



# Vom Zertifikat zur Physik

Bedeutung der zeitlichen Auflösung  
bei kosten- und emissionsbezogenen  
Entscheiden zur Wärmeversorgung  
von Gebäuden

Schlussbericht

September 2023

**Fachstelle Energie- und Gebäudetechnik**



**Impressum:**

**Projektleitung / Kerngruppe**

Franz Sprecher, Amt für Hochbauten der Stadt Zürich (Leitung)

Silvia Banfi Frost, Energiebeauftragte

Carmine Del Cotto †, Immobilien Stadt Zürich

Philipp Egli, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

**Bearbeitung (TEP Energy GmbH)**

Joachim Bagemihl (Projektleitung ab August 2021)

Giacomo Catenazzi

Martin Jakob (Projektsteuerung)

Jonas Müller

Ulrich Reiter (Projektleitung bis Juli 2021)

Benjamin Sunarjo

Zoe Talary

**Begleitgruppe**

Adrian Altenburger, Hochschule Luzern, SIA

Christoph Gmür, AWEL Zürich

Raffael Hegglin, Immobilien Stadt Zürich

Thomas Kessler, Amt für Hochbauten der Stadt Zürich

Annick Lalive, Liegenschaften Stadt Zürich

Andreas Meyer-Primavesi, Minergie

Stefan Muster, AWEL Zürich

Wolfram Scharnhorst, Immobilien Stadt Zürich

Dirk Schroeder, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Rainer Schöne, Energie 360°

Kathrin Volkart, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

**Herausgeberin**

Stadt Zürich  
Amt für Hochbauten  
Fachstelle Energie- und Gebäudetechnik  
Postfach, 8021 Zürich  
[stadt-zuerich.ch/egt](http://stadt-zuerich.ch/egt)

T +41 44 412 11 11

5. Oktober 2023

## Zusammenfassung

Die notwendige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erfordert neben einer allgemeinen Erhöhung der Energieeffizienz und der stärkeren Gewichtung der Suffizienz einen Umstieg auf Heizsysteme, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Dazu gehören namentlich die Fernwärme, Wärmepumpen sowie die Substitution von fossilen Brennstoffen etwa durch emissionsarme Brennstoffe wie Biogas. Ebenfalls muss die CO<sub>2</sub>-Belastung der vom Netz bezogenen Energie rasch sinken. Die Wahl der konkreten Versorgungsalternativen ist dabei von vielen Faktoren abhängig, insbesondere aber getrieben von der Wirtschaftlichkeit und von der Klimawirkung.

Die Abkehr von einem einfach speicherbaren Energieträger wie Heizöl hin zu leitungsgebundenen Energieträgern wie Strom und Fernwärme kann zu einer höheren zeitlichen Variabilität der Kosten und der zuzurechnenden CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Die zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten leitungsgebundenen Energiesysteme sind täglichen sowie saisonalen Schwankungen unterworfen.

Da Energieherkunftsnachweise und -zertifikate diese Aspekte nicht berücksichtigen, weil sie keine zukunftsgerichteten Entwicklungen abbilden können und weil Herkunftsnachweise und Zertifikate von tatsächlichen kommerziellen und physischen Lieferungen abgekoppelt sind, sind sie für eine vergleichende Bewertung zunehmend ungeeignet. Mit diesem Projekt sollen Grundlagen erarbeitet werden, welche solche vergleichenden Bewertungen möglichst auf eine physikalische Basis stellen.

Zielsetzung der Arbeit ist es insbesondere, den Einfluss der zeitlichen Auflösung auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen aufzuzeigen und die mindestens notwendige zeitliche Auflösung von Simulationsmodellen zu ermitteln, die für vergleichende Analysen von Investitionsentscheidungen eingesetzt werden. Dies vor dem Hintergrund, dass bei der notwendigen zeitschrittübergreifenden Durchschnittswertbildung Fehler auftreten, welche durch die Wahl einer geeigneten Auflösung in einem noch tolerablen Bereich zu halten sind. Zu diesem Zweck werden für typische Wärmeversorgungsvarianten unterschiedlicher Gebäudetypen beispielhaft die resultierenden Kosten und die durch den Betrieb entstehenden direkten und indirekten CO<sub>2</sub> Emissionen (Scope 1 und 2 gemäss Definition GHG Protocol) bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen für verschiedene Energieversorgungsszenarien miteinander verglichen.

Das Ziel und die Ergebnisse dieser Arbeit sind nicht die Bereitstellung von Datengrundlagen für einen Technologievergleich. Genausowenig geht es darum, Korrekturfaktoren für bestehende Rechenmodelle zu finden. Es geht ausschliesslich um das Finden einer verhältnismässigen zeitlichen Auflösung für robuste Investitionsentscheidungen bezüglich CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten. Erst in einem nächsten Schritt sollen aufgrund der Erkenntnisse neue Grundlagen erarbeitet, Erfahrungen gesammelt und verlässliche und robuste Tools erstellt werden.

Das methodische Vorgehen besteht entsprechend darin, Gebäude- und Energiesystemsimulationen durchzuführen, um damit zeitlich hoch aufgelöste Gebäudewärmebedarfsprofile, Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren zu berechnen. Hierbei werden verschiedene Szenarien und drei künftige Zeitpunkte betrachtet: 2025, 2035 und 2050. Die dabei zugrundeliegenden Rahmenparameter basieren auf einem in sich konsistenten Set von Annahmen. Anmerkung: Dieses dient in erster Linie als Datengrundlage für die Analyse und ist nicht als Basis für einen tatsächlichen Technologievergleich anzusehen. Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse werden die drei zeitlichen Auflösungen «stündlich», «täglich» und «monatlich» mit der bis anhin bei Heizsystembewertungen üblichen jährlichen Auflösung verglichen.



Es können folgende Ergebnisse festgehalten werden:

- Bei allen in dieser Studie untersuchten Kombinationen aus Gebäude-Heizungsvarianten haben vergleichende Simulationsrechnungen in allen Szenarien gezeigt, dass eine Bewertung, die allein auf Jahresdurchschnittswerten der Kosten, Energiepreise und Emissionsfaktoren basiert, die Wärmegestehungskosten und Emissionen insbesondere für solche Vergleiche nur unzureichend beschreibt. In der Regel werden Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einer jährlichen Auflösung unterschätzt.
- Vergleicht man die Modellierungsergebnisse der höheren zeitlichen Auflösungen mit Jahresdurchschnittswerten, so liegen die Differenzen z.B. bei Wärmepumpen zuzuschreibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, je nach Betrachtungsjahr, Szenario und zeitlicher Auflösung, durchweg um ca. 30 % bis 70 % höher. Das bedeutet, dass hier die Emissionen bislang stark unterschätzt werden und tatsächlich deutlich höher liegen.
- Bislang differenzieren nur wenige Versorger die Energiepreise saisonal bzw. bilden stündliche Grosshandelspreise unmittelbar im Endkundenprodukt ab. Mit Einführung digitaler Messtechnik sind solche Produkte künftig einfacher darzustellen. Solche variable stündliche Preismodelle vorausgesetzt, beträgt die Unterschätzung der Wärmegestehungskosten bei einer Betrachtung mit einem Jahresdurchschnittswert bis gut 30 %.
- Vergleicht man sodann die Ergebnisse der höheren zeitlichen Auflösungen untereinander, so ergibt sich folgendes Bild. In allen Szenarien liegt die Differenz bei einer monatlichen Durchschnittswertbetrachtung, (12 Parameterwerte p.a.) gegenüber der weitaus aufwendigeren Modellierung im Stundenraster (8760 Werte p.a.), bei den heizungsbasierten CO<sub>2</sub>-Emissionen unter 5 % und bei den jährlichen Gesamtkosten unter 4 %.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass mit Ausnahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärme (welche eine differenziertere Betrachtung erfordert) bei den untersuchten leitungsgebundenen Energieträgern eine monatliche Durchschnittswertbetrachtung für die Emissions- und Kostenermittlung hinreichend genau ist. Darüber hinaus verringern sich die Differenzen bei einer weiteren Erhöhung der zeitlichen Auflösung auf typische monatliche Tage in Stundenauflösung (d.h. auf  $12 \cdot 24 = 288$  Werte p.a.) oder bei stündlichen Rechengängen (8760 Werte p.a.) nur unwesentlich. Vereinfacht lässt sich daraus ableiten, dass die Schwankungen der Emissions- und Kostenparameter im Tagesverlauf mit den monatlichen Durchschnittswerten gut abgebildet werden, sich jedoch bei saisonalen Schwankungen aufgrund der starken saisonalen Gewichtungen hohe Differenzen gegenüber den jährlichen Durchschnittswerten ergeben. Auf Jahresmittelwerten basierende Zertifikate für z.B. Stromprodukte bilden also die Emissionen der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen nur ungenügend ab.

An vielen Stellen wurden bewusst vereinfachte Annahmen getroffen, um mit vertretbarem Aufwand Eingangsdatensätze für die Durchführung der Simulationsrechnungen in unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen zu erstellen. Diese bewusst in Kauf genommenen Vereinfachungen haben jedoch mit grosser Wahrscheinlichkeit keine negativen Auswirkungen auf die grundsätzlich gewonnenen Aussagen in Bezug auf die notwendige Modellierungsgenauigkeit. Die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Technologien erfolgte primär zu Illustrationszwecken, eine vollständig belastbare Bewertung hinsichtlich einzelner Technologien oder tatsächlicher Potentiale (z.B. Biogas) ist nicht Ziel der Studie, entsprechend sind die im Bericht aufgeführten nominalen Werte zu CO<sub>2</sub>-Belastungen oder Kosten indikativ zu verstehen. Ein entsprechendes Folgeprojekt ist dahingehend konzipiert, hier allgemein belastbare Faktoren zu erarbeiten.

# Inhalt

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>13</b>
<b>1 Ausgangslage und Zielsetzung</b>	<b>14</b>
1.1 Ausgangslage	14
1.2 Zielsetzung und methodisches Vorgehen im Überblick	15
<b>2 Energieversorgungsszenarien (EVS)</b>	<b>19</b>
2.1 Stromszenarien	21
2.2 Herleitung Börsenpreise	23
2.3 Fernwärmeszenario	37
2.4 Biogasszenario	39
<b>3 Grundlagen Emissionen</b>	<b>41</b>
3.1 CO <sub>2</sub> Emissionen aus Stromerzeugung	41
3.2 Bilanzierungsmodelle Stromimport/-export	43
3.3 Emissionen Fernwärme Zürich	50
<b>4 Entwicklung Endkundenpreis</b>	<b>52</b>
4.1 Endkundenpreise Strom	52
4.2 Endkundenpreise Stromnetz	53
4.3 Endkundenpreise Fernwärme	57
4.4 Endkundenpreise Erdgas und Biogas	58
4.5 Übersicht Endenergiepreise	59
<b>5 Betrachtete Gebäude und Heizsysteme</b>	<b>60</b>
5.1 Gebäudetypen	60
5.2 Heizsysteme und Investitionskosten	62
<b>6 Simulationsergebnisse zu Energie, Emissionen und Kosten</b>	<b>69</b>
6.1 Zeitliche Auflösung Simulation	69
6.2 Vergleich Endenergiebezug Wärmeversorgung	72
6.3 Vergleich Emissionen Wärmeversorgung	77
6.4 Vergleich Kosten Wärmeversorgung	85
<b>7 Fazit und Ausblick</b>	<b>94</b>
<b>A. Anhang Preise</b>	<b>97</b>
A.1 Geordnete Jahresdauerlinien	97
A.2 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland	98
A.3 Stündliche Strompreise Deutschland	101

<b>B. Anhang Emissionen</b>	<b>104</b>
B.1 Spezifische Emissionen Strommix und Importe	104
B.2 Vergleich Ergebnisse Emissionen Strom gem. BM I – BM V	107
B.3 Emissionen KBOB vs. VZzP	112
B.4 CO <sub>2</sub> -Emission aus Gebäudeheizungen (absolut)	115
B.5 CO <sub>2</sub> Emission aus Gebäudeheizungen (relative Differenzen)	117
B.6 Vergleich Differenzen CO <sub>2</sub> Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie	119
<b>C. Kosten</b>	<b>121</b>
C.1 Wärmegestehungskosten	121
C.2 Wärmegestehungskosten relative Differenzen	123
C.3 Anhang Investitionskosten Heizungen	126
C.4 Anhang COP Wärmepumpen	127
<b>D. Exkurs Entwicklung Verteilnetzbelastung</b>	<b>128</b>
D.1 Netzbelastung Wärmepumpen	128
D.2 Netzbelastung Elektromobilität	133
D.3 Netzbelastung Photovoltaik	138
<b>E. Anhang Mengengerüste</b>	<b>143</b>
<b>8 Literaturverzeichnis</b>	<b>150</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abhängigkeit zwischen dem Jahr des Beginns (grün: 2015 / orange 2020 / rot: 2022 ) der Emissionsminderungen auf die notwendige Reduktionsrate, globale Gesamtemissionen jeweils vereinbar mit dem Pariser Übereinkommen (übernommen aus Rahmstorf 2021) .....	14
Abbildung 2: Übersicht über das methodische Vorgehen, die Datenflüsse und die verwendeten Modelle.....	16
Abbildung 3 : Nach Leistung geordnete Jahresdauerlinie CH-Erzeugung nach Kraftwerken, Jahr 2025 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP) .....	25
Abbildung 4 : Jahresdauerlinie CH-Erzeugung nach Kraftwerken, Jahr 2050 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP).....	26
Abbildung 5 : Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus PV im Jahr 2050 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP).....	27
Abbildung 6 : Jahresdauerlinie Import/Exportströme, nationale Last (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP).....	28
Abbildung 7: Stromüberschüsse und Defizite im Jahr 2035 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP) .....	29
Abbildung 8 : Merit Order Szenario „Tief“, Jahr 2025, Kosten und Leistungen von Kohle Kraftwerk, Gas und Dampf Kraftwerk, Open Cycle- und Mikro Gasturbinen (Quelle: Eigene Darstellung TEP) .....	32
Abbildung 9 : Jahresdauerlinie Erdgas Spitzenlastkraftwerke, Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung TEP) .....	33
Abbildung 10 : Stündliche Strompreise D im Jahr 2025, Szenario tief.....	34
Abbildung 11 : Entwicklung inländisches Erzeugungsdefizit.....	35
Abbildung 12 : Strompreise Szenario Autarkie im Jahr 2035.....	36
Abbildung 13 : Monatliche Anteile fossile Wärmeerzeugung (Quelle: ERZ) .....	37
Abbildung 14 : Entwicklung Gasabsatz und Fade-in erneuerbares Gas (Quelle: Energie 360) .....	39
Abbildung 15 : Schematischer Verlauf der saisonalen Zuspeisung des verfügbaren Biogasanteils .....	40
Abbildung 16: spezifische Emissionen Kraftwerkspark CH und D 2025 .....	42
Abbildung 17: Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM I.....	48
Abbildung 18 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Stromerim Jahr 2025 nach BM II.....	48
Abbildung 19 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM III .....	48
Abbildung 20: Typischer Lastgang Fernwärmebedarf (Quelle: ERZ/ Darstellung TEP Energy).....	50
Abbildung 21 Stromverbrauch nach Anwendungen für Wohngebäude (WG) und Dienstleistungsgebäude (DL) Jahr 2020 .....	54
Abbildung 22 : Stromverbrauch nach Anwendungen für Wohngebäude (WG) im Jahr 2050 .....	55
Abbildung 23 : Verbrauchszuwächse Strom zwischen den Jahren 2020 - 2050 nach Gebäudetyp/Anwendung .....	56

Abbildung 24 : Entwicklung der Stromintensität für Wohngebäude (WG) vs. Dienstleistungsgebäude (DL).....	56
Abbildung 25 : Angenommene Temperaturprofile Stadt Zürich für die Wärmequellen Luft (Quelle:MeteoSchweiz) und Erdwärme (Sole).....	64
Abbildung 26 : Leistungsbedarf Wohngebäude und Wärmepumpen. (Quelle: Berechnungen TEP Energy mit dem gebäudephysikalischen Simulationsmodell IDA-ICE) .....	65
Abbildung 27: COP vs. Quellentemperatur (Quelle: Eigene Darstellung TEP) .....	66
Abbildung 28 : Endenergiebezug nach Gebäudetyp und Heizungssystem.....	74
Abbildung 29 : Relative Differenz WP Endenergie ggü. 8.760h Auflösung .....	75
Abbildung 30 : Mehrverbrauch Strom L/W-WP vs. S/W-WP nach Auflösung .....	76
Abbildung 31 : Entwicklung der spezifischen CO <sub>2</sub> Emissionen der Gebäudetypen nach Szenario .....	77
Abbildung 32 : Entwicklung spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Bürogebäude Helvetiaplatz.....	79
Abbildung 33: Relative Abweichungen der CO <sub>2</sub> Emissionen gegenüber Vergleichs-Auflösung von 8760 h bei Amtshaus Helvetiaplatz.....	80
Abbildung 34a: Relative Abweichungen der Emissionen gegenüber Vergleichs-Auflösung 1 Jahreswert bei Amtshaus Helvetiaplatz.....	81
Abbildung 34b: Relative Abweichungen der Emissionen gegenüber Vergleichs-Auflösung 1 Jahreswert bei Amtshaus Helvetiaplatz (nur WP) .....	81
Abbildung 35 : Vergleich der Differenzen der CO <sub>2</sub> -Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Amtshaus Helvetiaplatz.....	83
Abbildung 36 : Entwicklung der jährliche Gesamtkosten nach Technologie/Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz .....	86
Abbildung 37 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz Jahr.....	88
Abbildung 38 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz 2025z Jahr 2035.....	89
Abbildung 39 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz Jahr 2050.....	91
Abbildung 40 . Relative Abweichung Kosten ArbeitsbezugHelvetiaplatz .....	91
Abbildung 41 : Relative Abweichung Gesamtkosten HP .....	93
Abbildung 42 Geordnete Jahresdauerlinie Gas- und Kohlekraftwerke im Jahr 2025 ...	97
Abbildung 43 Geordnete Jahresdauerlinie Gas- und Kohlekraftwerke im Jahr 2035 ...	97
Abbildung 44 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Tief» .....	98
Abbildung 45 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Hoch» .....	98
Abbildung 46 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Tief» .....	99
Abbildung 47 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Hoch» .....	99

Abbildung 48 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Tief»	100
Abbildung 49 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Hoch»	100
Abbildung 50 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Tief»...	101
Abbildung 51 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2025 Szenario «Hoch» .	101
Abbildung 52 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Tief»...	102
Abbildung 53 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Hoch»	102
Abbildung 54 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Tief»....	103
Abbildung 55 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Hoch» .	103
Abbildung 56 Spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2025, Szenario «Tief»	104
Abbildung 57: Spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2035, Szenario «Tief»	104
Abbildung 58: Spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2050 Szenario «Tief»	105
Abbildung 59 Spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2025 Szenario «Autarkie»	105
Abbildung 60 Spezifische Emissionen Strommix und Importe Jahr 2035, Szenario «Autarkie»	106
Abbildung 61 Spezifische Emissionen Strommix und Importe Jahr 2050, Szenario «Autarkie»	106
Abbildung 62 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM I	109
Abbildung 63 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM II	109
Abbildung 64 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM III	109
Abbildung 65 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM I	110
Abbildung 66 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM II	110
Abbildung 67 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM III	110
Abbildung 68 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM IV	111
Abbildung 69 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM IV	111
Abbildung 70 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom IM Jahr 2050 nach BM IV	111
Abbildung 71 : KBOB Bilanzierung Verbraucher-Strommix. Quelle: Frischknecht et al (2021a)	112
Abbildung 72 ; Entwicklung spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Wohngebäude	115

Abbildung 73: Entwicklung spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Wohngebäude Kronenwiese .....	116
Abbildung 74: Entwicklung spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Schulgebäude Schauenberg .....	116
Abbildung 75 Relative Differenzen CO <sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung für Schulgebäude Schauenberg .....	117
Abbildung 76: Relative Differenzen CO <sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung für Wohngebäude Birkenhof .....	118
Abbildung 77: Relative Differenzen CO <sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung Wohngebäude Kronenwiese .....	118
Abbildung 78: Vergleich der Differenzen der CO <sub>2</sub> -Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Wohngebäude Kronenwiese .....	119
Abbildung 79 Vergleich der Differenzen der CO <sub>2</sub> -Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Wohngebäude Birkenhof.....	120
Abbildung 80 Vergleich der Differenzen der CO <sub>2</sub> -Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Schulgebäude Schauenberg .....	120
Abbildung 81 : Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Wohngebäude Kronenwiese .....	121
Abbildung 82 Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Wohngebäude Birkenhof .....	121
Abbildung 83 Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Schulgebäude Schauenberg .....	122
Abbildung 84 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Schulgebäude Schauenberg .....	123
Abbildung 85 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Schulgebäude Schauenberg .....	123
Abbildung 86 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Wohngebäude Birkenhof .....	124
Abbildung 87 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Wohngebäude Birkenhof .....	124
Abbildung 88 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Wohngebäude Kronenwiese .....	125
Abbildung 89 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Wohngebäude Kronenwiese .....	125
Abbildung 92: Ausbau der Fernwärme gemäss EK 2050 (2015).....	129
Abbildung 93: Entwicklung Stromverbrauch WP nach Zonen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EK 2050 (2015) .....	131
Abbildung 94: Entwicklung ONS-Bestand für WP und Allgemiestrom Wohngebäude .....	132
Abbildung 95: Bestand Personenwagen Stadt Zürich 2020 Quelle: TEP Energy, eigene Berechnungen .....	134
Abbildung 96: Entwicklung Marktanteil elektrischer PWs in der Stadt Zürich.....	135
Abbildung 97: PW Ausstattungsquote Wohnung pro homogene Zone .....	136
Abbildung 98: PV-Solarpotential gemäss Solardach.ch .....	138

Abbildung 99 : Entwicklung Verhältnis PV Erzeugung/Stromverbrauch DL/WG .....	139
Abbildung 100: Verhältnis max. PV Einspeiseleistung vs. mittlere Bezugsleistung ...	140
Abbildung 101: Limitierung der Einspeiseleistung (Quelle: VSGS).....	141
Abbildung 102 : Limitierung der Einspeiseleistung Quelle: Beer, A (2020)).....	141



## Abkürzungsverzeichnis

AHB	Amt für Hochbau
BFE	Bundesamt für Energie
BH	Birkenhof
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
D	Deutschland
DL	Dienstleistungsgebäude
EBF	Energiebezugsfläche
EFH	Einfamilienhaus
EK 2050	Energiekonzept der Stadt Zürich
EM	Elektromobilität
EP 2050+	Energieperspektiven 2050+
ERZ	Entsorgung + Recycling – Stadt Zürich
ETS	European Emission Trading System (Europ. Emissionshandelssystem)
EVS	Energieversorgungsszenarien
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GuD	Gas- und Dampf (Kraftwerk)
GT	Gasturbine
HP	Helvetiaplatz
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JAZ	Jahresarbeitszahl
KBOB	Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren
KVA	Kehrichtverbrennungsanlagen
KW	Kronenwiese
L/W	Luft/Wasser
NTC	Net Transfer Capacity
OC	Open Cycle (Gasturbine)
PE	Primärenergie
PW	Personenwagen
PtG	Power-to-Gas
RES	Renewable Energy Sources (Erneuerbare Energien)
SB	Schauenburg
S/W	Sole/Wasser
TEP	Technology, Economics, Policy
WG	Wohngebäude
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
W/W	Wasser/Wasser

# 1 Ausgangslage und Zielsetzung

## 1.1 Ausgangslage

In der Schweiz und international besteht ein grosser Konsens über die Notwendigkeit, CO<sub>2</sub>-Emissionen rasch und stark zu reduzieren. Der aktuelle IPCC-Synthesebericht aus 2023 hat die Dringlichkeit dazu noch verstärkt unterstrichen. Die Schweiz ist auf verschiedenen Ebenen daran, Zielsetzungen, Strategien und Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgas Emissionen zu definieren und umzusetzen (Ratifizierung des Pariser Übereinkommens von 2015, Zielsetzung Netto-Null des Bundesrats, Energiestrategie 2050, Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes, Energie- und Klimaziele von Kantonen, Städten und Gemeinden). Aufgrund seiner Bedeutung und seinen (inländischen) Potentialen, gilt dem Gebäudebereich ein besonderes Augenmerk. Aus diesem Grund verfolgt die Stadt Zürich u.a. das Ziel, den Gebäudesektor bis spätestens 2040 zu dekarbonisieren. Es ist hierzu vorgesehen, die sog. Scope 1 Restemissionen (also direkte Emissionen auf Stadtgebiet) mittels Negativemissionen auf null zu setzen. Indirekte Emissionen bspw. aus der Erstellung der Gebäude werden nicht zu null kompensiert.

Im Bau- und Gebäudebereich stellt das Netto-Null-Ziel eine besondere Herausforderung dar, da heutige Neubauten im Jahr 2050 noch in Betrieb sein werden. In diesem Zusammenhang ist es entscheidend, möglichst rasch zu handeln, um das 1,5-Grad-Ziel des Pariser Übereinkommens einhalten zu können. Je später der Emissionsrückgang einsetzt, um so drastischer muss der Absenkpfad ausfallen, wie in Abbildung 1 dargestellt wird.

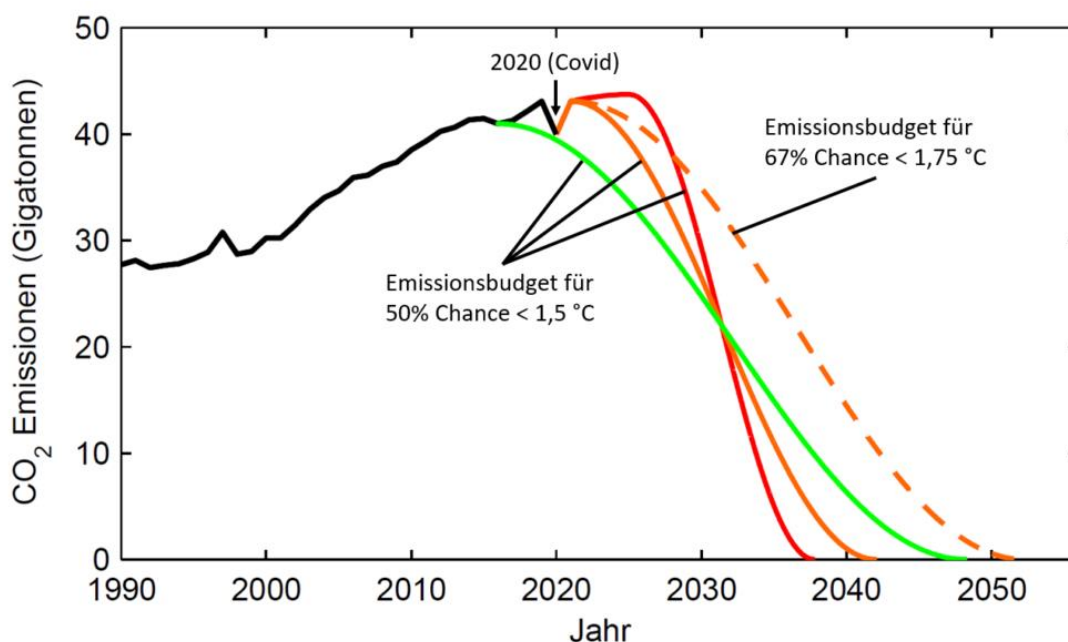


Abbildung 1: Abhängigkeit zwischen dem Jahr des Beginns (grün: 2015 / orange 2020 / rot: 2022 ) der Emissionsminderungen auf die notwendige Reduktionsrate, globale Gesamtemissionen jeweils vereinbar mit dem Pariser Übereinkommen (übernommen aus Rahmstorf 2021)

Entsprechend braucht es rasch aktuelle und verlässliche Planungs- und Entscheidungsgrundlagen, sowie geeignete Tools und Simulationsmodelle, welche bei Neuinvestitionen und Erneuerungen zur Anwendung kommen, um verschiedene Optionen/Varianten bzgl. unterschiedlicher Kriterien miteinander vergleichen zu können. Im Vordergrund stehen dabei der Endenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen sowie wirtschaftliche Kriterien.

Ein Grossteil der heutigen Dekarbonisierungsansätze im Gebäudebereich basiert, neben den Anstrengungen zur Energiebedarfsreduktion (z.B. durch Dämmung), auf dem Einsatz von zunehmend dekarbonisierten Endenergieträgern (Elektrizität, Fernwärme, Biogas synthetisches Gas etc.). Diese werden in einem ebenso zunehmend volatilen Energiesystem auf Basis regenerativer Energien erzeugt. Diese Energieträger sind, im Gegensatz zu Heizöl, nur bedingt saisonal lager- oder speicherbar und auch nicht jahreszeitlich von homogener Qualität wie Erdgas.

Es rückt daher die Frage in den Vordergrund, ob die heute üblichen Jahresbilanzbetrachtungen (z.B. mittels Grünstrom- und Biogaszertifikaten) für den Vergleich und die Bewertung unterschiedlicher Dekarbonisierungsalternativen zielführend sind oder ob eine höhere zeitliche Auflösung (z.B. im Stundenraster) bei der Modellierung notwendig wird. Bei einer niedrigeren zeitlichen Auflösung (z.B. Jahresdurchschnittswert) sollten keine nicht-tolerierbaren hohen Abweichungen bei den Modellergebnissen und bei den Investitionsentscheidungen in Kauf genommen werden müssen. In diesem Zusammenhang erklärt sich auch der Titel der Studie «Vom Zertifikat zur Physik». Da bei der Dekarbonisierung zunehmend die Physik und damit auch die zeitliche Dimension von Energieverbrauch und Energiebereitstellung in Bezug auf die Kosten (z.B. dynamische Stromtarife, Stromnetzausbau) und Emissionen (z.B. zeitweise PV-Abregelung, Einsatz von Spitzenlastkesseln, Elektrolyseuren) relevant wird, sind künftig zeitlich detailliertere Analysen notwendig. Insbesondere wenn dabei verschiedene Dekarbonisierungsvarianten miteinander verglichen werden sollen.

Die Projektergebnisse sollen als Grundlage für die Arbeit des Amtes für Hochbauten (AHB) der Stadt Zürich, ihrer stadtinternen Auftraggeber und ihrer externen Auftragnehmer bei der Erstellung und Weiterentwicklung von Tools zur Unterstützung der Dekarbonisierungsbemühungen dienen.

## **1.2 Zielsetzung und methodisches Vorgehen im Überblick**

Konkret sollen in dieser Studie verschiedene zeitliche Auflösungen hinsichtlich der jeweils erzielbaren Modellierungsgenauigkeit miteinander verglichen werden. Die zu ermittelnden Differenzen zwischen den unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen umfassen hierbei die Simulation von Endenergiebedarf, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Wärmebereitstellungskosten. Hintergrund der Fragestellung ist die Notwendigkeit, eine Aussage

treffen zu können, welche zeitliche Modellauflösung für eine vergleichende Bewertung von Dekarbonisierungsalternativen hinreichend ist. Um eine möglichst allgemeingültige Aussage treffen zu können, sollen die Simulationsrechnungen ein breites Spektrum von Energieversorgungsszenarien (EVS), Gebäudetypen, Sanierungszustände und Heizungsvarianten abdecken.

Das methodische Vorgehen besteht entsprechend darin, verschiedene Energieversorgungsszenarien (Kap. 2) und verschiedene Kombinationen von Gebäudetypen, Sanierungszustände und Heizungsvarianten (Kap. 5) zu definieren und für diese Energie-, Emissions- und Kostenberechnungen in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung durchzuführen. Zu diesem Zweck werden Gebäude- und Energiesystemsimulationen durchgeführt, um damit Gebäudebedarfsprofile und zeitlich hoch aufgelöste Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren zu berechnen (siehe Abbildung 2 für eine Übersicht über das methodische Vorgehen und die Datenflüsse der zugrundeliegenden Simulation).

Die zu untersuchenden Gebäudetypen werden jeweils mit allen zu analysierenden Heizungsvarianten und allen EVS simuliert. Die Randbedingungen (z.B. Brennstoff-/CO<sub>2</sub>- Preise, Stromhandel, etc.) hierbei sollen zwischen den verschiedenen definierten Energieversorgungsszenarien (EVS) variieren, um unterschiedliche Entwicklungspfade für die drei betrachteten Stützjahre 2025, 2035 und 2050 abzubilden.

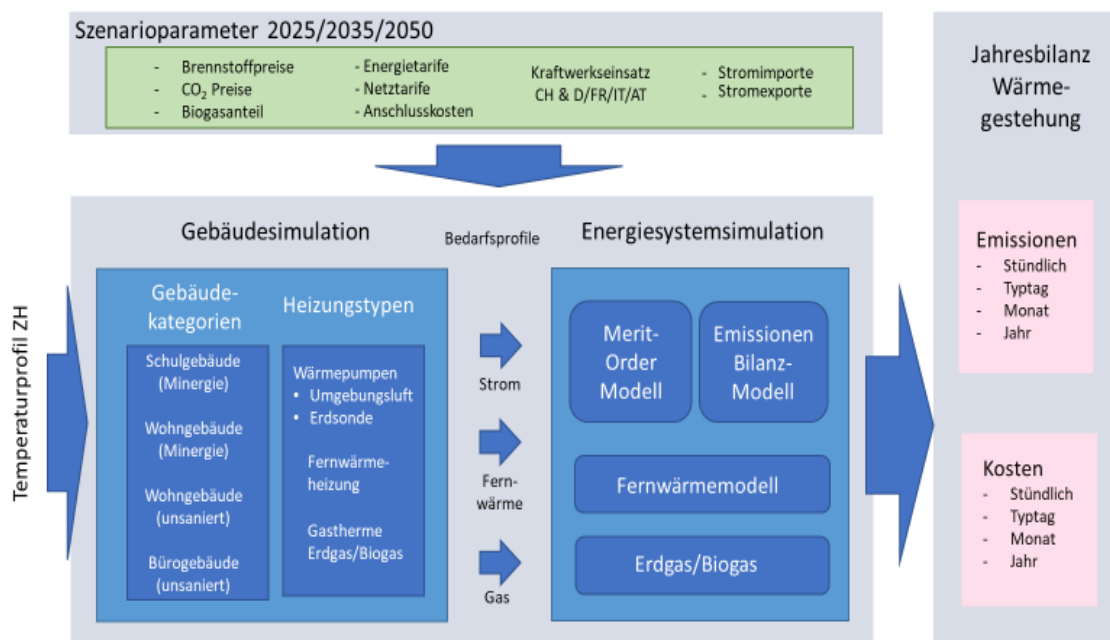


Abbildung 2: Übersicht über das methodische Vorgehen, die Datenflüsse und die verwendeten Modelle

Auf einzelne Elemente des methodischen Vorgehens wird nachfolgend kurz eingegangen; weitere Einzelheiten sind in den spezifischen Kapiteln zu finden.

## Szenariorahmen

Die Randbedingungen, unter denen die Simulationen stattfinden, leiten sich in Teilen von Preisen und Szenarien der Energieperspektiven 2050+ des Bundes ab (Kemmler A., et al. (2021)). Zudem basieren die Simulationsrechnungen auf dem Kraftwerkseinsatz der Schweiz und ihrer Anrainerstaaten, wie er ebenda postuliert wurde. Die Festlegung der zu untersuchenden Szenarien und der Rahmenbedingungen, welche nicht aus den EP 2050+ abgeleitet werden können, erfolgt auf Basis von Experteninterviews (ewz, Energie360, ERZ) sowie durch die Diskussion in der Kerngruppe. Bei der Wahl der Rahmenbedingungen insbesondere der Preisannahmen haben die jüngsten Entwicklungen durch den Russland-Ukraine-Konflikt und damit verbundene Energiepreisvolatilitäten sowie jüngste Stadtratsbeschlüsse keinen Eingang mehr gefunden. Es sei an dieser Stelle zudem darauf hingewiesen, dass grundsätzlich vielfach bewusst vereinfachte Annahmen<sup>1</sup> getroffen wurden, um mit vertretbarem Aufwand einen Eingangsdatensatz für die Durchführung der Simulationsrechnungen zu erstellen. Dies hat jedoch keine negativen Auswirkungen auf die grundsätzlichen mit der Studie erzielten Aussagen.

## Energiesystembetrachtungen

Da keine stündlichen Grossmarktpreise für Strom in den EP 2050+ veröffentlicht sind, werden diese in Kapitel 2.2 durch vorgängige Simulationsrechnungen erzeugt und auf die dort veröffentlichten Jahrespreise kalibriert. Ebenso werden die stündlich variierenden effektiven Emissionsfaktoren der Strom-, Fernwärme- und Gasversorgung in Kapitel 3 für die drei Stützjahre des Betrachtungszeitraumes ermittelt. Dies soll möglichst konsistente Eingangsdatensätze erzeugen, wobei der Fokus jedoch weniger auf der absoluten Höhe der Werte liegt als vielmehr auf der Abbildung einer möglichst realitätsnahen Volatilität der Stundenpreise und stündlichen Emissionsfaktoren. Im Zuge dieser Vorarbeiten wird zudem gezeigt, welchen Einfluss vornehmlich die Grossmarkt-Strompreise im europäischen Leitmarkt Deutschland auf den Schweizer Markt haben. Zudem werden Festlegungen getroffen, wie der grenzüberschreitende emissions-behaftete Strom den Schweizer Strommix und seine ihm zugeordneten spezifischen Emissionen im Lichte der Aufgabenstellung sinnvollerweise bilanziert werden kann.

Im Rahmen dieser Vorbereitungsarbeiten soll zudem beim Strom die mögliche Netzentgeltentwicklung durch die zu erwartenden zusätzlichen Netzbelastung durch die substitutionsbedingte Elektrifizierung vormalig fossiler Prozesse (Wärme, Mobilität) sowie die wachsende dezentrale Einspeisung auf Verteilnetzebene (Photovoltaik) analysiert werden. Dies ist notwendig, da ein eventueller Verteilnetzausbau Auswirkungen auf die

Beispiele für solche vereinfachte Annahmen sind etwa die angenommenen Saisonalität und die tatsächliche Höhe des zur Stromerzeugung tatsächlich nutzbaren Biogas, da dieses z.B. von vielen anderen Sektoren ebenso nachgefragt wird. Oder etwa die Höhe des im Jahr 2050 in den EP2050+ unterstellten und hier verwendeten Gaspreises v.a. im Lichte der jüngsten Entwicklungen und dergleichen mehr.

Tarifgestaltung und damit direkt auf die Wirtschaftlichkeit einer strombasierten Wärmeversorgung hätte.

### **Gebäudesimulationen**

Die Simulationsrechnungen werden für alle Gebäudekategorien mit allen Heizungsvarianten in allen Szenarien in jeweils allen zeitlichen Auflösungen durchgeführt und die Ergebnisse miteinander verglichen. Hiermit soll untersucht werden, wie die Ergebnisgenauigkeit der Kosten und Emissionen von der zeitlichen Auflösung abhängt. Als Vergleichswert dient hier die höchste zeitliche Auflösung des Jahres im Stundenraster mit 8760 Werten.

Ursprünglich sollten neben den Heizungsvarianten auch die Auswirkungen eines emissionsabhängig geführten Tagesspeichers in den Gebäuden untersucht werden. Die Intention, dieses Verbesserungspotential zu ermitteln, wurde jedoch im Laufe der Studie nicht weiterverfolgt, da in der Praxis nicht davon auszugehen ist, dass sich eine Speicheroptimierung mit dem Ziel der indirekten Emissionsminderung im Markt ohne unmittelbaren finanziellen Anreiz etablieren würde. Der Effekt eines solchen Anreizsystems auf Energie, Kosten und Emissionen müsste in einem separaten Projekt untersucht werden.

### **Sensitivitäten**

Zusätzlich zu diesen Simulationsrechnungen sollen in einem weiteren Szenario die Emissionsfaktoren aus dem Kraftwerksbetrieb mit und ohne graue Energie variiert werden. Des Weiteren wird bei der Diskussion der Bilanzierungsmethoden für die grenzüberschreitenden Stromflüsse die Herleitung des für die Bauwirtschaft massgeblichen KBOB Emissionsfaktors Strom diskutiert und eingeordnet.

## 2 Energieversorgungsszenarien (EVS)

Um eine breite Spanne möglicher Entwicklungspfade abbilden zu können, werden verschiedene Energieversorgungsszenarien (EVS) für die wichtigsten Energieträger definiert. Folgende methodische Schritte wurden dabei umgesetzt:

- Qualitative Entwicklung der Szenarien in Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber (AG), der Kerngruppe (KG) und der Begleitgruppe (BG)
- Konkretisieren und Umsetzen der qualitativen Festlegungen in Form von quantitativen Energieversorgungsszenarien, massgeblich  $\text{g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$  unter Einbezug von modellgestützten Daten aus den Energieperspektiven 2050+ des Bundes.
- Präsentation und Diskussion der Annahmen und Ergebnisse mit AG/KG und Umsetzen allfälliger Anpassungen

Für den Energieträger Strom wurden in der Zusammenarbeit mit der Begleitgruppe die 3 Szenarien «**Tief**», «**Hoch**» und «**Autarkie**» mit Prämissen für die Brennstoffpreise, die Herleitung der stündlichen Strompreise und der Emissionen definiert. Da die künftige Strompreisentwicklung und damit auch die Beeinflussung des Schweizer Strommixes hinsichtlich der anzulegenden Emissionen massgeblich von den Entwicklungen der umliegenden Strommärkte beeinflusst wird und somit für die Ergebnisse dieser Studie von zentraler Bedeutung ist, wird die Herleitung dieser Parameter umfänglich in Kapitel 2.2 «Herleitung Börsenpreise » diskutiert.

Für die Energieträger Fernwärme und Biogas wurde jeweils 1 Szenario «**Standard**» vorgegeben, welches auf den aktuellen Planungen von ERZ (Fernwärme) und E360 (Erdgas/Biogas) fusst.

In der folgenden Tabelle 1 sind die Ausprägungen der Szenarien zunächst in der Übersicht dargestellt und werden in darauffolgenden Unterkapiteln detailliert beschrieben.

Endenergie	Brennstoffpreis	Emissionen	Deckung Defizit CH	Asset Einsatz CH	Überschuss CH
Strom	Tief	Tief	Importe	EP 2050+ Zero Basis „Free flow“	Exporte
	Hoch				
	Hoch (Autarkie)	Hoch	Gaskraftwerke	EP 2050+ Zero Basis „Autarkie“	Speicherung in PSK
Fernwärme	Hoch	Tief	Erdgas/Biogas	ERZ Szenario	-
Gas/Biogas	Hoch	Tief	Erdgas/Biogas	E360 Szenario	-

Tabelle 1 : Energieversorgungsszenarien (EVS)

### Preisentwicklung Kraftwerksbrennstoff / CO<sub>2</sub>

Die herangezogenen Prognosedaten für die Szenarien «Tief» und «Hoch» leiten sich vom Szenario EP 2050+ «Zero Basis» ab und sind in Tabelle 2 dargestellt.

Die zentrale Annahme dabei ist, dass die Nachfrage nach fossilen Energieträgern gegen Ende des Betrachtungszeitraumes stark rückläufig sein wird und daher die Preise sinken. Für Erdgas wurden in Szenario «Tief» die veröffentlichten Werte angenommen, welche wiederum im Szenario «Hoch» verdoppelt wurden. Für CO<sub>2</sub> gilt die umgekehrte Logik, hier steigen die Preise durch den Druck zur Dekarbonisierung kontinuierlich stark an. Die Erdgaspreise des Szenarios «Autarkie» entsprechen dem Szenario «Hoch». Es wird jedoch davon ausgegangen, dass im Szenario «Autarkie» zur Erhöhung der Unabhängigkeit von Energieimporten 1/3 des für den Betrieb der GuD Kraftwerke benötigten Gases aus heimischer Biogasproduktion stammt und 2/3 des Brennstoffes als Erdgas importiert werden.

Die Börsenhandelspreise sind in den Energieperspektiven in USD 2017 angegeben<sup>2</sup>. Die grundsätzlichen Ergebnisse der Studie, nämlich der Vergleich unterschiedlicher Aggregierungsniveaus, sind unabhängig von den angenommenen nominalen Preisen anzusehen, deren Prognose nicht Gegenstand der Studie sind<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> In 2017 herrschte USD/EUR Parität. Zum Zeitpunkt des Verfassens der Studie herrscht EUR/CHF Parität. Der Einfachheit halber wird durchgehend mit EUR/CHF Parität gerechnet. Die Wirtschaftlichkeitsverhältnisse der Technologien untereinander bleiben unabhängig vom unterstellten Wechselkurs identisch.

<sup>3</sup> Bei den Szenario-Annahmen sind die jüngsten Entwicklungen wie der Russland-Ukrainekrieg, die Energiepreisverwerfungen und die Gasmangellage von 2022 und 2023 nicht eingeflossen.



	Szenario	2025	2035	2050
Erdgas [€/MWh]	«Tief»	24	24	17
	«Hoch»	48	48	34
	«Autarkie»	48	48	34
Biogas CH [€/MWh]	«Autarkie»	100	100	100
Erdgas/Biogas Mix [€/MWh]	Autarkie	65	65	56
Kohle [€/MWh]	«Tief»	10	9	-
	«Hoch»	10	9	-
CO <sub>2</sub> [€/t CO <sub>2</sub> ]	«Tief»	28	140	397
	«Hoch»	28	140	397
	«Autarkie»	120	120	120

Tabelle 2 : Grosshandelspreise für Brennstoff und CO<sub>2</sub> abgeleitet aus den EP2050+

## 2.1 Stromszenarien

Die beiden Stromszenarien «Tief» und «Hoch» folgen der Logik der freien Energie- und Marktwirtschaft, d.h. es wird ein weitgehend ungehinderter Stromfluss über die Hochspannungsleitungen der Grenzkuppelstellen der Anrainerstaaten unterstellt. Der internationale Stromaustausch erfolgt dabei auf Basis der sich in den Märkten einstellenden Börsenstrompreise. Diese beiden Stromszenarien unterscheiden sich in der Höhe des unterstellten Brennstoffpreis- und CO<sub>2</sub> Preisniveaus.

### 2.1.1 Szenario «Tief»

Beim Szenario «Tief» werden die zugrunde gelegten Brennstoffpreise und der Kraftwerkseinsatz aus dem EP2050+ Szenario «Zero Basis» übernommen. Dieses Szenario entspricht der aktuell geplanten Entwicklung ohne signifikante Verwerfungen auf dem Energiemarkt. Der CO<sub>2</sub> Preis entwickelt sich moderat, der Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und bei den Nachbarstaaten entwickelt sich gemäss den politischen Vorgaben. In Zeiten, in denen Strom vom Ausland günstiger bezogen werden kann im Vergleich zu den heimischen marginalen Kosten, wird Strom in die Schweiz importiert. Ebenso wird in diesem Szenario bei auskömmlichen Preisen Schweizer Stromüberschuss exportiert, zudem wird Strom durch die Schweiz transitiert.

### 2.1.2 Szenario «Hoch»

Das Stromszenario «Hoch» beschreibt eine Entwicklung bei dem die Brennstoffpreise steigen, ausgelöst z.B. durch eine dynamische globale Wirtschaftsentwicklung und entsprechender Brennstoffnachfrage bei einer gleichzeitigen Verknappung des Angebotes.

Gegenüber dem Szenario «Tief» wird hierbei eine Verdopplung der Brennstoffpreise angenommen. Der CO<sub>2</sub> Preis entwickelt sich in beiden Szenarien dynamisch. Ebenso bleibt der postulierte europäische Kraftwerkseinsatz sowie die Import- und Exportbilanzen gemäss EP 2050+ «Zero Basis» für diese beiden Stromszenarien gleich. Aufgrund der unterschiedlichen Brennstoffpreise für den Kraftwerkseinsatz ergeben sich jedoch verschiedene Merit-Order Kurven, welche wiederum in unterschiedlichen Strompreisen resultieren.

### **2.1.3 Szenario «Autarkie»**

Das dritte Stromszenario, das so genannte «Autarkie» Szenario ist als Worst case Szenario anzusehen. Hierbei wird festgelegt, dass Stromimporte in die Schweiz nicht möglich sind. Hintergrund sind mögliche Faktoren wie ein Ausschluss der Schweiz aus dem EU-Stromhandel etwa aufgrund von politischen Differenzen wie z.B. einem fehlenden Rahmenabkommen mit der EU. Ein Importstopp könnte sich auch dadurch einstellen, dass sich in den umliegenden Ländern selbst eine Strommangelsituation einstellt und Stromexporte dort staatlicherseits untersagt werden. Demzufolge werden die Brennstoffpreise im Szenario «Autarkie» dem marktbasieren Szenario «Hoch» entsprechen. Im Szenario «Autarkie» wird angenommen, dass sich die Schweiz aus dem ETS abkoppelt, da auch kein Zertifikatsaustausch mehr möglich ist und demzufolge die CO<sub>2</sub> Preise sich weniger dynamisch entwickeln und sich auf dem bereits heutigen hohen Niveau der eidgenössischen CO<sub>2</sub> Steuer konstant halten. Das absehbare Schweizer Stromdefizit wird in diesem Szenario durch den Bau von nationalen Gaskraftwerken abgedeckt. Der Einfachheit halber werden dazu die Nettostromimporte, wie sie im EP 2050+ Szenario «Zero Basis» einstellen, mit diesen Gas-Kraftwerkskapazitäten gedeckt.

Das Stromdefizit im erreicht im Jahr 2035 mit knapp 15 TWh sein Maximum und geht danach durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung wieder sehr stark zurück. Da sich das nachhaltig nutzbare Biogaspotential gemäss Thees (2017) in der Schweiz auf ca. 5 TWh beläuft, wird ein Erdgas/Biogas Verhältnis beim Kraftwerksbrennstoff von 2/3 zu 1/3 angenommen, so dass nach dem Jahr 2035 durch den Verbrauchsrückgang bei den GuD Kraftwerken freiwerdendes Biogas in zunehmendem Mass z.B. für den Wärmesektor zur Verfügung steht. Es sei hier angemerkt, dass das tatsächlich etwaig zur Verfügung stehende Biogaspotential der Schweiz von vielen unterschiedlichen Verbrauchern auch ausserhalb der Wärmeversorgung und der Stromerzeugung nachgefragt werden könnte. Eine alleinige Verwendung des gesamten Biogases im Wärme- und Stromsektor wird hier lediglich zu illustrativen Zwecken angenommen.

## 2.2 Herleitung Börsenpreise

Die künftige Entwicklung der Strompreise und insbesondere deren Volatilität, d.h. die saisonalen, aber auch stündlichen Strompreisschwankungen, ist massgeblich für das Ergebnis der Analyse. Da solche Daten üblicherweise nicht frei verfügbar sind, besteht eine Aufgabe der Studie darin, solche Preise auf Basis der verfügbaren Daten, hier der Kraftwerkseinsatz gemäss Energieperspektiven 2050+, herzuleiten. Im folgenden Kapitel ist das Vorgehen hierbei detailliert beschrieben.

Das Schweizer Elektrizitätsversorgungssystem ist über zahlreiche Hochspannungsgrenzkuppelstellen stark mit dem Europäischen Hochspannungsverbundsystem verflochten. Die Summe der existierenden grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten (NTC, Net Transfer Capacity) befindet sich in der gleichen Grössenordnung wie die Schweizer Jahreshöchstlast, welche ca. 10 GW beträgt. Daher könnte zumindest theoretisch 100 % des CH-Strombedarfs importiert werden. Dies ist insofern bemerkenswert, als viele europäischen Staaten nicht einmal die von der EU zur Erhöhung der gemeinsamen Versorgungssicherheit angestrebte Quote von 10 % erreichen.

Weiterhin weist der Schweizer Strommarkt mehrere Besonderheiten auf. Zu nennen sind die gute Einbindung und die unmittelbare Nähe zum deutschen Strommarkt, der als europäischer Leitmarkt fungiert, sowie die guten Stromverbindungen nach Frankreich und Italien. Dies ermöglicht es, das Importvolumen aus Deutschland und Frankreich in der Schweiz zu optimieren und wiederum nach Italien zu exportieren. Die resultierenden Preisdifferenzen können dabei von EWs/Stromhändlern sowie vom Netzbetreiber Swissgrid abgeschöpft werden. Ausserdem besitzt die Schweiz in Europa neben Österreich den höchsten Anteil an installierten (Pump)-Speicherkapazitäten, dies bezogen auf die nationale Höchstlast. Zudem besteht der Schweizer Kraftwerkspark praktisch vollständig aus CO<sub>2</sub> freier Produktion.

Die Dominanz der flexiblen Wasserkraft bei der CH-Stromerzeugung zusammen mit der guten Einbindung in das Verbundsystem führen dazu, dass der tatsächliche Schweizer Kraftwerkseinsatz, im Gegensatz zu den meisten anderen europäischen Strommärkten, nicht primär von der nationalen Last getrieben wird, sondern von den Import- und Exportströmen bzw. den europäischen Strompreisen und Kapazitäten der NTC und den Kosten für deren Nutzung.

Es ist daher der jeweils aktuelle stündliche Börsenstrompreis in den umliegenden Strommärkten, welcher die sich einstellenden Grenzfüsse sowie den Schweizer Kraftwerkeinsatz und damit auch das nationale Strompreinsniveau bestimmen. Als Konsequenz kann also festgehalten werden, dass die Schweizer Verbraucherlast und der Schweizer Strompreis in den meisten Stunden des Jahres nicht oder nur schwach korrelieren.

Der üblicherweise angewendeten Strompreisprognosemethode auf Merit-Order Basis liegt jedoch das Prinzip zugrunde, dass mit steigender (nationaler) Last zu deren

Deckung sukzessive Kraftwerke mit immer höheren marginalen Erzeugungskosten herangezogen werden. Dies ist in Abbildung 8 für thermische Anlagen exemplarisch veranschaulicht. Zunächst werden dabei die sog. «must-run» Kapazitäten, wie z.B. Laufwasserkraftwerke oder Kraftwerke in einem Wärmenetz, eingesetzt, gefolgt von Erneuerbaren mit ihren Grenzkosten von 0 €/MWh, erst danach folgen die thermischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.

Der Merit-Order Ansatz basiert auf der Annahme, dass ein Kraftwerksbetreiber thermischer Anlagen, sobald dessen variablen Kosten, d.h. im Wesentlichen seine Brennstoffkosten, gedeckt sind, die Kraftwerksleistung am Markt anbietet. Dies ist zwar eine vereinfachte Annahme, da sonstige, z.B. strategische Überlegungen der Unternehmen unberücksichtigt bleiben. Dennoch ist dieses Prognoseverfahren weit verbreitet, da sich dadurch in normalen Marktsituationen, die in der Realität beobachteten Strompreise hinreichend gut erklären lassen.

### **Rolle der Wasserkraft**

Das Merit-Order Verfahren zur lastbasierten Strompreisermittlung auf Grenzkostenbasis ist für die Schweiz, zumindest bei den beiden Szenarien «Tief» und «Hoch») in denen ein freier Stromhandel unterstellt wird, nicht sinnvoll anwendbar. Der Grund hierfür ist, dass im Schweizer Markt das sog. «marginale» Kraftwerk, also das letzte zur Lastdeckung gerade noch benötigte Kraftwerk, zumeist ein Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk ist. Wasserkraftwerke haben sehr geringe marginale Kosten. Der Strompreis, der mit diesen Kraftwerkstypen am Markt erzielt werden kann, erfolgt daher auf Basis der aktuellen Opportunitätskosten, also gemäss strategischer und operativer Überlegungen, die sich dem rein technischen Merit-Order Gedanken entziehen.

Die folgenden Abbildungen basieren auf der Auswertung des Schweizer und des Europäischen Kraftwerkseinsatzes, wie er in den Energieperspektiven 2050+ für die Jahre 2025, 2035 sowie 2050 postuliert wird.

In Abbildung 3, welche die geordnete Jahresdauerlinie der Erzeugung in der Schweiz im Jahr 2025 darstellt, ist gut erkennbar, dass zu jeder Stunde Strom aus Wasserkraftwerken zur Lastdeckung eingesetzt wird. Da es sich um eine nach Leistung geordnete Dauerlinie und nicht um eine kalendarische Darstellung handelt, erscheint der Einsatz der KKW erratisch. Die Unterschiede in der Leistungshöhe resultieren z.B. aus der schwankenden Verfügbarkeit durch Brennelementwechsel/ Revisionsarbeiten.

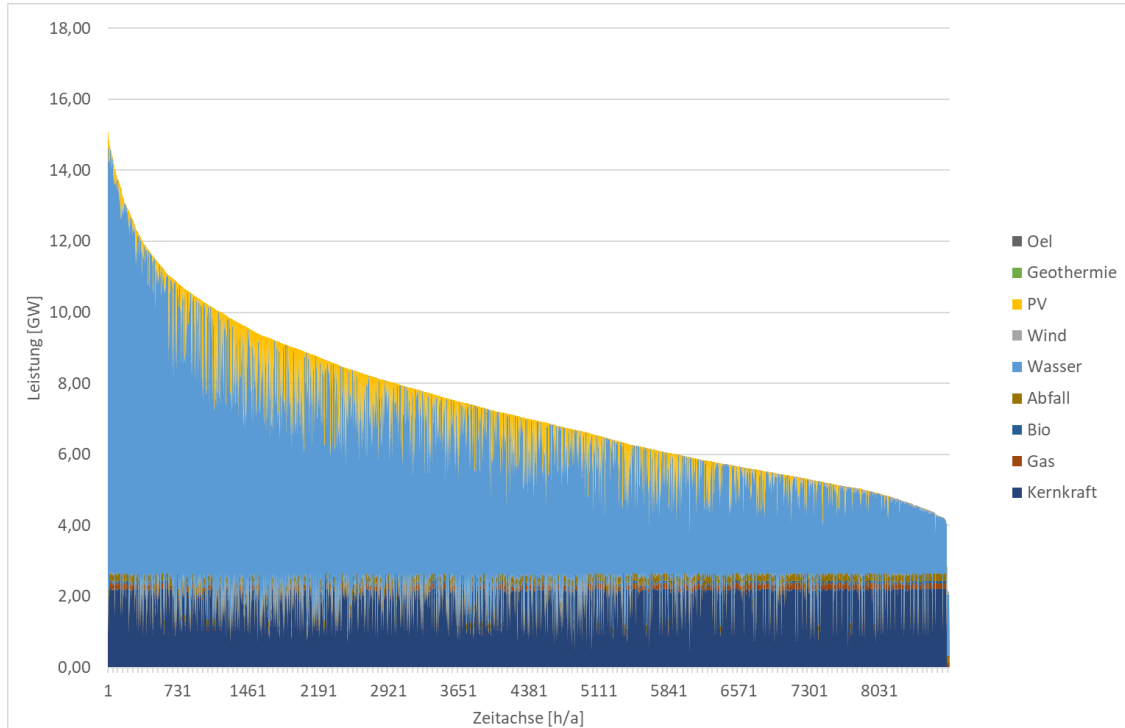


Abbildung 3 : Nach Leistung geordnete Jahresdauerlinie CH-Erzeugung nach Kraftwerken, Jahr 2025 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP)

Im Jahr 2025 beträgt, abgeleitet vom Kraftwerkseinsatz der EP2050+, die höchste vom schweizerischen Kraftwerkspark erzeugte Summenleistung ca. 15 GW und übersteigt damit die nationale Last bei Weitem. Dies erklärt sich durch die zusätzlich noch aufzubringende Leistung für Stromexporte. Die geringste auftretende nationale Erzeugungsleistung im Jahresverlauf beträgt ca. 4 GW.

Im Laufe der Jahre verändert sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks jedoch signifikant gemäss den EP 2050+, nämlich durch das Ausscheiden der Kernkraft sowie durch den signifikanten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dennoch ist im Jahr 2050 die Wasserkraft nach wie vor in jeder Stunde am Netz, wie in Abbildung 4 gut zu erkennen ist.

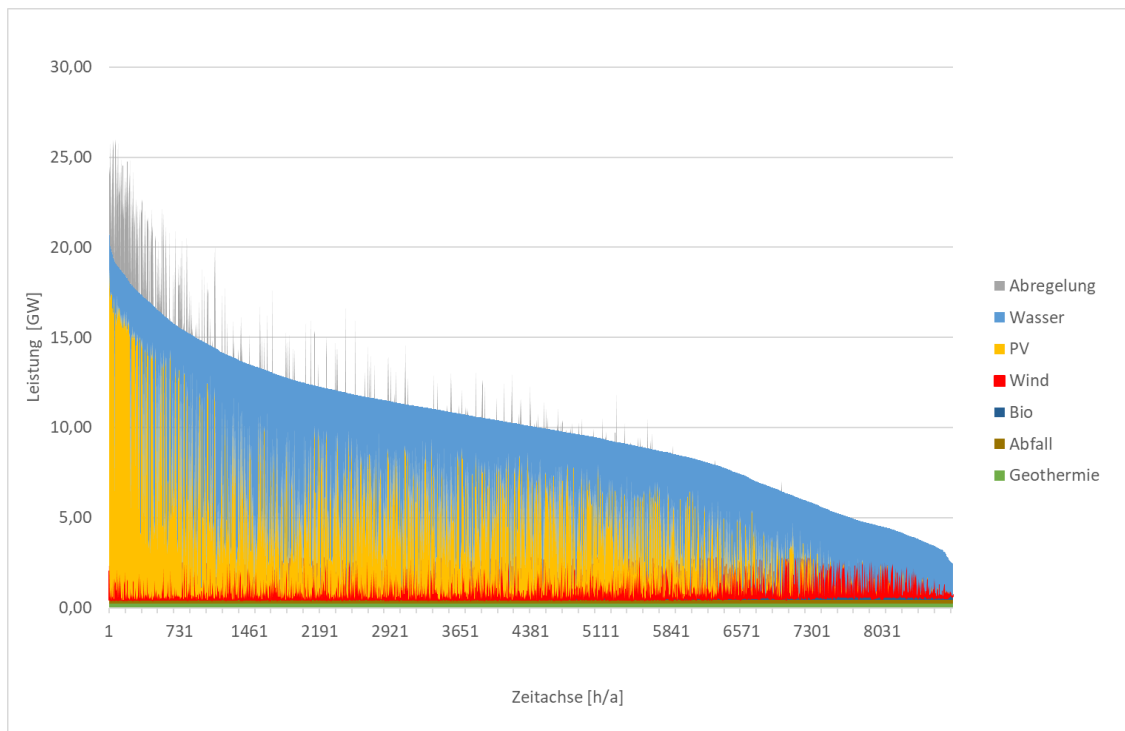


Abbildung 4 : Jahresdauerlinie CH-Erzeugung nach Kraftwerken, Jahr 2050 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP)

Zudem ist in Abbildung 4 sichtbar, dass in Stunden sehr hoher Solarstromproduktion deutlich PV-Erzeugungsleistung abgeregelt werden muss. Dies kann zum einen auf die beschränkte punktuelle Aufnahmekapazität der Verteilnetze z.B. in ländlichen Gebieten mit wenig Eigenverbrauch sowie auf verminderte Exporte zurückzuführen sein. Letzteres liegt daran, dass die umliegenden Märkte in Stunden sehr hoher Solarstromerzeugung, bei dort ebenfalls hohem Zubau, tendenziell wenig oder keinen Strom importieren, bzw. selbst exportieren.

Abbildung 5 ist zu entnehmen, dass gemäss den Simulationen des Kraftwerkseinsatzes der EP2050+ im Jahr 2050 in Stunden maximaler Erzeugung bis zu 1/3 der Leistung der netzeinspeisenden PV-Anlagen abgeregelt werden muss.

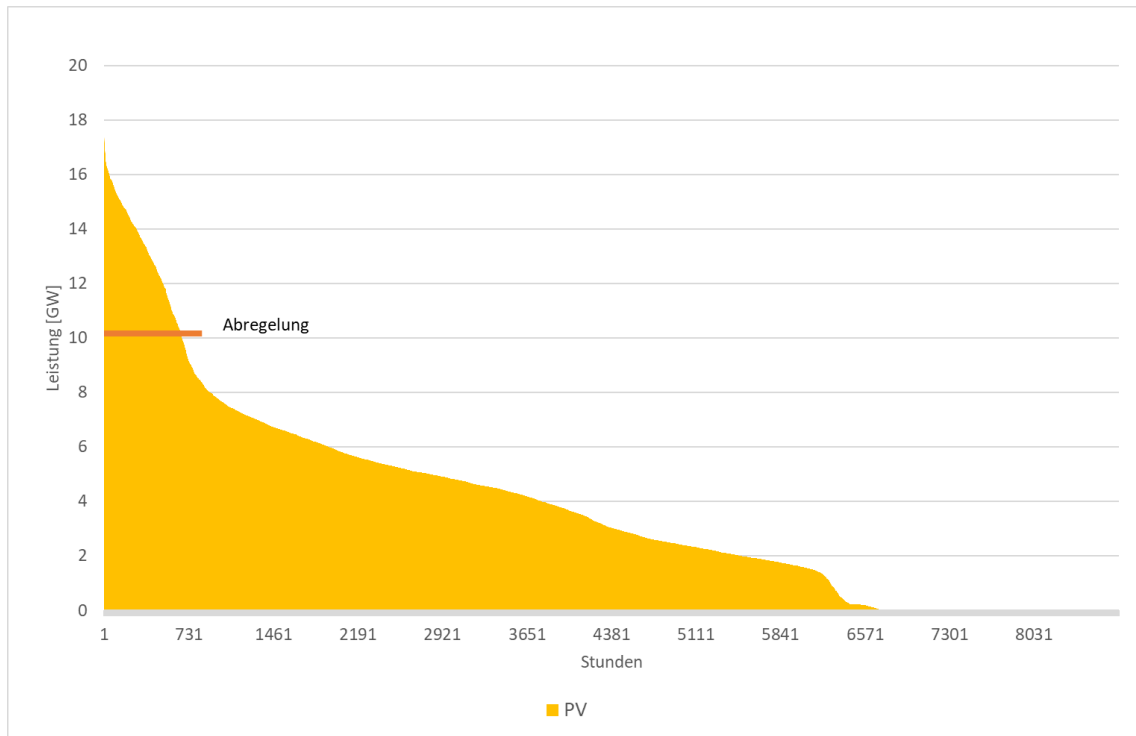


Abbildung 5 : Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus PV im Jahr 2050 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP)

Obgleich der abgeregelte Leistungsanteil hoch ist, liegt die dadurch verlorene Arbeit lediglich in der Grössenordnung von  $< 10\%$  (ca. 2.25 TWh). Dies bedeutet, dass die effektiven umgelegten spezifischen Emissionen aus PV bei genauer Betrachtung um diesen Anteil höher sein müssten. Dieser Effekt wird hier jedoch vernachlässigt.

Bei heutiger Betrachtung wären die Kosten für den Netzausbau zur Absorption dieser Energie in Summe volkswirtschaftlich kostspieliger als deren Abregelung. Zudem bleibt aus heutiger Sicht noch ungewiss, inwieweit durch die Sektorkopplung, die weitere Verbreitung von lokalen Stromspeichern sowie durch das Demand Side Management künftig zusätzliche nachfrageseitige Flexibilität auf der Verteilnetzebene generiert wird, welche diesen Überschuss absorbieren kann.

### **Einfluss des grenzüberschreitenden Stromaustausches auf den Börsenpreis**

Wie eingangs erwähnt, ist ein zentraler Faktor für die Entwicklung der schweizerischen Grosshandelspreise die Entwicklung des Stromaustausches mit den umliegenden Ländern. Es wurden daher die Stromszenarien, namentlich die Szenarien «Tief», «Hoch» und «Autarkie» eingeführt. Bei den ersten beiden Szenarien werden die Kraftwerks-Brennstoffpreise entsprechend variiert, der grenzüberschreitende Stromhandel ist uneingeschränkt möglich, während im Szenario «Autarkie» die Brennstoffpreise als moderat angenommen werden jedoch ohne grenzüberschreitenden Stromhandel.

In Abbildung 6 ist exemplarisch für das Jahr 2050 zu erkennen, dass die Import- und Exportmengen, genauso wie heute, weitgehend unabhängig vom nationalen Stromverbrauch sind.

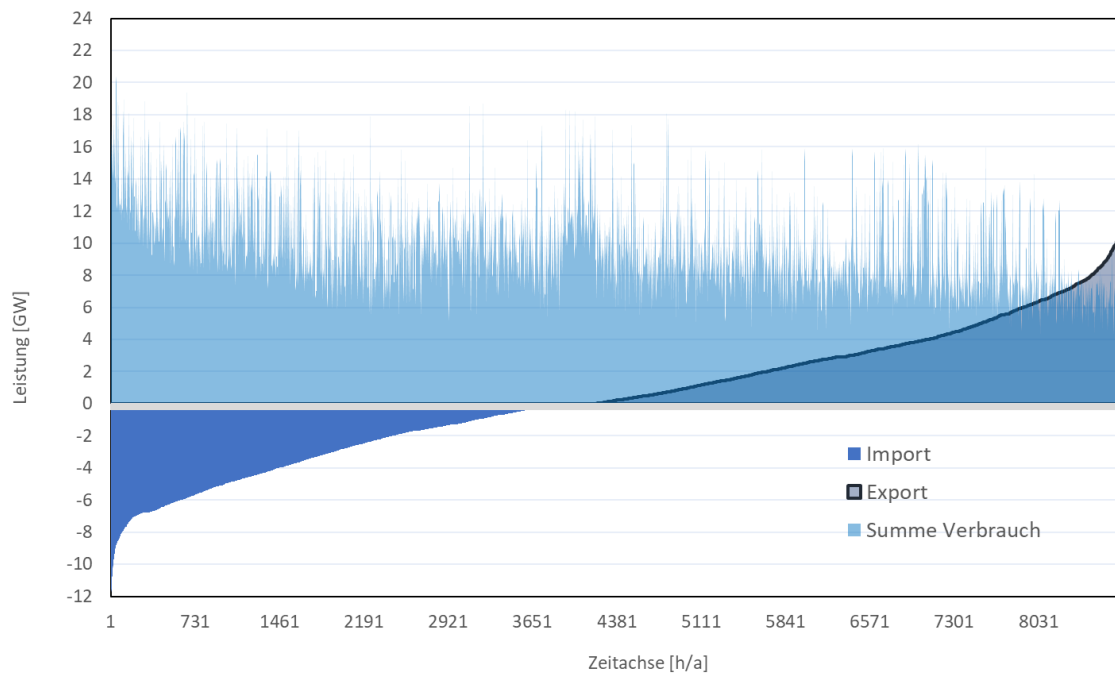


Abbildung 6 : Jahresdauerlinie Import/Exportströme, nationale Last (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP)

Zwar ist die schweizerische Nachfrage in den Stunden sehr hohen Stromimports- und Exports ebenso etwas über- bzw. unterdurchschnittlich hoch, es treten über das Jahr aber auch viele Stunden auf, an denen der Verbrauch hoch ist und kein Import stattfindet und umgekehrt auch bei niedrigem Verbrauch kein Export stattfindet. Insgesamt kann also einmal mehr festgehalten werden, dass Importe und Exporte auf stündlicher Basis weitgehend **unabhängig** von der schweizerischen Nachfragesituation stattfinden.

Betrachtet man die Situation auf monatlicher bzw. saisonaler Basis, so wird jedoch durchaus eine gewisse Saisonalität sichtbar. Treiber ist hier jedoch weniger die heimische Stromnachfrage als vielmehr die nachfragegetriebene Saisonalität der Strompreise in Deutschland (D) im Jahr 2025 (siehe Abbildung 10) und weniger ausgeprägt auch noch in den Jahren 2035 und 2050. Es sind in D generell höhere Strompreise im Winter als im Sommer zu verzeichnen. Davon kann die Schweiz aufgrund der technischen Randbedingungen bei der Bewirtschaftung der Speicherseen, d.h. minimaler Füllstand zu Beginn der Schneeschmelze, sowie Profitmaximierung bei der Vermarktung auf der einen und Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch eine mögliche Wasserkraft-Reserve auf der anderen Seite nur teilweise profitieren, da diese Faktoren zu einem Zielkonflikt führen.



In der vorliegenden Analyse soll letzteres jedoch unberücksichtigt bleiben. Dies bedeutet aber, dass die Schweizerischen Strompreise primär von der europäischen Nachfrage und damit der Preise der umgebenden Märkte abhängen. Diese Tatsache gilt für die Szenarien «Hoch» und «Tief», bei denen definitionsgemäss ein freier Stromaustausch stattfinden kann.

### Autarkiefall

Für den Fall, wie im Stromszenario «Autarkie» angenommen, dass die Grenzen für Stromlieferungen geschlossen werden, gelten die obigen Betrachtungen zum Thema Strompreisbildung jedoch nicht mehr. Die Situation ist hier eine vollkommen andere.

Im Autarkiefall wird definitionsgemäss davon ausgegangen, dass kein Stromaustausch über die Grenzen stattfinden kann. Durch den Wegfall der Kernkraftwerkskapazitäten und den begrenzten Hochlauf des Erneuerbaren Energien Ausbaus entsteht ein Defizit, welches in den anderen Szenarien durch Importe gedeckt wird und im Szenario «Autarkie» durch nationale Erzeugung gedeckt werden muss. In Abbildung 7 ist die Jahresdauerlinie der nationalen Überschüsse und Defizite im Jahr 2035, in dem das Defizit gemäss EP2050+ am höchsten ist, dargestellt.

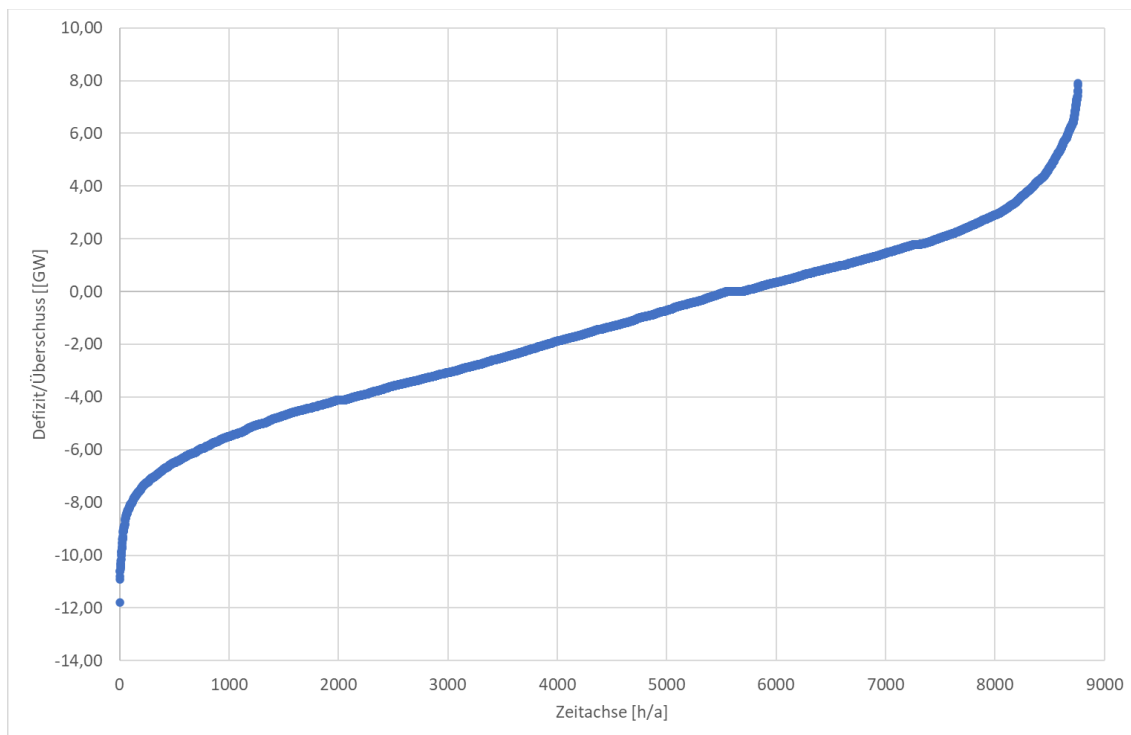


Abbildung 7: Stromüberschüsse und Defizite im Jahr 2035 (Quelle: BFE-EP 2050+, Darstellung TEP)

Geht man davon aus, dass die dann bestehende summarische Leistung aus Wasserkraftwerken und anderen erneuerbaren Energien weitgehend ausreicht, um die Leistungsanforderungen zu decken, so können beim Zubau Gas und Dampf (GuD) Kraftwerke, welche den relativ höchsten Wirkungsgrad besitzen, eingesetzt werden. Hierdurch ergibt sich als Folge zwangsweise eine veränderte Bewirtschaftung der saisonalen Speicher, die jedoch in dieser Studie unberücksichtigt bleiben muss, da keine eigenes Kraftwerkeinsatzplanungsmodell zur Verfügung steht. Vereinfacht werden daher dem Defizit entsprechende Erzeugungsprofile für die Gaskraftwerke angenommen. Hier ergibt sich für das Jahr 2035 per Saldo ein Erzeugungsbedarf von ca. 14,4 TWh, welcher annahmengenässig durch die Mittellast GuD-Gaskraftwerke gedeckt wird.

Bei einer angenommenen durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 4'000 h/a resultiert daraus ein Leistungsbedarf von ca. 6 GuD Kraftwerke mit je 600 MW Leistung, welche im Szenario «Autarkie» folglich bis zum Jahre 2035 zugebaut werden müssten.

Der dann erforderliche Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der Wegfall der Import- und Exportströme ermöglicht es im Szenario «Autarkie» das sog. Merit-Order Verfahren zur Ermittlung der stündlichen Strompreise heranzuziehen.

### Fazit CH-Strompreismodellierung

Die Schweiz verfügt über ein sehr hohes Mass an flexibler Erzeugungs- und Speicherkapazität aufgrund der Schweizer Wasserkraft. Für den Fall, dass die Grenzen zum Stromaustausch mit den umliegenden internationalen Strommärkten geöffnet sind, kann sich der einstellende Schweizer Grosshandelspreis immer auf Basis der flexiblen Wasserkraft bilden. Die Beobachtungen in der Vergangenheit bestätigen, dass als Proxy für den Schweizer Strompreis der deutsche Börsenpreis gelten darf. Für den Fall, dass der Stromaustausch mit den umliegenden Märkten gemäss den Szenario-Annahmen unterbrochen ist, erfolgt die Strompreisermittlung auf der Basis des Merit-Order mit den Grenzkosten der Erzeugung der dann im Schweizer Netz befindlichen Gaskraftwerke (siehe Tabelle 3: Prognosemethode nach Szenario)

Strom-Szenario	Prognosemethode
«Tief»	Merit Order D
«Hoch»	Merit Order D
«Autarkie»	Merit Order CH

Tabelle 3: Prognosemethode nach Szenario

#### 2.2.1 Börsenpreise Deutschland

Im Gegensatz zum Strommarkt Schweiz lässt sich also der Strommarkt Deutschland gut mit dem klassischen Merit-Order Verfahren abbilden, jedoch werden ab dem Jahr 2035 aufgrund der dann signifikanten Anzahl von Stunden mit 0 oder negativen Preisen (siehe Abbildung 9) die Einführung von Mindestpreisen notwendig und sinnvoll. Die stündlichen

Strompreise, welche den Analysen zugrunde liegen, werden daher auf Basis vom deutschen Kraftwerkseinsatz, wie er im EP2050+ Szenario «Zero Basis» erzeugt wurde, gebildet.

### Technische Daten Kraftwerkspark Deutschland

Die für die Erstellung der Merit-Order notwendigen Daten wie der Wirkungsgrad und der daraus abgeleitete spezifische Gasverbrauch der Kraftwerke sowie für die Emissionsfaktoren wurden typische Werte aus der Literatur herangezogen. Tabelle 4 stellt diese dar.

	Wirkungsgrad [-]	Spezifischer Gas-/ Kohle-Verbrauch [MWh <sub>f</sub> / MWh <sub>el</sub> ]	Spezifischer Emissionsfaktor [tCO <sub>2</sub> / MWh <sub>el</sub> ]
Kohle KW <sub>max</sub>	0,42	2,38	0,79
Kohle KW <sub>min</sub>	0,36	2,78	0,92
GuD <sub>max</sub>	0,60	1,67	0,46
GuD <sub>min</sub>	0,45	2,22	0,61
OC <sub>max</sub>	0,38	2,63	0,72
OC <sub>min</sub>	0,33	3,03	0,83
Micro GT <sub>max</sub>	0,30	3,33	0,92
Micro GT <sub>min</sub>	0,25	4,00	1,10

Tabelle 4: Kennwerte Kraftwerkspark D

### Merit-Order Kurven Deutschland

Die Strompreise in Deutschland hängen gegenwärtig bis mittelfristig noch in hohem Masse von der Entwicklung der Brennstoffpreise ab. Die wesentlichen Grössen für den noch stark fossil geprägten deutschen Kraftwerkspark sind der Kohle- und der Erdgaspreis sowie der CO<sub>2</sub> Preis.

Auf Basis der Brennstoffpreise und der Wirkungsgrade wird für jedes Jahr und jedes Szenario die entsprechende Merit-Order erstellt. Beispielhaft ist diejenige für das Szenario «Tief» im Jahr 2025 in Abbildung 8 dargestellt. Die Darstellungen für die Jahre 2035 und 2050 befinden sich im Anhang A.2.

Die Merit-Order Kurve beschreibt die Grenzkosten der Erzeugung des thermischen Kraftwerkspark gestaffelt nach Kosten und Leistung. Die hier abgebildete Merit-Order beschreibt den Anteil für den sog. Residualstrombedarf. Dies ist die verbliebene Last, die nach Abzug der unbedingten Erzeugung. Dies sind Erneuerbarer Energien sowie die sog. «must-run» Kapazitäten wie z.B. Kraftwerke mit Fernwärmeauskopplung. Die Residuallast wird von den thermischen Kapazitäten gedeckt und ist preissetzend.

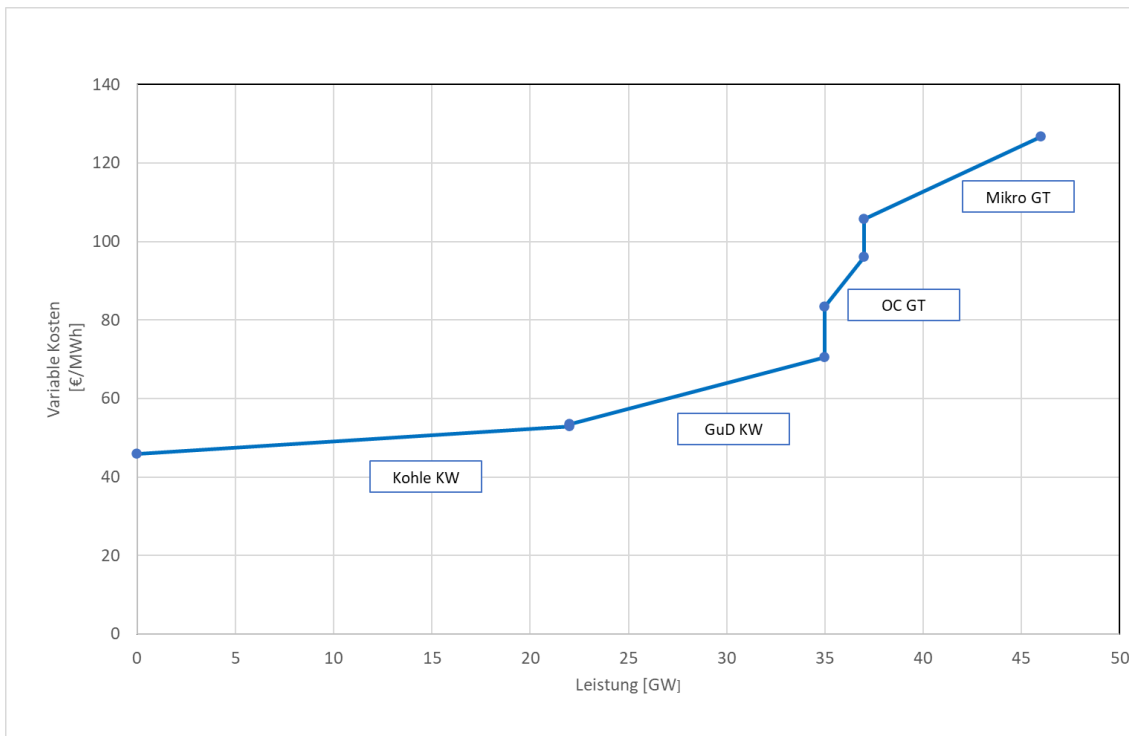


Abbildung 8 : Merit Order Szenario „Tief“, Jahr 2025, Kosten und Leistungen von Kohle Kraftwerk, Gas und Dampf Kraftwerk, Open Cycle- und Mikro Gasturbinen (Quelle: Eigene Darstellung TEP)

Durch den Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren Energien ändert sich die Struktur des Kraftwerksparks in D im Betrachtungszeitraum jedoch signifikant. In Tabelle 5 sind die installierten Leistungen der konventionellen Kraftwerke angegeben.

	2025	2035	2050
<b>Gaskraftwerke</b>	24	35	40
<b>Kohlekraftwerke</b>	22	7	0

Tabelle 5: Installierte Kraftwerksleistung D in [GW]

Im Jahr 2025 liegt der Anteil der Energie, der von den konventionellen thermischen Kraftwerken gedeckt wird, noch bei knapp 50 %, so dass in der überwiegenden Zahl der Stunden des Jahres konventionelle Kraftwerke den Preis setzen. Mit zunehmender Penetration der Erneuerbaren mit ihren Grenzkosten von 0 €/MWh, steigt die Anzahl der Stunden, an denen der Börsenpreis gleich 0 ist.

Die geordnete Jahresdauerlinie der verbleibenden notwendigen Erdgaskraftwerke im Jahr 2050 ist in Abbildung 9 dargestellt, diejenigen für die Jahre 2025 und 2035 befinden sich im Anhang A.1. Auf Abbildung 9 ist zudem ersichtlich, dass noch eine verbleibende Spitzenlastkraftwerkskapazität zur Deckung der sog. Dunkelflaute in D in der Grössenordnung von 40 GW bestehen wird.

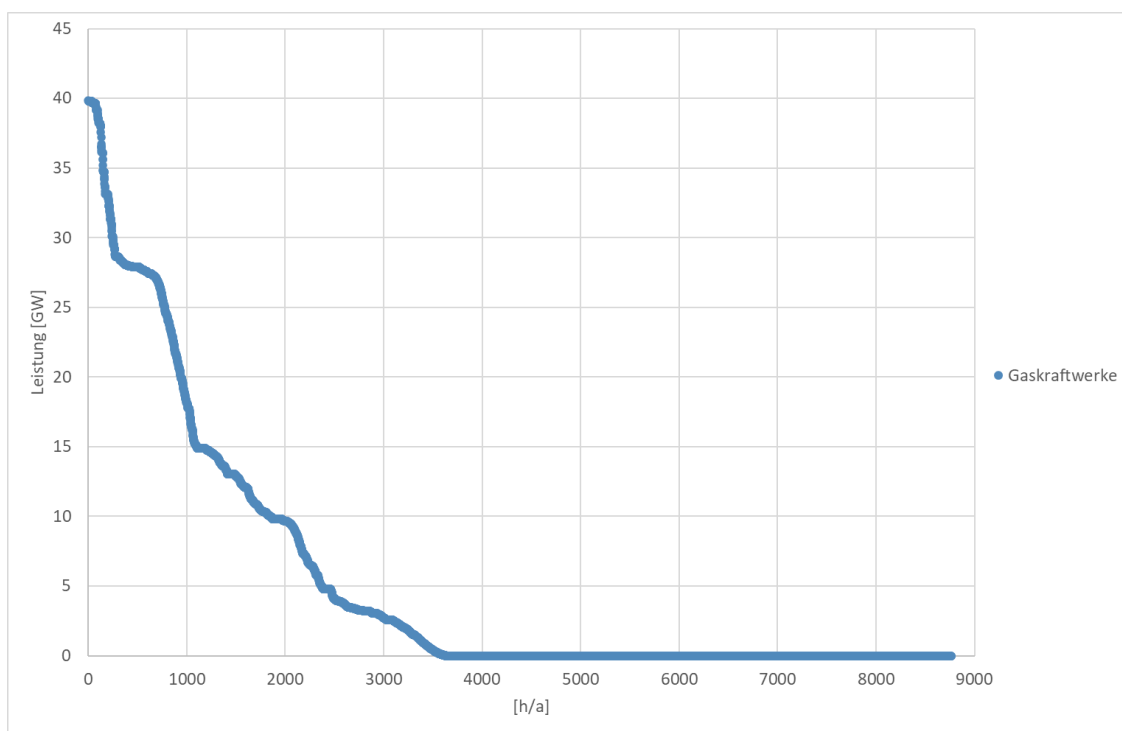


Abbildung 9 : Jahresdauerlinie Erdgas Spitzenlastkraftwerke, Jahr 2050 (Quelle: Eigene Darstellung TEP)

Aus der Abbildung geht weiterhin hervor, dass in ca. 3500 Stunden des Jahres Erdgaskraftwerke den Preis setzen und in den verbleibenden ca. 5300 Stunden der Strompreis theoretisch null oder negativ wäre. Dies ist jedoch unrealistisch.

Es wird daher angenommen, dass im Jahr 2035 und im Jahr 2050 z.B. durch das Aufkommen von neuen Lasten wie den Wasserstoffelektrolyseuren, neue Nachfragekapazitäten in den Markt drängen, welche den niedrigen Strompreis nutzen werden und diesen damit gleichzeitig nach unten begrenzen. Daher wird im Jahr 2035 von einem Mindestpreis von 20 €/MWh ausgegangen. Es wird zudem angenommen, dass dieser wegen den zunehmend flexiblen PtX Nachfragekapazitäten bis im Jahr 2050 auf 50 €/MWh steigen wird. Diese Mindestpreise werden so gesetzt, dass sich ein ähnlicher Jahrespreis wie der in den EP2050+ veröffentlichte durchschnittliche Jahresstrompreis ergibt.

In Abbildung 10 sind exemplarisch die stündlichen Strompreise D für das Szenario «Tief» im Jahr 2025 dargestellt. Es ist daraus ersichtlich, dass es noch wenige Stunden im Jahr

gibt, an denen der Strompreis auf 0 €/MWh fällt. Ausserdem ist das Band bei ca. 80 €/MWh sichtbar, bei dem ein Brennstoffwechsel von Kohle auf Gas stattfindet. Die höchsten Stundenpreise liegen bei 120 €/MWh in den Wintermonaten und werden durch den Einsatz von Spitzenlast Gasturbinen gebildet.

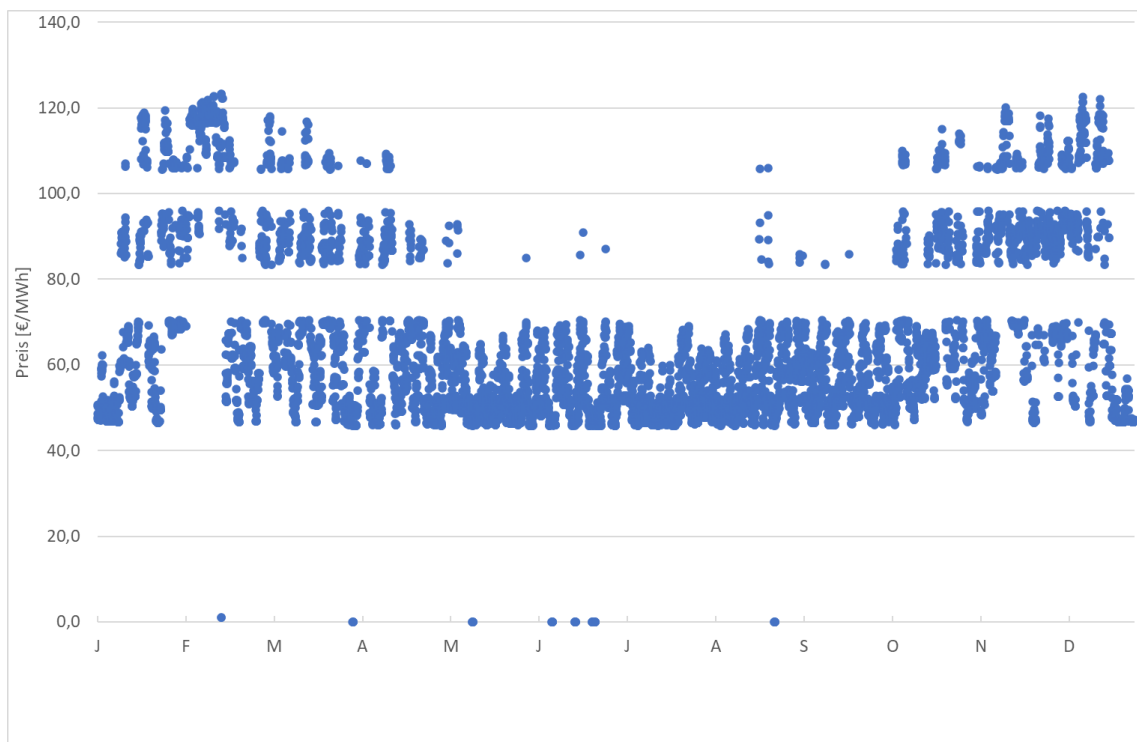


Abbildung 10 : Stündliche Strompreise D im Jahr 2025, Szenario tief

Die analogen Abbildungen für die Jahre 2035 und 2050 sowie für das Szenario «Hoch» befinden sich im Anhang A.3.

### 2.2.2 Börsenpreise Schweiz

Das Szenario «Autarkie» basiert auf der Annahme, dass das Stromdefizit durch in der Schweiz noch zu bauende GuD Gaskraftwerke kompensiert wird (zu betreiben mit einer Mischung von Erd- und Biogas, siehe oben und Abbildung 15). Es wird weiterhin unterstellt, dass der Staat in einem solchen Szenario im Rahmen der Daseinsvorsorge Investitionsanreize in Form von Förderbeiträgen für den Bau setzt, da das Risiko eines nicht amortisierbaren Investments bei Änderung des Umfeldes für rein marktwirtschaftliche Investoren ansonsten zu gross sein dürfte. <sup>4</sup>

Beim Merit Order Ansatz werden grundsätzlich nur die variablen Kosten berücksichtigt. Würde darüber hinaus eine Abschreibungskomponente berücksichtigt, so wären die sich ergebenden Preise entsprechend höher. Bei üblicher Auslastung eines GuD von 6'000 h/a liegt der CAPEX 1-2 Rp/kWh, bei geringer Auslastung aber entsprechend deutlich

Die zeitliche Entwicklung des Defizits über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 11 dargestellt.

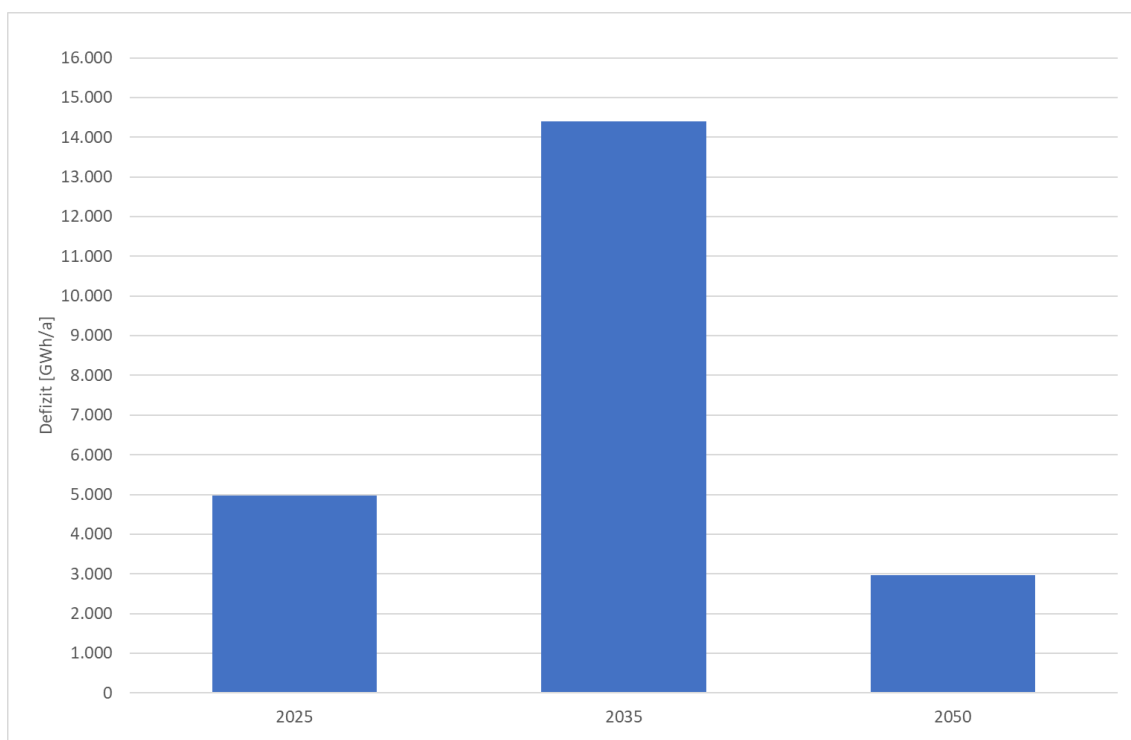


Abbildung 11 : Entwicklung inländisches Erzeugungsdefizit

Bereits im Jahr 2025 beträgt das Defizit ca. 5 TWh und steigt insbesondere durch den sukzessiven Wegfall der KKW-Kapazitäten im Jahr 2035 auf 14,4 TWh an. Im Jahr 2050 ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz so weit fortgeschritten, dass sich nationale Erzeugung und Verbrauch nahezu wieder die Waage halten. Entsprechend hat diese Schwankung eine Auswirkung auf die resultierende Auslastung der Kraftwerke.

Die technischen Daten für die Schweizer GuD-Kraftwerke werden analog den Kraftwerken in Deutschland gewählt.

Bei der Ermittlung der Strompreise für das Szenario «Autarkie» wird weiterhin von den folgenden Prämissen ausgegangen.

höher (z.B. doppelt bis dreifach so hoch bei 3000 bzw. 2000 Vollaststunden pro Jahr, wie sie bei einem typischen Heizungsprofil auftreten).

- Die Energiemengen aus Stunden überschüssiger Produktion erneuerbarer Energien werden in Pumpspeicherkraftwerken (PSK) gespeichert.
- In Stunden der Unterdeckung wird das Defizit um einen Anteil aus dem Speicher reduziert. Der Gesamtwirkungsgrad eines Speicherzyklus' liegt bei 75 %.
- Das verbleibende Defizit wird durch Schweizer GuD Kraftwerke gedeckt.

Beispielhaft sind in Abbildung 12 die stündlichen Strompreise aus dem Jahr 2035 dargestellt.

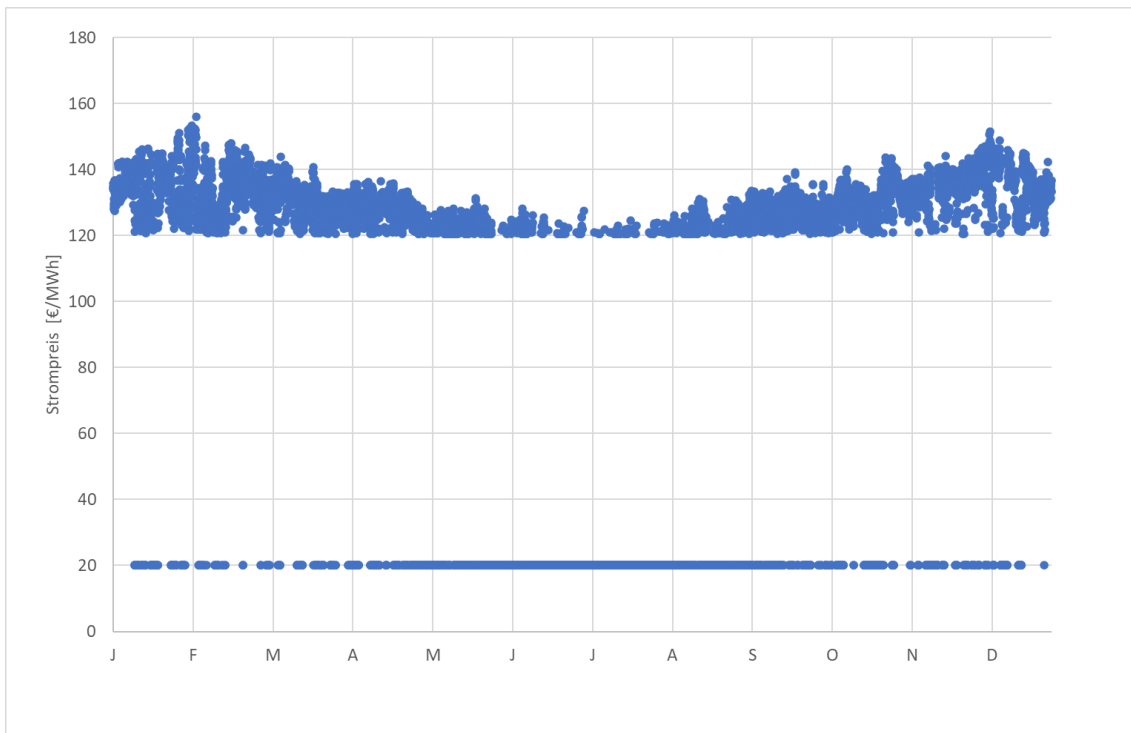


Abbildung 12 : Strompreise Szenario Autarkie im Jahr 2035

Die variablen Strompreise im Jahr 2035 springen dabei zwischen dem Mindestpreis von 20€/MWh bei Stromüberschuss und bei +/- 130 €/MWh, dem Niveau aus Erzeugung aus GuD Anlagen, in den Stunden, in denen die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht ausreichen. Dazu kommen bei einer Vollkostenrechnung die Investitions- und Kapitalkosten, die bei angenommenen 3000 Volllaststunden zwischen 20 bis 40 €/MWh betragen.



## 2.3 Fernwärmeszenario

Eckpunkte der Szenario-Definition sind die heutige Situation und der Beschluss des Zürcher Stadtrats, dass die städtische Fernwärme bis zum Jahr 2040 emissionsneutral betrieben werden soll.

Gegenwärtig stammen 75 – 80 % der Fernwärmerzeugung aus Kehrriecht und Holz und gelten damit bereits als CO<sub>2</sub> neutral. Die gleichzeitige Stromerzeugung in der KVA hat eine Kapazität von 100 MW<sub>el</sub>. Die Spitzen des Wärmebedarfs werden gegenwärtig mit 2 fossil betriebenen Spitzenlastkesseln gedeckt. Es existieren 3 Standorte Hagenholz, Aubrugg und Josefstrasse. Die Müllverbrennung in der innerstädtischen Josefstrasse wurde eingestellt, das Wärmenetz seit der Inbetriebnahme im Jahr 2022 einer neuen Verbindungsline mit dem Wärmenetz Zürich Nord mit dezentralen Erzeugern versorgt. Das Holzkraftwerk Aubrugg ist nur im Winter zur Deckung des erhöhten Wärmebedarfs in Betrieb. Die KVA «Hagenholz» ist ganzjährig in Betrieb und wird weiter ausgebaut, um die Kehrriechtverbrennungskapazität des Standorts Josefstrasse zu kompensieren und den steigenden Wärmebedarf durch ein wachsendes Fernwärmenetz zu decken. Die Kapazität soll u.a. durch eine Kondensation des Rauchgases um über 40 MW<sub>th</sub> erhöht werden, eine Temperaturanhebung mittels strombetriebener Wärmepumpen ist geplant. Die 100 %ige CO<sub>2</sub> freie Erzeugung bis 2040 kann jedoch mangels Verfügbarkeit nicht ausschliesslich mit Biogas erfolgen. Es existieren daher mehrere Szenarien zur Dekarbonisierung auch mit Power-to-Gas (PtG). Zudem wird zur Spitzenlastdeckung die Installation von Wärmespeichern erwogen. Die insgesamt künftig notwendige Kehrriechtmenge ist trotz Müllrückgang (Kreislaufwirtschaft) gegeben, da zunächst eher andere KVA ausserhalb des Kantons mit einem niedrigeren Wirkungsgrad den Betrieb einstellen werden.

In Abbildung 13 ist die geplante Entwicklung des ERZ Fernwärme Energiemix in den Jahren 2025 und 2035 dargestellt.

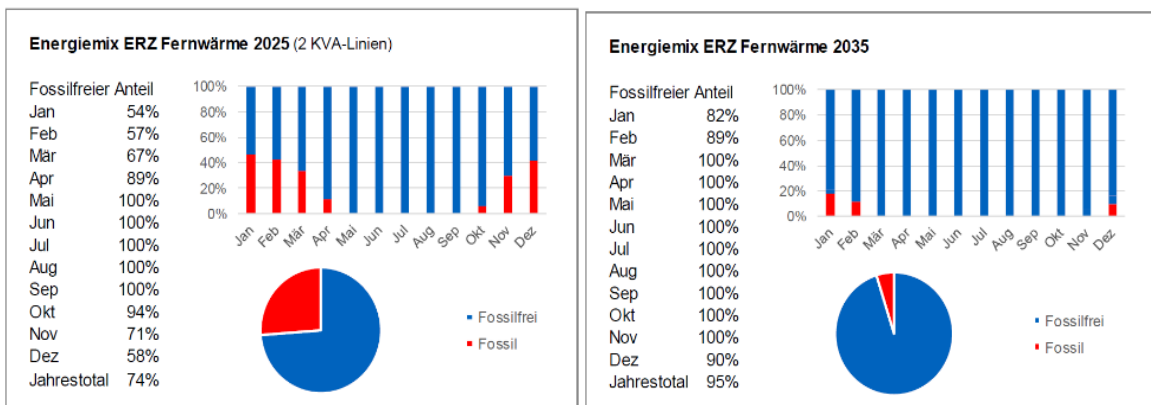


Abbildung 13 : Monatlische Anteile fossile Wärmeerzeugung (Quelle: ERZ)

Im Jahr 2025 sind die Anteile der fossilen Spitzenkessel an der gesamten Wärme-  
produktion in den Wintermonaten noch erheblich. So beträgt der fossile Anteil im kältes-  
ten Monat Januar noch 46 % an der gesamten Wärmeerzeugung.

Im Fernwärmeszenario wird der Einfachheit halber unterstellt; dass die Substitution von  
fossilem Erdgas in den Spitzenkesseln sukzessive durch einen wachsenden Biogasan-  
teil gemäss Tabelle 6 erfolgt.

	<b>2025</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>
<b>Anteil Biogas</b>	5 %	35 %	100 %

Tabelle 6 :Entwicklung Biogasanteil am Verbrauch der ERZ-Spitzenkessel

Neben der klassischen Fernwärmeerzeugung durch Kehrrichtverbrennungsanlagen  
betreibt und plant die Stadt Zürich mit dem ewz den Betrieb von Fernwärmenetzen in  
Seenähe, den sog. Seewasserverbänden, mit zentralen Wärmepumpen. Die daraus  
abzuleitenden CO<sub>2</sub> Emissionen entsprechen im Wesentlichen den Emissionen aus  
dezentralen Anlagen, sofern man unterstellt, dass der dabei zum Einsatz kommende  
Strom bezüglich seiner CO<sub>2</sub> Intensität nahezu identisch ist, wenngleich bei den See-  
wasserverbänden Spitzenkessel zu Einsatz kommen, welche allerdings ebenso  
sukzessive dekarbonisiert werden müssen.

## 2.4 Biogasszenario

Das natürliche Biomassepotential in der Schweiz ist beschränkt. Nach Schätzungen von Thees (2017) beläuft sich das Biogas-Potential nachhaltiger Nutzung auf ca. 5 TWh für die gesamte Schweiz.

Aus diesem Grund sowie aus wirtschaftlichen Gründen erwirbt Energie 360° seit einigen Jahren Anteile an ausländischen Biogasanlagen (z.B. in Ungarn und Dänemark) und sichert sich Importrechte. Die offizielle Strategie ist, eine 100 %ige CO<sub>2</sub> neutrale Gasversorgung bis zum Jahr 2040 zu erreichen. Hierzu ist geplant, den Gasabsatz bis dahin auf ein notwendiges Mass sukzessive zu reduzieren und gleichzeitig für den Restbedarf Erdgas durch Biogas oder synthetisches Gas aus erneuerbaren Quellen zu substituieren. Der zeitliche Ablauf dieses Transformationsprozess ist in Abbildung 14 vereinfacht dargestellt.

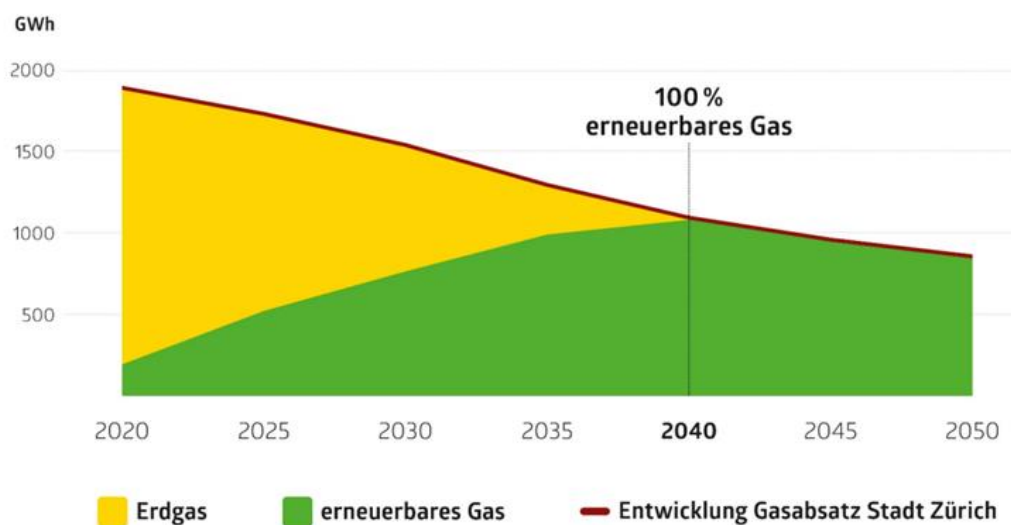


Abbildung 14 : Entwicklung Gasabsatz und Fade-in erneuerbares Gas (Quelle: Energie 360)

Eine Strategie zur Reduktion des Gasabsatzes erfolgt, neben der Senkung des Bedarfs z.B. durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle auch durch vermehrte Bestrebungen, Gaskunden (Wärme) zum Anschluss an das Fernwärmenetz zu bewegen. Es ist zudem geplant, grosse Teile des Gasnetzes in der Stadt Zürich stillzulegen. Wegen des begrenzten Biogaspotentials wird, neben einer Ausweitung der schweizerischen Produktion, angestrebt, CO<sub>2</sub> freies synthetisches Gas aus Deutschland zu importieren. In Deutschland existieren, im Gegensatz zur Schweiz, zudem beträchtliche Gasspeicherkapazitäten. Diese können helfen, die natürlichen saisonalen Schwankungen im nationalen Biogasdargebot auszugleichen.

Abbildung 15 zeigt den saisonalen Verlauf des in der Modellierung angenommenen Gas-mixes Erdgas/Biogas für die Jahre 2025 / 2035 / 2050 mit den entsprechenden jahres-durchschnittlichen Biogasanteilen von 5 % / 35 % / 100 %.

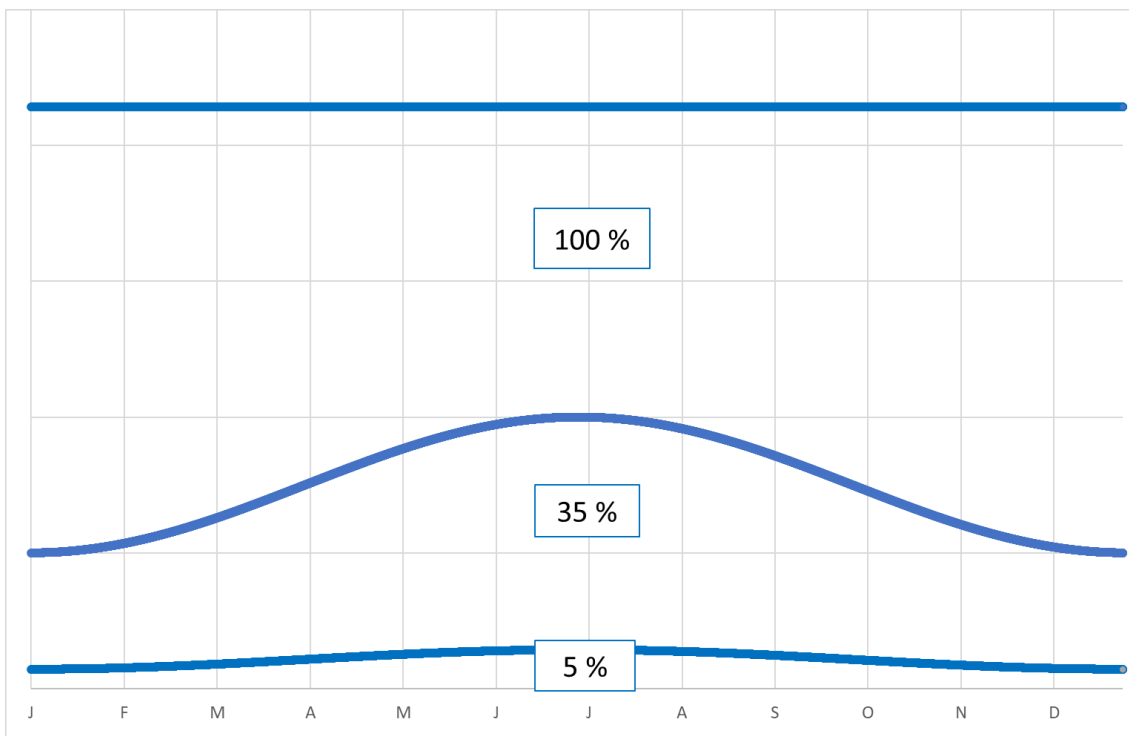


Abbildung 15 : Schematischer Verlauf der saisonalen Zuspeisung des verfügbaren Biogasanteils

## 3 Grundlagen Emissionen

### 3.1 CO<sub>2</sub> Emissionen aus Stromerzeugung

Für die Bewertung der unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen werden neben den zeitlich hoch aufgelösten Zeitreihen für den Strompreis auch diejenigen der Emissionen des Kraftwerkparks benötigt.

#### 3.1.1 Emissionen Kraftwerkstypen

Die Erstellung der Emissionsbilanz für den Importstrom erfolgt auf Basis der im Szenario «Zero Basis» prognostizierten Kraftwerkseinsätze aus den massgeblichen Exportländern Deutschland und Frankreich. Zur Berechnung der Emissionen des schweizerischen Strommix<sup>1</sup> werden die in Tabelle 7 dargestellten spezifischen Emissionsfaktoren, welche in der linken Spalte die gesamte Produktionskette beinhalten, gem. Frischknecht et al (2021a) angesetzt.

Kraftwerk	Spezifische Treibhausgasemissionen [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]	
	Gemäss Ökobilanzprinzipien	Direkte Emissionen
Steinkohle	771,3	592,2
Erdgas	613,7	491,8
Biomasse (KVA) <sup>5</sup>	0	54,8
PV Solarkraftwerk	42	0
PV Dachanlage	42	0
Geothermie	11	0
Wasserkraft	5,5	0
Wind Offshore	17,3	0
Kernenergie	14,2	0
Wind Onshore	11	0

Tabelle 7 : Spezifische Emissionsfaktoren Kraftwerke: Direkte Emissionen und Emissionen gemäss Ökobilanzprinzipien

Es wird nun, gemäss Projektziel „Vom Zertifikat zur Physik“ unterstellt, dass der Importstrom in die Schweiz systematisch im selben Masse emissionsbehaftet ist, wie derjenige Strom, der zum Zeitpunkt des Imports im Exportland erzeugt wird.

<sup>5</sup> Definitionsgemäss werden in Ökobilanzen sämtliche CO<sub>2</sub> Emissionen aus KVA bereits den Produktionsprozessen des Materials, das letztlich als Kehrriecht verwertet wird, zugeschlagen und sind daher in der bilanziellen Betrachtung mit 0 anzusetzen (dies, um Doppelzählungen zu vermeiden).

### 3.1.2 Emissionen Schweiz

Hinsichtlich des Projektzieles ist die Ermittlung der tatsächlich durch den Stromeinsatz verursachten Emissionen notwendig. Neben dem schweizerischen Kraftwerksemissionen ist auch der Kraftwerkeinsatz der Exportländer zum Zeitpunkt des Importes in die Schweiz zu berücksichtigen. Letzteres ist insbesondere daher von fundamentaler Bedeutung, da aktuell und zukünftig bis ca. 2040 der Stromimport im Vergleich zur Schweiz zeitweise sehr hohen Emissionen behaftet ist. Dies ist beispielhaft in Abbildung 16 illustriert, welche die spezifischen Emissionen des CH und D Kraftwerksparks im Jahresverlauf 2025 gegenüberstellt. Die Emissionen aller Jahre und Szenarien sind im Anhang B.1 aufgeführt.

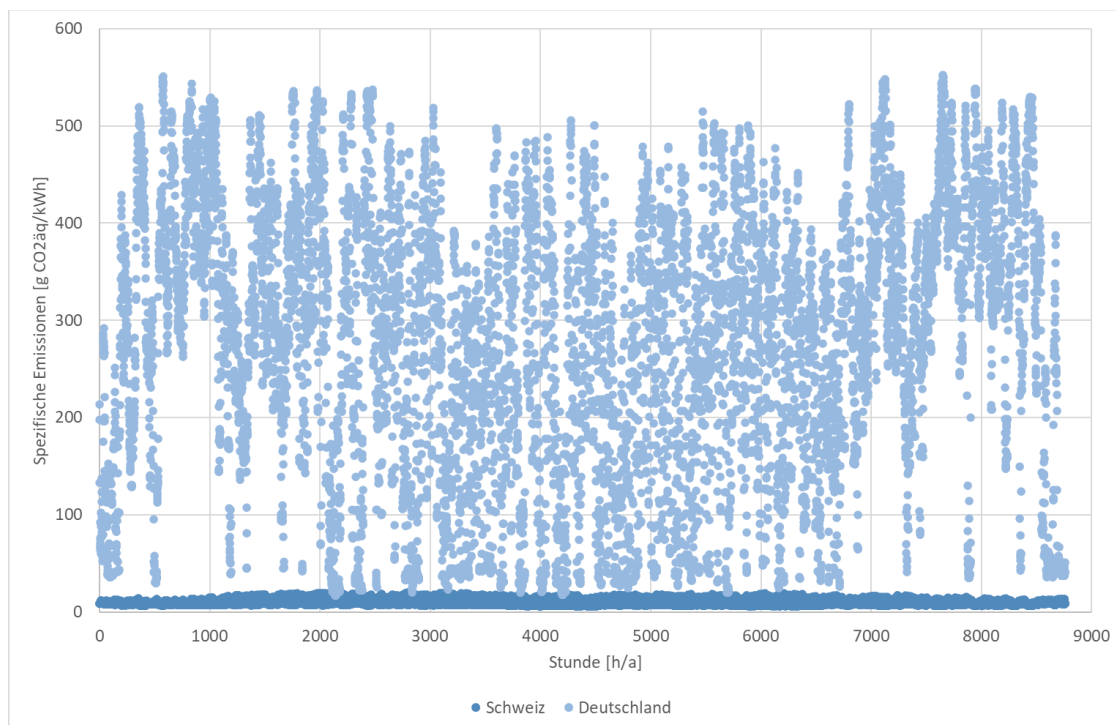


Abbildung 16: spezifische Emissionen Kraftwerkspark CH und D 2025

Aus Abbildung 16 ist ersichtlich wie gross die Diskrepanz der spezifischen Emissionen in CH und D im Jahr 2025 und wie gross die Streuung an einzelnen Tagen, unabhängig von der Jahreszeit, noch ist. Dementsprechend wirkt sich der Import, vornehmlich aus Deutschland, massiv auf die Emissionsbilanz der Schweiz aus. Jedoch wird ein Teil des importierten Stromes transitiert und zudem mit wenig CO<sub>2</sub> behaftetem Importstrom aus Frankreich vermischt.

Die resultierenden spezifischen Emissionen variieren im saisonalen und im Tagesverlauf massiv in Abhängigkeit der Stromflüsse und des Kraftwerkseinsatzes. Für die Bestimmung der gemäss Projektziel in der physischen Realität tatsächlich anzulegenden Emissionsfaktoren ist besonderes Augenmerk auf die Bilanzierung der emissionsbehafteten

Stromimporte und -exporte zu legen. Bevor auf die tatsächlichen Emissionen der Grenzflüsse eingegangen wird, sollen daher an dieser Stelle zunächst einige grundsätzliche Betrachtungen angestellt werden, um anschliessend dasjenige Bilanzierungsmodell (BM) auszuwählen, welches im Sinne der Aufgabenstellung geeignet erscheint.

### **3.2 Bilanzierungsmodelle Stromimport/-export**

Hintergrund der Notwendigkeit, ein Bilanzierungsmodell für die Behandlung der Importe und Exporte für die vorliegende Analyse festzulegen, ist, dass für den Schweizer Strommarkt zur Bestimmung der effektiven Emissionsfaktoren Annahmen zu treffen sind, inwiefern der importierte Strom durch Schweizer Konsumierende verbraucht wird und inwiefern er transitiert wird.

Hierbei ist es nicht korrekt anzunehmen, dass sich der importierte Strom mit dem nationalen Strom vollständig durchmischt, da der Strom im Netz rein physikalisch gemäss den Kirchhoff'schen Gesetzen fliesst und den Weg mit dem niedrigsten elektrischen Widerstand zwischen Erzeugung und Verbrauch nimmt. Konkret auf die Stadt Zürich bezogen bedeutet dies, dass es de facto die Kraftwerke sind, die sich auf dem Stadtgebiet sowie in örtlicher Nähe befinden, welche die Stadt physikalisch versorgen. Etwaige Kraftwerksbeteiligungen des EWZ zur Versorgungssicherung, welche sich beispielsweise im Kanton Graubünden befinden können, tragen lediglich bilanziell und wirtschaftlich zur Deckung des Zürcher Strombedarfs bei. Physikalisch gesehen verbleibt dieser Strom zur Lastdeckung in der näheren und weiteren Umgebung der Kraftwerksstandorte (je nach Lage von Kraftwerken und Verbraucher).

Im Rahmen dieses Projektes wird dennoch festgelegt, dass für die Berechnung der Kosten und Emissionen für die betrachteten Gebäude in der Stadt Zürich jeweils der durchschnittliche Strom- und damit Emissionsmix aus dem gesamten Schweizer Kraftwerkspark herangezogen wird.<sup>6</sup>

Bei der Handhabung der Stromimporte und -exporte aus dem Ausland muss ebenso eine Festlegung für ein Bilanzierungsmodell und des Bilanzperimeters getätigt werden. Bzgl. letzterem werden nur die jeweils nationalen Emissionen der Energiesysteme der direkten Schweizer Anrainerstaaten Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich in der Analyse berücksichtigt. Dass diese Staaten wiederum ebenso von den Emissionen ihrer Anrainerstaaten beeinflusst werden, wird in der vorliegenden Analyse nicht berück-

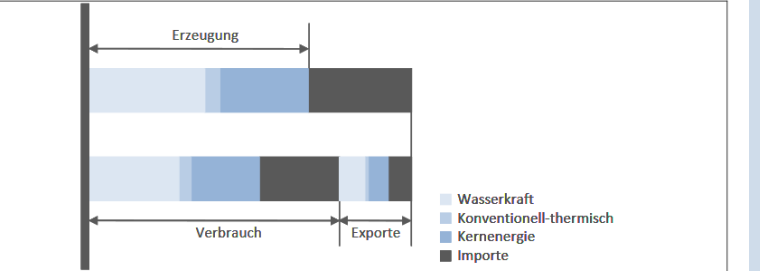
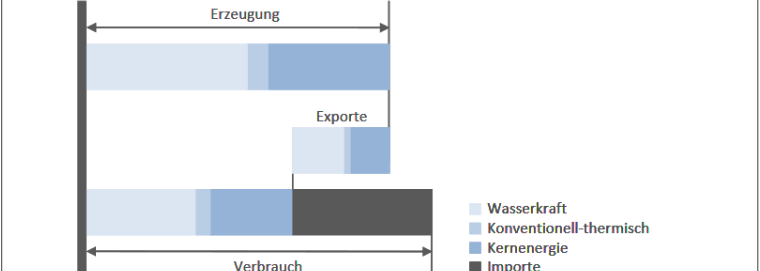
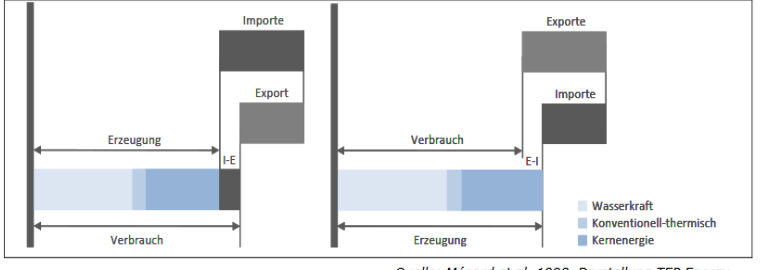
<sup>6</sup> Zu begründen ist diese Wahl durch den Solidaritätsgedanken (die Stadt Zürich als Teil der Schweiz), durch die etablierte Praxis (bei physikalischen oder stromwirtschaftlichen Betrachtungen die Schweiz als Ganzes zu verwenden) und durch die grosse Komplexität einer innerschweizerischen Differenzierung.

sichtigt (auch weil der Stromaustausch zwischen diesen Ländern und ihren Nachbarstaaten im Vergleich zu deren nationaler Produktion wesentlich kleiner ist als die zwischen der Schweiz und ihren Nachbarstaaten.

Die grundsätzlichen Möglichkeiten mit ihren Vor- und Nachteilen hierzu sind detailliert in Jakob et al. (2009) beschrieben. Zusammenfassend und ergänzend aus den ebendort diskutierten Bilanzierungsmodellen (BM), lassen sich grundsätzlich 5 verschiedene Modelle, namentlich BM I – BM V unterscheiden. Diese sind im Folgenden kurz erläutert sowie in Tabelle 8 schematisch dargestellt.

- Das Bilanzierungsmodell I unterstellt, dass sich der importierte Strom gänzlich und unmittelbar mit dem Schweizer Strom perfekt durchmischt und die zeitgleichen Exporte daraufhin den aus der Vermischung resultierenden Emissionsfaktor aufweisen.
- Hingegen wird beim BM II umgekehrt unterstellt, dass bilanziell zunächst die Exporte, welche mit dem rein nationalen, und damit mit einem vergleichsweise niedrigen Emissionsfaktor behaftet sind, herausgerechnet (d.h. exportiert) werden und dann das Defizit durch den zumeist stärker emissionsbehafteten Importstrom gedeckt wird, welcher sodann in die Kalkulation des effektiven Schweizer Emissionsfaktors einfließt.
- Bei Anwendung des BM III wird hingegen angenommen, dass zeitgleich importierter und exportierter Strom dieselben Emissionsfaktoren aufweist (nämlich den des Imports) und lediglich der dann noch per Saldo importierte bzw. exportierte Strom den anzulegenden Schweizer Strommix beeinflusst. Dies wäre physikalisch dann der Fall, wenn der transitierte, also zeitgleich importierte und exportierte Strom über eigene, dezidierte Transitleitungen verfügen würde, so dass eine Vermischung von transitiertem und national erzeugtem Strom ausgeschlossen werden kann.
- Im Stromszenario Autarkie existieren grundsätzlich keine Stromimporte. Das entsprechende Bilanzierungsmodell IV bildet die Tatsache ab, dass zur Deckung des sich einstellenden Defizits ausschliesslich neu in der Schweiz zu errichtende Gaskraftwerke (Mittel- und Spitzenlast) mit ihren entsprechenden Emissionen herangezogen werden.
- Beim Modell BM V wird unterstellt, dass der per Saldo importierte Strom zu jeder Zeit dem Durchschnittswert der Emissionen des Europäischen Kraftwerksparks gemäss der Statistik der European Environment Agency unterworfen ist. Dieses Modell ist in Anbetracht der Aufgabenstellung des Projektes eine zu starke Vereinfachung und wird daher nicht weiterverfolgt. Die von der EEA prognostizierten Jahresdurchschnittswerte dienen lediglich als Vergleichswerte.



Methode	Prinzip	Schema	Feststellung, Bewertung
BM I	„Perfekte Durchmischung“	 <p>Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy</p>	<p>Importstrom (mit höherem CO<sub>2</sub> Emissionsfaktor) wird zunächst importiert, Überschuss wird durch Exporte ausgeglichen</p> <p>Effekt: Nationaler CO<sub>2</sub> Emissionsfaktor tendenziell (zu) niedrig</p>
BM II	„Grünstrom Export“	 <p>Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy</p>	<p>CH Strom (mit niedrigerem CO<sub>2</sub> Emissionsfaktor) wird zunächst exportiert, Defizit wird durch Importstrom ausgeglichen</p> <p>Effekt: Nationaler CO<sub>2</sub> Emissionsfaktor tendenziell (zu) hoch</p>
BM III	„Perfekter Transit“	 <p>Quelle: Ménard et al. 1998, Darstellung TEP Energy</p>	<p>Nur ein Teil des Imports und des Exports führt über direkte Hochspannungsleitungen zwischen D und IT bzw. zw. F und IT (die als „Transitleitungen“ bezeichnet werden könnten), der Rest wird grenznah produziert und exportiert bzw. importiert und grenznah konsumiert.</p>

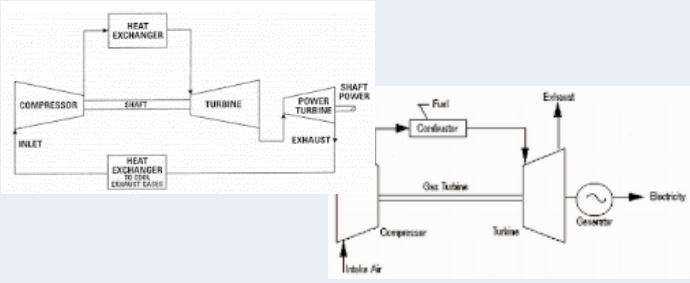

<p>BM IV</p>	<p>„Stromautarkie“ Lokale Gaskraftwerke (OC/CC/GuD) decken Defizit (Wenig/Keine Exporte)</p>		<p>Stromautarkie erhöht Gasabhängigkeit und CO<sub>2</sub> Emissionsfaktor des in der Schweiz produzierten Stroms</p>
<p>BM V</p>	<p>„Europäischer Strommix -</p>		<p>Pauschale Betrachtung</p>

Tabelle 8 : Bilanzierungsmethoden Stromimporte/-export

Jedes Bilanzierungsmodell weist also seine eigenen Charakteristika auf. Diese beeinflussen die Ergebnisse hinsichtlich der resultierenden Emissionen z.T. signifikant.

Folgendes lässt sich hierzu feststellen: Bei der Modellierung nach BM I ist der resultierende nationale Emissionsfaktor ansatzbedingt eher systematisch niedrig, da die importierten Emissionen teilweise wieder exportiert werden. Demgegenüber sind bei Anwendung des BM II die sich ergebenden in der Schweiz verbleibenden CO<sub>2</sub> Emissionen systematisch hoch, weil unterstellt wird, dass verhältnismässig viel emissionsarmer Strom exportiert wird.

Die mit BM III modellierten Stromtransite sind hingegen in der physikalischen Realität so nicht realisierbar, denn ein Teil des importierten Stroms dürfte sich auf der Hochspannungsebene mit der CH-Produktion vermischen und in der Folge auf tiefere Spannungsebenen transformiert und in der Schweiz konsumiert werden. Vereinfacht könnte hier z.B. auch angenommen werden, dass ein gewisser Anteil des transitierten Stromes tatsächlich nicht die Hochspannungsebene verlässt, da wiederum ein Teil des Schweizer Stromes (insbesondere lokaler Strom aus neuen Erneuerbaren, Laufwasser, KVA) regional produziert und vor Ort (auf derselben oder einer unteren Spannungsebene) verbraucht wird und daher nicht über die Hochspannungsebene transformiert werden muss. Eine vollständige physikalisch-bilanzielle «Durchmischung» der Importe und Exporte mit der lokalen CH-Produktion, wie im BM I unterstellt, kann in diesem Lichte also ausgeschlossen werden.

Um jedoch die Analyse zur Bestimmung der strombasierten Emissionen durchführen zu können, wurde in Abstimmung mit der Begleitgruppe für die Szenarien das jeweils zur Anwendung kommenden Bilanzierungsmodell bestimmt. Für die Stromszenarien «Tief» und «Hoch» wurde jeweils das Bilanzierungsmodell III „Perfekter Transit“ angewendet, beim Stromszenario «Autarkie» kommt das BM IV „Stromautarkie“ zum Tragen. Entsprechend werden die Auswertungen, wie die zeitlichen Auflösungen die rechnerischen Emissionen beeinflussen, auf Basis dieser beiden Bilanzierungsmodelle durchgeführt.

In der gegenwärtigen «Netto-Null» Diskussion rücken die grundsätzlichen Betrachtungen, welches Modell zur Bestimmung der Emissionsfaktoren von Strom angewendet werden soll, wieder vermehrt in den Fokus. In diesem Zusammenhang sei auch noch auf die Methode der Emissionsermittlung nach KBOB hingewiesen (welche auf BM II basiert). Aus diesen Gründen werden sowohl die Emission, die bei Anwendungen der verschiedenen Modelle BM I- BM IV resultieren, als auch die Werte nach KBOB miteinander verglichen. Die Ergebnisse der Auswertungen befinden sich im Anhang B.2 und B.3. Repräsentativ sein an dieser Stelle nur die Ergebnisse BM I-III für das Jahr 2025 in den sog. Heatmaps in Abbildung 17 - Abbildung 19 dargestellt.

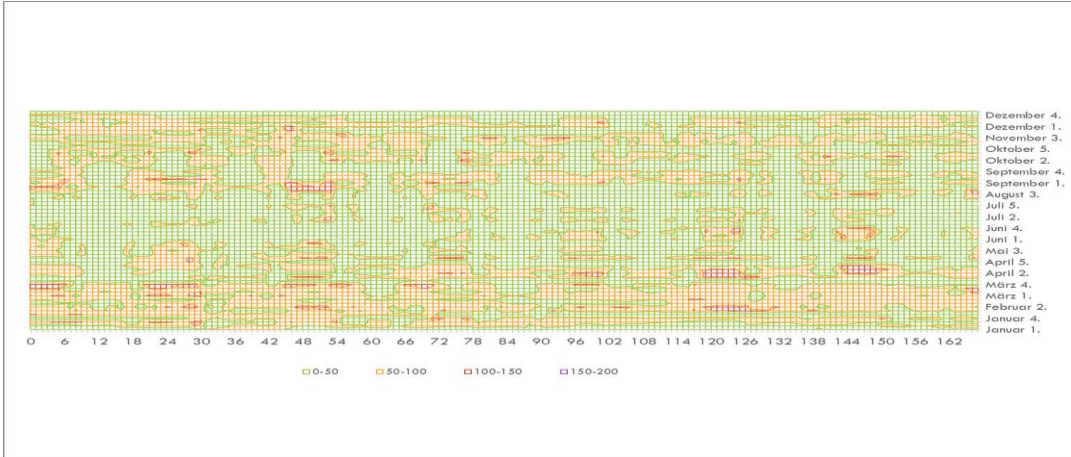


Abbildung 17: Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM I



Abbildung 18 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM II



Abbildung 19 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM III

In diesen Heatmaps sind in stündlicher Auflösung die spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen der 52 Wochen des Jahres in wöchentlicher Reihung mit je 168 Stunden dargestellt.

Dabei ist offensichtlich, dass im Jahr 2025 bei Anwendung des BM III Abbildung 19 («Perfekter Transit») die resultierenden Emissionen in der Schweiz am niedrigsten sind und in fast allen Stunden unterhalb von 50 g CO<sub>2äq</sub>/kWh liegen und nur in den Winterwochen an Mittags- und Abendstunden in der Grössenordnung 50 - 150 g CO<sub>2äq</sub>/kWh zu liegen kommen. Betrachtet man hingegen BM I Abbildung 17 «Perfekte Durchmischung» so liegen hier schon annähernd 50 % der Werte im Bereich über 50 g CO<sub>2äq</sub>/kWh. Es ist zudem eine ausgeprägte Sommer-Winter Saisonalität zu verzeichnen. Im Bilanzmodell II Abbildung 18 «Grünstrom Export) BM II sind die Emissionen hingegen in vielen Stunden um ein Vielfaches höher, auch entfällt weitgehend der Saisonale Einfluss und die Spitzenstunden der Emissionen sind sehr pointiert. Bei allen Darstellungen sind jedoch praktisch keine Unterschiede an den Wochenenden gegenüber Werktagen zu verzeichnen. Hierbei wird sehr anschaulich, wie hoch der Einfluss des angewendeten Bilanzierungsmodells auf die resultierenden Emissionsfaktoren ist.

### 3.3 Emissionen Fernwärme Zürich

#### 3.3.1 Lastgang

Die stündlichen Emissionsfaktoren beim Bezug von Fernwärme variieren beträchtlich. Dies ist von der Höhe der im Fernwärmenetz auftretenden Last und damit von der Zusammensetzung der zum betrachteten Zeitpunkt am Netz befindlichen Erzeugungsanlagen abhängig.

Im Abbildung 20 ist ein typisches tägliches Wärmeerzeugungsprofil im Fernwärmenetz der ERZ dargestellt.

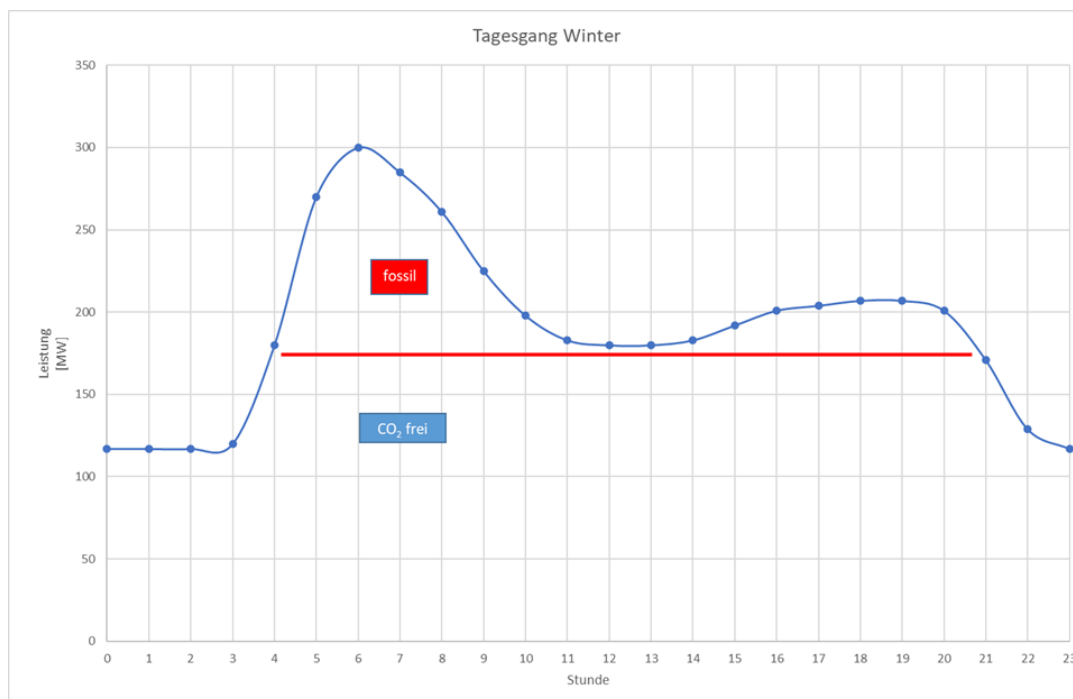


Abbildung 20: Typischer Lastgang Fernwärmebedarf (Quelle: ERZ/ Darstellung TEP Energy)

In den Nachtstunden befindet sich der Wärmebezug wegen des geringeren Wärmebedarfs auf einem niedrigen Niveau. Dies ist im Wesentlichen auf die sog. Nachtabenkung und wenig Bezug von Warmwasser zurückzuführen. Zur Reduktion der Wärmeverluste und damit aus Energiespargründen werden die Solltemperaturen in den zu heizenden Gebäuden/Räumen abgesenkt. In den frühen Morgenstunden entsteht jedoch für die Dauer von etwa 3 Stunden ein entsprechend hoher Leistungsbedarf, um das Temperaturniveau wieder auf den Tages-Sollwert anzuheben. Ist dieser erreicht, geht der Leistungsbedarf zurück und steigt am Nachmittag und Abend gegenüber dem Mittagswert aufgrund der abfallenden Aussentemperaturen und der zurückgehenden Solarstrahlung wieder an, bis der Maximalwert um ca. 19h erreicht wird. Danach sinkt der Wert kontinuierlich, bis das Niveau der Nachtabenkung gegen 23h erreicht ist. Das Duschverhalten trägt ebenfalls zur morgendlichen Spitze bei.

Die notwendige Leistung wird, wie oben erläutert, von verschiedenen Wärmeerzeugern bereitgestellt, welche mit unterschiedlichen Brennstoffen betrieben werden. In Abbildung 20 ist ersichtlich, dass, solange die Last unterhalb eines bestimmten Schwellenwertes liegt, die Fernwärmeerzeugung aus Kehrlicht und damit definitionsgemäss CO<sub>2</sub>-frei erfolgt. Sobald der Schwellenwert überschritten wird, müssen fossil betriebene Fernwärmekessel zur Deckung der Spitzenlast hinzugenommen werden.

### **3.3.2 Bestimmung der stündlichen Emissionsfaktoren aus Fernwärmenutzung**

Aktuell liegen keine stündlichen Lastprognosen für das Fernwärmenetz vor. Daher wird zur Ermittlung der resultierenden stündlichen Emissionsfaktoren auf Basis der verfügbaren Informationen wie folgt verfahren:

Es wird vereinfacht angenommen, dass sich das resultierende jährliche Fernwärme-Erzeugungprofil auf Basis von stündlichen Wärmebedarfskurven von Wohngebäuden hinreichend genau ableiten lässt. Es wird dazu angenommen, dass das Profil dem gewichteten Mittel aus nicht-renovierten und renovierten Wohngebäuden im Verhältnis 70/30 entspricht. Weiterhin wird unterstellt, dass der errechnete Wärmebedarf durch die Nachtabsenkung in den Stunden 23:00 h – 5:00 h um 20 % reduziert ist. Um die sich dadurch einstellende Temperaturabsenkung am Morgen wieder aufzuholen, wird wiederum vereinfacht angenommen, dass die eingesparte Energiemenge in den drei Stunden von 5:00h bis 8:00h zusätzlich aus dem Fernwärmenetz bezogen wird. Diese zusätzliche Energie wird in dieser Zeitperiode im Verhältnis 25 % / 50 % / 25 % erzeugt. Dadurch wird erreicht, dass sich ein Energiebezugsprofil ähnlich der Abbildung 20 einstellt. Gegenüber einem rein temperaturprognosebasierten Ansatz können auf diese Weise die tages- und jahreszeitlichen Effekte wie Schwankung des Solarenergieanteils implizit berücksichtigt werden.

Im nächsten Schritt wird dem Jahresprofil ein Schwellenwert (CO<sub>2</sub>-frei/fossil) im Modell dergestalt eingezogen, dass sich dabei die prozentualen Energiemengen, welche von der ERZ veröffentlicht wurden, näherungsweise ergeben. Der Schwellenwert, ab dem zur zusätzlichen Lastdeckung Spitzkessel eingesetzt werden, liegt im Jahr 2025 bei 80 MW und im Jahr 2035 bei 140 MW.

In einem weiteren Schritt kann nun für jede Stunde ermittelt werden, ob der bezogene Leistungswert unterhalb des Schwellenwertes liegt und der Emissionsfaktor daher gleich Null ist. Liegt der Wert darüber, wird für die darüberliegende Leistung ein Emissionsfaktor von 250 g CO<sub>2äq</sub>/kWh, wie er für einen gasbetriebenen Kessel typisch ist, unterstellt. Auf diese Weise kann dann der gewichtete tatsächliche mittlere Emissionsfaktor der Fernwärmebereitstellung in der betreffenden Stunde in guter Näherung ermittelt werden.

## 4 Entwicklung Endkundenpreis

### 4.1 Endkundenpreise Strom

Die variablen, also erzeugungsabhängigen Kosten für den Betrieb der Wärmepumpen, leiten sich primär aus den Strombezugskosten ab. Diese wiederum setzen sich zusammen aus den Komponenten für den Energiebezug, die Netznutzung sowie den Steuern & Abgaben. Letztere beinhalten den nationalen Netzzuschlag sowie kommunale Abgaben. In Tabelle 9 sind die für die Simulation zugrunde gelegten Endkundenpreise auf Netzebene 7 dargestellt

Preis-komponente	Wert 2022 [Rp/kWh]		Wert 2025 - 2050	
	HT	NT	HT	NT
Arbeitspreis Energie	Börsenpreis variabel			
	13,14	8,40		
Netzentgelt	HT	NT	HT	NT
	12,49	6,25	12,49	6,25
Netzzuschlag	2,48		2,48	
Kommunale Abgabe	1,84		2,15	

Tabelle 9. Zusammensetzung Endkundenpreis Strom

Im heutigen Tarifsystem der EWZ wird für den Arbeitspreis Energie zwischen Hochtarif und Niedertarif (HT/NT) unterschieden. Diese sind historisch bedingt. Die tatsächlichen Kosten und damit der Wert des Stromes variieren seit der Einführung von Strombörsen von Stunde zu Stunde beträchtlich. Bis dato war es jedoch schon allein aus technischer Sicht nicht möglich, mit Hilfe der bis anhin verbauten herkömmlichen Induktionszähler einen stündlichen Strompreis an die Haushaltskunden weiter zu verrechnen. Dies ändert sich rein technisch mit der Einführung des sog. Smart meter Rollouts sowie der künftigen Verbreitung von Building und Home Automation. Bislang verrechnet das ewz kostenbasierte Strompreise an Ihre Kunden. Bei einer vollkommenen Liberalisierung des Strommarktes sind jedoch anstatt der gestehungskostenbasierten Jahrespreise künftig auch börsenbasierte Strompreise in stündlicher Auflösung denkbar, welche der Einfachheit halber hier für die Analyse des Einflusses der Höhe der zeitlichen Auflösung unterstellt werden.



In einem zunehmend regenerativ geprägten Stromversorgungssystem steigt zwangsläufig die Strompreisvolatilität an den europäischen Börsen und damit das Risiko auch für die Schweizer Versorger, obgleich die Schweiz mit vergleichsweise viel Speicherkapazität ausgestattet ist. Die einzelnen Versorger haben aber dennoch ein Interesse, dieses Risiko an ihre Kunden weiterzugeben. Ansonsten müssten zwangsläufig höhere Risikozuschläge auf einen fixen Tarif angerechnet werden. Es scheint aus heutiger Sicht unzweifelhaft, dass die Stromversorger, zumindest optional, ihren Kunden künftig einen variablen z.B. stündlichen Tarif anbieten werden. Dies ist auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da dadurch die beim Kunden zunehmend vorhandene Flexibilität (Elektromobilität, strombasierte Wärme) sinnvoll und profitabel in das Energiesystem eingebunden werden kann.

In dieser Studie wird, auch vor dem Hintergrund der zu analysierenden stündlich variierenden Emissionsbilanzen, vereinfacht davon ausgegangen, dass der Arbeitspreis dem Börsenpreis gleichgestellt ist. In der Realität wird der stündliche Tarif etwas höher ausfallen, da Kosten und Marge des Versorgers eingerechnet werden müssen, zudem wird ein Risikozuschlag fällig, um den Endkunden vor hohen Preisspitzen zu schützen. Dies soll der Einfachheit halber hier aber unberücksichtigt bleiben.

Es wird angenommen, dass Netzkosten und sonstigen Abgaben künftig auf dem gleichen Niveau verharren. Die Gründe werden im nachfolgenden Kapitel 4.2 ausgeführt.

Aktuell unterliegt der Strompreis für Endkunden bis zu einer Jahresmenge von 100 MWh/a noch der eidgenössischen Tarifaufsicht. Liegt die Verbrauchsmenge darüber, kann sich der Bezüger im freien Markt eindecken. Hier kann es, insbesondere bei grossen Liegenschaften wirtschaftlich sinnvoll sein, den Strom nicht wie in dieser Studie angenommen auf der untersten Netzebene 7 (230V), sondern auf der Netzebene 5 (10 bzw. 20 kV) zu beziehen und ggf. eine eigene Trafostation zu unterhalten. Dieser Fall wird hier jedoch nicht berücksichtigt.

## **4.2 Endkundenpreise Stromnetz**

Die Entwicklung der Stromnetztarife ist massgeblich abhängig vom künftigen Ausbaubedarf des Stromverteilnetzes. Der Ausbaubedarf wird in der Stadt Zürich im Wesentlichen getrieben von den Leistungszuwächsen bei der Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Gebäude und des Individualverkehrs sowie der lokalen PV-Produktion, welche aufgrund ihrer deutlich unterschiedlichen Profile und energetischen Verhältnisse (z.B. Stromnachfrage und -produktion) den beiden Gebäudetypen für Dienstleistung und Wohnen zugeordnet wird. Aufgrund der Datenlage und weil eine explizite Beurteilung des Netzausbaus nicht explizites Projektziel ist, wird die Beurteilung aufgrund von energetischen Nachfragebetrachtungen vorgenommen (und nicht auf Leistungsbetrachtungen). Eine solche Annäherung erachten wir für den hier erforderlichen Zweck als ausreichend. In diesem Kapitel erfolgt eine summarische nachfrageseitige Betrachtung

erfolgt in diesem Kapitel, die einzelnen Aspekte ebenso wie der Ausbaubedarf durch Photovoltaik werden detailliert in Anhang D dargestellt.

In der folgenden Abbildung 21 sind die jährlichen summarischen Stromverbräuche für Dienstleistungsgebäude und Wohngebäude aufgeteilt nach homogenen Zonen für das Jahr 2020 dargestellt.

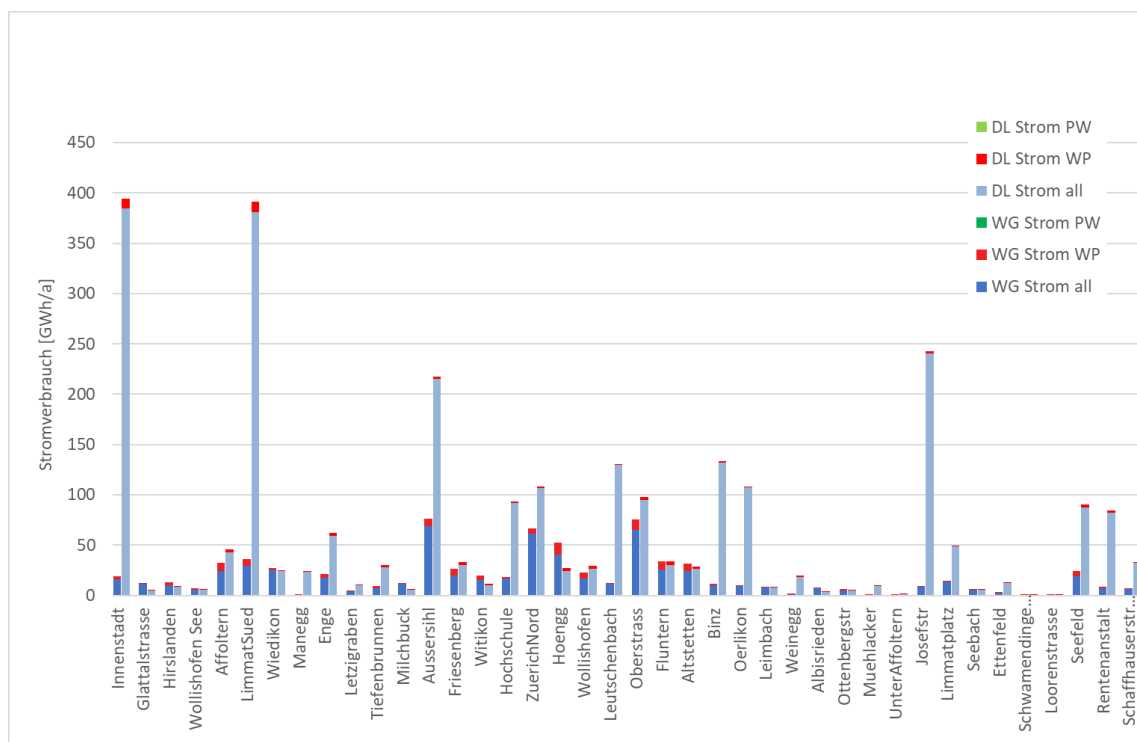


Abbildung 21 Stromverbrauch nach Anwendungen für Wohngebäude (WG) und Dienstleistungsgebäude (DL) Jahr 2020

Es sollen dadurch die heutigen Verhältnisse des Stromverbrauchs dargestellt werden. So wird deutlich sichtbar, dass in nahezu allen Zonen die Summe der Stromverbräuche der Dienstleistungsgebäude signifikant höher ist als die der Wohngebäude. Zudem ist der anteilige Stromverbrauch der Wärmepumpen in DL-Gebäuden gegenüber dem Allgemeinstrom gering. Bei den Wohngebäuden macht der Strom für Wärmepumpen in manchen Zonen aber schon gegen 10 % des Gesamtstromes aus. Strom für Elektromobilität ist im Jahr 2020 noch vernachlässigbar gering.

Zum Vergleich ist in Abbildung 22 der künftige Stromverbrauch der Wohngebäude im Jahr 2050 in den Kategorien Allgemeinstrom, Wärmepumpenstrom und Strom für Elektromobilität dargestellt.

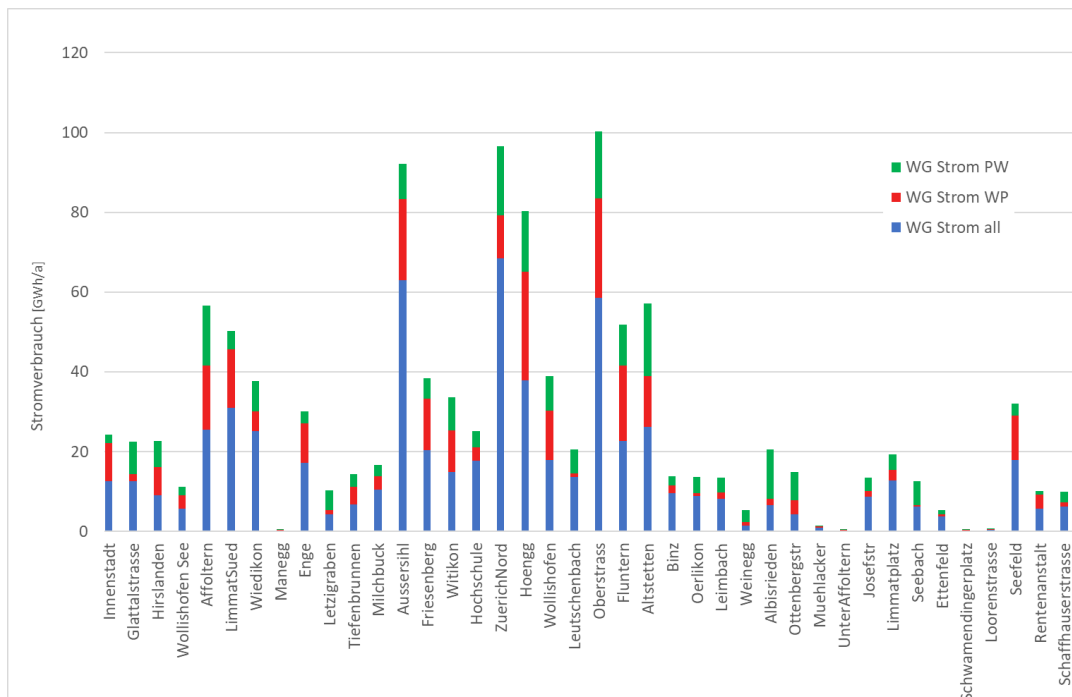


Abbildung 22 : Stromverbrauch nach Anwendungen für Wohngebäude (WG) im Jahr 2050

Im Jahr 2050 ist eine deutliche Veränderung der Verhältnisse sichtbar. Vor allem hat der Wärmepumpenstrom in vielen Zonen, insbesondere in denjenigen in denen kein Fernwärmeanschluss geplant ist, deutlich zugenommen. Ebenso ist der Stromverbrauch durch Elektromobilität stark angewachsen und liegt in vielen Zonen nahezu gleichauf mit dem Wärmepumpenstrom. In den meisten Zonen beträgt der Zuwachs insgesamt durchschnittlich etwa 30 %-40 %.

In Abbildung 23 sind die Zuwächse zwischen 2020 und 2050 nach Anwendungen und Gebäudetyp summarisch für das gesamte Stadtgebiet ausgewiesen.

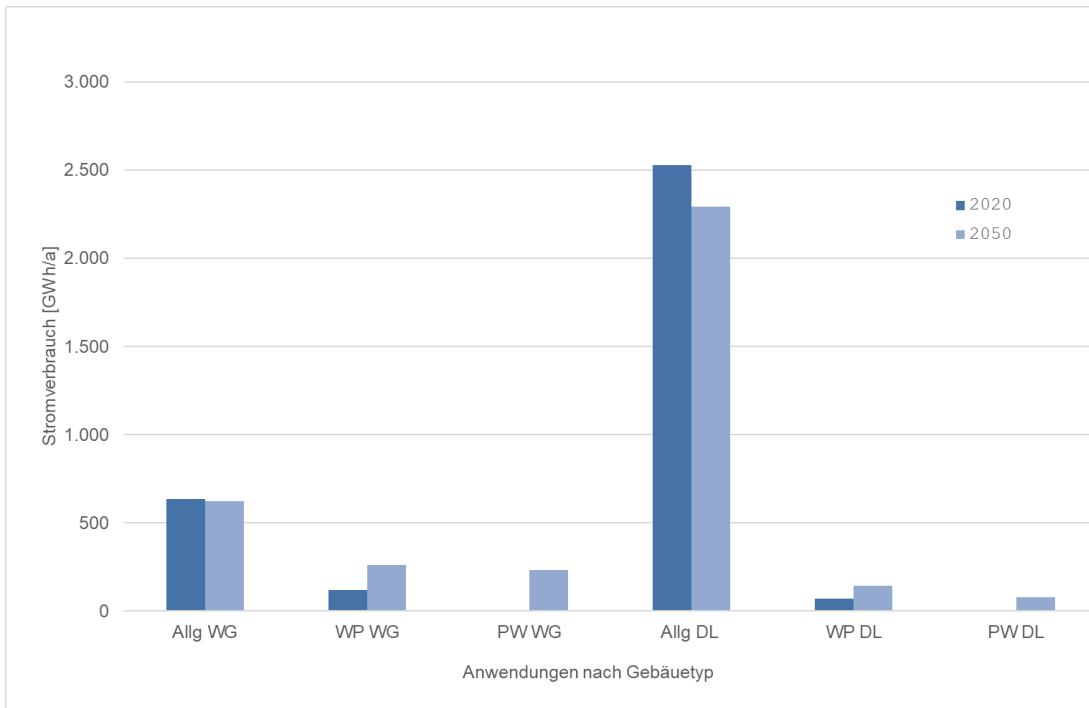


Abbildung 23 : Verbrauchszuwächse Strom zwischen den Jahren 2020 - 2050 nach Gebäudetyp/Anwendung

Es ist in Abbildung 23 der grosse Unterschied im Stromverbrauch zwischen Dienstleistungsgebäuden und Wohngebäuden sichtbar. Dieser ist vor allem auf dem hohen Flächenanteil in der Stadt Zürich (im Vergleich zur Gesamtschweiz) und dem deutlich höheren spezifischen Verbrauch der Dienstleistungsgebäude zuzurechnen, welcher bei einem Faktor 3 liegt und in Abbildung 24 gut zu erkennen ist.

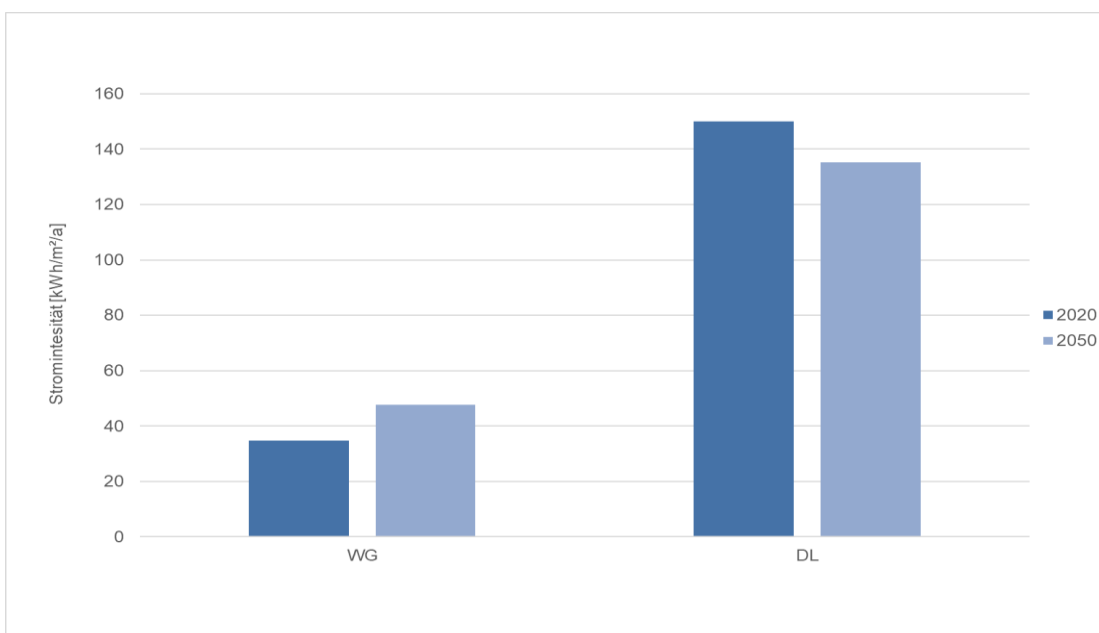


Abbildung 24 : Entwicklung der Stromintensität für Wohngebäude (WG) vs. Dienstleistungsgebäude (DL)

### **Fazit Netzausbau**

Die prognostizierten Zuwächse beim Stromverbrauch durch Wärmepumpen und Elektromobilität führen zu einer deutlich höheren Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur. Der Zuwachs kann ohne pauschal notwendige Netzausbaumassnahmen bewältigt werden, welches im Anhang D detailliert nachgewiesen wurde. Ein Netzausbau dürfte in den kommenden Jahren somit lediglich punktuell stattfinden. Die dadurch entstehenden zusätzlichen Kosten werden aber durch die insgesamt verbesserte Auslastung und das dadurch deutlich steigende Netzentgelt aufkommen kompensiert oder gar überkompensiert.

Ebenso ist die installierte Verteilnetzkapazität wie im Anhang nachgewiesen insgesamt ausreichend, um das volle PV-Dachpotential ohne grosse Netzausbaumassnahmen nutzen zu können. Diese könnten nur in einigen Ausnahmefällen erforderlich sein, wobei dort eine Wechselrichterabregelung verhältnismässig sein kann, sofern nicht auch andere Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauches, wie z.B. lokale Speicherung, möglich sind.

Da also die Gesamtkosten des Netzes grossmehrheitlich auf die durchgeleitete elektrische Arbeit umgelegt wird und die Arbeitsmenge und damit die Auslastung des bestehenden Netzes steigt, kann für die weiteren Simulationen insgesamt mit mindestens stabilen bzw. sinkenden Netztarifen im Verteilnetz der Stadt Zürich gerechnet werden.

## **4.3 Endkundenpreise Fernwärme**

Der effektive Preis für die Versorgung mit Fernwärme in der Stadt Zürich umfasst 3 Preiskomponenten P1/P2/P3:

- P1 umfasst den eigentlichen Arbeitspreis. Dieser errechnet sich aktuell (2022) zu 6,5 Rp/kWh multipliziert mit einem Teuerungsindex, welcher aus den gewichteten Komponenten Kehrichtabwärmepreis / Zürcher Energiepreisindex/ Wohnbaupreise und Konsumentenpreis zusammengesetzt ist. Da das Fernwärme-Tarifsystem im Dezember 2021 neu aufgesetzt wurde, ist der aktuelle Index Startwert 1. Der Einfachheit halber wird daher auch für 2025 ein Arbeitspreis von 6,5 Rp/kWh angenommen und für die Jahre 2035 und 2050 mit den im Projekt angenommenen Strom- und Gaspreisen indiziert. Da in dieser Studie sämtliche Preisangaben als reale Preise ausgewiesen sind, wird für die Einzelindizes des Konsumenten- und Wohnbaupreis sowie Kehrichtabwärmepreis ein konstanter Index von 1 zugrunde gelegt. Beim Zürcher Energiepreisindex (ohne FW), welcher mit 35 % Gewichtung eingeht, werden die hier zur Anwendung kommenden Strom- und Gaspreisentwicklungen herangezogen, um die Entwicklung des entsprechenden Arbeitspreisindex´ Fernwärme zu bestimmen.

- Für die Analyse des Einflusses der zeitlichen Auflösung des Fernwärmepreises wird ein stündlich schwankender Fernwärmepreis hergeleitet (analog zum Strompreis). Solange der Zürcher Wärmebezug unterhalb des Schwellwertes, wie in Kapitel 3.3.2 erläutert, liegt, kommt gemäss Tarif ein konstanter Arbeitspreis zum Tragen, wird der Schwellwert überschritten und muss daher zur Lastdeckung in Spitzenkesseln zusätzlich Erdgas verfeuert werden, so erhöht sich der Arbeitspreis in Abhängigkeit des zusätzlich aufzubringenden Arbeitsanteils entsprechend. Der Grundpreis ist dabei so kalibriert, dass der resultierende Jahresdurchschnittspreis wieder dem Tarifpreis entspricht.
- Zum Arbeitspreis kommt ein jährlicher Leistungspreis P2 hinzu. Dieser beträgt aktuell 900 CHF + 42CHF/kW woraus sich für eine 100 kW Anlage ein jährlicher Wert von 5100 CHF errechnet. Dieser Wert wird laut Tarifblatt mit dem Zürcher Index der Wohnungsbaupreise belegt.
- P3 legt die einmaligen Anschlusskosten fest. Diese sind in den unterstellten pauschalen Investitionskosten inbegriffen.

#### 4.4 Endkundenpreise Erdgas und Biogas

Die Prognose der Preisentwicklung für die Endkundenversorgung von Erdgas basiert auf folgenden Überlegungen: Der Erdgaspreis für Endverbraucher hängt zum einen von der Entwicklung des Grosshandelspreises ab. Dieser basiert auf dem Szenario «Zero Basis» der Energieperspektiven 2050+, welches gegen 2050 einen sinkenden Gaspreis, aber kontinuierlich steigende CO<sub>2</sub> Kosten unterstellt (vgl. Tabelle 2). Daneben sind im Endverbraucherpreis die Kosten für den Gasnetzbetrieb sowie weitere Kosten enthalten, welche über den effektiven Energietarif und den Leistungspreis abgedeckt werden. Gemäss Tarifblatt des Energieunternehmens Energie 360° beträgt letzterer aktuell 34 CHF/kW für Anlagen grösser 50 kW. Der Leistungspreis dürfte aufgrund des geplanten Rückbaus des Gasnetzes künftig jedoch eher steigen. Für Biogas wird in den Energieperspektiven von einem höheren, aber konstanten Biogaspreis von 18.5 Rp/kWh ausgegangen. In Summe werden daher für die folgende Analyse die effektiven Endverbraucherpreise für Erdgas und Biogas als konstant angenommen. Da jedoch der Anteil von Biogas am Erdgas/Biogasmix gemäss Tabelle 6, steigt, steigen auch die Preise für das Gasmischprodukt entsprechend.

Die in Tabelle 10 dargestellten Arbeitspreise für Erdgas und Biogas basieren auf dem Tarifblatt Energie 360 mit Stand Juni 2021 und werden hier über den Betrachtungszeitraum im Jahresdurchschnitt als konstant angenommen. Durch den sich kontinuierlich ändernden Biogasanteil (saisonale Ganglinie, siehe Abbildung 15) kann ebenso stundenscharf ein resultierender Biogas-Gasbezugspreis hergeleitet und für die Analyse der Auswirkung der zeitlichen Auflösung herangezogen werden.

## 4.5 Übersicht Endenergiepreise

Basierend auf den vorangehenden Kapiteln sind in der folgenden Tabelle 10 die effektiven Endenergiepreise (Jahresdurchschnitt, ohne Anschlussgebühren) für die einzelnen Energieträger zusammengefasst. Die stündlichen Arbeitspreise Strom leiten sich in den Szenarien „Tief“ und „Hoch“ von den stündlichen Börsenpreisen ab. Im Autarkie-Szenario bestimmen sich die Preise mittels ähnlicher Überlegungen (siehe Kap. 2.1.3 und Kap. 2.2.2), wobei die Investitions- und Kapitalkosten annahmengenässig nicht inkludiert sind (diese betragen bei angenommenen 3000 Vollaststunden 2 bis 4 Rp/MWh). Bei der Fernwärme ist, wie oben erläutert, der Umfang des Einsatzes der Spitzenkessel für den abgerechneten stündlichen Fernwärmepreis entscheidend und beim Gaspreis ist das in jeder Stunde aktuelle Mischungsverhältnis Erdgas/Biogas (siehe Kap. 2.4) preissetzend.

Endenergie		2025	2035	2050
Strom (Durchschnittspreis)	„Tief“	23,4	27,8	32,5
	„Hoch“	25,5	30,9	33,5
	„Autarkie“	21,2	25,3	24,5
Fernwärme (Durchschnittspreis)		6,5	6,9	7,5
Erdgas		12,9	12,9	12,9
Biogas		18,5	18,5	18,5
Erdgas/Biogas Mix (Durchschnittspreis)		13,2	14,9	18,5

Tabelle 10: Berechnete und nachfolgend verwendete Arbeitspreise Endenergie (Rp/kWh)

## 5 Betrachtete Gebäude und Heizsysteme

Die Bestimmung der Auswirkung unterschiedlicher zeitlicher Auflösungen bei der Gebäudeenergie-, Emissions- und Kostenbilanzierung soll anhand von vier exemplarischen Gebäudetypen (Kap. 5.1) analysiert werden. Diese Gebäudetypen sollen wiederum jeweils hinsichtlich vier verschiedener Heizungssysteme (Kap. 5.2) analysiert werden.

### 5.1 Gebäudetypen

Die Analysen werden gemäss Fragestellung und methodischem Vorgehen für je zwei unrenovierte und zwei nach Minergie zertifizierte Gebäudetypen durchgeführt. Weiterhin werden unterschiedliche Nutzungsarten berücksichtigt, um für die Analyse ein möglichst breites Spektrum an unterschiedlichen Wärmebedarfscharakteristika abzudecken. Bei den Nutzungsarten sind Wohnen (unsanierter Bestand und Minergie-A-Neubau) sowie Schule (Minergie-P-Neubau) und Verwaltung (unsanierter Bestand) zu berücksichtigen.

Es wurden daraufhin von der Kerngruppe vier real existierende Gebäude in der Stadt Zürich ausgewählt, welche als Stellvertreter der zu untersuchenden Gebäudeklassen anzusehen sind. Für diese realen Vertreter der ausgewählten Gebäudekategorien stehen seitens der Stadt Zürich vielfältige Daten zur Verfügung, welches eine Plausibilisierung der Analyseergebnisse ermöglicht. Die Datenverfügbarkeit ist der Tatsache geschuldet, dass alle vier Vertreter unter Einbeziehung der Stadt Zürich entweder umfassend nach Minergie saniert worden sind (wobei auch der Vorsanierungszustand bekannt ist) oder neu erbaut wurden.

Es geht in der vorliegenden Analyse also nicht um eine möglichste exakte Simulation eines einzelnen konkreten Gebäudes als vielmehr darum, real existierende Gebäude als typische Vertreter einer Kategorie darzustellen, um den Lesenden unmittelbar die Gebäudekategorie vor Augen zu führen.

Bei den repräsentativen Objekten handelt es sich um die Gebäude Birkenhof (Wohnen, Bestand unsaniert), Kronenwiese (Wohnen neu Minergie), Helvetiaplatz (Büro, Bestand unsaniert) und Schauenberg Schule (Neubau). Obwohl die tatsächlichen Gebäude Amtshaus Helvetiaplatz und Wohnsiedlung Birkenhof in jüngerer Zeit umfangreich energetisch saniert wurden, wird in der Analyse der unrenovierte Zustand unterstellt. Ebenso ist der Vergleich der unterschiedlichen Heizungssysteme in den Gebäuden als rein hypothetisch anzusehen.

In Tabelle 11 sind die vier Gebäudetypen mit den untersuchten Ausprägungen dargestellt.



**Vom Zertifikat zur Physik**

Gebäudetyp	Ausprägung	Name Vertreter	Heizungsoptionen				Charakteristika	
			Fernwärme	Gas/Biogas	WP Luft-Wasser	WP Sole-Wasser	Lüftung	Dämmung
Wohngebäude	Bestand	Birkenhof	x	x	x	x	Fenster	Nein
Wohngebäude	Neubau Minergie	Kronenwiese	x	x	x	x	Lüftungsanlage	ja
Bürogebäude	Bestand	Helvetiaplatz	x	x	x	x	Fenster	Nein
Schulgebäude	Neubau Minergie	Schauenberg	x	x	x	x	Lüftungsanlage	Ja

Tabelle 11 : Gebäudetypen nach Heizungsvarianten und Nutzungsarten

Die folgenden Aufnahmen stellen die realen Vertreter der untersuchten Gebäudekategorien dar.



Wohnsiedlung Birkenhof



Schulgebäude Schauenberg



Amtshaus Helvetiaplatz



Wohnsiedlung Kronenwiese

## 5.2 Heizsysteme und Investitionskosten

### 5.2.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen Umweltwärme, um diese mit Hilfe eines thermodynamischen Kreisprozesses auf ein höheres Temperaturniveau zu heben, welches für die Gebäudebeheizung genutzt werden kann. Der Kreisprozess wird durch einen Kompressor, welcher mit elektrischer Energie angetrieben wird, am Laufen gehalten. Das Verhältnis zwischen abgegebener Heizwärme und zugeführter elektrischer Energie wird durch die sog. Arbeitszahl (engl. Coefficient of Performance, COP, deutsch Leistungszahl) beschrieben. Je höher der COP, um so effizienter arbeitet die Wärmepumpe.

Der theoretisch maximal erreichbare COP wird aus dem sog. Carnot Prozess abgeleitet, welcher wiederum das maximal theoretisch mögliche Verhältnis (sog. Carnot Wirkungsgrad) aus abgegebener Arbeit zu zugeführter Wärme eines thermodynamischen Kreisprozesses (Wärme-Kraft-Prozess) beschreibt.

Die Formel für den COP, welcher der Kehrwert des Carnot Wirkungsgrad ist, beschreibt demnach das maximal mögliche Verhältnis aus abgegebener (Heiz-)Wärme zu zugeführter Arbeit durch einen Kompressor auf Basis der Quellen- und Senktemperaturen des Kreisprozesses.

$$COP = \frac{T_{max}}{T_{max} - T_{min}}$$

Dabei beschreibt die Temperatur  $T_{max}$  die absolute Senktemperatur, also die Vorlauf-temperatur des Heizsystems und  $T_{min}$  die absolute Quelltemperatur (Umgebungsluft / Sondenausgangs-Temperatur), jeweils in Kelvin.

In der Realität kann aufgrund von vielfältigen Verlusten der theoretische  $COP_{max}$  bei weitem nicht erreicht werden, sondern es gilt  $COP_{real} = v \cdot COP_{max}$ , wobei  $v$  als Gütegrad bezeichnet wird. In der Realität ist dieser Wert jedoch nicht konstant, sondern wird je nach aktuellem Betriebspunkt in gewissen Grenzen variieren. In erster Näherung wurde hierfür ein Wert von 0.5 verwendet.

Als Wärmequellen im Wohngebäudebereich dienen üblicherweise Grundwasser, Erdreich oder Umgebungsluft, entsprechend werden die Wärmepumpen unterschieden. In dieser Studie werden Luft/Wasser Wärmepumpen (L/W, Umgebungsluft) und Sole/Wasser Wärmepumpen (S/W, Erdreich) betrachtet.

### **Wärmequellen Zürich**

Für die Analyse des Strombedarfs, der Emissionen und der Kosten des Wärmepumpeneinsatzes wurden für die Luft/Wasser Wärmepumpen die Umgebungstemperaturen eines sog. Design Reference Years (DRY) der Stadt Zürich herangezogen (siehe Illustration in (Abbildung 25)). Es ist dies ein synthetische Temperaturprofil für ein typisches Jahres, das zum einen den Mittelwert über mehrere Jahre abbildet und zum anderen die typische Varianz, also z.B. Wärme- und Kälteperioden, abbildet.

Das Temperaturprofil der Erdwärmesonde weist einen sinusförmigen Temperaturverlauf um einen Mittelwert herum auf. Dieser wurde für die Analyse mit 10 Grad Celsius gewählt. Dies entspricht in etwa der Temperatur des ungestörten Erdreichs und es wird demzufolge eine Regeneration durch Abwärme oder Solarenergie vorausgesetzt. Der sinusförmige Verlauf resultiert annähernd aus dem jahreszeitlichen Wärmeentnahmeprofil aus der Sonde. Diese erreicht am Ende der Heizperiode im April ihren Tiefpunkt. Im Sommerhalbjahr erhöht sich die Sondentemperatur durch den Wärmeübergang aus dem «warmen» Erdreich und der Regeneration und erreicht zu Beginn der neuerlichen Heizperiode im Ende September/ Anfang Oktober ihren Höchstwert (Abbildung 25).

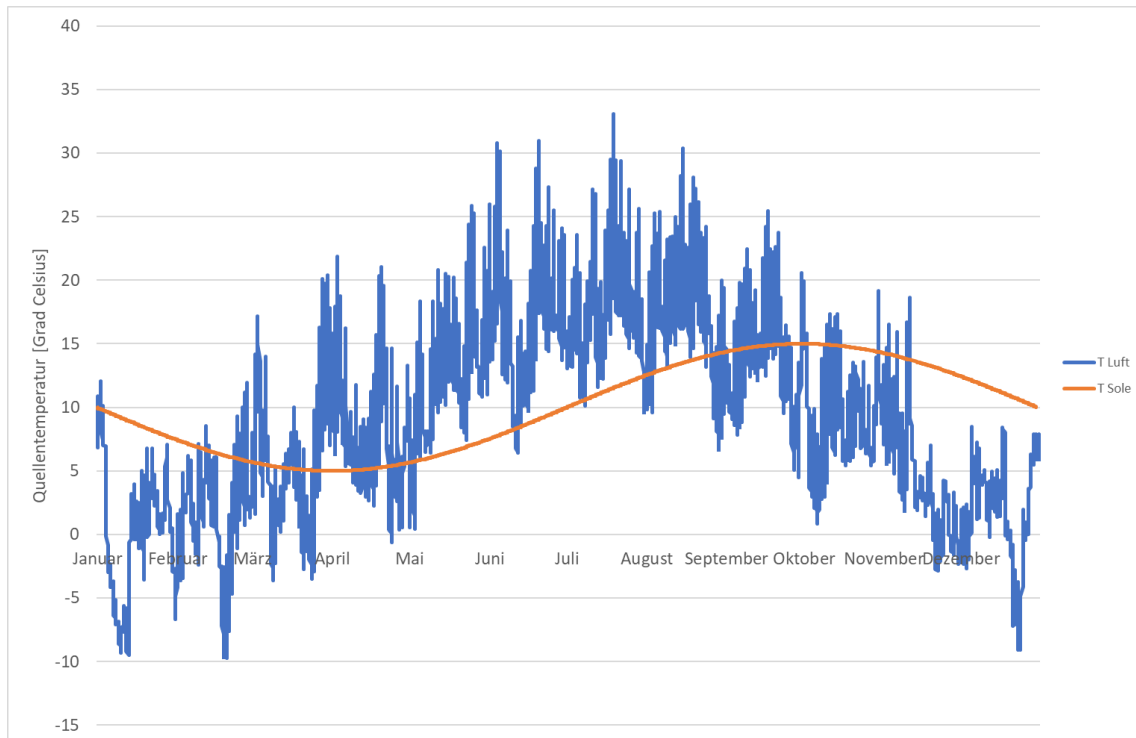


Abbildung 25 : Angenommene Temperaturprofile Stadt Zürich für die Wärmequellen Luft (Quelle:MeteoSchweiz) und Erdwärme (Sole)

In Abbildung 25 sind die Vor- und Nachteile der Sole/Wasser Wärmepumpe gegenüber der Luft/Wasser Wärmepumpe gut zu erkennen. Während im Winter die Soletemperatur stets z.T. deutlich über der Lufttemperatur liegt, sind die Verhältnisse im Sommer und auch teilweise in der Übergangszeit umgekehrt. Im Winter ist die Sole/Wasser Wärmepumpe daher klar im Vorteil. Bei gut gedämmten Gebäuden steigt der Anteil des ganzjährig benötigten Warmwassers gegenüber dem winterlichen Heizwärmebedarf jedoch deutlich an, wovon wiederum die Luft/Wasser Wärmepumpe im Jahresvergleich profitiert.

In Abbildung 26 ist exemplarisch der Wärmebedarf des nicht sanierten Wohngebäudes Birkenhof (Vorlauftemperatur 55 Grad Celsius) dargestellt gemeinsam mit dem Strombedarf beider Wärmepumpentypen.

Es wird deutlich, dass der Strombedarf der Luft/Wasser Wärmepumpe im Winter, in dem das Gros des Wärmebezugs liegt, z.T. deutlich höher ist als jener der Sole/Wasser WP. Über das Jahr gesehen beträgt der mittlere elektrische Leistungsbedarf der Luft/Wasser-Wärmepumpe im obigen Fall 5.66 W/m<sup>2</sup> und der Sole/Wasser Wärmepumpe bei 5.03 W/m<sup>2</sup>a, was einem durchschnittlichen Minderverbrauch von 11 % entspricht.

Die vom Wärmepumpentestzentrum Buchs (WPZ) gemessenen Werte von realen Wärmepumpen bestätigen diese Größenordnung (siehe Anhang C.3).

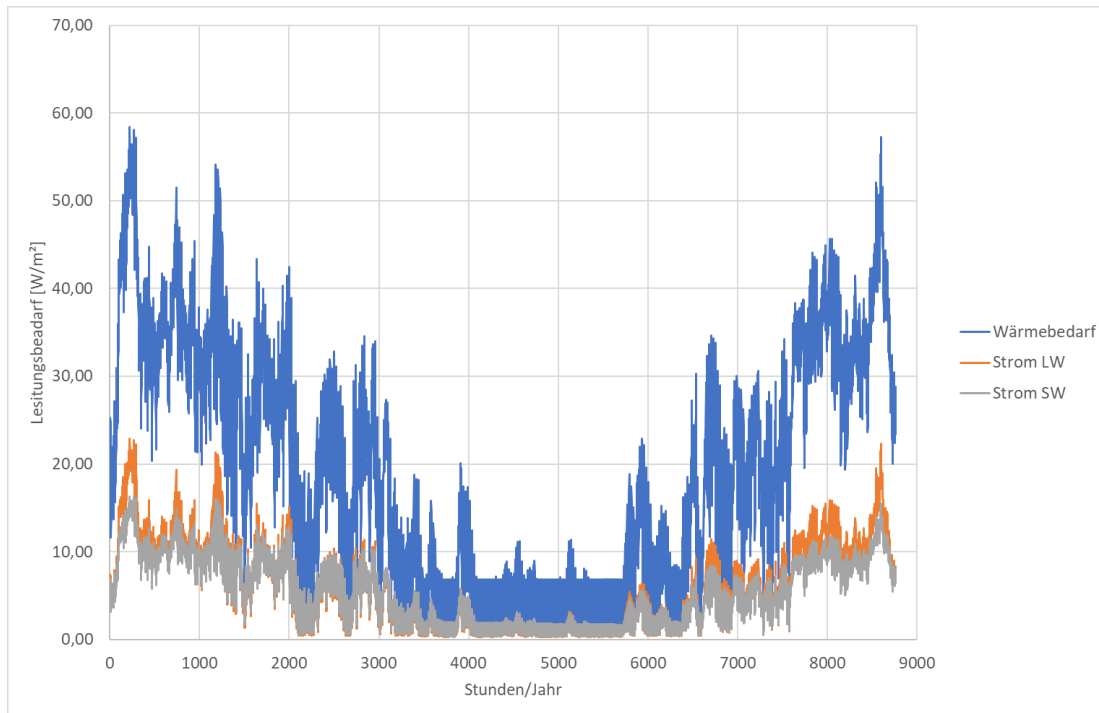


Abbildung 26 : Leistungsbedarf Wohngebäude und Wärmepumpen. (Quelle: Berechnungen TEP Energy mit dem gebäudephysikalischen Simulationsmodell IDA-ICE)

Abbildung 27 stellt den theoretischen COP in Abhängigkeit der Quelltemperatur für Vorlauftemperaturen von 35 und 55 Grad Celsius gemäss obiger Formel mit einem als konstant angenommenen Gütegrad von 0,5 dar. Dies ist naturgemäss eine theoretische Betrachtung, insofern werden die in der Realität auftretenden COP davon je nach Betriebspunkt etwas abweichen. Konkret wurden für die Analyse die COP stets gemäss der entsprechend zugrunde gelegten Auflösung verwendet, also beispielsweise stündlich variierender COP in der stündlichen Auflösung und Jahresdurchschnitts-COP in der Jahresauflösung.

Die Grafik verdeutlicht dennoch den nicht intuitiven Effekt, dass bei höher Temperaturspreizung der COP weniger stark sinkt als bei höheren Temperaturen. Mit anderen Worten steigt der COP stärker je weniger die aufzubringende Temperaturanhebung ist. Im Altbau, bei hoher Temperaturspreizung führt eine Erhöhung der Quelltemperatur zu einem kleineren Delta COP als bei kleineren Temperaturspreizungen (Neubau), wo der Delta COP höher ist.

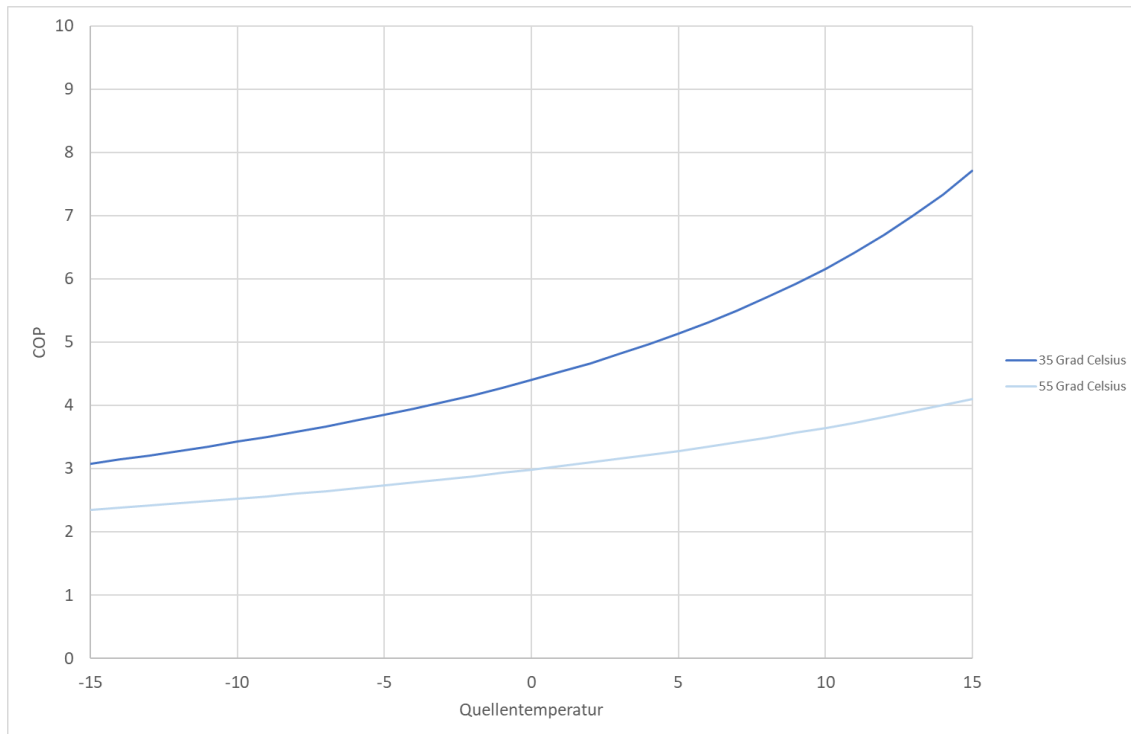


Abbildung 27: COP vs. Quelltemperatur (Quelle: Eigene Darstellung TEP)

### 5.2.2 Investitionskosten Wärmepumpen Sole/Wasser Wärmepumpe

Die Investitionskosten für eine Sole/Wasser Wärmepumpe umfassen eine Vielzahl von Einzelpositionen. Diese sind für alle betrachteten Heizungstechnologien im Anhang C.3 aufgeführt. Grundsätzlich wird für Vergleichszwecke generell eine einheitliche Abschreibungsperiode gewählt, üblicherweise in Höhe der technischen Lebensdauer gebäudetechnischer Anlagen, also z.B. 20 Jahre. Aufgrund der höheren technischen Lebensdauer gewisser kostenintensiver Investitionen würde dies zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Verzerrung führen, weshalb für ausgewählte Kostenpositionen eine längere Abschreibungsperiode unterstellt wird. Insbesondere sind hier die technische Lebensdauer der Erdsonde zu nennen, welche üblicherweise kalkulatorisch mit 50a angesetzt wird. Ebenso wird die Übergabestation Fernwärme hier über 35 Jahre abgeschrieben, sowie einige andere Kostenkomponenten, wie in Tabelle 19 Tabelle Tabelle Tabelle Tabelle Tabelle Tabelle in Anhang C.3 aufgeführt.

Im Fall der Sole/Wasser-WP übersteigen die Kosten bei der Erdsondenbohrung die Kosten für die Wärmepumpe um ein Vielfaches. Im Gegensatz zur L/W Wärmepumpe, wo eine gewisse spezifische Kostendegression mit steigender Leistung auftritt, ist dies bei den Erdsondenbohrungen weniger der Fall, da die tatsächlichen Kosten mit der Gesamtlänge der notwendigen Bohrlöcher nahezu linear steigen (sofern nur typische oberflächennahe Sonden von 50 bis 150 m abgeteuft werden; bei deutlich höheren

Tiefen steigen die Kosten exponentiell an). Neben diesen Kosten sind zu nennen: Verbindung zwischen Erdwärmesonden und Wärmepumpe, gebäudeinterne Schallschutzmassnahmen, Armaturen und Rohrleitungen, Heizungsspeicher, Transport und Montage, Anschlussgebühren, Elektronik, Schaltschrank etc. Die Gesamtinvestitionskosten belaufen sich somit aktuell (Jahr 2022) auf ca. 3'200 CHF/kW<sub>th</sub>. Quelle: Jakob et al. (2023). Die technische Nutzungsdauer der Wärmepumpe allein beträgt 20 Jahre, welches hier der Abschreibungsperiode entspricht.

### **Luft/Wasser Wärmepumpe**

Die Investitionskosten für eine Luft/Wasser Wärmepumpe sind demgegenüber weniger kostenintensiv. Jedoch kommen neben der eigentlichen Wärmepumpe auch hier eine Vielzahl weiterer Kosten hinzu, nämlich für Erstellung des Luftkanals mit Lärmschutzmassnahmen, Armaturen, Rohrleitungen, Dämmung, Heizungsspeicher, Transport und Montage, Anschlussgebühren (Elektro), Schaltschrank etc. Die Gesamtinvestitionskosten belaufen sich hier für eine Anlage in der Grössenordnung von 100 kW<sub>th</sub> auf ca. 2100 CHF/kW.

#### **5.2.3 Investitionskosten Fernwärme**

Die Investitionskosten für die Versorgung mit Fernwärme sind demgegenüber ungleich geringer. Diese bestehen im Wesentlichen aus den Kosten für die Hausübergabestation nebst Transport und Montage, welche in der Regel vom Hausbesitzer getragen werden, sowie aus der Herstellung des Hausanschlusses durch den Versorger. In der Summe sind dies in der Stadt Zürich von ca. 700 CHF/kW bei einer angenommenen Anschlussleistung von 100 kW. Allerdings kommen neben den reinen variablen Verbrauchskosten noch die jährlich wiederkehrende Leistungsgebühr (gemäss Tarifblatt ERZ Fernwärme Zürich). Abweichend von der üblichen Abschreibungsdauer von 20 Jahren wird für die Hausübergabestation ebenso eine verlängerte Abschreibungsperiode von 35 Jahren angesetzt.

#### **5.2.4 Investitionskosten Erdgas/Biogasheizung**

Investitionskostenseitig ist diese Heizungsart die günstigste der betrachteten Heizungsarten mit knapp 500 CHF/kW bei einer angenommenen Anschlussleistung von 100 kW. Diese umfassen neben den Kosten für den Heizkessel die Anschlussgebühren an das Gasnetz, die Kosten für Armaturen und Rohrleitungen, Transport und Montage sowie den Anschluss an den Kamin (welcher wiederkehrende Kosten für die Kaminreinigung verursacht).

### 5.2.5 Gesamtübersicht Investitions- und Betriebskosten

In Tabelle 12 sind die typischen Investitions- und Betriebskosten sowie Steuern und Abgaben für alle Heizungsarten dargestellt. Quelle: Jakob et al. (2023b). Anschluss und Betriebskosten sind den aktuellen Tarifblättern der lokalen Versorgungsunternehmen entnommen.

		L/W	S/W	FW	Erdgas/ Biogas
Investitionskosten Heizung [20a]	CHF/kW <sub>th</sub>	1602	862	201	301
Investitionskosten Anschluss / Sonstiges [35a]	CHF/kW <sub>th</sub>	486	346	513	166
Investitionskosten Erdsonde incl. Bohrung [50a]	CHF/kW <sub>th</sub>	-	1989	-	-
Investitionskosten total	CHF/kW <sub>th</sub>	2088	3197	714	467
Unterhalt	% Invest	0,5	0,2	0,2	1,0
Jährlicher Leistungspreis	CHF/kW	0	0	51	34
Steuern/Abgaben	Rp/kWh	4,2	4,2	2,0	2,0

Tabelle 12: Typische Betriebs- und Investitionskosten nach Abschreibungsperiode für Heizungen mit 100 kW<sub>th</sub> Leistung



## 6 Simulationsergebnisse zu Energie, Emissionen und Kosten

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse zu Energie, Emissionen und Kosten dargestellt, erläutert, verglichen und diskutiert. Dabei werden für den jeweiligen Gebäudetyp die Simulationsergebnisse in Bezug auf die absolute Höhe des Endenergiebezugs, die Kosten der Wärmeversorgung und die Höhe der CO<sub>2</sub> Emissionen in verschiedenen zeitlichen Auflösungen miteinander verglichen werden. Darüber hinaus werden für jeden Gebäudetyp die verschiedenen Heizsystemoptionen miteinander verglichen und bewertet.

In der Ergebnisdarstellung werden zum einen die absoluten Werte dargestellt, um den direkten Vergleich der 4 Wärmeversorgungsoptionen zu ermöglichen. Zum anderen werden die Ergebnisse auch relativ zueinander dargestellt, um die unterschiedlichen Ergebnisse je nach zeitlicher Auflösung miteinander vergleichen zu können und Rückschlüsse über die letztlich notwendige Modellierungsgenauigkeit machen zu können.

Bevor die Ergebnisse in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung in diesem Kapitel diskutiert werden, werden zunächst die Berechnungsformeln hierfür erläutert.

### 6.1 Zeitliche Auflösung Simulation

Die Wahl der zeitlichen Auflösung eines Gebäudesimulationsmodells beeinflusst die Genauigkeit der Simulationsergebnisse. Je höher die Anzahl der Zeitschritte in einem bestimmten Zeitraum (z.B. 1 Jahr), desto genauer ist das erreichbare Simulationsergebnis. Bei einer Reduktion der Anzahl der abgebildeten Zeitschritte kann aufgrund der damit einhergehenden Durchschnittswertbildung Information verlorengehen. Dies geschieht dann, wenn bei der Durchschnittswertbildung Gewichtungsfaktoren, aber auch auftretende Nichtlinearitäten unberücksichtigt bleiben, was hier der Fall ist.

Die Festlegung der zeitlichen Auflösung ist also stets ein Abwägen zwischen Anspruch an die Genauigkeit der Modellergebnisse und zu leistendem Datenspezifikations- und Rechenaufwand. Aber auch die Datenverfügbarkeit von hoch aufgelösten Zeitreihen ist massgeblich. Die zentrale Frage dieses Projektes lautet also, wie hoch der Einfluss der zeitlichen Auflösung ist und wie hoch die zeitliche Auflösung mindestens gewählt werden sollte, damit die Simulationsergebnisse eine noch tolerierbare Differenz aufweisen. Hierzu werden Simulationen in Bezug auf resultierende Emission und Kosten in verschiedenen zeitlichen Auflösungen durchgeführt und die Ergebnisse miteinander verglichen. Im vorliegenden Fall sind die Randbedingungen wie folgt:

Der jährliche summarische Wärmedarf  $Q_h$  der jeweiligen Gebäude (ermittelt durch ein Monatsbilanzverfahren gemäss SIA 380/1), welcher durch die Heizsysteme gedeckt

werden muss, ist der Vergleichbarkeit halber und mit Verweis auf die Fragestellung<sup>7</sup> in allen zeitlichen Auflösungen gleich hoch. Das jährliche  $Q_h$  wird zu diesem Zweck mittels des relativen Lastprofils aus der gebäudephysikalischen IDA-ICE-Simulation auf die einzelnen Stunden heruntergebrochen. Auf Basis der Einzelstunden werden dann die Werte der höheren zeitlichen Aggregationen erstellt.

Beim Einsatz strombetriebener Wärmepumpen ändern sich die anzulegenden strombedingten Emissionen von Zeitschritt zu Zeitschritt z.T. signifikant, je nachdem, welche Kraftwerke summarisch zu einem betrachteten Zeitpunkt jeweils die Gesamtlast im Stromnetz decken. Bei einer Durchschnittswertbetrachtung zur Emissionsermittlung durch elektrische Wärmepumpen wird aber zwangsläufig vernachlässigt, dass die Stromnachfrage über die Zeit nicht konstant ist, sondern abhängig vom Wärmebedarf ist und somit volatil. Insbesondere in kalten Stunden weist Strom im heutigen Energieversorgungssystem (Strom und Fernwärme) in Europa noch einen hohen fossilen Anteil auf. Daher ist es möglich, dass bei der Durchschnittswertbetrachtung (also in geringerer zeitlicher Auflösung) die resultierenden Emissionen gegenüber einer Betrachtung in höherer zeitlicher Auflösung z.T. signifikant unterschätzt werden könnten. Dies ist dann der Fall, wenn man annimmt, dass an kalten Tagen mit hoher Stromnachfrage überdurchschnittlich viele fossil Erzeugung am Netz ist.

Mit zunehmender Durchdringung der erneuerbaren Energien ändern sich jedoch die Zusammenhänge, so dass z.B. an kalten Tagen bei hohem Windaufkommen nicht zwangsläufig der resultierende spezifische Emissionsfaktor hoch sein muss. Auch kommen bei der Fernwärmeerzeugung in der Zukunft vermehrt Holz und synthetische und damit CO<sub>2</sub>-freie Brennstoffe zum Einsatz und substituieren den Einsatz von fossilem Gas und Heizöl.

Ausserdem hängt beim Einsatz von Wärmepumpen deren Strombedarf von ihrer Leistungszahl COP ab, welche wiederum von der Aussen- bzw. der Soletemperatur abhängig ist. Die Abhängigkeit des COP von der Aussentemperatur ist dabei nichtlinear. Dadurch unterscheidet sich ein auf einer zeitlichen Durchschnittstemperatur errechneter COP zwangsläufig von einem durchschnittlichen COP, welcher auf Basis zeitlich variierender Einzeltemperaturen ermittelt wurde.

Ein Ziel der Studie ist es, vor der Erstellung eines Vergleichstools den Einfluss der Wahl der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisgenauigkeit, d.h. der Gesamtemissionen und der Kosten bei unterschiedlichen Heizsystemen und unterschiedlichen Szenarien und Zeitpunkten in der Zukunft, darzustellen.

<sup>7</sup> Im Projekt geht es **nicht** um den Vergleich von Gebäudeenergiebilanzmodellen von unterschiedlicher zeitlicher Auflösung, sondern um den Vergleich von Emissionen und Kosten bei gegebene Wärmeprofil, aber unterschiedlicher zeitlicher Aggregation.

Zu diesem Zweck wurden von der Kerngruppe die folgenden vier zeitlichen Auflösungen definiert, deren Auswirkung auf die Genauigkeit der Simulationsergebnisse miteinander verglichen werden soll.

1. Höchste zeitliche Auflösung des Jahres im Stundenraster (24\*365 = 8760 Werte)
2. Monatliche Typtage (12 \* 24 = 288 Werte)
3. 1 Monatswert (12 \* 1 = 12 Werte)
4. 1 Jahreswert

Vergleichswert ist dabei die höchste zeitliche Auflösung von 8760 Stundenwerten. Diese liefert die genauesten Simulationsergebnisse. Die anderen 3 Auflösungen sollen jeweils mit dieser Auflösung verglichen werden. Theoretische könnten noch höhere Auflösungen gewählt werden wie z.B. ¼ h Werte, dies ist jedoch aufgrund der dazu erforderlichen Datenverfügbarkeit im Lichte der Zielsetzung des Projektes wenig praktikabel. Vielmehr ist die Frage, wie hoch die Auflösung mindestens sein muss, um noch tolerierbare Differenzen zu erhalten.

Je nachdem, welche zeitliche Auflösung gewählt wurde, errechnet sich die resultierende Gesamtjahremission gemäss den folgenden Formeln:

**Stundenraster:**

$$E_{ges1} = \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D Q_{hwwm,h,d} * 1/COP_{m,h,d} * E_{spez,m,h,d}$$

**Typtage:**

$$E_{ges2} = \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \left( \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D Q_{hwwm,h,d} * 1 / \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D COP_{m,h,d} * \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D E_{spez,m,h,d} \right)$$

**Monatswerte:**

$$E_{ges3} = \sum_{i=1}^M \left( \frac{1}{H * D} \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D Q_{hwwm,h,d} * 1 / \frac{1}{H * D} \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D COP_{m,h,d} * \frac{1}{H * D} \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D E_{spez,m,h,d} \right)$$

Jahreswert:

$$E_{ges}^4 = \frac{1}{M * H * D} \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D Q_{hwwm,h,d} * 1 / \frac{1}{M * H * D} \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D COP_{m,h,d} * \frac{1}{M * H * D} \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{d=1}^D E_{spez,m,h,d}$$

$E_{ges}$  CO2 Jahresemissionen in [kg CO<sub>2äq</sub>]

$Q_{hww}$  Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser in [kWh/m<sup>2</sup>]

COP Coefficient of Performance, Leistungszahl in [-]

$E_{spez}$  Spezifischer Emissionsfaktor Strom [kg CO<sub>2äq</sub>/kWh]

$M \in \{\text{Jan, Feb, Mrz, ... Dez}\}$

$H \in \{1,2,3...24\}$

$D \in \{1,2,3...31\}$

## 6.2 Vergleich Endenergiebezug Wärmeversorgung

In der nachfolgenden Abbildung 28 ist die absolute Höhe des spezifischen Endenergiebezuges der 4 Gebäudetypen mit den jeweiligen 4 Heizungsoptionen in den 4 zeitlichen Auflösungen (8760 h, Typtage, Monat, Jahr) dargestellt. Die in Abbildung 28 verwendeten Kürzel sind in für die Gebäudetypen in Tabelle 13 und für die Heizungsoptionen in Tabelle 14 aufgeführt. Der zugrundeliegende Wärmebedarf basiert Wärmebedarfskurven, welche mit Simulationsrechnungen mit IDA-ICE für Zürich ermittelt wurden (ähnlich wie in Jakob et al. (2006) und Müller et al. (2019)).

Kürzel	Name	Typ	Energetischer Zustand
BH	Birkenhof	Wohnhaus	unsaniert
KW	Kronenwiese	Wohnsiedlung	Minergie A
HP	Helvetiaplatz	Amtshaus	unsaniert
SB	Schauenberg	Schulhaus	Minergie P

Tabelle 13: Kürzel Gebäudetypen

Kürzel	Technologie	Wärmequelle	Brennstoff bzw. Hilfsenergie
--------	-------------	-------------	------------------------------

<b>LW</b>	<u>Luft/Wasser</u> Wärmepumpe	Umgebungsluft	Strom
<b>SW</b>	<u>Sole/Wasser</u> Wärmepumpe	Erdwärme	Strom
<b>FW</b>	Fernwärme		Kehricht/Erdgas
<b>BG</b>	Gaskessel		Erdgas-Biogas Mix

Tabelle 14: Kürzel Heizungsoptionen

Auf der Abbildung 28 wird zunächst deutlich, wie gross der Unterschied des Endenergiebezugs zwischen den Heizungstypen Fernwärme bzw. Biogas sowie Sole/Wasser bzw. Luft/Wasser Wärmepumpe ist. Der Endenergiebezug der beiden Letzteren liegt bei rund einem Drittel der Heizungstypen FW/BG. Dies lässt sich über den COP der Wärmepumpen erklären, da die Gebäude zu einem grossen Teil mit nicht bilanzierter Umweltwärme beheizt werden.

Weiterhin ist der grosse Unterschied im Nutzwärmebedarf zwischen den Gebäudetypen bemerkenswert. Dieser kann in guter Näherung in Abbildung 28 abgelesen werden. Denn unterstellt man einen Wirkungsgrad von 90 % - 100 % für FW/BG, so entspricht der Nutzwärmebedarf in etwa dem Endenergiebezug.

Die unrenovierten Gebäudetypen Bürogebäude Helvetiaplatz und Wohngebäude Birkenhof liegen bei dieser Betrachtung mit einem spezifischen Wärmeverbrauch für Heizung und Warmwasser von ca. 160 kWh/m<sup>2</sup> nahezu gleichauf.

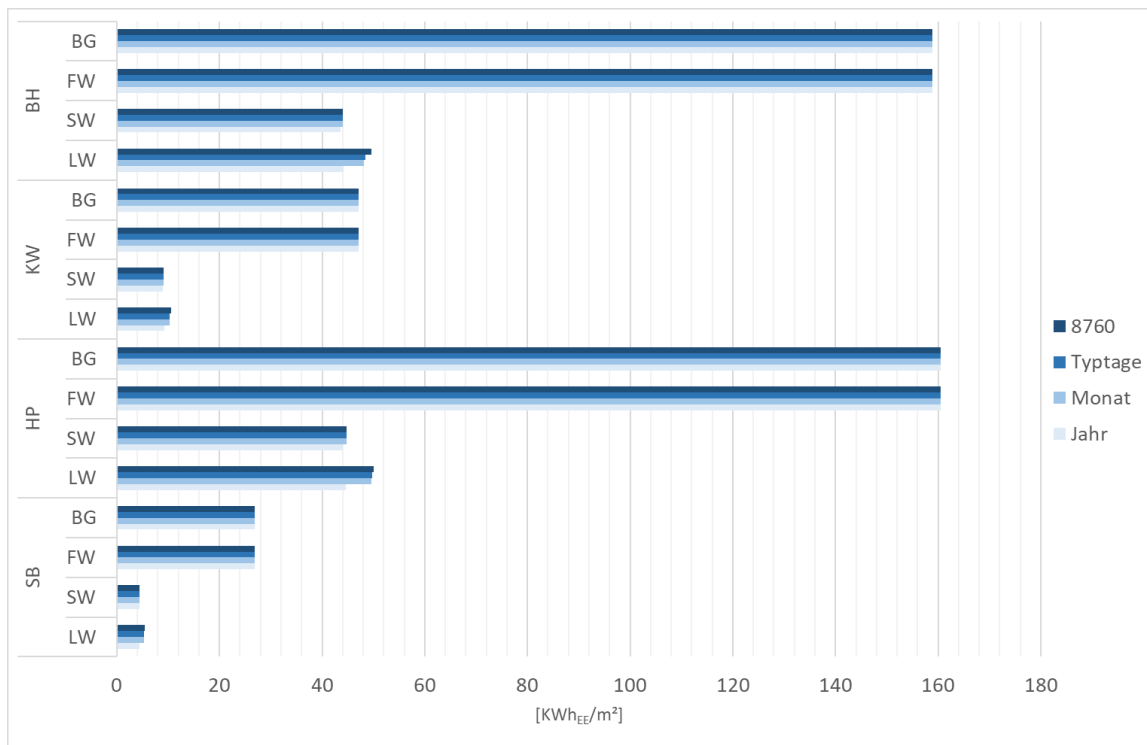


Abbildung 28 : Endenergiebezug nach Gebäudetyp und Heizungssystem

Der nach Minergie zertifizierte Gebäudetyp Wohngebäude Kronenwiese hat demgegenüber einen um 75 % niedrigeren spezifischen Wärmebedarf, der sich bei Nutzung von Fernwärme bzw. Gas in einem Endenergiebedarf von lediglich ca. 50 kWh/m<sup>2</sup> zeigt. Bei der Nutzung von Wärmepumpen liegt die bezogene Strommenge bei lediglich etwa 10 kWh/m<sup>2</sup>.

Gegenüber dem Gebäude KW ist der Wärmebedarf des ebenfalls in Minergie Standard errichteten Gebäudetyp Schulgebäude Schauenberg mit einem End- bzw. Nutzenergiebedarf für Wärme von ca. 30 kWh/m<sup>2</sup> nochmals um knapp die Hälfte tiefer. KW ist vom Typ Wohngebäude und somit ganzjährig Tag und Nacht in Betrieb. Zudem fallen hier signifikante Mengen an Warmwasser an. Demgegenüber ist SB vom Typ Schulgebäude und hat somit während der Ferien und am Abend einen geringen Energieverbrauch, zudem ist der Warmwasserverbrauch gegenüber einem Wohngebäude vernachlässigbar gering.

Weiterhin wird sichtbar, dass mit Ausnahme der L/W-WP bei allen Gebäuden und Heizungstypen der resultierende Endenergieverbrauch unabhängig von der zeitlichen Auflösung identisch ist. Dies ist nachvollziehbar, denn die Wahl der zeitlichen Auflösung des Modells hat keinen Einfluss auf den Energieverbrauch. Die Effekte der zeitlichen Auflösung werden erst bei der Betrachtung der Emissionen und der Kosten sichtbar, welche auch im Fokus der Vergleiche stehen.

Die L/W-WP ist hohen zeitlichen Schwankungen der Quelltemperatur unterworfen, welche unmittelbar den COP beeinflussen. Bei der Mittelwertbildung des COPs, welche durch die Reduktion der zeitlichen Auflösung geschieht, zeigt sich jedoch bereits eine Auswirkung der Modellierungsgenauigkeit im Ergebnis. So ist der Endenergieverbrauch in niedrigster Auflösung, also der Jahresauflösung, zwischen 10 – 15 % niedriger ausgewiesen.

Bei der S/W-WP ist der Effekt der Verfälschung durch Mittelwertbildung grundsätzlich zwar ebenso gegeben, da die Temperatur im zeitlichen Verlauf jedoch nur schwach und langsam schwankt, ist der Effekt sehr gering und auf der obigen Darstellung kaum sichtbar.

Zur besseren Sichtbarkeit sind deshalb die relativen Unterschiede im Endenergieverbrauch durch die Modellierungsauflösung jeweils gegenüber dem Vergleichswert in der 8760 h Auflösung in Abbildung 29 dargestellt:

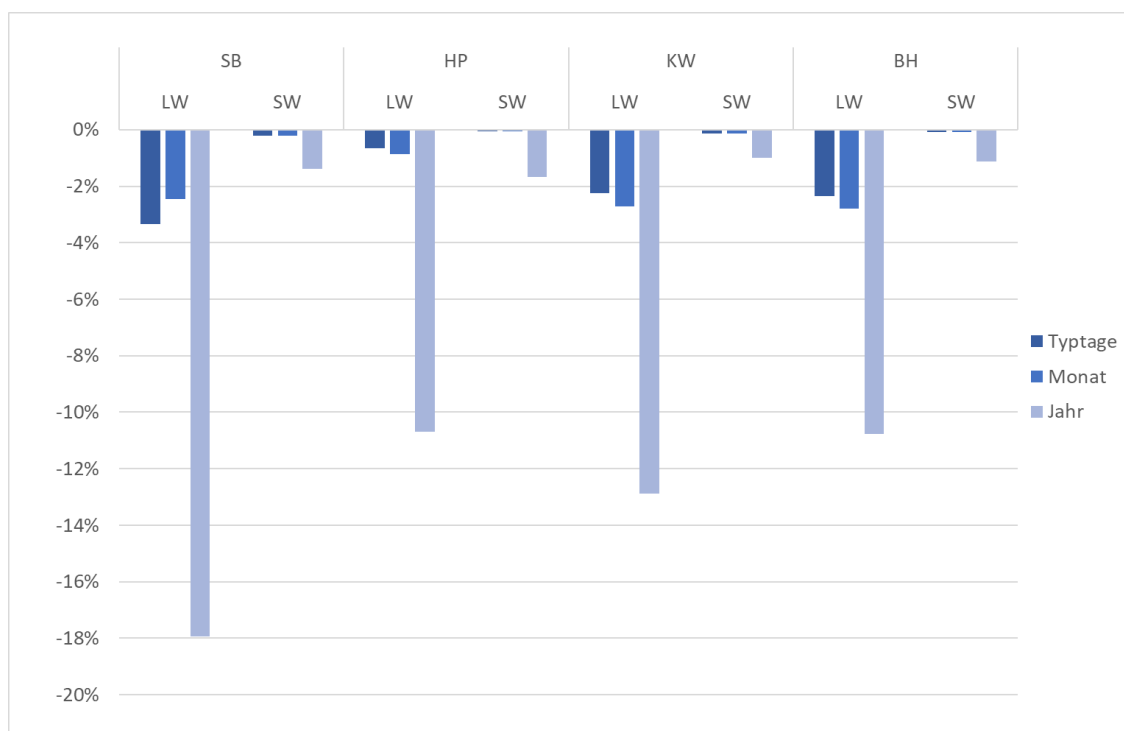


Abbildung 29 : Relative Differenz WP Endenergie ggü. 8.760h Auflösung

Es wird deutlich sichtbar, dass insgesamt durch eine Reduktion der Auflösung auf Typ-tage oder Monatswerte die Differenz bei der Luft/Wasser Wärmepumpe 1 - 2 % beträgt. Bei der Sole/Wasser Wärmepumpe liegt die Differenz im Promillebereich. Bei der Auflösung 1 Jahreswert ist die Differenz insbesondere bei der Luft/Wasser Wärmepumpe hingegen beträchtlich. Dieser beträgt je nach Gebäudetyp zwischen -10 % und -18 %. Bei

der S/W-WP jedoch lediglich ca. 1%. Die Differenzen zwischen Typtagen und Monatswerten liegen lediglich im oberen Promillebereich.

Vergleicht man die S/W-WP mit der L/W-WP in unterschiedlicher Auflösung, so ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 30)

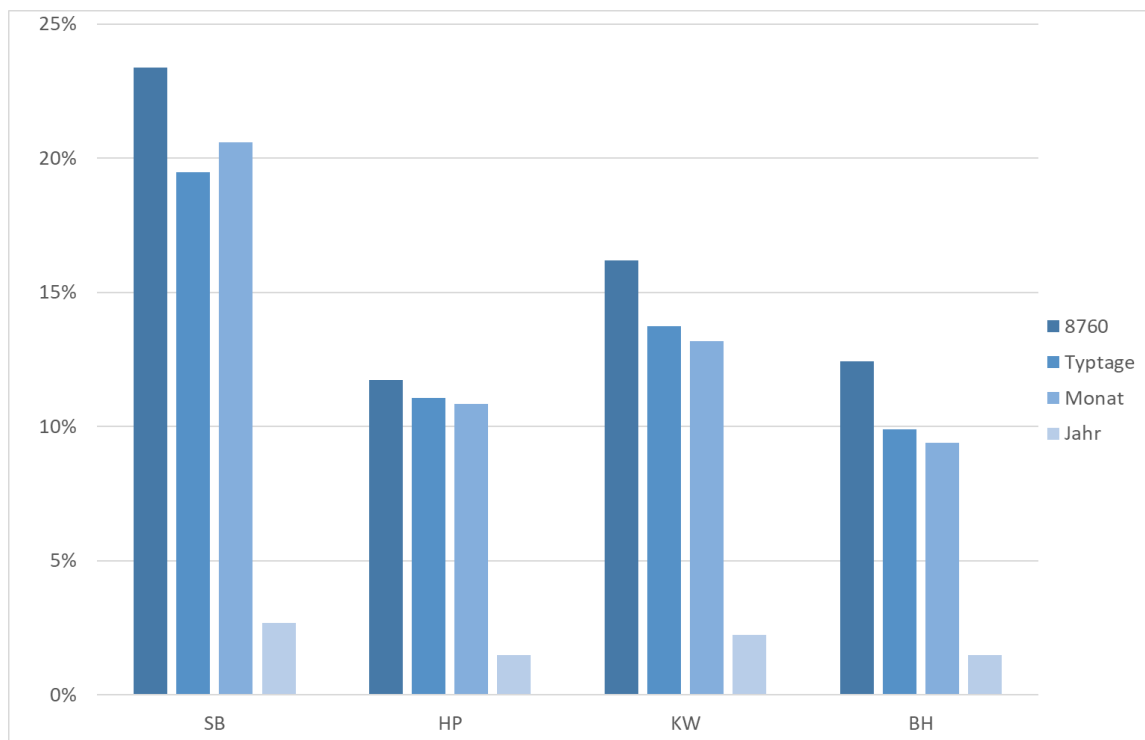


Abbildung 30 : Mehrverbrauch Strom L/W-WP vs. S/W-WP nach Auflösung

Der tatsächliche Mehrverbrauch der Luft/Wasser Wärmepumpe wird in der 8760 h Auflösung am exaktesten sichtbar und beträgt je nach untersuchtem Gebäudetyp zwischen 12,4 % Bürogebäude (Helvetiaplatz) und 23,4 % im Fall des Schulgebäudes (Schauenberg). Die hohe Differenz zwischen L/W-WP vs. S/W-WP beim Schulgebäude erklärt sich daraus, dass der ganzjährige Wärmebedarf durch Warmwasser gegenüber den Wohngebäuden gering ist und somit die Luft/Wasser Wärmepumpe im Sommer den Vorteil gegenüber der Sole/Wasser Wärmepumpe wenig nutzbar machen kann. Zudem ist bei einer kleineren Temperaturspreizung (Neubau-Gebäude mit 35 Grad Celsius Vorlauftemperatur) die relative Auswirkung der Quelltemperaturdifferenz L/W-WP vs. S/W-WP höher als bei hohen Vorlauftemperaturen im Altbau.

Reduziert man die zeitliche Auflösung auf Typtag oder Monatswerte, so reduziert sich auch der ausgewiesene Vorteil der S/W gegenüber der L/W-WP um einige wenige Prozentpunkte. Wird die Auflösung jedoch auf einen Jahreswert reduziert, so liegt der ausgewiesene Vorteil der S/W-WP bei nur noch auf 2 – 3 Prozentpunkten und die Wärme-pumpentypen lägen somit nahezu gleichauf.



Auch hier zeigt sich, dass bei Anwendung der Jahresauflösung erhebliche Abweichungen generiert werden, während die Monatsauflösung eine gute Näherung an den Vergleichswert darstellt. Die Verbesserung zwischen Monatswert und Typtag ist auch hier als gering zu erachten.

### 6.3 Vergleich Emissionen Wärmeversorgung

#### 6.3.1 Gesamtsicht

Die heizungsbedingten Emissionen aus den Gebäuden stammen entweder unmittelbar aus den Gasheizungen oder werden an anderer Stelle, also bei den Kraftwerken zur Strom- bzw. Fernwärmerzeugung, freigesetzt. In der Analyse werden diese dennoch den Gebäuden zugeordnet. In Abbildung 31 sind die spezifischen jährlichen CO<sub>2</sub> Emissionen der unterschiedlichen Heizsysteme für jeden Gebäudetyp und für die verschiedenen Szenarien, jeweils für die 3 Stützjahre des Betrachtungszeitraums, in der Übersicht auf Basis der Simulation mit Jahresstundenwerten dargestellt. Bei der Stromerzeugung werden die 3 Szenarien «Tief» «Hoch» und «Autarkie» unterschieden, der Kraftwerkseinsatz bei den Szenarien «Tief» und «Hoch» ist identisch und damit die Emissionen, jedoch unterscheiden sich die resultierenden Strompreise.

Da also die resultierenden Emissionen bei den beiden Energie-Versorgungs-Szenarien «Tief» und «Hoch» identisch sind, wird das Szenario «Hoch» in Abbildung 31 ausgespart. Im Fall der Fernwärme und Gasheizung gibt es je ein Szenario «Standard».

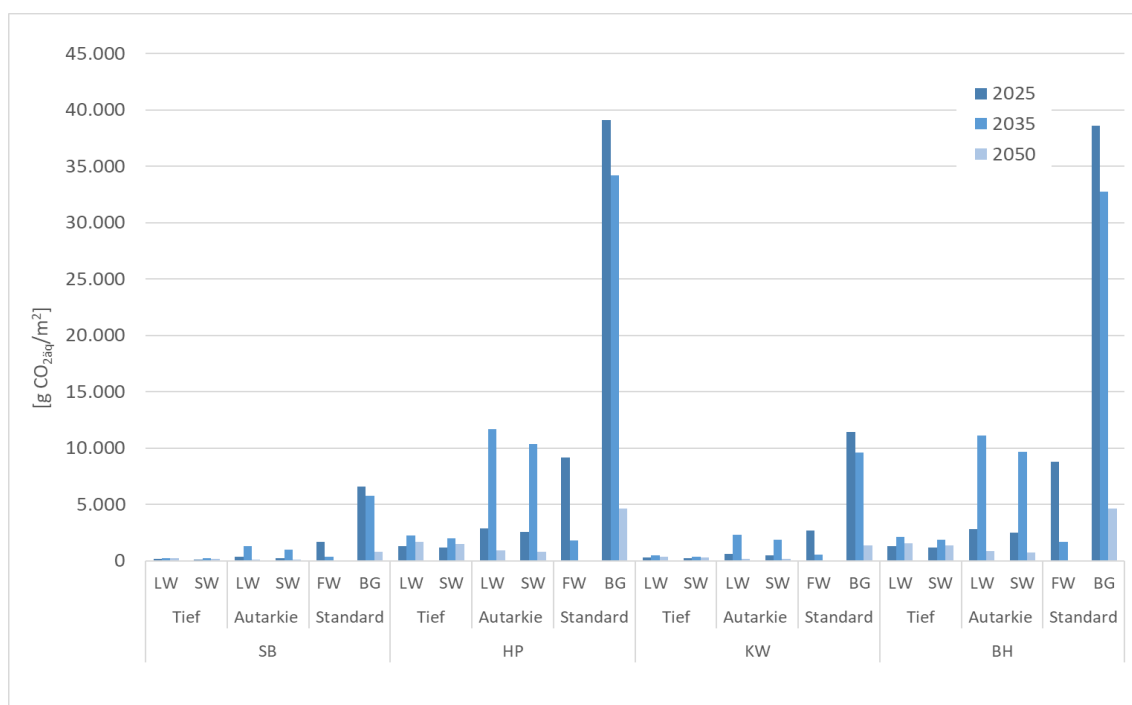


Abbildung 31 : Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen der Gebäudetypen nach Szenario

Die höchsten flächenspezifischen Emissionen weisen die unrenovierten Gebäudetypen Büro- und Wohngebäude (HP/BH) mit Gasheizung auf. Im Jahr 2025 liegt der Wert bei knapp  $40 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$ . Mit zunehmendem Biogasanteil sinkt der Wert über die Jahre auf unter  $35 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$  im Jahr 2035 und liegt im Jahr 2050 bei unter  $5 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$ . Es wird angenommen, dass bis dahin der Biogasanteil bzw. synthetisches Gas auf Basis erneuerbarer Energien bei 100 % liegt. Die beiden Minergie Gebäudetypen KW und SB mit Gasheizung weisen im Jahr 2025 knapp über 10 bzw. knapp über  $5 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$  auf. Im Jahr 2050 fällt dieser Wert auf noch 1 bzw.  $0,5 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$ .

Bei der Fernwärmeheizung liegt der Startwert bei den unrenovierten Gebäuden im Jahr 2025 bei knapp unter  $10 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$  und beträgt somit lediglich ein Viertel im Vergleich zur Gasheizung. Bei den Minergie-Gebäuden liegt der Emissionswert im Jahr 2025 bereits bei etwa  $2,5 \text{ bzw. } \text{kgCO}_{2\text{äq}}/\text{m}^2$  und liegt somit auf einem Niveau, welches die Wärmepumpen in unrenovierten Gebäuden im Szenario tief im selben Jahr aufweisen.

Im Szenario Autarkie sind demgegenüber die Emission vor allem im Jahr 2035 noch nennenswert. Dies hat den Hintergrund, dass sich das bei diesem Szenario durch den Kernenergiewegfall ergebende Defizit gemäss Annahme durch emissionsbehaftete Gaskraftwerke gedeckt wird. Im Jahr 2050 ist der Ausbau Erneuerbarer Energien so weit fortgeschritten, dass sich der Gaskraftwerkseinsatz auf wenige Stunden im Jahr (Dunkelflaute) begrenzt und die Summe der daraus resultierenden Emissionen nicht ins Gewicht fällt.

### **6.3.2 Emission nach Gebäudetyp und zeitlicher Auflösung**

In der folgenden Abbildung 32 werden am Beispiel Gebäudetyp Büro Helvetiaplatz die absoluten Emissionen, die sich bei unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen für jeden Gebäudetyp ergeben, dargestellt. Es wird zudem für die Wärmepumpen die Sensitivität «Marginal» in Unterkapitel 6.3.3 eingeführt. Hintergrund ist, dass sich bei den Szenarien «Tief» und «Autarkie» der spezifische resultierende Emissionsfaktor der Stromerzeugung aus dem Durchschnittswert aller Emissionen der zu einem Zeitpunkt am Netz befindlichen Kraftwerke bildet. Demgegenüber wird bei der Sensitivität «Marginal» der Emissionsfaktor des letzten noch zur Lastdeckung benötigten Kraftwerks herangezogen. Dies beantwortet die Frage, welche zusätzlichen Emissionen durch eine zusätzlich angeschlossene Wärmepumpe emittiert werden.

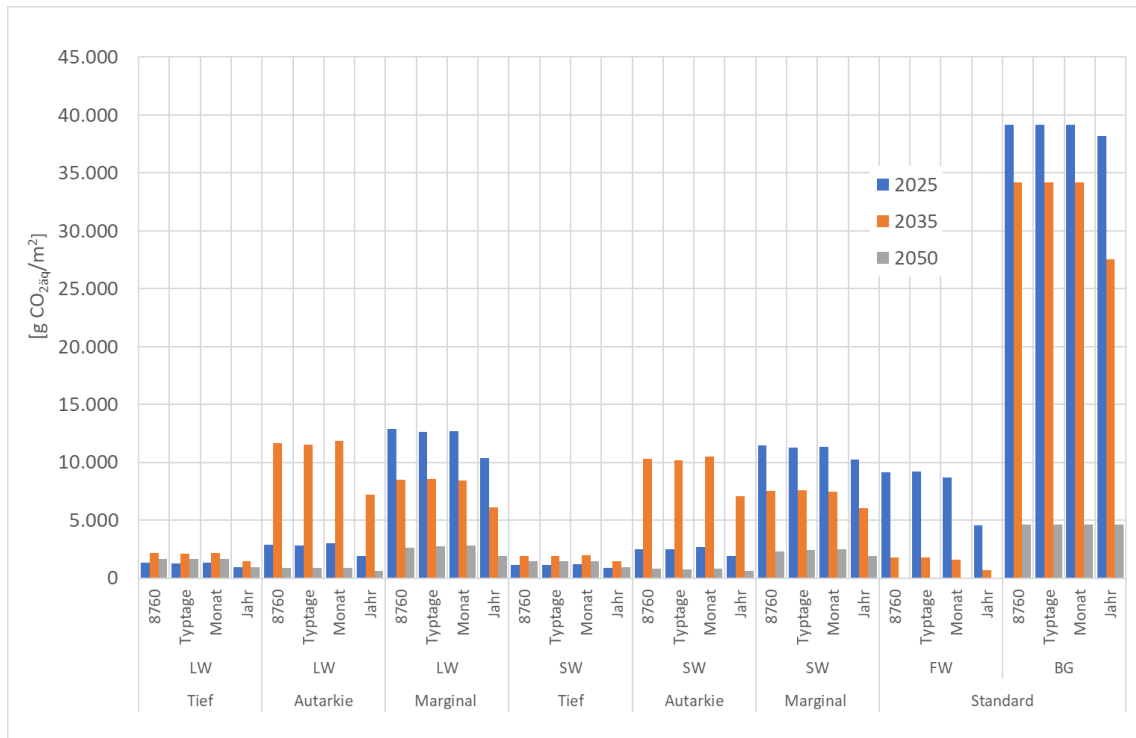


Abbildung 32 : Entwicklung spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Bürogebäude Helvetiaplatz

Wie zu erwarten sind die Emission bei der Gasheizung am höchsten. Die Differenzen zwischen den Auflösungen der Szenarios der Gasheizung divergieren im Jahr 2025 kaum. Im Jahr 2035 fallen die Emissionen bei der Jahresbetrachtung gegenüber den anderen Auflösungen jedoch deutlich ab. Dies hat den Hintergrund, dass für den Gas/Biogasmix die saisonale Verfügbarkeit wie in Kapitel 2.4 erläutert, abgebildet wurde. Danach ist der relative Biogasanteil im Sommerhalbjahr am höchsten während im Winterhalbjahr das Erdgas dominiert. Dadurch, dass im Sommer der Wärmebedarf niedriger ist und dieser Fakt bei der Jahresdurchschnittswertbetrachtung unberücksichtigt bleiben muss, ergibt sich eine signifikante Differenz. Im Jahr 2050 beträgt die Biogasquote 100 % und insofern sind hier die Emissionswerte in allen Auflösungen identisch.

Dasselbe Phänomen ist bei der Fernwärme auf niedrigem Niveau zu verzeichnen. Die spezifischen Emissionen variieren im Jahresverlauf ebenso wie beim Gas, hier aber aufgrund des höheren Anteils der fossilen Spitzenlastkessel im Winter, während in den Sommermonaten praktisch emissionsfrei Fernwärme aus Kehrlicht erzeugt wird.

Die Emissionsmuster bei L/W und S/W verlaufen praktisch identisch, bei der S/W aufgrund des gegenüber der L/W reduzierten Stromverbrauchs auf einem leicht niedrigeren Niveau. Interessant ist hier vor allem der Unterschied zwischen den Szenarien «Autarkie» und «Marginal». Im Szenario «Autarkie» ist der Peak der Emissionen im Jahr 2035, dem Jahr des höchsten Defizits und demzufolge mit den höchsten Gaskraftwerksanteil im Kraftwerksmix. Im Szenario «Marginal» sind die Emissionen im Jahr 2025 am höchsten und fallen dann kontinuierlich ab. Im Gegensatz zum Szenario

«Autarkie», bei dem das Defizit nicht durch Importe und Erneuerbaren Energien kompensiert werden kann, sind in der Sensitivität «Marginal» Importe möglich. Der Anteil der Erneuerbaren Energien nimmt auch im Ausland kontinuierlich zu. Demzufolge steigt die Anzahl der Stunden, in denen kein konventionelles Kraftwerk das marginale Kraftwerk stellt und es steigt somit die Anzahl Stunden, die gänzlich durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Bei den anderen Gebäudetypen verläuft die Diskussion der Ergebnisse grundsätzlich analog, diese sind daher im Anhang B.4 aufgeführt.

Zur besseren Sichtbarkeit der Unterschiede zwischen den zeitlichen Auflösungen zeigt Abbildung 33 die prozentualen Emissionsunterschiede gegenüber der Vergleichsauflösung von 8760 h, wieder exemplarisch für den Gebäudetyp Bürogebäude Helvetiaplatz. Die Darstellungen der anderen Gebäude befinden sich im Anhang B.5.

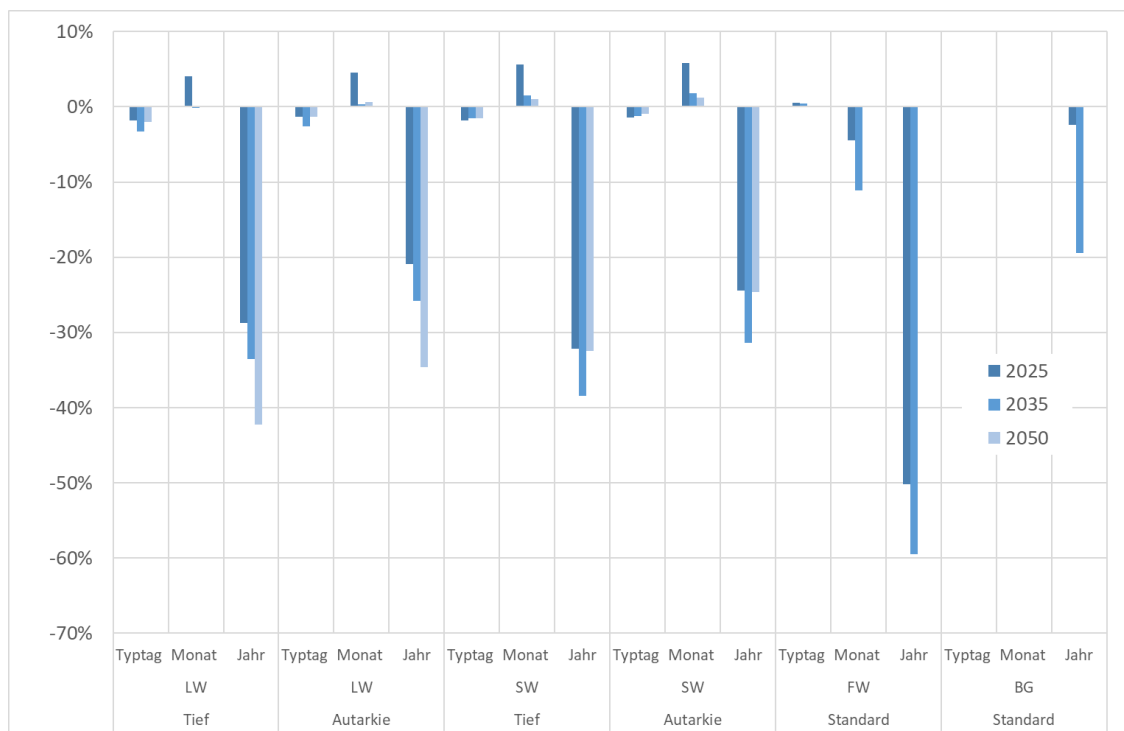


Abbildung 33: Relative Abweichungen der CO<sub>2</sub> Emissionen ggü. Auflösung von 8760 h bei Amtshaus Helvetiaplatz

Mit Ausnahme der Monatsauflösung bei den Wärmepumpen weichen alle Szenarien grundsätzlich nach unten ab, was bedeutet, dass die tatsächlichen Emissionen bei niedrigerer Auflösung unterschätzt werden. Dies bedeutet, dass die realen Emissionen in der Realität deutlich höher sind als mit Berechnung auf Basis 1 Jahresdurchschnittswert. Wird dieser Wert als Vergleichswert 100 % herangezogen, so ergeben sich demgegenüber bei den höheren Auflösungen deutlich höhere Emissionswerte, wie in Abbildung 34a gut zu sehen ist. Je nach Jahr, Technologie und Szenario sind die Emissionen der Wärmepumpen bei Berechnung in höherer zeitlicher Auflösung durchweg um 30 – 70 % höher als gegenüber dem Vergleichswert, welcher per 1 Jahreswert ermittelt wurde. Im Fall der Fernwärme sind die Werte gar über doppelt so hoch.

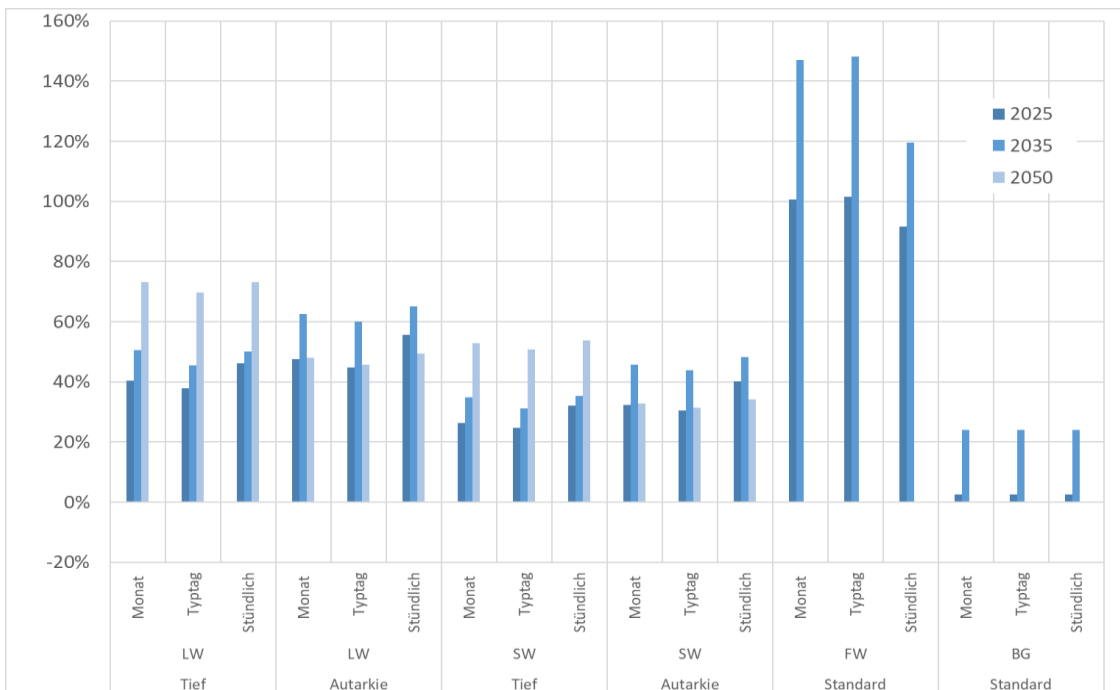


Abbildung 34a: Relative Abweichungen der Emissionen gegenüber Auflösung 1 Jahreswert bei Amtshaus Helvetiaplatz  
 Der besseren Lesbarkeit halber ist in Abbildung 34b der Ausschnitt der Ergebnisse aus Abbildung 34a mit lediglich den Wärmepumpen noch einmal im Detail dargestellt.

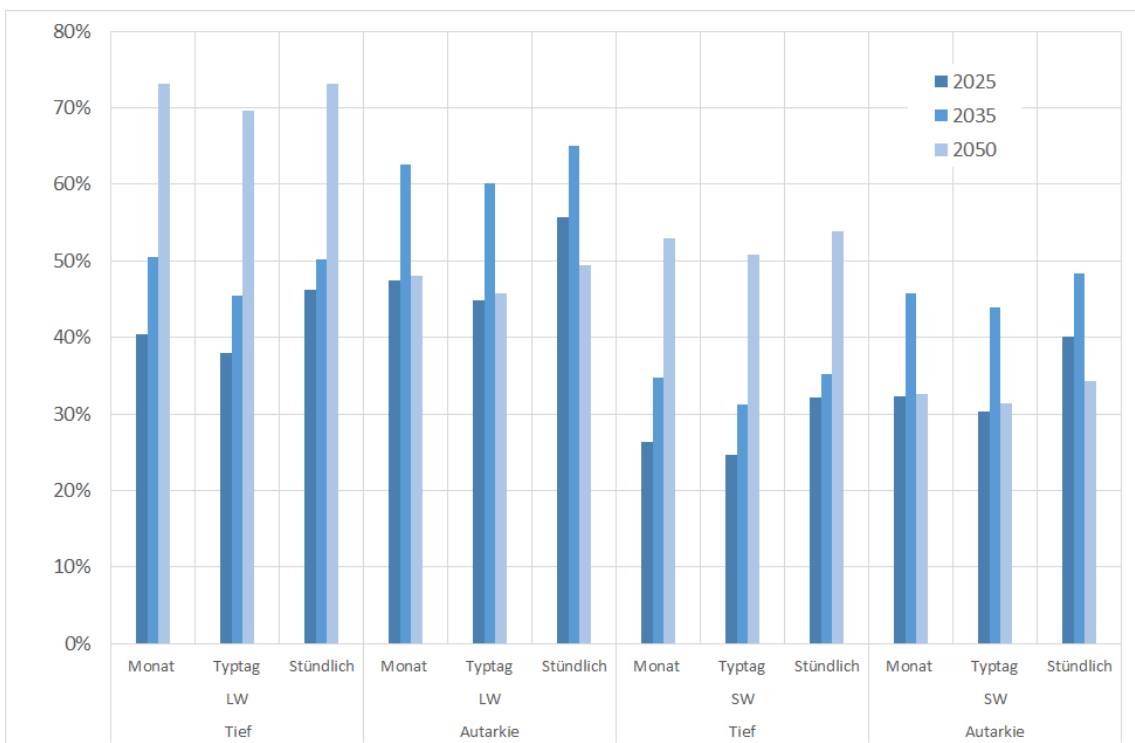


Abbildung 35b: Relative Abweichungen der Emissionen gegenüber Auflösung 1 Jahreswert bei Amtshaus Helvetiaplatz (nur WP)

Aus Abbildung 33 lässt sich weiterhin einfach entnehmen, dass die Emissionen bei der Versorgung mit Erdgas/Biogas werden im Fall Typtage und Monate gegenüber der 8760 h Auflösung exakt wiedergegeben. Die Differenzen sind so gering, dass diese von der Grafikauflösung nicht erfasst werden. Hintergrund ist, dass in den Jahren 2025, 2035 und 2050 der Anteil des Biogases am Gasmix im Jahresdurchschnitt mit 5 %, 35 % und 100 % angenommen wurde. Um die saisonale Verfügbarkeit abzubilden, wurde für die Ermittlung des stündlichen Biogasanteils ein sinusförmiges Profil unterstellt (siehe Kapitel 2.4), welches seinen Maximalwert im Sommer hat (maximale Biogasproduktion) und im Winter bei lediglich 50 % des Maximalwertes beträgt. Hierdurch ergibt sich bei der Typtag- und Monatsdurchschnittswertbildung nur eine sehr geringe Abweichung. Lediglich bei der Jahresauflösung ergibt sich im Jahr 2035 eine signifikantere Differenz, da hier die jahreszeitlichen Unterschiede im Emissionsfaktor des Gasmix´ mit 35 % Biogasanteil bemerkbar werden. Im Jahr 2050 besteht der Gasmix aus 100 % Biogas und somit ist die Abweichung zur Vergleichs-auflösung wie zu erwarten gleich null.

Bei der Fernwärme wurde unterstellt, dass in 2050 (bzw. bereits ab 2040) der Emissionsfaktor bei 0 liegt und daher keine Emissionen entstehen. Die Abweichungen in allen 3 Auflösungen sind daher trivialerweise auch 0. Sind im Jahr 2025 noch beträchtliche Spitzenlastkapazitäten in 7 Monaten des Jahres am Netz und stellen noch 25 % der gesamten Wärmemenge, so sind es im Jahr 2035 lediglich 5 % während 3 Monaten. Die Spitzenkessel arbeiten naturgemäss gerade dann, wenn die Wärmenachfrage im Gebäude maximal ist und haben daher einen überproportional hohen Einfluss auf die durchschnittlichen Emissionen. Da also im Jahr 2035 der Einsatz viel akzentuierter und weniger gleichförmig ist als noch im Jahr 2025, ist daher auch der Abweichung, die sich bei der Mittelwertbetrachtung ergibt im Jahr 2035 grösser.

Das Verhalten der beiden Wärmepumpen ist ähnlich. In der Typtagesbetrachtung werden die Emissionen in allen Jahren mit ca. +/- 2 % leicht unterschätzt. Bei der Monatsbetrachtung wird bei beiden WP-Typen und beiden Szenarien die Emissionen gegenüber 8.760 h Auflösung im Jahr 2025 um 3-4 % (L/W) bzw. 4-5 % (S/W) überschätzt. In den Jahren 2035 und 2050 geht dieser Wert wieder auf 0 bzw. unter 1 % zurück. Bei der Jahresdurchschnittsbetrachtung sind die Differenzen in allen Jahren und Szenarien mit -25 % bis zu -40 % sehr signifikant. Bei der Luft/Wasser Wärmepumpe steigen die Abweichungen über die Jahre an, während bei der Sole/Wasser Wärmepumpe das Maximum der Abweichungen im Jahr 2035 erreicht ist und dann wieder auf das Niveau von 2025 zurückgeht. Die Abbildungen mit den drei anderen Gebäudetypen verhalten sich analog und befinden sich im Anhang B.5.

### **6.3.3 Auswirkungen grauer Emissionen auf Differenzen**

Bei den bisherigen Betrachtungen der indirekten Emissionen durch den Einsatz von strombasierten Wärmepumpen wurden die spezifischen Emissionsfaktoren gemäss Tabelle 7, erste Spalte, angesetzt. Diese Emissionsfaktoren berücksichtigen die gesamten während des ganzen Lebenszyklus´ anfallenden Emissionen inklusive der Emissionen der Vorkette zur Herstellung des Kraftwerks sowie seiner Entsorgung. Dies

führt dazu, dass Erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik, obwohl diese bei der Stromerzeugung keine Emissionen ausstossen, rein bilanziell jedoch mit einem spezifischen Emissionsfaktor belegt werden. Würde man nun annehmen, dass die Emissionen der Vorkette und der Entsorgung dieser Kraftwerke lediglich auf bestimmte Zeitfenster umgelegt würden, so wäre es bilanziell möglich, dass die Kraftwerke in den anderen Stunden tatsächlich emissionsfrei produzierten. Es soll untersucht werden, ob sich bei dieser Betrachtungsweise wie sich die Differenzen gegenüber der 8760 h Auflösung verändern. In Abbildung 36 sind die herkömmlichen Differenzen mit grauen Emissionen (blau) den Differenzen ohne graue Emissionen (grün) exemplarisch am Beispiel Bürogebäude Helvetiaplatz gegenübergestellt.

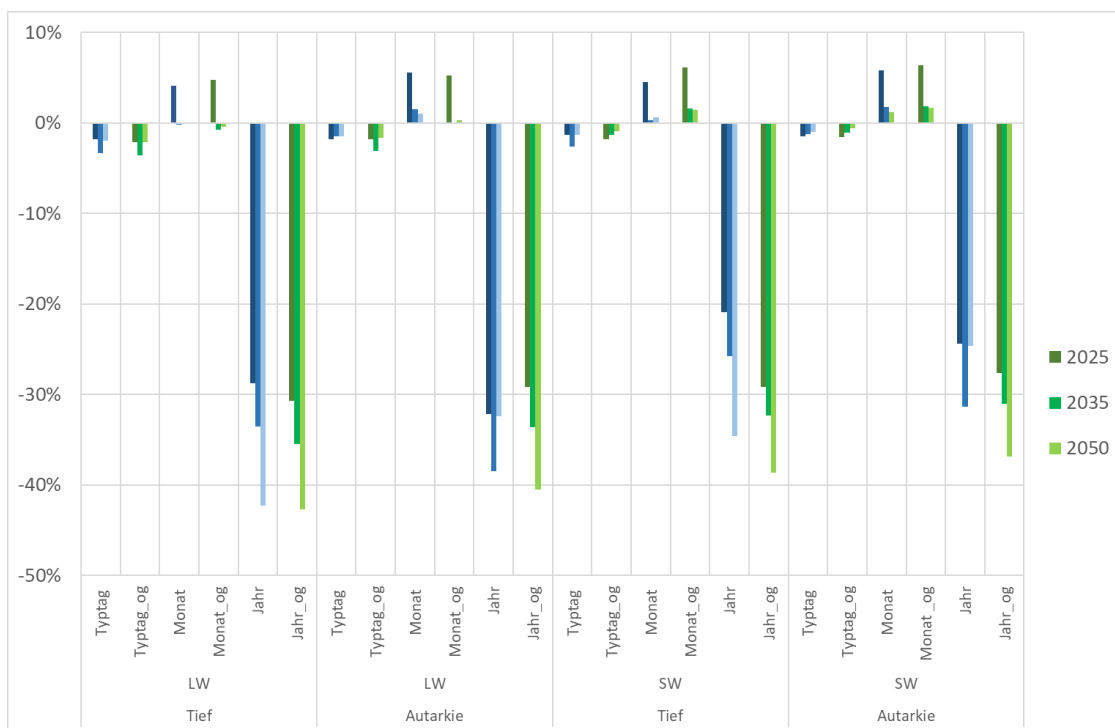


Abbildung 36 : Vergleich der Differenzen der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Amtshaus Helvetiaplatz

Es wird deutlich sichtbar, dass die grundsätzliche Aussage in beiden Fällen identisch ist. Jedoch kann unmittelbar festgestellt werden, dass die Differenz bei der Betrachtung ohne Berücksichtigung der grauen Emissionen geringfügig grösser werden. Dies hat seine Ursache darin, dass die Volatilität der stündlichen Emissionsfaktoren ohne Berücksichtigung der grauen Emissionen grösser ist als mit grauen Emissionen. So existieren beispielsweise im ersten Fall Stunden, bei denen der Emissionsfaktor auf null fällt, während im anderen Fall auch in Stunden vollständiger Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stets ein Grundsockel an Emissionen erhalten bleibt.

Die Auswertungen für die anderen Gebäudetypen befinden sich im Anhang B.6.





## 6.4 Vergleich Kosten Wärmeversorgung

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Kostenvergleiches zwischen den verschiedenen Heizsystemen dargestellt. Es sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass das Ziel der Studie nicht primär ein Technologievergleich ist, sondern dass vielmehr auf Basis von exemplarischen Technologievergleichen Rückschlüsse auf die notwendige zeitschrittabhängige Modellierungsgenauigkeit bei ebensolchen künftigen Vergleichen gezogen werden sollen. Insofern haben die Simulationsergebnisse primär exemplarischen Charakter und sind daher in Ihrer Absolutheit nicht unbedingt als tatsächlich repräsentativ anzusehen.

Die Wirtschaftlichkeit bzw. die jährlichen Gesamtkosten der einzelnen Heizungssystem-Varianten setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Kosten für die Investition und den versorgerseitigen Anschluss der Anlage sowie den Kapitalkosten.
- Kosten für den Unterhalt.
- Die variablen Kosten für den Betrieb setzen sich zusammen aus den reinen Endenergiebezugskosten sowie, beim Strom, den separat ausgewiesenen Netzegebühren. Im Fall der Fernwärme und des Gasbezugs wird ein Leistungspreis in Rechnung gestellt.
- Letztlich kommt noch der Kostenblock Steuern und Abgaben hinzu, welcher in Rp/kWh auf die bezogene Arbeit anfällt.

Zur besseren Vergleichbarkeit wird die Heizungsanlage, abweichend von der tatsächlich in den betrachteten typischen Gebäuden installierten Anlage, bei allen Systemen von 100 kW<sub>th</sub> ausgegangen. Es wird für den Kostenvergleich ferner davon ausgegangen, dass es sich bei allen Anlagen um Neuinstallationen handelt, welche über die Lebensdauer mittels Annuitätenmethode abgeschrieben werden.

Die Nutzungsdauer wird grundsätzlich gemäss „Auslegeordnung Standardnutzungsdauer Gebäudetechnik“ der Stadt Zürich für alle Anlagen mit 20 Jahren angegeben. Abweichend hiervon wird jedoch die Erdsonde, welche technisch auf mind. 50 Jahre Betrieb ausgelegt ist, entsprechend auch über 50 Jahre abgeschrieben, um eine unzulässige Verzerrung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu vermeiden. Bei einigen anderen Positionen, wie z.B. der Hausübergabestation Fernwärme, werden 35 Jahren angenommen. Sämtliche Einzelpositionen sind im Anhang C.3 aufgeführt. Der zugrunde gelegte kalkulatorische Zinssatz beträgt 2,25 % p.a.

Die der Kostenkalkulation zugrundeliegenden Werte für die variablen Energiepreise sind in Tabelle 10 und für Investition und Betrieb in Tabelle 12 aufgeführt.

### 6.4.1 Jährliche Gesamtkosten

In der folgenden Abbildung 37 sind exemplarisch in der höchsten zeitlichen Auflösung die jährlichen Gesamtkosten, wieder für den Gebäudetyp Helvetiaplatz, aufgeschlüsselt nach Kostenarten, Szenarien und Heizungsart für alle drei betrachteten Jahre in der Übersicht dargestellt.

Zunächst ist deutlich sichtbar, dass aufgrund des deutlich höheren notwendigen Investitionsvolumens Abschreibung und Kapitalkosten bei den Wärmepumpen-heizungen um das 3 – 4 fache höher liegen als bei der Fernwärme und Gasheizung. Umgekehrt sind die variablen Arbeitskosten für Strom, zumindest am Anfang der Betrachtungsperiode, gegenüber der Fernwärme deutlich niedriger. Gegenüber dem Gasbezug (Erdgas mit zunehmendem Anteil Biogas) bleibt dieser Vorteil langfristig erhalten und beträgt je nach Szenario das 2 bis 3 fache. Obwohl die prozentualen Aufwände für den Kostenblock Steuern und Abgaben für die Gastherme und die Fernwärme mit spezifisch ca. 2 Rp/kWh deutlich geringer sind als beim Strom mit 4,2 Rp/kWh, so liegen die absoluten Beträge jeweils in dergleichen Grössenordnung. Dies liegt daran, dass die bezogene Arbeit bei Fernwärme und Gas um einen Faktor in der Grösse des WP-COPs höher ist als bei den Wärmepumpen.

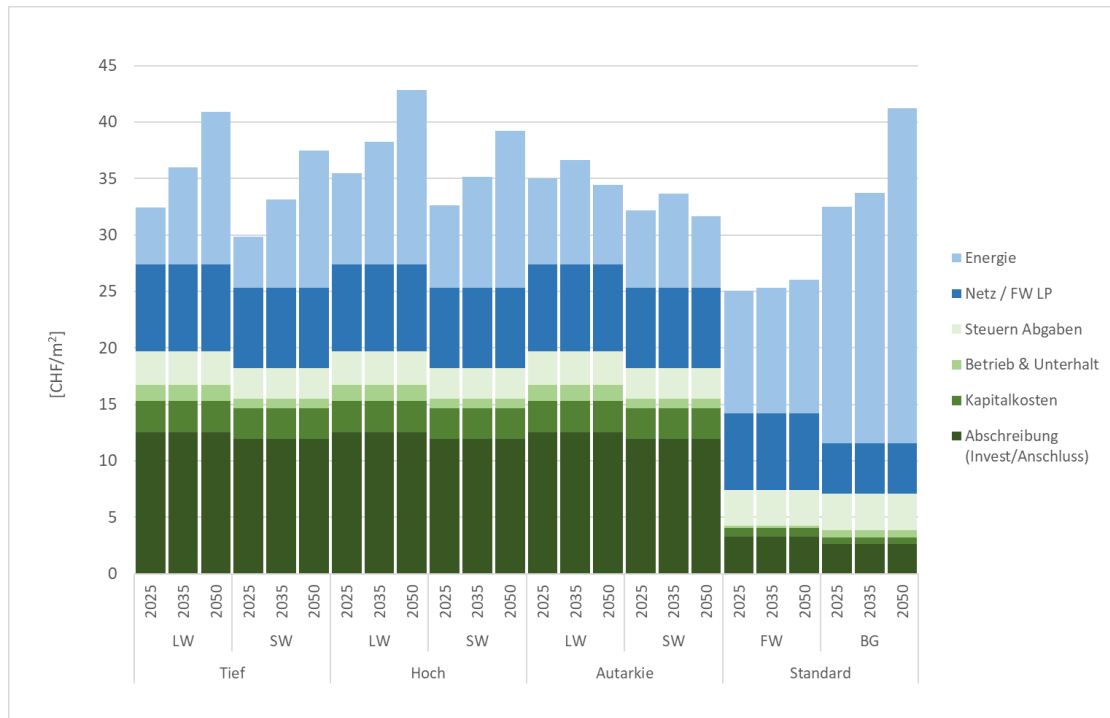


Abbildung 37 : Entwicklung der jährliche Gesamtkosten nach Technologie/Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz

Die Wärmepumpen und die Fernwärmeheizung weisen demgegenüber für den bezogenen Strom bzw. für die bezogene Fernwärme absolut gesehen einen deutlich höheren

Anteil an Netzkosten (Strom) bzw. Leistungskosten (Fernwärme) auf als die Gasheizung. Dies ist dadurch begründet, dass der Anteil der Infrastrukturkosten bei Strom und Fernwärme aus technischen Gründen bezogen auf die durchgeleitete Energie spezifisch kostenintensiver ist als der Betrieb eines Gasnetzes.

Und dennoch, aufgrund der auch langfristig hohen Arbeitskosten, nicht zuletzt aufgrund der steigenden CO<sub>2</sub> Kosten, ist die Gasheizung in der Regel die insgesamt teuerste Lösung. Eine Ausnahme bildet das Hochpreisszenarios, bei dem mit der L/W Wärmepumpe in etwa Kostenparität herrscht. Es sei hier darauf hingewiesen, dass bei der technisch aufwendigeren Wärmepumpenheizung tendenziell ein höheres Kostendegressionspotential aufgrund einer erwartbaren stärkeren Skalierbarkeit bei der Wärmepumpen Herstellung vorhanden ist als bei der Gasheizung. Diese Überlegungen wurden in der Analyse nicht explizit berücksichtigt, es kann jedoch ausgesagt werden, dass bei einer Berücksichtigung die Kostenunterschiede zwischen den WP-Systemen und den übrigen Systemen geringer ausfallen würden.

Zudem wird augenfällig, dass beim Strom die jährlichen Gesamtkosten über die Jahre relativ stärker ansteigen als dies durch die Entwicklung der Endkundenpreise für Strom (siehe Tabelle 10) zu erwarten wäre. Dieser Effekt kommt daher zustande, dass zum einen aufgrund der im Winter generell höheren Strompreise diese stärker ins Gewicht fallen. Vor allem aber steigt die Volatilität der Strompreise im Winter aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Winter überproportional stark an, welches auf den Abbildungen Entwicklung stündliche Strompreise (Anhang A.3) gut nachzuvollziehen ist.

Die in dieser Analyse wettbewerbsfähige Position der Fernwärme ist dem Fakt geschuldet, dass die Energiepreise Fernwärme laut Tarifblatt mit dem Anteil Wohnbau- und Konsumentenpreisen sowie Kehrlichwärmeabgabepreis indexiert sind, welchen hier aufgrund der real ausgewiesenen Preise keine realen Preissteigerungen aufweisen. Damit verteuert sich die sich die Fernwärme langfristig kaum, lediglich zu einem geringen Anteil proportional zur an der Strom- und Gaspreisdynamik, die aber durch die als ebenso konstant angenommene Netz und Leistungsbeiträge zusätzlich abgeschwächt wird. Steigenden CO<sub>2</sub> Kosten spielen hier ebenso praktisch keine Rolle.

Im Folgenden werden zur besseren Lesbarkeit die Ergebnisse für das Gebäude Helvetiaplatz jeweils separat für die Jahre 2025, 2035 und 2050 aufgeführt (Abbildung 38 bis Abbildung 40). Für alle anderen Gebäude und Jahre befinden sich die entsprechenden Auswertungen im Anhang.

Im Jahr 2025 bewegen sich die durchschnittlichen jährlichen Kosten für die Wärmebereitstellung in einem unrenovierten Bürogebäude im Mittel zwischen ca. 25 CHF/m<sup>2</sup> (Fernwärme) und 35 CHF/m<sup>2</sup> bei der L/W WP im Strom-Hochpreisszenario. Die Gasheizung liegt mit 42 CHF/m<sup>2</sup> auf einem ähnlichen Niveau.

Es ist augenfällig, dass die Kosten für die Fernwärmeheizung in allen 3 Szenarien niedriger sind als die Gesamtkosten für Erdgas-/Biogas- und Wärmepumpenheizung, welche zunächst noch auf einem ähnlichen Niveau von 30 CHF/m<sup>2</sup> liegen. Betrachtet man lediglich die variablen Kosten für den Energiebezug so ist deutlich, dass die reinen Energiebezugskosten für Gas um ein Vielfaches höher sind als die Stromkosten.

Selbst im Strom-Szenario «Hoch» sind die Gaskosten gegenüber den Stromkosten bei der Luft/Wasser Wärmepumpe immer noch knapp 3-mal so hoch. Im Szenario «Autarkie», bei welchem im Jahr 2025 der Anteil der notwendigen gasbasierten Erzeugung in CH noch gering ist, ist gar ein Faktor 4 bei den reinen Arbeitspreisen zwischen Sole/Wasser Wärmepumpe und Erdgas/Biogas zu verzeichnen. Weniger stark fällt der Unterschied aus, wenn die Verhältnisse zwischen Wärmepumpen und Fernwärme betrachtet werden. Bei der Fernwärme sind die jährlich wiederkehrenden Leistungskosten zwar absolut gesehen am höchsten, die variablen Arbeitskosten bewegen sich auf einem Niveau zwischen Gasheizung und Wärmepumpe. Die hohen Leistungskosten werden jedoch durch die niedrigen Investitionskosten überkompensiert.

Betriebs- und Unterhaltskosten sind absolut gesehen bei der Fernwärme zwar am geringsten, absolut gesehen fallen diese Kosten, obwohl relativ gesehen deutliche Unterschiede bestehen, in Ihrer Absolutheit aber praktisch kaum ins Gewicht. Steuern und Abgaben sind demgegenüber auf einem höheren Niveau und bewegen sich durchweg bei ca. 2-3 CHF/m<sup>2</sup>.

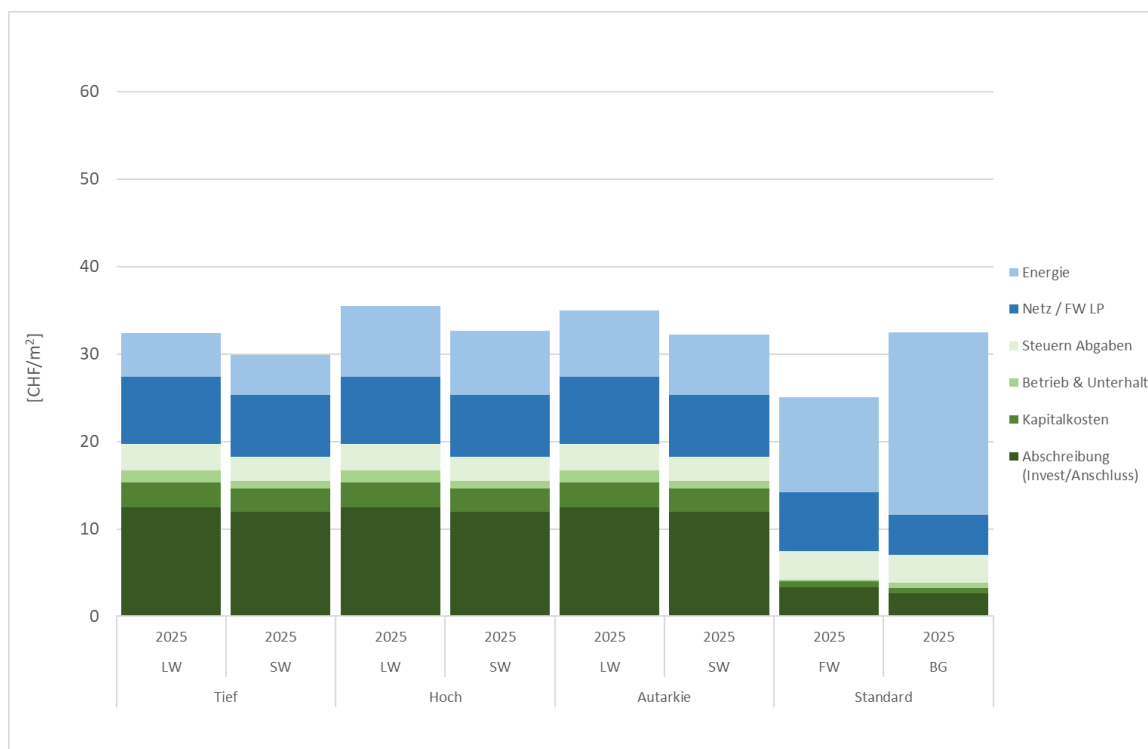


Abbildung 38 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz Jahr

Im Jahr 2035 sind die Stromkosten für die Wärmepumpen deutlich gestiegen und die Gesamtkosten liegen nun je nach Szenario um die 35 CHF/m<sup>2</sup> (Abbildung 39). Hintergrund der angenommenen Strompreissteigerung ist, dass die Kohlekraftwerke im deutschen Markt im Jahr 2035 nahezu keinen Betrag mehr liefern und das europäische Strompreinsniveau daher merklich angestiegen ist. Im Szenario «Autarkie» herrscht nun ein durch den Wegfall der Kernenergiekapazitäten höheres Defizit im Schweizer Markt, welches durch den Einsatz von inländischen Gaskraftwerken ausgeglichen werden muss, was ebenso zu merklich höheren nationalen Strompreisen führt. Im Vergleich dazu sind die Kosten für die Gasheizung bis ins Jahr 2035 nahezu stabil geblieben, auch die Fernwärme hat aufgrund des geringen Gewichtes des Strom- und Gaspreises nur eine sehr geringe Preissteigerung erfahren. Hintergrund dafür ist, dass die zum einen die Kosten für die Gasheizung im wesentlichen aufgrund der höheren Penetration mit Biogas nur verhältnismässig leicht steigen und die CO<sub>2</sub> Bepreisung bis 2035 noch keine stark steuernde Wirkung entfalten kann. Im Fall der Fernwärme steigen die Kosten gemäss aktuellem Tarifblatt, zwar anteilig mit den Strom- und Gas-Endkundenpreisen, diese sind aber im Gesamten nur mit einem geringen Anteil ein.

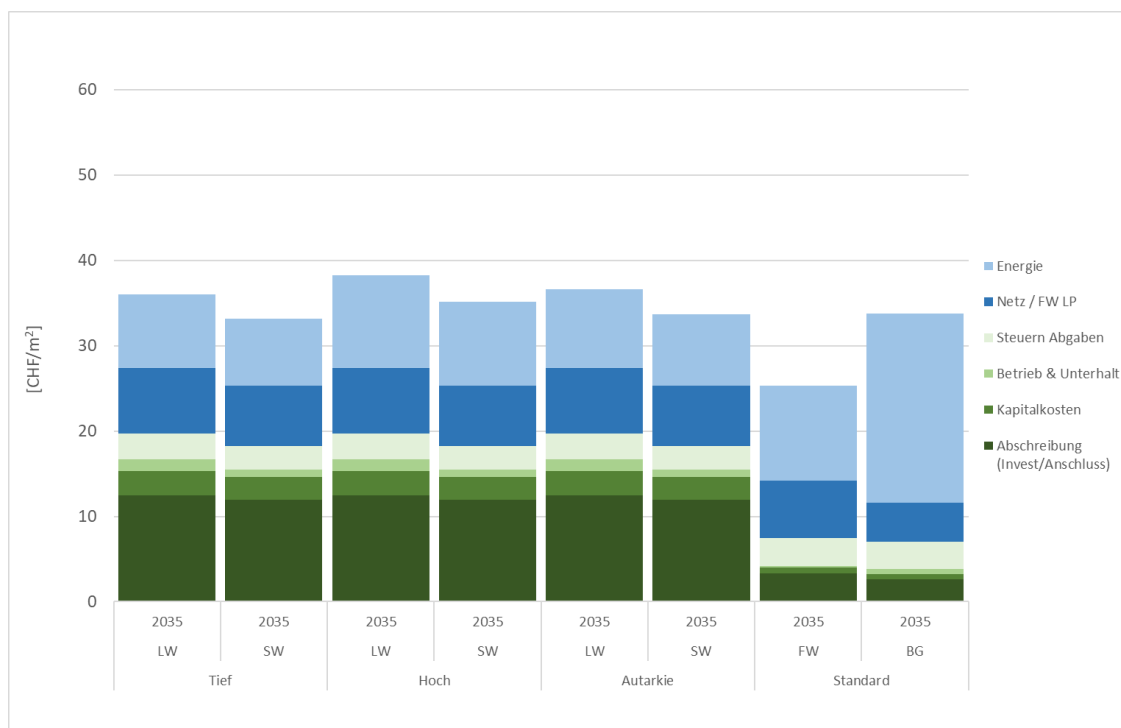


Abbildung 39 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz Jahr 2035

Das Jahr 2050 ist davon geprägt, dass der Energiebezug der Heizsysteme, zumindest was die Schweizer Quellen betrifft, vollständig dekarbonisiert ist. Dies hat Auswirkungen auf das Preisniveau. So wird bei der Gasheizung unterstellt, dass diese vollständig mit Biogas betrieben wird, auf gleichbleibendem Preisniveau für Biogas. Entsprechend liegen die jährlichen Gesamtkosten bei deutlich über 40 CHF/m<sup>2</sup>. Das untere Ende des



Abbildung 40 : Jährliche Gesamtkosten der Heizungen nach Technologie und Szenarien für Amtshaus Helvetiaplatz Jahr 2050

### 6.4.2 Relative Kostenabweichung

In Abbildung 37 bis Abbildung 40 sind die Kosten auf Basis einer Simulation mit stündlicher Auflösung (8760 Werte) dargestellt. Diese Ergebnisse setzen die Vergleichsbasis, mit der die Ergebnisse der übrigen zeitlichen Auflösungen verglichen werden. Eine Abweichung nach unten bedeutet eine Unterschätzung, eine Abweichung nach oben eine Überschätzung der in den nachfolgenden Abbildungen dargestellten zeitlichen Auflösungen im Vergleich zur maximalen Auflösung.

In Abbildung 41 sind die Abweichung der reinen Arbeitskosten in Abhängigkeit der unterschiedlichen zeitlichen Auflösung der verschiedene Heizanlagentypen der Kategorie Bürogebäude Helvetiaplatz für die Jahre 2025, 2035 und 2050 dargestellt.

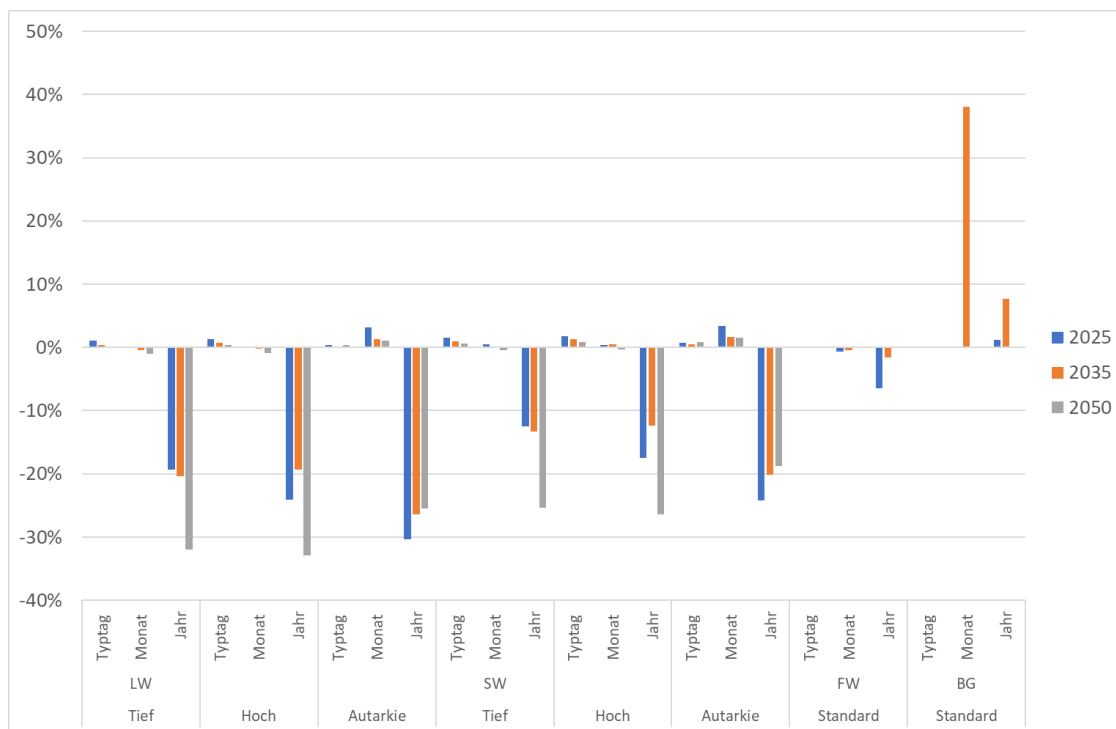


Abbildung 41 . Relative Abweichung Kosten Arbeitsbezug Helvetiaplatz

Bei den Wärmepumpen liegt generell in der Jahresauflösung eine Unterschätzung der jährlichen Gesamtkosten je nach Szenario und Jahr in der Höhe von -10 % bis zu -30 % vor. Demgegenüber ist bereits bei der monatlichen Auflösung eine deutlich geringere Unterschätzung bis zu einer geringen Überschätzung von maximal ca. 3% in einigen Szenarien zu verzeichnen. Bei typtäglicher Auflösung ist die praktisch keine Abweichung mehr nachweisbar

Bei der Fernwärme werden lediglich im Jahr 2025, bei dem noch ein signifikanter Anteil an gasbefeuertem Brennstoffeinsatz vorliegt, bei der Jahresauflösung die Kosten um ca. 7% unterschätzt. Im Jahr 2035 liegt die Abweichung dann bei 2 %.

Bei Gas/Biogas ist grundsätzlich ein entgegengesetzter Effekt zu verzeichnen. Resultiert beim fossilen Einsatz die Unterschätzung bei niedriger Auflösung daher, dass im Winter die Preise und die Nachfrage höher sind als im Sommer, wo Preis und Nachfrage tief sind, so ist dies bei den Biogasheizungen umgekehrt. Im Winter bei hoher Nachfrage ist kein bzw. wenig Biogas beim Gasmix beigemischt. Kurz gesagt ist also der Preis niedriger bei hoher Nachfrage und umgekehrt. Im Jahr 2025 ist der Effekt jedoch noch nicht signifikant, da im Jahresmittel lediglich 5 % teureres Biogas beigemischt ist. Im Jahr 2035 (35 % Biogasanteil) kommt der Effekt jedoch voll zum Tragen und verschwindet im Jahr 2050 mit 100 % Biogas gänzlich.

Die relativen Abweichungen bezogen auf die Gesamtkosten (Abbildung 42) sind deutlich niedriger als bei der Betrachtung der reinen Arbeitskosten (Abbildung 41). Die Differenzen liegen durchweg unterhalb von 10 % Unterschätzung. Beim Biogas halbiert sich die Überschätzung von ca. 40 % auf nun ca. 25 % in der Monatsauflösung im Jahr 2035.

Die allgemeine Verringerung der Abweichungen war zu erwarten und hat den Hintergrund, dass die Kostenblöcke Abschreibung und Kapitalkosten gleichmässig über alle Zeitschritte verteilt werden und somit der volatile Anteil der Arbeitskosten an den Gesamtkosten und damit auch die Gesamtvolatilität deutlich abnimmt. Die relativen Verhältnisse sind aber analog zu der Betrachtung der reinen Energiekosten.



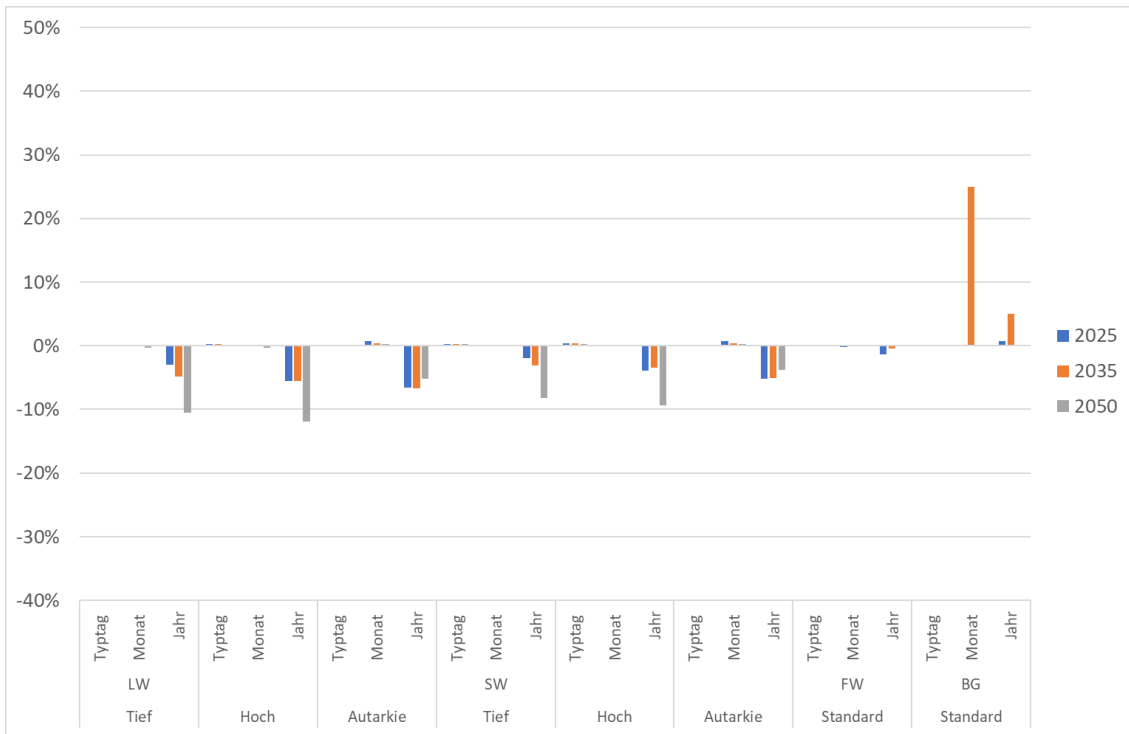


Abbildung 42 : Relative Abweichung Gesamtkosten HP

## 7 Fazit und Ausblick

Das primäre Projektziel, nämlich den Einfluss der zeitlichen Auflösung in Simulationsmodellen auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Betriebsemissionen aufzuzeigen, konnte erreicht werden. Daraus kann eine Empfehlung abgeleitet werden, welche minimale zeitliche Auflösung bei Investitionsentscheiden von leitungsgebundenen Wärmeerzeugern gewählt werden soll: Es ist zumindest eine monatliche Auflösung zu verwenden. Zudem konnte in der Studie plausibilisiert werden, dass die Zürcher Verteilnetzkapazitäten die zusätzlichen Strommengen von Wärmepumpen bei einer weitgehenden Substitution fossiler Energien aufgenommen werden können, ohne einen kostenrelevanten Kapazitätsausbau zu bedingen.

Die Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass bei Investitionsentscheiden für alle untersuchten Kombinationen aus Gebäude-Heizungsvarianten die resultierenden Emissions- und Kostenwerte bei einer Modellierung auf Basis von Jahresdurchschnittswerten stark unterschätzt werden und diese bei einer hoch aufgelösten (stündlichen) Simulation in allen betrachteten Jahren und Szenarien mehrheitlich um ca. 30 %- höher liegen.

Ebenso zeigt sich, dass bereits eine Simulation auf Basis von 12 Monatswerten ein hinreichend genaues Ergebnis liefert. Eine weitere Erhöhung auf 288 Werte (12 Typtage in stündlicher Auflösung) oder gar eine Jahresrechnung im Stundenraster (8760 Werte) verbessern das Ergebnis gegenüber der Monatsauflösung mit <5 % Abweichung nur unwesentlich und rechtfertigen den ungleich höheren Aufwand bei Datenbeschaffung, Aufbereitung und Modellierung daher nicht.

Die resultierenden Differenzen bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen erklären sich wie folgt: Der Wärmedarf der Gebäude unterliegt starken saisonalen Schwankungen, das Gross des jährlichen Wärmedarfs liegt in den Wintermonaten. Im Sommer beschränkt sich der Wärmebedarf auf die Bereitstellung von Warmwasser. Zudem sind in den Wintermonaten die energiebasierten Emissionen gegenüber dem Sommer überproportional hoch, da beim Strom angenommen wird, dass die Emissionen des importierten Stromes entsprechend dem hier gewählten Bilanzierungsmodell, substantiell zum Tragen kommen. Bei einer Durchschnittswertbetrachtung mit nur einem Jahreswert wird der anteilig hohe Beitrag der winterlichen Emissionen im Jahresverlauf jedoch verwässert und führt daher zu der beobachteten signifikanten Unterschätzung der tatsächlichen Emissionen. Bei einer Betrachtung in monatlicher Auflösung wird dieser Unterschätzungseffekt bereits weitgehend aufgehoben.

Auch im Tagesverlauf, insbesondere im Sommer, sind systematisch hohe Schwankungen bedingt durch den Einsatz der Photovoltaik zu beobachten. Diese treffen jedoch auf eine über den Tag hinweg weitgehend konstante und zudem anteilig geringe Wärmeenergienachfrage durch Warmwasserbereitstellung. Insofern findet hier keine Verzerrung der Verhältnisse bei der Durchschnittswertbildung statt. Gleichermassen ist im Winter ebenso nur eine geringe Schwankung der Heizwärmenachfrage über 24h zu konstatieren, wobei hier zudem die energiebedingten Emissionen im Tagesverlauf durch

den geringen Beitrag der PV auch kaum systematisch periodisch schwanken. Während der Übergangszeiten ist zwar noch eine schwächere tägliche Periodizität der Emissionen erkennbar, aber auch hier ist die bereitgestellte Wärme über den Tagesverlauf wenig stark ausgeprägt. Eine Betrachtung in stündlicher Auflösung auf typischer Monats- oder gar Jahresbasis liefert daher gegenüber einer rein monatlichen Betrachtung keine signifikante Verbesserung der Ergebnisqualität mehr, wie eindeutig nachgewiesen werden konnte, so dass der zusätzliche Aufwand für Vergleichsrechnungen bei Investitionsentscheiden nicht verhältnismässig ist.

Die Ermittlung der korrekten Emissionsfaktoren für Europa, die Schweiz oder gar nur für den in der Stadt Zürich verbrauchten Strom ist vielschichtig. Dies insbesondere dann, wenn nicht ein zertifiziertes lokales Stromprodukt zugrunde gelegt werden soll. Grundsätzlich erscheint eine Bewertung basierend auf der Physik, d.h. der zugrundeliegenden tatsächlichen (Schweizer) Produktion und je nach Fragestellung der relevanten Importe auf Basis des Kraftwerkeinsatzes der Anrainerstaaten sinnvoll und notwendig.

Wird der Fokus auf die Schweiz und deren internationale Verpflichtungen gelegt, hängen die relevanten, d.h. die zu berücksichtigen Importe vom zugrunde gelegten Berechnungsmodell ab, mit welchem grenzüberschreitende Stromlieferungen und die damit verbundenen Emissionen bilanziert werden. Im Rahmen des Projektes konnte transparent gemacht werden, wie hoch der Einfluss des Bilanzierungsmodells auf den effektiven Schweizer Strommix und die damit verbundenen Emissionen ist. Obgleich zum Zweck der Analyse ein Bilanzierungsmodell unterstellt werden musste, so ist damit noch nichts darüber ausgesagt, welches Modell oder welche Modifikationen hierzu künftig notwendig werden und wie hoch die zugeordneten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Schweizerischen Stromkonsums künftig wären. Die Diskussion, insbesondere vor dem Hintergrund des Netto-Null Emissionszieles dürften aber diesen Punkt künftig stark tangieren.

Würde beispielsweise weiterhin davon ausgegangen, dass auch in Zukunft, wie bei Frischknecht (2021b) für die Vergangenheit (bis zum Jahr 2015) postuliert, ein Grossteil der Exporte als Schweizer Wasserkraft deklariert und das so entstandenen Defizit als «Graustrom» angesehen werden, so wäre der in der Schweiz verbleibende Strommix zumindest bilanziell deutlich emissionsbehafteter als bei einem Bilanzierungsmodell, bei dem nur der stündliche grenzüberschreitende Nettostrom mit Emissionen verbunden ist, wie auch hier nachgewiesen werden konnte. Insofern ist hier Raum für künftige Analysen zur Ermittlung eines angemessenen Bilanzierungsmodells.

Im bereits aufgetragenen Folgeprojekt sollen belastbare monatliche Werte für Investitionsentscheide erarbeitet werden. Dazu braucht es eine Auslegeordnung über die Bilanzgrenzen (Europa, Schweiz, lokaler Energieversorger), die Bilanzierungsmodelle beim internationalen Stromhandel inkl. Beurteilung des importierten Stroms (vgl. auch Pronovo Cockpit HKN), die Diskussion über die

Anrechnung von Grenzstrom und Annahmen über die zukünftigen Entwicklungen bei der Energieversorgung und der schweizerischen Energiepolitik (z.B. Rahmenabkommen).

Allenfalls wird es Anpassungen bei einigen Planungswerkzeugen brauchen. Das städtische Variantenvergleichstool ist bereits in Überarbeitung und wird mit monatlichen und jährlichen Bilanzierungen rechnen können.

# A. Anhang Preise

## A.1 Geordnete Jahresdauerlinien

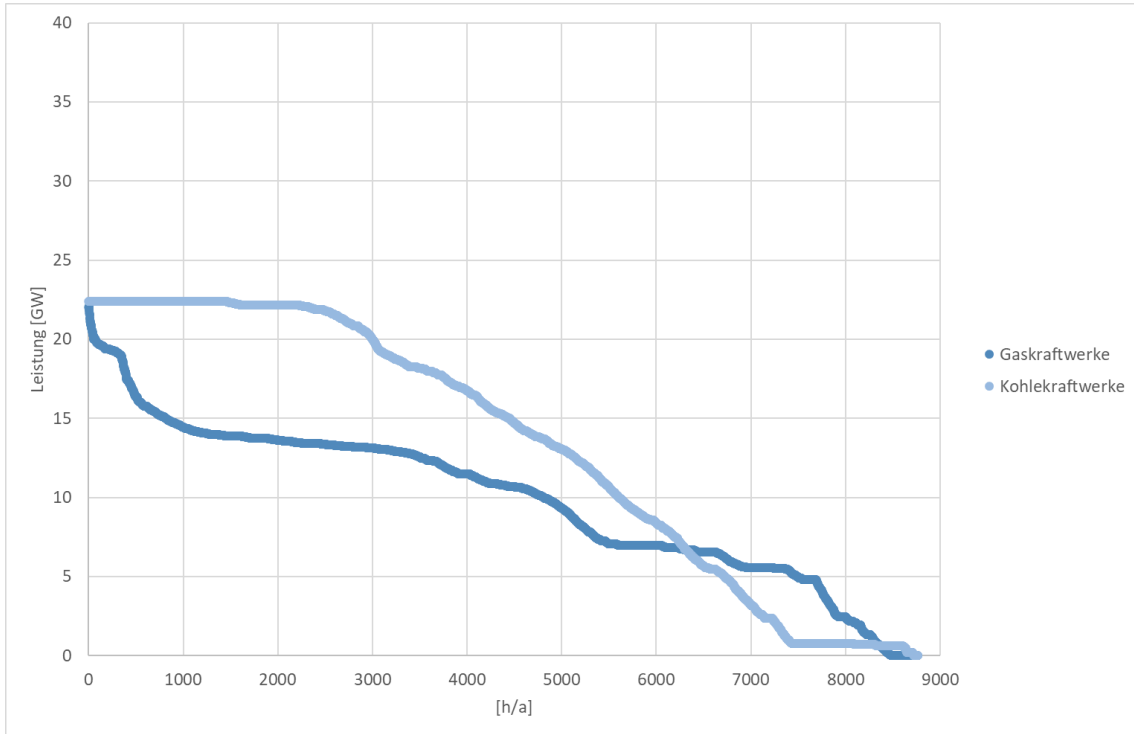


Abbildung 43 Geordnete Jahresdauerlinie Gas- und Kohlekraftwerke im Jahr 2025

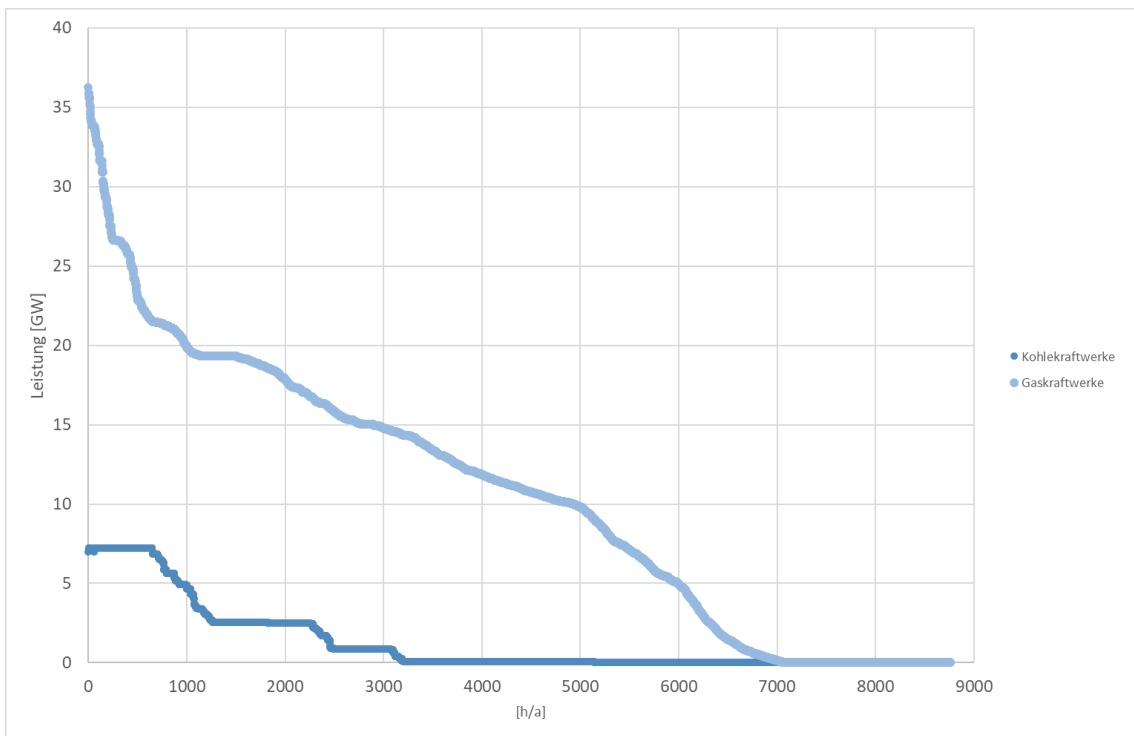


Abbildung 44 Geordnete Jahresdauerlinie Gas- und Kohlekraftwerke im Jahr 2035

## A.2 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland

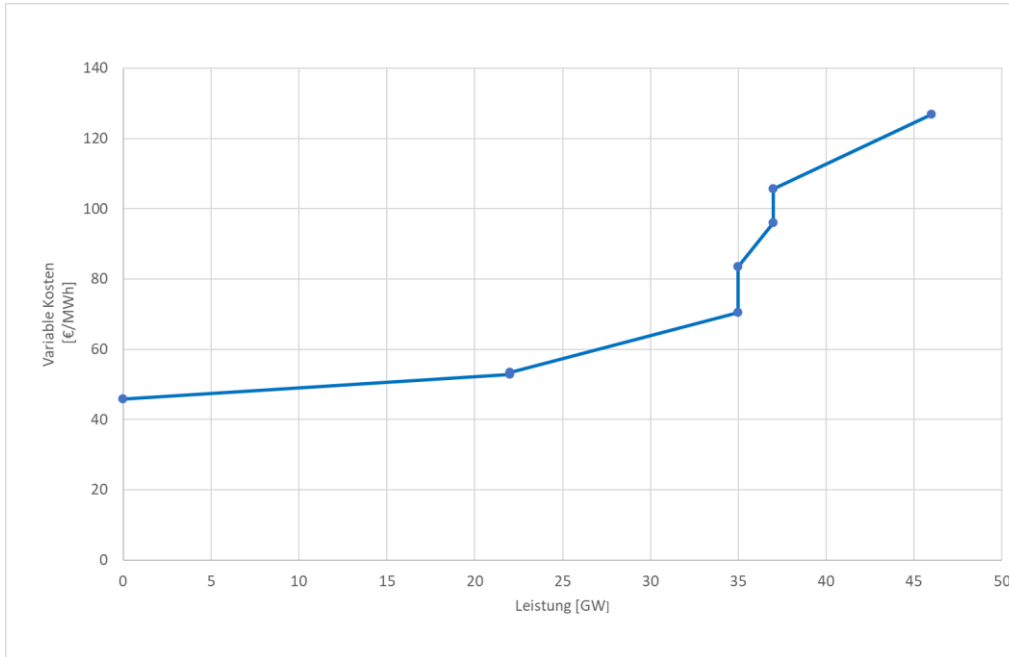


Abbildung 45 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Tief»

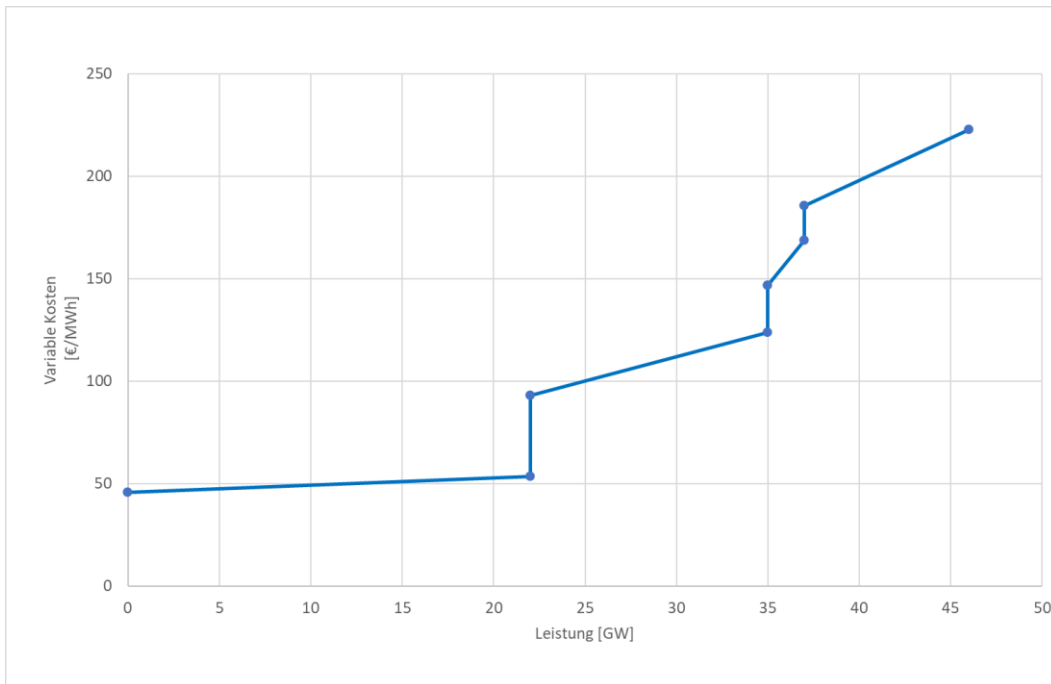


Abbildung 46 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Hoch»

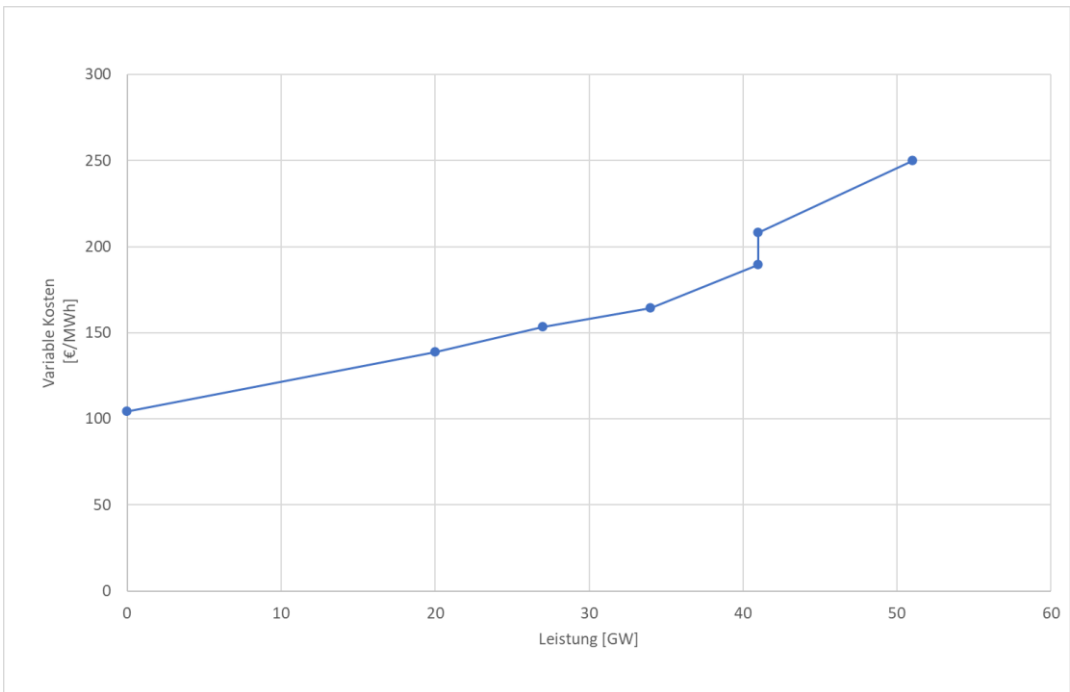


Abbildung 47 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Tief»

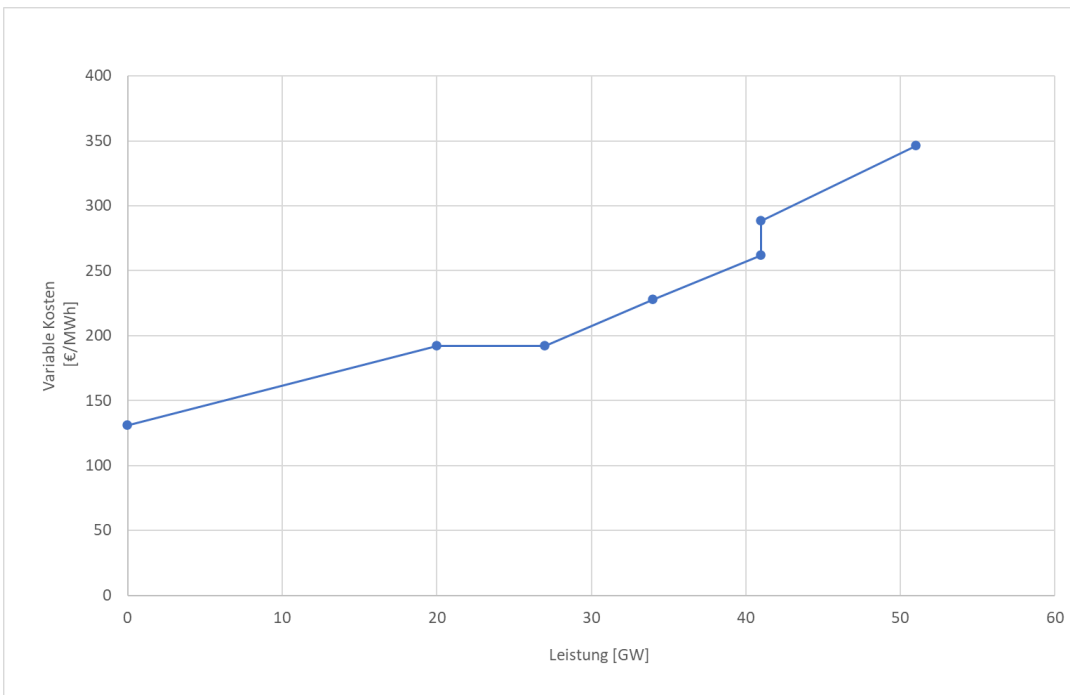


Abbildung 48 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Hoch»

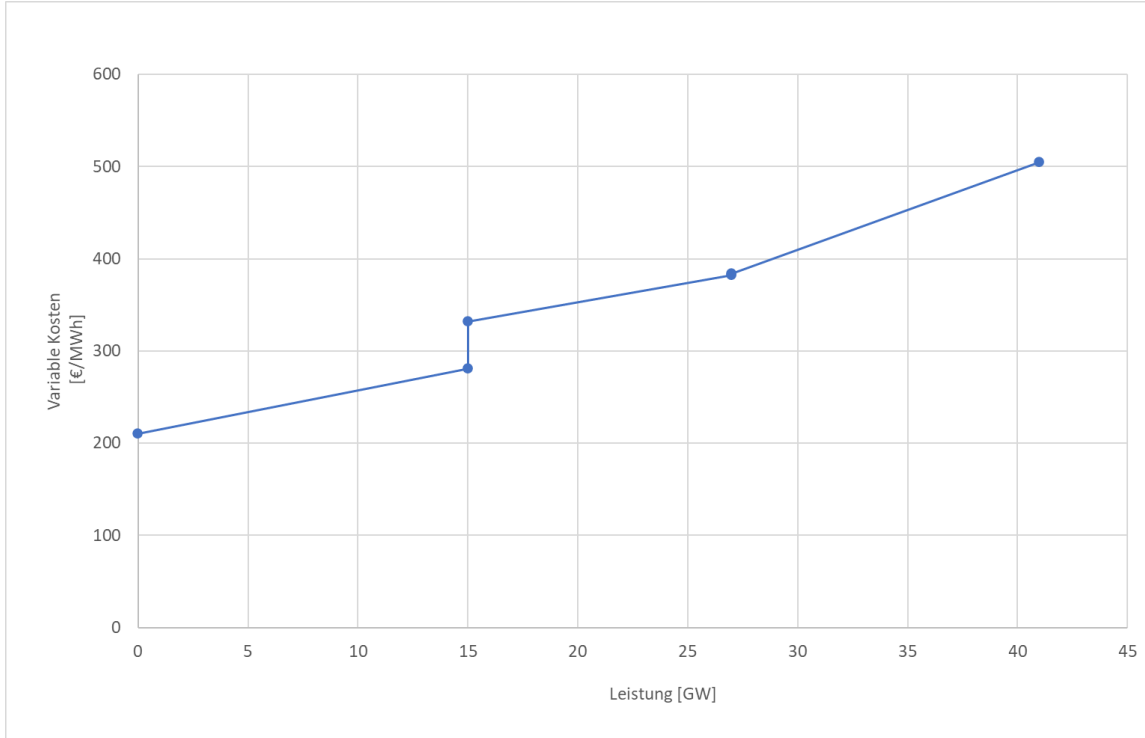


Abbildung 49 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Tief»

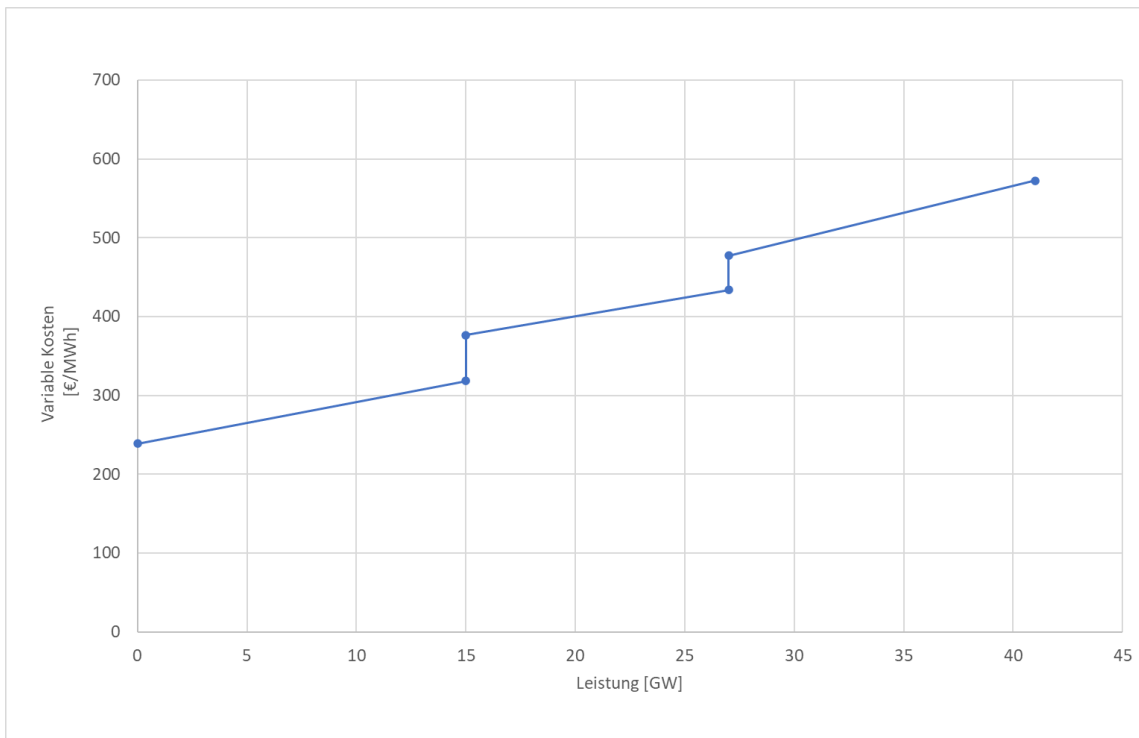


Abbildung 50 Merit Order Kraftwerkspark Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Hoch»



### A.3 Stündliche Strompreise Deutschland

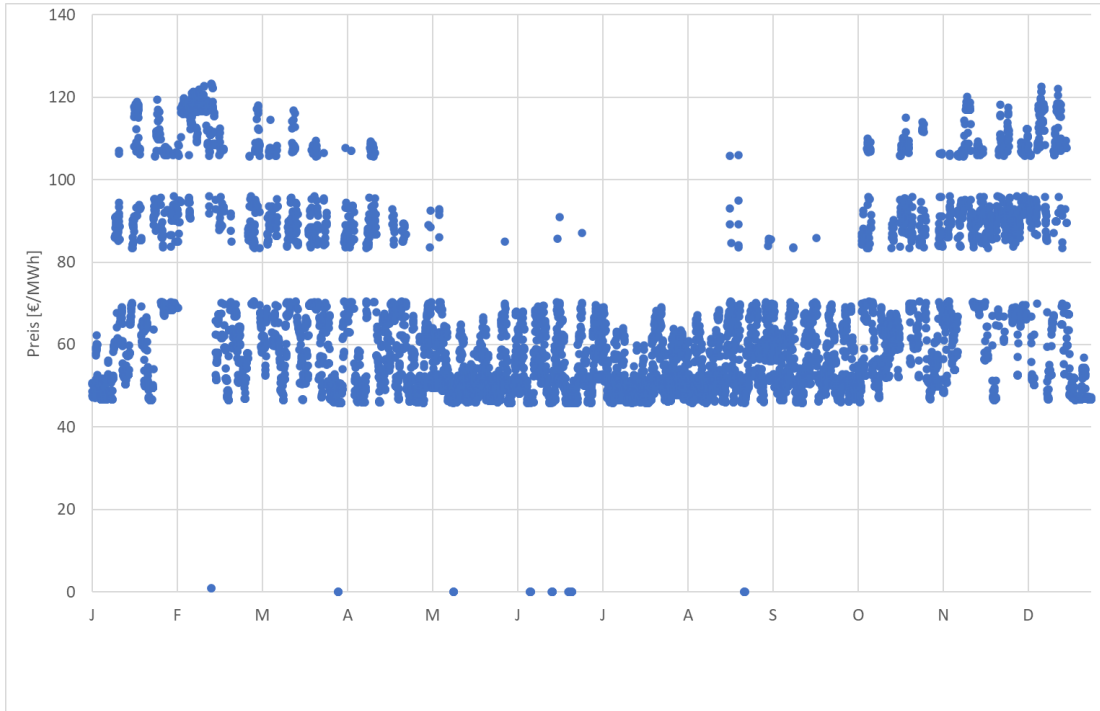


Abbildung 51 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2025, Szenario «Tief»

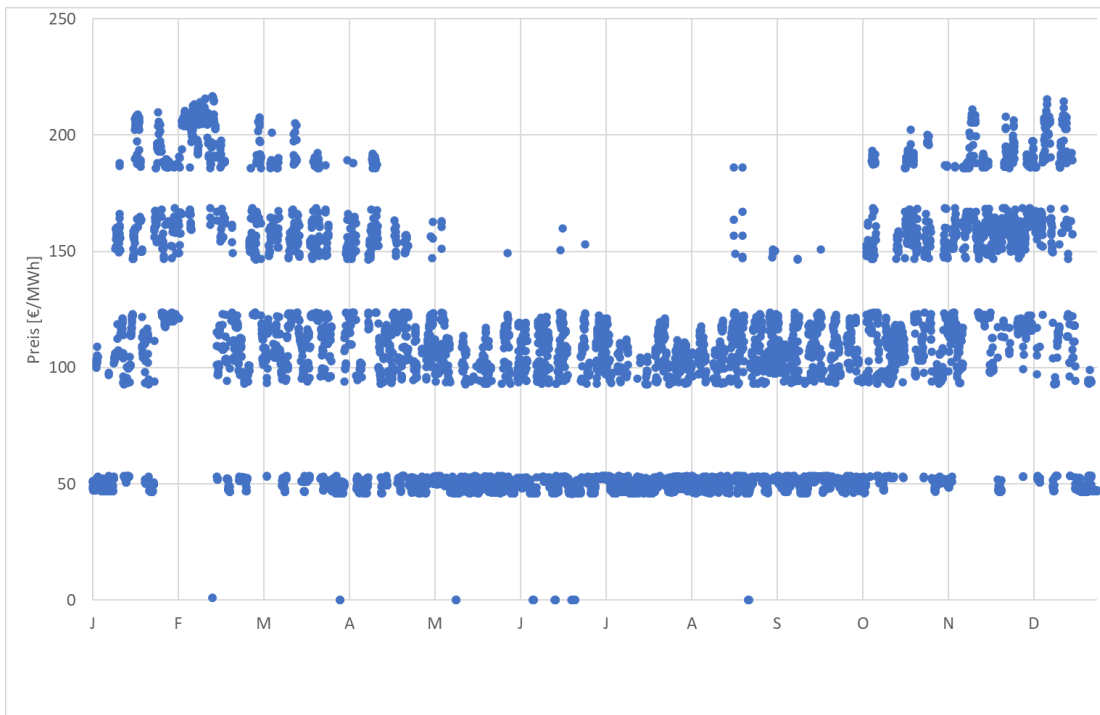


Abbildung 52 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2025 Szenario «Hoch»

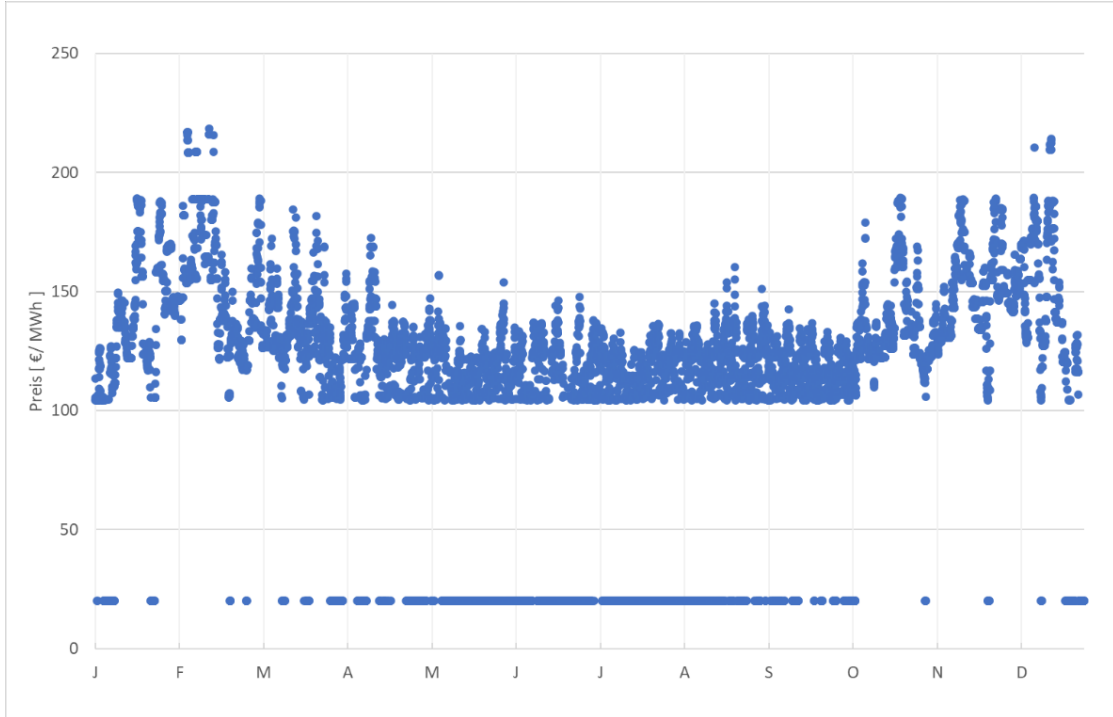


Abbildung 53 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Tief»

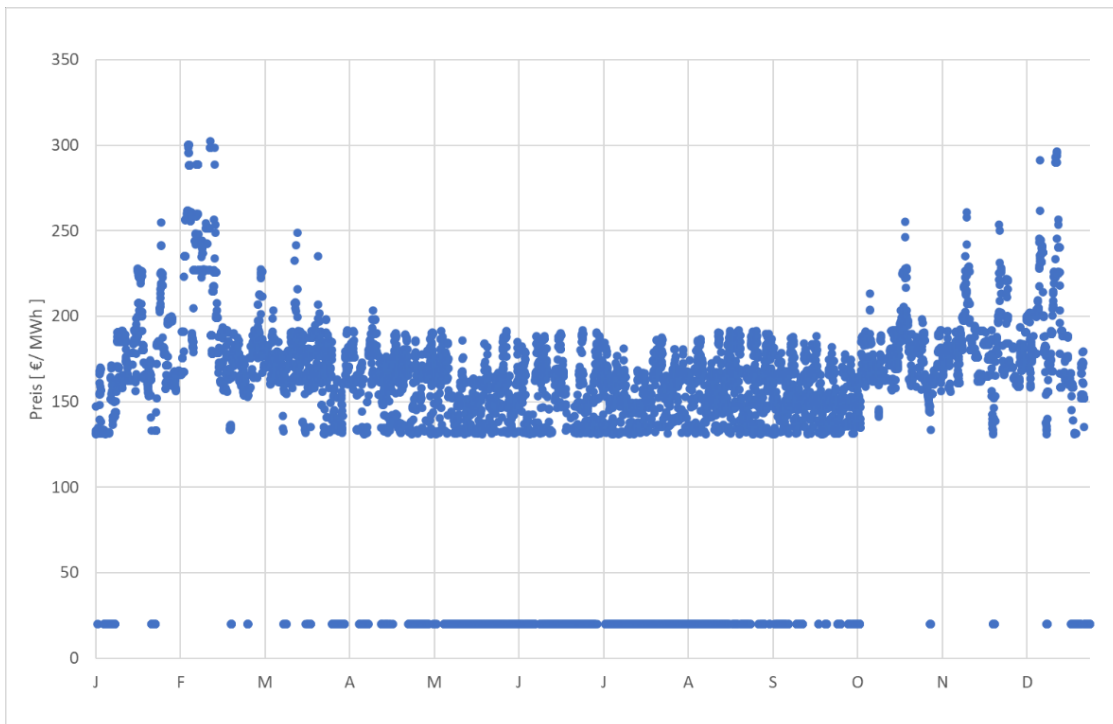


Abbildung 54 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2035, Szenario «Hoch»

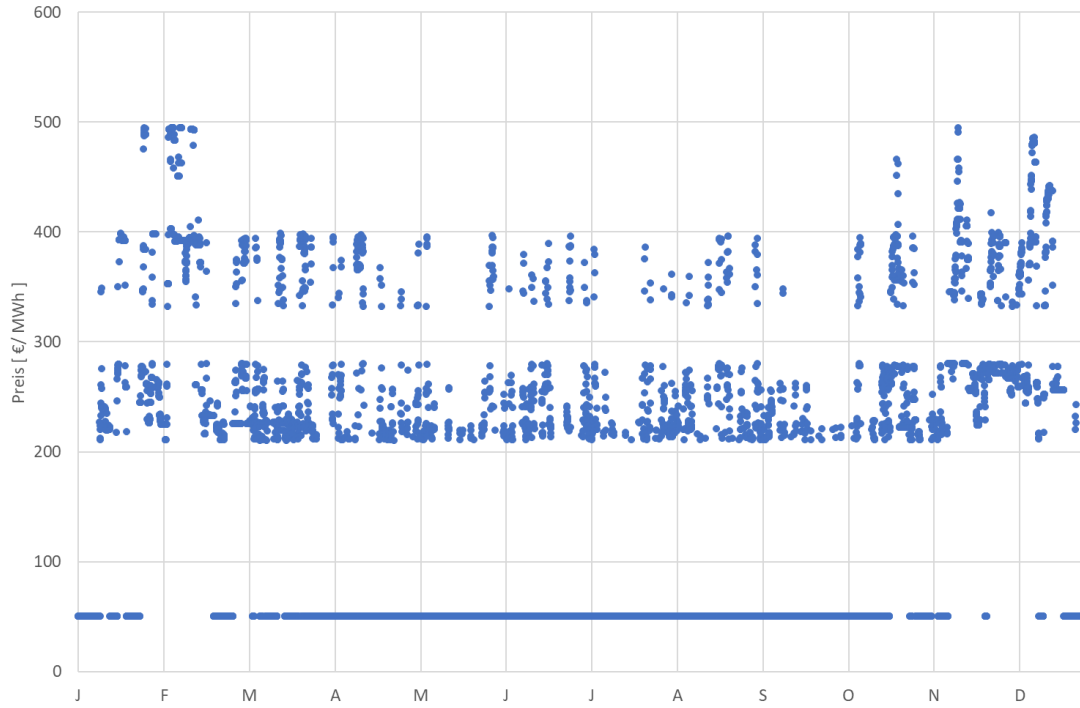


Abbildung 55 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Tief»

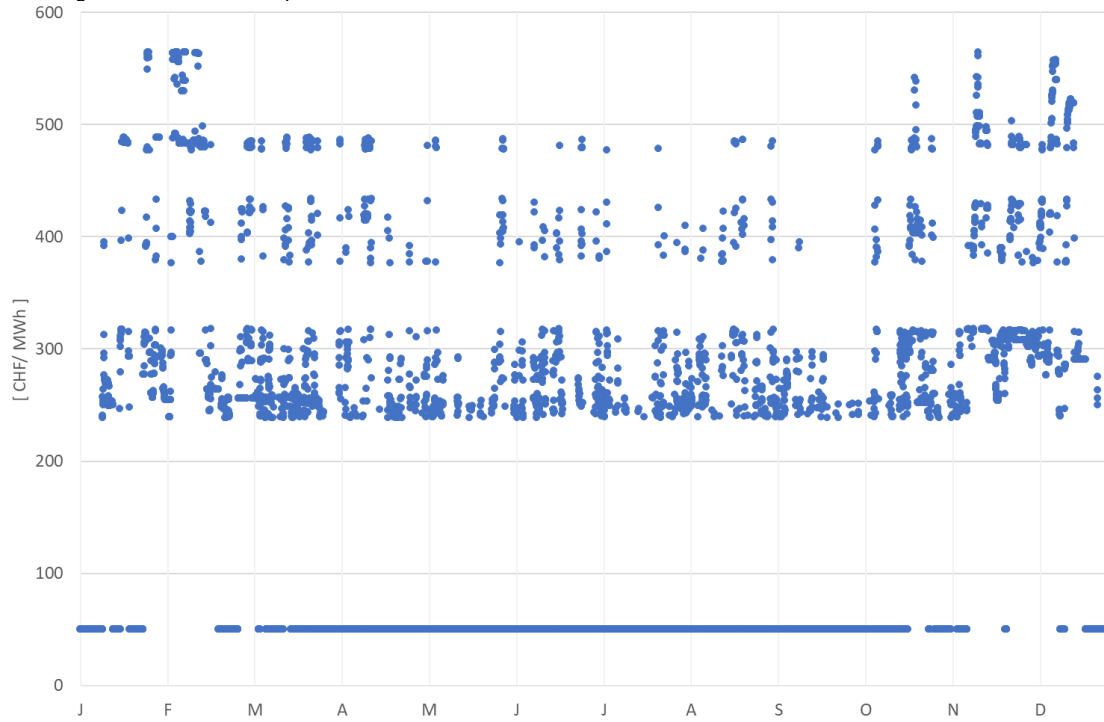


Abbildung 56 Stündliche Strompreise Deutschland im Jahr 2050 Szenario «Hoch»

## B. Anhang Emissionen

### B.1 Spezifische Emissionen Strommix und Importe

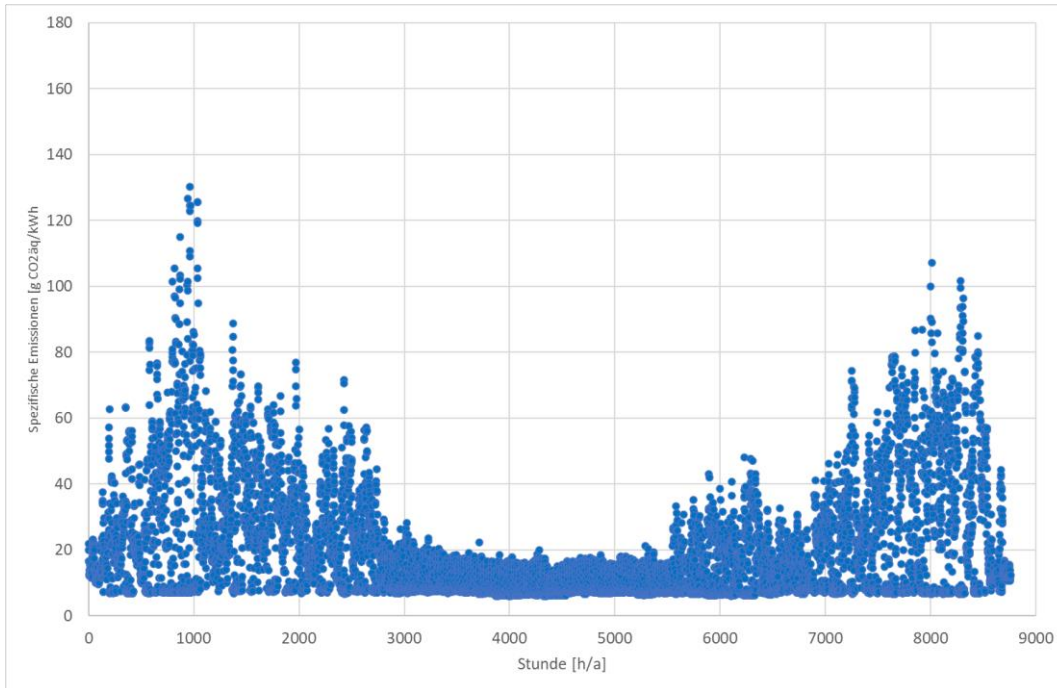


Abbildung 57 Spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2025, Szenario «Tief»

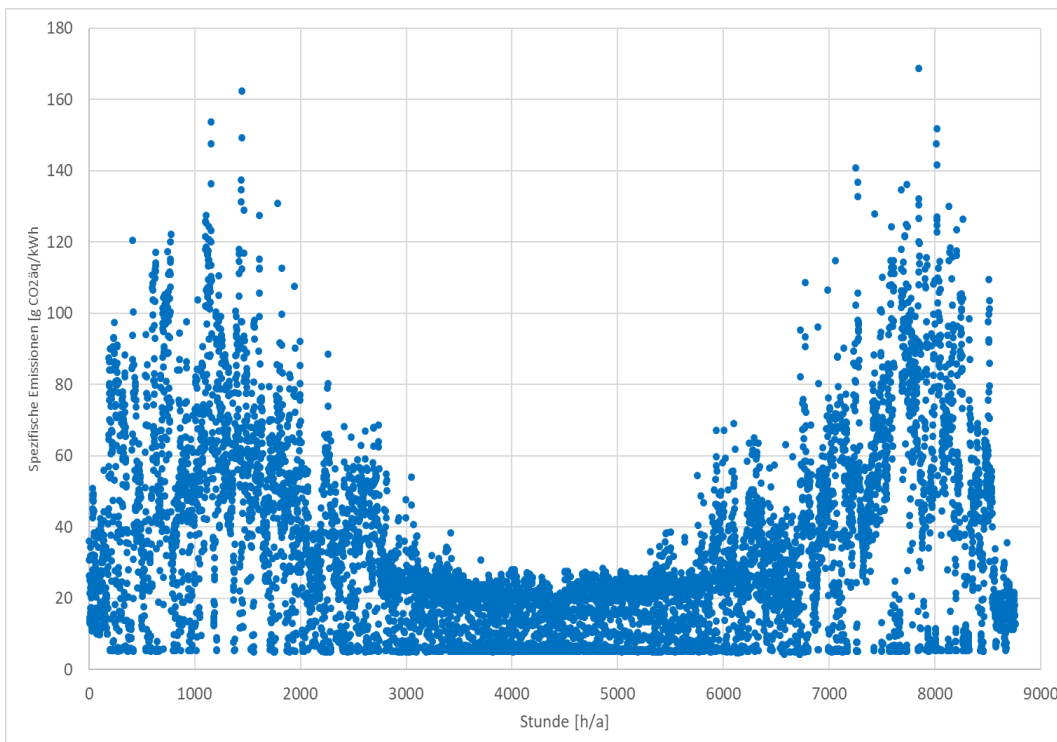


Abbildung 58: Spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2035, Szenario «Tief»

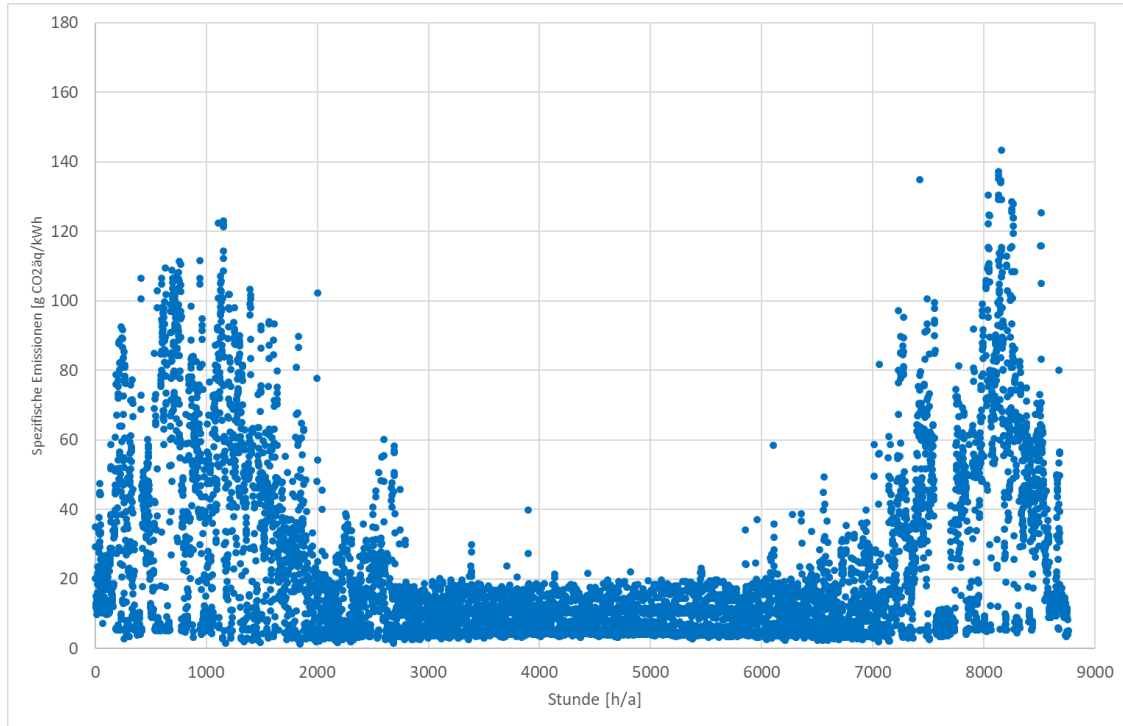


Abbildung 59: Spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2050 Szenario «Tief»

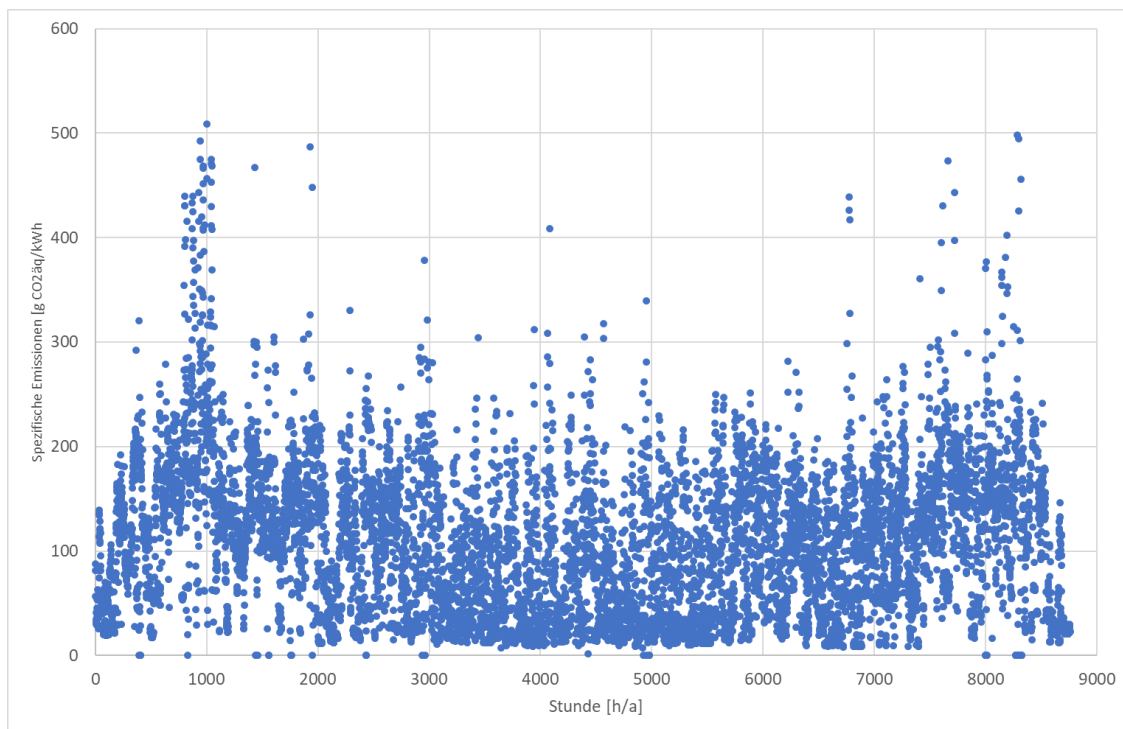


Abbildung 60 Spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen Strommix und Importe Jahr 2050 Szenario «Autarkie»

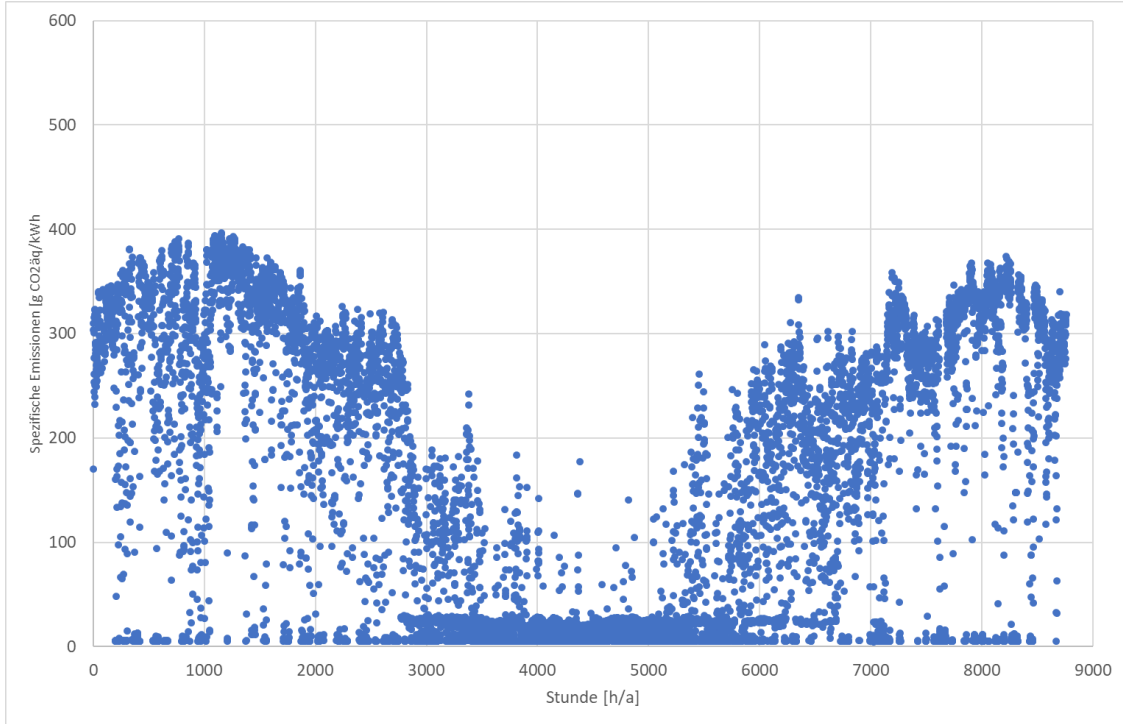


Abbildung 61 Spezifische Emissionen Strommix und Importe Jahr 2035, Szenario «Autarkie»

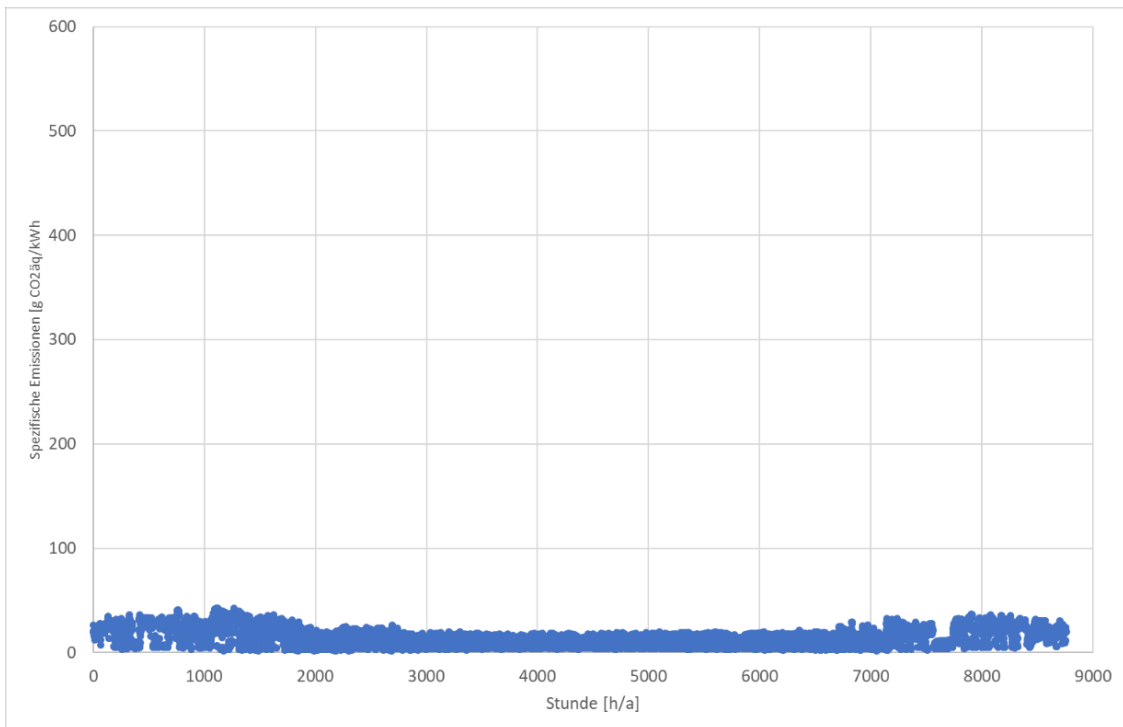


Abbildung 62 Spezifische Emissionen Strommix und Importe Jahr 2050, Szenario «Autarkie»

## B.2 Vergleich Ergebnisse Emissionen Strom gem. BM I – BM V

Um den grossen Einfluss der Bilanzierungsmodelle auf die resultierenden spezifischen Emissionen darzustellen, sind in Tabelle 15 die Entwicklung der durchschnittlichen ungewichteten Jahreswerte dargestellt.

	BM I	BM II	BM III	BM IV	BM V
2025	48	76	21	44	275 (2019)
2035	41	48	33	161	75-95 (2030)
2050	43	69	22	14	0

Tabelle 15: Jahresdurchschnittswerte spezifische Emissionen Strom in [g CO<sub>2</sub> äq/kWh]

Wie zu erwarten liegen die Werte von BM III am tiefsten, da hier nur die per Saldo in der Schweiz verbleibende Strommenge das Mischungsergebnis beeinflusst. Demgegenüber liegen die Werte bei BM I leicht und bei BM II sehr deutlich darüber.

Die Tatsache, dass der Wert für 2035 bei BM II minimal wird, liegt daran, dass aufgrund der geplanten Abschaltung der CH-Kernkraftwerke das Defizit der CH-Erzeugung maximal wird (siehe Abbildung 11), bevor die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien dieses im Jahr 2050 nahezu vollständig kompensieren kann. Insofern reduziert sich in 2035 der CH-Grünstromexport gegenüber den Jahren 2025 und 2050, so dass auch in Summe weniger emissionsbehafteter Strom importiert, welches wiederum den spezifischen Emissionswert sinken lässt. Im Jahr 2050 nehmen die Exporte und Import wieder zu und der Emissionswert steigt abermals an.

Die Werte von BM IV sind praktisch nicht direkt vergleichbar, da hier die Emissionen von den nationalen Gaskraftwerken dominiert werden und keine grenzüberschreitenden Stromflüsse stattfinden. Hierbei ist deutlich sichtbar, dass im Jahr 2035, dem Jahr des höchsten Defizits und somit der höchsten Erzeugung aus GuD die Emissionswerte sich gegenüber dem Jahr 2025 vervierfachen. Im Jahr 2050 werden die Gaskraftwerke mit Biogas betrieben und dementsprechend sinken die Werte auch im Vergleich zu allen anderen Varianten auf ein Minimum. Die Werte gemäss BM V stellen die Zielwerte der EU dar, wobei im Jahr 2050 die Emissionsfreiheit (netto) angestrebt wird

Die tatsächlichen spezifischen durchschnittlichen Emissionen ändern sich in Funktion des bezogenen Stromverbrauchsprofils. In Tabelle 16 sind die Werte unter Verwendung des Stromverbrauchs L/W Wärmepumpe Gebäude BH angegeben. Diese liegen je nach Jahr und Szenario zwischen 3 % und 36 % höher als die ungewichteten Werte.

	BM I	BM II	BM III	BM IV
2025	53	78	25	55
2035	52	60	41	218
2050	56	83	30	17

Tabelle 16 gewichtete Jahresdurchschnittswerte spezifische Emissionen Strom BH in [g CO<sub>2</sub> äq/kWh]

In den folgenden Grafiken werden die ungewichteten stündlichen Werte BM I-III im Wochenraster (x-Achse) für 52 Wochen (y-Achse, Beschriftung je dritte Woche unter Angabe der Wochennummer des jeweils Monats) von allen drei Betrachtungsjahren gegenübergestellt. Die Entwicklung der Werte BM IV Autarkie stehen für sich.



# Vom Zertifikat zur Physik

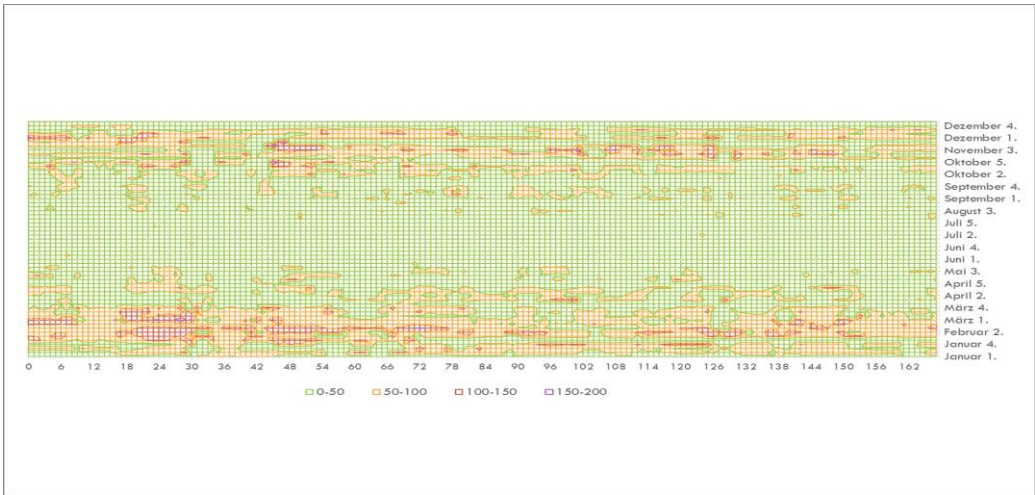


Abbildung 63 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM I

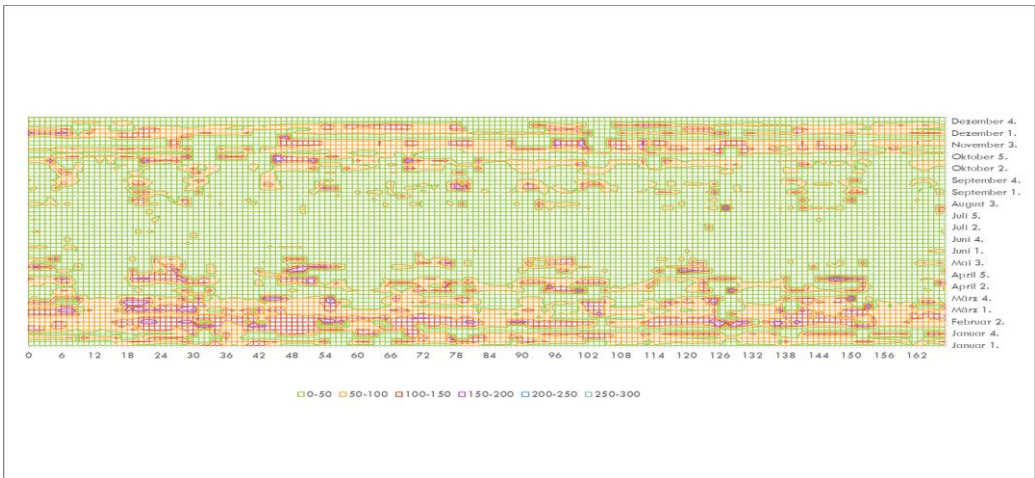


Abbildung 64 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM II

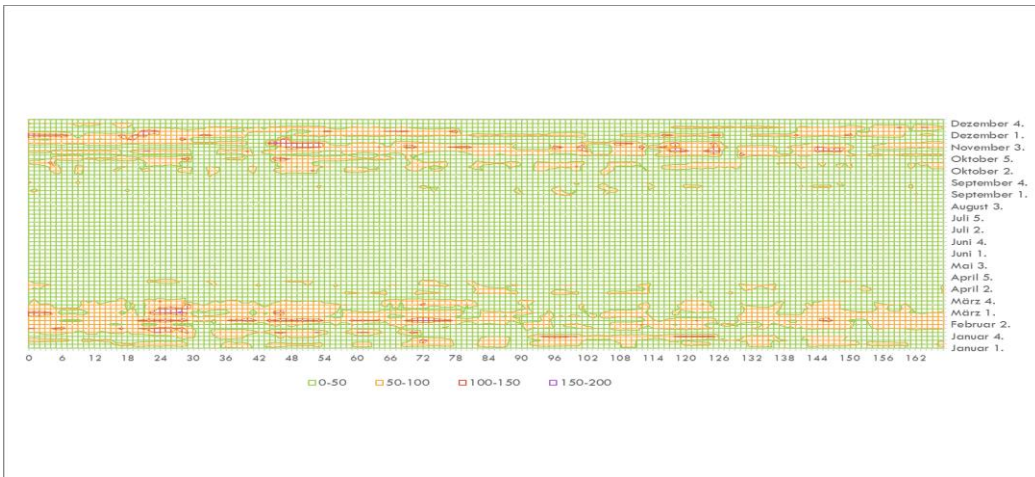


Abbildung 65 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM III

**Vom Zertifikat zur Physik**

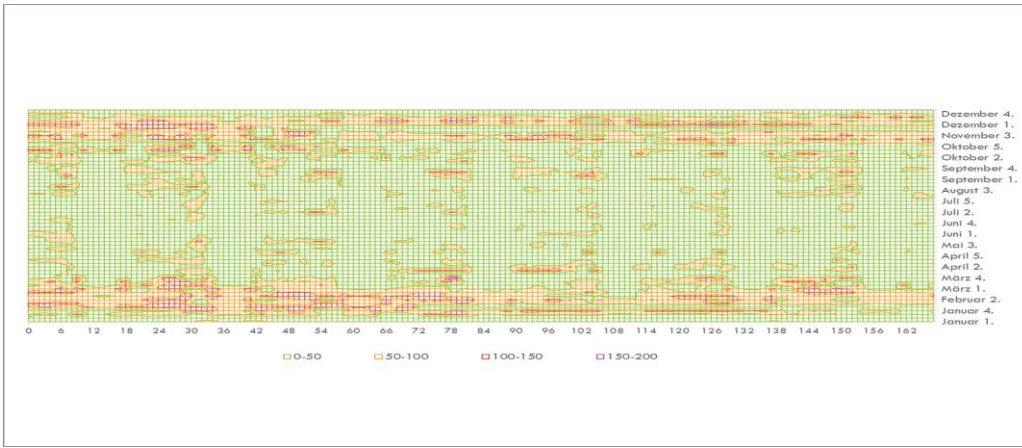


Abbildung 66 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM I

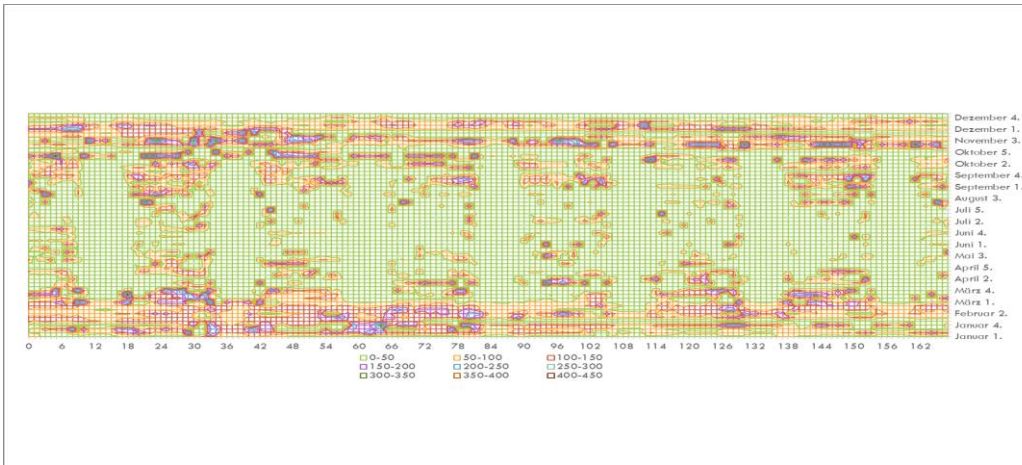


Abbildung 67 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM II

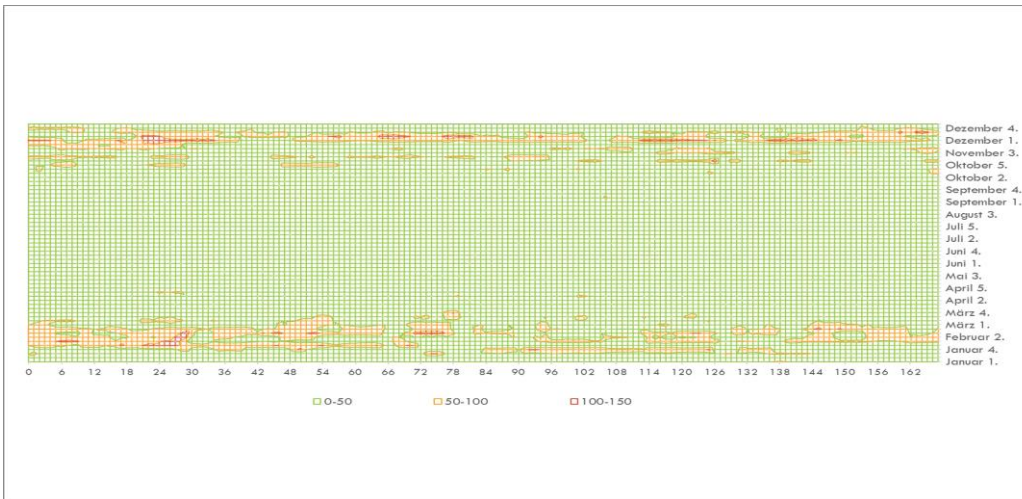


Abbildung 68 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2050 nach BM III



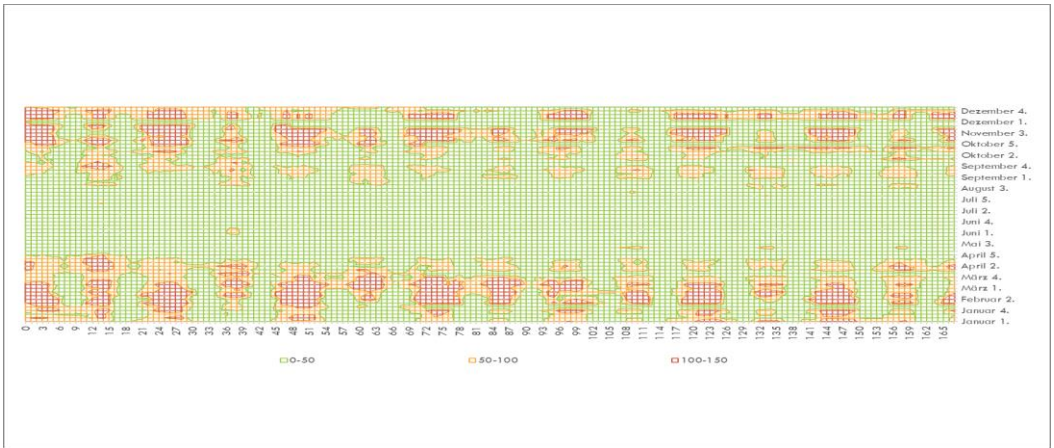


Abbildung 69 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2025 nach BM IV

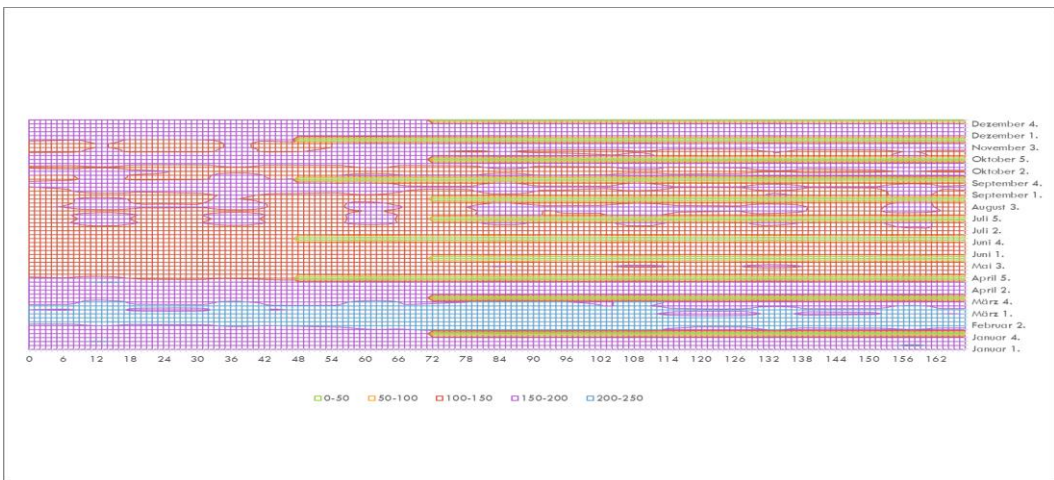


Abbildung 70 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom im Jahr 2035 nach BM IV

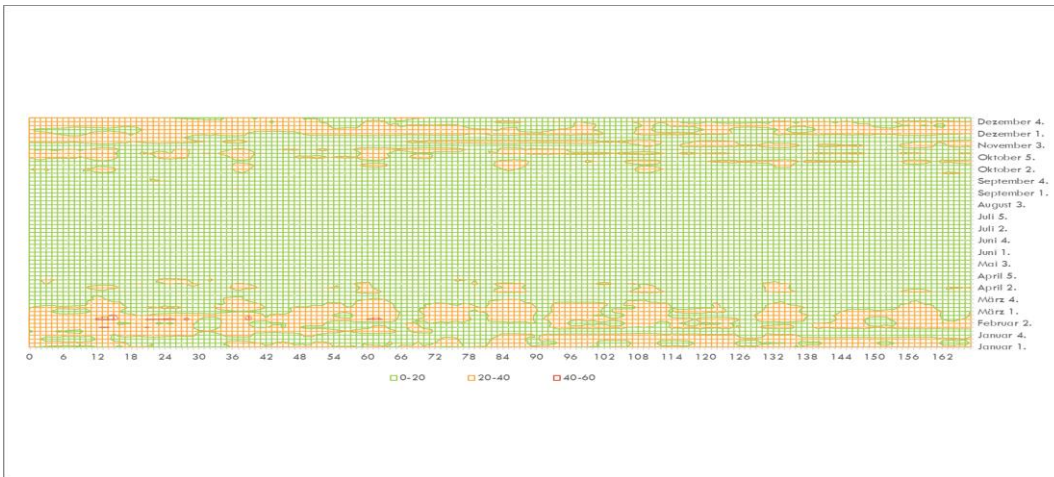


Abbildung 71 Heatmap der spezifischen Emissionen für Schweizer Strom IM Jahr 2050 nach BM IV

### B.3 Emissionen KBOB vs. VZzP

In regelmässigen Abständen veröffentlicht KBOB u.a. die Entwicklung der spezifischen Emissionen aus der Stromerzeugung für die Schweiz, wie z.B. der sog «Verbraucher-Strommix» für die Schweiz. Diese Werte sind für eine Reihe von Anwendungen von hoher Relevanz wie z.B. den SIA-Merkblättern 2040 und 2032 sowie im Monitoring Zielpfad «Schweiz» der 2000 Watt Gesellschaft. An dieser Stelle sollen die KBOB Emissionswerte Strom mit den aus dieser Studie hervorgehenden Werten verglichen und die resultierenden Differenzen diskutiert werden.

Sämtliche Erläuterungen bzw. Zitate zum KBOB-Emissionsfaktor 2018 wurden Frischknecht et al (2021a) entnommen:

In Abbildung 72 ist das methodische Vorgehen zur Ermittlung des «Verbraucher-Strommix» gem. KBOB dargestellt.

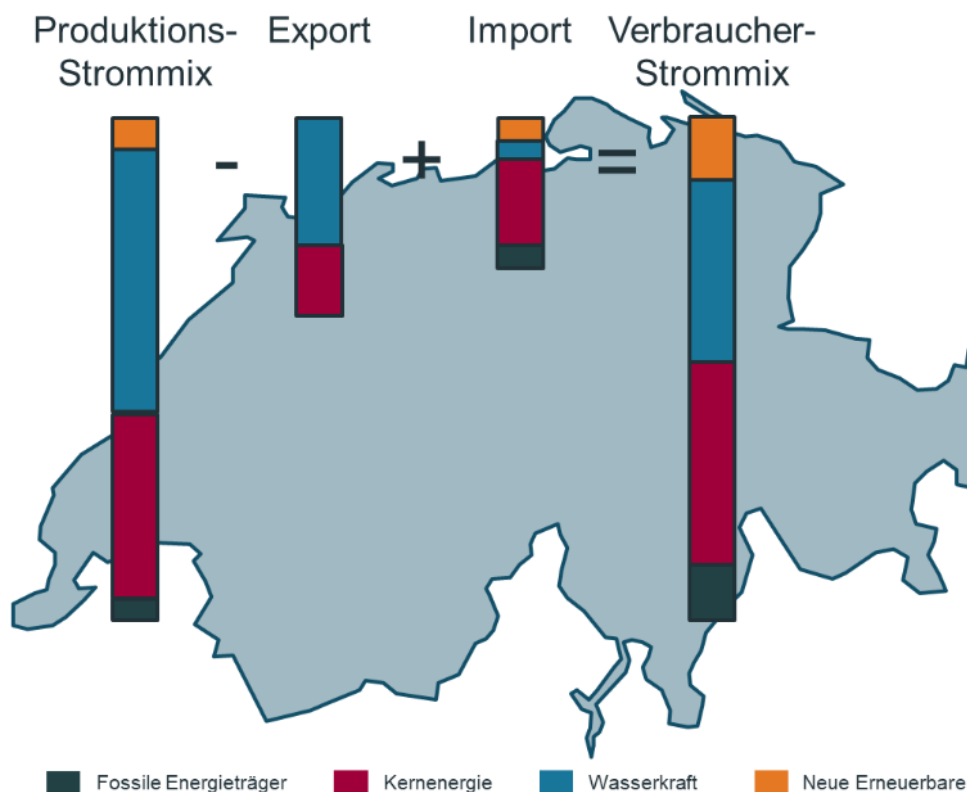


Abbildung 72 : KBOB Bilanzierung Verbraucher-Strommix. Quelle: Frischknecht et al (2021a)

Es ist aus Abbildung 72 ersichtlich, dass bilanziell zunächst der vergleichsweise emissionsarme Schweizer Strommix, bei dem Wasserkraft und Kernenergie dominieren, exportiert wird. Das daraus resultierende, sozusagen künstlich hohe Defizit wird dann

mit tendenziell stärker emissionsbehaftetem Importstrom ausgeglichen. Dieses Verfahren seitens KBOB entspricht prinzipiell dem Bilanzierungsmodell II «Grünstrom Export» aus Kapitel 3.2. welches dadurch charakterisiert ist, dass die resultierenden nationalen Emissionen als tendenziell hoch ausgewiesen werden.

In der vorliegenden Studie wurde jedoch von der Begleitgruppe zur Bestimmung des Schweizer Emissionsfaktors die Variante BM III «Perfekter Transit» für die beiden Szenarien mit freiem Stromaustausch zugrunde gelegt. Insofern sind Unterschiede beim mittleren rechnerischen Emissionsfaktors zwischen KBOB 2018 und VZzP 2025 zu erwarten, die über einem Wert liegen, welcher durch die unterschiedlichen Referenzzeitpunkte begründbar wäre.

Die Auswirkungen der Wahl des Bilanzierungsmodells II bei KBOB lässt sich noch veranschaulichen durch die Zahlen, welche gemäss schweizerischer Elektrizitätsstatistik von 2018 ausgewiesen sind. Von der schweizerischen Produktion in Höhe von 67,6 TWh wurden demnach 32,6 TWh (emissionsarm), also knapp die Hälfte exportiert. Der vergleichsweise stärker emissionsbehaftete Import zum Ausgleich des entstandenen Defizits betrug 31,0 TWh.

Es ist daher gut nachzuvollziehen, dass der sog. Verbraucherstrommix massiv durch die Wahl der Berechnungsmethode beeinflusst wird, welches in Tabelle 17 veranschaulicht ist.

Indikator	Einheit	Produktions-Strommix	Lieferanten Strommix HKN	Stromprodukt aus erneuerbaren Energien	Verbraucher-Strommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel
Treibhausgas-Emissionen	g CO <sub>2</sub> eq/ kWh	29,6	54,7	15,7	128

Tabelle 17 : Verbraucher Strommix 2018. Quelle: Frischknecht et al (2021a)

Zum Vergleich sind in Tabelle 18 die Daten (Werte in CO<sub>2</sub>eq/kWh) für das Jahr 2025 gemäss der hier angewendeten Bilanzierungsmethode BM III sowie der EU27 Strommix dargestellt.

Indikator	Einheit	Produktions-Strommix	Import Strom-mix D/FR	CH-Strommix nach BM III	EU 27 Strommix 2020
Treibhausgas-Emissionen	g CO <sub>2</sub> eq/ kWh	10,0	105,8	20,9	225

Tabelle 18: Strommix 2025 nach VZzP / gem BM III

Der Unterschied in den Emissionswerten des Produktionsstrommix´ erklärt sich daraus, dass gemäss Elektrizitätsstatistik im Jahr 2018 noch 6,1 TWh des schweizerischen Stroms aus thermischer Produktion mit einem nicht näher ausgewiesen fossilen Anteil

## **Vom Zertifikat zur Physik**

stammt, welches mutmasslich Strom aus industrieller fossiler Eigenerzeugung ist. In den Kraftwerkseinsatzdaten Daten gemäss EP2050+ für das Jahr 2025 ist diese Menge mutmasslich in der Kategorie «Bio und Sonstige ausgewiesen», welche hier pauschal mit 0 CO<sub>2</sub>eq/kWh angesetzt wurden.

Weiterhin kommt hinzu, dass der Importstrom aus Deutschland im Jahr 2018 noch mit höheren Emissionen belastet war, als dies für 2025 angenommen wird, da sich in diesem Zeitraum der Anteil Erneuerbarer Energien weiter erhöht hat.

Der Vollständigkeit halber sei hier noch erwähnt, dass die EU seit 2021 keine Grünstromzertifikate aus der Schweiz akzeptiert und der in Abbildung 72 noch bilanziell abgebildete Export von Wasserkraft/Kernenergiestrom aktuell nicht mehr möglich ist.

## B.4 CO<sub>2</sub>-Emission aus Gebäudeheizungen (absolut)

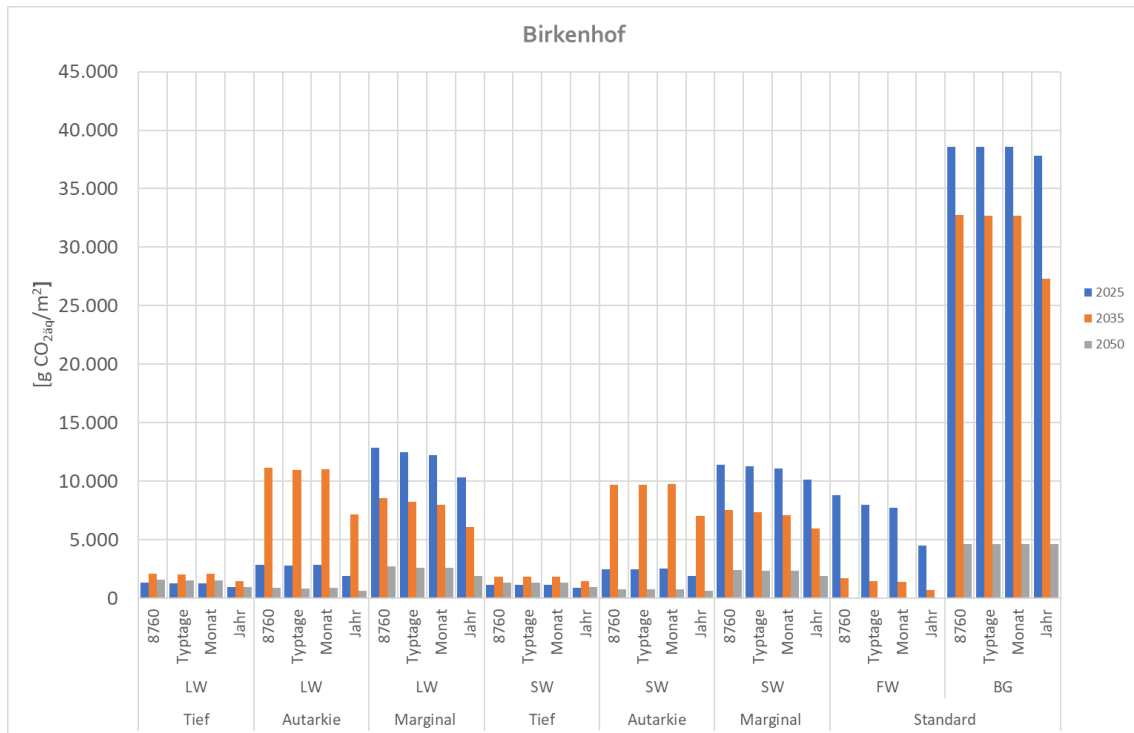


Abbildung 73 ; Entwicklung spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Wohngebäude Birkenhof

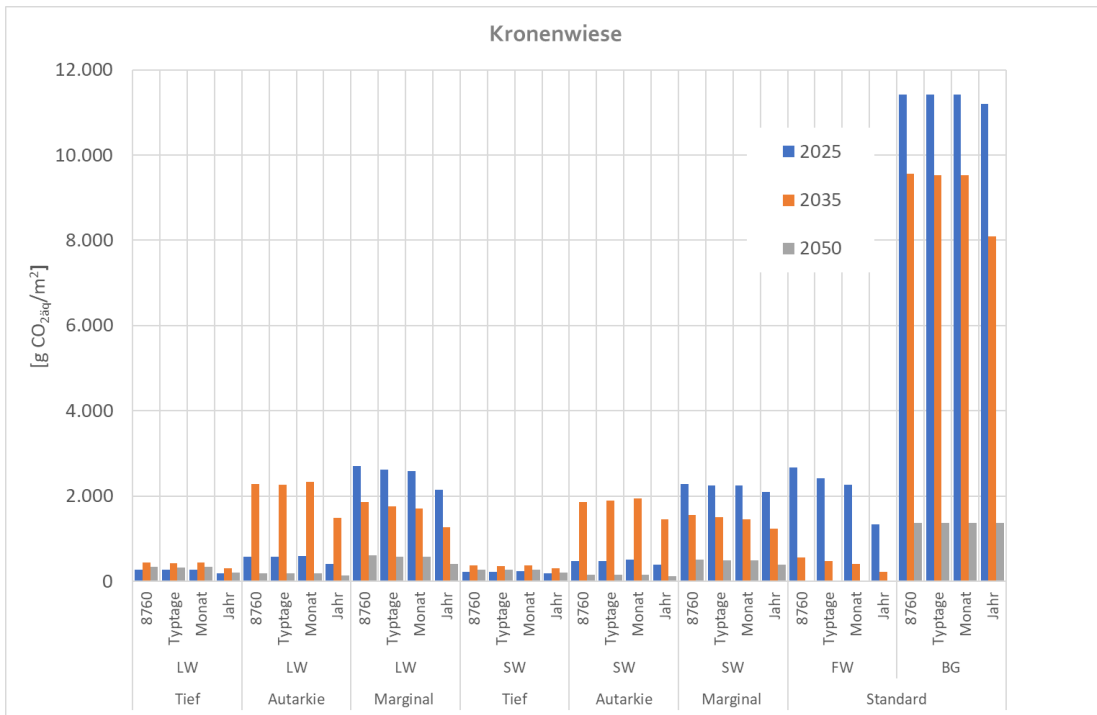


Abbildung 74: Entwicklung spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Wohngebäude Kronenwiese

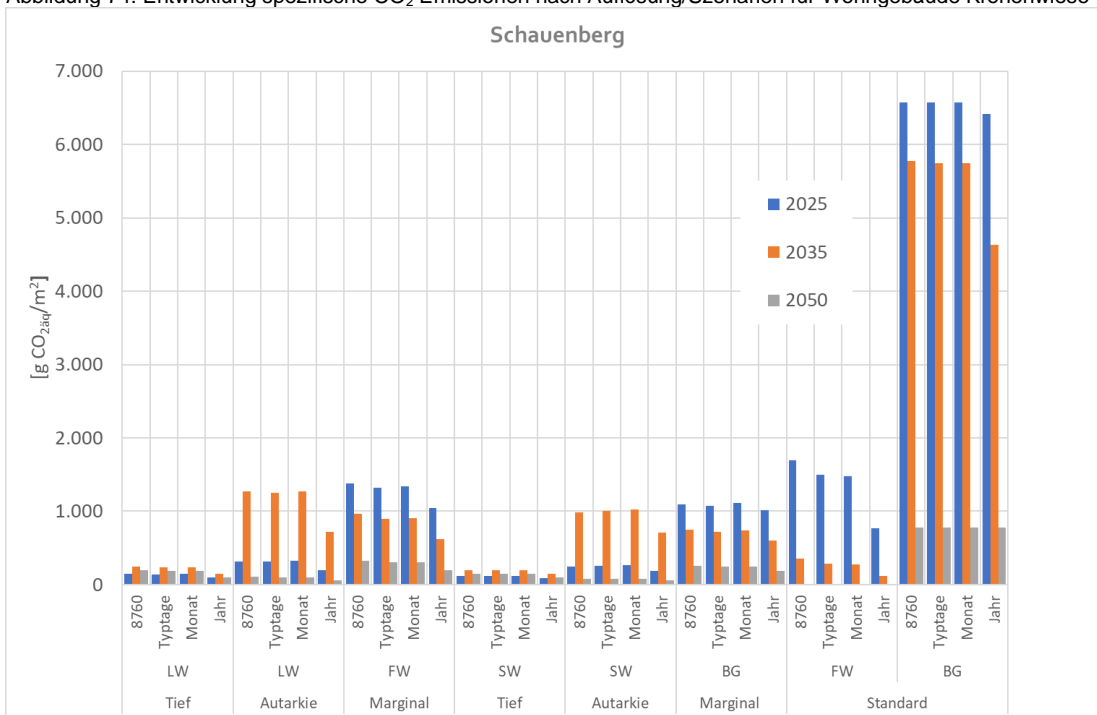


Abbildung 75: Entwicklung spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen nach Auflösung/Szenarien für Schulgebäude Schauenberg



## B.5 CO<sub>2</sub> Emission aus Gebäudeheizungen (relative Differenzen)

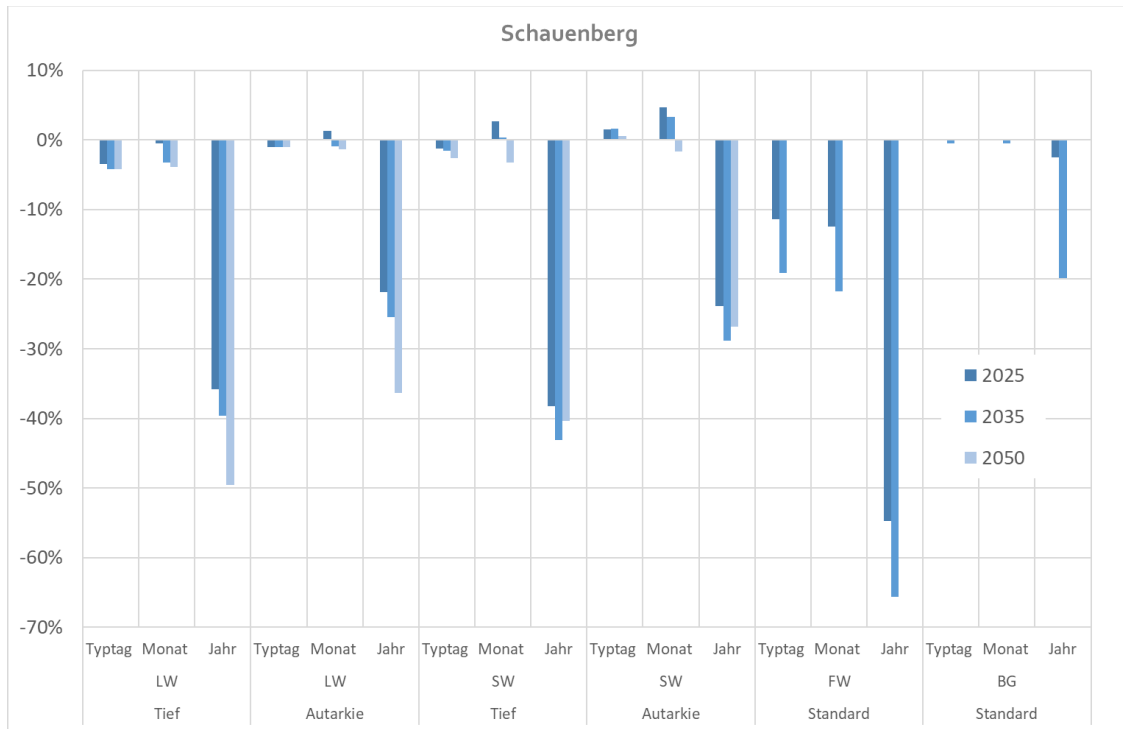


Abbildung 76 Relative Differenzen CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung für Schulgebäude Schauenberg

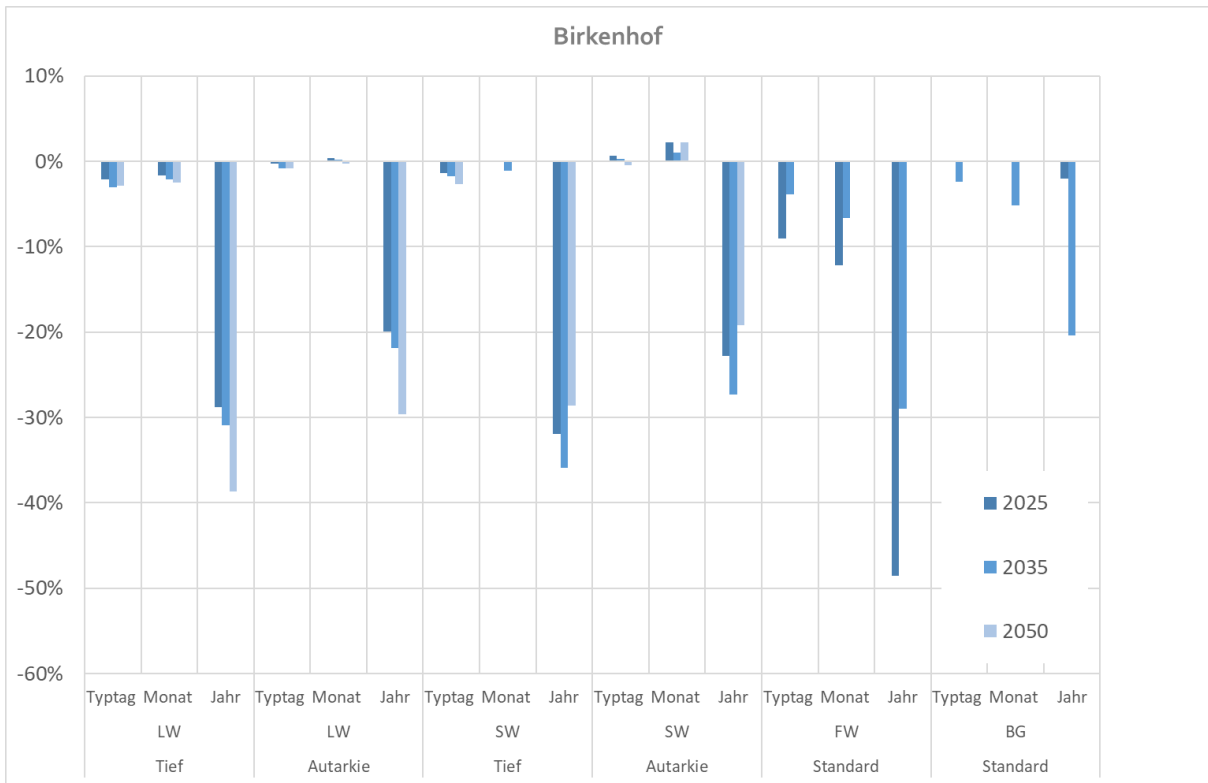


Abbildung 77: Relative Differenzen CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung für Wohngebäude Birkenhof

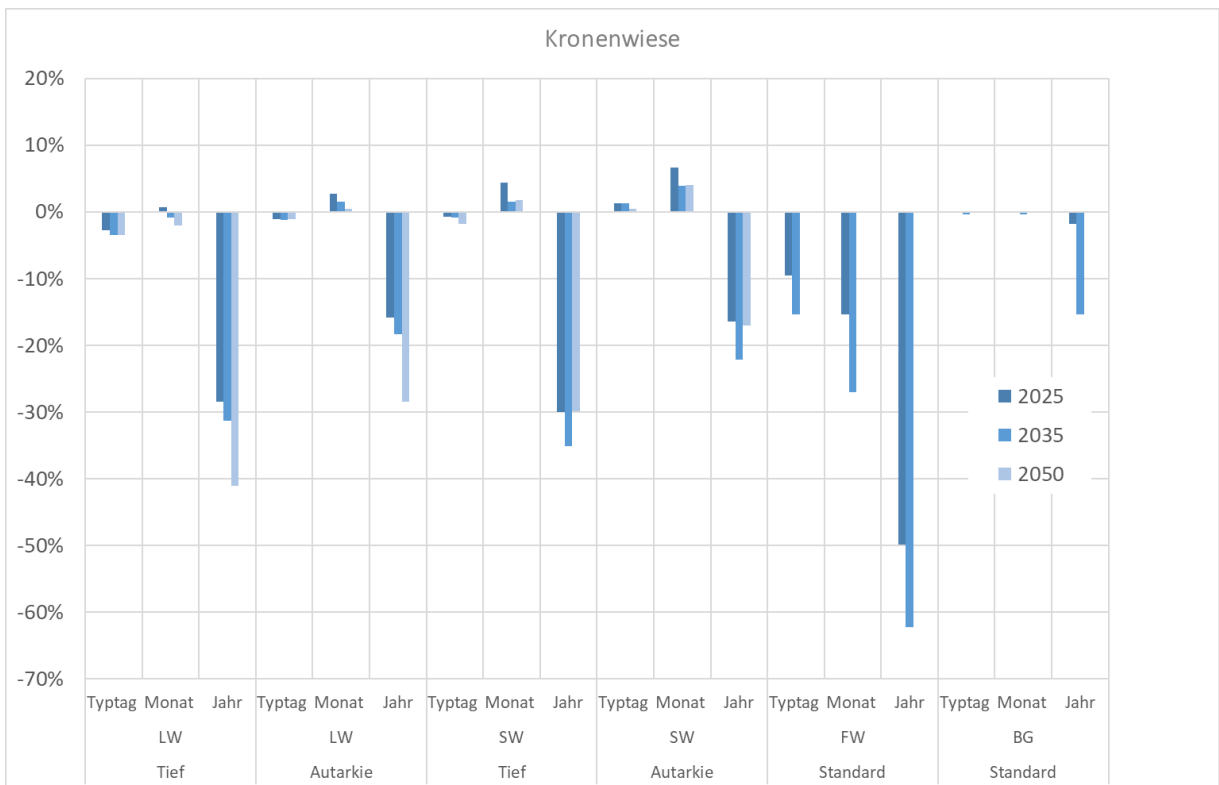


Abbildung 78: Relative Differenzen CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber 8760 h Auflösung Wohngebäude Kronenwiese

## B.6 Vergleich Differenzen CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie

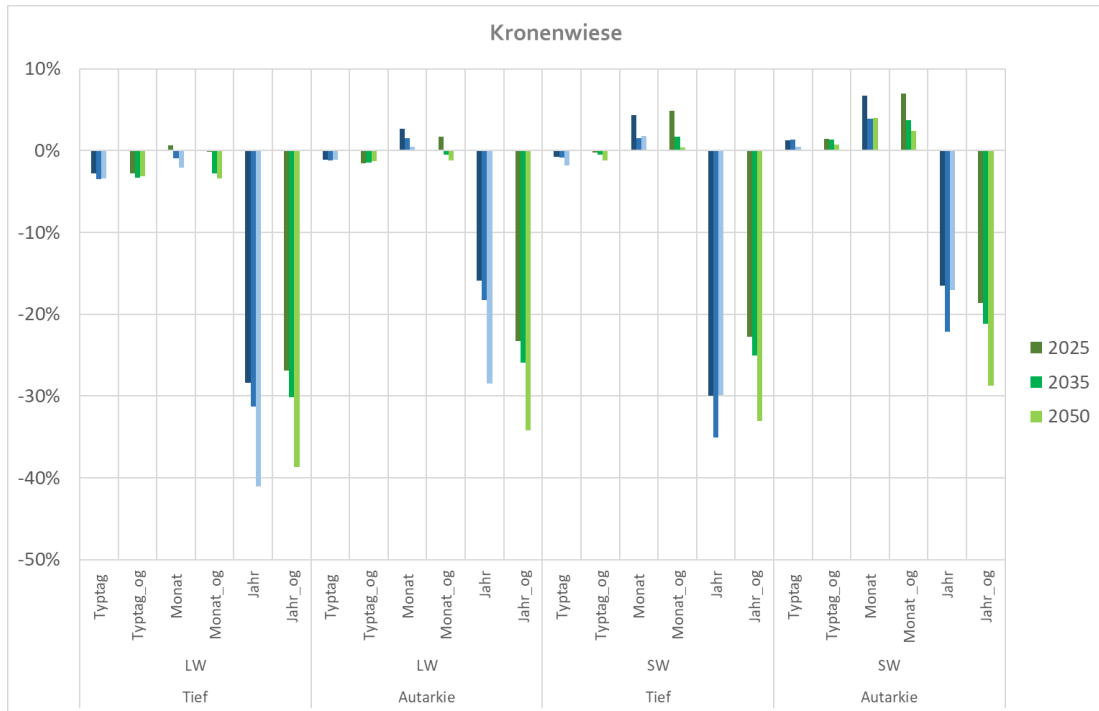


Abbildung 79: Vergleich der Differenzen der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Wohngebäude Kronenwiese

**Vom Zertifikat zur Physik**

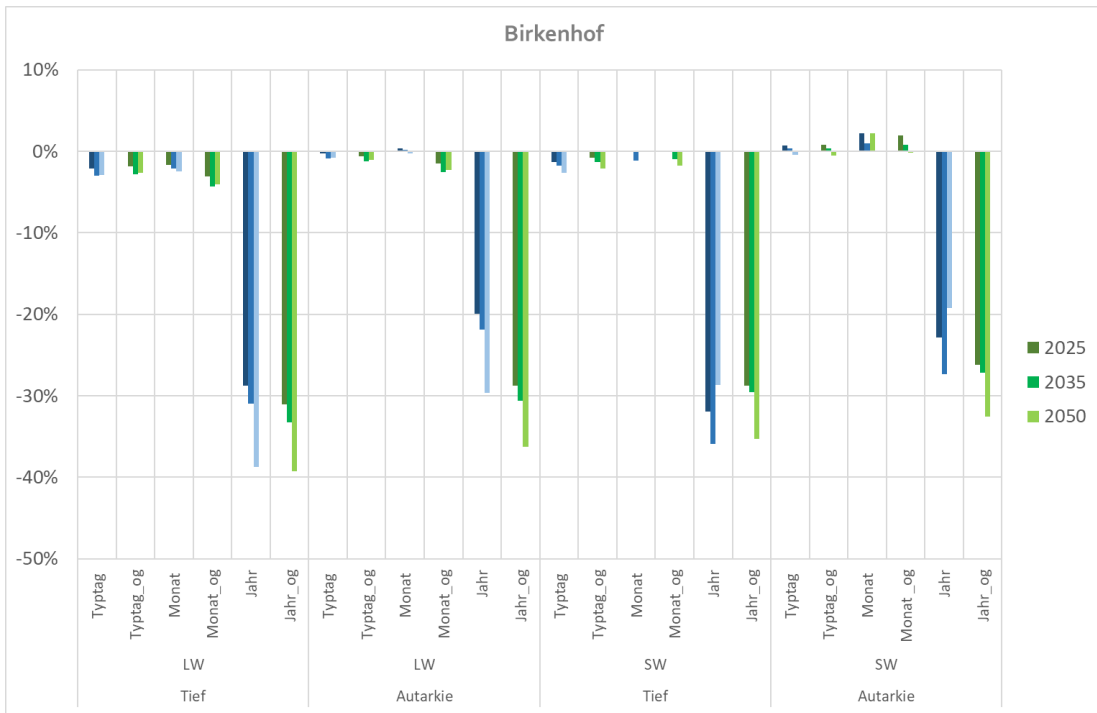


Abbildung 80 Vergleich der Differenzen der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Wohngebäude Birkenhof

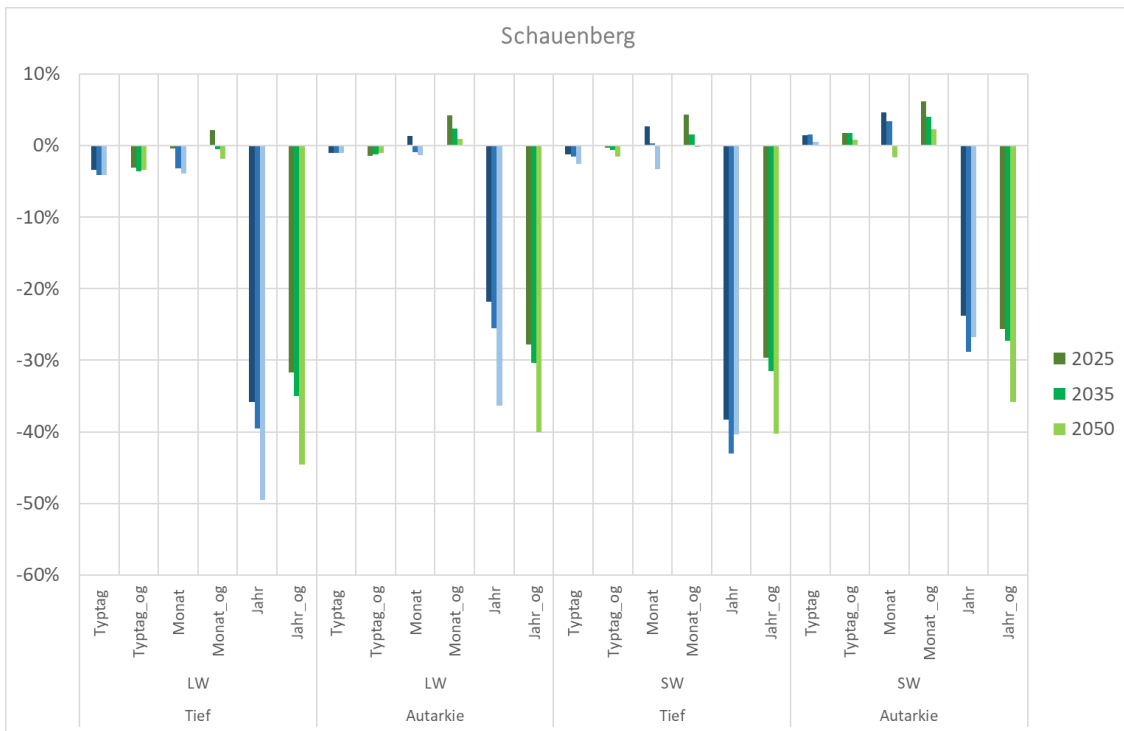


Abbildung 81 Vergleich der Differenzen der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber stündlicher Auflösung mit und ohne graue Energie bei Schulgebäude Schauenberg

# C. Kosten

## C.1 Wärmegestehungskosten

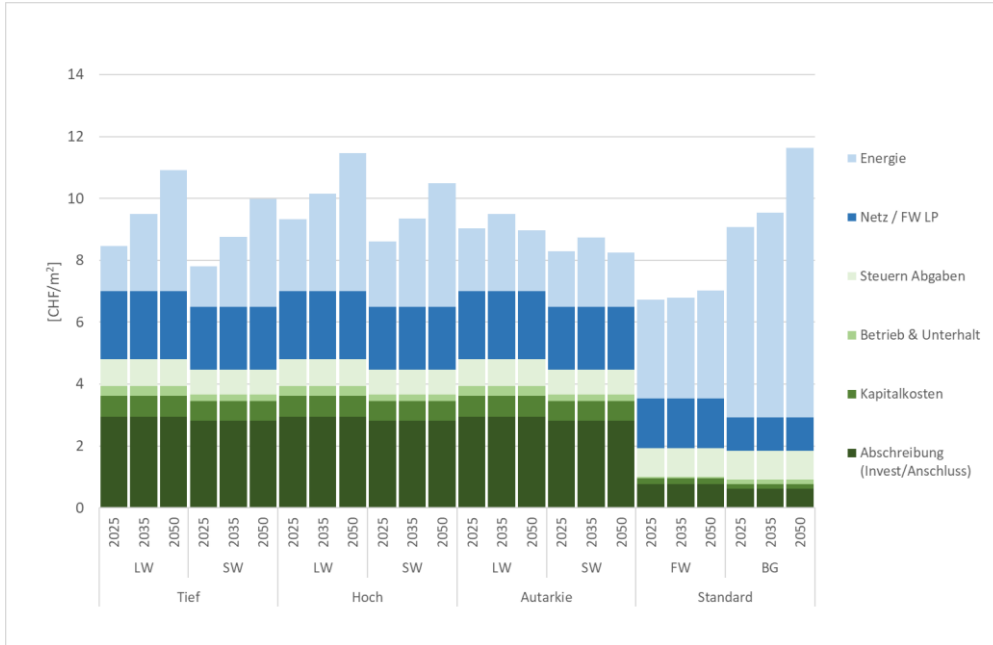


Abbildung 82 : Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Wohngebäude Kronenwiese

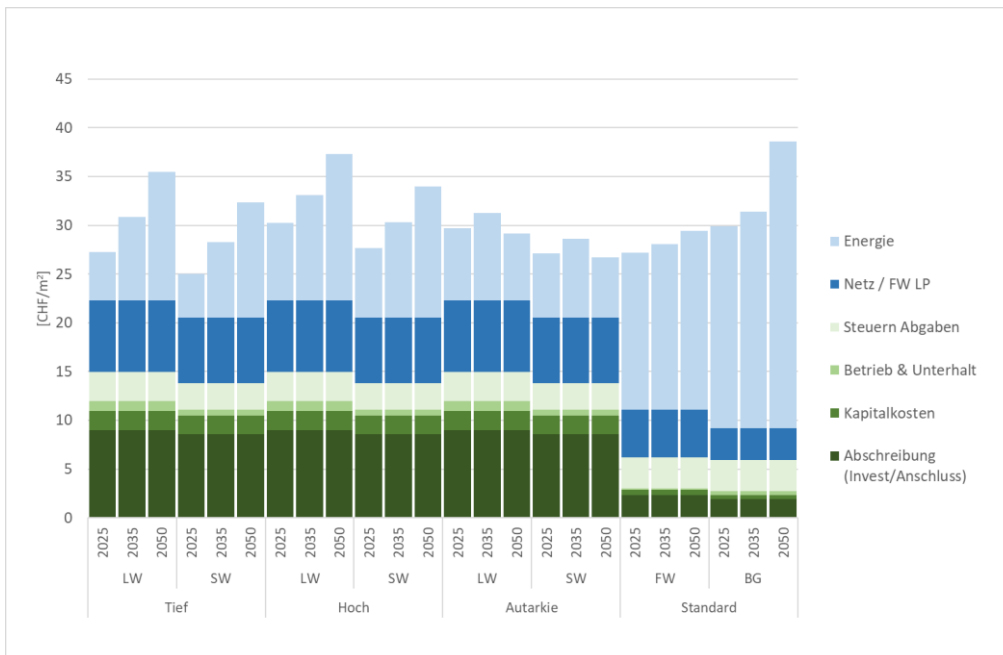


Abbildung 83 Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Wohngebäude Birkenhof

## Vom Zertifikat zur Physik

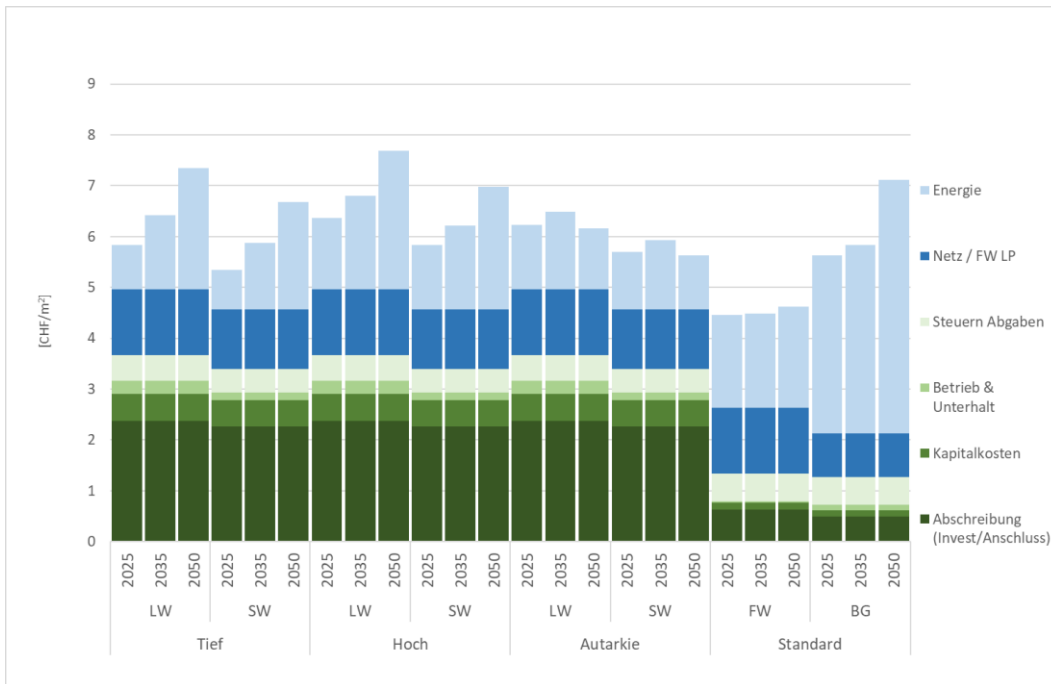


Abbildung 84 Vergleich Entwicklung der jährlichen Wärmegestehungskosten für Schulgebäude Schauenberg

## C.2 Wärmegestehungskosten relative Differenzen

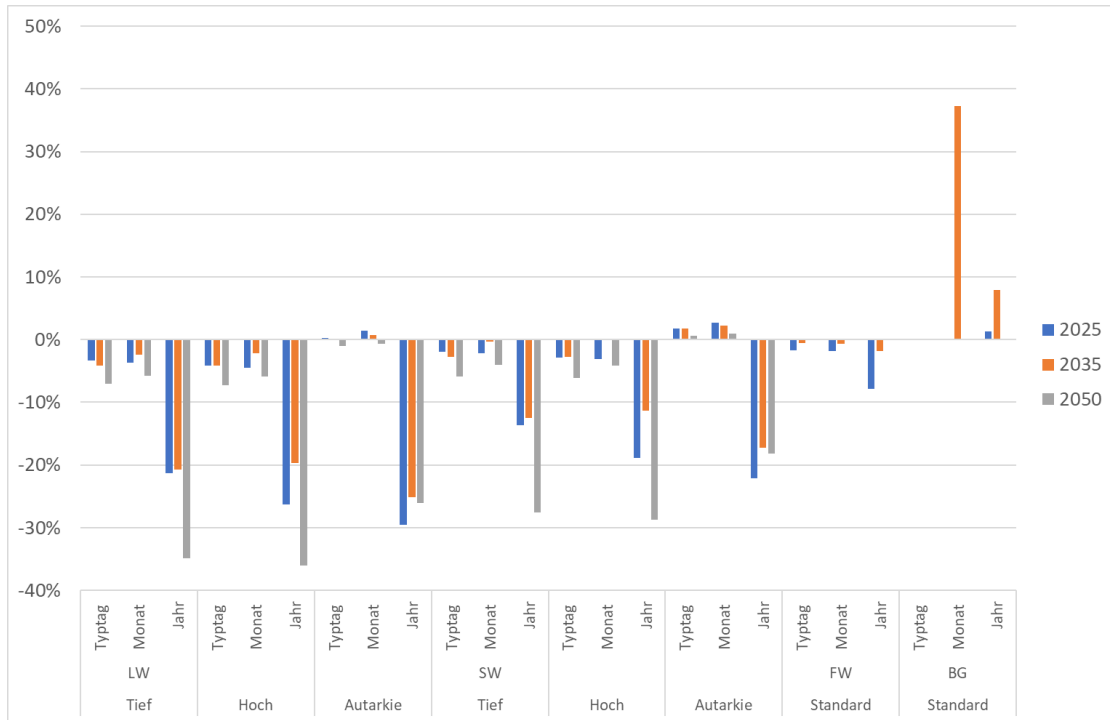


Abbildung 85 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Schulgebäude Schauenberg

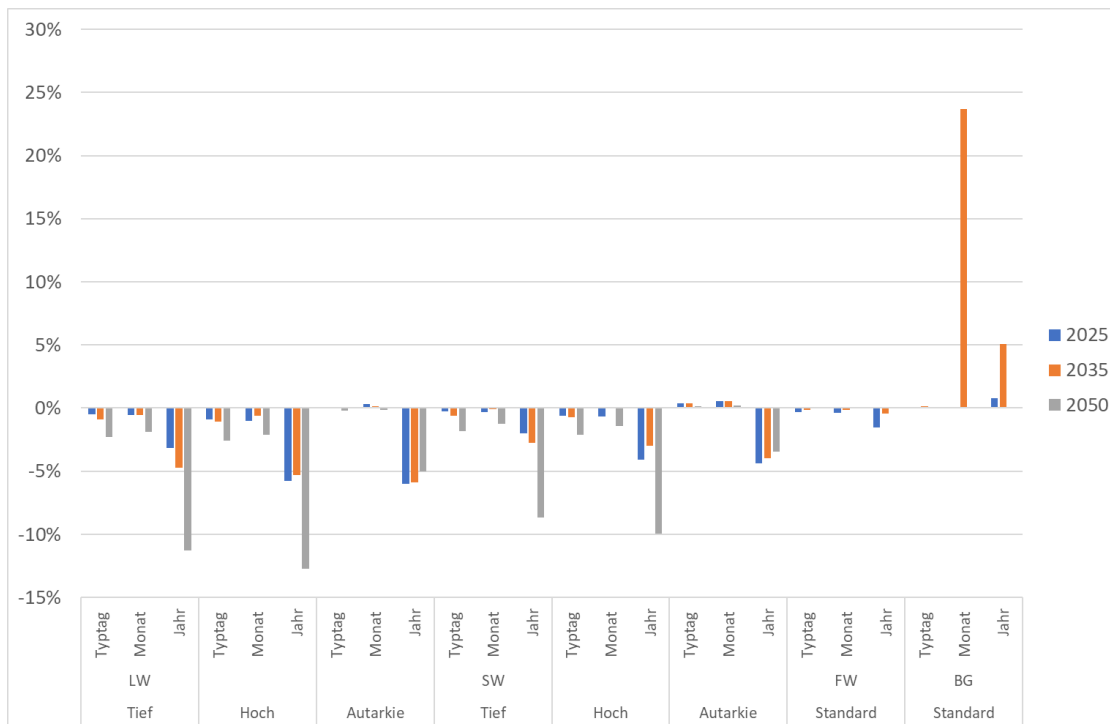


Abbildung 86 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Schulgebäude Schauenberg

**Vom Zertifikat zur Physik**

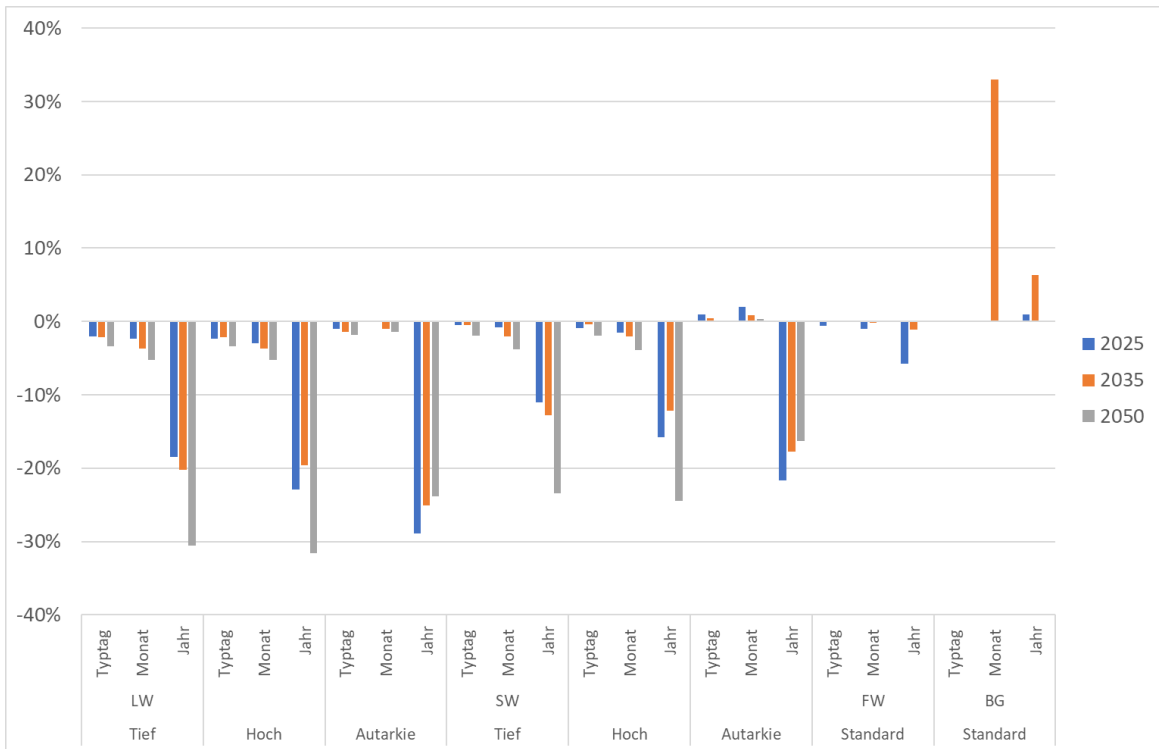


Abbildung 87 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Wohngebäude Birkenhof

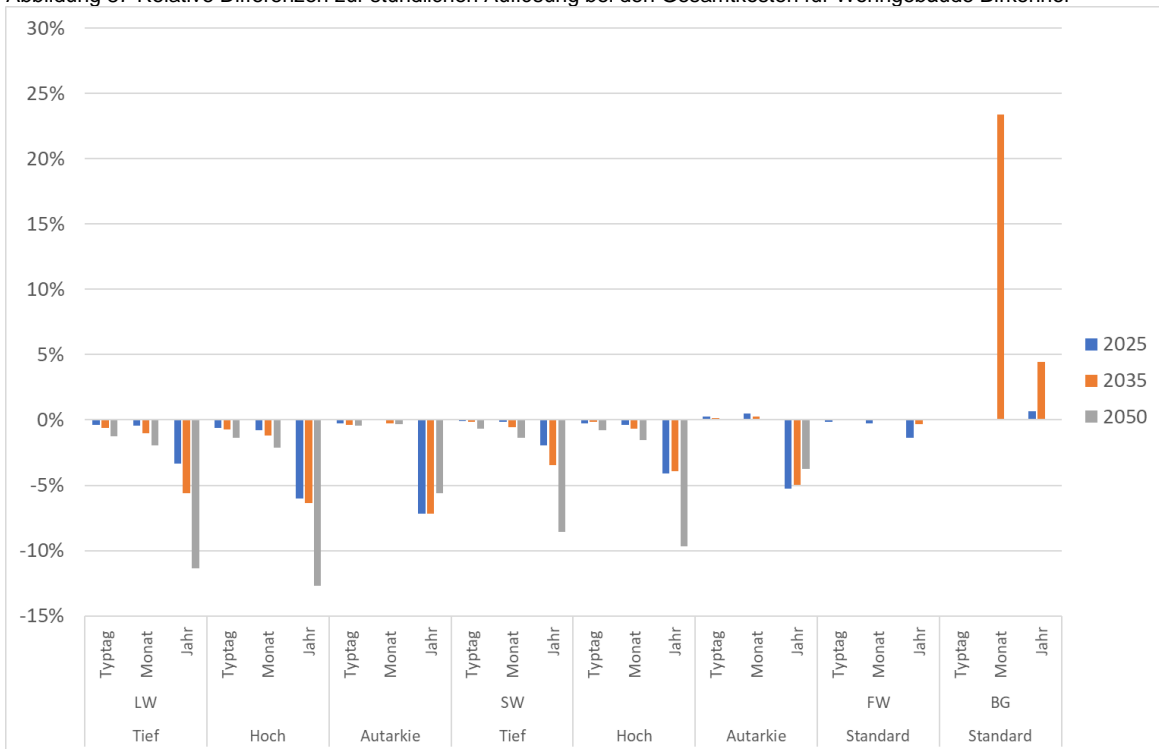


Abbildung 88 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Wohngebäude Birkenhof



**Vom Zertifikat zur Physik**

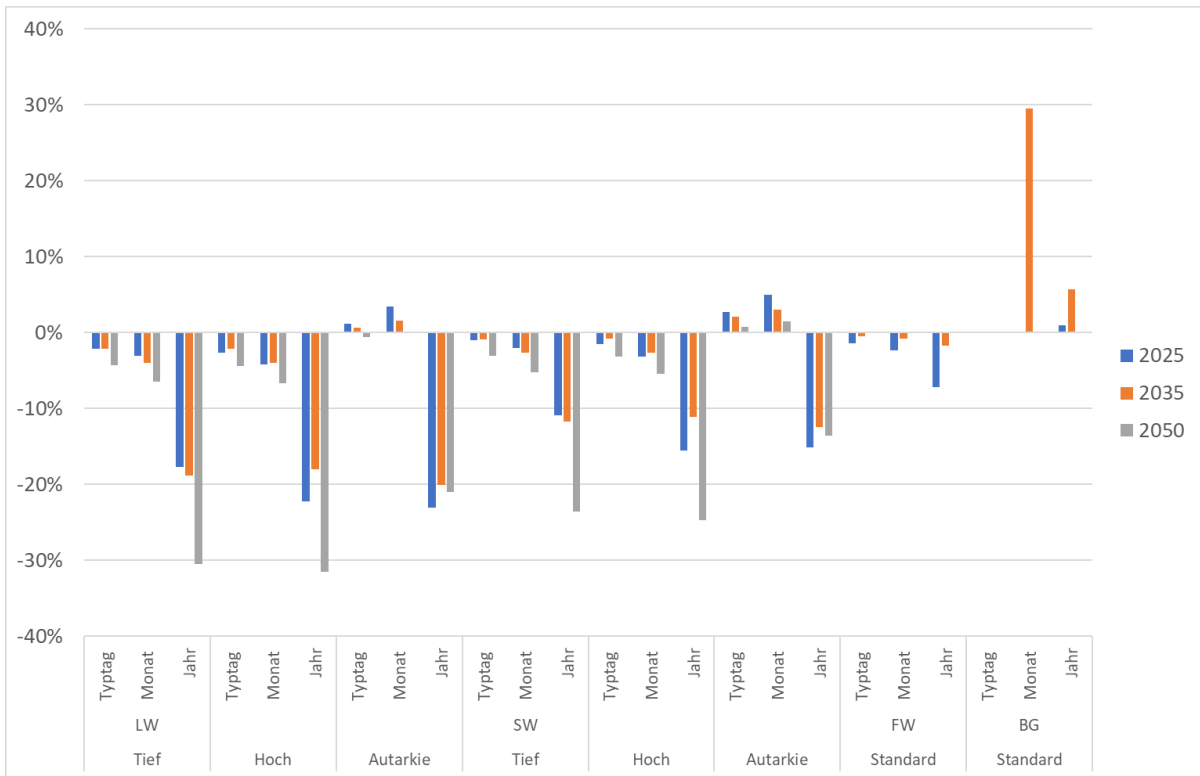


Abbildung 89 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Gesamtkosten für Wohngebäude Kronenwiese

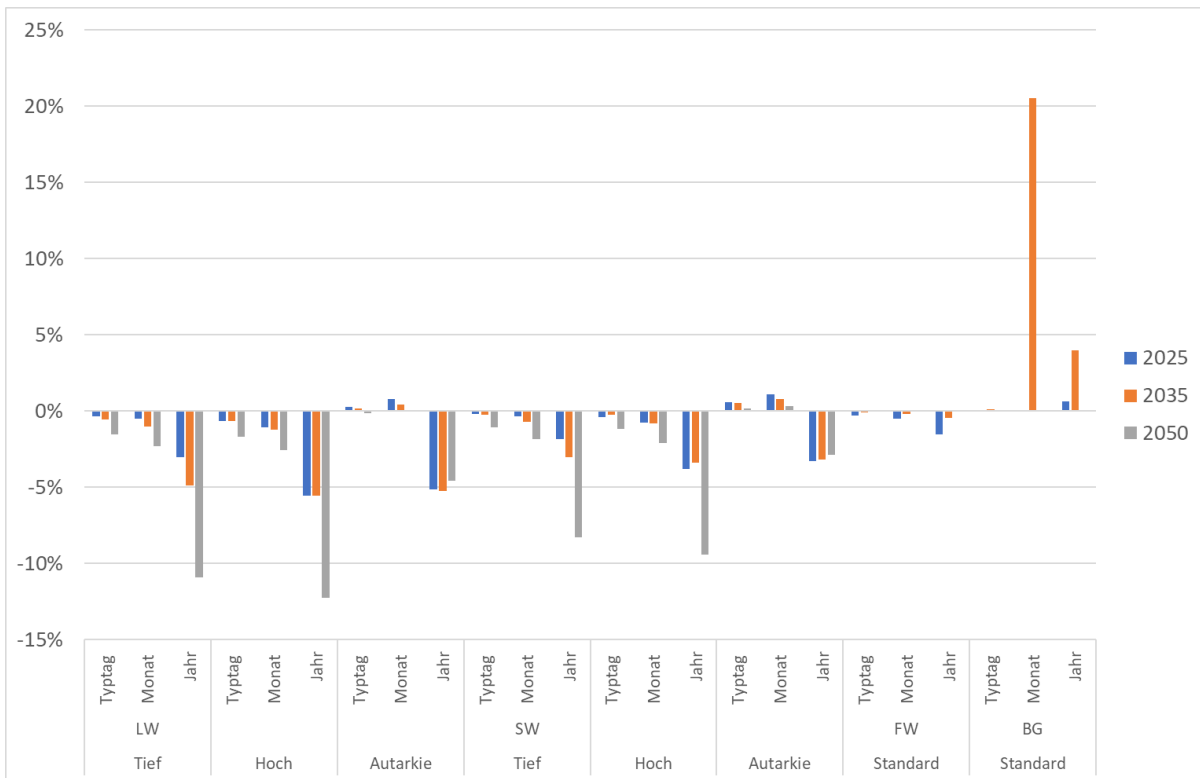


Abbildung 90 Relative Differenzen zur stündlichen Auflösung bei den Arbeitskosten für Wohngebäude Kronenwiese

### C.3 Anhang Investitionskosten Heizungen

	L/W	S/W	FW	Biogas
<b>Erdsonden-Bohrungen [50a]</b>	-	<b>198.900</b>	-	-
Wärmequellenerschliessung	9.000	-	-	-
Anschlussgebühren	21.200	21.200	51.300	6.000
Zentrale Starkstromanlagen	3.400	3.400	-	-
Erschliessung Elektro	15.000	10.000	-	-
Kamin	-	-	-	10.600
<b>Summe 35 a</b>	<b>48.600</b>	<b>233.500</b>	<b>51.300</b>	<b>16.600</b>
Wärmepumpe	125.000	62.200	-	-
Übergabestation	-	-	15.800	-
Gasheizkessel	-	-	-	15.800
Armaturen, Apparate, Rohrleitungen, Dämmung	7.200	5.600	-	5.600
Heizungsspeicher	5.000	4.500	-	-
Transport und Montage	23.000	13.900	4.300	8.700
<b>Summe 20a</b>	<b>160.200</b>	<b>86.200</b>	<b>20.100</b>	<b>30.100</b>

Tabelle 19 Investitionskosten Heizung nach Abschreibeperioden [CHF] für eine Anlage mit 100 kW<sub>t<sub>h</sub></sub> (Quelle: Jakob et al. (2021b)/ Tarif ERZ Fernwärme (2022))

## C.4 Anhang COP Wärmepumpen

Im folgenden sind die Ergebnisse der Performance Tests vom L/W-WP und S/W-WP unter standardisierten Laborbedingungen bei verschiedenen Betriebspunkten aufgeführt. Diese dienen der Plausibilisierung der in der Studie getroffenen Annahmen und zeigen die Streuung zwischen verschiedenen WP Herstellern auf.

Quelle: Wärmepumpentestzentrum Buchs

Ergebnisse bei 55 Grad Celsius Temperaturhub  
L/W-WP (links) und S/W-WP (rechts)

Kapazität der Kältemittel	Prüfbedingungen Test conditions		medium (55
			A7 / W47-55 (87% r. H.)
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	12.1
	El. Leistung / Input power	[kW]	4.5
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.7</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	25.8
	El. Leistung / Input power	[kW]	9.3
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.8</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	7.5
	El. Leistung / Input power	[kW]	3.1
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.5</b>
1)	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	9.3
	El. Leistung / Input power	[kW]	3.0
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>3.1</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	15.8
	El. Leistung / Input power	[kW]	5.5
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	9.1
	El. Leistung / Input power	[kW]	3.3
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.7</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	3.2
	El. Leistung / Input power	[kW]	1.4
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.4</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	14.3
	El. Leistung / Input power	[kW]	5.3
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.7</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	5.5
	El. Leistung / Input power	[kW]	2.2
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.5</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	14.2
	El. Leistung / Input power	[kW]	5.2
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.7</b>

Kapazität der Kältemittel	Prüfbedingungen Test conditions		medium (55°C
			B0 / W47-55
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	102.0
	El. Leistung / Input power	[kW]	34.8
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	146.5
	El. Leistung / Input power	[kW]	50.0
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	5.5
	El. Leistung / Input power	[kW]	1.9
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.8</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	30.3
	El. Leistung / Input power	[kW]	10.6
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	30.6
	El. Leistung / Input power	[kW]	10.3
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>3.0</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	6.9
	El. Leistung / Input power	[kW]	2.4
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	15.6
	El. Leistung / Input power	[kW]	5.3
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>3.0</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	51.5
	El. Leistung / Input power	[kW]	18.0
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	84.1
	El. Leistung / Input power	[kW]	30.0
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.8</b>
	Heizleistung / Heat. cap.	[kW]	72.2
	El. Leistung / Input power	[kW]	24.9
	<b>COP</b>	<b>[-]</b>	<b>2.9</b>

## **D. Exkurs Entwicklung Verteilnetzbelastung**

Die Wirtschaftlichkeit von strombasierten Dekarbonisierungstechnologien hängt, ausser von den reinen Investitionskosten, massgeblich von der Entwicklung des Strompreises ab. Neben der Entwicklung auf dem Stromhandelsmarkt sowie den mit dem Strombezug verbundenen Steuern und Abgaben, ist hierbei die Entwicklung der Stromnetzentgelte entscheidend. Im Folgenden werden einige Betrachtungen angestellt, um abschätzen zu können, ob durch die zunehmende Elektrifizierung der Energieversorgung künftig mit stark steigenden Netzkosten zu rechnen ist oder ob diese vielmehr durch niederschwellige Massnahmen weitgehend stabil gehalten werden können.

Hinsichtlich der Dekarbonisierung des Gebäudebestandes hängt die Penetrationsrate der elektrisch betriebenen Wärmepumpe (WP), nebst energiepolitischen Rahmenbedingungen von der Entwicklung des Endkundenpreises für Strom ab, welcher wiederum massgeblich durch den Grosshandelspreis und durch die Netzentgelte bestimmt wird. Bei den Netzentgelten fallen vor allem die Kosten der sog. Ortsnetztransformatoren (Netzebene 6) sowie Bau und Betrieb der Leitungen auf der «letzten Meile» vom Ortsnetztransformator zum Hausanschluss (Netzebene 7) ins Gewicht.

Aber auch die zunehmende Verbreitung der Elektromobilität (EM), bei welcher das Gros der Ladevorgänge zu Hause und am Arbeitsplatz und somit im Verteilnetz stattfinden wird, rückt vor diesem Hintergrund in den Fokus.

Letztlich könnte auch die künftige starke Verbreitung der gebäudebasierten Photovoltaik (PV) einen hohen Netzausbaubedarf hervorrufen und auf diese Weise die Netzentgelte spürbar steigen lassen. In diesem Kapitel sollen mögliche Entwicklungspfade der Netzauslastung durch Wärmepumpen, Elektromobilität und Photovoltaik antizipiert werden. Dabei sollen zudem primär ordnungsrechtliche Massnahmen vorgeschlagen werden, die geeignet sind, einen möglicherweise sich abzeichnenden Netzausbaubedarf einzudämmen.

Ein etwaiger Verteilnetzausbau muss notwendigerweise die lokalen Bedingungen in Bezug auf das mögliche Zubaupotential von WP, sowie die Penetration von EV und PV berücksichtigen. Es wird daher die städtische Einteilung in homogene Zonen, wie sie im Konzept Energieversorgung 2050 (EK 2050) der Stadt Zürich ausgewiesen sind, für die Beurteilung allfälliger Ausbauszenarien herangezogen.

### **D.1 Netzbelastung Wärmepumpen**

Gemäss EK 2050 ist das Zürcher Stadtgebiet in 40 homogene Zonen der Energienachfrage aufgeteilt. Für jede Zone wurde festgelegt, welche Entwicklung bezüglich Gebäudeheizungsarten sinnvoll ist. Namentlich sind dies der Anschluss an das wach-

sende Fernwärmenetz von ERZ, Fernwärme durch Wärmepumpen im Seewasser-verbund, dezentrale Wärmepumpen oder letztlich, in Gebieten und bei Gebäuden, in denen dies aus technischen Gründen nicht machbar ist, Beibehalt der Gasheizung, jedoch Betrieb mit einem steigenden Anteil an Biogas.

Im zuletzt aktualisierten Konzeptes Energieversorgung 2050 (2015) stand die Erweiterung des Ausbaus der Fernwärmeversorgung im Fokus. In Abbildung 91 ist dargestellt, in welchen Zonen ein künftiger Ausbau geplant ist.

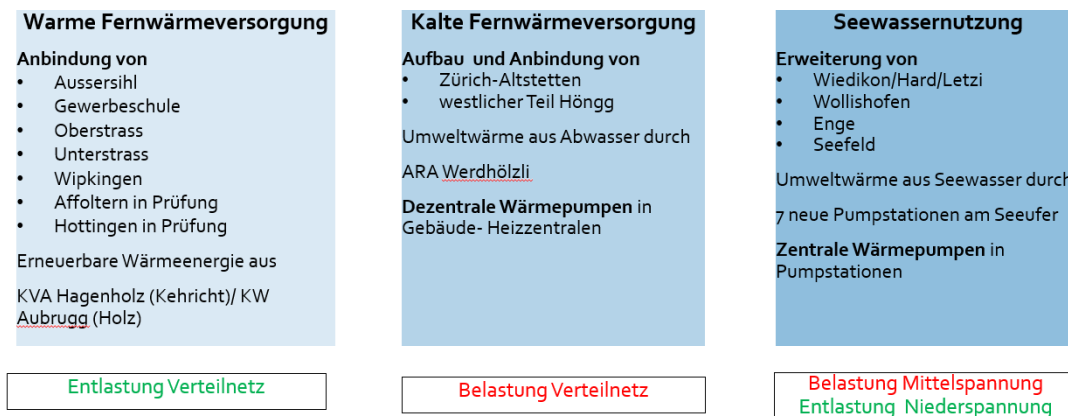


Abbildung 91: Ausbau der Fernwärme gemäss EK 2050 (2015)

Der Ausbau der Fernwärme entlastet zunächst das Stromverteilnetz, da etwaige bisherige dezentrale elektrische Wärmeerzeuger für Heizung und Warmwasser entfallen können. In den Gebieten der sog. kalten Fernwärmeversorgung wird das Netz hingegen belastet. Dies resultiert aus den dadurch notwendig werdenden dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden.

Im Seewasserverbund kommen zentrale Wärmepumpen zum Einsatz, welche direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden und somit das Niederspannungsnetz ebenso nicht zusätzlich belastet wird.

In den übrigen Zonen sollen gemäss EK 2050, wo immer möglich, dezentrale Wärmepumpen als Ersatz von Gas- und Ölheizungen installiert werden. Die entsprechend vorliegenden Ausbautzahlen sind Grundlage dieser Analyse.

Bei der Betrachtung der Penetration Wärmepumpe und deren Auswirkung auf den ggf. notwendigen Netzausbau muss zwischen Dienstleistungsgebäuden (DL) und Wohngebäuden (WG) unterschieden werden. Grund hierfür ist, dass Dienstleistungsgebäude, sowohl spezifisch als auch absolut, in der Stadt Zürich mit > 2 TWh einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweisen als Wohngebäude mit < 1 TWh. DL-Gebäude haben demzufolge ein höheres absolutes Einsparpotential als Wohngebäude. Der

Heizenergiebedarf in Relation zum Stromverbrauch ist bei DL-Gebäuden deutlich geringer ausgeprägt als bei Wohngebäuden gleichen Standards. Aus dem Energiekonzept 2050 ist ableitbar, dass der zusätzlich zu erwartende Stromverbrauch zum Betrieb der Wärmepumpen deutlich geringer ist als das unterstellte Stromeinsparpotential bei diesen Gebäuden. Insofern ist kein DL-Gebäude getriebener Netzausbau im Verteilnetz zu erwarten. Diese Gebäude werden aufgrund Ihrer höheren Anschlussleistung zudem oftmals direkt über das Mittelspannungsnetz versorgt und verfügen über eigene Transformatoren im oder am Gebäude, welches wiederum für die Allgemeinheit kostenneutral ist. Daher wird Im Weiteren der Fokus auf die Wohngebäude gelegt.

Zunächst wird die notwendige Kapazitätsvorhaltung im Verteilnetz, welcher durch den Ausbau der individuellen Wärmepumpen getrieben ist, analysiert. Diese Studie unterscheidet die zwei verbreiteten Formen, die sog. Luft/Wasser (L/W) bzw. Sole/Wasser (S/W) Wärmepumpen. Grundwasserwärmepumpen werden hier nicht explizit betrachtet, die Leistungsaufnahme und Charakteristika sind jedoch ähnlich den S/W Wärmepumpen.

An anderer Stelle in Kapitel 5.2.1 wird vertieft auf den Unterschied, welcher aus einem anderen Leistungszahlverhalten (COP) aufgrund der unterschiedlichen Wärmequellen-temperaturen herrührt (Erdreich bzw. Umgebungsluft), eingegangen.

Aus dem EK 2050 wird die Zunahme der gesamthaften Stromverbräuche in den Wohngebäuden durch die Penetration der individuellen Wärmepumpen entnommen, wie in Abbildung 92 dargestellt.

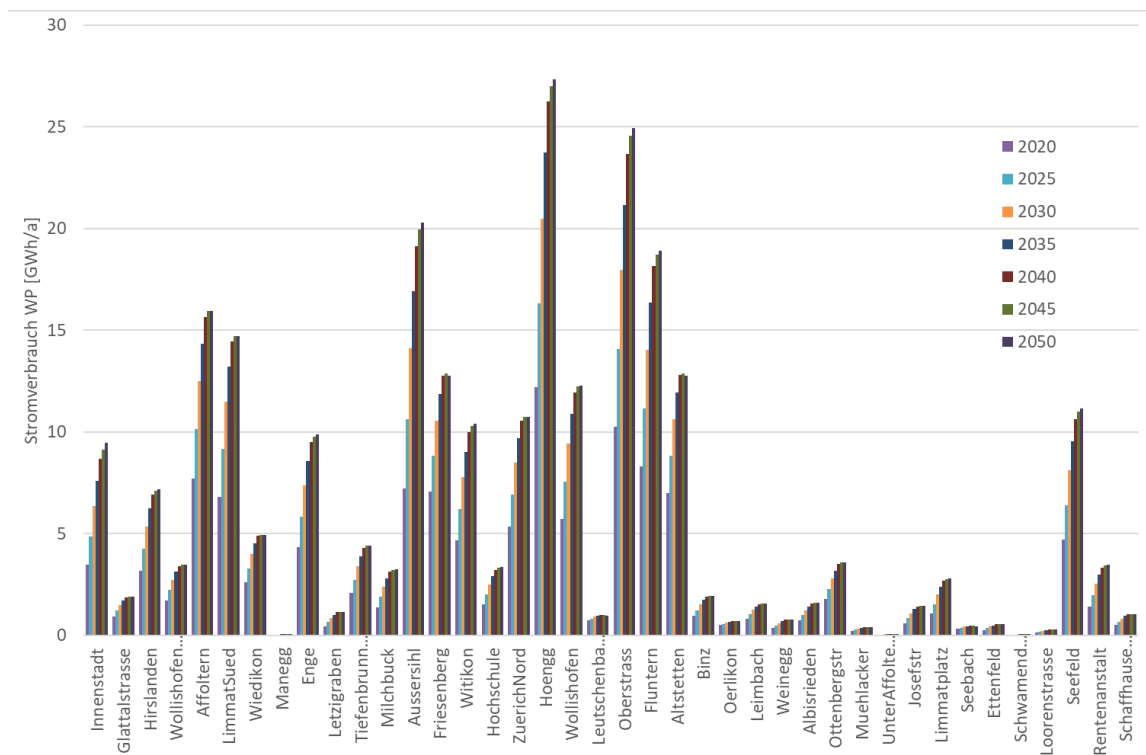


Abbildung 92: Entwicklung Stromverbrauch WP nach Zonen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EK 2050 (2015)

Durch die zunehmende Verbreitung der Wärmepumpen und unter der worst-case Annahme, dass die bestehende Netzinfrastruktur bereits heute maximal ausgelastet wäre, lässt sich die theoretische Anzahl der Ortsnetzstationen (ONS) ermitteln, welche zusätzlich zum heutigen Bestand gebaut werden müssten.

Aktuell betreibt das ewz 920 Transformatoren. Da diese aus Versorgungssicherheitsgründen redundant ausgelegt sind, ergeben sich daraus 460 Ortsnetzstationen. Unter der Prämisse, dass pro Wohnung eine Transformatorenleistung von 1,5 kW vorgehalten wird, entfallen davon auf Wohngebäude ca. 350 Ortsnetzstationen. Die restlichen ca. 110 Ortsnetzstationen werden somit rein rechnerisch für Dienstleistungsgebäude und sonstige Verbraucher im öffentlichen Raum vorbehalten.

In Abbildung 93 ist die theoretische Entwicklung der Anzahl ONS für Allgemeinstrom und der zusätzliche Bedarf aufgrund der Wärmepumpenpenetration dargestellt.

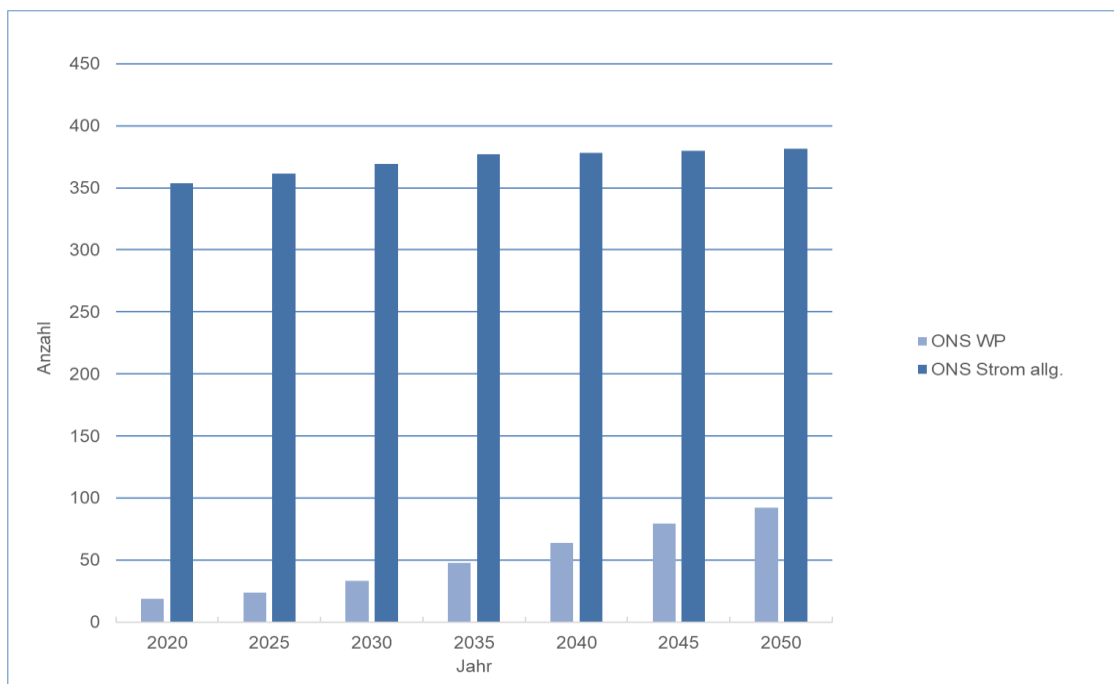


Abbildung 93: Entwicklung ONS-Bestand für WP und Allg. Strom Wohngebäude

Im Jahr 2020 müssten theoretisch allein durch die Zunahme der WP seit dem Jahr 2005, dem Beginn der Beobachtungen, kumulativ etwa 20 Ortsnetzstationen zugebaut worden sein. Dies konnte so dezidiert jedoch nicht erhärtet werden, woraus man schliessen kann, dass entweder der Ausbau der Wärmepumpenkapazität nicht erfolgt bzw. das in den vorhandenen Transformatorstationen noch ausreichend Kapazität vorhanden war.

Diese Zahl des theoretischen Ausbaus steigt auf insgesamt 94 Stück im Jahr 2050 an, was einem Zubau von 74 ONS entspricht. Analog steigt die Anzahl der ONS aufgrund der unterstellten Erhöhung des Allg. Stromverbrauches in den Wohngebäuden im gleichen Zeitraum um 28 an.

Dies ist naturgemäss eine theoretische Betrachtung, da nicht dezidiert ONS für einen spezifischen Zweck bereitgestellt werden. Weiterhin dürfte sich der Zubau in der Realität deutlich langsamer entwickeln, da die bereits installierten ONS grundsätzlich nicht überall zu 100 % ausgelastet sind, sondern z.T. noch beträchtliche Kapazitätsreserven bestehen dürften. Hierüber existieren jedoch keine veröffentlichten Angaben.

In Tabelle 20 sind die theoretisch jährlich notwendigen Erhöhungen des Netzentgeltes in Abhängigkeit verschiedener Auslastungsgrade im Sinne einer Obergrenze dargestellt.

ONS Allgemein- strom	Ausbau 2020 – 2050 [Anzahl]	Annualisierte Kosten [ Mio. CHF/a]	Anstieg
-------------------------	-----------------------------------	--	---------



Auslastung %	ONS allg.	ONS WP	Investment <sup>8</sup> [Mio. CHF]		Netzentgelt <sup>9</sup> %
100	28		6,93	0,23	0,24
		74	18,38	0,61	0,63
95		72	18,04	0,60	0,61
90		54	13,55	0,45	0,46
80		16	4,02	0,13	0,14

Tabelle 20: Entwicklung Netzentgelt in Abhängigkeit der Auslastung bestehender ONS

Der Anteil der Mehrkosten durch zusätzliche dezidierte Wärmepumpen ONS im Verteilnetz, sofern punktuell notwendig, beträgt weniger als 1 % des gesamten Netzentgeltaufkommens pro Jahr.

Neben der existierenden Kapazitätsreserve weisen Transformatoren zudem eine hohe Überlastfähigkeit auf. Dies bedeutet, dass aufgrund der thermischen Trägheit des Öls Ortsnetztransformatoren regelmässig über einen Zeitraum von mehreren Stunden mit bis zu 150 % der Bemessungsleistung ohne schwerwiegende Lebensdauerverkürzung betrieben werden können. Die fortschreitende Digitalisierung/Trafoüberwachung erlaubt das Heben dieses Potentials, so dass dadurch etwaige Netzausbaukosten durch WP weiter minimiert bzw. ganz vermieden werden können.

Fazit: Der massive Ausbau der Wärmepumpen in Wohngebäuden führt dazu, dass Investitionen in neue ONS innerhalb der nächsten Jahre punktuell notwendig werden können. Es besteht jedoch erhebliches Optimierungspotential, so dass etwaige dadurch entstehende Zusatzkosten in Relation zu den Gesamtnetzkosten marginal bleiben.

## D.2 Netzbelastung Elektromobilität

Der gesamte Fahrzeugbestand in der Stadt Zürich belief sich im Jahr 2020 auf insgesamt 138'142 Personenwagen (PW). Davon ist die grosse Mehrzahl von 109'726 auf natürliche Personen zugelassen.

Der tatsächliche aktuelle Bestand der PWs wird vom Kanton Zürich, Strassenverkehrsamt jedoch nach den 12 Kreisen und den darin befindlichen Quartieren und nicht gemäss den homogenen Zonen veröffentlicht. Da die Aufteilung der Wohnungen sowohl nach Quartieren als auch nach homogenen Zonen bekannt ist, kann somit auch die Anzahl der PW in den homogenen Zonen in guter Näherung bestimmt werden (Zuordnung siehe

<sup>8</sup> Kosten ONS 250 kCHF (à 2 Transformatoren)

<sup>9</sup> Bei einem Absatzvolumen im Verteilnetz von 1 TWh und mittleren Netzkosten von 9,8 Rp/kWh

Anhang). Der resultierende PW-Bestand in den 40 homogenen Zonen ist in Abbildung 94 dargestellt.

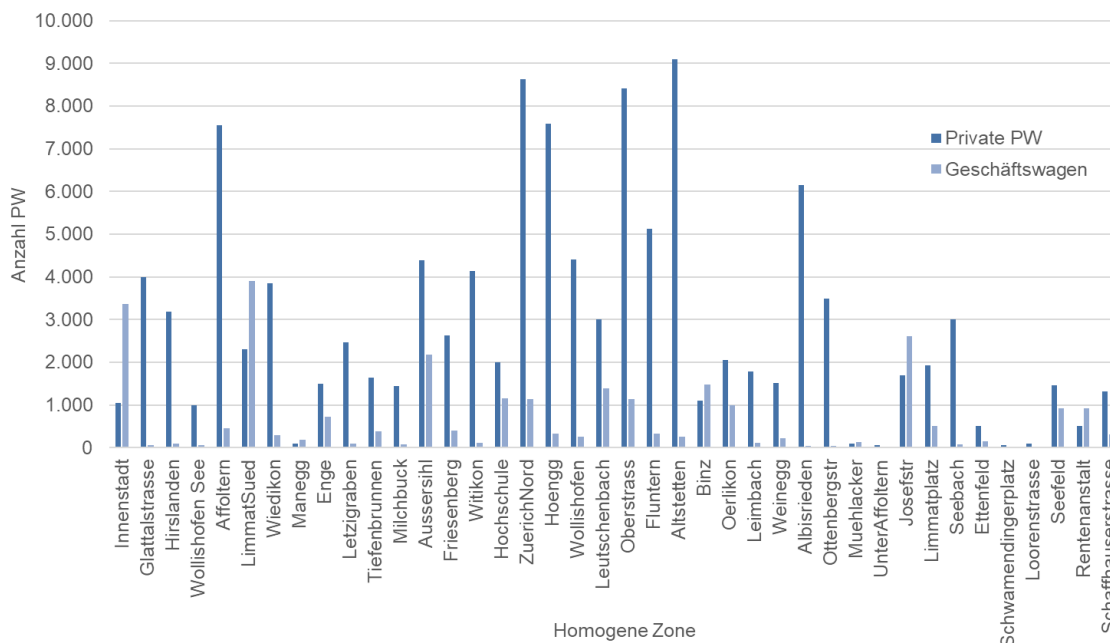


Abbildung 94: Bestand Personenwagen Stadt Zürich 2020 Quelle: TEP Energy, eigene Berechnungen

Da aktuell noch unklar ist, wie das Ladeverhalten in der Zukunft bei einer hohen Elektrifizierungsquote zusammengesetzt sein wird (Heimladen/Laden am Arbeitsplatz/Schnellladen), werden folgende Annahmen getroffen: Es wird konservativ davon ausgegangen, dass die privaten PW mehrheitlich über die Hausanschlüsse der Wohngebäude geladen werden. Bilanziell fallen auch die Laternenparker darunter. Es wird weiter angenommen, dass Geschäftswagen über die Anschlüsse der Dienstleistungsgebäude versorgt werden. Pendler, die aus dem Umland in die Stadt pendeln, laden beim Arbeitgeber (DL Gebäude) bzw. am Wohnort. Da der Ladestrom der Geschäftswagen in der Gebäude-Gesamtstrombilanz vernachlässigbar klein ist und darum als unkritisch angesehen werden kann, werden im Weiteren nur die privaten PW betrachtet.

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die PW-Fahrzeugflotte in der Stadt Zürich bis zum Jahr 2050 vollständig elektrifiziert sein wird. Die Entwicklung des unterstellten Markthochlaufs elektrischer PWs ist in Abbildung 95 dargestellt.

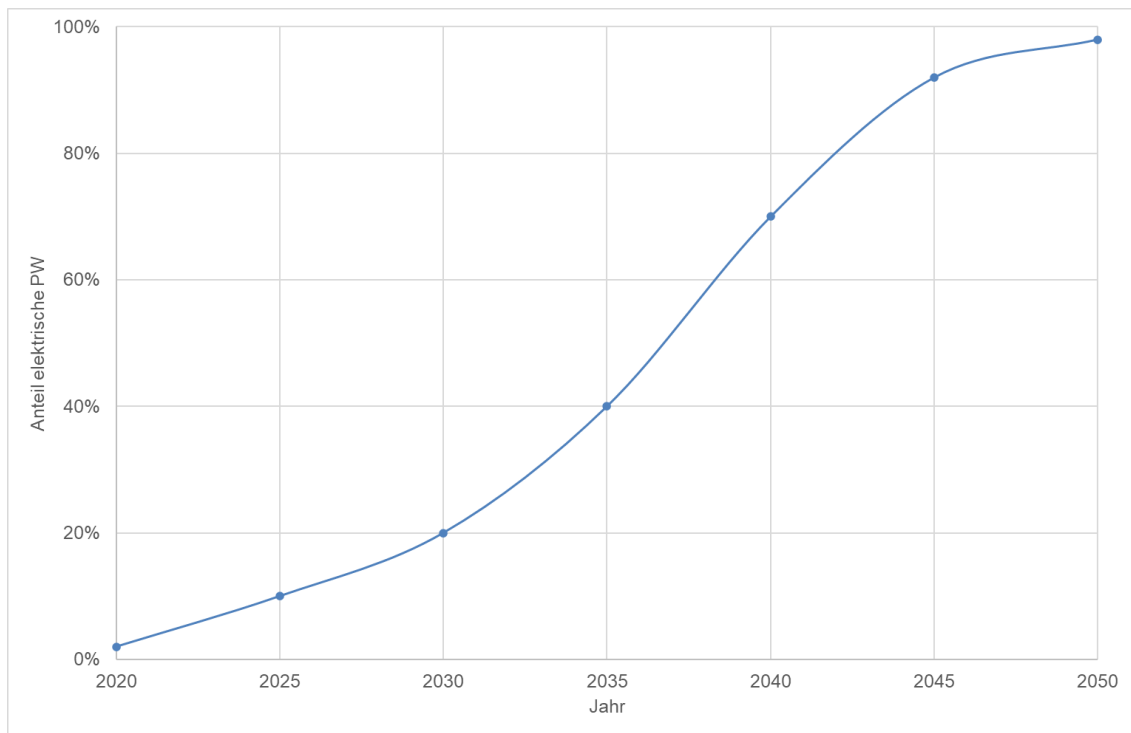


Abbildung 95: Entwicklung Marktanteil elektrischer PWs in der Stadt Zürich.

Durch die entsprechende Zuordnung zwischen Quartieren und homogenen Zonen ist es möglich, die PW Ausstattungsquote einer Wohnung zur ermitteln. Diese liegt bei durchschnittlich knapp 0,5 PW/Wohnung und ist in Abbildung 96 dargestellt.

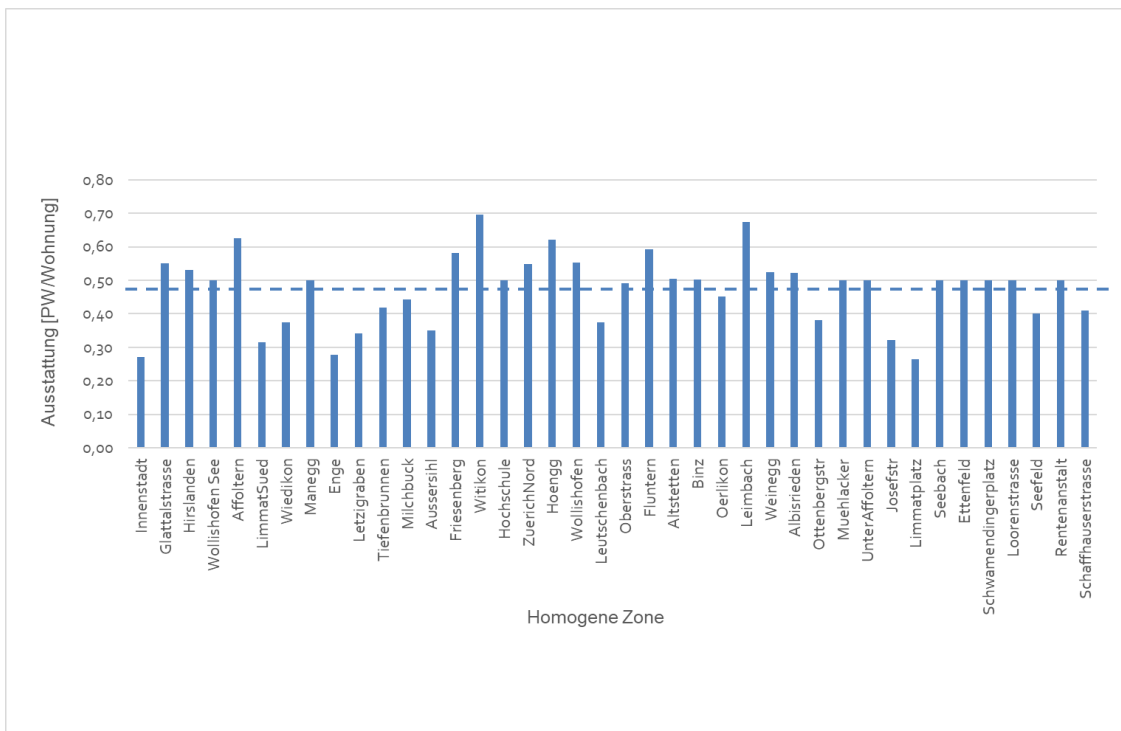


Abbildung 96: PW Ausstattungsquote Wohnung pro homogene Zone

Aus Abbildung 96 kann entnommen werden, dass zwar z.T. grössere Unterschiede in einigen Zonen existieren, z.B. Witikon 0,7 PW/Wohnung und Enge 0,28 PW/Wohnung, insgesamt ist die Ausstattungsquote jedoch in den meisten Quartieren mit knapp 0,5 Fahrzeugen pro Wohnung relativ homogen.

Zur Ermittlung der Auswirkung auf die Netzbelastung durch PW sind sowohl der Leistungs- als auch der Arbeitsbezug relevant.

### Ladeleistung

Bis dato existieren keine allgemeinverbindlichen Dimensionierungsvorschriften bzw. Gleichzeitigkeitsfaktoren für private PW-Ladestationen. Es zeichnet sich jedoch ab, dass in vielen Fällen Ladestationen mit 11 kW verbaut werden. Zudem wird aus Kostengründen vielfach auch mit einer Leistung von lediglich 3,7 kW geladen. Die meisten privaten Wallboxen sind bereits mit einer Schnittstelle für ein Energiemanagementsystem ausgestattet, welches perspektivisch erlaubt, die Ladeleistung im netzseitigen Bedarfsfall zu reduzieren. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass mit der Verbreitung von dynamischen Ladetarifen seitens der Energiewirtschaft die Fahrzeuge bzw. die Ladeinfrastruktur in der Lage sein werden, Tarifsignale unter Berücksichtigung von Nutzerpräferenzen automatisiert mittels eines dynamischen Ladeprofils zu berücksichtigen.

Feldversuche z.B. (E-Mobility Allee 2019) untermauern, dass im privaten Bereich das Auto vor allem abends mit der Wallbox verbunden wird. Bei ungesteuertem Laden erhöht sich dadurch die sog. Abendspitze, d.h. der maximale Bezug aus dem Stromnetz. Um diesem entgegenzuwirken hat das ewz bereits heute einen entsprechenden Ladetarif implementiert. Im Jahr 2021 betrug der Ladetarif Werktags während der Mittags- (11h - 13h) und Abendspitze (18h - 20h) 42,50 Rp/kWh, in der übrigen Zeit lediglich 16,22 Rp/kWh. Dies stellt, auch ohne Lademanagementsystem, für den Elektroautofahrer einen starken ökonomischen Anreiz dar, um die netzseitigen Spitzenzeiten zu meiden.

### Ladearbeit

Die durchschnittliche Fahrdistanz eines PW in der Stadt Zürich beträgt gemäss Mikrozensus Mobilität aus dem Jahr 2015 29 km/Tag. Dieser Wert stagniert bzw. sinkt seit Jahren leicht. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Verbrauch eines Elektroautos von 20 kWh/100 km ergibt sich ein durchschnittlicher Strombedarf von 5,8 kWh/d. Der durchschnittliche Verbrauch eines Haushaltes liegt im Mittel bei rund 11 kWh/d (bei einem unterstellten Jahresverbrauch von 4'000 kWh), welcher hauptsächlich über den Tag und Abend verteilt anfällt. Legt man weiterhin eine Ausstattungsquote in der Stadt Zürich von 0,5 PW/Wohnung fest, so ergibt sich im Mittel ein Mehrverbrauch von 2,9 kWh/Wohnung. Dies entspricht in etwa einer Mehrarbeit von 25 %, welche von der bestehenden Netzinfrastruktur, insbesondere ausserhalb der Spitzenzeiten, problemlos bereitgestellt werden kann.

Tiefgaragen in Mehrfamilienhäusern werden absehbar mit der Penetration der Elektromobilität mit Ladeinfrastruktur und Abrechnungssystemen für die Bewohner ausgestattet werden. Diese Systeme sind bereits heute in der Lage, die mit dem Netzbetreiber vereinbarten Bezugskapazitäten am Hausanschluss zu überwachen und ggf. die effektive Ladeleistung der PW kurzzeitig zu reduzieren. Die rechnerische tägliche mittlere Ladedauer pro PW beträgt bei einer Ladeleistung von 11kW lediglich ca. 30 min, bei 3,7 kW sind es rund 1,5 h. Eine signifikante Komfortbeeinträchtigung für den Nutzer durch ein etwaiges Lademanagement ist daher nicht zu erwarten.

Fazit: Durch die Verbreitung der Elektromobilität besteht unter Beibehalt eines netzfreundlichen Tarifsystems bzw. Lademanagement an Hausanschlüssen kein absehbarer kostenintensiver Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene. Im Gegenteil ist davon auszugehen, dass die Ausnutzung der bestehenden Stromnetzinfrastruktur verbessert wird und die spezifischen Netzkosten bzw. Netztarife durch die Steigerung des Energieabsatzes eher sinken werden.



## Vom Zertifikat zur Physik

100 % ansteigt. Weiterhin wird unterstellt, dass das Netz die Fähigkeit zur Lastflussumkehr besitzt, also mindestens die maximal aus der übergeordneten Netzebene bezogene Energie wieder in gleichem Masse zurückspeisen kann.

In Abbildung 98 sind die durch die PV erzeugten jährlichen Energiemengen dem Stromverbrauch der Wohn- und Dienstleistungsgebäude zonenscharf gegenübergestellt.

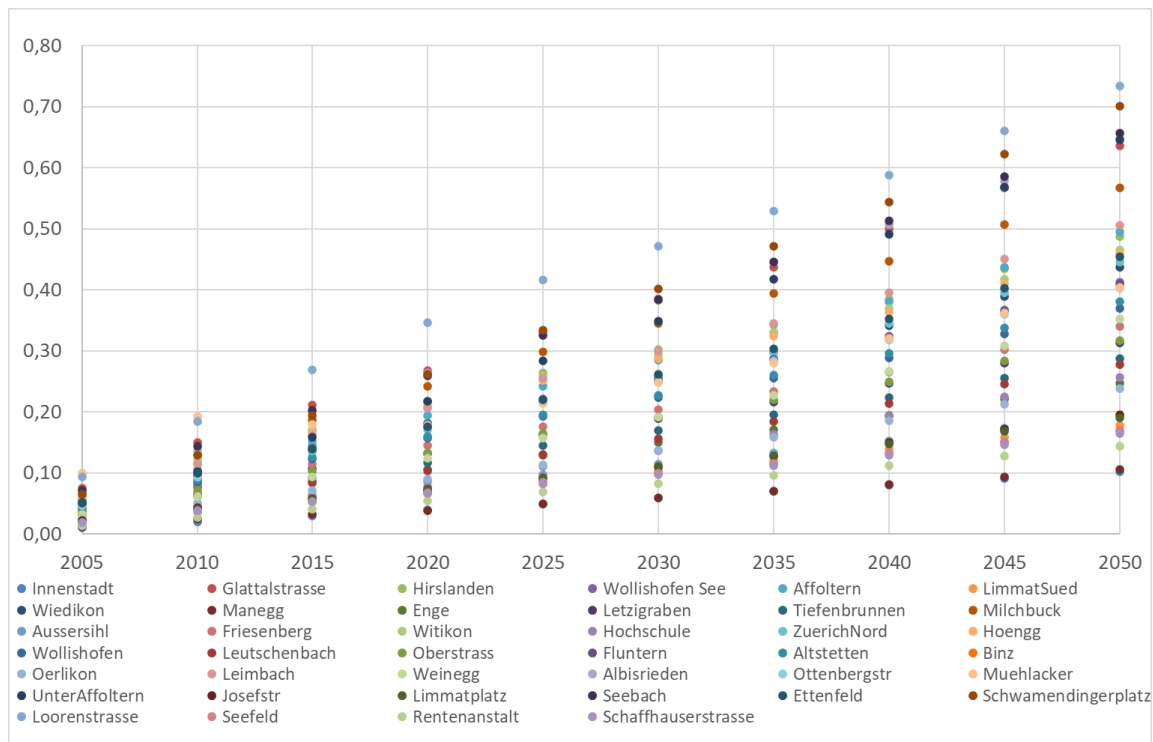


Abbildung 98 : Entwicklung Verhältnis PV Erzeugung/Stromverbrauch DL/WG

Der bilanzielle Autarkiegrad unterscheidet sich in den unterschiedlichen Zonen gravierend. Liegt dieser im Mittel im Jahr 2020 noch bei 0 – 20 %, so steigt der Wert bis zum Jahr 2050 in einigen Zonen auf bis zu 70 % und in anderen lediglich bis zu 10 %. Die Jahresbilanz vermittelt die erste Einschätzung, dass der lokale Verbrauch die erzeugte PV-Strommenge generell problemlos absorbieren kann. Für die Netzbelastung ist aber die maximal auftretende PV-Leistung sowie die vorgehaltene existierende Netzkapazität ausschlaggebend.

Die tatsächlich vorhandene installierte Netzkapazität in den homogenen Zonen ist zwar unbekannt, kann aber näherungsweise ermittelt werden. Unterstellt man für den bekannten Strombezug der Gebäude im Verteilnetz eine Volllaststundenzahl von 4'000 h/a, so ergibt sich daraus eine theoretische mittlere Strombezugsleistung der Gebäude. Nimmt man ferner an, dass das Verhältnis von mittlerem Strombezug zur auftretenden maximalen Jahreslastspitze bei einem Faktor 2 liegt, so kann man näherungsweise auf die minimale vorhandene Netzkapazität schliessen. Die maximale PV-Erzeugungsspitze wird von der installierten PV-Kapazität, welche wiederum auf Basis der aus Solardach.ch



ermittelten Jahresenergiemengen abgeleitet wird, bestimmt. In Abbildung 99 ist die Entwicklung der Verhältnisse dargestellt.

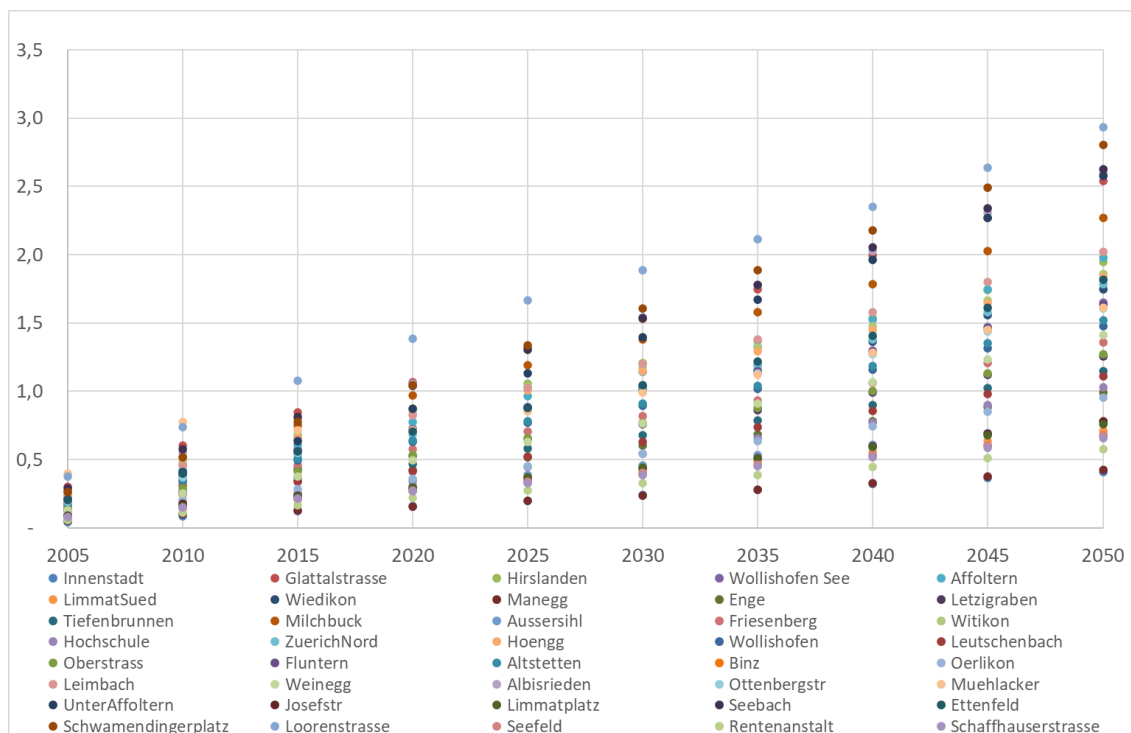


Abbildung 99: Verhältnis max. PV Einspeiseleistung vs. mittlere Bezugsleistung

Abbildung 99 ist zu entnehmen, dass im Jahr 2050, bei vollständiger Nutzung des PV-Dachpotentials, die maximal anliegende Stromeinspeisung die mittlere Bezugsleistung um nicht mehr als den Faktor 2 übersteigt. Unterstellt man die Möglichkeit der Lastflussumkehr im Netz, folgt daraus, dass nach Abzug des lokalen Verbrauches, der sich noch ergebende Überschuss stets in das darüberliegende Mittelspannungsnetz zurückgespeist werden kann. Damit kann davon ausgegangen werden, dass die vorhandene Netzkapazität in den homogenen Zonen hinreichend ist, um die erzeugte Solarleistung aufzunehmen. Erst ab ca. dem Jahr 2040 kann es punktuell in einigen Zonen zu einem begrenzten Ausbaubedarf kommen.

Für diese Fälle sei darauf hingewiesen, dass eine wechselrichterseitige pauschale Reduktion der maximalen zulässigen PV-Einspeiseleistung die verfügbare Anschlusskapazität überproportional stark erhöht, wie es vom Verein Smart Grid Schweiz (Beer 2020) propagiert wird.

In Abbildung 100 ist ein typisches jährliches PV Einspeiseprofil dargestellt.



## Vom Zertifikat zur Physik

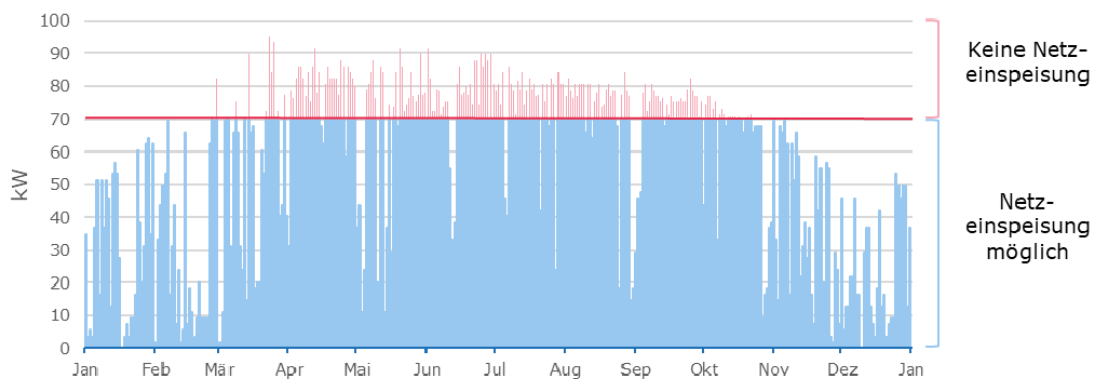


Abbildung 100: Limitierung der Einspeiseleistung (Quelle: VSGS)

In diesem Beispiel (Abbildung 99) ist die Netzeinspeisung auf 70 % der installierten Leistung im Wechselrichter limitiert.

Ermittelt man die Arbeit, welche durch die wechselrichterseitige Reduktion abgeregelt wurde, so gehen lediglich 2 % des jährlich erzeugten Ertrages wie aus Abbildung 101 zu entnehmen ist, verloren

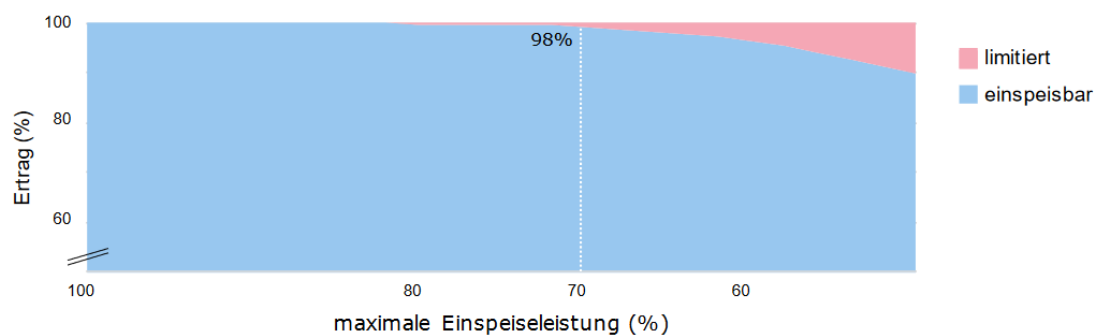


Abbildung 101 : Limitierung der Einspeiseleistung Quelle: Beer, A (2020))

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es bei potentiellen Netzengpässen daher vielfach sinnvoller, eine derartige Abregelung vorzunehmen und ggf. den Betreiber für entgangene Erlöse zu entschädigen, als einen kostenintensiven Netzausbau vorzunehmen. Bei einem solchen Netzausbau würde die zusätzliche Kapazität zudem mit vergleichsweise wenigen Volllaststunden ausgelastet sein. Durch den Ausbau der Photovoltaik ist, abgesehen von einigen punktuellen Engpässen, kein kostenintensiver Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene zu erwarten.

Gesamtfazit: Für die Studie kann davon ausgegangen werden, dass die spezifischen Netzkosten pro Kilowattstunde (CHF/kWh) für die Konsumenten in der Stadt Zürich aufgrund der absehbar weiteren Elektrifizierung der Energieversorgung nicht oder nur unwesentlich steigen werden. Dies ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Erstlich verfügt die Stadt Zürich bereits heute über ein robustes und leistungsfähiges Stromnetz, welches noch deutliches Potential für eine stärkere Auslastung besitzt. Kommen auch

nur niederschwellige Massnahmen hinzu, kann die Auslastung darüber hinaus noch weiter gesteigert werden. Da die Netzkosten bei den Endkunden arbeitsabhängig erhoben werden, stehen bei einer besseren Auslastung für eine allfällige punktuelle Verstärkung zusätzliche Mittel zur Verfügung, ohne dass deshalb die Netztarife angehoben werden müssten.

Letztlich sei an dieser Stelle noch einmal erwähnt, dass durch den Ausbau der Fernwärme die Anzahl neuer Wärmepumpen und deren Verbrauch in der Stadt Zürich begrenzt ist. Für die Photovoltaik ist und bleibt der Stromeigenverbrauch der Anreiz schlechthin, so dass auch deshalb, insbesondere in Verbindung mit dem Preisverfall der stationären Batterien und der Verbreitung der Elektromobilität von einem massiven Ansteigen unkontrollierter Einspeiseleistung in das Netz nicht auszugehen ist. Hohe Bezugsleistungen für die Elektromobilität in Zeiten starker Netzbelastung können zudem ohne nennenswerten Komfortverlust durch einfache Tarifgestaltung vermieden werden.

## E. Anhang Mengengerüste

Tabelle 21: Anzahl Wohnungen nach Quartier

Quartier	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Innenstadt	3.880	3.884	3.888	3.892	3.893	3.893	3.894
Glattalstrasse	7.236	7.483	7.728	7.967	8.013	8.058	8.104
Hirslanden	6.000	6.069	6.137	6.203	6.217	6.230	6.243
Wollishofen See	2.000	2.042	2.084	2.125	2.133	2.141	2.149
Affoltern	12.061	12.392	12.716	13.025	13.086	13.145	13.205
LimmatSued	7.269	7.488	7.701	7.899	7.939	7.978	8.017
Wiedikon	10.294	10.560	10.823	11.082	11.129	11.175	11.222
Manegg	200	201	202	202	202	202	202
Enge	5.391	5.519	5.646	5.772	5.797	5.821	5.846
Letzigraben	7.206	7.358	7.510	7.661	7.690	7.719	7.749
Tiefenbrunnen	3.926	3.986	4.045	4.101	4.112	4.124	4.135
Milchbuck	3.261	3.315	3.369	3.422	3.432	3.442	3.452
Aussersihl	12.514	12.699	12.882	13.060	13.095	13.130	13.166
Friesenberg	4.529	4.659	4.788	4.916	4.939	4.963	4.988
Witikon	5.941	6.072	6.200	6.324	6.349	6.374	6.399
Hochschule	4.000	4.118	4.236	4.352	4.376	4.399	4.423
ZuerichNord	15.737	16.298	16.855	17.403	17.504	17.604	17.703
Hoengg	12.214	12.434	12.649	12.853	12.895	12.936	12.977
Wollishofen	7.951	8.187	8.421	8.654	8.698	8.743	8.787
Leutschenbach	8.000	8.291	8.577	8.852	8.905	8.956	9.008
Oberstrass	7.951	8.055	8.159	8.261	8.282	8.302	8.322
Fluntern	8.651	8.739	8.826	8.910	8.928	8.945	8.962
Altstetten	18.059	18.631	19.198	19.748	19.850	19.956	20.067
Binz	2.200	2.234	2.268	2.299	2.305	2.311	2.318
Oerlikon	4.526	4.595	4.660	4.718	4.732	4.745	4.758
Leimbach	2.653	2.728	2.802	2.871	2.886	2.900	2.914
Weinegg	2.876	2.950	3.023	3.094	3.108	3.122	3.136
Albisrieden	11.794	11.947	12.088	12.204	12.231	12.257	12.282
Ottenbergstr	9.173	9.249	9.324	9.394	9.408	9.422	9.436
Muehlacker	400	417	434	450	454	457	461
UnterAffoltern	100	100	101	101	101	101	101
Josefstr	5.250	5.376	5.495	5.598	5.621	5.642	5.664
Limmatplatz	7.303	7.422	7.531	7.620	7.642	7.663	7.683
Seebach	6.000	6.181	6.361	6.538	6.572	6.606	6.640

**Vom Zertifikat zur Physik**

<b>Ettenfeld</b>	1.000	1.045	1.090	1.135	1.143	1.152	1.160
<b>Schwamendingerplatz</b>	100	100	101	101	101	101	101
<b>Loorenstrasse</b>	200	202	205	207	207	208	208
<b>Seefeld</b>	3.639	3.699	3.759	3.817	3.829	3.841	3.853
<b>Rentenanstalt</b>	1.000	1.004	1.007	1.010	1.011	1.012	1.012
<b>Schaffhauserstrasse</b>	3.200	3.263	3.325	3.381	3.393	3.404	3.416
<b>Total</b>	235.685	240.996	246.213	251.224	252.206	253.180	254.162

## Vom Zertifikat zur Physik

Tabelle 22: Bestand leichte Motorfahrzeuge natürliche Personen Stand 1. September 2020  
Quelle: Kanton Zürich, Strassenverkehrsamt

<b>Kreis</b>	<b>Anzahl</b>
<b>Kreis 1</b>	1.054
<b>Rathaus</b>	557
<b>Hochschulen</b>	118
<b>Lindenhof</b>	224
<b>City</b>	155
<b>Kreis 2</b>	9.800
<b>Wollishofen</b>	5.404
<b>Leimbach</b>	1.791
<b>Enge</b>	2.605
<b>Kreis 3</b>	10.884
<b>Alt-Wiedikon</b>	3.856
<b>Friesenberg</b>	2.632
<b>Sihlfeld</b>	4.396
<b>Kreis 4</b>	5.161
<b>Werd</b>	765
<b>Langstrasse</b>	1.934
<b>Hard</b>	2.462
<b>Kreis 5</b>	3.132
<b>Gewerbeschule</b>	1.686
<b>Escher Wyss</b>	1.446
<b>Kreis 6</b>	8.062
<b>Unterstrass</b>	5.257
<b>Oberstrass</b>	2.805
<b>Kreis 7</b>	12.451
<b>Fluntern</b>	3.130
<b>Hottingen</b>	3.280
<b>Hirslanden</b>	1.908
<b>Witikon</b>	4.133
<b>Kreis 8</b>	4.606
<b>Seefeld</b>	1.456
<b>Mühlebach</b>	1.643
<b>Weinegg</b>	1.507
<b>Kreis 9</b>	15.244
<b>Albisrieden</b>	6.149
<b>Altstetten</b>	9.095
<b>Kreis 10</b>	11.083
<b>Höngg</b>	7.592

## Vom Zertifikat zur Physik

<b>Wipkingen</b>	3.491
<b>Kreis 11</b>	19.575
<b>Affoltern</b>	7.540
<b>Oerlikon</b>	5.045
<b>Seebach</b>	6.990
<b>Kreis 12</b>	8.625
<b>Saatlen</b>	2.198
<b>Schwamendingen-Mitte</b>	2.927
<b>Hirzenbach</b>	3.500

Tabelle 23 Zuordnung Anzahl PW nach Zone

<b>Zone</b>	<b>Anzahl PW</b>
<b>Innenstadt</b>	1.054
<b>Glattalstrasse</b>	3.990
<b>Hirslanden</b>	3.188
<b>Wollishofen See</b>	1.000
<b>Affoltern</b>	7.540
<b>LimmatSued</b>	2.295
<b>Wiedikon</b>	3.856
<b>Manegg</b>	100
<b>Enge</b>	1.500
<b>Letzigraben</b>	2.462
<b>Tiefenbrunnen</b>	1.643
<b>Milchbuck</b>	1.446
<b>Aussersihl</b>	4.396
<b>Friesenberg</b>	2.632
<b>Witikon</b>	4.133
<b>Hochschule</b>	2.000
<b>ZuerichNord</b>	8.625
<b>Hoengg</b>	7.592
<b>Wollishofen</b>	4.404
<b>Leutschenbach</b>	3.000
<b>Oberstrass</b>	8.415
<b>Fluntern</b>	5.130
<b>Altstetten</b>	9.095
<b>Binz</b>	1.105
<b>Oerlikon</b>	2.045
<b>Leimbach</b>	1.791
<b>Weinegg</b>	1.507
<b>Albisrieden</b>	6.149

## Vom Zertifikat zur Physik

Ottenbergstr	3.491
Muehlacker	100
UnterAffoltern	50
Josefstr	1.686
Limmatplatz	1.934
Seebach	3.000
Ettenfeld	500
Schwamendingerplatz	50
Loorenstrasse	100
Seefeld	1.456
Rentenanstalt	500
Schaffhauserstrasse	1.314

Tabelle 24: Stromverbrauch individuelle Wärmepumpen nach homogener Zone [GWh/a]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Innenstadt</b>	3,47	4,87	6,35	7,60	8,67	9,15	9,46
<b>Glattalstrasse</b>	0,95	1,23	1,51	1,73	1,89	1,92	1,92
<b>Hirslanden</b>	3,18	4,27	5,37	6,24	6,92	7,13	7,19
<b>Wollishofen See</b>	1,72	2,23	2,74	3,13	3,42	3,49	3,49
<b>Affoltern</b>	7,71	10,13	12,52	14,34	15,65	15,95	15,96
<b>Limmat Sued</b>	6,83	9,18	11,48	13,22	14,44	14,70	14,72
<b>Wiedikon</b>	2,61	3,30	3,99	4,52	4,89	4,96	4,93
<b>Manegg</b>	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07
<b>Enge</b>	4,33	5,84	7,36	8,58	9,50	9,79	9,89
<b>Letzigraben</b>	0,46	0,67	0,87	1,03	1,14	1,17	1,18
<b>Tiefenbrunnen</b>	2,11	2,74	3,39	3,90	4,29	4,40	4,44
<b>Milchbuck</b>	1,39	1,89	2,41	2,82	3,13	3,23	3,26
<b>Aussersihl</b>	7,23	10,65	14,12	16,93	19,14	19,94	20,31
<b>Friesenberg</b>	7,08	8,85	10,57	11,87	12,76	12,87	12,76
<b>Witikon</b>	4,67	6,23	7,79	9,03	9,98	10,28	10,40
<b>Hochschule</b>	1,53	2,01	2,51	2,91	3,23	3,33	3,38
<b>Zuerich Nord</b>	5,35	6,93	8,49	9,70	10,56	10,76	10,76
<b>Hoengg</b>	12,22	16,34	20,48	23,74	26,23	27,01	27,33
<b>Wollishofen</b>	5,72	7,58	9,44	10,89	11,96	12,25	12,29
<b>Leutschenbach</b>	0,75	0,84	0,92	0,98	1,02	1,00	0,98
<b>Oberstrass</b>	10,25	14,06	17,98	21,15	23,67	24,55	24,93
<b>Fluntern</b>	8,32	11,17	14,06	16,36	18,16	18,73	18,92
<b>Altstetten</b>	7,00	8,85	10,64	11,95	12,82	12,90	12,75
<b>Binz</b>	0,97	1,25	1,53	1,74	1,90	1,94	1,94
<b>Oerlikon</b>	0,51	0,58	0,64	0,69	0,72	0,72	0,70
<b>Leimbach</b>	0,81	1,04	1,26	1,43	1,55	1,58	1,58
<b>Weinegg</b>	0,36	0,48	0,60	0,70	0,78	0,80	0,80
<b>Albisrieden</b>	0,74	1,00	1,25	1,44	1,58	1,60	1,60



**Vom Zertifikat zur Physik**

<b>Ottenbergstr</b>	1,80	2,29	2,80	3,19	3,51	3,59	3,61
<b>Muehlacker</b>	0,24	0,29	0,34	0,38	0,40	0,41	0,41
<b>UnterAffoltern</b>	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08
<b>Josefstr</b>	0,59	0,85	1,10	1,30	1,44	1,47	1,48
<b>Limmatplatz</b>	1,07	1,54	2,02	2,39	2,68	2,77	2,81
<b>Seebach</b>	0,35	0,39	0,43	0,46	0,48	0,48	0,47
<b>Ettenfeld</b>	0,28	0,36	0,44	0,50	0,55	0,56	0,56
<b>Schwamendingerplatz</b>	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07
<b>Loorenstrasse</b>	0,15	0,19	0,23	0,26	0,29	0,30	0,31
<b>Seefeld</b>	4,72	6,41	8,14	9,53	10,63	10,99	11,14
<b>Rentenanstalt</b>	1,44	1,99	2,54	2,98	3,33	3,44	3,48
<b>Schaffhauserstrasse</b>	0,52	0,68	0,84	0,96	1,04	1,06	1,06

## 8 Literaturverzeichnis

- Beer, A., Bachmann, M. (2020) *Limitierung der PV Einspeiseleistung. Whitepaper* Verein Smart Grid Schweiz VSGS
- E-mobility Allee (2019). *Die E-mobility Allee. Das Stromnetz-Reallabor zur Erforschung des zukünftigen E-Mobility*. Herausgeber: Netze BW, Stuttgart.
- EK 2050 (2014) *Konzept Energieversorgung 2050 Szenarien für eine 2000-Watt-kompatible Wärmeversorgung für die Stadt Zürich*. TEP Energy i.A. Amt für Hochbauten Stadt Zürich
- EK 2050 (2015) *Aktuelle und zukünftige thermische Energienachfrage in der Stadt Zürich Kurzbericht zur Dokumentation der im Rahmen des update 2015 am Konzept Energieversorgung 2050 vorgenommenen Änderungen am Gebäudeparkmodell der Stadt Zürich und zu den verwendeten Grundlagen und Annahmen* TEP Energy i.A. Amt für Hochbauten Stadt Zürich
- Frischknecht, R., Krebs L. (2021a) *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018* treeze ltd. Zürich
- Frischknecht, R., Alig, M. (2021b) 9 April 2021 *Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings* treeze ltd. Zürich.
- Jakob, M., Volkart, K.; Widmer, D., (2009) *CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden. Zusammenfassung des Schlussberichts*. Forschungsfonds FOGA, Forschungsfonds der EV.
- Jakob, M., Stettler, C. (2023a) *Netto-Null Treibhausgasemissionen im Gebäudebereich, Methodische Fragen. Zwischenbericht vom 26. Juli 2023*. Bundesamt für Energie BFE Sektion Energieforschung und Cleantech. Bern.
- Jakob, M., Melliger, M., Müller, J., Talary, Z., Menard, M., & Creti, F. (2023b). *Aktuelle Kosten und Wirtschaftlichkeit von Heizsystemen* (in press). VSG. Zürich
- Kemmler, A., et al, (2021) *Energieperspektiven 2050+ Technischer Bericht* von Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG i.A. Bundesamt für Energie BFE
- Müller, J., Jakob, M., Meyer, M., & Reiter, U. (2019). *Simulation of Precooling Strategies in Office Buildings Deriving Demand Side Management Potentials*. International Building Performance Association. In *Proceedings of the 16th IBPSA*

*Conference - BS 2019* (pp. 2982–2989). Rome.

Rahmstorf, S. (2021) *Zwei Grafiken zeigen den Weg zu 1,5 Grad.*

<https://scilogs.spektrum.de/klimalounge/zwei-grafiken-zeigen-den-weg-zu-15-grad/> Scilogs Blog Spektrum der Wissenschaft.

Tarif ERZ Fernwärme, Tarifsystem Fernwärme 2022 - Stadt Zürich Entsorgung + Recycling Zürich Fernwärme.

Thees, O., Burg V., Erni M., Bowman, G., Lemm, R. (2017) *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL

Stadt Zürich  
Departement  
Dienstabteilung  
Strasse 00  
8000 Zürich  
T+ 41 44 123 45 67  
[organisationseinheit@zuerich.ch](mailto:organisationseinheit@zuerich.ch)  
[stadt-zuerich.ch/organisationseinheit](http://stadt-zuerich.ch/organisationseinheit)

The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. This includes not only sales and purchases but also any other financial activities that may occur during the course of the business. Proper record-keeping is essential for determining the true financial position of the company at any given time.

In addition to maintaining records, it is also important to regularly review the financial statements. This allows the owner to identify any potential problems or areas of concern before they become more serious. Regular reviews can also help to ensure that the company is staying on track with its financial goals and objectives.

Finally, it is important to consult with a professional accountant or tax advisor. These experts can provide valuable advice and guidance on a wide range of financial and tax issues. They can help to ensure that the company is operating in a legally compliant and financially sound manner.

By following these guidelines, business owners can ensure that their financial records are accurate and up-to-date. This will help them to make informed decisions about the future of their business and to avoid any potential legal or financial problems.

The second part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. This includes not only sales and purchases but also any other financial activities that may occur during the course of the business. Proper record-keeping is essential for determining the true financial position of the company at any given time.

In addition to maintaining records, it is also important to regularly review the financial statements. This allows the owner to identify any potential problems or areas of concern before they become more serious. Regular reviews can also help to ensure that the company is staying on track with its financial goals and objectives.