

## Komplettlösung für § 14a EnWG

# § 14a EnWG erfordert neue Strukturen in der Organisation und Kommunikation

Zur Umsetzung der Anforderungen aus § 14a EnWG sind nicht nur die IT-Systeme der Netzbetreiber und Messstellenbetreiber anzupassen, es ist auch ein Mindset-Wechsel in den Unternehmen und eine abteilungs- beziehungsweise marktrollenübergreifende Kommunikation erforderlich. Wie dies gelingen kann, erläutern Rainer Peters und Christoph Senz von der Kisters AG im Gespräch mit der ew-Redaktion. Das Unternehmen bietet dafür eine Komplettlösung aus Messtechnik, Niederspannungscockpit und Anlagensteuerung an, die bereits bei mehreren Pilotkunden zum Einsatz kommt.

*Herr Peters, Herr Senz, am 27. November 2023 hat die Bundesnetzagentur die finale Fassung des § 14a EnWG veröffentlicht. Damit wird eine netzorientierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen möglich. Welche Bedeutung hat dies?*

**Peters:** Bisher lag der Fokus der Energiewende auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien und – wenn notwendig – auf dem Herunterregeln großer Anlagen wie Wind- und PV-Parks. Mit § 14a EnWG kommt jetzt die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene hinzu, sodass es möglich wird, den Verbrauch ohne Komfortverlust dem volatilen Angebot der erneuerbaren Energien anzupassen. Dies ist neu und richtig. Netzbetreiber können damit bei drohenden Netzengpässen nicht nur Erneuerbare-Energien-Anlagen abregeln, sondern auch dynamisch auf Verbrauchseinrichtungen wie Wallboxen oder Wärmepumpen einwirken. Auch vor dem Hintergrund der Einführung dynamischer Tarife zum 1. Januar 2025 wird das eine wichtige Eingriffsmöglichkeit für Netzbetreiber sein, denn durch die Orientierung am Börsenstrompreis werden sich die Verbrauchsprofile und damit die Auslastungen der Niederspannungsnetze deutlich ändern. Ein Beispiel ist der 2. Juli 2023 mit einem Börsenstrompreis von zeitweise –500 €/MWh. Mit dynamischen Tarifen würde dies bedeuten: Alle Wallboxen bekommen aufgrund des Marktgeschehens gleichzeitig das Signal, mit maximaler Leistung zu laden – mit enormer Auswirkung auf einzelne Netzbereiche. Netzbetreiber müssen also künftig auch über den Tellerrand des eigenen Netzbetriebs hinausblicken und lernen, solche Situationen abschätzen, organisieren und beherrschen zu können, denn ich bin mir sicher: Solche Strompreissi-



Quelle: Kisters

**Rainer Peters:**  
»§ 14a EnWG ist ganz wichtig für einen intelligenten und dynamischen Netzbetrieb, bedeutet aber auch ein neues Zusammenwirken mehrerer Marktrollen.«

tuationen wird es in Zukunft häufiger geben. Daher ist § 14a ganz wichtig für einen intelligenten und dynamischen Netzbetrieb. Er bedeutet aber auch ein anderes und schnelleres Zusammenwirken der Marktrollen.

*Netzbetreiber müssen künftig mit immer mehr Herausforderungen zurechtkommen. Wie sind diese auf die doch sehr komplexen Szenarien vorbereitet?*

**Senz:** Der Wissensstand bei den Netzbetreibern ist sehr unterschiedlich. Das hat aber auch gute Gründe. Neben § 14a gibt es eine Fülle weiterer Regelungen, die zu berücksichtigen sind. Beispiele hierfür sind der Universalbestellprozess und die neuen UTILMD-Handbücher zum Datenaustausch. Wichtig ist, zu verstehen, dass all diese Regelungen sehr gut aufeinander abgestimmt sind und zusammen betrachtet werden müssen, damit der Gesamtprozess funktioniert. Dies bedeutet aber, dass eine abteilungsübergreifende Zusammenarbeit in

den Stadtwerken immer wichtiger wird. Ein Beispiel dafür ist wieder das Thema dynamische Tarife. Auf den ersten Blick ist das kein Thema für Netzbetreiber, auf den zweiten Blick jedoch schon, wenn man die Auswirkungen betrachtet. Auch wird das Zusammenwirken der unterschiedlichen Marktrollen wie Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber und Lieferant immer wichtiger. Hier gilt es, neue Kommunikationsketten zu etablieren. Vor diesem Hintergrund ist es verständlich, dass sich einige Unternehmen sehr intensiv mit diesen Veränderungen beschäftigen und ihre Prozesse, IT-Systeme und Organisationen entsprechend anpassen, andere dagegen eher abwarten. Diese Haltung ist aus meiner Sicht jedoch riskant, da vor allem das Zusammenwirken der unterschiedlichen Abteilungen in den Stadtwerken eine gute organisatorische Vorbereitung braucht.

*Kisters deckt verschiedene Funktionsbereiche in den Stadtwerken ab. Sie müssten al-*

*so sehr gefragt sein als Vermittler und Lösungsanbieter. Wie ist der aktuelle Stand?*

**Senz:** Ich nehme aktuell eine gewisse Unsicherheit und eine abwartende Haltung im Markt war. Nachdem das erste Quartal 2024 eher noch zur Orientierung und Sondierung genutzt wurde, kommen jetzt jedoch erste Kunden auf uns zu. Für diese haben wir ein Starterpaket geschnürt, um die komplexe Aufgabe in kleine Funktionsblöcke und Aufgabenpakete aufteilen und schrittweise abarbeiten zu können.

**Peters:** Es gibt Netzbetreiber, die unserem ganzheitlichen Ansatz folgen und mit uns die gesamte Prozesskette aufbauen wollen. Mit diesen haben wir bereits Pilotprojekte gestartet. Wichtig ist, dass man zwar immer den Gesamtprozess im Blick hat, aber trotzdem schrittweise und lösungsorientiert vorgeht. So ist es durchaus sinnvoll, sich im ersten Schritt auf lediglich einige wenige Ortsnetzstationen zu beschränken – mit Messtechnik, Datenkommunikation und Datenhandling –, um anhand derer alle nachfolgenden Prozessschritte zu etablieren und zu testen. Eine Skalierung und Ausweitung auf weitere Stationen ist dann leicht möglich.

*Sie bieten zwar ein Starterpaket für den Einstieg an, aber wie sieht die Gesamtlösung von Kisters aus?*

**Peters:** Der gesamte § 14a-Prozess sieht vereinfacht wie folgt aus: Der Netzbetreiber erkennt Engpässe auf Netzbereichsebene, errechnet notwendige Steuerungen und gibt die Steuersignale über die vom Messstellenbetreiber bereitgestellten Kanäle an die Steuerungseinheiten weiter. Der Messstellenbetreiber ist somit der technische Dienstleister zur Umsetzung der Steuerungsanforderungen des Netzbetreibers. Engpässe dynamisch und § 14a-konform zu erkennen und diskriminierungsfrei die relevanten Verbrauchseinrichtungen zu identifizieren, dies ist die Lösung, die wir Netzbetreibern anbieten – einschließlich neuer schneller MaKo mit BSI-konform abgesicherter BDEW-API zur Steuerung. Mit unserem Angebot für Messstellenbetreiber können diese die Vorgaben der Netzbetreiber umsetzen und Steuerungsmaßnahmen durchführen. Aber auch Lieferanten können diesen Prozess nutzen, wenn sie nicht nur dynamische Tarife anbieten, sondern ihre Kunden auch befähigen wollen, auf diese dynamischen Tarife automatisiert reagieren zu können. Dies bietet unsere Lösung für Lieferanten. All dies spielt künftig zu-



Quelle: Kisters

sammen, und Unternehmen, die dies bereits durchdacht haben, kommen gerne auf uns zu, um diese gesamte Prozesskette mit uns abzubilden.

**Senz:** Nochmals heruntergebrochen auf das Wesentliche: Die Netzbetreiber steuern künftig Niederspannungsbereiche anders als die höheren Spannungsebenen und sie benötigen dazu ein separates Niederspannung Cockpit, das aktuelle Engpässe erkennt, Maßnahmenintensitäten dimensioniert und an den FlexManager weiterleitet. Der FlexManager orchestriert die betroffenen Steuerungseinrichtungen, die in die Maßnahme eingebunden sind, diskriminierungsfrei und sendet Steuersignale über die Kanäle der beteiligten MSB. Dazu sind zuvor eine Stammdatenintegration aus GIS- und VA-Systemen sowie eine Messdatenintegration aus Ortsnetzstationen und Smart-Meter-Gateways erforderlich.

*Wo wird in diesem System der Lieferant mit seinen dynamischen Tarifen berücksichtigt, der mitunter auch steuernd eingreifen will?*

**Senz:** Der Lieferant wird ebenfalls über die schnelle MaKo in den Gesamtprozess eingebunden, also über die gleiche Schnittstelle, über die auch der Netzbetreiber mit dem Messstellenbetreiber kommuniziert.

*Häufig wird auch vom digitalen Zwilling gesprochen, um diesen Gesamtprozess abzubilden. Wie beurteilen Sie solche Ansätze?*

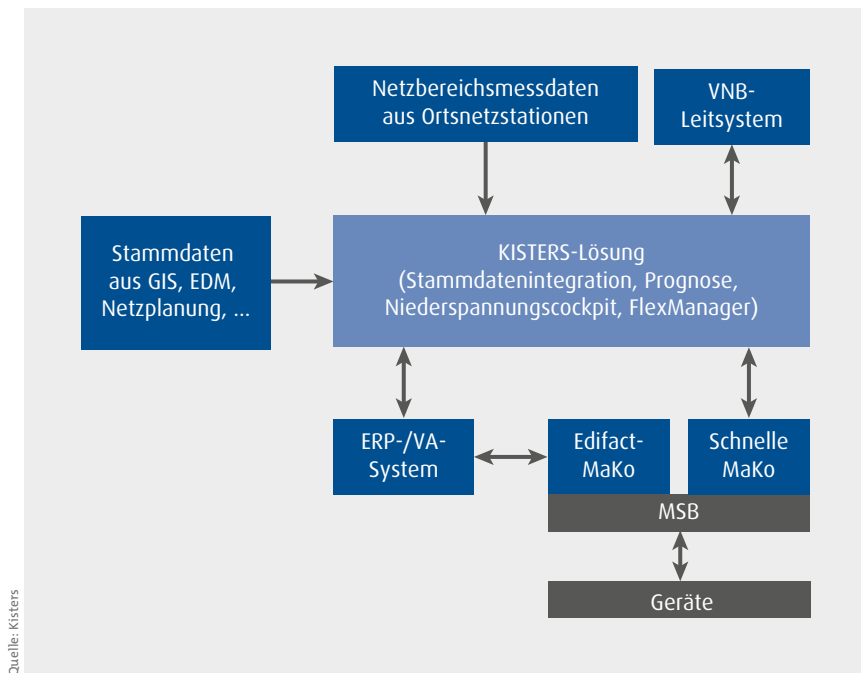
**Peters:** Der Begriff digitaler Zwilling wird sehr unterschiedlich verwendet, bei Netzbetreibern meist im Kontext der Netzplanung. Hierfür sind solche Lösungen auch sehr gut geeignet, denn damit

**Christoph Senz:**  
»Nachdem das erste Quartal 2024 eher noch zur Orientierung und Sondierung genutzt wurde, kommt jetzt eine steigende Anzahl an Kunden auf uns zu. Für diese haben wir ein Starterpaket geschnürt, um die komplexe Aufgabe in kleine Funktionsblöcke und Aufgabenpakete aufteilen und schrittweise abarbeiten zu können.«

lassen sich die Netzausbauplanungen vorausschauend an die sich ändernden Bedarfe anpassen. Das reicht aber nicht für hochdynamische Prozesse wie das Erkennen von Lastspitzen oder drohenden Netzengpässen und die automatisierte Ableitung von Steuerungsmaßnahmen. Für die Anforderungen des § 14a sind vielmehr Live-Daten aus den Ortsnetzstationen und Strangabgängen erforderlich, um dynamisch auf die jeweiligen Auslastungssituationen reagieren zu können. Hier kommt ein weiterer Aspekt hinzu: Eine Steuerungsmaßnahme muss auch begründet werden und zwar künftig nicht nur auf der Basis von Prognosen, sondern auch mit aktuellen Messwerten. Denn § 14a schreibt vor, dass in die Beurteilung eines Netzengpasses Messdaten aus 7 bis 15 % der Netzanschlüsse heranzuziehen sind. Dies bedeutet: Neben den Messungen in den Ortsnetzstationen sind auch Messwerte aus den intelligenten Messsystemen heranzuziehen. Diese müssen im Minutentakt eingehen und bewertet werden, um schließlich innerhalb von drei bis fünf Minuten eine Steuerung auslösen zu können. Dieser Gesamtprozess muss hochautomatisiert sein und geht weit über das hinaus, was Netzplaner unter dem Begriff digitaler Zwilling verstehen.

*Sie haben bereits einige Pilotkunden für Ihre Lösung gewinnen können. Wie ist hier die Vorgehensweise? Was sind die einzelnen Schritte zur Etablierung eines solchen Gesamtprozesses?*

**Peters:** Wir haben Pilotkunden gewonnen, die sehr engagiert sind und in ihren Teams gut zusammenarbeiten. So können wir die Projekte sehr agil und ziel führend voranbringen.



Komplettlösung von Kisters für die Prozesse nach § 14a EnWG

*Sind das eher größere Netzbetreiber, die sich damit bereits beschäftigen?*

**Peters:** Die Größe muss nicht unbedingt ein Vorteil sein, vor allem wenn es sich wie hier um einen abteilungsübergreifenden Gesamtprozess handelt. Im Gegenteil: Oft sind es die kleineren Stadtwerke, die ohnehin in kleinen Teams auf allen Ebenen zusammenarbeiten. Hier ist es mitunter einfacher, ein Projektteam so zusammenzustellen, dass man die Verantwortung teilt und nicht an Verantwortungsdiskussionen scheitert. Wir arbeiten zum Beispiel sehr eng mit dem Verteilnetzbetreiber Alliander Netz Heinsberg als eher kleinerem Netzbetreiber und mit der ÜZ Mainfranken als eher mittlerem Netzbetreiber zusammen. Bei beiden funktioniert die Teamarbeit hervorragend, und dies ist in diesem Zusammenhang viel wichtiger, als die bloße Unternehmensgröße. Dies ist dann auch der erste Schritt in einem solchen Projekt: ein abteilungsübergreifendes Projektteam zusammenzustellen und ein gemeinsames Verständnis für den gesamten Prozess herzustellen. Dies ist nicht zu unterschätzen und erfordert häufig auch einen Mindset-Wechsel bei den Mitarbeitenden. Ein Beispiel: Ein Steuerungstechniker im Netzbereich war es bisher gewohnt, über eigene Systeme per Fernwirktechnik oder Rundsteuerung seine Anlagen zu steuern. Im § 14a-Prozess ist dies anders. Hier liegt es nicht mehr allein in seiner Hoheit, eine Steuerungsmaßnah-

me durchzuführen. Er kann zwar den Steuerungswunsch absenden, aber die Steuerungsumsetzung wird durch die Technik des zuständigen Messstellenbetreibers durchgeführt – und das muss nicht unbedingt der eigene Messstellenbetreiber sein, sondern kann auch ein wettbewerblischer sein. Dieses neue Grundverständnis der marktrollenübergreifenden Zusammenarbeit muss zuerst geschaffen werden und ist letztlich auch ein Schlüssel für ein erfolgreiches Projekt.

*Was sind die weiteren Schritte?*

**Peters:** Ein wichtiger nächster Schritt ist die Schnittstelle zum GIS-System. Meist ist dies jedoch unkompliziert, sodass wir zügig die Stammdaten zu den Netzbetriebsmitteln und den Netzanschlüssen übernehmen können. Gleichzeitig etablieren wir die Messstrecken in den Ortsnetzstationen. Hier bietet unser Partner SAE-IT entsprechende Mess- und Kommunikationstechnik an, sodass auch die Daten aus den Ortsnetzstationen relativ schnell in unseren Cloud-Systemen verfügbar sind. Herausfordernder ist die Auswahl geeigneter Ortsnetzstationen als Testobjekte, um die Prozesse gleich an konkreten Fällen durchspielen zu können.

*Welche Ortsnetzstationen sind hier sinnvoll?*

**Peters:** Hier gibt es unterschiedliche Aspekte. Interessant sind zum Beispiel Netzgebiete, in denen sowohl Wallboxen und Wärmepumpen als auch größere PV-Anlagen verbaut sind, um möglichst

viele Szenarien testen zu können. Auch sollte der Rollout der Smart-Meter-Gateways schon möglichst weit fortgeschritten beziehungsweise in Kürze geplant sein, um auch diese Daten frühzeitig einbinden zu können. Das sind wichtige Aspekte bei der Auswahl der Ortsnetzstationen. Damit wären die ersten beiden Projektschritte abgearbeitet: Übernahme der GIS-Stammdaten und der Messdaten aus den Ortsnetzstationen. Im nächsten Schritt muss entschieden werden, wie die Vergabe der NeLo-ID und deren Mapping mit der Netzanschluss-Objekt-ID organisiert wird – entweder durch das GIS-, ERP- oder VA-System. Die VA-Systeme kennen die NeLo-ID-Vergabe bislang vorwiegend aus dem Bereich der Blindleistungsabrechnung. Für eine flächendeckende Vergabe im § 14a-Kontext sind viele VA-Systeme jedoch noch nicht vorbereitet, was für einen Testbetrieb aber kein Problem darstellt. Diese Entscheidung muss getroffen werden, wobei mit unserem System alle Optionen möglich sind. Ist dann auch die UTILTS-Kommunikation integriert, erhält man bereits einen ersten Überblick über den Netzstatus. Mit dem Niederspannung Cockpit lassen sich die Messwerte der angeschlossenen Ortsnetzstationen dann schon überwachen und Alarmstufen definieren. Abschließend muss noch geklärt werden, wie die Kommunikation zwischen Verteilnetz- und Messstellenbetreiber – also die schnelle MaKo – organisiert wird. § 14a sieht hierfür eine abgesicherte Kommunikation auf der Basis der BDEW-API vor, die jedoch ein hohes Sicherheitsniveau erfordert. Auch hierfür bieten wir für beide Marktrollen eine Lösung aus der Kisters-Cloud an, die alle Sicherheitsaspekte berücksichtigt. Damit wäre der grundsätzliche Aufbau der gesamten Prozesskette abgeschlossen und es kann mit unterschiedlichen Testszenarien begonnen werden.

*Wie ist der aktuelle Stand bei den Pilotkunden? Ist das Gesamtsystem schon im Einsatz?*

**Peters:** Prinzipiell stehen die Prozesse. Wir können also Messwerte überwachen, Engpässe in Netzbereichen erkennen und ein Gruppen-Steuersignal an den FlexManager erzeugen, der dieses zu Einzelsteuerungen auflöst. In Zusammenarbeit mit den Pilotkunden verfeinern wir derzeit die Parametrierung der Netzbereichsüberwachung und der jeweiligen Alarmstufen – sprich wann und mit welcher Intensität ein Steuerbefehl künftig automatisiert abgesetzt werden soll. Bei der Übernahme der Minutendaten – also

der Netzzustandsdaten – aus den Smart-Meter-Gateways müssen sich die Messstellenbetreiber erst noch darauf einstellen, ein Messprodukt anzubieten, das sternförmig Netzzustandsdaten aus den Gateways liefert. Viele Messstellenbetreiber beherrschen dieses Thema noch nicht.

*Welche Erkenntnisse haben sich aus den Pilotprojekten ergeben?*

**Peters:** Unser Ansatz der Datenintegration aus verschiedenen Quellsystemen hat sich in den Pilotprojekten als richtig erwiesen. Auch die Bereitstellung als Web-Lösung in der Kisters-Cloud mit Mehrmandantenfähigkeit und Marktrollen-orientierter Mandanten-Trennung hat sich bestätigt. Wir haben gesehen, dass die Datenübernahme aus den GIS-Systemen unkompliziert ist. Auch die Datenübernahme aus den Ortsnetzstationen konnte schnell und einfach eingerichtet werden. Die Testdaten fließen bereits in die Systeme. Bei der Stammdatenübernahme aus den ERP- und VA-Systemen müssen wir teilweise mit Wartezeiten leben, da noch nicht alle Systeme

in der Lage sind, NeLo-IDs, TR-IDs und SR-IDs in ihren Systemen zu vergeben und über Lokationsbündelstrukturen mit MeLo-IDs und MaLo-IDs zu verknüpfen. Dazu haben wir die eigenen Prozesse so angepasst, dass sie auch mit vorläufigen Dateneingaben arbeiten und sich die IDs nachträglich importieren lassen. Es hat sich auch gezeigt, dass viele Messstellenbetreiber beziehungsweise deren GWA-Dienstleister noch nicht in der Lage sind, Steuerungseinrichtungen anzubinden und aEMT-Steuerkanäle bereitzustellen. In den Pilotprojekten unterstützen wir die Kunden daher nicht nur auf der VNB-Seite, sondern auch bei der Einrichtung der Testfallkonfigurationen in Kooperation mit dem jeweiligen Messstellenbetreiber und GWA-Dienstleister oder über die Übernahme der Geräte in die Kisters-MSB-Testumgebung.

*Sie haben bereits zwei Pilotkunden genannt. Wie schätzen Sie den Markt ein?*

**Peters:** Wir sind mit unserer Lösung sehr flexibel und multimandantenfähig. Wir können also Netzbetreiber, Messstellen-

betreiber und Lieferanten mit unserem Angebot aus der Kisters-Cloud umfassend unterstützen. Wir stellen jedoch fest, dass viele Unternehmen noch in der Entscheidungsfindung sind und sich selbst erst noch für diese neuen Prozesse und Aufgaben abteilungsübergreifend organisieren müssen. Es gibt ja nicht den einen § 14a-Bbeauftragten, sondern es müssen sich Teams marktrollenübergreifend finden und zu einer Entscheidung kommen. Vorteil haben diejenigen Unternehmen, die sich schon intensiv mit dem Thema beschäftigt und die auch schon die entsprechenden Strukturen geschaffen haben. Vor allem der nahe Stichtag zur Einführung dynamischer Tarife wird aus meiner Sicht den Handlungsdruck nochmals verstärken, sodass ich davon ausgehe, dass wir in den nächsten Wochen und Monaten weitere Kunden von unserem Angebot überzeugen können.

Martin Heinrichs

- >> [rainer.peters@kisters.de](mailto:rainer.peters@kisters.de)
- christoph.senz@kisters.de
- >> [www.kisters.eu](http://www.kisters.eu)

Anzeige

**VDE**  
VERLAG

Technik. Wissen.  
Weiterwissen.

**NEU**

BERND SÖLLNER  
**DIE VOR-ORT-ENERGIEBERATUNG**  
Schritt für Schritt zum Gutachten  
5., neu bearbeitete Auflage

5., neu bearb. Auflage 2024  
100 Seiten  
30,- € (Buch/E-Book)  
42,- € (Kombi)

**Auf Technwissen bauen:  
Neu: Die Vor-Ort-Energieberatung**

- ▶ Kompakter Überblick inkl. Schritt-für-Schritt-Beschreibung von der Vorbereitung über die Berechnung bis zum Bericht
- ▶ Beschreibung relevanter Förderprogramme
- ▶ Mit aktuellen Beispielen aus der Beraterpraxis
- ▶ Inklusive vollständigem Sanierungsfahrplan für ein Mehrfamilienhaus

Preisänderungen und Irrtümer vorbehalten. Sowohl das E-Book als auch das Kombiangebot (Buch + E-Book) sind ausschließlich auf [www.vde-verlag.de](http://www.vde-verlag.de) erhältlich. Dieses Buch können Sie auch in Ihrem Onlineportal für DIN-VDE-Normen, der NormenBibliothek, erwerben.

Bestellen Sie jetzt: (030) 34 80 01-222 oder [www.vde-verlag.de/buecher/525850](http://www.vde-verlag.de/buecher/525850)

