



NORTHSEAGRID

Offshore Electricity Grid
Implementation in the North Sea

Das EU-Projekt NorthSeaGrid

Technisch-ökonomische Nutzenanalyse
eines grenzüberschreitenden Offshore-
Netzes in der Nordsee

12/12/2014







Inhalt

- Das Projekt NorthSeaGrid
- Kostenfaktoren eines vermaschten Offshore-Netzes
- Nutzenfaktoren eines vermaschten Offshore-Netzes
- Gesamtbetrachtung von Kosten- und Nutzenfaktoren
- Kosten-Nutzen-Allokation eines vermaschten Offshore-Netzes
- Regulatorische Aspekte
- Veranstaltungen und Veröffentlichungen

- Inhalt: Technische, finanzielle und regulatorische Analyse eines vermaschten Offshore-Netzes an Hand von 3 konkreten Fallstudien

- Konsortium

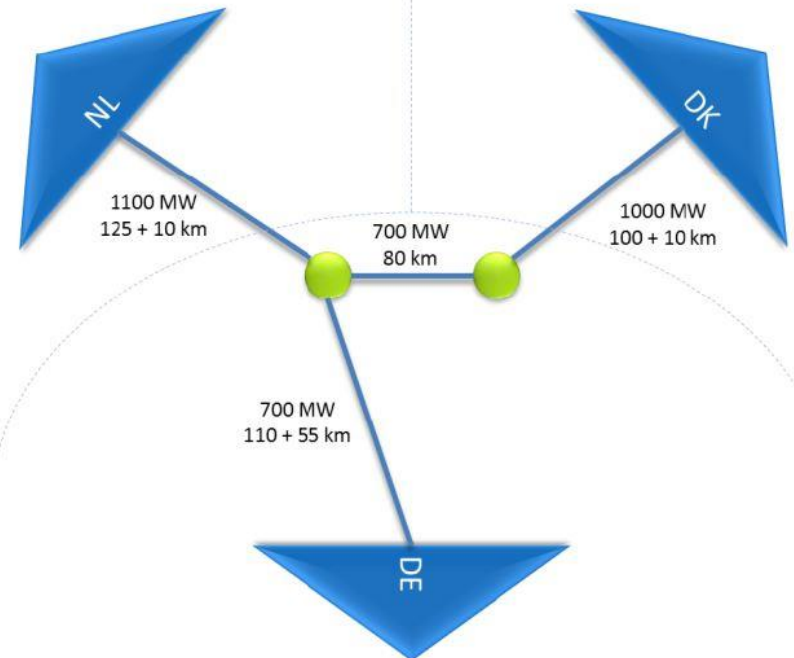
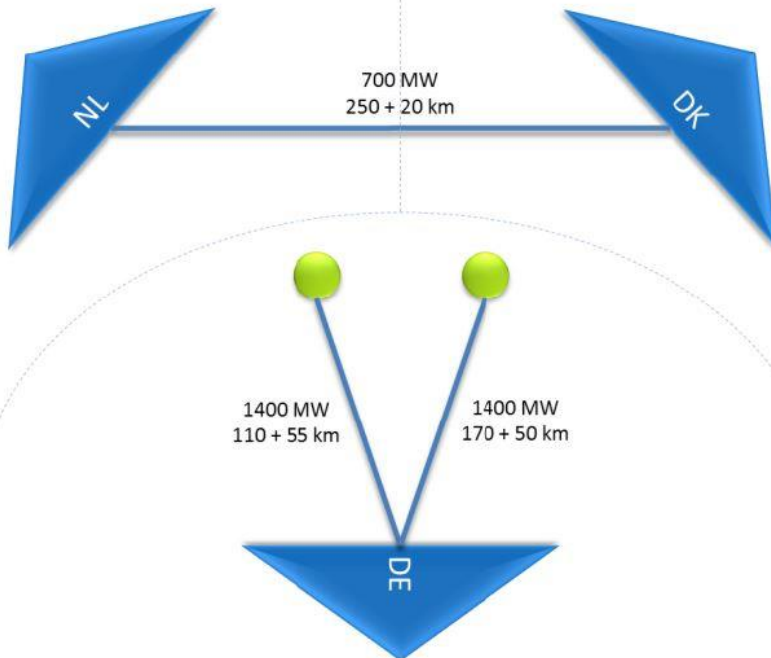
- 3E (Projektleitung) 
- DNV GL (Kostenfaktoren) 
- Imperial College London (Nutzenanalyse) 
- ECN (Kosten-Nutzen-Allokation) 
- CEPS (Pol. Handlungsempfehlungen) 
- Deutsche WindGuard (regulatorische Rahmenbedingungen) 

- Dauer: April 2013 – April 2015

- Budget: 1.4 mio €, bis zu 75% finanziert durch das Intelligent Energy Europe (IEE) Programm



NORTHSEAGRID

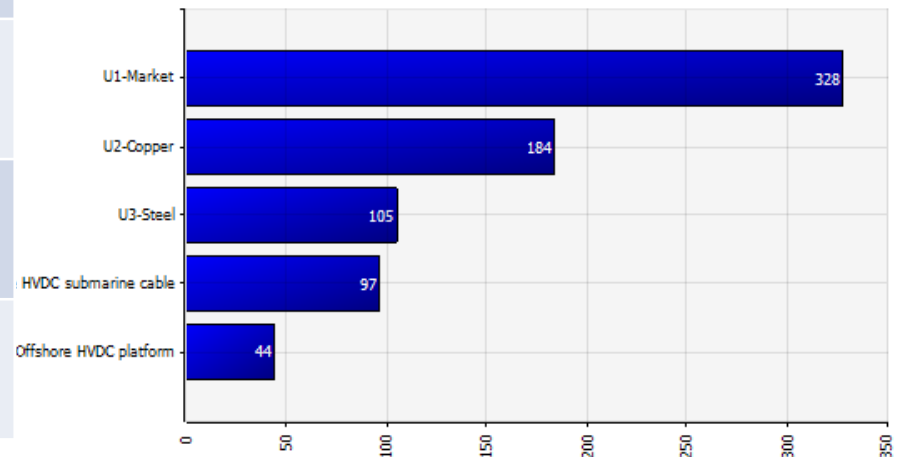
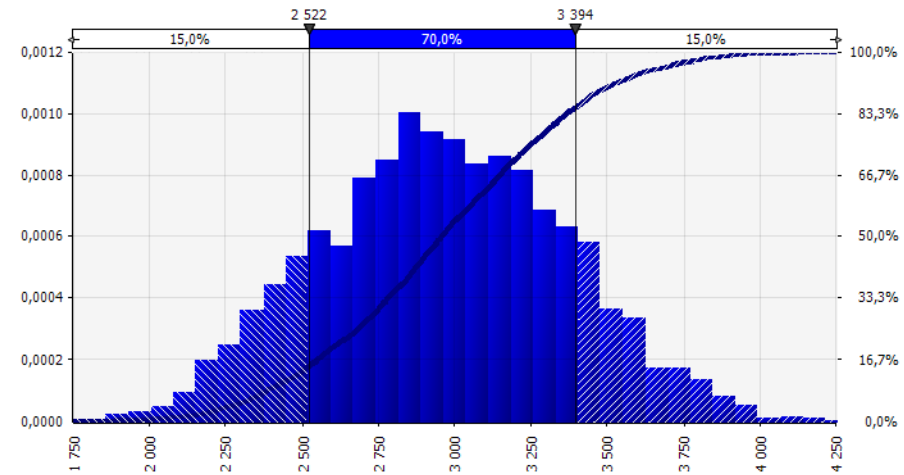




Kostenfaktoren – Deutsche Bucht

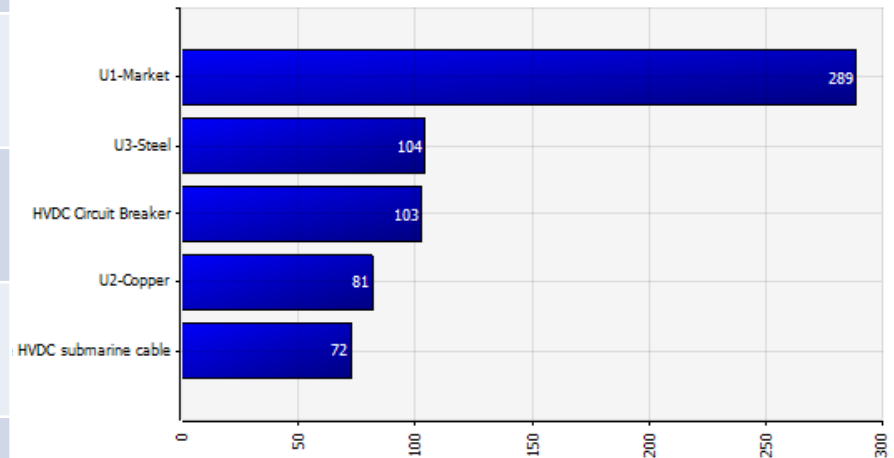
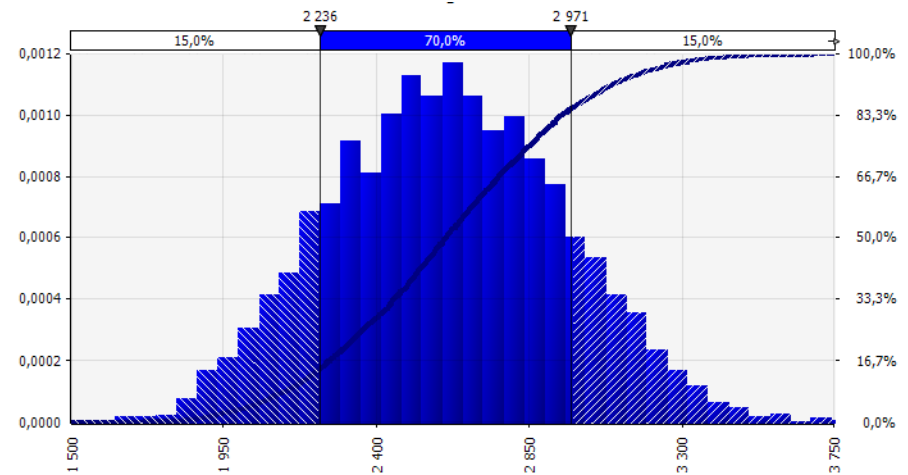


Komponenten	Kosten (in M€)
Offshore HVDC Plattform	680
HGÜ-Seekabel	1.407
HVDC Untergrundkabel	111
AC/DC Konverterstation an Land	475
AC/DC Konverterstation auf See	290
Gesamt	2.962





Komponenten	Kosten (in M€)
Offshore HVDC Plattform	680
HGÜ-Seekabel	1.048
HVDC Untergrundkabel	49
AC/DC Konverterstation an Land	330
AC/DC Konverterstation auf See	290
HVDC Leistungsschalter	210
Gesamt	2.608





- Darstellung der gesamten Lebenszykluskosten des Projekts
 - CAPEX und OPEX sind enthalten
 - 6 Jahre Errichtung (2024 – 2029)
 - 20 Jahre Betrieb (2030 – 2049)
 - Abzinsungssatz: 4%
 - Basisjahr 2014

	Ausgangsfall (NPV in M€)	Integrierter Fall (NPV in M€)
Erwartete Kosten	2.122	1.861
P15-Wert	1.774	1.588
P85-Wert	2.457	2.131
Standardabweichung	320	253
Relative Standardabweichung	15%	14%



NORTHSEAGRID

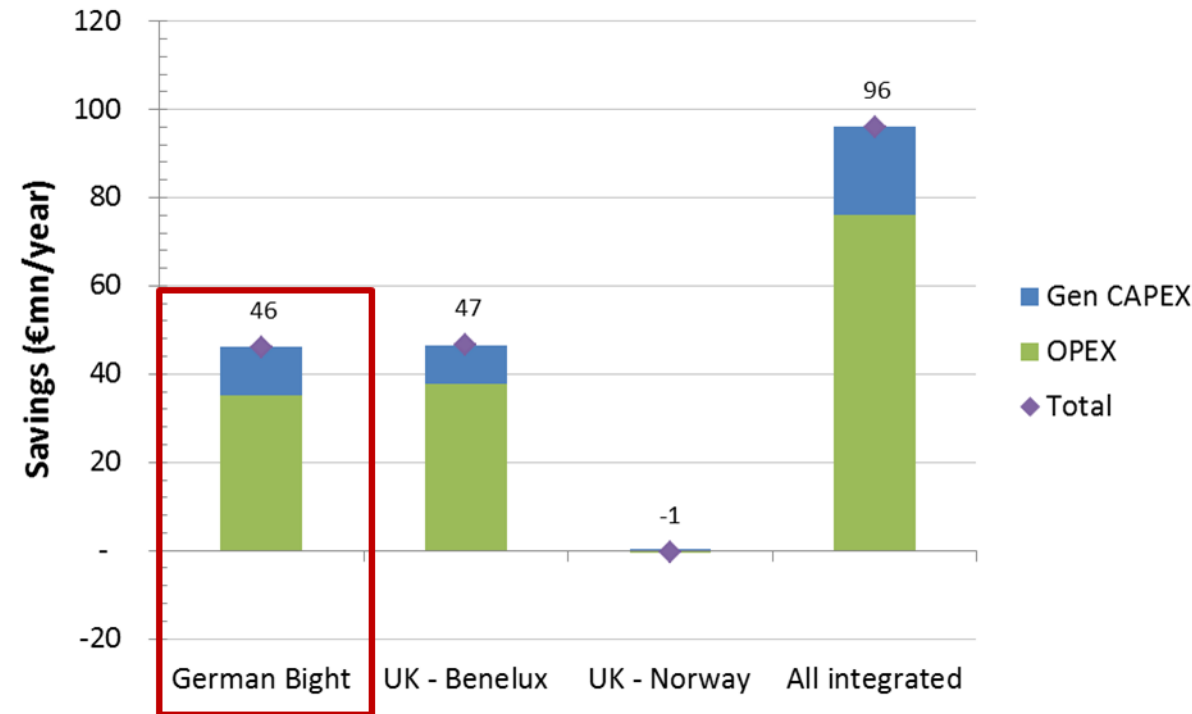
Offshore Electricity Grid
Implementation in the North Sea

Nutzenfaktoren – Deutsche Bucht

- Planungs- und Marktmodell „Dynamic System Investment Model“
 - Simuliert den Spotmarktpreis für Strom
 - Europäisches Stromnetz wird als Zonenmodell dargestellt
 - Die Hauptübertragungskorridore und Interkonnektoren werden berücksichtigt
 - Charakteristischen Erzeugungs- und Nachfragekurven aller europäischen Länder werden berücksichtigt
 - Annahme von 50% erneuerbare Energien am Stromverbrauch
- Nutzen wurde durch den Vergleich von Ausgangs- und integriertem Fall quantifiziert
- Auswirkungen der integrierten Fälle auf folgende Punkte untersucht:
 - Systemeffizienz
 - Soziale Wohlfahrt
 - Stromnetzressourcen
 - Netzentgelte



Nutzen für das Gesamtsystem



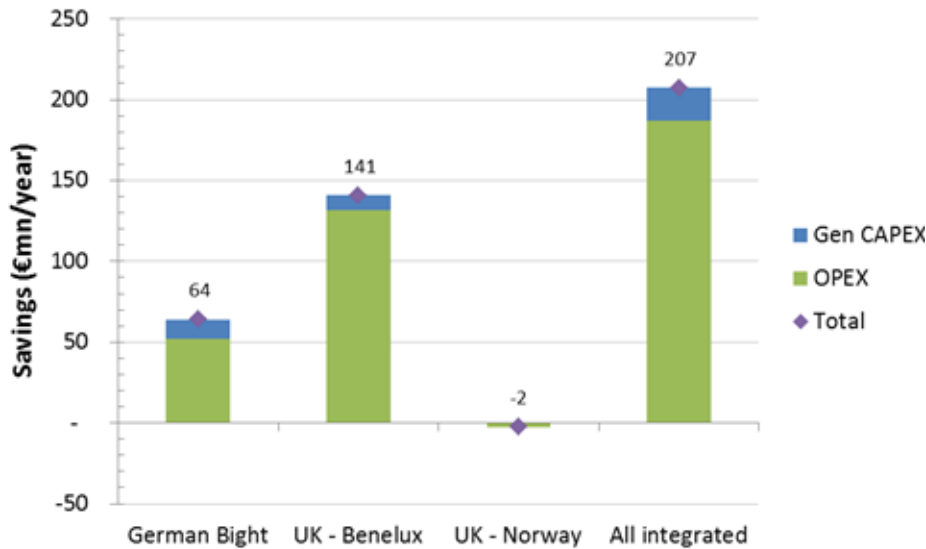
=> Reduzierung der Betriebskosten und der Kraftwerkskosten im Vergleich zum Ausgangsfall

- Insgesamt Erhöhung der Interkonnektorkapazität von 3,1 GW auf 6,3 GW
- Deutsche Bucht 700 MW auf 2,1 GW
- Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung
- Verbesserung der gemeinsamen Nutzung von Ressourcen
- Zugang zu günstigeren Erzeugungsanlagen
- Gemeinsame Nutzung von Erzeugungskapazitäten reduziert den benötigten Kraftwerkspark



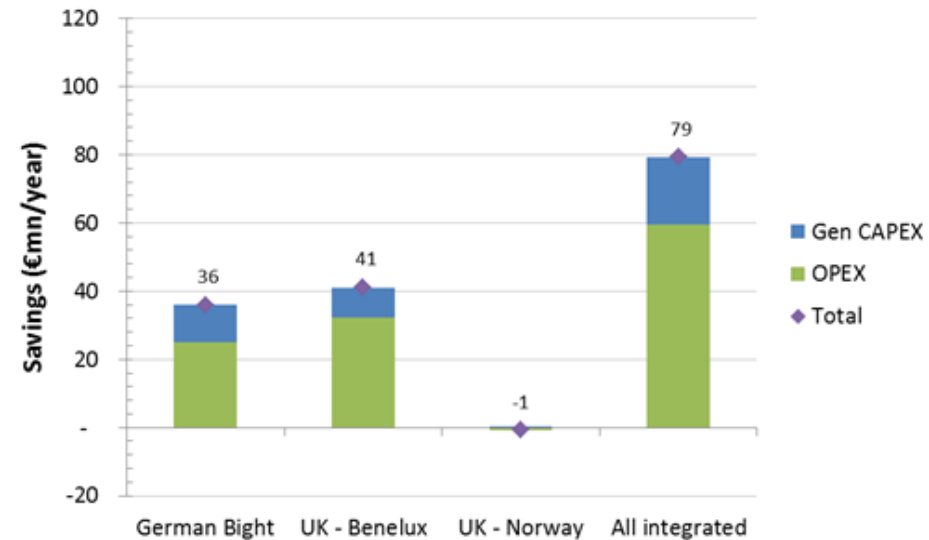
Fall 1

Anteil EE steigt auf 60%



Fall 2

Geringere Brennstoff- und CO₂- Kosten

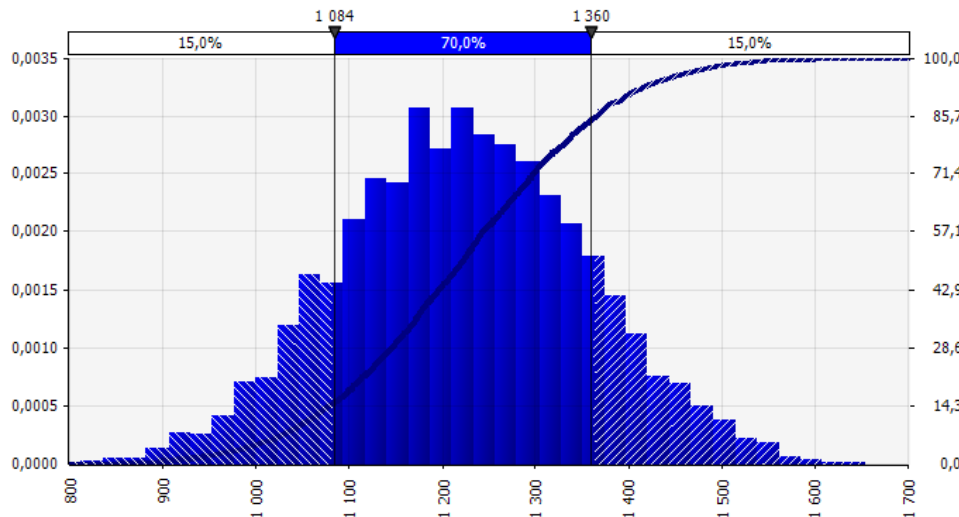




Gesamtbetrachtung Kosten & Nutzen



- Berücksichtigung der Kosten und Nutzenaspekte über die gesamte Projektlaufzeit
- Die Resultate spiegeln die Differenz zwischen dem Nettonutzen des integrierten und des Ausgangsfalls, ausgedrückt in Barwerten, wieder
- Für die Deutsche Bucht ist die integrierte Option vorteilhaft



Statistische Ergebnisse	Nutzen (in M€)
Erwarteter Wert	1.222
P15-Wert	1.084
P85-Wert	1.360
Standardabweichung	131
Relative Standardabweichung	11%



Kosten-Nutzen-Allokation



- Resultate werden bei einem Workshop im Januar in Brüssel und bei der EWEA Offshore im März in Kopenhagen präsentiert
- Berücksichtigte Ebenen
 - Land
 - Region
 - Stakeholders
- Berücksichtigte Stakeholder
 - Betreiber von Offshore Windfarmen
 - Konventionelle Erzeuger
 - Konsumenten
 - Übertragungsnetzbetreiber



Regulatorische Aspekte

- Untersuchung der Vereinbarkeit von regulatorischen Anforderungen und Vergütungssystemen in den betrachteten Ländern
- Entwicklung von Lösungsansätzen
- Probleme entstehen durch unterschiedliche nationale Anforderungen/ Ausgestaltungen in den Bereichen
 - Vergütungssysteme
 - Netzzugang
 - Netzbetrieb
 - Betrieb der Offshore Windfarm



Topic/ Case	Case 1: German Bight
Support Schemes	●
Grid access responsibility	●
Connection Design (Hub vs. Radial)	●
Priority Grid Connection	●
Definition of the connection to shore	●
Balancing Responsibility	●
Ancillary Services	●
Transmission charges	●
Priority feed-in	●
Cross Border Capacity Allocation	●
Gate Closure Time (Intraday) and Settlement Period	●
Imbalance Price	●

- **Deutschen Bucht:** Vor allem unterschiedliche Regelungen in Bezug auf den bevorzugten Netzanschluss und die privilegierte Einspeisung
- Nur im Bereich der Definition des Netzanbindung, der Berechnung des „Imbalance prices“ und in Bezug auf die Regelungsverantwortlichkeiten haben alle drei Länder zu einander passende Regelungen
- Gründe für die Unterschiede liegen in den **nationalen** Regelungen, Anforderungen und Gesetzen

Topic/ Case	Case 1: German Bight
Support Schemes	●
Grid access responsibility	●
Connection Design (Hub vs. Radial)	●
Priority Grid Connection	●
Definition of the connection to shore	●
Balancing Responsibility	●
Ancillary Services	●
Transmission charges	●
Priority feed-in	●
Cross Border Capacity Allocation	●
Gate Closure Time (Intraday) and Settlement Period	●
Imbalance Price	●

- Ein Großteil der problematisierten Bereiche sind schon auf EU Ebene adressiert
- Umsetzung auf nationale Ebene wurde noch nicht durchgeführt
- Wären alle Regelungen, die es bereits auf EU Ebene gibt, umgesetzt, würde es nur noch bei einem geringeren Teil Regelungsbedarf geben

Uneinheitliche Regelungen,

... die noch nicht auf EU Ebene adressiert sind:

- Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss
- Anbindungsdesign (Einzelanbindung vs. Sammelanbindung)
- Definition der Anbindungsleitung

... die teilweise auf EU-Ebene adressiert sind:

- Netzentgelte
- Privilegierte Einspeisung

Vergütungssysteme

- Rechtssicherheit in Bezug auf das Vergütungssystem muss gegeben sein

=> Vorschläge zur Überwindung der noch bestehenden Barrieren werden momentan entwickelt



Veranstaltungen und Veröffentlichungen

Kommende Veranstaltungen

- Policy Workshop in Brüssel:
“Making integrated offshore grid solutions work”
 - 14. Januar 2015, 10:00 bis 17:00 Uhr
 - Centre for European Policy Studies (CEPS), Brüssel
 - Programm: <http://www.northseagrid.info/two-northseagrid-workshops-making-integrated-offshore-grid-solutions-north-sea-work>
 - Registrierung: <http://www.ceps.eu/civicrm/event/info?id=807&reset=1>
- Vorstellung der finalen Ergebnisse in Kopenhagen
 - 12. März 2015, 10:30 to 12:00 Uhr
 - EWEA Offshore Wind Conference
 - Raum 178, 1. Stock im “Bella Sky Center” (Konferenzort)
- Veröffentlichungen

<http://www.northseagrid.info/publications>



NORTHSEAGRID

Offshore Electricity Grid
Implementation in the North Sea

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



12/12/2014



Back-Up

- CAPEX
 - Costs for the construction of the project
 - Supply
 - Installation
 - Testing
 - Commissioning
- OPEX
 - Operational costs
 - Maintenance costs
 - Replacement costs

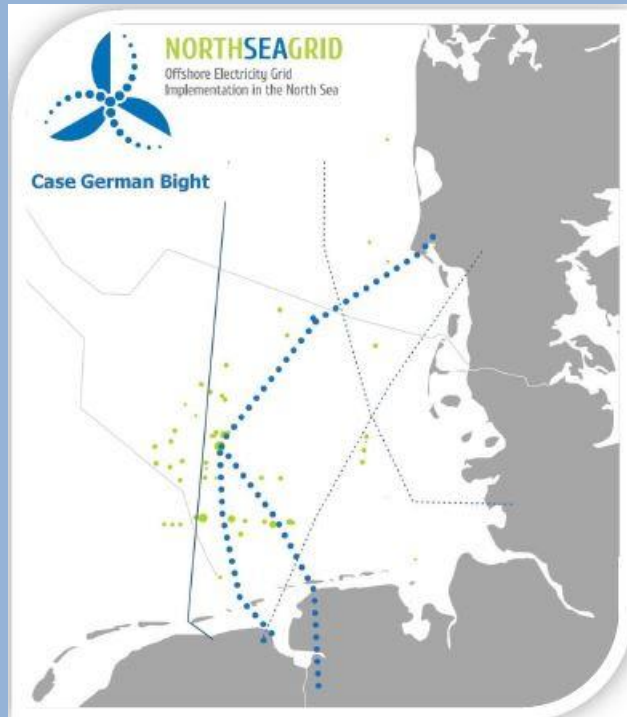


Benefits

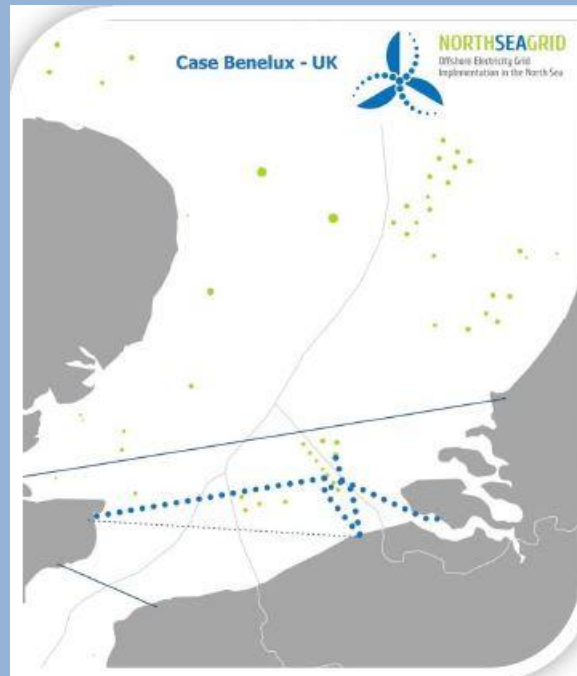
- Reduction in the use of fossil fuels
- Reduction in carbon emissions
- Better prices for generators and consumers in otherwise congested areas



Deutsche Bucht



BeNeLux-UK



Norwegen-UK

