



Optionen für die zukünftige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes

ABSCHLUSSBERICHT FÜR DAS BMWI

März 2009

Optionen für die zukünftige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes

Executive summary	1
1 Problemstellung und Ziel der Studie	9
1.1 Hintergrund	9
1.2 Auftrag	9
1.3 Vorgehensweise	10
1.4 Struktur des Berichts	10
2 Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung	11
2.1 Ausgangssituation	11
2.2 Ziele einer möglichen Umstrukturierung	13
2.3 Europäische Rahmenbedingungen	17
3 Mögliche Strukturoptionen	25
3.1 Konzeptionelle Grundlagen	25
3.2 Überblick über mögliche Ausgestaltungsoptionen	27
3.3 Vorauswahl anhand der Bewertungskriterien	30
3.4 Zwischenfazit zur Modellbewertung	39
4 Governance und Eigentümer	41
4.1 Mögliche Gesellschaftsformen	41
4.2 Eigentümerstrukturen	48
4.3 Internationale Dimension	50
5 Strukturierungsprozess	53
5.1 Identifikation von Teilprozessen	53
5.2 Reihenfolge der Prozesse	55
5.3 Zeitbedarf	57
6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	59
6.1 Zusammenfassung zu Strukturmodellen	59
6.2 Zusammenfassung zur Eigentümerstruktur	59
6.3 Zusammenfassung zur internationalen Dimension	61
6.4 Zusammenfassung zum Transformationsprozess	62
Annex A	63
Annex B	67

Optionen für die zukünftige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes

Abbildung 1: Strukturoptionen im Überblick	3
Abbildung 2: Deutschlandkarte mit 4 Regelzonen.....	11
Abbildung 3: Ziele und Markterfordernisse für die Strukturierung.....	14
Abbildung 4: Überblick über Synergiepotenziale im Netzgeschäft	15
Abbildung 5: Strukturoptionen im 3. Energiepaket (ohne 4. Option).....	18
Abbildung 6: Konzept für Strukturoptionen.....	26
Abbildung 7: Zentrale Fragestellungen	27
Abbildung 8: Strukturoptionen im Überblick	28
Abbildung 9: Systemführender Netzbetreiber - Beispiel Schottland.....	36
Abbildung 10: Struktur der RAG Stiftung.....	45
Abbildung 11: Mögliche Struktur einer Netz Stiftung (Mischform AG/Stiftung)	46
Abbildung 12: Mögliche Abfolge notwendiger Integrationsschritte	56
Abbildung 13: Strukturmodell für das deutsche Stromübertragungsnetz.....	69
Abbildung 14: „Sale & Lease Back“- Modell mit vier TO–Gesellschaften - nach Verkauf der Assets an die Bank	70
Tabelle 1: Vor -und Nachteile ausgewählter Gesellschaftsformen.....	47
Tabelle 2: Mögliche Vor- und Nachteile des „Sale & Lease Back“- Modells (im Vergleich zu Status Quo).....	71

Executive summary

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat Frontier Economics Ltd beauftragt, mögliche Strukturoptionen für die deutschen Stromübertragungsnetze zu erarbeiten und zu bewerten. Derzeit bestehen in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber, die weitgehend autark und voneinander unabhängig agieren (z.B. weitgehend eigene Netzplanung, autarker Netzbetrieb, eigene Entgeltsysteme, eigener Abruf von Regelenergie etc.). In Anbetracht der anstehenden Herausforderungen für die deutschen Stromübertragungsnetze wie z.B. umfassender Netzausbau und europäische Netzintegration, die geplante Verschärfung von Entbündelungsvorschriften durch das 3. Energiepaket der EU sowie der Ankündigungen von E.ON und Vattenfall Europe, ihre Stromübertragungsaktivitäten zu veräußern, besteht die Option einer grundlegenden Neuordnung des deutschen Übertragungsnetzes.

Unser Vorgehen

Ausgehend von einem Zielkatalog für eine mögliche Strukturierung haben wir zunächst eine Reihe möglicher Strukturoptionen identifiziert, die grundsätzlich denkbar erscheinen („Long List“). Diese Liste von Optionen haben wir dann geprüft im Hinblick auf

- ihre Kompatibilität mit den aktuellen und zu erwartenden zukünftigen Unbundling-Anforderungen; und
- ihre praktische Umsetzbarkeit auch unter Beachtung der kommerziellen Anreize der aktuellen Netzeigentümer.

Für jene Modelle, die diese grundsätzlichen Anforderungen erfüllen, haben wir dann geprüft, inwieweit sie geeignet sind, einen Beitrag zur Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU zu leisten.

Dieser Bericht beinhaltet die Ergebnisse unserer Analysen. Auf Wunsch des Auftraggebers haben wir keine direkten Gespräche mit betroffenen Netzbetreibern geführt und daher stützen sich unsere Analysen und Beurteilungen auf unsere eigenen Erfahrungen in der Branche, die Auswertung von öffentlich verfügbaren Dokumenten (Gesetze, Stellungnahmen etc.) und Gespräche mit Vertretern des BMWi.

Ziele

Insbesondere sollten die Strukturoptionen folgenden Zielen dienen:

- Investitions- und Versorgungssicherheit – Die erforderlichen Investitionen müssen finanzierbar sein und die aktuellen oder zukünftigen Eigentümer müssen auch Anreize haben, diese zu tätigen;
- Kosteneffizienz – Der Betrieb, die Planung und der Ausbau der Netze sollten kosteneffizient erfolgen. Dies bedeutet z.B. dass
 - Netzdienstleistungen möglichst kostengünstig beschafft und eingesetzt werden sollten;

- der Netzausbau aus übergeordneter energiewirtschaftlicher Sicht (nicht nur aus Sicht eines einzelnen Übertragungsnetzbetreibers) optimal erfolgen sollte; und dass
- die Duplizierung von Funktionen bzw. Aktivitäten - soweit dies im Sinne der Versorgungs- und Netzsicherheit vertretbar ist - vermieden werden sollte;
- Wettbewerbsneutralität des Netzes – Die zukünftige Struktur sollte mindestens den rechtlichen Anforderungen auf EU-Ebene, insbesondere den zu erwartenden neuen Unbundling-Anforderungen aus dem 3. Energiepaket gerecht werden.

Strukturoptionen

Wir haben eine Reihe prinzipieller Strukturoptionen für die Stromübertragungsnetze identifiziert, die eine detailliertere Prüfung rechtfertigen.

- „System Operator leicht“ („SO leicht“) – Dieses Modell basiert auf der Koordination ausgewählter Systemfunktionen über die vier Übertragungsnetzbetreiber hinweg. Das Modell entspräche z.B. den Anforderungen, welche die BNetzA im Rahmen einer reformierten Koordination im Abruf der Regelenergie ohnehin von den heutigen Übertragungsnetzbetreibern einfordert. Insofern kann dieses Modell auch als der (zukünftige) Status Quo betrachtet werden.
- Joint Venture Systemsteuerung – Bei diesem Modell würde die Koordination in der Beschaffung und im Einsatz von Regelenergie auch auf andere Netzdienstleistungen ausgedehnt. Hierzu würde z.B. ein Joint Venture gegründet, das die Systemführung in den heutigen Regelzonen übernehmen würde. Das Eigentum an den Netzen könnte bei den heutigen Eigentümern verbleiben oder an neue Eigentümer übergehen. Eigentümer des Systemführungs-Joint Ventures könnten entweder die Eigentümer der Netze (gemeinschaftlich) oder auch andere Eigentümer sein.
- Systemführender Netzbetreiber – Bei diesem Modell wäre wiederum eine Institution für die Systemführung in allen heutigen Regelzonen zuständig. Allerdings wäre hier denkbar, dass sich der Systemführer aus der Gruppe der heutigen Übertragungsnetzbetreiber rekrutiert. Dieser Übertragungsnetzbetreiber wäre also Netzeigentümer und Systemführer in seiner angestammten Regelzone und zugleich Systemführer ohne Netzeigentum in den anderen Regelzonen. Dieses Modell ähnelt einem Vorschlag, der von RWE unterbreitet wurde.
- Teillösung („kleine Netzgesellschaft für Deutschland“) – Ein Alternativmodell bestünde darin, dass weiterhin eine geografische Überlappung von Systemführerschaft und Netzeigentum in den derzeitigen Regelzonen bestehen bleibt, wobei aber ausgewählte Übertragungsnetzbetreiber miteinander fusionieren.
- Volllösung („Netzgesellschaft für Deutschland“) – Bei diesem Modell würde die Systemführerschaft und das Netzeigentum in einer einheitlichen

Gesellschaft zusammengeführt. Die Eigentümer dieses neuen Unternehmens könnten ganz oder teilweise die derzeitigen oder neue Eigentümer sein.

Grenzüberschreitend bestehen grundsätzlich dieselben Integrationsmodelle wie oben aufgeführt. V.a. aus praktischen Erwägungen könnte es allerdings nahe liegen, zunächst Lösungen innerhalb Deutschlands mit Priorität zu verfolgen. Allerdings sollten diese Modelle international entwicklungs offen gestaltet werden.

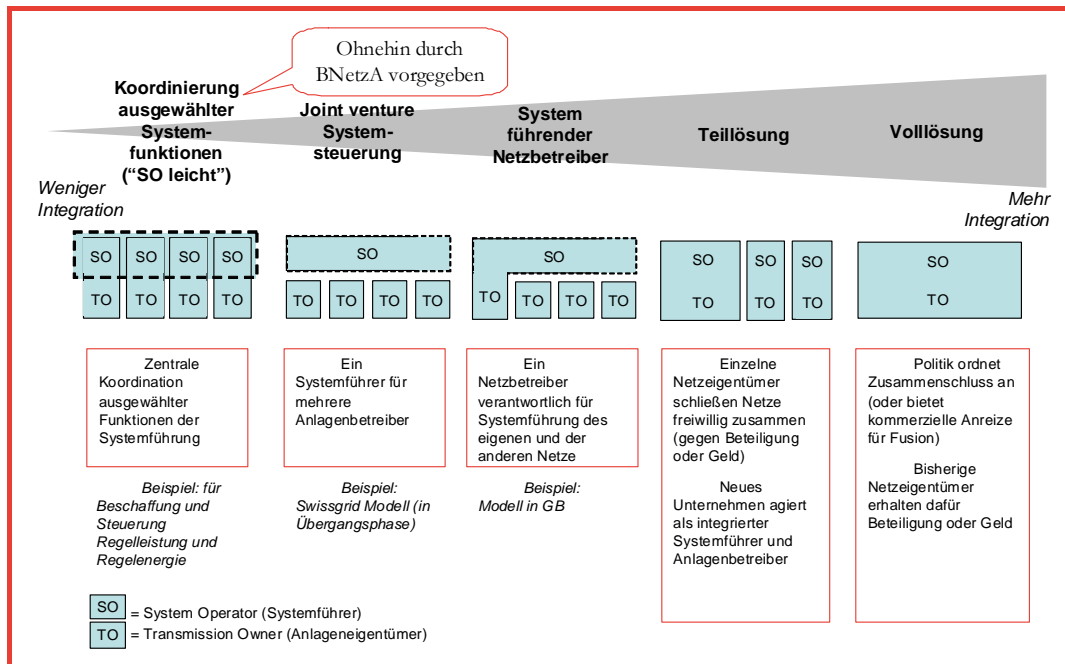


Abbildung 1: Strukturoptionen im Überblick

Quelle: Frontier

Vorauswahl

- Minimallösung – Mindestlösung ist ein Modell mit der Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen („SO leicht“). Die BNetzA drängt bereits heute z.B. mit der verstärkten Koordinierung zwischen den Regelzonenbetreibern beim Abruf von Regelernergie auf dieses Modell. Interessant ist deshalb insbesondere, ob weitergehende Integrationsmodelle gegenüber diesem Modell weitere Vorteile bringen.
- Modell mit Trennung von Systemführung und Netzeigentum sind problematisch – Entsprechende Modelle weisen aus unserer Sicht verschiedene Nachteile auf, da sie
 - einen inhärenten Interessenkonflikt zwischen Systemführer und Netzeigentümer heraufbeschwören, sodass im Zweifelsfall Investitionen verzögert werden könnten;
 - unklar ist, ob man für den Systemführer ähnliche regulatorische Anreizregime entwickeln kann wie für einen integrierten Systemführer/Netzeigentümer, sodass langfristig Effizienzverluste auftreten könnten; und

- das Konstrukt insgesamt eine ungünstigere Risikostruktur aufweisen könnte als ein integrierter Systemführer/Netzeigentümer, sodass die Finanzierungskosten für das Netz ansteigen könnten. Dieses Argument wird ggf. abgemildert beim Modell des systemführenden Netzbetreibers (ein Übertragungsnetzbetreiber als Systemführer für alle Regelzonen - bei getrenntem Eigentum des Netzes von Systemführung für die anderen beteiligten Übertragungsnetzbetreiber).
- Teil- oder Vollfusion – Beide Varianten sind prinzipiell vorstellbar aber unterschiedlich zu beurteilen. Beide Modelle hätten Vorteile gegenüber dem Modell- „SO leicht“, bei dem nur ein Teil der Synergiepotenziale gehoben wird:
 - Die Teillösung ist voraussichtlich praktisch einfacher zu realisieren, z.B. durch Fusion der E.ON und Vattenfall Netze, die ohnehin zum Verkauf stehen. Mit dieser Lösung ließen sich aber nicht alle Effizienz- und Marktvorteile heben. Die Teillösung könnte einen Zwischenschritt zur Volllösung darstellen.
 - Die Volllösung brächte größere Effizienzvorteile. Da sich aber zwei der vier Eigentümer der aktuellen Übertragungsnetzbetreiber bislang gegen diese Möglichkeit ausgesprochen haben, wäre ihre Umsetzung entweder langwieriger oder politisch „teurer“ zu erkaufen.

Weitere Detailfragen

Sofern also die Teil- oder Volllösung weiter verfolgt werden sollen, sind eine Reihe weiterer Detailfragen zu klären:

- Privates versus staatliches Eigentum – Wir sehen prinzipiell einen Vorteil einer privaten (allerdings durch die BNetzA regulierten) Aktivität. Hierdurch kann das wirtschaftliche Prinzip als Anreiz zur Leistungsorientierung und zu Innovation in den Übertragungsnetzbetreibern beibehalten werden. Es wäre aber denkbar, dass der Staat vorübergehend als Eigentümer eintritt, für den theoretisch denkbaren Fall, dass die angestrebte Organisationsstruktur nicht in einem einzigen Schritt durch Verkauf durch einen oder mehrere aktuelle Eigentümer an einen oder mehrere zukünftige Eigentümer erfolgen kann.
- Anzahl Eigentümer – Prinzipiell sehen wir keinen Grund – jenseits der Frage der möglichen Reduktion des Eigentumsanteils durch Unternehmen, die im selben geografischen Markt auch als Erzeuger oder Vertriebsunternehmen tätig sind – eine bestimmte Anzahl von Eigentümern anzustreben.
- Strategische versus institutionelle Investoren – Aus unserer Sicht gibt es keine prinzipiellen Gründe, die gegen die Hereinnahme von strategischen oder institutionellen Investoren sprechen. In jedem Fall wäre zu gewährleisten, dass die zukünftige Organisationseinheit über die notwendigen fachlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Kompetenzen verfügt. Dabei wäre sicherzustellen, dass kompetente Experten aus der Branche dem neuen Übertragungsnetzbetreiber auch zukünftig als Führungspersonal und Mitarbeiter zur Verfügung stehen. Dies sehen wir aber nicht als große

Herausforderung an, zumal im Fall einer Fusion in der Ausgangssituation ohnehin ein großer Personalpool zur Verfügung stehen dürfte.¹

- Vorkaufsrechte für bestimmte Stakeholder? Eine denkbare Kapitalbeteiligung von Stakeholdern sollte sich vornehmlich an finanziellen Überlegungen orientieren, sprich: Stakeholder sollten bereit sein, mindestens den Marktwert (z.B. zu bestimmen über ein Bietverfahren) für die Eigentumsbeteiligung zu bezahlen. Bei der Ermittlung der zukünftigen Eigentümer über ein solches Verfahren würden die Stakeholder somit mit anderen strategischen und institutionellen Investoren konkurrieren. Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze auch unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden sollen, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Den Weg einer Durchsetzung der Interessen einzelner Gruppen über die bevorzugte Zuteilung von Eigentumsanteilen (möglicherweise auch noch zu finanziellen Vorzugskonditionen) sehen wir äußerst kritisch.
- Governance Strukturen – Wir raten auch ansonsten, die unternehmerische Entscheidungskompetenz auf die Eigenkapitalgeber zu fokussieren und keine Interessenvertreter ohne Kapitalbeteiligung in Entscheidungsgremien aufzunehmen. Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden soll, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Der Weg einer Durchsetzung politischer Interessen oder gar der Interessen einzelner Gruppen ohne Kapitalanteil über die Möglichkeit der Beeinflussung betrieblicher Entscheidungen durch Interessenvertreter sehen wir äußerst kritisch. In diesem Fall könnte es zu betriebswirtschaftlich nachteiligen Entscheidungen kommen, die aber nicht von den Interessenvertretern in den Entscheidungsgremien wirtschaftlich zu verantworten wären. Dies schließt allerdings nicht aus, dass zur Koordinierung zwischen den Marktakteuren ein intensiver Informationsaustausch z.B. über Konsultationsverfahren, Beiräte o.ä. gepflegt wird.
- Rechtsform – Für eine mögliche Netzgesellschaft für Deutschland böte sich insbesondere die Rechtsform der Aktiengesellschaft (AG) an. Von Vorteil bei einer AG ist die – vor dem Hintergrund der Herausforderung hoher Investitionserfordernisse in Deutschland wesentliche – relativ einfache Möglichkeit der Beschaffung von Kapital am freien Kapitalmarkt. Möglich wäre aber auch, die heutigen Stromnetze in eine Stiftung zu überführen und den Netzbetrieb in eine Aktiengesellschaft auszulagern, an der optional weitere Anteilseigner oder später weitere Netzbetreiber beteiligt sein könnten. Von Vorteil wäre, sofern dieses Ziel politisch verfolgt wird (ökonomisch nicht erforderlich), die Kontinuität in der Eigentümerschaft, zumindest für

¹ Für einen strategischen Investor, insbesondere aus der Netzwirtschaft, könnte ggf. das Argument eines möglichen „Best Practice“- Transfers angeführt werden. Die deutschen Netzbetreiber genügen nach unserer Kenntnis allerdings bereits heute - insbesondere in technischer Hinsicht - hohen internationalen Standards. Insofern ist ein möglicher Know-How- Transfer für Deutschland u.E. kein wesentliches Auswahlkriterium.

den Teil an der Netz AG, der durch die Stiftung geführt wird. Von Nachteil wäre allerdings insbesondere, dass sich die Beschaffung von zusätzlichem Kapital als schwieriger erweisen könnte als bei einer vollständig frei gehandelten Aktiengesellschaft und darüber hinaus Effizienzreize der Anreizregulierung nicht oder weniger stark greifen würden. Dies gilt v.a. dann, wenn in der Satzung der Stiftung nicht (nur) das Ziel der Renditeerzielung, sondern auch andere Ziele festgeschrieben würden. Zudem erscheinen die Anreize für die heutigen Netzeigentümer unklar, die Netze in einer Stiftung einzubringen. Zudem ließe sich ggf. – sofern dies gewünscht wird – eine staatliche Beteiligung an einer Netzgesellschaft über eine Stiftung realisieren, wobei allerdings eine zeitliche Befristung der Beteiligung ggf. deutlich erschwert würde. Schließlich wäre auch die Rechtsform der Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) möglich, wäre aber aus unserer Sicht gegenüber AG insbesondere bezüglich der Kapitalbeschaffung nachteilig.

Internationale Dimension

Das zu wählende Strukturmodell sollte für internationale Kooperationen offen stehen und diese begünstigen. Durch internationale Strukturmodelle ließen sich die energie- und wettbewerbspolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU noch besser verfolgen. Ähnlich wie für die Modelle einer stärkeren nationalen Koordination würde auch die internationale Kooperation Vorteile bringen hinsichtlich

- Effizienz des Betriebs der bestehenden Netze – z.B. durch optimiertes Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen oder die internationale Kopplung von Regelenergiemärkten;
- Optimierung im Ausbau der Netze – Aufgrund großflächiger Ringflüsse im vermaschten europäischen Netz ist eine bestmögliche Optimierung letztlich nur durch eine grenzüberschreitende Planung und Durchführung von Netzinvestitionen möglich;
- Effizienz im Handel von Energie – Gerade durch eine verstärkte internationale Integration kann auch eine bessere internationale Integration der Märkte für Erzeugung/Großhandel, Regelenergie und Vertrieb erreicht werden.

Aus praktischen Erwägungen wären allerdings nationale Integrationsschritte vor internationalem Strukturmodell prioritär voranzutreiben. Bereits die Schaffung einer stärker integrierten Strukturlösung innerhalb Deutschlands wirft zahlreiche Herausforderungen auf. Zu diesen treten im Fall einer internationalen Lösung weitere Herausforderungen, insb. hinsichtlich

- Unterschieden und z.T. sogar Widersprüchen in den nationalen Regulierungsbedingungen insb. für Netzinvestitionen, die sich auf den grenzüberschreitenden Stromhandel auswirken; sowie hinsichtlich
- erheblicher Unterschiede in den Eigentumsstrukturen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber – insbesondere herrscht im benachbarten

Ausland staatliches Eigentum vor (Niederlande, Frankreich, Österreich etc.).

Dies dürfte bedingen, dass sich internationale Lösungen nur mit deutlich mehr Zeitaufwand realisieren lassen. Würde von Anfang an eine internationale Lösung angestrebt, könnte dies die Umsetzung einer Lösung für Deutschland verzögern. Vor diesem Hintergrund wäre zunächst die Umsetzung einer Teil- oder Volllösung für Deutschland zu präferieren.

Transformationsprozess

Um den Zeitbedarf für die Umsetzung der Integration möglichst gering zu halten und so z.B. die mögliche Gefahr eines potenziellen Investitionsstaus zu minimieren, halten wir eine parallele Integration von technischen Funktionen (z.B. die laufende Diskussion um den verbesserten Einsatz von Regelenergie) und einer gesellschaftsrechtlichen Integration für sinnvoll.

Eine zeitlich vorgelagerte, volle und vom Regulierer umfassend geregelte funktionale Integration vor einer gesellschaftsrechtlichen Integration halten wir für weniger vorteilhaft. Es sollte den neuen Eigentümern überlassen bleiben, eine umfassende neue funktionale Organisationsstruktur „von innen heraus“ zu entwickeln. Zudem wäre der Zeitbedarf für eine umfassende Koordination und Integration u.E. bei einer zeitlich gestaffelten Vorgehensweise deutlich höher als bei einem parallelen Vorgehen.

1 Problemstellung und Ziel der Studie

1.1 HINTERGRUND

Verschiedene Entwicklungen lassen derzeit Veränderungen in der Organisationsstruktur der Stromübertragung in Deutschland erwarten:

- Erfordernis zunehmender Koordination, um Effizienzen zu heben – Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, Vorschläge für eine intensiviertere Koordination des Abrufs von Regelenergie vorzulegen. Der Abruf erfolgt derzeit noch getrennt für die einzelnen Regelzonen des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers.
- Eigentümerwechsel und daraus resultierende Entbündelung – Angestoßen durch Verhandlungen mit der europäischen Kommission bezüglich der Einstellung eines Wettbewerbsverfahrens hat die E.ON AG im Februar 2008 ihre Bereitschaft erklärt, ihr Eigentum am Stromübertragungsnetz in Deutschland abzugeben und ihr Netz zu verkaufen. Mitte des Jahres 2008 hat sich der schwedische Vattenfall Konzern geäußert, seine Anteile an der Vattenfall Europe Transmission ebenfalls verkaufen zu wollen, sodass nach dem E.ON Netz ein weiteres deutsches Übertragungsnetz zum Verkauf stehen würde.
- Vorschläge für neue Entbündelungsvorgaben im Rahmen des 3. EU Energiepakets – Die Europäische Kommission hat eine Reihe von verschärften Modellen zur Entbündelung der Stromübertragungsnetze vorgeschlagen, die im Fall einer Verabschiedung in Deutschland ggf. weitere Entbündelungsmaßnahmen erfordern würden.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Erfordernis und auch die Chance einer Strukturierung des Betriebs der deutschen Stromübertragungsnetze. Ein entsprechender politischer Diskussionsprozess hat im Lauf des Jahres 2008 eingesetzt.

1.2 AUFTRAG

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat Frontier Economics Ltd vor diesem Hintergrund beauftragt, mögliche Strukturoptionen für die deutschen Stromübertragungsnetze zu erarbeiten und zu bewerten.

Ziel des Gutachtens ist,

- eine technisch-wirtschaftliche Einschätzung konkreter Strukturoptionen für den Betrieb des deutschen Strom-Übertragungsnetzes (380/220 kV) vorzunehmen;
- die praktische Umsetzbarkeit verschiedener Alternativen zu berücksichtigen; und
- auch auf ausgewählte rechtliche Aspekte einzugehen.

1.3 VORGEHENSWEISE

Ausgehend von einem Zielkatalog für eine mögliche Strukturierung haben wir zunächst eine Reihe möglicher Strukturoptionen identifiziert, die grundsätzlich denkbar erscheinen („Long List“). Diese Liste von Optionen haben wir dann geprüft im Hinblick auf

- ihre Kompatibilität mit den aktuellen und zu erwartenden zukünftigen Unbundling-Anforderungen²; und auf
- ihre praktische Umsetzbarkeit, auch unter Beachtung der kommerziellen Anreize der aktuellen Netzeigentümer.

Für jene Modelle, die diese grundsätzlichen Anforderungen erfüllen, haben wir dann geprüft, inwieweit sie geeignet sind, einen Beitrag zur Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU zu leisten.

Auf Wunsch des Auftraggebers haben wir keine direkten Gespräche mit betroffenen Netzbetreibern geführt und daher stützen sich unsere Analysen und Beurteilungen auf unsere eigenen Erfahrungen in der Branche, die Auswertung von öffentlich verfügbaren Dokumenten (Gesetze, Stellungnahmen etc.) und Gespräche mit Vertretern des BMWi.

1.4 STRUKTUR DES BERICHTS

Unser Bericht gliedert sich in folgende Abschnitte:

- Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung;
- mögliche Ausgestaltungsformen;
- Eigentumstruktur, Rechtsformen und Governance;
- Transformationsprozess; und
- Zusammenfassung.

Im Anhang erläutern wir Details zum ITO Modell (Annex A) und diskutieren eingehender die Strukturoption „Sale & Lease Back“ von Netzen (Annex B).

² Wo notwendig, betrachten wir auch ausgewählte Aspekte speziell deutscher Regelungen, wie z.B. bei einem Beteiligungserwerb aus Drittstaaten (nicht aus EU oder EFTA), für den im aktuellen Entwurf des Außenwirtschaftsgesetzes (AWG) besondere Regelungen diskutiert werden.

2 Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung

In diesem Abschnitt beschreiben wir die derzeitige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes (Ausgangssituation), die Ziele einer möglichen Strukturierung und die (zukünftigen europa-)rechtlichen Rahmenbedingungen für eine mögliche Neuordnung der Netze.

2.1 AUSGANGSSITUATION

In diesem Unterabschnitt stellen wir die strukturellen und energiepolitischen Ausgangsbedingungen für die Strukturierung dar.

2.1.1 Organisatorische Ausgangssituation

Derzeit arbeiten in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber (siehe Abbildung 2):

1. EnBW Transportnetze AG, Stuttgart
2. E.ON Netz GmbH, Bayreuth
3. RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund
4. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin

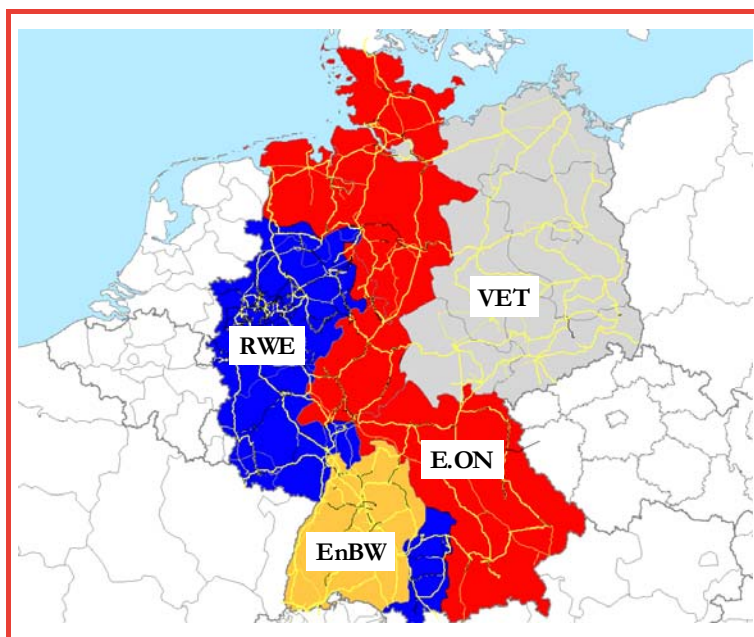


Abbildung 2:
Deutschlandkarte mit 4
Regelzonen

Quelle: VDEW

Diese Übertragungsnetzbetreiber arbeiten in weiten Bereichen unabhängig voneinander wie z.B.

- 4 Regelzonen – Jeder der Übertragungsnetzbetreiber betreibt eine eigene Regelzone, innerhalb der er für die Systemstabilität verantwortlich ist;
- weitgehend autarke Netzplanung und Netzbetrieb – Es besteht zwar ein Informationsaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, aber der Betrieb, die Planung und der Ausbau des Netzes erfolgt weitgehend unabhängig; sowie
- eigene, unabhängige Berechnung der Netzentgelte.

Im Handel von Strom über das Übertragungsnetz werden zwar keine strukturellen Netzengpässe (zwischen den Regelzonen oder innerhalb der Regelzonen) sichtbar, technisch treten aber zunehmend deutschlandinterne Engpässe auf, die auch eine stärkere Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sinnvoll erscheinen lassen. Dieser Sachverhalt macht zudem deutlich, dass eine konsistente Netzausbauplanung für die Leistungsfähigkeit des deutschen Stromübertragungsnetzes mittel- und langfristig von essentieller Bedeutung sein wird.

2.1.2 Energiepolitische und wirtschaftliche Ausgangssituation

Marktbedingungen

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen sich in der näheren Zukunft veränderten marktlichen Rahmenbedingungen stellen. Aktuelle Anforderungen durch den Energiemarkt betreffen z.B.:

- Eine zunehmende Nachfrage nach Systemdienstleistungen – Zunehmende Windeinspeisungen erfordern eine steigende Beschaffung und Einsatz von Regelenergie. Mit zunehmender Einspeisung aus Wind und anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien steigt auch das von den Übertragungsnetzbetreibern zu verwaltende Volumen erneuerbarer Energien.
- Erweiterung der Stromübertragungsnetze – Die Integration und Anbindung von Windenergie (On-/Offshore Anbindung), der Anschluss von Großkraftwerken an lastfernen Standorten, die internationale Strommarktintegration und zunehmender internationaler Stromaustausch, sowie mögliche rechtliche Erfordernisse für die Erdverkabelung von Übertragungsleitungen in der Nähe von Ballungszentren bedingen jeweils einen deutlich steigenden Investitionsbedarf in die Netze.

Herausforderungen

Aufgrund dieser politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sehen sich die Übertragungsnetzbetreiber einer Reihe von neuen Herausforderungen gegenüber:

- Vertikale Strukturierung – Die Übertragungsnetzbetreiber werden aufgrund geplanter Maßnahmen der Europäischen Kommission im Rahmen des 3. Energiepakets erweiterte Entbündelungsanforderungen erfüllen müssen. Diese Strukturierung kann auch die wirtschaftlichen Anreize beeinflussen, in

Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung

die Stromnetze zu investieren. Während Unternehmen, die vertikal in die Stromerzeugung integriert sind, als Netzbetreiber ein inhärentes Interesse an Erhaltung und Ausbau des Netzes haben – denn das Netz ist Voraussetzung für den Absatz des erzeugten Stroms – könnten sich die Investitionsanreize für einen entbündelten Netzbetreiber demgegenüber verändern, sofern nicht über den Regulierungsrahmen adäquate Investitionsanreize geschaffen werden.

- Finanzierung des Investitionsbedarfs – Die entbündelten Netzbetreiber müssen in der Lage sein, einen Investitionsbedarf zu finanzieren, der in den nächsten Jahren zusammengenommen den Wert der bestehenden Netze deutlich übersteigen dürfte. Grund hierfür sind die genannten zu erwartenden „Verlagerungen“ der Stromflüsse im deutschen Übertragungsnetz, verbunden mit höheren Transportentfernungen und höheren technischen Anforderungen an den Netzausbau (z.B. Anschluss von Offshore-Windanlagen, Erdverkabelung).
- Effizienzsteigerung und Koordination – Dabei werden die Übertragungsnetzbetreiber zugleich Regulierungsvorgaben ausgesetzt sein, die von einer laufenden Effizienzsteigerung bei Netzausbau und –betrieb ausgeht. Die Übertragungsnetzbetreiber bewegen sich also in einem Regulierungsumfeld, in dem Effizienzsteigerungen einerseits honoriert werden, andererseits aber Investitionen und Betriebskosten des Netzes nicht ohne eine systematische Prüfung auf Effizienz als Kostenbasis für die Netzentgelte akzeptiert werden.

2.2 ZIELE EINER MÖGLICHEN UMSTRUKTURIERUNG

Die Energie- und Wirtschaftspolitik verfolgt mit der Gestaltung der Rahmenbedingungen für Energienetze - und damit auch mit einer möglichen Strukturierung der Übertragungsnetze – v.a. folgende Ziele (siehe Abbildung 3):³

- Investitions- und Versorgungssicherheit;
- Kosteneffizienz; und
- Wettbewerbsneutralität des Netzes.

³ Diese Ziele lassen sich dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck des EnWG – Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit der Versorgung, Umweltverträglichkeit – unterordnen.

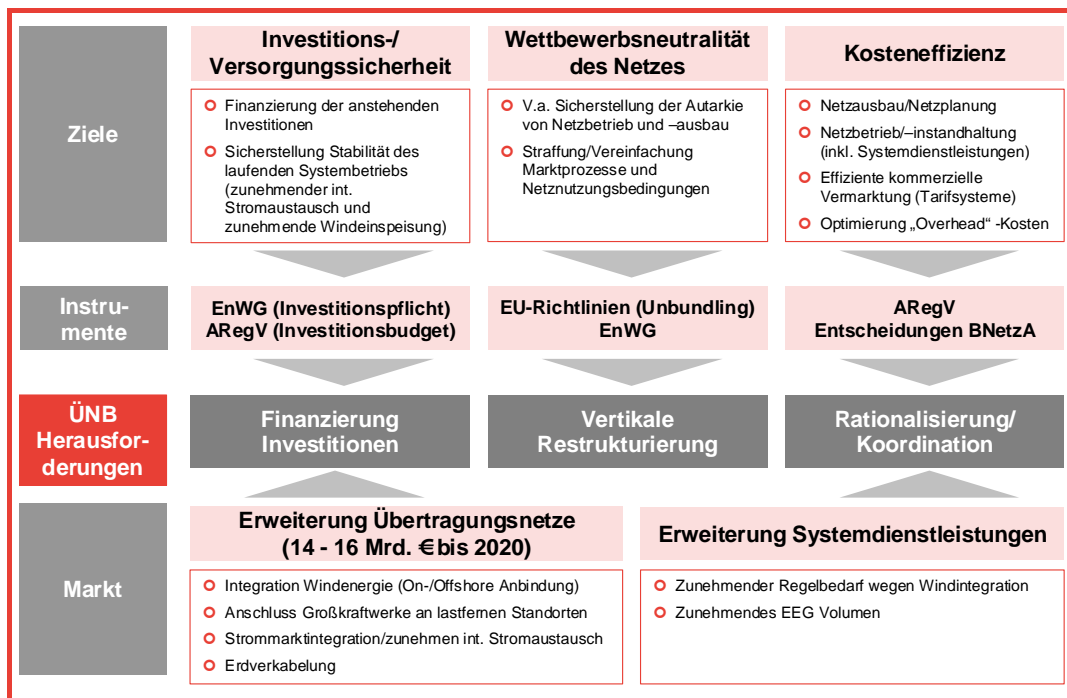


Abbildung 3: Ziele und Markterfordernisse für die Strukturierung

Quelle: Frontier

Zur Realisierung der Ziele stützt sich die Politik auf eine Reihe von EU-Richtlinien und EU-Verordnungen, auf nationale Gesetze wie z.B. das EnWG, auf Verordnungen wie z.B. die ARegV und regulatorische Entscheidungen wie z.B. Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Kapitalverzinsung.

2.2.1 Investitions- und Versorgungssicherheit

Übertragungsnetzbetreiber sollen Anreize haben und in der Lage sein, v.a.

- die anstehenden Investitionen für Netzausbau und –restrukturierung zu finanzieren; sowie
- die Stabilität des laufenden Systembetriebs sicherzustellen (insbesondere bei zunehmendem int. Stromtausch und ansteigender Windeinspeisung).

Ziel ist letztendlich die Sicherstellung eines hohen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit des deutschen Stromübertragungsnetzes. Weiterhin sind ausreichende Netzkapazitäten erforderlich, um einen möglichst unbeschränkten Stromtausch und damit Stromhandel zu ermöglichen – soweit dies wirtschaftlich vertretbar ist. Hiermit verbunden ist das Ziel, die Integration der europäischen Stromübertragungsnetze voranzutreiben.

Mit Blick auf die Ziele Investitions- und Versorgungssicherheit sollte deshalb eine mögliche Strukturierung des Stromübertragungsnetzgeschäfts den Anforderungen genügen, dass

Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung

- die Netzbetreiber die notwendigen finanziellen Mittel für umfassende Netzinvestitionen aus dem laufenden Cash Flow oder am Kapitalmarkt beschaffen können;
- ein ausreichender „Pool“ an kompetenten Führungskräften und Mitarbeitern zur effizienten Netzführung zur Verfügung steht;
- die Anreize für benötigte Netzinvestitionen vom Regulierer so gesetzt werden, dass sich energiewirtschaftlich sinnvolle Investitionen auch für den Netzbetreiber „rechnen“; und dass
- eine mögliche Neuordnung der Stromübertragungsnetze so zeitnah und zügig erfolgt, dass Planungsunsicherheiten für die Akteure vermieden und hierdurch bedingte Verzögerungen z.B. bei Investitionsentscheidungen verhindert werden.

2.2.2 Kosteneffizienz

Eine Strukturierung der Übertragungsnetze bzw. des Betriebs der Übertragungsnetze würde - im Vergleich zu heute - voraussichtlich Kosteneinsparungen bzw. Effizienzgewinne erlauben. Optimierungspotenziale ließen sich nach unserer Einschätzung insbesondere in folgenden Bereichen realisieren (vgl. Abbildung 4):

- Regelernergieabruf (kein „Gegeneinanderregeln“);
- optimierter Redispatcheinsatz;
- optimierter Netzausbau;
- Regulierungsmanagement; und
- optimierte Asset Management Strategien.

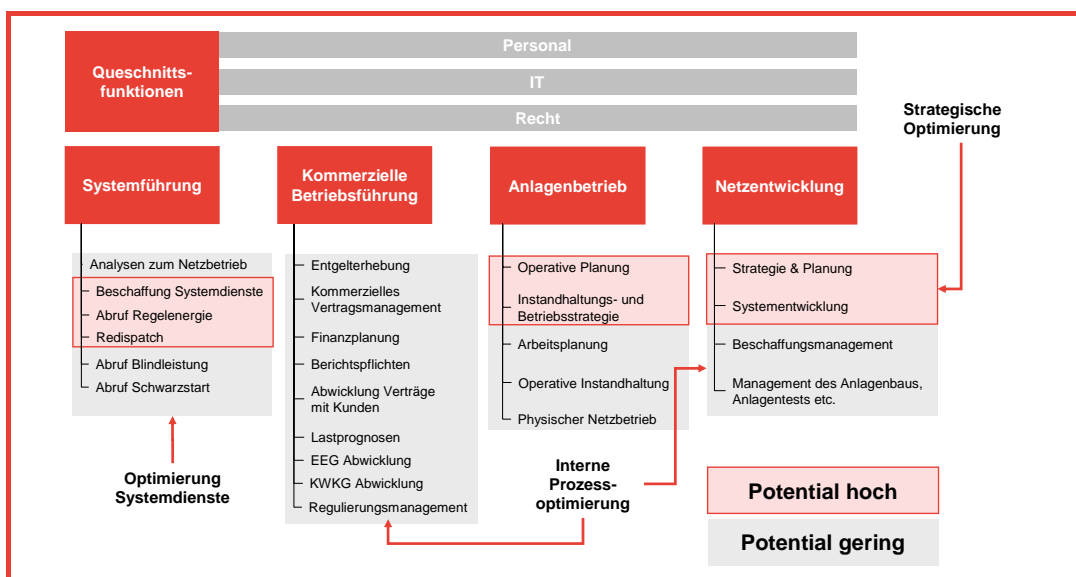


Abbildung 4: Überblick über Synergiepotenziale im Netzgeschäft

Quelle: Frontier

Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung

In anderen Bereichen wie dem Blindleistungsbezug, IT oder der regionalen Verfügbarkeit vor Ort lassen sich wohl nur begrenzte Einsparpotentiale erwirtschaften, bzw. Effizienzgewinne realisieren. Ebenso dürften sowohl auf Übertragungsnetzbetreiber-Seite als auch auf Seiten des Regulierers einige administrative Tätigkeiten im Bereich Netzentgeltregulierung und Netzzugangsregulierung langfristig eingespart werden können. Eine Verringerung der Anzahl der Hauptleitwarten könnte möglicherweise ebenfalls erfolgen, allerdings hat die Vergangenheit gezeigt, dass bei früheren Unternehmensfusionen die „alten“ Leitwarten aus Sicherheitsgründen zur Redundanz bzw. beibehalten worden sind, um eine Art „Inselbetriebsführung“ zu ermöglichen.⁴

Kerntreiber für Effizienzpotentiale dürften die Optimierung der Beschaffung von Systemdienstleistungen (v.a. Regelenergie, ggf. auch optimierter Redispatch) sowie eine Netzausbauplanung „aus einen Guss“ sein (falls die europäische Einbindung sinnvoll erfolgt). Diese Potenziale ließen sich vollständig über einen Zusammenschluss von Übertragungsnetzbetreibern erschließen. Gleichwohl ließe sich ein Teil der Effizienzpotentiale, v.a. in Bezug auf Beschaffung der Systemdienstleistungen, auch durch eine verbesserte Koordination von getrennten Netzen erreichen, in dem die Regeln für eine Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern so umfassend festgesetzt werden, dass die Beschaffungsprozesse eines einzigen integrierten Unternehmens weitgehend nachgebildet würden. Dies würde allerdings voraussichtlich mit deutlich höheren Transaktionskosten einhergehen, einen relativ hohen Zeit- und Kontrollbedarf bedingen und nur „Näherungslösungen“ ermöglichen.

2.2.3 Wettbewerbsneutralität des Netzes

Als weiteres politisches Ziel einer Strukturierung der Stromübertragungsnetze wird zudem häufig die weitere Straffung bzw. Vereinfachung der Marktprozesse und Netznutzungsbedingungen genannt. Letztendlich soll mit diesem Ziel sichergestellt werden, dass das Netz eine transparente Plattform für den Wettbewerb in Stromerzeugung und im Vertrieb bildet.

2.2.4 Kriterien für die Bewertung von Strukturoptionen

Die möglichen Umstrukturierungsoptionen für die deutsche Übertragungsnetzbetreiber-Landschaft müssen dahingehend bewertet werden, inwieweit

- sie das Erreichen der oben stehenden Ziele ermöglichen;
- sie politisch und technisch umsetzbar sind;
- sie mit den Vorgaben des 3. Energiepaketes der EU vereinbar sind; sowie
- zeitnah durchgeführt werden können.

⁴ Unter entsprechender Ausgestaltung der Anreizregulierung würde der neue Netzbetreiber anhand von Kosten-Nutzen Analysen selbst entscheiden, wie er mit den redundanten Leitwarten verfährt.

Der Nebenbedingung einer zeitnahen Umsetzbarkeit kommt eine hohe Bedeutung zu, um z.B. eine (weitere) Verzögerung der dringend benötigten Netzerweiterungsinvestitionen u.a. zur Integration der Windenergie an Land und Offshore sowie zur Integration neuer thermischer Kraftwerkskapazität zu verhindern.

2.3 EUROPÄISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die Auswahl geeigneter Umstrukturierungsoptionen für die deutschen Stromübertragungsnetze muss den derzeitigen und den sich derzeit ankündigenden Vorgaben auf Europäischer Ebene genügen. Aktuell liegt ein Entwurf der Kommission für eine Neufassung der Binnenmarkttrichtlinie Strom 2003/54/EC vor, die im Rahmen des 3. Energiepaketes verabschiedet werden soll sowie auch verschiedene Änderungsvorschläge des Europäischen Parlamentes bzw. des Rates. Wir verwenden für unsere weiteren Analysen die Entwurfsfassung vom 14.10.2008.

2.3.1 Alternative Modelle zur Eigentümerstruktur

Im Bezug auf die Eigentümerstruktur von Übertragungsnetzbetreibern erlaubt die Richtlinie (Entwurfsfassung) u.a. folgende alternativen Modelle (siehe Abbildung 5):

- **Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)** – Im Legal Ownership Unbundling- Modell wird das Eigentum zwischen Netzsparte - Eigentum am Netz und Systemführung – von den anderen Bereichen der Wertschöpfungskette Erzeugung und Vertrieb getrennt. In der Praxis bedeutet dies, dass die vertikal integrierten Unternehmen (VIU) das Eigentum an der Netzsparte vollständig abgeben müssten (es ist also auch keine Minderheitsbeteiligung des vertikal integrierten Unternehmens oder eines Dritten, der eigene Erzeugungs- oder Vertriebskapazitäten besitzt, erlaubt).
- **Independent System Operator (ISO)** – Im Modell des ISO wird die eigentliche Systemführung vom Eigentum an den physischen Netz-Assets getrennt. Während das vertikal integrierte Unternehmen weiterhin die „Hardware“ besitzen darf – und entsprechend der Anlagenbasis verzinst bekommt – darf der eigentliche Netzbetrieb und die Netzausbauplanung nur durch einen unabhängigen Systemführer durchgeführt werden. Der Systemführer darf wiederum weder direkt noch indirekt eigene Erzeugungs- oder Vertriebsaktivitäten besitzen. Der Richtlinienentwurf macht bestimmte Vorgaben dazu, welche Aufgaben beim Systemführer und welche beim Netzeigentümer liegen. Im Detail besteht aber noch Gestaltungsraum bzw. Klarstellungsbedarf.

- **Transmission System Operator (ITO)** – Die sog. „3. Option“ zielt darauf ab, die vollständige Unabhängigkeit des Netzbetreibers durch „Ring Fencing“ der Netzsparte im vertikal integrierten Unternehmen zu erreichen. Die Netzsparte wird sozusagen als „Unternehmen im Unternehmen“ durch detaillierte Vorschriften und Restriktionen in Bezug auf Personal und Informationsaustausch von den übrigen Unternehmensbereichen getrennt. Die Richtlinie sieht hier einige detaillierte Vorschriften vor (s. Annex). Bei diesem Modell handelt es sich um eine Verschärfung der heute geltenden Mindestanforderungen für das organisatorische Unbundling.
- **„Ausnahmegenehmigung“ (4. Option)** – Die 4. Option ist eine Art Ausnahmegenehmigung für ein nicht weiter in der Richtlinie definiertes Unbundling- Modell. Generell kann ein Unbundling- Modell von den nationalen Regulierungsbehörden unter Einbeziehung der Europäischen Kommission genehmigt werden, wenn es die Netzsparte mindestens so effizient von den anderen Unternehmensbereichen separiert, wie es die ITO Option vermag.

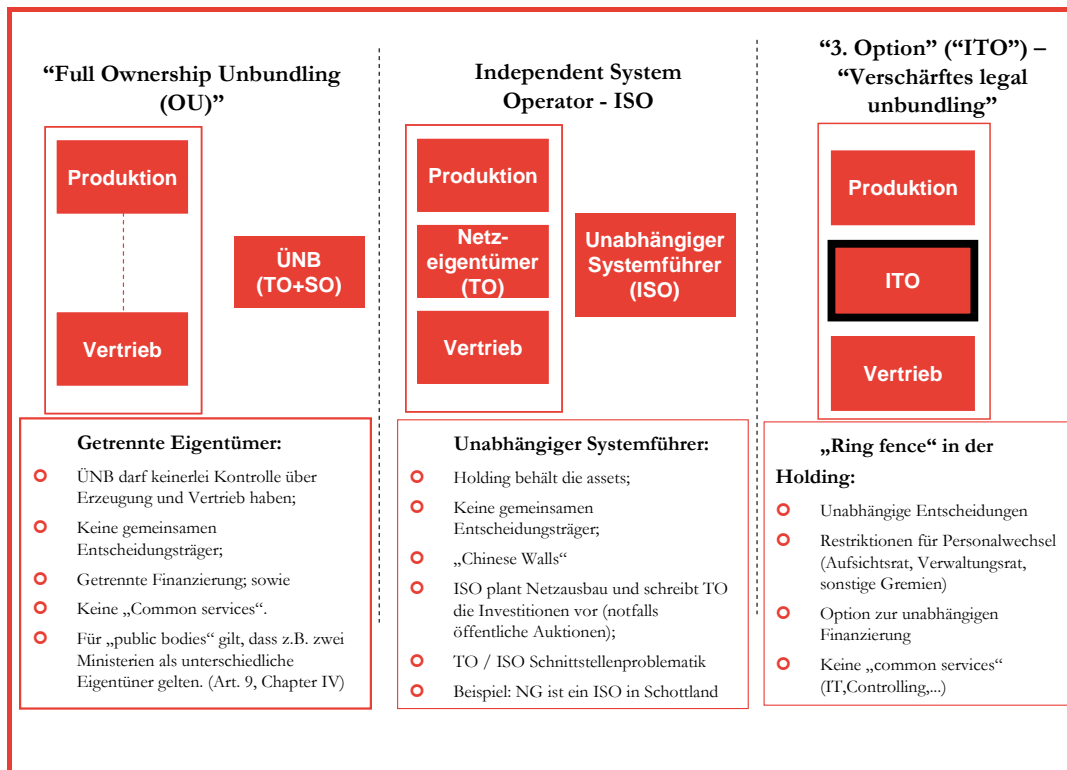


Abbildung 5: Strukturoptionen im 3. Energiepaket (ohne 4. Option)

Quelle: Frontier auf Basis Richtlinienentwurf

Eine mögliche Umstrukturierung der TSO Landschaft in Deutschland wäre das ITO- Modell. Es müssten allerdings eine Reihe von Einschränkungen berücksichtigt werden (s. Annex A). Dies hätte zum Beispiel zur Folge, dass die bestehenden Organisationsstrukturen bei den vertikal integrierten Unternehmen ggfs. angepasst und z.B. Personal- oder Dienstleistungsabteilungen wie IT oder Sicherheit umgesiedelt werden müssten. Ebenso müssen die „Governance“

Ziele und Rahmenbedingungen einer möglichen Umstrukturierung

Strukturen an die neuen Regelungen angepasst werden. Derzeit werden bei Vattenfall, E.ON und RWE vor dem Hintergrund eines geplanten Netzverkaufes bzw als Reaktion auf die zu erwartenden Regelungen des dritten Energiepakets bereits Umstrukturierungen im Konzern vorgenommen und z.T. (E.ON, Vattenfall) der Prozess für den Verkauf des Netzgeschäfts eingeleitet.

Unabhängig von der Frage der Umstrukturierung der Übertragungsnetzbetreiber-Landschaft in Deutschland, würde eine stärkere Entflechtung von Netzen und Erzeugern ohnehin eine noch detaillierte Regelung der dann schärfer zu trennenden Schnittstellen zwischen Erzeugungs- und Netzbereich erfordern. Bei unterschiedlichen Eigentümern von Kraftwerken und Netz ist der Netzbetreiber z.B. auf die Lieferung von Blindleistung oder auf den Zugang zu Schwarzstartfähigen Kraftwerken angewiesen. Heute werden diese Systemdienstleistungen häufig von den Erzeugerschwestern der Netzbetreiber erbracht. Vorhandene Regelungen zu Vergütungsregeln sowie Rechten und Pflichten der Netz- und Kraftwerksparte sind in diesen Vereinbarungen eher unbürokratisch geregelt und nicht immer allumfassend definiert. Zukünftig sind diese Schnittstellen bei vollständig unabhängigen Vertragspartnern detaillierter zu definieren. Es ist hierbei u.a. aus Regulierersicht auch auf mögliche gegenseitige Abhängigkeiten und Stärke der Verhandlungspositionen zu achten.

Die EU Richtlinie enthält eine Reihe weiterer Regelungen – u.a. zur Beteiligung ausländischer Investoren an einem Übertragungsnetz. Von Bedeutung sind hierbei v.a. die sog. „Third Party Clause“ sowie die Vorschriften zum „level playing field“.

2.3.2 Besondere Regelungen zu Beteiligungen aus Drittländern („Third country clause“)

Beteiligungen an einem Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der Europäischen Union durch Investoren aus sogenannten Drittländern (also Ländern von außerhalb der EU) müssen durch den jeweils betroffenen Staat (in dem ein Übertragungsnetzbetreiber übernommen werden soll) zertifiziert werden. Hierbei prüft

- der Regulierer, inwieweit der neue Investor in eines der erlaubten Unbundling- Optionen (OU, ISO, ITO) passt; sowie
- der Regulierer oder das Wirtschaftsministerium, inwieweit ein solches Investment die Versorgungssicherheit des betroffenen Staates und auch die Versorgungssicherheit der EU insgesamt beeinflusst.

Während des Zertifizierungsprozesses muss der betroffene Mitgliedstaat die Europäische Kommission benachrichtigen und deren ggfs ausgesprochene Empfehlung berücksichtigen.

2.3.3 Besondere Regelungen zu Beteiligungen aus anderen Ländern („Level Playing Field“)

Für Netze, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie bereits eigentumsrechtlich entflochten sind, sieht die Richtlinie ein mögliches Eingreifen

des Mitgliedstaates vor, wenn ein ausländisches, vertikal integriertes Unternehmen als ITO das „unbündelte“ Netz übernehmen möchte. Der Mitgliedstaat kann dann „Maßnahmen ergreifen“, um ein „Level Playing Field“ in Europa sicherzustellen.

Allerdings müssen diese Maßnahmen

- vereinbar mit Artikel 30 des EU Vertrages sein (hier wird die Einschränkung des freien Güterverkehrs limitiert); und
- angemessen, transparent und nicht diskriminierend sein.

Auch hier muss der betroffene Mitgliedstaat die Kommission benachrichtigen und deren Empfehlung umfassend berücksichtigen.

2.3.4 Bedeutung der neuen EU-Vorschriften für die untersuchte Fragestellung in Deutschland

Je nachdem, welche Investoren Interesse an einem Erwerb der zur Veräußerung anstehenden Netze haben, können unterschiedliche Regelungen der EU-Richtlinie Relevanz gewinnen:

- **Ausländischer, nicht EU Investor** – Sollte ein Investor von außerhalb der EU (z.B. aus Russland) ein Netz erwerben, so greift die Drittlandsregelung, d.h. Regulierer und Ministerien prüfen, ob die möglichen Unbundling-Modelle bei Erwerb durch den Investor eingehalten werden und inwiefern die Versorgungssicherheit Deutschlands, bzw. der EU durch die Beteiligung beeinflusst werden.
- **Erwerb durch unabhängige Erzeuger aus der EU** – Erwirbt ein unabhängiger Erzeuger (z.B. Statkraft, GDF Suez, MVV etc) Anteile am Stromnetz, so müsste er als ITO operieren oder einen unabhängigen Systemführer (ISO) einsetzen. Da die oben genannten Parteien – ähnlich wie die vertikal integriertes Unternehmen - ebenfalls Interessenskonflikte im Erzeugungs-, Vertriebs- und Netzbereich haben könnten, erfüllen sie zunächst einmal nicht die Voraussetzungen für ein Legal Ownership Unbundling.
- **Eigentum verbleibt bei den vertikal integrierten Unternehmen** – Entschließen sich beispielsweise RWE oder EnBW ihre Netze zu behalten, würden sie voraussichtlich als ITO oder aus als ISO in ihren Regelzonen operieren (die ownership unbundling (OU) Kriterien erfüllen sie nicht). Würden sie die Netze von E.ON und VET erwerben, wären sie dort ebenfalls als ITO/ISO tätig (und würden ggf. Regelzonen zusammenlegen). Möglich wäre auch, dass das Eigentum an den physischen Assets von E.ON und VET an Investoren übertragen wird (z.B. an einen Infrastrukturfond) und RWE oder EnBW als Systemführer⁵ in diesen Regelzonen auftreten.

⁵ In diesem Falle wären RWE oder EnBW Anlageneigentümer (IO) und Systemführer (SO) in der eigenen Regelzone und SO in der E.ON oder VET Regelzone. RWE bzw. EnBW müssten allerdings als vertikal integrierte Unternehmen zudem die ISO oder ITO Option umsetzen, um den Vorgaben der EU Richtlinie zu genügen. Die Netze von E.ON bzw. VET wären zudem eigentumsrechtlich entbündelt.

Dies entspräche dem britischen System, wo National Grid als Eigentümer und Systemführer in England & Wales tätig ist und gleichzeitig als Systemführer der Netze in Schottland auftritt.⁶

- **Erwerb durch großen Stromverbraucher** – Denkbar wäre auch, dass das Netz durch einen großen Stromverbraucher erworben wird (z.B. Hydro Aluminium oder die Deutsche Bahn). Fraglich wäre unseres Erachtens, inwieweit die Unbundling Vorgaben der Richtlinie (keine Erzeugungs- und kein Vertriebsinteressen) auch für Großverbraucher gelten, die ja in der Praxis ihrerseits ebenfalls in Interessenskonflikte geraten könnten, wenn sie gleichzeitig als Netzgroßkunde und Netzbetreiber tätig wären.
- **Erwerb durch den Staat** – Ein theoretisch in Betracht kommender Käufer ist der Staat, wie die aktuellen Diskussionen auch zeigen. Da der Staat in Deutschland keine wesentlichen Erzeugungskapazitäten besitzt, wären die OU Vorgaben der Richtlinie wohl erfüllt. Im benachbarten Ausland allerdings liegen erhebliche Erzeugungskapazitäten in Besitz von Staatsunternehmen. Für diesen Fall hat die Richtlinie eine Art „Ausnahmegenehmigung“ für ein OU erteilt, sofern Erzeugungs- und Netzgeschäft durch unterschiedliche Ministerien kontrolliert werden.
- **Erwerb durch Infrastrukturfonds** – Als mögliche Investoren kommen insbesondere institutionelle Anleger wie Infrastrukturfonds in Betracht. Als noch nicht abschließend geklärte Frage könnte sich ergeben, inwieweit Fonds, die auch Anteile an Erzeugungseinheiten besitzen ihrerseits durch interne „chinesische Mauern“ entbündelt werden müssen, um den Anforderungen der Richtlinie zu genügen.
- **Gründung einer neuen Netzgesellschaft** – Würde eine neue Netzgesellschaft gegründet, so würde diese
 - den Anforderungen des OU entsprechen, wenn die neuen Eigentümer keinerlei Eigentum an Erzeugungs- oder Vertriebseinheiten haben (Netzeigentum und Systemführung lägen in einer Hand); oder
 - den Anforderungen des ITO entsprechen, wenn die neuen Eigentümer Beteiligungen an Erzeugungs- oder Vertriebseinheiten besitzen, diese aber durch die ITO Vorgaben faktisch separiert werden würden (Netzeigentum und Systemführung lägen in einer Hand); oder
 - den Anforderungen des ISO entsprechen, wenn die Netz Assets in die neue Gesellschaft (ohne Beteiligung des/der systemführenden Übertragungsnetzbetreibers) eingebracht werden würden, aber die Systemführung einen unabhängigen Systemführer „ohne Erzeugungsbesitz“ erfolgen würde. Das Netzeigentum könnte dann auch bei Investoren liegen, die Investitionen in Erzeugung- und Vertriebseinheiten getätigt haben.

⁶ Ein Unterschied wäre allerdings, das National Grid eigentumsmäßig entbündelt ist, während RWE bzw. EnBW die ITO oder ISO Option umsetzen müssten.

2.3.5 Besondere nationale Regelungen für den Beteiligungserwerb von Drittstaaten in Deutschland

In Deutschland wird derzeit eine Änderung des Außenwirtschaftsgesetzes (AWG) erarbeitet. Ein Entwurf der Novelle vom 20.8.2008 wurde im Februar 2009 mit geringen Änderungen vom Bundestag bestätigt, eine Entscheidung des Bundesrates steht noch aus. Es wird jedoch derzeit noch diskutiert, inwieweit die Regelungen des AWG in Einklang mit den gültigen europa- und völkerrechtlichen Vorgaben, z.B. zur Kapitalverkehrsfreiheit, stehen.

Ziel der Novelle des AWG ist die Abwehr schädigender Einwirkungen aus fremden Wirtschaftsgebieten zum Erhalt von Sicherheit oder Ordnung in der Bundesrepublik Deutschland. Eine solche Gefahrenabwehr soll erfolgen, indem der Beteiligungserwerb aus Drittländern (nicht EU und nicht EFTA) in besonders sensiblen Bereichen wie Kriegswaffen, Rüstungsgüter oder – wie nun in der Novelle eingeführt - auch bei der Energienetzinfrastruktur nur vorbehaltlich einer ex ante Genehmigung durch das BMWi zugelassen wird.

Die das AWG begleitende Außenwirtschaftsverordnung enthält u.a. folgende Regelungen:

- Die Genehmigung durch das BMWi wird vorgeschrieben für Beteiligungen durch Drittlandsfirmen ab einer Größenordnung von über 25% (als Drittlandsfirmen gelten u.a. auch EU Unternehmen mit einem Anteil von Eigentümern aus Drittländern >25%. Hierbei werden indirekte Anteile mitgerechnet)⁷.
- Die Prüfung durch das BMWi, inwieweit eine evtl. Drittlandsbeteiligung die Sicherheit und Ordnung der Bundesrepublik Deutschland gefährden könnte, hat innerhalb eines Monats zu erfolgen (Beschluss AWG Entwurf Bundestag 19.2.2009).

Wenn die Novelle des AWG auch den Bundesrat passiert und in Kraft tritt, sind diese Regelungen auch auf die Eigentümerschaft im Stromübertragungsnetzbereich anzuwenden. Eine Beteiligung von Unternehmen oder Staatsfonds aus Nicht-EU-Staaten von über 25% am Netzeigentum oder an einer Netzbetriebsgesellschaft wäre dann nur vorbehaltlich einer Prüfung durch das BMWi möglich.

Das novellierte AWG würde dem BMWi theoretisch unmittelbar die Möglichkeit eröffnen, Beteiligungen von Kapitalgebern aus Nicht-EU-Staaten an Stromübertragungsnetzen auf Kompatibilität mit energiepolitischen und nationalen strategischen Zielen zu prüfen und damit z.B. als möglicherweise kritisch eingestufte Beteiligungen von bestimmten Anlegern aus Nicht-EU-Staaten (z.B. bestimmte Staatsfonds, Hedge-Fonds etc.) zu verhindern. Insofern könnte durch das novellierte AWG der politischen Forderung nach einer politischen Kontrolle des Einflusses auf Stromübertragungsnetzbetreiber zumindest teilweise entsprochen werden. Die Möglichkeit des Einsatzes dieses

⁷ Hierbei ist keine explizite und aktive Beantragung notwendig. Dem BMWi ist allerdings eine Prüfung - und bei entsprechendem Ergebnis ggfs. eine Untersagung - vorbehalten.

Instruments in der politischen Praxis dürfte allerdings auch immer von möglichen Rückwirkungen auf übergeordnete politische Ziele und Interessen abhängen.

3 Mögliche Strukturoptionen

In diesem Abschnitt definieren wir mögliche Strukturoptionen für das Übertragungsnetz und diskutieren dann, inwiefern sie die energiepolitischen Ziele bedienen. Dazu gehen wir in folgenden Schritten vor:

- Definition konzeptioneller Grundlagen;
- Definition von Strukturmodellen;
- Bewertung von Strukturmodellen.

Wir schließen diesen Abschnitt mit einem Zwischenfazit ab.

3.1 KONZEPTIONELLE GRUNDLAGEN

In der Ausgangssituation finden wir in Deutschland vier Verbundunternehmen vor, zu deren Geschäftsfeld auch der Ausbau und Betrieb der Übertragungsnetze in der jeweiligen Region zählt. Bei der Entwicklung von möglichen Strukturoptionen macht es Sinn, analytisch vorzugehen und die folgenden gedanklichen Schritte zu vollziehen (Abbildung 6):

- die Übertragungsnetzbetreiber können gedanklich aus den bisherigen Verbänden herausgelöst werden;
- die Aktivität der Übertragungsnetzbetreiber kann in die Systemführung (im Englischen: System Operation, SO; z.B. die stündliche und tägliche Steuerung des Netzbetriebs) und das Netzeigentum (im Englischen: Transmission Ownership, TO) unterschieden werden;
- neben die bisherigen Eigentümer können auch neue Eigentümer treten;
- die Aktivitäten von Systemführung und Netzeigentum können auf verschiedene Weise kombiniert werden. Z.B. ließen sich alle Funktionen über die 4 bisherigen Regelzonen fusionieren. Es wäre aber z.B. auch denkbar, dass die Systemführung über die 4 Regelzonen fusioniert wird, während das Netzeigentum bei bisherigen 4 Eigentümern verbleibt, usw.

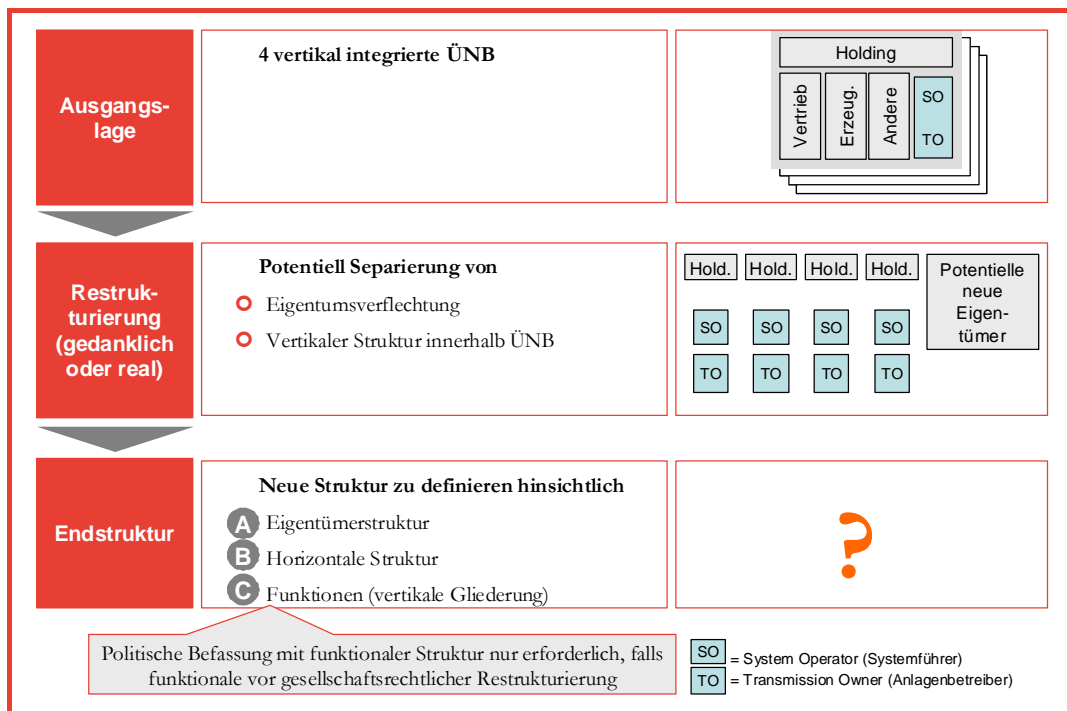


Abbildung 6: Konzept für Strukturoptionen

Quelle: Frontier

Um die resultierende Übertragungsnetzbetreiber-Struktur zu beschreiben, sind letztlich folgende Fragen zu klären (Abbildung 7):

- Wer sollen die zukünftigen **Eigentümer** sein (dieser Frage widmen wir uns in Abschnitt 4)?
- Wie soll die zukünftige **horizontale Übertragungsnetzbetreiber-Struktur** aussehen – d.h. über wie viele heutige Unternehmen sollen Aktivitäten koordiniert oder fusioniert werden, und sind ggf. auch benachbarte ausländische Übertragungsnetzbetreiber zu integrieren?
- Wie soll die zukünftige **vertikale Übertragungsnetzbetreiber-Struktur** aussehen, insbesondere sollen Systemführung und Netzeigentum bei einem Unternehmen liegen oder – wie im Fall des EU Vorschlags zum Independent System Operator (ISO) – voneinander getrennt werden?

Mögliche Antworten auf die letzten beiden Fragen diskutieren wir detailliert in diesem Abschnitt.

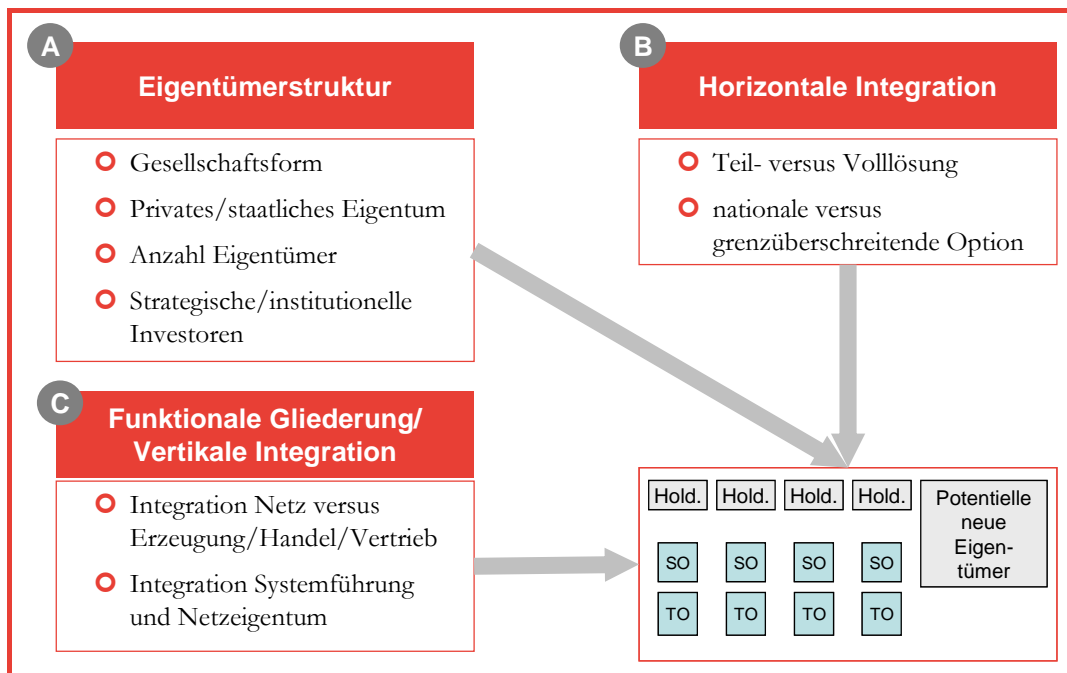


Abbildung 7: Zentrale Fragestellungen

Quelle: Frontier

3.2 ÜBERBLICK ÜBER MÖGLICHE AUSGESTALTUNGSOPTIONEN

Grundsätzlich ist eine Vielzahl von unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten mit und ohne Beteiligung der derzeitigen Netzeigentümer denkbar. Für unsere weiteren Analysen unterteilen wir die in Betracht kommenden Modelle in folgende Strukturoptionen (Abbildung 8):

- „System Operator leicht“ („SO leicht“) – Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen;
- Joint Venture Systemsteuerung;
- Systemführender Netzbetreiber ;
- Teillösung („kleine Netzgesellschaft für Deutschland“);
- Volllösung („Netzgesellschaft für Deutschland“).

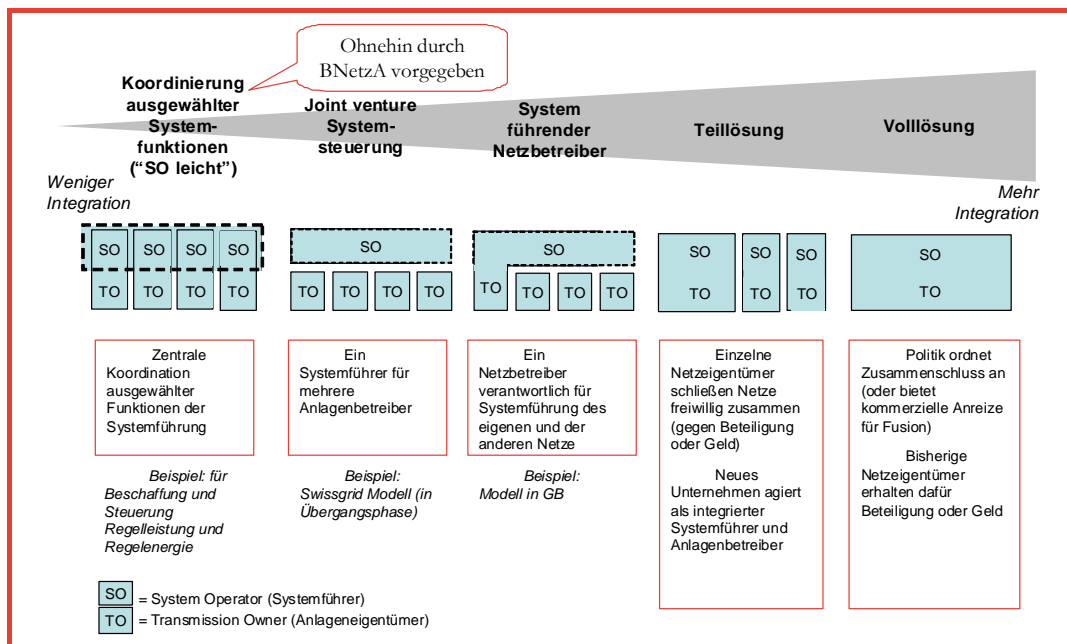


Abbildung 8: Strukturoptionen im Überblick

Quelle: Frontier

Die aufgeführten Modelle lassen sich prinzipiell auch offen für die Beteiligung ausländischer Übertragungsnetzbetreiber ausgestalten. Wir gehen daher bei Definition und der Bewertung der Strukturmodelle nicht im Detail auf den Aspekt der internationalen Erweiterung ein.⁸

3.2.1 Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen („SO leicht“)

Prinzipielle Ausgestaltung – Als Mindestlösung sollte ein Modell mit der Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen („SO leicht“) in Betracht gezogen werden. So könnten z.B. durch eine stärker koordinierte Ausregelung der vier Regelzonen Effizienzvorteile realisiert werden. Das Eigentum an den Netzen und die Systemführung verblieben bei vier unterschiedlichen Netzbetreibern.

Praktische Relevanz – Dieses Modell entspricht dem Ansatz, welches die BNetzA z.B. im Rahmen einer reformierten Koordination im Abruf der Regelleistung von durch die heutigen Übertragungsnetzbetreiber ohnehin verfolgt. Insofern kann dieses Modell auch als der (zukünftige) Status Quo betrachtet werden.

Kompatibilität mit zukünftigen Vorgaben zu Unbundling – Für den Fall, dass die Verbundunternehmen Eigentümer am Netz bleiben, wäre das ITO- Modell umzusetzen (das OU- Modell käme aufgrund der Erzeugungs- und Vertriebsbeteiligungen der Verbundunternehmen nicht in Frage, die Strukturbedingungen des ISO- Modells wäre nicht erfüllt, da Netzführung und Netzeigentum weiterhin in der selben Hand lägen). Im Falle eines neuen

⁸ In Abschnitt 4 diskutieren wir ausgewählte Aspekte der internationalen Integration.

Eigentümers wäre auch eine Umsetzung als OU möglich, sofern die neuen Eigentümer ihrerseits keine Erzeugungs- bzw. Vertriebsaktivitäten besitzen.

3.2.2 Joint Venture Systemsteuerung

Prinzipielle Ausgestaltung – Bei diesem Modell würde die Koordination in der Beschaffung und im Einsatz von Regelenergie auch auf andere Netzdienstleistungen ausgedehnt. Hierzu würde z.B. ein Joint Venture gegründet, das die Systemführung in den heutigen Regelzonen übernehmen würde. Das Eigentum an den Netzen könnte bei den heutigen Eigentümern verbleiben oder an neue Eigentümer übergehen. Eigentümer des Systemführungs-Joint Ventures könnten entweder die Eigentümer der Netze (gemeinschaftlich) oder auch andere Eigentümer sein.

Praktische Relevanz – Hierbei schließen sich die Netzeigentümer (TO) zusammen zu einer neu zu gründenden Gesellschaft, die dann die Systemführung übernehmen würde. Die Netzeigentümer wären also „Minderheitsaktionäre“ am Systemführer. Das Modell „Joint Venture Systemsteuerung“ entspräche in weiten Teilen dem bereits heute in der Schweiz umgesetzten Modell.

Kompatibilität mit zukünftigen Vorgaben zu Unbundling – Mit den heutigen Netzeigentümern würde hier eine Art Mischform des ISO- und des ITO-Modells umgesetzt werden. Allerdings müssten die Netzaktivitäten, sofern die heutigen vertikal integrierten Unternehmen am ISO indirekt beteiligt wären, in einen ITO überführt werden.

3.2.3 Systemführender Netzbetreiber

Prinzipielle Ausgestaltung – Bei diesem Modell wäre – ähnlich wie beim Joint Venture- Modell - nur eine Institution für die Systemführung in allen heutigen Regelzonen zuständig. Allerdings würde sich der Systemführer aus der Gruppe der heutigen Übertragungsnetzbetreiber rekrutieren. Dieser Übertragungsnetzbetreiber wäre also Netzeigentümer und Systemführer in seiner angestammten Regelzone und zugleich Systemführer ohne Netzeigentum in den anderen Regelzonen.

Praktische Relevanz – Dies Modell ähnelt einem Vorschlag, der von RWE unterbreitet wurde. Der Vorschlag stellt auf die Zusammenlegung der Systemführung der Netze unter Beibehaltung von bis zu vier Netzeigentümern ab. Hierbei würde ein Netzeigentümer gleichzeitig die Systemführung für das komplette deutsche Übertragungsnetz übernehmen.⁹ Das Eigentum an den vier Netzen läge dann bei den alten Eigentümern oder, wie im Falle Vattenfalls und E.ONs geplant, ggf. auch bei neuen Netzeigentümern. Das Modell wurde zudem in Großbritannien mit National Grid (NG) als dem Systemführer für das englische, schottische und walisische Übertragungsnetz umgesetzt. NG ist in Schottland nicht Eigentümer des Netzes.

⁹ Vertikal integrierte Netzbetreiber wie heute RWE und EnBW müssten zusätzlich das Modell des ITO bzw. ISO umsetzen, um die Kompatibilität mit der EU-Richtlinie zu gewährleisten.

Kompatibilität mit zukünftigen Vorgaben zu Unbundling – Im Sinne des Richtlinienvorschlages wäre voraussichtlich der „Systemführende Übertragungsnetzbetreiber“ nach dem Modell des ITO oder ISO in der eigenen Regelzone tätig, für die anderen Regelzonen wäre der Systemführer der unabhängige Systemführer (SO), (vergleichbar mit der Rolle National Grids in Schottland und Wales).¹⁰

3.2.4 Teillösung („kleine Netzgesellschaft für Deutschland“)

Prinzipielle Ausgestaltung – Ein weiteres Modell bestünde darin, dass weiterhin Systemführerschaft und Netzeigentum in den derzeitigen Netzen integriert bleiben, wobei aber ausgewählte Übertragungsnetzbetreiber miteinander fusionieren.

Praktische Relevanz – Anlässlich der geäußerten Verkaufsabsichten von Vattenfall und E.ON ist die Frage der Zusammenlegung dieser Netze, z.B. im Falle eines Erwerbes durch einen identischen Käufer, praktisch relevant.

Kompatibilität mit zukünftigen Vorgaben zu Unbundling – Die unter dem Namen „kleine Netzgesellschaft“ diskutierte Teillösung würde dann im Sinne der EU Richtlinie entweder als OU gelten können (wenn die neuen Eigentümer keine Erzeugungs- oder Vertriebsanteile besitzen), sie könnte im Falle eines Erwerbes durch einen Investor mit Erzeugungsanteilen als ITO Option oder bei gleichzeitiger Gründung eines Systemführers als ISO Option¹¹ ausgestaltet werden.

3.2.5 Volllösung („Netzgesellschaft für Deutschland“)

Prinzipielle Ausgestaltung – Die wohl umfassendste Umstrukturierungsoption ist die Volllösung, also Konzentration von Systemführung und Netzeigentum in einer einzigen Netzgesellschaft für Deutschland.

Kompatibilität mit zukünftigen Vorgaben zu Unbundling – Wie bei der Teillösung kann die Einhaltung der Unbundling Vorgaben der Richtlinie je nach Käufer durch die Umsetzung als OU oder ITO erfolgen.

3.3 VORAUSWAHL ANHAND DER BEWERTUNGSKRITERIEN

Im Folgenden diskutieren wir die Wirkung der oben beschriebenen Strukturierungsoptionen im Hinblick auf die Ziele Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Wettbewerbsneutralität sowie auf ihre praktische Umsetzbarkeit.

¹⁰ Sofern die Netze im Besitz von Eigentümern verbleiben, müssten diese Aktivitäten zudem über die ITO bzw. ISO Option entbündelt werden (s. vorhergehende Fußnote).

¹¹ In diesem Falle verbliebe das Eigentum am Netz beim Käufer, die Systemführung würde dann durch eine neu gegründete Gesellschaft erfolgen.

3.3.1 Bewertung des Modells und Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen („SO leicht“)

Umsetzbarkeit – Das „SO leicht“ ist als „lockeres“ Integrationsmodell relativ einfach umsetzbar. Die technisch-funktionale Umsetzung der Integration der Beschaffung von Systemdienstleistungen (z.B. des Regelenergieabrufs) und anderer Betriebsführung- und Planungsprozesse dürfte aber eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen.

Die Bundesnetzagentur verfolgt bereits den Ansatz der Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen. So ist der Auktionierungsprozess für die Beschaffung von Regelenergie bereits durch ein Festlegungsverfahren der BNetzA umfangreich geregelt. Darüber hinaus laufen weitere Anstrengungen der BNetzA für einen verbesserten Abruf der Regelenergie. So kann es derzeit noch zu einem „Gegeneinanderegeln“ in den einzelnen Regelzonen kommen, das zukünftig durch einen koordinierten bzw. einheitlichen Regelenergieabruf vermieden werden soll. Des Weiteren gelten auch Vorschriften der BNetzA für die Beschaffung von Verlustenergie¹².

Grundsätzlich ließe sich eine verbesserte Koordination von Systemfunktionen durch ein analoges Vorgehen der BNetzA mit Hilfe von Konsultationsprozessen und Festlegungsverfahren auch auf andere Systemfunktionen übertragen, wie beispielsweise

- Verfahren zum Abruf und der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen bei internen Engpässen;
- Verfahren zur Vorhaltung und Einsatz von Windreserve bzw. zur Ausgestaltung des EEG Bandveredelungsprozesses¹³;
- Verfahren zum Bezug und zur Vergütung von Schwarzstartfähigkeit, Blindleistungsbezug etc.

Die Festlegung der zukünftigen Prozesse dürften beim Kooperationsmodell voraussichtlich länger dauern als im Fall einer Fusionslösung (wo die reformierten Prozesse von der Unternehmensleitung unternehmensintern entschieden und durchgesetzt werden könnten). Der Grund für längere Abstimmungsprozesse bei einer Kooperationslösung besteht darin, dass die finanziellen Interessen der Übertragungsnetzbetreiber tangiert sein können. Eine Lösung zugunsten eines Übertragungsnetzbetreibers könnte zum Nachteil eines Anderen sein. Die Diskussionen um den Einsatz der Regelenergie zeigen bereits deutlich die Komplexität des Abstimmungsprozesses. Ähnliche Diskussionen deuten sich bereits bei der Novelle des EEG Wälzungsmechanismus an.

Es ist wahrscheinlich, dass sich die Verhandlungen und Abstimmungsprozesse insbesondere dann in die Länge ziehen, wenn mehrere Systemfunktionen durch

¹² Verlustenergie wird von der BNetzA dennoch nicht notwendigerweise als nicht beeinflussbare Kostenposition angesehen.

¹³ Es existieren derzeit bereits abgestimmte Branchenregelungen, die jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht notwendigerweise kosteneffizient sein müssen.

Konsultations- und Festlegungsverfahren tangiert werden. Zudem könnte eine besondere Komplexität entstehen, wenn neue Regelungen (z.B. zur EEG Profilverwälzung¹⁴) Rückwirkungen auf bereits zuvor geregelte Systemfunktionen wie Regelenergie haben würden.

In einem fusionierten Unternehmen wären keine externen Abstimmungen und Verhandlungen erforderlich, die Entscheidungswege wären entsprechend kürzer.

Kosteneffizienz – Im Bereich der Systemführung lassen sich bei diesem Modell wesentliche Synergiepotentiale heben, indem beispielsweise das Gegeneinanderregeln beim Regelenergieabruf verhindert wird. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz spielt neben dem großen Block Regelenergie mittelfristig wohl insbesondere der EEG Einspeise- und Kostenwälzungsprozess zumindest für einige Netzbetreiber eine wesentliche Rolle. Mit dem neuen EEG 2009 wurde bereits ein umfangreicher Einschnitt in die EEG Kostenwälzungsprozess angekündigt, in dem die Bundesregierung ermächtigt wird, zukünftig eine Verordnung zur EEG Kostenwälzung zu erlassen. Ein zusätzliches Eingreifen der BNetzA müsste hier – falls dies überhaupt als erforderlich angesehen werden sollte – in jedem Falle koordiniert erfolgen.

Einen weiteren wesentlichen Kostenblock könnten in Zukunft kurzfristige Netzengpasskosten darstellen, die durch Netzengpass bedingte Eingriffe in den sonst kostenoptimalen Kraftwerksabruf (Redispatch) entstehen können. Heute bewegen sich die Redispatchkosten in einem Bereich von mehreren 10 Millionen € pro Jahr, für die Zukunft ist allerdings zu erwarten, dass die Engpasskosten aufgrund der Veränderungen in der deutschen Stromerzeugungsstruktur deutlich zunehmen werden und dreistellige Millionenbeträge im Jahr erreichen können. Ein koordiniertes Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber könnte hier signifikante Kostenersparnisse ermöglichen.

Schwarzstartfähigkeit und Blindleistungsbezug sind Prozesse, die technisch bedingt eine starke regionalen Fokus aufweisen, sodass der Effizienzgewinn durch eine verbesserte Koordination im Vergleich zu den anderen Kostenpositionen als eher gering einzustufen ist. Möglich wäre weiterhin auch eine verstärkte Kooperation bezüglich einer integrierten Netzausbauplanung.

Trotz dieser Potenziale bilden Kooperationslösungen allerdings häufig nur „Näherungslösungen“ ab. Zudem würden Synergiepotentiale in anderen Bereichen, wie z.B. dem Regulierungsmanagement oder auch dem Asset Management, nicht realisiert.

Versorgungssicherheit – Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit stellt diese Option keine Verschlechterung, aber wohl auch keine wesentliche Verbesserung gegenüber der heutigen Situation dar. Dies gilt insbesondere, da die Netzausbauplanungen weiterhin zwar koordiniert, aber für vier Netze getrennt und nicht „aus einem Guss“ erfolgen würde.

¹⁴ Übertragungsnetzbetreibern sind derzeit die Bilanzkreisverantwortlichen für den EEG Bilanzkreis - sie beziehen deshalb von sich selbst Ausgleichsenergie.

Die „SO leicht“ Option stellt – je nach Grad der Harmonisierung des Systembetriebes - einen deutlichen Fortschritt gegenüber der heutigen Situation dar. Sie erlaubt es allerdings im Vergleich zu den anderen Optionen nur einen Teil der Optimierungspotenziale zu heben bzw. nicht nachhaltig alle vorhandenen Synergiepotentiale auszuschöpfen. Zudem geht sie aufgrund der Abstimmungs- und Verhandlungsprozesse mit Transaktionskosten und einem nicht unerheblichem Zeitbedarf einher. Zudem kann auch die Informationsasymmetrie zwischen den einzelnen Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA im Vergleich zu einer vollintegrierten Lösung zu Effizienzverlusten führen¹⁵.

3.3.2 Bewertung des Modells „Joint Venture Systemführung“

Kosteneffizienz – Auch dieses Modell würde, ähnlich wie das „SO leicht“- Modell, nur in einigen Bereichen Synergiepotentiale heben können, insbesondere durch die Koordination bei der Beschaffung von Netzdienstleistungen. Ob sich auch Vorteile für die Netzplanung ergeben, ist eher fraglich. Einerseits erfolgt über das Systemführungs-Joint Venture eine bessere Koordination, andererseits tut sich aber ein Schnittstellenproblem zwischen Systemführer und Netzeigentümer auf, das auch zu Reibungsverlusten und Effizienzverlusten gegenüber dem Status Quo führen kann (wie wir nachfolgend noch diskutieren).

Wettbewerbsneutralität – Bezüglich der Wettbewerbssituation könnte das Modell Vorteile gegenüber dem „SO leicht“- Modell aufweisen. Die EU Kommission sieht in ihrer Richtlinie sowohl das OU- als auch ITO- und ISO- Modelle im Hinblick auf ihre Wirkung auf den Wettbewerb als gleichwertige Optionen an.

Umsetzung – Wesentlicher Nachteil des Modells „Joint Venture Systemführung“ ist die Trennung von Netzeigentum und Netzbetrieb, die - wie die Praxis nicht nur in Großbritannien gezeigt hat - zu erheblichen Schnittstellenproblematiken führen kann. Es ergeben sich Herausforderungen in verschiedenen Bereichen, die letztlich bewirken können, dass die bisherigen Netzeigentümer kein Interesse an der Umsetzung des Modells haben:

- **Interessenkonflikt** – Das Modell kann einen inhärenten Interessenkonflikt zwischen Systemführer und Netzeigentümer auslösen. Insbesondere Entscheidungen über den Netzausbau führen regelmäßig zu Friktionen: der Systemführer hat im Fall eines Ausbaus einen kommerziellen Vorteil aus der Verringerung der laufenden Betriebskosten (z.B. den Kosten für Redispatch/Engpassmanagement und Kosten für Netzverluste), der Netzeigentümer muss aber zunächst den Kapitaleinsatz (Abschreibung und Verzinsung) tragen. Zwar sind theoretisch vertragliche Regelwerke vorstellbar, die es letztlich erlauben, dass sich Systemführer und Netzeigentümer die Vorteile einer sinnvollen Investition teilen. Solche Regelungen wären aber zwangsläufig äußerst komplex und nie vollständig, sodass für beide Seiten Risiken verblieben. Die Folge kann sein, dass sich

¹⁵ Die BNetzA kann beispielsweise nur Konsultationsprozesse und Festlegungsverfahren zu Aspekten initiieren, die an sie herangetragen worden sind. Die Übertragungsnetzbetreiber können ggf. durch interne Prozessoptimierung zusätzliche Effizienzpotentiale identifizieren und ggf. heben.

Systemführer und Netzeigentümer im Zweifelsfall nicht über Investitionen einigen können und diese verzögert werden könnten (Free Rider Problem, bei dem jede Partei auf die Kostentragung durch den anderen setzt). Innerhalb eines über Systemführung und Netzeigentum integrierten Übertragungsnetzbetreibers ist eine entsprechende Koordination nicht erforderlich.

- Reibungsverluste bei Anreizregulierung – Die geschilderten Friktionen können zudem bewirken, dass eine Anreizregulierung weniger effektiv wirkt als beim traditionell integrierten Übertragungsnetzbetreiber-Modell. Systemführer und Netzeigentümer müssten die in sich schon komplexen Regeln der Anreizregulierung in vertragliche Anreizstrukturen im Verhältnis untereinander übersetzen. Gelingt dies nicht bzw. nicht perfekt – was wahrscheinlich ist – gehen Anreizsignale verloren, und es können langfristig Effizienzverluste auftreten.
- Ungünstigere Risikostruktur – Ein SO, insbesondere in Ausgestaltung eines in eigentümerschaft entbündelten ISO, könnte insgesamt eine ungünstigere Risikostruktur aufweisen als ein integrierter Systemführer/Netzeigentümer, sodass die Finanzierungskosten für das Netz ansteigen könnten. Hierfür gibt es verschiedene Gründe:
 - Ungesicherte gegenläufige Risiken – Wie bereits geschildert wurde, verbleiben bei diesem Modell an der Schnittstelle zwischen Systemführer und Netzeigentümer bestimmte Risiken (z.B. verzögerte Investition, was die direkten Betriebskosten des Systemführers erhöht, aber die Kosten des Netzeigentümers senkt). Diese Risiken sind gegenläufig und wären im Fall einer Integration von Systemführung und Netzeigentum „versichert“. Das Problem würde prinzipiell abgemildert, wenn die Netzeigentümer zugleich (gemeinschaftliche) Eigentümer des Systemführers sind (die Free Rider Problematik, welche die Wirkung der Anreizregulierung unterminieren könnte, bliebe aber bestehen).
 - Systemführer mit begrenzter Kapitalausstattung – Da die Anlagen und damit das Anlagevermögen im Wesentlichen beim Netzeigentümer verbleiben, dürfte die Systemführungsgesellschaft kaum über Sicherheiten oder finanzielle Substanz verfügen, um Schwankungen im Cash Flow aufgrund von Änderungen in den Kosten der Systemführung auszugleichen. Angesichts eines zu erwartenden Anstiegs von Engpasskosten sowie der hohen Cash Flows resultierend aus EEG und KWKG ist hier mit hohen Volumina und großen Volatilitäten in den Cash Flows zu rechnen. Kapitalgeber würden dieses Risiko erkennen und könnten ggf. das „Default Risiko“ (bzw. Liquiditätsrisiken) des Systemführers als relativ hoch einschätzen, da dieser aufgrund einer typischerweise geringen Kapitaleinlage selbst nur begrenzten finanziellen Risiken im Konkursfall ausgesetzt sein dürfte. Dies dürfte die Finanzierungskosten (für Eigen- und Fremdkapital) des Systemführers erhöhen.

- Ggf. höhere Kapitalkosten des TO – Auch auf Seiten des Netzeigentümers könnten die Kapitalkosten für Eigen- und Fremdkapital ansteigen, da der TO zwar Kapitalkosten tragen muss, er die Investitionen aber auf Anweisung des SOs vornehmen muss. Sein Risiko einer Fehlinvestition wird aufgrund seiner geringeren Informations- und Einflussnahmemöglichkeiten also steigen, was zu einer Erhöhung seiner Kapitalkosten führen könnte. Dies könnte die Kapitalkosten im Übertragungsnetzbetreiber-Bereich insgesamt erhöhen und damit die Erreichung von Kosteneffizienzzielen konterkarrieren.

Die Herausforderungen bei der Umsetzung eines getrennten SO lassen sich näher illustrieren. Wird ein Modell mit Trennung von Systemführung und Netzeigentum verfolgt, wäre für jede einzelne Tätigkeit des vormaligen Übertragungsnetzbetreibers zu definieren, ob sie zukünftig vom Systemführer oder vom Netzeigentümer wahrzunehmen ist. Die nachfolgende Abbildung illustriert, wie dies in Schottland gelöst worden ist: National Grid fungiert als Systemführer der schottischen Netze.¹⁶ Dort verbleiben beim Netzeigentümer Aufgaben wie die Finanzplanung, die Instandhaltungs- und Arbeitsplanung sowie das Beschaffungsmanagement und der Anlagenbau. Bei der Systemplanung und der Systementwicklung sind Netzeigentümer und Systemführer regulatorisch verpflichtet zusammenzuarbeiten. Diese regulatorische Verpflichtung hebt aber natürlich nicht die oben geschilderten Interessenkonflikte auf. Friktionen zwischen TO und SO in England beziehen sich – neben der hohen Komplexität der Schnittstellen¹⁷ – z.B. regelmäßig auf Fragen im Zusammenhang mit der Instandhaltung von Leitungen (für den TO ist die Abschaltung einer Leitung für Revisionszwecke oder Instandhaltung nicht ergebniswirksam, für den SO dagegen schon)¹⁸

¹⁶ National Grid hat kein eigenes Netzeigentum in Schottland. Diese Situation entspricht streng genommen dem unten diskutierten Modell des „Systemführenden Netzbetreibers“, aber die Schnittstellenproblematik lässt sich hieran in geeigneter Weise verdeutlichen.

¹⁷ Näheres dazu siehe <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/sotocode/Library/>

¹⁸ Ein vertikal integrierter TO mit eigenen Kraftwerken könnte auch einen Anreiz haben, die vom SO angekündigten Abschaltungen von Leitungen im Erzeugungsbereich für seine eigene Erzeugungssparte zu nutzen

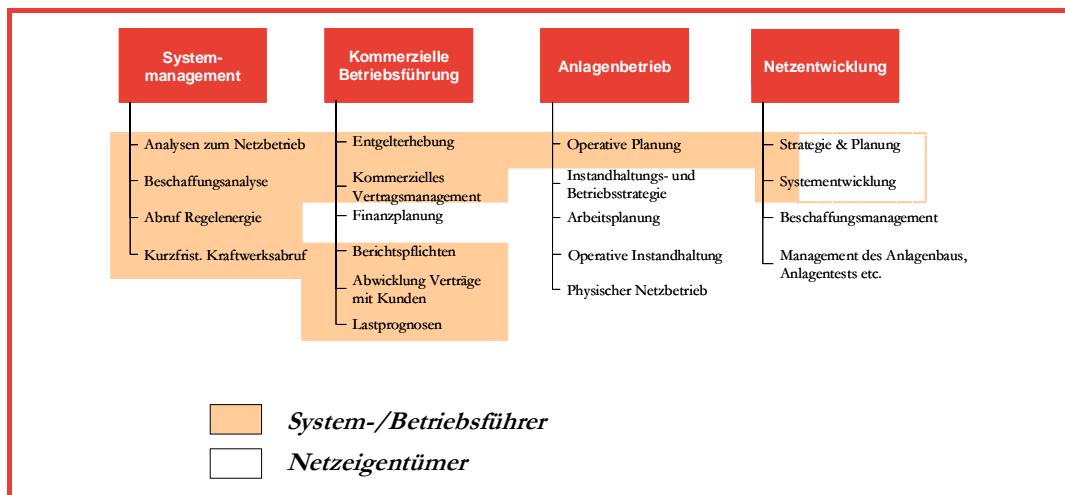


Abbildung 9: Systemführender Netzbetreiber - Beispiel Schottland

Quelle: Frontier

3.3.3 Bewertung des Modells „Systemführender Netzbetreiber“

Beim Modell des „Systemführenden Netzbetreibers“, bei dem ein Netzeigentümer zugleich als Systemführer für alle Regelzonen fungiert, bestehen im Prinzip die gleichen Herausforderungen wie beim zuvor diskutierten Modell des „Joint Venture Systemführung“. Wir diskutieren daher hier nur jene Aspekte, die spezifisch für dieses Modell sind:

Kosteneffizienz – In diesem Modell besteht das Risiko, dass der systemführende Netzbetreiber gegenüber den anderen Netzeigentümern die Interessen der mit ihm verschwisterten Netzeigentumssparte vertritt. So könnte er z.B. versuchen, Netzinvestitionen bei anderen Netzeigentümern - nicht bei der eigenen Netzsparte – einzufordern, sofern diese z.B. besonders risikoreich erscheinen. Hierdurch könnte er eigene Investitionen vermeiden und im Systemführungsgeschäft Betriebskosten einsparen. Die Folge könnten ineffiziente Investitionsprogramme sein.

Wettbewerbsneutralität – Ein besonderes Problem könnte hier entstehen, wenn der systemführende Systembetreiber nicht nur mit dem Netzeigentum, sondern auch mit Erzeugung und Vertrieb vertikal integriert ist. In diesem Fall könnte er z.B. solche Netzinvestitionen favorisieren, die den Netzanschluss oder die Fahrweise seiner eigenen Kraftwerkssparte begünstigen und die Kraftwerkssparten anderer Erzeuger benachteiligen. Diese potenzielle Gefahr könnte sich im Vergleich zu heute verschärfen, da derzeit alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber vertikal integriert sind und deshalb auch grundsätzlich ein Interesse am Netzausbau in ihrer Region besteht.

Umsetzung – Das im Kontext des „Joint Venture Systemführung“ diskutierte Problem eines Systemführers ohne finanzielle Substanz würde bei diesem Modell abgemildert: Da der Systemführer ja auch Eigentümer eines Teils des Netzes ist, wäre mehr „Masse“ verfügbar, sodass dieser Systemführer im Kapitalmarkt als weniger risikobehaftet eingestuft werden dürfte.

3.3.4 Bewertung des Modells „kleine Netzgesellschaft (Teillösung)“

Umsetzung - Eine Teillösung könnte z.B. zunächst in einer Zusammenlegung der Systemführung und des Netzes von Vattenfall und E.ON bestehen, da diese Netze derzeit zum Verkauf stehen bzw. deren Verkauf angekündigt worden ist. Von besonderer Bedeutung ist hierbei, dass die beiden Netze die wohl am stärksten von der Integration der (Offshore-) Windenergie betroffenen Netze sind und auch einen Großteil der mittelfristig anstehenden Netzausbaumaßnahmen ausmachen.¹⁹ Beide Netze stehen demnach vor ähnlichen Herausforderungen.²⁰

Netztechnisch sinnvoll könnten aufgrund der geografischen Lage zudem auch Kombinationen von E.ON/EnBW und, aufgrund der Lastflüsse von Nord- nach Süd in Deutschland, v.a. RWE/E.ON sowie RWE/EnBW sein, wohingegen Kombinationen von RWE/VET und EnBW/VET aufgrund der fehlenden Anbindung weniger vorteilhaft erscheinen.

Die Diskussionen um den Regelernergieabruf haben u.a. dazu geführt, dass E.ON, VET und EnBW ein gemeinsames Konzept für den koordinierten Abruf von Regelernergie erarbeitet haben. Theoretisch denkbar wäre also auch, dass sich nicht nur die beiden zum Verkauf stehenden Netze, sondern sogar drei von vier Unternehmen als eine Teillösung realisieren lassen („große Teillösung“). Dagegen strebt RWE auch weiterhin eine Position als Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland an, folgt man den öffentlichen Äußerungen von RWE und der angekündigten Umstrukturierung des Konzerns.²¹ Allerdings könnte eine große Teillösung den Druck auf den verbleibenden Übertragungsnetzbetreiber erhöhen, sich ebenfalls mit anderen Übertragungsnetzbetreibern zu einer größeren Einheit zusammenschließen, da die Praktikabilität eines Zusammenschlusses und ggf. auch realisierbare Effizienzgewinne beobachtbar wären. Hierbei wäre neben einem Zusammenschluss mit den bereits fusionierten drei Übertragungsnetzbetreibern auch eine grenzüberschreitende Lösung denkbar.

Kosteneffizienz - Eine integrierte Netzausbauplanung dieser Netze unter Berücksichtigung der Netzausbauplanungen in den benachbarten Regelzonen kann Synergiepotentiale beinhalten. Auch der Erfahrungsaustausch bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von neuen Übertragungstechnologien wie

¹⁹ Im RWE Netz stehen mittelfristig ebenfalls hohe Investitionen an.

²⁰ Die Tatsache, dass beide Unternehmen eine ähnliche Risikostruktur bezüglich der Integration der Windenergie aufweisen, führt dazu, dass durch eine mögliche Fusion im Hinblick auf die windbedingten Kosten wohl keine Verringerung des Risikos aufgrund von Portfolio-Effekten erwarten lassen. Allerdings sind auch keine Risiko steigernden Effekte im Vergleich zu einer Einzelstellung der Netzunternehmen zu erwarten.

²¹ Ein Grund für RWE könnte das reduzierte Risiko des regulierten Netzgeschäftes (im Vergleich zu den nicht regulierten Geschäftsbereichen) sein, welches das Risiko des Gesamtkonzerns (und damit die Kapitalkosten) tendenziell senkt. Andere Unternehmen wie z.B. Vattenfall streben ggf. ein verstärktes Engagement in den nicht regulierten Geschäftsbereichen (z.B. Strom- und Gaserzeugung) an und beabsichtigen, den Verkaufserlös für die Netze dort zu investieren.

der Verwendung von Hochspannungskabeln an Land und Offshore oder die Anwendung des Leiterseilmonitorings würden verbessert.

Auch wenn „nur“ zwei oder drei Netze zusammengefasst würden, ergäben sich im Bereich der Kosten für „Overhead“ (begrenzt), Gemeinkosten der Übertragungsnetzbetreiber z.B. für Verwaltung, IT oder Rechtsberatung (begrenzt) sowie Kosten der Betriebsführung bereits Einsparpotentiale. Allerdings müssten zur Hebung weiterer Effizienzpotenziale im Rahmen der Betriebsführung zusätzliche Koordinierungsmaßnahmen über alle vier (dann zwei oder drei) Regelzonen hinweg ergriffen werden – wie z.B. die Vermeidung eines Gegeneinanderregelns zwischen Regelzonen, ggf Investitionen bei Netzengpässen in Südwestdeutschland entlang der Rheinschiene oder auch die langfristige Koordination des Stromaustauschs mit Frankreich und der Schweiz (siehe auch Abbildung 2) .

Vorteilhaft gegenüber den Modellen mit SO- und TO- Trennung (Joint Venture Systemführung und dem Branchenvorschlag) wäre der Wegfall der Schnittstellenproblematik.

Wesentlicher Vorteil der Teillösung gegenüber der Volllösung sind die einfachere Umsetzung und der wohl einfachere Transformationsprozess.

3.3.5 Bewertung des Modells „Netzgesellschaft für Deutschland (Volllösung)“

Kosteneffizienz - Die Volllösung wäre in Bezug auf das Heben von Kosteneffizienzpotentialen allen anderen Lösungen überlegen. Sie würde eine integrierte Netzausbauplanung für Deutschland erlauben und die Koordination mit europäischen Netzbetreibern vereinfachen. Insbesondere bei der Koordination der Netzausbaupläne im Kreise der ENTSO-E oder bei Gesprächen mit der „Agency“ (Regulierungsagentur) bezüglich der Weiterentwicklung des europäischen Übertragungsnetzes (beispielsweise bei der Erarbeitung des „10 Jahresplanes“ wie er im dritten Energiepaket der EU vorgesehen ist) könnte ein einheitliches deutsches Netzunternehmen ggf leichter gemeinsame Interessen vertreten. Zudem könnte ein deutschlandweites, an Netzgegebenheiten ausgerichtetes Netzentgeltssystem (z.B. mit Zahlungen für netzentlastende Einspeisungen an bestimmten Standorten) den Netznutzern geografische Netznutzungssignale vermitteln.

Im Bereich des Regulierungsmanagements würden sowohl auf Netzbetreiberseite als auch auf Seite des Regulierers redundante Prozesse vermieden werden können²². Konsultationsprozesse der BNetzA mit den Übertragungsnetzbetreibern und den Netznutzern könnten sich ggf. einfacher gestalten, da der Übertragungsnetzbetreiber mit einer Stimme sprechen würde. Von Nachteil wäre ggf., dass für das Effizienzbenchmarking weniger

²² Zum Beispiel bei der Netzentgeltgenehmigung oder der Bewertung von Investitionsbudgets. Von Nachteil könnte in der Regulierungspraxis der Wegfall von Vergleichsoptionen für das Übertragungsnetzbetreiber-Benchmarking bzw. für einen möglichen zukünftigen Yardstick Wettbewerb sein, sofern sehr viele Netzbetreiber in Europa zusammengefasst würden..

Unternehmen zur Verfügung stünden. Allerdings greift die BNetzA im Bereich des Übertragungsnetzbetreiber-Benchmarks ohnehin auf europäische Vergleichsunternehmen zurück, sodass sich die Anzahl der Vergleichsunternehmen nur unwesentlich verringern würde.

Ebenso könnten „Overhead“ und Gemeinkosten der Übertragungsnetzbetreiber für Verwaltung, IT oder Rechtsberatung reduziert werden²³.

Zumindest in den Grenzregionen der heutigen Regelzonen könnten regionale Wartungszentren zusammengelegt werden. Eine integrierte Asset Management Strategie des Gesamtnetzes könnte ebenfalls zu Kosteneinsparungen und einer erhöhten Systemstabilität führen.

Im Bereich der Beschaffung könnten Transaktionskosten verringert und die Verhandlungsposition des Netzbetreibers durch erhöhte Nachfragemengen gestärkt werden.²⁴

Gleichwohl bleibt zu beachten, dass manche Bereiche des Netzgeschäfts, wie die Spannungshaltung oder die Kontrolle und Wartung von Assets technischen Restriktionen unterliegen und nur regional erfolgen können.

Wettbewerbsneutralität - Einheitliche Netzzugangsprozesse würden die Wettbewerbsneutralität des Netzes stärken. Ebenso würde eine weitere Vereinheitlichung der Netzzugangsbedingungen den Netzzugang für Newcomer tendenziell vereinfachen.²⁵

3.4 ZWISCHENFAZIT ZUR MODELLBEWERTUNG

Basierend auf den obigen Überlegungen sind aus politischer Sicht die folgenden drei Optionen weiter zu analysieren und zu priorisieren:

- Volllösung („Netzgesellschaft für Deutschland“); sowie
- Teillösung („kleine Netzgesellschaft für Deutschland“); sowie
- (mit Einschränkungen) „SO leicht“.

Die Volllösung würde wohl die höchsten Synergiepotentiale erlauben, eine Teillösung ggfs. Vorteile im Hinblick auf eine rasche Umsetzung aufweisen würde. Das Modell des Systemführungs-Joint Venture halten wir aufgrund der Schnittstellen-Problematik zwischen Systemführer und Netzbetreiber für nachteilig. In leicht abgeschwächter Form gilt diese Einschätzung auch für das Modell des „Systemführenden Netzbetreibers“.

Das „SO leicht“- Modell stellt mehr oder weniger den Status Quo dar, der dann ggfs. schrittweise um weitere Festlegungsverfahren ergänzt werden könnte,

²³ Hier könnte allerdings die EU Richtlinie im Rahmen des ITO- Modelles zu erheblichen Mehrkosten innerhalb des VIU führen, da sie z.B. getrennte IT Systeme für Erzeugungs- und Netzsparte vorschreibt.

²⁴ Diese Effizienzgewinne gelten in abgeschwächter Form auch für die Teillösung.

²⁵ Gezielt regional differenzierte Netzentgelte könnten bei Bedarf dennoch zu einer Steuerung der Ansiedlung genutzt werden.

sodass zumindest auf Systemführungsebene bestimmte Kosteneffizienzen gehoben werden könnten.

4 Governance und Eigentümer

In diesem Abschnitt betrachten wir verschiedene Fragestellungen, die im Zusammenhang mit mehreren in Betracht zu ziehenden Strukturmodellen zu klären wären. Insbesondere gehen wir ein auf

- mögliche Gesellschaftsformen;
- Eigentümerstrukturen innerhalb des oder der zukünftigen Netzbetreiber; sowie
- die mögliche internationale Erweiterung des Modells.

4.1 MÖGLICHE GESELLSCHAFTSFORMEN

4.1.1 Überblick über mögliche Gesellschaftsformen

Grundsätzlich sind eine Fülle von Gesellschaftsformen sowie Mischformen aus diesen denkbar. Im dritten Energiepaket der EU wird für entbundene Netzbetreiber eine Gesellschaftsform mit limitierter Haftung gefordert²⁶. Diese können beispielsweise gängige Gesellschaftsformen wie eine Aktiengesellschaft (AG) oder auch eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) oder aber auch Abwandlungen hiervon (GmbH & Co. KG) sein. Weiterhin sind Sonderformen wie Stiftungen oder theoretisch auch Mischformen aus Stiftungen und Kapitalgesellschaft (Stiftung als Hauptaktionär) denkbar.

Die heutigen Gesellschaften der Übertragungsnetzbetreiber sind als GmbH (E.ON Netz GmbH, RWE TN Strom GmbH und VET GmbH) sowie als AG (EnBW TN AG) angelegt. Gesellschafter bzw. Hauptaktionär sind die jeweiligen Mutterkonzerne.

Kriterien für die Wahl einer geeigneten Gesellschaftsform können aus volkswirtschaftlicher Sicht sein:

- Zugang zum Kapitalmarkt – Erlaubt die Gesellschaftsform eine flexibel erweiterbare Beteiligung zur Sicherstellung der notwendigen finanziellen Mittel für die anstehenden Milliardeninvestitionen?
- Transparenz – Sind die Veröffentlichungsvorschriften für eine Gesellschaftsform ausreichend, um das Netzgeschäft möglichen Investoren und der Öffentlichkeit transparent zu machen?
- Kontinuität – Welche Gesellschaftsform erlaubt es, eine ausreichende Kontinuität in der Eigentümerschaft zu sichern? Da Infrastrukturen wie die Stromübertragungsnetze langfristig entwickelt werden müssen, sind Investoren erforderlich, die ein Interesse an einer strategischen Weiterentwicklung der Netze zeigen.

²⁶ Chapter V, Article 17, no 3 Draft 2003/54/EC “Transmission system operators shall be organised in the legal form of a limited liability company as referred to in Article 1 of Directive 68/151/EEC.”

- Kompatibilität mit Regulierungsanreizen und -regeln – Es ist sicherzustellen, dass die Ziele der Gesellschaftsform konform mit den Anreizen der Netzregulierung sind. So sind Unternehmensformen, die nicht Renditeziele verfolgen, für das derzeit praktizierte Konzept der Anreizregulierung in Deutschland nicht zugänglich, d.h. die Unternehmen würden ggf. nicht adäquat auf Anreizsignale aus der Regulierung reagieren.

4.1.2 Bewertung möglicher Gesellschaftsformen

Im Folgenden diskutieren wir mögliche Vor- und Nachteile möglicher Gesellschaftsformen. Hierbei konzentrieren wir uns auf energiepolitische Fragestellungen. Die in der Praxis bei der Wahl von Unternehmensformen ebenfalls relevanten Aspekte der steuerlichen Vorteilhaftigkeit oder der Verteilung des unternehmerischen Risikos sind nicht Gegenstand der Betrachtung:

Aktiengesellschaft

Eine Aktiengesellschaft ist eine Kapitalgesellschaft, die durch einen Gründungsvertrag (Satzung) ins Leben gerufen wird. Die Gründer müssen die Aktien (Eigentumsanteile) gegen Einlagen („Grundkapital“) (z.B. Bargeld oder Sachanlagewerte) übernehmen. Die Geschäftsführung erfolgt durch den Vorstand, der durch den Aufsichtsrat bestellt und überwacht wird. Eine AG ist eine weit verbreitete Gesellschaftsform, insbesondere bei großen Unternehmen mit vielen Eigentümern. Besondere Vorteile der AG sind

- Guter Zugang zu Kapital – Dank einer transparenten Splittung von Eigentumsrechten und des formalisierten Handels von Aktien haben AGs in der Regel einen guten Zugang zu Eigenkapital und aufgrund hoher Transparenzanforderungen auch zu Fremdkapital;
- Hohe Transparenzanforderungen – AGs weisen dank der formalisierten gesetzlichen Vorschriften eine hohe Transparenz für potenzielle Eigentümer durch dezidierte Veröffentlichungspflichten sowie erprobte und transparente Governance Strukturen im Zusammenspiel mit Vorstand, Aufsichtsrat und Hauptversammlung auf.
- Kontinuität – Übernahmen von AGs durch den Kauf einer Aktienmehrheit sind möglich. Allerdings unterliegt die Übernahme einer AG durch den Kauf der Mehrheit der Aktien ebenfalls einigen Mitteilungspflichten. Zudem würde dem BMWi im Falle eines Inkrafttretens der Novelle des Außenwirtschaftsgesetzes ein Mitspracherecht eingeräumt, sofern Investoren aus nicht EU-Staaten mehr als 25% an deutschen Netzinfrastrukturen erwerben sollten.
- Konformität mit Regulierung – AGs streben in der Regel die Maximierung des Unternehmensgewinnes bzw. des Shareholder Value an. Folgerichtig reagiert die Unternehmensführung grundsätzlich auf monetäre Anreize aus der Regulierung des Netzgeschäftes.

Gesellschaft mit beschränkter Haftung

Eine GmbH ist ebenfalls eine Kapitalgesellschaft. Anteilige Eigentümer (Gesellschafter) sind diejenigen Personen, die die Stammeinlagen anteilig geleistet haben. Die unternehmerische Leitung erfolgt durch den/die Geschäftsführer (der/die Gesellschafter oder Dritte). Die Kontrolle der Gesellschaft erfolgt grundsätzlich durch Beschlüsse, die in der Gesellschafterversammlung gefasst werden. Der oder die Geschäftsführer werden beispielsweise durch die Gesellschafterversammlung bestimmt.²⁷ Vorteile einer GmbH liegen aus Gesellschaftersicht in der beschränkten Haftung, der relativ niedrigen Stammeinlage und der im Vergleich zur AG weniger formalisierten Rechnungslegung. Gesellschafter können juristische Personen oder auch eine AG sein.

Die GmbH ist bezogen auf die aufgeführten Bewertungskriterien wie folgt zu beurteilen:

- Zugang zu Eigenkapital – Die Aufnahme eines neuen Gesellschafters kann durch die Gesellschafterversammlung erfolgen. Ebenso können die bestehenden Gesellschafter der GmbH jederzeit Finanzmittel zuführen. Je nach Satzung können den Gesellschaftern eine beschränkte oder unbeschränkte Nachschusspflicht auferlegt werden. Die Stammeinlage, mit der die Gesellschaft haftet, kann prinzipiell unbeschränkt erhöht werden. Die Beschaffung von Eigenkapital am freien Kapitalmarkt ist für die GmbH allerdings insbesondere wegen der geringeren Haftung und der geringeren Transparenzpflichten weniger günstig als für die AG.
- Zugang zu Fremdkapital – Auch die Fremdkapitalbeschaffung ist ungünstiger als bei der AG aufgrund der geringeren Transparenzanforderungen. Im Falle der heutigen Übertragungsnetzbetreiber dürfte dies unproblematischer sein, da Eigentümerdarlehen an die GmbH vergeben werden können.
- Transparenz – Die Anforderungen an die Darlegung der Buchführung und an die Rechnungslegung einer GmbH sind geringer als bei einer AG..
- Kontinuität – Grundsätzlich kann ein Gesellschafter seine Anteile verkaufen oder aufgeben, ohne dass die Zustimmung der anderen Gesellschafter notwendig wäre. Allerdings werden häufig zusätzliche Bedingungen für den Ein- und Austritt eines Gesellschafters in den Satzungsregelungen geregelt. Zudem werden die Kapitalanteile nicht formalisiert am freien Markt gehandelt, was die Transaktionskosten für einen Wechsel der potenziell Eigentümerschaft erhöht.
- Konformität mit Regulierung – Als GmbH mit Orientierung an Gewinnmaximierung ist die Konformität mit der Anreizregulierung generell gegeben.

²⁷ □ Bei großen Gesellschaften schreibt das Betriebsverfassungsgesetz noch einen Aufsichtsrat vor, der die Geschäftsführung überwacht.

Stiftung

In der politischen Diskussion um eine geeignete Rechtsform wird auch das Konzept einer Stiftung genannt. Stiftungen können sowohl als juristische Personen (rechtsfähige Stiftung des bürgerlichen oder öffentlichen Rechts) als auch in Trägerschaft eines Treuhänders (nichtrechtsfähige, unselbstständige, oder treuhänderische Stiftung) errichtet werden. Stiftungsähnliche juristische Personen können außerdem in der Rechtsform der Stiftungs-GmbH, der Stiftungs-AG oder des Stiftungs-Vereins errichtet werden. Unternehmensverbundene Stiftungen können Unternehmensanteile halten bzw. ein Unternehmen betreiben.

Zur Gründung (Errichtung) einer *rechtsfähigen Stiftung* bekunden der oder die Stifter in einem Stiftungsgeschäft förmlich den Willen, zur Verwirklichung eines bestimmten Zwecks (festgelegt in der Stiftungssatzung) auf Dauer eine rechtsfähige Stiftung zu errichten und diese mit den hierzu benötigten Mitteln, d.h. einem Vermögen, und einer zweckentsprechenden Organisation, d.h. mindestens einem Vorstand, auszustatten. Der Stifter bzw. die Stifter legen im Stiftungsgeschäft (im Wesentlichen die Stiftungssatzung) fest, zu welchem Zweck die Stiftung errichtet werden soll.

Nach der Errichtung ist die Stiftung von ihrem Stifter unabhängig und seinem Einfluss entzogen. Der Stifter kann sich allerdings auch in der Satzung Allein- und Mitentscheidungsrechte oder ein Veto gegen Entscheidungen der Stiftungsorgane vorbehalten. In der Praxis bestellt sich der Stifter zudem regelmäßig als Mitglied eines Stiftungsorgans oder sogar als Alleinvorstand.

Zur Errichtung einer privatrechtlichen Stiftung ist die Ausstattung mit Vermögen unabdingbar. Das Vermögen muss der Höhe nach ausreichend sein, um den Zweck der Stiftung dauerhaft und nachhaltig aus den Erträgen des Vermögens verwirklichen zu können. Die privatrechtliche Stiftung entsteht erst mit der Anerkennung (früher: Genehmigung) durch die Stiftungsbehörde, wenn diese das Vermögen als zur Erreichung des Stiftungszweckes ausreichend erachtet.

Wesentlich für die Stiftung ist, dass der Stifterwille auf alle Zeiten bzw. bis zum Erlöschen der Stiftung für die Stiftungsorgane verbindlich bleibt, und zwar in der Form, in der er in der Satzung Ausdruck gefunden hat. Das kann dazu führen, dass der Stifter selbst an seine ursprünglichen Festlegungen in der Satzung gebunden ist, obwohl er inzwischen zum Beispiel andere Zwecke oder eine andere Art der Zweckverfolgung sachgemäßer finden mag.

In der Praxis verbreitet ist die Stiftungsform der *Holding-Stiftung*. Hierbei beteiligt sich die Stiftung ganz, mehrheitlich oder minderheitlich am Aktienkapital einer Holding-Gesellschaft. Nur die Tochtergesellschaften der Holding sind operativ tätig. Viele Unternehmensstiftungen verfolgen hierbei rein wirtschaftliche Zwecke, d. h. Vermehrung des Stiftungsvermögens, damit Ausschüttungen im Sinne des Stiftungszweckes möglich werden.

Die Holding-Stiftung wurde beispielsweise bei der Umstrukturierung des RAG Konzerns implementiert.

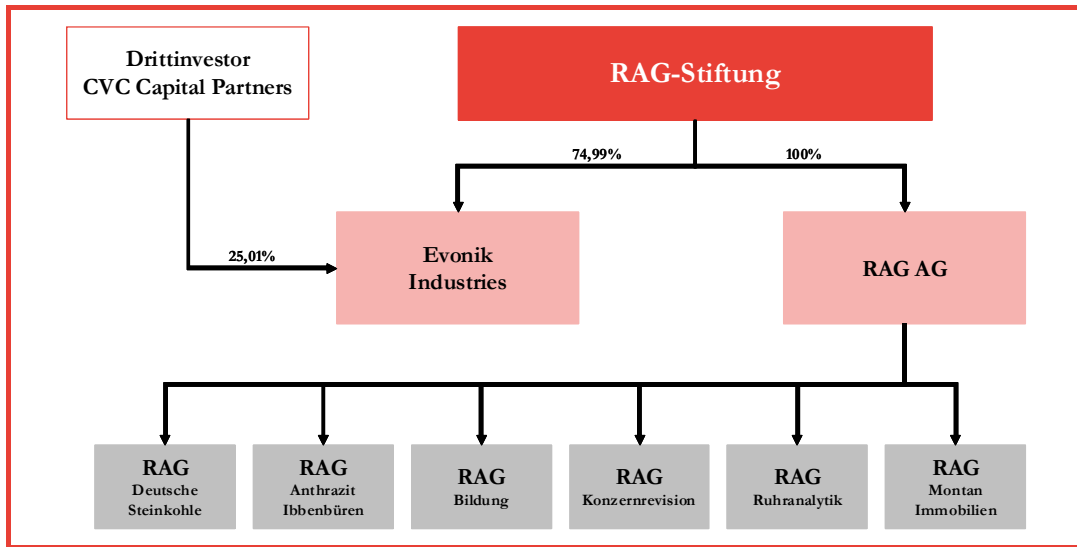


Abbildung 10: Struktur der RAG Stiftung

Quelle: Frontier

Mit Hilfe der Stiftung sollten die mit Ewigkeitslasten (Kumpelpensionen, Bergschäden) belasteten und subventionierten Unternehmensbereiche („schwarze RAG“) von den übrigen Unternehmensbereichen (Immobilien, Energie, Chemie – „weiße RAG“) getrennt werden. Die wirtschaftlich selbständigen Bereiche der „weißen“ RAG wurden als Evonik Industries AG an den Kapitalmarkt bzw. an die Börse gebracht. Grund für die Wahl des Stiftungsmodells war im Wesentlichen die „Trägheit“ und „Langfristigkeit“ der Stiftung, sodass sichergestellt ist, dass die Ewigkeitslasten der deutschen Steinkohle aus dem Stiftungsvermögen (zunächst 2 Mio. € plus Erlöse aus dem profitablen „weißen Bereichen“) beglichen werden können. Stifter ist der RAG Konzern.

Eine Netzgesellschaft könnte grundsätzlich auch die Rechtsform einer Stiftung annehmen. Noch eher würde sich allerdings die Organisation im Rahmen einer Holding Stiftung anbieten. So wäre z.B. möglich, dass

- heutige Netzbetreiber das Netzvermögen an eine Stiftung übertragen und einen Stiftungszweck formulieren;
- die Stiftung das Netzgeschäft in eine Aktiengesellschaft überführen und als Anteilseigner kontrollieren; und
- ggfs. Teile der Aktiengesellschaft an dritte Investoren verkauft werden, z.B. um Investitionen zu finanzieren, oder weitere Netzgesellschaften – außerhalb der Stiftung – in die AG aufgenommen werden.

Im Ergebnis wären die heutigen Eigentümer an den Übertragungsnetzen in der Stiftung gebunden. Die Stiftung könnte Anteile an der Netzgesellschaft vollständig (zu 100%), mehrheitlich (>50%) oder mit einer Sperrminorität (> 25%) halten. Die Aktiengesellschaft wäre offen für Erweiterungen außerhalb der Stiftung oder für neue Kapitalgeber.

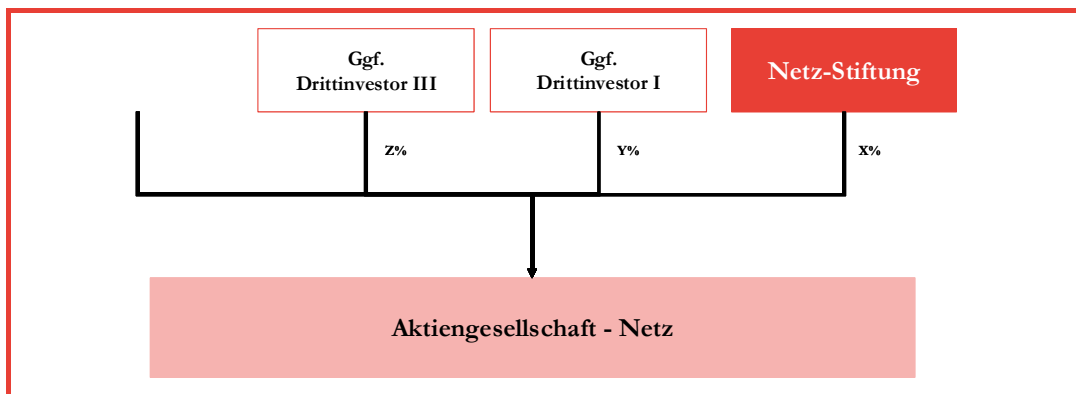


Abbildung 11: Mögliche Struktur einer Netz Stiftung (Mischform AG/Stiftung)

Quelle: Frontier

Im Stiftungszweck könnten neben Gewinn- und/oder Effizienzzielen auch weitere energiewirtschaftliche Ziele festgelegt werden. Die einmal festgelegten Ziele können dann aber nicht mehr verändert werden. Allerdings halten wir aus ökonomischer Sicht von Renditeerzielung abweichende Stiftungszwecke für eine Netzgesellschaft für nachteilig. Z.B. würde der Stiftungszweck eines unbedingten Ausbaus des Übertragungsnetzes, unabhängig von betriebswirtschaftlichen Renditeabwägungen, zum einen die Lenkungswirkung der Anreizregulierung konterkarieren, zum anderen würde die Einbindung von weiteren Eigenkapitalgebern voraussichtlich deutlich erschwert werden. Die Stiftung als Aktionär der AG wäre nicht (ausschließlich) auf Renditeziele ausgerichtet, die aber wären für weitere Eigenkapitalgeber bei ihrer Entscheidung für oder gegen einen möglichen Anteilswerb maßgeblich. Kapital wäre also entweder schwerer oder nur zu höheren Kosten beschaffbar, und die Konformität mit der Anreizregulierung wäre nicht mehr oder nur noch eingeschränkt gegeben.

Eine derartige Gesellschaftsform wäre u.E. wie folgt zu bewerten:

- Zugang zu Kapital – Der/die Stifter übertragen ihr Vermögen der Stiftung. Ein flexibler Zu- und Abfluss von Eigenkapital und die Aufnahme neuer Kapitalgeber wären für Anteile an der AG außerhalb der Stiftung möglich. Allerdings wären die Stifter zeitlich unbefristet an die Stiftung gebunden. D.h. ggf. auch, dass sich eine staatliche Beteiligung an einer Netzgesellschaft in Form über eine Stiftung in der Praxis nicht oder nur schwer zeitlich befristen ließe. Sollten die Stifter z.B. selbst in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten bzw. Kapital benötigen, wäre ein Verkauf von Stiftungsanteilen nicht möglich. Zudem wäre die Stiftung bei einer möglicherweise notwendigen Kapitalerhöhung ggf. unflexibler, insbesondere, wenn die Stiftung nicht nur das Ziel der Renditeerzielung verfolgen würde (s. oben).
- Transparenz – Im Falle einer steuerlichen Begünstigung wären die Transparenzanforderungen im Bereich der Stiftung hoch, andernfalls etwa so hoch wie bei einer GmbH. Im Bereich der AG wären die Transparenzpflichten aus dem Aktienrecht relevant.
- Kontinuität – Die Kontinuität ist bei der Stiftung sehr hoch. Stifter und Stiftungszweck stehen mit der Satzung fest. Allerdings stellt sich die Frage,

inwieweit die Kapitalgeber der Stiftung Interesse an einer unflexiblen Bindung von Kapital haben würden. Selbst wenn eine auf politischem Wege verhandelte Verpflichtung z.B. der heutigen Netzeigentümer an der Beteiligung an einer Stiftung erreicht würde, stellt sich die Frage, ob hierdurch dauerhaft eine aus politischer Sicht effektivere Steuerung des Netzgeschäftes erreicht werden kann als z.B. über eine effektive Regulierung oder über punktuelle Rechtsverpflichtungen des Netzbetreibers. Zudem ließe sich ggf. eine staatliche Beteiligung über eine Stiftung nicht oder nur schwer zeitlich befristen.

- Konformität mit Regulierung – Bei entsprechender Ausgestaltung der Satzung können Stiftungen konform zur Regulierung ausgestaltet werden, wenn der Stiftungszweck z.B. die Erzielung von Renditen festschreibt. Sollte als Stiftungszweck auch nicht-wirtschaftliche Kriterien implementiert werden, würde die Anreizregulierung ggf. weniger stark oder nicht mehr greifen.

Gesamtbewertung

Dem Vorteil der Kontinuität der Stiftung stehen im Vergleich zu den Kapitalgesellschaften also v.a. Nachteile bei der Flexibilität entgegen (abhängig vom Stiftungszweck). Vor diesem Hintergrund ist eine eindeutige Empfehlung für eine Rechtsform nicht möglich. Aufgrund der verbesserten Zugangsbedingungen zum Kapitalmarkt würden wir die Form einer AG ggf. präferieren (ggf. auch als Mischform AG/Stiftung).

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile ausgewählter Gesellschaftsformen im Hinblick auf ausgewählte Ziele. Keine der diskutierten Optionen wird in allen Dimensionen von einer anderen Option dominiert. Welches Modell favorisiert werden sollte hängt daher also entscheidend von der Zielgewichtung ab. Wird insbesondere der Zugang zum Kapitalmarkt stark gewichtet scheidet die reine Stiftungslösung als Option praktisch aus, aber die anderen Modelle wären praktikabel.

	Zugang zum Kapitalmarkt	Transparenz ²⁸	Kontinuität	Kompatibilität mit Regulierung
AG	+++	+++	-	+++
GmbH	++	+	++	+++
Stiftung	--	+	+++	o
Stiftung + AG*	++	+++	+	++

* Annahme: Stiftungszweck durch Renditeerzielung geprägt (d.h. keine nicht wirtschaftlichen Zwecke)

Tabelle 1: Vor -und Nachteile ausgewählter Gesellschaftsformen

Quelle: Frontier

²⁸ Ohnehin hohe Transparenzanforderungen im Netzbereich aus EnWG und Regulierungsrahmen gegeben.

4.2 EIGENTÜMERSTRUKTUREN

Privates versus staatliches Eigentum – Wir sehen prinzipiell einen Vorteil einer privaten (allerdings durch die BNetzA regulierten) Aktivität. Hierdurch kann das wirtschaftliche Prinzip als Anreiz zur Leistungsorientierung und zu Innovation in den Übertragungsnetzbetreibern beibehalten werden. Es wäre allenfalls denkbar, dass der Staat insb. bei schrittweisen Lösungen oder Teillösungen vorübergehend als Eigentümer eintritt, d.h. in dem theoretisch denkbaren Fall, dass die angestrebte Organisationsstruktur nicht in einem einzigen Schritt durch Verkauf durch einen oder mehrere aktuelle Eigentümer an einen oder mehrere zukünftige Eigentümer erfolgen kann. In diesem Fall wäre denkbar, dass der Staat bei bestimmten Netzen ganz oder teilweise zeitlich befristet als Eigentümer eintritt, bis ein Übertrag an einen anderen privaten Investor möglich ist.

Anzahl Eigentümer – Prinzipiell sehen wir keinen Grund – jenseits der Frage der möglichen Reduktion des Eigentumsanteils durch Unternehmen, die im selben geographischen Markt auch als Erzeuger oder Vertriebsunternehmen tätig sind – eine bestimmte Anzahl von Eigentümern anzustreben.

Strategische versus institutionelle Investoren – Aus unserer Sicht gibt es keine prinzipiellen Gründe, die gegen die Hereinnahme von strategischen oder institutionellen Investoren sprechen. In jedem Fall wäre zu gewährleisten, dass die zukünftige Organisationseinheit über die notwendigen fachlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Kompetenzen verfügt. Dies wäre sicher im Fall des Eigentums durch strategische Investoren gewährleistet. Dies kann aber auch bei teilweisem oder vollständigem Eigentum durch institutionelle Investoren gewährleistet werden. Dabei wäre sicherzustellen, dass kompetente Experten aus der Branche dem neuen Übertragungsnetzbetreibern auch zukünftig als Führungspersonal und Mitarbeiter zur Verfügung stehen. Dies sehen wir aber nicht als große Herausforderung an, zumal im Fall einer Fusion in der Ausgangssituation ohnehin ein großer Personalpool zur Verfügung stehen dürfte.

29

Vorkaufsrechte für bestimmte Stakeholder? Sofern es im Rahmen der Strukturierung zu einem teilweisen oder vollständigen Eigentümerwechsel kommt, kann auch die Frage aufgeworfen werden, welche Anforderungen an die neuen zukünftigen Investoren zu stellen sind. Neben den bereits aufgeführten Überlegungen wurde hier in der öffentlichen Diskussion auch der Vorschlag geäußert, dass zukünftig bestimmte Stakeholder Gruppen als Eigentümer zu beteiligen seien. Neben dem Staat als potentiellen Eigentümer wurden z.B. auch Stakeholder wie Energienutzer oder Erzeuger erneuerbarer Energien genannt.

Aus ökonomischen Überlegungen wäre es abzulehnen, bestimmten Stakeholder-Gruppen eine Eigentumsbeteiligung zu Sonderkonditionen anzubieten. Die Gewährung von Sonderkonditionen käme einem Wertverlust bei den aktuellen

²⁹ Für einen strategischen Investor, insbesondere aus der Netzwirtschaft, könnte ggf. das Argument eines möglichen „Best Practice“-Transfers angeführt werden. Die deutschen Netzbetreiber genügen nach unserer Kenntnis allerdings bereits heute - insbesondere in technischer Hinsicht - hohen internationalen Standards. Insofern ist ein möglicher Know-How- Transfer für Deutschland u.E. kein wesentliches Auswahlkriterium.

Eigentümern und damit praktisch einer entschädigungslosen Enteignung der aktuellen Eigentümer gleich. Andererseits sollte die Beteiligung von anderen Stakeholder Gruppen auch nicht kategorisch ausgeschlossen werden (außer wenn sich hieraus Interessenkonflikte ähnlich den bisher im Unbundling diskutierten ergeben; Unbundling- Vorschriften müssten für alle Stakeholder gleichermaßen gelten). Ihre Beteiligung sollte sich aber vornehmlich an finanziellen Überlegungen orientieren, sprich: Stakeholder sollten bereit sein, mindestens den Marktwert (z.B. zu bestimmen über ein Bietverfahren) für die Eigentumsbeteiligung zu bezahlen. Bei der Ermittlung der zukünftigen Eigentümer über ein solches Verfahren würden die Stakeholder somit mit anderen strategischen und institutionellen Investoren konkurrieren. Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze auch unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden soll, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Den Weg einer Durchsetzung der Interessen einzelner Gruppen über die bevorzugte Zuteilung von Eigentumsanteilen (möglicherweise auch noch zu finanziellen Vorzugskonditionen) sehen wir äußerst kritisch.

Governance Strukturen – Weiterhin tritt die Frage auf, ob in Entscheidungsgremien (z.B. Vorstand oder Aufsichtsrat) des neuen Unternehmens neben den von den Kapitalgebern bestimmten Personen auch weitere Stakeholder repräsentiert sein sollten. So hat es in der jüngeren Vergangenheit etwa Forderungen nach Beteiligung von Vertretern aus der öffentlichen Verwaltung (Ministerium oder Regulierungsbehörde) oder von Interessenverbänden wie Netznutzern oder Erneuerbaren Stromerzeugern gegeben. Zudem ergeben sich ggf. bestimmte Anforderungen aus den Unbundling-Vorschriften des 3. Energiepaket (z.B. für das OU- und das ITO- Modell). Aufgrund der hohen Bedeutung des Übertragungsnetzes für die öffentliche Versorgung, für existierende Kraftwerke, neue Erzeuger oder auch Stromverbraucher sollten die Belange der betroffenen Gruppen frühzeitig Berücksichtigung bei der Netzplanung finden. Dies könnte beispielsweise durch regelmäßige (z.B. jährliche) Konsultationsforen geschehen, zu denen der Übertragungsnetzbetreiber seine zukünftige Netzentwicklung (z.B. im Rahmen eines öffentlichen Berichtes wie z.B. eines 10-Jahresplans) ausführlich darlegt und Kommentare der betroffenen „Stakeholder“ abfragt. Die Kommentare wären ggf. durch den Netzbetreiber auszuwerten und z.B. in aggregierter Form – bereinigt um Geschäftsgeheimnisse – zu veröffentlichen. Möglich wäre auch die Einrichtung eines Beirates, in dem der Übertragungsnetzbetreiber einem Gremium aus Vertretern der wichtigsten Stakeholder (anerkannten Interessenvertretungen von Netznutzergruppen, Vertretern aus Politik und Wissenschaft) z.B. jährlich wesentliche aktuelle und strategische Entwicklungen erläutert und inhaltliche Stellungnahmen aufnimmt. Die Installation eines zusätzlichen formellen Aufsichtsgremiums aus Netznutzern – ausgestattet mit umfangreichen Kompetenzen und Einfluss auf die Unternehmensführung ähnlich einem Aufsichtsrat - halten wir dagegen nicht für sachgerecht. Wir halten es für sinnvoll, Entscheidungskompetenzen bei den Eigenkapitalgebern und den von ihnen eingesetzten Personen zu belassen (im Rahmen der heute geltenden bzw. absehbaren Regeln zu Arbeitnehmervertretung und den Unbundlingregeln).

Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden soll, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Den Weg einer Durchsetzung politischer Interessen oder gar der Interessen einzelner Gruppen ohne Kapitalanteil über die Möglichkeit der Beeinflussung betrieblicher Entscheidungen durch Interessenvertreter sehen wir äußerst kritisch. In diesem Fall könnte es zu betriebswirtschaftlich nachteiligen Entscheidungen kommen, die die Entscheidungsträger (also z.B. Interessenvertreter ohne Kapitalanteile) wirtschaftlich nicht zu verantworten hätten.

4.3 INTERNATIONALE DIMENSION

Gebot für die internationale Offenheit und Erweiterungsfähigkeit des Modells – Das zu wählende Strukturmodell sollte auch für internationale Kooperationen offenstehen und diese begünstigen. Durch internationale Strukturmodelle ließen sich die energie- und wettbewerbspolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU noch besser verfolgen. Ähnlich wie für die Modelle einer stärkeren nationalen Koordination würde auch die internationale Kooperation Vorteile bringen hinsichtlich

- Effizienz des Betriebs der bestehenden Netze – z.B. durch optimiertes Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen oder die internationale Kopplung von Regelenergiemärkten;
- Optimierung im Ausbau der Netze – aufgrund großflächiger Ringflüsse im vermaschten europäischen Netz ist eine bestmögliche Optimierung letztlich nur durch eine grenzüberschreitende Planung und Durchführung von Netzinvestitionen möglich;
- Effizienz im Handel von Energie – gerade durch eine verstärkte internationale Integration kann auch eine bessere internationale Integration der Märkte für Erzeugung/Großhandel, Regelenergie und vertreib erreicht werden.

Koordination mit anderen europäischen Netzbetreibern - Die erforderliche internationale Koordination des Netzausbaus sollte in regionalen, wenn nicht sogar europaweiten Foren erfolgen. Der Entwurf des dritten Energiepaketes fordert explizit eine verstärkte Zusammenarbeit von europäischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierern und fordert auch weitere Stakeholder auf, bei der Erstellung eines 10 Jahresplanes, der als Orientierung für die Netzentwicklung in Europa dienen soll, mitzuwirken. Unabhängig von der Zusammenarbeit bei spezifischen Interkonnektorprojekten halten wir die Vertretung von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern in Beiräten für nicht notwendig³⁰. Mit Hilfe von (regionalen) Foren (z.B. ENTSO, pentalaterales

³⁰ Das könnte z.B. bedeuten, dass ein Tennet- Vertreter mit über eine RWE Beteiligung an einem NL-D Interkonnektor entscheiden würde. Aus den oben bereits genannten Gründen sollte unseres Erachtens die Entscheidungskompetenz bei den Kapitalgebern verbleiben, die auch das finanzielle Risiko tragen. Die Erarbeitung einer in den Foren abgestimmten und konsistenten „best view“ für die Rahmenbedingungen der kommenden 10 Jahre halten wir dagegen für sinnvoll.

Forum, etc) kann ein exzessiver Austausch von Beiratsvertretern („Beiratstourismus“) zwischen Übertragungsnetzbetreibern vermieden werden. Da Interkonnektoren meist nicht nur den Lastfluss in den direkt verbundenen Regelzonen betreffen, wäre ohnehin eine regionale Koordination zusätzlich zu bilateralen Abstimmungen notwendig. Damit ist ein Austausch in weiteren Foren aus unserer Sicht nicht erforderlich.

Aus praktischen Erwägungen nationale Integrationsschritte vor internationalem Strukturmodell vorantreiben – Bereits die Schaffung einer stärker integrierten Strukturlösung innerhalb Deutschlands wirft zahlreiche Herausforderungen auf. Zu diesen treten im Fall einer internationalen Lösung weitere Herausforderungen, insb. hinsichtlich

- Unterschieden und z.T. sogar Widersprüchen in den nationalen Regulierungsbedingungen insb. für Netzinvestitionen, die sich auf den grenzüberschreitenden Stromhandel auswirken;³¹ sowie
- erheblichen Unterschieden in den Eigentumsstrukturen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber – insbesondere herrscht im benachbarten Ausland staatliches Eigentum vor (Niederlande, Frankreich, Österreich etc.).

Dies dürfte bedingen, dass sich internationale Lösungen nur mit deutlich mehr Zeitaufwand realisieren lassen. Würde von Anfang an eine internationale Lösung angestrebt, könnte dies die Umsetzung einer Lösung für Deutschland verzögern. Vor diesem Hintergrund wäre die Umsetzung zunächst einer Teil- oder Volllösung für Deutschland zu präferieren.

Auch deutsche Teillösung mit internationaler Kooperation denkbar – Für den Fall, dass sich innerhalb Deutschlands kurzfristig nur eine Teillösung (d.h. Lösung, die nicht alle Übertragungsnetzbetreiber umfasst) realisieren ließe, wäre zu erwägen, eine Kooperation der „kleinen Netzgesellschaft in Deutschland“ mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern im Ausland anzustreben. Dadurch lassen sich mitunter ähnliche Effizienz- und Integrationsvorteile realisieren wie durch ein Modell, das alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber einschließt.

³¹ Vgl. hierzu im Detail Frontier Economics/Consentec (2008): "Improving incentives for investment in electricity transmission infrastructure", Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, London/Aachen, September 2008.

5 Strukturierungsprozess

In diesem Abschnitt betrachten wir, in welchen Schritten eine Strukturierung durchgeführt werden könnte. Hierzu gehen wir folgendermaßen vor:

- Identifikation relevanter Teilprozesse;
- Abwägung der Priorisierung und Reihenfolge von Teilprozessen;
- grobe Abschätzung des Zeitbedarfs.

5.1 IDENTIFIKATION VON TEILPROZESSEN

Die Umstrukturierung der Netzgesellschaften lässt sich in folgende Teilprozesse untergliedern:

- **Gesellschaftsrechtliche Integration der Netzbetreiber** – Dies umfasst im Wesentlichen die Erarbeitung der neuen Unternehmensstruktur inklusive Ansiedlung der Mitarbeiter und Abteilungen sowie Formalia wie beispielsweise die Rechtsformumwandlung, Eintragung in offizielle Register oder die Zertifizierung durch die BNetzA. Der Zeitaufwand für diese Phase liegt – bei entsprechender Einbeziehung der Arbeitnehmerbelange – voraussichtlich in der Größenordnung von einigen Monaten.
- **Fusionskontrollverfahren** – Für einen Zusammenschluss der Netzgesellschaften ist eine Zusammenschlussgenehmigung erforderlich. Für das Verfahren könnte entweder das Bundeskartellamt oder die EU-Kommission zuständig sein. Die EU-Kommission wäre bei gemeinschaftsweiter Bedeutung des Zusammenschlusses zuständig. Die Zuständigkeit ergibt sich im Wesentlichen aus Umsatzschwellenwerten nationaler, europaweiter und weltweiter Umsätze der am Zusammenschluss beteiligten Unternehmen (Artikel 1 (2) VO 139/2004 EG). Die Zuständigkeit kann daher erst ermittelt werden, nachdem bekannt ist, welches zukünftige Organisationsmodell mit welchen Eigentümern verfolgt wird. Da die reine Fusion der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vornehmlich den deutschen Markt betreffen würde, besteht auch die Möglichkeit, dass das Verfahren – auf Antrag der Fusionsparteien – an das Bundeskartellamt verwiesen wird (Artikel 4 (4) VO 139/2004 EG), auch wenn sich bei rein formaler Anwendung der Schwellenwerte eine Zuständigkeit der EU Kommission ergäbe (z.B. potentiell wenn die heutigen Eigentümer auch zukünftig Eigentümer des fusionierten Netzes wären). Die Dauer des Verfahrens richtet sich danach, ob die Behörden eine Entscheidung im einfachen Verfahren (nach 1 Monat) oder in einem vertieften Verfahren/Hauptprüfverfahren (nach mehreren Monaten) erteilen (z.B. in Deutschland regulär bis zu 4 Monate nach §40 (2) GWB). Ein vertieftes Verfahren würde verfolgt, für den Fall dass sich Wettbewerbsbedenken ergeben (bzw. diese nicht schon durch bestimmte Verpflichtungszusagen der Parteien im Fusionsantrag ausgeräumt werden können). Das Vorgehen und auch der Ausgang des Verfahrens lasse sich nicht präjudizieren. Ausgewählte Aspekte, die im Verfahren u.a. relevant sein dürften betreffen:

- **(voraussichtlich keine) Überlappung im Kerngeschäft des Netzbetriebs** – Die heutigen Übertragungsnetze stellen im Wesentlichen regionale Monopole dar, die im Kerngeschäft des Stromtransports nicht unmittelbar in Konkurrenz zueinander stehen dürften. Die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber wären nach dieser Logik also in getrennten regionalen Märkten für Stromtransport tätig. Durch eine Fusion würde daher der Wettbewerb im Stromtransport nicht abgeschwächt (mehrere regionale Monopole würden zu einem größeren regionalen Monopol zusammengefasst). Nach dieser Logik wäre der Zusammenschluss unbedenklich und genehmigungsfähig.
- **Wettbewerb beim Netzanschluss** – Potenziell konkurrieren Übertragungsnetze heute um den Netzanschluss neuer Kraftwerke. Ein Kraftwerksinvestor könnte unter verschiedenen Kraftwerksstandorten in verschiedenen Regelzonen wählen. Im Fall einer Vollfusion bestünde zumindest innerhalb Deutschlands im Hinblick auf den Übertragungsnetzbetreiber, der den Netzanschluss auf Höchstspannungsebene anbietet, zukünftig keine Auswahlmöglichkeit mehr. Ob hierdurch in der Funktion Netzanschluss der Wettbewerb in relevanter Weise eingeschränkt würde, wäre zu untersuchen. Es wäre auch gegen andere Wettbewerbs- und Effizienzvorteile einer Fusion abzuwägen (vgl. z.B. §36 (1) GWB).
- **Einkaufsmacht** – Im Fall einer Vollfusion ergäbe sich zumindest bezogen auf Deutschland potentiell ein Monopson (Nachfragemonopol) im Einkauf von bestimmten Höchstspannungsanlagen. Ob hierdurch im Markt für Höchstspannungsanlagen der Wettbewerb in relevanter Weise eingeschränkt würde, wäre zu untersuchen. Es wäre auch gegen andere Wettbewerbs- und Effizienzvorteile einer Fusion abzuwägen.
- **Finanzielle Transaktion** – Hierbei sind zwei wesentliche Prozesse zu beachten:
 - Bewertung der Eigentumsanteile bzw. des Besitzes und Einigung auf einen Wert oder Kaufpreis – Der Zeitbedarf für die Bewertung bis zum Financial Closing beträgt aus der Erfahrung aus anderen M&A Prozessen heraus ca. 3 bis 18 Monate. In dieser Phase müssen die Assets bewertet und juristisch geprüft werden sowie die finanzwirtschaftlichen Prozesse abgewickelt werden. Sofern eine besonders zügige Strukturierung politisch gewünscht würde, wäre theoretisch auch denkbar, dass man sich bis zum Financial Closing zunächst auf Bewertungsprinzipien für die einzelnen Netz-Assets einigt, dann die gesellschaftsrechtliche Integration vorantreibt, und erst danach die endgültige Bewertung der Anlagen durchführt. Möglicherweise ließe sich die nachträgliche Bewertung durch einen gemeinsamen externen Gutachter oder Treuhänder durchführen bzw. begleiten. Allerdings ist bei diesem Ansatz unklar, inwieweit dieser Prozess vor dem deutschen Hintergrund in der Praxis praktisch durchführbar wäre, da die nachträgliche Bewertung der Assets für die jetzigen Netzeigentümer und die Käufer ein erhebliches Risiko darstellen würde. Nach der vollzogenen Strukturierung wären ggf. noch

Ausgleichszahlungen zwischen den alten und neuen Eigentümern fällig. Ein Risiko besteht in möglichen Streitfällen über die nachträgliche detaillierte Unternehmensbewertung. Das beschleunigte Vorgehen hätte allerdings den Vorteil, dass die neuen Eigentümer eine funktionale Integration vorantreiben könnten, ohne dass auf das endgültige Ergebnis einer finanziellen Bewertung abgewartet werden müsste.

- **Finanzielle Strukturierung** – Ggf. wäre neben der Eigenkapitalstruktur auch die Struktur der Fremdfinanzierung zu überdenken und zu ändern. Nach unserer Erfahrung erfolgt die Fremdfinanzierung von Übertragungsnetzbetreibern in Europa teilweise über Eigentümerdarlehen. Zieht sich der bisherige Eigentümer zurück, muss bzw. möchte er ggf. auch sein Fremdkapital aus dem Unternehmen herauslösen. Entsprechend wäre eine alternative Fremdfinanzierung zu strukturieren und zu realisieren. Zudem wäre denkbar, dass die zukünftigen Eigentümer eine andere als die bisherige Eigenkapitalquote anstreben und daher ggf. Eigen- durch weitere Fremdfinanzierung ersetzen möchten. Die Vorbereitung der finanziellen Strukturierung könnte bereits in der Phase der Bewertung beginnen.
- **Funktionale Integration** – Die funktionale Integration umfasst beispielsweise das Zusammenlegen der Regelleistungsbeschaffung, die gemeinsame Ausregelung der Regelzone durch Regelenergieabruf, Optimierung des Redispatch Einsatzes, die gemeinsame EEG Stromvermarktung oder auch die gemeinsame Beschaffung und Optimierung von Verlustenergie umfassen. Realistischerweise ist zur technischen Umsetzung der funktionalen Integration ein Zeitraum von 12 bis 36 Monaten notwendig.

5.2 REIHENFOLGE DER PROZESSE

Im nächsten Schritt betrachten wir, in welcher Reihenfolge die Teilprozesse ablaufen sollten. Dabei konzentrieren wir uns auf die Frage, in welcher Reihenfolge eine gesellschaftsrechtliche und eine funktionale Integration erfolgen sollten.

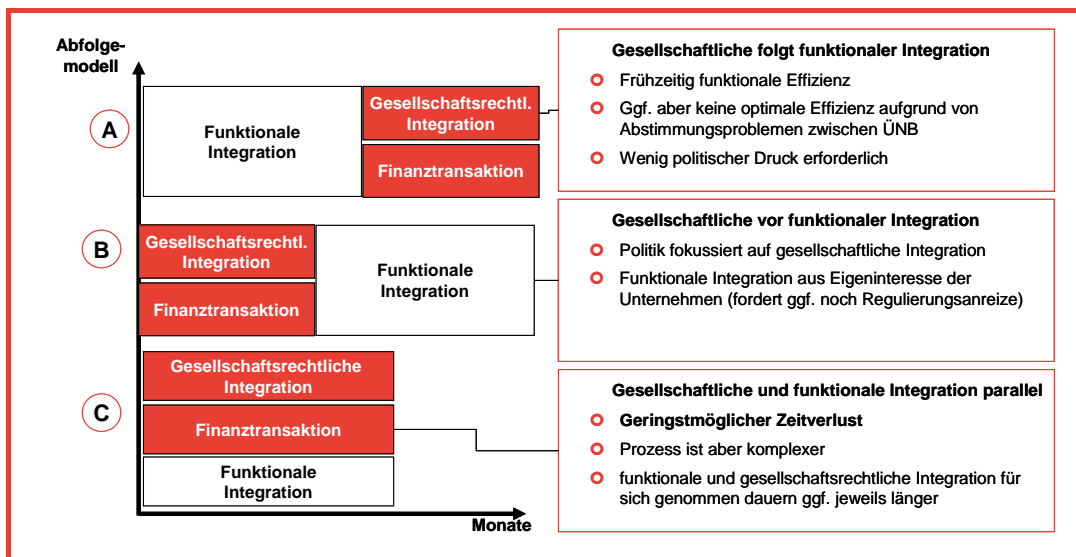


Abbildung 12: Mögliche Abfolge notwendiger Integrationschritte

Quelle: Frontier

Es stellt sich vorrangig die Frage, ob

- **Option A** – Erst die funktionale Zusammenlegung und dann die gesellschaftsrechtliche Integration erfolgen sollte; oder
- **Option B** – Zunächst die gesellschaftsrechtliche Integration der Netzunternehmen und im Anschluss daran die funktionale Integration der Netzunternehmen erfolgen sollte; oder
- **Option C** – Beide Integrationsprozesse möglichst parallel angestoßen werden sollten.

A. Funktionale vor gesellschaftsrechtlicher Integration – Strebt die Politik zunächst eine rasche Umsetzung funktionaler Effizienzverbesserungen an, so würde der Fokus zunächst auf die funktionale Integration der Netze gelegt werden. Dies umfasst beispielweise das koordinierte Ausregeln der Netzungleichgewichte zur Vermeidung des „Gegeneinanderregelns“ bzw. das Zusammenlegen der Lastfrequenzregler zu einer Regelzone, wie sie derzeit von der BNetzA forciert wird. Darüber hinaus jedoch müssten beispielweise auch detaillierte Vorgaben zu Planungsprozessen und Kompetenzen in Bezug auf Redispatch und Netzausbauplanung erarbeitet und umgesetzt werden. Hierbei können bei den unterschiedlichen Netzbetreibern Interessenskonflikte entstehen, die es dann ggfs. unter signifikantem Zeitaufwand im Einzelfall zu lösen gälte. Bei diesem Vorgehen, würde man zwar frühzeitig mit der funktionalen Integration starten, müsste aber davon ausgehen, dass sich die Prozesse lange, ggf. über ein oder mehrere Jahre hinziehen. Wird zudem ohnehin eine Teil- oder Volllösung angestrebt, ist denkbar, dass die neuen Eigentümer nach der gesellschaftsrechtlichen Integration eine weitere funktionale Reorganisation vornehmen, sodass insgesamt Ineffizienzen durch eine wiederholte Strukturierung eintreten.

B. Gesellschaftsrechtliche vor funktionaler Integration – Zielt die Politik zunächst auf eine gesellschaftsrechtliche Integration ab, so würde die funktionale Integration bei Setzung entsprechender regulatorischer Anreize intern, „aus der neuen Gesellschaft heraus“, erfolgen. In diesem Fall müsste der Regulierer nicht als Vermittler zwischen den bisherigen Eigentümern auftreten (was auch voraussetzen würde, dass er sich jeweils in betriebswirtschaftliche Zusammenhänge „hineindenken“ muss), sondern könnte sich allein auf die Setzung der regulatorischen Rahmenbedingungen konzentrieren.

Die neue Übertragungsnetzbetreiber-Einheit würde aufgrund von geeigneten regulatorischen und daraus resultierenden wirtschaftlichen Anreizen versuchen, möglichst frühzeitig funktionale Effizienzpotenziale zu heben. Nachteilig wäre, dass funktionale Effizienzen aber erst nach der gesellschaftsrechtlichen Integration gehoben werden könnten.

C. Gleichzeitige funktionale und gesellschaftsrechtliche Integration – Um den Zeitverlust des Transformationsprozesses zu minimieren, würde sich eine parallele Integration auf beiden Ebenen anbieten. Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen beiden Transformationssträngen (funktionale und gesellschaftsrechtliche Integration) könnten sich allerdings die einzelnen Integrationsprozesse verkomplizieren und für sich betrachtet länger dauern. So könnten Übertragungsnetzbetreiber versuchen, die funktionale Integration zu verlangsamen, um mögliche Effizienzpotenziale später innerhalb des Unternehmens im Rahmen der Anreizregulierungen heben und damit ggf. zusätzliche Gewinne abschöpfen zu können. Andererseits könnten einzelne Netzbetreiber ggf. taktisch versuchen, eine gesellschaftsrechtliche Integration mit Hinweis auf bereits erzielte Effizienzgewinne und Managementbelastung durch die parallele funktionale Integration zu verzögern. Gleichwohl würde der gesamte Zeitbedarf für eine Umstrukturierung voraussichtlich geringer sein als bei einem sequentiellen Vorgehen. Andererseits wäre darauf zu achten, die parallelen Prozesse nicht zu überfrachten. Vor diesem Hintergrund erachten wir es als hinreichend, in funktionaler Hinsicht derzeit die Integration des Regelenergieabrufs und eine gesellschaftsrechtliche Integration voranzutreiben. Eine gleichzeitige Überfrachtung mit weiteren Vorgaben zur funktionalen Integration könnte die Komplexität der Verfahren unnötig steigern und im ungünstigsten Fall bedingen, dass sowohl die funktionale wie die gesellschaftsrechtliche Integration verzögert würden. Dies schließt nicht aus, die funktionale Integration mittelfristig auf anderen Gebieten schrittweise voran zu treiben, insbesondere wenn eine gesellschaftsrechtliche Integration nicht erfolgt bzw. nicht, aus Sicht der Regulierungsbehörde, zu befriedigenden Ergebnissen führt.

5.3 ZEITBEDARF

Wir erachten es als realistisch, dass die funktionale Integration der Regelenergiemärkte sowie eine gesellschaftsrechtliche Integration innerhalb von 12-24 Monaten ab der Entscheidung über eine entsprechende Vorgehensweise realisiert werden könnte.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Nachfolgend fassen wir unsere derzeitigen Einschätzungen aus dem Endbericht zusammen.

Wir weisen darauf hin, dass sich unsere endgültige Beteiligungen aufgrund weiterer Erkenntnisse, die wir im Zuge der weiteren Bearbeitung erlangen können, noch verändern kann. Daher sind diese Ergebnisse als vorläufig zu betrachten.

6.1 ZUSAMMENFASSUNG ZU STRUKTURMODELLEN

Wir erachten folgende Strukturmodelle als praktikabel:

- Minimallösung – Mindestlösung ist ein Modell mit der Koordinierung ausgewählter Systemfunktionen („SO leicht“). Die BNetzA drängt bereits heute z.B. mit der verstärkten Koordinierung zwischen den Regelzonenbetreibern beim Abruf von Regelenergie auf dieses Modell. Interessant ist deshalb insbesondere, ob weitergehende Integrationsmodelle gegenüber diesem Modell weitere Vorteile bringen;
- Teil- oder Vollfusion – Beide Varianten sind prinzipiell vorstellbar aber unterschiedlich zu beurteilen. Beide Modelle hätten Vorteile gegenüber dem Modell „SO leicht“, bei dem nur ein Teil der Synergiepotentiale gehoben wird:
 - Die Teillösung ist voraussichtlich praktisch einfacher zu realisieren, z.B. durch Fusion der E.ON und Vattenfall Netze, die ohnehin zum Verkauf stehen. Mit dieser Lösung ließen sich aber nicht alle Effizienz- und Marktvorteile heben.
 - Die Volllösung brächte größere Effizienzvorteile. Da sich aber zwei der vier Eigentümer der aktuellen Übertragungsnetzbetreiber bislang gegen diese Möglichkeit ausgesprochen haben, wäre ihre Umsetzung entweder langwieriger oder politisch „teurer“ zu erkaufen.
- Alternativ diskutierte Modelle, bei denen Systemführung und Netzeigentum bei separaten Eigentümern liegen (sogenannte System Operator, SO, Modelle) beurteilen wir eher kritisch. Sie sind in der praktisch schwer zu implementieren und bergen die Gefahr von kurzfristigen Ineffizienzen durch hohe Risiken und langfristige Ineffizienzen durch unklare Verantwortlichkeiten zwischen Systemführer und Netzeigentümer.

6.2 ZUSAMMENFASSUNG ZUR EIGENTÜMERSTRUKTUR

Bezüglich der Eigentümerstruktur kommen wir zu folgenden vorläufigen Schlussfolgerungen:

- Privates versus staatliches Eigentum – Wir sehen prinzipiell einen Vorteil einer privaten (allerdings durch die BNetzA regulierten) Aktivität. Es wäre aber denkbar, dass der Staat vorübergehend als Eigentümer eintritt, für den

theoretisch denkbaren Fall, dass die angestrebte Organisationsstruktur nicht in einem einzigen Schritt durch Verkauf durch einen oder mehrere aktuelle Eigentümer an einen oder mehrere zukünftige Eigentümer erfolgen kann.

- Anzahl Eigentümer – Prinzipiell sehen wir keinen Grund (jenseits der Frage der möglichen Reduktion des Eigentumsanteils von Unternehmen, die im selben geographischen Markt auch als Erzeuger oder Vertriebsunternehmen tätig sind) eine bestimmte Anzahl von Eigentümern anzustreben.
- Strategische versus institutionelle Investoren – Aus unserer Sicht gibt es keine prinzipiellen Gründe, die gegen die Hereinnahme von strategischen oder institutionellen Investoren sprechen. In jedem Fall wäre zu gewährleisten, dass die zukünftige Organisationseinheit über die notwendigen fachlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Kompetenzen verfügt. Dabei wäre sicherzustellen, dass kompetente Experten aus der Branche dem neuen Übertragungsnetzbetreiber auch zukünftig als Führungspersonal und Mitarbeiter zur Verfügung stehen. Dies sehen wir aber nicht als große Herausforderung an, zumal im Fall einer Fusion in der Ausgangssituation ohnehin ein großer Personalpool zur Verfügung stehen dürfte.
- Vorkaufsrechte für bestimmte Stakeholder? Eine denkbare Kapitalbeteiligung von Stakeholdern sollte sich vornehmlich an finanziellen Überlegungen orientieren, sprich: Stakeholder sollten bereit sein, mindestens den Marktwert (z.B. zu bestimmen über ein Bietverfahren) für die Eigentumsbeteiligung zu bezahlen. Bei der Ermittlung der zukünftigen Eigentümer über ein solches Verfahren würden die Stakeholder somit mit anderen strategischen und institutionellen Investoren konkurrieren. Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze auch unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden soll, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Den Weg einer Durchsetzung der Interessen einzelner Gruppen über die bevorzugte Zuteilung von Eigentumsanteilen (möglicherweise auch noch zu finanziellen Vorzugskonditionen) sehen wir äußerst kritisch.
- Governance Strukturen – Die unternehmerische Entscheidungskompetenz sollte auf die Eigenkapitalgeber fokussiert bleiben, d.h. u.E. ist es nicht geboten und auch nicht erforderlich, Interessenvertreter ohne Kapitalbeteiligung in Entscheidungsgremien aufzunehmen. Sofern die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Übertragungsnetze unter politischen Gesichtspunkten gestaltet werden soll, bleibt dafür weiterhin der Weg über Gesetze und Verordnungen offen. Den Weg einer Durchsetzung politischer Interessen oder gar der Interessen einzelner Gruppen ohne Kapitalanteil über die Möglichkeit der Beeinflussung betrieblicher Entscheidungen durch Interessenvertreter sehen wir äußerst kritisch. In diesem Fall könnte es zu betriebswirtschaftlich nachteiligen Entscheidungen kommen, die aber nicht von den Interessenvertretern in den Entscheidungsgremien wirtschaftlich zu verantworten wären. Dies schließt allerdings nicht aus, dass zur Koordinierung zwischen den Marktakteuren ein intensiver Informationsaustausch z.B. über Konsultationsverfahren, Beiräte o.ä. gepflegt wird.

- Rechtsform – Für eine mögliche Netzgesellschaft für Deutschland böte sich insbesondere die Rechtsform der Aktiengesellschaft (AG) an. Von Vorteil bei einer AG ist die - vor dem Hintergrund der Herausforderung hoher Investitionserfordernisse in Deutschland wesentliche – relativ einfache Möglichkeit der Beschaffung von Kapital am freien Kapitalmarkt. Möglich wäre aber auch, die heutigen Stromnetze in eine Stiftung zu überführen und den Netzbetrieb in eine Aktiengesellschaft auszulagern, an der optional weitere Anteilseigner oder später weitere Netzbetreiber beteiligt sein könnten. Von Vorteil wäre, sofern dieses Ziel politisch verfolgt wird (ökonomisch nicht erforderlich), die Kontinuität in der Eigentümerschaft, zumindest für den Teil an der Netz AG, der durch die Stiftung geführt wird.. Von Nachteil wäre allerdings insbesondere, dass sich die Beschaffung von zusätzlichem Kapital als schwieriger erweisen könnte als bei einer vollständig frei gehandelten Aktiengesellschaft und darüberhinaus Effizienzreize der Anreizregulierung nicht oder weniger stark greifen würden. Dies gilt v.a. dann, wenn in der Satzung der Stiftung nicht (nur) die Renditeerzielung, sondern auch andere Ziele festgeschrieben würden. Zudem erscheinen die Anreize für die heutigen Netzeigentümer unklar, die Netze in einer Stiftung einzubringen. Schließlich wäre auch die Rechtsform der Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) möglich, wäre aber aus unserer Sicht gegenüber AG insbesondere bezüglich der Kapitalbeschaffung nachteilig.

6.3 ZUSAMMENFASSUNG ZUR INTERNATIONALEN DIMENSION

Das zu wählende Strukturmodell sollte für internationale Kooperationen offenstehen und diese begünstigen. Durch internationale Strukturmodelle ließen sich die energie- und wettbewerbspolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU noch besser verfolgen. Ähnlich wie für die Modelle einer stärkeren nationalen Koordination würde auch die internationale Kooperation Vorteile bringen hinsichtlich

- Effizienz des Betriebs der bestehenden Netze – z.B. durch optimiertes Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen oder die internationale Kopplung von Regelenergiemärkten;
- Optimierung im Ausbau der Netze – Aufgrund großflächiger Ringflüsse im vermaschten europäischen Netz ist eine bestmögliche Optimierung letztlich nur durch eine grenzüberschreitende Planung und Durchführung von Netzinvestitionen möglich;
- Effizienz im Handel von Energie – Gerade durch eine verstärkte internationale Integration kann auch eine bessere internationale Integration der Märkte für Erzeugung/Großhandel, Regelenergie und Vertrieb erreicht werden.

Aus praktischen Erwägungen wären allerdings nationale Integrationsschritte vor internationalem Strukturmodell prioritär voranzutreiben. Bereits die Schaffung einer stärker integrierten Strukturlösung innerhalb Deutschlands wirft zahlreiche

Herausforderungen auf. Zu diesen treten im Fall einer internationalen Lösung weitere Herausforderungen, insb. hinsichtlich

- Unterschieden und z.T. sogar Widersprüchen in den nationalen Regulierungsbedingungen insb. für Netzinvestitionen, die sich auf den grenzüberschreitenden Stromhandel auswirken; und
- erheblichen Unterschieden in den Eigentumsstrukturen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber – insbesondere herrscht im benachbarten Ausland staatliches Eigentum vor (Niederlande, Frankreich, Österreich etc.).

Dies dürfte bedingen, dass sich internationale Lösungen nur mit deutlich mehr Zeitaufwand realisieren lassen. Würde von Anfang an eine internationale Lösung angestrebt, könnte dies die Umsetzung einer Lösung für Deutschland verzögern. Vor diesem Hintergrund wäre zunächst die Umsetzung einer Teil- oder Volllösung für Deutschland zu präferieren.

6.4 ZUSAMMENFASSUNG ZUM TRANSFORMATIONSPROZESS

Um den Zeitbedarf für die Umsetzung der Integration möglichst gering zu halten und so z.B. die mögliche Gefahr von Investitionsverzögerungen zu minimieren, halten wir eine parallele Integration von technischen Funktionen (z.B. die laufende Diskussion um den verbesserten Einsatz von Regelenergie) und einer gesellschaftsrechtlichen Integration für sinnvoll.

Eine zeitlich vorgelagerte, volle und vom Regulierer umfassend geregelte funktionale Integration vor einer gesellschaftsrechtlichen Integration halten wir für nicht erforderlich und für weniger vorteilhaft. Es sollte den neuen Eigentümern überlassen bleiben, eine umfassende neue funktionale Organisationsstruktur „von innen heraus“ zu entwickeln. Zudem wäre der Zeitbedarf für eine umfassende Koordination und Integration u.E. bei einer zeitlich gestaffelten Vorgehensweise deutlich höher als bei einem parallelen Vorgehen.

Annex A

Besondere Regelungen zum ITO Modell

Insbesondere für das ITO Modell enthält die Richtlinie eine Reihe von Detailvorschriften zur Organisation des ITO und dessen Verhältnis zum vertikal integrierten Unternehmen, die für denkbare Strukturoptionen in Deutschland relevant sind:

- **Personal, Ausstattung des ITO (Artikel 17, Kapitel V)** – Die ITO Gesellschaft muss die notwendige „Ausstattung“ an Mitarbeitern sowie die notwendigen physischen und finanziellen Ressourcen „unter ihrem Dach“ vereinen, die ihr die Erfüllung der Aufgaben eines TSOs erlauben. Diese Ressourcen umfassen insbesondere
 - die physischen Netz-Assets;
 - den notwendigen Mitarbeiterstab für den Netzbetrieb und Unternehmensführung („corporate tasks“); sowie
 - die notwendigen finanziellen Mittel für Erweiterungs- und/oder Ersatzinvestitionen; diese müssen von der Holding dem ITO auf Anfrage zeitnah bereitgestellt werden. Der ITO kann seinerseits neues Kapital in die Gesellschaft bringen, z.B. durch Kreditaufnahme am Kapitalmarkt oder durch eine Erhöhung des Eigenkapitalanteiles (Artikel 18).

Leasing von Personal und gemeinsame Dienstleistungen aus oder in andere Bereiche des vertikal integrierten Unternehmens sind grundsätzlich untersagt, es sei denn,

- dass diese Dienstleistungen des TSO an die Bereiche Erzeugung und/oder Vertrieb diskriminierungsfrei zu gleichen Bedingungen an Dritte bereitgestellt werden;
 - keine Wettbewerbsverwerfungen im Erzeugungs- oder Betriebsbereich hervorrufen; und
 - von der nationalen Regulierungsbehörde (NRA) anerkannt worden sind.
- **Aufgaben des ITO** – Die Richtlinie definiert auch die wesentlichen Aufgaben des ITO. Das Geschäftsfeld des ITO umfasst hiernach mindestens die folgenden Aktivitäten:
 - Repräsentation des Netzbetreibers gegenüber Dritten und der nationalen Regulierungsbehörde (NRA);
 - Repräsentation des Netzbetreibers gegenüber der ENTSO;
 - Management und Einrichtung des Zugangs zum Netz für Netznutzer;
 - Durchführung aller netzrelevanten Zahlungen wie Netzentgelte, Netzanschlussgebühren, Ausgleichsenergiekosten und Zahlungen für Systemdienstleistungen (Verlustenergie, Regelenergie);

- Betrieb, Erhalt und Entwicklung eines sicheren, effizienten und ökonomischen Übertragungsnetzes;
- Investitionsplanung zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe;
- Repräsentation in Joint Ventures mit anderen TSOs oder Börsen zur Entwicklung von regionalen Märkten; sowie
- alle „betriebsführenden“ Tätigkeiten wie Rechtsberatung, Buchhaltung und IT.

Passend zu den Aufgaben des ITO und zur angestrebten Unabhängigkeit des Netzbetriebs von den anderen Bereichen der Wertschöpfungskette engt die Richtlinie die mögliche Einflussnahme der Holding auf den ITO durch detaillierte Regelungen zum Verhältnis ITO zu vertikal integrierten Unternehmen ein:

○ **Verhältnis ITO zu vertikal integrierten Unternehmen**

- Der ITO muss Entscheidungsbefugnis haben - losgelöst vom vertikal integrierten Unternehmen – über „Assets“ die für den Betrieb, den Erhalt und die Entwicklung des Netzes notwendig sind;
- Tochtergesellschaften des vertikal integrierten Unternehmens aus dem Bereich Erzeugung und Vertrieb sollen ebenfalls keine Anteile am ITO halten, noch soll der ITO Aktienanteile an Töchtern der Holding in diesen Bereichen halten und auch keine Dividenden oder andere finanziellen Vorteile erhalten;
- die Holding darf keinen Einfluss auf das wettbewerbliche Verhalten des ITO, dessen Tagesgeschäft oder der Erstellung der 10 Jahres Entwicklungspläne ausüben;
- Finanzflüsse zwischen Holding und ITO müssen zu Marktkonditionen erfolgen, umfangreich dokumentiert und auf Anfrage gegenüber der nationalen Regulierungsbehörde (NRA) offen gelegt werden.

Darüber hinaus enthält die Richtlinie wesentliche **Einschränkungen bezüglich des Austausches von Personal** auf Management Ebene (Artikel 19, Kapitel V). Sinngemäß ergeben sich folgende Einschränkungen:

- Der Aufsichtsrat des ITO trifft Entscheidungen zu Lohn, Vertragsdauern und Arbeitsbedingungen des ITO Vorstandes. Diese müssen von der nationalen Regulierungsbehörde (NRA) genehmigt werden.
- Die Mehrheit des ITO Vorstandes („management and/or administrative bodies“) muss vor dem Eintritt beim ITO mind. 3 Jahre nicht beim vertikal integrierten Unternehmen (oder deren Hauptaktionär) in „verantwortlicher Position“ gewesen sein.
- Manager oder Verwaltungsrat des ITO dürfen keine finanziellen Vorteile durch das vertikal integrierten Unternehmen oder dessen Mehrheitsaktionär genießen. Die Gehälter der ITO Manager dürfen nicht an das „Holdingergebnis“ gekoppelt sein.

- Nach Austritt eines Managers (Vorstand und diejenigen, die direkt an diesen berichten) aus dem ITO darf dieser für 4 Jahre nicht beim vertikal integrierten Unternehmen tätig sein.

Weitere Vorschriften für das ITO Modell (Artikel 17, Kapitel V) mit praktischer Relevanz für die Umstrukturierungsoptionen in Deutschland sind

- Der ITO muss eine Gesellschaftsform mit beschränkter Haftung annehmen (z.B. AG, GmbH, GmbH & Co KG).
- Der ITO muss in seiner „Firma“, Kommunikation und Außendarstellung sicherstellen, dass keine Verwechslung mit der Holding möglich ist.
- Der ITO darf weder IT noch Sicherheitssysteme mit anderen Teilen der vertikal integrierten Unternehmen teilen.
- Die Prüfung der Geschäftsberichte darf für ITO und vertikal integrierte Unternehmen nicht vom gleichen externen Wirtschaftsprüfer durchgeführt werden.

Eine mögliche Umstrukturierung der TSO Landschaft in Deutschland muss also – falls das ITO Modell gewählt werden sollte – obige Einschränkungen berücksichtigen. Dies hätte zum Beispiel zur Folge, dass die bestehenden Organisationsstrukturen bei den vertikal integrierten Unternehmen ggfs. angepasst und z.B. Personal- oder Dienstleistungsabteilungen wie IT oder Sicherheit umgesiedelt werden müssten. Ebenso müssen die „Governance“-Strukturen an die neuen Regelungen angepasst werden.

Annex B

Kurz-Analyse zur Strukturoption „Sale & Lease Back“

Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf unserem derzeitigen Verständnis des „Sale & Lease Back“- Modells, das uns mündlich von Vertretern des BMWi beschrieben wurde. In Kenntnis eines konkreteren Vorschlags könnte sich unsere Beurteilung verändern.

Diese Ausführungen zum „Sale & Lease Back- Modell“ beruhen auf rein energie- und volkswirtschaftlichen Überlegungen. Finale Aussagen zur juristischen Konformität mit Unbundling Vorschriften oder eine ggf. vorhandene steuerliche Vorteilhaftigkeit für die Transmission Owner (TOs) wurden nicht analysiert.

In diesem Anhang werden wir nun

- eine Kurzzusammenfassung geben;
- das diskutierte „Sale& Lease Back"- Modell beschreiben und mögliche Ausgestaltungsvarianten diskutieren;
- die Vor- und Nachteile des Modells herausarbeiten; sowie
- das Modell zusammenfassend bewerten.

KURZZUSAMMENFASSUNG ZUR STRUKTUROPTION „SALE & LEASE BACK“

Wir sehen in den uns derzeit bekannten Überlegungen eines „Sale & Lease Back"- Modells in Summe keine entscheidenden Vorteile gegenüber einem Alternativvorschlag einer Vollfusion (von Netzeigentum und Systemführerschaft der heutigen vier Übertragungsnetze).

Gegenüber dem Status Quo bringt das „Sale & Lease Back"- Modell den potentiellen Vorteil einer effizienteren Koordination im Netzbetrieb. Dies wird aber (auch im Vergleich zum Status Quo) erkaufte durch Unschärfen in der vertikalen Aufgabenverteilung zwischen Systemführer, Leasingnehmer (z.B. Alteigentümer) und Leasinggeber (Bank).

So können mit dem „Sale & Lease Back"- Modell z.B. möglicherweise nicht voll die Vorteile einer besseren Koordination im Netzausbau gehoben werden (wie sie sich bei einer Vollfusion ergäben) oder diese Koordination könnte sich in Teilen sogar noch gegenüber dem Status Quo verschlechtern durch Trennung von Systemführerschaft und Netzeigentum.

Wir beurteilen das „Sale & Lease Back"- Modell ähnlich (kritisch), wie das von uns im Rahmen unseres Zwischenberichts ebenfalls analysierte ISO- Modell mit einem deutschlandweiten Joint Venture für die Systemsteuerung (bei dem das Netzeigentum mitunter bei den bisherigen Eigentümern verbleiben würde). Gegenüber diesem Modell bringt das „Sale & Lease Back"- Modell sogar den Nachteil der Schaffung weiterer Schnittstellen (insb. zwischen Leasinggeber und

Leasingnehmer des Netzes), an denen sich kommerzielle Risiken nicht klar zuordnen lassen. In entsprechenden Situationen können zunehmende Risiken die Finanzierungskosten und damit letztlich die Netztarife erhöhen oder den Wert des Netzes senken.

Ein Vorteil des „Sale & Lease Back“- Modells könnte darin gesehen werden, dass die derzeitigen Netzeigentümer durch den Netzverkauf kurzfristig einen Mittelzufluss haben. Diese Mittel könnten sie investiv verwenden. Sollen die Mittel aber im Netz verbaut werden, stellt sich wieder die Frage der Aufgabenabgrenzung zwischen der Bank, die das Netzeigentum erwerben würde, und dem Alteigentümer, der Netzinvestitionen tätigen würde.

BESCHREIBUNG DER „SALE & LEASE BACK“- OPTION

Wir beschreiben nun den prinzipiellen Aufbau des Modells und gehen dann auf die Verantwortlichkeit für Investition und die Schnittstellen zwischen Stakeholdern bei diesem Modell ein.

Grundsätzlicher Aufbau der Option

Die derzeit diskutierte „Sale & Lease Back“- Option beinhaltet unserem derzeitigen Verständnis nach folgende Kernkomponenten:

- **Verkauf der Netz-Assets an einen Leasinggeber (Bank)** – Die vier derzeitigen Eigentümer der Übertragungsnetze verkaufen ihre Assets an einen Leasinggeber (Bank), der die vier Teilnetze bezüglich der Eigentümerschaft zu einem deutschlandweiten Netz bündelt.
- **„Zurück leasen“ der Netzanlagen durch Leasingnehmer – möglicherweise die derzeitigen Eigentümer (im Folgenden „Alteigentümer“)** – Leasingnehmer, möglicherweise die derzeitigen Netzeigentümer, leasen die Nutzungsrechte an den zuvor übereigneten Sachanlagen vom Leasinggeber (der Bank) zurück. Hierbei werden Anteile am Gesamtnetz geleast, die nicht 1 zu 1 mit den heutigen Regelzonen und Eigentumsverhältnissen übereinstimmen müssen. Gleichwohl werden, nach unserem derzeitigen Verständnis des Modells, Netzregionen und keine Sub-Anteile am Gesamtnetz zurückgeleast³². Die in den Netzentgelten zugestandenene regulierten Kapitalkosten werden vom Systemführer an die Leasingnehmer (Alteigentümer) weitergeleitet. Die Entlohnung des Leasinggebers (Bank) erfolgt anhand der im „Sale & Lease Back“- Vertrag (zwischen Leasingnehmer/Alteigentümer und Leasinggeber/Bank) festgesetzten Bedingungen. Diese Konditionen sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht näher spezifiziert, sind aber für die Akzeptanz des Modells bei Leasingnehmer und –geber erheblich.
- **Einrichtung eines unabhängigen Systemführers** – Der Netzbetrieb erfolgt durch eine unabhängige Systemführungsgesellschaft (ISO).

³² Das heißt der Leasing-Nehmer besitzt 100% des Netzes in einer Sub-Region (0% außerhalb dieser Region) und nicht x% von jeder Übertragungsnetzleitung in Deutschland.

Eigentümer der Gesellschaft sind entweder die heutigen Eigentümer (als Minderheitsgesellschafter) oder neue Gesellschafter (mit oder ohne Erzeugungsanlagen)³³. Der ISO optimiert und betreibt das Netz als eine Regelzone. Dies umfasst beispielsweise den Bezug und den Einsatz von Regelenergie zur Frequenzhaltung, aber auch Bereiche wie Netzplanung, Asset Management und Netzerweiterung.

Offen ist aus unserer Sicht, inwieweit der ISO weitergehende oder sogar ggf. alle Funktionen des Netzbetriebs von den heutigen Netzeigentümern übernimmt. Dies betrifft z.B. die Festlegung der Instandhaltungs- und Betriebsstrategie, der Arbeitsplanung, physischer Netzbetrieb, Beschaffungsmanagement (z.B. bei Netzinvestitionen), Management des Anlagenbaus etc.³⁴ Im Extremfall könnten Leasingnehmer und Leasinggeber komplett von allen Netzfunktionen entbunden werden und nur noch die Rolle des Kapitalgebers (ohne signifikante Entscheidungskompetenz) einnehmen (vgl. hierzu auch das Beispiel im Anhang).

Das „Sale & Lease Back“-Modell ist unserer Systematik nach als ein um einen Leasing Vertrag erweitertes Modell „Joint Venture Systemsteuerung“ charakterisiert (Abbildung 1). Dementsprechend gelten zunächst mindestens die im Zwischenbericht von Frontier genannten Vor- und Nachteile dieses Modells.

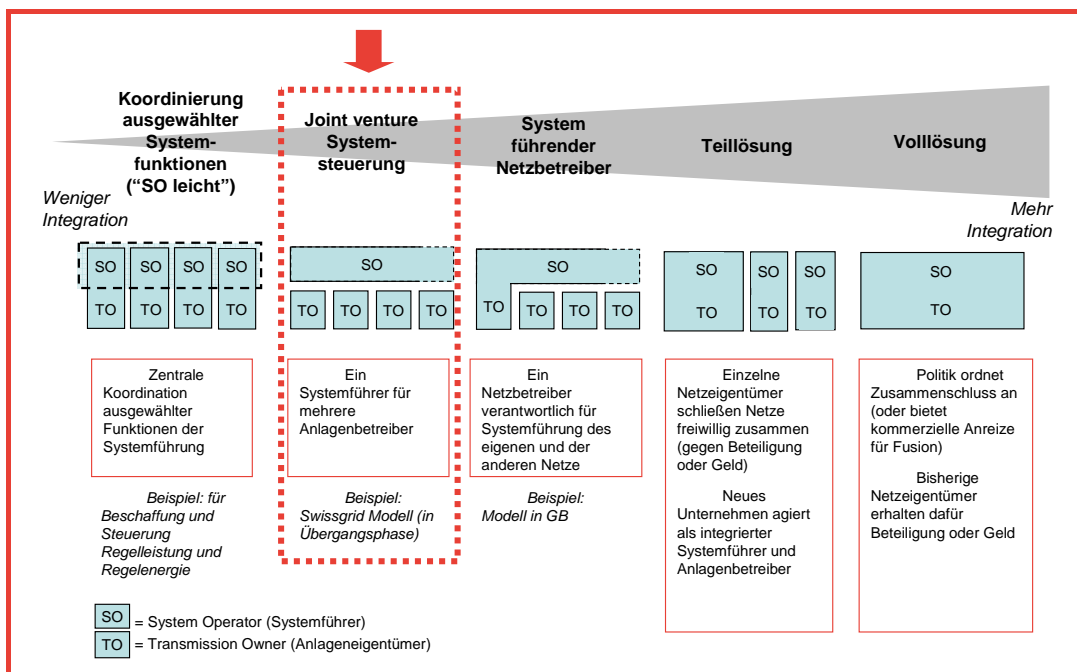


Abbildung 13: Strukturmodell für das deutsche Stromübertragungsnetz

Quelle: Frontier

³³ Es wäre noch juristisch zu prüfen, ob eine Minderheitsbeteiligung der Alteigentümer an der ISO Gesellschaft für Deutschland auch unter dem dritten Energiepaket möglich wäre.

³⁴ Im ISO Modell in UK liegen die beispielhaft genannten Funktionen bei den Netzeigentümern, nicht beim ISO (s. Anhang). Maßgabe ist hier, dass die Investoren, also die Netzeigentümer, auch Bau und physischen Betrieb der Netzanlagen verantworten.

Zusätzlich ist die Eigentümerstruktur im Bereich des TO weiter aufgegliedert: Statt der derzeitigen Eigentümerstruktur mit einem Netzeigentümer als TO treten nun die Alteigentümer der Netze als Leasingnehmer und eine Bank als Leasinggeber (und Eigentümer der Assets) auf.

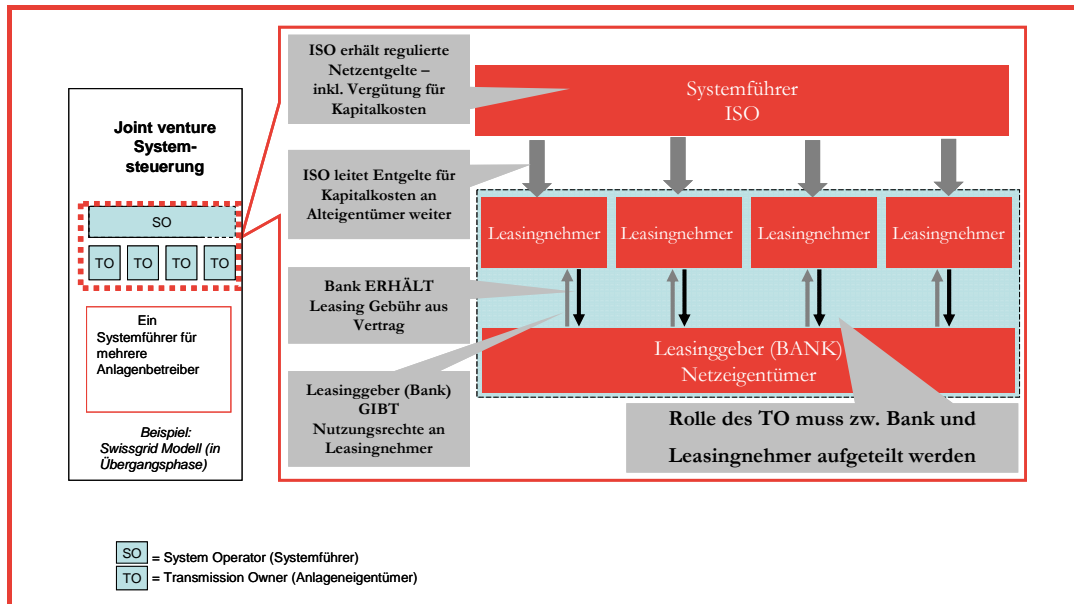


Abbildung 14: „Sale & Lease Back“- Modell mit vier TO-Gesellschaften - nach Verkauf der Assets an die Bank

Quelle: Frontier

Verantwortlichkeit für Investitionen

Beim „Sale & Lease Back“- Modell übernimmt der Leasinggeber (Bank) die Rolle des Netzeigentümers - zumindest für die bestehenden Netzanlagen. Der Leasinggeber (Bank) übernimmt in der Regel keine Aufgaben, die mit dem Betrieb der Assets in Verbindung stehen wie z.B. Instandhaltung und Wartung. Diese Aufgaben verbleiben beim Leasingnehmer (Alteigentümer). Wie bereits oben beschrieben, ist allerdings unklar, inwieweit die Leasingnehmer diese Aufgaben an den ISO weiterreichen.

Offen ist aus unserer Sicht, wie bei Neuinvestitionen zu verfahren ist. Denkbar sind hier z.B. folgende Optionen:

- Leasinggeber (Bank) finanziert die Neuinvestitionen: Hierbei ist offen, ob und zu welchen Konditionen der Leasinggeber bereit ist, die Investitionen zu finanzieren.
- Leasingnehmer (Alteigentümer) finanzieren die Investitionen: Die Leasingnehmer würden bei diesem Modell wieder zu Asset-Ownern (TO), das „Sale & Lease Back“- Modell würde im Zeitablauf aufgeweicht.
- Leasingnehmer (Alteigentümer) finanzieren zunächst die Investitionen und geben sie später an Leasinggeber (Bank) weiter: Hierbei ist offen, ob und zu welchen Konditionen der Leasinggeber bereit ist, die Investitionen zu übernehmen und wieder zurück zu verleasen.

Vor Umsetzung des Modells wären die vorgenannten Optionen zu klären und auf ihre Nachhaltigkeit zu prüfen.

Schnittstellen

Das skizzierte Modell ist weiterhin durch eine **sehr hohe Anzahl von Schnittstellen** gekennzeichnet:

- **Leasinggeber (Bank) zu Leasingnehmern (Alteigentümern)** – Die Rechte und Pflichten der Vertragspartner sind im „Sale & Lease Back“-Vertrag geregelt, dessen Konditionen allerdings noch offen sind (s.o.).
- **Systemführer (ISO) zu Transmission Owner (TO)** – Die Rechte und Pflichten des ISO und des TO (dies kann sowohl Leasinggeber als auch ein Leasingnehmer sein) sind in hohem Maße durch die Regulierungsregeln bestimmt. Darüber hinaus sind weitere Verträge zu erarbeiten, die das Zusammenspiel des Systemführers und der Netzeigentümer regeln. Diese müssen in der Praxis durch den Regulierer akzeptiert werden.
- **Leasingnehmer (z.B. Alteigentümer) untereinander** – Die Entscheidungen für Zubauten und Finanzierung werden in der Praxis weite Teile des Netzes betreffen. Die Mitsprache und Koordinationspflichten der Alteigentümer untereinander und gemeinsam gegenüber dem ISO bzw. ggf. gegenüber der Bank sind exakt zu definieren.

Im Folgenden diskutieren wir Vor- und Nachteile des skizzierten „Sale & Lease Back“- Modells, bevor wir zu einer zusammenfassenden Beurteilung gelangen.

VOR- UND NACHTEILE DES SKIZZIERTEN MODELLS

Nachfolgend listen wir die wesentlichen Vor- und Nachteile des Modells gegenüber dem Status Quo, die wir im Anschluss jeweils weiter erläutern.

Mögliche Vorteile	Mögliche Nachteile
<ol style="list-style-type: none"> 1. Erhöhte Kosteneffizienz durch Koordination über den ISO 2. Verbesserte Wettbewerbsneutralität des Netzes durch Schaffung eines ISO 3. Finanzierungsfunktion für die Übertragungsnetzbetreiber 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Schnittstelle* ISO/TO 2. Schnittstelle* Leasingnehmer (Alteigentümer)/ Leasinggeber Leasinggeber (Bank) 3. Schnittstelle*: Leasingnehmer (Alteigentümer) untereinander 4. Ggf. höhere Gesamtkosten durch Hinzunahme eines Leasinggebers 5. Ggf. geringe Akzeptanz bei einigen Alteigentümern

Tabelle 2: Mögliche Vor- und Nachteile des „Sale & Lease Back“- Modells (im Vergleich zu Status Quo)

* Die Koordination an der Schnittstelle ist jeweils kompliziert und kann Effizienzverluste bedingen

Quelle: Frontier

Mögliche Vorteile des skizzierten Modells

Erhöhte Kosteneffizienz im Netzbetrieb durch Koordination über den ISO

- **Kosteneffizienz** – Wie bereits im Zwischenbericht dargelegt, können mit Hilfe eines einzigen Systemführers für Gesamtdeutschland Kosteneffizienzen durch die Steuerung des Netzbetriebes im Gesamtnetz gegenüber einem separaten Netzbetrieb von vier Teilnetzen gehoben werden. Dies betrifft insbesondere die Beschaffung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Redispatch etc) oder auch das Asset Management in Grenzregionen (sofern es in den Aufgabenbereich des ISO fällt). Diese Vorteile sind aber nicht auf die „Sale & Lease Back“- Konstruktion, sondern auf die Existenz eines ISO für das Gesamtnetz zurückzuführen.
- **Möglichkeit der Fusion auf TO Ebene** – Je nach Ausgestaltung des „Sale & Lease Back“- Modells könnte eine Fusion der Netzfunktionen auf Leasingnehmer Ebene erreicht werden. Verkaufen alle Alteigentümer ihre Netze an eine Bank, die die Assets bezüglich Eigentümerschaft bündelt, kann das Netz anstatt von vier Leasingnehmern auch von einer integrierten Leasingnehmer-Gesellschaft zurückgeleast werden. Hierdurch ließen sich gemeinsam mit dem deutschlandweiten ISO voraussichtlich weitere Synergien bei der Netzplanung und im Asset Management erreichen.
- **Verbesserte Koordination der Netzausbauplanung** – Das Problem der horizontalen Koordination (wo wird wann gebaut und durch wen?) im Status Quo kann durch den deutschlandweiten ISO gelöst werden (abhängig von der konkreten Lösung der Verhältnisse zwischen Bank und Leasingnehmer und zwischen den einzelnen Leasingnehmern). Diese Problemlösung wird jedoch mit einem zusätzlichen vertikalen Schnittstellenproblem ISO-TO „erkaufte“.

Verbesserte Wettbewerbsneutralität des Netzes durch Schaffung eines ISO

- **Wettbewerbsneutralität** – Der unabhängige Systemführer würde im Vergleich zum Status Quo die Wettbewerbsneutralität des Netzes stärken. Dies betrifft insbesondere diejenigen Bereiche, in denen der Einfluss der ggf. vertikal integrierten Netzeigentümer oder Netzbesitzer (Leasingnehmer) vernachlässigbar ist. Theoretisch könnte ein Netzeigentümer oder Netzbesitzer mit Assets im Erzeugungsbereich versucht sein, seine Interessen als TO bei Netzinvestitionen durchzusetzen, z.B. indem er die Finanzierung für eine Netzausbaumaßnahme verweigert. Es ist jedoch zu beachten, dass hier durch die Unbundling- Vorschriften des 3. Energiepaketes strikte Regeln in Kraft treten werden, die gerade darauf abzielen, diese Einflussnahmemöglichkeiten einzuschränken. Auch dieses Problem ist keine spezifische Eigenschaft des „Sale & Lease Back“- Modells, sondern eine Folge der vertikalen Integration zwischen Netzeigentum und Erzeugung.

Finanzierungsfunktion für die Übertragungsnetzbetreiber

- **Liquide Mittel für Übertragungsnetzbetreiber** – Vorteil eines „Sale & Lease Back“- Modells aus Sicht der Alteigentümer wäre der zeitlich

vorgelagerte Verkauf der Netze und dem damit verbundenen Zuwachs an liquiden Finanzmitteln, die dann ggf. für die anstehenden Investitionen im Netz- oder Kraftwerksektor genutzt werden könnten. Der Netzverkauf wird ja derzeit von E.ON und VET ohnehin angestrebt; inwieweit ein solches Sale& Lease Back Konstrukt auch RWE oder EnBW dazu veranlassen würde, ebenfalls ihre Netze zu verkaufen, ist zumindest unklar, da ein wesentlicher Vorteil, die Netze als Sachanlagevermögen in den „Büchern“ zu behalten, durch das Sale& Lease Back Geschäft wegfallen würde.

- **Flexibilität bei der Umsetzung der EU Vorgaben** – Es sollte juristisch geprüft werden, ob das beschriebene „Sale & Lease Back“- Konstrukt den Unbundling Anforderungen des 3. Energiepaketes (und insbesondere den Auflagen im E.ON Missbrauchsverfahren) entspricht, auch wenn die Alteigentümer bei den Netzanlagen nicht mehr als Eigentümer auftreten, sondern „nur noch“ als Leasingnehmer.³⁵ Hält das Modell einer solchen Prüfung stand, erlaubt es – je nach Ausgestaltung - den Alteigentümern, trotz Eigentum im Erzeugungsbereich weiterhin als Kapitalgeber im regulierten Netzgeschäft aufzutreten³⁶. Dies ist allerdings auch bei einem ISO- Modell ohne „Sale & Lease Back“- Modell möglich.

Im Vergleich zum „Joint Venture“ Systemführung könnte ein Vorteil aus Sicht der derzeitigen Eigentümer in der Verbesserung der Cash Flow Situation der „Sale & Lease Back“- Variante bestehen. Den Vorteilen des „Sale & Lease Back“- Modells mit ISO stehen eine Reihe von Nachteilen gegenüber, die wir im Folgenden näher erläutern werden.

Mögliche Nachteile des skizzierten Modells:

Schnittstelle ISO/TO³⁷

- **Schwierige Aufteilung von Kosten und Nutzen einer Investition** – Häufig besteht die Möglichkeit, operative Kosten (OPEX) durch Kapitalkosten (CAPEX) zu ersetzen (oder umgekehrt). Hat der Systemführer seiner Asset Management- Strategie folgend beispielsweise einen Investitionsbedarf in veraltete Netzteile identifiziert, so bedeutet eine solche Investition
 - Kapitalausgaben (CAPEX) - getragen durch den Netzeigentümer (TO); sowie
 - Einsparungen von operativen Kosten (OPEX) für den ISO - beispielsweise durch reduzierte Reparaturaufwendungen oder geringere Verluste.

³⁵ Die juristische Prüfung ist nicht Gegenstand dieser Untersuchungen.

³⁶ Es ist ggf. zu prüfen, ob dies aus politischer Sicht gewollt ist.

³⁷ Wir differenzieren an dieser Stelle nicht den TO nach Leasingnehmer und –geber. Die angeführten Nachteile gelten also generell für das ISO- Modell auch ohne Ergänzung um das „Sale & Lease Back“- Modell.

In der Praxis sind umfangreiche, detaillierte Regelungen für die Aufteilung der Lasten (Investitionskosten, Absenkung der Netzentgelte wegen Reduktion der operativen Kosten) und des Nutzens (erhöhte Netzentgelte durch Investitionen, Reduktion der operativen Kosten, Erhöhung des Wertes des Bestandsnetzes) zu erarbeiten. Gleichzeitig ist festzusetzen, wie evtl. Risiken (z.B. Anerkennungsrisiko durch den Regulierer, Verzögerungen im Bau, Zinsschwankungen) bzw. Abweichungen von den Planwerten zuzuordnen sind³⁸.

Ähnliche Schnittstellenproblematiken ergeben sich bei Aufteilung von ISO und TO Funktion potenziell in vielen Bereichen des Netzgeschäftes. Eine beispielhafte Übersicht über wesentliche mit dem Netzgeschäft verbundenen Tätigkeiten, für die potenziell Schnittstellenregelungen detailgenau zu erarbeiten sind, ist im Anhang zu finden.

Die Schnittstelle ISO/TO kann zudem mit einem hohen regulatorischen Aufwand verbunden sein und birgt die Gefahr von Anreizverzerrungen in Bereichen, in denen Kosten und Nutzen nicht exakt quantifizierbar oder teilbar sind (Wie werden beispielsweise Kosten und Nutzen der Rückwirkung der Investition auf den Effizienzwert des ISO aufgeteilt?)

- **(Dadurch) Anstieg der Kapitalkosten** – Durch die Trennung von Systembetreiber (SO), der u.a. wesentliche Aufgaben bei der Investitionsplanung für Netzerhalt und Netzerweiterung übernimmt, und Netzeigentümer (TO), der diese Investitionen tätigt, erhöht sich das kommerzielle Risiko des Investors im Vergleich zu einem Modell, in dem der Investor gleichzeitig die Ausbauplanungen steuert. Dies liegt daran, dass sich bei eigentumsrechtlicher Trennung von Systemführung und Netzeigentum, der Systemführer nicht auf das Wohlwollen des Netzeigentümers verlassen kann und umkehrt der Netzeigentümer sich auch nicht darauf verlassen kann, dass der Systemführer im Interesse des Netzeigentümers handelt. Dieses erhöhte Risiko kann mit erhöhten Kapitalkosten einhergehen, die letztlich auch zu steigenden Netztarifen oder einem Wertverlust des Netzes führen könnten.
- **Kurze Bilanz des Systemführers** – Da der Systemführer in der Regel kein nennenswertes Sachanlagevermögen aufweist, wird seine Unternehmensbilanz relativ „kurz“ sein. Dies bedeutet, dass er sich gegen Risiken, für die der „Dienstleister“ ISO potentiell haften könnte, „mangels Substanz“ relativ absichern kann. So könnten ggf. Cash Flow-Schwankungen, wie sie im Übertragungsnetzgeschäft auftreten können (z.B. im EEG Prozess), nur schwerer aufgeglichen werden als bei einem Unternehmen mit erheblichen Sachanlagewerten, die ggf. als Sicherheit bei einer notwendigen Refinanzierung eingesetzt werden können.

³⁸ Eine besondere Komplexität kommt hierbei noch durch die Rückwirkung der Investitionsmaßnahmen auf den Effizienz-Benchmark hinzu, der wiederum die Netzentgelte des ISO beeinflusst.

Die aufgeführten Nachteile einer Trennung von TO und SO sind keine spezifischen Eigenschaften des „Sale & Lease Back“- Modells, sondern typischerweise allen ISO- Modellen immanent. Allerdings werden sie durch das ergänzende „Sale & Lease Back“- Modell auch nicht geheilt und verschärfen sich ggf. noch, wie wir nachfolgend erläutern.

Schnittstelle Leasingnehmer (Alteigentümer)/ Leasinggeber (Bank)

○ **Hohe Komplexität durch zusätzliche vertikale Schnittstelle** – Ein wesentlicher Nachteil des „Sale & Lease Back“- Geschäftes ist die zusätzliche Schnittstelle zwischen Leasingnehmer und -geber. Die Problematik spiegelt sich v.a. die Frage nach der Finanzierung von Netzinvestitionen wider. Wie bereits beschrieben, gibt es mindestens drei Varianten für die Finanzierung von Neuinvestitionen im „Sale & Lease Back“ :

1. Leasinggeber (Bank) finanziert die Neuinvestitionen: Hierbei ist offen, ob und zu welchen Konditionen der Leasinggeber bereit ist, die Investitionen zu finanzieren. Es müssten zudem fortlaufend neue Leasingverträge abgeschlossen werden. Zudem sind häufig z.B. Investitionen und Instandhaltungsaufwand nicht eindeutig zu trennen.
2. Leasingnehmer (Alteigentümer) finanzieren die Investitionen: Die Leasingnehmer würden bei diesem Modell wieder zu Asset-Ownern (TO), das „Sale & Lease Back“- Modell würde im Zeitablauf obsolet.
3. Leasingnehmer (Alteigentümer) finanzieren zunächst die Investitionen und geben sie später an Leasinggeber (Bank) weiter: Hierbei ist offen, ob und zu welchen Konditionen der Leasinggeber bereit ist, die Investitionen zu übernehmen und wieder zurück zu verleasen. Es müssten fortlaufend neue Leasingverträge abgeschlossen werden

Sowohl eine Verpflichtung der Bank (Leasinggebers) zur Investition – Option 1 – als auch die Verpflichtung fortlaufender neuer Verträge zwischen Leasingnehmer und -geber halten wir für ein komplexes und damit mitunter wenig praktikables Konstrukt.

Die Finanzierung der Investition durch den Leasingnehmer dagegen stellt die Zielrichtung des „Sale & Lease Back“- Modells in Frage, da mit jeder neuen Investition die Leasingnehmer wieder in ihre alte Rolle als Asset Owner hineinwachsen würden.

Denkbar wäre weiterhin, dass Neuinvestitionen vornehmlich weder von Leasingnehmer noch von Leasinggeber, sondern von einer Dritten Partei finanziert werden. Im Vergleich zu einem Modell einer operativ ausgerichteten Eigentümerschaft durch eine Dritte Partei (also auch Eigentümerschaft an Altanlagen), wäre das „Sale & Lease Back“- Modell im Hinblick auf die Investitionssicherheit klar von Nachteil, da beim „Sale & Lease Back“- Modell die Investoren eher opportunistisch und weniger stark strategisch entscheiden würden.

- **Detaillierte Risikoallokation notwendig** – Wie oben beschrieben, wird der ISO mangels Substanz nur beschränkt finanzielle Risiken übernehmen können. Dies bedeutet, dass ein Großteil der Risiken zwischen Leasinggeber (Bank) und Leasingnehmer aufgeteilt werden müssten. Die anstehenden Neuinvestitionen in Deutschland von mehreren Milliarden Euro bergen jedoch erhebliche finanzielle Risiken, bedingt beispielsweise durch Zinsschwankungen, Bauverzögerungen, Regulierungsrisiko etc. Aus Sicht der Bank bietet sich an, das Sachanlagevermögen „Netz“ als fixe Finanzanlage zu sehen und möglichst viele Risiken (und damit aber auch Chancen) auf den Leasingnehmer zu übertragen. Die Aufteilung der Risiken ist – neben dem gesamten Komplex der finanziellen Arrangements - explizit im „Sale & Lease Back“- Vertrag festzulegen. Es ist zu erwarten, dass eine höhere Risikoübernahme durch den Leasingnehmer sich in einer niedrigeren Leasinggebühr widerspiegelt.³⁹ Dies könnte wiederum den Wert des Netzes im Zeitpunkt des Verkaufs an die Bank mindern.

Diese Problematik der zusätzlichen vertikalen Schnittstelle ist eine spezifische Besonderheit des „Sale & Lease Back“- Modells. Die bei den ISO- Modellen bereits kritisch angemerkte Komplexität und Gefahr von Anreizverzerrungen wird durch das „Sale & Lease Back“- Geschäft zusätzlich verstärkt.

Schnittstelle: Leasingnehmer (Alteigentümer) untereinander

- **Effizienzverluste durch horizontale Schnittstelle auf Leasingnehmer (Alteigentümer)-Ebene** – Je nach Ausgestaltung des „Sale & Lease Back“- Modells mit getrennten Leasingnehmern bleibt eine horizontale Schnittstelle auf Leasingnehmer-Ebene trotz des deutschlandweiten ISO erhalten. Je nach Aufgaben der Leasingnehmer besteht die Gefahr, dass hier weitere Effizienzverluste auftreten bzw. mögliche Effizienzpotentiale nicht gehoben werden können, z.B. bei Dissens über Ort, Zeitpunkt und Umfang von Netzausbauten.
- **Zusammenlegung auf Leasingnehmern (Alteigentümer) Ebene möglich** – Das „Sale & Lease Back“- Modell kann auch mit einer integrierten Leasingnehmer Gesellschaft umgesetzt werden. Den damit verbundenen Effizienzgewinnen steht aber wohl auch eine erschwerte Umsetzbarkeit und verminderte Akzeptanz bei den Alteigentümern gegenüber

Ggf. höhere Gesamtkosten durch Hinzunahme eines Leasinggebers

- **Gesamtkostensteigerung durch zusätzlichen Stakeholder (Bank)** - Es ist zu erwarten, dass die Hinzunahme eines weiteren Beteiligten die Gesamtkosten des Netzgeschäftes für die Verbraucher tendenziell erhöht. Ähnlich einem „Zwischenhändler“ werden auch Leasinggeber und Leasingnehmer nur aktiv werden, wenn das Geschäft für sie rentabel ist. Andererseits können durch eine „harte“ Anerkennungspraxis der

³⁹ Aus Sicht der Bank stellt sich das Problem der asymmetrischen Information, da davon auszugehen ist, dass der TO als Experte und Alteigentümer die Chancen und Risiken des Netzgeschäftes deutlich besser einschätzen kann als die Bank.

Leasinggebühren durch den Regulierer die Kosten für die Verbraucher begrenzt werden. Dies würde die finanziellen Vereinbarungen zwischen Leasingnehmer (Alteigentümer) und Leasinggeber (Bank) weiter erschweren. Die Kosten können weiter steigen, wenn sich Verantwortlichkeiten und Risiken durch zahlreiche neue Schnittstellen zwischen Stakeholdern zu einem Zuwachs an kommerziellen Risiken für Systemführer, Leasingnehmer und Leasing-Geber führen. Dies könnte letztlich entweder einen Anstieg der Netztarife oder einen Wertverlust in den Netzen bedeuten.

Ggf. geringe Akzeptanz bei einigen Alteigentümern

- **Kein Akzeptanzzugewinn bei Alteigentümern zu erwarten** – Wir sehen einen möglichen Vorteil des „Sale & Lease Back“- Modells bezüglich der Akzeptanz gegenüber anderen Modelle bei jenen heutigen Netzeigentümern, die bereits Verkaufsabsichten bekundet haben, da sich über das „Sale & Lease Back“- Modell Cash Flows generieren lassen und sich ggf. Entbündelungsvereinbarungen (E.ON) erfüllen lassen.⁴⁰ Die Akzeptanz bei RWE und EnBW schätzen wir deutlich geringer ein, da mit dem „Sale & Lease Back“- Modell die Sachanlagevermögen in Unternehmensbilanz gekürzt werden und möglicherweise bei Einführung eines strikten ISO-Modells operative Synergien nicht mehr erschlossen werden können.

ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG

Als wesentlichen Vorteil des „Sale & Lease Back“- Modells, der über die Vorteile der Einführung eines „ISO- Modells“ (Joint Venture Systemsteuerung“) hinaus gehen, sehen wir hauptsächlich einen kurzfristigen Mittelzufluss durch Netzverkauf für die heutigen Netzeigentümer (mögliche Steigerung der Akzeptanz bei einigen Übertragungsnetzbetreibern). Unmittelbare Vorteile einer Bündelung des Netzeigentums in einer Netzgesellschaft sehen wir – zumindest auf Basis unseres Verständnisses des vorgeschlagenen „Sale & Lease Back“-Modells – zunächst nicht. Dies wäre nur dann der Fall, wenn auch die Leasingnehmer in einer Einheit gebündelt würden und gleichzeitig mit netzbetriebsspezifischen Aufgaben betraut wären.

Vor die Entscheidung für oder gegen ein „Sale & Lease Back“- Modell wären aus unserer Sicht eine Reihe von entscheidenden offenen Punkten zu klären wie z.B.

- Wie sehen die Rechte und Pflichten von Leasingnehmer, Leasingnehmer und ISO aus? Wie ist die Chance/Risikoverteilung?
- Welche finanziellen Vereinbarung liegen dem „Sale & Lease Back“- Modell zugrunde und wie passen sich diese in den Regulierungsrahmen ein?
- Wie werden Neuinvestitionen finanziert und in das Leasingmodell integriert?

⁴⁰ Ob letzteres tatsächlich der Fall ist, wäre juristisch zu prüfen.

Weiterhin sehen wir in dem Modell eine Reihe von Nachteilen, die insbesondere die Schnittstellen zwischen Leasingnehmer, Leasingnehmer und ISO sowie möglicherweise höhere Finanzierungskosten betreffen.

Da das ISO- Modell mit einer Reihe von Schnittstellenproblemen verbunden ist, würden wir eine integrierte ISO/TO- Lösung, wie die in unserem Zwischenbericht beschriebenen Teil- oder Vollfusionslösungen, weiterhin als vorteilhaft ansehen. Zudem sehen wir das „Sale & Lease Back“- Modell in der beschriebenen Form als nachteilig gegenüber einem reinen ISO- Modell ohne zusätzliche Leasing Schnittstelle an.

Sollten sich aber Netzeigentümer auf freiwilliger Basis entschließen, Cash Flows über ein „Sale & Lease Back“- Geschäft teilweise oder ganz zu erschließen, um z.B. Netzausbaumaßnahmen zu finanzieren, sollte dies nicht per se ausgeschlossen werden, sofern die Netzentgelte nicht über höhere Finanzierungskosten ansteigen. Die Verantwortlichkeit für adäquaten Netzausbau und Investitionen läge eindeutig weiterhin beim Leasingnehmer. Es ergäbe sich in diesem Fall deshalb u.E. auch keine Indikation, dass durch ein solches „Sale & Lease Back“- Geschäft Unbundling Vorschriften des 3. Energiepaketes erfüllt wären.

Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass diese vorläufige Beurteilung des „Sale & Lease Back“- Modells auf unserem derzeitigen Verständnis, das uns mündlich von Vertretern des BMWi beschrieben wurde, basiert. In Kenntnis eines konkreteren Vorschlags könnte sich unsere Beurteilung verändern.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA
Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com