzials pro Jahr schlägt sich nur abgeschwächt auf die Stromerzeugung insgesamt durch, da die Windkraft in der Schweiz einen geringen Anteil an der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren hat.

Tabelle 10: Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen je Leistungsszenario und Wettersensitivität, 2014 bis 2037, in GWh (hydrologisches Jahr)

Angebotsvariante	C&E			C			
	Wettersensitivität	Tief	Basis	Hoch	Tief	Basis	Hoch
2014		915	930	980	915	930	980
2017		1'991	2'029	2'172	1'248	1'271	1'336
2022		3'509	3'579	3'835	1'564	1'594	1'682
2027		4'942	5'040	5'398	1'954	1'992	2'114
2032		6'407	6'532	7'006	2'474	2'522	2'704
2037		7'779	7'932	8'485	2'938	2'996	3'217
Schwankung Wettersensitivität *		-2%		+7%	-2%		+7%
Schwankung Leistungsszenario**			+64%			-62%	

* Schwankung der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen der Wettersensitivität relativ zur Stromerzeugung aus dem Basisjahr, je Leistungsszenario

** Schwankung der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen je Leistungsszenario relativ zur Stromerzeugung des jeweils anderen Leistungsszenarios im Basisjahr.

Quelle: Eigene Berechnung

3.3 Thermische Kraftwerke und sonstige Stromerzeugung

3.3.1 Methodik

Die installierte Leistung an thermischen Kraftwerken wurde auf Basis vorhandener Studien und sonstiger verfügbarer Informationen regionalisiert. Die Regionalisierung der grossen Kraftwerksblöcke (insb. Kernkraftwerke) erfolgt auf Basis der bekannten Standorte. Für die vorhandenen WKK-Anlagen erfolgte die Regionalisierung auf Basis der WKK-Statistik [Eicher & Pauli 2015a]. Falls für bestimmte Kraftwerkstypen (z.B. sonstige thermische Kraftwerke) keine Informationen zur regionalen Verteilung verfügbar waren, erfolgte die Verteilung entsprechend der sonstigen Verteilung der thermischen Kraftwerke gemäss WKK-Statistik. Die ausgewiesene Leistung entspricht der Engpassleistung der Kraftwerke.

Für Klein-WKK-Anlagen, Fernheizkraftwerke und Biomasse-Anlagen wurde angenommen, dass die Anlagen wärmegeführt betrieben wird. Als Basis für das Erzeugungsprofil diente ein Heizgradtag-Profil für die Schweiz, wobei die bisherige Verteilung der WKK-Anlagen und Fernwärmenetze als Grundlage für die Modellierung des Heizgradtagprofils verwendet wurde. Allerdings wurde für diese Anlagen bisher keine Wettersensitivität betrachtet, d.h. es erfolgte keine Analyse des Einflusses von kalten bzw. heissen Wetterjahren. Für sonstige Anlagen, wie sonstige thermische

Kraftwerke und KVA-Anlagen ohne Wärmeauskopplung wurde vereinfachend ein konstantes Profil (teilweise mit Wartungszyklen in den Sommermonaten) angenommen. Bezugsrechte an französischen Kernkraftwerken wurden nicht berücksichtigt, da als geographische Abgrenzung das Hoheitsgebiet der Schweiz angenommen wurde.

Für die Entwicklung des thermischen Kraftwerkparks wurde für die Kernkraftwerke eine Betriebsdauer von 50 Jahren entsprechend der Annahmen in den Energieperspektiven 2012 unterstellt. Abweichend davon wurde für das Kernkraftwerk Mühleberg angenommen, das entsprechend der bestehenden Beschlüsse des Kraftwerksbetreibers eine Ausserbetriebnahme des Kraftwerks im Jahr 2019 erfolgt. WKK-Anlagen, Fernheizkraftwerke, Biomasse-Anlagen und KVAs wurden auf Basis der Angebotsvarianten C, C&E und E&I der Energieperspektiven fortgeschrieben. Dabei wurde die regionale Verteilung des Basisjahrs 2014 beibehalten. Für den Neubau an GuD-Kraftwerken wird ebenfalls auf die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050 zurückgegriffen. Die regionale Verteilung dieser Kraftwerke erfolgt auf Basis der Bevölkerungsverteilung in den Grossregionen. Dementsprechend wurden die ersten GuD-Anlagen in den bevölkerungsreichen Grossregionen und in der Nähe der Bevölkerungszentren «zugebaut».

3.3.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der installierten Leistung nach Grossregion für die Angebotsvarianten C, C&E und E&I zeigen, dass der Ausbau fossil-thermischer Kraftwerke insgesamt eher moderat ausfällt. In den Angebotsvarianten C und C&E findet gemäss der Rahmenbedingungen für die beiden Varianten vor allem ein Neubau von GuD-Kraftwerken zur Sicherstellung der inländischen Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr statt. In der Variante C ist der Zubau durch den geringen Ausbau erneuerbarer Energien höher als in der Variante C&E. Durch die Restriktion der Betriebsdauer von Kernkraftwerken von 50 Jahren sind im Jahr 2037 keine Kernenergiekapazitäten mehr vorhanden. Ein Ausbau findet zudem bei Biomasseanlagen statt, wobei die installierte Leistung in den Varianten mit hohem Ausbau erneuerbarer Energien für die gesamte Schweiz im Jahr 2037 rund 759 MW beträgt.

Tabelle 11: *Installierte Leistung thermischer Kraftwerke in der Angebotsvariante C, 2014 und 2037, in MW*

	KKW		Klein-WKK		Biomasse, sonst. EE		KVA		FHKW		GuD* und sonstige	
	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037
Variante C												
Genferseeregion	0	0	41	34	25	54	58	44	12	10	123	791
Espace Mittelland	1'307	0	71	59	51	84	93	70	7	6	9	1'074
Nordwestschweiz	1'843	0	72	60	11	71	46	35	7	6	35	602
Zürich	0	0	45	37	22	48	89	67	7	6	4	1'065
Ostschweiz	0	0	52	43	34	53	80	60	11	9	17	564
Zentral-schweiz	0	0	32	27	5	45	16	12	7	6	4	9
Tessin	0	0	3	3	14	15	16	12	0	0	0	0
Schweiz gesamt	3'150	0	316	263	162	370	398	300	51	42	191	4'106

*GuD: hier dargestellt ist die Entwicklung im Szenario POM, Variante C, Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 12: *Installierte Leistung thermischer Kraftwerke in der Angebotsvariante C&E, 2014 und 2037, in MW*

	KKW		Klein-WKK		Biomasse, sonst. EE		KVA		FHKW		GuD* und sonstige	
	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037
Variante C												
Genferseeregion	0	0	41	34	25	112	58	59	12	10	123	791
Espace Mittelland	1'307	0	71	59	51	172	93	94	7	6	9	546
Nordwestschweiz	1'843	0	72	60	11	145	46	47	7	6	35	602
Zürich	0	0	45	37	22	98	89	90	7	6	4	1'065
Ostschweiz	0	0	52	43	34	110	80	81	11	9	17	37
Zentral-schweiz	0	0	32	27	5	93	16	16	7	6	4	9
Tessin	0	0	3	3	14	30	16	16	0	0	0	0
Schweiz gesamt	3'150	0	316	263	162	759	398	403	51	42	191	3'051

*GuD: hier dargestellt ist die Entwicklung im Szenario POM, Variante C&E, Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 13 *Installierte Leistung thermischer Kraftwerke in der Angebotsvariante E&I, 2014 und 2037, in MW*

	KKW		Klein-WKK		Biomasse, sonst. EE		KVA		FHKW		GuD* und sonstige	
	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037	2014	2037
Variante C												
Genferseeregion	0	0	41	34	25	112	58	59	12	10	123	264
Espace Mittelland	1'307	0	71	59	51	172	93	94	7	6	9	18
Nordwestschweiz	1'843	0	72	60	11	145	46	47	7	6	35	75
Zürich	0	0	45	37	22	98	89	90	7	6	4	9
Ostschweiz	0	0	52	43	34	110	80	81	11	9	17	37
Zentralschweiz	0	0	32	27	5	93	16	16	7	6	4	9
Tessin	0	0	3	3	14	30	16	16	0	0	0	0
Schweiz gesamt	3'150	0	316	263	162	759	398	403	51	42	191	412

*GuD: hier dargestellt ist die Entwicklung im Szenario POM, Variante E&I, Quelle: Eigene Berechnung

4 Zusammenfassende Einordnung der Ergebnisse

Analysen zur Versorgungssicherheit für das Stromsystem erhalten in Zukunft eine höhere Bedeutung sowie eine höhere Komplexität. Dies ist vor allem auf die Transformation des Energie- und Stromsystems hin zu höheren Anteilen erneuerbarer Energien mit fluktuierender Stromerzeugung zurückzuführen. Die im vorliegenden Projekt entwickelten Datengrundlagen stellen eine Datenbasis für zukünftige Analysen der System Adequacy für das Stromsystem der Schweiz bereit.

Für die Stromnachfrage wurde eine Regionalisierung der Energieperspektiven 2050 für die Grossregionen der Schweiz und eine Fortschreibung stündlicher Lastprofile auf der Ebene der Stromanwendungen (nach Sektoren) durchgeführt. Neben den Szenarien WWB, POM und NEP der Energieperspektiven 2050 wurden zwei Wettersensitivitäten für den Stromverbrauch untersucht. Die modellierten Stromverbraucher wurden dabei vorerst als inflexible Verbraucher abgebildet. Darüber hinaus wurde das Potenzial für Demand-Side-Management abgeschätzt.

Für die Stromerzeugung wurde eine Aufteilung nach exogenen und endogenen Grössen einer Analyse der System Adequacy durchgeführt. In der vorliegenden Analyse wurden nur exogene Grössen modelliert. Dies umfasst die installierte Leistung nach Stromerzeugungstechnologien und die Stromerzeugung, welche sich unabhängig von der Modellierung des Stromsystems im Rahmen einer Analyse der System Adequacy ergibt. Beispielsweise wurde die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken, PV-Anlagen und Windkraftanlagen explizit modelliert. Die Erzeugung durch (flexible) Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, sowie der Einsatz von thermischen Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt ergibt sich jedoch erst in der Modellierung der System Adequacy und wurde daher in den vorliegenden Datengrundlagen nicht betrachtet. Die Datengrundlagen umfassen jedoch die wesentlichen Restriktionen und exogenen Grössen in der Stromerzeugung der flexiblen Anlagen. Dies sind beispielsweise die Kapazität der Speicherseen, die verfügbare Leistung der Kraftwerke und der stündliche Wasserabfluss in die Speicherseen.

Die entwickelten Datengrundlagen bieten eine erste Basis für Analysen der System Adequacy. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in einigen Punkten Möglichkeiten für eine Weiterentwicklung und Verbesserung der gewählten Ansätze bestehen.

In der Modellierung des Stromverbrauchs und der Lastprofile bestehen Optionen für eine weitere Verbesserung der Datengrundlagen zum einen bei der Abbildung des Stromverbrauchs für Raum-

wärme und Klimatisierung. Durch die Verwendung jahresspezifischer HGT- und CDD-Profile in regionaler Auflösung können Witterungseffekte auf den Stromverbrauch noch besser dargestellt werden. Zudem würde eine detailliertere Modellierung von Wärmepumpen-Profilen (unter Berücksichtigung sinkender Wirkungsgrade bei tiefen Temperaturen) und die Trennung der anwendungsspezifischen Profile von Kühl- und Lüftungsanwendungen die Qualität der Ergebnisse verbessern. Eine höhere Differenzierung der zugrundeliegenden Lastprofile (z.B. Differenzierung in Branchen für den GHD-Sektor) würde die Qualität der Ergebnisse ebenfalls weiter verbessern. Dies gilt insbesondere auch für den Industrie-Sektor. Bei einer umfassenderen Abbildung von Lastmanagementpotenzialen weiterer Stromverbraucher, z.B. bei hoher Durchdringung von Elektrofahrzeugen, könnte die Flexibilität auf der Nachfrageseite besser abgebildet werden. Die Wahl eines alternativen Basisjahrs (anstelle des Jahres 2014) würde zudem ermöglichen, dass Situationen mit einer höheren Spitzenlast auch für das zugrundeliegende Basisjahr besser dargestellt werden.

Für die Stromerzeugung wäre für die dargestellten Erzeugungstechnologien möglicherweise ein längerer Betrachtungshorizont der Wetterjahre sinnvoll. Damit könnten mögliche Extremereignisse besser berücksichtigt werden. Mit dem hydrologischen Jahr 2015/2016 existiert mittlerweile auch eine weitere Datenbasis für ein Jahr mit starker Trockenheit im Winterhalbjahr. Für die Abbildung der Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen wäre zudem eine umfassendere Berücksichtigung der verfügbaren Informationen durch mehr Messstationen erstrebenswert. Für die Modellierung der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen könnte durch die Berücksichtigung von zukünftigen technologischen Entwicklungen (z.B. Schwachwindanlagen) für die verwendeten Leistungskennlinien eine bessere Abbildung der zukünftigen Entwicklung der Volllaststunden und des Jahresprofils erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [ARE 2016] Verkehrsmodellierung: Netzbelastungskarten für den Personen- und Güterverkehr, Bundesamt für Raumentwicklung, Bern
- [BAFU et al 2010] Typisierung von Grundwasserregimen in der Schweiz, Bundesamt für Umwelt in Zusammenarbeit mit dem Geotechnischen Institut und dem Geographischen Institut der Universität Bern, Bern, 2010
- [BAFU 2016] Hydrologische Daten des BAFU, Bundesamt für Umwelt, 2016 (<https://www.hydrodaten.admin.ch/de/>)
- [BCG & Prognos 2018] Klimapfade für Deutschland, Boston Consulting Group & Prognos AG, 2018
- [BFE 2012] Wasserkraftpotenzial der Schweiz - Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie, 2012
- [BFE 2015a] Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 2014, Bundesamt für Energie, 2016
- [BFE 2015b] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014, Bundesamt für Energie, 2015
- [BFS 1999] Die sieben Grossregionen der Schweiz (Medienmitteilung), Bundesamt für Statistik, Neuchâtel, 1999
- [BFS 2004] Eidgenössische Volkszählung 2000. Gebäude, Wohnungen und Wohnverhältnisse. BFS Neuchâtel, 2004
- [BFS 2016] Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2015-2045, Bundesamt für Statistik, Neuchâtel, 2015
- [Boßmann & Staffell 2015] The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain, Boßmann, T. & Staffell, I., Fraunhofer ISI & Imperial College London, Karlsruhe, 2015

- [Ecoplan 2016] Räumliche Entwicklung der Arbeitsplätze in der Schweiz, Entwicklung und Szenarien bis 2040, im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung, Bern, 2016
- [Eicher & Pauli 2015a] Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz (Ausgabe 2014), Dr. Eicher+Pauli AG im Auftrag des BFE, Liestal 2015
- [Eicher & Pauli 2015b] Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien (Ausgabe 2014), Dr. Eicher+Pauli AG im Auftrag des BFE, Liestal 2015
- [element energy et al 2012] Demand side response in the non-domestic sector, Element Energie Ltd. in collaboration with De Montfort University, Final report for Ofgem, Cambridge, 2012
- [Fraunhofer ISI 2015] Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, 2015
- [Fraunhofer ISI 2017] Netzentwicklungsplan Strom – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile (Begleitgutachten), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Karlsruhe, 2017
- [NASA GMAO 2016] Modern-Era Retrospective Analysis For Research And Applications (MERRA), Global Modeling and Assimilation Office, 2016
- [HTW Berlin 2015] Tjaden, T.; Bergner, J.; Weniger, J.; Quaschnig, V.: Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW, Berlin, 2015.
- [Kunze & Fichtner 2010] Elektrische Lastprofile für den Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor, Kunze R & Fichtner W., Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60. Jg. Heft 5, Karlsruhe, 2010

- [Pfaundler et al. 2011] Methoden zur Untersuchung und Beurteilung der Fliessgewässer. Hydrologie – Abflussregime Stufe F (flächendeckend), Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 1107:113 S.
- [Prognos & Infrac 2012] Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050), Prognos & Infrac im Auftrag des Bundesamts für Energie, Basel, 2012
- [TU Wien ESEA et al 2014] aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose, TU Wien (Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe in Zusammenarbeit mit ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik), Vorarlberger Elektroautomobil Planungs- und Beratungs GmbH und Austrian Power Grid (APG), 2014
- [Stiftung KEV 2015] Kostendeckende Einspeisevergütung (Anmeldestatistik), Stiftung KEV, 2015
- [swissgrid 2016] Energieübersicht Schweiz 2014 und 2013, swissgrid, 2016