**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

**Band:** 87 (1996)

**Heft:** 11

**Artikel:** Automatisierte Lastprognosen mit künstlichen neuronalen Netzen : Erfahrungen mit einem prozessdatengekoppelten Lastprognosesystem zur energiewirtschaftlichen Lastführung

**Autor:** Heinrich, Ingrid / Tölke, Peter / Pesti, Markus

**DOI:** https://doi.org/10.5169/seals-902328

**Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

**Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

**Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

**Download PDF:** 10.12.2025

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch**

Die Entwicklung des Lastbedarfs eines Versorgungsgebietes im kurzfristigen Zeitbereich wird bei den EVU auch heute noch vornehmlich von qualifiziertem Fachpersonal abgeschätzt. Grund hierfür ist die hohe Komplexität der Zusammenhänge zwischen dem Bedarf an elektrischer Energie einerseits und der Verbraucherstruktur, dem Verhalten und den Gewohnheiten der Verbraucher sowie dem herrschenden Wetter im Versorgungsgebiet andererseits. Der vorliegende Beitrag beschreibt ein neues Lastprognosesystem, welches Prognosen für eine Gebietslast automatisiert erstellt und damit dem Lastverteiler zur Entscheidungsunterstützung dient.

# Automatisierte Lastprognosen mit künstlichen neuronalen Netzen

## Erfahrungen mit einem prozessdatengekoppelten Lastprognosesystem zur energiewirtschaftlichen Lastführung

■ Ingrid Heinrich, Peter Tölke, Markus Pesti und Andre Kemnitz

Die Forderung nach wirtschaftlichem, umwelt- und ressourcenschonendem Energieeinsatz kann im Bereich der Lastverteilung und Lastführung in einem Energieversorgungsunternehmen (EVU) nur erfüllt werden bei Kenntnis der Lastentwicklung im kurzfristigen Zeitbereich. Der Prognosegenauigkeit kommt aus energiewirtschaftlichen Gründen eine grosse Bedeutung zu. Die bisherige Praxis der Prognosetätigkeit in den Energieversorgungsunternehmen besteht darin, die Lastentwicklung des Versorgungsgebietes am aktuellen Tag bis einschliesslich des Folgetages anhand der herrschenden und vom Wetteramt prognostizierten Wetterentwicklung vom erfahrenen Fachpersonal abzuschätzen. Als Hilfsmittel dienen dem Experten Vergleichstage der Vorjahre, die Vortage sowie gleichnamige Tage der Vorwochen. Aufgrund seines hohen Erfahrungswissens gelingt es ihm, die Spezifik der unmittelbaren Entwicklung im Versorgungsgebiet und die Eigenheit der Lastentwicklung an diesem speziellen Tag in der Prognose zu berücksichtigen.

Als unterstützende Verfahren der mathematischen Statistik werden Regressionsverfahren angewendet, die die bestehenden Abhängigkeiten zwischen der Lastentwicklung und den versorgungsgebietsspezifischen Einflussgrössen langfristig berechnen. Das A und O für eine gute Prognose ist dabei die erfasste Langzeitdatenbasis. Bei Verbraucherstrukturänderungen sind diese Einflussgrössen neu zu quantifizieren. Besonders ostdeutsche Energieversorgungsunternehmen sind durch einen langanhaltenden, tiefgreifenden Strukturwandel gekennzeichnet, was für das betrachtete Problem der Lastprognose Schwierigkeiten in der Beschaffung von zuverlässigen Langzeitdaten bedeutet. Auch aus diesem Grunde wird ein neuer Lösungsansatz für automatisierte kurzfristige Lastprognosen erprobt, der diese Aufgabe mit künstlichen neuronalen Netzen durchführt. Eine weitere Prüfung besteht darin, zu untersuchen, wie schnell neuronale Netze auf im Versorgungsgebiet eingetretene Änderungen reagieren können. Mit der Prognose des Lastbedarfs erhält der Lastverteiler die Möglichkeit, seine verfügbaren Einsatzmittel zur tageszeitabhängigen Lastdek-

**Adressen der Autorin und der Mitautoren**
Dr.-Ing. habil. *Ingrid Heinrich,* Lehrbeauftragte für die Last- und Netzführung sowie Wissensverarbeitung, Dipl.-Ing. *Markus Pesti,* Forschungsassistent Dipl.-Ing. *Andre Kemnitz,* Forschungsassistent Fachbereich Elektrotechnik, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig D-04251 Leipzig, und *Peter Tölke,* Prokurist Abteilungsdirektor Energieverteilung, Westsächsische Energie AG (Wesag), D-04416 Markkleeberg (b. Leipzig)

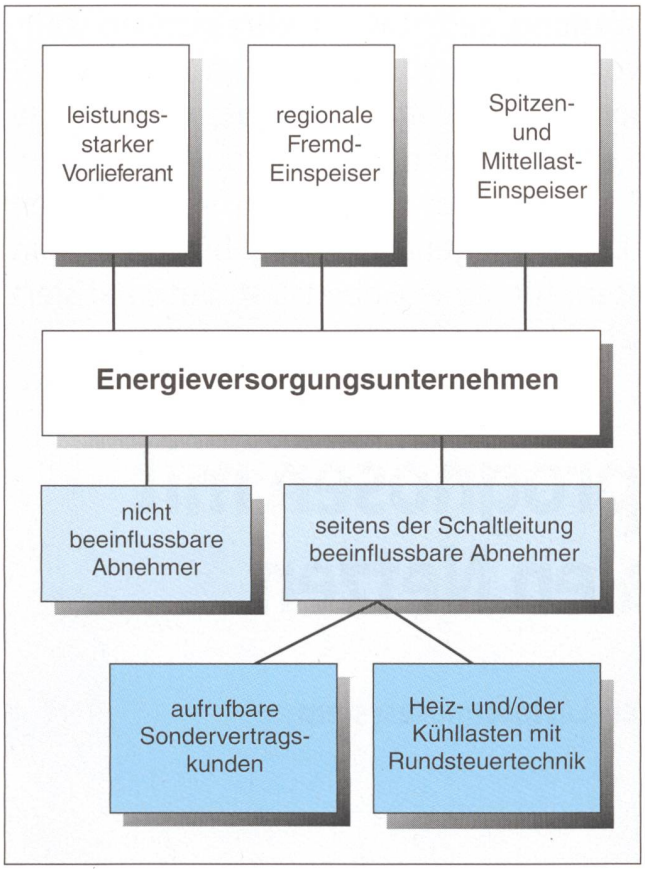



**Bild 1** Klassifikation der Einsatzmittel zur Lastführung in einem EVU

kung nach energiewirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten seines Unternehmens kurzfristig zu planen.

Als Einsatzmittel des Lastverteilers werden neben dem für regionale und städtische EVU im Regelfall zuständigen leistungsstarken Vorlieferanten Fremdeinspeiser in der Region, Eigenerzeugungsanlagen sowie leistungsintensive Industriekunden im Versorgungsbereich mit kurzzeitigen Aufrufmöglichkeiten zur Lastabsenkung betrachtet (Bild 1). Wenig Verbreitung finden bisher in ostdeutschen EVU Laststeuerungen durch herkömmliche Rundsteuertechnik. Das Ergebnis der kurzfristigen Lastplanung ist der Einsatzplan für die betrachteten Kurzzeitbereiche. Die situationsabhängige Bereitstellung von Zusatzleistung bisheriger und auch zusätzlicher Einsatzmittel erfordert flexibel gestaltbare und kurzfristig um Einsatzmittel erweiterbare Einsatzpläne. Hinsichtlich der vertraglich bedingten Einsatzkonditionen dieser Mittel sollte auch die Aufrufreihenfolge dieser Einsatzmittel situationsbedingt flexibel sein. Kennt man die Lastentwicklung im oben beschriebenen kurzfristigen Zeitbereich, eröffnen sich Möglichkeiten, die in bestimmten Zeitfenstern vorhandenen Spotangebote für den Einkauf von elektrischer Energie planerisch als Einsatzmittel zu berücksichtigen.

Für das Versorgungsgebiet der Westsächsischen Energie AG wird dieses Konzept zur energiewirtschaftlichen Lastführung unter der Bezeichnung Load-Manager schrittweise anwendungstechnisch umgesetzt. Es ging Ende Januar 1995 mit der automatisierten Folgetagsprognose in den Probebetrieb und wurde im Oktober desselben Jahres der Schaltleitung zur Verfügung gestellt.

## Einsatz neuronaler Netze in der Prognostik

### Arbeitsweise künstlicher neuronaler Netze

Künstliche neuronale Netze sind lernfähig und können aufgrund ihrer Mehrschichtenarchitektur jede funktionale Zuordnung zwischen den festzulegenden Eingangsgrössen und den gewünschten Prognoseergebnissen, soweit sie nicht rein chaotisch ist, bestimmen. Diese Lernfähigkeit erwerben sie durch Trainieren, indem Trainingsdatensätze zusammengestellt und an das Netz angelegt werden. Der erreichte Lernerfolg wird durch Vergleich der Prognosewerte mit den tatsächlich eingetretenen Werten bei jedem Lernschritt mit berücksichtigt. Das Netz ist dann erfolgreich trainiert, wenn es bei jedem Test die funktionale Zuordnung richtig trifft. Künstlichen neuronalen Netzen ordnet man die wichtigen Eigenschaften der Generalisierungsfähigkeit und Fehlertoleranz zu. Generalisierungsfähigkeit bedeutet, auch ausserhalb der angebotenen Trainingsdatenmenge die richtigen Zuordnungen zu ermitteln; Fehlertoleranz heisst, das neuronale Netz hat die Fähigkeit, auch bei leicht fehlerbehafteten Eingaben die richtige Klassifizierung zu treffen. Beide Eigenschaften sind für den Aufgabenbereich der Lastprognose unabdingbare Voraussetzung. Bei der Prognose ist natürlich nicht der zu prognostizierende Lastbedarf bekannt; er soll ja erst mit diesem Verfahren ermittelt werden, und möglichst sehr genau. Zweitens werden im Versorgungsgebiet niemals ein- und dieselben Versorgungssituationen mehrmals auftreten; der zeitabhängige Lastbedarf ist eine komplexe stochastische Grösse, der durch eine Vielzahl von Ereignissen geprägt ist, so dass identische Szenarien, wie Verbrauchergewohnheiten und Wettereinflüsse, nicht auftreten können. Sie ähneln sich lediglich. Hieraus wird deutlich, dass für die Arbeit mit neuronalen Netzen zwei Aufgaben zu erledigen sind. Die erste besteht darin, die «richtige» Trainingsdatenmenge zusammenzustellen, und die zweite besteht in der Festlegung der Schichtenarchitektur des Netzes selbst. Für die Lösung beider Aufgaben gibt es kein Kochrezept, sondern lediglich Anhaltspunkte und Erfahrungswerte. Anders als bei der Regressionsrechnung werden die Einflussgrössen auf den Lastbedarf nicht explizit berechnet, sondern das neuronale Netz selbst verkörpert den Zusammenhang.

### Künstliche neuronale Netze zur Lastprognose

Für das betrachtete Versorgungsgebiet soll die Eignung neuronaler Netze für die Prognose des Gesamtlastbedarfs und des Lastgangs ausgewählter leistungsstarker Sondervertragskunden untersucht werden. Der Gesamtlastbedarf ist geprägt von überwiegend kommunalen und gewerblichen Einrichtungen und einigen Industrieunternehmen, so dass hier die Lebensgewohnheiten der Menschen und das Wetter wesentlichen Einfluss auf den tageszeitabhängigen Lastbedarf haben. Das bedeutet, dieser Tageslastgang ist auch geprägt von jahreszeitlichen, saisonalen und wochentagsabhängigen Einflüssen, von der Urlaubs- und Schulferienzeit, bevorstehenden Feiertagen und ähnlichem.

Als leistungsstarker Sondervertragskunde (SVK) sei hier ein Industrieunternehmen genannt. Sein Tageslastgang wird einzig und allein entsprechend der Auftragslage durch dessen technologischen

Prozess und die mit dem EVU abgeschlossenen vertraglichen Strombezugskonditionen gekennzeichnet.

Nachfolgend werden die Prognose der Gesamtlast des Versorgungsgebietes und jene des Lastgangs eines industriellen Sondervertragskunden näher spezifiziert.

## Prognose der Gesamtlast des Versorgungsgebietes

Interessant für den Lastverteiler ist die Kenntnis der unmittelbaren Lastentwicklung, die gekennzeichnet ist durch den Zeitbereich ab aktuellem Verrechnungsintervall bis zum Ende des folgenden Tages. Dementsprechend sollen einmal die Last für das kommende Verrechnungsintervall (die kommende Viertelstunde) und für den Folgetag mit künstlichen neuronalen Netzen über einen längeren Zeitraum durchgeführt und ausgewertet werden. Die bisher erreichten Ergebnisse werden nachfolgend vorgestellt.

### Auswertung der Folgetagsprognose

Die Folgetagsprognose erfolgt in der Regel am Vormittag des aktuellen Tages für den kommenden Tag. Sie wird als gesamter Tageslastgang im Stundenraster durchgeführt, so dass ein Prognosezeitbereich von 14 bis 38 Stunden entsteht. Als Eingangsgrössen werden gemessene 15′-Lastwerte der Gesamtlast und der dazugehörige 15′-Temperaturmesswert sowie auch die vom Deutschen Wetterdienst täglich zugestellten Prognosen der erwarteten Tagestemperaturen im Versorgungsgebiet, die im 3-h-Intervall angegeben werden, im Prognosemodell berücksichtigt. Für die Temperaturprognosen gilt der gleiche oben angegebene Prognosezeitbereich.

Eine beispielhafte Auswertung wird zunächst für den Monat Februar vorgenommen. Neben den real aufgetretenen und für den Folgetag prognostizierten Lastgängen werden zusätzlich die real gemessenen Temperaturverläufe und die prognostizierte Temperaturentwicklung als Diagramme dargestellt. Die Ergebnisse der Folgetagsprognose für die Woche vom 6. bis 12. 2. und vom 20. bis 28. 2. in Bild 2*a* zeigen, dass sie das tagestypabhängige Verhalten im allgemeinen gut nachbilden kann, vom 6. bis 8. 2. die Ergebnisse zufriedenstellend sind, es jedoch am 9. und 10. 2. zu einer hohen Überschätzung der Last kommt. Eine Ursache liegt hierbei sicher in der relativ hohen Unterschätzung der Temperatur an diesen beiden Tagen (Bild 2*b*). Eine weitere Auswertung für die Woche vom 20. bis 28. 2. kennzeichnet die ersten drei Wochentage durch eine hohe Lastüberschätzung bei annähernd vergleichbarem Temperaturniveau der prognostizierten Temperatur am Anfang und am Ende der zuvor betrachteten Woche. In dieser Woche ist der Lastbedarf geringer infolge der Schulferien in Sachsen. Der am 21. 2. gemessene Temperaturgang weist zudem noch eine sehr grosse Abweichung von maximal +7 °C gegenüber dem prognostizierten aus. Man sieht, dass nach ungefähr 3 Tagen das Prognosemodell gelernt hat, sich auf diese veränderte Situation einzustellen, und das durch seine verbesserten Prognoseergebnisse zeigt. Die kommende Woche ab 27. 2. müsste logischerweise wiederum durch eine Lastunterschätzung gekennzeichnet sein, was auch tatsächlich eintritt. Hier beeinflussen aber auch zusätzlich die zu hoch prognostizierten Temperaturgänge die Prognoselast.

Eine erste Langzeitauswertung der Prognoseergebnisse zeigen die Dichtefunktionen der Prognoseabweichungen in Bild 3, das heisst die jeweilige Abweichung zum

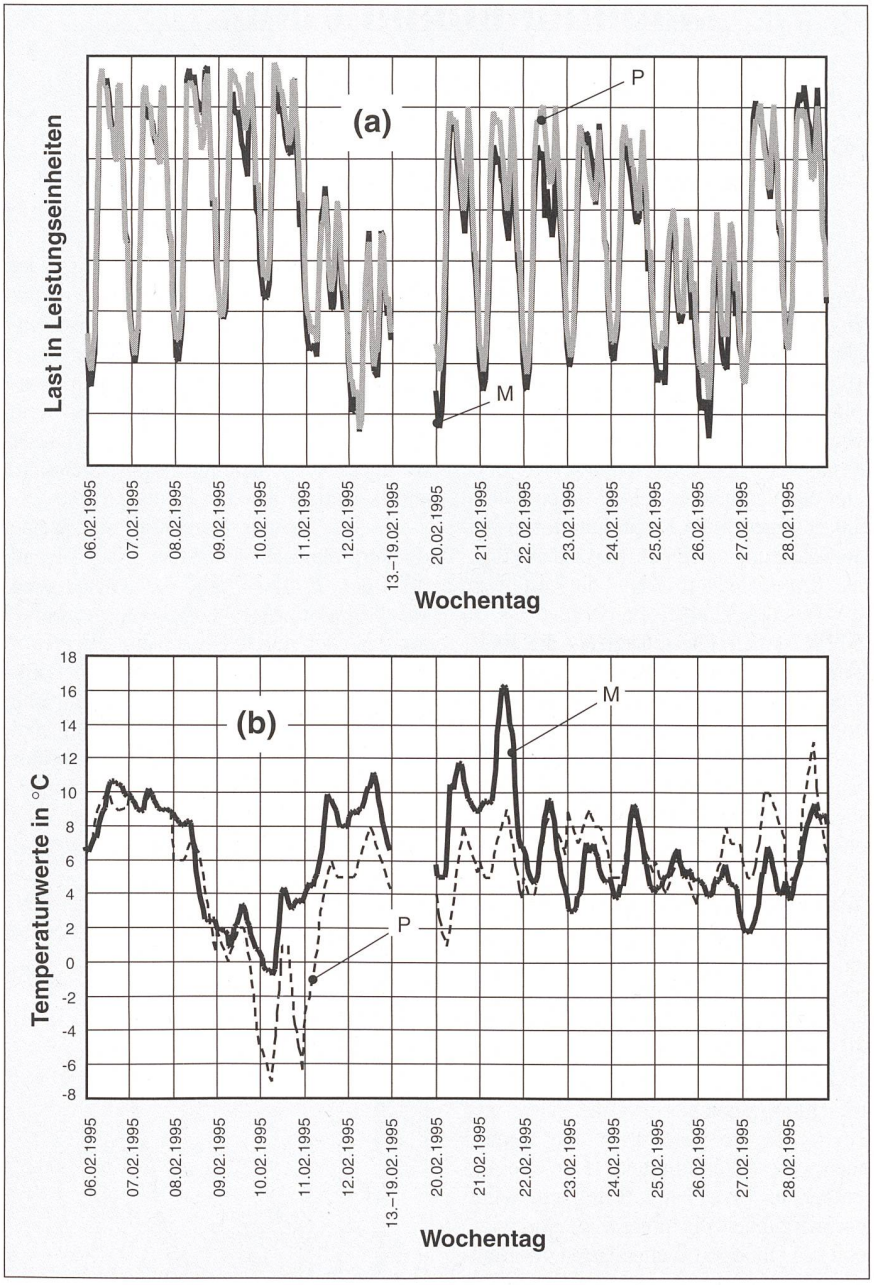



**Bild 2 Prognostizierte und gemessene Tageslastgänge und Temperaturgänge im Vergleich**

*a* Vergleich der Tageslastgänge mit den Lastgängen der Folgetagsprognose von 0.00 bis 24.00 Uhr je angegebenen Tag (Abszisse: Datum jeweils angegeben zum Zeitpunkt 0.00 Uhr des betreffenden Tages)

*b* Vergleich der gemessenen mit den prognostizierten Tagestemperaturen von 0.00 bis 24.00 Uhr je angegebenen Tag

*M* Messung

*P* Prognose

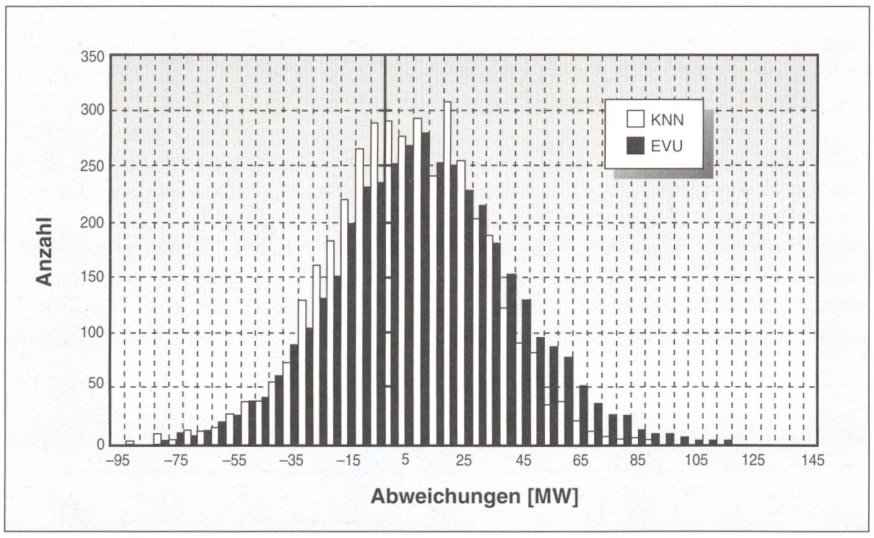



**Bild 3 Abweichungen der Folgetagsprognosen zum Realwert der Last**
Auswertung für den Zeitbereich von 7 Monaten. Der Maximalwert der Last betrug ungefähr 750 MW.

tatsächlich eingetretenen Lastwert für den Zeitraum Februar–August. Interessant ist der Vergleich der Prognosen des neuronalen Netzes mit den entsprechenden Prognosen der Experten des EVU. Die Folgetagsprognose mit dem künstlichen neuronalen Netz führte hierbei im Gegensatz zu der Expertenprognose noch keine Sondertagsbehandlung durch. Die in Bild 3 dargestellten Dichtefunktionen beider Schätzungen zeigen, dass das künstliche neuronale Netz (KNN) die Last bis zu 30 MW stärker unterschätzt und bis zu 25 MW stärker überschätzt als die EVU-Experten. Ab diesem Bereich halten sich beide die Waage in der Lastunterschätzung, während der Hang zur Lastüberschätzung bei den EVU-Experten ausgeprägter ist. Ziel der Prognosen ist, eine möglichst steile Verteilung um die Nullachse zu erhalten.

### Auswertung der 15′-Prognose

Die 15′-Prognose erfolgt tarifintervallweise gleitend, ausgehend von der aktuellen Viertelstunde für die folgende. Eine erste Auswertung der Prognosegenauigkeit des gewählten Modellansatzes wird für den Monat Juni vorgenommen. In der Trainingsdatenbasis sind neben den gemessenen 15′-Lastwerten die gemessenen oder interpolierten 15′-Werte der Temperatur, Bedeckung, Helligkeit, Windgeschwindigkeit der diesem Versorgungsgebiet zugehörigen Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes enthalten. Beispielhaft wurde der gesamte Monat Juni für die Durchführung der 15′-Prognose gewählt. Die erreichten Prognoseergebnisse werden für 2 Tage, den 20. und 22. Juni, grafisch in Bild 4 dargestellt. Ein Vergleich der Last- und Temperaturgänge an diesen beiden Tagen ergibt, dass der 20. Juni – ein Dienstag – durch eine relativ hohe Tagestemperatur und Sonnenscheindauer und der 22. Juni – ein Donnerstag – durch einen vergleichsweise starken Temperaturfall um fast 12 °C gegenüber dem Vortag charakterisiert werden. Dieser Temperaturfall bedingt, wie ersichtlich, einen deutlich höheren Lastbedarf.

In der Trainingsdatenbasis sind keine Wetterprognosen enthalten. Nachfolgend soll der Einfluss auf die Genauigkeit der prognostizierten Last herausgearbeitet werden, der durch Hinzunahme der Prognose der Bedeckung entsteht. Die prognostizierten Lastverläufe einmal mit und einmal ohne Prognose der Bedeckung sind für die beiden Tage getrennt durchgeführt worden. Hieraus zeigt sich, dass die Einbeziehung der Bedeckung als zusätzliche Prognosegrösse auf den Leistungsbedarf durchaus genauere Ergebnisse liefert. Diese Aussage wird auch gestützt durch die Auswertung des gesamten Monats Juni (Bild 5). Die Dichtefunktionen zeigen, dass ohne Einbeziehung der Bedeckungsprognose es zu einer Überschätzung der Last kommt, während deren Hinzunahme eine höhere Trefferwahrscheinlichkeit liefert – aber auch die Lastunterschätzungen zunehmen. Hierzu sind gegenwärtig weiterführende Untersuchungen im Gange.

## Prognose der Lastgänge leistungsstarker Sondervertragskunden

Der Lastgang industrieller Sondervertragskunden (SVK) ist, wie oben erwähnt, von anderen Einflussgrössen gekennzeichnet. Bild 6 zeigt Lastgänge eines Sondervertragskunden, die als Einflussgrössen zwischen Werktagen und arbeitsfreien Tagen unterscheiden und den vertraglich abgeschlossenen Strombezugskonditionen. Letzteres zeigt sich in dem Bild 6 darin, dass sich an einem Werktag in dem Zeitraum von 6.30 bis 10.30 Uhr der Strombezug auf die vertraglich vereinbarte Grundlast des Unternehmens beschränkte. Diese Zeitbereiche mit verringertem Strombezug können sich auch auf den Nachmittag beziehen. Diese gewollten zeitweiligen Bedarfseinsenkungen bewirken für die Prognose der Gesamtlast eine gezielte Ungenauigkeit in der Archivdatenbasis. Die Ungenauigkeit ist um so kleiner, je weniger Last zeitweilig eingesenkt wird; sie vergrössert sich aber bei einer Vielzahl gleichzeitig einzusenkender SVK, was bedeutet, dass sie nicht mehr vernachlässigbar ist. Bestehen diese Bezugsverträge jahrelang in der gleichen Form, hat das auch weniger Konsequenzen, als wenn sie sich jährlich ändern. Aus

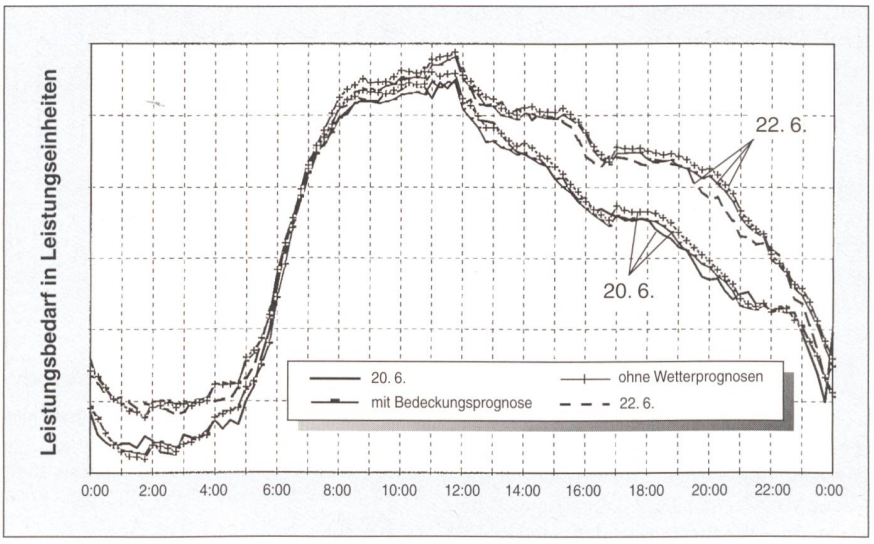



**Bild 4 Vergleich der Ergebnisse der 15′-Prognosen mit dem realen Lastgang**

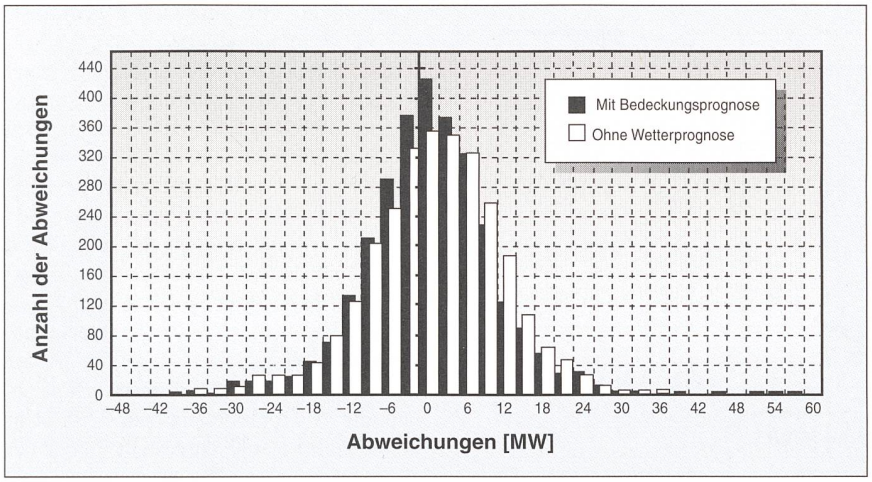



**Bild 5 Abweichungen der 15′-Prognosen zur real eingetretenen Last**
Auswertung für den Monat Juni. Der Maximalwert der Last betrug ungefähr 750 MW.

diesem Grund wurde der Versuch unternommen, für solche zeitweilige Absenkzeitbereiche mit einem neuronalen Netzansatz den Lastgang zu prognostizieren. Als Eingangsdaten wurden dem neuronalen Netz 15′-Lastwerte der unmittelbar zurückliegenden Vergangenheit angeboten. Man erkennt, dass das neuronale Netz sehr gut anhand der aktuell erfassten Lastdaten des Sondervertragskunden unterscheiden kann zwischen Tagen mit und ohne Produktion. Die Ankündigungszeit zur Lastabsenkung beträgt bei diesem Beispiel eine Viertelstunde.

Kennzeichnend für diese SVK ist die ausgeprägte Abhängigkeit des Lastgangs vom technologischen Prozess. Die Trefferwahrscheinlichkeit der anhand erfasster 15′-Lastwerte prognostizierten Lastspitzen ist äusserst gering. Weitergehende Untersuchungen zeigen, dass durch Hinzunahme von 1′-Lastwerten diese Wahrscheinlichkeit sich erhöht. Die in Bild 7 dargestellten Verteilungsfunktionen der Abweichungen zwischen der prognostizierten und der aufgetretenen Last des SVK bestätigen diese Aussage. Die Neigung zur Lastüberschätzung ist bei Nutzung der 15′-Leistungen ungleich höher vorhanden als bei Nutzung der 1′-Leistungswerte; selbst bei einer Pause zwischen letztem Erfassungszeitpunkt und Prognosezeitpunkt von 15′. Bei diesen Prognosen werden die 15′-Leistungen der kommenden 4 Stunden (16 × 15′) auf einmal prognostiziert. Wünschenswert bei diesen Lastprognosen ist seitens des EVU, die Lastüberschätzung so klein wie möglich zu halten. Damit wird die Grösse der schaltbaren Last je 15′-Intervall sicherer abschätzbar. Die gleichen Aussagen wurden erzielt bei diesem SVK bei Anwendung eines auf die Prognose an den Nachmittagsstunden trainierten Netzes. Eine Verkürzung des Prognosezeitbereiches von vier auf zwei Stunden führt zu noch besseren Ergebnissen.

Bei weniger ausgeprägten Lastschwankungen sind natürlich gute und akzeptable Prognoseergebnisse mit weniger Aufwand erreichbar. Daraus wird klar, dass es immer erforderlich sein wird, für jeden Sondervertragskunden ein eigenes neuronales Netz zu entwickeln.

### Zusammenfassende Wertung der Prognoseergebnisse

Die mit den geschilderten Lastprognosen erreichten guten Ergebnisse motivierten den Anwender für den Start der Entwicklung eines Systems zur Durchführung kurzfristiger automatisierter Lastprognosen und damit einhergehender Lastplanung für das Versorgungsgebiet der Westsächsischen Energie AG (Wesag). Nachfolgend wird die bislang erreichte Applikationslösung (genannt Load-Manager) kurz beschrieben.

## Kurzcharakteristik eines automatisierten Lastprognosesystems (Load-Manager)

Hauptaugenmerk bei der Entwicklung des Load-Managers wird auf eine in die

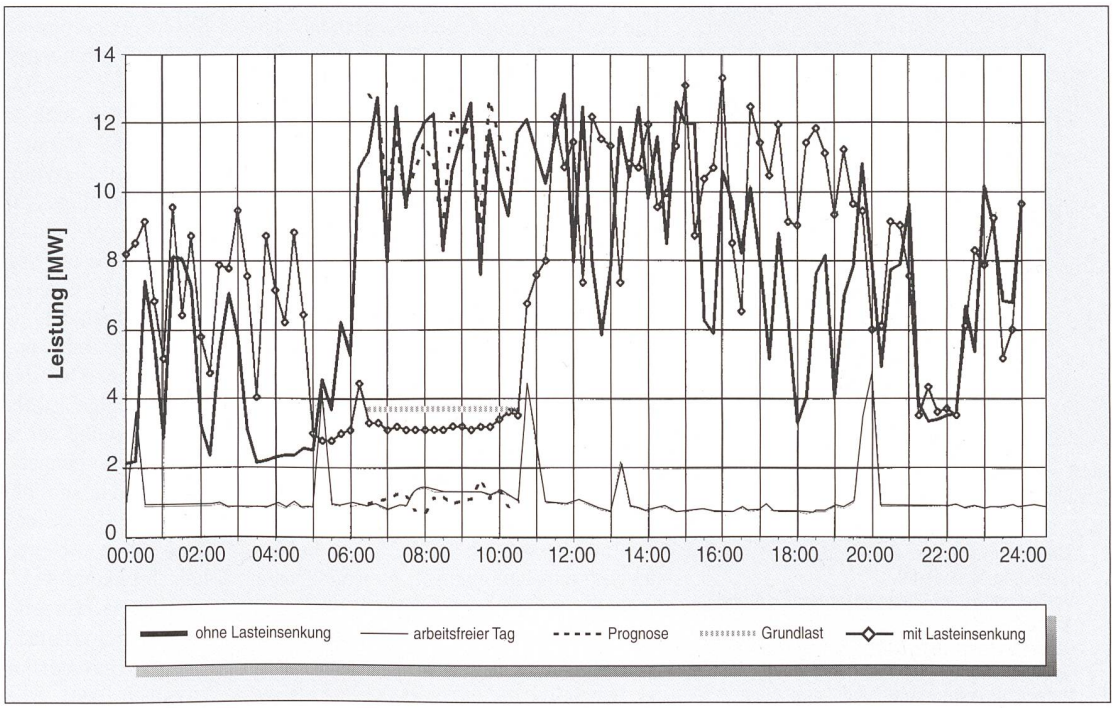



**Bild 6 Lastgang eines Sondervertragskunden**

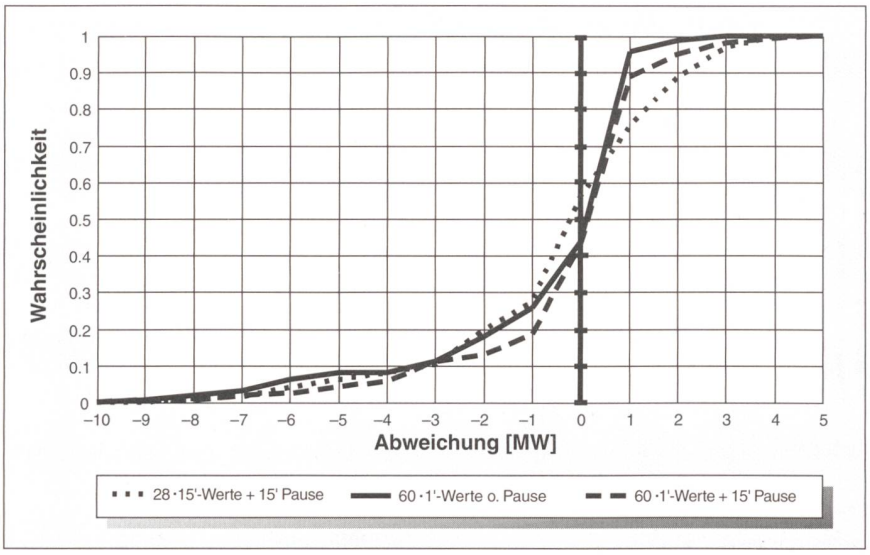



**Bild 7 Verteilung der Prognoseabweichungen zum eingetretenen Lastwert des SVK**
Absolute Werte der Last, siehe Bild 6

bestehende Leittechnik des Unternehmens integrierfähige Lösung gelegt, die funktionell gegliedert ist und somit eine einfache Erweiterbarkeit oder Austauschbarkeit von Software- und Hardwarekomponenten bietet. Die Primärfunktionen der Zähl- und Messwertverarbeitung, wie Plausibilitätsprüfung und Datenkorrektur, werden vom bestehenden Vorrechnersystem in der Schaltleitung durchgeführt und somit als korrekt ausgeführt vorausgesetzt. Der Load-Manager erhält über eine serielle Schnittstelle vorverarbeitete und geprüfte aktuelle Daten. Bild 8 zeigt den Datenfluss und die Rechnerarchitektur dieser Applikation. Das Vorrechnersystem überträgt Last- und Wetterdaten im 1′-Raster an den Datensammler. Im betrachteten Versorgungsgebiet werden an drei Standorten die Temperaturen minütlich gemessen.

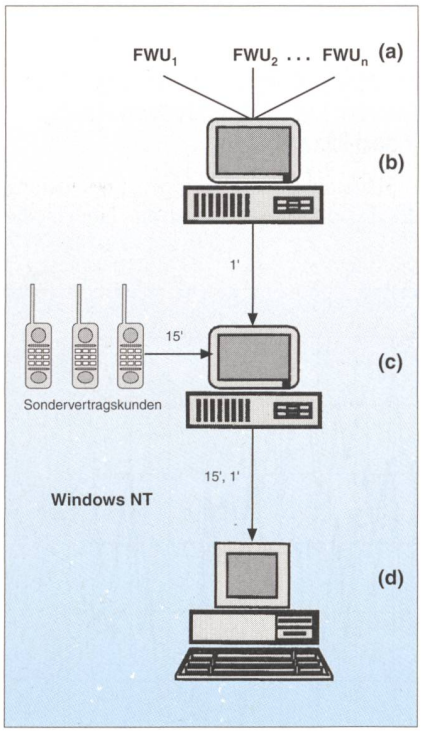



**Bild 8 Datenfluss und Rechnerarchitektur zur Lastführung**

*$FWU_1$...$FWU_n$* Fernwirkunterstationen
*a* Datenerfassung: Last- und Wetterdaten (Zähl- und Messwerte)
*b* Vorrechnersystem: Prozessdatenprüfung und -korrektur
*c* Datensammler: Datenaufbereitung und -archivierung
*d* System zur Lastprognose und Lastplanung

Der Datensammler führt das Datenhandling für das nachgelagerte System aus. Die vom Vorrechnersystem minütlich erhaltenen Daten werden in die Last- und Wetterdateien der eingerichteten Ein- und Ausgabeverzeichnisse des Datensammlers minütlich geschrieben. Ausserdem werden die zugehörigen 15′- und 60′-Leistungen berechnet und in den Verzeichnissen abgelegt. Neben der Übertragung der Lastdaten über die Fernwirkunterstationen wird versuchstechnisch geprüft, ob die Möglichkeit besteht, Impulsausgänge von Lastprofilspeichern einzelner leistungsstarker industrieller Sondervertragskunden zu beliebigen Tageszeiten telefonisch auszulesen. Diese letztgenannte Variante erlaubt ein Auslesen von Impulsen im 15′-Raster als kleinstem Zeitintervall. Die ausgelesenen Impulse werden bei der hierzu benutzten Software automatisch in einer Datenbank abgelegt und somit relativ schnell zugriffsfähig gemacht. Für die diesbezügliche Datenorganisation ist der Datensammler zuständig.

**Komponente «Prognose der Gesamtlast des Versorgungsgebietes»**

Für das betrachtete Versorgungsgebiet werden als Anwenderlösung eine kurzfristige Lastprognose in den Zeitbereichen *Folgetag, Halbtag* und *4 × 15′* entwickelt. Die Halbtagsprognose bestimmt die Lastentwicklung des verbleibenden aktuellen Tages im Stundenraster. Sie aktualisiert sich stündlich. Sie endet immer am Tagesende und beginnt am Tagesanfang. Maximal prognostiziert sie 23 Stundenlasten, minimal 1 Stundenlast. In Bild 9 ist der dem Experten angebotene Informationsgehalt dieser Prognose, die um 11.00 Uhr durchgeführt wurde, dargestellt. Neben der Anzeige der real eingetretenen Last und der Prognoselasten des aktuellen Tages werden die prognostizierten Leistungen als *vergangene Prognose* ständig mit angezeigt. Als 15′-Prognose wird der aktuelle stündliche Lastbedarf 15′-weise als 4 × 15′-Prognose anwenderwunschgemäss entwikkelt. Das erste der vier Prognoseintervalle ist die aktuelle Viertelstunde. Die 4 × 15′-Prognose aktualisiert sich alle 3 Minuten automatisch.

**Komponente «Lastplanung»**

Die Lastprognosekomponente versorgt den Lastverteiler immer mit der unmittelbaren Entwicklung des Gesamtlastbedarfs des Versorgungsgebietes bis einschliesslich des Folgetages, und zwar in den oben genannten verschiedenen Zeitintervallen. Auf dieser Basis kann er die Einsatzmittel immer unter aktuellen Bedingungen nach energiewirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten einplanen. Infolge der Preisbildung für Elektroenergie sollte man als Regional- oder städtischer Versorger beim Stromeinkauf bestrebt sein, vom leistungsstarken Vorlieferanten ein Höchstmass an elektrischer Arbeit, jedoch so wenig wie möglich Leistung zu beziehen. Das bedeutet, die Benutzungsstundendauer der Höchstlast, die vom leistungsstarken Vorlieferanten eingekauft wird, zu optimieren. Aus diesem Grund wird mit Blick in Richtung Bezug vom Vorlieferanten dem Lastverteiler eine maximale Bezugsgrenze als einzuhaltende Grenzlast vorgegeben, die er bestrebt ist, möglichst nicht zu überfahren. Der dann noch verbleibende zeitabhängige Lastbedarf muss unter Berücksichtigung der vertraglich festgelegten Bezugsbedingungen für den Stromeinkauf von regionalen Fremd- und zeitlich verfügbaren Spitzenlasteinspeisern gedeckt oder durch Absprachen zur kurzzeitigen Lastabsenkung bei Sondervertragskunden vermindert werden. Die Sondervertragskunden betreffend, werden zwecks kurzfristiger Bereitstellung von Zusatzleistung zwischen dem EVU und dem Kunden

vertraglich festgelegte Mindesthöhen zur Versorgung des Kunden in den Hochlast-Zeitbereichen des EVU abgesprochen. Das bezieht sich auch auf die für die Lastabsenkung erforderlichen Vorankündigungszeiten, die sich von einem Tag bis zu wenigen Minuten erstrecken können. Als Zeitdauern der Lastabsenkung werden einige Minuten bis endliche Tarifintervalle betrachtet (Bild 10).

Jedes Einsatzmittel zur Spitzen- oder Mittellastdeckung hat seinen wirtschaftlichen Einsatzzeitbereich, seine Kriterien für den Einsatz. Daraus ergibt sich für den Lastverteiler in Abhängigkeit von der Aufrufzeit und Verfügbarkeit des Einsatzmittels eine Rangfolge der Einsatzmittel, die sich natürlich im Laufe des Jahres ändern kann. Das Lastplanungssystem wird diesen beschriebenen Anforderungen an die Einsatzmittel gerecht. In Bild 10 sind alle Einsatzmittel, die an der Lastplanung beteiligt sind, mit ihren Einsatzkonditionen getrennt nach Einspeiser und Sondervertragskunden eingetragen. Die Festlegung der Rangfolge ihres Einsatzes obliegt dem Lastverteiler. Die Zuordnung der aktuellen Rangfolge wird im Bild 10 durch Prioritätenvergabe erreicht; so hat das am Anfang des Rangfolgefensters stehende Einsatzmittel die höchste Einsatzpriorität. Es sind auch Einsatzmittel mit vorgegebenen Einsatzzeitbereichen einplanbar. Des weiteren besteht auch die Möglichkeit, Zusatzleistungen von Einspeisern oder Sondervertragskunden, die bisher noch nicht im Lastplanungssystem aufgenommen waren, kurzfristig kostenmässig einzuplanen. Alle Aufrufe zur Lastabsenkung werden protokolliert. Das erfolgt im Betriebstagebuch

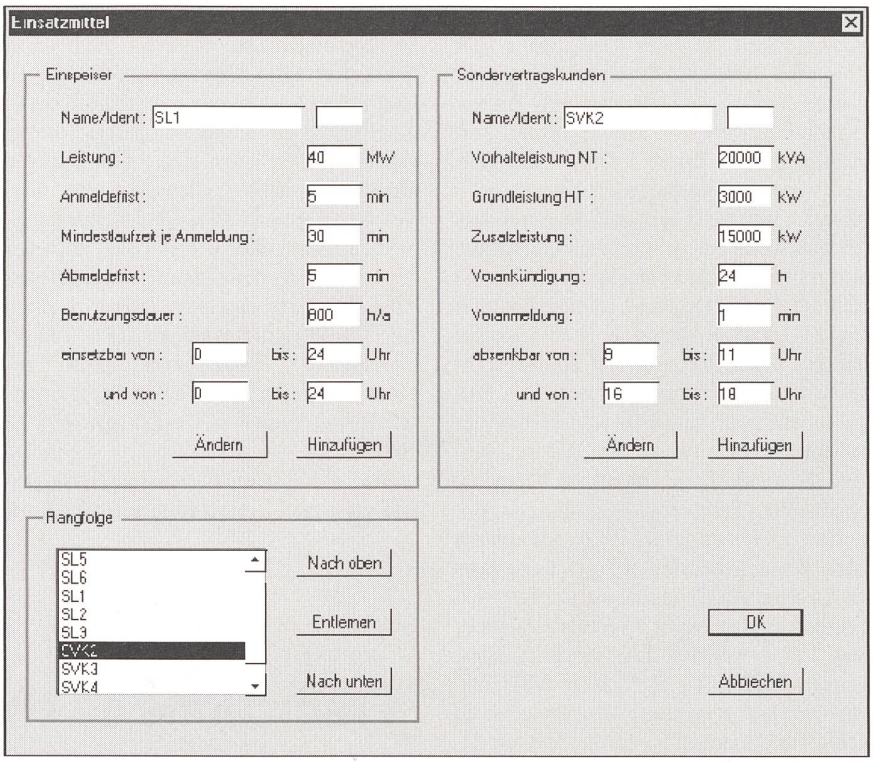



**Bild 10 Eintragen der Einsatzmittel und Vergabe ihrer aktuellen Rangfolge**

für Einsatzmittel. Es korrespondiert mit der Lastplanung ebenfalls unter 1′-Aktualisierungszeit und bildet die Grundlage für das aktuelle tägliche Berichtswesen.

## Resultate

Mit dem Load-Manager ist eine Software auf PC-Basis entwickelt worden, die für den Aufgabenbereich der Lastprognose und -planung Elemente der konventionellen Programmierung und wissensbasierte Methoden durchgängig miteinander verbindet. Die automatisiert ablaufenden Lastprognosen, die auf der Basis künstlicher neuronaler Netze arbeiten, unterstützen den Lastverteiler beim wirtschaftlichen Mitteleinsatz in den genannten Kurzzeitbereichen.

Nach Einschätzung des Erstanwenders hat dieses System seine erste Bewährungsprobe bestanden. Es entwickelte sich schnell zum ständigen und zuverlässigen Arbeitsmittel des Lastverteilers. Alle ein bis zwei Tage werden die Prognosenetze vom Anwender trainiert; jedoch bei grösseren plötzlichen Änderungen im Versorgungsgebiet sollten die Prognosenetze sofort mit der aktuellen Prozesslage versorgt werden.

Es besteht die Möglichkeit, bisherige Prognosenetze zu archivieren und für spätere Auswertungen verfügbar zu haben. Änderungswünsche des Lastverteilers, wie beispielsweise anstelle der vorgesehenen, einmal täglich ausgeführten Halbtagsprognose eine stündlich sich aktualisierende Halbtagsprognose anzubieten, konnten zügig berücksichtigt werden.

Die durchgeführten und auch bis jetzt weiterlaufenden Langzeitanalysen zur Genauigkeit der Folgetagsprognose zeigen, dass sie der sehr genauen Expertenprognose nicht nachsteht. Mit der Hinzunahme der Halbtagsprognose und der 4×15′-

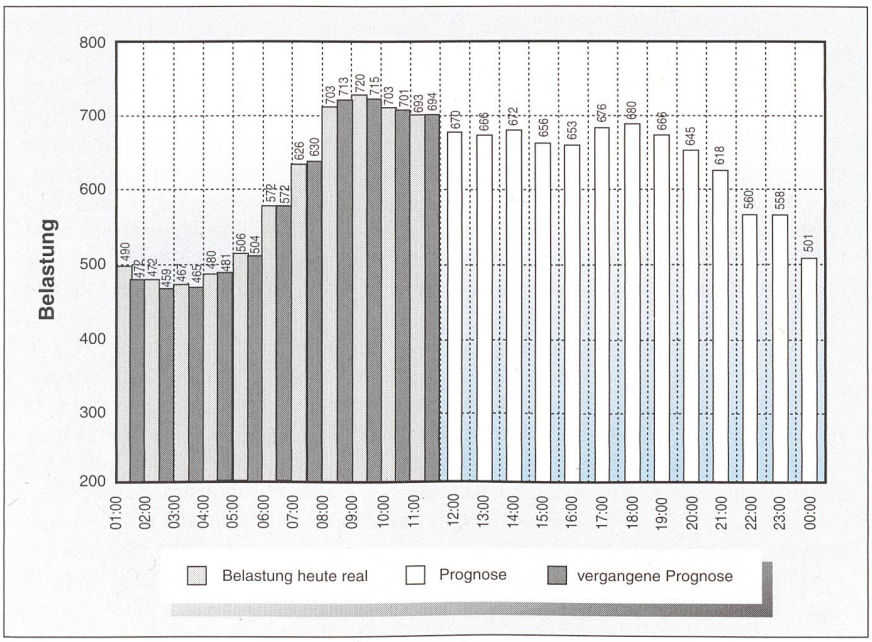



**Bild 9 Halbtagsprognose mit Angabe unterstützender Informationen**

Prognose erhöht sie sich weiter. Einige Schwierigkeit mit der Genauigkeit der Prognosen bereitete die jüngste Inbetriebnahme einer leistungsfähigen GuD-Anlage (Kombikraftwerk) in einem bisher mitversorgten Stadtwerk. Der Lastbedarf des Versorgungsgebietes verringerte sich plötzlich und weist seither in Abhängigkeit der Fahrweise der Anlage auch ungewollte kurzzeitige Laständerungen auf. Während sich die 4 × 15′-Prognose sofort im aktuellen 15′-Intervall darauf einstellte, bringt das bei der Folgetags- und Halbtagsprognose einige Probleme mit sich. Das Prognosenetz lernt natürlich auch neben der gewünschten Fahrweise der Stadtwerksanlage die durch den Probebetrieb bedingten ungewollten Fahrweisen.

Eine Erweiterung der Prozessdatenbasis ist wegen des realisierten Softwarekonzeptes unkompliziert möglich; das zeigte sich bei der Einbeziehung weiterer Datenobjekte, wie weiterer Einspeiser, Sondervertragskunden, nachgelagerter EVU und weiterer lastbeeinflussender Parameter in den Load-Manager sowie bei der Änderung der Grösse der Erfassungsintervalle von 15 Minuten auf 1 Minute.

Die täglich sich fortschreibenden Last- und Wetterdatenbanken bieten die Möglichkeit von Untersuchungen zum Langzeitverhalten der Lastentwicklung im Versorgungsgebiet. Weitere Nutzer im Unternehmen können auf diese Datenbestände zurückgreifen und werden in die Lage versetzt, ihre Entscheidungsfindung mit versorgungsgebietsspezifischen Daten für die Netzplanung zu objektivieren. Der Zugriff auf diese Daten erfolgt über eine Excel-Schnittstelle oder über höhere Programmiersprachen. Täglich werden diese Datenbanken automatisch aktualisiert; es sind aber auch manuell ausgelöste Aktualisierungen jederzeit möglich.

## Ausblick

Der geschilderte erreichte Stand der Entwicklungsarbeiten bestätigt die erwartete Leistungsfähigkeit des zugrundegelegten Softwarekonzepts. Das ermuntert zum Ausbau der Aktivitäten in mehrere Richtungen wie Einbeziehung der automatisierten Sondertagsbehandlung in die Lastprognosen, Untersuchungen zum Einfluss weiterer exponierter Einflussgrössen (Wetter) auf die Prognosegüte zur schnelleren Anpassung an plötzlich eingetretene Versorgungssituationen, modellmässige Integration der absenkbaren Sondervertragskunden mit dem Ziel, den Gesamtlastgang von diesen Lastschaltungen zu befreien sowie seitens der Lastplanung die verrechnungszeitintervallabhängige Zusatzleistung sehr realitätsnah zu bestimmen. Das wiederum führt dazu, Sondervertragskunden nur im äussersten Notfall zur Lastabsenkung aufzurufen. An die Vertragsgestaltung mit allen Sondervertragskunden leiten sich Anforderungen ab, die für beide Seiten in Form eines flexiblen Demand Side Management ausbaufähig sind. Hierzu bietet sich auch der Ausbau des Systems dahingehend an, anhand der Lastbedarfsprognosen Szenarien zur Einsatzmittelplanung nach unterschiedlichen Bewertungskriterien zusammenzustellen und unter energiewirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten zu bewerten.

Mit den minütlich erfassten Lastdaten und getätigten Einsatzmittelaufrufen – bei den Sondervertragskunden einschliesslich der Vorankündigungen – bietet sich im Load-Manager die Möglichkeit, das aktuelle Tagesgeschehen bezüglich interessierender Einspeiser (z. B. Einhaltung der Lastgrenze zum leistungsstarken Vorlieferanten) in Form von Tages- und Monatsprotokollen und -plänen für das notwendige Zeitraster aufzubereiten, mit berechneten Verbrauchswerten zu ergänzen sowie statistische Auswertungen vorzunehmen und vieles mehr.

**Verdankung**

Die Verfasserin dankt Herrn Dipl.-Ing. Klaus, dem ehemaligen Vorstand Technik in der Wesag, insbesondere für seine wegweisende Unterstützung.

# Prédictions de charge automatisées à l'aide de réseaux de neurones artificiels

Pour le centre de répartition d'une entreprise d'électricité, la prévision de la charge à l'aide de réseaux de neurones artificiels est devenue un moyen de travail éprouvé et sûr, et doté d'une précision et réactivité acceptables face aux variations inattendues dans la conduite de l'approvisionnement. Cette première appréciation est basée sur des activités de recherche menées de longue date sur ce thème et sur le développement d'une solution applicative qui intègre la prévision automatisée de la charge régionale de l'entreprise d'électricité dans un système de gestion, qui contient l'alimentation en données dans une grille 1′ et les prévisions pour trois périodes de courte durée avec planifications de la charge correspondantes à court terme. Les figures 2 et 3 présentent les résultats de la prévision pour le jour consécutif, qui est établi usuellement le matin pour l'ensemble du jour suivant, et qui couvre ainsi une plage de temps de 14 à 38 h. D'autre part on rapporte sur une table des fréquences, pour un période de 7 mois, les écarts entre les charges prédites par les réseaux de neurones artificiels et celles mesurées, et compare les résultats obtenus par des estimations d'experts. La figure 4 met en relief que la prévision 15′ pour le quart d'heure prochain obtient de bons résultats en tenant compte des données météorologiques mesurées dans la région approvisionnée. Cette tendance se renforce encore compte tenu de la prévision de la couverture comme grandeur d'entrée dans le modèle de prévision (fig. 5). Une amorce de solution scientifiquement intéressante est exprimée par les figures 6 et 7. On prédit ici les courbes de charge de clients industriels présentant une caractéristique de charge fortement variable dans le temps, établies par une ébauche de réseau de neurones dans une grille 15′ pour un période de prédiction de 4 h et les compare avec les courbes de charge mesurées.

La solution applicative développée, dite *Load Manager,* prédit l'évolution de la charge en fonction des périodes de temps et de la tranche de temps désirées par l'utilisateur. La figure 8 montre l'architecture informatique disponible à cet effet et la circulation de données jusqu'au système de planification et de prédiction de la charge. La figure 9 présente la prédiction de l'évolution de la charge pour le jour à partir de l'heure actuelle du jour jusqu'à la fin de la journée. La planification à court terme, qui doit toujours s'orienter sur la gestion de la charge – optimale du point de vue économico-énergétique pour l'entreprise – requiert de manière accrue des priorités variables. Pour cela on propose au centre de répartition un outil d'assistance selon la figure 10.

**Energie, wo man sie braucht.**

**Die Neuheit auf dem Schweizer Markt:**

# Die elektronischen Universal-Drehstromzähler der Serie 400.

**50 Jahre Erfahrung / years experience**

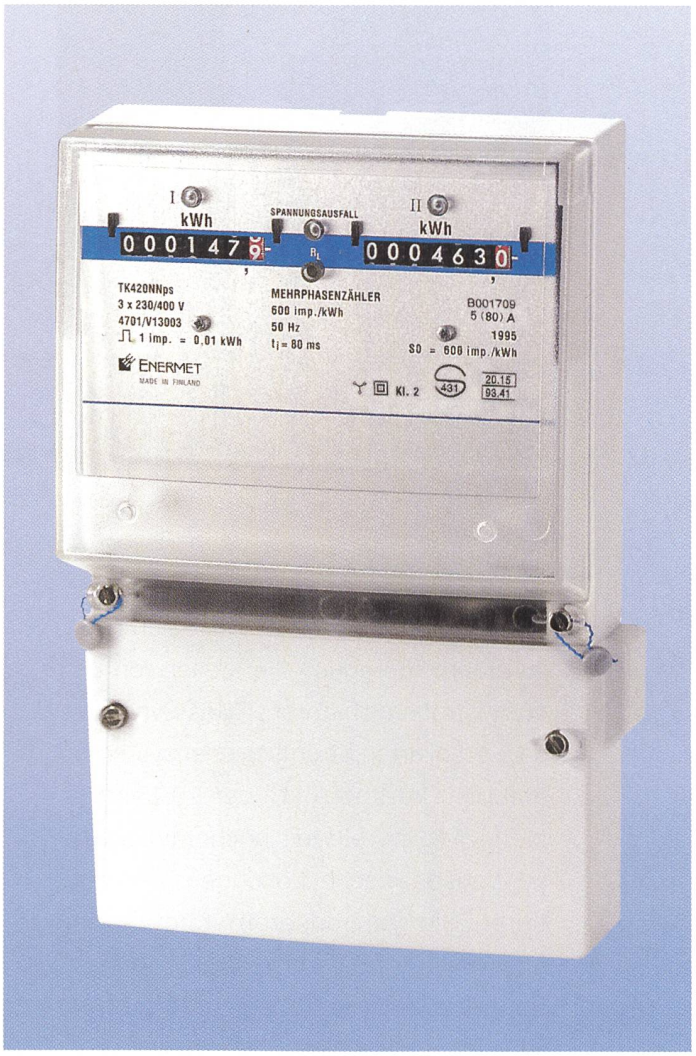
Noch nie konnten Sie elektrische Energie so genau messen wie heute. Der kleine Anlaufstrom unserer Haushaltszähler ermöglicht es, auch kleinste Energiemengen zu erfassen, wie sie im Standby-Betrieb bei Fernsehern, Kaffeemaschinen, etc. vorkommen. Das bedeutet zusätzliches Einkommen für Sie als Energielieferanten, oder kurz gesagt:

**«Mehr Gewinn durch höhere Messgenauigkeit»**

Die neuen Universal-Drehstromzähler der Serie 400 verfügen aber auch über einen grossen Messbereich und sind dank eines standardisierten Signalausgangs (S0) eine zukunftssichere Investition.

Lassen Sie sich von unseren Produkten, unserer Beratung und dem leistungsstarken Service rund um die Uhr überzeugen.

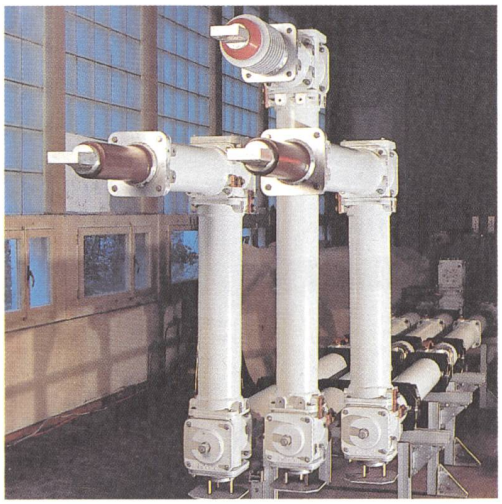
**«Wir sind immer in Ihrer Nähe.»**




ENERMET

ENERMET AG ▪ UNDERMÜLISTRASSE 28 ▪ CH-8320 FEHRALTORF
TELEFON 01/954 81 11 ▪ FAX 01/954 82 01

# Die beste Wahl innovativer Technologie



GASLINK® SF6-isolierte Stromschienen (36 kV / 2500 A)

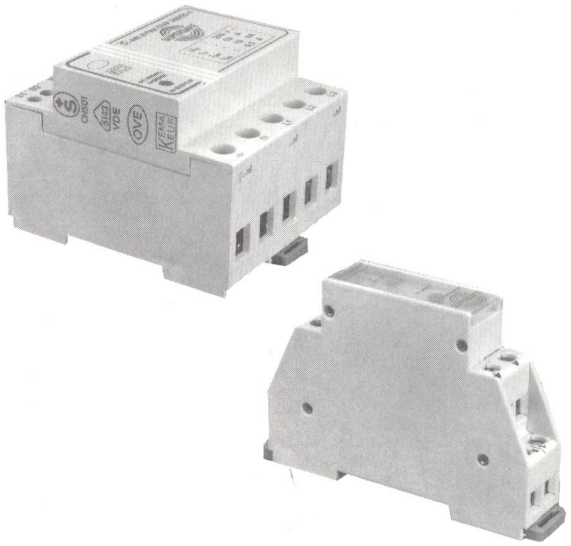
Seit ihrer Gründung 1914 hat sich MGC zu einem führenden Hersteller von Leistungstransformatoren, Messwandlern sowie isolierten Stromschienensystemen etabliert. Vertreten in über 20 Ländern bietet MGC weltweit hochentwickelte, kundenspezifische Lösungen an. Profitieren Sie von unserem Know-how, unserer Qualität und Flexibilität. Auf Ihre Kontaktaufnahme freut sich:

MGC MOSER-GLASER

MGC Moser-Glaser & Co. AG
Energie- und Plasmatechnik
Hofackerstrasse 24
CH - 4132 Muttenz / Schweiz

Telefon 061 / 467 61 11
Telefax 061 / 467 63 11

## *Elektromagnetische Verträglichkeit: Wir wissen, was Sache ist!*



- **Produkteangebot**
  Ausser unserem Basisangebot von Erdungsmaterial und Material für Potentialausgleich bieten wir auch Material für Zivilschutzanlagen und Überspannungsableiter an.

- **Dienstleistungen**
  Zum Thema EMV und Überspannungsschutz wissen wir, wie Apparate am sinnvollsten einzusetzen sind und somit Ihre Anlagen am effizientesten schützen. Unsere langjährige Erfahrung garantiert eine korrekte und fachmännische Beratung und vermeidet Anwendungsfehler.

- **Spezialitäten**
  - Schutz von Netzleitungen
  - Schutz von Daten–, Mess– und Regelleitungen
  - Schutz von TV–Gemeinschaftsanlagen

Rufen Sie unseren EMV–Spezialisten und –Ansprechpartner, Herrn Bernd Weisskopf, unter seiner Direktwahl 061 / 466 32 31 an. Er steht Ihnen gerne mit Rat und Tat zum Thema Überspannungsschutz zur Verfügung!

woertz

Elektrotechnische Artikel
Installationssysteme

**Woertz AG**
Hofackerstrasse 47 Tel. 061 / 466 33 33
CH – 4132 Muttenz 1 Fax 061 / 461 96 06