

# Mit zenon das Verteilnetz führen

Was hat zenon mit dem Verteilnetz zu tun? Kann das überhaupt funktionieren, wenn man ein HMI/SCADA-System zu einem vollwertigen DMS ausbaut? Und was bedeutet eigentlich DMS? Diese und weitere Fragen klärt dieser Beitrag.



Ein Distribution Management System (DMS), im Deutschen Netzleitsystem genannt, wird benötigt, um ein elektrisches Netz zu führen. Generell kann ein elektrisches Netz völlig ungeführt funktionieren, wie man anhand der elektrischen Installation eines Hauses sehen kann. Ein Hausnetz stellt aber ein sehr kleines Netz dar und ist in Bezug auf eine Region eher unbedeutend. Der Ausfall eines Hausnetzes hat keine Auswirkung auf andere Haushalte. Außerdem wird ein Hausnetz selten umgebaut oder erweitert.

## NETZFÜHRUNG FÜR KOMPLEXES VERTEILNETZ GESUCHT

Skaliert man ein Hausnetz nun auf eine Stadt, einen Bezirk oder ein ganzes Bundesland, nennt man es Verteilnetz. Bei Skalierungen ergeben sich zwangsläufig neue Herausforderungen: Ein Ausfall von Netz-Segmenten tangiert mehrere Haushalte, ein Totalausfall kann hunderttausende Menschen betreffen. Im Gegensatz zu einem Hausnetz „lebt“ ein Verteilnetz. Es wird permanent erweitert und umgebaut, weil Häuser hinzukommen und neue Betriebe sich



ansiedeln. Ein erhöhter Energiebedarf erfordert neue Leitungen. Unter solchen Umständen darf ein Netz nicht sich selbst überlassen bleiben: Ein permanenter Blackout wäre die Folge. Daher benötigt es eine Netzführung, etwas, das den ständigen Überblick hat und weiß, welche Position die Hochspannungsschalter haben, welche Schaltungen notwendig werden, um neue Leitungen und Kabel einzubinden oder Wartungen durchzuführen. Die Netzführung muss den Fokus darauf haben, so wenigen Kunden wie möglich die Energieversorgung zu entziehen.

Früher genügte es, eine Pinnwand mit einem Netzplan aufzuhängen und anhand verschiedenfarbiger Pins die Schalterstellungen nachzuführen. Alle Schalthandlungen wurden feinsäuberlich in ein Schaltbuch eingetragen. Die Kommunikation mit dem Service-Personal erfolgte über Telefon oder Funk. Spezialisten führten „per Hand“ die Netzberechnungen durch.

Heute benötigt der Verantwortliche für die Netzführung (Operator) eine technische Unterstützung wegen der schiereren Menge an Daten, die in der Netzleitstelle auflaufen. Dieses System nennt man Netzleitsystem oder DMS. Grob eingeteilt decken solche Systeme zwei Aufgabenbereiche ab: Sie stellen Messwerte und Positionen von Hochspannungsschaltern dar und protokollieren deren Bedienung. Dieser Teil wird meistens als SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) bezeichnet. Der zweite Block dient der Berechnung des Netzes in Bezug auf Lastflüsse, Kurzschlussberechnungen, Einstellung von Löschspulen, Stufenschaltern bei Transformatoren etc. Beide Bereiche dienen dazu, den Betrieb des Netzes aufrecht zu erhalten. Denn das Netz wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst: Das können geplante Schalthandlungen sein, die notwendig sind, um das Netz zu erweitern oder um Wartungsarbeiten durchzuführen. Viel heikler sind Faktoren wie veränderliche Last, Stromerzeugung und Störungen. Um schnell auf diese Einflüsse reagieren zu können und den Netzbetrieb weiter aufrecht zu halten, gibt man dem Operator unterschiedliche Informationen an die Hand. Zum einen bekommt er Echtzeitinformationen in Form von Meldungen, Alarmen und Stellungsmeldungen von Schaltgeräten. Zum anderen geben Nicht-Echtzeitdaten weitere Informationen zur Lokalisierung eines Problems oder wie viele Kunden davon betroffen sind. Diese Informationen können z. B. aus einem geographischen Informationssystem (GIS) bzw. einem kaufmännischen System wie SAP stammen.

## WAS EIN DMS LEISTEN MUSS

Blicken wir nun durch die technische Brille auf das DMS. Als erste Frage stellen wir uns, woher diese vielen Daten kommen und wie ein DMS eine Pinnwand mit Netzplan ersetzen kann? Der erste Teil der Frage ist leicht beantwortet: Schnittstellen liefern die Daten. Ein DMS braucht Schnittstellen in allen Bereichen, mit denen es zu tun hat. Die Informationen, die früher über Telefon mitgeteilt wurden, kommen nun automatisch über die Fernwirktechnik in der Netzleitstelle an. Leider gilt das nicht für jeden Schalter, der für die Netzführung erforderlich ist. Je nach Ausbaugrad des Fernwirknetzes bzw. der betrieblichen Notwendigkeit gibt es nach wie vor Schalter, die nicht ferngemeldet sind. Um nun auch diese Schalter im DMS richtig darzustellen, benötigt man eine Funktion, die dem händischen Nachführen auf der Pinnwand entspricht. Bei zenon heißt diese Funktion „Handnachführung“. Der Vorteil einer Handnachführung im DMS gegenüber der Pinnwand liegt darin, dass das DMS gleichzeitig den Zustand des Netzes berechnen kann und dem Operator zusätzliche Informationen gibt. Der Operator erfährt, ob eine Leitung durch die Schaltung unter Spannung gesetzt,

## HIGHLIGHTS:

- Ein Distribution Management System (DMS), im Deutschen Netzleitsystem genannt, wird zum Führen eines elektrischen Netzes benötigt.
- Früher reichte es aus, eine Pinnwand mit einem Netzplan aufzuhängen und anhand verschiedenfarbiger Pins die Schalterstellungen nachzuführen.
- Ein DMS benötigt Schnittstellen für alle Bereiche, mit denen es zu tun hat - auch für GIS (Geoinformationssysteme) und kaufmännische Systeme.
- Mit der Lastflussrechnung lässt sich ein Netz überwachen und auf kritische Situationen hinweisen.
- Der State Estimator gibt Auskunft über Netzsegmente, die nicht gemessen sind und somit nur geschätzt werden können.
- COPA-DATA erweitert zenon sukzessive mit DMS-Funktionen.

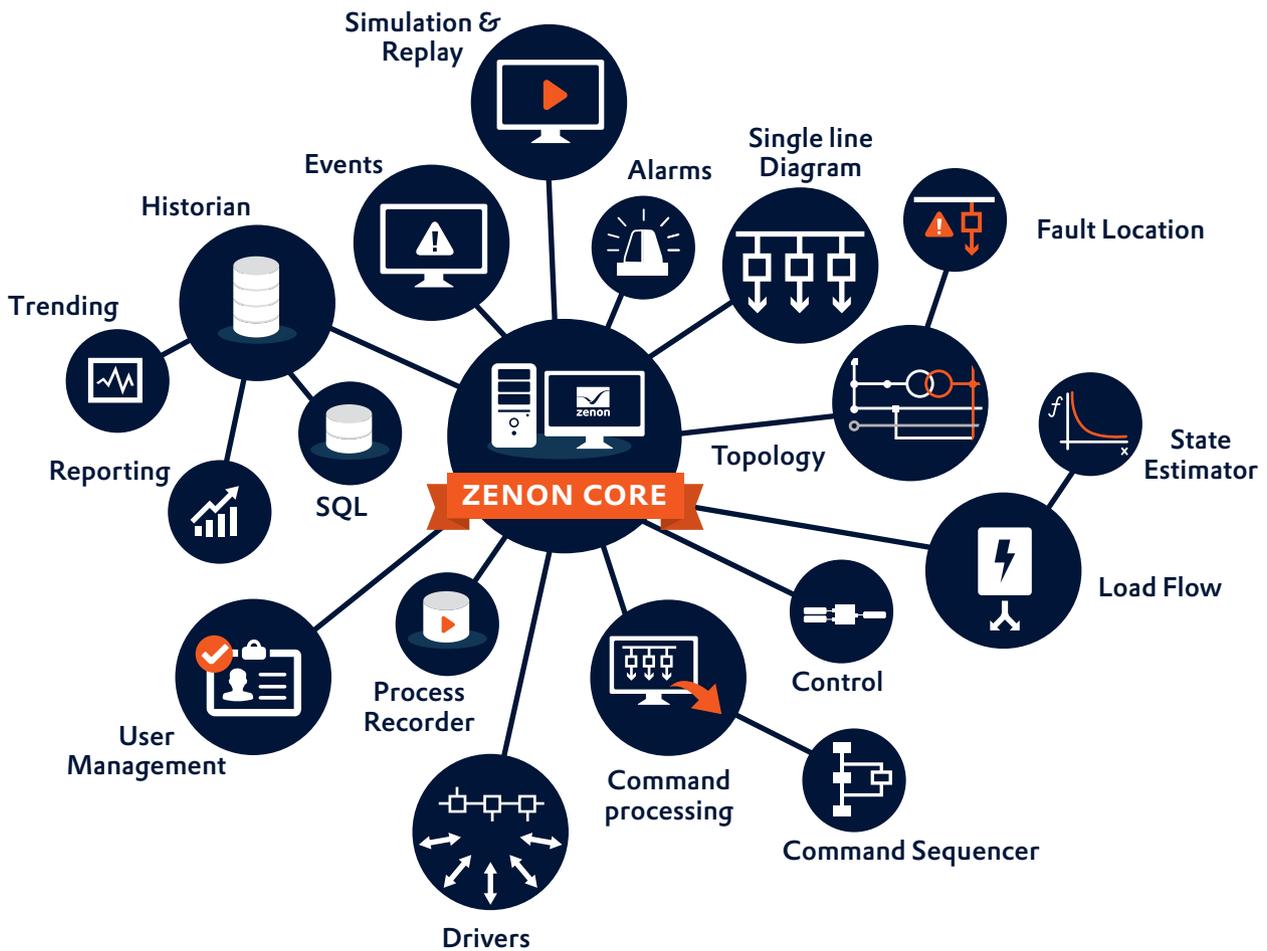


Abbildung 1: Einige relevante zenon Module, mit denen ein Verteilnetzsystem für kleine bis mittlere Stadtwerke gesteuert und überwacht werden kann.

ausgeschaltet, geerdet oder mehrfach versorgt ist. Zusätzlich kann das DMS vor der Schaltung berechnen, ob durch diesen Eingriff Verbraucher stromlos werden oder ob es zu einer Überlastung von anderen Netz-Segmenten kommen wird. Das System unterstützt den Operator und bewahrt ihn vor Fehlbedienungen.

Neben den Schnittstellen für die Erfassung des Netzzustands und der Fernsteuerung von Betriebsmitteln wie Schalter, Transformatoren, Schutzgeräten etc. braucht das DMS auch Schnittstellen zu anderen Systemen für Geo-Informationen, Kundendaten und für die Ablage der gesammelten Daten zur Weiterverwendung durch andere Systeme. Somit dient das DMS als Schnittpunkt oder Gateway einer Vielzahl von unterschiedlichen Informationen.

Ein Trend betrifft auch das DMS: Daten, die von mehreren Systemen benötigt werden, können in einer Cloud abgelegt werden.

Mit einem DMS möchte man immer wissen, wie der Zustand des Netzes ist. Die dafür notwendigen Berechnungen

übernimmt ein Lastfluss-Modul. Das Modul berücksichtigt die Topologie des Netzes, dessen Einspeisungen und Lasten und errechnet daraus die Spannungen und die Verteilung der Leistung bzw. Ströme.

Aus diesen Berechnungen lassen sich Funktionen ableiten, die notwendig sind, um das Netz zu überwachen oder um bei Schalthandlungen auf die mögliche Überlastung von Betriebsmitteln hinzuweisen. Außerdem kann die Lastflussberechnung im Simulationsmodus genutzt werden.

Bei der Überwachung wird die sogenannte N-1-Berechnung durchgeführt. Die N-1-Berechnung beschäftigt sich mit der Frage: Was würde beim Ausfall eines Betriebsmittels passieren. Würde dadurch ein anderes Betriebsmittel an seine Grenzen stoßen, ausfallen oder gar eine Kettenreaktion auslösen? Daher kann man mit den Ergebnissen der N-1-Berechnung schon Maßnahmen ergreifen, bevor dieser Worst-Case eintritt.

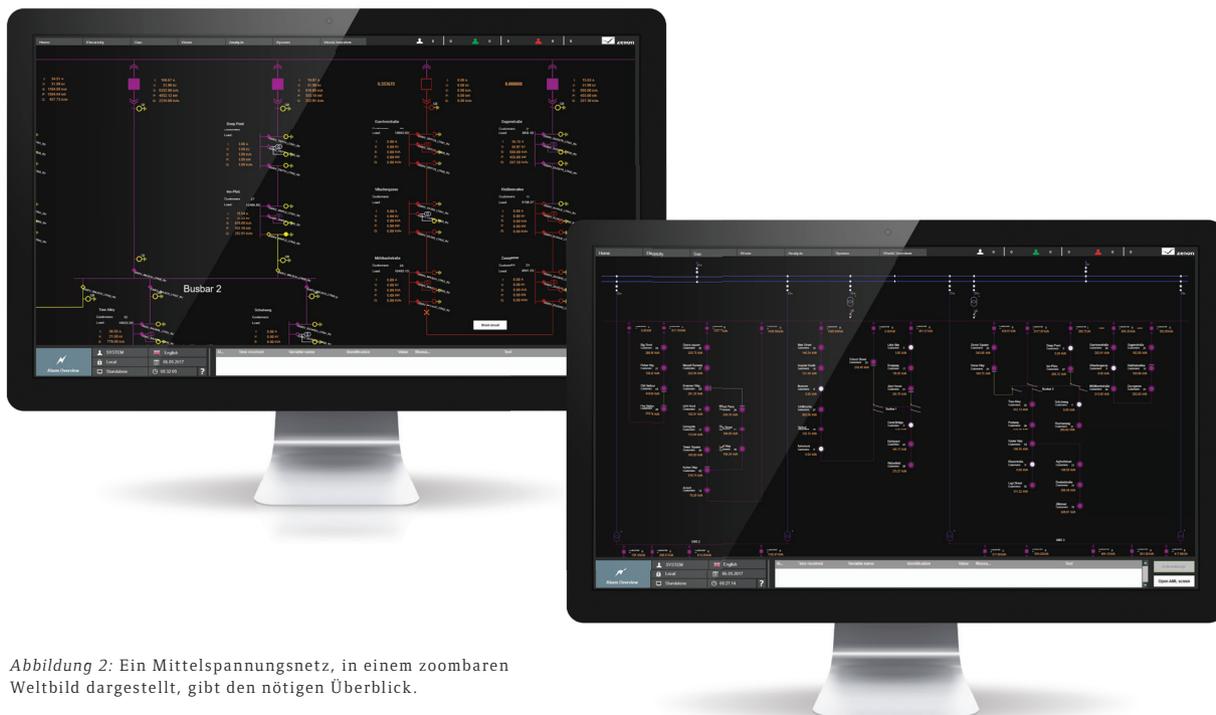


Abbildung 2: Ein Mittelspannungsnetz, in einem zoombaren Weltbild dargestellt, gibt den nötigen Überblick.

## KLUGES SCHÄTZEN HILFT, DAS NETZ STABIL ZU HALTEN

Bei der Lastflussrechnung wird davon ausgegangen, dass das Netz mit vielen konsistenten Messwerten ausgestattet ist. Ein Umstand, der beim State Estimator nicht unbedingt notwendig ist.

Der State Estimator berechnet den aktuellen Zustand von Lasten und Einspeisungen. Er überprüft Messwerte, erkennt falsche Messwerte und schätzt fehlende Messwerte (daher „Estimator“). Grundlage hierfür sind die aktuellen Messwerte aus dem Leitsystem. Anhand dieser Daten kann der State Estimator für das Netzmodell eine Lösung der komplexen Spannungen finden, die bestmöglich mit den vorhandenen Messwerten übereinstimmt.

Ziel der State Estimation ist ein konsistenter und vollständiger Messwertsatz, der als Basis für weitere Lastflussrechnungen oder Kurzschlussstromberechnungen dient. Zudem werden die errechneten Messwerte auf vorgegebene Grenzwerte überprüft.

Die Visualisierung der errechneten Werte erfolgt üblicherweise mit einer eigenen Kennung. Dabei werden Operator bzw. Systembetreuer auf grobe Abweichungen zu vorhandenen Messwerten hingewiesen.

Die Funktionen Lastflussrechnung und State Estimator zählen zu den höherwertigen Netzleitfunktionen, die ein immanenter Bestandteil von DMS sind. Daher arbeitet

COPA-DATA an einer Implementierung dieser Funktionen. Nicht nur um sein Geschäftsfeld in Richtung Verteilnetze auszuweiten, sondern auch um seine Position in der Umspannungsautomation zu festigen. Denn auch hier werden immer öfter Algorithmen der komplexen Strom- und Spannungsrechnung benötigt.

---

JÜRGEN RESCH,  
INDUSTRY MANAGER  
ENERGY & INFRASTRUCTURE