

# Prognoseverfahren zur optimalen Nutzung erneuerbarer Energien

Dipl.-Ing.  
Kurt Rohrig

ISET  
krohrig@iset.uni-kassel.de

Dr. Dirk Christoffers

ISFH  
christoffers@isfh.de

## Zusammenfassung

Die weitere Nutzung von Windkraftanlagen in relevanten Größenordnungen wird im liberalisierten Strommarkt insbesondere davon abhängen, wie genau die Bedingungen für eine Integration ins Versorgungssystem bekannt sind. Erschwert wird dies durch die Abhängigkeit der erzeugten Leistung von der aktuellen Wetterlage. Im Vortrag wird ein neues Prognoseverfahren vorgestellt, welches die von der Windanlage eingespeiste Leistung für bis zu 72 Stunden im Voraus bestimmt. Dieses Verfahren stützt sich auf die numerischen Vorhersagedaten der meteorologischen Dienste und ist prinzipiell auf andere dargebotsabhängige Energiequellen übertragbar. Im zweiten Teil des Beitrags wird eine vorausschauende, selbstadaptierende Heizungsregelung vorgestellt, die in Gebäuden mit hoher solarer Deckungsrate beträchtliche Energieeinsparungen bei unverminderten Komfort erzielt.

## Windleistungsprognose

Die Maßnahmen zur Förderung der Windenergie in Europa, insbesondere in Deutschland, haben wichtige Anstöße zur technologischen Weiterentwicklung geliefert sowie die Grundlagen für den enormen Anlagenzubau geschaffen. Die installierte Windleistung hat heute eine beachtliche Größenordnung erreicht und ein weiteres Wachstum in der bisherigen Dimension ist für die nächsten Jahre zu erwarten. Im letzten Jahr erzeugten in Deutschland mehr als 8500 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von über 6.000 MW ca. 9 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie mit rund 2% zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland bei [1]. Viele im liberalisierten Strommarkt agierende Versorgungsunternehmen befassen sich mittlerweile mit der Einspeisung aus Windenergie. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen

die Netzlast zu Schwachlastzeiten.

Dies zeigt, dass die Windenergie mittlerweile ein nicht mehr zu vernachlässigender Faktor in der elektrischen Energieversorgung, insbesondere im Hinblick auf den Betrieb der Netze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung geworden ist.

Grundlage für die Netzführung und den Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist der so genannte Lastfahrplan, das ist der Betrag und der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs für die nahe Zukunft. Dieser Lastfahrplan wird heute mit modernen, computergestützten Prognoseverfahren, aber auch mit konventionellen Methoden bestimmt. Die erzeugte Leistung aus Wind und anderen erneuerbaren Energiequellen wird als negativer Verbrauch im System wahrgenommen. Der messbare Betrag der Last im System ist dann die Differenz zwischen gesamtem Verbrauch und Windleistung (die Kraftwerke können ihre Stromproduktion drosseln).

Im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung sind Betrag und Verlauf der Windleistung des folgenden Tages die am schwierigsten zu bestimmenden Variablen. Neben Kraftwerksausfällen und stochastischen Lastschwankungen sind nicht vorhergesehene Schwankungen der Windeinspeisung häufigste Ursache für den Einsatz von Regel- und Ausgleichleistung durch die Systemführung. Der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen, den Stromversorger und Händler gemäß EEG von den Übertragungsnetzbetreibern abnehmen müssen, wächst ständig und ist von diesen entsprechend zu berücksichtigen.

Durch die Mitwirkung neuer Marktteilnehmer, wie z. B. sogenannter unabhängiger Erzeugungsunternehmen (IPP), Energiehändlern und Energiebörsen werden sich zukünftig noch höhere Anforderungen an die Netzführung sowie an die Planung und Bereitstellung ausreichender Kraftwerksreserven ergeben. Es wird zunehmend darauf ankommen, die erforderliche

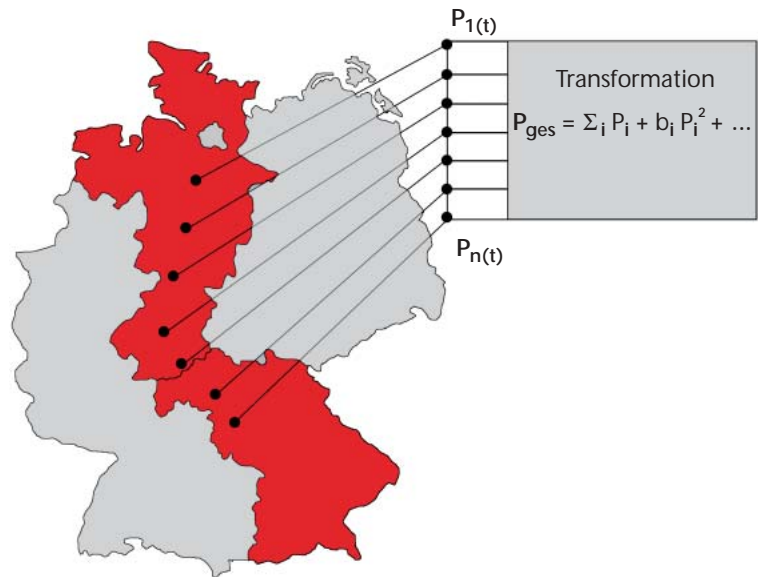
Energie am Markt (u.a. am Spotmarkt) möglichst kostengünstig einzukaufen, ohne den Einsatz der eigenen Erzeugungsanlagen negativ zu beeinträchtigen. Für eine optimierte Erzeugungs- und/oder Bezugsplanung wird somit die möglichst genaue Kenntnis aller Parameter und Randbedingungen für die Energiebereitstellung aus unterschiedlichen Quellen sowie über die aktuelle Energienachfrage verstärkt notwendig. So wird z. B. die weitere Nutzung der Windenergie in relevanten Größenordnungen in einem dezentralen Energieversorgungssystem insbesondere auch davon abhängen, wie genau die Erzeugungsbedingungen bekannt sind.

Eine präzise Online-Erfassung und Prognose der Windleistung wird die Integration der Windenergie in die elektrische Energieversorgung erheblich verbessern und zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen führen. Für die Entwicklung und Verifizierung eines solchen Verfahrens sind mehrere Schritte notwendig:

- die statistische Analyse des Zeitverhaltens der Windeinspeisung für die betreffenden Versorgungsgebiete
- die zeitnahe (online) Ermittlung der eingespeisten Windleistung
- die präzise Prognose der zu erwartenden Windeinspeisung

## Das Online-Modell

Wichtige Ausgangsgrößen für die Kraftwerkeinsatzplanung sind neben meteorologischen Parametern die aktuelle bzw. zu erwartende Last, die Verfügbarkeit der Kraftwerke, die Bilanz des Stromaustausches mit anderen Versorgungsunternehmen sowie die Berücksichtigung der notwendigen Reserveleistungen. Die Online-Erfassung der abgegebenen Leistung aller in einem Versorgungsgebiet betriebenen Windenergieanlagen (WEA) kann als genauestes Verfahren zur Unterstützung der Systemführung sowie zur Gewinnung von Basisdaten zur Lastprognose angesehen werden, wobei jedoch die messtechnische Ausstattung sämtlicher WEA kaum zu realisieren ist. Die Online-Ermittlung macht demnach

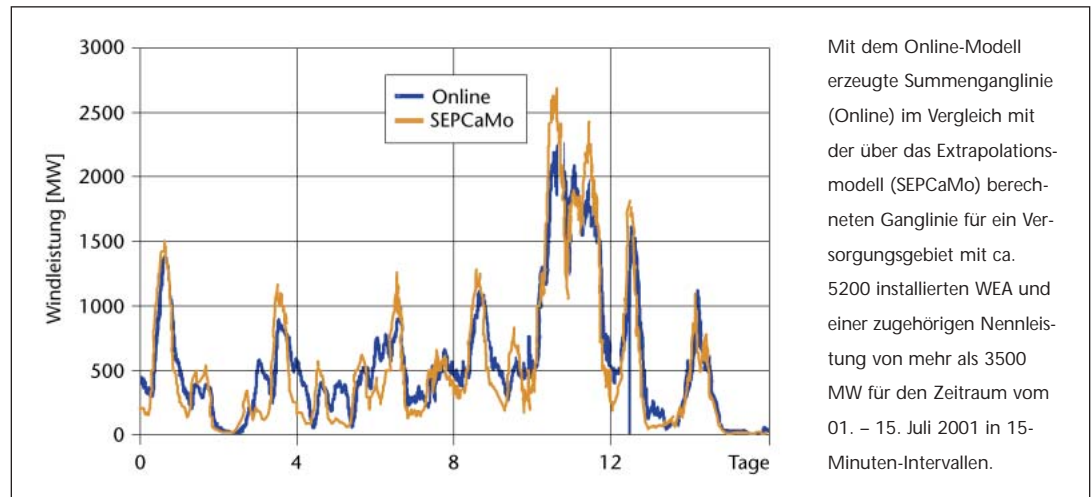


ein Berechnungsmodell notwendig, das die Übertragung von gemessenen Zeitverläufen der Leistung repräsentativer Windparks auf die Gesamteinspeisung aus Windenergieanlagen eines größeren Versorgungsgebietes ermöglicht.

Abbildung 1  
Schematischer Aufbau  
des Online-Modells

Im Auftrag der E.ON Netz GmbH wurde am ISET ein Modell entwickelt, welches aktuell die zeitgleich eingespeiste Windleistung aller WEA im Versorgungsgebiet berechnet und der Systemführung zur Verfügung stellt [2]. Die Bestimmung der repräsentativen Windparks und die Entwicklung der Berechnungsalgorithmen basieren auf der langjährigen Erfahrung und dem umfangreichen Bestand an Auswertungen und Messdaten des WMEP. Über Gleichungssysteme und Parameter, die neben den technischen Daten der WEA auch die räumliche Verteilung berücksichtigen, wird dabei die aktuell eingespeiste Windleistung für das betreffende Versorgungsgebiet ermittelt. Die Messdaten der ausgewählten Windparks werden dazu über Standleitungen der Leitwarte übermittelt. Die für den Lastverteiler online berechnete Summenganglinie wird rückwirkend in regelmäßigen Abständen mit einer über Extrapolation von Wind- und Leistungsdaten berechneten Summenganglinie verglichen und mittels Parameteroptimierung fortlaufend angepasst und verbessert. Dieses Modell ist seit Mitte 1999 im Lastverteiler der E.ON Netz für die Online-Erfassung der aktuellen Windeinspeisung erfolgreich im Einsatz.

Abbildung 2



## Kurzzeitprognose der Windleistung

Für eine betriebswirtschaftlich optimierte Einbindung der Windenergie ist, neben der genauen Kenntnis des statistischen Verhaltens der eingespeisten Windleistung, vor allem eine Prognose der Windleistung für den Zeithorizont der kurzfristigen Einsatzplanung von 1 bis 4 Tagen erforderlich. Diese dient im allgemeinen der Erstellung von Tagesfahrplänen für die thermischen Erzeugungsanlagen und zur Bestellung von Energiemengen (aus bestehenden Verträgen und in Zukunft zunehmend vom Markt). Durch eine möglichst genaue Vorhersagbarkeit der Windleistung kann deren Marktwert entscheidend erhöht werden. Der Kapazitätseffekt der Windenergie kann dann neu bewertet und durch die bessere Planbarkeit im Kraftwerksverbund vermutlich deutlich höher angesetzt werden.

Zusätzlich können die positiven Umweltauswirkungen der Windenergienutzung - die Reduzierung der CO<sub>2</sub> Emissionen - durch eine gesicherte Prognose der zu erwartenden Wind einspeisung verstärkt werden, wenn hierdurch eine optimale Fahrweise und ein optimaler Einsatz der thermischen Kraftwerke geplant werden und so die vorzuhaltende Reserveleistung minimiert werden kann.

Heutzutage setzen große Energieversorger und Übertragungsnetzbetreiber "Künstliche Neuronale Netze (KNN)" und numerische Wettervor-

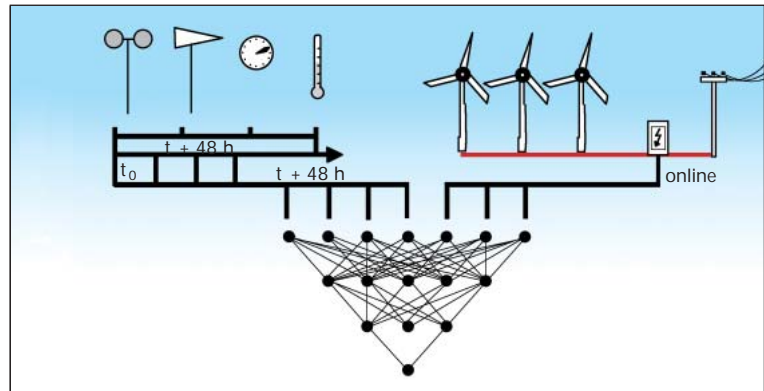
hersagen der meteorologischen Dienste für die Kraftwerkseinsatzplanung und die Erstellung der Lastfahrpläne ein. Die Fähigkeit von KNN, die kurzfristige Vorhersage der Leistung von WEA zu ermöglichen wurde in der Vergangenheit von mehreren Instituten untersucht [3, 4]. Die Vorteile von KNN gegenüber anderen Berechnungsverfahren sind das "Erlernen" von Zusammenhängen und das "Erraten" von Ergebnissen bei unvollständigen oder widersprüchlichen Eingangsdaten.

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und in Zusammenarbeit mit E.ON Netz, Lahmeyer International (LI) und der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) wird am ISET momentan ein solches numerisches Modell zur Windleistungsprognose entwickelt. Dieses neue Modell stützt sich auf vier wesentliche Säulen:

- Vorhersage von Windgeschwindigkeit und -richtung des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für ausgewählte, repräsentative Standorte
- Transformation der Vorhersagedaten auf die lokalen Gegebenheiten mit dem dreidimensionalen Atmosphärenmodell KLIMM (KlimaModell Mainz)
- Bestimmung der zugehörigen Windleistung mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN)
- Hochrechnung der Windleistung auf die Gesamteinspeisung im E.ON Versorgungsgebiet mit dem Online-Modell des ISET

Für das Modell werden repräsentative Windparks bzw. Windparkgruppen ermittelt, die mit Messtechnik ausgestattet sind und für die eine ausreichende Anzahl von Wind- und Leistungsdaten zur Verfügung stehen. Für diese Standorte stellt der Deutsche Wetterdienst prognostizierte Winddaten in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 7 km (ab 48 Stunden 60 km) zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt.

Das Atmosphärenmodell KLIMM [5, 6] transformiert die Prognosedaten auf die einzelnen am Umspannwerk angeschlossenen Windparks, deren zugehörige Leistung mit Hilfe von KNN berechnet wird. Die KNN werden mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Windparkleistung zu erlernen (Abb. 3). Diese Methode ist anderen Verfahren, die den Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Leistung mit Hilfe von Leistungskennlinien einzelner Anlagen berechnen, überlegen, da der tatsächliche Zusammenhang zwischen gemessener Windgeschwindigkeit und Windparkleistung abhängig von einer Vielzahl von lokalen Einflüssen und daher sehr komplex, d.h. physikalisch schwer zu beschreiben ist.



Zusätzlich zu den prognostizierten Winddaten werden online gemessene Windparkleistungen als Eingangsgrößen für das Modell genutzt um die Kurzzeitprognose bis zu 4 Stunden zu optimieren.

Abbildung 3  
Schematischer Aufbau  
des Prognosemodells

Die mit den trainierten KNN berechneten zu erwartenden Windparkleistungen der repräsentativen Standorte werden dann als Eingangsdaten für das Online-Modell genutzt. Mit dieser Kombination wird die Vorhersage der Windleistung des gesamten Versorgungsgebiets großer Energieversorgungsunternehmen, basierend auf nur wenige Standorte mit numerischer Windvorhersage, ermöglicht. Abb. 4 zeigt zum Vergleich die prognostizierte und die gemessene Windleistung im Gebiet der E.ON Netz. Der Prognosefehler (RMSE) für den Zeitraum vom 01. September 2000 bis 31. Juli 2001 liegt unter 10% der installierten Nennleistung.

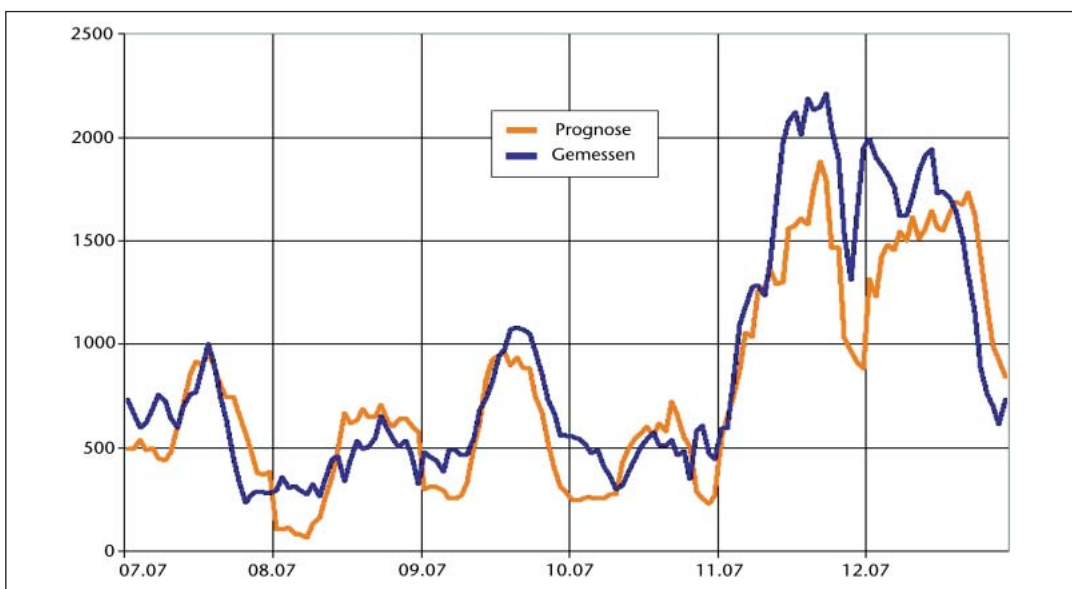


Abbildung 4  
Vergleich der vorhergesagten und mit dem Online-Modell ermittelten Windstromeinspeisung im E.ON Netz vom 07.07.2001-12.07.2001.

**Abbildung 5**  
Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für den Zeitraum vom 01. September 2000 bis 31. Juli 2001. (grüner Bereich von -500 MW bis +500 MW)

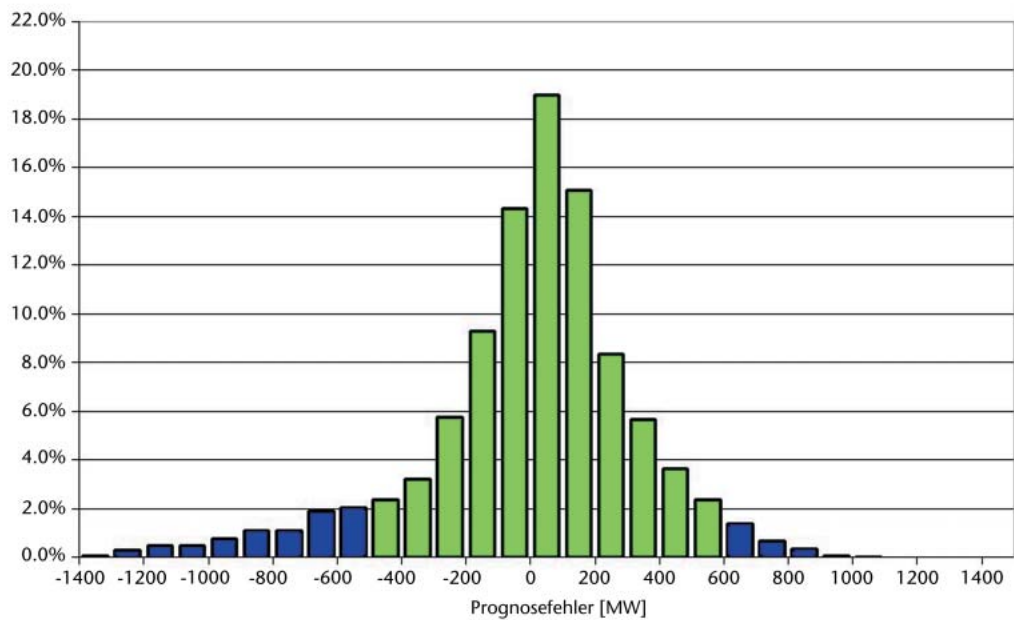
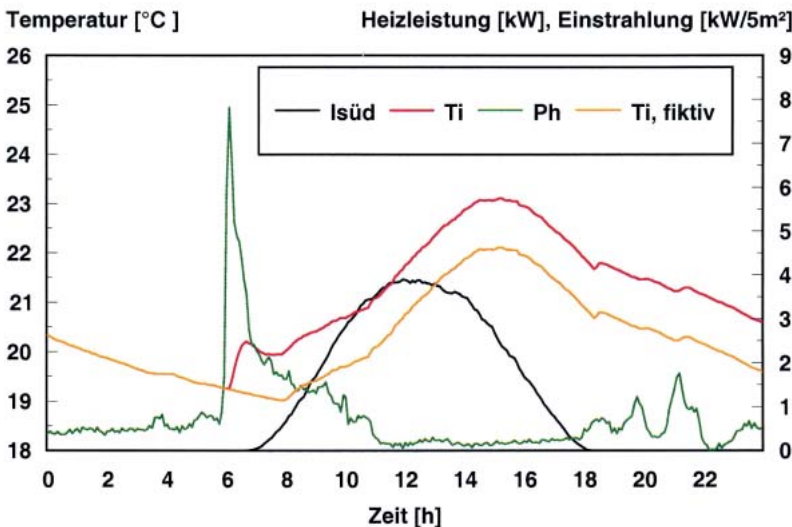


Abb. 5 zeigt die Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für den Zeitraum vom 01. September 2000 bis zum 31. Juli 2001. Dargestellt sind die Abweichungen der Leistungsprognose vom jeweiligen Vortag um 9:00 Uhr zur gemessenen und transformierten Leistung des Online-Modells. Die Grafik zeigt, dass 90% aller Prognosefehler sich lediglich im Bereich von -500 MW bis +500 MW bei einer installierten Leistung von 3500 MW erstrecken.

**Abbildung 6**  
Raumtemperatur, Globalstrahlung auf die Südfassade und Heizleistung im Experimentierhaus des ISFH an einem Märztag.



Die erste Version des Prognosemodells ist seit Juli 2001 im Lastverteiler der E.ON Netz implementiert und soll für die Erstellung des Last-

fahrplans und zur Kraftwerkeinsatzplanung sowie als Berechnungsgrundlage für den horizontalen Austausch der Windenergie zwischen den Übertragungsnetzbetreibern genutzt werden. Das Verfahren hat seine besonderen Vorzüge in der Genauigkeit, geringen Rechenzeiten und niedrigen Betriebskosten, da durch die Verwendung des bereits implementierten Online-Modells nur eine geringe Anzahl von Vorhersage- und Messstandorten benötigt wird.

## Vorausschauende und selbstadaptierende Heizungsregelung

Solar- und auch Niedrigenergiehäuser decken einen großen Teil ihres Wärmebedarfs über die solare Einstrahlung. Herkömmliche Heizungsregelungen sind darauf nicht optimal eingestellt, sie reagieren auf die hohen solaren Gewinne zu träge. Die Folge sind häufige Überhitzungen insbesondere in den Übergangszeiten und ein geringer solarer Nutzungsgrad.

Prognoseverfahren können auch auf diesem Sektor wesentliche Verbesserungen bringen.

Vorausschauende Heizungsregelungen berücksichtigen im Gegensatz zu herkömmlichen Heizungsregelungen auch zukünftige Soll- Ist-

Wert- Abweichungen und können daher besser auf sich ändernde Einflussgrößen reagieren. Das Gebäudeverhalten wird online, d.h. ohne weitere Eingaben, erlernt [7]. Der am ISFH im Rahmen eines EU-Projektes entwickelte Regelalgorithmus erzielt substantielle Heizenergieeinsparungen [8, 9], z. B. 7% im Falle eines solaren Niedrigenergiehauses in Massivbauweise.

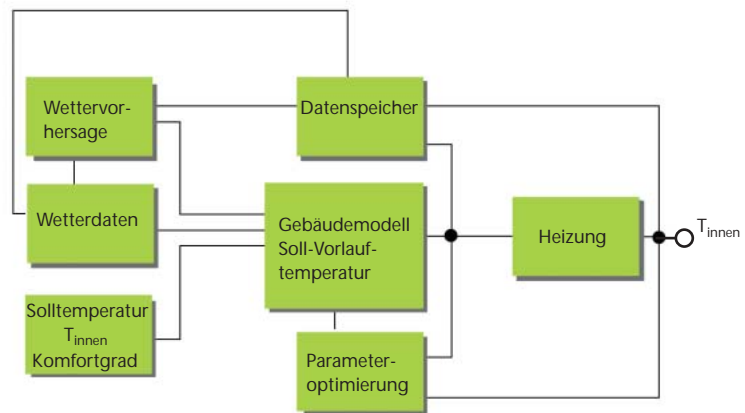
Abb. 6 veranschaulicht die Auswirkung einer vorausschauenden Regelung: morgens um 6 Uhr endet die Nachtabsenkung, die Heizung springt an und erwärmt das Gebäude auf die Solltemperatur von 20 °C. Die hohe solare Einstrahlung bringt die Temperatur am Nachmittag auf unerwünscht hohe 23 °C.

Eine bessere Regelstrategie ist in diesem Fall, die Heizung morgens nicht einzuschalten. Die solaren Gewinne allein sind in der Lage, das Gebäude zu erwärmen. Außerdem wird der Komfort am Nachmittag erhöht, da Übertemperaturen vermieden werden.

Am Morgen hat man für kurze Zeit Untertemperaturen zu verzeichnen. Die Gewichtung der Energieeinsparungen sowie der Unter- und Übertemperaturstunden ist Teil der Regelstrategie und kann variiert werden. Der Nutzer kann entscheiden, inwieweit er vor Eintreten solarer Gewinne zu deren besserer Ausnutzung Untertemperaturen zulassen möchte.

## Regelalgorithmus

Abb. 7 zeigt das Schema des Kontrollsystems. Zur Vorhersage der Raumtemperatur (Regelgröße) dient ein mathematisches Modell, das den Zusammenhang zwischen der Raumtemperatur und den gemessenen Einflussgrößen, nämlich Außentemperatur, solare Einstrahlung und Vorlauftemperatur (Stellgröße), herstellt. Als Modell hat sich ein Differenzgleichungsmodell bewährt. Seine Parameter werden mit Hilfe eines Parameteroptimierungsverfahrens aus den gespeicherten Messdaten der vergangenen Tage kontinuierlich ermittelt, wobei ältere Messwerte allmählich vergessen werden. Die Wettervorhersage erfolgt ebenfalls auf der Basis vergangener Messwerte, möglich wäre jedoch auch die Nutzung von Wetterdiensten.



Der zukünftige Verlauf der Vorlauftemperatur (Stellgrößenverlauf) ist das Ergebnis einer Optimierungsrechnung, bei der zwischen Komfort und erwarteter Energieeinsparung über den Vorhersagehorizont von einigen Stunden gewichtet wird. Würde man einmal berechnete Werte des Stellgrößenverlaufs nacheinander anwenden, so hätte man eine Steuerung. Bei der hier besprochenen Regelung wird nur der erste Wert des Stellgrößenverlaufs tatsächlich angewendet und die Berechnung beim nächsten Zeitschritt (5 min) wiederholt.

Abbildung 7  
Schema des  
Kontrollsystems

## Mess- und Simulationsergebnisse

Der Regelalgorithmus konnte in einen Mikrocontroller implementiert werden. Dieser regelt die Heizung eines der beiden solaren Experimentierhäuser des ISFH. Die Messkurven der Abb. 8 zeigen an einem Beispiel, dass die an den Regler gestellten Anforderungen erfüllt werden. Die Solltemperaturen werden eingehalten; trotz hoher Einstrahlungen treten kaum Überhitzungen auf.

Die zu erzielende Energieeinsparungen wurden durch Simulationsrechnungen ermittelt. (TRNSYS-Modelle der Häuser und Heizanlagen). Eine messtechnische Erfassung ist äußerst schwierig, da für Parallelmessungen exakt gleiche Gebäude mit identischem Nutzerverhalten zur Verfügung stehen müssten. Serielle Messungen setzen neben gleichem Nutzerverhalten exakt gleiche Wetterbedingungen voraus.

Abbildung 8  
Vergleich des Raumtemperaturverlaufs mit den Sollwerten in einem 3-Tage-Intervall mit hohen solaren Einstrahlungen.

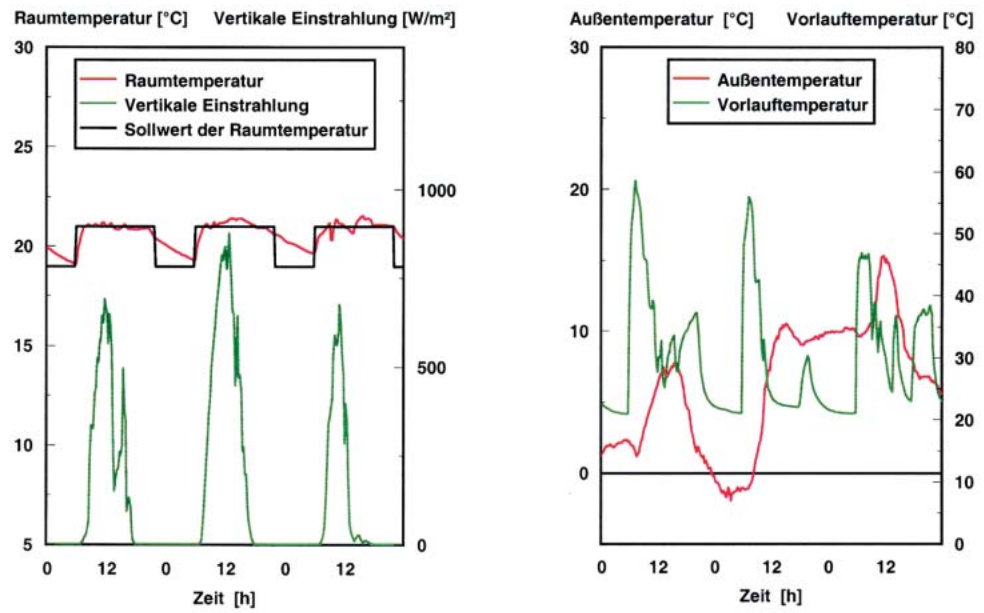
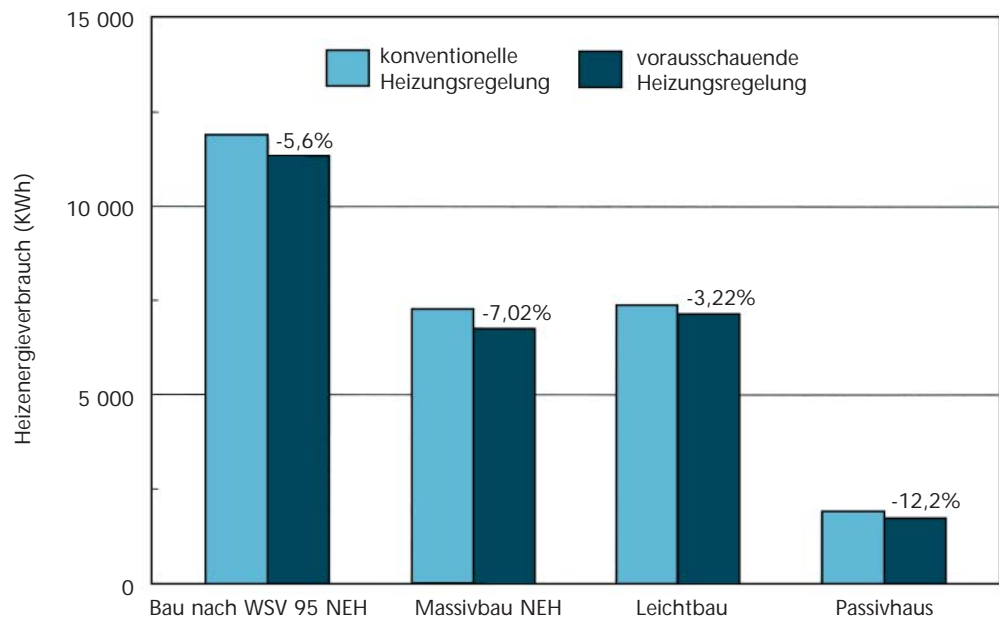


Abbildung 9  
Simulierter Heizenergieverbrauch verschiedener Gebäude mit konventioneller und mit vorausschauender Heizungsregelung.



Für das ISFH-Versuchshaus ergibt sich eine Energieeinsparung von 7% (Abb. 9). Detaillierte Untersuchungen zeigen, dass die relativen Einsparungen bei gleichem Komfort um so höher sind, je massiver das Gebäude ausgeführt ist, je besser es gedämmt ist und je träger das Heizsystem ist. Weitere Tests sind geplant.

## Literatur

- [1] Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Windenergie Report Deutschland 1999/2000, September 2000.
- [2] Kurt Rohrig, Online Monitoring of 1700 MW Wind Capacity in a Utility Supply Area, European Wind Energy Conference 1999
- [3] J. O. G. Tande, L. Landberg, A 10 Sec. Forecast of Wind Turbine Output with Neural Networks, European Wind Energy Conference 1993
- [4] Manfred Menze, Leistungsprognose von Windenergieanlagen mit Neuronalen Netzen, Diplomarbeit ISET 1996
- [5] J. Eichhorn et.al., A Three-Dimensional Viscous Topography Mesoscale Model, Contributions to Atmospheric Physics, Vol.70,No.4, November 1997.
- [6] Roland Ries, Oliver Heil, Einsatz anspruchsvoller Verfahren zur flächendeckenden Windpotenzialanalyse im Binnenland, WMEP Jahresauswertung 1996, ISET 1997.
- [7] D. Christoffers, D. Kang, Performance Analysis of Passive Solar Buildings - Validation of a Frequency Domain Approach, Proc. of the ISES Solar World Congress, Budapest 1993
- [8] U. Schramm, D. Christoffers, New approaches in smart solar building control - a joint EC project, Proc. 6th European Congress on Intelligent Techniques & Soft Computing, Aachen 1998
- [9] U. Thron, D. Christoffers, Vorausschauende und selbstadaptierende Heizungsregelung für Solarhäuser, Tagungsband Symposium Thermische Solarenergie (OTTI), Kloster Banz, Mai 2000