



BERICHT

Netzgekoppelte Speicher in Kalifornien

Analyse der Rahmenbedingungen für netzgekoppelte
Speicher in Kalifornien

Pia Kerres und Raffaele Piria

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Zitiervorschlag

Kerres, Pia und Raffaele Piria 2019: Netzgekoppelte Speicher in Kalifornien. Berlin: adelphi.

Impressum

Herausgeber: adelphi Consult GmbH
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
+49 (030) 8900068-0
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Autoren: Pia Kerres und Raffaele Piria

Kontakt: kerres@adelphi.de und piria@adelphi.de

Gestaltung: adelphi Consult GmbH

Bildnachweis: [Dorothy Chiron](#) - [shutterstock.com](#) - [Standard-Bildlizenz](#)

Stand: 04.10.2019

© 2019 adelphi

Zusammenfassung

Netzgekoppelte Speicher gewinnen rund um die Welt, aber insbesondere in Kalifornien massiv an Bedeutung. Diese Hintergrundanalyse bietet eine Einführung in die Rolle netzgekoppelter Speicher in Kalifornien. Kalifornien hat sehr ambitionierte Energie- und Klimaziele: bereits 2045 will der Bundesstaat ein emissionsfreies Energiesystem haben. Der politisch getriebene Zubau von Solarenergie führt zu einem wachsenden Flexibilitätsbedarf. Dieser kann teilweise durch flexible Erzeugung, Importe, Lastmanagement und Elektrofahrzeuge gedeckt werden, jedoch werden auch Speicher benötigt um den Bedarf in Zukunft vollständig zu decken (Kapitel 1). Speicher können im kalifornischen System verschiedene Funktionen erfüllen: sie können eine Alternative zu Erzeugungsinvestitionen sein, lokale Netzengpässe lösen, bei der Reduktion von Emissionen und der Integration von Erneuerbaren helfen oder Prosumers unterstützen (Kapitel 2). In Kalifornien werden Speicher seit Jahren gefördert. Insgesamt ist der Ausbau von fast 2 GW Speicherkapazität gesetzlich festgelegt (Kapitel 3). Die Endkundenversorger in Kalifornien haben gemäß den gesetzlich vorgegebenen Zeitplänen große Speicherkapazitäten beschafft, zuletzt zwei der weltweit größten Speicherprojekte. Der Speichermarkt, insbesondere für Heimspeicher boomt (Kapitel 4). Die Hintergrundanalyse zeigt, dass netzgekoppelte Speicher in Kalifornien ein wichtiger Baustein sind hin zu einem sicheren, emissionsfreien Energiesystem.

Inhalt

1 Stromsystem in Kalifornien: wieso werden Speicher benötigt?	1
1.1 Wachsender Flexibilitätsbedarf	1
1.2 Flexibilitätsquellen	3
2 Die Funktionen von Speichern in Kalifornien	4
2.1 Speicher als Alternative zu Erzeugungsinvestitionen	4
2.2 Speicher als Lösung für lokale Netzengpässe	5
2.3 Speicher zur Reduktion von Emissionen	5
2.4 Speicher zur verbesserten Integration von Erneuerbaren	6
2.5 Speicher für Prosumers	6
3 Regulatorischer Rahmen	6
3.1 Gesetzlicher Förderrahmen	6
3.1.1 Speicherfördergesetz 1: Assembly Bill 2514	6
3.1.2 Speicherfördergesetz 2: Assembly Bill 2868	8
3.1.3 Speicherfördergesetz 3: Senate Bill 700	8
3.2 Reaktion der Interessengruppen	9
4 Marktsituation von Speichern	10
4.1 Charakteristika der Speicher	10
4.2 Installierte Speicherkapazität	10
4.3 Entwicklung des Speichermarkts	12
Literaturverzeichnis	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zubau und Wegfall von Erzeugungskapazität 2016 - 2019	1
Abbildung 2: Die "Duck Curve": Nettolastentwicklung an einem Frühlingstag	2
Abbildung 3: Nach IOU aufgeschlüsselte Speicherkapazitätsziele	8
Abbildung 4: Entladezeiten der Netzspeicher in Kalifornien (ohne Heimspeicher)	10
Abbildung 5: Installierte Speicherkapazität zwischen 2015 und 2018	11

Abkürzungsverzeichnis

CAISO	California Independent System Operator
CCA	Community Choice Aggregator
CEC	California Energy Commission
CPUC	California Public Utilities Commission
EE	Erneuerbare Energien
EIM	Energy Imbalance Market
EPIC	Electric Program Investment Charge
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
IOU	Investor-owned utility
IREC	Interstate Renewable Energy Council
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
MBCP	Monterey Bay Community Power
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
POU	Publicly-owned utility
PPA	Power purchase agreement
SCE	Southern California Edison Company
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company

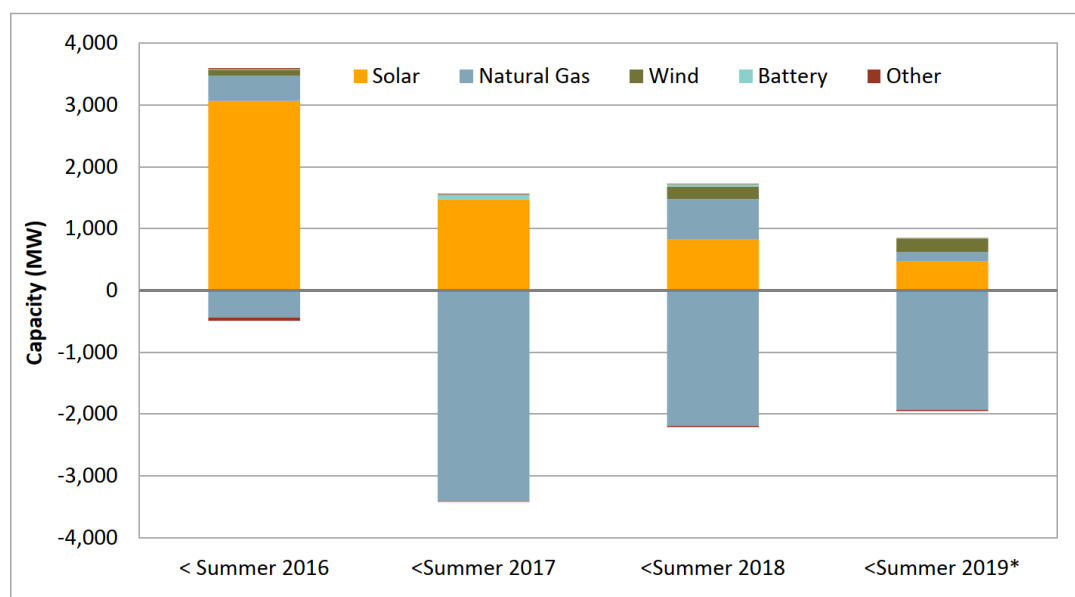
1 Stromsystem in Kalifornien: wieso werden Speicher benötigt?

1.1 Wachsender Flexibilitätsbedarf

Im Jahr 2018 unterzeichnete Gouverneur Brown das Gesetz SB 100 zur Erhöhung der Energie- und Klimaziele. Entsprechend der neuen Vorgaben soll die Stromversorgung **bis 2030 auf 60 Prozent erneuerbare** Energien (EE) und **bis 2045 dann komplett auf saubere Energien**¹ umgestellt werden (California Senate 2018).

Der **Strommix** im Jahr 2018 setzte sich zusammen aus 30 % Erdgas, 22 % Nettoimporte aus den Nachbarstaaten, 10 % Kernkraft, 10 % große Wasserkraftwerke und 26 % sonstige erneuerbare Energien (davon 12 % Solarenergie, 7 % Windenergie, 4 % Erdwärme und 2 % Biokraftstoffe). Im wettergünstigen Monat April 2019 betrug der EE-Anteil 78 % (CAISO 2019b). Das letzte Kernkraftwerk in Kalifornien geht 2025 vom Netz. Der EE-Anteil wird gemäß den Regierungsplänen und der Erwartung der Marktakteure in den nächsten Jahren voraussichtlich massiv zunehmen. Die Solarenergie hat den größten Anteil an den neuinstallierten Kapazitäten.

Abbildung 1: Zubau und Wegfall von Erzeugungskapazität 2016 - 2019



Quelle: CAISO, 2019a

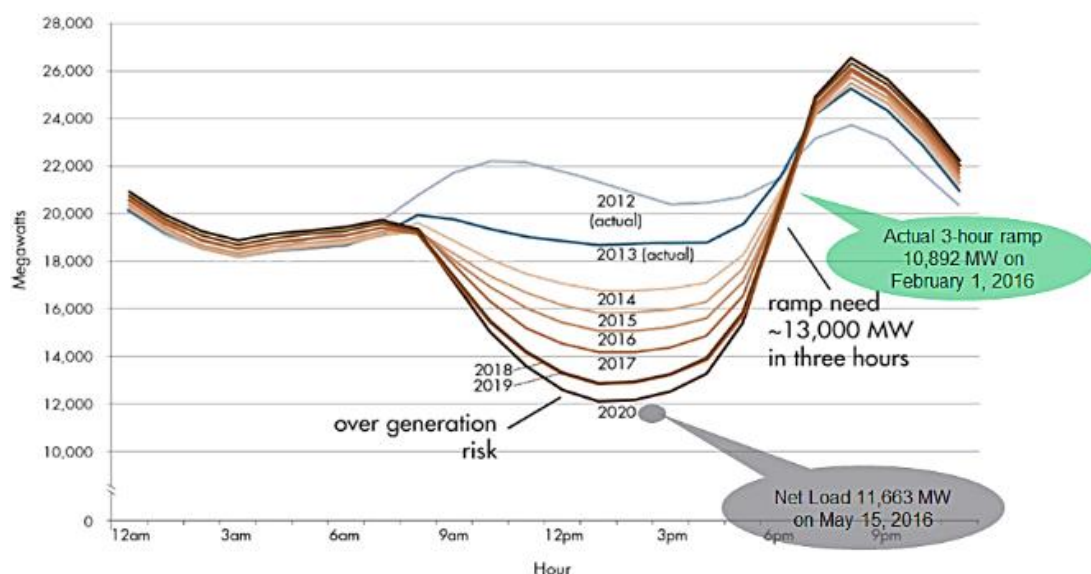
Das kalifornische Stromsystem ist also schon heute in weiten Teilen durch das **Erzeugungsprofil der Solarenergie** geprägt. Dies stellt den Systembetreiber **California**

¹ In der kalifornischen Terminologie gehören große Wasserkraftwerke nicht zu „Renewables“. „Clean Energy“ umfasst neben erneuerbaren Energien auch große Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke und Gaskraftwerke mit CCS, die es bislang nicht gibt.

Independent System Operator (CAISO) vor teils große Herausforderungen bei der Integration der wachsenden variablen Erzeugungsanteile. Wie in anderen Teilen der USA, wo die Entflechtung der vertikal integrierten Monopole auch umgesetzt wurde, betreibt CAISO zugleich das Stromsystem auf Übertragungsebene und die **Großhandelsstrommärkte mit Nodalpreisen**. Die Übertragungsnetzinfrastruktur ist nicht im Besitz von CAISO, sondern gehört sie den Transmission Operators, die in den meisten Fällen zugleich auch Verteilnetzbetreiber und Endkundenversorger mit vorherrschender Marktstellung sind.

Laut CAISO sind **drei Systemzustände besonders kritisch**: wenn die Nettolast sehr schnell steigt oder fällt und Leistung dementsprechend schnell dazu- oder abschalten muss werden muss; wenn mehr Strom verfügbar ist als in dem Moment konsumiert wird; und wenn die Kapazitäten, die Systemdienstleistungen erbringen können, nicht mehr hinreichend verfügbar sind (CAISO 2016). In den nächsten Jahren wird mit zunehmendem EE-Ausbau die Häufigkeit dieser Zustände noch steigen.

Abbildung 2: Die "Duck Curve": Nettolastentwicklung an einem Frühlingstag



Quelle: CAISO, 2016

Abbildung 2 zeigt eine schematische Darstellung der **Entwicklung der Nettolastkurve** an einem typischen Frühlingstag wie von CAISO 2016 erwartet wurde. Die „Duck Curve“ wurde von CAISO erstmals 2012 veröffentlicht. Während die jährliche Stromnachfrage seit 2011 leicht aber kontinuierlich absinkt (CAISO 2019a), steigt die abendliche Spitzennachfrage – der Kopf der Ente – weiter an. So wuchs die kühlungsbedingte sommerliche Spitzenlast in den letzten Jahren, mit einer historischen Spitzenlast von 50,1 GW im Jahre 2017 (CAISO 2019b). Zur gleichen Zeit wird dank des Ausbaus der Solarenergie der Bauch der Ente immer tiefer. Dieser Effekt ist im März und April besonders stark, da die Sonneneinstrahlung bereits hoch ist, die Kühlungsfrage jedoch noch niedrig (CAISO 2015).

Die **Rampen zwischen Bauch und Kopf der Ente werden immer steiler**: Während am Spitzentag im Februar 2016 knapp 11 GW binnen 3 Stunden nötig waren, mussten am Spitzentag im Januar 2019 bereits 15,6 GW Kapazität dazu geschaltet werden, um die

gleichzeitig steigende Nachfrage und sinkende EE-Stromerzeugung auszugleichen (CAISO 2019b).

1.2 Flexibilitätsquellen

Der EE-Ausbau stellt das kalifornische Stromsystem vor große Herausforderungen, zu deren Meisterung Stromspeicher einen wichtigen Beitrag leisten können. Um die Rolle der Stromspeicher besser einordnen zu können, wird hier zuerst kurz auf den Strommarktkontext und auf andere Flexibilitätsquellen eingegangen.

Eine wichtige Flexibilitätsquelle in Kalifornien ist **flexible Erzeugung**. Die großen Kapazitäten an Gas- und Wasserkraftwerken, letztere wesentlich auch in den Nachbarstaaten, stellen sicher, dass „die Ente noch in einem tiefen Teich schwimmt“. Allerdings werden Gas- und Wasserkraftwerke angesichts des absehbar stark anhaltenden Wachstums des Flexibilitätsbedarfs zunehmend an ihre Grenzen stoßen. Bestehende **Wasserkraftreservoirs** unterliegen erheblichen saisonalen und zwischenjährlichen Schwankungen der Wasserverfügbarkeit; Neubauprojekte sind aus Naturschutz- und Akzeptanzgründen nicht absehbar. **Gaskraftwerke** kämpfen teilweise bereits mit geringeren Einnahmen aufgrund der wachsenden EE-Erzeugung und sollen aufgrund der Klimaziele mittel- und langfristig entweder geschlossen, mit CCS aufgerüstet werden oder auf emissionsfreie Gasquellen umschalten. Eine Erhöhung der flexiblen Erzeugungskapazitäten erscheint unter diesen Bedingungen schwer.

Bislang ist – ähnlich wie in Deutschland - der **Stromtausch mit den Nachbarstaaten** eine der wichtigsten Flexibilitätsquellen. Seit vielen Jahren ist Kalifornien von Importen aus den Nachbarstaaten strukturell abhängig, die ebenfalls Teil des Verbundnetzes Western Interconnection sind, das die westlichen Bundesstaaten der USA, zwei Provinzen Kanadas sowie einen kleinen Teil Mexikos umfasst. In diesem Rahmen unterhält CAISO seit 2014 den Western Energy Imbalance Market (EIM) mit den Systembetreibern der benachbarten Bundesstaaten. Dieser Echtzeit-Energiemarkt ermöglicht es, die Echtzeitnachfrage durch die günstigste Erzeugung aus der Region zu decken. Dadurch kann der wachsende Flexibilitätsbedarf Kaliforniens teilweise gedeckt werden (CAISO 2019d). Auch diese Flexibilitätsquelle wird jedoch an Grenzen stoßen: hinsichtlich der physischen Verbindungskapazitäten aber auch der Akzeptanz mancher Nachbarstaaten, die die Energiewendeagenda Kaliforniens nicht teilen. Einige dieser Staaten stehen unter dem Einfluss vertikal integrierter Monopole, die ihre (fossilen) Erzeugungskapazitäten dem Wettbewerb der billigen Solarenergie aus Kalifornien nicht zu stark aussetzen möchten. Wiederum möchte auch Kalifornien seine klimapolitischen Handlungsspielräume nicht allzu stark einschränken, weswegen die weitere Integration des EIM – diskutiert wurde sogar die Schaffung eines grenzüberschreitenden Systembetreibers wie in anderen Teilen der USA – vorerst nicht zu erwarten ist.

Lastmanagement ist in Kalifornien eine weitere Flexibilitätsquelle. Im Sommer 2018 waren durchschnittlich knapp 180 MW hoch- und runterregelbare Kapazitäten von Verbrauchern verfügbar (CAISO 2019a). Diese können eine wichtige Rolle im Umgang mit lokalen Engpässen, unpräzisen Prognosen oder plötzlichen Ausfällen spielen. 180 MW entsprechen aber nur 1% der bislang größten 3-Stunde-Rampe (siehe oben) und selbst in normalen Situationen machen sie nur einen kleinen Bruchteil der abendlichen Rampe aus. Deshalb können bereits existierende Lastmanagementkapazitäten zum Umgang mit der „Entenkurve“ nur sehr beschränkt beitragen.

Zusätzliche Flexibilität wird auch von den Millionen **Elektrofahrzeugen**² erwartet (CPUC 2019). Dabei experimentiert Kalifornien bereits aktiv mit Tarifen, die ein stromsystemdienliches Ladeverhalten anreizen sollen (Hildermeier et al. 2019). Ebenfalls gibt es erste Pilotprojekte zur „Vehicle-Grid Integration“, wodurch Fahrzeuge nicht nur netzdienlich laden, sondern auch bei Bedarf wieder in das Netz einspeisen können (CPUC 2019). Selbst unter sehr optimistischen Annahmen bezüglich der Prävalenz von netzdienlichem Ladeverhalten und der Verbreitung von Elektrofahrzeugen würden diese nur einen relativen kleinen Teil des Flexibilitätsbedarfs decken.

2 Die Funktionen von Speichern in Kalifornien

Der wachsende Flexibilitätsbedarf, die prägende Rolle der Solarenergie im kalifornischen EE-Portfolio sowie die beschränkten Potenziale der sonstigen Flexibilitätsquellen erklären warum netzgekoppelte Speicher³ von der kalifornischen Politik ausdrücklich gefördert werden (siehe Kapitel 3). Investitionen in Speicher ergeben sich jedoch auch aus wirtschaftlichen Erwägungen von Stromversorgungsunternehmen und Endverbrauchern. Dieses Kapitel beschreibt die wichtigsten Funktionen, die Speicher in Kalifornien erfüllen können.

2.1 Speicher als Alternative zu Erzeugungsinvestitionen

Bereits in den letzten Jahren wurden erhebliche Gaskraftwerkskapazitäten geschlossen (siehe Abbildung 1), oft altersbedingt, aus ökologischen Gründen oder wegen geringer Auslastung. Speicher können solche Lücken füllen. In Kalifornien wurden Speicher bereits gezielt als **Alternative zu Gaskraftwerken** eingesetzt. Nach einem Unfall im Jahr 2015 im unterirdischen Aliso-Canyon-Erdgasspeicher konnten durch ein Leck große Mengen Methan und Ethan entweichen. Auf Grund der fehlenden Gaslieferungen mussten die Gaskraftwerke rund um Los Angeles geschlossen werden. Der zuständige Verteilnetzbetreiber Southern California Edison (SCE) hat daraufhin in kurzer Zeit 62 MW Speicherkapazität angeschafft und installiert, um lokale Systemsicherheit zu gewährleisten (Irwin 2017).

² Das Ziel für 2030 wurde 2018 auf 5 Millionen Nullemissionsfahrzeuge erhöht. Diese schließen sowohl batteriebetriebene Fahrzeuge als auch welche mit Brennstoffzellen (Fuel Cells Electric Vehicles) ein. Für 2025 gibt es zudem folgende Ziele: 200 Wasserstofftankstellen, sowie 250.000 Begriffe Ladestationen für Elektrofahrzeuge, davon 10.000 für Schnellladungen.

³ Im Kontext dieser Analyse sind mit dem Begriff **netzgekoppelten Speicher** (teilweise auch einfach „Speicher“) **ausschließlich elektrochemische Stromspeicher wie Lithium-Ionen-Batterien oder Redox-Flow-Speicher gemeint**. Andere (auch nicht strombasierte) Technologien und auch die in Kalifornien weit verbreiteten Wasserkraftwerke sind aus Platzgründen nicht Bestandteil dieser Analyse. Ebenfalls sind in dieser Analyse nur netzgebundene Speicher, also auch keine alleinstehenden Inselösungen enthalten. Jeder hier gemeinte Speicher ist entweder auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene oder behind-the-meter beim Endkunden angeschlossen und kann sowohl Strom aufnehmen und speichern als auch Strom auf Anweisung wieder in das Netz einspeisen.

Oxnard: Batteriespeicher statt Gaskraftwerk

Southern California Edison hatte 2013 die Genehmigung des Neubaus eines 262 MW Gaskraftwerks nahe der Stadt Oxnard beantragt, um ein veraltetes Gaskraftwerk zu ersetzen und damit auch in Zukunft die Spitzennachfrage in der Region zu bedienen (Spector 2019). Als in 2017 nur noch die letzte Baugenehmigung der California Energy Commission (CEC) fehlte, wurde das Projekt getrieben durch lokale Opposition gestoppt. Zwischen 2013 und 2017 hatten Speicher an Bedeutung gewonnen und bereits im Kontext des Aliso Canyon Gaslecks mit der Geschwindigkeit ihres Zubaus und der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit überzeugt. Lokale Umweltaktivisten drängten zu einer Überprüfung von Alternativen zum geplanten Gaskraftwerk. CAISO erarbeitete daraufhin eine Studie, wonach Batteriespeicher die Systemsicherheitskriterien erfüllen konnten, allerdings zu einem 2,7-fach höheren Preis (CAISO 2017). Die CAISO Studie basierte allerdings auf Kosteninformationen für Speicher aus 2014 (Spector 2017). In dem schnell wachsenden Wirtschafts- und Technologiezweig wurden seit 2014 massive Kosteneinsparungen ermöglicht, sodass die Daten nicht die Wirklichkeit in 2017 widerspiegeln. Die CEC signalisierte der SCE, dass sie auf Grund der Alternativen anstrebte, das geplante Gaskraftwerk abzulehnen. SCE veröffentlichte daraufhin eine neue technologieneutrale Ausschreibung über die benötigte Kapazität. An Stelle des Gaskraftwerks wurden ein 100 MW / 400 MWh Lithium-Ionen-Batteriesystem sowie kleinere Speichersysteme für insgesamt 195 MW angeschafft (Spector 2019).

2.2 Speicher als Lösung für lokale Netzengpässe

Im Nodalpreissystem wird für jeden Knotenpunkt im System ein Preis ermittelt, der eventuelle Netzengpässe abbilden und damit einen räumlich präzisen Investitionsanreiz für Erzeugungs- und Lastmanagementausbau senden kann. Basierend auf den ermittelten Preisunterschieden können Investitionen geplant und Netzausbaupläne entwickelt werden. Alternativ zum Netzausbau oder neuer Erzeugung können auch Speicher gebaut werden. Speicher können sowohl bei negativen Preisen (etwa bei Solarerzeugungsüberschuss) oder auch bei positiven Preisen (etwa bei hoher Nachfrage in urbanen Räumen) profitieren.

2.3 Speicher zur Reduktion von Emissionen

Ebenfalls können Speicher zu Klimaschutz und Luftreinhaltung beitragen und Emissionen reduzieren. Insbesondere Großstädte haben mit Luftverschmutzung durch Verkehr, Energieproduktion und anderen Quellen zu kämpfen. Besonders urban gelegene Gaskraftwerke können mit Hilfe von Speicherlösungen früher von Netz genommen werden und somit die Emissionen reduzieren. Im Stadtgebiet von Oakland wurde beispielsweise ein veraltetes Gaskraftwerk durch einen 20 MW / 80 MWh Batteriespeicher und erneuerbare Kapazitäten ersetzt (California Energy Storage Alliance 2019).

2.4 Speicher zur verbesserten Integration von Erneuerbaren

Ebenfalls können Speicher dazu genutzt werden, um die Abregelung von EE-Erzeugung zu verringern, da überschüssige Energie für die Nutzung zu anderen Zeiten gespeichert werden kann. Solarkapazitäten plus Speichersysteme können somit on demand Kapazität bereitstellen und so außerdem das Versorgungsnetz vor Überlastung schützen. Laut Gesetz SB100 soll das Stromsystem komplett auf saubere Energien umgestellt werden, die Integration von variablen Erneuerbaren ist hierfür essentiell. Im Juli 2019 wurden knapp 21 GWh EE-Erzeugung abgeregelt, da das Netz diese nicht aufnehmen konnte (CAISO 2019b). CAISO hat vor kurzem projiziert, dass in den nächsten Jahren die Stunde mit der höchsten Nachfrage später am Tag sein wird (CAISO 2019c). Die späte Nachfrage werden Solaranlagen fast nicht mehr bedienen können, weshalb Speicher auch hier an Bedeutung gewinnen. Teilweise werden **Speicher in Kombination mit Solarenergie** zwecks optimierten Betriebs der Gesamtanlage gebaut. Ein Beispiel dafür ist das Beacon Solar Projekt. Hier wurde ein 20 MW / 10 MWh Batteriespeicher zu einer 250 MW Solarfarm in der Mojave Wüste zugebaut (California Energy Storage Alliance 2019).

2.5 Speicher für Prosumers

Endkunden und vor allem Prosumers – wie etwa Haushalte oder Unternehmen mit Solaranlagen - investieren in **Heimspeicher** (oder Speicher “behind-the-meter”) vor allem aus zwei Gründen. Einerseits wollen sie durch den Speicher den Eigenverbrauch optimieren. Im Vergleich zu Deutschland wird diese Motivation durch die in Teilen Kaliforniens sehr hohen Solarerträge gestärkt, aber durch die viel niedrigeren Endkundenstrompreise wiederum verringert. Andererseits wollen zunehmend mehr Verbraucher die Resilienz ihrer eigenen Stromversorgung durch Speicher erhöhen, die in Notfällen eine Abkopplung des Heimsystems vom Stromnetz ermöglichen. Stromversorgungsunterbrechungen sind, u.a. wegen der Waldbrände und der oberirdischen Verteilnetzinfrastruktur in Kalifornien viel häufiger als in Deutschland.

3 Regulatorischer Rahmen

3.1 Gesetzlicher Förderrahmen

In Kalifornien werden Speicher seit Jahren gefördert. Insgesamt ist der Ausbau von fast 2 GW Speicherkapazität gesetzlich festgesetzt. Die beiden wichtigsten Gesetze in diesem Kontext werden untenstehend erläutert.

3.1.1 Speicherfördergesetz 1: Assembly Bill 2514

Schon zu Beginn der Diskussionen in 2010 gab es ein grundsätzliches Verständnis, dass mit einem beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien Speicher benötigt werden. Der Bedarf wurde mit der Entwicklung der „Duck Curve“ nochmal deutlich (siehe Abschnitt 1.1). Fehlende Erfahrungen und Kosten wurden damals als hauptsächliche Barrieren für Speicher

identifiziert⁴. In der Entwicklung von AB 2514 waren **folgende Ziele** besonders relevant (CPUC 2013):

- Einen Markt für Speicher schaffen
- Eine Optimierung der Netzinfrastruktur ermöglichen, d.h.: Lastspitzen abfangen, zur Systemsicherheit beitragen oder Investitionen in das Übertragungs- und Verteilnetz vertagen
- Integration von erneuerbaren Energien erleichtern
- Zur Erfüllung des THG-Reduktionsziels beitragen

Das vom damaligen republikanischen Gouverneur Schwarzenegger 2013 unterzeichnete **Gesetz AB 2514** ordnete die zuständige Behörde, die California Public Utilities Commission (CPUC), an, die drei Investor Owned Utilities⁵ (IOUs) anzuweisen, 1.325 MW Speicherkapazität bis 2020 zu beschaffen und bis spätestens 2024 in Betrieb zu nehmen (CPUC 2013). Wasserkraftspeicher über 50MW sind unter dieser Regelung nicht anrechnungsfähig.

AB2514 setzt individuelle **Ziele für die drei großen IOUs** Southern California Edison Company (SCE), Pacific Gas and Electric Company (PG&E) und San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) (siehe Abbildung 3). Hierbei haben sie eine gewisse Flexibilität – sie dürfen bis zu 80 % der MW-Ziele zwischen der Übertragungs- und der Verteilnetzebene verschieben, jedoch nicht hin zur oder weg von der Verbraucherebene. Außerdem dürfen sie einen bestimmten Anteil der Ziele auf spätere Jahre verschieben, sollte es nicht genügend machbare („economically or operationally not viable“) Projekte geben.

Speicherkapazitäten, die von den IOUs selbst zugebaut und betrieben werden, dürfen nur bis zu 50% dem entsprechenden Kapazitätsziel zugezählt werden. Für alle weiteren Speicherkapazitäten müssen die IOUs alle zwei Jahre im Zeitraum von 2014-2020 eine Ausschreibung („request for offer“) über die entsprechende Kapazität auf den Ebenen Übertragungsnetze, Verteilnetze und Kunden machen (Abbildung 3). Im Kontext der Genehmigung beziehungsweise Überprüfung der Tarife und Kostenstrukturen der IOUs durch die CPUC, prüft die CPUC ihre Speicherausschreibungen hinsichtlich der Kapazitäten, Technologien und der Methodik zur Kostenbewertung und gibt sie frei. Die IOUs sind dann angewiesen, die Ausschreibungen durchzuführen und der CPUC innerhalb eines Jahres die konkreten Projekte zur Freigabe und Anrechnung vorzulegen (CPUC 2013).

Neben den IOUs müssen auch die Community Choice Aggregators (CCAs) jährlich ein Prozent ihrer erwarteten Jahreshöchstlast in Speicherkapazität anschaffen. Den Publicly Owned Utilities (POUs) wurde es freigestellt, ob und wie viel Speicherkapazität sie beschaffen wollen.

⁴ Information stammt aus einem Telefonat mit Mitarbeitern der California Energy Commission.

⁵ Investor-owned utilities (IOUs) sind profitorientierte, private Unternehmen die sowohl der Endkundenversorger als auch der Verteilnetzbetreiber sind. Die IOUs besitzen Erzeugungskapazitäten mit welchen sie selbst Strom erzeugen. Die drei großen IOUs sind jeweils geographische Monopole, welche von der CPUC reguliert werden. Neben den IOUs gewinnen seit einigen Jahren auch andere Versorger an Bedeutung, wie etwa die Community Choice Aggregators. Diese besitzen keine Netze, sondern sind lediglich ein alternativer Endkundenversorger. Für mehr Informationen hierzu siehe: Piria, Raffaele; Magdalena Magosch, Andreas Jahn 2018: Community Choice Aggregation. Kommunen in Kalifornien und anderen US-Bundesstaaten werden als CCA zum Stromversorger. Berlin: adelphi/RAP.

Abbildung 3: Nach IOU aufgeschlüsselte Speicherkapazitätsziele

Energy Storage Procurement Targets (in MW)

Storage Grid Domain (Point of Interconnection)	2014	2016	2018	2020	Total
Southern California Edison					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal SCE	90	120	160	210	580
Pacific Gas and Electric					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal PG&E	90	120	160	210	580
San Diego Gas & Electric					
Transmission	10	15	22	33	80
Distribution	7	10	15	23	55
Customer	3	5	8	14	30
Subtotal SDG&E	20	30	45	70	165
Total - all 3 utilities	200	270	365	490	1,325

Quelle: CPUC, 2013

Laut CPUC müssen alle anrechnungsfähigen Projekte kosteneffizient sein und die oben genannten Ziele erfüllen. Die Definition von Kosteneffizienz ist in diesem Kontext sehr vage gehalten – es liegt den IOUs in weiten Teilen frei zu argumentieren, weshalb sie ein Projekt ausgewählt haben⁶.

3.1.2 Speicherfördergesetz 2: Assembly Bill 2868

In 2016 unterzeichnete der demokratische Gouverneur Brown ein weiteres Gesetz zum Ausbau von Speicherkapazitäten in Kalifornien. Laut Gesetz AB 2868 müssen die drei IOUs **Programme und Investitionen** („programs and investments“) für insgesamt 500 MW Speicherkapazität vorschlagen (California Senate 2016). Die zusätzlichen 166,6 MW Speicherkapazität pro IOU sollen allein auf Verteilnetzebene sowie, maximal zu einem Viertel beim Kunden (behind-the-meter) zugebaut werden. Das Gesetz verschärft nicht die Vorgaben aus Speicherfördergesetz 1 AB 2514, da die Kapazitäten weder bis 2020 beschafft noch bis 2024 gebaut sein müssen. Außerdem ist die im vorherigen Gesetz eingeschlossene Übertragungsnetzebene hier nicht berücksichtigt.

3.1.3 Speicherfördergesetz 3: Senate Bill 700

Im September 2018 wurde das Senatsgesetz SB 700 erlassen, welches bis zu \$800 Millionen zur Förderung neuer Heimspeicher im Rahmen des Self-Generation Incentive Program zur Verfügung stellt. Die neue Förderung bietet dem Markt Sicherheit und unterstreicht die Bedeutung von Heimspeichersystemen.

⁶ Information stammt aus einem Telefonat mit Mitarbeitern der California Energy Commission

3.2 Reaktion der Interessengruppen

Die vorgeschriebenen Ausbauziele in Speicherfördergesetz 1 AB 2514 wurden 2013 von den verschiedenen Betroffenen gemischt aufgenommen (CPUC 2013). Insbesondere die **IOUs kritisierten die dirigistischen Vorgaben der CPUC**. SCE gab zu Bedenken, dass die Ziele „sehr aggressiv“ seien und die kalifornischen Steuerzahler viel kosten würden. SCE regte daher an, dass die CPUC die Kapazitätsziele und die Geschwindigkeit der Anschaffungszyklen bei Bedarf neu bewerten solle. PG&E plädierte für eine langsamere Umsetzung mit der Begründung, dass spätere Kostenreduktionen zu erwarten wären. SDG&E kritisierte, die Ausbauziele insgesamt und die Unterteilung pro Netzebene seien willkürlich. Außerdem argumentierte SDG&E, dass jeder Kapazitätzzubau spezifische Probleme lösen sollte, statt administrativ und **ohne konkreten Zweck** vorgegeben zu werden. Weiterhin argumentierte SDG&E, dass die Ausbauziele nicht vor 2020 starten sollten, da Speichertechnologien vorher noch nicht genug gereift seien.

Andere Interessengruppen wie etwa der Sierra Club, eine **Naturschutzorganisation** oder auch CESA, **die kalifornische Energiespeicherallianz**, sprachen sich hingegen **für höhere Ziele** aus. CESA schlug vor, das Ziel auf insgesamt 4.325 MW zu erhöhen und die zusätzlichen drei GW auf Übertragungsebene zuzubauen. Der Interstate Renewable Energy Council (IREC) betonte, ähnlich wie SDG&E, dass der Systemnutzen eines Speichers vom physikalischen Standort abhängig ist und die Auswahl daher ortsspezifisch sein sollte.

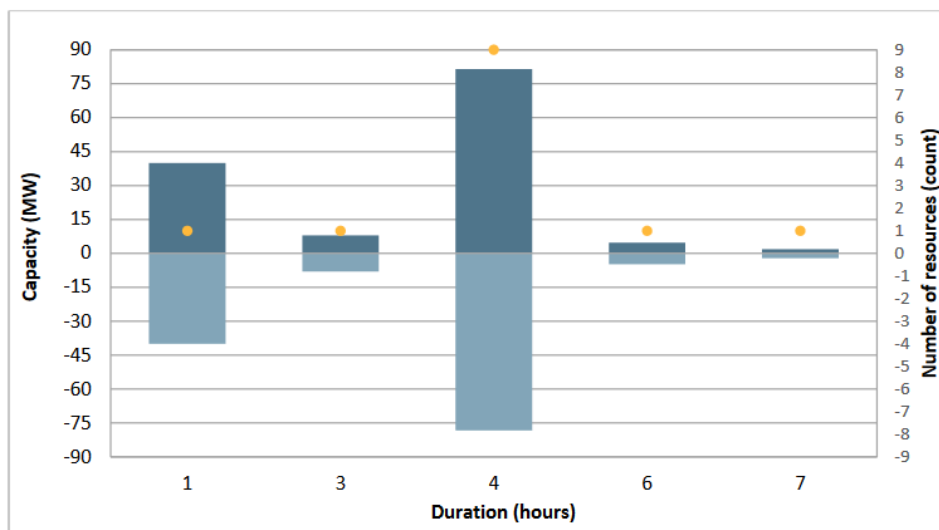
Die CPUC nahm die Kritik der Interessenvertreter zur Kenntnis, entschied jedoch, dass die administrative Festlegung von Kapazitätszielen die Entwicklung und den Einsatz von neuen Speichertechnologien fördern und mit den allgemeinen Zielen der kalifornischen **Energiepolitik im Einklang** stehen würde. Außerdem wies die CPUC darauf hin, dass das Gesetz AB 2514 keine Systembedarfsanalyse zur Festlegung der Ziele vorschreibt. CPUC argumentierte daher, dass sie die Ziele basierend auf ihrer Expertise und Autorität festlegen darf (CPUC 2013). Dass diese Aussage nicht rechtswidrig war, suggeriert die Tatsache, dass das Gesetz heute noch gültig ist.

4 Marktsituation von Speichern

4.1 Charakteristika der Speicher

Laut Vorgaben der CPUC müssen alle Erzeuger eine gesicherte Leistung für mindestens vier Stunden haben um der **Systemsicherheit** („resource adequacy“) zugerechnet zu werden. Speicher, die entsprechend dieses Kriteriums angeschafft und betrieben werden, werden nach den gleichen Vorschriften dimensioniert und haben dementsprechend eine Entladezeit von vier Stunden (siehe Abbildung 4). Für Investoren ist eine Batterie mit mehr als vier Stunden Entladezeit nicht attraktiv, da lediglich die ersten vier Stunden durch Kapazitätzahlungen entlohnt werden. Die meisten der Speicher mit weniger oder mehr Entladezeit sind Pilotprojekte, welche die IOUs bereits vor Inkrafttreten des gesetzlichen Rahmens gebaut haben⁷.

Abbildung 4: Entladezeiten der Netzspeicher in Kalifornien (ohne Heimspeicher)



Quelle: CAISO, 2019a. Die gelben Punkte beziehen sich auf die rechte y-Achse.

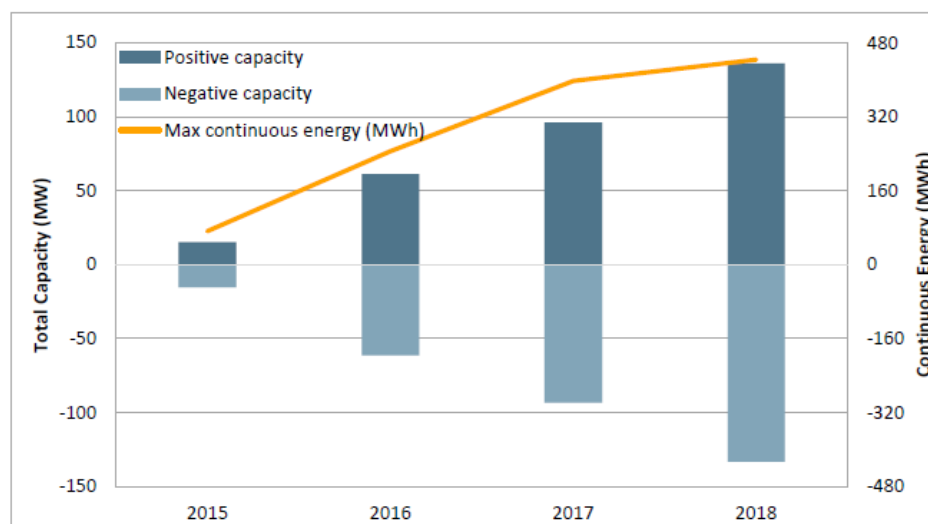
4.2 Installierte Speicherkapazität

Seit 2015 hat sich die installierte Speicherkapazität insgesamt fast verzehnfacht, bis Ende 2018 waren es 136 MW (siehe Abbildung 5). Die drei IOUs sind in der Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben erfolgreich und liegen im Zeitrahmen. Beispielsweise hat die kleinste der drei IOUs, San Diego Gas & Electric, ihre Vorgaben zur Erreichung der Zielvorgaben aus den Gesetzen AB 2514 und AB 2868 bereits erfüllt. Southern California Edison hat im Mai

⁷ Information aus Telefonat mit Mitarbeitern der California Energy Commission

2019 sechs Speicherprojekte mit einer Gesamtgröße von 195 MW ausgewählt. Die einzelnen Projekte sind zwischen 10 MW und 100 MW groß und sollen bis Mitte 2021 am Netz sein (Energy Storage Journal 2019). Im PG&E-Netzgebiet beantragte der private Erzeuger Calpine einen „Must-Run-Status“ für drei nicht mehr rentable Gaskraftwerke aufgrund ihrer Systemrelevanz. In einer aufsehenerregenden Entscheidung wies CPUC die Förderung ab und beauftragte PG&E stattdessen Stromspeicher zu beschaffen, da diese für die Endkunden günstiger seien. PG&E hat daraufhin Projekte mit einer Gesamtgröße von 567,5 MW / 2,27 GWh vorgeschlagen und bewilligt bekommen. Dazu gehören **zwei der größten Speicherprojekte weltweit**⁸ – ein 300 MW / 1,2 GWh Projekt von Vistra Energy und ein 182,5 MW / 730 MWh Projekt von Tesla (Spector 2018). Im Rahmen des laufenden Insolvenzverfahrens gegen PG&E können Verträge grundsätzlich gebrochen werden. Die CPUC ist jedoch zuversichtlich, dass diese beiden Batteriespeicherprojekte realisiert werden (Christie und Groom 2019).

Abbildung 5: Installierte Speicherkapazität zwischen 2015 und 2018



Quelle: CAISO, 2019a

Auch die **CCAs** beschaffen immer mehr Speicherprojekte. Monterey Bay Community Power (MBCP) hat im November 2018 zwei neue Projektverträge unterschrieben, eines über eine 150 MW PV-Anlage gepaart mit einem 45 MW Speicher sowie ein zweites Projekt mit 128 MW Solar PV unterstützt durch 40 MW Speicherkapazität (MBCP 2018). BMCP besitzt damit das größte Solar PV plus Speicher-Projekt in Kalifornien. Die bislang einzige in diesem Kontext aktive POU, das **Los Angeles Department of Water and Power**, hat vor kurzem ebenfalls einen Vertrag für eine kombinierte Anlage aus Solar PV und Batterien unterschrieben (Roth 2019). Das auf 25 Jahre angelegte Projekt in der Mojave-Wüste soll für einen Preis von \$3,3 Cent/kWh⁹ bis zu 7 % des jährlichen Strombedarfs der Stadt decken.

⁸ Hier eine Liste der größten Speicherprojekte derzeit: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-biggest-batteries-coming-soon-to-a-grid-near-you#gs.4wdh6q>

⁹ Entspricht 2,98 €Cent/kWh, Stand: 16.09.2019

4.3 Entwicklung des Speichermarkts

Speichersysteme haben das Potential, das Energiesystem Kaliforniens entscheidend zu formen. Welche Technologien sich dabei durchsetzen, bleibt abzuwarten. Neben den mittlerweile etablierten Lithium-Ionen-Batterien wächst das Interesse an **Redox-Flow-Batterien**. CAISO hat im Frühjahr 2019 im Rahmen eines Pilotprojektes zwischen SDG&E und Sumitomo Electric eine solche Batterie an das Netz geschlossen (T&D World 2019). Das auf vier Jahre angelegte Projekt soll testen und evaluieren, wie die Batterie im Netz genutzt werden kann, ihre Wirtschaftlichkeit demonstrieren und Flexibilität zur Verfügung stellen. Die Batterie wäre mit einer Größe von 2 MW / 8 MWh groß genug, um 1000 Häuser für bis zu 4 Stunden zu versorgen (Mai 2019). Redox-Flow-Speicher können auf große Kapazitäten skaliert werden, sodass sie eine attraktive Technologie für Übertragungs- oder Verteilnetzspeicher werden können.

Das Department of Energy, das föderale Energieministerium, hat im Herbst 2018 \$148 Millionen an **Förderungsgeldern** für zehn Projekte zur Weiterentwicklung der Forschung im Bereich Speichertechnologien bewilligt. Der von der Trump Administration im März 2019 vorgelegte Haushalt 2020 widmet zudem \$158 Millionen der Advanced Energy Storage Initiative. Im Mai 2019 legte die republikanische Senatorin Susan Collins einen parteiübergreifenden Gesetzesvorschlag vor, der zusätzliche \$300 Millionen in fünf Jahren zur Verfügung stellen würde. Im Rahmen der kalifornischen Electric Program Investment Charge (EPIC) werden jährlich 10-20 % der verfügbaren \$162 Millionen in Forschung für Speichertechnologie investiert (CEC 2018).

Die amerikanische Heimspeicherbranche erlebt derzeit einen **Boom** – im zweiten Quartal dieses Jahres wurde eine Rekordsumme zugebaut. Laut dem Beratungsunternehmen Wood Mackenzie Power & Renewables führt Kalifornien im US-Vergleich beim Zubau von Heimspeicher sowohl bei Haushalten als auch bei gewerblichen Gebäuden (Wood Mackenzie 2019). Das Beratungsunternehmen projiziert, dass Heimspeicher bis 2024 40 % des Speichermarkts ausmachen werden.

Die Speicherbranche insgesamt wächst in den USA massiv, Experten gehen von einem 10-fachen Wachstum in den nächsten fünf Jahren aus (Wood Mackenzie 2019). Eine im Auftrag des nationalen Energieministeriums erstellte Studie weist auf, dass mit steigenden EE-Anteilen das **Potential für Speicher** als Spitzenkapazität auf 50 GW oder mehr ansteigen könnte (Denholm et al. 2019). Mit dem kalifornischen 60 % EE-Ziel ist somit eine vergleichsweise gute Investitionssicherheit für Hybridsysteme aus Speichern und erneuerbaren Energien geschaffen.

Literaturverzeichnis

- CAISO (Hrsg.) 2015: Matching time-of-use rate periods with grid conditions maximizes use of renewable resources. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter <https://www.caiso.com/Documents/MatchingTimeOfUsePeriodsWithGridConditions-FastFacts.pdf>.
- CAISO (Hrsg.) 2016: What the duck curve tells us about managing a green grid. Zuletzt eingesehen am 29.08.2019, unter https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf.
- CAISO (Hrsg.) 2017: Moorpark Sub-Area Local Capacity Alternative Study. Zuletzt eingesehen am 24.09.19, unter https://efiling.energy.ca.gov/URLRedirectPage.aspx?TN=TN220813_20170816T165328_Moorpark_SubArea_Local_Capacity_Study.pdf.
- CAISO (Hrsg.) 2019a: Annual Report on Market Issues & Performance. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter <http://www.caiso.com/Documents/2018AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>.
- CAISO (Hrsg.) 2019b: Key Statistics. Zuletzt eingesehen am 25.09.19, unter <http://www.caiso.com/Documents/MonthlyStats-July2019.pdf>.
- CAISO (Hrsg.) 2019c: Order Instituting Rulemaking to Develop an Electricity Integrated Resource Planning Framework and to Coordinate and Refine Long-Term Procurement Planning Requirements. Zuletzt eingesehen am 05.09.2019, unter <http://www.caiso.com/Documents/Aug12-2019-ReplyComments-PotentialReliabilityIssues-IRP-R16-02-007.pdf>.
- CAISO (Hrsg.) 2019d: Western EIM Benefits Report. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter <https://www.westerneim.com/Documents/ISO-EIMBenefitsReportQ2-2019.pdf>.
- California Energy Storage Alliance (Hrsg.) 2019: Energy Storage Deployments Are Critical for California's Transition to a GHG-Free Power System. Zuletzt eingesehen am 29.08.19, unter <https://www.storagealliance.org/s/LobbyDayOnePagerSTORAGEMARKETGROWTH.pdf>.
- California Senate (Hrsg.) 2016: Assembly Bill No. 2868. Zuletzt eingesehen am 28.08.2019, unter https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201520160AB2868.
- California Senate (Hrsg.) 2018: California Renewables Portfolio Standard Program: emissions of greenhouse gases. Zuletzt eingesehen am 21.09.19, unter https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201720180SB100.
- CEC (Hrsg.) 2018: Notice of Staff Workshop on Energy Storage Research Needs for California. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter https://ww2.energy.ca.gov/research/notices/2018-11-06_workshop/2018-11-06_Notice_Staff_Wrkshp_Energy_Storage_Research_Needs_in_CA.pdf.
- Christie, Jim und Nichola Groom (Hrsg.) 2019: PG&E bankruptcy threatens major battery storage project. Zuletzt eingesehen am 29.08.19, unter <https://www.reuters.com/article/us-pg-e-us-storage/pg-e-bankruptcy-threatens-major-battery-storage-project-idUSKCN1R32O3>.
- CPUC (Hrsg.) 2013: Decision adopting energy storage procurement framework and design program. Zuletzt eingesehen am 30.09.19, unter http://assets.fiercemarkets.net/public/sites/energy/reports/20131021_78912194.PDF.

CPUC (Hrsg.) 2019: Zero-Emission Vehicles. Zuletzt eingesehen am 05.09.2019, unter <https://www.cpuc.ca.gov/zev/>.

Denholm, Paul; Jacob Nunemaker; Pieter Gagnon und Wesles Cole (Hrsg.) 2019: The Potential for Battery Energy Storage to Provide Peaking Capacity in the United States. Zuletzt eingesehen am 24.09.19, unter <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74184.pdf>.

Energy Storage Journal (Hrsg.) 2019: California storage plans include one of world's biggest Li-ion projects. Zuletzt eingesehen am 30.08.2019, unter <http://www.energystoragejournal.com/2019/05/02/california-storage-plans-include-one-of-worlds-biggest-li-ion-projects/>.

Hildermeier, Julia; Jessica Shipley und Andreas Jahn (Hrsg.) 2019: Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und das Stromsystem in Kalifornien. Zuletzt eingesehen am 02.10.19, unter noch nicht veröffentlicht.

Irwin, Mark (Hrsg.) 2017: SCE's Recent Storage Procurement and Use Cases. Zuletzt eingesehen am 30.08.2019, unter https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/06/f34/4_Advances%20in%20Energy%20Storage%20Panel%20-%20Mark%20Irwin%2C%20SoCal%20Edison_0.pdf.

Mai, H. J. (Hrsg.) 2019: Global redox flow battery market set to reach \$370M by 2025: QY Research. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter <https://www.utilitydive.com/news/global-redox-flow-battery-market-set-to-reach-to-370m-by-2025-qy-research/561279/>.

MBCP (Hrsg.) 2018: Monterey Bay Community Power signs contract for California's largest solar-plus storage project. Zuletzt eingesehen am 06.09.2019, unter https://www.mbcommunitypower.org/press_release/monterey-bay-community-power-signs-contract-for-californias-largest-solar-plus-storage-project/.

Roth, Sammy (Hrsg.) 2019: Los Angeles OKs a deal for record-cheap solar power and battery storage. Zuletzt eingesehen am 16.09.2019, unter <https://www.latimes.com/environment/story/2019-09-10/ladwp-votes-on-eland-solar-contract>.

Spector, Julian (Hrsg.) 2017: In Storage vs. Peaker Study, CAISO's Outdated Cost Estimates Produce Higher Price Tag for Storage. Zuletzt eingesehen am 29.08.19, unter <https://www.greentechmedia.com/articles/read/energy-storage-nrg-puente-gas-peaker-plant-cost#gs.z4kauv>.

Spector, Julian (Hrsg.) 2018: PG&E proposes world's biggest batteries to replace South Bay gas plants. Zuletzt eingesehen am 29.08.2019, unter <https://www.greentechmedia.com/articles/read/pge-proposes-worlds-biggest-batteries-to-replace-south-bay-gas-plants#gs.z7e8bl>.

Spector, Julian (Hrsg.) 2019: Southern California Edison Picks 195 MW Battery Portfolio in Place of Puente Gas Plant. Zuletzt eingesehen am 29.08.19, unter <https://www.greentechmedia.com/articles/read/sce-picks-major-battery-portfolio-in-place-of-puente-gas-plant#gs.z4a6vz>.

T&D World (Hrsg.) 2019: California ISO adds Flow Battery to the Grid. Zuletzt eingesehen am 04.09.2019, unter <https://www.tdworld.com/energy-storage/california-iso-adds-flow-battery-grid>.

Wood Mackenzie (Hrsg.) 2019: U.S. Energy Storage Monitor. Zuletzt eingesehen am 02.10.19, unter <https://www.woodmac.com/research/products/power-and-renewables/us-energy-storage->

monitor/?utm_source=Daily%20on%20Energy%20091019_09/10/2019&utm_medium=email
&utm_campaign=WEX_Daily%20on%20Energy&rid=24111614.