



## E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende

*Stefan Dorendorf, Uwe Ventzke, Bianca Renner, Johannes Schmiesing, Michael Kölbl, Frank Wirtz, Matthias Dau, Matthias Köhler, Markus Obergünner, Hendrik Paul, David Kemnitz, Christian Linke und Melanie Niemeyer*

*Für die nächsten Jahre wird ein deutlicher Anstieg der Elektromobilität erwartet. In der jüngeren Vergangenheit wurden die potenziellen Folgen für die Stromnetze sehr kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund haben sich die vier deutschen Netzgesellschaften des E.ON-Konzerns gemeinsam mit dem Aachener Beratungsunternehmen Consentec der Frage gewidmet, ob die erwarteten Millionen E-Pkw sicher und bezahlbar in die bestehenden Stromnetze des E.ON-Konzerns in Deutschland integriert werden können. Es zeigt sich, dass die heutigen Netze bereits gut auf einen Markthochlauf der E-Mobilität vorbereitet sind.*

### Grüner Strom für grüne Mobilität

Der Verkehrssektor nutzt bis heute rund 95 % der Energie aus Mineralölprodukten und stößt damit nach wie vor so viel CO<sub>2</sub> aus wie im Jahr 1990. Dies steht im Widerspruch zu den gesetzten Pariser Klimaziele, deren Erreichbarkeit im Wesentlichen von der Hebung des CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials im Verkehrssektor abhängt. Die Elektromobilität kann nun die Erfolge des zunehmend grünen Stromsektors mit dem erheblichen Handlungsbedarf im Mobilitätssektor koppeln.

Voraussetzung für einen substantiellen Beitrag des elektrischen Fahrens zum Klimaschutz bleibt dabei natürlich ein weiteres Fortschreiten der Energiewende: Je grüner

der Fahrstrom und zukünftig auch der Strom zur Herstellung der Batterien ist, desto größer fällt die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch elektrische Mobilität aus.

Angesichts der politischen Ziele von Millionen E-Pkw auf deutschen Straßen bis 2030 stellt sich unweigerlich die Frage: Kann diese neue Kundengruppe sicher und bezahlbar in bestehende Stromnetze integriert werden?

### E-Mobility Stresstest

Dieser Frage haben sich die vier deutschen Netzgesellschaften des E.ON-Konzerns gemeinsam mit dem Aachener Beratungsunternehmen Consentec in einer umfangreichen Studie gewidmet. Die Studie hat dabei detailliert die Eigenschaften der Netzge-

biete der Avacon Netz GmbH, der E.DIS Netz GmbH und der Schleswig-Holstein Netz AG berücksichtigt und Handlungsbedarfe für die Mittel- und Niederspannungsnetze in diesen Regionen identifiziert.

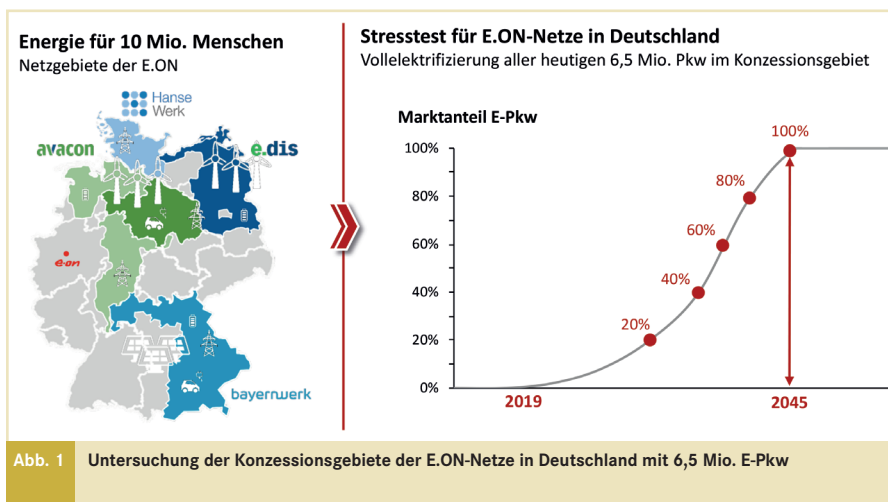
Der Ausbau der E.ON-Netze hat in den letzten rund 15 Jahren maßgeblich zu den Erfolgen der Energiewende beigetragen: Mit 38 GW ist in diesen Netzgebieten heute rund ein Drittel der in Deutschland installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien (EE) angeschlossen. In diesen EE-dominierten Netzen werden in Zukunft neue Kundengruppen den Netzausbau prägen. Heute leben im ländlich und vorstädtisch geprägten Konzessionsgebiet aller deutschen E.ON-Netze rund 10 Mio. Einwohner mit rund 6,5 Mio. hier zugelassenen Pkw (Abb. 1). Der Fokus der gemeinsamen Untersuchung

lag auf den Netzen der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) und der schrittweisen Elektrifizierung des heutigen Pkw-Verkehrs in diesen Netzgebieten.

Derzeit und zukünftig kann sich die Ladeinfrastruktur für elektrische Fahrzeuge unterschiedlich ausprägen. Aus Sicht der Stromnetze ist eine Unterscheidung nach der Nennleistung am Anschluss in der jeweiligen Anschlussnetzebene und der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge relevant. Mit Blick auf die überwiegend ländliche Struktur der E.ON Versorgungsgebiete wurden betrachtet:

- Heimpladepunkte mit einer Nennleistung von 11 kW und Anschluss am vorhandenen Hausanschluss;
- Öffentlich zugängliche „Standard“-Ladepunkte mit Leistungen von derzeit vielfach bis zu 50 kW. Es wurde angenommen, dass diese zum Teil an die Niederspannungsebene und zum Teil über einen eigenen Transformator an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden.
- Öffentlich zugängliche Schnellladepunkte mit 150 kW Leistung. Hierfür wurde ein Anschluss über einen eigenen Transformator an die Mittelspannungsebene angesetzt.
- Öffentlich zugängliche Schnellladepunkte an Autobahnraststätten und Autohöfen mit Leistungen von 150 kW je Ladepunkt und räumlicher Ballung zahlreicher Ladepunkte an einem Standort. Es wurde angenommen, dass sich in Summe je Standort ein Leistungsbedarf ergibt, der einen Direktanschluss an einem Umspannwerk erforderlich macht.

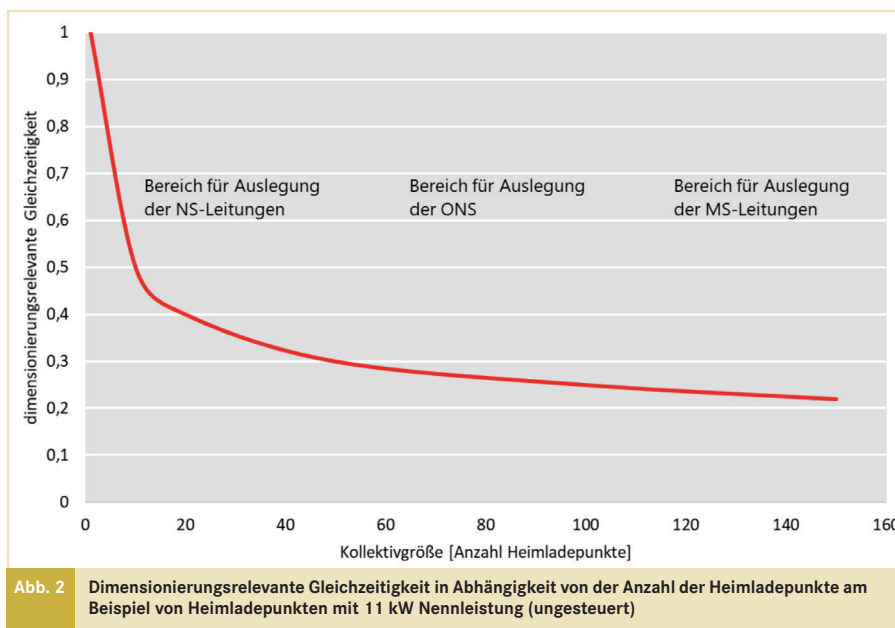
In Anlehnung an Empfehlungen der Nationalen Plattform Elektromobilität wurde davon ausgegangen, dass pro zehn E-Pkw, die nicht über einen Heimpladepunkt verfügen, ein öffentlich zugänglicher Standardladepunkt und pro 100 E-Pkw ein Schnellladepunkt geschaffen wird. Zudem wurde berücksichtigt, dass in touristischen Gebieten auch ein Bedarf für das Laden zusätzlicher Pkw vorhanden sein wird. Die Anteile dieser verschiedenen Ladeinfrastrukturen unterscheiden sich je nach Eigenschaften des Versorgungsgebiets. Im Rahmen der Studie wurde für jede Gemeinde unter Berücksichtigung der Einwohner- und Fahrzeugzahl, der Gebäudestruktur und weiterer Eigenschaften die Zahl der jeweils benötigten Ladepunkte individuell ermittelt.

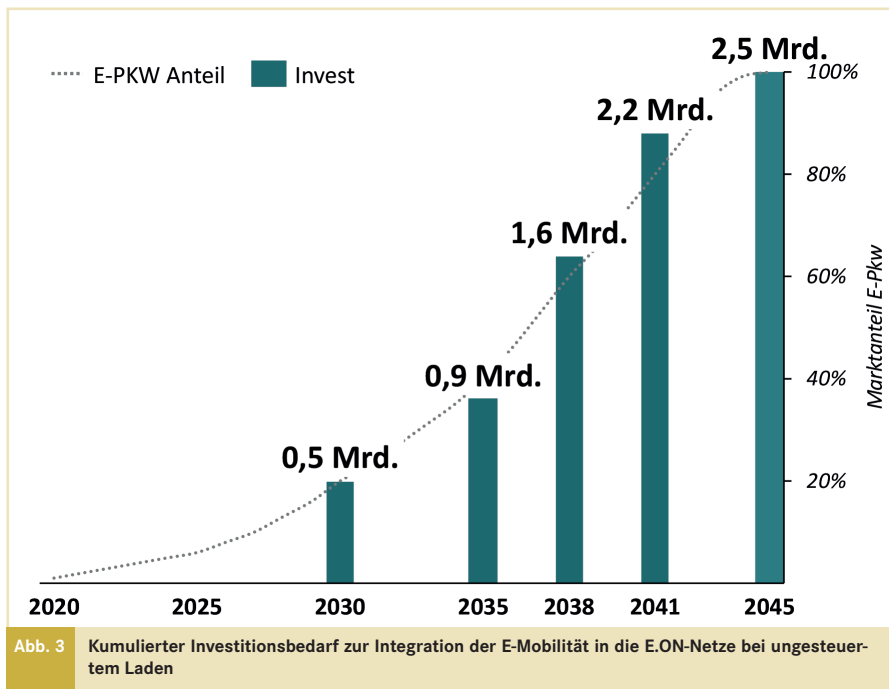


Zum Ladeverhalten liegen derzeit nur vereinzelte Praxiserfahrungen vor: Im „e-Home Energieprojekt 2020“ erforschte Avacon Netz zusammen mit mehreren Partnern von 2011 bis zum Frühjahr 2017 die Energieversorgung der nahen Zukunft. Schon hier wurde eine große Zahl von E-Pkw im Tagesbetrieb analysiert. Ersten messwertbasierten Erkenntnissen aus Feldversuchen kann entnommen werden, dass die Gleichzeitigkeiten von Ladevorgängen weitaus überwiegend im unteren zweistelligen Prozentbereich liegen. Im Rahmen der hier vorgestellten Studie wurde zusätzlich ein Modell zur analytischen Berechnung realistisch zu erwartender Gleichzeitigkeiten entwickelt. Die Festlegung von Gleichzeitigkeitsansätzen für die Netzplanung erfordert zudem die Festlegung akzeptierter Restwahrscheinlichkeiten

für Überschreitungen der Nennbelastbarkeit der Netzbetriebsmittel. In Abb. 2 ist der Verlauf der dimensionierungsrelevanten Gleichzeitigkeiten in Abhängigkeit von der Kollektivgröße am Beispiel von Heimpladepunkten mit einer Nennleistung von 11 kW und einer angenommenen Restwahrscheinlichkeit für Überschreitungen der angesetzten Gleichzeitigkeit von einer Stunde pro Jahr dargestellt.

Es ist offensichtlich, dass die für die Netzdimensionierung heranzuziehenden Gleichzeitigkeiten abhängig von der erwarteten Kollektivgröße festgelegt werden sollten. Aus Sicht der NS-Leitungen sind Kollektive von nur einigen wenigen Heimpladepunkten, aus Sicht der Ortsnetzstation (ONS) von einigen zehn Heimpladepunkten und aus Sicht der





MS-Leitungen einiger hundert Heimpladepunkte relevant. Hieraus resultieren für ungesteuerte Ladevorgänge an Heimpladepunkten Gleichzeitigkeitsansätze von 0,4 für die NS-Ebene, 0,3 für Ortsnetzstationen und 0,2 für die MS-Ebene.

Die Analysen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs wurden anhand von Modell-

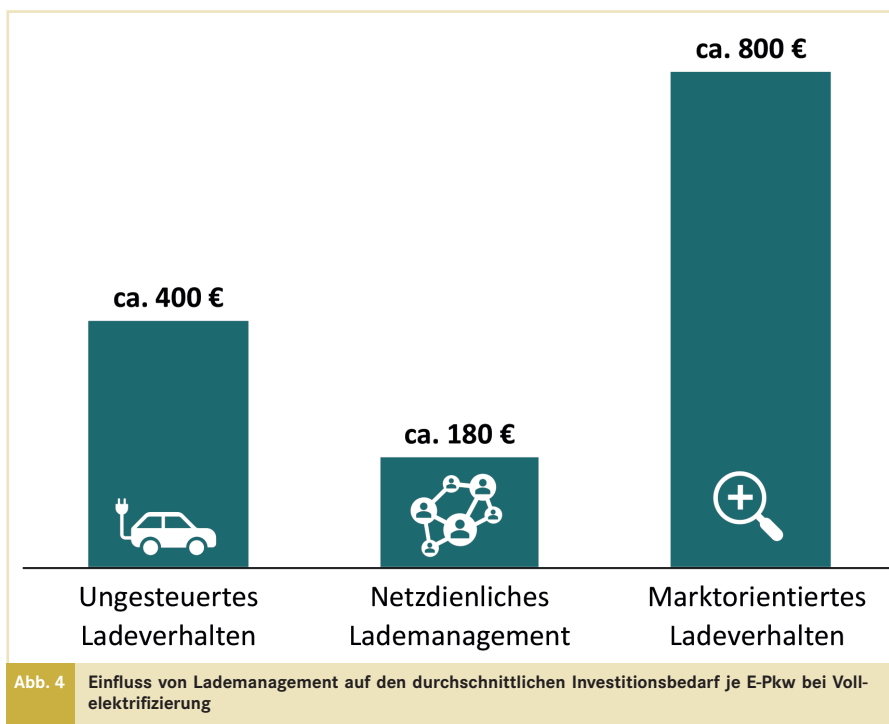
netzen vorgenommen. Zu deren Parametrierung wurden die für die Integration der Ladeleistung wesentlichen Eigenschaften der Bestandsnetze wie Abgangslängen, Leitungstypen, Zahl der Netzanschlüsse je Abgang, installierte Transformatorleistung sowie Vorbelastung differenziert für jede Konzessions-Gemeinde im Versorgungsgebiet aller E.ON Netze erfasst.

Für jedes Nieder- und Mittelspannungsnetz wurde ermittelt, ob und ab welcher Durchdringung die Integration von E-Pkw-Ladepunkten zur Überschreitung der jeweils zulässigen Spannungs- und/oder Stromgrenzen führen kann. Als Abhilfemaßnahme im Fall von Verletzungen des zulässigen Spannungsbands in der Niederspannung wurde im Rahmen dieser Studie generell davon ausgegangen, dass die vorhandene Ortsnetzstation mit einem regelbaren Ortsnetztransformator ausgestattet wird. In der Praxis gibt es weitere teilweise kostengünstigere Maßnahmen, so dass die ermittelten Investitionsbedarfe diesbezüglich als obere Abschätzung zu verstehen sind. Im Fall von Verletzungen der zulässigen Stromgrenzen wurde als Abhilfemaßnahme unterstellt, dass die vorhandenen Leitungen durch Kabel mit größerem Querschnitt oder Ortsnetztransformatoren durch solche mit höherer Nennleistung ersetzt werden.

Wichtig ist, bei der Bewertung des Investitionsbedarfs zu berücksichtigen, dass ein Teil der erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen – also der Ersatz vorhandener durch leistungsstärkere Betriebsmittel – im Zuge des ohnehin erforderlichen altersbedingten Ersatzes erfolgen kann, so dass hierfür nur die Mehrinvestitionen für die größer dimensionierten Betriebsmittel der Integration der E-Mobilität zugeschrieben werden. Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse beruhen durchgehend auf der Annahme einer solchen vorausschauenden Ersatzstrategie.

### Auch Millionen von E-Pkw können sicher laden

Handlungsbedarf entsteht in den NS-Netzen weitaus überwiegend aufgrund von Überschreitungen des zulässigen Spannungsbandes, in den MS-Netzen hingegen aufgrund von Überschreitungen der zulässigen Stromgrenzen. Der Umfang des Netzausbaubedarfs ist im Leitungsbereich der NS- und auch der MS-Netze selbst bei hohen E-Pkw-Durchdringungen gering, nur ein sehr geringer Anteil der Leitungen muss durch leistungsstärkere ersetzt werden. Handlungsbedarf tritt vor allem an Ortsnetzstationen auf. Hier sind bereits bei niedrigen E-Pkw-Durchdringungen aufgrund von Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen in nachgelagerten



NS-Netzen Maßnahmen erforderlich. Ab ca. 50 % E-Pkw-Durchdringung wird zudem der Ersatz vorhandener Transformatoren durch solche mit höherer Nennleistung erforderlich.

Ausbaubedarf tritt also vor allem im Bereich der Ortsnetzstationen auf. Diese Maßnahmen sind ohnehin eines der Kerngeschäfte eines Verteilnetzbetreibers und aus Sicht von E.ON in der Praxis zügig umsetzbar. Zudem gehen diese Maßnahmen mit relativ wenig Beeinträchtigungen des öffentlichen Raums einher.

Ein vollständiger Hochlauf der E-Mobilität mit einer Durchdringung von 100 % würde über alle vier E.ON Netze Investitionen in die MS- und NS-Netze von bis zu ca. 4,2 Mrd. € erfordern, und zwar unter der Annahme ungesteuerter Ladevorgänge und unter Fortschreibung der derzeitigen reaktiven Ersatzstrategie. Ein erheblicher Teil der benötigten Ausbaumaßnahmen kann allerdings kostengünstig im Zuge der ohnehin erforderlichen Erneuerungstätigkeit vorgenommen werden. Der vollständige Hochlauf der E-Mobilität erfordert über alle vier Netzbetreiber somit kumulierte Mehrinvestitionen gegenüber den ohnehin anfallenden Investitionen für die Erneuerungen der vom Erweiterungsbedarf betroffenen NS- und MS-Netze von bis zu ca. 2,5 Mrd. € (Abb. 3). Diese Reduzierung ergibt sich unter der Voraussetzung, dass ab sofort eine „proaktive“ Ersatzstrategie eingeführt wird. Das bedeutet, dass im Rahmen des ohnehin anfallenden Ersatzes von Betriebsmitteln bereits heute Leistungsreserven für die Elektromobilität eingeplant werden.

Bezieht man die genannten Mehrinvestitionen auf die 6,5 Mio. E-Pkw, so ergeben sich durchschnittliche Mehrinvestitionen von ca. 400 € je Pkw (einmalig, bei ungesteuertem Laden). Dieser Investitionsbedarf kann im Einzelfall naturgemäß deutlich vom Durchschnittswert abweichen. Ein zusätzliches Lademanagement hat erwartungsgemäß einen erheblichen Einfluss auf den Netzausbaubedarf, wie die Ergebnisse in Abb. 4 illustrieren.

Ein konsequent auf die Minimierung der Netzbelastung ausgerichtete netzdienliche

Lademanagement könnte den Netzausbaubedarf etwa halbieren. Die hiermit verbundene Vermeidung von Investitionen läge bei einer 100-prozentigen E-Pkw-Durchdringung im Durchschnitt über alle Netze bei rund 200 € je E-Pkw. Diese Einsparung steht den mit der Ladesteuerung verbundenen Einschränkungen gegenüber und stellt damit vermutlich keinen attraktiven Preisanreiz für Nutzer dar. Im Falle eines marktorientierten Ladeverhaltens, bei dem viele Kunden synchron in Zeiträumen mit besonders niedrigen Strompreisen laden, könnte sich der Netzausbaubedarf hingegen etwa verdoppeln. Die durchschnittlichen Investitionen pro E-Pkw liegen im 100 %-Szenario allerdings auch dann nur bei rund 800 €.

Eine Umsetzung der marktorientierten oder netzdienlichen Steuerung setzt – abgesehen von der Schaffung adäquater Anreize für die involvierten Netznutzer und Marktteilnehmer – voraus, dass in naher Zukunft eine zuverlässige und kostengünstige Steuerungstechnik zur Verfügung steht. Dies gilt insbesondere für eine „Notausfunktion“ zur Wahrung der Versorgungssicherheit in Phasen hoher Synchronisation von Ladevorgängen. Hierbei ist für die langfristige Netzplanung entscheidend, dass eine mögliche Steuerung der Ladeinfrastruktur über Jahrzehnte gesichert ist. Andernfalls kann dieser netzentlastende Effekt im Interesse der Versorgungssicherheit nicht in konkrete Planungsgrundsätze überführt werden.

### Intelligente Verteilnetze für neue Kundenanforderungen

Damit die E.ON-Netze in Zukunft auch in einem deutlich anspruchsvolleren Kundenumfeld unverändert eine sichere und kosteneffiziente Stromversorgung sicherstellen, werden zukünftig flächendeckend digitale Betriebsmittel eingesetzt. Diese werden betriebliche Daten wie Strom- und Spannungsmesswerte in Echtzeit an die Netzleitstellen übermitteln und durch Fernschaltungen im Störfall innerhalb weniger Minuten reagieren können. Damit sichern sie nicht nur den Hochlauf der Elektromobilität, sondern auch die weitere Integration von erneuerbaren Energien, Wärmepumpen und Speichern ab. Neben der Digitalisierung der Betriebs-

mittel ist auch die Meldepflicht für Ladepunkte eine entscheidende Voraussetzung dafür, Stromnetze bedarfsgerecht verstärken und sicher betreiben zu können.

### Fazit

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Netze der Avacon Netz GmbH, der Bayernwerk Netz GmbH, der Edis Netz GmbH und der Schleswig-Holstein Netz AG bereits heute gut auf einen Markthochlauf der E-Mobilität vorbereitet sind. Selbst extreme Szenarien bis hin zur Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs sind in den E.ON-Netzgebieten sowohl technisch gut umsetzbar als auch finanziell in einem beherrschbaren Rahmen.

Aufgrund der langen Investitionszyklen ist es entscheidend, schon heute Netze proaktiv für Kundenanforderungen in der Zukunft auszuliegen. Daher haben die E.ON-Netzbetreiber ihre Planungsgrundsätze aktualisiert, um die Netze auch bei einem schnellen Markthochlauf der Elektromobilität weiterhin sicher und effizient betreiben zu können. Der neue proaktive (statt bisher reaktive) Netzausbau in der Mittel- und Niederspannung spart langfristig nicht nur Investitionsausgaben; er reduziert auch die Eingriffe in die Infrastruktur der Konzessionsgeber und schafft somit Mehrwert für alle.

Im Rahmen dieser zukunftsorientierten Planung der Netze erscheint zusätzlich eine Möglichkeit zur Steuerung von Ladevorgängen sinnvoll, um in Ausnahmesituationen drohenden Netzüberlastungen entgegenwirken zu können. Flächendeckende und dauerhafte Einschränkungen des Nutzerkomforts der Fahrzeugeigentümer durch steuernde Eingriffe der Netzbetreiber sind in den E.ON-Netzen jedoch nicht erforderlich.

---

*S. Dorendorf, U. Ventzke, EDIS Netz GmbH, Fürstenwalde/Spree; B. Renner, Dr. J. Schmiesing, Avacon Netz GmbH, Helmstedt; M. Kölbl, Dr. F. Wirtz, Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg; M. Dau, M. Köhler, Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn; Dr. M. Obergünner, H. Paul, E.ON SE, Essen; D. Kemnitz, C. Linke, M. Niemeyer, Consen-tec GmbH, Aachen*  
**Stefan.Dorendorf@e-dis.de**