

# Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten

---

Schlussbericht zuhanden VSE – Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen  
9. Mai 2012



## **Projektteam**

Dr. Peter de Haan, EBP

Dr. Rainer Bacher, Bacher Energie

Dr. Ingrid Kissling, Denise Fussen, Maya Wolfensberger, Markus Sommerhalder, Fredy Zaugg,  
EBP

Ernst Basler + Partner AG

Zollikerstrasse 65

8702 Zollikon

Telefon +41 44 395 11 11

info@ebp.ch

[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)

BACHER ENERGIE AG

Rütistrasse 3a

5400 Baden

Telefon +41 56 493 59 30

info@bacherenergie.ch

[www.bacherenergie.ch](http://www.bacherenergie.ch)

Druck: 9. Mai 2012

Q:\211220\90\_ENDPRODUKTE\92\_Berichte\Studie\_1\2012-05-09\_Schlussbericht\_erweitert\2012-05-09\_VSE-  
Nachfrageflexibilisierung\_Haushalte\_Deckblatt\_neu.docx

# Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary .....	5
2	Einführung und Zielsetzung .....	9
3	Vorgehen und verwendete Szenarien .....	12
3.1	Arbeitsschritte .....	12
3.2	Szenario 1: „Moderat verstärkte Energiepolitik“ .....	13
3.3	Szenario 2: „Forcierte Energiepolitik“ .....	14
3.4	Szenario 3: „100% Erneuerbar“ .....	15
3.5	Angenommene Rahmendaten der Szenarien .....	15
3.6	Angenommene Nachfrageentwicklung der Szenarien .....	17
4	Arten der Nachfrageflexibilisierung .....	23
4.1	Flexibilisierungsart und Zeitdauer der Nachfrageverschiebung .....	23
4.2	Potenzial der Flexibilisierung .....	25
4.3	Weitere Aspekte .....	26
5	Stromverbraucher in Haushalten .....	28
5.1	Methode .....	28
5.2	Typisierung .....	28
5.3	Entwicklung der Mengen und der Energieeffizienz .....	29
5.4	Raumwärme und Gebäudebestand .....	30
6	Nachfrage je Jahr und Gerätekategorie .....	35
7	Theoretisches Potenzial der Flexibilisierung .....	38
8	Ermittlung typischer Halbjahr-Tageslastgänge für Kategorien von Haushaltgeräten .....	45
8.1	Aufteilung des Jahresstromverbrauchs auf Winter und Sommer .....	45
8.2	Geräteverbrauchsintensität pro Stunde und Halbjahr .....	46
8.3	Ziellastprofil Jahr 2010 für Haushalte Schweiz (Winter, Sommer) .....	48
8.4	Flexibilisierung von Gerätekategorien .....	49
9	Modellierung von Haushalt-Tageslastgängen mit Nachfrageflexibilisierung .....	51
9.1	Schritt A: Aufteilung Geräteverbräuche auf die Halbjahr-Tageslastgänge 2010 .....	51
9.2	Schritt B: Tageslastgänge 2020, 2035, 2050 (ohne Flexibilisierung) .....	52
9.3	Schritt C: Tageslastgänge 2020, 2035, 2050 mit Flexibilisierung .....	54
10	Resultierende Haushalt-Tageslastgänge .....	57
10.1	Übersicht .....	57
10.2	Schritt A: Tageslastgänge 2010 (Sommer/Winter) .....	58
10.3	Schritt B: Tageslastgänge 2050 ohne Flexibilisierung .....	59
10.4	Schritt C: Tageslastgänge 2010/2050 nach Flexibilisierung .....	62
11	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....	66
11.1	Haushalt-Tageslastkurven 2010 .....	66
11.2	Vergleich der Tageslastkurven 2010, 2020, 2035, 2050 .....	68

11.3	Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf.....	73
11.4	Nachfrageflexibilisierung im Winterhalbjahr und bei Kältewellen .....	74
11.5	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse .....	76
11.6	Hindernisse (Regulator, Produktion, EVU's, Netzbetreiber).....	77
11.7	Mögliche nächste Schritte .....	77

## **Anhang**

A1	Tageslastgänge je Szenario und Stichjahr .....	79
A2	Literatur .....	108

# 1 Executive Summary

**Ausgangslage, Ziel und Methode.** Der steigende Anteil stochastischer Energien wird neue Herausforderungen an das Energie- und Stromsystem der Zukunft stellen. Namentlich beim Strom wird es in Zukunft schwieriger, den Tagesgang der Nachfrage mit der Erzeugung in Übereinstimmung zu bringen. Die vorliegende Arbeit untersucht, welchen Beitrag die nachfrage- und erzeugungsgeseitige Flexibilisierung bei Stromverbrauchern in Privathaushalten leisten könnte. Dazu wird zuerst geschätzt, auf welche Gerätekategorien die angenommene Stromnachfrage der Privathaushalte zurückgeführt werden kann. Jeder Gerätekategorie wird dann zugeordnet, welcher Teil der Stromnachfrage um welche Zeitdauer verschoben werden kann. So gelangt man zum Nachfrageflexibilisierungspotenzial der Privathaushalte je Gerätekategorie. Zur Konkretisierung wird dann untersucht, inwieweit es möglich ist, mit diesen Flexibilisierungspotenzialen ein Tageslastgang einem hypothetischen Photovoltaik-Erzeugungsprofil anzugleichen. Dazu werden die Verbräuche je Gerätekategorie so den Tagesstunden zugeteilt, dass sie einen Tageslastgang (getrennt für Winter- und Sommerhalbjahr) ergeben.

**Betrachtete Szenarien.** Grundlage der Analysen bilden drei vom VSE definierte Szenarien. Zu diesen wurden plausible Verläufe der Elektrizitätsnachfrage der Privathaushalte angenommen.

<b>VSE-Szenario 1: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.9	18.6	19.6
Dienstleistungen	15.9	18.7	23.6	28.8	35.0
Industrie	18.1	19.3	23.5	27.1	28.8
Verkehr	2.6	3.2	3.2	3.6	6.6
Summe	52.4	59.8	68.2	78.1	90.0
<b>VSE-Szenario 2: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.3	15.8	15.2
Dienstleistungen	15.9	18.7	20.3	20.4	20.7
Industrie	18.1	19.3	21.5	20.1	19.8
Verkehr	2.6	3.2	3.9	6.2	7.6
Summe	52.4	59.8	63.1	62.5	63.2
<b>VSE-Szenario 3: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.1	15.0	13.8
Dienstleistungen	15.9	18.7	19.3	17.9	16.3
Industrie	18.1	19.3	20.9	18.0	17.0
Verkehr	2.6	3.2	4.1	6.9	7.9
Summe	52.4	59.8	61.5	57.8	55.0

Tabelle 1. Für diese Arbeit angenommene Elektrizitätsnachfrage für die drei VSE-Szenarien  
\*Aufteilung auf Sektoren für 2010 geschätzt.

**Ergebnis I: Haushalt-Stromnachfrage je Gerätekategorie.** Zur Illustration werden die Ergebnisse für das VSE-Szenario 1 gezeigt.

<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>				
<b>Gerätekat.</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Heizung direktelektrisch	9.25	8.20	4.80	2.18
Einzelheizung (Öfeli)	0.56	0.40	0.38	0.35
Heizung WP	0.90	1.63	2.40	2.81
Warmwasser (direkt)	2.35	2.01	1.94	1.87
Warmwasser (WP)	0.09	0.23	0.42	0.55
Kochherd/Dampfabzug	1.43	1.49	1.47	1.40
übrige Küchengeräte	0.57	0.63	0.76	0.87
Geschirrspülen	0.51	0.44	0.39	0.28
Beleuchtung innen	1.67	0.71	0.47	0.30
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.26	1.22	1.25	1.36
Gefrieren	0.77	0.75	0.69	0.70
Waschen	0.54	0.53	0.51	0.50
Trocknen	0.56	0.56	0.54	0.44
Video	0.89	0.80	0.80	0.79
Audio	0.29	0.27	0.27	0.26
Kommunikation	0.18	0.16	0.16	0.16
IT (Computer)	0.29	0.26	0.26	0.26
IT (Peripherie)	0.06	0.06	0.06	0.06
Zentralheizung	0.57	0.62	0.62	0.61
Automatisierung	0.13	0.16	0.52	1.32
Einzelkühlung	0.02	0.02	0.08	0.20
Automatisierung (Rest)	0.05	0.06	0.19	0.50
Sonstige Elektrogeräte	2.34	2.59	3.07	3.43
<b>Summe</b>	<b>18.60</b>	<b>17.88</b>	<b>18.59</b>	<b>19.63</b>

Tabelle 2. Stromnachfrage [TWh, Jahresverbrauch] von Privathaushalten je Gerätekategorie für die Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050 in VSE-Szenario 1.

**Ergebnis II: Flexibilisierungspotenzial pro Stichjahr und Szenario.** Bei Privathaushalten ist Flexibilisierung vor allem in Zeiträumen bis zu 2h aussichtsreich.

	<b>Jahresnachfrage TWh</b>	<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>				
		<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>1h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>
<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>						
2020	17.9	10.1	9.6	9.2	5.8	2.4
2035	18.6	10.0	9.6	9.1	5.7	2.4
2050	19.6	9.9	9.4	9.0	5.7	2.4
<b>Szenario Forcierte Energiepolitik</b>						
2020	17.3	9.6	9.2	8.7	5.4	2.2
2035	15.8	7.7	7.2	6.8	4.1	1.7
2050	15.2	6.0	5.5	5.1	2.9	1.1
<b>Szenario 100% Erneuerbar</b>						
2020	17.1	9.5	9.0	8.6	5.3	2.2
2035	15.0	7.0	6.5	6.1	3.6	1.5
2050	13.8	4.8	4.3	3.9	2.1	0.7

Abbildung 1. Maximales Flexibilisierungspotenzial je Szenario und Stichjahr, in TWh.

**Ergebnis III: Haushalt-Tageslastkurve 2010 Sommer/Winter.** Die Jahresverbräuche werden auf Sommer- und Winterhalbjahr aufgeteilt. Dann werden sie indikativ einzelnen Tagesstunden zugeordnet so, dass das Gesamtlastprofil möglichst einer Ziel-Tageslastkurve entspricht. Als Ergebnis erhält man plausible Tageslastkurven, welche vollständig in die einzelnen Gerätekategorien zerlegt sind. Die Tageslastkurve Sommerhalbjahr 2010 wird während der Nacht vor allem durch Wassererwärmung erklärt. Tagsüber verteilt sich der Stromverbrauch der einzelnen, vor allem nicht wärme- oder kälteliefernden Geräte recht regelmässig. Der Peak-Stromverbrauch ist 20–21h. Die Haushalt-Tageslastkurve für das Winterhalbjahr 2010 wird nachts durch direktelektrische Heizungen (rot) und Warmwasser dominiert. Stromverbrauch für die Generierung von Wärme und Kälte schwächt sich ab bis zur ca. 10. Stunde (09–10h), ist gering über Mittag, nimmt danach aber bis zur 17. Stunde (16–17h) wieder einen beträchtlichen Anteil ein. Zwischen der 18. bis zur 22. Stunde (17–22h) ist der wärme- und kältebezogener Stromverbrauch geringer. Das Maximum des Stromverbrauchs ist in der 23. und 24. Stunde (22–24h). Während des Tages verteilt sich der Stromverbrauch der anderen Geräte auf die einzelnen Stunden, mit jedoch grösseren Anteilen in der 6. und 7. Stunde (05–07h), aber auch von der 10. bis zur 14. Stunde (09–14h). Der Peak-Stromverbrauch ist um ca. 22–23h (23. Stunde).

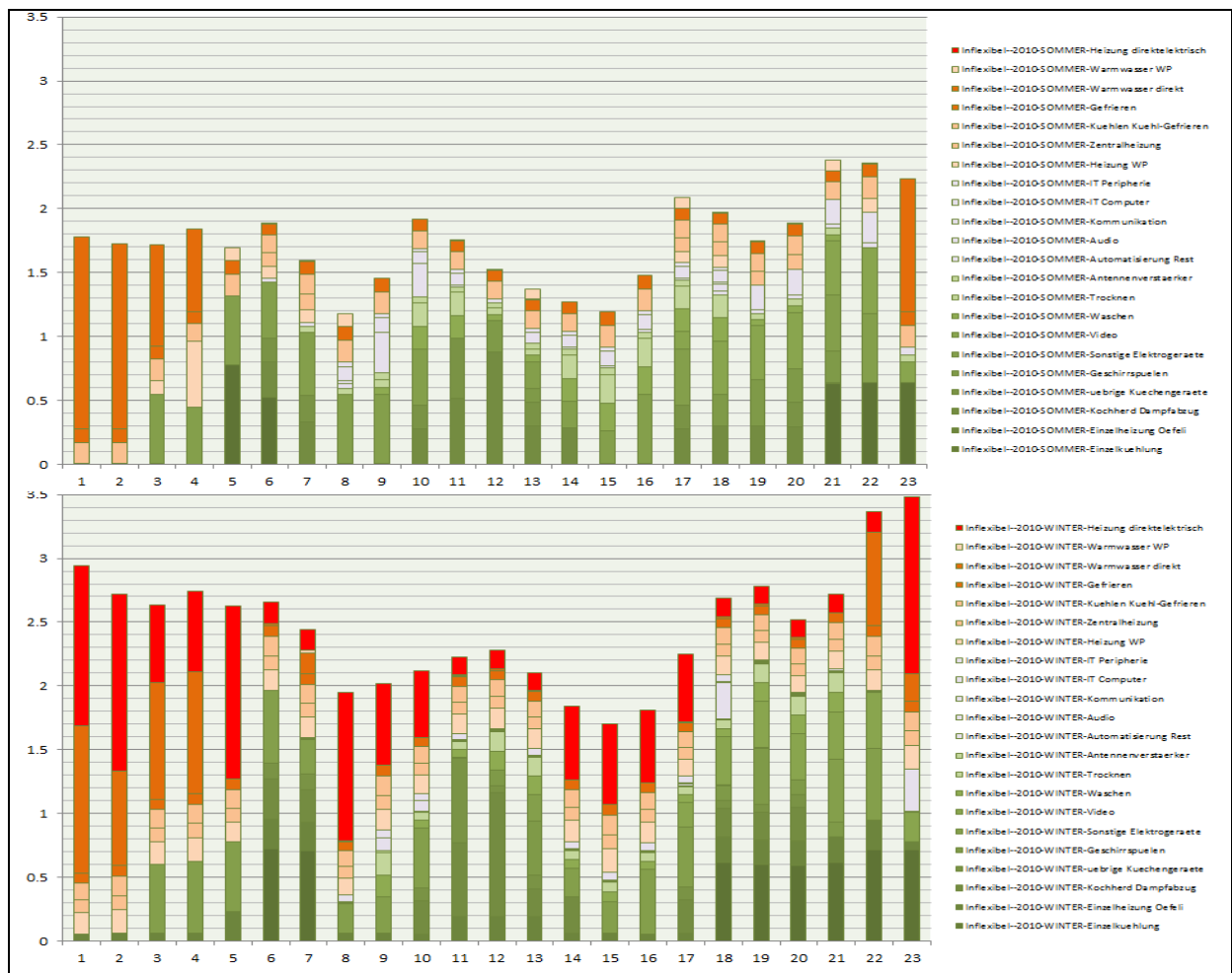


Abbildung 2. Stromverbrauch [GW], Durchschnittstag Sommer (oben) / Winter (unten) 2010.

**Ergebnis IV: Tageslastgang-Flexibilisierung hin zu einem PV-Erzeugungsprofil.** Diese Illustration des realen Einsatzes der theoretischen Potenziale wurde für die VSE-Szenarien 1 und 2 und für ein hypothetisches PV-Erzeugungsprofil durchgeführt. Die Simulation ergibt Tageslastkurven Schweiz, jeweils für das Sommer- und das Winterhalbjahr, entweder nicht-flexibilisiert oder flexibilisiert (d.h. Verschiebung von Wärme- und Kältebezogener Stromverbrauch um bis zu 2h vorher). Das Ziel ist die Erreichung eines durchschnittlichen PV-Einspeiseprofils (unterschiedliche für das Sommer- und Winterhalbjahr). Die Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

	Ohne Nachfrageflexibilisierung		Mit Nachfrageflexibilisierung	
<b>Zukunft (2020, 2035, 2050), Durchschnittstage</b>	<b>VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“</b>  Der zukünftige nicht-flexibilisierte Stromverbrauch ...	<b>VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“</b>  Der zukünftige nicht-flexibilisierte Stromverbrauch ...	<b>VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“</b>  Der zukünftige, flexibilisierte Netto-Stromverbrauch ...  (Annahme einer PV-Einspeisung pro Jahr gleich gross wie HH-Stromverbrauch 2010)	<b>VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“</b>  Der zukünftige, flexibilisierte Stromverbrauch...  (Annahme einer PV-Einspeisung pro Jahr gleich gross wie HH-Stromverbrauch 2010)
<b>Sommer</b>	... liegt in der Nacht etwas unter, am Tag meist aber über demjenigen des Jahres 2010.	... liegt in der Nacht stark unter, am Tag aber über demjenigen des Jahres 2010.	... während der Nacht liegt teilweise über, teilweise unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt.	... während der Nacht liegt unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt.
<b>Winter</b>	.... liegt ab 16h und in der Nacht immer deutlich unter, am Morgen und bis 16h aber über demjenigen des Jahres 2010.	... liegt unter demjenigen des Jahres 2010.	... während der Nacht liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 11h-15h durch PV-Einspeisung gedeckt.	... während der Nacht liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 10h-16h durch PV-Einspeisung gedeckt.

*Tabelle 3. Auswirkungen des Einsatzes der Nachfrageflexibilisierung für den Angleich des Privathaushalte-Tageslastgangs hin zu einem PV-Erzeugungsprofil.*



---

## 2 Einführung und Zielsetzung

**Energiesystem der Zukunft.** Unser künftiges Energiesystem wird hohen, teils neuartigen Ansprüchen genügen müssen. Die bisherigen Teilsysteme (für die Energieträger Heizöl, Erdgas, Benzin/Diesel, usw.) sind kaum vernetzt, mögliche Synergien werden wenig genutzt. Die verstärkte Einbindung der neuen Erneuerbaren Energien, die vermehrt lokale Energieerzeugung sowie das Erfordernis des besseren Spitzenlast- und Strombilanz-Ausgleichsmanagements werden diese Teilsysteme zu einem Gesamtsystem verschmelzen. Das (auf den unteren Spannungsebenen bidirektionale) Elektrizitätsnetz wird dessen „Rückgrat“ sein, zusammen mit der meist von Speichern unterstützten Konversion zwischen verschiedenen Energieträgern. Bereits auf Gebäudeebene (inklusive Elektrofahrzeuge) wird zu entscheiden sein, welche Energieform wann zur Verfügung steht, wozu sie eingesetzt oder wie sie allenfalls konvertiert und/oder zwischengespeichert wird. Diese Ansprüche und die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems werden auch die Stromnachfrage in hohem Masse beeinflussen.

**Vorschau 2012 des VSE.** Mit seiner Vorschau 2012 (als Nachfolgepublikation der Vorschau 2006) wird der VSE eine Analyse des aktuellen und künftigen technologischen, politischen und regulatorischen Umfelds der Schweizerischen Stromversorgung vorlegen. Der VSE möchte mit seiner Vorschau 2012 aufzeigen, wo die Möglichkeiten und Grenzen verschiedener Technologien für die Beeinflussung der Nachfrage und des Angebots liegen. Dazu werden unterstützende Studien in verschiedenen Bereichen, unter anderem der Stromnachfrage, durchgeführt.

**Rolle der Nachfrageflexibilisierung.** Der wachsende Anteil an fluktuierender und schwer prognostizierbarer Stromerzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien (stochastische Energiequellen) stellt neue Herausforderungen an das Stromversorgungssystem. Der Ausgleich der Schwankungen muss nicht notwendigerweise über Regelleistung auf der Erzeugungsseite erfolgen, sondern kann teilweise auch durch eine Flexibilisierung der Stromnachfrage erfolgen (sogenanntes demand side management, abgekürzt DSM).

**Nachfrageflexibilisierung meint** Aktivitäten der Endverbraucher und der Energieversorger, entweder um die Lastverteilung ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten, oder aber um Lastspitzen zu generieren und damit in der Produktion anzupassen. Die Potenziale von DSM für Elektrizitätserzeuger wurden schon in den 1970ern Jahren thematisiert (siehe z.B. Boivin 1995), damals vor allem im Sinne der möglichst optimalen Auslastung von Bandlastkraftwerken. Auch die in der Schweiz verbreitete Rundsteuerung verfolgt dieses Ziel. Seit den 2000er Jahren wird DSM zunehmend für die Anpassung der Nachfrage an ein dynamisches statt eines Bandlastangebot diskutiert. Speziell im Rahmen des Ausbaus stochastischer Energiequellen soll die Nachfrageflexibilisierung die Lasten optimieren, um damit die Netzkosten tiefer zu halten bzw. die Investitionen für Aus- und Umbau der Netze zu reduzieren. Nur so kann der gewünsch-

te Ausbau der stochastischen Energiequellen überhaupt erst ermöglicht werden. Nachfrageflexibilisierung dämpft den Bedarf an Reservekapazität und Spitzenenergie.

**Je nach Land** gestaltet sich DSM national unterschiedlich. Grund sind die unterschiedlichen Ansätze zur Liberalisierung des Strommarkts. Didden und D'haeseleer (2003) untersuchen, inwieweit die europäischen Ansätze sowohl der Liberalisierung als auch den Zielen des Kyoto-Protokolls genügen können. Länder sollten explizit entscheiden und festlegen, wer für die DSM-Potenziale welcher Kundengruppen verantwortlich ist. Einige Kombinationen von DSM-Aktivitäten können zu unerwünschten Resultaten führen.

**Aufteilung der Haushaltstromnachfrage auf Gerätekategorien.** Die Kenntnisse dazu, für welche Gerätegruppen Strom in Privathaushalten verwendet wird, sind sehr gering. Dies wird sich in naher Zukunft dank Smart-Metering-Pilotprojekten ändern; erste Daten aus solchen Projekten konnten bereits für die vorliegende Arbeit genutzt werden. Auch die VSE-Verbrauchserhebung 2005 stellt hier einzigartige Grundlagen bereits. Darüber hinaus stehen meist nur Modellergebnisse zur Verfügung, welche nicht auf Messdaten basieren. Firth et al. (2008) analysieren die zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs von 72 Privathaushalten mit 5 Minuten Auflösung, und können so zwischen ständig eingeschaltete (und standby-)Geräte, zyklische arbeitende Geräte (namentliche Kühl- und/oder Gefriergeräte) und von Nutzern aktiv eingeschalteten Geräten unterscheiden. Die Rolle bzw. das Ausmass der Standby-Verbräuche ist ebenfalls nicht genau bekannt, es gibt aber Einzelhinweise darauf, dass der Anteil des Standbyverbrauchs an der Gesamtnachfrage stark wächst und damit im Kontext der Nachfrageflexibilisierung in Privathaushalten von zunehmender Bedeutung sein könnte. Firth et al. (2008) z.B. stellen eine 10%-Zunahme innert Jahresfrist in UK-Privathaushalten fest.

**Ziele der Studie.** Die vorliegende Studie untersucht die möglichen Beiträge der Nachfrageflexibilisierung in Haushalten zum künftigen Energiesystem. Die Studie berechnet dazu die Anteile der einzelnen Verbraucherkategorien an der Haushaltstromnachfrage sowie mögliche Beiträge des Lastmanagements zur Reduktion der Spitzenlast bzw. zur Reduktion der benötigten Regelleistung. Betrachtet werden alle Verbraucherkategorien im Haushaltbereich (Raumklima und Warmwasser, Beleuchtung, Haushalt-, Hobby- und Elektronikgeräte). Nicht Gegenstand der Studie ist die Reduktion der Nachfrage. Aspekte wie den Verzicht auf Energiedienstleistungen infolge hoher Spitzenlasttarife und die Möglichkeiten des Lastabwurfs oder auch der Netzabtrennung von Photovoltaikanlagen werden nicht vertieft untersucht.

**Flexibilisierungspotenzial.** Die Nachfragesteuerung kann dabei verschiedene Stufen der Ausprägung annehmen: Von der Lastverschiebung von Temperaturspeichern (thermische Speicher wie Kühlschränke, Gefriertruhen, Elektroboiler, evtl. auch die Raumwärme selber) über den zeitversetzten Betrieb (Geschirrspüler, Waschmaschine) bis hin zum Abschalten von Lasten oder bei umgekehrter Netzsituation von dezentralen Energieanlagen. Mögliche Instrumente im Bereich der Nachfragesteuerung von Haushalten sind erstens Tarifierungen und zweitens die lokale Lastoptimierung durch kurzfristiges Ansteuern von dazu geeigneten Verbrauchern. Betrachtet

---

werden Massnahmen zur Nachfrageflexibilisierung, wobei nach Verschiebedauer (bis 15 Minuten, bis 1 Stunde, zwischen 1 und 4 Stunden, über 4 Stunden) unterschieden wird.

Bei **für DSM geeigneten Gerätekategorien** wird meist zuerst an Kühl- und/oder Gefriergeräte sowie Boiler gedacht. Als weiteren thermischen Speicher lässt sich jedoch auch die Raumwärme einsetzen. Dies ist von hoher Relevanz, weil der Strombedarf von Weisser Ware infolge zunehmender Effizienz in Zukunft zurückgehen wird. Weil viele auf fossile Brennstoffe basierende Heizsysteme inskünftig durch Wärmepumpen ersetzt werden dürften, wird die Raumwärme die anderen Temperaturspeichern bzgl. DSM-Potenzial in ca. 20 Jahren überholen. Hong et al. (2012) simulieren, wie sich mithilfe eines lokalen DSM die Raumwärme zweier Testgebäude mit einer von einer Windturbine gespeisten Wärmepumpe sicherstellen lässt.

**DSM führt grundsätzlich** sowohl zu einer Nachfragereduktion als auch zu einer zeitlichen Verschiebung der Nachfrage. Die Reduktion ist meist relativ gering, der Aspekt der zeitlichen Verschiebung überwiegt deutlich. Papagiannis et al. (2008) schätzen die möglichen Verbrauchsreduktionen in der EU15 auf 1% bis 4%. Weil damit der Zubau von Kraftwerken mit überdurchschnittlichen marginalen Kosten reduziert wird, entspricht dies aber einer Einsparung von 2% bis 8% bei den Investitionskosten für zusätzliche Kraftwerke.

**Zielgrössen.** Modelliert wird die Stromnachfrage je Gerätekategorie, charakterische Tageslastgänge sowie die Flexibilisierungspotenziale und ihre Auswirkungen auf die erforderliche Regelleistung.

**Stichjahre.** Betrachtet wird das Nachfrage-Flexibilisierungspotenzial für die Schweiz für die Stichjahre 2020, 2035, 2050.

**Szenarien.** Die Analysen erfolgen für die beiden Szenarien „Moderat verstärkte Energiepolitik“ sowie „Forcierte Energiepolitik“, welche der VSE im Rahmen der Vorschau 2012 entwickelt hat und welche auch für die Bereiche Angebot und Netze Anwendung finden. DSM-Potenziale sind grundsätzlich stark abhängig vom jeweiligen Szenario. Der Einfluss einer Reduktion der Gesamtstromnachfrage auf die DSM-Potenziale kann dabei durchaus überproportional sein. Denn die für eine Nachfragereduktion erforderlichen Effizienzsteigerungen bedingen meist den Einsatz anderer Technologien. Borg und Kelly (2011) untersuchen den Effekt des verstärkten Einsatzes effizienter Technologien. Während die Gesamtstromnachfrage reduziert wird, bleibt die Spitzenlast unverändert.

**Wetterperioden.** Betrachtet werden das hydrologische Jahr, sowie das Winter- und Sommerhalbjahr sowie Kälte- und Hitzewelle. Die vorliegende Studie erforscht das Nachfrageflexibilisierungspotenzial für einen typischen Winter und einen typischen Sommertag. Die Potenziale können jedoch von Tag zu Tag stark variieren. Namentlich das Wetter hat einen starken Einfluss. Dies wird traditionell über die Heizgradtage erfasst, und in Analogie auch für die Kühlgradtage. Auch Kühl- und/oder Gefriergeräte sowie Boiler weisen eine gewisse Abhängigkeit von der Ausstemperatur und -luftfeuchtigkeit auf (Hart und de Dear 2004).

## 3 Vorgehen und verwendete Szenarien

### 3.1 Arbeitsschritte

Die Studie geht nach den folgenden methodischen Schritten vor:

- Den Rahmen setzen die vom VSE definierten Szenarien, welche in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellt werden (Kapitel 3);
- Begrifflichkeiten zur Nachfrageflexibilisierung werden geklärt: Welche Arten der Flexibilisierung werden unterschieden, über welche Zeitintervalle kann eine solche Lastverschiebung stattfinden (Kapitel 4);
- Das Modellkonzept wird beschrieben, die zu betrachtenden Stromverbraucher (Gerätekategorien) werden definiert. Modelliert wird auch die Entwicklung der Heizstruktur des Gebäudebestands, welche determiniert, wieviel Elektrizität künftig für Wärmepumpen-Raumheizung zusätzlich benötigt wird, wird (Kapitel 5);
- Das Berechnungsmodell kombiniert die Bestände je Gerätekategorie/Jahr/Szenario mit Betriebsstunden/Auslastungsgraden und den spezifischen Stromverbräuchen. Damit ergibt sich die Stromnachfrage nach Gerätekategorie (Kapitel 6);
- Abschätzung der theoretischen Potenziale der Flexibilisierung (Kapitel 7) je Szenario und Stichjahr, für die einzelnen Gerätekategorien und insgesamt;
- Ermittlung typischer Tageslastgänge für die betrachteten Kategorien von Haushaltgeräten (Kapitel 8);
- Die Methode zur Modellierung von Tageslastgängen unter Nachfrageflexibilisierung (Kapitel 9);
- Die resultierenden Haushalt-Tageslastgänge je Szenario (für zwei VSE-Szenarien), Stichjahr und Sommer-/Winterhalbjahr, jeweils mit und ohne Nachfrageflexibilisierung (Kapitel 10);
- Schlussfolgerungen, Hemmnisse und Empfehlungen (Kapitel 11).

## 3.2 Szenario 1: „Moderat verstärkte Energiepolitik“

Der VSE definiert das Szenario 1 wie folgt:

Das Szenario 1 schreibt die sich bereits heute abzeichnende energiepolitische Entwicklung fort und führt zu einer Reihe von Verstärkungen energiepolitischer Vorschriften auf Bundes- und Kantonsebene. Die Schweiz beteiligt sich an einem moderaten europäischen oder internationalen Klimaschutzabkommen und der Energiestrategie der Europäischen Union. Daraus resultiert eine (tendenziell lineare) Weiterführung bis 2050 der von der EU bis 2020 angestrebten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20% im Vergleich zu 1990, der vorgesehenen Steigerung der Gesamtenergieeffizienz um 20% im Vergleich zu 2005 und dem beabsichtigten Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 20% am Gesamtenergieverbrauch, an welchen der Strom einen Teilbeitrag leistet. Die Schweiz nimmt dadurch ebenfalls an den internationalen bzw. EU-weiten Handels- und Ausgleichsmechanismen bei der CO<sub>2</sub>-Reduktion und beim Ausbau der erneuerbaren Energien teil. Daraus resultiert im Vergleich zum Status quo eine Erhöhung der Stromeffizienz (ohne Trendumkehr beim Verbrauchsanstieg) und ein Ausbau der erneuerbaren und dezentralen Stromproduktion. Die Steigerung von Energieeffizienz und Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kann dabei sowohl durch staatliche Intervention als auch durch marktbasierende Instrumente – oder eine Kombination von beiden – erfolgen. Die Ausgestaltung des übrigen Kraftwerksparks hängt wesentlich von der gesellschaftlichen Akzeptanz und den allenfalls sich daraus ergebenden politischen Entscheidungen für oder gegen gewisse Technologien ab.

Das VSE-Szenario 1 ist als Trendszenario zu bezeichnen in dem Sinne, dass es vom heutigen Zustand ausgeht. Da es wesentliche neue politische Instrumente postuliert, ist es kein Business-as-usual-Szenario. Insbesondere nimmt es die 20/20/20-Strategie auf (20% CO<sub>2</sub>-Reduktion, 20% Anteil erneuerbare Energie am Energieverbrauch, 20% mehr Energieeffizienz bis 2020) und postuliert ihre Weiterführung nach 2020. Mit Blick auf die Endenergienachfrage und den Anteil der neuen erneuerbaren Energien am Produktionsmix ist es in der Nähe des Szenario I der 2007er BFE-Energieperspektiven anzusiedeln, entspricht in wesentlichen Annahmen dem ETS-Trendszenario, und ist von den VSE-Szenarien jenes, welches dem 2011er „weiter wie bisher“-Szenario des BFE (Prognos 2011) am nächsten ist.

Für die Nachfrageseite bedeutsam ist insbesondere, dass zwar von einer Erhöhung der Stromeffizienz, infolge der Mengenausweitung aber dennoch von einer Fortsetzung des Nachfragewachstums beim Strom ausgegangen wird (beim Stromverbrauchsanstieg „keine Trendumkehr“). In Kapitel 3.6 werden die weiteren Annahmen zur Auslegung des Szenarios 1 beschrieben, um zu einer Nachfrageentwicklung zu gelangen so, dass die Fragestellungen zur Nachfrageflexibilisierung bearbeitet werden können.

Für die Fragestellung der Potenziale zur Flexibilisierung der Nachfrage ist bedeutend, dass Szenario 1 die „Ausgestaltung des übrigen Kraftwerksparks“ nicht spezifiziert. Es wird die vorliegende Arbeit angenommen, dass im Falle des Verzichts auf neue AKW stattdessen GuD mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung oder -Kompensation ebenfalls für ein Bandlastangebot sorgen.

### 3.3 Szenario 2: „Forcierte Energiepolitik“

Der VSE definiert das Szenario 2 wie folgt:

Das Szenario 2 postuliert einen bedeutenden Shift der öffentlichen Meinung und der politischen Stimmung hin zu mehr Energieeffizienz und mehr erneuerbaren Energien und führt zu einer massiven Verschärfung energiepolitischer Vorschriften auf Ebene Bund und Kantone. Dieser Meinungsumschwung äussert sich im Abschluss eines globalen Klimaabkommens mit drastischen Zielen für die Reduktion des globalen Treibhausgasausstosses. Die rigorose Umsetzung dieser Ziele richtet den Blick auf nationale Strategien für eine deutliche Steigerung der Energie- und Stromeffizienz und für einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, in deren Rahmen die Potenziale weitgehend ausgeschöpft werden. Die erneuerbaren Energien leisten dadurch 2050 den Löwenanteil der Stromversorgung. Der bisherige Anstieg des Stromverbrauchs wird durch forcierte Effizienzmassnahmen kompensiert. Die damit verbundenen notwendigen staatlichen Eingriffe führen zu einer starken Regulierung der Energiewirtschaft.

Auch das VSE-Szenario 2 geht vom heutigen Zustand aus. Für die ersten Jahre wird sich das Szenario 2 betreffend der Stromnachfrage nicht wesentlich vom Szenario 1 unterscheiden, weil die meisten zusätzlichen Politikmassnahmen erst nach einigen Jahren in Kraft gesetzt wären und greifen könnten. Es ist in der Nähe des Szenario III der 2007er BFE-Energieperspektiven anzusiedeln. Mit Blick auf die Endenergienachfrage und den Anteil der neuen erneuerbaren Energien am Produktionsmix liegt das VSE-Szenario 2 etwa in der Mitte zwischen dem ETS-Referenzszenario und dem „ETS-Szenario“, und ebenfalls ca. in der Mitte zwischen den 2011er „weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“-BFE-Szenarien (Prognos 2011).

Für die Nachfrageseite ist wichtig, dass davon ausgegangen wird, dass die Effizienzsteigerung von der Mengenausweitung nicht mehr überkompensiert wird und der heutige Trend eines anhaltenden Nachfragewachstums beim Strom gebrochen würde („der bisherige Anstieg des Stromverbrauchs wird durch forcierte Effizienzmassnahmen kompensiert“). In Kapitel 3.6 werden die weiteren Annahmen zur Auslegung des Szenarios 2 beschrieben, damit eine Nachfrageentwicklung angenommen werden kann. Für die Fragestellung der Potenziale zur Flexibilisierung der Nachfrage ist insbesondere bedeutend, dass Szenario 2 die „Ausschöpfung der Potenziale der Erneuerbaren Energie“ bei der Stromproduktion im Jahr 2050 postuliert; es ist also mit einem hohen Anteil stochastischer Energie zu rechnen.

### 3.4 Szenario 3: „100% Erneuerbar“

Der VSE definiert das Szenario 3 wie folgt:

Bis 2050 ist die Stromversorgung zu 100% auf erneuerbare Energien (im Inland und im Ausland, auf die Jahresbilanz bezogen), und Wärme-Kraft-Kopplung umgestellt. Die möglicherweise noch verbleibende Erzeugung aus fossilen Energieträgern (GuD-Anlagen) würde klimaneutral gestellt. Dem Szenario soll das Leitbild der 1-Tonne-CO<sub>2</sub>-Gesellschaft unterlegt werden, was noch weitergehende, rigorose Anstrengungen auch auf der Nachfrageseite erforderlich macht. Das Szenario soll dazu die nachfrage- und angebotsseitige Ausgestaltung, sowie die Konsequenzen einer solchen Politik für Gesellschaft, Volkswirtschaft, Umwelt, und Unternehmen, sowie für allfällige politische Massnahmen auf Ebene Bund und Kantone beschreiben.

Das Szenario 3 stellt damit ein Normszenario dar, analog zum 2011er „Neue Energiepolitik“-BFE-Szenario bzw. dem 2007er Szenario IV der BFE-Energieperspektiven. Das Szenario 3 definiert sich primär über das Tonne-CO<sub>2</sub>-pro-Kopf-Endziel und entsprechende Zwischenziele je Stichjahr, dann über das entsprechende Energieangebot sowie über die Aufteilung der Endenergienachfrage (und der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen) auf die einzelnen Sektoren. Bei Szenarien aufgrund des 1-Tonne-CO<sub>2</sub>-pro-Kopf-Leitbilds sind der genaue Zeitpunkt für das Erreichen des 1-Tonne-Ziels, der Umgang mit importierter grauer Energie und die Frage von Wohlstandsunterschieden zwischen der Schweiz und dem Weltdurchschnitt entscheidend dafür, wie rigoros sie sind.

### 3.5 Angenommene Rahmendaten der Szenarien

Für die Auslegung der VSE-Szenarien werden in dieser Studie Entwicklungen verschiedener Rahmendaten angenommen, deren historischer Verlauf 2000 bis 2009 in untenstehender Tabelle gezeigt wird. Aus Sicht der Entwicklung und der Flexibilisierung der Nachfrage interessieren vor allem die Trends bei der Bevölkerung (Quelle: BFS 2010), den Energiebezugsflächen (Quelle: Prognos 2011b) und der Anzahl Wohneinheiten (Quelle: BFS 2011). Bei vielen Rahmendaten gibt es Abgrenzungsfragen, zum Beispiel bei der Bevölkerung (neben der ständigen Bevölkerung gibt es weitere Personengruppen, welche aus energetischer Sicht zur Bevölkerung zu zählen sind), der Anzahl der Wohneinheiten (Umgang mit Kleinwohnungen, Kollektivhaushalte und der teilweise kommerziellen Nutzung von Wohnflächen) und den Energiebezugsflächen.

<b>Rahmendaten</b>	<b>Einheit</b>	<b>2000</b>	<b>2003</b>	<b>2006</b>	<b>2009</b>
Zuwachs BIP/cap/a	%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%
BIP/cap	kCHF/cap	64.9	66.2	67.4	68.6
Zuwachs Bevölkerung/a	%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%
Bevölkerung	Mio	7.21	7.41	7.60	7.80
BIP real in Preisen von 2009	Mrd CHF	467.8	490.3	512.8	535.3
EBF/cap	m <sup>2</sup> /cap	57.8	59.1	60.3	61.4
Wohnflächen EBF	Mio m <sup>2</sup>	416.5	437.4	458.3	479.2
Wohneinheiten	Mio	3.57	3.72	3.86	4.01
cap/Wohneinheit		2.02	1.99	1.97	1.95

*Tabelle 4. Historische Entwicklung der Rahmendaten 2000 bis 2009.*

Wichtige Indikatoren, wie die Anzahl EBF-m<sup>2</sup> pro Kopf und die Anzahl Personen je Wohneinheit, zeigen klare, nahezu lineare Trends. Auch wenn nicht alle Wohneinheiten ständig bewohnt sind und die durchschnittliche Haushaltgrösse deshalb etwas höher anzunehmen wäre als wenn man die Bevölkerung durch die Anzahl Wohneinheiten dividiert, bleibt die gleiche relative Entwicklung.

Die nachstehende Tabelle zeigt die Entwicklung der wichtigsten Rahmendaten, wie die vorliegende Arbeit sie für die Auslegung der VSE-Szenarien angenommen hat. Diese Rahmendaten entstammen den aktuellen Prognosen zur Bevölkerung (BFS 2010), des seco (BIP) und des BFE (EBF) und decken sich mit den neuen BFE-Energieperspektiven (Prognos 2011b). So bleibt die Vergleichbarkeit auf der aggregierten Ebene gewahrt.

<b>Rahmendaten</b>	<b>Einheit</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Zuwachs BIP/cap/a	%	0.6%	0.5%	0.8%	0.8%
BIP/cap	kCHF/cap	69.0	73.4	78.9	88.7
Zuwachs Bevölkerung/a	%	0.7%	0.3%	0.1%	0.0
Bevölkerung	Mio	7.87	8.44	8.89	9.04
BIP real in Preisen von 2009	Mrd CHF	542.8	619.1	701.3	802.2
EBF/cap	m <sup>2</sup> /cap	61.8	66.7	70.9	73.2
Wohnflächen EBF	Mio m <sup>2</sup>	486.2	562.9	630.5	661.7
Wohneinheiten	Mio	4.06	4.49	4.91	5.17
cap/Wohneinheit		1.94	1.88	1.81	1.75

*Tabelle 5. Annahmen zur Entwicklung der Rahmendaten.*

Die Entwicklung der Wohnflächen wurde für die vorliegende Arbeit so gewählt, dass EBF-m<sup>2</sup> pro Kopf zwar bis 2050 zunehmen, das pro-Kopf-Wachstum jedoch abgeschwächt wird. Dies führt zu angenommenen 66.7, 70.9 und 73.2 pro-Kopf EBF-m<sup>2</sup> in 2020, 2035 bzw. 2050. Daraus errechnet sich dann, unter Hinzunahme des Bevölkerungswachstums, die EBF-Gesamtzahl.



### 3.6 Angenommene Nachfrageentwicklung der Szenarien

Im Folgenden werden die VSE-Szenarien weiter ausgelegt, auf Basis der oben vorgestellten Rahmendaten. Ziel ist es, eine konsistente Stromnachfrageentwicklung für Privathaushalte annehmen zu können. Dazu werden auch mögliche Entwicklungen der Gesamtstromnachfrage und der Endenergienachfrage skizziert.

Für die Auslegung der VSE-Szenarien wird teilweise aufgrund einer Pro-Kopf-Betrachtung (Szenario 1), teilweise auf Ebene der Gesamtstromnachfrage (Szenario 2), teilweise top-down aufgrund eines globalen CO<sub>2</sub>-Emissionspfads (Szenario 3) vorgegangen. Ausgangspunkt sind die folgenden **Leitgedanken**:

1. Im VSE-Szenario 1 sollte der *Elektrizitätsverbrauch in Privathaushalten pro Kopf etwa stabil* bleiben. Infolge der zunehmenden Elektrifizierung der Raumheizung und der Zunahme der Energiebezugsflächen pro Kopf sowie der steigenden Bedeutung der „übrigen“ Elektrogeräte bedingt dies deutliche Effizienzfortschritte bei Weisser Ware. Das VSE-Szenario 1 positioniert sich damit leicht „oberhalb“ des 2011er BFE-Szenarios „weiter wie bisher“, welches bereits von einer Abnahme des Pro-Kopf-Elektrizitätsverbrauchs in Privathaushalten ausgeht.
2. Im VSE-Szenario 2 sollte der *Gesamtelektrizitätsverbrauch in etwa stabil* bleiben. Infolge der starken Elektrifizierung der Raumwärme sowie des Verkehrs bedingt dies sehr starke Effizienzfortschritte bei Elektrogeräten. Das VSE-Szenario 2 positioniert sich damit zwischen den beiden 2011er BFE-Szenarien, aber näher beim BFE-Szenario „neue Energiepolitik“.
3. Wie in Kap. 3.4 ausgeführt, ist das VSE-Szenario 3 über den Tonne-CO<sub>2</sub>-pro-Kopf-Absenkungspfad definiert. Das Endziel entspricht dem Konzept einer „1-Tonne-CO<sub>2</sub>-pro-Kopf“-Weltgemeinschaft, welches in etwa um das Jahr 2100 zu erreichen wäre: Bei einer angenommenen Weltbevölkerung von 10 Milliarden sollen nicht mehr als jährlich 10 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> anthropogen emittiert werden – dies würde gemäss dem Durchschnitt heutiger Klimamodelle den Temperaturanstieg auf 0.2° C pro Dekade begrenzen. Man hofft, dass dies den meisten Ökosysteme eine genügende Anpassungszeit gewährleistet. Angenommen wird für die vorliegende Arbeit, dass das Einhalten des „Blue map“-Szenarios der IEA (OECD/IEA 2010) deckungsgleich ist mit dem Erreichen der „1-Tonne-CO<sub>2</sub>-Gesellschaft“, so dass die Zwischenziele übernommen werden können. Das „Blue map“-Szenario sieht für das Jahr 2050 bei einer Weltbevölkerung von dann ca. 9 Mrd. Menschen Emissionen von 14 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> vor. Dies entspricht nahezu 1.6 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Kopf im 2050. Es handelt sich hierbei aber um einen globalen Durchschnitt. Die Schweiz befindet sich zurzeit mit ca. 4.3 Tonnen CO<sub>2</sub> (ohne importierte „graue CO<sub>2</sub>-Emissionen“) über dem Durchschnitt. Für einen spezifischen Absenkungspfad ist deshalb noch festzulegen, wie die Schweiz sich relativ zu diesem Durchschnitt bewegt. Für den vorliegenden Bericht gehen wir davon aus, dass die höheren durchschnittlichen pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen der Schweiz auf deren höheren Wohlstand zurückzuführen sind, und dass dieser überdurchschnittliche Wohlstand auch in Zukunft erhalten bleibt, weshalb die Schweiz eine im Zeitverlauf stetig

abnehmende, aber dauerhaft leicht über dem globalen Durchschnitt sich befindende Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emission aufweisen wird. Wir nehmen deshalb für das Jahr 2050 für die Schweiz 1.7 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Kopf an. Aus diesen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist dann eine Nachfrageentwicklung grob abzuschätzen. Die neuen BFE-Szenarien legen dar, welche Schwankungsbreite in den Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen je nach Erzeugungsvariante besteht. Das BFE-Szenario „neue Energiepolitik“ weist bei einem Endenergieverbrauch 2050 von 137 TWh eine Bandbreite von 1.45 bis 2.11 Tonnen auf. Im VSE-Szenario 3 soll deshalb, um mit dem 1.7-Tonnen-Ziel für die Schweiz im 2050 kohärent zu sein, ein weiter reduzierter *Endenergieverbrauch von 133 TWh* angenommen werden. Die Pro-Kopf-Emissionen würden damit zwischen 1.41 und 2.06 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Kopf liegen (je nach Erzeugungsvariante).

Im folgenden werden die Eckwerte je Szenario gezeigt, wie sie sich aus den obigen Leitgedanken ergeben. Dabei werden zur Illustration jeweils auch die analogen Eckwerte der beiden BFE-Szenarien gezeigt.

#### Eckwerte VSE-Szenario 1 („moderat verstärkte Energiepolitik“)

<b>VSE-Szenario 1</b>		2010	2020	2035	2050
Endenergie/cap	kWh/cap	29.6	29.2	27.4	26.5
Elektrizität/cap	kWh/cap	7.6	8.1	8.8	10.0
Endenergie/BIP	kWh/100kCHF	42.9	39.8	34.7	29.9
Elektrizität/BIP	kWh/100kCHF	11.0	11.0	11.1	11.2
% Elektrizität	%	26%	28%	32%	38%
PHH-Endenergie/cap	kWh/cap	9.6	8.3	7.4	6.6
PHH-Elektrizität/cap	kWh/cap	2.36	2.12	2.09	2.17
% Elektrizität	%	25%	25%	28%	33%

Tabelle 6. Relative Eckwerte (pro Kopf und pro Wirtschaftsleistung) für VSE-Szenario 1.

<b>VSE-Szenario 1: Endenergienachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	66.7	75.6	70.1	65.8	59.3
Dienstleistungen	38.7	42.7	51.0	54.5	55.3
Industrie	45.9	45.2	59.9	66.3	70.0
Verkehr	66.2	69.6	65.0	57.0	55.0
Summe	217.6	233.1	246.2	243.5	239.6
<b>VSE-Szenario 1: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.9	18.6	19.6
Dienstleistungen	15.9	18.7	23.6	28.8	35.0
Industrie	18.1	19.3	23.5	27.1	28.8
Verkehr	2.6	3.2	3.2	3.6	6.6
Summe	52.4	59.8	68.2	78.1	90.0

Tabelle 7. Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage für VSE-Szenario 1

\*Aufteilung auf Sektoren für 2010 geschätzt.

In Tabelle 7 wurde das Gesamttotal (die Aufteilung nach Sektoren geschieht in der BFE-Elektrizitäts- und BFE-Gesamtenergiestatistik nach einer anderen Methodik als in den BFE-Energieperspektiven; für die vorliegende Arbeit wird letztere verwendet).

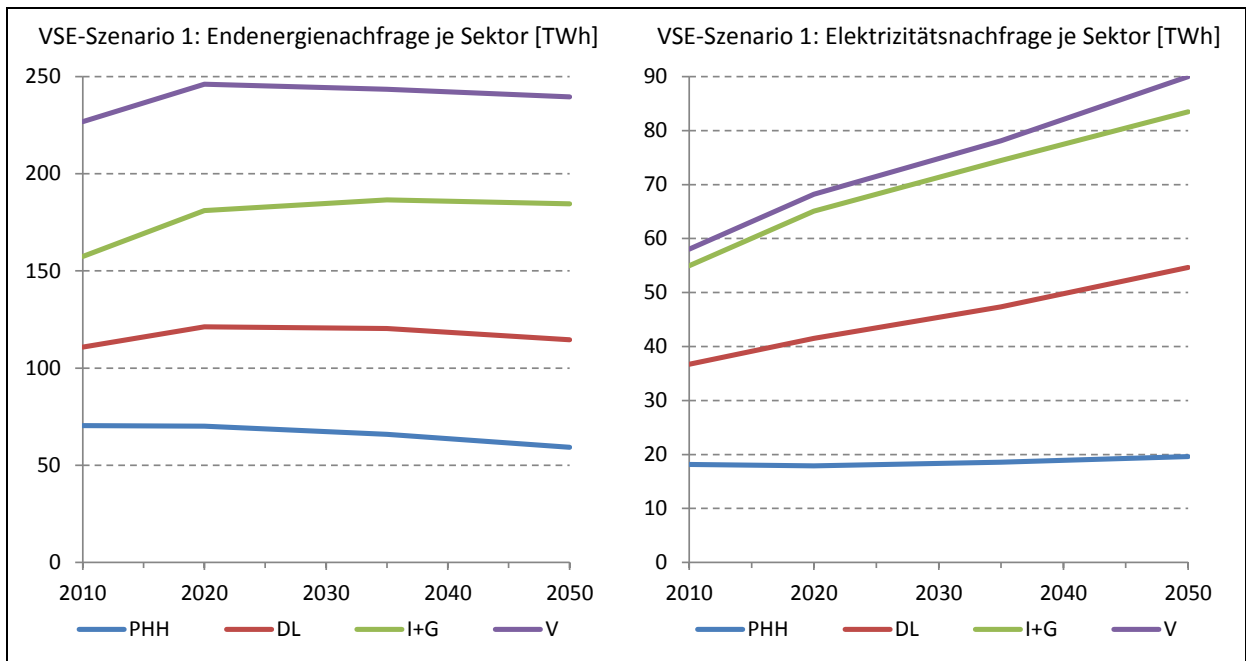


Abbildung 3. Verlauf der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage in VSE-Szenario 1 („moderat verstärkte Energiepolitik“). Die Nachfrage der Sektoren ist kumulativ aufgetragen.

### Eckwerte VSE-Szenario 2 („forcierte Energiepolitik“)

VSE-Szenario 2		2010	2020	2035	2050
Endenergie/cap	kWh/cap	29.6	25.9	19.9	17.5
Elektrizität/cap	kWh/cap	7.6	7.5	7.0	7.0
Endenergie/BIP	kWh/100kCHF	42.9	35.4	25.3	19.7
Elektrizität/BIP	kWh/100kCHF	11.0	10.2	8.9	7.9
% Elektrizität	%	26%	29%	35%	40%
PHH-Endenergie/cap	kWh/cap	9.6	7.8	5.7	4.5
PHH-Elektrizität/cap	kWh/cap	2.36	2.05	1.78	1.68
% Elektrizität	%	25%	26%	31%	38%

Tabelle 8. Relative Eckwerte (pro Kopf und pro Wirtschaftsleistung) für VSE-Szenario 2.

<b>VSE-Szenario 2: Endenergienachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	66.7	75.6	65.8	50.3	40.3
Dienstleistungen	38.7	42.7	39.8	36.5	36.0
Industrie	45.9	45.2	52.7	46.1	44.5
Verkehr	66.2	69.6	60.7	44.2	37.1
Summe	217.6	233.1	218.9	177.2	157.9

<b>VSE-Szenario 2: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.3	15.8	15.2
Dienstleistungen	15.9	18.7	20.3	20.4	20.7
Industrie	18.1	19.3	21.5	20.1	19.8
Verkehr	2.6	3.2	3.9	6.2	7.6
Summe	52.4	59.8	63.1	62.5	63.2

Tabelle 9. Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage für VSE-Szenario 2  
\*Aufteilung auf Sektoren für 2010 geschätzt.

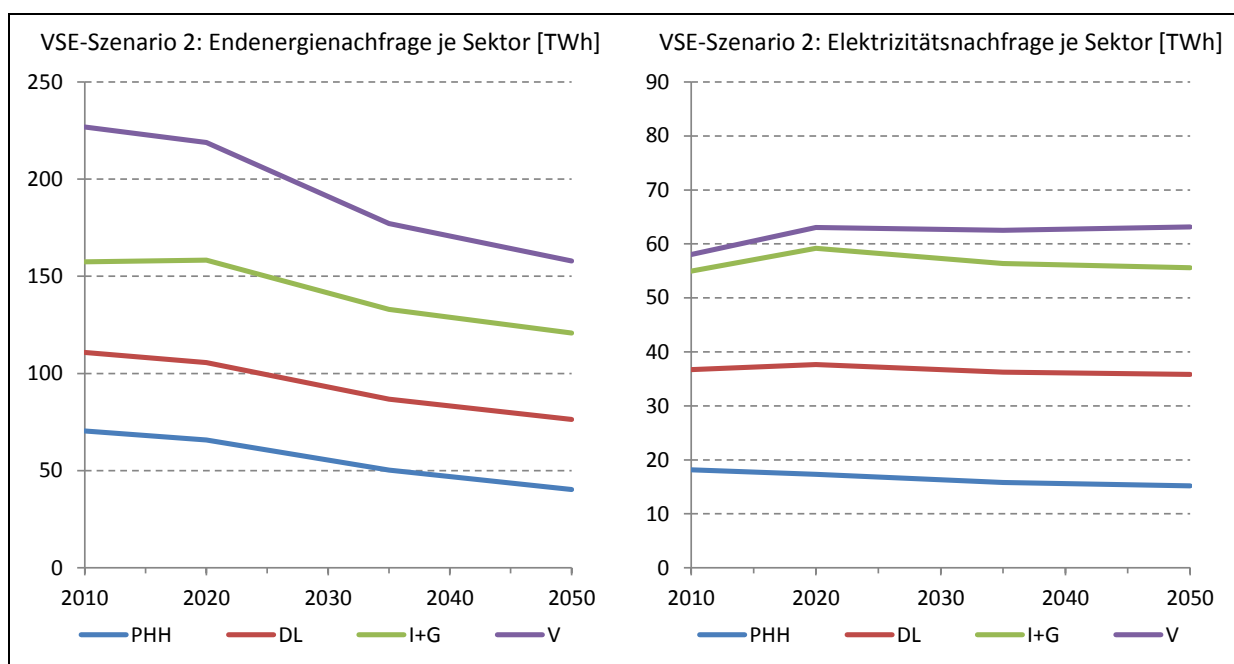


Abbildung 4. Verlauf der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage in VSE-Szenario 2 („forcierte Energiepolitik“). Die Nachfrage der Sektoren ist kumulativ aufgetragen.

### Eckwerte VSE-Szenario 3 („100% Erneuerbar“)

<b>VSE-Szenario 3</b>		2010	2020	2035	2050
Endenergie/cap	kWh/cap	29.6	25.0	17.7	14.7
Elektrizität/cap	kWh/cap	7.6	7.3	6.5	6.1
Endenergie/BIP	kWh/100kCHF	42.9	34.0	22.4	16.6
Elektrizität/BIP	kWh/100kCHF	11.0	9.9	8.2	6.9
% Elektrizität	%	26%	29%	37%	41%
PHH-Endenergie/cap	kWh/cap	9.6	7.6	5.1	3.8
PHH-Elektrizität/cap	kWh/cap	2.36	2.03	1.69	1.53
% Elektrizität	%	25%	27%	33%	40%

Tabelle 10. Relative Eckwerte (pro Kopf und pro Wirtschaftsleistung) für VSE-Szenario 3.

<b>VSE-Szenario 3: Endenergienachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	66.7	75.6	64.4	45.6	34.5
Dienstleistungen	38.7	42.7	36.4	31.0	30.1
Industrie	45.9	45.2	50.5	40.0	36.8
Verkehr	66.2	69.6	59.3	40.4	31.7
Summe	217.6	233.1	210.6	157.0	133.1
<b>VSE-Szenario 3: Elektrizitätsnachfrage je Sektor [TWh]</b>					
Sektor	2000	2010*	2020	2035	2050
Privathaushalte	15.7	18.6	17.1	15.0	13.8
Dienstleistungen	15.9	18.7	19.3	17.9	16.3
Industrie	18.1	19.3	20.9	18.0	17.0
Verkehr	2.6	3.2	4.1	6.9	7.9
Summe	52.4	59.8	61.5	57.8	55.0

Tabelle 11. Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage für VSE-Szenario 3

\*Aufteilung auf Sektoren für 2010 geschätzt.

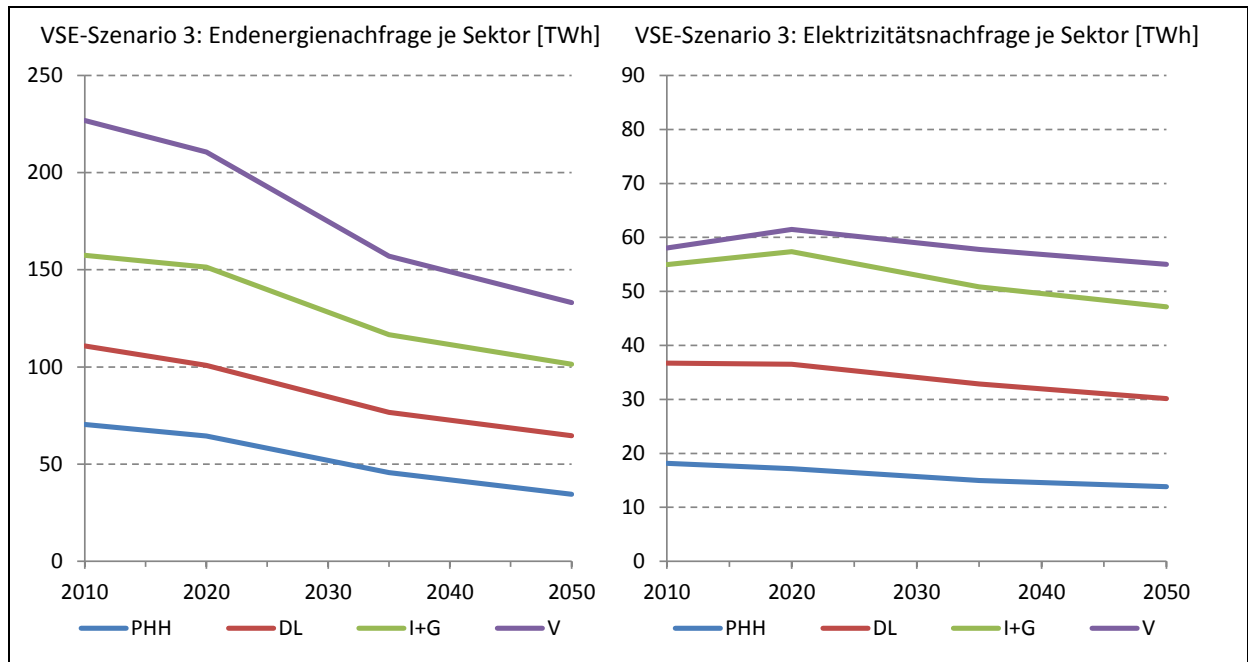


Abbildung 5. Verlauf der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage in VSE-Szenario 3 („100% erneuerbar“). Die Nachfrage der Sektoren ist kumulativ aufgetragen.

## 4 Arten der Nachfrageflexibilisierung

### 4.1 Flexibilisierungsart und Zeitdauer der Nachfrageverschiebung

**Nachfrageflexibilisierung.** Nachfragesteuerung oder Demand Side Management meint Aktivitäten der Endverbraucher und der Energieversorger, um die Lastverteilung ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten. Speziell im Rahmen des Ausbaus stochastischer Energiequellen soll die Nachfrageflexibilisierung die Lasten optimieren, um damit die Netzkosten tiefer zu halten bzw. die Investitionen für Aus- und Umbau der Netze zu reduzieren. Die Nachfragesteuerung kann dabei verschiedene Stufen der Ausprägung annehmen: Von der Lastverschiebung von Temperaturspeichern (thermische Speicher wie Kühlschränke, Gefriertruhen, Elektroboiler, evtl. auch die Raumwärme selber) über den zeitversetzten Betrieb (Geschirrspüler, Waschmaschine) bis hin zum Abschalten von Lasten oder bei umgekehrter Netzsituation von dezentralen Energieanlagen (oder auch die Speicherung in Batterien).

Studienziel ist die Abschätzung der Potenziale aus der Nachfrageflexibilisierung bei Haushalten:

- Die Flexibilisierung hat drei Ausprägungen: Primär die Lastverschiebung (z.B. Gefriertruhe kühlt dann, wenn Energie-Überangebot vorhanden ist), sekundär die Lastreduktion (Verzicht auf eine Energiedienstleistung), oder im Falle von lokaler Energieproduktion die Abschaltung oder Modulation der dezentralen Erzeugung.

Es werden **zwei verschiedene Arten der Flexibilisierung** unterschieden:

- Tarifliche Anreize (dynamische Stromtarife): der Konsument entscheidet selber, welche Last er verschiebt (oder auf welche Nachfrage er gar verzichtet). Diese Art der Nachfrageflexibilisierung ist dem Konsumenten stets bewusst, was zu einer deutlich geringeren Akzeptanz führt. Sie ist aber die einzig mögliche Art, um die Stromnachfrage von direkt durch Konsumenten angesteuerten Gerätekategorien zu flexibilisieren. Weil anzunehmen ist, dass eine solche Stromnachfrage aus Konsumentensicht eher nur für kürzere Zeit aufgeschoben werden kann, eignet sich diese Art der Flexibilisierung für kurzfristige Verschiebungsdauern.
- Steuerungstechnische Flexibilisierung: die Steuerung der Geräte zur Lastverschiebung erfolgt automatisch, wobei letzteres ein entsprechendes Geschäftsmodell voraussetzt und indirekt meist auch tarifliche Anreize umfassen wird.



Abbildung 6. Instrumente und Ausprägungen der Nachfrageflexibilisierung.

**Dauer der Verschiebung.** Sehr bedeutsam ist auch die Unterscheidung der zeitlichen Verschiebungsdauer. Manche Stromnachfrage kann für kurze Zeit flexibilisiert werden, aber nicht

für längere Zeit. Allgemein weisen Privathaushalte nur sehr geringe „intraday“-Flexibilisierungsmöglichkeiten auf; solche könnten natürlich vorgesehen werden (grössere Thermo- oder Stromspeicher), dies bedingt aber Investitionskosten, welche solche Massnahmen deutlich teurer machen als andere Flexibilisierungsmassnahmen z.B. in der Industrie. Darum machen solche grössere Energiespeicher in aller Regel nur Sinn, wenn sie z.B. für die Raumwärme eingesetzt werden (grosse Solarwärmespeicher), aber nicht rein für die Stromnachfrageflexibilisierung.

Es werden für die vorliegende Studie **fünf Intervalle der Verschiebungsdauer** unterschieden

- Bis 15 Minuten
- Ab 15 Minuten bis 1 Stunde
- Ab 1 Stunde bis 2 Stunden
- Ab 2 Stunden bis 4 Stunden
- Ab 4 Stunden

Je nach Flexibilisierungsart und Gerätekategorie werden **drei unterschiedliche Verläufe** der Flexibilisierungsanteile in Abhängigkeit der Verschiebungsdauer angenommen. Bei rein tariflichen Anreizen (der Konsument entscheidet aktiv über die Flexibilisierung) wird von relativ geringen Potenzialen ausgegangen, welche für bis zu 15 Minuten Verschiebung 15% des jeweiligen Energiebedarfs der entsprechenden Gerätekategorie betragen, und dann über 10% (bis 1 Stunde Verschiebung) und 5% (bis 2 Stunden) rasch auf Null (länger als 2 Stunden) abfallen. Bei der steuerungstechnischen Flexibilisierung nehmen wir 100% Flexibilisierungspotenzial bis 2 Stunden Verschiebungsdauer an, mit einem anschliessenden rascheren (50% Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 5% Potenzial über 4 Stunden) oder, für Warmwasserspeicher, langsamerem Abfallen (95% Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 60% Potenzial über 4 Stunden). Untenstehende Tabelle zeigt die entsprechende Übersicht.

Die Arten der Flexibilisierung ändern sich von 2020 bis 2050 in ihrer relativen Bedeutung:

- Die automatische Ansteuerung erfordert entsprechende Rechtsgrundlagen, Marktbedingungen, Stromzähler, Kommunikationsprotokolle und kommunikationsfähige Endgeräte. Sie steht prinzipiell später zur Verfügung als tarifliche Anreize. Dafür sind die Potenziale grösser.
- Denkbar sind sowohl lokale Ansteuerungskonzepte als auch zentral gesteuerte. Die kommunikativen Hürden sind bei lokalen Ansätzen geringer, die Potenziale bei den zentral gesteuerten dafür etwas grösser.
- Die Beiträge der Arten der Flexibilisierung ändern sich mit der Zeit: Anfänglich dominieren die tariflichen Potenziale, später die lokal steuerungstechnischen, schliesslich die zentral steuerungstechnischen. Der genaue zeitliche Verlauf hängt ab vom energiepolitischen Umfeld, der Angebotsseite sowie dem Fortschritt bei Ausbau und Umbau der Stromnetze (diese Aspekte werden über diese Szenarien definiert).



Gerätekat.	Flexibilisierungsart	Flexibilisierungspot. (theor.) je Verschiebungsdauer				
		bis 15 Min	bis 1 h	bis 2 h	2h bis 4h	über 4h
Heizung direktelektrisch	Steuerung	100%	100%	100%	50%	5%
Einzelheizung (Öfeli)	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Heizung WP	Steuerung	100%	100%	100%	50%	5%
Warmwasser (direkt)	Steuerung	100%	100%	100%	95%	60%
Warmwasser (WP)	Steuerung	100%	100%	100%	95%	60%
Kochherd/Dampfabzug	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
übrige Küchengeräte	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Geschirrspülen	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Beleuchtung innen	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Kühlen/Kühl-Gefrieren	Steuerung	100%	100%	100%	50%	5%
Gefrieren	Steuerung	100%	100%	100%	100%	100%
Waschen	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Trocknen	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Video	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Audio	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Kommunikation	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
IT (Computer)	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
IT (Peripherie)	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Zentralheizung	Steuerung	100%	100%	100%	50%	5%
Automatisierung	- (keine)	0%	0%	0%	0%	0%
Einzelkühlung	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%
Automatisierung (Rest)	- (keine)	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige Elektrogeräte	Konsument	15%	10%	5%	0%	0%

*Tabelle 12. Unterschiedene Gerätekategorien, Flexibilisierungsart (Konsument = tarifliche Anreize; Steuerung = dezentrale oder zentrale technische Ansteuerung) und geschätzte theoretische Flexibilisierungspotenziale je Verschiebungsdauer.*

## 4.2 Potenzial der Flexibilisierung

Untenstehende Tabelle zeigt in der Zusammenfassung die qualitativen Mengen- und Effizienztendenzen sowie die (technischen) Potenziale der Flexibilisierung je Gerätekategorie,

Gerätekategorie	Mögliche Effizienzsteigerung	Menge pro Haushalt	Mögliche Flexibilisierung *
<b>Heizung/Lüftung/Kühlung</b>			
Wärmepumpen	Technische Optimierung	Stark ansteigend	Hoch (Raumwärme als Speicher)
Elektrodirektheizung	Nur über Substitution zu WP	Abnehmend (evtl. Verbot)	Hoch (Raumwärme als Speicher)
Lüftung	Modulation; CO2-Steuerung	Zunehmend (in Anzahl)	
Kühlung	Technische Optimierung	Zunehmend (in Leistung+Anzahl)	Mittel (Raumwärme als Speicher)
Elektroboiler	Substitution (Solar/andere En.träger)	Abnehmend (in Anzahl)	Hoch (Thermospeicher)
<b>Licht</b>			
Beleuchtung	LED/OLED; Modulation	Zunehmend (in lumen)	Keine
<b>Küche</b>			
Kochherd	Induktion	Konstant**	Keine
Kühlschrank	Dämmung, tech. Optimierung	Zunehmend (in Grösse+Anzahl)	Hoch (Thermospeicher)
Gefriertruhe	Dämmung, tech. Optimierung	Zunehmend (in Grösse+Anzahl)	Hoch (Thermospeicher)
Geschirrspüler	Anschluss an WW; Temp.-Red.	Zunehmend (auch in Kleinst-HH)	Mittel (Zeitverzögerung)
Kaffeemaschine usw.	Reduktion Standby	Zunehmend	Keine
<b>Waschküche/Keller</b>			
Waschmaschine	Anschluss an WW; Temp.-Red.	Konstant**	Mittel (Zeitverzögerung)
Tumbler	Wärmepumpe; Substitution	Leicht zunehmend	Mittel (Zeitverzögerung)
Entfeuchtung	Technische Optimierung	Zunehmend	Mittel (Zeitverzögerung)
<b>Unterhaltungselektronik und IKT</b>			
TV/DVD/settop	Tech. Optimierung	Zunehmend (in Grösse und Zahl)	Keine
IKT	Modulation Sendeleistung Wireless	Stark zunehmend (in Anzahl)	Keine
Computer/Laptop/...	Tech. Optimierung	Zunehmend (in Anzahl)	Keine
<b>Elektromobilität</b>			
Plugin-Hybride	Technische Optimierung	Stark zunehmend	Mittel (Zeitverzögerung)
Elektromobile	Technische Optimierung	Zunehmend (je Jahr und Szenario)	Hoch (Zeitverzögerung)
			Hoch (Stromspeicher)
Elektrische 2-/3-Räder	Technische Optimierung	Stark zunehmend	Mittel (Zeitverzögerung)
<b>Gebäudeautomation/-steuerung</b>			
		Stark zunehmend	Keine
<b>Stromproduktion/-speicher</b>			
PV/WKK/Wind	Technische Optimierung	Zunehmend (je Jahr und Szenario)	Keine
Stationäre Batterie	Technische Optimierung	Zunehmend (je Jahr und Szenario)	Hoch (Stromspeicher)

\*Zeitliche Flexibilisierung, ohne Verzicht auf Energiedienstleistungen. Flexible Tarife führen potenziell auch zu Verzichten.  
\*\*Relative Zunahme, weil Anzahl Personen pro Haushalt abnimmt

Tabelle 13. Mengentendenz, Effizienz- und Flexibilisierungspotenziale je Gerätekategorie.

### 4.3 Weitere Aspekte

**Nachfragereduktion infolge flexibler Tarife.** Nachfrageflexibilisierung wird oft über flexible Tarife umgesetzt (es gibt aber auch andere Modelle). Das Preissignal soll den Konsumenten zu einer Verschiebung der Last bewegen. Wenn die Kosten (namentlich Arbeits- und Zeitkosten) dazu dem Konsumenten aber zu hoch erscheinen in Relation zum Preissignal, wird er keine Last verschieben. Als Handlungsalternative kann dann entweder auf die Last verzichtet werden, oder es findet keine Anpassung der Nachfrage statt. Beispiele: Der Konsument würde gerne die halbvolle Geschirrspülmaschine in Betrieb setzen, der Tarif ist aber gerade sehr hoch. Deshalb startet er die Maschine nicht. Später am Abend wird er sie, diesmal voll beladen, in Betrieb nehmen. Dies ist eine Kombination aus Lastverschiebung und Lastverzicht.

**Lastabwurf.** Mit Lastabwurf wird die zentral gesteuerte Abschaltung von Lasten gemeint, um die Stabilität des Netzes wieder herzustellen. Es handelt sich nicht um eine im Voraus geplante Flexibilisierungsmassnahme. Der Lastabwurf ist streng genommen nicht Teil der Nachfrageflexi-

bilisierung, sondern der (negativen) Regelleistung. Es werden aber die gleichen Steuerungen, Datenverbindungen und Kommunikationsprotokolle verwendet wie für die Nachfrageflexibilisierung.

**Abschaltung dezentraler Produktionsanlagen.** Analog zum Lastabwurf kann, namentlich in Zukunft bei einem hohen Anteil dezentraler, stochastischer Einspeisung, bei einem inversen Netzzustand auch eine dezentrale Produktionsanlage vom Netz genommen werden (z.B. Photovoltaikanlagen an einem sonnigen Samstagnachmittag). Wie beim Lastabwurf handelt es sich streng genommen nicht um Nachfrageflexibilisierung, es wird aber die gleiche Steuerungs-Infrastruktur verwendet.

## 5 Stromverbraucher in Haushalten

### 5.1 Methode

Für die Analyse der Potenziale der Flexibilisierung der Stromnachfrage von Privathaushalten benötigt man die Stromnachfrage je Gerätekategorie, da sich die Flexibilisierungsart, das theoretische Potenzial je Verschiebungsdauer, die Verteilung auf Winter- und Sommerhalbjahr sowie der jeweilige Tageslastgang unterscheiden. Um die Stromnachfrage je Gerätekategorie abzuschätzen, wird eine Kombination aus top-down- und bottom-up-Modellierung verwendet. Die Gesamtnachfrage der Privathaushalte auf aggregierter Ebene ist vorgegeben durch die Auslegung der Szenarien (Szenario 1: Tabelle 7; Szenario 2: Tabelle 9; Szenario 3: Tabelle 11). Sie wird disaggregiert durch Analogschlüsse aus Prognos (2011a) auf die hier unterstellten Verläufe der Gesamtnachfrage. Sie wird dann weiter disaggregiert durch bottom-up-Berechnungen. Diese Bottom-up-Berechnungen erfordern meist mehrere Annahmen (zu den Beständen, den Betriebszeiten und den spezifischen Energieverbräuchen der jeweiligen Gerätekategorie). Diese Annahmen werden, wo noch Freiheitsgrade vorliegen, so getroffen, dass das Resultat der bottom-up-Modellierung mit jenem der top-down-Modellierung übereinstimmt. Die Bottom-up-Berechnungen sind methodisch kompatibel mit der Berechnung der Stromnachfrage 2011 der Schweizer Haushalte aufgrund der VSE-Haushaltbefragung. Diese ist jedoch zum Zeitpunkt der Fertigstellung der vorliegenden Arbeit noch nicht abgeschlossen, so dass die Erhebungsergebnisse noch nicht herangezogen werden konnten.

### 5.2 Typisierung

Es werden die in untenstehender Tabelle aufgeführten Gerätekategorien unterschieden. Für jede dieser Kategorien ist ihr Anteil an der Gesamtnachfrage zu berechnen. Diese Anteile sind je Stichjahr und Szenario unterschiedlich.

Die hier verwendete Kategorisierung ist kompatibel mit der (in Erarbeitung begriffenen) VSE-Haushaltgeräteerhebung und lässt sich aggregieren zu den groberen Kategorien der BFE-Energieperspektiven (Prognos 2011a,b) und der VSE-Haushaltgeräteerhebung 2005.

ID_appcat	appcat_D	Beispiele	
11	Zentralheizung		
14	Warmwasser	Boiler, Vorlaufheizband	
15	Einzelheizung	Heizstrahler, Garageneinfahrtheizung, tragbare Elektroheizung, zuschaltbare Fussbodenheizung, Heizband für Dachrinne/Abflussrohre oder Aussenhahn (Frostschutzsystem)	
16	Einzelkühlung		0
18	Automatisierung	Steuerung; Storenmotoren, Luftzufuhr cheminée; Abwasserpumpe; Automatisches oder über Funk steuerbares Einfahrts- oder Garagentor	
21	Kochherd/Dampfabzug	Kochherde, Kochfelder mit Direktwahltasten über Touch Screen, Dampfabzug Küche	
22	Geschirrspülen		0
23	Kühlen/Kühl-Gefrieren	Kühlschränke, Kombi-Kühl-Gefrier-Geräte, Food Center	
24	Gefrieren	Gefrierschränke, Gefriertruhen	
26	übrige Küchengeräte	Toaster, Mixer, Wasserkocher, Brotbackmaschine, Saftmaschine/saftpresse, Fruchttrockner, Racletteöfen, Tellerwärmer, Flaschenwärmer, Reiskocher, Wasserspender; Kapselkaffeemaschine, Filterkaffeemaschine,	
31	Waschen		
32	Trocknen		
51	Beleuchtung	Innen- und Aussenbeleuchtung inkl. Girlandenketten, Weihnachtsbeleuchtung	
61	Kommunikation	DECT-Telefon, Babyphon, Faxgerät, Mobiltelefone, Batterieladegeräte	
62	IT	Computer, Laptop, Drucker, LAN/WLAN hub, iPad/tablets	
63	Video	TV, spielkonsolen/Wii/Xbox/playstation, satellite receiver, settop box, video player, DVD player, video camera,	
64	Audio	HiFi, iPod, CD-Radiorekorder, iPod-Lautsprecher, Radio, Radiowecker, elektrische Musikinstrumente, music	
	Andere Geräte	Bügeleisen, Dampfbügelstation mit Aktivbügeltisch Staubsauger, Akkustaubsauger, zentraler Staubsauger, Staubsaugroboter, Wasserauger, Dampfreiniger Haartrockner, Depiliergerät, Rasiergerät, Haarschneidegerät, Haarglättemaschine, Nähmaschine, elektrische Zahnbürste; Batterieladegeräte Hobbygeräte (Bohren, Sägen, Schleifen, Hobeln, usw.) Rasenroboter, elekt. Rasenmäher, Rasenschere, Heckenschere, Laubbläser; Häcksler sauna, whirlpool, waterbed, elek. Bett, elek.Sessel/Sofa, Massagesessel, Handtuchheizung, Aquarium, Solarium, Closomat, strombetriebene Fitnessgeräte, elektrische Decken, Babybett-Bewegungsmelder matten; Wasserpumpen für Wasserspiele; Papierschredder hot tub, pool, Wasserpumpen für Brunnen oder Teich, Überwachungskameras, Einbruchschutzsysteme	

Tabelle 14. Gerätekategorien und Beispiele für die darin enthaltenden Geräte.

### 5.3 Entwicklung der Mengen und der Energieeffizienz

Bei der Entwicklung der Mengen (hauptsächliche Treiber sind der Wohlstand und das Bevölkerungswachstum sowie das Wachstum der Anzahl Haushalte) und der Energieeffizienz werden die Annahmen wo möglich analog zu Prognos (2011b) getroffen. Sobald die Resultate der VSE-Haushaltergeräteerhebung 2011 vorliegen, würden bessere und detaillierte Daten zur Verfügung stehen und könnten die vorliegenden.

Im **Vergleich des VSE-Szenario 2 mit dem VSE-Szenario 1** gibt es bei Privathaushalten ein schnellerer Rückgang der elektrischen Direktheizungen (–14%, –47% und –61% für 2020/35/50, jeweils im Vergleich zu Szenario 1), bei Warmwasser (elektrischer Boiler) von –11%, –47% bzw. –78%. Zugleich nimmt auch der Strombedarf für Wärmepumpen-Boiler ab (–13% im 2035 und –24% im 2050), infolge der stärkeren Durchdringung mit Solarwärmespeichern. Bei Elektrogeräten (Weisser Ware) werden Fortschritte angenommen von –9% (2035) bzw. –18% (2050) beim Geschirrspülen, –9% bzw. –30% bei Kühlen/Gefrieren, –18% bzw. –30% beim Trocknen sowie –19% bzw. –26% beim Waschen.

Im **Vergleich des VSE-Szenario 3 mit dem VSE-Szenario 1** gibt es bei Privathaushalten ein nochmals schnellerer Rückgang der elektrischen Direktheizungen (–18%, –61% und –80% für 2020/35/50, jeweils im Vergleich zu Szenario 1), bei Warmwasser (elektrischer Boiler) von –

14%, –61% bzw. –100%. Zugleich nimmt auch der Strombedarf für Wärmepumpen-Boiler ab (–16% im 2035 und –37% im 2050), infolge der nochmals stärkeren Durchdringung mit Solarwärmespeichern. Bei Elektrogeräten (Weisser Ware) werden Fortschritte angenommen von –11% (2035) bzw. –22% (2050) beim Geschirrspülen, –12% bzw. –40% bei Kühlen/Gefrieren, –24% bzw. –38% beim Trocknen sowie –25% bzw. –34% beim Waschen.

## 5.4 Raumwärme und Gebäudebestand

Aus der Entwicklung der Heizungsstruktur des Gebäudebestands lässt sich ableiten, wie schnell die Elektrifizierung der Raumwärme (über Wärmepumpen) voranschreitet wird.

**Gebäudebestand des BFS.** Es wird die neue Gebäude- und Wohnungsstatistik (GWS) des BFS verwendet, welche ab 2009 die früher alle 10 Jahre im Rahmen der Volkszählung stattfindende Gebäude- und Wohnungserhebung ablöst. Seit Mitte Februar 2011 ist die zweite Ausbaustufe des GWS-Datenbestands verfügbar (BFS 2011): Neben den Gebäude- und Wohnungsdaten werden auch mit EGID (eidg. Gebäudeidentifikator) verknüpfte Personendaten der Einwohnerregister (EWR) sowie Daten aus der Strukturhebung (SE) der Volkszählung analysiert.

Geb.-Typ	Bestand*	Beschreibung	Bemerkung/Beispiel
EFH	934'260	Einfamilienhaus	Teile von DEFH/REFH sind EFH, wenn eigener Aussenzugang und tragende Trennmauer von Erdgeschoss bis Dach
MFH	413'049	Mehrfamilienhaus	
WMN	195'782	Wohngebäude mit Nebennutzung	Wohnhäuser mit Gewerbe, Bauernhäuser usw.
GTW	79'925	Gebäude mit teilw. Wohnnutzung	Schulhäuser und Verwaltungsgebäude mit Abwartswohnung
	1'623'016	*per 31.12.2009	

Tabelle 15. Definition der vier GWS-Gebäudetypen und Bestand per Ende 2009.

Gebäudetyp	Energieträger Wärmwasser	Energieträger Heizung										Summe
		And. Energietr.	Elektrizität	Fernwärme	Gas	Heizöl	Holz	Kein Energieträger	Kohle	Sonnenkollektor	Wärmepumpe	
EFH	Anderer Energieträger	2'372	621	12	38	53	23	7		66	72	3'264
	Elektrizität	69	117'119	35	457	1'025	780	99	8	311	599	120'502
	Fernwärme	9	3'181	7'624	153	234	137	61	2	43	131	11'575
	Gas	52	25'815	211	102'712	1'635	358	80	21	1'407	419	132'710
	Heizöl	178	151'683	674	1'802	297'742	2'440	385	54	2'207	2'903	460'068
	Holz	336	60'750	156	4'084	2'142	27'196	2'922	35	1'625	604	99'850
	Kein Energieträger	8	646	1	93	49	42	873		15	6	1'733
	Kohle	3	596	1	56	23	18	2	696	4	1	1'400
	Sonnenkollektor	5	362	6	37	71	106	1	1	744	70	1'403
	Wärmepumpe	213	56'421	268	192	627	269	41	12	2'517	41'195	101'755
MFH	Anderer Energieträger	4'084	239	41	17	86	8	8		20	17	4'520
	Elektrizität	13	30'131	14	207	403	223	10	2	69	149	31'221
	Fernwärme	87	1'336	7'919	260	408	64	23		31	53	10'181
	Gas	268	11'675	265	55'802	1'661	150	27	12	516	179	70'555
	Heizöl	596	56'590	718	1'998	184'581	1'092	97	18	899	1'001	247'590
	Holz	32	16'620	61	384	729	9'793	76	7	375	174	28'251
	Kein Energieträger	2	66	1	10	43	4	37		1		164
	Kohle	1	130		31	6	3		351			522
	Sonnenkollektor	2	80	6	8	48	25			183	21	373
	Wärmepumpe	43	8'884	77	175	336	92	9		466	9'590	19'672
WMN	Anderer Energieträger	975	99	1	37	61	18	1		5	8	1'205
	Elektrizität	11	10'549	4	96	179	251	6		19	53	11'168
	Fernwärme	49	688	3'228	126	248	47	4		11	23	4'424
	Gas	95	4'927	77	19'656	679	132	15	1	112	88	25'782
	Heizöl	116	24'895	203	725	58'079	1'300	43	9	310	506	86'186
	Holz	151	31'953	52	382	916	26'221	382	17	365	258	60'697
	Kein Energieträger	3	60	1	3	17	9	82			1	176
	Kohle	2	110		7	6	3		101			1
	Sonnenkollektor	1	42		8	16	25			91	4	187
	Wärmepumpe	19	3'056	23	28	124	85	2		149	2'241	5'727
GTW	Anderer Energieträger	227	56		6	14	2	4		1		310
	Elektrizität	11	4'948	7	58	117	36	18	1	6	34	5'236
	Fernwärme	8	527	1'766	65	97	21	7		12	15	2'518
	Gas	21	2'929	57	9'387	442	92	15	2	64	75	13'084
	Heizöl	73	13'198	168	499	32'590	227	38	5	142	396	47'336
	Holz	59	3'914	38	466	252	3'448	580	4	91	38	8'890
	Kein Energieträger	6	108	2	20	39	21	180		1	1	378
	Kohle		59		4	3	1		77			144
	Sonnenkollektor		12	2	1	8	7	2		36	3	71
	Wärmepumpe	6	836	14	20	89	7		1	44	941	1'958

Tabelle 16. GWS-Gebäudebestand 2009 nach Gebäudetyp sowie Energieträger für Raumwärme und Warmwasser. Angegeben ist der jeweils überwiegende Energieträger (Datenquelle: BFS 2011).

**Fortschreibung des Gebäudebestands.** Die Entwicklung der Bevölkerung, der EBF und der Anzahl Haushalte wird gemäss Prognos (2011b) angenommen. Grundsätzlich findet die Modellierung für den GWS-Bestand statt, d.h. die Anzahl der Gebäude und Wohnungen ändert sich zunächst nicht, wenn künftige Stichjahre betrachtet werden. Sie wird dann aber an der EBF-Entwicklung skaliert.

**Gesamterneuerungsraten von Heizanlagen.** Je Gebäudetyp werden, je Szenario, unterschiedliche Gesamterneuerungsraten der Heizanlage (gesamte Anlage, nicht nur Brenner) fest-

gelegt. Diese geben an, bei welchem Prozentsatz des Gebäudebestands jährlich die Heizanlage energetisch gesamterneuert wird. Auch wenn diese Änderungen oft mit der energetischen Erneuerung von Teilen der Gebäudehülle einher gehen, handelt es sich doch von der Modellierung her um separate Erneuerungsraten.

Die Heizanlage-Gesamterneuerungsraten werden für alle drei Szenarien rechnerisch je Zeitraum (bis 2020, 2021 bis 2035, 2036 bis 2050) differenziert: Bis 2020 betragen sie 90%, ab 2036 betragen sie 110% der Erneuerungsrate für den Zeitraum 2021 bis 2035. Für EFH, MFH sowie WMN werden die gleichen Erneuerungsraten angenommen; für GTW jeweils die Hälfte.

Die Erneuerungsraten werden so gewählt, dass im Jahr 2050 jeweils für den folgenden Prozentsatz des EFH/MFH/WMN-Gebäudebestands die Heizungsanlage gesamterneuert wurde: Im VSE-Szenario 1 (moderat verstärkte Energiepolitik) 50%, im Szenario 2 (forcierte Energiepolitik) 75%, im Szenario 3 (100% Erneuerbare) 100%. Dies vergleicht sich mit (approximativ) 35% für das Referenzszenario und 75% für das Effizienzscenario aus Jakob und Waldbaum (2009).

**Änderung des Raumwärme-Energieträgers.** Bei Heizanlage-Gesamtsanierungen kann es zu Änderungen des Raumwärme-Energieträgers kommen (sowie natürlich zu einer energetischen Verbesserung der Gebäudehülle). Wir treffen dazu die folgenden Annahmen:

1. Die Energieträger Elektrizität (nur Direktheizung, ohne Wärmepump), Kohle und „kein Energieträger“ kommen nach einer energetischen Sanierung nicht mehr vor. Sie werden substituiert durch Fernwärme, Holz, Gas, Heizöl, Wärmepumpe und Solarwärme.
2. Beim EFH-Bestand werden in VSE-Szenario 2 und VSE-Szenario 3 keine neue Ölheizungen erstellt; beim MFH-Bestand werden die entsprechenden Substitutionsraten in Szenario 2 halbiert (im Vergleich zu Szenario 1), und in Szen. 3 werden wie beim EFH-Bestand gar keine neuen Ölheizungen erstellt.
3. „Andere Energieträger“ werden nach einer energetischen Sanierung durch Holz ersetzt.
4. Insgesamt wird das Potenzial von Holz als beschränkt angenommen und ist deshalb in allen drei Szenarien ähnlich; da der Wärmebedarf in den VSE-Szenarien 2 und 3 aber schneller zurückgeht, können leicht grössere Anteile des Gebäudebestands mit Holz beheizt werden. Dies zeigt sich insbesondere im MFH-Segment.
5. Die zukünftigen Marktanteile der Fernheizung werden etwas niedriger angenommen als in Jakob und Waldbaum (2009), da bessere Gebäudedämmung zu einem mit reduziertem Wärmebedarf führt, was wiederum die Wirtschaftlichkeit neuer Fernwärmeanschlüsse beeinträchtigt. Neue Fernwärmeanschlüsse haben lange Lebensdauern und Amortisationszeiträume; infolge der neuen bundesrätlichen Energiepolitik ist mit einer beschleunigten Gebäudedämmung und infolge dessen mit einer reduzierten Investitionssicherheit für bestimmte neue Fernwärmeanschluss-Projekte zu rechnen.

Der resultierende zeitliche Verlauf der Energieträger-Verteilung wird in Abbildung 7 (EFH) und Abbildung 8 (MFH) gezeigt.



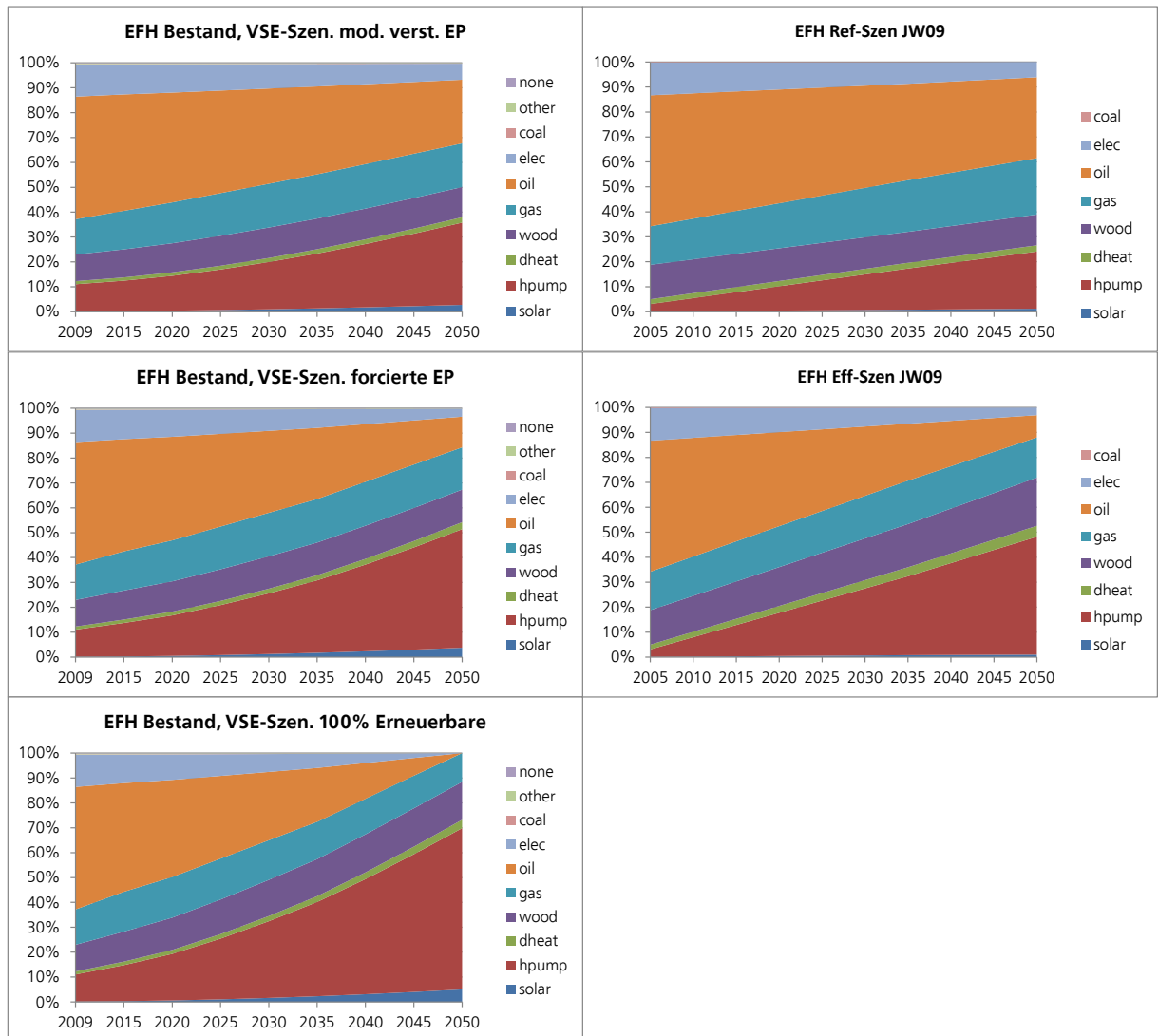


Abbildung 7. Zeitlicher Verlauf der Energieträger-Anteile für den EFH-Bestand je Szenario: Vergleich vorliegende Studie mit Jakob und Waldbaum (2009).

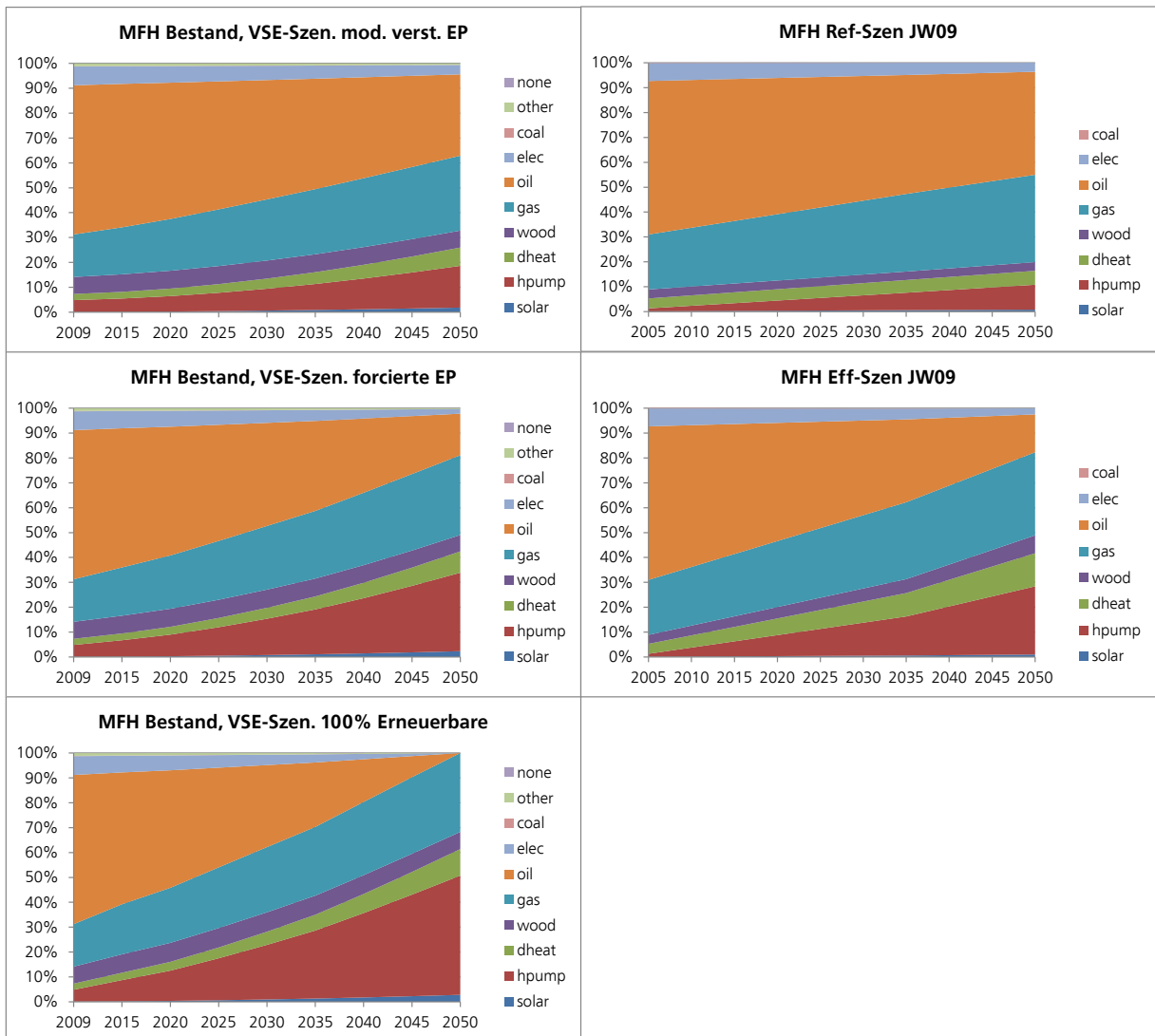


Abbildung 8. Zeitlicher Verlauf der Energieträger-Anteile für den MFH/WMNIGTW-Bestand je Szenario: Vergleich vorliegende Studie mit Jakob und Waldbaum (2009).

## 6 Nachfrage je Jahr und Gerätekategorie

Die untenstehende Tabellen zeigen die Stromnachfrage (für das ganze Jahr) je Gerätekategorie für die Privathaushalte für die Bezugsjahre 2010, 2020, 2035 und 2050, in den beiden VSE-Szenarien. Die Aufteilung der Jahresstromnachfrage auf Sommer- und Winterhalbjahr wird in Kapitel 8.1 durchgeführt.

Bezogen auf den schweizerischen Stromverbrauch sind vor allem die Stromsparerpotenziale bei der Haustechnik (vor allem Elektrodirektheizung und Elektroboiler), bei den Haushaltgeräten und bei der Beleuchtung von Bedeutung. Bei den Haushaltgeräten bestehen grosse Effizienzpotenziale (Vergleich Best- zu Standardgerät) bei Wäschetrocknern (bzw. Tumbler), Kühlschränken und Gefriergeräten, Geschirrspülern, Kaffeemaschinen sowie der Unterhaltung. Bei der Beleuchtung bestehen ebenfalls grosse Effizienzpotenziale (Bush et al. 2007, Gasser 2007).

<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>				
<b>Gerätekat.</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Heizung direktelektrisch	9.25	8.20	4.80	2.18
Einzelheizung (Öfeli)	0.56	0.40	0.38	0.35
Heizung WP	0.90	1.63	2.40	2.81
Warmwasser (direkt)	2.35	2.01	1.94	1.87
Warmwasser (WP)	0.09	0.23	0.42	0.55
Kochherd/Dampfabzug	1.43	1.49	1.47	1.40
übrige Küchengeräte	0.57	0.63	0.76	0.87
Geschirrspülen	0.51	0.44	0.39	0.28
Beleuchtung innen	1.67	0.71	0.47	0.30
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.26	1.22	1.25	1.36
Gefrieren	0.77	0.75	0.69	0.70
Waschen	0.54	0.53	0.51	0.50
Trocknen	0.56	0.56	0.54	0.44
Video	0.89	0.80	0.80	0.79
Audio	0.29	0.27	0.27	0.26
Kommunikation	0.18	0.16	0.16	0.16
IT (Computer)	0.29	0.26	0.26	0.26
IT (Peripherie)	0.06	0.06	0.06	0.06
Zentralheizung	0.57	0.62	0.62	0.61
Automatisierung	0.13	0.16	0.52	1.32
Einzelkühlung	0.02	0.02	0.08	0.20
Automatisierung (Rest)	0.05	0.06	0.19	0.50
Sonstige Elektrogeräte	2.34	2.59	3.07	3.43
<b>Summe</b>	<b>18.60</b>	<b>17.88</b>	<b>18.59</b>	<b>19.63</b>

Tabelle 17. Verlauf der Stromnachfrage [TWh, Jahresverbrauch] von Privathaushalten je Gerätekategorie für die Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050 in VSE-Szenario 1.

<b>Szenario Forcierte Energiepolitik</b>				
<b>Gerätekategorie</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Heizung direktelektrisch	2.57	1.97	0.71	0.23
Einzelheizung (Öfeli)	0.56	0.40	0.38	0.35
Heizung WP	0.90	1.68	1.84	1.54
Warmwasser (direkt)	2.35	1.80	1.03	0.41
Warmwasser (WP)	0.09	0.23	0.36	0.42
Kochherd/Dampfabzug	1.43	1.50	1.44	1.30
übrige Küchengeräte	0.57	0.63	0.75	0.87
Geschirrspülen	0.51	0.44	0.36	0.23
Beleuchtung innen	1.67	0.71	0.47	0.30
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.26	1.22	1.14	0.94
Gefrieren	0.77	0.75	0.63	0.48
Waschen	0.54	0.46	0.41	0.37
Trocknen	0.56	0.56	0.44	0.31
Video	0.89	0.79	0.77	0.72
Audio	0.29	0.26	0.26	0.24
Kommunikation	0.18	0.16	0.16	0.15
IT (Computer)	0.29	0.26	0.25	0.23
IT (Peripherie)	0.06	0.06	0.06	0.06
Zentralheizung	0.57	0.63	0.62	0.58
Automatisierung	0.13	0.16	0.40	1.00
Einzelkühlung	0.02	0.02	0.06	0.15
Automatisierung (Rest)	0.05	0.06	0.15	0.38
Sonstige Elektrogeräte	2.34	2.56	3.14	3.90
<b>Summe</b>	<b>18.60</b>	<b>17.31</b>	<b>15.83</b>	<b>15.15</b>

*Tabelle 18. Verlauf der Stromnachfrage [TWh, Jahresverbrauch] von Privathaushalten je Gerätekategorie für die Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050 in VSE-Szenario 2.*

Zum Teil spielt der Konsument bereits die grössere Rolle als die Technik: Der Einfluss des Benutzerverhaltens auf den Stromverbrauch ist gemäss Bush et al. (2007) bei der Beleuchtung und Kochen/Backen (50%) sehr gross, beim Waschen, Trocknen, Geschirrspülen sowie der Unterhaltungselektronik beträchtlich (30%). Für die vorliegende Studie wird nicht angenommen, dass die Konsumenten ihr Verhalten in dieser Richtung ändern.

<b>Szenario 100% Erneuerbar</b>				
<b>Gerätekategorie</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
Heizung direktelektrisch	2.57	1.87	0.52	0.12
Einzelheizung (Öfeli)	0.56	0.40	0.38	0.35
Heizung WP	0.90	1.69	1.67	1.16
Warmwasser (direkt)	2.35	1.73	0.75	0.00
Warmwasser (WP)	0.09	0.23	0.35	0.35
Kochherd/Dampfabzug	1.43	1.50	1.44	1.27
übrige Küchengeräte	0.57	0.63	0.75	0.86
Geschirrspülen	0.51	0.44	0.35	0.22
Beleuchtung innen	1.67	0.71	0.47	0.30
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.26	1.22	1.11	0.81
Gefrieren	0.77	0.75	0.61	0.41
Waschen	0.54	0.44	0.38	0.33
Trocknen	0.56	0.56	0.41	0.27
Video	0.89	0.79	0.76	0.69
Audio	0.29	0.26	0.25	0.23
Kommunikation	0.18	0.16	0.16	0.14
IT (Computer)	0.29	0.26	0.25	0.23
IT (Peripherie)	0.06	0.06	0.06	0.06
Zentralheizung	0.57	0.63	0.62	0.58
Automatisierung	0.13	0.16	0.36	0.90
Einzelkühlung	0.02	0.02	0.06	0.14
Automatisierung (Rest)	0.05	0.06	0.14	0.34
Sonstige Elektrogeräte	2.34	2.56	3.16	4.04
<b>Summe</b>	<b>18.60</b>	<b>17.14</b>	<b>14.99</b>	<b>13.80</b>

Tabelle 19. Verlauf der Stromnachfrage [TWh, Jahresverbrauch] von Privathaushalten je Gerätekategorie für die Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050 in VSE-Szenario 3.

## 7 Theoretisches Potenzial der Flexibilisierung

Das Potenzial zur Nachfrageflexibilisierung setzt sich aus einzelnen Beiträgen zusammen. Der jeweilige Beitrag je Gerätegruppe, Stichjahr und Szenario ergibt sich aus dem Strombedarf, dem Flexibilisierungsgrad und der Geräteanzahl.

Zuerst wird das theoretische Potenzial berechnet auf Basis der Jahresnachfrage. Diese Potenziale sind für bestimmte Gerätekategorien hoch. In einem zweiten Schritt [noch nicht in diesem Zwischenbericht] wird das technische Potenzial berechnet, welches berücksichtigt, wann bestimmte Steuerungstechnologien überhaupt zur Verfügung stehen, und wieviel Prozent des Gerätebestands an eine Steuerung angeschlossen sein werden. In einem dritten Schritt [noch nicht in diesem Zwischenbericht] wird übergegangen von der Jahresnachfrage-Betrachtung zu einer Tagesganglinie-Betrachtung. D.h. es wird analysiert, zu welchen Jahreszeiten und Tagesstunden es mutmassliche Abweichungen zwischen Angebots- und Nachfrage-Tagesganglinie gäbe, und welche technischen Flexibilisierungspotenziale zu diesen Jahreszeiten und Tagesstunden überhaupt aktivierbar wären (Beispiel: wenn im Sommer die Heizung gar nicht in Betrieb ist, kann sie auch nicht für die Lastverschiebung angesteuert werden).

Die Tabellen auf den nachfolgenden Seiten zeigen das theoretische Potenzial für die VSE-Szenarien für die Stichjahre 2020, 2035 und 2050. Es werden jeweils die Verschiebezeitdauern (bis 15 Minuten, bis 1 Stunde, bis 2 Stunden, zwischen 2 und 4 Stunden, über 4 Stunden) getrennt berechnet.

<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>							
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>	<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
	<b>2020</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	2.3	2.3	2.3	2.3	1.1	0.1	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	1.6	1.6	1.6	1.6	0.8	0.1	
Warmwasser (direkt)	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.2	
Warmwasser (WP)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	
Kochherd/Dampfzubzug	1.5	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.2	1.2	1.2	1.2	0.6	0.1	
Gefrieren	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Waschen	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	2.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	
<b>Summe</b>	<b>17.9</b>	<b>10.1</b>	<b>9.6</b>	<b>9.2</b>	<b>5.8</b>	<b>2.4</b>	

Tabelle 20. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2020 im VSE-Szenario 1.

<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>							
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>	<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
	<b>2035</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	1.3	1.3	1.3	1.3	0.7	0.1	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	2.4	2.4	2.4	2.4	1.2	0.1	
Warmwasser (direkt)	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.2	
Warmwasser (WP)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	
Kochherd/Dampfzubzug	1.5	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.3	1.3	1.3	1.3	0.6	0.1	
Gefrieren	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
Waschen	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	3.1	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0	
<b>Summe</b>	<b>18.6</b>	<b>10.0</b>	<b>9.6</b>	<b>9.1</b>	<b>5.7</b>	<b>2.4</b>	

Tabelle 21. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2035 im VSE-Szenario 1.

<b>Szenario Moderat verstärkte Energiepolitik</b>							
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>	<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
	<b>2050</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	2.8	2.8	2.8	2.8	1.4	0.1	
Warmwasser (direkt)	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.1	
Warmwasser (WP)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.3	
Kochherd/Dampfzubzug	1.4	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.9	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.4	1.4	1.4	1.4	0.7	0.1	
Gefrieren	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
Waschen	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	3.4	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0	
<b>Summe</b>	<b>19.6</b>	<b>9.9</b>	<b>9.4</b>	<b>9.0</b>	<b>5.7</b>	<b>2.4</b>	

Tabelle 22. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2050 im VSE-Szenario 1.

<b>Szenario Forcierte Energiepolitik</b>							
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>	<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
	<b>2020</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	0.1	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	1.7	1.7	1.7	1.7	0.8	0.1	
Warmwasser (direkt)	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.1	
Warmwasser (WP)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	
Kochherd/Dampfzubzug	1.5	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.2	1.2	1.2	1.2	0.6	0.1	
Gefrieren	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Waschen	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	2.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	
<b>Summe</b>	<b>17.3</b>	<b>9.6</b>	<b>9.2</b>	<b>8.7</b>	<b>5.4</b>	<b>2.2</b>	

Tabelle 23. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2020 im VSE-Szenario 2.



<b>Szenario Forcierte Energiepolitik</b>		<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>						
	<b>2035</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	0.7	0.7	0.7	0.7	0.4	0.0	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	1.8	1.8	1.8	1.8	0.9	0.1	
Warmwasser (direkt)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.6	
Warmwasser (WP)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	
Kochherd/Dampfzubzug	1.4	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.1	1.1	1.1	1.1	0.6	0.1	
Gefrieren	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
Waschen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	3.1	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0	
Summe	15.8	7.7	7.2	6.8	4.1	1.7	

Tabelle 24. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2035 im VSE-Szenario 2.

<b>Szenario Forcierte Energiepolitik</b>		<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>						
	<b>2050</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	1.5	1.5	1.5	1.5	0.8	0.1	
Warmwasser (direkt)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	
Warmwasser (WP)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	
Kochherd/Dampfzubzug	1.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.9	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.0	
Gefrieren	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
Waschen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Video	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	3.9	0.6	0.4	0.2	0.0	0.0	
Summe	15.2	6.0	5.5	5.1	2.9	1.1	

Tabelle 25. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2050 im VSE-Szenario 2.

<b>Szenario 100% Erneuerbar</b>		<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>				
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>					
	<b>2020</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>
Heizung direktelektrisch	1.9	1.9	1.9	1.9	0.9	0.1
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizung WP	1.7	1.7	1.7	1.7	0.8	0.1
Warmwasser (direkt)	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.0
Warmwasser (WP)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Kochherd/Dampfabzug	1.5	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0
übrige Küchengeräte	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Geschirrspülen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Beleuchtung innen	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.2	1.2	1.2	1.2	0.6	0.1
Gefrieren	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Waschen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Trocknen	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IT (Computer)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0
Automatisierung	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Einzelkühlung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Automatisierung (Rest)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sonstige Elektrogeräte	2.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0
<b>Summe</b>	<b>17.1</b>	<b>9.5</b>	<b>9.0</b>	<b>8.6</b>	<b>5.3</b>	<b>2.2</b>

Tabelle 26. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2020 im VSE-Szenario 3.

<b>Szenario 100% Erneuerbar</b>		<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>				
<b>Gerätekat.</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>					
	<b>2035</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>
Heizung direktelektrisch	0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.0
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Heizung WP	1.7	1.7	1.7	1.7	0.8	0.1
Warmwasser (direkt)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5
Warmwasser (WP)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Kochherd/Dampfabzug	1.4	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0
übrige Küchengeräte	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Geschirrspülen	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Beleuchtung innen	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Kühlen/Kühl-Gefrieren	1.1	1.1	1.1	1.1	0.6	0.1
Gefrieren	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Waschen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Trocknen	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Video	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Audio	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kommunikation	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IT (Computer)	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0
Automatisierung	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Einzelkühlung	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Automatisierung (Rest)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sonstige Elektrogeräte	3.2	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0
<b>Summe</b>	<b>15.0</b>	<b>7.0</b>	<b>6.5</b>	<b>6.1</b>	<b>3.6</b>	<b>1.5</b>

Tabelle 27. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2035 im VSE-Szenario 3.

<b>Szenario 100% Erneuerbar</b>		<b>Flexibilisierungspotenzial (theor.), Jahresbasis</b>					
<b>Gerätekategorie</b>	<b>Jahresnachfrage TWh</b>						
	<b>2050</b>	<b>bis 15 Min</b>	<b>bis 1 h</b>	<b>bis 2 h</b>	<b>2h bis 4h</b>	<b>über 4h</b>	
Heizung direktelektrisch	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	
Einzelheizung (Öfeli)	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
Heizung WP	1.2	1.2	1.2	1.2	0.6	0.1	
Warmwasser (direkt)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Warmwasser (WP)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	
Kochherd/Dampfabzug	1.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	
übrige Küchengeräte	0.9	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Geschirrspülen	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Beleuchtung innen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kühlen/Kühl-Gefrieren	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.0	
Gefrieren	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
Waschen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Trocknen	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Video	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	
Audio	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Kommunikation	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Computer)	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
IT (Peripherie)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zentralheizung	0.6	0.6	0.6	0.6	0.3	0.0	
Automatisierung	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Einzelkühlung	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Automatisierung (Rest)	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sonstige Elektrogeräte	4.0	0.6	0.4	0.2	0.0	0.0	
<b>Summe</b>	<b>13.8</b>	<b>4.8</b>	<b>4.3</b>	<b>3.9</b>	<b>2.1</b>	<b>0.7</b>	

Tabelle 28. Theoretisches Flexibilisierungspotenzial, für das Jahr 2050 im VSE-Szenario 3.

**Treibende Faktoren für Kosten und Nutzen.** Die Kosten für Nachfrageflexibilisierung bei PHH unterscheiden sich je Flexibilisierungart:

- Für (dezentrale oder zentrale) Ansteuerung entfallen die Hauptkosten auf die Steuerungstechnik;
- Für durch Konsumenten im Einzelfall ausgelöste Lastverschiebungen infolge dynamischer Preistarife (Reaktion auf Preissignal) treten keine weiteren Kosten auf, ausser gewisse „smart metering“-Einmalkosten zur Übermittlung der dynamischen Tarife. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass ab 2035 solche Funktionalitäten in beiden Szenarien zum Standard gehören werden.

Die Kosten für die Nachfrageflexibilisierung bei PHH sind im Vergleich zu setzen zu Nachfrageflexibilisierungsmaßnahmen bei Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen:

- In PHH liegen hohe kurzfristige Potenziale zu geringen Kosten vor. Die Potenziale nehmen jedoch mit zunehmender Verschiebedauer stark ab, während die Akzeptanzkosten (nicht die technischen Kosten), namentlich infolge von Zeitkosten auf Seiten der Konsumenten, stark ansteigen.
- In dem Sinne eignet sich die Nachfrageflexibilisierung bei PHH für die Netzstabilisierung auf untere Netzebenen, und kann massgeblich dazu beitragen, dass Investitionen in den Ausbau der unteren Netzebenen über längere Zeiträume erstreckt werden können. Der Hauptnutzen

der Nachfrageflexibilisierung bei PHH liegt damit . Ob das Stromnetz längerfristig (nach 2050) auf das Konzept teilautarker Teilnetze basiert (hier hätte die Nachfrageflexibilisierung von PHH auch längerfristig eine Rolle) oder auf ein vollintegriertes und zentral gesteuertes Netz (hier wäre die Nachfrageflexibilisierung bei Industrie und Gewerbe hinreichend und kosteneffizienter). Bei einem sehr hohen Anteil stochastischer Energie sind hingegen beide Bereiche (PHH sowie IN+DL) notwendig.

Nachfragerückgang infolge Tarifflexibilisierung: Dynamische Tarife führen im Prinzip nicht nur zu einer Lastverschiebung, sondern stets auch zu einem gewissen Nachfragerückgang. Hierzu gibt es einige Anhaltspunkte aus der wissenschaftlichen Literatur. Carter et al. (2009) kommen bei ihren Abschätzungen zu den Auswirkungen von Tarifierhöhungen zum Ergebnis, dass die Elastizitäten je Gerätekategorie sehr unterschiedlich sein werden und z.B. bei Einzelraumkühlung sehr niedrig sind. Die Elastizitäten hängen auch stark vom Einkommen ab. Bei der Konsumentengruppe mit mittlerem Einkommen werden höhere Elastizitäten vorhergesagt als bei den niedrigeren Einkommen, weil erstere zusätzliche Gerätekategorien betreiben, deren Nachfrage besser flexibilisiert werden kann. Bei Haushalten mit höherem Verbrauch sind deshalb auch relativ gesehen höhere Nachfragerückgänge zu erwarten. Reiss and White (2002) untersuchen den Effekt des Übergangs hin zu dynamischen Tarifsystemen (unter Berücksichtigung der Heterogenität der Haushalte) und kommen zum Ergebnis, dass ein kleiner Teil der Haushalte für den grössten Teil des auftretenden Nachfragerückgangs verantwortlich zeichnen würde.

## 8 Ermittlung typischer Halbjahr-Tageslastgänge für Kategorien von Haushaltgeräten

### 8.1 Aufteilung des Jahresstromverbrauchs auf Winter und Sommer

Ausgangspunkt für die Bestimmung der Tageslastgangkurve für die Haushalte (HH) in der Schweiz sind die Jahresverbrauchswerte je Gerätekategorie für die einzelnen Szenarien aus Kapitel 6 (Szenario 1: Tabelle 17, Szenario 2: Tabelle 18, Szenario 3: Tabelle 19).

Das Bundesamt für Energie publiziert jährlich in der Elektrizitätsstatistik Angaben über den jährlichen Stromverbrauch der HH. Die Zahlen sind für 2010 wie folgt (BFE 2011c): 8'304 GWh im Sommer 2010, sowie 10'314 GWh im Winter 2009/2010. Es wurden diverse Annahmen getroffen, die in den nachfolgenden Abschnitten erklärt werden.

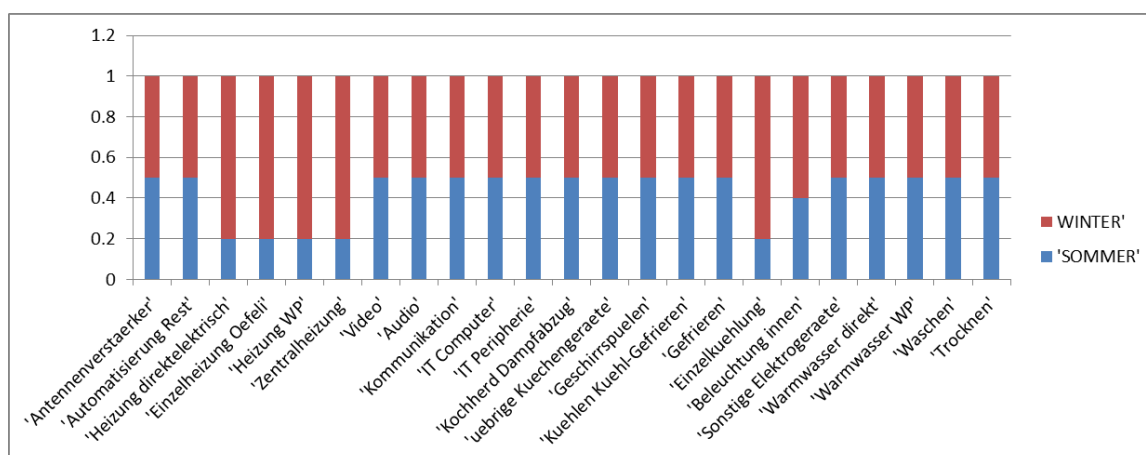


Abbildung 9. Aufteilung des Jahresstromverbrauchs je Gerätekategorie auf hydrologisches Winter- und Sommer-Halbjahr.

Die typischen Haushalt-Tageslastkurven sollten je für das hydrologische Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr geschätzt werden. Dazu wurden die Jahres-Verbräuche der diversen Gerätekategorien jeweils aufgeteilt in einen Winter- und einen Sommer-Anteil, wie in Abbildung 9 abgebildet. Ein Anteil für z.B. Gerätekategorie „Heizung WP (WP: Wärmepumpe), Sommer“ von 0.2 (blaue Säule) bedeutet, dass 20% des Jahresverbrauchs dieser Gerätekategorie im Sommer und 80% im Winter geschätzt anfallen. Im Modell wird versucht, die Annahmen **so gut wie möglich** anzunähern.

## 8.2 Geräteverbrauchsintensität pro Stunde und Halbjahr

Die Höhe der Verbräuche wurde für die diversen Gerätekategorien und pro Teiljahresperiode (Winter, Sommer) geschätzt und dient dem Modell als fester Parameter. Abbildung 9 zeigt diese Schätzung für das Sommerhalbjahr, Tabelle 30 für das Winterhalbjahr. Das Vorgehen wird anhand von Beispielen erläutert:

- Dieselbe Zahl, z.B. „2“, in den Zellen „Sommer-Video“ in den Stunden 17 bis 21 bedeutet, dass im Sommer für diese Gerätekategorie „Video“ ein prinzipiell in jeder dieser Stunden ähnlich hoher Stromverbrauch angenommen wird, mit einer Variation von  $\pm 10\%$ .
- Die Zahl „1“ in den einzelnen Stunden 16 und 22 der Gerätekategorie „Video“ bedeutet, dass hier eine andere Intensität des Stromverbrauchs gegenüber den Stunden 17 bis 21 angenommen wird.
- Mit der Angabe „0“ (Null) wird festgelegt, dass in dieser Stunde kein Verbrauch von Strom mit dieser Gerätekategorie und in dieser Teiljahresperiode stattfindet.

Halbjahr	Gerätekategorie	Stunde des Tages (Beginn der Stunde)																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Sommer	'Antennenverstaerker'	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	0	
Sommer	'Automatisierung Rest'	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	
Sommer	'Heizung direktelektrisch'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sommer	'Einzelheizung Oefeli'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sommer	'Heizung WP'	0	0	1	2	0	1	1	0	0	0	0	0	3	3	0	0	1	1	4	4	3	1	0	
Sommer	'Zentralheizung'	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	
Sommer	'Video'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	1	0	
Sommer	'Audio'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	3	3	3	2	1	
Sommer	'Kommunikation'	0	0	0	0	0	0	1	2	3	3	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	
Sommer	'IT Computer'	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	
Sommer	'IT Peripherie'	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	
Sommer	'Kochherd Dampfabzug'	0	0	0	0	0	1	2	0	0	1	4	3	2	1	0	0	1	2	2	1	0	0	0	
Sommer	'uebrige Kuechengerate'	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	3	2	1	0	0	0	1	2	2	1	0	0	0	
Sommer	'Geschirrspuelen'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	1	3	1	1	0	0	0	
Sommer	'Kuehlen Kuehl-Gefrieren'	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Sommer	'Gefrieren'	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Sommer	'Einzelkuehlung'	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Sommer	'Beleuchtung innen'	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	
Sommer	'Sonstige Elektrogeraete'	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	1	1	0	0	
Sommer	'Warmwasser direkt'	6	5	4	4	1	2	3	1	0	0	2	2	1	0	0	0	1	2	2	2	1	8	7	
Sommer	'Warmwasser WP'	0	0	0	0	1	2	3	1	0	0	2	2	1	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	
Sommer	'Waschen'	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	
Sommer	'Trocknen'	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	

Tabelle 29. Schätzung der Nutzungsintensitäts-Stufen je Gerätekategorie für das hydrologische Sommerhalbjahr. Für weitere Erläuterungen siehe Text.

Halbjahr	Gerätekategorie	Stunde des Tages (Beginn der Stunde)																								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Winter	'Antennenverstaerker'	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	0	
Winter	'Automatisierung Rest'	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	
Winter	'Heizung direktelektrisch'	4	4	2	2	4	3	3	4	2	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	
Winter	'Einzelheizung Oefeli'	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	
Winter	'Heizung WP'	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	
Winter	'Zentralheizung'	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	
Winter	'Video'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	1	0	
Winter	'Audio'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	3	3	3	2	1	
Winter	'Kommunikation'	0	0	0	0	0	0	1	2	3	3	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	0	
Winter	'IT Computer'	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	0	
Winter	'IT Peripherie'	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	
Winter	'Kochherd Dampfabzug'	0	0	0	0	0	1	2	0	0	1	4	3	2	1	0	0	1	2	2	1	0	0	0	0	
Winter	'uebrige Kuechengeraeete'	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	3	2	1	0	0	0	1	2	2	1	0	0	0	0	
Winter	'Geschirrspuelen'	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	1	3	1	1	1	0	0	0	
Winter	'Kuehlen Kuehl-Gefrieren'	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Winter	'Gefrieren'	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Winter	'Einzelkuehlung'	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Winter	'Beleuchtung innen'	0	0	0	0	1	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	1	1
Winter	'Sonstige Elektrogeraeete'	0	0	1	1	1	1	4	4	4	1	2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	1	1	0	0	
Winter	'Warmwasser direkt'	6	5	4	4	1	2	3	1	0	0	2	2	1	0	0	0	1	2	2	2	1	8	7	6	
Winter	'Warmwasser WP'	0	0	0	0	1	2	3	1	0	0	2	2	1	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0	
Winter	'Waschen'	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	0	0	0	
Winter	'Trocknen'	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	0	0	0	

Tabelle 30. Schätzung der Nutzungsintensitäts-Stufen je Gerätekategorie für das hydrologische Winterhalbjahr. Für weitere Erläuterungen siehe Text.

Diese beiden Tabellen wurden basierend auf „bestem Wissen“ erstellt. Sollten weitere Analysen und Studien verfeinerte Angaben zu diesen Annahmen liefern, könnten die auf diesen Annahmen basierende resultierende und nachfolgend präsentierte Aufteilung der Lastgänge auf die Gerätekategorien noch realitätsnaher verfeinert werden.

Im Tageslastgang-Modell wird für jede Intensitätsstufe jeder Gerätekategorie pro Teiljahresperiode ein einzelner Wert ermittelt. Dieser Wert darf, zur besseren Erreichung des Ziellastprofils (siehe Abschnitt 8.3) pro Stunde und Sommer/Winter, um  $\pm 10\%$  variieren.

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass über eine solche Differenzierung der Geräteintensität qualitativ gute Tageslastgangkurven der Haushalte für Sommer und Winter ermittelt werden konnten.

### 8.3 Ziellastprofil Jahr 2010 für Haushalte Schweiz (Winter, Sommer)

Bei den diversen Schritten zur Aufteilung der Jahresverbräuche der diversen Gerätekategorien hat sich gezeigt, dass eine reine „Bottom-Up“ Ermittlung der Jahresverbrauchsprofile unabhängig von Annahmen, wie diese aussehen sollten, nicht genügt.

Um die Qualität der Aufteilung der Gerätejahresverbräuche der diversen Jahre und Szenarien wesentlich zu verbessern, wurden folgende Gesamt-Stromverbrauchsprofile für die Schweizer Haushalte und zwar für Sommer- und Winter-Teiljahresperioden des Jahres 2010 ermittelt. Diese nachfolgenden beiden Figuren zeigen den Ziel-Stromverbrauch des Jahres 2010 der Haushalte pro Tagesstunde (beginnend mit 1 für die Stunde 00:00h–01:00h) an einem Durchschnittstag im Sommer, bzw. im Winter. Die Höhe der Säulen ist relativ und gibt an, wie sich die einzelnen Stunden untereinander – auch zwischen Sommer und Winter unterscheiden.

Diese beiden Profile wurden ermittelt durch detaillierte Angaben der 15-Minuten-Verbräuche (basierend auf 2 internen „Unternehmens-Standard-H-Profilen“ je für Winter und Sommer) eines grösseren Schweizer Netzbetreibers über ein kürzliches, ganzes Jahr. Diese Daten wurden übernommen, skaliert für den Schweizer Winter- und Sommerverbrauch der Haushalte im Jahr 2010 gemäss Statistik BFE. Es resultiere ein Zielprofil für die Schweizer Haushaltsverbräuche eines Durchschnittstages im Winter 2009/2010 und eines Durchschnittstages im Sommer 2010.

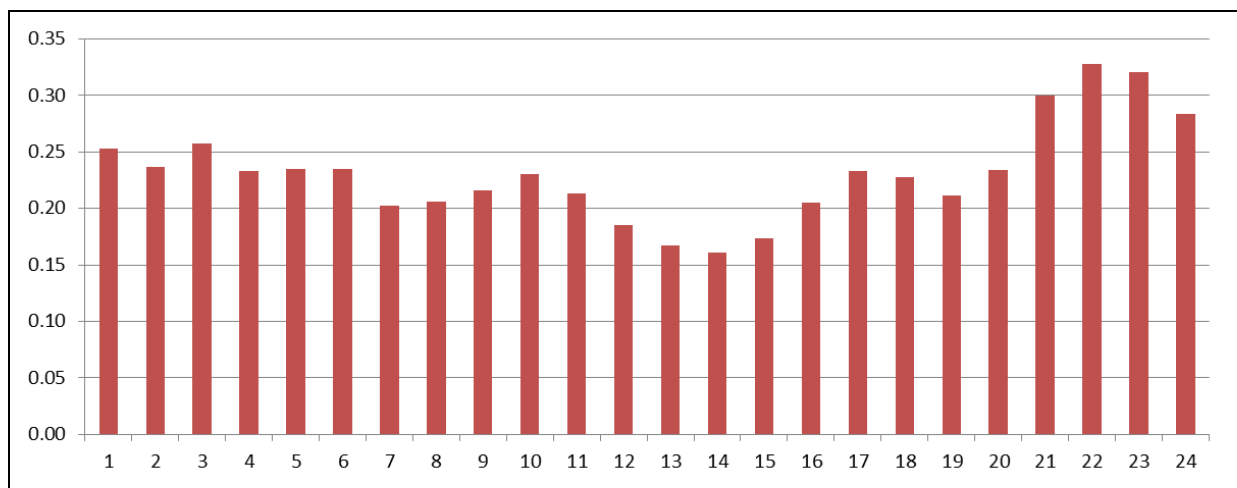


Abbildung 10. Gesamt-Haushalts-Stromverbrauchsprofil Schweiz, Sommerhalbjahr.



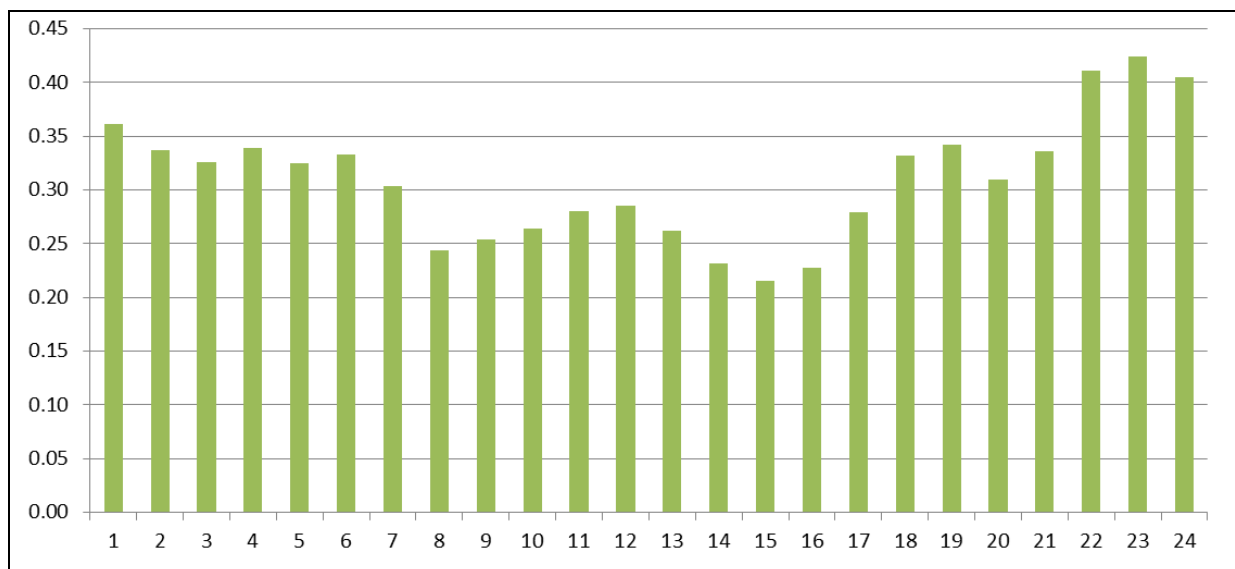


Abbildung 11. Gesamt-Haushalts-Stromverbrauchsprofil Schweiz, Winterhalbjahr.

Im Modell der Aufteilung der Jahres-Geräteverbräuche von Haushalten auf die einzelnen Stunden eines Winter- und Sommerdurchschnittstages des Jahres 2010 wird versucht, diese Gesamtprofile der Haushalte im Winter wie im Sommer **so gut wie möglich** anzunähern, gleichzeitig aber auch die notwendigen Annahmen der vorangehenden Abschnitte einzuhalten.

## 8.4 Flexibilisierung von Gerätekategorien

Um Aussagen machen zu können über die Veränderung der nachfolgend präsentierten HH-Tageslastgangkurven im Winter und Sommer wurde angenommen, dass der Stromverbrauch der nachfolgenden Gerätekategorien „zeitlich nach vorher“ um bis zu 2 Stunden verschoben werden kann. D.h. es wird angenommen, dass für die nachfolgenden Gerätekategorien eine „Erzeugung“ und nachfolgende Zwischenspeicherung derjenigen Menge von Wärme oder Kälte von bis zu 2 Stunden ohne Wärmeverlust möglich ist, die zum Zeitpunkt  $t$  (und in den nachfolgenden Stunden) benötigt wird:

- Heizung WP
- Zentralheizung
- Kühlen / Kühl-Gefrieren
- Gefrieren
- Warmwasser direkt
- Warmwasser WP
- Heizung direktelektrisch

Die nachfolgend präsentierten Flexibilisierungsszenarios „Flexibel –2h“ entsprechen in dieser Studie der Verschiebung des ganzen oder von Teilen des Stromverbrauchs dieser Gerätekategorien von der Tagesstunde „T“ in einen Zeitraum „T –1h“ oder „T –2h“.

Das Flexibilisierungsszenario „Inflexibel“ nimmt dagegen an, dass keine Verschiebung des Verbrauchs dieser Gerätekategorien stattfindet.

## 9 Modellierung von Haushalt-Tageslastgängen mit Nachfrageflexibilisierung

### 9.1 Schritt A: Aufteilung Geräteverbräuche auf die Halbjahr-Tageslastgänge 2010

Der Algorithmus Schritt A ermittelt basierend auf Angaben der diversen Jahres-Geräteverbräuche des Jahres 2010 deren Aufteilung auf die einzelnen Stunden eines Durchschnittstages im Winter- bzw. Sommerhalbjahr und zwar so, dass die Zielprofile Winter und Sommer der Haushalte stimmen, aber gleichzeitig auch die Annahmen zur Aufteilung des Geräteverbrauchs 2010 auf Winter und Sommer erfüllt sind. Ein wesentlicher Input für diesen Schritt A ist die Aufteilung des Jahresverbrauchs auf die einzelnen Geräte, siehe nachfolgende Abbildung. Aus diesem Schritt A resultieren je ein Tageslastgang-Profil Haushalte im Winter und Sommer des Jahres 2010.

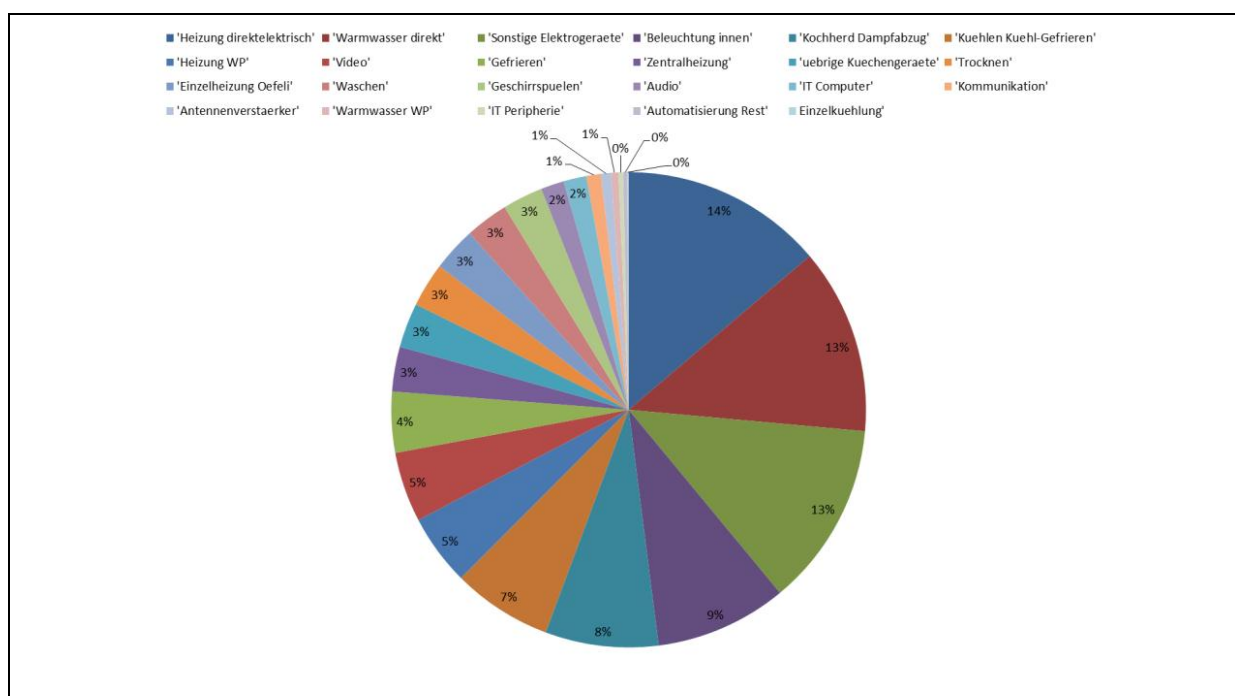


Abbildung 12. Aufteilung der Geräteverbräuche 2010 je Gerätekategorie (Gesamtjahr). Die Reihenfolge im Diagramm entspricht der Auflistung der Gerätekategorien pro Zeile von links nach rechts und oben nach unten (Heizung direktelektrisch 14%, dann „Warmwasser direkt“ 13%, dann „Sonstige Elektrogeräte“ 13%, etc.).

## 9.2 Schritt B: Tageslastgänge 2020, 2035, 2050 (ohne Flexibilisierung)

In Schritt B werden, basierend auf den Resultaten von Schritt A, die neuen Tageslastgänge der zukünftigen Jahre und Szenarios ermittelt. Dazu benötigt man eine Aufteilung der Geräteverbräuche 2020, 2035, 2050 für die beiden VSE-Szenarien 1 („moderat verstärkte Energiepolitik“) und 2 („forcierte Energiepolitik“). Man gelangt so zum erwarteten Tageslastgang (für Privathaushalte) im Winter- und Sommerhalbjahr.

Es wird angenommen, dass die Verbräuche pro Gerätekategorie und pro Stunde (je für Winter und Sommer) relativ zueinander gleich bleiben zwischen den Jahren 2010 und den zukünftigen Szenarien. Z.B. wird im Modell die „Heizung Wärmepumpe“ in der Zukunft zu denselben Stunden wie im Jahr 2010 und mit derselben relativen Intensität - zwischen den einzelnen Tagesstunden- wie im Jahr 2010 stattfindet. Die bessere Geräteeffizienz und Nutzung durch die Haushalte verändern sich jedoch: Dies wird berücksichtigt, indem der einzelne Verbrauch pro Stunde und Gerätekategorie (Winter und Sommer) mit demselben Faktor skaliert wird, wie sich die Gerätekategoriemengen in der Zukunft verändern.

Den Gesamtverbrauch jeder Gerätekategorie für die Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050 zeigen Abbildung 13 (VSE-Szenario 1) und Abbildung 14 (VSE-Szenario 2).

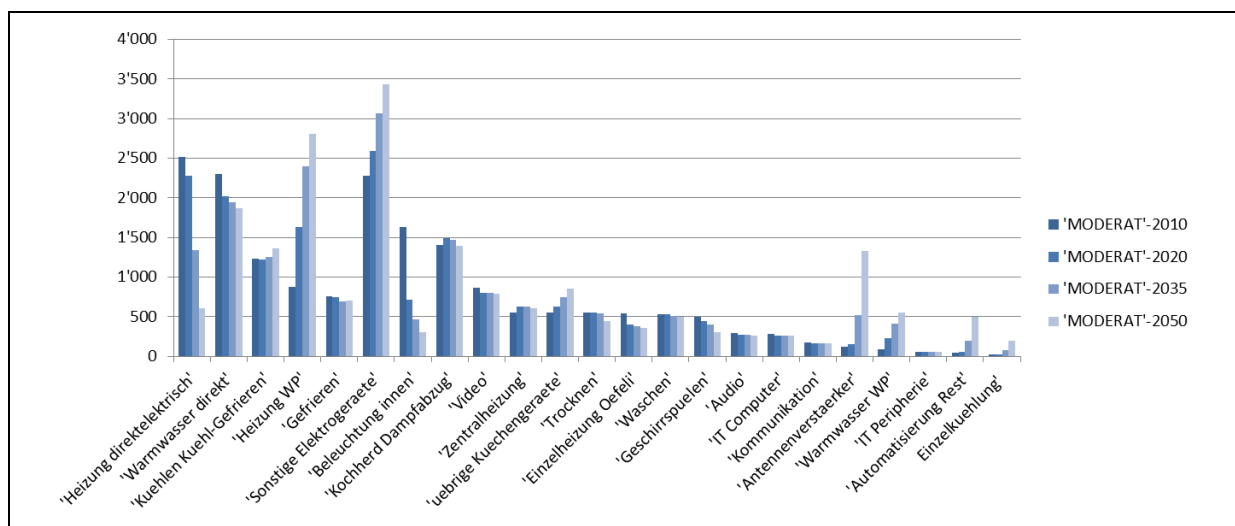


Abbildung 13. Gesamtjahresverbrauch (in GWh/a) je Gerätekategorie im Zeitverlauf (VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“).

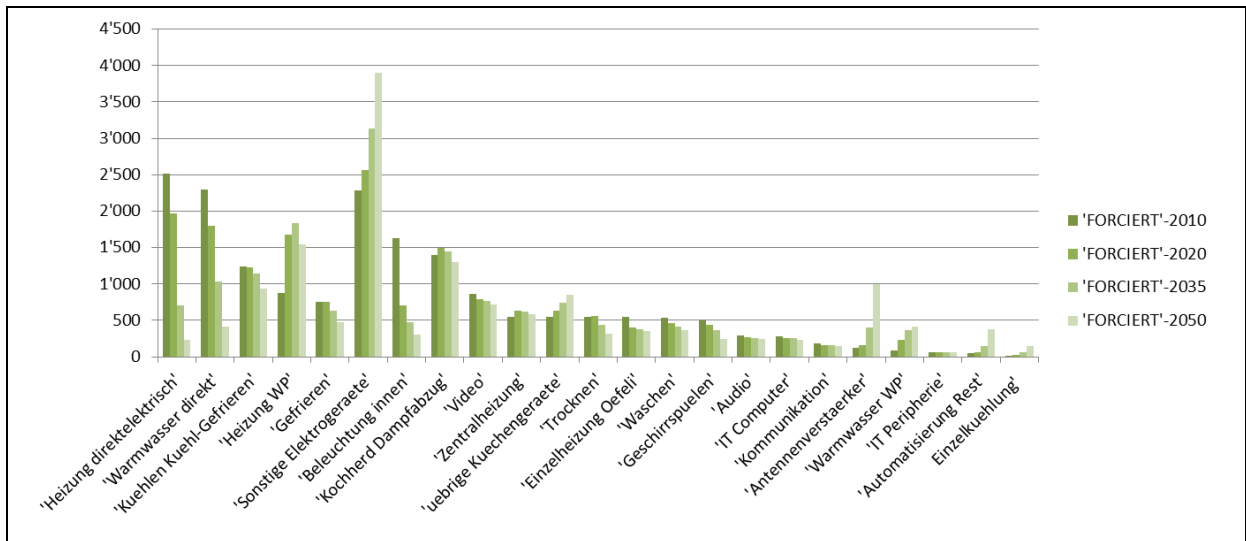


Abbildung 14. Gesamtjahresverbrauch (in GWh/a) je Gerätekategorie im Zeitverlauf (VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“).

Die untenstehenden Abbildungen zeigen dieselben Werte der grossen Stromverbraucher-Gerätekategorien 2010 nochmals, jedoch mit Hervorhebung des Verlaufs über die Jahre und die Unterschiede zwischen den VSE-Szenarien 1 („moderat verstärkte Energiepolitik“) und 2 („forcierte Energiepolitik“).

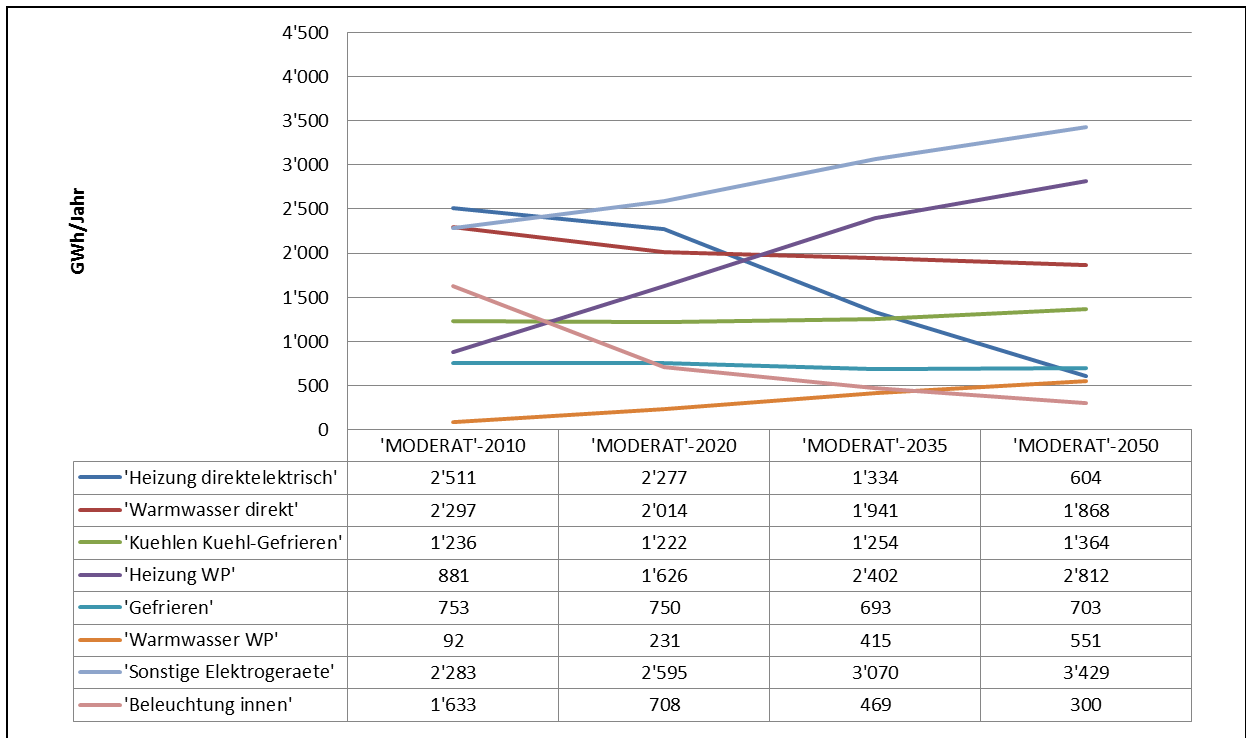


Abbildung 15. Jahresstromverbrauch der Gerätekategorien 2010 bis 2050 (VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“).

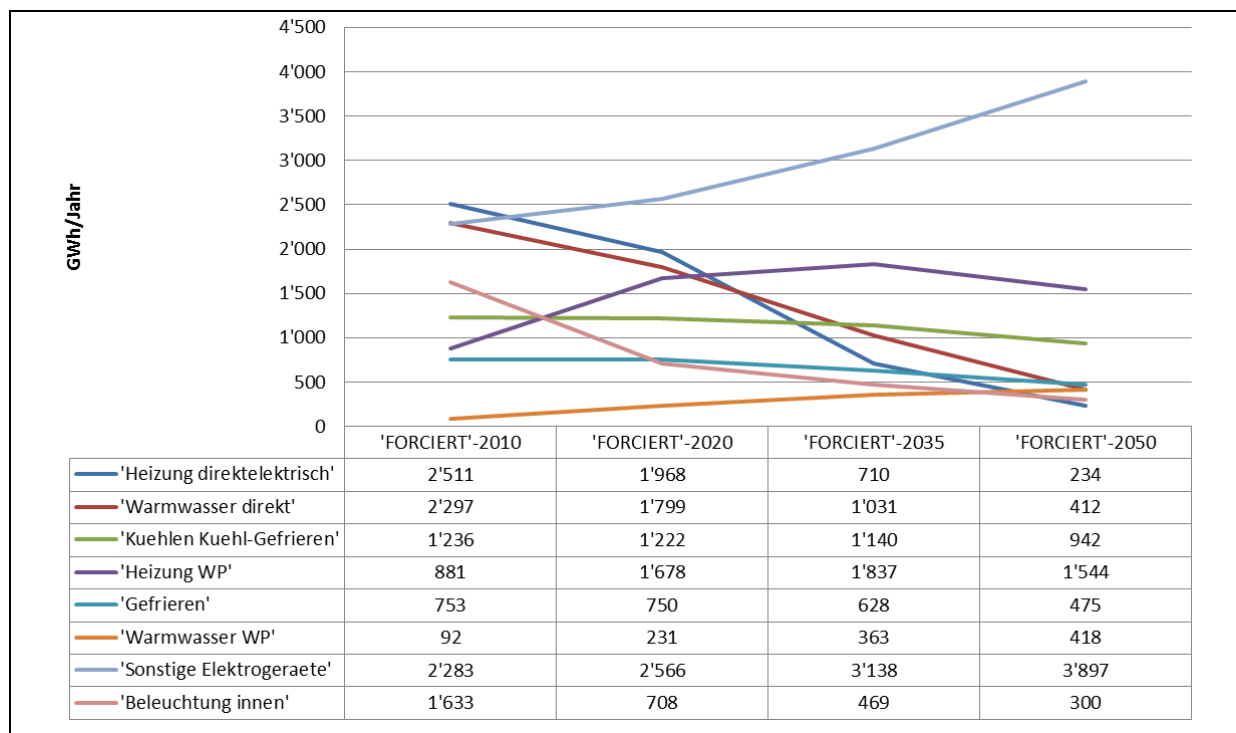


Abbildung 16. Jahresstromverbrauch der Gerätekategorien 2010 bis 2050 (VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“).

Aus Schritt B resultieren je ein Tageslastgang-Profil Haushalte im Winter und Sommer der Jahre 2020, 2035 und 2050, jeweils für die VSE-Szenarien 1 und 2.

### 9.3 Schritt C: Tageslastgänge 2020, 2035, 2050 mit Flexibilisierung

In Schritt C werden die Jahres-Energiemengen der wärme- und kälteliefernden Geräte flexibilisiert. Ausgegangen wird von einer Flexibilisierung des Stromverbrauchs von Wärme- und Kälte-liefernden Stromverbrauchsgeräten bis zu 2h. Die nachstehende Abbildung 17 (VSE-Szenario 1) und Abbildung 18 (VSE-Szenario 2) zeigen die entsprechenden Energiemengen. Mit diesen potenziell zur Verfügung stehenden Energiemengen wird versucht, die nicht-flexibilisierten Tageslastprofile dem Photovoltaik-Erzeugungsprofil (je getrennt für Winter und Sommer) anzugleichen. Resultat sind die Aufteilungen der Geräteverbräuche 2010, 2020, 2035, 2050 für die beiden Szenarien sowie die erwarteten flexibilisierten Haushalt-Tageslastgänge für Winter und Sommer.

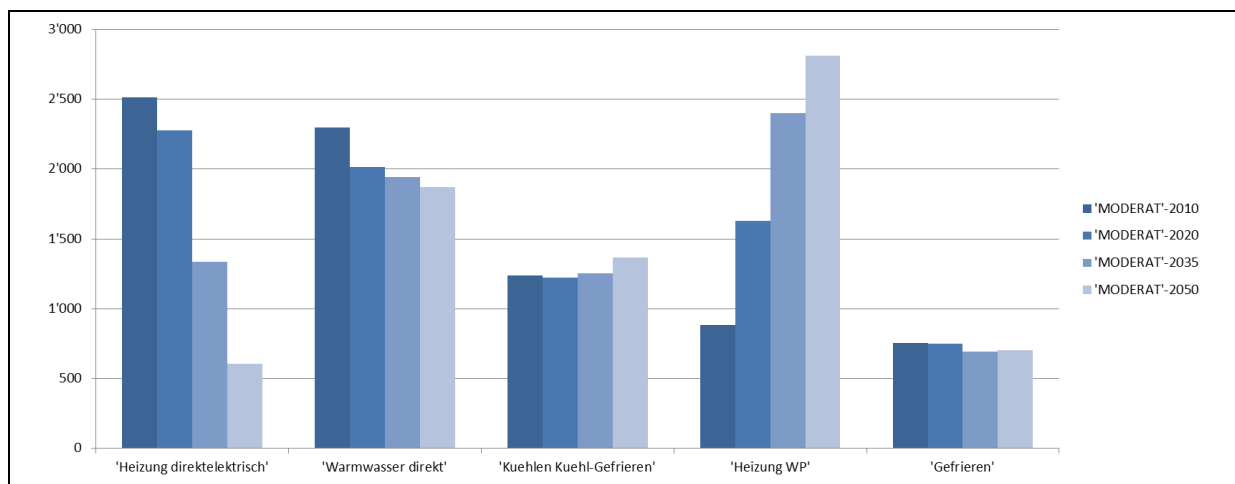


Abbildung 17. Flexibilisierte Jahres-Energiemengen (GWh/a) der wärme- und kälteliefernden Gerätekategorien pro Stichjahr, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“.

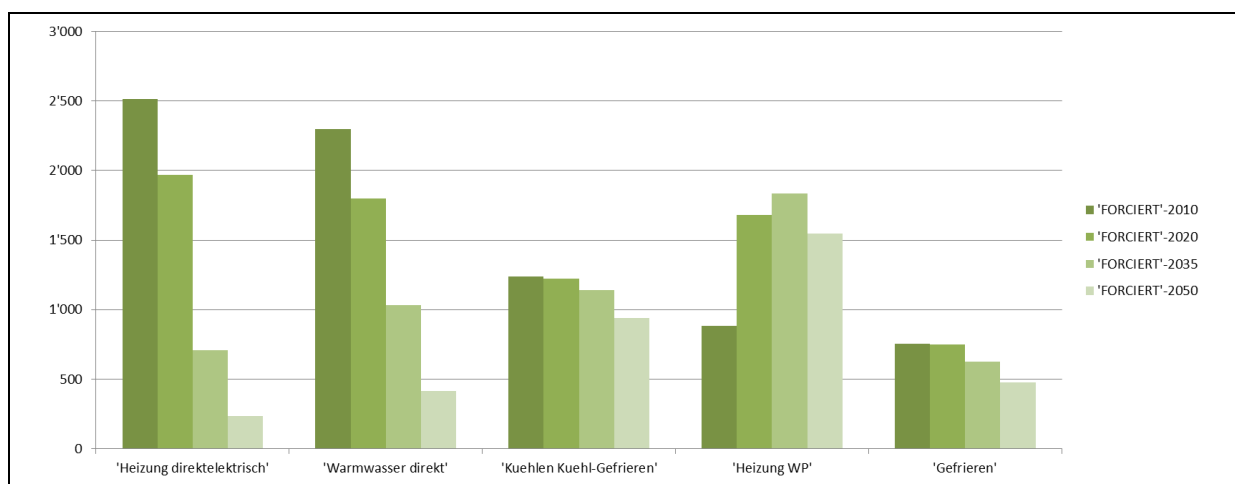


Abbildung 18. Flexibilisierte Jahres-Energiemengen (GWh/a) der wärme- und kälteliefernden Gerätekategorien pro Stichjahr, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“.

Als Ziel des flexibilisierten Tageslastgangs Haushalte wurde bei allen Szenarien angestrebt, ein Erzeugungsmuster von in der Schweiz massiv eingesetzten PV-Solar-Stromerzeugung anzunähern, um damit einen über den Tagesgang möglichst flachen Netto-Tageslastgang (Erzeugung PV – Verbrauch HH) zu erhalten.

Das PV-Einspeiseprofil eines zukünftigen Durchschnitts-Tags Winter/Sommer folgt einer Schätzung des Jahres- und tageszeitlichen Sonnengang in der Schweiz. Daraus wird über alle Sommer- bzw. Wintertage je ein Durchschnittstag Sommer bzw. Winter gebildet. Die Summe der über alle Stunden und Tage erzeugten PV-Stroms eines Jahres wird in dieser Studie gleich hoch angenommen wie der Haushaltsverbrauch des Jahres 2010, d.h. 18'618 GWh.

Dadurch kann bei allen Szenarien gut verglichen werden, inwieweit sich die inflexiblen und flexiblen Tagelastgangkurven der Haushalte von PV-Tageseinspeisepkurven unterscheidet und zwar

für je einen Durchschnittstag im Sommer und Winter. Da der Sommer die sechs Monate April – Sept abdeckt ist der Durchschnittswert des Maximums der Stromerzeugung im Tagesverlauf weit unter dem maximalen Wert. Dasselbe gilt für den Winter, der die sechs Monate Okt.-März abdeckt.

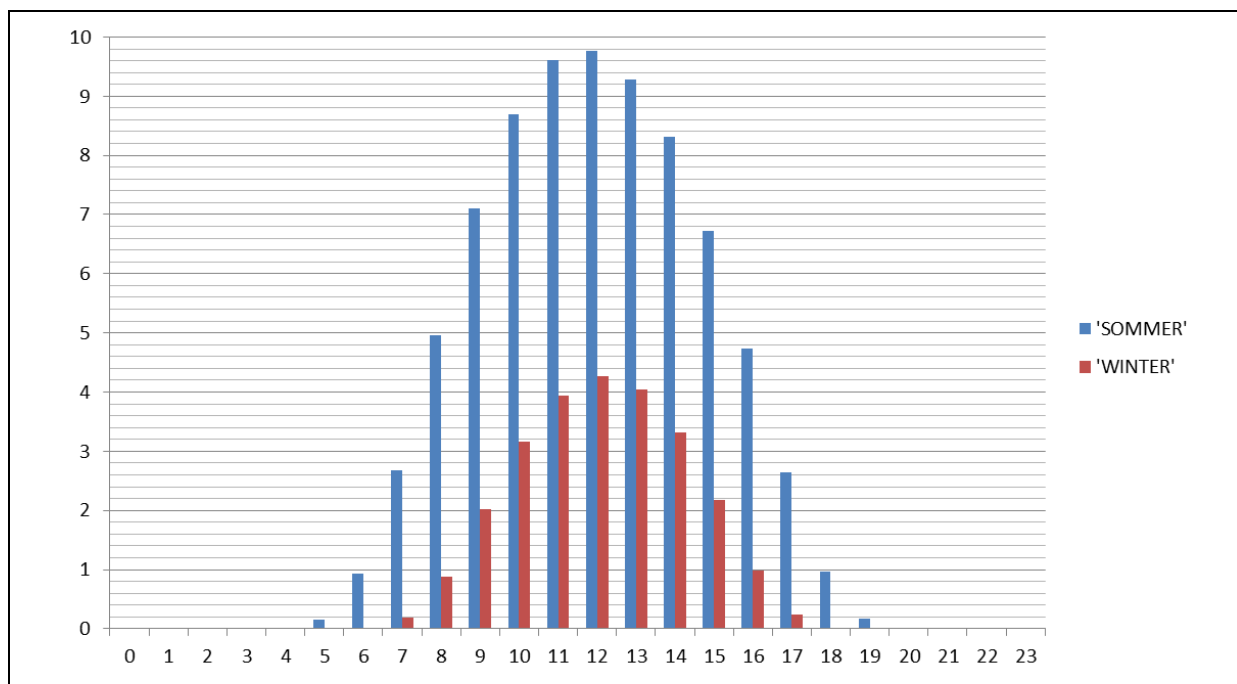


Abbildung 19. Photovoltaik-Erzeugungsprofile (GW) Winter und Sommer (je Durchschnittstag).

Die obige Abbildung zeigt eine Sommerspitze von ca. 10 GW und eine Winterspitze von ca. 4 GW, welche in den Modellszenarien „Flexibel-2h-PV“ als Zielgrösse und sonst als Vergleich dienen. Wichtig ist, dass diese beiden Profile je einem Durchschnittstag Sommer (April-Sept) und Winter (Okt.-März) entsprechen. Sie entsprechen nicht einem Extremtag in diesen beiden Jahreshälften. Ein Extremtag im hydrologischen **Winter**halbjahr kann bei einer Jahres-Einspeisemenge von 18.6 TWh eine PV-Einspeisung bis zu ca. 12 GW (im Okt. bzw. März) aufweisen. Ein Extremtag im hydrologischen **Sommer**halbjahr kann bei einer Jahres-Einspeisemenge von 18.6 TWh eine PV-Einspeisungsleistung bis zu ca. 17 GW (im Juli/Aug) aufweisen.

Durch die Flexibilisierung der Wärme- und Kälteliefernden, stromverbrauchenden Geräte wird versucht das (negative) PV-Erzeugungsprofil Winter und Sommer durch Lastflexibilisierung so gut wie möglich anzunähern und zwar durch eine Verschiebung des Stromverbrauchs bis zu 2 Stunden vor dem Zeitpunkt des „inflexiblen“ Stromkonsums dieser Geräte.

Aus Schritt C resultieren je ein **flexibilisiertes** Tageslastgang-Profil Haushalte im Winter und Sommer der Jahre 2010, 2020, 2035 und 2050, jeweils für die VSE-Szenarien 1 und 2.



## 10 Resultierende Haushalt-Tageslastgänge

### 10.1 Übersicht

Mit den in den vorangehenden Abschnitten beschriebenen Annahmen und Eingangsparametern wurden Tageslastgangprofile für Haushalte modelliert. Es resultieren je 14 Tageslastgangprofile ohne Nachfrageflexibilisierung (für das Jahr 2010 sowie in den beiden Szenarien für die Stichjahre 2020, 2035, 2050; jeweils Sommer und Winter) und mit Nachfrageflexibilisierung (d.h. Verschiebung eines Teils oder des ganzen Stromkonsums jeder flexiblen Gerätekategorie um bis zu 2h zeitlich vor dem inflexiblen Stromkonsum).

Im Anhang befinden sich die Verläufe alle Tageslastgangkurven. Hier beschränken wir uns – der Übersicht halber – auf die Zeitpunkte 2010 und 2050 gemäss Tabelle 31.

Kapitel	Flexibilisierung	VSE-Szenario	Stichjahr	Halbjahr	Abbildung
10.2			2010	Sommer	Abbildung 21
				Winter	Abbildung 22
10.3	Keine	1 (moderate EP)	2050	Sommer	Abbildung 23
				Winter	Abbildung 24
		2 (forcierte EP)	2050	Sommer	Abbildung 25
				Winter	Abbildung 26
10.4	Ja		2010	Sommer	Abbildung 27
				Winter	Abbildung 28
		1 (moderate EP)	2050	Sommer	Abbildung 29
				Winter	Abbildung 30
		2 (forcierte EP)	2050	Sommer	Abbildung 31
				Winter	Abbildung 32

Tabelle 31. Übersicht über die betrachteten Zustände.

In den nachfolgenden Bildern wurde jeweils immer dieselbe Reihenfolge der Gerätekategorien gewählt, wobei zuoberst diejenigen kommen, welche mit Strom Wärme oder Kälte liefern. Nur der Stromverbrauch dieser Gerätekategorien ist in den „Flexibel“-Szenarien zeitlich nach vorne verschiebbar angenommen. Beispielhaft für das Szenario „Moderate EP, 2050, Winter, ohne Flexibilisierung“ zeigt untenstehende Abbildung diese Kategorien und die in den nachfolgenden Abbildungen für sie verwendeten Farben sowie die verwendete Reihenfolge. Diese Farbgebung ist identisch für die jeweiligen Gerätekategorien in allen nachfolgenden Bildern und Szenarien.



Abbildung 20. Farbschema zu den Gerätekategorien für die Tageslastgangdiagramme.

Die Netto-Peaklast ist diejenige grösste stündliche Last, die nach Abzug der PV-Einspeiseleistung von der Brutto-Last noch als Last verbleibt.

## 10.2 Schritt A: Tageslastgänge 2010 (Sommer/Winter)

Für das Jahr 2010 kommt der Hauptstromverbrauch in der Sommernacht von der Gerätekategorie „Warmwasser direkt“. Die Tages-Durchschnitts-Nettopeak-Last liegt bei 2.4 GW um 21h (Abbildung 21). Die Gerätekategorien „Heizung direktelektrisch“ sowie „Warmwasser direkt“ machen den Nachstromverbrauch im Winter aus. Die Tages-Durchschnitts-Peaklast liegt bei 3.5 GW um 22h (Abbildung 22).

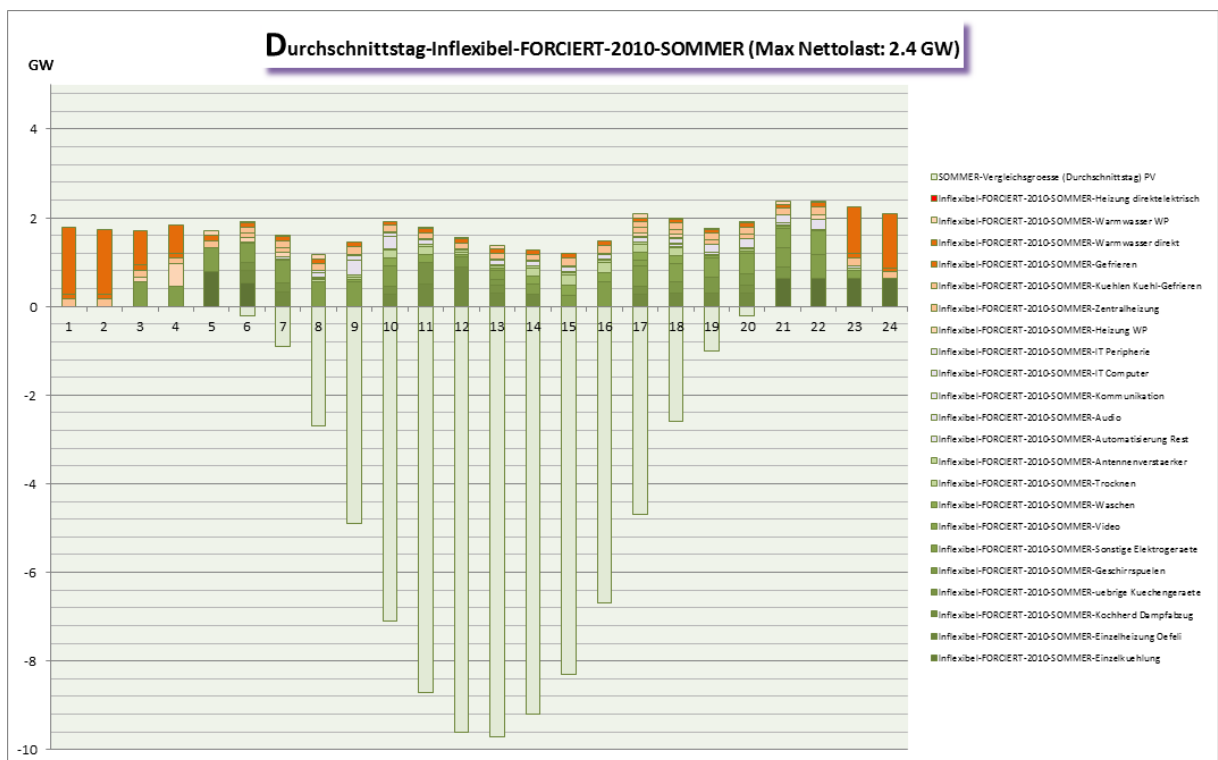


Abbildung 21. Tageslastgang 2010, Sommer.

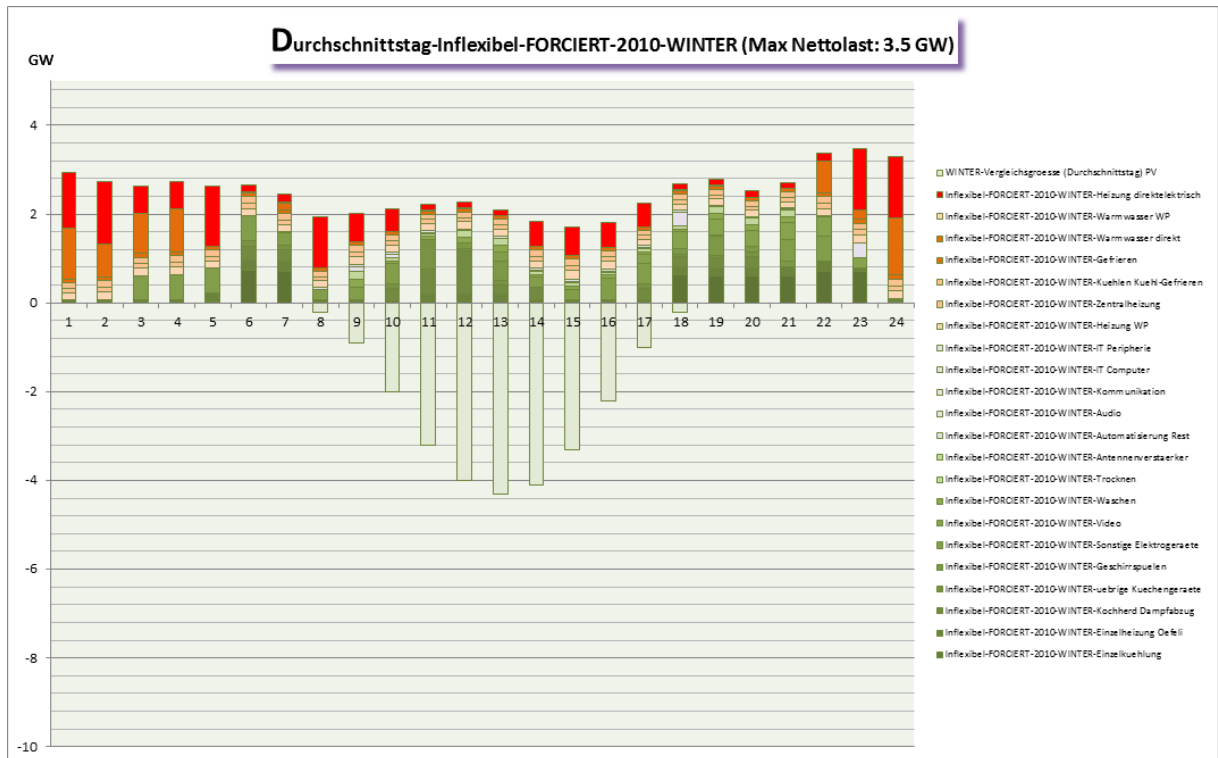


Abbildung 22. Tageslastgang 2010, Winter.

### 10.3 Schritt B: Tageslastgänge 2050 ohne Flexibilisierung

VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“: Die Tages-Durchschnitts-Nettpeak-Last im Sommer 2050 liegt bei 3.1 GW um 04h (Abbildung 23). Die Tages-Durchschnitts-Nettpeak-Last liegt im Winter 2050 bei 3.1 GW um 22h (Abbildung 24).

VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“: Der Stromverbrauch in der Sommernacht 2050 ist viel tiefer als 2010 wegen der Elimination von Stromgeräten „Warmwasser direkt“. Die Tages-Durchschnitts-Nettpeak-Last liegt bei 2.4 GW um ca. 21h-22h (Abbildung 25). Die Tages-Durchschnitts-Netto-Peaklast im Winter 2050 liegt bei 2.4 GW um 06h und 22h (Abbildung 26).

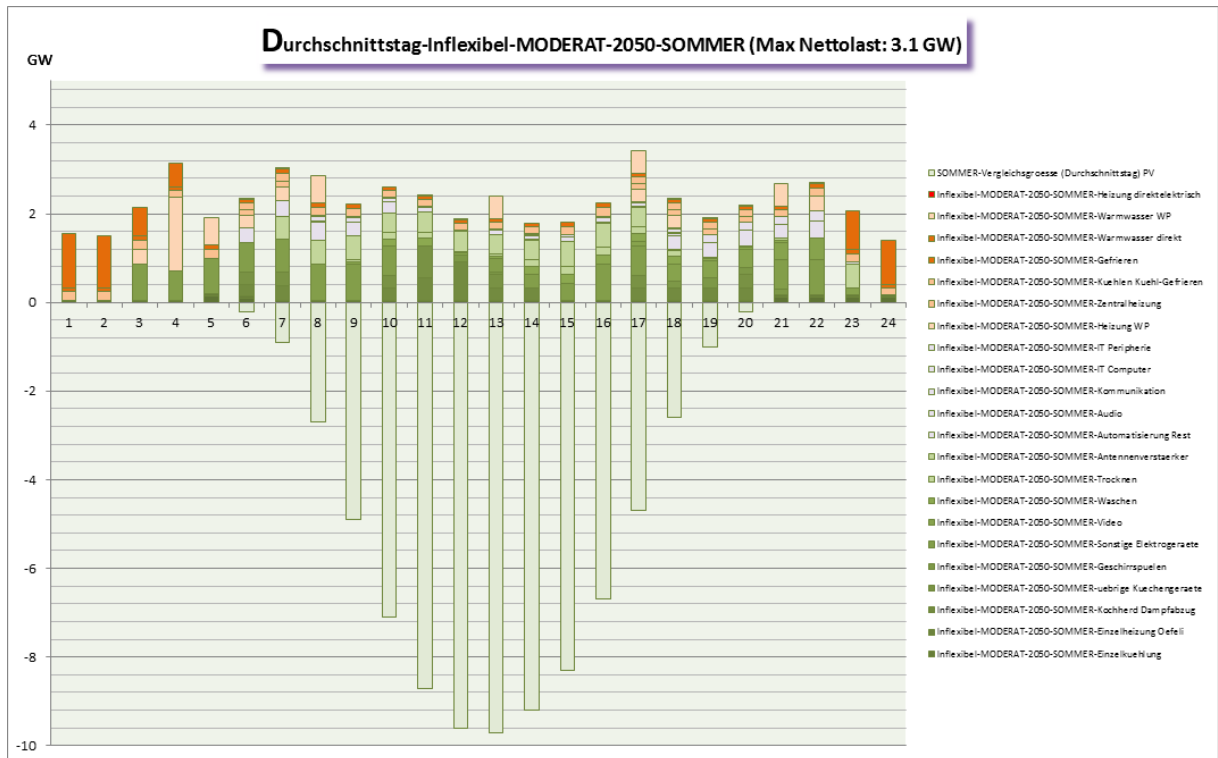


Abbildung 23. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Sommer (ohne Nachfrageflexibilisierung).

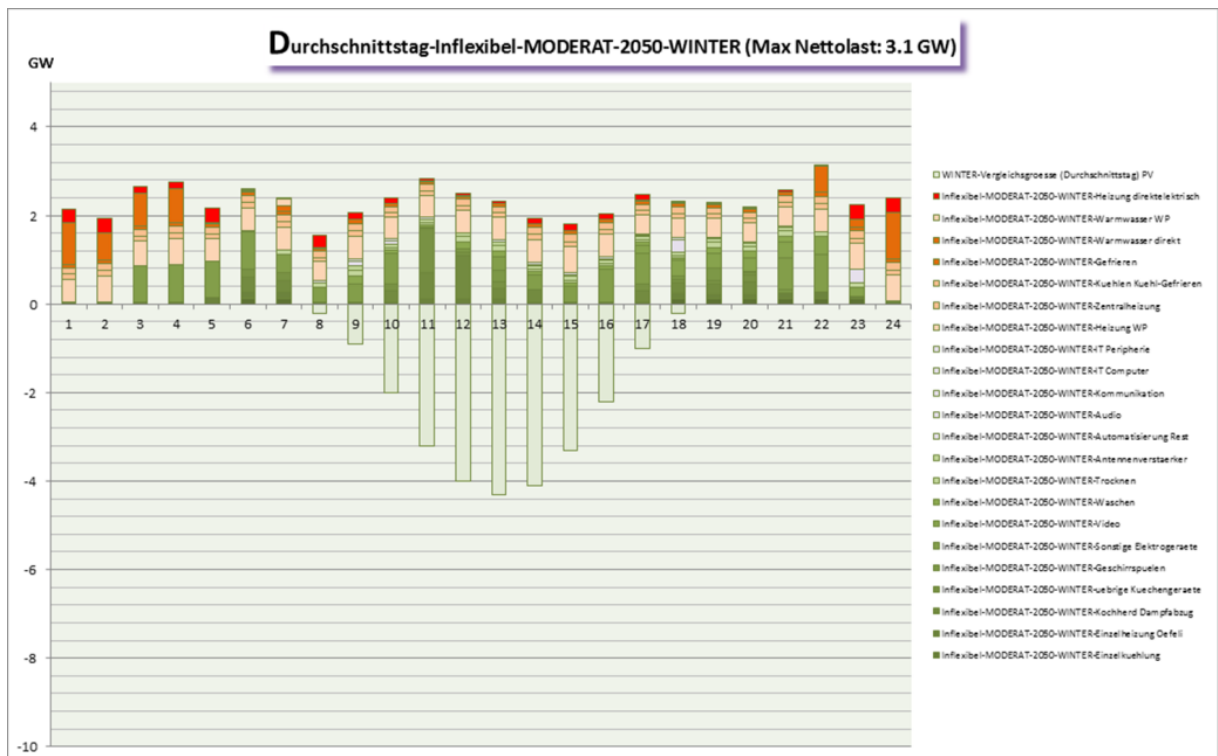


Abbildung 24. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Winter (ohne Nachfrageflexibilisierung).

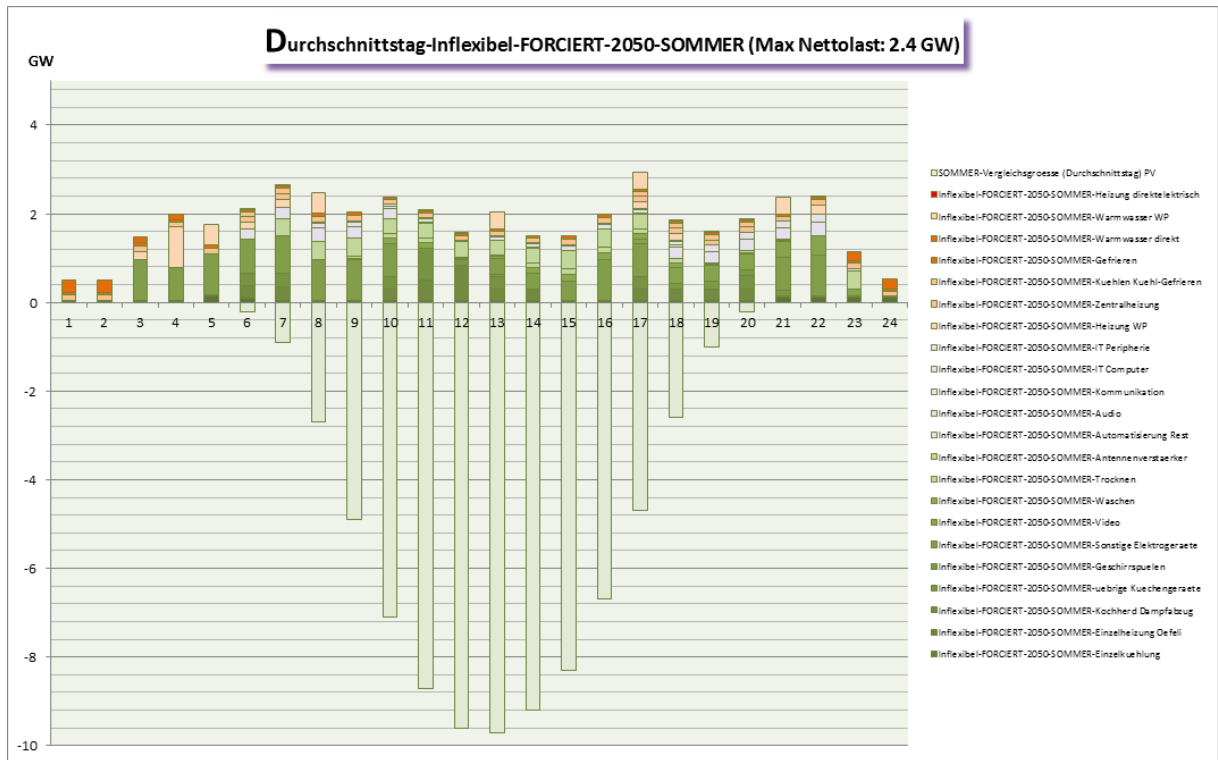


Abbildung 25. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Sommer (ohne Nachfrageflexibilisierung).

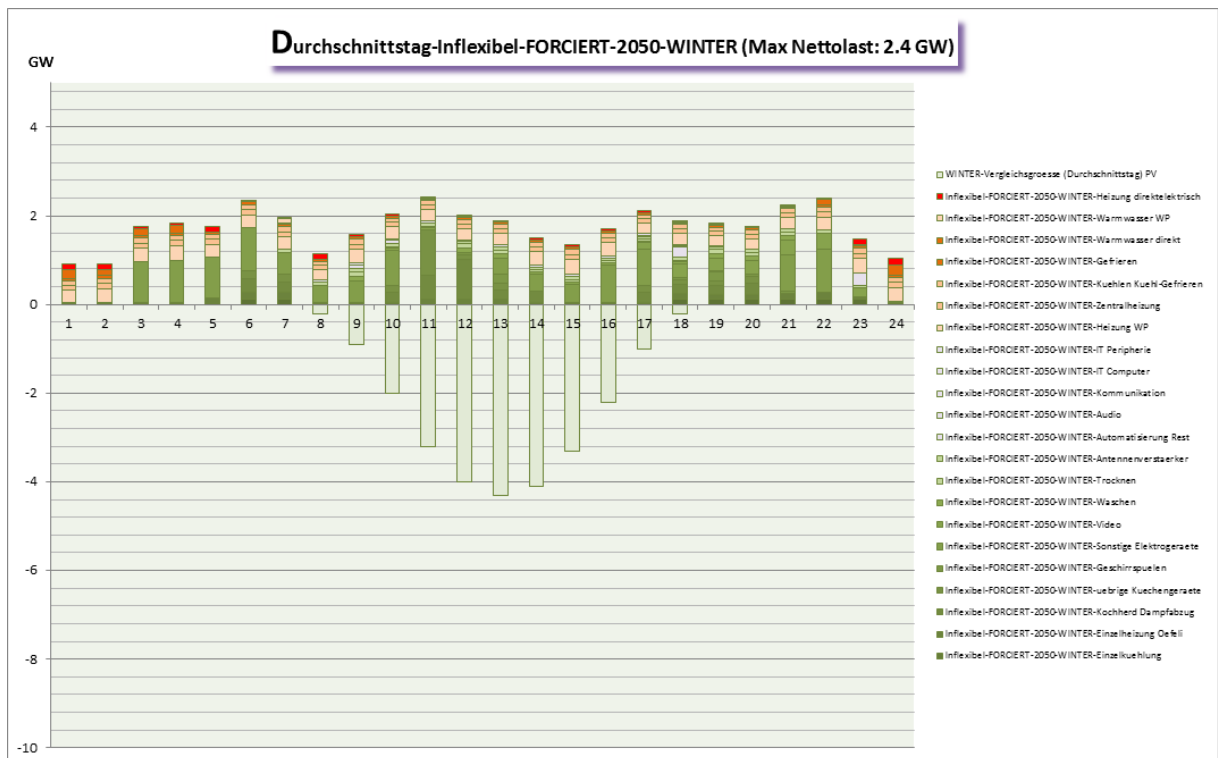


Abbildung 26. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Winter (ohne Nachfrageflexibilisierung).

## 10.4 Schritt C: Tageslastgänge 2010/2050 nach Flexibilisierung

**Jahr 2010:** Im Durchschnitt aller Sommertage ist ein fast perfekter Ausgleich in der Nacht möglich. Die Tages-Durchschnitts-Nettopeak-Last liegt bei 1.7 GW um 22h. Am Tag wird die Last von 07-17h gedeckt (Abbildung 27). Im Durchschnitt aller Wintertage 2010 ist ein fast perfekter Ausgleich in der Nacht möglich. Die Tages-Durchschnitts-Nettopeak-Last liegt bei 2.9 GW in der Nacht. Am Tag wird die Last von 09h-15h gedeckt (Abbildung 28).

**VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“:** Im Durchschnitt aller Sommertage 2050 ist nachts eine perfekte Glättung auf einen max. Netto-Verbrauch von 2.1 GW möglich. Der Verbrauch tagsüber ist im Vergleich zur PV-Erzeugung zu gering, um ihr dauernd zu folgen, wird jedoch 07h–17h gedeckt (Abbildung 29). Im Durchschnitt aller Wintertage 2050 ist in der Nacht eine perfekte Glättung bei einem Netto-Peak-Verbrauch von 2.3 GW möglich. Am Tag folgt der Verbrauch gut der Winter-PV-Erzeugung und wird 10h–15h gedeckt (Abbildung 30).

**VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“:** Im Durchschnitt aller Sommertage 2050 ist in der Nacht eine ziemlich gute Glättung des Netto-Verbrauchs zwischen 1 GW bis 2 GW möglich. Der Verbrauch sonst ist im Vergleich zur PV-Erzeugung zu gering, um ihr dauern zu folgen. Am Tag wird die Last von 07h-17h gedeckt (Abbildung 31). Im Durchschnitt aller Wintertage 2050 ist in der Nacht eine (fast) perfekte Glättung bei einem Netto-Verbrauch von 1.5 bis 1.8 GW möglich. Am Tag folgt der Verbrauch recht gut der Winter-PV-Erzeugung. Am Tag wird die Last von 10h-15h voll gedeckt (Abbildung 32).

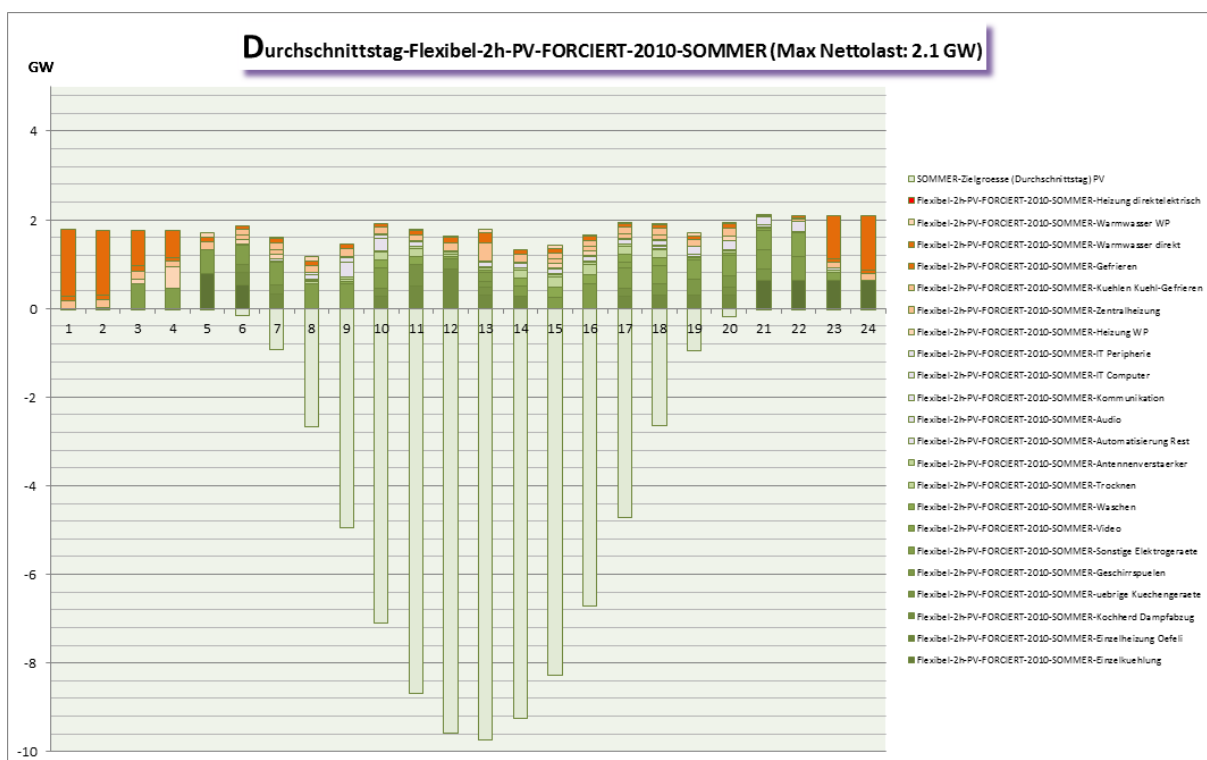


Abbildung 27. Tageslastgang 2010, Sommer, mit Nachfrageflexibilisierung.

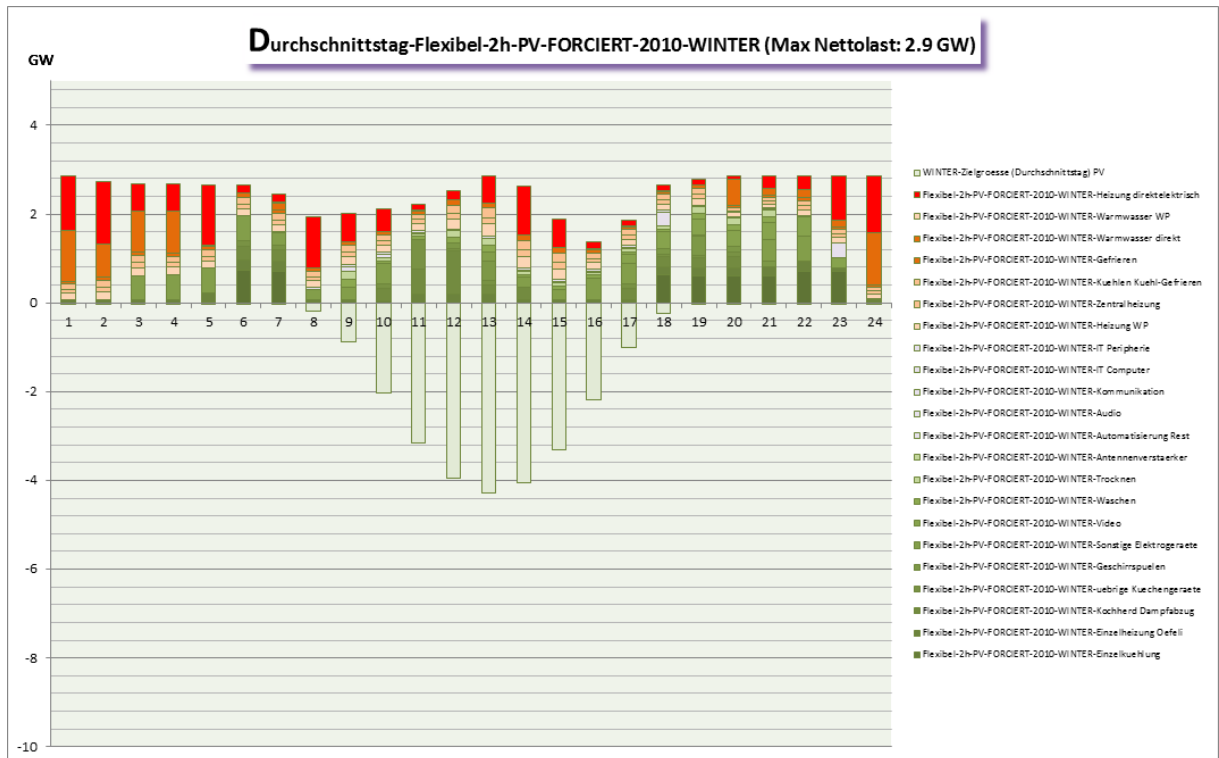


Abbildung 28. Tageslastgang 2010, Winter, mit Nachfrageflexibilisierung.

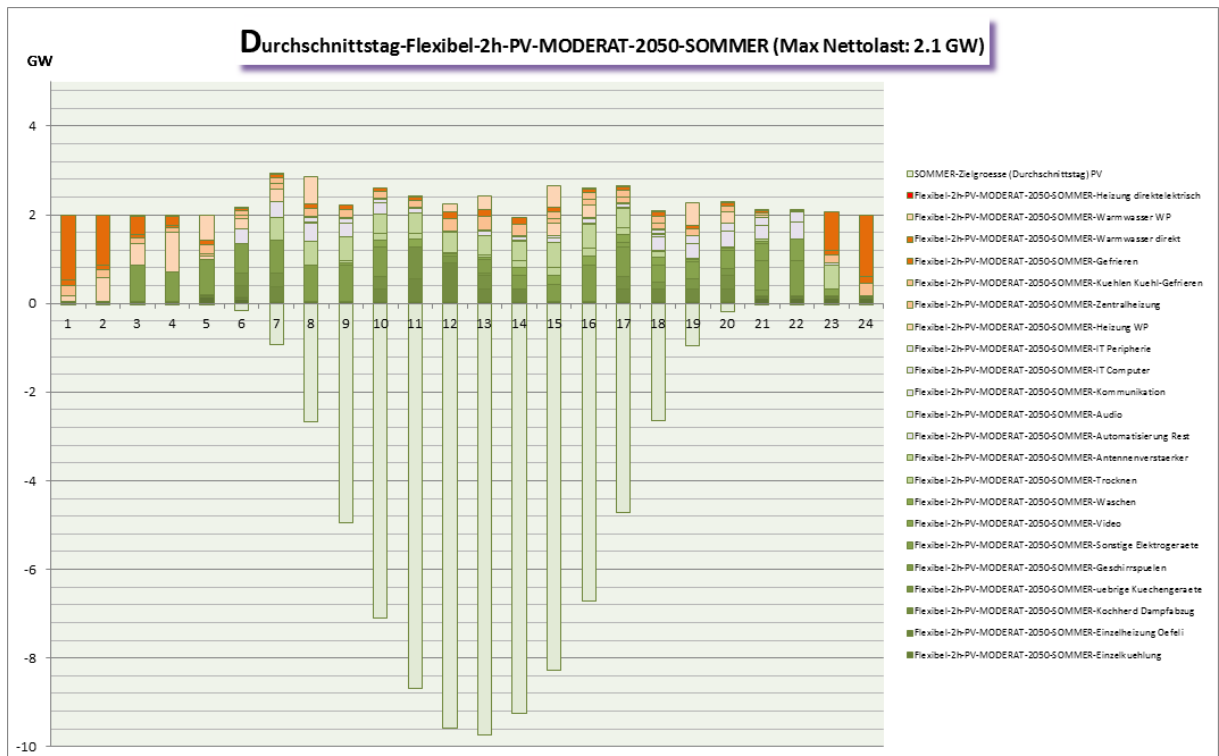


Abbildung 29. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Sommer, mit Nachfrageflexibilisierung.

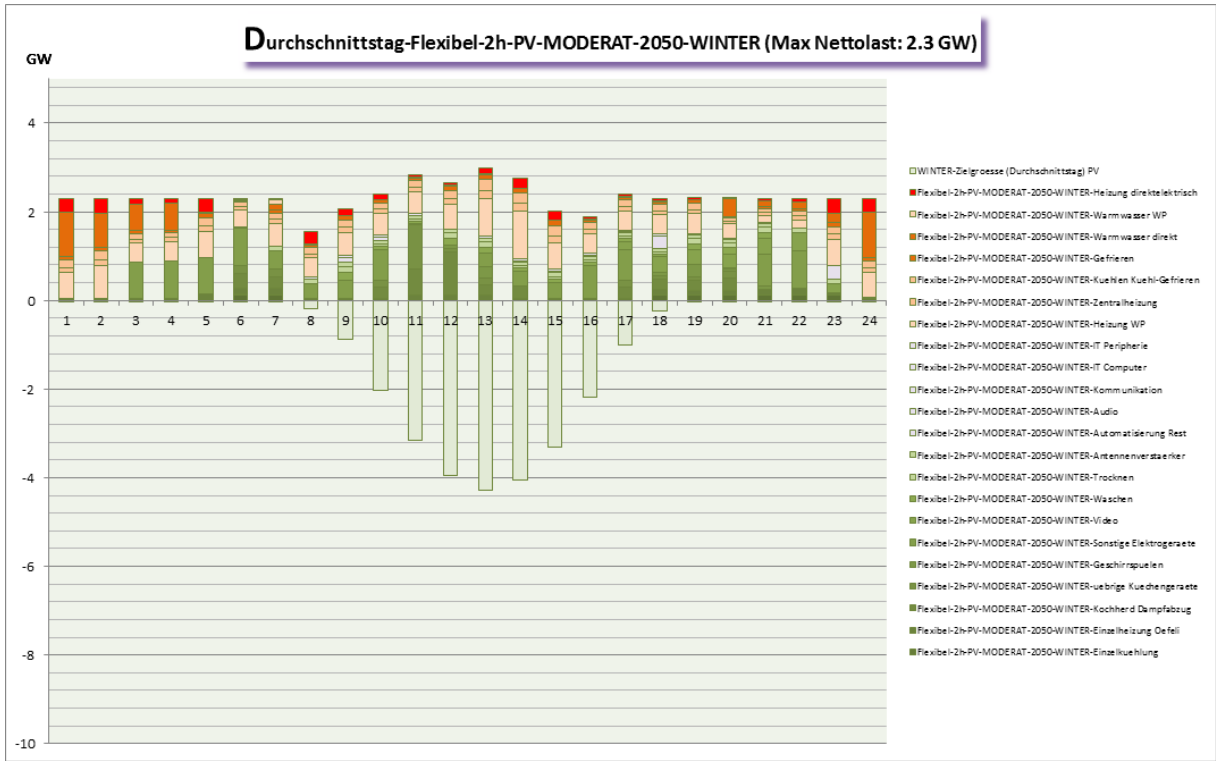


Abbildung 30. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Winter, mit Nachfrageflexibilisierung.

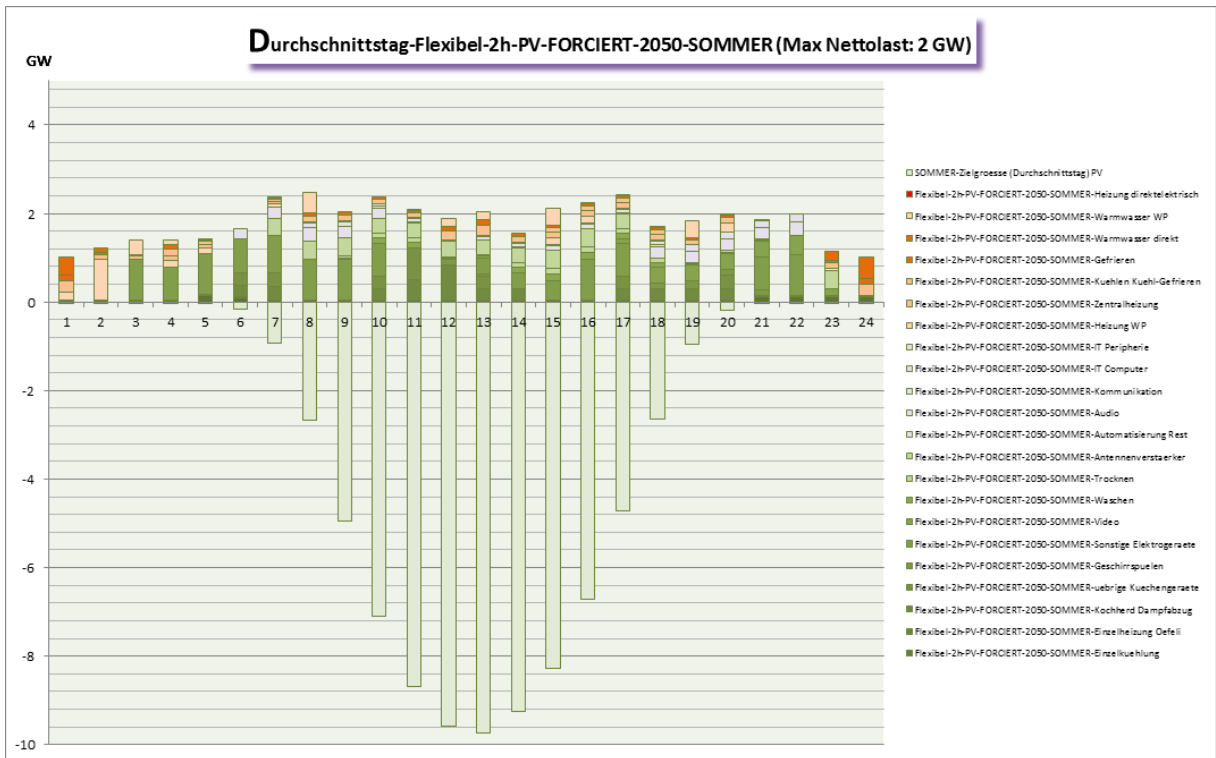


Abbildung 31. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Sommer, mit Nachfrageflexibilisierung.



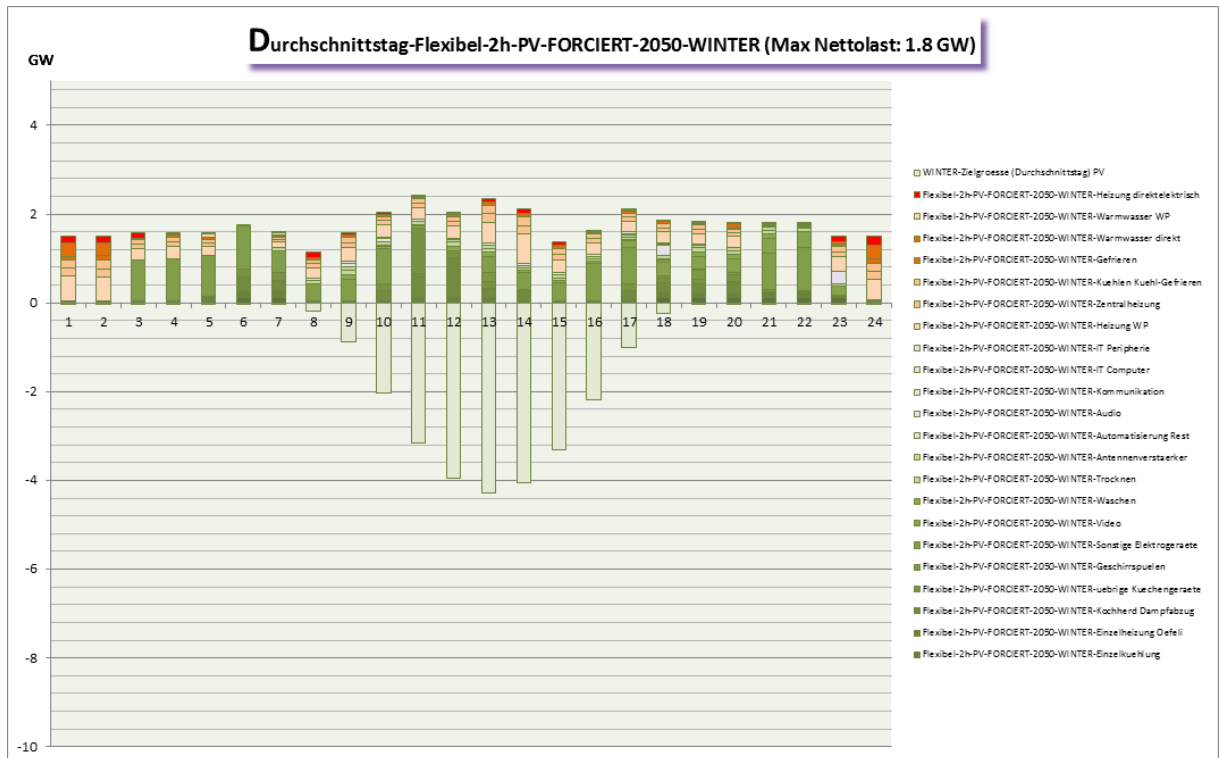


Abbildung 32. Tageslastgang 2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Winter, mit Nachfrageflexibilisierung.

## 11 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

### 11.1 Haushalt-Tageslastkurven 2010

Die Haushalt-Tageslastkurve 2010 für das Sommerhalbjahr (Abbildung 33) wird nachts durch Wassererwärmung (Boiler) erklärt. Während des Tages verteilt sich der Stromverbrauch der einzelnen, vor allem nicht Wärme- oder Kälteliefernden Geräte auf die einzelnen Stunden recht regelmässig. Nach einem Anstieg des Stromverbrauchs bis zu 10. Stunde (09–10h) fällt dieser ab bis zur 15. Stunde. Danach steigt er wieder bis zur 17. Stunde (16–17h), fällt danach wieder bis zur 19. Stunde (18–19h). Der Peak-Stromverbrauch ist in der 21. Stunde (20–21h).

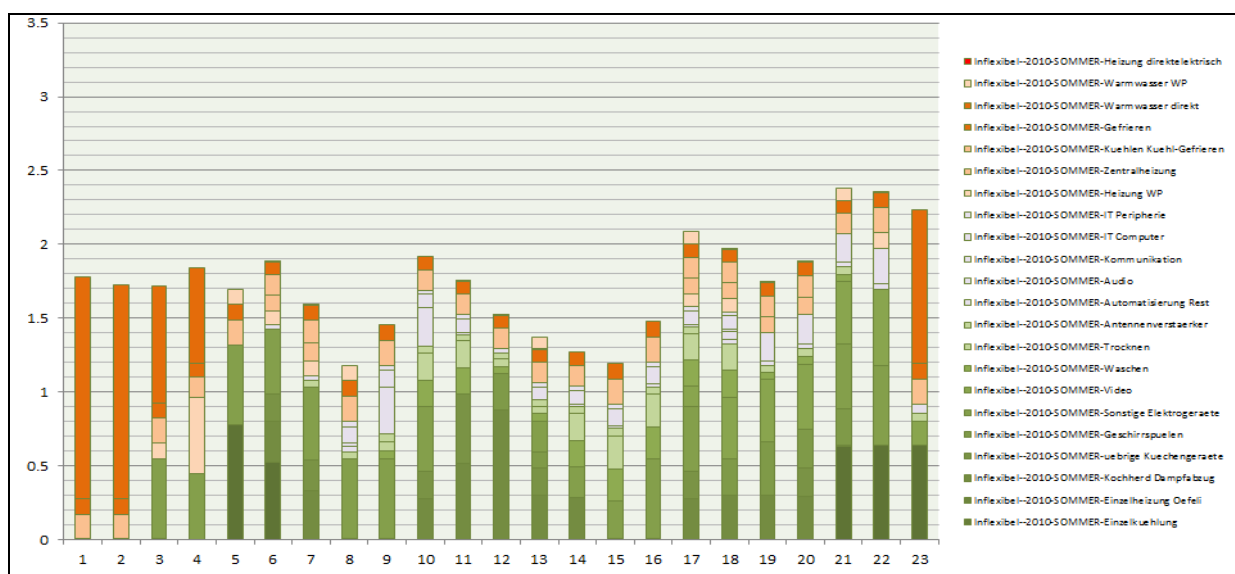


Abbildung 33. Stromverbrauch [GW], Durchschnittstag Sommerhalbjahr 2010.

Die Haushalt-Tageslastkurve 2010 für das Winterhalbjahr (Abbildung 34) wird während der Nacht der Stromverbrauch durch direktelektrische Heizungen (rot) und Warmwasser erklärt. Stromverbrauch für die Generierung von Wärme und Kälte schwächt sich ab bis zur ca. 10. Stunde (09–10h), ist gering über Mittag, nimmt danach aber bis zur 17. Stunde (16–17h) wieder einen beträchtlichen Anteil ein. Zwischen der 18. bis zur 22. Stunde (17–22h) ist der Wärme und Kälte-bezogener Stromverbrauch geringer. Das Maximum des Stromverbrauchs ist in der 23. und 24. Stunde (22–24h). Während des Tages verteilt sich der Stromverbrauch der anderen Geräte auf die einzelnen Stunden, mit jedoch grösseren Anteilen in der 6. und 7. Stunde (05–07h), aber auch zwischen der 10. bis zur 14. Stunde (09–14h). Der Peak-Stromverbrauch ist um ca. 22–23h (23. Stunde).

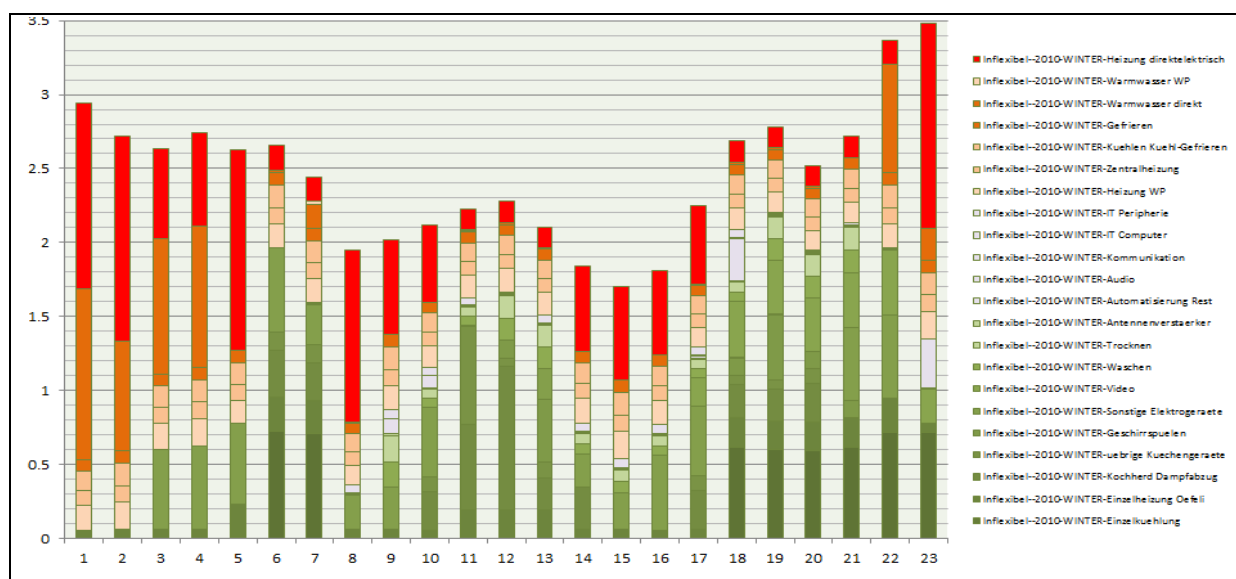


Abbildung 34. Stromverbrauch [GW], Durchschnittstag Winterhalbjahr 2010.

Die Simulation der zukünftigen Jahre ergibt Tageslastkurven Schweiz, je für die beiden VSE-Szenarien „moderat verstärkte Energiepolitik“ und „forcierte Energiepolitik“ für das Sommer- und das Winterhalbjahr, entweder nicht-flexibilisiert oder flexibilisiert (d.h. Verschiebung von Wärme- und Kältebezogener Stromverbrauch um bis zu 2h vorher; Ziel: Erreichung eines durchschnittlichen PV-Einspeiseprofiles). Die Resultate können wie folgt zusammengefasst werden.

	<b>Ohne Nachfrageflexibilisierung:</b> Der zukünftige nicht-flexibilisierte Stromverbrauch ...		<b>Mit Nachfrageflexibilisierung:</b> Der zukünftige, flexibilisierte Netto-Stromverbrauch ...	
<b>Zukunft (2020, 2035, 2050), Durchschnittstage</b>	<b>VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“</b>	<b>VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“</b>	<b>VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“</b> (Annahme einer PV-Einspeisung pro Jahr gleich gross wie HH-Stromverbrauch 2010)	<b>VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“</b> (Annahme einer PV-Einspeisung pro Jahr gleich gross wie HH-Stromverbrauch 2010)
<b>Sommer</b>	... liegt in der Nacht etwas unter, am Tag meist aber über demjenigen des Jahres 2010.	... liegt in der Nacht stark unter, am Tag aber über demjenigen des Jahres 2010.	... liegt nachts teilweise über, teilweise unter jenem aus 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt.	... während der Nacht liegt unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt.
<b>Winter</b>	... liegt ab 16h und in der Nacht immer deutlich unter, am Morgen und bis 16h aber über demjenigen des Jahres 2010.	... liegt unter demjenigen des Jahres 2010.	... während der Nacht liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 11h-15h durch PV-Einspeisung gedeckt.	... während der Nacht liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 10h-16h durch PV-Einspeisung gedeckt.

Tabelle 32. Übersicht über die Verschiebungen in den Tageslastkurven.

## 11.2 Vergleich der Tageslastkurven 2010, 2020, 2035, 2050

Die einzelnen durchschnittliche Tageslastkurven für die Schweiz sind wie folgt:

- VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Sommerhalbjahr (ohne Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige nicht-flexibilisierte Stromverbrauch liegt in der Nacht etwas unter, am Tag meist aber über demjenigen des Jahres 2010. Dies unter der Annahme einer inflexiblen Last (Abbildung 35).
- VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Sommerhalbjahr (ohne Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige nicht-flexibilisierte Stromverbrauch liegt in der Nacht stark unter, am Tag aber über demjenigen des Jahres 2010. Dies unter der Annahme einer inflexiblen Last (Abbildung 36).
- VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Winterhalbjahr (ohne Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige inflexible Stromverbrauch liegt ab 16h und in der Nacht immer deutlich unter, am Morgen und bis 16h aber über demjenigen des Jahres 2010. Dies unter der Annahme einer inflexiblen Last (Abbildung 37).
- VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Winterhalbjahr (ohne Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige Stromverbrauch liegt in der Nacht – deutlich – und am Tag etwas unter demjenigen des Jahres 2010. Dies unter der Annahme einer inflexiblen Last (Abbildung 38).

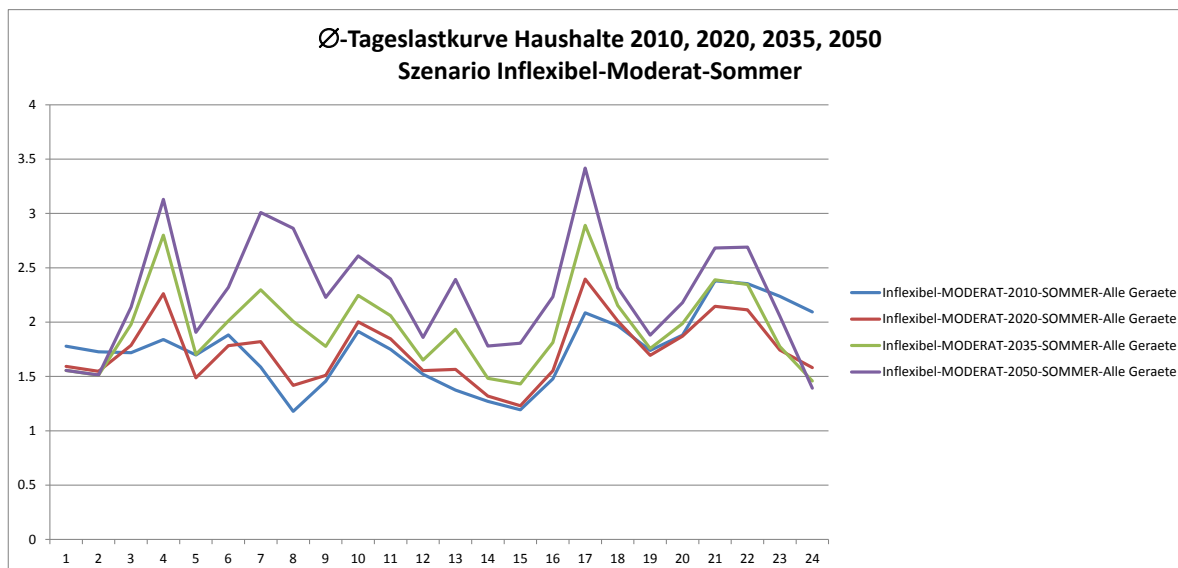


Abbildung 35. Tageslastkurven (Durchschnittstag Sommerhalbjahr) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, ohne Nachfrageflexibilisierung.

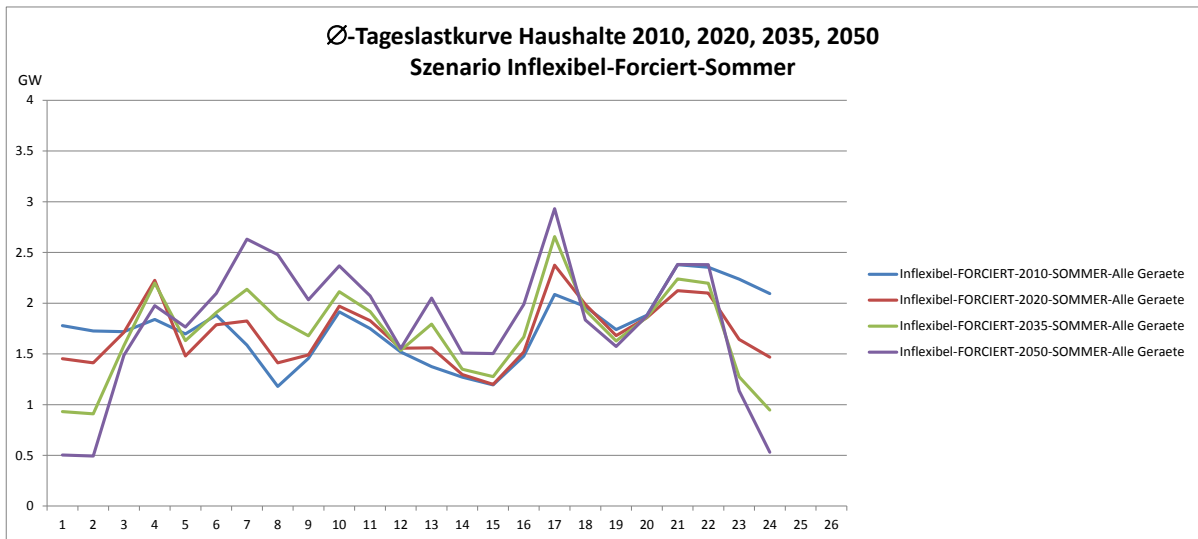


Abbildung 36. Tageslastkurven (Durchschnittstag Sommerhalbjahr) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, ohne Nachfrageflexibilisierung.

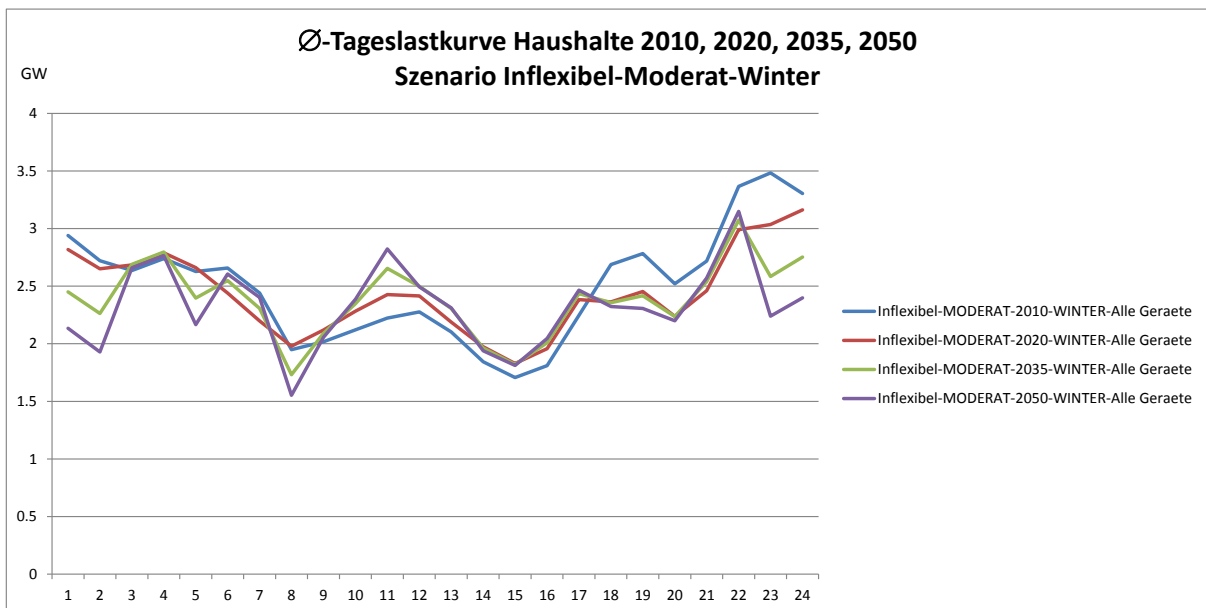


Abbildung 37. Tageslastkurven (Durchschnittstag Winterhalbjahr) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, ohne Nachfrageflexibilisierung.

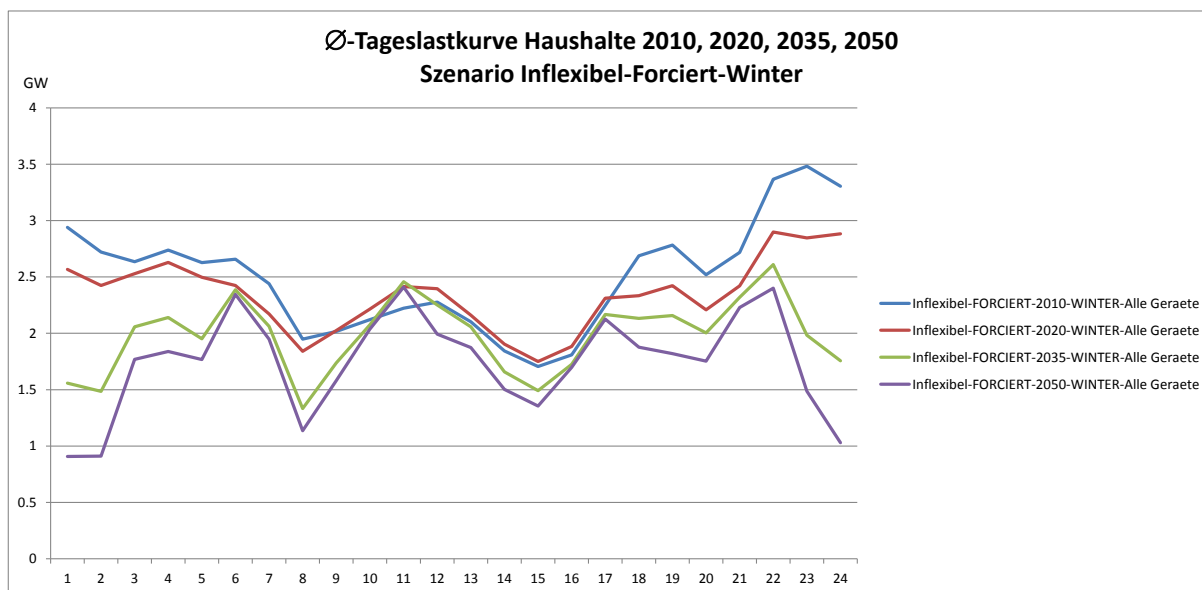


Abbildung 38. Tageslastkurven (Durchschnittstag Winterhalbjahr) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, ohne Nachfrageflexibilisierung.

**Resultate mit Nachfrageflexibilisierung.** Ausgehend von obigen HH-Tageslastgängen wurde für die beiden VSE-Szenarien 1 und 2 analysiert, wie jeder dieser Tageslastgänge an einen Ziellastgang durch Verschiebung des Stromverbrauchs um bis zu 2 Stunden derjenigen stromverbrauchenden Geräte angenähert werden kann, die vor allem Wärme oder Kälte liefern. Dabei wird angenommen, dass in der nahen Zukunft Wärme- und Kältespeicher günstig vorhanden sein werden, die Wärme oder Kälte ohne Verluste problemlos bis zu 2h speichern können. Als Ziellastgang wird ein Netto-Lastgang, entstehend durch den Verbrauch der Haushalte minus der geschätzte Einspeisung von PV-Solarzellen angesehen.

Der flexibilisierte Netto-Lastgang der Haushalte Schweiz, also der flexibilisierte Lastgang nach Abzug der „normierten“ PV-Einspeisung (die jährliche PV-Einspeisungsmenge ist gleich gross wie der Jahresstromverbrauch der Schweizer Haushalte im Jahr 2010), ergibt sich wie folgt:

- VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Sommerhalbjahr: Der zukünftige, flexibilisierte Netto-Stromverbrauch während der Nacht liegt teilweise über, teilweise unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt (Annahme desselben PV-Einspeiseprofiles in allen Jahren) (Abbildung 39).
- VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Sommerhalbjahr (mit Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige, flexibilisierte Stromverbrauch während der Nacht liegt unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 7h-17h durch PV-Einspeisung gedeckt (Annahme desselben PV-Einspeiseprofiles in allen Jahren) (Abbildung 40).
- VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, Winterhalbjahr (mit Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige, flexibilisierte Stromverbrauch nachts liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 11h-15h durch PV-Einspeisung gedeckt (Annahme desselben PV-Einspeiseprofiles in allen Jahren) (Abbildung 41).

- VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, Winterhalbjahr (mit Nachfrageflexibilisierung): Der zukünftige, flexibilisierte Stromverbrauch während der Nacht liegt immer unter demjenigen des Jahres 2010. Am Tag ist die HH-Last zwischen 10h-16h durch PV-Einspeisung gedeckt (Annahme desselben PV-Einspeiseprofiles in allen Jahren) (Abbildung 42).

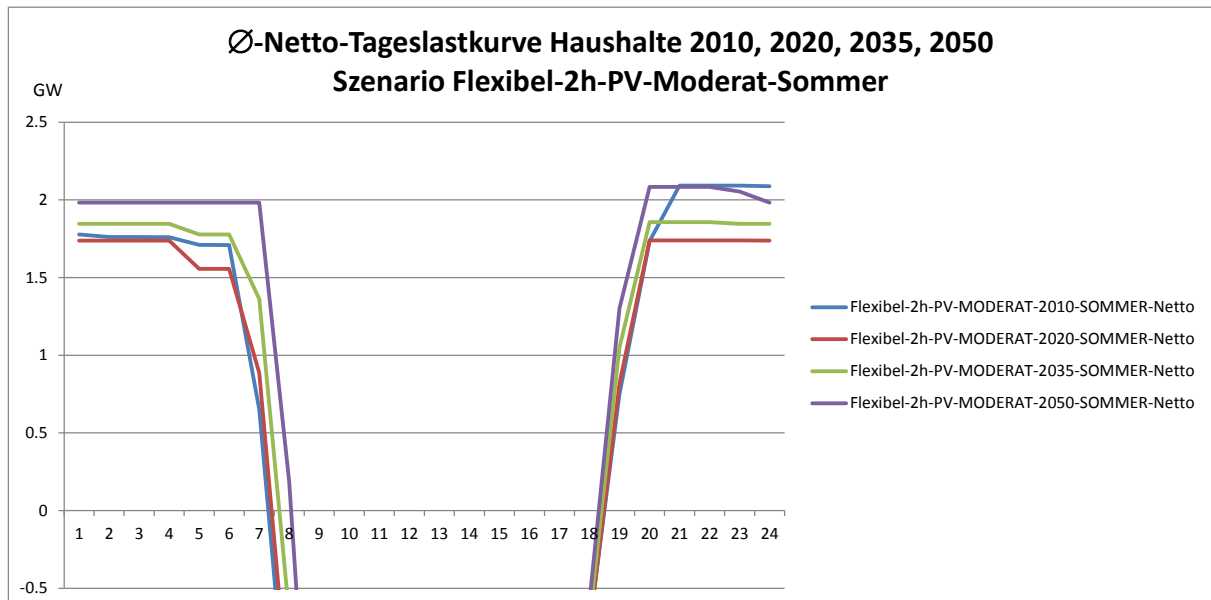


Abbildung 39. Netto-Tageslastkurven (Durchschnittstag Sommer) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, mit Nachfrageflexibilisierung.

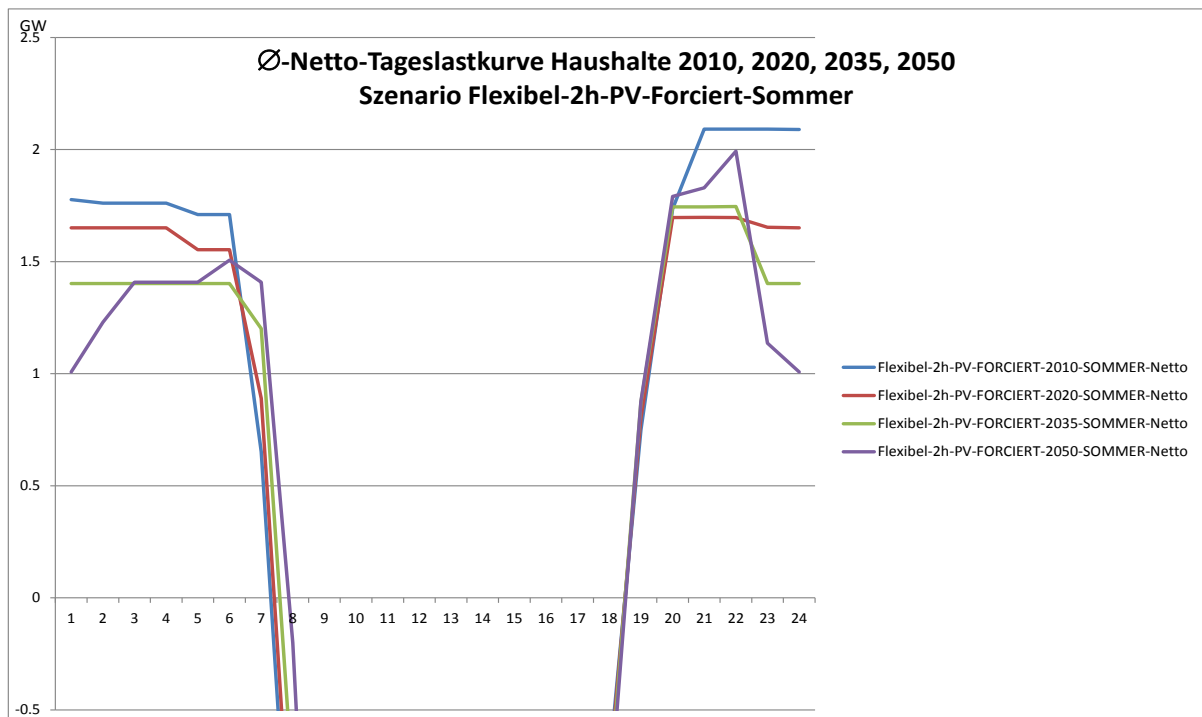


Abbildung 40. Netto-Tageslastkurven (Durchschnittstag Sommer) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, mit Nachfrageflexibilisierung.

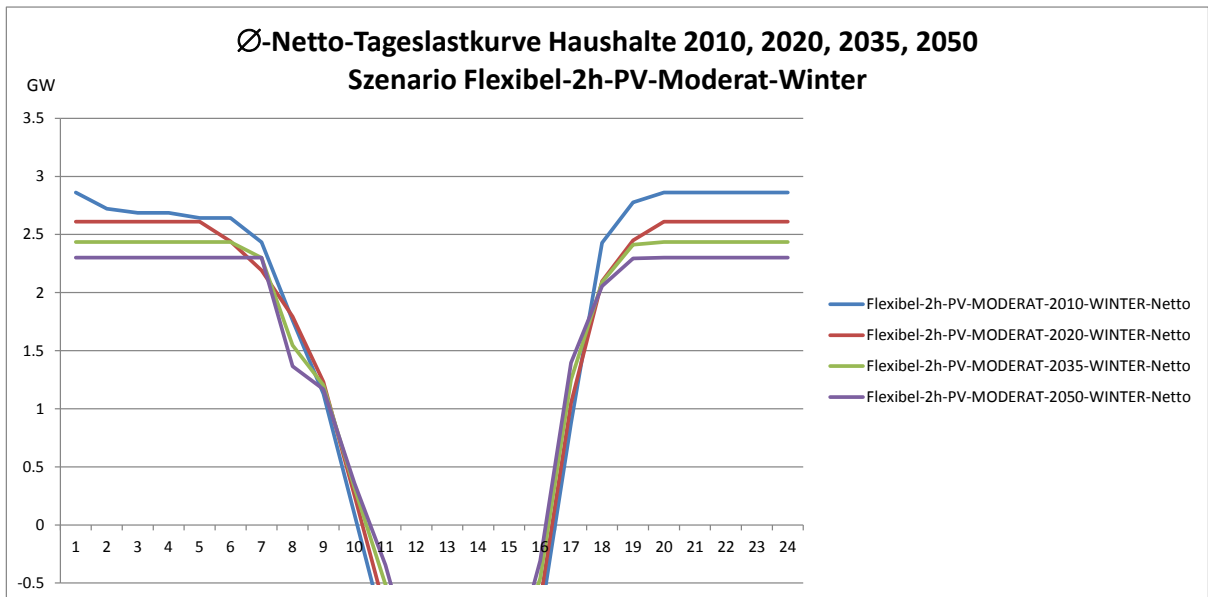


Abbildung 41. Netto-Tageslastkurven (Durchschnittstag Winter) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 1 „moderat verstärkte Energiepolitik“, mit Nachfrageflexibilisierung.

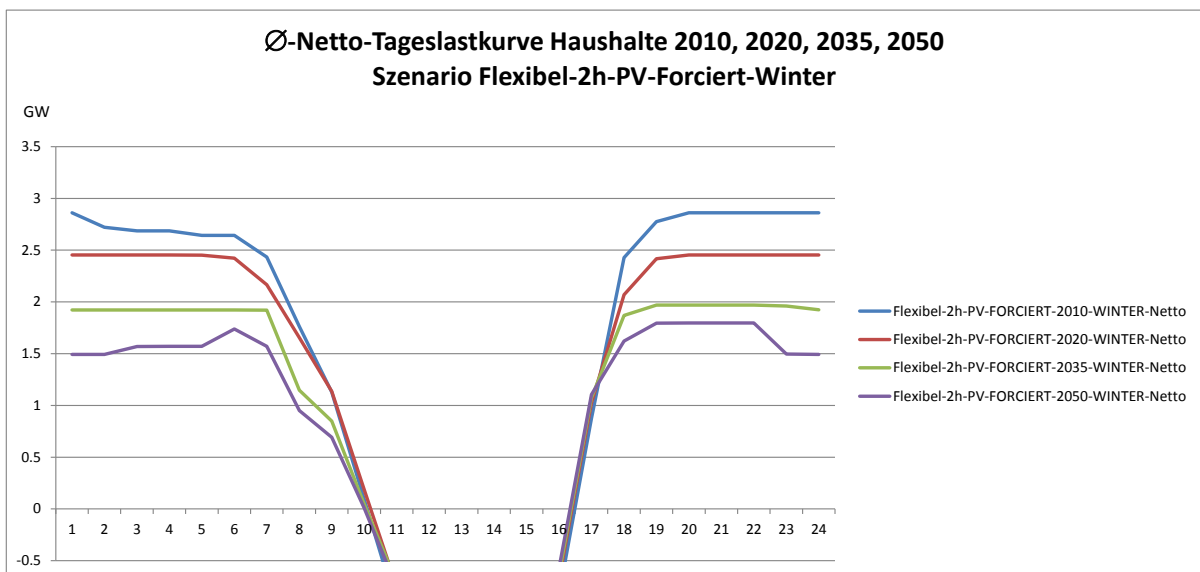


Abbildung 42. Netto-Tageslastkurven (Durchschnittstag Winter) 2010/2020/2035/2050, VSE-Szenario 2 „forcierte Energiepolitik“, mit Nachfrageflexibilisierung.

Die Aufteilung des zukünftigen Stromverbrauchs auf die einzelnen Gerätekategorien und für alle Szenarien kann dem Anhang entnommen werden.



### 11.3 Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf

Der vorliegende Bericht betrachtet isoliert die Potenziale zur Nachfrageflexibilisierung in Privathaushalten; ohne mit den Szenarien konsistenten Änderungen bei der Stromproduktion, dem Stromnetz sowie der Nachfrage ausserhalb der PHH können die Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf nicht quantifiziert werden. Der tatsächliche Mehrbedarf an Regelenergie ist durch die Überlagerung mit dem normalen Regelenergiebedarf kaum exakt zu beziffern. Es lassen sich aber die folgenden Tendenzen formulieren:

- Der Ausbau der neuen Erneuerbaren erfordert prinzipiell mehr Regelleistung- Im Jahr 2010 waren im europäischen Verbundsystem (UCTE-Netz) durchschnittlich ca. 3 GW Primärregelleistung vorhanden. Mit verstärkter Nutzung stochastischer Energien erhöht sich im Prinzip die erforderliche Regelleistung. In den letzten Jahren ist die tatsächlich bereitgestellte Regelleistung im UCTE-Netz jedoch in etwa gleichgeblieben, unter anderem weil sich die Genauigkeit der Prognosesysteme für die Windenergieeinspeisung verbessert hat. Seit ca. zwei Jahren werden auch für die Photovoltaik Prognosesysteme entwickelt.
- Die Photovoltaik mit ihrer Leistungsspitze zur Mittagszeit kann, je nach solarer Einstrahlung, dämpfend auf den Bedarf an Energie aus teuren Spitzenlastkraftwerken wirken und damit auch sekundär auf die Regelleistung zur Tagesmitte. PV-Anlagen im Niederspannungsnetz erfordern aber teilweise regulatorische Anpassungen, damit ihr Potenzial für die Netzregelung nutzbar gemacht werden kann.
- Sinn und Zweck der Nachfrageflexibilisierung ist die Angleichung der Nachfrage-Tageskurve an die optimale Produktions-Tageskurve und setzt entsprechende Regulierungen voraus, damit Geschäftsmodelle zum Funktionieren kommen. Nachfrageflexibilisierung führt damit grundsätzlich zu einer deutlichen Reduktion der benötigten Regelleistung in Bezug auf die Nachfrage der flexibilisierten Gerätegruppen.
- Nachfrageflexibilisierung in der Form einer zentralen Ansteuerung einzelner Gerätegruppen setzt „smart grid“-Elemente voraus. Die entsprechenden Systemeigenschaften können dann auch für die Bereitstellung virtueller Regelleistungskraftwerke verwendet werden.
- Der Zubau von Regelleistung in der Form von Pumpspeicherkraftwerken ist teuer. Sie rentieren nur bei täglichem Turbinieren. Es ist mit den heutigen Erzeugungs- und Systemkosten nicht wirtschaftlich, solche Anlagen als reine Reserveleistung bereit zu halten; sie machen betriebswirtschaftlich nur Sinn in Kombination mit einer Bandenergie sowie nicht-gedeckte Bedarfspitzen. Dann können Pumpspeicherkraftwerken aber bei Bedarf sehr schnell moduliert werden.
- Für die Zukunft ist zu erwarten, dass ein allfälliger zusätzlicher Bedarf an Regelleistung vermehrt über virtuelle Kraftwerke sowie über die Bereitstellung negativer Regelenergie gedeckt werden wird.
- Eine Möglichkeit zur Bereitstellung negativer Regelenergie sind BHKW-Anlagen, die dazu auch zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst werden können. Bedingung ist, dass die Wärmelieferung des BHKW nicht kontinuierlich sein muss. Ideale Anlagen für diesen Zweck

sind BHKW-Anlagen auf Klärwerken und Siedlungsabfalldeponien, denn das hier entstehende methanhaltige Gas kann in den vorhandenen Gaszwischen Speichern bis zu einem Tag bevorratet werden.

Bestimmte Technologien wie BHKW haben damit einen „doppelten Nutzen“, weil sie eine höhere Gesamteffizienz erreichen, ein hohes Nachfrageflexibilisierungspotenzial haben, und zusätzlich für Regelleistungszwecke gruppiert werden könnten. Relevant ist in diesem Zusammenhang, dass heute und in einer absehbaren Zukunft noch bedeutende regulatorische Hürden dazu führen, dass der Mehrfachnutzen der Nachfrageflexibilisierung nicht in einem Geschäftsmodell realisiert werden kann:

- Das deutsche EEG zum Beispiel verbietet zurzeit die Modulation von Windkraftanlagen.
- Die Swissgrid-Gebühr für Systemdienstleistungen ist nicht abhängig von einem tatsächlichen Regelleistungsbedarf. Wenn EVU's über die Nachfrageflexibilisierung ein exaktes Nachfahren der Nachfrage entlang des Fahrplans erreichen, müssen sie dennoch die gleiche Gebühr für Systemdienstleistungen entrichten.
- Auch die KEV in der Schweiz verhindert zurzeit den Einsatz namentlich von Biogasanlagen für die (in diesem Fall: Angebots-)Flexibilisierung;
- Die EEG in Deutschland untersagt zurzeit die Parallelvermarktung für BHKW;

Längerfristig ist damit zu rechnen, dass solche regulatorischen Hindernisse beseitigt werden.

## 11.4 Nachfrageflexibilisierung im Winterhalbjahr und bei Kältewellen

Die Kältewelle vom Februar 2012 schafft es auf den zweiten Platz (nach Februar 1956) der härtesten Kältewellen der letzten 70 Jahre. Zwischen dem 30. Januar und dem 12. Februar 2012 war es in Mitteleuropa ca. 11 Grad kälter als üblich. Solche Kältewellen im schweizerischen Mittelland entstehen, wenn ein blockierender Hochdruckkern zwischen Skandinavien und Russland zur Zufuhr kalter Sibirienluft führt. Eine solche Wetterlage kann über mehrere Wochen andauern und sich selber verstärken, wenn sie noch mit einer Schneedecke und bewölkungsarmen Verhältnissen verbunden ist.

Welche Beiträge kann die Nachfrageflexibilisierung im Winterhalbjahr allgemein und speziell bei Kältewellen liefern? Zunächst einmal gilt festzuhalten, dass es sich hier um getrennte Fragestellungen handelt: Die zeitliche Flexibilisierung der Stromnachfrage von Privathaushalten im Tagesverlauf vermag keinen Einfluss auszuüben auf die Abhängigkeit der Schweiz von Stromimporten im Winterhalbjahr bzw. den Anstieg des Bedarfs an Raumwärme bei Kältewellen.

Die Stärke der klassischen Formen der Nachfrageflexibilisierung in Privathaushalten liegt in der Reduktion der benötigten Regelleistung und der Integration stochastischer Energien in das Energiesystem. Mit zunehmender Verschiebungsdauer nehmen die Potenziale aber ab, während die

Kosten und Akzeptanzprobleme steigen. Im Winterhalbjahr allgemein und akzentuiert in der Situation einer Kältewelle steht die absolute Höhe der Nachfrage im Vordergrund, weniger der Tagesgang der Nachfrage bzw. die Nachfrageflexibilisierung.

Es gibt jedoch einige Schnittstellen zwischen den beiden Themenkomplexen:

- Generell nehmen die Potenziale zur Nachfrageflexibilisierung zu, wenn die Nachfrage selber höher ist. Die Potenziale sind damit, wie im vorliegenden Bericht hergeleitet und dargelegt, speziell im Winterhalbjahr höher. Allerdings kann die Flexibilisierung der Raumwärme als Thermospeicher im Falle von Kältewellen teilweise nicht mehr eingesetzt werden, weil die Heizung dauernd in der Nähe der Vollast betrieben werden muss.
- Dynamische Tarife sind ein mögliches „Werkzeug“, um Nachfrageflexibilisierung umzusetzen. Solche dynamischen Tarife können generell im Winterhalbjahr der höheren Nachfrage angepasst werden und speziell im Falle von Kältewellen weiter erhöht werden. Dies dämpft die Nachfrage und erhöht die Systemstabilität.
- Falls Nachfrageflexibilisierung nicht (nur) über dynamische Tarife, sondern auch über die direkte Ansteuerung umgesetzt wird, kann diese Ansteuerung notfalls auch für den Lastabwurf bestimmter Verbrauchergruppen eingesetzt werden und damit in Extremsituationen wie Kältewellen ggf. einen Beitrag zur Systemstabilität liefern.
- Es besteht ein Substitutionspotenzial im Bereich der Raumwärme zwischen Umgebungswärme (mit Wärmepumpen) als Energieträger einerseits und der Solarwärmespeicherung in Wassertanks oder mittels Eisspeicher andererseits. Eine Vergrößerung solcher Thermospeicher bedeutet, dass bei Kältewellen über längere Zeiträume die Heizung energetisch optimal und mit günstigen Kennzahlen betrieben werden kann (bzw. es nicht oder erst später zum Einsatz einer Zusatzheizung auf fossiler oder direktelektrischer Basis kommt). Dies führt erstens zu einer Reduktion der Stromnachfrage an sich und zweitens zu einer Abnahme des einhergehenden Nachfrageflexibilisierungspotenzials. Dies ist gerade im Hinblick auf Kältewellen sinnvoll, auch wenn das Potenzial zur Nachfrageflexibilisierung im engeren Sinn dadurch leicht abnimmt.
- Auch Geschirrspüler und Waschmaschinen lassen sich über einen Warmwasseranschluss mit einem Solarwärmespeicher betreiben. Dies reduziert die Stromnachfrage. Weil in der vorliegenden Studie bei Geschirrspülern und Waschmaschinen aus Gründen der Akzeptanz nur von kurzfristigen und geringen Flexibilisierungspotenzialen ausgegangen wird, geht diese Reduktion der Stromnachfrage aber kaum mit einem Rückgang des ausgewiesenen Flexibilisierungspotenzials einher.

## 11.5 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Bei den **Arten der Nachfrageflexibilisierung** steht bei Privathaushalten die automatisierte Steuerung (entweder zentral oder dezentral) im Vordergrund. Sie eignet sich für Geräte, welche vom Konsumenten nicht direkt angesteuert werden; bei diesen Gerätekategorien sind Verschiebungsdauern länger als 4 Stunden (Boiler, Heizung) bzw. länger als 12 Stunden (Gefriergeräte, evtl. Boiler) technisch möglich und wohl auch vom Konsument her gesehen akzeptabel. Bei vom Konsumenten direkt angesteuerte Geräte (Geschirrspüler, Waschmaschine) können dynamische (Echtzeit-)Tarife zur Nachfrageflexibilisierung eingesetzt werden. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Elastizitäten niedrig sein werden, weil die Tarifierreize niemals so hoch sein können wie die von den Konsumenten angewendeten, subjektiv empfundenen Zeitkosten. Überdies können nur kürzere Verschiebungsdauern (bis 15 Minuten oder bis 1 Stunde) mutmasslich gute Akzeptanz finden. Dynamische Tarifierreize werden stets auch Nachfragerückgänge (Lastverzicht statt zeitliche Verschiebung der Last) induzieren, sie sind deshalb als Instrument in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil stochastischer Energie u.U. sehr wichtig. Rein als Flexibilisierungsinstrument sind die Potenziale aber gering.

Die **Elektrogrossgeräte** in Privathaushalten eignen sich gut für die Nachfrageflexibilisierung, namentlich Kühl-/Gefrier- sowie Gefriergeräte, in zweiter Linie (weil vom Konsumenten direkt angesteuert) Geschirrspüler und Waschmaschinen. Deren Stromeffizienz wird bis 2035/2050 teilweise deutlich zunehmen (Einsatz von Wärmepumpen für Geschirrspüler und Waschmaschinen, direkter Warmwasseranschluss). Dies wird aber gänzlich (in Szenario 1) oder teilweise (Szenario 2) kompensiert durch das Bevölkerungswachstum sowie das Mengenwachstum (Zunahme der Anzahl Elektrogrossgeräte pro Kopf; Zunahme des Nutzinhalts) und die Abnahme der Auslastungsgrade (vermehrte Spül- und Waschgänge mit geringem Füllungsgrad).

Bei den Thermospeichern bietet der **Boiler** gewisse Potenziale, je nach Szenario verschwinden aber die direktelektrische Boiler schneller vom Markt. Bei Häusern mit Solarwärme sind grosse Wärmespeicher denkbar (für die Stromnachfrageflexibilisierung aber von geringer Relevanz). Wichtig ist die langfristige Entwicklung des Bestands an Wärmepumpe-Boilern. Hier zeigt sich ein Trade-off: Aus energetischen Gründen sollte ein Boiler nicht überdimensioniert sein, aus Gründen der Nachfrageflexibilisierung kann ein gewisse Überdimensionierung aber Sinn machen.

Die Zunahme der **Wärmepumpe-Raumheizungen** führt zu einem Anstieg des Flexibilisierungspotenzials. Der mutmasslich starke Anstieg der Raumkühlung führt einerseits zu einem Nachfrageanstieg für diese Gerätekategorie, aber auch zu einem zusätzlichen Flexibilisierungspotenzial. Längerfristig zeigt sich hier eines der grössten Potenziale, namentlich für das Szenario 2 bzw. bei einem steigenden Anteil stochastischer Energieproduktion. Mit dem Instrument des „energy contracting“ (wenn eine EVU die Heizungsanlage in Besitz hält und betreibt, kann sie deren Stromnachfrage auch zentral ansteuern) steht überdies ein Geschäftsmodell bereits, welches schon heute rentiert und regulatorische keine Rechtsanpassungen braucht.

## 11.6 Hindernisse (Regulator, Produktion, EVU's, Netzbetreiber)

Haupthindernisse sind

- Die fehlende Kostensensitivität der Konsumenten, welche zu einer geringen Preiselastizität führt, welche niedriger ist als bei Geschäftskunden. Die deshalb erforderliche Höhe von Preissignalen, um Verhaltensänderungen überhaupt induzieren zu können, ist möglicherweise nicht durchsetzbar bzw. politisch nicht akzeptabel.
- Die fehlende Normierung und fehlende Kommunikationsstandards für die zentrale Geräteansteuerung.
- Die Aufteilung der Verantwortlichkeit zwischen EVU und Netzbetreiber. Privathaushalte, oder bestimmte Gerätekategorien innerhalb der Privathaushalte, müssten zu virtuellen Regelleistungseinheiten zusammengeführt werden.
- Die Kunden sind zu wenig sensibilisiert und ungenügend über Effizienzmassnahmen informiert. Die breite Käuferschaft und der Handel glauben teilweise immer noch an die scheinbaren Nachteile effizienter Geräte (Mehrkosten und Mindergebrauchswert). Für professionelle Kunden weist der Energieverbrauch der Geräte in der Regel eine geringe Bedeutung auf. Das relevante Entscheidungskriterium ist der Preis. Dabei gehen die Bauherren und die Beauftragten in der Regel von den Investitionskosten aus und vernachlässigen die Kosten über die ganze Nutzungsdauer.
- Zu tiefe Energiepreise (keine Berücksichtigung von externen Kosten, saisonalen Spitzenbelastungen, Investitionsbedarf, zukünftige Verknappung)
- asymmetrische Interessen zwischen Vermieter und Mietenden (Investor-Endnutzer-Dilemma), vor allem bei den Wäschetrocknern und den hocheffizienten Gefrier- und Kühlgeräten.

Beukers et al. (2011) berichten von den Ergebnissen des Forschungsprojekts „Changing behaviour“, welches die Erfolgsfaktoren für das Gelingen von DSM-Programmen untersucht hat. Namentlich scheint es eine Rolle zu spielen, inwieweit Änderungen des Energieverhaltens als Teil eines gesellschaftlichen Wandels oder als individueller Änderungsprozess aufgefasst wird.

## 11.7 Mögliche nächste Schritte

Die diesen Schlussfolgerungen zugrunde liegenden Annahmen sind zu Beginn dieses Berichts festgehalten worden. Diverse weitergehende Schritte würden helfen, die Angaben und Resultate dieses Berichts noch robuster zu machen, bzw. weiter zu verfeinern.

- Möglicher Schritt 1: Integration der Resultate der VSE-Haushaltverbrauchserhebung 2011.
- Möglicher Schritt 2: Genauerer Tageslastgang 2010 und Aufteilung auf Geräte.
  - Erhebung von Messdaten (Smart-Meters) bei aggregierten Haushalten (mehrere 100): Bessere Zielkurven Haushaltslasten 2010 (heute)

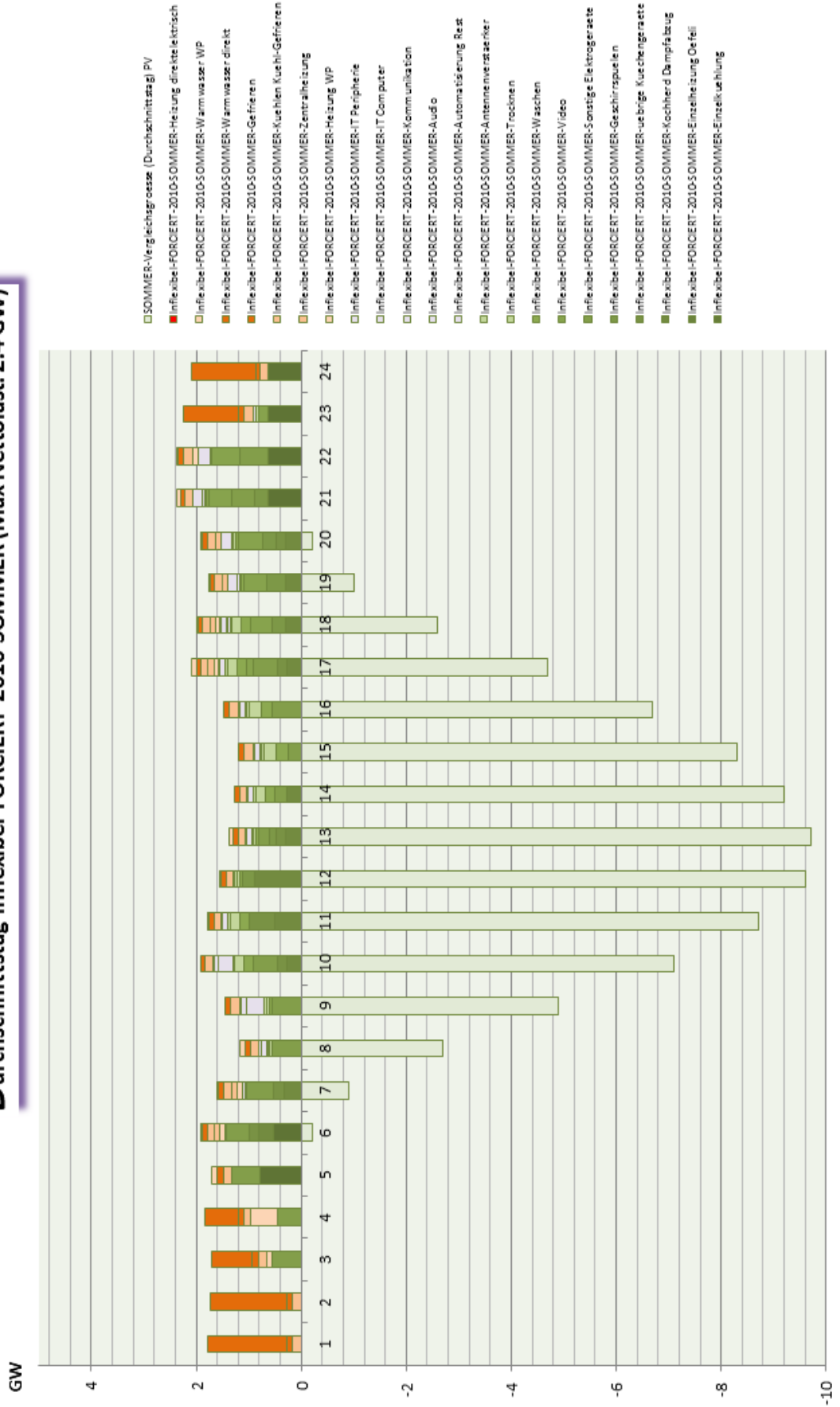
- Robustere Angaben über die Nutzung von Geräten während der Stunden des Tages und für Winter/Sommer durch Umfragen
- Möglicher Schritt 3: Flexibilisierung Tageslastgang
  - Erarbeitung Zielszenarien für Flexibilisierung: Verbesserte PV-Einspeiseszenarien und – Tageseinspeisegänge verteilter Stromerzeuger
  - Verschiebung Wärme- und Kältespeicher noch länger zeitlich nach vorne: Bessere Glättung Nacht und Annäherung Ziel-Lastgangkurve
  - Untersuchung weitere Flexibilisierungsmöglichkeiten: Batterieeinsatz (insb. Haushaltsgeräte)
- Möglicher Schritt 4: Gesamttageslastgang inkl. Haushalte, Dienstleistungen, Industrie, Verkehr
  - Detaillierte Gesamtbetrachtung der Tageslastgänge aller Stromverbraucher (Dienstleistungen, Verkehr, Industrie): Bessere Lastgänge, reellere Flexibilisierung
- Möglicher Schritt 5: Peak-Leistung im Kontext von Tageslastgängen für kürzere Zeiträume
  - Verfeinerte Periodendauer (z.B. Wochentag-Quartal oder Wochentag-Monat, bzw. Weekend-Quartal oder Weekend-Monat). Genauere Aussagen über den Unterschied zwischen Extremtages-Peaks (ohne Aussagen über Energiemengen) und Sommer/Winter-Durchschnittstages-Peaks (mit wenig Aussagekraft über Extrem-Leistungen).

## A1 Tageslastgänge je Szenario und Stichjahr

Die folgenden Seiten zeigen folgende Diagramme:

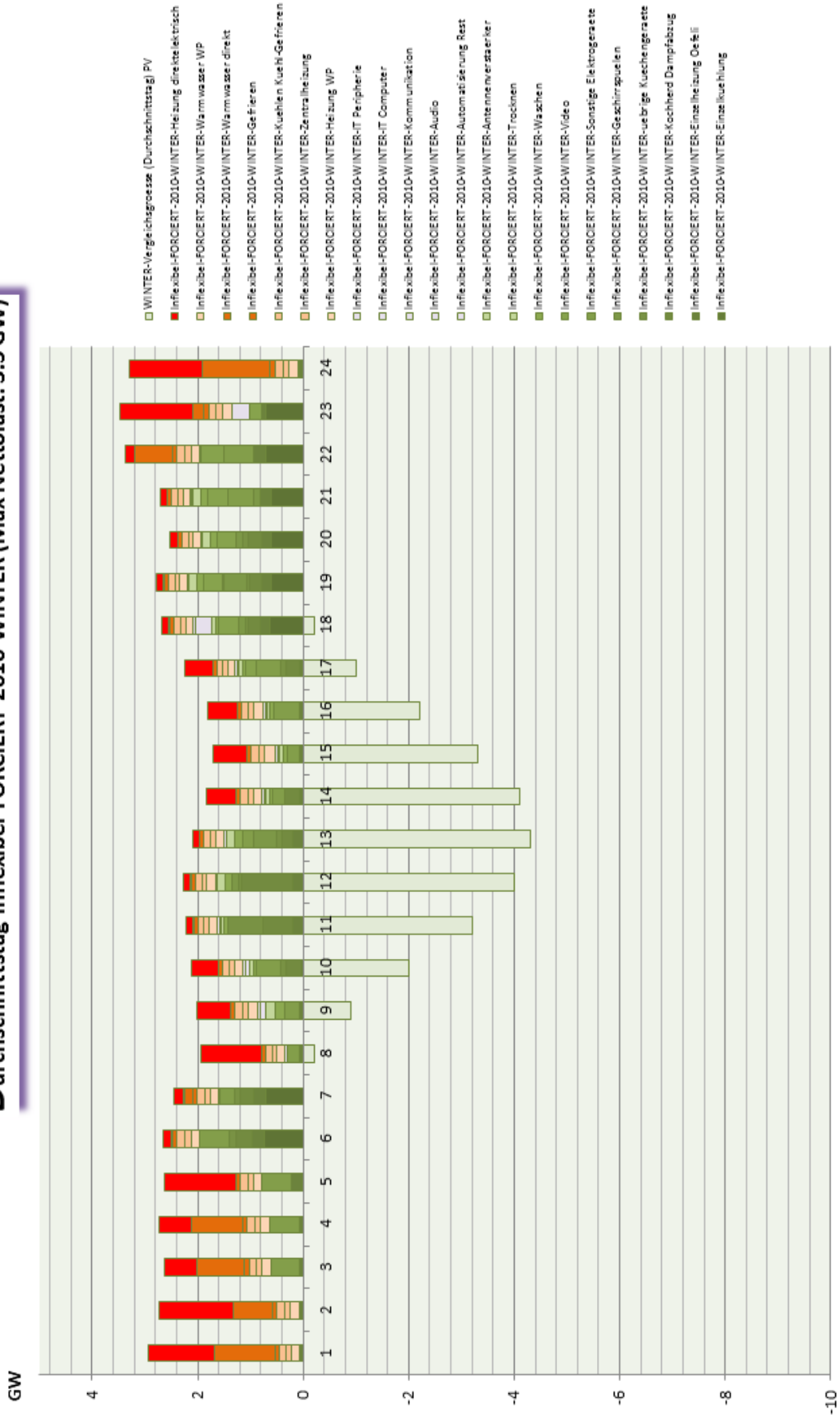
<b>Flexibilisierung</b>	<b>VSE-Szenario</b>	<b>Jahr</b>	<b>Halbjahr</b>	<b>Seite</b>
Nicht flexibilisiert		2010	Sommer	77
		2010	Winter	78
	Forcierte EP	2020	Sommer	79
			Winter	80
		2035	Sommer	81
			Winter	82
		2050	Sommer	83
			Winter	84
	Moderate EP	2020	Sommer	85
			Winter	86
		2035	Sommer	87
			Winter	88
		2050	Sommer	89
			Winter	90
Flexibel		2010	Sommer	91
		2010	Winter	92
	Forcierte EP	2020	Sommer	93
			Winter	94
		2035	Sommer	95
			Winter	96
		2050	Sommer	97
			Winter	98
	Moderate EP	2020	Sommer	99
			Winter	100
		2035	Sommer	101
			Winter	102
		2050	Sommer	103
			Winter	104

## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2010-SOMMER (Max Nettolast: 2.4 GW)

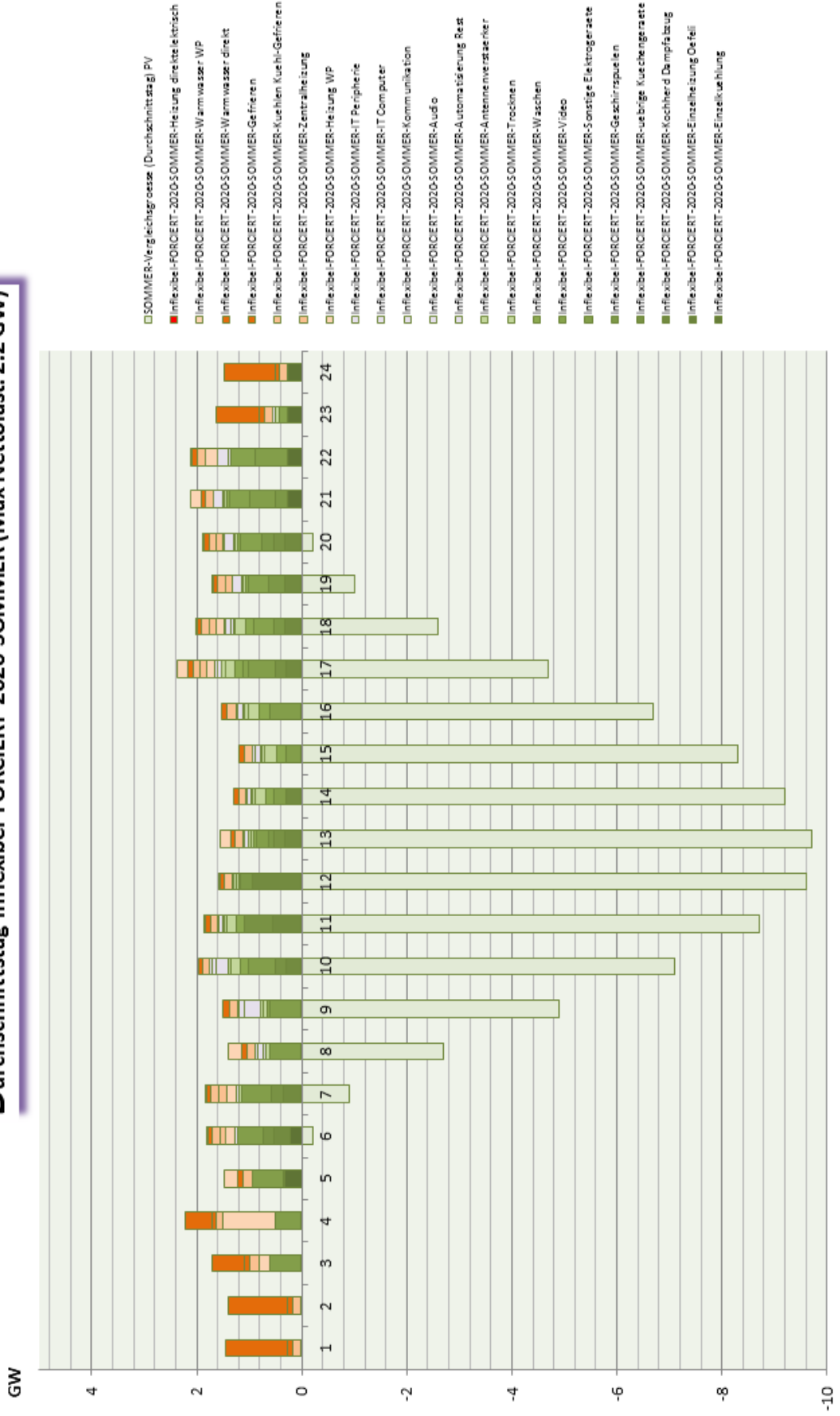




## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2010-WINTER (Max Nettolast: 3.5 GW)



## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2020-SOMMER (Max Nettolast: 2.2 GW)



GW

4

2

0

-2

-4

-6

-8

-10

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

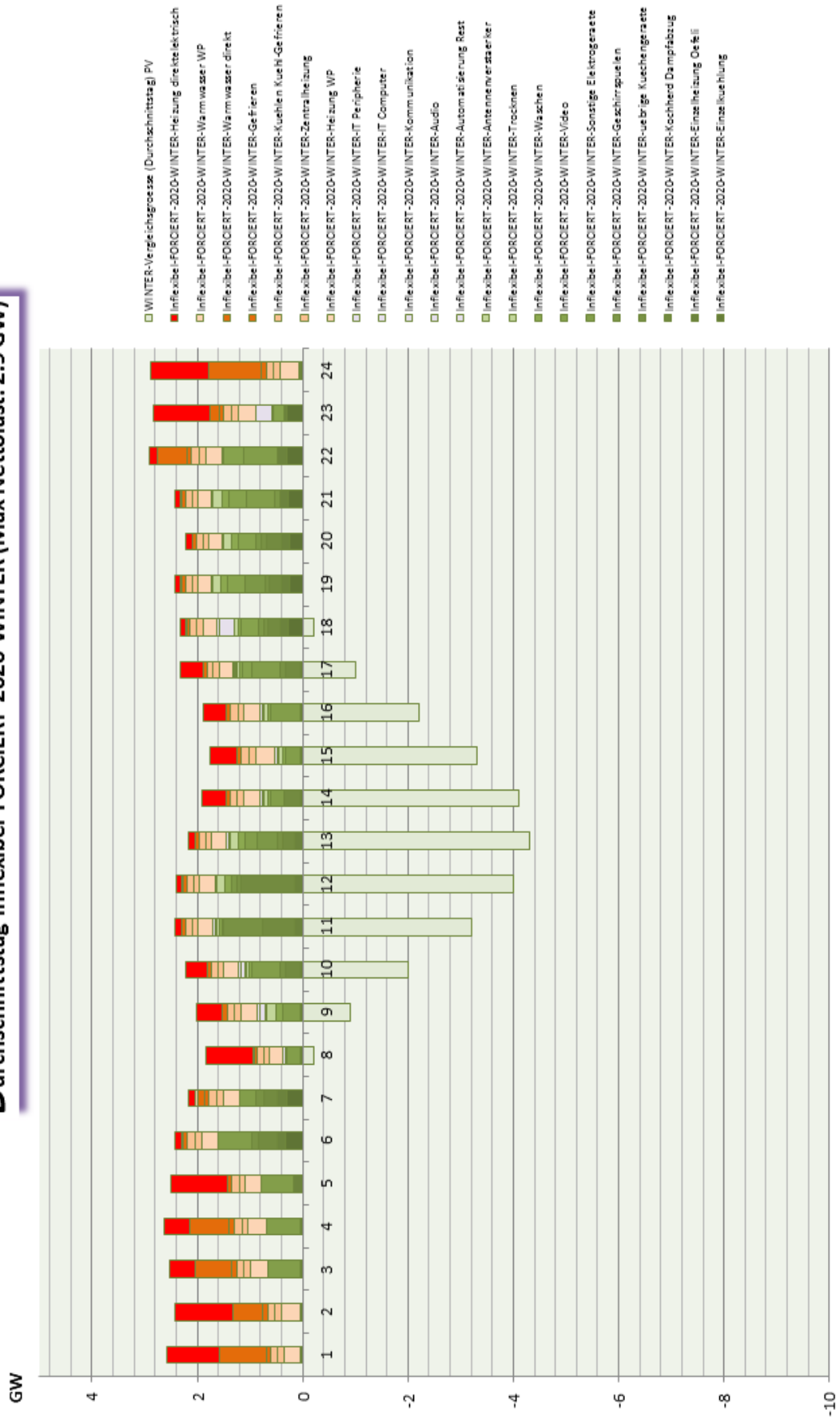
21

22

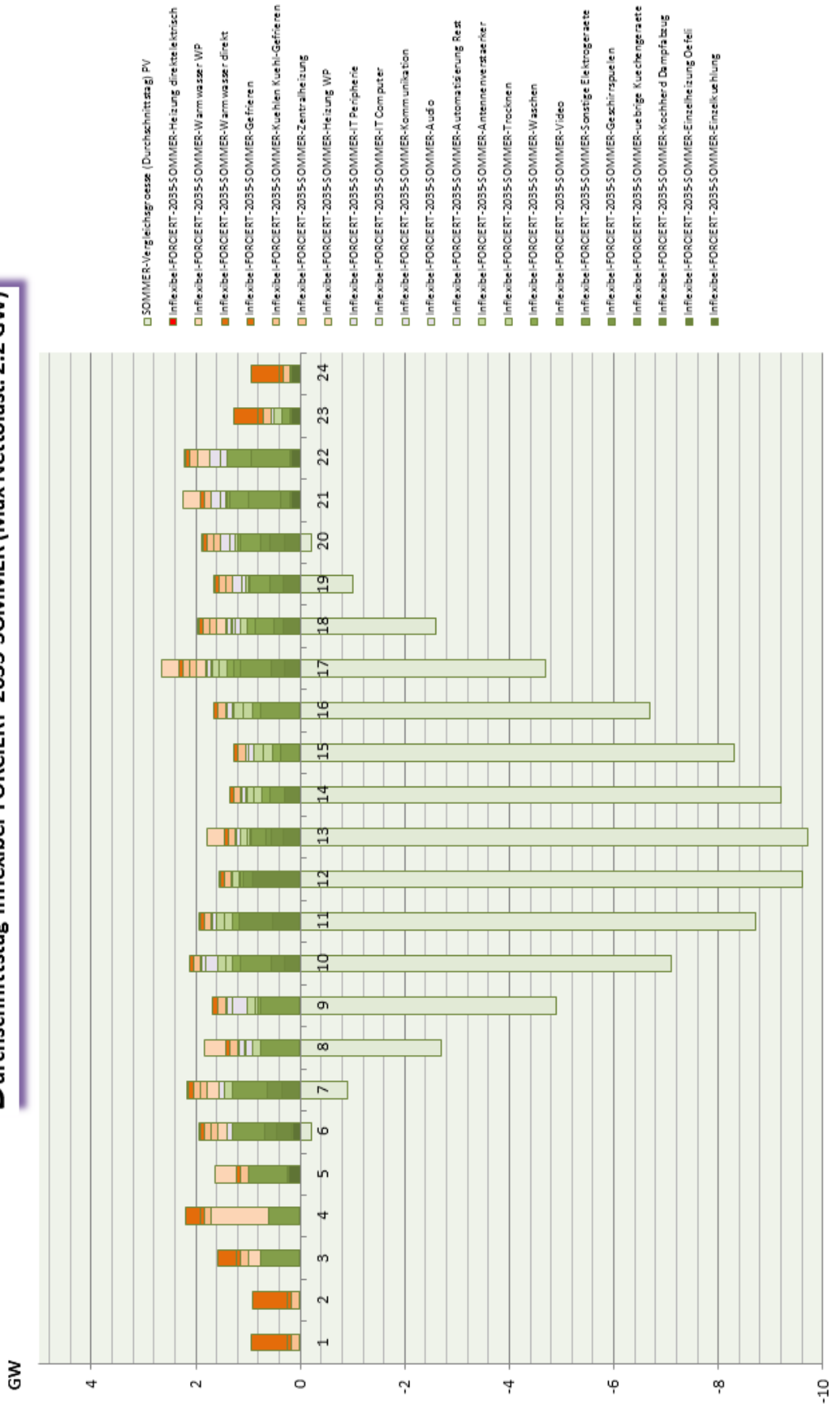
23

24

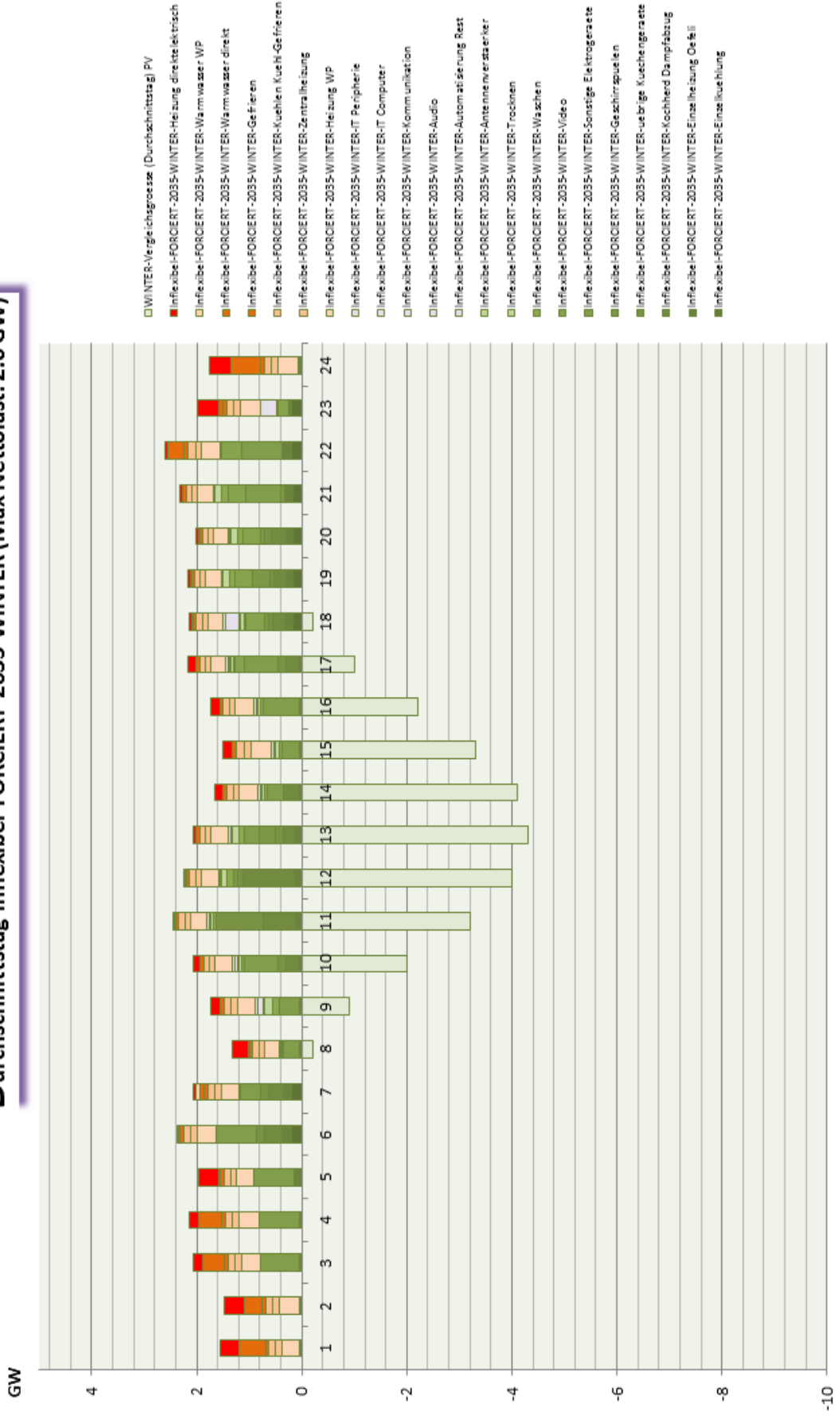
## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2020-WINTER (Max Nettolast: 2.9 GW)



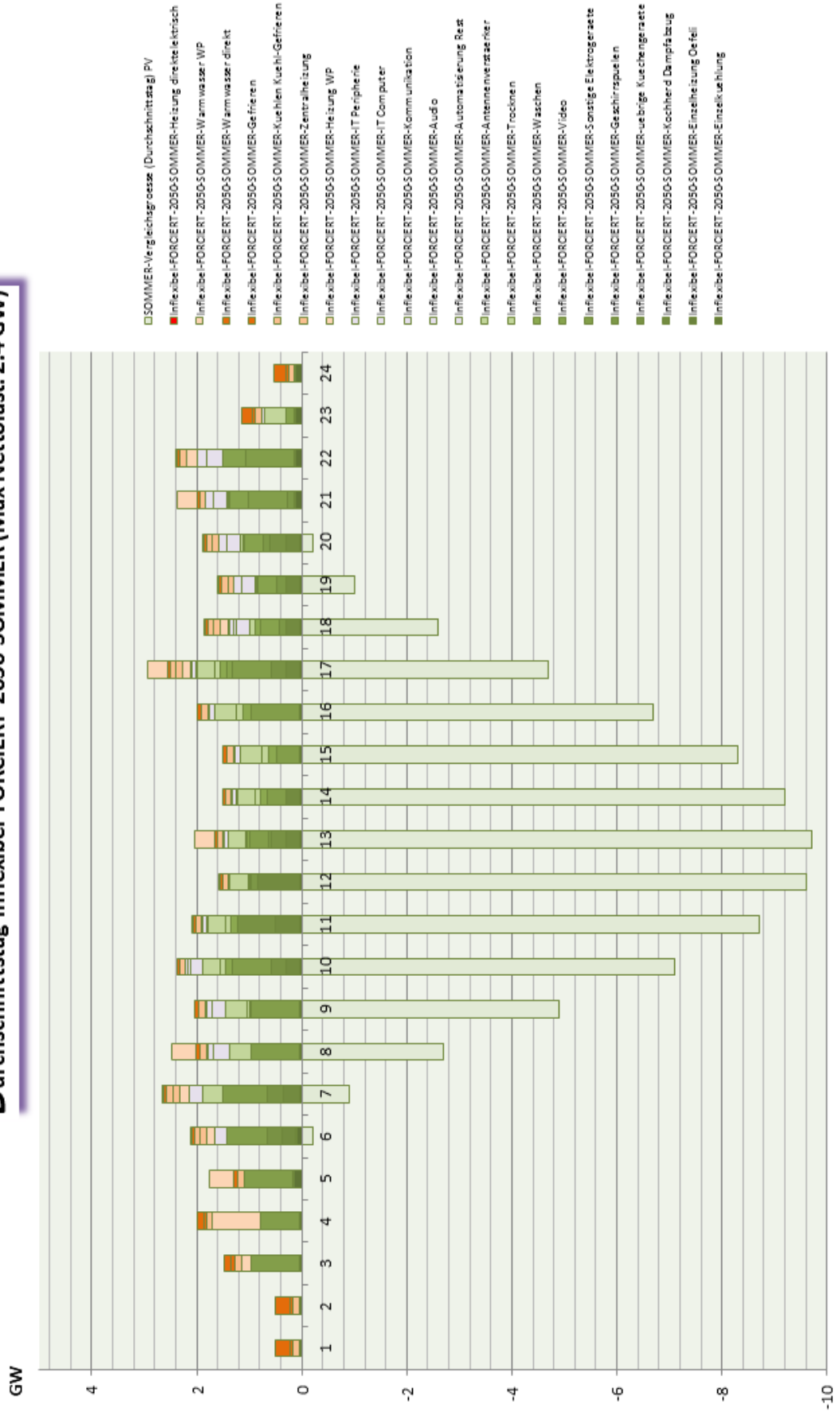
## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2035-SOMMER (Max Nettolast: 2.2 GW)



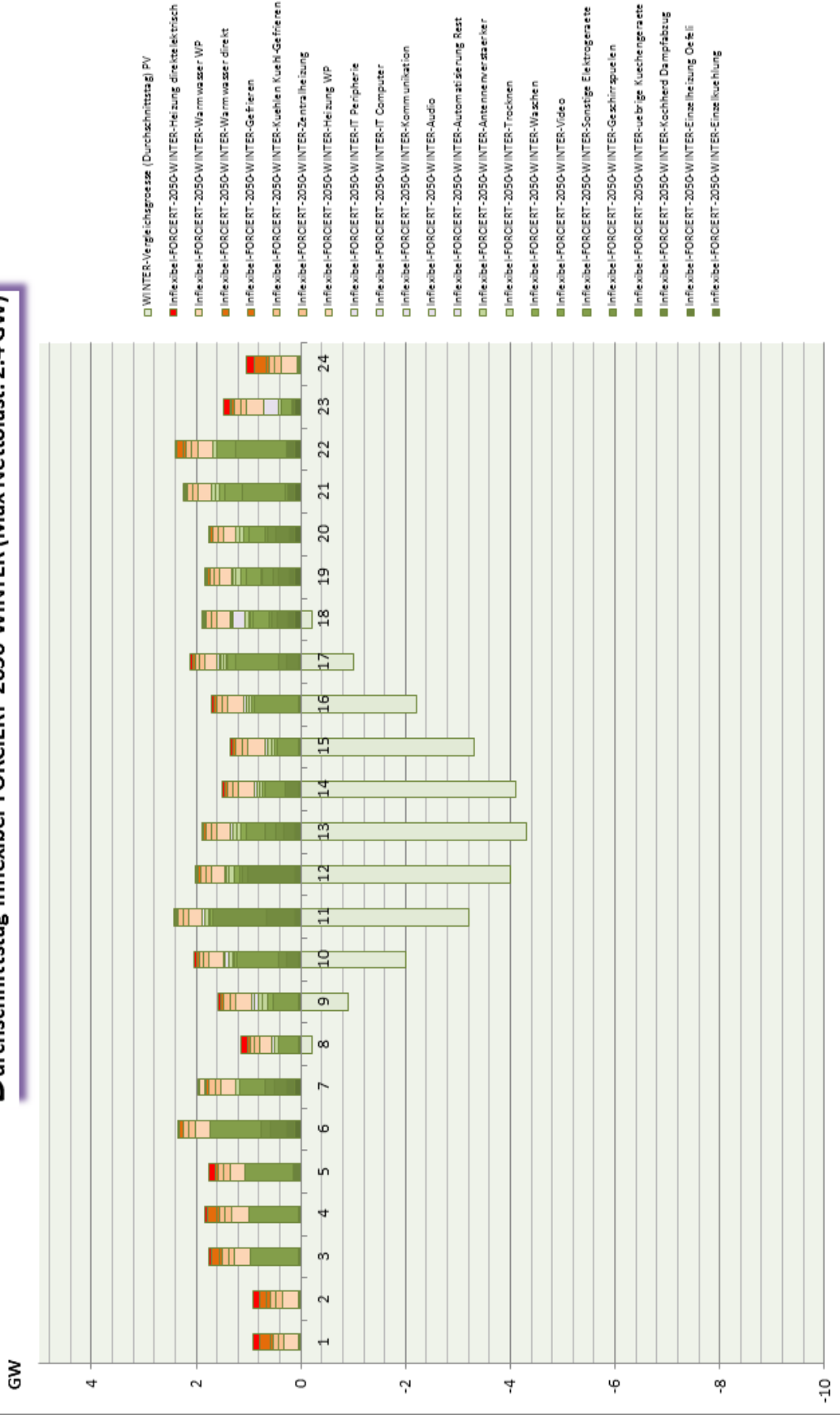
## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2035-WINTER (Max Nettolast: 2.6 GW)



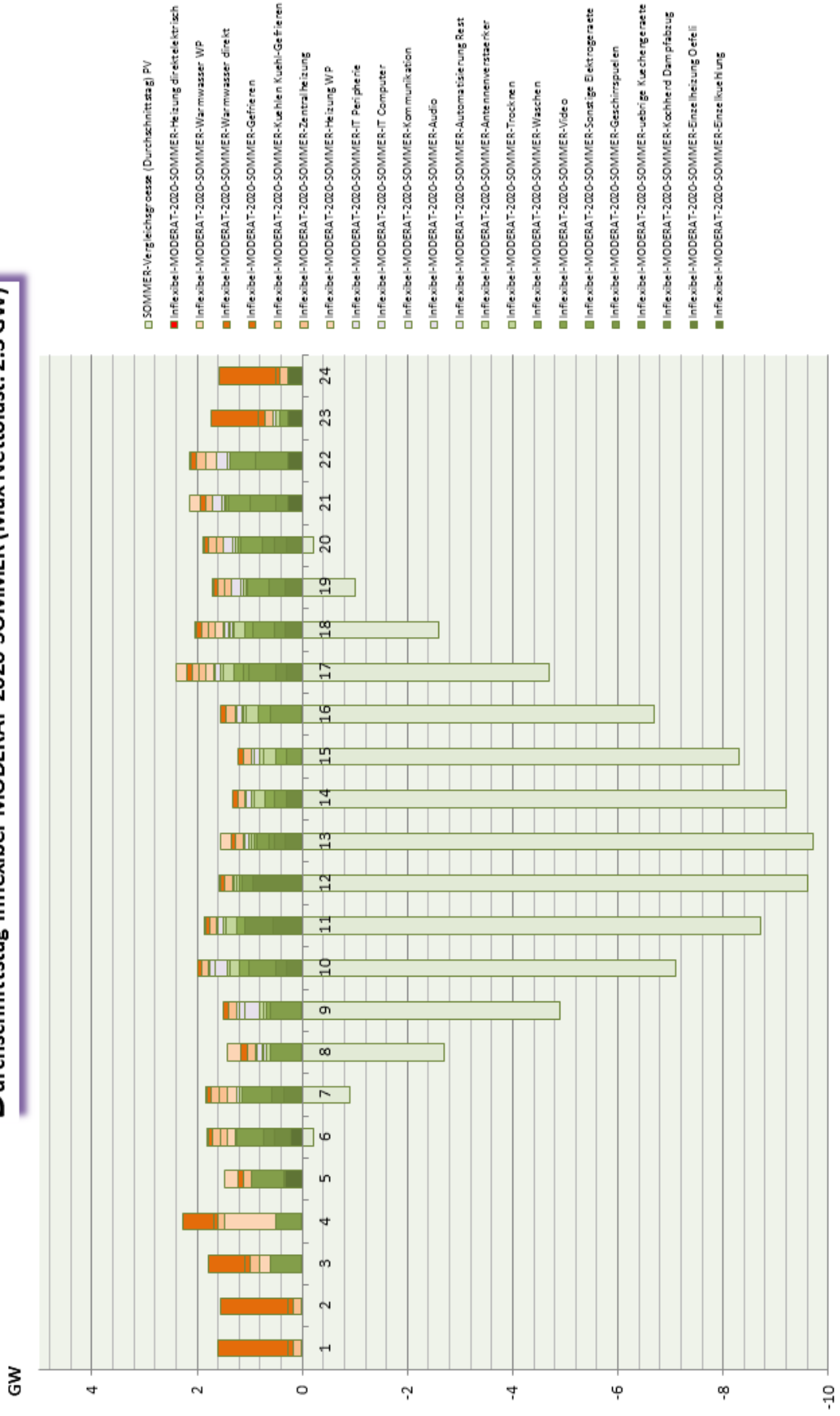
## Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2050-SOMMER (Max Nettolast: 2.4 GW)



### Durchschnittstag-Inflexibel-FORCIERT-2050-WINTER (Max Nettolast: 2.4 GW)



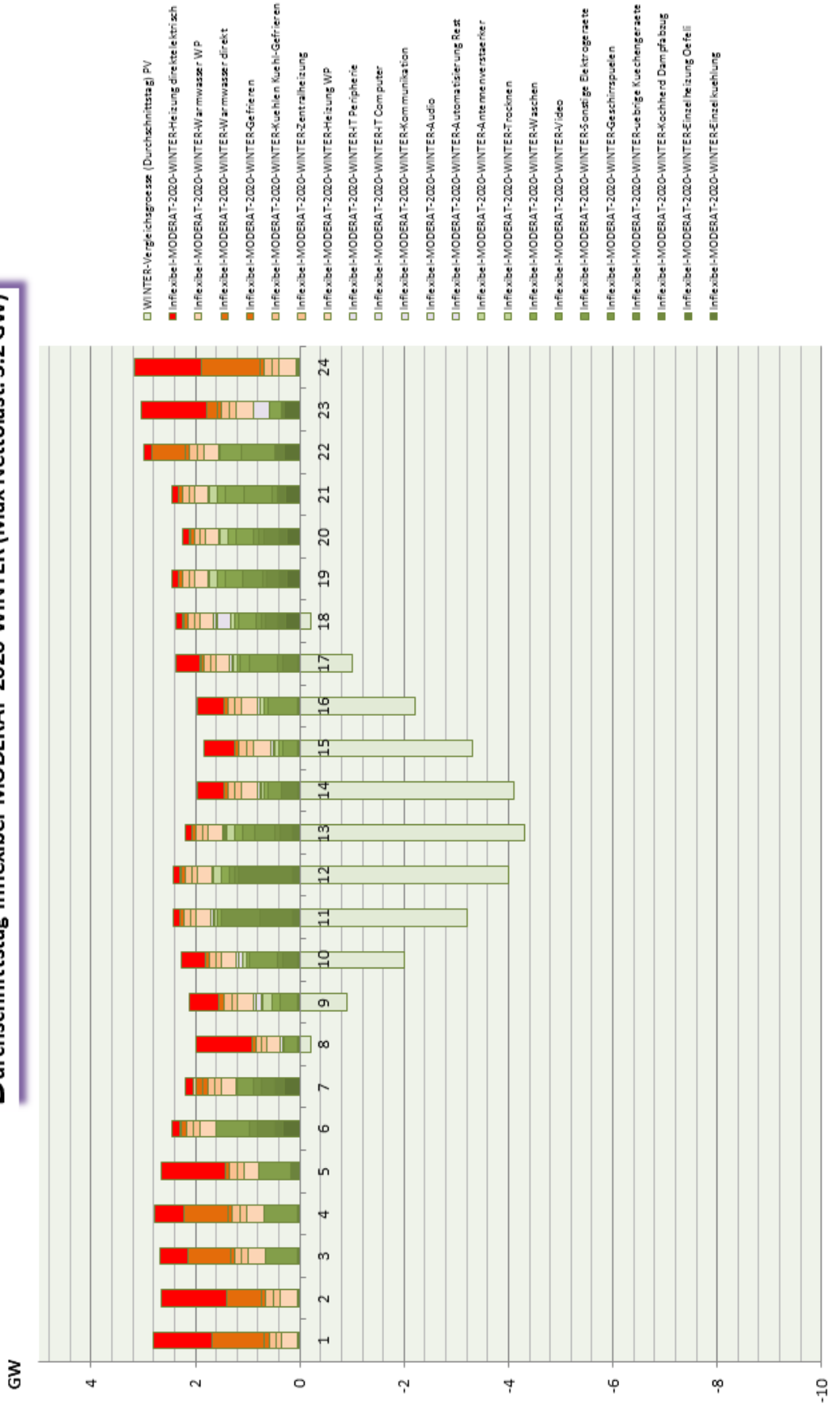
## Durchschnittstag-Inflexibel-MODERAT-2020-SOMMER (Max Nettolast: 2.3 GW)



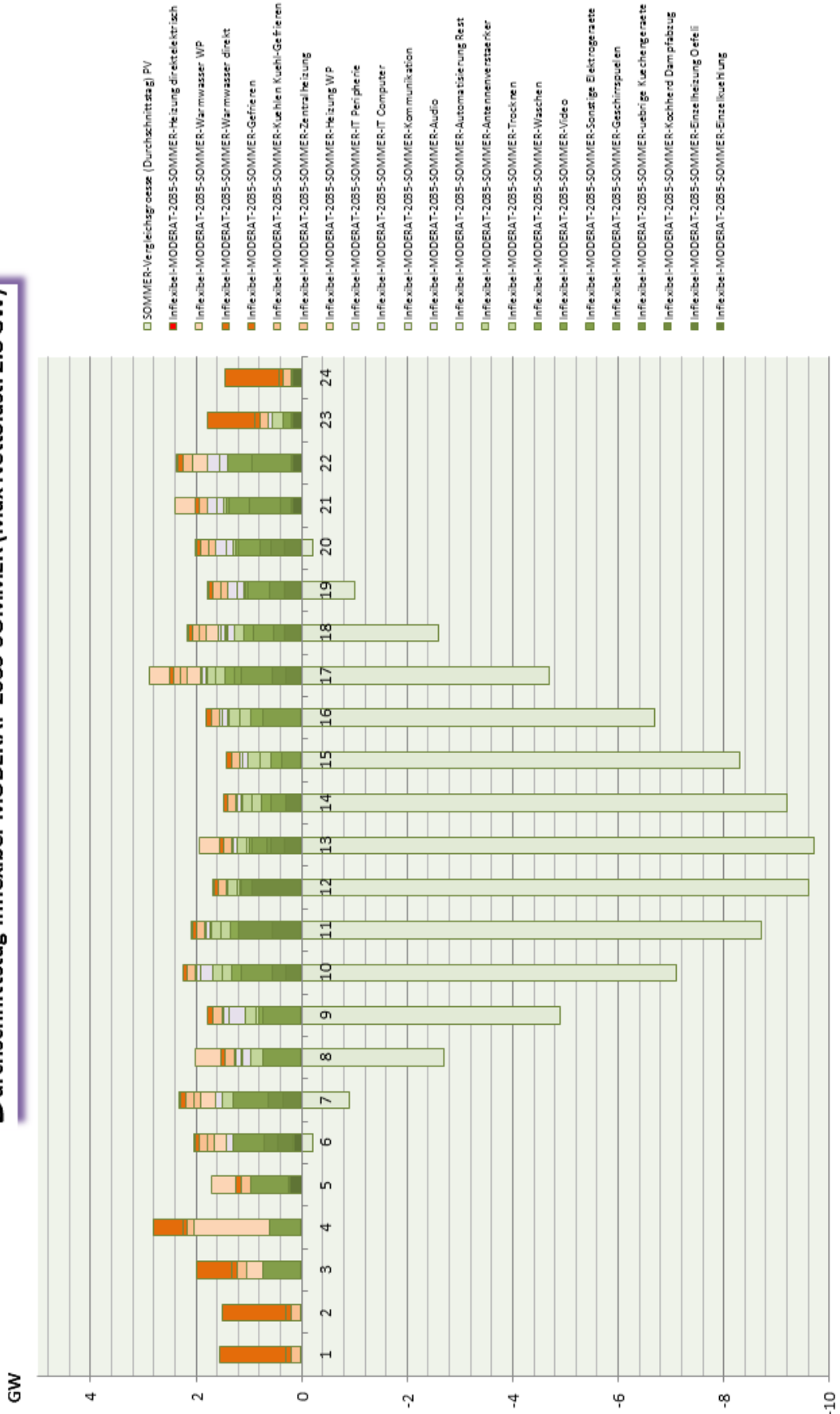
GW



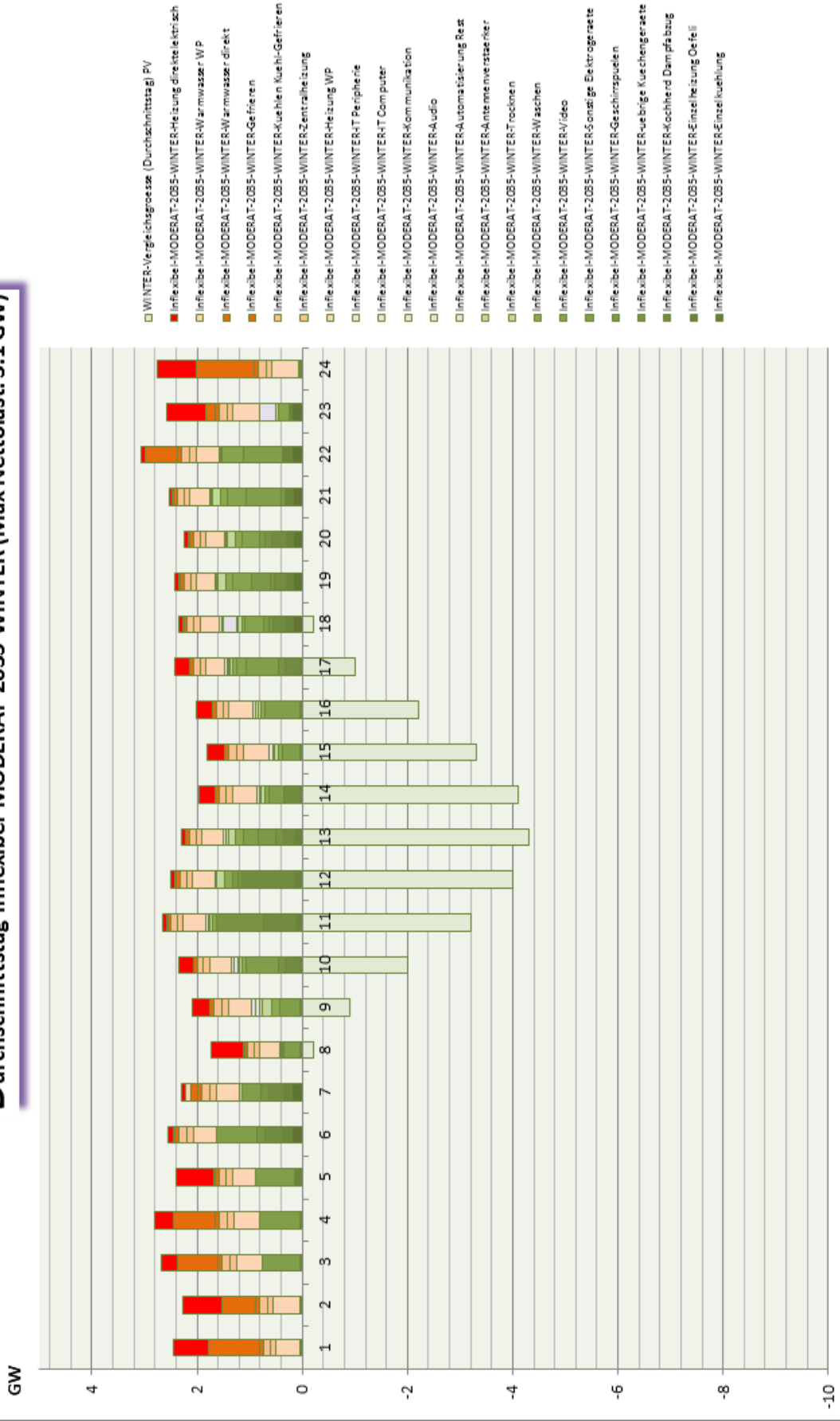
## Durchschnittstag-Inflexibel-MODERAT-2020-WINTER (Max Nettolast: 3.2 GW)



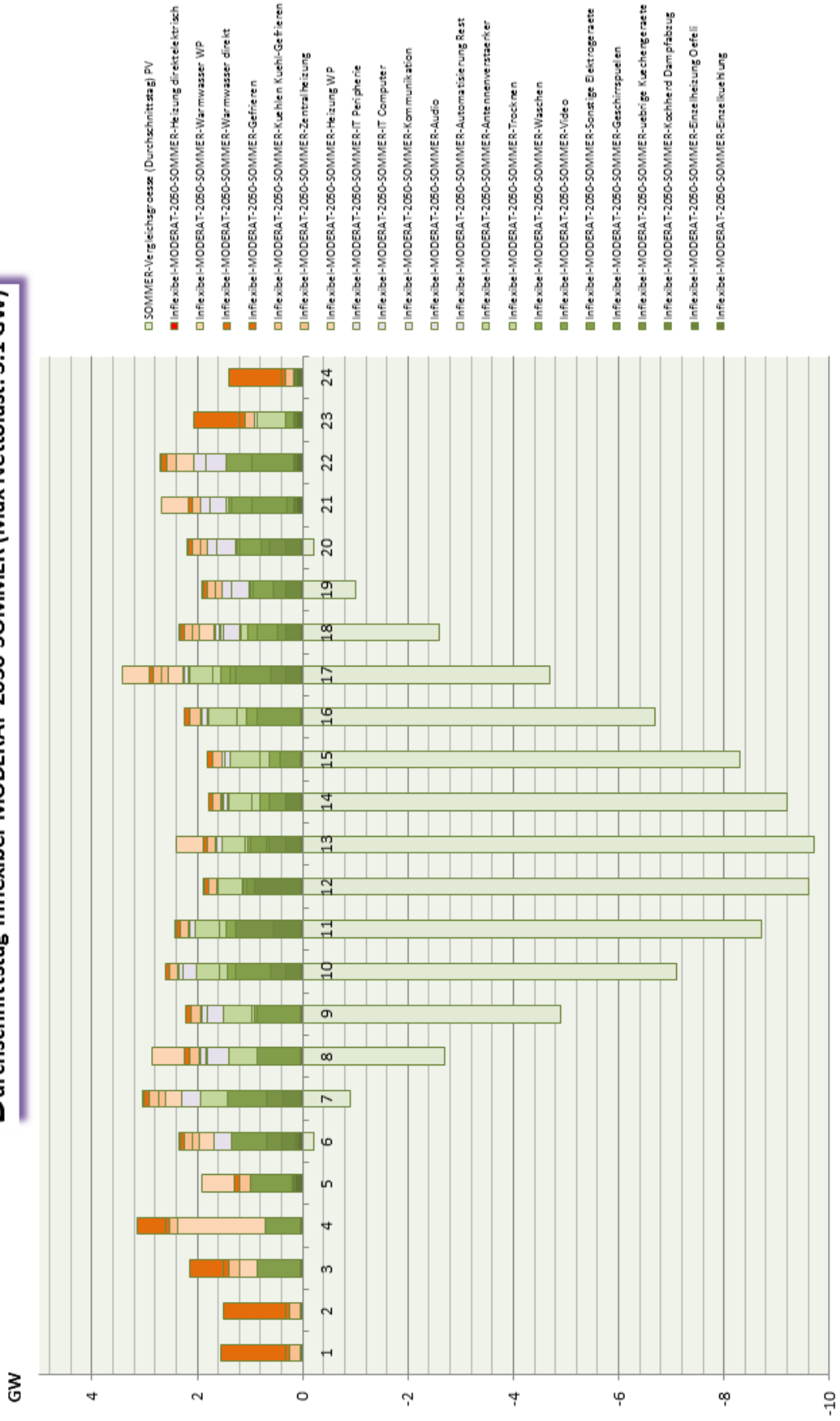
## Durchschnittstag-Inflexibel-MODERAT-2035-SOMMER (Max Nettolast: 2.8 GW)



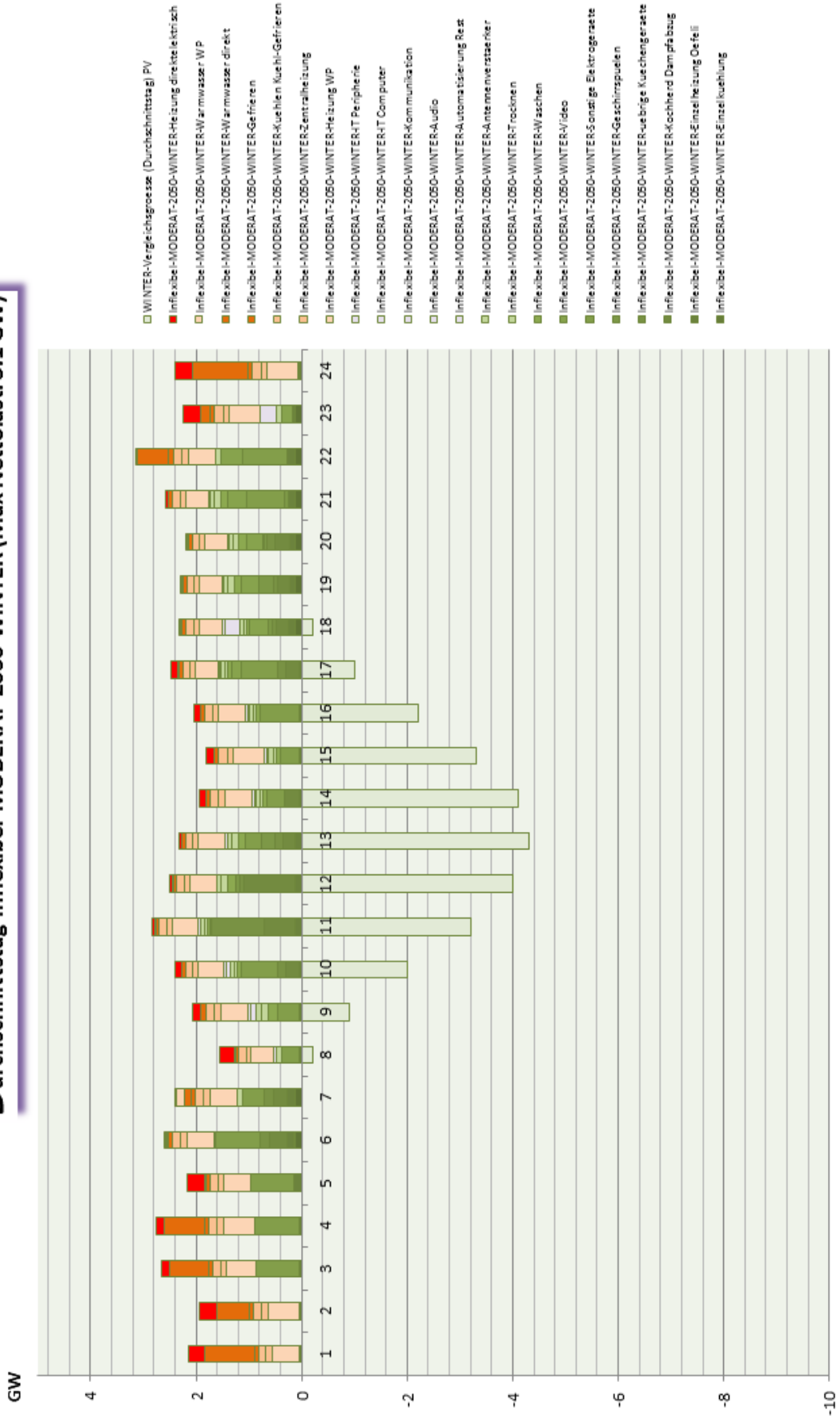
## Durchschnittstag-Inflexibel-MODERAT-2035-WINTER (Max Nettolast: 3.1 GW)



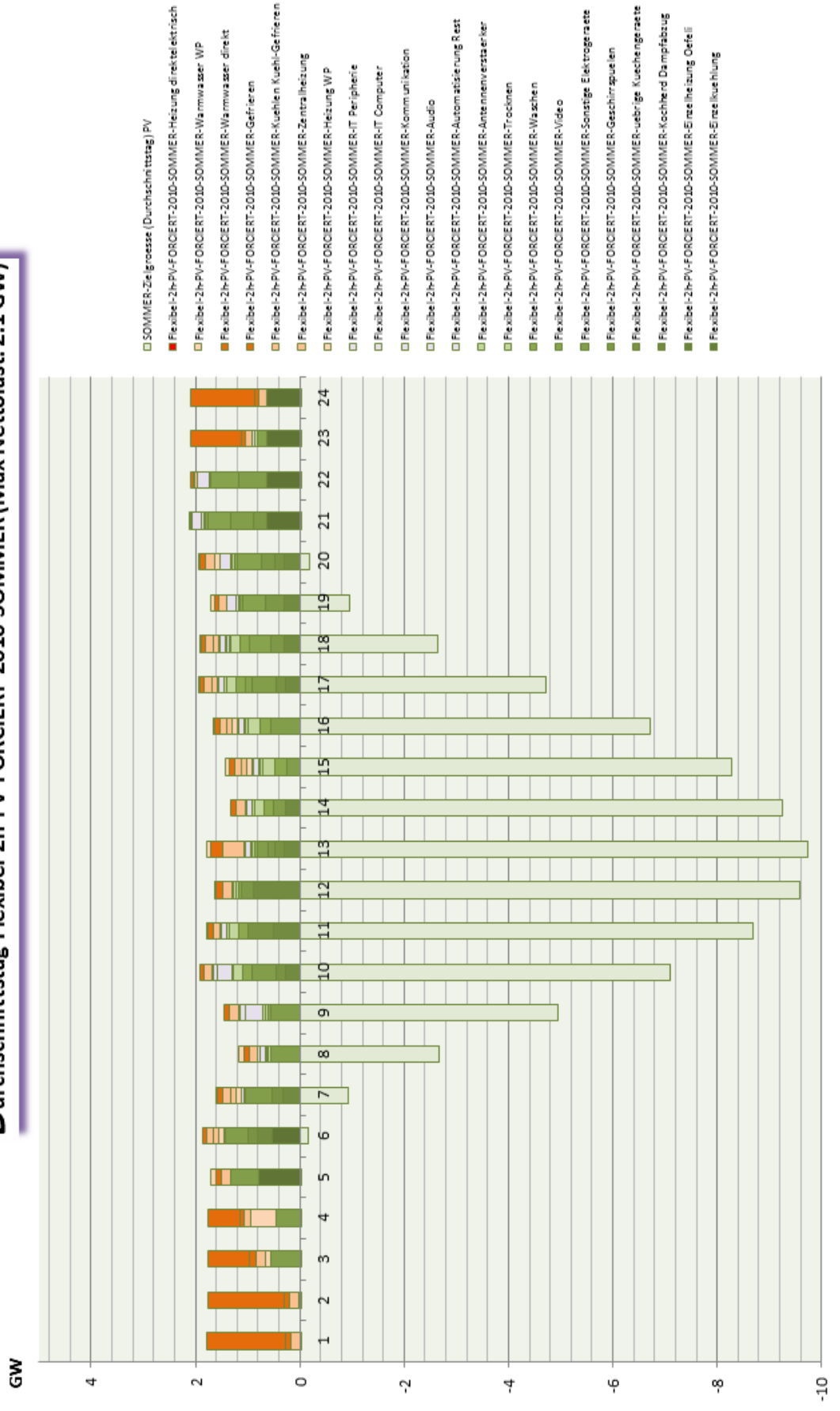
## Durchschnittstag-Inflektibel-MODERAT-2050-SOMMER (Max Nettolast: 3.1 GW)



## Durchschnittstag-Inflexibel-MODERAT-2050-WINTER (Max Nettolast: 3.1 GW)

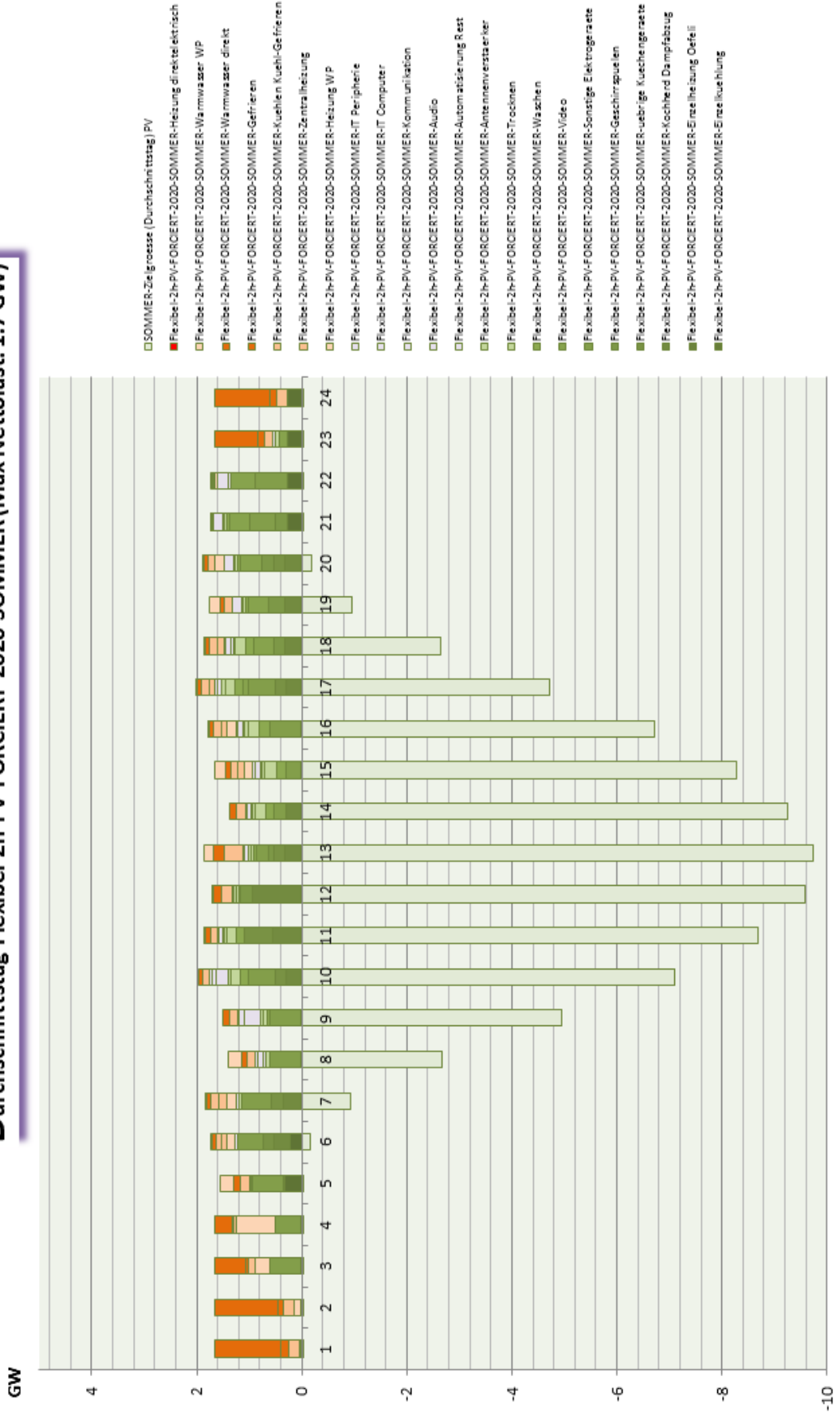


## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2010-SOMMER (Max Nettolast: 2.1 GW)



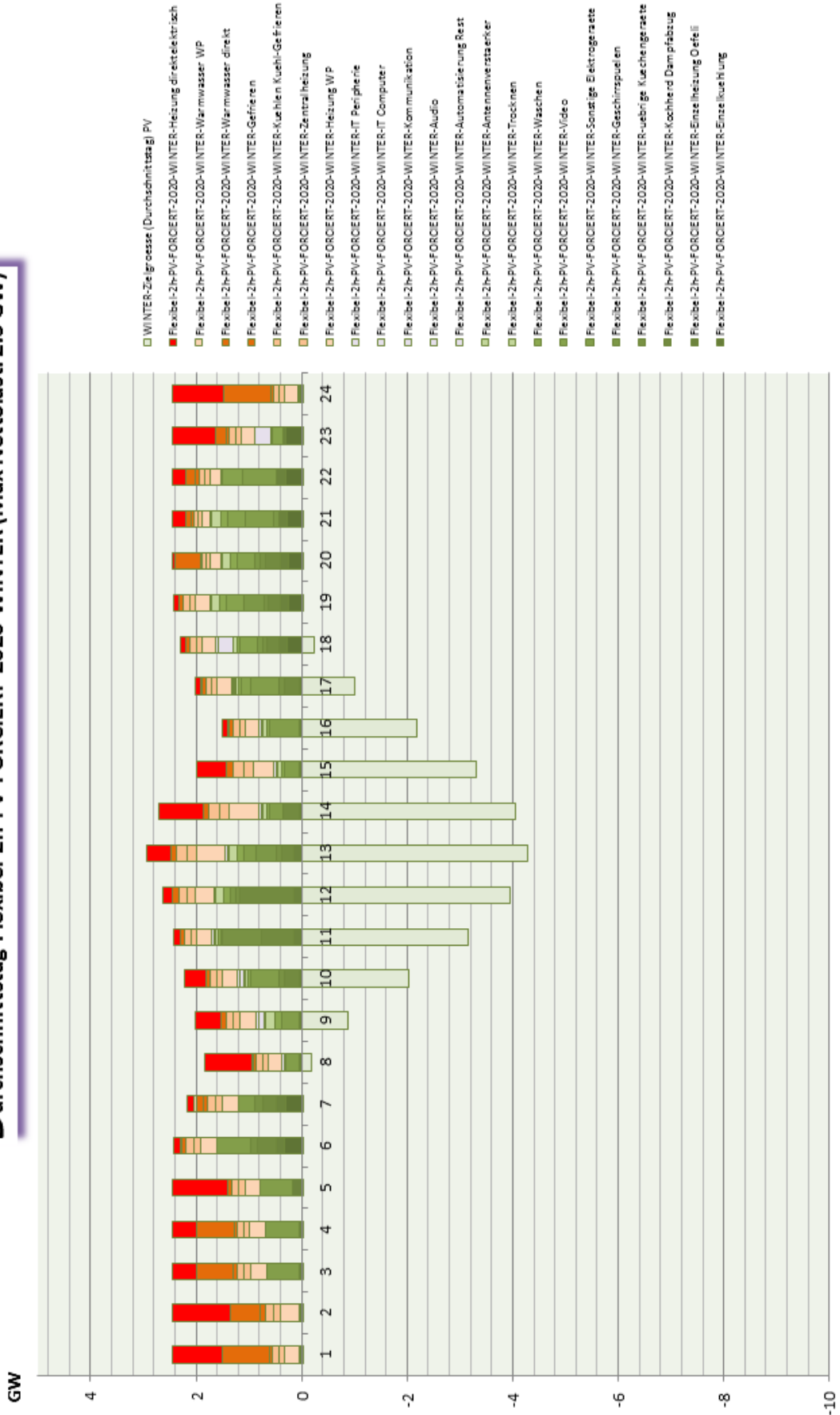


## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2020-SOMMER (Max Nettolast: 1.7 GW)

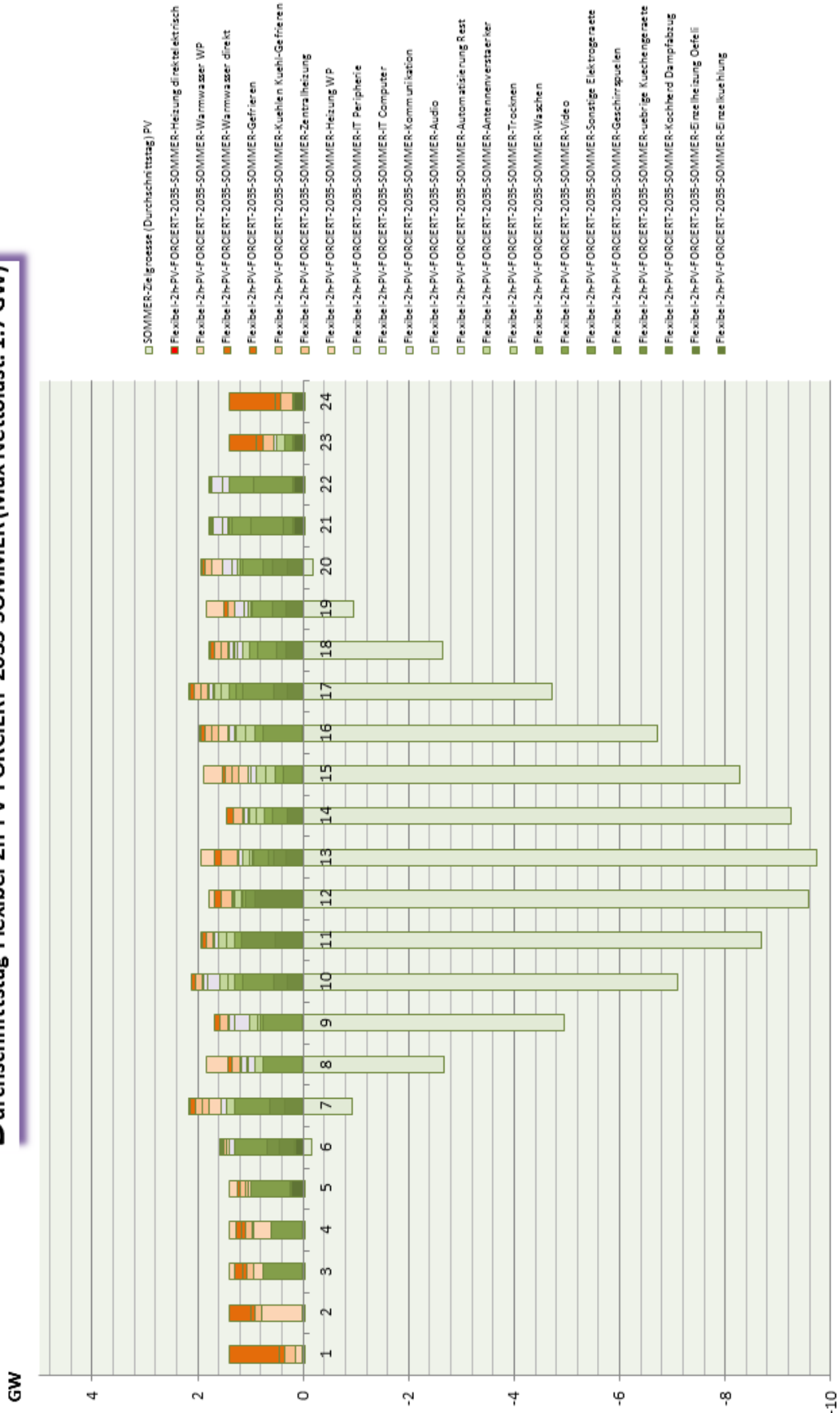




## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2020-WINTER (Max Nettolast: 2.5 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2035-SOMMER (Max Nettolast: 1.7 GW)



GW

4

2

0

-2

-4

-6

-8

-10

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

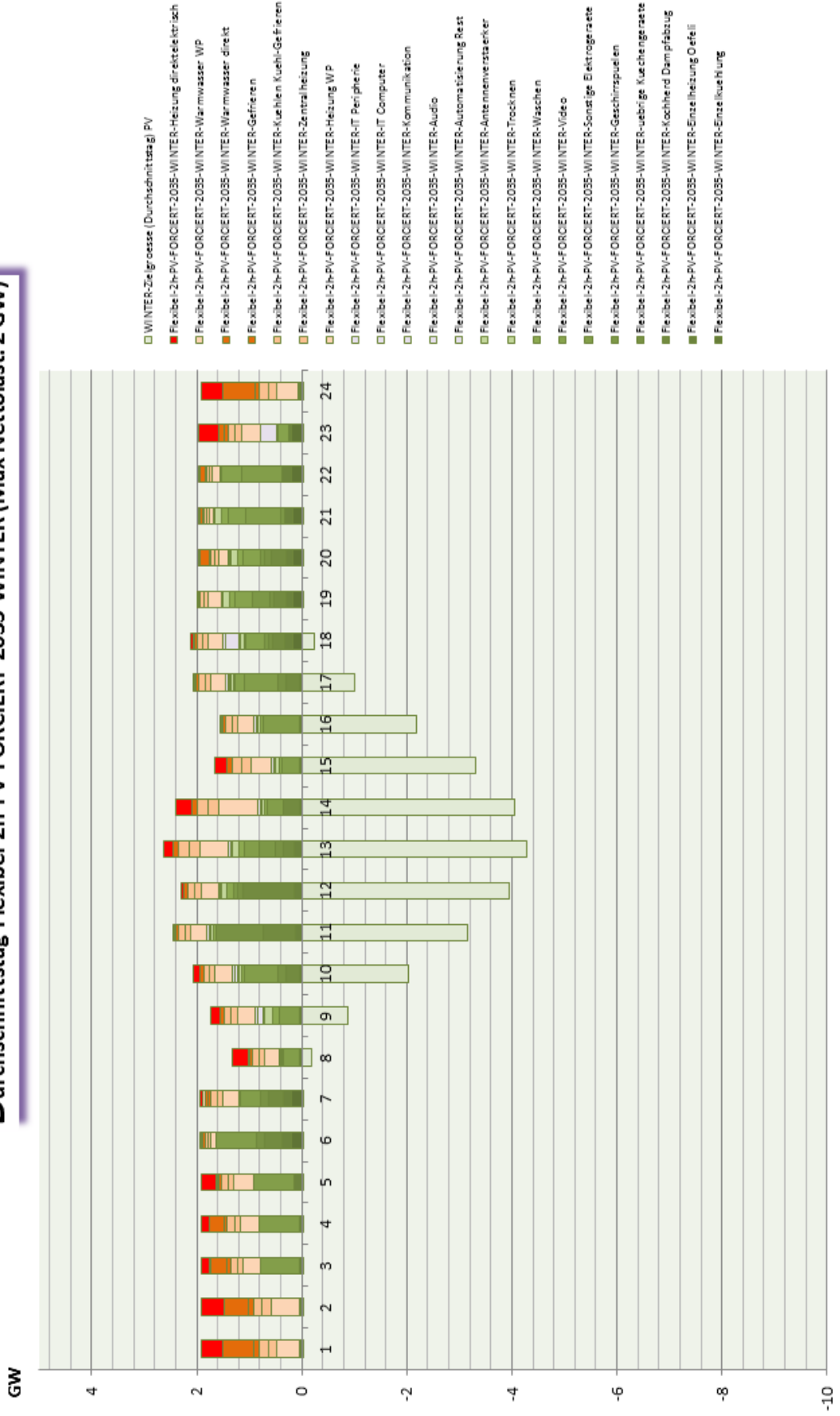
4

3

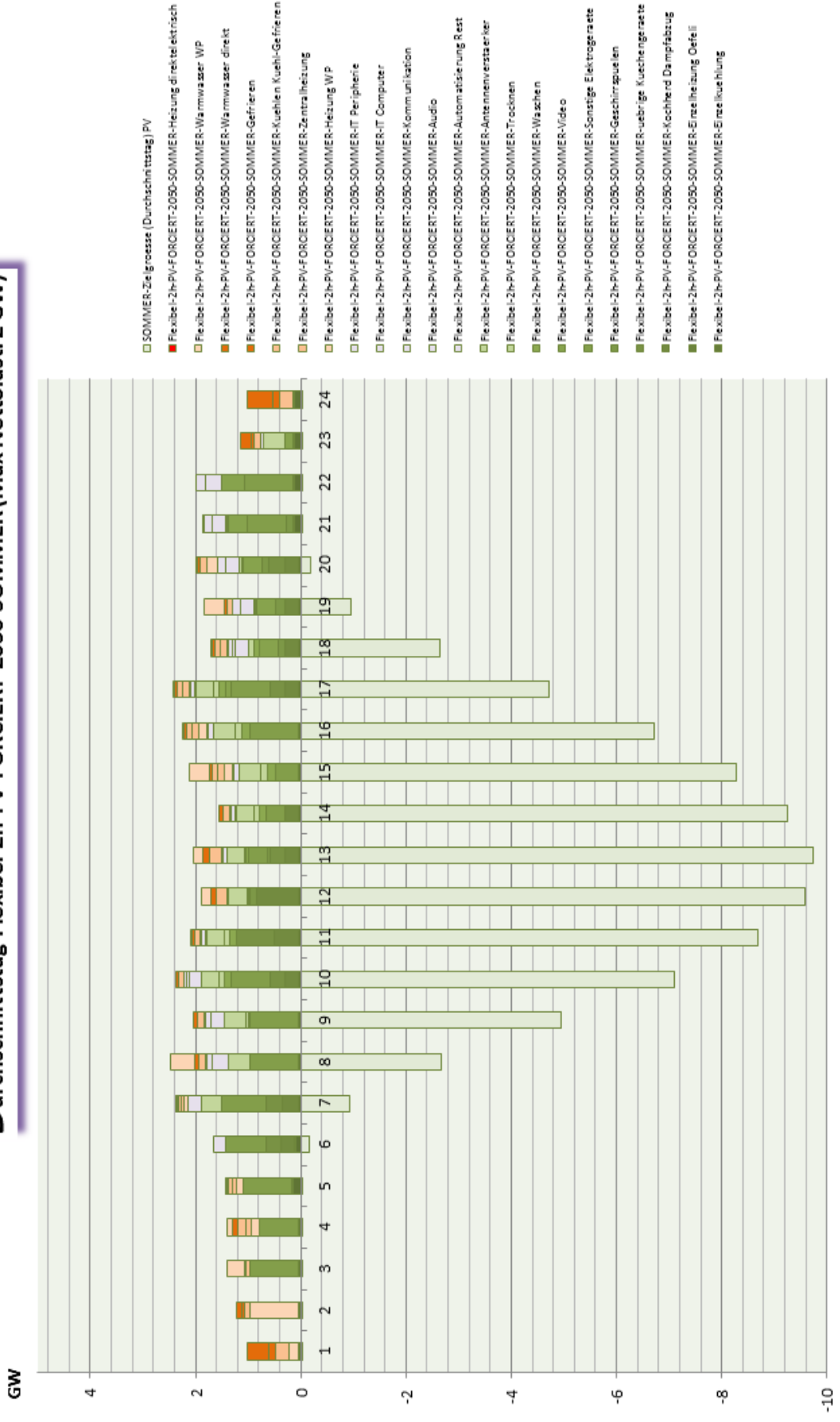
2

1

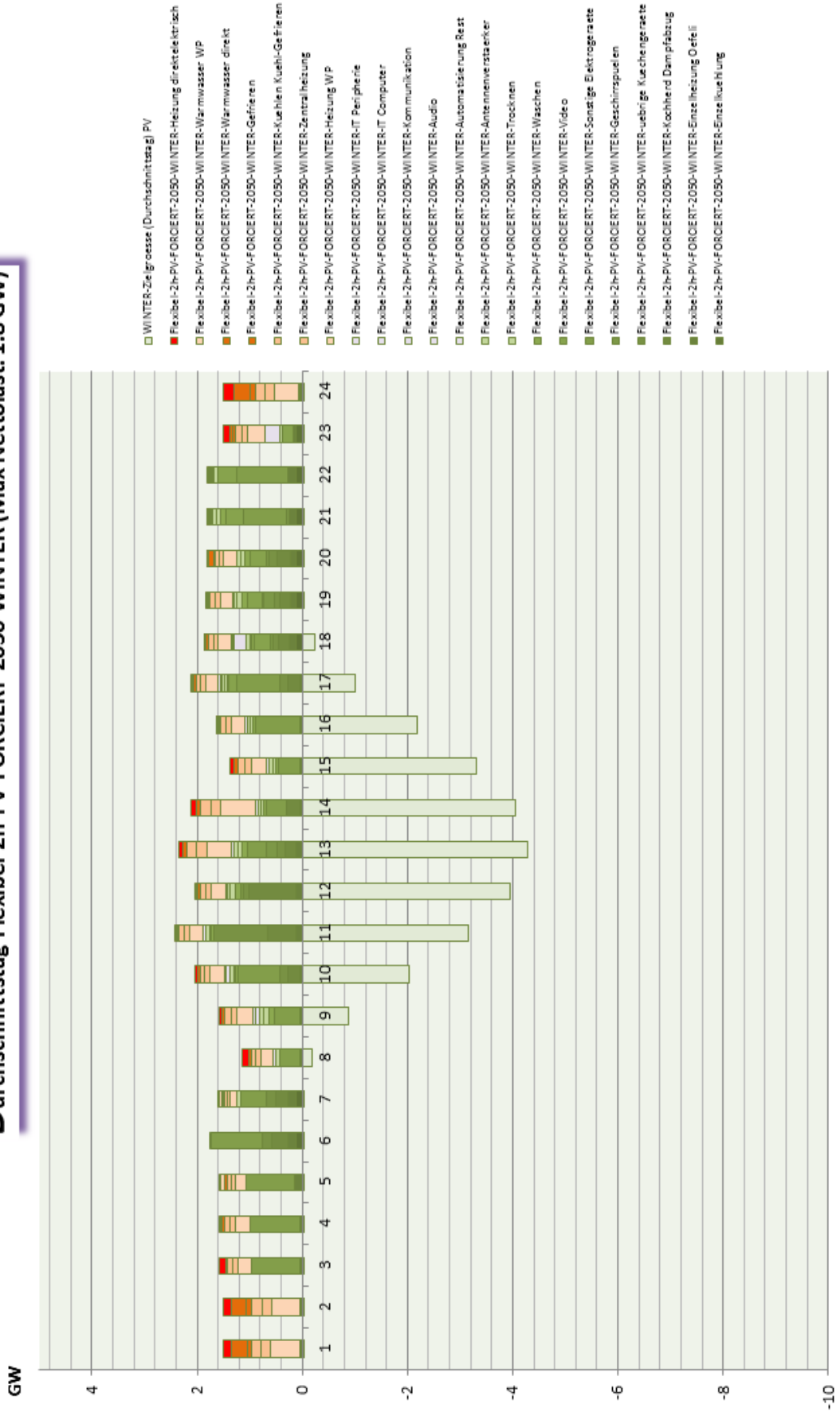
## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2035-WINTER (Max Nettolast: 2 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2050-SOMMER (Max Nettolast: 2 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-FORCIERT-2050-WINTER (Max Nettolast: 1.8 GW)



GW

4

2

0

-2

-4

-6

-8

-10

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

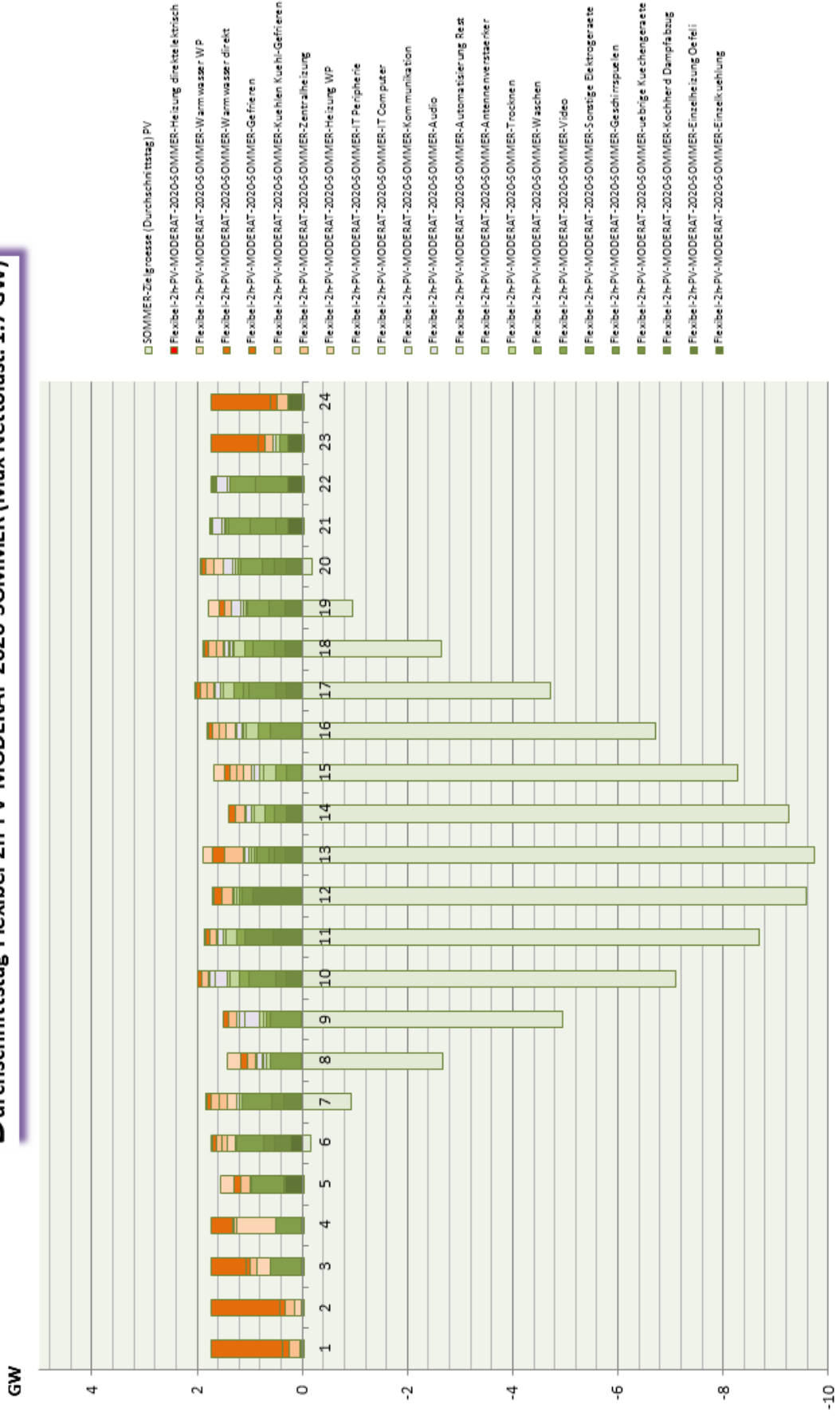
21

22

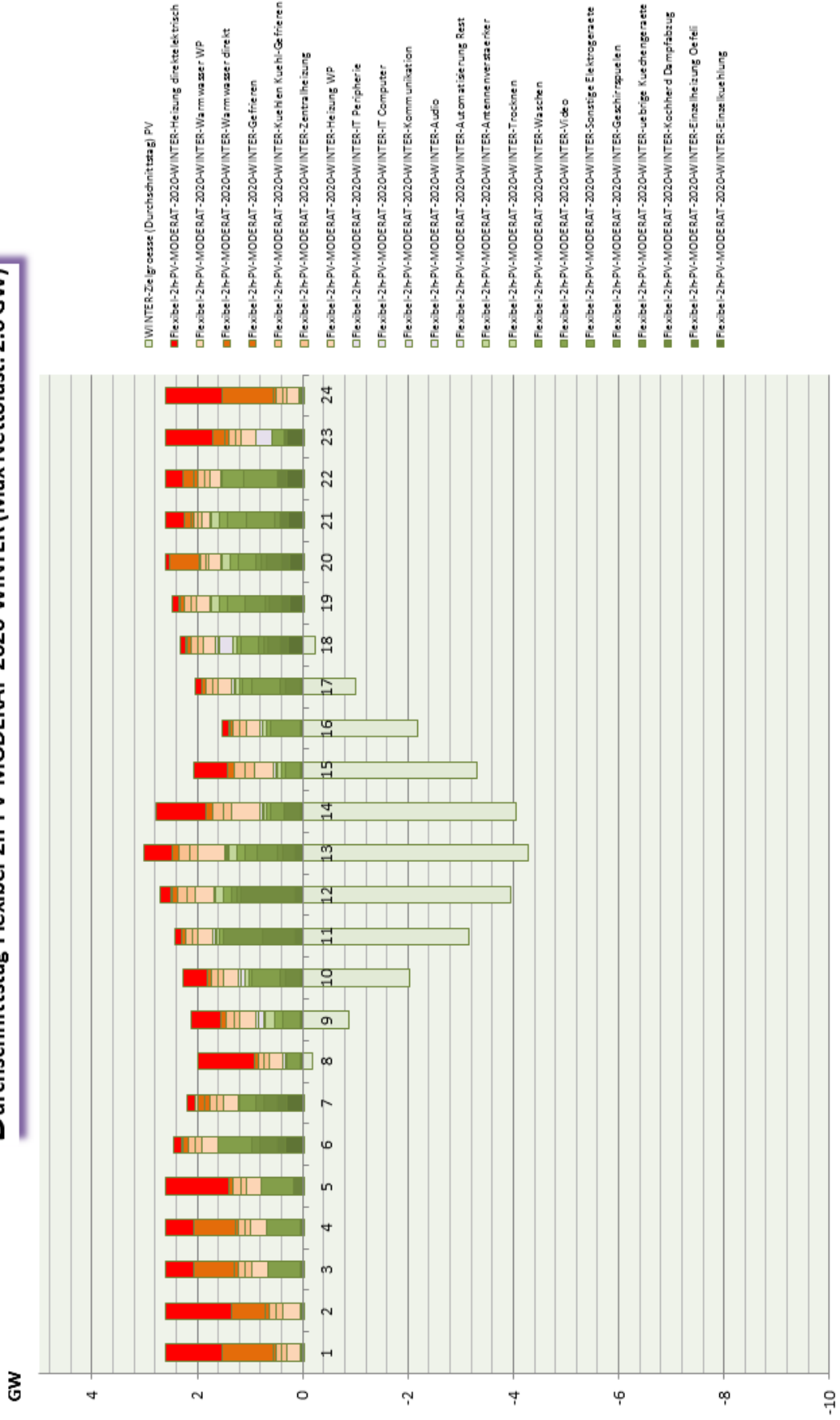
23

24

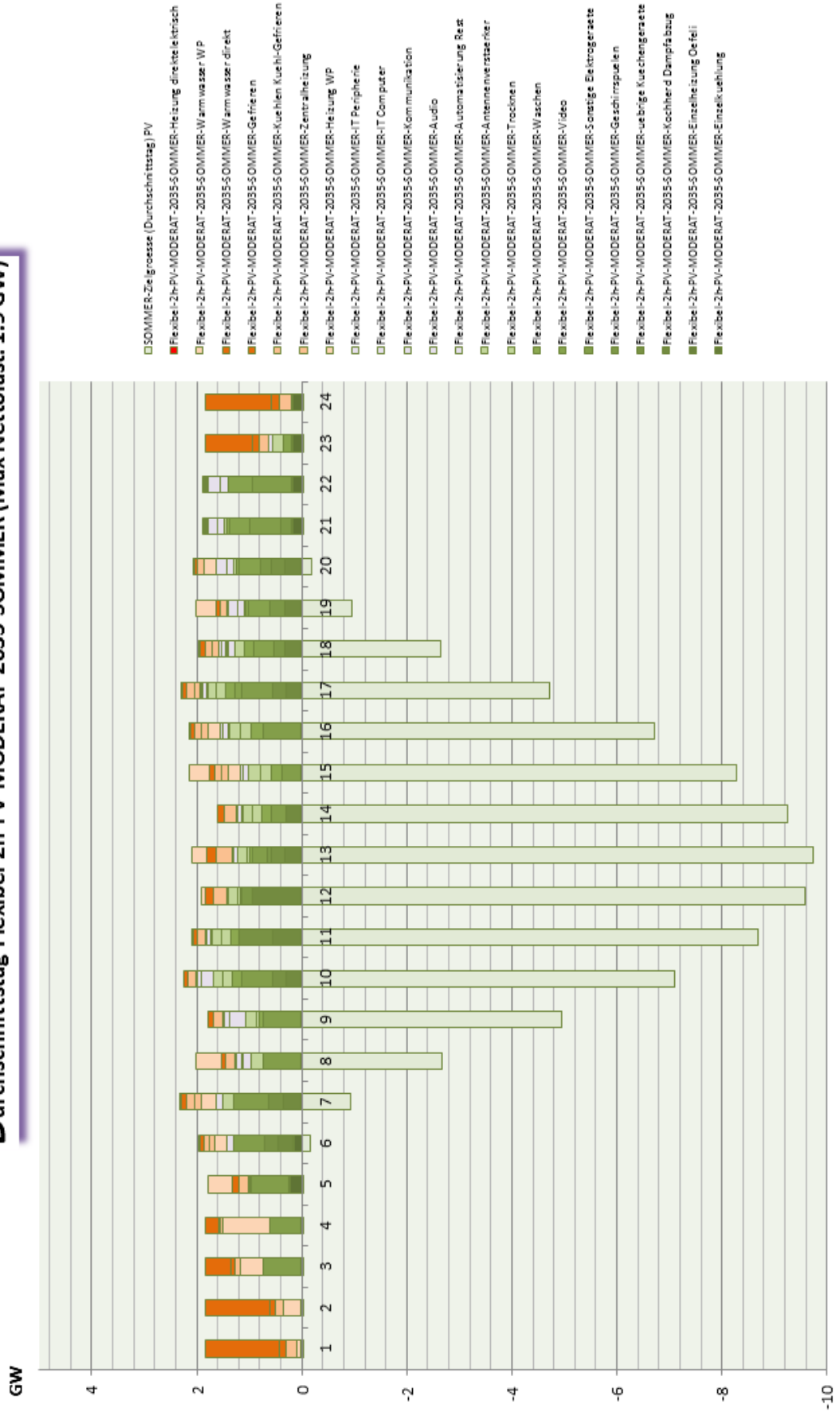
## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2020-SOMMER (Max Nettolast: 1.7 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2020-WINTER (Max Nettolast: 2.6 GW)

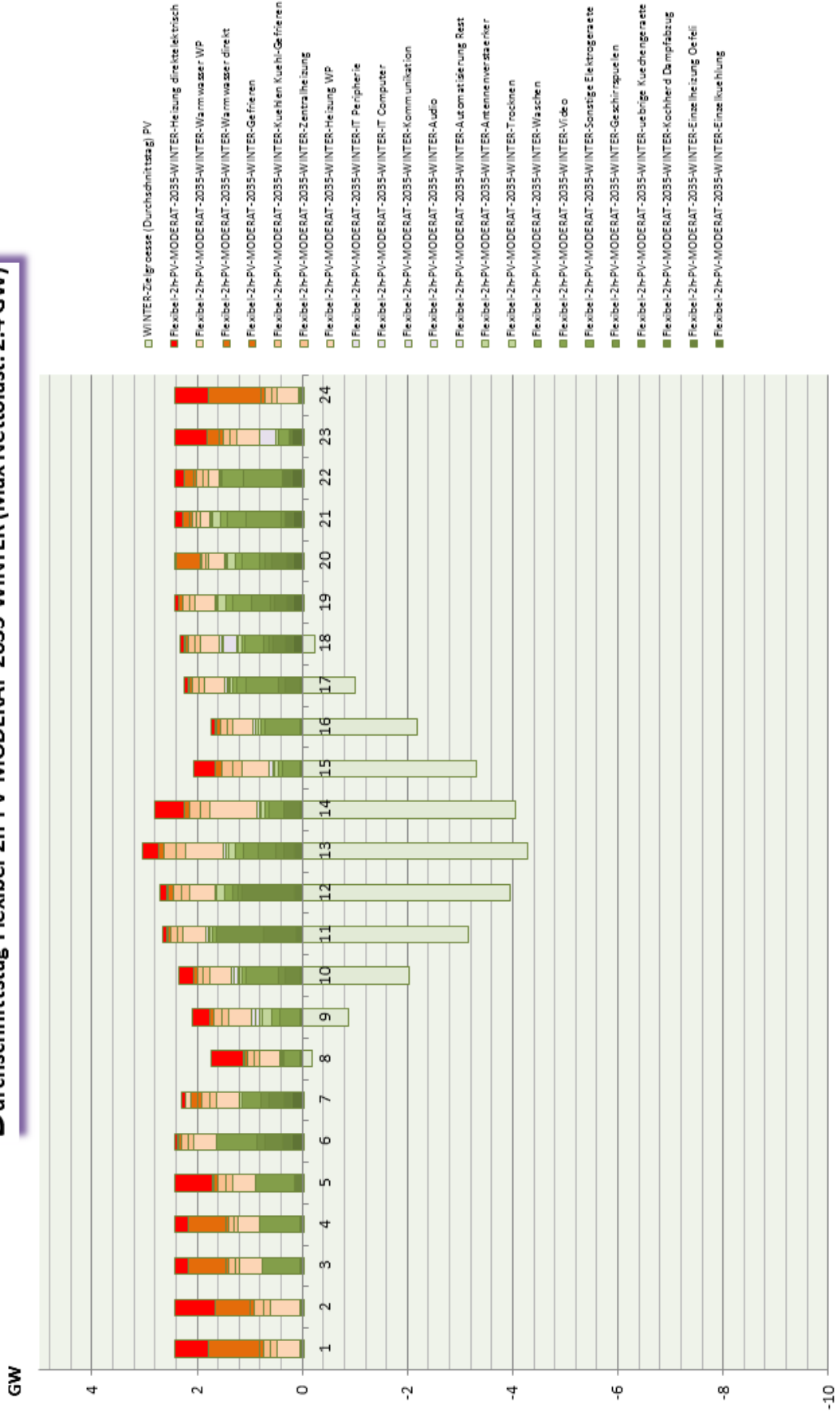


## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2035-SOMMER (Max Nettolast: 1.9 GW)

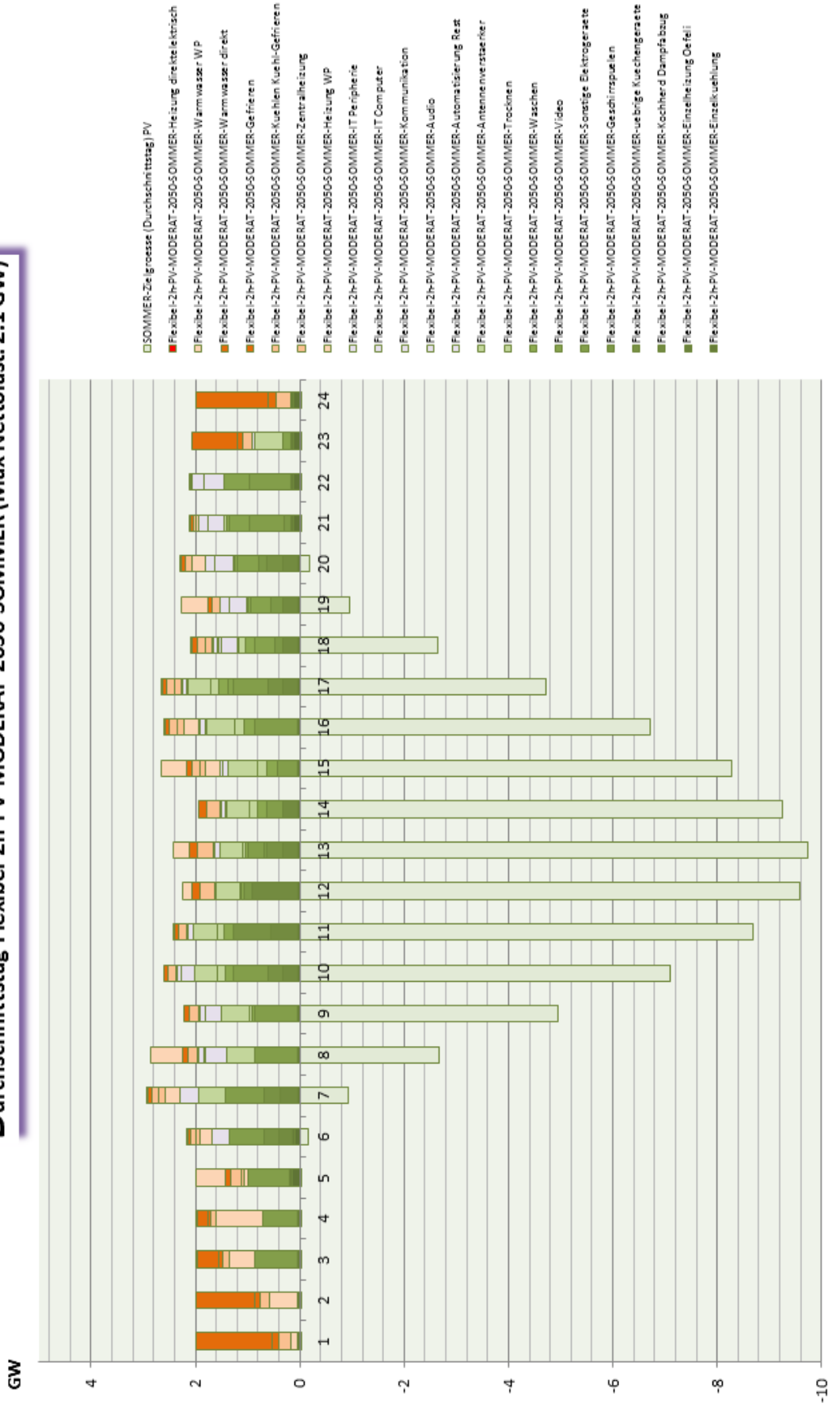




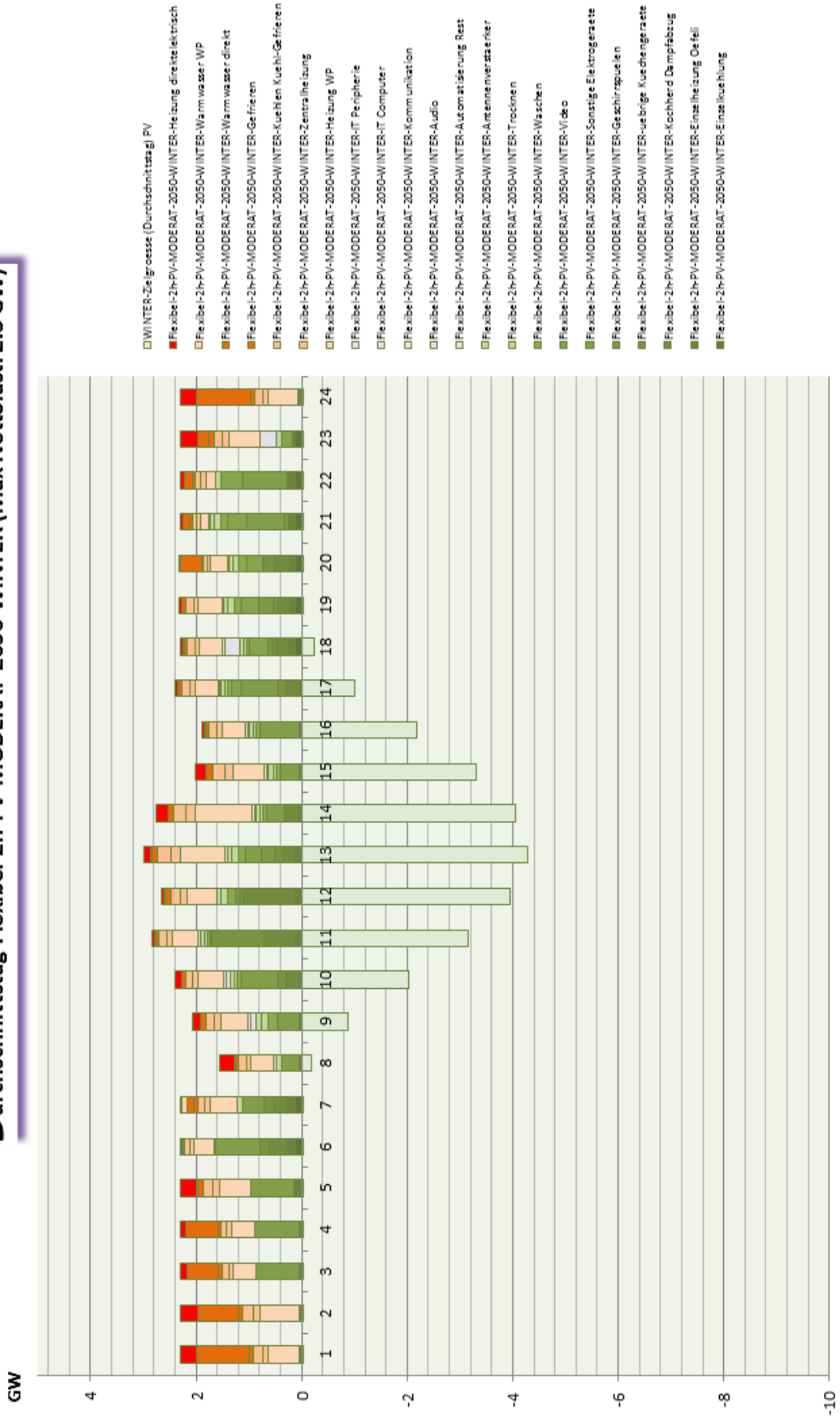
## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2035-WINTER (Max Nettolast: 2.4 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2050-SOMMER (Max Nettolast: 2.1 GW)



## Durchschnittstag-Flexibel-2h-PV-MODERAT-2050-WINTER (Max Nettolast: 2.3 GW)



---

## A2 Literatur

- BFE (2011a). *Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle)*, Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Bern.
- BFE (2011b). *Aktualisierung der Energieperspektiven 2035: Einsparpotenziale nach Verwendungszwecken*, Anhang 3, Bern.
- BFE (2011c). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010*, Bern.
- BFE (2011d). *Skizze des Aktionsplans Energiestrategie 2050*, Bern.
- BFS (2010). Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010–2060, Neuchâtel.
- BFS (2011). GWS-Statweb, GWSmidi vom 10.02.2011
- Boivin J-Y 1995. Demand side management – the role of the power utility. *Pattern Recognition*, **28**, No. 10, 1493–1497
- Borg S P, Kelly N J, 2011. The effect of appliance energy efficiency improvements on domestic electric loads in European households. *Energy and Buildings*, **43**, 2240–2250
- Breukers S C, Heiskanen E, Brohmann B, Mourik R M, Feenstra C F J, 2011. Connecting research to practice to improve energy demand-side management (DSM). *Energy*, **36**, 2176–2185
- Carter A, Craigwell R, Moore W (2009). Price Reform and Household Demand for Electricity
- Didden M H, D’haeseleer W D, 2003. Demand Side Management in a competitive European market: Who should be responsible for its implementation? *Energy Policy*, **31**, 1307–1314
- Filippini, M. (2010): *Short and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand*, CEPE Working Paper No. 76, Zürich.
- Firth S, Lomas K, Wright A, Wall R, 2008. Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements. *Energy and Buildings*, **40**, 926–936
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2010): *Demand Side Management in Haushalten*, Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung, München.
- Grieder et al. (2008): *Neuste Entwicklungen im Bereich Intelligentes Wohnen und des damit verbundenen Stromverbrauchs*, Grieder T, Senn R, Gehrig M im Auftrag BFE, 86 Seiten, 15. September 2008.
- Grieder T., Huser A. (2004): *Grundlagen zur Energieeffizienz von Set-Top Boxe*, Schlussbericht im Auftrag BFE, Juni 2004, 63 Seiten.
- Grieder T., Huser A. (2006): *Energieeffizienzpotenzial bei Video- und Datenprojektoren (Beamer)*, im Auftrag BFE, 27. Oktober 2006, 50 Seiten.

- 
- Hart M, de Dear R, 2004. Weather sensitivity in household appliance energy end-use. *Energy and Buildings*, **36**, 161–174
- Hofer (2007). *Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990–2035*. Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer; Prognos AG, Basel im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, Bern, Mai 2007.
- Hong J, Johnstone C, Torriti J, Leach M, 2012. Discrete demand side control performance under dynamic building simulation: A heat pump application. *Renewable Energy*, **39**, 85–95
- Ifeu (2007): *Innovative Stromrechnungen als Beitrag zur nachhaltigen Transformation des Elektrizitätssystems*, im Auftrag des DIW Berlin, Heidelberg.
- Ifeu, Frauenhofer ISI, Gws, Prognos (2009): *Analyse der Potenziale und volkswirtschaftlichen Effekte einer ambitionierten Effizienzstrategie für Deutschland*, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Infras (2010): *Stromeffizienz und erneuerbare Energien – Wirtschaftliche Alternative zu Grosskraftwerke*, Zürich.
- Infras/TEP/Prognos (2010): *Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs nach Verwendungszweck 2000-2009*, Dezember 2010
- Infras/TEP/Prognos (2011): *Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2009 nach Bestimmungsfaktoren*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Infras; Österreichische Energieagentur (2007): *Instrumente für Energieeffizienz im Elektrizitätsbereich*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern
- Klobasa M (2008). Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem. 10. Symposium Energieinnovation in Graz, Februar 2008.
- OECD/IEA 2010. *Energy Technology Perspectives 2010*.
- Papagiannis G, Dagoumas A, Lettas N, Dokopoulos P, 2008. Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level. *Energy Policy*, **36**, 163–180
- Prognos (2011a): *Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000-2009, Ex-Post-Analyse nach Verwendungszwecken und Ursachen der Veränderungen*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos (2011b): *Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Zwischenbericht I, Energienachfrage, energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Basel.
- Prognos (2011c): *Energieszenarien für die Schweiz bis 2050, Zwischenbericht II, Elektrizitätsangebot, energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Basel.
- Reiss P C, White M W (2002). *Household Electricity Demand, Revisited*
- UVEK (2011): *Konzept EnergieSchweiz 2011-2020*, Bern.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2006): *Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050*, Aarau.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2011): *Basisaussagen Energie- und Stromversorgung CH 2011*, Aarau.