



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Schlussbericht 28. Februar 2010

Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien

Auftraggeber:

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

Auftragnehmer:

Firma **METEOTEST**
Fabrikstrasse 14
CH-3012 Bern
www.meteotest.ch

enersis suisse
Wankdorffeldstrasse 102
CH-3014 Bern
www.enersis.ch

Autoren:

Silke Dierer, **METEOTEST**, silke.dierer@meteotest.ch
Jan Remund, **METEOTEST**, jan.remund@meteotest.ch
René Cattin, **METEOTEST**, rene.cattin@meteotest.ch
Thomas Koller, enersis suisse, thomas.koller@enersis.ch
Philipp Strasser, enersis suisse, philipp.strasser@enersis.de

Die Autoren danken dem Elektrizitätswerk Ursern, Herrn Markus Russi sowie der Energie Pool Schweiz AG, Herr Bruno Ganz und Herr Willy Bischofberger für ihre Unterstützung.

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser / Dr. Katja Maus

BFE-Vertrags- und Projektnummer: 154406 / 103341

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	4
Resumé	5
Abstract	6
1. Ausgangssituation, Problemstellung und Ziel des Grundlagenberichtes	7
2. Themeneinführung und Kontext.....	8
2.1. Grundlegende Abläufe, Marktteilnehmer und Schweizerische Spezifika in Abwicklung der Einspeiseprognosen	8
2.1.1. Grundlegende Abläufe der Einspeiseprognose	8
2.1.2. Marktteilnehmer und betroffene Funktionen	9
2.1.3. Schweizerische Spezifika	9
2.2. Veränderungen der bisherigen Mechanismen durch den Einsatz dezentraler erneuerbarer Energien.....	11
3. Bedarfsanalyse für den Einsatz von Einspeise-prognosen bei dezentralen Erzeugungs- anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in der Schweiz	13
3.1. Wirkungsbereich und Bedarf an Einspeiseprognosen.....	13
3.2. Definition „Güte der Einspeiseprognose“	13
3.3. Nutzenaspekte der Einspeiseprognose	14
3.3.1. Quantitative Aspekte	14
3.3.2. Qualitative Aspekte	14
3.4. Wirkungsgrad der Nutzenaspekte auf die Marktteilnehmer.....	16
3.5. Einflussfaktoren der Prognosegüte.....	19
3.5.1. Technische Qualitäten.....	19
3.5.2. Virtuelle Kraftwerke	20
3.5.3. Portfolioeffekte	20
3.5.4. Einspeiseprognosemodelle.....	21
3.5.5. Prognoseprozess	21
4. Möglichkeiten der Wettervorhersage.....	23
4.1. Einleitung	22
4.2. Wettervorhersagen als Grundlage für Energievorhersagen	22
4.2.1. Grundlagen der numerischen Wettervorhersage.....	22
4.2.2. Für die Schweiz verfügbare Wettervorhersagemodelle.....	23
4.3. Ertragsprognosen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke	26
4.3.1. Ertragsprognosen für Windenergieanlagen	26
4.3.2. Ertragsprognosen für Solaranlagen	29
4.3.3. Ertragsprognosen für Kleinwasserkraftwerke	33
4.4. Wirkung flächenhafter Produktionsprognosen für die Schweiz	36
4.4.1. Verringerte Variabilität der Produktion neE durch Flächenmittelung.....	37
4.4.2. Erhöhung der Prognosegüte durch Flächenmittelung	39
5. Relation von Prognosegüte und Nutzen.....	41
6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	43
6.1. Schlussfolgerungen/Erkenntnisse.....	42
6.2. Empfehlungen	4244

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht hat zum Ziel, das Potenzial von verbesserten Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien (neE) unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Schweizer Energiemarktes zu bestimmen. Nutzen und Optimierungsmöglichkeiten sollen aufgezeigt und Empfehlungen für weitere Handlungsfelder abgegeben werden.

Einspeiseprognosen für neE haben in der Schweiz bisher nur geringe Bedeutung, da aufgrund fehlender Marktmechanismen keiner der Akteure monetären Nutzen aus verbesserten Prognosen zieht. Eine Analyse der Nutzenaspekte zeigt, dass Verbraucher und gesamtwirtschaftliche Intentionen die wesentlichen Profiteure einer verbesserten Prognose sind.

Der aktuelle Stand von Einspeiseprognosen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke ist, dass für alle Bereiche Vorhersagesysteme zur Verfügung stehen. Diese sind im Bereich Windenergie sehr ausgereift, während im Bereich Solar und Kleinwasserkraft noch Potenzial zur Verbesserung besteht. Es wurden idealisierte Studien zum Portfolioeffekt durchgeführt. Diese zeigen, dass durch eine Bündelung verschiedener, räumlich verteilter neE die Variabilität der Energieproduktion reduziert und die Prognosequalität deutlich erhöht wird. Darüber hinaus führt ein verkürzter Vorhersagehorizont (z.B. 2-3h statt 24-48h im Voraus) zu einer deutlichen Verbesserung der Vorhersagequalität.

Im Rahmen der Untersuchung wurde ein Business-Case entwickelt, um den Nutzen verbesserter Einspeiseprognosen zu quantifizieren. Es zeigte sich jedoch, dass die Datengrundlage für eine belastbare Aussage ein Jahr nach Start der ersten Marktöffnungsphase und Einführung der KEV noch nicht gegeben ist. Dennoch lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt qualitative Aussagen ableiten. Die Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie liegen in der Schweiz heute im Bereich zweistelliger Millionenbeträge (CHF). Das Potenzial zur Verbesserung der Prognosegüte liegt besonders in der Nutzung von Portfolioeffekten, verkürzten Vorhersagehorizonten und verbesserten Vorhersagemodellen. Bei Nutzung dieser Potenziale können ein- bis zweistellige Millionenbeträge (CHF) eingespart werden. Das grösste Einsparpotenzial liegt heute im Bereich der Kleinwasserkraft. Die neE werden zur Zeit mit verteilter Verantwortung und uneinheitlich abgewickelt. Auch werden im heutigen Bilanzmodell Einspeiser ohne Lastgang-Messung nicht berücksichtigt. Eine Harmonisierung dieser Abläufe birgt weiteres Einsparpotenzial.

Die Zunahme dezentraler Einspeiser hat zur Folge, dass die angeführten Schlussfolgerungen in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden. Die Ergebnisse der Untersuchung führen zu folgenden Handlungsempfehlungen:

- Ergänzung des Schweizerischen Bilanzierungsmodells um nicht-lastganggemessene Einspeiser.
- Verantwortungs-Zentralisierung und Prozess-Standardisierung der Abwicklung neE in der Bilanzgruppe erneuerbare Energien.
- Untersuchung der Verbesserungsmöglichkeiten der Prognosegüte im Bereich Kleinwasserkraftwerke.
- Analyse energiewirtschaftlicher Marktmodelle unter Berücksichtigung der Subventionierung neE.

Der innerhalb des Forschungsauftrags entwickelte Business-Case wird ergänzt und quantifiziert, sobald seitens swissgrid und BG-EE das Datenmaterial für 2009 zur Verfügung steht.

Resumé

L'objectif du présent rapport est d'établir le potentiel de prévisions d'alimentation améliorées pour les nouvelles énergies renouvelables (NER) compte tenu des particularités du marché suisse d'électricité. Les bénéfices et les possibilités d'optimisation sont montrés et des recommandations pour des mesures supplémentaires sont livrées.

Les prévisions d'alimentation pour les NER n'ont jusqu'ici qu'une faible importance en Suisse, parce que les mécanismes du marché correspondants manquent et ainsi les acteurs ne tirent aucun avantage monétaire de prévisions améliorées. L'analyse montre que les consommateurs et l'ensemble de l'économie nationale profitent le plus d'une prévision améliorée.

Actuellement systèmes de prévision sont déjà disponibles pour l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les petites centrales hydro-électriques. Les systèmes de prévisions sont sophistiqués pour l'énergie éolienne, tandis qu'il y a de potentiel d'amélioration dans l'énergie solaire et les petites centrales hydro-électriques. Des études idéalisées concernant l'effet de portfolio ont été mises en oeuvre. Ceux-ci montrent que la variabilité de la production d'énergie est réduite et la qualité de prévision est augmentée clairement si les NER différentes et distribuées sont traités comme une ensemble. En outre, un horizon de prévision réduit (p. ex. 2-3h au lieu de 24-48h à l'avance) conduit à une amélioration de la qualité de prévision.

Dans le cadre de l'étude un business case a été développé pour quantifier le bénéfice de prévisions d'alimentation améliorées. On a toutefois constaté que la base de données n'est pas encore suffisante pour une déclaration fiable une année après le commencement de la première phase d'ouverture du marché et de l'introduction du KEV. Cependant, des déclarations qualitatives peuvent être dérivées. Les frais pour l'énergie de compensation et réglementaire coûtent aujourd'hui en Suisse des sommes de plusieurs dizaines de millions (CHF). Le potentiel d'amélioration de la qualité de prévision se trouve particulièrement dans l'utilisation d'effet de portfolio, des horizons de prévision réduits et des modèles de prévision améliorés. Lors d'une utilisation de ces potentiels, une somme de plusieurs millions (CHF) peut être économisée. Le plus grand potentiel d'économie se trouve aujourd'hui dans le secteur des petites centrales hydro-électriques. NER sont actuellement administrées avec une responsabilité distribuée et de manière non uniforme. En outre, les NER sans mesure de courbe de charge ne sont pas pris en considération dans le modèle de bilan d'aujourd'hui. Une harmonisation de ces procès représente un autre potentiel d'économie.

L'augmentation des NER entraîne que les conclusions énoncées gagneront de l'importance à l'avenir. Les résultats de l'étude conduisent aux recommandations suivantes :

- Implémentation des NER sans mesure de courbe de charge dans le modèle de bilan suisse.
- Centralisation de responsabilité et normalisation de procès d'administration des NER dans le groupe-bilan pour les énergies renouvelables.
- Étude des possibilités d'amélioration de la qualité de prévisions dans le secteur des petites centrales hydro-électriques.
- Analyse de modèles du marché d'économie énergétique compte tenu de la subvention de NER.

Le business case développé dans ce travail de recherche est complété et quantifié, aussitôt que de la part swissgrid et BG-EE les données pour 2009 sont disponibles.

Abstract

The present report aims at determining the potential of improved feed-in forecasts for new renewable energies (NRE) considering the characteristics of the Swiss energy market. Benefits of and potential for improvement are identified and recommendations for additional measures are given.

Until now feed-in forecasts for NRE are of minor importance in Switzerland. The reason is that stakeholders do not have a financial benefit from improved forecasts because corresponding market mechanisms are missing. The analysis of benefit aspects shows that consumers and macroeconomic interests profit most from improved forecasts.

At present stage forecast systems exist for wind and solar energy and for micro-hydro units. The forecast systems for wind energy are quite sophisticated, while there is room for improvement for solar energy and micro hydro-units forecasts. Idealized studies are performed investigating the portfolio effect. Those studies show that bunching of spatially distributed and different kinds of NRE decreases the variability of energy production and significantly increases forecast quality. Additionally, forecast quality is augmented by reducing the forecast horizon (e.g. 2-3h instead of 24-48h).

A business case was developed in the framework of this study in order to quantify the benefit of improved forecasts. The data basis turned out to be too weak for a profound statement just one year after starting the first phase of deregulation and the introduction of KEV. Still, qualitative conclusions can be drawn. The costs of control and balance energy in Switzerland are in the range of several tens of millions (CHF). Forecast quality can mainly be improved by using the portfolio effect, reducing the forecast horizon and improving forecast models. Using those potentials saves several millions per year (CHF). Nowadays, the greatest potential for reduction of costs is in the area of micro-hydro units. NRE are administrated with distributed responsibilities and in a non-uniform way. Additionally, suppliers without load curve measurement are not considered in the Swiss balance model. A harmonization of those processes allows additional savings.

Increase of NRE causes a growing importance of the forementioned conclusions. The results of the investigation lead to the following recommendations:

- the Swiss balance model should be completed by introducing the NRE without load curve measurement.
- For the administration of NRE in the balance group for renewable energies the responsibilities should be centralized and processes should be standardized
- Possibilities for improving the forecast quality for micro-hydro units should be investigated.
- Energy sector market models considering subsidies of NRE should be analyzed.

The business case developed in the framework of this project will be completed and quantified as soon as data for 2009 is provided by swissgrid and the balance group for renewable energies.

1. Ausgangssituation, Problemstellung und Ziel des Grundlagenberichtes

Die Förderung regenerativer Energien in der Schweiz und die damit verbundene Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen – insbesondere Wind, Sonne und Wasser – beeinflussen die bisherigen energiewirtschaftlichen und energietechnischen Strukturen massgeblich. Eine zentrale Eigenschaft und gleichzeitig wesentliche Herausforderung der erneuerbaren Energieerzeugung stellt die räumliche Verteilung und zeitliche Variabilität kleiner Einspeisemengen dar. In diesem Kontext wurde die Einspeiseprognose als ein zentraler Aspekt für einen Grossteil der betroffenen Marktteilnehmer (Produzenten, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche etc.) identifiziert.

Das Thema Einspeiseprognose ist jedoch hinsichtlich vorhandener Wirkungs- und Einsatzbereiche, Nutzendimensionen, Prognose-Modelle, Prognose-Werkzeuge und Potenziale für die Schweiz bisher nicht erfasst bzw. strukturiert aufgearbeitet worden.

Aus diesem Grund beauftragte das Bundesamt für Energie BFE diese Studie, welche die Basisdaten und Grundlagen auflistet, sowie eine Marktrecherche erstellt und Optimierungsmöglichkeiten diskutiert. Dabei soll neben der heutigen Ausgangssituation auch eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung in Betracht gezogen werden. Basis hierfür ist das Szenario 3 aus der Studie „Energieperspektiven 2035“ aus dem Jahre 2007.

Der vorliegende Bericht hat somit im Wesentlichen das Ziel, das Thema Einspeiseprognose bei neuen erneuerbaren Energien sowie deren Besonderheiten in der Schweiz transparent aufzubereiten. Weiterhin sollen Nutzen und Optimierungsmöglichkeiten identifiziert und bewertet werden, um abschliessend valide Empfehlungen für die notwendigen weiteren Handlungsfelder abgeben zu können.

2. Themeneinführung und Kontext

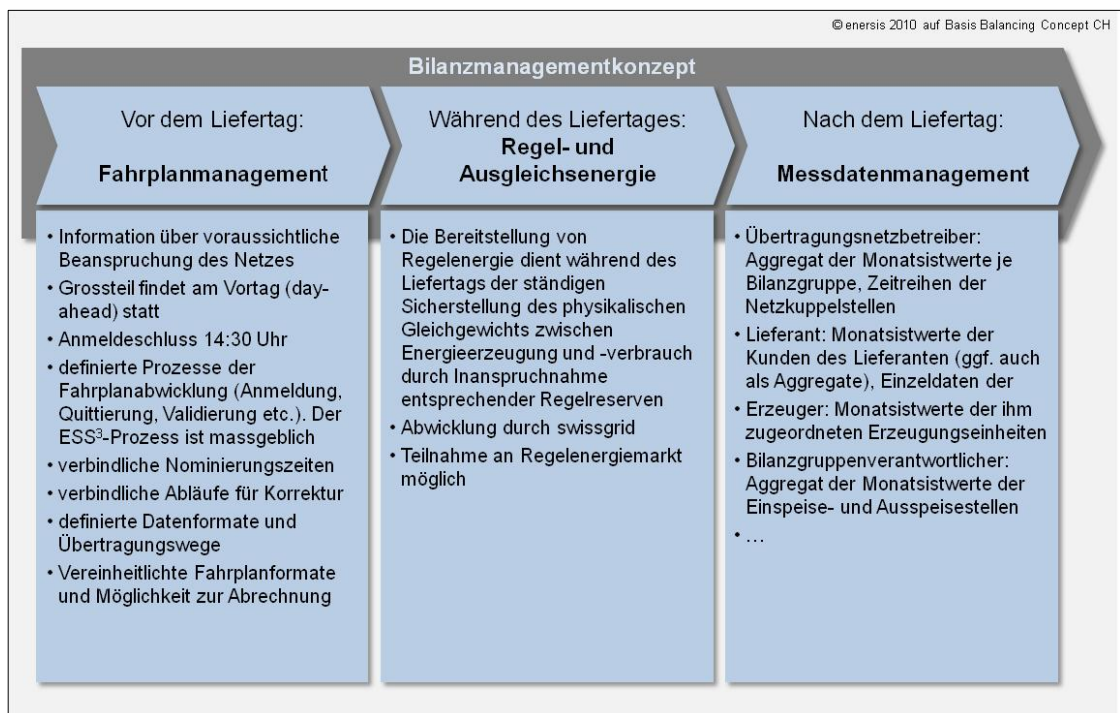
2.1. Grundlegende Abläufe, Marktteilnehmer und Schweizerische Spezifika in Abwicklung der Einspeiseprognosen

2.1.1. Grundlegende Abläufe der Einspeiseprognose

Mit Beginn der ersten Phase der Marktöffnung in der Schweiz zum 01.01.2009 trat zur Regelung der Abwicklung des gesetzlich vorgeschriebenen Wettbewerbes das Marktmodell CH [63] in Kraft. Ein wesentliches Werkzeug innerhalb des Marktmodells stellt das Balancing Concept dar. Es beschreibt die Funktionsweise der neuen Prozesse in einem (teil-) geöffneten Strommarkt. Das Dokument regelt unter anderem den Informationsaustausch zwischen den Marktteilnehmern und hierbei auch die Vorgehensweise der Energiebilanzierung und deren Einspeisebedarfsprognose (Fahrpläne). Weiterführende Regelungen finden sich in dem Branchendokument „Bilanzgruppen und Fahrplanmanagement für den Schweizer Strommarkt“.

Innerhalb des Bilanzmanagements stellt die Einspeiseprognose eine Abschätzung der zu einem bestimmten Zeitpunkt in das Netz einzuspeisende Menge an Energie dar. Diese Abschätzung wird in Form eines Fahrplanes, sprich eines Lastprofils mit viertelstündlichen Leistungswerten für den nächsten Tag zur Verfügung gestellt.

Alle Abweichungen der Einspeiseprognose von den tatsächlichen produzierten Leistungen sind auszugleichen, da der tatsächliche Verbrauch (zumindest bis dato) nicht von dem vorhandenen Angebot abhängt, sondern jederzeit gedeckt werden muss. Dies geschieht jedoch nicht auf Basis einzelner Anlagen, sondern im Rahmen einer Bilanzgruppe, in welcher im Normalfall mehrere Einspeiser zusammengefasst sind.



Figur 01: Übersicht Bilanzmanagementkonzept Schweiz.

Das Delta der Summe der Abweichungen einer Bilanzgruppe wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) swissgrid in Form von Regelenenergie zur Verfügung gestellt und mittels der von den Verteilnetzbetreibern ermittelten Messdaten als Ausgleichsenergie über einen normierten Prozess an die Bilanzgruppen verrechnet.

Die Bilanzgruppenverantwortlichen geben die entstandenen Kosten für die Ausgleichsenergie verursachergerecht an ihre Lieferanten, Einspeiser oder Unterbilanzgruppen weiter.

2.1.2. Marktteilnehmer und betroffene Funktionen

Das gegenständliche Thema der Einspeiseprognose beeinflusst in ihrem Wirkungsumfeld alle Marktteilnehmer und teilweise deren verantwortete Prozesse, wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung.

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) swissgrid zeichnet sich verantwortlich für die Netzstabilität und die Regel-/Ausgleichsenergie. Das heisst, gute oder schlechte Einspeiseprognosen haben einen direkten Einfluss auf die vom ÜNB beschaffte Regel-/ Ausgleichsenergie.

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) führt neben dem Anschluss der dezentralen Einspeiser auch deren Bilanzierung und Messung durch. Somit ist er für die grundlegenden Vorläuferprozesse der Einspeiseprognose verantwortlich. Weiterhin zeichnet sich der VNB für die Versorgungssicherheit des Verteilnetzes verantwortlich.

Auch oder insbesondere die Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) sind von Einspeiseprognosen und deren Güte betroffen, da ihnen die Abwicklung und Kommunikation der Energiebilanz obliegt. Auch wenn die BGV in ihrer Funktion kein direktes Interesse an der Prognosequalität besitzen (da sie die Vor- oder Nachteile an Lieferanten und Einspeiser weitergeben), so stehen sie in der Praxis nahezu immer in einer engen wirtschaftlichen Verbundenheit zu den Lieferanten/Händlern oder Produzenten der Energieversorger.

Selbstverständlich betrifft die Aufgabenstellung den eigentlichen Verursacher der Einspeisung den Produzenten, wobei die folgenden Ausführungen zeigen werden, dass in einem subventionierten Markt der dezentrale (Klein-)Einspeiser nur bedingt Nutzen aus einer Einspeiseprognose (im Sinne von Fahrplänen) zieht.

2.1.3. Schweizerische Spezifika

Im Umgang hinsichtlich des Bilanzmanagements bzw. der Abrechnung erneuerbarer Energie in der Schweiz finden sich vier massgebliche Besonderheiten:

Bilanzgruppe Erneuerbare Energien

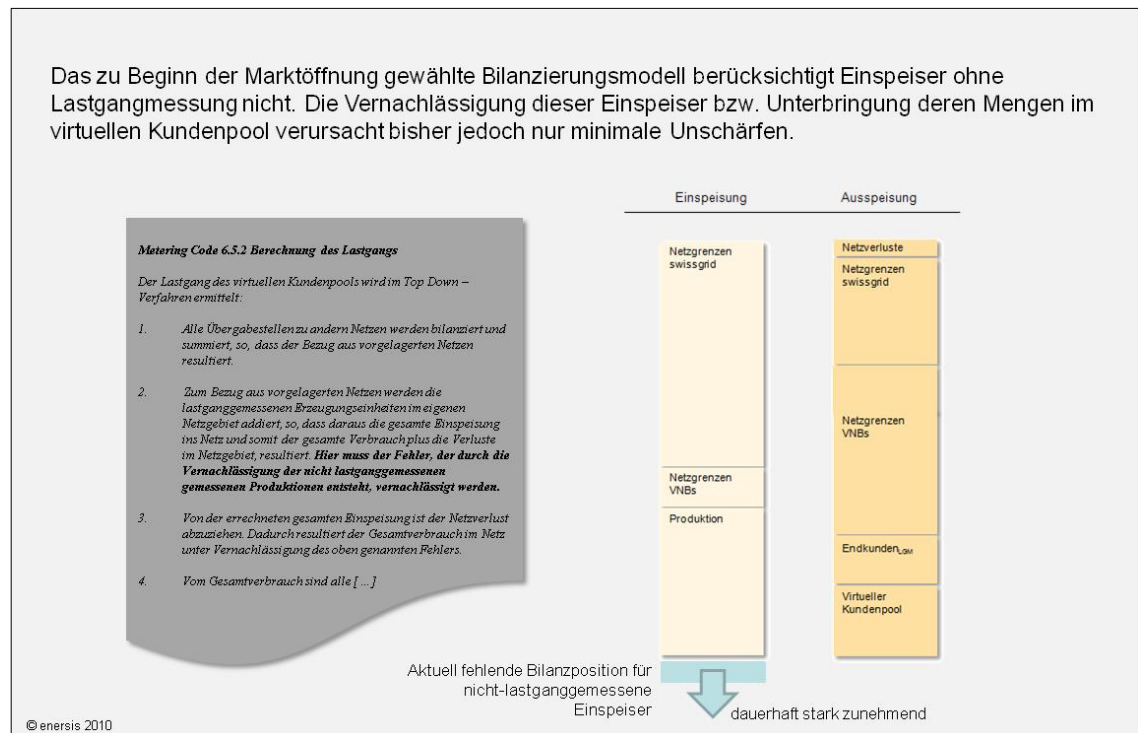
Eine wesentlicher Anteil der Einspeisungen aus neuen erneuerbaren (= dezentralen) Energien in der Schweiz wird in der (von der energiepool Schweiz AG betriebenen) Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE) gebündelt. Sie ist verantwortlich für die Abwicklung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), der staatlich geregelten Subventionierung regenerativer Energieeinspeisungen (im Wesentlichen privater oder kleingewerblicher Anbieter). Hierbei werden von der BG-EE alle KEV-Anlagen mit einer installierten Leistung > 30 kVA bilanziert und alle Anlagen (auch < 30 kVA) abgerechnet. Die Einspeisung von Anlagen < 30 kVA wird von den Verteilnetzbetreibern bzw. deren Bilanzgruppen bilanziert. Die BG-EE ist aufgrund ihres Auftrages sowie der national relevanten Grösse des Einspeisevolumens der erneuerbarer Energien einer der Hauptinteressenten des Themas Güte der Einspeiseprognose [65].

Virtueller Kundenpool und fehlende Bilanzposition

Das aktuelle Schweizer Marktmodell nutzt zur bilanziellen Abwicklung der nicht lastganggemessenen Kunden und Einspeiser den sogenannten virtuellen Kundenpool. In Form einer bilanziellen Differenz wird hierbei davon ausgegangen, dass die Summe aller nicht lastganggemessenen Kunden rechnerisch ermittelt werden kann.

Hierbei wird jedoch die Vernachlässigung der Einspeiser, die keine Lastgangmessung besitzen in Kauf genommen (siehe Figur 02). Konkret heisst das, dass die Anlagen tatsächlich nicht in der Bilanzsumme aufgeführt sind. Es entsteht

eine sogenannte Bilanzverkürzung, da ihr Fehlen im Ergebnis die Position des virtuellen Kundenpools kleiner macht, als diese eigentlich ist.



Figur 02: Vernachlässigung nicht lastganggemessener Einspeiser.

Konkret heisst dies, dass es keine Bilanzposition für die dezentralen Einspeiser ohne Lastgangmessung gibt.

Unterschiedliche Vergütungsmechanismen für erneuerbare Energien

Zentrales System für die Vergütung der erneuerbaren Energien ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Sie wird über einen entsprechenden Endkunden-Zuschlag finanziert und durch die BG-EE abgerechnet. Wie bereits ausgeführt, werden jedoch nur Teile der KEV-Einspeiser von der BG-EE bilanziert (und somit prognostiziert). Kleine, nicht lastganggemessene Anlagen verbleiben bei dem entsprechend regional zugeordneten Verteilnetzbetreiber, bzw. bei dessen Bilanzgruppe.

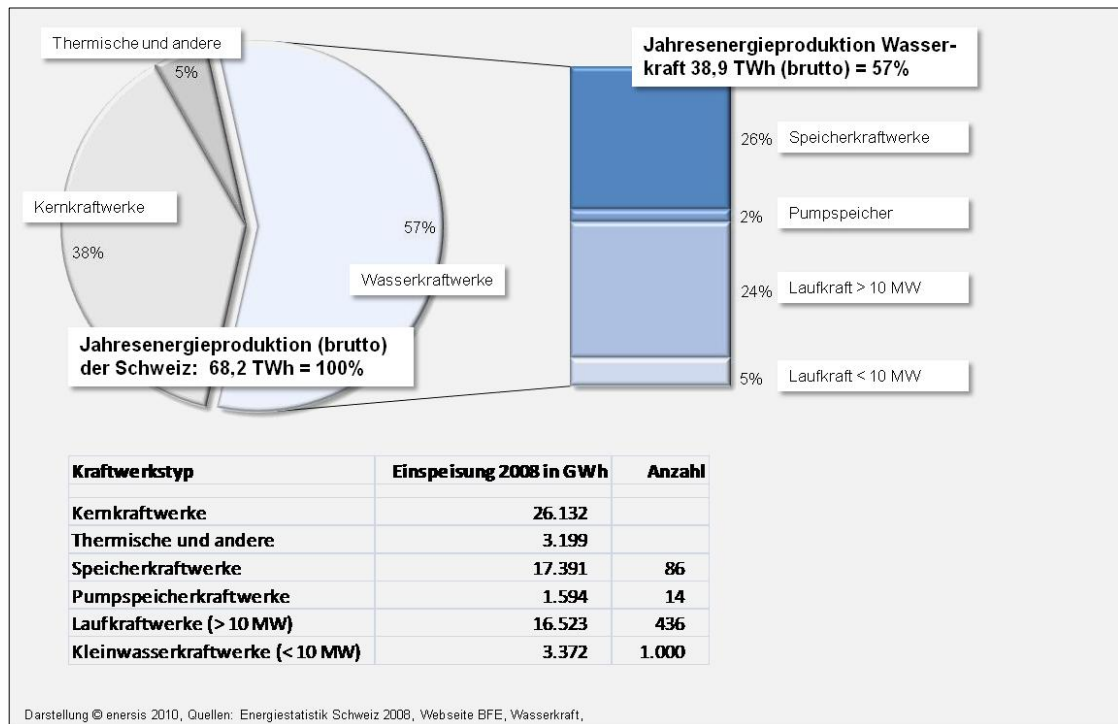
Diese kümmern sich auch um die Bilanzierung und Abrechnung erneuerbarer Energien, die keine KEV, sondern die sogenannte Mehrkostenfinanzierung erhalten.

Als dritte Option können die Strommengen aus erneuerbaren Energien direkt am Markt gehandelt werden (entspricht Zuordnung zu eigener oder fremder Bilanzgruppe).

Diese unterschiedlichen Vergütungsvarianten bedingen unterschiedliche Prozesse innerhalb des Bilanzmanagements. Die differenten Prozesse wiederum besitzen teilweise unterschiedlichste Abwicklungsmechanismen der Einspeiseprognose.

Stellenwert der Wasserkraft

Der Wasserkraftanteil der Gesamtelektrizitätseinspeisung der Schweiz liegt 2008 mit rund 57% (38.9 TWh) auf einem sehr hohen Niveau. Die Verteilung dieses Anteils auf die verschiedenen Wasserkrafttypen ist in Figur 03 ersichtlich. Im Zusammenhang aktueller Nachhaltigkeitsdiskussionen sind hierbei zwei Aspekte wichtig. Einerseits der – im Vergleich zu anderen Ländern – bereits vorhandene hohe Anteil regenerativer Energie in der Schweiz, andererseits die Möglichkeit der Nutzung der (Pump-)Speicherkraftwerke als Energiespeicher und Regelernergielieferanten.



Figur 03: Erzeugungsverteilung in der Schweiz 2008 und Wasserkraftypisierung.

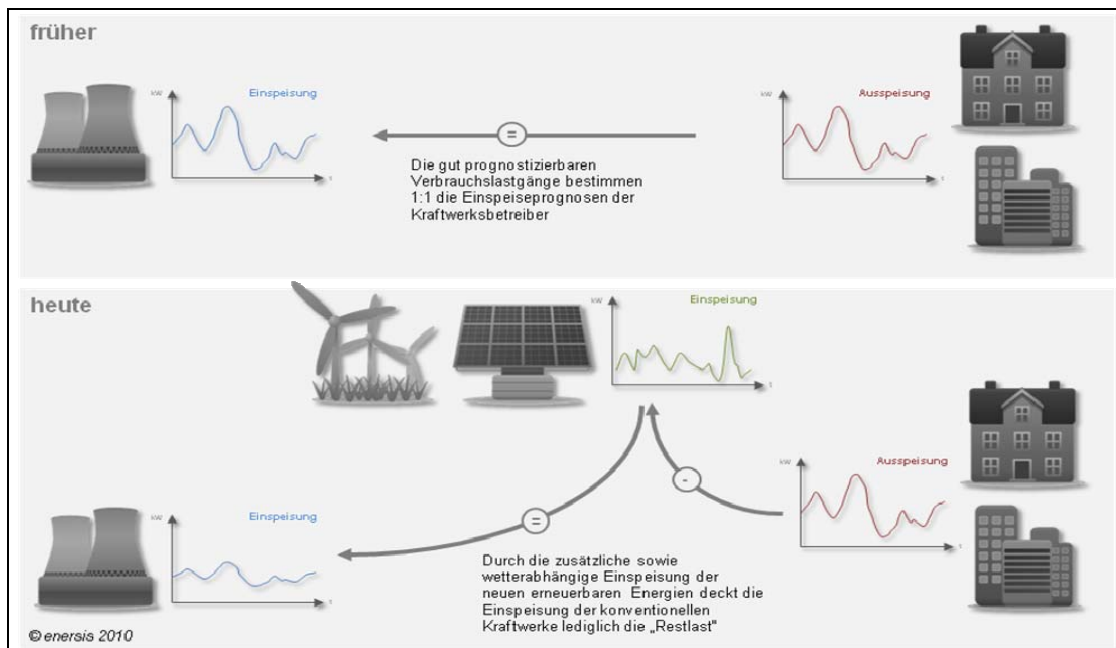
Im Kontext dieser Arbeit werden nicht alle Wasserkraftwerke sondern lediglich die Kleinwasserkraftwerke (KWKW; Leistung < 10 MW) dem Untersuchungsgegenstand der neuen erneuerbaren Energien zugeordnet. Aber auch nach Eingrenzung auf die aktuell rund 1.000 Kleinwasserkraftwerke besitzt die Wasserkraft im Vergleich zur Photovoltaik und zur Windkraft in der Schweiz mit einem rund 98%igen Anteil den massgeblichen Stellenwert. Die Gesamtenergieproduktion in der Schweiz mit den Anteilen der untersuchten neuen erneuerbaren Energien zeigt die Figur 03.

2.2. Veränderungen der bisherigen Mechanismen durch den Einsatz dezentraler erneuerbarer Energien

Die Einbindung oder auch der Ausbau dezentraler Einspeisungen führt nicht zu grundsätzlich neuen Koordinationsaufgaben. Die bestehenden Abläufe werden jedoch von zwei Parametern so wesentlich verändert, dass von einem Paradigmenwechsel gesprochen werden kann.

Einerseits erfahren Prognose-, Bilanzierungs- und Abrechnungsmechanismen durch die Vielzahl neuer Produzenten und die erwähnten Charakteristika (räumliche Verteilung, Wetterabhängigkeit, ...) der neE eine massgebliche Erhöhung der Prozesskomplexität.

Gleichzeitig sorgt die (politisch und gesellschaftlich terminierte) höhere Wertigkeit der erneuerbaren Energien zu einer „Aushebelung“ der Merit-Order beim Kraftwerkeinsatz. Der Merit-Order-Mechanismus beschreibt den Einsatz konventioneller Kraftwerke in der Reihenfolge Ihrer Energiegestehungskosten (z. B. KKW als Grundlastkraftwerke) [66]. Da die in den regenerativen Produktionsstätten erzeugte Energie die konventionelle Produktion aber substituieren soll, dürfen die klassischen Marktpreismechanismen, die die Art des Energieeinsatzes normalerweise bestimmen, hier nicht greifen. Abkürzend soll an dieser Stelle zusammengefasst werden, dass die Abnahmeverpflichtung der erneuerbaren Energien, der Prognoseplanung konventioneller Kraftwerke lediglich eine Restlastkurve überlässt, von welcher ihr gleichzeitig auch noch die Prognoseunsicherheit vererbt wird (siehe Figur 04).



Figur 04: Veränderung der Prognoseprozesse durch Einsatz dezentraler Einspeisungen.

Im Status quo ist die Schweiz von diesen tief greifenden Veränderungen nicht in dem Masse betroffen wie andere Länder, die hinsichtlich der Ausbaustufe der neuen erneuerbaren Energien (insbesondere im Bereich der Windkraft) bereits signifikante Anteile am Gesamtenergiebedarf besitzen und somit der dargestellten Problematik in entsprechendem Masse begegnen müssen.

3. Bedarfsanalyse für den Einsatz von Einspeiseprognosen bei dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in der Schweiz

Folgend werden der Wirkungsbereich und die Notwendigkeit der Einspeiseprognose beschrieben und die arbeitsgegenständliche Begrifflichkeit der Prognosegüte definiert.

Zur Identifikation des konkreten Prozess- und Funktionsbedarfs bei den Marktteilnehmern für Einspeiseprognosen werden anschliessend die vorhandenen Nutzenaspekte beschrieben, die von der Prognosequalität beeinflusst werden können.

Die dann strukturierten Nutzenaspekte werden im Hinblick auf die Wirksamkeit bei den Marktteilnehmern untersucht und so der konkrete Bedarf an Einspeiseprognosen bei den jeweiligen Marktteilnehmern abgeleitet.

Abschliessend konkretisieren die Ausführungen des Kapitels die unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Güte der Einspeiseprognose.

3.1. Wirkungsbereich und Bedarf an Einspeiseprognosen

Wie unter Punkt 2.1. erörtert, stellen die Einspeiseprognosen (zusammen mit den Lastprognosen) das zeitlich grundlegende Element des Bilanzmanagements dar. Allein dieser Input-Charakter innerhalb der folgenden komplexen Prozesskette verdeutlicht die Wertigkeit der Prognose. Weiterhin erschliesst sich die Wichtigkeit der Qualität der Einspeiseprognose schon allein aus der Tatsache, dass die folgenden Prozessschritte sich im Wesentlichen mit der Korrektur bzw. dem Umgang von Abweichungen beschäftigen (Intraday-Nachkorrekturen, Regelenergie, Verrechnung der Ausgleichsenergie, ...)

Aus dieser Argumentation und den vorhanden Marktmodellen sollte sich die Frage nach der Notwendigkeit der Einspeiseprognose eigentlich nicht stellen, sondern lediglich der Qualitätsaspekt zu diskutieren sein. Die Recherchen zu dieser Arbeit haben jedoch ergeben, dass auch bereits die reine prozessuale Bereitstellung von Einspeiseprognosen (unabhängig ihrer Güte/Qualität) einen Handlungsbedarf ergibt.

3.2. Definition „Güte der Einspeiseprognose“

Im Rahmen der folgenden Ausführungen soll beginnend die Begrifflichkeit „Einspeiseprognosegüte“ bzw. „Güte der Einspeiseprognose“ definiert werden. Güte wird hier gleich verwandt wie „Qualität“. Im Kontext dieses Berichtes bezieht sich die Güte der Einspeiseprognose nicht nur auf die klassische Prognosequalität, die sich durch die durchschnittlichen Vorhersage-Fehlerquote eines Zeithorizontes definiert, sondern beschreibt vielmehr die Qualität des ganzheitlichen Prognoseprozesses inklusive dessen Einflussfaktoren.

Dies ist nach den Thesen der folgenden Ausführungen notwendig, die davon ausgehen, dass die Güte der Einspeiseprognose nicht isoliert von der Qualität eines numerischen Wettermodells, dem Messverfahren oder den geografischen Gegebenheiten abhängt. Vielmehr sind auch die prozessualen und zeitlichen Aufstellungen sowie organisatorische Allokation der dezentralen Einspeiser bestimmend für die Prognoseergebnisse. Erst wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, bilden Messverfahren und Wettermodelle sowie deren spezifische Qualitäten die Grundlagen für eine verbesserte Einspeiseprognosegüte.

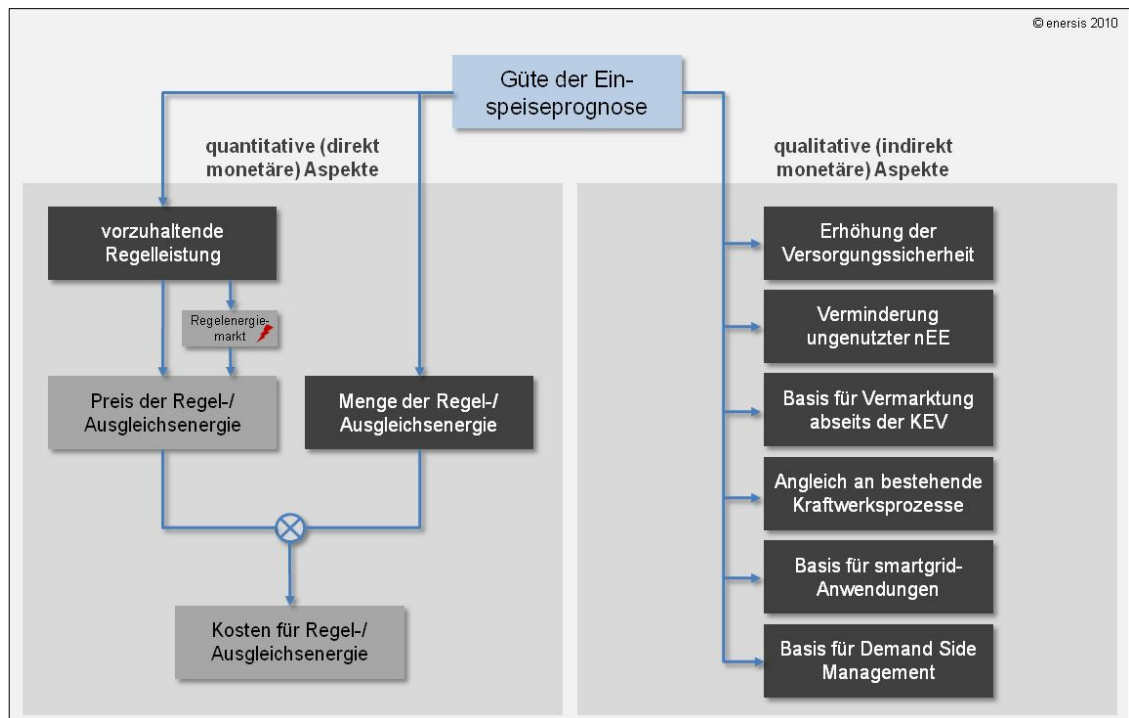
3.3. Nutzenaspekte der Einspeiseprognose

3.3.1. Quantitative Aspekte

Wie bereits unter Punkt 2.1.1 erläutert, besitzen alle Lastprognosen (Ausspeise- und Einspeiseprognose gleichermassen) die Grundaufgabe, die Gesamtbilanz zu jedem Zeitpunkt möglichst ausgeglichen zu gestalten. Das Pönalisierungsinstrument in diesem Rahmen sind die zu entrichtenden Kosten für die Regel-/Ausgleichsenergie für die Verursacher.

Die Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten stellt somit das wesentliche, direkt monetär wirksame Nutzenargument einer Verbesserung der Güte der Einspeiseprognose dar.

Dabei beeinflusst die Prognose die Kosten für Regel-/ Ausgleichsenergie in zweifacher Form. Einerseits betreffend der Menge der benötigten Ausgleichsenergie, andererseits durch die Menge der vorzuhaltenden Regelleistung den Preis der Regelleistung. Hierbei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass für die Beeinflussung der spezifischen Regelleistungspreise ein funktionierender und eingeschwungener Marktmechanismus notwendig ist.



Figur 05: Nutzenaspekte der Einspeiseprognose.

3.3.2. Qualitative Aspekte

Neben der kostenseitig direkt wirksamen Ausgleichsenergie birgt die Güte der Einspeiseprognose weitere Nutzenaspekte, die jedoch auch in Ihrer Summe aktuell noch keinen wesentlichen Stellenwert in der Schweiz besitzen. Diese Punkte werden mit dem weiteren Ausbau der dezentralen Erzeugungsanlagen und der fortschreitenden Technologisierung der Stromnetze (smart grid) aber stetig an Bedeutung gewinnen.

Erhöhung der Versorgungssicherheit: Einzelne Punkte spielen im Ausland bereits jetzt eine grosse Rolle, wie man an den durch die Windparks verursachte Netzstabilitätsproblematik in Norddeutschland sehen kann [66]. Dies war und ist dort neben der Reduzierung benötigter Ausgleichsenergie ein wesentlicher Treiber für die beachtlichen Forschungsanstrengungen zur Verbesserung der Windkraftprognosen.

Verminderung ungenutzter neE: Nicht prognostizierte Energie kann (unter Ausklammerung kurzfristiger Mechanismen im Regelenergiemarkt) nicht verkauft werden. Insbesondere Windparks, aber auch virtuelle Kraftwerke mit unterschiedlichen Produktionsarten, besitzen Regelmechanismen, um schlechte Prognosen auszusteuern. Konkret heisst dies jedoch, dass vorhandene Produktionskapazität nicht genutzt wird. Durch die in der Regel geltende Abnahmepflicht bei neuen erneuerbaren Energien verbessert die Prognosegüte somit die Gesamtmenge der eingespeisten Energie [67].

Basis für Vermarktung abseits der KEV/MKF: Mittel- bis langfristiges Ziel aller subventionierter Technologien ist es, eine eigenständige Marktfähigkeit zu erreichen. Im Rahmen der erneuerbaren Energien bedeutet dies eine Hinterlegung des ökologischen Mehrwertes in den Marktmechanismen, um die Gestehungskosten der Energie aus neE konkurrenzfähig werden zu lassen. Bis zu diesem Zeitpunkt ist die Einspeiseprognose für den Produzenten nicht von Belangen, da ihm die Abnahme zu fixen Preisen garantiert wird. Doch mit der Teilnahme an einem nachfrageorientierten Markt ist eine Produktionsprognose zwingende Voraussetzung – auch für den einzelnen dezentralen Erzeuger [68] [69] [70].

Angleich an bestehende KW-Prozesse: Wie unter Punkt 2.2. ausgeführt, beeinflusst die Einspeisung der neuen erneuerbaren Energien die Gesamtkapazitätsplanung massgeblich. Nunmehr besteht nicht nur das Problem der höheren Fehlerquotienten durch die neuen Energieproduktionen, sondern auch der meist noch nicht vorhandene Professionalisierungsgrad bei der Einspeiseprognose; falls diese überhaupt durchgeführt wird.

Es ist daher abzuleiten, dass die blosser Einführung einer Einspeiseprognose (wo aktuell nicht vorhanden) plus die Professionalisierung neuer Abläufe bei den neuen erneuerbaren Energien, eine Harmonisierung der Prognoseprozesse aller betroffener Marktteilnehmer hervorbringt und sich damit ein Nutzen durch Prozesseffizienzen erzielen lässt.

Basis für smart-grid-Anwendungen: Die Konzeption und der Aufbau zukünftiger moderner Energienetzarchitekturen fusst auf der Integration dezentraler Einspeisungen sowie der intelligenten Regelung von Energieangebot und -nachfrage. Einspeiseprognosen sind hierfür grundlegend.

Basis für Demand Side Management: Demand Side Management kann als Teildisziplin des Kontextes smart-grid verstanden werden. Es beschreibt den Ansatz, die Angleichung zwischen Angebot und Nachfrage (nicht nur wie im Status quo durch eine Anpassung der Angebotes sondern auch) durch eine gezielte Steuerung der Nachfrage zu erzielen. So könnte z .B. der Nachfrage der privaten Haushalte zu einem bestimmten Zeitpunkt durch angebotsabhängige Tarifsysteeme beeinflusst werden. Dem Thema inhärent ist auch hier die vorausgehende Notwendigkeit einer korrekten und qualitativ möglichst hochwertigen Produktionsprognose – auch oder wiederum insbesondere der neuen erneuerbaren Energien.

3.4. Wirkungsgrad der Nutzenaspekte auf die Marktteilnehmer

Die unter Punkt 3.3. identifizierten Nutzenaspekte sollen im Folgenden hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Marktteilnehmer hin untersucht werden. Es wird hierzu diskutiert, welcher Nutzenaspekt wie stark bei welchem Marktteilnehmer auftritt. Mit dieser Vorgehensweise werden die Handlungsfelder konkretisiert und allokiert. Die folgenden Einschätzungen wurden unter den in dieser Arbeit aufgeführten Ausführungen und Thesen getroffen. Die Einschätzungen besitzen keinen zeitlichen Verlauf und wurden nur auf die gegenwärtige Marktsituation bezogen. Spezielle Gegebenheiten werden gesondert im Text ausgewiesen.

Der Wirkungsgrad eines Nutzenaspektes kann in der folgenden Darstellung eine von vier Ausprägungen besitzen:

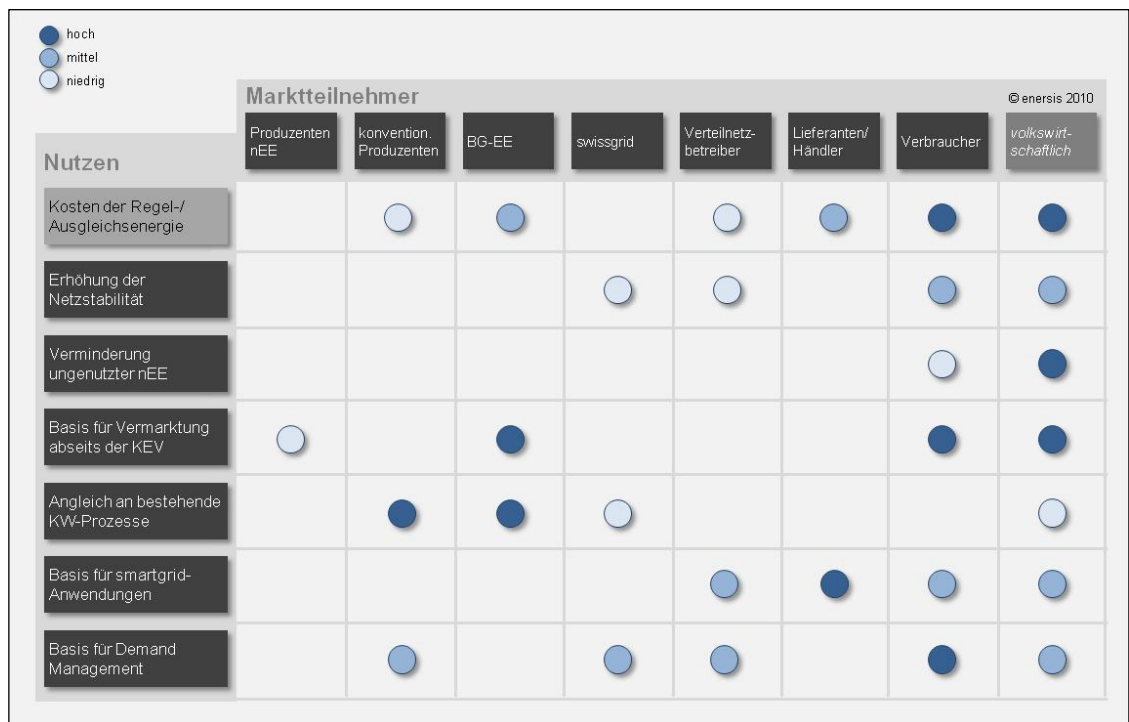
- Keine Wirkung (kein Kreis): Der Nutzenaspekt ist unter den gegebenen Prämisse zum jetzigen Zeitpunkt bei dem Marktteilnehmer nicht zu identifizieren
- Niedriger Wirkungsgrad (hellblauer Kreis): Die Wirkung des Nutzenaspektes ist bei dem Marktteilnehmer möglich oder tritt in leichtem Masse auf.
- Mittlerer Wirkungsgrad (blauer Kreis): Die Wirkung des Nutzenaspektes bei dem Marktteilnehmer ist spürbar wirksam. Eine Nichtbeachtung des Nutzenaspektes würde dem Marktteilnehmer direkte Nachteile verschaffen.
- Hoher Wirkungsgrad (dunkelblauer Kreis): Die Wirkung des Nutzenaspektes wirkt unmittelbar und in hohem Masse auf den Marktteilnehmer. Eine Nichtbeachtung des Nutzenaspektes würde dem Marktteilnehmer massive Nachteile verschaffen.

Zusätzlich zu den Marktteilnehmern wurde eine Einschätzung getroffen, ob und in welchem Umfang die Nutzenaspekte eine volkswirtschaftlich relevante Wirkung besitzen. Die Einschätzung hierbei wurde nach klassischen wissenschaftstheoretischen Ansätzen der VWL getroffen (z. B. Höhe des Preises der Regelernergie systemisch irrelevant, jedoch in Form von unregulierten Gewinnverschiebungen – in diesem Fall vom Konsumenten zum Produzenten – volkswirtschaftlich nicht opportun.)

Im Folgenden soll auf die 3 Kernaussagen (Ergebnis-/Nutzencluster, siehe Figur 07) der Bewertung fokussiert werden. Die vollständigen Begründungen der Einzelrelationen finden sich in einer Kurzform im Anhang. Eine Näherung an eine Quantifizierung findet unter Punkt 5 statt.

Ergebniscluster 1: Produzenten der neE profitieren nicht von den identifizierten Nutzenaspekten

Der Produzent von neuen Erneuerbaren Energien bekommt unabhängig vom Einspeisezeitpunkt immer den gleichen Preis je kWh vergütet.



Figur 06: Wirksamkeit der Nutzenaspekte bei den Marktteilnehmer.

Durch diese Form der Subventionierung durch die kostendeckende Einspeisevergütung KEV (Gleiches gilt für die Vergütung mit MKF und/oder dem Verkauf des ökologischen Mehrwertes) wird dem Produzenten nicht nur jeglicher Anreiz zur Verbesserung der Einspeiseprognose genommen, vielmehr ist der Produzent in den meisten Fällen nicht einmal in den Prozess der Prognose mit eingebunden. Dies gilt auch für fehlende Anreize für eine mögliche Produktionssteuerung (z. B. bei Kehrlichtanlagen oder zukünftigen virtuellen Kraftwerken).

Zusätzlich ist aufgrund des Fehlens einer kurzfristigen Perspektive für eine subventionsfreie Stromvermarktung auch der Aufbau einer vorbereitenden Kompetenz nicht absehbar.

Nutzencluster 2: Verbraucher und volkswirtschaftliche Intentionen sind die wesentlichen Profiteure einer Hebung der Nutzenaspekte

Grundsätzlich werden im konkreten Fall alle Ineffizienzen des Marktmodelles letztendlich in Form von Energie- und Netzkosten oder Abgaben/Gebühren/Steuern vom Endverbraucher respektive Bürger getragen.

Im untersuchten Umfeld gibt es keine Aspekte (z. B. Wettbewerb, Gewinnmaximierung), welche die Lieferanten (im marktwirtschaftlichen Sinne) normalerweise zu einer Optimierung treiben. Theoretisch gehobene Optimierungspotenziale wirken nicht beim Optimierer (Produzent, Lieferant). Beispiel: Die bei einem Lieferanten (im energiewirtschaftlichen Sinne) Einspeise-verursachten Ausgleichsenergiekosten werden nicht von sonstigen Ausgleichsenergiekosten getrennt betrachtet und daher auf alle Strompreise umgelegt.

Eine zukünftig transparente Darstellung (und anschliessende Reduzierung) dieser Einspeise-verursachten Ausgleichsenergiekosten würde jedoch nicht auf die Strompreise, sondern im Endeffekt auf den KEV-Pool wirken. Dieser wiederum liegt nicht im wirtschaftlichen Interessenfeld des Lieferanten bzw. des Energieversorgungsunternehmens.

Vereinfacht ist anzumerken, dass gehobene Optimierungspotenziale in einem regulierten Markt immer der finanzierenden Gesamtheit zugute kommen.

Gleichzeitig sind zu den Einzelinteressen der Endverbraucher/Bürger die volkswirtschaftlichen Aspekte die wesentlichen Nutzniesser. Als Beispiele seien hier die Sicherstellung der Versorgungssicherheit oder die Befriedigung gesellschaftspolitischer Interessen (am Beispiel Klimapolitik) genannt.

Nutzencluster 3: Der Nutzen reduzierter Kosten für die Regel-/Ausgleichsenergie teilen sich die BG-EE, Lieferanten und die Verbraucher

Die Bilanzgruppe Erneuerbare Energie als exekutives Instrument der subventionierten Einspeiseförderung hat den vertraglich fixierten Auftrag, die Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie stetig zu optimieren. Der Nutzen für die BG-EE liegt somit in der Wahrung ihres Auftrages.

Im aktuellen Modell laufen die nicht-KEV vergüteten, nicht lastganggemessenen dezentralen Einspeiser über den virtuellen Kundenpool der jeweils regional verantwortlichen Energieversorger und somit im Wesentlichen über die Bilanzgruppen der lokalen Vertriebe. Optimierungen der Ausgleichsenergiekosten resultieren somit entweder in reduzierten Stromkosten für feste Endkunden (ohne Lastgangmessung) oder in einer Margenverbesserung des Lieferanten für diese Kundengruppe. Abschliessend sei hier erwähnt, dass die hierbei auftretenden monetären Grössen vernachlässigbar sind.

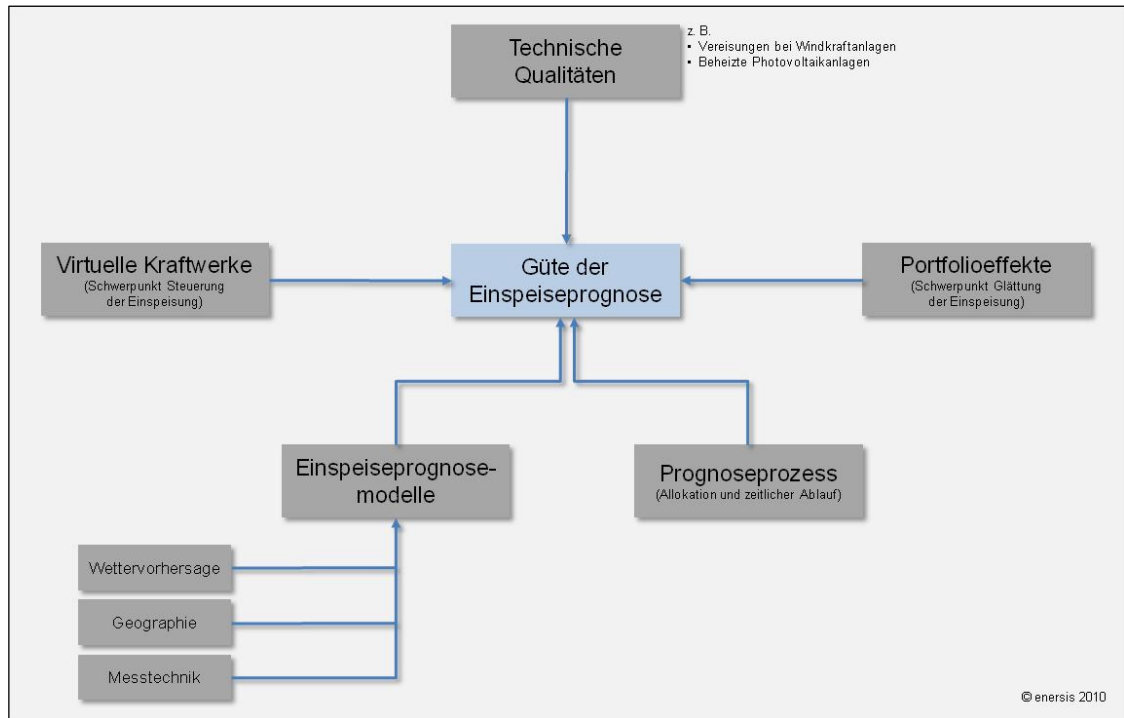
Im Wesentlichen jedoch, bewirken reduzierte Ausgleichsenergiekosten für neue erneuerbare Energien eine Erhöhung des ausschüttbaren KEV-Budgets. Sie kommen somit letztendlich dem finanzierenden Verbraucher und den volkswirtschaftlichen Intentionen zugute.



Figur 07: Ergebnis- und Nutzencluster der Nutzenanalyse.

3.5. Einflussfaktoren der Prognosegüte

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Güte der Einspeiseprognose werden in der Figur 08 dargestellt. Hierbei wurde im Rahmen der Möglichkeiten dieses Grundlagenberichtes bewusst auf eine detaillierte Wertung bzw. Quantifizierung der Einflussfaktoren verzichtet. Die folgende Reihenfolge der Beschreibungen gibt somit an dieser Stelle keine Wertigkeit wieder.



Figur 08: Wesentliche Einflussfaktoren auf die Güte der Einspeiseprognose.

3.5.1. Technische Qualitäten

Die Vorhersagbarkeit der Einspeisung hängt unter anderem auch von den technischen Merkmalen der Kraftwerksanlagen ab. Klassisch bekanntes Merkmal hierbei ist die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Produktionsstätte. Dieser „Ausfall“ ist im Bereich der regenerativen Energien systemimmanent und stellt den Grundcharakter der Erzeugungsanlagen dar: weht kein Wind, scheint keine Sonne bzw. fließt kein Wasser, so *fallen* die Einspeisungen *aus*. Jedoch kann auch bei Vorhandensein der notwendigen Kräfte die Energieproduktion aufgrund technischer Hinderungen eingeschränkt sein.

Gängige Beispiele hierfür sind Vereisung von Windkraftanlagen, die auch bei vorhandenem Wind die Produktion verhindert oder die Schneedecke, welche die durchaus vorhandene Sonneneinstrahlung von den PV-Anlagen fernhält.

Diese technischen Problemstellungen müssen im Status quo in der Einspeiseprognose berücksichtigt werden. Z. B. durch Berücksichtigung von Schneefall bzw. Schneehöhen im Rahmen der Prognose von PV-Einspeisungen.

Nunmehr ist jedoch auch zu beachten, dass konkrete Lösungen oder Lösungsansätze zur Beseitigung der dargestellten technischen Problematiken bestehen oder zurzeit untersucht werden. Im Falle der PV-Anlagen erlauben beheizte Elemente, eine vorhandene Schneedecke wegzuschmelzen. Im Bereich Windenergie wird am Einsatz neuer Materialoberflächen bzw., Oberflächenbehandlungen, die die Vereisung von Windkraftanlagen reduzieren, geforscht.

Es kann davon ausgegangen werden, dass bei einer höheren technischen Qualität (z. B. dem Einsatz von PV-Heizelementen) der notwendige Detaillierungsgrad der Prognose abnimmt (Berücksichtigung eines Ausfalls aufgrund Schneedecke auf PV-Anlage) und somit die Prognosegüte beeinflusst wird. Der Wirkungsbereich hierbei ist im Gegensatz zu den weiteren aufgeführten Einflussfaktoren als eher gering einzustufen.

3.5.2. Virtuelle Kraftwerke

Als virtuelle Kraftwerke bezeichnet man einen Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen, die zum Zwecke einer energiewirtschaftlichen Optimierung Teile der Produktionsprozesse zentral planen und steuern. Wesentliches Merkmal ist hier das Vorhandensein einer steuerungstechnischen Kopplung bzw. eines Regelkreises.

Insbesondere im Kontext des Ausbaues regenerativer Energien, der Dezentralisierung der Erzeugung sowie der weiteren Technologisierung der Stromnetze, gelten virtuelle Kraftwerke als eine zentrale Lösungskomponente. Sie realisieren einerseits Synergie- und Skaleneffekte, deren Fehlen kleineren Kraftwerken zum Nachteil gereicht; andererseits ermöglicht die Steuerung eine Glättung der wetterbedingten Variabilität von Wind- und PV-Anlagen (Abschnitt 4.4.1).

Aktuelle Arbeiten für die Nutzung virtueller Kraftwerksanlagen verschiedener Technologien (PV, Windkraft, Biomasse) mit starker regionaler Verteilung findet sich den ISET-Forschungsprojekten [72].

Unter Abgrenzung des auftretenden Portfolioeffektes verbessern virtuelle Kraftwerke die eigentliche Prognosegüte der enthaltenen Einzelanlagen nicht direkt. Im Ergebnis ermöglicht die regelungstechnische Tarierungsmöglichkeit jedoch durchaus die Angleichung von Prognoseabweichungen an den unteren einstelligen Prozentbereich, der bei konventionellen Kraftwerken erreicht wird.

3.5.3. Portfolioeffekte

Als Portfolioeffekt wird hier die Glättung bzw. Verteilung von Fehlerquoten durch Bündelung bezeichnet. Der aus der Finanzwirtschaft stammend Begriff, dient dort der Beschreibung einer Methodik zur Streuung bzw. der Minderung von Risiken.

Angewandt auf das Risiko einer falschen Einspeiseprognose, lässt sich das Verfahren auf die energiewirtschaftliche Problematik der dezentralen Einspeiser übertragen [58]. Genau genommen ist dies in der Abwicklung von Prognose und Bilanzierung in der BG-EE bereits realisiert. Durch die gemeinsame (wenn auch differenziert hergeleitete) Prognose einer Vielzahl geografisch verteilter und technisch unterschiedlicher Einspeiser, verringert sich durch die Diversifikation die Korrelation der Einzelprognosen und die Gesamtprognose erfährt durch eine einhergehende Glättung eine Verminderung des Fehlerquotienten.

Die Nutzung dieses Effektes ist – in auf die Windkraft eingeschränkter Form – das wesentliche Handlungsfeld der Übertragungsnetzbetreiber in Europa. Hierbei wird zum Beispiel in Deutschland eine Vielzahl von Windparks prognosetechnisch zusammengefasst, so dass die mittlere Fehlerquote teilweise mehr als halbiert werden kann.

Aufgrund der Schweizer Besonderheiten und Größenordnungen dezentraler Einspeiser ist eine vergleichbare Nutzenrealisierung der hiesigen Netzbetreiber nicht möglich. Jedoch wäre die Produktionsarten übergreifende Nutzung des Portfolioeffektes – im Sinne der bereits vorhandenen BG-EE – sehr wohl möglich.

Ein konkretes Szenario für die Verbesserung der Prognosequalität durch die Anwendung des Portfolioeffektes findet sich unter Punkt 4.4.2.

In Abgrenzung zu den aufgeführten virtuellen Kraftwerken beschränkt sich der Portfolioeffekt auf eine reine ablauforganisatorische Bündelung/Diversifikation von dezentralen Erzeugungsanlagen.

3.5.4. Einspeiseprognosemodelle

Als Einspeiseprognosemodelle werden an dieser Stelle die eigentlichen Verfahren zur Erzeugung der Einspeiseprognose (des Fahrplanes) bezeichnet. Sie fassen auf unterschiedlichen numerischen Wettermodellen, vorhandenen Messungen und werden ergänzt um weitere deterministische und stochastische Verfahren, die die vorhandene hohe Variabilität bestmöglichst abbilden sollen (Kapitel 4.3).

Theoretisch sind die weiteren hier aufgeführten Einflussfaktoren wie z. B. die Portfolioeffekte oder die technischen Qualitäten in den deterministisch oder stochastischen Verfahren zu beschreiben – und sind damit Teil der Einspeisemodelle. In der Regel ist dies der Fall, in der Schweiz bisher aber nicht.

Nach aktuellem Stand der Technik begrenzen sich im Einsatz befindliche Einspeisemodelle jedoch auf den Windkraftbereich mit einer Veredelung numerischer Wettermodelle um zeitnahe Messwerte und Kurzzeitprognosen.

Als Teilaspekt der Einspeisemodelle ist hier die Messtechnik zu benennen. Es ist zu vermerken, dass die an den Erzeugungsanlagen installierten Messungen eine massgebliche Bedeutung für die Qualität einer Kurzfristprognose – sowohl der stochastischen als auch der deterministischen Komponenten – haben. Für die day-head-Prognose wiederum spielt die Messung lediglich eine untergeordnete Rolle.

3.5.5. Prognoseprozess

Ein weiterer bestimmender Aspekt ist der eigentliche Prozessablauf der Prognose. Hierbei sind folgende aufgeführte Teilbereiche zu unterscheiden.

Zeitlicher Ablauf: Ohne die Details der Fahrplanlieferungen an dieser Stelle auszuführen, ist ersichtlich, dass die Prognosegüte positiv mit dem Prognosehorizont korreliert. Im Konkreten bei den gegenständlichen Betrachtungsschwerpunkten Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft erfährt die Prognosequalität sogar eine immense Verbesserung, wenn der Vorhersagezeitpunkt von 24 Stunden im Voraus auf 1 - 2 Stunde im Voraus angepasst werden kann (Abschnitte 4.3.1, 4.3.2, 4.3.3).

Dieser Aspekt wird aktuell insbesondere in Deutschland berücksichtigt, indem ab dem 01.01.2010 die EEG-Einspeisemengen am Spotmarkt gehandelt werden [73].

Ablauforganisatorische Aufstellung: Für eine Prognose ist eine dezidierte Betrachtung der dezentralen Einspeiser notwendig. Im Marktmodell Schweiz wird jedoch nur eine Teilmenge in einem geordneten Bilanzmodell verarbeitet. Lediglich die Anlagen mit KEV und einer installierten Leistung > 30 kVA, werden durch die BG-EE bilanziert und somit auch prognostiziert. Dies gilt auch für alle Anlagen ohne KEV mit einer Lastgangmessung, die in den Bilanzgruppen der jeweiligen Energieversorgungsunternehmen separat aufgeführt sind und innerhalb einer Kundengruppe oder der Gesamtbilanz prognostiziert werden.

Das Marktmodell CH mit der Besonderheit des virtuellen Kundenpools innerhalb der Balancing Concept vernachlässigt jedoch explizit die dezentralen Einspeiser ohne Lastgangmessung. Das heisst, es kommt zu einer Bilanzverkürzung und ohne entsprechende bilanztechnische Ausweisung ist eine Prognose dieser Einspeiser gar nicht möglich/notwendig.

4. Möglichkeiten der Wettervorhersage

4.1. Einleitung

Vorhersagen für die zeitlich oft stark variierende Produktion von Windenergieanlagen, Solaranlagen und Wasserkraftwerken werden auf der Grundlage numerischer Wettermodelle gemacht. Wettervorhersagemodelle haben in den letzten Jahren eine stete Entwicklung der numerischen und physikalischen Schemata erfahren. Die gestiegene Rechenleistung erlaubt es mittlerweile ausserdem, auch grosse Modellgebiete mit Gitterweiten im Bereich weniger Kilometern zu rechnen. Beides hat zu einer deutlichen Verbesserung der Qualität von Wind-, Temperatur-, Strahlungs-, Wolken- oder Niederschlagsvorhersagen beigetragen. Die Vorhersagen werden für verschiedene Zeiträume benötigt, die üblichsten sind:

- die Kürzestfrist, die die Stunden 1 bis 6 in die Zukunft abdeckt und
- die Kurzfrist, die die Stunden 24 bis 48 in die Zukunft abdeckt

Darüber hinaus werden auch Vorhersagen von bis zu 10 Tagen im Voraus genutzt, um einen allgemeinen Trend zu bestimmen.

Energievorhersagen beruhen in der Regel auf den Ergebnissen von einem oder mehreren numerischen Wettermodellen. Da die Ergebnisse dieser Modelle meist noch nicht ausreichend genau sind, werden sie mit statistischen Verfahren und unter Nutzung von aktuellen Messungen nachbereitet. Diese Nachbearbeitung dient einerseits der Verbesserung der Vorhersage der meteorologischen Parameter und andererseits der Umrechnung der meteorologischen Parameter in Energie. Häufig zeigen statistische Verfahren, die direkt die Energie vorhersagen, bessere Resultate als solche, die die Energie aus meteorologischen Parametern berechnen, z.B. aus Wind mit Hilfe einer Leistungskurve.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die numerische Wettervorhersage und die für die Schweiz zur Verfügung stehenden Modelle gegeben. Dann werden Vorhersagen für Windenergie, Sonnenenergie und Kleinwasserkraftwerke diskutiert. Dies geschieht in separaten Abschnitten, da die Methodik und auch der Entwicklungsstand der Vorhersagen unterschiedlich sind. Es wird jeweils der Stand der Technik, die besonderen Herausforderungen in der Schweiz und Optimierungsmöglichkeiten beschrieben.

4.2. Wettervorhersagen als Grundlage für Energievorhersagen

4.2.1. Grundlagen der numerischen Wettervorhersage

Numerische Wettervorhersagen sind rechnergestützte Prognosen. Durch numerische Lösung der physikalischen Erhaltungsgleichungen wird ausgehend vom aktuellen Zustand der Atmosphäre der Zustand der Atmosphäre zu einem späteren Zeitpunkt berechnet. Das Ergebnis sind dreidimensionale, zeitabhängige Informationen für alle Parameter, die für Energieprognosen relevant sind, wie z.B. Wind, Temperatur, Strahlung, Niederschlag.

Der Ausgangspunkt jeder Wettervorhersage sind Ergebnisse eines globalen Wettermodells mit horizontalen Gitterweiten zwischen 25 und 50 km. Vor allem zwei grosse Vorhersagezentren stellen globale Vorhersagen zur Verfügung: das Europäische Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW, England) und das National Center for Environmental Prediction (NCEP, USA). Die Vorhersagen des EZMWs haben eine Gitterweite von etwa 25 km und werden für 15 Tage im Voraus berechnet. Die NCEP Vorhersagen haben Gitterweiten von etwa 40 km und werden für 16 Tage im Voraus berechnet. Die Vorhersagequalität nimmt mit zunehmender Vorhersagedauer ab. Prognostiker in Europa sind überwiegend der Meinung, dass

die EZMW Vorhersage für Europa eine etwas höhere Qualität zeigt. Dies wird durch Evaluationen gestützt [31].

Die Ergebnisse des globalen Modells werden als Anfangs- und Randbedingungen für eine höher aufgelöste Modellrechnung verwendet. Heutige Wettermodelle für den klassischen Vorhersagehorizont von drei Tagen und mit Abdeckung von Europa haben Gitterweiten im Bereich von 7-10 km. Für die zentraleuropäischen Länder stehen meist Ergebnisse mehrerer Modelle zur Verfügung. Zusätzlich werden seit einiger Zeit hoch auflösende Wettermodelle mit Gitterweiten zwischen 1–3 km für kürzere Zeiträume (etwa 24 h) und kleinere Gebiete (z.B. Schweiz, Deutschland) operationell gerechnet. Die höhere Auflösung verbessert die Darstellung der Geländecharakteristika und kleinräumiger atmosphärischer Phänomene. Dies ist insbesondere in komplexem Gelände und in Übergangsbereichen wie Küstenlinien von Bedeutung. Hoch aufgelöste Modellergebnisse sind für ein Land meist nur von einem Modell verfügbar. Eine Zusammenstellung der Modelle für die Schweiz wird im Abschnitt 4.2.2 gegeben.

Eine wichtige Voraussetzung für eine gute Wettervorhersage ist eine gute Beschreibung des Anfangszustands der Atmosphäre. Die Beschreibung des Anfangszustands kann durch die Berücksichtigung aktueller Messungen verbessert werden. Mit dem Verfahren der Datenassimilation wird der Modellauf an die wirkliche zeitliche Entwicklung der Atmosphäre, wie sie durch die Messungen gegeben ist, angepasst. In einer kurzen Vorrechnung (z.B. 3 Stunden) wird vom Modell unter Berücksichtigung der aktuellen Messungen ein Anfangszustand berechnet, der die bestmögliche Beschreibung des aktuellen Atmosphärenzustands darstellt.

Jede numerische Wettervorhersage ist mit einer Unsicherheit behaftet, die auf ungenauen Anfangs- und Randbedingungen, vereinfachter Topographie, der ungenauen Beschreibung physikalischer und dynamischer Prozesse und dem grundsätzlich chaotischen Verhalten der Atmosphäre beruht. Die Unsicherheit variiert mit der Wittersituation und kann daher nicht ohne weiteres angegeben werden. Eine Methode, diese Unsicherheit näher zu beschreiben, ist die Verwendung von Ensembleläufen. Ensemblevorhersagen bilden ab, wie unterschiedlich die Entwicklung der Atmosphäre in der konkreten Situation verlaufen kann. Ein Ensemble setzt sich aus mehreren Modellläufen zusammen, die mit demselben oder verschiedenen Modellen in unterschiedlichen Konfigurationen durchgeführt werden. Die Modellläufe können sich durch geänderte Anfangs- und/oder Randbedingungen und/oder geänderte Modellphysik und/oder –dynamik unterscheiden. Das mittlere Ergebnis dieser Modellläufe wird als wahrscheinlichster Wetterverlauf angenommen. Die Unterschiede zwischen den Modellläufen lassen einen Rückschluss zu, ob die Situation gut vorausgesagt werden kann: je grösser die Unterschiede zwischen den Modellläufen, desto grösser die Unsicherheit der Vorhersage. Neben der eigentlichen Vorhersage ist die Unsicherheit eine weitere wichtige Information bei der Nutzung von Wettervorhersagen.

4.2.2. Für die Schweiz verfügbare Wettervorhersagemodelle

Die folgende Aufzählung ist nicht vollständig. Sie umfasst die bekanntesten operationellen Vorhersagen, die einer gewissen Qualitätskontrolle unterliegen.

Modelle für den Vorhersagezeitraum bis 10 Tage, Gitterweiten > 15 km

Ein Überblick über verfügbare globale Modelle wird in Tabelle 01 gegeben. In Europa werden überwiegend EZMW und GFS Vorhersagen verwendet. EZMW Vorhersagen sind gegen Gebühren erhältlich, während GFS Vorhersagen kostenfrei verfügbar sind und daher meist von privaten Anbietern genutzt werden. Wetterdienste in Europa nutzen meist EZMW Daten. In der Regel geht man davon aus, dass EZMW Vorhersagen für Europa etwas besser sind. Für eine konkrete Variable in einer konkreten Region muss die Ergebnisqualität gesondert untersucht werden, da die Ergebnisqualität stark vom Parameter und der Region abhängt. Globale

Modellergebnisse werden für Windenergievorhersagen nur mit statistischer Nachbearbeitung verwendet, da sie sonst zu ungenau sind oder zur Abschätzung eines allgemeinen Trends. In der Solarenergievorhersage zeigen EZMW Ergebnisse recht gute Resultate [26].

Modell	Hpts. entwickelt in	Gitterweite [km]	Vorhersagehorizont [d]
EZMW	EU	25	15
GFS	USA	40	16
GME	D	40	7
UKMO	GB	40	6
NOGAPS	USA	50	6
GSM	JP	20	9
GEM	CA	200	10

Tabelle 01: Überblick über globale Wettermodelle.

Modelle für den Vorhersagezeitraum 72 h, Gitterweiten > 5km

In Tabelle 02 wird ein Überblick über Wettermodelle für den Vorhersagehorizont von 3 Tagen gegeben.

Modell	Hpts. entwickelt in	Gitterweite [km]	Vorhersagehorizont [d]
COSMO-7	CH	6.6	3
COSMO-EU	D	7	3
Aladin	F	10	3
Aladin	AU	9.6	3
Bolam	I	6.5	2

Tabelle 02: Überblick über Wettermodelle, die die Schweiz abdecken, für den Vorhersagehorizont von 3 Tagen.

Für die Schweiz existiert mit COSMO-7 eine numerische Wettervorhersage mit der Schweiz im Zentrum des Modellgebiets und mit einer speziell für die Bedürfnisse der Schweiz angepassten Version des COSMO Modells. Es wird regelmässig für die Schweiz evaluiert.

Modelle für den Vorhersagezeitraum 24 h, Gitterweite < 5 km

Tabelle 03 gibt einen Überblick über die hoch auflösenden Wettermodelle der neuesten Generation, die die Schweiz abdecken. Die hoch auflösenden Wettermodelle haben ihren Einsatzbereich insbesondere in einer Unterstützung der Kurzzeitprognose bis zu 6 Stunden im Voraus. Die höhere Auflösung liefert in komplexem Gelände genauere Vorhersagen, so dass die Ergebnisqualität in der Regel höher ist.

Modell	Hpts. entwickelt in	Gitterweite [km]	Vorhersagehorizont [h]
COSMO-2	CH	2.2	24 (alle 3 h neu)
COSMO-DE	D	2.8	18 (alle 3 h neu) ¹
WRF / MM5	CH	3	72
Arome	F	2.5	30 (alle 3 h neu) ²

Tabelle 03: Überblick über hoch auflösende Wettermodelle für den Vorhersagehorizont bis zu etwa einem Tag, die die Schweiz abdecken.

Ergebnisqualität von Wetterprognosen

Ertragsprognosen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke nutzen vorrangig folgende meteorologische Parameter:

- Windenergie: Wind
- Solarenergie: Strahlung, dies bedeutet vor allem Bewölkung, Temperatur
- Kleinwasserkraft: Niederschlag, Temperatur

Die Genauigkeit von Wetterprognosen hängt nicht nur vom verwendeten Vorhersagemodell sondern auch von der geographischen Region und der synoptischen Situation ab. Für eine Vorhersage müssen daher die jeweils wichtigen Variablen (z.B. Strahlung, Temperatur, Bewölkung für Solarenergie) für das Gebiet, an dem man interessiert ist, evaluiert werden. Für die Region Schweiz wird beispielhaft eine Abschätzung für das Modell COSMO gegeben, da für dieses Modell erste Erfahrungen aus dem Bereich erneuerbare Energien vorliegen (abgesehen von der Temperatur sind die Verifikationsergebnisse ohne Nachbearbeitung):

- 2m Temperatur (mit Kalman Filter): für den ersten Vorhersagetag zeigen 75% aller stündlichen Vorhersagen eine Abweichung kleiner 2 K, für den dritten Vorhersagetag sind es noch 65% der Vorhersagen [9].
- 10 m Wind: Im Rahmen des Projekts ‚Fore- and Nowcasting der Stromproduktion von Windenergieanlagen in komplexem Gelände‘ wurde für ausgewählte Stationen der Wind für ein Jahr verifiziert. Der auf die mittlere Geschwindigkeit normierte RMSE (rRMSE) lag an den meisten Standorten zwischen 50 und 60%, was angesichts der komplexen Orographie im Rahmen der Erwartung liegt. Im Vergleich dazu liegen Werte im Flachland bei 33-45% rRMSE [16], [39].
- Niederschlag: In [22] wird die Evaluation des Niederschlags des COSMO Modells der Jahre 2000-2006 im Detail diskutiert. Grob vereinfachend kann man sagen, dass das Modell die Niederschlagsmenge gemittelt über Saisons und die ganze Schweiz um zwischen 7% und 25% überschätzt, wobei im Winter die stärksten und im Herbst die geringsten Abweichungen auftreten.
- Bewölkung: Die Verifikation der COSMO-2 Analyse im Rahmen des Projekts ‚Vereisungskarte der Schweiz‘ zeigt eine geringe systematische Überschätzung der Bewölkung um 12% in der Nacht und eine Unterschätzung von 4% am Tag. Die Standardabweichung liegt bei etwa 30%.

¹ Teile der Schweiz liegen sehr nah am Modellrand

² Die Schweiz liegt nicht zentral im Modellgebiet

4.3. Ertragsprognosen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke

Die Vorhersagen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke beruhen jeweils auf Ergebnissen der Wettervorhersage und Nachbearbeitungsverfahren. Die Nachbearbeitung erfolgt in der Regel mit statistischen Verfahren, die entweder die relevanten meteorologischen Parameter oder direkt die Leistung prognostizieren. Da sich die Methodik für die verschiedenen Energieformen unterscheidet, werden die Vorhersagesysteme separat diskutiert.

4.3.1. Ertragsprognosen für Windenergieanlagen

Internationaler Stand der Technik

Die Qualität von Windenergieprognosen hat aufgrund der starken Entwicklung der Windenergie in Ländern wie Deutschland, Dänemark oder Spanien bereits ein hohes Niveau erreicht. Es steht eine Anzahl von operationellen Windenergievorhersagen zur Verfügung, die überwiegend für flaches Gelände optimiert wurden.

Heutige Windenergievorhersagesysteme führender Anbieter nutzen als Eingabe Informationen mehrerer Wettervorhersagemodelle, um die Unsicherheit einer einzelnen Modellvorhersage auszugleichen [17], [24]. Die Ergebnisse der Wettervorhersagemodelle werden zudem mit statistischen Verfahren nachbereitet. Statistische Verfahren bieten insbesondere die Möglichkeit, systematische Fehler der Wettermodelle zu korrigieren. Um die Ergebnisse zu optimieren, werden Messungen möglichst effektiv eingesetzt. Dies bedeutet einerseits, historische Daten für das Training und die Evaluation des Vorhersagesystems zu nutzen und andererseits Online-Informationen in die Prognose einfließen zu lassen. Für die Kurzzeitfristprognose, die den Vorhersagebereich 1 bis 6 Stunden umfasst, und für abrupte Änderungen in der Produktion, sogenannte „ramps“, werden Extramodulen verwendet [24]. Die Kurzzeitfristprognose wird meist ohne Berücksichtigung von numerischen Wettervorhersagen auf der Grundlage von aktuellen Messwerten erstellt.

Es ist wichtig, nicht nur die Leistung zu prognostizieren, sondern auch eine Aussage über die Unsicherheit der Vorhersage zu treffen. Dies kann einerseits auf Grundlage statistischer Methoden geschehen oder auf der Grundlage von Ensemblevorhersagen (Abschnitt 4.2.1). Im Rahmen des von der EU geförderten Projekts Safewind wird zur Zeit untersucht, in welcher Form Ensemblevorhersagen in optimaler Weise für Windvorhersagen genutzt werden können [36].

Windvorhersagen werden von verschiedenen Firmen international angeboten, z.B.:

- Meteo&energy, Oldenburg, Deutschland
- ISET, Kassel, Deutschland
- Garrad Hassan, Bristol, Grossbritannien

Auch in der Schweiz gibt es verschiedene Anbieter von Windvorhersagen, z.B.:

- Meteotest, Bern
- Meteoblue, Basel

Die Genauigkeit von Windenergievorhersagen wird häufig normiert auf die installierte Leistung ausgedrückt. Die Genauigkeit heutiger Vorhersagesysteme für den Vorhersagebereich 24-48 Stunden liegt in flachem Gelände für eine einzelne Windfarm im Bereich von 12% bis 18% rRMSE (auf die installierte Leistung normierter RMSE):

- 12% bis 18% der installierten Leistung für vier Windparks in Ägypten [37]

- 15-20% der installierten Leistung für eine Windfarm in Deutschland [42]

In komplexem Gelände ist der auf die installierte Leistung normierte RMSE etwas höher, im Bereich von 21% bis 25%:

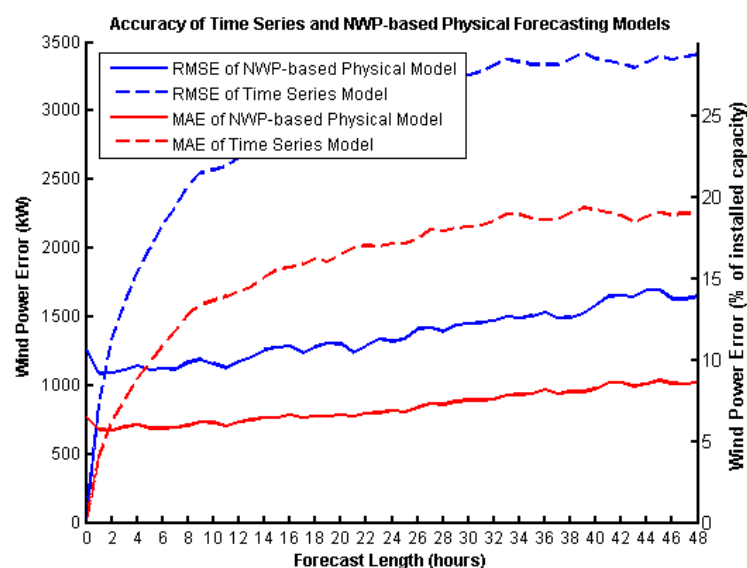
- 24% der installierten Leistung für eine Windfarm in Grossbritannien oder Irland [33]
- 25% der installierten Leistung für eine Windfarm in Spanien [32]
- 21% der installierten Leistung für eine Windfarm in Irland [28]

Die Prognosequalität für die aufsummierte Leistung einer grossen Anzahl Anlagen, die über eine grössere Region verteilt sind, liegt deutlich tiefer als diejenige für Einzelanlagen [39]. In Norddeutschland liegt der RMSE der flächenhaften Prognose je nach Grösse der Region rund 30–60% tiefer als derjenige für Einzelanlagen.

Der rRMSE der Windenergieprognose verringert sich im Schnitt um etwa 33%, wenn der Vorhersagehorizont auf 1-6 Stunden verkürzt wird (Tabelle 04). Noch besser ist die Vorhersage im Nowcasting-Bereich von 1-2 Stunden Vorhersagehorizont, hier beträgt der rRMSE noch etwa 27% des rRMSE der 24-48 Stunden Vorhersage (Tabelle 04). Der zeitliche Verlauf der Prognosegüte ist exemplarisch in Figur 09 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Prognosegüte insbesondere in den ersten paar Stunden stark abnimmt.

	24-48 Stunden Vorhersage	3-6 Stunden Vorhersage	1-2 Stunden Vorhersage
Vorhersage 1 [21]	10%	5%	-
Vorhersage 2 [34]	18%	11%	-
Vorhersage 3 [14]	15%	9%	-
Vorhersage 4 [18]	14%	11%	7%

Tabelle 04: rRMSE verschiedener Vorhersagesysteme für verschiedene Vorhersagezeiträume. Die Vorhersagen sind untereinander aufgrund unterschiedlicher Evaluationsgrundlagen nicht vergleichbar.



Figur 09: Vergleich von Vorhersagen, die auf numerischen Wettervorhersagen bzw. Zeitreihenmodellen beruhen.

Die Qualität der Wettervorhersage hat massgeblichen Einfluss auf die Qualität der Energievorhersage. Wird z.B. schon im globalen Modell der Durchzug eines

Tiefdrucksystems zu früh vorhergesagt, kann dieser Fehler nachfolgend kaum noch korrigiert werden. Eine grosse Herausforderung liegt immer noch darin, starke, abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit nachzuvollziehen.

Besondere Herausforderungen in der Schweiz

Die besondere Herausforderung in der Schweiz liegt im komplexen Gelände. Die Gitterweite der heutigen Wettervorhersagemodelle ist nicht fein genug, um alle nötigen Einzelheiten des Geländes wiederzugeben. Aber gerade diese Einzelheiten haben starken Einfluss auf den simulierten Wind. Die Wirkung von unterschiedlichen Geländehöhen in Modell und Realität kann meist durch statistische Nachbereitung ausgeglichen werden. Schwieriger sind Standorte, wo das Gelände Windsysteme anregt, z.B. Berg-Tal-Winde oder Kanalisierungseffekte. Die Abhängigkeiten sind hier häufig kompliziert, so dass statistische Verfahren sie nicht erfassen können.

Diese Schwierigkeiten zeigten auch die Ergebnisse des vom BFE geförderten Forschungsprojekts „Fore- und Nowcasting der Stromproduktion von Windenergieanlagen in komplexem Gelände“. An drei Standorten konnte der auf die installierte Leistung normierte RMSE durch statistische Nachbereitung von 25%-50% auf 11% bis 21% gesenkt werden. An einem Standort, der durch thermische Zirkulationssysteme bestimmt wird, brachte die statistische Nachbereitung keine Verbesserung und der RMSE blieb bei 34%. Der auf die installierte Leistung normierte mittlere absolute Fehler (MAE) der Produktionsvorhersage lag zwischen 6% und 13% und betrug im Mittel 9% (ohne den Standort, für den keine Verbesserung erreicht wurde).

Ein weiterer Faktor, der für die Produktionsvorhersage in der Schweiz von Bedeutung sein könnte, ist Vereisung. Ein grosser Teil der Windenergieprojekte in der Schweiz liegt in vereisungsgefährdeten Gebieten und kann durch Vereisung beeinträchtigt werden:

- die Aerodynamik der Rotorblätter kann verändert und die Produktion dadurch reduziert werden
- geändertes akustisches Verhalten kann zur Überschreitung von Schallgrenzwerten und damit zum Abschalten der WEA führen
- Eiswurf kann ein Sicherheitsrisiko darstellen, das das Abstellen der WEA erfordert

Bisher sind die Kenntnisse über klimatologische Vereisungshäufigkeit und –stärke in der Schweiz gering. Zurzeit beschäftigen sich verschiedene Projekte mit den Vereisungsbedingungen in der Schweiz und mit ihrer Auswirkung auf Windenergieanlagen [3], [5], [13], [40].

Optimierungsmöglichkeiten

In den Ländern mit grossen Windparks (z.B. Deutschland) sind die Windenergievorhersagesysteme dem aktuellen Stand der meteorologischen Forschung recht nah: hoch auflösende Modellrechnungen, Ensemblevorhersagen und Online-Messungen werden für die Vorhersage genutzt. Der Einsatz von Ensemblevorhersagen und Fernerkundungsgeräten wie Windprofilern ist, da es sich um recht neue Techniken handelt, noch ausbaufähig und wird gerade in verschiedenen Projekten untersucht.

Für die komplexe Topographie der Schweiz kann es notwendig sein, die Gitterweite des Wettervorhersagemodells weiter zu reduzieren. Ergebnisse des vom BFE geförderten Projekts „Fore- und Nowcasting der Stromproduktion von Windenergieanlagen in komplexem Gelände“ haben gezeigt, dass die Windvorhersage bei einer Verringerung der Gitterweite von 7 km auf 2.2 km an den meisten Standorten um 5-20% verbessert (RMSE, erster Vorhersagetag, [14]) und

auch noch mit statistischer Nachbereitung eine Verbesserung von 5 – 10% erreicht wird (RMSE, erster Vorhersagetag, [14]). Der Einsatz einer Vorhersage mit 2.2 km Gitterweite kann daher auch für die 48 Stunden Vorhersage von Interesse sein.

Im Projekt „Fore- und Nowcasting der Stromproduktion von Windenergieanlagen in komplexem Gelände“ wurden einfache Versionen eines MOS und eines Kalman-Filters für die statistische Nachbearbeitung genutzt. Beide Verfahren zeigten schon sehr gute Ergebnisse, sind aber jeweils noch ausbaufähig und verbesserbar. Hier besteht weiterer Bedarf, die statistischen Verfahren zu optimieren.

In der Schweiz werden für Windvorhersagen bisher keine Ensemblevorhersagen verwendet und auch Fernerkundungs- und Echtzeit-Messungen werden bisher nicht intensiv eingesetzt. In diesen Bereichen sind die Vorhersagen ausbaufähig. Daneben zeigen erste Ergebnisse des MEMFIS Projekts, dass die Ergebnisse heutiger Wettervorhersagemodelle die Grundlage bieten können, um das Auftreten von Vereisung zu prognostizieren. Damit könnte z.B. ein mögliches Ausschalten der WEA wegen Eiswurfgefahr berücksichtigt werden. Weitere Untersuchungen sind auf diesem Gebiet notwendig, um das Potential in Abhängigkeit der Region und die Genauigkeit der Vorhersage abzuschätzen.

4.3.2. Ertragsprognosen für Solaranlagen

Internationaler Stand der Technik

Der Stand der Solarenergievorhersage entspricht noch nicht demjenigen der Windenergie. Der Grund dafür ist, dass bislang der Anteil der Solarenergie an der Stromproduktion noch kleiner ist als derjenige der Windenergie. Mit dem stetigen und starken Wachstum der Sonnenenergie (rund 30-50% pro Jahr) steigt das Interesse an der Prognose allerdings deutlich und die Forschung wurde in den letzten Jahren ebenfalls verstärkt.

Die Nachfrage ist vor allem getrieben durch Einspeisetarife, die einen höheren Ertrag ermöglichen, wenn die Solarenergie (korrekt) vorhergesagt werden kann. Ein solcher Tarif gilt z.B. in Spanien für konzentrierende solarthermische Kraftwerke (CSP). Für die Vorhersage für diese Kraftwerkstypen laufen spezielle Forschungsprojekte [15]. In Deutschland wird zudem die summierte Solarenergie für die Regelzonen operationell vorhergesagt.

Solarenergieprognosen werden von verschiedenen Anbietern bereitgestellt, z.B. (Anbieter, Vorhersagemodell, Gebiet):

- Meteotest: WRF/GFS, Europa, www.spyce.ch
- Meteocontrol: ECMWF/MOS, Deutschland, www.meteocontrol.de
- Univ. Oldenburg: ECMWF (bias Korrektur), Europa, <http://www.uni-oldenburg.de/>

Im Team des IEA Solar Heating and Cooling Task 36 sind verschiedene Organisationen versammelt, die Solarenergievorhersagen entwickeln (Tabelle 05).

Im Task 36 wurden die Vorhersagen auch miteinander verglichen. Ein erster Test wurde an 3 Standorten in den USA mit einer Testperiode von 6 Monaten durchgeführt [35]. Ein zweiter Test wurde in Europa an rund 30 Standorten in Österreich, Süddeutschland, Schweiz und in Spanien mit einer Testperiode von einem Jahr durchgeführt [26]. Die Resultate zeigen, dass die Ergebnisse stark vom Klima der Standorte abhängen. Je sonniger eine Gegend ist, desto besser ist die Prognose. Je häufiger das Wetter bewölkt ist, desto schlechter. Im Winter ist die Prognose schlechter als im Sommer.

Für Zentraleuropa zeigen die Resultate eine Unsicherheit (MAE) von 30% (Tabelle 06). Für Südspanien einen Wert von 10-20%. In den USA ist das Resultat ebenfalls

stark abhängig von der Gegend. In den sonnigsten Gegenden in Nevada erreichen alle Modelle eine Unsicherheit von 10-20%, in häufiger bewölkten Gebieten (Colorado, Missouri) rund 30%.

Als bestes Modell erweist sich in allen Tests das ECMWF. Die anderen Modelle folgen aber teilweise mit kleinem Abstand. Die Kombination von GFS und WRF zeigt v.a. in wolkenreichen Gebieten teilweise grössere Mühe, die Besonnung richtig vorherzusagen. Alle Modelle sind aber deutlich besser als die Persistenz.

Der momentane Stand der Modelle ist, dass meistens entweder der DMO direkt oder mit einfachen statistischen Anpassungen verwendet werden. Sowohl für ECMWF als auch fürs GFS bestehen auch operationell betriebene MOS. Beide zeigen in einem Test in der Schweiz aber nicht erheblich bessere Resultate als die anderen Modelle.

Team, Abkürzung	Methode	Modellname und Auflösung
University of Oldenburg, Germany ECMWF-OL	Statistical post processing in combination with a clear sky model	ECMWF [19] 0.25°x 0.25°, 3 hours
Bluesky, Austria a) SYNOP b) BLUE	a) "human" cloud cover forecast (by meteorologists) b) BLUE FORECAST: statistic forecast tool	for b) GFS 1° x 1° and 0,5°x 0.5°, 3 hours and 6 hours
Meteocontrol, Germany MM-MOS	MOS (model output Statistics) by Meteomedia GmbH	ECMWF 0.25°x 0.25°, 3 hours
Cener, Spain CENER	Post processing based on learning machines models	Skiron/GFS 0.1°x 0.1°, 1 hour
Ciemat, Spain CIEMAT	bias correction	AEMET-HIRLAM 0.2°x 0.2°, 1 hour
University of Jaen, Spain WRF-UJAEN	Direct model output GHI	WRF/GFS 3 km x 3 km , 1 hour
Meteotest, Switzerland a) WRF-MT b) MT-MOS CanMet, Canada GEM New York State Univ. Albany, ASRC, USA NDFD-ASRC	a) Direct model output of GHI, averaging of 10x10 pixels b) MOS von MSWR GmbH (GFS basiert) Direct model output of GHI, averaging of 20x20 pixels Cloud cover statistical model for GHI	WRF/GFS [43] 5 km x 5 km, 1 hour GEM 15 km x 15 km, 1 hour NDFD [30] 9 km x 9 km, 3 hour

Tabelle 05: Verschiedene Solarenergieprognosen im IEA SHC Task 36.

Modell	Rel. MAE (Tag 1)
WRF MT 10x10	28%
MM MOS	32%
Bluesky	27%
ECMWF OL	26%
MT MOS	26%

Tabelle 06: Unsicherheit verschiedener Prognosemodellen an 16 Standorten in der Schweiz.

Bei der DMO zeigt sich, dass die Mittelung von mehreren Pixel zu besseren Resultaten führt (WRF-MT, GEM, ECMWF-OL). Das bedeutet, dass die Modelle die genaue Position von Wolken heute nicht vorhersagen können.

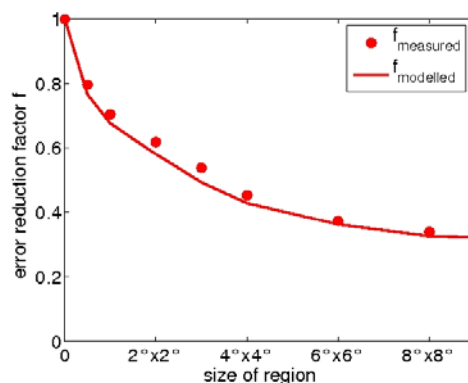
Als erfolgreich erweist sich auch die einfache Bias-Korrektur (ECMWF-OL). Dabei wird der mittlere Bias in Abhängigkeit von der Sonnenhöhe und des clearness index (Verhältnis zwischen Globalstrahlung auf Erdoberfläche und an oberem Rand der Atmosphäre) berechnet (mit historischen Daten) und dieser Bias von der Prognose abgezogen.

Ensemble Vorhersagen werden gemäss unserer Information im Moment (noch) nicht verwendet.

Der für CSP notwendige Parameter Direktnormalstrahlung (DNI) wurde noch nicht getestet. Generell gilt dieser Parameter als schwieriger vorherzusagen und die Unsicherheiten sind deshalb grösser als bei der Globalstrahlung. Zudem hat der Aerosolgehalt der Atmosphäre grösseren Einfluss auf DNI-Strahlung. Da der aktuelle Aerosolgehalt aber nicht flächenhaft bekannt ist, führt dies wiederum zu grösseren Abweichungen.

In einzelnen Modellen wird auch die Stromproduktion prognostiziert [35]. Dabei muss einerseits die Strahlung auf geneigte Flächen umgerechnet werden und danach mit einem einfachen Photovoltaik (PV)-Simulationstool berechnet werden. Dies erhöht die Unsicherheit um rund 5-10%.

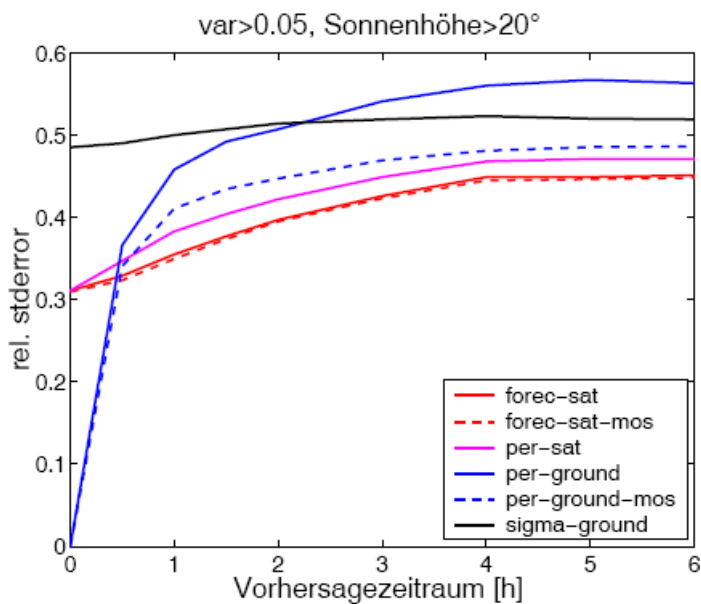
Die Vorhersage der Einspeisung in grösseren Flächen ist deutlich einfacher vorherzusagen, da sich die lokalen Unsicherheiten ausgleichen [27]. Bei einer Fläche von 300 x 300 km liegt die Unsicherheit ca. 50% tiefer als bei einer Punktprognose (Figur 10).



Figur 10: Abnahme der relativen Unsicherheit bei zunehmender Fläche.

Für die Kurzfristvorhersage von 1-3 Stunden wird für die Sonnenenergie auf Strahlungsdaten von Satelliten zurückgegriffen. Dabei werden die Bewegungsmuster der Strahlungsdaten aus den aktuellsten und den letzten Bildern analysiert und in die nächste Zukunft (linear) extrapoliert. Dies ergibt in der Zeitperiode von 1-3 Stunden die genaueren Vorhersagen als mit numerischen Modellen. Figur 11 zeigt die Abnahme der Vorhersagequalität in den ersten 6 Vorhersagestunden für

Persistenzvorhersagen und Vorhersagen basierend auf Satellitendaten. Liegt der relative Fehler nach 1 Stunde noch bei 35%, ist er nach 6 Stunden schon auf 45% gewachsen.



Figur 11: Entwicklung der Vorhersagequalität in den ersten 6 Vorhersagestunden für Persistenzvorhersagen (per-ground, per-sat) und Vorhersagen basierend auf Satellitendaten (forec-sat).

Station	Relativer MBE [%]	Relativer MAE [%]
Basel-Binningen	9.2	28.7
Payerne	3.7	27.7
La Chaux-de-Fonds	3.7	30.5
Bern-Liebefeld	5.0	26.7
Buchs-Suhr	9.9	31.6
Napf	10.2	33.9
Zürich SMA	9.5	30.8
Säntis	-6.0	28.5
St. Gallen	13.6	32.0
Genève-Cointrin	7.4	27.4
Sion	-5.7	23.2
Montana	-4.3	24.6
Jungfrau-joch	-20.5	28.8
Locarno-Magadino	4.2	23.5
Weissfluhjoch	-9.6	27.1
Davos	-4.0	26.1

Tabelle 07: Qualität (relativer MBE und relativer MAE) der Globalstrahlungsvorhersage mit WRF-MT (Tag 1, mit Mittelung von 10x10 Pixel).

Besondere Herausforderungen in der Schweiz

Die Strahlungsvorhersage ist im komplexen Gelände schwieriger als in flachem und homogenen. Im Herbst und Winter sind Nebellagen Grund für grössere Unsicherheiten (Nebel ist in den Modellen weiterhin nur schlecht abgebildet). Im Sommer sind die Lage und die Zugbahn der Quellwolken (die in Gebirgen häufiger auftreten) nicht genau vorherzusagen (Tabelle 07).

Innerhalb der Schweiz zeigen die Voralpen und Gipfelgebiete (Napf, Säntis) die grössten Unsicherheiten. In sonnigeren inneralpinen Gebieten wie dem Wallis oder Graubünden und im Tessin sind die Prognosen am besten (Sion, Montana).

Optimierungsmöglichkeiten

Der Strahlungscode in den Modellen kann höchstwahrscheinlich verbessert werden. Die traditionelle Wettervorhersage kümmerte sich nicht stark um die Globalstrahlung. Aus diesem Grund wurde dieser Parameter eher stiefmütterlich behandelt (obwohl die Strahlung die treibende Kraft für die meisten meteorologischen Prozesse auf der Erdoberfläche ist). Als Grund für den ersten Rang des ECMWF bei den Benchmarks wird denn auch vermutet, dass in diesem Modell der beste Strahlungscode enthalten ist.

Die WRF-Methoden können zudem mit einfachen Nachbearbeitungsmethoden ergänzt werden. Die MOS sind ebenfalls verbesserbar.

4.3.3. Ertragsprognosen für Kleinwasserkraftwerke

Internationaler Stand der Technik

Prognosen für Kleinwasserkraftwerke sind bisher aufgrund der geringen Produktionsmenge und der fehlenden Speicherbewirtschaftung unüblich. Abflussprognosen werden vor allem für grössere Wasserkraftwerke und besonders im Hinblick auf die Speicherbewirtschaftung verwendet. Es gibt grundsätzlich zwei Ansätze für Abflussvorhersagen: beruhend auf statistischen Zusammenhängen oder beruhend auf durch Modelle beschriebene, physikalische Gesetzmässigkeiten.

Zur statistischen Hochwasservorhersage werden im Wesentlichen Regressionsbeziehungen genutzt, bei denen Pegelstände oder Pegelstandsänderungen von oberhalb des Zielpegels liegenden Pegeln einbezogen werden. Ein Beispiel für ein statistisches Modell zur Berechnung der Abflussmenge ist das Mehrkanalfilter (MKF)-Modell. Die erwartete Änderung des Abflusses am Zielpegel wird durch eine Linearkombination aus den vor dem Vorhersagezeitpunkt beobachteten Änderungen an den oberhalb im Einzugsgebiet gelegenen Pegeln berechnet. Die Berechnung der optimalen Filtergewichte erfolgt aufgrund historischer Beobachtungen. Mit diesem Verfahren können recht zuverlässige Ergebnisse erreicht werden, wenn genügend lange Zeitreihen von Beobachtungen und Pegelmessungen oberhalb des Zielpegels zur Verfügung stehen.

Deterministische Modelle beruhen auf der Annahme, dass der Abfluss in einem Einzugsgebiet bestimmten physikalischen Gesetzmässigkeiten folgt und durch äussere Ursachen bestimmt wird. Ein einfaches deterministisches Modell stellt die zeitgerechte Abflusssummierung dar, bei der die Abflüsse flussaufwärts gelegener Pegel und der seitlichen Zuflüsse unter Berücksichtigung der Fließzeiten am Zielpegel aufsummiert werden. Ebenfalls zu den deterministischen Modellen zählen die Wellenablaufmodelle. Diese beschreiben den Wellenablauf unter Benutzung der Kontinuitätsgleichung (Zufluss-Abfluss=Rückhalt). Für die Anwendung ist eine Erfassung der hydraulischen und morphologischen Gegebenheiten des Gewässers wichtig.

Eine weitere bedeutende Gruppe von Modellen sind Niederschlag-Abfluss-Modelle. Diese beschreiben den Weg des Wassers – ausgehend vom Niederschlag bzw. schmelzenden Schnee – von der Abflussbildung auf der vom Niederschlag betroffenen Oberfläche bis zum Abfluss in den Gewässern eines betrachteten Gebietes mathematisch. Es wird eine Vielzahl von Teilprozessen betrachtet wie z.B. der Feuchteverlauf im Boden in Abhängigkeit von Niederschlag und Verdunstung, seine Wasseraufnahme- und Durchsickerungsfähigkeit. Für die Gewässer wird die Verformung der Abflusswellen unter Berücksichtigung von Ausuferungen und Rückhaltungen berechnet. Ein weit verbreitetes Modell dieser Klasse ist das Hydrologiska Byråns Vattenbalansavdelning (HBV) Modell, das ursprünglich für Anwendungen im Skandinavischen Raum entwickelt wurde [6], [7] und mittlerweile auch in vielen anderen Ländern (u.a. beim BAFU in der Schweiz) angewendet wird. Speziell für Anwendungen in komplexem Gelände wurden an der EPFL das Modell MINERVE [23] und an der ETH und der WSL das Modell Precipitation Runoff Evapotranspiration Hydrotope (PREVAH) entwickelt [41]. MINERVE wird mittlerweile operationell [8], PREVAH quasi-operationell eingesetzt. Die Niederschlag-Abfluss-Modelle nutzen vor allem Niederschlags- und Temperaturinformationen aus Vorhersagemodellen als meteorologische Eingangsgrößen, teilweise auch weitere Parameter z.B. Luftfeuchte, Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit. Die meisten Abfluss-Vorhersagen sind in der Schweiz für bestimmte Einzugsgebiete. Es werden aber auch Vorhersagen für die gesamte Schweiz angeboten, wobei eine Optimierung für einzelne Einzugsgebiete erst gegen Gebühr stattfindet [38].

Die Methoden, die zur Vorhersage für grössere Wasserkraftwerke verwendet werden, sind prinzipiell auch für Kleinwasserkraftwerke anwendbar. Die Genauigkeit der Vorhersagen wird allerdings geringer, da Kleinwasserkraftwerke meist an kleineren Wasserläufen liegen, die entsprechend meist mit kleineren Einzugsgebieten verbunden sind [2].

Die Vorhersagegenauigkeit der Niederschlag-Abfluss-Modelle lässt sich nicht als absoluter Wert angeben, da sie von verschiedenen Faktoren abhängt, insbesondere vom Einzugsgebiet und dessen Grösse, und der Wettersituation [11]. Im Folgenden werden einige Genauigkeiten angegeben, die zur Orientierung dienen können, in welchem Bereich sich die Unsicherheiten bewegen können. Das BAFU gibt an, dass die Vorhersagegenauigkeit für das Tagesmittel der Abflussmenge für die meisten Stationen für den ersten Tag bei weniger als 10 % liegt [11]. Die Angabe gilt für das grosse Einzugsgebiet des Rheins. Der auf die mittlere Abflussmenge normierte MAE für stündliche Abflussvorhersagen liegt für grosse Einzugsgebiete im Bereich von 20% [44], [1]. Für kleine Einzugsgebiete sinkt die Genauigkeit ab. Die Werte des normierten MAEs liegen bei etwa 30% [4], [29]. Insbesondere wenn kleinräumiger, konvektiver Niederschlag dominiert, werden Vorhersagen extrem unsicher [20]. Ein weiterer wichtiger Faktor ist der Vorhersagehorizont. In den ersten Stunden der Vorhersage kann der Vorhersagefehler mit statistischen Methoden im Bereich von 2-3% liegen. [4] Dieser Wert hängt hauptsächlich von der Reaktionszeit des Einzugsgebiets ab. Die Reaktionszeit kann zwischen wenigen Minuten und Tagen liegen. In der Regel ist sie aber länger als einige Stunden und damit werden für die Vorhersage des Abflusses der ersten Stunden sehr gute Werte erreicht. Bei sehr kleinen Einzugsgebieten mit geringer Speicherkapazität sind die Fehler mit statistischen Methoden auch im Kurzzeitbereich deutlich grösser.

Die wichtigsten Ursachen für Ungenauigkeiten der Abflussmodellierung sind ungenaue Niederschlagsvorhersagen. Die quantitative Niederschlagsvorhersage liefert heutzutage dank erhöhter Auflösung und verbesserter Mikrophysiksschemata insgesamt befriedigende Ergebnisse. Ein Schwachpunkt bleiben weiterhin konvektive Niederschlagsereignisse, also Niederschlag, wie er etwa im Zusammenhang mit Gewittern auftritt. Auch die exakte Lokalisierung von Niederschlagsgebieten gelingt oft noch nicht mit der für die Hydrologie ausreichenden Genauigkeit. Für die Simulation grösserer Einzugsgebiete ist die Qualität der Niederschlagsvorhersagen

häufig ausreichend, aber bei kleineren Einzugsgebieten treten gravierende Fehler auf.

Eine weitere Unsicherheit in der hydrologischen Modellierung ist der Anfangszustand des Bodens. Da wenig direkte Messungen im Boden vorliegen, wird der Anfangszustand des Bodens aufgrund von Niederschlagsmessungen und Radarbeobachtungen bestimmt. Und letztlich ist auch von Bedeutung wie viele Informationen über das Einzugsgebiet vorliegen (Gelände, Böden usw.) und wie viele Messungen zum bestimmen der Modellparameter zur Verfügung stehen. Die eben genannten Ursachen für die Unsicherheit von hydrologischen Vorhersagen erklären, warum die Vorhersage für Kleinwasserkraftwerke, die meist in kleinen Einzugsgebieten liegen deutlich ungenauer ist als für grosse Einzugsgebiete. Die Hauptgründe sind einerseits die Qualität der Niederschlagsvorhersage und andererseits die geringe Zahl der Messungen in kleinen Einzugsgebieten.

Besondere Herausforderungen in der Schweiz

Die besondere Herausforderung in der Schweiz liegt in der Komplexität des Geländes, die eine sorgfältige Beschreibung der Topographie, der Landnutzung und der Bodeneigenschaften erfordert. Hinzu kommt, dass mit zunehmender Höhe Prozesse der Schneeakkumulation und –schmelze an Bedeutung gewinnen, deren Beschreibung eine weitere Herausforderung darstellt.

Die Vorhersage des Niederschlags, einer wichtigen Eingangsgrösse für hydrologische Modelle, ist in komplexem Gelände eine Herausforderung. Die Details des Geländes haben einen starken Einfluss auf die Niederschlagsbildung. Die Komplexität des Geländes wird aber selbst in der neuesten Generation der Vorhersagemodelle mit etwa 2-3 km Gitterweite noch nicht ausreichend genau dargestellt. Durch das Zusammenspiel von Niederschlagsbildung und Gelände können schon kleine Ungenauigkeiten in den grossskaligen Bedingungen (z.B. Anströmrichtung des Windes) zu deutlich geänderter Niederschlagsbildung führen.

Für die Initialisierung des Anfangszustands wird eine flächige Information über den Niederschlag in den vergangenen Stunden benötigt. Dieser wird auf der Grundlage von Niederschlagsmessungen und Radarinformationen abgeleitet. Sowohl die Interpolation von Regenmessungen in komplexem Gelände als auch Radarinformationen weisen in komplexem Gelände deutliche Schwächen auf, so dass der Anfangszustand mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet ist, die sich in der Simulation fortpflanzen.

Optimierungsmöglichkeiten

Das höchste Verbesserungspotential liegt bei den gekoppelten Meteorologie-Hydrologie-Modellen in einer Verbesserung der Niederschlagsvorhersage, die als Antrieb für das hydrologische Modell dient. Die Inbetriebnahme der Wettervorhersage der neuen Generation mit einer Gitterweite im Bereich von 2-3 km stellt einen wichtigen Schritt in diese Richtung dar [12]. Einerseits weil die höhere Auflösung eine bessere Repräsentation der Orographie und des damit verbundenen Niederschlags liefert und andererseits, weil konvektiver Niederschlag, wie er häufig im Sommer, z.B. im Zusammenhang mit Gewittern auftritt, in diesen Modellen explizit berechnet wird. Es bleibt dennoch die Schwierigkeit der richtigen Platzierung des Niederschlags und dass gerade bei kleinen Einzugsgebieten, kleine örtliche Verschiebung des Niederschlagsgebiets zu starken Änderung des Ergebnisses führen kann. Eine mögliche Verbesserung kann hier durch die Benutzung von Ensemblevorhersagen für den Niederschlag erreicht werden [12]. Dies wird in Forschungsprojekten untersucht und erste Ergebnisse z.B. während MAP D-Phase zeigen positive Ergebnisse [45]. Auch das BAFU plant Verbesserungen seines Vorhersagesystems in dieser Richtung [10].

Die Initialisierung der Speicherstände basiert auf meteorologischen Messungen des Niederschlags an Regenmessern und aus Radardaten. Ein hochwertiges flächendeckendes Produkt würde zu verbesserten Anfangsbedingungen beitragen. Mehr Informationen zu und Messungen in mittleren und kleinen Einzugsgebieten würden eine verbesserte Kalibrierung des hydrologischen Modells erlauben und damit zu einer verbesserten Vorhersage für diese Einzugsgebiete [20].

4.4. Wirkung flächenhafter Produktionsprognosen für die Schweiz

Erfahrungsberichte aus Deutschland zeigen, dass die Unsicherheit der Prognosen mit zunehmender Flächengrösse stark abnimmt (Figur 10). Dies kann auch sachlogisch erklärt werden, da die Prognosemodelle zwar ein Wetterphänomen oftmals zeigen, dessen räumliche Zuordnung aber ungenau oder über eine grössere Fläche verteilt wiedergeben. Durch die flächenhafte Summierung wird diese Art der Fehler korrigiert.

In diesem Abschnitt wird versucht, die Grössenordnung dieses Effekts für die Schweiz zu bestimmen. Es lagen keine flächenhaften Modellprognosen für Wind, Sonne und Wasserkraft vor, deshalb basiert die Analyse auf Messdaten. Dazu haben wir die Stundendaten von 71 Stationen des Swissmetnet der MeteoSchweiz des Jahrs 2009 verwendet. Diese Stationen weisen eine recht gute Verteilung über die Schweiz auf. Aus den Werten der Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit und des Niederschlags wurden mit einfachen Modellen Leistungswerte für PV-Anlagen, Windkraftwerke und Kleinwasserkraftwerke abgeleitet.

Zwei Modellansätze wurden angewandt:

1. Verringerte Variabilität der Produktion neuer Erneuerbarer durch Flächenmittelung:
Das Verhältnis der Standardabweichungen der einzelnen Werte und derjenigen der Summe aller Standorte im Verhältnis zur mittleren Leistung wird als Mass für die Abnahme der Unsicherheit verwendet. Dies wird für die drei Parameter Windleistung, PV-Leistung und Kleinwasserkraft gemacht.
2. Erhöhung der Prognosegüte durch Flächenmittelung:
Für jeden Standort werden die drei Parameter Wind, Globalstrahlung und Niederschlag und die abgeleiteten Produktionsdaten mit Hilfe des nächsten Nachbarn interpoliert (ohne den Stützwert selbst zu verwenden). Dadurch kann eine Art Modellprognose simuliert werden. Danach wird die Standardabweichung zwischen interpoliertem und gemessenem Wert von allen einzelnen Standorten und von verschiedenen Flächenzusammenzügen berechnet.

Berechnung der Energieproduktion aus Wetterparametern

In einem ersten Schritt wurden aus den Wetterparametern Wind, Globalstrahlung und Niederschlag die Energieproduktion berechnet.

Dazu wurden folgende einfache Modelle angewandt:

Photovoltaik

- Stationen unterhalb 2600 m (68 Stationen)
- Leistung PV = Einstrahlung (horizontal) x Modulfläche x Wirkungsgrad, wobei Wirkungsgrad = 10% (12.5 % Modulwirkungsgrad, 80% Performance Ratio).

Wind

- Stationen unterhalb 2600 m und mit mehr als 3.0 m/s auf 10 m über Grund (ergibt 12 Stationen)

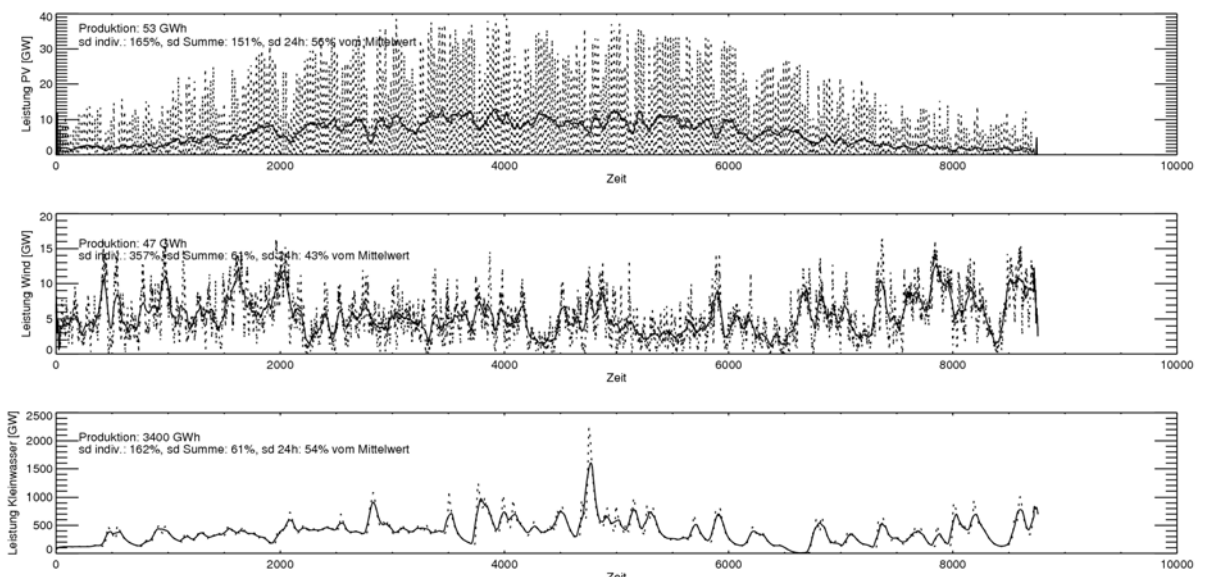
- Wind von 10 auf 100 m hochrechnen (Faktor 1.26)
- Leistung Wind = Leistungskurve 2 MW Anlage
- Oberhalb 25 m/s wird die Anlage abgeschaltet

Kleinwasser

- Stationen unterhalb 2600 m (68 Stationen)
- Niederschlag in Schnee und Regen umrechnen (einfaches Schneemodell)
- Niederschlag und Schneeschmelze in Abfluss (m^3/Stunde) umrechnen
Annahme = Einzugsgebiet von 10 km^2
- Leistung Kleinwasser = Abfluss * 7 * Fallhöhe (2 m) * Ausnützungsziffer (0.75)
* Korrekturfaktor (ca. 0.0005) (angepasst auf tatsächliche Leistung)
- Alle Abflüsse können für die Energieproduktion verwendet werden

4.4.1. Verringerte Variabilität der Produktion neE durch Flächenmittelung

Figur 12 zeigt den Verlauf der einzelnen Produktionsarten beim momentanen Stand der installierten Leistungen für das Jahr 2009.



Figur 12: Verlauf der Leistung von PV (oben), Wind (Mitte) und Kleinwasser (unten) während des Jahres 2009 (Stundenmittel: punktierte Linie; 3-Tagesmittel: ausgezogene Linie) im Szenario 2009 (Tabelle 09).

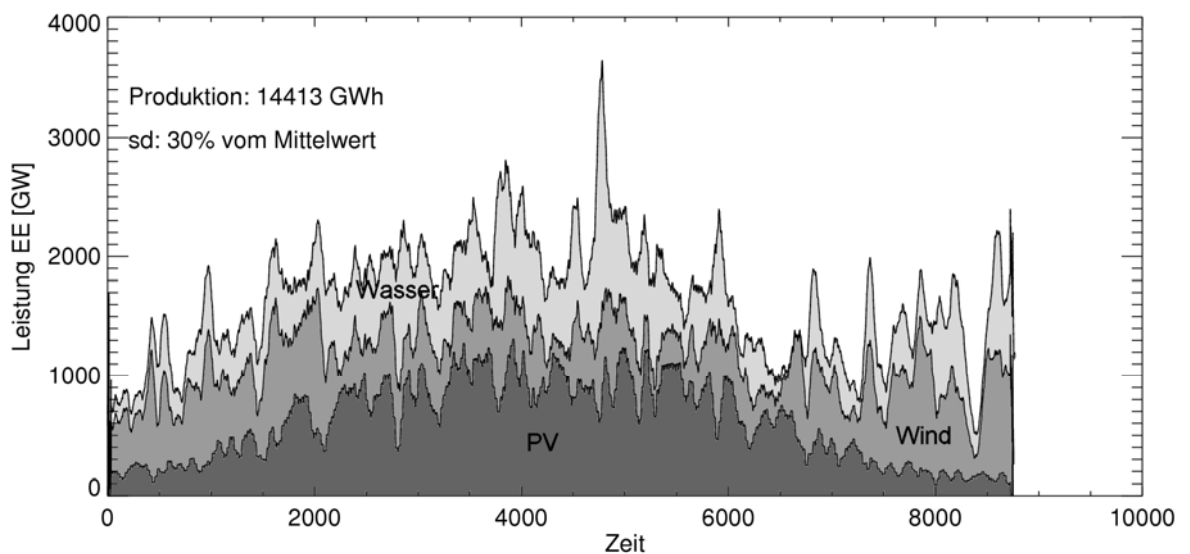
Die Produktion der erneuerbaren Energien wird klar von der Wasserkraft dominiert. Bei der PV sind die Schwankungen innerhalb des Tages gross, von Tag zu Tag hingegen viel kleiner. In der Tabelle 08 sind die Standardabweichungen im Verhältnis zu den Mittelwerten aufgelistet.

Art	Sdrel. einzeln [%]	Sdrel. Summe [%]	Sdrel. Tagessumme [%]	Abnahme der Sdrel. Summe	Abnahme der Sdrel. Tagessumme
PV	165	151	56	-8.5 %	-66 %
Wind	357	61	43	-83 %	-88 %
Wasser	162	61	54	-62 %	-67 %

Tabelle 08: Standardabweichungen (Sdrel.) der Produktionsarten im Verhältnis zum Mittelwert und Abnahme bei Summenbildung (Flächen- und Tagessummen).

Bei der PV nimmt die Standardabweichung bei einer Flächensummierung noch nicht stark ab. Erst bei der Tagessummierung geht der Wert auf ähnliche Grössen zurück wie bei den anderen beiden Energiearten. Beim Wind nimmt die Standardabweichung mit 83% am meisten ab (nur noch 1/6 der Standardabweichung aller 12 Einzelanlagen). Die Tagessummierung bringt hingegen keine grosse Verkleinerung mehr. Beim Wasser beträgt die Abnahme der Standardabweichung rund 62%. Die Leistung der PV hängt in erster Linie vom Sonnenstand ab. Deshalb bringt hier die Tagessummierung die grösste Abnahme. Erste Versuche mit sonnenstandskorrigierten Daten zeigen auch eine verstärkte Abnahme bei der Flächensummierung.

Diese Analyse kann auch dazu benutzt werden, um die Gesamtleistung- und Produktion der erneuerbaren Energien (EE) abzuschätzen (Figure 13 und Tabelle 09).



Figur 13: Verlauf der über die gesamte Schweiz summierten Leistung von PV (unten), Wind (Mitte) und Kleinwasser (oben) während des Jahres 2009 (3-Tagesmittel) beim Szenario hoch.

	Installierte Leistung in MW			Produktion in GWh				
Szenario	PV	Wind	Kleinwasser	PV	Wind	Kleinwasser	Summe	Sdrel. Tagessumme
2009	40	20	772	53	47	3'400	3'502	53 %
Mittel	400	200	793	530	472	4'000	5'003	46 %
Hoch	4000	2000	848	5297	4718	4'400	14'413	30 %

Tabelle 09: Leistung und Produktion bei verschiedenen Szenarien mit den Wetterdaten vom Jahr 2009. Sdrel = Standardabweichung der Tagessummen relativ zum Mittelwert.

Die Volllaststunden betragen bei der PV 1325 h, beim Wind 2350 h und beim Wasser 4400 – 5200 h.

Interessanterweise hängt die Standardabweichung der Tagessumme recht stark vom erneuerbaren Energiemix ab (Werte von 30 – 53%). Am tiefsten ist diese bei einer ausgeglichenen Produktion von Wind, Sonne und Wasser (Szenario hoch). Je grösser die Fläche und länger das Zeitmittel gewählt wird steigt auch die mögliche Grundlastproduktion. Mit dem Szenario „hoch“ könnte eine Grundlast-Produktion von rund 116 GW resp. 1 TWh/Jahr abgedeckt werden (basierend auf Tageswerten sogar 380 GW resp. 3.3 TWh/Jahr).

4.4.2. Erhöhung der Prognosegüte durch Flächenmittelung

In Tabelle 10 sind die relativen Standardabweichungen in Abhängigkeit von der Flächengrösse angegeben. Bei einer sehr grossen Fläche strebt der Wert systembedingt gegen Null (vor allem bei der Sonne und beim Wasser, da dort fast alle Stationen verwendet wurden).

Die Standardabweichung bei der PV und beim Kleinwasser nehmen rund 70% ab. Bei der Windleistung ist die Abnahme in diesem Fall kleiner.

In Tabelle 10 wurden neben den Energieproduktionswerten auch die meteorologischen Parameter berechnet. Bei der Sonne und beim Wasser sind die Abnahmen ähnlich. Beim Wind ist die Abnahme bei der Energieproduktion deutlich kleiner als bei der Windgeschwindigkeit. Ein Grund dafür könnte die starke Abhängigkeit der Produktion von der Windgeschwindigkeit (Proportional zu v^3) sein.

Produktionsart	Sd. Einzelstandorte [%]	Sd. Fläche von 10'000 km ² [%]	Abnahme Sd. [%]
Globalstrahlung	22	7	-70
PV-Leistung	28	7	-75
Windgeschw.	64	24	-63
Windleistung	116	82	-30
Niederschlag	98	36	-64
Wasserkraft	76	23	-70

Tabelle 10: Standardabweichung des Interpolationsfehlers (Sd) von Stundenwerten bei Einzelstandorten und bei einer Flächensumme von 10'000 km² (ca. 10 – 11 Standorte).

Schlussfolgerungen

Die Abnahme der Unsicherheit durch die Flächensummierung ist bei beiden Modellansätzen sichtbar und deutlich.

Bei der Wasserkraft liegt diese bei beiden Methoden bei rund 60%. Bei der PV liegt der Wert beim ersten Ansatz bei 9% und beim zweiten Ansatz bei 70%. Beim Wind liegt die Abnahme mit dem ersten Ansatz bei 80% beim zweiten Ansatz bei 30%. Für die niedrigen Reduktionsfaktoren gibt es nur punktuelle Erklärungen. Der eigentliche Grund für diese Unterschiede konnte im Rahmen dieser Studie nicht eruiert werden und müsste in Zukunft detaillierter untersucht werden.

Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Unsicherheit um mindestens die Hälfte sinkt, falls die Prognose für die gesamte Schweiz gemacht wird anstatt für Einzelstandorte.

Optimal wäre eine Bestimmung der Prognoseunsicherheit mittels Wetterprognosedaten und verfeinerten Energieumwandlungsmodellen.

5. Relation von Prognosegüte und Nutzen

Nach der Darstellung der Nutzenaspekte unter Punkt 3.3 sowie den Möglichkeiten der Wettervorhersage und deren Optimierungsmöglichkeiten (Punkt 4), wird an dieser Stelle deren Zusammenführung dargestellt. Es soll gezeigt werden, welche konkreten Ergebnisse durch eine verbesserte Prognose erzielt werden können.

Für diesen Zweck wurde innerhalb der Arbeit ein umfängliches Business-Modell aufgestellt. Wesentliche Inhalte sind die Auswirkungen verschiedener identifizierter Optimierungshebel wie zum Beispiel:

- Verbesserung der Wettervorhersage
- Verkürzung des Prognosehorizont
- Anwendung des Portfolio-Effekts
- Vereinheitlichung der Prognoseprozesse

Der Business-Case betrachtet einen Zeithorizont von 2008 bis 2035 und nutzt hierfür als Basis das Szenario 3, Varianten D&E der Energieperspektiven 2035.

Weiterhin wurden vielfältige Prämissen getroffen, wie z. B. die Vergütung und Preisentwicklung der Regel-/Ausgleichsenergie oder die Entwicklung der Einspeiseprognosegüte.

Auf Basis dieser modellhaften Darstellung sollen die konkreten monetären Auswirkungen – im Besonderen in Hinblick auf die Ausgleichsenergiekosten – im Betrachtungszeitraum evaluiert werden.

Die aufwendige Modelldarstellung mit einer Vielzahl von Prämissen verdeutlichte schnell, dass ein Jahr nach Start der ersten Marktöffnungsphase und der KEV – und somit der erstmaligen Implementierung neuer Prozesse und Marktteilnehmer – eine belastbare Datenbasis noch nicht zur Verfügung steht. An den Stellen, wo die Daten bereits vorhanden sind, ergeben sich häufig „uneingependelte“ Verhaltensmuster mit un stetig steigendem Charakter. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle und zum jetzigen Zeitpunkt auf die Ergebnisdarstellung konkreter Einsparungspotenziale verzichtet.

Grundsätzliche bzw. inherente Aussagen lassen sich jedoch (in nicht absolut quantifizierter Form) bereits jetzt treffen und sollen einer späteren Detaillierung vorgreifen:

- Die Kosten für Regel-/Ausgleichsenergie neuer erneuerbarer Energien in der Schweiz bewegen sich nach Erkenntnisstand dieser Arbeit bereits heute im mittleren zweistelligen Millionenbereich an CHF pro Jahr
- Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Prognosegüte (s. o. und Schlussfolgerung Punkt 6) besitzen ein solch massives Optimierungspotenzial, dass sich auch die Einsparungspotenziale nach diesseitiger Auffassung im ein- bis zweistelligen Millionenbereich an CHF pro Jahr bewegen.
- Die wesentlichen Potenziale der Modellrechnung befinden sich (in den nächsten 10 Jahren) im Bereich der Kleinwasserkraftwerke.
- Die Wertigkeit der Optimierungspotenziale inklusive der dann wirksamen Einsparungen besitzt laut aktuellem Kenntnisstand folgende Reihenfolge:
 - o Anwendung von Portfolio- und Flächeneffekte
 - o Form/Umfang des Prognosehorizontes
 - o Weitere Verbesserung der Energievorhersage

Das BFE und die Autoren erwägen eine ergänzende Betrachtung des erstellten Business-Cases im Nachgang zu dieser Arbeit, sobald eine entsprechende Datenbasis zur Verfügung steht und genutzt werden kann.

6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

6.1. Schlussfolgerungen/Erkenntnisse

Die vorliegende Arbeit bietet eine Vielzahl von Erkenntnissen. Diese bewegen sich nicht nur im engeren Kreis des Untersuchungsgegenstandes bzw. des Kontextes „Prognose“ und „dezentrale Einspeiser“, sondern zeigen vielmehr auch induktiv grundsätzliche Gesetzmässigkeiten des aktuellen Marktmodelles in der Schweiz auf.

Folgende vier wesentliche Schlussfolgerungen können auf Basis der durchgeführten Forschungsarbeiten getroffen werden:

Marktmodell und Branchenprozesse bieten keinen Anreiz zu weiterer Prognoseverbesserung

Ein hauptsächliches Dilemma stellen fehlende Anreize für die Marktteilnehmer (insbesondere für die Produzenten der neuen Erneuerbaren Energien) für eine verbesserte Prognose dar.

Weiterhin verhindert das aktuelle Schweizer Bilanzierungsmodell eine Ausweisung und damit Bilanzierung und damit Prognose der nicht lastganggemessenen Einspeiser.

Zusätzlich ergeben sich Fragen hinsichtlich der Funktionsfähigkeit des Regelenenergiemarktes. Grundsätzlich sind in der Schweiz bis dato keine expliziten Friktionen aufgetreten. Jedoch ist aufgrund der gleichen Funktionsweise wie die Regelenenergiemärkte im Ausland auch von ähnlichen Problemstellungen auszugehen.

Energievorhersagen haben bereits eine hohe Qualität, eine weitere Verbesserung hängt mehr von Prognosehorizont und Portfolioeffekten, denn von der Qualität der numerischen Wettervorhersage ab

Die grössten Potentiale zur Verbesserung der Einspeiseprognosegüte ergeben durch eine Bündelung (Mengen, Arten, Flächen) der Einspeiseanlagen. Dies ist in der Schweiz teilweise durch die BG-EE realisiert. Jedoch ist eine Vielzahl von Einspeisern (nicht-lastganggemessene, MKF) nicht in der BG-EE prognostiziert.

Weiterhin bietet die zeitnahe Prognose grosse Verbesserungsmöglichkeiten, da z. B. Kurzestfrist-Prognosen (2-3h) gänzlich andere Qualitätsdimensionen wie eine 24-48h-Prognose besitzt.

Die Kleinwasserkraftwerke stellen mit über 98% Anteil an der Elektrizitätseinspeisung der neE das unbestritten Handlungsfeld für eine Prognoseverbesserung dar (so lange die anderen neE nicht grössere Anteile erreichen).

Die im Ausland technisch fortgeschrittene Prognose der Windkrafteinspeisung bzw. der Strahlungsprognose für Solaranlagen besitzen in der Schweiz eine nachrangige Stellung. Mit aktuell rund 98% stellen die Kleinwasserkraftwerke den dominierenden Anteil der neE und sollten daher mit einem entsprechenden Stellenwert und Vorrang hinsichtlich der Prognoseverbesserung bearbeitet werden. Es ist aber zu beachten, dass das relative Wachstum der Windkraft und Solaranlagen grösser als bei der Wasserkraft ist und sich somit deren prozentuale Anteile entsprechend verändern werden. So sollte dieser Bereich eventuell nachrangig behandelt aber nicht vernachlässigt werden.

Die verteilte Verantwortung und uneinheitliche Abwicklung von neuen Erneuerbaren Energie birgt Effizienzpotenziale

Die vorhandene Zersplitterung und Aufteilung der bilanztechnischen Prognose-, Bilanzierungs- und Abrechnungsverantwortung scheint in seiner jetzigen Form nicht effizient.

Zentrale und einheitliche Prozesse und Kompetenzen bieten hier ein relativ leicht zu aktivierendes Potenzial, insbesondere da die Schweiz mit der BG-EE bereits über eine entsprechende operative Institution verfügt.

Alle dargestellten Schlussfolgerungen gewinnen zukünftig stark an Bedeutung

Aufgrund des gesellschaftspolitischen Stellenwertes aktueller klimapolitischer Themenstellungen sowie der exponentiell wachsenden Anzahl dezentraler Einspeiser, verschärfen sich alle hier dargestellten Themen zukünftig massgeblich.

6.2. Empfehlungen

Aus den in dieser Arbeit dargestellten Sachverhalten, der noch nicht ausreichenden Datengrundlage für das Business-Modell sowie den oben dargestellten Schlussfolgerungen lassen sich folgende konkrete Empfehlungen ableiten:

- **Detaillierung** des innerhalb dieses Forschungsauftrages entwickelten **Business-Cases** im Sommer 2010, wenn seitens swissgrid (HKN-Datenbank) und BG-EE das komplette Datenmaterial für das Kalenderjahr 2009 vorliegt. Priorität hoch
- **Analyse** aktueller Forschungsstände und operativer Umsetzungsfortschritte von energiewirtschaftlichen **Marktmodellen** unter besonderer Berücksichtigung der Subventionierung von neuen erneuerbaren Energien (Stichworte und Fokus: Anreizsysteme, Regelle Energiemarkt, Prognosequalität) Priorität mittel
- **Anpassung** bzw. Ergänzung des aktuellen **Schweizerischen Bilanzierungsmodells** um nicht-lastganggemessene Einspeiser. Hierbei ist auch die Wahl eines Lastprofilverfahrens zu beachten (synthetisches, analytisches, dynamisches Lastprofilverfahren). Gegebenfalls Eingabe in den aktuellen gesetzgeberischen Prozess. Priorität sehr hoch
- Vertiefte **Überprüfung** und gegebenenfalls **Umsetzung** einer **Zentralisierung der Verantwortung und Prozess-Standardisierung** der ganzheitlichen Abwicklung (Bilanzierung, Prognose, evtl. Abrechnung) neuer Erneuerbarer Energie (inkl. MKF) **in der BG-EE**. Gegebenfalls Eingabe in den aktuellen gesetzgeberischen Prozess. Priorität sehr hoch
- Konkrete Konzeption der **Verbesserungsmöglichkeiten der Prognosegüte** im Bereich der **Kleinwasserkraftwerke**. Inklusive einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Nutzung des Business-Cases. Priorität hoch
- Bei weiterer Verfolgung der Themen sollten Erfahrungen und Entwicklungen der Länder Österreich und Norwegen aufgrund eines ähnlichen Stellenwertes der Wasserkraft betrachtet werden. Priorität neutral

Die Empfehlungen zur konkreten Weiterverfolgung der vorliegenden Themen ergeben sich aus den offensichtlichen Optimierungspotenzialen (z. B. Bilanzierungsmodell, Effizienzen durch Zentralisierung), den dargestellten monetären Grössen (aktuell zweistellige Millionenbeträge für Ausgleichsenergie) sowie dem dynamischen und stark wachsenden Umfeld (identifizierte Effekte werden zukünftig grösser).

7. Referenzen

- [1] Akhtar, M.K.; Corzo, G.A.; van Andel, S.J. and A. Jonoski, 2009: River flow forecasting with artificial neural networks using satellite observed precipitation pre-processed with flow length and travel time information: case study of the Ganges river basin. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, Vol. 13, pp. 1607 – 1618, 2009.
- [2] Amt für Wasser und Abfall, Kanton Bern: Seeregulierung, online: http://www.bve.be.ch/site/index/awa/bve_awa_gre_seeregulierung.htm (Stand 24.11.2009)
- [3] Auswirkungen der Vereisung auf das Betriebsverhalten und den Energieertrag von Windenergieanlagen im Jurabogen, BFE gefördertes Projekt, Projektnummer 103208
- [4] Babovic, V. and Keijzer, M., 2002: Rainfall Runoff modelling based on genetic programming. *Nordic Hydrology*, Vol. 33, no. 5, pp. 331-346, 2002.
- [5] Barber, S., Jafari, S.; Wang, Y.; Chokani, N.; Abhari, R.: The effect of ice shapes on wind turbine performance and aerodynamic behaviour, extended abstract, IWAIS 2009, Andermatt, Switzerland, 8-11 September 2009.
- [6] Bergström, S., 1976. Development and application of a conceptual runoff model for Scandinavian catchments, SMHI Report RHO 7, Norrköping, 134 pp.
- [7] Bergström, S. 1995. The HBV model. In: Singh, V.P. (Ed.) *Computer Models of Watershed Hydrology*. Water Resources Publications, Highlands Ranch, CO., pp. 443-476.
- [8] Boillat, J.-L., 2009: Prévision hydrologique et aide à la décision. *Swiss Engineering RTS*, Juillet/Août 2009.
- [9] Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie, MeteoSchweiz, Process Modelle: Verification of COSMO forecasts, online: <http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/en/research/projects/cosmo/verification.html>
- [10] Bundesamt für Umwelt BAFU: Hydrologische Daten, Weiterentwicklung der Methoden. online: <http://www.bafu.admin.ch/hydrologie/01833/02029/02035/index.html?lang=de> (Stand 3.12.2009)
- [11] Bundesamt für Umwelt BAFU: Hydrologische Daten, Qualität der Vorhersagen. online: <http://www.bafu.admin.ch/hydrologie/01833/02029/02033/index.html?lang=de> (Stand 1.12.2009)
- [12] Bürgi, Th.: Abflussvorhersagen basierend auf den neuesten Wettermodellen – erste Erfahrungen mit COSMO-2 und COSMO-LEPS, Präsentation am Kundenanlass der MeteoSchweiz, <http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/de/wetter/modelle/Kundenanlass.htm> (Stand 1.12.2009)
- [13] Dierer, S., Cattin, R., Müller, S., Nygaard, B.E., Steiner, P., Calpini, B., 2009: Modeling the risk of icing in Switzerland, extended abstract, IWAIS 2009, Andermatt, Switzerland, 8-11 September 2009.
- [14] Dierer, S.; Remund, J.; Schaffner, B.; Stauch, V.; Hug, C., 2009: Wind power predictions for Switzerland: the performance of different downscaling methods for complex terrain, extended abstract European Wind energy conference, Marseille, France, 16-19 March 2009.
- [15] DLR feasibility study in collaboration with Solar Millennium AG on the use of Earth observation and satellite communications in a forecasting system for concentrating solar power plants as e.g. Andasol (funded by the European Space Agency, IAP program).
- [16] Focken, U.; Lange, M.; Tambke, J.; Waldl, H.P., 2003: Predicting Offshore windpower, CD-Rom Proceedings of the 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms, Billund, Denmark, October 20-21, 2003.
- [17] Garrad Hassan: Short term wind energy forecasting system: GH forecaster, online: <http://www.garradhassan.com/services/ghforecaster/index.php> (Stand 16.11.2009)
- [18] Giebel, G.; Sørensen, P.; Holtinen, H., 2007: Trade wind – further developing Europe's Power Market for Large scale integration of wind power. Forecast error of integrated wind power. *Risø-I-2567(EN)*, April 2007.
- [19] Global model of the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF, <http://www.ecmwf.int>).
- [20] Homagk, P., 2003: Hochwasservorhersagen für kleine Einzugsgebiete (Möglichkeiten und Grenzen) am Beispiel der Hochwasser-Vorhersage-Zentrale Baden-Württemberg (HVZ). Online: <http://www2.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/hvz/pdf/Kapitel8.pdf> (Stand 1.12.2009)
- [21] ISET, 2002: Welterfolg: ISET prognostiziert Windleistung zuverlässig. Pressemitteilung ISET, 14. November 2002.
- [22] Jenkner, J.; Frei, Ch.; Schwierz, C.: Quantile-based short-range QPF evaluation over Switzerland. *Met. Zeitschr.*, Volume 17, 6, pp. 827-848, 2008.
- [23] Kanton Wallis. MINERVE. Erarbeitung eines hydrologischen und hydraulischen numerischen Modells des Kanton Wallis. 1999 bis 2000.
- [24] Lange, M., 2009: Current Developments in wind power forecasting, Workshop on best practise in wind power prediction, 19.10.2009, Bremen, Deutschland, online: [http://powwow.risoe.dk/publ/MLange_\(emsys\)-CurrentDevelInSTP_BestPracticeSTP-3_2009.pdf](http://powwow.risoe.dk/publ/MLange_(emsys)-CurrentDevelInSTP_BestPracticeSTP-3_2009.pdf) (Stand 16.11.2009)
- [25] Lange, M., 2006: How to produce optimal wind power predictions – future challenges for ANEMUS.plus. Workshop on Wind Energy Forecasting, Adelaide, 22. September 2006.
- [26] E. Lorenz, J. Remund, S. C. Müller, W. Traunmüller, G. Steinmaurer, D. Pozo, J. A. Ruiz-Arias, V. Lara Fanego, L. Ramirez, M. Gaston, C. Kurz, L. M. Pomares, C. G. Guerrero, "Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance", *Proc. 24th EUPVSEC*, 21.9- 25.9.2009, Hamburg, Germany.
- [27] E. Lorenz, P. Karampela, J. Hurka, D. Heinemann, H.G. Beyer, 2009. irradiance forecasting at Oldenburg University; Presentation held at IEA SHC Task 36 6th meeting.
- [28] McKeogh et al., 2006: Forecasting Wind Power on the Irish Power System with a Multi-Scheme Ensemble Prediction System. CEEM Workshop, UniSA, Adelaide, 22nd Sept 2006.

- [29] Mustafa, Y.M.; Amin, M.S.M.; Lee, T.S. and A.R.M. Shariff, 2005: Evaluation of land development impact on a tropical watershed hydrology using remote sensing and GIS. *Journal of spatial hydrology*, Vol. 5, no. 2., pp. 16-30, 2005,
- [30] National digital forecast database (NDFD) of NOAA (<http://www.weather.gov/ndfd/>).
- [31] NCEP, Environmental modelling Center, 2009: Model performance statistics, online: <http://www.emc.ncep.noaa.gov/gmb/STATS/STATS.html> (Stand 17.11.2009)
- [32] Nielsen T.S. et al., 2006: Short-term Wind Power Forecasting Using Advanced Statistical Methods. In *Proc. of the European Wind Energy Conference 2006*, Athens, Greece, 27/2–2/3 2006.
- [33] Parkes J. and Tindal A., 2004: Forecasting short term wind farm production in complex terrain. . *Proc. EWEC '04*, London, November 2004.
- [34] Previento, 2009: Previento – a tool for wind power forecasting. http://www.energiemeteorologie.de/projects/previento_em.html (Stand 3.2.2010)
- [35] J. Remund, R. Perez, and E. Lorenz: Comparison of Solar Radiation Forecasts for the USA. *Proc. of the 23rd European PV Conference*, 1.9-4.9 2008, Valencia, Spain.
- [36] <http://www.safewind.eu>
- [37] Schlögl, F.M; Adzic, L.; Karner, Ch.; Lange, B.; Mackensen, R.; Rohrig, K.; Scirocco, T.B.: Windleistungsprognose als Werkzeug zur Integration von Windenergie in das Stromversorgungssystem, *Symposium Energieinnovation*, 13.-15.2.2008, Graz, Österreich.
- [38] <http://www.swissrivers.ch>
- [39] Tambke, J.; Lange, M.; Focken, U.; Bremen, L.; Lange, B., 2005: Wind Speed Forecasts for the North and Baltic Sea - Verification against 10m to 100m Observations, *Geophysical Research Abstracts*, Vol. 7, 10222, 2005.
- [40] Vereisungskarte der Schweiz, BFE gefördertes Projekt, Projektnummer 103203
- [41] Viviroli, D.; Zappa, M.; Weingartner, R., 2009: An introduction to the hydrological modelling system PREVAH and its pre- and post-processing tools, *Environmental Modeling and Software*, Volume 24, Issue 10, 1209-1222.
- [42] von Bremen L., Saleck N., Gräwe U., Tambke J., Heinemann D., 2006: Meteorological Models for Prediction and Simulation of Wind Power, *Workshop Forschungsverbund Sonnenenergie, Energiemeteorologie*, 2. November 2006, Berlin.
- [43] Weather research and forecasting (WRF) model (<http://www.wrf-model.org>) with 1° input of Global Forecast System (GFS) model.
- [44] Yunpeng, X., and Dibike, Y.B (2001), Flood forecasting model for Huai river in China using time delay neural network. *Proceedings of Theme C XXIX IAHR Congress*, 2001
- [45] Zappa, M.; Rotach, M.; Ahrens, B.; Arpagaus, M.; Bürgi, T.; Germann, U.; Jaun, S.; Schär, C.; Verbunt, M.; Walser, A.: Towards (quasi-)operational demonstration of hydrometeorological ensemble prediction systems: the MAP D-PHASE and COST PROFIT projects, *Vortrag Ensemble Prediction and uncertainties in flood forecasting*, KHR, 30-31.3.2006, Bern.
-
- [46] Dr. Kirchner, A.; 2007, Bern, Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 1990 – 2035, Ergebnisse der Modellrechnung, Studie im Rahmen der Energieperspektiven im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE
- [47] Witschi, S.; Ayer, J. D.; Bettler, M.; et. Al, 2009, Aarau, Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz, Grundsatzdokument zur Regelung der zentralen Aspekte der Organisation des Strommarktes Schweiz (MMEE – CH, Ausgabe 2009), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Herausgeber)
- [48] Tillwicks, T.; Pochon, A.; Grossmann, A.; et al., 2006, Aarau, Balancing Concept Schweiz (BC-CH Ausgabe 2006), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Herausgeber)
- [49] Richtlinien der BG-EE zur Energieübernahme und deren Vergütung für Produzenten nach Art. 7a EnG mit Lastgangmessung (LGM), 2008, Zürich
- [50] BGM Koordinationsforum der swissgrid, 2009, Zürich
- [51] Bamert, M.; Boson, L.; Christmann C.; et al.; 2009, Aarau, Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz - Kostenrechnungsschema zur Ermittlung der Gesteungskosten für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung (KRS), Branchensystematik für die Kostenermittlung in den Wertschöpfungsstufen Produktion, Handel und Vertrieb, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Herausgeber)
- [52] Allgemeine Bilanzgruppenregeln, swissgrid, 2008, Zürich
- [53] Agentur für Erneuerbare Energien (Herausgeber), 2009, Berlin, Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt?
- [54] Mackensen, R.; Dr. Rohrig, K.; Emanuel, H. 2008, Das regenerative Kombikraftwerk – Abschlussbericht, ISET e. V. (Herausgeber)
- [55] Dr. Strese, J., 2009, Den Direktvermarktungsbonus zeitnah umsetzen, Artikel newsletter energie & markt
- [56] Sensfuss, F.; Ragwitz, M.; 2009, Wien Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung
- [57] Nabe, C. A.; 2009, Berlin, Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt
- [58] Klobasa, M.; 2007, Zürich; Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten
- [59] VSE, 2009, Marktmodell für die elektrische Energie, Schweiz
- [60] Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahre 2008 – Auszug aus der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik 2008, 2009, Bern, Bundesamt für Energie BFE (Herausgeber)

- [61] Leprich, U.; Frey, G.; Horst, J.; 2008, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht
- [58] Mayer, J.; 2007; Risiken und Strategien der Zukunft: Neue Risiken – Neue Wege der Absicherung
- [63] Bundesamt für Energie BFE, Juli 2007, Die Energieperspektiven 2035
- [64] Dr. Quaschnig, V.; 2000; Berlin; Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert; Fortschritt-Bericht VDI (Herausgeber)
- [65] BFE, 2008, Kostendeckende Einspeisevergütung • Genereller Überblick
- [66] Uwe Leprich, Günther Frey, Juri Horst, 2008, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Kapitel 3, 92 ff
- [67] [dena-Netzstudie]: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Endbericht, Köln, 24.02.2005
- [68] Windenergieverband sieht Gefahr durch sinkende Strompreise, <http://www.solarenergie.com/wwwboard/messages/9.html>
- [69] Frank Sensfuss, Mario Ragwitz, 2009, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung
- [70] Eric Nussbaumer, 2008, Marktregeln für den Ausbau von Erneuerbaren Energien im Stromsektor
- [71] ENCO AG, 2008, Kommt die Windenergie zu kurz?
- [72] Mackensen, R.; Dr. Rohrig, K.; Emanuel, H. 2008, Das regenerative Kombikraftwerk – Abschlussbericht
- [73] Nach AusglMechV muss der EEG-Strom in Deutschland seit dem 1. Januar 2010 von den Übertragungsnetzbetreibern vollständig an der Strombörse vermarktet werden. Dort verkaufen die ÜNB im Rahmen einer Auktion am Spotmarkt die gesamten am Vortag prognostizierten Mengen. Prognoseabweichungen werden nach der Auktion über den Intraday-Handel ausgeglichen.