

# Aufbau elektrischer Versorgungsinfrastruktur am Beispiel Hamburg

Bastian Pfarrherr\*

*Innovationsmanagement/Assetmanagement*  
*Stromnetz Hamburg GmbH*  
 Hamburg, Deutschland

\*Bastian.pfarrherr@stromnetz-hamburg.de

**Kurzfassung** – Elektrische Verteilnetze sind sehr langlebige Infrastrukturen, deren Planung mehrere Jahrzehnte in die Zukunft erfolgen muss. Dabei müssen wechselnde und teilweise auch kurzfristig geänderte Rahmenbedingungen in den Planungen berücksichtigt werden. Das Ziel der elektrischen Energieversorgung ist eine ununterbrochene Versorgung unter wirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten. Dieser Artikel beschreibt anhand der Planungen des heutigen Netzes [1] von den 1960'er Jahren bis zur Jahrtausendwende die Prämissen, unter denen das Verteilnetz der Stromnetz Hamburg in seiner heutigen Ausprägung errichtet wurde. Es wird ebenfalls aufgezeigt, welche konkreten Parameter sich seitdem geändert haben und wie das grundsätzliche Konzept des Netzes mit diesen Änderungen gewachsen ist bzw. an diese angepasst werden konnte. Die dabei entstehenden Herausforderungen werden ebenso beleuchtet wie die strategischen Optionen für die zukünftige Weiterentwicklung. Das Netz ist aufgrund eines modularen Aufbaus gut gerüstet für wechselnde Randbedingungen. Es zeigen sich aber auch die Grenzen der Anpassungsfähigkeit, besonders im Fall von Kabel- und Leitungsbau. Hier ist eher eine optimale Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur gefragt.

**Stichworte** – Versorgungszuverlässigkeit, *Infrastruktur*, Netzaufbau, Last

## NOMENKLATUR

HAW	Hauptabspannwerk, Kopplung zwischen 380 kV und 110 kV
HVW	Hauptverteilerwerk, Verteilerwerk in der 110 kV-Ebene
VAW	Verteilabspannwerk, heute Umspannwerk, Kopplung zwischen 110 kV und 10 kV
NS (ONS)	Ortsnetzstation, Kopplung zwischen 10 kV und 0,4 kV
$U$ in V	Spannung in Volt
$I$ in A	Strom in Ampere
$P$ in W	Wirkleistung in Watt
$S$ in VA	Scheinleistung in Volt x Ampere

## I. EINLEITUNG

Das elektrische Verteilnetz ist eine über Jahrzehnte gewachsene Infrastruktur, deren Bedeutung in der heutigen digitalisierten Welt immer stärker zunimmt. Eine ununterbrochene Versorgung mit elektrischer Energie ist ein wirtschaftlicher Standortvorteil, ein Gewinn an Lebensqualität und für sicherheitsrelevante Anwendungen unerlässlich. Netzbetreiber haben die Aufgabe, die

Energieversorgung zu jeder Zeit und wirtschaftlich optimal zu gewährleisten. Die dafür nötige Infrastruktur, das Netz, wird dabei stetig erneuert, erweitert oder an veränderte Randbedingungen angepasst. Natürlich spielen auch technische Weiterentwicklungen eine große Rolle. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Investitionszyklen in der Energietechnik auch heute noch um die 50 Jahre betragen. Große Teile des Netzes wurden in den Jahren des Wirtschaftswunders nach dem 2. Weltkrieg geplant und realisiert. Diese Teile sind heute zwischen 50 und 70 Jahren alt und zum Teil bereits erneuert oder in der Planung zur Erneuerung. Viele Grundsätze der Planung derartiger Infrastrukturen gelten nach wie vor in nahezu unveränderter Form. Die Erneuerung der Infrastruktur unterliegt vielen externen Einflüssen, insbesondere wenn die Infrastruktur große Eingriffe in die Umgebung bedeutet. Beispiele dafür sind große Kraftwerke oder leistungsstarke Transportleitungen. Diese Betriebsmittel werden nach Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer erneuert, üblicherweise an gleicher oder nahezu identischer Stelle. Es ergeben sich Zwangspunkte in Bezug auf die Raumordnung, gewachsene Strukturen werden begünstigt. Im Folgenden wird zunächst die Entwicklung zu unserem heutigen Netz erläutert und, ausgehend vom Status Quo, auf die Herausforderungen der Zukunft eingegangen.

## II. ANFORDERUNGEN AN DEN GRUNDSÄTZLICHEN NETZAUFBAU

In den 1960'er Jahren wurde im Versorgungsgebiet der Stromnetz Hamburg, zu der Zeit noch HEW (Hamburger Elektrizitätswerke), eine zukünftige Gesamt-Netzlast von etwa 10.000 MVA zugrunde gelegt [1]. Die erwartete Netzhöchstlast führte zu einer vollständigen Neukonzipierung des gesamten Versorgungsnetzes. Die Übersichtlichkeit des Netzaufbaus ist eine wesentliche Voraussetzung für eine sichere Betriebsführung und eine schnelle Störungsbeseitigung. Sie hat damit nennenswerten Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Versorgung. Um einen möglichst wirtschaftlichen und übersichtlichen Netzaufbau zu erreichen, wurden für die Netzgestaltung folgende Grundsätze entwickelt, die auch heute noch Ihre Gültigkeit haben:

- Spannungsstufung 380 kV, 110 kV, 10 kV und 0,4 kV,
- Ausbau der Schaltanlagen und Leitungen nach dem Bausteinprinzip,
- Möglichst wenige, standardisierte Betriebsmittel- und Anlagentypen,

- Überwiegend strahlenförmiger Netzaufbau.

Der Lastzuwachs hat sich jedoch bis in die 1980'er Jahre hinein derart abgeschwächt, dass um die Jahrtausendwende herum zunächst nur noch eine Netzlast von höchstens 3.500 MVA erwartet wurde. Wie die Entwicklung nach dem Jahr 2000 weiterginge, ließ sich seinerzeit nur schwer abschätzen. Lastprognosen ergaben, dass für eine industriell hochentwickelte Volkswirtschaft mit einem Sättigungswert des Pro-Kopf-Bedarfs an elektrischer Leistung von 2,0 bis 2,5 kW gerechnet werden konnte. Dabei wurde vorausgesetzt, dass der Raumheizungsbedarf nicht elektrisch gedeckt wird. Mit dieser Annahme ergab sich für die gesamte Netzlast in Hamburg ein langfristiger Sättigungswert von etwa 4.000 MVA. Würde man jedoch unterstellen, dass etwa die Hälfte des Hamburger Raumheizungsbedarfs elektrisch gedeckt werden müsste, so käme man auf etwa 10.000 MVA als denkbare Obergrenze für die gesamte Netzlast. Die Schlussfolgerung in den 1980'er Jahren war demnach, dass ein Versorgungskonzept, das für eine Netzlast von 10.000 MVA ausgelegt ist, allen zukünftigen Entwicklungen genügen würde. Da es andererseits aber auch möglich sei, dass die Netzlast selbst in sehr ferner Zukunft nicht über 4.000 MVA ansteigen wird, muss das Versorgungskonzept auch bei geringeren Lasten wirtschaftliche Ausbaustände ermöglichen.

Diese Anforderung kann am besten mit einem Netzausbau nach dem Bausteinprinzip erfüllt werden. Dabei wird durch einfaches Hinzufügen von standardisierten Netzkomponenten eine bedarfsgerechte Anpassung des Netzausbaues an die tatsächliche Lastentwicklung erreicht. Dies ist besonders dann sehr vorteilhaft, wenn sich die Last in den einzelnen Teilflächen des Versorgungsgebietes sehr unterschiedlich entwickelt oder wenn die zukünftige Lastentwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Das Bausteinprinzip allein gibt noch keine Gewähr für einen wirtschaftlichen Netzaufbau. Von ebenso großer Bedeutung ist die richtige Dimensionierung der einzelnen „Bausteine“ wie z.B. die Wahl der Nennleistung der Transformatoren oder der thermischen Belastbarkeit der Freileitungen und Kabel. Hier kommt es darauf an, die einzelnen Betriebsmittel so zu bemessen, dass über ihre gesamte technische Lebensdauer eine angemessene Auslastung erzielt wird. Dabei spielt die Geschwindigkeit des Lastanstieges eine wesentliche Rolle. In Zeiten mit starkem Lastanstieg kann die Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel höher gewählt werden, ein Betriebsmittel wächst dann relativ schnell in eine angemessene Auslastung hinein. In Zeiten schwachen bzw. langsamen Lastanstiegs besteht bei zu hoher Auslegung das Risiko, dass die Betriebsmittel erst sehr spät eine wirtschaftliche Auslastung erreichen. Trotzdem können auch in diesem Fall umweltpolitische Gesichtspunkte, wie z.B. die möglichst intensive Nutzung von Trassen und Grundstücken, für eine höhere Dimensionierung sprechen.

### III. BEMESSUNG DER RESERVE

Bis zum Beginn der 1980'er Jahre wurde als Störungsereignis nur der einfache Ausfall eines Betriebsmittels berücksichtigt, d.h. es wurde nach dem sogenannten (n-1)-Prinzip geplant. Doppel- und Mehrfachausfälle wurden wegen ihrer geringen Wahrscheinlichkeit nicht berücksichtigt. Eine Überprüfung dieses Grundsatzes ergab jedoch, dass künftig auch seltenere Störungsereignisse wie z.B. Doppel- oder Mehrfachfehler oder Ausfälle von Betriebsmitteln während planmäßiger

Wartungsarbeiten an den Parallel- oder Reservebetriebsmitteln in die Betrachtungen einbezogen werden sollten.

Dieses neue Prinzip für die Bemessung der Reserve im Stromversorgungsnetz der Stromnetz Hamburg ist in [2] näher beschrieben. Es geht davon aus, dass eine unterbrechungslose Versorgung der Kunden bei allen denkbaren Störungsereignissen praktisch nicht realisierbar ist. In begrenztem Ausmaß müssen deshalb Versorgungsunterbrechungen hingenommen werden. Dabei bilden die Häufigkeit und die Dauer von Unterbrechungen ein Maß für die Versorgungszuverlässigkeit für den einzelnen Kunden.

Sowohl die Häufigkeit als auch die Dauer von Versorgungsunterbrechungen lassen sich durch den Netzaufbau und die Betriebsweise sowie durch die Möglichkeiten zur Wiederherstellung der Versorgung (Automatiken, Fernsteuerung, Schaltung vor Ort) beeinflussen.

Die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ist durch die Ausfallrate der Betriebsmittel und die Art der Reservebereitstellung (dauernd eingeschaltete Reserve oder zuschaltbare Reserve) bestimmt. Die Ausfallrate wird sowohl von der Qualität der Betriebsmittel als auch von äußeren Einflüssen, wie vor allem der Beschädigung durch Bauarbeiten, beeinflusst.

Damit ein möglicher wirtschaftlicher Schaden aufgrund der nicht zeitgerecht gelieferten Energie möglichst klein gehalten wird, ergibt sich als erster Grundsatz für die Bemessung der Reserve im Netz

- **Je größer die unterbrochene Leistung ist, desto kürzer muss die Dauer der Unterbrechung sein.**

Ein weiterer Gesichtspunkt ist die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von bestimmten Störungsereignissen. Folge- und Mehrfachausfälle von Betriebsmitteln sind erfahrungsgemäß seltener als Einfachausfälle. Ebenso ist es wenig wahrscheinlich, dass von zwei sich gegenseitig Reserve haltenden Betriebsmitteln eines gerade während der planmäßigen Wartung des anderen ausfällt.

Dies führt dazu, dass man eine längere Unterbrechungsdauer hinnehmen kann, wenn der Eintritt eines bestimmten Störungsereignisses weniger wahrscheinlich ist. Dabei kann ein Störungsereignis sowohl der einfache Ausfall eines Betriebsmittels als auch ein Doppel- oder Mehrfachfehler sein oder das Zusammentreffen von wartungsbedingter Nichtverfügbarkeit und störungsbedingtem Ausfall. Hieraus ergibt sich für die Bemessung der Reserve im Netz als zweiter Grundsatz

- **Je unwahrscheinlicher eine Versorgungsunterbrechung ist, desto länger darf die Dauer der Unterbrechung sein.**

Selbstverständlich muss durch planerische und betriebliche Vorkehrungen dafür Sorge getragen werden, dass die Versorgung auch bei extrem unwahrscheinlichen Störungsereignissen längstens nach einer festgelegten maximalen Unterbrechungsdauer wiederhergestellt ist. Nur in ausgesprochenen Katastrophenfällen wird diese maximale Unterbrechungsdauer u.U. nicht eingehalten werden können.

#### IV. EREIGNISWAHRSCHEINLICHKEITEN

Der Mangel an ausreichend statistisch gesicherten Daten - insbesondere für sehr seltene Störungsereignisse - macht es praktisch unmöglich, genügend genaue Werte für die verschiedenen Ereigniswahrscheinlichkeiten anzugeben. Deshalb wurden in den 1980'er Jahren die Ereigniswahrscheinlichkeiten aufgrund des vorliegenden Datenmaterials nur grob abgeschätzt und bestimmten Wahrscheinlichkeitsklassen zugeordnet. Die Ereigniswahrscheinlichkeit gibt dann an, wie oft im Mittel pro Jahr mit einem bestimmten Störungsereignis zu rechnen ist.

Die Klassen für die Zuordnung der Ereigniswahrscheinlichkeiten werden in Zehnerpotenzen wie folgt gestuft:

TABELLE I: ZUORDNUNG VON EREIGNISWAHRSCHEINLICHKEITEN.

Klasse	Häufigkeit des Ereigniseintritts in $a^{-1}$
A	Ca. $10^{-1}$ entsprechend etwa einmal in 10 Jahren
B	Ca. $10^{-2}$ entsprechend etwa einmal in 100 Jahren
C	Ca. $10^{-3}$ entsprechend etwa einmal in 1000 Jahren
D	Ca. $10^{-4}$ entsprechend etwa einmal in 10000 Jahren

Die Zuordnung der verschiedenartigen Störungsereignisse zu den einzelnen Klassen muss von Fall zu Fall überlegt und entschieden werden. Basierend auf den hier aufgezeigten Grundsätzen kann ein quantitativer Zusammenhang zwischen der hinzunehmenden Unterbrechungsdauer, der unterbrochenen Leistung und der Ereigniswahrscheinlichkeit aufgezeigt werden.

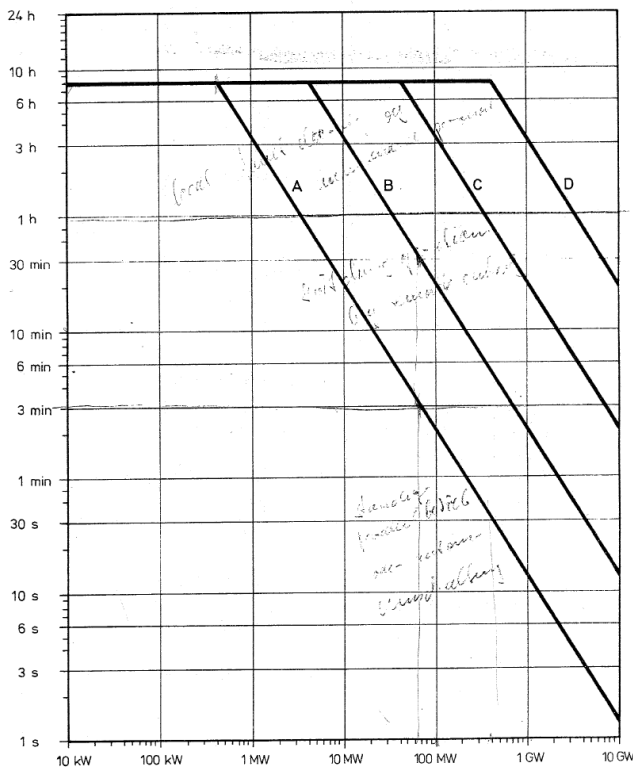


ABBILDUNG 1: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN HINNEHMBARER UNTERBRECHUNGSDAUER UND LEISTUNG.

Der formelmäßige Zusammenhang zwischen maximaler Unterbrechungsdauer und unterbrochener Leistung wurde so gewählt, dass bei einer bestimmten Ereigniswahrscheinlichkeit das Produkt aus Unterbrechungsdauer und unterbrochener Leistung konstant ist. Dies bedeutet, dass bei Störungsereignissen gleicher Wahrscheinlichkeit die nicht zeitgerecht gelieferte elektrische Arbeit stets gleich groß ist. Die unterschiedlichen Ereigniswahrscheinlichkeiten wurden derart berücksichtigt, dass die im statistischen Mittel auf ein Jahr entfallende nicht gelieferte Arbeit für jede Ereigniswahrscheinlichkeit konstant bleibt. Damit ergeben sich in doppeltlogarithmischer Darstellung (ABBILDUNG 1) für den Zusammenhang zwischen der hinzunehmenden Unterbrechungsdauer (Ordinate) und der unterbrochenen Leistung (Abszisse) mit den Wahrscheinlichkeitsklassen als Parameter vier parallele Geraden gleicher Neigung und gleichen Abstands. Nach oben sind die Geraden durch eine Unterbrechungsdauer von 8 h begrenzt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es für die dargestellten Zusammenhänge keine theoretische Begründung gibt. Die Kurven wurden aufgrund von Erfahrungswerten aufgestellt und sollen lediglich als Arbeitsgrundlage für die Bemessung der Reserve im Netz dienen.

#### V. FOLGERUNGEN FÜR DIE NETZGESTALTUNG

Bei grober Einteilung lassen sich folgende Zeitbereiche unterscheiden, die jeweils unterschiedliche Maßnahmen zur Wiederversorgung erfordern.

TABELLE II: ERFORDERLICHE MAßNAHMEN JE UNTERBRECHUNGSDAUER.

Hinnehbare Unterbrechungsdauer	Erforderliche Maßnahmen
Bis etwa 3 Minuten	Ständiger Parallelbetrieb oder, wenn technisch möglich, automatische Umschaltung
3-60 Minuten	Umschaltung über Fernsteuerung
Mehr als 60 Minuten	Umschaltung vor Ort bzw. Reparatur

Hieraus ergibt sich für Störungsereignisse der Wahrscheinlichkeitsklasse A:

- Höhere Leistungen von mehreren hundert MW (Transportnetz) erfordern den ständigen Parallelbetrieb, so dass eine Versorgungsunterbrechung gar nicht erst auftritt.
- Soweit kein Parallelbetrieb vorgesehen wird, ist bis herab zu etwa 70 MW eine automatische Umschalteneinrichtung erforderlich.
- Für eine unterbrochene Leistung in der Größenordnung zwischen etwa 70 MW und 3,5 MW ist für die Wiederversorgung eine Umschaltung mittels Fernsteuerung vorzusehen.
- Beträgt die unterbrochene Leistung weniger als etwa 3,5 MW, so reicht die zur Verfügung stehende Zeit aus, um die Wiederversorgung durch Umschaltungen vor Ort bzw. durch Reparatur zu ermöglichen.

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass es bei einfachen Ausfällen im Transportnetz durch ständigen Parallelbetrieb in der Regel nicht zu einer Versorgungsunterbrechung kommt, während bei Ausfällen im

Verteilungsnetz je nach Höhe der unterbrochenen Leistung Unterbrechungen unterschiedlicher Dauer zugelassen werden. Zu den Störungsereignissen der Klassen B bis D gehören vor allem Ausfälle von Betriebsmitteln während der wartungsbedingten Nichtverfügbarkeit von Parallel- oder Reservebetriebsmitteln sowie Mehrfachfehler.

## VI. GRUNDSÄTZLICHER NETZAUFBAU

Aus den hier gezeigten Überlegungen, die seit den 1960'er Jahren aufgestellt und stetig weiterentwickelt wurden, ergibt sich ein grundsätzlicher Netzaufbau im Versorgungsgebiet Hamburg. Das Netz ist durch die vier Spannungsebenen 380 kV, 110 kV, 10 kV und 0,4 kV bestimmt. An das 380-kV-Netz sind die Großkraftwerke als Erzeuger und die 380/110-kV-Hauptabspannwerke als Verbraucher angeschlossen. Das 110-kV-Netz dient teils als Transportnetz, teils als Verteilungsnetz sowie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen kleinerer Leistung. Von dort erfolgt die Einspeisung in die 10-kV-Verteilungsnetze und weiter in die 0,4-kV-Ebene. Die in der 380-kV-Ebene eingespeiste elektrische Energie wird in 380/110-kV-Hauptabspannwerken (HAW) abgespannt. Da der größte Teil der elektrischen Energie im inneren Teil des Versorgungsgebietes benötigt wird, wird sie über 110-kV-Freileitungen hoher Übertragungsfähigkeit von den HAW stadteinwärts zu näher an den Verbrauchsschwerpunkten gelegenen 110-kV-Schaltanlagen, den Hauptverteilungswerken (HVW), herangeführt. Von diesen Anlagen wird die Energie an die über das Stadtgebiet verteilten 110/10-kV-Umspannwerke (früher Verteilungsabspannwerke (VAW)) weitergeleitet. Die 110/10-kV-Umspannwerke werden vorwiegend über Stichtable an die 110-kV-Hauptverteilungswerke angeschlossen. Von den 10-kV-Sammelschienen der Verteilungsabspannwerke wird die Leistung über Kabel zu den 10/0,4-kV-Ortsnetzstationen (ONS) transportiert.

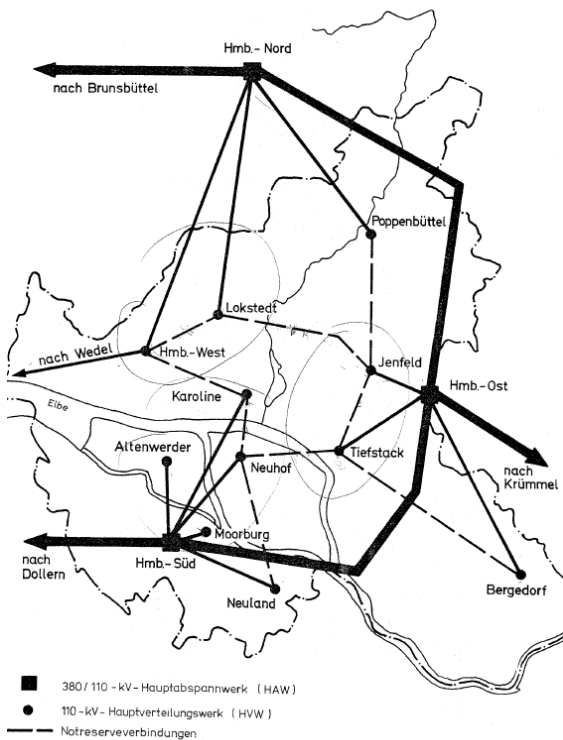


ABBILDUNG 2: 380/110-kV-NETZPLANUNG IM JAHRE 1981.

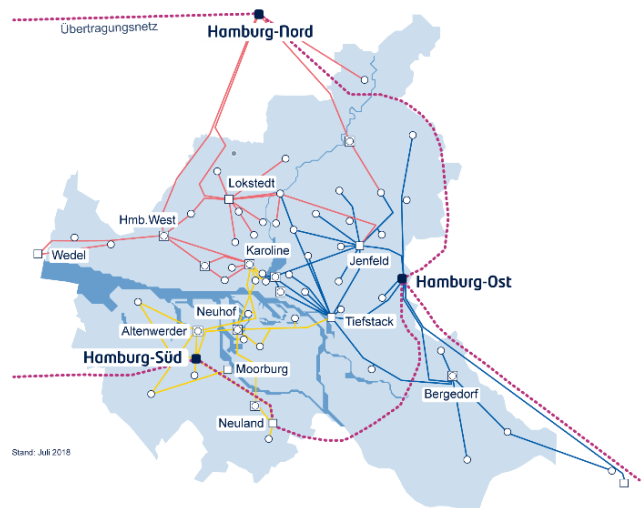


ABBILDUNG 3: 380/110-kV-NETZ HEUTE.

Die Abbildungen 2 und 3 stellen die 380- und 110-kV-Netze im Versorgungsgebiet Hamburg dar. ABBILDUNG 2 stammt aus den grundsätzlichen Überlegungen der 1980'er Jahre, ABBILDUNG 3 bildet die heutige Situation ab. Es zeigt sich, dass die grundsätzlichen Überlegungen der vergangenen Jahrzehnte nahezu vollständig umgesetzt wurden. In ABBILDUNG 3 sind zusätzlich die Anbindungen der 110/10-kV-Umspannwerke dargestellt, daher die höhere Zahl an dargestellten Betriebsmitteln.

## VII. VERGLEICH DER HEUTIGEN SITUATION MIT DEN PLANERISCHEN ANNAHMEN SEIT DEN 1960'ER JAHREN

Zunächst lässt sich feststellen, dass das heutige Netz im Versorgungsgebiet Hamburg in weiten Teilen den planerischen Vorgaben der letzten Jahrzehnte entspricht (vergleiche ABBILDUNG 2 und ABBILDUNG 3). Allerdings haben Entwicklungen in allen Bereichen die Randbedingungen, die als Grundlage für die planerischen Überlegungen seit den 1960'er Jahren dienten, massiv verändert. Beispielhaft sollen hier einige relevante genannt werden:

- Liberalisierung des Energiemarktes, Trennung von Erzeugung, Transport, Vermarktung
- Gesellschaftsrechtliche Änderungen, Privatisierung des Netzes (Vattenfall), Rekommunalisierung (Stromnetz Hamburg)
- Geänderte Zuständigkeiten aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Veränderungen, Stromnetz Hamburg ist Verteilnetzbetreiber und damit für die Spannungsebenen 110-kV, 10-kV und 0,4-kV zuständig.
- Das 380-kV-Netz um Hamburg ist Teil des Übertragungsnetzes und wird von 50 Hertz Transmission betrieben
- Große Kraftwerke wie Moorburg, Krümmel oder Brunsbüttel sind nicht mehr Teil des Verantwortungsbereiches und wurden entweder bereits vom Netz genommen oder werden in Kürze abgeschaltet (Moorburg)
- Kleinere Erzeugungseinheiten im innerstädtischen Bereich (z.B. Kraftwerke Tiefstack und Wedel) sind ebenfalls nicht mehr Teil des

Verantwortungsbereiches und werden nun von der neuen Gesellschaft Wärme Hamburg betrieben

- Die Stadtentwicklung in Hamburg führt zum Wandel in den Quartieren, Hafen- und Industrieflächen werden zu hochwertigen Wohn- und Gewerbequartieren umgestaltet (Beispiele Hafencity, Grasbrook, Billebogen)
- Eine grundsätzliche Abkehr von fossiler und atomarer Stromerzeugung in Großkraftwerken, hin zu erneuerbarer dezentraler Erzeugung auch in kleinem und kleinstem Maßstab
- Ein verändertes Bewusstsein gegenüber elektrotechnischer Infrastruktur, kritische Haltung in der Gesellschaft z.B. gegenüber Freileitungen und anderen sichtbaren/hörbaren Betriebsmitteln
- Wandel in der technischen Gebäudeausstattung, die „Elektroheizung“ findet wieder stärkere Verbreitung, allerdings nicht als Nachtspeicher, sondern als Teil von Wärmepumpensystemen
- Wandel in der Mobilität, fossile Kraftstoffe werden zunehmend durch elektrische Antriebsformen substituiert

An diesen vielschichtigen Veränderungen muss nun gespiegelt werden, ob das Netz den planerischen Grundsätzen weiterhin gerecht wird und ob mit diesem Netz die Versorgungsaufgaben auch zukünftig sichergestellt werden können. Den Ausblick auf die langfristige Zielnetzplanung zeigt der Artikel „Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze“ in diesem Band. Bezogen auf die heute bereits bekannten Entwicklungen lässt sich sagen, dass das Bausteinprinzip insbesondere im Bereich der Schaltanlagen und Umspannwerke sehr gut geeignet ist. Das zeigt sich daran, dass gegenüber den bereits 1980 vorhandenen Schaltanlagen und Umspannwerken lediglich 3 Standorte bis 2020 neu erschlossen werden mussten. Zwei davon aufgrund städtebaulicher Entwicklungen, einer aufgrund der neuen Einspeisesituation aus Windkraftanlagen. Ansonsten wurden die vorhandenen Standorte gemäß dem Stand der Technik erneuert bzw. den veränderten Anforderungen angepasst (z.B. durch Hinzufügen weiterer Trafos, Rückbau nicht benötigter Sammelschienen usw.).

- Ebenfalls zeigt sich im Rückblick auf die markanten Versorgungsunterbrechungen der vergangenen Jahre eine hohe Resilienz des Netzes. Im Gedächtnis bleiben wenige Ereignisse, in allen anderen Fällen konnten Unterbrechungen konzeptgemäß beherrscht bzw. vermieden werden:
- 1997: Brandanschlag im HAW Hamburg Süd, große Teile des Südnetzes sind spannungslos
- 2004: Sprengung des ehem. Kraftwerks Moorburg, ein Metallgitter wird in die Schaltanlage Moorburg geschleudert, erneut ist das Südnetz großflächig betroffen
- 2006: Tornado im Hamburger Süden, dadurch wurden Blechteile eines Daches in eine Freileitung geschleudert, mehrere 100.000 Haushalte waren ohne Strom

- 2016: Hamburg Langenhorn: Baggerarbeiten führen zu einer Kabelbeschädigung an mehreren Anschlussleitungen zum UW Langenhorn, mehrere 10.000 Haushalte sind spannungslos

An diesen wenigen Ereignissen zeigt sich die grundsätzliche Richtigkeit mehrerer Annahmen:

- Derartige Ereignisse treten selten auf (einmal in 10 Jahren gemäß Kategorie A trifft näherungsweise zu)
- Die Ereignisse sind schwer vorhersehbar bzw. unterliegen zumeist äußeren Einflüssen (Ausnahme Sprengung Moorburg, hier war das Metallgitter unzureichend gesichert)

Ein weiteres positives Beispiel für die gute Eignung des Bausteinprinzips zeigt sich beim Thema Elektromobilität und dem darauf gründenden Lastzuwachs im Netz. Die Metastudie Elektromobilität [3] beschreibt den Zuwachs an Last je UW-Gebiet ausgehend von der Elektrifizierung des ÖPNV sowie Teilen des privaten und gewerblichen Verkehrs im Jahre 2030 (siehe ABBILDUNG 4).

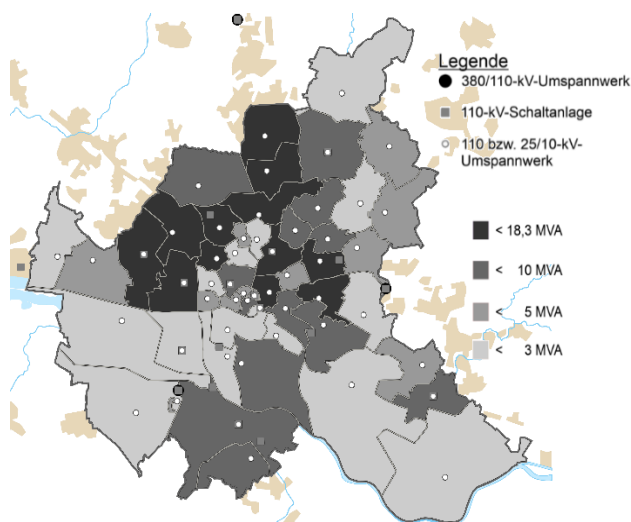


ABBILDUNG 4: ZUSÄTZLICHE LASTEN JE UW-GEBIET – 2030 [3].

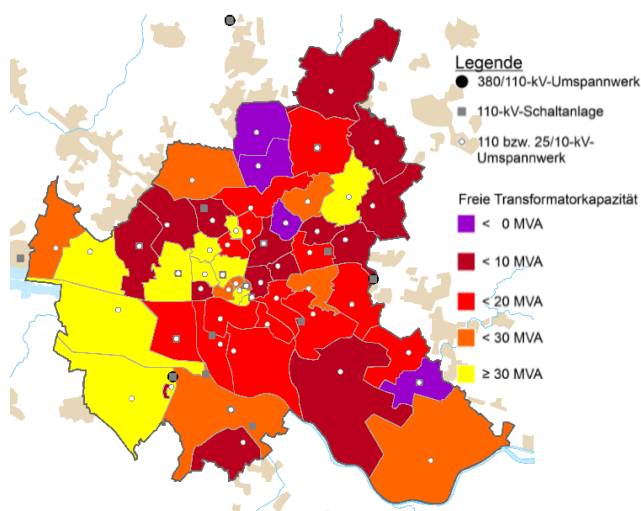


ABBILDUNG 5: UW-RESERVEN JE UW-GEBIET – 2030 [3].

Im Vergleich zu den heute freien Kapazitäten der jeweiligen Transformatoren sowie unter Berücksichtigung der

grundsätzlichen Lastprognosen zeigen sich in 4 Umspannwerken negative Bilanzen in 2030 (ABBILDUNG 5). In diesen 4 Umspannwerken ist eine Erhöhung der Transformatorkapazitäten bis 2030 erforderlich. Die entsprechenden Maßnahmen sind bereits in die Mittelfristplanung aufgenommen worden, die Transformatoren werden gemäß dem modularen Ansatz durch leistungsstärkere getauscht.

Etwas differenzierter zeigt sich das Bild bei Kabeln und Leitungen, also den Betriebsmitteln zwischen den Schaltanlagen, Umspannwerken und Netzstationen. Zwar treffen die planerischen Ansätze für diese Betriebsmittel ebenso zu, allerdings kann das „Bausteinprinzip“ nur sehr eingeschränkt umgesetzt werden. Ein Tausch von Kabeln oder Leitungen durch leistungsstärkere Typen ist möglich, aber bautechnisch sehr aufwändig. Auch ist es seitens behördlicher Genehmigungen ein sehr aufwändiges Verfahren. Gleiches gilt für den Bau zusätzlicher Trassen, selbst wenn diese in bereits genutzten Korridoren geplant werden. Die Akzeptanz gegenüber Freileitungen ist heute kaum mehr gegeben, daher werden neue Leitungstrassen ausschließlich als Kabel errichtet. Auch werden zukünftig Freileitungstrassen verkabelt, deren Erneuerung in gleicher Technologie nicht mehr gewollt ist.

Hier muss zukünftig ein größerer Fokus daraufgelegt werden, die vorhandene Infrastruktur bestmöglich auszunutzen. Eine relativ einfache Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen, wie zuvor für die sog. Punktobjekte (Schaltanlagen, Umspannwerke, Netzstationen) gezeigt, kann für die Linienobjekte (Kabel, Leitungen) nicht vorausgesetzt werden. Stromnetz Hamburg versucht diesem Umstand mit verschiedenen Optionen zu begegnen. Einerseits finden diese Randbedingungen Eingang in die Zielnetzplanung (siehe

Artikel „Intelligente Netzplanung für flexible zukunftsfähige Netze“ in diesem Band). Andererseits werden unterschiedliche Konzepte zur gezielten Steuerung von flexiblen Verbrauchern erprobt und teilweise auch schon umgesetzt [4]. Als dritter Baustein wird eine stärkere Kopplung mit anderen Energieträgern konzeptionell geprüft um weitere Resilienzen aber auch wirtschaftlich optimalen Ausbau mehrerer Netze zu betrachten (siehe Artikel „Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze“).

Abschließend kann festgehalten werden, dass das Verteilnetz der Stromnetz Hamburg aufgrund solider Planungsleistungen in der Vergangenheit und dem Bewusstsein der zukünftigen Herausforderungen bei den heutigen Planern sehr gut auf die weiteren Entwicklungen vorbereitet ist. Es existieren strategische Optionen für den Ersatz bzw. die Erneuerung von Betriebsmitteln ebenso wie Optionen für eine optimierte Nutzung der vorhandenen Infrastruktur.

#### LITERATUR

- [1] Hamburger Elektrizitätswerke, Arbeitskreis G56A, Bericht U156. HEW, 27. Juli 1981
- [2] Hamburger Elektrizitätswerke, Aktenvermerk Nr. 2829, Grundsätze für die Bemessung der Reserve im elektrischen Versorgungsnetz der HEW, 6. August 1980
- [3] M. Dietmannsberger, M. F. Meyer, M. Schumann, D. Schulz; Metastudie Elektromobilität Hamburg, Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg, Detlef Schulz (Hrsg.), 9. Dezember 2016
- [4] D. Schulz (Hrsg.); Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft, Band 1, 2019