

Credit Insight: 19. November 2024 / HEK, KEF, WUM

Europäische Versorger – Defensiver Sektor mit günstigen Aussichten

Konklusion & Empfehlungen

- Das Marktumfeld für europäische Versorger bleibt günstig, jedoch zeichnet sich eine Normalisierung der Ertragskraft ab. Gleichzeitig erfordert die Energiewende erhebliche Investitionen. Wir erwarten weiterhin gut tragbare Leverage-Kennzahlen, beobachten aber, dass diese bereits wieder ansteigen. Daher haben wir unsere I-CV Sector View schon im Frühjahr 2024 auf **Stable** von vormals Improving reduziert
- Stützend wirkt, dass gerade Stromproduzenten weiter von historisch hohen Preisen profitieren. Zusätzlich ergibt sich Rückenwind aus einer möglichen Trendumkehr der bislang rückläufigen Stromnachfrage in Europa sowie aus sinkenden Zinsen
- Steigende staatliche Unterstützung gibt es für systemrelevante Infrastruktur. Dabei ist der Stellenwert der Versorgungssicherheit deutlich gestiegen und Versorger werden als Teil der Lösung zur Erreichung der angestrebten Energiewende betrachtet
- Mit Blick auf die zwei grossen Schweizer Stromkonzerne Alpiq und Axpo erwarten wir, dass die künftigen Resultate volatil bleiben werden als diejenigen europäischer Konzerne. Denn sie verfügen im Vergleich über weniger «stabilisierende» Einkommen aus regulierten Aktivitäten. Längerfristig dürfte sich zudem die Rolle dieser beiden Grossproduzenten wandeln, weil ihr Produktionsportfolio schrumpft. Aus Bonitätssicht wäre das einerseits negativ, doch reduziert sich dadurch ihr Investitionsbedarf (weniger Bedarf an Fremdkapital) und die Vermarktungs- und Produktionsrisiken müssen nicht mehr allein getragen werden
- Bei kleinen und mittelgrossen Schweizer Endversorgern beobachten wir verstärkte Investitionen, was sich bereits in der Net Leverage-Entwicklung zeigt. Kritisch erachten wir politisch motivierte Investitionsstrategien, bei denen die Wirtschaftlichkeit oft zweitrangig ist. Hier ist Vorsicht geboten, da trotz kommunaler oder kantonaler Eigentümerschaft oft keine explizite, unwiderrufliche Garantie durch die öffentlichen Besitzer besteht
- Insgesamt bietet der defensive Versorgungssektor angesichts des volatilen Marktumfelds mit geringer Risikodifferenzierung interessante Anlagemöglichkeiten. Dabei erachten wir die Rendite-/Risikoprofile dieser widerstandsfähigen Branche als attraktiv. Entscheidend bleibt eine breit abgestützte Emittentenauswahl. Aus Bonitätssicht sind vertikal-integrierte Versorger zu bevorzugen (CEZ, EnBW, Groupe E, Iberdrola, etc.)

Marktumfeld bleibt vorteilhaft

Das 1Q24 war geprägt von einer weiteren Normalisierung bzw. Reduktion der Grosshandelspreise für Strom in Zentraleuropa. Der Preistiefpunkt wurde im Februar 2024 erreicht, begünstigt durch milde Temperaturen. Danach sind die Strompreise infolge weltweit zunehmender geopolitischer Konfrontationen wieder angestiegen und bewegen sich seither in einer Bandbreite von 80-100 EUR/MWh, was im langfristigen Vergleich immer noch ein hohes Niveau darstellt (siehe Abbildung 1). Der künftige Preisverlauf wird stark davon abhängen, wie streng der Winter 2024/25 ausfallen wird. Zwar erachten wir Extremszenarien wie Energierationierungen oder flächendeckende Stromausfälle als unwahrscheinlich, doch bleibt die Lage fragil.

Interessant ist der Blick auf die Stromnachfrage, hier beobachten wir in Europa fürs laufende Jahr positive Signale. Spannend ist dies deshalb, weil die Nachfrage nach Strom seit 2008 auf kumulativer Basis um circa 10% gesunken ist. 2024 könnte jedoch ein Wendepunkt darstellen. Denn im laufenden Jahr hat der Stromverbrauch in Europa im Vergleich zur Vorjahresperiode um 2% zugelegt. Dies trotz Wirtschaftsflaute in den Kernmärkten Deutschland und Frankreich sowie milden Temperaturen. Experten begründen dies mit der fortschreitenden Elektrifizierung (Mobilität, Heizung, etc.) sowie dem rapiden Ausbau von Datenzentren (Cloud, künstliche Intelligenz, Kryptowährungen). Mittel- bis langfristig könnte die Nachfrage nach Strom auf dem alten Kontinent gar jährlich um bis zu 5% zulegen (siehe Abbildung 2).

Insgesamt bleiben die Ertragsaussichten, wenn auch auf tieferen Niveaus, für Stromproduzenten mit einem kostengünstigen Erzeugungspark (Wasser, Nuklear) vorteilhaft. Gleichzeitig beobachten wir staatliche Massnahmen, welche die Risiken entlang der ganzen Versorgungskette abmildern. Dazu gehören verbesserte regulatorische Rahmenbedingungen, um die Versorgungssicherheit sowie die angestrebte Energiewende nicht zu gefährden.

Abbildung 1: Entwicklung der Grosshandelspreise für Strom in Deutschland*

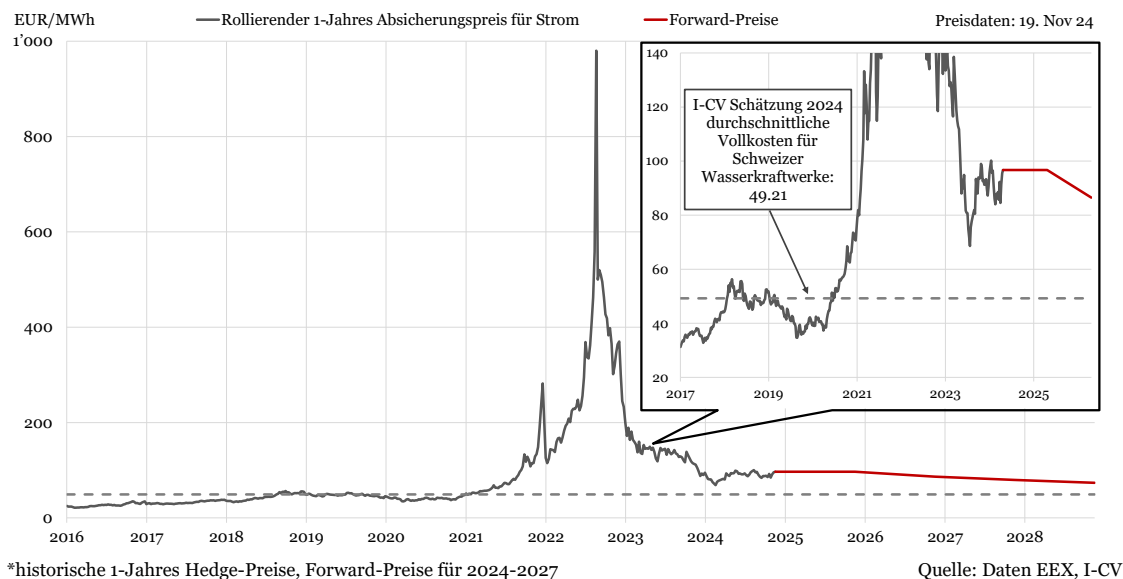
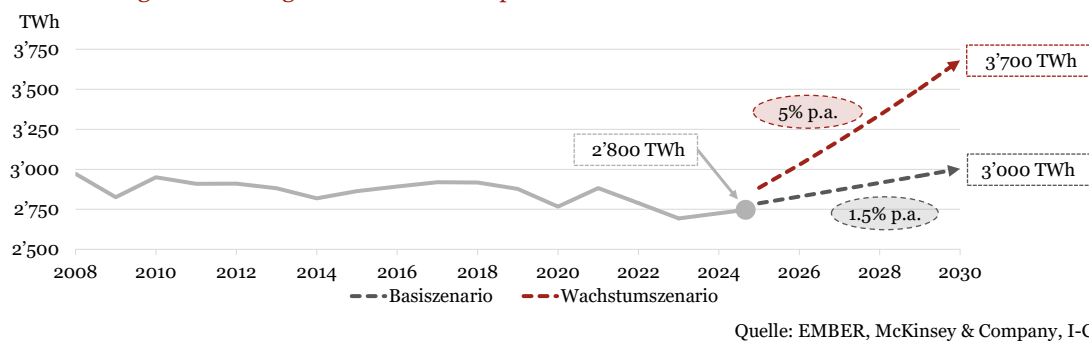


Abbildung 2: Entwicklung der Nachfrage für Strom in Europa



Normalisierung der Ertragskraft und anhaltender Investitionsbedarf führen zu steigendem, aber gut tragbarem Leverage

Mit der Beruhigung der Energiemärkte in Europa geht auch eine Ergebnisnormalisierung einher. Vor diesem Hintergrund gab es praktisch kaum noch unterjährige Anhebungen der Gewinnprognosen. Die vertikal-integrierten Versorgungskonzerne CEZ, Iberdrola und Engie bildeten hier die löbliche Ausnahme. Dies im Vergleich zum Vorjahr, in welchem einige Gesellschaften – teilweise gar mehrfach – die Ertragsersparungen nach oben korrigierten. Insgesamt haben die europäischen Stromversorger im laufenden GJ24 aber mehrheitlich solide bis gute Zwischenergebnisse publiziert.

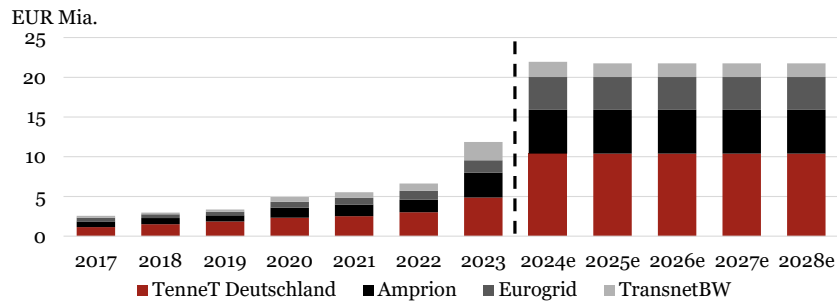
Gesund zeigen sich auch die Bilanzen. Die europäischen Stromversorger sind mit besseren als von uns erwarteten Verschuldungskennzahlen ins 2024 gestartet. Diese Bilanzkraft ist angesichts der ambitionierten Investitionspläne auch zwingend notwendig und bietet einen finanziellen Puffer mit Blick auf Ausführungsrisiken. Wir gehen von einer robusten Ertragskraft gerade bei Stromerzeugern aus, denn 1) finden die (rekord-)hohen Strompreise der Vergangenheit infolge von Absicherungsgeschäften erst zeitverzögert ihren Weg in die Finanzabschlüsse, 2) bewegen sich die Grosshandelspreise für Strom auf vergleichsweise hohen Niveaus und 3) verändert sich das regulatorische Abgeltungsregime vielerorts zu Gunsten der Anbieter.

Finanzielle Entlastung kommt auch von den sinkenden Zinsen in Europa. Die Reduktion der Kapitalkosten wirkt sich angesichts der hohen Kapitalintensität im Versorgungssektor grundsätzlich für alle Marktteilnehmer positiv aus. Die grössten Nutzniesser sind neben Netzgesellschaften vor allem auch Stromversorger mit einem grossen (Projekt-)Portfolio an erneuerbaren Energien (z.B. Orsted, RWE). Diese operieren oft mit langfristigen Stromabnahmeverträgen zu Fixpreisen sowie hohem bzw. steigendem Leverage.

Trotz vollen Projektpipelines beobachten wir Investitionsdisziplin bzw. Fokus auf Ratingpflege. Dabei werden Ausbaupläne gekürzt oder Investitionsrisiken reduziert, um die Bonitätsnote nicht zu gefährden (z.B. Enel, EDP, Orsted). Eine Ausnahme bilden diesbezüglich insbesondere die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Eurogrid, TenneT, und TransnetBW). Nachdem bereits im GJ23 die Investitionen für den Netzausbau (Elektrifizierung, Einspeisung dezentraler Energiequellen) für die

Energiewendeziele der Bundesregierung erhöht wurden, kommunizierten die Gesellschaften eine erneute Verdopplung des jährlichen Finanzierungsbedarfs bis 2028 (siehe Abbildung 3). Zur Stärkung der Bilanz bzw. Schutz des Kreditratings setzen Investitionen in solchem Ausmass mittelfristig Kapitalzuführungen voraus, wie z.B. die Veräusserung eines Minderheitsanteils an der TransnetBW durch die EnBW. Dies gilt auch für die niederländische TenneT, die aufgrund der fehlenden Einigung mit dem deutschen Staat über eine Beteiligung am Deutschlandgeschäft «TenneT Deutschland» derzeit alternative Finanzierungsmöglichkeiten prüft (u.a. Börsengang).

Abbildung 3: Investitionspipeline deutscher Übertragungsnetzbetreiber



Quelle: Unternehmensberichte, I-CV

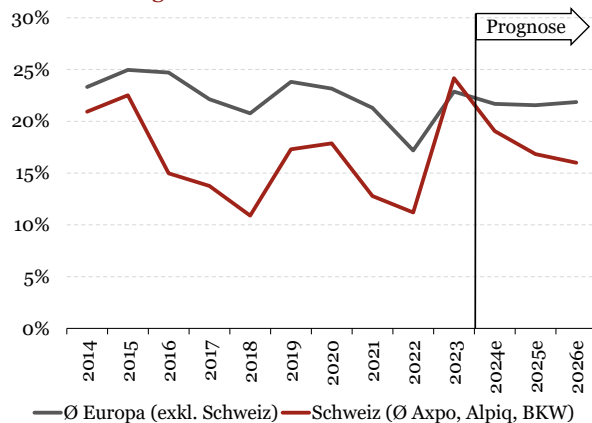
Risiken ergeben sich aus staatlichen bzw. regulatorischen Eingriffen. Dabei wecken die gesunden Bilanzen der Versorger politische Begehrlichkeiten angesichts der klammen Staatshaushalte in Europa zum Beispiel in Form von höheren oder ausserordentlichen Abgaben (z.B. Steuern in Frankreich). Solche Sonderbelastungen sind kein neues Phänomen, wurden aber in der Vergangenheit mit Augenmass umgesetzt. Zurzeit dürfte ein solcher Eingriff gar noch besser abgewogen werden, um die Energiewende nicht zu gefährden. So soll in Spanien die Verlängerung der Sondersteuern für Energieunternehmen auf Eis gelegt werden, weil wegen diesen Abgaben grössere Wasserstoffprojekte auf der Kippe standen.

Der Wahlsieg von Donald Trump birgt Unsicherheiten für europäische Versorger mit Tätigkeiten in den USA. Risiken ergeben sich aus politischem und regulatorischem Gegenwind für erneuerbare Energien (Solar, Wind), welche in Vergangenheit staatlich stark gefördert wurden. Denkbar wären Subventionskürzungen mit entsprechenden Ertragsrisiken für erneuerbare Erzeugungsprojekte. Zwar sind negative Implikationen vorstellbar, doch sind diese zurzeit schwierig abzuschätzen. Hinzu kommt, dass viele erneuerbare Projekte in Bundesstaaten mit bereits republikanischer Dominanz umgesetzt werden (z.B. Texas) und die hohe Autonomie der US-Bundesstaaten dürfte den direkten Einfluss aus Washington begrenzen. Zudem liegt die EBITDA-Abhängigkeit von den USA bei den meisten europäischen Versorgern zurzeit bei unter 15%. Ausnahme ist National Grid mit rund 40%, welche aber als reine Netzgesellschaft keine Erzeugungsprojekte realisiert und damit weniger betroffen sein dürfte. Mit Blick auf mögliche Importzölle sehen wir eine erhöhte Gefahr für europäische Windanlagenhersteller (Vestas, Siemens Energy).

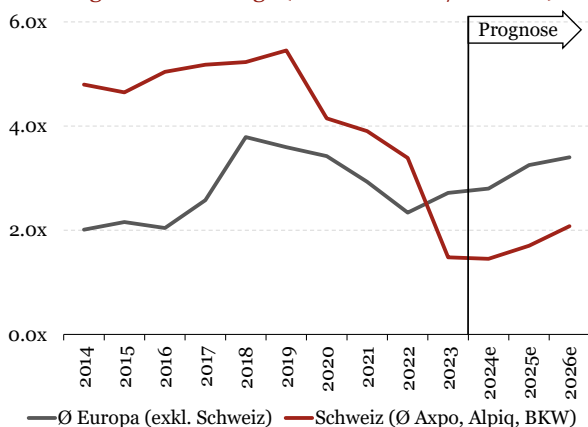
Alles in allem erwarten wir angesichts der Normalisierung der Ertragskraft in Kombination mit hohem Investitionsbedarf steigende, aber gut tragbare Verschuldungskennzahlen (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Entwicklung Finanzkennzahlen europäischer Stromversorger

EBITDA-Margen



Bereinigter Net Leverage (Nettoschulden/EBITDA)



Quelle: Unternehmensdaten, I-CV

Schweizer Stromerzeuger (Alpiq, Axpo, BKW): Höhere Abhängigkeit von Erzeugung führt zu stärkerer Ertragsvolatilität

Trotz Normalisierung der Märkte waren die Zwischenresultate der führenden Schweizer Stromerzeuger 2024 überraschend robust. So sind die ausserordentlich hohen EBITDAs vom 1H23 im 1H24 zwar um durchschnittlich 35% gesunken, bei der weniger produktionslastigen BKW legte der EBITDA zur Vergleichsperiode aber gar um 9% zu. Nach unseren Prognosen werden die Gewinne, speziell bei Alpiq und Axpo, im GJ24 weiter zurückgehen, allerdings über historischen Niveaus vor 2020 bleiben. Ganz allgemein werden die Resultate dieser beiden Schweizer Stromkonzerne volatiler bleiben als diejenigen europäischer Konzerne, weil sie im Vergleich über weniger «stabilisierende» Einkommen aus regulierten Aktivitäten verfügen.

Die hohen freien Cashflows erlaubten Alpiq und Axpo einen markanten Schuldenabbau. Auf konsolidierter Basis weisen beide Unternehmen inzwischen eine Nettoliquidität aus. Unter Berücksichtigung der anteiligen Partnerwerkschulden sowie ungedeckten Verpflichtungen für nukleare Anlagen (I-CV Methodologie) betrug der bereinigte Net Leverage im GJ23 2.0x EBITDA für Alpiq bzw. 0.8x für Axpo. Die Prognosen sehen nun einen Anstieg voraus. Zwar werden die Erträge zurückgehen, aber mangels baureifer Projekte erwarten wir weiterhin positive Freie Cashflows (FCF), welche nur zu einem kleinen Teil an die Aktionäre ausgeschüttet werden dürften.

Bei BKW gibt es nach dem kürzlich publizierten Strategie-Update 2030 Unsicherheiten. BKW will 2025 bis 2030 rund CHF 4 Mia. v.a. in neue Erzeugung, Flexibilisierung der Produktion und Netze investieren und erwartet dadurch einen Anstieg des EBITs von CHF 574 Mio. im 2023 auf bis zu CHF 1 Mia im 2030. Nach einer konservativeren Modellierung von I-CV sind solche Ertragssteigerungen zu optimistisch, so dass wir bis 2030 einen steigenden Leverage erwarten. Entsprechend haben wir die I-CV-Fundamentals der BKW jüngst auf Declining (von bisher Stable) reduziert. Gleichzeitig sehen wir aber keine unmittelbare Gefahr für die Bonität der breit abgestützten BKW und haben deshalb unsere Bonitätsnote bestätigt.

Langfristige Perspektive zur künftigen Rolle von Alpiq und Axpo

Nicht nur die langwierigen Genehmigungsverfahren sind der Grund für den Mangel an baureifen Projekten zum Ausbau der Erzeugung und für Investitionen in die Energiewende in der Schweiz. Die Grosserzeuger, v.a. Alpiq und Axpo bzw. ihre Vorgängergesellschaften, waren historisch durch ihre meist öffentlich-rechtlichen Aktionäre zur Erstellung von Kraftwerken und deren Betrieb gegründet worden. Mit dem Aufkommen dezentraler Erzeugung durch Sonne und Wind ist die Kapitalintensität neuer Infrastruktur gesunken. Stadtwerke und regionale Stromverteiler investieren direkt und nicht mehr über ihre Produktionsgesellschaften. Gleichzeitig verzögern sich Grossprojekte in den Alpen (z.B. zusätzliche Staubecken, alpine Solarparks), bei denen diese Stromkonzerne die Federführung übernehmen könnten. Im Weiteren halten die Kantone beim Heimfall von Wasserkraftwerken in der Regel die Konzessionen ihren kantonalen Versorgern und Gemeinden zu. Im Kanton Tessin ist es seit 2011 sogar gesetzliche Pflicht, dass der Kanton auslaufende Konzessionen nur öffentlichen Versorgern im eigenen Kanton überträgt.

Damit wird sich die Rolle von Alpiq und Axpo ändern, weil ihr Produktionsportfolio schrumpft und sie vermehrt Anlagen im Besitz Dritter betreiben werden. Das gibt nach unserer Einschätzung nicht mehr dieselbe finanzielle Flexibilität zur Optimierung der Produktion, weil sie Erträge mit vielen Parteien mit heterogenen Interessen teilen müssen. Aus Bonitätssicht wäre das einerseits negativ, doch wird dadurch andererseits der Investitionsbedarf und damit die Notwendigkeit zur Aufnahme von Fremdkapital sinken. Alpiq und Axpo würden als reine Betreiber zudem weniger Vermarktungs- und Produktionsrisiken tragen.

Neue Perspektiven für Alpiq und Axpo könnten sich ergeben, wenn das Moratorium für neue Kernenergieanlagen in der Schweiz beendet und neue Projekte in Angriff genommen würden. Aus heutiger Sicht müsste ein neues resp. komplett erneuertes Kernkraftwerk allerdings von einem nationalen Vehikel mit Bundesbürgerschaft finanziert werden. Zudem wäre ein Kompensationsmodell mit garantierten Abnahmepreisen wahrscheinlich – analog zu Projekten im Ausland (z.B. England).

Schweizer Energieversorger: Politisch motivierte Investitionsstrategien zum Teil auf Kosten der Wirtschaftlichkeit

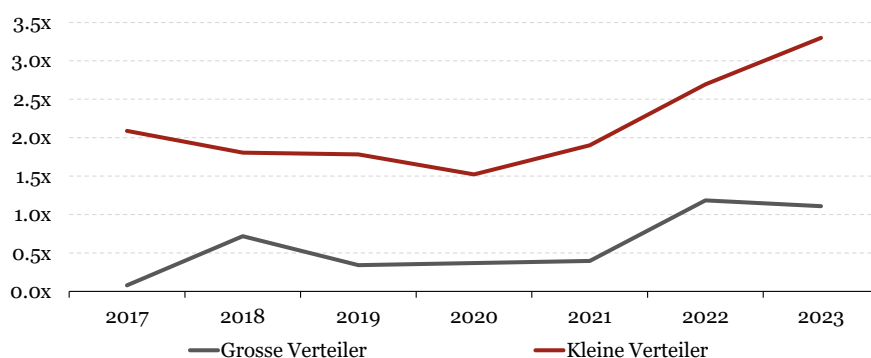
Die dezentralen Investitionen in die Energiewende erhöhen den Kapitalbedarf der vielen Endverteiler in der Schweizer Energiewirtschaft. Diese haben ein berechenbares Geschäftsmodell, weil die Energieversorgung eine essenzielle Dienstleistung mit Monopolcharakter darstellt, deren Kosten auf die Verbraucher abgewälzt werden können. Ein formeller Rechtsrahmen für regulierte Tarife besteht im Elektrizitätsbereich. Faktisch können auch beim Gas und der Fernwärme Kosten den angeschlossenen Kunden weiterbelastet werden. Versorger sind zum Teil auch im Bereich Wasserversorgung und -reinigung tätig, welche ähnliche Charakteristika aufweisen. Wir denken auch, dass Deregulierungen (z.B. allgemeine freie Wahl des Stromlieferanten, welche zurzeit nicht absehbar ist) keine relevante Erhöhung des Geschäftsrisikos zur Folge hätte, sondern höchstens eine Konsolidierung des Sektors fördern dürfte.

Die Bilanzen der durchschnittlichen Versorger in der Schweiz sind im internationalen Vergleich solide. Viele Netzbetreiber, v.a. im Osten des Landes, sind netto schuldenfrei und damit eigentlich überkapitalisiert. Das gibt den Gesellschaften die Kapazität für Investitionen, denn tragbar sind Net Leverage-Werte im Bereich von 3-5x EBITDA, bei einer reinen Stromnetzgesellschaft ev. sogar noch etwas höher. Neben den regulären Unterhaltsinvestitionen in die Grundinfrastruktur beobachten wir grosse Auslagen

für den Ausbau von Fernwärmenetzen und sekundär für den Ausbau der eigenen Stromerzeugung. Gestoppt wird dagegen die Weiterentwicklung der Gasnetze, für die zum Teil bereits ein Datum für die Stilllegung definiert wurde (z.B. Basel-Stadt bis 2037). Da Gas in der Schweiz zu einem grossen Teil zum Heizen verwendet wird, will man die heutigen Gaskunden auf die neu entstehenden Wärmenetze migrieren.

Sowohl bei grossen wie auch kleinen Verteilern manifestiert sich die forcierte Investitionstätigkeit bereits in der Net Leverage-Entwicklung (siehe Abbildung 5). Dabei sind die Unterschiede allerdings gross und in spezifischen Fällen stellt sich bereits die Frage der Tragbarkeit der Neuverschuldung, welche in der Regel in Form von Privatplatzierungen oder Darlehen erfolgt. Speziell Generationenprojekte, wie der Bau eines neuen zentralen Betriebsgebäudes, sind zusätzlich zu den erwähnten Energieprojekten nur noch schwer tragbar. Wir haben in einigen Fällen auch den Eindruck, dass Investitionsentscheide idealistisch motiviert sind und die betriebswirtschaftliche Komponente zu wenig berücksichtigt wird. Potenzielle Gläubiger sollten diesen Aspekt aber nicht vernachlässigen, auch wenn die Gesellschaften im Besitz von Gemeinden oder gar dem Kanton sind. Eine explizite unwiderrufliche Garantie der öffentlich-rechtlichen Besitzer besteht nämlich nicht. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass eine implizit erwartete Hilfe durch Gemeinden und Kantone im Bedarfsfall nicht in allen Fällen geleistet wird (GZO Spital Wetzikon, Gemeinde Leukerbad).

Abbildung 5: Entwicklung Net Leverage (Median Nettoschulden/EBITDA) von Schweizer Endversorgern



Quelle: Finanzdaten von 21 Schweizer Gesellschaften mit wesentlicher Tätigkeit in der Endversorgung (kantonal, regional, städtisch). Kleine Verteiler (11) haben Umsätze unter CHF 500 Mio., grosse Verteiler (10) darüber. Alle sind ganz oder zu einem grossen Teil im Besitz der öffentlichen Hand.

Angesichts des volatilen Marktes mit geringer Risikodifferenzierung bietet der defensive Versorgungssektor Opportunitäten

Der defensive Versorgungssektor bietet angesichts des volatilen Marktumfelds mit geringer Risikodifferenzierung interessante Anlagemöglichkeiten. Dabei erachten wir die Rendite-/Risikoprofile dieser widerstandsfähigen Branche als vergleichsweise attraktiv und stützen unsere Empfehlung auf folgende Überlegungen:

- 1) I-CV Prognose gut tragbarer Finanzrisikoprofile, wobei gerade Stromproduzenten weiter von hohen Preisen profitieren werden. Ebenfalls stützend wirken die mögliche Trendumkehr der bislang rückläufigen Stromnachfrage in Europa sowie das sinkende Zinsniveau
- 2) Erwiesene staatliche Unterstützung für systemrelevante Infrastruktur. Dabei ist der Stellenwert der Versorgungssicherheit deutlich gestiegen und Versorger werden als Teil der Lösung zur Erreichung der politisch-motivierten Energiewende betrachtet

Entscheidend bleibt die Emittentenauswahl. Aus Bonitätssicht bevorzugen wir vertikal-integrierte Versorger. Als zurzeit spannend erachten wir zum Beispiel den Westschweizer Energieversorger Groupe E. Bei den europäischen Versorgern sind die tschechische CEZ, die deutsche EnBW oder die irische ESB empfehlenswert.

Opportunitäten ergeben sich zudem innerhalb der Kapitalstruktur, wo Hybridanleihen von soliden Investment-Grade Emittenten interessant erscheinen (Präferenz: solide IG-Schuldner, hohe Reset Spreads, Non-Call 2026-29; z.B. Iberdrola, SSE)

Gerne stellen wir Ihnen bei Bedarf eine individualisierte Empfehlungsliste zusammen (I-CV Kontakt: koepfli@i-cv.ch)

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 Veröffentlichung dieses Dokuments ist nicht gestattet.