

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: 85 (1994)

Heft: 23

Artikel: Ein Netzinformationssystem als Planungswerkzeug im Verteilnetz

Autor: Girardier, Charles / Glavitsch, Hans / Marolf, René

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902629>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.03.2025

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

Ein raumbezogenes, objektorientiertes Netzinformationssystem ermöglicht eine umfassende und vollständige Netzdokumentation bezüglich Topographie, Topologie und Sachdaten. Dokumentation kann aber nicht Selbstzweck sein – sie soll vielmehr die Arbeitsabläufe im Planungs- und Betriebsbereich des Versorgungsunternehmens wirkungsvoll unterstützen. Der nachfolgend beschriebene Lösungsansatz stellt die stochastische Netzbelastung als Planungsgröße in den Vordergrund, lässt aber auch den Einbezug von Momentanwerten der Netzbelastung zu.

Ein Netzinformationssystem als Planungswerkzeug im Verteilnetz

■ Charles Girardier, Hans Glavitsch und René Marolf

Zur effizienten Führung von Verteilnetzen steht den Versorgungsunternehmen heute eine beachtliche Palette von EDV-Systemen zur Verfügung – von der zentralen Netzleittechnik über Applikationen zur Netzberechnung, zur rechnergestützten Konstruktion und zur Unterhaltsplanung bis hin zu den Betriebsmitteldatenbanken und neuerdings zu den Netzinformationssystemen (NIS) auf der Basis Geographischer Informationssysteme. In der Regel handelt es sich dabei um für spezifische Aufgaben optimierte Systeme ohne gegenseitigen Bezug. Als solche erlauben sie zwar die pragmatische Realisierung von überschaubaren Teillösungen, doch auf die Dauer befriedigen sie insofern nicht, als sie nicht nur zu einer heterogenen Systemlandschaft führen (deren Wartung vor allem für kleinere und mittlere Werke problematisch wird), sondern auch redundante Datenbestände mit einem entsprechend hohen Aufwand für die Datenpflege verursachen und die Kommunikation zwischen Applikationen erschweren.

Ziel müsste es sein, im Rahmen eines datenorientierten Vorgehens sämtlichen er-

wähnten Applikationen eine gemeinsame Datenbasis zugrunde zu legen. Diesem Vorgehen sind in der Praxis aber insofern Grenzen gesetzt, als kommerziell verfügbare Applikationen in der Regel bereits ihre eigenen Datenstrukturen aufweisen. Dies ist auch der Grund, weshalb werks- oder branchenspezifische konzeptionelle Datenmodelle eher als längerfristige Leitlinie einer unternehmensweiten Informatikstrategie denn als Grundlage einer kurzfristig verfügbaren, allen Applikationen zugänglichen zentralen Datenbank aufzufassen sind.

Der vorliegende Beitrag konzentriert sich auf die Aufgaben der Netzdokumentation, der Netzausbau- und -unterhaltsplanung sowie der Netzberechnung; zusätzlich geht er auf die Aufgaben der Netzbetriebsführung ein. Es zeigt sich, dass ein modernes Netzinformationssystem auf der Basis eines Geographischen Informationssystems von einem reinen Dokumentationswerkzeug insbesondere für kommunale und regionale Verteilnetze zu einem effizienten Planungswerkzeug erweitert werden kann und dass sich auf diese Weise das Ziel einer einheitlichen Datenbasis mindestens für die genannten Bereiche auf recht pragmatische Weise erreichen lässt. Im NIS/DMP, dem im folgenden beschriebenen Ansatz für ein erweitertes Netzinformationssystem, kommunizieren entsprechen-

Adressen der Autoren:

Charles Girardier, Projektleiter, Colenco Power Consulting AG, Mellingerstrasse 207, 5405 Baden, Prof. Dr. Hans Glavitsch, Professor für Energieübertragungssysteme, Fachgruppe Energieübertragung der ETH Zürich, 8092 Zürich, und Dr. René Marolf, Leiter Sparte Informatikberatung, Colenco Power Consulting AG, Mellingerstrasse 207, 5405 Baden.

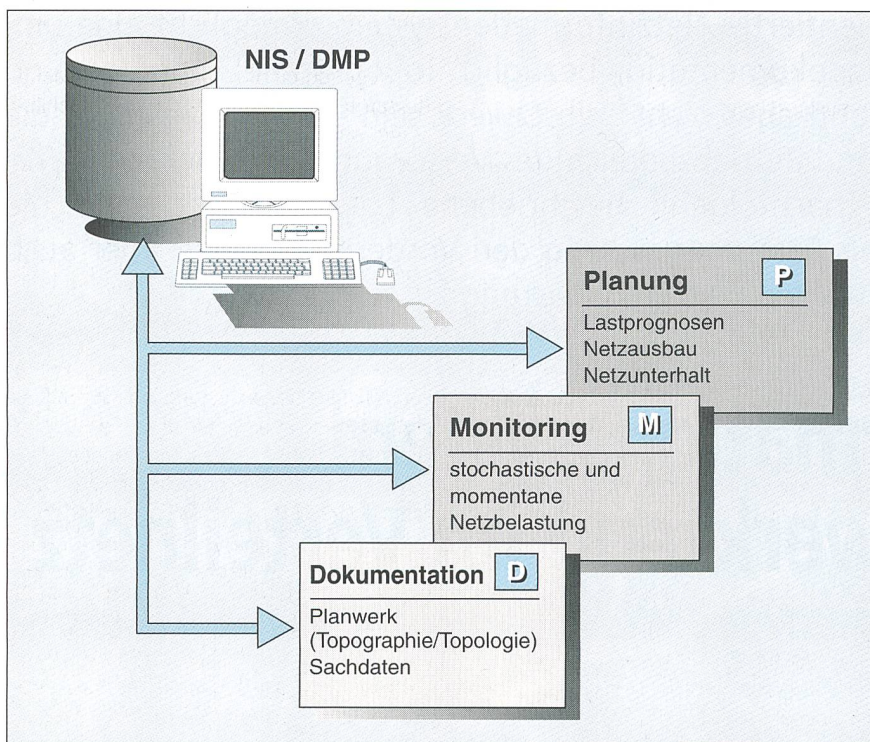


Bild 1 Einsatzbereich eines erweiterten Netzinformationssystems

Einsatz des Netzinformationssystems NIS/DMP für die Dokumentation, das Monitoring und die Planung.

de Applikationen nicht mehr «horizontal» über Schnittstellen, sie greifen vielmehr «vertikal» auf eine gemeinsame, logisch zentrale Datenbank zu.

NIS/DMP ist der Arbeitstitel eines Projektes, das von Colenco Power Consulting AG gemeinsam mit der Fachgruppe Energieübertragungssysteme der ETH abgewickelt und vom Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) sowie vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) durch namhafte Beiträge unterstützt wird. Durch eine enge Zusammenarbeit mit einer grösseren Zahl von Elektrizitätsunternehmen, die das Projekt ebenfalls unterstützen, wird zugleich die Praxisbezogenheit des Projektes gesichert.

Im folgenden werden zwar elektrische Verteilnetze in den Vordergrund gestellt; viele Überlegungen lassen sich aber auf Wasser-, Gas-, TV- und Fernwärme-Netze erweitern, wodurch das Projekt für Verbundwerke zusätzliches Interesse gewinnt.

Notwendige und hinreichende Information im technischen Bereich eines Versorgungsunternehmens

Das Netzinformationssystem NIS/DMP unterstützt gemäss Bild 1 die Dokumentation, das Monitoring und die Planung eines Verteilnetzes. Es muss hierzu sämtliche notwendige und hinreichende Information – aber nicht mehr – enthalten. Welche In-

formation ist nun tatsächlich notwendig und hinreichend?

Sicher muss zunächst die *Netzdokumentation* eine vollständige, detaillierte Beschreibung der Topographie, der Topologie und sämtlicher Betriebsmittel des Netzes enthalten. Sowohl aufgrund gesetzlicher Vorschriften als auch im Interesse der Investitionssicherung betreiben die Werke für diese Aufgabe seit je einen hohen Aufwand, und die Chance, diesen Aufwand bei gleichzeitiger Qualitätsverbesserung der Dokumentation in Zukunft senken zu können, erklärt denn auch das grosse Interesse, das modernen Netzinformationssystemen heute entgegengebracht wird.

Als Grundlage für die *Netzbetriebsführung* ist dann weiterhin Information bezüglich des momentanen Netzzustandes, insbesondere der momentanen Netzbelastung, erforderlich. Die Grenzen heutiger Netzbetriebsführungssysteme im Verteilnetz sind in [1] aufgezeigt: Die vor allem auf der Niederspannungsebene geringe Energiedichte erlaubt im allgemeinen kein aufwendiges Instrumentarium zur Fernfassung des detaillierten Netzzustandes, und die relativ statische Betriebsweise des Nieder- und auch des Mittelspannungsnetzes rechtfertigen – wenn man von der Rundsteuer-technik absieht – in der Regel auch keine Fernsteuerung. Kleinere und zum Teil auch mittlere Werke verzichten deshalb auf den Einsatz zentraler Netzleitsysteme, besonders dann, wenn sie reine Energieverteiler ohne eigene Produktionsanlagen sind. Aus

diesem Grund soll ein erweitertes Netzinformationssystem zur Unterstützung sämtlicher technischen Aufgaben eines kommunalen oder regionalen Versorgungsunternehmens zwar den Anschluss einer Fernwerktechnik als Option ermöglichen; es kann aber nicht auf einem solchen System aufsetzen.

Für die Aufgaben der Netzplanung, insbesondere der *Netzausbauplanung*, muss die bestehende und die zukünftig zu erwartende Netzbelastung dennoch bekannt sein. Aussagefähiger als die *momentane* Netzbelastung ist im Verteilnetz jedoch die *stochastische* oder die «mittlere» Netzbelastung. Unter mittlerer Netzbelastung sollen hier nicht etwa Tagesmittelwerte verstanden werden, sondern – angesichts der tageszeitlich meist stark schwankenden Netzbelastung – mittlere Tageslastkurven, natürlich unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wochentage, der Jahreszeit und weiterer Parameter. Für die Netzausbauplanung interessieren etwa Fragen folgender Art: Wie ändert sich die Belastung eines Transformatorabganges, falls ein zu erschliessendes Wohnquartier oder ein grösserer Gewerbebau an diesen Strang zusätzlich angeschlossen wird? Kann die Tageslastkurve durch Variation der Rundsteuerbefehle weiter geglättet werden und in welchem Bereich? Reicht die vorhandene Reserve, um während einer längerdauernden, extremen Kälteperiode die an einem Strang angeschlossenen Speicherheizungen zu versorgen? Wie ändert sich die Netzbelastung, wenn – etwa im Rahmen von Unterhaltsarbeiten – die Netzkonfiguration geändert werden muss? Fragen dieser Art erfordern unter anderem die Kenntnis der stochastischen Netzbelastung. In der Praxis wird die statistische Streuung des Leistungsbedarfes der Anschlussobjekte heute durch «Verschachtelungsfaktoren» berücksichtigt. Beispielsweise geht ein Werk bei der Netzdimensionierung davon aus, dass die Höchstlast von zehn Wohnungen nicht dem zehnfachen Wert einer einzelnen Wohnung entspricht, sondern lediglich dem fünffachen. Bei hundert am gleichen Strang angeschlossenen Wohnungen rechnet man dann noch mit der zwanzigfachen Lastspitze. Dabei wird natürlich vorausgesetzt, dass es sich um vergleichbare Anschlussobjekte und somit um ein homogenes Versorgungsgebiet handelt. Verschachtelungsfaktoren beruhen auf Erfahrungswerten und entsprechen einem bestimmten Netzbetrieb. Es wäre aber schwierig, zu beurteilen, wie etwa Massnahmen zur Bedarfssteuerung die summierte Spitzenlast beeinflussen.

Nun lässt sich die stochastische Netzbelastung, wie in [1] gezeigt wurde, im Verteilnetz sehr zuverlässig modellieren, und

der mit dem NIS/DMP gewählte Lösungsansatz beruht denn im Prinzip auch auf dem sinnvollen Einbezug eines solchen Lastmodells in ein Netzinformationssystem.

Aufbau und Funktionsweise des NIS/DMP

Ein hoher Anteil aller Netzinformati- onen, insbesondere natürlich das Planwerk, hat einen Raumbezug. Es ist daher nahelie- gend, einem Netzinformationssystem ein Geographisches Informationssystem (GIS) zugrunde zu legen. Eine ausführlichere Begründung hierzu, wie auch eine kurze Dar- stellung des Aufbaus eines GIS, findet der Leser in [2], Teil 2. Moderne Geographi- sche Informationssysteme beruhen in der Regel auf einer «offenen» Systemplattform (offen bezüglich Betriebssystem, relatio- naler Datenbank, Abfragesprache, grafi- scher Benützeroberfläche, Kommunikation usw.). Diese Systemplattform kann in klei- neren Werken aus einer einzelnen Work- station bestehen, in mittleren und grösseren Werken werden entsprechend der organisa- torischen Aufteilung für die Aufgaben der Netzdokumentation, der Netzausbauplan- ung und der Netzunterhaltsplanung meh- rere über ein Netzwerk verbundene Work- stations angemessen sein.

Mit der Erweiterung eines Geographi- schen Informationssystems zum Netzinfor- mationssystem wird auch ein Datenmodell mindestens für den technischen Bereich des Versorgungsunternehmens festgelegt (Bild 2). Dieses Datenmodell soll nun so konzipiert sein, dass es eine Erweiterung des NIS um zusätzliche Applikationen zu-

lässt, wobei im Idealfall sämtliche Applika- tionen auf die gemeinsame Datenbank zu- greifen, Daten also nicht über Schnittstel- len austauschen.

Wir wollen zunächst die zur Erfassung der *stochastischen* Netzbelastung notwen- dige Erweiterung eines NIS diskutieren. Auf den Einbezug der *momentanen* Netz- belastung gehen wir anschliessend ein.

Ein modernes, objektorientiertes Netzin- formationssystem erlaubt – neben der Be- schreibung der Geographie und der Topo- logie – vor allem auch die detaillierte Be- schreibung sämtlicher Netzobjekte (Kabel, Freileitungen, Schaltanlagen und Transfor- matorstationen, deren Komponenten usw.), üblicherweise in einer relationalen Daten- bank. Erweitern wir nun diese Objektbe- schreibung in der nachstehend dargestell- ten Weise auf die Anschlussobjekte des Netzes (Haushalte, Büro-, Gewerbe- und Industriebauten, öffentliche Beleuchtung usw.), schaffen wir damit die Grundlage zur Ermittlung der stochastischen Netz- belastung.

Der in den Bildern 3 und 4 skizzierte Ablauf entspricht jenem zur Erfassung der Netzobjekte weitgehend. Der Benutzer wählt zunächst aus einem Menü das zu erfassende Objekt (Einfamilienhaus, Mehr- familienhaus, Büro-, Gewerbe- oder Indu- striegebäude usw.) aus und führt dann in einer entsprechenden Maske die diesem Anschlussobjekt zugehörigen wesentlichen Verbraucher auf (Bild 4). Für Haushalte besteht die Beschreibung, wie im nächsten Abschnitt ausführlicher erläutert, aus einer Haushaltgrundkurve und aus zusätzlich zu beschreibenden Verbrauchern wie Elektro- boiler, Speicherheizungen, Wäschetrock-

nern usw., das heisst grösseren Verbrau- chern, die sich, falls sie vorhanden sind, in der Regel durch die Rundsteuerung beein- flussen lassen. Gewerbe- oder Bürogebäu- de und Industriebetriebe hingegen werden zweckmässigerweise durch wochentag- spezifische Verbrauchstabellen beschrie- ben, während die durch die öffentliche Be- leuchtung verursachte Netzbelastung im wesentlichen durch die Tages- und die Jah- reszeit bestimmt wird. Weitere ins Gewicht fallende Verbraucher – grosse Klimaana- gen in Handels- und Dienstleistungsbetrie- ben, Heugebläse in ländlichen Gegenden, Hotelbetriebe in Kurorten usw. – werden in geeigneter Weise separat beschrieben.

Die getrennte Beschreibung der An- schlussobjekte und der Verbrauchertypen in entsprechenden Tabellen hat den Vorteil, dass generelle Eigenschaften gewisser Ver- braucherarten, etwa die Zeitpunkte der Einschaltung der Elektroboiler oder die temperaturabhängige Leistungsaufnahme der Speicherheizungen, auf einfache Weise für sämtliche Anschlussobjekte eines Stranges oder eines Versorgungsgebietes gemeinsam beeinflusst werden können. Durch geeignete Addition sämtlicher Ta- geslastkurven eines Stranges (Bild 3) ergibt sich die Tageslastkurve des betreffenden Transformatorabganges, durch Addition al- ler Abgänge dieses Transformators die Transformatorbelastung und unter Berück- sichtigung der Konfiguration des Mittel- spannungsnetzes – im allgemeinen ein of- fenes Ringnetz – der Lastfluss im gesamten Verteilnetz.

Die so ermittelten Tageslastkurven wer- den erst auf Ebene Niederspannungstran- sformator im NIS/DMP gespeichert, und zwar für sämtliche unterschiedlichen Wo- chentage und auch für alle Jahreszeiten. Auf diese Weise wird der Speicherbedarf in sehr bescheidenen Grenzen gehalten. Aus- gewählte Strom-, Spannungs- oder Lei- stungswerte lassen sich in das durch das NIS gegebene Kabelschema einblenden. Wesentlich ist nun die Möglichkeit, im Pro- jektmodus sowohl Anschlussobjekte als auch Parameter der in diesen Anschlussob- jekten vorhandenen Verbrauchertypen auf einfache Weise verändern und die resultie- renden Auswirkungen auf die entsprechen- den Tageslastkurven unmittelbar beobach- ten zu können. Sie schafft die Grundlage für eine interaktive Netzplanung und Netz- optimierung des Mittel- und des Nieder- spannungsnetzes.

Die in den Bildern 3 und 4 angedeutete Addition muss selbstverständlich die sto- chastische Natur der Lastverläufe der ein- zelnen Anschlussobjekte berücksichtigen; eine lineare Überlagerung der einzelnen Lastkurven ist nicht statthaft. Wir werden im nächsten Abschnitt auf dieses Problem

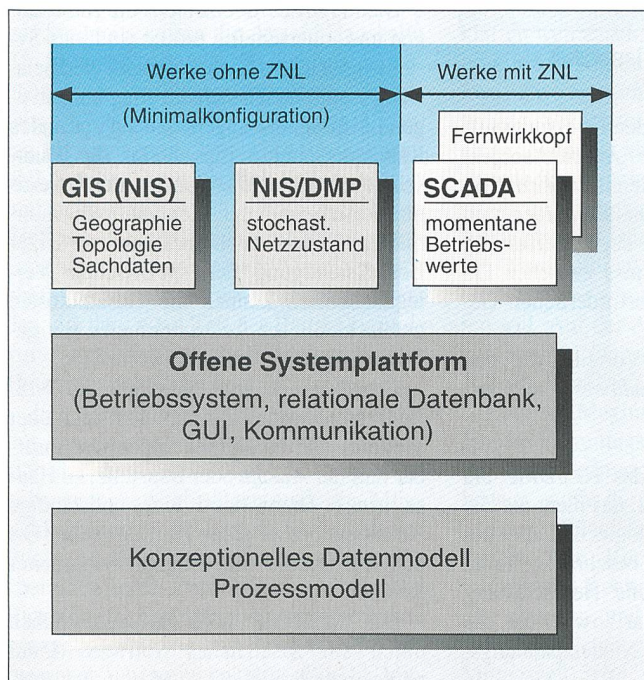


Bild 2 Aufbau des erweiterten Netzinformationssystems NIS/DMP

Zusätzlich zur Beschreibung der Netztopographie, Netztopologie und der Betriebsmittel erfolgt die Beschreibung des stochastischen und des momentanen Netzstatus auf der Basis eines einheitlichen Datenmodells (ZNL: zentrales Netzleitsystem).

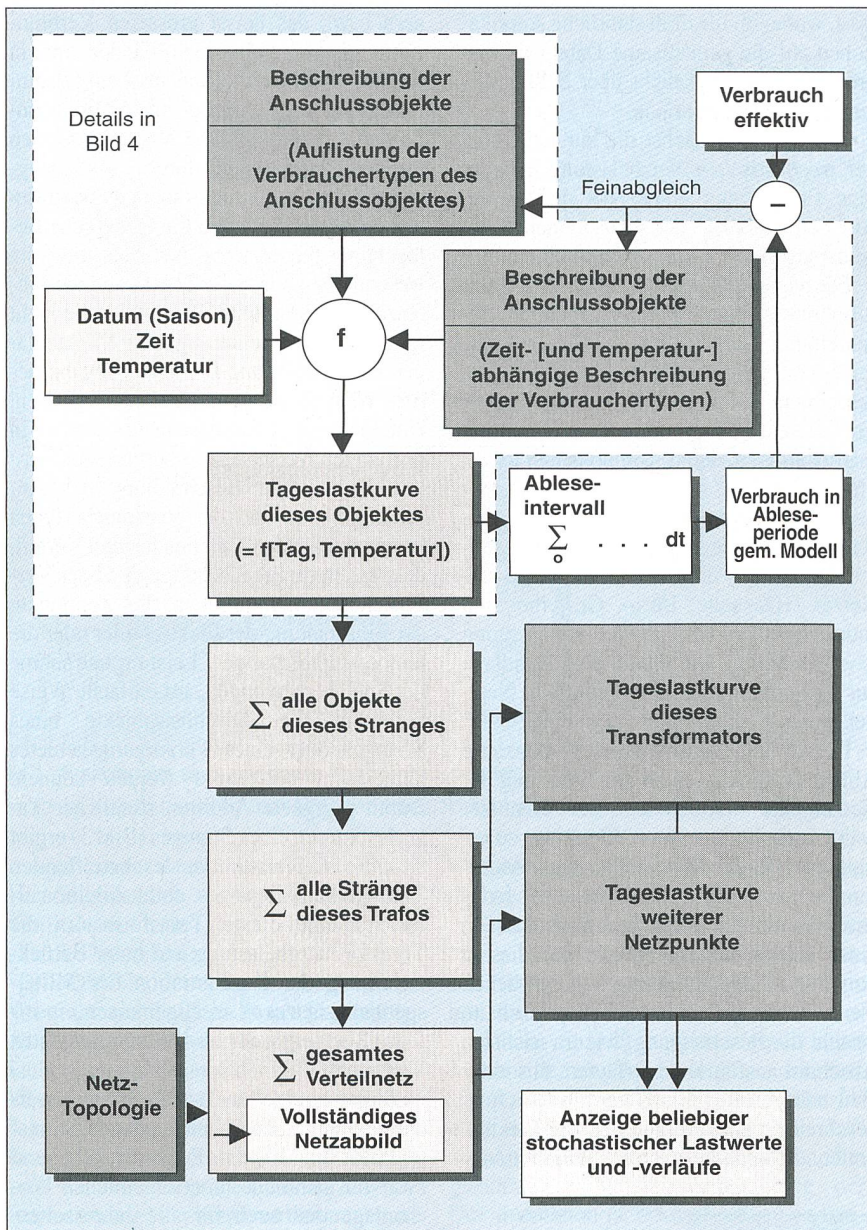


Bild 3 Prinzipielle Funktionsweise eines in ein Netzinformationssystem integrierten Lastmodells

zurückkommen, vorderhand aber voraussetzen, dass eine «stochastische Addition» mit hinreichender Zuverlässigkeit möglich ist.

Der Aufwand zur Erfassung der Anschlussobjekte mag zunächst hoch erscheinen. Darüber hinaus sind auch Zweifel berechtigt, wie genau eine solche Beschreibung bei vertretbarem Nachführungsaufwand je den tatsächlichen Verhältnissen entsprechen wird. Nun ist aber zu berücksichtigen, dass einerseits viele Werke bereits heute Anschlussverzeichnisse führen, die für diese Zwecke durchaus geeignet sind, und dass andererseits eine im Detail jederzeit korrekte Nachführung dieser Verzeichnisse nicht Voraussetzung für ihre Brauchbarkeit ist, da die für Planungsaufgaben erforderliche Genauigkeit der stochastischen Netzbelastung nicht extrem

hoch ist. Weiter kann der Erfassungsaufwand für das einzelne Anschlussobjekt durch eine geeignete Benutzerführung in vertretbaren Grenzen gehalten werden, und schliesslich ist auch bei der Ersterfassung ein sinnvoller Kompromiss zwischen Erfassungsaufwand und erforderlicher Genauigkeit zu finden.

Was sind nun die Vorteile, die den zusätzlichen Erfassungsaufwand rechtfertigen?

– Zunächst verschafft das NIS/DMP ein vollständiges Netzabbild, das nicht auf die Topographie, die Topologie und die Betriebsmittel des Netzes beschränkt bleibt, sondern die stochastische Netzbelastung miteinschliesst, und zwar sowohl für das Mittel- als auch für das Niederspannungsnetz.

– Da das NIS/DMP auf einem modernen Netzinformationssystem aufsetzt, nutzt es sowohl die Vorteile eines relationalen Datenbanksystems – Aktualität, Konsistenz, Redundanzfreiheit der Daten, einfacher Datenzugriff und klare Regelung der Zugriffsrechte – als auch die generellen Vorteile eines Netzinformationssystems wie hohe Flexibilität bezüglich der Informationsdarstellung, freier Bezug zwischen Planwerk und Sachdaten, umfangreiche Informationsauswertungen und Verknüpfungen, stark reduzierter Änderungsaufwand vor allem beim Planwerk, Blattschnittfreiheit, freie Wahl des Netzausschnittes und des Massstabs (Zooming und Panning), Gliederung in Ebenen unterschiedlichen Informationsinhaltes usw.

– Das NIS/DMP wird damit zum einzigen, umfassenden Datenpool, der sämtliche für die interaktive Bearbeitung von Netzausbau- und Netzunterhaltsarbeiten erforderlichen Daten in einer logisch zentralen Datenbank enthält.

– Die Lastflussrechnung im Mittel- und im Niederspannungsnetz kann durch das NIS/DMP ebenfalls abgedeckt werden. Damit entfällt die Übertragung der in einem NIS gespeicherten Netzbeschreibung in ein separates Netzberechnungsprogramm.

– Kontingenzanalysen («was geschieht, falls ...?») werden wirkungsvoll unterstützt, da sich die Parameter, welche die Tageslastkurven bestimmen, im Planungsmodus interaktiv einstellen lassen. Belastungsengpässe werden auf diese Weise frühzeitig erkannt.

– Netzerweiterungen sowie Änderungen der Netzkonfiguration, aber auch die Beurteilung verschiedener Ausbauvarianten, werden erleichtert.

– Da im NIS/DMP einerseits die Kabellängen und -querschnitte erfasst sind, das System andererseits die stochastische Netzbelastung kennt, lassen sich die einer langfristigen Lastprognose angemessenen optimalen Kabelquerschnitte (das heisst die Querschnitte, welche die Summe der Investitionskosten und der Verlustkosten minimieren) automatisch bestimmen. Unter Berücksichtigung der spezifischen Verlegungskosten können die Gesamtkosten unterschiedlicher Ausbauvarianten mit geringem Aufwand ermittelt werden [3].

– Grundsätzlich sind sämtliche im NIS/DMP enthaltenen Informationen auch über Modems von einem beliebigen Ort abrufbar (auf der Anlage oder Baustelle, zu Hause usw.). Damit wird eine vollständige Netzübersicht zu jeder Zeit, an jedem Ort und für jeden berechtigten Mitarbeiter Realität.

– Das NIS/DMP wird im wesentlichen durch ein zusätzliches Software-Modul realisiert und stellt keine weiteren Anforde-

rungen an die Systemplattform. Es bietet im Vergleich zu einem auf Dokumentationsaufgaben beschränkten Netzinformationssystem somit einen sehr interessanten Zusatznutzen.

Im Zusammenhang mit den Bildern 3 und 4 wurde bereits darauf hingewiesen, dass eine einfache Addition, das heisst eine lineare Überlagerung, der Einzellasten aller Anschlussobjekte infolge ihrer statistischen Streuung nicht zulässig ist. Im folgenden Abschnitt wird dieser Aspekt nun vertieft und gleichzeitig das mathematisch korrekte Vorgehen aufgezeigt. Wesentlich ist dabei die Erkenntnis, dass Bild 3 den tatsächlichen Rechenaufwand zwar vereinfacht, das Ergebnis für den potentiellen Anwender jedoch korrekt darstellt.

Ermittlung verbraucherbezogener Lastdaten

Verhalten des individuellen Verbrauchers

In [1] wurde gezeigt, dass sich die Last an einem Verteiltransformator sehr klar Verbrauchergruppen auf der einen Seite und gesteuerten Lasten auf der anderen Seite zuordnen lässt. Von besonderem Interesse sind dabei die Haushaltgrundkurve und die Gewerbelast. Die in [1], Bild 11, gezeigte Kurve ist hier in Bild 5 wiedergegeben.

Die Haushaltgrundkurve entsteht aus der Überlagerung einer Vielzahl von einzelnen Haushaltlasten, wobei festzustellen ist, dass bei gleichartigen Haushalten die gemessene Grundlast proportional zur Zahl der Haushalte wächst. Es handelt sich dabei um eine Mittelwertkurve mit relativ geringer Streuung, sofern die Anzahl Haushalte 75–100 übersteigt, was für die meisten Abgänge von Verteiltransformatoren zutrifft. Diese Mittelwertkurve variiert von Dienstag bis Donnerstag wenig, ist am Samstag und Sonntag grundsätzlich anders geartet und zeigt deutlich jahreszeitlich bedingte Einflüsse. Grundsätzlich kann somit einem Haushalt und damit einem Einzelverbraucher eine Mittelwertkurve zugeordnet werden, die dem n -ten Teil der Haushaltgrundkurve entspricht, wenn n die Anzahl der Haushalte pro Abgang ist.

Ein NIS/DMP verlangt jedoch mehr als nur eine solche Mittelwertkurve. Es muss sich auf den Verlauf der Last eines Einzelverbrauchers abstützen und die Möglichkeit bieten, die Last in verschiedenen Punkten des Niederspannungsnetzes zu charakterisieren. Der Verlauf der Last eines Einzelhaushaltes ist aber ausgesprochen unregelmässig, wie das Beispiel eines gemessenen Lastverlaufes zeigt (Bild 6). Mit-

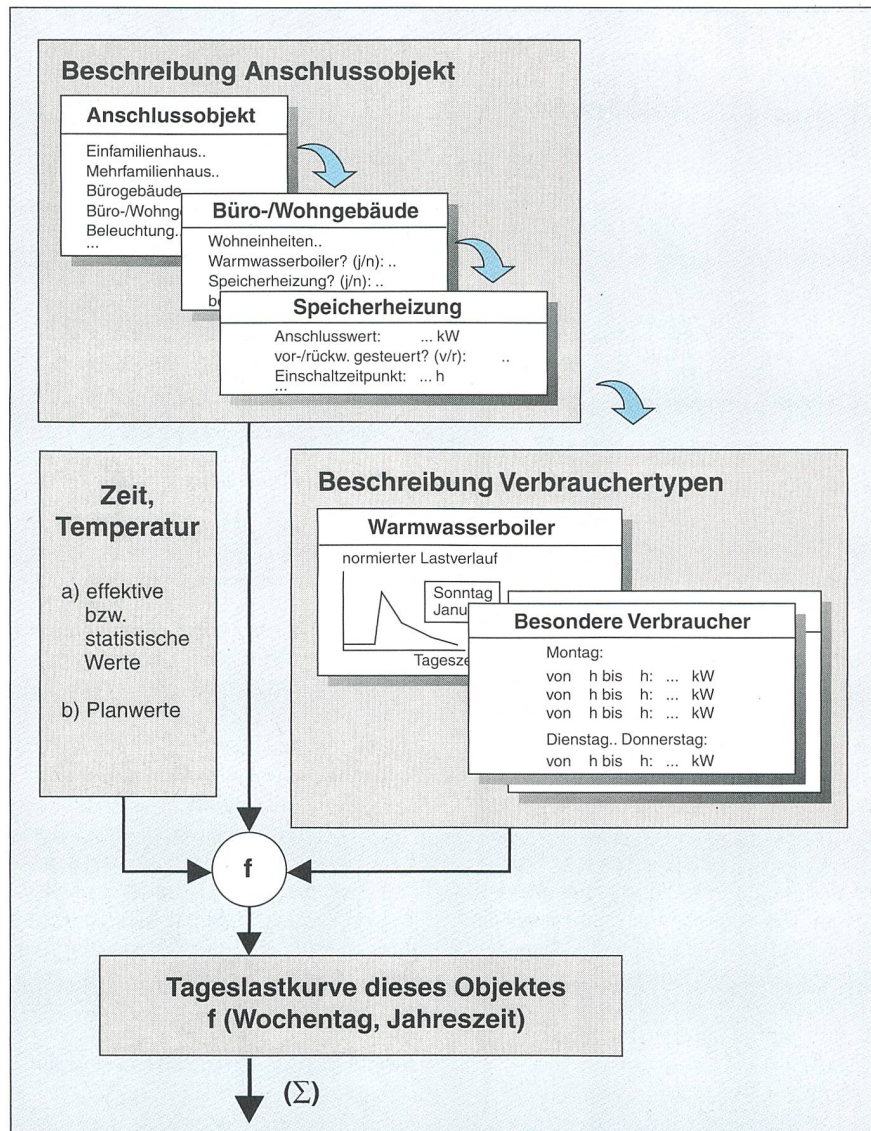


Bild 4 Details zum Lastmodell im Netzinformationssystem nach Bild 3

telwertkurve und tatsächlicher Lastverlauf klaffen weit auseinander. Neben der Angabe eines Erwartungswertes (Mittelwertes) muss die Last somit durch eine Dichteverteilung gekennzeichnet werden, die für einen Zeitpunkt des Tages oder eine begrenzte Tagesperiode Gültigkeit hat. Eine mögliche Dichtekurve (Verteilfunktion) ist beispielhaft in Bild 7 wiedergegeben. Dabei wurde vorausgesetzt, dass diese für eine Periode zwischen 9 und 11 Uhr zutreffen soll. Auf der Abszisse ist die Leistung aufgetragen, die von der Minimallast von 500 W (Bandlast, die dauernd vorhanden ist) bis zur Maximallast von 9 kW reicht. Für die Vormittagsperiode ist typisch, dass sich das Maximum der Dichte bei 3,0 kW bewegt, wofür die Benützung von Küchengeräten, Bügeleisen, Staubsauger usw. spricht. Die Höchstleistung, die durch Backen und Kochen gegeben ist, wird selten eintreten und ist deshalb mit einer geringen Dichte gekennzeichnet. Um die Mittagszeit wird sich das Maximum zu

höheren Leistungen hin verschieben. Ein Haushalt oder allgemein ein Einzelverbraucher wird somit durch mehrere solcher Dichtekurven für einzelne Tagesperioden charakterisiert werden können. Die Aussage, die sich für den Einzelverbraucher von dieser Information ableiten lässt, ist der Bereich der Last, der mit hoher Wahrscheinlichkeit auftreten wird. Eine konkretere Aussage ist für den Einzelverbraucher nicht möglich.

Ermittlung der Dichtekurven von Einzellasten

Für die Ermittlung solcher Dichtekurven ist man grundsätzlich auf die direkte Messung über mehrere Typen von Einzelverbrauchern und über mehrere Tage und Wochen angewiesen. Liegen einmal grössere Datensätze vor, so kann gegebenenfalls auf andere Typen von Verbrauchern geschlossen werden. Es soll daher vorerst von der direkten Ermittlung von Dichtekurven die Rede sein.

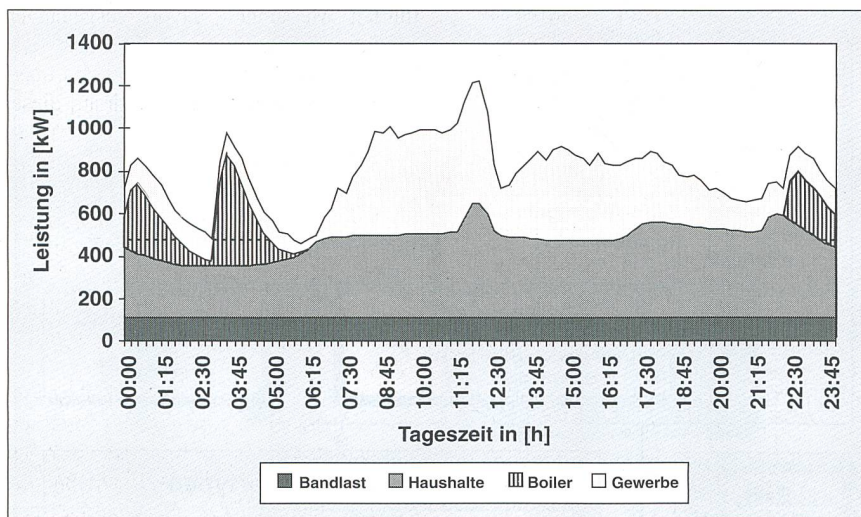


Bild 5 Zusammensetzung der Last an einem Verteiltransformator (aus [1])

Angenommen, ein Versorgungsunternehmen installiert an mehreren Einzelverbrauchern registrierende Messgeräte und erhält über eine genügende Anzahl von gleichartigen Perioden Kurven von der in Bild 6 gezeigten Art. Solche Kurven werden mit Hilfe von Computerprogrammen so ausgewertet, dass die Bandlast subtrahiert wird, wobei die Lastbereiche sinnvollerweise in diskrete Abschnitte unterteilt werden. Das ist ein Vorgehen, das aus der Statistik hinreichend bekannt ist. Damit erhält man eine diskretisierte Dichteverteilung für einen Typ von Einzelverbraucher für eine bestimmte Tagesperiode, ähnlich wie Bild 7.

Wird die Analyse des Einzelverbrauchers so weit geführt, dass seine gerätetypische Ausstattung datenmässig erfasst wird (Bild 4), so besteht die Möglichkeit, durch eine Zuordnung der Ausrüstung zu den

Dichteverteilungen eine Verallgemeinerung des Datenmaterials herbeizuführen. Sind Ausrüstungen und Dichtekurven in genügender Zahl vorhanden, so lassen sich moderne Mustererkennungsmethoden, wie das Trainieren von Neuronalen Netzen, einsetzen, die für verschiedene Ausstattungen von Einzelverbrauchern unter Einbezug von weiteren Parametern wie Tageslicht (Jahreszeit) usw. die Dichteverteilung generieren. Die direkte Messung erübrigt sich dann, und die Bestimmung der Dichteverteilung erfolgt auf indirektem Wege.

Anwendung der verbraucherbezogenen Lastdaten

Es sei hier festgehalten, dass der Einzelverbraucher im NIS/DMP durch eine Dichteverteilung seiner Last für eine bestimmte Tageszeit charakterisiert wird. Ebenso sind

die Bandlast sowie gegebenenfalls gesteuerte Lasten (Boiler, Speicherheizungen usw.) bekannt. Letztere sind deterministische Grössen, wogegen erstere als stochastische Last aufgefasst wird. Die Einzellast besteht somit aus einem Sockelanteil und einem möglichen Lastbereich, der mit einer der Dichte entsprechenden Wahrscheinlichkeit eintritt. Das Interesse bei der Anwendung eines NIS/DMP besteht nun darin, eine Aussage über das Auftreten von Lasten in den einzelnen Netzknoten zu machen. Dem Charakter der Basisinformation entsprechend kann die zu erwartende Antwort, abgesehen von der Sockellast, nach wie vor nur eine Dichteverteilung sein, die aber durch das Zusammentreffen von mehreren Einzellasten eine geringere Streuung aufweist. Die Ermittlung solcher zusammengesetzter Dichtekurven, für die im Abschnitt über Aufbau und Funktionsweise des NIS/DMP vereinfachend der Begriff «Addition» verwendet wurde, kann auf zwei Arten erfolgen. Sofern die Voraussetzung der Unabhängigkeit der Ereignisse zutrifft, können die einzelnen Verteilkurven gefaltet werden. Eine zweite Möglichkeit besteht in der Monte-Carlo-Simulation. Dabei wird das häufige Eintreten einer Last entsprechend der Dichtefunktion durch einen Zufallsgenerator nachgebildet und deren Summation entsprechend der Netztopologie durchgeführt. An jedem Netzknoten werden dann wieder Dichtefunktionen generiert. Damit kann unter Berücksichtigung der deterministischen Last wieder ein Sockelanteil und ein Streubereich bestimmt werden. Die Gesetzmässigkeit der Überlagerung (Addition) der Lasten führt dazu, dass sich die Mittelwerte der Lasten arithmetisch addieren und die Streubereiche sich relativ zu den Mittelwerten verkleinern, wie es die Haushaltgrundkurve des Verteiltransformators gezeigt hat. Im NIS/DMP sind daher die Dichtefunktionen der Einzellasten, von Lasten an Verteilkabinen und solcher anderer Netzknoten gespeichert. Sie können bei einer Neukonfiguration des Netzes neu berechnet und optimiert werden.

Eine Übersicht über den schematischen Vorgang der Zusammensetzung der Lasten und ihrer Dichtefunktionen unter Einbezug von verschiedenen Parametern zeigt das Bild 3. Das Prinzipschema des Lastmodells zeigt den Weg vom Anschlussobjekt bis zum Verteiltransformator und zum Verteilnetz. Da im NIS/DMP die Information auch zeitlich festgehalten ist, besteht die Möglichkeit der Ermittlung von Tageslastkurven, Zählerständen, Prognosen usw. Mit der laufenden Erfassung von realen Lasten und Zählerständen kann das Lastmodell überprüft und verbessert werden.

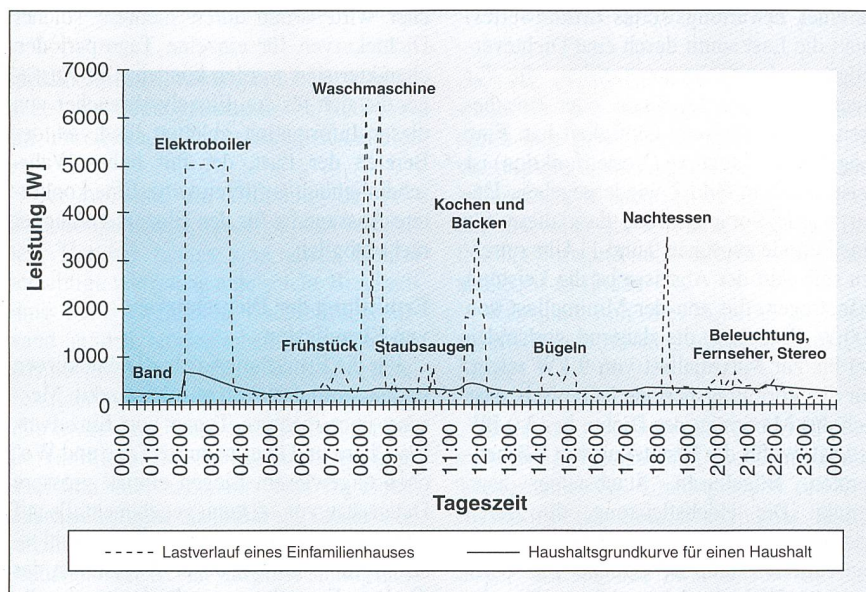


Bild 6 Lastverlauf für ein Einfamilienhaus mit anteilmässiger Haushaltgrundkurve

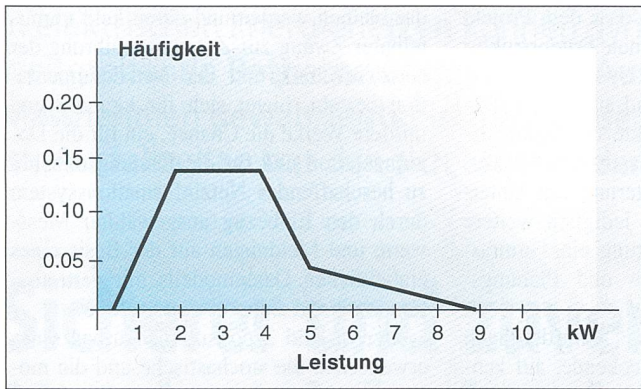


Bild 7 Häufigkeit des Auftretens einer bestimmten Haushaltlast in der Zeitperiode 9-11 Uhr

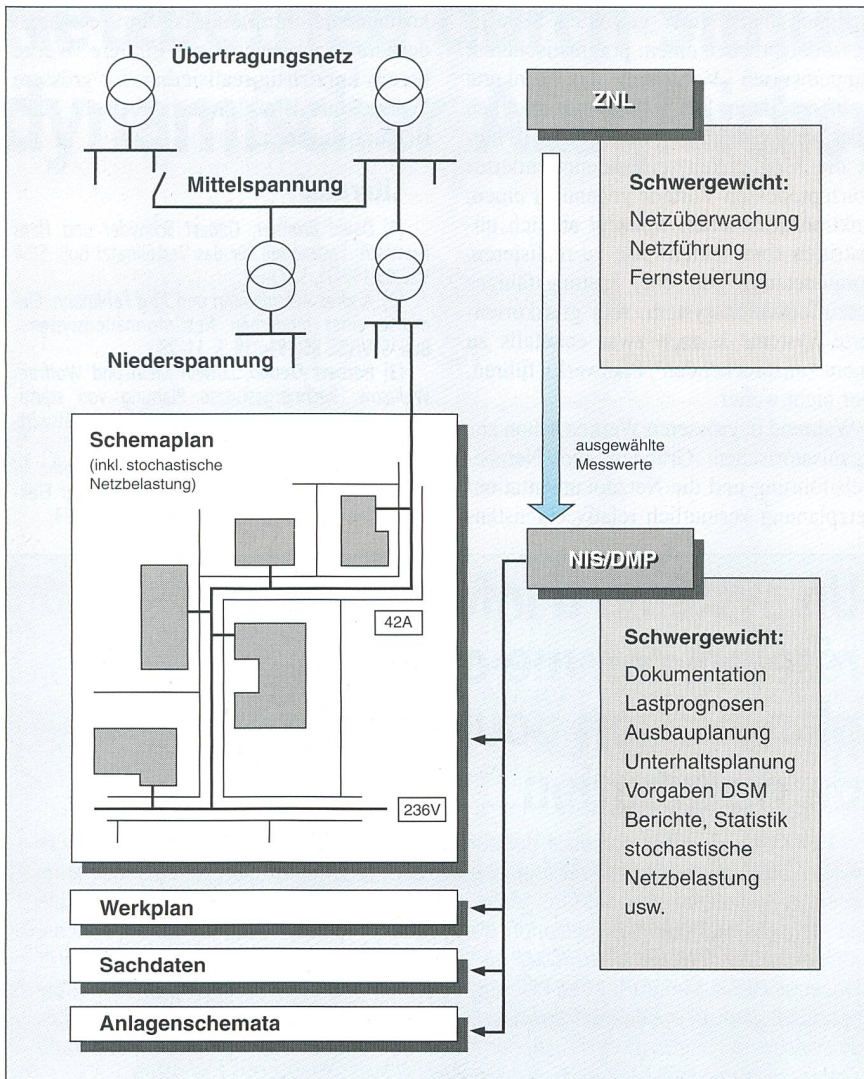


Bild 8 Einsatzschwerpunkte der zentralen Netzleittechnik und des Netzinformationssystems NIS/DMP in einem grösseren Versorgungsunternehmen

fürten Messungen davon ausgegangen werden, dass die stochastischen Lastwerte mit den momentanen Lastwerten gut übereinstimmen. Somit besteht auch auf dieser Ebene nur ein sehr beschränkter Bedarf zur Erfassung der Momentanwerte, und es ist deshalb für kleinere Verteilwerke, insbesondere für Werke ohne eigene Erzeugungsanlagen, durchaus vertretbar, auf den Einsatz einer zentralen Netzleittechnik und damit auf die Erfassung der Momentanwerte überhaupt zu verzichten. Durch den Einsatz eines erweiterten Netzinformationssystems im Sinne eines NIS/DMP gewinnen sie dennoch eine wesentlich detailliertere und zuverlässigere Kenntnis des Netzzustandes; sämtliche zur Unterstützung der Netzausbau- und der Netzunterhaltsplanung notwendigen und hinreichenden Informationen stehen zur Verfügung. Mit dem Vorbehalt der momentanen Netzbelastung, die einen einfachen Fernwirkkopf gemäss Bild 2 voraussetzt, ist damit die Zielvorstellung gemäss Bild 1 erreicht.

Grössere Versorgungsunternehmen können zur Netzüberwachung, Netzführung und Fernsteuerung auf ein zentrales Netzleitsystem (ZNL) nicht verzichten. Heute sind jedoch keine Systeme verfügbar, welche in der in Bild 2 skizzierten Art die Funktionalität einer ZNL mit jener eines NIS vereinen oder die mindestens auf einer gemeinsamen Datenbasis aufsetzen. Die stochastische Netzbeschreibung auf der Basis eines NIS/DMP wird deshalb parallel zur aktuellen (Real-time-)Netzbeschreibung auf der Basis des Netzleitsystems erfolgen (Bild 8). Da sich innerhalb grösserer und auch mittlerer Versorgungsunternehmen unterschiedliche Organisationseinheiten bevorzugt oder gar ausschliesslich für die stochastischen oder für die Echtzeitdaten interessieren, lässt sich mit diesem Zustand leben. Man nimmt damit aber bewusst teilweise redundante Datenbestände, einen entsprechend hohen Aufwand für die Datenbewirtschaftung, eingeschränkte Kommunikationsfähigkeit und vielleicht auch unterschiedliche Systemlandschaften in Kauf. Will man auf einen gewissen Datenaustausch zwischen Systemen nicht verzichten, können Schnittstellen zwischen diesen Systemen ins Auge gefasst werden, wobei allerdings solche Schnittstellen in der Praxis vermutlich häufiger diskutiert als realisiert werden.

Kurzfristig wird sich diese Situation für grössere Werke wohl nicht ändern, denn kommerziell verfügbare Netzleitsysteme und Netzinformationssysteme beruhen auf unterschiedlichen, proprietären Datenmodellen, und die Forderung nach einem gemeinsamen Datenmodell wäre gleichbedeutend mit der Forderung nach einer neuen Systemgeneration. Werden jedoch

Einbezug der momentanen Netzbelastung

Aufgrund seiner Funktionsweise sind Aussagen bezüglich der tatsächlichen oder momentanen Netzbelastung mit dem NIS/DMP grundsätzlich nicht möglich. Auf der Ebene des Niederspannungsnetzes ist dies keine Einschränkung, denn hier sind für die Belange der Netzplanung allein die stocha-

stischen Werte von Interesse, während die Belange des Netzschutzes durch die stets vorhandenen Schutzeinrichtungen abgedeckt werden. Ein Bedürfnis, die momentane Belastung eines einzelnen Stranges im Niederspannungsnetz zu kennen, besteht nicht.

Im Mittelspannungsnetz hingegen darf aufgrund der im Zusammenhang mit dem Lastmodell für das Verteilnetz durchge-

nur bescheidene Ansprüche an ein Netzleit-system gestellt, kann die Ergänzung eines Netzinformationssystems durch einen einfachen Fernwirkkopf und eine entsprechende Erweiterung des Datenmodells in der in Bild 2 skizzierten Art für mittlere Werke durchaus die zweckmässige Lösung darstellen. Ob längerfristig eine Integration auch bei anspruchsvolleren Systemen stattfinden wird, hängt vermutlich nicht primär von technischen Überlegungen ab. Eine Vereinheitlichung wird begünstigt durch den Trend zu offenen Systemen; sie wird erschwert durch die Tatsache, dass Netzleit-systeme und Netzinformationssysteme fast ausnahmslos durch unterschiedliche Hersteller entwickelt wurden und dass innerhalb eines grösseren Versorgungsunternehmens unterschiedliche Stellen zu unterschiedlichen Zeiten entsprechende Systeme beschaffen.

Ausblick

Ein Zeitgenosse Marconis, des Erfinders des Radios, sah die Bedeutung des Rundfunks vor allem in der Übertragung der Sonntagspredigt, denn die Predigt sei die einzige Gelegenheit, bei der ein einzelner zu einer Menge spreche. Die Geschichte der Technik kennt viele Beispiele von Erfindungen, die ihre Anwendung erst suchen mussten. Wenn wir heute ein Netzinformationssystem vor allem als Mittel zur rationelleren Planerstellung – sozusagen als Zeichenhilfe – missbrauchen, verkennen wir ein weiteres Mal die Chancen einer neuen Entwicklung. Ein raumbezogenes, objektorientiertes Netzinformationssystem ist nicht primär ein Grafikprogramm, sondern ein Informationssystem, und als solches ermöglicht es zunächst eine umfassende und vollständige Netzdokumentation [4]. Die Netzdokumentation kann aber nicht Selbstzweck sein, sie soll vielmehr die Arbeitsabläufe im Planungs- und Betriebsbereich unterstützen. Das NIS/DMP zeigt einen Weg auf, ein Netzinformationssystem vom reinen Dokumentationswerkzeug zu einem Planungswerkzeug für den Netzausbau und den Netzunterhalt zu erweitern, und es lässt auch den Einbezug ausgewählter Momentwerte der Netzbelastung offen.

Die Einführung eines Netzinformationssystems wird infolge des hohen Datenersterfassungsaufwandes in der Regel im Rahmen eines mehrjährigen Projektes erfolgen müssen. Ein etappenweises Vorgehen, das relativ früh einen Teilnutzen realisieren lässt, ist deshalb unumgänglich. Ob im konkreten Fall mit erster Priorität das Planwerk oder die Objektdaten eines Werkes erfasst werden, hängt von den spezifischen Gegebenheiten dieses Werkes ab.

Entscheidend ist jedoch, dass dem Projekt von Anbeginn eine geeignete Datenstruktur und ein leistungsfähiges System zugrunde gelegt werden. Dann sind auch die Erfassung der Anschlussobjekte und damit die Beherrschung des stochastischen Netzzustandes oder die Erweiterung um Unterhaltsplanungsfunktionen lediglich weitere Etappen bei der Einführung eines umfassenden Dokumentations- und Planungswerkzeuges gemäss Bild 1.

Allesumfassende, die Anforderungen sämtlicher Bereiche abdeckende, auf zentralen Datenbanken beruhende Lösungen begegnen meist einer gesunden Skepsis. Sie widersprechen einem pragmatischeren, etappenweisen Vorgehen, das konkrete Probleme dann löst, wenn sie anstehen (oder nicht viel später). Das NIS/DMP bietet die Möglichkeit, ein datenorientiertes Konzept, dessen Vorteile gegenüber einem funktionsorientierten Konzept an sich unbestritten sind, stufenweise zu realisieren. Voraussetzung ist ein leistungsfähiges Netzinformationssystem; rein grafikorientierte Systeme können zwar ebenfalls zu einem ansprechenden Planwerk führen, aber nicht weiter.

Während in grösseren Werken schon aus organisatorischen Gründen die Netzbetriebsführung und die Netzdokumentation/Netzplanung vermutlich relativ eigenstän-

dig bleiben werden und damit kein unmittelbarer Zwang zur Zusammenführung der Netzleittechnik und der Netzdokumentation besteht, bietet sich für kleinere und mittlere Werke die Chance, ein für die Dokumentation und für die Planung ohnehin zu beschaffendes Netzinformationssystem durch den Einbezug ausgewählter Messwerte und Meldungen auf der Basis eines einheitlichen Datenmodells mit vertretbarem Aufwand sinnvoll zu erweitern.

Der in Bild 2 postulierte Aufbau eines erweiterten, die stochastische und die momentane Netzbelastung ebenfalls abdeckenden Netzinformationssystems erscheint deshalb für kleinere und mittlere Werke bereits kurzfristig realisierbar; für grössere Werke kann Bild 2 eine realistische Zielrichtung angeben.

Literatur

[1] David Brunner, Gilbert Schnyder und Hans Glavitsch: Lastmodell für das Verteilnetz. Bull. SEV/VSE 85(1994)1, S. 23–31.

[2] Andres Aeschlimann und Jürg Fehlmann: Elemente eines modernen Netzinformationssystems. Bull. SEV/VSE 85(1994)19, S. 11–28.

[3] Herbert Freund, Lutwin Klein und Wolfram Wellssow: Rechnergestützte Planung von städtischen Mittelspannungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft 92(1993)22, S. 1374–1380.

[4] Uwe Bernhardt: Geo-Informationssysteme in EVU. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H., Frankfurt am Main, 1994.

Un système d'information de réseaux comme outil de planification pour le réseau de distribution

Les systèmes infographiques permettent la documentation complète de réseaux électriques: non seulement leur topographie, mais aussi leur topologie ainsi que leurs données techniques peuvent être gérées par ces systèmes. A partir de cet ensemble de données, un énorme potentiel d'applications est envisageable. Un système d'information de réseaux NIS/DMP (NIS: système d'information de réseaux; DMP: Documentation, Monitoring and Planning), par exemple, se présente comme un module optionnel pour un système infographique qui – en se reposant sur l'étude des courbes des valeurs moyennes de charge aux différents points du réseau – permet d'être étendu vers un instrument de planification du réseau.

Le NIS/DMP décrit dans cet article se base sur le fait que les courbes de charge des différentes familles de consommateurs d'électricité peuvent être reconstituées mathématiquement connaissant l'installation électrique, le système de télécommande et les conditions saisonales (fig. 5). A partir de ces courbes des valeurs moyennes de charge, et connaissant la dispersion de celle-ci, le NIS/DMP estime la charge au point de sortie de la station. En répétant ce calcul pour chaque sortie de la station, la charge totale du secondaire sera connue. Dès lors, il sera possible aussi d'évaluer les valeurs au niveau moyenne tension et ainsi d'obtenir une image globale des valeurs de charge du réseau (fig. 3 et 4). Evidemment, la qualité des résultats dépend de la qualité des informations fournies au système, et le travail supplémentaire pour introduire les données des consommateurs n'est pas à négliger. Mais c'est le prix inévitable afin d'obtenir un système dépassant sa tâche primaire d'outil de documentation, le système devenant de facto un vrai instrument de gestion du réseau.