

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 100 (2009)

Heft: 7

Artikel: Optimale Stromeinkäufe durch raumbezogene Verbrauchsprognosen

Autor: Gysi, Michael

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856386>

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: 09.01.2026

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

Optimale Stromeinkäufe durch raumbezogene Verbrauchsprognosen

Prognosen mit neuronalen Netzen

Seit der Teilmarktöffnung per 1. Januar 2009 können Endkunden ab einem jährlichen Verbrauch von 100 000 kWh ihren Lieferanten frei wählen. Obwohl durch die tiefen Preise der Grundversorgung die Wechselbereitschaft der marktberechtigten Kunden bisher gering ist, müssen sich EVUs künftig mit zunehmenden Wechselraten und individuellen Beschaffungslösungen auseinandersetzen. Vor dem Hintergrund dieser zunehmenden Dynamik und Komplexität auf dem Absatzmarkt wird es für den Stromeinkauf von EVUs immer wichtiger, das Abnahmeverhalten einzelner Kunden, Kundengruppen und des gesamten Kundenbestands möglichst genau einzuschätzen, um einerseits die Beschaffungsplanung zu optimieren und andererseits die Kosten für Ausgleichsenergie so gering wie möglich zu halten. Der Artikel zeigt im Folgenden die wesentlichen Resultate auf, die im Rahmen einer Lizenzatsarbeit zum Thema gewonnen wurden.

Bei den meisten Prognoseverfahren in der Energiewirtschaft handelt es sich um Zeitreihenverfahren. Diese setzen sich oftmals aus einer Kombination mehrerer tradi-

Michael Gysi

tioneller Verfahren wie dem Trendverfahren, dem Regressionsverfahren und variabel wählbaren Modellparametern zusammen [1, 8].

Unter KNN (künstliches neuronales Netz) ist der Versuch einer Nachbildung «biolo-

gischer Intelligenz» zu verstehen [1, 7]. Im Gegensatz zu den Zeitreihenverfahren handelt es sich beim KNN nicht um ein physikalisches Modell. Diese mehrstufigen Netze erlernen selbstständig, durch das sogenannte Trainieren, Zusammenhänge zwischen Einflussfaktoren der Prognose und dem Lastverlauf.

Wie in Tabelle I sichtbar, eignen sich Zeitreihenverfahren durch ihre hohe Adaption für Lastverläufe mit kurzfristigen Schwankungen, sie erfordern jedoch eine regelmässige Betreuung. Ein KNN zeichnet sich

demgegenüber durch qualitativ hochstehende Prognosen bei sehr komplexen Zusammenhängen aus.

Kombination aus Bottom-up- und Top-down-Ansatz

Verbrauchsprognosen eines Absatzgebiets können grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen. Entweder wird jedes verfügbare Lastprofil der Kunden einzeln prognostiziert und zu einer Gesamtprognose zusammengefasst (Bottom-up-Ansatz), oder der Gesamtverbrauch wird nur durch eine einzige Prognoseberechnung hergeleitet (Top-down-Ansatz). In der Praxis führt oft nicht allein der Bottom-up- oder der Top-down-Ansatz zum besten Prognoseergebnis, sondern eine Kombination (kombinierter Ansatz) der beiden Ansätze (Bild 1). Um die optimale Kombination dieser beiden Ansätze zu bestimmen, ist eine Analyse der vorhandenen Lastprofile sowie der strukturellen Merkmale eines Absatzgebiets notwendig:

■ Lastganggemessene Kunden können entweder als Einzelprognosen oder in Aggregaten prognostiziert werden. Eine Einzelprognose kann Sinn machen, wenn es sich um einen grossen Kunden mit einem gut prognostizierbaren Profil handelt. Unter diesen Voraussetzungen liegt der zusätzliche Ertrag aus der Einzelprognose über deren Aufwand. Trifft dies nicht zu, so empfiehlt es sich, den Kunden in einem Aggregat zusammenzufassen und zu prognostizieren. Hierzu werden die Lasten von Kun-

Verfahren	Vorteile	Nachteile
Zeitreihenverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr adaptiv • Relativ transparent 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Robustheit gegenüber Messfehlern • Falsche Anwendung führt zu sehr schlechten Prognosen • Regelmässige neue Berechnung der Modellparameter notwendig
KNN	<ul style="list-style-type: none"> • Untersuchung von komplexen, analytisch nicht darstellbaren Zusammenhängen möglich (kein physikalisches Modell). • Erstellung von hochwertigen Prognosen selbst mit widersprüchlichen, unvollständigen oder verrauschten Daten 	<ul style="list-style-type: none"> • Blackbox • Beschränkte Adaption

Tabelle I Übersichtstabelle unterschiedlicher Prognoseverfahren.

Die verschiedenen Prognoseverfahren lassen sich grob in Zeitreihenverfahren (physikalische Modelle) und künstliche neuronale Netze (KNN) unterscheiden. (Quelle: DVGW 2001, eigene Darstellung.)

den mit ähnlichem Verbrauchsverhalten addiert. Das Prognostizieren von Lasten einzelner Endkunden in Aggregaten kann dann häufig zu besseren Prognoseergebnissen bei geringerem Aufwand führen.

Für nicht lastganggemessene Kunden bietet sich ebenfalls eine Aggregatsprognose an. Die Kriterien dieser Aggregation basieren auf strukturellen Merkmalen wie «städtisches Gebiet», «ländliches Gebiet», «industrielles Gebiet» oder «Wohngebiet» (siehe nächster Abschnitt). Es wird folglich ein Absatzgebiet eines EVU in strukturell möglichst einheitliche Teilnetze unterteilt, wobei hierbei auch die Netztopologie berücksichtigt werden muss. Die Teilnetze sollten relativ sauber trennbar sein.

Bei dieser Unterteilung eines Absatzgebiets in mehrere Aggregatsprognosen und Einzelprognosen ist stets zu beachten, dass der Grenznutzen eines zusätzlich erstellten Modells dessen Grenzkosten nicht übersteigen darf. In der Praxis heisst das, dass die ersparten Ausgleichsenergiekosten die Kosten einer zusätzlichen Modellerstellung nicht überschreiten. Ab einem gewissen Detaillierungsgrad sind daher Bottom-up-Prognosen wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll.

Verbesserte Prognosequalität durch Aufteilung und Analyse

Ziel der Lizenzatsarbeit, die am human-geografischen Institut der Universität Basel und in Zusammenarbeit mit der Efforte AG durchgeführt wurde, war es, Lastprognosen in einen Zusammenhang mit unterschiedlichen strukturellen Merkmalen verschiedener Absatzgebiete zu bringen. Die 9 Versorgungsgebiete der Enerdis eigneten sich aufgrund ihrer strukturellen Heterogenität für die Durchführung dieser Analyse.

Die Genossenschaft Enerdis vereinigt 9 unabhängige Energieverteiler und -produzenten im Kanton Waad, welche 30 Gemeinden/Städte versorgen und 60 000 Kunden mit jährlich rund 650 GWh Strom beliefern. Die Kooperation dieser 9 unabhängigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Westschweiz erzielt mit Wasserkraft eine Eigenproduktion von rund 95 GWh und beschäftigt insgesamt 300 Personen. Viele dieser Energieunternehmen verteilen ebenfalls Gas, Wasser oder Fernwärme und betreiben auch Kabelfernsehtzwerke.

Die jeweiligen Absatzgebiete wurden gemäss Bild 2 folgenden Gebietsarten zugeteilt:

- Wohngebiet,
- industrielles Gebiet,
- ländliches Gebiet,
- städtisches Gebiet.

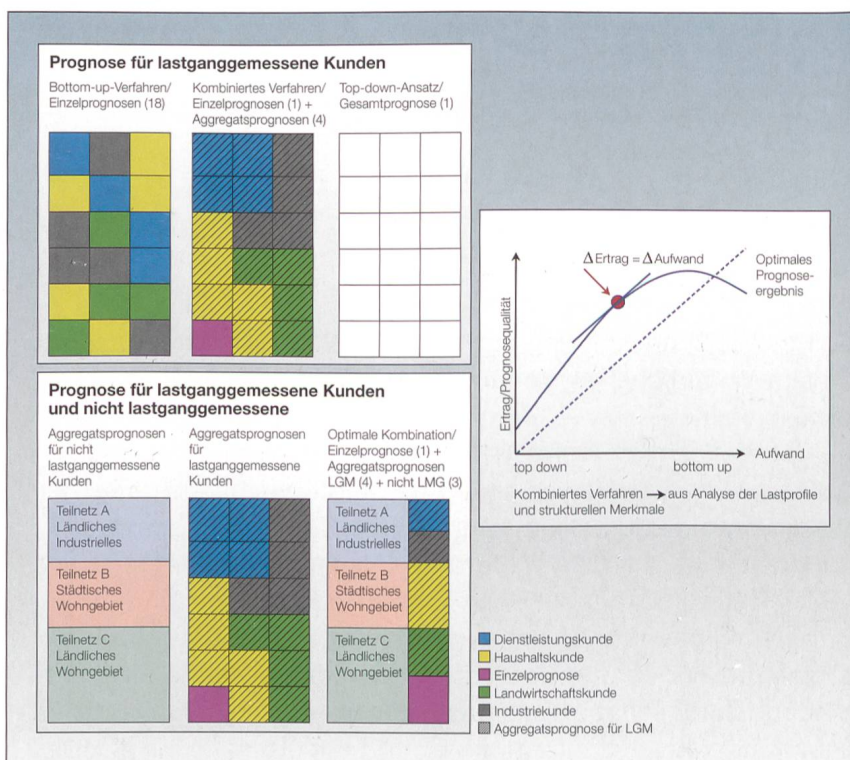


Bild 1 Analyse der Lastprofile und strukturellen Merkmale.

Für ein optimales Prognoseergebnis sind die Grenzkosten und der Grenznutzen einer zusätzlichen Modellerstellung zu berücksichtigen.

Die Vorgehensweise ermöglichte zum einen, die Gebiete in Relation zueinander zu betrachten. Zum anderen konnte die Relevanz der wichtigsten Einflussfaktoren für die Prognosemodellierung je nach Absatzgebiet hervorgehoben werden. So war beispielsweise der Einflussfaktor Temperatur für eine hohe Prognosequalität in ländlichen Wohngebieten besonders wichtig (Tabelle II).

Kombinierte Verfahren bieten sich immer dann an, wenn zur Verbesserung der Prognose für strukturell unterschiedliche Absatzgebiete jeweils unterschiedliche Einflussfaktoren besonders wichtig sind. Sie lassen im Gegensatz zu Top-down-Ansätzen den Einbezug von lokalen Besonderheiten zu. Somit sind auch die Fehlerabwei-

chungen von kombinierten Verfahren gegenüber Top-down-Verfahren insgesamt geringer (Tabelle III).

Durch die Lizenzatsarbeit konnte zudem aufgezeigt werden, dass sich für Absatzgebiete mit einer relativ eindeutigen Zuweisung zu einer der 4 Gebietsarten sehr geringe Fehlerabweichungen zwischen den gemessenen Lastwerten und den prognostizierten Werten erreichen liessen (Tabelle IV). Beispiele hierzu sind die städtischen Absatzgebiete von Yverdon und Nyon. Gebiete, welche Charakteristika aus mehreren der 4 genannten Typen enthielten, wiesen deutlich höhere Fehlerabweichungen auf. Für eine optimale Prognostizierung sollte ein Stromabsatzgebiet daher möglichst

Gebietsart	Tagestyp	Ferien	Vorwochentag	Temperatur
Städtisches Wohngebiet	**	*	**	**
Städtisches Industriegebiet	***	**	***	*
Ländliches Wohngebiet	*	**	*	***
Ländliches Industriegebiet	**	***	**	?

Tabelle II Übersichtstabelle der Relevanz verschiedener Einflussfaktoren je nach Gebietsart.

Je nach Gebietsart sind die verschiedenen Einflussfaktoren tendenziell unterschiedlich wichtig für eine optimale Prognoseerstellung. Ein Stern bedeutet eine im Verhältnis zu den anderen Absatzgebietsarten geringe Verbesserung der Prognose, zwei Sterne eine mittelmässige und drei eine relativ markante Verbesserung. Wird ein Fragezeichen gesetzt, so ist der Zusammenhang unklar, und es kann kein Trend abgelesen werden. Lesebeispiel: In städtischen Industriegebieten sind besonders die Einflussfaktoren «Tagestyp» und «Vorwochentag» wichtig, die «Temperatur» spielt hingegen eine relativ geringe Rolle und der Einflussfaktor «Ferien» eine mittelmässige.

	MRAP	WMRPQ
Top-down-Verfahren	2,04%	2,70%
Kombiniertes Verfahren	1,54%	2,09%
Verb. K. zu t.	25%	23%

Tabelle III Fehlerabweichungen der verschiedenen Prognoseverfahren für das gesamte Absatzgebiet der Enerdis.

Die Qualität der Prognose fällt über die Berechnung 9 einzelner Prognosen um rund 25% MRAP oder 23% WMRPQ besser aus, als wenn nur eine Prognose für das gesamte Absatzgebiet der Enerdis berechnet wird. (Datenquelle: Enerdis 2006, eigene Darstellung.)

1. Absatzgebiet	Durchschnittliche Fehlerabweichung aus MRAP und WMRPQ
EVU 1	3,04%
EVU 2	5,60%
EVU 3	4,85%
EVU 4	2,71%
EVU 5	5,57%
EVU 6	8,80%
EVU 7	2,84%
EVU 8	2,35%
EVU 9	2,23%

Tabelle IV Tabellarische Darstellung der durchschnittlichen Fehlerabweichungen der verschiedenen Absatzgebiete.

Die Fehlerabweichung wurde aus dem Durchschnitt der Fehlerabweichung des MRAP und WMRAP berechnet. (Datenquelle: Enerdis 2006, eigene Darstellung.)

wenig unterschiedliche strukturelle Merkmale aufweisen. Diese Aussage lässt sich anhand von Bild 4 bestätigen. Absatzgebiete, wie das der EVU1, EVU4, EVU7, EVU8 oder EVU9, können alle relativ klar einem bestimmten Gebietstypen zugeordnet werden. Diese Gebiete liegen alle ausserhalb des grün markierten Quadrats und zeichnen sich durch hohe Prognosequalitäten aus.

Ein weiterer Schritt zur Prognoseverbesserung besteht folglich darin, ein Gesamtabsatzgebiet so zu unterteilen, dass die verschiedenen Teilgebiete möglichst eindeutig einer Kategorie beziehungsweise einem Gebietstyp («städtisches Gebiet»,

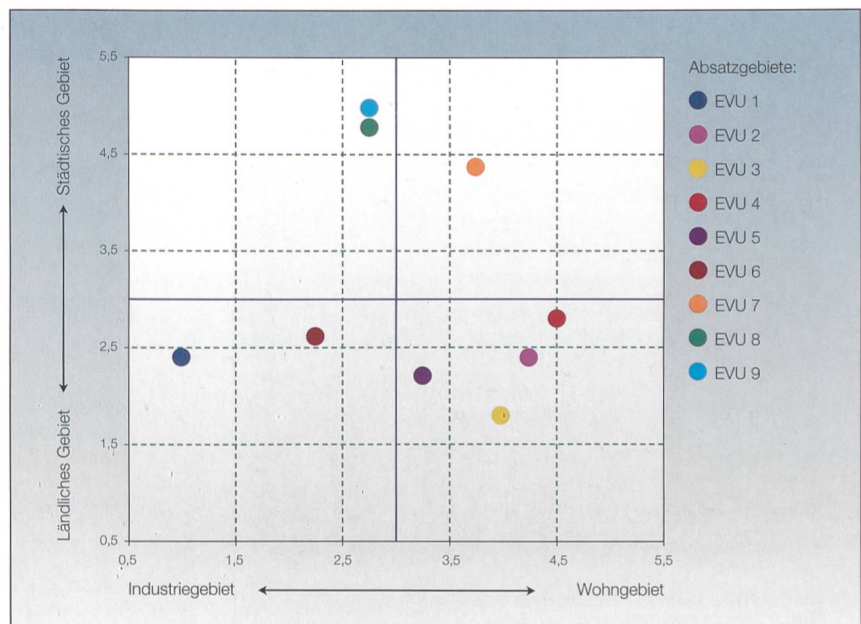


Bild 2 Einteilung der 9 Absatzgebiete in Gebietsarten.

Der Wert 5 steht für ein Wohngebiet auf der x-Achse und für ein städtisches Gebiet auf der y-Achse. Der Wert 1 zeigt ein Industriegebiet für die x-Achse und ein ländliches Gebiet für die y-Achse an. Lesebeispiel: Das Gebiet des EVU 9 ist relativ zu den anderen 8 Gebieten ein sehr städtisches, eher industrielles Gebiet.

«ländliches Gebiet», «industrielles Gebiet», «Wohngebiet») zugeordnet werden können. Das Prognosemodell wird durch diese Einteilung in Kategorien genauer, da die gewählten Absatzgebiete eindeutiger Merkmale aufweisen. Enthält ein Absatzgebiet hingegen Merkmale aus verschiedenen Kategorien, so bestehen in diesem Absatzgebiet mehrere unterschiedliche Zusammenhänge zwischen Stromverbrauch und Einflussfaktoren, welche durch ein Prognosemodell weniger eindeutig erfasst werden können.

Vorteile einer Analyse über Struktur und Gebietsaufteilungen

Mit einer Analyse der strukturellen Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und deren Umsetzung in der Modellbildung sind insbesondere folgende Vorteile verbunden:

- Die Relevanz der wichtigsten Einflussfaktoren für die Prognosemodellierung je nach Absatzgebiet und entsprechendem Lastprofil ist tendenziell voraussehbar.
- Eine Abschätzung der erreichbaren Prognosequalität kann vorgenommen werden.
- Das kombinierte Verfahren lässt den Einbezug von lokalen Eigenheiten zu und

führt zu entsprechend geringeren Fehlerabweichungen gegenüber dem Top-down-Verfahren.

■ Die Unterteilung des Versorgungsgebiets eines EVU in mehrere Teilgebiete, welche möglichst eindeutig den Typen «städtisches Gebiet», «ländliches Gebiet», «industrielles Gebiet», «Wohngebiet» zugeordnet werden können, verbessert die Prognoseergebnisse.

■ Das Prognostizieren von Lasten einzelner Kunden in Aggregaten kann zu besseren Prognoseergebnissen bei geringerem Aufwand führen.

Fazit

Seit dem 1. Januar 2009 muss mit Zu- oder Abgängen von Endkunden gerechnet werden. Die Datenbasis der Lastprognosen kann sich somit laufend ändern. Damit bestehende Modelle nicht fortlaufend angepasst werden müssen, kann beispielsweise über eine Normierung der Messwerte eine stabile Datengrundlage erreicht werden. Diese Vorgehensweise eignet sich vor allem für Prognoseberechnungen in Aggregaten. So können selbst Neukunden mit fehlender historischer Datengrundlage innerhalb eines Aggregats berechnet werden. Grundsätzlich sind im Umgang mit Kundenwechseln

Mittlerer relativer absoluter Prognosefehler, MRAP:

$$\text{MRAP} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left| \frac{\hat{x}_t - x_t}{x_t} \right|$$

(\hat{x} = Prognose, x = Ist-Werte)

Wurzel des mittleren relativen quadratischen Prognosefehlers, WMRPQ:

$$\text{WMRPQ} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left(\frac{\hat{x}_t - x_t}{x_t} \right)^2}$$

	MRSE	MRAP	Kosten Total	Durchschnittspreis
4 Monate 2009, Total	9,36%	6,75%	329 990.40 CHF	0,32 Rp./kWh

Tabelle V Ausgleichsenergiekosten der ersten 4 Monate 2009 von EVU A.

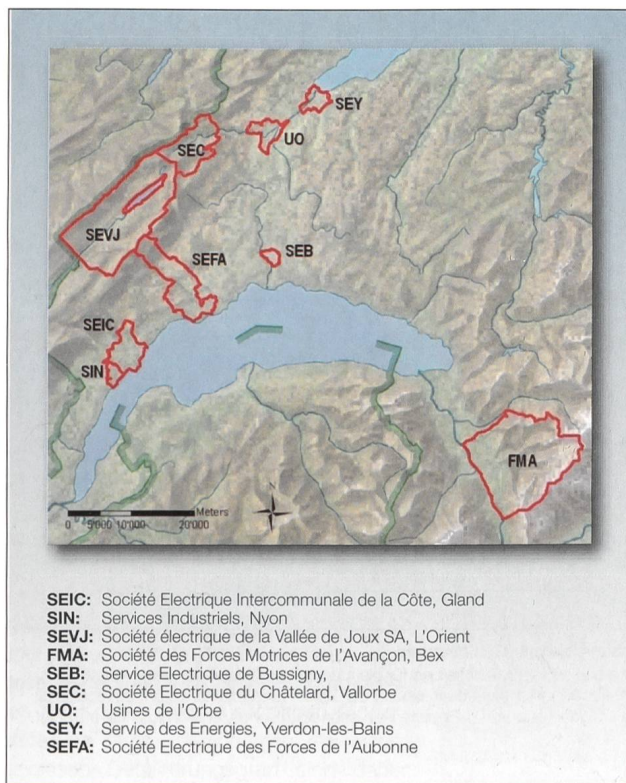


Bild 3 Übersichtskarte der 9 Stromabsatzgebiete der Enerdis 2007.

verschiedene Lösungsvarianten, je nach Kundenmix, Datengrundlage und verwendeten Prognoseverfahren, zu berücksichtigen.

Um eine optimale Prognostizierung eines Absatzgebiets, d.h. eine möglichst hohe Prognosequalität bei minimalem Aufwand, zu erreichen, ist eine Analyse der Lastprofile

und der strukturellen Merkmale nützlich. Vor allem für EVU mit einer sehr heterogenen Kundenstruktur, d.h. einer durchmischten Zusammensetzung aus Industriekunden, Haushaltskunden oder verschiedenen Dienstleistungsbetrieben, lassen sich erhebliche Qualitätsverbesserungen erreichen. In einem ersten Schritt zur Prognose-

erstellung empfiehlt es sich folglich, die vorhandene Datengrundlage zu analysieren und folgende Fragen zu beantworten:

- Sind prognostizierbare lastganggemessene Kunden vorhanden?
- Wie gross ist der Verbrauch der lastganggemessenen Kunden (dabei spielt der relative Anteil am gesamten zu prognostizierenden Absatz ebenfalls eine Rolle) und lohnt sich eine Einzelprognose?
- Weisen einige der lastganggemessenen Kunden ähnliche Profile auf, welche innerhalb eines Aggregats prognostiziert werden können?
- Kann für die Prognostizierung der nicht lastganggemessenen Kunden eine Unterteilung eines Absatzgebiets in verschiedene Teilgebiete mit jeweils einheitlichen strukturellen Merkmalen (Bild 2) vorgenommen werden?

Als Nächstes kann mit der Bearbeitung der historischen Lastprofile, die als Basis der Prognoseberechnung dienen, begonnen werden. Hierzu werden u.a. folgende Massnahmen empfohlen:

- Bildung von Aggregaten.
- Identifizierung lastganggemessener Kunden für Einzelprognosen.
- Wahl der relevanten Einflussfaktoren wie Meteorologischen Daten für jede dieser Prognosen und entsprechende Verwendung in der Modellbildung.
- Berücksichtigung unterschiedlicher Messstationen je nach geografischer Lage.
- Gewichtung der Einflussfaktoren für jedes Prognosemodell.

Durch dieses Vorgehen können bereits in der Vorbereitungsphase wesentliche Erkenntnisse über einen optimierten Prognoseansatz, aufbauend auf der individuellen Ausgangslage eines EVUs, gewonnen werden. Diese Erkenntnisse bilden dann die Grundlage für die richtige Wahl des Prognoseverfahrens oder alternativ die konkreten Anforderungen an einen Dienstleister.

Wichtigste Einflussfaktoren des Modells

Die 4 wichtigsten in der Studie verwendeten Einflussfaktoren der Prognosemodellierung – Tagestyp, Ferien, Vorwochentag und Temperatur – sollen an dieser Stelle kurz erläutert werden.

Tagestyp: Unter Tagestyp ist der Lastverlauf von verschiedenen Wochentagen zu verstehen. Montage weisen andere Lastprofile wie z.B. Sonntage auf. Auch Feiertagen oder Brückentagen können individuelle Tageslastprofile zugeordnet werden.

Die Zuordnung von jedem Tag zu einem Tagestyp erlaubt selbst während einer Zeit wie zwischen Weihnachten und Neujahr eine exakte Prognose.

Temperatur: Die Temperatur ist der wichtigste Einflussfaktor für die Voraussage von Nachfrageschwankungen nach Elektrizität [3]. Im Gegensatz zu beispielsweise den Einflussfaktoren «Ferien» oder «Feiertagen» kann die Temperatur nicht für langfristige Perioden vorausgesagt werden.

Ferien: Ferien wirken sich vor allem auf den Stromverbrauch aus, wenn dies zur temporären Einstellung von Arbeiten führt. Gerade im industriellen Sektor, welcher nach wie vor für 33% des schweizerischen Stromverbrauchs im Jahr 2005 verantwortlich war, kann dies auffällige Rückgänge im Stromverbrauch zur Folge haben. [7]

Vorwochentag: Unter dem Einflussfaktor des «Vorwochentags» sind die gemessenen Stromverbrauchswerte des entsprechenden Absatzgebiets für denselben Wochentag vor einer Woche zu verstehen. Es handelt sich somit um eine «Verschiebung» von 7 Tagen, das heisst, dass z.B. für die Prognose eines Montags die vergangenen, gemessenen Werte des Montags vor einer Woche in die Prognose gezielt mit einfließen.

Einfluss der Prognosequalität auf die Ausgleichsenergiekosten

Für die ersten 4 Monate 2009 liegen die von der Swissgrid veröffentlichten Ausgleichsenergiepreise vor. Jede Bilanzgruppe in der Schweiz ist gegenüber dem Regelzonenbetreiber Swissgrid verpflichtet, allfällige Ausgleichsenergie aus der Abweichung zwischen Prognose- und Ist-Werten (Fahrplänen und Messwerten) zu bezahlen.

Swissgrid veröffentlicht monatlich die Preise, welche die Bilanzgruppen (BG) für

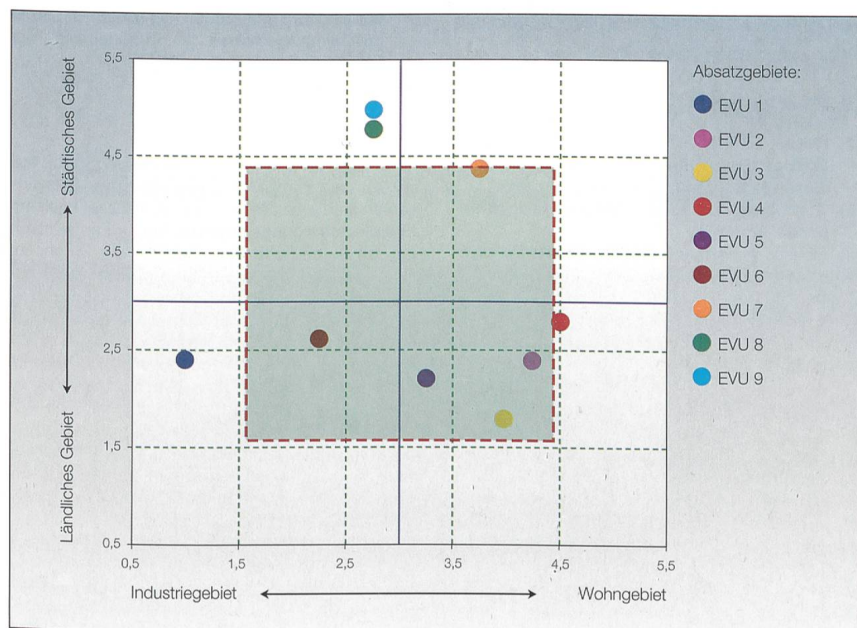


Bild 4 Einteilung der 9 Absatzgebiete in eindeutige und weniger eindeutige Gebietsarten.

Der Wert 5 steht für ein Wohngebiet auf der x-Achse und für ein städtisches Gebiet auf der y-Achse. Der Wert 1 zeigt ein Industriegebiet für die x-Achse und ein ländliches Gebiet für die y-Achse an. Absatzgebiete, welche ausserhalb des grün markierten Quadrats liegen, lassen sich durch die relativ genaue Zuordnung zu einem der 4 Gebietstypen «städtisches Gebiet», «ländliches Gebiet», «industrielles Gebiet», «Wohngebiet» besonders gut prognostizieren (vgl. Tabelle II).

Lesbeispiel: Das Gebiet des EVU 9 kann eindeutig dem Gebietstyp «städtisches Gebiet» zugeordnet werden. Die Prognosequalität liegt mit einer Fehlerabweichung von (vgl. Tabelle IV) 2,23% am höchsten. Das Absatzgebiet des EVU 6 hingegen kann nicht eindeutig einem Gebietstypen zugeordnet werden, entsprechend schlecht fällt auch das Prognoseergebnis mit einer Fehlerabweichung von (vgl. Tabelle IV) 8,8% aus.

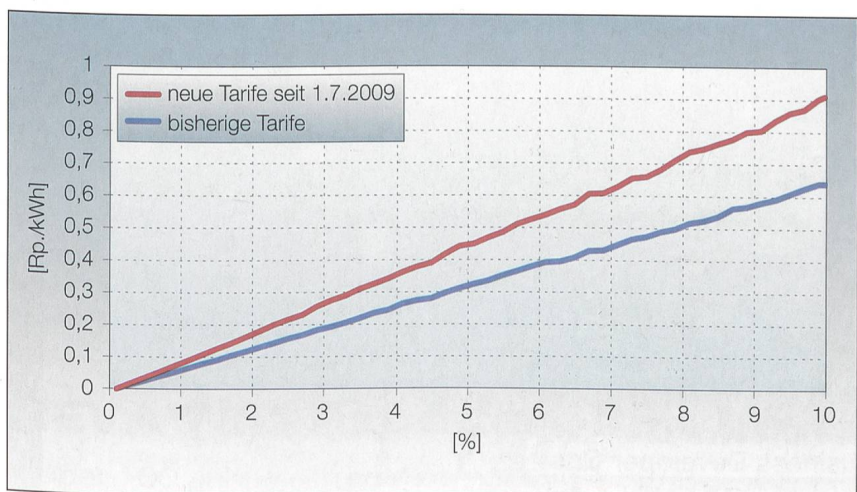


Bild 5 Abschätzung der Abhängigkeit zwischen Prognosequalität und Ausgleichsenergiekosten für alternative EVUs.

Ausgleichsenergie zu bezahlen haben. Diese sind je nach Situation, ob eine BG gegenüber der Regelzone CH (Swissgrid) stabilisierend oder destabilisierend wirkt, unterschiedlich (sogenanntes 4-Quadranten-Modell). Eine BG wirkt dann destabilisierend, wenn sie zeitgleich und analog Swissgrid long (bestellte Energie war höher als tatsächlich verbrauchte) oder short ist. Die Regelzone CH war in den ersten 4 Monaten 2009 während 79% aller Viertelstunden long und während 21% short.

Die Preise für die Ausgleichsenergie waren in dieser Periode relativ zu den SwissIX-Preisen, vor allem in einer «Short > short»-Situation hoch (+39%) und tief in einer «Long > long»-Situation (-33%).

Für ein konkretes EVU A (Energie: 254 GWh/Jahr, Ø-Leistung: 29 MW, Nutzungsdauer: 4287 h) mit einer realisierten Prognosequalität von 6,8% MRAP beliefen sich die Kosten der Ausgleichsenergie in den ersten 4 Monaten 2009 auf rund CHF 330 000 oder 0,32 Rp./kWh. Eine Verbesserung der Prognosequalität von 6,8 auf 5% Abweichung (MRAP) bringt für dieses EVU eine geschätzte Reduktion der Kosten von 77 600 CHF für die ersten 4 Monate 2009. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Ausgleichsenergiekosten in Abhängigkeit der Prognosequalität sowie der Anzahl an stabilisierenden resp. destabilisierenden Situationen stark variieren können. Unter Kosten für Ausgleichsenergie ist in diesem Zusammenhang der Verlust aus geringeren Verkaufspreisen der Energie gegenüber SwissIX resp. der teureren Einkaufspreis der Energie gegenüber SwissIX aufgrund einer Prognoseabweichung gegenüber dem Ist-Verbrauch zu verstehen.

Um einen Zusammenhang zwischen Ausgleichsenergiekosten und Prognosequalität abzuleiten, hat Dynamo Energie auf Basis von verschiedenen Simulationen die Ausgleichsenergiekosten in Abhängigkeit der Prognosequalität für simulierte Lastprofile berechnet (siehe Bild 5). Am 27. Mai 2009 hatte Swissgrid ein neues Preisblatt zum Bilanzgruppenvertrag publiziert: Die «Grund-Pönale» (α -Faktoren) wurde am 1. Juli von 1 auf 30% erhöht. Die Anpas-

Résumé

Des achats d'électricité optimaux grâce à des prévisions de consommation en fonction de la période

Prévisions avec des réseaux neuronaux. Depuis l'ouverture partielle du marché de l'électricité le 1^{er} janvier 2009, les clients finaux dont la consommation annuelle est supérieure à 100 000 kWh peuvent choisir librement leur fournisseur. Jusqu'à présent, très peu de clients éligibles ont changé de fournisseur, principalement en raison des prix modérés de l'approvisionnement de base. A l'avenir, les EAE seront toutefois confrontées à un taux de changement croissant et à des modes de fourniture individualisés. Dans ce contexte de dynamique et de complexité croissantes sur le marché des ventes, il devient de plus en plus important pour les EAE de prévoir le plus précisément possible les profils de consommation de clients individuels, de groupes de clients, de l'ensemble de leur clientèle afin d'optimiser d'une part la planification de l'approvisionnement et, d'autre part, de maintenir les coûts de l'énergie d'ajustement au niveau le plus bas possible. Le présent article décrit les résultats auxquels a abouti un travail de diplôme réalisé sur ce thème.

sung wurde gemäss Swissgrid vorgenommen, weil die Prognosegüte der Bilanzgruppen bisher noch ungenügend war und Swissgrid einen verstärkten Anreiz zur Verbesserung der Prognosegüte schaffen wollte. Durch Anwendung der zukünftig relevanten α -Faktoren würde die geschätzte Kostenreduktion durch die Verbesserung der Prognosequalität entsprechend höher liegen.

Eine gute Prognosequalität hat damit einen wesentlichen Einfluss auf die Beschaffungskosten. Die Ausgleichsenergiekosten betragen für ein EVU mit einem jährlichen Absatzvolumen von 500 GWh bei 0,3 Rp./kWh Ausgleichsenergiekosten rund 1,5 Mio. CHF. Der Aufbau der eigenen Prognosefähigkeit sollte deshalb frühzeitig in Angriff genommen werden, um über eine

vernünftige Datenbasis und ein belastbares Prognosemodell zu verfügen.

Referenzen

- [1] DVGW (2001): Arbeitskreis Vorhersage des Gasbedarfs. Vorhersage des Gasbedarfs, Gasbedarfsprognose. Bonn.
- [2] T. Winter (2003): Prognose in der Energiewirtschaft. Frankfurt.
- [3] Fischer, Grossmann (2006): Weathering power's demand. In: energy risk. In the hot seat. August 2006, S. 42–43.
- [4] Swisstopo 2007.
- [5] Bundesamt für Statistik (2006): Regional-Porträts. Gemeindefsuche. Online verfügbar: www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/regionen/regionalportraits/gemeindefsuche.html (Stand 15. Januar 2007).
- [6] Enerdis (2006): Stromverbrauchswerte für die neun Absatzgebiete der Enerdis, 2004–2006. L'Orient.
- [7] Bundesamt für Energie BFE (2006): Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005. Bern.

- [8] Dynamo Energie (2009): Simulation der Ausgleichsenergiekosten in Abhängigkeit der Prognosequalität für ein EVU A.

Angaben zum Autor

Michael Gysi, M.A. (in Geografie und VWL), war bereits während seines Geografie- und Volkswirtschaftsstudiums an der Universität Basel in einem Energieversorgungsunternehmen verantwortlich für den Aufbau und den «Betrieb» der Prognose. Mit seiner Lizentiatsarbeit über «Optimale Strom-einkäufe durch raumbezogene Verbrauchsprognosen» spezialisierte er sich auf diesem Gebiet. Nach Abschluss seines Studiums 2007 war er als Projektleiter neben der Prognose für die Umsetzung des standardisierten Datenaustauschs im EDM-System der Efforte AG zuständig. Seit Anfang 2009 ist er als Consultant in der Beratungsgesellschaft Dynamo Energie tätig und begleitet Energieversorgungsunternehmen bei der Umsetzung der neuen Marktanforderungen.
Dynamo Energie GmbH, Zofingen,
michael.gysi@dynamo-energie.com

Melanie Heyden, Business Developer Gas
«Ein Quantum Kreativität und eine Portion Mut, angereichert mit viel Beharrlichkeit – das Rezept für erfolgreiche Lösungen.»

Die Liberalisierung im Strommarkt setzt Impulse frei und eröffnet neue Chancen. Wir verstehen sie als Aufforderung, uns dynamisch weiterzuentwickeln. Dazu sind wir auf engagierte Mitarbeiterinnen angewiesen wie beispielsweise Melanie Heyden. Mutig und kreativ realisiert sie anspruchsvolle Projekte – und trägt so zur Unternehmensentwicklung bei. Bei der BKW FMB Energie AG sorgen 2700 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter heute dafür, dass bei mehr als einer Million Menschen zuverlässig der Strom fliesst. Gehören Sie morgen dazu? Wir freuen uns, wenn Sie mit uns die Zukunft angehen.

BKW FMB Energie AG, Human Resources Management, Telefon 031 330 58 68,
info@bkw-fmb.ch, www.bkw-fmb.ch/jobs

BKW®

Wer sichert Ihre elektrische **Energieversorgung?**



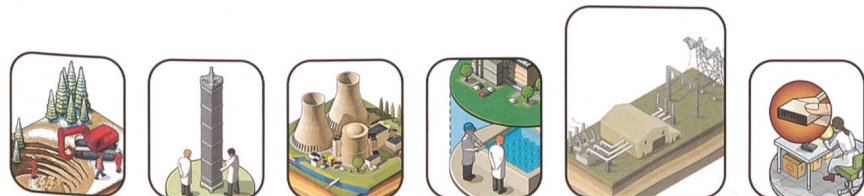
AREVA T&D Experten, Ihre bewährten Partner.

Seit über 100 Jahren erarbeiten wir für Sie maßgeschneiderte Lösungen für Ihre Energieversorgung. Unsere Fachkompetenz in der Energieübertragung und -verteilung ist Grundlage der industriellen Entwicklung und garantiert Millionen von Menschen weltweit eine sichere und zuverlässige Stromversorgung.

AREVA T&D bietet Ihnen die Erfahrung und das Know-how an innovativen Produkten, Systemen und Dienstleistungen: kundenindividuell, termingerecht und von hoher Qualität.

AREVA T&D AG, Carl-Sprecher-Strasse 3, 5036 Oberentfelden

Tel. 062 737 33 33 Fax 062 737 31 80 - www.areva.com



A
AREVA

Haben Sie den **Funktionsnachweis** für Ihre Mittelspannungs-Schaltanlagen gesetzestkonform erbracht?



Pflicht der Anlagenbetreiber gemäss Starkstromverordnung:
Periodische Kontrolle (Intervall <5 Jahre)
an Mittelspannungs-Schaltanlagen.

Unsere Unterstützung für Sie:

Prüfung von **Schutzgeräten**

- Primärrelais
- Sekundärrelais

Leistungsschaltern

- Mechanisch
- Elektrisch

und Dokumentation der Prüfergebnisse.

Fragen Sie uns an. Gerne erläutern wir Ihnen unsere Prüfabläufe.

ECOWATT
 EcoWatt Projects AG

EcoWatt Projects AG

Tiergartenstrasse 16, 8852 Altendorf

Tel. 055 451 20 80 E-Mail: info@ewpag.ch www.ewpag.ch

PIL 8 Phasenlux



Phasenidentifikation für geerdete und kurzgeschlossene Mittelspannungskabel

- Wartungsfreie Transceiverzangen
- Für alle Schaltanlagentypen geeignet
- Einfachste Bedienung
- Absolut sichere Phasenidentifikation

INTERSTAR AG

Alte Steinhauserstrasse 19, 6330 Cham
 Tel. 041 741 84 42, Fax 041 741 84 66
www.interstar.ch, info@interstar.ch



Many electrical products in Europe
 are not safe – **we have the solution ...**

ENEC is **the** independent high quality European
 safety mark for electrical products that demonstrates
 compliance with EU requirements

Electrosuisse
 Luppenstrasse 1, CH-8320 Fehraltorf
 Phone +41 44 956 13 14
testing@electrosuisse.ch
www.electrosuisse.ch

electrosuisse >>>