

ANALYSE AUSGEWÄHLTER LAST- UND EINSPEISEKNOTEN DES DACF

Klaus KÖCK¹, Andrea DUMMER², Herwig RENNER³

I. Einführung

Im täglichen Geschäft von Übertragungsnetzbetreibern spielt die Vorhersage des Lastflusses und damit des Leistungsverhaltens von Einspeisern und Lasten eine große Rolle. Hierbei liegt der Fokus der Prognose seitens der Netzbetreiber auf der Identifikation möglicher Engpässe und in Folge auf deren Vermeidung. Hierzu ist es im europäischen Netzverband EntsoE die Standardvorgehensweise sogenannte Day Ahead Congestion Forecasts (DACF) für vordefinierte Zeitpunkte zu erzeugen. Diese Datensätze enthalten das gesamte Netzabbild bestehend aus Längs- und Querelementen des jeweiligen Übertragungsnetzes, die prognostizierten Knotenlasten und Knoteneinspeisungen wie auch die geplanten Austauschleistungen (day ahead) mit angrenzenden Netzgebieten. Dieser eigenständige Datensatz ermöglicht die Berechnung der Lastflüsse in den abgebildeten Längselementen. Daraus können mittels der sogenannten (N-1)-Berechnung, welche aus Ausfallsrechnungen jedes einzelnen Elements besteht, Netzengpässe prognostiziert werden. Es liegt hierbei auf der Hand, dass die berechneten Leitungsauslastungen und somit die Aussage bezüglich der (N-1)-Sicherheit von den prognostizierten Größen der Netzlast, der Erzeugung, wie auch der Austauschleistungen mit dem Ausland abhängen. Die Prognose der korrekten Austauschleistungen stellt in einem Binnenland wie Österreich eine wichtige Komponente dar, da sie den überregionalen Austausch widerspiegelt, welcher zeitweise einen großen Anteil am Lastfluss hat. Somit hängt die Genauigkeit der prognostizierten Leitungsauslastungen nicht nur von den vorhergesagten Werten der eigenen Regelzone ab, sondern auch derer der anderen Regelzonen. So hat zum Beispiel eine Fehlprognose in Norddeutschland bzgl. der Windeinspeisung starke Auswirkungen auf den Intraday-Handel und die Austauschleistungen des gesamten mitteleuropäischen Raum. Auch Schaltzustandsänderungen in Netzen – entweder in der eigenen Regelzone, in unterlagerten Verteilnetzen oder in benachbarten Netzen – haben Auswirkungen auf den Lastfluss und können somit auch die Aussage bezüglich der (N-1)-Sicherheit beeinflussen.

Um eine Aussage über die Exaktheit der Prognosen treffen zu können wurden Prognosezeitreihen und Zeitreihen der realisierten Knotenleistung mehrerer charakteristischer Netzknoten untersucht. Der Intraday-Handel stellt bei diesem Vergleich einen Anteil des Prognosefehlers dar. Dabei handelt es sich um einen Knoten mit reiner Lastcharakteristik, mit der Charakteristik eines thermischen Kraftwerks, derer eines Speicherkraftwerks und eines Knotens mit Windeinspeisung. Im Zentrum der Analyse steht die Vorhersageunsicherheit, also die Differenz zwischen dem Vorhersagewert und dem tatsächlich realisierten Wert. Um eine Vergleichbarkeit der einzelnen durchaus leistungsmäßig unterschiedlichen Knoten zu ermöglichen wurde als Normierungsbasis die Differenz der 95% und 5% Quantile der Zeitreihe der realisierten Leistung (Interquantil) je Knoten herangezogen.

Die Untersuchungen in diesem Beitrag gehen aus Arbeiten im Zuge des EU Projektes Umbrella hervor [1]. Arbeiten zu weiteren Vorhersageunsicherheitsanalysen im europäischen Rahmen sind in Deliverable D2.1 dieses Projektes zu finden [2].

Dieser Beitrag ist wie folgt gegliedert. In Kapitel II werden gemessene Leistungsverläufe verschiedener Höchstspannungsnetzknotten dargestellt und analysiert. Kapitel III beschreibt das aktuell im Einsatz befindliche Vorhersagemodell der Austrian Power Grid AG (APG) worauf in Kapitel IV Vorhersagefehler untersucht werden. In Abschnitt V wird eine Untersuchung hinsichtlich der

¹ IfEA/TU-Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, Tel.: 0316/873-7568, Fax.: 0316/873-7553, klaus.koeck@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, Tel.: 050/320-56341, Fax.: 050/3201-56341, andrea.dummer@apg.at, <http://www.apg.at>

³ IfEA/TU-Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, Tel.: 0316/873-7557, Fax.: 0316/873-7553, herwig.renner@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

regionsweisen Aufhebung von Vorhersagefehlern angestellt und ausgewertet. Abschnitt VI konkludiert die Ergebnisse.

II. Leistungsverläufe ausgewählter Netzknoten

An den Schnittstellen der Übertragungsnetze sind die unterlagerten Einspeiser und Verbraucher nicht direkt sichtbar, hier werden lediglich aggregierte Größen gemessen, die sogenannte Residuallast oder vertikale Netzlast. Diese Größen werden auch in den DACF-Datensätzen angegeben.

Diagramm 1 zeigt die Leistungszeitreihen vierer ausgewählter Knotentypen der Jahre 2011 und 2013 (Die Darstellung erfolgt in bezogenen Größen, Bezugswert stellt das 95%-5%-Interquantil der realisierten Leistung dar).

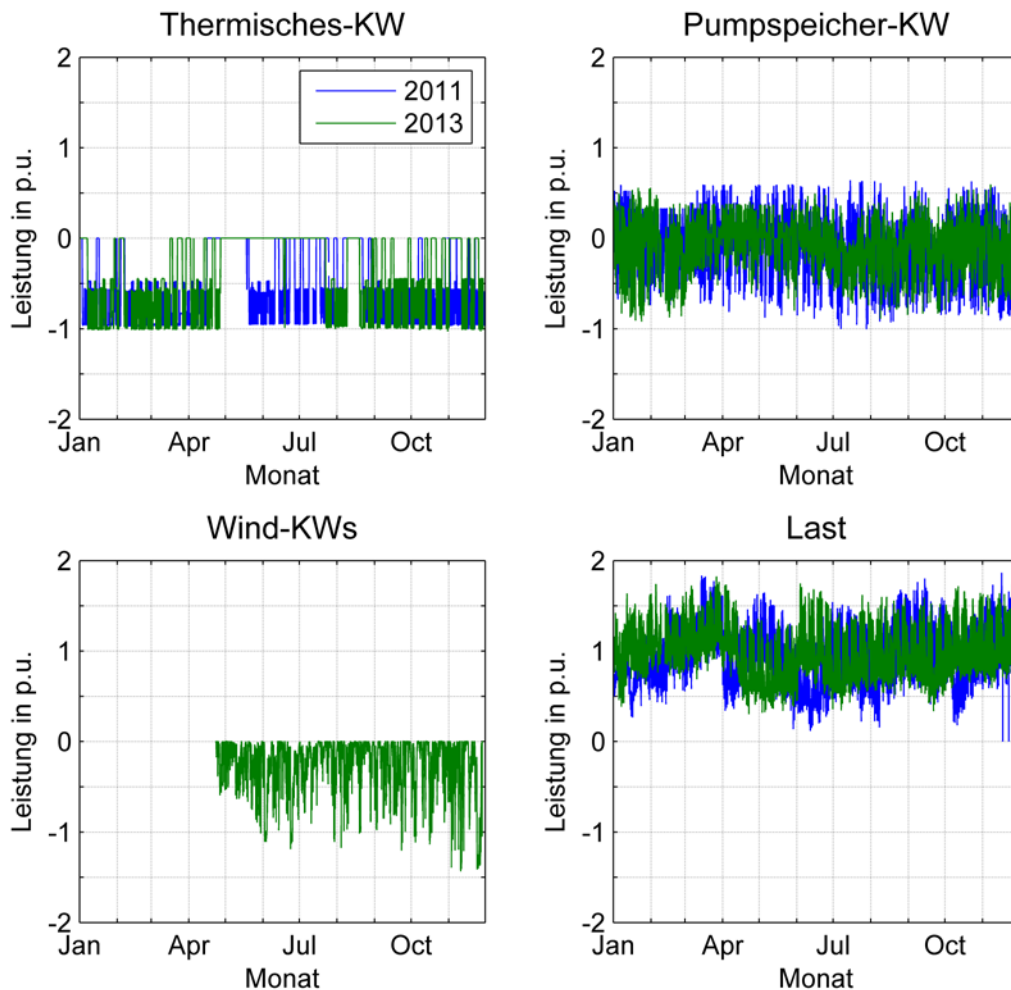


Diagramm 1 Darstellung ausgewählter Leistungsverläufe der Jahre 2011 und 2013; Leistungswerte sind auf das jeweilige Interquantil bezogen, Erzeugung negativ, Last positiv

Das Diagramm links oben stellt einen thermischen Einspeiser der Sub-Gigawatt Klasse dar. Es ist erkennbar, dass die Anzahl von Volllaststunden im Jahr 2013 im Vergleich zu 2011 deutlich zurückgegangen ist und sich speziell in dem hier gezeigten Fall halbiert hat. Dies ist zurückzuführen auf die massive Integration erneuerbarer Energieträger. Rechts oben ist der zeitliche Leistungsverlauf eines Pumpspeicherkraftwerks dargestellt. In beiden analysierten Jahren stellt sich ein Mittelwert von 0,1 p.u. generativ ein. Die Varianz ist von 2011 bis 2013 unwesentlich gesunken was auf einen vermehrten Betrieb mit geringerer Leistung (sowohl im Pump- als auch im Turbinierbetrieb) schließen lässt. Durch die großflächigen Einführung Erneuerbarer Energien – in diesem Zusammenhang vor allem die der Photovoltaik – zeigt sich ein deutlicher Einfluss auf die Strompreise und damit auf das Einspeise/Abnahmeverhalten von Pumpspeicherkraftwerken. So ist eine Abschwächung der

Mittagspreisspitze und damit eine Abschwächung der Speichererzeugung um die Mittagszeit ergeben. In Diagramm 2 sind die Mittelwerte der Einspeisung(-) und Abnahme (+) über das jeweilige Betrachtungsjahr, wie auch die Standardabweichungen je Stunde aufgetragen. Es ist erkennbar, dass die Mittelwerte der analysierten Messreihen vor allem zwischen 9 Uhr vormittags und 14 Uhr nachmittags (UTC+01) starke Unterschiede aufweisen, wobei im Jahr 2011 die Mittagsspitze (Einspeisung) deutlich erkennbar und 2013 nicht mehr als solche vorhanden ist. Durch die gesunkene Energieeinspeisung um die Mittagszeit und die stagnierende Einspeisung zur Abendspitze nahm auch der Leistungsbezug im Pumpbetrieb in den frühen Morgenstunden deutlich ab.

Das Diagramm links unten zeigt einen reinen Windeinspeise-Knoten, zu welchem jedoch erst ab April 2013 Messwerte verfügbar sind und daher kein Vergleich mit 2011 erstellt werden kann. Rechts unten ist der Leistungsverlauf eines Umspannwerkes ohne unterlagerte Erzeugung dargestellt. Es handelt sich praktisch um einen reinen Lastknoten. Bei genauerer Analyse ergibt sich eine mittlere Laststeigerung von rund 8% von 0,96 p.u. auf 1,05 p.u. von 2011 auf 2013. Die Varianz hingegen war 2013 um rund 10% geringer als 2011. Das, wie auch die unterschiedlichen Verläufe lassen sich auf unterschiedliche meteorologische Einflüsse (Außentemperatur) zurückführen.

Da die Vorhersage maßgeblich das Ergebnis von Sicherheitsuntersuchungen bzgl. des Netzes beeinflusst ist es wünschenswert ein möglichst genaues, jedoch auch transparentes Prognoseverfahren einzusetzen.

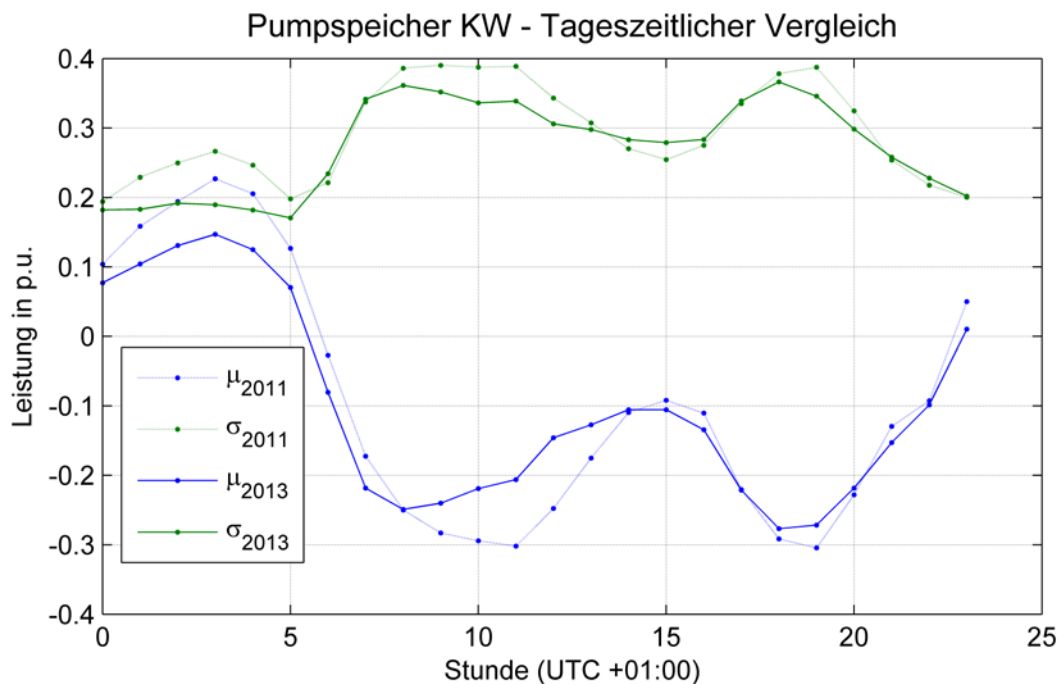


Diagramm 2 Statistische Auswertung der realisierten Leistung eines Pumpspeicherkraftwerks

III. Vorgangsweise im Day-Ahead-Congestion-Forecast-Prozess

Als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer gehört die „day-ahead“ Sicherheitsbewertung und somit die Prognose der zu erwartenden Lastflüsse zu den Aufgaben der APG [3]. Dadurch werden die Identifikation von regionalen und überregionalen Engpässen und Überlastungen, wie auch von Verletzungen der (N-1) Sicherheit und deren Vermeidung möglich. Zu diesem Zweck werden am Vorabend für den Folgetag 24 so genannte DACF Datensätze im UCTE-Format erzeugt. Diese beinhalten Informationen über sämtliche Knotenlasten, Erzeugungseinheiten, Längselementdaten, wie beispielsweise jene von Transformatoren und Leitungen, und Querelementen wie Shunts, als auch Austauschleistungen mit anderen Regelzonen [4]. Von jedem TSO wird ein solcher DACF-Datensatz erstellt und für das Netzgebiet der RGCE (Regional Group Continental Europe) werden diese einzelnen Datensätze zu einem Gesamtdatensatz zusammengefügt, um die Berücksichtigung der Lastflüsse anderer Regelzonen zu ermöglichen.

Eine koordinierte Sicherheitsbewertung wird seitens der APG und 12 anderer TSOs im Rahmen der TSC (Transmission System Operator Security Cooperation) durchgeführt [5]. Am Abend werden für den Folgetag die 24 DACF-Datensätze wie folgt bewertet. Nach dem Zusammensetzen der Einzelprognosedatensätze und eventueller Anpassungen der Reglersalden von TSC werden bei jedem TSO die Netzsicherheitsrechnungen anhand dieser Gesamtdatensätze durchgeführt. Jeder TSO setzt die bei ihm notwendigen Maßnahmen (netztechnische Maßnahmen, Redispatch) in seinem Datensatz um und sendet die Änderungen an TSC. Nach dem Einbau aller Änderungen der einzelnen TSOs von TSC in den Gesamtdatensatz wird dieser wieder an alle TSOs versendet und es werden die Netzsicherheitsrechnungen wiederholt. Bei einer anschließenden Telefonkonferenz werden die Ergebnisse besprochen und bei Bedarf werden weitere Maßnahmen wie z.B. koordiniertes Redispatch beschlossen, welche wiederum in den Datensatz eingebaut werden. Dieses Procedere wird sooft wiederholt bis alle notwendigen Maßnahmen im Gesamtdatensatz enthalten sind und dieser von allen beurteilt wurde.

Die Knotenlastprognose der APG AG basiert auf Fahrplanwerten aller Kraftwerke mit einer Nennleistung über 50 MW oder erneuerbaren Primärenergieträgern für den Prognosezeitpunkt sowie realisierten bzw. prognostizierten Leistungswerten für einen Referenzzeitpunkt in der Vergangenheit. Weiters ist die Zuordnung der Einspeisung von Kraftwerken zu einem oder mehreren Netzknoten über Sensitivitätsfaktoren bekannt.

Der Referenzzeitpunkt, auf welchem dieses Prognoseverfahren basiert, wird je nach Tagestyp (Wochenende, Feiertag oder Werktag) mittels Expertenwissen gewählt. Üblich sind hierbei der dem vorhergehende Tag im Falle von Werktagen außer Montag oder das vorangegangene Wochenende im Falle von Wochenenden und Montagen. Feiertage werden gesondert behandelt. Mittels der letztgültigen Fahrplanprognosewerte der Kraftwerke $P_{G,r}$ des Referenzzeitpunktes und den Sensitivitätsfaktoren $s_{NG,r}$ werden die Einspeisungen je Netzknoten errechnet. Aus dem sogenannten Snapshot-Datensatz für den Referenzzeitpunkt, welcher die real gemessenen vertikalen Netzlasten $P_{N,r}$ des Referenzzeitpunktes beinhaltet, können somit durch Subtraktion der knotenweisen unterlagerten Einspeisungen die Lasten des Referenzzeitpunktes $P_{L,r}$ ermittelt werden. Diese extrahierten Lasten werden den mit den Kraftwerks-Netznoten-Sensitivitätsfaktoren $s_{NG,p}$ gewichteten Fahrplanvorhersagen $P_{G,p}$ des zu prognostizierenden Zeitpunktes zugezählt und ergeben die vorläufige prognostizierte vertikale Netzlast. Die Summe der vertikalen Netzlasten über alle Netzknoten ergibt (unter Vernachlässigung der Netzverluste) den vorläufigen Regelzonensaldo. Durch Subtraktion des prognostizierten Regelzonensaldos $P_{S,p}$, welcher aus den Prognosen der Bilanzgruppen gebildet wird (Summe aller Austauschfahrpläne), ergibt sich die Regelzonensaldoabweichung. Diese wird durch prozentuale Skalierung der extrahierten Lasten ausgeglichen. Diese skalierten Werte stellen die Lastprognose für den Vorhersagezeitpunkt dar und ergeben in knotenweiser Summe mit den bereits bestimmten Knoteneinspeisungen die tatsächlich prognostizierte vertikale Netzlast $P_{N,p}$.

Abbildung 1 zeigt die strukturelle Darstellung der derzeit angewandten Vorgehensweise der „day-ahead“ Prognose, wobei Werte des Referenztages blau, Werte des Prognosetages rot und sich durch die Berechnung ergebende Zwischengrößen grün gehalten sind. Fett geschriebene Buchstaben kennzeichnen Vektoren oder ggf. Matrizen.

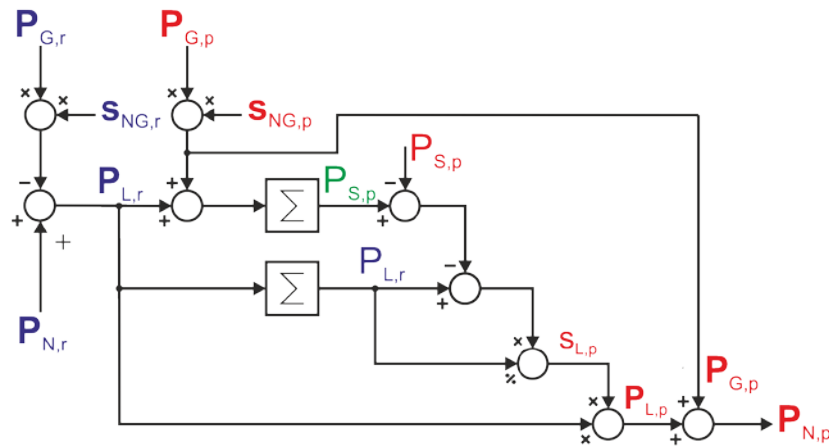


Abbildung 1 Strukturelle Darstellung der Knotenlastprognose der APG AG

IV. Analyse des Vorhersagefehlers

Wie bei allen Prognosen treten auch bei dem im vorherigen Kapitel beschriebenen Verfahren Abweichungen zwischen den prognostizierten und dem realisierten Werten auf. Im Folgenden werden die sich ergebenden Prognosefehler der Jahre 2011 und 2013 dargestellt und hinsichtlich der Entwicklung ihrer Vorhersagequalität analysiert.

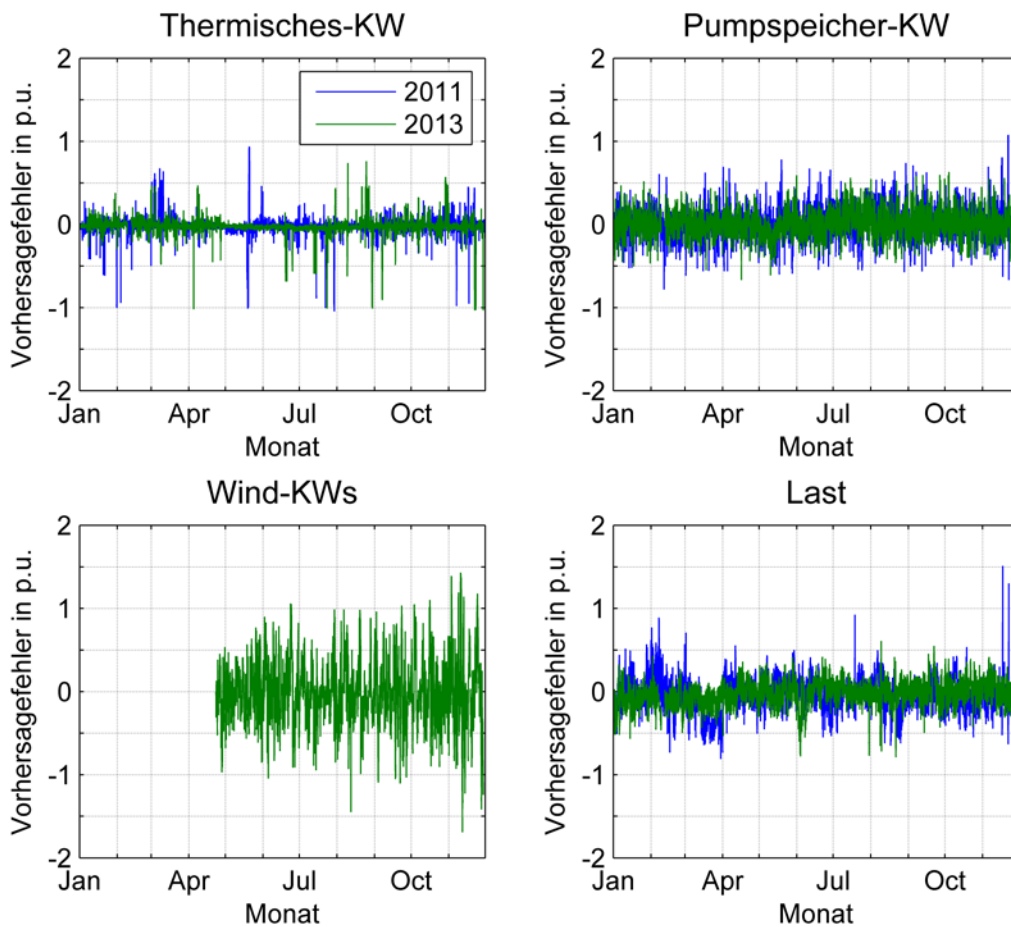


Diagramm 3 Zeitlicher Verlauf der Vorhersageunsicherheit in p.u. in den Jahren 2011 und 2013

In Diagramm 3 sind die zeitlichen Verläufe der Prognoseabweichungen ausgewählter Netzknoten unterschiedlicher Charakteristika dargestellt.

Das untersuchte thermische Kraftwerk zeigt weitestgehend diskretes Verhalten um die Betriebspunkte 0 p.u., 0,5 p.u., und 1 p.u. der Bezugsleistung sowohl hinsichtlich positiver als auch in negativer Abweichungen. Das in Diagramm 4 dargestellte Histogramm des thermischen Kraftwerks spiegelt dies ebenfalls wieder, erkennbar durch die erhöht Auftretswahrscheinlichkeit von Fehlern mit -1 p.u. und +0.5 p.u. Prinzipiell ist die Prognosequalität relativ gut, rund 91.5% der Fehlerwerte liegen im Jahr 2013 in dem Intervall von ± 0.1 p.u. Die Vorhersagequalität hat sich entsprechend den in Tabelle 1 angeführten statistischen Größen sowohl hinsichtlich des Mittelwertes der Verteilung als auch der Standardabweichung unwesentlich verschlechtert.

Die Analyse der Zeitreihen des Pumpspeicherkraftwerkes zeigt sowohl im Jahr 2011 wie auch 2013 eine symmetrische Vorhersageunsicherheit mit einem Mittel nahe 0. Der Prognosefehler bewegt sich hauptsächlich zwischen ± 0.5 p.u. Das entsprechende Histogramm in Diagramm 4 zeigt einen näherungsweise identischen Verlauf für die beiden Betrachtungszeiträume. Weiters zeigt sich ein Maximum bei einem Vorhersagefehler um 0 p.u. für rund 10% der Vorhersagen. Es ist ersichtlich, dass die „day-ahead“ Vorhersage für ein Pumpspeicherkraftwerk mit deutlich größeren Unsicherheiten verbunden ist als jene eines thermischen Kraftwerks was vor allem auf die Vorlaufzeit des Einsatzes zurückzuführen ist. Ein negativer Einfluss des vermehrten Intra-Day Tradings im Jahr 2013 ist weder qualitativ in Form der Histogramme noch quantitativ mittels der statistischen Maßzahlen aus Tabelle 1 zu erkennen.

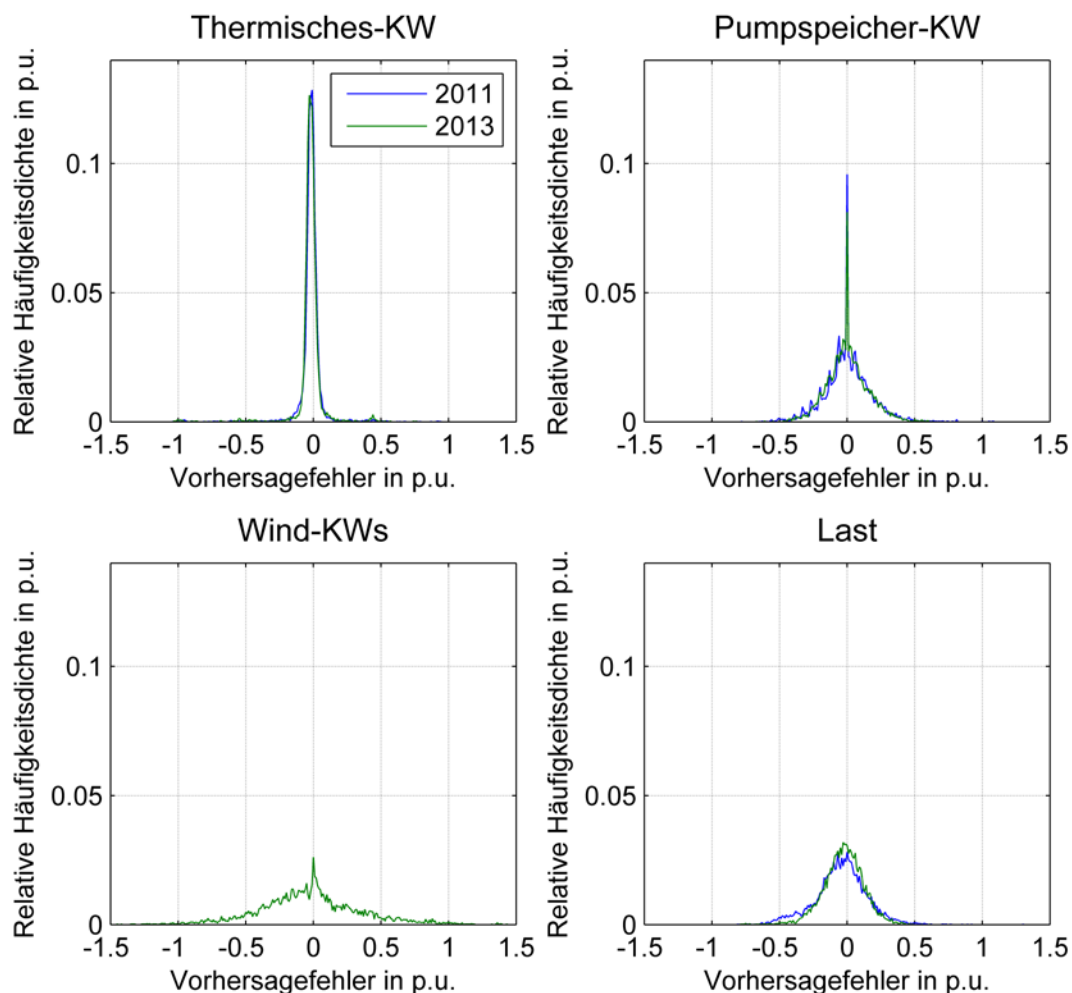


Diagramm 4 Histogramm der Vorhersageunsicherheit in p.u. der Jahre 2011 und 2013

Da für den exemplarischen Windknoten keine historischen Daten verfügbar sind kann hier lediglich eine vergleichende Aussage bzgl. der anderen Knotentypen jedoch keine Aussage über die zeitliche Entwicklung der Vorhersageunsicherheit getroffen werden. Unter den analysierten Knoten zeigt der reine Windknoten weitaus die größte relative Standardabweichung. Der Mittelwert der analysierten

Zeitreihe des Vorhersagefehlers liegt wie bei den anderen Knoten nahe Null. Sowohl der untersuchte Netzknoten eines thermischen Kraftwerks, jener eines Pumpspeicherkraftwerks wie auch jener einer Last weisen eine Symmetrie bezüglich des Mittelwerts der Verteilung auf. Der Windknoten hingegen weist eine schiefe Fehlerverteilung auf. Das bedeutet, dass die Windeinspeisung dieses Knotens bzgl. der Prognose tendenziell überschätzt wird (Diagramm 5).

Tabelle 1 Statistische Maßzahlen der Vorhersageunsicherheiten

	2011			2013		
	μ in p.u.	σ in p.u.	$P(-0.1 \leq X \leq 0.1)$ in %	μ in p.u.	σ in p.u.	$P(-0.1 \leq X \leq 0.1)$ in %
Therm.	-0.0193	0.1056	91.18	-0.0226	0.1105	91.51
Psp.	0.0057	0.1721	52.49	0.0016	0.1515	54.08
Wind	-	-	-	-0.0259	0.3781	18.18
Last	-0.0462	0.1929	44.40	-0.0273	0.1495	53.25

Hinsichtlich des analysierten Lastknotens ist sowohl qualitativ als auch quantitativ eine Verbesserung der Vorhersagequalität von 2011 auf 2013 zu verzeichnen. Die mittlere relative Vorhersageabweichung hat sich in diesem Zeitraum nahezu halbiert und auch die Standardabweichung fällt für das Betrachtungsjahr 2013 geringer aus (Tabelle 1). Die jeweiligen Histogramme des Lastknotens in Diagramm 4 zeigen eine symmetrische Verteilung für 2013 und eine leicht linksschiefe Verteilung im Jahr 2011 was auf eine tendenzielle Unterschätzung der Last durch das Prognoseverfahren im Jahr 2011 schließen lässt.

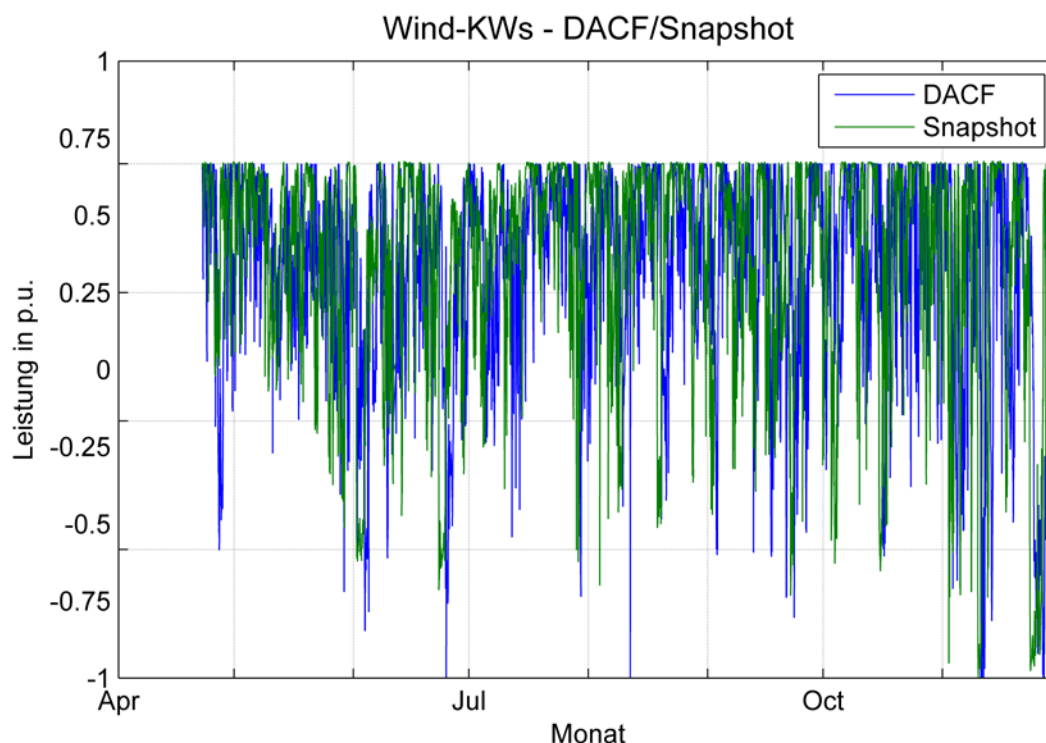


Diagramm 5 Gegenüberstellung des Verlaufs von DACF und Snapshot eines Windknotens

V. Untersuchung der Vorhersageunsicherheit hinsichtlich knotenweiser und regionsweiser Betrachtung

Das in Kapitel III präsentierte Prognoseverfahren, auf welchem die ausgewerteten DACF-Zeitreihen basieren, beruht auf der Prognose einzelner Knotenlasten. Dies setzt idealer Weise die

Unabhängigkeit der Knoten voneinander, respektive zeitlich invariante Last-Knoten-Sensitivitäten voraus. Real sind die zu prognostizierenden Knotenlasten jedoch geographisch verteilte unterlagerte Lasten, die abhängig vom Schaltzustand im unterlagerten Netz auf die Übergabestellen zum Übertragungsnetz wirken. Abbildung 2 zeigt schematisch die zur Untersuchung herangezogenen unterlagerten Regionen, wie auch die beteiligten Höchstspannungsnetzknotten.

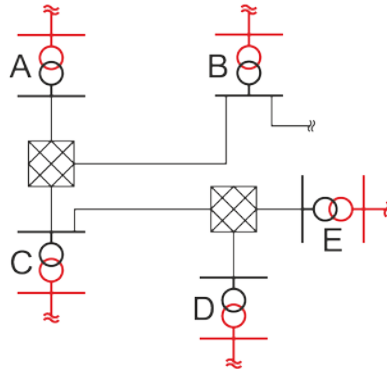


Abbildung 2 Schematische Darstellung der untersuchten Regionen und den beteiligten Netzknotten (rot dargestellt: Übertragungsnetz, schwarz dargestellt: unterlagerte Verteilnetze)

Die rot dargestellten Sammelschienen wie auch angedeutete Leitungen stellen Elemente des Höchstspannungsnetzes (Übergabestellen), schwarz gekennzeichnete Elemente jene des unterlagerten Netzes. Wie erkennbar ist werden die unterlagerten Hochspannungsnetze von mehreren Höchstspannungsnetzknotten aus Gründen der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit angespeist.

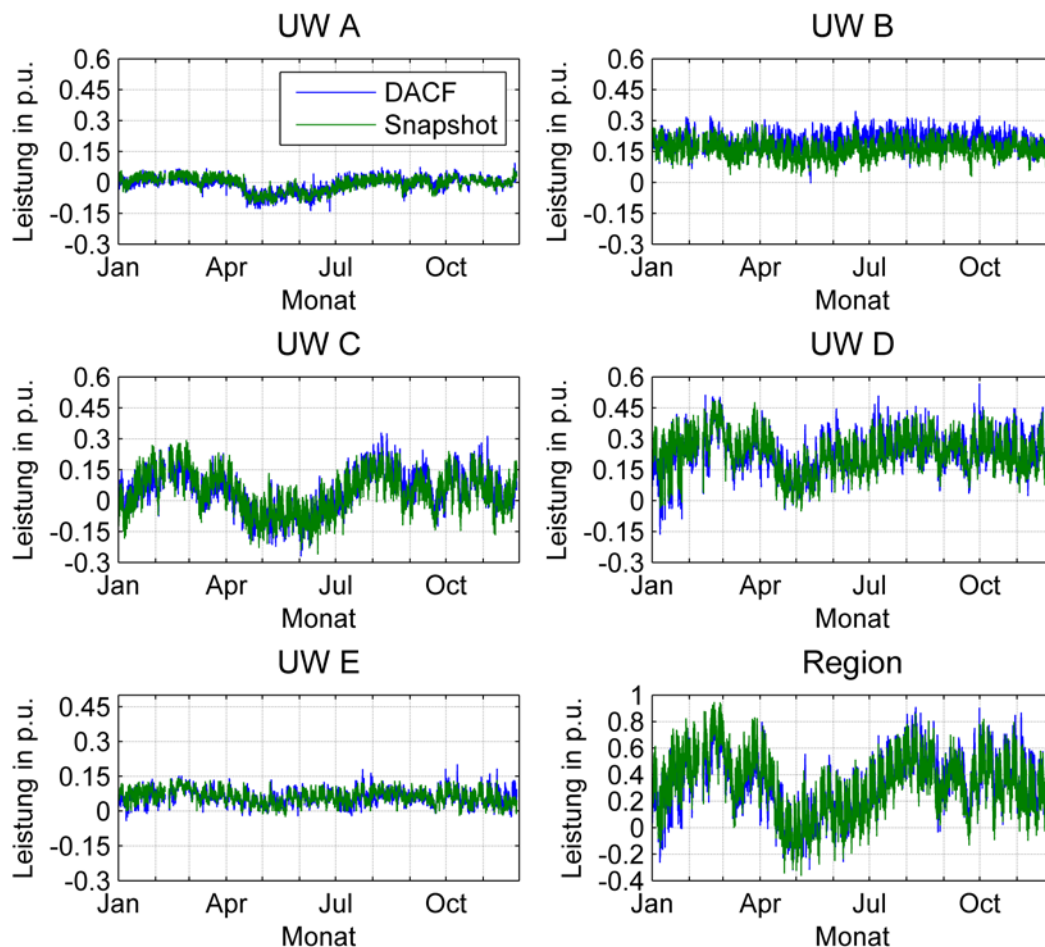


Diagramm 6 DACF und Snapshot Zeitreihen beteiligter Netzknotten und der Region (absolut)

In Diagramm 6 sind die Zeitreihen der Vorhersagewerte und die der realisierten Knoten-, wie auch Regionsleistung für das Betrachtungsjahr 2013 dargestellt. Es handelt sich um eine Region deren Knoten gemischtes Last-/Einspeiseverhalten aufweisen. Alle Werte wurden auf eine gemeinsame Basis normiert. Da die untersuchte Region nur eine leistungsmäßig gesehen schwache Anbindung an das UW B hat und dieses in Diagramm 6 eine vergleichsweise große Differenz zwischen prognostizierten und realisierten Werten aufweist wurde selbiges bei der regionalen Betrachtung (Summe der beteiligten Knoten jeweils für DACF und Snapshot) vernachlässigt.

Die sich durch Subtraktion der realisierten Werte von den vorhergesagten Werten ergebenden Vorhersagefehler der Netzknoten, wie auch der Region sind in den Histogrammen in Diagramm 7 graphisch und in Tabelle 2 numerisch dargestellt. Hierbei wurde, wiederum als Bezugsgröße für das per Unit System das 95%-5%-Interquantil gewählt um die Vorhersageunsicherheiten vergleichen zu können. Es ist erkennbar, dass alle untersuchten, an der Region beteiligten, Höchstspannungsnetzknotten hinsichtlich des Vorhersagefehlers einen Mittelwert von rund 0 p.u. aufweisen. Bezüglich der Schiefe der Verteilungen kann gesagt werden, dass UW A und UW E eine Rechtsschiefe, UW C eine Linksschiefe und UW D, wie auch die Gesamtregion eine symmetrische Verteilung aufweisen.

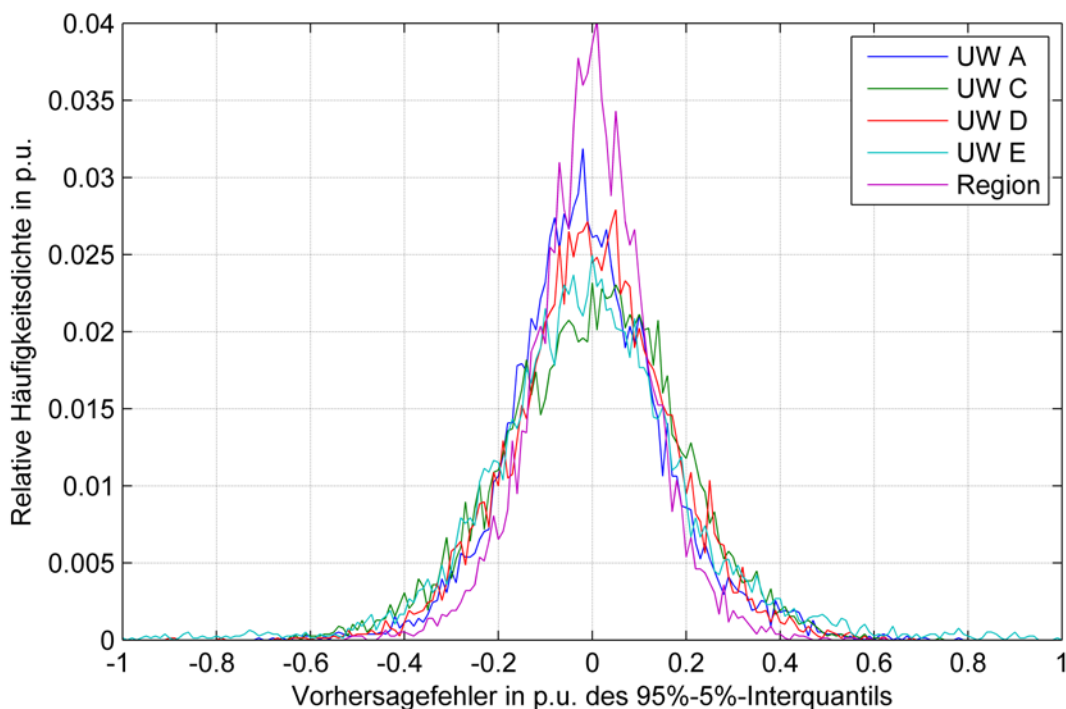


Diagramm 7 Histogramme der Vorhersagefehler je Knoten oder Region (relativ)

Vergleicht man die in Diagramm 7 gegebenen Verteilungen mit dem der Last des Jahres 2013 in Diagramm 4 lässt sich qualitativ eine Ähnlichkeit erkennen da die untersuchte Region hauptsächlich Lastcharakter aufweist. Die erhöhte Standardabweichung (Tabelle 2) im Vergleich zu jener der exemplarischen Kategorie Last in Tabelle 1 ist auf eben diesen gemischten Last-/Einspeischarakter der Region zurückzuführen. Grundsätzlich ist anzumerken, dass in relativer (auf das Interquantil des jeweiligen Knotens bezogen) Betrachtung die Vorhersagequalität für die Region als besser zu bewerten ist als jene der Einzelknoten. Hinsichtlich einer Betrachtung gemeinsamer Basis ergibt sich als Schlussfolgerung, dass die Varianz der Region größer ist als die Summenvarianz der beteiligten Knoten.

Das bedeutet, dass absolut gesehen die Vorhersage der Region schlechter ist als die verwendete knotenweise Betrachtung. Die Annahme, dass sich Vorhersagefehler einer Region aufheben ist somit für dieses Netzgebiet widerlegt, da dafür eine negative Korrelation der Knoten-Vorhersagefehler vorliegen müsste was für beteiligte leistungsschwache Knoten nur in geringem Maße und für leistungsstarke Knoten gegendteilig der Fall ist [6].

Tabelle 2 Statistische Maßzahlen der Vorhersagefehler je Knoten oder Region

	1 p.u. = IQ je Knoten (relativ)		1 p.u. = Basis für alle Knoten (absolut)		1 p.u. = Basis für alle Knoten
	μ in p.u.	σ in p.u.	μ in p.u.	σ in p.u.	IQ in p.u.
UW A.	-0.0074	0.1630	-0.0009	0.0191	0.1172
UW C	0.008	0.1856	0.0003	0.0599	0.3229
UW D	0.0001	0.1654	0.0000	0.0527	0.3185
UW E	-0.0049	0.2161	-0.0006	0.0243	0.1125
Region	-0.0015	0.1239	-0.0011	0.0951	0.7675

Die Verringerung der Standardabweichung im Falle des Bezugs auf das Interquantil der Region ist zu erklären durch die schwache Korrelation der Prognosefehler und die hingegen starke Korrelation der realisierten Knotenleistungen. Somit ergibt sich für die realisierte Regionsleistung ein relativ, bezogen auf die Summe der Knoten-Interquartile gesehen höhere Steigerung als es der Fall ist für die absolut dargestellten Knoten-Standardabweichungen. D.h. in Hinsicht auf die 95%-5%-Leistungsspreizung, ist die Standardabweichung der Vorhersageunsicherheit für die Region geringer als die der einzelnen Knoten. Es ist geplant, dieses Phänomen (die starke Korrelation der untersuchten Netzlasten untereinander) weiter zu untersuchen und gegebenenfalls Strategien für eine optimierte Prognose unter Berücksichtigung der regionalen Abhängigkeiten zu entwickeln.

VI. Zusammenfassung

In Kapitel II werden Zeitreihen der realisierten Knotenleistung der Jahre 2011 und 2013 für Netzknoten verschiedener Charakteristika dargestellt und diskutiert. Es ergaben sich folgende Schlussfolgerungen.

- Die Betriebszeiten des untersuchten thermischen Kraftwerks haben sich von 2011 auf 2013 halbiert.
- Der abgerufene Leistungshub von Pumpspeicherkraftwerken ist zurückgegangen
 - o Speziell während der „Mittagsspitze“ ist ein Rückgang der Erzeugung und in den frühen Morgenstunden einen Rückgang des Verbrauchs erkennbar
- Der untersuchte Lastknoten ist stark temperaturabhängig.

Kapitel III behandelt die Pflichten eines Regelzonenführers hinsichtlich Netzsicherheitsuntersuchungen und den zugehörigen Knotenlastprognosen. Weiters wird die verwendete Prognosemethode beschrieben. Der sich bei der Prognose ergebende Vorhersagefehler wird in Kapitel IV analysiert und es ergeben sich folgende Erkenntnisse.

- Der Knoten des thermischen Kraftwerks ist der am besten prognostizierbare der untersuchten Knoten. Dies ist wahrscheinlich auf die langen Vorlaufzeiten und die geringen Intraday-Änderungen zurückzuführen
- Pumpspeicherkraftwerke weisen eine symmetrische Verteilung auf mit rund 10% exakten Vorhersagen.
- Der untersuchte Windknoten wurde bei der Prognose tendenziell überschätzt und weist eine vergleichsweise hohe Standardabweichung bzgl. der Vorhersageunsicherheit auf.
- Reine Lastknoten sind gut vorherzusagen und weisen eine vergleichsweise geringe Standardabweichung auf. Im untersuchten Fall hat sich die Vorhersagequalität verbessert.

Hinsichtlich des thermischen und des Pumpspeicherkraftwerks hat sich die Vorhersagequalität kaum verändert.

Die in Kapitel V untersuchte Betrachtung einer Region in Bezug auf die Vorhersageunsicherheit führt zu der Erkenntnis, dass sich Prognosefehler der beteiligten Knoten nicht aufheben.

VII. Literaturverzeichnis

- [1] Umbrella Project. Verfügbar unter: <http://e-umbrella.eu/> (30.01.2014).
- [2] Umbrella Project, *Report on uncertainty modeling: Deliverable D2.1*. Verfügbar unter: <http://e-umbrella.eu/download/82> (30.01.2014).
- [3] UCTE, *UCTE Operation Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*.
- [4] UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, *UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies*.
- [5] TSC - Transmission System Operator Security Cooperation. Verfügbar unter: <http://www.tso-security-cooperation.net> (30.01.2014).
- [6] E. Kreyszig, *Statistische Methoden und ihre Anwendungen*. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht, 1988.