



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht, Teil 2 30. Oktober 2009

ELBE

Analyse und Auswertung von Last- und Wetterdaten (Projektphase 2)

Auftraggeber:

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

Kofinanzierung:

BKW FMB Energie AG, CH-3000 Bern 25

Auftragnehmer:

Berner Fachhochschule
Quellgasse 21
Postfach
CH-2502 Biel/Bienne
www.ti.bfh.ch

Autoren:

Patrick Kronig, BKW FMB Energie AG, patrick.kronig@bkw-fmb.ch
Prof. Michael Höckel, Berner Fachhochschule, michael.hoeckel@bfh.ch
Urs Wälchli, BKW FMB Energie AG, urs.waelchli@bkw-fmb.ch
Stefanie Zürcher, BKW FMB Energie AG, stefanie.zuercher@bkw-fmb.ch

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Vertrags- und Projektnummer: 153571 / 102771

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Im Projekt Prognosekompetenz wurden durch eine umfassende Analyse von Last- und Klimadaten alle wesentlichen Einflussfaktoren auf die Netzlast identifiziert und quantifiziert. Die Untersuchungen basierten zunächst auf regionalen Daten eines grösseren Verteilnetzgebietes und wurden in einem zweiten Schritt mit lokalen Daten erweitert, um wirtschaftliche und klimatische Besonderheiten besser zu identifizieren. Es wurde die starke Korrelation zwischen Temperatur und Elektrizitätsnachfrage und wirtschaftlicher Aktivität nachgewiesen. Der Einfluss weiterer Einflussfaktoren ist demgegenüber nur schwach.

Auf dieser Datengrundlage wurden zwei einfach anzuwendende Tools zur Prognose der Tagesnetzlast entwickelt und mit Hilfe von Matlab umgesetzt. Ein Tool basiert auf dem Verfahren der Transferfunktion, bei welchen die wichtigsten Einflussfaktoren über spezifische Korrelationsfaktoren berücksichtigt werden. Demgegenüber basiert das zweite Tool auf dem Verfahren der neuronalen Netzwerke, welches mit Datensätzen aus mehreren Jahren trainiert wurde, wodurch eine hohe Güte (Bestimmtheitsmass) der Prognose des KNN sichergestellt werden konnte. Anschliessend konnte durch diverse Testverfahren nachgewiesen werden, dass mit beiden Tools eine hohe Prognosegüte für die Tageslast erreicht werden kann.

Resumé

Dans le projet «Prognosekompetenz» toutes les facteurs, qui influencent la courbe de charge sont identifiées et quantifiées par une analyse des données de la charge et du climat. Les analyses se basent premièrement sur des données régionales d'une réseau de distribution assez grande et seront élargies de plus avec des données locales, pour meilleur identifier les particularités économiques et climatique. On a approuvée une dépendance forte entre température, activité économique et charge. Au contraire les autres grandeurs paraissent très faibles .

Sur base de ces données on a développé deux outils programmé en Matlab, qui peuvent être utilisées très simple, pour la prévision de la charge journalière. L'un outil prend la méthode de la fonction de transfert, où les facteurs d'influence plus importants sont mis en considération par des chiffres de corrélation spécifiques. Le deuxième outil se base sur la méthode des réseaux neuronales. Ce réseau était entraîné avec les données de plusieurs années. Car la quantité des données est en corrélation directe avec la précision des résultats d'une KNN on a reçu des bonnes résultats. Ensuite on a développé et appliques des méthodes divers de test avec lesquelles on a approuvée la précision haute pour les deux outils.

Abstract

In the project «Prognosekompetenz» we have identified and quantified with an broad analyze of grid and climate data the factors which have an important impact on the grid load. The study focused in the beginning on the regional data of a bigger electricity supply company. In a second step we also took local data into account which allows better to identify climatic and economic characteristics. We found a strong correlation between load and temperature and economic activity. The influence of further factors had been very light.

On this database we developed with Matlab two tools for the prediction of the daily net load, which can be applied very easy. One tool utilize the method of the transfer function, where the influencing factors are respected with their specific correlation factors. The second tools based on the method of the artificial neuronal network, which had been trained with data of many years to make sure that we receive a high accuracy. Afterwards we could show by self developed testing procedures that for both tools the precision in forecasting the daily load is very high.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	5
1.1. Rückblick auf Projektphase 1	5
1.2. Projektphase 2	5
2 Projektauftrag.....	6
2.1. Ziele.....	6
2.2. Pflichten und Arbeiten in Phase 2	6
3 Analyse der Wetterdaten im Regelgebiet der BKW 2003 bis 2008	7
4 Analyse der BKW-Lastdaten 2008.....	8
4.1. Gesamtlast Regelgebiet BKW in Abhängigkeit der Temperatur	8
4.2. Gesamtlast Regelgebiet BKW in Abhängigkeit der Jahreszeit.....	11
5 Temperaturkorrigierte Last	13
5.1. Glätten von Temperatur und Last	13
5.2. Korrektur an Wochenendtagen.....	13
5.2.1. Ausreisser: 19. Januar 2008 (Samstag)	15
5.2.2. Ausreisser: 30. März 2008 (Sonntag)	16
5.2.3. Ausreisser: 21. September 2008 (Sonntag).....	17
5.3. Korrektur an Werktagen.....	18
5.3.1. Ausreisser: 06. Februar 2008 (Mittwoch)	20
5.3.2. Ausreisser: 21. Oktober 2008 (Dienstag)	21
5.3.3. Ausreisser: 23. Dezember 2008 (Dienstag)	22
5.4. Detaillierte Untersuchung des Ausreissers vom 06. Feb. 2008.....	23
5.4.1. Wetterlage Februar 2008	23
5.4.2. Verhalten lokaler Gebiete von Temperatur und Globalstrahlung	24
5.5. Vergleich Werk- und Wochenendtage	24
5.6. Polynome der Jahre 2003 bis 2008	26
5.6.1. Wochenende	26
5.6.2. Werkstage	27
5.6.3. Gesamtpolynom (Werk- und Wochenendtage).....	28
5.7. Berechnung der Temperatur-Kennzahl [MW/°C].....	29
6 Globalstrahlungskorrigierte Last.....	30
7 Lokale Analysen	31
7.1. Region 1	31
7.1.1. Jahreslastverlauf der Region 1 in 2007 und 2008	31
7.1.2. Temperaturkorrigierte Last der Region 1 in 2007 und 2008	32

7.1.3. Polynom und Temperatur-Kennzahlen der Region 1.....	33
7.2. Region 2	34
7.2.1. Jahreslastverlauf der Region 2 in 2007 und 2008.....	34
7.2.2. Temperaturkorrigierte Last der Region 2 in 2007 und 2008	35
7.2.3. Polynom und Temperatur-Kennzahlen der Region 2.....	36
7.3. Übersicht der Temperatur-Kennzahlen.....	37
7.4. Beispiel Temperaturkorrektur	38
8 Aufbau künstlich neuronaler Netze	39
8.1. Einleitung künstlich neuronale Netze.....	39
8.2. KNN-Aufbau mit MatLab	39
8.2.1. Einlesen der Daten	40
8.2.2. KNN trainieren und simulieren	41
8.2.3. KNN-Test und Simulation mit MatLab	43
8.2.4. Beispiel KNN-Test	43
9 Testverfahren mit KNN und Temperaturkorrektur	45
9.1. Definition der Testverfahren	45
9.2. Gewichtung der Einflussfaktoren und Anzahl Neuronen.....	46
9.3. Teil 1 der Testverfahren	47
9.3.1. Testverfahren mit KNN.....	47
9.3.2. Testverfahren mit Temperaturkorrektur	49
9.3.3. Vergleich der Resultate	51
9.4. Teil 2 der Testverfahren	51
9.4.1. Definition der Temperatur- und Globalstrahlungssprünge	51
9.4.2. Testverfahren mit KNN.....	52
9.4.3. Testverfahren mit Temperaturkorrektur	53
9.4.4. Vergleich der Resultate	54
9.5. Testverfahren mit Daten von 2009	55
10 Schlussfolgerung	56
10.1. Schlussbetrachtung	56
10.2. Nutzen und Anwendung der Erkenntnisse.....	56
10.3. Weitere Arbeiten / To Do	56
11 Verzeichnisse	57
11.1. Abbildungsverzeichnis	57
11.2. Tabellenverzeichnis	58
11.3. Formelverzeichnis.....	59

1 Einleitung

1.1. Rückblick auf Projektphase 1

Das in Phase 1 erarbeitete Dokument „Validierung und Verbesserung von Lastprognosen“ (Projektphase 1) beschreibt traditionelle und neu entwickelte Methoden zur Vorhersage der Lastprognose. In der Einleitung wurde kurz über die Lage und die Situation der Marktstromliberalisierung berichtet. Es wurden die wichtigsten Einflussfaktoren und Prognosemethoden zur Elektrizitätsnachfrage erklärt und verglichen. In einer tabellarischen Übersicht wurden die Einflussfaktoren, Meteoserver und Methoden verschiedenen Bewertungskriterien unterstellt. Die verschiedenen Prognosemethoden wurden einerseits durch das Prognosetool BelVis und anderseits durch Internetrecherchen verglichen und bewertet. Eine einfache Lastprognose mittels Excel/MatLab sollte die Abhängigkeit der Temperatur auf die Lastkurve zeigen.

1.2. Projektphase 2

Die Projektphase beinhaltet 3 wesentliche Punkte. Im ersten Schritt werden mit der Software MatLab die Daten (Gesamtlast, Teillast von VP's, Temperatur, Globalstrahlung) vom Jahr 2008 genauer analysiert. Durch diese Analyse soll eine Relevanz der Einflussfaktoren z.B. Temperatur, Globalstrahlung ermittelt werden. Aus diesen Erkenntnissen soll dann eine Auswertung bezüglich der Gewichtung der Einflussfaktoren aufgezeigt werden. Im zweiten Schritt sollen Testverfahren entwickelt werden. Diese Testverfahren weisen Temperatur-, wie auch Einstrahlungssprünge auf. Durch diese Testverfahren können in einem dritten Schritt die verschiedenen Modelle getestet werden.

2 Projektauftrag

2.1. Ziele

Im Teil 1 der Projektphase sollen die Einflussfaktoren auf die Elektrizitätsnachfrage möglichst umfassend ermittelt werden. Einerseits soll das gesamte Regelgebiet der BKW und andererseits lokale Vertriebspartner untersucht werden. Auf diese Art und Weise können regionale Unterschiede oder Gemeinsamkeiten festgestellt werden. Zudem sollen Kennzahlen berechnet werden, welche das Prognostizieren der mittleren Tageslast des nächsten Tages ermöglichen sollen.

2.2. Pflichten und Arbeiten in Phase 2

- Ermittlung des Einflusses der Treibergrössen (z.B. Temperatur, Globalstrahlung, Kalender, ...) auf die Gesamtprognose (BelVis).
- Abhängigkeiten der Einflussfaktoren (Datenanalyse MatLab):
 - Untersuchung der Einflussfaktoren für ausgewählte Versorgungsgebiete (VP oder PLZ) mit spezifischen Messdaten (Ist-Last, Temperatur, Globalstrahlung, usw.) um regionale Auffälligkeiten zu finden.
Auswahl nach Datenverfügbarkeit (Wetterstationen, ...).
 - Ermittlung der Relevanz der einzelnen Einflussfaktoren (ausser Temperatur) mittels statistischer Auswertung von Lastgängen an Tagen mit ähnlichem Temperaturverlauf (Beweis der Gewichtung der Einflussfaktoren).
 - Ausweitung der Untersuchung der regionalen Einflussfaktoren auf weitere Regionen bzw. Vertriebspartner (Waadt, Jura, Solothurn, Berner Oberland, Wallis).
Schwierigkeit: Beschaffung der IST-Last-Daten und der regionalen Wetterdaten (Temperatur, Globalstrahlung, etc.)

3 Analyse der Wetterdaten im Regelgebiet der BKW 2003 bis 2008

Eine erste Analyse der jährlichen Last- und Wetterdaten soll einen groben Überblick über deren Abhängigkeiten und Gemeinsamkeiten geben.

Im Regelgebiet der BKW Energie AG betrug die Temperatur (Wetterstation Belp) im Durchschnitt von 2003 bis 2008 rund 9.3°C. In der unteren Grafik ist sehr gut zu erkennen, dass das Jahr 2003 ein warmes und 2005 ein kälteres Jahr war.

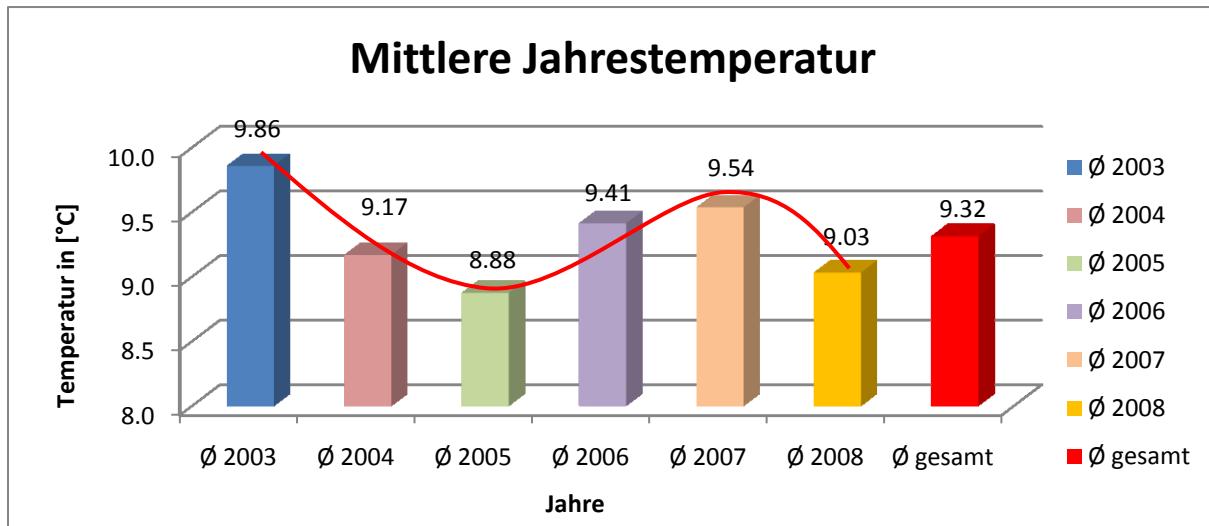


Abbildung 1: Mittlere Jahrestemperatur 2003-2008

Im Jahr 2003 verzeichnete man einen überdurchschnittlich warmen Sommer. Dies wirk sich auch auf die Stromnachfrage aus. Die Nachfrage nach Elektrizität war in diesem Jahr tiefer als im Durchschnitt. Im Gegensatz zu wärmeren Jahren ist bei durchschnittlich kälteren Jahren (z.B. 2005) die Lastnachfrage höher als im Durchschnitt.

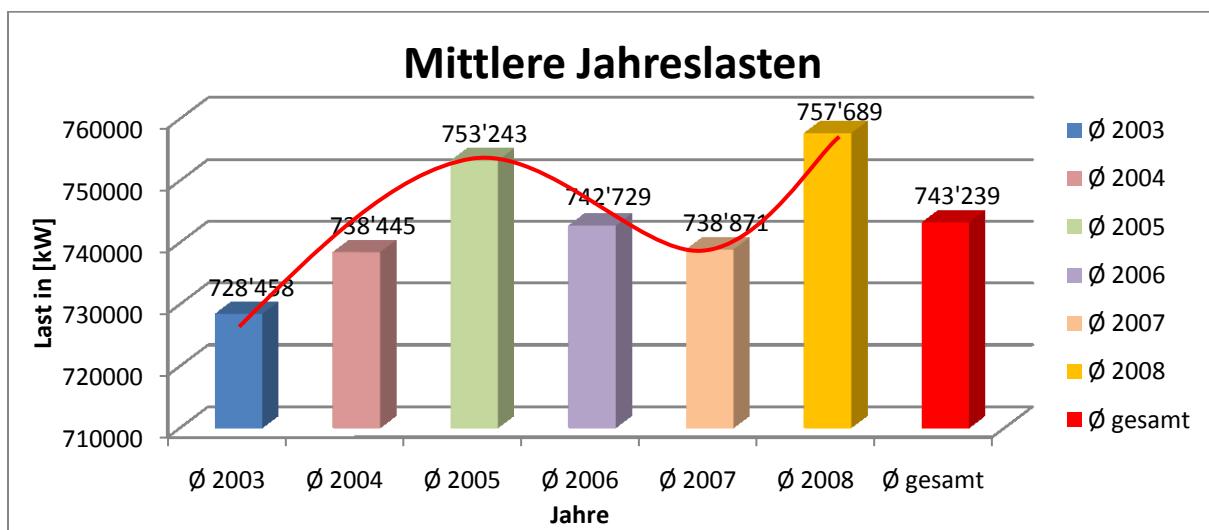


Abbildung 2: Mittlere Jahreslasten 2003-2008

Aus den beiden Grafiken lässt sich ein starker Zusammenhang zwischen der Last und der Temperatur erkennen.

4 Analyse der BKW-Lastdaten 2008

4.1. Gesamtlast Regelgebiet BKW in Abhängigkeit der Temperatur

Um eine Analyse der Gesamtlast 2008 mit der Temperatur und Globalstrahlung der BKW FMB Energie AG durchzuführen, wurden jeweils die $96 \frac{1}{4}$ h-Werte eines Tages in durchschnittliche Tageslasten umgerechnet.

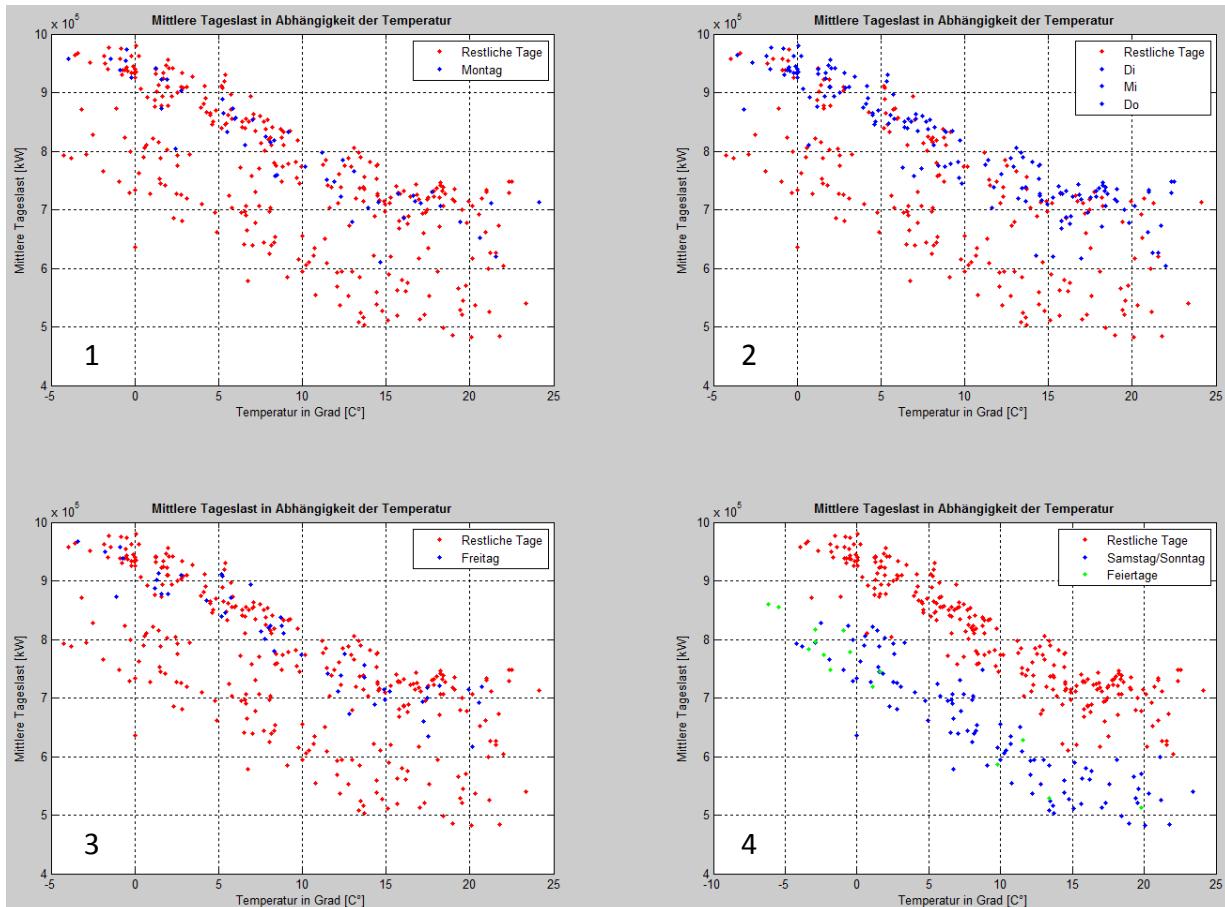


Abbildung 3: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit der Temperatur

Wie in der Phase 1 bereits beschrieben wurde, beeinflusst die Temperatur die Stromnachfrage stark. Ebenso verhalten sich die Lastkurven an den jeweiligen Wochentagen unterschiedlich. An Wochenenden sind die meisten Betriebe und Industrien geschlossen, so dass sie eine deutlich geringere Grundlast aufweisen. Montag und Freitag unterscheiden sich von den restlichen Werktagen kaum.

Bild1: Durchschnittliche Tageslasten (Montag und restliche Tage) in Abhängigkeit der Temperatur. Montags werden Maschinen und Produktion im Laufe des Tages hochgefahren
 -> Das Lastniveau beginnt niedriger als an den anderen Werktagen

Bild2: Durchschnittliche Tageslasten (Dienstag, Mittwoch, Donnerstag und restliche Tage) in Abhängigkeit der Temperatur.

Bild3: Durchschnittliche Tageslasten (Freitag und restliche Tage) in Abhängigkeit der Temperatur. Der Freitag verhält sich umgekehrt zu Montag -> Das Lastniveau nimmt im Laufe des Tages gegenüber anderen Werktagen ab.

Bild4: Durchschnittliche Tageslasten (Samstag, Sonntag, Feiertage und restliche Tage) in Abhängigkeit der Temperatur.

An Feiertagen ist das Verhalten der Stromnachfrage nahezu identisch mit dem eines Sonntages. Es ist anzunehmen, dass an diesen Tagen in ebenso wenigen Betrieben gearbeitet wird wie an einem Sonntag, was in Abbildung 4 bestätigt wird.

Feier- und Brückentage im Jahr 2008:

- 01.01.2008 → Neujahrstag
- 02.01.2008 → Berchtoldstag
- 21.03.2008 → Karfreitag
- 24.03.2008 → Ostermontag
- 01.05.2008 → Auffahrt
- 02.05.2008 → Brückentag (Auffahrt)
- 12.05.2008 → Pfingstmontag
- 01.08.2008 → Bundesfeier
- 24.12.2008 → Weihnachten
- 25.12.2008 → Weihnachten
- 26.12.2008 → Stephanstag
- 27.12.2008 → Brückentag
- 29.12.2008 → Brückentag
- 30.12.2008 → Brückentag
- 31.12.2008 → Silvester

Die Abbildung 4 verschafft einen Überblick des Verhaltens zwischen Werk- und Wochenendtagen.

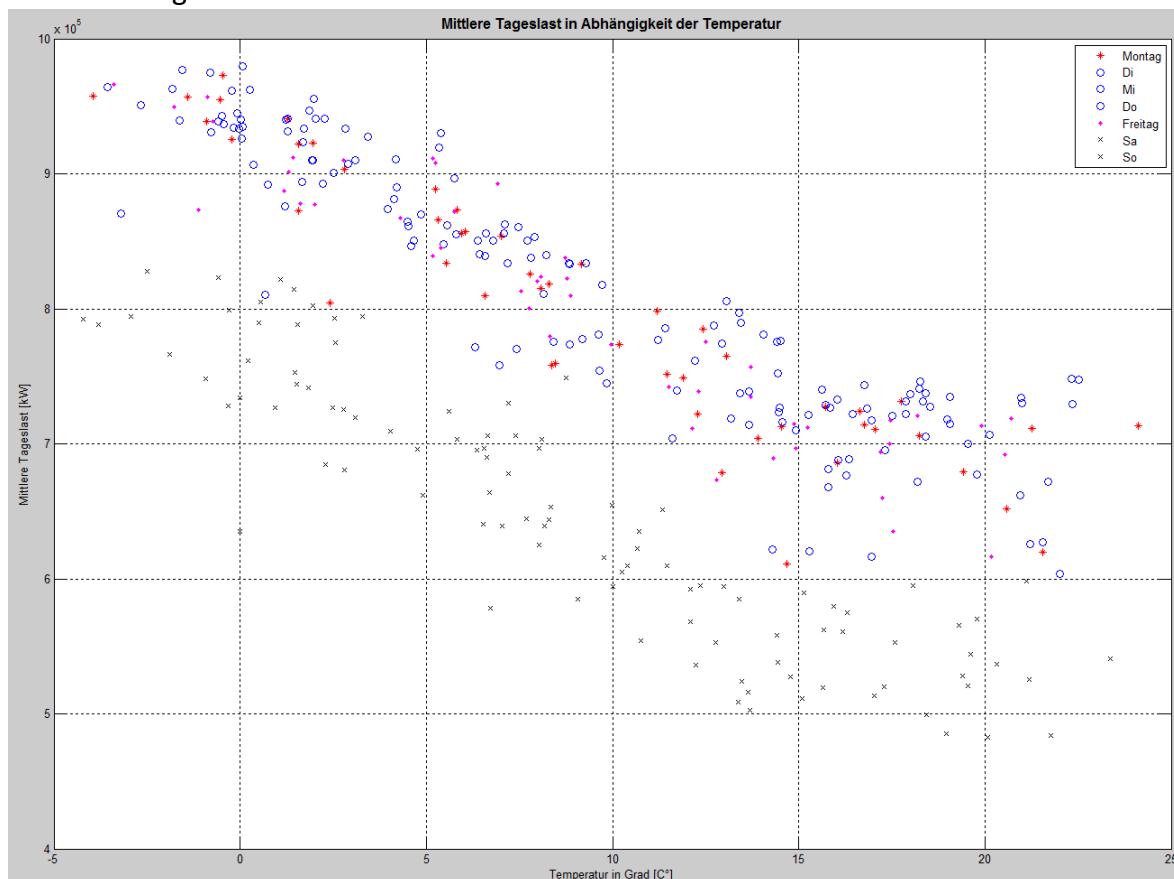


Abbildung 4: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit der Temperatur (Gesamtüberblick)

Dass man zwischen den einzelnen Werktagen keinen grossen Unterschied erkennen kann, ist in der Abbildung 4 zu erkennen. Für eine aussagekräftige Analyse ist es daher sinnvoller nur zwischen Wochenend- und Werktagen zu unterscheiden.

In der untenstehenden Abbildung wurde diese Tatsache umgesetzt. Die roten Punkte beschreiben die mittleren Tageslasten an Werktagen. Diese grenzen sich von den blauen Punkten (Wochenendtage) um einen Offset ab. Dieses Phänomen wurde bereits im vorderen Kapitel erläutert.

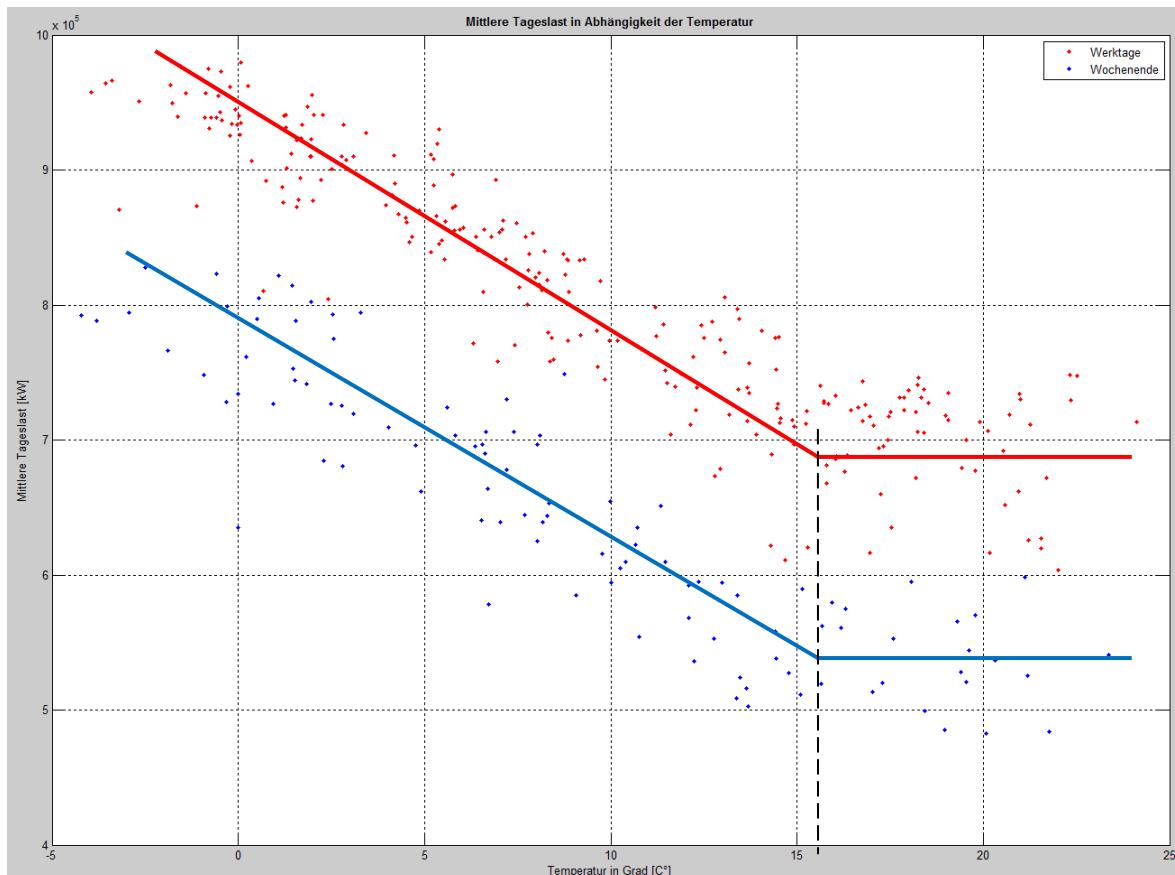


Abbildung 5: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit der Temperatur an Wochenend- und Werktagen

Die Auswertungen der Daten ergeben einen eindeutigen Trend. Schon in der Projektphase 1 wurde über den Schnittpunkt der Geraden gesprochen. Es wurde gezeigt, dass sich dieser Temperaturbereich, wo die Netzabgabe unabhängig von der effektiven Temperatur ist, zwischen 12 und 15 °C befindet. In unserem Fall finden wir diesen Schnittpunkt bei etwa 15°C.

Eine steigende Last durch zusätzliche Kühllast im Sommer kann hier nicht genauer nachgewiesen werden. In der Schweiz, oder zumindest im Regelgebiet der BKW, scheint dies nicht der Fall zu sein.

4.2. Gesamtlast Regelgebiet BKW in Abhängigkeit der Jahreszeit

Nicht nur in Abhängigkeit der Temperatur, sondern auch in Abhängigkeit der Jahreszeit können viele Aussagen über die Kurve der Gesamtlast der BKW sagen.

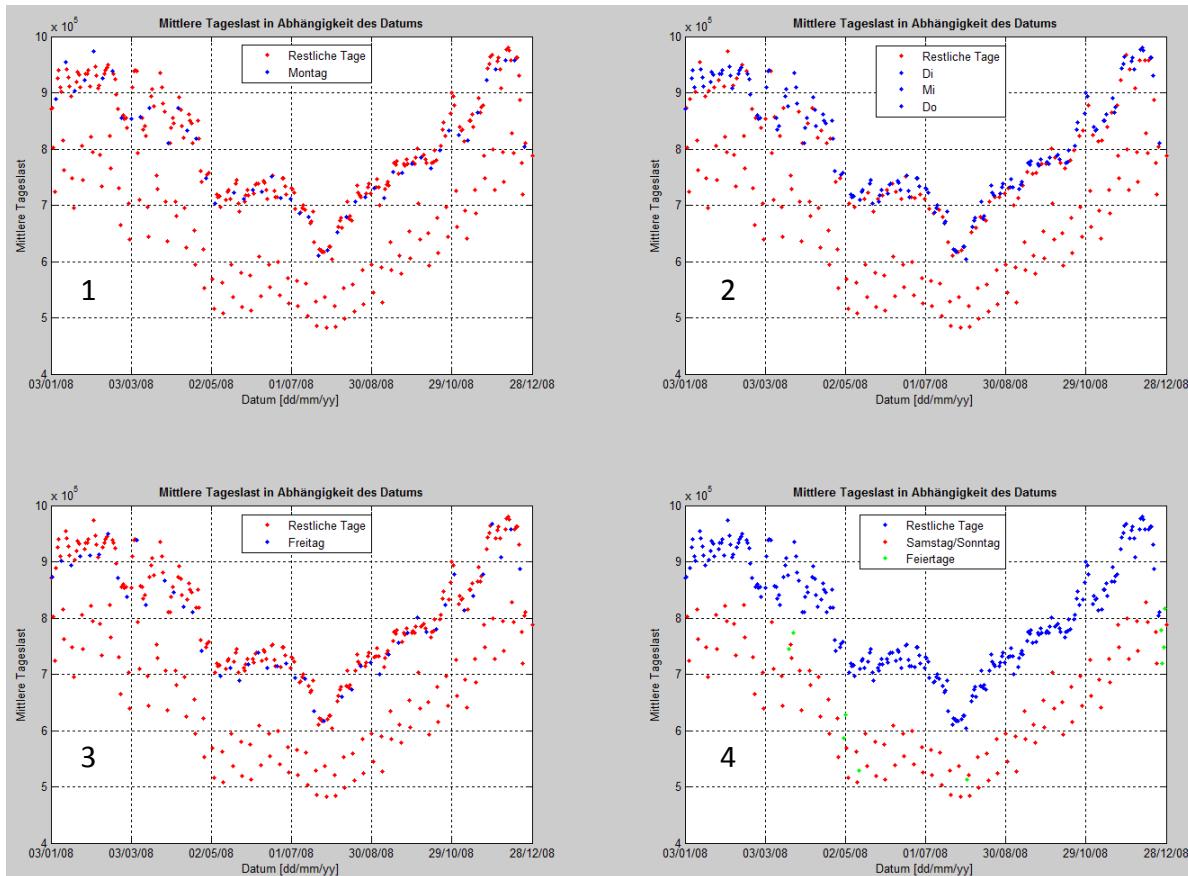


Abbildung 6: Mittlere Tageslast im Jahresverlauf

Wie auch in den Kurven in der Abbildung 3 im Kapitel 4.1 haben gezeigt, dass Werk- und Wochenendtage voneinander unterscheiden werden können. Auch die Feier- und Brückentage (grün) weisen eine deutlich kleinere Last als die Wochentage auf.

Die Bilder 1-4 in Abbildung 6 stellen folgende Sachverhalte dar:

- Bild1: Durchschnittliche Tageslasten (Montag und restliche Tage) im Jahresverlauf
- Bild2: Durchschnittliche Tageslasten (Dienstag, Mittwoch, Donnerstag und restliche Tage) im Jahresverlauf
- Bild3: Durchschnittliche Tageslasten (Freitag und restliche Tage) im Jahresverlauf
- Bild4: Durchschnittliche Tageslasten (Samstag, Sonntag, Feiertage und restliche Tage) im Jahresverlauf

Parallel zur Abbildung 4 zeigt sich in der Abbildung 7, in Abhängigkeit des Datums, ebenfalls der Zusammenhang der einzelnen Wochentage zueinander.

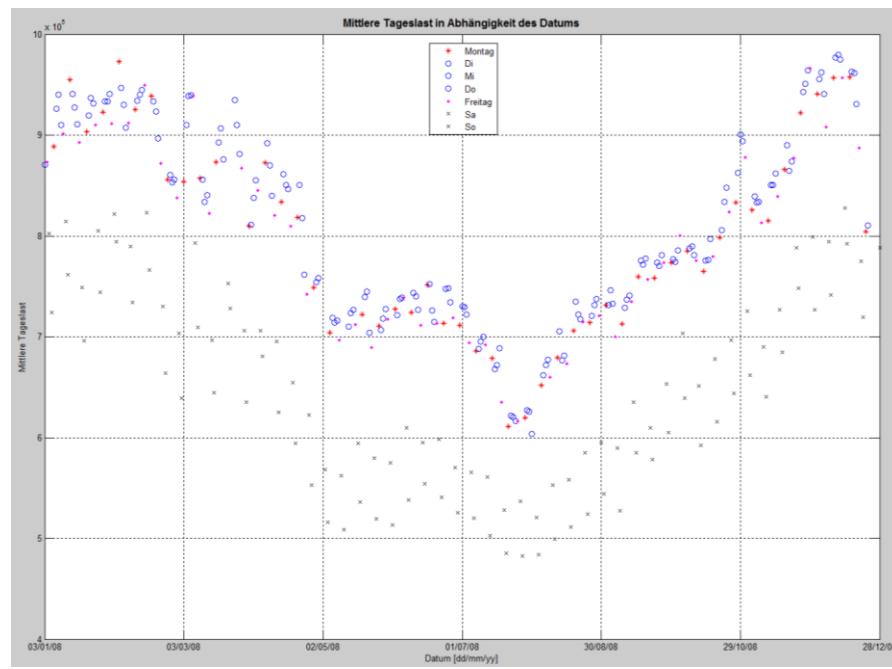


Abbildung 7: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit im Jahresverlauf an Wochentagen

Die Last an Wochenenden und Werktagen zeigt, wie schon in Abhängigkeit der Temperatur, einen unterschiedlichen Verlauf an. Die roten Punkte beschreiben die Last an Werktagen und die Blauen die Last an Wochenendtagen. Einen Offset zwischen den Werk- und Wochenendtagen ist auch in Abhängigkeit des Datums gut erkennbar.

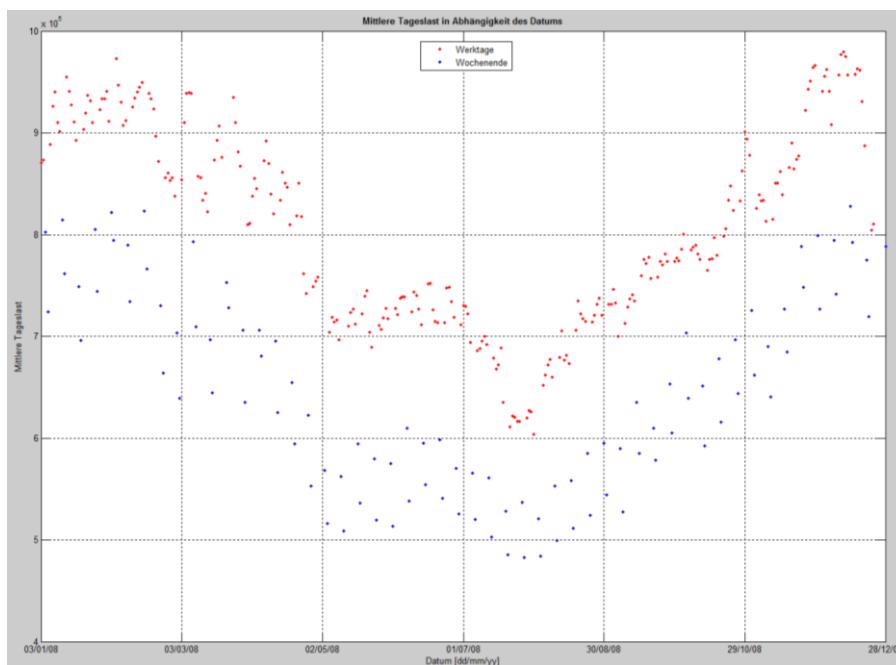


Abbildung 8: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit des Datums an Wochenend- und Werktagen

5 Temperaturkorrigierte Last

5.1. Glätten von Temperatur und Last

Um das Verhältnis der Last zur Temperatur besser zu beschreiben, wird diese temperaturkorrigiert. Es wird jedoch nur die Last korrigiert, die sich unterhalb der 15.5°C-Grenze befindet. Denn dieser Abschnitt beeinflusst die Stromnachfrage am meisten.

Um die Temperatur und die Last in einem gleitenden Durchschnitt zu bestimmen werden jeweils Temperaturabschnitte von 5°C und im Abstand von je 1°C definiert:

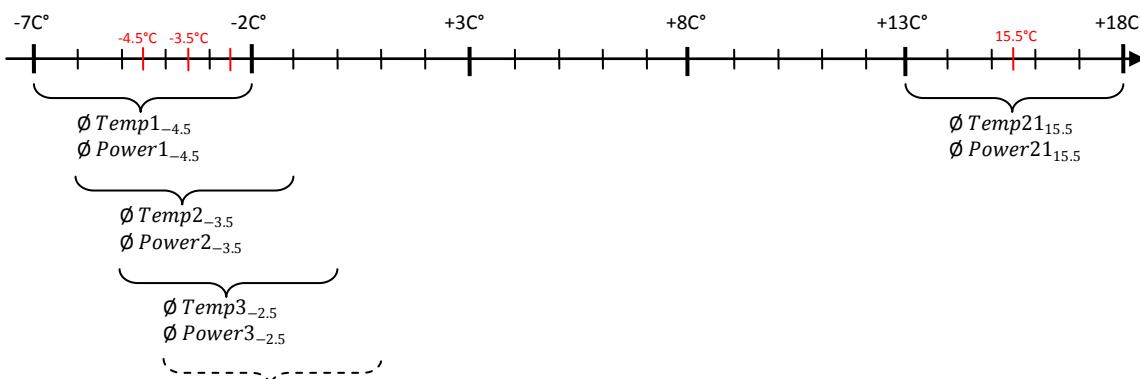


Abbildung 9: Gleitender Durchschnitt der Temperatur (an Wochenenden)

Mit der Berechnung des gleitenden Durchschnittes werden allfällige Sprünge geglättet. Dadurch kann eine bessere allgemeine Last- und Temperaturkurve definiert werden.

5.2. Korrektur an Wochenendtagen

Die Last- und Temperaturdifferenz zu 15.5°C wird folgendermassen normiert:

$$\Delta Power_{norm\ 15.5°C} = Power_{Temp \leq 15.5°C} - Power_{Temp = 15.5°C}$$

$$\Delta Temp_{norm\ 15.5°C} = Temp_{Temp \leq 15.5°C} - Temp_{Temp = 15.5°C}$$

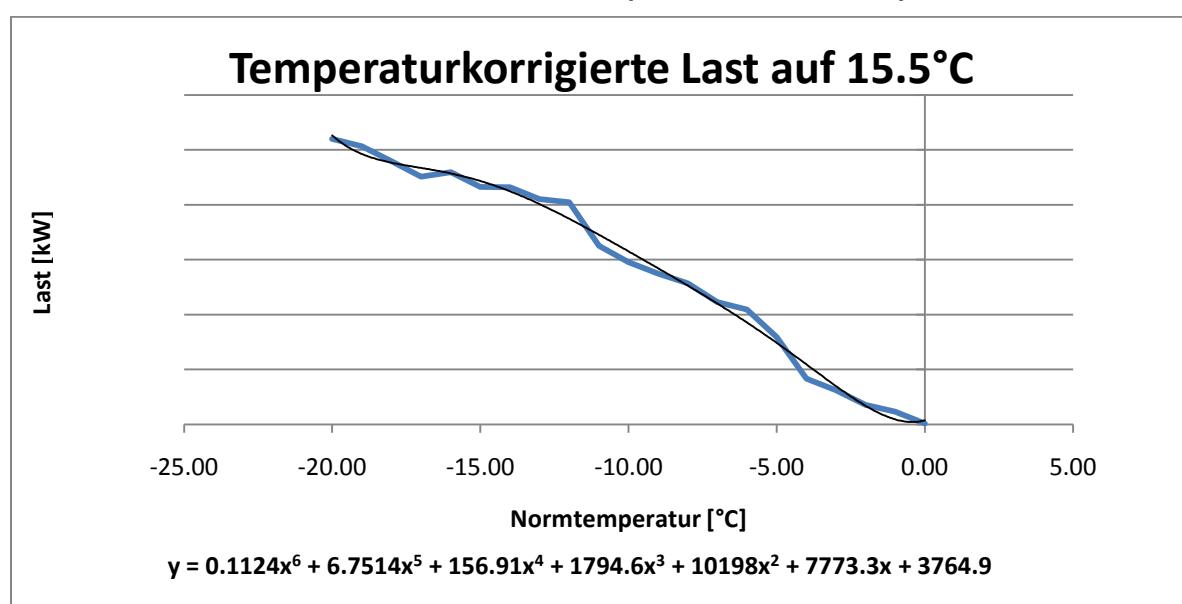


Abbildung 10: $\Delta Power$ korrigiert auf 15.5°C (an Wochenendtagen)

Der Achsenschnittpunkt entspricht der Last bei 15.5°C (y-Achse) und den 15.5°C (x-Achse).

Der normierten Lastkurve wird eine Trendlinie (Polynom 6. Ordnung) hinzugefügt. Die daraus entstandene Formel wird dann gebraucht, um die restlichen Lastwerte auf 15.5°C zu normieren.

Nachdem die Lastdifferenz zu 15.5°C berechnet wurde, kann diese von der durchschnittlichen Tageslast subtrahiert werden. Dies geschieht mit folgender Formel:

$$\text{Power}_{15.5^\circ\text{C}} = \text{Power} - \text{Power}_{\text{norm } 15.5^\circ\text{C}}$$

Die Auswirkung auf den Lastgang zeigt sich in Abbildung 11.

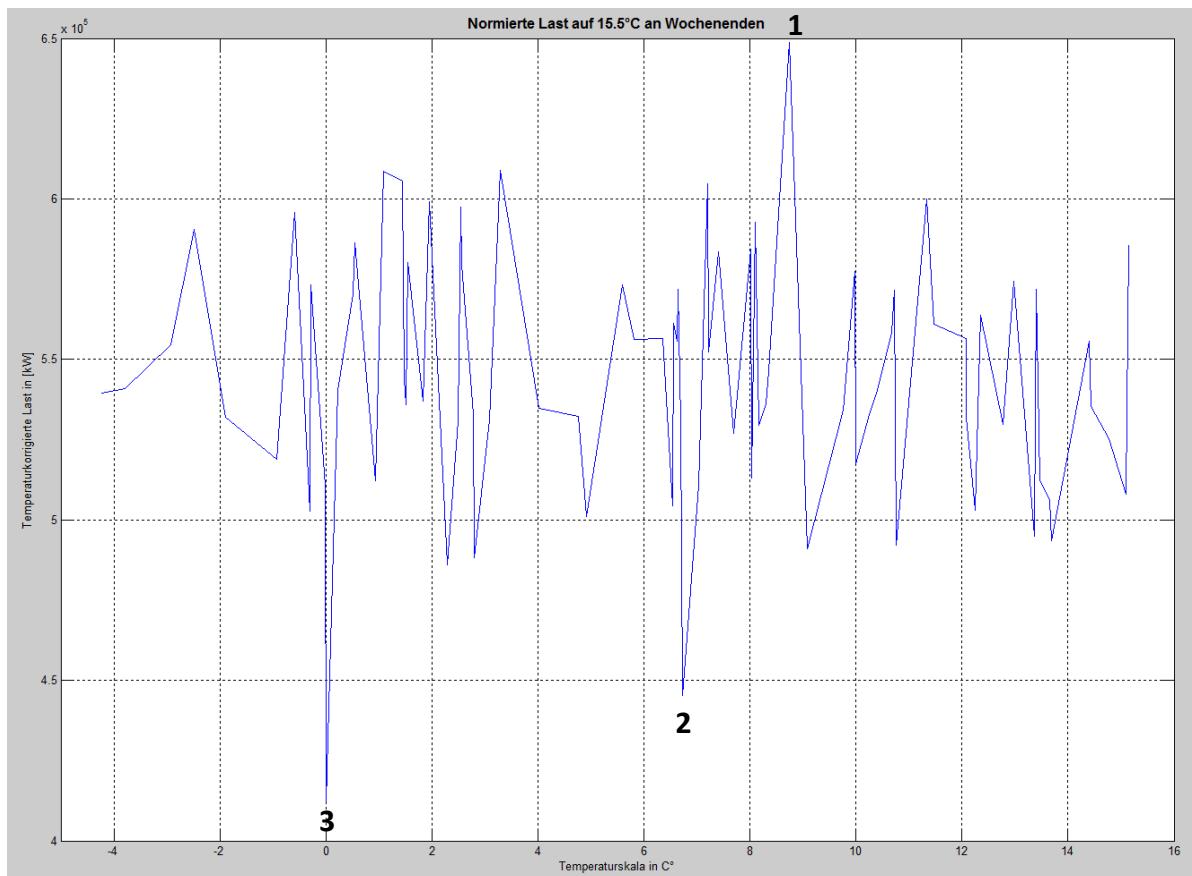


Abbildung 11: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen

Die temperaturkorrigierte Last des Regelgebiets der BKW an den Wochenendtagen sollte sich auf einem gemeinsamen Niveau befinden, falls die Last vollständig durch die Temperatur korrigiert werden könnte. An Tagen mit sogenannten „Ausreissern“ z.B. in Abbildung 11 bei 0°C müssen die Einflüsse mit weiteren Größen wie Globalstrahlung, Niederschlag und Wind untersucht werden.

Ausreißer	Datum	Globalstrahlungswert
1	19. Januar 2008 (Samstag)	46.83 W/m^2
2	30. März 2008 (Sonntag)	213.58 W/m^2
3	21. September 2008 (Sonntag)	83.70 W/m^2

Bei den Werten der Globalstrahlung handelt es sich um Tagesmittelwerte. Mit den Tagesmittelwerten der Globalstrahlung kann hier noch kein eindeutiger Zusammenhang festgestellt werden.

5.2.1. Ausreisser: 19. Januar 2008 (Samstag)

Um Ausreisser besser analysieren zu können, werden jeweils 10 Tageswerte von Last, Temperatur und Globalstrahlung vor und nach dem Ausreisser dargestellt.

Auffallend beim ersten Ausreisser ist das Temperaturmaximum (roter Pfeil), das an dem Tag herrschte. Ebenfalls ist die Last tiefer als an den vorherigen und nachfolgenden Tagen. Dies könnte ein Grund für den schlechten temperaturkorrigierten Wert sein.

In einem weiteren Kapitel wird dann ein Ausreisser genauer betrachtet und mittels der Einflussgrößen von Temperatur und Globalstrahlung untersucht.

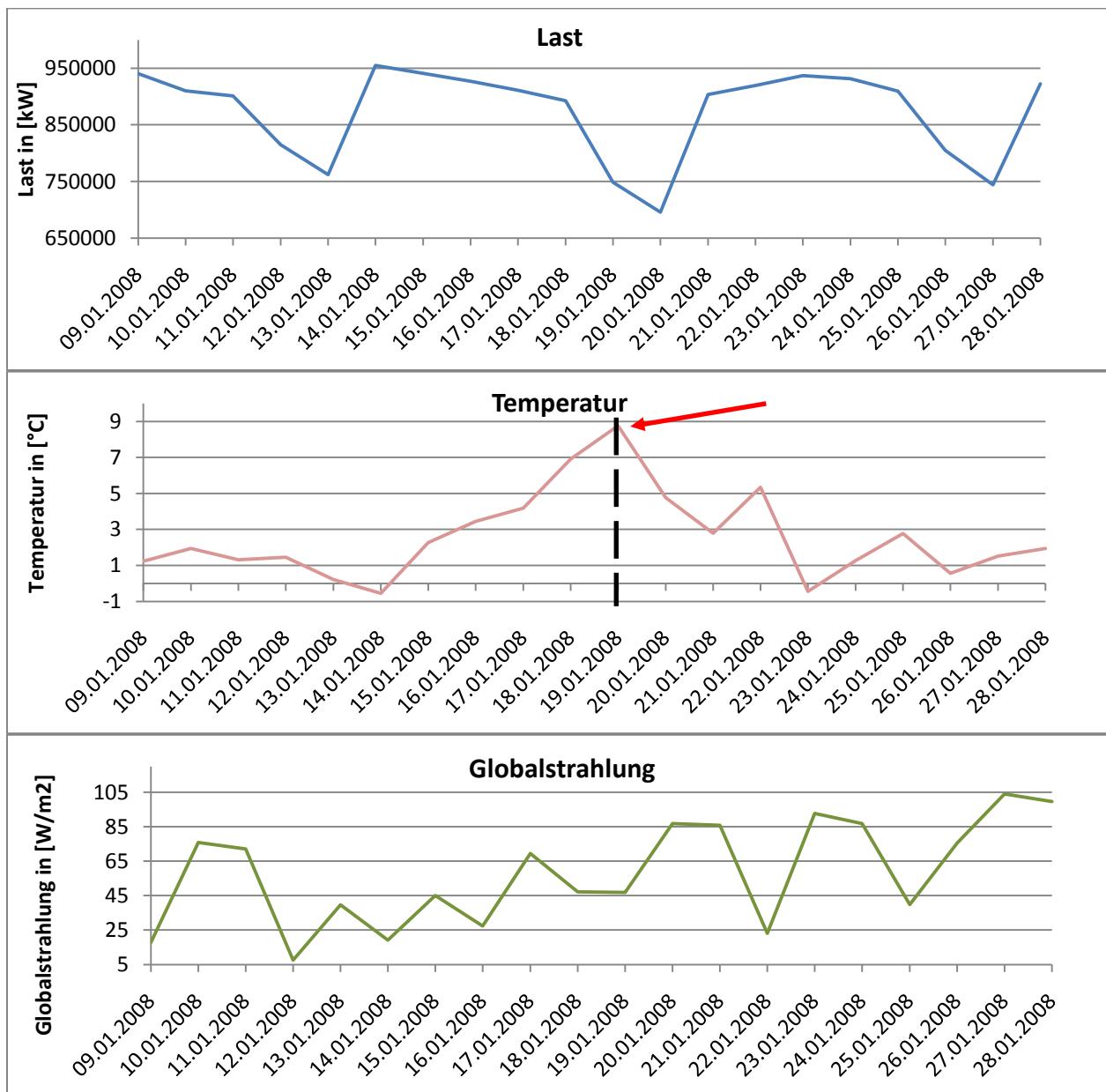


Abbildung 12: Analyse Ausreisser 19.01.2008

5.2.2. Ausreisser: 30. März 2008 (Sonntag)

Ähnlich wie beim ersten Ausreisser, ist auch am 30. März ein herausragendes Temperaturmaximum zu verzeichnen. Ebenso ist die Last an diesem Tag tiefer als an den Wochenenden zuvor und danach. Es war ein überaus sonniger und milder Tag. Eine exakte Schlussfolgerung des Ausreissers kann nicht gemacht werden. Es kann lediglich eine Annahme zum Ereignis gemacht werden, dies gilt ebenso für die folgenden Analysen der Ausreisser.

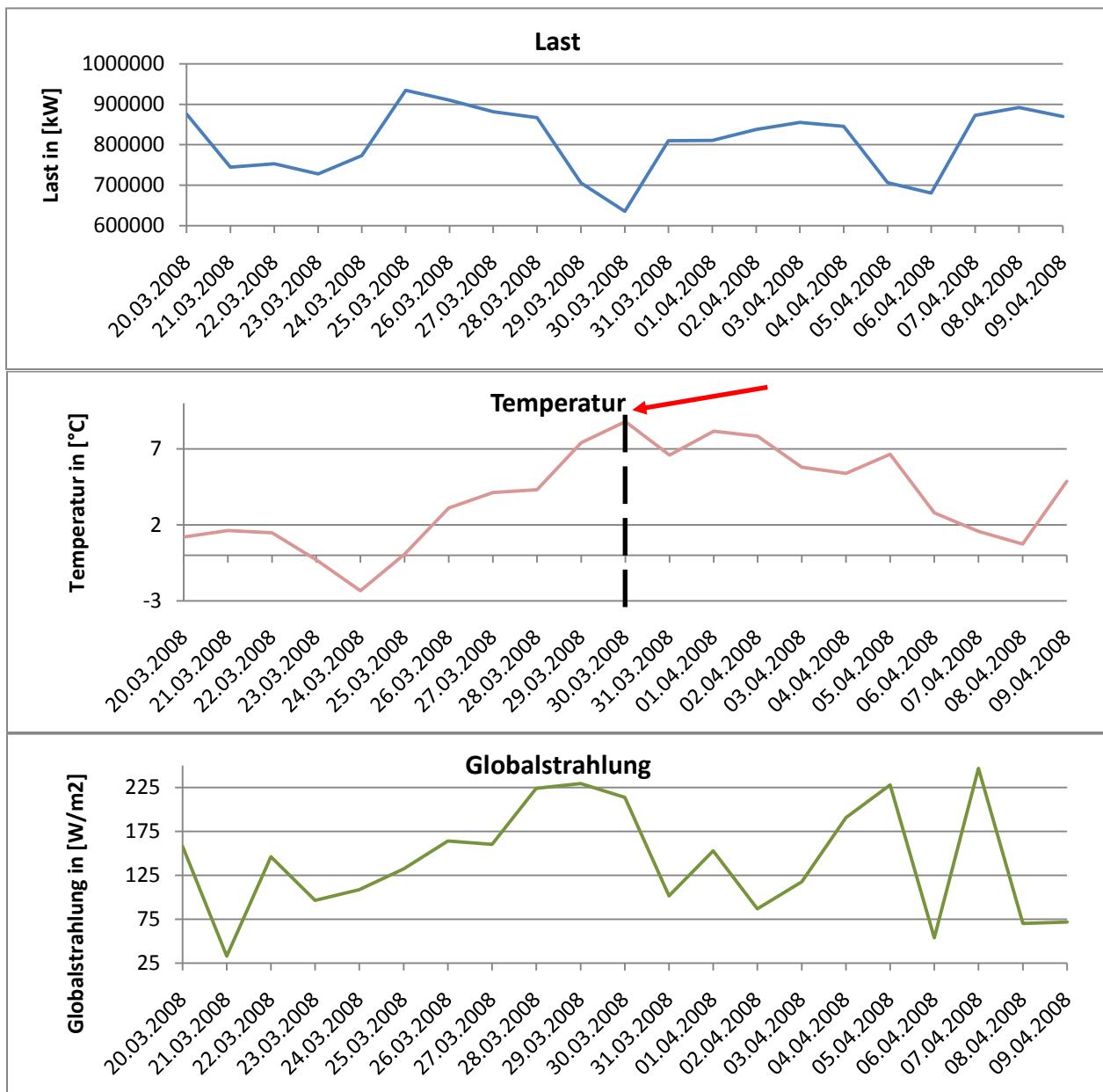


Abbildung 13: Analyse Ausreisser 30.03.2008

5.2.3. Ausreißer: 21. September 2008 (Sonntag)

Beim dritten Ausreißer lässt sich keine deutliche Aussage durch die Temperatur machen. Ein Grund dafür könnte die Globalstrahlung sein. An diesem Tag war der Wert der Globalstrahlung, betreffend der Last, deutlich tiefer als am Vor- und Folgetag.

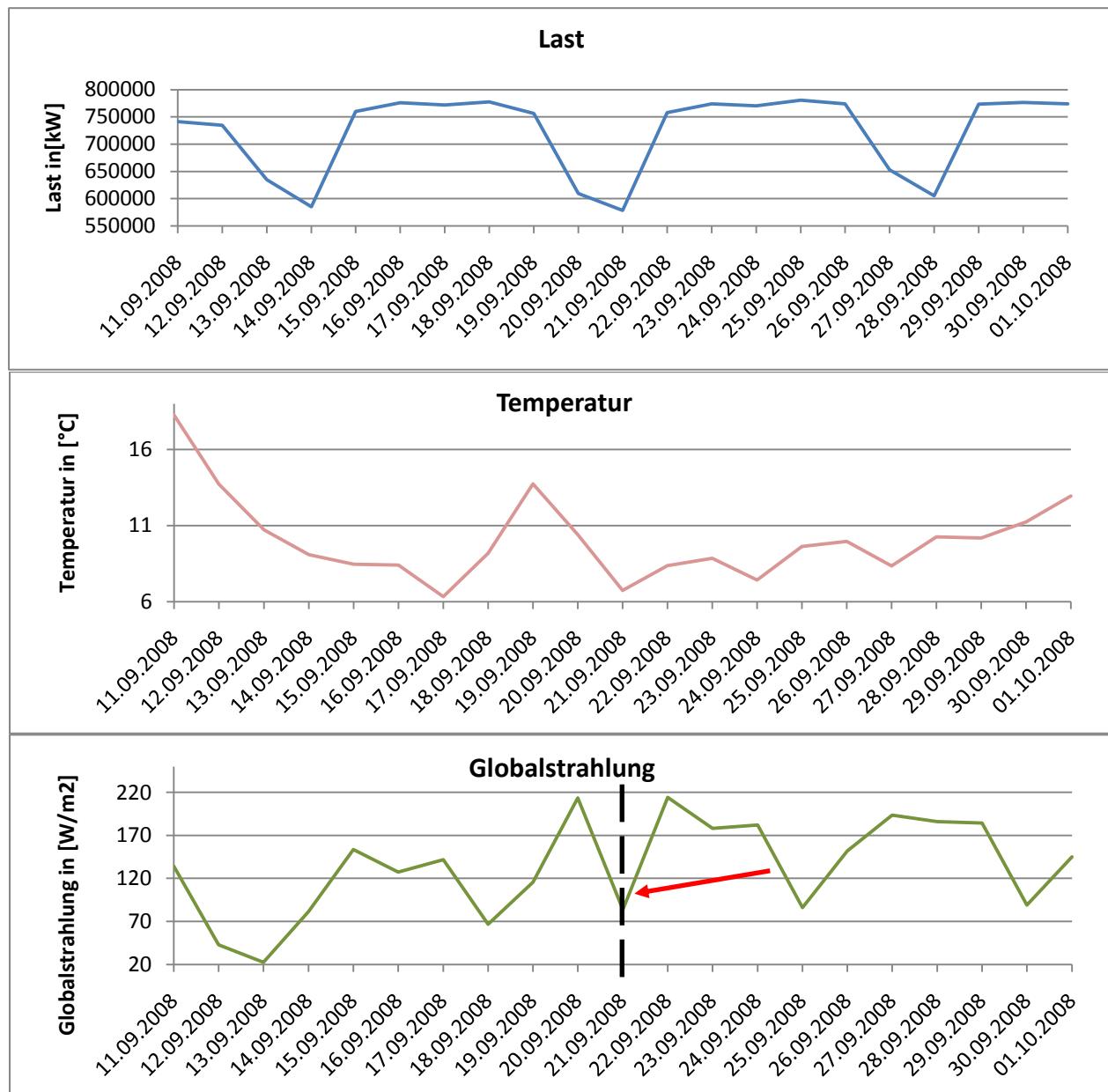


Abbildung 14: Analyse Ausreißer 21.09.2008

5.3. Korrektur an Werktagen

Das Prinzip der temperaturkorrigierten Last an Werktagen bleibt dasselbe wie an Wochenendtagen.

Die Last- und Temperaturdifferenz zu 15.5°C wird folgendermassen normiert:

$$\Delta Power_{norm\ 15.5°C} = Power_{Temp \leq 15.5°C} - Power_{Temp = 15.5°C}$$

$$\Delta Temp_{norm\ 15.5°C} = Temp_{Temp \leq 15.5°C} - Temp_{Temp = 15.5°C}$$

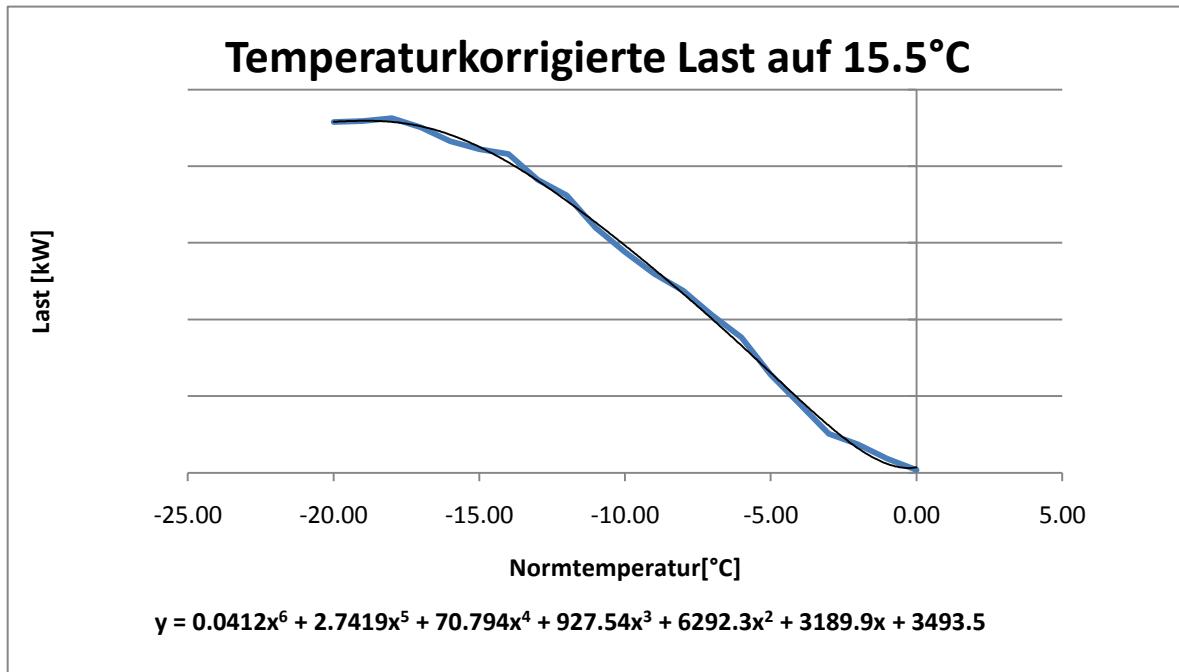


Abbildung 15: $\Delta Power$ korrigiert auf 15.5°C (an Werktagen)

Der Achsenschnittpunkt entspricht der Last bei 15.5°C (y-Achse) und den 15.5°C (x-Achse).

Im Vergleich zur Auswertung für die Wochenendtage ist die Amplitude der „Ausreisser“ deutlich höher. Die grössten Differenzen zeichnen sich bei Temperaturen im Bereich von 14-15°C und um die Nullgradgrenze ab.

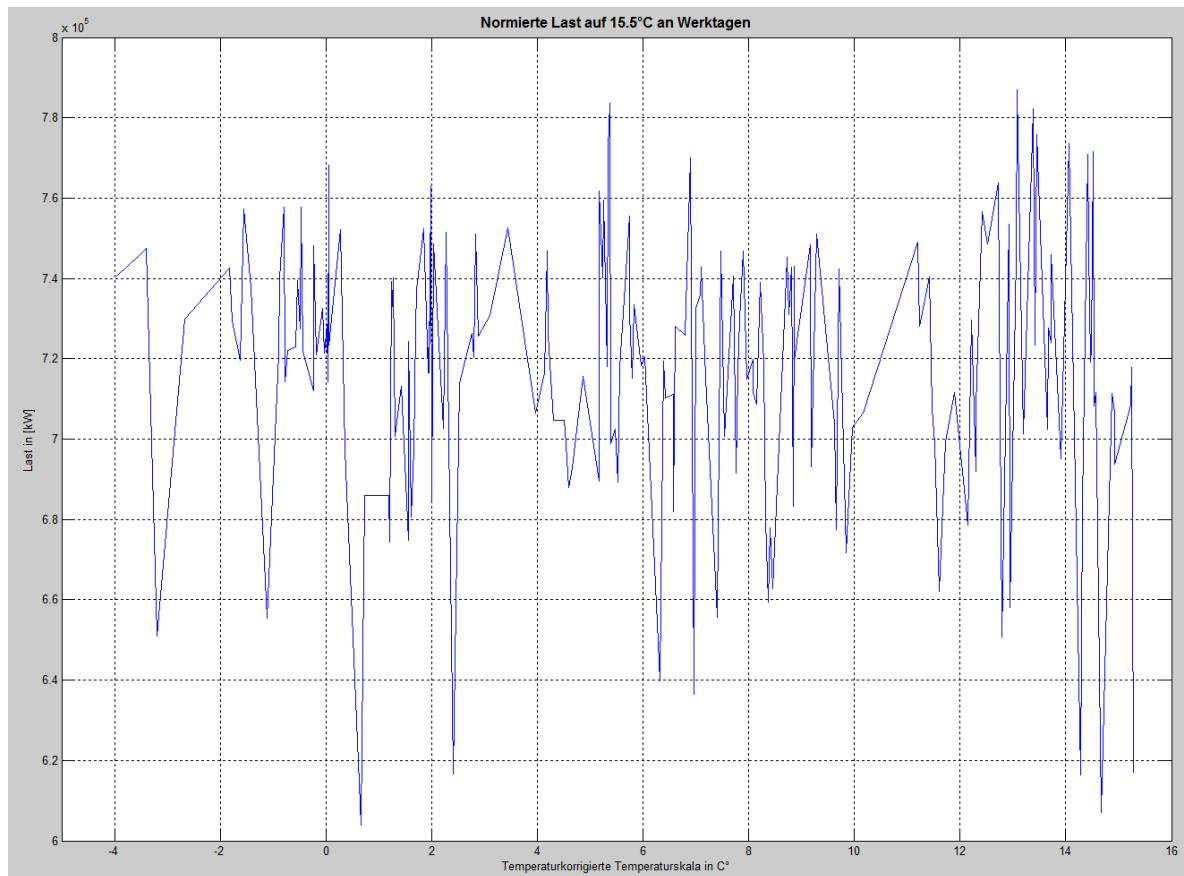


Abbildung 16: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen

Aus dem Rauschen, dass in Abbildung 16 ersichtlich ist, werden im darauffolgenden Kapitel ebenfalls ein paar Ausreisser besprochen und analysiert.

5.3.1. Ausreisser: 06. Februar 2008 (Mittwoch)

Der Ausreisser vom 06. Februar weist wie schon bei den ersten Ausreissern an Werktagen ein erhöhtes Temperaturmaximum auf. Die Last weist gegenüber anderen Wochen eine etwas unterschiedliche Kurvenform auf, wie auch die Temperatur ein starkes Tagesmaximum gegenüber den Vor- und Folgetagen aufweist. Dies könnte dies ein Grund dafür sein, dass der temperaturkorrigierte Wert Abweichungen aufweist.

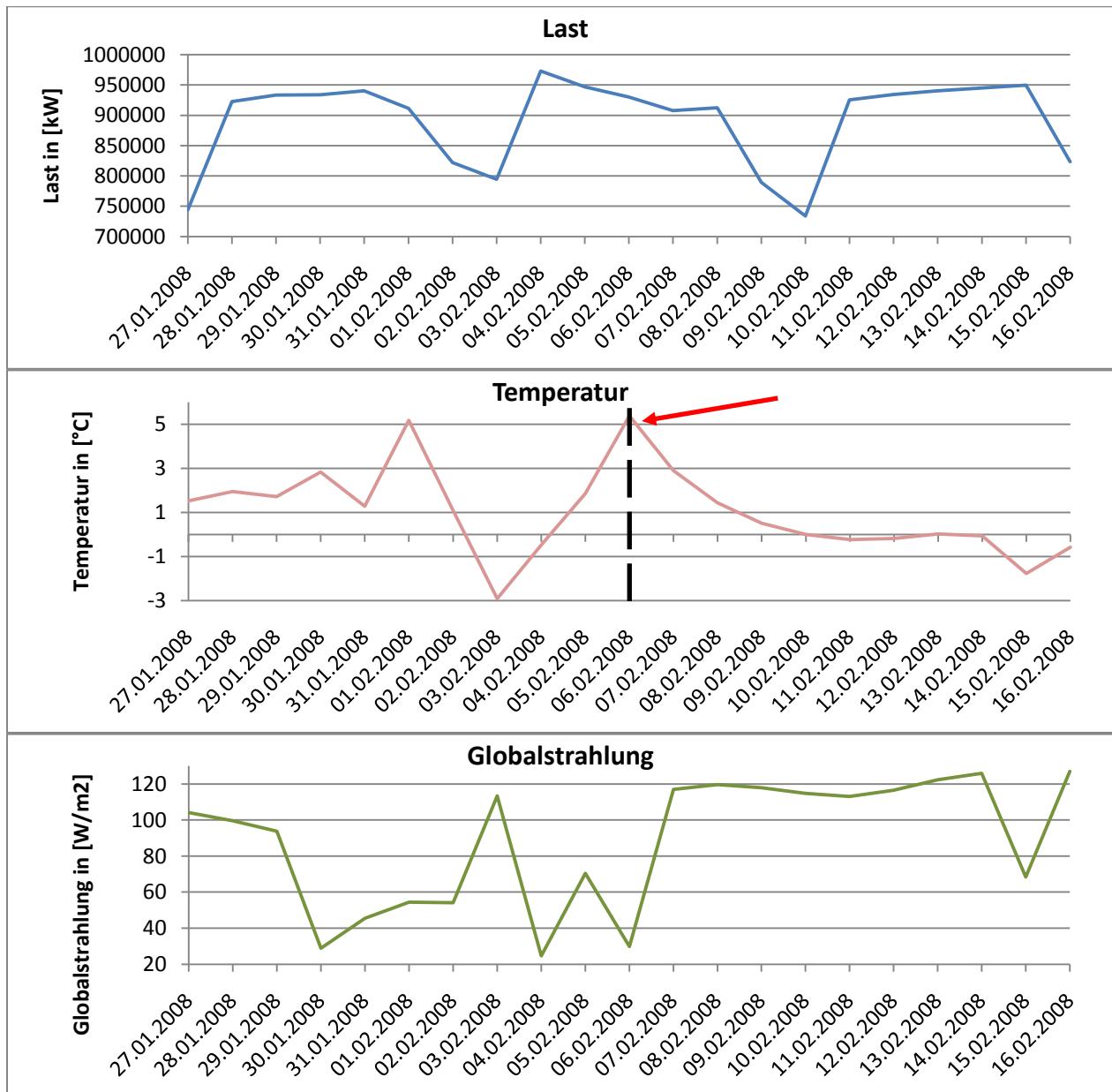


Abbildung 17: Analyse Ausreisser 06.02.2008

5.3.2. Ausreisser: 21. Oktober 2008 (Dienstag)

Den gleichen Grund wie beim Ausreisser vom 06. Februar könnte auch hier aufgetreten sein. Wie in der unterstehenden Grafik deutlich ersichtlich ist, liegt auch hier ein Temperaturmaximum vor. Wie im obersten Grafik der Abbildung 18 ersichtlich ist, nimmt die Wochenlast kontinuierlich zu. Dies kann durch eine Kaltfront und schlechtes Wetter zurückzuführen sein. Ein Zusammenhang sieht man bei der Globalstrahlung und der Temperatur. Die Sonneneinstrahlung wird geringer und das Klima wird kälter.

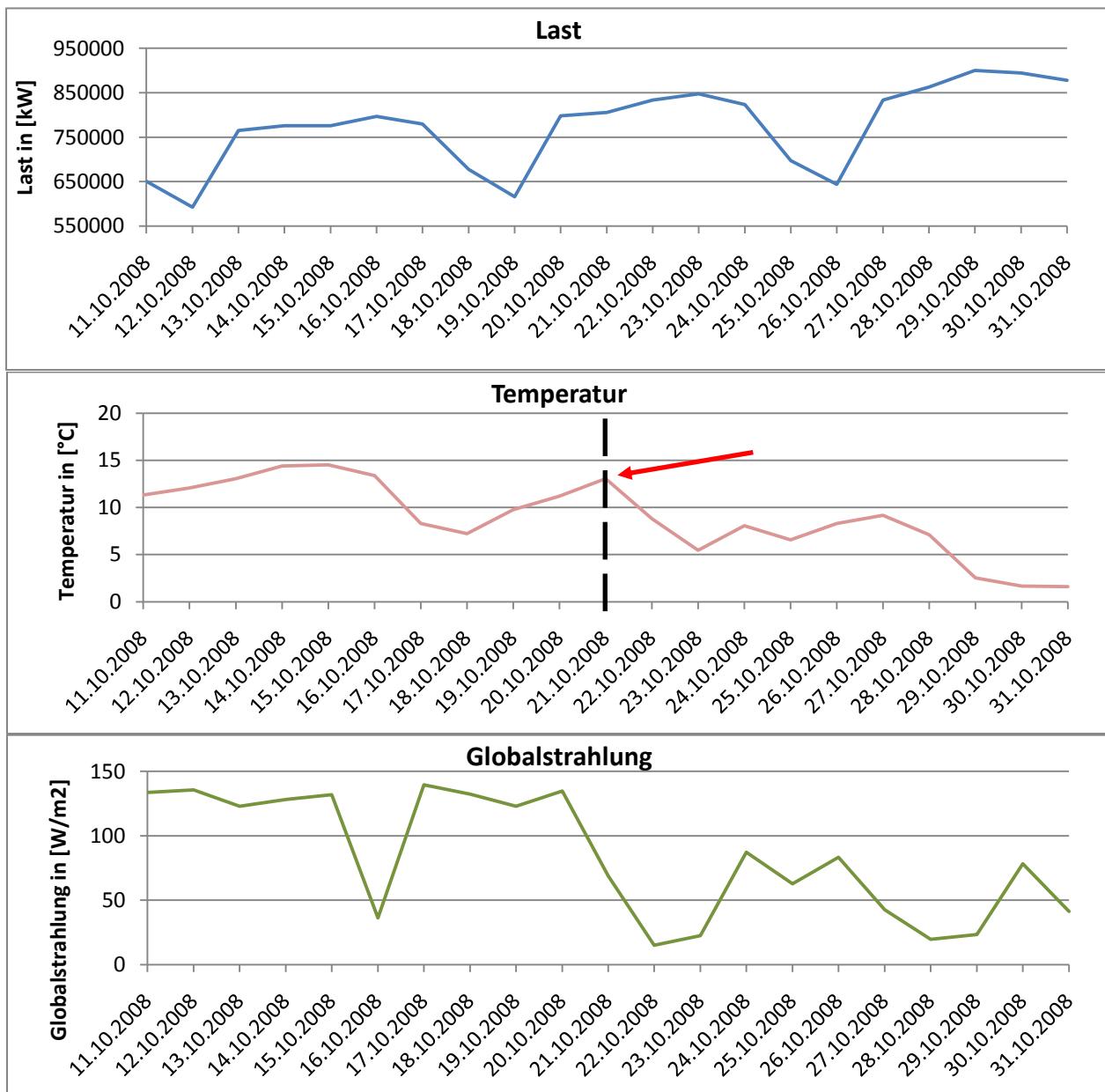


Abbildung 18: Analyse Ausreisser 21.10.2008

5.3.3. Ausreisser: 23. Dezember 2008 (Dienstag)

Bei diesem Ausreisser sind an diesem Tag keine Temperatur- oder Globalstrahlungmaximum zu erkennen. Eine genauere Analyse der Wetterlage wäre an diesen Tagen sehr hilfreich. Zudem befindet sich der Aussreissers im Zeitraum um Weihnachten ab. Solche Tage sind spezielle Tage, wie man in der Abbildung 19 an der Form der Lastkurve erkennen kann.

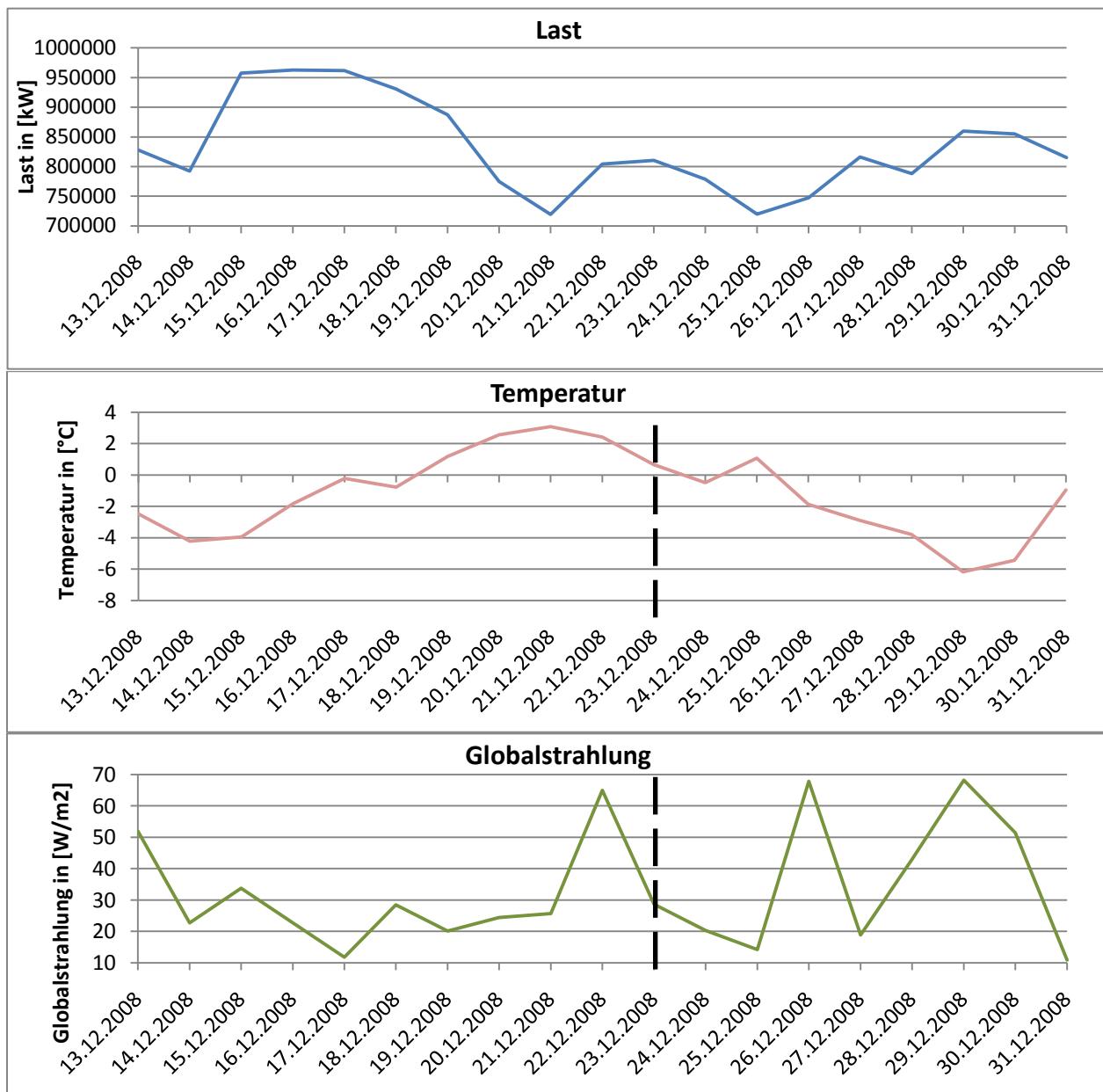


Abbildung 19: Analyse Ausreisser 23.12.2008

5.4. Detaillierte Untersuchung des Ausreissers vom 06. Feb. 2008

Anhand eines Beispiels soll die Auswirkungen eines Ausreissers erklärt und nachgewiesen werden. Exemplarisch wird dies am Tag des 06. Februars 2008 aufgezeigt. Den Verlauf von Temperatur und Globalstrahlung sind in der Abbildung 17 zu sehen.

5.4.1. Wetterlage Februar 2008

Aus Quellen von MeteoSchweiz folgt für das Februarwetter von 2008 diese Aussagen:

¹Vom 6. auf den 7. Februar hat sich ein Hoch von Südwest- nach Mitteleuropa verlagert, und hat von dem Moment an auch das Wetter im Alpenraum bestimmt. Nach weiterer Verlagerung des Schwerpunkts nach Osten bildete das Hoch zusammen mit dem sehr kräftig ausgebildeten Russlandhoch einen Keil, an dessen Südwestrand sehr trockene Luft in die Schweiz geführt wurde.

Schweizweit lag die bislang im Februar 2008 registrierte Sonnenscheindauer weit über dem langjährigen Mittel.

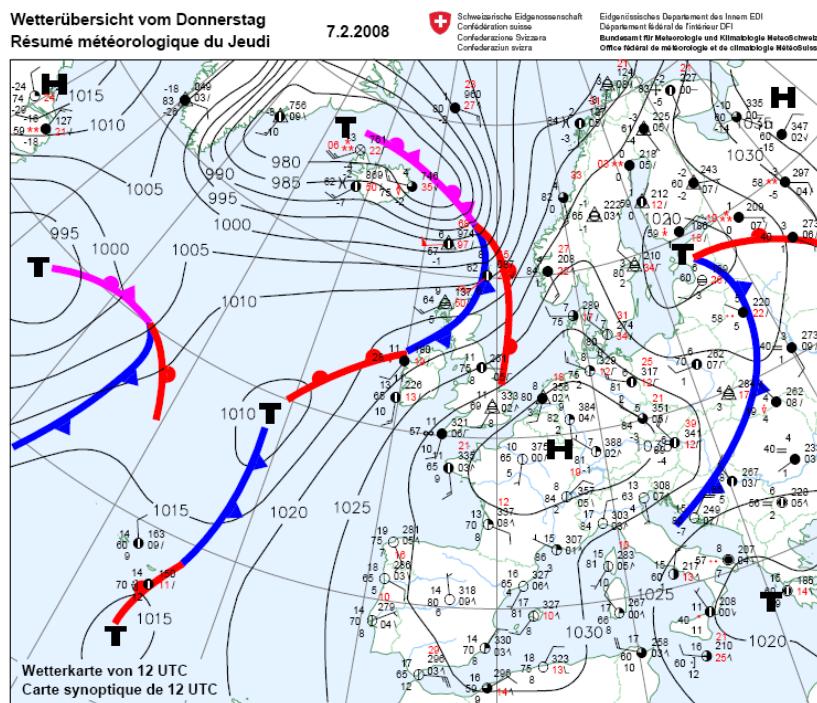


Abbildung 20: Wetterlage 07.02.2008

²In der Woche vom 7. Februar lag ein stabiles Hochdruckgebiet über Mitteleuropa. Pünktlich zu Beginn der Sportferienzeit herrschte in den Bergen traumhaft mildes Winterwetter. Aber nicht nur in der Höhe war es sonnig. Die bei winterlichen Hochdrucklagen übliche Nebel- oder Hochnebeldecke über dem Mittelland blieb mit wenigen Ausnahmen aus. Begründet werden kann dies mit der ursprünglich relativ trockenen Luftmasse in der Grundsicht, kaum vorhandener Bise (keine Kaltluftadvektion) sowie dem hohen Luftdruck. Weiter lagerte sich in den klaren Nächten die Feuchtigkeit in Form von Reif ab.

¹ www.meteoschweiz.admin.ch/web/de/wetter/wetterereignisse/hochdruckbestimmtes.html

² www.meteoschweiz.admin.ch/web/de/wetter/wetterereignisse/bisehochnebelkaelte_15_02_2008.html

5.4.2. Verhalten lokaler Gebiete von Temperatur und Globalstrahlung

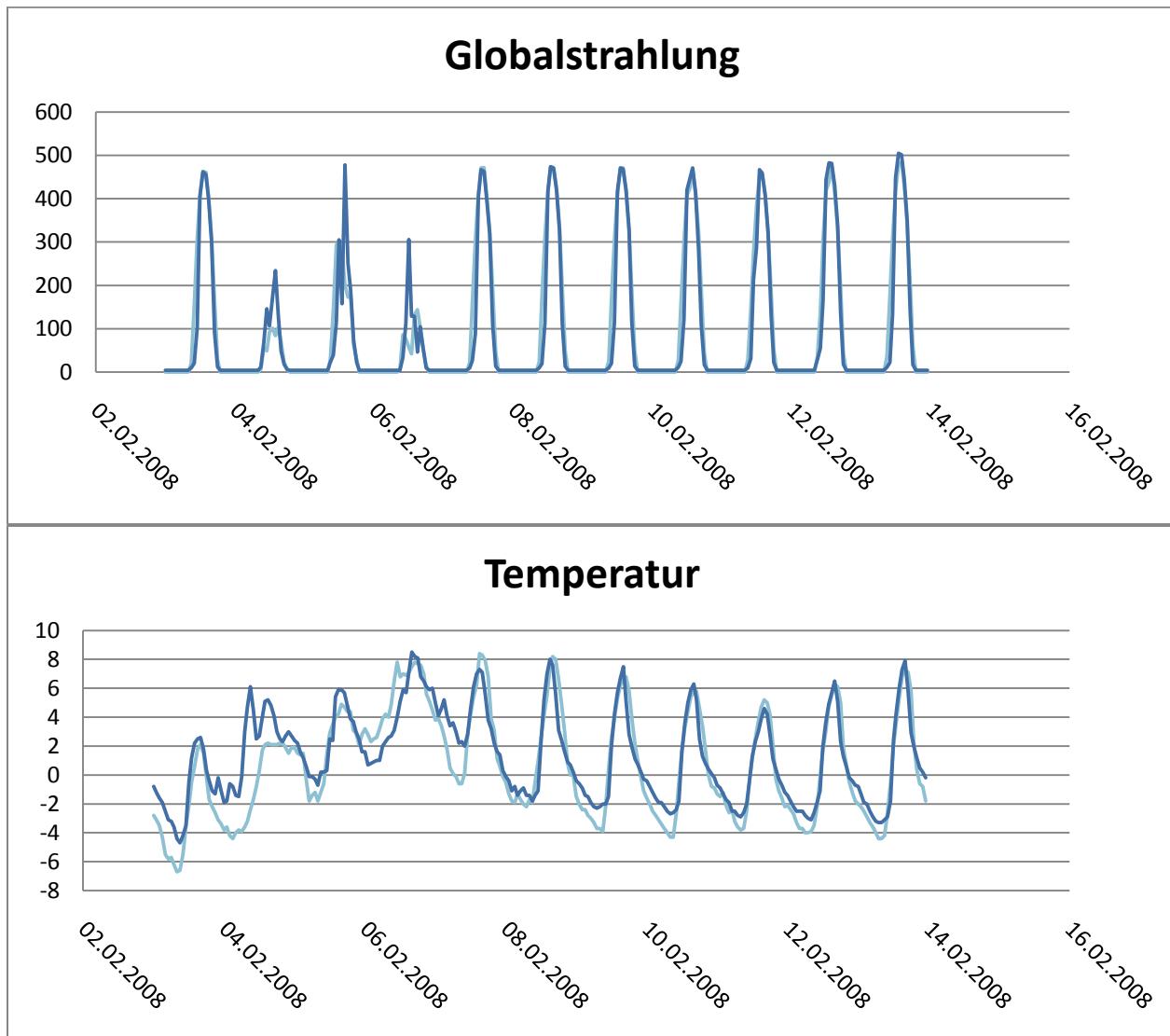


Abbildung 21: Wetterdatenvergleich von der Region 1 und der Region 2

Die lokalen Unterschiede der Wetterdaten zeigen keine relevante Abweichungen. Die Globalstrahlung, wie auch die Temperatur verlaufen sehr ähnlich. Falls man in den Kurvenverläufen einen deutlichen Unterschied entdeckt hätte, könnte der Ausreißer eventuell auf lokaler Ebene beschreiben werden.

5.5. Vergleich Werk- und Wochenendtage

Damit die korrigierte Last an Werktagen mit der an Wochenendtagen verglichen werden kann, wird die eine Kurve mit einem mittleren Faktor angepasst. Dieser Faktor wird folgendermassen berechnet:

$$k = \frac{\frac{1}{n} \sum_1^n Power_{Work}}{\frac{1}{m} \sum_1^m Power_{Week}} = 1.36$$

Der Faktor k bildet sich aus dem Durchschnitt der Last an Werktagen dividiert durch den Durchschnitt der Last an Wochenendtagen.

$$Power_{Work} = k * Power_{Week}$$

- n : Anzahl Lastwerte an Werktagen
- m : Anzahl Lastwerte an Wochenendtagen
- $Power_{Work}$: Last an Werktagen
- $Power_{Week}$: Last ab Wochenendtagen
- k : Faktor

Deutlich zu erkennen ist, dass die Differenzen bei Werktagen (blau/schwarz) etwas geringer ausfallen, als an Wochenendtagen (rot/grün).

Die roten und blauen Kurven befinden sich bei $T < 15.5^{\circ}\text{C}$ und die grünen und schwarzen Kurven bei $T > 15.5^{\circ}\text{C}$.

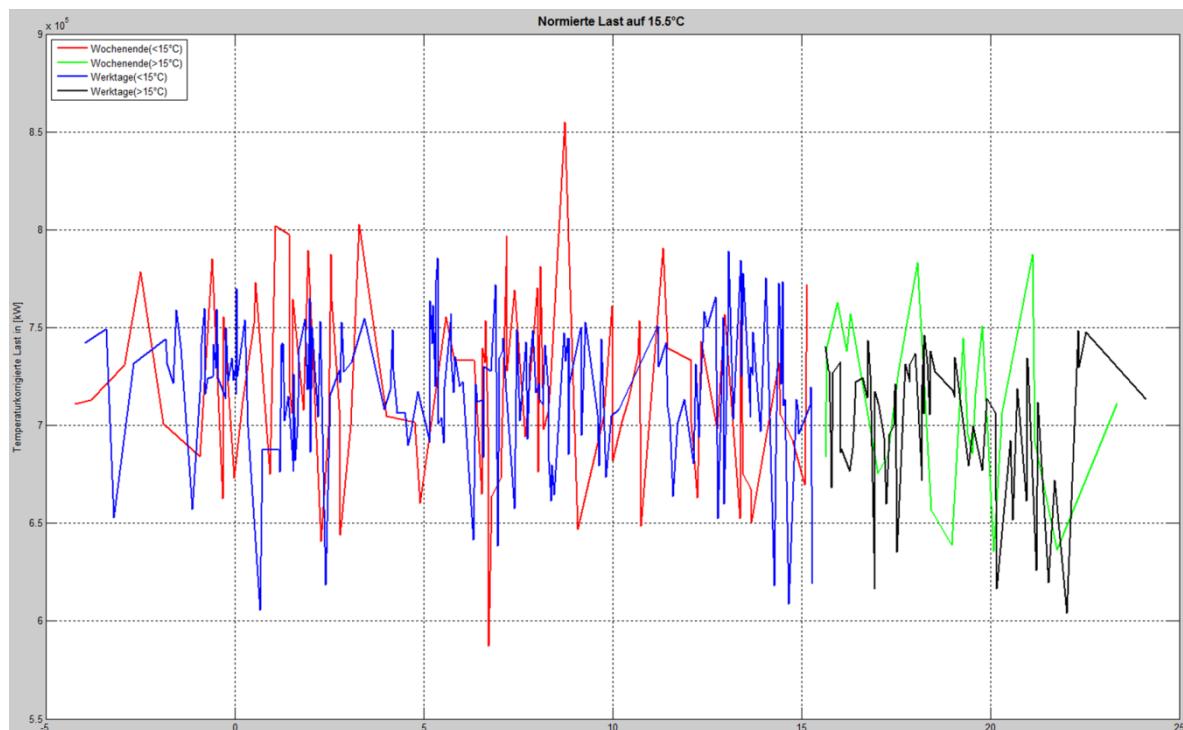


Abbildung 22: Temperaturkorrigierte Last an Werk- und Wochenendtagen

5.6. Polynome der Jahre 2003 bis 2008

5.6.1. Wochenende

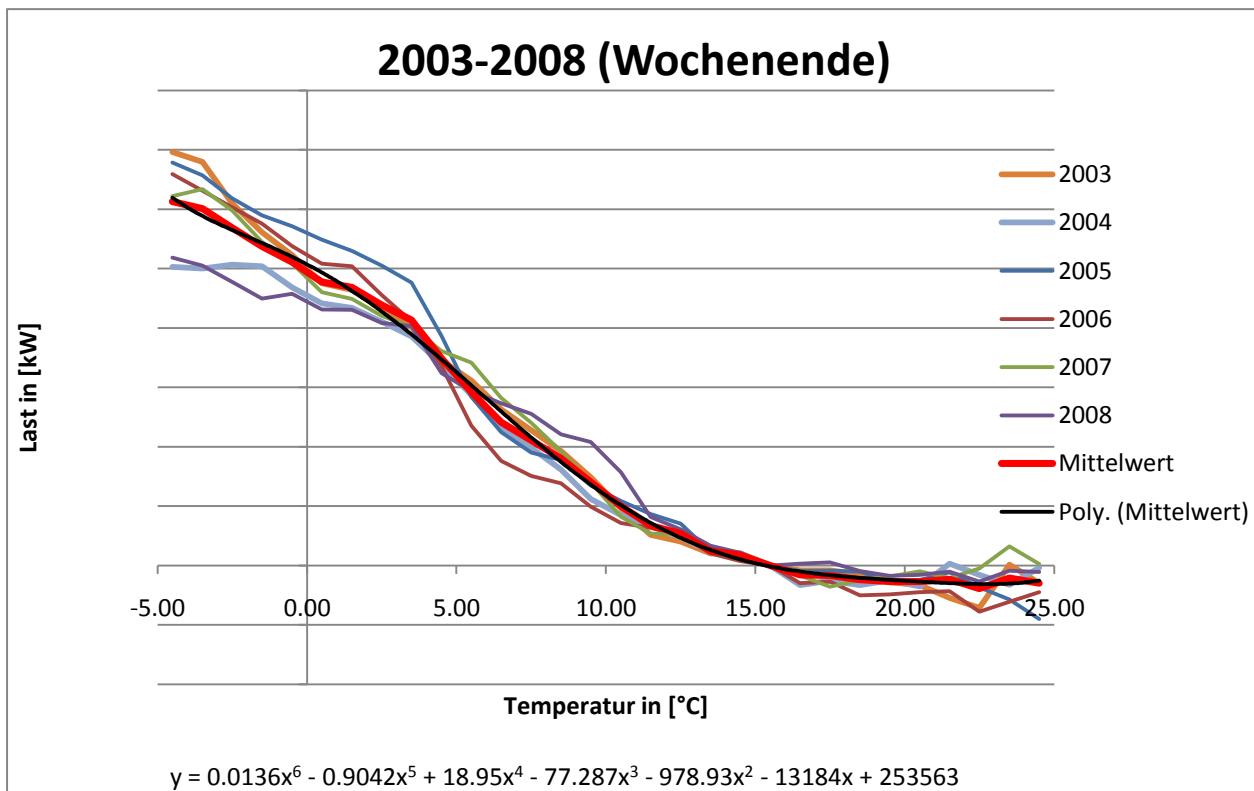


Abbildung 23: Temperaturkorrigierte Last am Wochenende (2003-2008)

In der Abbildung 23 sind die temperaturkorrigierten Lasten an Wochenendtagen der Jahre 2003 bis 2008 auf 15.5°C ersichtlich. Im Bereich von 5°C bis 17°C verhalten sich diese Kurven identisch. In den anderen Bereichen weichen einige Kurven vom Mittelwert (rote Linie) ab.

Aus dem Mittelwert wird ein Polynom gebildet, dass eine allgemeine Annäherung an das Verhalten der Last aller Jahre zeigen soll. Durch das Bilden des Polynoms wird im Kapitel 5.7 die Temperatur-Kennzahl in MW/°C gebildet.

5.6.2. Werkstage

Analog zur Abbildung 23 wird die temperaturkorrigierte Last auf 15.5°C ebenfalls für die Werkstage gebildet. Die Bereiche in Abbildung 24, wo die Kurven gut übereinstimmen, sind dieselben wie in Abbildung 23.

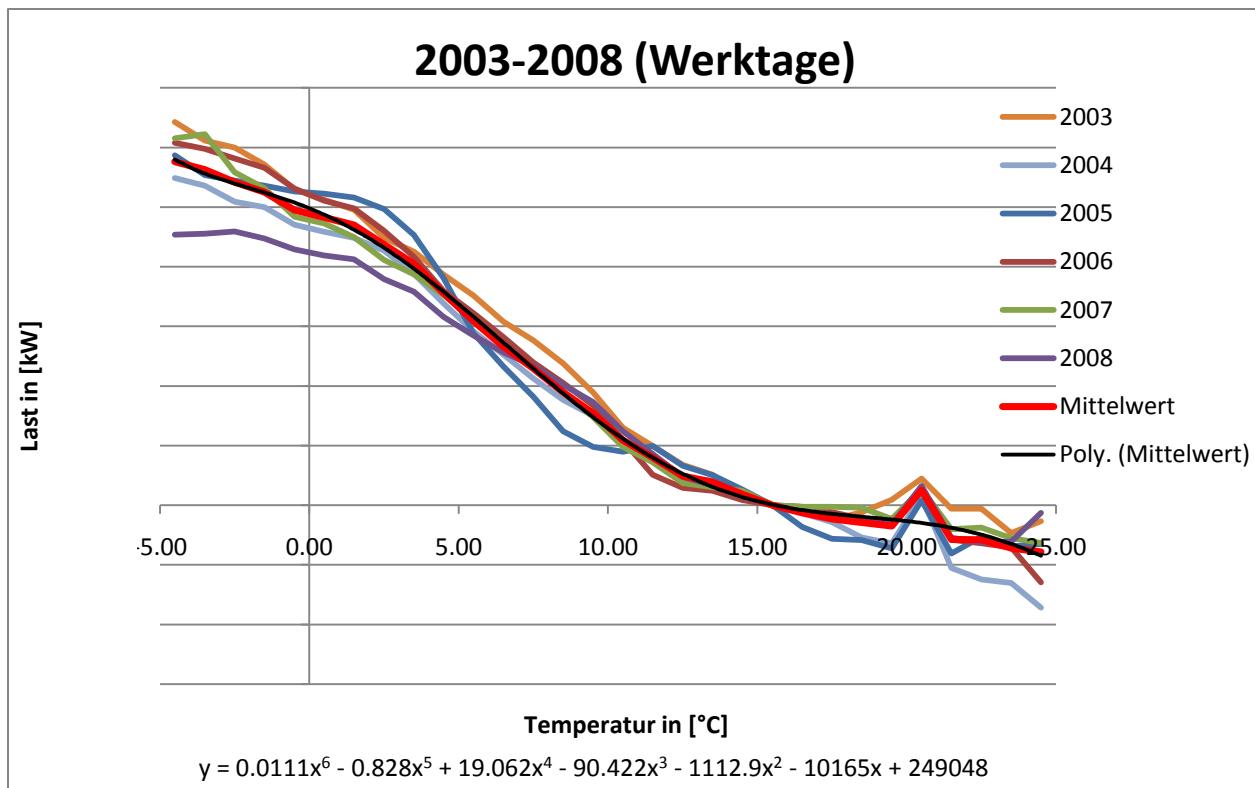


Abbildung 24: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen (2003-2008)

5.6.3. Gesamtpolynom (Werk- und Wochenendtage)

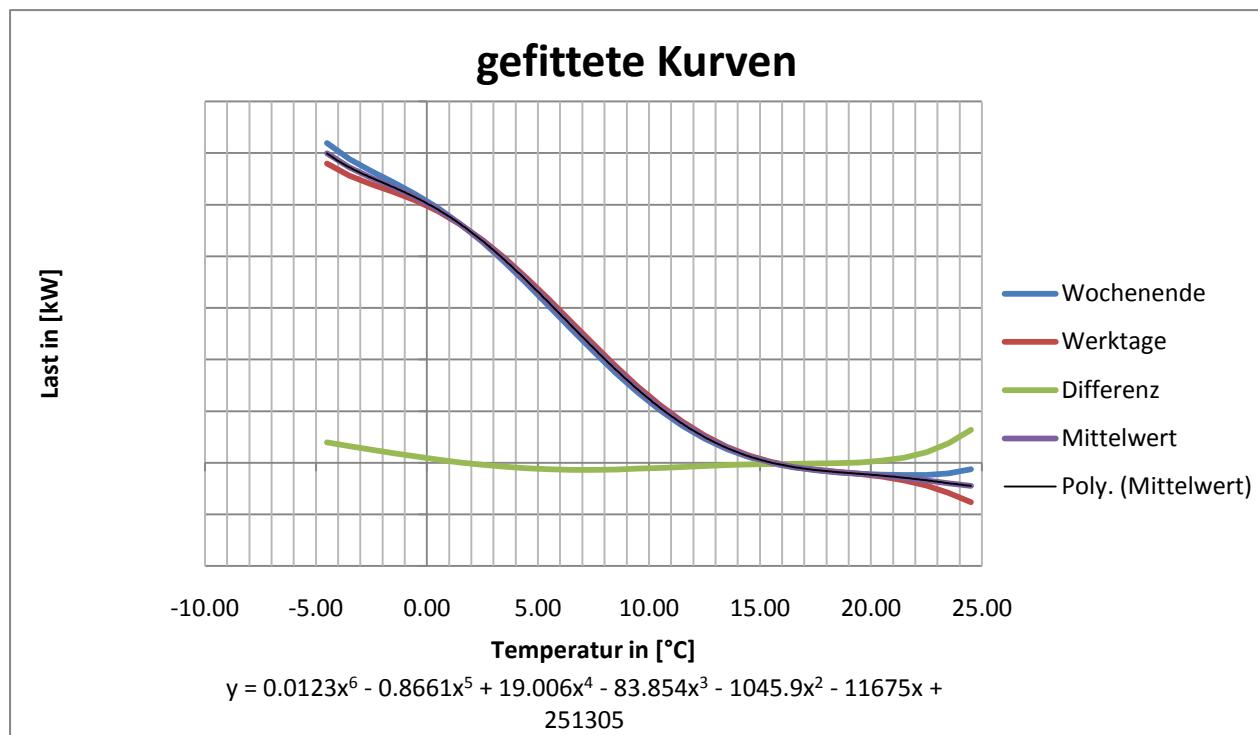


Abbildung 25: Polynome an Wochenende und Werktag (2003-2008)

Die gefittete Kurven stellen jeweils die Last-Polynome der Werk- und Wochenendtage dar.

Wie die Abbildung 25 zeigt, sind die Polynome im Bereich von 0°C bis 20°C deckungsgleich. Unter und über diesen Bereichen sind die temperaturkorrigierten Werte der Werktag etwas tiefer als an den Wochenendtagen.

Die Temperaturkorrektur führt dazu, dass sich die Polynome von Wochenend- und Werktagen auf dem gleichen Niveau befinden.

5.7. Berechnung der Temperatur-Kennzahl [MW/°C]

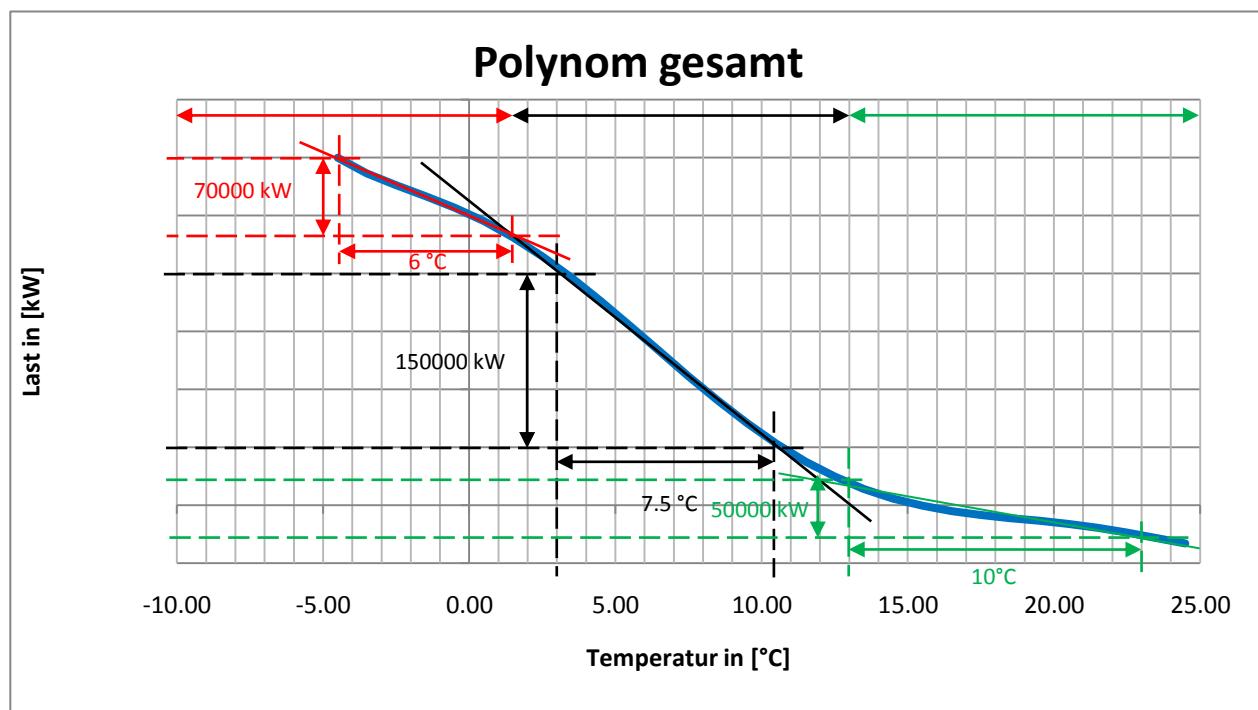


Abbildung 26: Polynom Gesamtlast BKW

Um aus dem Polynom eine Kennzahl herauszulesen, kann entweder das Polynom 6. Ordnung gebraucht werden, oder man teilt das Polynom grob in drei lineare Bereiche ein. Die Bereiche wurden individuell definiert und können je nach Bedürfnis feiner gegliedert werden. Jedoch kann mit diesen 3 Bereichen, wie in Abbildung 26 gezeigt wird, die gesamte Kurve abgedeckt werden.

Bereich 1 (rot):

Temperatur < 2.5°C

$$K_1 = \frac{\Delta P_1}{\Delta T_1} = \frac{70'000 \text{ kW}}{6 \text{ °C}} = -11.67 \text{ MW/°C}$$

Bereich 2 (schwarz):

2.5°C < Temperatur < 10.5°C

$$K_2 = \frac{\Delta P_2}{\Delta T_2} = \frac{150'000 \text{ kW}}{7.5 \text{ °C}} = -20 \text{ MW/°C}$$

Bereich 3 (grün):

10.5°C < Temperatur

$$K_3 = \frac{\Delta P_3}{\Delta T_3} = \frac{50'000 \text{ kW}}{10 \text{ °C}} = -5 \text{ MW/°C}$$

Die Temperaturkennzahl kann dazu benutzt werden, um die mittlere Tageslast des nächsten Tages zu bestimmen. Dazu wird die mittlere Tageslast und die Temperaturvorhersage des nächsten Tages gebraucht.

6 Globalstrahlungskorrigierte Last

Um eine Korrelation mit der Globalstrahlung zu finden, wird die temperaturkorrigierte Last in Abhängigkeit der Globalstrahlung dargestellt. Falls sich ein Trend daraus ergibt, kann man diesen ebenfalls korrigieren.

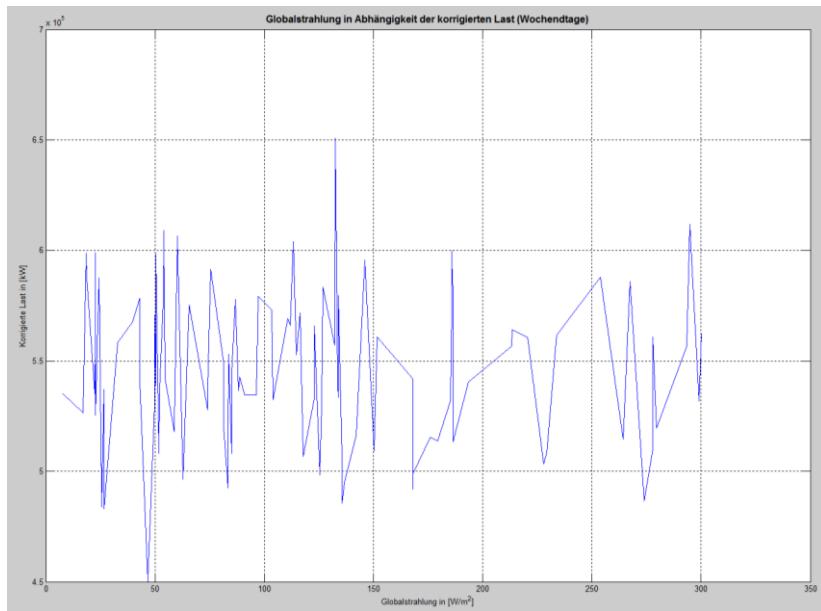


Abbildung 27: Globalstrahlungskorrigierte Last an Wochenendtagen

Aus den Abbildungen 27 und 28 ist zu erkennen, dass an Werk- wie auch Wochenendtagen ist kein eindeutiger Trend herauszulesen. Wäre an Werktagen das Rauschen bei tiefer Globalstrahlung ($0 - 250 \text{ W/m}^2$) weniger ausgeprägter, könnte in Abbildung 28 ein linearer Trend (ca. -0.4 MW/W/m^2) noch berücksichtigt werden.

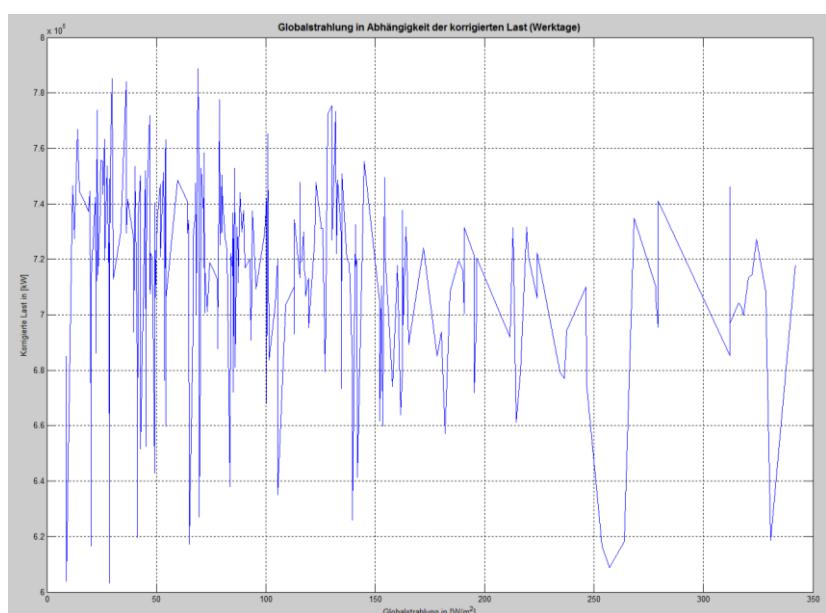


Abbildung 28: Globalstrahlungskorrigierte Last an Werktagen

7 Lokale Analysen

Für lokale Analysen wurden Kunden nach verschiedenen Unterverteilungen gebündelt betrachtet. Deshalb folgt eine lokale Analyse der temperaturkorrigierten Last. Aus vertrauenstechnischen Gründen werden deshalb für diese Analysen die Daten von Region 1 und Region 2 verwendet. Da die Daten der Temperaturen nur bis ins Jahr 2007 reichen, werden die Untersuchungen für 2007 und 2008 durchgeführt.

7.1. Region 1

Der Vertriebspartner der Region 1 befindet sich im Regionalversorgungsgebiet von Spiez.

7.1.1. Jahreslastverlauf der Region 1 in 2007 und 2008

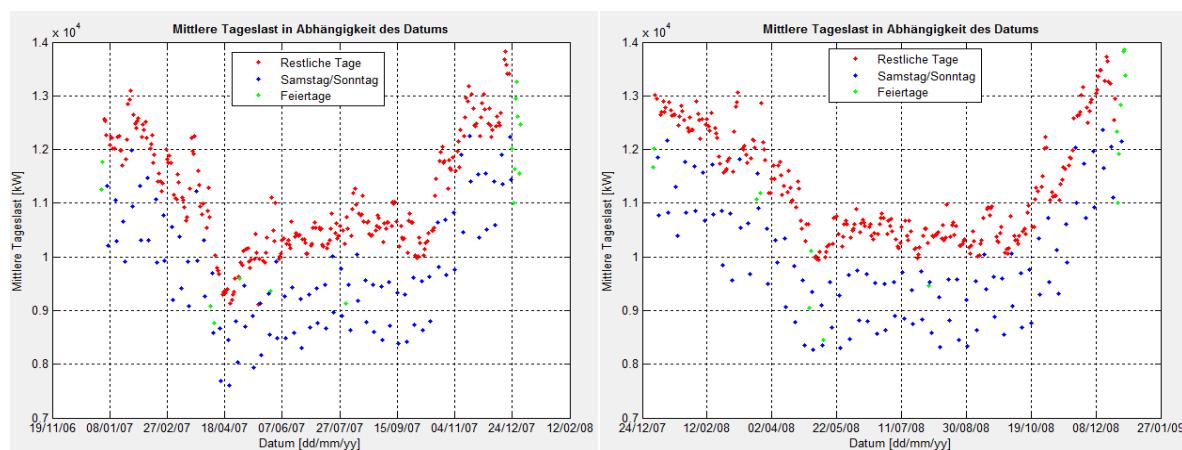


Abbildung 29: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit des Datums der Region 1 in 2007 und 2008

Der Jahresverlauf der Jahre 2007 und 2008 verhalten sich grundsätzlich gleich. Wie schon bei der Gesamtlast der BKW sind die Unterschiede zwischen Werk- und Wochenendtagen deutlich zu erkennen.

7.1.2. Temperaturkorrigierte Last der Region 1 in 2007 und 2008

Es fällt in Abbildung 30 an den temperaturkorrigierten Lasten an Werktagen auf, dass im Jahr 2007 mehr Ausreisser zu erkennen sind, als im Jahr 2008. Die Last konnte in beiden Fällen gut durch die Temperatur korrigiert werden. Dies weist darauf hin, dass von den ernannten Einflussgrössen (siehe Dokument Projektphase 1) die Temperatur in der Region 1 einen grossen Anteil an der Elektrizitätsnachfrage hat.

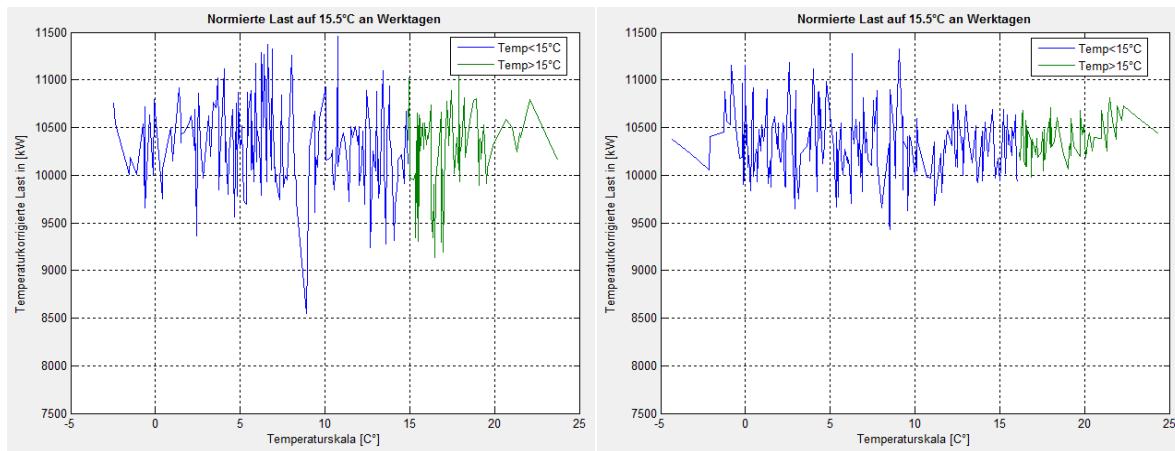


Abbildung 30: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen der Region 1 in 2007 und 2008

In Abbildung 31, bei der temperaturkorrigierten Last an Wochenendtagen weist das Jahr 2008 weniger grosse Abweichungen als im Jahr 2007. Insgesamt ist die Temperaturkorrektur an Werktagen besser als an Wochenendtagen.

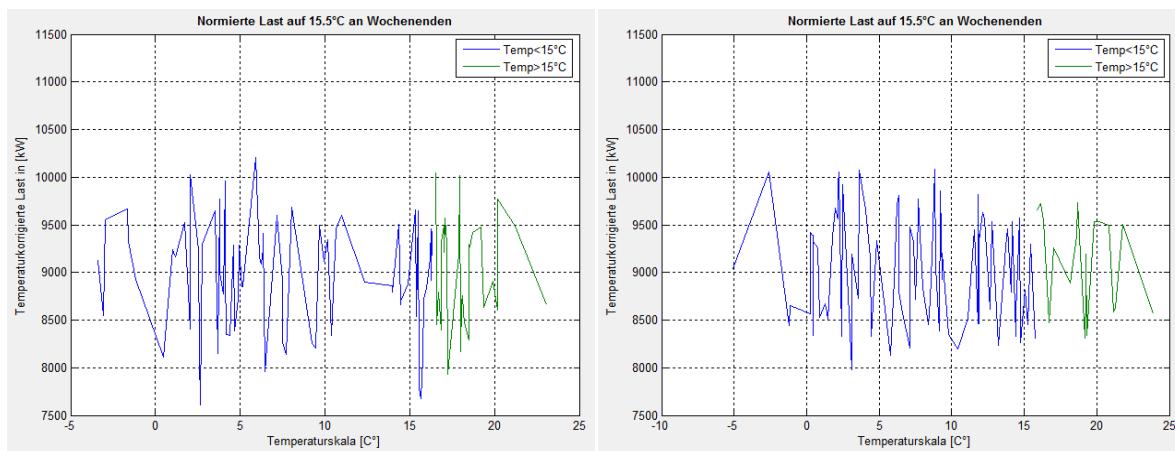


Abbildung 31: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen der Region 1 in 2007 und 2008

Der Grund für die unterschiedlichen Ergebnissen der Jahre 2007 und 2008 kann nur durch das Temperaturverhalten erklärt werden. Da in diesen beiden Jahren an gleichen Tagen nicht die gleichen Temperaturen herrschen, so fallen die temperaturkorrigierten Lasten auch unterschiedlich aus.

7.1.3. Polynom und Temperatur-Kennzahlen der Region 1

Die Polynome von 2007 und 2008 werden gemittelt und zu einem gemeinsamen Polynom zusammen genommen. Gegenüber dem Polynom der Gesamtlast der BKW ist in Abbildung 32 zu erkennen, dass bei warmen Temperaturen ($T > 20^\circ\text{C}$) ein Anstieg der Last zu erkennen ist. Diese Auswirkung könnte ein Zusammenhang mit der Kühllast haben. Da die Region 1 ein touristischer Ort ist, werden bei Hotels und öffentliche Gebäude klimatisiert. Beim Polynom für das gesamte BKW-Einzugsgebiet konnte dieser Effekt nicht nachgewiesen werden.

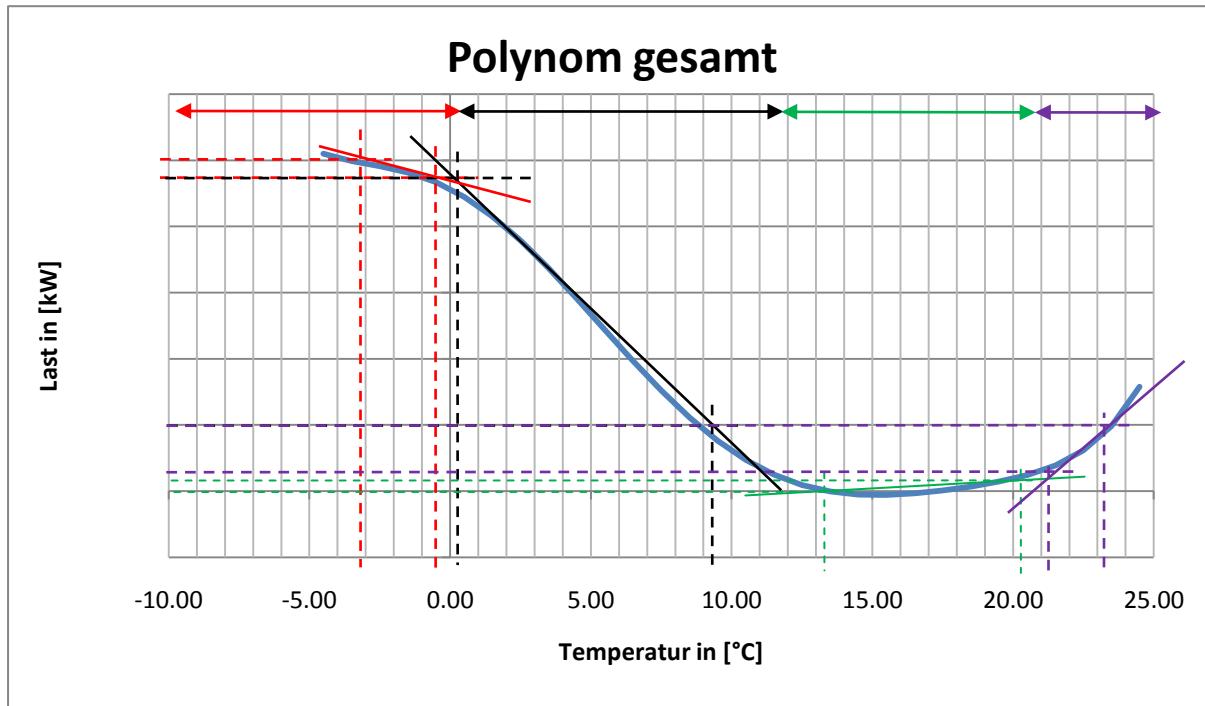


Abbildung 32: Polynom der Region 1

Das Polynom der Region 1 kann in folgende lineare Abschnitte aufgeteilt werden:

Bereich 1 (rot): $\text{Temperatur} < 0^\circ\text{C}$

$$K_1 = \frac{\Delta P_1}{\Delta T_1} = \frac{100 \text{ kW}}{2.6^\circ\text{C}} = -38.46 \text{ kW}/^\circ\text{C}$$

Bereich 2 (schwarz): $0^\circ\text{C} \leq \text{Temperatur} < 11.5^\circ\text{C}$

$$K_2 = \frac{\Delta P_2}{\Delta T_2} = \frac{1'900 \text{ kW}}{9^\circ\text{C}} = -211.1 \text{ kW}/^\circ\text{C}$$

Bereich 3 (grün): $10.5^\circ\text{C} \leq \text{Temperatur} < 20.5^\circ\text{C}$

$$K_3 = \frac{\Delta P_3}{\Delta T_3} = \frac{80 \text{ kW}}{7^\circ\text{C}} = +11.42 \text{ kW}/^\circ\text{C}$$

Bereich 4 (violet): $20.5^\circ\text{C} \leq \text{Temperatur}$

$$K_4 = \frac{\Delta P_4}{\Delta T_4} = \frac{300 \text{ kW}}{2^\circ\text{C}} = +150 \text{ kW}/^\circ\text{C}$$

Durch den unterschiedlichen Lastkurve zu der Gesamtlast der BKW, verändert sich auch die Einteilung der Linearisierungsabschnitte. Zudem wird ein zusätzlicher Abschnitt für die Kühllast definiert. Die Linearisierung wird in allen Berechnungen willkürlich vorgenommen.

7.2. Region 2

Die Region 2 befindet sich im Regionalversorgungsgebiet von Bern. Bei der Analyse werden dieselben Temperatur- und Globalstrahlungswerte wie bei der Gesamtlast der BKW Energie AG verwendet.

7.2.1. Jahreslastverlauf der Region 2 in 2007 und 2008

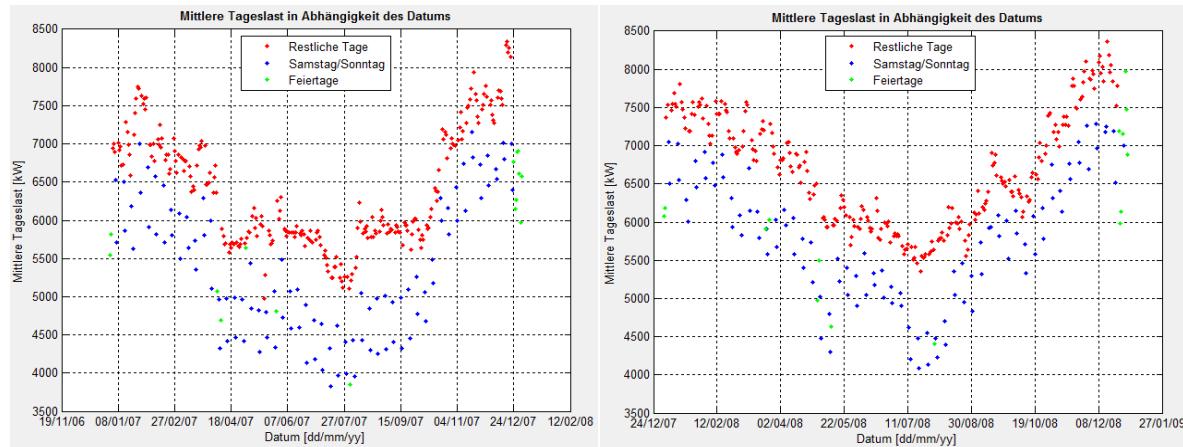


Abbildung 33: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit des Datums der Region 2 in 2007 und 2008

Die Auswirkungen der unterschiedlich warmen Monaten April und September in den Jahren 2007 und 2008 zeigen in den Jahreslastkurven deutliche Auswirkungen. Diesen Effekt ist in der Abbildung 33 sehr gut erkennbar.

7.2.2. Temperaturkorrigierte Last der Region 2 in 2007 und 2008

Wie schon bei der Analyse der Region 1 ist bei der temperaturkorrigierten Last der Region 2 ebenfalls in Abbildung 34 zu erkennen, dass das Rauschen im Jahr 2007 höhere Amplituden als im Jahr 2008 hat. Anders als bei der Analyse der Region 1 ist hier eine kleine Erhöhung der Netzlast von blossem Auge gut erkennbar.

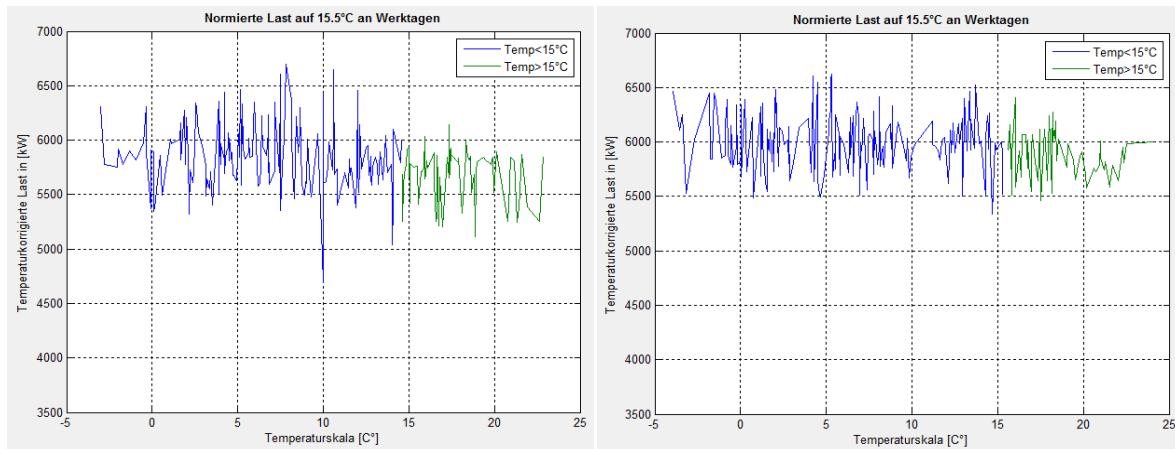


Abbildung 34: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen der Region 2 in 2007 und 2008

Die temperaturkorrigierten Lasten der Region 2 in an Wochenendtagen verhalten sich ähnlich wie diejenigen der Region 1. In der Abbildung 35 ist die Zunahme der Netzlast noch deutlicher erkennbar.

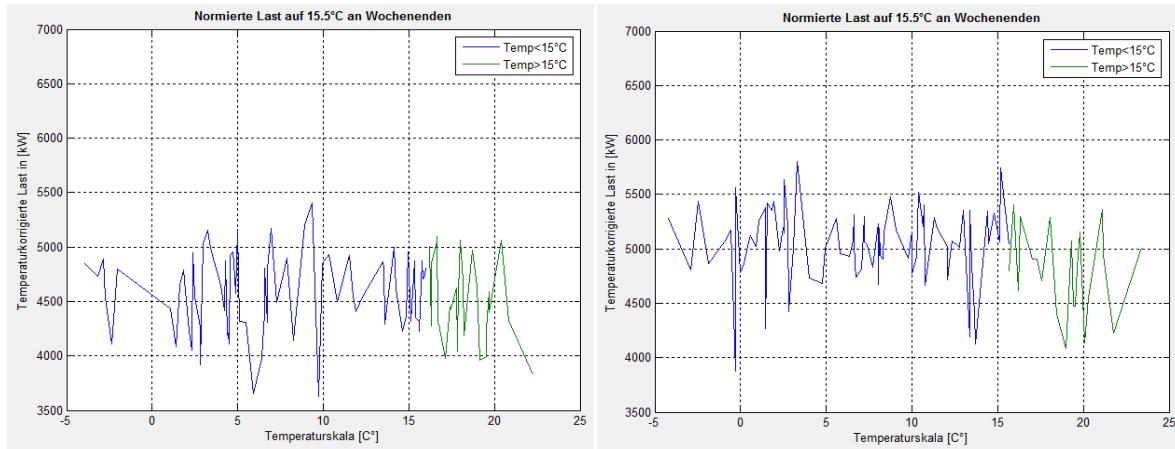


Abbildung 35: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen der Region 2 in 2007 und 2008

7.2.3. Polynom und Temperatur-Kennzahlen der Region 2

Beim Polynom der Region 2 ist bei warmen Temperaturen nur eine geringe Zunahme zu verzeichnen.

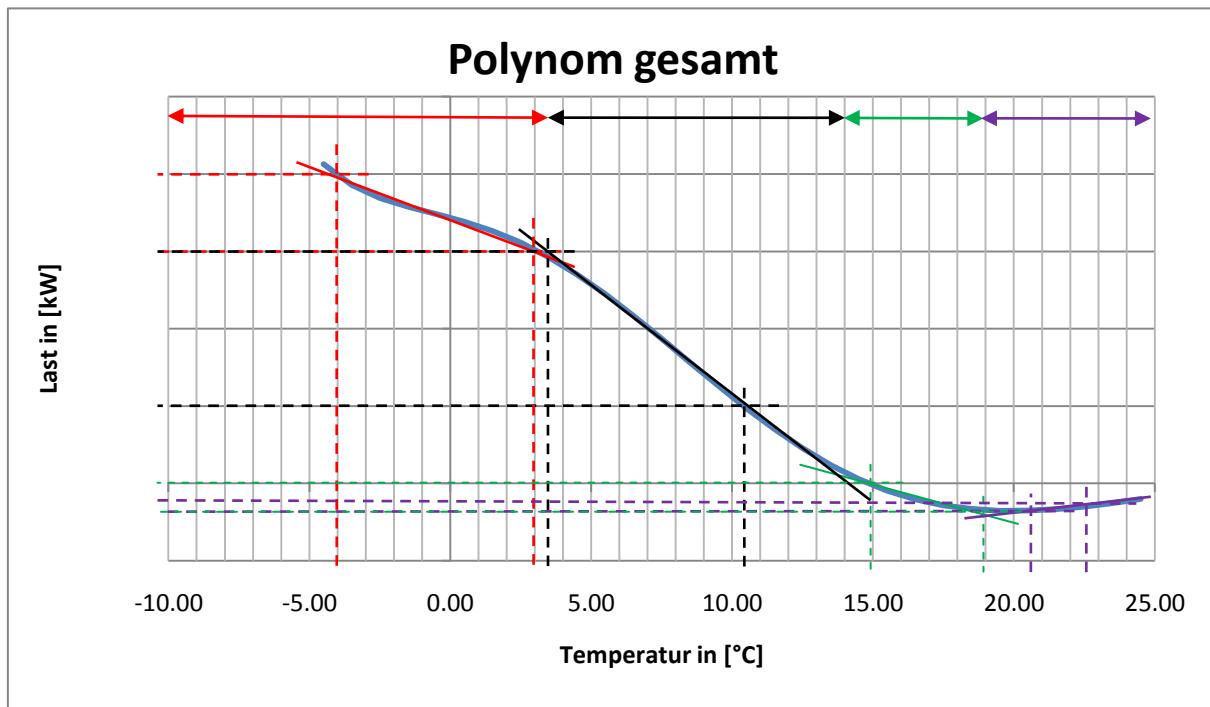


Abbildung 36: Polynom der Region 2

Das Polynom von der Region 2 kann in folgende lineare Abschnitte aufgeteilt werden:

Bereich 1 (rot): $Temperatur < 4.5^{\circ}C$

$$K_1 = \frac{\Delta P_1}{\Delta T_1} = \frac{500 \text{ kW}}{7^{\circ}C} = -71.43 \text{ kW}/^{\circ}C$$

Bereich 2 (schwarz): $4.5^{\circ}C \leq \text{Temperatur} < 14^{\circ}C$

$$K_2 = \frac{\Delta P_2}{\Delta T_2} = \frac{1'000 \text{ kW}}{7^{\circ}C} = -142.85 \text{ kW}/^{\circ}C$$

Bereich 3 (grün): $14^{\circ}C \leq \text{Temperatur} < 19^{\circ}C$

$$K_3 = \frac{\Delta P_3}{\Delta T_3} = \frac{181.8 \text{ kW}}{4^{\circ}C} = -45.45 \text{ kW}/^{\circ}C$$

Bereich 4 (violet): $19^{\circ}C \leq \text{Temperatur}$

$$K_4 = \frac{\Delta P_4}{\Delta T_4} = \frac{79.54 \text{ kW}}{2^{\circ}C} = +39.77 \text{ kW}/^{\circ}C$$

Gleich wie beim Polynom der Region 1 wird die Linearisierung in vier Abschnitte geteilt. Da die Region 2 kein touristischer Aufenthaltsort ist, wirkt sich die Kühllast bei warmen Temperaturen ($T > 20^{\circ}C$) nicht so stark wie bei der Region 1 aus. Dadurch unterscheiden sich die Temperatur-Kennzahlen der Region 1 von der Region 2.

7.3. Übersicht der Temperatur-Kennzahlen

In der untenstehenden Tabelle werden die Kennzahlen der verschiedenen Analysen gezeigt, um einen groben Überblick zu erhalten. Die einzelnen Temperaturbereiche werden farblich getrennt, dass man die Linearisierungsbereiche vergleichen kann.

Temperaturbereich [°C]	BKW Gesamtlast [MW/°C]	Region 1 [kW/°C]	Region 2 [kW/°C]
< -4	-11.67	-38.46	-71.43
-4	-11.67	-38.46	-71.43
-3	-11.67	-38.46	-71.43
-2	-11.67	-38.46	-71.43
-1	-11.67	-38.46	-71.43
0	-11.67	-38.46	-71.43
1	-11.67	-211.1	-71.43
2	-11.67	-211.1	-71.43
3	-20	-211.1	-71.43
4	-20	-211.1	-71.43
5	-20	-211.1	-142.85
6	-20	-211.1	-142.85
7	-20	-211.1	-142.85
8	-20	-211.1	-142.85
9	-20	-211.1	-142.85
10	-20	-211.1	-142.85
11	-5	-211.1	-142.85
12	-5	11.42	-142.85
13	-5	11.42	-142.85
14	-5	11.42	-142.85
15	-5	11.42	-45.45
16	-5	11.42	-45.45
17	-5	11.42	-45.45
18	-5	11.42	-45.45
19	-5	11.42	-45.45
20	-5	11.42	39.77
> 20	-5	150	39.77

Tabelle 1: Übersicht Temperatur-Kennzahlen

Die Tabelle soll einen Vergleich der lokalen Kennzahlen Region 1, Region 2 und der Gesamt-Kennzahl des Regelgebietes der BKW aufzeigen. Mit der Übersichtstabelle kann nun eine grobe Abschätzung der Last bei einer Temperaturänderung gemacht werden.

7.4. Beispiel Temperaturkorrektur

Anhand eines kleinen Beispiels soll eine solche Abschätzung aufgezeigt werden:

Mittlere Tageslast vom 26.02.2008: 6973.901 kW

Mittlere Tagestemperatur vom 26.02.2008: 7.467°C

Temperaturvorhersage für den 27.02.2008: 7.9°C

Berechnung der mittleren Tageslast vom 27.02.2008:

$$P_{27} = P_{26} + (\alpha * (T_{27} - T_{26}))$$

$$P_{27} = 6973.9 \text{ kW} + \left(-142.85 \text{ kW/}^{\circ}\text{C} * (7.9^{\circ}\text{C} - 7.467^{\circ}\text{C}) \right) = \mathbf{6912.04 \text{ kW}}$$

Am 27.02.2008 wurde eine tatsächliche mittlere Tageslast von **6918.79kW** verzeichnet. Zur berechneten Last P_{27} ist das eine Differenz von 6.74kW oder 0.054%. Die Last- und Temperaturdaten wurden willkürlich aus den Datenreihen des lokalen Vertriebspartners der Region 2 ausgesucht.

Legende:

P_{26}	Mittlere Tageslast vom 26.02.2008
P_{27}	Mittlere Tageslast vom 27.02.2008
T_{26}	Mittlere Tagestemperatur vom 26.02.2008
T_{27}	Mittlere Tagestemperatur vom 27.02.2008
α	Temperaturkennzahl

8 Aufbau künstlich neuronaler Netze

Im Kapitel Testverfahren werden Modelle auf verschiedene Spezifikationen getestet und analysiert. Am Ende der Testverfahren soll eine Aussage gemacht werden, welches Prognosemodell für welche speziellen Ereignisse eingesetzt werden kann.

8.1. Einleitung künstlich neuronale Netze

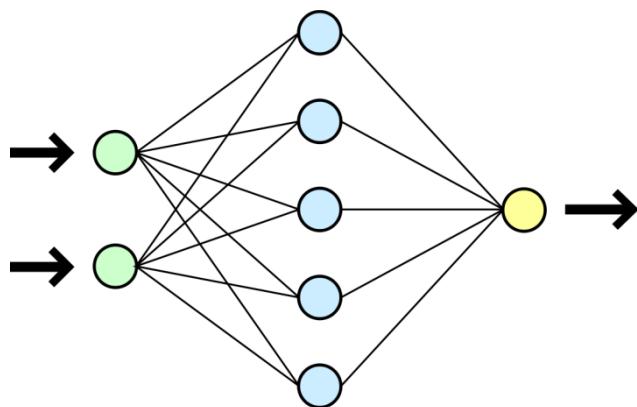


Abbildung 37: Aufbau Künstlich Neuronales Netz

Künstliche neuronale Netze (KNN) in Prognosesystemen sind in der Lage, eine Grösse zu prognostizieren, welche durch eine Vielzahl äusserer Einflüsse bestimmt wird, ohne dass die Abhängigkeiten transparent sein müssen. Allerdings ist es notwendig, über eine grosse historische Datenbasis zu verfügen. Sind die Wirkungen der Einflussgrössen bekannt, kann aus den für die Zukunft angenommenen Werten dieser Einflussgrössen auf die zukünftigen Lastwerte geschlossen werden.

Ein künstliches neuronales Netz erlernt in der Trainingsphase die Abhängigkeit z.B. einen Lastverlauf von ausgewählten Einflussgrössen, indem Vergangenheitswerte dieser Last und Werte der Einflussgrössen desselben Zeitraums einander gegenüber gestellt werden. Resultat dieses KNN-Trainings sind Wichtungsfaktoren, mit denen zukünftige Werte der Einflussgrössen beaufschlagt werden, um zukünftige Lastwerte zu prognostizieren.

Aufgrund eines integrierenden Verhaltens werden unregelmässig auftretende Spitzen, die sich mit keinem bekannten Einfluss erklären lassen, durch Künstliche Neuronale Netze gedämpft. Die ist als Nachteil zu werten, wenn die Einflussparameter auf die Last stark schwanken bzw. springen.³

8.2. KNN-Aufbau mit MatLab

Bevor man ein neuronales Netz in MatLab aufbaut, müssen ein paar grundlegende Gedanken gemacht werden:

- Verwendungszweck der neuronalen Netzwerkes
- Welche Einflüsse spielen eine wichtige Rolle für meine Prognose
- Wie viele historische Daten stehen zur Verfügung (Umso mehr Daten, umso effizienteres Training ist möglich)

³ Dokumentation: Validierung und Verbesserung von Lastprognosen – Projektphase 1 / Kronig Patrick

8.2.1. Einlesen der Daten

Die Daten wurden für das in diesem Kapitel beschriebene Beispiel in einem Excel-File gespeichert. Mit der Funktion “xlsread” wird diese Datei aufgerufen. Man unterscheidet beim Importieren der Daten zwischen Zahlwerten (`VarData`) und Textwerten (`TxtData`).

```
%% Get Excel File Data
% Get Excel File Path
[VarData,TxtData] = xlsread('Name.xls');

%% Read Excel File Data
vac = VarData(:,1)'; % Ferien
kw = VarData(:,2)'; % Kalenderwoche
monat = VarData(:,3)'; % Monate
weekd = VarData(:,4)'; % Wochentage
date = TxtData(:,6)'; % Datum
power = VarData(:,7)'; % Leistung [kW]
temp = VarData(:,8)'; % Temperatur
glob = VarData(:,9)'; % Globalstrahlung
```

Folgende Daten werden für das Training des neuronalen Netzes eingelesen:

`vac` : Ferienplan (Frühlingsferien, Sommerferien, Herbstferien, Winterferien)

- 0: keine Ferien
- 1 Ferien

`kw` : Kalenderwoche (1 bis 52)

`monat` : Monate (1 bis 12 -> Januar bis Dezember)

`weekd` : Wochentage

- 1 Montag
- 2 Dienstag
- 3 Mittwoch
- 4 Donnerstag
- 5 Freitag
- 6 Samstag
- 7 Sonntag
- 8 Ferien- und Brückentage

`date` : Datum im Format: dd.mm.yyyy (Tag:Monat:Jahr)

`power` : Lastdaten, wohin das Netz trainiert werden sollen

`temp` : Temperatur in °C

`glob` : Globalstrahlung in W/m2

Für die Versuche werden nicht ¼-h Wert sondern mittlere Tageswerte benutzt. Grund dafür sind bei grossen Datenmengen die langen Simulationszeiten.

8.2.2. KNN trainieren und simulieren

Das Netz wird in diesem Beispiel mit einem „feed-forward“-Verfahren (newff) berechnet.

```
%% Create and train network
net = newff(Input, Target, S, btf);
[net, tr] = train(net, Input, Output);
```

net : Name des Netzes
 Input : enthält diejenigen Einflüsse, womit das Netz trainiert werden soll
 Target : entspricht dem Ziel (Target), worauf das Netz trainiert werden soll
 S : Anzahl Neuronen in jedem der N-Layer
 tr : training record (Performance-Verlauf während des Trainings)
 bft : Backprop-Trainingsfunktion ('trainlm') -> Trainingsalgorithmus mit dem Lavenberg-Marquardt-Verfahren

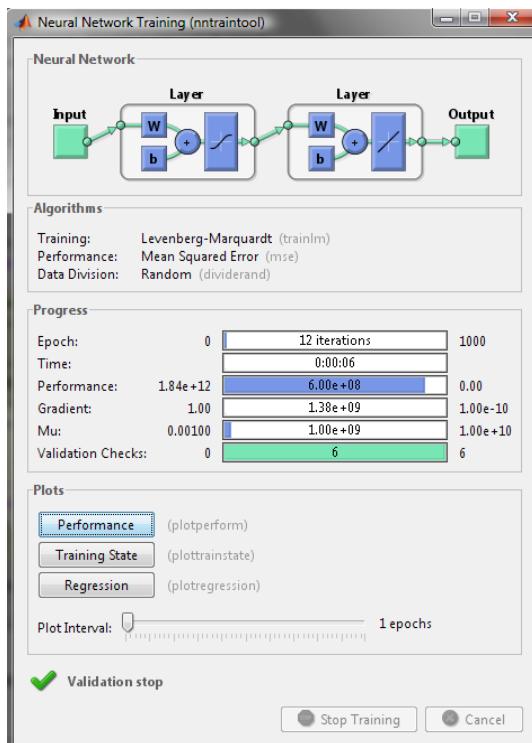


Abbildung 38: GUI Neural Network Training

Die Simulation dient zur Visualisierung der trainierten Werte.

```
%Simulate network;
y = sim(net,Input);
figure(1)
[m,b,r] = postreg(y,Target);
```

y : Vektor mit den Output-Werten
 m : Steigung der linearen Regression
 b : Y-Wert auf der linearen Regression
 r : Regression R-Wert (R = 1 bedeutet perfekte Korrelation)

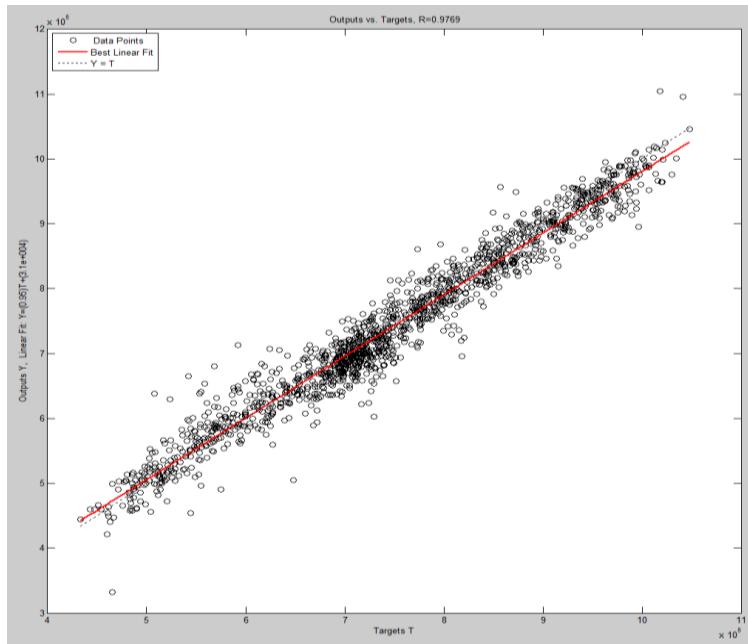
Beim Start des Trainings erscheint ein Fenster Neural Network Training (nntraintool). Dieses gibt einen groben Überblick über die Einstellungen und Status des Netzes.

Das Fenster wird in drei Abschnitte aufgeteilt: Algorithmus, Fortschritte und Plots.

Im Abschnitt Algorithmus werden die Berechnungs- und Trainingsverfahren angezeigt

Unter den Fortschritten (Progress) kann beim Training der aktuelle Status beobachtet werden.

Bei den Plots können die Ergebnisse des Trainings angeschaut werden.



Nach der Simulation wird die Regression R-Wert in einer Grafik (Abbildung 39) angezeigt. Die trainierten und IST-Daten werden einander gegenübergestellt. Im Titel der Grafik wird das Bestimmtheitsmass (R^2) für das Netz angezeigt. Das Bestimmtheitsmass ist ein Mass für die Güte des Modells. Es definiert die Grösse der Streuung der Prognosewerte um die IST – Werte. R^2 liegt immer zwischen 0 und 1. Wenn R^2 nahe bei 1 liegt, sind Prognose und IST sehr ähnlich.

Abbildung 39: Regression des trainierten KNN

Formel:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (PRO_i - IST_i)^2}{\sum_{i=1}^n \left(IST_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n IST_i \right)^2}$$

Formel 1: Bestimmtheitsmass R^2

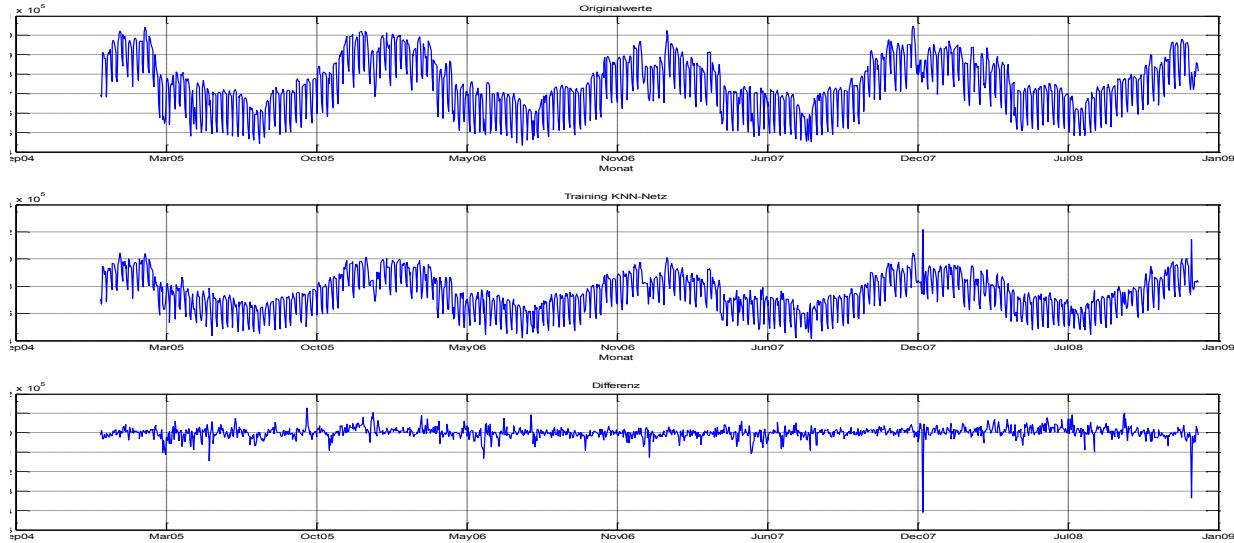


Abbildung 40: Vergleich Original und Training

Zur Kontrolle können die originalen und die, nach dem Training simulierten Werte, wie in der Abbildung 40 gezeigt wird, verglichen werden. Allfällige Trends und Abweichungen stellt die Differenz (unterster Plot) der beiden Kurven dar. Damit lässt sich erkennen, wie genau das KNN prognostizieren kann.

8.2.3. KNN-Test und Simulation mit MatLab

Nach dem Trainieren des künstlich neuronalen Netzes, soll dieses nun getestet werden. Damit der Code übersichtlich bleibt, sollte für den Test und die Analyse der Ergebnisse ein separates M-File geschrieben.

Die Struktur des Netzes, die trainiert wurde, muss nach dem Training gespeichert werden, damit dieses beim Test wieder aufgerufen werden kann.

Als Input werden Einflüsse gewählt, die den mittleren Tagesstromverbrauch vorhersagen sollen.

```
%% Network
% Definition Input
Input = [Temperatur; Globalstrahlung; Kalenderwoche; usw.];
```

In der Simulation „sim“ wird das trainierte Netz aufgerufen und mit den Inputs gefüttert. Als Output erhält man die Prognose.

```
% Definition Output
Output = sim(net, Input);
```

8.2.4. Beispiel KNN-Test

Es wird davon ausgegangen, dass das Netz bereits trainiert worden ist. Der Wert „power“ dient lediglich zum Vergleich zur Prognose.

Folgende Inputs werden für die Prognose gewählt:

```
% Inputs für eine Prognose eines Tages
date = '15.04.2008'; % Datum
power = 861348.8125; % Leistung [kW]
vac = 1; % Ferien 1=keine Ferien ; 2=Ferien
kw = 16; % Kalenderwoche
monat = 4; % Monate -> April
weekd = 2; % Wochentage -> Dienstag
temp = 4.525; % Temperatur
glob = 109.0833333; % Globalstrahlung
```

In Abbildung 41 ist zu erkennen, dass die Prognose etwas unter dem Originalwert liegt.

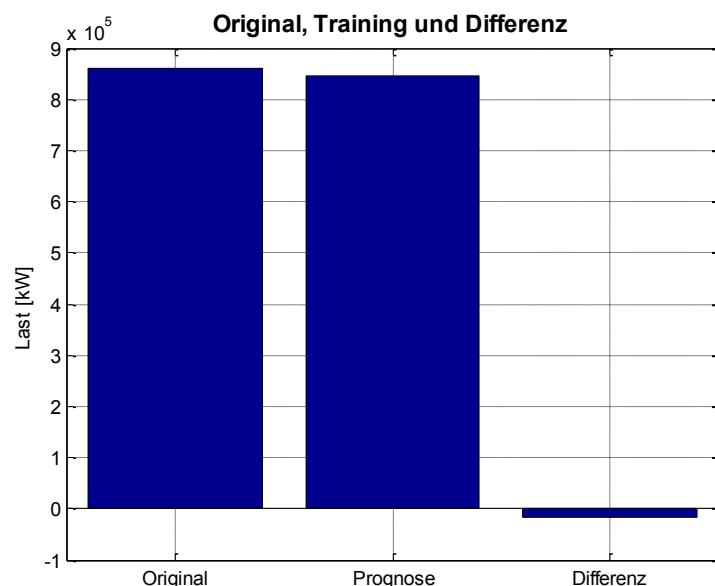


Abbildung 41: Balkendiagramm Original, Prognose und Differenz

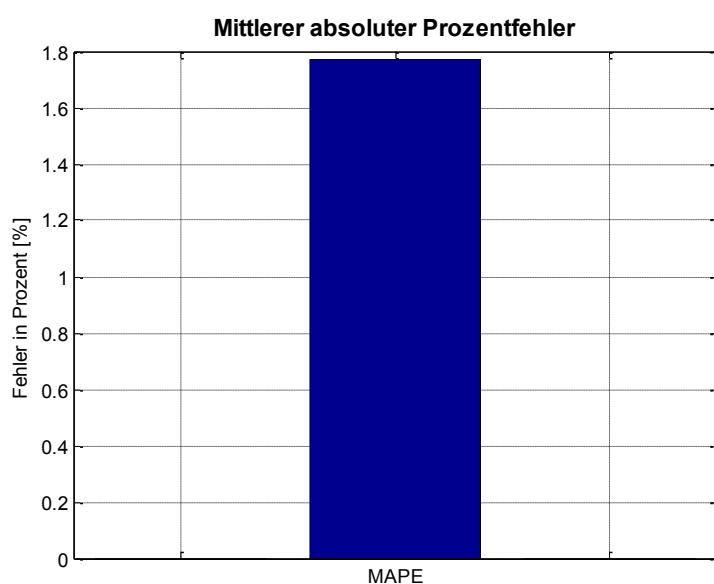


Abbildung 42: Mittlerer absoluter Fehler in Prozent

Prognosehorizont und die Art der Kunden zu beachten.

Formel:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|PRO_i - IST_i|}{|IST_i|}$$

Formel 2: Mittlerer absoluter Prozentfehler

Im Beispiel beträgt der MAPE für das trainierte Netz lediglich **1.7716%**!

Für den MAPE werden die absoluten Fehler (MAE) durch die jeweiligen IST-Werte dividiert. Damit ergibt sich ein bezogener Fehler und der Wert kann relativ gut mit Berechnungen auf unterschiedlichen Basiswerten (Netzlasten) verglichen werden. Der MAPE hat sich allgemein als Mass für die Genauigkeit von Prognosen eingebürgert. Die Prognose ist im Mittel genau, wenn der MAPE eine Schranke S nicht übersteigt. Bei der Festlegung von S sind der

9 Testverfahren mit KNN und Temperaturkorrektur

Um verschiedene Testverfahren durchführen zu können, werden Berechnungen mit den Temperaturkennzahlen durchgeführt und unterschiedliche KNN-Netze aufgebaut und getestet. Für das Training und die Tests stehen die Daten (Last, Temperatur und Globalstrahlung) des Gesamtregelgebietes der BKW Energie AG von 2005 bis 2008 zur Verfügung.

9.1. Definition der Testverfahren

Beim KNN-Testverfahren wird jeweils ein Netz für die Jahre 2005 bis 2008 und ein Netz für alle Jahre trainiert. Als Input werden 5 verschiedene Tage ausgewählt. Die Analyse und Auswertung soll darüber Aufschluss geben, mit welchem Netz auf welche Ansprüche am besten prognostiziert werden kann. In der Abbildung 43 ist der erste Schritt der Testverfahren für KNN schematisch aufgezeigt.

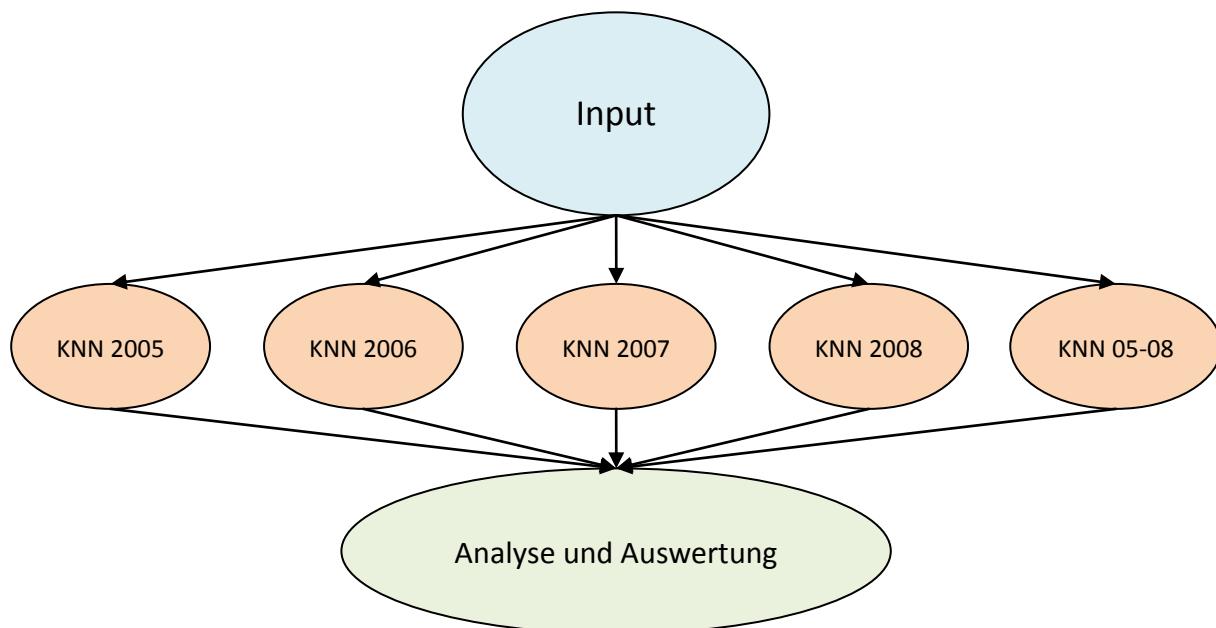


Abbildung 43: Aufbau erster Schritt der Testverfahren

Im zweiten Schritt der Testverfahren werden Prognosen für spezielle Tage analysiert:

- Temperatursprung von einem auf den nächsten Tag (Temperatureinbruch, Abb. 44)
- Starke Globalstrahlungsänderung (Hoch- oder Tiefwetterlage)

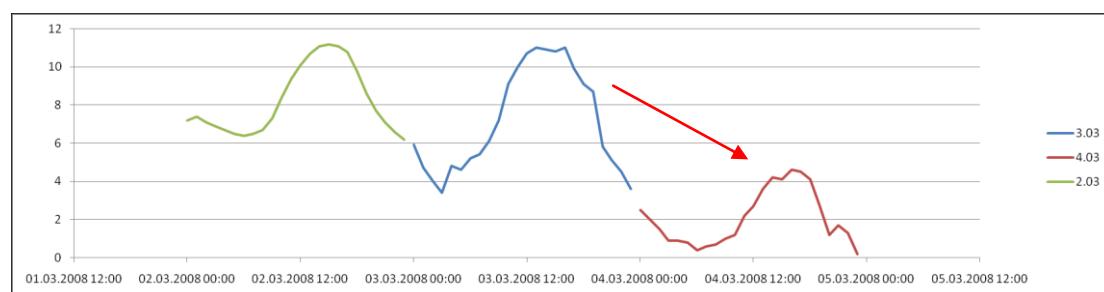


Abbildung 44: Beispiel eines Temperatursprunges

9.2. Gewichtung der Einflussfaktoren und Anzahl Neuronen

Um die Gewichtung der Einflussfaktoren und die Abhängigkeit der Anzahl Neuronen herauszufinden, wurden 5 unterschiedliche Netze aufgebaut. Diese Netze besitzen verschiedene Inputs (Einflussgrößen):

- Netz 1 : Temperatur
- Netz 2 : Temperatur, Globalstrahlung
- Netz 3 : Temperatur, Globalstrahlung, Wochentage
- Netz 4 : Temperatur, Globalstrahlung, Wochentage, Monate
- Netz 5 : Temperatur, Globalstrahlung, Wochentage, Monate, Kalenderwoche, Ferien

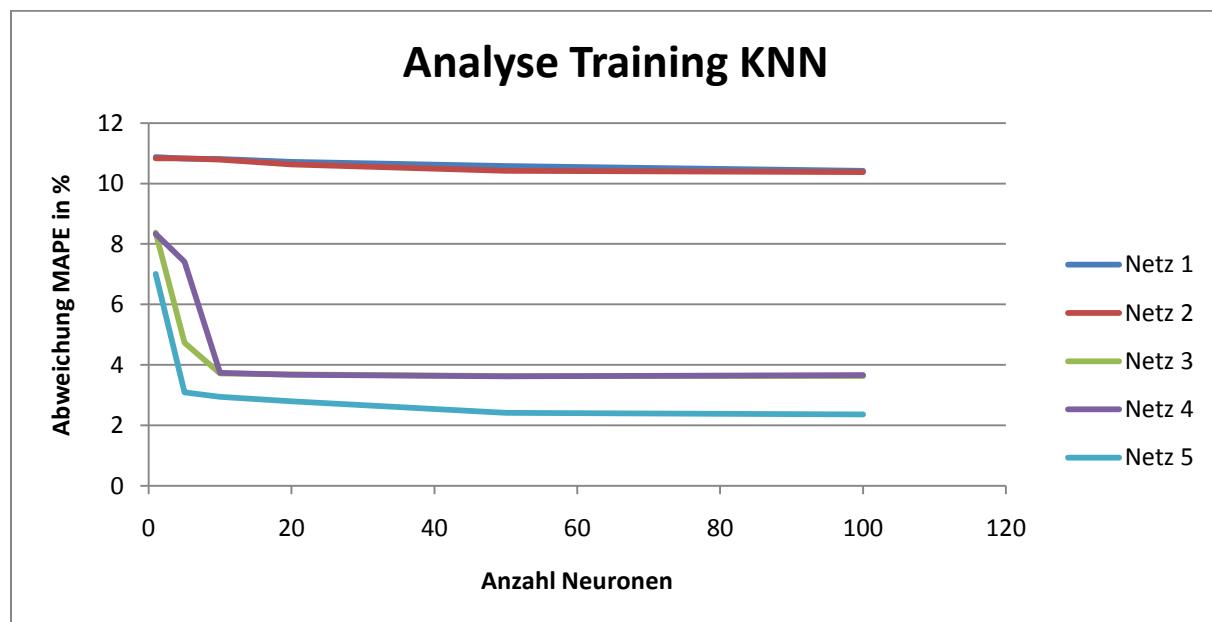


Abbildung 45: Gewichtung der Einflussfaktoren und Anzahl Neuronen

Mit der Temperatur als Einflussfaktor erhält man ein MAPE von rund 10.6%. Dass die Globalstrahlung nur eine geringe Verbesserung aufweist, sieht man in der Abbildung 45. Eine deutliche Verminderung (ca. 6.5%) des MAPE verursacht der Einflussfaktor der Wochentage (Montag bis Sonntag, Feier- und Brückentage). Wie auch der Einfluss der Globalstrahlung führt der Einfluss der Monate (1-12, Januar bis Dezember) zu keiner Verbesserung des Netzes. Unter der Berücksichtigung der Kalenderwochen (1-52) und den Ferien lässt sich nochmals eine Verbesserung des MAPE auf 2.35% verzeichnen.

Wie die Abbildung 45 zeigt, sollten die Anzahl Neuronen bei >15 gewählt werden. Je mehr Neuronen gewählt werden, desto länger dauert das Trainieren eines Netzes.

9.3. Teil 1 der Testverfahren

Für den ersten Teil der Testverfahren werden für die Simulation folgende Tage ausgewählt:

Ferien	Kalenderwoche	Monat	Wochentag	Wochentag	Datum	Last	Temperatur	Globalstrahlung
1	2	1	3	Mi	12.01.05	912622.91	1.7	55.1
2	16	4	6	Sa	22.04.06	573103.33	13.6	238.1
1	26	6	4	Do	28.06.07	677575.16	13.4	236.3
1	44	10	3	Mi	29.10.08	900355.60	2.5	23.3
2	52	12	8	Mi	24.12.08	778671.50	-0.4	20.2

Tabelle 2: Auswahltag für die Testverfahren (Teil 1)

9.3.1. Testverfahren mit KNN

Die 5 Auswahltag sind willkürlich über die Jahre und Saison verteilt. Der Test soll zeigen, ob die trainierten Netze auch die beste Prognose für das jeweilige Jahr aufweisen. Zudem soll analysiert werden, ob das gesamt trainierte Netz über sämtliche Jahre eine konstante Prognose liefern kann.

Eigenschaften der trainierten Netze:

	Netz 05	Netz 06	Netz 07	Netz 08	Netz 05-08
MAPE	2.624	3.4375	2.5568	2.3554	2.4509
MAE	19442.00	23866.00	17878.00	16842.00	17369.00
R ²	0.9647	0.9498	0.9522	0.9481	0.9825

Tabelle 3: Eigenschaften der Netze

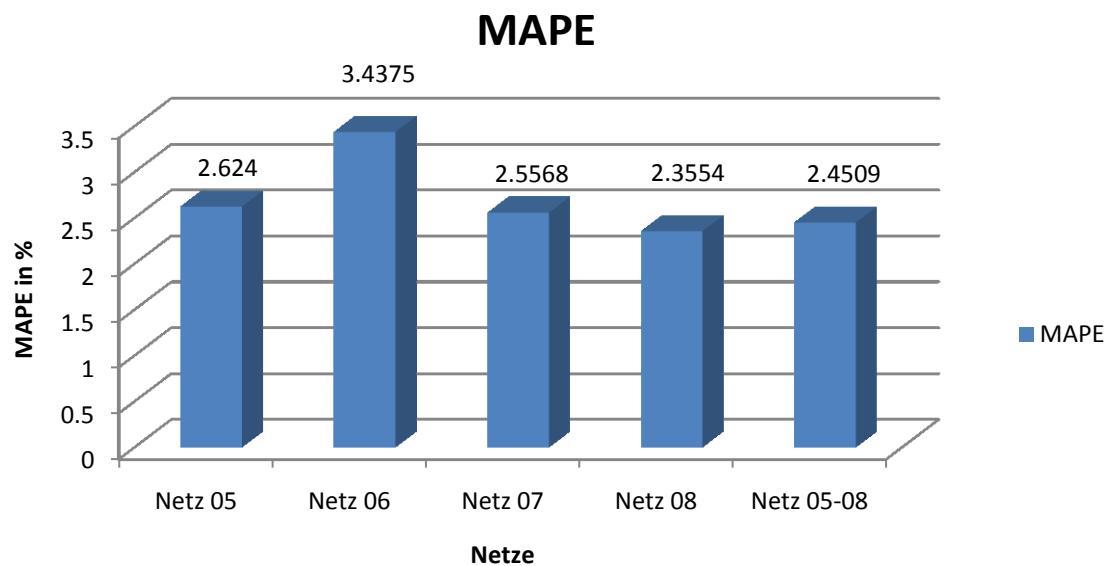


Abbildung 46: MAPE der trainierten Netze

Wie aus der Tabelle 3 und der Abbildung 46 gut zu erkennen ist, konnte das Netz für das Jahr 2006 am schlechtesten trainiert werden. Das gesamt Trainierte Netz „Netz 05-08“ erzielte einen durchaus guten MAPE. Die Netze wurden jeweils mit 100 Neuronen trainiert und das beste Resultat aus 20 Durchgängen wird für die Simulation gebraucht.

Vergleich der Resultate der Prognosen in den Jahren 2005 bis 2008:

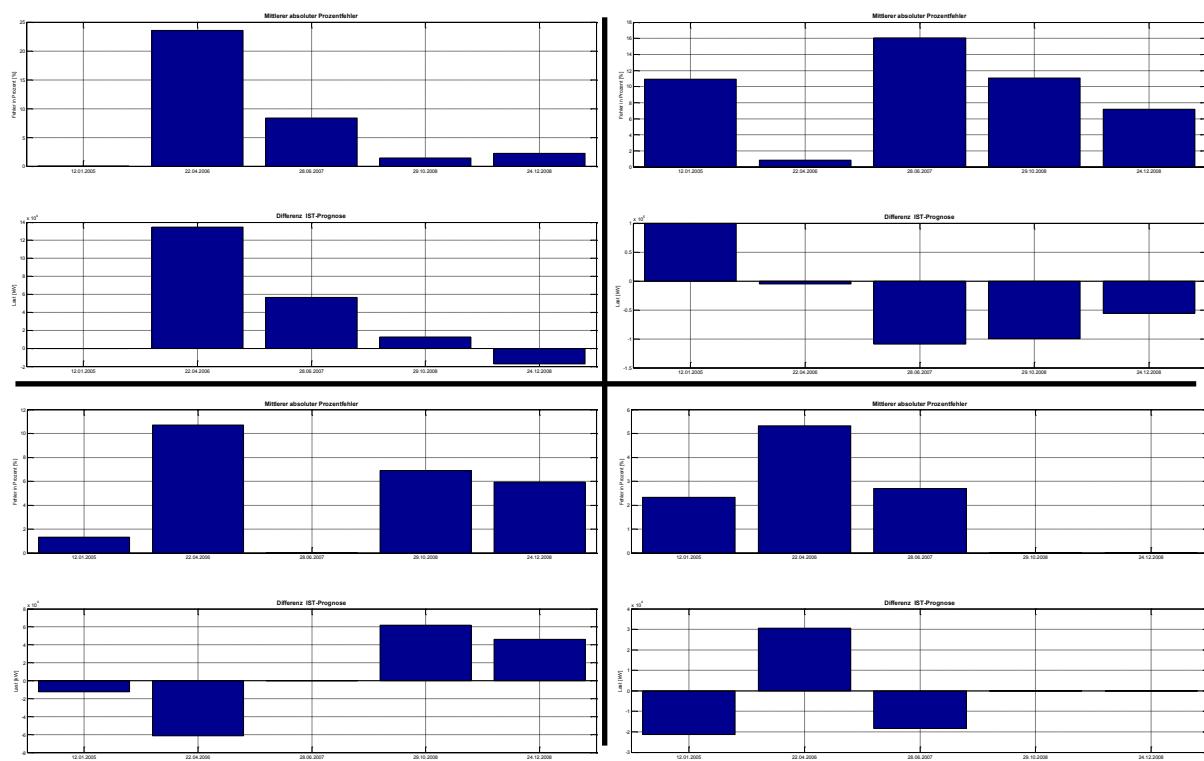


Abbildung 47: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit KNN

Nach Abbildung 47 werden von links oben nach rechts unten jeweils MAPE und MAE der prognostizierten Tage in den Jahren 2005 bis 2008 aufgezeigt. Auffallend ist, dass auf das Jahr trainierte Netz auch die beste Prognose für den Auswahltag in diesem Jahr erbringt.

Ein Vergleich der MAPE zeigt, dass in 3 von 4 Fällen das Jahr 2006 am schlechtesten prognostizierbar ist. Ausser in dem Jahr, wo das Netz trainiert worden ist, beträgt der MAPE durchschnittlich mehr als 13%.

Eine Tabelle soll eine Übersicht der Resultate geben:

	Datum	MAPE [%]	MAE [kW]
Netz Jahr 05	12.01.2005	0.01976810	180.408221
	22.04.2006	23.5346956	134878.125
	28.06.2007	8.37448207	56743.4109
	29.10.2008	1.42156097	12799.1039
	24.12.2008	2.23094023	17371.6958
Netz Jahr 06	12.01.2005	10.9016735	99491.1709
	22.04.2006	0.85236270	4884.91903
	28.06.2007	16.0416861	108694.482
	29.10.2008	11.0487082	99477.6632
	24.12.2008	7.17113474	55839.5825
Netz Jahr 07	12.01.2005	1.33684863	12200.3870
	22.04.2006	10.6883078	61255.0483
	28.06.2007	5.1544E-14	3.4925E-10
	29.10.2008	6.89285061	62060.1668
	24.12.2008	5.92222443	46114.6738
Netz Jahr 08	12.01.2005	2.33378278	21298.6365
	22.04.2006	5.32287550	30505.5769
	28.06.2007	2.70309512	18315.5013
	29.10.2008	6.4650E-14	5.8208E-10
	24.12.2008	1.4951E-14	1.1642E-10

Tabelle 4: Übersichtstabelle der Resultate mit KNN Teil 1 (Jahre 2005 bis 2008)

Die in der Tabelle 3 fett markierten Werte sind jeweils die Bestresultate der Tests. Hier wird nun deutlich ersichtlich, dass die Netze der jeweiligen Jahre auch die besten Resultate der Auswahltag im selben Jahr erzielen.

9.3.2. Testverfahren mit Temperaturkorrektur

In Kapitel 5.7 wurden verschiedene Kennzahlen [MW/°C] berechnet:

Bereich 1:	Temperatur < 2.5°C	11.67 MW/°C
Bereich 2:	2.5°C < Temperatur < 10.5°C	-20 MW/°C
Bereich 3:	10.5°C < Temperatur	-5 MW/°C

Mittels diesen Temperaturkennzahlen soll eine grobe Prognose für den Folgetag gemacht werden. Was in die Berechnung der Prognose noch zu berücksichtigen werden muss, ist der Offset zwischen Werk- und Wochenendtagen. Dieser beträgt im Durchschnitt rund 130 MW und wird im Testverfahren. Für die Prognose muss der Vortageswert mit der Temperaturkennzahl multipliziert und mit dem IST-Wert addiert werden. Im Kapitel 7.4 wurde bereits ein Beispiel aufgezeigt.

In Abbildung 48 werden die MAPE und MAE der temperaturkorrigierten Prognosen dargestellt. Der mittlere absolute Prozentfehler beträgt für die 5 Auswahltagen im Maximum nicht mehr als 6% und im Durchschnitt 2.8139%!

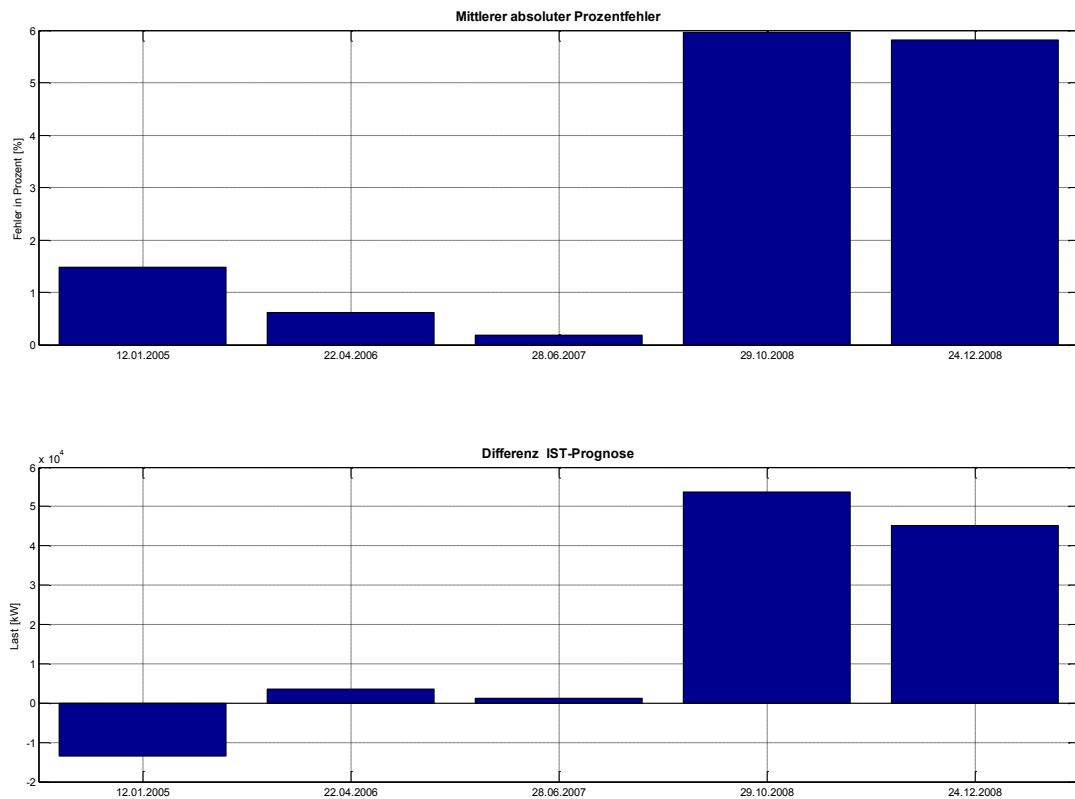


Abbildung 48: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit Temperaturkorrektur (Teil 1)

Beim 22.04.2006 handelt es sich um einen Wochenendtag (Samstag). Da die Prognose mit dem Vortag berechnet wird, muss hier mit der Offset zwischen Werk- und Wochenendtagen mit einbezogen werden. Ferien-, Feier- und Brückentage sind spezielle Tage und können nur schwer prognostiziert werden. Deshalb entsteht bei diesem Verfahren auch der grösste Fehler in der Prognose.

Übersichtstabelle der Resultate:

Wochentag	Datum	MAPE [%]	MAE [kW]
Mi	12.01.2005	1.4834166	13538.00000
Sa	22.04.2006	0.6237022	3574.458330
Do	28.06.2007	0.1858927	1259.562500
Mi	29.10.2008	5.9671863	53725.89583
Mi	24.12.2008	5.8093068	45235.41667

Tabelle 5: Resultate mit Temperaturkorrektur (Teil 1)

9.3.3. Vergleich der Resultate

Wochentag	Datum	KNN		Temperaturkorrektur	
		MAPE [%]	MAE [kW]	MAPE [%]	MAE [kW]
Mi	12.01.2005	0.95926735	8754.49368	1.4834166	13538.00000
Sa	22.04.2006	1.94549666	11149.7062	0.6237022	3574.45833
Do	28.06.2007	1.42326477	9643.68866	0.1858927	1259.56250
Mi	29.10.2008	2.54689176	22931.0827	5.9671863	53725.89583
Mi	24.12.2008	1.50372804	11709.1017	5.8093068	45235.41667

Tabelle 6: Vergleich der Resultate der Testverfahren in Teil 1

Tabelle 6 zeigt einen Vergleich des MAPE und MAE im 1. Teil der Testverfahren. Fett markiert ist jeweils der beste MAPE der beiden Verfahren. Auffallend ist, dass das Temperaturkorrekturverfahren am 22.04.2006 und am 28.06.2007 eine bessere Prognose erzielte als das KNN. Würde man nun den durchschnittlichen MAPE der besten Prognosen nehmen, dann würde dieser gerade noch 1.164 % betragen!

9.4. Teil 2 der Testverfahren

9.4.1. Definition der Temperatur- und Globalstrahlungssprünge

Wie bereits in der Abbildung 49 ein Beispiel eines Temperatureinbruches dargestellt ist, wird dies auch für die Globalstrahlung gemacht. Es werden insgesamt 4 verschiedene Fälle angeschaut:

- Temperaturanstieg
- Temperatureinbruch
- Globalstrahlungsanstieg
- Globalstrahlungseinbruch

Dies ergibt folgende Tabelle für Auswahltage:

		Datum	Last	Temperatur	Globalstrahlung
Temperatur	ab	03.03.2008	853680.85	7.00	↓
		04.03.2008	909755.70	1.95	
	auf	05.10.2008	638975.43	7.03	↑
		06.10.2008	785003.60	12.43	
Globalstrahlung	ab	11.07.2008	692060.02	268.16	↓
		12.07.2008	560771.58	85.12	
	auf	08.06.2008	538176.85	167.95	↑
		09.06.2008	724161.56	345.16	

Tabelle 7: Auswahltage für die Testverfahren (Teil 2)

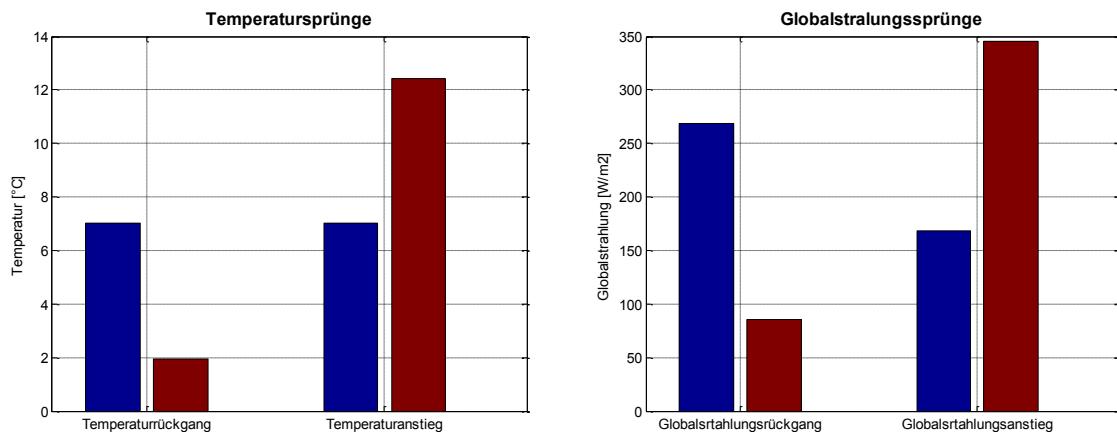


Abbildung 49: Temperatur- und Globalstrahlungssprünge

Diese 4 Fälle sind in der Abbildung 49 schematisch dargestellt:

Fall 1 :	Temperatureinbruch um	-5.05 °C	(Bild 1 -> links)
Fall 2 :	Temperaturanstieg um	5.4 °C	(Bild 1 -> rechts)
Fall 3 :	Globalstrahlungseinbruch um	-183.04 W/m²	(Bild 2 -> links)
Fall 4 :	Globalstrahlungsanstieg um	177.21 W/m²	(Bild 2 -> rechts)

9.4.2. Testverfahren mit KNN

Das KNN-Netz für die Simulation ist das selbe, welches bereits in Kapitel 10.3.1 trainiert wurde. Es handelt sich dabei um die Struktur des Netzes von „Netz 05-08“.

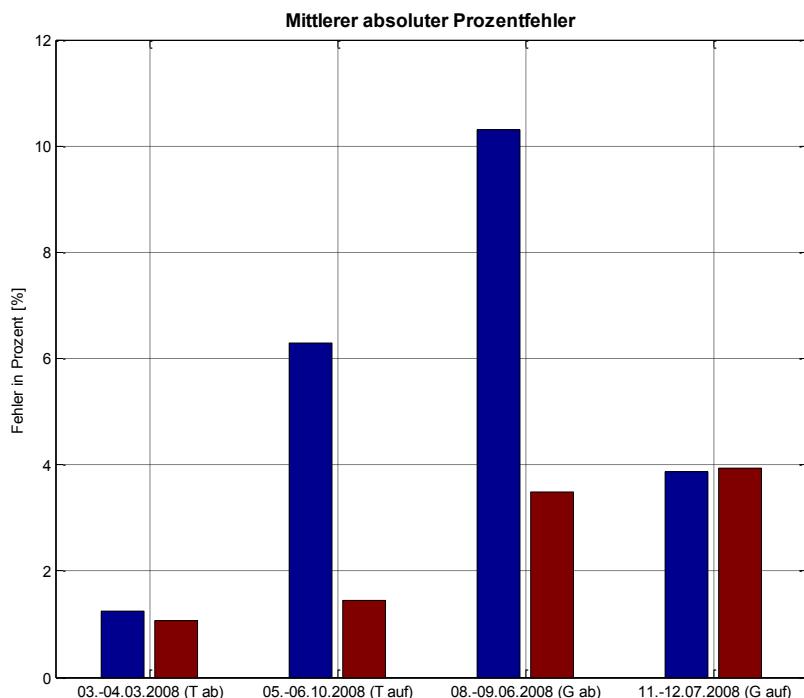


Abbildung 50: MAPE der Testverfahren mit KNN (Teil 2)

In der Abbildung 50 werden die MAPE der vier Fälle visualisiert. Zu sagen ist, dass die Vortageslast, -temperatur und -globalstrahlung keinen Einfluss auf die Prognose für den Folgetag haben. Das KNN Netz erstellt für die beiden Tage eine einzelne Prognose. Der blaue Balken zeigt den MAPE des Vortages und der rote Balken den MAPE des Folgetages mit dem Temperatur- oder Globalstrahlungssprung. Um eine genauere Analyse zu machen, müsste man im KNN einen Einfluss definieren, der die Vortagesdaten in die Berechnung der Prognose nehmen würde.

Folgende Ergebnisse haben sich daraus ergeben:

	Wochentag	Datum	MAPE [%]	MAE [kW]
Fall 1	Mo	03.03.2008	1.25110282	10680.4253
	Di	04.03.2008	1.07495121	9779.43001
Fall 2	So	05.10.2008	6.29118494	40199.1265
	Mo	06.10.2008	1.44284500	11326.3853
Fall 3	Fr	11.07.2008	10.3172632	71401.6537
	Sa	12.07.2008	3.47726005	19499.4863
Fall 4	So	08.06.2008	3.87165065	20836.3277
	Mo	09.06.2008	3.93137375	28469.4976

Tabelle 8: Resultate der KNN-Testverfahren Teil 2

9.4.3. Testverfahren mit Temperaturkorrektur

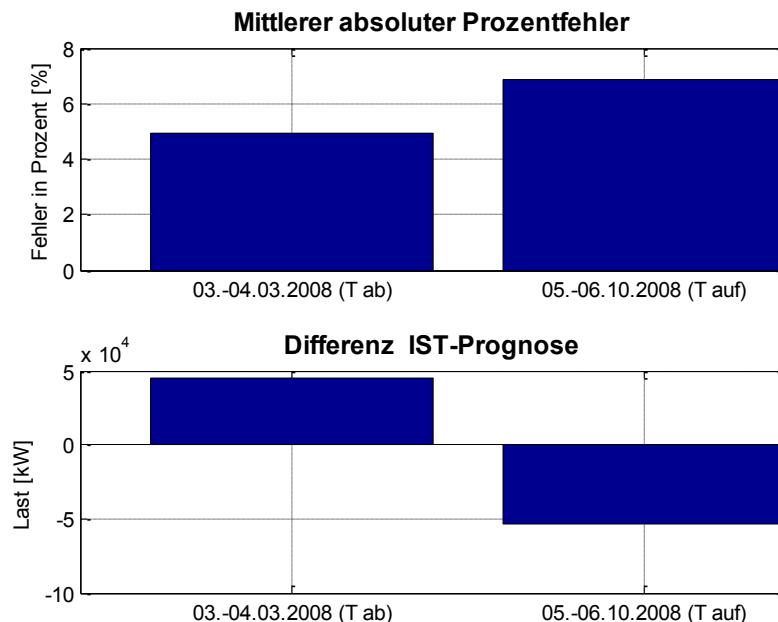


Abbildung 51: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit Temperaturkorrektur (Teil 2)

Für das Testverfahren werden die beiden Tage mit den Temperatursprüngen analysiert. Die Prognose ist hier von der Vortageslast und der Temperatur abhängig. Beim Temperatureinbruch wurde die Prognose zu hoch und beim Temperaturanstieg die Prognose zu tief angesetzt. Da die Temperaturen im gleichen Band liegen ($2.5^{\circ}\text{C} < \text{Temperatur} < 10.5^{\circ}\text{C}$) beträgt der Korrekturfaktor $-20 \text{ MW}^{\circ}\text{C}$.

Die Tabelle zeigt die Resultate der Temperaturkorrektur in Zahlen. Obwohl am Montag 06.10.2008 beim Fall 2 neben dem Temperatursprung noch der Offset (Differenz Werkstage zu Wochenendtage) korrigiert werden muss, erzielt das Verfahren einen guten MAPE.

	Wochentag	Datum	MAPE [%]	MAE [kW]
Fall 1	Di	04.03.2008	4.9381549	44925.14583
Fall 2	Mo	06.10.2008	6.8400748	53694.83333

Tabelle 9: Resultate mit Temperaturkorrektur (Teil 2)

9.4.4. Vergleich der Resultate

Ein Vergleich der Resultate der Testverfahren (Teil 2) wird in der Tabelle 10 aufgezeigt.

	Wochentag	Datum	KNN		Temperaturkorrektur	
			MAPE [%]	MAE [kW]	MAPE [%]	MAE [kW]
Fall 1	Mo	03.03.2008	1.25110282	10680.4253	4.9381549	44925.1458
	Di	04.03.2008	1.07495121	9779.43001		
Fall 2	So	05.10.2008	6.29118494	40199.1265	6.8400748	53694.8333
	Mo	06.10.2008	1.44284500	11326.3853		
Fall 3	Fr	11.07.2008	10.3172632	71401.6537		
	Sa	12.07.2008	3.47726005	19499.4863		
Fall 4	So	08.06.2008	3.87165065	20836.3277		
	Mo	09.06.2008	3.93137375	28469.4976		

Tabelle 10: Vergleich der Resultate der Testverfahren in Teil 2

9.5. Testverfahren mit Daten von 2009

Um einen Vergleich mit den aktuellen Prognosen durchzuführen, wurde das Netz mit Daten von 2009 trainiert. Die Zeitraum der historischen Werte ist vom 01.01.2007 bis zum 14.06.2009. Die Prognose wird nun mit Daten gemacht, die nicht in der trainierten Netzstruktur vorhanden sind. Die Tabelle 11 zeigt die Auswahltag für die Prognose:

Ferien	Kalenderwoche	Wochentag	Wochentag	Datum	Last	Temperatur	Globalstrahlung
0	24	1	Mo	15.06.2009	670865.82	19.21	162.54
0	24	2	Di	16.06.2009	653808.70	18.35	289.92
0	24	3	Mi	17.06.2009	653605.68	17.80	331.42
0	24	4	Do	18.06.2009	659715.93	20.65	309.75
0	24	5	Fr	19.06.2009	662878.68	16.68	110.00

Tabelle 11: Auswahltag für die Prognose mit Daten aus dem Jahr 2009

Die fünf Auswahltag folgen direkt am Anschluss an die historischen Daten des trainierten Netzes. So kann eine echte Tagesprognose nachsimuliert werden.

Das Ergebnis der zu prognostizierenden Tage wird in Abbildung 52 dargestellt.

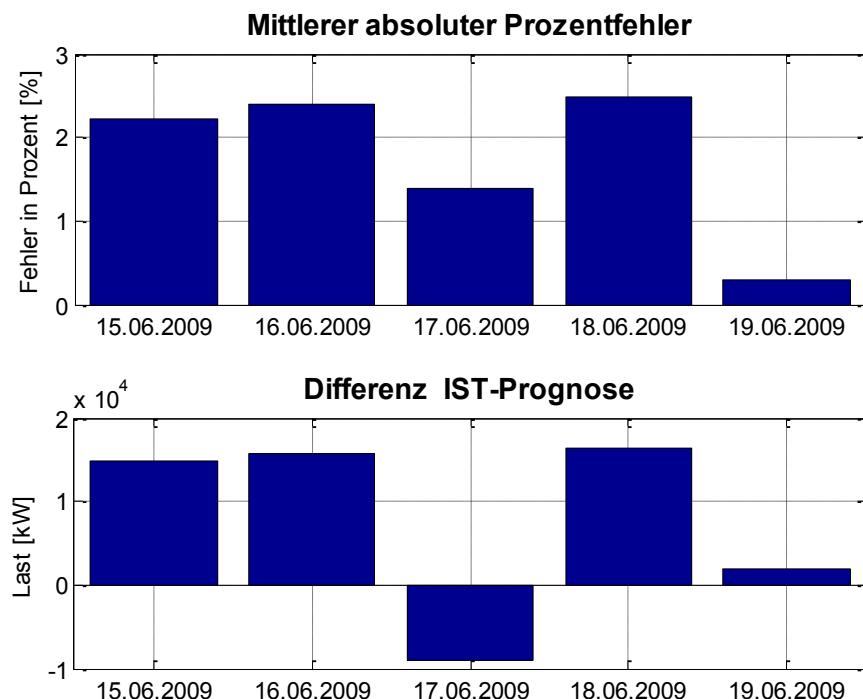


Abbildung 52: Resultate der Testverfahren mit Daten aus dem Jahr 2009

Die Ergebnisse der Prognose halten sich unter 2.5% (MAPE) und beträgt im Durchschnitt 1.75% Abweichung! Dies zeigen die Resultate in der Übersichtstabelle 12.

Wochentag	Datum	MAPE [%]	MAE [kW]
Mo	15.06.2009	2.21557525	14863.5371
Di	16.06.2009	2.39761278	15675.8009
Mi	17.06.2009	1.38853658	9075.55403
Do	18.06.2009	2.47939244	16356.9469
Fr	19.06.2009	0.30316462	2009.61364

Tabelle 12: Übersichtstabelle der Resultate der Prognosen mit Daten aus dem Jahr 2009

10 Schlussfolgerung

10.1. Schlussbetrachtung

Die Ziele, die im Kapitel „Pflichten und Arbeiten in Phase 2“ definiert wurden, konnten zum grössten Teil umgesetzt werden.

Eine umfangreiche Datenanalyse der letzten Jahre konnte das Verständnis über die Elektrizitätsnachfrage stark verbessern. Die aus den temperaturkorrigierten Lasten berechneten Kennzahlen [MW/°C] können mit anderen Prognosen verglichen werden. Durch die Kennzahl erhält man einen Anhaltspunkt für die mittlere Tageslast des zu prognostizierenden Tag, welcher für die tatsächliche Prognose sehr wertvoll sein kann. Parallel zum Regelgebiet der BKW wurden die Analysen und Berechnungen für die lokalen Vertriebspartner Region 1 und der Region 2 durchgeführt.

Aus technischen Gründen konnte auf der Plattform „BelVis“ von der BKW Energie AG keine Testverfahren gemacht werden. Damit jedoch einige Tests durchgeführt werden konnten, wurde ein eigenes künstliches neuronales Netz aufgebaut. Dadurch konnten wichtige und neue Erkenntnisse sowie Erfahrungen in diesen Bereichen gesammelt werden.

10.2. Nutzen und Anwendung der Erkenntnisse

Das Vorgehen der Datenanalyse, Berechnung der Kennzahlen und Aufbau von künstlich neuronalen Netzen wird im Bericht Schritt für Schritt erklärt und kann somit von jeder mit MatLab vertrauter Person gebraucht werden. Durch die Liberalisierung des Strommarktes vom 01.01.09 sind solche Analysen sehr hilfreich, um das Verhalten der Kunden zur Stromnachfrage zu erkennen.

Zudem wurden Analysehilfsmittel erstellt, welche das Datahandling erleichtern und die Eingabe in das KNN vorbereiten. Diese wie auch das Beispiel KNN stehen natürlich frei zur Verfügung.

10.3. Weitere Arbeiten / To Do

- Als weiteren Input für die neuronalen Netze könnte die Temperaturdifferenz mit einbezogen werden. So lernt das Netz auf grosse oder kleine Temperatursprünge zu reagieren
- Nebst einem KNN könnte mit BelVis noch ein statistisches Prognosemodell (ARIMAX) aufgebaut und getestet werden.

11 Verzeichnisse

11.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mittlere Jahrestemperatur 2003-2008	7
Abbildung 2: Mittlere Jahreslasten 2003-2008	7
Abbildung 3: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit der Temperatur	8
Abbildung 4: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit der Temperatur (Gesamtüberblick)	9
Abbildung 5: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit der Temperatur an Wochenend- und Werktagen	10
Abbildung 6: Mittlere Tageslast im Jahresverlauf	11
Abbildung 7: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit im Jahresverlauf an Wochentagen	12
Abbildung 8: Mittlere Gesamtlast in Abhängigkeit des Datums an Wochenend- und Werktagen	12
Abbildung 10: Δ Power korrigiert auf 15.5°C (an Wochenendtagen)	13
Abbildung 9: Gleitender Durchschnitt der Temperatur (an Wochenendtagen)	13
Abbildung 11: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen	14
Abbildung 12: Analyse Ausreisser 19.01.2008	15
Abbildung 13: Analyse Ausreisser 30.03.2008	16
Abbildung 14: Analyse Ausreisser 21.09.2008	17
Abbildung 15: Δ Power korrigiert auf 15.5°C (an Werktagen)	18
Abbildung 16: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen	19
Abbildung 17: Analyse Ausreisser 06.02.2008	20
Abbildung 18: Analyse Ausreisser 21.10.2008	21
Abbildung 19: Analyse Ausreisser 23.12.2008	22
Abbildung 20: Wetterlage 07.02.2008	23
Abbildung 21: Wetterdatenvergleich von der Region 1 und der Region 2	24
Abbildung 22: Temperaturkorrigierte Last an Werk- und Wochenendtagen	25
Abbildung 23: Temperaturkorrigierte Last am Wochenende (2003-2008)	26
Abbildung 24: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen (2003-2008)	27
Abbildung 25: Polynome an Wochenende und Werktagen (2003-2008)	28
Abbildung 26: Polynom Gesamtlast BKW	29
Abbildung 27: Globalstrahlungskorrigierte Last an Wochenendtagen	30
Abbildung 28: Globalstrahlungskorrigierte Last an Werktagen	30
Abbildung 29: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit des Datums der Region 1 in 2007 und 2008	31

Abbildung 30: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen der Region 1 in 2007 und 2008	32
Abbildung 31: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen der Region 1 in 2007 und 2008	32
Abbildung 32: Polynom der Region 1.....	33
Abbildung 33: Mittlere Tageslast in Abhängigkeit des Datums der Region 2 in 2007 und 2008	34
Abbildung 34: Temperaturkorrigierte Last an Werktagen der Region 2 in 2007 und 2008	35
Abbildung 35: Temperaturkorrigierte Last an Wochenendtagen der Region 2 in 2007 und 2008	35
Abbildung 36: Polynom der Region 2.....	36
Abbildung 37: Aufbau Künstlich Neuronales Netz	39
Abbildung 38: GUI Neural Network Training	41
Abbildung 39: Regression des trainierten KNN.....	42
Abbildung 40: Vergleich Original und Training	42
Abbildung 41: Balkendiagramm Original, Prognose und Differenz	44
Abbildung 42: Mittlerer absoluter Fehler in Prozent.....	44
Abbildung 43: Aufbau erster Schritt der Testverfahren.....	45
Abbildung 44: Beispiel eines Temperatursprunges	45
Abbildung 45: Gewichtung der Einflussfaktoren und Anzahl Neuronen	46
Abbildung 46: MAPE der trainierten Netze.....	47
Abbildung 47: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit KNN.....	48
Abbildung 48: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit Temperaturkorrektur (Teil 1) 50	50
Abbildung 50: MAPE der Testverfahren mit KNN (Teil 2)	52
Abbildung 49: Temperatur- und Globalstrahlungssprünge	52
Abbildung 51: MAPE und MAE der prognostizierten Tage mit Temperaturkorrektur (Teil 2) 53	53
Abbildung 52: Resultate der Testverfahren mit Daten aus dem Jahr 2009.....	55

11.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Temperatur-Kennzahlen	37
Tabelle 2: Auswahltag für die Testverfahren (Teil 1)	47
Tabelle 3: Eigenschaften der Netze.....	47
Tabelle 4: Übersichtstabelle der Resultate mit KNN Teil 1 (Jahre 2005 bis 2008).....	49
Tabelle 5: Resultate mit Temperaturkorrektur (Teil 1).....	50
Tabelle 6: Vergleich der Resultate der Testverfahren in Teil 1.....	51
Tabelle 7: Auswahltag für die Testverfahren (Teil 2)	51
Tabelle 8: Resultate der KNN-Testverfahren Teil 2.....	53

Tabelle 9: Resultate mit Temperaturkorrektur (Teil 2).....	54
Tabelle 10: Vergleich der Resultate der Testverfahren in Teil 2.....	54
Tabelle 11: Auswahltag für die Prognose mit Daten aus dem Jahr 2009	55
Tabelle 12: Übersichtstabelle der Resultate der Prognosen mit Daten aus dem Jahr 2009 ...	55

11.3. Formelverzeichnis

Formel 1: Bestimmtheitsmaß R^2	42
Formel 2: Mittlerer absoluter Prozentfehler	44