

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Aktenzeichen: GBK-24-

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)

E.ON SE

Marktrolle: VNB

Kontaktdaten\*:

Nachname:

Vorname:

Kürzel:

E-Mail:

Telefon:

\* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.  
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.  
 Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

## Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24- -

Nr.	Abschnitt (Pflichtfeld)	!	Thema	Stellungnahme
1	1. Vorwort	- 0		Nehmen wir keine Kommentierung oder Anmerkungen vor.
2	2. Hintergrund	- 0		Wir unterstützen die Einführung eines Elements zur Energiewendekompetenz und begrüßen die Belohnung der Herausforderungen der Energiewende. Die Energiewende stellt eine der größten Herausforderungen und zugleich eine immense Chance für die Netzbetreiber in Deutschland dar. Angesichts der ambitionierten Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen und der Förderung erneuerbarer Energien bedarf es eines klaren und robusten Rahmens, der die Leistungsfähigkeit und Energiewendekompetenz der Netzbetreiber honoriert und fördert.
3	3. Die Qualitätsregulierung und ihre	- 0		An dieser Stelle haben wir keine weiteren Anmerkungen zusätzlich zur BDEW-Stellungnahme.
4	4.1. Die Versorgungsqualität	- 0		Die Definition und Ausführungen des BDEW zur Energiewendekompetenz unterstützen wir. Es ist wichtig, die unterschiedlichen Herausforderungen der Verteilnetzbetreiber in Deutschland dabei zu beachten und Fehlanreize zu vermeiden. Viele Netzbetreiber bewältigen schon seit Jahren die Energiewende, was in der Abbildung der Energiewendekompetenz auch berücksichtigt werden muss. Es sollte nicht nur ein Blick in die Zukunft geworfen werden.
5	4.2. Zeitpunkt der Einführung einer e	- 0		Die Einführung sollte erst erfolgen, wenn ausreichende und belastbare Daten vorliegen. Wir unterstützen den von der BNetzA vorgeschlagenen dreistufigen Umsetzungsprozess.

6	4.3. Adressatenkreis	-	0	<p>Im Hinblick auf die bestehende Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom (Vergleich der Versorgungsunterbrechungen) sollte der Adressatenkreis nicht erweitert werden. Die Versorgungsqualität in Deutschland ist im internationalen Vergleich bereits auf einem sehr hohen Niveau. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Versorgungsqualität durch die Hinzunahme der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nochmal erheblich verbessern wird und die Datenqualität eher darunter leidet. Dem zu erwartend geringen Nutzen würde hingegen ein hoher Aufwand gegenüberstehen. Dies widerspricht dem Ziel der BNetzA, die Regulierung „schneller und einfacher und vor allem weniger bürokratisch“ auszugestalten (NEST-Eckpunktepapier).</p> <p>Im Gegensatz dazu sollten die Gutachter jedoch prüfen, ob der Adressatenkreis für die Energiewendekompetenz erweitert werden sollte, denn von der Energiewende können auch Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren betroffen sein. Die Erweiterung des Adressatenkreises sollte jedoch sorgfältig geprüft werden, um sicherzustellen, dass die Heterogenität bei der Betroffenheit der Energiewende korrekt und umfassend abgebildet wird und es zu keinen Verzerrungen kommt. Des Weiteren sollten Aufwand und Nutzen einer Erweiterung umfassend analysiert werden.</p>
7	4.4. Transparenz	-	0	<p>E.ON spricht sich grundsätzlich für Transparenz aus. Besonders bezogen auf die Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom erscheint eine nicht anonymisierte Datenveröffentlichung der § 52 EnWG-Daten aller Netzbetreiber (auch aus dem vereinfachten Verfahren) sinnvoll. Diese Daten sollten jährlich veröffentlicht werden, inkl. der individuellen SAIDI- und ASIDI-Werte, der Anzahl der Letztverbraucher und der installierten Bemessungsscheinleistungen. Eine solche Veröffentlichung ist zielführend, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz – wie es die BNetzA fordert – zu schaffen.</p>
8	5. Qualitätsregulierung der Gasverteilung	-	0	<p>E.ON schließt sich der BDEW-Meinung an und befürwortet das Vorgehen der BNetzA, aktuell keine Umsetzung einer Qualitätsregulierung im Gas zu forcieren. In den letzten Jahren wurde die Einführung einer Qualitätsregulierung im Gas immer wieder geprüft, diese aber nicht als notwendig erachtet. Besonders vor den Herausforderungen der Transformation der Gasnetze erscheint die Einführung einer Qualitätsregulierung im Gasverteilnetz als nicht sinnvoll und zielführend.</p>

9	6.2. Netzzuverlässigkeit	-	0	<p>Im Eckpunktepapier wird eine Verschärfung der Anerkennung von Versorgungsunterbrechungen der Kategorie „Höhere Gewalt“ mit einer Anpassung des HG-Katalogs vorgeschlagen. Als Gründe werden der Bürokratieabbau sowie die steigenden Herausforderungen, die sich aus dem Klimawandel ergeben, aufgeführt.</p> <p>Der Netzausbau zur Umsetzung der Energiewende erfordert bei den Netzbetreibern bereits hohe Investitionen. Die Ausführungen im Eckpunktepapier implizieren, dass die Stromnetze zukünftig für jede Art von Naturkatastrophen ausgelegt werden sollen. Dies würde die Investitionen in den Netzausbau und somit die Kosten für die Endverbraucher unverhältnismäßig erhöhen. Es ist fraglich, ob dies mit dem volkswirtschaftlichen Optimum vereinbar ist. Darüber hinaus wurde das bestehende Stromsystem über Jahrzehnte aufgebaut. Eine Ertüchtigung der Netze zugunsten der Einhaltung der HG-Standards auf Basis eines neuen Kataloges würde nicht nur monetär unverhältnismäßig sein und zu hohen Kostenbelastungen für die Endkunden führen, sondern zusätzlich die Energiewende ausbremsen, da die Ressourcen zum Aus- und Umbau der Netze begrenzt sind und daher zielgerichtet eingesetzt werden müssen.</p> <p>Des Weiteren spielt der Faktor Versorgungssicherheit bereits bei jeder Netzplanung eine entscheidende Rolle und es werden entsprechende, sich verändernde Rahmenbedingungen berücksichtigt. Eine Verschärfung des HG-Katalogs ist an dieser Stelle daher nicht sinnvoll und nicht zielführend.</p> <p>Des Weiteren ist die monetäre Betroffenheit durch Ereignisse mit dem Anlass „Höhere Gewalt“ im Qualitätselement für verschiedene Netzbetreiber sehr hoch und hat entsprechende Auswirkungen auf die Erlössituation. Diese hohe Betroffenheit steht nicht im Verhältnis zur Vermeidung von behördlichem Prüfungsaufwand, der sich möglicherweise durch eine Vereinfachung des Kataloges und zu einem möglichen Bürokratieabbau ergeben könnte. Daher ist aus unserer Sicht der Katalog nicht anzupassen.</p> <p>Unabhängig von der vorher beschriebenen Thematik der Höheren Gewalt erscheint es sinnvoll, zu prüfen, ob eine grundsätzliche Fortführung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit (NZV) Strom aktuell noch sinnvoll ist. Das Qualitätselement NZV Strom wurde 2012 unter der Annahme eingeführt, dass Netzbetreiber bedingt durch die Anreizregulierung weniger in die Ertüchtigung der Netze investieren würden und dadurch die Versorgungsqualität darunter leiden würde. Diese Annahme hat sich in der Praxis so nicht bewahrheitet. Die Kennzahlen für Versorgungsunterbrechungen in Deutschland sind in den vergangenen Jahren nahezu konstant</p>
---	--------------------------	---	---	--

10	6.3. Netzleistungsfähigkeit	- 0	<p>6.3.1. Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz</p> <p>Das Kriterium der Vergleichbarkeit, welches im Eckpunktepapier als „... mit vertretbaren Mitteln und angemessenem Aufwand erfassbar sein, sodass Vergleichbarkeit hergestellt werden kann“ beschrieben wird, bezieht sich vor allem auf die Erhebung des Indikators. Wichtiger ist aber, dass die Heterogenität der Netzbetreiber, insbesondere bei der Betroffenheit, adäquat abgebildet und unter diesem Gesichtspunkt die Vergleichbarkeit als Kriterium herangezogen wird. Das Beispiel der EE-Anlagen zeigt, dass sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch der Anzahl der angeschlossenen Anlagen ein heterogenes Bild unter den Netzbetreibern existiert. Abgesehen von einer Differenzierung in Netz- bzw. Umspannebenen, setzen einige Netzbetreiber schon seit Jahren die Energiewende um. Daher ist es zwingend notwendig, das Kriterium „Vergleichbarkeit“ zu schärfen.</p> <p>In dem Zusammenhang ist ebenfalls besonders wichtig, die „Messbarkeit“ deutlich zu definieren und diskriminierungsfrei in der Erfassung und Bewertung von Energiewendekompetenz-Kennzahlen zu berücksichtigen. Dabei ist eine Benachteiligung von Unternehmen auszuschließen, die bereits eine hohe Anzahl an EE – Anlagen angeschlossen haben und somit eine sehr hohe Grundgesamtheit erzielt haben.</p>
----	-----------------------------	-----	---

11	6.3. Netzleistungsfähigkeit	-	0	<p><b>6.3.2. Netzanschluss</b></p> <p>Eine Prüfung der Netzanschlüsse erscheint als möglicher Indikator für die Energie-wendekompetenz grundsätzlich sinnvoll. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass einzelne VNB die Energiewende in den letzten Jahren schon zu einem großen Teil vorangetrieben haben. Somit ist es wichtig, dass bei der Ausgestaltung einer möglichen Kennzahl kein Verteilnetzbetreiber für die Umsetzung der Energiewende in der Vergangenheit benachteiligt wird.</p> <p>Darüber hinaus muss die unterschiedliche Betroffenheit der Verteilnetzbetreiber von der Energiewende betrachtet werden. Die im Eckpunktepapier von der BNetzA vorgestellten Kennzahlen 1 und 2 sehen wir in angepasster Form eher als Abbildung der Betroffenheit von der Energiewende eines Netzbetreibers. Sie sagen jedoch nichts über dessen Energiewendekompetenz aus und können somit nicht zur Abbildung dieser verwendet werden. Die Kennzahlen 1 und 2 müssten zumindest in der Weise angepasst werden, dass auch bereits angeschlossene Bestandsanlagen sachgerecht in die Berechnung einfließen, um die Betroffenheit der VNB richtig abzubilden. Bei der Abstimmung von Energiewendekompetenz auf reine Kennzahlen ist es notwendig, die Betroffenheit im Vorfeld zu prüfen. Auf diese Weise muss eine Fehlinterpretation ausgeschlossen werden. Wichtig ist die Erkenntnis, dass die Betroffenheit und die Art der konkreten Herausforderungen zur Bewältigung der Transformation höchst heterogen sind, sowohl bei der Einspeisung als auch im Kundenbezugssektor.</p> <p>Von den drei Kennzahlen im Eckpunktepapier der BNetzA bildet die Kennzahl 3 unserer Ansicht nach die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers am ehesten ab. Die Anschlusszeit von EE-Anlagen oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie auch von Großverbrauchern im Sinne des Eckpunktepapiers unterscheidet sich jedoch zum einen je Anlageart, Kategorie, Größe sowie Netz- bzw. Umspannebene, in der sie angeschlossen ist. Eine Unterscheidung in den genannten Kriterien ist daher unabdingbar. Zum anderen dürfen in die Bewertung der Anschlusszeit die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Anschluss-Prozessschritte, wie z.B. die Bestellphase und die Abrechnungsphase, nicht einfließen.</p> <p>Neben den von der BNetzA vorgeschlagenen fünf Kategorien der Energiewendetechnologien sind sehr präzise und eindeutige Definitionen eine Grundvoraussetzung für die Kennzahlen-Berechnung. Hierbei kommt es u.a. bei EE-Anlagen auf die Zählweise der Erzeugungsanlagen (Windpark vs. einzelne Windenergieanlage) bzw. auf</p>
----	-----------------------------	---	---	--

12	6.3. Netzleistungsfähigkeit	-	0	<p>6.3.3. Digitalisierung und Smart Grids</p> <p>Wir begrüßen, dass Digitalisierung und Smart Grids in die Bewertung einer Energie-wendekompetenz einfließen. Bei der Auswahl geeigneter Key Indicators (KI) / Key Performance Indicators (KPIs) möchten wir auf folgende Punkte hinweisen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Heterogene Voraussetzungen bei Verteilnetzbetreibern: Die Auswahl von KI / KPIs muss die heterogenen Voraussetzungen der einzelnen Verteilnetzbetreiber berücksichtigen. Denkbar wäre bspw. keine festen Grenzwerte für KI / KPIs zu definieren, sondern die jährliche Entwicklung der entsprechenden Kennzahl zu betrachten.</li> <li>• KIs / KPIs müssen in alleiniger Verantwortung der Verteilnetzbetreiber erfüllbar sein: KI / KPIs wie bspw. die Nutzung von Endnutzeranwendungen (Apps) oder die Anzahl von eingebauten Geräten (Smart Meter) sind hier keine zielführenden Kennzahlen.</li> <li>• Der wichtigste Punkt: Ausbau Digitalisierung und Smart Grids mit Augenmaß: Digitalisierungsmaßnahmen müssen dem effizienten Netzausbau und sicheren Netzbetrieb dienen. Eine Überbauung mit digitalen Assets ist nicht zwangsläufig sinnvoll, um die Integration von weiteren Erzeugern/Verbrauchern in die Verteilnetze zu ermöglichen. Die individuelle Betrachtung der einzelnen Verteilnetzbetreiber ist notwendig. Es müssen daher Maximalwerte in Betracht gezogen werden, die eine ausreichende Digitalisierung der Netze repräsentieren.</li> </ul>
13	6.3. Netzleistungsfähigkeit	-	0	<p>6.3.4. Abregelungen und netzorientierte Steuerung</p> <p>Wir begrüßen, dass die Abregelung und netzorientierte Steuerung (Redispatch und steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. § 14a EnWG) nicht zur Bewertung der Energiewendekompetenz berücksichtigt werden. Diese Instrumente sehen wir als Maßnahmen zur volkswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen sowie netzdienlichen effizienten Umsetzung der Energiewende.</p>

14	6.3. Netzleistungsfähigkeit	-	0	<p><b>6.3.5. Standardisierung</b></p> <p>Die Bundesnetzagentur zielt vor diesem Hintergrund darauf ab, bei der Neuausrichtung der Anreizregulierung Verteilnetzbetreibern (VNB) Anreize zu geben, sich der oben beschriebenen Transformationsaufgabe der Energiewende zu stellen und ihren bestmöglichen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele zu leisten. Dabei hat die BNetzA selbst erkannt, dass die Zersplitterung der VNB-Landschaft in Deutschland ein Risiko für die Energiewende darstellt, da davon auszugehen ist, dass eine Vielzahl der rund 900 VNB bei weitem nicht die Leistungsfähigkeit besitzen können. Die Energiewende kann jedoch nur dann erfolgreich sein, wenn alle Verteilnetze die Transformation schaffen. Vor dem Hintergrund der Bezahlbarkeitsdebatte der Energiewende muss ein Fokus auf Kosteneffizienz und Arbeitsteilung gelegt werden. Die Entwicklung von Einzellösungen für die Bewältigung der Herausforderungen von 900 VNB ist hierfür sicherlich ungeeignet. Daher muss das Ziel verfolgt werden, skalierbare netzwirtschaftliche und -technische Standardisierungs- sowie Innovationsprojekte zu fördern, die dann über die Branche ausgerollt werden können. Diese können von einzelnen Netzbetreibern oder auch durch Kooperationen von mehreren Netzbetreibern entwickelt werden. Durch die Schaffung dieses allgemeinen Zugangs zu innovativen Lösungsansätzen werden vor allem kleinere Netzbetreiber profitieren.</p> <p>Konkret schlagen wir daher vor, in der Regulierung zwei Stränge zu verfolgen, die sowohl Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz der VNB im Einzelnen als auch zur erfolgreichen Bewältigung der Energiewende in der gesamten Branche setzen. Der erste Strang ist die Beanreizung der Netzbetreiber zur Steigerung der Energiewendekompetenz über "Kompetenzparameter" im System des Q-Elements. Hierbei sollte sich die Orientierung an den größten Herausforderungen zur Bewältigung der Energiewende richten, wie beispielsweise Netzanschlussdauern normiert auf Netzanschlussanzahlen oder realisiertes Investitionsvolumen relativ zum Investitionsbedarf.</p> <p>Der zweite Strang ist die Beanreizung zur Schaffung von Skalierungsprojekten und Branchenstandards für übergeordnete Herausforderungen zur Bewältigung der Energiewende, welche auf die Steigerung der "Kompetenzparameter" in der Branche einzahlen. Netzbetreiber, die sich zur Umsetzung dieser Projekte verpflichten, entwickeln mit der BNetzA Zielvereinbarungen, um bei erfolgreicher Umsetzung zusätzliche Anreize wie prozentuale Aufschläge auf die Eigenkapitalverzinsung (EK-Verzinsung/WACC) zu erhalten. Beispiele hierfür sind die Entwicklung von Lösungen zur Gewährleistung der Systemstabilität, wie eine Roadmap zur</p>
15	6.4. Netzservicequalität	-	0	<p>Wir teilen die Einschätzung der BNetzA, dass weitere Anreize zur Förderung einer Netzservicequalität aktuell nicht notwendig sind. Derzeit existieren schon eine Vielzahl von Veröffentlichungs- und Berichtspflichten, die die Netzbetreiber erfüllen müssen.</p>

16	7. Fragen der Bundesnetzagentur	-	0	<p>Wir verweisen auf unsere Ausführungen zu den jeweiligen Kapiteln aus dieser Stellungnahme. Hinsichtlich der Definition der Energiewendekompetenz zu dem Abschnitt 6.3.1. verweisen wir an dieser Stelle u.a. auf die BDEW-Stellungnahme, der wir uns vollständig anschließen.</p> <p>Zu dem Abschnitt 6.4. der Netzservicequalität stimmen wir den Ausführungen des BDEW vollumfänglich zu, dass Kundenumfragen kein geeignetes Instrument zur Ermittlung der Netzservicequalität sind, da bezweifelt wird, dass Umfragen zu nachvollziehbaren, aussagekräftigen und robusten Ergebnissen führen. Um eine weitergehende Bewertung zu ermöglichen, müssten im ersten Schritt sowohl die konkreten Fragestellungen als auch das Befragungsdesign bekannt sein. Des Weiteren müsste im zweiten Schritt geklärt werden, wie externe Einflüsse auf die Netzservicequalität (z. B. gesetzliche Vorgaben, behördliche Genehmigungen) in eine Kundenbefragung einbezogen werden könnten. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass hauptsächlich Kunden, die ein Problem haben, an Umfragen teilnehmen. Dies führt somit zu starken Verzerrungseffekten. E.ON teilt die Einschätzung der BNetzA, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen keine zusätzlichen Anreize zur Förderung der Netzservicequalität erforderlich sind.</p>
----	---------------------------------	---	---	---

17	8. Anhang	- 0	<p><b>8.2.Beispielhafte Evaluierung der Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators</b></p> <p><b>Sensoren und Aktoren</b>  Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine Vergleichbarkeit zwischen den Verteilnetzbetreibern (DSOs) in Bezug auf die Ausstattung mit Sensoren und Aktoren nicht ohne Weiteres herzustellen ist. Eine einfache Aussage über die Energiewendekompetenz hinsichtlich der Digitalisierung ist daher nicht möglich. Kennzahlen wie der prozentuale Anteil von Umspannwerken oder Fernsteuerungsgeräten könnten zu falschen Anreizen führen, indem beispielsweise alle Anlagen steuerbar gemacht werden, ohne dass dies technisch notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll ist. Es sollte daher sorgfältig geprüft werden, wann ein sinnvoller Maximalwert pro Kennzahl erreicht ist. Dies betrifft insbesondere die Kennzahl "Transformatoren, die fernüberwacht werden". Je nach Netzstruktur – ob ländlich, suburban oder städtisch – variiert der notwendige Anteil an steuerbaren Anlagen deutlich. Eine pauschale Bewertung würde hier die unterschiedlichen Anforderungen und Gegebenheiten der Netzbetreiber nicht angemessen berücksichtigen.</p> <p><b>Konnektivität</b>  Bei der Bewertung der Konnektivität ist es essenziell, die Anzahl der Umspannwerke eines Verteilnetzbetreibers zu berücksichtigen. Es stellt sich die Frage, wie mit Netzbetreibern umgegangen wird, die sehr wenige oder gar keine Umspannwerke besitzen oder betreiben. Eine Kennzahl wie "% der dezentralen Erzeugungsanlagen (DER), die die Kommunikation mit dem Verteilnetz herstellen" erachten wir als nicht zielführend. Der Verteilnetzbetreiber hat keinen alleinigen Einfluss auf die Anzahl von DERs, die über eine Kommunikationsschnittstelle verfügen – insbesondere im Hinblick auf Kleinstanlagen. Hier bedarf es einer differenzierten Betrachtung, die den tatsächlichen Einflussbereich des Netzbetreibers angemessen widerspiegelt.</p> <p><b>Datenverarbeitung</b>  Die Definition von "Beobachtbarkeit" sollte nicht ausschließlich anhand der Anzahl vorhandener digitaler Assets erfolgen. Stattdessen sollte sie sich auf tatsächlich abbildbare Netze beziehen, was eine Kombination aus einem digitalen Zwilling des Netzes und aktuellen Messdaten einschließt. Beim Stichwort "Echtzeit" regen wir an, explizit geforderte Latenzzeiten zu ergänzen. Der Mehrwert einer Echtzeitkommunikation im Sub-Sekundenbereich sollte kritisch hinterfragt werden, da er in Relation zu den tatsächlichen Anforderungen und</p>
----	-----------	-----	---

18	8. Anhang	- 0	<p><b>8.3. Beispielhafte Evaluierung des Smart Grids nach Kategorien und Key Indicators</b></p> <p><b>Beobachtbarkeit des Systems</b>  Die Aussagekraft von Kennzahlen, insbesondere der Key Performance Indicators (KPI) in Prozent, hängt maßgeblich von der Wahl der zugrunde liegenden Basiswerte ab. Ein Beispiel verdeutlicht dies: Das Speichern von Messwerten von Grundlastverbrauchern, die durchgängig die gleiche Leistung beziehen, bietet kaum einen Mehrwert – unabhängig davon, ob ein Wert pro Tag oder pro Sekunde aufgezeichnet wird. Es ist daher entscheidend, den tatsächlichen Nutzen hochauflösender Messungen zu berücksichtigen. Um eine effiziente und zielgerichtete Datenerfassung zu gewährleisten, müssen eindeutige Kriterien für die Relevanz von Anlagen definiert werden.</p> <p><b>Steuerbarkeit</b>  Bei der Definition von KPIs sollte darauf geachtet werden, dass der maximale Wert nicht ausschließlich durch die Umsetzung einer 100%igen Beobachtbarkeit oder Steuerbarkeit erreicht werden kann. Ein solcher Ansatz könnte unbeabsichtigte Anreize schaffen, das Netz übermäßig digital zu überbauen, was weder wirtschaftlich sinnvoll noch technisch notwendig ist. Die KPIs sollten vielmehr so gestaltet sein, dass sie praktikable und effiziente Lösungen fördern, die dem tatsächlichen Bedarf entsprechen.</p> <p><b>Aktives Systemmanagement</b>  Die Rahmenbedingungen für eine effektive Fehlervermeidung müssen klar und präzise definiert sein. Nur durch eindeutige Vorgaben können Netzbetreiber ein aktives Systemmanagement implementieren, das dazu beiträgt, Netzstörungen zu minimieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Klare Richtlinien und Standards sind essenziell, um eine konsistente Umsetzung über alle Netzbetreiber hinweg zu gewährleisten.</p> <p><b>Smart-Grid-Planung</b>  Grundsätzlich kann die Digitalisierung der Netze den physischen Netzausbau nur bis zu einem gewissen Punkt hinauszögern. Mit steigenden Anforderungen wird der Ausbau der Netze unvermeidbar. Bei der Bewertung von Investitionen in Smart-Grid-Technologien sollte die Ausgangssituation der jeweiligen Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden. Netzbetreiber, die in den letzten fünf bis zehn Jahren bereits hohe Investitionen getätigt haben, könnten in den kommenden Jahren weniger investieren müssen als solche, die bisher weniger</p>
19		!	
20		!	
21		!	