

Infranetz AG - Auf der Dyckhorst 1 - 38539 Müden/Aller

Bundesnetzagentur
Jochen Homann
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Müden/Aller, 07.07.12

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan NEP und Alternativvorschlag

Sehr geehrter Herr Homann,

an deutschen Hochspannungsnetzen sterben jährlich über 30 Millionen Vögel durch Drahtanflug
[400 - 700 Vögel pro Trassenkilometer nach Heijnis, Hörschelmann und Richarz].

Der geplante Neubau von 3.800 km Freileitungen wird daher **jährlich** mindestens 1,5 Millionen zusätzliche Vogelopfer fordern und wegen der Vogelschutzrichtlinie 2009/147/EG vor dem europäischen Gerichtshof keinen Bestand haben, sofern es zumutbare Alternativen gibt.

Die derzeit diskutierte Aushebung der Vogelschutzrichtlinie zählt nicht zu den Alternativen.

Eine technische Alternative wäre eine Vollverkabelung. Wegen unzulässig starker Magnetfelder und der hohen Anzahl fehleranfälliger Muffen sind **konventionelle** Kabelanlagen allerdings wenig empfehlenswert.

Einen Ausweg bietet die nachstehend beschriebene Alternative als Vollverkabelung mit einem muffenlosen, bipolaren und magnetfeldarmen 380 kV-Drehstromsystem hoher Übertragungsleistung.

Hier zunächst ein Vergleich mit konventionellen Kabelsystemen:

| ⊙ ⊙ ⊙ Kabelanordnung ⊙ ⊙ ⊙ | Kabelanordnung ⊙⊙ ⊙⊙ ⊙⊙ |
|--|---|
| Konventionelle Kabelanlagen | Beantragtes muffenloses, bipolares, magnetfeldarmes System |
| Muffen sind potentielle Fehlerquellen. Keine Reinraumbedingungen im Feld bei der Muffenmontage | Keine Muffen, 3 km lange Kabel mit beidseitig ab Werk unter Reinraumbedingungen montierten Kabelendverschlüssen |
| Kabelverschnitt 6 m pro Muffe | Keine Muffen, kein Kabelverschnitt |
| Breite Trassen bis 6 m pro Doppelsystem | Trassenbreite 2,5 m durch bipolare Verlegung |
| Magnetische Wechselfelder > 100 Mikrottesla in 1 m Höhe | 3-6 Mikrottesla, Magnetfelder neutralisieren sich im bipolaren System nahezu |
| Teure TE-Prüfung vor Ort bei laufender Wasserhaltung | Entfällt, TE-Prüfung der Module im Werk |
| Keine Toleranzbandanalyse möglich | Möglich durch integrierte Lichtwellenleiter (LWL) |
| Zeitaufwendige Fehlerlokalisierung | Lokalisierung in Millisekunden durch integrierte LWL |
| Mehrwöchige Reparaturzeiten | Durch das Monitoring mit integrierten LWL ist die Wartung bzw. der Modultausch erstmals planbar und daher in wenigen Tagen durchführbar |
| Lebensdauer 40 - 50 Jahre | 80 + x Jahre durch Entfall der Muffen, condition monitoring, Modulwechselstrategie, Verlustwärmenutzung und Reinraumfertigung |

Diese Erdkabelalternative ist mit relativen Kosten von **2,8 Mio. €/km** (einschließlich Kabelfertigungsanlagen) günstiger als der Kostenansatz des NEP, der ausweislich der veröffentlichten 20 Milliarden € für den Neubau von 3.800 km Freileitungen und dem Ausbau von 4.400 km bestehender Trassen bei ca. **3,33 Mio. €/km** liegt, wenn man den Ausbau mit den halben Kosten von Neubautrassen annimmt (Anlage 5).

Im Weiteren kommt dieses System ohne Enteignungen, Ausgleichsmaßnahmen oder ein Beschleunigungsgesetz mit dem Rückbau demokratischer Grundrechte aus. Bürgerproteste wegen negativer Landschaftsveränderungen, dem Wertverfall ihrer Immobilien und aus gesundheitlichen Risiken durch Magnetfelder fallen aus. Gerichtliche Auseinandersetzungen sind nicht zu erwarten und zusätzliche Todesfälle mit Ballons, Hubschraubern und anderen fliegenden Objekten sind ausgeschlossen.

Die Kabelverlegung sollte sich am 30.000 km langen europäischen Wasserstraßennetz orientieren, an dem sich die wichtigsten Lastknoten wie Großverbraucher, Kraftwerke, Ballungszentren, Bahnnumrichter, Häfen, Hütten, Fabriken, Raffinerien und Kabelfertigungsanlagen, etc. befinden.

Netzstruktur: Um der Zielsetzung „*Zukunftsfähige Energienetze für 100% erneuerbare Energien*“ Rechnung zu tragen, muss das deutsche Stromnetz von zentral auf dezentral umgebaut werden, was allgemeiner Konsens ist.

Der Netzentwicklungsplan der vier Investmentgesellschaften sieht leider ein reines Übertragungsnetz vor, ein Rückfall in die zentralen Netzstrukturen bzw. deren Konservierung. Bezüglich der dezentralen Zielsetzung ist der NEP nicht zielführend.

Angesichts der hohen Kosten und der absehbaren Wälzung auf den deutschen Stromverbraucher gebietet die Sorgfaltspflicht die Einholung eines Gegenentwurfs der 850 deutschen Verteilnetzbetreiber, diesmal unter gleichzeitiger Einbindung der Öffentlichkeit.

Zitat: „Es bleibt auf nationaler und europäischer Ebene genug Zeit für sorgfältige Planungen“ Christian von Hirschhausen, DIW-Forschungsdirektor (neue Energie 06/2012, S. 10).

Dieser Gegenentwurf müsste Energieeffizienzmaßnahmen und die temporäre Abschaltung thermischer Verbraucher bei Lastspitzen ebenso berücksichtigen, wie die vielen Möglichkeiten zur lastabhängigen Herstellung energieintensiver aber lagerfähiger Produkte (z.B. Aluminium, Carbid und Klinker, etc.) Mit diesen Maßnahmen lässt sich auch die Kaltreservesubvention überflüssig machen.

Das Ergebnis wäre ein dezentral strukturiertes Verteilnetz mit Übertragungsnetzeigenschaften unter Berücksichtigung der wachsenden Zahl von Stadtwerken und rekommunalisierten Netzen.

Eine fertige Studie des Umweltbundesamtes zu genau diesem Thema einschließlich Modellrechnungen zu Effizienzsteigerungen liegt seit 8 Monaten vor und sollte zügig veröffentlicht und in das laufende Konsultationsverfahren eingebracht werden.

Das System der Infranetz AG ist ein solches dezentrales Verteilnetz mit Übertragungsnetzeigenschaften.

Lastflüsse: Der NEP geht davon aus, dass der Offshorestrom ausschließlich nach Süden abtransportiert werden muss. Nicht berücksichtigt wurde u.A. der Lastfluss Richtung Norwegen über die NorNed und NordLink Seekabel, die über 3.000 MW auch nach Norwegen in die Speicherseen transportieren können. Mit 3.800 km Trassenlänge und 12.666 neuen Masten ist der Netzausbau bis Süddeutschland zudem überdimensioniert und genau betrachtet auch überflüssig, weil von dort jährlich 16 Mrd. kWh exportiert werden (Anlage 2).

Nicht berücksichtigt wurden auch Energieautonomiebestrebungen der südlichen Bundesländer, obwohl sie erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbau und die Netzstruktur haben.

Offshore: Der Netzausbau wird aus Akzeptanzgründen hauptsächlich mit dem Abtransport der Offshoreenergie begründet. Der Offshoreausbau kommt aber kaum voran, was u.A. auf die sternförmige Netzanbindung der Cluster mit n-0 zurückzuführen ist und die Frage nach der Kostenwälzung bei Kabelschäden aufwirft. Kabelschäden können nach Einschätzung der Offshorebranche pro Cluster bis zu 800 Mio. € kosten. Im Sinne der Stromverbraucher schlagen wir daher alternativ zur Kostenwälzung eine technische Lösung in Form einer mehrfach redundanten Ringleitung mit >>n-0 vor (Anlage 7).

Konsultationsverfahren: Unklar ist, ob das Konsultationsverfahren noch seriös ist, weil der NEP bereits im zweiten Zehnjahresplan TYNDP der europäischen Entso-E vom 05. Juli fest eingeplant ist.

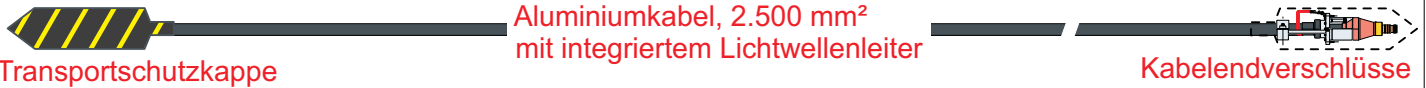
Kosten: Mit dem vorgeschlagenen Erdkabelnetz lässt sich der Offshorestrom mit etwa 2.100 Trassenkilometern bereits in Norddeutschland verteilen und zwar umweltfreundlich und mit hoher Akzeptanz. Die Kosten dafür liegen einschließlich sieben neuer Kabelfertigungsanlagen bei etwa **6 Mrd. €** (Anlage 5). Natürlich kann der Ausbau entlang der Wasserstraßen auch nach Süden erfolgen (Anlage 2). Wegen der geringeren Anzahl von Staustufen ist der Ausbau im norddeutschen Raum allerdings etwas einfacher.

Mit gleicher Post reicht die Infranetz AG einen Antrag auf Errichtung und Betrieb des nachstehend beschriebenen Kabelsystems entlang bundesdeutscher Wasserstraßen ein, vorzugsweise als länder- und regelzonenübergreifendes Bundes- oder BundesBürgerNetz ein. (letzte Seite)



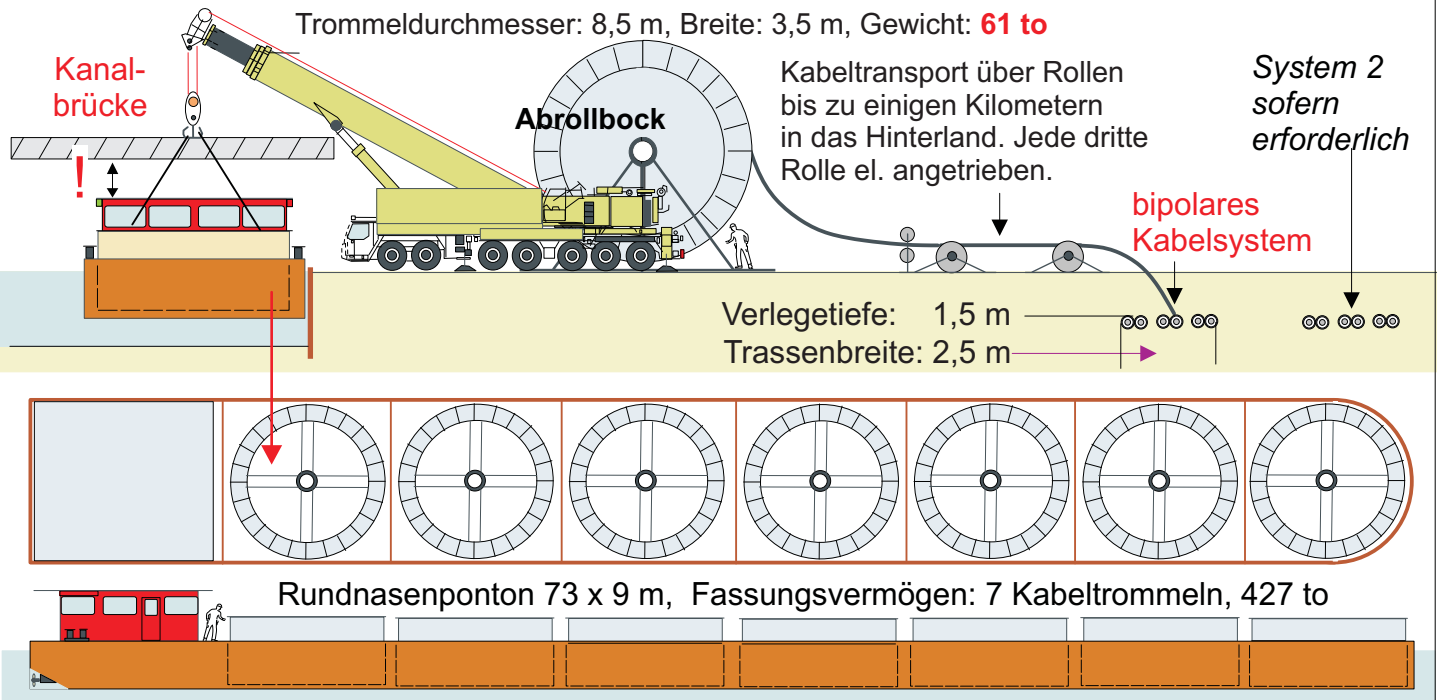
Claus Rennert, Vorstand Infranetz AG

1. Basis des **muffenlosen** Kabelkonzeptes sind 3 km lange, im Reinraum konfektionierte und fertig auf Teilentladung (TE) geprüfte Kabelmodule mit Kabelendverschlüssen, integrierten Lichtwellenleitern für ein automatisiertes Modulmonitoring zur schnellen Fehlerlokalisierung bei Beschädigungen oder zur Erkennung von hot spots, water treeing oder Wassereintrüchen.

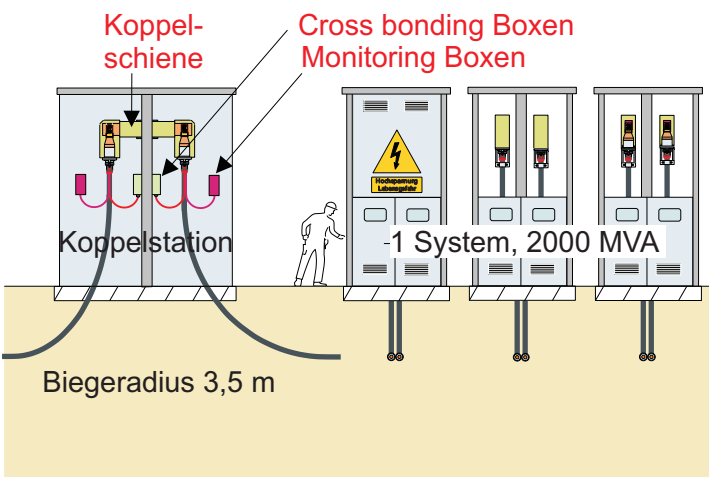


2. Kabelmodule in dieser Länge erfordern sehr große Kabeltrommeln mit knapp 9 m Durchmesser und 61 to Gewicht die nicht über normale Strassen transportierbar sind. Der Transport dieser Kabeltrommeln erfolgt daher ausschließlich über Wasserstraßen bzw. entlang von Küstenlinien. Die Dimensionen der Kabeltrommeln ergeben sich aus zulässigen Biegeradien (3,45 m) Kanalbrückenhöhen (5,25 m) und zulässigen Schiffsbreiten (9 m). Wasserdicht verpackt sind die Trommeln auch selbstschwimmend.

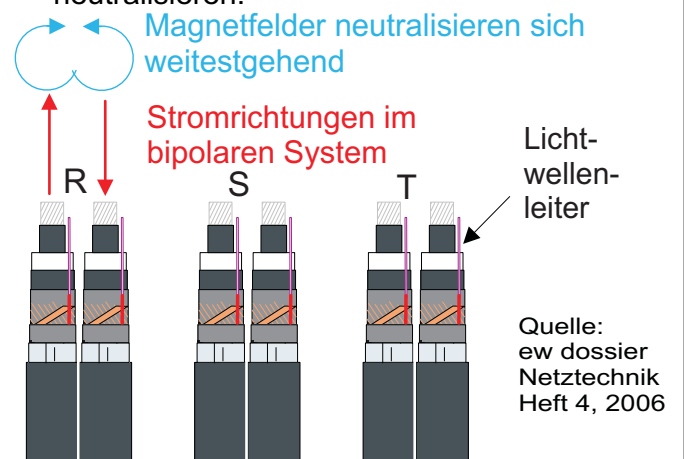
3. Die Verlegung erfolgt einseitig oder beidseitig im Nahbereich der Wasserstraßen.



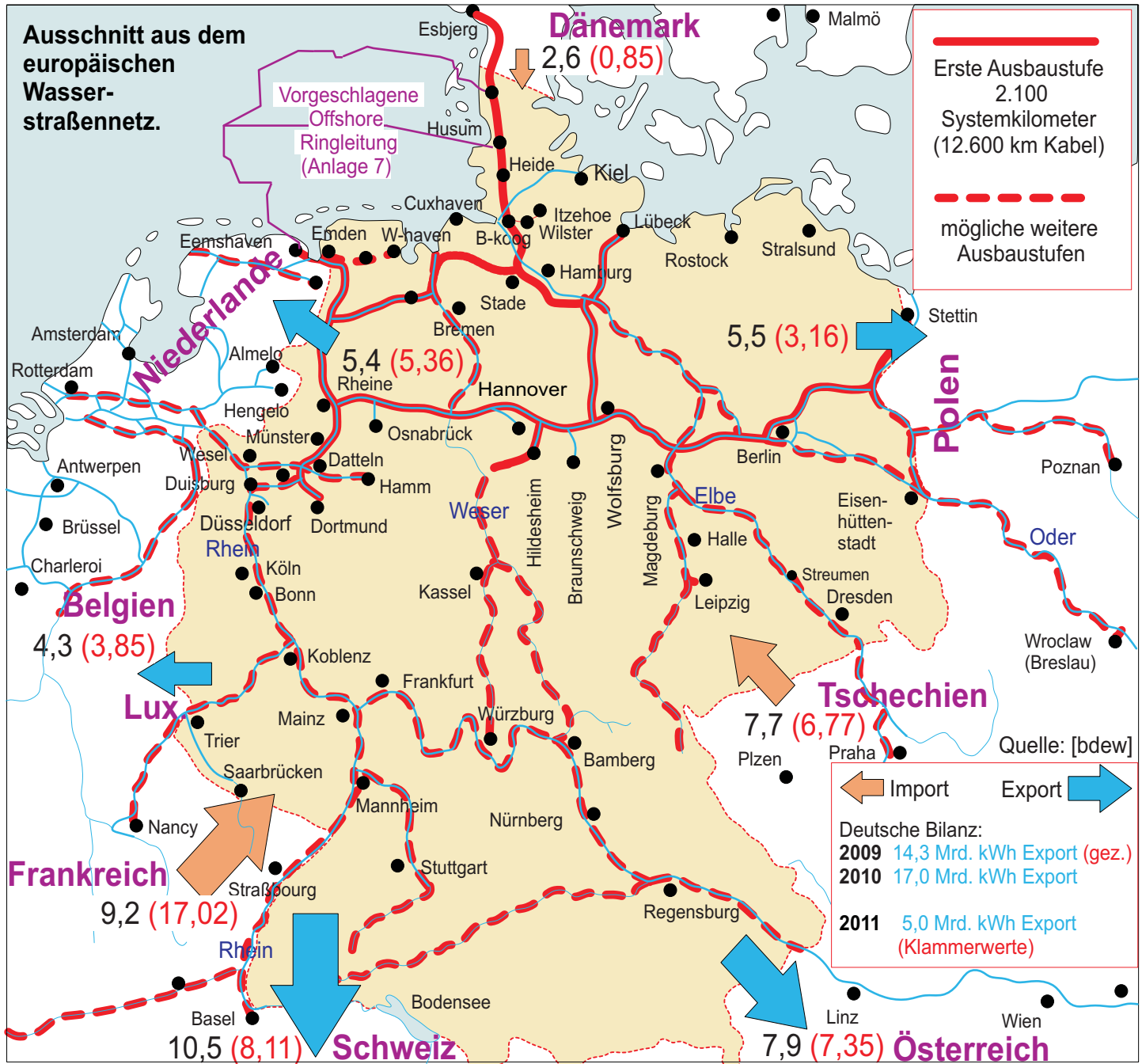
- 5. Die Kabel werden alle 3 km in gut zugänglichen Koppelstationen gekuppelt, die Schirme ausgekreuzt und die Lichtwellenleiter in Monitoringboxen verlinkt.
- 6. Die Zustandsüberwachung der Module erfolgt innerhalb eines Toleranzbandes automatisch, sodass ein evtl. Modulwechsel planbar ist und in wenigen Tagen durchgeführt werden kann.
- 7. Plötzlich auftretende Fehler oder Baggerschäden werden im Millisekundenbereich lokalisiert und analysiert.



- 8. Die Abbildung zeigt ein bipolares System mit 2000 MVA Übertragungsleistung nach:
 $S = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I$
- 9. Je zwei Kabel bilden eine Drehstromphase.
- 10. Gezeichnet ist eine Phase aus zwei nebeneinanderliegenden Kabeln, die mit zwei gleichgroßen Wechselspannungen in Phasenopposition beaufschlagt werden, sodass die Lastströme um 180° versetzt fließen und die Magnetfelder sich nahezu neutralisieren.



- Ganz Europa ist durchzogen von einem dichten, 30.000 km langen Wasserstraßennetz, an dem sich die wichtigsten Großverbraucher, Kraftwerke, Ballungszentren, Netzknoten, Häfen, Hütten, Bahnumrichter, Fabriken, Raffinerien, Kabelfertigungsanlagen, etc. befinden.
- Es macht daher Sinn, die Kabel im Nahbereich der Wasserstraßen bzw. Küstenlinien zu verlegen, sodass sich ein deckungsgleiches, dezentrales Overlaynetz für die Verteilung erneuerbarer Energien und für den europäischen Stromhandel herausbildet.



- Bei nur 2,5 m Trassenbreite ist die Verlegung in Ackerränder, Feld- u. Wirtschaftswege, Waldwege, Rückewege oder Kanaluferwege einseitig oder beidseitig der Wasserstraßen möglich! (reduziert Probleme wie Durchwurzelung, Austrocknung und Bodenaustausch)
- Im Gegensatz zu Freileitungen lassen sich thermische Verluste durch beigelegte Kühlwasserrohre zum Teil zurückgewinnen und z.B. für geförderte Nahwärmenetze, Gärtnereien oder Fischzuchtanlagen nutzen.

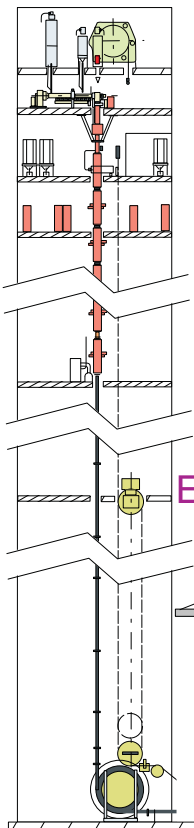


15. Aufgrund der hohen Spannung von 380 kV wird bei der Montage von Muffen oder Endverschlüssen jeder Lunker, jedes Staubkorn und auch jeder kleinste Luftpfeinchluss zum Problem, sodass für lange Kabellebensdauern unbedingt unter **Reinraumbedingungen** gearbeitet werden muss. Bei der Herstellung von VPE-Kabeln, z.B. in der dargestellten Extrusionsanlage, ist das bereits Standard.

16. Das Anschlagen der Kabelendverschlüsse erfolgt beim vorgeschlagenen System in der Fabrik unter Reinraumbedingungen. Danach wird das fertige Modul teilentladungsgeprüft. Solche TE-Prüfungen müssen bei konventionellen Kabelanlagen mit Muffen im Feld bei laufender Wasserhaltung durchgeführt werden und sind extrem kosten- und zeitaufwendig und zudem ergebnisoffen. Evtl. muss nachgearbeitet und erneut geprüft werden.

17. Die Bedingungen in einem Muffencontainer entsprechen **nicht** den **Reinraumanforderungen!**

18. Der **Kabelverschnitt** bei konventioneller Kabelverlegung beläuft sich auf 2 x 3 m pro Muffe. Das **muffenlose** System spart gegenüber einer 300 km langen konventionellen Kabelanlage ca. 10.800 m Kabelverschnitt, 5,4 % einer Jahresproduktion.



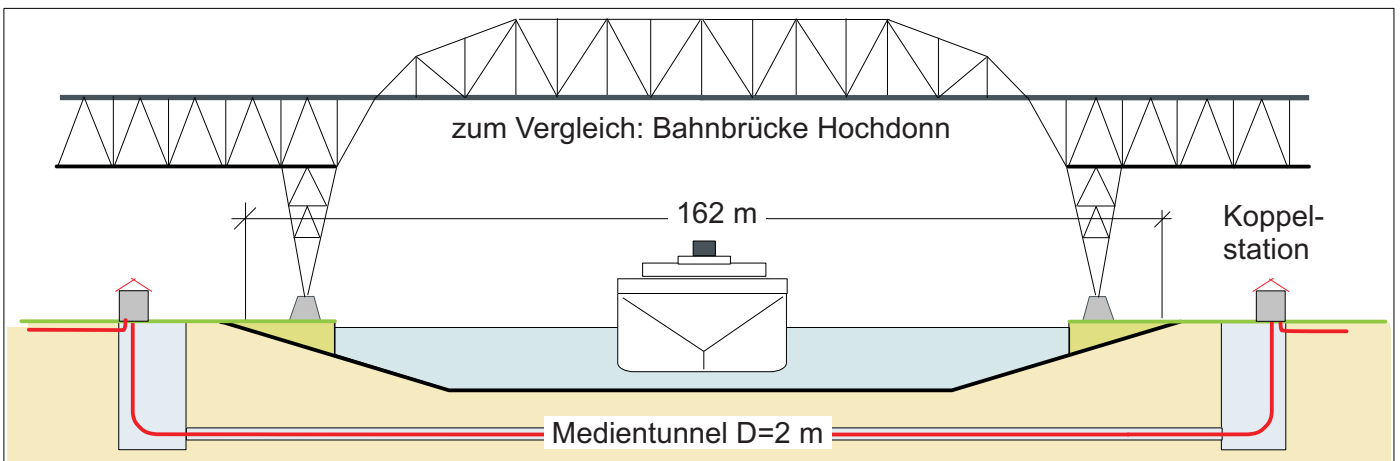
Extrusionsturm ca. 100 m

Fertigungshalle

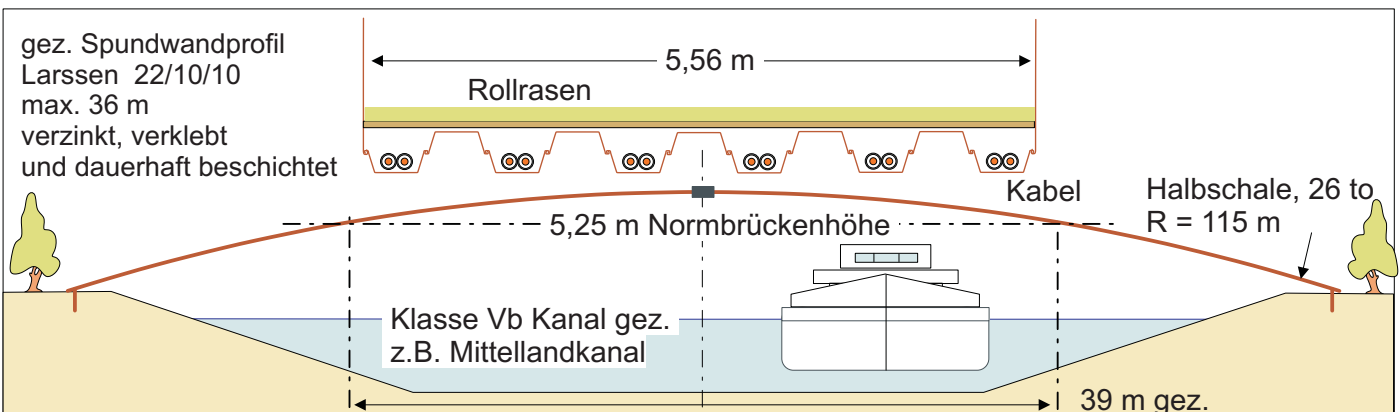
1. Tempern (ausgasen),
2. Schirm- und Schichtenmantelfertigung,
3. Ablängen,
4. Kabelendverschlüsse montieren
5. TE-Prüfung,
6. Auftrommeln und Verladen

Kabelendverschluss

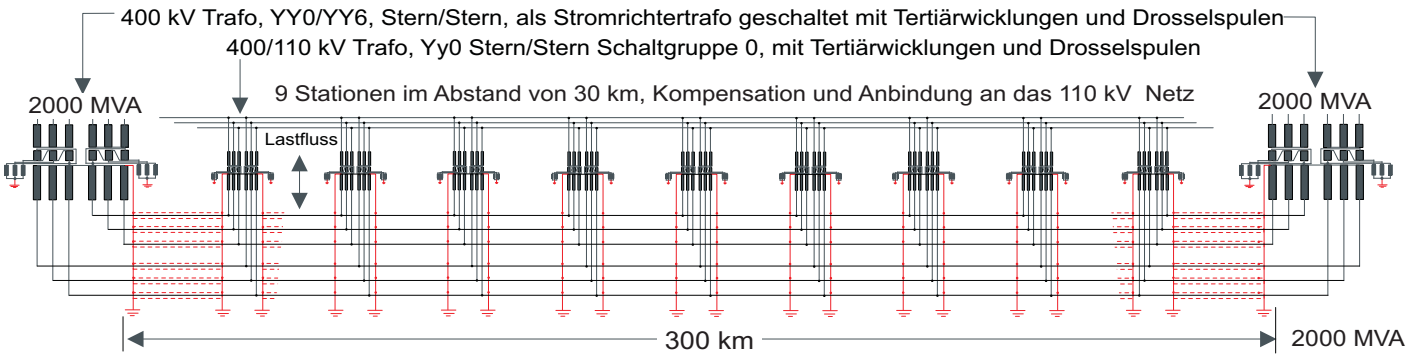
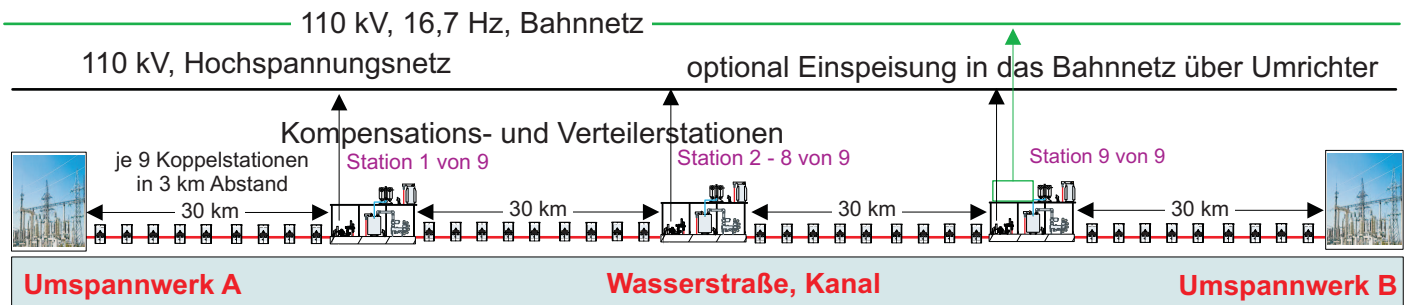
VCV Anlage gez. frei nach: (www.troester-usa.com/Brochures/Cable/cablemachines.pdf)



19. Unterquerung von breiten Flüssen oder breiten Kanälen am Beispiel des Nord-Ostsee-Kanals

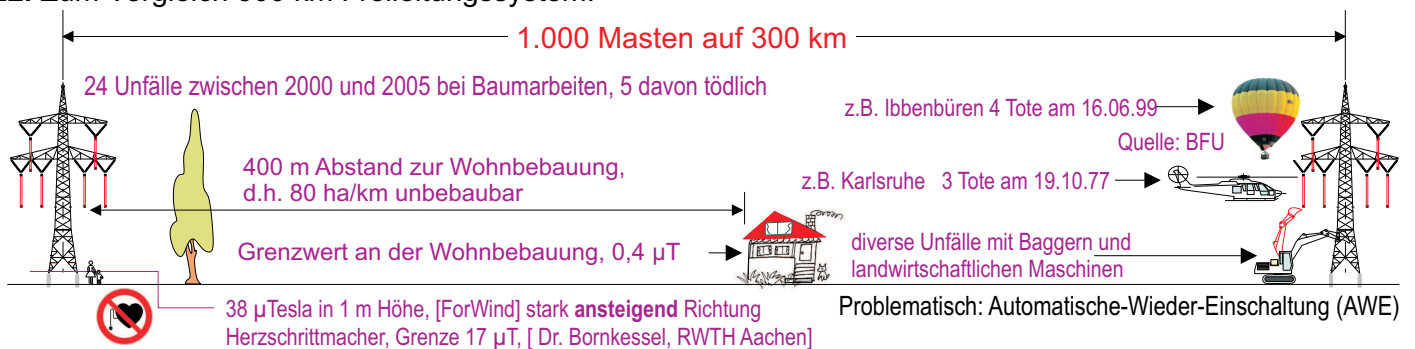


20. Kanalquerung mit Kabelbrücke als Grünbrücke (Wildwechsel)



21. Die beiden Abbildungen zeigen beispielhaft Prinzip und Schaltung einer **300 km** langen, dezentralen, **Verteil- und Übertragungsnetzstrecke** mit einer 380 kV-Höchstspannungsebene als bipolares Drehstrom-Erdkabelsystem in Vollverkabelung.

22. Zum Vergleich 300 km Freileitungssystem:



Sturm „Lothar“ zerstörte in Frankreich 1999 weite Teile des Netzes. Orkan „Gudrun“ zerstörte in Schweden 2005 große Teile des Netzes, über 300.000 Haushalte wochenlang ohne Strom. Zusammenbruch des Stromnetzes im Münsterland 2005 nach Eisregen, monatelange Reparaturarbeiten, 2,2 Mio. € Entschädigungskosten. Hurrikanähnlicher Eissturm in den USA im Dezember 2007 zerstört viele Strommasten, wochenlange Stromausfälle, 100 Feuer, etc.. Stürme nehmen an Energie zu.

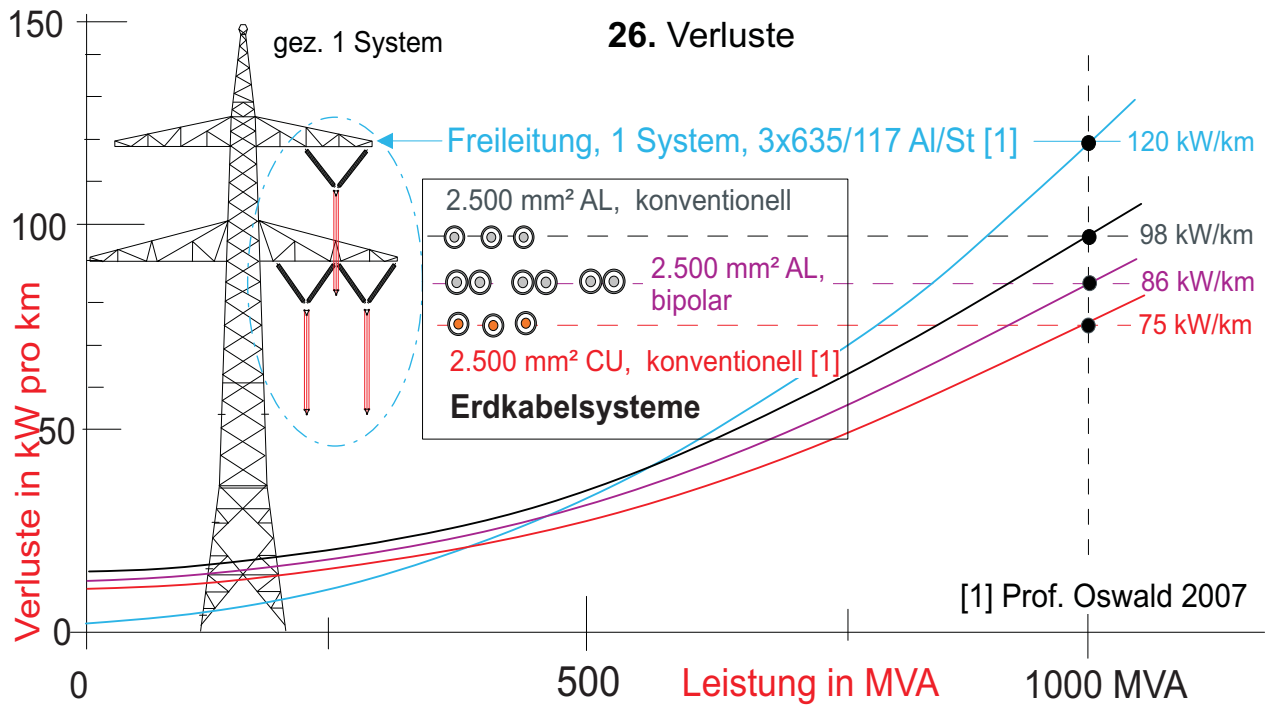
23. Systemlebensdauer

Prof. Noack von der TU-Ilmenau schätzte 2005 die Lebensdauer von **konventionellen** Kabelanlagen auf weit über 40 Jahre. Das beantragte Kabelkonzept lässt systembedingt durch den Entfall der fehleranfälligen Muffen sowie durch konsequente Reinraumfertigung, integrierte Lichtwellenleiter, condition monitoring, Verlustwärmenutzung und konsequentem Modulwechsel im Fehlerfall Lebensdauern von 80 -100 Jahren erwarten.

24. Ausfallsicherheit (n-1)

Das beantragte Konzept sieht, bis auf die beiden Emslandkabel, zunächst nur die Verlegung von jeweils einem System parallel zum bestehenden Höchstspannungsnetz vor. Die permanente, automatisierte Überwachung der einzelnen adressierten Kabelmodule erfolgt mit Hilfe der integrierten Lichtwellenleiter. Fällt das Erdkabelsystem aus, übernimmt das vorhandene parallele Freileitungsdoppelsystem die Last für die Dauer eines Modulwechsels, der durch das condition monitoring erstmals planbar und daher in wenigen Tagen durchführbar ist. Damit ist die n-1 Sicherheit gegeben.

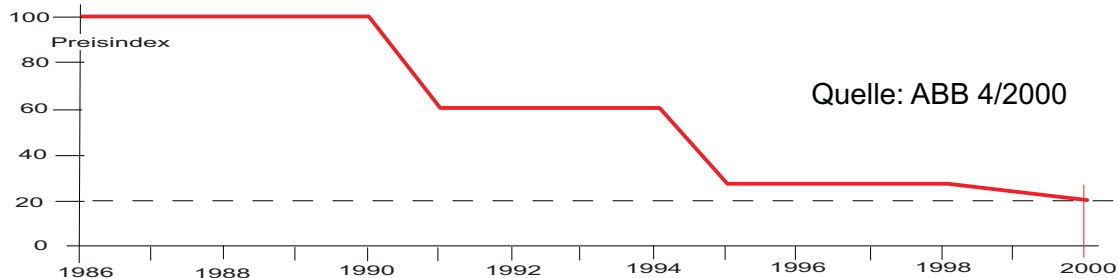
25. Die **Ausfalldauer** des Systems ist durch die integrierten Lichtwellenleiter planbar und liegt dadurch erstmals in der Größenordnung von Freileitungen. Die **Ausfallwahrscheinlichkeit** ist aber deutlich geringer.



27. Kabelfertigungsanlagen

Für jede der 7 Ausbaustrecken von 300 km werden $6 \times 300 \text{ km} = 1.800 \text{ km}$ Kabel benötigt. Bei Extrusionsgeschwindigkeiten von beispielsweise 0,4 m/min. produziert eine Extrusionslinie dafür ca. 9 Jahre. Für den Netzausbau mit den ersten 7 Baulosen in 9 Jahren werden demzufolge 7 neue Extrusionslinien benötigt, falls es keine freien Kapazitäten gibt. In nachstehender Kostenschätzung wurden diese 7 neuen Extrusionslinien zu jeweils 60 Mio. € einkalkuliert und die Auswirkungen auf die derzeit mangels Nachfrage noch sehr hohen Kabelkosten entsprechend abgeschätzt.

28. Kostenentwicklung von 400 kV VPE-Kabeln



29. Kosten eines 300 km langen Systems in €:

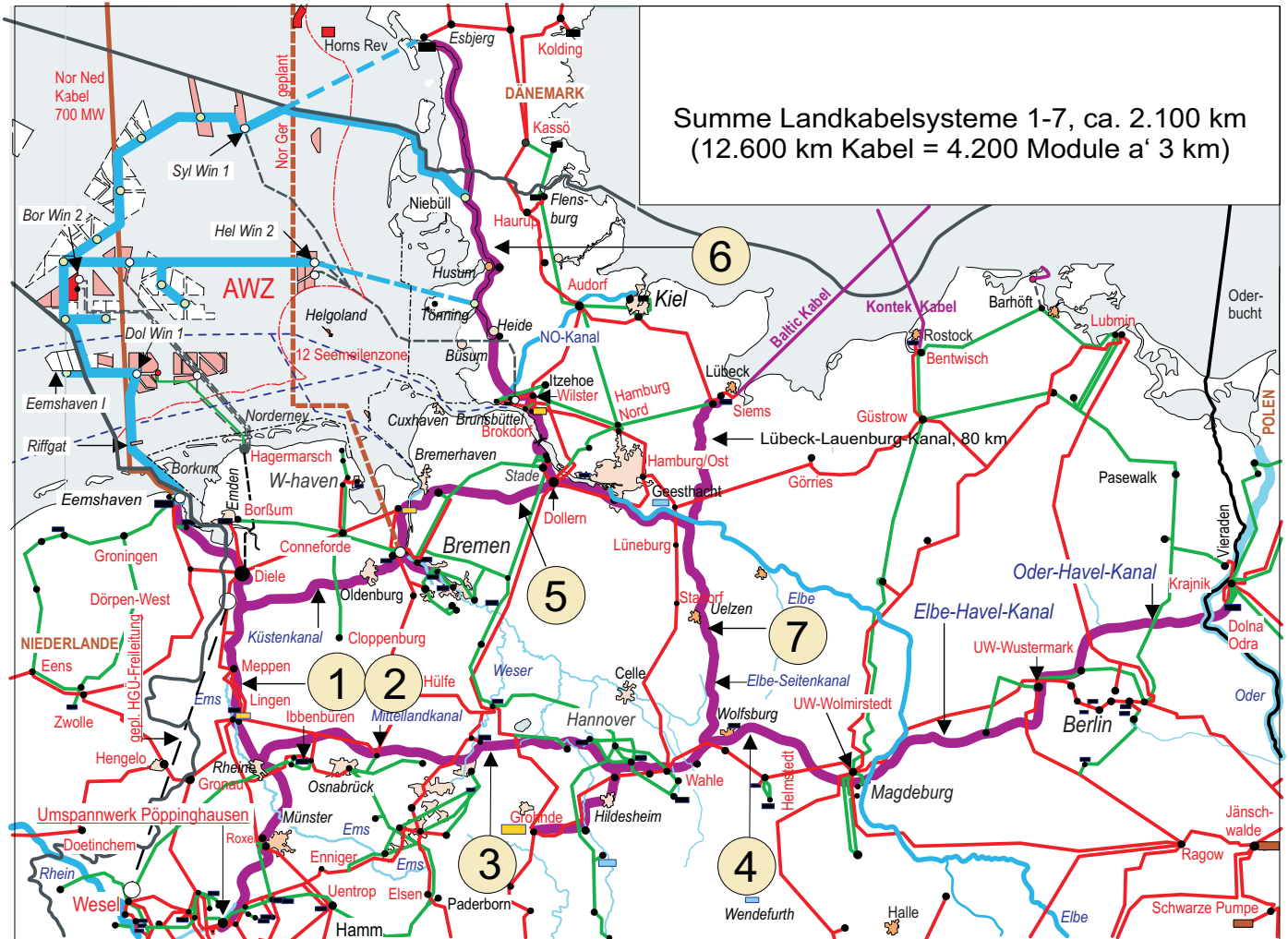
| | |
|--|--------------------|
| Extrusionsanlage | 60.000.000 |
| Transformatoren | 200.000.000 |
| Schaltanlagen | 90.000.000 |
| Kabel (600 Module a' 3 km = 250.000 €/Modul) | 150.000.000 |
| Transport | 6.000.000 |
| Trasse und Verlegung | 264.000.000 |
| Kühlsysteme | 20.000.000 |
| Planungskosten | 30.000.000 |
| Diverses | 20.000.000 |
| Summe: | 840.000.000 |
| Euro pro km: | 2.800.000 |

30. Gesamtkosten ohne Offshore: 2.100 km x 2,8 Mio. € = 5,88 Mrd. €

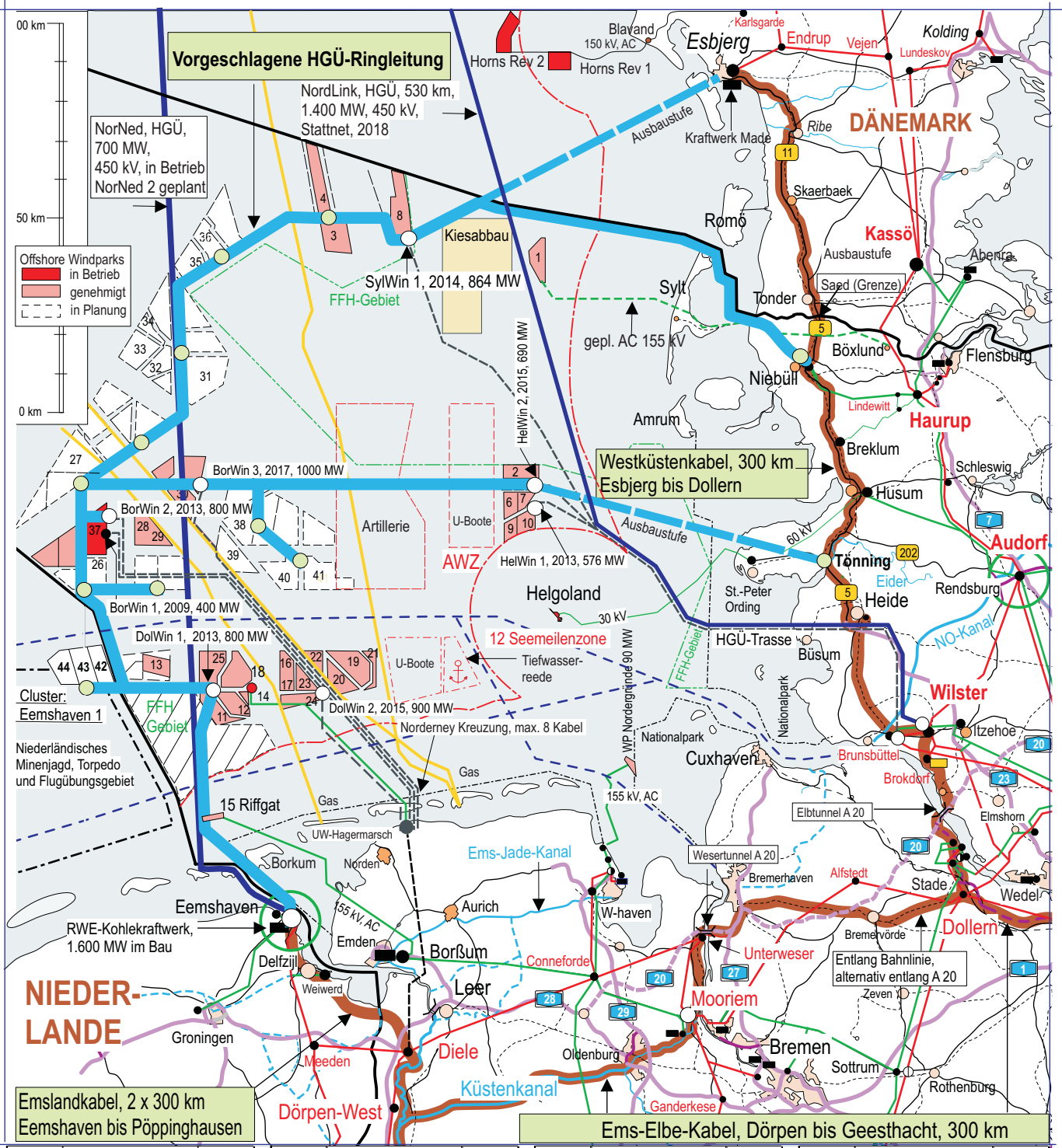
31. Projektübersicht Norddeutschland

Offshore Nordsee, Vorschlag der Infra Netz AG: Offshore Ringleitung

Das Konzept sieht vor, jede Koppelstation mit einer Sammelschiene zu versehen, um die Anzahl der Kabelpaare zu verringern und die derzeit geplante n-0 Sicherheit zumindest für die Kabel um ein Vielfaches zu verbessern. Die Ringstruktur verbessert die Ausfallsicherheit ebenfalls und erschließt zudem ein zusammenhängendes Windfeld über 200 km von Horns Rev bis Eemshaven (s.a. Anlage 7).

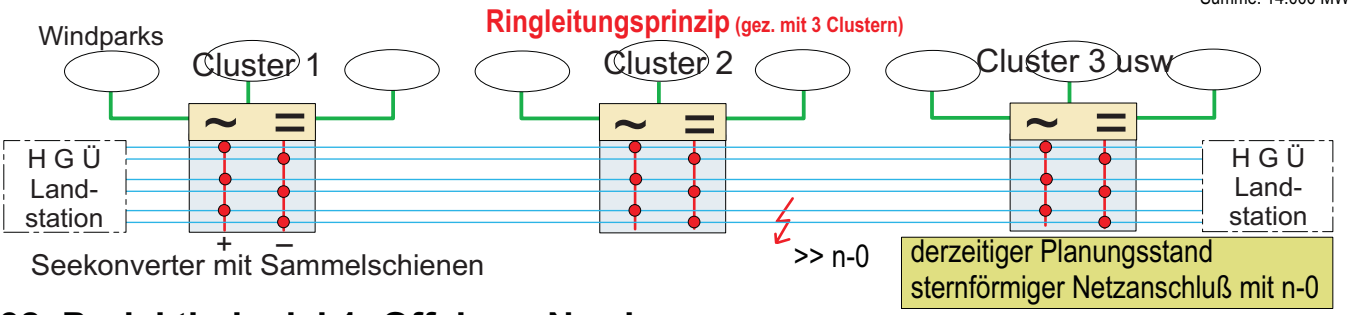


| | | | |
|---|-----------------|-------------------|-----------------------------|
| Los 1: Emslandkabel, Eemshaven bis Pöppinghausen | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 2: Emslandkabel, Eemshaven bis Pöppinghausen | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 3: Mittellandkabel, Rheine bis Wolfsburg | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 4: Mittellandkabel, Wolfsburg bis Stettin | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 5: Ems-Elbe-Kabel, Dörpen bis Geesthacht | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 6: Westküstenkabel, Esbjerg bis Dollern (Stade) | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| Los 7: Lübeck-Grohnde-Kabel | 300 km | 2.000 MVA | ◎◎ ◎◎ ◎◎ |
| | 2.100 km | 14.000 MVA | Übertragungsleistung |

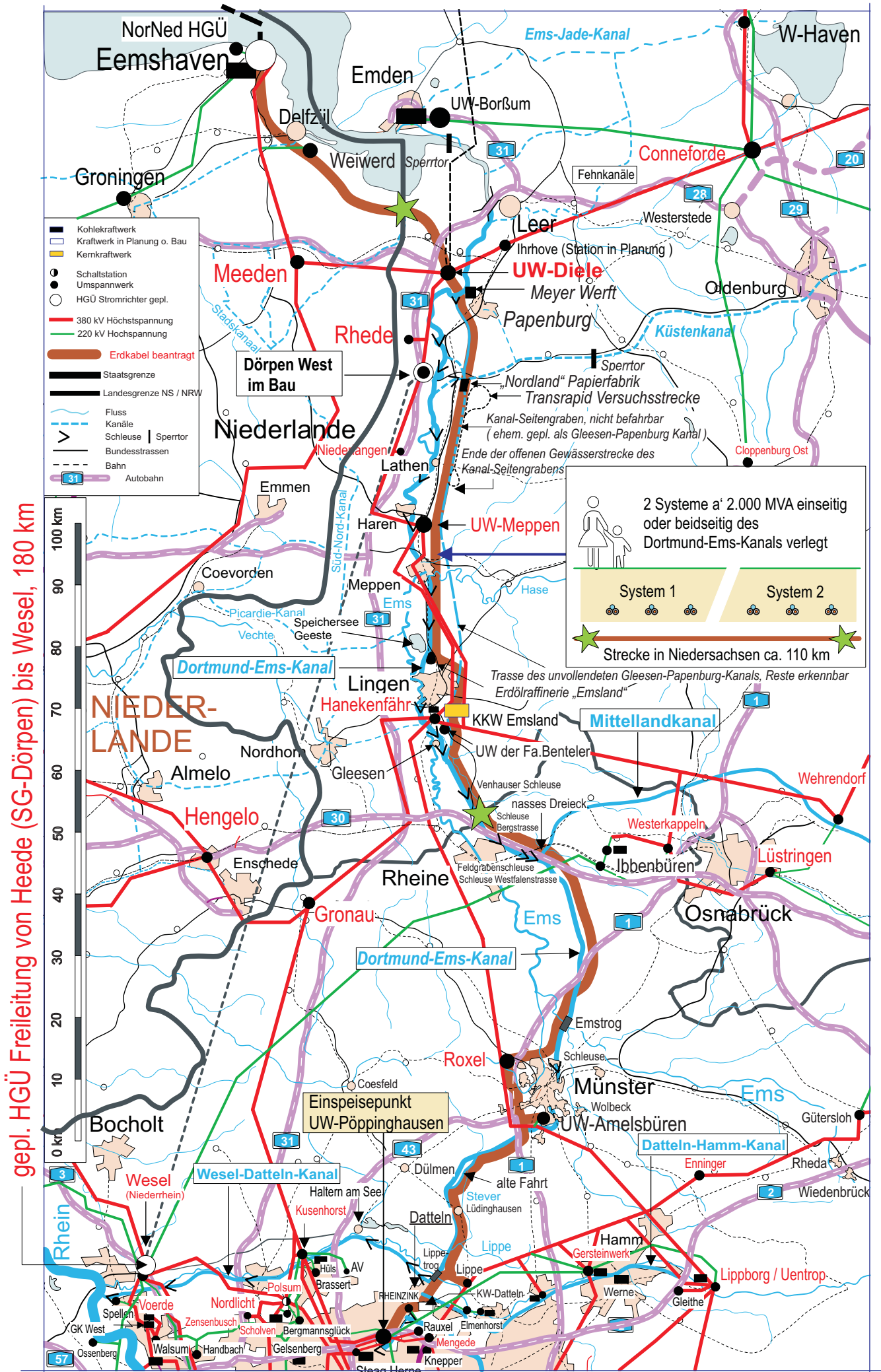


| Pos. | Projekt | MW | Pos. | Projekt | MW | Pos. | Projekt | MW | Pos. | Projekt | MW |
|------|------------|-----|------|---------|-----|------|-----------------|-----|------|-----------------|-----|
| 1 | Butendiek | 288 | 12 | DONG | 278 | 23 | RWE | 369 | 34 | Northern Energy | 200 |
| 2 | EON | 400 | 13 | DONG | 288 | 24 | RWE | 332 | 35 | Northern Energy | 400 |
| 3 | GEO | 400 | 14 | DOTI | 60 | 25 | Trianel | 400 | 36 | Northern Energy | 400 |
| 4 | GEO | 400 | 15 | ENOVA | 108 | 26 | Bard | 520 | 37 | Südweststrom | 400 |
| 5 | RWE | 272 | 16 | EON | 160 | 27 | Bard | 400 | 38 | Windreich | 400 |
| 6 | RWE | 295 | 17 | EON | 240 | 28 | EnBW | 400 | 39 | Windreich | 400 |
| 7 | RWE | 128 | 18 | MEG | 400 | 29 | EnBW | 140 | 40 | Windreich | 400 |
| 8 | Vattenfall | 400 | 19 | PNE | 252 | 30 | EnBW | 400 | 41 | Windreich | 400 |
| 9 | windMW | 144 | 20 | PNE | 231 | 31 | EnBW | 985 | 42 | Bard | 300 |
| 10 | windMW | 144 | 21 | PNE | 45 | 32 | Northern Energy | 340 | 43 | EP Offshore | 275 |
| 11 | DONG | 278 | 22 | RWE | 295 | 33 | Northern Energy | 400 | 44 | ZeeEnergie | 300 |

Summe: 14.000 MW

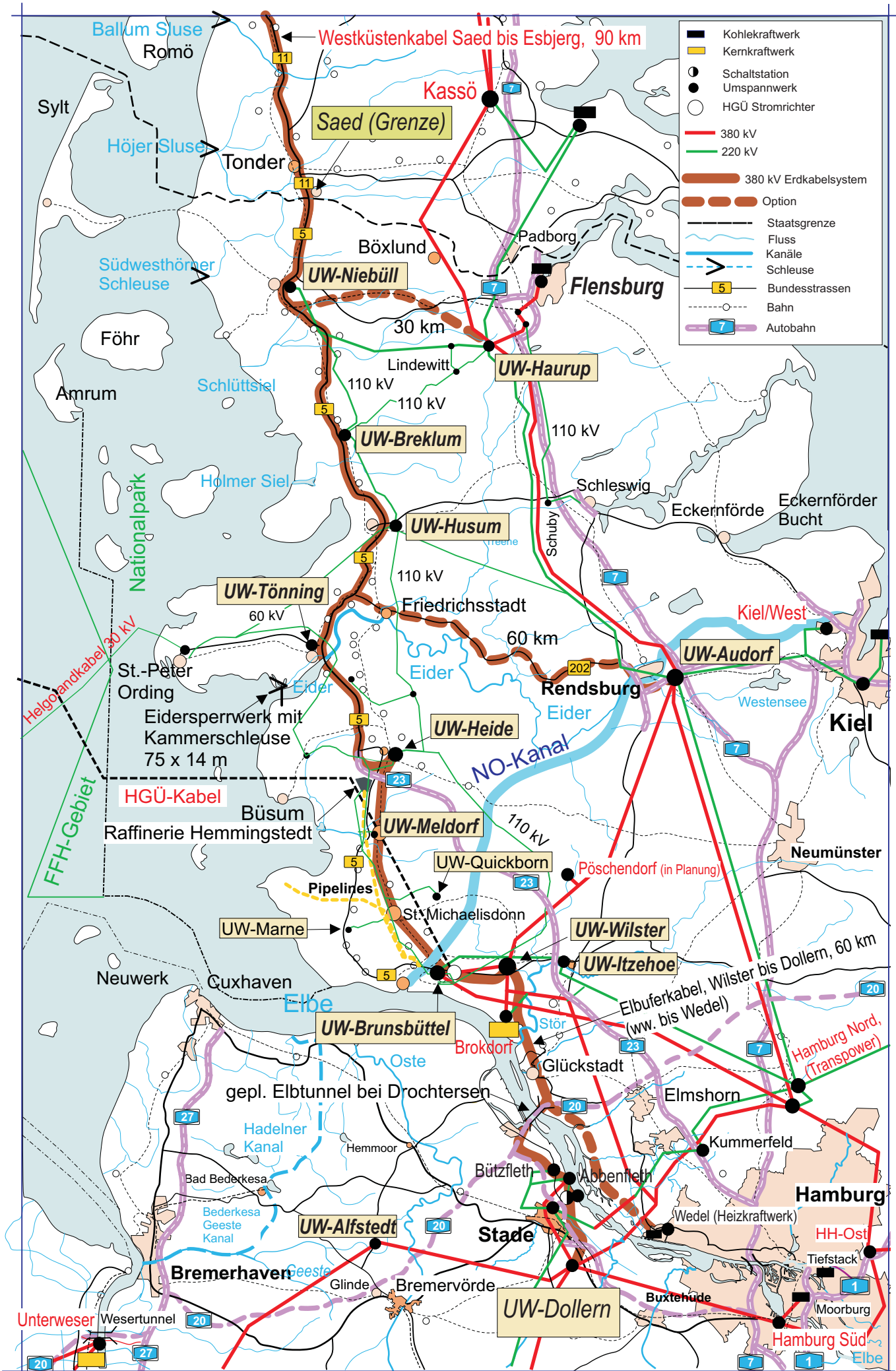


32. Projektbeispiel 1: Offshore Nordsee
 Infranet AG (Anlage 7 von 9 zum Schreiben vom 07.07.12)



gepl. HGÜ Freileitung von Heede (SG-Dörpen) bis Wesel, 180 km

33. Projektbeispiel 2: Emslandkabel, 2 x 300 km
 Infranetz AG (Anlage 8 von 9 zum Schreiben vom 07.07.12)



34. Projektbeispiel 3: Westküstenkabel, 300 km

Infranetz AG (Anlage 9 von 9 zum Schreiben vom 07.07.12)

Infranetz AG - Auf der Dyckhorst 1 - 38539 Müden/Aller

Müden/Aller, 07.07.12

Bundesnetzagentur
Jochen Homann
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Antrag

Sehr geehrter Herr Homann,

das deutsche Stromnetz muss für die Erneuerbaren Energien, den Abtransport von Offshoreenergie und für den europäischen Stromhandel zukunftsfähig umstrukturiert werden. Angesichts der wachsenden Zahl von dezentralen Kraftwerken und rekommunalisierten Netzen sollte das Netz dabei sinnvollerweise von zentral auf dezentral umgebaut werden. Das ist soweit Konsens.

Der jetzt vorliegende Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber sieht jedoch ein rein zentrales Netz in veralteter Freileitungstechnik vor und ist damit weder zukunftsfähig noch zielführend.

Wir beziehen uns auf unsere Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan vom 07.07.12, die Sie mit gleicher Post erhalten haben und beantragen alternativ zum Netzentwicklungsplan folgende Genehmigungen:

1. Bau und Betrieb einer neuen bundesweiten 380 kV-Höchstspannungsebene in muffenloser, bipolarer, magnetfeldarmer Drehstrom-Erdkabeltechnik entlang schiffbarer Wasserstraßen und Küstenlinien als dezentrales Verteilnetz mit Übertragungsnetzeigenschaften.
2. Konzession für die Verlegung der geplanten Kabel einseitig oder beidseitig der Wasserstraßen, soweit sie sich im Eigentum des Bundes oder der Länder befinden.
3. Netzanschlussverfügung der Bundesnetzagentur für die Anbindung dieses Netzes.



Claus Rennert, Vorstand Infranetz AG

9 Anlagen: Technik, Kosten, Projektbeispiele