

Credit Insight: 26. Juni 2019 / HEK, KEF

| 1

Die Kräfteverhältnisse im Strommarkt verschieben sich

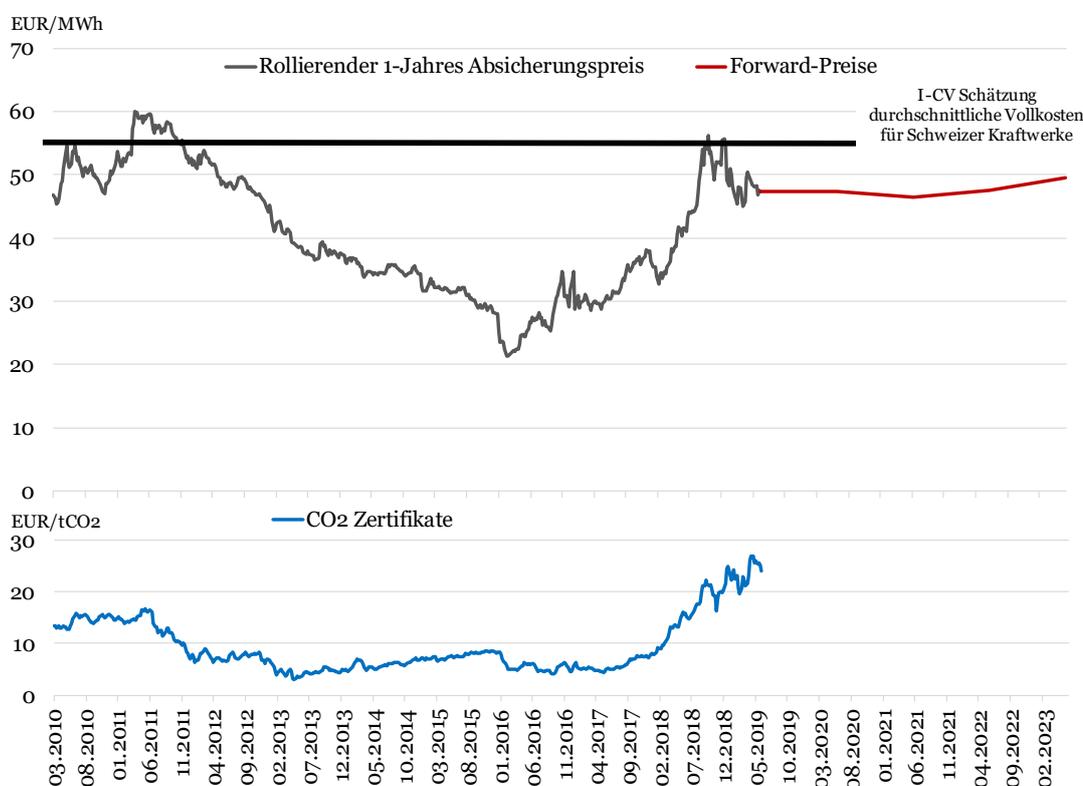
Nach deutlichem Anstieg der Grosshandelspreise für Strom ist eine Seitwärtsbewegung feststellbar, ...

Nach dem überraschend starken Anstieg der europäischen Grosshandelspreise für Strom, stellen wir seit Ende 2018 eine Stabilisierung auf höheren Niveaus fest. Stützend wirken sich dabei nach wie vor die CO₂-Zertifikatspreise aus, welche sich seit anfangs 2018 verdreifacht haben – eine gute Illustration für den regulatorischen Einfluss auf diesen Sektor (mehr Informationen zu dieser Entwicklung sind in unserem Credit Insight vom Oktober 2018 <https://research.i-cv.ch/specials/file/public/13637> verfügbar).

... als Investitionsanreiz ist dieses Preisniveau aber noch zu tief

Wichtig ist aber, dass das gegenwärtige Preisniveau von rund EUR 50 EUR / MWh zwar ein verbessertes Marktumfeld insbesondere für Stromerzeuger mit einem CO₂-armen Produktionspark darstellt, doch bleibt dieses immer noch zu tief, um effektive Investitionsanreize zu setzen. Zur Perspektive: Wir schätzen die durchschnittlichen Vollkosten für Schweizer Kraftwerke bei circa 55 EUR / MWh. Investitionen werden deshalb vor allem in (quasi-)regulierte Kraftwerksprojekte (Hydro, Wind, Solar) oder Stromnetze getätigt. Weitere Mittel fliessen auf der Suche nach neuen Ertragsquellen vor allem ins Energiedienstleistungsgeschäft (z.B. Engie, BKW).

Darstellung 1: Entwicklung der Strom-Grosshandelspreise in Deutschland und EU CO₂-Zertifikatspreise



Quelle: Daten EEX 15.06.2019, I-CV

Weitere positive Preisimpulse könnte der forcierte Ausstieg aus Kern- und Kohlekraft in Deutschland geben

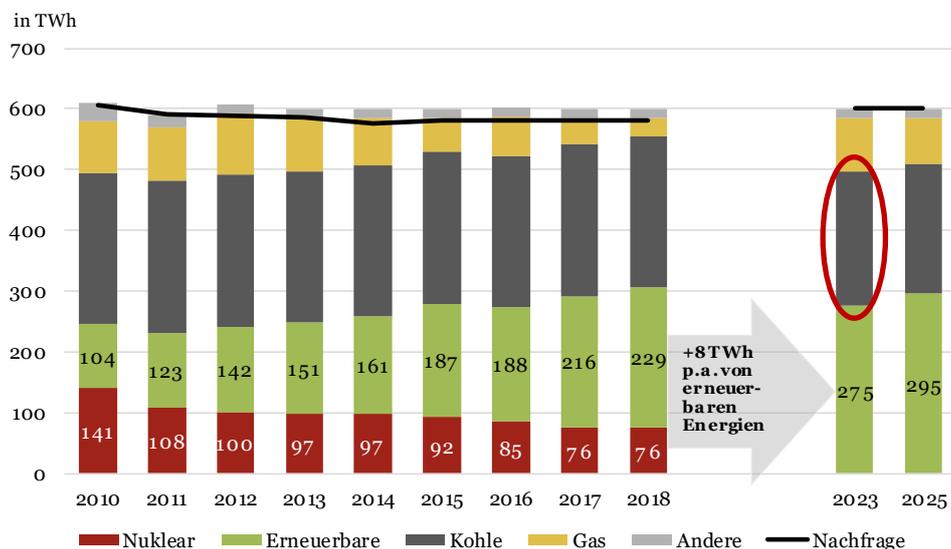
Für Deutschland, welches in Zentraleuropa aufgrund seiner Grösse und des Erzeugungsmixes einen erheblichen Einfluss auf die Grosshandelspreise hat, geht man allgemein von einer stagnierenden Stromnachfrage über die nächsten Jahre aus. Hier hat sich bereits in der jüngeren Vergangenheit gezeigt, dass trotz starker Konjunktur die Stromnachfrage nicht zugenommen hat, respektive tendenziell gar gesunken ist. Begründet wird dies mit der steigenden Energieeffizienz. Positive Impulse könnten sich durch die wachsende Bedeutung der Elektromobilität ergeben, wobei sich ein potenzieller Effekt erst längerfristig bemerkbar machen dürfte.

Ein möglicher Katalysator für höhere Preise könnte andererseits der forcierte Abbau an traditionellen Grundlastkraftwerken (typischerweise Kohle, Kernkraft) sein. Dies vor allem dann, wenn der anvisierte Ersatz mit (off-shore) Windkraftwerken nicht zeitig gelingt. Während die Kompensation wegfallender Kernkraftenerzeugung (kompletter Ausstieg für 2022 geplant) durch Zubau von

erneuerbaren Energien möglich erscheint, bleiben in unserer Einschätzung Unsicherheiten beim geplanten definitiven Kohleausstieg (sukzessiv bis 2038 geplant). Hier handelt es sich nämlich um eine ganz andere Grössenordnung (rund 4x heutige Nuklearerzeugung; siehe Darstellung 2). | 2

Generell erschwert wird der Ausstieg durch die Volatilität des als Ersatzenergie geplanten Windstroms. Dadurch ergeben sich Herausforderungen für die Versorgungssicherheit (Worst-Case Szenario: Windstille) sowie bezüglich der Bereitstellung von Netzkapazitäten zum Transport dieses Stroms zu den geographisch teilweise weit entfernten Abnehmern.

Darstellung 2: Erwartete Entwicklung der Elektrizitätsbilanz in Deutschland



Quelle: Investorenpräsentation April 2019 CEZ Gruppe, I-CV

Investitionen europäischer Versorger fließen weiterhin vor allem in (quasi-)regulierte Bereiche

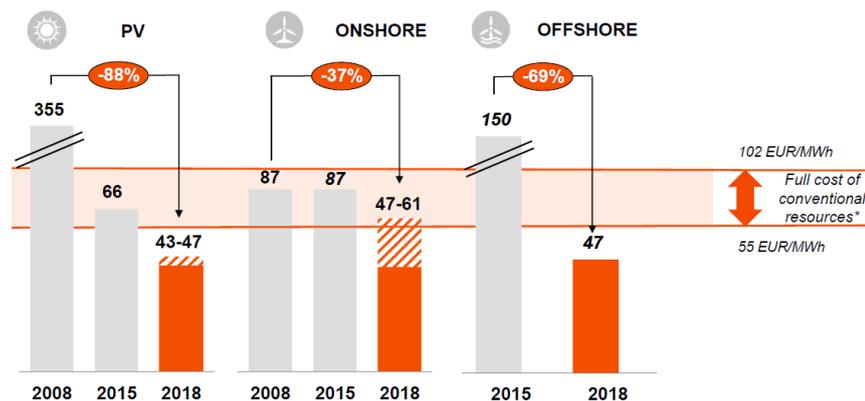
Mit ihrer Erfahrung beim Strompreiseinbruch 2015/16 sowie den vorherrschenden politischen Anreizregimen streben europäische Stromversorger vermehrt nach einem Ausbau «regulierter», berechenbarer und weniger preissensitiver Aktivitäten. Entsprechend wird momentan vor allem in geförderte Wind- und Solarprojekte investiert und dies insbesondere dort, wo attraktive Anreizregime vorhanden sind (z.B. Frankreich). Gerade off-shore Windprojekte kommen dank technischem Fortschritt sogar immer mehr ohne staatliche Subventionen aus, profitieren aber weiterhin vom Einspeisevorrang der erneuerbaren Energieträger. Währenddem sich die grossen europäischen Stromkonzerne wie Orsted, Iberdrola oder Vattenfall auf off-shore Windprojekte fokussieren, zielen die Schweizer Versorger Axpo und BKW auf on-shore Anlagen ab.

Solche direkt und indirekt geförderten Projekte scheinen auf den ersten Blick mit weniger Risiken behaftet. Deren Wirtschaftlichkeit hängt allerdings ganz entscheidend von den Erzeugungsvolumen ab, welche ihrerseits durch die Meteorologie bestimmt werden. Dies mussten beispielsweise im Sommer 2018 die Betreiber vieler KEV-subsidierter Kleinwasserkraftwerke im Schweizer Mittelland und den Voralpen schmerzlich erfahren. Infolge minimaler Niederschläge standen diese Anlagen zum Teil für mehrere Wochen still.

Darstellung 3 zeigt illustrativ die deutliche Reduktion der Erzeugungskosten erneuerbarer Energien, welche sich mittlerweile auf Vollkostenbasis auf Augenhöhe mit anderen konventionellen Energieträgern befinden. Aus Profitabilitätsgründen decken Stromversorger bei neuen Projekten in der Regel die ganze Wertschöpfungskette mit den entsprechenden Projektrisiken ab, sprich von der Planung, Bau bis hin zum Betrieb. Dabei werden je nach Strategie zur (Teil-)Finanzierung der Anlagen Finanzinvestoren an Bord geholt.

Der steigende Anteil dieser volatileren Energieformen macht auch Investitionen in die Netze notwendig. Gerade in Deutschland verzögert sich der Netzausbau auch aufgrund von Bürgereinsparungen, weshalb der Zubau von neuen Windkapazitäten gedrosselt wurde. Die notwendige Infrastruktur, um den erzeugten Windstrom vom Norden in die Verbrauchszentren in Süddeutschland zu transportieren, ist (noch) unzureichend.

Darstellung 3: Deutliche Reduktion der Erzeugungskosten erneuerbarer Energien (in EUR / MWh)



Quelle: Investorenpräsentation April 2019 CEZ Gruppe

Aufkeimende Angst um Versorgungssicherheit dürfte Position der nationalen Stromerzeuger stützen

Der Zubau von volatiler Erzeugungsformen stellt hohe Herausforderungen an die Stromnetzstabilität, weshalb die Nachfrage nach Systemdienstleistungen (Kraftwerksbetreiber stellen gegen Entgelt Erzeugungskapazitäten zur Verfügung) in Zukunft zunehmen wird. Zurzeit können aus technologischer Sicht nur Pumpspeicherkraftwerke im grossen Stil Strom speichern. Doch Konkurrenz erwächst aus anderen Technologien (z.B. Batterieparcs) sowie neueren Kraftwerkstypen, welche ähnliche Leistungen erbringen können. Zudem kann beispielsweise das schweizerische Pumpspeicherwerk Linth-Limmern aufgrund des fehlenden Rahmenabkommens mit der EU diesen Trumpf (noch) nicht ausspielen.

Wir beobachten auch regulatorische Eingriffe, wenn die Kosten für notfallmässige Systemdienstleistungen zu stark ansteigen und am Ende die Gefahr zu hoher Stromtarife für die Konsumenten besteht. Klar ist aber, dass die Politik schon rein aus intrinsischen Interessen die Anreizregulierung für Netzbetreiber sowie für Systemdienstleistungen so gestaltet, dass die Risiken eines Stromausfalls minimiert werden.

Wegen der steigenden Gefahr von Versorgungslücken sehen wir letztlich Rückenwind für Stromproduzenten wie die Schweizerischen Alpiq oder Axpo. Einerseits ergibt sich dies ganz einfach aus den höheren Grosshandelspreisen in Europa, wo Stromerzeuger mit einer Long-Position bei Strom überproportional profitieren sollten (z.B. EDF, RWE oder Uniper). Andererseits können sie mit den entsprechenden Anlagen von der gesteigerten Nachfrage nach Systemdienstleistungen profitieren.

Gerade in der Schweiz mit steigender Abhängigkeit von Stromimporten wird zudem die fehlende Eigenversorgung, vor allem im Winter, ein Thema werden. Wenn Nachbarländer durch Volatilität im Netz selbst Probleme zur Sicherstellung der Versorgung haben, werden sie eigene Konsumenten prioritär beliefern. Wir sehen voraus, dass für die Produzenten mit der Zeit konkrete Anreize zur Bereithaltung von Reservekapazitäten geschaffen werden. Ein Katalysator dazu wäre wohl ein effektives Ereignis (grossflächiger Black-out), der aufgrund fehlender Erzeugung verursacht wurde.

Konklusion und Empfehlungen

| 4

Bereits seit Ende 2017 weisen wir auf die sich verbessernden Marktbedingungen für europäische Stromversorger hin. Gerade das Umfeld für die Stromproduzenten, vor allem solche mit CO₂-armer Erzeugung (wie Axpo, Alpiq, EDF, Statkraft, etc.), hat sich weiter aufgehellt. Einerseits verharren die Grosshandelspreise auf besseren Niveaus und andererseits wird ihre Bedeutung gestärkt durch die sich abzeichnenden Versorgungslücken infolge erzwungener Stilllegung von Kapazitäten und Nachfrage nach Systemdienstleistungen. Gleichzeitig bleibt die Regulation nach wie vor ein bestimmender respektive beschränkender Faktor, denn potenzielle Marktverwerfungen beim Strompreis dürften rasch politisch-motivierte Eingriffe zur Folge haben (siehe z.B. Polen, Belgien). **Insgesamt lautet unsere Sector View weiterhin Improving.**

Unsere optimistische Sektor-Einschätzung zeigt sich auch darin, dass I-CV für zwei Drittel der eingestuften Stromversorger in Europa eine teilweise deutlich höhere Bonitätsnote als die Ratingagenturen vergibt. Gerade bei den skandinavischen Versorgern wie Vattenfall, Statkraft oder Orsted sehen wir eine markant tiefere Ausfallwahrscheinlichkeit (bis 4 Stufen Ratingunterschied), was vor allem auch mit dem impliziten Eigentümersupport zusammenhängt.

Vertikal integrierte Unternehmen haben stabileres Geschäftsmodell

Aus Bonitätssicht empfehlen wir grundsätzlich weiterhin Versorger mit einer starken vertikalen Integration (z.B. Iberdrola, Enel, Vattenfall, Engie etc.). Deren Geschäftsmodell profitiert von einer natürlichen Absicherung gegen Preisschwankungen und Stabilität durch den Beitrag regulierter Aktivitäten. Gerade die letzte Krise im europäischen Strommarkt hat exemplarisch aufgezeigt, dass Gesellschaften mit einseitigen Geschäftsmodellen deutlich verletzlicher waren (z.B. RWE, E.ON alt, Axpo, Alpiq). In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf die nachfolgende Darstellung 4 im Anhang, beziehungsweise die entsprechende Vergleichsgruppenübersicht in Tabelle 1 auf Seite 7.

ESG-Perspektive: Stromerzeuger mit CO₂-armen Erzeugungsportfolios bevorzugen

Aus ESG-Perspektive verfügen die beiden Emittenten Statkraft und Innogy über ein Erzeugungsportfolio mit einem überproportionalen Stromanteil aus erneuerbarer Energie (siehe Darstellung 5). Statkraft hat zwar ein tendenziell verletzlicheres Erzeugungssportfolio, produziert dank hohem Anteil an Wasserkraft aber mit sehr tiefen Fixkosten. Innogys erneuerbare Erzeugung wird im Rahmen eines laufenden Aktiven-Tauschs zwischen E.ON und RWE voraussichtlich in das Portfolio von RWE integriert.

Alle Schweizer Erzeuger haben relativ tiefe Anteile an CO₂-belastender Erzeugung. Die Belastung bei Alpiq wird zudem wegen dem anstehenden Verkauf von Werken in Tschechien abnehmen. Axpo und Alpiq haben andererseits ein erhöhtes Exposure zur Kernkraft. Das ist auch für BKW der Fall, welche nach der Stilllegung des KKW's Mühleberg weiterhin am Werk in Leibstadt sowie via der Kernkraftbeteiligungsgesellschaft (KBG) an französischen Anlagen (Cattenom, Fessenheim) beteiligt ist.

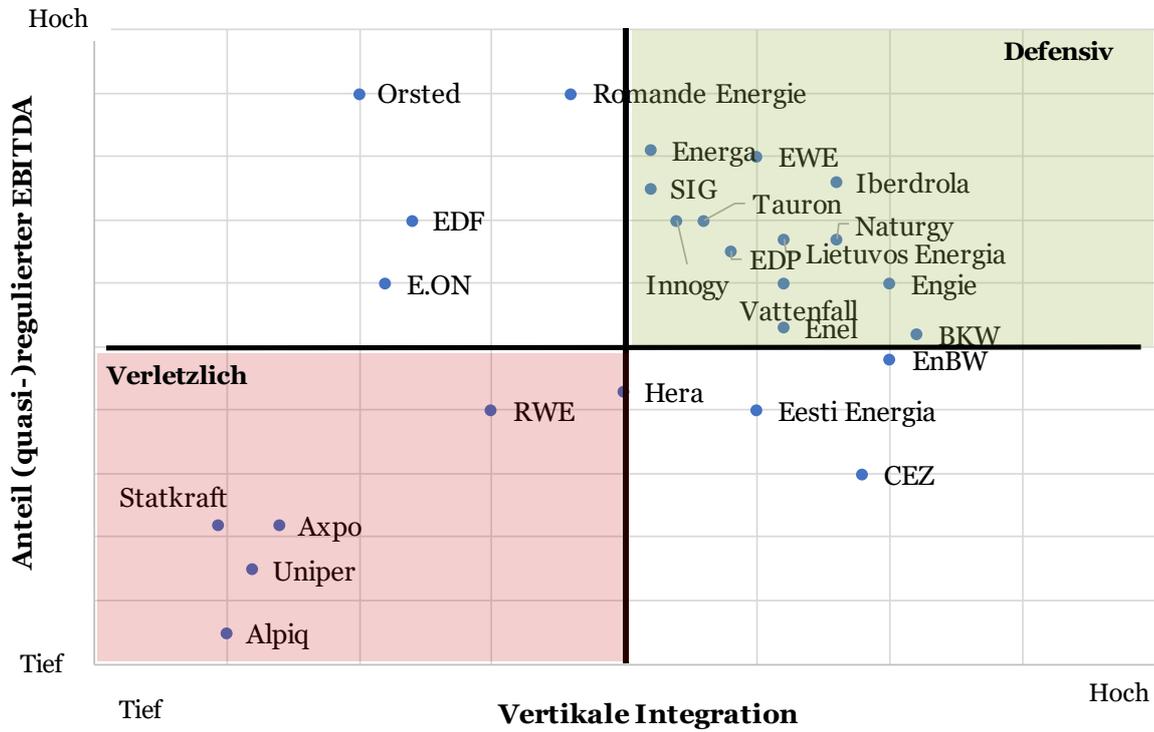
Relative Value

Aus **Relative Value Sicht** ergeben sich bei europäischen Stromversorgern vor allem im nachrangigen Bereich attraktive Investitionsgelegenheiten (Darstellung 6).

Rarer sind mittlerweile die Opportunitäten bei den Schweizer Stromversorgern, wobei es vor allem auf Kraftwerksebene bei den Partnerwerken noch Möglichkeiten gibt resp. sich im Rahmen von Neuemissionen interessante Anlagechancen ergeben können, wie z.B. anfangs Jahr gesehen beim Kernkraftwerk Leibstadt.

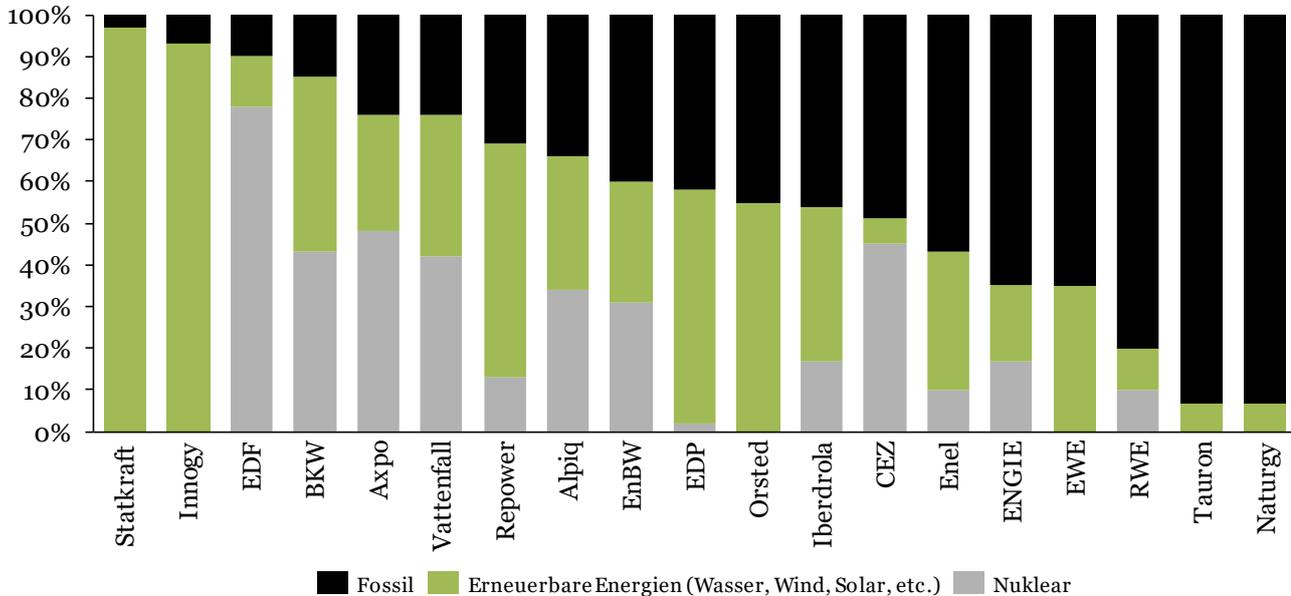
Anhang

Darstellung 4: Geschäftsrisikoprofile ausgewählter europäischer Versorger



Quelle: Unternehmensangaben, Schätzungen und Berechnungen I-CV

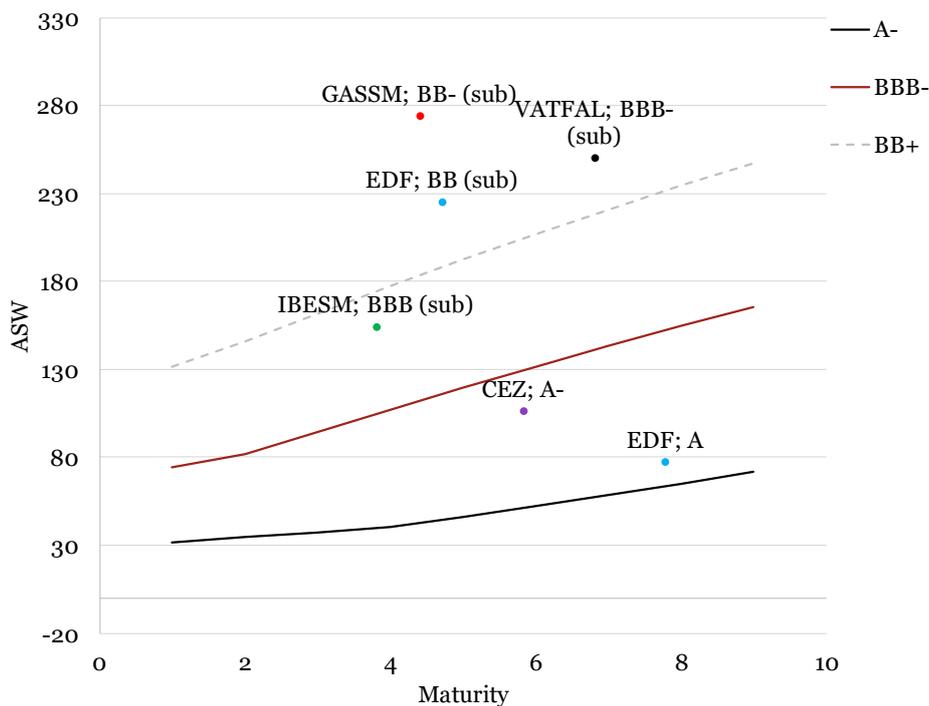
Darstellung 5: Erzeugungprofil ausgewählter europäischer Stromversorger nach CO₂-Belastung



Quelle: Unternehmensangaben, Schätzungen und Berechnungen I-CV

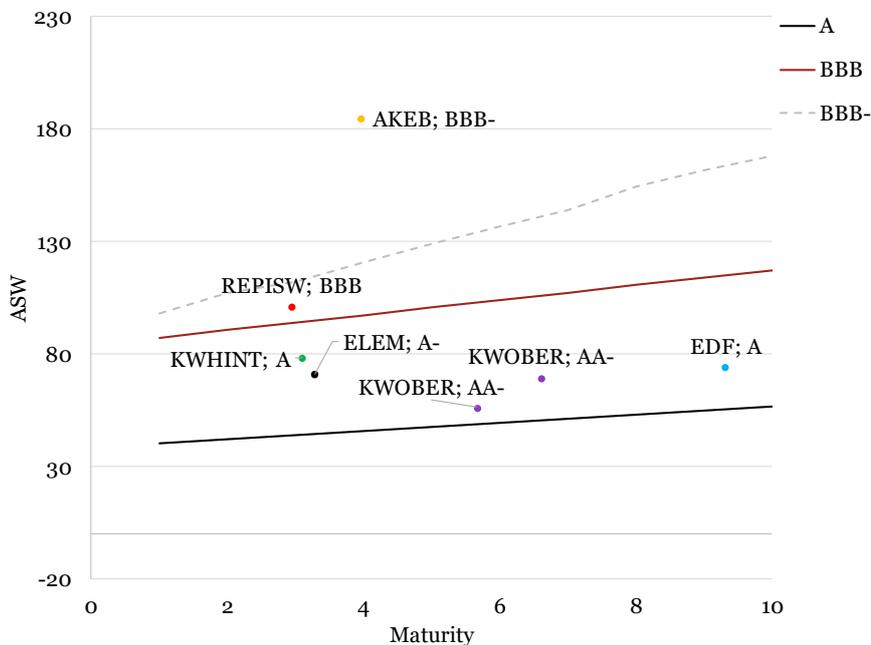
**Darstellung 6: Ausgewählte Investitionsmöglichkeiten in EUR und CHF Bonds von Stromversorgern
Relative Value EUR Universum (ausgewählte Overweight-Empfehlungen)**

Europäischen Stromversorgern mit Investitionsgelegenheiten vor allem im nachrangigen Bereich



Relative Value CHF Universum (ausgewählte Overweight-Empfehlungen)

Opportunitäten sind rar. Möglichkeiten ergeben sich vor allem auf Kraftwerksebene bei den Partnerwerken (z.B. Kernenergiebeteiligungsgesellschaft AKEB)



Quelle: I-CV Relative Value Tool 21.06.2019

Tabelle 1: Ausgewählte Vergleichsgruppenübersicht

Stromversorger	Heimmarkt	Assets (in EUR Mio.)	Adj. FFO / Nettoschulden	Anteil (quasi-) regulierter EBITDA	Anteil CO ₂ -arme Erzeugung	I-CV Rating	I-CV Fundamentals
Alpiq	Schweiz	8'085	1%	5%	66%		
Axpo	Schweiz	19'800	19%	22%	76%		
BKW	Schweiz	8'070	19%	52%	83%		
CEZ	Tschechien	27'490	22%	30%	51%		
Eesti Energia	Estland	875	15%	40%	5%		
EDP	Portugal	41'627	14%	65%	60%		
EWE	Deutschland	9'302	25%	80%	30%		
E.ON	Deutschland	54'324	25% (10-15% nach RWE Asset-Swap)	60% (75% nach RWE Asset-Swap)	n.s.		
Energa	Polen	5'036	32%	81%	15%		
Engie	Frankreich	153'702	17%	60%	35%		
EDF	Frankreich	283'169	16%	70%	90%		
EnBW	Deutschland	39'588	13%	48%	50%		
Enel	Italien	165'424	19%	53%	43%		
Groupe E	Schweiz	2'533	Nettoliiquidität	80%	96%		
Hera	Italien	9'684	22%	43%	n.s.		
Iberdrola	Spanien	113'038	20%	76%	53%		
Innogy	Deutschland	49'668	17%	70%	100%		
Lietuvos Energia	Litauen	2'501	23%	67%	80%		
Naturgy	Spanien	40'631	17%	67%	10%		
Orsted	Dänemark	23'372	62%	90%	65%		
Repower	Schweiz	1'668	48%	n.a.	69%		
SIG	Schweiz	3'609	25%	75%	100%		
Romande Energie	Schweiz	2'176	net cash	90%	90%		
RWE	Deutschland	80'108	26% (circa 20% nach E.ON Asset-Swap)	40% (57% nach E.ON Asset-Swap)	18%		
Statkraft	Norwegen	18'642	36%	22%	97%		
Uniper	Deutschland	50'605	55%	15%	10%		
Tauron	Polen	6'920	20%	70%	7%		
Vattenfall	Schweden	41'478	16%	60%	76%		

I-CV Kunden vorbehalten.
Interessenten melden sich bitte
über info@i-cv.ch

Quelle: Unternehmensangaben, I-CV

Disclaimer

Dieses Dokument dient nur zu Informationszwecken und ist keine Aufforderung zur Tätigkeit von Transaktionen oder zum Abschluss irgendeines Rechtsgeschäftes. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen stammen oder beruhen auf Quellen, die Independent Credit View AG (nachfolgend I-CV) als verlässlich erachtet. I-CV übernimmt jedoch keine Gewährleistung für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der Informationen. I-CV behält sich zudem vor, im Dokument geäußerte Meinungen ohne Vorankündigung und ohne Angabe von Gründen zu ändern. I-CV lehnt jegliche Haftung für Verluste aus der Verwendung dieses Dokuments und den möglichen rechtlichen, regulatorischen, steuerlichen und buchhalterischen Konsequenzen ab. Insbesondere haftet I-CV nicht für den Erfolg der von ihr abgegebenen Empfehlungen. Ratings beziehen sich einzig auf Kreditrisiken. Insbesondere berücksichtigen Ratings das Zinsänderungsrisiko und andere Marktrisiken nicht. Das vollständige oder teilweise Reproduzieren oder Veröffentlichen dieses Dokuments ist nicht gestattet.