

Erstellt für

**Danish Energy Agency**

Documententyp

**Antrag zur Baugenehmigung, Zusammenfassung**

Datum

**Januar 2019**

# **BALTIC PIPE OSTSEE - DÄNEMARK ANTRAG ZUR BAUGENEHMIGUNG, ZUSAMMENFASSUNG**

*Haftungsausschluss: Die alleinige Verantwortung für die Veröffentlichung liegt beim Autor. Die Europäische Union haftet nicht für die Verwendung der hierin enthaltenen Informationen.*

*Das vorliegende Dokument ist eine Übersetzung der englischen Originalfassung. Bei Unstimmigkeiten zwischen der Übersetzung und der englischen Originalfassung ist die Auslegung der englischen Version maßgeblich*

# **OSTSEE - DÄNEMARK ANTRAG ZUR BAUGENEHMIGUNG, ZUSAMMENFASSUNG**

## **CONTENTS**

<b>1.</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
1.1	Das Baltic Pipe-Projekt	1
1.2	Rechtliche Grundlagen	2
1.3	Antragsteller, Eigner und Betreiber	2
1.4	Kontaktperson des Antrags	3
<b>2.</b>	<b>ALLGEMEINER ÜBERBLICK ÜBER DAS PIPELINE-SYSTEM</b>	<b>3</b>
2.1	Zeitplan für Planung/Entwurf, Konstruktion und Betrieb	3
2.2	Pipeline-Route	3
2.3	Kenngößen für den Entwurf der Pipeline	4
<b>3.</b>	<b>RISIKOBEURTEILUNG</b>	<b>4</b>
3.1	Methode der Risikobeurteilung	4
3.2	Risiken während der Bauphase	4
3.3	Risiken während der Betriebsphase	5
<b>4.</b>	<b>KONSTRUKTION DER PIPELINE</b>	<b>5</b>
4.1	Landanschluss	5
4.2	Offshore-Konstruktion	6
4.2.1	Verlegung der Pipeline	6
4.2.2	Maßnahmen am Meeresboden und Kreuzungen von existierender Infrastruktur	6
4.2.3	Vor-Inbetriebnahme und Inbetriebnahme	7
4.2.4	Betrieb	7
<b>5.</b>	<b>HSE-MANAGEMENT-SYSTEM</b>	<b>8</b>
5.1.1	HSE-Management-System des Projekts	8

# 1. EINLEITUNG

## 1.1 Das Baltic Pipe-Projekt

Das übergeordnete Ziel des von GAZ-SYSTEM und Energinet getragenen Baltic Pipe-Projektes ist es, für Dänemark, Polen und andere Länder direkten Zugang zu norwegischem Erdgas zu verschaffen.

Das Baltic Pipe-Projekt ist ein strategisches Infrastruktur- Vorhaben mit dem Ziel einen neuen Erdgaskorridor im europäischen Marktumfeld zu errichten. Es ermöglicht den Transport von norwegischem und dänischem Erdgas nach Polen und umgekehrt von polnischem Erdgas und Flüssiggas nach Dänemark.

Mit dem Projekt soll eine weitere Stärkung der Versorgungsvielfalt und -sicherheit, sowie eine Harmonisierung der Preise primär für Dänemark und Polen und sekundär in Schweden, Mittel- und Osteuropa und in der baltischen Region erreicht werden.



**Abbildung 1 Das Baltic Pipe-Projekt, Überblick**

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Komponenten des Baltic Pipe-Projektes:

1. Offshore-Pipeline Nordsee: Eine Offshore-Pipeline, die das norwegische mit dem dänischen Erdgas-Transportsystem verbindet.
2. Ausbau des Erdgas-Transportsystems in Dänemark: Erweiterung der existierenden west-ost gerichteten Gastransportkapazität in Dänemark inklusiver einer Offshore-Leitung durch den Kleinen Belt.
3. Kompressorstation in Dänemark: Kompressorstation im Osten der Insel Seeland
4. Offshore-Pipeline Ostsee: Das Projekt, das im Folgenden näher ausgeführt wird.
5. Ausbau des Erdgas-Transportsystems in Polen: Erweiterung der existierenden Gastransportkapazität in Polen

Energinet ist verantwortlich für den dänischen Teil des Projektes, bestehend aus den Offshore-Anlagen in der Nordsee und im Kleinen Belt (Komponenten 1,2 und 3). GAZ-SYSTEM ist Träger der Offshore-Pipeline in der Ostsee und der Erweiterung des polnischen Netzes (Komponenten 4 und 5)

Da sowohl die von GAZ-SYSTEM als auch die von Energinet getragenen Komponenten Abschnitte innerhalb der dänischen Hoheitsgewässer umfassen, werden beide Gesellschaften separate Anträge gemäß dem dänischen Gesetz zum Kontinentalsockel §3a für die jeweiligen Teile des Projektes einreichen.

Dieses Dokument bezieht sich auf den Antrag zur Baugenehmigung der Offshore-Pipeline Ostsee, d.h. Komponente 4 in Abbildung 1.

## 1.2 Rechtliche Grundlagen

Dieses Dokument enthält die Zusammenfassung des Antrags zur Genehmigung des Baus der Baltic Pipe Offshore Pipeline, die sich auf den Teil von der dänischen Küste bis nach Polen erstreckt. Der Antrag bezieht sich auf die Route innerhalb der dänischen Hoheitsgewässer, der dänische ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) sowie das umstrittene Gebiet zwischen Polen und Dänemark.

Der Antrag bezieht sich auf einen Korridor von 250 m Breite und beruht auf der folgenden rechtlichen Grundlage in Dänemark:

*Gesetz Nr. 1189 vom 21.9.2018 zum Kontinentalsockel und zur Installation von bestimmten Rohrleitungen in den Hoheitsgewässern.*

*Verordnung Nr. 1520 vom 15.12.2017 über die Installation von bestimmten Rohrleitungen in den Hoheitsgewässern.*

*Gesetz Nr. 1225 vom 25.10.2018 zur Umweltverträglichkeitsprüfung von Plänen, Programmen und bestimmten Projekten.*

## 1.3 Antragsteller, Eigner und Betreiber

Der Antragsteller ist GAZ-SYSTEM S.A.

GAZ-SYSTEM S.A. ist der alleinige Eigentümer des polnischen Gastransmissionsnetzes, durch welches die Verteilung von Gas sichergestellt wird. GAZ-SYSTEM S.A. ist eine Kapitalgesellschaft, die sich 100 % im Staatseigentum befindet.

Geschäftsgrundlage der Gesellschaft ist eine Konzession für die Verteilung von gasförmigen Brennstoffen. Am 30. Juni 2004 stellte der Präsident der polnischen Energiebehörde die Konzession für den Zeitraum 2004-2014 aus. Einer Verlängerung für den Zeitraum bis 31. Dezember 2030 erfolgte am 23. August 2010.

Energinet ist ein unabhängiges staatliches Unternehmen, das dem dänischen Ministerium für Klima und Energie unterliegt. Energinet betreibt und entwickelt die Verteilungsnetze für Gas und Strom in Dänemark.

Energinet und GAZ-SYSTEM S.A. haben eine Projekt-Vereinbarung getroffen, in der die geteilte Verantwortlichkeit der Anlage geregelt ist. Gemäß der Vereinbarung wird Energinet die Abzweigung von der norwegischen Pipeline in der Nordsee, die Erweiterung des dänischen Gasnetzes und die Kompressorstation errichten und betreiben, während GAZ-SYSTEM S.A. die Offshore-Verbindung durch die Ostsee von Seeland nach Polen sowie die Erweiterungen des polnischen Transmissionsnetzes errichten und betreiben wird. Einzelheiten über die Besitzverhältnisse und den Betrieb können der folgenden Internetseite entnommen werden: <https://www.baltic-pipe.eu/the-project/>.

Energinet fungiert als Eigentümer für den Bau und den Betrieb der landbasierten Anlagen in Dänemark und der Offshore-Komponenten in der Nordsee und im Kleinen Belt.

GAZ-SYSTEM S.A. fungiert als Eigentümer für den Bau und Betrieb der landbasierten Erweiterung des polnischen Transmissionsnetzes und der Offshore-Komponenten in der Ostsee zwischen Polen und Dänemark.

#### 1.4 Kontaktperson des Antrags

Wojciech Śpiewak – Baltic Pipe Project Director, Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM S.A.,  
ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa, +48 22 220 18 00, fax: +48 22 220 16 06.

## 2. ALLGEMEINER ÜBERBLICK ÜBER DAS PIPELINE-SYSTEM

### 2.1 Zeitplan für Planung/Entwurf, Konstruktion und Betrieb

Für den dänischen Teil des Projektes ist folgender Zeitplan vorgesehen (Änderungen vorbehalten):

Landanschluss, Vorbereitung des Baufelds:	Q4 2020;
Anlage des Tunnels:	Q1 – Q3 2021;
Arbeiten am Meeresboden (vor und nach Pipeline-Installation):	Q3 2020 – Q2 2022;
Pipeline-Installation:	Q3 2021 – Q2 2022;
Vor-Inbetriebnahme:	Q2 2022;
Wiederherstellung des Baufelds:	Q3 2022 (nach Vor-Inbetriebnahme).

### 2.2 Pipeline-Route

Die geplante Route der Baltic Pipe ist in der Abbildung 2 gezeigt als schwarze Linie gezeigt. Die Linienführung geht durch die AWZ von Dänemark, Schweden und Polen, sowie durch die Hoheitsgewässer von Dänemark und Polen.

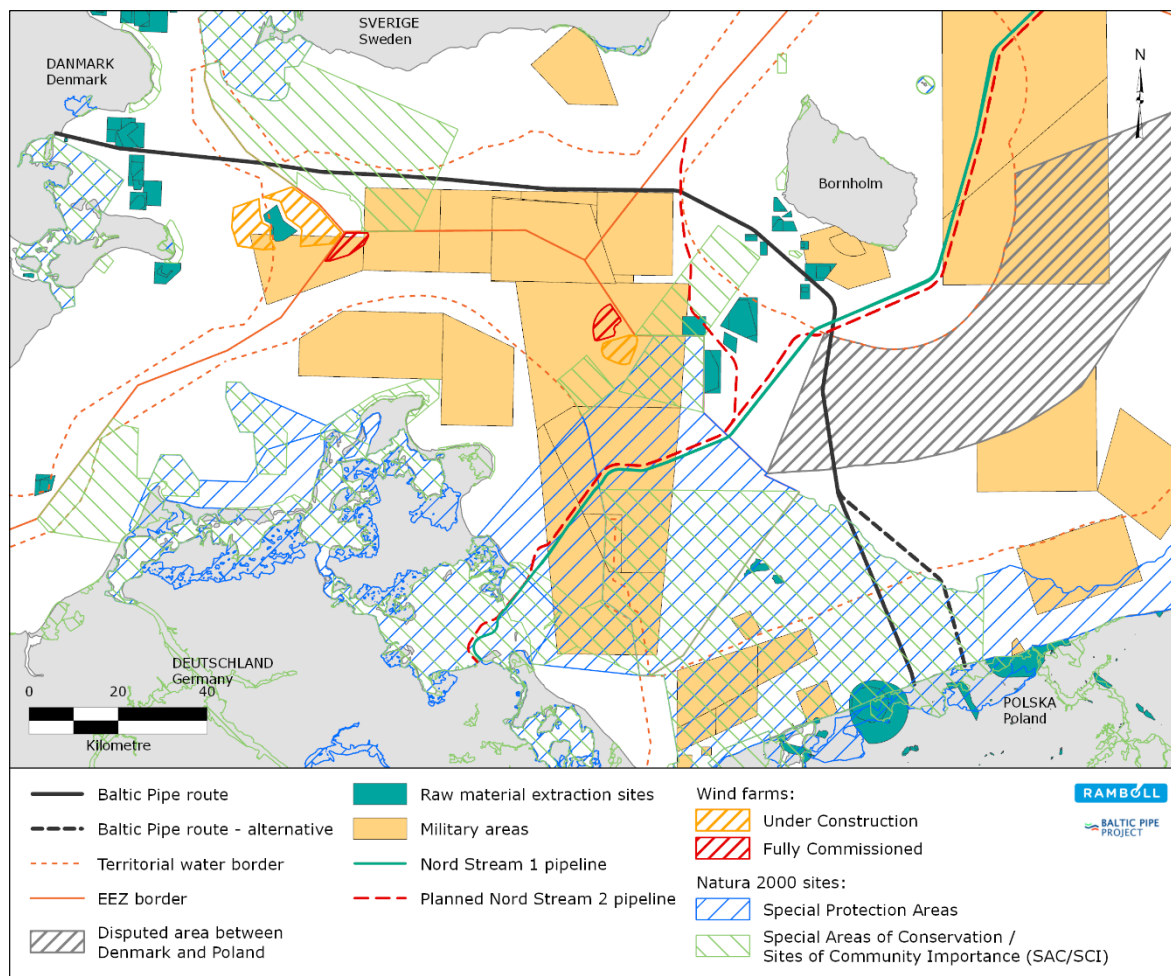


Abbildung 2 Pipeline Route

Die Auswahl der bevorzugten Linienführung zwischen den ausgewiesenen Landanschlusspunkten wurde auf Grundlage eines Vergleichs alternativer Routen vorgenommen. Eine genaue Beschreibung der verschiedenen Alternativen sowie die Prüfung der Umweltverträglichkeit können der dänischen Umweltverträglichkeitsstudie für das Projekt entnommen werden.

### 2.3 Kenngrößen für den Entwurf der Pipeline

Ausgewählte Kenngrößen und Betriebsdaten der Pipeline sind nachfolgend in der Tabelle 1 aufgelistet.

**Tabelle 1 Ausgewählte Kenngrößen und Betriebsdaten**

Data	Unit	Value
Durchmesser	cm	91
Gesamtlänge Ostsee	km	273,913
Standard zur Materialfestlegung der Pipeline	-	DNVGL SAWL 450 DF
Pipeline ID	mm	872,8
Länge Einzelrohr	m	12,2
Min. Design-Temperatur	°C	-2,7
Max. Design-Temperatur	°C	50
Betriebstemperatur	°C	TBC
Durchflussrate	Nm <sup>3</sup> /d	27,4 x 10 <sup>6</sup>
Auslegungsdruck	barg	120 @ MSL
Testdruck	barg	138,6 @ MSL
Max. Betriebsdruck	barg	Landanschluss DK 117
		Landanschluss PL 84
Min. Betriebsdruck	barg	Landanschluss DK 46
		Landanschluss PL 46
Minimum Dichte des Rohrinhaltes	kg/m <sup>3</sup>	42,2

## 3. RISIKOBEURTEILUNG

### 3.1 Methode der Risikobeurteilung

Die Risikobeurteilung für das Design der Baltic Pipe-Pipeline beruht auf den Prinzipien des „ALARP“ (As Low As Reasonable Possible; so niedrig wie irgend möglich).

Die Beurteilungskriterien (RAC, risk assessment criteria), die für die Baltic Pipe-Pipeline angewendet wurden, entsprechen der guten fachlichen Praxis basierend auf Erfahrungen von großen Offshore-Pipeline-Projekten, wie in der Sicherheitsphilosophie für das Design dokumentiert.

### 3.2 Risiken während der Bauphase

Als Teil der Ausführungsplanung wurde eine Risikobewertung durchgeführt (CRA, construction risk assessment). Während des Baus der Pipeline wird es eine Erhöhung des Schiffsverkehrs im Projektgebiet als Folge der Bautätigkeit geben. Den größten Beitrag zur Erhöhung des Schiffsverkehrs liefern die Verlege- und Aushubschiffe sowie Begleitboote, die die Versorgung der Verleger von verschiedenen Häfen aus sicherstellen.

Das Risiko für größere Ölunfälle bezieht sich auf das Risiko für Schiffe Dritter, die mit den Arbeitsschiffen des Projektes kollidieren könnten. Zusätzlich besteht ein Risiko für kleinere Ölunfälle durch Austritt beim Bunkern der Arbeitsschiffe. Die Wahrscheinlichkeit von Ölunfällen

dieser Art wird als sehr gering angesehen, insbesondere weil das Projekt außer Bunkeröl keine größeren Mengen Öl in das Projektgebiet einführt.

Das Risiko für Personal auf Schiffen Dritter wurde basierend auf den gleichen Schiffsverkehrsdaten berechnet, die auch für die Berechnung der Häufigkeit von Ölunfällen herangezogen wurden. Das Risiko für Personal auf Schiffen Dritter liegt deutlich unterhalb der Kriterien, die für den ALARP-Bereich festgelegt wurden, der weitere Maßnahmen zur Risikominderung erforderlich gemacht hätte.

### 3.3 Risiken während der Betriebsphase

Während der Betriebsphase bestehen Risiken insbesondere in Bezug auf den Austritt von Gas bei Beschädigung der Pipeline. Eine quantitative Risikobeurteilung (QRA, quantitative risk assessment) wurde in Übereinstimmung mit den Standards des DNV, 2010 und DNV GL, 2017 vorgenommen.

Die Risiken in der Betriebsphase stammen überwiegend von Ankervorgängen (entweder von Notankerungen oder ungewollt gezogenen Ankern), sinkenden Schiffen, auf Grund laufende Schiffe und verlorenen Gegenständen. Die Pipeline wurde derartig entworfen, dass diese Risiken unter der für das ALARP festgelegten Risikoschwelle liegen. Dies wird durch das eigentliche Design der Rohrleitung sowie durch den Schutz an ausgewählten marinen Risikobereichen gewährleistet. Die Risikobereiche liegen insbesondere in den Schifffahrtsrouten, dort wo sie von der Pipeline gekreuzt werden. Mit den oben genannten Abwehrmaßnahmen liegt das Risiko von Gasaustritt und die davon abgeleiteten Auswirkungen auf den Menschen und die Umwelt unterhalb der Schwelle der Beurteilungskriterien (RAC).

## 4. KONSTRUKTION DER PIPELINE

### 4.1 Landanschluss

Der Landanschluss in Dänemark befindet sich südlich von Faxe Ladeplads in der Bucht von Faxe. Die Landschaft ist dort geprägt von Feldern und einem 15-17 m hohen Kliff entlang der Küste. Bilder des Standortes sind in Abbildung 3 gezeigt. Der Landanschluss wird durch einen Tunnel unter dem Kliff realisiert, so dass Grabungen im Kliff vermieden werden.



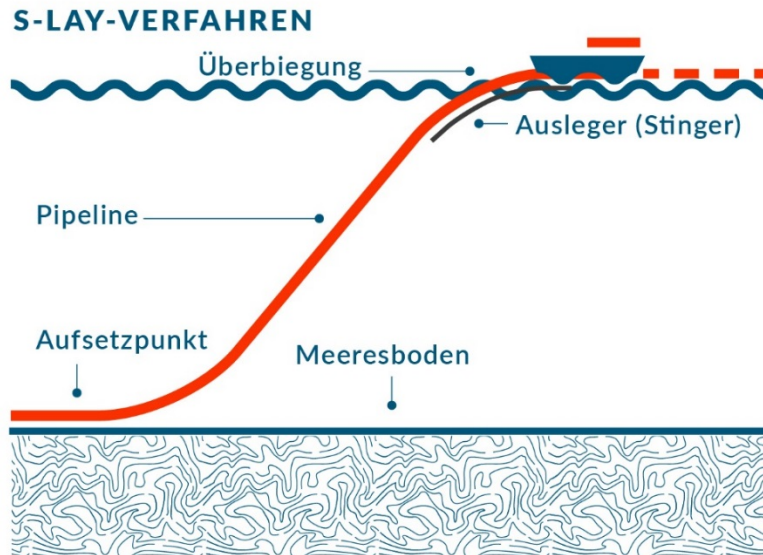
**Abbildung 3 Standort des dänischen Landanschlusses, Ansichten aus Süd und vom Strand aus**



## 4.2 Offshore-Konstruktion

### 4.2.1 Verlegung der Pipeline

Die Verlegung der Pipeline erfolgt nach dem S-lay-Verfahren. Eine typische Anordnung bei diesem Verfahren ist in Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4 Eine typische Pipeline-Installation mittels S-Lay-Verfahren**

An Bord des Verlegeschiffs werden die einzelnen beschichteten Rohrsegmente zu einem durchgehenden Rohrstrang zusammengesetzt und verschweißt. Der Rohrstrang wird anschließend über einen am Verlegeschiff angebrachten Ausleger (engl. Stinger) in einer S-förmigen Kurve auf den Meeresboden abgelassen. Einzelrohre von jeweils 12,2 m werden von einem Versorgungsschiff geliefert.

### 4.2.2 Maßnahmen am Meeresboden und Kreuzungen von existierender Infrastruktur

Maßnahmen am Meeresboden sind für verschiedene Bereiche der Pipeline-Route geplant um die Stabilität und Sicherheit der Pipeline zu gewährleisten. Die Maßnahmen beinhalten Grabenherstellung im Bereich der Landanschlüsse (siehe Abbildung 5), Grabenherstellung und/oder Steinschüttungen den tieferen Bereichen zum Schutz der Pipeline an den Kreuzungen der Schifffahrtsrouten und zur Sicherung der Stabilität an ausgesetzten Bereichen, sowie Steinschüttungen/Betonmatratzen zum Schutz von existierenden Pipelines oder Seekabeln.





**Abbildung 5 Typischer Tieflöffelbagger auf Stelzenponton für den Aushub im flachen Wasser**

An den Kreuzungspunkten mit den Nord Stream-Pipelines (existierende und geplante) werden Betonmatratzen und Steinschüttungen zum Schutz eingesetzt. An Kreuzungen zu existierenden Seekabeln werden zur Trennung ebenfalls Betonmatratzen eingesetzt. Die Kreuzung erfolgt nach formaler Absprache mit den jeweiligen Besitzern der Kabel.

#### 4.2.3 Vor-Inbetriebnahme und Inbetriebnahme

Vor Inbetriebnahme der Pipeline werden Wasserdrucktests durchgeführt um die Integrität der Anlage nachzuweisen. Die Wasserdrucktests beinhalten das Füllen der Pipeline mit Wasser von der Faxø Bucht aus (behandelt mit Sauerstoff-Fängern, jedoch nicht mit Bioziden), die Durchführung der Tests und das Entleeren der Pipeline mit Auslauf des behandelten Testwassers in der Faxø Bucht.

Nach der Vor-Inbetriebnahme wird die Pipeline mit Luft gefüllt. Um eine Vermischung von Gas und Luft zu verhindern, wird die Pipeline zunächst mit Stickstoff (als Inertgas) befüllt, was als Puffer zwischen der Luft und dem Erdgas fungiert. Wenn ausreichend Trennung zwischen Luft und Gas erreicht ist, wird das Erdgas von der dänischen Kompressorstation aus eingelassen. Am anderen Ende der Pipeline wird der Stickstoff durch einen Luftschalldämpfer oder eine Fackel ausgelassen bis Erdgas in der richtigen Konzentration nachgewiesen wird (polnische Empfängerstation).

#### 4.2.4 Betrieb

Die erwartete Lebensdauer der Pipeline beträgt 50 Jahre. Während dieser Zeit werden eine ständige Überwachung des Gastransports sowie geplante und außerplanmäßige Überprüfungen und Wartungsarbeiten durchgeführt.

Während des Pipeline-Betriebs erfolgen technische Arbeitsabläufe, um die Integrität der Pipeline sicherzustellen, insbesondere den richtigen Druck aufrechtzuerhalten und die Infrastruktur zu sichern.

## 5. HSE-MANAGEMENT-SYSTEM

### 5.1.1 HSE-Management-System des Projekts

Das Projekt verwendet OHSAS 18001 / ISO 45001 Arbeitsschutzmanagementsystem und die ISO 14001 Umweltmanagementsysteme als Basis für das Management von Arbeitsschutz, Sicherheit und Umwelt.

Der HSE-Plan identifiziert die relevanten HSE- relatierten Prozesse und Aktivitäten in Bezug auf die Design-Aktivitäten, die Beschaffung, Herstellung, Konstruktion, den Bau und die Inbetriebnahme der Pipeline.

Ergänzend dazu werden die vertraglich eingebundenen Bauunternehmer HSE-Pläne vorlegen, in denen die Details aufgezeigt werden, in welcher Weise die Bauunternehmer die vertraglich detailliert geregelten Erfordernisse bewältigen werden. Die Unternehmer sind verpflichtet die HSE-Pläne vor dem Beginn jedweder Bauarbeiten vorzulegen