OFATE
DFBEW

ZUSAMMENFASSUNG

Speicher als Vektor für die Flexibilität der Energiewende

Konferenzdatum: 25. September 2019

Februar 2020

Autorin:
Lena Müller-Lohse, DFBEW • lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:
Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Zusammenfassung

Die vorliegende Zusammenfassung stellt die wichtigsten Ergebnisse der Konferenz zu Speicher als Vektor für die Flexibilität der Energiewende dar (siehe Programm der Konferenz). Die vom Deutsch-französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) organisierte Veranstaltung fand am 25. September 2019 in Kooperation mit dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg in der Landesvertretung Baden-Württemberg in Berlin statt.

Anlässlich der Konferenz konnten sich die Teilnehmer zu folgenden Themen austauschen: Energiespeicher als Flexibilitätsoption für die Energiewende (Kapitel I), Anwendungen, Perspektiven und Herausforderungen von Batteriespeichern (Kapitel II), weitere Energiespeichertechnologien (Kapitel III) und Kosten-Nutzen-Analyse von Energiespeichern (Kapitel IV).

Die Präsentationen zu den Vorträgen der Konferenz (auf Englisch) können von der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden. Die Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen und zu den Podiumsdiskussionen sind nach Anmeldung im Mitgliederbereich abrufbar. **Die vorliegende Konferenzzusammenfassung ist keine wörtliche Mitschrift der Vorträge**. Sie greift stattdessen die erörterten Schwerpunktthemen auf und beleuchtet diese näher im deutschen und französischen Kontext.

Im Rahmen der Konferenz fand zudem eine Posterausstellung zu Speicherprojekten in Deutschland und Frankreich statt. Insgesamt wurden 14 Poster ausgestellt. Diese können ebenfalls auf der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden.

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Inhalt

Disclaimer **2**

I. Energiespeicher als Flexibilitätsoption für die Energiewende **4**

II. Batteriespeicher: Anwendungen, Perspektiven und Herausforderungen **6**

II.1 Anwendungen von Batteriespeichern 7
II.1.1 Speicher für die Steigerung des Wertes von erneuerbaren Energien 7
II.1.2 Speicherbedarf in Kontinentalfrankreich und in nicht vernetzten Zonen (ZNI) 9
II.1.3 Speicher für den Eigenverbrauch 12
II.2 Perspektiven und Herausforderungen für die Implementierung von Stromspeichern 12
II.3 Aufbau einer strategischen Wertschöpfungskette für Batterien in Europa 14

III. Weitere Energiespeichertechnologien und ihre Anwendungen **17**

III.1 Speicherung durch Wasserkraft 17
III.2 Wärmespeicher 19
III.2.1 Eco-Stock 19
III.2.2 Infrastruktur von Kohlekraftwerken als thermische Akkumulatoren 20
III.3 Wasserstoff 21

IV. Kosten-Nutzen-Analyse von Energiespeichern **23**

IV.1 Großspeicher in Deutschland 23
IV.2 Kosten-Nutzen-Analyse von Speichern in Deutschland und Frankreich 25

I. Energiespeicher als Flexibilitätsoption für die Energiewende

Vorträge:
- **Speicher: Stellenwert und Potenziale für die Energiesysteme von heute und morgen** – Dr.-Ing. Kai-Philipp Kairies, Director Technical Consulting, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH Aachen)
- **Perspektiven und Herausforderungen für die Implementierung von Stromspeichern** – Dr. Wolf-Peter Schill, Stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden.

Kai-Philipp Kairies erklärte in seinem Vortrag, dass Flexibilitätsoptionen gebraucht würden, um die Erzeugung von Energie mit ihrem Verbrauch in Einklang zu bringen und so ein stabiles Energiesystem gewährleisten zu können. Herausforderungen bestünden in der volatilen Energieerzeugung aus Sonne und Wind und dem vergleichsweise unflexiblen Verbrauch.

Im Flexibilitätssystem gäbe es zwei „Koordinaten", die fälschlicherweise oft synonym verwendet werden würden:

- **Netze**: Diese ermöglichen es, dass an einer Stelle Energie erzeugt und an einer anderen Stelle im Netz genutzt wird. Sie gewährleisten damit eine **örtliche Flexibilität**.
- **Speicher**: Mithilfe von Speichern kann der Strom an einer Stelle erzeugt und zu einem anderen Zeitpunkt an derselben Stelle verbraucht werden. Speicher gewährleisten somit eine **zeitliche Flexibilität**.

Kai-Philipp Kairies lud in seinem Vortrag dazu ein sich die Themen Netze und Speicher als Koordinaten in einem Koordinatensystem vorzustellen: Wenn man zu einem Punkt im Koordinatensystem gelangen möchte, reiche es nicht nur auf einer Achse entlangzulaufen. **Es sei daher keine Lösung für das System sich entweder nur auf den Netzausbau oder ausschließlich auf die Implementierung von Speichern zu fokussieren**.

In seinem Vortrag ging Kai-Philipp Kairies auf drei Bereiche ein, in denen Speicher angewendet werden können (s. auch Tabelle 1):

1. **Heimspeichersysteme** seien die kleinsten relevanten Speichersysteme für das Energiesystem. Bei Heimspeichern handelt es sich um Batterien, die zusammen mit PV-Anlagen errichtet werden. In diesen kann der Strom eingespeichert werden, wenn er nicht verbraucht wird und bei Bedarf wieder ausgespeichert werden. Wolf-Peter Schill sprach in seinem Vortrag von einer betriebswirtschaftlichen Optimierung für die sogenannten „Prosumer".
   In Deutschland wächst der Markt seit einigen Jahren stark: innerhalb von drei Jahren hat sich die Anzahl der Heimspeicher auf 150.000 Systeme verdreifacht.[1] Gemäß Kai-Philipp Kairies und anderen Referenten wird dieses Wachstum andauern.
2. **Systemdienstleistungen** wie beispielsweise Frequenzkontrolle, Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit **können von Großspeichersystemen übernommen werden**. In Deutschland sind bereits viele Speichersysteme für die Frequenzreglung gebaut worden, so Kai-Philipp Kairies. Es seien bereits so viele Batteriespeicher im Markt, dass der Preis weit gesunken und nicht mehr profitabel sei.
   Die Netzdienstleistungen, für welche Großspeicher eingesetzt werden, sind von den Ländern, in denen sie eingesetzt werden, abhängig. Verschiedene Marktforschungsunternehmen gehen davon aus, dass es einen **weltweiten Zubau von mehr als 200 GW pro Jahr ab 2029** geben wird, berichtete Kai-Philipp Kairies.

Mehr zu Großspeichersystemen siehe auch IV.1 Großspeicher in Deutschland

[1] Projekt der RWTH Aachen, gefördert vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Speichermonitoring Baden-Württemberg (Link zum Dokument). Z. B. Auswertungen zu den Kosten von Speichersystemen.

3. Das **Verschieben von Energiemengen** (*Generation Dispatch*) beinhaltet die **Speicherung von erneuerbarer Energie (EE) und deren Nutzung bei Bedarf**. Kai-Philipp Kairies nennt als Beispiel Goldisthal, das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands mit einer Leistung von über 1 GW und einer Kapazität von mehr als 8 GWh. Dies sei für ein Land wie Deutschland mit einer Spitzenlast von mehr als 80 GW im Winter kaum ausreichend.[2] Wolf-Peter Schill sprach in diesem Zusammenhang von Energie-Arbitrage. Energie werde verschoben, um die Residuallast[3] zu glätten.
   Die Hauptanforderung, die an diese Speicher gestellt werden, seien geringe Kosten, so Kai-Philipp Kairies. Problematisch sei, dass einige Speicher nicht oft genutzt würden wie beispielsweise ein Speichersystem, welches eine Dunkelflaute[4] abdecken soll. Ein derartiger Speicher werde tendenziell selten entladen, habe aber dennoch eine beschränkte Lebenserwartung. Er müsse sich refinanzieren ohne oft zum Einsatz zu kommen. Dies sei schwierig, da Speichersysteme in der Regel recht teuer seien. Je öfter Speichersysteme arbeiten können, desto günstiger werden sie.

	Heimspeicher	**Großspeichersysteme für Systemdienstleistungen**	**Generation Dispatch**
Durchschnittliche Leistung	2-5 kW	10-100 MW	100-1.000 MW
Durchschnittliche Speichergröße	2-20 kWh 7-8 kWh damit kann ein Haus zu etwa 70 % autark betrieben werden (über das Jahr betrachtet)	10-100 MWh	100-100.000 MWh
Ladeprofil	220 Zyklen pro Jahr	200 Zyklen pro Jahr	50-350 Zyklen pro Jahr
Anforderungen	Privatkunden: Sicherheit ist bedeutend, Plug & Play-System erwünscht, keine Wartung	Speicher müssen hohe Leistungen sehr präzise über kurze Zeiträume zur Verfügung stellen können	Kosten
Speichertechnologie	99 % der Systeme werden mit Lithium-Ionen-Batterien gebaut	Lithium-Ionen-Batterien Bleisäurebatterien Hochtemperaturbatterien (insbesondere in Japan) Schwungräder	Lithium-Ionen-Batterien Redox-Flow Batterien Hochtemperaturbatterien Pumpspeicher Wärmespeicher Power-to-Gas

Tabelle 1 – Speichersysteme und ihre Anforderungen. Quelle: Präsentation Kai-Philipp Kairies, RWTH Aachen.

Wichtig sei es beim Thema Speicher nicht nur von Batteriespeichern zu sprechen, betonte Kai-Philipp Kairies. Neben Strom seien auch Wärme und Gas speicherbar, erklärte er anhand der Abbildung 1. Der mit Wind- und PV-Anlagen produzierte erneuerbare Strom kann beispielsweise zu Gas oder Wärme umgewandelt werden, um in den anderen Sektoren genutzt werden zu können. Die Umwandlung von erneuerbarem Strom zu erneuerbarem Gas habe den Vorteil, dass das Gas in den Gasnetzen gespeichert werden kann. Neben den Gasnetzen können Gaskavernen als Speicher dienen. Außerdem kann Gas zum Heizen ge-

> Beim Thema Speicher sollten nicht nur Batteriespeicher betrachtet werden.
>
> Kai-Philipp Kairies, RWTH Aachen

[2] Deutschland profitiert jedoch auch von den Pumpspeicherkraftwerken seiner Nachbarländer, insbesondere Österreich.
[3] Die Residuallast bezeichnet die Differenz aus dem Strombedarf und der Einspeisung aus fluktuierenden Energiequellen.
[4] Mehrere Tage kein oder nur wenig Wind und gleichzeitig kaum Sonneneinstrahlung.

nutzt werden. Bei der Umwandlung zu Wärme kann diese in Nah- und Fernwärmenetzen gespeichert werden. Noch werde der Großteil der Wärmenetze in Deutschland jedoch mit fossiler Energie versorgt.

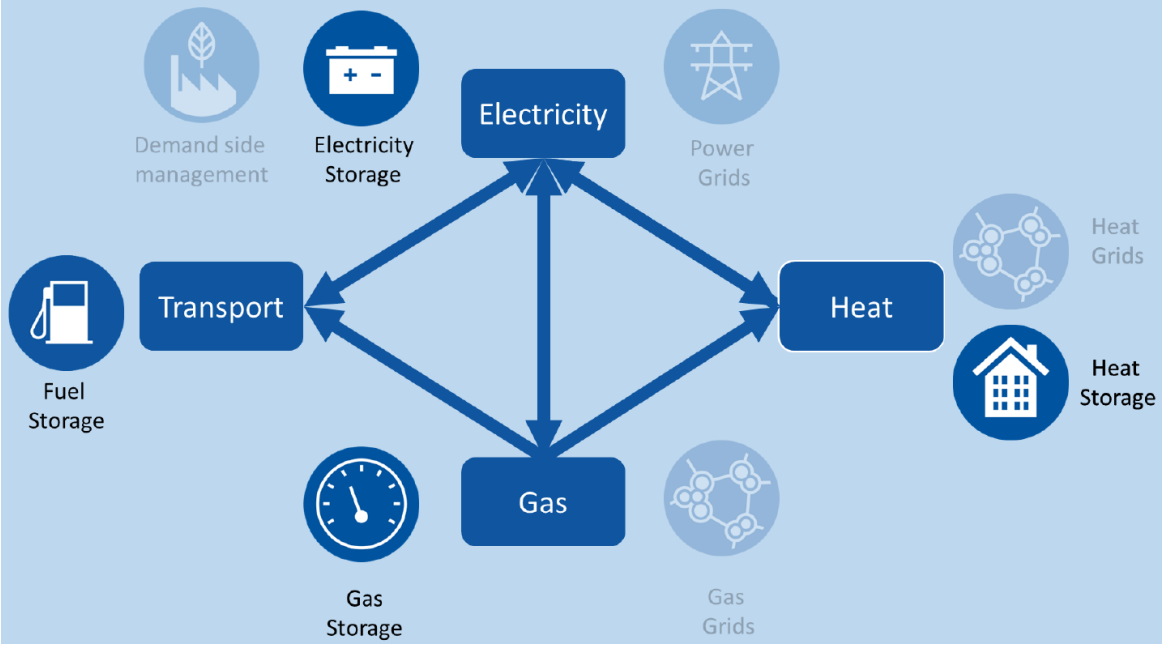


Abbildung 1 – Sektorkopplung. Quelle: Präsentation Kai-Philipp Kairies, RWTH Aachen.

II. Batteriespeicher: Anwendungen, Perspektiven und Herausforderungen

Vorträge:
- **Die Platzierung von Speichern in Kontinentalfrankreich und in nicht vernetzten Zonen** – Emma Vizioz und Arnaud Mainsant, Abteilung Netze und erneuerbare Energien, französische Agentur für Umwelt und Enrgie (ADEME)
- **Speichertechnologien für Eigenverbrauch und weitere Anwendungsfälle** – Maximiliane von Butler, Leiterin Produktmanagement, Sonnen eServices
- **Steigerung des Wertes von erneuerbarer Energie durch Speicherung** – Antoine de Broves, Technical and Innovation Manager, Omexom
- **Perspektiven und Herausforderungen für die Implementierung von Stromspeichern** – Dr. Wolf-Peter Schill, Stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin
- Podiumsdiskussion zum Thema **Aufbau einer strategischen Wertschöpfungskette für Batterien in Europa** – mit Dirk Bessau, Büroleiter Berlin, KIC InnoEnergy Germany GmbH; Didier Bloch, Leiter des Werkstofflabors, Französische Behörde für Atomenergie und alternative Energieformen (CEA) – Labor zur Entwicklung neuer Energietechnologien und Nanomaterialien (Liten); Safine Hadri, Partnerin, DS Avocats; Guillaume de Souza, Founder, Adionics; Bengt Stahlschmidt, General Manager – Energy Storage Systems, VARTA Storage GmbH

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden.

II.1 Anwendungen von Batteriespeichern

II.1.1 Speicher für die Steigerung des Wertes von erneuerbaren Energien

Mit einem wachsenden Anteil volatiler Energien wie Wind und PV an der Stromversorgung müssen folgende Fragen beantwortet werden, so Antoine de Broves in seinem Vortrag:

- Energieausgleich: **Wie kann die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt und damit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden?**
- Marktausgleich: **Wie kann ein Produzent von EE die vorhergesehene Menge an Strom auf dem Spot-Markt verkaufen, wenn er gar nicht weiß wie viel Energie er überhaupt produzieren wird?**

Ab einem bestimmten EE-Anteil können Speicher zur Stabilität des Energiesystems beitragen, so Antoine de Broves. Die Rolle von Batteriespeichern sei dabei nicht die langfristige Speicherung (z. B. Speicherung von Strom in einer Saison und Nutzung dieses Stroms in einer anderen Saison), sondern die Speicherung von Strom über kurze Zeiträume hinweg (einige Minuten oder Stunden).

Antoine de Broves stellte ein Projekt auf Martinique, eine sogenannte nicht vernetzte Zone (*zone non interconnectée*, ZNI) Frankreichs, vor. Bei einer nicht vernetzten Zone (ZNI) handelt es sich um eine Zone, die **nicht oder nur kaum mit dem kontinentalen Netz verbunden** ist.[5] In einem Bericht der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) von 2016 heißt es, dass in den französischen ZNI Energie zu 70 % aus fossiler Energie erzeugt wird.[6] Hauptsächlich wird auf Heizöl und Kohle zurückgegriffen. **Die Nutzung dieser fossilen Energieträger sei zum einen umweltbelastend und zum anderen teuer, da die Rohstoffe zunächst auf die Inseln transportiert werden müssen**, erklärte Antoine de Broves. Daher war der Strompreis 2016 in den ZNI im Durchschnitt wesentlich höher als in Kontinentalfrankreich.

Um den Strom-Mix auf den Inseln grüner zu gestalten, werden Wind- und PV-Anlagen installiert. Damit könne ebenfalls der Strompreis gesenkt werden, da die EE-Anlagen kostengünstiger Strom erzeugen. **Problematisch** seien hingegen **das kleinere Stromnetz und der geringere Gesamtkonsum auf Inseln**: Die Installation von EE in den ZNI kann relativ schnell im Verhältnis zum Gesamtkonsum hoch ausfallen und ein Risiko für das Netz darstellen.
Da die Produktion von EE schwierig zu antizipieren ist, müsse zusammen mit der Installation von EE-Anlagen steuerbare Anlagen wie beispielsweise Batteriespeicher installiert werden, erklärte Antoine de Broves. Diese können für mehr Stabilität sorgen.

[5] Französische ZNI sind neben Martinique Guadeloupe, Guyana, Korsika, Mayotte und La Réunion.
[6] CRE 2016, Transition énergétique dans les ZNI (Link zur Webseite, auf Französisch).

Mehr als 95 % der realisierten Projekte werden mit Lithium-Ionen-Batterien durchgeführt, so Antoine de Broves. Er betonte dabei, dass es sich nicht um die einzige Speicherlösung handle, diese Art der Batterien jedoch technisch und wirtschaftlich gut funktionieren. Die Automobilindustrie habe viel Geld in die Recherche und Entwicklung dieser Technologie investiert. Mit dem steigenden Anteil der Lithium-Ionen-Batterien seien die **Kosten** daher **stetig gesunken** (s. Abbildung rechts).

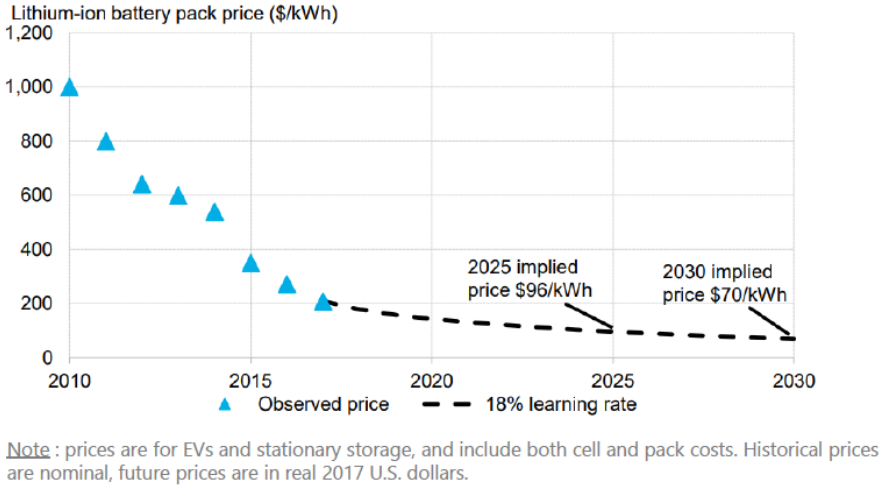


Abbildung 2 – Die Preisentwicklung von Lithium-Ionen-Batterien.
Quelle: Präsentation Antoine de Broves, Omexom.

Omexom hat im Rahmen des Projekts auf Martinique einen PV-Park mit einer Leistung von 4 MW_p installiert.[7] Zudem wurde eine Batterie mit einer Leistung von 3 MW installiert, welche über eine Kapazität von 5 MWh verfügt.[8] Antoine de Broves ging näher auf die Funktionsweise des Systems PV-Park/Speicher ein:

- Am Vortag wird eine **Wettervorhersage** eingeholt. Im Fall des PV-Parks ist die Sonneinstrahlung von Interesse. Die Vorhersagen werden analysiert.
- Anschließend wird eine **Vorhersage für die Stromproduktion durch die PV-Anlagen** getroffen. Diese Vorhersage wird an den Verteilnetzbetreiber weitergeleitet. Dadurch weiß dieser mit wie viel durch die PV-Anlagen produzierten Strom er rechnen kann.
- Das **Energy Management System (EMS)** sorgt dafür, dass die vorhergesagte Strommenge tatsächlich geliefert wird: Wenn beispielsweise nicht genug Strom durch die PV-Anlagen produziert wurde, wird auf die Batterie zurückgegriffen und exakt die Menge zusätzlich ausgespeichert, die für die am Vortag vorhergesagte Menge fehlt. Wenn hingegen mehr Strom durch die PV-Anlagen produziert wurde als am Vortag vorhergesagt, wird der überschüssige Strom in der Batterie gespeichert.
  Das EMS sorgt zudem dafür, dass die **Batterie am Ende des Tages vollständig geladen** ist. Dieser Strom kann dann zu einer Tageszeit mit starker Nachfrage genutzt werden. Dank der Kopplung zwischen PV-Anlagen und Speicher kann also **Strom nachfragegesteuert geliefert** werden.

Zusammenfassend nennt Antoine de Broves folgenden Vorteile, die Stromspeicher mit sich bringen:

- Ein Stromspeicher, welcher mit EE-Anlagen verbunden ist, erlaubt dem System eine **bessere Vorhersage der Energieerzeugung**. Eine bessere Vorhersage bedeutet, dass **weniger Back-Up-Systeme benötigt** werden wie z. B. Anlagen, die mit Heizöl oder Gas betrieben werden.
- Eine bessere Vorhersage erlaubt dem Produzenten von EE den **Strom besser auf dem Markt** zu **verkaufen**.
- Wird die vorhergesagte Strommenge nicht geliefert, fallen Strafzahlungen an. Durch Speicher können Abweichungen von der Vorhersage ausgeglichen werden und somit **Strafzahlungen vermieden** werden. Dies **verbessert die Rentabilität einer Investition in EE-Anlagen**.
- Die Speicherkapazität erlaubt es **zusätzliche Dienstleistungen** zu gewährleisten wie beispielsweise die Frequenz- oder Spannungshaltung. Diese Dienstleistungen werden vergütet und **erhöhen** somit **zusätzlich den Gewinn**.

[7] Damit können ungefähr 4.000 Haushalte versorgt werden.
[8] Damit können ungefähr 2.500 Haushalte zwei Stunden lang versorgt werden.

II.1.2 Speicherbedarf in Kontinentalfrankreich und in nicht vernetzten Zonen (ZNI)

Stromspeicher in Kontinentalfrankreich

Der Großteil des Stroms (ca. 75 %) wird in Frankreich aus Atomkraftwerken bezogen. Volatile Energien wie Windkraft machen im Verhältnis einen relativ geringen Anteil aus. In der französischen mehrjährigen Programmplanung (*programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) heißt es daher, dass Flexibilitätsoptionen wie unter anderem **Speicher derzeit für das Stromsystem nicht zwingend notwendig** sind**, aber mittelfristig entwickelt werden müssen**.[9]

Arnaud Mainsant präsentierte in seinem Vortrag die aktuelle Situation der Stromspeicherung in Frankreich. Dort wird **Strom hauptsächlich in Pumpwasserspeichern gespeichert**. Derzeit gibt es eine **installierte Leistung von 4 GW**, die gemäß der PPE **bis 2035 um 1,5 GW erhöht** werden soll.

Er stellte eine **Studie der ADEME zu möglichen Entwicklungsszenarien des Strommix 2020-2060** vor.[10] Diese potenziellen Szenarien basieren auf der wirtschaftlichen Optimierung des Strommix, indem die Gesamtkosten des Stromsystems minimiert werden. Die Studie basiert auf folgenden Annahmen für das Jahr 2050:

- Stromverbrauch in Frankreich i. H. v. 540 TWh[11]
- Französische Interkonnektoren mit einer Leistung von 25 GW (Import) und 30 GW (Export)[12]
- Sehr flexibler Verbrauch, insbesondere für Elektrofahrzeuge und Heizung

In der Studie wurden zehn Szenarien getestet. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Hypothesen bezüglich der Verbindungsstellen, des EE-Anteils in Europa, der Stromnachfrage in Frankreich, der Kosten von EE, der Rolle von nuklearer Energie etc.

Die Hauptergebnisse der Studie für den Zeithorizont bis 2050 sind die Folgenden:

- Wirtschaftlich betrachtet besteht Raum für eine installierte PV- und Wind-Leistung von jeweils 80 bis 90 GW.[13]
- Die Verlängerung der Lebensdauer eines Anteils der bestehenden Atomkraftwerke ermöglicht eine, aus finanzieller Sicht und in Hinblick auf das Klima, effiziente Energiewende. Die Entwicklung einer neuen Generation von Atomkraftwerken ist jedoch nicht kosteneffizient.

Gemäß der Studie werden **Batteriespeicher nicht vor 2045 massiv entwickelt**. **In 2060** werden Batteriespeicher eine **potenzielle Leistung von bis zu maximal 20 GW** einnehmen. Batteriespeicher werden dabei als eine **Flexibilitätsoption für den täglichen Bedarf** genutzt. Sie werden durchschnittlich zwei Stunden am Tag für die Ein- oder Ausspeisung genutzt. Die Nachfrage nach Batteriespeichern wird in zwei analysierten Szenarien der Studie stark beschränkt:

- In einem Szenario wird von einer Leistung von 24 GW Atomenergie in 2050 ausgegangen und der systematischen Schließung von Atomreaktoren nach 50 Jahren Laufzeit. Dies könnte die Nachfrage nach Speicherleistung in 2060 um die Hälfte reduzieren.
- Ein geringerer Strombedarf (450 TWH anstelle von 540 TWh) könnte die Nachfrage nach Speicherleistung ebenfalls reduzieren.

---

[9] Die PPE definiert Zielkorridore für Erzeugung und Verbrauch (technologiescharf), Versorgungssicherheit (Flexibilität, Infrastruktur etc.), Mobilität, sowie volkswirtschaftliche und soziale Aspekte. Das französische Energiewendegesetz sieht die Überarbeitung der PPE alle fünf Jahre vor. Die letzte Anpassung der PPE bzw. der Entwurf der neuen PPE wurde im Januar 2019 veröffentlicht (Link zum Entwurf der PPE, auf Französisch. Link, auf Englisch).

[10] ADEME 2018, Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 (Link, auf Französisch).

[11] Im Jahr 2018 lag der Stromverbrauch in Frankreich bei 474 TWh. Quelle: RTE 2018 (Link, auf Französisch).

[12] Das französische Übertragungsnetz ist mit sechs Ländern verbunden: Großbritannien, Belgien, Deutschland, Italien, Spanien und der Schweiz. Insgesamt hat Frankreich Interkonnektoren mit einer Leistung von 15,4 GW für den Import und 16,8 GW für den Export. Quelle: CRE 2018 (Link, auf Französisch).

[13] Mitte 2019 lag die installierte PV-Leistung bei über 9,3 GW und die Wind-Leistung bei knapp 15,8 GW. Quelle: französisches Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES) 2019 (Link für PV und Link für Wind, auf Französisch).

Der europäische Kontext ist ebenfalls von essentieller Bedeutung für die **Entwicklung von Speichern**, erklärte Arnaud Mainsant. Sie **hängt ab von der Entwicklung der Interkonnektoren und der europäischen Stromsysteme**.

Langfristig gesehen kann die Batteriespeicherung eine wirtschaftliche Antwort auf Nachfrage-Peaks sein: Batterien können zu Beginn und am Ende eines Tages, wenn eine hohe Stromnachfrage besteht, zusätzlichen Strom in das Netz einspeisen. Die **Einspeisung von Strom aus Batterien** könne zudem den **Bedarf von Stromimporten verringern**, erklärte Arnaud Mainsant.

Stromspeicher in den ZNI Frankreichs

Die ADEME hat zu diesem Thema 2015 eine Studie gestartet, die 2020 abgeschlossen werden soll.[14] Die Studienergebnisse für die ZNI Guadeloupe, Martinique und La Réunion liegen bereits vor und wurden von Emma Vizioz vorgestellt:

Das französische Energiewendegesetz (*loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, LTECV)[15] von 2015 sieht als **Ziel** für das **Jahr 2030** vor, dass die französischen **ZNI autonom in ihrer Energieversorgung** sein sollen. Mit Hilfe der ADEME-Studie soll mehr über die technischen, wirtschaftlichen und sozialen Implikationen für die Erreichung dieses Ziels in Erfahrung gebracht werden. Es soll insbesondere herausgefunden werden

- ob die Stromversorgung aus ausschließlich EE auf den Inseln bis 2030 möglich ist
- wie die optimale Produktionsbasis aus EE aussieht
- wie die Produktionsanlagen geografisch verteilt sind
- wie der 100 %-Anteil von EE die Kosten der Stromproduktion beeinflusst
- welche Bedürfnisse hinsichtlich der Netzinfrastruktur gedeckt werden müssen
- wie Ausgleichsenergie und Systemdienstleistungen bereitgestellten werden können

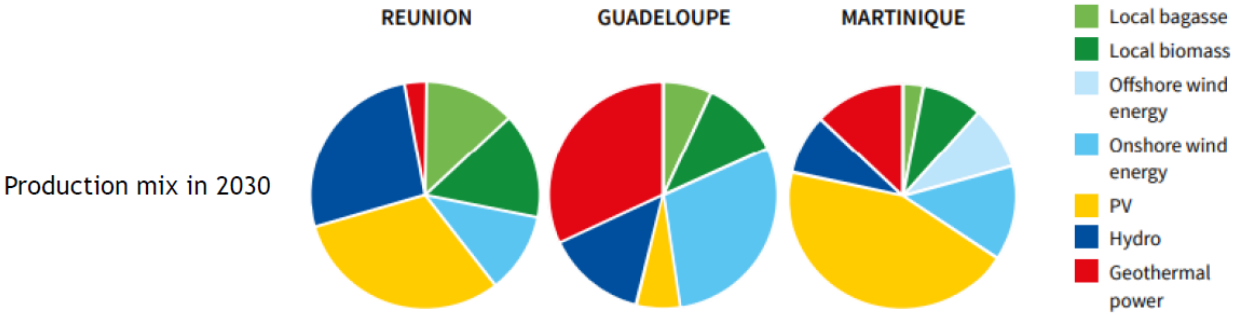
Emma Vizioz erklärte wie die Studie durchgeführt wird: Zunächst werden Datensätze zu den vorhandenen Stromproduktionsanlagen, dem Übertragungsnetz, der Stromnachfrage etc erstellt. Anschließend werden fünf Szenarien erstellt und die wirtschaftlichen Auswirkungen von jedem dieser Szenarien analysiert.

Die Speichertechnologien wurden in drei Gruppen aufgeteilt:

- Speicherung über Millisekunden hinweg mit Hilfe von Schwungrädern
- Sekunden- oder minutenlange Speicherung mit Hilfe von z. B. Lithium-Ionen-Batterien
- Mittel- bis langfristige Speicherung (wöchentlich, saisonal) mit Hilfe von z. B. Pumpwasserspeicher

Der erneuerbare Strommix sei dabei von der Beschaffenheit der ZNI abhängig, so Emma Vizioz. Die **benötige Speicherleistung hänge wiederum vom Strommix ab** (s. Abbildung 3). In Guadeloupe wird beispielsweise eine geringere Speicherleistung vorhergesagt als für La Réunion, weil der Strommix Guadeloupes zu einem großen Anteil aus steuerbaren Stromerzeugungsquellen (Wasserkraft und Geothermie) besteht. Hinsichtlich der Kosten für die Stromproduktion wird von Kosten zwischen 9,9 ct/kWh auf La Réunion und 15,1 ct/kWh auf Martinique im Jahr 2030 ausgegangenen. Diese würden unter den Kosten von 2015 liegen, erklärte Emma Vizioz.

[14] ADEME 2019, Vers l'autonomie énergétique des ZNI – Zusammenfassender Bericht und vergleichende Analyse (Link, auf Französisch).
[15] Gesetzestext (Link, auf Französisch).



	REUNION	GUADELOUPE	MARTINIQUE
Number of inhabitants in 2030	983,000	370,000	339,000
Electricity production en 2030 (GWh)	3,631	1,907	1,807
Storage capacity in 2030 (MW)	596	94	451
Production cost in 2030 (€/MWh)	99	144	151
Investment over the period 2015-2030 (M€)	2,579	1,109	2,064

Abbildung 3 – Strommix von La Réunion, Guadeloupe und Martinique in 2030 bei einer Versorgung zu 100 % EE. Quelle: Präsentation Emma Vizioz, ADEME.

Die Speicherstruktur in 2030 hänge vom jeweiligen Szenario ab. Global betrachtet ließe sich jedoch festhalten, dass die **Speicherung für die tägliche Ein- und Ausspeisung eine wesentlich wichtigere Rolle** spiele **als die Stromspeicherung mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken über lange Zeiträume hinweg**.
Bei der Betrachtung der Entwicklung der Speicherleistung stellte Emma Vizioz zudem heraus, dass die Speicherung über einen Zeitraum von vier Stunden erst ab dem Jahr 2030 eine Rolle spielen würde, also zu dem Zeitpunkt an dem die Stromerzeugung zu 100 % aus EE erfolgt. Sie hob außerdem hervor, dass die Speicherung im Jahr 2025 bei einem bereits hohen EE-Anteil auf La Réunion und Guadeloupe noch eine relativ geringe bis gar keine Rolle spielen würde (s. Abbildung 4).

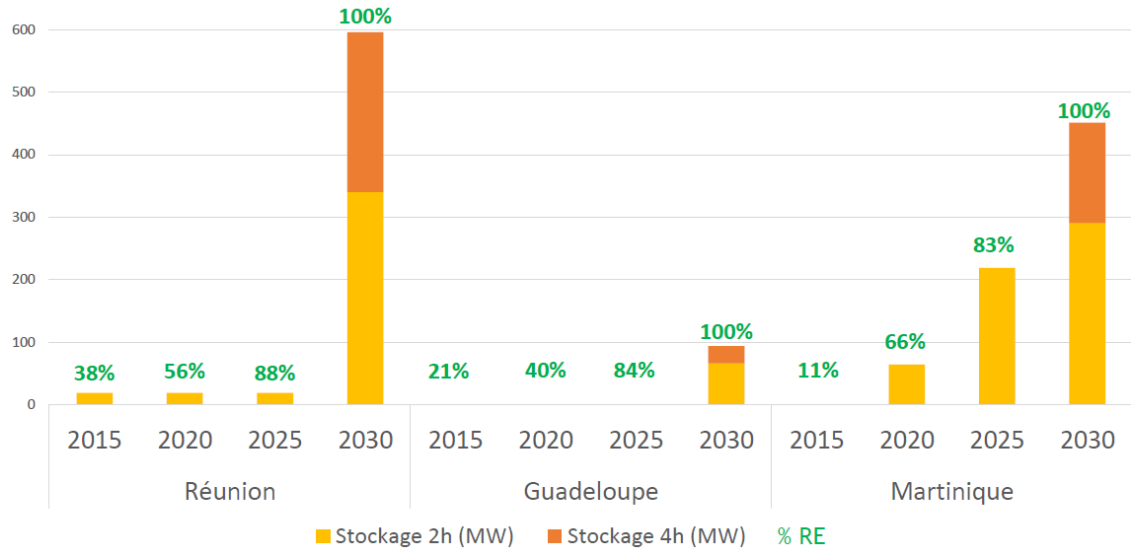


Abbildung 4 – Entwicklung der Speicherleistung und der Entwicklung des EE-Anteils im Szenario 100 % EE. Quelle: Präsentation Emma Vizioz, ADEME.

II.1.3 Speicher für den Eigenverbrauch

Das Unternehmen sonnen ist Hersteller von Heimspeichern und hat weltweit mehr als 40.000 Speichersysteme installiert. Die Ursprungsidee des Unternehmens sonnen war, dass sich die Kunden, die Prosumer, selbst mit Strom versorgen können, erklärte Maximiliane von Butler. Außerdem betreibt das Unternehmen ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus Heimspeichersystemen auf welches sie in ihrem Vortrag näher einging:
Die sonnenCommunity ist ein dezentrales Energiesystem, das es seinen Mitgliedern ermöglicht, Strom zu teilen. Überschüssiger Strom fließt in ein virtuelles Kraftwerk. Die sonnenCommunity kann Angebot und Nachfrage flexibel steuern und Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch direkt ausgleichen. In der sonnenCommunity fühle sich der Kunde Teil der Energiewende, so Maximiliane von Butler. Dieses Sharing-Model mache es möglich das Thema Strom greifbar zu machen.

Die Energieversorgung sieht für das Unternehmen sonnen folgendermaßen aus:

1. Ein Kunde entscheidet sich für eine PV-Anlage und ist damit zu etwa 30 % autark. Mit der Installation einer Batterie gelangt dieser Kunde auf eine Autarkie von 70 %, so Maximiliane von Butler.
2. Sonnen ermögliche dem Kunden auf eine „gefühlte Autarkie" von 100 % zu kommen indem er Teil der sonnenCommunity, wird, erklärte sie weiter. Nachdem der Kunde die Hardware gekauft hat, entscheidet er sich für einen Stromvertrag.
3. Anstatt seinen Eigenverbrauch zu optimieren, stellt der Kunde seine Batterie dem virtuellen Kraftwerk zur Verfügung und gibt somit die Steuerung über die Batterie ab. Im Gegenzug erhält der Kunde eine Freistrommenge.

Sonnen ist seit Dezember 2018 präqualifiziert für die **Erbringung von Primärregelleistung beim Übertragungsnetzbetreiber Tennet**. Hierfür müssen die Haushaltsspeichersysteme der sonnen-Kunden den gleichen Prüfprozess durchlaufen wie ein herkömmliches Kraftwerk. Dies sei sehr aufwendig, so Maximiliane von Butler, und der Grund, warum sonnen (noch) nicht in allen vier ÜBN-Zonen Deutschland Primärregelleistung zur Verfügung stellt.
In anderen Märkten nimmt die sonnenCommunity beispielsweise auch am Intraday-Markt teil. Wo die sonnenCommunity Energie zur Verfügung stellt, hänge vom System und Bedarf des jeweiligen Marktes ab, erklärte Maximiliane von Butler. Erforderlich sei es eine ausreichend große Masse zu bündeln, um Einfluss auf den Markt nehmen zu können.

II.2 Perspektiven und Herausforderungen für die Implementierung von Stromspeichern

Wolf-Peter Schill erklärte in seinem Vortrag, dass Batterien aufgrund sinkender Kosten zunehmend interessant für verschiedene Marktsegmente werden könnten. Welche Rolle Speicher tatsächlich im zukünftigen Energiesystem einnehmen würden, hänge von verschiedenen Faktoren ab:

Mehr zu den verschiedenen Anwendungsbereichen siehe auch I. Energiespeicher als Flexibilitätsoption für die Energiewende

- **Regulatorische Rahmenbedingungen**
- **Aufbau des Systems**: Vorhandensein anderer Flexibilitätsoptionen neben Speichern (auf der Angebots- aber auch auf der Nachfrageseite)
- **Sektorenkopplung** („Power-to-Anything")
- **Geografischer Ausgleich**: Last und Erzeugung gestalten sich relativ unterschiedlich an verschiedenen Orten und können daher besser ausgeglichen werden.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat unter anderem Forschungen zu der Systemperspektive durchgeführt. Es galt herauszufinden, wie hoch die optimalen Investitionen in Stromspeicher in einem Zukunft-Szenarium mit hohem EE-Anteil sind. Das DIW fand heraus, dass der: **Stromspeicherbedarf erst bei einem EE-Anteil von über 80 % deutlich steigen** würde (s. Abbildung 5).

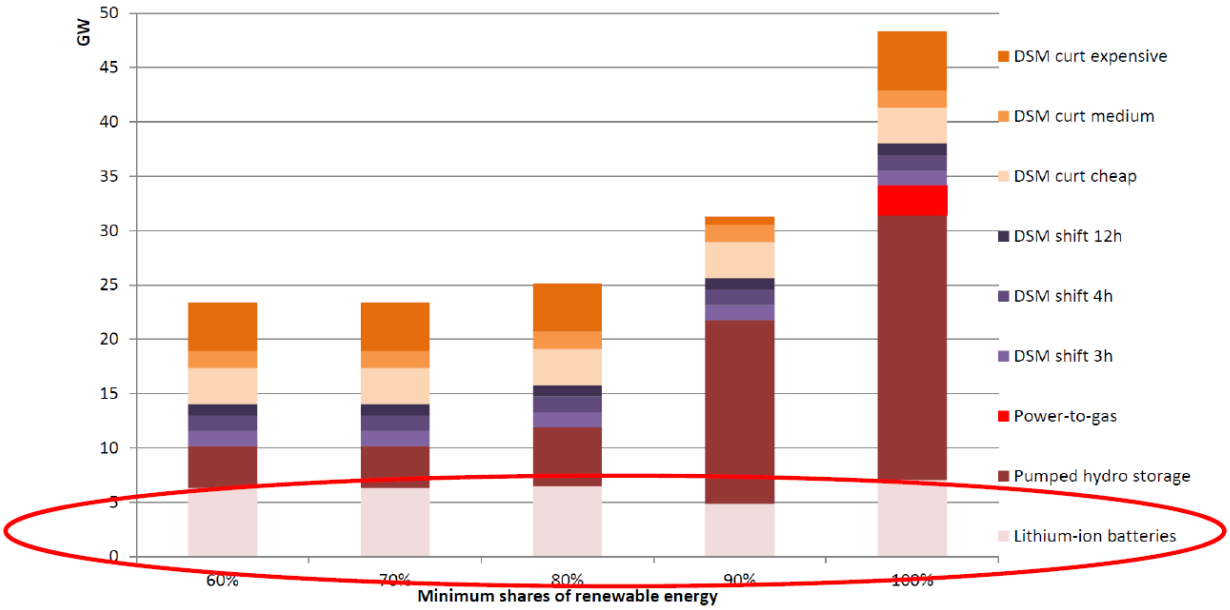


Abbildung 5 – Speicherbedarf in Szenarien mit unterschiedlichem EE-Anteil. Quelle: Präsentation Wolf-Peter Schill, DIW.

Auf der X-Achse der Abbildung 5 ist der EE-Anteil abgebildet. Speicher und Nachfrage-Flexibilitäten sind rechts in der Abbildung gelistet. Batterien haben in allen Szenarien einen relativ stabilen Anteil zwischen 5-7 GW. Mit zunehmenden EE-Anteil würden vor allem Pumpspeicherkraftwerke eine immer wichtigere Rolle einnehmen.

In einem Szenario, in welchem die Energie zu 100 % aus EE bezogen wird, hänge der Einsatz von Batterien von verschiedenen Faktoren ab, so Wolf-Peter Schill:

- **Nachfrage nach Regelleistung**: Wenn diese steigt, ist der Einsatz von mehr Batteriespeichern optimal.
- **Verfügbarkeit von Flexibilität auf der Nachfrageseite**: Wenn kostengünstig Last in großen Mengen verschoben werden kann, fällt der Bedarf an Batteriespeichern geringer aus.
- **Verfügbarkeit von Pumpspeichern**: Substitution von Pumpspeichern und Batteriespeichern.
- **Kosten der Batterien**: Wenn diese sinken im Vergleich zu anderen Technologien, steigt der Einsatz von Batterien.

Wolf-Peter Schill stellte außerdem eine Analyse zum Thema **Sektorenkopplung** vor. In dieser Analyse wurde der Stromspeicherbedarf bei einem hohen Anteil von Elektrofahrzeugen ermittelt. Diese können in den erstellten Szenarien mit einem EE-Anteil von 80-100 % Stromüberschüsse aufnehmen und bei Bedarf in das Netz zurückspeisen (*Vehicle-to-Grid*, V2G). Das DIW analysierte die Wechselwirkung von Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen für drei Szenarien (s. Abbildung rechts). **Der kurz- und mittelfristige Speicherbedarf könne fast komplett substituiert werden, wenn eine hohe Anzahl von Elektrofahrzeugen flexibel und systemorientiert mit dem Netz verbunden sind**, so das Ergebnis.

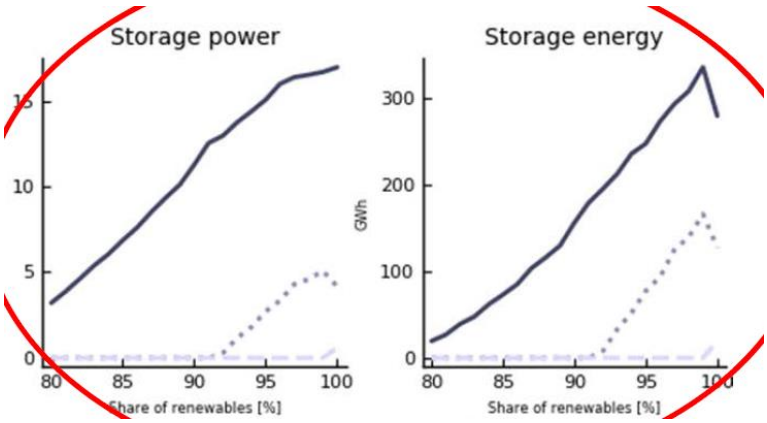


Abbildung 6 – Wechselwirkung von Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen. Quelle: Präsentation Wolf-Peter Schill, DIW.
*durchgehende Linie: keine Elektrofahrzeuge vorhanden
gepunktete Linie: 20 Millionen Elektrofahrzeuge vorhanden
gestrichelte Linie: 40 Millionen Elektrofahrzeuge vorhanden

Mit Speichern könne außerdem der Anteil der Eigenversorgung erhöht werden, erklärte Wolf-Peter Schill. Dies sei vorteilhaft, wenn der eigenproduzierte Strom günstiger ist als der Strom, der aus dem Netz bezogen werden müsste. Heutzutage sei diese dezentrale Stromnutzung in Deutschland wirtschaftlich.[16]

Insgesamt sei die Wettbewerbsfähigkeit von Batterien besser geworden. Die weiteren Perspektiven von Batteriespeichern hängen unter anderem von der **Kostenentwicklung von Batterien**, aber auch von der **Kostenentwicklung und der Verfügbarkeit konkurrierender Flexibilitätsoptionen** ab, erklärte Wolf-Peter Schill. Außerdem entscheidend sei der regulatorische Rahmen und für das Thema Eigenverbrauch („Prosumage") wie die Tarife zukünftig gestaltet sein werden. Eine wichtige Herausforderung sei die **Realisierung des Flexibilitätspotenzials von dezentralen Batterien**, das heißt die Nutzbarmachung von beispielsweise Batterien in Elektrofahrzeugen.

II.3 Aufbau einer strategischen Wertschöpfungskette für Batterien in Europa

Beschaffung von Lithium

Guillaume de Souza erklärte, dass die **Nachfrage nach Lithium steigt**. Es werde beispielsweise für die Produktion von Batterien für Elektrofahrzeuge benötigt. Er erklärte, dass **Lithium hauptsächlich aus zwei Quellen gewonnen** wird: Zum einen **aus Salzwasser**, was ungefähr 70 % der weltweiten Reserven ausmache, zum anderen **aus Gestein**.[17]
Guillaume de Souza ging näher auf die Lithium-Gewinnung aus Salzwasser ein: Ein Solarbecken ist ein mit Salzwasser gefülltes Becken, das als Kollektor und Speicher für Sonnenwärme genutzt wird. Im Schnitt können in einer Anlage 4.000 Tonnen Lithium im Jahr produziert werden, erklärte Guillaume de Souza. Dafür werden 700 Hektar Oberfläche benötigt. Auf dieser Fläche wird Wasser eingelassen. Das Wasser verdampft im Laufe der Zeit. Es dauert etwa 12 bis 18 Monate, um ein Konzentrat mit hohem Lithiumanteil zu erhalten. Andere Salze, die in dieser Salzlake enthalten sind, müssten dann extrahiert werden. Es könne also nur eine relativ geringe Menge an Lithium gewonnen werden, so Guillaume de Souza. Dieser **Produktionsprozess habe einen starken Einfluss auf die Umwelt**, da viel Wasser benötigt werde. Zudem hängt die Produktion vom Wetter ab – es bedarf einer hohen Sonneneinstrahlung, um das Wasser verdampfen zu lassen. Bei der Produktion werde zudem eine sehr große Menge Salz erzeugt, welches als Abfallprodukt mit Fahrzeugen abtransportiert werden muss.

> Die Ressourcen von Lithium sind ausreichend, aber die Herstellungsprozesse unpassend.
>
> Guillaume de Souza, Adionics

Eine erhöhte Nachfrage nach Lithium sei mit diesen Verfahren nicht zu bewerkstelligen. Guillaume de Souza sprach von **ausreichenden Ressourcen, jedoch unpassenden Herstellungsprozessen von Lithium**. Daher wären innovative Ansätze in diesem Bereich gefragt.
Das Unternehmen Adionics stellt selbst Lithium her und hat ein Verfahren entwickelt mit dem das Lithiumchlorid auf wirtschaftliche und umweltfreundliche Weise aus Salzwasser extrahiert werden kann. Mit seiner Flüssigkeit-Flüssigkeit-Technologie benötige es weniger Wasser. Die von Adionics entwickelte Flüssigkeit kommt in den Kontakt mit dem Wasser, welches Lithium-Ionen enthält und entzieht diese. Gleichzeitig lässt sie andere Salze im Wasser. Im Jahr 2018 produzierte Adionics auf diese Weise 75.000 Tonnen Lithium.[18]

[16] Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective (Link zum Dokument).
[17] Gemeint ist das Lithium-Mineral Spodumen. Im Schnitt hat das Gestein ein zehn Mal geringeres Lithium-Vorkommen als Salzlaken, erklärte Guillaume de Souza.
[18] Mit 75.000 Tonnen Lithium können Batterien für ca. 7,5 Millionen Elektroautos hergestellt werde, so Guillaume de Souza.

Anwendungsbereiche von Batterien

VARTA stellt Speicherlösungen sowohl für Privathaushalte als auch die Industrie her. Bengt Stahlschmidt machte darauf aufmerksam, dass VARTA bei Kleinstbatterien, wie sie beispielsweise in Hörgeräten genutzt werden, einen Anteil von 65 % am Weltmarkt habe. Diese Kleinstbatterien würden ausschließlich in Deutschland produziert und es werde ein großer Anteil des Gewinns in den Standort Deutschland investiert. Weitere Geschäftsbereiche des Unternehmens seien unter anderem ebenfalls in Deutschland produzierte Haus- und Gewerbespeicher.

Der Volumenmarkt für Batterien sei in Zukunft das Elektroauto. Die **Nachfrage nach Lithiumzellen/ -batterien im Automobilbereich** habe einen **starken Einfluss auf den Preis**. In diesem Segment habe Europa jedoch kaum Knowhow, so Bengt Stahlschmidt, und sei **auf asiatische Lieferanten angewiesen**. Heutzutage werde **99 % des europäischen Lithiums-Bedarfs importiert**, erklärte Guillaume de Souza. Ziel sei es unabhängig von anderen Ländern zu werden. Es gäbe Lithium-Quellen in Europa, die mit sauberen und effizienten Technologien erschlossen werden könnten. Um wettbewerbsfähig zu werden, müsse daher die Weiterentwicklung von Innovationen in Europa vorangetrieben werden, forderte Bengt Stahlschmidt.

> Der Volumenmarkt für Batterien ist zukünftig das Elektroauto.
>
> Bengt Stahlschmidt, VARTA Storage GmbH

Das europäische Unternehmen KIC InnoEnergy investiert in Innovationsprojekte und Start-Ups im Energiesektor. Es scanne permanent den Markt auf der Suche nach überzeugenden Business Cases und Technologien, so Dirk Bessau. Unternehmen, die aus dem klassischen Industriebereich kommen, haben eigene Ansätze wie die z. B. die Open Innovation: Bei diesem Ansatz wird der Innovationsprozess nach „Außen" geöffnet, um das Innovationspotenzial zu vergrößern. Das Unternehmen prüft, wo es sich engagieren kann als z. B. Mitentwickler oder Investor.

Projekte in der Batteriebranche

Dirk Bessau sagte, dass das Thema Mobilität für Städte ein sehr wichtiges Thema sei und im Zusammenhang mit Elektromobilität auch das Thema Speicher. Er nannte in diesem Zusammenhang das Joint-Venture des schwedischen Batteriezellenproduzenten Northvolt mit dem Automobilhersteller Volkswagen: In dem gemeinsamen Projekt soll eine Batteriefabrik für Lithium-Ionen-Batterien in Salzgitter aufgebaut werden.

Safine Hadri nannte als Beispiel eines deutsch-französischen Projektes die **European Battery Alliance (EBA)**. Die Allianz hat zum Ziel die **Entstehung einer gemeinsamen Batteriebranche** zu vereinfachen. Um die Entwicklung der Batterieindustrie zu stärken, wird die EBA von den Regierungen gefördert. Die politische Regulierung sei stets von zentraler Bedeutung, so Safine Hadri. Sie könne dabei entweder, wie in diesem Beispiel, förderlich sein oder aber eine bremsende Wirkung haben.

Von der Ressourcenbeschaffung, über die Materialbearbeitung, Zellenfertigung, Einarbeitung in das Fahrzeug bis hin zum Recycling von Batterien müssen alle Schritte der Wertschöpfungskette in Europa durchgeführt werden, forderte Didier Bloch. **Die Elemente der Wertschöpfungskette existieren in Europa**. Es fehle jedoch die politische Entscheidung diese Elemente zu vereinen, bemängelte Didier Bloch.

> Die Elemente der Wertschöpfungskette für Batterien existieren in Europa.
>
> Didier Bloch, CEA-Liten

Chancen und Herausforderungen

Didier Bloch geht ebenfalls davon aus, dass **Batterien insbesondere für den Mobilitätsmarkt zunehmend an Bedeutung gewinnen**. In der PPE gibt es Ziele hinsichtlich der Elektrifizierung des französischen Fuhrparks.[19] Die Anzahl der Elektrofahrzeuge wird also voraussichtlich steigen. Die ungenutzte Kapazität der Elektrofahrzeuge könne beispielsweise für die **Bereitstellung von Systemdienstleistungen** genutzt werden oder **mit den in den Elektrofahrzeugen enthaltenen Batterien könne überschüssiger Strom gespeichert oder bei Bedarf ausgespeichert werden**, so Didier

[19] Ziel 2030: 35 % der Pkws in Frankreich sollen elektrifiziert sein.

Bloch. Die Stromeinspeisung in das System müsse jedoch vereinfacht werden, so Safine Hadri. Technisch und regulatorisch sei es bereits machbar aus Autobatterien Strom auszuspeisen, aber die Einspeisung in das Netz sei aus wirtschaftlicher Perspektive noch nicht erstrebenswert.
Bei **Batterien für Autos** handle es sich nicht um energiezentrisch, sondern **leistungszentrische Batterien** mit 700 bis 800 Zyklen, erklärte Bengt Stahlschmidt. Wenn also mit den Autobatterien von heute Systemdienstleistungen erbracht werden sollen für z. B. die aktive Unterstützung des Netzes, hätten diese Batterien eine Lebenserwartung von zwei bis drei Jahre. Bisher seien die Zellen im Automobilbereich noch nicht angepasst worden. Hier könne Europa investieren. Didier Bloch spricht gar vom **„Schlüssel zum Erfolg"**: der Fokus müsse auf der **Herstellung leistungsfähiger und langfristig nutzbarer Batterien** liegen. Zudem müsse so schnell wie möglich gehandelt und die derzeitige Dynamik genutzt werden. In einigen Jahren sei es dafür zu spät, da die Märkte dann verschlossen seien. **Das Herz des Fahrzeugs von morgen sei die Batterie**. Das Auto werde zukünftig um die Batterie herum konstruiert.

Zukünftige Entwicklung

Perspektivisch werden **bis 2025 ungefähr 20 neue Giga-Fabriken gebraucht**, um unter anderem den Mobilitätssektor bedienen zu können, so Dirk Bessau. Die Investitionen würden im wesentlich aus der Industrie kommen. Ein Großteil des weltweiten Energiekonsums, der Mobilität und der klassischen Automobilindustrie sei in Europa vorzufinden. Die zu beantwortende Frage sei daher wie die **Transformation der Automobilbranche in Europa** unterstützt werden kann. Politische Maßnahmen seien beispielsweise die Bildung von Netzwerken wie die EBA, welche Industriepartner zusammenbringt. Es sei wichtig sich nicht nur auf die Zellproduktion zu konzentrieren, sondern die komplette Wertschöpfungskette zusammenzubringen.
Für den Aufbau einer europäischen Wertschöpfungskette müsse erklärt werden, was die Glieder dieser Kette beitragen können. Es müsse klar sein, welches Ziel verfolgt wird und wie diese Ziel erreicht werden soll, so Guillaume de Souza.

Safine Hadri nannte als **Herausforderungen** das **Recycling und die Wiederverwertung von Batterien**. Sie ist ebenfalls der Meinung, dass die Produktion von Batterien stark zunehmen wird. Daher bestünde die Notwendigkeit Batterien wieder- bzw. weiterzuverwenden. Derzeit sei die Anzahl der Batterien die ihr Lebensende erreicht haben, gering, aber die Zahl werde stetig zunehmen. Es gebe bereits **zu erreichende Ziele hinsichtlich der Recyclingrate von** Batterien auf europäischem Niveau.

III. Weitere Energiespeichertechnologien und ihre Anwendungen

Vorträge:
- **Speicherung durch Wasserkraft** – Peter Magauer, Sprecher der Geschäftsführung, Andritz Hydro GmbH & Dennis Aelbrecht, Stellvertretender technischer Leiter, EDF Hydro
- **Eco-Stock: Wärmespeicher** – Antoine Meffre, Founder & CEO, Eco-Tech Ceram
- **Nutzung der Infrastruktur von Kohlekraftwerken als thermische Akkumulatoren** – Dipl.-Ing. Gerrit Koll, Senior Advisor, Institut für Technische Thermodynamik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- **eFarm: Wasserstoff-Mobilitätsprojekt in Nordfriesland** – André Steinau, Referent der Unternehmensleitung, GP Joule GmbH

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden.

III.1 Speicherung durch Wasserkraft

Peter Magauer erklärte; dass 16 % des gesamten Strombedarfs in Europa durch Wasserkraft gedeckt werde. Die **Rolle der Wasserkraft** verlagere sich zukünftig jedoch von der Stromerzeugung hin zur **Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen und Speicherung von Energie**: In einer typischen Erzeugungswoche im Sommer in Deutschland schwanke die Leistung von EE zwischen 5 und 45 GW, erklärte Peter Magauer. Dies stelle eine enorme Herausforderung für das System dar. Wasserkraft könne flexibel bereitgestellt werden und so für den notwendigen Ausgleich sorgen.

Pumpwasserspeicher seien **flexibel und sinnvoll für die mittel- bis langfristige Speicherung von großen Strommengen**. Weltweit gebe es eine Pumpspeicherleistung in Höhe von 153 GW. Die International Energy Agency (IEA) geht davon aus, dass in den nächsten fünf Jahren eine Leistung von 26 GW hinzugebaut wird.[20] Dieser Zubau beruht vor allem auf dem wachsenden Bedarf an Systemflexibilität, um einen wachsenden EE-Anteil zu integrieren.

> Pumpwasserspeicher sind sinnvoll für die mittel- bis langfristige Speicherung von großen Strommengen.
>
> Peter Magauer,
> Andritz Hydro GmbH

Dennis Aelbrecht ging auf eine Studie des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE aus dem Jahr 2017[21] ein, um den potenziellen Flexibilitätsbedarf Frankreichs aufzuzeigen. Bei der Studie handelt es sich um eine Prognose, die sich aus verschiedenen Szenarien zusammensetzt. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihres EE-Anteils. Im Laufe der Zeit nimmt der Flexibilitätsbedarf zu, so ein Ergebnis der Studie. **Der tägliche Flexibilitätsbedarf werde im Jahr 2035 zwischen 55 und 100 % höher liegen als in 2017, wenn ein EE-Anteil von 40 % bzw. 50 % erreicht wird.**[22]

Peter Magauer stellte die Bedeutung eines Energie-Mix dar. Es gebe nicht eine Speicherlösung, sondern eine Kombination von Lösungen, welche sich gar verändern kann. Die Kosten von Batterien würden weiter sinken und daher einen Bereich von möglichen Anwendungen von Pumpspeicherwerken „wegnehmen" (s. Abbildung 7).

[20] IEA 2019, Is pumped storage hydropower capacity forecast to expand more quickly than stationary battery storage? (Link zur Webseite, auf Englisch).
[21] RTE 2017, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (Link, auf Französisch).
[22] Im Jahr 2017 lag die Kapazität bei etwas über 60 GWh täglich. Im Szenario mit einem EE-Anteil von 40 % liegt der Flexibilitätsbedarf im Jahr 2035 55 % höher, bei ca. 100 GWh. Im Szenario mit einem EE-Anteil von 50 % liegt dieser Bedarf 100 % höher, bei ca. 130 GWh.

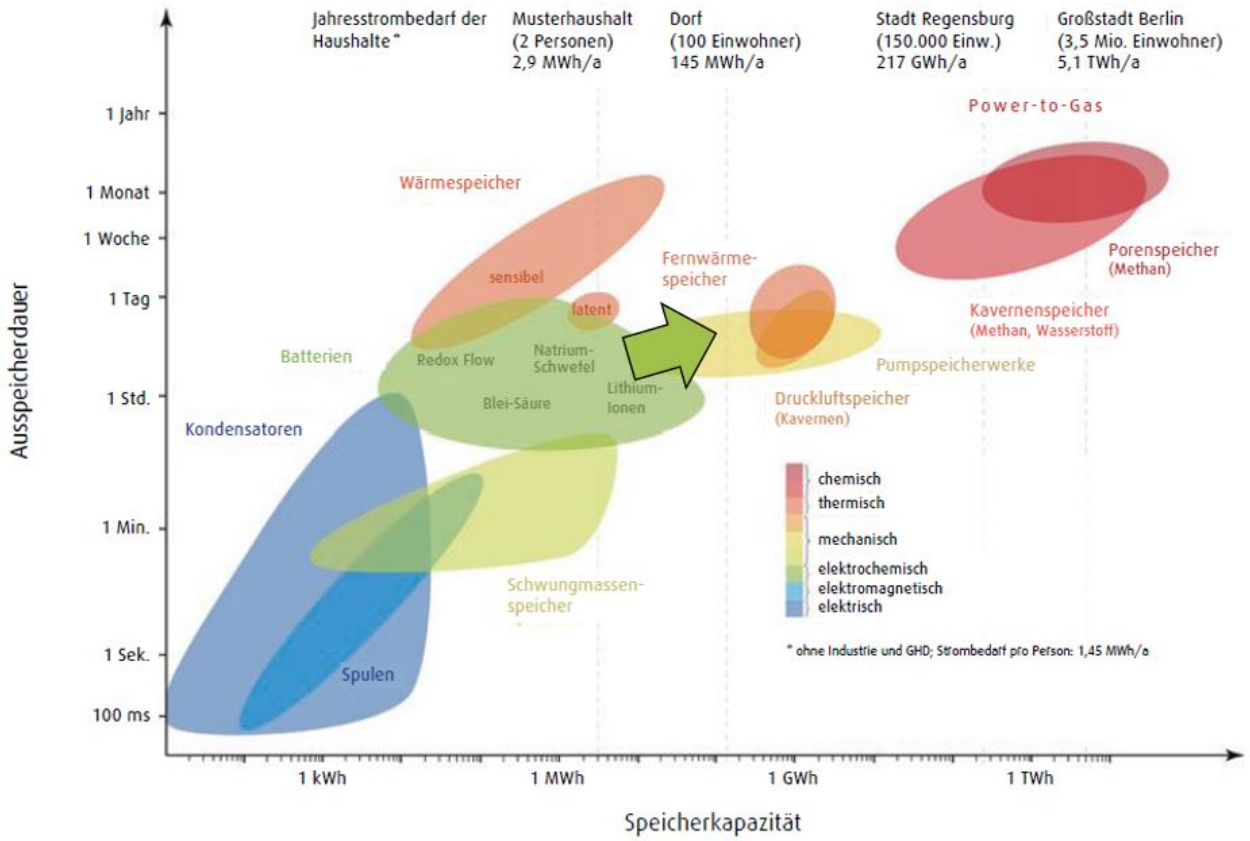


Abbildung 7 – Vergleich verschiedener Speichertechniken in der Entladedauer in Abhängigkeit von der Speicherkapazität. Quelle: FENES, Technische Hochschule Regensburg.[23] Teilweise modifiziert durch das DFBEW.

Pumpspeicher seien erst ab einer gewissen Größe wirtschaftlich. Sie könnten aber auch nicht unendlich groß gebaut werden. Ab diesem Punkt diene die Sektorkopplung als Lösung (z. B. Power-to-Gas, s. Abbildung 7). Insgesamt betrachtet seien Pumpspeicherkraftwerke wettbewerbsfähig, so Peter Magauer, insbesondere wenn die Einsatzzeit in das Kalkül mitaufgenommen werde.

Vorteile	Nachteile
Exzellente Energy Payback Ratio[24] *von der IEA verwendet	Der Markt zeigt den realen Wert, den Pumpspeicherkraftwerke für das Netz mit sich bringen, nicht auf.
Geringe Kosten für die Energiespeicherung bei Betrachtung der gesamten Laufzeit	Langer Planungs- und Genehmigungszeitraum
Geringe CO_2-Emmissionen	Lange Konstruktionsphase
Hoher Wirkungsgrad (bis zu 80 %)	Hohe Investitionskosten
Quasi keine Speicherverluste	Unsicherheit hinsichtlich der Einnahme über einen langen Zeitraum hinweg
Kein Energieverlust über die Lebensdauer hinweg	
Erfüllung von Systemdienstleistungen möglich (z. B. Bereitstellung von Schwungmasse, Frequenzreglung, Schwarzstartfähigkeit)	

Tabelle 2 – Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken (Beispiele). Quelle: Dennis Aelbrecht, EDF Hydro. Darstellung: DFBEW.

[23] Sterner und Stadler (Hrsg.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, S. 654.
[24] Verhältnis der von einer Installation produzierten Energie während ihrer gesamten Laufzeit und der aufzuwendenden Energie für die Konstruktion, der Instandhaltung und der Nutzung des Speichermediums.

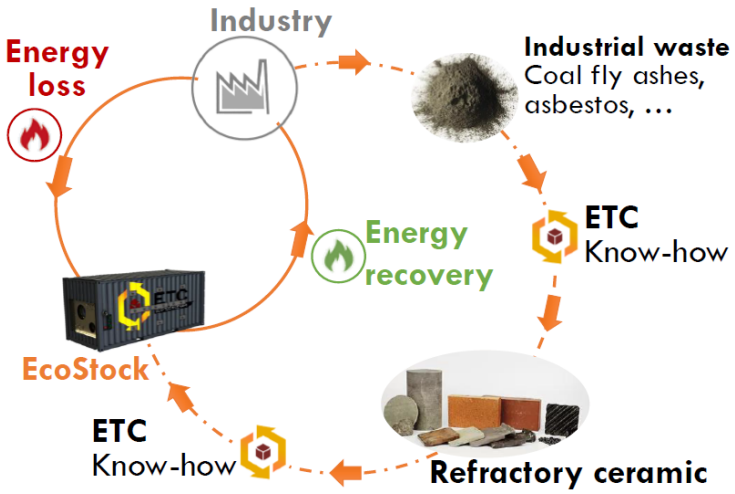
III.2 Wärmespeicher

III.2.1 Eco-Stock

Eco-Tech Ceram (ETC) hat einen Wärmespeicher entwickelt, mit dem Wärme im hohen Temperaturbereich (bis zu 1.000 Grad) gespeichert werden kann. Die Wärme kann dann wiederum bei Bedarf bei konstanter Temperatur abgegeben werden. Die Abgabe von Wärme bei konstanter Temperatur sei insbesondere für die Industrie von Bedeutung.

Der Eco-Stock ist ein „Plug & Play"-Model. Die Module seien robust und könnten mindestens 20 Jahre verwendet werden. Ein weiterer Vorteil seien die niedrigen Kosten, so Antoine Meffre.

Die Industrie produziert im Jahr mehrere Millionen Tonnen Müll (z. B. Kohleflugasche). Zudem wird viel Abwärme produziert. Antoine Meffre erklärte, dass Industriekunden im Durchschnitt 20 % ihrer Produktionskosten für Energie aufbringen müssen. Zwischen 20% und 40% der bezogenen Energie in der Industrie geht in Form von Abwärme verloren, so Antoine Meffre. Zusammengenommen gingen auf diese Weise jährlich viel Energie verloren und es würdenmehrere Millionen Tonnen CO_2 emittiert.



ETC produziert **auf Grundlage industrieller Abfälle** Keramik. Die keramische Masse wird wiederum als Wärmespeicher genutzt. So wird die **industrielle Abwärme zurückgewonnen und wiederverwendet**. Antoine Meffre sprach von einer **doppelten Kreislaufwirtschaft**. Bei der Verwendung eines ETC-Wärmespeichers werde 180 Mal weniger CO_2 ausgestoßen als wenn Erdgas verwendet werden würde.

Abbildung 8 – ETC in der doppelten Kreislaufwirtschaft.
Quelle: Präsentation Antoine Meffre, Eco-Tech Ceram.

Zudem werde mit dieser Speichertechnologie ein sehr guter Return on Investment (ROI) erzielt. Der **Industriekunde selbst investiert kein Geld in den Speicher**. Normalerweise seien die Investitionskosten (*capital expenditure*, CAPEX) für Systemlösungen für die Rückgewinnung von Wärme hoch. Hinzu komme der niedrige Energiepreis. Die Kapazität der Industrie in Energieeffizienz-Maßnahmen zu investieren sei daher niedrig, erklärte Antoine Meffre.
Die Bank kauft den Eco-Stock und vermietet diesen an den Industriekunden. Dieser spart wiederum Energie ohne Investitionskosten aufgebracht haben zu müssen (s. Abbildung 9).

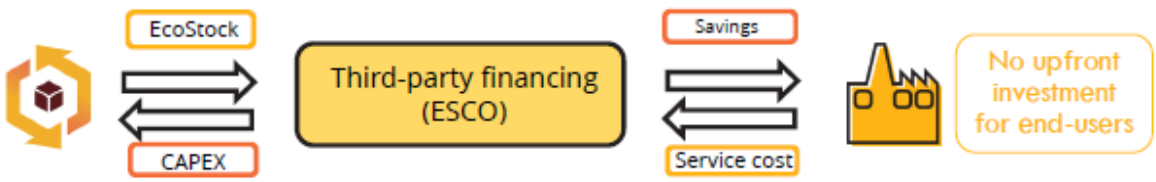


Abbildung 9 – Finanzierung der ETC-Speichertechnologie. Quelle: Präsentation Antoine Meffre, Eco-Tech Ceram.

III.2.2 Infrastruktur von Kohlekraftwerken als thermische Akkumulatoren

Deutschland plant bis zum Jahr 2022 aus der Atom- und bis zum Jahr 2038 aus der Kohleenergie auszusteigen. Dieser Ausstieg erfolge mit dem gleichzeitigen Ausbau der EE. Ein höherer EE-Anteil bedeutet, dass mehr Flexibilität benötigt wird, erklärte Gerrit Koll. Insbesondere Dunkelflauten[25] könnten bei einem hohen Anteil an Wind- und PV-Leistung zu einer Herausforderung werden. Alleine mit der Hilfe von klassischen elektrochemischen Batterien könnte diese jedoch nicht bewältigt werden.

Gerrit Koll erklärte in seinem Vortrag wie die bestehende **Infrastruktur großer konventioneller Kraftwerke**, wie beispielsweise Kohlekraftwerke, **als thermische Speicher (Carnot-Batterien) nutzbar gemacht** werden kann.

Ein fossiles Kraftwerk besteht aus einem Kessel, einer Turbine, einem Wasserdampfkreislauf und einem Generator, der Strom aus dem aus dem Kessel aufsteigenden Dampf erzeugt und anschließend in das Stromnetz einspeist (s. Abbildung 10).

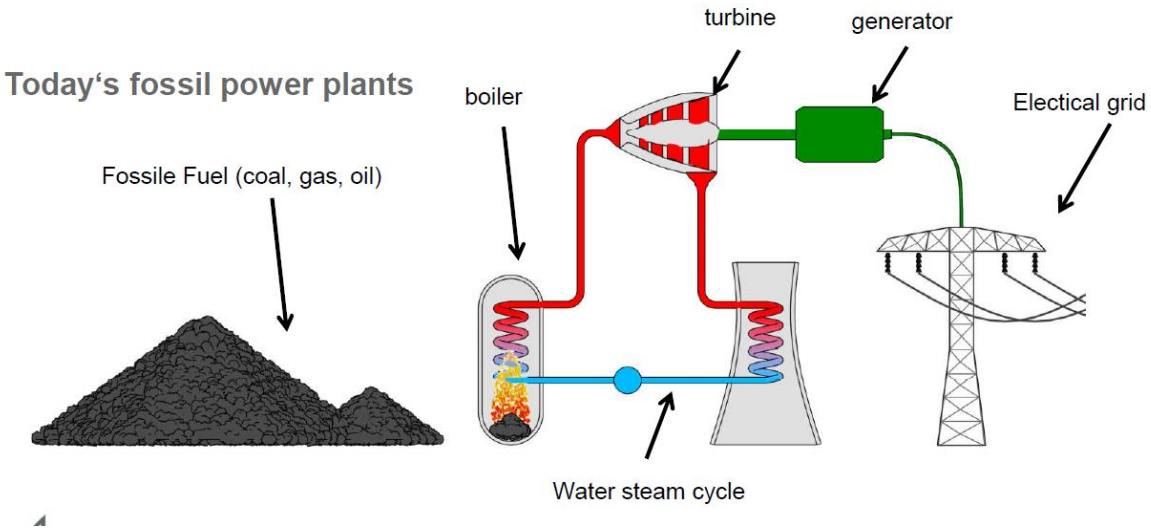


Abbildung 10 – Funktionsweise konventioneller Kraftwerke. Quelle: Präsentation Gerrit Koll, DLR.

Der konventionelle Kraftwerksteil wird entfernt und durch beispielsweise Salz ersetzt. Der **wesentliche Teil des Kraftwerks wird** dabei **beibehalten**. Ein Elektroheizer nimmt (erneuerbaren) Strom aus dem Netz auf und heizt den Salzkreislauf auf. Dieser besteht außer dem E-Heizer aus einem heißen Tank mit 565 Grad und einem „kalten" Tank mit 270 Grad (s. Abbildung 11). Das Salz wird geschmolzen. Dies entspricht einer Technik, die ebenfalls in Solarkraftwerken (*Concentrated Solar Power*) genutzt wird, erklärte Gerrit Koll. Das **Flüssigsalz dient als Speichermedium für Wärme**. **Bei Strombedarf wird die Wärme zurück in Strom verwandelt**.

[25] Mehrere Tage kein oder nur wenig Wind und gleichzeitig kaum Sonneneinstrahlung.

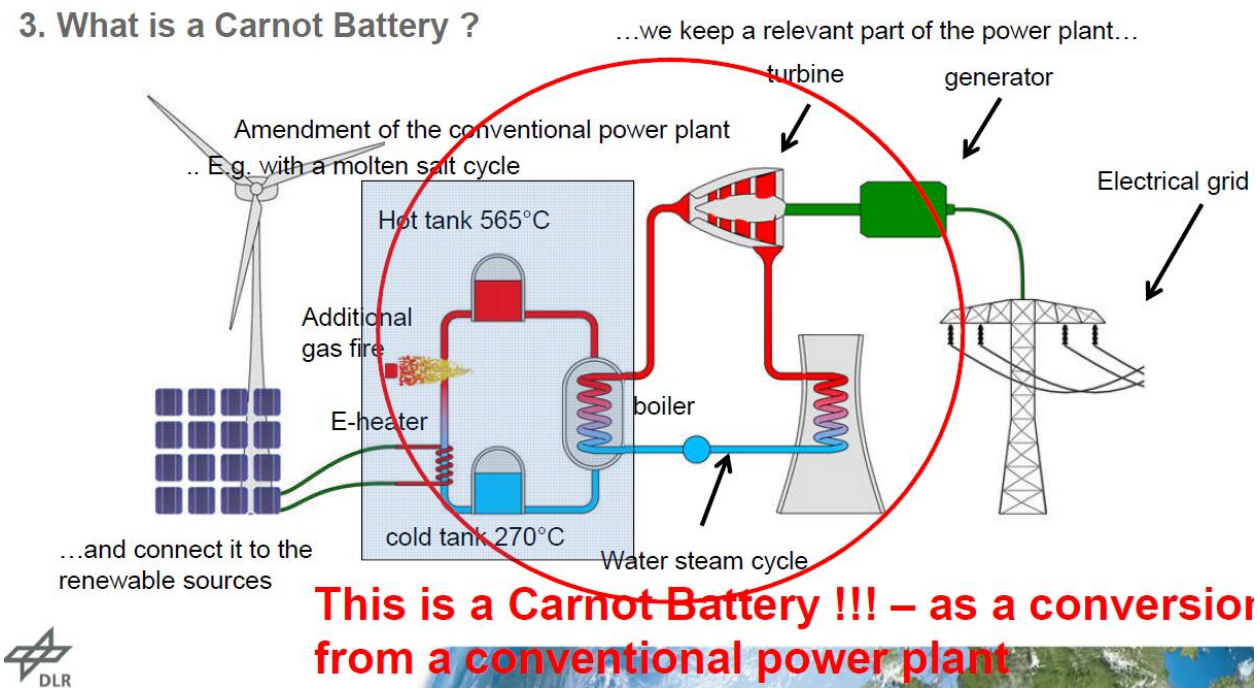


Abbildung 11 – Carnot-Batterie im neuen alten System. Quelle: Präsentation Gerrit Koll, DLR.

Mit Hilfe von Carnot-Batterien kann fossile Energie durch EE ersetzt werden. Außerdem kann der heutzutage bestehende konventionelle Kraftwerkspark sukzessiv dekarbonisiert werden. Da Carnot-Batterien auch mit Biobrennstoffen versorgt werden können, stünde diese Technologie jederzeit zur Verfügung, so Gerrit Koll. Aufgrund der Nutzung bereits bestehender Netze und Kraftwerksinfrastrukturen, könnten die EE weiter massiv ausgebaut werden.

III.3 Wasserstoff

André Steinau betonte, dass es nicht nur globale, sondern auch **regionale Unterschiede und Herausforderungen in der Energiewende** gibt. Er ging in seinem Vortrag auf die Herausforderungen und Chancen in Nordfriesland, Schleswig-Holstein ein. Insgesamt sind Windkraftanlagen an Land mit einer Leistung von mehr als 5 GW installiert.[26] Im Jahr 2017 wurden diese Anlagen um fast 3,3 TWh aufgrund **unzureichender Stromübertragungskapazitäten** abgeregelt. Dies entsprach Entschädigungszahlungen an den Anlagenbetreibern von ca. 350 Millionen Euro. Es gebe Pläne das Netz weiter auszubauen, aber sie seien unzureichend, so André Steinau. In der Region selbst könne so viel Strom nicht verbraucht werden. Mit neuen Offshore-Windkraftanlagen würde sich diese Lage verschärfen.

Stromintensive Unternehmen wie Elektrolyseure benötigen sehr viel Strom. Der Wasserstoffmarkt sei daher ideal geeignet für die Region Schleswig-Holstein, erklärte André Steinau. Dort könne relativ günstig grüner Wasserstoff aus erneuerbarem Strom produziert werden, der nicht anderweitig gebraucht wird. Er sprach vom **Green Hydrogen Valley** Deutschlands.

Im Transportsektor könne für den grünen Wasserstoff ein Preis von 9,50 € brutto pro Kilo verlangt werden, was durchaus rentabel sei. In anderen Bereichen wie beispielsweise der Industrie sei der Preis hingegen zu niedrig, um grünen Wasserstoff einsetzen zu können. Um die Kosten zu senken, müsse der Wasserstoff in Serie produziert werden. Zudem kann das 80 Grad warme Wasser, das bei der Elektrolyse anfällt, im Wärmesektor genutzt werden.

[26] Zahlen von 2018, s. Präsentation André Steinau, GP Joule.

Das Projekt eFarm

An fünf verschiedenen Stellen werden **Elektrolyseure an Windkraftanlagen installiert**. Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend komprimiert und zu zwei Tankstellen gebracht (s. Abbildung 12). Diese sind sowohl von LKWs, Bussen als auch PKWs nutzbar.

Das Projekt eFarm ist ein Verbundprojekt. Ziel ist es unter anderem die **Akzeptanz der Bevölkerung durch die Nutzung von lokal erzeugtem Strom** zu **erhöhen**. Außerdem können so **zusätzliche Märkte** geschaffen und **saubere öffentliche Verkehrsmittel** angeboten werden.

Das Verbundprojekt wird selbst in Wasserstoffbusse investieren und dem öffentlichen Personalverkehr (ÖPNV) zu dem Preis eines wesentlich günstigeren Dieselbusses zur Verfügung stellen. Der ÖPNV sei an Verkehrsverträge gebunden und hätte keinen Entscheidungskraft darüber einen drei Mal teureren Wasserstoffbus zu kaufen, erklärte André Steinau. Daher müssen die Mehrkosten übernommen werden.

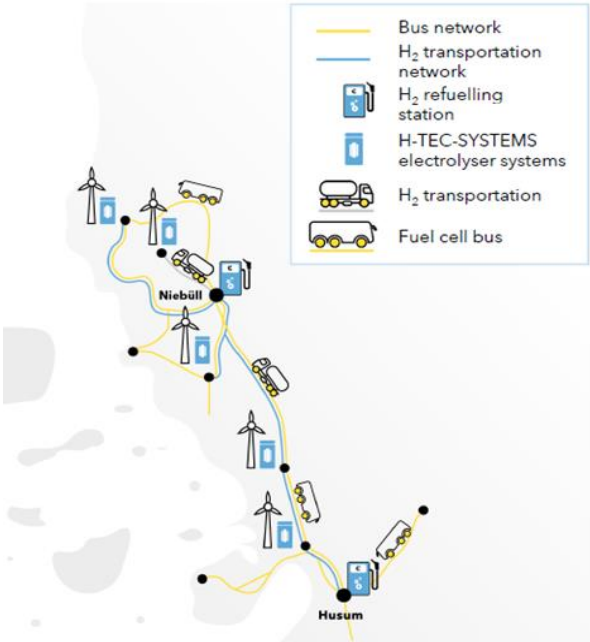


Abbildung 12 – eFarm in Nordfriesland.
Quelle: Präsentation André Steinau, GP Joule.

Der Verbund besteht derzeit aus 18 Gesellschaftern, die das Eigenkapitel für die Mehrkosten für die Beschaffung der Wasserstoffbusse aufgebracht haben: Bürgerwindparks, Bürgersolarparks, Partner der Wasserstofftechnologie, bisherige Mineralöltankstellenbetreiber, Partner aus dem Personennahverkehr, Stadtwerke und GP Joule, Initiator des Projekts. Insgesamt seien auf diese Weise **ca. 2.000 Bürger Nordfrieslands in das Projekt involviert, was eine starke Unterstützung aus der Gesellschaft garantiere**. Zudem seien so bereits potenzielle Kunden für Wasserstoff-PKWs gewonnen, so André Steinau. Problematisch in der Wasserstoffmobilität sei, dass es noch zu wenige Fahrzeuge gibt. Der ÖPNV hätte durch seine Einkaufsmacht die Möglichkeit Vorreiter in der Wasserstoffmobilität zu sein, so André Steinau.

Das „Marktaktivierungsprojekt" soll voraussichtlich im zweiten Quartal 2020 starten. Täglich sollen 600 kg Wasserstoff produziert und vermarktet werden. Die Hälfte des Projektvolumens, rund acht Millionen Euro, wird durch das Bundesverkehrsministerium gefördert. Damit handle es sich derzeit um Deutschlands **größtes grünes Wasserstoffmobilitätsprojekt**, erklärte André Stein. Das Projekt sei ein **Leuchtturmprojekt** und könne in anderen Regionen eingeführt werden.

IV. Kosten-Nutzen-Analyse von Energiespeichern

Vorträge:
- **Der mittel- und langfristige Bedarf von Speichertechnologien und ihre Geschäftsmodelle** – Dr. Matthias Leuthold, Head of Storage, RES Deutschland GmbH
- Podiumsdiskussion zum Thema **Kosten-Nutzen-Analyse von Energiespeichern** – mit Michel Bena, stellvertretender Abteilungsleiter Forschung und Entwicklung, frz. Übertragungsnetzbetreiber (RTE); Valeska Gottke, Referentin Kommunikation und Märkte, Bundesverband Energiespeicher (BVES); Dominique Jamme, Managing Director, frz. Regulierungsbehörde für Energie (CRE); Christian Karalis, Projektleiter, STEAG GmbH

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Webseite des DFBEW heruntergeladen werden.

IV.1 Großspeicher in Deutschland

Matthias Leuthold erklärte, welchen **Nutzen** Großspeicher mit sich bringen können:

1. **Vermeidung der Abregelung oder Redispatch** von EE-Anlagen
2. **Einspeicherung von Energie** bei negativen Preisen
3. Gewährung der **Systemstabilität**
4. **Reduktion der Must-Run Kapazitäten** und damit Reduktion konventioneller Erzeugung

Er berichtete von der rasanten Entwicklung von Lithium-Ionen Großspeicher: Der Erste wurde vor sechs Jahren gebaut. Der derzeit größte stationäre Batteriespeicher in Deutschland befindet sich in Schleswig-Holstein.[27] Die **Dynamik im Markt laufe immer ungefähr gleich ab**, erklärte Matthias Leuthold. Zunächst werde **Regelenergie**, die zuvor von konventionellen Anlagen geleistet wurde, durch Batterien ersetzt. Dieser Markt sei vergleichsweise klein.[28] Wenn dieser Markt erschöpft ist, werden Speicher für die **Integration von EE** eingesetzt, das heißt, Speicher werden Überschüsse aus EE einspeichern.
Matthias Leuthold ging auf die Dynamiken und Unterschiede von drei Speichermärkten ein (s. Abbildung 14):

- Die USA besteht aus vielen kleinen Regelzonen. Da jede Regelzone ihre eigenen Regeln hat, habe sich die Einführung für Speicher auf dem Frequenzmarkt hingezogen. Nach sechs Jahren sei der Markt erschöpft und der Übergang zum EE-Markt erfolgt.
- In Großbritannien wurden Speicher wesentlich später für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt. Nach bereits zwei Jahren sei der Markt erschöpft gewesen und die Speicherung von EE schloss direkt an. Dies ließe sich durch die relative elektrische Isolierung Großbritanniens erklären: Das Land muss eigene Fluktuationen selbst ausgleichen.
- Deutschlands Regelzonen sind an die Nachbarländer gekoppelt. Daher sei der Druck auf Länderebene relativ gering EE zu integrieren. Der Druck würde regional existieren und EE müsse von Zeit zu Zeit in beispielsweise Schleswig-Holstein abgeregelt werden. Die bundesweite Bilanz sehe jedoch anders aus. Und da kein Druck bei der Integration von EE herrsche entstehe eine „Lücke" im Markt (s. Abbildung 14). Gemäß Matthias Leuthold befindet Deutschland sich derzeit in dieser Lücke. **Solange es keine EE-Überschüsse gibt, gebe es auch keine Notwendigkeit Speicher zu integrieren**. Der absolute Speicherbedarf hänge außerdem von seinen Alternativen ab. Beispielsweise ist der Speicherbedarf höher, wenn es lokale EE-Überschüsse gibt und das Netz diese nicht weiterleiten kann, weil es nicht ausreichend ausgebaut ist. Bei einem ausreichend ausgebauten Netz könne der Speicherbedarf hingegen reduziert werden. Die sei ebenfalls der Fall, wenn es alternative Flexibilitäten wie *Demand Side Management* (DSM) oder Power to X gibt.

[27] Dieser 2018 gebaute Speicher verfügt über eine Leistung von 50 MW und einer Kapazität von 50 MWh.
[28] In Deutschland ca. 600 MW.

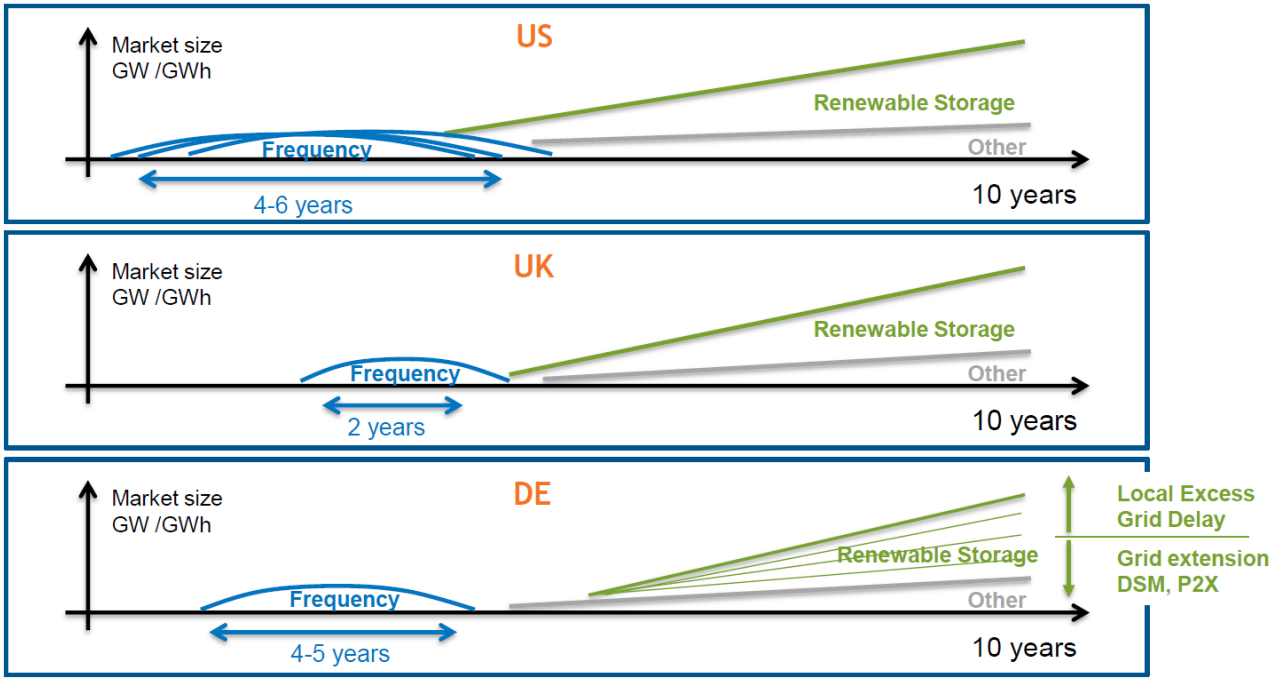


Abbildung 13 – Typische Entwicklung von Speichermärkten. Quelle: Präsentation Matthias Leuthold, RES Deutschland GmbH.

Der Ausbau von Großspeichern begann in Deutschland im Jahr 2014 mit vergleichsweise kleinen Speicherprojekten und erreichte seinen Hochpunkt im Jahr 2018 mit größeren Projekten. Ungefähr zwei Drittel des deutschen Marktes seien bereits gesättigt, so Matthias Leuthold. Er erklärte, dass Investoren in Großbatteriespeicherprojekte in der Regel nicht in ein zweites Projekt investieren.[29] Derzeit seien 98 % der Projekte am Regelenergiemarkt einmalige Projekte. Er begründete die ausbleibende Zweitinvestition in den Regelenergiemarkt mit dem Auktionspreis für die Primärregelleistung (*frequency control reserve*, FCR). Dieser wurde von 2008 bis 2011 monatlich auktioniert, dann wöchentlich und seit 2019 täglich. Abbildung 15 zeigt, dass die **Preisfluktuationen im Laufe der Jahre immer größer geworden sind und der Preis eine sinkende Tendenz** hat. Dieser liege heutzutage bei ca. 1.300 €/MW/Woche, so Matthias Leuthold, und damit unter dem Preis mit dem sich die Projekte refinanzieren könnten.[30]

[29] Eine Ausnahme ist die WEMAG. Die WEMAG betreibt seit 2014 einen Großspeicher in Schwerin.
[30] RES hat Berechnungen zu den Erlösen deutscher Großspeicherprojekte angestellt. Es wurde der Preis berechnet, der gebraucht wird um sich in 15 Jahren zu refinanzieren: WEMAG benötige einen Preis i. H. v. ca. 3.300 €/MW/Woche, STEAG ca. 3.000 €/MW/Woche und Eneco ca. 2.200 €/MW/Woche.

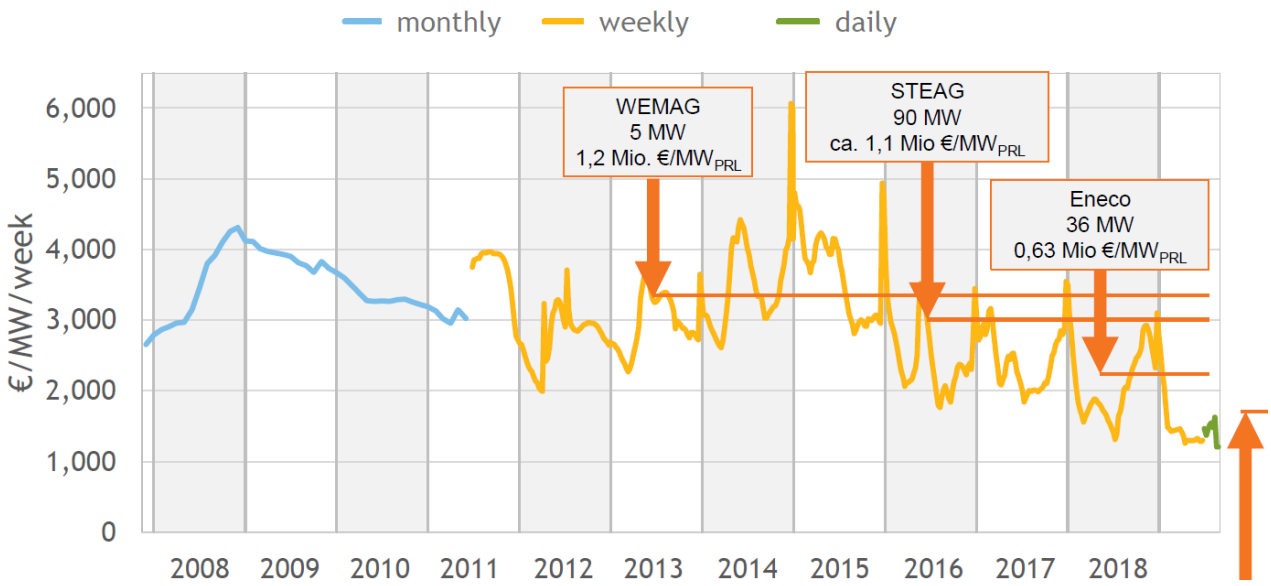


Abbildung 14 – Preis für Primärregelleistung in Deutschland. Quelle: Präsentation Matthias Leuthold, RES Deutschland GmbH.

Die Kostensenkung ginge auf Kosten der Investoren. Matthias Leuthold sprach von einem „Kanabalisierungseffekt". Da es sich um einen deflationären Markt handele, würde nicht investiert werden.

Das in Deutschland etablierte Strommarktdesign *Energy-Only-Market* (EOM) kann keine Technologien wie EE und Speicher nachhaltig fördern, so Matthias Leuthold. Bei diesem Marktdesign wird nur die tatsächlich erzeugte Energie vergütet. Großspeicher zeichnen sich jedoch durch hohe Investitionskosten aus. Laut Matthias Leuthold werde ein **neues Markt Design benötigt**.

Ein mögliches Markt-Design für den Einführungszeitraum von Speichern ist die **Auktionierung begrenzter Kapazitäten über mehrere Jahre hinweg**, um Folgegeschäfte zu ermöglichen. Außerdem werde ein *Contract for Difference*[31] mit mehreren Laufzeiten benötigt, kombiniert mit der Verpflichtung systemkonform zu handeln.

IV.2 Kosten-Nutzen-Analyse von Speichern in Deutschland und Frankreich

Michel Bena ist für den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE tätig. Er machte darauf aufmerksam, dass die Energiesysteme der verschiedenen Länder unterschiedlich aufgebaut sind. Daher variieren die Herausforderungen und Lösungen ebenfalls. Um den Verlauf der Energiewende so gut wie möglich antizipieren zu können, sei es wichtig unterschiedliche Szenarien aufzustellen. In den Szenarien soll unter anderem die Rolle von Speichern analysiert werden. RTE hat mit Hilfe von selbst durchgeführten Studien herausgefunden, dass **bis 2030/2035 kein Bedarf für Speicher in Frankreich** besteht.[32] Dennoch führe RTE bereits jetzt Demonstrationsprojekte durch wie beispielsweise das **Projekt Ringo**. Dieses Projekt zielt darauf ab den **Einsatz von Batterien zur Bewältigung von Engpässen im Übertragungsnetz** zu erforschen.[33] Im Rahmen des Projekts wurden Batteriespeicher an drei zentralen Punkten im französischen Netz errichtet. Die ausgewählten Standorte zeichnen sich durch hohe Stromproduktion aus Wind- und/oder PV-Anlagen aus, die zu starken Leistungsspitzen führen kann. RTE testet die Leistungsfähigkeit der Batterien und inwiefern der Netzausbau mithilfe von Speichern begrenzt werden kann.

[31] Fördermodell, bei dem die positiven und negativen Abweichungen von einem festgelegten Referenzpreis ausgezahlt werden.
[32] RTE 2017, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (Link, auf Französisch).
[33] Der Besitz einer Speicheranlage durch den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE ist in diesem Fall eine Ausnahme. Normalerweise ist es Netzbetreibern untersagt Stromspeicheranlagen zu besitzen, zu entwickeln oder zu betreiben. Das Ringo-Projekt ist auf einen Zeitraum von drei Jahren befristet. In einer zweiten Phase, spätestens ab 2023, werden die Batterien von Dritten betrieben.

Das **Thema Speicher** ist nur **ein Vektor für die Flexibilität** im Energiesystem und es gibt weitere Flexibilitätsoptionen, betonte Michel Bena. In Frankreich sei beispielsweise das Thema Laststeuerung (*effacement*) von Bedeutung.[34] Andere Flexibilitätsoptionen sind unter anderem das Netz selbst und Systemdienstleistungen.

> Es gibt keinen Speicherbedarf, sondern einen Flexibilitätsbedarf.
>
> Dominique Jamme, CRE

Auch Dominique Jamme, tätig für die französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE), betonte, dass es **keinen Speicherbedarf, sondern einen Flexibilitätsbedarf** aufgrund eines steigenden EE-Anteils gebe. Speicher stünden daher **in Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen.**
Globales Ziel sei eine kosteneffiziente, sichere und erneuerbare Energieversorgung und nicht der Bau vieler Batteriespeicher, machte Matthias Leuthold deutlich. **Es hänge von der langfristigen Szenario-Wahl der Politik ab, welche Flexibilitätsoptionen** und damit auch welche kurz- und langfristigen Speichertechnologien benötigt werden.

Valeska Gottke vom BVES erklärte, dass die **Speichertechnologien verschiedene Nutzen** erfüllen und **zu unterschiedlichen Kosten und Laufzeiten** zur Verfügung stehen. Christian Karalis ist Projektleiter bei STEAG und betonte, dass die passende Technologie je nach Anwendungsfall ausgewählt werden müsse. Er beklagte, dass in Deutschland der frühzeitige Einstieg in den Markt zu Problemen führen könne, weil beispielsweise der Regulator eingreift und so den Ausbau einer Speichertechnologie verhindert. Oder es werden Zuschüsse für spätere Projekte gewährt. Es herrsche eine große **Unsicherheit im Markt**. Daher sollte vorher geklärt werden, ob der Markt frei agieren kann oder Fördermechanismen und Kostenübernahmen durch den Staat erfolgen.

Die Aufgabe der CRE ist es für das effiziente Funktionieren des Marktes zu sorgen erklärte Dominique Jamme. Effizienz sei von grundlegender Bedeutung, um kein Geld zu verschwenden. Die Regulierungsbehörde präferiere daher per se keine Technologie.

Die CRE wurde vor einiger Zeit darauf aufmerksam, dass in Frankreich kaum eine Entwicklung im Bereich Speicher stattfand – Derzeit sind **Batteriespeicher mit einer Leistung von knapp 10 MW an das französische Netz angeschlossen**. Daher untersuchte die CRE die Gründe für die ausbleibende Entwicklung. Die Regulierungsbehörde untersuchte unter anderem den Rechtsrahmen für Speicher, möglich Schwierigkeiten beim Netzanschluss etc. und stellte fest, dass **in Frankreich derzeit ein deutlich geringerer Speicherbedarf** als beispielsweise in Deutschland herrscht. Dennoch müsse Frankreich einen **passenden Rechtsrahmen für Speicher schaffen, um auf die zukünftige Entwicklung vorbereitet zu sein**. Die CRE hat daher einen **Fahrplan zur Schaffung eines rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmens für Stromspeicher** ausgearbeitet.[35]
Die CRE richtet zusammen mit der Generaldirektion Energie und Klima (DGEC) des französischen Umweltministeriums eine Arbeitsgruppe ein, die sich mit spezifischen Fragen zum Thema Speicher und insbesondere der Definition von Speicherung befasst. Diese Arbeitsgruppe wird in zwei Jahren prüfen, ob der Fahrplan für Batterien umgesetzt wurde.

[34] Im Französischen beschreibt der Begriff des *effacement* alle Arten des Lastmanagements, die auf eine Reduzierung der Last abzielen. Im Deutschen umfasst der Begriff Lastmanagement auch das Zuschalten einer Last und kann somit auch eine Erhöhung des Stromverbrauchs bedeuten. Weiterführende Information zu regelbaren Lasten siehe DFBEW-Hintergrundpapier 2017, Regelbare Lasten in Deutschland und Frankreich (Link zum Dokument).
[35] CRE 2019, Le stockage d'électricité en France (Link, auf Französisch).

Im „alten Energiesystem“ hätte es **drei klassische Größen** gegeben: **Erzeugung, Verbrauch und Transport**, erklärte Valeska Gottke. Für das „neue Energiesystem“ würden diese drei Größen nicht ausreichen. Speicher existieren heutzutage in einem für sie unpassendem System. Der Bundesverband Energiespeicher (BVES) fordere daher die sogenannte „**vierte Säule des Energiesystems“ für Energiespeicher**. Das heißt, dass Speicher rechtlich anders eingeordnet werden.

> Speicher existieren heutzutage in einem für sie unpassendem System.
>
> Valeska Gottke, BVES

Die Kosten, die durch Steuerabgaben und –umlagen entstehen, sind relevante Größe für jedes Speicherprojekt. Aktuell sind Speicher als Erzeuger oder Letztverbraucher im Stromsektor eingeordnet. Dies führt dazu, dass bei der Einspeicherung von Strom Steuern und Abgaben anfallen, obwohl der Strom nicht verbraucht, sondern gespeichert wird. Bei der Ausspeisung des Stroms fallen erneut Steuern und Abgaben an. Damit wird der gespeicherte Strom doppelt belastet.
Ein Angebot und Nachfrage von Speichern existiere bereits, nur werde das **Potenzial von Speichern durch die strikten rechtlichen Rahmenbedingungen gehemmt**, so Valeska Gottke. Eine Neuordnung des Systems sei daher notwendig, um Speichertechnologien besser in das Energiesystem integrieren zu können.

Dominique Jamme wies darauf hin, dass es einen europäischen Rahmen für das Thema Energie gibt, welcher die Länder auf die Zukunft vorbereitet. Es sei **offensichtsichtlich, dass sich Speicher langfristig entwickeln** werden. Derzeit möge der Ausbau von Speichertechnologien zwar stocken, aber mit zunehmendem Ausbau von EE und dem damit verbundenen Flexibilitätsbedarf werde die Bedeutung von Speicherung zunehmen. Speicher können auf den Bedarf des Netzes eingehen und Systemkosten senken.

> Der Bau von Speichern kann den Netzausbau nicht ersetzen.
>
> Matthias Leuthold, RES Deutschland GmbH

Matthias Leutholt betonte gleichzeitig, dass der Bau von Speichern den Netzausbau nicht ersetzen kann. Der Netzausbau sei eine wichtige Flexibilitätsoption. Ein Netzentwicklungsplan, der mit jedoch mit veralteten Zielen rechnet, sei jedoch mangelhaft. Er fordert dazu auf verschiedene Ausbauszenarien durchzuspielen und Innovationen zu wagen.

Zum Thema **Netzausbau** erklärte Michel Bena, dass der Investitionsplan von RTE Kosten für die Netzverstärkung in Höhe von 33 Milliarden Euro für die nächsten 15 Jahren vorsieht. Dies entspreche einer erheblichen Steigerung im Vergleich zu Plänen der Vergangenheit. In Deutschland seien 60 Milliarden für einen Zeitraum von zehn Jahren geplant.
Die **Kosten des Redispatchs** betrugen im vergangenen Jahr in Deutschland mehr als eine Milliarden Euro, berichtete Dominique Jamme. In Frankreich hätten die Kosten in den letzten Jahren zwischen 5 und 20 Millionen Euro gelegen.