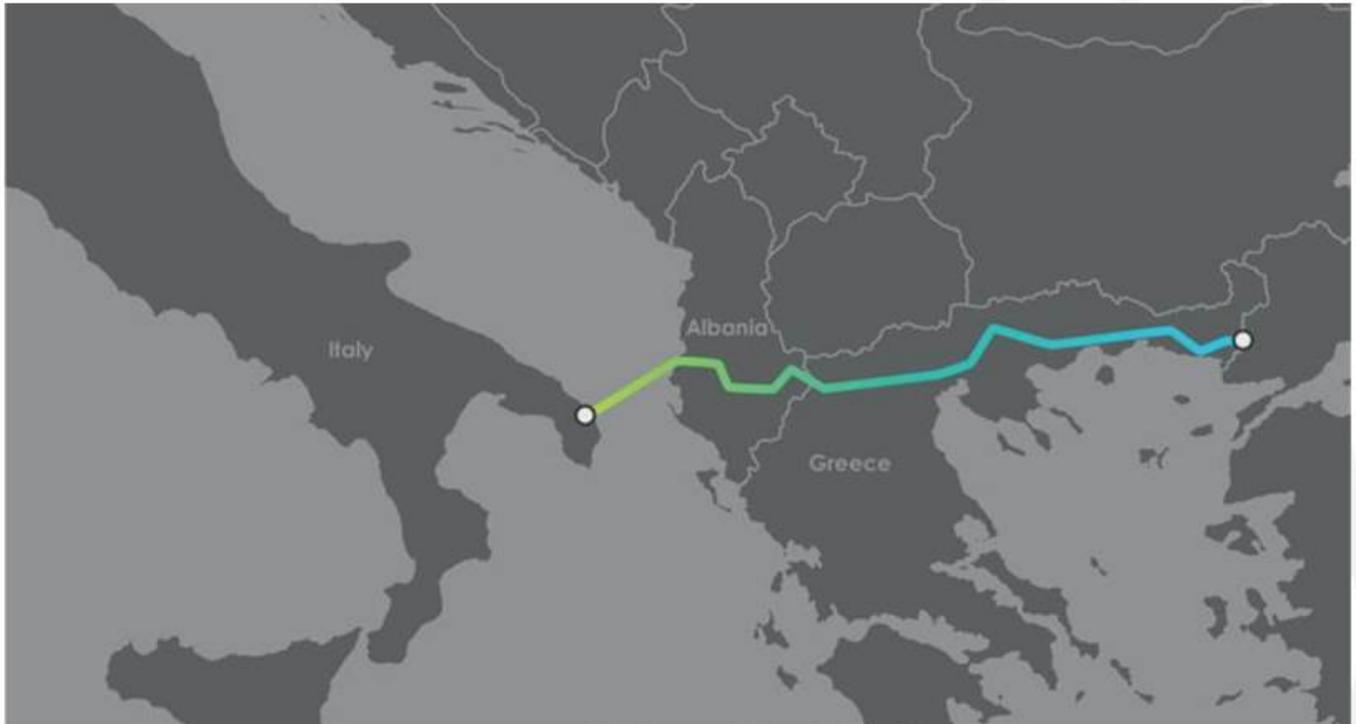




Trans Adriatic
Pipeline



ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)

Doc. n° OPL00-SPF-200-G-TRX-0007

Rev. 00

Luglio2015



Trans Adriatic
Pipeline

TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN

--	--	--	--	--	--

01	24.07.2015	Ri-emissione per approvazione	Di Padova	Badalini	Zenobi
00	17.07.2015	Emissione per approvazione	Di Padova	Badalini	Zenobi
0A	16.06.2015	Emissione per commenti	Di Padova	Badalini	Zenobi
A	10.06.2015	Emissione per verifica disciplinare interna	Di Padova	Badalini	Zenobi
Rev.	Date	Description	Prepared	Checked	Approved

		Document title						
		ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)						
		Contract: 4502485266			LCI <input type="checkbox"/> Yes			
Originator Job 022720		Doc. 01-ZA-E-85215			CTR H02.00 <input checked="" type="checkbox"/> No			
		Document Number						
		OPL00	SPF	200	G	TRX	0007	01
		Project No.	Orig. Code	System/area	Disc. Code	Cod. Type	Seq. No.	Rev.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 2 of 50

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
	1.1 Descrizione del Progetto TAP	4
	1.2 Descrizione della condotta offshore	4
2	DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI	5
	2.1 Definizioni	5
	2.2 Abbreviazioni	5
3	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	6
	3.1 Normative e standard	6
	3.2 Riferimenti Generali	6
	3.3 Documenti di Progetto	7
4	SCOPO DEL DOCUMENTO	8
5	CONCLUSIONI	11
6	INFORMAZIONI RELATIVE ALLA CONDOTTA	13
	6.1 Applicazioni legislative	13
	6.2 Panoramica del Sistema	13
	6.3 Dati Meteomarini	17
	6.3.1 Temperatura dell'aria e Umidità relativa	17
	6.3.2 Velocità del vento e classi di stabilità atmosferica	17
	6.3.3 Proprietà meteomarine	18
7	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA	19
	7.1 Introduzione	19
	7.2 Identificazione delle cause iniziatrici	19
	7.2.1 Premessa	19
	7.2.2 Identificazione delle cause iniziatrici	20
	7.3 Analisi delle interazioni con terze parti	21
	7.3.1 Caratterizzazione del traffico navale e delle attività di pesca	21

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 3 of 50

7.3.2	Analisi delle frequenze degli scenari di interazione con il traffico navale e valutazione del danno	31
7.3.2.1	Analisi delle frequenze di interazione	31
7.3.2.2	Analisi dei danni della condotta	34
7.3.2.3	Risultati	35
7.3.3	Studi di interazione con la pesca	35
7.4	Analisi di Rischio	36
7.4.1	Determinazione delle frequenze di accadimento delle cause iniziatrici	36
7.4.1.1	Risultati	39
7.4.2	Individuazione delle ipotesi incidentali	39
7.4.2.1	Risultati	40
7.4.3	Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali	40
7.4.3.1	Risultati	44
7.4.4	Valutazione delle conseguenze	45
8	ALLEGATO 1: PLANIMETRIA DEL GASDOTTO	46
9	ALLEGATO 2: NAVI CHE ATTRAVERSANO LA CONDOTTA TAP - ANNO 2011	47

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 4 of 50

1 INTRODUZIONE

1.1 Descrizione del Progetto TAP

Trans Adriatic Pipeline (TAP) è un progetto per la costruzione di un nuovo gasdotto per il trasporto del gas naturale dalla Regione Caspica all'Europa Centrale e Meridionale. Il gasdotto, lungo circa 871 km, partirà dalla Grecia, in prossimità del confine con la Turchia, attraverserà l'Albania e il Mar Adriatico per raggiungere nuovamente la terra ferma all'altezza dell'Italia meridionale. In questo modo il gas confluirà direttamente dalla regione del Mar Caspio ai mercati europei.

1.2 Descrizione della condotta offshore

Il sistema offshore copre il gasdotto sottomarino attraverso il mare Adriatico dalla costa albanese fino alla Puglia, regione dell'Italia meridionale, per il successivo trasporto verso l'Europa occidentale. Il sistema offshore consiste in un gasdotto di circa 105 km di lunghezza in mare aperto, con approdi sia in Albania che in Italia.

L'approdo italiano del gasdotto è ubicato sulla costa tra San Foca e Torre Specchia Ruggeri nel comune di Melendugno, mentre la zona di approdo albanese si trova a nord-ovest di Fier.

Il progetto prevede anche la posa di un cavo in fibra ottica, installato parallelamente al gasdotto, atto a consentire la comunicazione tra il terminale di ricezione TAP, le stazioni di compressione in Albania e Grecia, nonché le stazioni delle valvole di sezionamento realizzate lungo i circa 871 km del gasdotto.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 5 of 50

2 DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI

2.1 Definizioni

Company	TAP AG
Contraente	Saipem S.p.A
Progetto	TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT Offshore Pipeline Detail Design
Contratto	l'accordo sottoscritto dalle parti, comprese tutte le appendici pertinenti e allegati
Lavoro	tutti i lavori e servizi da erogare dal CONTRAENTE per soddisfare tutte le obbligazioni nell'ambito del contratto

2.2 Abbreviazioni

AIS	Sistema automatico di identificazione ("Automatic Identification System")
FB	Rottura a bocca piena ("Full Bore")
GFCM	General Fisheries Commission for the Mediterranean
GRT	Gross Registered Tonnage
GSA	Geographic Sub Area
HAZID	Identificazione dei pericoli ("Hazard Identification")
KP	Kilometre Point
LFL	Limite inferiore di infiammabilità
LFL/2	Metà del Limite inferiore di infiammabilità
LTE	Land Terminal End
MSL	Livello medio del mare
PRT	Terminale di Ricezione
TAP	Trans Adriatic Pipeline
VTS	Vessel Traffic Services
ZEE	Zona Economica Esclusiva

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 6 of 50

3 DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

La documentazione di riferimento è stata raggruppata come segue:

- Normative e standard;
- Riferimenti generali;
- Documenti di Progetto.

Se non espressamente indicato, è da considerare applicabile l'ultima revisione disponibile del documento.

3.1 Normative e standard

/1/	DNV-OS-F101	Submarine Pipeline Systems, August 2012
/2/	DNV-RP-F107	Risk Assessment of Pipeline Protection, October 2010
/3/	DNV-RP-F111	Interference between trawl gear and pipelines, Recommended practice, October 2010.
/4/	API 581	Risk-based inspection base resource document, 2000.

3.2 Riferimenti Generali

- /5/ "EGIG Gas Pipeline Incidents", 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group, December 2011.
- /6/ "PARLOC 2001: The update of loss of containment data for offshore pipeline"; June 2003.
- /7/ "Dispersion of Subsea Releases, Health and Safety Executive", OTH 95 465, 1995.
- /8/ DNV-Det Norske Veritas, "PHAST", Version 6.57.
- /9/ "COST 301 Final Report: Shore-Based Marine Navigation Aid Systems", June 1987, published by the Commission of the European Communities.
- /10/ Technica, Risk Assessment of Buoyancy Loss (RABL): Assessment of Ship-MODU Collision Frequency, July 1987.
- /11/ "All Serious Casualty Incidents Reported in 1996-2000", Report No. S506, Lloyd's Register
- /12/ Containers lost at sea, World Shipping Council, August 2011.
- /13/ Valuation of the liner shipping industry – Economic contribution and liner industry operations, IHS global insight, December 2009.
- /14/ Website of the General Fisheries Commission for the Mediterranean – <http://www.gfcm.org/gfcm/en>.
- /15/ GSA 18 Southern Adriatic Sea, GCFM Task 1: Operational Units Statistical Bulletin 2009 [2012].
- /16/ GSA 18 Mar Adriatico Meridionale – Strascico, Piano di Gestione (ex art. 24 del Reg. (CE) n. 1198/2006), [2010].

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 7 of 50

- /17/ "Report of the SubGroup on the Mediterranean Sea (SGMED) of the Scientific, Technical and Economic Committee for Fisheries (STECF)", European Union Mediterranean Fisheries and exploited resources, [2004].
- /18/ "Study of Maritime Traffic Flows in the Mediterranean Sea", Regional marine pollution emergency response centre for the Mediterranean sea (REMPEC), Euro-Mediterranean partnership, EUROMED cooperation on maritime safety and prevention of pollution from ship (SAFEMED), July 2008.
- /19/ IP – UKOOA, IP Research report, "Ignition probability review, model development and look-up correlations", 2006.
- /20/ CPR 18E – "Guidelines for Quantitative Risk Assessment – Purple Book", P.A.M. Uijt de Haag, B.J.M. Ale, TNO Committee for the Prevention of Disasters, 1999.

3.3 Documenti di Progetto

- /21/ OPL00-SPF-150-G-DGB-0001-02 Overall Field Layout
- /22/ OPL00-SPF-150-G-TRB-0001-03 Design Basis
- /23/ OPL00-SPF-150-G-TRD-0001-03 Metocean Design Parameters
- /24/ OPL00-DAP-160-Y-TRE-0005-00 Survey Report – Geophysical Survey, Albanian Landfall
- /25/ OPL00-DAP-160-Y-TRE-0006-00 Survey Report – Geophysical Survey, Italian Landfall
- /26/ OPL00-SPF-150-G-TRX-0001-00 Interaction Frequency Assessment
- /27/ OPL00-SPF-160-G-TRX-0005-00 Interaction Frequency Assessment for the Landfall in Italy
- /28/ OPL00-SPF-150-G-TRX-0002-01 Pipe Damage Assessment for the Offshore Pipeline
- /29/ OPL00-SPF-160-G-TRX-0006-00 Pipe Damage Assessment for the Landfall in Italy
- /30/ OPL00-SPF-150-G-TRX-0003-01 Quantitative Risk Assessment for the Offshore Pipeline
- /31/ OPL00-SPF-160-G-TRX-0007-00 Quantitative Risk Assessment for the landfall in Italy
- /32/ OPL00-SPF-160-S-TRE-0003-00 Hazard Identification report for the backup landfall in Italy
- /33/ OPL00-SPF-150-S-TRE-0002-00 Hazard Identification report for the offshore pipeline

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 8 of 50

4 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento è stato realizzato in risposta alla prescrizione A.12 del DM0000223 del 11/09/2014 redatto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del Mare. In particolare la prescrizione A.12 richiede:

“Tenuto conto delle precedenti prescrizioni, tutte mirate alla minimizzazione dell'impatto ambientale sulle praterie di Posidonia e Cymodocea nodosa, e del fatto che nella zona in cui andrà collocata la condotta e il cavo a fibra ottica (ed in particolar modo lungo tutta la piattaforma continentale italiana che si estende sino a circa -125 m di profondità) si prescrive che in fase di progettazione esecutiva l'analisi di rischio, già effettuata dal proponente, venga integrata con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da impatto e trascinamento di ancore, interferenza con attrezzature di pesca, malfunzionamento del sistema, interferenza con strutture di fondo quali dune di sabbia, faglie attive, ecc., residui bellici, errore umano, ecc. tenuto conto che la condotta, oltre la zona di transizione, sarà posata direttamente sul fondo marino senza ricopertura di materiale solido e con protezioni adeguate, attorno alla tubazione, esattamente come previsto dalle normative internazionali DNV-RP-F107 "Risk Assessment of Pipeline Protection"; ciò in considerazione del fatto che il gasdotto in questione è escluso dal campo di applicazione del D.Lgs 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett- d).

È in ogni caso prescritto il pieno rispetto della normativa internazionale DNV-OS-F101 "Submarine Pipeline System" in cui è previsto che la probabilità di rottura della condotta sottomarina sia inferiore a 1×10^{-5} /anno.

Tale integrazione si rende necessaria al fine di prevenire conseguenze negative sull'ambiente e sull'uomo, in caso di impatto accidentale con la condotta sottomarina e perdita di gas in fase di esercizio.

Oltre all'analisi di rischio di cui sopra dovrà essere prevista l'elaborazione di:

- *Un Piano di sicurezza;*
- *Un Piano di emergenza;*
- *Un Piano dei sistemi di controllo periodico;*

da far approvare alle rispettive autorità competenti. Tali Piani dovranno essere integrati da un'analisi degli effetti ambientali derivanti da eventuali malfunzionamenti e incidenti di rottura alla condotta, anche in considerazione della natura climalterante del gas metano.”

La normativa italiana in materia di sicurezza non è applicabile alle condotte a mare, per questo motivo l'analisi di sicurezza, in accordo a quanto scritto anche nella prescrizione A.12, è stata effettuata in conformità con le norme DNV (in particolare DNV-OS-F101 e DNV-RP-F107), normative sviluppate nell'ambito delle condotte a mare, con gli standard internazionali e con la "best practice" ingegneristica.

In aggiunta a quanto richiesto dalla DNV, saranno analizzate anche le frequenze degli eventi incidentali e le conseguenze sull'ambiente circostante degli eventi credibili.

Nell'ambito delle attività di sicurezza previste per il progetto TAP, è stato valutato il rischio associato alla fase operativa del gasdotto offshore, con i seguenti obiettivi:

- identificare ed analizzare gli scenari pericolosi che potrebbero minacciare l'integrità della condotta offshore;

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 9 of 50

- stabilire la necessità di misure di protezione per il gasdotto (sulla base dei criteri di sicurezza dati dalla DNV-OS-F101);
- identificare e analizzare gli scenari pericolosi che potrebbero minacciare la sicurezza delle persone e dell'ambiente.

Le fasi principali dell'analisi di rischio, nel seguito riportata, sono i seguenti:

- Identificazione dei pericoli: identificazione di tutto ciò che può minacciare l'integrità del gasdotto e potrebbe portare a un rilascio accidentale del gas trasportato;
- Analisi delle interazioni con terze parti:
 - Caratterizzazione delle attività di pesca e del traffico navale: identificazione e caratterizzazione delle attività di pesca e del traffico navale lungo la rotta della condotta;
 - Analisi delle frequenze di interazione: quantificazione delle frequenze degli scenari di interazione tra il traffico navale e la condotta, in particolare tali scenari sono:
 - impatto con mezzi navali che affondano;
 - impatto con ancore trascinate;
 - caduta di ancore sopra la condotta;
 - caduta di oggetti da navi commerciali (ad esempio container) sopra la condotta;
 - incagliamento di mezzi navali in acque basse.

Nel caso la frequenza totale di interazione in una certa sezione del gasdotto o ad un certo KP sia maggiore del criterio di accettabilità fornito dalla DNV, è richiesta un'ulteriore analisi, cioè l'analisi dei danni della condotta.

- Analisi dei danni della condotta: ha i seguenti obiettivi:
 - Quantificare i danni al gasdotto e la frequenza di rilascio nei punti critici della condotta individuati nella valutazione delle frequenze di interazione;
 - Definire le misure di protezione per la condotta, se necessarie, nei punti critici del gasdotto in cui la frequenza di rilascio supera i criteri di accettabilità previsti dalla normativa DNV.

La frequenza di rilascio del gasdotto nei punti critici è calcolata sommando le frequenze di rilascio associate ai diversi scenari di interferenza, tenendo conto del tipo di interazione (impatto con mezzi navali che affondano, impatto con ancore trascinate, etc.) e la configurazione della tubazione (esposta, interrata o protetta).

La valutazione dei danni della condotta è stata sviluppata nei seguenti punti:

- Identificazione dei meccanismi di interferenza,
- Sviluppo dei danni alla tubazione per i meccanismi di interferenza previsti,
- Risposta strutturale della condotta,
- Quantificazione della frequenza di rottura della tubazione,
- Definizione delle misure di protezione della condotta nel caso in cui la frequenza di rottura della tubazione superi il criterio di accettabilità.

- Analisi delle interazioni con la pesca: analisi delle interazioni tra i dispositivi da pesca presenti nell'area di progetto e la condotta, con l'obiettivo di

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 10 of 50

valutare se tale scenario di interazione richiede misure di mitigazione in accordo allo standard DNV-RP-F111.

- Analisi di rischio: analisi dei rischi connessi alla rottura della condotta in termini di frequenze di accadimento e conseguenze. L'analisi dei rischi sarà sviluppata nei seguenti punti:
 - Quantificazione delle frequenze di rilascio dalla tubazione;
 - Valutazione della frequenza degli eventi finali;
 - Valutazione delle conseguenze.

Il presente documento fa riferimento al solo tratto della condotta offshore in acque italiane, cioè da KP 60.1 a KP 104.9.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 11 of 50

5 CONCLUSIONI

Il presente documento è stato redatto in risposta alla prescrizione A.12 del DM0000223 del 11/09/2014 riguardante l'analisi di rischio del gasdotto.

Il presente studio riporta la metodologia adottata e i risultati ottenuti relativi all'analisi di rischio della condotta offshore nelle acque di giurisdizione italiane (dalla ZEE alla costa italiana, più in dettaglio da KP 60.1 a KP 104.9).

L'analisi, qui presentata, è stata svolta in accordo allo standard internazionale DNV (in particolare DNV-OS-F101, DNV-RP-F107 e DNV-RP-F111, rif. /1/, /2/ e /3/), normativa sviluppata per la progettazione delle condotte a mare e quindi adeguata allo scopo di questo documento. Pertanto la struttura e gli argomenti riportati in questo rapporto sono stati sviluppati con l'obiettivo di soddisfare i requisiti riportati nella normativa DNV. Inoltre, sono anche fornite le frequenze degli eventi incidentali e le conseguenze sull'ambiente circostante degli eventi credibili.

L'analisi è stata sviluppata nei seguenti punti:

- Identificazione delle cause iniziatrici;
- Analisi delle interazioni con terze parti:
 - Caratterizzazione delle attività di pesca e del traffico navale,
 - Analisi delle frequenze di interazione,
 - Analisi dei danni della condotta,
 - Analisi delle interazioni con la pesca;
- Analisi di Rischio:
 - Determinazione delle frequenze di accadimento delle cause iniziatrici
 - Identificazione e determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali,
 - Valutazione delle conseguenze.

Le cause iniziatrici individuate sono le seguenti:

- Sezione del gasdotto all'interno del micro-tunnel:
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - altro e sconosciuto;
- Sezione gasdotto offshore:
 - interferenze esterne da traffico navale;
 - interferenze esterne da attività di pesca;
 - corrosione;
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - rischi naturali (ad esempio tempeste, terremoti, ...);
 - altro e sconosciuto.

Tra le cause iniziatrici individuate per la condotta a mare quelle che devono soddisfare i requisiti della DNV per carichi accidentali sono interferenze esterne e gli eventi naturali caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a 10^{-2} eventi/anno (le altre cause iniziatrici non ricadono sotto la definizione di carichi accidentali). La frequenza di rottura di

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 12 of 50

tubazioni a causa di eventi naturali, in accordo a quanto riportato nel PARLOC, è inferiore al valore soglia riportato nella DNV, per cui non sono necessarie misure di protezione supplementari.

L'analisi delle interazioni con terze parti è stata sviluppata per soddisfare i requisiti richiesti dalla DNV. In particolare è stata effettuata l'analisi di interazione con il traffico navale e con le attività da pesca, i risultati ottenuti sono i seguenti:

- La frequenza di rottura dovuta ad interazione con traffico navale soddisfa i criteri di accettabilità della DNV (riportati nella sezione 6.1), pertanto non sono richieste misure di protezione addizionali.
- Le interazioni tra la condotta e le attività di pesca sono state studiate secondo quanto richiesto nello standard DNV-RP-F111, tale studio ha evidenziato che un eventuale scenario di interazione del gasdotto con i dispositivi da pesca non induce rischi per l'integrità della condotta. Pertanto, nella valutazione complessiva dei rischi del gasdotto, la rottura a causa di urti, trascinarsi o aggancio degli attrezzi da pesca non è considerata.

Nell'analisi di rischio sono stati identificati i possibili eventi incidentali (o ipotesi incidentali) che possono rappresentare un rischio per le persone e sono state valutate le relative frequenze di accadimento. Le frequenze di accadimento ottenute per ogni evento incidentale e per ogni categoria di rottura sono sempre inferiori a 1E-06 eventi/anno, valore soglia tra gli eventi credibili e non credibili. Poiché tutti gli scenari individuati sono non credibili, l'analisi delle conseguenze non è stata svolta.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 13 of 50

6 INFORMAZIONI RELATIVE ALLA CONDOTTA

6.1 Applicazioni legislative

La normativa italiana in materia di sicurezza non è applicabile alle condotte a mare, per questo motivo l'analisi è stata effettuata in conformità con le norme DNV (in particolare DNV-OS-F101 e DNV-RP-F107), normative sviluppate nell'ambito delle condotte a mare, con gli standard internazionali e con la "best practice" ingegneristica.

In particolare la normativa DNV-OS-F101 del 2012 richiede che siano soddisfatti i seguenti valori soglia, in termini di frequenza di rottura della condotta, nel caso in cui la tubazione sia esposta a carichi accidentali, quali ad esempio l'interazione con il traffico navale:

- per la classe di sicurezza "Alta" (cioè dalla linea di costa a 500 metri offshore, da KP 104.3 a KP 103.8) il target di frequenza di rottura per carico accidentale è 1E-06 eventi/km/anno o alternativamente 1E-05 eventi/sezione/anno (con il termine sezione si intende il tratto di tubo sottoposto ad un carico accidentale locale, come ad esempio un tratto di tubazione attraversata da una rotta di navigazione),
- per la classe di sicurezza "Media" (cioè da KP 60.1 a KP 103.8) il target di frequenza di rottura per carico accidentale è 1E-05 eventi/km/anno o alternativamente 1E-04 eventi/sezione/anno (con il termine sezione si intende il tratto di tubo sottoposto ad un carico accidentale locale, come ad esempio un tratto di tubazione attraversata da una rotta di navigazione).

Per quel che riguarda l'interazione della condotta con le attività da pesca la normativa DNV richiede che la progettazione sia conforme a quanto richiesto dallo standard DNV-RP-F111.

6.2 Panoramica del Sistema

La planimetria del gasdotto offshore TAP è riportata nell'ALLEGATO 1: PLANIMETRIA DEL GASDOTTO (rif. /21/).

Le principali caratteristiche del gasdotto offshore sono riportate nelle seguenti tabelle.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 14 of 50

Principali Caratteristiche del Gasdotto	
Diametro (")	36
Diametro interno (mm)	871
Lunghezza (km)	105
KPs della condotta a mare nel territorio italiano	60.1 – 103.8
KPs dell'approdo italiano	103.8 – 104.3
Pressione interna di design @ Altezza di riferimento (bar)	145
Altezza di riferimento (sopra MSL) (m)	10
Massima Temperatura di design (°C)	60
Minima Temperatura di design (°C)	-20
Massima Portata (MSm ³ /h) (corrispondente alla capacità di design di 20 bcm/y)	2.64
Sistema di rilevamento perdite lungo il gasdotto a mare	Non presente

Tabella 1: Dati principali della condotta offshore (rif. /22/).

Composizione del gas di progetto		
Componente	Formula	% mol
Metano	CH ₄	87.78
Etano	C ₂ H ₆	2.72
Propano	C ₃ H ₈	1.54
i-Butano	i-C ₄ H ₁₀	0.5
n-Butano	n-C ₄ H ₁₀	0.51
i-Pentano	i-C ₅ H ₁₂	0.24
n-Pentano	n-C ₅ H ₁₂	0.24
Esano	C ₆ H ₁₄	0.03
Azoto	N ₂	4.43
Anidride Carbonica	CO ₂	2.01
Somma	-	100

Tabella 2: Composizione del Gas di progetto.

I modi operativi del TAP sono i seguenti:

- Capacità di design iniziale – 10 bcm/anno;
- Capacità di design estesa – 20 bcm/anno;
- Portata ridotta – scenari di ramp-up;
- Flusso inverso.

In questo studio è stato considerato il caso caratterizzato dalla pressione operativa maggiore (i.e. 20 bcm/anno – 75 barg al PRT), poiché rappresenta lo scenario peggiore in termine di portata rilasciata.

I profili delle variabili di processo (pressione, densità e temperatura) relativi alla capacità di design di 20 bcm/anno sono riportati nelle figure seguenti.

Originator
Job 022720
Doc. **01-ZA-E-85215**

Doc. Title

**ANALISI DI RISCHIO DELLA
CONDOTTA OFFSHORE
(PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL
11.09.2014)**

Doc. No.

OPL00-SPF-200-G-TRX-0007



Contract: 4502485266

CTR H02.00

LCI

Yes
 No

Rev. **01**

Sh. 15 of 50

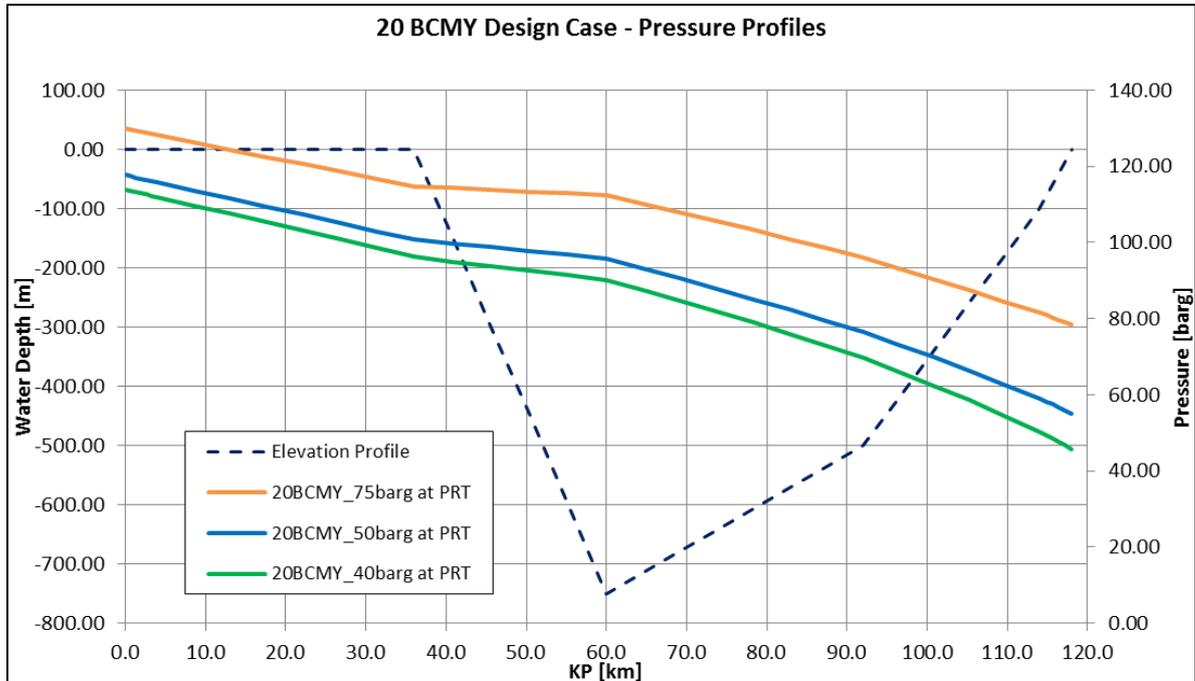


Figure 1: Profilo di pressione per il caso di progetto di 20 bcm/anno.

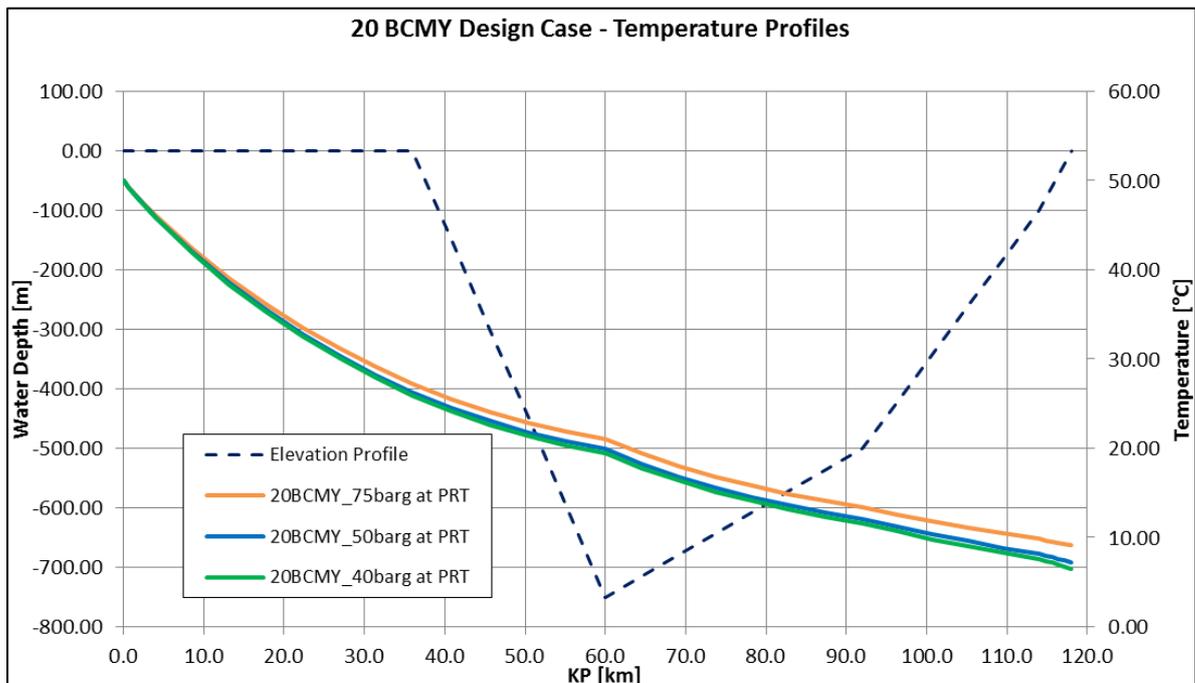


Figure 2: Profilo di temperatura per il caso di progetto di 20 bcm/anno.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 16 of 50

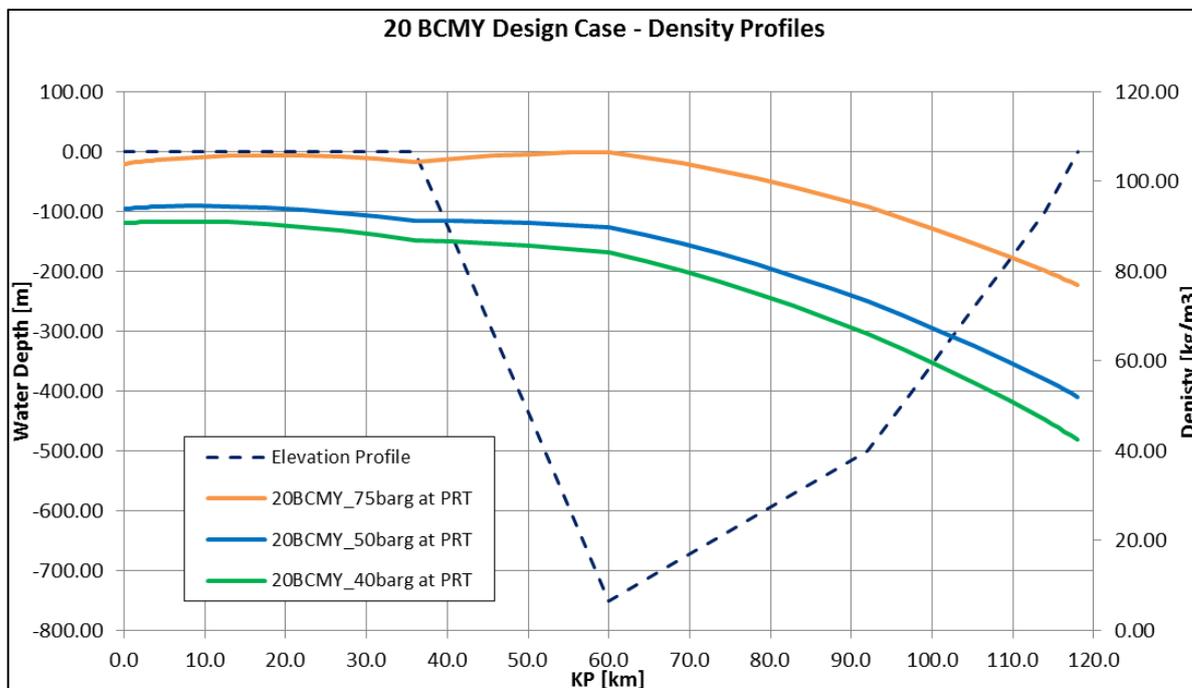


Figure 3: Profilo di densità per il caso di progetto di 20 bcm/anno.

Il profilo della condotta è mostrato nella figura seguente.

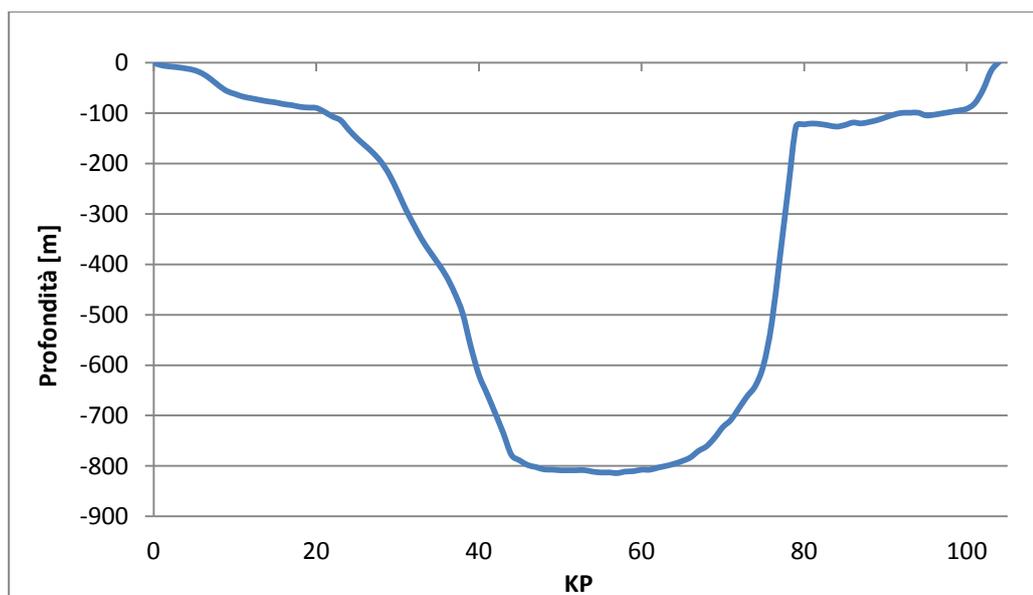


Figure 4: Profilo della Condotta.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 17 of 50

6.3 Dati Meteomarini

6.3.1 Temperatura dell'aria e Umidità relativa

Ai fini di questo studio i valori medi annuali di temperatura e umidità relativa considerati sono riportati nella tabella che segue.

	Temperatura (°C)	Umidità Relativa (%)
Approdo	18	78
Offshore	17	71

Tabella 3: Temperatura dell'aria e umidità relativa (rif. /22/ e /23/).

6.3.2 Velocità del vento e classi di stabilità atmosferica

Le rose dei venti considerate per l'approdo e per il tratto offshore sono riportate nelle figure seguenti.

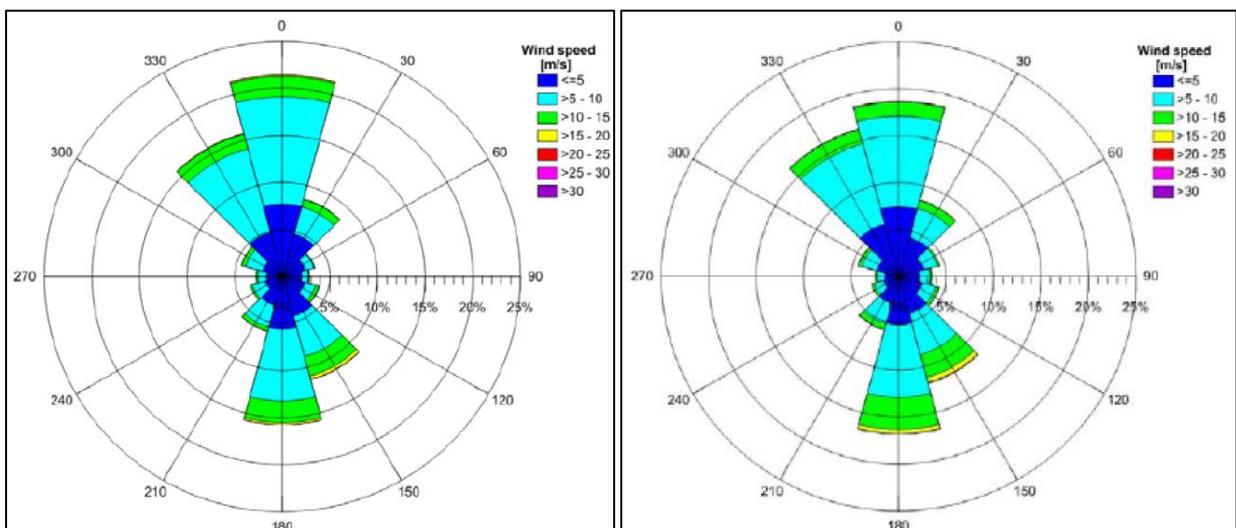


Figure 5: Rosa dei venti per l'approdo (sulla sinistra) e per la sezione offshore (sulla destra) (rif. /22/ e /23/).

Le combinazioni di velocità del vento – classe di stabilità considerate rappresentative per il progetto TAP sono le seguenti:

- Velocità del vento di 2 m/s e classe di stabilità F, questa combinazione rappresenta le condizioni atmosferiche stabili;
- Velocità del vento di 6 m/s e classe di stabilità D;
- Velocità del vento di 10 m/s e classe di stabilità C.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 18 of 50

6.3.3 Proprietà meteomarine

La temperatura media e la salinità media annuale dell'acqua di mare considerata ai fini dello studio sono le seguenti.

Profondità (m)	Temperatura media annuale (°C)	Salinità media annuale (PSU)
0	18.2	38.1
-20	17.3	38.3
-50	15.1	38.5
-100	14.3	38.6
-150	14.3	38.7
-200	14.2	38.7
-300	14.1	38.7
-400	13.9	38.7

Tabella 4: Temperatura del mare annuale media (rif. /22/ e /23/).

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 19 of 50

7 ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA

7.1 Introduzione

Il presente capitolo contiene l'analisi di rischio sviluppata per la condotta a mare, da KP 60.1 a KP 104.9. Il capitolo è organizzato come segue:

- Identificazione delle cause iniziatrici;
- Analisi delle interazioni con terze parti:
 - Caratterizzazione delle attività di pesca e del traffico navale,
 - Analisi delle frequenze di interazione,
 - Analisi dei danni della condotta,
 - Analisi delle interazioni con la pesca;
- Analisi di Rischio:
 - Determinazione delle frequenze di accadimento delle cause iniziatrici
 - Identificazione e determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali,
 - Valutazione delle conseguenze.

Per ognuno dei punti sopra elencati è riportata la metodologia adottata e i risultati ottenuti.

7.2 Identificazione delle cause iniziatrici

7.2.1 Premessa

L'analisi delle cause iniziatrici, e successivamente degli eventi incidentali, è stata sviluppata considerando la seguente suddivisione:

- condotta a mare: KP 60.1 – 103.2, tratto della condotta offshore che si estende dal limite della Zona Economica Esclusiva italiana fino ad una profondità di circa 30 m;
- sezione sotto-costa KP 103.2 – 104.3, tratto della condotta offshore che si estende da 30 m di profondità (punto in prossimità dell'entrata del micro-tunnel a mare) fino alla linea di costa;
- approdo: KP 104.3 – 104.9, tratto della condotta a terra che si estende dalla linea di costa al punto di uscita dal micro-tunnel a terra.

Inoltre, la condotta a mare è stata suddivisa in sezioni di almeno 10 km, ogni sezione è caratterizzata da proprie condizioni operative (temperatura e pressione) e da una propria profondità rispetto al livello del mare. Tale suddivisione è stata fatta, come consuetudine, per meglio caratterizzare gli eventi incidentali in funzione delle caratteristiche dell'ambiente circostante e delle condizioni operative del fluido.

La seguente tabella riporta le sezioni individuate.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 20 of 50

ID della Sezione	Da KP	A KP	P (barg) ⁽¹⁾	T (°C) ⁽¹⁾	Lunghezza della sezione (km)	Profondità (m) ⁽¹⁾
KP62.5	57.5	67.5	108	18.5	10	-802
KP72.5	67.5	77.5	106	17	10	-673
KP82.5	77.5	87.5	101	14.9	10	-123
KP92.5	87.5	103.2	96	13.4	15	-99
KP104	103.2	104.3	86	11	1.1	-30
KP105	104.3	104.9	85	11	0.6	0

NOTA:
⁽¹⁾: I dati si riferiscono al punto centrale della sezione

Tabella 5: Sezioni del gasdotto.

7.2.2 Identificazione delle cause iniziatrici

Le cause iniziatrici sono tutti quegli eventi che potrebbero minacciare l'integrità del gasdotto e portare ad un rilascio del prodotto trasportato.

Esse sono state individuate sulla base dei risultati dello studio HAZID, dei dati di letteratura (come ad esempio quelli contenuti nei database PARLOC ed EGIG, rif. /5/ e /6/), dei dati sito-specifici relativi alle attività di pesca e al traffico navale, delle caratteristiche del tracciato e del gasdotto.

Nelle prime fasi del progetto è stato condotto un HAZID (HAZard Identification) Study, dedicato al gasdotto offshore in oggetto, che ha portato all'individuazione di alcune possibili cause di interferenza; i risultati di tale studio sono riassunti nel seguito:

- **Fondale marino:** è stata prevista la necessità di un'indagine della conformazione del fondale marino ed in particolare l'analisi della potenziale presenza di aree fangose o vulcani di fango, che potrebbero avere un impatto sulla stabilità della tubazione, e/o di relitti, al fine di evitare che il tracciato del gasdotto interferisca con questo tipo di ostacoli.
- **Attraversamenti cavi esistenti:** è stata prevista l'identificazione lungo il tracciato del gasdotto degli attraversamenti di cavi già esistenti in modo che la posa del gasdotto ne tenga conto.
- **Concessioni di esplorazioni di terze parti:** è stato previsto il coordinamento con le società proprietarie delle concessioni al fine di ridurre al minimo le possibili interferenze con il gasdotto.
- **Presenza di UXO (ordigni inesplosi):** è stata prevista un'indagine finalizzata ad evitare eventuali potenziali esplosioni durante le fasi di costruzione.
- **Analisi del traffico marittimo nell'area e in particolare analisi delle attività di pesca lungo il percorso del gasdotto:** sono stati effettuati studi dedicati finalizzati a valutare il rischio relativo al potenziale danneggiamento della tubazione a causa di caduta di ancore o oggetti, operazioni di ancoraggio, affondamento/incaglio di navi e attività di pesca. Tale analisi evidenzia gli eventuali rischi di interazione con terze parti per la verifica dell'integrità del gasdotto.

Le prime quattro cause di interferenza indeterminate non sono state analizzate come causa iniziatrici, in quanto sono state considerate durante la progettazione della condotta, in modo tale da evitare che minaccino l'integrità della tubazione.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 21 of 50

Tenendo conto dei risultati dell'HAZID e dei dati di letteratura, sono state individuate le seguenti cause iniziatrici:

- Sezione del gasdotto all'interno del micro-tunnel:
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - altro e sconosciuto;

NOTA: A causa della presenza del micro-tunnel e del sovrappessore della tubazione in questa sezione, le seguenti cause di rottura presenti nei dati di letteratura non vengono considerate: interferenze esterna, errore operativo, eventi naturali e corrosione.
- Sezione gasdotto offshore:
 - interferenze esterne da traffico navale;
 - interferenze esterne da attività di pesca;
 - corrosione;
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - rischi naturali (ad esempio tempeste, terremoti, ...);
 - altro e sconosciuto.

Non sono stati individuati pericoli connessi con aree di ancoraggio e zone di dumping, poiché la rotta della condotta è stata ottimizzata in modo da evitare queste aree.

Delle cause iniziatrici per il gasdotto offshore sopra identificate, i carichi accidentali che devono soddisfare i requisiti della DNV riportati nella sezione 6.1 di questo documento sono interferenze esterne da traffico navale e gli eventi naturali caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a 10^{-2} eventi/anno (le altre cause iniziatrici non ricadono sotto la definizione di carichi accidentali). La frequenza di rottura di tubazioni a causa di eventi naturali, in accordo a quanto riportato nel PARLOC, è inferiore al valore soglia riportato nella DNV, per cui non sono necessarie misure di protezione supplementari. Per quel che riguarda le interferenze esterne da traffico navale è invece stata fatta un'analisi di dettaglio, riportata nella sezione 7.3.

Le interferenze da attività di pesca sono state considerate nella progettazione in conformità allo standard DNV-RP-F111, come riportato nella sezione 7.3 di questo documento.

7.3 Analisi delle interazioni con terze parti

7.3.1 Caratterizzazione del traffico navale e delle attività di pesca

Al fine di disporre di dati sito-specifici da utilizzare nella valutazione della probabilità di guasto annuale del gasdotto a causa di interferenze esterne, sono stati raccolti dati relativi al traffico marittimo e alle attività di pesca con riferimento all'area di progetto.

Invece i dati necessari per la valutazione della frequenza di rottura del gasdotto a causa degli altri pericoli identificati sono stati ottenuti per mezzo di dati di letteratura (PARLOC e EGIG Database), come spiegato nel paragrafo 7.4.1.

Le informazioni relative alla attività di pesca nell'area in oggetto sono state ottenute da studi disponibili di pesca, statistiche, dati di letteratura, dati di autorità portuale, archivi dati marittimi; in particolare i dati relativi all'area di progetto sono stati ottenuti dalla documentazione della

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 22 of 50

Commissione Generale per la pesca nel Mediterraneo (*General Fisheries Commission for the Mediterranean, GFCM*). Secondo la suddivisione del Mediterraneo della GFCM, TAP si trova nella GSA (*Geographical Sub Area*) 18, come mostrato nella figura sotto riportata (Rif. /14/, /15/, /16/ e /17/).

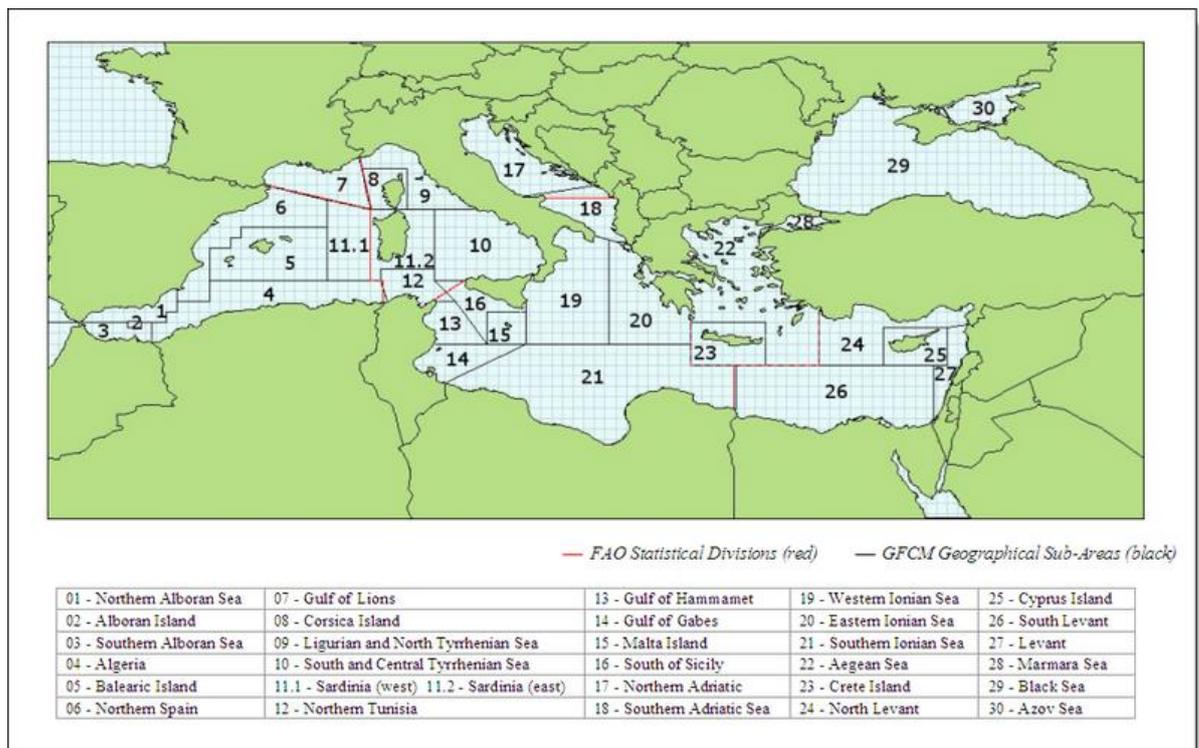


Figura 1: Zona GSA FAO/GFCM.

I dispositivi da pesca utilizzati nell'area di progetto sono i seguenti:

- reti da circuitazione;
- reti da imbrocco e reti da posta;
- reti a strascico;
- dragaggi;
- ami e lenze.

Le reti da circuitazioni, ami e lenze sono dispositivi per la pesca di superficie e quindi non possono interagire con il gasdotto. Le reti da imbrocco e da posta possono essere ancorate al fondo marino, ma i pesi utilizzati non sono sufficienti a rappresentare una minaccia per l'integrità delle condotte sottomarine. Invece le reti a strascico e i dragaggi vengono trascinati sul fondale e devono assicurare una buona aderenza con il fondo marino al fine di massimizzare l'efficacia della cattura di specie demersali, quindi sono caratterizzate da un peso elevato per assicurare il corretto grado di contatto con il fondo: l'interazione con gli strascichi e le draghe può produrre danni alle condotte sottomarine. Inoltre diversi solchi dovuti a reti a strascico sono stati rilevati durante l'indagine geofisica effettuata da TAP vicino alla costa (rif. /21/ e /25/).

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 23 of 50

Per queste ragioni solo l'interazione con le reti a strascico (Figura 2) e i dragaggi (Figura 3) è stata analizzata.

Una rappresentazione schematica delle reti a strascico è riportata nella figura seguente, inoltre la Tabella 6 riassume i componenti delle reti a strascico e le loro caratteristiche.

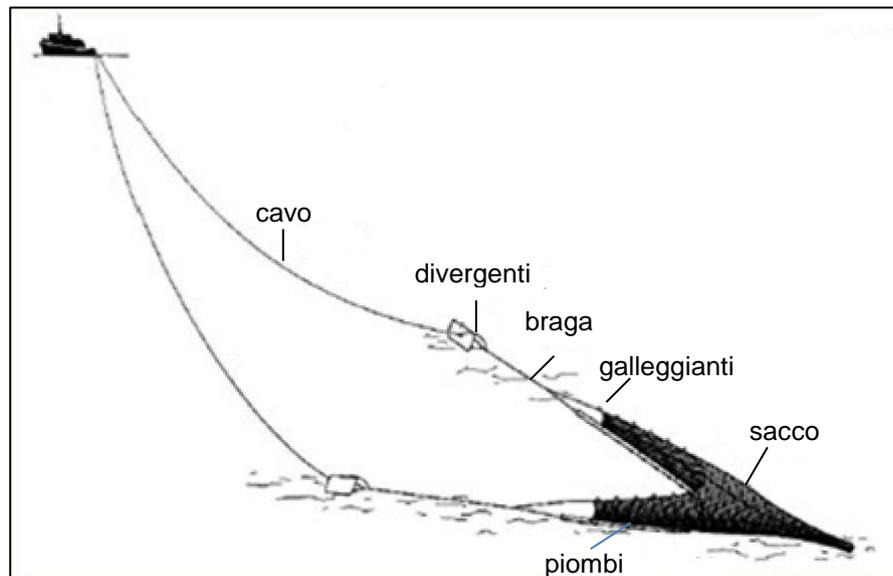


Figura 2: Rete a strascico.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 24 of 50

Attrezzo	Proprietà	Unità	Dato
Braga	Lunghezza	m	150-250
	Diametro	mm	25-55
	Materiale	-	Vari
Cavo	Lunghezza	m	500-2500
	Diametro	mm	12-15
Divergenti	Superficie	m ²	1.5-1.7
	Peso	kg	70-200
	Forma	-	R, O
Pezzo di rete prima del sacco	Lunghezza	m	16-20
	Diametro	m	8-12
Sacco	Lunghezza	m	6.4-8
	Diametro	m	8-12
Rete	Tipo	-	Apertura bassa
-	Giorni di Pesca	Giorni/Anno	190-200

R: Rettangolare; O: Ovale.

Tabella 6: Dettagli delle reti a strascico

Una rappresentazione schematica della draga è riportata nella figura seguente, inoltre la Tabella 7 ne riassume alcune caratteristiche.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 25 of 50

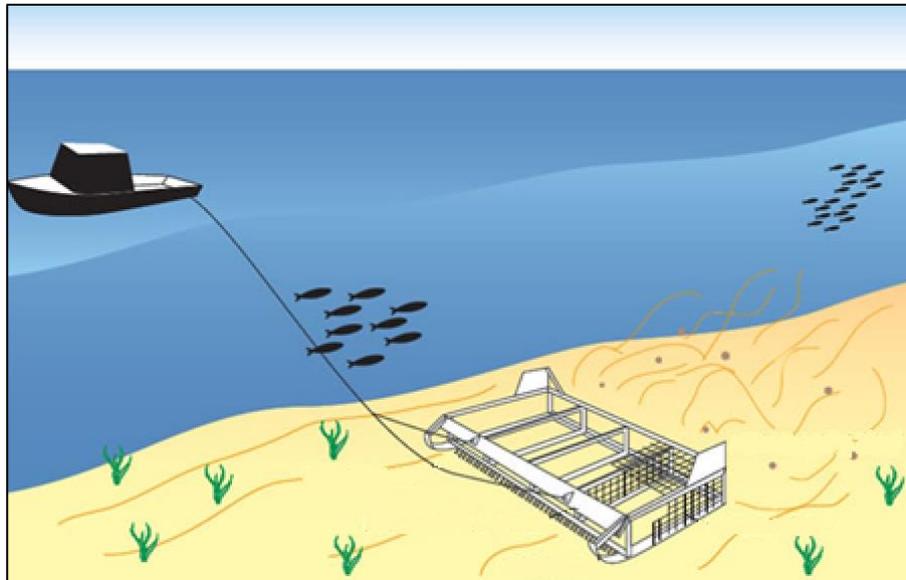


Figura 3: Draga.

Proprietà	Unità	Dato
Lunghezza	m	2.5-3
Peso	kg	600-800
Taglia della Maglia	mm	120
Giorni di Pesca	Giorni/anno	150

Tabella 7: Dettagli della draga.

La figura seguente mostra il profilo del gasdotto (si ricorda che il tratto considerato parte dalle acque territoriali e si estende da KP 60.1 fino a KP 104.9) e i KPs della condotta esposti a pesca con reti a strascico o draghe, dove:

- la linea continua azzurra è il profilo del gasdotto;
- la linea tratteggiata in giallo è relativa alle reti a strascico;
- i punti rossi sono relativi alle draghe.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 26 of 50

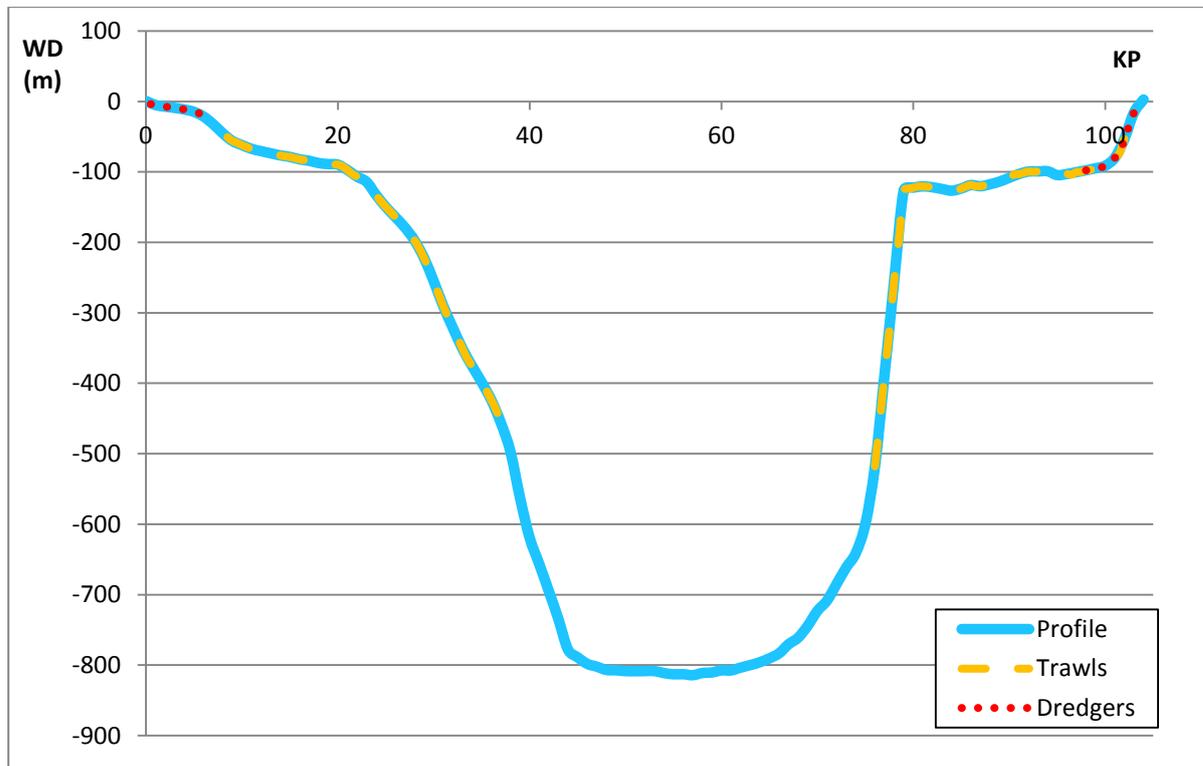


Figura 6: Sezioni del gasdotto esposte a pesca.

La tabella seguente riporta i principali dati raccolti.

Dato	Reti a strascico	Draghe
Numero di dispositivi da pesca	571	34
Numero di pescherecci	501	34
Numero di dispositivi da pesca per peschereccio	1.14	1.00
Densità attesa di pescherecci (navi/km ²)	0.017	0.0075
Velocità media di pesca (m/s)	2.7	2.7
KPs della condotta esposti alle attrezzature da pesca	Da KP 8.5 a KP 38 e da KP 76 a KP 102	Da KP 0.5 a KP 6 e da KP 98.5 a KP 103.5

Tabella 8: Dati sulla pesca (NOTA: la tabella si riferisce a tutta la condotta offshore, si ricorda che il tratto italiano parte dal limite delle acque territoriali e si estende da KP 60.1 fino a KP 104.9).

Le informazioni sul traffico marittimo sono state ottenute sulla base dei dati AIS (*Automatic Identification System*) per l'Adriatico meridionale e fanno riferimento all'anno 2011.

L'*Automatic Identification System* è un sistema di tracciamento automatico utilizzato sulle navi e dal *Vessel Traffic Services* (VTS) per l'identificazione e la localizzazione dei mezzi navali

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN					
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007					
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 27 of 50	

attraverso lo scambio elettronico di dati con altre imbarcazioni vicine e con le stazioni AIS. Le informazioni fornite da apparecchiature AIS includono l'identificazione univoca della nave, la posizione, la rotta, la velocità, la direzione di viaggio e il tipo di imbarcazione.

Un esempio di dati AIS è riportato nella tabella sottostante, dove ogni riga rappresenta la registrazione di una nave in una certa posizione, per ogni nave sono forniti anche altri dati come le dimensioni della barca e la destinazione.

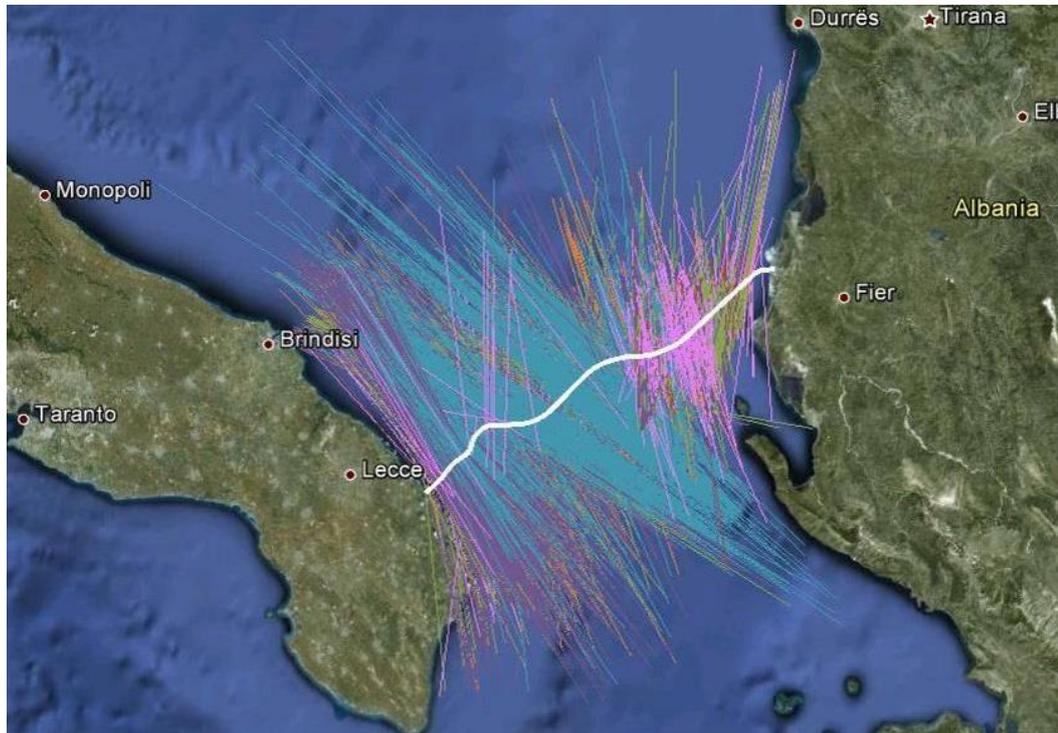
LRIMO Ship No	Lat	Long	MMSI	Movement Date Time	Movement ID	Ship Name	Ship Type	Speed	Beam	Draught	Length	Destination	Move Status
8612990	40.98	18.42	309644000	01/01/2011 00:04	742336333	ATLANTIC OCEAN	Cargo	19.1	22	8.9	150	CIVITAVECC HIA_ITALY	Under way using engine
7312684	40.53	19.19	355636000	01/01/2011 00:08	742338742	HAI.YAMAK	Cargo	9.9	9	3.4	105	DURRES	Under way using engine
9165877	40.75	18.26	230904000	01/01/2011 00:10	742328055	BOTNICA	Cargo	10	24	7.7	97	ANCO	Under way using engine
9113197	40.50	18.90	304403000	01/01/2011 00:20	742335714	LAVINA	Cargo	13.4	17	4.8	100	MERSIN	Under way using engine
7907415	40.64	17.94	247607000	01/01/2011 00:22	742331831	TEODORO BARRETTA	Vessel	0.1	11	0	37		Under way using engine
9321419	40.59	18.30	247162900	01/01/2011 00:28	742331591	GINOSTRA M	Tanker	11.9	14	7.4	121	RAVENNA	Under way using engine
8208311	40.25	18.59	248867000	01/01/2011 00:36	742332027	NEPTUNE PLOES	Cargo	19	22	5.7	130	GIOIA TAURO	Under way using engine
9109043	40.63	18.25	304792000	01/01/2011 00:51	742335809	LENA	Cargo	11.7	13	5.3	83	SHARPNESS	Under way using engine

Tabella 9: Esempio di dati AIS.

Le figure sottostanti riportano le rotte delle navi che attraversano la condotta e la distribuzione delle navi in funzione della stazza, espressa in GRT (*Gross Registered Tonnage*) e del KP della condotta attraversato. Il picco di attraversamenti è pari a 423 navi/km/anno a KP 95, mentre il numero totale di passaggi è uguale a 12200 navi/anno.

L'ALLEGATO 2: NAVI CHE ATTRAVERSANO LA CONDOTTA TAP - ANNO 2011 riporta il dettaglio degli attraversamenti delle navi per KP.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 28 of 50



Legenda			
Colore	GRT [ton]	Classe	Lunghezza nave [m]
Rosa	100-500	1	61
Rosso	500-1,600	2	81
Verde	1,600-10,000	3	115
Viola	10,000-60,000	4	194
Blu	60,000-100,000	5	279
Arancio	>100,000	6	343

Figura 4: Schema delle rotte delle navi che attraversano la condotta (Bianco: condotta).

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 29 of 50

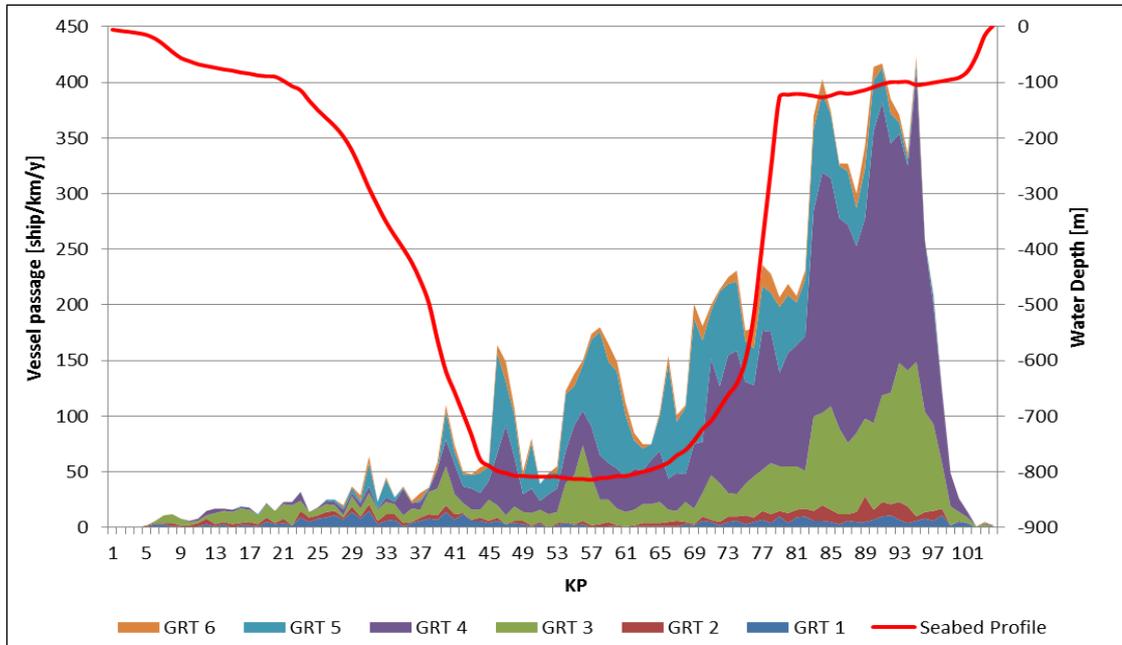


Figura 5: Distribuzione delle navi in funzione della stazza e del KP della condotta attraversato.

La Figura 6 e la Figura 7 riportano rispettivamente la distribuzione delle navi in funzione della stazza e del KP nelle acque italiane e la distribuzione dei cargo in funzione dei KP nelle acque italiane.

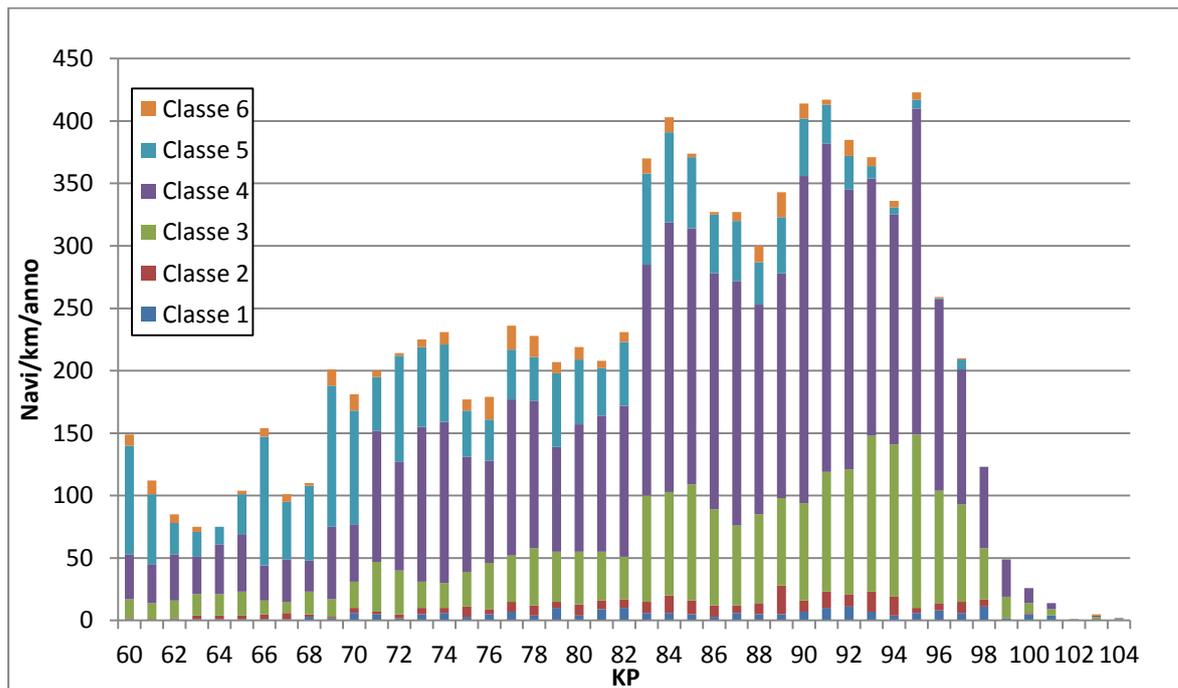


Figura 6: Distribuzione delle navi in funzione della stazza e del KP nelle acque di giurisdizione italiana.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 30 of 50

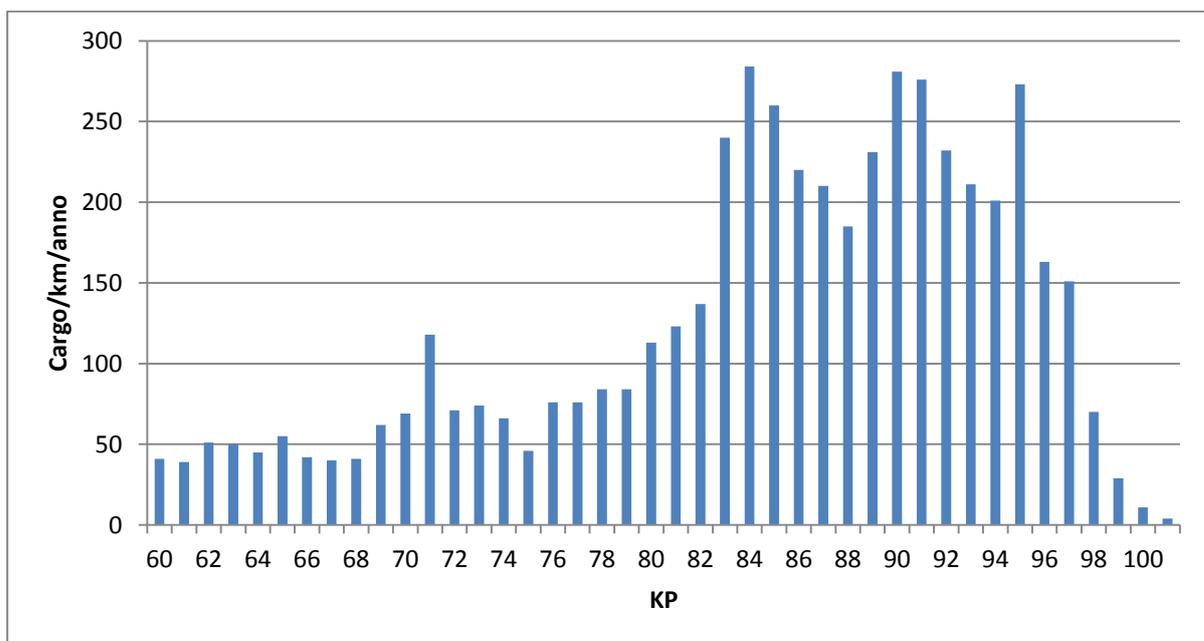


Figura 7: Distribuzione delle navi cargo in funzione del KP nelle acque di giurisdizione italiana.

Le tabelle seguenti riportano le caratteristiche delle navi e delle relative ancore utilizzate in questo studio.

Classe delle Nave	GRT	Lunghezza media (m)	Larghezza media (m)	Pescaggio (m)	Velocità media (nodi)
1	100÷500	60.70	9.70	3.39	10.2
2	500÷1,600	81.25	12.90	4.66	11.8
3	1,600÷10,000	115.43	17.30	6.80	14.3
4	10,000÷60,000	193.90	27.90	10.75	16.6
5	60,000÷100,000	279.37	43.90	17.17	16.6
6	>100,000	342.97	54.90	21.26	15.0

Tabella 10: Caratteristiche delle navi.

Classe delle Nave	GRT	Massa (kg)	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Altezza (m)
1	100÷500	900	1.13	0.58	0.84
2	500÷1,600	1440	1.19	0.65	0.91
3	1,600÷10,000	3060	1.69	0.88	1.26
4	10,000÷60,000	8700	2.44	1.27	1.83
5	60,000÷100,000	17800	3.07	1.60	2.31
6	>100,000	26000	3.43	1.81	2.64

Tabella 11: Caratteristiche delle ancore (vedi figura Figura 8).

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 31 of 50

Classe delle Nave	Lunghezza di dragaggio (m)
1	25
2	50
3	100
4	500
5	1000
6	1000

Tabella 12: Lunghezza di dragaggio.

Dimensione container	Altezza (m)	Larghezza (m)	Lunghezza (m)	Massa totale massima (kg)
20 ft	2.438	2.438	6.058	24000
40 ft	2.438	2.438	12.192	30480

Tabella 13: Dimensioni tipiche dei container.

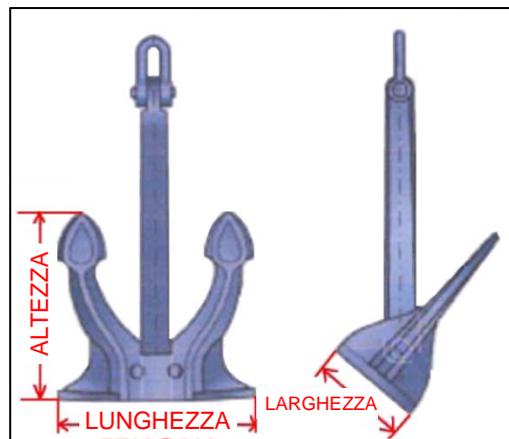


Figura 8: Schema dell'ancora

7.3.2 Analisi delle frequenze degli scenari di interazione con il traffico navale e valutazione del danno

7.3.2.1 Analisi delle frequenze di interazione

L'analisi delle frequenze di interazione valuta i potenziali scenari di interazione tra il traffico navale e il gasdotto che possono minacciare l'integrità della tubazione.

I potenziali pericoli sono quegli eventi che potrebbero portare alla rottura della condotta. In questo contesto essi sono:

- impatto con ancore trascinate;
- caduta di ancore sopra la condotta;
- caduta di oggetti da navi cargo (ad esempio container) sopra la condotta;

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 32 of 50

- impatto con mezzi navali che affondano;
- incagliamento di mezzi navali in acque basse.

Per le navi che passano sopra la condotta TAP e quindi non si trovano in aree adibite all'ancoraggio, l'operazione di ancoraggio potrebbe essere effettuata solo in caso di emergenza a bordo, come ad esempio la rottura del motore, la rottura dello sterzo o una collisione. Le operazioni di ancoraggio pianificate sono escluse da questa analisi in quanto sono svolte in aree definite lontano da qualsiasi ostacolo.

La caduta di oggetti potrebbe colpire e danneggiare il tubo, e si riferisce principalmente alla caduta di containers da navi cargo.

L'affondamento di una nave sopra una condotta può dare due scenari di interazioni: nel caso la condotta sia esposta sul fondo del mare potrebbe creare una scalfittura sul tubo in base alla forma dello scafo; mentre nel caso in cui la tubazione sia interrata la nave sdraiandosi sul fondo del mare crea una distribuzione dei carichi aggiuntiva sul tubo.

L'incagliamento di una nave è definito come planare, laterale e "bite-into-seabed". Per i casi planari e laterali lo scenario di carico è simile a quello dell'affondamento di navi; per il caso "bite-into-seabed" l'impatto sul tubo dipende dalla penetrazione e dalla lunghezza della nave incagliata. L'incagliamento può avvenire solo dove il pescaggio delle navi è maggiore della profondità dell'acqua.

La valutazione della frequenza di interazione si basa su modelli matematici e su un approccio probabilistico. La possibilità geometrica di interazione tra l'oggetto e la condotta è definita sulla base della dimensione e sulla posizione dell'oggetto considerato e della tubazione.

La frequenza di accadimento di un singolo scenario è basata su:

- Dati storici su scenari incidentali ottenuti dalla letteratura (rif. /9/, /10/, /11/, /12/ e /13/);
- Rotte della condotta e attività umane nelle vicinanze, ottenute dalla caratterizzazione del traffico navale e delle attività da pesca lungo la condotta (vedi sezione 7.3.1).

I modelli utilizzati per il calcolo delle frequenze di interazione tra la condotta e il traffico navale si basano sulle seguenti equazioni:

- Frequenza di interazione con oggetti che cadono in funzione del KP per anno:

$$\sum_{i=1}^{n\text{-object}} F_i^{Dro-Obj}(KP) ;$$

- Frequenza di interazione con ancore che cadono in funzione del KP per anno:

$$\sum_{j=1}^{n\text{-anchor}} F_j^{Dro-Anc}(KP) ;$$

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 33 of 50

- Frequenza di interazione con ancore che dragano in funzione del KP per anno:

$$\sum_{j=1}^{n\text{-anchor}} F_j^{Dra-Anc}(KP) ;$$

- Frequenza di interazione con navi che affondano in funzione del KP per anno:

$$\sum_{j=1}^{n\text{-ship}} F_j^{Sin-Shi}(KP) ;$$

- Frequenza di interazione con navi che si incagliano in funzione del KP per anno:

$$\sum_{j=1}^{n\text{-ship}} F_j^{Gro-Shi}(KP)$$

- La frequenza di interazione totale $F_{Overall}(KP)$ e $F_{Overall,km}(KP)$:

$$F_{Overall,km}(KP) = \sum_{j=1}^{n\text{-object}} F_j^{Dro-Obj}(KP) + \sum_{i=1}^{n\text{-anchor}} F_i^{Dro-Anc}(KP) + \sum_{i=1}^{n\text{-anchor}} F_i^{Dra-Anc}(KP) + \sum_{i=1}^{n\text{-ship}} F_i^{Sink-Shi}(KP) + \sum_{i=1}^{n\text{-ship}} F_i^{Gro-Shi}(KP) \quad (1)$$

$$F_{Overall,Section} = \int_0^{L_{Section}} F_{Overall,km}(KP) \cdot d(KP) \quad (2)$$

Dove:

$F_{Overall,km}(KP)$ è la frequenza totale di interazione in funzione del KP (eventi/km/anno).

$F_{Overall,Section}(KP)$ è la frequenza totale di interazione per la sezione critica considerata (eventi/sezione/anno).

$L_{Section}$ è la lunghezza della sezione critica di tubazione analizzata. La sezione critica è presa tentativamente uguale a 10 km ed è stata estesa nel caso in cui il pericolo potenziale interessi una sezione più ampia. (NOTA: tali sezioni critiche non corrispondono alle sezioni identificate nel capitolo 7.2.1, ma sono state identificate sulla base dei dati di traffico navale).

Se la frequenza complessiva di interazione a un dato KP è più grande rispetto ai criteri di accettabilità riportati nel paragrafo 6.1, la valutazione dei danni della condotta deve essere effettuata.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 34 of 50

7.3.2.2 Analisi dei danni della condotta

Lo scopo di questo studio è quello di:

- Quantificare il danno della condotta e l'associata frequenza di rottura. Questa attività viene svolta per le sezioni critiche identificate nello studio delle frequenze di interazione per ogni singolo scenario di interferenza;
- Definire misure di protezione per la condotta, se necessarie, nelle sezioni critiche per le quali la frequenza di rottura del gasdotto eccede i criteri di accettabilità;

La frequenza di rottura del gasdotto nelle sezioni critiche è calcolata sommando la frequenza di rottura associata ai differenti meccanismi di interferenza tenendo in considerazione:

- gli scenari presentati nella sezione precedente (i.e. oggetti che cadono, ancore che cadono, ancore che dragano, navi che affondano e navi che si incagliano);
- le possibili configurazioni della tubazione sul fondo (i.e. tubo esposto, interrato o protetto).

La valutazione del danno associato alla tubazione è stata eseguita effettuando le seguenti attività:

- Identificazione del potenziale meccanismo di interferenza;
- Identificazione dello sviluppo del danno associato a ciascuno dei meccanismi di interferenza identificati nel punto precedente;
- Analisi di risposta strutturale per valutare lo stato di sollecitazione indotto nella condotta sia a livello locale che a livello globale per ciascuna tipologia di evento di interazione;
- Quantificazione della frequenza di rottura e verifica dei criteri di ammissibilità;
- Identificazione e progettazione della/e misura/e di protezione più idonea/e nelle sezioni per le quali i criteri di ammissibilità non sono rispettati.

Lo studio è stato condotto sulla base delle raccomandazioni, metodologie e criteri di progettazione riportati nello standard internazionale di riferimento per le condotte a mare (i.e. DNV OS-F101). In aggiunta, sono state usate anche le procedure di progettazione ("best practice") più comunemente usate nell'industria e nell'ingegneria di strutture in mare adibite al trasporto di idrocarburi.

Dalle analisi fatte in questo studio emergono le seguenti conclusioni:

- Lo scenario di interferenza dovuto a oggetti e ancore che cadono porta ad avere un danno non significativo o nullo sulla condotta
- Le ancore che dragano e le navi che affondano rappresentano i due rischi maggiori per l'integrità della condotta. Dallo studio emerge che una eventuale interferenza con le ancore delle navi delle 3 classi più alte porta ad un danno grave con potenziale rilascio del fluido trasportato. Le navi che affondano e che interagiscono con il gasdotto portano sempre ad un danno importante a cui può essere associato o meno un rilascio del fluido trasportato.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 35 of 50

- Lo scenario delle navi che si incagliano non è stato analizzato perché non realistico. Infatti le profondità del mare attraversate dal gasdotto in configurazione esposta sono sempre maggiori del pescaggio di tutte le classi di navi considerate

7.3.2.3 Risultati

Nella sezione del gasdotto caratterizzata dalla classe di sicurezza “Alta”, non è prevista nessuna interferenza con il traffico navale, poiché la condotta è all’interno del micro-tunnel. Pertanto, il target di frequenza di rottura per carico accidentale della DNV è rispettato e non sono necessarie misure di protezione supplementari.

Nella sezione di gasdotto caratterizzata dalla classe di sicurezza “Media”, il valore massimo di frequenza di rottura è di 3.8E-06 ev/km/anno al KP 84, essendo minore del target della DNV (i.e.. 1E-05 eventi/km/anno per classe di sicurezza “Media”), non sono necessarie misure di protezione aggiuntive.

Inoltre è stata individuata un’unica sezione critica che si estende da KP 83 a KP 96, tale sezione è stata identificata sulla base dei dati di traffico navale riportati al capitolo 7.3.1 e rappresenta la sezione di tubazione attraversata dal maggior numero di navi. La tabella seguente riporta i risultati ottenuti in termini di frequenza di interazione totale e frequenza di rottura totale.

KP	Classe di sicurezza	Target della DNV (ev/sezione/anno)	F _{Overall,Section} (ev/ sezione/anno)	F _{failure,Section} (ev/sezione /anno)
83-96	Media	1E-04	9.30E-05	4.15E-05

Tabella 14: Frequenze di rottura della condotta dovuta a interazione con il traffico navale

Pertanto, il target di frequenza di rottura per carico accidentale della DNV (cioè 1E-05 ev /km/anno e 1E-04 ev/sezione/y) viene rispettato e non sono necessarie misure di protezione supplementari.

Al fine di considerare anche l’andamento del traffico navale nei prossimi anni, sono state valutate anche le frequenze di attraversamento delle navi relativi all’anno 2016, sulla base dei tassi di crescita del traffico navale disponibili in letteratura (rif. /18/). Anche in questo caso il valore massimo di frequenza di rottura (cioè 4.5E-05 ev/km/anno al KP 84) è minore del target di frequenza di rottura per carico accidentale della DNV e non sono necessarie misure di protezione supplementari.

7.3.3 Studi di interazione con la pesca

I dispositivi da pesca qualora interagiscono con la condotta vi inducono dei carichi addizionali a quelli operativi che possono danneggiarla. Questo scenario di carico è innescato da una prima fase istantanea di impatto che poi, in un secondo momento, si trasforma in trascinamento laterale. In aggiunta, un’ulteriore fase che potrebbe intervenire durante i tentativi di sganciamento è il sollevamento verticale della condotta.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 36 of 50

Pertanto lo studio dell'integrità del gasdotto è stato eseguito analizzando le tre seguenti fasi:

- Impatto delle attrezzature di pesca con la tubazione;
- Trascinamento e spostamento laterale della tubazione;
- Agganciamento e spostamento verticale della tubazione.

Lo studio è stato eseguito secondo la normativa internazionale di riferimento in tema di interazione di dispositivi da pesca con le condotte. In particolare la normativa usata è la DNV RP-F111 che definisce sia i criteri di ammissibilità che la metodologia di calcolo per le sollecitazioni indotte nella condotta.

I risultati dello studio sono stati i seguenti:

- Lo scenario di carico di impatto non rappresenta una condizione critica per il gasdotto in quanto il tubo è capace di sostenere i carichi impattanti anche senza tener conto del contributo benefico del rivestimento di cemento;
- Nel caso si verifichi trascinamento e spostamento laterale della condotta, questo evento non compromette l'integrità della condotta sia per le sezioni appoggiate sul fondo marino che per quelle in campata.
- Lo scenario di aggancio e spostamento verticale non rappresenta un rischio per l'integrità della linea. Infatti una volta sollevato dal fondale marino il tubo tende ad instabilizzarsi nel piano orizzontale e a sganciarsi dal dispositivo di pesca, evitando ogni altra ulteriore sollecitazione al gasdotto.

Sulla base dei risultati delle analisi presentati qui sopra si conclude che un eventuale scenario di interazione del gasdotto con i dispositivi da pesca non induce rischi per l'integrità della condotta. Pertanto, nella valutazione complessiva dei rischi del gasdotto, la rottura a causa di urti, trascinamento o aggancio degli attrezzi da pesca non è stata considerata.

Rimane tuttavia da sottolineare che lungo la condotta sono presenti delle campate libere che potrebbero rappresentare un rischio per i pescatori nel caso in cui le attrezzature da pesca aggancino la condotta e non siano provviste di dispositivi di sicurezza (ad esempio anelli deboli) per lo sgancio delle attrezzature da pesca nel caso in cui vengano sottoposte a carichi eccessivi. Solitamente tali dispositivi di sicurezza dovrebbero essere presenti sui pescherecci, ma con i dati disponibili al momento non è possibile valutare se effettivamente tutte le imbarcazioni siano provviste di tali dispositivi. Per tale ragione la segnalazione della condotta sulle carte nautiche è necessaria.

7.4 Analisi di Rischio

7.4.1 Determinazione delle frequenze di accadimento delle cause iniziatrici

La frequenza di accadimento delle cause iniziatrici o frequenze di rilascio nell'approdo sono state valutate in accordo ai dati riportati nell'EGIG (rif. /5/). Il database EGIG contiene dati relativi ad incidenti su condotte a terra di gas naturale dal 1970 al 2010.

In questo database gli incidenti sono raggruppati in tre categorie di diametri di rottura:

- "Pinhole/crack": il diametro del foro è minore o uguale di 2 cm;

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 37 of 50

- “Hole”: il diametro del foro è maggiore di 2 cm e minore o uguale del diametro della condotta;
- “Rupture”: il diametro del foro è maggiore del diametro della condotta.

La tabella sotto riportata mostra le frequenze di rilascio ottenute dall’EGIG divise per categorie di rottura e modalità di guasto. Le cause di rottura ritenute credibili nell’approdo sono solamente quelle definite come difetto di costruzione/rottura del materiale e altro o sconosciuto perché la condotta si trova all’interno del micro-tunnel.

Cause	Frequenze di rilascio (ev/km/anno) – EGIG			
	Pinhole	Hole	Rupture	Totale
Interferenze esterna	4.63E-05	9.04E-05	3.29E-05	1.70E-04
Difetto di costruzione/rottura del materiale	4.13E-05	1.29E-05	4.30E-06	5.85E-05
Corrosione	5.43E-05	1.98E-06	2.83E-07	5.66E-05
Movimenti del terreno	6.50E-06	8.40E-06	1.07E-05	2.56E-05
Hot tap dovuto ad errore	1.16E-05	5.36E-06	0.00E+00	1.69E-05
Altro e sconosciuto	2.04E-05	3.00E-06	0.00E+00	2.34E-05
Totale	1.80E-04	1.22E-04	4.82E-05	3.51E-04

Tabella 15: Frequenze di rilascio ottenute dall’EGIG.

Le frequenze di rilascio per la sezione della condotta a mare e sotto-costa sono state valutate in accordo ai dati riportati nel database PARLOC 2001 (rif. /6/) e ai risultati dello studio dei danni della condotta a causa di terze parti (vedi sezione 7.3.2) e dello studio delle interazioni con la pesca (vedi sezione 7.3.3).

Il database PARLOC contiene dati relativi ad incidenti di condotte a mare. Le frequenze di rilascio prese dal PARLOC sono relative alle seguenti possibili cause di guasto:

- corrosione;
- difetto di costruzione/rottura del materiale;
- rischi naturali (ad esempio tempeste, terremoti, ...);
- altro e sconosciuto.

In questo database, gli incidenti sono raggruppati nelle seguenti categorie di rottura:

- fori con un diametro minore di 20 mm;
- fori con un diametro tra 20 e 80 mm;
- fori con un diametro maggiore di 80 mm.

La tabella sotto riportata mostra le frequenze di rilascio ottenute dal PARLOC divise per categorie (o diametro) di rottura. È importante notare che tali frequenze sono valide solo per tubazioni con un diametro maggiore di 16” e sono dovute unicamente a difetti di costruzione/rottura del materiale (rotture dovute a corrosione, rischi naturali e altro e sconosciuto non sono state registrate per tubazioni con un diametro maggiore di 16”).

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 38 of 50

Frequenze di rilascio a mare (ev/km/anno)			
Frequenza totale di rilascio	Categoria di rottura (mm)		
	0 – 20	20 – 80	> 80
2.91E-05	1.45E-05	7.26E-06	7.26E-06

Tabella 16: Frequenze di rilascio ottenute dal PARLOC.

Le frequenze di rilascio relative ad interferenze esterne da traffico navale e interferenze esterne da attività di pesca sono state ottenute dagli studi dedicati sopracitati (vedi Tabella 14 e sezione 7.3.3). Conservativamente queste frequenze sono associate ad una rottura completa della condotta (diametro di rottura uguale al diametro della tubazione).

Considerando le categorie di rottura utilizzate dall'EGIG e quelle utilizzate dal PARLOC, con lo scopo di uniformarle, nel presente documento sono state utilizzate le seguenti categorie di rottura:

- 10 mm;
- 50mm;
- 200 mm;
- Rottura completa (diametro di rottura uguale al diametro della tubazione) (FB).

La Tabella 17 mostra la corrispondenza tra le categorie di rottura utilizzate e quelle dell'EGIG e del PARLOC, mentre la Tabella 18 riporta le frequenze di rottura considerate in questo studio.

Categorie di rottura usate (mm)	Categorie di rottura dell'EGIG	Categorie di rottura del PARLOC
10	Pinhole/Crack	0 – 20 mm
50	Hole	20 – 80 mm
200	Hole	>80 mm
FB	Rupture	>80 mm

Tabella 17: Corrispondenza tra le categorie di rottura utilizzate e quelle dell'EGIG e del PARLOC.

Database	Sezione della condotta	Frequenze di rilascio (ev/km/anno)				
		10 mm	50 mm	200 mm	FB	Totale
EGIG	Approdo (onshore)	6.17E-05	7.95E-06	7.95E-06	4.30E-06	8.19E-05
PARLOC	Offshore	1.45E-05	7.26E-06	3.63E-06	3.63E-06	2.91E-05
Risultati interazione con traffico navale e pesca ⁽¹⁾		0	0	0	3.85E-06 ⁽²⁾	3.85E-06 ⁽²⁾

NOTA: ⁽¹⁾ il contributo alla frequenza di rottura delle attività di pesca è pari a zero.
⁽²⁾: valore massimo ottenuto in corrispondenza di KP 84.

Tabella 18: Frequenze di rilascio utilizzate in questo studio.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 39 of 50

7.4.1.1 Risultati

La seguente tabella riporta le frequenze di rottura per ogni sezione individuata della condotta.

Sezione	Frequenze di rilascio (ev/anno)			
	10 mm	50 mm	200 mm	FB
KP62.5	1.5E-04	7.3E-05	3.6E-05	3.6E-05
KP72.5	1.5E-04	7.3E-05	3.6E-05	3.9E-05
KP82.5	1.5E-04	7.3E-05	3.6E-05	6.4E-05
KP92.5	2.2E-04	1.1E-04	5.5E-05	8.1E-05
KP104	2.7E-05	1.3E-06	3.8E-06	3.8E-06
KP105	9.2E-05	1.2E-05	4.9E-06	2.6E-06

Tabella 19: Frequenze di rilascio

7.4.2 Individuazione delle ipotesi incidentali

Le ipotesi incidentali sono state individuate per mezzo degli Alberi degli eventi.

Un albero degli eventi (ET) è una rappresentazione visiva di tutti gli eventi che si possono verificare in un sistema durante la sequenza di escalation di un incidente. Il punto di partenza ("evento iniziatore") è l'evento indesiderato accidentale (in questo caso, la perdita di contenimento di materiale infiammabile). L'"albero" mostra le sequenze di eventi, in cui ogni possibile scenario è quantificato sulla base probabilistica. Ogni ramo dell'albero degli eventi rappresenta una sequenza incidentale separata (che è un insieme definito di relazioni funzionali tra l'evento iniziatore e gli eventi successivi).

La figura seguente mostra l'albero degli eventi adottato per l'approdo.

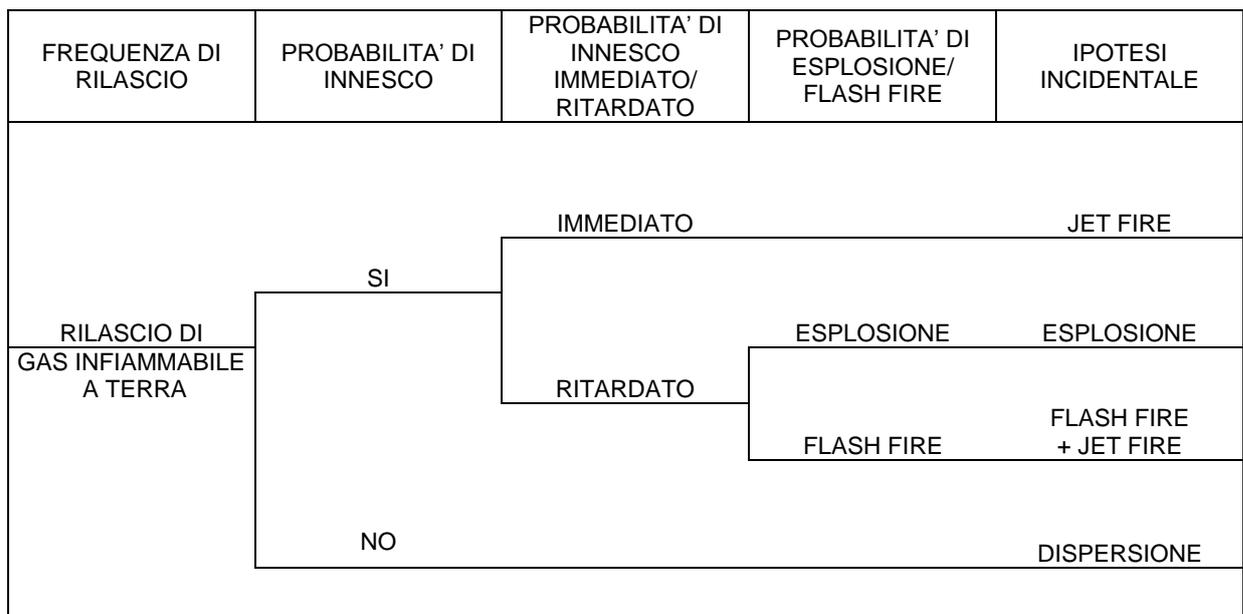


Figura 9: Albero degli eventi per l'approdo.

La figura seguente mostra l'albero degli eventi adottato per la condotta a mare e sotto-costa.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 40 of 50

FREQUENZA DI RILASCIO	LA NUBE DI GAS RAGGIUNGE LA SUPERFICIE	PROBABILITA' DI INNESCO	IPOSTESI INCIDENTALE
RILASCIO DI GAS INFIAMMABILE SOTTOMARINO	SI	SI	FLASH FIRE
		NO	DISPERSIONE
	NO		DISPERSIONE

Figura 10: Albero degli eventi per la condotta a mare e sotto-costa.

7.4.2.1 Risultati

Considerando quindi gli alberi degli eventi riportati nelle Figura 9 e Figura 10, le ipotesi incidentali pericolose per ogni sezione del gasdotto sono riportate nella seguente tabella.

Sezione	Ipotesi incidentali
KP62.5	Flash Fire
KP72.5	Flash Fire
KP82.5	Flash Fire
KP92.5	Flash Fire
KP104	Flash Fire
KP105	Jet Fire Esplosione Flash Fire

Tabella 20: Ipotesi incidentali per ogni sezione del gasdotto.

7.4.3 Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali

Per determinare la frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali è necessario quantificare ogni ramo degli alberi degli eventi.

La frequenza degli eventi iniziatori (rilascio di gas) è riportata in Tabella 19.

Probabilità di innesco

La probabilità di innesco nell'approdo è valutata in accordo alle correlazioni riportate all'interno del report dell'IP-UKOOA (rif. /19/) che permettono di stimare tale probabilità per vari scenari in funzione della portata rilasciata. Per l'approdo è utilizzata la correlazione per condotte di gas in area rurale, mostrata nella seguente figura.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 41 of 50

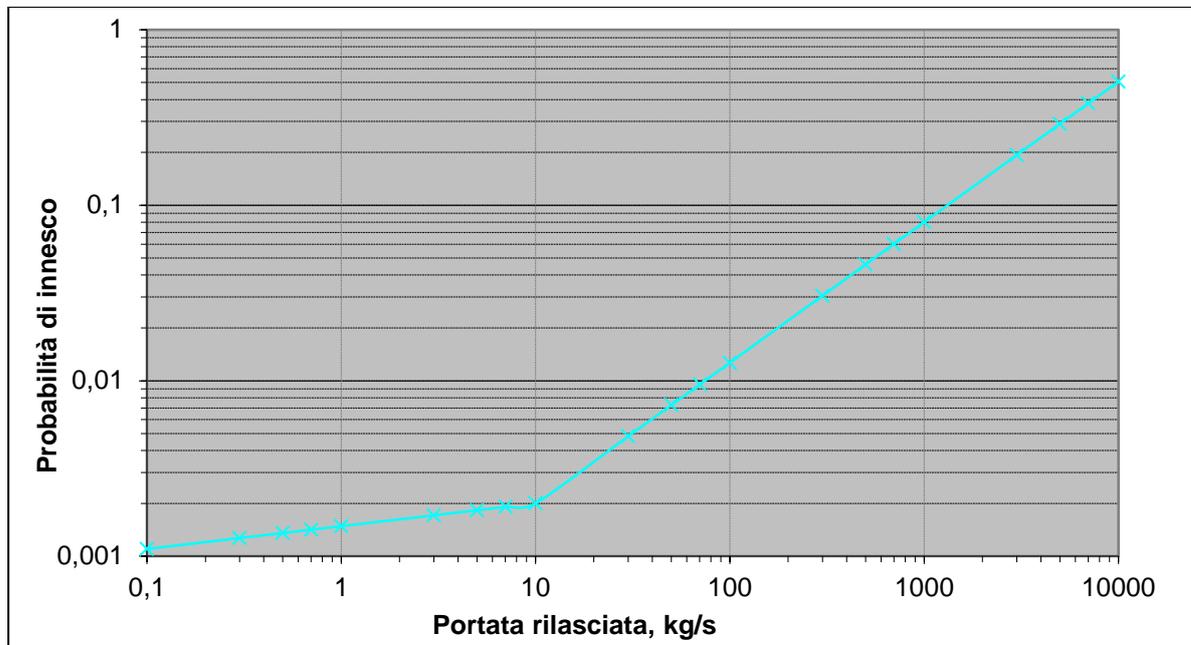


Figura 11: Probabilità di innesco per condotte di gas in area rurale.

La probabilità di innesco immediato e ritardato è valutata in accordo alle indicazioni riportate nel report dell'IP-UKOOA (rif. /19/), i valori adottati sono illustrati nella seguente tabella.

Diametro di rottura (mm)	Probabilità di innesco immediato	Probabilità di innesco ritardato
10	0.3	0.7
50	0.3	0.7
200	0.3	0.7
FB	0.5	0.5

Tabella 21: Probabilità di innesco immediato e ritardato.

La probabilità di esplosione è valutata sulla base della presenza di aree congestionate (ossia aree caratterizzate dalla presenza di un innesco e da un alto numero di ostacoli in grado di accelerare la fiamma in caso di rilascio ed innesco di gas infiammabile). Se il rilascio non raggiunge aree congestionate, la probabilità di esplosione è pari a zero, altrimenti la probabilità di esplosione nell'area congestionata è pari a 0.21 (rif. /19/). Nel caso del gasdotto TAP non sono state identificate aree congestionate nei dintorni della condotta.

Per la valutazione della probabilità di innesco per la condotta a mare e sotto-costa non sono state utilizzate le stesse correlazioni utilizzate per l'approdo, poiché in mare aperto le sorgenti di innesco in grado di fornire energia sufficiente per avere uno scenario di flash fire sono rare. In particolare è stato considerato che il gas rilasciato possa innescarsi, ed essere una minaccia per le persone, solo nel caso in cui una nave attraversi la nube di gas rilasciato.

Le dimensioni della nube di gas rilasciato potenzialmente innescabile sono state valutate considerando una concentrazione pari alla metà del limite inferiore di infiammabilità (LFL/2, rif.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 42 of 50

/20/). Tale dimensione è stata valutata come la distanza massima raggiunta dalla concentrazione LFL/2 ad un'altezza tra 0 e 10 m rispetto al livello del mare (tale assunzione è stata fatta per tenere in considerazione l'altezza delle imbarcazioni).

Le dimensioni della nube di gas rilasciato sono state valutate in due fasi:

1. Modellazione del rilascio sottomarino e risalita del gas fino alla superficie: mediante l'applicazione del modello ZOFE/ZOEF/ZOSF (vedi Figura 12, rif./7/);
2. Modello della dispersione atmosferica: mediante il software DNV Phast (rif. /8/).

La suddetta modellazione è stata usata anche per determinare se il rilascio raggiunge o meno la superficie.

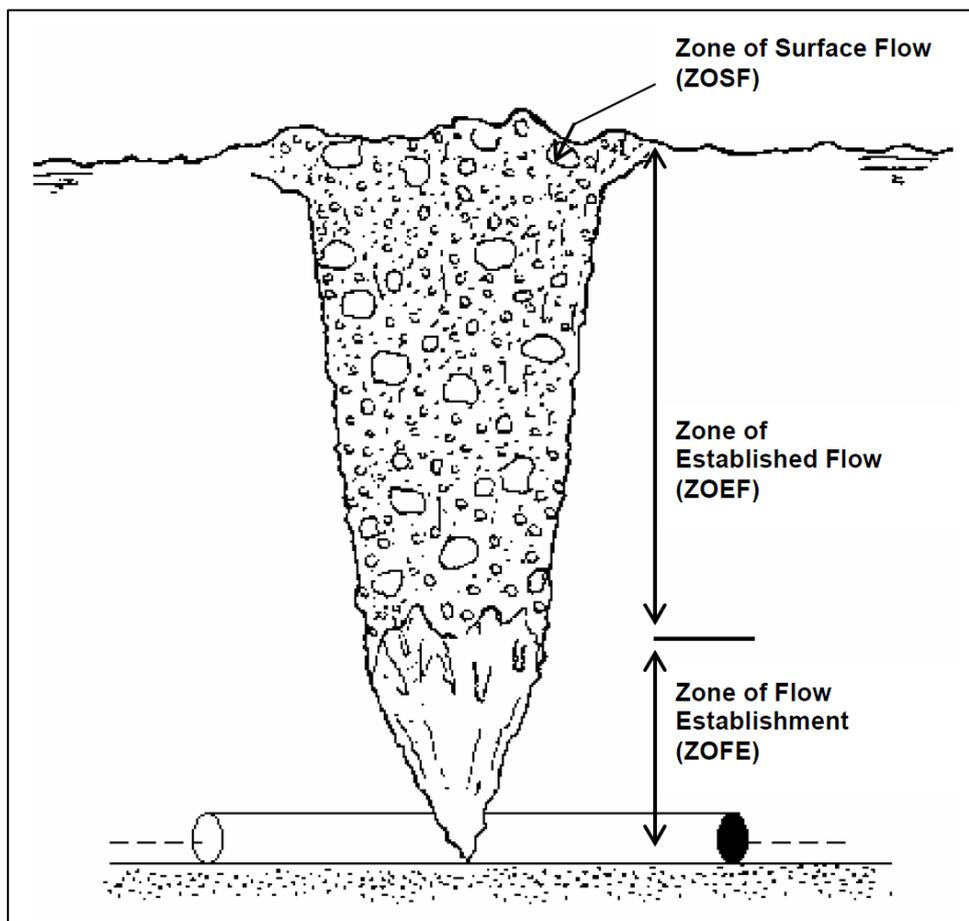


Figura 12: Dispersione sottomarina del gas.

La probabilità di innesco è stata quindi valutata in accordo alle correlazioni riportate nel riferimento /20/, in funzione della dimensione della nube di gas, del numero di sorgenti di innesco (quindi del numero di navi che attraversa il gasdotto), dell'efficacia della sorgente di innesco e del tempo di persistenza della nube nell'area dove sono presenti le sorgenti di innesco.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 43 of 50

In particolare, la probabilità di innesco al tempo t ($p(t)$), dato un singolo attraversamento dell'area pericolosa, si determina con la seguente equazione:

$$p(t) = (1 - e^{-wt})$$

Dove:

t : tempo che serve ad una nave per attraversare l'area pericolosa [s].

w : efficacia di innesco di una singola nave [s^{-1}], assunta pari a $0.0115 s^{-1}$ in accordo al rif. /20/.

La densità di traffico nell'area può essere calcolata come:

$$X = N \cdot \Delta t$$

Dove:

X : numero di navi che attraversano l'area pericolosa in Δt [navi].

N : numero medio di navi che attraversano la condotta in una sezione che ha la stessa lunghezza dell'area pericolosa [navi/h].

Δt : tempo di persistenza dell'area pericolosa [h].

Se $X \leq 1$, il valore X è la probabilità che una sorgente di innesco sia presente durante il rilascio quindi la probabilità di innesco totale nell'intervallo $0 - t$, $P(t)$, è uguale a:

$$P(t) = X \cdot p(t)$$

Se $X > 1$, X è il numero medio di sorgenti presente durante il rilascio; la probabilità di innesco totale nell'intervallo $0 - t$, $P(t)$, è uguale a:

$$P(t) = (1 - e^{-Xwt})$$

L'estensione dell'area pericolosa è stimata sulla base della modellazione della nube rilasciata, come descritto sopra. Il tempo di persistenza dell'area pericolosa è valutato considerando il tempo per rilevare la perdita e allertare il traffico marittimo locale, considerando i seguenti punti:

- Non è previsto un sistema automatico di rilevamento perdite per la condotta a mare;
- Per fori di grandi dimensioni l'operatore (nella control room) può rilevare la perdita grazie ai controlli di processo;
- Per fori piccoli (i.e. 10 mm) l'operatore non può rilevare la perdita, piccoli rilasci possono essere rilevati se una nave nota le bolle di gas sulla superficie (se il rilascio raggiunge la superficie) o durante un'ispezione.

La seguente tabella riporta i tempi considerati.

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM000223 DEL 11.09.2014)				
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 44 of 50

Diametro di rottura (mm)	Tempo di rilevamento	Tempo per allertare il traffico locale
10 mm	Assunto uguale all'intervallo medio tra due passaggi successivi di una nave nell'area (dove le bolle di gas sono visibili)	1 h
50 mm	40 min, Rif. /4/, + tempo necessario ai controlli di processo per mostrare la variazione della portata	
200 mm	20 min, Rif. /4/	
FB		

Tabella 22: Tempi di rilevamento e tempo per allertare il traffico locale.

In linea con quanto definito dalle Linee Guide della pianificazione delle Emergenze Esterne e dalla classificazione qualitativa prevista dall'Allegato III al D.P.C.M. 31/03/89, gli eventi incidentali analizzati nel presente studio si possono suddividere in:

- Eventi incidentali ragionevolmente credibili: quelli con frequenza di accadimento superiore o pari a 1E-06 eventi/anno.
- Eventi incidentali non ragionevolmente credibili che non vengono analizzati: quelli la cui frequenza di accadimento è inferiore a 1E-06 eventi/anno.

Sono state pertanto valutate le conseguenze per tutti gli eventi che hanno frequenze di accadimento pari o superiori a 1E-06 eventi/anno.

7.4.3.1 Risultati

La tabella sotto riportata mostra le frequenze di accadimento degli incidenti pericolosi (jet fire e flash fire).

Sezione	Categorie di rottura (mm)	Frequenza di jet fire (evento/sezione/anno)	Frequenza di flash fire (evento/sezione/anno)
KP62.5	10	Scenario non applicabile (rilascio sottomarino)	Il gas non raggiunge la superficie 6.1E-08 ⁽¹⁾
	50		
	200		
	FB		
KP72.5	10		Il gas non raggiunge la superficie 9.5E-08 ⁽¹⁾
	50		
	200		
	FB		
KP82.5	10		Il gas non raggiunge la superficie 1.1E-07 ⁽¹⁾ 5.8E-08 ⁽¹⁾ 2.0E-07 ⁽¹⁾
	50		
	200		
	FB		
KP92.5	10	Il gas non raggiunge la superficie 1.5E-07 ⁽¹⁾ 8.9E-08 ⁽¹⁾	
	50		
	200		

	TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007			
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01

Sezione	Categorie di rottura (mm)	Frequenza di jet fire (evento/sezione/anno)	Frequenza di flash fire (evento/sezione/anno)
KP104	FB		2.4E-07 ⁽¹⁾
	10		Effetti trascurabili
	50		6.05E-15 ⁽¹⁾
	200		2.95E-14 ⁽¹⁾
	FB		4.37E-14 ⁽¹⁾
KP105	10	4.19E-08 ⁽¹⁾	6.52E-08 ⁽¹⁾
	50	1.75E-08 ⁽¹⁾	2.72E-08 ⁽¹⁾
	200	6.64E-08 ⁽¹⁾	1.03E-07 ⁽¹⁾
	FB	5.33E-07 ⁽¹⁾	3.55E-07 ⁽¹⁾

⁽¹⁾: scenario non credibile

Tabella 23: Frequenza degli incidenti di Jet fire e Flash fire.

La Tabella 23 mostra che tutti gli scenari incidentali identificati sono caratterizzate da una frequenza di accadimento molto bassa, minore di 1E-06 eventi/anno, e quindi non sono credibili.

Inoltre, per tutti gli scenari incidentali identificati per l'intera sezione di gasdotto all'interno del territorio italiano (da KP 60.1 a KP 104.9) è stata stimata una frequenza di accadimento minore di 1E-06 eventi/anno. Questo dimostra come i rischi connessi al gasdotto TAP offshore siano molto bassi.

7.4.4 Valutazione delle conseguenze

Poiché tutti gli scenari incidentali individuati sono risultati "non credibili", non si procede nello sviluppo successivo dell'analisi (calcolo delle conseguenze).

Originator
Job 022720
Doc. 01-ZA-E-85215

Doc. Title

ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE
(PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)

Doc. No.

OPL00-SPF-200-G-TRX-0007

Contract: 4502485266

CTR H.02.00

LCI

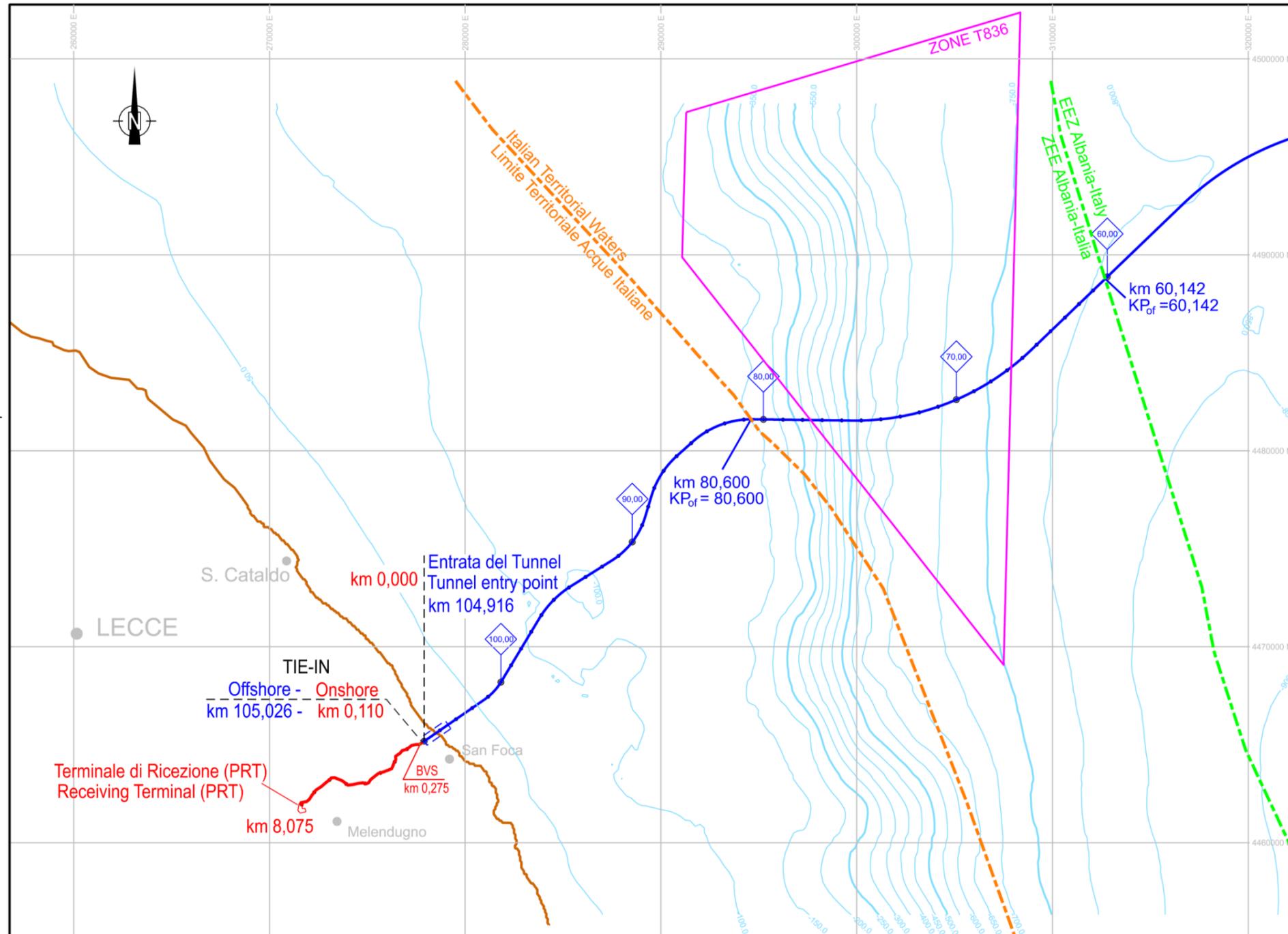
Yes
 No

Rev.

01

Sh. 46 of 50

8 ALLEGATO 1: PLANIMETRIA DEL GASDOTTO



LEGENDA / LEGEND

- TAP tracciato a mare - Italia DN 900 (36"), DP 145 bar
- TAP Offshore Route - Italy ND 900 (36"), DP 145 bar
- - - TAP tracciato a mare/Approdo in Microtunnel - Italia DN 900 (36"), DP 145 bar
- - - TAP Offshore Route/Microtunnel Landfall - Italy ND 900 (36"), DP 145 bar
- TAP tracciato a terra - Italia DN 900 (36"), DP 145 bar
- TAP Onshore Route - Italy ND 900 (36"), DP 145 bar
- Zona Impiegata per Esercitazioni di Tiro
- Firing Area
- - - EEZ
- - - Exclusive Economic Zone
- - - ZEE
- - - Zona Economica esclusiva



**TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT
OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN**



Originator
Job 022720
Doc. 01-ZA-E-85215

Doc. Title

**ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE
(PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)**

Doc. No.

OPL00-SPF-200-G-TRX-0007

Contract: 4502485266

CTR H.02.00

LCI

Yes
 No

Rev.

01

Sh. 47 of 50

9 ALLEGATO 2: NAVI CHE ATTRAVERSANO LA CONDOTTA TAP - ANNO 2011

KP	Numero di navi	Distribuzione GRT						Number o di navi cargo	Distribuzione degli angoli di attraversamento (θ)										Coordinate dei KP				
		GRT 1	GRT 2	GRT 3	GRT 4	GRT 5	GRT 6		0°<θ<10°	10°<θ<20°	20°<θ<30°	30°<θ<40°	40°<θ<50°	50°<θ<60°	60°<θ<70°	70°<θ<80°	80°<θ<90°	θ medio	Est inizio	Nord inizio	Est fine	Nord fine	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	n.a.	363025	4517139	362028	4517065
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	n.a.	362028	4517065	361031	4516992
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	87.6	361031	4516992	360016	4516917	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	n.a.	360016	4516917	359052	4516667
5	2	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	41.4	359052	4516667	358221	4516116	
6	6	3	1	2	0	0	0	2	0	0	1	3	2	0	0	0	0	37.8	358221	4516116	357470	4515457	
7	11	3	1	7	0	0	0	8	0	0	0	10	1	0	0	0	0	38.3	357470	4515457	356718	4514797	
8	12	1	3	8	0	0	0	11	0	0	0	10	2	0	0	0	0	37.2	356718	4514797	355967	4514137	
9	8	1	1	6	0	0	0	7	0	0	0	7	1	0	0	0	0	37.8	355967	4514137	355215	4513477	
10	6	0	2	3	1	0	0	5	0	0	0	5	1	0	0	0	0	36.6	355215	4513477	354464	4512817	
11	8	1	3	2	2	0	0	5	0	0	0	6	2	0	0	0	0	37.7	354464	4512817	353712	4512158	
12	15	3	5	3	4	0	0	10	0	0	0	7	7	1	0	0	0	40.2	353712	4512158	352961	4511498	
13	17	1	2	10	4	0	0	12	0	0	0	11	5	1	0	0	0	38.2	352961	4511498	352210	4510838	
14	17	3	2	10	2	0	0	14	0	0	0	12	5	0	0	0	0	37.4	352210	4510838	351458	4510178	
15	16	0	3	11	2	0	0	14	0	0	0	12	4	0	0	0	0	37.4	351458	4510178	350707	4509518	
16	19	2	2	13	1	1	0	13	0	0	1	6	8	3	0	1	0	44.3	350707	4509518	349955	4508859	
17	18	2	3	11	2	0	0	11	0	0	0	9	5	4	0	0	0	40.9	349955	4508859	349204	4508199	
18	12	1	2	8	0	1	0	7	0	0	0	3	4	4	1	0	0	46.1	349204	4508199	348452	4507539	
19	22	5	4	12	1	0	0	11	0	0	0	5	8	9	0	0	0	45.5	348452	4507539	347701	4506879	
20	15	3	1	11	0	0	0	4	0	0	0	1	1	12	1	0	0	52.0	347701	4506879	346949	4506220	
21	23	4	4	13	2	0	0	7	0	0	0	0	7	15	1	0	0	51.2	346949	4506220	346198	4505560	
22	23	2	0	18	3	0	0	7	0	0	0	1	6	14	2	0	0	51.3	346198	4505560	345446	4504900	
23	32	9	6	9	8	0	0	9	0	0	2	2	6	9	12	0	1	54.2	345446	4504900	344695	4504240	
24	14	5	4	5	0	0	0	4	0	0	0	1	3	5	5	0	0	54.2	344695	4504240	343944	4503580	
25	18	8	3	6	1	0	0	7	0	0	0	2	2	6	7	0	1	56.9	343944	4503580	343192	4502921	
26	25	9	5	7	3	1	0	9	0	0	1	0	3	7	6	6	2	61.6	343192	4502921	342441	4502261	
27	25	11	4	5	3	2	0	8	0	0	1	1	2	10	9	2	0	56.5	342441	4502261	341689	4501601	
28	20	7	2	2	5	2	2	5	0	0	1	1	1	5	4	8	0	62.1	341689	4501601	340927	4500973	
29	37	14	5	9	3	5	1	6	0	0	0	2	3	6	13	11	2	63.8	340927	4500973	340115	4500389	
30	29	8	2	7	5	2	5	5	0	0	0	1	1	4	8	12	3	68.2	340115	4500389	339266	4499861	
31	64	15	6	10	6	21	6	12	0	1	0	3	3	4	9	19	25	71.4	339266	4499861	338384	4499391	
32	23	3	3	10	1	6	0	8	0	0	0	1	3	0	4	3	12	72.3	338384	4499391	337472	4498980	
33	45	6	6	11	4	16	2	11	0	0	0	1	1	1	7	11	24	76.5	337472	4498980	336536	4498620	
34	27	7	5	9	2	4	0	11	0	0	1	0	4	0	7	3	12	71.5	336536	4498620	335600	4498268	
35	37	1	3	7	24	1	1	25	0	0	0	1	18	0	1	7	10	60.9	335600	4498268	334664	4497915	
36	24	4	1	12	5	0	2	12	0	0	0	0	5	2	4	6	7	68.6	334664	4497915	333727	4497585	
37	31	6	3	7	7	2	6	11	0	0	0	2	2	3	2	7	15	72.9	333727	4497585	332757	4497343	
38	36	8	4	20	2	2	0	19	0	0	0	0	3	6	4	6	17	73.4	332757	4497343	331768	4497200	
39	59	7	4	24	18	0	6	30	0	0	0	1	2	3	9	7	37	78.7	331768	4497200	330769	4497155	
40	110	14	6	35	24	26	5	46	0	0	0	0	1	4	11	29	65	80.4	330769	4497155	329760	4497183	
41	74	7	5	18	27	11	6	35	0	0	0	3	1	3	6	16	45	79.0	329760	4497183	328768	4497201	
42	50	12	1	9	15	11	2	15	0	0	0	0	1	3	2	8	36	79.7	328768	4497201	327770	4497147	
43	48	6	1	9	19	12	1	19	0	0	0	0	3	14	3	10	18	70.9	327770	4497147	326779	4497013	
44	54	6	3	7	15	18	5	13	0	0	0	0	3	5	6	10	30	76.2	326779	4497013	325797	4496816	
45	58	4	2	19	17	13	3	19	0	0	0	1	2	15	3	11	26	72.4	325797	4496816	324818	4496615	
46	164	6	3	11	47	90	7	24	0	0	0	0	2	64	65	13	20	64.5	324818	4496615	323833	4496411	



**TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT
OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN**



Originator
Job 022720
Doc. 01-ZA-E-85215

Doc. Title

**ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE
(PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)**

Doc. No.

OPL00-SPF-200-G-TRX-0007

Contract: 4502485266

CTR H.02.00

LCI

Yes
 No

Rev.

01

Sh. 48 of 50

KP	Numero di navi	Distribuzione GRT						Number o di navi cargo	Distribuzione degli angoli di attraversamento (θ)										Coordinate dei KP			
		GRT 1	GRT 2	GRT 3	GRT 4	GRT 5	GRT 6		0°<θ<10°	10°<θ<20°	20°<θ<30°	30°<θ<40°	40°<θ<50°	50°<θ<60°	60°<θ<70°	70°<θ<80°	80°<θ<90°	θ medio	Est inizio	Nord inizio	Est fine	Nord fine
47	149	3	0	8	81	39	18	9	0	0	0	0	2	25	88	10	24	66.8	323833	4496411	322864	4496165
48	107	4	2	13	44	38	6	21	0	0	0	0	2	1	63	12	29	71.7	322864	4496165	321914	4495855
49	50	3	3	8	16	14	6	17	0	0	0	0	2	3	7	19	19	75.3	321914	4495855	320986	4495483
50	80	1	1	11	22	41	4	26	0	1	0	0	4	4	4	47	20	75.6	320986	4495483	320085	4495049
51	39	3	2	11	8	15	0	13	0	0	2	3	2	0	3	17	12	71.0	320085	4495049	319215	4494557
52	49	0	0	12	18	19	0	19	0	0	1	1	4	5	1	10	27	74.2	319215	4494557	318379	4494007
53	55	2	2	10	21	14	6	25	0	0	1	4	2	1	8	14	25	73.1	318379	4494007	317582	4493403
54	123	4	1	35	29	51	3	17	0	0	1	1	4	15	33	8	61	74.1	317582	4493403	316828	4492748
55	138	2	1	44	45	35	11	28	0	0	3	6	2	8	58	20	41	68.6	316828	4492748	316111	4492063
56	150	3	3	68	31	41	4	31	0	0	4	5	3	36	46	18	38	66.6	316111	4492063	315390	4491370
57	174	0	2	44	45	78	5	28	0	0	6	1	0	26	48	21	72	71.3	315390	4491370	314669	4490677
58	180	0	3	22	40	111	4	37	0	0	2	3	3	12	35	18	107	76.3	314669	4490677	313947	4489985
59	165	1	4	20	33	91	16	39	0	1	4	3	4	4	27	33	89	74.7	313947	4489985	313226	4489292
60	149	1	1	15	36	87	9	41	0	0	1	2	3	7	30	32	74	75.7	313226	4489292	312505	4488600
61	112	0	1	13	31	56	11	39	0	0	4	3	2	1	25	26	51	73.8	312505	4488600	311784	4487907
62	85	1	1	14	37	25	7	51	0	1	1	3	3	4	13	45	15	69.9	311784	4487907	311062	4487214
63	75	1	3	17	30	20	4	50	0	1	2	1	3	3	8	37	20	72.0	311062	4487214	310341	4486522
64	75	1	3	17	40	14	0	45	0	0	0	3	9	3	16	24	20	69.9	310341	4486522	309620	4485829
65	104	1	3	19	46	32	3	55	0	0	1	3	7	4	8	42	39	74.5	309620	4485829	308887	4485126
66	154	1	4	11	28	103	7	42	0	0	2	3	5	4	3	107	30	75.0	308887	4485126	308137	4484465
67	101	1	5	9	34	46	6	40	0	0	1	2	8	5	18	40	27	71.3	308137	4484465	307338	4483864
68	110	3	2	18	25	60	2	41	0	0	0	0	5	9	31	39	26	71.2	307338	4483864	306496	4483326
69	201	2	1	14	58	113	13	62	0	0	0	1	2	91	42	32	33	66.4	306496	4483326	305614	4482854
70	181	6	4	21	46	91	13	69	0	0	0	0	2	78	40	39	22	65.6	305614	4482854	304699	4482451
71	200	5	2	40	105	43	5	118	0	0	0	0	14	40	65	62	19	66.8	304699	4482451	303756	4482120
72	214	2	3	35	87	85	2	71	0	0	0	0	88	35	40	37	14	58.5	303756	4482120	302790	4481863
73	225	5	5	21	124	64	6	74	0	0	0	15	98	38	42	17	15	54.3	302790	4481863	301807	4481680
74	231	6	4	20	129	62	10	66	0	1	2	75	45	45	36	9	18	50.7	301807	4481680	300813	4481574
75	177	3	8	28	92	37	9	46	0	0	4	79	28	27	21	6	12	47.7	300813	4481574	299813	4481544
76	179	5	4	37	82	33	18	76	0	0	2	50	36	41	26	7	17	52.0	299813	4481544	298820	4481557
77	236	7	8	37	125	40	19	76	0	0	2	88	42	52	32	5	15	48.7	298820	4481557	297820	4481569
78	228	4	8	46	118	35	17	84	0	0	3	69	54	65	25	2	10	48.3	297820	4481569	296820	4481582
79	207	10	5	40	84	59	9	84	0	0	1	42	58	52	20	15	19	53.0	296820	4481582	295820	4481595
80	219	4	9	42	102	52	10	113	0	0	1	15	48	88	41	9	17	56.4	295820	4481595	294820	4481608
81	208	9	7	39	109	38	6	123	0	0	1	8	9	56	65	49	20	64.3	294820	4481608	293823	4481538
82	231	10	7	34	121	51	8	137	0	0	0	0	2	6	72	89	62	73.8	293823	4481538	292867	4481254
83	370	6	9	85	185	73	12	240	0	0	0	0	2	6	10	122	230	81.5	292867	4481254	291996	4480765
84	403	6	14	83	216	72	12	284	0	0	0	0	2	4	17	103	277	82.3	291996	4480765	291232	4480115
85	374	5	11	93	205	57	3	260	0	0	0	2	5	20	64	148	135	75.9	291232	4480115	290508	4479438
86	327	3	9	77	189	47	2	220	0	0	1	7	18	78	110	90	23	64.9	290508	4479438	289919	4478633
87	327	6	6	64	196	48	7	210	0	0	1	19	69	133	104	1	0	55.1	289919	4478633	289522	4477718
88	300	5	9	71	168	34	13	185	0	0	6	19	73	142	60	0	0	52.7	289522	4477718	289232	4476756
89	343	5	23	70	180	45	20	231	0	0	2	10	29	101	114	82	5	61.9	289232	4476756	288852	4475828
90	414	7	9	78	262	46	12	281	0	0	0	0	4	19	116	132	143	75.0	288852	4475828	288258	4475027
91	417	10	13	96	263	31	4	276	0	0	0	0	0	3	13	76	325	83.3	288258	4475027	287492	4474402
92	385	11	10	100	224	27	13	232	0	0	0	0	0	0	5	37	343	85.0	287492	4474402	286645	4473871
93	371	7	16	125	206	10	7	211	0	0	0	0	0	0	2	33	336	85.5	286645	4473871	285798	4473339
94	336	4	15	122	184	6	5	201	0	0	0	0	1	1	22	126	186	80.9	285798	4473339	284967	4472784
95	423	6	4	139	261	7	6	273	0	0	0	0	2	5	120	251	45	73.0	284967	4472784	284249	4472090



**TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT
OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN**



Originator
Job 022720
Doc. 01-ZA-E-85215

Doc. Title

**ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE
(PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)**

Doc. No.

OPL00-SPF-200-G-TRX-0007



Contract: 4502485266

CTR H.02.00

LCI

Yes
 No

Rev.

01

Sh. 49 of 50

KP	Numero di navi	Distribuzione GRT						Number o di navi cargo	Distribuzione degli angoli di attraversamento (θ)									Coordinate dei KP				
		GRT 1	GRT 2	GRT 3	GRT 4	GRT 5	GRT 6		0°< θ <10°	10°< θ <20°	20°< θ <30°	30°< θ <40°	40°< θ <50°	50°< θ <60°	60°< θ <70°	70°< θ <80°	80°< θ <90°	θ medio	Est inizio	Nord inizio	Est fine	Nord fine
96	259	8	6	90	153	1	1	163	0	0	0	0	1	12	130	115	1	68.9	284249	4472090	283612	4471311
97	210	6	9	78	108	8	1	151	0	0	0	0	1	4	127	78	0	69.1	283612	4471311	282979	4470536
98	123	11	6	41	65	0	0	70	0	0	0	0	0	8	66	49	0	68.4	282979	4470536	282346	4469762
99	49	2	0	17	30	0	0	29	0	0	0	0	1	3	7	37	1	71.0	282346	4469762	281696	4469002
100	26	5	1	8	12	0	0	11	0	0	0	0	0	0	3	17	6	75.5	281696	4469002	280976	4468330
101	14	4	0	5	5	0	0	4	0	0	0	0	0	2	0	8	4	76.0	280976	4468330	280216	4467680
102	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	58.1	280216	4467680	279456	4467030
103	5	0	1	2	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	3	1	1	68.9	279456	4467030	278696	4466380
104	2	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	58.3	278696	4466380	277936	4465730

		TRANS ADRIATIC PIPELINE PROJECT OFFSHORE PIPELINE DETAIL DESIGN				
Originator Job 022720 Doc. 01-ZA-E-85215	Doc. Title	ANALISI DI RISCHIO DELLA CONDOTTA OFFSHORE (PRESCRIZIONE A12, DM0000223 DEL 11.09.2014)			 Trans Adriatic Pipeline	
	Doc. No.	OPL00-SPF-200-G-TRX-0007				
	Contract: 4502485266	CTR H02.00	LCI	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	Rev. 01	Sh. 50 of 50

Revision Record

Rev	Date	Description
A	10.06.2015	Emissione per verifica disciplinare interna
0A	16.06.2015	Emissione per commenti
00	17.07.2015	Emissione per approvazione
01	24.07.2015	Ri-emissione per approvazione

Trans Adriatic Pipeline AG Italia - Sede Secondaria
Via IV Novembre, 149 - 00187 Roma, Italia
Tel.: +39 06 69 76 501
Fax: +39 06 69 76 50 32
tapitalia@tap-ag.com
www.tap-ag.it

Tutti i diritti di proprietà intellettuale relativi al presente documento sono riservati. La riproduzione, la diffusione o la messa a disposizione di terzi dei contenuti del presente documento sono vietate, se non sono preventivamente autorizzate da TAP AG.
La versione aggiornata del documento è disponibile nel database del Progetto TAP.