



Thomas Dietrichsteiner, BSc

Lastflussprognose und Engpassmanagement an einer Kuppelleitung eines Übertragungsnetzes

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institut für elektrische Anlagen

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

24.09.2014

Datum / Date



Unterschrift / Signature

Kurzfassung

In dieser Arbeit kommt es anhand von verschiedensten Datenreihen der vergangenen Jahre, wie z.B. Kraftwerkserzeugungsdaten oder Lastflüsse von Leitungen, zu einer umfangreichen Datenanalyse. Um den linearen Zusammenhang der verschiedenen Datenreihen zu erkennen, kommt eine Korrelationsanalyse zum Einsatz. Der Lastfluss an einer grenzüberschreitenden zweisystemigen Höchstspannungsleitung wird anhand der Daten prognostiziert. Zur Lastflussprognose wird die multiple lineare Regressionsanalyse angewandt. Die Lastflussprognose mit der Regressionsanalyse funktioniert für Daten, die einen Tag zuvor prognostizierbar sind, gut. Für längerfristige Lastflussprognosen stehen weniger Datenreihen zur Verfügung und die Prognose ist dadurch weniger präzise. Um kritische Lastflusssituationen an der Leitung zu bestimmen ist die multiple Regressionsanalyse nicht geeignet. Es wurden für gut prognostizierbaren Datenreihen individuelle Schwellwerte sowie Kombinationen von Schwellwerten zweier Datenreihen festgelegt, bei denen es bei über- bzw. unterschreiten der Schwellwerte zu einer kritischen Lastflusssituation an der betrachteten Leitung kommen kann. Durch dieses System werden die tatsächlich eingetretenen kritischen Lastflusssituationen sowie potentiell kritische Lastflüsse erkannt. Ein weiterer Aspekt der Arbeit ist Engpässe an der betrachteten Leitung durch kritische Szenarien mittels Redispatch zu beseitigen. Dies wird durch Lastflusssimulation an einen für die Szenarien angepassten Prognosedatensatz realisiert. Bei sehr kritischen Szenarien kann durch reinen Einsatz von Pump- und Speicherkraftwerken der Engpass an der Leitung nicht immer beseitigt werden. Deshalb ist es wichtig, dass auch thermische Kraftwerke bei potentiell kritischen Lastflussprognosen zur Verfügung stehen.

Schlüsselworte: Lastflussprognose, Korrelationsanalyse, Regressionsanalyse, Redispatch

Abstract

On the basis of a collection of data of the last few years, such as data from numerous power plant generations or load flows of transmission lines, a comprehensive data analysis is evaluated in this thesis. In order to recognize the linear correlation between the various data, a correlation analysis is used. The load flow on a border-crossing double circuit high voltage transmission line should be forecasted on the basis of the data. The load flow forecast is applied for the multiple linear regression analysis. The forecast with the help of the regression analysis works accurately with the data that could be predicted on the previous day. For forecasts which date back several days less data is available and the forecast is less accurate. For predicting critical load flows, the multiple regression analysis is not appropriate. For the forecast of critical load flows with well predictable data, individual threshold values and a combination of threshold values of two series of data were set. If these threshold values are crossed, a critical load flow of the considered line is possible. Actual critical load flows, as well as potential critical load flows can be detected with this system. A further aspect in this thesis is the elimination of bottlenecks of the considered line with critical scenarios via redispatch. This is accomplished by a load flow simulation with a forecast dataset which is adapted by the critical scenarios. If the scenario is very critical, the bottleneck cannot always be eliminated by using pumped storage hydro power stations. Due to this, it is also important that thermal power plants are available if there is a potential critical load flow forecast.

Keywords: Load flow forecast, correlation analysis, regression analysis, redispatch

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Mathematische Methoden	9
2.1	Korrelationsanalyse	9
2.2	Multiple lineare Regressionsanalyse	13
2.2.1	Lineare Regressionsanalyse.....	13
2.2.2	Regressionsanalyse mit mehreren Regressoren	14
2.2.3	Bewertung der Regression	15
2.2.4	Partielle F-Statistik.....	16
2.2.5	Stepwise Regression.....	18
3	Messdatenaufbereitung und -analyse	22
3.1	Überblick der Zeitreihen	22
3.2	Messdatenbearbeitung	25
3.3	Studentisierung.....	27
3.4	Korrelationsanalyse der Messdaten	28
3.5	Kritischen Leitungsbelastungen aus den Messdaten	32
4	Lastflussprognose	34
4.1	Anwendung der Regressionsanalyse	34
4.1.1	1-Tage-Prognose Sommer	34
4.1.2	1-Tage-Prognose Winter	40
4.1.3	3-Tages-Prognose Sommer	41
4.1.4	Kritische Belastungsprognose mittels MRA	44
4.1.5	Resümee der MRA.....	45
4.2	Schwellwerte für kritische Leitungsbelastung.....	46
4.2.1	Einzelkriterien.....	46

4.2.2	Parameter-Kombinationen.....	49
4.2.3	Resümee der Schwellwerte für kritische Leitungsbilanzen	52
5	Simulation von Engpassmanagement.....	53
5.1	Engpassmanagement durch Redispatch	53
5.2	Lastflussberechnung.....	56
5.2.1	Zusammenhang zwischen Knotenspannungen und Knotenströmen	56
5.2.2	Berechnung gekoppelter Wirk- und Blindlastfluss.....	57
5.3	Lastflusssimulation für Engpassmanagement mit DACF-Datensatz.....	62
5.3.1	Basisdatensatz	63
5.3.2	Szenario 1: Anpassung Netztopologie.....	65
5.3.3	Szenario 2: Hoher Import Balkan	67
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerung.....	69
7	Abkürzungsverzeichnis.....	71
8	Symbolverzeichnis.....	72
9	Literatur	76

1 Einleitung

Seit der Liberalisierung des Strommarktes in Europa entwickelte sich in Europa ein Elektrizitätsbinnenmarkt wo über internationale Strombörsen ein Großteil der elektrischen Energie gehandelt wird. Dadurch ist ein grenzüberschreitender Stromhandel möglich und somit kommt es oft zu hohen Stromlieferungen über die Grenzen der Regelblöcke hinweg.

Zusätzlich wurde in Deutschland, ausgelöst durch den Atomumfall in Fukushima im Jahre 2011, der Ausstieg aus der Atomenergie, bis 2022 beschlossen und der Ausbau der Erneuerbaren Energieträger stark vorangetrieben. Ende 2013 waren in Deutschland bereits eine Photovoltaik-Leistung von 35,7GW [1] bzw. eine Windleistung von 34,2GW [2] installiert. Die Volatilität der Windenergie stellen eine netztechnische Herausforderung dar, da durch Wetteränderungen die Erzeugung stark schwankt.

Die Liberalisierung des Strommarktes und der Atomausstieg in Deutschland führen zu einem höheren Lastfluss quer durch Europa, z.B. vom Norden Deutschlands bis in den Balkan. Dies führt oft zu kritischen Belastungen an den Hochspannungsleitungen des Verbundnetzes, wobei oft vor allem grenzüberschreitende Leitungen stark betroffen sind.

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird untersucht ob der Lastfluss auf einer grenzüberschreitenden Leitung im österreichischen Übertragungsnetz prognostiziert werden kann. Dies soll anhand von verschiedensten Daten wie z.B. Erzeugungsdaten aus Kraftwerken oder Messwerte von Leitungslastflüssen, welche als Zeitreihen der Jahre 2011, 2012 und 2013 vorliegen, geschehen. Dafür werden folgende Analysemethoden angewandt:

- Korrelationsanalyse
- Multiple lineare Regressionsanalyse

Mittels Korrelationsanalyse soll der lineare Zusammenhang zwischen den verschiedenen Datenreihen erkannt werden. Für die Prognose des Lastflusses an der grenzüberschreitenden Übertragungsleitung wird die multiple lineare Regressionsanalyse angewandt.

Ein weiterer Aspekt der Masterarbeit ist das Engpassmanagement an der Übertragungsleitung. Es wird ermittelt, ob kritische Leitungsbelastungen gut

prognostizierbar sind und dadurch rechtzeitig hohe Lastflüsse durch geeignete Gegenmaßnahmen beherrschbar sind.

Zu den Gegenmaßnahmen zählen:

- Topologische Netzänderungen:
 - Sonderschaltungen im Netz
 - Einsatz Regeltransformator
- Redispatch

Für das Engpassmanagement an der betrachteten Leitung ist besonders der Redispatch eine geeignete Gegenmaßnahme. Für einen Prognosedatensatz mit kritischer Belastung der betrachteten Leitung, werden mittels Lastflusssimulation die benötigten Redispatch-Volumen bestimmt, um den Engpass an der Leitung zu beseitigen.

2 Mathematische Methoden

2.1 Korrelationsanalyse

Die Korrelationsanalyse wird angewandt, um den linearen Zusammenhang zwischen zwei Zeitreihen zu bestimmen. Bei den zur Verfügung stehenden Zeitreihen der Daten handelt es sich um ¼-h-Werte. Die jeweiligen Zeitreihen werden als diskrete Zufallsvariablen mit n Beobachtungswerten angenommen.

Der arithmetische Mittelwert \bar{x} und die Stichprobenvarianz s_x^2 einer Zeitreihe X werden mit folgenden Formeln berechnet:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (1)$$

$$Var(X) = s_x^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (2)$$

Ähnlich der Berechnung der Varianz wird auch die Kovarianz $Cov(x, y)$ bestimmt. Die Kovarianz kann als gemeinsame Streuung der Variable X und Y angesehen werden. Je nachdem ob die Variablen positiv oder negativ zusammenhängen, ist auch die Kovarianz positiv bzw. negativ. Sind die beiden Variablen unabhängig, so ist die Kovarianz Null. Die Kovarianz hat einen Wertebereich von minus unendlich bis plus unendlich.

$$Cov(X, Y) = s_{xy}^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}) \quad (3)$$

Die Kovarianzen verschiedener Paare an Datenreihen sind untereinander schwer zu vergleichen. Deshalb wird der Korrelationskoeffizient eingeführt. Die Definition des Korrelationskoeffizienten nach Pearson $Cor(X, Y)$ gilt wie folgt:

$$Cor(X, Y) = r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{s_{xy}^2}{s_x \cdot s_y} \quad (4)$$

Der Korrelationskoeffizient ist somit eine Normierung der Kovarianz durch die Standardabweichungen der beiden betrachteten Variablen X und Y [3]. Der Korrelationskoeffizient hat einen Wertebereich von -1 bis 1 . Ein Wert von 1 bzw. -1 stellt einen perfekten linearen bzw. negativ linearen Zusammenhang zwischen den beiden betrachteten Zeitreihen dar. Ein Korrelationskoeffizient von eins bedeutet also, dass alle Punkte auf einer Geraden mit positiver Steigung liegen. Dagegen bedeutet ein Korrelationskoeffizient von minus eins, dass alle Punkte auf einer Geraden mit negativer Steigung liegen. Ein Wert von 0 bedeutet, dass es keinen linearen Zusammenhang zwischen den Variablen gibt. [4]

Ein Zusammenhang zwischen zweier Datenreihen lässt sich graphisch einfach mit einem Streudiagramm darstellen. Durch die Punktwolke lässt sich eine Gerade legen, je weniger die Punkte um die Gerade streuen, desto höher ist der Korrelationskoeffizient. In den nachfolgenden Abbildungen wird mittels Streudiagrammen ein positiver sowie negativer Korrelationskoeffizient bzw. ein Korrelationskoeffizient von Null mit Punktwolken aus realen Daten dargestellt.

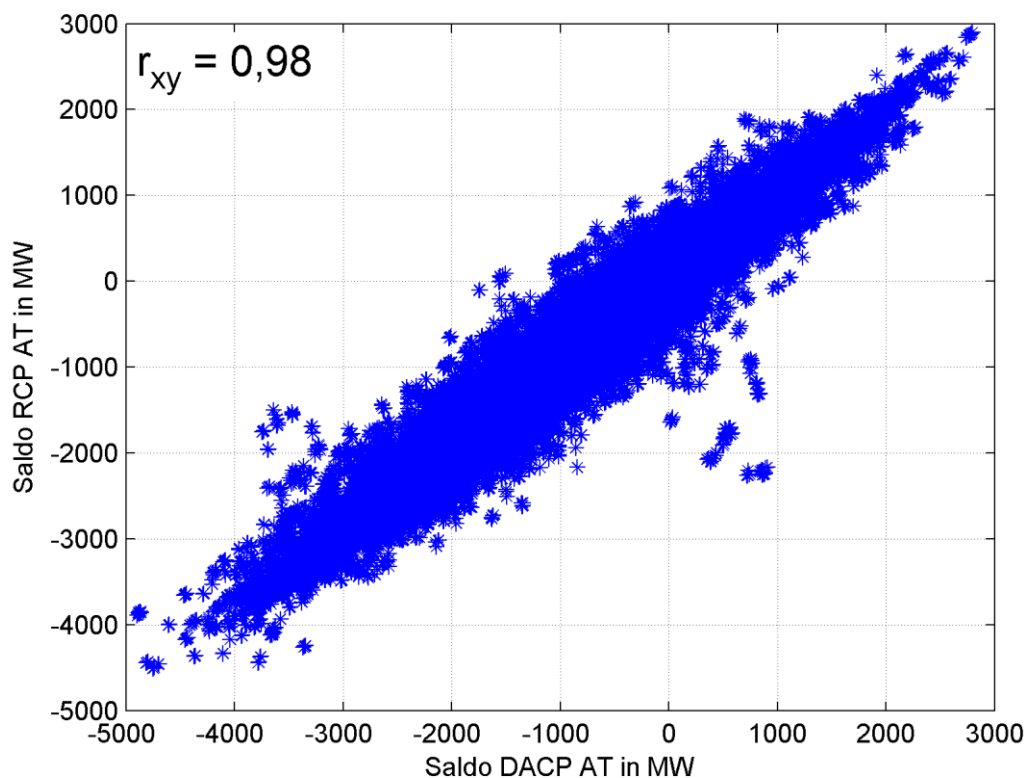


Abbildung 2.1: Streudiagramm mit sehr hohem positiven Korrelationskoeffizienten

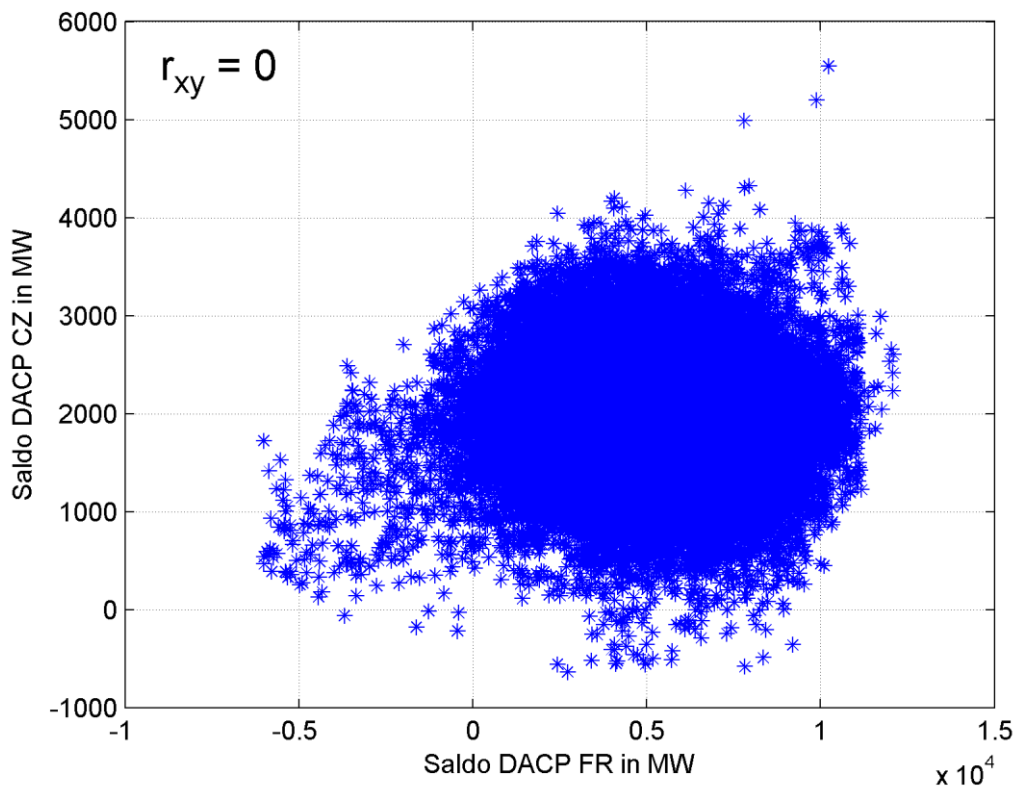


Abbildung 2.2: Streudiagramm mit einem Korrelationskoeffizient von Null

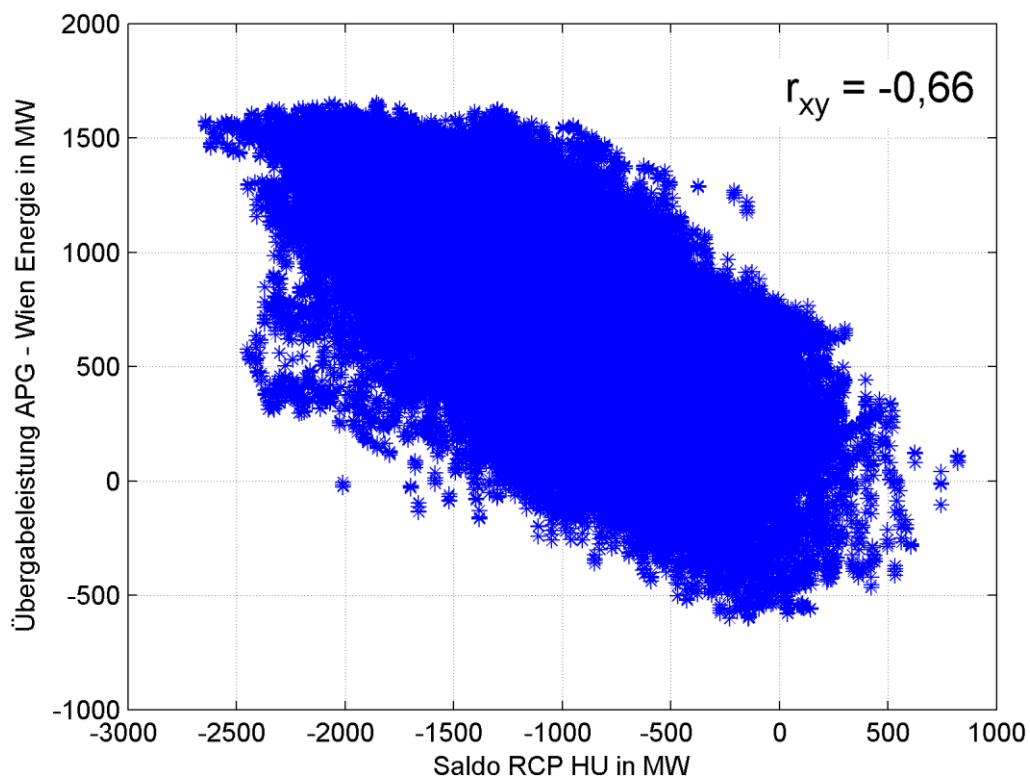


Abbildung 2.3: Streudiagramm mit hohem negativem Korrelationskoeffizienten

Da in der Arbeit mehrere Zeitreihen betrachtet werden, werden die Korrelationskoeffizienten der Zeitreihen in der Korrelationskoeffizienten-Matrix dargestellt. Die Korrelationskoeffizienten-Matrix besitzt die Dimension $n \times n$ für die Anzahl der Zeitreihen n . Der Korrelationskoeffizient r_{ij} der i -ten und j -ten Zeitreihe befindet sich in der i -ten Zeile und j -ten Spalte. Die Hauptdiagonale der Korrelationskoeffizienten-Matrix ist mit Einsen besetzt, da der Korrelationskoeffizient von zweimal der gleichen Zeitreihe 1 ist ($r_{ii} = 1$). Die Matrix ist des Weiteren symmetrisch, d.h. die Matrix ist um die Hauptdiagonale gespiegelt bzw. die transponierte Korrelationskoeffizienten-Matrix entspricht der Korrelationskoeffizienten-Matrix ($r_{ij} = r_{ji}$ bzw. $Cor = Cor^T$).

$$Cor(X_1, X_2, \dots, X_k) = \begin{bmatrix} 1 & r_{12} & \dots & r_{1k} \\ r_{21} & 1 & \dots & r_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{k1} & r_{k2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

2.2 Multiple lineare Regressionsanalyse

2.2.1 Lineare Regressionsanalyse

Für die allgemeine Betrachtung einer Regressionsanalyse ist die Regression mit einer abhängigen Variable (Kriterium) Y und einer unabhängigen Variable (Regressor) X am einfachsten zum Aufzeigen, wobei es für n Beobachtungen von X , n Antworten von Y gibt. Betrachtet man das Streudiagramm aus Abbildung 2.1, kann man durch die Punktwolke eine Gerade legen mit der Geradengleichung [5]:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x \quad (6)$$

Hierbei ist b_0 der Ordinatenabschnitt, also der Punkt wo die Gerade die Ordinate schneidet und b_1 die Steigung der Gerade.

Da die abhängige Variable Y aus der unabhängigen Variable X geschätzt werden soll, wird die Prognose-Variable \hat{Y} eingeführt und man erhält die lineare Regressionsformel, mit dem Regressionskoeffizienten b_1 .

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 \cdot X \quad (7)$$

Der Fehler zwischen der Prognose-Variable \hat{Y} und dem Kriterium Y wird als Residuum e bezeichnet.

$$e = Y - \hat{Y} = Y - (b_0 + b_1 \cdot X) \quad (8)$$

Anders geschrieben ist das Kriterium Y die Summe der Prognose \hat{Y} und des Fehlers e .

$$Y = \hat{Y} + e = b_0 + b_1 \cdot X + e \quad (9)$$

Das Ziel der Regression ist, die Gerade bestmöglich durch die Punktwolke zu legen. Hierfür gibt es in der Literatur mehrere Methoden. Die in der Arbeit verwendete und generell sehr häufig angewendete Methode ist die Methode der kleinsten Quadrate. Die Methode findet die beste Gerade welche die Summe der Quadrate der Residuen minimiert [5].

Mathematisch lässt die Minimierung der Summe der Quadrate der Residuen (SSE) mit der Methode der kleinsten Quadrate wie folgt ausdrücken:

$$SSE = \sum_{i=1}^n (e_i)^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - b_0 - b_1 \cdot X_i)^2 \rightarrow \min \quad (10)$$

2.2.2 Regressionsanalyse mit mehreren Regressoren

Die Prognose des Kriteriums ist nur durch eine unabhängige Variable oft schwierig, deshalb geht man über in die multiple Regressionsanalyse (MRA). In der multiplen linearen Regressionsanalyse wird die Prognose der abhängigen Variable anhand mehrerer unabhängiger Variablen gebildet. In der Arbeit wird von linearen Zusammenhängen des Kriteriums mit den Regressoren ausgegangen. Mit jedem zusätzlichen Regressor bekommt man einen zusätzlichen Regressionskoeffizienten. Mit k Regressoren erhält man für die Prognose \hat{Y} nachfolgende Regressionsformel.

$$\hat{Y} = b_0 + \mathbf{X} \cdot \mathbf{b} = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_k \cdot X_k \quad (11)$$

Die Regressoren-Matrix \mathbf{X} hat die Dimension $n \times k$ mit den Regressoren $X_1 \dots X_k$ in den Spalten. Der Spaltenvektor \mathbf{b} hat als Inhalt die Regressionskoeffizienten $b_1 \dots b_k$.

Die Regressionsformel lässt sich auch in Matrixschreibweise darstellen.

$$\begin{bmatrix} \hat{y}_1 \\ \hat{y}_2 \\ \vdots \\ \hat{y}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1k} \\ 1 & x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ \vdots \\ b_k \end{bmatrix} = \tilde{\mathbf{X}} \cdot \tilde{\mathbf{b}} \quad (12)$$

Die Matrix $\tilde{\mathbf{X}}$ hat gegenüber der Regressoren-Matrix \mathbf{X} eine zusätzliche Spalte von Einsen, welche die Konstante b_0 berücksichtigt. Diese Konstante ist im Regressionskoeffizientenvektor $\tilde{\mathbf{b}}$ enthalten.

Für das Kriterium Y lässt sich wiederum die obige Formel anschreiben, das Residuum e ist weiterhin ein Spaltenvektor.

$$Y = \hat{Y} + e = b_0 + \mathbf{X} \cdot \mathbf{b} + e = \tilde{\mathbf{X}} \cdot \tilde{\mathbf{b}} + e \quad (13)$$

Auch in der MRA lässt sich mit der Methode der kleinsten Quadrate die Summe der Quadrate der Residuen SSE minimieren.

$$SSE = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - b_0 - b_1 \cdot X_{i1} - b_2 \cdot X_{i2} - \dots - b_k \cdot X_{ik})^2 \rightarrow \min \quad (14)$$

Für die standardisierten Datenreihen $X_{z1} \dots X_{zk}$, zusammengefasst in der Matrix \mathbf{X}_z , können die erklärten Beziehungen ebenso angewendet werden. Durch die Standardisierung gibt es jedoch keinen Ordinatenabschnitt und deshalb kann man für das standardisierte Kriterium Y_z folgende Formel anschreiben:

$$Y_z = \hat{Y}_z + e_z = \mathbf{X}_z \cdot \boldsymbol{\beta} + e = \beta_1 \cdot X_{z1} + \beta_2 \cdot X_{z2} + \dots + \beta_k \cdot X_{zk} + e_z \quad (15)$$

Die standardisierten Regressionskoeffizienten $\beta_1 \dots \beta_k$ sind die Elemente des Spaltenvektors $\boldsymbol{\beta}$. Das Residuum e_z ist ebenso standardisiert.

2.2.3 Bewertung der Regression

Ein Maß um eine Aussage über das Regressionsergebnis zu treffen ist das Bestimmtheitsmaß R^2 . Für die Bestimmung des Bestimmtheitsmaßes wird zusätzlich zu SSE noch die Variation von der unabhängigen Variable SSY benötigt, welche sich aus Variation der Regresswerte SSR und Variation der Residuen SSE zusammensetzt:

$$SSY = \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2 + \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = SSR + SSE \quad (16)$$

Das Bestimmtheitsmaß R^2 lässt sich anhand folgender Formeln berechnen:

$$R^2 = \frac{SSY - SSE}{SSY} = 1 - \frac{SSE}{SSY} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} = \frac{SSR}{SSY} = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (17)$$

Der Wert von R^2 liegt zwischen 0 und 1. Ein Wert von 1 bedeutet, dass sich die unabhängige Variable Y eindeutig über das lineare Regressionsmodell beschreiben lässt. Das Modell wird

ausschließlich vom Ordinatenabschnitt b_0 beschrieben, wenn das Bestimmtheitsmaß einen Wert von 0 aufweist und somit alle anderen Regressionskoeffizienten b_i gleich Null sind.

Das Bestimmtheitsmaß R^2 wird größer je höher die Anzahl der Regressoren k wird, dies ist unabhängig davon ob die zusätzlichen Regressoren Information für Y beitragen. Um diesen Trend entgegen zu wirken, kommt das korrigierte Bestimmtheitsmaß \bar{R}^2 zu tragen. Es wird beim korrigierten Bestimmtheitsmaß zusätzlich die Anzahl der unabhängigen Variablen k berücksichtigt, dadurch liegt \bar{R}^2 immer unter R^2 und kann sogar negativ werden.

$$\bar{R}^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n-k-1} \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} = 1 - \frac{\frac{1}{n-k-1} \sum_{i=1}^n e^2}{Var(Y)} \quad (18)$$

Von Interesse sind des Weiteren auch die Standardabweichung s_e und der Mittelwert \bar{e} des Residuums. Je kleiner die Standardabweichung des Residuums, desto besser trifft die Prognose auf die tatsächlichen Verlauf hin.

Die Standardabweichung s_e erhält man, indem man die Wurzel aus der Stichprobenvarianz $Var(X)$ aus Formel (2) zieht, wobei sich der Mittelwert \bar{e} des Residuums analog zu Formel (1) berechnet lässt.

$$s_e = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (e_i - \bar{e})^2} \quad (19)$$

2.2.4 Partielle F-Statistik

Mit dem Bestimmtheitsmaß wird getestet, wie gut die MRA für die vorgegebenen Regressoren ist. Um herauszufinden ob das MRA-Modell mit einen zusätzlichen Regressor besser wird, wird der partielle F-Test bzw. die partielle F-Statistik durchgeführt.

Die partielle F-Statistik testet ob durch Hinzufügen des Regressors X^* zum MRA-Modell mit Regressoren X_1, X_2, \dots, X_k die Prognose vom Kriterium Y signifikant verbessert wird. Dazu wird die Nullhypothese H_0 aufgestellt, welche besagt, dass durch Hinzufügen des

Regressors X^* die Prognose vom Kriterium Y nicht signifikant verbessert wird und somit der Regressionskoeffizient b^* gleich Null wär.

Das Ziel des partiellen F-Tests ist es folgende zwei Modelle miteinander zu vergleichen und herauszufinden welches Modell passender ist um das Kriterium Y zu prognostizieren [5].

$$Y = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_k \cdot X_k + b^* \cdot X^* + e \quad (20)$$

$$Y = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_k \cdot X_k + e \quad (21)$$

Zur Durchführung des Testes muss zuerst die extra Sum of Squares berechnet werden, indem man die Differenz aus der Variation der Regresswerte mit und ohne zusätzlichen Regressor X^* bildet.

$$SS(X^* | X_1, X_2, \dots, X_k) = SSR(X_1, X_2, \dots, X_k, X^*) - SSR(X_1, X_2, \dots, X_k) \quad (22)$$

Des Weiteren muss der mittlere quadratische Fehler MSE für das Modell mit dem zusätzlichen Regressor berechnet werden, indem man die Variation der Residuen SSE durch die Anzahl der Freiheitsgrade teilt.

$$MSE(X_1, X_2, \dots, X_k, X^*) = \frac{SSE(X_1, X_2, \dots, X_k, X^*)}{n - k - 1} \quad (23)$$

Den F-Wert errechnet sich mit folgender Formel:

$$F(X^* | X_1, X_2, \dots, X_k) = \frac{SS(X^* | X_1, X_2, \dots, X_k)}{MSE(X_1, X_2, \dots, X_k, X^*)} \quad (24)$$

Die F-Statistik hat eine F-Verteilung, welche zwei Parameter besitzt. Bei der partiellen F-Statistik sind die Parameter mit 1 und $n - k - 2$ festgelegt. Mittels F-Wert kann der p-Wert bestimmt werden, welcher unter einem bestimmten Signifikanzniveau α liegen soll um die Nullhypothese H_0 abzulehnen. Das Signifikanzniveau α ist beliebig zu wählen, wird aber sehr häufig mit 5% festgelegt. Mit den p-Wert kann bestimmt werden, wie wahrscheinlich der berechnete F-Wert unter Gültigkeit der Nullhypothese ist. Der p-Wert gibt jedoch nicht die Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Nullhypothese an.

Der p-Wert ist das kleinste Signifikanzniveau bei dem die Nullhypothese abgelehnt wird. Ist der p-Wert also kleiner als das Signifikanzniveau α , so wird die Nullhypothese verworfen und das Modell mit dem zusätzlichen Regressor X^* wird verwendet. Liegt der p-Wert über dem Signifikanzniveau, so kann die Nullhypothese nicht abgelehnt werden und das Modell ohne zusätzlichen Regressor wird verwendet.

In nachfolgender Abbildung wird beispielhaft eine F-Verteilung inklusive des p-Wertes als α' dargestellt. Im rechten Bild liegt der p-Wert unter dem Signifikanzniveau α und somit wird die Nullhypothese H_0 abgelehnt. Im Gegensatz dazu liegt im linken Bild der p-Wert über dem Signifikanzniveau und dadurch wird die Nullhypothese nicht verworfen.

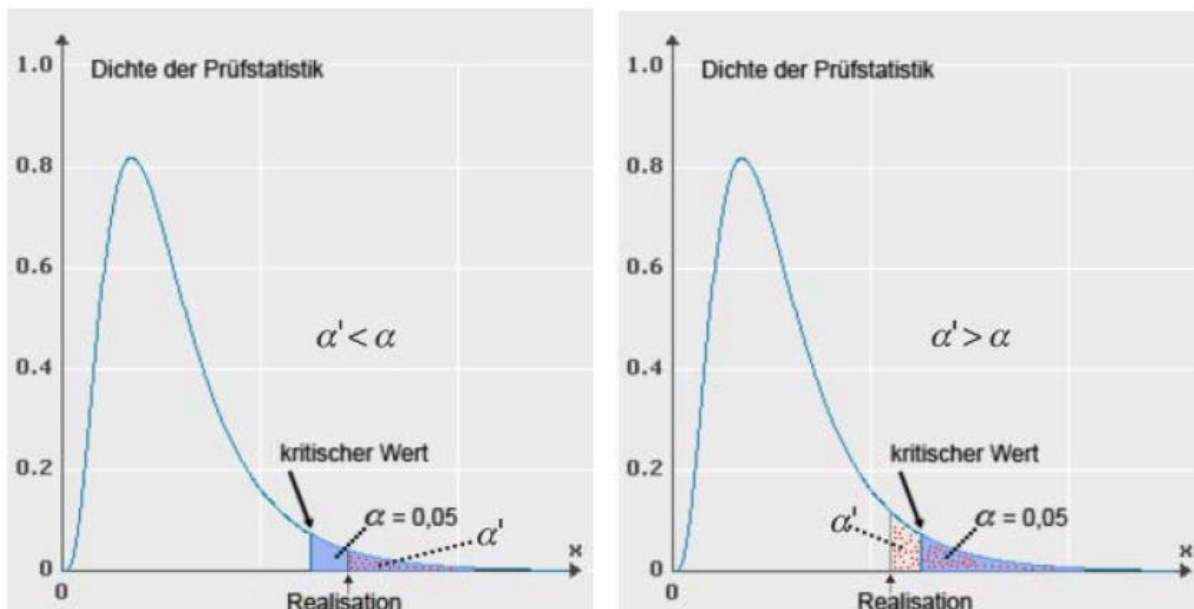


Abbildung 2.4: p-Wert bei einem F-Test [6]

2.2.5 Stepwise Regression

Die Stepwise Regression ist eine Methode, welche schrittweise ein passendes lineares Regressionsmodell liefert. Dies geschieht indem schrittweise Regressoren zum Modell hinzugefügt bzw. entfernt werden. Das Hinzufügen und Entfernen der Regressoren ist von der statistischen Signifikanz der Datenreihen im Regressionsmodell abhängig.

Die Stepwise Regression Methode beginnt mit einem Startmodell und vergleicht anschließend zwei Modelle. Bei jedem Schritt wird der p-Wert einer F-Statistik berechnet,

wie im Kapitel 2.2.4 beschrieben, um Modelle mit und ohne eines potentiellen Regressors zu testen. Falls eine Variable nicht im Modell ist, so lautet die Nullhypothese, ob diese Variable einen Koeffizienten von Null hätte wenn dieser zum Modell hinzugefügt wird. Wird die Nullhypothese zu einer bestimmten Wahrscheinlichkeit abgelehnt, so wird der Regressor zum Modell hinzugefügt. Falls ein Regressor im Modell ist, so lautet die Nullhypothese, dass dieser Regressor einen Regressionskoeffizient von Null hat. Wird die Nullhypothese zu einer bestimmten Wahrscheinlichkeit nicht abgelehnt, so wird der Regressor aus dem Modell entfernt [7].

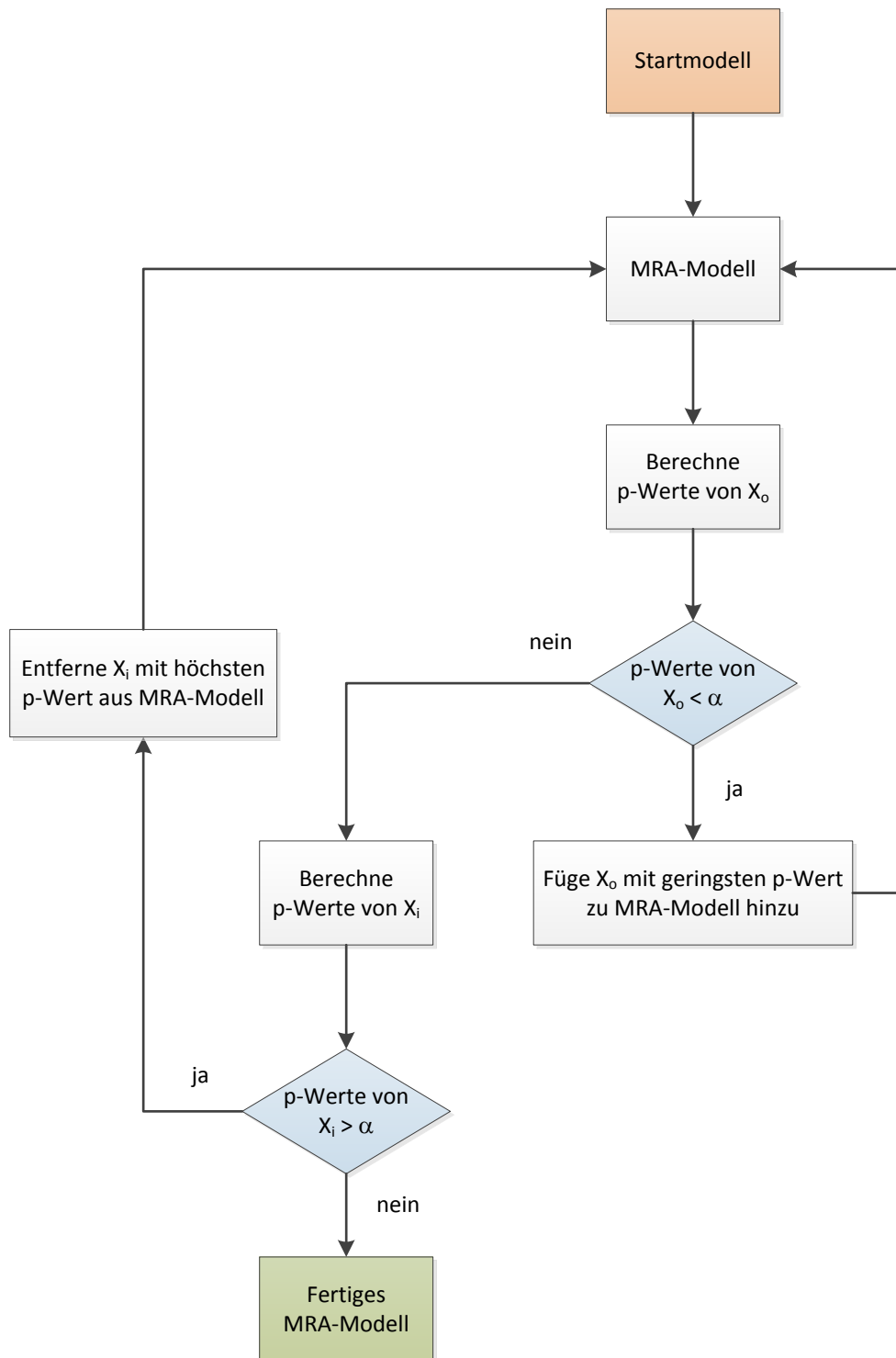


Abbildung 2.5: Flussdiagramm Stepwise Regression

Die Stepwise Regression besteht grundsätzlich aus drei Schritten [7]:

Schritt 1: Das Anfangsmodell wird festgelegt.

Schritt 2: Von Datenreihen X_i welche nicht im MRA-Modell sind und deren p-Werte unter dem Signifikanzniveau α liegen, wird die Datenreihe mit dem geringsten p-Wert ins Modell aufgenommen. Dieser Schritt wird solange wiederholt, bis keine Datenreihe mehr einen p-Wert unter dem Signifikanzniveau hat bzw. alle Datenreihen dem Modell hinzugefügt wurden.

Schritt 3: Von Datenreihen X_o welche im MRA-Modell sind und deren p-Werte größer als das Signifikanzniveau α sind, wird die Datenreihe mit dem höchsten p-Wert aus dem Modell entfernt und anschließend wird wieder Schritt 2 durchgeführt. Hat keine Datenreihe einen p-Wert über dem Signifikanzniveau, so endet der Algorithmus und das fertige MRA-Modell steht bereit.

Die Berechnung findet softwaregestützt mit der Statistics Toolbox von MATLAB (The MathWorks Inc., Natick, USA) statt. Der Befehl für die Stepwise Regression lautet *stepwisefit* und hat als Eingabeparameter eine $n \times k$ Matrix bei der die k potentiellen Regressoren als Spaltenvektoren angeordnet sind sowie das Kriterium als Vektor mit n Elementen.

3 Messdatenaufbereitung und -analyse

3.1 Überblick der Zeitreihen

Für die Betrachtung der grenzüberschreitenden Leitung steht eine Vielzahl an Daten der Jahre 2011 bis 2013 aus verschiedensten Quellen bereit, welche in folgende Kategorien eingeteilt werden:

Tabelle 3.1: Kategorien der Zeitreihen

Kategorie	Beschreibung
Erzeugungsdaten	Erzeugungsdaten aus AT, PV und Wind aus DE
Ländersalden	Einige Summenländersalden des ENTSO-E Netzes DACP und RCP
Leitungsbelastung	Lastflüsse von betrachteten Leitungen
Sonstiges	Börsenpreis, Temperatur, Übergabeleistung APG - Wien Energie etc.

Die Erzeugungsdaten aus Österreich stehen als akkumulierte Werte für die Erzeugung aus Laufkraftwerken, thermischen Kraftwerken (KW), Windkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung. Die Erzeugungsdaten aus Deutschland sind jeweils die Prognose- und Istwerte von PV- und Winderzeugung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich sind die Summe der PV- bzw. Winderzeugung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Zeitreihen.

Das Landessaldo ist die Differenz der Stromerzeugung und des Stromverbrauches eines Landes. Es liegt als am Vortag prognostiziertes Regelprogramm (DACP) und als tatsächlich realisiertes Regelprogramm (RCP) vor. Wird in einem Land mehr Strom verbraucht als erzeugt, so muss der restliche Strom importiert werden, da in einem Gesamtsystem die Erzeugung und der Verbrauch ausgeglichen sein muss. Ein negatives Landessaldo stellt also einen Import und ein positives Saldo einen Export des jeweiligen Landes dar. Saldo Balkan DACP bzw. RCP sind noch zusätzliche Zeitreihen, welche der Summe der Ländersalden DACP bzw. RCP einiger speziell ausgewählter Balkanländer entsprechen.

Die Kategorie Leitungsbelastung beinhaltet Lastflüsse von einigen wichtigen grenzüberschreitenden österreichischen Leitungen sowie einer nationalen Leitung, bei denen es oft zu Engpässen kommt. Zudem wurden die Schaltzustände der betrachteten

grenzüberschreitenden Leitung sowie einer wichtigen parallelen Nachbarleitung als Datenreihen hinzugefügt.

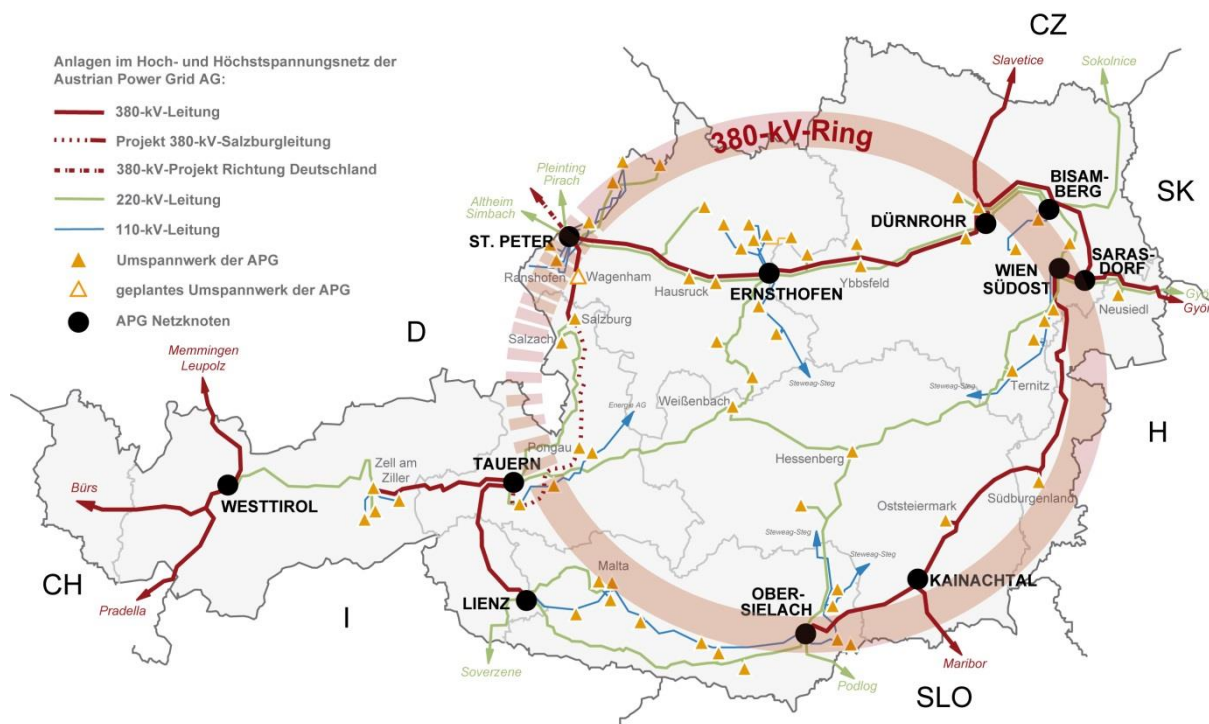


Abbildung 3.1: Netz der APG [8]

Dargestellt ist das Netz der Austrian Power Grid (APG). Die APG ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber und betreibt das Hoch- und Höchstspannungsnetz Österreichs. Die in der Masterarbeit betrachteten und von Engpässen betroffenen Leitungen sind die vier grenzüberschreitenden 220-kV-Leitungen vom Umspannwerk (UW) St. Peter nach Deutschland, die zweisystemige 220-kV-Leitung Bisamberg - Sokolnice (Tschechien), die zweisystemige 380-kV-Leitung Dürnrohr - Slavětice (Tschechien), sowie die nationale zweisystemige 220-kV-Leitung Tauern - Weißenbach. Das Hauptaugenmerk wird auf die zweisystemige Leitung DR-SLAV gelegt.

Tabelle 3.2: Übersicht der betrachteten Leitungen

Leitung	Anfangsknoten	Endknoten	Spannungsebene
BI-SOK 243	Bisamberg	Sokolnice	220 kV
BI-SOK 244	Bisamberg	Sokolnice	220 kV
DR-SLAV 437	Dürnrrohr	Slavětice	380 kV
DR-SLAV 438	Dürnrrohr	Slavětice	380 kV
SP-ALTH 233	St. Peter	Altheim	220 kV
SP-PIRA 256	St. Peter	Pirach	220 kV
SP-PIRA 258	St. Peter	Pleinting	220 kV
SP-SIMB 230	St. Peter	Simbach	220 kV
WB-TA 221	Weißbach	Tauern	220 kV
WB-TA 222	Weißbach	Tauern	220 kV

Die Lastflüsse sind so definiert, dass der Lastfluss von Anfangsknoten nach Endknoten negativ und andersrum positiv gezählt wird. Ein positiver Lastfluss auf der DR-SLAV Leitung bedeutest somit einen Lastfluss von Slavětice nach Dürnrrohr. Ein Lastfluss von Weißbach nach Tauern wäre z.B. negativ zu zählen.

In der Kategorie Sonstiges sind Datenreihen wie die Temperatur Unterlaa (Wien), der Börsenpreis der österreichischen Strombörse EXAA, Übergabeleistung der APG an die Wiener Netze sowie Mengen für Engpassmaßnahmen die in Österreich durchgeführt wurden enthalten.

3.2 Messdatenbearbeitung

Alle Messdaten bis auf die Temperatur und der Börsenpreis sind in $\frac{1}{4}$ -h-Werte gegeben. Die Temperatur ist in $\frac{1}{2}$ -h-Werte eingeteilt und der Börsenpreis steht stündlich zur Verfügung. Um die Datenreihen auf einen gemeinsamen Zeitstempel zu bringen, wurde die Temperatur jeweils zwischen den $\frac{1}{2}$ -h-Werten linear interpoliert um auf die $\frac{1}{4}$ -h-Werte zu kommen. Beim Börsenpreis wurde einfach für die Viertelstunden einer Stunde der gleiche Preis angenommen.

Ein weiterer Punkt für die Synchronisierung der Zeitstempel ist die jeweilige Winter- und Sommerzeitumstellung (WZU und SZU) der Datenreihen. Bei der Zeitumstellung kommt es zu folgenden Unterschieden bei den Zeitreihen:

- WZU: Stunde 2B mit NaN gegeben \rightarrow keine Maßnahme
- WZU: keine Stunde 2B \rightarrow Stunde 2B mit NaN einfügen
- SZU: ausgelassene Stunde mit NaN gegeben \rightarrow Stunde wegschneiden

Stunde 2B ist die Stunde die bei der WZU von 2 bis 3 Uhr wiederholt wird, die erste Stunde von 2 bis 3 Uhr ist die Stunde 2A ($1 \rightarrow 2A \rightarrow 2B \rightarrow 3$). Bei der SZU geht die Uhr von 1:59 Uhr direkt auf 3 Uhr ($1 \rightarrow 3$).

Generell kommt es bei der Zeitumstellung oft zu Datenfehler die individuell für die jeweilige Datenreihe betrachtet wird.

Bei den Leistungsbelastungen handelt es sich um die gemessenen physikalischen Lastflüsse. Das Messdatensystem hat oft Aussetzer, welche in den Zeitreihen als Null angegeben wird. Diese Aussetzer werden linear interpoliert, wenn der Aussetzer nur für einen $\frac{1}{4}$ -h-Wert ist. Bei längerem Ausfall des Messdatensystems werden die Daten auf NaN gesetzt. Die Datenreihe des Schaltzustandes der betrachteten Leitung wird aus den interpolierten Belastungsdaten der Leitung erstellt.

Die aufbereiteten Datenreihen werden in die Datenmatrix (D-Matrix) gespeichert. Die Spalten der D-Matrix stellen die verschiedenen Zeitreihen dar. Die erste Spalte der D-Matrix ist die Zeit und somit sind in jeder Zeile der D-Matrix die Daten der Zeitreihen zum Zeitpunkt der ersten Spalte. Sind zum gegebenen Zeitpunkt ein Wert einer Zeitreihe nicht vorhanden,

so ist dieser NaN. Die Erzeugungsdaten aus Österreich sind nur für die Jahre 2012 und 2013 vorhanden, deshalb sind diese Daten für das Jahr 2011 NaN.

Die vollständige D-Matrix hat eine Spaltenanzahl von 92 und eine Zeilenanzahl von 105 216, was der Anzahl der $\frac{1}{4}$ -h-Werte pro Datenreihe entspricht. Der Zeitraum läuft vom 01.01.2011 00:15 bis zum 31.12.2013 24:00. Je nach Datenanalyse werden aber nur gewisse Zeitabschnitte der D-Matrix verwendet.

3.3 Studentisierung

Die Lastflussprognose wird zusätzlich mit studentisierten Datenreihen durchgeführt. Durch die Diversität an Zeitreihen, kommt es zu verschiedenen statistischen Verteilungen, welche nicht eindeutig bekannt sind. Um die Zeitreihen miteinander vergleichen zu können, werden diese studentisiert. Durch die Studentisierung wird der arithmetische Mittelwert der Zeitreihe zu null bzw. die Stichprobenvarianz auf eins gebracht, wodurch die Zeitreihen miteinander vergleichbar werden.

Um die Zeitreihe X zu einer studentisierten Zeitreihe Z zu transformieren wird folgende Formel angewandt [9]:

$$Z = \frac{X - \bar{x}}{s_x} \quad (25)$$

Der arithmetischen Mittelwert \bar{z} sowie die Stichprobenvarianz s_z^2 der Zufallsvariable Z lassen sich wie folgt ausdrücken.

$$\bar{z} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i = 0 \quad (26)$$

$$\text{Var}(Z) = s_z^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - \bar{z})^2 = 1 = s_z \quad (27)$$

Die Standardabweichung s_z der Zufallsvariable Z hat den Wert von eins, da auch die Stichprobenvarianz der z-transformierten Zufallsvariable eins ist.

Da die exakte Verteilung der Zeitreihen nicht bekannt ist, wird von der Studentisierung und nicht von der Standardisierung gesprochen. Bei der Standardisierung ist der Erwartungswert der Zeitreihe null und die Varianz bzw. Standardabweichung eins.

3.4 Korrelationsanalyse der Messdaten

Ziel der Korrelationsanalyse ist es herauszufinden wie stark die verschiedenen Zeitreihen miteinander korrelieren, also wie stark der lineare Zusammenhang zwischen den Zeitreihen ist. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die DR-SLAV Leitung gelegt indem die Korrelationskoeffizienten zwischen der Leitung und der anderen Zeitreihen vorwiegend betrachtet werden.

Die berechneten Korrelationskoeffizienten der 92 Datenreihen werden in der Korrelationskoeffizienten-Matrix aus Formel (5) dargestellt. Diese Korrelationskoeffizienten-Matrix wird in nachfolgender Abbildung grafisch abgebildet.

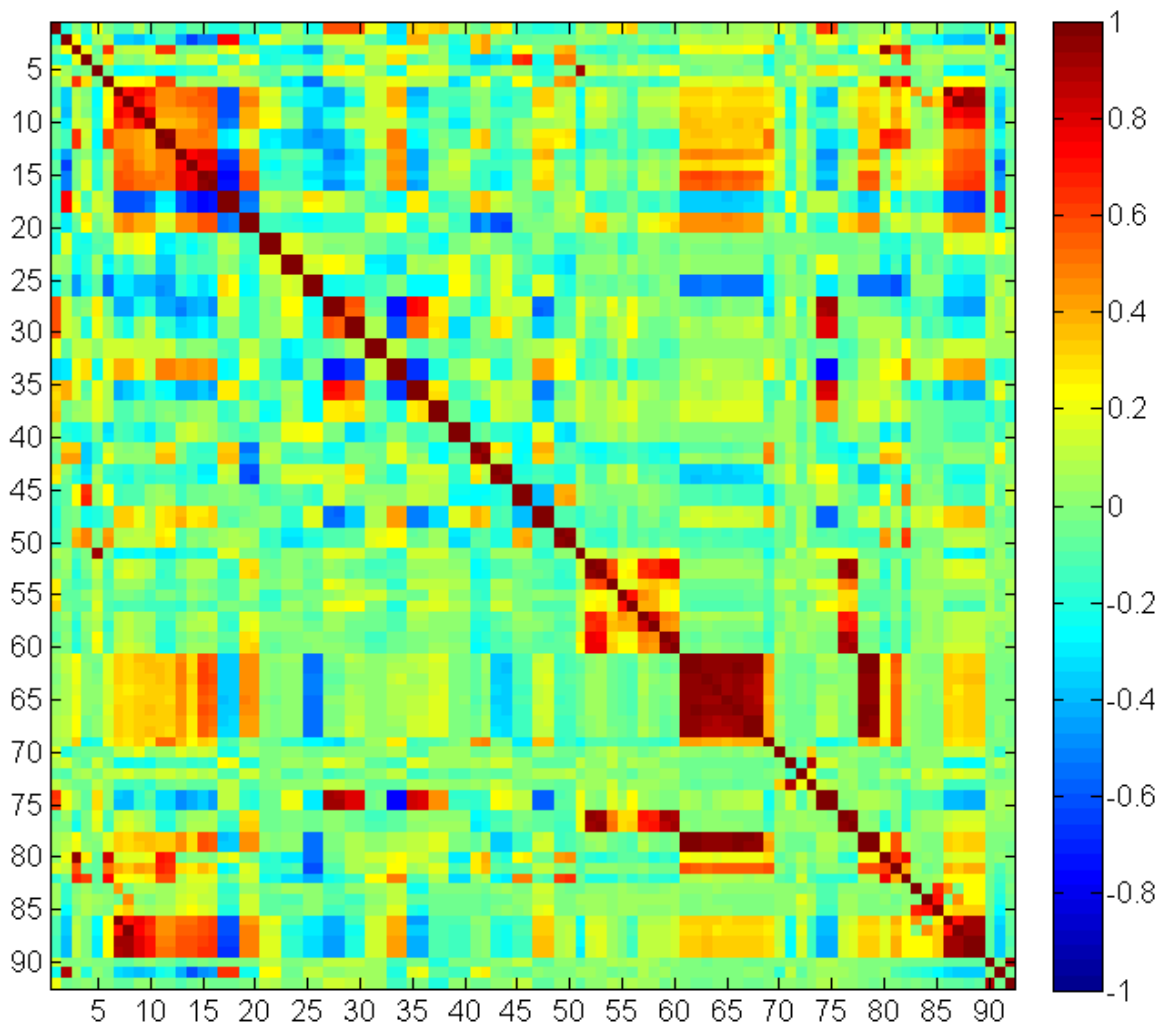


Abbildung 3.2: Korrelationskoeffizienten-Matrix Sommermonate 2012 und 2013

In der obigen Grafik ist ersichtlich, dass ein Großteil der Korrelationskoeffizienten nur einen geringen Wert aufweist, da die Matrix hauptsächlich grün gehalten ist. Die Hauptdiagonale ist im dunklen Rot gehalten, was einen Korrelationskoeffizient von 1 darstellt und dem Korrelationskoeffizient einer Datenreihe mit sich selbst entspricht. Es ist auch ersichtlich, dass die Matrix um die Hauptdiagonale gespiegelt ist und somit symmetrisch ist. Um die Hauptdiagonale sind größere Blöcke mit einen höheren Korrelationskoeffizient aufzufinden. Diese entsprechen dem Korrelationskoeffizienten der Leitungsbelastungen (7-16), der Winderzeugung DE (52-60) und der PV-Erzeugung DE (61-68).

Von großem Interesse sind die Korrelationskoeffizienten mit den DR-SLAV Leitungen. In nachfolgender Tabelle sind die wichtigsten Korrelationskoeffizienten mit einer der beiden DR-SLAV Leitungen für die Sommermonate 2012 und 2013 sowie für den Winter 2012/13 gelistet.

Tabelle 3.3: Korrelation mit Leitung DR-SLAV 437

Leitung DR-SLAV 437	Korrelationskoeffizient Sommer 2012 und 2013	Korrelationskoeffizient Winter 2012/13
Leitungen BI-SOK	0,73	0,81
Leitung DR-SLAV 438	0,71	0,98
Saldo Österreich	-0,62	-0,72
Leitungen St. Peter - TenneT	0,56	0,72
Leitungen WB-TA	0,47	0,08
Saldo Deutschland	0,43	0,60
Übergabe APG – Wien Energie	0,39	0,39
Saldo Balkan	-0,39	-0,28
Erzeugung Laufkraft AT	-0,35	-0,28
Erzeugung PV DE	0,33	0,08
Temperatur Unterlaa	0,30	-0,01
Saldo Ungarn	-0,30	-0,18
Erzeugung Wind AT	-0,28	-0,21
Börsenpreis	0,23	-0,44
Saldo Tschechien	0,19	0,20
Erzeugung Speicher/Pumpe AT	0,15	-0,34
Erzeugung Wind DE	0,13	0,56
Erzeugung Kalorisch AT	-0,01	-0,56

Zu den gelisteten Korrelationskoeffizienten mit der Leitung DR-SLAV 437 gehören alle Korrelationskoeffizienten die betragsmäßig einen höheren Wert als 0,4 in mindestens einen der beiden betrachteten Zeiträumen aufweisen sowie weitere interessante Datenreihen aus der Kategorie Erzeugungsdaten und Sonstiges.

Wie bereits erwähnt, sind die betrachteten Leitungen stark miteinander korreliert. Im Sommer ist die Leitung DR-SLAV 437 sogar stärker mit den beiden 220 kV Nachbarleitungen BI-SOK korreliert als mit der Leitung DR-SLAV 438. Dies ist auf der abwechselnden Abschaltungen in Sommer von jeweils einen der beiden Systeme der DR-SLAV Leitungen zurückzuführen. Im Winter kommt es kaum zu Abschaltungen eines Systems der Leitung und

deshalb ist auch der gemeinsame Korrelationskoeffizient der DR-SLAV Leitungen annähernd eins.

Nach Definition des Lastflusses sowie des Vorzeichen der Ländersalden in Kapitel 3.1 bedeutet ein negativer Korrelationskoeffizient mit dem Saldo Österreich, dass bei Lastfluss von Tschechien nach Österreich, das Saldo Österreich eher gering bzw. negativ ist und somit Österreich Strom importiert.

Die Korrelationskoeffizienten für die Kategorie Erzeugungsdaten sind für die Sommermonate und Wintermonate meist verschieden. Im Sommer gibt es zum Beispiel keinen linearen Zusammenhang zwischen dem Lastfluss über DR-SLAV und der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken, im Winter jedoch ist der lineare Zusammenhang stark negativ.

3.5 Kritischen Leitungsbelastungen aus den Messdaten

Ein sehr wichtiger Aspekt der Masterarbeit ist das frühzeitige Erkennen von kritischen Belastungen an der DR-SLAV Leitung. Jede Leitung hat eine thermische Grenze, welche durch den maximal zulässigen Strom über die Leitung angegeben wird. Da ein Übertragungsnetz n-1 sicher betrieben wird, darf bei Ausfall einer Komponente im Netz zu keinen weiteren Fehler führen. Für eine zweisystemige Leitung wie DR-SLAV stellt der Ausfall eines Systems eine große Belastung für das nicht ausgefallene System dar ((n-1)-Fall). Für die Betrachtung der kritischen Leitungsbelastung an den DR-SLAV Leitungen wurden deshalb bestimmte Belastungsstufen mit festgelegten Grenzwerten angesetzt. Da die Messwerte der Leitung als Wirkleistungen vorhanden sind, wird auch der Grenzwert als Wirkleistung angegeben. Bei der kritischen Belastungsstufe kann durch Ausfall eines Systems der zweisystemigen Leitung beim anderen System die thermische Grenze erreicht werden, was zu vermeiden ist. Die Grenzwerte werden separat für die beiden Systeme der Leitung sowie für beide Systeme zusammen festgelegt.

Tabelle 3.4: Einteilung kritischer Leitungsbelastungen

Belastungsstufe	DR-SLAV 437	DR-SLAV 438	DR-SLAV 437 und 438
	MW	MW	MW
kritisch	> 900	> 900	> 1800
potentiell kritisch	> 850	> 850	> 1700
potentiell kritisch	> 800	> 800	> 1600
unkritisch	≤ 800	≤ 800	≤ 1600

Anhand der Einteilung der Belastungsstufen werden die vorhandenen Daten der DR-SLAV Leitungen analysiert. In den nachfolgenden Tabellen sind die Anzahl der Stunden gelistet bzw. deren prozentualer Anteil der gesamten Stunden des betrachteten Zeitraumes, bei denen es innerhalb der Belastungsstufe zu Überschreitung der Grenze kommt.

Tabelle 3.5: Anzahl Stunden kritischer Leitungsbelastung Sommermonate 2012 und 2013

Belastungsstufe	DR-SLAV 437		DR-SLAV 438		DR-SLAV 437 und 438	
	h	%	h	%	h	%
kritisch	28	0,31	15	0,17	11	0,13
potenziell kritisch	101	1,14	85	0,97	76	0,86
potenziell kritisch	254	2,89	239	2,72	218	2,48
unkritisch	8506	96,83	8521	97,01	8542	97,24

Tabelle 3.6: Anzahl Stunden kritischer Leitungsbelastung Winter 2012/13

Belastungsstufe	DR-SLAV 437		DR-SLAV 438		DR-SLAV 437 und 438	
	h	%	h	%	h	%
kritisch	25	0,57	24	0,54	24	0,54
potenziell kritisch	81	1,84	76	1,73	78	1,79
potenziell kritisch	166	3,80	163	3,71	165	3,77
unkritisch	4202	96,20	4206	96,29	4204	96,23

In Tabelle 3.5 liegt der betrachtete Zeitraum im Sommer 2012 sowie 2013 mit einer Gesamtstundenanzahl von 8784 h bzw. 366 Tagen. Der betrachtete Zeitraum in Tabelle 3.6 ist der Winter 2012/13 mit insgesamt 4368 h bzw. 182 Tagen.

Vergleicht man die beiden Tabellen, so ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten die DR-SLAV Leitungen seltener kritisch belastet sind. Generell sind die Leitungen nur sehr selten kritisch belastet (< 0,6 %) bzw. potenziell kritisch belastet (< 4 %), wodurch die Prognose von kritischen Stunden erschwert wird.

4 Lastflussprognose

4.1 Anwendung der Regressionsanalyse

In diesem Kapitel werden die theoretischen Betrachtungen aus dem Kapitel 2.2 für die Prognose der zweisystemigen Leitung DR-SLAV angewandt.

Die Prognose der Leitung DR-SLAV wird für die Sommermonate sowie der Wintermonate gesondert betrachtet. Zu den Sommermonaten werden die Monate April bis einschließlich September gezählt, die Wintermonate sind infolgedessen die Monate Oktober bis einschließlich März.

Für die Prognose im Sommer wurden die Sommermonate des Jahres 2012 und 2013 betrachtet. Der Sommer 2011 wird durch die Topologieänderungen der vergangenen Jahre im Übertragungsnetz nicht mehr als repräsentativ für die derzeitige Netztopologie befunden.

Die Daten für die Prognose der Leitung im Winter beschränken sich auf den Winter 2012/13, da für den Winter 2011/12 selbiges wie oben gilt bzw. die Daten nur bis Ende 2013 verfügbar sind und somit der Winter 2013/14 auch prognosetechnisch entfällt.

4.1.1 1-Tage-Prognose Sommer

Wenn die Prognose einen Tag vorher stattfinden soll, können einige Datenreihen nicht zur Prognose angewandt werden. Allen voran soll hier die Lastflüsse aller betrachteten Leitungen genannt werden, welche gemessene Werte sind und nicht vorher bekannt sind.

Als Kriterium Y wird die Summe der gemessenen Wirklastflusswerte der beiden DR-SLAV Leitungen genommen. Die potentiellen Regressoren für die Prognose \hat{Y} setzen sich aus den DACP Ländersalden, den Erzeugungsdaten aus Österreich sowie der Wind- und PV-Prognose der vier Übertragungsnetzbetreiber aus Deutschland zusammen. Des Weiteren sind auch die Temperatur Wiens sowie die Übergabeleistung von der APG zur Wien Energie mindestens einen Tag vorher prognostizierbar. Insgesamt können 37 der 92 Datenreihen als 1-Tage-Prognose für die DR-SLAV Leitungen verwendet werden.

Die 37 potentiellen Regressoren für die MRA wurden der Stepwise Regression, wie in Kapitel 2.2.5 beschrieben, unterzogen. Die Stepwise Regression hat aus den 37 vorgegebenen Regressoren 29 ausgewählt. Es wurden also acht Datenreihen nicht in das MRA-Modell aufgenommen. Zu den nicht in das Modell hinzugefügten Regressoren gehört z.B. die Summe aus der Wind- sowie PV-Erzeugungsprognose der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Information ist redundant und deshalb nicht im Modell.

Aus der Berechnung des MRA-Modells erhält man die Regressionskoeffizient der 29 Regressoren und man kann die Prognose \hat{Y} mit folgender Gleichung berechnen.

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_{29} \cdot X_{29} \quad (28)$$

Das Residuum e kann man anhand Formel (8) berechnen.

Bei Berechnung des korrigierten Bestimmtheitsmaßes \overline{R}^2 kommt ein Wert von 0,85 heraus. Daraus lässt sich schließen, dass mit dem vorliegenden MRA-Modell das Kriterium gut prognostiziert werden kann.

In nachfolgender Abbildung sind der tatsächliche Verlauf des Lastflusses sowie die Lastflussprognose durch die MRA der Doppelleitung DR-SLAV über 24 Stunden aufgetragen. Zusätzlich ist auch die Differenz der beiden Verläufe, also das Residuum ersichtlich.

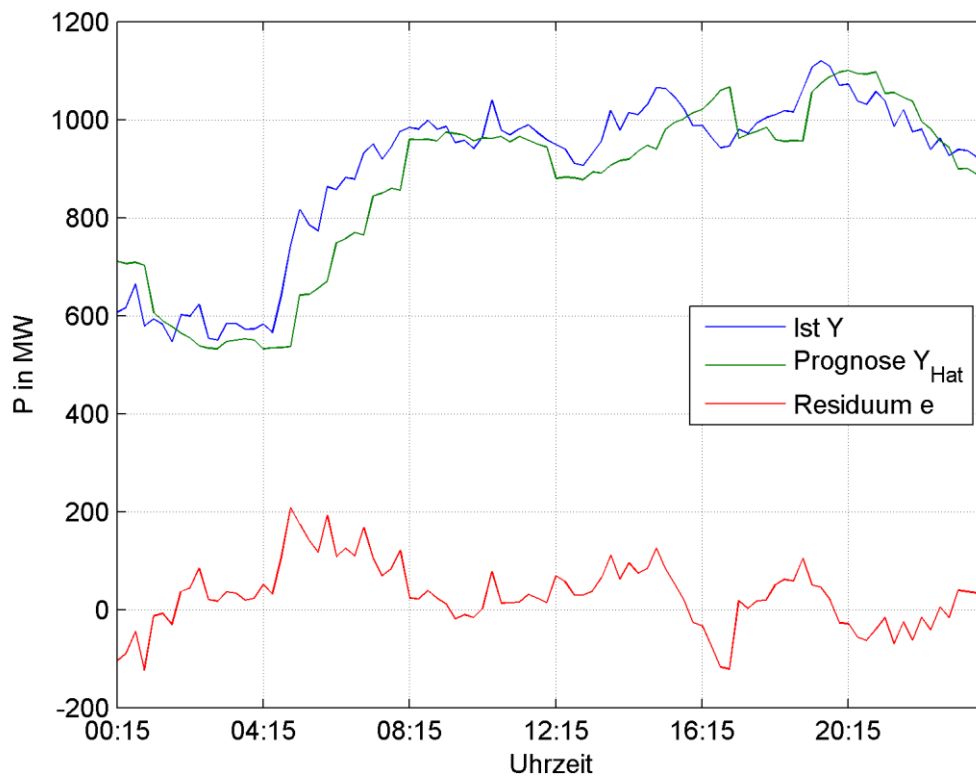


Abbildung 4.1: Ist und Prognose von Doppelleitung DR-SLAV

Die Vorhersage des Kriteriums verläuft ähnlich dem tatsächlichen Verlauf. Der Fehler pendelt über den Tag ungefähr zwischen -150 MW und +200 MW. Einen Überblick der Häufigkeitsverteilung des Residuums gibt das nachfolgende Histogramm.

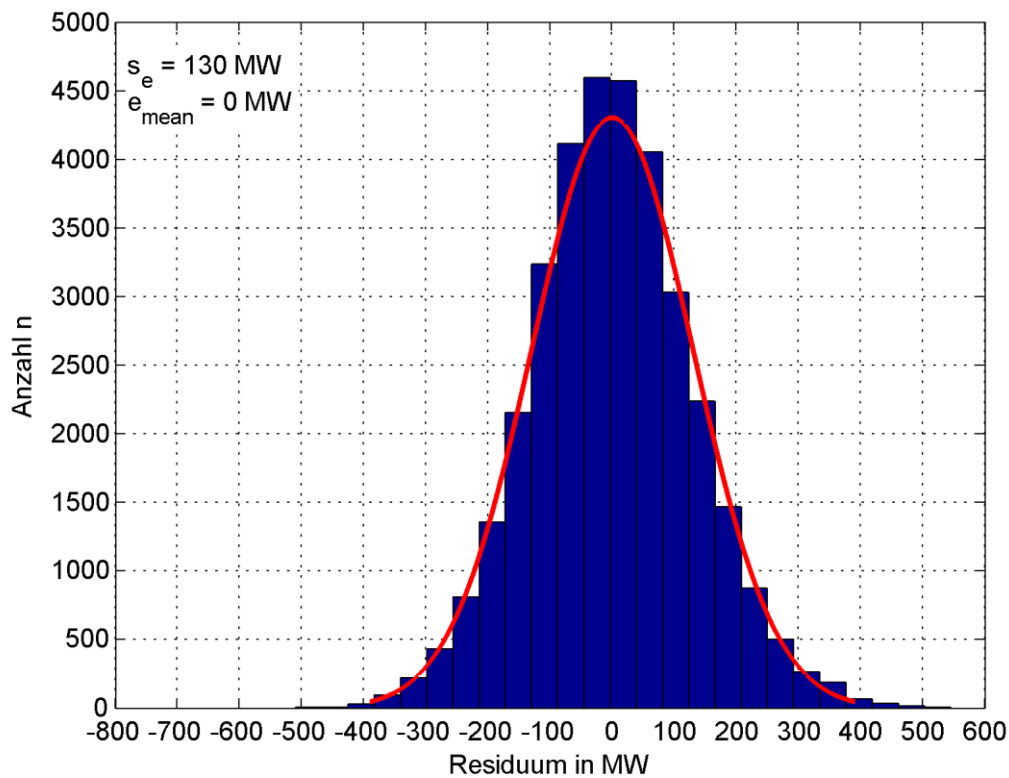


Abbildung 4.2: Histogramm Residuum 1-Tage-Sommerprognose

Das Residuum ist normalverteilt, die rote Kurve deutet dies in der obigen Abbildung an. Der Mittelwert des Residuums \bar{e} (in Abbildung 4.2 als e_{mean} dargestellt) liegt bei 0 MW und die Standardabweichung s_e bei 130 MW.

Es hat sich heraus gestellt, dass es zu größeren Prognosefehlern kommt, wenn eine der beiden DR—SLAV Leitungen ausgeschaltet ist. Deshalb wurden noch zwei weitere Zeitreihen erstellt, welche den Schaltzustand der DR-SLAV Leitungen beinhalten. Die Zeitreihen geben eine boolesche Information darüber ob die jeweilige DR-SLAV Leitung ein („1“) bzw. aus („0“) ist. In den nachfolgenden zwei Abbildungen ist gut der Unterschied bei der Prognose vom Kriterium ersichtlich, wenn eine der beiden Leitungen abgeschaltet ist.

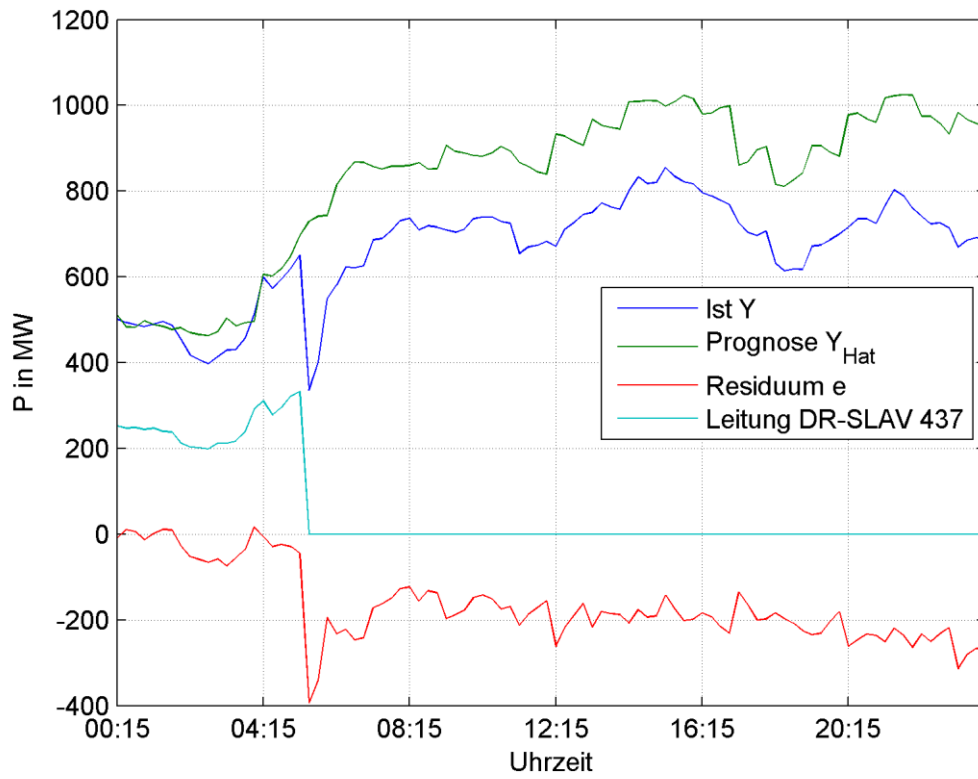


Abbildung 4.3: Prognose bei Abschaltung eines Systems ohne Berücksichtigung Schaltzustand DR-SLAV

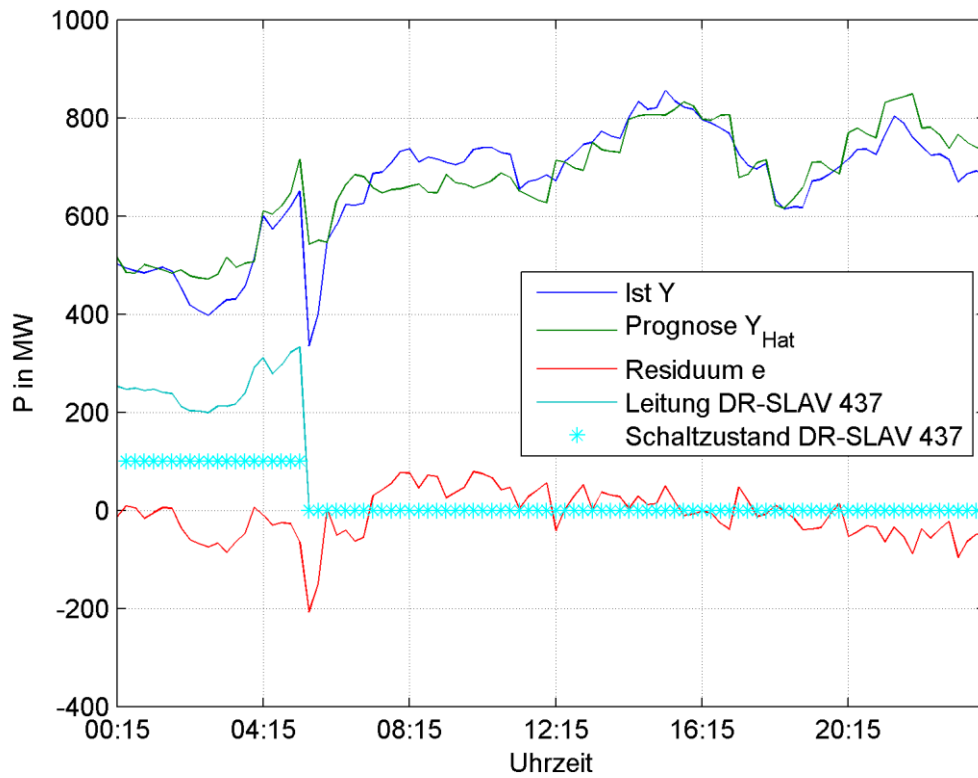


Abbildung 4.4: Prognose bei Abschaltung eines Systems mit Berücksichtigung Schaltzustand DR SLAV

In Abbildung 4.3 ist der Ist- und Prognose-Verlauf der Doppelleitung ohne den Zeitreihen „Schaltzustand DR-SLAV“ im MRA-Modell, sowie in mit den genannten Zeitreihen im MRA-Modell, dargestellt. Durch das Hinzufügen der Schaltzustandsinformation in das MRA-Modell, wird der Verlauf bei einer ausgeschalteten Leitung besser prognostiziert.

Der Schaltzustand der DR-SLAV Leitung 437 wurde in Abbildung 4.4 aus Übersichtsgründen mit 100 multipliziert, sodass ein Wert von 100 den Schaltzustand „ein“ darstellt.

Das Residuum besitzt nun eine Standardabweichung s_e von 117 MW, also ist diese um 13 MW geringer als mit den vorherigen MRA-Modell. Der Mittelwert des Residuums liegt wiederum bei 0 MW. Das korrigierte Bestimmtheitsmaß \bar{R}^2 beträgt 0,87 und ist somit gegenüber dem alten Modell geringfügig gestiegen.

4.1.2 1-Tage-Prognose Winter

Bei der Betrachtung des Winters sind das gleiche Kriterium sowie dieselben 40 potentiellen Regressoren für die Berechnung mit der Stepwise Regression gewählt worden.

Insgesamt wurden nur 27 der 40 potentiellen Regressoren in das MRA-Modell aufgenommen.

In nachfolgender Abbildung wird wiederum das Histogramm des Residuums dargestellt.

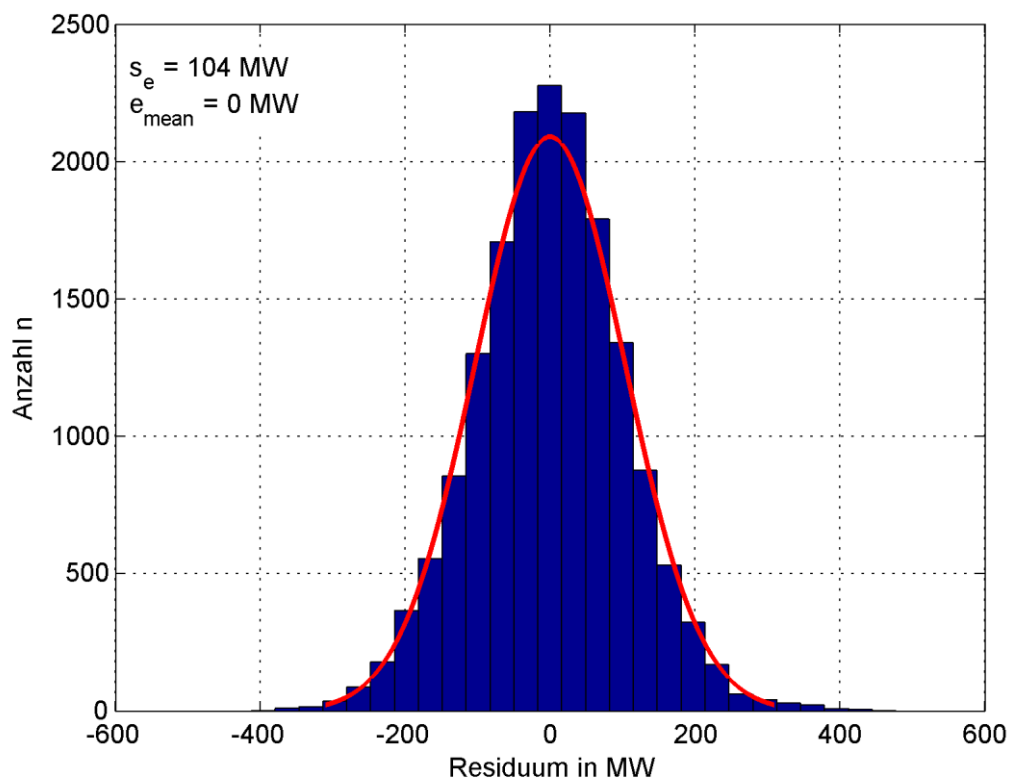


Abbildung 4.5: Histogramm Residuum 1-Tage-Winterprognose

Der Lastfluss der DR-SLAV Leitung wird im Winter geringfügig besser prognostiziert als im Sommer. Das korrigierte Bestimmtheitsmaß \bar{R}^2 beträgt 0,89 und liegt etwas über dem korrigierten Bestimmtheitsmaß der 1-Tage-Sommerprognose.

Des Weiteren gibt es im Residuum drei Ausreißer die über einer Differenzleistung von 600 MW liegt und nicht in obiger Abbildung dargestellt werden. Dies lässt sich auf Fehler der gemessenen Werte zurückführen.

4.1.3 3-Tages-Prognose Sommer

Im Sommer stehen nicht immer kurzfristig thermische Kraftwerke für einen Redispatch bei einem Netzengpass der DR-SLAV Leitung zur Verfügung. Häufig stehen thermische Kraftwerke im Sommer unter Revision oder werden über die Sommermonate eingemottet. Einige thermische Kraftwerke haben eine Vorlaufzeit von drei Tagen, bevor diese ans Netz gehen können. Es ist dadurch oft nötig die Prognose eines Netzengpasses bereits drei Tage vorher zu tätigen.

In diesem Kapitel wird versucht, ob es möglich ist, mit Datenreihen welche gut prognostizierbar sind, eine Prognose für die DR-SLAV Leitungen zu erstellen. Deshalb wurden die Datenreihen anhand ihrer Prognostizierbarkeit in drei Klassen „gut“, „mittel“ und „schlecht“ eingeteilt.

Es hat sich herausgestellt, dass nur zwei Datenreihen „gut“ prognostizierbar sind. Zu den gut prognostizierbaren Datenreihen zählen die Erzeugung aus den Laufkraftwerken Österreichs und die Temperatur Wien. Deshalb wurden für die nachfolgende Betrachtung noch einige weitere als „mittel“ prognostizierbare Datenreihen zum MRA-Modell hinzugefügt. Die nachfolgende Tabelle listet die verwendeten Datenreihen sowie deren mittels MRA-Modell berechneten Regressionskoeffizient b_i sowie die Regressionskoeffizient der z-transformierten Datenreihen β_i auf.

Tabelle 4.1: Regressionskoeffizienten 3-Tages-Prognose

Regressor X_i	b_i	β_i
Erzeugung Laufkraftwerke AT	-0,189	-0,400
Erzeugung thermische KWs AT	-0,098	-0,138
Erzeugung Windkraft AT	-0,292	-0,206
Temperatur Wien	-4,135	-0,082
Saldo DACP Balkan	-0,085	-0,353
Prognose Wind DE	0,022	0,190
Prognose PV DE	0,013	0,242
Übergabeleistung APG - Wien Energie	0,377	0,329

Alle Regressionskoeffizienten haben, bis auf dem Regressionskoeffizienten des Regressors Temperatur Wien, die Einheit MW/MW. Der Regressionskoeffizient der Temperatur Wien hat die Einheit MW/°C ist. Die Konstante b_0 hat einen Wert von 1310,8 MW.

Der Unterschied zwischen den normalen Regressionskoeffizienten sowie den studentisierten Regressionskoeffizienten ist anhand obiger Tabelle gut ersichtlich. Steigt der Regressor X_i um eine Einheit, so gibt der Regressionskoeffizient b_i an um welchen Faktor der Einheit das Kriterium Y steigt bzw. bei negativen Regressionskoeffizienten sinkt. Es ist somit ersichtlich, dass z.B. bei steigender Erzeugung aus Laufkraftwerken die Leitungsbelastung sinkt, bei steigender Übergabeleistung APG - Wien Energie die Leitungsbelastung jedoch steigt. Die studentisierten Regressionskoeffizienten geben an welcher Regressionskoeffizient den größten Einfluss auf das Kriterium und somit auf die Leitungsbelastung hat. Die Erzeugung aus den Laufkraftwerken hat somit den höchsten Einfluss auf die Leitungsbelastung. Es ist ersichtlich dass die Temperatur Wien den normalen Regressionskoeffizient mit dem höchsten Absolutwert hat, jedoch den geringsten Absolutwert bei dem studentisierten Regressionskoeffizienten. Dies ist durch den geringen Wertebereich der Temperatur zu erklären.

In nachfolgender Abbildung wird das Histogramm des Residuums e dargestellt.

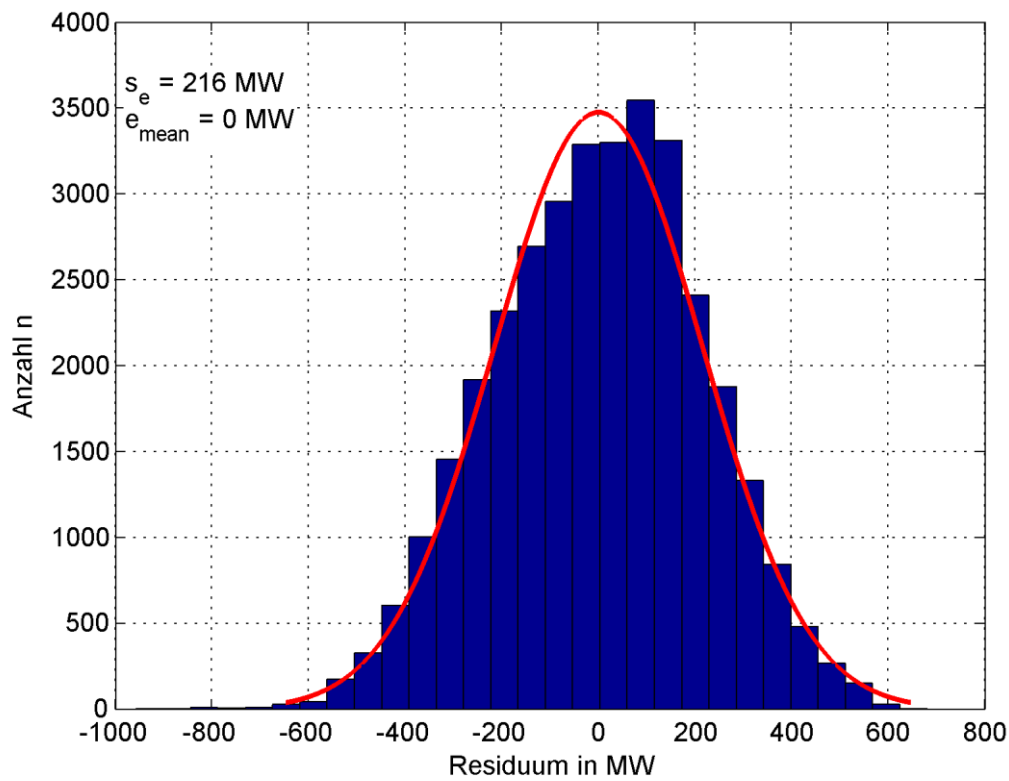


Abbildung 4.6: Histogramm Residuum 3-Tage-Sommerprognose

Die Standardabweichung ist gegenüber der 1-Tage-Sommerprognose von 117 MW auf 216 MW gestiegen, was auf die drastische Verringerung der Regressoren zurückzuführen ist.

Das korrigierte Bestimmtheitsmaß \bar{R}^2 ist signifikant von 0,87 auf 0,57 gesunken.

4.1.4 Kritische Belastungsprognose mittels MRA

Mit der MRA wurde in den Kapitel 4.1.1 bis 4.1.3 bereits gezeigt, dass eine Prognose der Leitungsbelastung möglich ist. In den nachfolgenden Tabellen wurde für den Sommer 2012 und 2013 sowie für den Winter 2012/13 die Anzahl der Stunden der jeweiligen Belastungsstufe für die Prognose der MRA sowie der tatsächlich gemessenen kritischen Stunden aus Tabelle 3.5 bzw. Tabelle 3.6 gegenübergestellt. Die Spalte Prognose und Ist beinhaltet die Stunden der MRA-Prognose die auch tatsächlich auftraten. Die Prozentangaben beziehen sich wiederum auf die Gesamtstundenanzahl des jeweiligen Betrachtungszeitraums.

Tabelle 4.2: 3-Tages-Prognose von kritischer Leitungsbelastung Sommer 2012 und 2013

Leitung und Belastung	Prognose		Ist		Prognose und Ist	
	h	%	h	%	h	%
DR-SLAV 437 > 900 MW	0	0	28	0,31	0	0
DR-SLAV 437 > 850 MW	1	0,01	101	1,14	0	0
DR-SLAV 437 > 800 MW	30	0,34	254	2,89	16	0,18
DR-SLAV 437 ≤ 800 MW	8596	97,86	8506	96,83	8334	94,87
DR-SLAV 438 > 900 MW	0	0	15	0,17	0	0
DR-SLAV 438 > 850 MW	0	0	85	0,97	0	0
DR-SLAV 438 > 800 MW	18	0,20	239	2,72	10	0,11
DR-SLAV 438 ≤ 800 MW	8609	98,00	8521	97,01	8355	95,11
DR-SLAV 437 und 438 > 1800 MW	0	0	11	0,13	0	0
DR-SLAV 437 und 438 > 1700 MW	0	0	76	0,86	0	0
DR-SLAV 437 und 438 > 1600 MW	22	0,25	218	2,48	12	0,13
DR-SLAV 437 und 438 ≤ 1600 MW	8604	97,95	8542	97,24	8373	95,32

Tabelle 4.3: 1-Tage-Prognose von kritischer Leitungsbelastung Winter 2012/13

Leitung und Belastung	Prognose		Ist		Prognose und Ist	
	h	%	h	%	h	%
DR-SLAV 437 > 900 MW	11	0,25	25	0,57	11	0,23
DR-SLAV 437 > 850 MW	31	0,70	81	1,84	28	0,63
DR-SLAV 437 > 800 MW	80	1,82	166	3,80	69	1,57
DR-SLAV 437 ≤ 800 MW	4163	95,31	4202	96,20	4069	93,14
DR-SLAV 438 > 900 MW	10	0,22	24	0,54	10	0,22
DR-SLAV 438 > 850 MW	29	0,65	76	1,73	27	0,61
DR-SLAV 438 > 800 MW	76	1,73	163	3,71	66	1,51
DR-SLAV 438 ≤ 800 MW	4167	95,39	4206	96,29	4073	93,25
DR-SLAV 437 und 438 > 1800 MW	11	0,24	24	0,54	11	0,23
DR-SLAV 437 und 438 > 1700 MW	30	0,69	78	1,79	28	0,63
DR-SLAV 437 und 438 > 1600 MW	78	1,78	165	3,77	68	1,56
DR-SLAV 437 und 438 ≤ 1600 MW	4165	95,35	4204	96,23	4071	93,19

4.1.5 Resümee der MRA

Die MRA ist prinzipiell geeignet um eine Lastflussprognose mit den zur Verfügung stehenden Daten zu tätigen. Es stellt sich jedoch heraus, dass die Prognose von kritischen Leitungsbelastungen mit der MRA nicht zufriedenstellend möglich ist. Vor allem im Sommer werden mittels 3-Tages-Prognose keine kritischen bzw. fast keine potentiell kritischen Leitungsbelastungen erkannt. Im Winter werden zwar durch die 1-Tage-Prognose mehrere kritische Leitungsbelastungen erkannt, jedoch liegt der Wert weit unter den tatsächlich eingetretenen kritischen Leitungsbelastungen.

4.2 Schwellwerte für kritische Leitungsbelastung

Die Prognose von kritischen Belastungen an der DR-SLAV Leitung kann mittels MRA nicht durchgeführt werden. Speziell für die Sommermonate ist jedoch eine Prognose der kritischen Leitungsbelastungen von Nöten. Anhand der acht gut bis mittel prognostizierbaren Datenreihen (Tabelle 3.6) wird der Einfluss auf die kritische Leitungsbelastung der DR-SLAV Leitungen untersucht.

4.2.1 Einzelkriterien

Es wird versucht Schwellwerte dieser Parameter zu finden, bei denen bei Über- bzw. Unterschreitung keine potentiell kritischen Leitungsbelastungen zu erwarten sind. Als kritische Leitungsbelastung wird ein Lastfluss über die zwei Systeme der DR-SLAV Leitung von über 1700 MW definiert. Hierzu wird die Leitungsbelastung der beiden DR-SLAV Leitungen gegenüber diese Datenreihen aufgetragen.

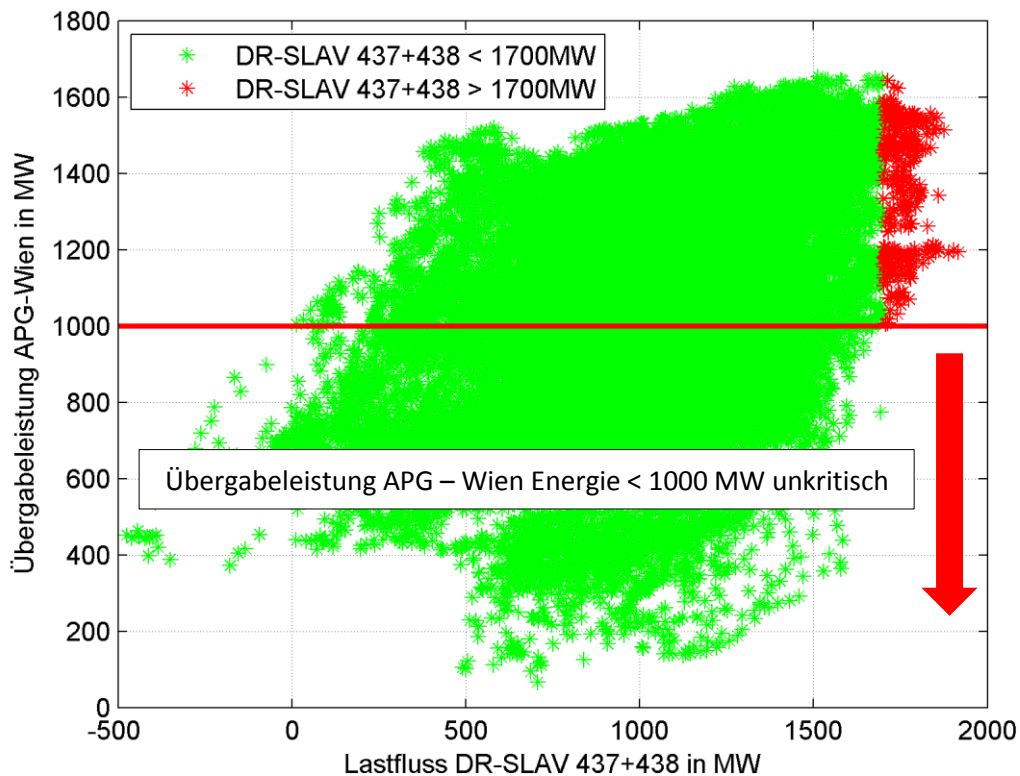


Abbildung 4.7: Festlegung Schwellwert Übergabeleistung APG - Wien Energie

In obiger Abbildung ist ersichtlich, dass keine kritischen Leitungsbelastungen an den beiden DR-SLAV Leitungen aufgetreten sind wenn die Übergabeleistung APG - Wien Energie stets unter dem Schwellwert von 1000 MW ist.

Für zwei von den acht Prognose-Zeitreihen sind jedoch die Festlegung von Schwellwerten nicht zweckvoll. Dies wird anhand der Prognose von Wind DE in nachfolgender Abbildung ersichtlich. Die Festlegung eines Grenzwertes ist nicht sinnvoll, da sich hohe Belastungen an der DR-SLAV Leitung annähernd über den gesamten Wertebereich der Winderzeugung erstrecken und da bei Festlegung eines Schwellwertes bei z.B. 13 000 MW nur unter 1,5 % der Werte ausschließen würde.

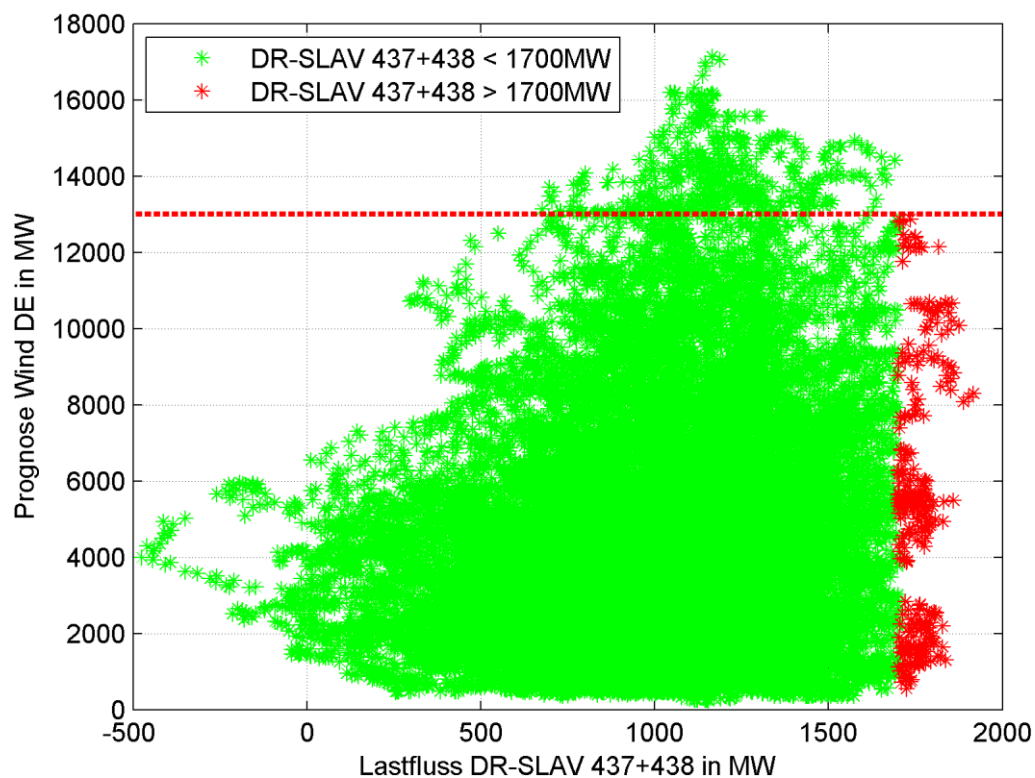


Abbildung 4.8: Festlegung Schwellwert Prognose Wind DE

Die nachfolgende Tabelle sind Einzelkriterien gelistet, bei denen durch die gewählten Schwellwerte der sechs von acht Prognose-Zeitreihen, es zu keiner potentiell kritischen Leitungsbelastung (> 1700 MW) an den beiden DR-SLAV Leitungen kommt.

Tabelle 4.4: Einzelkriterien Schwellwerte Prognose-Zeitreihen

Prognose-Parameter	Schwellwert	Unkritisch in %
Erzeugung thermische KWs AT	> 1500 MW	9,4
Erzeugung Windkraft AT	> 390 MW	23,0
Temperatur Wien	< 9°C	7,4
Saldo Balkan	> 420 MW	20,0
Prognose PV DE	< 4900 MW	60,7
Übergabeleistung APG - Wien Energie	< 1000 MW	50,4

In der dritten Spalte ist ersichtlich, wie viel Prozent der Werte unter bzw. über dem Schwellwert liegen und dadurch als nicht kritisch eingestuft werden. Für die Erzeugung aus Wasserkraft AT sowie Prognose Wind DE gibt es keine sinnvollen Schwellwerte. Die Schwellwerte für Prognose PV DE sowie der Übergabeleistung APG - Wien Energie stellen sich als sehr wirksam heraus. Jedoch ist zu beachten, dass es keine Leitungsbelastung über 1700 MW über die Nachtstunden gab wo keine PV Einspeisung stattfindet und deshalb der Schwellwert für die Prognose PV DE so viel Prozent der Werte ausschließt. Ungefähr 40 % der Werte der Prognose PV DE liegen unter 100 MW und deshalb ist dieser Schwellwert so wirksam. Durch die Schwellwerte der Erzeugung von thermischen KWs sowie der Temperatur Wiens werden nur unter zehn Prozent der Werte ausgeschlossen. Der Schwellwert für das Saldo Balkan ist positiv und bedeutet dass bei einem Export über dem Schwellwert es zu keiner kritischen Leitungsbelastung kommt.

Die tatsächlich eingetretenen Stunden an Leitungsbelastung über die DR-SLAV Leitungen wurde bereits mit 76 h in Tabelle 3.5 aufgelistet. Mit Hilfe der Schwellwerte aus Tabelle 4.4 werden die potentiell als kritisch zu betrachtenden Leitungsbelastungen bestimmt. Werte die auf der unkritischen Seite des Schwellwertes des jeweiligen Prognose-Parameters liegen werden als unkritisch eingestuft. Sind die Werte aller sechs Prognose-Parameter pro Zeitstempel unkritisch, so wird dieser Zeitstempel als unkritisch betrachtet. Falls mindestens ein Wert pro Zeitstempel auf der kritischen Seite des Schwellwertes liegt, so wird dieser Zeitstempel als potentiell kritisch gesehen. Insgesamt werden durch diese Kriterien 1562 Stunden als potentiell kritisch eingestuft.

4.2.2 Parameter-Kombinationen

Durch die Anwendung der obigen Kriterien kommt es zu einer starken Überschätzung der kritischen Stunden. Deshalb wird versucht mittels Kombinationen von Parameter weitere Schwellwerte zu finden. Dazu werden die acht Prognose-Parameter jeweils miteinander in einen x-y Plot aufgetragen und die kritischen DR-SLAV Leitungsbelastungen eingezeichnet. In Summe ergibt das weitere 35 Plots in denen versucht wird weitere unkritische Bereiche zu finden.

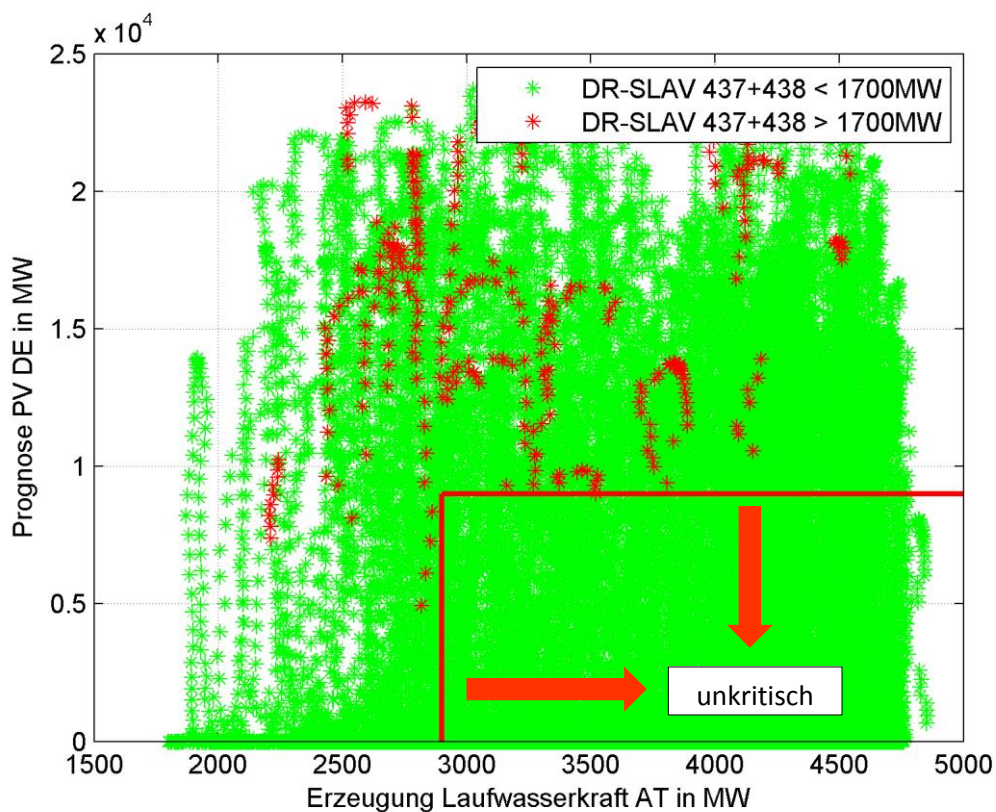


Abbildung 4.9: Parameter-Kombinationen Prognose PV DE und Erzeugung Laufwasserkraft AT

Bei einigen Plots sind keine zusätzlichen Parameter-Kombinationen möglich, da diese bereits durch ihre Einzelkriterien beschränkt sind.

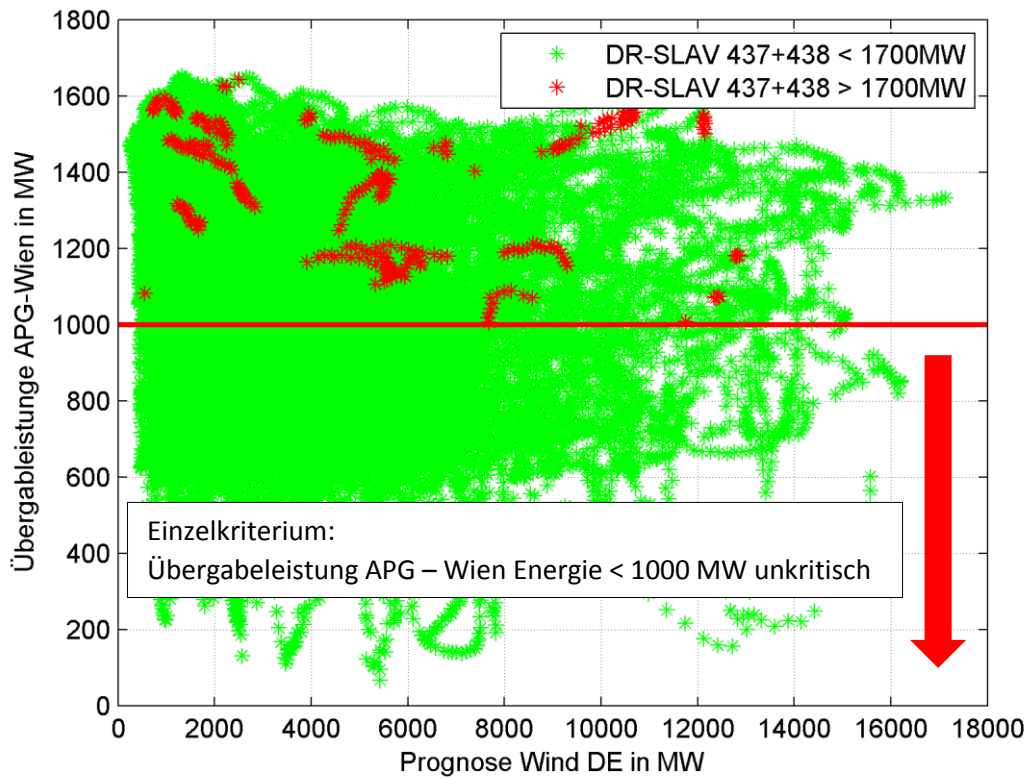


Abbildung 4.10: Parameter-Kombinationen Prognose Wind DE und Übergabeleistung APG - Wien Energie

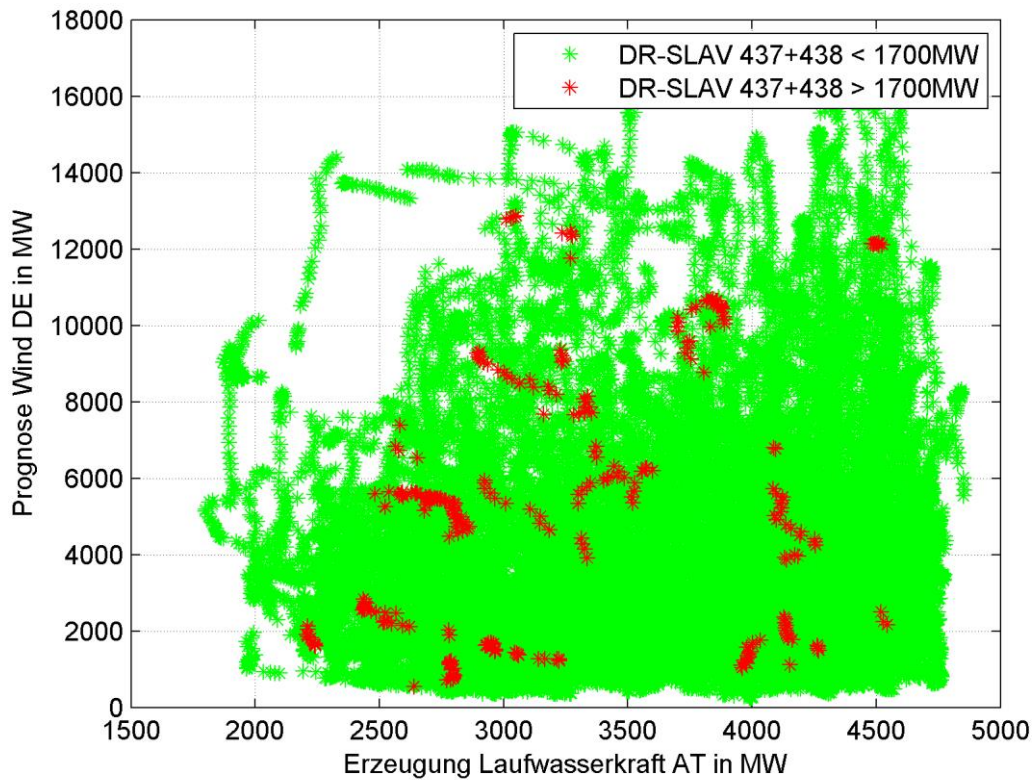


Abbildung 4.11: Parameter-Kombinationen Erzeugung Laufwasserkraft AT und Prognose Wind DE

In obiger Abbildung ist ersichtlich, dass sich die kritischen Leitungsbelastungen über nahezu der gesamten Punktwolke verstreuen und dass deshalb keine sinnvolle Festlegung von Schwellwerten möglich ist.

Insgesamt wurden neun Schwellwertpaare für die Parameter-Kombinationen gefunden, welche in nachfolgender Tabelle aufgelistet sind.

Tabelle 4.5: Parameter-Kombinationen von Prognose-Parametern

Parameter 1	Schwellwert	Parameter 2	Schwellwert	Unkrit. in %
Erzeugung Lauf	> 3600 MW	Temperatur Wien	< 23°C	45,8
Erzeugung Lauf	> 3600 MW	Übergabe APG-Wien	< 1400 MW	53,4
Prognose Wind DE	< 4450 MW	Temperatur Wien	< 22°C	46,2
Erzeugung Lauf	> 3600 MW	Erzeugung Thermisch	> 650 MW	20,9
Saldo Balkan	> -830 MW	Temperatur Wien	< 24°C	29,2
Saldo Balkan	> -830 MW	Übergabe APG-Wien	< 1400 MW	29,9
Erzeugung Lauf	> 2900 MW	Prognose PV DE	< 9000 MW	59,6
Saldo Balkan	> -780 MW	Prognose PV DE	< 16850 MW	30,5

Liegen die Parameter 1 und 2 über bzw. unter dem Schwellwert des jeweiligen Parameters, so ist die Leitungsbelastung an der DR-SLAV Leitung als unkritisch einzustufen. Die letzte Spalte gibt wiederum an wie viel Prozent der gesamten Werte in einem unkritischen Bereich liegen.

4.2.3 Resümee der Schwellwerte für kritische Leitungsbilanzen

In nachfolgender Tabelle sind die prognostizierten kritischen Stunden durch Ermittlung aus den verschiedenen Parameter-Schwellwerten aufgelistet.

Tabelle 4.6: Gegenüberstellung tatsächliche mit prognostizierter Leitungsbelastung

Ermittlung Belastung	Kritische Belastung	Bezogen auf Gesamtstunden
	h	%
Messwerte Lastfluss Leitungen	76	0,9
Prognose Einzelkriterien	1562	17,8
Prognose Parameter-Kombinationen	1090	12,4
Prognose aus Einzelkriterien und Parameter-Kombinationen	515	5,6

Durch Berücksichtigung der Einzelkriterien sowie zusätzlich die Kombinationen der Parameter wurden die als potentiell kritisch angesehenen Stunden von den 1562 h, bei denen nur die Einzelkriterien berücksichtigt wurden, auf 515 h reduziert. Mittels der acht gut bis mittel prognostizierbaren Datenreihen kann man also potentiell kritische Leitungsbelastungen gut prognostizieren.

5 Simulation von Engpassmanagement

5.1 Engpassmanagement durch Redispatch

Durch den Zusammenschluss des Übertragungsnetzes der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber zum europäischen Verbundnetz steigt auch der Lastfluss über die grenzüberschreitenden Leitungen. Viele dieser Leitungen wurden vor dem Zusammenschluss des Verbundnetzes gebaut und nur zum Austausch von überschüssiger Energie die nicht national verbraucht wurde bzw. zum Ausgleich eines nationalen Erzeugungsdefizits verwendet. Dadurch sind die grenzüberschreitenden Leitungen sehr häufig von Netzengpässen betroffen.

Um einen Engpass an einer Leitung zu beseitigen, gibt es zwei grundlegende Möglichkeiten. Netztechnische Maßnahmen werden direkt vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuert. Kraftwerksseitige Maßnahmen benötigen eine Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern bzw. bei grenzüberschreitenden Redispatch von mehreren Übertragungsnetzbetreibern und von Energieversorgungsunternehmen wie Kraftwerksbetreibern.

Zu den netztechnischen Maßnahmen gehören Topologieänderungen am Netz wie Sonderschaltungen einer Leitung sowie der Einsatz von Regeltransformatoren. Eine kraftwerksseitige Maßnahme ist der Redispatch wie in nachfolgender Abbildung ersichtlich.

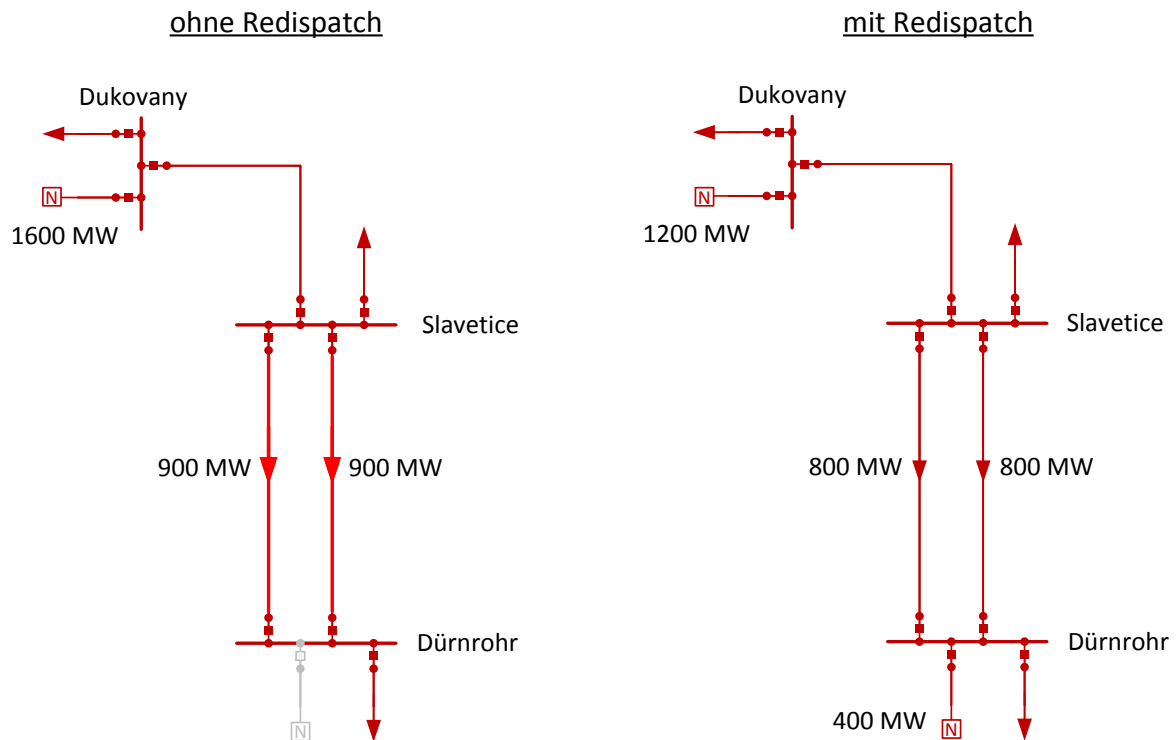


Abbildung 5.1: Beispiel für Leitungsentlastung durch Redispatch

In obiger Abbildung ist beispielhaft die Wirkung eines Redispatch zur Entlastung einer Leitung aufgezeigt. In der Grafik ist ein Ausschnitt des europäischen Verbundnetzes mit jeweils einer Sammelschiene der drei Umspannwerke (UW) Dürnrohr, Slavětice und Dukovany ersichtlich. Die DR-SLAV Doppelleitung sowie eine Leitung zwischen Slavětice und Dukovany verbinden die Sammelschienen. Von den Sammelschienen führen noch weitere Leitungen weg, welche das umliegende Verbundnetz symbolisieren. In Dukovany speist das Atomkraftwerk mit einer Wirkleistung von 1600 MW in das Übertragungsnetz ein. Das thermische KW in Dürnrohr ist vor dem Redispatch nicht am Netz. Die DR-SLAV Leitungen sind beide mit 900 MW stark belastet. Ein Redispatch wird durchgeführt indem die Einspeisung der Wirkleistung im UW Dukovany um 400 MW reduziert wird und in Dürnrohr das KW eingeschaltet wird und somit 400 MW an Wirkleistung im UW Dürnrohr eingespeist wird. Das Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch bleibt erhalten, jedoch wird 400 MW an Einspeisung geografisch versetzt und entlastet die stark belasteten DR-SLAV Leitungen. In diesem Beispiel wird die Doppelleitung um 200 MW entlastet, da der Redispatch sehr nahe an dem Engpass durchgeführt wird. Je weiter weg der Redispatch

stattfindet, desto geringer wird die Wirkung auf dem Engpass. Es wird deshalb versucht den Redispatch so wirksam wie möglich zu gestalten, jedoch sind nicht immer KWs in unmittelbarer Nähe verfügbar.

Um die Wirksamkeit eines Redispatch für die betrachtete Leitung zu bestimmen, kann der sogenannte Power Transfer Distribution Factor (PTDF) angewandt werden. Der PTDF gibt allgemein die Lastflussänderung über eine Leitung an, wenn in einem Knoten Leistung eingespeist wird und im Referenzknoten entnommen wird [14].

Je nach Redispatch wird oft mehr als nur ein KW verwendet sowohl als Leistungserhöhung als auch im Gegenknoten als Leistungsreduktion. Dadurch kann es auch zu mehreren Einspeiseknoten sowie zu mehreren Entnahmeknoten, in obiger Beschreibung als Referenzknoten bezeichnet, kommen.

Die Wirksamkeit des Redispatch (PTDF) kann mit folgender Formel berechnet werden:

$$PTDF = \frac{\Delta P_L}{P_{RD}} = \frac{P_{Lv} - P_{Ln}}{P_{RD}} \quad (29)$$

Die Lastflussänderung ΔP_L über die Leitung ist die Differenz aus Lastfluss vor und nach durchgeführten Redispatch (P_{Lv} und P_{Ln}) mit Redispatch-Volumen P_{RD} . Die Wirksamkeit wird in Änderung in Megawatt an der Leitung pro Megawatt an Redispatch-Volumen angegeben ($\frac{MW}{MW}$). Bei der beispielhaften Darstellung eines Redispatch in Abbildung 5.1 liegt die Wirksamkeit bei $0,5 \frac{MW}{MW}$. Dies bedeutet, dass durch Einsatz von einem Redispatch-Volumen von 400 MW, 50 % und somit 200 MW zur Entlastung der betrachteten Doppelleitung beitragen.

5.2 Lastflussberechnung

Das österreichische Übertragungsnetz gehört zum Verbundnetz des Continental Europe ENTSO-E Netzes. Das Verbundnetz ist ein vermaschtes Netz mit einer Vielzahl von Netzknoten sowie Netzzweigen.

5.2.1 Zusammenhang zwischen Knotenspannungen und Knotenströmen

Ausgehend von einem vermaschten Netz mit n Knoten, lässt sich das Netz im stationären Zustand mit folgender Formel beschreiben [10].

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (30)$$

\underline{I} stellt den Vektor der komplexen Knotenströme und \underline{U} die komplexen Knotenspannungen als Spaltenvektor mit n Elementen dar. \underline{Y} ist die komplexe Systemadmittanzmatrix:

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Die Admittanzmatrix ist symmetrisch und deshalb um die Hauptdiagonale gespiegelt.

Die Nebendiagonalelemente \underline{Y}_{ij} werden als Koppeladmittanzen bezeichnet und entsprechen dem negativen Kehrwert der Zweigimpedanz \bar{Z}_{ij} zwischen den Knoten i und j .

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -\frac{1}{\bar{Z}_{ij}} \quad (32)$$

Die Hauptdiagonalelemente \underline{Y}_{ii} sind die sogenannten Eigenadmittanzen und werden als negative Summe der angrenzenden Koppeladmittanzen \underline{Y}_{ij} berechnet.

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \underline{Y}_{ij} \quad (33)$$

Bei der Berechnung ist zu beachten, dass sämtliche Admittanzen auf eine Spannungsebene bezogen werden und von symmetrischen Lastflüssen ausgegangen wird und somit nur das Mitsystem zum Tragen kommt.

Sind die Knotenströme \underline{I} gegeben und die Knotenspannungen \underline{U} zu berechnen, so muss die Admittanzmatrix \underline{Y} invertiert werden. Die Zeilensumme der Admittanzmatrix ist Null, wodurch die Matrix singular und nicht invertierbar ist. Durch Vorgabe eines Spannungswertes sowie Festlegung des Spannungswinkels auf null im sogenannten Slackknoten, welcher meist der Knoten 1 ist, kann die erste Zeile und Spalte der Admittanzmatrix gestrichen werden. Die Admittanzmatrix lässt sich invertieren und wird zur Impedanzmatrix \underline{Z} .

5.2.2 Berechnung gekoppelter Wirk- und Blindlastfluss

Die komplexe Scheinleistung \underline{S} der einzelnen Knoten lässt sich wie folgt berechnen:

$$\underline{S} = \underline{U}_{diag} \cdot \underline{I}^* = \underline{U}_{diag} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{U} \quad (34)$$

Für die konjugiert komplexen Knotenströme \underline{I}^* wurde die Gleichung aus Formel (30) eingesetzt.

Die Diagonalmatrix der Knotenspannungen \underline{U}_{diag} lässt sich wie folgt darstellen:

$$\underline{U}_{diag} = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \underline{U}_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \underline{U}_n \end{bmatrix} \quad (35)$$

Die Wirk- und Blindleistungen lassen sich als nichtlineare Funktion der komplexen Knotenspannungen darstellen. Aus Formel (34) ergeben sich in komplexer Schreibweise sowie in Real- und Imaginärteil aufgeteilt folgende Formeln [11]:

$$\underline{S}_i = \frac{U_i U_i^*}{\underline{Z}_{ii}^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{U_i U_j^*}{\underline{Z}_{ij}^*} = \frac{U_i^2}{Z_{ii}} \angle \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii} \right) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \angle \left(\vartheta_i - \vartheta_j + \frac{\pi}{2} - \alpha_{ij} \right) \quad (36)$$

$$P_i = \frac{U_i^2}{Z_{ii}} \sin \alpha_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (37)$$

$$Q_i = \frac{U_i^2}{Z_{ii}} \cos \alpha_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \cos(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (38)$$

mit

$$\underline{U}_j = U_j \angle \vartheta_j \quad (39)$$

$$\underline{Z}_{ii} = Z_{ii} \angle \psi_{ii} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \quad (40)$$

$$\underline{Z}_{ij} = Z_{ij} \angle \psi_{ij} = -\frac{1}{\underline{Y}_{ij}} \quad (41)$$

$$\alpha_{ii} = \frac{\pi}{2} - \psi_{ii} \quad (42)$$

$$\alpha_{ij} = \frac{\pi}{2} - \psi_{ij} \quad (43)$$

Zu beachten ist, dass die Elemente \underline{Z}_{ii} und \underline{Z}_{ij} nicht die Elemente der Impedanzmatrix \underline{Z} , also der invertierten Admittanzmatrix \underline{Y} sind, sondern nur die Kehrwerte der jeweiligen Elemente in der Admittanzmatrix.

Aus den Formeln (37) und (38) ist ersichtlich, dass die Wirk- und Blindleistungen eine Funktion von Betrag und Winkel der Knotenspannungen sind. Somit ist die Scheinleistung eine Funktion der komplexen Knotenspannungen.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_1 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} = f(\vartheta_1, \vartheta_2, \dots, \vartheta_n, U_1, U_2, \dots, U_n) \quad (44)$$

$$\underline{\underline{S}} = f(\underline{\underline{U}}) \quad (45)$$

Durch Vorgabe eines Spannungsvektors \underline{U}_0 lassen sich die partiellen Ableitungen der Knotenleistungen aus Formel (37) und (38) nach Winkel und Betrag der Knotenspannungen linearisieren. In Matrixschreibweise lässt sich das nach folgenden Formeln darstellen:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \vartheta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (46)$$

$$\underline{\Delta S} = \underline{J}(\underline{U}_0) \cdot \underline{\Delta U} \quad (47)$$

Die Matrix \underline{J} wird als Jacobi-Matrix bezeichnet und ist in vier Teilmatrizen $\frac{\partial P}{\partial \vartheta}$, $\frac{\partial P}{\partial U}$, $\frac{\partial Q}{\partial \vartheta}$ und $\frac{\partial Q}{\partial U}$ eingeteilt. Die Teilmatrizen $\frac{\partial P}{\partial U}$ und $\frac{\partial Q}{\partial \vartheta}$ der Jacobi-Matrix sind bei Hochspannungsnetzen annähernd Null und werden oft bei Näherungsverfahren vernachlässigt.

Bei der Berechnung des vermaschten Netzes sind meistens an den Knoten die Einspeisungen sowie der Verbrauch bekannt. Am Slackknoten sind die Spannung und der Winkel bekannt. Für die vollständige Lastflussberechnung sind die Knotenspannungen der restlichen Knoten sowie die Last am Slackknoten zu berechnen.

Zur Lösung der nichtlinearen Problemstellung gibt es mehrere Verfahren. Sehr häufig wird das Newton-Raphson-Verfahren (NRV) eingesetzt. Das NRV ist eine Methode um Nullstellen iterativ anzunähern. Dies wird bei der Lastflussberechnung ausgenutzt um folgende Bedingung aus Formel (45) zu erhalten:

$$g(\underline{U}) = f(\underline{U}) - \underline{S} \stackrel{!}{=} 0 \quad (48)$$

Es wird die Funktion durch eine Tangente angenähert und davon die Nullstelle berechnet. Dies wird so lange wiederholt bis die Nullstelle der Funktion ausreichend genau bestimmt ist und somit die Iterations-Schranke ϵ unterschritten ist [12].

Beim NRV wird schrittweise ausgehend von einem beliebigen Startwert die Nullstelle anhand folgender Iterationsfolge angenähert.

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \quad (49)$$

Wendet man diese Formel für die Lastflussberechnung an, erhält man nachfolgenden Ausdruck.

$$U_{i+1} = U_i - \frac{f(U_i) - \underline{S}}{\left. \frac{d}{dU} (f(U) - \underline{S}) \right|_{U=U_i}} = U_i - \frac{\underline{S}_i - \underline{S}}{\left. J \right|_{U=U_i}} \quad (50)$$

Die iterative Lastflussberechnung besteht grundsätzlich aus vier Schritten [13]:

1. Schritt: Annahme der Startwerte für U_0 und Berechnung von $J(U_0)$ und S_0
2. Schritt: Durchführen eines Konvergenztestes $|\underline{S}_i - \underline{S}| < \varepsilon$
3. Schritt: Berechnung von Spannung U_1 durch Formel (50)
4. Schritt: Verfahren wiederholen bis Konvergenztest aus Schritt 2 positiv ist

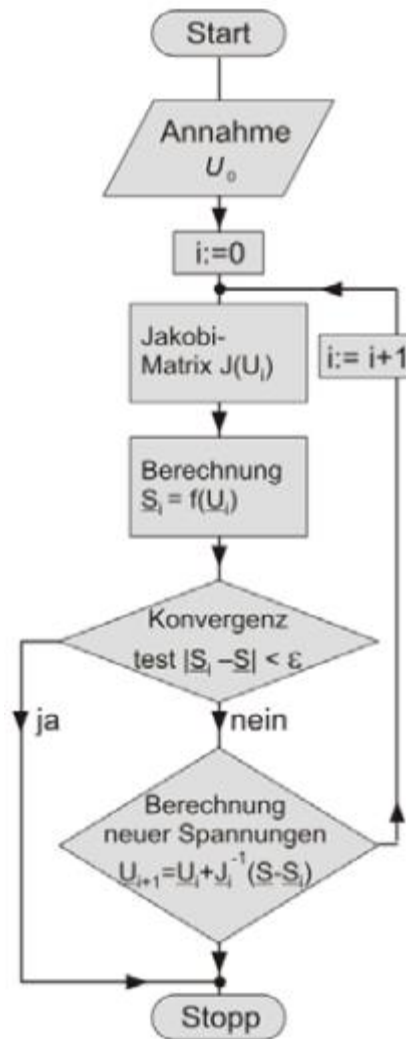


Abbildung 5.2: Blockdiagramm Newton-Raphson-Verfahren [11]

Sind aus dem NRV die komplexen Knotenspannungen \underline{U} bestimmt, so lässt sich der Wirk- sowie Blindlastfluss über eine Leitung zwischen Knoten i und j berechnen.

$$P_{ij} = \frac{U_i \cdot U_j}{Z_{ij}} \sin(\vartheta_j - \vartheta_i + \alpha_{ij}) \quad (51)$$

$$Q_{ij} = \frac{U_i^2}{Z_{ii}} \cos \alpha_{ii} - \frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \cos(\vartheta_j - \vartheta_i + \alpha_{ij}) \quad (52)$$

5.3 Lastflusssimulation für Engpassmanagement mit DACF-Datensatz

Ein weiteres Ziel der Masterarbeit ist es, mittels Lastflusssimulation die im Kapitel 4.2 bestimmten Schwellwerte der Prognosevariablen für das Engpassmanagement zu untersuchen. Die Simulation wird mit einem Prognosedatensatz, bei dem es an einem Sommertag zu einer kritischen Leitungsbelastung an den DR-SLAV Leitungen kommt, durchgeführt. Als Datensatz steht ein sogenannter Day Ahead Congestion Forecast (DACF) des österreichischen Übertragungsnetzes zur Verfügung. Der DACF Datensatz beinhaltet das gesamte Netz des Übertragungsnetzbetreibers bestehend aus Leitungen, Transformatoren, Transformatorregelung und Kompensationsanlagen sowie das umliegende vereinfachte Netz der Nachbarländer. Des Weiteren sind auch die prognostizierten Knotenlasten und Knoteneinspeisungen sowie Austauschleistungen mit den angrenzenden Netzgebieten enthalten [15].

Der verwendete DACF Datensatz wird um zwei Szenarien erweitert. Ein Szenario ist die Anpassung des Datensatzes auf die Netztopologie 2014. Im zweiten Szenario wird der Datensatz des Szenarios 1 auf einen zusätzlichen hohen Balkanimport umgebaut. Anhand der beiden Szenarien sollte bestimmt werden, welches Redispatch-Volumen nötig ist, um den Engpass an der Leitung zu beseitigen. Der Redispatch sollte einmal durch thermische KWs sowie durch Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke in Salzburg und Kärnten durchgeführt werden.

Die Lastflusssimulation wird mit der Software INTEGRAL (FGH GmbH, Mannheim, Deutschland) durchgeführt. Zur Lastflussberechnung verwendet das Programm grundsätzlich das Newton-Raphson-Verfahren wie im Kapitel 5.2.2 beschrieben. Jedoch setzt das Programm ein modifiziertes NRV ein. Konvergiert das Modell nicht, so gibt das Programm eine Näherungslösung an. Anhand der Näherungslösung kann auf die Ursache der Nichtkonvergenz geschlossen werden [16].

5.3.1 Basisdatensatz

Der Basisdatensatz ist ein DACF Datensatz aus dem Sommer 2013. In nachfolgender Abbildung ist eine Übersichtsbild der Ländersalden rund um Österreich sowie der Austauschleistung zwischen den Ländern des Basisdatensatzes ersichtlich.

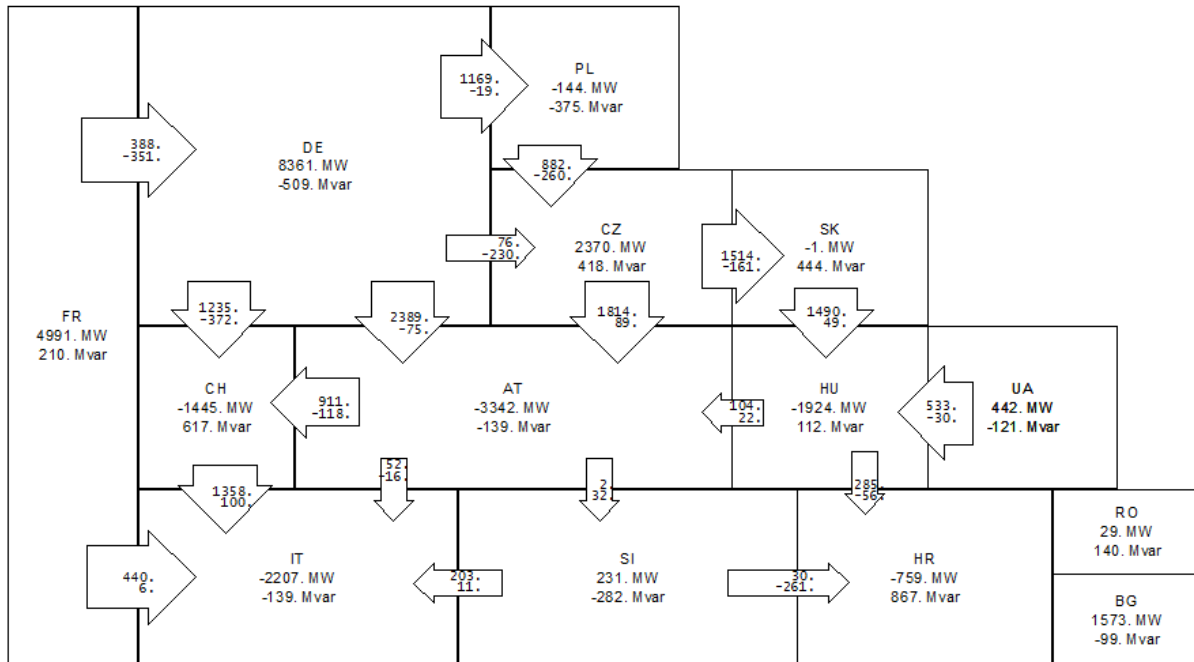


Abbildung 5.3: Übersicht Ländersalden und Austauschleistung des Basisdatensatz

Laut Datensatz kam es bei diesem Tag zu einem hohen Grenzfluss von Tschechien nach Österreich und deshalb zu einer kritischen Lastflusssituation über die DR-SLAV Leitungen. Es wurde deshalb für diesen Tag ein Redispatch-Volumen von 186 MW im KW Dürnrohr angefordert mit Gegenknoten in Tschechien. Mit durchgeführten Redispatch liegt die Belastung an der Leitung bei 1686 MW für beide Systeme zusammen. Ohne Redispatch stellt sich ein Lastfluss von 1832 MW an der Leitung ein.

Anhand des DACF Datensatzes wird überprüft, ob die Schwellwerte der Prognose-Parameter überschritten werden. In nachfolgender Tabelle werden falls vorhanden die Schwellwerte, die aus den Datensatz bestimmten Daten sowie die tatsächlich eingetretenen Werte der acht Prognose-Parameter dargestellt.

Tabelle 5.1: Überprüfung Datensatz auf Schwellwerte der Prognose-Parameter

Prognose-Parameter	Schwellwert	DACF-Datensatz	Ist-Werte
Übergabe APG - Wien Energie	< 1000 MW	1200 MW	1148 MW
Erzeugung PV DE	< 4900 MW	≈ 13000 MW	16459 MW
Erzeugung Wind AT	> 390 MW	13,4 MW	21,21 MW
Saldo Balkan	> 420 MW	-879 MW	-1083 MW
Temperatur Wien	< 9°C	-	17,6 °C
Erzeugung thermische KW AT	> 1500 MW	-	620 MW
Erzeugung Wind DE	-	-	5621 MW
Erzeugung Laufkraftwerke AT	-	-	2646 MW

Sowohl die aus den Datensatz bestimmten Werte sowie die tatsächlich eingetretenen Werte überschreiten die Schwellwerte. Aus den Datensatz lassen sich nur die Werte für die Übergabeleistung APG - Wien Energie, Erzeugung Wind AT und Saldo Balkan direkt ermitteln. Die gesamte Erzeugung aus thermischen KWs AT und Laufkraftwerken AT sowie die Erzeugung Wind und PV DE lassen sich nicht aus den Datensatz ermitteln. Die Erzeugung PV DE wurde jedoch über das Saldo DE ermittelt.

Da die Betrachtung von kritischen Lastflusssituationen von Interesse ist, wird bei den nachfolgenden Szenarien stets der Datensatz ohne den durchgeführten Redispatch von 186 MW als Ausgangsdatsatz verwendet.

5.3.2 Szenario 1: Anpassung Netztopologie

In diesem Szenario wird die Netztopologie des Basisdatensatzes aus dem Jahre 2013 auf die Netztopologie des Jahres 2014 angepasst. Von den UW Wien Südost wird in Richtung Dürnrohr ein drittes und viertes System aufgelegt. Dies bringt eine Änderung der Lastflusssituation rund um Wien mit sich und hat auch einen Einfluss auf die DR-SLAV Leitung.

Für die Betrachtung der Leitungsbelastung an der DR-SLAV Leitung wird der (n-1)-Fall herangezogen, d.h. ein System der DR-SLAV Leitung ist ausgeschaltet. Des Weiteren wird auch die parallele Nachbarleitung Gabčíkovo - Győr (GABC-GYOR) ausgeschaltet, was eine Extremsituation für die Betrachtung der DR-SLAV Leitung darstellt. Die Leitungsbelastung des eingeschalteten Systems der DR-SLAV Leitung wird in Prozent angegeben. Ein Wert von über 100 % bedeutet eine Überschreitung der thermischen Belastbarkeit. Die Höhe des Redispatch-Volumens wird so angesetzt, dass eine Leitungsbelastung von unter 100 % erreicht wird.

Es werden in diesem Fall drei Redispatch-Szenarien untersucht:

Redispatch „Dürnrohr“ setzt sich aus Erhöhung Kraftwerksleistung im thermischen KW Dürnrohr und Verringerung der Kraftwerksleistung verteilt in CZ zusammen.

Redispatch „Mellach“ setzt sich aus der Kombination von KW Dürnrohr und KW Mellach mit Gegenpunkten in CZ sowie in DE an der Grenze zu CZ zusammen.

Die KWs für Redispatch „Speicher“ sind die Pumpspeicherkraftwerke in Limberg, Kaprun und Malta mit denselben Gegenpunkten wie beim Redispatch Mellach.

Tabelle 5.2: Redispatch Szenario 1

Parameter	Einheit	ohne Redispatch		Dürnrrohr	Mellach	Speicher
Redispatch-Volumen	MW	0	0	550	700	1300
Schaltzustand GABC-GYOR	-	ein	aus	aus	aus	aus
Belastung DR-SLAV (n-1)-Fall	%	97,8	117,0	98,6	98,2	99,6
Wirksamkeit PTDF	MW/MW	-	-	0,52	0,42	0,21
Saldo AT	MW	-3527	-3542	-2984	-2826	-2234
Saldo CZ	MW	2552	2553	2019	2021	1993
Saldo DE	MW	8354	8342	8352	8217	7719

Es ist ersichtlich, dass bei eingeschalteter GABC-GYOR Leitung die DR-SLAV Leitung noch nicht überlastet ist. Wird die Parallelleitung abgeschaltet, so steigt der Lastfluss über die Leitung stark an. Es sind hohe thermische Redispatch-Volumen nötig um die Belastung an der Leitung unter die 100 % zu senken. Stehen keine thermischen KWs zur Verfügung, kann mit hohen Redispatch-Volumen von Speicherkraftwerken der Engpass beseitigt werden.

Die Wirksamkeit des Redispatch ist am höchsten beim KW Dürnrrohr, da dieses sich im gleichen UW als der Anfangsknoten der DR-SLAV Leitung befindet. Der Redispatch mit Speicherkraftwerken ist ungefähr nur noch halb so wirksam, gegenüber einem thermischen Redispatch.

5.3.3 Szenario 2: Hoher Import Balkan

In diesem Szenario wird der Import im Balkan erhöht. Dies wird realisiert, indem die Kraftwerksleistung in den Balkanländern verringert wird. Da das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht bleiben muss wird die verringerte Kraftwerksleistung an einen anderen Ort erhöht werden. Der Einfluss Erhöhung der Kraftwerksleistung auf die Lastflusssituation in Österreich sollte gering sein und deshalb wurde als Gegenknoten ein Kraftwerksknoten in Frankreich gewählt.

Die Verringerung der Kraftwerksleistung im Balkan um insgesamt 2125 MW wurde auf die großen KWs der Länder Rumänien, Bulgarien und Serbien aufgeteilt.

Es werden in diesem Fall zwei Redispatch-Szenarien untersucht:

Der Redispatch „Thermisch“ setzt sich aus den KW Dürnrohr sowie den KWs in Wien Simmering und Donaustadt zusammen.

Der Redispatch „Speicher“ setzt sich aus den Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken Salzburg und Kärnten sowie aus thermischen Redispatch im KW Dürnrohr zusammen.

Tabelle 5.3: Redispatch Szenario 2

Parameter	Einheit	ohne Redispatch		Thermisch	Speicher
Redispatch-Volumen	MW	0	0	1150	1850
Schaltzustand GABC-GYOR	-	ein	aus	aus	aus
Belastung DR-SLAV (n-1)-Fall	%	103,3	127,7	99,1	99,8
Wirksamkeit PTDF	MW/MW	-	-	0,39	0,24
Saldo AT	MW	-3563	-3591	-2414	-1755
Saldo CZ	MW	2494	2498	2061	1550
Saldo DE	MW	8476	8464	7850	7704
Saldo Balkan ohne RO und BG	MW	-1496	-1496	-1498	-1502
Saldo Balkan mit RO und BG	MW	-1367	-1369	-1370	-1373

Bei reinen Redispatch mit Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken ist ein Volumen von über 2000 MW nötig. Die Engpassleistung der Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke in Kärnten und Salzburg liegt jedoch insgesamt nur bei ungefähr 2000 MW [17] [18], was den reinen

Redispatch durch Speicherkraftwerke bei diesem Szenario unmöglich macht. Deshalb wurde bei Redispatch Speicher auf eine Kombination von thermischen KWs und Speicherkraftwerken angewandt. Als thermisches Redispatch-Volumen wurden 100 MW im KW Dürnrohr eingesetzt. Der Rest wurde auf die Speicherkraftwerke in Kärnten und Salzburg aufgeteilt.

Die Gegenknoten bei den beiden durchgeführten Redispatches sind jeweils verteilt in Tschechien und in Deutschland an der Grenze zu Tschechien angenommen.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Es hat sich herausgestellt, dass die Lastflussprognose mittels MRA ein geeignetes Modell für die prinzipielle Prognose des Lastflusses einer ausgewählten Leitung ist. Das MRA-Modell für die 1-Tage-Prognose mit 40 Datenreihen ist gegenüber der 3-Tages-Prognose mit acht Datenreihen um einiges genauer. Für die Prognose von kritischen Leitungsbelastungen ist die MRA jedoch nicht geeignet, da bei der 3-Tages-Sommer-Prognose keine und bei der 1-Tage-Winter-Prognose nur wenige kritische Leitungsbelastungen erkannt wurden.

Kritische Leitungsbelastungen an der untersuchten Leitung kommen im Winter häufiger vor als im Sommer. Im Winter stehen thermische Kraftwerke für einen etwaigen Redispatch stets zur Verfügung. Im Sommer ist dies nicht immer gegeben, weshalb für dieses Zeitintervall die Prognose von Engpässen äußerst wichtig ist. In dieser Arbeit wird daher nur auf das Sommerintervall eingegangen.

Für die Betrachtung der kritischen Leitungsbelastung hat sich die Festlegung von individuellen Schwellwerten sowie Kombinationen von Schwellwerten von gut prognostizierbaren Datenreihen als wirksam herausgestellt. Dadurch werden sowohl die tatsächlich eingetretenen kritischen Leitungsbelastungen als auch potentiell kritische Leitungsbelastungen erkannt.

Ein Teil der genannten Schwellwerte lassen sich auch anhand eines DACF Datensatzes mit kritischer Belastung an der untersuchten Leitung bestätigen. Der Datensatz wurde um zwei kritische Szenarien erweitert um das benötigte Redispatch-Volumen zur Engpassbeseitigung zu bestimmen.

Im ersten Szenario wird die Netztopologie auf das Jahr 2014 angepasst. Fällt ein System der untersuchten Doppelleitung aus, so ist das zweite System knapp unter der thermischen Grenze. Fällt zusätzlich noch ein System einer Parallelleitung aus, so ist das verbliebene System der untersuchten Leitung stark überlastet. Durch Redispatch mit thermischen Kraftwerken lässt sich der Engpass beseitigen. Steht kein thermisches KW zur Verfügung, so kann mittels Redispatch durch Pump- und Speicherkraftwerken in Kärnten und Salzburg der Engpass durch Einsatz von hohem Redispatch-Volumen beseitigt werden.

Im zweiten Szenario wird der DACH-Datensatz noch auf hohen Balkanimport erweitert. Im (n-1)-Fall der untersuchten Leitung ist diese über der thermischen Grenze belastet. Fällt noch zusätzlich eine Parallelleitung aus, so lässt sich der Engpass nur noch durch Einsatz von hohen Redispatch-Volumen beseitigen. Der Einsatz von reinen Pump- und Speicherkraftwerken ist nicht mehr möglich, da das erforderliche Redispatch-Volumen die Erzeugungskapazität der Kraftwerke überschreitet. Dies kann vor allem im Sommer zum Problem werden, da die kurzfristige Verfügbarkeit von thermischen KWs nicht immer gegeben ist. Durch die temporäre Stilllegung des Gas-Kombikraftwerks Mellach sowie die Schließung des Steinkohlekraftwerks Dürnröhr [19], die sich im Verlauf der Masterarbeit ergeben haben, wird die Situation noch kritischer.

Im Sommer, wenn kurzfristig keine thermischen Kraftwerke zur Verfügung stehen, kann durch die vorzeitige Erkennung von potentiell kritischen Leitungsbelastungen durch die festgelegten Schwellwerte der gut prognostizierbaren Datenreihen ein thermisches KW für einen möglichen Redispatch reserviert werden.

7 Abkürzungsverzeichnis

BI-SOK	Bisamberg - Sokolnice
D-Matrix	Datenmatrix die alle Zeitreihen beinhaltet
DACP	Day Ahead Control Program, Landesaldo einen Tag vorher geplant
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DR-SLAV	Dürnrrohr - Slavětice
GABC-GYOR	Gabčíkovo - Győr
KW	Kraftwerk
MRA	Multiple (lineare) Regressionsanalyse
MSE	Mean Squared Error, mittlerer quadratischer Fehler
NaN	Not a Number, fehlende Daten
NRV	Newton-Raphson-Verfahren
PTDF	Power Transfer Distribution Factor, Wirksamkeit des Redispatch
RCP	Realized Control Program, realisiertes Landesaldo
SSE	Sum of Squared Errors, Summe der Quadrate bzw. Variation der Residuen
SSR	Regression Sum of Squares, Variation der Regresswerte
SSY	Total Sum of Squares, Variation der unabhängigen Variable Y
SZU	Sommerzeitumstellung
UW	Umspannwerk
WZU	Winterzeitumstellung

8 Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung
\mathbf{b}		Vektor mit Regressionskoeffizienten
\mathbf{b}^*		Potentieller Regressionskoeffizient bei F-Statistik
$\tilde{\mathbf{b}}$		Vektor mit Regressionskoeffizienten inklusive b_0 an erster Stelle
b_0		Ordinatenabschnitt, konstanter Wert bei MRA
b_1		Steigung der Geraden, erster Regressionskoeffizient
b_i		i-tes Element des Vektor mit Regressionskoeffizienten \mathbf{b}
$\text{Cor}(X, Y)$		Korrelationskoeffizient zwischen Zufallsvariablen X und Y
$\text{Cov}(X, Y)$		Kovarianz zwischen Zufallsvariablen X und Y
\mathbf{e}		Vektor mit Residuen
\bar{e}, e_{mean}		Arithmetischer Mittelwert von e
e_i		i-tes Element der Vektor mit Residuen e
\mathbf{e}_z		Vektor mit studentisierten Residuen
$f(x_i)$		Funktionswert bei i-ten Schritt von Iterationsfolge
$f'(x_i)$		Ableitung $f(x_i)$
F		F-Wert
H_0		Nullhypothese
i		Zeilenlaufvariable bzw. Index
$\underline{\mathbf{I}}$	kA	Vektor mit komplexen Knotenströmen
$\underline{\mathbf{I}}^*$	kA	Vektor mit konjugiert komplexen Knotenströmen
j		Spaltenlaufvariable
$\underline{\mathbf{J}}$		Jacobi-Matrix
k		Anzahl der Regressoren im Regressionsmodell
MSE		Mittlerer quadratischer Fehler
n		Anzahl der Elemente eines Vektors bzw. Spalten und Zeilen einer quadratischen Matrix
p		Freiheitsgrade F-Verteilung
P_i	MW	Wirkleistung am Knoten i
P_{ij}	MW	Wirklastfluss zwischen Knoten i und j
P_{Ln}	MW	Wirklastfluss über Leitung nach Redispatch
P_{Lv}	MW	Wirklastfluss über Leitung vor Redispatch
P_{RD}	MW	Eingesetztes Redispatch-Volumen

Symbol	Einheit	Beschreibung
PTDF	MW/MW	Wirksamkeit des Redispatch
Q_i	Mvar	Blindleistung am Knoten i
Q_{ij}	Mvar	Blindlastfluss zwischen Knoten i und j
r_{ii}		i-tes Hauptdiagonalelement in Korrelationskoeffizienten-Matrix
r_{ij}		Nebendiagonalelement in Korrelationskoeffizienten-Matrix: i-te Zeile und j-te Spalte
r_{xy}		Korrelationskoeffizient zwischen Zufallsvariablen X und Y
R^2		Bestimmtheitsmaß
\overline{R}^2		Korrigiertes Bestimmtheitsmaß
s_e		Standardabweichung Residuum e
s_x		Standardabweichung Zufallsvariable X
s_y		Standardabweichung Zufallsvariable Y
s_{xy}^2		Kovarianz zwischen Zufallsvariablen X und Y
s_z		Standardabweichung studentisierte Zufallsvariable Z
\underline{S}	MVA	Komplexe Scheinleistung im Newton-Raphson-Verfahren
$\underline{\underline{S}}$	MVA	Vektor mit komplexen Knotenscheinleistungen
S_0	MVA	Startscheinleistung Newton-Raphson-Verfahren
\underline{S}_i	MVA	i-tes Element von \underline{S} bzw. $\underline{\underline{S}}$ nach i-ten Iterationsschritt bei NRV
SS		extra Sum of Squares
SSE		Variation der Residuen
SSR		Variation der Regresswerte
SSY		Variation der unabhängigen Variable Y
\underline{U}	kV	Vektor mit komplexen Knotenspannungen
\underline{U}^*	kV	Vektor mit komplexen Knotenspannungen
U_0	kV	Startspannung Newton-Raphson-Verfahren
$\underline{\underline{U}}_0$	kV	Vorgabe Spannungsvektor Newton-Raphson-Verfahren
\underline{U}_{diag}	kV	Diagonalmatrix mit kompl. Knotenspannungen in Hauptdiagonale
U_i	kV	Betrag der Knotenspannung im Knoten i
\underline{U}_i	kV	Komplexe Knotenspannung im Knoten i
U_j	kV	Betrag der Knotenspannung im Knoten j
\underline{U}_j	kV	Komplexe Knotenspannung im Knoten j
U_{i+1}	kV	Nächstes Element im angewendeten Newton-Raphson-Verfahren
Var(X)		Varianz von Zufallsvariable X

Symbol	Einheit	Beschreibung
$\text{Var}(Y)$		Varianz von studentisierter Zufallsvariable Z
x		Unabhängige Variable bei Geradengleichung
\bar{x}		Arithmetischer Mittelwert von Zufallsvariable X
x_i		i -tes Element von Zufallsvariable X
x_{i+1}		Nächstes Element im allgemeinen Newton-Raphson-Verfahren
X		Zufallsvariable, Regressor bei MRA
\mathbf{X}		Matrix mit Regressoren als Spalten
$\tilde{\mathbf{X}}$		\mathbf{X} Matrix mit zusätzlicher ersten Spalte voller Einsen
X^*		Potentieller Regressor bei F-Statistik
X_i		i -ter Regressor in Matrix \mathbf{X}
X_{ij}		Element in Matrix \mathbf{X} Spalte i und Zeile j
\mathbf{X}_z		Matrix mit studentisierten Regressoren als Spalten
X_{zi}		i -ter studentisierter Regressor in Matrix \mathbf{X}_z
y		Abhängige Variable bei Geradengleichung
\bar{y}		Arithmetischer Mittelwert von Zufallsvariable Y
y_i		i -tes Element von Zufallsvariable Y
Y		Zufallsvariable, Kriterium bei MRA
\bar{Y}		Arithmetischer Mittelwert von Kriterium Y
\hat{Y}		Geschätztes Kriterium
$\underline{\mathbf{Y}}$	S	Komplexe Admittanzmatrix
$\underline{\mathbf{Y}}^*$	S	Konjugiert komplexe Admittanzmatrix
Y_i		i -tes Element des Kriteriums Y
\hat{Y}_i		i -tes Element des geschätzten Kriteriums \hat{Y}
\underline{Y}_{ji}	S	Eigenadmittanz
\underline{Y}_{jj}	S	Koppeladmittanz
Y_z		Studentisiertes Kriterium bei MRA
\hat{Y}_z		Studentisiertes geschätztes Kriterium
\bar{z}		Arithmetischer Mittelwert von studentisierter Zufallsvariable Z
z_i		i -tes Element von studentisierter Zufallsvariable Z
Z		Studentisierte Zufallsvariable
$\underline{\mathbf{Z}}$	Ω	Komplexe Impedanzmatrix
Z_{ii}	Ω	Betrag von Kehrwert von Eigenadmittanz \underline{Y}_{ji}
\underline{Z}_{ii}	Ω	Kehrwert von Eigenadmittanz \underline{Y}_{ji}

Symbol	Einheit	Beschreibung
Z_{ij}	Ω	Betrag von Kehrwert von Koppeladmittanz \underline{Y}_{ij}
\underline{Z}_{ij}	Ω	Kehrwert von Koppeladmittanz \underline{Y}_{ij}
$\bar{\underline{Z}}_{ij}$	Ω	Komplexe Impedanz über Leitung zwischen Knoten i und j
α		Konfidenzintervall
α'		p-Wert
α_{ii}	rad, °	Restwinkel von ψ_{ii} zu $\frac{\pi}{2} / 90^\circ$
α_{ij}	rad, °	Restwinkel von ψ_{ij} zu $\frac{\pi}{2} / 90^\circ$
β		Vektor mit studentisierten Regressionskoeffizienten
β_i		i-tes Element des Vektors β
ΔP_L	MW	Differenzleistung Lastfluss über Leitung vor und nach Redispatch
ε	MVA	Iterationsschranke
ϑ_i	rad, °	Spannungswinkel von komplexer Knotenspannung im Knoten i
ϑ_j	rad, °	Spannungswinkel von komplexer Knotenspannung im Knoten j
ψ_{ii}	rad, °	Winkel von \underline{Z}_{ii}
ψ_{ij}	rad, °	Winkel von \underline{Z}_{ij}

9 Literatur

- [1] „Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)“, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), April 2014
- [2] „Anlagen neuer Leistungsklasse und Zubaurekord bei Windenergie“, Pressemitteilung, Fraunhofer IWES, April 2014
- [3] J. Janssen, W. Laatz: „Statistische Datenanalyse mit SPSS für Windows“, 6. Auflage, Springer, 2007, ISBN 978-3-540-72978-5
- [4] C. Duller: „Einführung in die nichtparametrische Statistik mit SAS und R“, Physica-Verlag HD, 2008, ISBN 978-3-7908-2060-7
- [5] D. Kleinbaum, L. Kupper, K. Muller, A. Nizam: „Applied Regression Analysis and Other Multivariable Methods“, 3. Auflage, Duxbury Press, 1998, ISBN 0-534-20910-6
- [6] H-J. Mittag: „Statistik: Eine Einführung mit interaktiven Elementen“, 3. Auflage, Springer, 2014, ISBN 978-3-642-54387-6
- [7] MathWorks, „MATLAB Statistics Toolbox User Manual“, The MathWorks, 2010
- [8] Austrian Power Grid GmbH: „APG-Netz Grafik“, www.apg.at/de/netz/apg-netz, Wien, Mai 2014
- [9] J. Bortz: „Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler“, 6. Auflage, Springer, 2005, ISBN 9783540212713
- [10] H. Renner: „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“, Skriptum, Technische Universität, Graz, 2012
- [11] L. Fickert, H. Renner: „Elektrische Energiesysteme 1“, Skriptum, Technische Universität, Graz, 2008
- [12] B. Lenze: „Basiswissen Angewandte Mathematik: Numerik, Grafik, Kryptik“, 1. Auflage, W3I, 2007, ISBN 978-3937137827
- [13] R. Muckenhuber: „Elektrische Anlagen 3“, Skriptum, Technische Universität, Graz, 1985
- [14] C. L. Duthaler: „Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz“, Masterarbeit, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich, 2007
- [15] A. Dummer, K. Köck, H. Renner: „Analyse Ausgewählter Last- und Einspeisknoten des DACF“, 13. Symposium Energieinnovation, Technische Universität, Graz, 2014
- [16] FGH, „Integral Hilfe - Grundlastflussrechnung“, FGH GmbH, 2014

- [17] Verbund AG: „Das Speicherkraftwerk - Spitzenstrom auf Knopfdruck“,
<http://www.verbund.com/pp/de/speicherkraftwerk>, Wien, Juli 2014
- [18] Verbund AG: „Das Pumpspeicherkraftwerk - der intelligente Stromspeicher“,
<http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk>, Wien, Juli 2014
- [19] Verbund AG: „Entscheidung über thermisches Kraftwerksportfolio“,
<http://www.verbund.com/cc/de/news-presse/news/2014/05/14/entscheidung-thermisches-kraftwerksportfolio>, Wien, Mai 2014