

Das Übertragungsnetz im Zieldreieck

100% Erneuerbare Energie, neues Marktdesign und Versorgungssicherheit

Einesteils von der Politik seitens der EU verordnet, aber auch im Sinne des Klimawandels auch großteils von der Wirtschaft und Gesellschaft akzeptiert, wird die völlige Dekarbonisierung, gemessen an Null CO₂-Emissionen als Endziel, angestrebt, wobei die Frage, wann es so weit sein soll, hier nicht erörtert wird. Aber fast alles, was hier an Maßnahmen getroffen wird, besonders aber in Zukunft noch getroffen werden soll bzw. muss, erhöht den Bedarf an elektrischem Strom und zwar in dramatischer Weise. Die Erzeugung dieser zusätzlichen Strommengen wird im Sinne der Absicht im Bereich der erneuerbaren Energie erfolgen müssen, wobei die Wasserkraft in Österreich bereits gut ausgebaut ist, also auf diesem Gebiet nur ein überschaubares Ausbau-Potenzial existiert, so dass die zusätzlich aufzubringenden Strommengen vornehmlich durch Windkraft und Photovoltaik erzeugt werden müssen. Die Charakteristik beider Erzeugungsarten ist aber, dass beide Energiequellen nur in sehr volatiler Weise zur Verfügung stehen, eben wenn der Wind weht und die Sonne scheint und hier auch immer in unterschiedlicher Intensität. Auch sind die Orte etwa der möglichen Windkraftnutzung nicht annähernd identisch mit den Schwerpunkten des Stromverbrauchs. Es bedarf daher entsprechender Methoden der Speicherung von Energie als Transfer von den Überschusszeiten der Erzeugung zu den jeweiligen Verbrauchszeiten und das vom Tagesverlauf bis zum übersaisonalen Ausgleich. Dazu kommt noch die Überwindung der räumlichen Distanz zwischen den Orten der Erzeugung, der Speicherung und des Verbrauchs. All das muss ein taugliches Strom-Übertragungsnetz leisten können und das bedeutet einen gewaltigen Ausbaubedarf und zwar insbesondere zur Abdeckung des Spitzenbedarfs beim Stromtransport. Nach der geographischen Lage Österreichs in Europas Zentrum sind auch die erheblichen Strom-Transporterfordernisse im internationalen Stromhandel zwischen den betreffenden Ländern mit einzubeziehen.

Dieses gewaltige Thema behandelte der Technische Vorstandsdirektor von Austrian Power Grid, **Dipl. Ing. Mag. Gerhard Christiner**, in seinem Vortrag vom 11. März 2020 in der Wirtschaftskammer Österreich, Wiedner Hauptstraße 63, 1040 Wien, innerhalb des Vortragszyklus „Verkehrsinfrastruktur“, veranstaltet von der Sparte Industrie der Wirtschaftskammer Österreich, der Bundesvereinigung Logistik Österreich und der Österreichischen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft. Austrian Power Grid ist eine 100% Tochter der Verbundgesellschaft und ist betraut mit der überregionalen Stromverteilung in Österreich, wozu auch der Stromtransit durch unser Land gehört. Austrian Power Grid besitzt großteils bzw. managet komplett das Höchstspannungsnetz für den Stromtransport in unserem Land, wobei bei den Leitungen es sich um die Spannungsebenen 380, 220 und 110 KV handelt. Im Netz werden 64 Umspannwerke betrieben, die allermeisten sind ferngesteuert und das gesamte Netz wird von einer Steuerzentrale in Wien aus gemanaget. Die Länge des betreffenden Hochspannungsnetzes beträgt 6.970 System-Km (ein System umfasst je 3 Leitungsseile). Das betreffende Anlagevermögen beträgt 1,625 Mrd. € mit einem Wiederbeschaffungswert von 2,9 Mrd. €. Bei ihrer Tätigkeit ist Austrian Power Grid zur absoluten Neutralität verpflichtet, muss also alle Kunden, etwa auch die ausländischen Stromhändler, nachweislich gleich behandeln, darf also keinesfalls die eigene Muttergesellschaft Verbund in irgend einer Hinsicht bevorzugen und unterliegt in dieser Hinsicht der strengen Aufsicht von E-Control, einer behördlichen Institution. Auch hinsichtlich der Gestaltung des europäischen Höchstspannungsnetzes besitzt Austrian Power Grid eine Art von Mitbestimmung.

Eine arteigene Vergangenheit ist die Tatsache, dass die nationalen Höchstspannungsnetze in Europa über lange Jahrzehnte rein nach nationalen Bedürfnissen errichtet wurden und grenzüberschreitend bloß den bilateralen Stromaustausch mit den unmittelbaren Nachbarn ermöglichen sollten und diesem Erfordernis auch voll entsprachen. Innerhalb der EU wurde jedoch ein einheitlicher Strommarkt eingerichtet und neben den etablierten nationalen

Versorgern treten nun internationale Stromhändler auf und an Strombörsen werden die betreffenden Preise gebildet und das wieder nach Grundlast und Spitzenbedarf bzw. der Bedarfsdeckung nach längerfristigen Kontrakten und aber auch als Abdeckung am kurzfristigen „Spotmarkt“. Die Preisbildung wird ganz besonders beeinflusst von den erneuerbaren Energien aus Wind und Photovoltaik, Energiearten, welche sehr oft subventioniert werden durch Investitionsbeihilfen oder über den Marktpreisen liegende Abnahme-Preisgarantien. Solche Anbieter müssen damit nicht ihre laufenden Vollkosten decken, können also in gewissen Phasen des Marktgeschehens zu betriebswirtschaftlichen Grenzkosten anbieten und unterbieten damit oftmals die Konkurrenz, insbesondere wenn das Windangebot groß ist und der Absatz flau. Alte und bereits größtenteils abgeschriebene Wasserkraftwerke können in den entsprechenden Marktphasen auch unter üblichen Preisen anbieten, weil die Abschreibungen schon verdient wurden und das Wasser als Betriebsmittel gleichsam kostenlos verfügbar ist. Auch Atomkraftwerke, welche Grundlast liefern und laufend in Betrieb gehalten werden müssen, können zeitweise auf ihre Vollkosten-Deckung verzichten. Kohlekraftwerke und vor allem auch die angebotselastischen Gaskraftwerke müssen jedenfalls den Brennstoffverbrauch in den Kosten gedeckt haben, was nur über höhere Strompreise möglich ist. Diese Kosten-Divergenz ist europaweit zu sehen und es wechseln Anbieter und Verbraucher gleichsam großräumig und das noch manchmal sehr kurzfristig. Der elektrische Strom an sich ist nicht speicherbar und muss umgehend nach der Erzeugung verbraucht werden, aber die Stromnetze müssen unbedingt auch die Spannung halten, im öffentlichen Netz sind dies 50 Hz. Diese Spannung im österreichischen Stromnetz zu halten, ist die vornehmliche Aufgabe von Austrian Power Grid. Es muss also stets ein Zustand des Gleichgewichts zwischen der Erzeugung (samt Importen) und dem Verbrauch (samt Exporten) bestehen und sichergestellt werden. Wird nun, wie es die Intention der Politik, national und auch auf europäischer Ebene ist, die Ablösung der thermischen Energie aus Kohle, Gas und Atomkraft durch erneuerbare Energie betrieben, also gleichmäßig anfallende Energie durch volatile Energie (Wind und Sonne) ersetzt, so multipliziert sich die Aufgabe der Austrian Power Grid in der Aufgabe der Spannungshaltung (Aufrechterhaltung eines Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch). Man muss sich dabei nur vor Augen halten, dass sich das Angebot von Strom aus Windenergie innerhalb von Stunden um das Tausendfache erhöhen kann. Das Engpass-Management ist für Austrian Power Grid zur täglich fordernden Aufgabe geworden.

Für die Spannungshaltung im Netz sind ein hervorragendes Mittel die Speicherkraftwerke auf Basis der Wasserkraft. Hier sind unsere alpinen Spitzenkraftwerke, wie Kaprun, das Maltakraftwerk, die Kraftwerke im Zillertal, Kautental und Montafon und etliche andere gleichsam Goldes wert. Innerhalb von Sekunden können beträchtliche Leistungen dem Netz zugeschaltet werden um es zu stabilisieren. Sind solche Kraftwerke noch als Pumpspeicherwerke ausgerüstet (der Stromgenerator wird zum Motor und pumpt Wasser in die hochgelegenen Speicherseen), so kann zur Verwendung von überschüssiger Energie im Netz (z.B. von Windkraftwerken) Wasser zusätzlich zur Erzeugung von Spitzenenergie gespeichert werden und beides der Stabilisierung des Stromnetzes dienen. Auch Gaskraftwerke können relativ rasch eingesetzt werden und der Netzstabilisierung dienen. So steht das größte Gaskraftwerk in Österreich, Mellach südlich von Graz, zur Verfügung von Austrian Power Grid zum Zweck der Netzstabilisierung. Bei all diesen Maßnahmen, deren Bedeutung beim zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energieformen noch stark zunehmen wird, ist das allererste Erfordernis ein starkes und belastbares Übertragungsnetz.

Ein solches Höchstspannungsnetz in Österreich ist auch nötig zum Ausgleich der strukturell höheren Erzeugung in Westösterreich und des höheren Verbrauchs in Ostösterreich, wobei hier noch die Stilllegung des Kohlekraftwerks in Dürnrohr/NÖ und der beiden auch dort befindlichen Gaskraftwerke von Korneuburg und Theiss bei Krems diese Situation akzentuiert haben. Dieser innerösterreichische Ausgleich erfordert eine Netzkapazität von

rd. 2 GW. International kommt jedoch hinzu, dass über Österreich der Strombezug von Südosteuropa läuft, was eine weitere Netzkapazität von 3 GW beansprucht. Die Länder Ungarn, Kroatien, Serbien und Rumänien, selbst Albanien und besonders Griechenland importieren strukturell einen hohen Anteil ihres nationalen Strombedarfs und die starken Exportländer sind besonders Frankreich, Deutschland und Tschechien. Italiens hoher Stromimport wird hauptsächlich durch Frankreich gedeckt. Auch für diese beachtlichen Stromtransportaufgaben muss das österreichische Höchstspannungsnetz gerüstet sein und sich den diesbezüglichen Aufgaben als einer Stromdrehscheibe Europas stellen. Um hier Zahlen zu nennen: Im Jahr 2019 kamen aus Deutschland 18.073 GWh über die Grenze nach Österreich, aus Tschechien 1.115 GWh. Davon sind in Österreich 5.338 GWh verblieben und weitergeleitet wurden 13.850 GWh, also rd. 70 % (nach Ungarn 4.585 GWh, Südosteuropa 5.401 GWh, Italien 1.821 GWh und in die Schweiz 2.043 GWh). Auch die Strompreise divergieren in Abhängigkeit von den nationalen Erzeugungstechnologien und der internationalen Vernetzung. Sie sind am niedrigsten in Frankreich, Deutschland, Belgien, Schweden und Polen (38 - 39 €/MWh), danach kommen Österreich, Tschechien und die Schweiz mit rd. 40 € / MWh, leicht darüber liegt Rumänien und bei 44 - 49 €/MWh Finnland, das Baltikum, Bulgarien, Slowenien und Kroatien. Schließlich liegen über 50 € / MWh die Länder Ungarn, Serbien, Italien und besonders Griechenland (53,8 €/MWh).

Das österreichische Höchstspannungsnetz kann all diese Beanspruchungen nicht mehr ohne weiteres tragen, erreicht also häufig Belastungsgrenzen. Es muss zunehmend zur Spannungshaltung interveniert werden und im internationalen Stromhandel werden inzwischen Übertragungsleistungen durch die Austrian Power Grid versteigert. Die Notmaßnahmen aufgrund fehlender Kapazitäten im Übertragungsnetz steigen massiv und die Kosten dafür weisen seit 2014 bis 2019 eine Steigerung um 3.000 % auf und belaufen sich bereits auf 150 Mill. € im Jahr 2019. Allein die fehlende Salzburg-Leitung (380 KV - Leitung Salzburg-Kaprun) verursacht bereits Zusatzkosten von 10 Mill. € pro Monat (= 120 Mill. € pro Jahr). Alle diese Kosten werden dem inländischen Stromkonsumenten unter dem Begriff Netzkosten aufgebürdet, trägt also die Allgemeinheit.

Wo also liegen die schmerzhaftesten Schwachstellen im hochrangigen Übertragungsnetz in Österreich? Die Salzburgleitung wurde bereits erwähnt. Diese wird inzwischen gebaut, ihre Errichtung dauert jedoch 5 Jahre wegen der diversen Auflagen. Die Ost/West-Schiene entlang der Donau ist von Wien/Bisamberg bis Ernsthofen an der Enns in Oberösterreich auf der Spannungsebene 380 KV ausreichend dimensioniert (4 Systeme Bisamberg - Dürnrohr im Tullner Feld, danach 2 Systeme). Als Fortsetzung durch Oberösterreich wird eben die aus Kriegszeiten stammende 220 KV-Leitung nach St. Peter bei Braunau am Inn neu gebaut und kapazitiv verdoppelt (2 Systeme). St. Peter ist der hauptsächliche Übergang für den Stromaustausch mit Deutschland und auch die fertige 380 KV-Leitung nach Salzburg beginnt dort und bedarf der Fortsetzung nach Kaprun. Im Osten wird Wien umgangen auf der Spannungsebene 380 KV mit 4 Systemen (Bisamberg - Wien Südost), wo einerseits die Fortsetzung nach Ungarn erfolgt und die Steiermarkleitung beginnt in den Raum südlich von Graz (Kainachtal) bzw. weiter nach Slowenien und nach Kärnten zum Umspannwerk Obersielach bei Völkermarkt. Diese Leitungen auf der Spannungsebene 380 KV sind leistungsstark. Die Fortsetzung quer durch Kärnten bis Lienz in Osttirol (220 KV) wird erneuert werden müssen und beim Neubau wohl auf 380 KV verstärkt werden müssen. Die Verbindung Lienz - Kaprun (380 KV) entspricht den Erfordernissen, ebenso die Verbindung ab Lienz nach Italien. Kaprun ist mit dem Zillertal in befriedigender Weise verbunden, allerdings bedarf die Verbindung quer durch Tirol zum Umspannwerk Westtirol einer Hochrüstung, weil von Westtirol 380 KV-Leitungen in die Schweiz, vor allem aber über das Außerfern nach Deutschland bestehen neben der Verbindung nach Vorarlberg über den Rarlberg. Schließlich ist die Verbindung nach Tschechien ab dem Umspannwerk Dürnrohr im Tullner Feld nach Znaim leistungsstark (380 KV), während die bestehende 220 KV-Leitung Bisamberg - Sokolnice bei Brünn im ersten Teil neu gebaut wird als 380 KV-Verbindung zur Ableitung des Windstroms aus dem Weinviertel und die Fortsetzung ab dem neuen

Umspannwerk Zayatal in einer Erneuerung der bestehenden 220 KV-Leitung besteht. Innerösterreichisch wird in der Steiermark die 220 KV-Leitung Kaprun - Weissenbach bei Liezen und weiter nach Hessenberg bei Leoben neu gebaut und auf gleicher Spannungsebene kapazitiv verdoppelt. Dies dient auch als Vorbereitung für die Zuleitung der hohen erforderlichen Strommengen nach Donawitz, sobald dort der Hochofenprozess mit Hilfe von Wasserstoff anstatt Koks eingerichtet wird. Eben solche Vorbereitungen sind im Linzer Raum für das dortige Hüttenwerk der VÖEST vorgesehen. Die Vorhaben der Austrian Power Grid hinsichtlich des Höchstspannungsnetzes werden 2,9 Mrd. € an Investitionen erfordern.

Strom aus erneuerbarer Energie als Energieträger der Zukunft

Gegenwärtig hat der elektrische Strom einen Anteil von 20 % am gesamten Energieverbrauch in Österreich. Erdölprodukte haben einen Anteil von 32 %, Erdgas von 17 %, Biomasse (Brennholz etc.) 16 %, Fernwärme 7 % und Kohle 2 %. Die Erzeugung des elektrischen Stroms erfolgt in Österreich zu 50 % aus Wasserkraft (Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke), Wind und Photovoltaik liefern 16 % und der Anteil der Thermischen Erzeugung beläuft sich auf 28 %. Die erneuerbaren Energiequellen haben damit einen Anteil von 72 % an der Stromerzeugung. Nun besteht aber der Plan der österreichischen Bundesregierung, bis 2030 den Strom zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen zu wollen und das auch bei den steigenden Verbrauchsziffern an Strom, mit welchen zu rechnen sein wird. Man muss dabei an die zunehmende Elektromobilität denken und an diverse neue Formen der Dekarbonisierung industrieller Prozesse. Wenn der Hochofen - Prozess anstatt auf Koksbasis auf Wasserstoff-Verwendung umgestellt werden sollte, benötigt die voestalpine dafür 32 Mrd. KWh im Jahr, die allein zusätzlich zum gegenwärtigen gesamten jährlichen Stromverbrauch von 72 Mrd. KWh bereit gestellt werden müssen. Es geht daher um gewaltige Bedarfziffern und das alles aus erneuerbaren Energien !

Die gegenwärtig installierte Leistung zur Stromerzeugung beträgt bei Wind 3 GW und bei Photovoltaik 1,4 GW. Bis 2030 soll diese installierte Leistung erhöht werden bei Windkraftwerken auf 9 GW, also das Dreifache der aktuellen Situation, während die Erzeugung auf photovoltaischer Basis auf 12 GW installierte Leistung gesteigert werden soll, also auf das Achtfache. Dazu kommt die hohe Volatilität dieser Stromquellen, so dass man es mit dem Problem des Minderaufkommens, aber auch des krassen Überschusses zu tun haben wird und das alles in viel größerer Dimension als heute. Gegenwärtig gibt es Lücken bis zu 8 GW zwischen dem Bedarf und dem Aufkommen dieser Energieart. Künftig kann es, wenn der Ausbau in diesen Dimensionen erfolgt, zu Überschüssen von bis zu 10 GW kommen, zur Überdeckung des Bedarfs von 150 GWh an einem Tag, dem Bedarf von 50.000 Haushalten. Alles das muss das Übertragungsnetz bewerkstelligen und zwar auch die Abfuhr der Überschüsse, die oft auch plötzlich auftreten.

Vielleicht war es doch eine kurzsichtige Unart, dass man buchstäblich jahrzehntelang den Ausbau von Wasserkraftwerken unterbunden hat, denn selbst Laufkraftwerke können, wenn sie in geschlossener Folge eines Flusses existieren, wie an der Enns, Drau, unterem Inn und auch der Donau, das Stromaufkommen im Schwellbetrieb etwas steuern und zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom beitragen. Dazu kommen die Möglichkeiten, industrielle Großverbraucher durch tarifliche Maßnahmen anzuregen, in Überschusszeiten mehr Strom zu verbrauchen und bei Mangelsituationen weniger (Demand side management). Pumpspeicher-Kraftwerke wären die günstigste Lösung, denn in Überschusszeiten wird Strom verbraucht, der wieder der direkten Stromerzeugung dient, wenn Bedarf herrscht. Bevorzugt soll jedenfalls werden, dass Mangel und Überschuss jeweils als Strom ausgeglichen werden. Auch Kurzzeitspeicher werden Bedeutung erlangen in Form von Batterielösungen, für die auch in Österreich schon Tests gemacht werden (Batteriespeicher der EVN in Prottes im Marchfeld). Letztlich kann man Elektroautos in

ihren Garagen hier einbeziehen, die Batterien in Überschusszeiten aufladen, wozu die digitale Entwicklung (smart meters) Möglichkeiten schafft. Trotz Dekarbonisierung werden Gaskraftwerke als sehr flexible Erzeuger weiter eine Rolle spielen (z.B. in Form von Gasturbinen). Schließlich bleibt noch die Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff (Elektrolyse) und dessen Weiterverwendung zur Erzeugung von Methan (Power to gas). Allerdings sind alle diese Umwandlungen mit beachtlichen Verlusten an Energieinhalt verbunden (25-30%).

Die neue Energiezukunft erfordert ein bisher nicht gewohntes Maß an Flexibilität und in jeder Hinsicht ist dafür ein bedarfsgerechter Ausbau des Hochspannungsnetzes die effektivste und günstigste Option, eine solche benötigte Flexibilität zu erreichen und nützen zu können. Projekte, wie die Salzburgleitung sind „Enabler der Energiewende“. Leider wird das vielfach nicht begriffen und man wird hier noch viel Aufklärungsarbeit benötigen und es steht die Frage im Raum bei den langen Vorlaufzeiten für bedeutsame Leitungsprojekte (Dauer der Genehmigungsverfahren), ob hier diese Zeit, etwa bis 2030, überhaupt ausreichend ist !

Es wird also die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom für Austrian Power Grid zunehmend herausfordernder. Dabei ergeben sich also folgende Aspekte:

1. Die zentrale Lage Österreichs in Europa bringt Chancen und Risiken:
Die steigende Volatilität in Erzeugung, Handel und Lastfluss (Bedarf im Südosten). Der Bedarf an Flexibilität ist derzeit nicht im erforderlichen Umfang gegeben.
2. Das „Clean Energy Package“ der EU fordert eine Intensivierung des internationalen Stromhandels (um 70 %). Das geht momentan überhaupt nicht, eben weil die nötigen Netzkapazitäten nicht vorhanden sind, massive Ausbauten erforderlich sind und Österreich als Folge seiner geographischen Lage in Europa dabei eine bedeutsame Rolle hat.
3. Die Netzreserve erfordert eine dringende zeitnahe gesetzliche Umsetzung:
Es gibt einen weiteren Verlust an Erzeugungskapazitäten im Osten Österreichs. Der Zubau von Erzeugung erneuerbarer Energie erfolgt zu langsam.
Die Netzreserve NEU erfordert jedenfalls eine gesetzliche Umsetzung (Elektrowirtschaftsgesetz Novelle) im Jahr 2020.
4. Ein bedarfsgerechter Ausbau des Übertragungsnetzes ist die effektivste und günstigste Flexibilitätsoption.
5. Vertikale Marktintegration zur Erschließung kleinteiliger Flexibilität: Projekt Flexi-Hub ist in Arbeit.

Die dem Vortrag folgende Diskussion war lebhaft, sie diente der Vertiefung des Verständnisses zum gebrachten Thema und war keinesfalls kontroversiell.

Dr. Karl Frohner 31.3.2020