



Energiewelten 2020

Das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung der Zukunft

Aktualisierung des VSE Trends 2035

Energiewelten 2020

Aktualisierung des VSE Trends 2035

Juli 2020

Inhalt

1.	Executive Summary	2
2.	Wozu der VSE Trend 2035?	3
2.1	Dimension Regulierung/Staatseingriffe	3
2.1.1	Treiber 1: Förderung erneuerbarer Energien	5
2.1.2	Treiber 2: Vorschriften Energieeffizienz	5
2.1.3	Treiber 3: Eingriffe in die Preise (Strom/CO ₂)	5
2.2	Dimension Nachfrage/Flexibilisierung	6
2.2.1	Treiber 4: Bezug aus Netz (Strom/Gas)	6
2.2.2	Treiber 5: Eigenverbrauch (Nachfrageniveau)	6
2.2.3	Treiber 6: Flexibilitäten (Lastverschiebung)	7
2.3	Dimension Zentrale/Dezentrale Versorgung	8
2.3.1	Treiber 7: Anteil dezentraler Produktion	8
2.3.2	Treiber 8: Sektorkopplung/Netzkonvergenz	9
2.3.3	Treiber 9: Batterien, Gas- und Wärmespeicher	10
2.4	Dimension Märkte / EU-CH	11
2.4.1	Treiber 10: Eigenversorgung CH (Strom/Gas)	11
2.4.2	Treiber 11: Importmöglichkeiten Winter	11
2.4.3	Treiber 12: Einbindung in internationale Märkte (Strom/Gas)	11
2.5	Dimension Digitalisierung	12
2.5.1	Treiber 13: Sensoren und Konnektivität	12
2.5.2	Treiber 14: Datenauswertung, Datenaustausch und Analysen	12
2.5.3	Treiber 15: Digitale Dienstleistungen	13
3.	Übersicht: Einschätzungen zu den Treibern	14
4.	Literaturverzeichnis	19

1. Executive Summary

Die Dekarbonisierung der Schweizer Energiewirtschaft wird mit dem Netto-Null-Klimaziel intensiver vorangetrieben. In der Schweiz werden, aufgrund der aktuellen Gesetzgebung, der technischen Entwicklung und der gesellschaftlichen Realität, voraussichtlich vor allem PV-Anlagen zugebaut.

Erreicht die Schweiz Netto-Null Emissionen bis 2050, dürfte dieser Weg mit stark steigender Stromnachfrage einhergehen. Mit steigendem Stromverbrauch und dem Kernenergieausstieg vergrössert sich auch die Produktionslücke im Winter. Zudem leistet die Sektorkopplung in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung dieser Winterlücke. Der Schlüssel zur Versorgungssicherheit ist eine ausreichend hohe Inlandproduktion – bestehend aus Gross- und Kleinanlagen.

Das Nationale Forschungsprogramm «Energiewende» (NFP 70) kommt zum Schluss, dass der Markt allein unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht die notwendigen Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Erneuerbare Energien brauchen somit auch weiterhin finanzielle Unterstützung. Es zeichnet sich ab, dass die Photovoltaik und die Wasserkraft die wichtigsten Technologien für die Stromproduktion im Jahr 2035 in der Schweiz sein werden.

Was die Einbettung der Schweiz in Europa angeht, bringt das Fehlen des Stromabkommens verschiedene Nachteile mit sich. Ohne ein Stromabkommen verschlechtern sich im Inland die Netzstabilität und die Handelstätigkeit. Die Schweiz wird derzeit sukzessive aus den Gremien und Strommarktplattformen der EU ausgeschlossen. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten.

Diese Entwicklungen, insbesondere die kritisch werdende Versorgungssicherheit und die zunehmende Bedeutung einer angemessenen Inlandproduktion sowie das Fehlen eines Stromabkommens mit der EU, führen zu einer Verschiebung des Vierecks in Richtung Local und Trust World. Die Weiterführung der Förderung der erneuerbaren Energien ist ein zusätzliches Merkmal der Local World.

Der Schwerpunkt des Vierecks liegt neu nur noch knapp in der Smart World, einer zunehmend dezentralen, digitalen und marktlichen Welt, dicht gefolgt von der Local World, einer zunehmend dezentralen, vom Staat geförderten und regulierten heimischen wie auch digitalen Welt. Beide Welten werden durch die Klimapolitik der Schweiz und die damit einhergehende Dekarbonisierung begünstigt.

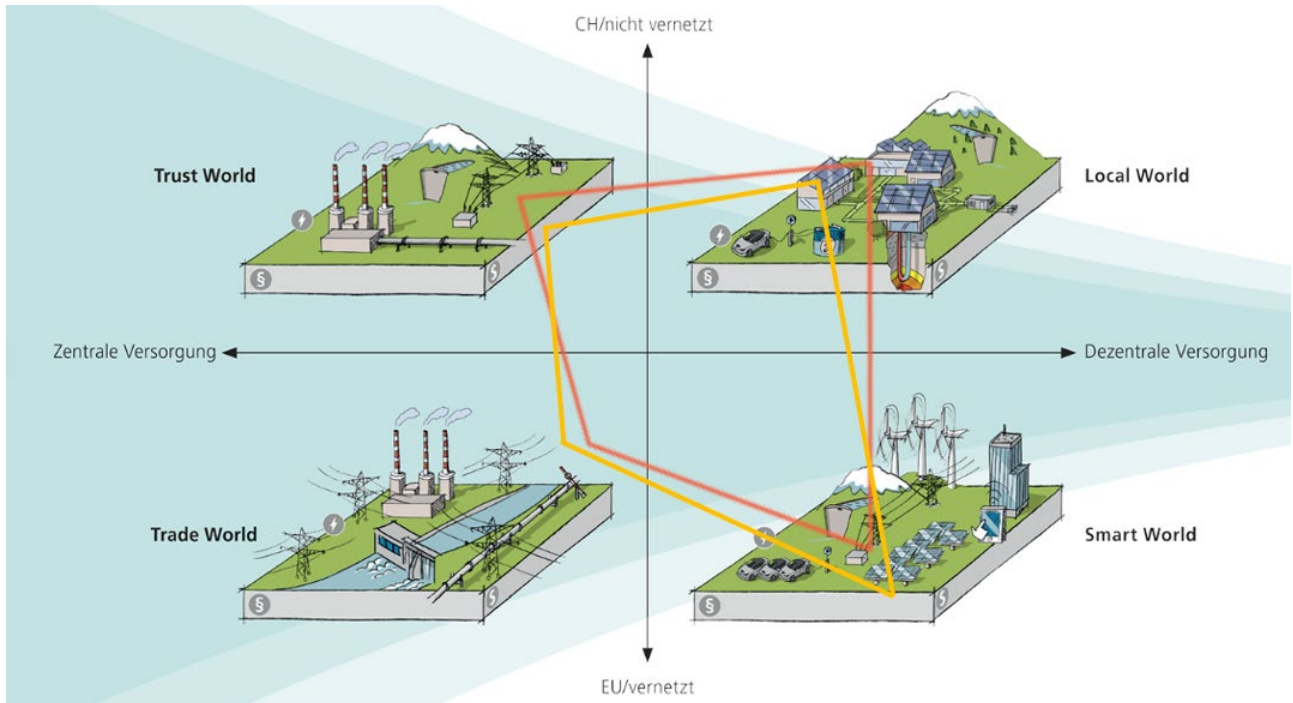


Abbildung 1: VSE Trend 2035. Stand Juli 2020. Orange Linie: Einschätzung 2020, gelbe Linie: Einschätzung 2019.

2. Wozu der VSE Trend 2035?

Der VSE Trend 2035 beschreibt die Energiewelt, die – basierend auf den aktuellen Erkenntnissen – für die Zukunft am plausibelsten erscheint. Die periodische Überprüfung des VSE Trends erlaubt, neue Entwicklungen auf energiewirtschaftlicher, politischer und regulatorischer Ebene zu identifizieren, die längerfristige Auswirkungen auf die zukünftige Energiewelt haben. Die letzte Trendüberprüfung erfolgte im Juli 2019.

2.1 Dimension Regulierung/Staatseingriffe

Regulatorische Entwicklungen

Aufgrund der neuen Erkenntnisse des Weltklimarates hat der Bundesrat im August 2019 entschieden, das Klimaziel der Schweiz zu verschärfen. Bis 2050 soll die Schweiz nicht mehr Treibhausgase ausstossen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null-Ziel). Mit dieser Entscheidung wird die Dekarbonisierung intensiver vorangetrieben. Das verschärfte Klimaziel setzt voraus, dass zentrale und dezentrale Stromproduktionsanlagen grösstenteils erneuerbar betrieben werden. In der Schweiz werden voraussichtlich – aufgrund der aktuellen Gesetzgebung, der technischen Entwicklung und der gesellschaftlichen Realität – vor allem PV-Anlagen zugebaut.

Um die Verpflichtungen des Pariser Klimaabkommens umzusetzen, wird aktuell das CO₂-Gesetz totalrevidiert, das den Rahmen der Klimapolitik bis 2030 regelt. Obwohl sich das CO₂-Gesetz noch in der parlamentarischen Beratung befindet, lassen sich erste Stossrichtungen festhalten. So werden Autoimporteure dazu verpflichtet, verschärfte Flottenziele für Neufahrzeuge einzuhalten – und somit immer effizientere Fahrzeuge

zu verkaufen. In der Luftfahrt ist eine neue Flugticketabgabe für den öffentlichen Flugverkehr sowie für grosse Privatflugzeuge vorgesehen. Diese Lenkungsabgabe soll CHF 30 bis 120 pro Flug betragen. Die Abgaben fliessen bis zur Hälfte in einen neuen Klimafonds. Wenn die Reduktionsziele im Gebäudesektor verfehlt werden, dann steigt die Obergrenze der heutigen CO₂-Abgabe auf Brennstoffe von CHF 120 pro Tonne CO₂ auf maximal CHF 210 pro Tonne CO₂. Zudem soll für Gebäude frühestens ab 2023 ein national einheitlicher Emissionsgrenzwert gelten, der bei einem Heizungsersatz zur Anwendung kommt. Somit wird der Einbau von Gas- oder Ölheizungen nur noch bei sehr effizienten Gebäuden möglich sein (BAFU, 2019).

Im Stromsektor sind Betreiber von WKK-Anlagen bereits heute verpflichtet, die CO₂-Abgabe zu entrichten. Die Rückerstattungsmöglichkeiten für wärmegeführte WKK-Anlagen werden auch im neuen CO₂-Gesetz bestehen bleiben. Bei den fossil-thermischen Stromproduktionsanlagen wie Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD) wurde bereits auf den 1. Januar 2020 – im Zusammenhang mit der Verknüpfung der Emissionshandelssysteme der Schweiz und der Europäischen Union – ein Systemwechsel vollzogen. Solche Anlagen unterliegen somit nicht mehr der Kompensationspflicht, sondern dem Emissionshandel. Allerdings gilt eine Mindestpreisregelung, welche die Rückerstattung der CO₂-Abgabe in einem sehr begrenzten Rahmen vorsieht und de facto zu einer Doppelbelastung führt: Die fossil-thermischen Anlagen bezahlen neben dem CO₂-Preis des EU-Emissionshandelszertifikats, dessen bisheriger Höchstwert CHF 30 pro Tonne CO₂ erreichte, mindestens teilweise auch die CO₂-Abgabe.

Die im CO₂-Gesetz vorgeschlagenen Massnahmen und Änderungen sollen Anreize setzen für Investitionen in effizientere und nachhaltigere Technologien in allen Sektoren (Gebäude, Mobilität und Strom) sowie für ein klimafreundlicheres Verhalten der Akteure.

Das Clean Energy Package (CEP), welches in der Europäischen Union Anfang 2020 in Kraft trat, ist ein umfassendes EU-Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik. Es setzt Spielregeln für den europäischen Strommarkt zur Erfüllung der Klima-Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris. Die Regulierung der Preise soll aufgehoben werden – und die Verbraucher sollen verstärkt am Markt teilnehmen können. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix soll bis 2030 32 % betragen. Im Gebäude- und Verkehrssektor soll der Anteil an erneuerbaren Energien mittels Förderung erhöht werden. Die anvisierte Klimaneutralität der EU bis 2050 soll im ersten europäischen Klimagesetz festgehalten werden (Green Deal). In den kommenden Jahren will die EU-Kommission Massnahmen festlegen, welche die Emissionen im Gebäudebereich und im Verkehr senken. Sie will zudem langfristig aus der Kohleverstromung aussteigen – und als Ersatz auf erneuerbare Energien setzen. Auch will sie grüne Finanzierungsinstrumente stärken. Selbst wenn die Schweiz aktuell kein Stromabkommen mit der EU hat, haben das CEP und künftig auch der Green Deal Einfluss auf die Schweiz, vor allem in den Bereichen Markt und Übertragungsnetz.

Die Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) und die Revision des Energiegesetzes (EnG) sollen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen. Zudem sollen durch die verstärkte Einbindung der Endkunden in den Markt Innovationen gefördert werden. Die Vernehmlassung zur Revision StromVG wurde im Januar 2019 abgeschlossen. Die Vorlage beinhaltet die vollständige Strommarktöffnung und sieht eine Speicherreserve zur Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit sowie eine Ausschreibung für einen verstärkten Zubau von inländischer, erneuerbarer Stromproduktion bei einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Winter vor. Zudem wird der Regulierungsrahmen für die Stromnetze angepasst. Die Vernehmlassung zur Revision des EnG ist im April 2020 gestartet und beinhaltet verbindliche Richt- und Zielwerte für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wasserkraft. Zudem sollen die bis 2030 befristeten Förderinstrumente um weitere fünf Jahre verlängert

werden. Ferner sollen die Fördermittel teilweise mittels Auktionen vergeben werden. Es sind zusätzliche Massnahmen geplant, falls der Ausbaupfad unterschritten wird.

Der Schweizer Gasmarkt wird heute durch das Rohrleitungsgesetz (RLG) gesetzlich nur rudimentär geregelt. Im Februar 2020 wurde die Vernehmlassung zu einem neuen Gasversorgungsgesetz (GasVG) abgeschlossen. Mit dieser spezialgesetzlichen Regelung soll Rechtssicherheit geschaffen werden. Im GasVG ist eine Teilmarktöffnung vorgesehen. Die Zukunft der Gasversorgung dürfte neben dem GasVG vor allem durch die CO₂-Gesetzgebung sowie durch die kantonale Energiegesetzgebung (MuKE) geprägt werden.

2.1.1 Treiber 1: Förderung erneuerbarer Energien

Das Nationale Forschungsprogramm «Energiewende» (NFP 70) kommt zum Schluss, dass der Markt allein unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht die notwendigen Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien auslöst (NFP, 2020a).

Es braucht weiterhin ergänzende Massnahmen. Dabei ist die Lenkung der Förderung vorzuziehen. Auch dies bestätigt das NFP 70. Mit dem Klima- und Energie-Lenkungssystem (KELS) sollte ursprünglich der Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem ermöglicht werden. Politisch hatte es bisher aber keine Chance und neue Anläufe zur Einführung eines Lenkungssystems sind nicht absehbar.

Erneuerbare Energien brauchen somit noch weiterhin finanzielle Unterstützung (NFP, 2020a). Insbesondere die Wasserkraft, die das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung bildet, ist weiterhin auf Massnahmen angewiesen. Eine angemessene Inlandproduktion ist letztlich entscheidend für die Versorgungssicherheit. Nur bei ausreichender Investitionssicherheit werden die nötigen Investitionen in den Bestand und Ausbau der Inlandproduktion getätigt.

2.1.2 Treiber 2: Vorschriften Energieeffizienz

Massnahmen bezüglich Energieeffizienz werden in den Bereichen Mobilität, Gebäude, Industrie via Energiestrategie 2050, Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) und CO₂-Gesetz umgesetzt. Auch Zielvereinbarungen mit der Industrie erweisen sich als erfolgreich. Alle diese Energieeffizienzmassnahmen sind notwendig und effektiv. Trotzdem wird die Stromnachfrage aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung künftig stark steigen (vgl. Treiber 4).

Die MuKE sind in acht Kantonen im Rahmen der kantonalen Energiegesetzgebung umgesetzt, in sieben Kantonen in der parlamentarischen Phase, in neun Kantonen in der vorparlamentarischen Phase. In zwei Kantonen wurde die Vorlage vom Volk zurückgewiesen (EnDK, 2020).

Die CO₂-Emissionswerte für Fahrzeuge werden weiter verschärft und an die EU angepasst. Ab 2020 gilt ein Grenzwert von 95 g CO₂/km für alle neu zugelassenen Personenwagen. Dies setzt Anreize für die Automobilindustrie, um unter anderem vermehrt Elektroautos in Verkehr zu bringen.

2.1.3 Treiber 3: Eingriffe in die Preise (Strom/CO₂)

Seit dem 1. Januar 2020 ist das Schweizer Emissionshandelssystem mit jenem der EU verknüpft. Schweizer Unternehmen können somit am grösseren und liquideren Emissionsmarkt teilnehmen. Mit der Verknüpfung werden ab Januar 2020 auch die CO₂-Emissionen von fossil betriebenen Kraftwerken und der Zivilluftfahrt ins Schweizer EHS einbezogen. Dies ermöglicht den Schweizer Akteuren den Zugang zu einem liquiden

Emissionshandelsmarkt. Die CO₂-Preise sind in den letzten Jahren gestiegen, auch dank nötiger Korrekturen im Handelssystem, bei denen überschüssige Zertifikate aus dem System entnommen wurden (Market Stability Reserve). Um die Klimaziele vermehrt mit marktlichen Instrumenten erreichen zu können, sind weitere Anpassungen im System nötig: Das Handelssystem muss auf alle Sektoren ausgeweitet – und die Zuteilung der Zertifikate muss an die technologischen Entwicklungen angepasst werden.

Die Regulierung der Endkundenpreise dürfte mit einer vollständigen Strommarktöffnung bis 2035 tendenziell abnehmen.

2.2 Dimension Nachfrage/Flexibilisierung

2.2.1 Treiber 4: Bezug aus Netz (Strom/Gas)

Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung wird die stark zunehmende Elektrifizierung den Stromverbrauch erhöhen. Die Energiewelten-Berichte 2019 und 2018 gehen von einer Stromnachfrage von 70 TWh im Jahr 2035 aus (+12 TWh gegenüber 2018).

Die EMPA geht davon aus, dass der Stromverbrauch auf circa 72 TWh ansteigt, wenn drei Viertel des Wärmebedarfs von Häusern mit elektrischen Wärmepumpen gedeckt – und 20 % aller Autokilometer elektrisch gefahren würden (Rüdisüli, Teske, & Elber, 2019).

Das BFE rechnet in ihrer System-Adequacy-Studie im Szenario «Stärkere Elektrifizierung» mit einer Stromnachfrage von circa 82 TWh im Jahr 2035 (BFE, 2020).

Unter Annahme der Netto-Null-Emissionen im Jahre 2050 dürfte die Stromnachfrage noch stärker ansteigen.

Mit einem aktuellen Anteil von 13,5 % am gesamten Energieverbrauch bleibt Gas kurz- bis mittelfristig ein wichtiger Energieträger, insbesondere in der Transitionsphase. Jedoch wird Erdgas immer mehr durch Biogas und erneuerbares Gas ersetzt werden müssen. Damit die Sektorkopplung gelingen kann, wird es weiterhin eine Gasnetzinfrastruktur brauchen.

2.2.2 Treiber 5: Eigenverbrauch (Nachfrageniveau)

Aufgrund sinkender Preise für dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher, der Weiterführung der Fördermassnahmen sowie der Regulierung, die Eigenverbrauch begünstigt, wird es zunehmend mehr Prosumer geben.

Mit der Einführung des neuen Energiegesetzes sowie der Energieverordnung per 1. Januar 2018 wurde die Möglichkeit des Eigenverbrauchs über mehrere aneinander grenzende Parzellen geschaffen. Dieser Eigenverbrauch kann sowohl über das Verteilnetzbetreiber-Praxismodell als auch über den neu geschaffenen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) realisiert werden. Eigenverbrauchsgemeinschaften sind eine indirekte Förderung von erneuerbaren Energien, da hiermit die Eigenverbrauchsquote erhöht und damit die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen verbessert werden kann.

Der Energiebezug aus dem Netz nimmt mit steigender Eigenproduktion ab. Mit einem hohen Anteil Arbeitstarif im Netztarif werden bei Eigenverbrauchsgemeinschaften Netzkosten auf Endverbraucher ohne eigene Produktion umverteilt. Eigenverbrauchsgemeinschaften werden an sonnenarmen Tagen, besonders im Win-

ter, weiterhin die volle Netzlast verursachen und damit die gleichen Netzkosten verursachen. Netzpreise sollen sich künftig an der tatsächlichen Belastung des Netzes orientieren.

2.2.3 Treiber 6: Flexibilitäten (Lastverschiebung)

Die gezielte Nutzung von Flexibilität ist ein Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Nur mit der Nutzung des Flexibilitätspotenzials bei allen Netznutzern lassen sich der Umbau zu einer verstärkt dezentralen Versorgung sowie die Integration der erneuerbaren Energien effizient umsetzen (VSE, 2019a). Es braucht marktdienliche, netzdienliche sowie systemdienliche Flexibilität.

Durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien, insbesondere PV, ist mit zeitweise hohen oder tiefen Einspeisungen zu rechnen.

Auf den Strommärkten ist in Abhängigkeit vom Wetter vermehrt von Überschüssen einerseits und Knappheitssituationen andererseits auszugehen. Der Bedarf an marktdienlicher Flexibilität steigt.

In den Verteilnetzen ist vermehrt mit Engpässen zu rechnen. Zu deren Bewältigung müssen Netzbetreiber auf Netzoptimierung, Netzverstärkung und Bau neuer Leitungen setzen. Alternativ können sie aber auch die Flexibilität der Verbraucher, Produzenten und Speicher einsetzen, um Engpässe zeitnah und kostengünstiger zu beheben (NFP, 2020a).

Auf der Verbraucherseite stellen Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Anlagen (Peak Shaving) in Kombination mit Batterien zukünftig ein relevantes Flexibilitätspotenzial dar. Damit dieses genutzt werden kann, braucht es, neben den technischen Voraussetzungen, den Abbau regulatorischer Hürden (zum Beispiel Opt-Out-Lösung) sowie neue Tarifmodelle (VSE, 2019a).

2.3 Dimension Zentrale/Dezentrale Versorgung

2.3.1 Treiber 7: Anteil dezentraler Produktion

Es zeichnet sich ab, dass Photovoltaik und die Wasserkraft die wichtigsten Technologien für die Stromproduktion im Jahr 2035 in der Schweiz sein werden (siehe Tabelle 1). Eine aktuelle Studie der EPFL bestätigt das hohe Potenzial der Photovoltaik. PV ist mit Produktionskosten von 10–12 Rp./kWh (100 kW und mehr) bereits heute eine der günstigsten Produktionstechnologien (Bauer et al., 2019).

PV wird nicht nur dezentral installiert. Auf dem Lac des Toules im Wallis wurde das weltweit erste schwimmende Solarkraftwerk installiert. Das Pilotprojekt von Romande Energie soll jährlich 200 Haushalte versorgen. Eine wichtige Rolle könnte die alpine PV spielen. Im Vergleich zum Flachland ist in den Bergen die Einstrahlungsintensität höher, Nebellagen sind seltener – und der Schnee reflektiert das Sonnenlicht. Somit kann mehr Winterstrom produziert werden. Die Energieforschung hat aufgezeigt, dass die Akzeptanz für Projekte höher ist, wenn Anlagen dort gebaut werden, wo bereits Infrastrukturanlagen zum Landschaftsbild gehören (Vuichard & Stauch, 2020).

Mit dem Ausbau der PV entstehen im Sommer hohe Überschüsse, was die Strompreise in diesen Monaten zusätzlich unter Druck setzt. Ein intensiver Ausbau der PV wird die Wasserkraft, insbesondere die Laufwasserkraft, konkurrieren. Die Finanzierungsschwierigkeiten der Wasserkraft könnten sich somit akzentuieren. Planungs- und Investitionssicherheit sind der Schlüssel für den Erhalt und Ausbau der Wasserkraft. Forscher empfehlen zudem, flexible, ertragsabhängige Wasserzinse einzuführen (NFP, 2020c).

Trotz steigender dezentraler Energieversorgung wird die Schweizer Wasserkraft im Jahr 2035 weiterhin eine tragende Rolle einnehmen. Sie kann einen wichtigen Beitrag zur Winterproduktion leisten. Die Investitionsanreize in die Wasserkraft (Erneuerungen, Erweiterungen und Neuanlagen) sind jedoch aktuell zu gering.

Das BFE reduziert in seiner neuen Einschätzung das Ausbaupotenzial der Wasserkraft um die Hälfte (BFE, 2019a)¹. Für die Reduktion verantwortlich sind ein tieferes Potenzial der Kleinwasserkraft – aufgrund der Befristung des Einspeisevergütungssystems – sowie erhöhte Produktionseinbussen durch die Restwasserbestimmungen. Der Ausbau des Potenzials wird massgeblich von der Entwicklung der Rahmenbedingungen für die heimische Wasserkraft abhängen. Gemäss BFE beträgt die erwartete Produktion für das Jahr 2050 35,9 bis 37,5 TWh (vgl. Tabelle 1). Letztere Zahl ist nur unter optimierten Bedingungen zu erreichen.

Die Windenergie wird 2035 kaum eine wesentliche Rolle spielen. Auch ist nicht davon auszugehen, dass in den nächsten 15 Jahren Strom aus Geothermie erzeugt wird (Bauer et al., 2019).

¹ Von 3160 GWh auf 1560 GWh

Studie / Jahr / TWh	PV Dach	PV Fassaden	Wasserkraft	Wind	Geothermie
	2035	2035	2035	2035	2035
PSI Bauer et al. 2019	24,6	5,6	37,6 – 39,2	0,7 – 1,7	0
BFE Sonnendach	50	17			
EPFL Scartezini et al. 2020	24				
BFE System Adequacy 2020	17			0,7	
Der Solarplan, R. Nordmann 2019	45				
BFE Wasserkraftpotenzial 2019			35,9 – 37,5		

Tabelle 1: Das nachhaltige ausschöpfbare Potenzial für 2035 in TWh/a für ausgewählte Technologien. Die Potenzialabschätzung von PSI Bauer et al. 2019 betrifft den Zeitraum von 2035 bis 2050 und die Studie BFE Wasserkraftpotenzial 2019 macht eine Abschätzung für das Jahr 2050. 2018 betrug die produzierte Strommenge aus Windkraft 0,132 TWh, aus PV 1,68 TWh und aus Wasserkraft 37,5 TWh.

2.3.2 Treiber 8: Sektorkopplung/Netzkonvergenz

Sektorkopplung spielt zur Erreichung der Klimaziele, mit der zunehmenden Elektrifizierung und dem Bedarf an kurzfristiger bis saisonaler Flexibilität eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem. Die Stromerzeugung aus intermittierenden, erneuerbaren Quellen erfordert in Zukunft mehr Flexibilität und Speicher. Die Verkopplung von Energiesystemen eröffnet ein grosses Flexibilitätspotenzial.

Damit die Potenziale der Sektorkopplung vollständig genutzt werden können, muss in der politischen Diskussion dem Thema mehr Gewicht gegeben werden – und eine Gesamtenergiebetrachtung in den gesetzlichen Grundlagen stattfinden.

Die Sektorkopplung kann einen Beitrag zum Ziel der Dekarbonisierung leisten, indem fossile Energieträger für Gebäudewärme (Öl, Gas) und Mobilität (Benzin, Diesel) durch erneuerbare elektrische Energie ersetzt werden. Dazu kann ein Umbau der bestehenden Netze erforderlich werden. Die Kosten dieses Umbaus sind nicht unerheblich und müssen berücksichtigt werden.

Bei einem Ausbau von PV mit 50 % der geeigneten Dachflächen entsteht gemäss einer Studie der EMPA im Sommer ein Stromüberschuss von 7,4 TWh (Rüdisüli et al., 2019). Da der Export dieser Stromüberschüsse in die Nachbarländer aufgrund des dortigen PV-Ausbaus mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mehr funktionieren wird, kommt Power-to-Gas eine wichtige Bedeutung zu. So können Überschüsse sektorübergreifend – zum Beispiel im Bereich der Wasserstoffmobilität – genutzt werden.

Die Sektorkopplung leistet in absehbarer Zukunft jedoch nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung der Winterlücke oder Reduktion der Auslandabhängigkeit. Gründe dafür sind die hohen Kosten von Power-to-X(-to-Power) und die fehlenden saisonalen Gasspeichermöglichkeiten in der Schweiz. Zur Sicherstellung der Versorgung im Winterhalbjahr ist eine Kombination aus Ausbau der Inlandproduktion, gesicherten Importen, Sektorkopplung und Energiesparmassnahmen notwendig (VSE, 2019b).

Die Zunahme des Marktanteils von Elektrofahrzeugen ist abhängig von der Verbreiterung des Modellangebots, vom Ausbau der Ladeinfrastruktur und von den Rahmenbedingungen. Die Verschärfung der Emis-

onsvorschriften für Neuwagen hat einen positiven Einfluss auf den Marktanteil. Bis 2035 dürften sich die Batteriekosten von Elektrofahrzeugen nochmals halbieren. Gemäss einer aktuellen Einschätzung² könnte der Anteil von Steckerfahrzeugen (BEV und PHEV) am Fahrzeugbestand 2035 bei zirka 40 % liegen (EBP, 2020). Bei Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) behindert neben der fehlenden Modellauswahl auch die fehlende Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur die Kaufentscheidung. Schweizweit sind Anfang 2020 erst zwei Wasserstofftankstellen im Betrieb, fünf weitere sind in Planung. Eine breitere Anwendung von FCEV-Fahrzeugen ist im Bereich von Lastwagen und Reisebussen wahrscheinlicher als bei Personenkraftwagen. Angesichts des Netto-Null-Klimaziels dürften Plug-in-Hybride zusehends mit Wasserstoff-Brennstoffzellen statt Verbrennungsmotoren ausgerüstet werden (EBP, 2020).

Die Kosten für Power-to-X-Produkte sind derzeit noch hoch. Ein wichtiger Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-X ist deshalb der Einsatz von günstigem Strom. Zudem ist wichtig, dass die Power-to-X-Produkte auf verschiedenen Märkten abgesetzt werden können. Innovationen und Forschung dürften zukünftig die Kosten von P2X senken (Kober et al., 2019).

2.3.3 Treiber 9: Batterien, Gas- und Wärmespeicher

Mit der zunehmenden Produktion elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen sowie den höheren Leistungsspitzen aufgrund von Schnellladestationen, werden grosse Batteriespeicher immer wichtiger. Derzeit wird an unterschiedlichsten Speichertechnologien geforscht. So könnte einmal der leistungsstärkere Lithium-Schwefel-Akku mit weit höheren Reichweiten Verwendung finden (Monash University, 2020). Lithium-Ionen-Batterien haben in den letzten zehn Jahren eine starke Kostenreduktion erfahren und dürften auch zukünftig noch günstiger werden (BloombergNEF, 2019).

Speicher kommen 2035 mit mehr Kapazität zum Einsatz, ein klarer Favorit lässt sich aktuell nicht abzeichnen. Pumpspeicher dürften immer noch den weitaus grössten Anteil ausmachen.

Saisonale Wärmespeicher können eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. Sie transferieren im Sommer überschüssige solare Strahlungsenergie oder ungenutzte Abwärme aus der Kehrlichtverbrennung in den Winter. Solche Wärmespeicher helfen, den Wärmebedarf im Winter durch einheimische erneuerbare Energien zu decken. In einem Pilotprojekt untersucht Energie Wasser Bern die technische Machbarkeit eines «Geospeichers». Die in 200 bis 500 Metern Tiefe gespeicherte Energie kann in den Wintermonaten in das Fernwärmenetz abgegeben werden.

² Diese Einschätzung basiert auf den Annahmen, dass das CO₂-Gesetz gemäss aktuellem Vorschlag in Kraft tritt und die Emissions-Zielwerte somit kontinuierlich gesenkt werden, dass Förderprogramme für Ladeinfrastruktur zu Hause und am Arbeitsplatz lanciert werden – und dass die Ökologie bei Kaufentscheidungen eine zentrale Rolle einnimmt.

2.4 Dimension Märkte / EU–CH

2.4.1 Treiber 10: Eigenversorgung CH (Strom/Gas)

Mühleberg ist als erstes von fünf Kernkraftwerken der Schweiz am 20. Dezember 2019 aus wirtschaftlichen Gründen abgeschaltet worden. Die Importabhängigkeit im Winter steigt mit der Abschaltung an. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann den Wegfall aus der Kernenergie nicht kompensieren.

Die Eigenversorgung beschreibt den Anteil der inländischen Nettoerzeugung am Landesverbrauch. Die Eigenversorgung fällt ohne weitere Massnahmen bis 2035 in einzelnen Wintermonaten auf rund 60% (vgl. Energiewelten Bericht 2019).

Mit steigendem Stromverbrauch und dem Kernenergieausstieg steigt die Produktionslücke im Winter. Zudem leistet die Sektorkopplung in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung der Winterlücke (vgl. Treiber Sektorkopplung).

Der Schlüssel zur Versorgungssicherheit ist eine ausreichend hohe Inlandproduktion, bestehend aus Gross- und Kleinanlagen. Dazu braucht es Anreize sowohl für den Erhalt und geplanten Ausbau der Wasserkraft als auch für den Ausbau der erneuerbaren Energien (insbesondere PV). Die Beanreizung erneuerbarer Winterproduktion sollte im Fokus stehen.

Es ist nicht auszuschliessen, dass die winterliche Produktionslücke mit dem Zubau von Gaskraftwerken und WKK-Anlagen geschlossen werden muss. Mittel- bis längerfristig müsste das fossile Gas möglichst durch erneuerbares Gas ersetzt werden.

2.4.2 Treiber 11: Importmöglichkeiten Winter

In Deutschland wurde der Gesetzesentwurf zum Kohleausstieg vom Bundeskabinett verabschiedet. Somit steigt Deutschland bis spätestens 2038 aus der Kohle aus. In Frankreich soll der Atomstromanteil bis 2035 von 75 auf 50 % sinken. Weniger steuerbare Leistung in Europa bedeutet auch geringere potenzielle Exporte in die Schweiz. In Kombination mit dem steigenden Stromverbrauch im In- und Ausland macht der Abbau an gesicherter Leistung die Importe im gewünschten Umfang unsicher.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie der Schweiz sind deutlich höhere Importe im Winterhalbjahr notwendig. Die EMPA³ geht davon aus, dass im Winter bis zu 13,7 TWh importiert werden müssen, was 23 % des heutigen Jahresverbrauchs entspricht (Rüdisüli et al., 2019). Gemäss EICom sollten jedoch im Winterhalbjahr nicht mehr als 10 TWh Strom importiert werden müssen (EICom, 2020). Die Erfahrungen aus dem Winter 2016/2017 haben gezeigt, dass bei einem Importbedarf von 10 TWh und gleichzeitig eingeschränkter Exportfähigkeit der Nachbarländer die Situation zeitweise sehr angespannt sein kann.

2.4.3 Treiber 12: Einbindung in internationale Märkte (Strom/Gas)

Seit 2007 wird das Stromabkommen mit der EU ausgehandelt, was eine der längsten Verhandlungen zwischen der EU und der Schweiz darstellt. Das Fehlen des Stromabkommens bringt verschiedene Nachteile

³ Als Grundlage der Einschätzung der EMPA dienen die Annahmen, dass 20 % der gefahrenen Kilometer mit BEV realisiert werden, 80 % der fossilen Raumwärme und 50 % des Warmwassers nach der energetischen Sanierung durch Wärmepumpen ersetzt werden, 50 % des PV-Potenzials gemäss Sonnendach.ch realisiert wird und die Kernkraftwerke abgeschaltet sind.

mit sich. Ohne Stromabkommen verschlechtern sich in der Schweiz die Netzstabilität und die Handelstätigkeit. Die Schweiz wird derzeit sukzessive aus den Gremien und Strommarktplattformen der EU ausgeschlossen. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten.

Eine aktuelle Studie des NFP 70 zeigt, dass ohne Stromabkommen die Versorgungssicherheit langfristig negativ beeinträchtigt wird. So werden Engpässe ohne Stromabkommen wahrscheinlicher. Ohne Stromabkommen würde zudem der grenzüberschreitende Handel zurückgehen. Das Stromabkommen ist für die ES2050, die Klimaziele und die Versorgungssicherheit von hoher Bedeutung. Das Fehlen des Stromabkommens bedeutet höhere Investitionen in die Versorgungssicherheit, höhere Grosshandelspreise und weniger Exporte für die Wasserkraft (van Baal et al., 2019).

Der Abschluss eines Stromabkommens ist von einem politischen Konsens betreffend Rahmenabkommen abhängig und bleibt weiterhin offen.

2.5 Dimension Digitalisierung

2.5.1 Treiber 13: Sensoren und Konnektivität

Die Treiber der Digitalisierung sind die immer günstiger werdende Sensorik und Konnektivität, die enormen, zur Verfügung stehenden Rechenleistungen und die Möglichkeiten der künstlichen Intelligenz. Darauf basieren viele der Trends wie das Internet der Dinge, Big Data, Plattformökonomie, Blockchains oder künstliche Intelligenz (VSE, 2020).

Eine Vielzahl der Geräte, welche permanent und in Echtzeit Daten liefern, ist bereits mit dem Internet verbunden.

Die Digitalisierung ist eine Voraussetzung für eine kosteneffiziente und marktbasierende Einbindung von dezentralen Energiebereitstellern sowie für einen effizienten Netzbetrieb inklusive Speicherung (NFP, 2020b).

Die zunehmende Abhängigkeit von ICT erhöht jedoch die Anfälligkeit für Cyber-Risiken sowie für Kaskadenrisiken.

2.5.2 Treiber 14: Datenauswertung, Datenaustausch und Analysen

Der Umgang mit Daten ist ein zentrales Element in einer digitalisierten Energiewelt. Neben einem immensen Volumen an Daten sind Themen wie Datenzugang, Datensicherheit und im Besonderen der Schutz von personenbezogenen Daten wichtige Elemente (VSE, 2020).

Die wachsende Datenmenge kann mittels Auswertungen zu Effizienz- und Produktivitätssteigerungen bei Kernprozessen der Energieversorgung führen, zum Beispiel für «Predictive Maintenance». Beispielsweise werden neuralgische Punkte im Netz identifiziert oder vorhergesehen. Dadurch können Unterhalt und Ausbau der unteren Netzebenen effizient geplant werden.

Die in den Verbrauchsgeräten, Produktions- und Netzanlagen installierten Sensoren generieren eine hohe Datenmenge. 2035 ist das Datenvolumen massiv grösser. Die Geschwindigkeit, mit der Daten erzeugt und verarbeitet werden – und auch die Vielfalt an Daten – ist höher. Diese Daten werden zunehmend ausgewertet.

2.5.3 Treiber 15: Digitale Dienstleistungen

Mit der Digitalisierung werden sich neue Geschäftsmodelle wie die Sharing Economy (zum Beispiel Mobilität) durchsetzen. Durch Startups und branchenfremde, teils globale Player, entstehen viele Innovationen, die das heutige Geschäftsmodell signifikant verändern. Kooperationen fördern die Innovationskraft und -geschwindigkeit (VSE, 2020).

Intelligente Gebäudetechnik bietet Potenzial für Verbesserungen der Energieeffizienz. Eine vorausschauende Steuerung der Heizung, Kühlung und Lüftung kann den Energieverbrauch reduzieren. Lernende Algorithmen (zum Beispiel Machine Learning, KI) erkennen automatisch ineffiziente veraltete Geräte und schlagen dem Kunden neue Geräte vor. Ebenso erkennen sie die Belegung des Gebäudes und passen die Steuerung der Gebäudetechnik automatisch an. In diesem Bereich könnten viele branchenfremde Anbieter in die Energiebranche eintreten.

Die Digitalisierung begünstigt die Bildung virtueller Kraftwerke. Virtuelle Kraftwerke und deren automatisierte Steuerung sind ein bedeutendes Instrument für eine erfolgreiche Energiestrategie.

EVU werden ihre Aufgaben auf digitale Dienstleistungen wie zum Beispiel «Predictive Maintenance» ausweiten.

3. Übersicht: Einschätzungen zu den Treibern

Treiber	Einschätzung 2019	Einschätzung 2020
Dimension Regulierung/Staatseingriffe		
Förderung erneuerbarer Energien	<ul style="list-style-type: none"> - Förderung sinkt angesichts günstigerer Kosten. - Ausbau bräuchte trotzdem höhere Preise für Strom und CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> - Markt allein führt nicht zum gewünschten Ausbau der Erneuerbaren. - Förderung ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen weiterhin notwendig. - Bund plant Verlängerung der Förderinstrumente bis 2035. ➔ Verschiebung in Richtung Local World.
Vorschriften Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Strengere Vorschriften (auch für CO₂) in den Bereichen Gebäude, Industrie und Mobilität. 	<ul style="list-style-type: none"> - Strenge Vorschriften bezüglich Energieeffizienz und CO₂ in den Bereichen Mobilität, Gebäude und Industrie.
Eingriffe in die Preise (Strom/CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - Aufgrund Marktöffnung weniger Eingriffe in die Endkundenpreise. - CO₂-Preis abhängig vom Gesetz und EU-ETS. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aufgrund Marktöffnung weniger Eingriffe in die Endkundenpreise. - Schweizer CO₂-Emissionshandelsysteme mit EU verknüpft.

Treiber	Einschätzung 2019	Einschätzung 2020
Dimension Nachfrage/Flexibilisierung		
Bezug aus Netz (Strom/Gas)	<ul style="list-style-type: none"> - Stromnachfrage 2035 bei rund 70 TWh. - Stromnachfrage steigt in Europa beim Erreichen der Klimaziele bis 2035 um mindestens den Faktor 1,3. 	<ul style="list-style-type: none"> - Anvisierte Klimaneutralität führt zu einem deutlich höheren Stromverbrauch.
Eigenverbrauch (Nachfrage-niveau)	<ul style="list-style-type: none"> - Eigenverbrauch nimmt an Zahl und Umfang zu. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sinkende Preise von PV und Speicher sowie Förderung von PV und Eigenverbrauch führen zu mehr Eigenverbrauch.
Flexibilitäten (Lastverschiebung)	<ul style="list-style-type: none"> - Mehr Flexibilität erkannt und bewirtschaftet. - Produzenten und Verbraucher sollen wirtschaftliche Nutzniesser ihrer Flexibilität sein (Revision StromVG). 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf an Flexibilität steigt. - Flexibilität ist ein Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. - Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Anlagen (Peak Shaving) in Kombination mit Batterien stellen ein relevantes Flexibilitätspotenzial dar.
Dimension Zentrale/Dezentrale Versorgung		
Anteil dezentraler Produktion	<ul style="list-style-type: none"> - Dezentrale Produktion deckt 2035 10–25 % des Strombedarfs in der Schweiz. - Restwasser kostet 2,3 – 3,7 TWh an Wasserkraftproduktion. 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserkraft und PV zentrale Produktionstechnologien im Jahr 2035. - Trotz steigender dezentraler Energieversorgung bleibt die Wasserkraft tragende Säule. - Investitionsanreize sind der Schlüssel für den Erhalt und Ausbau der Wasserkraft.

Treiber	Einschätzung 2019	Einschätzung 2020
Sektorkopplung/Netzkonvergenz	<ul style="list-style-type: none"> - Bestandteil des zukünftigen Energiesystems und Bedingung zum Erreichen der Klimaziele. - Elektrifizierung erhöht den Stromverbrauch. - Vorerst ein Mix von Antriebskonzepten. - Viele Elektromobile führen zu einem Balance-Defizit. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sektorkopplung spielt wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem. - Klimaziele begünstigen die Elektrifizierung der Mobilität. - Innovationen und Forschung dürften zukünftig die Kosten von P2X senken. - Sektorkopplung leistet in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung der Winterlücke. - → Zaghafte Entwicklung in Richtung Smart World und Local World.
Batterien, Gas- und Wärmespeicher	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher kommen vermehrt zum Einsatz. - Preise für Speicherlösungen sinken. - Viel Forschung und Innovation. 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher kommen vermehrt zum Einsatz. - Viel Forschung und Innovation. → Zaghafte Entwicklung in Richtung Smart World.

Treiber	Einschätzung 2019	Einschätzung 2020
Dimension Märkte / EU-CH		
Eigenversorgung CH	<ul style="list-style-type: none"> - Sinkt im Winter auf bis zu 60 %. - Baustein für die Versorgungssicherheit. - Gaskraftwerke als mögliche Übergangslösung. - Steigender Stromverbrauch verschärft die Produktionslücke im Winter. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sinkt im Winter auf bis zu 60%. - Baustein für die Versorgungssicherheit. - Gaskraftwerke als mögliche Übergangslösung. - Anreize für Winterstrom in Fokus stellen.
Importmöglichkeiten Winter	<ul style="list-style-type: none"> - Abbau gesicherter Leistung in Nachbarländern. - Zukünftiger Import im gewünschten Umfang fraglich. - Steigende Stromnachfrage verschärft die Lage. - Kohleausstieg Deutschland bis 2038. 	<ul style="list-style-type: none"> - EMPA schätzt Importbedarf im Winter auf 13.7 TWh. - Zukünftige Importe im gewünschten Umfang fraglich. - Hohe CO₂-Intensität der Winterimporte. - Ausreichender Anteil heimischer Produktion notwendig.
Einbindung in internationale Märkte (Strom/Gas)	<ul style="list-style-type: none"> - Stromabkommen nur mit Rahmenabkommen. - Zeitplan bleibt offen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Zeitplan weiterhin offen. - Fehlendes Stromabkommen bringt zunehmend Nachteile für Schweizer Stromwirtschaft.

Treiber	Einschätzung 2019	Einschätzung 2020
Dimension Digitalisierung		
Sensoren und Konnektivität	<ul style="list-style-type: none"> - Mehr Sensoren, Bandbreite und Verknüpfung. 	<ul style="list-style-type: none"> - Geräte liefern permanent und in Echtzeit Daten. - Digitalisierung als Voraussetzung für Einbindung von dezentralen Anlagen und für effizienten Netzbetrieb.
Datenauswertung, Datenaustausch und Analysen	<ul style="list-style-type: none"> - Mehr Daten und Austausch, auch in Echtzeit. - Datenauswertung als Geschäftsmodell. - Datenschutz und Cybersicherheit wichtiger. 	<ul style="list-style-type: none"> - Umgang mit Daten ist zentrales Element in digitalisierter Energiewelt. - Die Geschwindigkeit, mit der Daten erzeugt und verarbeitet werden – und auch die Vielfalt an Daten – ist höher.
Digitale Dienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> - Ausweitung der Aufgaben von EVU auf digitale Dienstleistungen. - Blockchain-Projekte im Feldexperiment. 	<ul style="list-style-type: none"> - Neue Geschäftsmodelle wie Sharing Economy erwartet. - Ausweitung der Aufgaben von EVU auf digitale Dienstleistungen.

4. Literaturverzeichnis

- BAFU. (2019) *Totalrevision des CO₂-Gesetzes, Medienhintergrundgespräch, Bundesamt für Umwelt BAFU, 04.09.2019.*
- Bauer, C., Cox, B., Heck, T., & Zhang, X. (2019) *Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Aufdatierung des Hauptberichts (2017). Im Auftrag des BFE.*
- BFE. (2019a) *Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. August 2019. BFE.*
- BFE. (2020) *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019. Schlussbericht. Bundesamt für Energie.*
- BloombergNEF. (2019) *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. 05.03.2019. <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.*
- EBP. (2020) *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2020. EBP.*
- EICom. (2020) *Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion. Einschätzung der EICom.*
- EnDK. (2020) *Stand Umsetzung MuKE 2014. Abruf auf Webseite. Stand 13.02.2020.*
- Eurelectric. (2014) *Flexibility and Aggregation. Requirements for their interaction in the market. A EURELECTRIC paper.*
- Kober T. et al. (2019) *Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz. Ein Weissbuch.*
- Meteotest. (2019) *Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude. Jan Remund, Simon Albrecht, David Stickelberger. Meteotest.*
- Monash University. (2020) *Supercharging tomorrow: Australia first to test new lithium batteries. Abgerufen unter: <https://www.monash.edu/news/articles/supercharging-tomorrow-australia-first-to-test-new-lithium-batteries>.*
- NFP. (2020a) *Synthesebericht Marktbedingungen und Regulierung. Nationale Forschungsprogramme 70 und 71.*
- NFP. (2020b) *Synthesebericht Energienetze. Nationale Forschungsprogramme 70 und 71.*
- NFP. (2020c) *Synthesebericht Wasserkraft und Markt. Nationale Forschungsprogramme 70 und 71.*
- Rüdisüli, M., Teske, S. L., & Elber, U. (2019) *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System. EMPA.*
- van Baal et al., P. (2019) *The Swiss energy transition and the relationship with Europe.*
- VSE. (2019a) *Themenpapier Flexibilität. VSE.*
- VSE. (2019b) *Themenpapier Sektorkopplung. VSE.*

- VSE. (2020) *Themenpapier Digitalisierung. In Bearbeitung. VSE.*
- Vuichard, P., & Stauch, A. (2020) *Keep it Local and Low-Key: Soziale Akzeptanz von Freiflächen-PV-Anlagen im alpinen Raum. Disentis, 2020.*
- Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (2020) *Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. EPFL. Applied Energy.*