



CENTRAL OFFICE 2030 – EFFEKTIVE, NACHHALTIGE UND RESILIENTE TELEKOMMUNIKATIONSNETZE IM ENERGIESYSTEM

# Unterbrechungsfreie Stromversorgung zukünftiger Telekommunikationsstandorte

KURZSTUDIE

Jens Clausen

Severin Beucker

# IMPRESSUM

## KURZTITEL

UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

## AUTORINNEN UND AUTOREN

Jens Clausen (Borderstep Institut)

Severin Beucker (Borderstep Institut)

## KONSORTIALFÜHRUNG

Deutsche Telekom AG

Dr. Andreas Gladisch

Winterfeldtstr. 21 | 10781 Berlin | [www.telekom.com](http://www.telekom.com)

## PROJEKTPARTNER

Deutsche Telekom AG

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen

Technische Universität Darmstadt

50Hertz Transmission GmbH

## ZITIERVORSCHLAG

Clausen, J. & Beucker, S. (2024). Unterbrechungsfreie Stromversorgung zukünftiger Telekommunikationsstandorte. Berlin: CO 2030 Konsortium.

## FÖRDERMITTELGEBER

Das Projekt CO 2030 wird vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) sowie seinem Projektträger TÜV Rheinland Consulting GmbH gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Digitales  
und Verkehr

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## INHALTSVERZEICHNIS

Impressum.....	II
Inhaltsverzeichnis .....	1
Abbildungsverzeichnis .....	3
Tabellenverzeichnis .....	3
Abkürzungsverzeichnis.....	4
<b>1 Zusammenfassung.....</b>	<b>5</b>
<b>2 Einleitung und Zielstellung.....</b>	<b>7</b>
<b>3 Systeme und Techniken zur Unterbrechungsfreie Stromversorgung von Telekommunikationsinfrastruktur.....</b>	<b>9</b>
3.1 Begriffsklärung und Anforderungen.....	9
3.2 Überblick über Technologien zur Energiespeicherung.....	10
<b>4 Technologien der unterbrechungsfreien Stromversorgung.....</b>	<b>13</b>
4.1 Batterien.....	13
4.1.1 Lithium-Ionen-Batterietypen.....	13
4.1.2 Natrium-Ionen-Batterie .....	14
4.1.3 Redox-Flow-Batterien.....	16
4.2 Schwungradspeicher .....	18
4.3 Stromerzeugungsaggregate mit Motoren.....	20
4.4 Brennstoffzellen .....	21
<b>5 Brennstoffe .....</b>	<b>23</b>
5.1 Wasserstoff.....	23
5.2 Synthetische E-Fuels.....	24
5.3 Biogas .....	25
5.4 Pflanzenöl .....	26
5.5 Speicher für Wasserstoff und Flüssigtreibstoffe .....	27
<b>6 Wärmespeichertechnologien.....</b>	<b>29</b>
6.1 Wärmespeicher für unterschiedliche Temperaturniveaus .....	29
6.2 Erdsondenfelder .....	30
6.3 Behälterspeicher.....	33
6.4 Eisspeicher und Phasenwechselspeicher .....	33

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

6.5 Fazit Abwärmenutzung.....	33
<b>7 Bewertung der Technologieoptionen .....</b>	<b>35</b>
<b>8 Geschäftsmodelle für die Nutzung von USV im Energiesystem .....</b>	<b>38</b>
8.1 Netzdienstleistungen für das Stromnetz.....	38
8.2 Abwärmenutzung .....	40
<b>Quellen.....</b>	<b>42</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Schematische Übersicht zu Leistung und Energie (Kapazität) verschiedener Speichertypen .....	10
Abbildung 2: Lernkurven für verschiedene Batterietechnologien bis 2017.....	11
Abbildung 3: Funktionsprinzip einer Redox-Flow-Batterie .....	16
Abbildung 4: Wärmespeichertechnologien in Abhängigkeit von Energiedichte und Temperaturniveau .....	30
Abbildung 5: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern .....	31

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Steckbriefe von Li- NMC, Li-FePO4 und Na-Ionen-Batterien.....	15
Tabelle 2: Steckbrief von Vanadium Redox-Flow-Batterien .....	18
Tabelle 3: Steckbrief von Schwungrädern.....	19
Tabelle 4: Steckbrief von Notstromaggregaten mit Motoren.....	20
Tabelle 5: Steckbrief von Brennstoffzellen.....	22
Tabelle 6: Steckbrief von Brennstoffen im Vergleich .....	28
Tabelle 7: Vergleich von Kerneigenschaften von verschiedenen USV-Technologien .....	35
Tabelle 8: Kostenvergleich von USV für ein 500 kW Rechenzentrum.....	36
Tabelle 9: Kostenvergleich von USV für ein TK-Standort mit 500 kW.....	37

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

<b>a</b>	Jahr
<b>AEL</b>	Alkalische Elektrolyse
<b>BTES</b>	Borehole Thermal Energy Storage
<b>BWP</b>	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>CO<sub>2</sub>eq</b>	Kohlendioxid-Äquivalente
<b>el</b>	elektrisch
<b>g</b>	Gramm
<b>GEG</b>	Gebäudeenergiegesetz
<b>GWh</b>	Gigawattstunde
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff
<b>HTEL</b>	Hochtemperatur-Elektrolyse
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>Mio.</b>	Millionen
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>p.a.</b>	pro Jahr
<b>PCM</b>	Phasenwechselmaterialien
<b>PEM</b>	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
<b>t</b>	Tonne
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>TRL</b>	Technology Readiness Level
<b>USV</b>	unterbrechungsfreie Stromversorgung

## 1 Zusammenfassung

Die verteilte Infrastruktur der Deutschen Telekom mit einigen Tausend Festnetzstandorten bietet erhebliches Potential für einen energietechnischen Umbau und den Einsatz erneuerbarer Energien. Basis für die Ertüchtigung der Telekommunikationsstandorte als intelligente und flexibilisierbare Komponente des Energiesystems ist die Hypothese, dass diese in Zukunft netzdienlicher betrieben werden können. Daraus folgt, dass sowohl Strom aus der Notstromversorgung der Standorte als auch Abwärme aus der Telekommunikationsinfrastruktur zu mehr Klimaschutz und Energieeffizienz in lokalen Netzen beitragen können.

Diese Kurzstudie zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) zukünftiger Telekommunikationsstandorte gibt zunächst einen Überblick über Anlagen, die innerhalb kürzester Zeit bei Netzausfall Leistung bereitstellen und weiter über Anlagen, die die Stromversorgung längere Zeit aufrechterhalten können. Auch auf chemisch gebundene Energie für die längerfristige Stromversorgung sowie die dafür notwendige Speicherung wird eingegangen. Abschließend wird ein Blick auf Möglichkeiten der Abwärmenutzung und der saisonalen Speicherung von Wärme geworfen, so dass im Sommer anfallende Abwärme für die Nutzung in kühleren Jahreszeiten genutzt werden kann.

In der Kurzstudie konnten folgende Erkenntnisse herausgearbeitet werden:

Als **Anlagen, die innerhalb kürzester Zeit bei Netzausfall Leistung bereitstellen können**, eignen sich auch in den nächsten Jahren primär Batterien. Die bisher üblichen Blei-Säure-Batterien werden aber vermutlich deutlich an Marktanteil verlieren. Grund dafür ist die schnell wachsende Produktionsmenge von Pkw-Traktionsbatterien, deren Skalierung erhebliche Kostensenkungen zur Folge hat. Nachfolger der Blei-Säure-Batterie wird aber vermutlich nicht die Lithium-Ionen-Batterie, die in den vergangenen 15 Jahren den Markt der Elektromobilität dominiert hat, sondern die gegenwärtig den Markt erobernde Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie. Sie ist preiswerter in der Herstellung und zudem nicht brennbar. Darüber hinaus ist es möglich, dass schon in wenigen Jahren die Natrium-Ionen-Batterie auf dem Markt verfügbar wird. Ihr Vorteil ist, dass sie ohne umweltschädliche oder aus sozialen Gründen umstrittene Gewinnung von Rohstoffen auskommt.

Als **Anlagen, die die Stromversorgung längere Zeit aufrechterhalten können**, sind sowohl Stromerzeugungsaggregate mit Motoren wie auch Brennstoffzellen denkbar. Da Brennstoffzellen zwar einen höheren Wirkungsgrad haben als Motoren, aber um ein Vielfaches teurer sind, werden sich vermutlich, wie bisher, Motoren am Markt behaupten. Die Investitionen in Brennstoffzellen würden sich nur bei einer hohen Betriebsstundenzahl amortisieren. Dies erscheint aber mit Blick auf die zu erwartenden Kosten klimaneutraler Brennstoffe eher unwahrscheinlich.

Für Motoren wie auch Brennstoffzellen können verschiedene **Brennstoffe** eingesetzt werden. Einer davon ist Pflanzenöl, welches aber nach Untersuchungen des Umweltbundesamt ähnlich klimaschädlich ist wie fossiler Diesel. Auch Biogas lässt sich, da es ein landwirtschaftliches Produkt ist, nicht klimaneutral herstellen. Die Perspektive auf Klimaneutralität ist unter der Annahme einer vollständig regenerativen Stromerzeugung nur bei den Energieträgern Wasserstoff sowie den daraus hergestellten E-Fuels wie Methanol gegeben. Mit Blick auf die hohen Kosten der Wasserstoffspeicherung dürfte im Regelfall der Brennstoff Methanol vorteilhaft sein.

Die **Nutzung der Abwärme** eines Telekommunikationsstandortes ist zeitgleich möglich, wenn diese durch eine Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und danach, je nach lokalen Gegebenheiten, in den Vor- oder Rücklauf eines Wärmenetzes eingespeist wird.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Die vorhandene Abwärme mit einer Temperatur von 30 °C bis 40 °C lässt sich zwar grundsätzlich speichern, aber ein wirtschaftlicher Betrieb ist derzeit nur im Einzelfall möglich. Die Kosten für die Errichtung des **Wärmespeichers** zehren durch die Abschreibung (über 20 Jahre) die möglichen Einsparungen durch die Nutzung der Wärme in vielen Fällen wieder auf. Hier sind neue Betreiber- und Finanzierungsmodelle gefragt, die gemeinsam mit Contractoren oder Energiedienstleistern Lösungen für spezifische Standorte entwickeln und diese in Wärmenetze integrieren.

Ein Weg zu einer ganzjährigen Wärmenutzung ist, die Wärme ganzjährig zeitgleich in ein Wärmenetz einzuspeisen. Je nach Vorlauftemperatur des Wärmenetzes sind die Arbeitszahlen und damit auch die Stromkosten der Wärmepumpe dabei sehr unterschiedlich. Optimal wäre, die Abwärme solcher Zentren in ein Niedertemperatur Quartierswärmenetz einzuspeisen.

Eine unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes optimierte Notstromversorgung eines Telekommunikationsstandortes dürfte in den nächsten Jahren basieren auf:

- Einer Batterie-USV aus Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien und je nach dem Verlauf der weiteren Entwicklung in einigen Jahren u.U. Natrium-Ionen-Batterien.
- Einem Stromerzeugungsaggregat mit Motor und dem Brennstoff grünes Methanol (E-Fuel). Dieser Brennstoff wird zwar nur in kleinen Mengen und zu hohen Preisen verfügbar sein, was aber mit Blick auf kurze Betriebszeiten des Aggregats kein allzu hohes Hemmnis sein dürfte.

Darüber hinaus könnten Telekommunikationsstandorte in zwei weiteren Punkten zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem beitragen:

- Durch Nutzung der Abwärme über Wärmepumpen in einem Niedertemperatur Quartierswärmenetz oder durch Einspeisung in ein schon vorhandenes, größeres Wärmenetz sowie durch standortspezifische und systemintegrierte Speichermodelle.
- Durch Beiträge der Notstromversorgung zur Netzstabilität, soweit sich die Teilnahme am Regelleistungsmarkt der Sekunden- oder Minutenreserve als wirtschaftlich herausstellt und soweit durch die Lieferung der Reserveleistung die am Standort verfügbaren Energiereserven das erforderliche Minimum nicht unterschreiten.

## 2 Einleitung und Zielstellung

Die verteilte Infrastruktur der Deutschen Telekom mit mehr als 35.000 Mobilfunkstandorten und einigen Tausend Festnetzstandorten bietet erhebliches Potential für einen energietechnischen Umbau und den Einsatz erneuerbarer Energien. Dabei rücken v.a. auch die energietechnischen Systeme an den Festnetzstandorten (z.B. Aggregate zur Unterbrechungsfreien Stromversorgung) in das Interesse, da diese in einem zukünftigen Energiesystem, das stärker auf dezentrale Erzeugung und Verbrauch sowie eine erneuerbare Versorgung ausgerichtet sein wird, als Flexibilität genutzt werden könnten.

Um solche Aufgaben übernehmen zu können, müssten die Standorte und insbesondere ihre technische Infrastruktur umgebaut werden, denn diese sind nach Anforderungen der 1970er und 1980er Jahre ausgelegt. Sie stammen damit aus einer Zeit, in der das Telefonnetz noch aus analoger Telefontechnik bestand, die heute weitgehend durch Server und Router für glasfaserbasierte Voice-over-IP und Internetverbindungen ersetzt wurde. Damit hat sich nicht nur die Vermittlungstechnik, sondern auch die dafür benötigte Energieversorgung verändert. Server und Router haben zunehmend größere Strombedarfe und erzeugen mehr Abwärme auf weniger Raum. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an eine regenerative Energieversorgung der Standorte und an die Nutzung der Abwärme. Es sind daher neue Ansätze und ggf. auch Standards zur Planung, Auslegung und dem Betrieb der Standorte erforderlich, die nicht nur einen wirtschaftlichen, sondern auch einen klimafreundlichen und störungssicheren (resilienten) Betrieb über längere Zeiträume ermöglichen.

Neue Ansätze für Telekommunikationsnetze und -standorte müssen jedoch auch berücksichtigen, dass Technologien, aufgrund hoher Investitionen sowie der Bedeutung aus Ausfallsicherheit der Infrastruktur, auf den Betrieb von mehreren Jahrzehnten ausgelegt werden. Um eine hohe Investitions- sowie Versorgungssicherheit zu erreichen, müssen daher auch das mittelfristige technische Entwicklungspotential, die Verfügbarkeit der Technik sowie darin enthaltene Ressourcen bewertet werden.

Die Standorte des Telekommunikationsnetzes (v.a. Aggregations- und Core-Standorte, siehe (Balkowski, J. & Beucker, S., 2024)) lassen sich nach ihrem elektrischen Leistungsbedarf in drei Kategorien einteilen. Leistungsbedarf bis etwa 10 kW, Leistungsbedarf von etwa 100 kW bis 1.000 kW und Standorte mit einem Bedarf im MW-Bereich. Das Vorhaben CO 2030 konzentriert sich v.a. auf Standorte mit mittleren und großen Leistungsbedarfen (ca. 100 kW bis MW) der Deutschen Telekom, demnach handelt es sich um ca. 900 Standorte. Die Standorte unterscheiden sich lokal sowie baulich, z.B. bezüglich der Entfernung zu Strom- und Wärmenetzen, daher müssen anpassbare Lösungen entwickelt werden, die kosteneffizient auf lokale Gegebenheiten zugeschnitten werden können. Das Vorhaben CO 2030 soll die wissenschaftlich/technischen Grundlagen für die Auslegung zukünftiger Standorte bereitstellen.

Mit dem Fokus auf die Energieversorgung der Technikstandorte adressiert das AP 3 folgende Ziele des Gesamtprojektes CO 2030:

- Steigerung der Energieeffizienz der Telekommunikationsinfrastruktur durch Skaleneffekte und Entwicklung übertragbarer und anpassbarer Konzepte für die Energieversorgung der Standorte (insbes. Verbrauch, Erzeugung, Speicherung).
- Ertüchtigung der Telekommunikationsnetze als intelligente und flexibilisierbare Komponente des Energiesystems. Basis hierfür ist die Vorstellung, dass Telekommunikationsnetze unter Einschluss der an sie gekoppelten Standorte der Datenverarbeitung (z.B. Edge- oder Cloudrechenzentren zur Bereitstellung von Internetdiensten) in Zukunft lastmodellierbar werden.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Hierbei spielt die Eigenerzeugung, Speicherung und Nutzung von Strom sowie die Schaffung von Aggregationsoptionen und Systemdienstleistungen (z.B. als Lastverschiebung oder Flexibilität) eine wichtige Rolle.

- Nutzung der Wärmequellen bzw. der Abwärme aus der Telekommunikationsinfrastruktur (z.B. aus Technikstandorten) in lokalen Wärmenetzen mit dem Ziel, eine zusätzliche Dekarbonisierung sowie Refinanzierung der Infrastruktur zu erreichen.
- Neues Verständnis der Telekommunikationsnetze als kritische Infrastruktur im Cyberraum und wechselseitige Abhängigkeit von Telekommunikation und Energieversorgung, die zu einer gesteigerten Resilienz des Telekommunikationsnetzes und der -infrastruktur beitragen soll.

Die Ziele verdeutlichen, dass der Energieversorgung der Telekommunikationsnetze und -standorte eine große Bedeutung zukommt. Da das System die grundlegende Kommunikations- und Informationsinfrastruktur für Gesellschaft, Wirtschaft und den Staat darstellt, muss seine Funktion und Ausfallsicherheit gewährleistet sein. Dabei kommt der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) eine zentrale Rolle zu.

Neben der Resilienz bzw. Ausfallsicherheit kommt, wie bereits erwähnt, dem Einsatz erneuerbarer Energien und der Integration in ein intelligentes und flexibleres Energienetz eine zunehmend wichtige Rolle zu. Der vorliegende Bericht analysiert daher, welche energietechnischen Systeme bzw. Techniken (z.B. Aggregate zur Unterbrechungsfreien Stromversorgung) an den Festnetzstandorten der Telekommunikationsinfrastruktur eingesetzt werden können, um die oben genannten Ziele zu erreichen.

## 3 Systeme und Techniken zur Unterbrechungsfreie Stromversorgung von Telekommunikationsinfrastruktur

### 3.1 Begriffsklärung und Anforderungen

Die Energieversorgung von Telekommunikationsstandorten (Aggregations- und Core-Standorte) muss ähnliche Voraussetzungen erfüllen wie die Versorgung kritischer Infrastrukturen (z.B. Bundesbehörden, Krankenhäuser, Rechenzentren, Wasserversorgung). Sie muss mehrfach redundant aufgebaut sein und über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung verfügen. Eine USV erfüllt mehrere Funktionen. Sie gleicht zum einen Spannungsschwankungen (z.B. Spannungseinbrüche, Unterspannung, Überspannung, Frequenzänderungen) aus. Zum anderen sichert sie bei Ausfall des Stromnetzes die Versorgung ohne zeitliche Unterbrechung. Ausfälle können dabei sehr kurz (Sekundenbereich) oder auch länger (Stunden bis Tage) andauern. USV-Anlagen, die einen vollständigen Ausfall des Stromnetzes kompensieren können, werden auch als Netzersatzanlagen oder umgangssprachlich als Notstromversorgung bezeichnet.

Je nach Einsatzgebiet können spezifische Anforderungen an eine USV gestellt werden. Diese werden in der Normenreihe DIN EN IEC 62040 beschrieben und in verschiedenen Stufen und Kategorien/Klassen eingeteilt, die z.B. nach Einsatzbereich und Dauer der Versorgung unterscheiden. USV können demnach sowohl bewegliche als auch ortsfeste, fest angebrachte oder eingebaute Anlagen in Niederspannungs-Verteilungssystemen sein.

Da es sich bei Telekommunikationsinfrastruktur und -standorten um kritische Infrastrukturen handelt, ist die Sicherheit und Unabhängigkeit der Stromversorgung sehr hoch zu bewerten. Das Netz und die Standorte müssen im Ernstfall mehrere Tage unabhängig vom Stromnetz betrieben werden können, um Kommunikation und Internetdienste aufrechtzuerhalten. Mit dem Voranschreiten der Energiewende werden USV-Anlagen für weitere Einsatzbereiche interessant, denn mit ihnen kann auch kurzfristig das Stromnetz stabilisiert werden. Sie gelten daher auch als Flexibilitätsoption für ein intelligentes, erneuerbares Energiesystem. Mit den Aggregaten kann z.B. kurzfristig Energie erzeugt oder gespeichert und dadurch Netzengpässe ausgeglichen bzw. variable Preise genutzt werden. Hierfür sollten die Anlagen selbst den Anforderungen an Umweltfreundlichkeit und Treibhausgasneutralität genügen, um nicht dem Ziel einer erneuerbaren Energieversorgung zuwiderzulaufen. Neben sicherheitsrelevanten und energietechnischen Kriterien sind für die Auslegung von USV-Anlagen schließlich auch wirtschaftliche Faktoren, wie Beschaffungs- und Betriebskosten, entscheidend.

Damit lassen sich folgende Anforderungen an die Entwicklung unterbrechungsfreier Stromversorgungen für die Telekommunikationsinfrastruktur und -standorte zusammenfassen:

- Sicherheit im Sinne von dauerhaft verfügbarer und nicht ausfallender Stromversorgung, meist aus dem Netz und bei Netzausfall aus standortgebundenen Anlagen der unterbrechungsfreien Stromversorgung,
- Sicherheit im Sinne einer Energieanlagentechnik, von der keine vermeidbaren Risiken wie z.B. vermeidbarer Brandgefahr ausgehen,
- Preisgünstigkeit im Sinne der Realisierung eines wirtschaftlichen Optimums von Investitions- und Betriebskosten,
- Effizienz im Sinne einer Energieanlagentechnik mit geringen Verlusten und der Möglichkeit, unvermeidbare Abwärme externen Nutzungen zuzuführen,

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

- Effizienz im Sinne der Erzielung maximaler Synergien mit dem Stromnetz durch flexible Anlagennutzung zur Netzdienlichkeit,
- Umweltfreundlichkeit und Treibhausgasneutralität im Sinne einer Energieanlagentechnik, die entweder bereits heute keine Treibhausgase ausstößt oder aber bei Neubau von Anlagen nur solche Anlagen zulässt, die in Zukunft ohne weitere Änderungen aufgrund veränderter Energieversorgung durch Grünstrom oder grüne Brennstoffe und ihrer Derivate klimaneutral betrieben werden können.

### 3.2 Überblick über Technologien zur Energiespeicherung

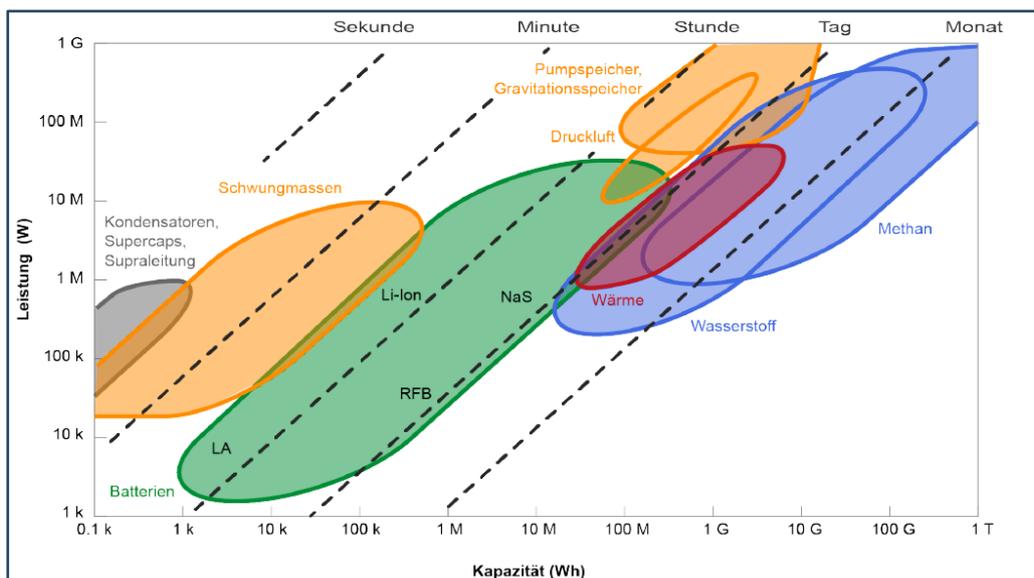
Eine USV wird meist aus mehreren Komponenten bestehen. Erstens aus einer Anlage, die innerhalb kürzester Zeit bei Netzausfall Leistung bereitstellt, zweitens aus einer Anlage, die die Stromversorgung längere Zeit aufrechterhalten kann und drittens aus einem Speicher oder Tank für chemisch gebundene Energie für die längerfristige Stromversorgung.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über verschiedene Speichertechnologien mit ihrer Leistung und Kapazität. Für sehr kurze Zeiträume (Sekundenbereich) ist z.B. die Speicherung elektrischer Energie in Superkondensatoren möglich. Etwas länger (Sekunden- bis Minutenbereich) können Schwungräder, die mit einem Generator gekoppelt sind, elektrische Energie bereitstellen.

Ein sehr breites Spektrum der Energiespeicherung decken Batterien ab. Je nach Kapazität können sie den Stromfluss für Minuten oder Stunden aufrechterhalten. Nochmals höhere Leistung und Kapazität besitzen Druckluft- und Pumpspeicher. Sie können für mehrere Tage Energie bereitstellen.

Wird Energie für längere Zeiträume benötigt, so kommt meist gasförmige (Wasserstoff, Methan, Erdgas, etc.) oder flüssige (Methanol, Diesel, Pflanzenöle, etc.) Energieträger zum Einsatz. Diese können einfach gespeichert und mit Hilfe von Verbrennungsmaschinen mit Generatoren bzw. Brennstoffzellen in Strom umgewandelt werden. Je nach Menge des verfügbaren Brennstoffs kann diese Energie über lange Zeit zur Verfügung stehen.

Abbildung 1: Schematische Übersicht zu Leistung und Energie (Kapazität) verschiedener Speichertypen



Quelle: Oberholzer (2021), ähnlich auch bei Fraunhofer ISI (2015)

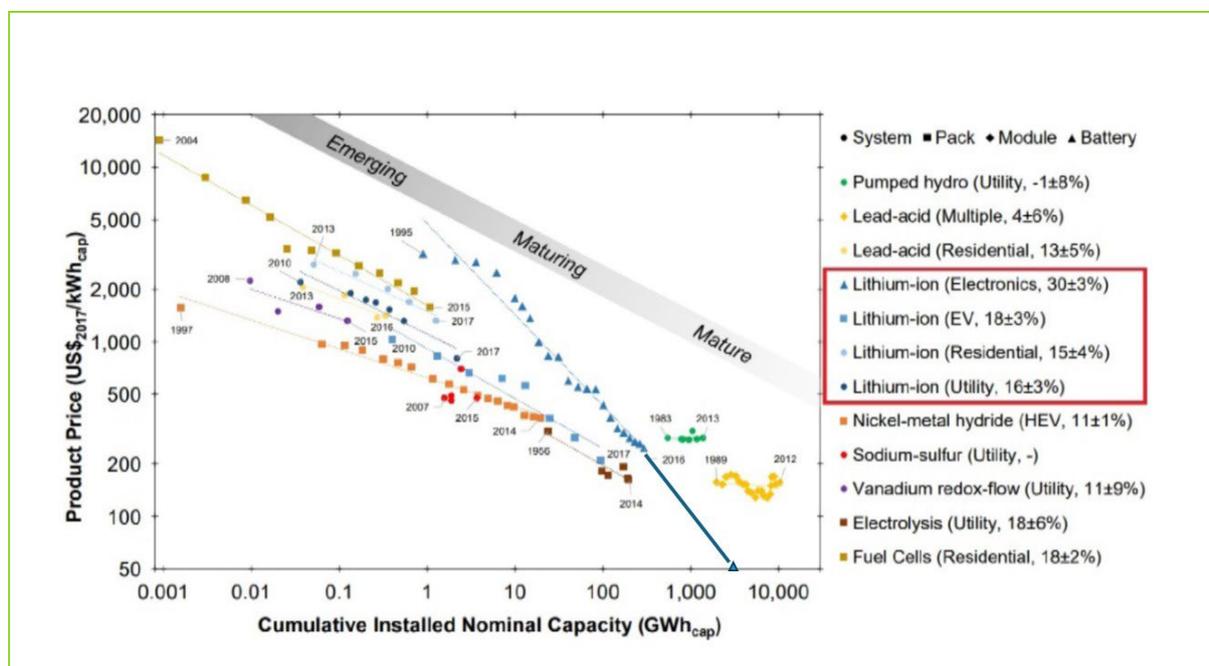
## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Anhand von Speichertechnologien lässt sich die Wirkung der Economy of Scale deutlich zeigen. Mit steigenden Mengen installierter Speicher werden ökonomische Sparpotenziale zunehmend erschlossen und die Produktionskosten sinken. Mit Daten aus den Jahren 1983 bis 2017 zeigt Abbildung 2 die Preisentwicklung und Nutzung verschiedener Speichertechnologien in Abhängigkeit voneinander (Oberholzer, 2021).

Im Jahr 2017 waren weltweit die größten Speicherkapazitäten in Form von Bleiakkus in Milliarden von Automobilen und in Form von Pumpspeicherwerken installiert. Beide Technologien sind seit vielen Jahren ausgereift und die Grafik zeigt in den letzten 30 Jahren keine Entwicklung mehr, die sich in Kostensenkungen niedergeschlagen hätte. Dies ist bei den neueren Speichertechnologien anders. Besonders interessant ist dabei die Lithium-Ionen-Batterie (LiOn), die heute die dominierende Batterie in Elektroautomobilen darstellt. Zwischen 2010 und 2017 ist der Preis dieser Batterie deutlich gefallen und erreichte schon damals fast das Niveau von Bleibatterien (Oberholzer, 2021). Seither ist der Preis von Lithium-Ionen-Batterien kontinuierlich weiter gesunken und liegt heute im Falle der Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid-Batterien (Li NMC) bei unter 140 €/kWh (Statista, 2024a) und damit unterhalb des Preises für Bleiakkumulatoren. Noch preiswerter sind dagegen Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien (LiFePO<sub>4</sub>) (Colthorpe, 2023), deren Preis in der letzten Zeit weiter sinkt (Hoekstra, 2024).

Aus Abbildung 2 wird zudem deutlich, dass die installierte Kapazität von Lithium-Ionen-Batterien um etwa den Faktor 3.000 höher eingeschätzt wird als die von Brennstoffzellen. Dies entspricht auch den aktuellen Zahlen zur Verbreitung von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Brennstoffzellenfahrzeugen (Clausen, 2022).

Abbildung 2: Lernkurven für verschiedene Batterietechnologien bis 2017



Quelle: Schmidt et al (2017) nach Oberholzer (2021), auf Basis aktueller Daten für Traktionsbatterien 2024 fortgeschrieben (vgl. Abschnitt 4.1.1)

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Insbesondere mit Blick auf Lithium-Ionen-Batterien ist wichtig anzumerken, dass die Grafik den Stand von 2017 wiedergibt. Im Jahr 2017 lag der weltweite Bestand an Elektrofahrzeugen bei etwa 3 Millionen. Im Jahr 2023 wurde vermutlich die Marke von 35 Millionen Zulassungen überschritten (International Energy Agency (IEA), 2023). Die weltweite Kapazität von Lithium-Ionen Akkus wurde schon im Mai 2023 von Statista (2023) auf 2,8 TWh veranschlagt und übertrifft damit die Kapazität der bestehenden Pumpspeicher. Auch die Marktpreise sind in den letzten wenigen Jahren deutlich gesunken.

## 4 Technologien der unterbrechungsfreien Stromversorgung

In den nachfolgenden Kapiteln werden Technologien der unterbrechungsfreien Stromversorgung einzeln analysiert. Dabei werden zunächst Technologien mit kleinerer Kapazität und kürzerer Speicherdauer (Batterien, Schwungräder) und dann Technologien mit größerer Kapazität (Generatoren, Brennstoffzellen) und längerer Speicherdauer beschrieben.

### 4.1 Batterien

Batterien sind eine verbreitete Komponente der unterbrechungsfreien Stromversorgung. Derzeit werden noch in vielen Rechenzentren sowie TK-Infrastrukturen und -Standorten Blei-Säure-Batterien eingesetzt. Diese besitzen zwar nicht die gleiche Energiedichte wie moderne Lithium Akkus, sie sind jedoch wartungsarm und weisen eine niedrigere Brandgefahr auf. Bleibasierte Batterien werden im vorliegenden Bericht nicht weiter analysiert, da sie als ausentwickelt gelten und aufgrund der Preisentwicklung (siehe Kap. 3.2) dauerhaft vermutlich nicht konkurrenzfähig sind.

#### 4.1.1 Lithium-Ionen-Batterietypen

Lithium-Ionen-Batterien lassen sich in mehrere Generationen unterteilen. Die erste Generation sind **Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid-Batterien** (Li-NMC). Sie werden bereits seit mehreren Jahrzehnten in zahlreichen kleineren und größeren Anwendungen genutzt. Seit etwa dem Jahr 2006 wird verstärkt die zweite Generation der **Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien** (LiFePO<sub>4</sub>) entwickelt. Einer der wichtigen Schrittmacher ist hier das chinesische Unternehmen BYD<sup>1</sup>. Dieser Batterietyp gewinnt zunehmend an Bedeutung und macht inzwischen in China einen Produktionsanteil von über 70 % aller produzierten Batterien (EnergyTrend, 2023) aus. Die erste Generation der Lithium-Ionen-Batterien wird damit zumindest in China zunehmend durch LiFePO<sub>4</sub> abgelöst. Bly erwartet ebenfalls einen steigenden Marktanteil von Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien und Marktanteile von Li-NMC von nur noch um die 30 % (Bly, 2023).

Auch für Rechenzentren gewinnen Lithium-Ionen-Batterien an Bedeutung. Data Center Insider betont die Vorteile von Lithium-Ionen-Batterien gegenüber Blei-Säure-Batterien (Gentsch & Tarrach, 2020). Als vorteilhaft gelten die höhere Leistungsdichte und daraus folgend ein geringerer Platzbedarf und ein geringeres Gewicht der USV. Gegenüber Blei-Säure-Batterien wurden die Kosten im Jahr 2020 um etwa ein Drittel niedriger geschätzt (Gentsch & Tarrach, 2020). Als Risiko wird dagegen die mit der hohen Leistungsdichte der Batterien einhergehende Brandgefahr angesehen. In der Presse wurde in den letzten Jahren vermehrt von Zwischenfällen mit Lithium-Ionen-Akkus berichtet. Hierzu schreiben Gentsch und Tarrach (2020):

*„Grundsätzlich gibt es bei Lithium-Ionen-Akkus bauartbedingt ein paar Ursachen, aufgrund derer sie sich entzünden oder Gase freisetzen können. So sind die wohl größten Risiken Überladung, Überhitzung und Kurzschluss. Doch solange ein funktionierendes Batterie-Management vorhanden ist, das die Batterien innerhalb des sicheren Betriebsbereichs hält, ist die Gefahr eines Brandes gleich Null.“*

<sup>1</sup> BYD (BYD Auto Company Limited) ist einer der größten Automobilproduzenten Chinas und Hersteller von Batterien für Elektrofahrzeuge.

*Dabei zeigt sich die Wirksamkeit des BMS allein schon darin, dass die Batteriehersteller bei der Durchführung von Brandtests das Batterie-Management abtrennen müssen – da sie ansonsten kein Feuer im Akku auslösen können. Qualitätshersteller gehen noch einen Schritt weiter und beginnen bereits auf der Ebene der eigentlichen Batteriezellen, verschiedene Schutzmaßnahmen mit einzubauen. Hierbei spielt das verwendete Material der eigentlichen Zellen sowie das Design des Gehäuses eine wichtige Rolle.*

Ergänzend sei erwähnt, dass der LiFePO<sub>4</sub> Akku von einigen Autoren als grundsätzlich sicherer eingestuft wird als Lithium-Kobaltdioxid-Batterien (siehe z.B. Lee, 2017; Relion, 2024). Bly (2023) führt dies auf die veränderte Zellchemie zurück. Die Temperatur, bei der „thermal runaway“<sup>2</sup> droht, sei bei LiFePO<sub>4</sub> Akkus etwa 20 °C höher und alle ihm bekannten Fälle von Akkubränden gingen auf LiCoO<sub>2</sub> Batterien zurück.

Colthorpe (2023) berichtet, dass die Preise für LiFePO<sub>4</sub>-Batterien Ende 2023 um etwa ein Drittel unter denen für LiCoO<sub>2</sub>-Batterien liegen würden und insgesamt auf ein Niveau unter 100 \$/kWh gefallen sind.

Es mehren sich zudem die Anzeichen, dass die Batteriepreise weiter sinken. So bezieht sich Hoekstra (2024) auf Zhang (2024) und berichtet von einem Preiskrieg zwischen CATL<sup>3</sup> (ca. 37 % weltweiter Marktanteil in 2023) und BYD (ca. 16 % weltweiter Marktanteil im Jahr 2023). Durch kontinuierliches Unterbieten sind die LiFePO<sub>4</sub>-Batteriepreise seit Februar 2023 von ca. 110 €/kWh auf 77 €/kWh im August 2023, 64 €/kWh im Oktober 2023 und 51 €/kWh im Februar 2024 gesunken. Hoekstra (2024) hält ein weiteres Absinken auf 40 €/kWh für möglich. Tritt dies ein, so würden LiFePO<sub>4</sub>-Batterien nur noch etwa 30 % des Preises von Blei-Säure-Batterien kosten. Sowohl bei Anwendungen in Autos wie auch im Stromnetz oder der Notstromversorgung wird diese Entwicklung disruptive Auswirkungen haben.

In jedem Fall ist wahrscheinlich, dass sich die LiFePO<sub>4</sub>-Batterie gegen die Li-NMC-Batterie durchsetzt und in stationären Anlagen mit Blick auf Kosten und die quasi nicht vorhandene Brandgefahr erhebliche Vorteile besitzt.

### 4.1.2 Natrium-Ionen-Batterie

Ein dritter Batterietyp, der in Zukunft für Rechenzentren an Bedeutung gewinnen wird, ist die Natrium-Ionen-Batterie (Abraham, 2020; Braga, Grundish, Murchison, & Goodenough, 2017). Für diese Batterie wird im Vergleich zu Lithium-Ionen Akkus ein Kostenvorteil von ca. 40 % erwartet (Hopf, 2023). Noch entscheidender dürfte allerdings sein, dass die Zellchemie mit ubiquitär verfügbaren Rohstoffen auskommt. Dies spielt angesichts der Abhängigkeit Europas von Rohstoffen wie Lithium und Kobalt eine zunehmend wichtige Rolle. Die Natrium-Ionen-Batterie bietet daher die Chance, die nahezu vollständige Kontrolle großer Rohstofflieferanten über die Lithium-Lieferkette zu überwinden (Hanley, 2023). Auch der europäische Batteriehersteller Northvolt entwickelt eine Natriumbatterie.

---

<sup>2</sup> Als thermal runaway (deutsch. thermisches Durchgehen) von Batterien wird die Überhitzung von Zellen durch sich selbst verstärkende, chemisch-elektrische Prozesse verstanden, die Wärme erzeugen. Dadurch können Batterien bzw. Zellen zerstört werden bzw. in Brand geraten.

<sup>3</sup> CATL (Contemporary Amperex Technology Co. Limited) ist der größte chinesische Hersteller von Lithium-Ionen-Batterien und der weltgrößte Hersteller von Batterien für Elektroautos.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Sie macht die meisten Komponenten einer herkömmlichen Lithium-Ionen-Batterie überflüssig. Weder Lithium noch Kobalt, Nickel, Mangan und das für die Anode benötigte Graphit werden benötigt. China kontrolliert fast 98 % des gesamten heute verfügbaren Graphits in Batteriequalität.

Ein Nachteil der bisher verfügbaren Natrium-Ionen-Batterien ist ihre geringe Energiedichte. Erreichen LiFePO<sub>4</sub>-Akkus ca. 200 Wh/kg so sind es bei Natrium-Ionen-Batterien etwa 20 % weniger (Hanley, 2023; Hopf, 2023). Bei der Nutzung als stationärer Energiespeicher ist dies allerdings kaum ein Nachteil. Beim Einsatz im Automobil könnte sich eine andere Eigenschaft der Natrium-Ionen-Batterie als vorteilhaft erweisen. So können auch bei Temperaturen von minus 20 °C noch 90 % der gespeicherten Kapazität aus den Batterien genutzt werden (Hopf, 2023).

Seit Anfang 2023 sind in China erste Kleinwagen mit Natrium-Ionen-Batterien zu kaufen (Cardone, 2023). Die Serienproduktion dieses Batterietyps hat also begonnen. Auch Northvolt bietet die Bemusterung von Natrium-Ionen-Batterien an und weist auf einen deutlich geringeren CO<sub>2</sub>- Fußabdruck als bei anderen Technologien hin (Northvolt, 2024).

Mit Blick auf Rechenzentren ist die weitere Entwicklung der Natrium-Ionen-Batterie aufmerksam zu beobachten. Ein langfristiger Erfolg dieses Batterietyps könnte bei wettbewerbsfähigen Preisen wesentlich von anderen Rohstoffen abhängen, bei denen keine Abhängigkeit von wenigen Erzeugerländern und Rohstofflieferanten besteht.

**Tabelle 1: Steckbriefe von Li- NMC, Li-FePO<sub>4</sub> und Na-Ionen-Batterien**

	Li-NMC	Li-FePO <sub>4</sub>	Na-Ionen	Annahmen
<b>Investitionskosten €/kW</b>	100 €/kW	50 €/kW	50 €/kW ??	Auf Basis neuer Informationen geschätzt
<b>Wirkungsgrad in Prozent</b>	90 – 95 %	90 – 95 %	90 – 95 %	
<b>Notstromkosten variabel</b>	21 – 22 Cent/kWh	21 – 22 Cent/kWh	21 – 22 Cent/kWh	Ladestromkosten 20 Cent/kWh
<b>Input-Energie</b>	Strom	Strom	Strom	
<b>Treibhausgasemissionen Strom 2023</b>	430 g CO <sub>2</sub> /kWh	430 g CO <sub>2</sub> /kWh	430 g CO <sub>2</sub> /kWh	400 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Treibhausgasemissionen Strom 2035 (100 % EE-Strom)</b>	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Abwärmenutzung</b>	Keine	keine	Keine	
<b>Netzdienlicher Einsatz</b>	Bei Überkapazitäten möglich	Bei Überkapazitäten möglich	Bei Überkapazitäten möglich	

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

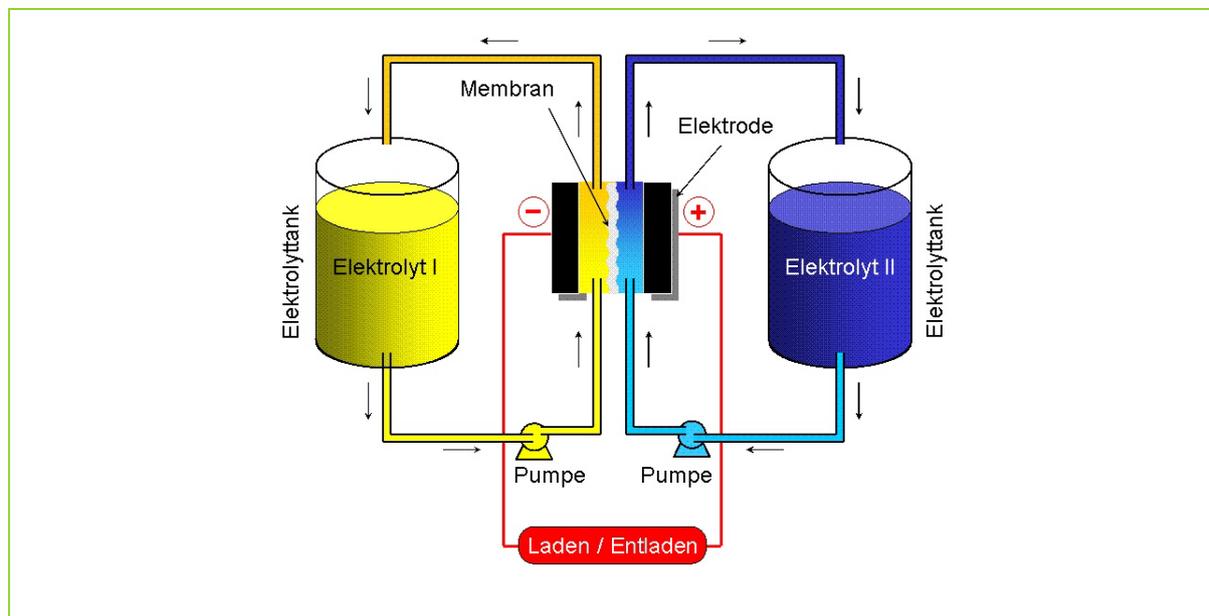
<b>Risiken</b>	Brandgefahr bei Überhitzung oder Beschädigung	Keine	Keine	
<b>Rohstoffe</b>	Anhängig von Li-Lieferanten	Anhängig von Li-Lieferanten	Globale Verfügbarkeit	

Für eine 500 MW USV würde eine Batterieanlage mit 500 kWh Kapazität die erforderliche Leistung über ca. 45 Minuten aufrechterhalten können. Auf Basis der oben genannten Preise zwischen 50 und 100 €/kWh würden die Batterien für eine solchen Batteriespeicher Kosten zwischen 25.000 und 50.000 € verursachen.

### 4.1.3 Redox-Flow-Batterien

Die Redox-Flow-Batterie – auch Flüssigbatterie genannt – beruht auf der Speicherung elektrischer Energie in chemischen Verbindungen bzw. Elektrolyten (gelöste Redox-Paare in Lösungsmittel). Die Elektrolyte werden über Pumpen in Kreisläufen geführt, die getrennt durch eine Membran in einer galvanischen Zelle (Konverter) zusammengeführt werden. In der galvanischen Zelle erfolgt an einer Membran der Ionenaustausch, bei dem die gelösten Stoffe chemisch reduziert bzw. oxidiert werden. Dabei wird elektrische Energie frei.

Abbildung 3: Funktionsprinzip einer Redox-Flow-Batterie



Quelle: RWTH Aachen (2011)

Zum Laden der Batterie wird die Pumprichtung des Elektrolyten umgedreht. Da Konverter und Tanks in der Größe unabhängig voneinander gewählt werden können, lassen sich Spitzenleistung und Kapazität dieser Batterie unabhängig voneinander wählen. „Wirkungsgrade von 80 bis 85 % für Vanadium-Batterien konnten demonstriert werden. Unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs für die

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

*Pumpen und die sonstige Elektronik kann man von Systemwirkungsgraden oberhalb von 75 % ausgehen. Damit liegt der Wirkungsgrad erheblich über dem von Wasserstoffspeichersystemen. Eine Selbstentladung tritt quasi nicht auf*“ (RWTH Aachen, 2011). Sánchez-Díez et al. (2021) wie auch Oberholzer (2021) geben Wirkungsgrade zwischen 70 und 80 % an.

Nach Sánchez-Díez et al. (2021) werden derzeit mehrere Redox-Flow-Technologien vermarktet:

- Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB),
- Zink-Brom-Flow-Batterie (ZBFB),
- Eisen-Redox-Flow-Batterie (IRFB),
- Wasserstoff-Brom-Flow-Batterie (HBFB),
- Wässrig-organische Redox-Flow-Batterien (AORFB)

Darüber hinaus gibt es weitere Technologien. Am weitesten verbreitet und erfolgreichsten ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB). Die begrenzte Verfügbarkeit und die hohen Kosten von Vanadium schränken jedoch die potenzielle Nachfrage und Verbreitung ein. Durch die Weiterentwicklung von Komponenten wie Elektrolytzusammensetzung, Membran und Elektrode soll die Technologie verbessert werden (Sánchez-Díez et al., 2021).

Großes Kostensenkungspotenzial wird auch für die AORFB gesehen. Da in diesem Typ vor allem organischen Materialien zum Einsatz kommen, die gut verfügbar sind und für die zahlreiche Alternativen bestehen, können vermutlich Material- und Produktionskosten stärker sinken (Sánchez-Díez et al., 2021).

Eine hohe Lebensdauer und niedrigere Speicherkosten als bei Li-Ionen-Batterien werden perspektivisch für RFBs gesehen. Viele Hersteller gehen davon aus, dass dieser Batterietyp nur sehr langsam altert und bei zahlreichen Ladezyklen (>20.000) keine signifikante Verschlechterung zu beobachten ist (Nichols, 2024). Der Aufbau von RFB-Kapazität steht allerdings noch am Anfang. 18 von IDTechEx identifizierte Unternehmen entwickeln gegenwärtig Vanadium-RFBs (Nichols, 2024). Dabei übertrifft eine große VRFB-Anlage von Rongke Power mit 400 MWh alle Installationen anderer Akteure in den letzten zehn Jahren. Seit 2022 ist eine VRFB-Anlage mit 51 MWh von Sumitomo Electric Industries in Japan in Betrieb. Invinity hat bisher VRFB-Anlagen mit einer Kapazität von ca. 22 MWh in Großbritannien, den USA, Kanada, Südkorea und Taiwan in Betrieb genommen und die Firma CellCube hat mehrere kleinere Anlagen installiert. Das einzige Unternehmen, das im Jahr 2022 Zn-Br RFB-Anlagen mit ca. 3 MWh installiert hat, war Redflow<sup>4</sup>.

Mit Blick auf diese fünf Hersteller berichtet Nichols (2024) von einer weltweit installierten Kapazität von ca. 500 MWh bei einem Marktanteil von VRFB von über 99 %.

Die Kommerzialisierung der AORFB-Technologie liegt dagegen noch in der Zukunft. Wann Produkte zu bezahlbaren Preisen verfügbar sein werden, konnte anhand der vorliegenden primär wissenschaftlichen Literatur nicht geklärt werden.

Die Kosten von RFB-Speichern sinken aus Sicht von Mongird et al. (2020) nur langsam. Für kleine Systeme mit 1 MW/4 MWh erwartet er Systempreise von 550 \$/kWh im Jahr 2020 und 450 \$/kWh im Jahr 2030. Für größere Systeme mit 10 MW/40 MWh könnten die Preise von 480 \$/kWh im Jahr 2020 auf 380 \$/kWh im Jahr 2030 fallen. Im Vergleich zu Lithium- und Natrium-Batterien liegen diese Werte etwa um den Faktor 10 höher.

---

<sup>4</sup> 3 MWh entsprechen ungefähr der summierten Batteriekapazität von 50 Mittelklasse-Elektro Pkw.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Aktuelle Entwicklungen zielen darauf, die durch das teure Vanadium hohen Kosten durch den Wechsel zu anderen Systemen zu senken. Mongird et al. (2020) erwarten für wässrig-organische Redox-Flow-Batterien (AORFB) Preise um 100 \$/kWh, ohne aber einen Zeitpunkt der Verfügbarkeit zu nennen.

Rodby (2022) schätzt die mögliche Skalierung von VRFB ab und nimmt eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 10 % als optimistischen Wert an. Diese Annahme begrenzt den Einsatz neuer VRFB bis zum Jahr 2030 auf eine Kapazität von  $\leq 100$  GWh und bis 2050 auf  $\leq 2$  TWh.

Mit Blick darauf, dass die weltweite Kapazität von Lithium-Ionen Akkus schon im Mai 2023 von Statista (2023) auf 2,8 TWh veranschlagt wurde und die weltweite Kapazität von Redox-Flow-Batterien um etwa den Faktor 5.000 darunter liegt, sollte die langfristige Kommerzialisierung und Nutzung dieser Technologie vorsichtig beurteilt werden.

Tabelle 2: Steckbrief von Vanadium Redox-Flow-Batterien

	Vanadium-Redox-Flow-Batterie	Annahmen
<b>Investitionskosten €/kW</b>	400 – 500 €/kW	
<b>Wirkungsgrad in Prozent</b>	70 – 80 %	
<b>Notstromkosten variabel</b>	25 – 29 Cent/kWh	Ladestromkosten 20 Cent/kWh
<b>Input-Energie</b>	Strom	
<b>Treibhausgasemissionen 2023</b>	500 g CO <sub>2</sub> /kWh	400 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Treibhausgasemissionen 2035 (100 % EE-Strom)</b>	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Abwärmenutzung</b>	In Entwicklung	
<b>Netzdienlicher Einsatz</b>	Bei Überkapazitäten möglich	
<b>Risiken</b>	Keine	
<b>Rohstoffe</b>	Begrenzte Verfügbarkeit von Vanadium	

Eine 500 MW Redox-Flow USV könnten demnach für Gesamtkosten von ca. 250.000 € verfügbar sein.

## 4.2 Schwungradspeicher

Schwungräder sind rotationskinetische Speicher (z.B. aus Stahl), die zur Vermeidung von Luftwiderstand in einer Vakuumkammer in Drehung versetzt werden. Einmal in Schwung gebracht speichert das Rad die Energie in Form von kinetischer Energie, bis es mit einem Generator wieder abgebremst wird und dabei die in der Bewegung steckende Energie wieder in Strom zurückgewandelt wird.

Aufgrund des einfachen Aufbaus eines Schwungrades erwarten sowohl Mongird et al. (2020) als auch Pullen (2019) sehr hohe Lebensdauern bei sehr hohen Zykluszahlen für die Be- und Entladung.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Die in einem Schwungrad gespeicherte Energie kann die Stromversorgung eines TK-Standorts je nach Größe der Anlage bis zu einigen Minuten aufrechterhalten. Diese Zeit genügt, um ein anderes Notstromaggregat, z.B. einen Dieselgenerator, in Betrieb zu nehmen. Erst diese zweite Anlage sichert dann den Betrieb für einen längeren Zeitraum.

Die Kosten von Schwungradspeichern sind in hohem Maße von der gespeicherten Energiemenge abhängig. Mongird et al. (2020) dokumentieren reale Projektkosten von 600 \$/kW für ein Schwungrad, welches die Stromversorgung ca. 30 Sekunden aufrechterhalten kann und 2.400 \$/kW für ein Schwungrad, welches Strom für ca. 15 Minuten erzeugen kann. Pullen (2019) betrachtet eine fiktive Massenproduktion von Schwungrädern und errechnet Systemkosten bei einem Schwungrad mit Energie für 2 Minuten von ca. 80 bis 120 \$/kW und bei einem Schwungrad mit Energie für 5 Minuten von ca. 120 bis 180 \$/kW. Oberholzer (2021) veranschlagt die Investitionskosten auf ca. 1.000 €/kWh.

Für die Kosten eines Schwungradspeichers sind auch die hohen Selbstentladungsraten von Bedeutung. Zimmermann et al. (2019) geben für die Selbstentladung einen Wert von 72 bis 100 % pro Tag an. Täubner (2016) gibt eine Selbstentladung von 20 % bis 50 % innerhalb von 2 Stunden an und die Universität Leipzig weist auf hohe Selbstentladungsraten innerhalb von Stunden hin. Sie schränkt daher den Einsatzbereich von Schwungrädern auf Anwendungsfälle ein, in denen die Energie in einer Zeit bis zu 10 Minuten geladen und entladen werden kann (Universität Leipzig, 2024).

Pullen (2019) ordnet Schwungräder in Bezug auf andere Speicher im Stromnetz bei sehr hohen Zykuszahlen von über 1.000 im Jahr und bei niedrigen Entladezeiten bis max. eine Stunde ein. Schwungräder wären daher sowohl der Primärregelung als auch bei längeren Nutzungszeiten der Sekundärreserve des Stromnetzes zuzurechnen und würden dem oft beklagten Absinken der rotierenden Massen im Stromnetz entgegenwirken.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Rückeinspeisung des gespeicherten Stroms ins Stromnetz kann im Falle von Schwungrädern in Rechenzentren oder TK-Standorten aufgrund der kleinen gespeicherten Energiemenge nur eine Zweitnutzung darstellen. Ein solches Schwungrad müsste in jedem Betriebszustand eine Restenergie behalten, die ausreicht, seine eigentliche Funktion, nämlich die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung, zu erbringen. Letztlich müsste es für seine Kernfunktion daher deutlich überdimensioniert sein, da Primärregelleistung für mindestens 15 Minuten aufrechtzuerhalten ist. Dies führt aber wiederum zu hohen Kosten.

**Tabelle 3: Steckbrief von Schwungrädern**

	<b>Schwungräder</b>	<b>Annahmen</b>
<b>Investitionskosten €/kW</b>	1.000 €/kW	
<b>Wirkungsgrad in Prozent</b>	0 %	Komplette Selbstentladung innerhalb von Stunden
<b>Notstromkosten variabel</b>	Nicht berechenbar	Ladestromkosten 20 Cent/kWh
<b>Input-Energie</b>	Strom	
<b>Treibhausgasemissionen 2023</b>	Nicht berechenbar	400 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom

<b>Treibhausgasemissionen 2035 (100 % EE-Strom)</b>	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Abwärmenutzung</b>	Keine	
<b>Netzdienlicher Einsatz</b>	Bei Überkapazitäten möglich	
<b>Risiken</b>	Bruch durch Überdrehzahl oder Materialermüdung	
<b>Rohstoffe</b>	Global verfügbar	

Bei einer 500 MW USV-Anlage würde ein Schwungspeicher die Stromversorgung für einige Minuten aufrechterhalten. Eine solche Anlage würde Kosten von 1.000 €/kW und damit Gesamtkosten von ca. 500.000 € verursachen.

### 4.3 Stromerzeugungsaggregate mit Motoren

Im Bereich einer Leistung von mehreren Hundert oder einigen Tausend kW werden zur unterbrechungsfreien Stromversorgung meist Motoren in Kombination mit Generatoren eingesetzt, die bis heute primär fossilen Diesel verbrennen. Gestartet werden Stromerzeugungsaggregate vollautomatisch im Fall des Netzausfalls und nachdem die USV die Stromversorgung übernommen hat. Als Generatoren kommen meist Drehstrom-Synchronmaschinen zum Einsatz.

Stromerzeugungsaggregate mit Motoren werden als Netzersatzanlagen in großen Stückzahlen produziert. Die Kosten liegen bei ca. 100 bis 300 €/kW. Zusätzlich wird ein Kraftstofftank benötigt. Seine Größe sowie die Notfallversorgung mit zusätzlichem Kraftstoff entscheiden über den Zeitraum, in dem die Stromproduktion aufrechterhalten werden kann. Die Betriebskosten hängen wesentlich von den Kosten des Kraftstoffs ab. Bei Einsatz von fossilem Dieseldieselkraftstoff zu einem Preis von 1,5 €/l bzw. 15 Cent/kWh ergibt sich bei einem Wirkungsgrad von 30 % ein kalkulatorischer Strompreis von 50 Cent/kWh.

Zusätzlich verbrauchen Motoren für die unterbrechungsfreie Stromversorgung elektrische Energie, da sie permanent vorgewärmt werden müssen, um im Bedarfsfall schnell starten zu können.

Der Grund für den breiten Einsatz von Stromerzeugungsaggregaten mit Motoren für die unterbrechungsfreie Stromversorgung liegt, trotz ihrer hohen Emissionen, in einer etablierten Notfallversorgung und der einfachen Lagerfähigkeit von fossilem Dieseldieselkraftstoff.

Tabelle 4: Steckbrief von Notstromaggregaten mit Motoren

	<b>Stromerzeugungsaggregate mit Motoren</b>	<b>Annahmen</b>
<b>Investitionskosten €/kW</b>	100 bis 300 €/kW	
<b>Wirkungsgrad in Prozent</b>	30 %	
<b>Notstromkosten variabel</b>	Nicht berechenbar	Brennstoffabhängig

Input-Energie	Brennstoff	
Treibhausgasemissionen 2023	0 bis 400 g CO <sub>2</sub> /kWh	Brennstoffabhängig
Abwärmenutzung	Möglich, aber aufgrund geringerer Betriebsstunden nicht sinnvoll	
Netzdienlicher Einsatz	Möglich	
Risiken	Keine	
Rohstoffe	Global verfügbar	

Für eine 500 MW USV-Anlage kostet ein Stromerzeugungsaggregat mit Verbrennungsmotor zwischen 50.000 und 100.000 €.

#### 4.4 Brennstoffzellen

Eine Brennstoffzelle ist eine elektrochemische Zelle, die die chemische Energie eines Brennstoffs wie z.B. Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und eines Oxidationsmittels, meist Sauerstoff, durch zwei Redoxreaktionen in Elektrizität umwandelt. Brennstoffzellen können kontinuierlich Strom erzeugen, solange Brennstoff und Sauerstoff zugeführt werden und können insoweit als Netzersatzanlagen ähnlich wie ein motorgetriebener Generator eingesetzt werden. Außer Wasserstoff kann in Brennstoffzellen auch Erdgas, Biogas, Methan oder Methanol umgesetzt werden.

Brennstoffzellen können höhere Wirkungsgrade erreichen als motorengetriebene Generatoren. Cigolotti (2021) gibt für kleine Brennstoffzellen (1 bis 5 kW<sub>el</sub>) gemessene elektrische Wirkungsgrade zwischen 35 und 55 % an. Zusätzlich ist die Abwärme nutzbar, was aber bei den kurzen Betriebszeiten von Notstromaggregaten wenig sinnvoll scheint. Für größere Aggregate von 100 bis 400 kW dokumentiert Cigolotti Wirkungsgrade von 40 bis 43 %. Ein Bericht der Europäischen Kommission nennt für große Brennstoffzellen (0,4 bis 30 MW) Wirkungsgrade von 45 % (European Commission. Joint Research Centre., 2019).

Das Produktionsvolumen an Brennstoffzellen lag im Jahr 2018 bei ca. 240 MW und das Marktvolumen betrug ca. 1,8 Mrd. \$ (Cigolotti et al., 2021). Bis zum Jahr 2023 wuchs das Marktvolumen um jährlich ca. 15 % und betrug rund 3,3 Mrd. \$ (MarketsandMarkets, 2024). Dies entspricht ungefähr einem Produktionsvolumen von 500 MW.

Cigolotti, Genovese & Fragiaco (2021) geben die Investitionskosten für den Brennstoffzellen-Stack einer 25 kW Brennstoffzelle mit 250 bis 350 \$/kW an, wobei die Kosten mit der Seriengröße sinken. Auch Kampker et al. erwarten Kosten in dieser Größenordnung (Kampker et al., 2023). Jamal et al. (2023) geben dagegen die Systemkosten von PEMFC-Brennstoffzellen (25 kW) um den Faktor 10 höher an. Die Kosten lägen demnach bei 1.800 bis 3.200 \$/kW. Die Recherche nach realen Angeboten bestätigt eher die höhere Größenordnung. So bietet Ladeengel<sup>5</sup> eine 80 kW Brennstoffzellenanlage für 2.500 €/kW an (Ladeengel, 2024a), eine 100 kW Brennstoffzelle incl. 225 kW Batterie kostet dann

<sup>5</sup> Die im Internet verfügbaren Angebote von Ladeengel, die an mehreren Stellen zitiert werden, sind sicherlich der niedrigste mögliche Preis, sondern geben eher einen Eindruck von der Größenordnung der Kosten. Reale Preise könnten nur im Rahmen einer realen Planung ermittelt werden, die aber im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen war.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

ca. 3.500 €/kW (Ladeengel, 2024b). Auch die Europäische Kommission gibt Investitionskosten von 2.000 bis 3.500 €/kW an (European Commission. Joint Research Centre., 2019).

**Tabelle 5: Steckbrief von Brennstoffzellen**

	Brennstoffzellen	Annahmen
<b>Investitionskosten €/kW</b>	2.000 bis 3.500 €/kW	
<b>Wirkungsgrad in Prozent</b>	45 %	
<b>Notstromkosten variabel</b>	Nicht berechenbar	Brennstoffabhängig
<b>Input-Energie</b>	Brennstoff	
<b>Treibhausgasemissionen Notstrom 2023</b>	0 bis 400 g CO <sub>2</sub> /kWh	Brennstoffabhängig
<b>Abwärmenutzung</b>	Möglich, aber aufgrund geringerer Betriebsstunden nicht sinnvoll	
<b>Netzdienlicher Einsatz?</b>	Möglich	
<b>Risiken</b>	Keine	
<b>Rohstoffe</b>	Global verfügbar	

Eine 500 MW USV-Anlage auf Basis von Brennstoffzellen würden demnach zwischen 1 und 2 Mio. € kosten.

## 5 Brennstoffe

Dezentrale Stromerzeuger, wie motorgetriebene Aggregate oder Brennstoffzellen, lassen sich grundsätzlich mit gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betreiben. Der Einsatz gasförmiger Brennstoffe setzt dabei ein Verteilnetz für diese Brennstoffe voraus. Ein solches Verteilnetz mit einer Gesamtlänge von über 600.000 km ist mit dem Erdgasnetz gegenwärtig in Deutschland vorhanden und seine Weiterexistenz wird vielfach als selbstverständlich vorausgesetzt. Aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Preise, strengerer Sanierungsvorgaben im Gebäudesektor und dem gesetzlichen Verbot des Neueinbaus von Gasheizungen (Die Bundesregierung, 2024) sowie dem Ausbau der Fernwärmeversorgung wird die Wirtschaftlichkeit der Gasnetze aber voraussichtlich schnell und deutlich sinken (Clausen, Seifert, & Huber, 2024) und damit auch zum Rückbau von Teilen des Netzes führen.

Auch industrielle Gaskunden mit Bedarf an Prozesswärme beginnen die Elektrifizierung der Wärmeversorgung vorzubereiten. Fallenden Absätzen stehen aber keine sinkenden Netzkosten gegenüber, solange die Ausdehnung der Gasnetze nicht zurückgeht. Daher müssen in Zukunft die Netzkosten auf immer weniger Kundinnen und Kunden umgelegt werden, wodurch der Gaspreis steigen wird. Durch die sinkende Ertragskraft der Gasnetze und den sinkenden Absatz sind auch die kommunalen Einnahmen aus den Konzessionsabgaben zukünftig unsicher. Zudem könnte es dazu kommen, dass sich für einzelne Gasnetze kein Konzessionär mehr findet. Ob die jeweiligen Kommunen die dann vermutlich verlustbringenden Gasnetze weiter betreiben können, ist zumindest unsicher.

Eine verbreitete Vorstellung ist auch, dass zukünftig einfach andere Gase durch die Leitungen fließen könnten. Hier käme z.B. Biogas in Frage, von dem wiederum nur wenig zur Verfügung steht. Die aktuelle Erzeugung von Biogas entspricht nur ca. 10 % des Erdgasverbrauchs und eine Steigerung ist aufgrund des großen Bedarfs landwirtschaftlicher Flächen sowie hoher Triebhausgasemissionen bei der Produktion keine Perspektive (Clausen, Huber, & Ehrhardt, 2023). Für den Ersatz von Erdgas durch grünen Wasserstoff gelten derzeit ähnliche Einschränkungen. Es werden zwar große Bedarfe für diesen Brennstoff gesehen, die in den nächsten Jahren verfügbaren Mengen sind jedoch klein und die Preise entsprechend hoch (Rosenow, 2024).

### 5.1 Wasserstoff

Mit dem Blick auf Wasserstoff wird hier ausschließlich grüner Wasserstoff aus Elektrolyse in die Analyse einbezogen, da keine andere „Farbe“ von Wasserstoff die Forderung nach Klimaneutralität erfüllt. Dies gilt insbesondere für blauen Wasserstoff, der aus Erdgas gewonnen wird. Zwar ist geplant, dass durch Dampfreformierung (Herstellung von Wasserstoff aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern und Wasser) anfallendes CO<sub>2</sub> mit Hilfe von Carbon Capture and Storage (CCS) zu lagern, aber die in diesem Verfahren nicht vermeidbaren Methanemissionen zwischen Förderung und Umwandlung in Wasserstoff sind groß und übertreffen die Treibhausgasemissionen der Verbrennung des Erdgases um ein Mehrfaches (Howarth, 2014, 2023). Als klimaneutral kann das Verfahren daher nicht gelten.

Für die Herstellung von grünem Wasserstoff gibt es mehrere grundsätzlich geeignete Typen von Elektrolyseuren (NOW GmbH, 2018, S. 31ff):

- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM),
- Alkalische Elektrolyse (AEL),
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL).

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Die alkalische Elektrolyse ist ein ausgereiftes Verfahren mit einem Technology Readiness Level (TRL) von 9 (Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE, 2019, S. 12). Die PEM-Elektrolyse (TRL 6-8) wurde in den letzten zehn Jahren intensiv weiterentwickelt, da sie als besonders geeignet für die Kopplung mit erneuerbaren Energiequellen gilt (Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE, 2019, S. 13). Die Hochtemperatur-Elektrolyse ist dagegen noch nicht serienreif (TRL 4-6) und es liegt noch keine Feldtesterfahrung vor.

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH, 2018, S. 36) dokumentierte als Stand der Technik Wirkungsgrade von ca. 54 % für die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse und 58 % für die alkalische Elektrolyse. Für Anlagen mit einer Leistung von 10 bis 100 MW werden in 2050 Wirkungsgrade von ca. 60 % für die Bauarten PEM und AEL bezogen auf den Heizwert erwartet (NOW GmbH, 2018). Der Stromaufwand zur Herstellung von Wasserstoff ist also erheblich und liegt grob um 50 % oberhalb der letztlich im Wasserstoff gebundenen Nutzenergie.

Die zur Verfügung stehenden Mengen an Wasserstoff sind sehr wahrscheinlich noch über Jahrzehnte klein (Clausen, 2022; Clausen et al., 2024) und der Preis daher voraussichtlich hoch. Er dürfte damit über den heutigen Preisen für fossile Energieträger liegen. Arthur D. Little prognostiziert, dass Wasserstoff aus Saudi-Arabien mit 19 Cent/kWh (exklusive Steuern und Gewinn) deutlich teurer wäre als Diesel (Bechtolsheim, 2020). Beim Fernimport z.B. aus Australien ermittelt die Boston Consulting Group aufgrund der hohen Transportkosten bis zu 24 Cent/kWh (Burchard et al., 2023).

Wasserstoff ist leichter als Luft und diffundiert schnell. Wenn er freigesetzt wird, verdünnt er sich schnell zu einer nicht entflammaren Konzentration (Hydrogen Association, 2004). Das Gas ist allerdings auch geruchlos, farblos und geschmacklos, so dass es nur schwer detektiert werden kann. Insgesamt wird die Gefahr von Bränden und Explosionen von Wasserstoff bei adäquaten Sicherheitsstandards trotzdem als beherrschbar beurteilt (Hydrogen Association, 2004). Studien deuten jedoch darauf hin, dass Sicherheitsaspekte relevant für die zukünftige Nutzung von Wasserstoff sind (Li, Yazdi, Moradi, Pirbalouti, & Nedjati, 2023; Ustolin, Paltrinieri, & Berto, 2020).

Soll ein Rechenzentrum mit einer Leistungsaufnahme von 500 kW über eine Woche durch eine USV mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor mit einem Wirkungsgrad von 25 % weiterbetrieben werden können, so müssen dafür etwa 336 MWh bzw. 10 Tonnen Wasserstoff gelagert werden. Bei einem Wasserstoffpreis von 20 Cent/kWh bzw. ca. 7 €/kg würde 10 Tonnen Wasserstoff Kosten von ca. 70.000 € verursachen.

Bei Nutzung einer Brennstoffzelle mit einem Wirkungsgrad von 45 % würde sich die Lagermenge auf etwa 5,5 Tonnen reduzieren. Die Kosten dieser Menge lägen dann bei ca. 40.000 €.

## 5.2 Synthetische E-Fuels

Grüner Wasserstoff kann als Ausgangsstoff für die Produktion flüssiger Kraftstoffe (E-Fuels) dienen. Sowohl die Herstellung von Methanol wie auch Ammoniak in größeren Mengen wird gegenwärtig im Rahmen des Aufbaus der Wasserstoffwirtschaft vorbereitet. Die Synthese von Wasserstoff zu Methan, Methanol oder Ammoniak ist technisch möglich, aber wiederum mit Verlusten verbunden. Etwa 80 % der im Wasserstoff verfügbaren Energie stehen im synthetischen Brennstoff zur Verfügung (Ueckerdt et al., 2021). Im Anschluss daran lassen sich chemisch auch länger-kettige Kohlenwasserstoffe, z.B. Kerosin, herstellen, wobei jeder Syntheseschritt mit weiteren Verlusten verbunden ist. Für Einsatzgebiete wie die USV ist es wahrscheinlich, dass sich Methanol etabliert, da der Brennstoff mit einem vergleichsweise guten Wirkungsgrad und damit niedrigen Kosten hergestellt werden kann.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Da Methanol bereits seit langem als chemischer Rohstoff gehandelt und gehandhabt wird, ist der Umgang, die Lagerung und der Transport von Methanol grundsätzlich erprobt.

Konventionelles Methanol kostet bisher ca. 500 €/t. Bei einem Heizwert von 5,5 kWh/kg entspricht dies Energiekosten von ca. 9 Cent/kWh.

Grünes Methanol soll für etwa den dreifachen Preis auf den Markt kommen (Gauto, 2023), was Energiekosten von ca. 27 Cent/kWh entsprechen würde. Beim Import von Methanol und Ammoniak aus politisch instabilen Regionen (z.B. Nordafrika) kommt z.B. Fraunhofer ISE exklusive Steuern und Gewinn auf Kosten von ca. 19 bis 25 Cent/kWh (Hank et al., 2023). Mit Flüssigphasenkatalyse soll der mögliche Preis nochmals deutlich gesenkt werden (Gauto, 2023). Der Preis für Strom aus synthetischem Methanol muss dann jedoch noch den Wirkungsgrad des Stromaggregats berücksichtigen, der für einen Verbrennungsmotor typischerweise bei ca. 30 % liegt. Die Erzeugungskosten für Notstrom lägen daher ca. bei 90 Cent/kWh.

Soll ein Rechenzentrum mit einer Leistungsaufnahme von 500 kW über eine Woche durch ein Methanolaggregat mit einem Wirkungsgrad von ca. 30 % (vergleichbar Dieselaggregat) versorgt werden, so wären zur Erzeugung der erforderlichen Strommenge von 84 MWh eine Brennstoffmenge von rund 280 MWh bzw. 50 Tonnen Methanol erforderlich. Die Kosten für 50 Tonnen Methanol lägen bei etwa 75.000 €.

### 5.3 Biogas

Biogas kann aus Zuckerrüben, Getreide, Silphie und Sudangras oder durch die Nutzung von Grünland produziert werden. Derzeit dominiert die Erzeugung aus Silomais (FNR, 2023) aus landwirtschaftlichem Anbau. Die Verwendung von Biogas als Treibstoff genügt allerdings nicht dem Anspruch der Klimaneutralität. Für Biogas werden im Gebäudeenergiegesetz (GEG) spezifische Emissionen von 140 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh angesetzt. Wird das Biogas gebäudenah erzeugt, dann werden nur 75 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh veranschlagt (Die Bundesregierung, 2024). Eine gebäudenah erzeugte Biogas ist jedoch bei der Verwendung in TK-Standorten kaum vorstellbar. Verflüssigtes Biogas verursacht noch höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es wird im Gebäudeenergiegesetz (GEG) mit 180 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh veranschlagt (Die Bundesregierung, 2024). Je nach Substrat, aus dem das Biogas hergestellt wird, werden in der Fachliteratur unterschiedliche THG-Emissionen angegeben. So weist das Umweltbundesamt (2019) Werte zwischen 117 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh für Biomethan aus Abfall oder Reststoffen und 211 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh für Biogas aus, welches auf der Basis von Gülle hergestellt wird.

Ursache der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung von Biogas liegt zum einen in den Lachgasemissionen, die bei der Düngung der Energiepflanzen (z.B. Mais) frei werden, zum anderen stammen sie aus dem fossilen Treibstoffverbrauch, den die landwirtschaftlichen Maschinen verbrauchen.

Preisvergleiche für Biogas sind schwer zu finden. Auf dem Portal [www.verivox.de](http://www.verivox.de) findet sich genau wie auf [www.check24.de](http://www.check24.de) kein einziger Anbieter von 100 % Biogas. Bei [www.sauberenergie.de](http://www.sauberenergie.de) wird für ein Einfamilienhaus mit einem Bedarf von 12.000 kWh/a ein Preis von 29,5 Cent/kWh angeboten. Für einen gewerblichen Bedarf von 300.000 kWh/a wurde kein Tarif angeboten. Die Bürgerwerke <https://buengerwerke.de> bieten für das Einfamilienhaus 19,7 Cent/kWh an, auf die Anfrage nach einer höheren Menge erscheint die Meldung: „Aktuell nehmen wir keine neuen Gaszähler mit einem Jahresverbrauch von über 50.000 kWh in Belieferung.“ Auf <https://gastarife.preisvergleich.de> lässt

sich die Art des Gases nicht sicher erkennen. Für ein „wirklich Ökogas GEG“ werden 17 Cent/kWh, für ein „BürgerÖkogas 100%“ knapp 20 Cent/kWh aufgerufen.

Für eine klimaneutrale USV hat Biogas drei gravierende Schwächen:

- Biogas genügt nicht der Anforderung nach Klimaneutralität, da seine Herstellung nicht klimaneutral erfolgt.
- Biogas ist teuer und nur bedingt verfügbar. Durch die Beimischungspflichten für Erdgas nach dem GEG, die ab 2029 in Kraft treten, dürften klimaneutrale Gase spätestens ab 2029 noch weiter unter Preisdruck geraten und knapper werden.
- Biogas müsste durch das Gas-Verteilnetz geliefert werden, dessen zukünftige Verfügbarkeit unsicher ist.

### 5.4 Pflanzenöl

Pflanzenöle werden u.a. als Speiseöl oder zur Beimischung zu Tierfutter genutzt. Die chemische Industrie verbraucht große Mengen für die Herstellung von Schmierstoffen, Wasch- und Reinigungsmitteln etc. Ein Teil des Pflanzenöls wird aber auch zu Biokraftstoffen verarbeitet. Pflanzenöle sind dabei einerseits Ausgangsstoff für die Biodiesel-Produktion, andererseits können sie auch als Pflanzenölkraftstoff in umgerüsteten Verbrennungsmotoren verbrannt werden.

Die Fachagentur nachwachsende Rohstoffe (2024) dokumentiert für Biodiesel aus Rapsöl gegenüber dem Vergleichskraftstoff eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 38 % bei Emissionen von 187 g CO<sub>2eq</sub>/kWh Biodiesel. Eine ähnliche Größenordnung veranschlagt das GEG für Bioöl mit 210 g CO<sub>2eq</sub>/kWh (Die Bundesregierung, 2024). Das Österreichische Umweltbundesamt ließ 2012 „Ökobilanzen ausgewählter Biokraftstoffe“ erstellen, die eine Reihe komplexer Zusammenhänge berücksichtigen (Umweltbundesamt, 2012). Die Bilanzen zeigen, dass unter Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen gegenüber fossilem Diesel kaum Vorteile bei den Treibhausgasemissionen vorhanden sind (Umweltbundesamt, 2012):

*„Direkte Landnutzungsänderungen entstehen, wenn eine Fläche vor dem Anbau von Energiepflanzen durch eine andere nicht-landwirtschaftliche Nutzung (z. B. Wiese) geprägt bzw. ungenutzt war. [...] Wurde die Fläche allerdings bereits landwirtschaftlich genutzt, so verdrängen nun die Bioenergieträger die davor produzierten Erzeugnisse (z. B. Nahrungsmittel, Futtermittel, Fasern) und diese müssen auf anderen Flächen angebaut werden“ (indirekten Landnutzungsänderung).*

Bei bestimmten Arten der Landnutzungsänderungen findet die Studie fast gar keine Vorteile von Biodiesel gegenüber fossilem Diesel (Umweltbundesamt, 2012). Der Anforderung an Klimaneutralität genügt Biodiesel bzw. Pflanzenöl daher genauso wenig wie Biogas.

### 5.5 Speicher für Wasserstoff und Flüssigtreibstoffe

Wasserstoffspeicherung ist technisch aufwendig, da das Gas hochreaktiv und flüchtig ist. Grundsätzlich kann Wasserstoff gasförmig in Drucktanks, flüssig bei  $-253\text{ °C}$  in isolierten Kryotanks oder adsorbiert in festen Trägermedien (z.B. Kohlenstoff, Zeolithen oder Metallhydrid) gespeichert werden.

Für die Anwendung in Rechenzentren und TK-Infrastrukturen sind sowohl eine gasförmige Speicherung in Drucktanks als auch feste Trägermedien denkbar. Eine flüssige Speicherung scheidet aufgrund des damit verbundenen hohen technischen und energetischen Aufwands aus.

Zahlreiche Speicher mit festen Trägermedien befinden sich derzeit in der Erprobung oder besitzen den Status von vor- oder kleinseriellen Produkten. Marktpreise sind daher derzeit nicht oder nur schwer ermittelbar.<sup>6</sup>

Soll ein Rechenzentrum mit einer Leistungsaufnahme von 500 kW über eine Woche durch eine USV mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor mit einem Wirkungsgrad von 25 % weiterbetrieben werden können, so müssen dafür etwa 336 MWh bzw. 10 Tonnen Wasserstoff gelagert werden. Bei Nutzung einer Brennstoffzelle würden ca. 5,5 Tonnen H<sub>2</sub> ausreichen. Ein Speicher für 325 kg Wasserstoff wird mit vier Druckbehältern, die zusammen ungefähr so groß sind wie ein 40 Fuß Container, für 179.000 € angeboten (Ladeengel, 2024c). Würde man 17 dieser Speicher für ca. 3 Mio. € nebeneinander platzieren, könnte man 5.500 kg Wasserstoff speichern, für 10 Tonnen H<sub>2</sub> wären etwa 30 Container für ca. 5,5 Mio. € erforderlich. Zusätzlich ist Lager- bzw. Stellplatz für einmal 17 und einmal 30 Container erforderlich.

Erfolgt der Antrieb des Notstromaggregats mit Methanol, müssen ca. 50 Tonnen Brennstoff gelagert werden. Hierzu wäre z.B. ein doppelwandiger Stahlbehälter von je 2,5 m Durchmesser und ca. 10 m Länge mit einem Fassungsvermögen von je 50.000 Litern geeignet. Die Kosten für den Tank dürften sich auf einige Zehntausend Euro beschränken.

---

<sup>6</sup> Siehe z.B. [www.gknhydrogen.com](http://www.gknhydrogen.com), [www.siemens.com/de/de/branchen/chemische-industrie/applikationen/wasserstoff.html](http://www.siemens.com/de/de/branchen/chemische-industrie/applikationen/wasserstoff.html), [www.sglcarbon.com/loesungen/anwendung](http://www.sglcarbon.com/loesungen/anwendung)

Tabelle 6: Steckbrief von Brennstoffen im Vergleich

	Wasserstoff	Biogas	E-Fuel (Methanol)	Annahmen
<b>Kosten pro kWh</b>	19 – 24 Cent/kWh	17 – 20 Cent/kWh	25 – 30 Cent/kWh	
<b>Input-Energie</b>	Strom, Wirkungs- grad 60 %	Landwirtschaftli- che Produkte und Abfall	Strom, Wirkungs- grad 40 %	
<b>Treibhausgas- emissionen 2023</b>	670 g CO <sub>2</sub> /kWh	120 bis 210 g CO <sub>2</sub> /kWh	1.000 gCO <sub>2</sub> /kWh	400 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Treibhausgas- emissionen 2035 (100 % EE-Strom)</b>	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	120 bis 210 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh	0 g CO <sub>2</sub> /kWh Netzstrom
<b>Risiken</b>	Verfügbare Menge beschränkt  Verfügbarkeit Gas-Verteilnetz unsicher	Verfügbare Menge beschränkt  Verfügbarkeit Gas-Verteilnetz unsicher	Verfügbare Menge be- schränkt	

## 6 Wärmespeichertechnologien

Die Nutzung von Abwärme aus IT- und Telekommunikationsstandorten wird derzeit v.a. noch dadurch eingeschränkt, dass viel Abwärme in den Sommermonaten mit hohem Kühlbedarf anfällt. Dies sind gleichzeitig die Monate, in denen die Abwärme z.B. nur bedingt für die Heizung von Gebäuden oder die Erzeugung von Warmwasser eingesetzt werden kann.

Dies lässt sich grundsätzlich durch zwei Strategien lösen:

- Ganzjährige Einspeisung der Abwärme über Wärmepumpen in das Wärmenetz. Hierfür wären die thermischen Ausgangsbedingungen im Sommer sogar besser als im Winter, weil in den meisten warmen Wärmenetzen im Sommer niedrigere Vorlauftemperaturen als im Winter gefahren werden. Da aber auch Wärmenetzbetreiber immer die preisgünstigsten Wärmequellen nutzen, fällt diese Möglichkeit in solchen Netzen aus, in denen die sommerliche Grundlast z.B. durch die Abwärme einer Müll- oder Klärschlammverbrennungsanlage gedeckt wird. Der Strombedarf für die Wärmepumpe wird in diesen Fällen zu einem entscheidenden Kostennachteil, da der Preis dann über dem der Abwärme aus der Verbrennung liegt.
- Die (saisonale) Speicherung der Abwärme in einem geeigneten Langzeitwärmespeicher, um so die Möglichkeit der Nutzung in der kalten Jahreszeit zu ermöglichen.

Die ganzjährige Einspeisung der Abwärme in ein Wärmenetz (1) wird maßgeblich durch Rahmenbedingungen (vorhandenes Wärmenetz, niedrigere Vorlauftemperatur, etc.) am jeweiligen Standort bestimmt und kann nur in Zusammenarbeit mit einem Wärmenetzbetreiber realisiert werden.

Die (saisonale) Speicherung von Abwärme macht wiederum Sinn, wenn:

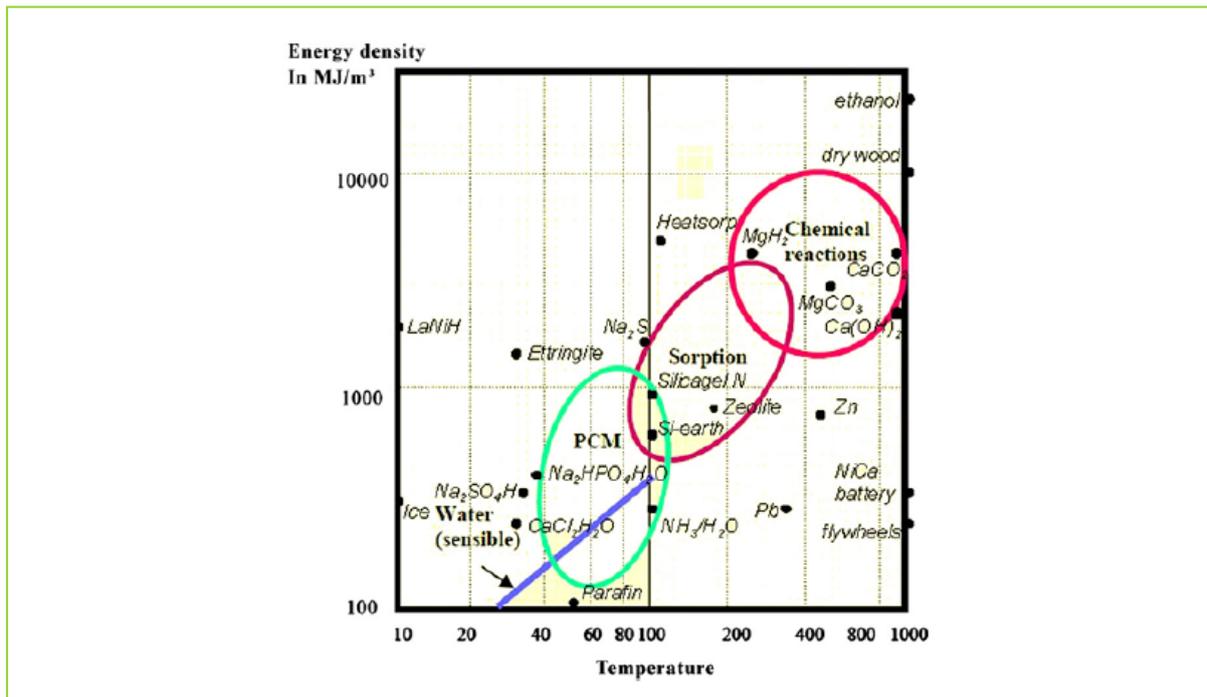
- für die Speicherung der Abwärme (Temperaturniveau ca. 30 °C bis 40 °C) an den Core- und Aggregationsstandorten Platz für den Bau entsprechend großvolumiger Speicher vorhanden ist, und
- die Erlöse aus der gespeicherten und in kühleren Jahreszeiten nutzbaren Energie die Kosten des Speicherbetriebs sowie die Abschreibung der Investitionen in den Speicher decken.

Im Folgenden werden die bekannten Speichertechnologien daraufhin untersucht, ob sie diese zwei Bedingungen erfüllen.

### 6.1 Wärmespeicher für unterschiedliche Temperaturniveaus

Bespalko et al. (2018) dokumentieren einen breiten Überblick über Wärmespeichertechnologien in Abhängigkeit von Energiedichte und Temperaturniveau. Der Überblick zeigt, dass bei einem Niveau der einzuspeichernden Wärme von 30 °C bis 40 °C zahlreiche Speichertechnologien nicht nutzbar sind, da die Speicherung bei diesen auf höheren Temperaturniveaus stattfindet.

Abbildung 4: Wärmespeichertechnologien in Abhängigkeit von Energiedichte und Temperaturniveau



Quelle: Bepalko et al. (2018)

Es verbleiben daher nur die Möglichkeiten der Wärmespeicherung in

- einem Erdsondenfeld, das eine Grundtemperatur um die 10 °C aufweist,
- einem mit Wasser gefüllten Behälterspeicher oder
- einem Eisspeicher, der definitionsgemäß die meiste Wärmeentnahme bei 0 °C ermöglicht.

Außerdem wäre die Eignung von Latentwärmespeichern zu prüfen, deren Schmelztemperatur um die 30 °C bis 40 °C liegt.

## 6.2 Erdsondenfelder

Um ein Erdsondenfeld als Speicher beurteilen zu können, wird hier beispielsweise von einem TK-Standort mit 500 kW elektrischer Leistung ausgegangen, bei dem es gelingt, 250 kW zu einzuspeichern<sup>7</sup>. Über die Sommerzeit könnten also täglich  $250 \text{ kW} \times 24 \text{ h} = 6 \text{ MWh/d}$  gespeichert werden. Über 150 Tage (5 Monate) würden so 900 MWh oder 0,9 GWh zusammenkommen. Die Einspeisung würde bei einer Temperatur von 30 °C bis 40 °C erfolgen, die Temperatur des Untergrundes wird auf 10 °C veranschlagt. Es kann folglich eine Temperaturdifferenz von 20 Kelvin gespeichert werden.

Die Funktion von Erdsondenspeichern, englisch Borehole Thermal Energy Storage (BTES), beruht auf der Fähigkeit des jeweiligen Bodens bzw. Gesteins, Wärme zu speichern. Eine hohe volumetrische Wärmekapazität ermöglicht für die sensible Wärmespeicherung eine höhere spezifische

<sup>7</sup> Der Anteil des gesamten Stromverbrauchs eines Rechenzentrums, der sich als Abwärme auskoppeln und nutzen lässt, hängt von vielen Faktoren ab und schwankt stark. Lechner et al. (2023) nennen hier Zahlen zwischen 20 % und 80 %. Mit 50 % wird hier ein mittlerer Wert angenommen.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Wärmespeicherung pro Volumen. Die volumetrische Wärmekapazität des Bodens liegt in der Größenordnung von 1,3 - 2,8 MJ/m<sup>3</sup>K für nicht verfestigtes Bodenmaterial und 1,8 - 3 MJ/m<sup>3</sup>K für festen Fels (Arabkoohsar, 2023). Im Vergleich dazu beträgt die volumetrische Wärmekapazität von Wasser 4,2 MJ/m<sup>3</sup>K. Ein Gesteinsvolumen mit einer typischen volumetrischen Wärmekapazität von 2,2 MJ/m<sup>3</sup>K kann bei einer Erwärmung um 1 °C etwa 0,6 kWh/m<sup>3</sup> speichern.

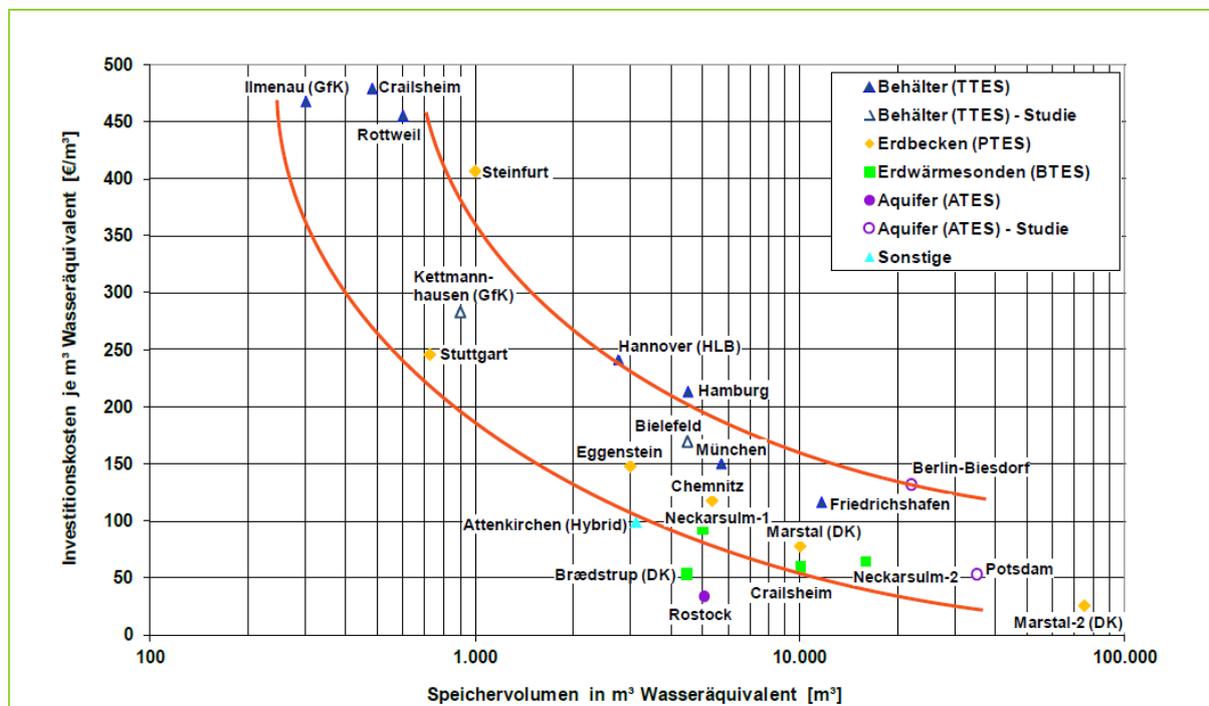
Bei einer mittleren volumetrischen Wärmekapazität von 2,2 MJ/m<sup>3</sup>K bzw. 0,6 kWh/m<sup>3</sup>K müsste ein BTES ein Volumen von 75.000 m<sup>3</sup> haben, um bei einer Temperaturdifferenz von 20 Kelvin eine Wärmemenge von 900 MWh speichern zu können.

Die optimalen Abstände der einzelnen Sonden von Erdsondenspeichern werden von Arabkoohsar (2023) mit 1,5 bis 3 Metern angegeben. Skarphagen et al. (2019) nennen Abstände von 2,8 bis 4 Metern. Bei einem Bohrlochrastrer von 3 Metern Kantenlänge würde ein 100 Meter tiefes Bohrloch ein Speichervolumen von 900 m<sup>3</sup> erschließen. Um 75.000 m<sup>3</sup> erschließen zu können wären 83 Bohrungen erforderlich.

Die Aussagen zu den Kosten der Erdsondenbohrungen sind unklar, was zum einen mit Unterschieden in den Bodenschichten zu tun hat, andererseits aber auch mit den starken Preisschwankungen im Baugewerbe in den letzten zwei Jahren. Der Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) (2016) veranschlagte die Bohrkosten für eine 100 m tiefe Bohrung auf 6.000 €. Bei der Niederbringung einer größeren Zahl von Bohrungen sinken die anteiligen Kosten für Planung, Genehmigung, Baustelleneinrichtung etc. Um die Kosten des Sondenfeldes abzuschätzen, werden hier Bohrkosten von 3.500 € für eine 100 m Bohrung angesetzt. Die 83 erforderlichen Bohrungen würden daher ca. 300.000 € kosten.

Mangold et al. (2012) haben die spezifischen Kosten verschiedener Langzeitwärmespeicher erhoben.

Abbildung 5: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern



Quelle: Mangold et al. (2012), TTES: Tank Thermal Energy Storage, PTES: Pit Thermal Energy Storage, BTES: Borehole Thermal Energy Storage, ATES: Aquifer Thermal Energy Storage, Angaben ohne Planungskosten und MwSt.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Für einen Bohrlochspeicher mit 75.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen errechnet sich bei der Annahme einer typischen volumetrischen Wärmekapazität von 2,2 MJ/m<sup>3</sup>K von Gesteinsvolumen übertragen auf Wasser mit einer volumetrischen Wärmekapazität von 4,2 MJ/m<sup>3</sup>K ein notwendiges Speichervolumen von Wasser von ca. 40.000 m<sup>3</sup>. Aus der (12 Jahre alten) Grafik von Mangold et al. lassen sich spezifische Kosten von ca. 20 € für 1 m<sup>3</sup> Wasservolumen-Äquivalent abschätzen<sup>8</sup>, woraus sich wiederum Baukosten von ca. 800.000 € errechnen lassen. Legt man für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren zugrunde, würde der Betrieb des Speichers mindestens 40.000 € p.a. zzgl. Betriebs- (z.B. Pumpenstrom) und Wartungskosten erfordern.

Wie aber kann der Ertrag eines solchen Speichers beurteilt werden? Eine Abschätzung soll wie folgt versucht werden:

- (1.) Der Speicher weist über das Jahr eine zwischen 10 °C und 30 °C pendelnde Temperatur auf. Die aus dem Speicher zur Verfügung gestellte Temperatur beträgt damit im Mittel 20 °C. Um die Wärme in einem Wärmenetz nutzen zu können, muss sie mit einer Wärmepumpe auf eine Netzvorlauftemperatur von 70 °C angehoben werden.
- (2.) Wäre kein Speicher vorhanden, könnte diese Wärmemenge auch während der Heizperiode von Oktober bis April durch eine Luftwärmepumpe der Außenluft entnommen werden. Die durchschnittliche Temperatur der Außenluft in Deutschland ist in dieser Zeit ca. 6,3 °C (Statista, 2024b).

Diese Leistungszahl einer Wärmepumpe lässt sich wie folgt ermitteln (Baehr & Kabelac, 2016):

$$\text{COP} = \text{zeta}_{\text{wp}} * \text{Th} / (\text{Th} - \text{Tn})$$

Als Variable gehen in diese Rechnung das hohe Temperaturniveau Th (in Kelvin) sowie der Temperaturhub zwischen hohen und niedrigen Temperaturniveau (Th-Tn) ein. Hinzu kommt der Faktor  $\text{zeta}_{\text{wp}}$ , der die real auftretenden Verluste widerspiegelt und für viele Wärmepumpen gerade im Hochtemperaturbereich zwischen 0,35 und 0,5 liegt (Arpagaus, Bless, Uhlmann, Schiffmann, & Bertsch, 2018). Für die hier durchgeführten Berechnungen wurde ein Wert von 0,4 für  $\text{zeta}_{\text{wp}}$  angenommen.

Für den Fall 1 (Nutzung des Speichers) ergibt sich eine Leistungszahl von 2,7, für Fall 2 (Luftwärmepumpe) eine Leistungszahl von 2,1. Setzt man hohe Stromkosten von 20 Cent/kWh an, würden die Wärmekosten im Fall 1 (Nutzung des Speichers) 7,4 Cent/kWh betragen, im Fall 2 (Luftwärmepumpe) dagegen 9,5 Cent/kWh. Pro kWh genutzter Energie würden also 2,1 Cent/kWh gespart.

Die Abschätzung des Speichervolumens geht davon aus, dass ca. 900.000 kWh Wärme jährlich eingespeichert werden. Als Wirkungsgrad eines Bohrlochspeichers geben Skarphagen et al. (2019) einen Wert von 50 % an, der schwer zu übertreffen sei. Etwa die Hälfte der eingespeicherten Wärme geht also verloren. Als Nutzwärme würden also ca. 450.000 kWh vorliegen.

Auf Basis der Wärme aus dem Speicher könnten diese um 2,1 Cent/kWh günstiger bereitgestellt werden, wodurch gegenüber der Luftwärmepumpe ca. 9.500 € p.a. Kostenvorteil erzielt würden.

Da bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren der Betrieb des Speichers mit jährlichen Kosten von mindestens 40.000 € zzgl. Betriebs- (z.B. Pumpenstrom) und Wartungskosten verbunden wäre, scheint diese grobe Abschätzung darauf zu hindeuten, dass eine Investition in einen Bohrlochspeicher (BTES) nicht wirtschaftlich wäre.

---

<sup>8</sup> Sibbitt & McClenahan (2016) geben auf Basis von Daten für Kanada niedrigere Werte an, die aber teilweise nur auf Planungen basieren.

### 6.3 Behälterspeicher

Als Alternative zum Bohrlochspeicher ist ein Wasserspeicher denkbar. Hierfür könnten z.B. die Tiefgeschosse von Telekommunikationsstandorten oder auch Freiflächen (Parkplätze, etc.) genutzt werden. Die Kosten eines solchen großen Wasserspeichers lassen sich auf Basis der Abbildung 5 von Mangold et al. (2012) auf ca. 70 bis 80 €/m<sup>3</sup> schätzen. Bei einer notwendigen Speichergröße von 40.000 m<sup>3</sup> wäre mit Investitionskosten in der Größenordnung von 2,8 bis 3,2 Mio. € zu rechnen.

Mit Blick auf die Nutzung dieses Speichers wird davon ausgegangen, dass aufgrund der leichteren Verteilung der Wärme in Wasser die Speisewasserwärme besser ausgenutzt werden und so eine Speichertemperatur bis zu 40 °C erreicht werden kann, die bis zu einem Niveau von 20 °C genutzt wird. Im Durchschnitt würde der Wärmepumpe also eine Wärmequelle mit 30 °C zur Verfügung stehen. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe würde so auf ca. 3,4 gesteigert.

Als Nutzwärme liegen auch in diesem Fall ca. 450.000 kWh vor, denn auch beim Behälterspeicher ist im Laufe von vielen Monaten von hohen Wärmeverlusten auszugehen (Yang, Liu, Kramer, & Sun, 2021). Doczekal (2019) quantifiziert die Verluste auf ca. 0,5 % pro Tag. Auf Basis der Wärme aus dem Speicher könnte diese um 3,6 Cent/kWh günstiger bereitgestellt werden, wodurch gegenüber der Luftwärmepumpe ca. 16.200 € p.a. Kostenvorteil erzielt würden.

Da bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren der Betrieb des Speichers mit jährlichen Kosten von mindestens 140.000 € zzgl. Betriebs- (z.B. Pumpenstrom) und Wartungskosten verbunden wäre, scheint diese grobe Abschätzung darauf zu deuten, dass auch eine Investition in einen Behälterspeicher (TTES) nicht wirtschaftlich wäre.

### 6.4 Eisspeicher und Phasenwechselspeicher

Bei einem Eisspeicher würde der größte Anteil der Wärme bei der Schmelztemperatur von 0 °C entnommen. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe wäre im Durchschnitt schlechter als beim Wärmebezug aus der Außenluft von 6,3 °C.

Im Falle der Nutzung von Phasenwechselmaterialien (PCM) in einem Behälterspeicher würde das erforderliche Speichervolumen um ca. 66 % bis 75 % geringer ausfallen, wodurch die Baukosten des Speichers ebenfalls deutlich geringer würden. Zusätzlich erworben werden müssten die Phasenwechselmaterialien. Der beste vorstellbare Fall eines Phasenwechselmaterials wäre ein Material, welches einen Schmelzpunkt von 40 °C hätte, der maximalen Temperatur der Abwärme. Würde die Wärmepumpe, die das Fernwärmenetz bei einer Temperatur von 70 °C versorgen soll, auf diese 40 °C zugreifen können, so ergäbe sich eine Arbeitszahl von ca. 4,5 und damit Wärmekosten von 20 Cent/kWh Stromkosten geteilt durch 4,5 also 4,4 Cent/kWh Wärmekosten.

Aber auch wenn in einen Behälterspeicher nicht 2,8 bis 3,2 Mio. € investiert werden müssten, sondern nur 700.000 € bis 800.000 € zzgl. PCM, würden die jährlichen Abschreibungskosten bei 35.000 € bis 40.000 € zzgl. Betriebs- und Wartungskosten liegen und die Einsparung an Energiekosten in Höhe von 19.800 € p.a. bei einer Arbeitszahl von 4,5 würde nicht ausreichen, um dies zu refinanzieren.

### 6.5 Fazit Abwärmenutzung

Die vorhandene Abwärme mit einer Temperatur von 30 °C bis 40 °C lässt sich zwar grundsätzlich speichern, aber ein wirtschaftlicher Betrieb ist für die betrachteten Varianten unter derzeitigen

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Rahmenbedingungen nur eingeschränkt möglich. Im Normalfall zehren die Kosten für die Errichtung des Speichers die Kosten der Abschreibung über 20 Jahre die möglichen Einsparungen durch die Nutzung der Wärme wieder auf.

Trotz dieser Einschränkungen sind an den Core- und Aggregationsstandorten Varianten eines wirtschaftlichen Betriebs denkbar. Dies wäre der Fall, wenn die Errichtung der Speicher (insbesondere Behälterspeicher) zu geringeren Kosten erfolgen könnte als hier angenommen. So können z.B. vorhandene Tiefbehälter und Kellerräume dafür genutzt und dadurch Baukosten gesenkt werden. Zudem könnte in die Warmwasserspeicher auch Wärme aus weiteren Quellen (z.B. thermischen Solaranlagen) eingespeichert werden. Schließlich wird die Wärmespeicherung deutlich attraktiver, wenn z.B. die Abgabe der Wärme an umliegende Anrainer/ Nachbarn in Form einer Wärmelieferung erfolgt, die mit anderen marktüblichen Wärmepreisen aus Fernwärme oder fossilen Heizungen konkurriert. Solche Modelle können z.B. gemeinsam mit Contractoren oder Energiedienstleistern umgesetzt werden. Der Vorteil bei der Hinzuziehung dieser Akteure ist, dass sie standortspezifische und integrierte Versorgungskonzepte entwickeln. Abhängig von Wärmequellen und -senken ermöglichen sie so finanzierbare Lösungen für den Gebäudebestand und die Wärmeversorgungsstrukturen in der Nachbarschaft. Den leerstehenden oder nicht vollständig genutzten Liegenschaften der Telekom (Lazy Assets) kommt in solchen Modellen eine große Bedeutung zu.

Ein weiterer Weg zu einer ganzjährigen Wärmenutzung ist, die Wärme ganzjährig zeitgleich in ein Wärmenetz einzuspeisen. Je nach Vorlauftemperatur des Wärmenetzes sind die Arbeitszahlen und damit auch die Stromkosten der Wärmepumpe dabei sehr unterschiedlich. Optimal wäre, die Abwärme solcher Zentren in ein Niedertemperatur-Quartierswärmenetz einzuspeisen. Hierfür sprechen mehrere Gründe:

- Ein Niedertemperatur-Quartierswärmenetz verspricht bei einer Vorlauftemperatur von z.B. 50 °C und einer Abwärmtemperatur zwischen 30 °C und 40 °C eine günstige Arbeitszahl der Wärmepumpe zwischen 5 und 10 und damit Wärmekosten (bezogen auf Stromkosten von 20 Cent/kWh<sub>el</sub>) zwischen 2 und 4 Cent/kWh<sub>therm</sub>.
- Ein Niedertemperatur-Quartierswärmenetz würde, wenn es durch einen Telekommunikationsstandort mit redundanter Stromversorgung gespeist wird, seinerseits in Bezug auf die Verfügbarkeit der Energie redundant sein. Diese Redundanz würde allerdings in Bezug auf die Einspeisung der Wärme aus dem Telekommunikationsstandort über eine Wärmepumpe nur dann bestehen, wenn auch die Wärmepumpe mehrfach vorhanden wäre.
- Die Wärmeabnahme in einem solchen Quartierswärmenetz würde zwar jahreszeitlich schwanken, aber grundsätzlich könnte je nach Auslegung des Netzes ein Teil der sommerlichen Abwärme als Grundlast in das Netz eingespeist werden.

## 7 Bewertung der Technologieoptionen

Mit dem Blick auf die Notstromversorgung von Telekommunikationsanlagen müssen im Regelfall zwei Anlagentypen kombiniert werden. Zum einen eine kurzfristig wirksame USV, die meist durch Batterien und in seltenen Fällen durch Schwungräder realisiert wird. Und zum anderen eine langfristige wirksame USV, bei der die Auswahl zwischen verschiedenen Brennstoffen einerseits sowie der Verbrennung in Motoren und in Brennstoffzellen andererseits besteht.

Die untersuchten Optionen stellen sich wie folgt dar:

Tabelle 7: Vergleich von Kerneigenschaften von verschiedenen USV-Technologien

	Risiken, z.B. durch Brände	Invest.- Kosten	Betriebs- kosten	Effizienz: Verluste	Effizienz: Netzdien- lichkeit	Treib- hausef- fekt	Liefer- kette
<b>Kurzzeitige USV</b>							
Schwungräder							
LiNMC-Batterie							
LiFP-Batterie							
Na-Io-Batterie							
Vanadium- Redox-Flow- Batterie							
Organische Redox-Flow- Batterie	Zeitpunkt der Verfügbarkeit am Markt nicht absehbar						
<b>Längerfristige USV</b>							
Motoren							
Brennstoffzelle							
Grüner Wasser- stoff							
Grünes Metha- nol							
Biogas							
Pflanzenöl							

Legende: Eignung  = gut,  = mittel,  = schlecht

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Auf Basis der Auswertung scheiden folgende Technologien für den Einsatz in TK-Infrastrukturen aus:

- Schwungräder, weil sie für das langfristige Speichern von Energie aufgrund der hohen Selbstentladungsrate ungeeignet sind,
- Organische-Redox-Flow-Batterie, weil ihre Verfügbarkeit am Markt nicht absehbar ist,
- Biogas und Pflanzenöl, weil sie die Anforderung nach Klimaneutralität im Betrieb nicht erfüllen.

In die nähere Auswahl kommen im Bereich der unabhängigen Stromversorgung die drei gegenwärtig in Großserie verbauten Batterien aus der Automobilindustrie, die „klassische“ Lithium-Ionen-Batterie, die den Markt der Elektromobile bis 2022 dominierte (Li-NMC), die Lithium-Eisenphosphat-Batterie (Li FePO<sub>4</sub>), die gegenwärtig in hohem Maße Marktanteile gewinnt und die neue Na-Ionen-Batterie, die vor allem im Bereich der Rohstoffverfügbarkeit Vorteile hat. Zu hohen Preisen lieferbar ist auch die Vanadium-Redox-Flow-Batterie.

Bei den Stromerzeugungsaggregaten werden sowohl die motorgetriebenen Aggregate als auch die Brennstoffzellen weiter verglichen. Die Brennstoffauswahl wird auf Basis von Grünstrom hergestellte klimaneutrale Brennstoffe (Power-to-X Brennstoffe) eingeschränkt, genauer auf Wasserstoff und das E-Fuel Methanol.

Die Kosten der verschiedenen Optionen für die unabhängige Stromversorgung (USV) belaufen sich auf:

**Tabelle 8: Kostenvergleich von USV für ein 500 kW Rechenzentrum**

	Li-NMC	Li-FePO <sub>4</sub>	Na-Ionen
<b>Kosten pro kWh</b>	100 €	50 €	50 €
<b>Kosten für 500 kW / X Minuten</b>	50.000 bis 100.000 €	25.000 bis 50.000 €	25.000 bis 50.000 €
	1 Stunde	1 Stunde	1 Stunde

Dabei sind die aufgeführten Kosten der Batterietechnologien aufgrund der gegenwärtigen Marktdynamik (Hoekstra, 2024; Zhang, 2024) nur Anhaltswerte. Deutlich erkennbar ist dennoch, dass die Redox-Flow-Batterie von den Kosten her abgeschlagen ist. Da bei dieser Technologie auch der Wirkungsgrad niedriger ist als bei den anderen Batterietechnologien und es zudem an Fertigungserfahrung fehlt (weltweit nur 500 MW installierte Kapazität im Vergleich zu Anfang 2024 mind. 3 TWh bei Li-Ionen-Batterien), wird deutlich, dass die sich gegenwärtig auch preislich gegen Li-NMC durchsetzende Lithium-Eisenphosphat-Batterie (Li-FePO<sub>4</sub>) die interessanteste Option ist. Schon in wenigen Jahren könnte dann die Na-Ionen-Batterien (Abraham, 2020; Braga et al., 2017) ins Blickfeld rücken, die bei einem ähnlichen Kostenniveau den Vorteil der Unabhängigkeit von Rohstoffen aus China mitbringt.

Bei den Netzersatzanlagen bleiben zwei Optionen übrig:

- Das motorgetriebene Aggregat mit dem Brennstoff Methanol,
- Die Wasserstoff-Brennstoffzelle.

Tabelle 9: Kostenvergleich von USV für ein TK-Standort mit 500 kW

	Methanol-Notstromaggregat	Wasserstoff-Brennstoffzelle
<b>Kosten pro kW</b>	100 - 300 €	2.000 bis 3.500 €
<b>Kosten für 500 kW</b>	50.000 bis 150.000 €	1 Mio. bis 1,75 Mio. €
<b>Behälterkosten</b>	50.000 €	5,5 Mio. €
<b>Treibstoffkosten für 500 kW 168 h</b>	75.000 € (Methanol)	40.000 € (Wasserstoff)

Dabei sind die Investitionskosten deutlich unterschiedlich. Während beim motorgetriebenen Aggregat sowohl die Kosten des Aggregats wie auch des Brennstofftanks niedrig sind, sind sowohl die Brennstoffzelle wie auch der Wasserstofftank extrem teuer.

Da der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle aber höher ist als der des Motoraggregats und Wasserstoff preiswerter sein dürfte als Methanol, da ein Umwandschritt weniger erforderlich ist und auch die Verluste dieser Umwandlung nicht auftreten, sind die Betriebskosten der Wasserstoff-Brennstoffzelle deutlich niedriger. Die endgültige Entscheidung für eine Technologie muss somit nach aktuellen ökonomischen Kriterien und Preisen getroffen werden. Nicht zuletzt wird sie auch davon abhängen, ob der jeweilige Standort an ein Wasserstoffnetz angeschlossen ist oder nicht. Da die Umstellung des Erdgas-Verteilnetzes auf Wasserstoff gegenwärtig von Monat zu Monat unwahrscheinlicher wird, dürfte dies aber nur in wenig Fällen zutreffen.

## 8 Geschäftsmodelle für die Nutzung von USV im Energiesystem

### 8.1 Netzdienstleistungen für das Stromnetz

Anlagen der USV können prinzipiell als Flexibilität im Stromnetz genutzt werden. Dafür kommen verschiedene bestehende Flexibilitätsmechanismen des Energiemarkts und -systems in Frage. Hierzu zählen an erster Stelle die die Primär- sowie die Sekundärregelleistung.

Next Kraftwerke (2024a) beschreibt die Primärregelleistung (auch Primärreserve) wie folgt:

*„Da durch die Primärregelleistung vor allem kurzfristige Laständerungen abgedeckt werden sollen, muss die gesamte Angebotsleistung **innerhalb von maximal 30 Sekunden** vollständig erbracht werden und für **mindestens 15 Minuten** durchgehend zur Verfügung stehen.“*

*Die Aktivierung der Primärreserve erfolgt, im Gegensatz zur Minuten- oder Sekundärreserve, nicht durch einen Abruf der Übertragungsnetzbetreiber, sondern ist frequenzabhängig. Der Anbieter von Primärreserve misst die Netzfrequenz eigenständig am Ort der Erzeugung oder des Verbrauchs und reagiert unmittelbar auf die Änderung der Netzfrequenz. Somit werden zeitliche Verluste, etwa durch Kommunikationsstrecken, vermieden, um einen schnellen Ausgleich zu bewirken.“*

Next Kraftwerke (Next Kraftwerke, 2024b) beschreibt die Sekundärregelleistung (auch Sekundärreserve) wie folgt:

*„Die Sekundärreserve muss von den Übertragungsnetzbetreibern **innerhalb von 5 Minuten** bereitgestellt werden, um die Primärreserve bei Netzschwankungen abzulösen. Die bereitgestellte Leistung muss dann **für 15 Minuten** zur Verfügung stehen. Alle teilnehmenden Anbieter sind in der Sekundärreserve über eine Kommunikationsverbindung mit der **Leitwarte** des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers verbunden und tauschen Daten in Echtzeit aus. Jeder ÜNB betreibt einen eigenen Leistungsfrequenzregler, der einen Sekundärreserveabruf vollautomatisiert auf die bezuschlagten Anbieter verteilt. Im Gegensatz zur Minutenreserve erfolgt eine Aktivierung von Sekundärreserve ohne vorherige Ankündigung der Aktivierung durch die Übertragungsnetzbetreiber (kein Fahrplanprodukt), vielmehr muss eine Reaktion der abgerufenen Sekundärregelleistung bereits 30 Sekunden nach einer Aktivierung zu erkennen sein. Für die Teilnahme an der Sekundärreserve ist es notwendig, dass die gesamte Angebotsleistung eines Teilnehmers innerhalb von fünf Minuten vollständig aktiviert werden kann.“*

Während Batteriespeicher eine für die Primärreserve hinreichend schnelle Aktivierungszeit haben, qualifizieren sich motorgetriebene Aggregate und Brennstoffzellen aufgrund der verzögerten Aktivierung nur für die Sekundärreserve.

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Um mit dem Anbieten von Systemdienstleistungen Geld verdienen zu können, muss eine USV über folgende Eigenschaften verfügen:

- Die Kapazität des Batteriespeichers muss die Mindestkapazität zur Absicherung der jeweiligen Anlage um mindestens so viele kWh übersteigen, dass der Abruf von 15 Minuten Primärreserve nicht dazu führt, dass die Mindestkapazität unterschritten wird.
- Gleichermaßen muss die gelagerte Kraftstoffmenge für Notstromaggregat bzw. Brennstoffzelle so groß sein, dass auch nach der Laufzeit im Rahmen der Sekundärreserve die Mindestkapazität weiter verfügbar ist.

Dies verdeutlicht, dass eine USV insbesondere dann als Systemdienstleistung vermarktet werden kann, wenn sie für den eigentlichen Hauptzweck überdimensioniert sind. Das erscheint zunächst widersprüchlich, es gibt jedoch auch Gründe, die dafürsprechen.

**Netzersatzanlagen mit Verbrennungsmotor** müssen monatliche Testläufe (eine Stunde mit mindestens 50 % der Spitzenlast) absolvieren. Dabei würde im oben mehrfach genutzten Beispiel ein 500 kW Aggregat mit 30 % Wirkungsgrad knapp 1.700 kWh Methanol-Brennstoff verbrauchen, im Fall der Brennstoffzelle wären es ca. 1.100 kWh Wasserstoff. Bei einem Wasserstoff-Preis von 24 Cent/kWh und einem Methanol-Preis von 30 Cent/kWh würde jede Betriebsstunde der Netzersatzanlagen mit Verbrennungsmotor ca. 500 € kosten, jede Betriebsstunde der Brennstoffzelle ca. 270 €. Durch Vermarktung von Regelenergie könnten die ohnehin notwendigen Probeläufe in netzdienliche Zeiten gelegt und so entweder Regelenergie vermarktet oder in Strom-Hochpreisphasen der Einkauf von Strom reduziert werden. Einige Betreiber von Rechenzentren nutzen die Vermarktung von Testläufen ihrer USV-Anlagen (Dieselaggregate) bereits heute. Allerdings ist dies aufgrund des genutzten Diesels mit Emissionen verbunden.

Bei **Batterien** gibt es die Vermutung, dass der Betriebsmodus sich auf die Lebensdauer auswirken könnte. Hierfür ist Verständnis für die Alterung von Batterien hilfreich. Ein Überblick über Alterungsmechanismen von Li-NMC-Batterien liefert z.B. die Voltabox AG (2024)

*„Ursachen für die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien:*

**Zyklen und Ladezustände:** *Jeder Lade- und Entladezyklus führt zu einem gewissen Maß an Verschleiß. Lithium-Ionen-Batterien altern schneller, wenn sie regelmäßig vollständig entladen und dann wieder aufgeladen werden. Außerdem beschleunigt eine dauerhafte Lagerung im vollgeladenen oder entladenen Zustand den Alterungsprozess.*

**Temperatur:** *Hohe Temperaturen beschleunigen die chemischen Reaktionen innerhalb der Batterie, was zu schnellerer Alterung führt. Gleichzeitig kann auch eine zu niedrige Temperatur die Leistung der Batterie beeinträchtigen. Die optimale Betriebstemperatur liegt typischerweise zwischen 20°C und 25°C.*

**Überladung und Überhitzung:** *Überladung und Überhitzung können die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien erheblich verkürzen. Moderne Batteriemanagementsysteme in vielen Geräten und Fahrzeugen sind darauf ausgelegt, solche Risiken zu minimieren, aber unsachgemäße Verwendung oder*

*fehlerhafte Ladeinfrastruktur können dennoch Probleme verursachen.*

**Chemische Reaktionen und Materialdegradation:** *Im Laufe der Zeit finden chemische Reaktionen in den Batteriezellen statt, was zu einer allmählichen Verschlechterung der Materialien führt. Dies kann sich in Form von Kapazitätsverlust und reduzierter Leistung manifestieren.*

Beim Einsatz als USV ist einer dieser Sachverhalte kritisch. Eine dauerhafte Lagerung im vollgeladenen Zustand fördert bei Li-NMC den Alterungsprozess. Nun ist eine USV gerade dazu da, immer viel Energie bereitzuhalten. Um einen dauerhaft vollgeladenen Zustand zu vermeiden ist eine Batterieanlage also entweder so groß zu dimensionieren, dass auch 80 % Ladung die nötige Kapazität bereitstellen. Auch ein gutes Batteriemangement sollte dafür sorgen, dass keine für die Lebensdauer kritischen Betriebsbedingungen auftreten.

Die Untersuchung von Sui et al. (2021) untersucht Li-FePO<sub>4</sub> Batterien und findet einen anderen Zusammenhang, in dem hohe Ladezustände bei einer schon gealterten Batterie sich nicht besonders stark fördernd auf die weitere Alterung auswirken. Zumindest in den ersten Betriebsjahren findet sich aber auch bei diesen Zellen ein durch hohe Ladezustände ausgelöster schnellerer Kapazitätsverlust.

Ein Zusammenhang zwischen regelmäßiger Nutzung, wie sie eine Folge des Einsatzes zur Regelenergiebereitstellung wäre, und Lebensdauer, lässt sich bei beiden Batterietypen nicht erkennen.

Eine andere Synergie könnte sich aus der **Verfügbarkeit von Räumen** zur Batterieaufstellung, den ohnehin schon vorhandenen Netzanschlüssen und der dezentralen Lage der Technikstandorte ergeben. Durch die bereits an die Infrastrukturen angeschlossenen Bauwerke der Technikstandorte, die aufgrund der Verkleinerung der Telekommunikationstechnik über disponible Flächen verfügen, bietet sich die Gelegenheit, dezentrale Batteriespeicher aufzubauen und dezentral Regelenergie bereitzustellen.

Während sich aus der Notwendigkeit regelmäßiger Testläufe von Netzersatzanlagen wie auch aus der Verfügbarkeit von Räumen Geschäftsmodelle für Netzdienstleistungen ergeben könnten, bieten die Betriebsmodi von Batterien eher keine solchen Ansatzpunkte.

## 8.2 Abwärmenutzung

Die Nutzung von Abwärme erfordert zum einen ein möglichst hohes Abwärmetemperaturniveau, zum anderen ein Zusammentreffen von Abwärmeangebot und Wärmenachfrage. Schließlich ist ein Wärmenetz erforderlich, über das die Abwärme zu den Abnehmern bzw. Kunden transportiert werden kann.

Da die Abführung von Abwärme zudem die Veränderung von technischen Anlagen, z.B. durch den Einbau von Wärmetauschern, erfordert, ist eine Mindestmenge nutzbarer Abwärme erforderlich, damit die Investitionen wirtschaftlich Sinn ergeben.

Mit Blick auf die regelmäßigen Testläufe von Netzersatzanlagen mit Methanolaggregaten wäre zwar ein nutzbares Abwärmetemperaturniveau gegeben, aber die zu erwartenden Laufzeiten dürften die Investitionen in eine Abwärmenutzung kaum rentierbar machen. Zudem würde die Abwärmelieferung zu Zeiten von Stromengpässen sehr kurzfristig erfolgen und wäre daher für den

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Wärmenetzbetreiber weder vorhersehbar noch einplanbar. Auch hierdurch dürfte die Entwicklung eines für alle Partner gewinnbringenden Geschäftsmodells erschwert werden.

Abwärme aus Batterieanlagen ist aufgrund der geringen Verlustrate kaum vorhanden. Bei einem Energieverlust durch Selbstentladung von 0,5 bis 3 % pro Monat (DNK Power, 2024) würde der Wärmeverlust einer 1.000 kWh Batterieanlage bei 5 bis 30 kWh/Monat liegen, auf 720 Stunden verteilt eine Leistung von wenigen Watt.

Die einzige realistische Abwärmequelle wäre damit die Abwärme aus der Kühlung der TK-Infrastruktur, die in dem vorliegenden Beispiel 500 kW betragen würde. Bei Einspeisung als Mittellast über 4.000 h/a in ein Fernwärmenetz wäre das eine Wärmemenge von 2 GWh.

## QUELLEN

- Abraham, K. M. (2020). How Comparable Are Sodium-Ion Batteries to Lithium-Ion Counterparts? *ACS Energy Letters*, 5(11), 3544–3547. <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.0c02181>
- Arabkoohsar, A. (Hrsg.). (2023). *Future grid-scale energy storage solutions: Mechanical and chemical technologies and principles*. London San Diego Cambridge, MA Oxford: Academic Press.
- Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., & Bertsch, S. S. (2018, 12.7). *High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials*. Gehalten auf der International Refrigeration and Air Conditioning Conference, Lafayette IN. Lafayette IN.
- Baehr, H. D., & Kabelac, S. (2016). *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen* (16., aktualisierte Auflage). Berlin: Springer Vieweg.
- Balkowski, J. & Beucker, S. (2024). *Charakterisierung von Telekom-Standorten*. [CO 2030 Konsortium.]. Berlin.
- Bechtolsheim, M. von. (2020). *Wasserstoff – Strategie erforderlich. Wo und wie sollten sich Energieversorger beim Wasserstoff engagieren?* Luxembourg. Abgerufen von <https://www.adlittle.com/de-de/HydrogenStrategy>
- Bespalko, S., Miranda, A. M., & Halychyi, O. (2018). Overview of the existing heat storage technologies: Sensible heat. *Acta Innovations*, (28), 82–113. <https://doi.org/10.32933/ActaInnovations.28.8>
- Bly, D. (2023, September 28). Lithium-ion batteries differ in terms of risk. Abgerufen 24. Februar 2024, von PV-Magazine website: <https://www.pv-magazine.com/2023/09/28/lithium-ion-batteries-differ-in-terms-of-risk/>
- Braga, M. H., Grundish, N. S., Murchison, A. J., & Goodenough, J. B. (2017). Alternative strategy for a safe rechargeable battery. *Energy Environ. Sci.*, 10(1), 331–336. <https://doi.org/10.1039/C6EE02888H>
- Burchard, J., Hegnsholt, E., Holm, M., Klose, F., Ritter, D., & Schönberger, S. (2023). *Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action*. Berlin, Kopenhagen, Düsseldorf, München: Boston Consulting Group. Abgerufen von Boston Consulting Group website: <https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf>
- BWP e.V. (2016). *Leitfaden Erdwärme Grundlagenwissen und Praxistipps*. Berlin. Abgerufen von [https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user\\_upload/waermepumpe/07\\_Publikationen/2016\\_Leitfaden\\_Erdwaerme\\_dritte\\_Auflage\\_web.pdf](https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/2016_Leitfaden_Erdwaerme_dritte_Auflage_web.pdf)
- Cardone, P. (2023, März 8). Der JAC Hua Xianzi ist das erste E-Auto mit Natrium-Ionen-Akku. Abgerufen von <https://insideevs.de/news/656132/hua-xianzi-natrium-akku-china/>
- Cigolotti, V., Genovese, M., & Fragiaco, P. (2021). Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems. *Energies*, 14(16), 4963. <https://doi.org/10.3390/en14164963>
- Clausen, J. (2022). *Das Wasserstoffdilemma: Verfügbarkeit, Bedarfe und Mythen*. Berlin: Borderstep Institut. Abgerufen von Borderstep Institut website: [https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/06/AP2-Wasserstoff-Potenziale-Bedarfe\\_27-6-2022.pdf](https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/06/AP2-Wasserstoff-Potenziale-Bedarfe_27-6-2022.pdf)
- Clausen, J., Huber, M., & Ehrhardt, H. (2023). *Die Wärmewende und das grüne Gas*. Berlin. Abgerufen von [https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2023/08/H2A\\_Bordesholm\\_20230808.pdf](https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2023/08/H2A_Bordesholm_20230808.pdf)

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

- Clausen, J., Seifert, T., & Huber, M. (Hrsg.). (2024). *Die Wärmewende. Zentrale Aufgabe einer klimaverantwortlichen Kommunalpolitik*. Berlin: Scientists for Future. Abgerufen von <https://de.scientists4future.org/keypoints-kommunale-waermewende/>
- Colthorpe, A. (2023, November 27). LFP cell average falls below US\$100/kWh as battery pack prices drop to record low in 2023. Abgerufen 24. Februar 2024, von <https://www.energy-storage.news/lfp-cell-average-falls-below-us100-kwh-as-battery-pack-prices-drop-to-record-low-in-2023/>
- Die Bundesregierung. (2024). *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz—GEG)*. Berlin. Abgerufen von <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/index.html>
- DNK Power. (2024). Myth or Fact: Lithium-ion Batteries Self-Discharge After Being Fully Charged. Abgerufen 9. Juli 2024, von <https://www.dnkpower.com/myth-or-fact-lithium-ion-batteries-self-discharge/>
- Doczekal, C. (2019). *Fact Sheet: Heat Storages*. Güssing. Abgerufen von [https://tracer-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/10/TRACER\\_D2.1-Heat-Storages.pdf](https://tracer-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/10/TRACER_D2.1-Heat-Storages.pdf)
- EnergyTrend. (2023, August 1). Lithium Battery Prices Follow the Trend of Falling Lithium Carbonate Prices. Abgerufen 24. Februar 2024, von <https://www.energytrend.com/news/20230801-34507.html>
- European Commission. Joint Research Centre. (2019). *Global deployment of large capacity stationary fuel cells: Drivers of, and barriers to, stationary fuel cell deployment*. LU: Publications Office. Abgerufen von <https://data.europa.eu/doi/10.2760/372263>
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2024). Biodiesel. Abgerufen 8. März 2024, von <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/biodiesel>
- FNR. (2023). Faustzahlen. Abgerufen 30. Juli 2023, von <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>
- Fraunhofer ISI. (2015). *Technologie-Roadmap. Stationäre Energiespeicher 2030*. Karlsruhe. Abgerufen von <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
- Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE. (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Karlsruhe und Freiburg. Abgerufen von [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf)
- Gauto, A. (2023, September 6). Billiges grünes Methanol für Schifffahrt und Chemie. *Handelsblatt*. Abgerufen von <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/start-up-billiges-gruenes-methanol-fuer-schifffahrt-und-chemie/29352122.html>
- Gentsch, I., & Tarrach, J. (2020, April 24). Eignen sich Lithium-Ionen-Batterien für USV-Anlagen in großen Rechenzentren? Abgerufen 24. Februar 2024, von <https://www.datacenter-insider.de/eignen-sich-lithium-ionen-batterien-fuer-usv-anlagen-in-grossen-rechenzentren-a-f44daad84545c2dbe5ede8643c260f0/>
- Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost, C., Längle, S., Schaadt, A., & Smolinka, T. (2023). *Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries*. Freiburg i. Br. Abgerufen von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis.pdf>;

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

- Hanley, S. (2023). Electric Cars Powered By Sodium Ion Batteries Go On Sale In China. Abgerufen 25. Februar 2024, von <https://cleantechnica.com/2023/12/29/electric-cars-powered-by-sodium-ion-batteries-go-on-sale-in-china/>
- Hoekstra, A. (2024, Februar 25). Lithium Battery Price War! Abgerufen 25. Februar 2024, von X website: <https://twitter.com/AukeHoekstra/status/1761884090913992724>
- Hopf, E. (2023, Juni 8). Natrium-Ionen-Batterie vor dem Durchbruch? Abgerufen 25. Februar 2024, von <https://www.elektroniknet.de/power/energiespeicher/natrium-ionen-batterie-vor-dem-durchbruch.204322.html>
- Howarth, R. W. (2014). A bridge to nowhere: Methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*, 2(2), 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>
- Howarth, R. W. (2023). *The Greenhouse Gas Footprint of Liquefied Natural Gas (LNG) Exported from the United States*. Ithaca, NY. Abgerufen von <https://t.co/TA2hUoqIFV>
- Hydrogen Association. (2004). *Hydrogen Safety Factsheet*. Abgerufen von [https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2\\_safety\\_fsheets.pdf](https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_safety_fsheets.pdf)
- International Energy Agency (IEA). (2023). *Global EV-Outlook 2023. Scaling-up the transition to electric mobility*. Paris.
- Jamal, T., Shafiullah, G. M., Dawood, F., Kaur, A., Arif, M. T., Pugazhendhi, R., ... Ahmed, S. F. (2023). Fuelling the future: An in-depth review of recent trends, challenges and opportunities of hydrogen fuel cell for a sustainable hydrogen economy. *Energy Reports*, 10, 2103–2127. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.011>
- Kampker, A., Heimes, H., Kehrer, M., Hagedorn, S., Reims, P., & Kaul, O. (2023). Fuel cell system production cost modeling and analysis. *Energy Reports*, 9, 248–255. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.364>
- Ladeengel. (2024a). Brennstoffzelle 80kW high power fuel cell. Abgerufen 1. März 2024, von [https://ladeengel.de/Brennstoffzelle-80kW-high-power-fuel-cell/SW10008?gad\\_source=1&gclid=CjwKCAiAloavBhBOEiwAb-tAJ09H9Ye0lZSt4zr6xx6AzDQRa4FFRWbxLyVd37qPuwLI1g2TQglutlhoCk8cQAvD\\_BwE](https://ladeengel.de/Brennstoffzelle-80kW-high-power-fuel-cell/SW10008?gad_source=1&gclid=CjwKCAiAloavBhBOEiwAb-tAJ09H9Ye0lZSt4zr6xx6AzDQRa4FFRWbxLyVd37qPuwLI1g2TQglutlhoCk8cQAvD_BwE)
- Ladeengel. (2024b). Brennstoffzellen Generator 100kW mit 225kWh Batteriespeicher. Abgerufen 1. März 2024, von [https://ladeengel.de/Brennstoffzellen-Generator-100kW-mit-225kWh-Batteriespeicher-high-power-fuel-cell-with-battery-pack/SW10015?gad\\_source=1&gclid=CjwKCAiAloavBhBOEiwAbtAJ0\\_ADtu25Py8ds\\_FLTDBqIVC4UZQdeADotdD2nKFLfN-ni8akYA\\_LMhOC7aUQAvD\\_BwE](https://ladeengel.de/Brennstoffzellen-Generator-100kW-mit-225kWh-Batteriespeicher-high-power-fuel-cell-with-battery-pack/SW10015?gad_source=1&gclid=CjwKCAiAloavBhBOEiwAbtAJ0_ADtu25Py8ds_FLTDBqIVC4UZQdeADotdD2nKFLfN-ni8akYA_LMhOC7aUQAvD_BwE)
- Ladeengel. (2024c). Wasserstoff-Speicher. Abgerufen 8. März 2024, von <https://ladeengel.de/Wasserstoff-Systeme/Wasserstoff-Speicher/>
- Lechner, S., Paul, A., Völzel, C., Hintemann, R., & Hinterholzer, S. (2023). *Innovative Abwärmenutzung aus Rechenzentren in Hessen am Beispiel von Offenbach*. Gießen: Technische Hochschule Mittelhessen. Abgerufen von Technische Hochschule Mittelhessen website: <https://publikationsserver.thm.de/xmlui/handle/123456789/295>
- Lee, S. (2017, Juni 28). Advantages and Disadvantages of LiCoO2 Batteries and LiFePO4 Batteries. Abgerufen 24. Februar 2024, von [https://medium.com/@sarahlee\\_77199/advantages-and-disadvantages-of-licoo2-batteries-and-lifepo4-batteries-5ee8f1738ecd](https://medium.com/@sarahlee_77199/advantages-and-disadvantages-of-licoo2-batteries-and-lifepo4-batteries-5ee8f1738ecd)
- Li, H., Yazdi, M., Moradi, R., Pirbalouti, R. G., & Nedjati, A. (2023). Synergistic Integration of Hydrogen Energy Economy with UK's Sustainable Development Goals: A Holistic Approach to Enhancing Safety and Risk Mitigation. *Fire*, 6(10), 391. <https://doi.org/10.3390/fire6100391>

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

- Mangold, D., Miedaner, O., Tzigilli, E., Schmidt, T., Unterberger, M., & Zeh, B. (2012). *Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung*. Stuttgart. Abgerufen von [https://www.verenum.ch/Dokumente/2012\\_Mangold\\_Speicher.pdf](https://www.verenum.ch/Dokumente/2012_Mangold_Speicher.pdf)
- MarketsandMarkets. (2024). Fuel Cell Market. Abgerufen 1. März 2024, von <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/fuel-cell-market-348.html>
- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., & Hadjerioua, B. (2020). An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics. *Energies*, 13(13), 3307. <https://doi.org/10.3390/en13133307>
- Mongird, Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Spenkle, V., & Baxter, R. (2020). *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. Richland. Abgerufen von <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
- Next Kraftwerke. (2024a). Was ist Primärregelleistung (PRL)/ Frequency Containment Reserve (FCR)? Abgerufen 27. Februar 2024, von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung#wie-und-wann-wird-die-primreserve-aktiviert>
- Next Kraftwerke. (2024b). Wie und wann wird die Sekundärreserve aktiviert? Abgerufen 9. März 2024, von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve#wie-und-wann-wird-die-sekundreserve-aktiviert>
- Nichols, C. (2024). Markt für Redox-Flow-Batterien 2024-2034. Abgerufen 28. Februar 2024, von Id-TechEx website: <https://www.idtechex.com/de/research-report/redox-flow-batteries-market-2024-2034-forecasts-technologies-markets/963>
- Northvolt. (2024). Sustainable and attainable. Abgerufen von <https://northvolt.com/products/cells/sodium-ion/>
- NOW GmbH. (2018). *Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin. Abgerufen von <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf>
- Oberholzer, S. (2021). *Energiespeichertechnologien. Kurzübersicht 2021*. Bern: Bundesamt für Energie. Abgerufen von Bundesamt für Energie website: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10623>
- Pullen, K. R. (2019). The Status and Future of Flywheel Energy Storage. *Joule*, 3(6), 1394–1399. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.04.006>
- Relion. (2024). How are LiFePO4 batteries safer than other lithium batteries? Abgerufen 24. Februar 2024, von <https://www.relionbattery.com/knowledge/how-are-lifepo4-batteries-safer-than-other-lithium-batteries>
- Rodby, K. E. (2022). *Bringing Redox Flow Batteries to the Grid: Techno-economic Modeling for Chemistry-Informed Design of Redox Flow Batteries*. Boston. Abgerufen von [https://www.researchgate.net/publication/363088660\\_Bringing\\_Redox\\_Flow\\_Batteries\\_to\\_the\\_Grid\\_Techno-economic\\_Modeling\\_for\\_Chemistry-Informed\\_Design\\_of\\_Redox\\_Flow\\_Batteries](https://www.researchgate.net/publication/363088660_Bringing_Redox_Flow_Batteries_to_the_Grid_Techno-economic_Modeling_for_Chemistry-Informed_Design_of_Redox_Flow_Batteries)
- Rosenow, J. (2024). A meta-review of 54 studies on hydrogen heating. *Cell Reports Sustainability*, 1(1), 100010. <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2023.100010>
- RWTH Aachen. (2011). *Batterietechnologie und Speichersysteme—Redox-Flow-Batteriesysteme*. Aachen. Abgerufen von [http://www.isea.rwth-aachen.de/de/energy\\_storage\\_systems\\_technology\\_redox\\_flow\\_batteries/](http://www.isea.rwth-aachen.de/de/energy_storage_systems_technology_redox_flow_batteries/)

- Sánchez-Díez, E., Ventosa, E., Guarnieri, M., Trovò, A., Flox, C., Marcilla, R., ... Ferret, R. (2021). Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage. *Journal of Power Sources*, 481, 228804. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228804>
- Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., & Staffell, I. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2(8), 17110. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>
- Sibbitt, B., & McClenahan, D. (2016). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction*. Abgerufen von <http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-INFO-Seasonal%20storages-Borehole-Guidelines.pdf>
- Skarphagen, H., Banks, D., Frengstad, B. S., & Gether, H. (2019). Design Considerations for Borehole Thermal Energy Storage (BTES): A Review with Emphasis on Convective Heat Transfer. *Geofluids*, 2019, 1–26. <https://doi.org/10.1155/2019/4961781>
- Statista. (2023). Leading countries by lithium-ion battery capacity worldwide as of May 2023. Abgerufen 28. Februar 2024, von <https://www.statista.com/statistics/1419540/global-lithium-ion-battery-capacity-by-country/>
- Statista. (2024a). Lithium-ion battery price worldwide from 2013 to 2023. Abgerufen 24. Februar 2024, von <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>
- Statista. (2024b). Monatliche Durchschnittstemperatur in Deutschland von März 2023 bis März 2024. Abgerufen von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5564/umfrage/monatliche-durchschnittstemperatur-in-deutschland/>
- Sui, X., Świerczyński, M., Teodorescu, R., & Stroe, D.-I. (2021). The Degradation Behavior of LiFePO<sub>4</sub>/C Batteries during Long-Term Calendar Aging. *Energies*, 14(6), 1732. <https://doi.org/10.3390/en14061732>
- Täubner, F. (2016). Schwungrad-Energie-Speicher. Abgerufen 9. Juli 2024, von <http://www.rosseta.de/srsy.htm>
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*, 11(5), 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Umweltbundesamt. (2012). *Ökobilanzen ausgewählter Biokraftstoffe*. Wien. Abgerufen von <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0360.pdf>
- Umweltbundesamt. (2019). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger*. Dessau-Roßlau. Abgerufen von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2018>
- Universität Leipzig. (2024). Energie-Grundlagen. Abgerufen 9. Juli 2024, von <https://home.uni-leipzig.de/energy/energie-grundlagen/22.html>
- Ustolin, F., Paltrinieri, N., & Berto, F. (2020). Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 23809–23840. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.021>
- Voltabox AG. (2024). Alterung von Lithium-Ionen-Batterien: Ursachen und Prävention. Abgerufen 9. Juli 2024, von <https://www.voltabox.ag/2023/11/30/alterung-von-lithium-ionen-batterien-ursachen-und-praevention/>
- Yang, T., Liu, W., Kramer, G. J., & Sun, Q. (2021). Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110732. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>

## UNTERBRECHUNGSFREIE STROMVERSORGUNG ZUKÜNFTIGER TELEKOMMUNIKATIONSSTANDORTE

Zhang, P. (2024, Januar 17). Battery price war: CATL, BYD pushing battery costs down further. Abgerufen 26. Februar 2024, von <https://cnevpost.com/2024/01/17/battery-price-war-catl-byd-costs-down/>

Zimmermann, F., Emde, A., Laribi, R., Wang, D., & Sauer, A. (2019). *Energiespeicher in Produktionssystemen Herausforderungen und Chancen*. Stuttgart. Abgerufen von <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/de7aa7b2-0761-4949-a4b7-c9a32ef0cf1c/download>