

Simulation IET Energieszenario 2035 / 2050

Energieszenarien für die Jahre 2035 und 2050 gibt es viele. Sowohl der Schweizer Bund, wie auch verschiedene Forschungseinrichtungen und Branchenverbände versuchen abzuschätzen, wie die Energiezukunft der Schweiz aussehen könnte. Dabei weichen die unterschiedlichen Annahmen über den künftigen Bedarf und die mögliche Energiebereitstellung stark voneinander ab. Worin sich alle einig sind, ist dass der Sektor Verkehr auch in den Jahren 2035 und 2050 einen grossen Teil des Primärenergiebedarfs beanspruchen wird. Ziel dieses Berichts ist es, das Szenario Neue Energiepolitik NEP des Bundes genauer zu untersuchen und mit eigenen Abschätzungen zu ergänzen. Dazu wird analysiert, welche Anteile elektrische und gasbetriebene Fahrzeuge in den Jahren 2035 und 2050 zum Energieverbrauch beitragen. Das Gas soll ausschliesslich mittels Power-to-Gas Technologie hergestellt werden. Zur Deckung des Strombedarf wird eine mögliche Auslegung des zukünftigen Kraftwerkparks gemacht und damit eine Energiesimulation mit dem auf Matlab basierten Tool der Supercomputing Systems AG durchgeführt. Als Grundsatz gilt, dass die Schweiz im Inselbetrieb (ohne Import oder Export) betrieben wird.

Einleitung

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls hat sich die Schweiz verpflichtet, die mittleren jährlichen Treibhausgasemissionen zwischen 2008 und 2015 um 8% und 15.6% bis 2020 gegenüber dem Jahr 1990 zu senken [1]. Das CO₂-Gesetz schreibt vor, dass die Schweiz ihre Treibhausgasemissionen im Inland bis 2020 um mindestens 20% gegenüber 1990 senken soll. Daher kann das CO₂-Gesetz als verschärftes Kyoto-Protokoll verstanden werden. Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, war im Jahr 2015 der Verkehrssektor für ein Drittel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz verantwortlich [2]. Grund dafür ist, dass als Treibstoff grösstenteils fossile Brennstoffe verwendet werden (Tabelle 1).

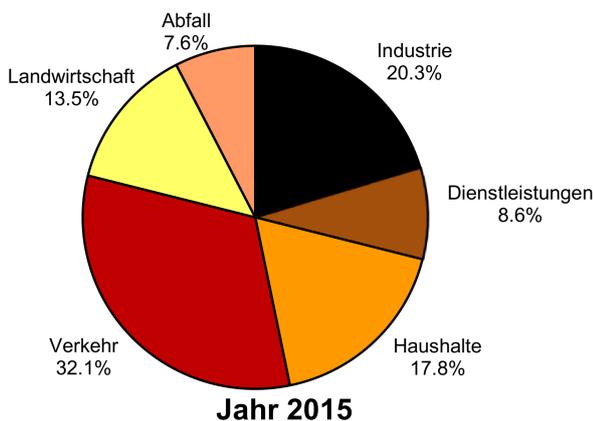


Tabelle 1. Bestand der Personenwagen nach Treibstoff im Jahr 2015. Quelle: Bundesamt für Statistik BFS [3].

Total Personenwagen	4 458 069	100%
Benzin	3 173 806	71.2%
Diesel	1 214 075	27.2%
Elektrisch	7 531	0.2%
Hybrid	48 508	1.1%
Übrige	14 149	0.3%

Abbildung 1. Schweizer Treibhausgasemissionen im Jahr 2015 nach Sektoren aufgeteilt. Quelle: Bundesamt für Umwelt.

Der Fokus dieses Berichts liegt jedoch nicht auf den CO₂ Emissionen, sondern auf der Primärenergienachfrage, welche durch den Verkehrssektor entsteht, und wie diese mit nachhaltigen Technologien gedeckt werden kann. Dazu werden die Endenergiebedarfsabschätzungen des Szenarios „Neue Energiepolitik“ NEP des Bundes verwendet. Für das Szenario NEP sind die geschätzte Endenergienachfrage und der erwartete Elektrizitätsbedarf, aufgeteilt nach Sektoren für die Jahre 2035 und 2050, in Tabelle 2 dargestellt. Für die Berechnung des nötigen Elektrizitätsbedarf werden die Werte für die Sektoren Privathaushalte, Dienstleistungen und Industrie vom Bund übernommen. Da dieser mit ähnlichen Abschätzungen betreffen Verkehrsaufteilung im Bereich Personnenverkehr rechnet, werden die Werte aus Tabelle 2 für den Sektor Verkehr als Basis der Endenergiebedarf verwendet und anhand eigener Abschätzungen der neue Elektrizitätsbedarf ermittelt (Tabelle 3).

Berechnungsgrundlagen für den neuen Elektrizitätsbedarf

Die Neue Energiepolitik NEP des Bundes legt für die Jahre 2035 und 2050 die erwartete Endenergienachfrage fest. Diese Werte sind in Tabelle 2 zu sehen. Der Personenverkehr (PV) Strasse stellt den grössten Posten dar, gefolgt vom Güterverkehr (GV) Strasse. Diese Werte enthalten Fahrzeugbestände, Fahrleistung und spezifische Verbräuche pro Fahrzeugkategorie.

Tabelle 2. Endenergienachfrage in den Jahren 2035 und 2050 nach der Neuen Energiepolitik NEP des Bundes in Terawattstunden TWh. Als Vergleich dazu die Verbrauchswerte aus dem Jahr 2010. Quelle: Bundesamt für Energie BFE.

Sektor		2010	2035	2050
		[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
	Privathaushalte	75.42	45.14	34.47
	Dienstleistungen	41.31	33.00	29.61
	Industrie	47.53	34.69	29.00
Verkehr	PV Strasse	44.03	23.89	18.22
	GV Strasse	9.78	6.08	4.53
	PV Schiene	2.42	3.47	3.61
	GV Schiene	0.89	1.33	1.22
	Rest*	12.17	4.92	4.50

*) Flugverkehr national, Off-Road, Wasserverkehr, Tanktourismus

Die Verteilung der Energie pro Antriebstechnologie und Segment in Tabelle 3 beruhen auf eigenen Einschätzungen. Tabelle 3 zeigt die Nachfrage nach Segment und Fahrzeugantrieb. Der Treibstoff für die Gasbetriebenen Fahrzeuge soll mittels Power-to-Gas Technologie (also genauer mit Power-to-Methane) unter Verwendung von nachhaltig erzeugtem Strom produziert werden.

Tabelle 3. Aufteilung der Endenergienachfrage in den Jahren 2035 und 2050 nach der Neuen Energiepolitik NEP des Bundes und eigenen Einschätzungen für die prozentuale Aufteilung der Fahrzeugantriebe. Quelle: Bundesamt für Energie BFE, IET Institut für Energietechnik HSR.

Segment	Fahrzeugantrieb	2035		2050	
			[TWh/a]		[TWh/a]
PV Strasse	Elektro	20%	4.78	40%	7.29
	Gas*	5%	1.19	10%	1.82
	Fossil	75%	17.92	50%	9.11
GV Strasse	Elektro	2.5%	0.15	5%	0.23
	Gas*	5%	0.30	10%	0.45
	Fossil	92.5%	5.63	85%	3.85
PV Schiene	Elektro	100%	3.47	100%	3.61
	Gas*	0%	0	0%	0
	Fossil	0%	0	0%	0
GV Schiene	Elektro	80%	1.07	80%	0.98
	Gas*	0%	0	0%	0
	Fossil	20%	0.27	20%	0.24
Rest	Elektro	0%	0	0%	0
	Gas*	0%	0	0%	0
	Fossil	100%	4.92	100%	4.50

*) Betrieben ausschliesslich mit synthetisches Gas aus Power-to-Methane.

Die neuen Werte für die Endenergienachfrage müssen nun noch in den zur Bereitstellung nötigen elektrischen Aufwand umgerechnet werden. Die realen Wirkungsgrade der verschiedenen Technologien sind in Tabelle 4 ersichtlich. Für die Berechnung des Strombedarfs im Sektor Verkehr werden lediglich die Antriebstechnologien Elektro und Gas verwendet, da diese einen Einfluss auf die Nachfrage der elektrischen Gesamtenergie haben.

Tabelle 4. Geschätzte Wirkungsgradentwicklung verschiedener involvierter Technologien. Verluste für den Motor (Elektro- oder Verbrennungsmotor), Antriebsstrangverlustleistung und Batterie (nur beim Elektrofahrzeug) sind eingerechnet [4].

	2035	2050
η_{PtM}	60%	65%
$\eta_{GuD-Kraftwerke}$	60%	62%
$\eta_{Elektrofahrzeug}$	86%	87%
$\eta_{Gasfahrzeug}$	33%	35%

Mit den Gleichungen 1 und 2 wird die nötige elektrische Energie berechnet, welche für den Betrieb der in Tabelle 3 aufgezeigten Fahrzeugaufteilung nötig ist. Dabei wird zuerst der Strombedarf für die Elektrofahrzeuge (Personen- sowie Güterverkehr Strasse und Schiene) in Gleichung 1, und dann der nötige elektrische Energieaufwand für die Gasfahrzeuge in Gleichung 2 ermittelt.

Elektrizitätsbedarf berechnen für Elektro- und Gasfahrzeuge

$$P_{Elektrofahrzeuge,Primaerbedarf,Jahr} = \sum P_{Elektrofahrzeuge,Endbedarf,Jahr} \cdot \eta_{Elektrofahrzeug,Jahr}^{-1} \tag{1}$$

$$P_{Gasfahrzeuge,Primaerbedarf,Jahr} = \sum P_{Gasfahrzeuge,Endbedarf,Jahr} \cdot \eta_{PtM,Jahr}^{-1} \cdot \eta_{Gasfahrzeug,Jahr}^{-1} \tag{2}$$

Tabelle 5. Bedarf an elektrischer Energie im Sektor Verkehr nach Fahrzeugantrieb und Segment (a) und Gesamtelektrizitätsnachfrage nach der Neuen Energiepolitik NEP des Bundes mit dem neu berechneten Bedarf für den Verkehr in Terawattstunden TWh. Quelle: Bundesamt für Energie, eigene Schätzungen.

(a)				(b)		
Fahrzeugantrieb	Segment	2035 [TWh/a]	2050 [TWh/a]	2035 [TWh/a]	2050 [TWh/a]	
Elektro	PV Strasse	5.56	8.38	Privathaushalte	15.5	13.4
	PV Schiene	4.04	4.15	Dienstleistungen	16.3	15.6
	GV Strasse	0.18	0.26	Industrie	14.9	12.6
	GV Schiene	1.24	1.12	Verkehr	18.58	23.91
Gas	PV Strasse	6.03	8.01	Summe	65.3	65.6
	PV Schiene	0	0			
	GV Strasse	1.54	1.99			
	GV Schiene	0	0			
Summe Verkehr		18.58	23.91			

Tabelle 5 (a) zeigt den jährlichen Strombedarf für die Mobilität. Obwohl der Anteil am Endenergiebedarf für den Sektor PV Strasse mit 20% für Elektroautos viermal so hoch ist wie für die Gasautos mit 5%, ist der nötige elektrische Primäraufwand annähernd vergleichbar (5.56 zu 6.03 TWh). Die Angaben aus Tabelle 5 (b) dient nun als Input-Verbrauch für die Simulation.

Inputparameter für die Simulation

Der erhöhte Strombedarf soll hauptsächlich mit erneuerbarer Energie gedeckt werden. Im Bereich der Wasserkraft nutzt die Schweiz beinahe das ganze Potenzial [5]. Im Bereich Windenergie ist noch Potenzial vorhanden. Laut dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE ist es in der Schweiz realistisch, jährlich bis zu 1.5 TWh im 2035, und bis zu 4 TWh im 2050 mit Windkraft zu erzeugen. Die Umsetzung ist jedoch infolge der Bewilligungsprozesse sehr aufwändig [6]. Die Photovoltaik hat in der Schweiz das grösste Potenzial. Gemäss dem VSE sind 2 TWh (2035) und bis zu 14 TWh (2050) pro Jahr realistisch [7]. Laut dem Swiss Competence Center for Energy Research SCCER sogar bis 32 TWh [8]. Greenpeace geht sogar davon aus, dass bereits 2035 15.6 TWh Strom mit Photovoltaik erzeugt werden kann [9]. Künftig dürfen keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden, der Betrieb bestehender ist solange erlaubt, wie sie als sicher beurteilt werden. Die Kernkraft ist ein grosser Grundlastposten, welcher bei Wegfall durch geeignete Kraftwerke gedeckt werden muss. Eine Möglichkeit ist, diese Grundlast und Produktionsengpässe mittels Gas- und Dampf Kombikraftwerke (GuD) zu decken. Um die Situation ohne Kernkraft abzubilden, wurde davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 kein Strom aus Kernenergie mehr vorhanden sein wird.

Für die Simulation wurde ein Kraftwerkpark zusammengestellt, welcher den Bedarf decken kann und dabei nicht wesentlich von dem in Tabelle 6 a) dargestellten Potenzial abweicht. In Tabelle 6 b) ist der Bedarf (ohne Power-to-Methane für GuD-Kraftwerke) ersichtlich. Überschüssiger Strom (Solarpeaks) wird verwendet um Methan herzustellen.

Tabelle 6. Potenzial zur Erzeugung elektrischer Energie in den Jahren 2035 und 2050 (a) und die jeweilige Nachfrage an elektrischer Endenergie (b). Nicht enthalten in dieser Nachfrage ist die benötigten Mengen an Strom für die Herstellung von Methan für die GuD Kraftwerke. Diese Werte sind in den Simulationsergebnissen ersichtlich. Quelle: Bundesamt für Energie, VSE, eigene Schätzungen.

(a)			(b)		
	2035 [TWh/a]	2050 [TWh/a]		2035 [TWh/a]	2050 [TWh/a]
Kernkraft	17.9	0	Verbrauch (ohne PtM)	57.7	55.6
Geothermie	0 - 0.4	3.5 - 4	Power-to-Methane Mobilität ^{*)}	7.6	10.0
Biomasse	2.5 - 4	2.5 - 4	Summe	63.5	63.1
Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	ca. 3.8	ca. 6	*) Der Strom für die Methanherstellung wird separat aufgelistet		
Laufwasserkraft	ca. 19.00	ca. 19.00			
Windkraft	0.7 - 1.5	2 - 4			
Photovoltaik	0.8 - 2.0	3.5 - 14 ^{*)}			
Pumpspeicher	1.50	2.00			
Methane-to-Power GuD-Kraftwerke	12.00	20.00			
Stauseen	19.00	19.00			

*) Gemäss Abschätzungen des SCCER bis 32 TWh möglich

Die Erzeugungsleistungen, welche für die Simulation je Kraftwerkskategorie gewählt wurde, kann der Tabelle 7 entnommen werden. Die Werte wurden dabei so gewählt, dass bei der Simulation eines Jahresverlaufs keine Defizite oder Überschüsse in der Stromproduktion entstehen. Die Resultate dieser Simulationen sind in den Folgekapiteln beschrieben.

Tabelle 7. Installierte Leistung für die Jahre 2035 und 2050.

	2035 [GW]	2050 [GW]
Kernkraft	1.85	0.00
Thermisch ^{*)}	1.41	2.46
Laufwasserkraft	4.58	4.58
Windkraft	1.28	2.05
Photovoltaik	8.92	16.21
Methane-to-Power GuD-Kraftwerke	0.40	10
Pumpspeicher	1.80	1.80
Stauseen	8.10	8.10

^{*)} KVA, Biogas, ARA, Biomasse, Geothermie, WKK

Ergebnisse der Simulation 2035

Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 8 aufgelistet. Es wird so viel produziert wie auch verbraucht wird (kein Überschuss, kein Defizit). Der Tabelle ist zu entnehmen, dass mit den Stauseen lediglich 13.66 TWh Strom erzeugt wird (möglich sind jedoch ca. 19 TWh). Grund dafür ist, dass die Speicher in den Sommermonaten volllaufen, das Überschusswasser jedoch nicht verstromt wird (gegeben durch die Simulationssoftware). Diese Überschüsse können jedoch mit Power-to-Methane umgewandelt und chemisch gespeichert werden. Das Gas kann dann mit Blockheiz- oder GuD-Kraftwerken während der weniger sonnenreichen Zeit im Winter und Frühling wieder in Strom umgewandelt und die dabei entstehende Abwärme zusätzlich zum Heizen verwendet werden.

Tabelle 8. Simulationsergebnis zum Jahr 2035 mit der bereitgestellten elektrischen Energie in (a) und der simulierte Verbrauch in (b) unterteilt in Sommer und Winter.

(a)				(b)			
Technologie	Jahr [TWh]	Sommer [TWh]	Winter [TWh]	Technologie	Jahr [TWh]	Sommer [TWh]	Winter [TWh]
Kernkraft	14.82	6.74	8.08	Endverbrauch	57.70	26.10	31.60
Thermisch ^{*)}	8.00	4.20	3.80	Power-to-Methane Mobilität	7.60	3.44	4.16
Laufwasserkraft	19.10	12.17	6.62	Pumpspeicher	2.88	2.73	0.15
Windkraft	2.50	1.04	1.16	Power-to-Methane GuD	1.41	1.41	0.00
Photovoltaik	11.01	7.55	3.45	Netzverlust	3.41	1.5	1.91
Methane-to-Power GuD	1.75	0.18	1.58	Total	73.00	35.18	37.83
Pumpspeicher	2.16	2.05	0.11				
Stauseen	13.66	0.91	12.76				
Total	73.00	35.18	37.83				

^{*)} KVA, Biogas, ARA, Biomasse, Geothermie, WKK

Energiebereitstellung und -verbrauch übers Jahr gesehen

Abbildung 2 zeigt die Stromerzeugung nach Erzeuger (Kraftwerk) über ein Jahr verteilt. Man kann sehen, dass im Winter und Frühling Strom mittels GuD Kraftwerken mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 65% erzeugt wird. Das dafür nötige Methangas wird wie Abbildung 3 zeigt in den Sommermonaten mit überschüssiger Energie von den Photovoltaik Kraftwerken erzeugt. Zudem kann das Überlaufwasser der Stauseen verstromt werden um damit die Gasproduktion zu steigern. Diese Kombination von Power-to-Methane → Methane-to-Power bietet eine gute Möglichkeit, um Stromknappheit in den weniger sonnenreichen Monaten zu verhindern.

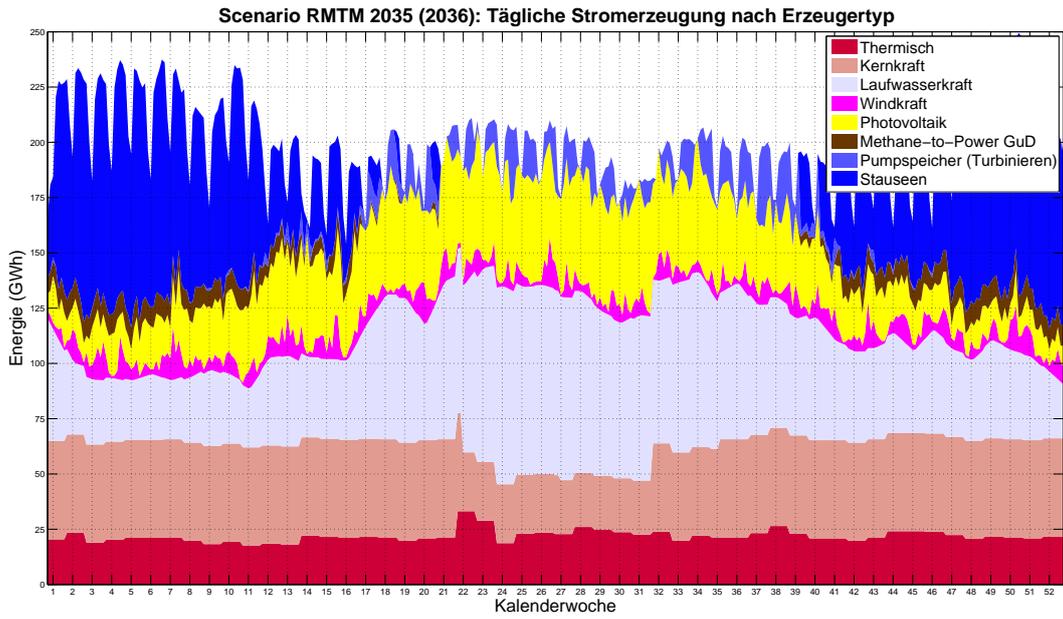


Abbildung 2. Energiebereitstellung übers Jahr 2035 gesehen.

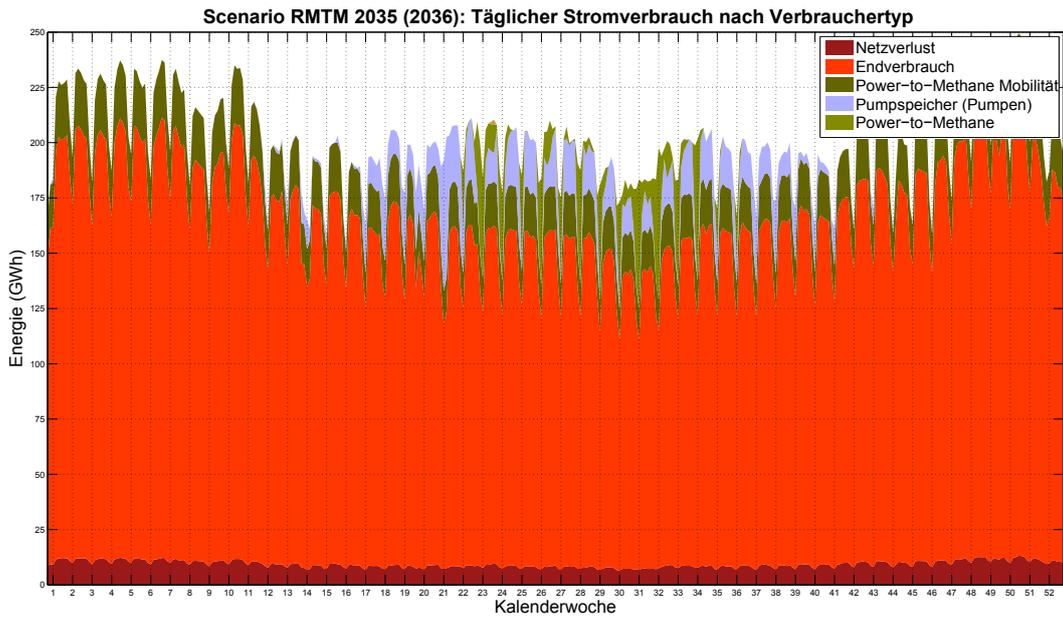


Abbildung 3. Energiekonsumenten übers Jahr 2035 gesehen.

Ergebnisse der Simulation 2050

Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 9 aufgelistet. Auch hier wird wieder so viel produziert wie auch verbraucht wird. Auch das Problem mit den Stauseen ist in dieser Simulation wieder vorhanden. Anhand der Übersichtsrechnung zeigt sich, dass ca. 6 TWh für die Gasproduktion verwendet werden kann.

Tabelle 9. Simulationsergebnis zum Jahr 2050 mit der bereitgestellten elektrischen Energie in (a) und der simulierte Verbrauch in (b) unterteilt in Sommer und Winter.

(a)				(b)			
Technologie	Jahr [TWh]	Sommer [TWh]	Winter [TWh]	Technologie	Jahr [TWh]	Sommer [TWh]	Winter [TWh]
Kernkraft	0.00	0.00	0.00	Endverbrauch	55.60	25.15	30.45
Thermisch ^{*)}	13.99	7.35	6.64	Power-to-Methane Mobilität	10.00	4.52	5.48
Laufwasserkraft	19.10	12.37	6.73	Pumpspeicher	1.53	1.30	0.23
Windkraft	4.00	1.88	2.11	Power-to-Methane GuD	4.60	4.60	0.00
Photovoltaik	20.01	13.73	6.28	Netzverlust	3.19	1.45	1.73
Methane-to-Power GuD	3.64	0.21	3.43	Total	74.92	37.02	37.89
Pumpspeicher	1.15	0.97	0.17				
Stauseen	13.02	0.50	12.52				
Total	74.92	37.02	37.89				

^{*)} KVA, Biogas, ARA, Biomasse, Geothermie, WKK

Energiebereitstellung und -verbrauch übers Jahr gesehen

Abbildung 4 zeigt die Stromerzeugung nach Erzeuger (Kraftwerk) über ein Jahr verteilt. Auch hier wird wieder im Winter und Frühling Strom mittels GuD Kraftwerken produziert. Ein grosser Teil der Grundlast wird mittels thermischer Kraftwerke und Laufwasserkraft gedeckt.

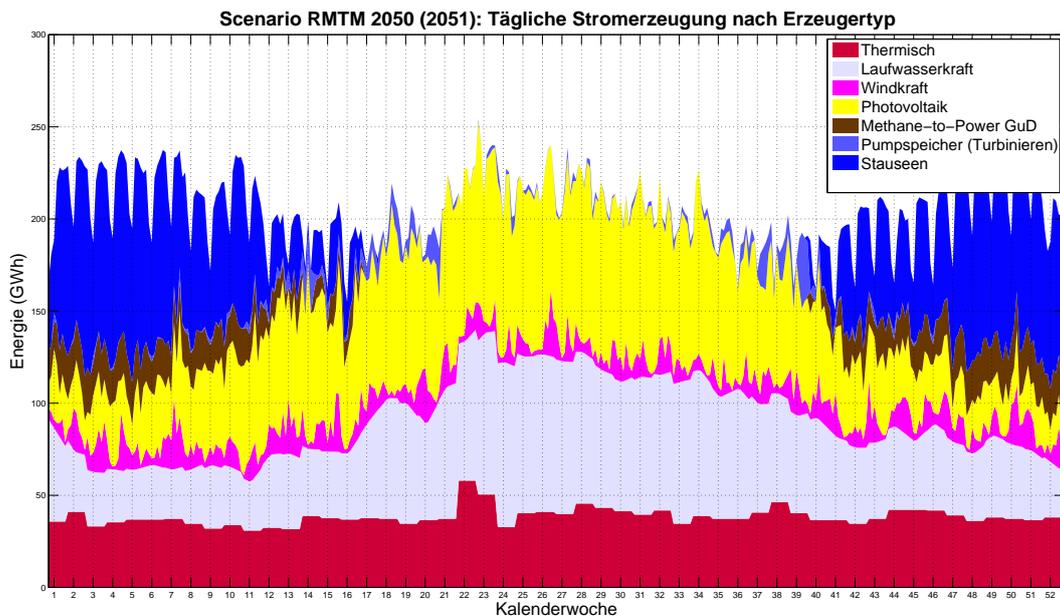


Abbildung 4. Energiebereitstellung übers Jahr 2050 gesehen.

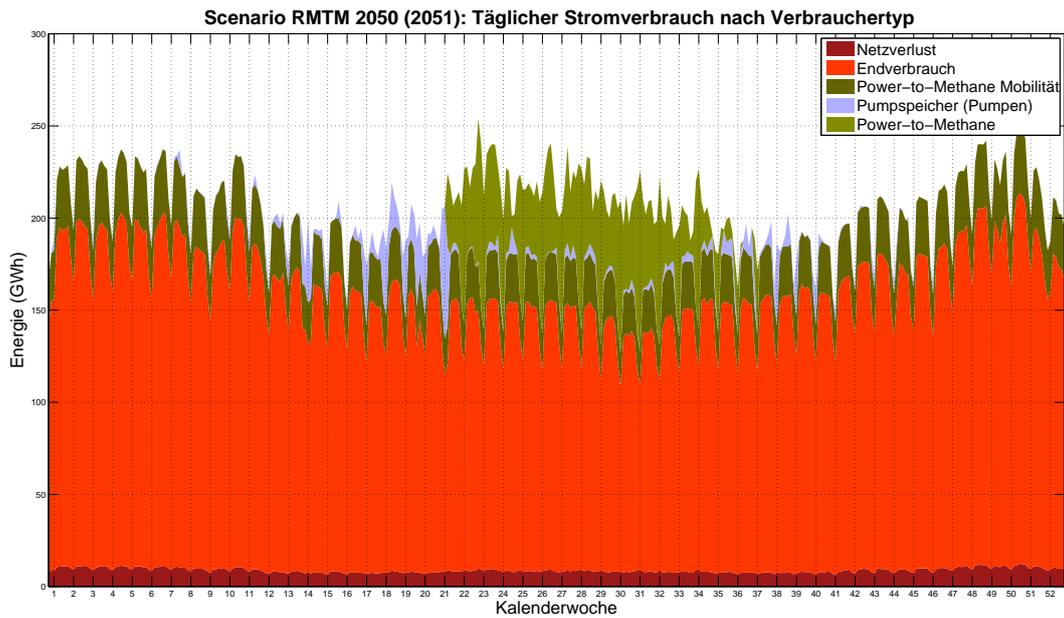


Abbildung 5. Energiekonsumenten übers Jahr 2050 gesehen.

Nötiger Zubau Power-to-Methane

Um diese Szenarien für 2035 und 2050 umsetzen zu können, braucht es sowohl Zubau von Stromerzeugern (PV, Wind, Biomasse, GuD etc.) wie auch von Power-to-Methane Anlagen und Methanspeicher. Folgende Tabelle 10 zeigt auf, was im Bereich Power-to-Methane zugebaut werden muss. Die Produktion (PtM) wird in drei Teile unterteilt: Mobilität, Verstromung Stauseeüberlauf und Verstromung Photovoltaik. Diese unterscheiden sich in der jährlichen Betriebszeit (Vollaststunden VLS). Für die Mobilität muss permanent Methan hergestellt werden → 8'100 VLS. Bei der Verstromung Stauseeüberlauf kann während 14 Wochen Methan produziert werden → 2350 VLS. Die Verstromung Photovoltaik muss vor allem den Überschussstrom über die Mittagsstunden aufnehmen können → 2h Peak über die Mittagszeit.

Tabelle 10. Zubau von Power-to-Methane Anlagen für die Jahre 2035 und 2050.

	2035	2050
PtM Mobilität	935 MW	1'235 MW
PtM Verstromung Stauseeüberlauf	2'270 MW	2'550 MW
PtM Verstromung Photovoltaik	2'500 MW	3'500 MW

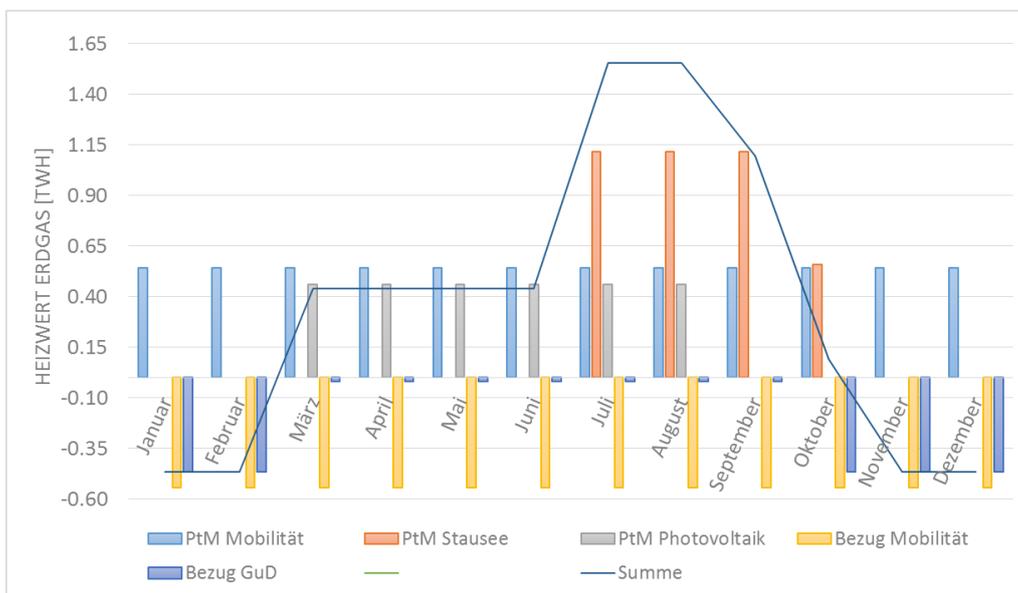
Tabelle 10 zeigt, dass für die Methanproduktion Power-to-Methane Anlagen mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5'700 MW im 2035 und 7'290 MW im 2050 gebaut werden müssen. Als Vergleich: die grösste bestehende Power-to-Methane Anlage hat heute eine Leistungsaufnahme von 6 MW, steht in Werlte (DE) und wird von Audi betrieben [10]. Das heisst, bis ins Jahr 2035 müssten demnach 950 solcher Anlagen gebaut werden. Ziel ist es jedoch, die Effizienz in der Umwandlung von Strom zu Gas und der Nutzung des Methans zu steigern. Mit der Thematik der Effizienzsteigerung im Bereich Methanherstellung mittels Power-to-Methane beschäftigt sich die Projektgruppe HEPP/Pentagon [11] des IET.

Nötiger Zubau Methanspeicher

Für die „Speicherung“ muss der Anlagenpark so ausgelegt sein, dass die Spitzen der Strom-Überproduktion abgefangen werden können. Im Moment kann in der Schweiz Erdgas mit einem Heizwert von 91.45 GWh gespeichert werden (Netzspeicher, Transitgasleitung, Speicher Schweiz). Zusätzlich hat die Schweiz Nutzungsrechte am grenznahen Gasspeicher in Etrez, Frankreich, welcher 1'510 GWh speichern kann [12]. Abbildung 6 zeigt nun vereinfacht, wie viel Speicher in den Jahren 2035 (a) und 2050 (b) benötigt werden. Die Speicher müssen so ausgelegt sein, dass die maximale Summe der jeweiligen Produktionsjahre abgefangen werden kann.



(a) Speicherbedarf übers Jahr 2035 gesehen



(b) Speicherbedarf übers Jahr 2050 gesehen

Abbildung 6. Vereinfachte Darstellung des Speicherbedarfs für Methangas übers Jahr gesehen. Nicht enthalten in den Grafiken ist der nötige Speicherplatz für das Gas, welches für die Raumwärme und industrielle Prozesse benötigt wird.

Weshalb CNG Fahrzeuge?

Wie bereits erwähnt, ist der Wirkungsgrad von Gasfahrzeugen nicht so hoch wie jener von Elektroautos. Zum einen arbeiten Elektromotoren sehr effizient und zum anderen kommen beim Gasfahrzeug mehr Umwandlungsstufen, und damit mehr Verluste, hinzu. Das Potential von Power-to-Gas zur Herstellung von 100% erneuerbarem Gas mit erneuerbarem, nachhaltig erzeugtem Strom bildet jedoch durchaus eine ergänzende Technologie um den Treibstoffbedarf von fossilen Kraftstoffen zu senken. Würde das komplette Verkehrsaufkommen durch Strom gedeckt werden, müssten die Leitungen massiv ausgebaut werden. Die beiden Technologien (Elektro und Gas) sollen nicht als Konkurrenten im Sinne von „nur einer kann gewinnen“ betrachtet werden sondern als zwei verschiedene Möglichkeiten, von fossilen Treibstoffen weg zu kommen.

Weiter spricht für die Verwendung von synthetischem Methan, dass die Schweiz bereits über ein gut ausgebautes Gasverteilnetzwerk verfügt. Dadurch lässt sich das Gas einfach schweizweit verteilen. Auch in der Ökobilanz schneiden Gasfahrzeuge, sofern sie mit erneuerbarem Methan oder Biogas betrieben werden, gut ab wie eine Studie der Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt EMPA zeigte (Abbildung 7) [13].

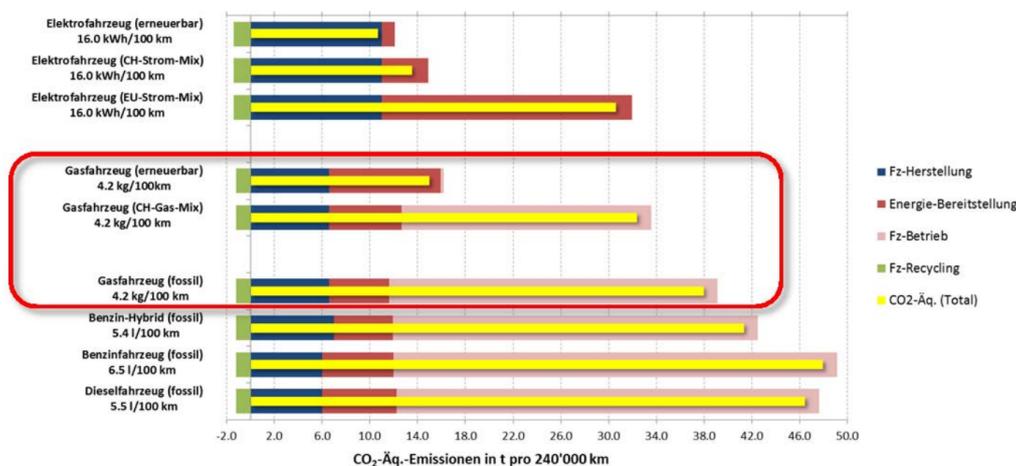


Abbildung 7. LCA-Vergleich verschiedener Antriebskonzepte. Quelle: EMPA

Schlusswort

Die Simulation zeigt, dass es möglich ist, unter Einsatz verschiedener sowohl bewährter wie auch innovativer Technologien eine gewisse Unabhängigkeit im Bereich Strom gegenüber dem Ausland zu erreichen. Mit einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien wird es auch ohne Kernkraft möglich sein, ein stabiles Elektrizitätsnetz zu betreiben. Dabei spielt die Thematik Energiespeicherung eine wichtige Rolle. Grosser Hoffnungsträger ist dabei die Technologie Power-to-Gas, welche es erlaubt, elektrische Energie in Form eines brennbaren Gases chemisch zu speichern. Es wird darauf herauslaufen, dass vermehrt technisch und ökologisch vertretbare Lösungen anstelle von ökonomischen Umsetzungen in Betracht gezogen werden müssen. In den kommenden Jahre wird sich das schweizer Volk darüber einigen müssen, wie viel ihm der Umweltschutz und eine weitgehende Unabhängigkeit im Bereich elektrische Energie wert ist. Wie die energetische Zukunft der Schweiz aussehen wird, ist daher stark politisch gesteuert. Für diese Simulationen wurde die Schweiz als energetische Insel betrachtet. Denkbar wäre jedoch auch eine intensivere Zusammenarbeit mit den angrenzenden Staaten, beispielsweise durch Import von erneuerbarem Strom aus Deutschland, welches grosse Windparks besitzt.

Zu den Inputdate: Bei allen Daten handelt es sich um eigene Abschätzungen, sowie Schätzungen verschiedener Interessensgruppen. Sowohl die Auslegung der Kraftwerke, wie auch der erwartete Bedarf an Strom für die Zukunft kann komplett anders ausgelegt werden. Mit den hier verwendeten Daten sollte jedoch eine ausgewogene Lösung mit starkem Fokus auf erneuerbare Energiesysteme gelegt werden.

Quellen

- [1] Bundesamt für Umwelt BAFU. Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013 - 2020). Technical report, Bundesamt für Umwelt, 2017.
- [2] Bundesamt für Umwelt BAFU. Kenngrößen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz. Technical report, Bundesamt für Umwelt.
- [3] Bundesamt für Statistik BFS. Mobilität und Verkehr Strassenfahrzeuge 2016. Technical report, Bundesamt für Statistik, 2017.
- [4] Zentrum für Technologieabschätzung. Ist die Zukunft stromern. Technical report, TA Swiss, 2013.
- [5] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. Grosswasserkraft. Technical report, VSE, 2016.
- [6] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. Windenergie. Technical report, VSE, 2016.
- [7] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE. Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung. Technical report, VSE, 2015.
- [8] Swiss Competence Center for Energy Research SCCER. Solar photovoltaic electricity potential for Switzerland. <http://www.sccer-feebe.ch/solar-photovoltaic-electricity-potential-for-switzerland/>, 2016.
- [9] Greenpeace. Faktenblatt Photovoltaik. http://assets.wwwf.ch/downloads/faktenblatt_photovoltaik.pdf, 2012.
- [10] Audi. Audi e-gas-Anlage stabilisiert Stromnetz. <https://www.audi-mediacyber.com/de/pressemitteilungen/audi-e-gas-anlage-stabilisiert-stromnetz-4499>, 2017.
- [11] Institut für Energietechnik IET HSR. High Efficiency Power-to-Methane Pilot - HEPP. <https://www.iet.hsr.ch/index.php?id=16924>, 2016.
- [12] Ruoss Fabian. Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz. Technical report, IET Institut für Energietechnik HSR, 2017.
- [13] Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Research EMPA. CNG mobility - State-of-the-art technology. Technical report, Automotive Powertrain Technologies Laboratory, 2017.

Anhang

Simulation 2035

Charakteristische Frühlingswoche 2035

Abbildung 8 zeigt den Verlauf einer typischen Frühlingswoche im Jahr 2035. Da noch wenige Sonnenstunden genutzt werden können, muss ein Teil des dynamischen Strombedarfs mit dem Stauseen gedeckt werden. Dieser wird, wie auch schon im Winter, stark beansprucht. Die Windkraft kann nur einen sehr geringen Teil des Verbrauchs decken, der Rest wird mit GuD-Kraftwerken gedeckt. In der Abbildung wird zwischen verschobenem und unverschobenem Gesamtverbrauch unterschieden. Der Unterschied ist, dass beim verschobenen Verbrauch die Lastverteilung durch dynamische, intelligente Steuerung (Smartgrid) optimiert ist.

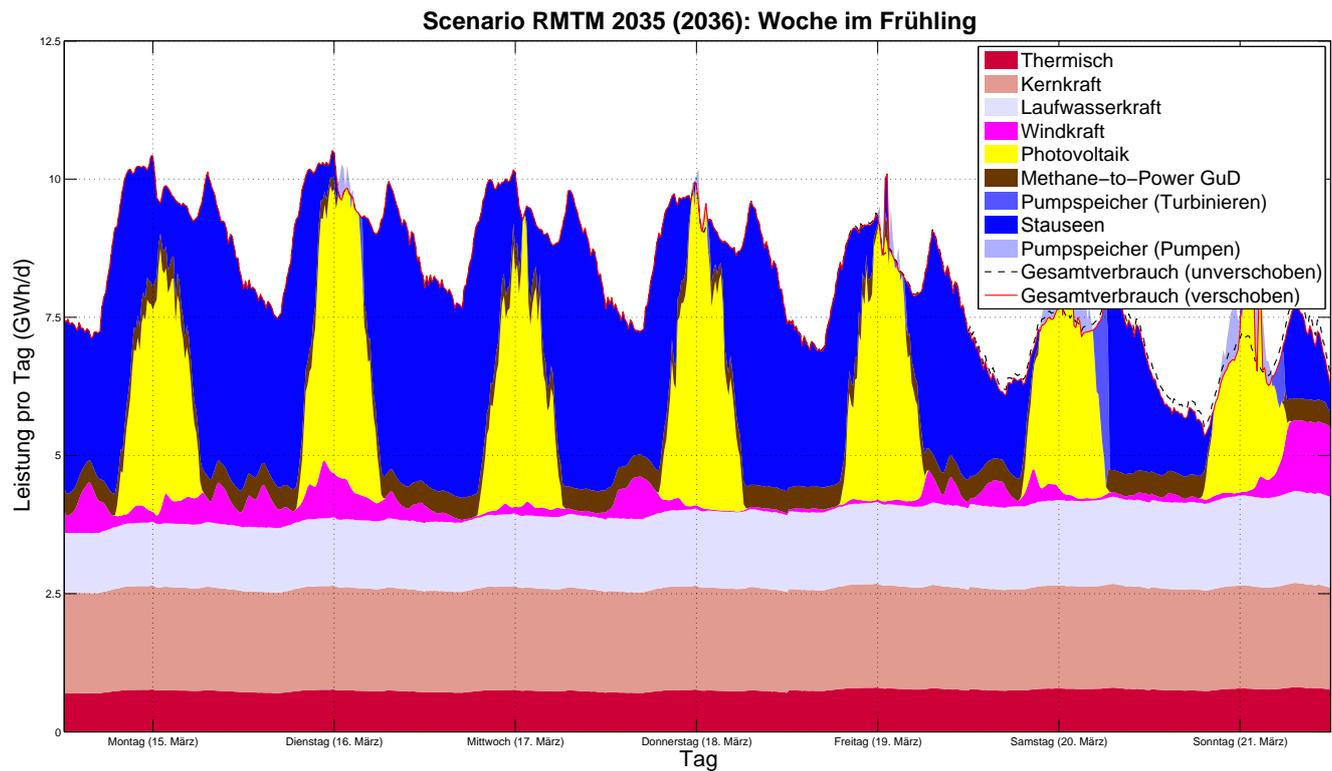


Abbildung 8. Charakteristischer Verbrauch in einer Frühlingswoche im Jahr 2035.

Charakteristische Sommerwoche 2035

Abbildung 9 zeigt den Verlauf einer typischen Sommerwoche. Es wird viel Solarenergie erzeugt. Der überschüssige Strom wird verwendet, um die Pumpspeicher zu füllen, welche dann wiederum in der Nacht einen Teil des Strombedarfs decken. Ein grosser Teil der Grundlast wird durch die Laufwasserkraftwerke abgedeckt. Die Stauseen werden nicht beansprucht und können sich daher wieder füllen.

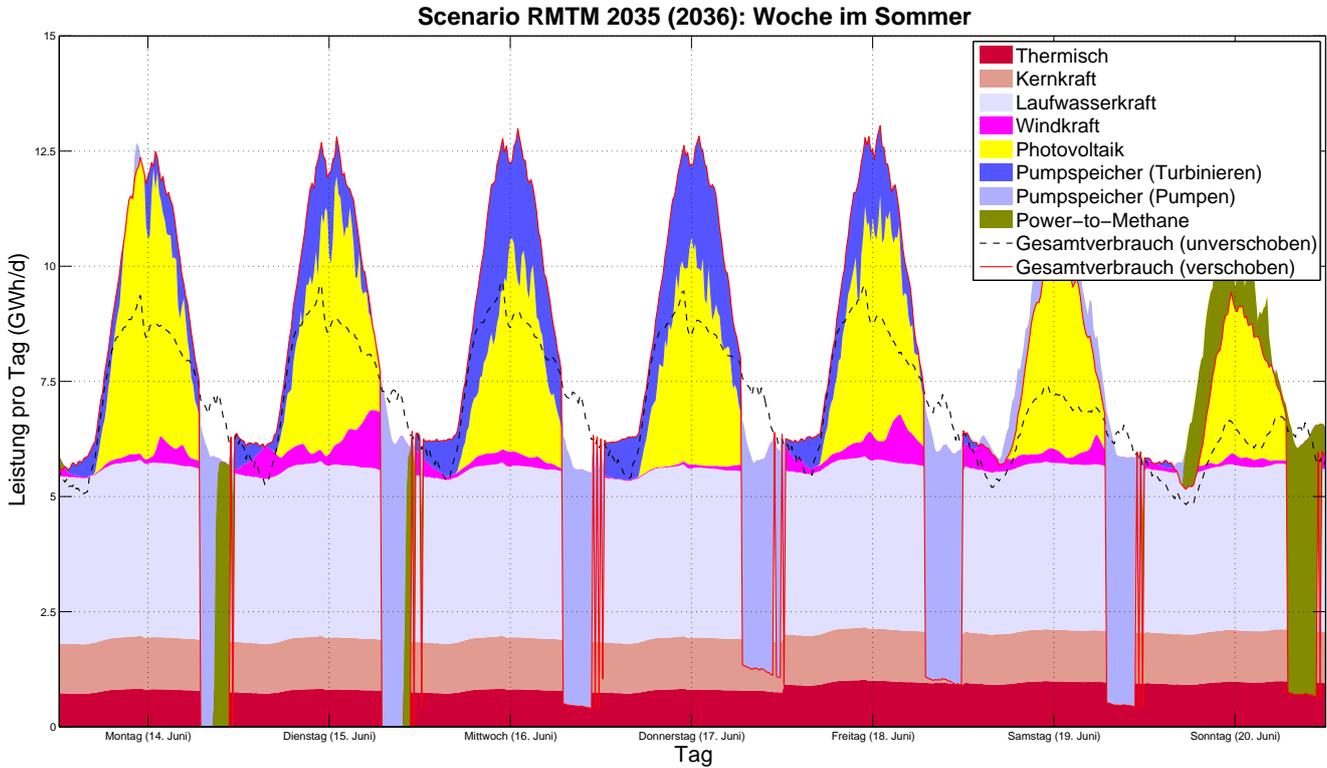


Abbildung 9. Charakteristischer Verbrauch in einer Sommerwoche im Jahr 2035.

Charakteristische Herbstwoche 2035

Abbildung 10 zeigt den Verlauf einer typischen Herbstwoche. Die Sonnenscheindauer nimmt wieder ab und verursacht eine tiefere Stromproduktion mittels Photovoltaik. Um die Stromlücken in der Nacht zu füllen, werden die Pumpspeicherkraftwerke betrieben.

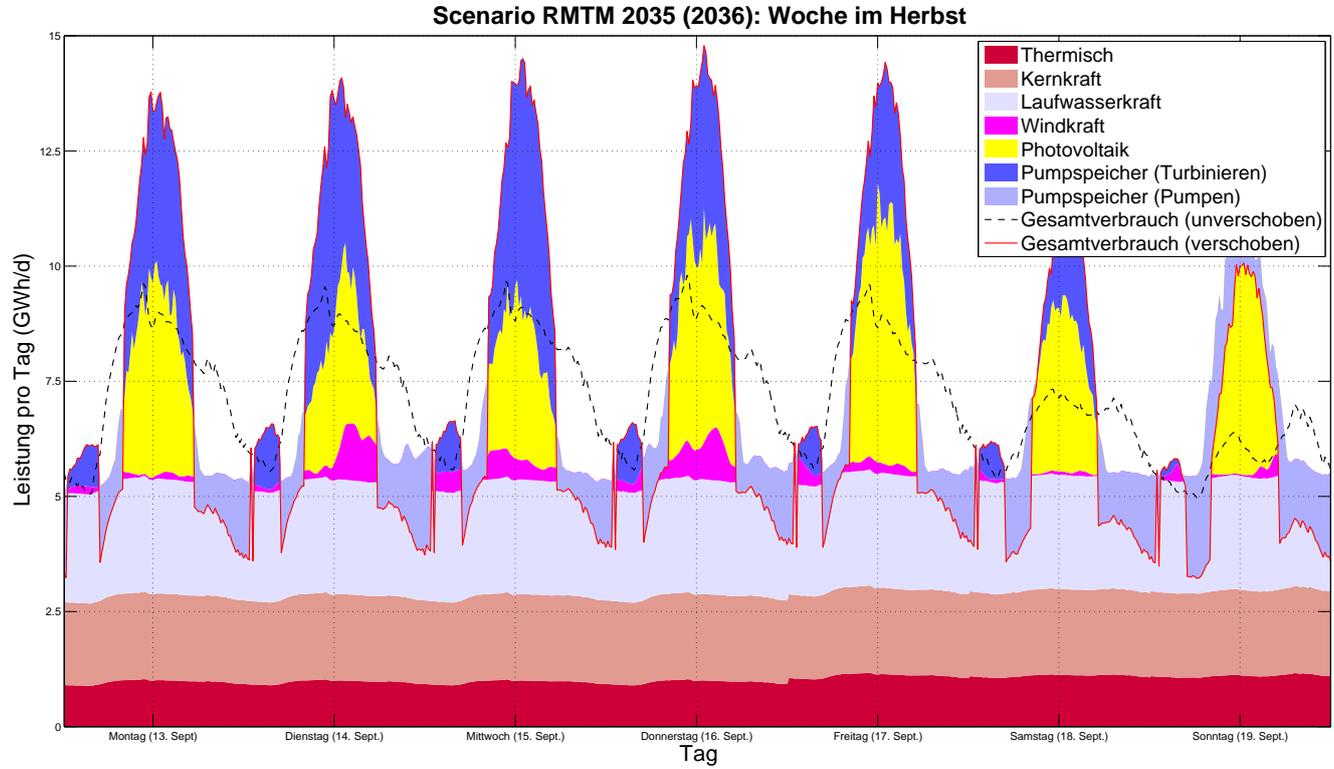


Abbildung 10. Charakteristischer Verbrauch in einer Herbstwoche im Jahr 2035.

Charakteristische Winterwoches 2035

Abbildung 11 zeigt den Verlauf einer typischen Winterwoche. Die Stauseen produzieren einen grossen Teil des Stroms. Die Solarenergie macht nur noch einen kleinen Teil der Elektrizitätsproduktion aus. Die Windkraft und die GuD-Kraftwerke liefern kontinuierlich Energie.

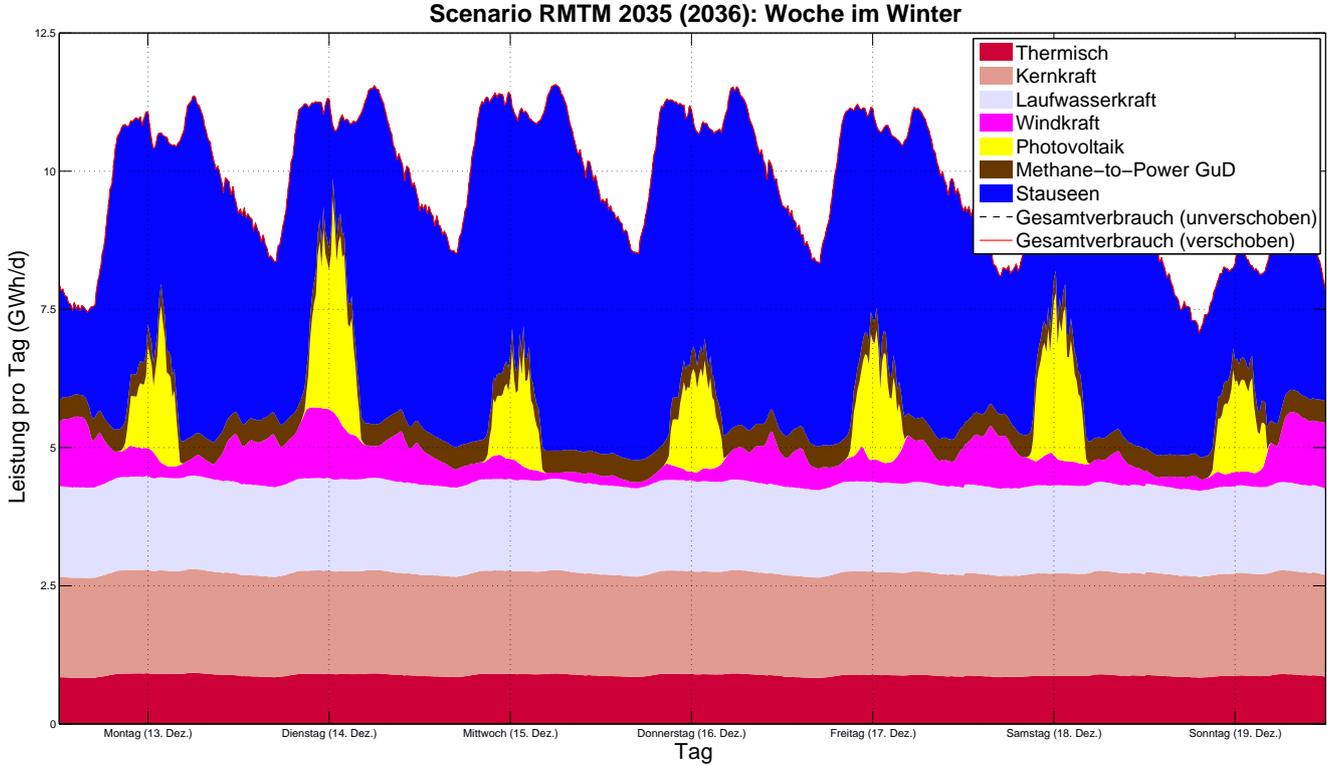


Abbildung 11. Charakteristischer Verbrauch in einer Winterwoche im Jahr 2035.

Simulation 2050

Charakteristische Frühlingswoche 2050

Abbildung 12 zeigt den Verlauf einer typischen Frühlingswoche. Da noch wenige Sonnenstunden genutzt werden können, muss ein Teil des dynamischen Strombedarfs mittels Stauseen und GuD-Kraftwerke gedeckt werden.

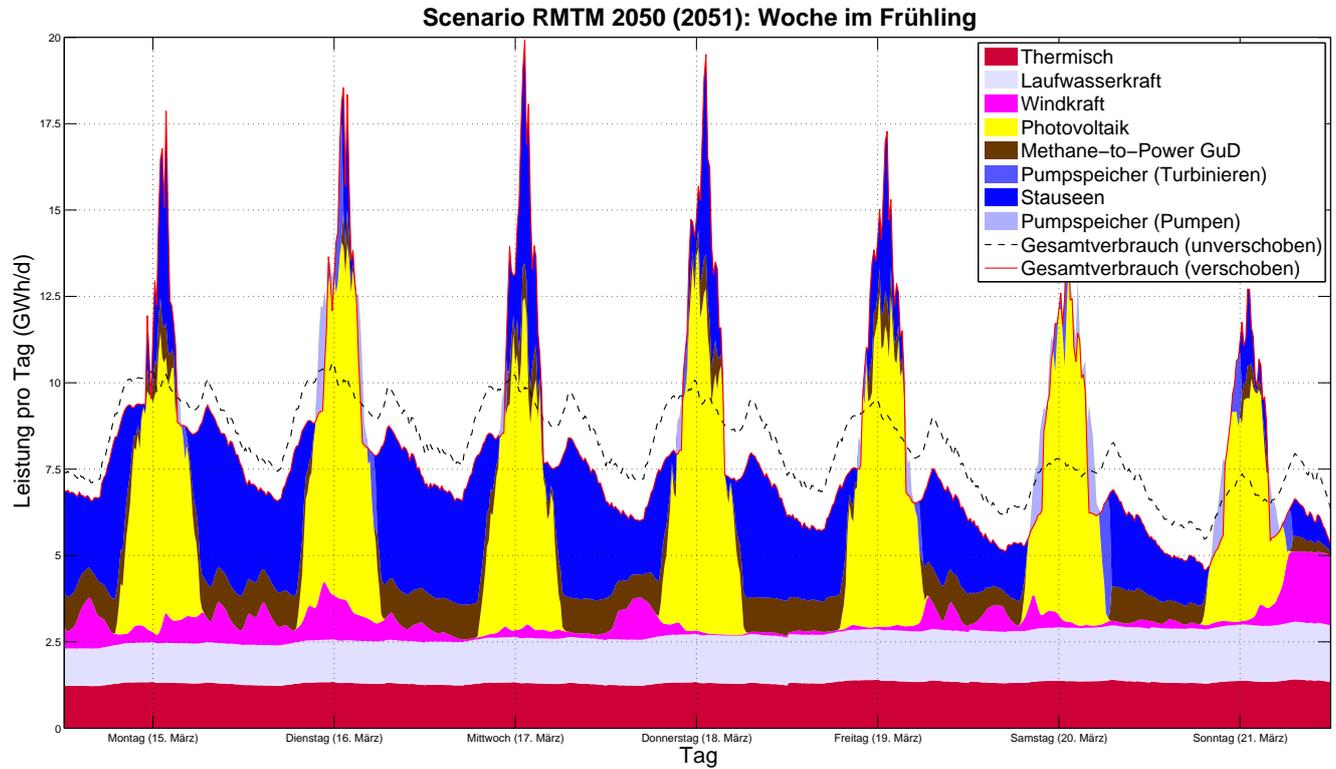


Abbildung 12. Charakteristischer Verbrauch in einer Frühlingswoche im Jahr 2050.

Charakteristische Sommerwoche 2050

Abbildung 13 zeigt den Verlauf einer typischen Sommerwoche. Es wird viel Solarenergie erzeugt. Der überschüssige Strom kann mittels Power-to-Methane chemisch gebunden werden.

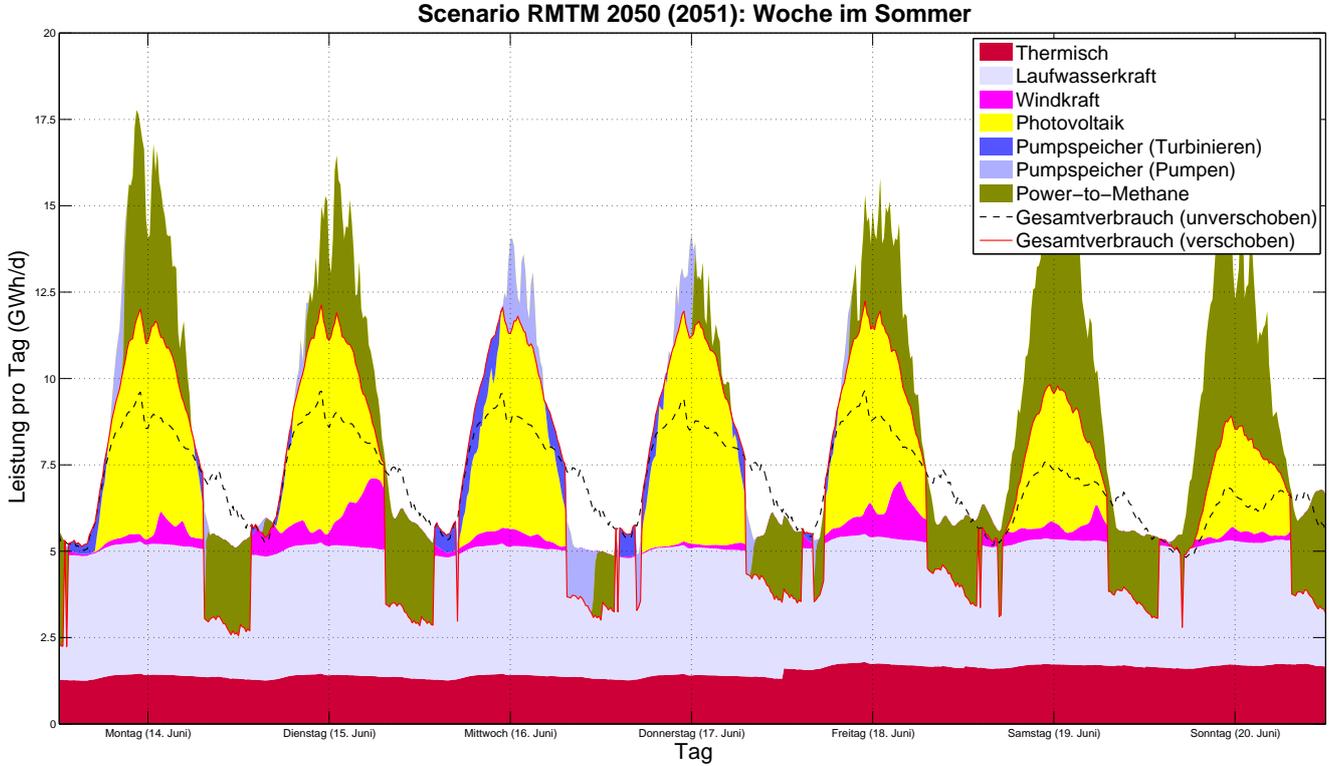


Abbildung 13. Charakteristischer Verbrauch in einer Sommerwoche im Jahr 2050.

Charakteristische Herbstwoche 2050

Abbildung 14 zeigt den Verlauf einer typischen Herbstwoche. Die Sonnenscheindauer nimmt wieder ab und verursacht eine tiefere Stromproduktion mittels Photovoltaik. Die Peaks sind jedoch noch hoch genug, um die Pumpspeicher zu füllen, welche dann zur Deckung der Stromlücken Energie liefern können.

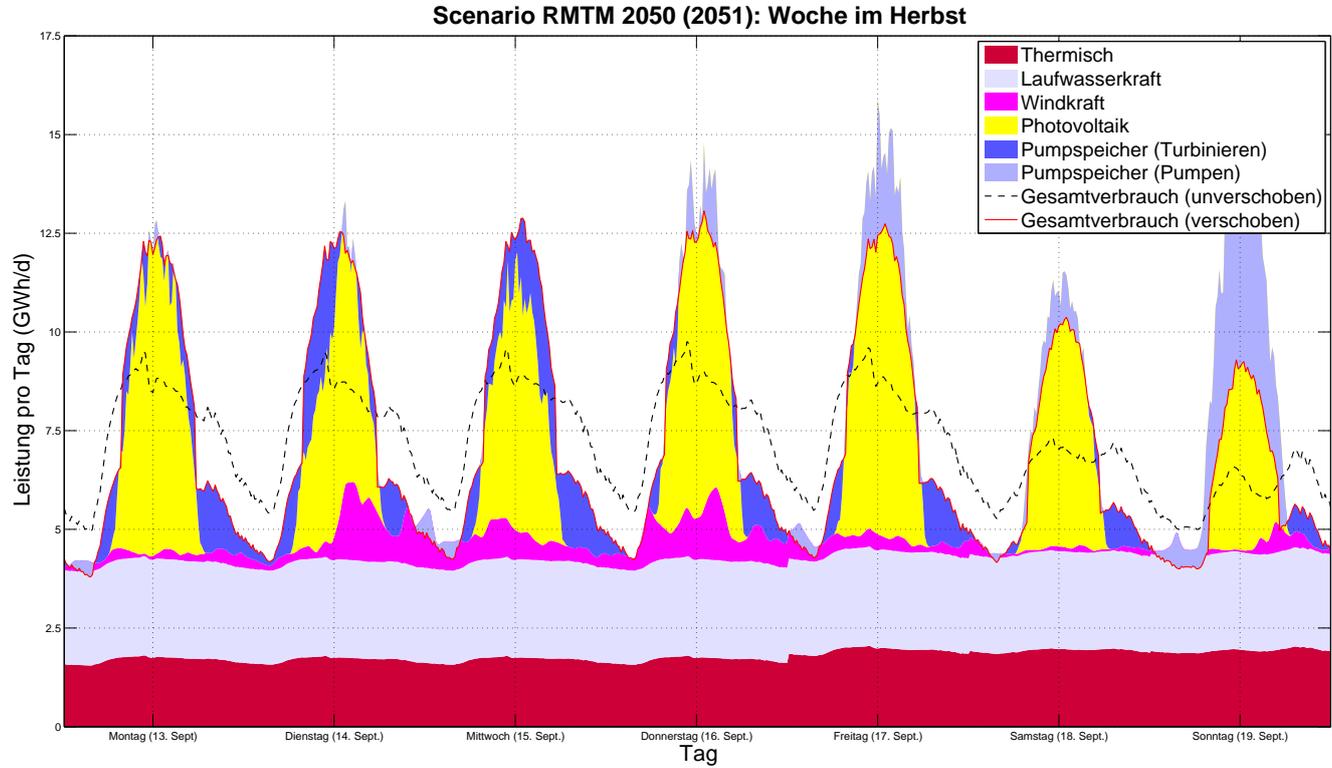


Abbildung 14. Charakteristischer Verbrauch in einer Herbstwoche im Jahr 2050.

Charakteristische Winterwoches 2050

Abbildung 15 zeigt den Verlauf einer typischen Winterwoche. Die Stauseen produzieren hauptsächlich den Strom für den dynamischen Bedarf. Die Windkraft und GuD-Kraftwerke decken ebenfalls einen beachtlichen Teil des Bedarfs.

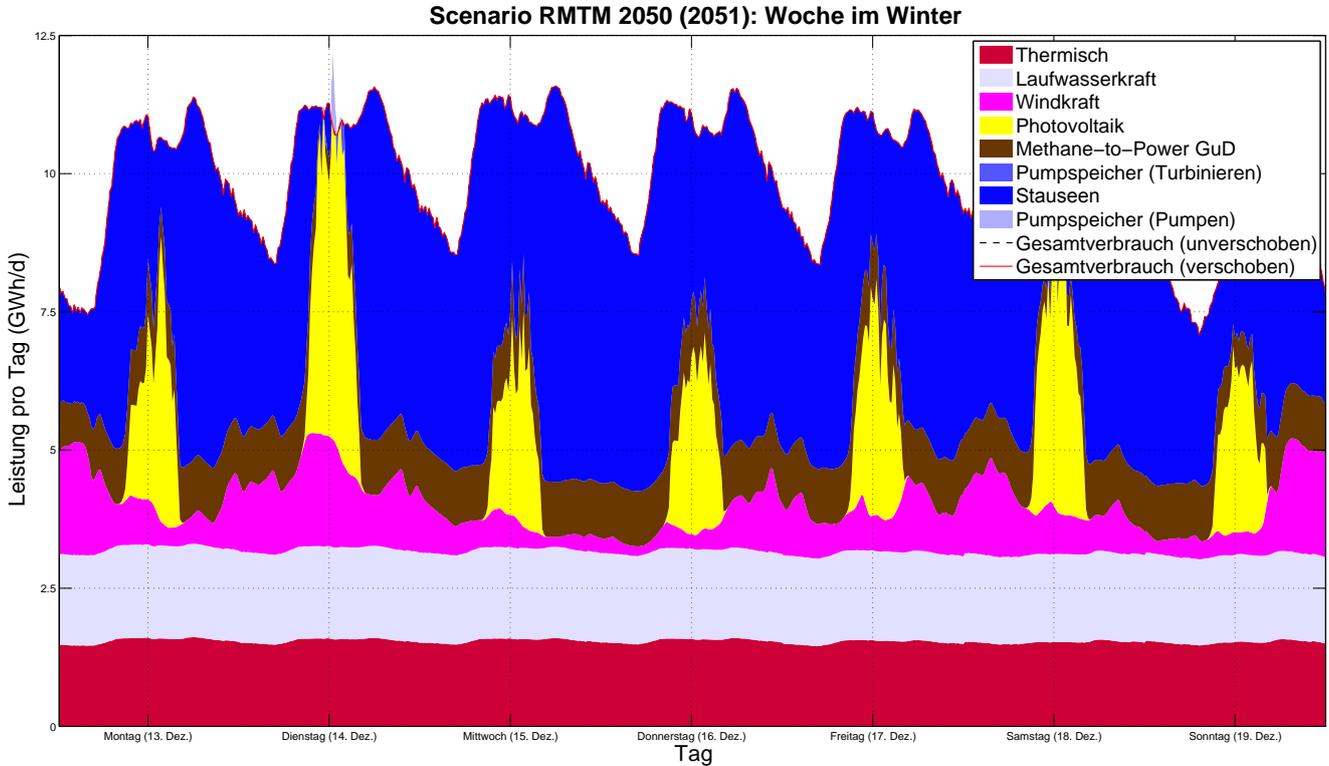


Abbildung 15. Charakteristischer Verbrauch in einer Winterwoche im Jahr 2050.