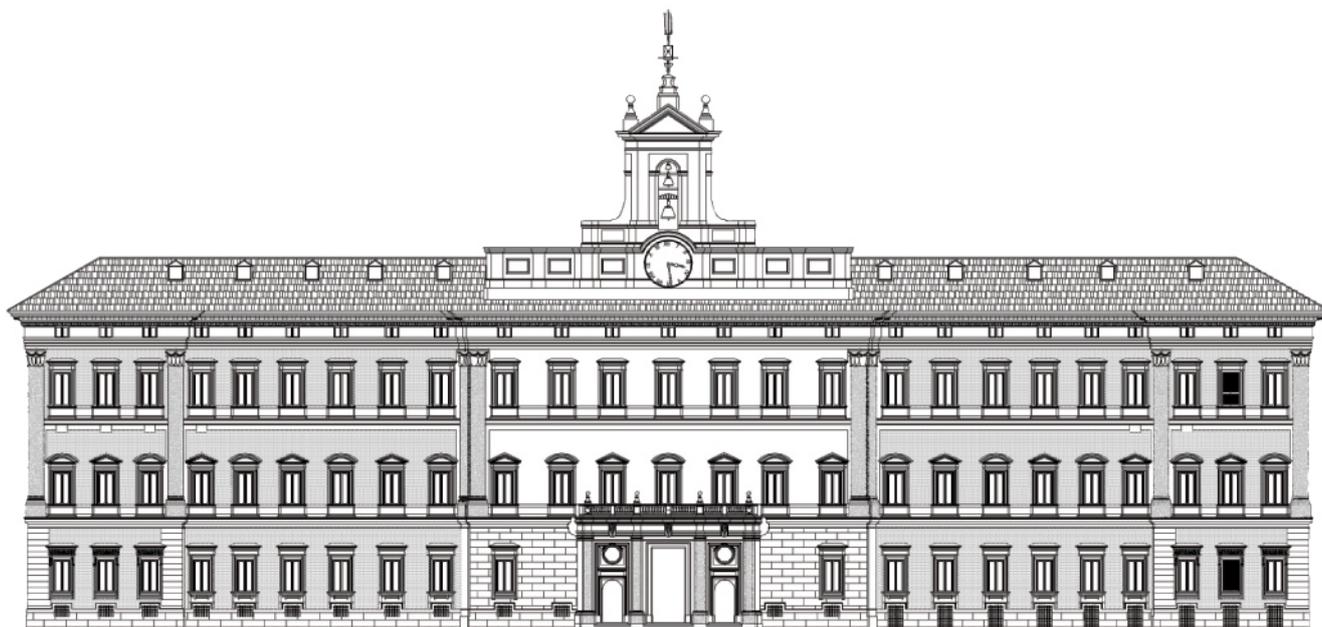




Camera dei deputati

XVII LEGISLATURA



Documentazione per le Commissioni
ESAME DI ATTI E DOCUMENTI DELL'UNIONE EUROPEA

Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio
concernente misure volte a garantire la sicurezza
dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE)
n. 994/2010 del Consiglio
(COM(2016)52)

n. 56

3 maggio 2016



Camera dei deputati

XVII LEGISLATURA

Documentazione per le Commissioni
ESAME DI ATTI E DOCUMENTI DELL'UNIONE EUROPEA

Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio
concernente misure volte a garantire la sicurezza
dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE)
n. 994/2010 del Consiglio (*COM(2016)52*)

n. 56

3 maggio 2016

Il dossier è stato curato dall'**UFFICIO RAPPORTI CON L'UNIONE EUROPEA**
(☎ 066760.2145 - ✉ cdre@camera.it)

Il capitolo 'Sicurezza dell'approvvigionamento del gas' è stato curato dal SERVIZIO
STUDI, Dipartimento attività produttive(☎ 066760.9574)

I dossier dei servizi e degli uffici della Camera sono destinati alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. La Camera dei deputati declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge.

INDICE

SCHEDA DI LETTURA	1
MOTIVAZIONI E FINALITÀ	3
• Il contesto della proposta	4
IL CONTENUTO DELLA PROPOSTA DI REGOLAMENTO	13
• Base giuridica	24
• Sussidiarietà (per la competenza non esclusiva)	24
• Proporzionalità	25
• Valutazione d'impatto	25
SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS (A CURA DEL SERVIZIO STUDI)	27
• Esame presso altri Parlamenti nazionali	34

DATI IDENTIFICATIVI

Tipo di atto	<i>Proposta di regolamento</i>
Data di adozione	<i>16 febbraio 2016</i>
Settori di intervento	<i>Gas, gasdotto, sicurezza d'approvvigionamento, indipendenza energetica, industria del gas, distribuzione del gas</i>
Esame presso le istituzioni dell'UE	<i>Trasmesso al Consiglio e al Parlamento europeo il 16 febbraio 2016; assegnato alla Commissione industria, ricerca e energia</i>
Assegnazione	<i>2 marzo 2016 - Commissioni riunite X</i>
Segnalazione da parte del Governo	<i>3 marzo 2016</i>

Scheda di lettura

MOTIVAZIONI E FINALITÀ

La proposta di regolamento [COM\(2016\)52](#), presentata il 16 febbraio scorso si inserisce nell'ambito di un pacchetto di misure in materia di sicurezza energetica contenente:

- una comunicazione contenente la strategia dell'UE in materia di **riscaldamento e raffreddamento**, volta a rendere più efficiente e sostenibile il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici. La strategia dovrebbe contribuire a ridurre le importazioni di energia e la dipendenza energetica, a ridurre i costi per le famiglie e le imprese e a conseguire l'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni di gas serra, nonché a rispettare gli impegni sottoscritti nell'accordo sul clima raggiunto alla conferenza sul clima di Parigi (COP21);
- una proposta di decisione sugli **accordi intergovernativi nel settore energetico** che introduce un controllo di compatibilità *ex ante* da parte della Commissione europea sulla conformità degli accordi intergovernativi nel settore energetico alla normativa sulla concorrenza e alla legislazione sul mercato interno dell'energia;
- una strategia per il **gas naturale liquefatto (GNL)** e lo **stoccaggio del gas**, che permetterà di migliorare l'accesso di tutti gli Stati membri al GNL come fonte alternativa. Gli elementi centrali della strategia riguardano la costruzione dell'infrastruttura strategica per completare il mercato interno dell'energia e l'individuazione dei progetti necessari per mettere fine alla dipendenza di alcuni Stati membri da un'unica fonte di approvvigionamento.

Pacchetto
sicurezza
energetica

La proposta di regolamento in esame è volta a garantire la **sicurezza dell'approvvigionamento di gas** per far fronte ad un'eventuale carenza di gas causata da **perturbazioni concernenti la fornitura** o da una **domanda straordinariamente elevata**. L'iniziativa della Commissione, inoltre, si propone di conseguire tali obiettivi con le misure più efficienti in termini di costi, al fine di non compromettere la competitività relativa del gas rispetto ad altri combustibili.

Ad avviso della Commissione, gli Stati membri dispongono ancora di un notevole margine di discrezionalità riguardo alla scelta delle misure. Gli interventi predisposti unilateralmente da uno Stato membro potrebbero, tuttavia, ostacolare il corretto funzionamento del mercato interno del gas e la fornitura all'utenza. Per garantire, quindi, che il mercato interno del gas funzioni adeguatamente anche in caso di una carenza delle forniture, secondo la Commissione, è necessario garantire **solidarietà e coordinamento nella risposta alle crisi degli approvvigionamenti**, sia in termini di prevenzione che di reazione alle interruzioni concrete delle forniture.

In tale ottica, la proposta di regolamento **rafforza la cooperazione regionale** tra Stati membri, in quanto, in caso di perturbazioni nelle forniture di gas, è molto probabile che le conseguenze si ripercuotano contemporaneamente su più Stati

Cooperazione
regionale

membri di una stessa regione. A tal fine, la proposta propone una stretta **cooperazione** tra Stati membri nell'elaborazione delle **valutazioni regionali dei rischi**, che saranno poi affrontati in **piani d'azione preventivi** e in **piani d'emergenza**, soggetti a valutazione tra pari e approvati dalla Commissione.

Il contesto della proposta

La **Sicurezza energetica** è la prima delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, secondo quanto previsto dalla Strategia quadro presentata dalla Commissione europea nel febbraio 2015. Per questa dimensione l'obiettivo dell'Unione europea è quello di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e di ridurre la dipendenza energetica attraverso la diversificazione delle fonti, dei fornitori e delle rotte di approvvigionamento.

Nonostante i progressi in questa direzione, la Comunicazione sullo Stato dell'Unione dell'energia pubblicata nel novembre 2015 [COM\(2015\)572](#) ha rilevato che:

- la dipendenza energetica dell'UE è ancora molto forte, con molti Stati dell'Europa dell'Est e dell'Europa centrale che dipendono esclusivamente da un unico fornitore (Russia);
- per prevenire o mitigare le crisi energetiche occorre rafforzare la cooperazione a livello regionale;
- sarà necessario migliorare i collegamenti tra alcuni Stati (gli Stati baltici e la Finlandia) e il mercato del gas dell'Europa centrale e assicurare l'accesso al gas liquefatto da parte di tutti i paesi europei.

Il principale fornitore **delle importazioni europee è la Russia** (per tutti i tipi di prodotti: carburanti solidi, gas naturale e petrolio greggio).

UE -28, importazioni di prodotti energetici dalla Russia, 2002-2012 (% totale importazioni extra UE)

	2002	2005	2009	2010	2011	2012
Combustibili solidi	13.1	23.7	30.0	26.9	26.2	25.9
Petrolio greggio	29.5	22.9	33.5	34.7	34.8	33.7
Gas naturale	45.2	40.7	33.0	29.5	31.6	32.0

Fonte: Eurostat, *Energy, transport and environment indicators* - 2014

Più in generale, nonostante gli sforzi per diversificare il grado di dipendenza dell'UE da un singolo paese esportatore, la dipendenza energetica complessiva dell'UE è rimasta, nel periodo 2002-2012, sostanzialmente stabile.

Forte
dipendenza
energetica
dell'UE

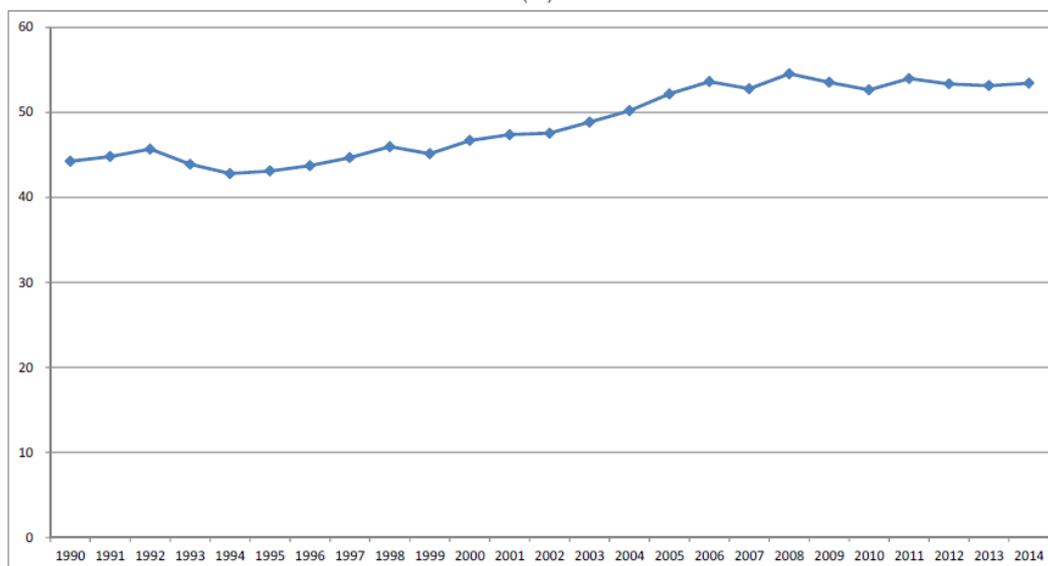
Le
importazioni
dalla Russia

Dipendenza energetica totale, 2009-2012 (%)

	2009	2010	2011	2012
UE 28	53.7	52.7	53.9	53.4
UE 18	63.8	62.1	62.2	61.0
Germania	61.0	60.0	61.5	61.1
Spagna	79.1	76.8	76.4	73.3
Francia	51.0	49.1	48.7	48.1
Italia	83.3	84.3	81.8	80.8
Regno Unito	26.3	28.3	36.2	42.2

Fonte: Eurostat, *Energy, transport and environment indicators* - 2014

Secondo i dati pubblicati da Eurostat nello scorso mese di febbraio, l'Unione europea nel 2014 ha continuato ad importare il **53.4% dell'energia consumata**. Peraltro, sebbene il *trend* della dipendenza energetica dal 1990 non sia stato costante (il picco più elevato si è registrato nel 2008), dal 2004 i valori si sono attestati sempre al di sopra del 50%.

Evolution of the EU energy dependency, 1990-2014 (%)

Il livello di dipendenza varia a seconda dei paesi: nel 2014 minori importazioni di energia si sono registrate in Estonia (8,9%), Danimarca (12,8) e Romania (17%), mentre hanno importato maggiormente Malta (97,7%), Lussemburgo (96%), Cipro (93,4%), Irlanda (85,3%), Belgio (80,1%) e Lituania (77%). Tra i cinque Stati con i più elevati consumi di energia, i meno dipendenti dalle importazioni sono risultati il Regno Unito (45,5%) e la Francia (46,1%), a fronte dei livelli della Germania (61,4%), della Spagna (72.9%) e dell'**Italia (75,9%)**, dove comunque le importazioni hanno registrato una diminuzione rispetto ai livelli del 1990 (84,7%).

Dipendenza energetica per tutti gli Stati membri

Energy dependency in the EU Member States

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EU	44.2	44.8	45.7	43.9	42.8	43.1	43.7	44.7	46.0	45.1	46.7	47.4	47.5	48.8	50.2	52.2	53.6	52.8	54.5	53.5	52.6	54.0	53.3	53.1	53.4
Belgium	75.1	77.0	78.0	76.6	79.8	80.8	80.4	78.3	80.8	76.9	78.1	80.6	77.6	79.6	79.9	80.1	79.6	76.8	80.8	75.5	77.9	75.5	76.1	77.4	80.1
Bulgaria	62.8	61.1	56.2	58.1	54.6	55.9	55.9	51.0	50.0	48.7	46.0	45.8	45.7	46.3	48.1	46.7	45.6	50.7	51.7	45.1	39.6	36.0	36.1	37.7	34.5
Czech Rep.	15.4	15.9	16.0	16.1	18.7	20.6	24.2	24.1	25.1	25.1	22.9	25.1	26.4	25.1	25.5	28.0	27.8	25.1	28.0	27.2	25.6	28.0	25.3	27.9	30.4
Denmark	45.8	39.8	37.3	27.4	27.3	33.4	21.8	15.6	5.6	-16.5	-35.0	-28.0	-41.8	-31.3	-47.0	-49.8	-35.5	-24.1	-20.5	-19.7	-15.7	-5.6	-2.6	13.3	12.8
Germany	46.5	51.6	54.5	55.5	56.7	56.8	58.7	59.3	61.0	59.2	59.4	60.9	60.1	60.5	60.9	60.4	60.8	58.4	60.8	61.0	60.1	61.6	61.3	62.6	61.4
Estonia	44.2	41.6	32.8	34.3	34.9	32.3	28.7	27.9	36.2	34.9	32.2	32.3	29.6	26.7	28.5	26.1	29.2	24.7	24.7	22.0	13.6	12.0	17.0	11.9	8.9
Ireland	68.6	67.1	66.6	67.0	64.8	69.5	71.1	76.6	80.7	84.6	84.8	89.5	88.9	89.4	90.4	89.6	90.9	87.6	90.7	88.9	86.6	90.0	85.1	89.3	85.3
Greece	62.0	63.1	69.0	66.5	58.7	66.7	68.0	67.5	70.2	66.1	69.5	68.9	71.5	67.5	72.7	68.6	71.9	71.2	73.3	67.7	69.2	65.1	66.5	62.2	66.2
Spain	63.1	63.9	66.7	66.3	68.1	71.7	70.0	71.3	74.2	76.6	76.6	74.7	78.5	76.7	77.6	81.4	81.2	79.6	81.3	79.1	76.7	76.3	73.1	70.4	72.9
France	52.4	52.5	52.0	47.9	47.7	48.0	48.5	49.2	51.3	51.5	51.5	50.8	51.1	50.6	50.8	51.6	51.5	50.4	50.8	51.0	49.1	48.7	48.1	48.0	46.1
Croatia	39.8	27.3	34.1	32.2	37.6	36.1	38.8	42.2	44.2	48.6	48.4	46.5	54.3	50.6	51.8	52.5	49.0	51.6	54.6	46.0	46.6	49.4	48.9	47.0	43.8
Italy	84.7	82.0	84.2	80.8	81.1	81.9	81.9	80.8	81.9	82.9	86.5	83.2	85.6	83.0	84.4	83.4	85.9	83.0	82.9	80.8	82.6	81.4	79.2	76.8	75.9
Cyprus	98.3	100.7	99.9	103.6	97.0	100.5	98.2	97.7	96.9	102.0	98.6	95.9	100.1	96.1	95.4	100.7	102.5	95.9	97.5	96.3	100.8	92.4	97.0	96.4	93.4
Latvia	88.9	85.5	87.5	71.1	72.3	70.4	73.9	60.3	60.7	55.9	61.0	59.3	58.7	63.2	69.4	63.9	66.7	62.5	58.8	60.4	45.5	59.9	56.4	55.9	40.6
Lithuania	71.7	70.6	60.7	56.2	64.6	63.1	52.7	55.2	49.8	53.4	59.4	46.2	41.6	43.8	46.6	56.8	62.0	61.2	57.8	49.9	81.8	81.7	80.3	78.3	77.9
Luxembourg	99.5	98.6	99.5	98.3	98.8	97.7	99.4	98.5	99.5	97.1	99.6	97.4	98.6	98.4	97.9	97.4	98.2	96.7	97.5	97.5	97.1	97.3	97.5	97.0	96.6
Hungary	49.0	45.8	44.8	47.9	47.4	47.9	51.5	51.6	55.1	53.8	55.2	53.5	56.8	62.0	60.9	63.1	62.7	61.2	63.2	58.5	57.3	50.9	51.1	51.1	61.1
Malta	100.0	108.7	112.5	100.0	100.0	104.8	100.0	100.0	100.0	109.5	100.3	99.8	99.8	99.8	99.8	100.0	100.0	100.0	100.0	99.9	99.0	101.3	101.0	104.2	97.7
Netherlands	22.1	18.0	17.4	16.8	21.4	20.0	17.0	26.8	27.8	30.7	38.2	34.2	34.8	39.2	32.1	38.0	38.4	37.9	34.4	36.5	30.4	30.3	30.6	26.3	33.8
Austria	68.5	66.6	68.4	65.7	65.3	66.4	69.5	67.6	70.3	65.2	65.4	64.9	67.9	70.5	70.7	71.6	72.5	68.9	68.9	65.5	62.8	70.2	64.4	61.6	65.9
Poland	0.8	0.9	1.0	2.2	-0.9	-1.2	4.7	6.2	8.1	9.5	9.9	9.9	10.6	13.2	14.5	17.2	19.6	25.5	30.2	31.6	31.3	33.4	30.6	25.6	28.6
Portugal	84.1	82.3	84.2	82.8	81.5	85.3	80.4	83.9	84.1	87.4	85.1	85.1	84.1	85.5	83.9	88.6	84.0	81.4	83.4	81.4	75.1	77.7	79.3	72.9	71.6
Romania	34.3	27.8	29.7	26.9	25.7	30.3	30.7	32.4	28.5	21.1	21.8	26.1	24.1	25.4	30.2	27.6	29.4	31.7	28.0	20.3	21.9	21.6	22.7	18.5	17.0
Slovenia	45.7	42.4	41.8	48.2	49.2	50.9	55.3	55.0	52.5	55.8	52.8	50.4	50.6	53.6	52.4	52.5	52.0	52.5	55.1	48.5	48.6	47.7	51.1	46.9	44.6
Slovakia	77.5	73.5	75.3	69.6	68.3	68.5	73.2	73.0	71.1	66.5	65.5	62.2	63.9	64.5	67.7	65.3	63.8	68.3	64.4	66.5	63.1	64.3	60.2	59.2	60.9
Finland	61.2	57.1	56.1	56.1	66.1	53.6	55.2	56.4	53.5	50.9	55.1	54.9	52.0	58.9	54.3	54.2	53.6	52.9	54.1	53.7	47.8	52.9	46.3	48.5	48.8
Sweden	38.2	36.6	40.2	40.7	41.2	38.9	41.6	39.6	39.1	36.9	40.7	37.7	37.2	42.8	36.3	36.8	36.8	35.4	37.1	36.7	36.6	36.2	28.6	31.6	32.0
United Kingdom	2.4	5.2	4.1	0.2	-13.7	-16.4	-14.5	-15.4	-16.4	-20.3	-16.9	-9.3	-12.3	-6.4	4.5	13.4	21.2	20.5	26.2	26.4	28.4	36.2	42.3	46.4	45.5
Iceland	32.9	31.3	36.4	33.3	34.3	34.1	34.3	34.7	34.6	32.1	30.5	29.0	28.8	27.8	31.9	31.1	25.9	22.8	21.1	20.0	18.5	17.9	13.7	13.3	13.9
Norway	-437.1	-484.8	-537.3	-532.1	-607.3	-651.6	-762.7	-739.5	-682.7	-660.0	-733.1	-716.6	-803.1	-739.1	-740.1	-703.2	-665.5	-655.3	-570.5	-580.2	-499.0	-590.9	-566.9	-470.3	-569.6
Montenegro	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	40.0	42.2	50.5	43.5	39.7	24.2	35.9	34.1	26.6	29.7
FYR of Macedonia	47.7	49.1	41.5	44.4	34.8	41.1	44.9	42.4	41.3	35.8	39.9	38.2	45.7	38.1	41.2	43.5	44.0	47.2	45.1	44.0	43.1	44.9	48.5	47.9	52.9
Albania	:	:	:	:	:	:	:	:	:	40.2	45.6	51.8	53.6	51.1	48.3	50.5	38.8	50.9	48.9	45.0	28.5	35.1	19.1	26.8	29.4
Serbia	30.0	25.9	19.7	10.0	9.4	10.1	24.5	26.5	24.3	13.9	13.7	22.3	25.5	27.6	32.1	35.3	37.2	35.9	37.2	32.2	33.2	30.4	27.8	23.7	27.5
Turkey	52.2	47.8	50.4	55.2	55.6	59.1	60.6	60.1	59.9	60.8	66.3	65.1	67.8	71.1	70.4	71.6	72.6	74.3	72.2	70.4	69.3	70.7	75.3	73.3	74.8

Data shown in blue represent the lowest value over this time period, while those in red show the peak value.

A negative dependency rate indicates a net exporter of energy, while a dependency rate in excess of 100% relates to the build-up of stocks.

: Data not available.

The source dataset can be found [here](#).

Componente essenziale dell'approvvigionamento energetico dell'Unione è il **gas naturale**, che rappresenta un quarto della fornitura di energia primaria, ed è utilizzato per la produzione di energia elettrica, per il riscaldamento, come materia prima per l'industria e come carburante nei trasporti. Negli ultimi dieci anni, a fronte di **un calo nella produzione interna di gas** si è registrato un **aumento delle importazioni**, per soddisfare una domanda di circa 400 miliardi di metri cubi. Secondo i dati Eurostat, nel 2013 l'Ue ha importato il **65% del gas**, di cui il **39% proveniva dalla Russia**, il **30% dalla Norvegia** e il **13% dall'Algeria**.

Aumento
delle
importazioni
di gas

Dipendenza energetica - Gas naturale

2.3.7 Import Dependency – Natural Gas
(%)

Imports from Extra-EU	1995	2000	2005	2010	2012	2013
EU-28	43.4	48.9	57.1	62.2	65.8	65.3
Index 1995	100.0	112.7	131.6	143.4	151.7	150.6
Imports from Intra and Extra-EU						
BE	98.2	99.3	100.6	98.8	98.6	100.5
BG	99.5	93.6	87.7	92.7	83.4	93.2
CZ	98.0	99.8	97.8	84.8	89.0	100.2
DK	-47.2	-64.8	-113.9	-68.3	-53.1	-23.3
DE	78.6	79.1	79.6	81.2	85.7	87.2
EE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
IE	3.6	72.1	86.7	95.7	95.6	95.9
EL	0.0	99.1	99.1	99.9	100.3	100.0
ES	97.4	101.6	101.4	99.4	98.2	98.6
FR	93.0	100.0	99.3	93.0	96.6	97.4
HR	11.6	41.0	23.7	18.1	37.0	31.9
IT	63.9	81.1	84.7	90.5	90.2	88.1
CY						
LV	98.9	101.9	105.6	61.8	113.8	115.5
LT	100.0	100.0	100.7	99.7	100.1	100.0
LU	100.0	100.0	100.0	100.0	99.6	99.6
HU	60.3	75.4	81.1	78.7	72.9	72.1
MT						
NL	-76.4	-49.1	-59.3	-61.6	-74.5	-86.8
AT	84.8	80.6	87.7	74.4	86.2	75.5
PL	64.6	66.3	69.7	69.3	73.4	74.2
PT		100.2	103.8	100.4	99.7	101.5
RO	24.9	19.8	30.1	16.8	21.3	11.9
SI	100.5	99.3	99.6	99.3	99.7	99.6
SK	86.8	98.8	97.5	99.9	89.8	95.6
FI	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	99.9
SE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
UK	1.0	-10.7	7.0	37.9	47.2	50.1

Fonte: Commissione europea, *EU Energy in Figures, 2015*

I tassi negativi indicano che il paese in questione è un esportatore netto.

Importazioni dal paese di origine

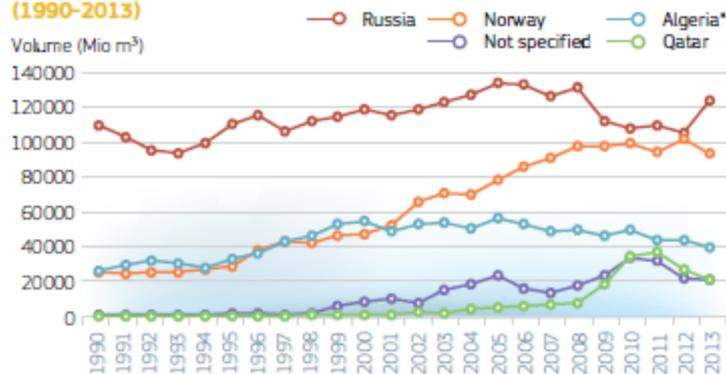
2.2.5 Imports by Country of Origin

EU-28 – NATURAL GAS

TOP 8 EXTRA-EU SUPPLIERS – (ORDERED BY 2013 VOLUME)

TJ (GCV)	1995	2000	2005	2010	2012	2013
Russia	4245121	4581814	5207204	4184223	4101726	4840727
Norway	1159830	1921081	3040181	3905622	3996516	3665682
Algeria	1362649	2203075	2256826	1986974	1737581	1593028
Not specified	58588	332289	937105	1334034	857649	831925
Qatar	0	12443	195713	1383263	1087554	828946
Nigeria	0	172020	436319	576236	455364	223039
Libya	54497	33442	209499	381660	246469	217361
Trinidad and Tobago	0	36334	29673	206167	112065	94606
Other	101764	290878	1151170	1399138	1033105	648125
Extra-EU	6927952	9341580	12788199	14193254	12814131	12408433
Intra-EU	1451229	1933316	2272283	2833535	3255086	3433489
Total Extra and Intra-EU	8379181	11274896	15060482	17026789	16069217	15841922
Mio m ³						
Russia	112079	120688	136237	109870	106703	125745
Norway	28929	47813	79189	100801	103404	95216
Algeria*	33698	55607	57075	50360	44100	40011
Not specified	1473	8126	23827	33969	22254	21527
Qatar	0	309	4859	34834	27717	21067
Libya	1353	830	5445	9980	6469	5705
Nigeria	0	4385	10586	14022	11150	5509
Trinidad and Tobago	0	902	751	5142	2781	2361
Other	1184	1272	11962	5856	5472	2840
Extra-EU	178716	239932	329931	364834	330050	319981
Intra-EU	41164	54116	59648	74366	84764	89135
Total Extra and Intra-EU	219880	294048	389579	439200	414814	409116

EU-28 – NATURAL GAS – TOP 5 IMPORTS FROM EXTRA-EU SUPPLIERS (1990-2013)



* DG ENERGY calculations.

Source: Eurostat, May 2015
Methodology and Notes: See Appendix 13 – No 2

Fonte: Commissione europea, EU Energy in Figures, 2015

Nei prossimi anni si prevede che la domanda di gas rimarrà stabile, creando così una maggiore dipendenza dalle importazioni e sollevando la necessità di affrontare i problemi legati alla sicurezza dell'approvvigionamento.

Gli stress test
del 2014

Gli **stress test** regionali eseguiti nel 2014 hanno evidenziato che l'Europa è ancora vulnerabile in caso di interruzioni dell'approvvigionamento di gas. Tali test sono stati eseguiti al fine di **valutare la resilienza del sistema del gas europeo per l'inverno 2014-2015 in vista del rischio evidenziato dalla controversia tra Russia e Ucraina** sul gas. Le prove del 2014 hanno evidenziato che una grave perturbazione delle forniture di gas dall'Est, ossia dalla Russia, continuerebbe ad avere oggi forti ripercussioni in tutta l'Unione, soprattutto nell'Europa orientale.

Potenziamento
dello
stoccaggio

Dalla prova di stress è emerso che una strategia coerente deve far leva anche su un potenziamento dello stoccaggio e delle possibilità di ricorrere al GNL.

Per **stoccaggio** s'intende il deposito in strutture del sottosuolo del gas naturale prelevato dalla rete di trasporto nazionale e successivamente reimpresso nella rete in funzione delle richieste del mercato.

Lo stoccaggio di gas naturale è finalizzato a garantire il mantenimento di riserve "strategiche" da utilizzare per fronteggiare situazioni eccezionali.

Attualmente in Italia esistono **10 campi di stoccaggio di gas naturale**, per una **capacità complessiva di 16 miliardi di metri cubi**. In Italia i campi di stoccaggio sono costituiti esclusivamente da giacimenti a gas in via di esaurimento. Questa scelta è dettata dalle caratteristiche geologiche del Paese e dal fatto che l'esaurirsi di alcuni giacimenti ha messo a disposizione strutture adatte a essere convertite a campi di stoccaggio.

Ruolo del GNL

Per quanto riguarda il **gas naturale liquefatto (GNL)**, come sottolineato dalla Commissione, potrebbe fornire un grande contributo in termini di diversificazione delle fonti. Sul piano delle infrastrutture, tuttavia, la distribuzione sul territorio dell'Unione non è ottimale e spesso i terminal sono sotto utilizzati. Occorre, pertanto, costruire nuovi terminal laddove sono mancanti o migliorare quelli esistenti. I punti d'azione elaborati dalla Strategia della Commissione in materia prevedono il sostegno ai gruppi di alto livello che hanno individuato alcuni progetti prioritari nell'Europa centrale e sud-orientale (CESEC), nel Baltico (BEMIT) e nell'Europa sud-occidentale, con l'invito agli Stati membri ad accelerare l'adozione di decisioni finali su di essi. Dovranno, inoltre, essere intensificate le analisi dei costi/benefici al fine di determinare quali terminal GNL e quali ulteriori interconnessioni siano da preferire. Per quanto concerne i finanziamenti, la Commissione europea dovrebbe garantire che i promotori dei progetti siano a conoscenza delle possibilità offerte dai fondi europei, ad esempio il FEIS.

Reti TEN-E

Con la decisione 1364/2006/Ce relativa alle **reti transeuropee nel settore dell'energia (TEN-E)** sono stati definiti una serie orientamenti volti a garantire,

tra l'altro, la diversificazione delle fonti e una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento mediante il rafforzamento delle relazioni con i paesi terzi (dei bacini del Mediterraneo, del Mar Nero e del Mar Caspio, delle regioni del Medio Oriente e del Golfo persico). Sono state definite le seguenti priorità d'azione per reti del gas e dell'elettricità: sviluppo delle reti dell'energia e soluzione di problemi dovuti a strozzature e collegamenti mancanti; creazione di reti nelle regioni insulari, isolate e periferiche e ultraperiferiche per favorire la diversificazione delle fonti; garanzia dell'interoperatività delle reti elettriche; sviluppo delle reti del gas naturale e garanzia dell'interoperatività delle relative reti con i paesi candidati, quelli in fase di adesione e i paesi terzi. Le priorità si sono state tradotte in una serie **progetti ammissibili al finanziamento dell'UE** - progetti di interesse comune, progetti prioritari e progetti di interesse europeo - nell'ambito dei quali, nel periodo 2007-2013 sono stati destinati 155 milioni di euro. L'aggiornamento delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture di rilevanza europea richiederanno investimenti dell'ordine di 140 miliardi per le reti dell'elettricità e di **70 miliardi per le reti di gas**.

Per il periodo 2014-2020, nell'ambito del Meccanismo per Collegare l'Europa (CEF) l'Ue ha stanziato 5,35 miliardi di euro per promuovere lo sviluppo delle infrastrutture transeuropee. Anche il Fondo europeo per gli Investimenti strategici (FEIS), istituito nell'ambito del Piano Juncker per la crescita e gli investimenti, viene utilizzato per sostenere, tra gli altri, progetti relativi alle infrastrutture energetiche e alle interconnessioni elettriche.

Il Pacchetto "Unione dell'energia", al fine di rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, ha definito una Strategia individuando una serie di Progetti di interesse comune (PIC), 248 in tutto, di cui 52 riguardano le interconnessioni elettriche. L'elenco è stato aggiornato nel novembre 2015 e comprende 195 progetti di cui 108 riguardanti le reti elettriche e **77 le reti del gas**. Per i progetti legati all'energia elettrica saranno necessari 105 miliardi di euro, di cui 35 miliardi per le interconnessioni.

Per favorire gli investimenti in questo settore l'Unione europea utilizza una serie di strumenti, tra cui, oltre al Meccanismo per collegare l'Europa e al Feis, anche il programma energetico europeo per la ripresa (EEPR), elaborato a seguito della crisi economica, nell'ambito del quale sono stati individuati alcuni progetti di interconnessione e sono stati spesi circa 650 milioni di euro per le interconnessioni elettriche. Nell'ambito del Fondo europeo e di sviluppo regionale (FESR) ne saranno stanziati circa 2 miliardi.

Per quanto concerne l'**Italia**, in base al primo rapporto della Commissione Ue sulla realizzazione della sua Strategia (in cui viene analizzata la situazione in ogni Paese e rivista la lista 2013 dei progetti prioritari d'interesse comune-PCI), nonostante il dimezzamento dei progetti prioritari che la riguardano, essa resta al centro della strategia Ue per l'Unione dell'energia sul fronte delle interconnessioni

elettriche, ma soprattutto su quello del gas, dato il "ruolo importante nella **creazione di un hub mediterraneo**".

Per quanto riguarda segnatamente il **gas**, uno dei progetti PIC prevede la costruzione di un gasdotto che colleghi l'Algeria all'Italia, via Sardegna (cosiddetto **gasdotto Galsi**). Nell'ambito del corridoio meridionale per il gas – una delle priorità della politica energetica dell'UE -, la **TAP (Trans Adriatic Pipeline)**, che dovrebbe trasportare il gas azero dal confine turco all'Italia meridionale attraverso Grecia e Albania, dovrebbe partire nel 2016 nonostante la forte opposizione delle autorità locali.

Gli **altri progetti prioritari** nella lista UE sono il Poseidon (Grecia-Italia), l'Adriatica, il Galsi (Algeria-Italia), il gasdotto Italia-Malta con il rigassificatore di Gela e il *reverse flow* con la Svizzera al Passo Gries. Sono stati eliminati, invece, il gasdotto Omisalj-Casal Borsetti con la Croazia, il terminale Lng Adriatico settentrionale e il collegamento Gorizia/Sempeter-Vodice con la Slovenia e quello Haiming/Ueberackern-Tarvisio con Austria/Germania. Gli altri progetti prioritari sulla lista aggiornata, invariati rispetto a quella del 2013, riguardano l'espansione della capacità dell'oleodotto Tal (Italia-Germania) tra Trieste e Ingolstadt, e per le *smart grid* il Green-Me Mediterraneo settentrionale con la Francia.

IL CONTENUTO DELLA PROPOSTA DI REGOLAMENTO

La proposta di regolamento in esame **abroga** il [regolamento \(Ue\) n. 994/2010](#) concernente la stessa materia, rispetto al quale **intende migliorare le azioni di prevenzione e di mitigazione**.

Ad avviso della Commissione europea, **il citato regolamento ha avuto un impatto positivo** considerevole sulla sicurezza nell'Unione in termini sia di prevenzione che di gestione dell'emergenza: gli Stati membri sono più attrezzati a far fronte ad una crisi di fornitura in quanto sono tenuti a redigere piani di prevenzione e di emergenza e devono conformarsi ad una serie di obblighi in ordine alla capacità delle infrastrutture e alla fornitura del gas. Tuttavia, la **relazione dell'ottobre 2014** sull'attuazione del regolamento ha evidenziato **aspetti** della normativa **suscettibili di miglioramenti**, nell'ottica di rafforzare ulteriormente la sicurezza dell'approvvigionamento.

Si può osservare che la proposta di regolamento corrisponde in larga parte al testo vigente sia sotto il profilo formale - salvo l'intento di razionalizzare la materia mediante una diversa successione degli articoli - sia per quanto riguarda il contenuto degli stessi articoli, che in larga parte viene riprodotto con limitate modifiche. Le novità più rilevanti sul piano sostanziale costituiscono, infatti, una parte residuale rispetto all'impianto complessivo. La Commissione europea, ciononostante, ha preferito una sostituzione integrale a modifiche puntuali della normativa vigente.

I più importanti elementi di novità prospettati si possono così riassumere:

- si propone il **passaggio da un approccio meramente nazionale ad un approccio che assume a riferimento anche una dimensione regionale**, nel predisporre le misure di sicurezza degli approvvigionamenti;
- si introduce un **principio di solidarietà** in base al quale i paesi confinanti contribuiranno ad assicurare le forniture di gas ai clienti protetti;
- vengono definiti gli obblighi in materia di **capacità bidirezionale** delle infrastrutture;
- si **rafforza la cooperazione con i paesi vicini**, che saranno coinvolti nell'assicurare una prevenzione e una gestione più efficaci delle crisi energetiche ai confini con l'UE;
- si propongono un **miglior accesso all'informazione** e misure in materia di **trasparenza per alcuni contratti** rilevanti per la sicurezza degli approvvigionamenti, che dovranno essere notificati dalle compagnie di gas naturale alla Commissione europea e agli Stati membri al momento della stipula o delle modifiche.

Le principali
novità

Più in dettaglio, di seguito vengono illustrate soltanto le disposizioni di nuova introduzione.

All'**articolo 2**, tra le definizioni, viene introdotta quella di "**servizio sociale essenziale**", inteso come il servizio di assistenza sanitaria, di emergenza o di sicurezza.

I clienti protetti

Viene invece confermata la definizione di **cliente protetto** per cui si intende il cliente civile collegato ad una rete di distribuzione del gas e che può comprendere:

Le PMI

- la **piccola o media impresa o un servizio sociale essenziale** se tali imprese o servizi rappresentano insieme al massimo il 20% del consumo totale annuo finale dello Stato membro;

- l'**impianto di teleriscaldamento**, nella misura in cui serve i clienti civili o le imprese o i servizi di cui sopra, se non può essere alimentato anche da altri combustibili.

In merito, si evidenzia che il nuovo testo non modifica la disposizione vigente che consente discrezionalmente agli Stati membri di includere anche le PMI tra i clienti protetti. A tali imprese, tuttavia, non si applicherebbero le disposizioni in materia di solidarietà, che sono circoscritte alle famiglie, ai servizi essenziali e agli impianti di teleriscaldamento.

Va segnalato che, mentre il testo vigente **impegnava gli Stati membri a notificare alla Commissione** entro il 3 dicembre 2011 se intendessero includere nella categoria dei clienti protetti anche le piccole e medie imprese e gli impianti di teleriscaldamento, nel nuovo testo (**articolo 5**, paragrafo 1) si prevede che, entro il **31 marzo 2017**, gli Stati membri notifichino alla Commissione, oltre alle rispettive definizioni di clienti protetti, anche **i volumi di consumo annuo di gas dei clienti protetti e la percentuale del consumo totale annuo finale di gas che rappresentano nello Stato membro.**

La previsione dell'obbligo di comunicare i volumi di consumo sembra giustificarsi in relazione al principio di solidarietà sancito dal nuovo testo, ed è finalizzata a monitorare il volume dei consumi dei clienti protetti, stante l'obbligo di garantirne comunque la fornitura.

Composizione delle regioni

All'**articolo 3**, in materia di **responsabilità della sicurezza dell'approvvigionamento di gas** - condivisa tra imprese di gas naturale, Stati membri e Commissione europea - sono previsti i **criteri per la composizione delle regioni ai fini della cooperazione regionale:**

- prossimità geografica;
- interconnessioni esistenti e in programmazione, capacità d'interconnessione tra Stati membri, schemi di fornitura;

- possibilità di aggregare le risorse e bilanciare i rischi per la sicurezza;
- sviluppo e maturità del mercato;
- numero gestibile di Stati membri in ciascuna regione;
- strutture di cooperazione regionale esistenti.

L'elenco delle regioni con la relativa composizione è riportato nell'allegato I. È peraltro previsto che la **Commissione tramite atti delegati** possa **modificare detto allegato** se la situazione giustifica il cambiamento.

Modifiche delle regioni



L'Italia rientrerebbe nella **regione sudorientale** insieme a **Austria, Croazia, Ungheria e Slovenia**. A giudizio della Commissione, la configurazione proposta per la maggior parte delle regioni (corridoio meridionale del gas, regione centro-orientale, regione sudorientale, mercato energetico del Baltico I e II) è dettata dallo schema di fornitura in caso di perturbazione delle importazioni dalla Russia.

Secondo la Commissione, la configurazione delle regioni proposta è il modo migliore per assicurare la fornitura del gas in caso di emergenza: essa poggia sulle strutture di cooperazione regionale esistenti istituite dagli Stati membri e dalla Commissione, in particolare i **gruppi regionali** istituiti a norma del regolamento (UE) n. 347/2013 sugli orientamenti per le reti energetiche transeuropee (TEN-E).

Tuttavia, considerato che la proposta di regolamento in esame e il regolamento TEN-E hanno obiettivi diversi, la dimensione e la composizione dei gruppi regionali sono state modificate.

In base al regime TEN-E l'Italia è inserita nell'ambito dei seguenti **corridoi prioritari del gas**:

- **interconnessioni del gas nord-sud nell'Europa occidentale** («NSI West Gas»), insieme a Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna;
- **interconnessioni del gas nord-sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale** («NSI East Gas»), insieme a Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia, Germania, Grecia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria;
- **corridoio meridionale del gas** (Southern Gas Corridor, «SGC»), insieme a Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia, Francia, Germania, Grecia, Polonia, Repubblica ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Per definire i gruppi regionali, la Commissione ha tenuto conto degli schemi di fornitura, delle interconnessioni in essere e in programmazione, della capacità d'interconnessione tra Stati membri, dello sviluppo e della maturità del mercato, delle strutture di cooperazione regionale esistenti. La Commissione ritiene, inoltre, che il numero di Stati membri per regione debba essere limitato per rendere attuabili le disposizioni.

Al riguardo, appare opportuno acquisire la valutazione del Governo sulla nuova regione di collocazione del nostro Paese, vale a dire sui possibili vantaggi o svantaggi che possono derivarne rispetto ad altre eventuali configurazioni. Nel documento del Governo (elaborato dal Ministero dello sviluppo economico e trasmesso ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge n. 234 del 2012) si richiama, in particolare, la mancata considerazione nel gruppo regionale nel

quale verrebbe inserita l'Italia anche della Svizzera, attraverso la quale passano importanti rotte di approvvigionamento, come il transit gas.

Si segnala che il Parlamento austriaco con un parere motivato ha contestato la nuova ripartizione in regioni che, a suo giudizio, viola il principio di sussidiarietà perché dovrebbe spettare ai singoli Stati decidere di quale regione far parte.

L'**articolo 4** concerne la **norma di infrastruttura** (attuale articolo 6), che prevede che ciascuno Stato membro provveda ad adottare le misure necessarie affinché, in caso di **perturbazione dell'infrastruttura singola principale del gas**, la capacità tecnica delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area. Inoltre, lo stesso articolo stabilisce che i **gestori dei sistemi di trasporto** dispongano una **capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni (capacità bidirezionale)** su tutti gli interconnettori tra Stati membri, finalizzata a garantire la reciproca assistenza in caso di necessità.

Capacità
bidirezionale

Con la garanzia della bidirezionalità si intende rafforzare l'efficacia delle misure volte a garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti. In sostanza, si tratta di fare in modo che i flussi possano procedere in entrambe le direzioni: tale obiettivo sarà tanto più efficacemente realizzato se potrà interessare tutti i Paesi coinvolti nelle infrastrutture.

La proposta **modifica la procedura**, di cui all'articolo 7 del testo vigente, **per dotare l'interconnettore della capacità bidirezionale permanente o per potenziarla**, oppure per ottenere o prorogare un'esenzione da tale obbligo. La nuova procedura è contenuta nell'allegato III alla proposta di regolamento.

Per rafforzare l'efficacia della bidirezionalità, si stabilisce che la decisione di dotare un interconnettore di una capacità bidirezionale, di potenziarne una esistente o di ottenere un'esenzione, venga adottata previa consultazione di tutti gli Stati che si trovano lungo il corridoio di approvvigionamento del gas, della Commissione europea e dell'ACER (Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia). Le proposte dovranno essere presentate entro il 1° dicembre 2018 per tutti gli interconnettori esistenti alla data di entrata in vigore del regolamento.

L'**articolo 5** riguarda la **norma di fornitura** (sostanzialmente corrispondente all'attuale articolo 8: Norma in materia di approvvigionamento) e prevede che l'autorità competente di uno Stato membro prescriva alle imprese di gas naturale di adottare misure per assicurare ai clienti protetti dello Stato membro la fornitura di gas nei seguenti casi:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni;
- un periodo di almeno trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata;
- un periodo di almeno trenta giorni in caso di perturbazione della infrastruttura singola principale del gas in condizioni invernali medie.

È previsto, inoltre, che gli Stati membri possano conformarsi all'obbligo di cui sopra **sostituendo il gas con un'altra fonte di energia nella misura in cui rappresenti lo stesso livello di sicurezza.**

Valutazione
del rischio

In materia di **valutazione del rischio**, di cui all'**articolo 6** (attuale articolo 9), in linea con la scelta di potenziare la dimensione regionale, la proposta, modificando il testo vigente, prevede che le autorità competenti di ciascuna **regione** elaborino **congiuntamente** una valutazione **a livello regionale** di tutti i rischi cui è soggetta la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Detta valutazione tiene conto dei rischi legati a catastrofi naturali e rischi tecnologici, commerciali, finanziari, sociali, politici e di altro tipo.

La formula N-1

Come già previsto dal regolamento vigente, la valutazione del rischio illustra il **calcolo della formula N-1¹** (che descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione a livello nazionale) e contiene il calcolo della formula N-1 a livello regionale. Una novità introdotta prevede che il calcolo della formula N-1 a livello nazionale sia corredato di una **simulazione della perturbazione dell'infrastruttura singola principale**, ottenuta con un modello idraulico, e del calcolo della formula N-1, tenendo conto del livello di stoccaggio di gas al 30% e al 100% della capacità totale.

Lo stesso **articolo 6**, come già previsto della normativa vigente, prevede che la valutazione del rischio sia effettuata prevedendo diversi scenari di domanda del gas eccezionalmente elevata e perturbazione della fornitura, tenendo conto dei precedenti, della probabilità, della stagione, della frequenza e della durata di tali eventi, e valutandone le probabili conseguenze. Rispetto al testo vigente, introduce degli **esempi**, ossia:

- perturbazione dell'infrastruttura pertinente alla sicurezza dell'approvvigionamento, segnatamente l'infrastruttura di trasporto, gli impianti di stoccaggio, i terminali di GNL, l'infrastruttura principale individuata per il calcolo della formula N-1;
- perturbazione delle forniture dai paesi terzi e, ove opportuno, rischi geopolitici.

¹ La regola N-1 si basa sull'esempio del settore elettrico e obbliga gli Stati membri che dipendano da un unico gasdotto di importazione, stoccaggio sotterraneo o altro tipo di infrastruttura essenziale, ad assicurare che nei giorni di clima particolarmente freddo la domanda possa essere soddisfatta anche in caso di interruzione dell'infrastruttura principale. La regola N-1 deve essere rispettata dal 3 dicembre 2014 ed è possibile soddisfarla anche a livello regionale nel caso in cui gli Stati membri stabiliscano una valutazione comune dei rischi, un'azione preventiva e un piano di emergenza comune.

Si può in proposito osservare che il testo della proposta non sembra contemplare esplicitamente tra i fattori che possono determinare discontinuità nelle forniture e nella circolazione del gas, anche l'eventualità di attentati terroristici.

Inoltre, la proposta in esame prevede che **le autorità competenti di ciascuna regione concordino un meccanismo di cooperazione** per procedere alla valutazione del rischio entro la scadenza del **1° settembre 2018**. La **Commissione** può svolgere un ruolo di **facilitatore** nel processo di preparazione della valutazione del rischio: se in una regione le autorità competenti non raggiungono un accordo sul meccanismo di cooperazione, la Commissione può proporre un meccanismo di cooperazione. Un anno prima del termine di notifica della valutazione del rischio, ciascuna autorità competente è chiamata a condividere e aggiornare tutti i dati nazionali necessari per preparare la valutazione del rischio.

L'obbligo di cooperazione

In proposito, il documento trasmesso dal Governo (elaborato dal Ministero dello sviluppo economico ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge n. 234 del 2012) rileva che la previsione in termini di obbligatorietà della cooperazione con le conseguenze che ne possono derivare in termini di eventuale "taglio della domanda del settore termoelettrico a gas, dei consumatori industriali e di una parte dei consumatori civili non domestici", costituisce un elemento problematico suscettibile di pregiudicare l'interesse nazionale.

La valutazione del rischio deve essere redatta secondo un apposito **modello**, di cui all'allegato IV alla proposta di regolamento. La valutazione del rischio, una volta approvata dagli Stati membri della regione, è notificata alla Commissione entro il 1° settembre 2018 ed è **aggiornata ogni quattro anni - in luogo degli attuali due anni** - a meno che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti.

In proposito, si tratta di capire se la diversa cadenza temporale non possa pregiudicare la tempestività di eventuali adattamenti, anche in considerazione della ragionevole evoluzione degli scenari e dei mercati.

Infine, è previsto che entro il 1° novembre 2017 l'**ENTSOG** (European Network of Transmission System Operators for Gas) proceda ad una **simulazione di scenari di perturbazione** della fornitura e dell'infrastruttura a livello unionale.

Gli scenari sono definiti dall'ENTSOG in consultazione con il gruppo di coordinamento del gas, mentre le autorità competenti mettono a disposizione dell'ENTSOG i dati necessari alle simulazioni (valori di picco della domanda, capacità di produzione e misure sul versante della domanda). Le autorità competenti tengono conto dei risultati delle simulazioni nella preparazione della valutazione del rischio, dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza. La simulazione degli scenari è aggiornata ogni quattro anni, salvo che le circostanze richiedano aggiornamenti più frequenti.

L'**articolo 7** (attuale articolo 4) riguarda la **definizione dei piani di azione preventivi e dei piani di emergenza**. La proposta in esame prevede che le autorità competenti degli Stati membri di ciascuna **regione**, previa consultazione delle parti interessate (imprese di gas naturale, organizzazioni dei clienti civili e industriali, autorità nazionali di regolamentazione), definiscono di comune accordo:

- un **piano d'azione preventivo** per eliminare o mitigare i rischi individuati nella **regione**, compresi quelli di dimensioni puramente nazionali, conformemente alla valutazione del rischio;
- un **piano di emergenza** per eliminare o mitigare l'impatto di una perturbazione della fornitura di gas nella **regione**, compresi gli eventi di dimensioni puramente nazionali.

Se le misure riguardano **rischi di dimensioni puramente nazionali**, esse sono sviluppate da ciascuna autorità competente della regione e inserite nei piani regionali. Le misure nazionali non devono, però, ostacolare l'efficacia delle misure a livello regionale.

Per l'elaborazione dei piani è previsto un procedimento analogo a quello descritto per la valutazione del rischio, relativamente al **meccanismo di cooperazione** e al **ruolo di facilitatore** che può essere svolto dalla **Commissione**. Come la valutazione del rischio, anche i suddetti piani devono essere sviluppati secondo **appositi modelli**, di cui all'allegato V alla proposta di regolamento.

Infine, è previsto che i piani d'azione preventivi e i piani d'emergenza siano adottati da tutti gli Stati membri della regione, resi pubblici e notificati alla Commissione entro il **1° marzo 2019**.

Le norme successive prevedono una **definizione meno dettagliata** delle fasi del procedimento di esame dei piani da parte della Commissione, alla quale vengono anche conferiti maggiori poteri. In particolare, entro **quattro mesi** dalla notifica (non più entro tre mesi), la Commissione esamina i piani tenendo debitamente conto anche della **valutazione tra pari**, oltre che dei pareri espressi in sede di gruppo di coordinamento del gas (anche per la valutazione tra pari è prevista un'apposita procedura, di cui all'allegato VI).

La Commissione può **raccomandare** alle autorità competenti della regione di **riesaminare i piani** (tra le motivazioni sono aggiunti i rischi di distorcere la concorrenza o ostacolare il funzionamento del mercato interno del gas). Entro tre mesi, le autorità competenti possono notificare alla Commissione il piano modificato ovvero, in caso di disaccordo con le raccomandazioni, ne illustrano i motivi alla Commissione. In tal caso la **Commissione**, entro tre mesi, **può decidere di imporre la modifica del piano** in questione. In sostanza, si realizza un notevole **rafforzamento dei poteri della Commissione**, atteso che il

procedimento vigente si limita a prevedere che il parere della Commissione è tenuto nella massima considerazione dall'autorità competente.

Per quanto riguarda il **contenuto del piano d'azione preventivo** di cui all'**articolo 8** (attuale articolo 5), la proposta in esame dispone che esso riporti, oltre al contenuto già previsto dal regolamento vigente, anche:

- la definizione di **clienti protetti** in ciascuno Stato membro della regione, comprese le informazioni sui relativi volumi di consumo annui e la percentuale del consumo totale annuo finale che rappresentano nello Stato membro;
- informazioni sull'**impatto economico**, l'efficienza e l'efficacia delle misure contenute nel piano;
- la descrizione degli **effetti** delle misure contenute nel piano **sul funzionamento del mercato interno** dell'energia e sui mercati nazionali;
- la descrizione dell'**impatto delle misure sull'ambiente e i consumatori**.

Le nuove norme, inoltre, obbligano gli **Stati membri** ad effettuare una **valutazione d'impatto** - di cui è definito il contenuto minimo - di tutte le misure preventive non di mercato che devono essere adottate dopo l'entrata in vigore del presente regolamento. La valutazione d'impatto e le misure adottate sono pubblicate dall'autorità competente e notificate alla Commissione, che, entro quattro mesi, può richiedere agli Stati membri di modificarle. In alcuni casi, la Commissione può imporre la modifica o la revoca di una misura (se rischia di distorcere il mercato interno dell'Unione o lo sviluppo del mercato nazionale del gas; se non è necessaria né proporzionale; se rischia di compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri). La misura adottata entra in vigore solo una volta approvata dalla Commissione o modificata secondo la decisione della Commissione.

Valutazione
d'impatto

Al riguardo, potrebbe risultare opportuno acquisire l'avviso del Governo sulla sostenibilità degli adempimenti posti a carico degli Stati membri. Lo stesso Governo, nel documento trasmesso ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge n. 234 del 2012, fa riferimento ai possibili aggravii amministrativi relativi agli obblighi di comunicazione e agli scambi di informazioni delle imprese importatrici, ivi compresi gli obblighi di comunicare alla Commissione dati sensibili sui contratti di approvvigionamento.

Il piano d'azione preventivo deve essere aggiornato **ogni quattro anni, in luogo degli attuali due**, a decorrere dal 1° marzo 2019, a meno che le circostanze o la Commissione chiedano aggiornamenti più frequenti.

Per quanto riguarda il **contenuto del piano di emergenza**, di cui all'**articolo 9** (attuale articolo 10), la proposta di regolamento stabilisce, in aggiunta al contenuto di cui alla normativa vigente, che il piano descrive:

- le modalità tecniche o giuridiche disposte per evitare l'indebito consumo di gas dei consumatori non protetti;
- le modalità tecniche e finanziarie disposte per applicare gli obblighi di solidarietà.

Il piano di emergenza è **aggiornato ogni quattro anni** – in luogo degli attuali due - a decorrere dal 1° marzo 2019, salvo che le circostanze o la Commissione chiedano aggiornamenti più frequenti.

Infine, si prevede che il piano di emergenza **preservi l'accesso transfrontaliero alle infrastrutture**², nella misura del possibile sotto il profilo tecnico e della sicurezza in caso di emergenza, **senza introdurre misure che limitano indebitamente il flusso transfrontaliero di gas.**

Le norme relative alla **dichiarazione dello stato di crisi, di cui all'articolo 10**, paragrafo 1 (attuale paragrafo 3), e quelle relative alle **risposte all'emergenza a livello regionale e dell'Unione, di cui all'articolo 11** restano sostanzialmente inalterate.

Si segnala che nel documento trasmesso dal Governo (elaborato dal Ministero dello sviluppo economico) ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge 234 del 2012, si evidenzia, quale profilo di criticità, l'attribuzione alla Commissione europea piuttosto che agli Stati membri di decisioni chiave citando, in particolare, il caso della possibilità, da parte della Commissione, di dichiarare un'emergenza regionale, che ridurrebbe le possibilità per i singoli Stati membri di porre in essere le misure di contrasto ritenute opportune.

Un'importante novità è introdotta dall'**articolo 12**, che introduce il principio di **solidarietà**, in base al quale, se uno Stato membro applica una **norma di fornitura più elevata**, che può ridurre i flussi di gas da un paese all'altro, compromettendo l'approvvigionamento in uno Stato membro confinante, in caso di emergenza **la fornitura più elevata deve essere ricondotta al livello che garantisce il servizio a tutti i clienti protetti**. In particolare, qualora uno Stato membro dichiari lo **stato di emergenza**, la norma prevede che, finché non sia assicurata la fornitura ai clienti protetti (clienti civili, servizi sociali essenziali e impianti di teleriscaldamento negli altri Stati membri direttamente collegati allo Stato membro in stato di emergenza), **la fornitura ai clienti non protetti non proseguirà per poter approvvigionare i clienti protetti**. Il gas non fornito ai clienti non protetti sarà inviato allo Stato membro in stato di emergenza per approvvigionare i clienti protetti, in base a modalità tecniche, giuridiche e finanziarie concordate tra gli Stati membri. Tale misura si applicherà dal **1° marzo 2019**.

² in conformità al regolamento (CE) n. 715/2009

Per quanto riguarda lo **scambio di informazioni (articolo 13)**, la proposta aumenta il numero delle informazioni contrattuali che le imprese di gas devono trasmettere all'**autorità competente (i volumi di gas minimi giornalieri, mensili e annui e le condizioni di sospensione delle forniture di gas)** e alla **Commissione europea**. In particolare, andranno trasmessi all'autorità competente e alla Commissione **i contratti di fornitura di gas della durata superiore ad un anno che, individualmente o cumulativamente, coprono il 40% del mercato nazionale**. Inoltre, in circostanze debitamente giustificate, se vi è motivo di ritenere che un contratto possa compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento di uno Stato membro, di una regione o dell'Unione, l'autorità competente che opera nello Stato membro in cui l'impresa ha concluso il contratto, oppure la Commissione europea, può chiedere all'impresa di trasmettere il contratto al fine di valutarne l'impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

L'**articolo 14**, concernente il **Gruppo di coordinamento del gas** (di cui all'attuale articolo 12), resta sostanzialmente immutato. Il Gruppo svolge funzioni di consulenza per la Commissione, ai fini del coordinamento delle misure di sicurezza dell'approvvigionamento, e monitora l'adeguatezza e l'opportunità delle misure adottate.

L'**articolo 15** riguarda le relazioni tra le parti contraenti della **Comunità dell'energia**³ e gli Stati membri dell'Unione. La norma fa riferimento a disposizioni specifiche della proposta di regolamento (quadro di riferimento per la valutazione del rischio, prevenzione dei rischi e adozione di misure di emergenza) che assoggettano gli Stati membri dell'Unione a **obblighi di carattere transfrontaliero nei confronti delle parti contraenti della Comunità dell'energia**, sulla base di un'apposita procedura (un atto congiunto emanato nell'ambito della Comunità dell'energia che adotta e integra il regolamento nella Comunità dell'energia e introduce obblighi di reciprocità in capo alle parti contraenti della Comunità dell'energia nelle relazioni con gli Stati membri). I suddetti obblighi troveranno applicazione solo in seguito a una **decisione della Commissione**.

La proposta in esame modifica parzialmente l'**articolo 14**, relativo al **monitoraggio della Commissione**. In particolare, si prevede che la Commissione monitori **continuamente** le misure di sicurezza

³ Il trattato che istituisce la Comunità dell'energia crea un mercato integrato dell'energia (elettricità e gas) tra l'UE e le parti contraenti. Sono membri della Comunità dell'energia l'UE, l'Albania, la Bosnia-Erzegovina, l'ex Repubblica iugoslava di Macedonia, il Montenegro, la Serbia e la Missione di amministrazione temporanea delle Nazioni Unite nel Kosovo, in applicazione della risoluzione 1244 del Consiglio di sicurezza delle Nazioni Unite. Peraltro, uno o più paesi membri dell'UE possono partecipare alla Comunità dell'energia su richiesta del Consiglio ministeriale. Paesi terzi possono essere accettati come osservatori.

dell'approvvigionamento del gas e ne riferisca regolarmente al gruppo di coordinamento del gas.

Qualora lo ritenga opportuno, la Commissione formula **conclusioni** su possibili strumenti per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento e **riferisce al Parlamento europeo e al Consiglio** sull'applicazione del provvedimento in esame, includendo anche raccomandazioni finalizzate al suo miglioramento.

L'**articolo 18**, infine, conferisce alla Commissione il potere di adottare **atti delegati** per un periodo **indeterminato, revocabile** in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio.

In merito, si osserva che l'ambito delle questioni su cui la Commissione può esercitare la delega è molto ampio perché verte su un serie di disposizioni non secondarie (configurazione delle regioni, valutazione del rischio, piani preventivi e di emergenza). Occorre, pertanto, valutare l'opportunità di una limitazione dei poteri di delega conferiti alla Commissione sia nel contenuto che nei tempi.

Base giuridica

La base giuridica del regolamento è individuata nell'articolo 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), concernente la politica dell'Unione nel settore dell'energia, intesa, ai sensi dello stesso articolo, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, a:

- garantire il funzionamento del mercato dell'energia;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione;
- promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili;
- promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

Sussidiarietà (per la competenza non esclusiva)

Ad avviso della Commissione, la crescente interconnessione dei mercati del gas nell'Unione e l'"approccio per corridoi", concepito per poter invertire i flussi negli interconnettori, richiedono **misure coordinate**. Senza coordinamento, le misure nazionali di sicurezza dell'approvvigionamento possono andare a scapito di altri Stati membri o compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento a livello di Unione. Situazioni come l'ondata di freddo del 2012 e la prova di stress del 2014 hanno dimostrato l'importanza della messa in campo di azioni coordinate e della solidarietà. L'azione a livello di Unione potrebbe, inoltre, essere necessaria in determinate situazioni (emergenza a livello unionale e regionale) in cui la sicurezza dell'approvvigionamento nell'Unione non può essere conseguita in misura sufficiente dai soli Stati membri ma può, a motivo della portata o degli effetti dell'azione, essere conseguita meglio a livello di Unione.

Proporzionalità

Secondo la Commissione, la proposta di regolamento non propone un'armonizzazione piena, ossia l'imposizione di tutte le misure a livello di Unione. Il rafforzamento della cooperazione regionale, imperniato su alcune norme stabilite a livello di Unione, sarebbe necessario per affrontare in modo soddisfacente le carenze dell'attuale sistema (valutazione nazionale dei rischi e piani nazionali) e consentirebbe di risolvere i problemi a livello regionale senza introdurre prescrizioni superflue. L'approccio proposto nel progetto di regolamento sarebbe, pertanto, proporzionato.

Per quanto riguarda la scelta dello strumento, secondo la Commissione, poiché l'atto giuridico proposto è inteso a migliorare e rafforzare le misure e le procedure previste dall'attuale regolamento, lo strumento adatto è il regolamento.

Valutazione d'impatto

Il comitato per la valutazione d'impatto ha emesso un parere favorevole il 16 dicembre 2015. In particolare, è stato valutato l'impatto di quattro opzioni strategiche:

- rafforzamento dell'attuazione e norme non vincolanti,
- migliore coordinamento e soluzioni *ad hoc*,
- migliore coordinamento accompagnato da alcuni principi/norme definiti a livello dell'Unione,
- piena armonizzazione.

L'opzione prescelta è stata la terza, in quanto considerata la migliore sotto il profilo dell'efficacia e dell'efficienza. Nella valutazione d'impatto sono stati considerati i seguenti effetti.

- **costi e impatto sui prezzi:** l'impatto complessivo su costi e prezzi è considerato molto limitato, tenuto conto che alcune misure sono concepite proprio al fine di evitare costi inutili e sfruttare le sinergie. Nel complesso, in base alla valutazione, **dovrebbero ridursi i costi per tutti i consumatori**, mentre misure come le valutazioni regionali dei rischi, i piani regionali o le disposizioni relative ai contratti non dovrebbero comportare un aumento significativo dei costi, malgrado un **aumento degli oneri amministrativi**. Gli strumenti che potrebbero influire di più sui costi sono il perfezionamento dei calcoli della norma N-1 e gli obblighi di inversione del flusso. Una formula N-1 perfezionata potrebbe comportare maggiori investimenti, che dovrebbero tuttavia basarsi su una valutazione dello Stato membro interessato e su un quadro più preciso della capacità reale;
- **impatto sui consumatori e le PMI:** l'opzione prescelta dovrebbe essere favorevole sia per gli operatori del mercato sia per i consumatori, attraverso un aumento della trasparenza e dell'efficienza dei costi di

conformità. Le piccole e medie imprese continuerebbero ad essere considerate "clienti protetti" a discrezione dei singoli Stati membri, con la principale differenza che non sarebbero protette dal principio di solidarietà.

In linea generale, il documento predisposto dal Governo sottolinea che la proposta di regolamento della Commissione ha suscitato diffuse perplessità da parte di quasi tutti gli Stati membri, con l'unica eccezione della Polonia. Le perplessità "hanno riguardato essenzialmente i temi della cooperazione regionale, solidarietà, scambio di informazioni (trasparenza) e standard di approvvigionamento. In particolare, su tali temi la delegazione italiana ha presentato un non paper congiunto con le delegazioni di Francia, Germania, Austria e Belgio che, insieme all'Italia, costituirebbero una minoranza di blocco in grado di non far passare la proposta. La Presidenza olandese ritiene di chiudere il suo semestre con un progress report che faccia stato della situazione del negoziato, eventualmente facendolo seguire anche da un dibattito politico al Consiglio dei Ministri dell'energia in programma per il 6 luglio 2016, e rimandare quindi il dossier alla successiva Presidenza slovacca".

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS

(A CURA DEL SERVIZIO STUDI)

Quadro normativo nazionale

In Italia gli **atti legislativi** e i **documenti strategici** principali inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento del gas sono:

- il decreto legislativo n. 164/2000;
- il decreto legislativo n. 93/2011, con i relativi decreti ministeriali di attuazione;
- la **Strategia energetica nazionale (SEN)**;
- il **Piano di azione preventivo**;
- il **Piano di emergenza e monitoraggio** della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale;
- gli **scenari decennali** relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale.

Inoltre, in materia opera il **Regolamento (UE) n. 994/2010** del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

I **soggetti istituzionali** con funzioni di indirizzo, programmazione e regolazione sono:

- Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche del Dipartimento per l'energia del **Ministero dello Sviluppo Economico**;
- AEEGSI **Autorità per l'energia elettrica e il gas e il sistema idrico**;
- **Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio**.

Inoltre sono coinvolti altri attori tra cui:

- la società **Snam Rete Gas S.p.A**, come impresa maggiore di trasporto;
- la società **Stogit S.p.A**, come impresa maggiore di stoccaggio;
- **TERNA S.p.A.**, come società cui fa capo l'attività di dispacciamento dell'energia elettrica, in conformità a quanto previsto dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, in tema di unificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale di trasmissione.

I piani di emergenza e prevenzione

Il [Regolamento della Commissione Europea n. 994 del 2010](#), concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale prevede, tra gli altri obblighi, che ogni Stato Membro dell'Unione Europea rediga, con periodici aggiornamenti, **tre documenti** utili a descriverne i **rischi dei sistemi nazionali** del gas naturale, ad attuare precauzioni affinché il rischio sia mitigato e a gestire situazioni di crisi.

Questi documenti sono la “valutazione del rischio” (*risk assessment*), il “piano di azione preventivo” (*preventive action plan*) ed il “piano di emergenza” (*emergency plan*).

Il piano di azione preventivo

Il Piano di azione preventivo è predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, avvalendosi del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio e comunicato successivamente alla Commissione europea (articolo 8, commi 1 e 2, del D.lgs. n. 93/2011).

La disposizione è stata attuata con il [D.M 19/04/2013](#).

Il Piano contiene:

- a) i risultati della valutazione del rischio;
- b) le misure, i volumi, le capacità e le tempistiche necessari per il rispetto delle norme in materia di infrastrutture e approvvigionamento incluso, ove opportuno, il limite fino al quale le misure a livello di domanda possono compensare adeguatamente, in maniera tempestiva, un'interruzione dell'approvvigionamento, l'identificazione della principale infrastruttura del gas e di ogni altra norma relativa all'aumento di fornitura;
- c) gli obblighi delle imprese di gas naturale e di altri organismi del caso, anche per il funzionamento sicuro del sistema del gas;
- d) le altre misure di prevenzione, quali quelle relative alla necessità di rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti e la possibilità, se opportuno, di diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento per affrontare i rischi individuati, al fine di mantenere nella maggiore misura possibile l'approvvigionamento di gas di tutti i clienti;
- e) i meccanismi da utilizzare, ove opportuno, per la cooperazione con altri Stati membri ai fini della formulazione e dell'attuazione dei piani comuni d'azione preventivi e dei piani comuni di emergenza;
- f) le informazioni riguardanti le interconnessioni esistenti e future, incluse quelle che forniscono l'accesso alla rete del gas dell'Unione Europea, i flussi transfrontalieri, l'accesso transfrontaliero alle strutture di stoccaggio e la capacità fisica di trasporto del gas in entrambe le direzioni («capacità bidirezionale»), in particolare in caso di emergenza;
- g) le informazioni riguardanti tutti gli obblighi di servizio pubblico che si riferiscono alla sicurezza di approvvigionamento del gas.

In concreto nel Piano sono stati definiti **6 scenari**: 3 scenari principali di crisi e 3 versioni aggravate degli scenari stessi (scenari “stressati”).

Ogni scenario è costruito su una differente macro categoria di rischio (politica, economica, eventi naturali). I rischi di natura tecnica sono invece considerati nello scenario caratterizzato da rischi di carattere naturale.

Il **primo scenario** è uno scenario di crisi geo-politica che considera il rischio di nuove proteste e scontri nei paesi del **Nord Africa, ovvero Algeria e Libia**, dai

quali l'Italia importa gas naturale. Si considera il maggior impatto ipotizzabile di tale rischio, ovvero la completa interruzione delle importazioni via gasdotto attraverso il **Greenstream** e il **Transmed**. All'interno di questo scenario si è poi considerato anche un rischio economico, ovvero la diversa destinazione delle navi metaniere GNL verso paesi con prezzi più elevati, dovuto all'instabilità e alla volatilità dei prezzi, effetto di un contesto geo-politico agitato. Tale rischio porta alla perdita della capacità di rigassificazione dei terminali GNL italiani non oggetto di contratti di lungo periodo, ovvero la capacità spot.

Il **secondo scenario** è uno scenario che considera la crisi dovuta al contemporaneo accadimento di rischi dovuti ad **eventi naturali estremi**. Nel dettaglio si considera l'**azzeramento** della capacità del **gasdotto TAG** provocato dal **verificarsi di una frana**. In aggiunta si considera anche il verificarsi di **neviccate eccezionali nel Nord** del paese con conseguente **azzeramento** della **capacità di generazione da fotovoltaico distribuito**. Il verificarsi di tale rischio comporta la **necessità di sopperire alla mancata produzione fotovoltaica ricorrendo alla generazione termoelettrica alimentata a gas naturale**. È stato assunto, in via conservativa, che tutta la mancata produzione da fotovoltaico venga sostituita con generazione termoelettrica alimentata a gas. Ciò provoca un aumento della domanda di gas ed una ulteriore riduzione del rapporto offerta/domanda per la valutazione degli impatti. Infine si è considerato, all'interno di questo scenario, anche il **guasto tecnico al principale campo di stoccaggio**, che è **Fiume Trieste**, con conseguente azzeramento della capacità di erogazione.

Il **terzo scenario** è uno scenario di crisi che considera un particolare stress di origine economico-commerciale. In questo scenario si ipotizza il verificarsi di un'interruzione del gasdotto TAG dovuto ad una disputa commerciale tra **Russia e Ucraina** (come quella verificatasi nel 2009) con conseguente **blocco** delle forniture di **gas russo** verso l'Italia. In aggiunta si considera il rischio di alta volatilità ed instabilità dei prezzi del GNL che portano ad una diversa destinazione delle navi metaniere dirette ai rigassificatori italiani, non legate da contratti di lungo periodo.

Il piano di emergenza

Il Piano di emergenza è predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, avvalendosi del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio e comunicato successivamente alla Commissione europea (articolo 8, commi 1 e 2, del D.lgs. n. 93/2011).

La disposizione è stata attuata con il [D.M 19/04/2013](#).

Il Piano si fonda su 3 livelli di crisi :

- livello di preallarme (*early warning*) sussiste quando esistono informazioni concrete, serie ed affidabili secondo le quali può verificarsi un evento che

potrebbe deteriorare significativamente la situazione dell'approvvigionamento e che potrebbe far scattare il livello di allarme o il livello di emergenza;

- livello di allarme (*alert*) sussiste quando si verificano una riduzione o interruzione di una o più delle fonti di approvvigionamento o una domanda di gas eccezionalmente elevata, tali da deteriorare significativamente la situazione dell'approvvigionamento, ma alle quali il mercato è ancora in grado di far fronte senza dover ricorrere a misure diverse da quelle di mercato;

- livello di emergenza (*emergency*) consegue ad una domanda di gas eccezionalmente elevata o ad una interruzione significativa dell'approvvigionamento od altra alterazione significativa della situazione dell'approvvigionamento, nel caso in cui tutte le misure di mercato siano state attuate ma la fornitura di gas sia ancora insufficiente a soddisfare la domanda rimanente di gas e pertanto debbano essere introdotte misure diverse da quelle di mercato allo scopo di garantire l'approvvigionamento di gas ai clienti protetti.

La Strategia energetica nazionale (SEN)

La SEN è stata approvata con [decreto interministeriale dell'8 marzo 2013](#). Tra gli obiettivi della SEN è previsto il rafforzamento della **sicurezza degli approvvigionamenti**, soprattutto nel **settore del gas**, e la riduzione della dipendenza dall'estero. A tal fine, il documento di strategia identifica misure specifiche per lo sviluppo di un mercato competitivo del gas e di un *hub* sud-europeo. Gli interventi previsti sono costituiti dalla realizzazione di infrastrutture strategiche, ed in particolare di nuova capacità di stoccaggio e di terminali di GNL, e di altre infrastrutture di importazione.

Per quanto riguarda i gasdotti, la SEN intende promuovere l'apertura del Corridoio Sud per l'importazione di gas dall'area del Caspio verso l'Italia, attraverso il **progetto *Trans Adriatic Pipeline (TAP)***. Inoltre, la SEN intende facilitare lo sviluppo di nuove rotte di importazione, con particolare attenzione alle possibili evoluzioni del progetto GALSI dall'Algeria e nuovi progetti di importazione del gas dal bacino del Mediterraneo.

Per quanto riguarda la rigassificazione, la SEN prevede che sia necessario **realizzare un terminale di rigassificazione di capacità pari a 8-16 miliardi di metri cubi/anno** (8 miliardi di metri cubi/anno in presenza del TAP), in particolare per favorire l'accesso al mercato spot del GNL e ulteriormente aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane.

La SEN prevede, infine, la promozione della disponibilità di capacità di controflusso (virtuale e fisica) verso i mercati del Nord e Centro Europa.

Gli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas

L'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/2011, dispone che il **gestore della rete di trasporto** trasmetta annualmente al MiSE, alle Regioni e all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico (AEEGSI), previa consultazione con

le parti interessate, il **piano decennale di sviluppo della rete** contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la **sicurezza degli approvvigionamenti**, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente. L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una **capacità di trasporto bidirezionale continua** su tutte le **interconnessioni transfrontaliere** tra Stati membri, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e centro Europa attraverso il gasdotto Transigas in territorio svizzero.

Le modalità e i criteri per la redazione del piano sono disciplinate dal [decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 65 del 27 febbraio 2013](#), adottato dopo aver acquisito il parere favorevole dell'AEEGSI con deliberazione n. 300/2012/I/GAS. Tali criteri sono stati utilizzati per la predisposizione del **piano di sviluppo di Snam Rete Gas 2015-2024** che contiene la descrizione di tutte le misure per lo sviluppo del sistema, riporta le motivazioni alla base delle scelte pianificatorie, fornisce un'analisi costi/benefici e inquadra i progetti nel contesto degli altri sviluppi europei.

Principali infrastrutture di trasporto del gas in Italia e in Europa

Al 31 dicembre 2014 la rete nazionale di gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.559 chilometri. La rete di trasporto regionale si estende invece per 22.780 chilometri. **Snam Rete Gas** è il principale operatore di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della **quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia**, con oltre 32.300 chilometri di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 94% dell'intero sistema di trasporto).

La figura 8 indica l'**infrastruttura di rete** sia nazionale che regionale. Inoltre sono individuati anche i terminali di rigassificazione, i centri di dispacciamento, le centrali di compressione e, infine, i terminali marittimi.

FIGURA 8: SNAM RETE GAS - INFRASTRUTTURA DI RETE

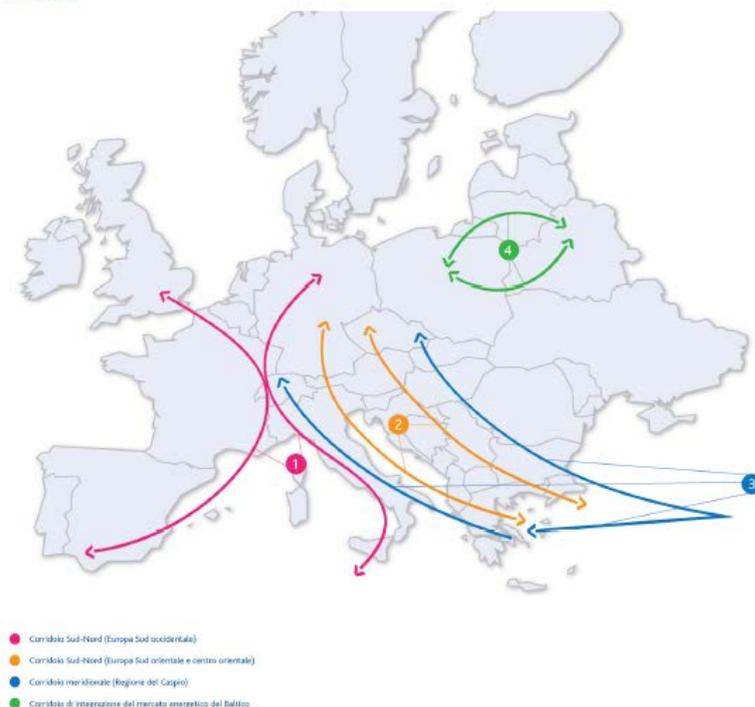


La **figura 12** indica le priorità dell'Europa- indicate nel [Regolamento 2013/347/UE](#) del Parlamento europeo e del Consiglio - in materia di **infrastrutture energetiche transeuropee**.

Vengono individuati quattro corridoi gas prioritari:

1. Interconnessione Nord - Sud in Europa Occidentale ("NSI West Gas");
2. Interconnessione Nord - Sud in Europa Centro-Orientale e Sud-Orientale ("NSI East Gas");
3. Corridoio Sud ("SGC");
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas").

FIGURA 12: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE
(Fonte: Snam su Commissione Europea)



Il Regolamento 2013/347/UE ha inoltre definito la **formazione di un gruppo di collaborazione regionale** per ciascun corridoio.

L'**Italia** è coinvolta in **tre Gruppi** regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC).

Il Regolamento individua altresì i **Progetti di Interesse Comune (PIC)**. I PIC, per il settore gas, sono identificati come quei progetti prioritari per l'effettiva realizzazione di un mercato unico europeo, che come tali possono beneficiare di procedure di autorizzazione rese più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio migliorato.

Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a **finanziamenti agevolati europei**.

Tra i PIC che riguardano l'Italia si evidenziano il progetto di **flussi bidirezionali** transfrontalieri tra **Italia e Svizzera**, al punto di interconnessione di **Passo Gries**, e la **Linea Adriatica**.

Tutti i PIC trovano una trattazione nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSOE, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

La **tabella 19** elenca i progetti di interesse comune in cui è coinvolta l'Italia.

TABELLA 19: PROGETTI DI INTERESSE COMUNE RIGUARDANTI L'ITALIA (fonte Commissione Europea)

PIC	Descrizione	Corridoio
Collegamento di Malta alla rete gas europea (gasdotto tra l'Italia (Gela) e unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU))	Nuovo gasdotto di 150 km da un FSRU off-shore (MT) alla Sicilia (IT) con 4,4 Mmc/g e 12 km da FSRU a Delimara (MT), con una capacità giornaliera di 1,1 Mmc/g	NSI West Gas
Gasdotto che collega Algeria e Italia (Sardegna) e Francia (Corsica) [attualmente noto come gasdotto Galsi e Cyréné]	Nuovo gasdotto transcontinentale tra Algeria e Italia via Sardegna con una capacità pari a 7,6 miliardi di mc/anno. Nuovo gasdotto di 300 km, con una capacità giornaliera di 3,15 Mmc/g che collega la Corsica al progetto Galsi.	NSI West Gas
Gasdotto Omišalj (HR) – Casal Borsetti (IT)	Nuovo gasdotto onshore con una lunghezza totale di 220 km (146 km fino al confine - parte HR e 74 km sul lato IT) e una capacità giornaliera di 46 Mmc/g	NSI East Gas
Interconnessione Slovenia - Italia (Gorizia (IT) / Šempeter (SI) - Vodice (SI))	Nuovo gasdotto onshore di 100 km, con una capacità giornaliera di 30,44 Mmc/g, costruita in 3 sezioni	NSI East Gas
Gasdotto Tauerngasleitung (TGL) tra Haiming (AT)/Überackern (DE) – Tarvisio (IT)	Nuovo gasdotto onshore con una lunghezza totale di circa 290 km attraverso le Alpi con una lunghezza approssimativa di 25 km. La capacità giornaliera in entrambe le direzioni di flusso sarà di massimo 31,2 Mmc/g.	NSI East Gas
Terminale GNL onshore nel Nord Adriatico	Nuovo terminale GNL nel Nord Adriatico con una capacità annua di erogazione di 8 miliardi di mc/anno e una capacità di stoccaggio di 280.000 mc. La posizione esatta del terminale sarà decisa dall'Italia, d'intesa con la Slovenia.	NSI East Gas
Trans-Adriatic Pipeline (TAP)	Nuovo gasdotto onshore e offshore tra la Grecia/Turchia e Italia, con una lunghezza totale di 871 km e una capacità normale giornaliera di 27,1 Mmc/g e una capacità massima giornaliera di 30,1 Mmc/g.	SGC
Interconnector Turkey-Greece - Italy (ITGI)	Nuovo gasdotto onshore e offshore tra Grecia e Italia, con una lunghezza totale di 823 km e una capacità giornaliera di 2,2 Mmc/g a Komotini (Grecia), 0,55 in Grecia occidentale e 27,4 a Otranto (Italia).	SGC

Esame presso altri Parlamenti nazionali

Sulla base dei dati forniti dal sito IPEX, l'esame dell'atto risulta **concluso** da parte di: Austria, Lituania, Portogallo e Spagna, mentre è stato **avviato** ed è in corso da parte di: Belgio, Croazia, Repubblica Ceca, Finlandia, Germania, Irlanda, Polonia, Romania, Svezia, Paesi Bassi e Regno Unito.