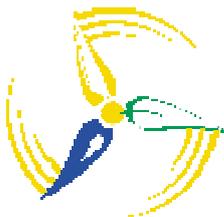


Gutachten

Analyse des öffentlichen Interesses der 380-kV-Salzburgleitung

Ein Gutachten im Auftrag des Vereins „IG Erdkabel“
und der Bürgerinitiative „Scheffau-Voregg“
und der Bürgerinitiative „Kuchl“

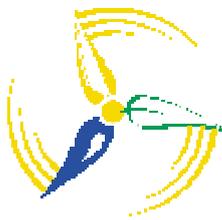


AEE Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Salzburg

©AEE Salzburg, August 2014

IMPRESSUM

Gutachten erstellt von:



Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Salzburg (AEE Salzburg)

Vereinsitz: Berglandstr. 23/10, 5760 Saalfelden am Steinernen Meer

Büro- und Zustelladresse: Auerspergstraße 20, 5020 Salzburg

ZVR-Zahl: 788090624

Telefon: 0664-8474204

Email: office@aee-salzburg.at

Web: www.aee-salzburg.at

Autor: Dipl.-Ing. Dr. mont. Rupert S. Haslinger

Europäischer Energiemanager (IHK)

im Auftrag für:



IG Erdkabel

Bürgerinitiative Scheffau-Voregg

Zustelladresse: Voregg 6, 5440 Golling

ZVR-Zahl: 034570491

Johannes Pisetta

Web: www.ig-erdkabel.at

Bürgerinitiative „Kuchl“

„Für Erdleitung gegen 380-kV-Freileitung“

Stefan Weiß

Unterlangenberg 86

5431 Kuchl

Salzburg, August 2014

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|------|--|----|
| 1. | Ziel des Gutachtens | 4 |
| 2. | Klima- und Energiewirtschaftliche Aspekte..... | 5 |
| 2.1. | Steigerung des Ökostromanteils | 5 |
| 2.2. | PCI-Status | 5 |
| 2.3. | Geringere Leitungsverluste | 6 |
| 2.4. | Wind- und Solarstrom aus Deutschland..... | 7 |
| 2.5. | „Ringstruktur“ und Wind- und Solarstrom aus Österreich | 8 |
| 2.6. | Kapazitäten und Marktpreise in Deutschland und Österreich..... | 12 |
| 2.7. | Energiestrategie Österreich 2020..... | 15 |
| 2.8. | Netzentwicklungsplan 2013 und Errichtungsnotwendigkeit | 16 |
| 2.9. | Erdkabel..... | 19 |
| 3. | Zusammenfassung..... | 20 |

1. Ziel des Gutachtens

Die Energiegewinnung durch dezentrale Ökostromanlagen nimmt in Österreich und Europa zu. In Anbetracht des zunehmenden Ausbaus von dezentralen Ökostromanlagen stellt sich die Frage, ob die durch die APG AG geplante 380-kV-Leitung in Bundesland Salzburg notwendig ist oder nicht. Bislang wurde ein öffentliches Interesse in folgenden Berichten erwähnt aber nicht bestätigt:

Referenz-Bericht I:

„Notwendigkeit einer 380-kV-Salzburgleitung – Evaluierung des öffentlichen Interesses aus Sicht des Landes Salzburg“, Umweltbundesamt, T. Gallauner, J. Schneider, Wien, 2014.

Referenz-Bericht II:

„Umweltverträglichkeitserklärung: 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern“, APG AG und Salzburg Netz GmbH, Reich K., Layr G., Grubinger D., Wien und Salzburg, 2013.

Referenz-Bericht III:

„Netzentwicklungsplan 2013: Planungszeitraum 2014-2023“, APG AG, Wien, 2013.

Die geplante Salzburgleitung (1 Mastsystem mit 2 x 380 kV und Teilanbringung 1 x 110 kV) ist rund 114 km lang und soll in etwa 650 Millionen Euro kosten. Diese Leitung soll die bestehende Leitung im Bundesland Salzburg ersetzen (1 Mastsystem mit 2 x 220kV). Die Kosten für die neue Leitung sind daher in Relation zum möglichen Nutzen zu setzen. Eine Interessensabwägung im Sinne eines öffentlichen Interesses muss primär wirtschaftlich und aus der Perspektive einer nachhaltigen Entwicklung begründet sein. Dies ist bislang nicht erfolgt. Ziel des Gutachtens ist es, das bislang postulierte öffentliche Interesse der 380-kV-Leitung - anhand der genannten Unterlagen - zu analysieren. Die Analyse erstreckt sich dabei nicht auf mögliche Auswirkungen elektromagnetischer Felder auf Umwelt, Tiere und Menschen.

2. Klima- und Energiewirtschaftliche Aspekte

2.1. *Steigerung des Ökostromanteils*

Ein öffentliches Interesse der 380-kV-Salzburgleitung wird für das Bundesland Salzburg postuliert, damit im Jahr 2030 der Strom zu 100% aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann. Warmwasser soll zu 100% solar aufbereitet werden (Referenz-Bericht I, Seite 10 und 19).

Im Jahr 2012 betrug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Bundesland Salzburg bereits rund 94,9% (Referenz-Bericht I, Seite 29). Das Bundesland Salzburg wird somit nahezu nur mit Ökostrom versorgt. Das 100% Ziel ist fast erreicht. Das öffentliche Interesse damit zu begründen, um weitere 5% Ökostrom im Bundesland Salzburg erzeugen zu können, ist somit aus wirtschaftlichen Gründen nicht zu rechtfertigen. Zudem gibt es in Salzburg keine nennenswerte Stromerzeugung aus Photovoltaik- (<< 1%) und Windkraftanlagen (0%). Somit besteht auch hier kein Bedarf um die regionalen Übertragungskapazitäten auszubauen.

Auf österreichischer Ebene beträgt der Ökostromanteil in der Stromerzeugung bereits 74,6% im Jahr 2012 (Referenz-Bericht I, Seite 28). Berücksichtigt man die österreichische Energiestrategie und die korrespondierenden Szenarien WAM und WAM+ ergibt sich bei dem Szenario mit dem höchsten (!) Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien (Szenario WAM+) ein prognostizierter Anteil von 79,8% im Jahr 2030 (Referenz-Bericht I, Seite 28). Auch auf österreichischer Ebene ist der Bau der 380-kV-Salzburgleitung aus wirtschaftlicher Sicht nicht zu rechtfertigen, nur um den Ökostromanteil - im Maximalszenario - um weitere 5% anzuheben. Wie in Deutschland sollten auch in Österreich klare Regelungen geschaffen werden wie Ökostromanlagen zur Netzstabilisierung beitragen können. Ökostromanlagen werden in Deutschland über einen Rundsteuerempfänger durch den Netzbetreiber (ab-)geregelt, damit die Stromnetze nicht überlastet werden. Eine vergleichbare Regelung gibt es in Österreich noch nicht.

Fazit: Die Kosten der 380-kV-Salzburgleitung in Höhe von mindestens 650 Millionen Euro stehen in keinem Verhältnis, um den Ökostromanteil in Österreich um lediglich 5% bis zum Jahr 2030 zu heben. Im Bundesland Salzburg liegt der Ökostromanteil bereits seit 2012 bei rund 95%. In Österreich bedarf es zudem klarer Vorschriften wie Ökostromanlagen einen Beitrag zur Netzstabilität leisten können.

2.2. *PCI-Status*

Auf europäischer Ebene besteht das Interesse die Energienetze weiter auszubauen. Als Vorhaben von gemeinsamem Interesse werden Leitungsprojekte wie die 380-kV-Salzburgleitung oder die Tauerngasleitung als „Projects of Common Interest“ (PCI) klassifiziert (Referenz-Bericht I, Seite 59 – Referenz-Bericht II, Seite 50 und 62). Dieser Status wird vermeintlich vorrangig transeuropäischen Energieinfrastrukturprojekten zuerkannt. Wobei hier deutlich auf das Wort „vermeintlich“ hinzuweisen ist. Auch die durch das Bundesland Salzburg verlaufende Tauerngasleitung hatte den

PCI-Status zuerkannt bekommen. Anfang dieses Jahres (2014) hatte die Salzburg AG (als Anteilseigner der geplanten Tauerngasleitung) die Auflösung der Projektgesellschaft der Tauerngasleitung bekannt gegeben. Es hatte sich herausgestellt, dass diese Leitung energiewirtschaftlich nicht notwendig ist und die Kapazitäten im bestehenden Erdgasnetz ausreichend sind. Der Autor dieses Gutachtens hat bereits im April 2010 eine Studie erstellt („Der Erdgasbedarf in der EU im Spannungsfeld von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien bzw. Die Tauerngasleitung – energiewirtschaftliche Notwendigkeit oder Milliardengrab?“) in welcher dargelegt wurde, dass ein Leitungskorridor von Deutschland nach Italien (über Oberösterreich, Salzburg und Kärnten) energiewirtschaftlich nicht notwendig ist. Der PCI-Status für die geplante 380-kV-Salzburgleitung bedeutet nicht automatisch, dass es sich um eine Leitung im öffentlichen Interesse handelt.

Weitere Quellen:

„PCI“-Liste: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/com_2013_0711_technical_en.pdf

„Tauerngasleitung wird nicht gebaut“: <http://www.heute.at/news/wirtschaft/art23662,1000400>

Fazit: Die Anerkennung von Infrastrukturprojekten als europäisches „Project of Common Interest“ heißt nicht automatisch, dass es sich um Projekte im öffentlichen Interesse handelt. Dies gilt auch und insbesondere für die geplante 380-kV-Salzburgleitung.

Die durch das Bundesland Salzburg geplante Tauerngasleitung - welche energiewirtschaftlich nicht notwendig ist - hatte auch den PCI-Status. Anfang 2014 hat die Salzburg AG (bzw. die zuständige Projektierungsgesellschaft) bekannt gegeben, dass die Tauerngasleitung nicht gebaut wird.

2.3. Geringere Leitungsverluste

Durch den geplanten Bau der 380-kV-Salzburgleitung soll die bestehende 220-kV-Leitung rückgebaut werden. Die Leitungsverluste sind auf der geplanten 380-kV-Salzburgleitung niedriger. Durch die eingesparte Verlustleistung können bis zu 6000 Haushalte à 3500 kWh/Jahr versorgt werden (Referenz-Bericht II, Seite 77). Der Wert dieser Strommenge entspricht bis zu 4,2 Millionen Euro. Den Bau der 380-kV-Salzburgleitung mit den vermiedenen Netzverlusten zu rechtfertigen ist wirtschaftlich nicht nachvollziehbar. Rein rechnerisch ergibt sich eine Nettoamortisationsdauer von rund 155 Jahren (= 650 Millionen / 4,2 Millionen) wenn man einen Strompreis von 20 cent/kWh für Haushaltskunden heranzieht. Kalkuliert man richtigerweise mit den Einkaufspreisen der Energieversorger – also mit einem Börsenpreis von 4 cent/kWh – dann ergibt sich eine Nettoamortisationsdauer von rund 774 Jahren (= 650 Millionen / 0,84 Millionen). Das Argument der geringeren Leitungsverluste ist aus wirtschaftlicher Sicht - auf Grund der extrem langen Amortisationsdauer - bereits als absurd zu bezeichnen.

Fazit: Die marginal geringeren Leitungsverluste auf der geplanten 380-kV-Salzburgleitung rechtfertigen aus wirtschaftlicher Sicht nicht den Bau der Leitung. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die Leitungsverluste eines Erdkabels geringer sind als bei der geplanten 380-kV-Salzburgleitung.

2.4. *Wind- und Solarstrom aus Deutschland*

In Deutschland ist die Ökostromerzeugung in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Vor allem wurden zahlreiche Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland errichtet. Gemäß dem „Peak 2035“-Szenario sollen die Belastungen bzw. Stromtransporte Richtung Österreich steigen. Eine Leistung von bis zu 1200 MW soll Richtung Österreich transportiert werden (Referenz-Bericht II, Seite 40). In diesen Betrachtungen bleibt völlig außen vor, dass der überschüssige Wind- und Solarstrom nicht dauerhaft nach Österreich transportiert werden muss. Vielfach wird von der österreichischen Energiewirtschaft postuliert Österreich sei die „Grüne Batterie“ Europas. Das stimmt nur bedingt, denn „überschüssiger“ Strom aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen kann auch in andere Länder transportiert und dort in Pumpspeicherkraftwerke gespeichert werden. Aus Sicht der Bundesrepublik Deutschland ist das die Schweiz und die skandinavische Region – insbesondere Norwegen. Tatsache ist auch das der Strom aus norddeutschen Windkraft-Anlagen Richtung Norwegen geringere Transportwege (= weniger Transportverluste) zurücklegen muss als Richtung Österreich. Vielmehr wird daher der „überschüssige“ Windstrom nicht primär Richtung Österreich geleitet sondern Richtung Norwegen. Österreich steht als Land mit Stromspeicherkapazitäten (Pumpspeicherkraftwerke) in direkter Konkurrenz zu anderen Ländern wie der Schweiz und Norwegen, die ebenfalls über Stromspeicherkapazitäten verfügen. Kurz- und mittelfristig werden zwei Projekte errichtet, die es ermöglichen „überschüssigen“ Solar- bzw. Windstrom aus Deutschland in Norwegen zu speichern. Die sind die Leitungsprojekte NORD.LINK und NORD.GER. Die HGÜ-Leitung NORD.LINK soll bis 2018 fertig sein und über eine Übertragungskapazität von 1400 MW verfügen. Das zweite Leitungsprojekt NORD.GER soll ebenfalls in den nächsten 10 Jahren realisiert werden. Überschüssiger Strom aus deutschen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen wird daher nicht primär nach Österreich transportiert bzw. gespeichert wie dies in den Berichten der APG dargestellt wird (Referenz-Bericht II, Seite 40 ff.).

Weitere Quellen:

„Grüne Batterie“: <http://www.verbund.com/cc/de/ueber-uns/strom-aus-wasserkraft/gruene-batterie>

„NORD.LINK“: <http://www.statnett.no/en/News/News-archives/News-archive-2013/Joint-statement-Interconnector-project-NORDLINK-first-developed/>

„EE in Bayern“: <http://www.bayerische-staatszeitung.de/staatszeitung/wirtschaft/detailansicht-wirtschaft/artikel/windkraft-und-pv-boomten-auch-2013.html>

Fazit: Die österreichische Energiewirtschaft postuliert, dass Österreich die notwendige „grüne Batterie“ sei um Strom aus deutschen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (in österreichischen Pumpspeicherkraftwerken) zu speichern. Österreich befindet sich aber vielmehr in Konkurrenz zu anderen Ländern wie der Schweiz und Norwegen, die ebenfalls über Stromspeicherkapazitäten verfügen. Die Bundesrepublik Deutschland orientiert sich mittelfristig Richtung Norwegen um „überschüssigen“ Strom aus Windkraft-Anlagen zu speichern. Die Kapazitäten, die durch den Ausbau der 380-kV-Salzburgleitung verfügbar wären, werden dann nicht im vollen Umfang benötigt.

2.5. „Ringstruktur“ und Wind- und Solarstrom aus Österreich

Üblicherweise besteht das Höchstspannungsnetz aus 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen in Europa. In den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union gibt es keine reinen 220-kV- oder 380-kV-Leistungssysteme. Die Höchstspannungsebene besteht immer aus einem - auch historisch bedingten – „Mix“ von 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen. Auch in Österreich besteht das Höchstspannungsnetz aus 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen. Daher gibt es die „Ringstruktur“ in Österreich bereits seit langem auf der Höchstspannungsebene (Referenz-Bericht I, Seite 26). Wesentlich ist auch, dass im europäischen Stromnetz die Lastflüsse schwerpunktmäßig nicht über Österreich verlaufen sondern um Österreich herum (gelber Kreis).

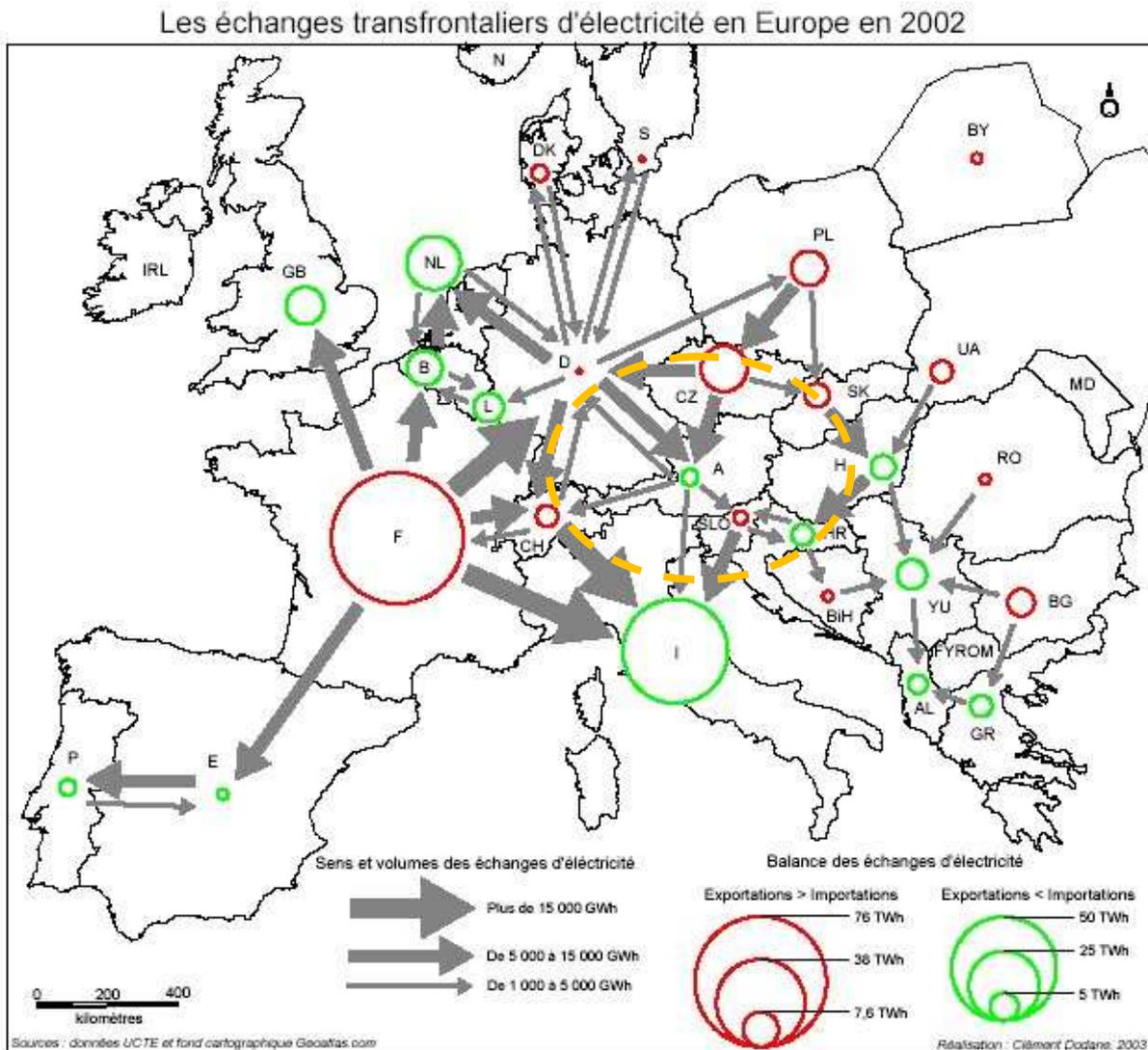


Abbildung: Lastflüsse in Europa (Quelle: <http://geoconfluences.ens-lyon.fr>)

Ebenfalls ist in der obigen Abbildung erkennbar, dass die Schweiz in Mitteleuropa ein zentraler Knoten ist über welchen die Lastflüsse abgewickelt werden. Somit muss die 380-kV-Salzburgleitung als „Reserve“-Leitung durch Österreich aufgefasst werden. Dies wird im Bericht (Referenz-Bericht I,

Seite 27) auch so dargelegt: „...damit würde eine durchgehende leistungsstarke und redundante Struktur geschaffen...“. Die 380-kV-Salzburgleitung ist in diesem Sinne eine weitere Ersatzleitung im europäischen Übertragungsnetz. Ein öffentliches Interesse für eine redundante Leitung ist zu hinterfragen bzw. nicht zu rechtfertigen - ansonsten wäre per se jede weitere Stromleitung im Höchstspannungsnetz eine Leitung im öffentlichen Interesse. Bislang gibt auch nur eine 220-kV-Leitung auf deutscher Seite (ab Knoten St-Peter), welche nicht vor 2022 auf eine 380-kV-Leitung umgerüstet werden soll. Bildlich gesprochen baut man in Österreich eine Autobahn bis zur Grenze, obwohl man weiß, dass jenseits der Grenze (in Bayern) eine Bundesstraße ist und auch nicht ausgebaut werden soll – da dies derzeit nicht erforderlich ist.

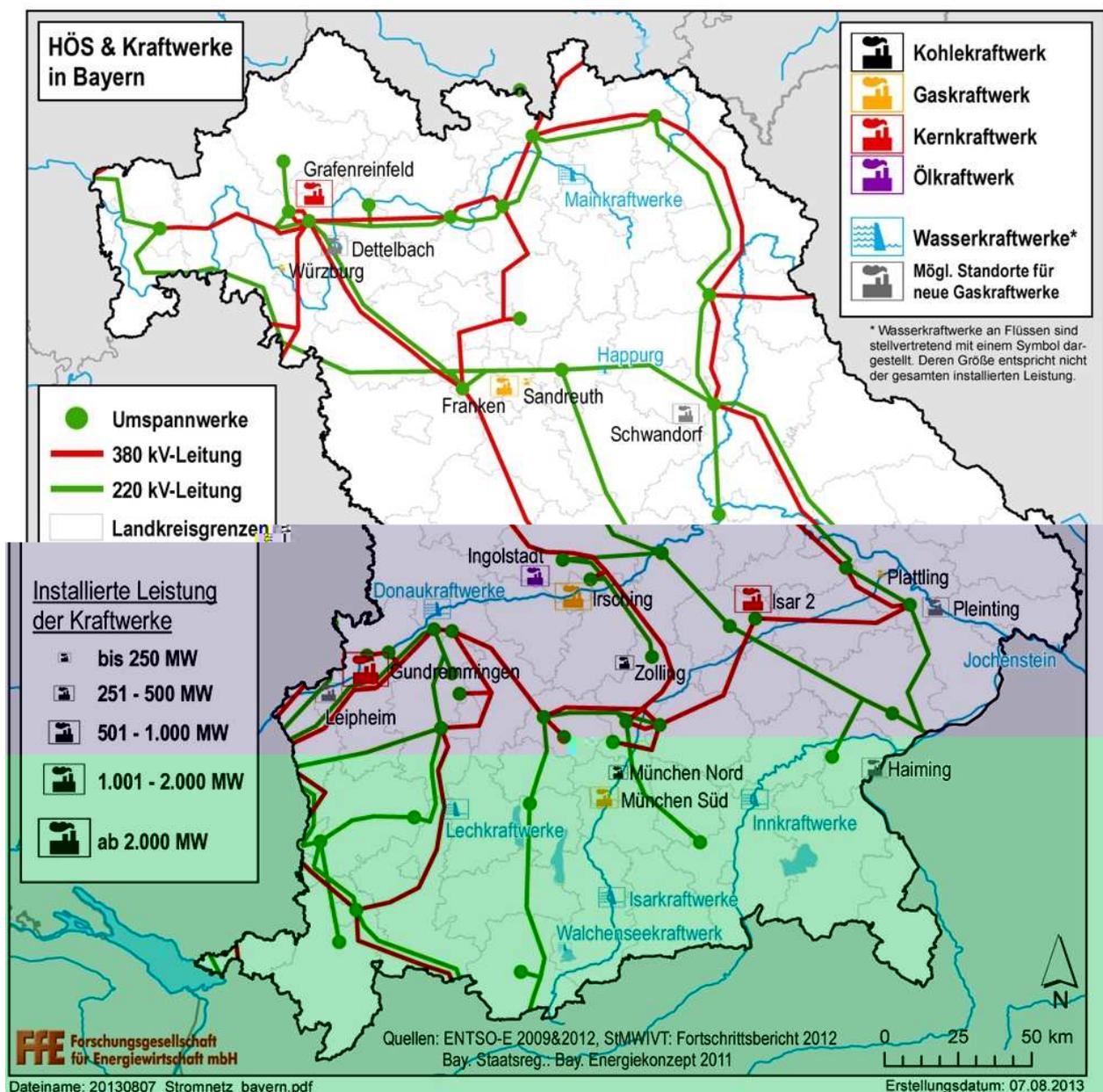


Abbildung: Das Höchstspannungsnetz in Bayern (Quelle: <https://www.ffegmbh.de>)

In Österreich wird die Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen zunehmen. Der Ausbau der Photovoltaik schreitet in Österreich langsam voran. Aktuell sind 0,626 GWp an Photovoltaik-Anlagen in Österreich installiert. Bis 2030 rechnet man im WAM+-Szenario mit maximal 5,3 GWp (Referenz-Bericht I, Seite 35). Im internationalen Vergleich ist dies als gering zu bezeichnen. Mit Ende 2013 sind in Bayern bereits 10,4 GWp an Photovoltaik-Anlagen installiert und 1.120 MW an Windkraft-Anlagen. In Österreich befinden sich die meisten Windkraft-Anlagen im Osten. Im Bundesland Salzburg gibt es bislang keine Windkraft-Anlagen. Weil die österreichischen Photovoltaik-Anlagen in der Regel in das Niederspannungsnetz einspeisen kommt es derzeit zu keinen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz. Windkraft-Anlagen speisen vor allem in das Hoch- und Höchstspannungsnetz ein. Wird in einer Region sehr viel Strom aus Windkraftanlagen erzeugt muss systembedingt das Leitungsnetz ausgebaut oder die Anlagenleistung der Anlagen bei Überschreiten der Systemparameter (ab-)geregelt werden. Für einen möglichen Netzausbau sind dann wirtschaftliche Parameter ausschlaggebend. Oder anders formuliert: Auf den Ausbau der Leitungen kann verzichtet werden, wenn die Anlagenleistung gedrosselt wird. Aus diesem Grund gibt es in Deutschland auch Normen, dass zum Beispiel Photovoltaik-Anlagen entweder bei 70% der Leistung dauerhaft zu drosseln sind oder dass die Anlage über einem Rundsteuerempfänger bei Netzüberlastungen rechtzeitig (ab-)geregelt wird. Auch für Windkraftanlagen gilt die Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastungen.

Der Netzbetreiber baut in Deutschland das Leitungsnetz nur aus, wenn dies wirtschaftlich zumutbar ist (§9 EEG Abs. 3). Demgemäß ist der Netzausbau zumutbar, wenn die Kosten des Netzausbaus 25 % der Errichtungskosten der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten würden. Es gibt somit eine transparente Abwägung zwischen Ausbau des Leitungsnetzes und der Reduzierung der Einspeiseleistung von Ökostrom-Anlagen bzw. dem „Nichtbau“ von Ökostromanlagen. Hervorgehoben werden muss, dass es sich bei der Reduzierung in der Regel um eine kurzfristige Reduktion handelt. Über das ganze Jahr gesehen führt bei einer Photovoltaik-Anlage die Reduzierung der Einspeiseleistung bei 70% zu einer reduzierten Strommenge von ca. 2% (Referenz-Bericht I, Seite 44) – sodass in der Mehrzahl der Fälle die temporäre Leistungsregelung wirtschaftlicher ist als der Ausbau des Stromnetzes.

Strom, welcher aus Windkraftwerken im Osten von Österreich erzeugt wurde, soll Richtung Salzburg transportiert werden, damit dieser in (Pump-)Speicherkraftwerken in Salzburg gespeichert wird. Es stellt sich hier gleich die Frage warum dieser zwingend in Salzburg gespeichert werden muss. Den zum Einen könnte der Strom weiter Richtung Ungarn transportiert bzw. verkauft werden - Leitungskapazitäten sind nämlich vorhanden. Zum Anderen ist das Geschäftsmodell für die Energieversorger (Ökostrom in Pumpspeicherkraftwerken zu speichern und dann in Spitzenlastzeiten zu verkaufen) zunehmend unattraktiv, denn die Preisdifferenzen zwischen Tageshöchst- und Minimalpreis werden an der Strombörse zunehmend geringer. Durch die hohe Solarstromerzeugung bei Sonnenschein am Tag kommt so viel Strom an die Großhandelsplätze, dass dadurch die Preise untermittags sinken. Somit gleichen sich die Tag- und Nachtpreise immer mehr an. In manchen Stunden sind nachts sogar schon höhere Preise als am Tag. Klassische Arbitrage-Geschäfte sind so nicht mehr machbar. Die Pumpspeicherkraftwerke rechnen sich so nicht mehr. Ohne staatliche Zuschüsse sind diese nicht mehr rentabel (SÜDDEUTSCHE ZEITUNG vom 21.10.2013, FORMAT vom 5.5.2014).

Im Bundesland Salzburg und Kärnten hat die Verbund AG zahlreiche Speicherkraftwerke wie Reißeck II und will weitere Speicherkraftwerke dort errichten wie die Ausbaustufe Kaprun (Referenz-Bericht III, Seite 63 und 74). Die Situation stellt sich aus unternehmerischer Sicht wie folgt dar: Die Mehrzahl der Windkraftanlagen wurden im Osten von Österreich durch österreichische Energieversorger wie der EVN, der BEWAG und dem Verbund errichtet. Die oben genannten Speicherkraftwerke sind im ebenfalls im Besitz der Verbund AG (Verbund Hydro Power GmbH). Die zugehörigen und geplanten Höchstspannungsleitungen sind ebenfalls im Eigentum der Verbund AG (APG AG). Somit dienen die geplanten Leitungen der Speicherung von Strom aus den eigenen Kraftwerken (Windkraftanlagen im Osten Österreichs) um diese in Pumpspeicherkraftwerken „zwischen“ zu speichern. Wie bereits dargestellt ist die Wirtschaftlichkeit mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht gegeben. Zum Beispiel hat die KELAG ihre 45%-Beteiligung am Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II bereits 2012 abgeschlossen – und somit vor der eigentlichen Inbetriebnahme in diesem Jahr. „Die durchschnittliche Differenz zwischen dem billigen Basis- und dem teuren Spitzenpreis liegt derzeit nur mehr bei rund 15 Euro je Megawattstunde. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ist aber erst ab rund 30 Euro möglich. Darüber hinaus ist der Regelenergiemarkt in Österreich mit jährlich 250 GWh sehr klein. Alle bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Österreich erzeugen jährlich rund 4500 GWh, also etwa das 20-Fache davon. Das heißt, der Bedarf nach neuen regelfähigen Kraftwerken ist sehr bescheiden, das Geschäftsfeld mit Regelenergie in Wirklichkeit eine Marktnische. Auch auf europäischer Ebene ist weit und breit kein Mangel an Regelenergie zu erkennen. So etwa beziffert die deutsche Bundesnetzagentur die dafür notwendige Kraftwerkskapazität in ganz Europa zuletzt mit 4.582 Megawatt. Auch das ist nicht sehr viel: Alleine die gemeinsamen Pumpspeicherkapazitäten betragen derzeit bereits 12.000 MW. Auch im kombinierten Stromsystem Österreich-Deutschland zeigt sich, dass die Speicherkapazität der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke ausreicht, um alle Überschüsse aus erneuerbare Energien zu speichern.“ (Markus Groll, FORMAT vom 5.5.2014).

Weitere Quellen:

„Süddeutsche Zeitung“ vom 21.10.2103:

<http://www.sueddeutsche.de/bayern/pumpspeicherkraftwerke-energie-oder-idylle-1.1799440>

„Kleine Zeitung“ vom 6.7.2013:

<http://www.kleinezeitung.at/kaernten/3349721/printShort.do?addchannel=1365>

„Pumpspeicherkraftwerke werden unrentabel“ vom 5.5.2014:

<http://www.format.at/articles/1418/581/374806/pumpspeicherkraftwerke>

Fazit: Auch wenn in Österreich die Stromerzeugung an Photovoltaik- und Windkraftanlagen zunimmt ist der Bedarf an zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken nicht gegeben. Fakt ist, dass einerseits genug Speicherkapazitäten vorhanden sind - das derzeitige Leitungsnetz auch dafür ausreichend ist - und andererseits die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken nicht mehr gegeben ist.

2.6. Kapazitäten und Marktpreise in Deutschland und Österreich

Die APG AG legt dar, dass es auf der Leitung von Salzburg nach Tauern zu Engpassmanagement-Maßnahmen kommt. Die Auslastung und insbesondere das sogenannte Redispatching haben zugenommen. Wobei die Maßnahmen zum Redispatching, welche zur Entlastung von Übertragungsleistungen führen, erst seit dem ersten Quartal 2013 (!) zugenommen haben (Referenz-Bericht I, Seite 49). Bei einer Entwicklung, die erst seit einem Jahr eingesetzt hat, kann daher nicht von einem deutlichen Trend gesprochen werden. Vielmehr kann es sich auch um eine temporäre Erscheinung handeln. Es wird dargelegt (Referenz-Bericht I, Seite 49), dass die Kosten für das Redispatching die Strompreise erhöhen werden. Die Kosten für das Redispatching werden aber nicht explizit genannt. Es ist aber anzunehmen, dass diese Kosten verhältnismäßig niedrig sind und den Bau der 380-kV-Salzburgleitung nicht rechtfertigen. Würden die Kosten für das Redispatching sehr hoch sein dann würden sich zwischen Deutschland und Österreich deutlich unterschiedliche Marktpreise für Strom bilden. Dies ist aber nicht der Fall. Vielmehr sind die Strompreise in Deutschland und Österreich [€/MWh] nahezu ident. Dies wird auch folgerichtig im Bericht dargestellt (Referenz-Bericht I, Seite 63). De Facto handelt es sich bei den Strommärkten in Deutschland und Österreich um einen gemeinsamen Markt mit denselben Preisbildungsmechanismen. Dies ist nur möglich, wenn die Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten ausreichend dimensioniert sind – dies ist folglich der Fall. Von den niedrigen Strompreisen in Deutschland profitiert somit auch unmittelbar die österreichische Industrie. Die von der E-Control erhobenen durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie (Quartalswerte) zeigen die eindeutige Entwicklung sinkender Preise seit 2008. Die Strompreise sind durchschnittlich um 60% seit dem Jahr 2008 gefallen. Seit 2013 sind weder die Strompreise noch die Netzentgelte in Österreich gestiegen. Auch die Netzentgelte sind seit 2011 gefallen – für die Kunden der Netzebene 7 (Haushaltkunden) sind die Entgelte sogar um rund 30% bislang gefallen.



Abbildung: Marktpreisentwicklung für Strom (Quelle: E-Control GmbH)

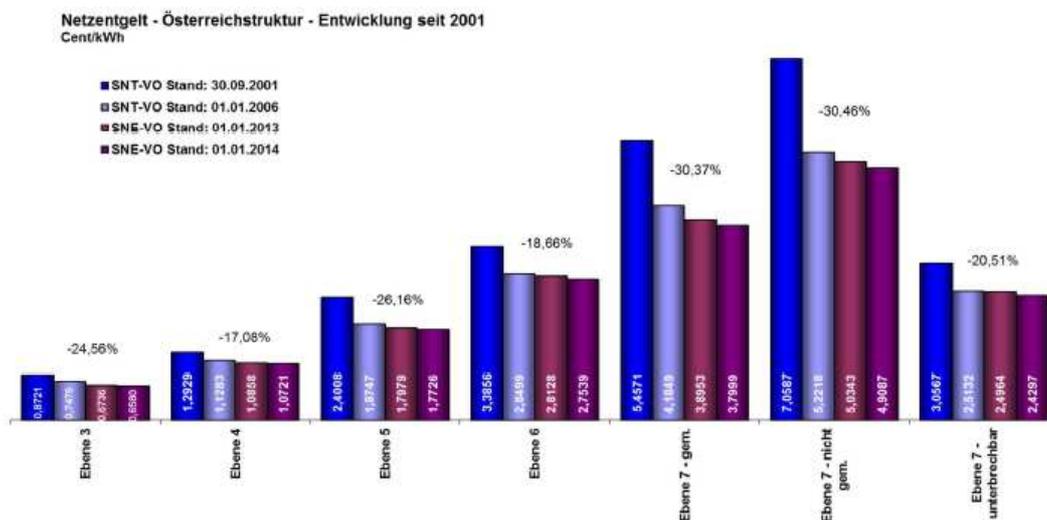


Abbildung: Netzentgelte für Strom (Quelle: E-Control GmbH)

Des Weiteren bestätigt die E-Control in einer Presseausendung vom 3. Juli 2014, dass vor allem der geringe Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt zu höheren Preisen für Regelenergie bzw. Ausgleichsmaßnahmen verantwortlich ist. Konkrete Maßnahmen haben geholfen die Kosten für Regelenergie zu senken: „So spart alleine die seit Ende April wirksame Kooperation mit Deutschland bei der Aktivierung von Sekundärregelreserve pro Woche je nach Umfang bis zu knapp einer Million Euro. Die gemeinsame Beschaffung der Primärregelreserve mit der Schweiz und ein gegenseitiges Anrechnen beim Abruf von Sekundärregelenergie mit Slowenien haben seit deren Start Mitte 2013 einen zweistelligen Millionenbetrag eingespart.“ Weiter ist der Pressemitteilung zu entnehmen: „Für die Zunahme der Kosten für Regelenergie gibt es mehrere Gründe. Zum einen ist der Bedarf an Regelenergie gestiegen, weil sich mehr Windenergie im Netz befindet. Oft weichen zudem die Prognosen der Windstromerzeugung für den nächsten Tag stark von der tatsächlichen Stromerzeugung ab. Ein Kostentreiber ist außerdem der geringe Wettbewerb am Regelenergiemarkt, der dort zu sehr hohen Preisen geführt hat. Niedrigere Preise erhofft sich Graf unter anderem durch neue Anbieter, für die der Eintritt in den Regelenergiemarkt durch gezielte Maßnahmen erleichtert werde.“ In einer weiteren Pressemitteilung vom 4. Juni 2014 wird festgehalten: „Auf Grund der hohen installierten Kraftwerksleistungen sind in Österreich bis 2030 keine Probleme bei der Stromversorgungssicherheit zu erwarten, wie aus einer im Frühjahr fertiggestellten Studie des schwedischen Beratungsunternehmens SWECO im Auftrag mehrerer europäischer Regulatoren, Stromerzeuger und Übertragungsnetzbetreiber hervorgeht.“

Weitere Quellen:

„Marktpreis“: <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/aktueller-marktpreis-gem-par-20-oekostromgesetz>

„Netzentgelt“: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNE-Vergleiche%202014_20131219.pdf

„Pressemitteilung vom 3. Juli 2014“: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/2014_07_03_PA%20Regelenergie%20Kosten_final.pdf

„Pressemitteilung vom 4. Juni 2014“: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/2014_06_04_PA%20Kapazitaetsmaerkte_final_OTs.pdf

Fazit: Zwischen Österreich und Deutschland besteht ein einheitliches Marktgebiet, sodass der Preis für Strom ident ist. Der Strommarkt in Deutschland und Österreich funktioniert somit eindeutig. Die Übertragungskapazitäten sind ausreichend – ansonsten würden sich für Deutschland und Österreich unterschiedliche Marktgebiete mit unterschiedlichen Preisen für Strom bilden. Der Bau der 380-kV-Salzburgleitung wird daher am Strommarkt und in der Stromversorgung nichts ändern und kann daher auch nicht im öffentlichen Interesse sein.

Der Strompreis ist in Österreich seit 2008 um rund 60% gefallen. Die Netzentgelte sind seit 2001 um rund 30% gefallen (Netzebene 7). Österreichweit sind also keine Steigerungen bei den Strom- und Netzpreisen erfolgt, die durch Engpassmanagement- oder Redispatching-Maßnahmen hervorgerufen wurden. Vielmehr stellt die Regulierungsbehörde fest, dass auf dem Strommarkt noch mehr Wettbewerb stattfinden müsste um die notwendige Regenergie bzw. Ausgleichsmaßnahmen günstiger bereitstellen zu können.

2.7. **Energiestrategie Österreich 2020**

Die Energiestrategie Österreich verfolgt vorrangig die Steigerung der Energieeffizienz auf allen Stufen der Bereitstellung und Nutzung von Energie. Der bisherige Trend eines stetig steigenden Energieverbrauchs muss gebrochen werden. Zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie Österreich wurde für das Jahr 2020 die Stabilisierung des Endenergieverbrauchs des Basisjahres 2005 (1.118 PJ; 2008: 1.089 PJ) beschlossen. Der Zielwert für den Endenergieverbrauch in Österreich im Jahr 2020 beträgt somit 1.100 PJ (Energiestrategie Österreich, Seite 9).

Gemäß der österreichischen Energiestrategie steigt der Strombedarf (aus konventioneller und Erneuerbarer Energie) von 205,5 PJ im Jahr 2005 auf 222,8 PJ im Jahr 2020. Dies entspricht 0,5% pro Jahr. Der Zuwachs der Stromproduktion aus Erneuerbaren Quellen wird zu 41 Prozent aus dem Zubau an Wasserkraft und zu 33 Prozent aus dem Zubau an Windkraft getragen. Der übrige Zuwachs kommt größtenteils aus der Verstromung der Energieträger Ablauge und Abfall, Biomasse sowie in geringerem Ausmaß von Photovoltaik-Anlagen (Energiestrategie Österreich, Seite 114). Da heißt lediglich 33% - vom zusätzlichen Zubau an Erneuerbaren Energien - werden durch volatile Energiequellen wie Windkraftanlagen abgedeckt. Der zusätzliche Anteil an „volatilen“ Energiequellen beträgt bis 2020 in Österreich lediglich 3%.

| Die Zahlen der Energiestrategie (in PJ) | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|
| | 2005 | 2008 | 2020 |
| Erdölprodukte | 496,0 | 444,2 | 362,3 |
| Kohle | 24,8 | 24,3 | 27,3 |
| Erdgas | 202,7 | 187,8 | 191,2 |
| Fernwärme | 55,1 | 62,2 | 59,0 |
| Strom konventionell | 57,7 | 44,1 | 42,9 |
| Strom aus Erneuerbarer Energie | 147,8 | 163,0 | 179,9 |
| Fernwärme aus Erneuerbarer Energie | 14,9 | 23,5 | 38,2 |
| Wärme aus Erneuerbarer Energie | 117,0 | 121,6 | 143,4 |
| Biotreibstoffe | 2,3 | 17,9 | 34,0 |
| Summe Erneuerbare Energie | 282,0 | 326,0 | 395,6 |
| Summe Endenergieverbrauch | 1.118,4 | 1.088,5 | 1.078,3 |
| Eigenverbrauch und Verluste Strom/Fernwärme | 37,7 | 43,2 | 36,6 |
| Bruttoendenergieverbrauch * | 1.156,0 | 1.131,8 | 1.114,9 |
| Anteil Erneuerbare Energie am Bruttoendenergieverbrauch | 24,40 % | 28,80 % | 35,48 % |

* Endenergieverbrauch + Eigenverbrauch & Verluste bei Strom und Fernwärme. Berechnungsbasis für den Anteil Erneuerbare Energie gemäß EU-Richtlinie
Quelle: Österreichische Energieagentur

Abbildung: Die Zahlen der Energiestrategie (Quelle: Energiestrategie Österreich, Seite 11)

Weitere Quellen:

„Energiestrategie Österreich“:

http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/longversion/energiestrategie_oesterreich.pdf

Fazit: Um die energiepolitischen Verpflichtungen Österreichs einzuhalten soll der Stromverbrauch bis 2020 lediglich um 0,5% p.a. steigen. Volatile Energiequellen wie Wind- und Photovoltaik-Anlagen haben auch im Jahr 2020 nur einen geringen Anteil an der Stromproduktion in Österreich und erfordern somit nicht den Ausbau der 380-kV-Salzburgleitung.

2.8. Netzentwicklungsplan 2013 und Errichtungsnotwendigkeit

Die geplante 380-kV-Salzburgleitung wurde im Netzentwicklungsplan 2013 aufgenommen (Referenz-Bericht III, Seite 48). Die Erstellung und Genehmigung des Netzentwicklungsplanes erfolgt gemäß den §§ 37 und 38 ElWOG: Demnach ist der Zweck des Netzentwicklungsplanes den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen, alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen sowie einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben. Zu den weiteren Zielen zählen die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität sowie der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans legt der Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung 2009/714/EG und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG zugrunde. Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. In der Begründung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans haben die Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen, die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und die Beseitigung von Netzengpässen anzustreben.

Alle Marktteilnehmer haben dem Übertragungsnetzbetreiber auf dessen schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind.

Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan durch Bescheid. Voraussetzung für die Genehmigung ist der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der

Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind. Die Regulierungsbehörde hat vor Bescheiderlassung Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbewerber durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen. Die Regulierungsbehörde hat insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur zu konsultieren. Die mit der Umsetzung von Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan vorgesehen sind, verbundenen angemessenen Kosten sind, inklusive Vorfinanzierungskosten, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 51 ff anzuerkennen. Die Regulierungsbehörde kann vom Übertragungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

In Hinblick auf die 380-kV-Salzburgleitung und der Errichtungsnotwendigkeit gilt, dass die Voraussetzung für die Genehmigung (im Zuge des Netzentwicklungsplanes) der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt ist.

Es konnte in der bisherigen Analyse aufgezeigt werden, dass sich weder die technische Notwendigkeit – insbesondere deren Angemessenheit – noch die wirtschaftliche Notwendigkeit darstellen lässt. Dennoch wurde die geplante 380-kV-Salzburgleitung in den Netzentwicklungsplan 2013 aufgenommen. Somit darf der Übertragungsnetzbetreiber (APG AG) die Kosten für die Errichtung der Leitung - sofern sie gebaut wird - samt Verzinsung an die Stromkunden weiterwälzen. Für den Netzbetreiber ist dies sodann risikolos, denn er kann die Kosten weiterwälzen auch wenn sich herausstellt, dass die Leitung dauerhaft nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Die Regulierungsbehörde (E-Control GmbH) gewährt auf das eingesetzte Kapital eine Verzinsung von 6,42 % (d.h. 4,72% für Fremdkapital und 8,96% für Eigenkapitalgeber). Eine sichere Verzinsung für eine Infrastruktur die nicht in vollem Umfang benötigt wird.

Ebenso muss hinterfragt werden in welchem Ausmaß Personen der Regulierungsbehörde – welche Infrastrukturmaßnahmen genehmigen (und den Netzbetreibern somit eine hohe Verzinsung für ein Infrastrukturprojekt dauerhaft sichern) in betroffene Unternehmen der Energiewirtschaft wechseln. Zum Beispiel war Thomas Heissenberger in der Abteilung Gas bei der E-Control tätig und wechselte 2007 direkt in den Vorstand der AGGM (zuständig für das Erdgas-Fernleitungsnetz in Österreich). Ein weiterer Wechsel ist jener von Baumgartner-Gabitzer von der Verbund AG direkt zur APG AG. Oder die Bestellung von Barbara Schmidt als ehemalige Mitarbeiterin der E-Control (Leiterin der Schlichtungsstelle) zur Generalsekretärin von Österreichs Energie (Verband aller österreichischen Energieversorger).

Weitere Quellen:

„EIWOG“:

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=2007045>

„E-Control“ Dritte Regulierungsperiode:

<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/themen-archiv/newsletter/dritte%20regulierungsperiode%20strom>

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>

„APA-OTS-Meldung“ vom 28.4.2011:

http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20110428_OT0011/wechsel-im-vorstand-der-agm-austrian-gas-grid-management-ag

„APA-OTS-Meldung“ vom 28.2.2013:

http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20130228_OT0262/fpoe-hofer-verbund-postenschacher-ist-nun-traurige-realitaet

„APA-OTS-Meldung“ vom 15.1.2007:

http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20070115_OT0186/neue-geschaeftsfuehrung-im-veoe-barbara-schmidt-als-generalsekretaerin-bestellt

Fazit: Es konnte in der bisherigen Analyse aufgezeigt werden, dass sich die wirtschaftliche Notwendigkeit nicht schlüssig darstellen lässt. Dennoch wurde die geplante 380-kV-Salzburgleitung in den Netzentwicklungsplan 2013 aufgenommen. Somit darf der Übertragungsnetzbetreiber (APG AG) die Kosten für die Errichtung der Leitung – sofern sie gebaut wird - samt Verzinsung an die Stromkunden weiterwälzen. Für den Netzbetreiber ist dies sodann risikolos, denn er kann die Kosten weiterwälzen auch wenn sich herausstellt, dass die Leitung dauerhaft nicht wirtschaftlich zu betreiben ist.

2.9. Erdkabel

Die geplante 380-kV-Salzburgleitung soll als Freileitungs-System (Mast-System) errichtet werden. Die Alternative als Erdkabel-System entspricht ebenfalls dem Stand der Technik. Hinsichtlich der Zuverlässigkeit sind beide Systeme annähernd als gleichwertig zu betrachten. Eine Vollverkabelung weist mit einem 3er-System (2XS(FL)2Y 3 x 1 x 2.500mm²) etwas niedrigere Leitungsverluste als die Freileitung auf. Die Kosten für eine Vollverkabelung werden mit rund 1,07 Milliarden Euro beziffert. Die Betriebskosten eines Erdkabel-Systems sind im Vergleich zum Freileitungssystem um den Faktor 4 niedriger (KEMA-Studie, 2008). Die Kosten für die geplante 380-kV-Salzburgleitung als Freileitungssystem werden mit rund 650 Millionen Euro beziffert. Gemäß E-Control beträgt die Abschreibungsdauer für Leitungssysteme 50 Jahre. Der Bruttostrombedarf betrug in Österreich im Jahr 2013 rund 84,5 TWh. Somit betragen die Mehrkosten des Erdkabel-Systems – auf die Anschaffungskosten und die Abschreibungsdauer bezogen – je Kilowattstunde 0,0000994 Euro. Für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einem Jahresstrombedarf von 3500 kWh betragen die Zusatzkosten auf Grund des Erdkabel-Systems 35 Cent jährlich. Dieser Betrag ist für einen Haushaltskunden mit einer durchschnittlichen Jahresabrechnung in der Höhe von 700 Euro als vernachlässigbar zu bezeichnen.

Zum Vergleich muss auch erwähnt werden, dass der Anteil der Mehrwertsteuer für einen Haushaltskunden mit einem Jahresstrombedarf von 3500 kWh rund 140 Euro im Jahr beträgt. Der Beitrag zur Förderung von Ökostrom-Anlagen beträgt für einen Haushaltskunden jährlich etwa 53 Euro. Und die vom Gesetzgeber erst 1996 eingeführte Elektrizitätsabgabe in der Höhe von aktuell 1,5 cent/kWh bedeutet eine zusätzliche Belastung von 52,5 Euro jährlich.

Weitere Quellen:

„KEMA-Studie“ vom 27.1.2008:

http://www.salzburg.gv.at/kema_abschluss.pdf

„E-Control“ Steuern:

<http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>

Fazit: Ein Erdkabel anstelle einer 380-kV-Leitung entspricht ebenfalls dem Stand der Technik. Die Zusatzkosten durch ein Erdkabel (Vollverkabelung) sind aber sehr gering je Stromverbraucher. Für Haushaltskunden mit einem Jahresstrombedarf von 3500 kWh entsprechen die zusätzlichen Kosten 35 Cent jährlich bzw. 0,0005% der Stromrechnung.

3. Zusammenfassung

Der Begriff „öffentliches Interesse“ ist ein unbestimmter Rechtsbegriff und wird in den Materiengesetzen nicht näher definiert. Dieser unbestimmte Rechtsbegriff muss daher in Bezug auf das jeweilige Vorhaben mit Leben erfüllt werden. In Zuge von Interessenabwägungen muss der Nachweis geführt werden, dass das Interesse des Gemeinwohls, die vom jeweiligen Gesetz geschützten (ebenfalls öffentlichen und/oder privaten) Interessen überwiegt (Referenz-Bericht II, Seite 102).

Unbestritten ist, dass moderne Industriegesellschaften über eine zuverlässige, wettbewerbsfähige und nachhaltige Energieversorgung verfügen müssen um den Wohlstand der Gesellschaften zu sichern. Aus diesem Grund erfolgt auch der Ausbau der erneuerbaren Energieträger um eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten. Da aber die zahlreichen dezentralen Ökostrom-Anlagen in das Nieder- und Mittelspannungsnetz einspeisen ist der Ausbau der Höchstspannungsnetze nicht zwingend erforderlich. Dies soll im Folgenden nochmals zusammenfassend dargestellt werden.

Im Zuge einer näheren Begriffsbestimmung des „öffentlichen Interesses“ ist eine Präzisierung des Begriffes „nachhaltige Entwicklung“ notwendig. Der Begriff „nachhaltige Entwicklung“ basiert auf dem Brundtland-Bericht „Our Common Future“ der Vereinten Nationen aus dem Jahr 1987 und definiert Nachhaltige Entwicklung als:

„eine Entwicklung, die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen und ihren Lebensstil zu wählen.“

Ziel des Konzeptes ist daher eine Reduktion des Ressourceneinsatzes in der wirtschaftlichen Tätigkeit um die Grenzen des (Öko-)System nicht zu übertreten. Nachhaltige Entwicklung bedeutet in diesen Zusammenhang nicht nur Umweltschutz sondern Schutz der Gesamtheit, damit eine Entwicklung per se möglich ist. Von einer positiven Nachhaltigen Entwicklung kann daher erst gesprochen werden, wenn gleichermaßen die Integration von ökologischen, sozial-gesellschaftlichen und ökonomischen Zielen gewährleistet ist.

Aus der sozial-gesellschaftlichen Perspektive kann festgehalten werden, dass die geplante 380-kV-Salzburgleitung als Freileitungssystem gesellschaftlich nicht umfassend akzeptiert wird. Zahlreiche betroffene Bürger und Bürgerinnen haben sich in einer Bürgerinitiative zusammengeschlossen und verweisen auf der Internetseite auf die höhere gesellschaftliche Akzeptanz und Realisierbarkeit eines Erdkabels (www.ig-erdkabel.at). In diesem Zusammenhang muss auch die jüngste Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland erwähnt werden: Aus energiepolitischer Sicht werden bei Höchstspannungsnetzen vor allem Erdkabel-Systeme der Vorrang gegenüber Freileitungs-Systemen eingeräumt um die gesellschaftliche Akzeptanz bei der Errichtung von neuen Stromübertragungssystemen zu sichern. „Die Bundesregierung ist offenbar für eine Neujustierung der Planung offen, zumindest in der Hinsicht, dass sie vermehrt Erdkabel anstelle von Freileitungen

zulassen will – getragen von der Hoffnung, damit den Widerstand der Bürger eindämmen zu können.“ (TAZ, 31.7.2014, <http://www.taz.de/!143337/>)

Aus ökologischer Sicht ist ein Freileitungssystem nicht umfassend besser als ein Erdkabel-System. Aus technischer Sicht wurde bereits festgestellt („KEMA“-Studie, 2008), dass ein Erdkabel dem Stand der Technik entspricht - ebenfalls dieselbe Zuverlässigkeit wie ein Freileitungs-System aufweist - und auch niedrigere Energieverluste aufweist. Des Weiteren ist aus Sicht des Naturschutzes ein Erdkabel auch die nachhaltigere Variante, da das Landschaftsbild nicht umfassend beeinträchtigt wird wie bei einem Masten-System wie der geplanten 380-kV-Salzburgleitung.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist festzuhalten, dass ein Freileitungssystem günstiger ist. Die Zusatzkosten für ein Erdkabel-System sind aber marginal. Die Kosten werden auf alle Stromverbraucher in Österreich umgelegt. Wie bereits dargelegt, entsprechen die zusätzlichen Kosten lediglich 0,0005% der Stromrechnung. Somit kann festgehalten werden, dass die Alternative eines Erdkabel-System wirtschaftlich vertretbar ist.

Somit kann festgehalten werden, dass die geplante 380-kV-Salzburgleitung als Freileitungs-System nicht einer „nachhaltigen Entwicklung“ entspricht. Demnach kann auch kein öffentliches Interesse für die 380-kV-Salzburgleitung als Freileitungs-System abgeleitet werden.

Vielfach wird der Begriff „öffentliches Interesse“ mit der „Versorgungssicherheit der Bevölkerung mit Energie“ begründet (Referenz-Bericht II, Seite 103 und 106). Diese Begründung muss aber zweigeteilt betrachtet werden: Zum einen stimmt es, dass die Bevölkerung mit Energie versorgt werden soll, aber die Versorgung kann auch dezentral erfolgen und zudem kann die Versorgungssicherheit auch dann gewährleistet werden, wenn der Netzbetreiber Ausgleichsmaßnahmen trifft oder die Einspeiseleistung von Ökostromanlagen kurzfristig reduziert. Es muss festgehalten werden, dass Versorgungssicherheit nicht gleichzusetzen ist mit „mehr Leitungen“.

Es ist festzuhalten, dass es sich bei Interessenabwägungen nach dem VwGH um eine Wertentscheidung handelt, weil die konkurrierenden Interessen meist nicht berechenbar und damit an Hand zahlenmäßiger Größen nicht konkret vergleichbar sind (Referenz-Bericht II, Seite 113).

Auch wenn ein Erdkabel-System eine nachhaltigere Variante ist als ein Freileitungs-System, bedeutet es nicht automatisch, dass die Leitung energiewirtschaftlich notwendig ist. Im Sinne weiterer Interessensabwägungen kann zusammenfassend festgehalten werden, dass:

Die Kosten der 380-kV-Salzburgleitung in Höhe von mindestens 650 Millionen Euro in keinem Verhältnis stehen, nur um den Ökostromanteil in Österreich um lediglich 5% bis zum Jahr 2030 zu heben. Im Bundesland Salzburg liegt der Ökostromanteil bereits seit 2012 bei rund 95%. Für den weiteren Ausbau von Ökostromanlagen bedarf es in Salzburg und Österreich daher nicht der 380-kV-Salzburgleitung.

In Österreich bedarf es zudem klarer Vorschriften wie Ökostromanlagen einen Beitrag zur Netzstabilität leisten können. Es ist in vielen Fällen wirtschaftlicher die Einspeiseleistung von Ökostromanlagen temporär zu reduzieren um die Netzstabilität zu gewährleisten. Es bedarf somit einer gesetzlichen Präzisierung wann ein Ausbau von Leitungen stattfinden soll und wie hoch die

Kosten für Ausgleichsmaßnahmen bei Engpassmanagementmaßnahmen sein dürfen bzw. wann die Betreiber von Ökostromanlagen mit einer Reduktion der Einspeiseleistung rechnen müssen. Ein uneingeschränkter Ausbau des Stromnetzes ignoriert das Potenzial von Ökostromanlagen das Netz durch eine temporäre Reduktion der Einspeiseleistung zu entlasten. Entsprechende Normen/Regelungen sind in Deutschland etabliert und können jederzeit in Österreich übernommen werden.

Die Anerkennung von Infrastrukturprojekten als europäisches „Project of Common Interest“ heißt nicht automatisch, dass es sich um Projekte im öffentlichen Interesse handelt. Dies gilt auch und insbesondere für die geplante 380-kV-Salzburgleitung. Die durch das Bundesland Salzburg geplante Tauerngasleitung - welche energiewirtschaftlich nicht notwendig ist – hatte auch den PCI-Status. Anfang 2014 hat die Salzburg AG (bzw. die zuständige Projektierungsgesellschaft) bekannt gegeben, dass die Tauerngasleitung nicht gebaut wird – da sie energiewirtschaftlich nicht notwendig ist.

Die marginal geringeren Leitungsverluste auf der geplanten 380-kV-Salzburgleitung (im Vergleich zum bestehenden Leitungs-System) rechtfertigen aus wirtschaftlicher Sicht nicht den Bau der Leitung. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die Leitungsverluste eines Erdkabels geringer sind als bei der geplanten 380-kV-Salzburgleitung als Freileitungs-System.

Die österreichische Energiewirtschaft postuliert, dass Österreich die notwendige „grüne Batterie“ sei um Strom aus deutschen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (in österreichischen Pumpspeicherkraftwerken) zu speichern. Österreich befindet sich aber vielmehr in Konkurrenz zu anderen Ländern wie der Schweiz und Norwegen, die ebenfalls über Stromspeicherkapazitäten verfügen. Die Bundesrepublik Deutschland orientiert sich mittelfristig Richtung Norwegen um „überschüssigen“ Strom aus Windkraft-Anlagen zu speichern. Die Kapazitäten, die durch den Ausbau der 380-kV-Salzburgleitung verfügbar wären, werden dann nicht im vollen Umfang benötigt.

Auch wenn in Österreich die Stromerzeugung an Photovoltaik- und Windkraftanlagen zunimmt ist der Bedarf an zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken nicht gegeben. Fakt ist, dass einerseits genug Speicherkapazitäten vorhanden sind - das derzeitige Leitungsnetz auch dafür ausreichend ist - und andererseits die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken nicht mehr gegeben ist.

Üblicherweise besteht das Höchstspannungsnetz aus 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen in Europa. In den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union gibt es keine reinen 220-kV- oder 380-kV-Leistungssysteme. Die Höchstspannungsebene besteht immer aus einem - auch historisch bedingten – „Mix“ von 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen. Auch in Österreich besteht das Höchstspannungsnetz aus 220-kV- sowie 380-kV-Leitungen. Daher gibt es die „Ringstruktur“ in Österreich bereits seit langem auf der Höchstspannungsebene. Die 380-kV-Salzburgleitung ist in diesem Sinne eine weitere Ersatzleitung im europäischen Übertragungsnetz. Ein öffentliches Interesse für eine redundante Leitung ist zu hinterfragen bzw. nicht zu rechtfertigen - ansonsten wäre per se jede weitere Stromleitung im Höchstspannungsnetz eine Leitung im öffentlichen Interesse. Aus diesem Grund wird die 220-kV-Leitung auf deutscher Seite (ab Knoten St-Peter) auch derzeit nicht auf eine 380-kV-Leitung umgerüstet.

Zwischen Österreich und Deutschland besteht ein einheitliches Marktgebiet, sodass der Preis für Strom ident ist. Der Strommarkt in Deutschland und Österreich funktioniert somit eindeutig. Die Übertragungskapazitäten sind ausreichend – ansonsten würden sich für Deutschland und Österreich unterschiedliche Marktgebiete mit unterschiedlichen Preisen für Strom bilden.

Der Strompreis ist in Österreich seit 2008 um rund 60% gefallen. Die Netzentgelte sind seit 2001 um rund 30% gefallen (Netzebene 7). Österreichweit sind also keine Steigerungen bei den Strom- und Netzpreisen erfolgt, die durch Engpassmanagement- oder Redispatching-Maßnahmen hervorgerufen wurden aufgrund zu geringer Leitungskapazitäten. Vielmehr stellt die Regulierungsbehörde fest, dass auf dem Strommarkt noch mehr Wettbewerb stattfinden müsste um die notwendige Regelenergie bzw. Ausgleichsmaßnahmen günstiger bereitstellen zu können.

Um die energiepolitischen Verpflichtungen Österreichs einzuhalten soll der Stromverbrauch bis 2020 lediglich um 0,5% p.a. steigen. Volatile Energiequellen wie Wind- und Photovoltaik-Anlagen haben auch im Jahr 2020 nur einen geringen Anteil an der Stromproduktion in Österreich und erfordern somit nicht den Ausbau der 380-kV-Salzburgleitung.

Ein Erdkabel anstelle einer 380-kV-Leitung entspricht ebenfalls dem Stand der Technik. Die Zusatzkosten durch ein Erdkabel (Vollverkabelung) sind aber sehr gering je Stromverbraucher. Für Haushaltskunden mit einem Jahresstrombedarf von 3500 kWh entsprechen die zusätzlichen Kosten 35 Cent jährlich bzw. 0,0005% der Stromrechnung.

Es konnte in der bisherigen Analyse aufgezeigt werden, dass sich die wirtschaftliche Notwendigkeit nicht schlüssig darstellen lässt. Dennoch wurde die geplante 380-kV-Salzburgleitung in den Netzentwicklungsplan 2013 aufgenommen. Somit darf der Übertragungsnetzbetreiber (APG AG) die Kosten für die Errichtung der Leitung – sofern sie gebaut wird - samt Verzinsung an die Stromkunden weiterwälzen. Für den Netzbetreiber ist dies sodann risikolos, denn er kann die Kosten weiterwälzen auch wenn sich herausstellt, dass die Leitung dauerhaft nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Die Regulierungsbehörde (E-Control GmbH) gewährt auf das eingesetzte Kapital eine Verzinsung von 6,42 % (d.h. 4,72% für Fremdkapital und 8,96% für Eigenkapitalgeber). Eine sichere Verzinsung für eine Infrastruktur die nicht in vollem Umfang benötigt wird. Dies stellt mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit den einzigen wirtschaftlichen Grund dar warum diese Leitung gebaut werden soll. Betrachtend man noch die Tatsache, dass die APG AG über die Verbund AG in Mehrheitsbesitz der Republik Österreich ist, dann stellt die Umwälzung der Kosten einer nicht umfassend benötigten Leitung (samt Verzinsung!) im Grunde eine „versteckte“ Steuer dar.

Es kann festgehalten werden, dass die geplante 380-kV-Salzburgleitung nicht im öffentlichen Interesse sein kann, da Sie aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht notwendig ist. Darüber hinaus ist aus den dargelegten Argumenten abzuleiten, dass auf Grund des fehlenden öffentlichen Interesses keine Zwangsdienstbarkeiten oder Zwangsrechte nach dem Eisenbahnteilnehmungsgesetz oder dem Starkstromwegesetz ausgesprochen werden können.