

TenneT Speicher-Tool

Tool zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in netzgekoppelte Stromspeicher

Gebrauchsanleitung

V1.0

Im Auftrag von: TenneT TSO GmbH

Ansprechpartner: Ralf Ott (Ralf.Ott@tennet.eu)

von:

Navigant Netherlands B.V. Stadsplateau 15 3521 AZ Utrecht

Niels Verkaik, Sil Boeve, Edwin Haesen, Ruut Brandsma, Philipp Creutzburg 17.06.2019

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für beiderlei Geschlecht.





INHALTSVERZEICHNIS

1. Einführung	3
1.1 Hintergrund	3
1.2 Zweck des Tools	3
1.3 Verwendung des Tools	4
2. Beschreibung der inputparameter	6
2.1 Projektparameter und -kosten	
2.1.1 Projektumfang	6
2.1.2 Kostenumfang	6
2.2 Technische Parameter	7
2.3 Finanzielle Parameter	8
2.4 Einnahmen	9
2.4.1 Regelleistungsmärkte	10
2.4.2 Day-Ahead-Markt oder Intraday-Markt	12
2.5 Geschäftsszenario Cashflow-Modellierung	12
3. Erklärung des Outputs	14
3.1 Ergebnisübersicht	
3.2 Ergebnisdetails	15
4. Übersicht des Interfaces	19
4.1 Projekte Berechnen, Erstellen, Speichern, Laden, Umbenennen und Löschen	19
4.1.1 Ein neues Projekt erstellen	
4.1.2 Ein Projekt speichern	
4.1.3 Ein Projekt öffnen	
4.1.4 Ein Projekt umbenennen	20
4.1.5 Ein Projekt löschen	21
4.1.6 Ein Projekt berechnen	21
4.2 Eingabe von Projektinformationen	21
4.2.1 Projektparameter	22
4.2.2 Technische Parameter	23
4.2.3 Finanzielle Parameter	24
4.2.4 Umsatz	25
4.3 Zusätzliche Zeitreihen hinzufügen	26
5. Beispielprojekte	28
5.1 Datenquellen	28



5.2 Li-Ion NMC (2018) & (2026)	28
5.3 Vanadium Flow Batterie (2018) & (2026)	29
5.4 Pumpspeicherkraftwerk (2018) & (2030)	30
5.5 CAES (2018) & (2030)	31
5.6 Elektrolyse mit Druckwasserstoffspeicherung (2018)	32
6. Modellannahmen und -Beschränkungen	34
7. Behandlung von Speichersystemen im gesetzlichen Rahmenwerk	35
7.1 Strompreis und seine Bestandteile	35
7.1.1 Strombeschaffungspreis	36
7.1.2 Netzentgelte	36
7.1.3 § 19 StromNEV-Umlage (Netzentgeltreduzierung)	37
7.1.4 Offshore-Haftungsumlage (ab 2019 Offshore-Netzumlage)	37
7.1.5 Konzessionsabgabe	37
7.1.6 Stromsteuer	37
7.1.7 Erneuerbare Energie Umlage (EEG-Umlage)	38
7.1.8 KWK-Umlage	38
7.1.9 AbLaV-Umlage	39
7.1.10 Umsatzsteuer	39
7.2 Referenzen zum Thema Umlagen, Steuern und Abgaben für Speicher	39





1. EINFÜHRUNG

1.1 Hintergrund

Im Dezember 2015 verabschiedeten 195 Länder auf der Klimakonferenz in Paris (COP21) das erste rechtlich bindende globale Klimaabkommen. Mit dem unterzeichnen des Vertrages verpflichteten sich die Länder den Klimawandel zu begrenzen, indem die globale Erwärmung weit unter 2 °C gehalten wird, also ein Anstieg auf 1,5 °C angestrebt wird. Um dieses Ziel zu erreichen, erlebt der Energiesektor eine umfassende Transformation in den Bereichen Produktion, Nachfrageverhalten und Markt / Systembetrieb. Da sich Solar- und Windenergie rapide zu den günstigsten Optionen der erneuerbaren Energien entwickeln, dürfte ihr Anteil an der künftigen Energieversorgung erheblich steigen.

1.2 Zweck des Tools

Ein zukünftiges Energiesystem, das weitestgehend auf den dargebotsabhängigen Energieträgern Wind- und Solarenergie beruht, erfordert die Nutzung möglichst vieler Flexibilitäten. Ein erklärtes Ziel von TenneT ist es mehr Flexibilität für das Energiesystem zu erschließen. Energiespeichertechnologien können zu entscheidenden Bausteinen in einem solchen Energiesystem werden. Sie eröffnen Chancen zum Einsatz in künftigen Großhandel- und Regelenergiemärkten, ermöglichen es den Erzeugern ihr Energieportfolio zu optimieren und können darüber hinaus für weitere system- und netzdienliche Zwecke genutzt werden.

Um den Markt für Speicherinvestitionen zu fördern und Interessensgruppen bei ihrem Verständnis des Geschäftsmodells eines Energiespeicherprojekts zu unterstützen, entwickelte TenneT ein interaktives Tool zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in netzgekoppelte Stromspeicher. Dieses Tool soll Unternehmen und anderen Akteuren, die ein Interesse am Energiespeichergeschäft haben, die Möglichkeit eröffnen, verschiedene Technologien, Finanzierungsarten und Markteinnahmen zu bewerten und zu vergleichen.

Benutzer können hierbei Schlüsselparameter eines individuellen Projekts definieren oder Anpassungen an den vordefinierten Projekten vornehmen. Mit dem Tool lassen sich etwa 45 Parameter anpassen, die von Technologieperformance über das Projektdesign bis hin zu Finanzierungsoptionen und Marktpreisreihen reichen.

Das Modell bewertet die maximalen Erlöse anhand einer Optimierung des Einsatzes (Dispatch) in verschiedenen Märkten und liefert dem Benutzer eine detaillierte Aufgliederung der Kapitalwertkomponenten und des Cashflows über die Projektlaufzeit (Abbildung 1).

Das Tool stellt trotz der Vielzahl an abgebildeten Parametern lediglich eine Abschätzung des Business Cases eines Speicherprojektes darstellt und keine exakte Berechnung.

TenneT freut sich über Anmerkungen und Anregungen zur Weiterentwicklung des Tools:

Ansprechpartner: Ralf Ott (Ralf.Ott@tennet.eu)

Weiterhin kann es auf Basis sich ändernder regulatorischer oder wettbewerblicher Rahmenbedingungen angepasst werden.





Auswahl des Projektdesigns und des Marktumfeldes

Bewertung des maximalen, optimierten Umsatz und Performance

Detaillierte Betrachtung des potenziellen Return-on-Investment

SPEZIFIKATION

BETRIEB & UMSATZ

BERGEBNISSE

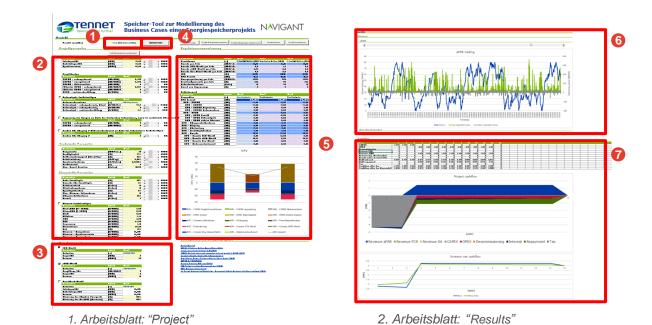
- Projektdesign
- · Technische Parameter
- Finanzierungsmodel
- Auswahl der Märkte / Preiskurven
- Beispielhafte Fallstudien sind bereits enthalten
- Ganzjahres-Optimierung des Speicher-Dispatches (auf 15min- oder 1h-Basis) wobei angenommen wird, dass alle Angebote vom Markt akzeptiert werden
- Auswirkungen auf Effizienz und Lebensdauer werden betrachtet inkl.
 Repowering
- Ausgabe von NPV / IRR
- Breakdown der NPV-Komponenten
- Detaillierte Betrachtung von Preis, Dispatch, Speicherfüllung im optimierten Szenario
- Graphen und Daten für eigene Auswertungen

Abbildung 1: Übersicht des Speicher-Tools

1.3 Verwendung des Tools

Die Benutzeroberfläche ist eine Tabelle mit editierbaren Zellen, so dass alle Parameter ausgewählt und angepasst werden. Dies erlaubt die vollständige Bestimmung eines Projektfalls. Die Dispatch-Optimierung auf 15-Minuten- oder Stunden-Basis erfolgt über einen Remote-Webserver. Die Endergebnisse werden tabellarisch und grafisch angezeigt (siehe u.a. Punkt 5 in Abbildung 2). Abbildung 2 soll einen Einblick in die Verwendung des Tools geben. Die Abbildung stellt dabei lediglich ein Beispiel dar; je nach gewähltem Projekt und zuvor gespeicherten Daten kann die Darstellung abweichen. Alle verwendeten Parameter und Berechnungsmethoden werden in diesem Leitfaden näher erläutert.





- Wähle ein vordefiniertes Projekt, oder nutze dieses als Ausgangspunktfür eigene Modifikationen.
- 2. Weise den Projektparametern, technischen und finanziellen Parametern (45 insgesamt) einen Wert zu oder nutze die Schnelleinstellung (%).
- 3. Wähle ein Marktsegment und entsprechende Zeitreihen. Nehme Schnelleinstellungen für die Volatilität vor.
- 4. Ergebnisse berechnen!
- 5. Übersicht zur Zusammensetzung des Umsatzes. Ein Vergleich mit anderen Projekten ist hier leicht möglich.
- 6. Detaillierte Ergebnisse der Preisniveaus und des optimierten Dispatches.
- 7. Übersicht des Projekt Cash-Flows über die Lebenszeit des Projektes (numerisch und grafisch).

Abbildung 2: Einführung zur Verwendung des Tools





2. BESCHREIBUNG DER INPUTPARAMETER

Das TenneT Speicher-Tool modelliert den Business Case eines netzgekoppelten Energiespeicherprojekts. Es berücksichtigt Projektparameter und -kosten (Kapitel 2.1), technische Parameter (Kapitel 2.2), finanzielle Parameter und Einnahmen (Kapitel 2.4) eines Projekts und kombiniert diese zu einem Business-Cashflow-Modell (Kapitel 2.5). Das Tool stellt hierbei allerdings nur eine Abschätzung und keine exakte Berechnung des Business Cases dar.

Im nachfolgenden werden die verschiedenen Eingabeparameter und ihre Bedeutung für die Modellierung des Business Cases erläutert. Einen Überblick über die verschiedenen Parameter, der sich an der Benutzeroberfläche des Tools orientiert findet sich zudem in Kapitel 4.2.

2.1 Projektparameter und -kosten

2.1.1 Projektumfang

Die Größe des Projekts wird durch seine Lade- und Entladeleistung (MW) sowie sein Speichervolumen (MWh) definiert. Die Lade- und Entladeleistung gibt die maximale Leistung an, die in den Speicher hinein und aus ihm herausfließen kann (vor dem Beachten von Umwandlungsverlusten). Das Speichervolumen gibt an, wie viel Energie insgesamt gespeichert werden kann. Zu beachten ist hierbei, dass die Angabe des Speichervolumens von einer 100%-Entladetiefe (DoD, *Depth of Discharge*) ausgeht. Ist eine Entladetiefe von weniger als 100% gewünscht, kann entsprechend der Parameter für den CAPEX relativ zum Speichervolumen nach oben korrigiert werden (um die Kosten für den das ungenutzte Speichervolumen zu integrieren).

2.1.2 Kostenumfang

Während der Laufzeit eines Energiespeicherungsprojekts entstehen unterschiedliche Ausgaben, die in Investitionen (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und andere Ausgaben unterteilt sind.

Die Kostenparameter sollen alle relevanten erheblichen Kosten für Speicherprojekte abdecken. Auch für die ausgewählten Beispiele im Tool wird darauf geachtet, dass die gesamten Infrastrukturinvestitionen und Betriebskosten enthalten sind. Der Benutzer sollte berücksichtigen, dass verschiedene öffentliche Quellen Kostenprojektionen nur für einen Teil der Infrastruktur bereitstellen (z. B. eine Batteriezelle oder einen Lagertank).

Wiederum können einige Kostenkomponenten im Laufe der Zeit variieren (z. B. Steuern) oder werden für einzelne Finanzanalysen nicht berücksichtigt. Daher stellt das Tool einfache Kontrollkästchen zur Verfügung, um verschiedene Kostenpositionen entweder einzubeziehen oder sie außerhalb des Geltungsbereiches zu belassen.

CAPEX - Erstinvestitionen

Die Anfangsinvestition umfasst alle Investitionen für das Projekt vor Inbetriebnahme. CAPEX setzen sich aus zwei Teile zusammen. Zu den leistungsbezogenen Kosten gehören die Leistungselektronik, das Ausgleichssystem und ein Teil der Konstruktion. Die energiebasierten Kosten umfassen das Speichersystem und einen Teil des strukturellen Entwurfs. Für beide Teile können CAPEX-Kostenparameter geliefert werden. Die Gesamtinvestitionskosten setzt sich aus der Summe beider Kostenbestandteilen zusammen. Beachten Sie, dass die externe Literatur manchmal CAPEX entweder auf Leistungs- oder auf Volumenkosten skaliert. Es ist möglich, nur einen Parameter im Tool zu verwenden, wenn die Referenz robust ist. Vorsicht ist geboten, wenn Referenzen kombiniert werden,





um Doppelzählungen zu vermeiden oder um zu vermeiden, dass nur ein Teil der Kosten berücksichtigt wird.

CAPEX - Netzanschluss

Investitionskosten für die Netzanbindung können separat definiert werden.

OPEX - allgemein

Ähnlich wie die CAPEX-Kosten, können die OPEX-Kosten auch in einen leistungsbasierten und einen energiebasierten Teil aufgeteilt werden.

OPEX - Netzentgelte

Netzentgelte können ebenfalls eingegeben werden. Es sind bereits beispielhafte Tarife für Verteilund Übertragungsnetzanschluss im Modell enthalten. Die Tarife sind in einen verbrauchsabhängigen
Teil und einen leistungsabhängigen Teil (monatlich und jährlich) aufgeteilt und beziehen sich auf die
gewählte Spannungsebene. Der Nutzer kann die vorgegebenen Standardwerte den Netzentgelten
des für Ihn relevanten Netzbetreibers anpassen. Die Berücksichtigung von Netzentgelten kann durch
Anklicken der entsprechenden Box aktiviert werden. Nicht berücksichtigt sind etwaige vermiedene
Netznutzungsentgelte sowie eine detaillierte Zuordnung zu einem Netzanschlusspunkt (z.B. Umspannwerk).

CAPEX - Repowering

Die Kosten für das Repowering können niedriger sein als die anfänglichen CAPEX. Zum Beispiel müssen in einem Batteriespeicherprojekt möglicherweise die Batteriezellen ausgetauscht werden, während die Leistungselektronik und das strukturelle Design noch intakt sind. Die Kosten für das Repowering fallen im letzten Jahr der technischen Lebensdauer an.

Falls die technische Lebensdauer des Projekts kürzer ist als die wirtschaftliche Lebensdauer (die maximale Anzahl von Jahren, die ein Projekt aus betriebswirtschaftlicher Sicht voraussichtlich betrieben wird), kann das Projekt erneut durchgeführt werden. Wenn die "Repower"-Option im Tool ausgewählt wird, wird das Projekt am Ende seiner technischen Lebensdauer erneut betrieben, wodurch seine Alterung und die Verringerung des Speichervolumens für einen bestimmten Preis (CAPEX) zurückgesetzt wird. Die bereits berechneten jährlichen Einnahmen, Verringerung des Speichervolumens und Alterung gelten auch für das *repowered* Projekt. Das Projekt wird nur dann erneuert, wenn die verbleibende wirtschaftliche Lebensdauer des Projekts zum Zeitpunkt des Repowering mehr als 50% der technischen Lebensdauer des neu installierten Systems beträgt. Das Projekt kann mehrmals repowered werden.

CAPEX - Stilllegung/Wiederverkaufswert

Am Ende des Lebenszyklus muss das Energiespeichersystem möglicherweise außer Betrieb genommen werden, was zu Kosten führen kann.

2.2 Technische Parameter

Rampenrate

Die volle Lade- und Entladeleistung wird nicht sofort erreicht. Die Rampenrate gibt die Geschwindigkeit an, mit der die Leistung hoch- oder heruntergefahren werden kann (MW / Min.).

Verfügbarkeit

Das Speichersystem wird aufgrund geplanter und ungeplanter Wartungsarbeiten nicht immer verfügbar sein. Die Verfügbarkeit des Systems wird durch den Parameter 'Verfügbarkeit' angezeigt. Jeder





Cashflow wird um die Verfügbarkeit des Projekts korrigiert (%). Beachten Sie, dass für die geplante Nichtverfügbarkeit (Wartung) keine optimierte Planung ausgewertet wird.

Für die Bereitstellung von Primärregelleistung (FCR) muss die Verfügbarkeit 100% betragen.

Energieverluste

Die gesamte Energie, die eingespeichert wird, kann aufgrund von Verlusten nicht im selben Maße wieder freigegeben werden. In dem Modell werden in diesem Zusammenhang zwei Arten von (In-) Effizienzen berücksichtigt: Roundtrip-Effizienz, die angibt, wie effizient die Umwandlung beim Einund Ausspeichern ist, und die Selbstentladung, die angibt, wie viel Energie unabhängig von Lade-/ Entladevorgängen verloren geht.

Alterung und Verringerung des Speichervolumens

Einige Energiespeichertechnologien nutzen sich infolge des Betriebs ab. Dies wirkt sich auf die technische Lebensdauer des Systems aus (die Anzahl der Jahre, die ein Speichersystem arbeiten kann, bevor es saniert oder ersetzt werden muss). Ein Schlüsselparameter ist die maximale Menge an vollständigen lade-/entladeäquivalenten Zyklen. Ein zweiter Parameter ist die Verringerung des Speichervolumens im Laufe der Zeit, die durch eine prozentuale Korrektur des nutzbaren Speichervolumens abgebildet wird.

Die Energiemenge, die das System in einem Jahr speichert, wird durch sein Gesamtvolumen dividiert, aus dem sich die Anzahl der vollen Lade- / Entladezyklen ergibt, die das Projekt jedes Jahr abwickelt. Es wird angenommen, dass die Anzahl der Zyklen in diesem Modell jedes Jahr konstant ist, wodurch die Alterung und die Verringerung des Speichervolumens ebenfalls konstant sind.

2.3 Finanzielle Parameter

Tilgungszahlungen

Häufig werden Energiespeicherprojekte teilweise durch Fremdkapital finanziert. Das Fremdkapital wird während des Projektbetriebs zurückgezahlt.

Zinszahlungen

Wenn auf eine Fremdfinanzierung zurückgegriffen wird, müssen über die Laufzeit Zinsen auf das Fremdkapital gezahlt werden.

Pauschale Gewinnsteuer

Ein pauschaler Steuersatz kann als Prozentsatz des Betriebsgewinns für das Projekt berücksichtigt und in das Tool eingefügt werden. Dieser kann auch für die Berücksichtigung entsprechender Unternehmenssteuern genutzt werden. Eine detaillierte Betrachtung der tatsächlichen Steuern ist abhängig von der rechtlichen Ausgestaltung sowie der jeweiligen Projektsituation und wird nicht mit dem Tool abgebildet.

Umlagen, Steuern und Abgaben

Beim Betrieb von Speichern können Umlagen, Steuern und Abgaben für Energie anfallen, die eingespeichert oder ausgespeichert wird sowie für Energie, die beim Speicherprozess verloren geht. In die Berechnung der OPEX-Kosten gehen dementsprechend drei Parameter ein über die Steuern und Abgaben abgedeckt werden:

- I. Umlagen, Steuern und Abgaben auf die beim Einspeichern anfallen;
- II. Umlagen, Steuern und Abgaben, die beim Ausspeichern anfallen;





III. Umlagen, Steuern und Abgaben, die auf im Speicher auftretende Energieverluste gezahlt werden müssen.

Über diese drei Eingaben werden Steuern, Umlagen und Abgaben abgedeckt, die beim Betrieb von Speichern anfallen können. Das Tool ermittelt diese drei Parameter basierend auf der derzeit gültigen Regulierung in Deutschland (Stand Januar 2019, siehe auch Kapitel 7) durch Aggregation der jeweils anfallenden Steuern und Abgaben (ohne Gewähr auf Vollständigkeit und Richtigkeit). Es gilt die Annahme, dass der netzgekoppelte Speicher ausschließlich in das Netz zurückeinspeist. Der Nutzer hat die Möglichkeit die Eingabewerte für die einzelnen Umlagen, Steuern und Abgaben anzupassen – die standardmäßig voreingestellten Werte entsprechen in etwa den Werten für das Jahr 2019.

Zusätzliche Reduktionen der Steuern und Abgaben sind für stromintensive Unternehmen möglich. Derartige Vergünstigungen werden nicht durch das Tool abgebildet, können jedoch durch Anpassung der Standardwerte durch den Nutzer mitaufgenommen werden.

Die Berücksichtigung von Umlagen, Steuern und Abgaben kann durch Anklicken der entsprechenden Box aktiviert werden.

2.4 Einnahmen

Energiespeicherprojekte können Einnahmen generieren, indem sie auf verschiedenen Märkten tätig sind.² In diesem Modell können drei Marktsegmente ausgewählt werden: FCR (Primärregelleistung), aFRR (Sekundärregelleistung) und Day-Ahead-/Intraday-Markt. Mehrere Märkte können gleichzeitig ausgewählt werden, wobei jeder einen bestimmten Teil der Lade- / Entladeleistung und des Energiespeichervolumens des Projekts nutzt. Das Modell schließt dynamische Co-Optimierung über die Zeit aus. Damit beschränkt sich auch das Speichermanagement, also das Einspeichern und Vorhalten von Energiereserven für den Einsatz auf dem entsprechenden Markt auf die zuvor festgelegten Anteile an Gesamtspeichervolumen und Lade-/Entladeleistung. Der Umsatz jedes Marktes wird mit Preisreihen berechnet, die entweder manuell eingetragen werden oder aus einer Liste ausgewählt werden können, die bereits im Tool enthalten ist.

Die generelle Eignung einer Speichertechnologie für die verschiedenen Marktsegmente hängt von den technischen Parametern des jeweiligen Speicherprojektes ab. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick darüber, welche Technologien im Allgemeinen für den Einsatz in welchem Marktsegment geeignet sind.

Tabelle 1: Eignung der Speichertechnologien für verschiedene Marktsegmente, Quelle: BVES³ (+ = gut, 0 = neutral)

Technologie	FCR Primärregelleistung	aFRR Sekundärregelleistung	Day-Ahead-/Intraday- Markt
Li-Ionen	+	+	+
Vanadium Flow	0	+	+
Pumpspeicher	+	+	+

¹ Aufgrund der Komplexität der regulatorischen Rahmenbedingungen zu Strompreisbestandteilen kann eine vollständige und korrekte Berücksichtigung im Rahmen des Tools nicht gewährleistet werden.

©2019 Navigant Netherlands B.V.

² Eine Optimierung des Eigenverbrauchs wird im Rahmen des Tools nicht betrachtet.

³ Siehe: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/02/Matrix_Anwendungen_Technologien_25Feb2016.pdf





Speicher-Tool Gebrauchsanleitung

CAES	0	+	+
Elektrolyse (P2G- Wasserstoff)	+	+	+

Die tatsächliche Nutzbarkeit von Speichertechnologien in der Regelleistung hängt davon ab, ob sie für das jeweilige Segment präqualifiziert wurden. Aktuell sind in der TenneT-Regelzone Li-Ionen und Vanadium-Flow-Batterien ausschließlich in der Primärregelleistung präqualifiziert worden.

Umsatzberechnung

Die Einnahmen für ein einzelnes Jahr für jeden der ausgewählten Märkte werden optimiert (siehe Kapitel 2.4.1 bis 2.4.2). Für alle darüber hinaus gehenden Jahre der Lebensdauer des Speichers wird die gleiche Preiszeitreihe genutzt. Es wird also angenommen, dass sich die Profile der Preiszeitreihen (Volatilität, Höhe) während der Laufzeit des Projekts nicht ändern. Mehrere Faktoren können jedoch den Umsatz verringern, und diese Faktoren können sich pro Jahr unterscheiden.

Nach dem ersten Jahr werden die Einnahmen sowohl des aFRR-Marktes (Arbeitspreise), als auch des Day-Ahead-/Intraday-Marktes linear mit dem Verlust an Speichervolumen aus Alterung und Abnutzung in diesem Jahr skaliert. Außerdem werden die Gesamteinnahmen des letzten Jahres der technischen Lebensdauer für die in diesem Jahr verbleibende Lebensdauer angepasst (z. B. wenn die technische Lebensdauer 6,8 Jahre beträgt, wird der Umsatz im letzten (siebten) Jahr der technischen Lebensdauer nur 80% des gesamten siebten Jahres betragen). Weiterhin werden die Gesamteinnahmen durch die technische Nichtverfügbarkeit des Projekts reduziert.

2.4.1 Regelleistungsmärkte

Die Regelleistungsmärkte werden in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) betrieben. In Abhängigkeit vom Aktivierungszeitraum für die Bereitstellung der Regelleistung wird dabei in Primärregelleistung/FCR (max. 30s), Sekundärregelleistung/aFRR (max. 5 min) und Minutenreserve/mFRR (max. 15 min) unterschieden. Damit Anbieter ihre Anlagen auf den Regelleistungsmärkten vermarkten können ist eine Präqualifikation notwendig; es muss also nachgewiesen werden, dass die Anlagen technisch in der Lage sind Regelleistung zu erbringen, wobei sich die technischen Anforderungen für die drei Regelleistungsmärkte unterscheiden. Für Speicher sind hierbei nicht nur Rampenrate und Verfügbarkeit ausschlaggebend, sondern auch das zur Verfügung stehende Speichervolumen. Nähere Informationen zu den Präqualifikationsbedingungen finden sich auf der Online-Plattform der Übertragungsnetzbetreiber regelleistung.net. Anlagen, die allein die Präqualifikationsbedingungen nicht erfüllen, können im Pool mit anderen Anlagen qualifiziert werden, beispielsweise durch die Unterstützung eines Aggregators.

FCR wird voraussichtlich ab dem 1.7.2019 täglich von den ÜNBs ausgeschrieben (bis dahin wöchentlich), aFRR und mFRR hingegen täglich in Form von 4h-Zeitscheiben. Den Zuschlag erhalten dabei Anbieter mit den geringsten angebotenen Leistungspreisen (FCR) bzw. mit den geringsten angebotenen Mischpreisen als Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreisen (aFRR, mFRR). Das Mischpreisverfahren wurde erst kürzlich eingeführt (Oktober 2018). Bereits jetzt ist eine Veränderung in der Charakteristik der angebotenen Preise zu erkennen – die Leistungspreise steigen, während die Arbeitspreise geringer ausfallen. Die Anbieter von Regelleistung werden "pay-as-bid" vergütet. Anbieter von FCR erhalten dabei lediglich den Leistungspreis. Anbieter von aFRR und mFRR erhalten zusätzlich bei Abruf ihrer Anlagen auch einen Arbeitspreis für die bereitgestellte Regelenergie.

FCR (Primärregelleistung)





Die Vermarktung von FCR wird nach Leistungspreisen vergütet. Die Einnahmen des Projekts werden somit aus der hinterlegten Zeitreihe an FCR-Leistungspreisen berechnet. Die bereits hinterlegten Zeitreihen geben dabei den Durchschnittswert der bezuschlagten Gebote an.

Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist die Präqualifikation bei einem der Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Für die Bereitstellung von FCR (Primärregelleistung) gelten dabei Bedingungen für die angebotene Leistung und das vorgehaltene Arbeitsvolumen. Für die Rampenrate gilt weiterhin die Anforderung, dass die gesamte Angebotsleistung innerhalb von 30 s abgerufen werden können muss. Zudem muss die Verfügbarkeit der Anlage für die Bereitstellung von FCR 100% betragen. Das Tool prüft daher die Nutzereingaben zu Rampenrate, angebotener Leistung und Volumen für den FCR-Markt im Hinblick auf die erforderlichen Präqualifikationsbedingungen. Weiterhin gilt eine Mindestangebotsgröße in Höhe von +/- 1 MW für den FCR-Markt.

Für den Betrieb der Speicher gilt außerdem, dass stets eine Energiereserve vorgehalten werden muss. Diese muss ausreichen, um die vorgehaltene Primärregelleistung für mindestens 30 Minuten sowohl in positiver, als auch negativer Richtung zu erbringen ("30-Minuten-Kriterium"). Daraus ergibt sich der Arbeitsbereich des Speichers entsprechend. Werden Speicher in einem Pool mit anderen Anlagen zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt gelten abgeschwächte Bedingungen.

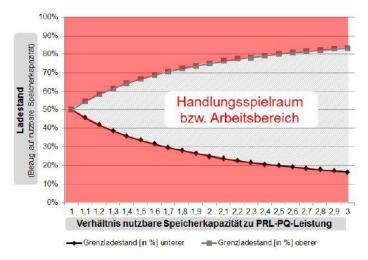


Abbildung 3: Arbeitsbereich eines Energiespeichers bei Bereitstellung von FCR.

aFRR (Sekundärregelleistung)

Die Vermarktung der aFRR wird durch Arbeits- und Leistungspreise vergütet. Der Arbeitspreis pro Programme Time Unit (PTU, 15 min) in den Preiszeitreihen für positive und negative aFRR wird zur Optimierung der Kauf- und Verkaufsstrategie verwendet, unter Einbeziehung der Projektparameter. Die Optimierung basiert auf der Annahme, dass die Arbeitspreise perfekt vorhergesagt werden können (perfekte Voraussicht). Das Tool ermittelt die auf dem aFRR-Markt erzielten Umsätze also entsprechend den Arbeitspreisen in den hinterlegten Zeitreihen.

Zusätzlich zur Vergütung durch Arbeitspreise wird eine Vergütung für die kontrahierte Leistung berechnet. Dabei wird angenommen, dass das Projekt für alle ausgeschriebenen Zeiträumen bezuschlagt wird und entsprechend den hinterlegten Leistungspreiszeitreihen für positive und negative aFRR vergütet wird. Es wird dabei davon ausgegangen, dass gleichzeitig Gebote für die Leistungsbereitstellung für positive und negative aFRR abgegeben werden und das Projekt in beiden Fällen bezuschlagt wird.

Im Tool sind bereits Arbeits- und Leistungspreiszeitreihen für die Durchschnittspreise der bezuschlagten Angebote Jahr 2017 angeben. Da das zuvor erläuterte Mischpreisverfahren zur Auktion von





aFRR erst kürzlich eingeführt wurde enthält das Tool jedoch noch keine aktuellen Arbeits- und Leistungspreiszeitreihen, die die veränderte Gebotscharakteristik abbilden können. Diese können aber manuell eingepflegt werden.

Ähnlich dem FCR-Markt ist zur Teilnahme am aFRR-Markt ebenfalls eine Präqualifikation bei einem der Übertragungsnetzbetreiber notwendig. Auch hier prüft das Tool die Nutzereingaben zu Rampenrate, angebotener Leistung und Volumen für den aFRR-Markt im Hinblick auf die erforderlichen Präqualifikationsbedingungen. Weiterhin gilt eine Mindestangebotsgröße in Höhe von 5 MW für den aFRR-Markt.

Aufgrund technischer Einschränkungen des Tools und der Modellierungsmethodik kann die Optimierung der Kauf- und Verkaufsstrategie nicht auf eine Richtung der Regelleistungserbringung (positiv oder negativ) beschränkt werden. Dies kann in der Simulation zu dem unrealistischen Ergebnis führen, dass zeitgleich positive und negative Regelenergie abgerufen wird. Der Speicher würde also zeitgleich positive und negative Regelleistung erbringen und dafür entsprechend der Arbeitspreise vergütet werden. Dieses Problem kann umgangen werden, indem für jeden Zeitschritt entweder der positive oder der negative Arbeitspreis auf Null gesetzt wird. Wenn der Arbeitspreis ausschließlich für eine Richtung der Regelleistungserbringung positiv ist (und für die andere Richtung Null) garantiert die Optimierung, dass ausschließlich Regelleistung in einer Richtung erbracht wird.

Es empfiehlt sich damit, zusätzliche Zeitreihen vor dem Einpflegen in das Tool entsprechend zu bearbeiten. Hierbei sollte der Preis für die Regelleistungsart, positiv oder negativ, auf Null gesetzt werden, für die im entsprechenden Zeitschritt weniger Regelenergie abgerufen wurde. Die bereits im Tool enthaltenen aFRR-Zeitreihen wurden bereits in der beschriebenen Art und Weise modifiziert.

Auf die gleiche Art und Weise kann auch eine individuelle Handelsstrategie abgebildet werden, oder die Erfolgsrate für eine erfolgreiche Gebotsabgabe simuliert werden. Für Zeitschritte, in denen keine Angebotsabgabe vorgesehen ist bzw. in denen die Mischpreise (als Kombination aus Arbeits- und Leistungspreisen) zu niedrig sind für eine erfolgreiche Gebotsabgabe, können die entsprechenden Leistungs- und Arbeitspreise auf Null gesetzt werden.

2.4.2 Dav-Ahead-Markt oder Intradav-Markt

Mithilfe einer historischen oder vom Nutzer hochgeladenen Preiszeitreihe wird eine optimale Kaufund Verkaufsstrategie festgelegt. Dies setzt voraus, dass der Preis für das ganze Jahr perfekt prognostiziert werden kann.

Skalierung der Preisserie

Die Preisreihe des Spotmarktes kann vom Benutzer statistisch angepasst werden. Das Tool kann eine gegebene Preisserie analysieren und sie in ein tägliches Muster (Preisprofil) und das verbleibende Rauschen (Volatilität/Noisiness) aufteilen. Beide Teile können einzeln als Prozentsatz der Originalteile skaliert werden.

2.5 Geschäftsszenario Cashflow-Modellierung

Die Rentabilität des Geschäftsfalls wird unter Berücksichtigung der definierten Kosten, der Finanzierungsparameter und der berechneten Einnahmen bewertet. Dies geschieht durch ein Business-Cashflow-Modell, das diese Parameter im Zeitverlauf bewertet. Die Hauptmethodik dieses Modells wird in diesem Handbuch nicht behandelt. Einige spezifische Details werden im Folgenden erläutert.

Investor- oder Projektperspektive - Die Ergebnisse der Cashflow-Berechnungen können im Modell aus zwei Blickwinkeln betrachtet werden: aus dem des Investors bzw. Projektentwicklers und dem des Projekts. Der Hauptunterschied besteht darin, dass aus der Projekt-Perspektive der Projekt-





Cashflow durch die gewichteten Kapitalkosten (WACC) abgezinst wird, während für den Eigenkapital-(Investor-)Cashflow die Eigenkapitalrendite verwendet wird, wie aus der Perspektive eines Aktienanlegers.

Schuldenlaufzeit und Abschreibungsdauer - Wenn die technische Lebensdauer eines Systems kürzer ist als die vom Nutzer angegebene Schulden- und Abschreibungsdauer, werden diese Bedingungen angepasst, um die technische Lebensdauer widerzuspiegeln.



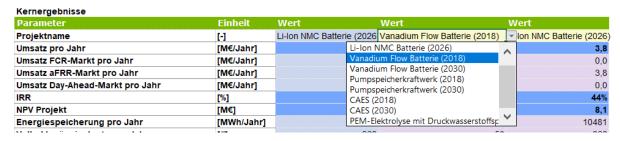


3. ERKLÄRUNG DES OUTPUTS

Nachdem die Ergebnisse berechnet wurden, finden Sie auf der Registerkarte "Project" eine kurze Ergebnisübersicht und auf der Registerkarte "Results" die vollständige Ergebnisübersicht.

3.1 Ergebnisübersicht

Im Abschnitt *Ergebniszusammenfassung* im "Project"-Tab werden die Ergebnisse des aktuellen Projekts in der linken Spalte angezeigt. Die Ergebnisse von zwei anderen Projekten (die bereits berechnet und gespeichert wurden) werden in den anderen beiden Spalten angezeigt. Die Projekte können im Dropdown-Menü ausgewählt werden, das erscheint, wenn auf den Projektnamen geklickt wird.



Der Abschnitt Ergebniszusammenfassung ist in Kernergebnisse und Nettobarwert unterteilt:

Kernergebnisse

- Umsatz pro Jahr Gesamtumsatz pro Jahr
- Umsatz FCR-Markt pro Jahr Gesamtumsatz des FCR-Marktes pro Jahr
- Umsatz aFRR-Markt pro Jahr Gesamtumsatz des aFRR-Marktes pro Jahr
- Umsatz Day-Ahead-/Intraday-Markt pro Jahr Gesamtumsatz aus dem Day-Ahead-/Intraday-Markt pro Jahr
- **Equity IRR** Der interne Zinsfuß eines Projekts wird oftmals auch als interne Rendite eines Projektes oder einer Investition bezeichnet. Hier bezieht es sich auf die interne Verzinsung der Investition (unter Berücksichtigung der Finanzierungsparameter).
- NPV Projekt Nettobarwert (NPV, von engl. net present value) des Projekts aus Sicht eines Entwicklers/Investors
- Energiespeicherung pro Jahr Die Gesamtmenge gespeicherter Energie pro Jahr
- Vollzyklenäquivalente pro Jahr Die Anzahl der vollständigen lade-/entladeäquivalenten Zyklen pro Jahr
- Betriebslebensdauer Die gesamte Betriebslebensdauer des Projekts
- Anzahl der Repowerings Wie oft das Projekt repowered wurde

Nettobarwert

Der Nettobarwert der verschiedenen Cashflow-Komponenten können entweder aus der Entwickleroder der Projektperspektive angezeigt werden. Die Perspektive kann im Dropdown-Menü ausgewählt werden, das angezeigt wird, indem man auf die Perspektive-Zelle klickt.





Nettobarwert				
Parameter	Einhe	it	Wert	W
Perspektive	[-]		Projektentwickler	₩ (
NPV Gesamt	[M€]	Projekt	entwickler	
NPV - CAPEX	[M€]	Projekt		

Aus der Entwicklerperspektive wird die Eigenkapital-Cashflow-Komponente mit der Eigenkapitalrendite abgezinst. Aus der Projektperspektive wird der WACC zur Diskontierung des Projekt-Cashflows verwendet.

Der Nettobarwert des Projekts und seine Bestandteile finden sich nicht in tabellarischer Form, sondern werden auch als Diagramm dargestellt, wie in Abbildung 4 zu sehen. Wie in der Tabelle wird das aktuelle Projekt mit zwei Vergleichsprojekten verglichen.

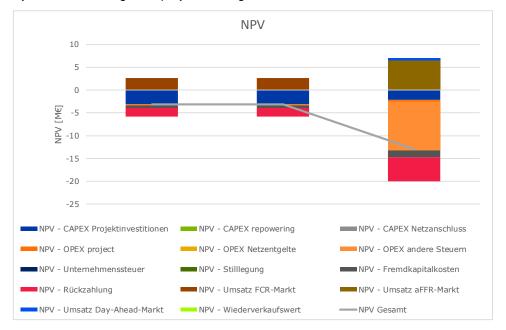


Abbildung 4: Beispielhafte Abbildung des Nettobarwerts des aktuellen Projekts und zweier Vergleichsprojekte

3.2 Ergebnisdetails

Auf dem *Ergebnisse*-Blatt wird eine Übersicht der Ergebnisse angezeigt. Diese Übersicht besteht aus der Handelsübersicht auf dem aFRR-Markt, der Handelsübersicht zum Day-Ahead-/Intraday-Markt und dem Projekt-Cashflow. Die Handelsübersicht auf dem aFRR- und Day-Ahead-/Intraday-Markt wird ausgeblendet, wenn diese Märkte nicht zum Handel mit Energie genutzt werden.

aFRR-Markt

Die Preise für negative und positive Regelenergie sowie das gespeicherte Energievolumen sind in der aFRR-Handelsgrafik dargestellt:



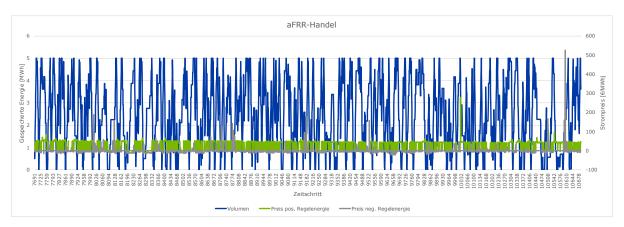


Abbildung 5: Beispielhafte Grafik von Preisen der positiven (grün) und negativen (grau) Regelleistung, sowie des Energievolumens (blau)

Mit dem Schieberegler können Sie durch die Daten des ganzen Jahres blättern.

Day-Ahead-Markt oder Intraday-Markt

Der Handelspreis und das gespeicherte Energievolumen werden in der Day-Ahead-/Intraday-Handelgrafik angezeigt:

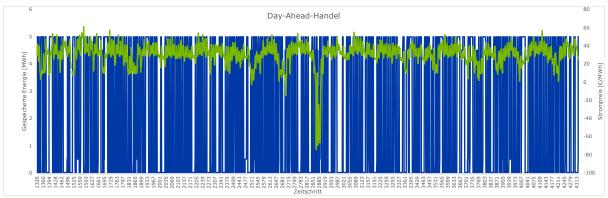


Abbildung 6: Beispielhafte Grafik des Handelspreises (grün) und des Energievolumens (blau)

Mit dem Schieberegler können Sie die Daten des ganzen Jahres einsehen.

Die Verteilung der Day-Ahead-/Intraday-Preisserie wird in einem Histogramm angezeigt (siehe Abbildung 7), wobei sowohl die Werte für die ursprüngliche als auch für die geänderte Zeitserie (in grün) (wenn die Tagesmusterskalierung und die Noisiness-Skalierung auf einen anderen Wert als 100% eingestellt sind) angezeigt werden.



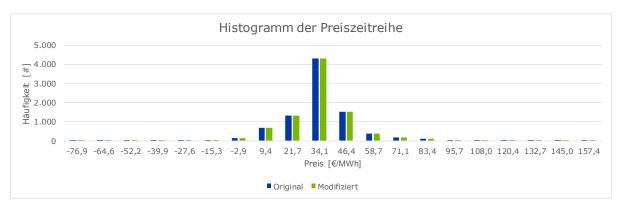


Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung der Verteilung einer Day-Ahead-/Intraday-Preiszeitreihe Cashflow

Die Business-Cashflow-Ergebnisse werden sowohl in der Cashflow-Tabelle als auch im Projekt-Cashflow-Diagramm angezeigt (siehe Abbildung 8). Darüber hinaus werden die realen und abgezinsten Netto-Cashflows des Anlegers in der Investor-Netto-Cashflow Grafik dargestellt (siehe Abbildung 9).

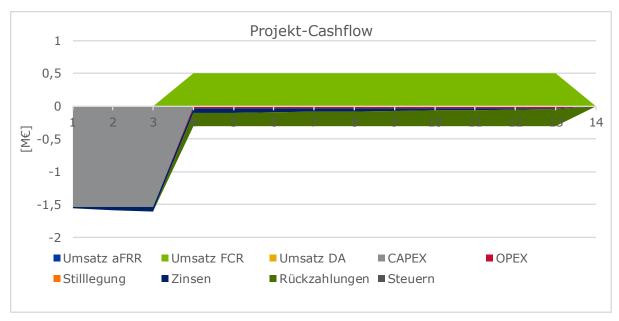


Abbildung 8: Beispielhafte Darstellung der Unterschiedlichen Kostenpositionen und des Umsatzes im Cashflow-Diagramm



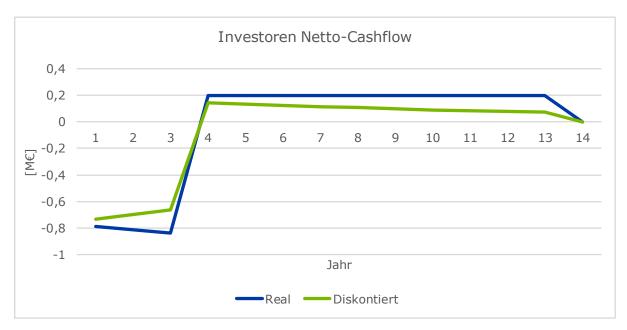


Abbildung 9: Beispielhafte Darstellung des realen (blau) und diskontierten (grün) Netto-Cashflows des Anlegers





4. ÜBERSICHT DES INTERFACES

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Teile der Benutzeroberfläche erklärt.

4.1 Projekte Berechnen, Erstellen, Speichern, Laden, Umbenennen und Löschen

Über den oberen Teil des Projektblattes können Sie die Projektdatenbank steuern. In dieser Projektdatenbank werden alle Projekteingaben und Ergebnisse gespeichert. Der Benutzer kann eigene Fälle definieren oder mit einem der Beispielprojekte beginnen, welches er selbst bearbeiten kann. In Kapitel 5 werden einige Hintergrundinformationen zu diesen Fällen gegeben. In diesem Kapitel wird erläutert, wie Sie Projekte öffnen, speichern, löschen und umbenennen.

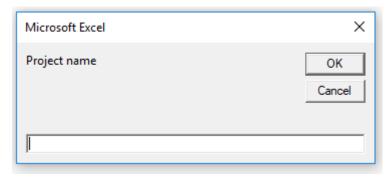


4.1.1 Ein neues Projekt erstellen

Mit der Schaltfläche Neues Projekt kann ein neues Projekt erstellt werden.



Zuerst wird der Benutzer aufgefordert, einen neuen Projektnamen einzugeben. Dieser Name muss sich von den bestehenden Projektnamen unterscheiden.



Ein neues Projekt hat keine Standardwerte für alle Eingabeparameter, der Benutzer kann diese einstellen.

4.1.2 Ein Projekt speichern

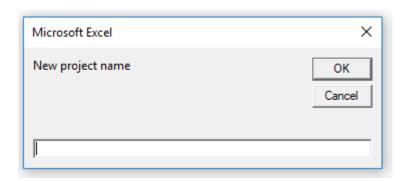
Ein Projekt und seine Ergebnisse können gespeichert werden, indem Sie entweder auf *Projekt & Ergebnisse* speichern oder *Projekt & Ergebnisse* speichern als klicken.



Mit der Schaltfläche *Projekt & Ergebnisse speichern* wird das Projekt unter dem aktuellen Namen gespeichert. Die *Projekt & Ergebnisse speichern als* Schaltfläche speichert das aktuelle Projekt und die Ergebnisse unter einem neuen Namen, der vom Benutzer eingegeben wird.



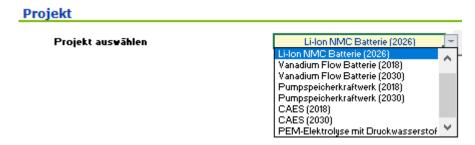




Hinweis: Um das Projekt und die Ergebnisse zu speichern, müssen sowohl das Projekt als auch das Tool selbst gespeichert werden. Wenn Sie das Tool nach der Verwendung nicht speichern, gehen alle Änderungen verloren!

4.1.3 Ein Projekt öffnen

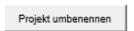
Sie öffnen ein vorhandenes Projekt, samt Ergebnissen, indem Sie auf den Namen des aktuellen Projekts klicken, wodurch ein Dropdown-Menü geöffnet wird, aus dem ein anderes Projekt ausgewählt werden kann.



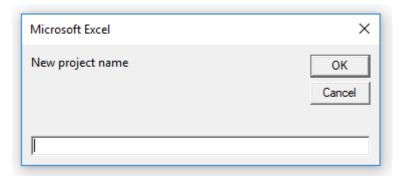
Hinweis: Wenn Sie ein neues Projekt öffnen, ohne vorher das aktuelle zu speichern, gehen alle Änderungen im aktuellen Projekt verloren.

4.1.4 Ein Projekt umbenennen

Ein Projekt kann umbenannt werden indem sie auf die Schaltfläche Projekt umbenennen klicken.



Der Benutzer wird aufgefordert, einen neuen Projektnamen einzugeben. Dieser Name muss sich von den vorhan-denen Projektnamen unterscheiden.

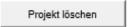






4.1.5 Ein Projekt löschen

Ein Projekt und seine Ergebnisse können gelöscht werden, indem Sie auf die Schaltfläche *Projekt löschen* klicken.



Hinweis: Ein gelöschtes Projekt kann nicht wiederhergestellt werden. Ziehen Sie in Betracht, Sicherungsdateien des Tools beizubehalten.

4.1.6 Ein Projekt berechnen

Wenn alle Parameter des Projekts definiert sind und die Märkte ausgewählt sind (siehe Kapitel 4.2), können Sie den Geschäftsfall berechnen, indem Sie auf die Schaltfläche *Berechnen* klicken.



Die gesamten zur Verfügung gestellten Informationen werden zur Berechnung verwendet.

Hinweis: Die eingegebenen Informationen werden an einen Webserver gesendet, der die Berechnung und Auswertung des Geschäftsfalls übernimmt. Das Senden und Berechnen der Eingaben sowie das Empfangen der Ergebnisse kann einige Minuten dauern!

Hinweis: Die Ergebnisse werden nur gespeichert, wenn der Business Case (siehe Abschnitt 4.1.2) und das Tool selbst gespeichert werden!

4.2 Eingabe von Projektinformationen

Die Parameter, die einen Speicherfall definieren, können in den Abschnitten *Projektparameter, Technische Parameter, Finanzielle Parameter* und *Umsatzparameter* eingegeben und geändert werden. Diese Parameter werden in Absätzen 4.2.1 bis 4.2.4 erläutert.

Werte können manuell angepasst werden, indem Sie sie in den gelben Felder in der Wert Spalte eingeben.

Projekt					
Parameter	Einheit	Wert			
Ladekapazität	[MW]	500,00	<	>	100%

Alternativ können die Werte mithilfe des Schiebereglers neben der Eingabezelle angepasst werden.



Der Wert wird auf einen bestimmten Prozentsatz der Basiswerte gesetzt. Diese Basiswerte sind in den Beispiel-fällen bereits definiert. In neuen Fällen können diese Basiswerte durch das klicken der Schaltfläche *Auf Standardwerte Zurücksetzen* auf die aktuelle Eingabe übertragen werden.

Auf Standardwerte zurücksetzen

Dies gilt auch bei den Beispielprojekten, wenn Sie unterschiedliche Basiswerte setzen möchten.





4.2.1 Projektparameter

Im Abschnitt *Projektparameter* können die grundlegenden Parameter für Ihr Projekt festgelegt werden.

Projekt

- Ladeleistung Die maximale Leistung, vor Umwandlungsverlusten, mit der das System vom Netz geladen werden kann.
- **Entladeleistung** Die maximale Leistung, mit der das System nach Umwandlungsverlusten in das Netz entladen werden kann.
- Speichervolumen Die maximale Menge an Energie, die im System gespeichert werden kann.

Projektkosten

- **CAPEX leistungsbasiert** Ein Teil der Investitionskosten, der mit der Leistung des Projekts skaliert wird.
- CAPEX energiebasiert Ein Teil der Investitionskosten, der mit dem Speichervolumen des Projekts skaliert wird.

Hinweis: Beide CAPEX-Parameter können gleichzeitig verwendet werden. Die gesamten CAPEX-Kosten sind die Summe dieser Werte.

- CAPEX Netzanschluss Die Investitionskosten für die Verbindung des Projekts mit dem Netz. Skalieren mit der Lade- oder Entladeleistung des Projekts (je nachdem, welche das Größte ist).
- **Jährlicher OPEX leistungsbasiert** Teil der festen jährlichen Betriebskosten, die sich auf die Leistung des Projekts beziehen.
- **Jährlicher OPEX energiebasiert** Teil der festen jährlichen Betriebskosten, der sich an das Speichervolumen des Projekts anpasst.
- OPEX verbrauchsabhängig Betriebskosten für jede Einheit gespeicherter Energie.

Hinweis: Ähnlich wie bei den CAPEX-Parametern können mehrere OPEX-Parameter verwendet wer-den. Die Gesamtkosten der OPEX sind die Summe dieser Werte.

Netzentgelte

• [Checkbox Netzentgelte] – Legt fest, ob Netzwerktarife berücksichtig werden.

Netzanschlussebene – Entweder das Verteilnetz (Höchstspannung) oder das Übertragungsnetz (Hochspannung), basierend auf dem Verbindungspunkt des Speichers. Wenn eine der Optionen ausgewählt wird, werden die Werte für die drei folgenden Eingabeparametern automatisch vorgegeben. Diese Standardwerte entsprechen den Netzentgelten des Übertragungsnetzbetreibers Tennet (Anschluss an Höchstspannungsebene⁴) bzw. den Netzentgelten

©2019 Navigant Netherlands B.V.

⁴ Siehe: https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung/





des Verteilnetzbetreibers Schleswig-Holstein Netz (Anschluss an Hochspannungsebene⁵) für 2019. Der Benutzer kann diese Werte noch manuell ändern.

- Netzentgelt leistungsbasiert, jährlich Feste jährliche Kosten für den Netzanschluss, basierend auf der Lade- oder Entladeleistung des Projekts (je nachdem, welche das Größte ist).
- Netzentgelt leistungsbasiert, monatlich Feste monatliche Kosten für den Netzanschluss, basierend auf der Lade- oder Entladeleistung des Projekts (je nachdem, welche das Größte ist).
- Netzentgelt verbrauchsabhängig Netzkosten für jede geladene und entladene Energieeinheit.

Hinweis: Wenn ein Netzverbindungspunkt ausgewählt wird, werden alle Parameter automatisch hinzu-gefügt. Diese Werte können weiterhin manuell angepasst werden.

Repowering

- [Checkbox Repowering] Legt fest, ob das Projekt repowered werden soll, wenn die technische Lebens-dauer k\u00fcrzer als die wirtschaftliche Lebensdauer ist.
- CAPEX leistungsbasiert Ein Teil der Reinvestitionskosten, der mit der Ladeleistung des Projekts skaliert wird.
- **CAPEX energiebasiert** Ein Teil der Reinvestitionskosten, der mit dem Speichervolumen des Projekts skaliert.

Hinweis: Ein Repowering der Anlage wird nach Ablauf der technischen Lebensdauer vorgenommen, wenn die verbleibende wirtschaftliche Lebensdauer mindestens 50% der technischen Lebensdauer beträgt.

Stilllegungskosten / Wiederverkaufswert

- [Checkbox Stilllegungskosten / Wiederverkaufswert] Bestimmt, ob die Stilllegungskosten oder der Wiederverkaufswert am Ende der Projektlaufzeit berücksichtigt werden.
- Stilllegungskosten / Wiederverkaufswert Die Kosten für die Stilllegung des Projekts am Ende der Nutzungsdauer (wenn ein negativer Wert eingegeben wird) oder das Kapital, das aus dem Abbau und Verkauf der Anlagen am Ende der Projektlaufzeit gewonnen wird (bei Eingabe eines positiven Werts).

4.2.2 Technische Parameter

Im Abschnitt technische Parameter können die Parameter eingestellt werden, die die verwendete Technologie beschreiben.

- Rampenrate Die maximale Rate, mit der der Speicher entladen werden kann.
- **Verfügbarkeit** Die durchschnittliche Betriebsverfügbarkeit des Projekts. Dies umfasst sowohl geplante (Wartung) als auch ungeplante Vorfälle (Störung).

-

⁵ Siehe: https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/netzentgelte/entgelte-strom.html





- Batteriewirkungsgrad (Roundtrip-efficiency) Die gesamte Effizienz des Ladens und Entladens des Systems. Die Effizienz wird beim Laden und Entladen als identisch angenommen.
- Selbstentladung Die Menge an Energie, die im Speicher pro Tag verloren geht.
- Verringerung des Speichervolumens Der prozentuale Anteil des nutzbaren Speichervolumens, der bei jeder vollständigen Lade / Entlade-Äquivalenzzyklus in Folge von Alterung verloren geht.
- **Reaktionszeit** Die Zeit, die die Systemsteuerungen und inhärenten technischen Einschränkungen benötigen, um eine angeforderte Änderung der Ladeleistung auszuführen.
- Max. Anzahl Vollzyklen Die maximale Anzahl vollständiger Lade- / Entladezyklen, bevor ein Projekt das Ende seiner technischen Lebensdauer erreicht.

4.2.3 Finanzielle Parameter

Im Bereich finanzielle Parameter können alle Parameter zur Beschreibung der Finanzierung und der Wirtschaftlichkeit festgelegt werden.

Allgemeine finanzielle Parameter

- Anteil Fremdkapital Anteil der mit Fremdkapital finanzierten CAPEX.
- Zinssatz für Fremdkapital Der Zinssatz der für die CAPEX verwendeten Schulden.
- Schuldenlaufzeit Dauer des Zeitraums zur Schuldentilgung
- Abschreibungsdauer Abschreibungsdauer des Projekts.
- Eigenkapitalkosten Eigenkapitalkosten für den Eigenkapitalanteil der Investition (CAPEX)
- Max. ökonom. Lebensdauer Die maximale wirtschaftliche Lebensdauer des Projekts.
- **Pauschale Gewinnsteuer** Unternehmensbesteuerung, abgebildet als pauschaler Prozentsatz auf den Betriebsgewinn.
- Bauzeit Die Länge der Bauzeit

Umlagen, Steuern und Abgaben

- [Checkbox Umlagen, Steuern und Abgaben] Bestimmt, ob Umlagen, Steuern und Abgaben mit in die Berechnung einbezogen werden.
- StromNEV, AblaV, Offshore, KWK, EEG, Konzession, Stromsteuer Verschiedene Steuern und Abgaben, die Bestandteil des Strompreises in Deutschland sind und in EUR/MWh angegeben werden. Siehe auch Kapitel 7.1.

Hinweis: Für netzgebundene Stromspeicher, die als Zwischenspeicher dienen, besteht eine Befreiung von der Stromsteuer. Die Stromsteuer findet sich daher nicht als Eingabeparameter im Tool. Wünscht der Nutzer die Stromsteuer doch zu berücksichtigen, kann bspw. der Wert für die EEG-Umlage um den Betrag der Stromsteuer erhöht werden (20,5 EUR/MWh in 2019). Dadurch erhöht sich der Wert für "Umlagen, Steuern und Abgaben – Einspeichern" entsprechend.

• **USt –** Umsatzsteuer; fällt an für Energiemengen, die als Speicherverluste verbraucht werden





- Umlagen, Steuern und Abgaben Einspeichern Summe der Umlagen, Steuern und Abgaben die für eingespeicherte Energiemengen anfallen. Wird automatisch ermittelt auf Basis der vorgegebenen Einzelwerte für Umlagen, Steuern und Abgaben.
- Umlagen, Steuern und Abgaben Speicherverluste Summe der Umlagen, Steuern und Abgaben, die für Energiemengen anfällt, welche als Speicherverluste verbraucht werden.
 Wird automatisch ermittelt auf Basis der vorgegebenen Einzelwerte für Umlagen, Steuern und Abgaben.
- Umlagen, Steuern und Abgaben Ausspeichern Summe der Umlagen, Steuern und Abgaben, die für ausgespeicherte Energiemengen anfällt. Wird automatisch ermittelt auf Basis der vorgegebenen Einzelwerte für Umlagen, Steuern und Abgaben.

Hinweis: Die Werte für "Umlagen, Steuern und Abgaben – Einspeichern/Speicherverluste/Ausspeichern" werden basierend auf den Werten der einzelnen Umlagen, Steuern und Abgaben automatisch ermittelt, unter Beachtung der aktuellen Gesetzeslage. Maßgebend ist hierbei der Anwendungsfall eines netzgebundenen Stromspeichers, der als Zwischenspeicher betrieben wird (siehe auch Kapitel 7.1).

4.2.4 Umsatz

Im Bereich der Umsatzparameter können die verschiedenen Märkte und ihre Eigenschaften festgelegt werden.

FCR-Markt

- [Checkbox FCR] Legt fest, ob Einnahmen aus dem FCR-Markt berechnet werden.
- Zeitreihen Zeitreihen, die bei der Berechnung des FCR-Umsatzes verwendet werden.
- Leistung Die Lade- und Entladeleistung, die für den FCR-Markt verwendet wird.
- Volumen Speichervolumen, das für den FCR-Markt verwendet wird.

Hinweis: Das Tool prüft die Nutzereingaben zu Leistung und Volumen hinsichtlich der Vorgaben der Präqualifikationsbedingungen und zeigt ggf. eine Fehlermeldung an, wenn die Nutzereingaben korrigiert werden müssen.

aFRR-Markt

- [Checkbox aFRR] Bestimmt, ob Einnahmen aus dem aFRR-Markt berechnet werden.
- **Zeitreihen** Zeitreihen, die bei der Berechnung des aFRR-Umsatzes verwendet werden. Im Tool sind separate Zeitreihen für positive und negative Sekundärregelleistung hinterlegt.
- Vergütung für Leistungsbereitstellung Zusätzliche Einnahmen für die Bereitstellung von Leistung auf dem aFRR-Markt. Bildet die Vergütung durch den Leistungspreis ab, die zusätzlich zum Arbeitspreis gewährt wird. Die Vergütung wird automatisch aus den hinterlegten Zeitreihen für Leistungspreise ermittelt. Es kann jedoch auch selbst ein Wert in das Feld eingetragen werden (z. Bsp. Null falls die Vergütung für die Leistungsbereitstellung ignoriert werden soll). Durch Löschen des selbst eingefügten Wertes springt das Tool auf den automatisch ermittelten Wert zurück.
- Leistung Die Lade- und Entladeleistung, die für den aFRR-Markt verwendet wird.
- Volumen Speichervolumen, das für den aFRR-Markt verwendet wird.





Hinweis: Das Tool prüft die Nutzereingaben zu Leistung und Volumen hinsichtlich der Vorgaben der Präqualifikationsbedingungen und zeigt ggf. eine Fehlermeldung an, wenn die Nutzereingaben korrigiert werden müssen.

Day-Ahead-/Intraday-Markt

- [Checkbox Day-Ahead-/Intraday-Markt] Bestimmt ob Einnahmen aus dem Day-Ahead-/Intraday-Markt berechnet werden.
- **Zeitreihen** Zeitreihen, die in der Day-Ahead-/Intraday-Markt-Dispatchoptimierung eingesetzt werden.
- (Ladeleistung) Die Ladeleistung, die auf dem Day-Ahead-/Intraday-Markt verwendet wird.
 Wird automatisch auf Basis der verbleibenden Leistung berechnet, die auf anderen Märkten nicht genutzt wird.
- (Entladeleistung) Die Entladeleistung, die auf dem Day-Ahead-/Intraday-Markt verwendet wird. Wird automatisch auf Basis der verbleibenden Leistung berechnet, die auf anderen Märkten nicht genutzt wird.
- (Volumen) Das für den Day-Ahead-/Intraday-Markt verwendete Speichervolumen wird automatisch auf Basis des verbleibenden Volumens berechnet, das auf anderen Märkten nicht genutzt wird.
- **Skalierung des täglichen Preisprofils** Die Skalierung des täglichen Musters in der ausgewählten Preisreihe, d.h. eine %-Anpassung von Peak- zu Off-Peak-Differenzen.
- Skalierung der Volatilität (Noisiness) Die Skalierung des Noise in der ausgewählten Preisreihe, d.h. eine %-Anpassung aller Volatilität, die nicht wiederkehrenden Peak- und Off-Peak-Schwingungen zugeschrieben wird.

4.3 Zusätzliche Zeitreihen hinzufügen

Im Tool sind bereits mehrere Zeitreihen für jeden Markt enthalten, die sowohl 2016 als auch 2017 die Niederlande und Deutschland abdecken. Zusätzliche Zeitreihen können manuell auf der Registerkarte "Zeitreihen" hinzugefügt werden.

Für jede Zeitreihe muss ein unikaler Name in der Zeile *Name* definiert werden. Die Zeitskala, die die Größe des Zeitschritts der Preisreihe definiert, kann in der nächsten Zeile ausgewählt werden, dies kann entweder 15 Minuten, eine Stunde, ein Tag oder eine Woche sein (oder in 4h-Auflösung für Leistungspreiszeitreihen).





Preiszeitreihe - aFRR up (positive Sekundärregelleistung)

Name	aFRR NL 2 aFRR NL 2 aFRR DE 2 aFRR DE 2016						
Zeitskala		15 m	15 m	15 m	15 m		
Einheit		[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
	1	250	0	148,47	1		
	2	250	0	198,65	52,08		
	3	0	38,99				
	4	42,89	33,02	244,63	53,66		
	5	65,56	32,62	180,62			
	6	250	30,48	181,08			
	_						

Hinweis – Zeitreihen für aFRR: Für die aFRR sind immer zwei Arbeitspreiszeitreihen erforderlich, eine für die Aufwärts- und eine für die Abwärtsregulierung. Zusätzlich können auch Zeitreihen für die Leistungspreise hinterlegt werden. Der Name, der für die aFRR up Arbeitspreiszeitreihe eingegeben wurde, wird automatisch auch für die aFRR down Arbeitspreiszeitreihe sowie beide aFRR Leistungspreiszeitreihen genutzt. Die Zeitskala der Zeitreihen muss jedoch selbst von Hand gewählt werden. Es müssen stets alle vier aFRR Zeitreihen (2x Arbeitspreis, 2x Leistungspreis) den gleichen Namen nutzen und eine Zeitskala eingestellt sein, sonst liefert das Tool einen Fehler.

Hinweis – Vorzeichenkonvention für Preiszeitreihen für Regelenergie: Zu beachten ist weiterhin, dass die richtige Vorzeichenkonvention für die Zeitreihen gewählt wird. Die Regelenergiepreise müssen positiv sein (sowohl für positive, als auch negative Regelenergie), wenn der Speicherbetreiber eine Vergütung erhält, sobald Regelleistung (sowohl positive, als auch negative) durch Speicher erbracht wird.

Hinweis – Aktualität der Preiszeitreihen: Die hinterlegten historischen Preiszeitreihen dienen lediglich der Illustration, sie spiegeln nicht die aktuellen Marktentwicklungen wieder. Dies gilt im Besonderen für den aFRR-Markt, wo ein neues Auktionsverfahren eingeführt wurde (siehe 2.4.1). Die Auswahl passender Zeitreihen ist notwendig für eine realistische Abbildung der zu erwartenden Einnahmen. Bei Intraday-Preiszeitreihen ist weiterhin darauf zu achten, dass die gewählte Zeitreihe (Intraday Auction/Continuous) mit der Handelsstrategie übereinstimmt. Eine gute Referenz für historische Preiszeitreihen ist https://transparency.entsoe.eu/





5. BEISPIELPROJEKTE

Im Tool sind bereits diverse Beispielprojekte enthalten. Diese Projekte sind Beispiele dafür, wie aktuelle und zukünftige Speicherprojekte aussehen könnten. Jedes dieser Projekte wird in diesem Kapitel beschrieben. Aus den Beispielprojekten kann der Nutzer durch Anpassung der Parameter individuelle Projekte erstellen und speichern.

5.1 Datenquellen

Die Beispielprojekte setzen sich aus verschiedenen Quellen zusammen, die sowohl die gegenwärtigen Leistungs-/Kostenmerkmale als auch Projektionen (oder Ambitionen) für das nächste Jahrzehnt abdecken.

- Navigant Research
- DNV GL / Pacificorp, Battery Energy Storage Study (2017)
- Lazard, Levelized cost of storage 3.0 (2017)
- IRENA, Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030 (2017)
- Fraunhofer Umsicht, Speicher für die Energiewende (2013)
- Danish Energy Agency, Technology Data for Energy Plants (2015)
- ENTSO-E, TYNDP2016
- European Commission SET-plan (2016)
- IEA, Technology roadmap Hydrogen and fuels (2015)
- DOE, Hydrogen storage targets
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Development of Water Electrolysis in the European Union (2014)

5.2 Li-Ion NMC (2018) & (2026)

Das heutige Li-Ion-Großprojekt mit 0,5-h-Energieinhalt konzentriert sich auf FCR oder Energiearbitrage. Es umfasst die Kosten für die Energiespeicherausrüstung, die Kosten für die Stromsteuerung, das Gleichgewicht zwischen System und Installation.

Die Kosten für das künftige Großprojekt Li-Ion basieren auf Branchenprognosen. Bitte beachten Sie, dass die derzeitigen politischen Ziele bis 2030 noch niedrigere Investitionen anstreben (<150 Euro / kWh), vor allem durch eine voraussichtliche Zunahme von E-Mobility-Anwendungen.

Für das Jahr 2026 wurden aggressivere finanzielle Parameter angenommen, die das reduzierte Risiko in der Technologie und das erhöhte Vertrauen als stabile Einnahmen zeigen.

Tabelle 2: Technische Parameter Li-Ion NMC (2018) & (2026)

Parameter	Unit	2018	2026
Ladeleistung	[MW]	10	10
Entladeleistung	[MW]	10	10
Speichervolumen	[MWh]	5	5





Rampenrate	[MW/min]	100%	100%
Batteriewirkungsgrad	[%]	81%	86%
Verringerung des Speicher-	[%/Zyklus]	0.01%	0.002%
volumens			
Max. Anzahl Vollzyklen	[Vollzyklus]	3500	10000
Verfügbarkeit	[%]	97%	97%

Tabelle 3: Finanzielle Parameter Li-Ion NMC (2018) & (2026)

Parameter	Unit	2018	2026
CAPEX - leistungsbasiert	[M€/MW]	0.492	0.408
CAPEX - energiebasiert	[M€/MWh]	0.430	0.208
Jährlicher OPEX - leis- tungsbasiert	[M€/MW/Jahr]	0.007	0.007
Jährlicher OPEX - energie-	[M€/MWh/Jahr]	-	-
basiert			
Max. ökonom. Lebensdauer	[Jahr]	10	10
Anteil Fremdkapital	[%]	50%	80%
Zinssatz für Fremdkapital	[%]	4%	4%
Schuldenlaufzeit	[Jahr]	10	10
Eigenkapitalkosten	[%]	10%	10%
Pauschale Gewinnsteuer	[%]	25%	25%

5.3 Vanadium Flow Batterie (2018) & (2026)

Das heutige Vanadium Redux Flow (VRB) Projekt mit High-End-Industrie schätzt die Anzahl der Zyklen. Dies wird oft in Situationen verwendet, in denen hohe Leistung und Energiedichte benötigt werden. Das Design ermöglicht auch eine einfachere Skalierung von Strom oder Energie. In den leistungsabhängigen CAPEX-Kosten sind die Energieumwandlungssystemausrüstung, das Leistungssteuersystem, das Systemgleichgewicht enthalten. In den volumenabhängigen CAPEX-Kosten sind die Kosten und die Installation der Energiespeicherausrüstung enthalten.

Die Kosten für das zukünftige VRB-Großprojekt werden aufgrund der derzeitigen Branchenprognosen begrenzt.

Für das Jahr 2026 wurden aggressivere Finanzparameter angenommen, die das verringerte Risiko in der Technologie und das erhöhte Vertrauen in stabile Erträge zeigen.

Tabelle 4: Technische Parameter Vanadium Flow Batterie (2018) & (2026)

Parameter	Unit	2018	2026
Ladeleistung	[MW]	10	10
Entladeleistung	[MW]	10	10
Speichervolumen	[MWh]	40	40
Rampenrate	[MW/min]	100%	100%
Batteriewirkungsgrad	[%]	72%	77%
Verringerung des Speicher-	[%/Zyklus]	0.0002%	0.0002%
volumens			





Max. Anzahl Vollzyklen	[Vollzyklus]	100000	100000
Verfügbarkeit	[%]	95%	95%

Tabelle 5: Finanzielle Parameter Vanadium Flow Batterie (2018) & (2026)

Parameter	Unit	2018	2026
CAPEX - leistungsbasiert	[M€/MW]	0.686	0.460
CAPEX - energiebasiert	[M€/MWh]	0.616	0.464
Jährlicher OPEX - leis-	[M€/MW/Jahr]	0.008	0.008
tungsbasiert			
Jährlicher OPEX - energie-	[M€/MWh/Jahr]	-	-
basiert			
Max. ökonom. Lebensdauer	[Jahr]	20	20
Anteil Fremdkapital	[%]	50%	80%
Zinssatz für Fremdkapital	[%]	4%	4%
Schuldenlaufzeit	[Jahr]	20	20
Eigenkapitalkosten	[%]	10%	10%
Pauschale Gewinnsteuer	[%]	25%	25%

5.4 Pumpspeicherkraftwerk (2018) & (2030)

Ein Pumpspeicherkraftwerk (PHS) auf Basis einer Energiespeicherinsel im küstennahen Nordseegebiet. Relativ kleine Speicheranlage in Bezug auf max. Energie und Stunden gespeicherte Energie. Aufgrund der für das Speichervolumen erforderlichen erweiterten Offshore-Bauarbeiten ist der Preis höher als für Unterprojekte in Berggebieten. Die Kosten basieren auf tatsächlich betrachteten Projekten sowohl außerhalb als auch an Land. Es beinhaltet keine Kosten für die Netzintegration. Beachten Sie, dass die Kosten aufgrund begrenzter öffentlicher Informationen mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind und dass der PHS je nach räumlichen Umweltbedingungen sehr fallspezifisch sein wird. Der leistungsbasierte CAPEX basiert auf den Kosten für Pumpen in einem regelmäßigen (d. H. In einem gebirgigen Gebiet) Hydrodamm.

Die Kosten berücksichtigen nicht mögliche Synergien bei der Nutzung der Insel für andere Zwecke, z. B. als Offshore-Wartungszentrum oder als Teil eines Offshore-Stromnetzes.

Aufgrund des Alters der verwendeten Technologien wird basierend auf Branchenprognosen nur eine moderate weitere Kostensenkung angenommen. Mehrfache Verwendungen für eine solche Insel könnten jedoch den Geschäftsfall für eine Insel erheblich verbessern.

Für das Jahr 2030 wurden aggressivere Finanzparameter angenommen, was das gestiegene Vertrauen in stabile Erträge zeigt.





Tabelle 6: Technische Parameter Pumpspeicherkraftwerk (2018) & (2030)

Parameter	Unit	2018	2026
Ladeleistung	[MW]	550	550
Entladeleistung	[MW]	550	550
Speichervolumen	[MWh]	2200	2200
Rampenrate	[MW/min]	20%	20%
Batteriewirkungsgrad	[%]	70%	81%
Verringerung des Speicher-	[%/Zyklus]	-	-
volumens			
Max. Anzahl Vollzyklen	[Vollzyklus]	-	-
Verfügbarkeit	[%]	97%	97%

Tabelle 7: Finanzielle Parameter Pumpspeicherkraftwerk (2018) & (2030)

Parameter	Unit	2018	2026
CAPEX - leistungsbasiert	[M€/MW]	0.600	0.531
CAPEX - energiebasiert	[M€/MWh]	0.453	0.401
Jährlicher OPEX - leis-	[M€/MW/Jahr]	0.012	0.011
tungsbasiert			
Jährlicher OPEX - energie-	[M€/MWh/Jahr]	0.009	0.008
basiert			
Max. ökonom. Lebensdauer	[Jahr]	40	40
Anteil Fremdkapital	[%]	50%	80%
Zinssatz für Fremdkapital	[%]	4%	4%
Schuldenlaufzeit	[Jahr]	30	30
Eigenkapitalkosten	[%]	10%	10%
Pauschale Gewinnsteuer	[%]	25%	25%

5.5 CAES (2018) & (2030)

Groß angelegte CAES-Anlage, von der eine in der Nordseeregion geplant ist. Beachten Sie, dass dies angesichts der begrenzten Erfahrung die Kostenschätzungen für historische Anlagen berücksichtigt, die höher sind als die Prognosen für Projekte, die noch nicht in Entwicklung sind. Dieses Projekt basiert auf der Lagerung in einer Salzkaverne. In diesem Beispiel wird nur der leistungsabhängige CAPEX angegeben, der die Kosten für die Energieumwandlungsanlage widerspiegelt. Beachten Sie, dass dies eine erhebliche Vereinfachung darstellt, da in der Realität das Speichervolumen und seine Kosten stark von der Größe der Kavernen an den spezifischen Standorten abhängen. Unter http://www.estmap.eu/ finden Sie weitere Informationen zu den verschiedenen Arten von CAES-Speicher und ihrem geologischen Potenzial in ganz Europa.

Aufgrund des Alters der eingesetzten Technologien wird für das zukünftige Projekt auf Basis von Branchenprognosen nur eine moderate Kostenreduktion angenommen.

Für das Jahr 2030 wurden aggressivere Finanzparameter angenommen, was das gestiegene Vertrauen in stabile Erträge zeigt.





Tabelle 8: Technische Parameter CAES (2018) & (2030)

Parameter	Unit	2018	2026
Ladeleistung	[MW]	500	500
Entladeleistung	[MW]	500	500
Speichervolumen	[MWh]	2500	2500
Rampenrate	[MW/min]	20%	20%
Batteriewirkungsgrad	[%]	70%	77%
Verringerung des Speichervolumens	[%/Zyklus]	-	-
Max. Anzahl Vollzyklen	[Vollzyklus]	-	-
Verfügbarkeit	[%]	97%	97%

Tabelle 9: Finanzielle Parameter CAES (2018) & (2030)

Parameter	Unit	2018	2026
CAPEX - leistungsbasiert	[M€/MW]	1.120	0.990
CAPEX - energiebasiert	[M€/MWh]	-	-
Jährlicher OPEX - leis-	[M€/MW/Jahr]	0.022	0.020
tungsbasiert			
Jährlicher OPEX - energie-	[M€/MWh/Jahr]	-	-
basiert			
Max. ökonom. Lebensdauer	[Jahr]	30	30
Anteil Fremdkapital	[%]	50%	80%
Zinssatz für Fremdkapital	[%]	4%	4%
Schuldenlaufzeit	[Jahr]	20	20
Eigenkapitalkosten	[%]	10%	10%
Pauschale Gewinnsteuer	[%]	25%	25%

5.6 Elektrolyse mit Druckwasserstoffspeicherung (2018)

Ein großes Wasserstoffspeichersystem mit kombinierten PEM-Elektrolyseuren/Brennstoffzellen und komprimiertem Wasserstoffspeicher. Basierend auf oberirdischer Speicherung des Wasserstoffs. Im Leistungspreis sind die Leistungselektronik sowie die Membrane enthalten. Zusätzliche Verluste für die Wasserstoffkompression werden berücksichtigt.





Tabelle 10: Technische Parameter Elektrolyse mit Druckwasserstoffspeicherung (2018)

Parameter	Unit	2018
Ladeleistung	[MW]	10
Entladeleistung	[MW]	10
Speichervolumen	[MWh]	80
Rampenrate	[MW/min]	100%
Batteriewirkungsgrad	[%]	29%
Verringerung des Speicher- volumens	[%/Zyklus]	-
Max. Anzahl Vollzyklen	[Vollzyklus]	6000
Verfügbarkeit	[%]	98%

Tabelle 11: Finanzielle Parameter Elektrolyse mit Druckwasserstoffspeicherung (2018)

Parameter	Unit	2018
CAPEX - leistungsbasiert	[M€/MW]	1.120
CAPEX - energiebasiert	[M€/MWh]	0.025
Jährlicher OPEX - leis-	[M€/MW/Jahr]	0.022
tungsbasiert		
Jährlicher OPEX - energie-	[M€/MWh/Jahr]	0.000
basiert		
Max. ökonom. Lebensdauer	[Jahr]	10
Anteil Fremdkapital	[%]	50%
Zinssatz für Fremdkapital	[%]	4%
Schuldenlaufzeit	[Jahr]	10
Eigenkapitalkosten	[%]	10%
Pauschale Gewinnsteuer	[%]	25%





6. MODELLANNAHMEN UND -BESCHRÄNKUNGEN

Das Hauptziel dieses Tools besteht darin, interessierten Parteien eine detaillierte und verständliche Plattform zur Analyse der Auswirkungen von Technologie- /Projekt-, Finanz- und Marktparametern auf die Wirtschaftlichkeit eines Speicherprojekts zu bieten.

Während das Tool einen umfangreichen Satz von 45 Parametern und eine detaillierte Optimierungs-Engine berücksichtigt, sollte der Benutzer folgende Annahmen und Einschränkungen des Tools berücksichtigen:

Datenunsicherheit

Kosten und Leistung von Technologien können je nach Anbieter, Standort, finanziellen Mitteln, Nutzung und vielen anderen Aspekten variieren. Die Standardfälle im Tool basieren auf öffentlichen Quellen und sollten vom Benutzer als Ausgangspunkt für eigene Sensitivitäten und Analysen betrachtet werden.

Einnahmen

Die Optimierung der Speicherauslieferung setzt eine perfekte Voraussicht von Preiskurven voraus, die es der Einheit ermöglicht, maximale Einnahmen zu erzielen. In Wirklichkeit kann die Erfolgsrate niedriger sein. Eine einfache Möglichkeit, diese Annahme durch den Benutzer einzuführen, besteht darin, die Verfügbarkeit der Einheit anzupassen.

Auswirkungen auf den Markt

Das Tool geht davon aus, dass die Speichereinheit ein Preisnehmer ist. Große Einheiten sollten ihre Auswirkungen auf die Preisfestsetzung sowie das beantragte Gesamtvolumen berücksichtigen, insbesondere in den Regelenergiemärkten mit begrenzter Größe.

Preiszeitreihen

Das Tool bietet eine Reihe von historischen Preiskurven. Während Kostenprognosen in öffentlichen Referenzen enthalten sind, gibt das Tool keinen Vorschlag für zukünftige Marktpreise. Das Tool kann verwendet werden, um Schwellenwerte für tägliche / wöchentliche / saisonale Preisschwankungen zu identifizieren, die einen Fall profitabel machen könnten.

Mehrere Umsatzströme

Das Tool ermöglicht die Zuordnung von Leistungsblöcken zu verschiedenen Marktsegmenten, jedoch nicht die Co-Optimierung über verschiedene Segmente hinweg. Der Fokus liegt auf FCR, aFRR, Day-Ahead-/Intraday-Märkten. Andere Einnahmequellen wie Portfolio-Bilanzierung, Peak-Reduktion usw. sind ebenfalls enthalten





7. BEHANDLUNG VON SPEICHERSYSTEMEN IM GESETZLICHEN RAHMENWERK

Speicher nehmen eine Doppelrolle im Energiesystem ein. Sie sind sowohl "Letztverbraucher" bei der Einspeicherung von Strom (§ 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017), als auch "Erzeugungsanlage" bei der Ausspeicherung (§ 3 Nr. 18c EnWG, §3 Nr. 43b EEG 2017). Es existiert kein eigenes Gesetz im deutschen Recht zur Regelung der Energiespeicherung. Vielmehr ergibt sich der Rechtsrahmen für Energiespeicher aus den energiewirtschaftlichen und öffentlich-rechtlichen Regelungen, sowie spezifischen Einzelregelungen. Dementsprechend gibt es auch keine einheitliche Definition der Begriffe Energie- und Stromspeicher. Entscheidend ist für die jeweilige Regelung häufig die Funktion des Speichers, wovon auch die Belastung mit Umlagen, Steuern und Abgaben abhängt.⁶

Im Folgenden werden die Umlagen, Steuern und Abgaben als Bestandteile des Strompreises mit Bezug auf Stromspeicher dargestellt. Eine hilfreiche Übersicht findet sich auch in IKEM "Übersicht zu den staatlich veranlassten Strompreisbestandteilen" und wird gemeinsam mit dem Handbuch und Tool von TenneT zur Verfügung gestellt.

7.1 Strompreis und seine Bestandteile

Der Strompreis setzt sich aus zwei großen Blöcken zusammen, zum einen dem Strombeschaffungspreis, zum anderen den gesetzgeberisch festgelegten Komponenten. Entsprechend der Doppelrolle von Speichern als Verbraucher und Erzeuger können diese Steuern, Entgelte, Abgaben und Umlagen sowohl bei der Einspeicherung, als auch bei der zeitlich verzögerten Ausspeicherung anfallen. Aufgrund zahlreicher Ausnahmeregelungen ist in vielen Fällen jedoch eine Befreiung oder Ermäßigung möglich – allerdings nicht immer gegeben. Damit ist für jedes Speicherprojekt eine einzelfallbezogene Prüfung der aktuellen gesetzlichen Bestimmungen anzuraten. In der nachfolgenden Übersicht werden die einzelnen Komponenten des Strompreises erläutert und mögliche Ausnahmeregelungen in Bezug auf Speicher dargelegt.

-

⁶ Henning, T. (2017): Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung - EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016



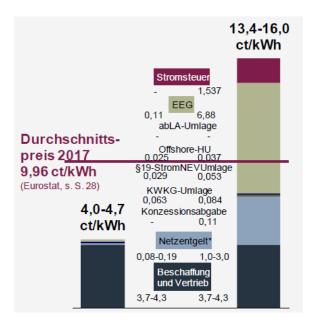


Abbildung 10: Bandbreite des Strompreises (ct/kWh) und seiner Bestandteile für Industriekunden 2017; maximale Entlastung vs. ohne Möglichkeit zur Nutzung von Ausnahmeregelungen (Quelle: BDEW)

7.1.1 Strombeschaffungspreis

Diese Komponente spiegelt den Großhandelsstrompreis und Kosten für die Beschaffung wieder. Unterschiedliche Strombezugspreise für verschiedene Industriekunden sind eine Folge von unternehmensbezogenen Gründen, insbesondere verschiedene Bezugsmengen, Nutzungsdauern, Spannungsebenen, oder auch die Höhe der Bezugsspitzen.

7.1.2 Netzentgelte

Netzentgelte sind reguliert und entsprechend Vorgaben der Regulierungsbehörden (insb. Bundesnetzagentur) festgelegt. Die Netzentgelte dienen der Refinanzierung der Infrastrukturkosten für Stromnetze und sind abhängig vom Netzgebiet und der Spannungsebene, an die der Kunde angeschlossen ist. Netzentgelte unterteilen sich in einen Leistungs- oder/und Arbeitspreis.

Speicher als Produzenten sind von den Netzentgelten befreit. Für die Rückspeisung von Strom in das Netz sind also keine Netzentgelte zu entrichten (StromNEV § 15). Speicher als Verbraucher sind zudem für 20 Jahre vom Netzentgelt befreit (EnWG § 118 Abs. 6), wenn die Inbetriebnahme des Speichers vor 08/2026 stattfindet und eine Rückspeisung des Stroms in dasselbe Netz, also ein Betrieb als Zwischenspeicher stattfindet. Power-to-Gas-Anlagen für die Herstellung von Wasserstoff oder Methan sind als Verbraucher ebenfalls vom Netzentgelt befreit, auch ohne eine Rückspeisung in das Stromnetz. Diese Befreiung gilt jedoch nicht für andere Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Heat. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, dass Speicher die ausschließlich als Zwischenspeicher betrieben werden und Strom wieder in das gleiche Netz zurückeinspeisen, lediglich ein reduziertes, individuelles Netzentgelt (StromNEV § 19 Abs. 4) zahlen müssen. Zudem können Pumpspeicher bei Modernisierung für 10 Jahre vom Netzentgelt befreit werden (EnWG § 118 Abs. 6).

Weiterhin ist eine Reduktion der Netzentgelte möglich, wenn die Jahreshöchstlast des Verbrauchers vorhersehbar erheblich vom Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Netzbetreibers abweicht (atypische





Netznutzung), oder ab einer Mindestabnahmemenge von 10 GWh sowie einer Vollaststundenzahl von mind. 7000 h pro Jahr (§ 19 StromNEV Abs. 2). Diese Regelung kann bspw. auf Pumpspeicher zutreffen.

Betreiber von dezentralen Erzeugern, die eine verbrauchsnahe und gesicherte Einspeisung bereitstellen, können zudem eine Vergütung für vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) erhalten (§ 19 StromNEV). Die verbrauchsnahe Einspeisung, zumeist durch KWK-Anlagen, senkt den Strombezug aus der nächsthöheren Netzebene und damit die anfallenden Netzentgelte. Die Differenz der Netzentgelte gegenüber dem Fall ohne dezentrale Einspeisung wird dem Anlagenbetreiber als vNNE ausgezahlt.

7.1.3 § 19 StromNEV-Umlage (Netzentgeltreduzierung)

Verbraucher können entsprechend der § 19 der Stromnetzentgeltverordnung unter bestimmten Voraussetzungen reduzierte Netzentgelte zahlen (siehe Abschnitt Netzentgelte). Die entgangenen Netzentgelte werden als Umlage auf andere Verbraucher verteilt. Die Höhe der Umlage richtet sich nach den bezogenen Strommengen der Letztverbraucher. Für die ersten 1.000 MWh beträgt die Umlage 0,305 ct/kWh in 2019.

7.1.4 Offshore-Netzumlage (bis 2019 Offshore-Haftungsumlage)

Netzbetreiber tragen das Haftungsrisiko gegenüber den Betreibern von Offshore-Windparks für den störungsfreien und fristgerechten Anschluss von Offshore-Windparks (§ 17f EnWG, trat am 1.1.2019 in Kraft). Dieses Risiko wird durch die Umlage gegenüber den Verbrauchern geltend gemacht. Die Höhe der Umlage beträgt in 2019 0,416 ct/kWh.

Für Zwischenspeicher kann sich der Anlagenbetreiber die Offshore-Umlage, die auf die Einspeicherung anfällt, in Höhe der Ausspeicherung erstatten lassen. Dieser Bilanzierungsmechanismus ist analog zur EEG-Umlage und wird in Abschnitt 7.1.7 dargestellt.

7.1.5 Konzessionsabgabe

Energieversorgungsunternehmen zahlen die Konzessionsabgabe für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für den Betrieb von Energieversorgungsleitungen. Diese Kosten werden auf die Verbraucher umgelegt.

Für Stromkunden mit Sonderverträgen (Anschluss nicht an das Niederspannungsnetz, bzw. Jahresverbrauch > 30 MWh und Anschlussleistung >30 kW) beträgt die Konzessionsabgabe einheitlich 0,11 ct/kWh (§ 2 KAV). Sondervertragskunden, deren Stromabnahmepreis unterhalb eines veröffentlichten Grenzpreises liegt, sind von der Konzessionsabgabe befreit. Im Jahr 2018 beträgt dieser Grenzpreis 12,47 ct/kWh.

7.1.6 Stromsteuer

Die Stromsteuer wird auf Basis des Verbrauchs erhoben und beträgt 2,05 ct/kWh.

Eine Befreiung von der Stromsteuer (StromStG § 9) ist im Hinblick auf Speicher möglich, wenn der bezogene Strom (1) ausschließlich aus einem von EE gespeisten Netz entnommen wird, oder (2) aus Erzeugungsanlagen mit einer Leistung bis zu 2 MW stammt, der Strom dem Eigenverbrauch dient bzw. der Letztverbraucher mit der Erzeugungsanlage in räumlichem Zusammenhang steht, oder (3) aus einer Notstromanlage stammt, oder (4) in einem produzierenden Gewerbe für energieintensive Prozesse wie bspw. der Wasserelektrolyse und damit auch Power-to-Gas eingesetzt wird (StromStG





§ 9a), oder (5) zur Stromerzeugung verwendet wird, also auch bei Pumpspeicherwerken und Batterien (StromStV §12).

Stationäre Batteriespeicher (entsprechend <u>StromStG § 2 Nr. 9</u>) können weiterhin auf Antrag von der Stromsteuer befreit werden, wenn sie der Zwischenspeicherung dienen und in das Netz zurückeinspeisen (<u>StromStG § 5</u>).

Weiterhin ist ein reduzierter Steuersatz für Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft möglich (§ 9b StromStG). Die Steuerentlastung gilt jedoch nicht bei Verwendung des Stroms für Elektromobilität.

7.1.7 Erneuerbare Energie Umlage (EEG-Umlage)

Die EEG-Umlage dient der Finanzierung von Zahlungen der Netzbetreiber an die Betreiber von EE-Anlagen. Die Umlage fällt sowohl an, wenn Strom an Letztverbraucher geliefert wird, als auch wenn Letztverbraucher selbst erzeugten Strom verbrauchen, wobei in letzterem Fall eine Reduzierung der Umlage möglich ist. Im Jahr 2019 beträgt die Umlage 6,405 ct/kWh.

Grundsätzlich fällt die EEG-Umlage sowohl beim Einspeichern, als auch beim Ausspeichern an. Die Doppelbelastung von Zwischenspeichern wird jedoch durch eine Bilanzierung der auf ein- und ausgespeicherten Strommengen anfallenden EEG-Umlagen über eine Saldierungsperiode (ein Jahr oder ein Monat) vermieden (§ 611 EEG 2017). Damit muss die EEG-Umlage zwar sowohl während des Ein-, als auch während des Ausspeicherns gezahlt werden, aber der EEG-Anlagenbetreiber kann sich die für die Einspeicherung anfallende EEG-Umlage durch Saldierung erstatten lassen. Rein bilanziell fällt damit für die Einspeicherung in Höhe der Ausspeicherung keine EEG-Umlage an. Strommengen die als Speicherverluste nicht wieder ausgespeichert werden können sind ebenfalls von der EEG-Umlage befreit. Diese Art der Befreiung gilt auch für Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen), wenn anschließend eine Rückverstromung und Einspeisung in das Stromnetz stattfindet. Voraussetzung ist, dass die PtG-Anlagen ausschließlich EE-Strom nutzen, also Speichergas im Sinne § 3 Nr. 42 EEG 2017 produzieren. Voraussetzung für die Befreiung nach § 61I EEG 2017 ist in jedem Fall eine geeignete Messeinrichtung und das Einhalten der Mitteilungspflichten und -fristen (§ 74 EEG 2017). Weiterhin gelten gesonderte Regelungen für Speicher die nicht aus-schließlich als Zwischenspeicher, also zur Wiedereinspeisung ins Netz genutzt werden, sondern bei denen eine gemischte Nutzung (bspw. für Eigenverbrauch und Wiedereinspeisung) vorliegt. Für Energie, die das Stromsystem verlässt, bspw. bei Sektorkopplung zur Nutzung für Wärme oder Mobilität, gibt es keine Befreiung von der EEG-Umlage.

Darüber hinaus sind bei Nutzung des Speichers zur Eigenversorgung eine verringerte EEG-Umlage oder sogar die Befreiung von dieser möglich (§§ 61a bis 61h EEG 2017). Es sind dabei sowohl Einals auch Ausspeicherung zu betrachten für die jeweils die Anforderungen der Eigenversorgung greifen müssen.

7.1.8 KWK-Umlage

Entsprechend dem KWK-Gesetz werden Anlagen zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung gefördert. Durch die KWK-Umlage werden die entstehenden Förderkosten auf die Verbraucher umgelegt. Die jährlich neu berechnete KWK-Umlage beträgt 0,280 ct/kWh in 2019.

Für Zwischenspeicher kann die KWK-Umlage auf die Einspeicherung in Höhe der Ausspeicherung erstattet werden (§ 27b KWKG), analog zur EEG-Umlage und entsprechend dem zuvor dargestellten Bilanzierungsmechanismus.





7.1.9 AbLaV-Umlage

Zur Netzstabilisierung können stromintensive Industriebetriebe kurzfristig abgeschaltet oder gedrosselt werden. Unternehmen werden dafür von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet. Die Kosten werden als Umlage an die Verbraucher weitergegeben. Die jährlich neu berechnete AbLaV-Umlage beträgt 0,005 ct/kWh in 2019.

Ermäßigungen auf die AbLaV-Umlage sind nicht möglich.

7.1.10 Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer wird nicht nur auf den eigentlichen Strompreis, sondern auch alle zuvor genannten Steuern und Abgaben erhoben. Der Steuersatz beträgt 19%.

Eine Umsatzsteuer entfällt, wenn der Strombezug keine "Lieferung" darstellt. Entsprechende Rechtsprechung (vgl. BFH, Urt. v. 12.05.1993, Az.: XI R 56/90 -DStR 1993, 1783) ist möglicherweise auch auf ausschließlich netzgekoppelte Speicher übertragbar.

7.2 Referenzen zum Thema Umlagen, Steuern und Abgaben für Speicher

Henning, T. (2017): Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung -EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016, Springer Vieweg

Ecofys, Fraunhofer ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie

BMWi (2017): Speicher in der Energiewende, Vortrag

Bundesverband Energiespeicher (BVES) (2018): Speichermonitoring Jahresbericht 2018

DIHK, BVES (2017): Faktenpapier Energiespeicher

<u>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2018): BDEW-Strompreisanalyse Mai</u> 2018 – Haushalte und Industrie

IHK Ulm (2018): Energie- und Stromsteuer – Ermäßigungen für das produzierende Gewerbe, 2018

50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Netztransparenz.de: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Altec Energie (2017): Stromspeicher – Netzentgelte und Umlagen, Vortrag





Haftungsausschluss

Unter keinen Umständen kann TenneT Holding B.V. oder ihre Tochtergesellschaften, insbesondere TenneT TSO B.V. und / oder TenneT TSO GmbH, im Folgenden "TenneT" genannt, haften für jegliche Ansprüche, Strafen, Verluste oder Schäden, die sich aus der Verwendung (der Informationen) in diesem Tool oder dem Benutzerleitfaden ergeben oder damit in Zusammenhang stehen. Bitte lesen Sie das Benutzerhandbuch, um mehr über dieses Tool und dessen Verwendung zu erfahren.

Das von einer externen Partei für TenneT erstellte Speicher-Tool verwendet verfügbare öffentliche Informationen, die in offenen Quellen gefunden werden können. Alle Informationen werden bereitgestellt, um diejenigen zu unterstützen, die mehr über Energiespeichertechnologien erfahren möchten und eine Möglichkeit bieten möchten, verschiedene Technologien, Finanzierungen und Markteinnahmen zu bewerten und zu vergleichen. Alle Informationen werden "wie sie sind" präsentiert. TenneT übernimmt keine ausdrücklichen oder stillschweigenden Garantien oder Zusicherungen bezüglich der in dieser Publikation enthaltenen Informationen. Insbesondere haftet TenneT nicht für Informationen, die nicht korrekt, aktuell, umfassend, verifiziert oder vollständig sind. TenneT lehnt ausdrücklich jegliche Haftung für Ansprüche, Vertragsstrafen, Verluste oder Schäden ab (sei es aufgrund von Verträgen, unerlaubter Handlung oder aus anderen Gründen), die nach der Nutzung oder dem Vertrauen in allen Informationen und Materialien, die vom Tool zur Verfügung gestellt oder im Benutzerhandbuch veröffentlicht wurden.