

**Begutachtung eines Vergleichs von
Leitungsbauvarianten des
Energieversorgers EOS**

Kurzgutachten für

Bundesamt für Energie

3003 Bern

03.02.2009

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich

Auf dem Wollerscheid 15
D-52152 Simmerath-Lammersdorf

CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzung	1
2	Sachstand	2
3	Technische Ausführung der Varianten	5
3.1	Verlegung	5
3.2	Ausführung der Drehstrom-Kabelvariante	6
3.3	Ausführung der HVDC-Varianten	8
3.4	Abwägung der verschiedenen Verkabelungsvarianten	9
4	Plausibilisierung der Kostenansätze	11
4.1	Verwendete Kostenrechnungsmethode	11
4.2	Kosten der Freileitungsvariante	12
4.3	Kosten des Kabeltunnels	13
4.4	Kosten der Drehstromkabelvariante	13
4.5	Kosten der HVDC-Varianten	14
5	Zusammenfassende Beurteilung	16
	Literatur	17

1 Hintergrund und Zielsetzung

Der Energieversorger EOS plant derzeit die Errichtung einer neuen 380/220-kV-Leitung zwischen den Stationen Chamoson und Chippis. Die Leitung ist Bestandteil des strategischen Übertragungsnetzes (50 Hz) der Schweiz [1]. Ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit ist somit eindeutig bestätigt.

Im Zuge des Genehmigungsverfahrens für die Leitung sind allerdings Forderungen nach einer Verkabelung erhoben worden. In diesem Zusammenhang hat EOS als planungsverantwortlicher Netzbetreiber auf Basis von Angeboten der Firmen ABB Schweiz, Nivalp und Montani-Schoop sowie Südkabel (Übertragung von Kostenansätzen aus einem Angebot für die Verkabelung des Projekts Phynwald) einen Kostenvergleich der Ausführung der Leitung Chamoson-Chippis als Freileitung und in verschiedenen Verkabelungsvarianten durchgeführt.

Um die Aussagekraft dieses Kostenvergleichs abzusichern, hat das Bundesamt für Energie (BFE) uns, Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich und CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, beauftragt, die technische Ausführung der verschiedenen von EOS betrachteten Verkabelungsvarianten zu überprüfen und die angesetzten Kosten zu plausibilisieren.

Die Ergebnisse unserer Untersuchung sind in vorliegendem Kurzgutachten dokumentiert. Wir haben unseren technischen Prüfungen den Stand der Technik zugrunde gelegt und basieren unsere Aussagen zu anzusetzenden Kosten auf veröffentlichten Gutachten und Studien, Erfahrungswerten aus unserer langjährigen Beratungspraxis zu Fragen der Planung von Übertragungsnetzen sowie Herstellerinformationen. Letztere basieren auf konkreten Rückfragen im Rahmen der Erarbeitung dieses Kurzgutachtens, jedoch ohne Nennung des konkreten Projekts.

Im Folgenden stellen wir zunächst den Sachstand und die von EOS betrachteten Varianten kurz vor (Abschnitt 2), prüfen dann die technische Angemessenheit (Abschnitt 3) und schließlich die Plausibilität der Kostenansätze (Abschnitt 4).

Unsere Erkenntnisse fassen wir in Abschnitt 5 kurz zusammen.

2 Sachstand

Die geplante Leitung Chamoson-Chippis soll eine bestehende 220-kV-Leitung ersetzen. Auf einem Mehrfachgestänge sollen Stromkreise verschiedener Spannungsebenen gebündelt werden, darunter

- 2 Stromkreise 380 kV, davon einer zunächst mit 220 kV betrieben,
- 1 Stromkreis 220 kV,
- 1 Stromkreis 65 kV (Abschnitt Chamoson-Aproz) und
- 2 Bahn-Stromkreise der SBB 132 kV (Abschnitt Chamoson – St-Leonard).

Der 220-kV-Stromkreis soll in die bestehende 220/125-kV-Umspannstation Chandoline am Rand der Stadt Sitten eingeschleift werden.

Die Länge der geplanten Freileitungstrasse beträgt ausweislich [1] 27,5 km. Für die Einschleifung der Station Chandoline ist zusätzlich eine 220-kV-Doppelleitung mit einer Länge von 0,75 km notwendig.

Im Rahmen des hier zu begutachtenden Kostenvergleichs hat EOS durch die Firma Nivalp eine geeignete Kabeltrasse identifizieren lassen. Die vorgeschlagene Trasse sieht drei Querungen der Rhone vor und hat eine Gesamtlänge von ca. 30 km. Die Station Chandoline liegt direkt an der Trasse, so dass deren Einschleifung keine zusätzlichen Leitungsführungen erfordert.

Die Verlegung sämtlicher betrachteter Verkabelungsvarianten ist in zwei parallel in einem Abstand von 2 m geführten begehbaren und zwangsbelüfteten Betonkanälen (Querschnitt 2 m x 2 m) vorgesehen.

Bei der Erstellung des Kostenvergleichs wurde der 65-kV-Stromkreis nicht betrachtet. Die 132-kV-Bahnstromkreise, die auf einer Länge von 20 km auf gleicher Trasse wie die neue EOS-Leitung laufen sollen, werden auch in den betrachteten Verkabelungsvarianten weiterhin als Freileitung ausgeführt.

Für eine mögliche Verkabelung wurden drei unterschiedliche Varianten untersucht: Diese umfassen

- die Ausführung als Drehstromkabelverbindung und
- die Ausführung als Gleichstromkabelverbindung in den Varianten

- Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HVDC) mit Stromzwischenkreis (LCC HVDC, HVDC classic) und
- Hochspannungsgleichstrom-Übertragung mit Spannungszwischenkreis (VSC HVDC, HVDC light).

Für alle Verkabelungsvarianten wurden eine identische Funktionalität und Verfügbarkeit wie für die Ausführung als Drehstromfreileitung gefordert.

Dementsprechend schlägt EOS folgende Konfigurationen für die untersuchten Varianten vor:

- Für die Variante Drehstromkabel werden statt zweier 380-kV-Freileitungsstromkreise vier Drehstromkabelsysteme des Typs XLPE 1400 mm² verwendet. Der 220-kV-Freileitungsstromkreis wird durch ein Kabelsystem 220 kV AC PEX ABB substituiert.
- In der Variante LCC HVDC wird die LCC-Technologie nur zum Ersatz der 380-kV-Leitungen verwendet. Hierfür sind 2 Systeme mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2000 MVA notwendig. Die Funktion der 220-kV-Freileitung wird durch ein zusätzliches HVDC-System mit einer Übertragungsleistung von 1000 MVA in VSC-Technologie übernommen, wobei die Einschleifung der Station Chandoline dort die Errichtung zweier zusätzlicher Konverter notwendig macht. Insgesamt wird in dieser Variante für Konverter ein Flächenbedarf von ca. 225.000 m² veranschlagt.
- In der Variante VSC HVDC werden fünf Systeme mit VSC-Technologie und einer Übertragungsleistung von jeweils 1000 MVA verwendet. Die Einschleifung der Station Chandoline erfordert auch in dieser Variante die Errichtung zweier zusätzlicher Konverter. Der veranschlagte Flächenbedarf für Konverter beläuft sich auf insgesamt ca. 145.000 m².

Basierend auf einer Schätzung der Errichtungskosten für die ursprünglich geplante Freileitungsvariante von 70 Mio. CHF hat EOS Kostenfaktoren für die drei untersuchten Verkabelungsvarianten abgeleitet.

- Die Variante Drehstromkabel wird mit einem Kostenfaktor 11 bewertet (Errichtungskosten 11 mal höher als bei Freileitungsvariante).
- Für LCC HVDC wird ein Faktor von 41 angegeben.
- Für VSC HVDC beträgt der angegebene Kostenfaktor 43.

Die Kosten des 65-kV-Stromkreises sind dabei außer Acht gelassen. Für die im Falle einer Verkabelung notwendige separate Bahnstromdoppelfreileitung werden Kosten von 8 Mio. CHF angesetzt.

3 Technische Ausführung der Varianten

Im Folgenden beurteilen wir anhand der uns vorliegenden Informationen die technische Angemessenheit der vorgeschlagenen Verkabelungsvarianten. Zur genauen Ausführung der einzelnen Varianten stützen wir uns, soweit nicht explizit anders erwähnt, auf die tabellarische Aufstellung (Configuration finale) in Annexe 1 zum von EOS vorgelegten Kostenvergleich.

3.1 Verlegung

EOS schlägt für die betrachteten Verkabelungsvarianten eine Verlegung in zwei begehbaren Betonkanälen (Tunnel) vor. Eine ähnliche Konfiguration wurde z. B. für die Verlegung von zwei 12,8 km langen Kabelsystemen am Flughafen Madrid (zwei Systeme in einem Tunnel) verwendet.

Alternativ zur Verlegung im Tunnel ist bei Höchstspannungskabeln grundsätzlich auch eine Verlegung in Erde möglich und kann angesichts realisierter Projekte in Dänemark (Kopenhagen, Jütland) und Italien (Mailand) auch als Stand der Technik gelten.

Eine Verlegung in Erde ist dabei günstiger als eine Verlegung im Tunnel. [2] nennt für den Abschnitt Tauern-Salzach der Salzburgleitung, für den ebenfalls eine Verkabelung diskutiert wird, ein Kostenverhältnis der Verlegekosten in Erde bezogen auf Verlegung in einem Kabeltunnel von ca. 55%.

Neben den niedrigeren Kosten der notwendigen baulichen Maßnahmen ist dabei auch zu berücksichtigen, dass bei Verlegung in Erde die notwendige Wärmeabfuhr über das Erdreich möglich ist, während eine Verlegung im Tunnel eine Zwangsbelüftung bzw. Kühlung erfordert.

Allerdings bestehen bei Verlegung in Erde aus betrieblicher Sicht nicht zu vernachlässigende Nachteile, da der direkte Zugang zu den verlegten Kabeln, anders als bei begehbaren Kabeltunneln, nicht möglich ist. Dies erschwert evtl. notwendige Wartungsarbeiten und insbesondere die Detektion und Behebung von Störungen. EOS hat uns in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass die Verbindung Chamoson-Chippis als einzige direkte Verbindung mit dem 380-kV-System der Restschweiz eine zentrale Funktion für die Sicherheit des eigenen Übertragungsnetzes hat und dementsprechend hohe Verfügbarkeitsanforderungen bestehen. Diese Verfügbarkeitsanforderungen und die hieraus resultierende Notwendigkeit zum Schutz

vor äußeren Einflüssen einerseits und zur Sicherstellung kurzer Zugangszeiten andererseits haben dazu geführt, dass eine Verlegung in Erde nicht weiter betrachtet wurde.

Weiterhin hat uns BFE nach Rücksprache mit dem eidgenössischen Starkstrominspektorat bestätigt, dass eine Verlegung von Kabeln höherer Spannungsebenen in Kabeltunneln in der Schweiz als Standardlösung anzusehen ist.

Die Ausführung mit zwei getrennten Kabelkanälen scheint zur Minimierung gegenseitiger Beeinflussungen (z. B. durch Abwärme) und zur Ermöglichung eines zumindest teilweise unabhängigen Betriebs der verschiedenen Leitungssysteme (z. B. im Fall von Wartungsarbeiten oder eines Brandes) sinnvoll.

Die vorgeschlagene Verlegung in einem Kabeltunnel ist somit als den Anforderungen entsprechend einzustufen, zumal die immer noch geringe Zahl weltweit installierter Höchstspannungskabel und die geringe Betriebserfahrung keinen Rückschluss zulassen, welche der diskutierten Verlegungsvarianten (Tunnel, Erde) sich über die Nutzungsdauer eines Kabels als vorteilhaft erweist.

3.2 Ausführung der Drehstrom-Kabelvariante

220-kV-System

Für die 220-kV-Ebene wird ausweislich des Kostenvergleichs von EOS eine Übertragungsleistung (nicht (n-1)-sicher) von 1000 MVA gefordert. In den uns zur Verfügung gestellten Unterlagen wird eine Realisierung mit 3 ABB-PEX-Einleiterkabeln vorgeschlagen. Grundsätzlich erscheint eine solche einsystemige Ausführung mit 220-kV-Kabel für eine geforderte Übertragungsleistung von 1000 MVA zumindest dann unterdimensioniert, wenn diese Übertragungsleistung dauerhaft erbracht werden soll [3].

Auf Nachfrage hat EOS uns nach Rücksprache mit ABB mitgeteilt, dass die Dauerstrombelastbarkeit des veranschlagten Kabeltyps mit einem Querschnitt von 2500 mm² bei 1875 A liegt. Für einen Dauerübertragungsleistung von 1000 MVA (entsprechend ca. 2600 A) wäre deshalb eine zweisystemige Ausführung erforderlich. Eine solche würde die Kosten der Drehstromverkabelung jedoch stark ansteigen lassen.

Es ist allerdings zu bedenken, dass die Dauerübertragungsleistung des im Referenzfall vorgesehenen 220-kV-Freileitungssystems einen Wert von 1000 MVA ebenfalls nicht erreicht, sondern für typische Leiterseile (z. B. 2 x 265/35 mm²) eher im Bereich von 500 MVA liegt.

Für eine der Freileitungsvariante systemtechnisch äquivalente Verkabelungslösung ist somit die in den Unterlagen geforderte Übertragungsleistung evtl. unnötig hoch angesetzt.

In Summe erscheint eine einsystemige 220-kV-Verkabelung einem typischen 220-kV-Freileitungssystem mit Blick auf die übertragbare Leistung weitgehend äquivalent.

Bzgl. der Sicherheit der Versorgung ist zu bedenken, dass Kabelsysteme – unabhängig von der Häufigkeit von Betriebsmittelausfällen, die abhängig z. B. von der Trassenführung und Verlegung höher oder niedriger als bei Freileitungen sein kann – im Falle einer Störung typischerweise deutlich größere Reparaturzeiten aufweisen als Freileitungen. Damit steigt die Wahrscheinlichkeit, dass zwei Fehlerereignisse gleichzeitig auftreten. Mit Blick auf die hier betrachtete Netzkonfiguration führt das gegenüber der Freileitungsvariante zu einem höheren Risiko für die in den 220-kV-Stromkreis Chamoson-Chippis eingeschleifte Station Chandoline, von einer länger anhaltenden Versorgungsunterbrechung betroffen zu sein.

380-kV-Systeme

Entsprechend den uns vorliegenden Unterlagen wird für die 380-kV-Kabel eine Übertragungsleistung von 2x2000 MVA gefordert. Dies entspricht ungefähr der Übertragungsleistung der in der Freileitungsvariante vorgesehenen Ausführung mit zwei 380-kV-Freileitungssystemen.

Zur Umsetzung wird die Errichtung vier paralleler Kabelsysteme mit einem Leiterquerschnitt von 1400 mm² vorgeschlagen. Diese Konfiguration erscheint uns unter Beachtung der Übertragungs- wie Verfügbarkeitsanforderungen angemessen. In [2] wird detailliert ausgeführt, dass nur eine viersystemige Verkabelung eine technisch äquivalente Lösung zu einer 380-kV-Doppelfreileitung darstellt. Sie bietet darüber hinaus genügend Redundanz, um trotz der hohen Reparaturdauer von Kabeln ein sehr hohes Sicherheits- und Zuverlässigkeitsniveau zu garantieren und damit die Verfügbarkeitsanforderungen von EOS zu erfüllen.

In den Überlegungen der EOS wird auf die evtl. notwendige Blindleistungskompensation nicht weiter eingegangen. EOS hat uns jedoch mitgeteilt, dass eine solche Kompensation auf jeden Fall nur in den Stationen Chamoson oder Chippis, nicht aber im Verlauf der Kabelstrecke erfolgen müsse und nur sehr begrenzte Zusatzkosten verursache.

3.3 Ausführung der HVDC-Varianten

Da die beiden HVDC-Varianten sich bzgl. der systemtechnischen Auslegung nicht grundsätzlich unterscheiden, wird ihre technische Angemessenheit hier gemeinsam diskutiert.

Die verwendeten Komponenten entsprechen dabei bzgl. ihrer Übertragungsfähigkeit exakt den definierten und oben bereits erwähnten Anforderungen (2x2000 MVA + 1000 MVA).

Da die Leistung der Konverter für die HVDC-Varianten der wesentliche Kostentreiber ist, steht sie im Mittelpunkt unserer nachfolgenden Überlegungen.

- Wir hatten in Abschnitt 3.2 bereits diskutiert, dass uns die geforderte Übertragungsleistung für den Ersatz des geplanten 220-kV-Freileitungsstromkreises mit 1000 MVA sehr hoch angesetzt erscheint. In den uns vorliegenden Unterlagen geht dieser Wert jedoch direkt in die Bemessung und Kostenschätzung für die Konverterleistung ein. Hier wäre aus unserer Sicht der Ansatz von 1000 MVA gesondert zu begründen bzw. ggf. die Kostenschätzung anzupassen.
- Bzgl. der Substitution der geplanten 380-kV-Freileitungsstromkreise durch HVDC-Kabel wurde nach Aussagen von EOS ausschließlich eine vergleichbare Übertragungsleistung als Auslegungskriterium herangezogen. Die spezielle Eigenschaft einer HVDC-Verbindung, den über diese Verbindung laufenden Lastfluss, anders als bei Drehstromleitungen, exakt steuern zu können, wurde dabei nicht berücksichtigt. Evtl. könnte eine geschickte Ausnutzung dieser Eigenschaft jedoch dazu führen, dass die Dimensionierung des Gesamtsystems bei äquivalenter Funktionalität kleiner gewählt werden kann als bei den betrachteten Drehstromvarianten¹. Ob und in welchem Umfang dies zutrifft, kann jedoch nur im Rahmen ausführlicher netzplanerischer Untersuchungen geprüft werden und war nicht Gegenstand dieses Kurzgutachtens.

In Summe könnte sich somit für die betrachteten HVDC-Varianten eine leicht geringere Dimensionierung, insbesondere bei der Konverterleistung, als möglich herausstellen. Eine

¹ Denkbar wäre evtl. z. B. eine Beibehaltung der Zahl der Kabelsysteme bei gleichzeitiger Reduktion der Konverterleistung. Bei der Auslegung wäre auch zu berücksichtigen, ob Störungen typischerweise zu einem vollständigen Ausfall der Konverter führen oder ggf. nur eine Reduktion der übertragenen Leistung erfordern.

exakte Prüfung würde aber eine wesentlich detailliertere Datengrundlage erfordern. Darüber hinaus ist auch bei Berücksichtigung evtl. möglicher Dimensionierungsanpassungen keine grundsätzliche Veränderung der Kostenrelationen zu den anderen betrachteten Varianten Freileitung und Drehstromkabel zu erwarten.

3.4 Abwägung der verschiedenen Verkabelungsvarianten

Die uns zur Verfügung gestellte Kostenschätzung der EOS basiert, wie erwähnt, größtenteils auf einem von ABB erarbeiteten technischen Konzept und Angebot. Insbesondere ist der Konzeptvorschlag der ABB beigelegt. ABB schlägt darin vor, „die 380 kV-Freileitung durch eine HVDC Gleichstromverkabelung und die 220 kV-Freileitung durch eine verkabelte Wechselstromverbindung (AC) oder eine HVDC Gleichstromverbindung zu ersetzen“.

Dieser Schlussfolgerung schließen wir uns nicht an. Im Falle einer Verkabelung erscheint ein Ersatz der diskutierten Freileitungen durch 380-kV- wie 220-kV-Drehstromkabel entsprechend dem in Abschnitt 3.2 diskutierten Konzept präferiert.

Hierfür sprechen mehrere Gründe:

- HVDC-Lösungen haben durch die am Anfang und Ende einer Verbindung notwendige AC/DC-Konvertierung² sehr hohe längenunabhängige Fixkosten.
- Diese werden bei sehr langen Verbindungen durch die niedrigeren Verluste und geringeren spezifischen Kosten im Vergleich zu Drehstromkabeln und die entfallende Notwendigkeit für Kompensationseinrichtungen relativiert.
- Im hier betrachteten Fall ist die Übertragungsentfernung mit 30 km jedoch so niedrig, dass auch für die Drehstromkabelvariante eine Zwischenkompensation nicht notwendig ist. Eine Errichtung als Drehstromkabel erscheint problemlos möglich. Gleichzeitig wirken sich die Unterschiede bei den Kabelkosten nicht so stark aus, dass die Mehrkosten der AC/DC-Konvertierung zu einem relevanten Anteil kompensiert würden.

² Im vorliegenden Fall entsteht durch die geforderte Einschleifung der Station Chandoline sogar noch die Notwendigkeit einer zusätzlichen Konverterstation im Verlauf der Leitung.

- Mögliche weitere systemtechnische Vorteile von HVDC-Verbindungen wie die Steuerbarkeit des Lastflusses sind im betrachteten Fall, zumindest ausweislich der uns vorliegenden Unterlagen, nicht relevant.
- Drehstromkabel können mittlerweile auch für die 380-kV-Ebene trotz ihrer noch relativ geringen Verbreitung als Stand der Technik gelten. Hingegen gibt es für die Variante VSC HVDC noch keine Betriebserfahrung mit Systemen der hier vorgeschlagenen Übertragungsleistung von jeweils 1000 MVA.

Somit erkennen wir bei geforderter Verkabelung keine Gründe, die im Fall der Leitung Chamson-Chippis für eine HVDC-Verbindung und gegen eine Ausführung als Drehstromkabel sprechen.

4 Plausibilisierung der Kostenansätze

Im folgenden Abschnitt sollen – unabhängig von der zuvor diskutierten technischen Angemessenheit der vorgeschlagenen Lösungen – die zugrunde gelegten Kostenansätze auf ihre Plausibilität überprüft werden. Wir stützen uns dabei sowohl auf bei uns vorliegende Erfahrungswerte als auch auf einzelne Nachfragen bei Spezialisten und Herstellern. Bzgl. der Kosten der einzelnen Varianten basieren unsere Überlegungen, soweit nicht explizit anders erwähnt, auf der tabellarischen Aufstellung (Configuration finale) in Annexe 1 zum von EOS vorgelegten Kostenvergleich³.

4.1 Verwendete Kostenrechnungsmethode

Bevor wir im Folgenden auf die spezifischen Kosten der einzelnen betrachteten Varianten detailliert eingehen, ist kurz die verwendete Kostenrechnungsmethode zu diskutieren.

Der von EOS angestellte Kostenvergleich betrifft ausschließlich die Investitionskosten der untersuchten Varianten. Üblicherweise werden jedoch in der Investitionsrechnung die annuitätische Kostenrechnung oder die Barwertmethode verwendet, bei der sämtliche über die Nutzungsdauer eines Betriebsmittels anfallenden Kosten unter Berücksichtigung von Zinseffekten vergleichbar gemacht werden. Im Verhältnis zum hier durchgeführten Investitionskostenvergleich sind folgende Effekte zu erwarten:

- Ein reiner Investitionskostenvergleich berücksichtigt nicht, dass die technischen Nutzungsdauern der verschiedenen untersuchten Varianten evtl. sehr unterschiedlich sein können. Basierend auf gesammelten Betriebserfahrungen kann die Nutzungsdauer eines Freileitungsgestänges mit ca. 70-80 Jahren abgeschätzt werden. Dabei wird nach ca. 40 Jahren evtl. eine Neubeseilung notwendig, deren Kosten aber im Verhältnis zu den Kosten des Gesamtsystems aus Gestänge, Beseilung und Hilfseinrichtungen als gering einzustufen sind. Für Höchstspannungskabel liegen hingegen noch keine ausreichend abgesicherten statistischen Daten zur technischen Nutzungsdauer vor. Allgemein wird jedoch mit im Vergleich zu Freileitungen deutlich niedrigeren Nutzungsdauern im Bereich von ca. 40

³ Die dort genannten Zahlen weisen teilweise leicht von anderen im Text genannten Zahlen ab.

Jahren gerechnet. Dies verteuert die Kabelvarianten im Verhältnis zur Freileitung zusätzlich.

- Im vorliegenden Vergleich sind darüber hinaus periodisch anfallende Betriebskosten nicht berücksichtigt. Diese betreffen einerseits die Wartung und Instandhaltung der Leitungen, andererseits aber auch die anfallenden Verluste. Bzgl. Wartung und Instandhaltung ist bei Kabeln grundsätzlich mit niedrigeren Kosten als bei Freileitungen zu rechnen. Die Entwicklung der Verluste ist hingegen nicht eindeutig abzuschätzen. Einerseits führt die im Vergleich zu Freileitungen deutlich niedrigere Impedanz der Kabel zu Verlusteinsparungen, andererseits entstehen durch die Notwendigkeit zur Belüftung und Kühlung des Tunnels zusätzliche Wärmeabfuhrverluste. Wir würden in Summe einen Betriebskostenvorteil der Kabelvarianten vermuten, der jedoch die grundsätzlichen Kostenrelationen nicht gravierend verändern dürfte.

4.2 Kosten der Freileitungsvariante

Da die Kosten der Verkabelungsvarianten im Kostenvergleich der EOS immer auf die Referenz der Freileitungsvariante bezogen werden, sollten auch deren mit 70 Mio. CHF angegebene Kosten plausibilisiert werden.

Grundsätzlich handelt es sich bei dem zu errichtenden System um ein mit bis zu sechs Stromkreisen unterschiedlicher Spannungsebenen belegtes Spezialgestänge, für das Standardkosten nicht vorliegen und kaum abgeschätzt werden können. Möglich ist jedoch ein Vergleich der angegebenen spezifischen Kosten von 2,3 Mio. CHF oder ca. 1,5 Mio. €⁴ pro km mit Standardkosten für doppelsystemige 380-kV-Freileitungen, die in Mitteleuropa abhängig von der Geländebeschaffenheit mit 0,6 bis 1 Mio. € pro km angegeben werden. Berücksichtigt man, dass durch die Zahl der mitgeführten Stromkreise gegenüber einer reinen Doppelleitung erhebliche Mehrkosten entstehen und die hier zu errichtende Leitung durch teilweise alpines Gelände führt, so erscheinen die angesetzten Kosten plausibel.

⁴ Hier und in allen folgenden Abschätzungen wird der in den Unterlagen verwendete Wechselkurs von 1,55 CHF pro Euro zugrunde gelegt.

4.3 Kosten des Kabeltunnels

Die genaue Beurteilung der veranschlagten Kosten für den zu errichtenden Kabeltunnel würde das Sachwissen von Tunnelbausachverständigen erfordern und geht deshalb über den Umfang dieses Gutachtens hinaus.

Allerdings werden in [2] für eine Verlegung einer viersystemigen 380-kV-Leitung in einem Kabeltunnel Kosten von ca. 4 Mio. € pro km genannt. Dies entspräche bei einer Länge von 30 km⁵ Kosten von 120 Mio. € oder ca. 186 Mio. CHF. Im hier betrachteten Fall müssten in zwei Kabeltunneln bis zu fünf Kabelsysteme untergebracht werden. Setzt man aufgrund der geplanten Ausführung mit zwei separaten Kanälen die doppelten Kosten an, wäre mit 372 Mio. CHF zu rechnen. Der von EOS genannte Kostenansatz von 420 Mio. CHF liegt zwar deutlich darüber, er erscheint unter Berücksichtigung der notwendigen dreifachen Unterquerung der Rhone jedoch nicht grundsätzlich unplausibel.

4.4 Kosten der Drehstromkabelvariante

Die Kostenansätze für die 380-kV-Kabel stützen sich auf ein den uns vorliegenden Unterlagen beigefügtes konkretes Angebot der Firma Südkabel für ein anderes Verkabelungsprojekt (Projekt Phynwald). Inkl. Hilfseinrichtungen und Armaturen ergeben sich dabei spezifische Kosten von 0,71 Mio. CHF oder 0,46 Mio. € pro km Einleiterkabel. Dies entspricht sehr weitgehend den in [2] genannten Kosten für eine viersystemige Kabelanlage mit einer Gesamtlänge von 108 km. Die dort genannten Gesamtkosten von 629,8 Mio. € entsprechen spezifischen Kosten von 0,49 Mio. € pro km Einleiterkabel, verstehen sich aber inkl. der von EOS ausgeklammerten Kosten für Kompensationseinrichtungen. Die Kostenschätzung für die 380-kV-Kabel ist damit aus unserer Sicht plausibel.

Nur eingeschränkt nachvollziehen können wir hingegen die auf einem Angebot von ABB basierenden und mit insgesamt 115,3 Mio. CHF angegebenen Kosten für die Verkabelung der

⁵ Im von ABB erstellten Angebot wird von einem Kabeltunnel einer Länge von 50 km gesprochen. EOS hat aber bestätigt, dass das Angebot der Firma Montani-Schoop sich auf einen Tunnel der Länge 30 km bezieht.

220-kV-Verbindung von Chamoson über Chandoline nach Chippis⁶. Auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bestimmte technische Einrichtungen (z. B. Kabelendverschlüsse) und Dienstleistungen (z. B. Inbetriebnahme) aufgrund der Einschleifung der Station Chandoline häufiger benötigt werden als bei einer Direktverbindung zwischen Chamoson und Chippis, erscheinen die spezifischen Kosten von 1,28 Mio. CHF oder 0,83 Mio. € pro km Einleiterkabel im Vergleich zu den o. g. Kosten für 380-kV-Kabel relativ hoch⁷.

4.5 Kosten der HVDC-Varianten

Die Kosten der HVDC-Varianten sind auf zwei wesentliche Kostentreiber zurückzuführen. Neben den direkten Kosten der Kabel haben die Kosten der AC/DC-Konverter einen dominierenden Einfluss.

In den von EOS vorgelegten Unterlagen werden basierend auf einem Angebot von ABB die Kosten pro Konvertersystem (1 System enthält die Konverter an beiden Seiten der Leitung) mit 0,25 Mio. € oder 0,39 Mio. CHF pro MW Konverterleistung abgeschätzt.

Unsere Nachfrage bei einem Hersteller hat ergeben, dass für realisierte Projekte in der jüngeren Vergangenheit mit Kosten von ca. 0,285 Mio. USD pro MW Konverterleistung zu rechnen war.

In einer Studie, für die Kostenansätze mehrerer Hersteller zur Verfügung standen [4], finden sich für ein Umrichtersystem mit insgesamt 2200 MVA Nennleistung Kostenangaben von 540 Mio. €, was spezifischen Kosten von 0,245 Mio. € pro MW Konverterleistung entspricht.

Die von EOS genannten Kosten liegen in derselben Größenordnung und erscheinen uns deshalb plausibel.

⁶ Wir sind dabei, entsprechend der Angabe der Zahl der Einleiterkabel in Annexe 1 des von EOS erstellten Kostenvergleichs, von einer einsystemigen Ausführung ausgegangen (siehe hierzu auch Abschnitt 3.2).

⁷ Dabei ist der Anteil für Zusatz- und Servicekosten allerdings sehr relevant, da die längenabhängigen Kosten des Kabels selbst nur mit 0,3 Mio. € pro km und damit in der Größenordnung der längenabhängigen Kosten des 380-kV-Kabel (0,34 Mio. € pro km) angegeben werden.

Die Kosten der Gleichstromkabel selbst machen an den Gesamtkosten der HVDC-Varianten nur einen Anteil von etwa 5% (LCC HVDC) bis 10% (VSC HVDC) aus. Ihre Plausibilität ist somit für die korrekte Abschätzung der Gesamtkosten weitgehend irrelevant.

Dennoch wurden uns von einem Hersteller Kosten von 0,68 Mio. USD pro km genannt, die den von EOS genannten Kostenansatz von 0,45 – 0,6 Mio. € pro km zumindest der Größenordnung nach bestätigen.

Für uns nicht exakt nachvollziehbar ist, warum die spezifischen Kosten der Kabel für die VSC Technologie, die vom Hersteller ABB als besonders geeignet für Erdverkabelungen beworben wird⁸, deutlich über denen einer LCC HVDC liegen.

Dies beeinflusst aber nicht, dass die Kosten der HVDC-Varianten insgesamt als plausibel anzusehen sind.

⁸ siehe z. B. <http://www.abb.ch/industries/ge/9AAC30100013.aspx?country=CH> (Stand: 22.12.2008)

5 Zusammenfassende Beurteilung

Das vorliegende Kurzgutachten betraf einen vom Energieversorger EOS durchgeführten Vergleich verschiedener Leitungsbauvarianten für das Leitungsbauprojekt Chamoson-Chippis, das Teil des strategischen Übertragungsnetzes der Schweiz ist. Unsere Aufgabe war es, den von EOS auf Basis von Herstellerangeboten erarbeiteten Vergleich auf technische Angemessenheit der untersuchten Varianten und Plausibilität der verwendeten Kostenansätze zu prüfen.

Betrachtet wurden als Alternativen zur üblichen Ausführung als Freileitung die Ausführung mit Drehstromkabeln sowie als HVDC-Verbindung in den Varianten VSC (light) und LCC (classic). Von EOS wurden für die Funktionalität und Verfügbarkeit der Freileitung äquivalente Verkabelungsvarianten Kostenfaktoren im Vergleich zur Freileitungsausführung von 11 (Drehstromkabel) bis ca. 40 (HVDC) abgeschätzt.

Im Rahmen unserer gutachterlichen Prüfung konnten wir die Plausibilität sowohl der von EOS vorgeschlagenen technischen Konfiguration der betrachteten Leitungsbauvarianten wie der einzelnen Kostenansätze weitgehend bestätigen. Insbesondere hat sich gezeigt, dass die Ausführung der Verbindung als Kabel in jedem Fall deutliche Mehrkosten gegenüber der Freileitungsvariante aufweist. Innerhalb der untersuchten Möglichkeiten zur Verkabelung ist aus unserer Sicht die Nutzung von Drehstromkabel gegenüber den HVDC-Lösungen eindeutig zu bevorzugen, da sie technisch für die zu lösende Aufgabe völlig ausreichend und gegenüber der auf hohe Übertragungsentfernungen spezialisierten HVDC signifikant kostengünstiger ist.

Verschiedene Punkte des Kostenvergleichs, für die eine Überprüfung der Ansätze bzw. eine detailliertere Begründung aus unserer Sicht hilfreich wäre, wurden im Text angemerkt. Eine Veränderung der grundsätzlichen Aussagen des Kostenvergleichs ist hierdurch jedoch nicht zu erwarten.

Aachen, den 03.02.2009

Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich

Dr.-Ing. Ch. Maurer

Geschäftsführer Consentec

Literatur

- [1] AG LVS
Ausbauvorhaben im Schweizer Verbundnetz
Stand 01.01.2007
- [2] B. R. Oswald
380-kV-Salzburgleitung: Auswirkung der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu
Gutachten für E-Control GmbH, 2007, www.e-control.at
- [3] H. Brakelmann
Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?
Gutachten für Bundesverband WindEnergie e. V., 2004, www.wind-energie.de
- [4] H.-J. Haubrich
Anwendungsmöglichkeiten von leistungselektronischen Geräten in europäischen Stromnetzen
Studie im Auftrag des ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. , 2006