

**Codice procedura**  
**4638**

Spettabile  
M.A.T.T.M.  
Ministero dell'ambiente e della Tutela  
del Territorio e del Mare  
Divisione II - Sistemi di Valutazione Ambientale  
PEC:  
[dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it](mailto:dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it)  
[MATTM@pec.minambiente.it](mailto:MATTM@pec.minambiente.it)

COMMISSIONE TECNICA  
di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS  
PEC: [ctva@pec.minambiente.it](mailto:ctva@pec.minambiente.it)

Si trasmettono in allegato le osservazioni nell'ambito del procedimento di V.I.A. relativo al  
**'PROGETTO: CENTRALE DI BRINDISI – IMPIANTO DI PRODUZIONE CON MOTORI A  
GAS.'**

Brindisi, 12 Luglio 2019

Legambiente Brindisi  
Il Presidente  
*Dottor Teodoro Marinazzo*

CENTRALE TERMOELETTRICA DI BRINDISI NORD

**VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE**

PROGETTO

'CENTRALE DI BRINDISI:

IMPIANTO DI PRODUZIONE CON MOTORI A GAS'

(Codice procedura 4638)

**OSSERVAZIONI**

DI:

**CENTRO TURISTICO GIOVANILE**

**FORUM AMBIENTE SALUTE E SVILUPPO**

**FRIDAY FOR FUTURE**

**I.S.D.E. – MEDICI PER L'AMBIENTE**

**ITALIA NOSTRA**

**LEGAMBIENTE**

**NO AL CARBONE**

**NO TAP BRINDISI**

**SALUTE PUBBLICA**

**WWF**

*Brindisi, 12 luglio 2019*

## **PREMESSA GENERALE**

La centrale termoelettrica Brindisi Nord, situata in un'area a ridosso del SIC di Fiume grande, è tuttora una ferita aperta nel Porto medio di Brindisi.

L'Impianto, che aveva una potenza nominale di 1280 Mw, ha visto il suo primo dei 4 gruppi entrare in esercizio nel 1968, ed è stato originariamente alimentato a olio combustibile prima della riconversione a carbone.

Nel corso degli anni, numerose sono state le controversie causate dall'impatto ambientale e sanitario della Centrale, come attestato dalle analisi dell'Istituto di Igiene e Profilassi (oggi ARPA), da ordinanze sindacali, da atti amministrativi e giudiziari concernenti il trasporto e lo smaltimento di ceneri.

Con la convenzione firmata dall'Enel e dalle Istituzioni nel 1996, si disponeva la chiusura di 2 gruppi e l'alimentazione a metano degli altri 2, fino alla loro chiusura prevista nel 2004.

Un decreto governativo del 2003, in contrasto con quanto disposto nella richiamata convenzione, confermò la chiusura dei 2 gruppi fermi dal 1999 e la prosecuzione dell'esercizio a carbone degli altri 2.

Il piano di smantellamento e bonifica dei gruppi 1 e 2, chiusi nel 1999, non ha avuto un percorso chiaro e formalmente corretto, tanto è vero che ancora oggi è da realizzare pienamente e la stessa cosa si può dire per i serbatoi.

I gruppi 3 e 4 hanno avuto una progressiva riduzione della potenza in esercizio, tanto è vero che nel 2011 la media della potenza in esercizio è stata pari a 160 Mw per ogni gruppo, mentre il rendimento è stato inferiore al 34%.

I gruppi 3 e 4 sono fermi dal 2012 e da allora, Edipower prima e poi A2A, hanno presentato fantasiosi e bocciati progetti riguardanti la combustione di CDR, di CSS, di ecoergite e, infine, di trattamento della frazione organica dei rifiuti solidi urbani.

Oggi, A2A presenta un progetto per la realizzazione di 8 motori endotermici per una potenza complessiva di 150 Mw, sulla base di una motivazione tecnicamente insostenibile: come sarà dettagliato in seguito è incredibile affermare che l'impianto debba immettere in rete la produzione di energia elettrica nel caso in cui vi sia una domanda di punta in rete, e ciò perché la Puglia esporta fuori regione già il 50% della sua produzione e ancora perché eventuali picchi di domanda verificabili in regioni ben distanti, richiederebbero una disponibilità vicina in rete e non al limite della dorsale

adriatica.

Il "Capacity market", a cui ci si riferisce per giustificare questa asserzione, senza dettagliare l'affidamento concordato, risponde a politiche e interessi aziendalistici e non a quelle politiche e direttive internazionali, europee e anche nazionali esaminate puntualmente nell'analisi di "contesto generale".

Nell'analisi di "contesto locale", si mettono invece a fuoco le ragioni per cui si ritengono non accettabili la proposta di A2A ed il relativo impatto territoriale.

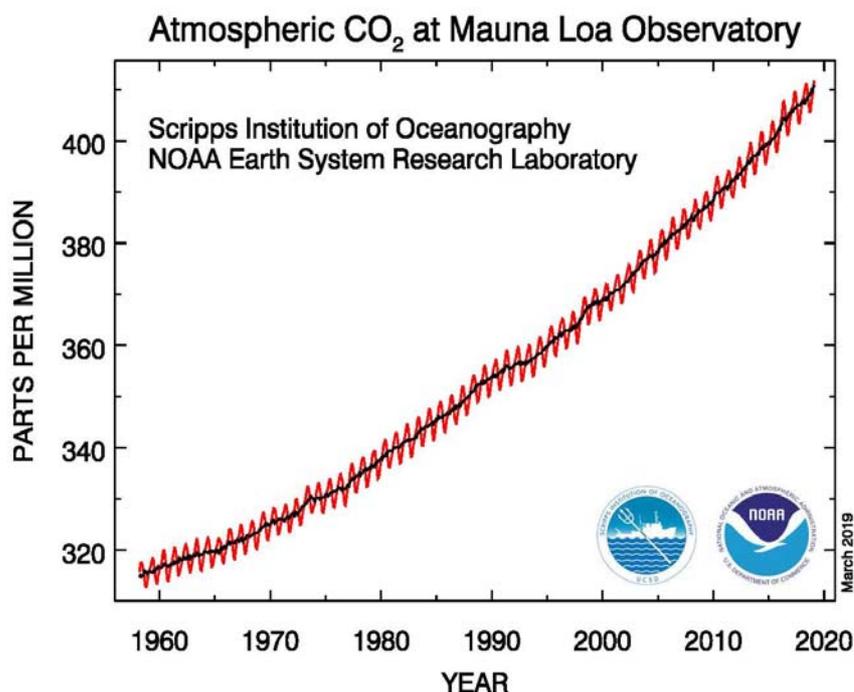
Da ultimo, viene delineato il quadro sanitario che porta a chiedere l'esecuzione della VIS, quale analisi preliminare ed eventualmente pregiudiziale rispetto alla VIA.

## ANALISI DI CONTESTO GENERALE

DIFFORMITA' DAL REGOLAMENTO UE 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO E DALLE DIRETTIVE COMUNITARIE IN TEMA DI LOTTA AI COMBIAMENTI CLIMATICI

Di fronte ai continui aumenti della CO<sub>2</sub> in atmosfera l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) nel Rapporto *"Riscaldamento Globale di 1,5°C"* dell'ottobre 2018 sostiene che per stabilizzare il clima ed evitare la catastrofe occorre dimezzare **il livello attuale delle emissioni di gas serra entro il 2030, rispetto al 2010, ed azzerarle entro il 2050.**

L'osservatorio atmosferico di NOAA <sup>1</sup>a Mauna ha registrato il 1° gennaio 2019 la quarta crescita annuale più alta nella concentrazione di CO<sub>2</sub> in 60 anni di tenuta dei registri (diagramma seguente), arrivando a 410 ppm.



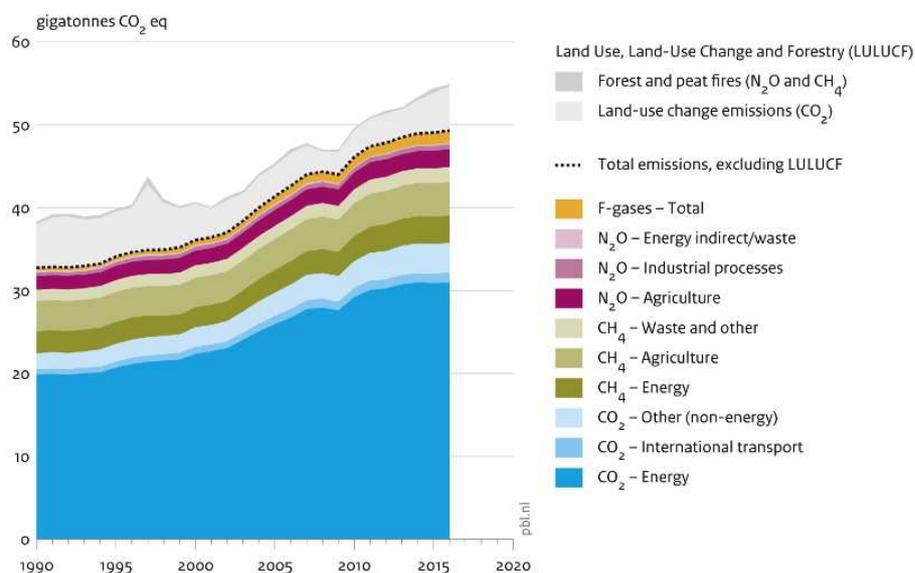
Invece di diminuire, le emissioni stanno aumentando (grafico seguente)<sup>2</sup>; dovremmo da subito tagliare le emissioni di gas serra a livello mondiale di oltre un miliardo di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, mentre abbiamo bisogno di un grande balzo delle fonti rinnovabili, che dovrebbero coprire tra il 70% e l'85% della domanda mondiale di

<sup>1</sup> Amministrazione nazionale oceanica e atmosferica, Dipartimento di commercio degli Stati Uniti

<sup>2</sup> Redazione QualEnergia, 29.09.2017

elettricità entro il 2050.

Global greenhouse gas emissions, per type of gas and source, including LULUCF



In questo quadro allarmante, il metano ha un duplice effetto negativo sui cambiamenti climatici; da un lato, le immissioni dirette in atmosfera di questo gas, che ha un effetto serra molte decine di volte superiore alla CO<sub>2</sub>, a seguito dell'estrazione e della manipolazione. Un recente studio del NOAA di Boulder (Colorado), pubblicato su *Science*<sup>3</sup>, viene considerato dagli esperti una delle stime più complete mai realizzate sugli impatti dell'industria petrolifera, basato su centinaia di rilevazioni. Lo studio si basa sulle emissioni di metano nella catena di approvvigionamento del 2015, che vengono stimate in 13±2 teragrammi, pari al 2,3% della produzione lorda degli Stati Uniti, valore superiore di circa il 60% rispetto alla stima dell'Agenzia per la protezione ambientale USA (EPA). **Le emissioni di metano in un orizzonte temporale di 20 anni produrrebbero effetti (forzature radiative) paragonabili alla CO<sub>2</sub> emessa dalla combustione del gas naturale, con impatto sul clima maggiore di quello provocato dalle emissioni di tutti gli impianti a carbone USA. Secondo questo studio le emissioni di metano prodotte dall'industria estrattiva negli ultimi due decenni avrebbero azzerato i benefici sul clima portati dalla conversione a metano degli impianti a carbone nello stesso periodo.** Una conclusione diromponente, che impone una revisione delle attuali politiche di "decarbonizzazione" in corso, compresa quella

<sup>3</sup> Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, di Ramon A. Alvarez, Daniel Zavala-Araiza, David R. Lyon, David T. Allen, Zachary R. Barkley, Adam R. Brondt e altri; *Science*, 13 luglio 2018, Vol. 361, Issue 6398, pagg. 186-188,

perseguita in Italia. Se le conclusioni dello studio si potessero estendere al nostro Paese, almeno come ordini di grandezza – il ch  appare del tutto verosimile – occorrerebbe rivedere sostanzialmente il contributo del gas naturale nella emissione di CO<sub>2</sub> in impianti di combustione. Se   vero che al gas naturale pu  essere assegnato un fattore di conversione in gas serra pari a 56 gCO<sub>2</sub>/MJ, a fronte dei 95 gCO<sub>2</sub>/MJ del carbone, occorre per  considerare che a tale fattore vanno sommati agli effetti dovuti alle emissioni dirette e fughe di gas da pozzi, condotte e installazioni estrattive, annullando praticamente – come sostiene il prestigioso studio americano citato – gli effetti positivi della sostituzione del carbone con il metano negli impianti di combustione.

I dati rilevati nella produzione nazionale di gas serra, come appresso riportato, confermano queste conclusioni. A prescindere dal tipo di calcolo degli effetti del metano e della sua combustione sulle emissioni di gas serra, resta il fatto inoppugnabile, come si argomenter  appresso, che la politica di sostituzione del carbone con gas nelle centrali termoelettriche nazionali sta contribuendo ad un aumento, invece che una diminuzione, delle emissioni di CO<sub>2</sub>, in palese violazione delle direttive comunitarie.

Il Parlamento europeo ed il Consiglio dell'Unione Europea hanno individuato come obiettivo fondamentale dell'Unione (vedasi Regolamento UE 2018/1999) quello di *"preservare, proteggere e migliorare la qualit  dell'ambiente e di promuovere l'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali, in particolare promuovendo l'efficienza energetica e i risparmi energetici e sviluppando nuove forme di energia rinnovabile."* Nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 il Consiglio Europeo ha approvato un quadro dell'UE al 2030 delle politiche per l'energia ed il clima, basato su 4 obiettivi, tra cui la riduzione di *almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990*, oltre a un contributo delle fonti rinnovabili al 32%; tale obiettivo   stato formalmente approvato dal Consiglio del 6.03.2015, quale contributo UE all'accordo di Parigi del 2015, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, ed   entrato in vigore il 4.11.2016;

L'accordo di Parigi ha reso pi  ambiziosi gli obiettivi relativi ai cambiamenti climatici, onde mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto di 2 C rispetto ai livelli preindustriali e limitare tale aumento a 1,5 C. In tale quadro assume rilevanza fondamentale limitare le emissioni di gas a effetto serra, tra cui la CO<sub>2</sub>, con uno scenario che prevede l'azzeramento delle emissioni nette dei gas ad effetto serra

entro il 2050. La Direttiva prevede quindi che *"l'Unione e gli Stati membri dovrebbero pertanto collaborare con i loro partner internazionali al fine di garantire che tutte le parti dell'accordo di Parigi mantengano un livello elevato di ambizione rispetto agli obiettivi a lungo termine stabiliti."* I piani nazionali integrati per l'energia ed il clima (di cui si tratterà in apposito paragrafo) dovrebbero quindi convergere in tale direzione.

Nell'Allegato V, parte 2, del Regolamento in esame, sono citati i *"gas ad effetto serra da prendere in considerazione"* in tema di emissioni di gas a effetto serra. Al primo posto il biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), gas che invece **non viene adeguatamente considerato nei suoi effetti globali nel progetto**; una carenza inaccettabile, che tra l'altro espone l'Italia, nel contesto di una politica energetica ancora nostalgicamente rivolta alle fonti fossili, ad una serie di possibili contestazioni in sede UE in relazione agli obblighi relativi alla comunicazione di dati sulle emissioni antropogeniche di gas a effetto serra (Allegato V del Regolamento). In particolare, ai sensi della citato Regolamento gli Stati membri sono tenuti a seguire le linee guida IPCC 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra, facendo riferimento allo specifico indicatore *"Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> di centrali termoelettriche pubbliche"* (Parte 3).

Le politiche energetiche messe in campo dall'Italia in tale quadro (il progetto in esame ne è un esempio emblematico), al di là di astratte enunciazioni di principio, appaiono insufficienti ai fini del raggiungimento degli obiettivi, mentre non mancano le contraddizioni.

InfluenceMap, organizzazione no-profit con base a Londra, ha pubblicato recentemente un rapporto su otto grandi associazioni industriali europee, tra cui Business Europe, di cui fa parte Confindustria, (che ha avuto uno dei punteggi peggiori in tema di lotta ai cambiamenti climatici), **rivelando come la maggior parte delle lobby dal 2015 ad oggi ha continuato ad opporsi agli obiettivi fissati in sede UE e negli accordi di Parigi sul clima.**

I risultati di tale politica sono evidenti. **Nel 2017 in Italia le emissioni di CO<sub>2</sub> (l'80% delle emissioni di gas a effetto serra della UE) sono aumentate del 3,2% rispetto al 2016, a fronte di un aumento medio dell'1,8% nella UE.**

Il Rapporto ISPRA 257/2017 *"Fattori di emissione atmosferica di CO<sub>2</sub> e altri gas a effetto serra nel settore elettrico"* (tabella seguente) mostra come il contributo del gas naturale alle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore termoelettrico in Italia abbia superato dal

2015 quello dei combustibili solidi, con 40,5 Mt CO<sub>2</sub> (43,2%), superamento confermato nel 2016 con 41,5 Mt (43,2%), e che complessivamente le emissioni nel settore siano aumentate negli ultimi anni (90,1 Mt nel 2014, 93,6 Mt nel 2015, 96 Mt nel 2016), pur in un contesto sostanzialmente stazionario dei consumi (301.880 Gwh nel 2017, 295.508 GWh nel 2016, 297.179 GWh nel 2015, 291.083 GWh nel 2014) e della produzione elettrica (totale produzione lorda 2017 295.830 GWh, di cui 200.305 Gwh da produzione termoelettrica tradizionale, e rispettivamente 289.768/199.429 GWh nel 2016, 282.994/192.053 GWh nel 2015, 279.828/176.171 GWh nel 2014 ).

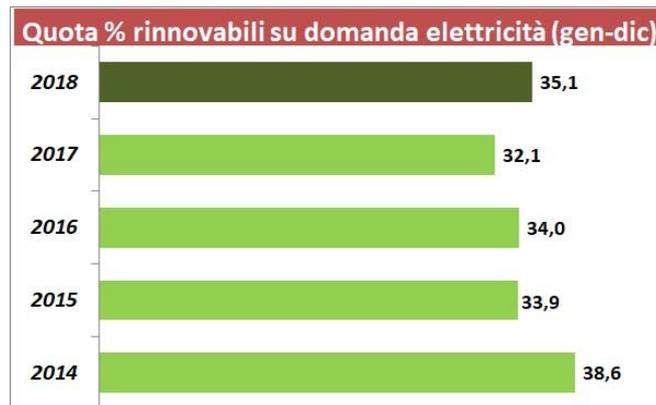
**Un aumento del 6,5% delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel biennio 2014-2016 nel settore termoelettrico, a fronte di un incremento dei consumi nello stesso periodo dell'1,5%, mostra, oltre alla inadeguata politica di copertura dei fabbisogni, ancora schiacciata sulle fonti fossili tradizionali e con efficienze limitate, anche una fallimentare strategia di contrasto ai cambiamenti climatici ed all'effetto serra: la sostituzione del carbone con il metano, insieme ad una scriteriata programmazione di nuove produzioni fossili, porta l'Italia ad aumentare le emissioni di CO<sub>2</sub> nel comparto.**

**Tabella 2.2 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile dal 1990. Stime preliminari per il 2016.**

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Mt CO <sub>2</sub>										
<b>Solidi</b>	28,1	20,8	22,4	39,9	35,3	39,1	42,4	39,8	38,1	38,9	39,9
<b>Gas naturale</b>	21,1	24,4	48,7	59,1	59,3	55,2	49,6	40,3	34,9	40,5	41,5
<b>Gas derivati</b>	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	8,8	7,4	5,4	5,5	3,6	3,6
<b>Prodotti petroliferi</b>	70,2	81,4	61,2	31,8	14,8	12,2	11,9	8,8	8,3	7,6	7,7
<b>Altri combustibili</b>	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,2	3,1	3,0	3,2	3,1	3,2
<b>Totale</b>	<b>126,2</b>	<b>133,2</b>	<b>139,2</b>	<b>143,8</b>	<b>120,2</b>	<b>118,5</b>	<b>114,5</b>	<b>97,3</b>	<b>90,1</b>	<b>93,6</b>	<b>96,0</b>

Rilevazioni più recenti confermano sostanzialmente questa “dissociazione” italiana tra obiettivi da raggiungere e risultati concreti. Nel 2018 le emissioni complessive di gas serra in Italia sono salite dello 0,2% rispetto al 2017, mentre le emissioni legate alla produzione di energia mostrano una modesta contrazione del 2,1%, dovuta in gran parte alla riduzione dei consumi. **E' evidente come la sostituzione del carbone con il gas non stia portando ai risultati richiesti dai drammatici cambiamenti climatici.**

Si noti che parallelamente in Italia, a causa di questa dissennata politica poco restia ad abbandonare con la dovuta determinazione le fonti fossili, il contributo delle nuove fonti rinnovabili alla domanda elettrica sta diminuendo (Fonte: Redazione QualEnergia, 1.02.2019).



Si tenga presente che nel 2018, il contributo globale delle FER è passato al 35,1% solo grazie al vigoroso incremento dell'idroelettrico, passato da 2.282 del 2017 a 3.576 GWh del 2018, mentre le variazioni di tutte le altre fonti pulite hanno avuto un segno meno (Fonte: Terna).

[GWh]	Dicembre 2018	Dicembre 2017	%18/17	Gen-Dic 18	Gen-Dic 17	%18/17
Idrica	3.576	2.282	56,7%	49.275	37.557	31,2%
Termica	16.315	17.966	-9,2%	185.048	200.305	-7,6%
<i>di cui Biomasse</i>	1.488	1.509	-1,5%	17.683	17.818	-0,8%
Geotermica	494	500	-1,2%	5.708	5.821	-1,9%
Eolica	1.910	2.257	-15,4%	17.318	17.565	-1,4%
Fotovoltaica	911	861	5,8%	22.887	24.017	-4,7%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>23.206</b>	<b>23.866</b>	<b>-2,8%</b>	<b>280.234</b>	<b>285.265</b>	<b>-1,8%</b>
Importazione	3.967	3.662	8,3%	47.179	42.895	10,0%
Esportazione	410	310	32,3%	3.270	5.134	-36,3%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.557</b>	<b>3.352</b>	<b>6,1%</b>	<b>43.909</b>	<b>37.761</b>	<b>16,3%</b>
Pompaggi	232	293	-20,8%	2.233	2.478	-9,9%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>26.531</b>	<b>26.926</b>	<b>-1,5%</b>	<b>321.910</b>	<b>320.548</b>	<b>0,4%</b>

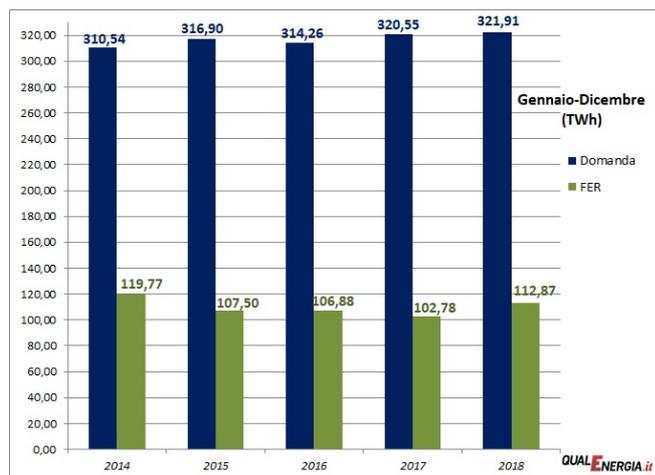
(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

L'Italia quindi, pur di fronte a ambiziosi obiettivi di contrasto all'effetto serra, che imporrebbero programmi coraggiosi e ambiziosi, **sta agendo di fatto contro le direttive europee**, incrementando le emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore termoelettrico e riducendo il contributo delle FER, penalizzate fortemente con lucida determinazione dagli indirizzi degli ultimi governi.

Per effetto di queste politiche il contributo assoluto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico registra nel 2018 un valore assai inferiore al 2014, a fronte di un aumento

stazionario o in leggero aumento del consumi elettrici <sup>4</sup>



**In particolare il progetto in questione, proponendo un massiccio ricorso al metano (275.000 kSm<sup>3</sup>/anno), pericoloso gas serra, ed in netta contrapposizione strategica con la promozione delle fonti rinnovabili, pur in presenza di scelte alternative più rispettose dell'ambiente nonché più vantaggiose per il sistema economico e per la spesso citata a sproposito "economia green", a parità di soddisfacimento dei consumi, come si vedrà appresso, si pone in un contesto di aperto contrasto alle direttive europee, che indicano invece l'esigenza di una transizione decisa e rapida alle fonti rinnovabili e l'abbandono urgente delle fonti fossili, metano compreso, ed espongono l'Italia a motivate contestazioni ufficiali per violazione degli indirizzi comunitari.**

#### **DIFFORMITA' DAL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)**

Questo importante documento di programmazione, strumento fondamentale delle politiche europee, attualmente in consultazione, dovrebbe vedere la versione definitiva entro fine 2019, come previsto dal Clean Energy Package europeo. Il Piano "identifica politiche e misure nazionali per ottemperare agli obiettivi vincolanti europei al 2030 in tema di energia e clima nell'ambito del "Quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima". Esso prevede al 2030 un contributo delle fonti rinnovabili del 30% sui consumi finali lordi di energia, una riduzione dei consumi di 9 Mtep ed un taglio dei gas serra per i settori non ETS (sistema di scambio delle quote di emissione) del 33% rispetto al 2005. Le nuove norme in materia di Effort Sharing e di ETS adottate dalla UE nel

<sup>4</sup> Fonte: Redazione QualEnergia, 1.02.2019.

corso del 2018 (Regolamento 2018/842/UE e Direttiva 2018/410/UE) pongono per l'Italia un obiettivo di riduzione delle emissioni soggette al regolamento Effort Sharing del 33% rispetto ai livelli del 2005, mentre rimane l'obiettivo di tutti i settori soggetti, comprese le industrie energetiche, **di riduzione delle emissioni del 43%**.

In questa prospettiva il Piano prevede:

- ulteriori 30 GW di fotovoltaico rispetto ai 20 GW già in esercizio, con *"impianti che utilizzano prioritariamente coperture dei fabbricati e aree a terra compromesse, in linea con gli obiettivi di riduzione del consumo di suolo"*;
- un *"importante sviluppo di sistemi di accumulo, ... sia di pompaggio idroelettrico che elettrochimici"*;
- una *"riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia da paesi terzi"*;
- un *"incremento di flessibilità del sistema energetico"*;
- la *"capacità di affrontare restrizioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte energetica"*.

Il Piano riporta correttamente diverse criticità legate agli obiettivi di *"decarbonizzazione dei settori di uso finale con la sostituzione di vettori energetici emissivi"*, con una tendenza in palese contrasto con le direttive comunitarie e nazionali; infatti:

- a fronte di consumi elettrici totali sostanzialmente stabili o in lieve diminuzione (295.508 GWh nel 2016, -0,5% rispetto al 2015), la produzione termoelettrica lorda tradizionale aumenta sensibilmente (192.053 GWh nel 2015, 199.429 GWh nel 2016, +3,8%) <sup>5</sup>; **il maggior incremento della produzione lorda nazionale nel 2016 rispetto all'anno precedente si è avuto proprio nella produzione termoelettrica da gas naturale (+15 TWh, +13,8%), che ha quasi bilanciato la ridotta produzione di energia elettrica da carbone (-17,6%);**
- la produzione fotovoltaica subisce uno stallo (-3,7% nel 2016 rispetto al 2015), frutto evidentemente delle politiche governative degli ultimi anni, fortemente compressive e penalizzanti nei confronti di questo settore in particolare; è di tutta evidenza che, salvo drastiche e per ora non percepibili

---

<sup>5</sup> Fonte: Terna, Bilanci energia elettrica 2016 e 2015)

inversioni di tendenza, **con l'attuale quadro normativo e di programmazione incerto, l'obiettivo di 50 GW al 2030 (ulteriori 2500-3000 MW all'anno) appare poco più di una chimera.**

Considerando i dati registrati negli ultimi anni, prima riportati, è di tutta evidenza come tali obiettivi richiederebbero programmi organici ed ambiziosi tesi da un lato alla maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, al momento pressoché assenti, se si prescinde da limitate e timide agevolazioni fiscali, dall'altro una forte azione di sostituzione dei combustibili fossili, metano compreso, che invece viene promosso quale ipotetico e fuorviante "combustibile di transizione".

**E' similmente evidente come il progetto in esame , contribuendo ad una inefficace ed inadeguata campagna nazionale di sostituzione del carbone con gas naturale, si porrebbe in contrasto con gli obiettivi del PNIEC.**

#### **DIFFORMITA' DALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)**

Per valutare questa criticità del progetto proposto occorre un rapido allargamento d'orizzonte alla più generale politica energetica nazionale attuale, in cui la proposta in esame si pone nella sua drammatica coerenza a pieno titolo.

Molti documenti ufficiali di enti governativi e di operatori nel campo delle energie fossili enfatizzano, in documenti di programmazione così come in singole proposte, le caratteristiche di "non programmabilità" e perfino di scarsa "affidabilità" delle centrali alimentate da fonti rinnovabili. In realtà sarebbe facile dimostrare che tali produzioni, soprattutto se inserite in un modello distribuito, sono intrinsecamente più affidabili delle più complesse ed instabili centrali termoelettriche; basti pensare che un impianto fotovoltaico anche di grande taglia, **non ha organi meccanici in movimento**. Sulla elasticità della produzione non vi sono dubbi in merito alla risposta delle produzioni rinnovabili, aventi inerzie e procedure di modulazione della potenza intrinsecamente più semplici. La non programmabilità resta un limite, ma a ben vedere parziale e provvisorio, cui si può reagire sostanzialmente con due strategie diverse:

- 1) continuare a lamentare ed enfatizzare i limiti delle produzioni rinnovabili, ma senza adeguati investimenti nel settore finalizzati a coprire tali carenze, e investendo invece ancora sulle fonti fossili; in questa direzione sta andando, in contrasto con fondamentali direttive europee, l'attuale politica nazionale; addirittura per giustificare il mantenimento e la realizzazione di centrali a fonti fossili si ricorre oggi al "capacity market", disperato ed estremo tentativo di

rivitalizzare insediamenti energetiche ormai agonizzanti e che solo la pressione di potenti lobby sulla volontà politica mantiene in vita;

2) puntare con decisione – con un programma coordinato ed organico che investa la ricerca, gli investimenti, la politica industriale – all'evoluzione tecnologica ed economica delle fonti rinnovabili, unico vero futuro dell'energia, in cui oggi siamo drammaticamente in ritardo e dipendenti dall'importazione da altri paesi, sviluppando le tecnologie in grado di rendere più continua e programmabile la produzione rinnovabile.

Solo due esempi delle direzioni da prendere:

- le moderne batterie al litio, in grado di offrire 8.000-10.000 cicli di scarica con garanzia sul prodotto di 10 anni, possono dare un livello di autoconsumo energetico ad utenze residenziali e non fino all'80-90%, con tempi di ritorno dell'investimento vantaggiosi e notevole affidabilità; opportunità tecnologica ignorata nelle scelte energetiche nazionali, con la lodevole eccezione di qualche regione che ha introdotto forme di incentivazione in merito;

- le più evolute tecnologie di accumulo in centrali termodinamiche di grande taglia possono rendere questi impianti programmabili più o meno come quelli a fonte fossile, accelerando fortemente l'obsolescenza di questi ultimi.

Il progetto in esame, in un contesto generale di stagnazione delle produzioni rinnovabili e di introduzione di meccanismi come il "*capacity market*", presenta diverse criticità e incongruenze:

- rende improbabile il raggiungimento degli obiettivi nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili del 55% al 2030 per le rinnovabili elettriche e 28% sui consumi complessivi <sup>6</sup>;
- allontana le prospettive di "*integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti*" <sup>7</sup> e di "*realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture ed impianti, **anche riconvertendo gli attuali siti con un piano***"

---

<sup>6</sup> SEN, pag 13

<sup>7</sup> SEN, pag. 14

*concordato verso poli innovativi di produzione energetica* <sup>8</sup>; si allontanano con queste scelte altresì gli obiettivi di *"incrementare la capacità degli impianti di accumulo"* e di *"intervenire sulle reti per integrare le fonti rinnovabili e aumentare la resilienza"* <sup>9</sup>;

## IMPATTI NEGATIVI DELLE CENTRALI A METANO RICONOSCIUTI DAL PNIEC

Lo stesso Piano Integrato Nazionale Energia e Clima citato riconosce le possibili ricadute negative delle centrali termoelettriche a gas metano su alcune componenti ambientali. Nella Tabella sotto riportata dei *"Potenziali impatti ambientali tra le tecnologie implementate e vettori energetici in attuazione del PNIEC e Temi Ambientali Evoluzione fisica dei suoli e qualità dei suoli"* <sup>10</sup> si riconosce un *"rischio diretto"* (D) sul rischio di *"susceptibilità del suolo alla compattazione"* ed un *"rischio indiretto"* (I) sulla *"presenza di carbonio organico negli orizzonti superficiali dei suoli"*.

	Evoluzione fisica e biologica dei suoli			Qualità dei suoli	
	Desertificazione	Susceptibilità del suolo alla compattazione	Erosione idrica	Percentuale di carbonio organico presente negli orizzonti superficiali (30cm) dei suoli	Contenuto in metalli pesanti nei suoli
Solare fotovoltaico a terra	I			I	
Solare fotovoltaico sui tetti					
Solare a concentrazione	I			I	
Eolico	I				
Idroelettrico	I				
Mini-Idro	I				
Geotermico	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano con cogenerazione (CHP).	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano senza cogenerazione	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a carbone (con e senza la co-combustione con biomasse e rifiuti)	I	D/I	I	I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse solide e frazione rinnovabile dei rifiuti (con e senza CHP)	I	D/I	I	I	I
Impianti termoelettrici alimentati a rifiuti non rinnovabili (con e senza CHP)	I	D		I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D		I	
Motori endotermici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D			
Motori endotermici alimentati a biomasse liquide (con e senza CHP)	I	D			
Raffinerie tradizionali	I				I

<sup>8</sup> SEN, pag. 19

<sup>9</sup> SEN, pag. 20

<sup>10</sup> Rapporto preliminare ambientale, pag. 59

Tale riconoscimento, unito alla taglia della centrale in conversione, rende necessaria una valutazione di tali impatti più adeguata di quella proposta.

#### DIFFORMITA' DAL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE PUGLIA (PEAR)

Il Piano, adottato con Delibera di G.R. n. 827/2007, è attualmente in aggiornamento ai sensi della Legge Regionale 25/2012. Per l'esame della pianificazione regionale si prenderà come riferimento la versione adottata con Delibera di G.R. n. 1181/2015, che ha avviato anche la procedura di VAS, denominato "*Documento di Sintesi e Programmazione Preliminare – Aggiornamento ex DGR 1390/2017*", ripresa con Delibera di G.R. n. 1424/2018.

La politica di "decarbonizzazione" messa in atto dalla Regione Puglia non può essere letta come un incondizionato lasciapassare all'impiego del metano in sostituzione del carbone o in altri impieghi. Se è vero che la stessa Regione ha proposto una "*riformulazione del previsto layout del Gasdotto Transadriatico, per raggiungere le aree industriali di Brindisi e Taranto*", è vero anche che la stessa Regione ha contrastato e contrasta tuttora, anche nelle aule giudiziarie, il condotto Tap (procedimento penale n. 463/18 R.G.) e la proposta avanzata appare solo tesa a ridurre i danni di un'opera considerata dannosa ed inutile. Lo stesso Piano ammette che la proposta prima citata inizialmente avanzata "*si è poi evoluta verso una considerazione più ad ampio raggio con riguardo a più cicli produttivi, al contingentamento del comparto emissivo e degli impianti odorigeni, **al sostegno a formule di completa defossilizzazione***" <sup>11</sup>.

Al fini del conseguimento degli obiettivi nazionali e comunitari, la stessa produzione pugliese da fonti rinnovabili, decisamente confortante rispetto ad altre regioni, non deve essere considerata come un dato risolutivo; lo stesso PEAR ne prende atto laddove rileva che "*la tendenza al rialzo dei consumi finali energetici ed il freno alle FER elettriche dovuto al contingentamento degli incentivi, il freno alle autorizzazioni anche per limitare il consumo di suolo e per ridurre gli impatti cumulativi in territori già occupati, sono situazioni da sottoporre a particolare attenzione e da – nei limiti del possibile – governare affinché non determinino situazioni di penalizzazione del contributo regionale al conseguimento degli obiettivi 2020, che apparirebbero, alla luce degli sforzi fatti sulle rinnovabili elettriche, decisamente inaccettabili*".

In tema di controllo delle emissioni, il Piano nota che "*gli impegni della Regione*

---

<sup>11</sup> Regione Puglia, Delibera di G.R. n. 1424/2018 "Documento di sintesi e programmazione preliminare", paragrafo "Focus de carbonizzazione", pag. 13.

*Puglia assumono particolare rilievo in ragione della elevata quota di CO<sub>2</sub> prodotta, anche se gli impianti responsabili di tale produzione si inscrivono essenzialmente nelle competenze autorizzative degli organi statali (trattasi di impianti in AIA statale, come Enel Brindisi Sud e l'Ilva di Taranto)".* Infatti la sola Centrale Enel di Brindisi Sud è stata responsabile nel 2016 della emissioni di 8,3 Mt di CO<sub>2</sub> equivalente, attestandosi al 16° posto tra i maggiori responsabili di emissioni nell'UE tra gli impianti di combustione.

Il PEAR Puglia analizza quindi i singoli obiettivi posti, con relativi punti di forza e di debolezza (analisi SWOT). Tra le opportunità vengono citate <sup>12</sup> :

- la *"riduzione del ricorso a fonti fossili con conseguente maggiore risparmio risorse naturali consumabili (suolo e sottosuolo, riserve e giacimenti, fondali ed habitat marini)"*; questa considerazione va integrata con altre, pure contenute nella presente relazione, sulle criticità rilevate dal PNIEC in relazione alla qualità dei suoli ed al contenuto di carbonio negli strati superficiali dei suoli;
- la *"innovazione del comparto energetico-economico: decarbonizzazione e defossilizzazione dell'economia (es. maggiore penetrazione dell'idrogeno)"*.

Ciò evidentemente in palese contrasto con il progetto A2A in questione.

#### **DIFFORMITA' DALL'ART. 4, COMMA F, DELLA LEGGE 23 AGOSTO 2004 N. 239**

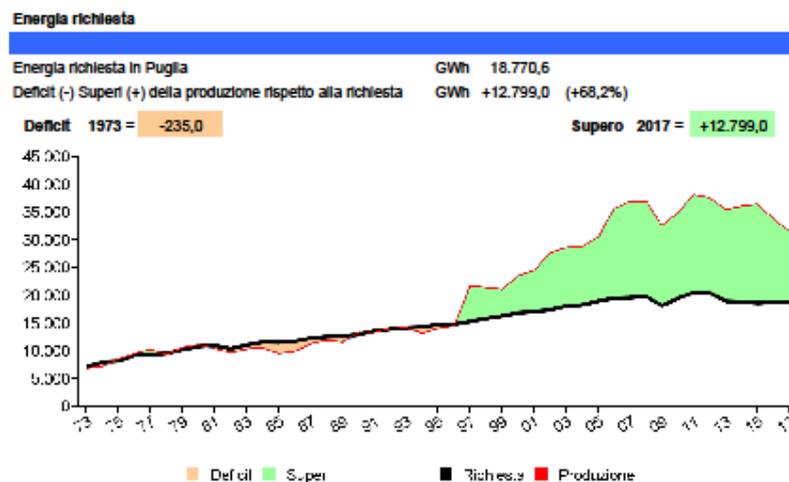
La norma, che prevede un *"adeguato equilibrio territoriale delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni ..."* è sostanzialmente disattesa.

Per dimostrare l'assunto analizziamo succintamente i dati disponibili. La Regione Puglia dispone di una produzione elettrica totale netta di 31.569 GWh, di cui 22.928 GWh da impianti termoelettrici tradizionali<sup>13</sup>. Il contributo alla produzione elettrica nazionale, pari a 285.265 GWh netti, di cui 200.305 GWh tradizionali, è pari all' 11.0/%. D'altro canto i consumi pugliesi sono ammontati nello stesso anno a 18.770 GWh, a fronte di 320.548 GWh a livello nazionale, pari quindi al 5,8%. L'esubero di produzione rispetto ai consumi in Puglia è di circa il 68% (Grafico seguente).

---

<sup>12</sup> PEAR Puglia: Documento di Sintesi e Programmazione Preliminare. Aggiornamento ex DGR 1390/2017.

<sup>13</sup> Terna: L'elettricità nelle Regioni, anno 2017



La nostra regione, in definitiva, si è connotata da anni come una generosa “centrale elettrica” per il centro-sud d’Italia, dietro alla sole Calabria e Molise, mentre spiccano tra gli altri i deficit di Marche (-56%) e Campania (-42%). **In altre parole, il nostro contributo alla produzione è notevolmente sproporzionato rispetto ai consumi, in contrasto con la norma citata, mentre il progetto proposto si inserisce a pieno titolo in questa politica scriteriata di sbilanciamento.**

Ma questo dato statistico appare ancor più contraddittorio ed inaccettabile nella sua logica se consideriamo anche gli impianti da fonti rinnovabili che, a fronte di una produzione nazionale totale di 285.265,7 GWh, di cui 17.565,3 eolici e 24.016,8 fotovoltaici, ammontano a livello regionale a 31.569,7 GWh (11%), di cui 4.925,5 GWh eolici (28%) e 3.711,4 fotovoltaici (15,4%). **Quindi, anche a seguito scelte regionali sbagliate, la nostra regione non solo conserva i non invidiabili primati in tema di produzioni fossili, con relativi pesanti impatti ambientali e sanitari, ma conferma e aggrava il suo ruolo neo-coloniale di servizio, facendosi carico degli impatti connessi con impianti di grande taglia alimentati da fonti rinnovabili, e destinando la produzione ad altre aree.**

Una corretta pianificazione suggerirebbe di dismettere decisamente le produzioni fossili, in un’ottica di bacino più rispettosa degli equilibri territoriali, puntando e rinnovando al contempo il comparto rinnovabili.

**La conversione di Brindisi Nord a metano lascerebbe invece solidamente ancorata la regione alle fonti fossili e contrasterebbe con basilari principi di pianificazione energetica:**

- la produzione di energia non può costituire un valore in sé, ma deve essere legata al soddisfacimento di corrispondenti consumi; la cosiddetta “leadership” della

Puglia nella produzione elettrica, spesso sbandierata a sproposito, è solo uno slogan propagandistico scevro da qualsivoglia fondamento di pianificazione energetica;

- occorre minimizzare il trasporto dell'energia dai luoghi di produzione ai centri di consumo; va promosso invece un modello decentrato con piccole centrali di produzione localizzate in prossimità delle utenze, in modo da ridurre le perdite di trasmissione.

### **DIFFORMITA' DALLA NORMATIVA SULL'IMPATTO ACUSTICO**

Il pur corposo studio di impatto acustico allegato al progetto in esame (Allegato B, *Valutazione previsionale di impatto acustico*) non è adeguato a parere degli scriventi a prevenire sensibili fenomeni di inquinamento sonoro nell'area circostante all'insediamento. Il Comune di Brindisi ha approvato con Delibere G.P. nn. 243/2011, 328/2011 e 56/2011 il Piano di zonizzazione acustica, comprendente per ciascuna zona i limiti di emissione assoluti e quelli differenziali. Il successivo ricorso al TAR di A2A (al tempo Edipower) ha annullato in parte alcune previsioni ad aree esterne alla centrale, lasciando la classificazione dell'area dell'impianto come "*Classe VI – esclusivamente industriale*", in cui le norme non prevedono la verifica dei limiti differenziali. Orbene, al calcolo previsionale proposto dal progetto A2A si contesta un duplice aspetto:

- 1) aver esteso impropriamente anche ad aree esterne alla centrale la classificazione di "area esclusivamente industriale", con conseguente impropria omissione della verifica dei limiti differenziali, pari a 5 dB(A) diurni e 3 dB(A) notturni, che spesso risultano ben più vincolanti di quelli assoluti in presenza di attività produttive;
- 2) aver limitato l'area di studio a quella specifica della centrale, con 6 postazioni di misura tutte poste al confine dell'insediamento (pag. 8/30), omettendo di estendere la verifica a punti di immissione sonora esterni allo stabilimento.

D'altronde la stessa Valutazione preliminare di cui sopra ammette, sia pure in modo sommario, la presenza di "*alcuni edifici adibiti ad uffici siti all'interno delle attività industriali limitrofe ed altri ...*". In realtà nelle zone limitrofe si ritrovano altre attività – artigianali, commerciali o comunque non industriali (es. motorizzazione civile), tali comunque da escludere la classificazione di "area esclusivamente industriale" – la cui vicinanza con l'insediamento in esame può comportare serie criticità relative all'impatto acustico, da valutare quindi attentamente.

## **ANALISI DI CONTESTO LOCALE**

A pag. 6 cap. 3 della Relazione Sintetica Non Tecnica di progetto è scritto che:

*'Il progetto proposto consentirà pertanto di: contribuire all'esigenza rilevata essere fondamentale dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN) di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili: il nuovo impianto sarà infatti in grado di andare a regime in breve tempo e di adattarsi repentinamente alle variazioni di richiesta di potenza della rete.'*

Le motivazioni addotte da A2A sono totalmente da rigettare, a cominciare dal riferimento al "Capacity market"

### **OSSERVAZIONI SUL MERCATO DI CAPACITÀ.**

Il capacity market (mercato della capacità) è uno schema del mercato elettrico che prevede una serie di misure volte a garantire la sicurezza del sistema e l'approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili per coprire le punte di carico in ogni area della rete ed evitare così dei blackout.

Il meccanismo del capacity market, oltre a mettere in campo diverse misure che assicurano la sicurezza del sistema e l'approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili, definisce anche una remunerazione dedicata a quegli impianti di generazione elettrica che si impegnano a mantenere e a mettere a disposizione del sistema, in caso di necessità, della capacità.

L'Unione Europea ha dato il via allo schema coordinato tra le nazioni per il mercato della capacità di produzione elettrica pensato per remunerare chi è disposto a tenere in stand-by centrali elettriche altrimenti diseconomiche, perché intervengano con gran rapidità in caso di bisogno.

A febbraio, la Commissione Europea ha approvato i nuovi meccanismi di regolazione delle capacità per sei stati membri: Belgio, Germania, Grecia, Polonia, Francia e Italia.

Belgio e Germania hanno scelto di incentivare le "riserve strategiche" di capacità: le riserve saranno temporanee, acquisite tramite periodiche gare d'appalto competitive, aperte a tutti i tipi di fornitori ed eliminate quando sarà risolto il relativo problema di approvvigionamento.

Francia e Grecia, intendono invece promuovere meccanismi di "gestione della domanda". Tali regimi pagano i consumatori affinché riducano il loro utilizzo di energia

nelle ore in cui vi è maggiore scarsità di produzione. Anche in questo caso le misure sono temporanee ed il sostegno sarà concesso tramite periodiche gare d'appalto.

Italia e Polonia, invece, hanno scelto i meccanismi di regolazione della capacità relativi all'intero mercato: sono aperti a tutti i tipi di fornitori di capacità, comprese la gestione della domanda, le capacità esistenti e nuove, nazionali ed estere.

Quindi si potrà pagare una centrale per la sua disponibilità a produrre energia elettrica o i grandi consumatori per la loro disponibilità a ridurre la domanda. A prescindere, ovviamente, che si verifichi davvero il bisogno di utilizzare quell'energia. Lo strumento è stato formulato affinché in futuro anche la capacità straniera possa partecipare alle gare. Gli aggiudicatari riceveranno un premio (in € / MW / anno, il cui valore risulta dalle aste) in cambio dell'impegno a fornire capacità 4 anni dopo l'asta (il cosiddetto periodo di pianificazione) per un periodo di 3 anni (il cosiddetto periodo di consegna).

I nuovi limiti si applicano anche alle centrali già esistenti, e prevedono che per partecipare al meccanismo gli impianti non emettano più di 550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica e di 350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kWh installato.

A giugno 2019, la Commissione europea ha dato l'ultimo via libera al mercato di capacità italiano, rispetto la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato, in cui si approvano anche i nuovi limiti emissivi per gli impianti partecipanti. Gli standard in questione, sono quelli definiti dal nuovo Regolamento UE sull'energia elettrica, parte del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", e da norma sarebbero divenuti obbligatori, per tutte le centrali fossili del capacity market, solo a partire dal 1° luglio 2025.

L'Italia ha tuttavia deciso di non beneficiare del periodo transitorio previsto dal regolamento comunitario, e applicare fin da subito tale tetto emissivo, impedendo, di fatto, agli impianti di generazione elettrica più inquinanti, come le centrali a carbone, di partecipare al mercato di capacità.

Terna, entro la fine dell'anno, metterà all'asta una certa capacità in un determinato intervallo temporale; a fronte di ogni MW di potenza impegnata, verrà riconosciuto un premio in euro per MW.

Il sistema dovrebbe quindi scongiurare i clienti finali contro il rischio di impennate dei prezzi dell'energia.

In linea teorica sono chiamati a partecipare al mercato di capacità tutti gli impianti che riescano a produrre energia elettrica, ma effettivamente così non è stato.

## **CRITICITÀ**

Il mercato di capacità, così come è stato concepito dal Ministero per lo sviluppo economico, non è in linea con gli Accordi di Parigi e con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Se è vero che l'Italia ha di fatto escluso da questo mercato le centrali a carbone, ponendo i limiti di **550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica** e di **350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kWh installato**, è vero anche che il provvedimento del MISE, che ha ricevuto il via libera dalla Direzione Generale Concorrenza della Commissione Europea lo scorso 14 giugno, prevede che al capacity market possono partecipare solo gli impianti termoelettrici (sia quelli esistenti sia nuovi impianti), **escludendo invece gli impianti di produzione da fonti rinnovabili**.

Per quanto su detto, non si creano condizioni eque di mercato per le fonti rinnovabili, che vengono così penalizzate.

La remunerazione prevista va a finanziare anche nuove centrali termoelettriche, in netta contraddizione con quelle che sono le indicazioni dell'Accordo di Parigi sul Clima e i contenuti del Clean Energy Package della Commissione europea, che chiedono una riduzione delle emissioni con lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili. Il mercato di capacità diventa, di fatto, uno strumento di remunerazione di lungo termine a favore delle centrali termoelettriche.

**In previsione del mercato delle capacità, stanno aumentando le richieste di autorizzazione per nuove grandi centrali a fonti fossili, ostacolando il finanziamento e la ricerca per implementare le nuove tecnologie di produzione a fonti rinnovabili.**

Gli impianti che si dovessero aggiudicare le aste, godranno di una ulteriore remunerazione in caso di vendita dell'energia prodotta, creando un ulteriore scompenso rispetto agli impianti che producono con fonti rinnovabili.

Il MISE, infatti, permette che gli stessi impianti che parteciperanno alle aste del capacity market, potranno anche partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento.

Lo stanziamento, per questo tipo di attività, è previsto in circa 1-1,4 miliardi di euro

all'anno per i prossimi 15 anni. Tali costi, si tradurranno in oneri aggiuntivi sulle bollette elettriche dei consumatori.

L'attuale modello di capacità è in netta controtendenza rispetto la necessità di decentralizzare e distribuire la produzione energetica.

Meriterebbero più attenzione, e quindi più investimenti, le tecnologie di rete e lo sviluppo degli accumuli a batteria. In effetti la rete delle rinnovabili è attualmente intrinsecamente discontinua e dunque crea problemi di amalgama con la generazione tradizionale.

Nel primo rapporto paneuropeo "*European Power System 2040: completing the map*" (<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>) si analizzano i programmi e le proposte dei singoli Paesi e si esortano ad accelerare il passo indicando le priorità strategiche per mettere al sicuro l'Europa elettrica, massimizzando la redditività degli investimenti in tutti i sistemi elettrici i quali devono essere messi davvero "in rete" tra loro, in un sistema di competizione nella generazione, con infrastrutture che garantiscano il libero scambio, e anche il mutuo soccorso tra Paesi: linee transfrontaliere, tecnologie per accumuli a batteria (che stanno diventando praticabili e redditizie), uniformità di regole nelle borse elettriche (un esempio potrebbe essere ciò che già accade tra Italia e Francia, ma nettamente migliorato).

Il mercato delle capacità distrae fondi che potrebbero essere utilizzati in tal senso e rischia di generare un aumento dei costi irreversibile. Secondo la Entso-E (<https://www.entsoe.eu>), l'associazione dei grandi operatori di rete dell'Unione Europea, se da qui al 2040 le reti europee non saranno rafforzate, già nei prossimi anni, i costi del sistema aumenteranno di 43 miliardi di euro l'anno, cioè oltre tre volte e mezzo i 12 miliardi all'anno che serviranno per finanziare il potenziamento.

All'Italia, l'associazione consiglia una doppia operazione di rafforzamento, non solo nelle interconnessioni internazionali, lungo le tre direttrici strategiche, ma anche il potenziamento della capacità di trasporto elettrico interno, aggiungendo alle linee di alta tensione, già programmate, almeno una grande dorsale ad alta tensione "Adriatic Link" da 1.000 megawatt lungo l'Appennino centro-meridionale e una doppia linea aggiuntiva tra continente e le grandi isole Sicilia e Sardegna, con due elettrodotti sempre da 1000 MW ciascuno.

Negli ultimi 20/25 anni si sono costruite centrali in abbondanza senza prevedere l'avanzata prorompente delle rinnovabili.

Risultato: ci si è accorti che, alla fine, gli impianti erano troppi e non sempre erano sostenibili economicamente. Se ne sono chiusi molti e molti sono in smobilitazione ed il "margine di riserva" ovvero la generazione elettrica normalmente eccedente ma disponibile per fronteggiare i picchi di richiesta magari imprevisi e le emergenze, si è di nuovo ridotto al minimo storico. Il mercato di capacità rischia di generare lo stesso errore.

Le criticità citate in merito al capacity market, appaiono più stridenti se si considera il rapporto/consumo di energia elettrica in Puglia riferito all'effettiva disponibilità in rete ed in risposta ad una domanda di punta localizzabile ben lontane dalla regione, come palesemente mostrano le tabelle TERNA allegate.

## 1. Bilancio di energia elettrica

Tabella 1 - Bilancio regionale - Anno 2017

GWh	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Puglia
<b>Produzione lorda</b>			
- idroelettrica	4,4	-	4,4
- termoelettrica tradizionale	20.613,3	3.774,8	24.388,2
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.979,7	-	4.979,7
- fotovoltaica	3.781,0	-	3.781,0
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>29.378,4</b>	<b>3.774,8</b>	<b>33.153,3</b>
	-	-	-
<b>Servizi ausiliari della Produzione</b>	<b>1.407,7</b>	<b>175,9</b>	<b>1.583,6</b>
	=	=	=
<b>Produzione netta</b>			
- idroelettrica	4,3	-	4,3
- termoelettrica tradizionale	19.329,6	3.598,9	22.928,5
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.925,5	-	4.925,5
- fotovoltaica	3.711,4	-	3.711,4
<b>Totale produzione netta</b>	<b>27.970,7</b>	<b>3.598,9</b>	<b>31.569,7</b>
	-	-	-
<b>Energia destinata ai pompaggi</b>	-	-	-
	=	=	=
<b>Produzione destinata al consumo</b>	<b>27.970,7</b>	<b>3.598,9</b>	<b>31.569,7</b>
	+	+	+
<b>Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori</b>	<b>+221,7</b>	<b>-221,7</b>	-
	+	+	+
<b>Saldo import/export con l'estero</b>	<b>-1.312,9</b>	-	<b>-1.312,9</b>
	+	+	+
<b>Saldo con le altre regioni</b>	<b>-11.486,1</b>	-	<b>-11.486,1</b>
	=	=	=
<b>Energia richiesta</b>	<b>15.393,4</b>	<b>3.377,2</b>	<b>18.770,6</b>
	-	-	-
<b>Perdite</b>	<b>1.753,0</b>	-	<b>1.753,0</b>
	=	=	=
	Autoconsumo	3.377,2	4.167,3
	Mercato libero	-	8.880,2
	Mercato tutelato	-	3.970,2
<b>Consumi</b>	<b>13.640,4</b>	<b>3.377,2</b>	<b>17.017,6</b>

Tabella 5 - Produzione di energia elettrica per provincia - Anno 2017

GWh	Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
<b>Province</b>			
Bari	3.522,5	101,5	3.421,0
Barletta-Andria-Trani	414,8	4,2	410,6
Brindisi	14.657,7	1.069,6	13.588,2
Foggia	8.537,9	181,8	8.356,1
Lecce	1.202,1	20,4	1.181,7
Taranto	4.818,2	206,2	4.612,0
<b>Puglia</b>	<b>33.153,3</b>	<b>1.583,6</b>	<b>31.569,7</b>

Tabella 7 - Consumi per provincia e classe merceologica - Anno 2017

GWh	Barletta-Andria-Trani						Puglia
	Bari	Trani	Brindisi	Foggia	Lecce	Taranto	
<b>Classe merceologica</b>							
<b>AGRICOLTURA</b>	<b>165,7</b>	<b>97,9</b>	<b>52,4</b>	<b>119,1</b>	<b>64,3</b>	<b>82,8</b>	<b>582,4</b>
<b>INDUSTRIA</b>	<b>1.073,9</b>	<b>263,3</b>	<b>1.177,7</b>	<b>470,7</b>	<b>375,8</b>	<b>3.982,1</b>	<b>7.343,5</b>
<b>Manifatturiera di base</b>	<b>204,9</b>	<b>100,9</b>	<b>957,8</b>	<b>38,5</b>	<b>102,3</b>	<b>3.373,0</b>	<b>4.777,4</b>
Siderurgica	3,0	1,0	2,4	1,6	3,3	3.337,3	3.349,0
Metalli non Ferrosi	0,9	0,6	0,1	0,2	6,8	0,6	9,1
Chimica	44,5	6,5	947,7	2,4	4,0	4,3	1.009,3
- di cui fibre	-	0,1	-	0,3	0,1	-	0,6
Materiali da Costruzione	107,8	89,8	7,2	25,6	83,3	28,8	342,4
- Estrazione da Cava	3,1	10,4	1,4	5,5	5,8	3,2	29,5
- Ceramiche e Vetrate	90,8	0,3	0,3	2,0	2,1	2,0	97,4
- Cemento, Calce e Gesso	2,2	60,5	2,1	1,3	65,8	19,3	151,1
- Laterizi	0,1	0,3	-	7,9	0,1	-	8,4
- Manufatti in Cemento	7,3	0,5	2,1	1,7	2,9	2,3	16,6
- Altre Lavorazioni	4,3	17,8	1,3	7,2	6,7	2,1	39,4
Cartaria	48,8	3,1	0,5	8,8	4,9	1,5	67,5
- di cui carta e cartotecnica	38,5	1,6	0,3	7,7	3,3	0,6	52,0
<b>Manifatturiera non di base</b>	<b>753,9</b>	<b>100,2</b>	<b>136,7</b>	<b>290,5</b>	<b>155,1</b>	<b>89,7</b>	<b>1.526,2</b>
Alimentare	312,4	28,6	60,4	129,8	39,4	33,3	603,9
Tessile, Abbigli. e Calzature	19,2	36,4	3,8	1,9	27,4	9,8	98,5
- Tessile	2,3	5,1	1,3	0,2	15,5	5,9	30,2
- Vestiario e Abbigliamento	9,0	8,7	1,1	1,1	7,1	3,8	30,7
- Pelli e Cuoio	6,3	0,2	0,1	-	0,2	0,1	6,9
- Calzature	1,6	22,4	1,4	0,6	4,6	-	30,7
Meccanica	221,6	12,3	28,2	25,6	43,5	38,6	369,8
- di cui apparecch. elett. ed elettron.	82,6	3,6	19,2	16,2	8,2	5,1	134,9
Mezzi di Trasporto	73,7	0,7	3,4	113,5	12,9	1,5	205,7
- di cui mezzi di trasporto terrestri	69,8	0,5	2,2	67,6	9,8	0,9	150,9
Lavorazione Plastica e Gomma	90,8	17,4	35,3	11,3	2,6	1,8	159,3
- di cui articoli in Materie Plastiche	40,7	16,0	34,0	11,1	2,4	0,8	105,1
Legno e Mobilio	20,3	2,9	4,7	1,6	6,8	3,4	39,7
Altre Manifatturiere	15,8	1,8	0,9	6,8	22,6	1,4	49,4
<b>Costruzioni</b>	<b>19,8</b>	<b>5,4</b>	<b>4,2</b>	<b>6,9</b>	<b>10,1</b>	<b>11,3</b>	<b>57,5</b>
<b>Energia ed acqua</b>	<b>95,3</b>	<b>56,9</b>	<b>79,1</b>	<b>134,8</b>	<b>108,3</b>	<b>508,1</b>	<b>982,4</b>
Estrazione Combustibili	0,3	-	0,1	44,6	0,3	0,1	45,4
Raffinazione e Cokerie	1,4	0,3	1,4	0,4	0,4	329,9	333,8
Elettricità e Gas	15,3	6,2	50,8	9,8	6,3	4,6	93,1
Acquedotti	78,2	50,3	26,8	80,0	101,4	173,5	510,1
<b>TERZIARIO</b>	<b>1.588,7</b>	<b>359,8</b>	<b>449,2</b>	<b>696,2</b>	<b>889,5</b>	<b>714,7</b>	<b>4.698,1</b>
<b>Servizi vendibili</b>	<b>1.237,1</b>	<b>289,0</b>	<b>346,5</b>	<b>520,7</b>	<b>657,1</b>	<b>506,6</b>	<b>3.557,1</b>
Trasporti	82,3	10,8	17,7	28,1	18,1	15,6	172,5
Comunicazioni	61,0	9,3	14,7	24,1	32,6	26,7	168,4
Commercio	391,6	94,6	111,3	136,6	204,3	133,7	1.072,1
Alberghi, Ristoranti e Bar	168,1	52,5	71,7	104,9	140,3	66,2	603,8
Credito ed Assicurazioni	29,0	5,7	9,8	9,8	16,2	9,8	80,4
Altri Servizi Vendibili	505,0	116,2	121,3	217,2	245,6	254,6	1.459,9
<b>Servizi non vendibili</b>	<b>351,5</b>	<b>70,8</b>	<b>102,7</b>	<b>175,5</b>	<b>232,4</b>	<b>208,1</b>	<b>1.141,1</b>
Pubblica Amministrazione	61,4	10,1	23,4	42,0	36,2	103,6	276,6
Illuminazione Pubblica	120,2	32,0	40,4	65,8	104,7	61,9	425,0
Altri Servizi Non Vendibili	170,0	28,8	38,9	67,7	91,4	42,7	439,5
<b>DOMESTICO</b>	<b>1.269,3</b>	<b>364,2</b>	<b>446,6</b>	<b>567,6</b>	<b>898,2</b>	<b>622,7</b>	<b>4.168,6</b>
- di cui serv. gen. edifici	113,5	35,7	16,0	34,9	22,0	35,7	257,7
<b>TOTALE</b>	<b>4.097,5</b>	<b>1.085,3</b>	<b>2.125,8</b>	<b>1.853,7</b>	<b>2.227,9</b>	<b>5.402,4</b>	<b>16.792,6</b>
FS per trazione	-	-	-	-	-	-	225,0
<b>TOTALE</b>							<b>17.017,6</b>

Le tabelle riportate mostrano l'andamento della produzione e del consumo di energia elettrica in Puglia nel 2017. Si sono prese in considerazione tali tabelle perché offrono una distinta ripartizione dei fruitori finali, tra i quali pesantemente incidono quelli del comparto industriale (siderurgico di Taranto in primis), ma anche perché si mostra chiaramente la forte penetrazione delle fonti rinnovabili e il peso attuale della produzione elettrica a Brindisi.

I dati, non scorporati, nel 2018 mostrano un'ulteriore riduzione della produzione nella centrale termoelettrica Brindisi sud. La lettura delle suddette tabelle evidenzia lo squilibrio vistoso fra produzione netta di energia elettrica e suo consumo in Puglia (rispettivamente 31569,7 Gwh e 17017,6 Gwh), e ancor più nella provincia di Brindisi (rispettivamente 13588 Gwh e 2195 Gwh, di cui 1177 Gwh per scopi industriali).

Ben 12799 GWh della produzione elettrica nel 2017, viene trasmessa fuori regione e contestualmente le perdite in rete erano 1753 Gwh, ciò che dimostra in modo evidente l'insussistenza della motivazione tecnica della necessità della realizzazione dell'impianto di A2A come riserva disponibile rispetto a lontani picchi di consumo: alla domanda di punta infatti si dovrebbe rispondere con un sistema di produzione diffuso e nel rispetto delle disposizioni europee vigenti citate, favorendo l'accumulo negli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ovviamente anch'essi vicini ai carichi ipotizzabili.

Da ultimo appare paradossale che si prenda in esame il progetto di un impianto con riferimento a un'asta di là da venire ed evidentemente con lo scopo di riceverne i relativi finanziamenti a favore di una produzione elettrica da fonte fossile e climalterante.

## **CRITICITÀ DELLE DEMOLIZIONI E DELLA PREVISIONE DELLE OPERE IN PROGETTO**

Nel progetto non vengono dettagliatamente descritti i tempi, i contenuti e le interazioni fra demolizioni e relative caratterizzazioni e bonifiche, di parti dell'impianto da tempo dismesse (gruppi 1 e 2 e opere connesse e serbatoi) e non vengono dettagliati anche e motivati i programmi di recupero e riconversione nel nuovo progetto di altre parti dell'impianto, a cominciare dagli alternatori dei gruppi 3 e 4, palesemente sovradimensionati rispetto alle esigenze dichiarate e relative al progetto di rifasamento in rete, anch'esso non giustificabile nel rapporto produzione di energia elettrica e sua trasmissione in altre regioni.

Agli argomenti appena citati, va aggiunta l'assenza di un'analisi dei rischi e delle misure di contrasto e mitigazione connesse alle operazioni da compiere.

Queste osservazioni ovviamente si estendono all'intero piano di demolizione e bonifica, rispetto alla quale bonifica chiaramente va effettuato un preliminare piano di caratterizzazione di suolo e sottosuolo al di sotto delle strutture soggette a demolizione.

### **CONTENUTI E CRITICITÀ DELLE BONIFICHE ATTUALI**

Al momento attuale le attività di bonifica riguardano soltanto i suoli liberi ed in particolare la bonifica di terreni contenenti arsenico e vanadio chiaramente riconducibili al carbone.

Su detta attività vi è ampia documentazione riportata in decreti ministeriali del 2015 e 2017, nella relazione tecnica dell'ARPA Puglia e nella certificazione dell'avvenuta bonifica e degli oneri connessi del 2019.

non vi è alcuna documentazione che attesti l'avvenuta bonifica a carica di A2A della matrice acqua e ciò malgrado la certificata presenza di inquinanti nelle acque di falda da sottoporre agli interventi conseguenti di bonifica.

L'assenza di questa attività di bonifica rappresenta un significativo vulnus rispetto alla credibilità ed all'efficacia del nuovo progetto di A2A ed alle condizioni ambientali che consentano il nuovo progetto industriale.

A ciò aggiungasi l'assenza di un piano complessivo di caratterizzazione e bonifica riguardanti gli impianti dismessi sin dal 1999 per quel che attiene la piena

realizzazione delle attività di bonifica e quelli da dismettere, con evidenti riflessi sui materiali, anche pericolosi, in parte stoccati ed in altra parte da individuare e caratterizzare in base alla tipicità come rifiuto.

In ogni caso per rendere più efficaci le analisi da compiere in relazione ai loro riflessi ambientali e soprattutto sanitari si ritiene indispensabile richiedere il ricorso all'indagine tossicologica sul suolo così come motivata e dettagliata di seguito.

Si ritiene particolarmente utile per la valutazione del rischio ambientale l'effettuazione di una ricerca della presenza di sostanze nocive nei suoli che interessi particolarmente i comuni delle aree a rischio di crisi ambientale della provincia di Brindisi, ma anche di tutti i comuni del brindisino, con l'obiettivo di realizzare una mappatura del rischio della matrice ambientale suolo.

L'importanza di utilizzare il suolo come fonte di ricerca del rischio sanitario ed oncologico è legata al fatto che il suolo conserva una memoria storica del territorio perché meno esposto ai cambiamenti così come avviene per altre matrici ambientali come l'aria e l'acqua.

Bisognerà eseguire i prelievi del suolo ed i campioni verranno sottoposti a determinazioni chimiche, fisiche ed ecotossicologiche.

Le sostanze xenobiotiche che è possibile teoricamente e praticamente trovare in un suolo sono oltre 120 mila. Considerate le difficoltà tecniche per l'effettuazione di una simile ricerca, si propone una valutazione genotossica che di fatto tiene conto di qualsiasi sostanza tossica possa essere presente in un suolo.

Lo studio sulla genotossicità su organismi sentinella rappresenta anche il metodo più efficace per valutare l'effetto sinergico di più sostanze tossiche presenti contemporaneamente all'interno di un determinato territorio.

È particolarmente utile, quindi, sapere il grado di genotossicità del suolo per determinare il grado di rischio a cui è esposta la salute degli organismi che vivono in un determinato territorio.

Esiste, infatti, una stretta relazione fra la salute del suolo e la salute della popolazione, oltre che degli altri organismi viventi in un certo territorio.

Un'indagine uguale è stata effettuata in 32 comuni della provincia di Lecce, promossa dalla LILT, con il nome Progetto Geneo. A breve prenderà il via una seconda fase con l'interessamento di altri venti comuni della provincia di Lecce.

Ci si potrà avvalere della collaborazione del Laboratorio Alfa di Poggiardo per la parte chimica delle determinazioni dei tossici, dei Laboratori di Ravenna per le diossine e dell'Università di Piemonte Orientale per le valutazioni eco e genotossiche.

Una volta effettuate le analisi essere saranno a disposizione delle singole amministrazioni e di chiunque sia interessato.

## **STUDIO DEGLI IMPATTI SULLA QUALITÀ DELL'ARIA** (Allegato A- SIA)

Nell'allegato A si riportano gli studi previsionali sull'impatto della qualità dell'aria. Gli studi si riferiscono ai soli NOx e CO.

Una nuova installazione, che ha come scopo il supporto all'utilizzo delle energie rinnovabili (l'unico scopo dichiarato nella SIA), dovrebbe valutare le emissioni di CO2.

Non c'è nessuna valutazione di eventuali incombusti.

A fronte di quanto riportato nella SIA pagg. 82 ed 83, tabelle 3-4.4.4a e 4b, non si fa riferimento a scenari emissivi di Ammoniaca, Formaldeide e Metano, che invece sono sostanze dichiarate emesse ai nuovi 8 camini.

## **EMISSIONI**

Per quel che attiene il quadro emissivo da sottoporre all'esame analitico relativo, appare indispensabile ricordare che i gruppi 3 e 4 della centrale termoelettrica Brindisi nord, sono stati dismessi nel 2012, ragion per cui si prende come riferimento la tabella sottostante (relazione dell'ARPA Puglia):

### Consumo carbone:

689.665 t (giusto come metro di confronto: Enel circa 6 milioni di tonnellate/anno)

### Produzione energia elettrica:

1.406.478 MWh (lorda)

### Valori emissioni massiche 2011:

SO2: 1.223,27 t

NOx: 646,64 t

Polveri: 84,61 t

CO: 5.035 t

### Valori limite massiche annuali:

SO2: 3.312 t

NOx: 1.656 t

Polveri: 290 t

Questi dati non possono essere utilizzati come termine di paragone o come richiamo

per l'individuazione dei valori dei limiti di emissione dell'impianto proposto, in quanto, essendo la centrale completamente ferma dal 2012, il contributo fornito dalle emissioni dell'impianto è stato ovviamente pari a zero.

Di seguito, si riporta il quadro ambientale attuale, che, come sarà spiegato, presenta anche significative criticità, questo per spiegare ulteriormente che anche il quadro emissivo compatibile non possa contemplare impianti di produzione elettrica da fonti fossili, ma soltanto impianti che risultino funzionali alla destinazione dell'area a retroportualità. Ulteriore fonte di abbattimento di emissioni impattanti, dovrebbe riguardare il sistema di elettrificazione delle banchine alimentato da fonti rinnovabili, con conseguente alimentazione delle navi in sosta e spegnimento dei propri generatori.

Nel paragrafo "CARATTERIZZAZIONE DELLO STATO ATTUALE DELLA QUALITÀ

DELL'ARIA" del documento "Studio di impatto ambientale" stipulato da a2a, vengono illustrati i valori degli inquinanti relativi agli anni 2015-2016-2017, un periodo pressoché costante, non essendoci stati eventi caratterizzanti, differentemente agli anni 2011 (seconda metà) e 2012, in cui, come sopra citato, cessò il funzionamento della centrale Brindisi Nord; confrontando i dati tabellari sviluppati, si evince che nel 2012 si è avuta una drastica riduzione del numero di superamenti di PM10, ottenendo in alcune centraline valori pari a zero.

Riguardo invece i PM2.5, è evidente l'aggiunta tardiva di nuove centraline di monitoraggio, non potendo così effettuare raffronti di concentrazioni medie correlate a diversi anni precedenti.

	2010	2011	2012	2017	Marzo 2018/Aprile 2019
<b>PM10 (µg/m3)</b>	<b>Media 23 (n.)=superamenti</b> -Via dei mille 24 (13) -Sisri 20 (7) -Casale 21 (7) -Via Taranto 25 (n.d.) -Bozzano 23 (11)	<b>Media 24 (n.)=superamenti</b> -Via dei mille 25 (7) -Sisri 23 (4) -Casale 22 (4) -Via Taranto 27 (10) -Term. Pass. 22 (5) -Bozzano 24 (3)	<b>Media 20/21 (n.)=superamenti</b> -Via dei mille 20 (0) -Sisri 25 (14) -Casale 17 (4) -Via Taranto 22 (0) -Term. Pass. 19 (0) -Bozzano 20 (1) -Perrino 19 (1) -Cappuccini 24 (7)	<b>Media 21 (n.)=superamenti</b> -Via dei mille 19 (0) -Sisri 18 (0) -Casale 21 (1) -Via Taranto 23 (2) -Term. Pass. 20 (0) -Perrino 22 (3) -Cappuccini 23 (3)	<b>superamenti</b> -Via dei mille (0) -Sisri (0) -Casale (0) -Via Taranto (0) -Term. Pass. (0) -Perrino (0) -Cappuccini (11) (altri dati specifici in elaborazione da ARPA)

<b>NO2 (µg/m3)</b>	-Via Taranto 26 -Via dei mille 28 -Sisri 15 -Bozzano 20 -Casale 13 <b>Media 20,5</b>	-Via Taranto 25 -Via dei mille 27 -Term. Pass. 20 -Bozzano 22 -Sisri 13 -Casale 12 <b>Media 20</b>	-Via Taranto 23 -Via dei mille 22 Term. Pass. 15 -Cappuccini 27 -Sisri 11 -Perrino 14 <b>Media 18</b>	-Via Taranto 25 -Via dei mille 20 -Term. Pass. 24 -Cappuccini 27 -Sisri 11 -Perrino 17 -Casale 12 <b>Media 18</b>	Valori maggiori a Terminal Passeggeri, Via Taranto, Cappuccini (altri dati specifici in elaborazione da ARPA)
<b>PM2.5 (µg/m3)</b>	-Term Pass. 13	-Term. Pass. 16	-Term. Pass. 12	-Term. Pass. 12; -Casale 13; -Via Taranto 14. <b>Media 13</b>	<b>Superamenti</b> -Via Taranto 14; -Casale 8. (altri dati specifici in elaborazione ARPA)

## CARATTERIZZAZIONE ACUSTICA DEL TERRITORIO (3.2 - ALLEGATO B)

Nell'allegato B, si riportano gli studi previsionali del rumore. Si riferisce che il piano di zonizzazione del rumore, emesso dal comune di Brindisi, risulta non conforme alla normativa nazionale, perché riportante delle zone di discontinuità e in discontinuità.

Queste considerazioni sono relative ad un assetto impiantistico ed autorizzativo precedente alla proposta di progetto.

Di fronte alla centrale Nord, subito dopo Viale E. Fermi, c'è l'area protetta di Saline Punta della Contessa, già interessata da impatto acustico delle attività produttive effettivamente preesistenti perché realmente in esercizio.

L'impatto acustico andrebbe quindi valutato in funzione di una zonizzazione corretta da parte dell'amministrazione, da quanto la nuova attività andrebbe a incidere acusticamente sulla situazione attuale preesistente (causata da insediamenti industriali già in esercizio) influenzando l'habitat della fauna presente nel luogo.

## IL PROGETTO IN RELAZIONE AI VINCOLI ESISTENTI ED ALLE DESTINAZIONI D'USO DELL'AREA

La localizzazione degli otto motori endotermici e delle opere connesse è stata programmata con un'attenta lettura dei limiti fisici dei vincoli esistenti.

Non sono però soltanto tali limiti a giustificare le compatibilità ambientali se ci si riferisce al SIC di Fiume Grande, inserito nel Parco regionale di "Stagni e saline di Punta della Contessa".

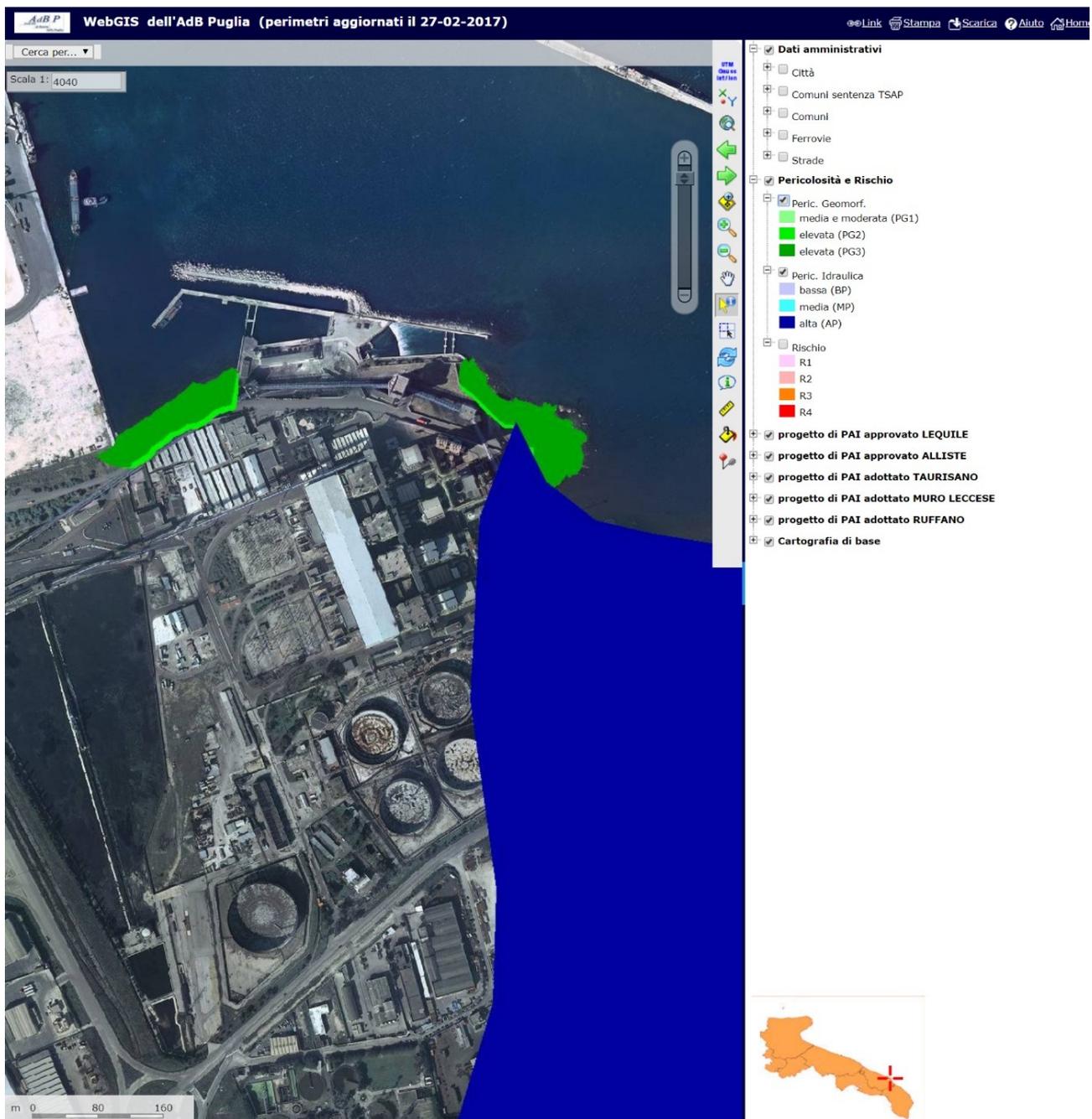
La mancata definizione di un piano di smantellamento di strutture esistenti, la

manca di un piano di bonifica delle aree connesse, la mancanza di un piano che analizzi le movimentazioni e gli spolveramenti di materiali anche pericolosi e gli impatti delle opere da realizzare e delle emissioni, anche fugitive, in primo luogo di gas metano connesse alla realizzazione di un nuovo impianto, sono tutti elementi non analizzati e sicuramente negativi per gli equilibri idrobiologici e per le specie vegetali ed animali presenti a Fiume Grande.

Il progetto fisicamente non sembra entrare in contrasto con quanto descritto e disposto nel PPTR, ma è indiscutibile l'impatto paesaggistico, in primo luogo visivo, che le opere da realizzare e la costruzione di otto ciminiere di trentasette metri ciascuna rispetto al livello del mare, rappresentino un significativo impatto paesaggistico ed uno "schermo" rispetto alla "godibilità" del paesaggio e dei suoi elementi portanti, con primario riferimento al porto.

Ricordiamo che l'area di progetto è inserita nella ZES, che ha come suoi elementi portanti la connessione logistica e funzionale, oltre a forme di sostegno alle imprese fra porto ed attività industriali, che, come sancito nel recepimento all'interno del PPTR delle Aree Produttive Paesaggisticamente ed Ecologicamente Attrezzate, devono avere come obiettivo la sostenibilità ambientale e la valorizzazione del territorio. Il progetto in questione, non risponde a questi requisiti, non produce reali ricadute occupazionali e non è affatto funzionale allo sviluppo sostenibile di porto ed area industriale.

Nel progetto si sostiene che trentasette metri sono altezza più che compatibile con quella di quarantotto metri prevista per la sicurezza aerea (cono di atterraggio) nell'area occupata dallo stabilimento, ma le stesse disposizioni che portano a mutare la direttrice di atterraggio degli aerei, in caso di presenza di navi di significativa altezza, sotto il cono di atterraggio, devono comportare l'eliminazione di potenziali rischi e non la loro generica sottovalutazione. Nello specifico, a proposito dei rischi non si può non richiamare quelli del tutto taciuti della adduzione, della movimentazione, del provvisorio stoccaggio e della combustione di metano, rispetto al quale non viene affatto ben precisato il percorso del gasdotto, oltre all'effettiva correlazione con la rete SNAM e con la sottostazione di riferimento.



Si riporta la tabella dell'AdB Puglia che attesta, per quel che riguarda l'indice di pericolo idraulico connesso a possibili inondazioni interessanti l'area di progetto, mentre per quel che riguarda il rischio geomorfologico, il valore elevato che andrebbe anche rapportato con riflessi indicativi sulla foce di Fiume Grande, agli effetti combinati de progetto di colmata dello specchio di mare antistante sottoposta a procedura VIA.

L'ultimo punto che si richiama che è però fondamentale, è quanto previsto nel DPP del PUG, approvato all'unanimità in Consiglio comunale il 27 agosto 2011 e confermato nel Consiglio comunale del 01 ottobre 2018 che disponeva la restituzione ad attività retroportuali e la dismissione di un'attività ad alto impatto ambientale.

## **OSSERVAZIONI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

### **ADEMPIMENTI SEVESO (Pagina 46 - Paragrafo 3.2.1.3)**

Non si riporta quali possono essere i futuri adempimenti e lo studio dell'applicabilità nell'assetto progettuale futuro e quali sono i risultati, si richiede pertanto una valutazione documentata, tenendo conto che la città di Brindisi ospita già installazioni a rischio di incidente rilevante.

La centrale A2A inoltre risiede in un'area a poca distanza dal sito del petrolchimico. La società non riporta se ha valutato eventuali scenari SEVESO esterni che possano aver impatto sulle aree che rientrerebbero in produzione o sulle correlate attività che nel documento vengono accennate. Ciò si attuerebbe avendo richiesto all'amministrazione il PEE (piano di emergenza esterno).

Non si riscontra nel progetto un'analisi dei rischi cumulativi nell'area industriale che ha vari impianti a rischio di incidente rilevante, con diretti riflessi su credibili piani di emergenza interni allo stabilimento ed esterno in correlazione agli altri impianti presenti.

### **RISCHI PRESENTI NELLA CENTRALE (Pagina 101- PARAGRAFO 3.7.6 SIA)**

Considerazioni generali sull'analisi dei rischi.

L'analisi dei rischi riportata non tiene conto del dettaglio della descrizione del processo.

Riporta i fenomeni senza specificarne le cause.

Ciò determina che le salvaguardie e le mitigazioni dichiarate, possono essere ritenute vaghe o insufficienti: mentre i sistemi di rilevazione dello scenario (i.e. gas detector) e il successivo isolamento, possono essere giustamente considerate mitigazioni in quanto influiscono sulla durata, e di conseguenza, l'entità dello scenario, non possono essere considerate tali il rispetto delle norme tecniche o di legge (che sono requisiti minimi), come ad esempio l'installazione di apparecchiature antideflagranti o addirittura l'eventuale CPI (che non può essere dato a prescindere delle reali installazioni) che non mitigano né salvaguardano da un eventuale anomalia di processo.

Le stesse norme non sono previsionali dello scenario tipico del processo di cui, è invece proprietaria la società.

Altrettanto inefficienti dal punto di vista mitigativo sono i piani di emergenza (anch'essi requisiti minimi), ovvero la risposta comportamentale ad uno scenario incidentale.

L'analisi dei rischi deve contemplare la possibilità che si verifichino scenari incidentali credibili ed individuare salvaguardie che vadano ad agire sulle cause originatrici dell'incidente e mitigazioni che ne riducano l'entità e dunque gli impatti.

Nell'analisi dei rischi non si valuta infine l'affidabilità del processo (la continuità) e i costi di ripristino ambientale in seguito allo scenario incidentale.

Come già riportato relativamente alla SEVESO, non si prende in considerazione la posizione della centrale rispetto agli scenari incidentali degli stabilimenti industriali vicini ed i possibili effetti anche cumulativi.

## QUADRO SANITARIO

### SINTESI DELLE EVIDENZE DI CRITICITA' E DI DANNO SANITARI NELLA POPOLAZIONE DI BRINDISI.

1. "SALUTE E AMBIENTE IN ITALIA" AREA DI BRINDISI, RAPPORTO DELL'O.M.S. , CENTRO EUROPEO AMBIENTE E SALUTE, DIVISIONE DI ROMA. Del giugno 1995 e relativo agli anni 1980-1987 è il primo studio di mortalità sull'area ad alto rischio di crisi ambientale e sul capoluogo. Di seguito le conclusioni:

Tassi standardizzati. Maschi. Pur trattandosi di un'area situata nel Meridione, la mortalità generale ha un tasso superiore alla media italiana (1071,4 a Brindisi, 1052 nell'area versus 1037,4 per 100.000 in Italia) mentre la mortalità per tumore presenta un tasso analogo a quello nazionale nel Comune di Brindisi e inferiore nell'area. Femmine: il tasso di mortalità generale è superiore alla media italiana (676,2 a Brindisi, 674,7 nell'area versus 622,9 per 100.000 in Italia) mentre quello relativo alla mortalità per tumore è allineato a quello nazionale. La situazione è sostanzialmente identica sia nell'area nel suo complesso che nel Comune di Brindisi.

Rapporti standardizzati di mortalità. Mortalità per tutte le cause. Maschi. La mortalità per tutte le cause risulta aumentata rispetto al riferimento regionale sia nell'intera area (8%) che nel Comune di Brindisi (10%) . Femmine . La situazione è analoga a quella osservata per i maschi (4% sia nell'area che a Brindisi).Mortalità per tumore.Maschi. Rispetto alla media regionale la mortalità per tumore è notevolmente superiore sia nell'intera area (+48%) che nel comune di Brindisi (+55%). Eccessi significativi si rilevano per i tumori della trachea, bronchi e polmone (SMR 129 nell'area, SMR 136 a Brindisi), per il tumore della vescica, nell'area 64 casi (SMR 134) di cui 51 a Brindisi (SMR 158), e per quello della prostata , nell'area 75 casi (SMR 147) di cui 61 a Brindisi (SMR 178). Il tumore maligno della pleura presenta a Brindisi il doppio dei casi osservati rispetto agli attesi (8 nell'area tutti concentrati nel Comune di Brindisi contro 3,9 attesi). Un numero di casi superiore all'atteso si rileva per il tumore del sistema nervoso centrale sia nell'area (36 casi osservati contro 25 attesi, SMR 142) che a Brindisi (26 casi osservati contro 18 attesi SMR 146) e per il morbo di Hodgkin (11 casi di cui 9 a Brindisi contro 6 attesi nell'area, SMR 181 e 212 rispettivamente)

Femmine. Il quadro della mortalità per tumore nelle donne presenta delle analogie con quello maschile. Vi è un aumento della mortalità per tutti i tumori del 35% nell'area e del 39% a Brindisi ed è aumentata – più che negli uomini – la mortalità per

neoplasie della vescica (16 casi nell'area di cui 13 a Brindisi con rispettivi SMR di 182 e 217) e della trachea bronchi e polmoni (46 casi con SMR 158 nell'area, 39 a Brindisi con SMR 197). Inoltre incrementi di oltre il 30% si registrano per il tumore della mammella (146 casi nell'area, 103 casi a Brindisi) e del fegato e dei dotti biliari (75 casi di cui 51 a Brindisi) tanto nell'area che nel comune di Brindisi. Da segnalare anche 9 casi di mieloma multiplo contro 4,3 attesi a Brindisi, SMR 208 (in tutta l'area i casi sono 11). Anche casi di tumori della pleura verosimilmente attribuibili ad esposizione domestica all'amianto [....]

In conclusione i dati di mortalità del Comune di Brindisi, mostrano in entrambi i sessi, significativi incrementi di una serie di patologie tumorali, riconducibili ad esposizioni sia di tipo ambientale che professionale”

2. Studio OMS di popolazione, Martuzzi et al (2002) di mortalità. Lo studio rileva nel periodo 1990-1994 un eccesso di mortalità, per tutte le cause, nel sesso maschile, statisticamente significativo (non imputabile al caso) nella misura del 7% rispetto alla popolazione regionale di riferimento. Tale eccesso si conferma significativo (5%) anche standardizzando per l'indice di deprivazione. Nell' area a rischio lo studio, inoltre, rileva eccessi statisticamente significativi, rispetto ai valori regionali, per il sesso maschile, sia per tutte le cause tumorali (+13,6%). Nel solo comune di Brindisi la situazione peggiora, per gli uomini sia in termini di mortalità generale sia per le cause tumorali (+8,4% e +20,6% rispettivamente, ndr). Il tumore polmonare aumenta di 12 punti percentuali rispetto al valore dell'intera area a rischio. Notevoli aumenti si registrano anche per il blocco delle patologie del sistema linfoematopoietico (12 punti percentuali per tutte le cause, 25 per i soli linfomi non Hodgkin)
- 3) Nel 2004 veniva pubblicato uno studio di popolazione intorno all'area industriale che rilevava un eccesso di mortalità nei primi due chilometri dal petrolchimico per i tumori del polmone, del sistema linfoematopoietico e della vescica negli anni 1996-1997. (Case-control study on cancer risk associated to residence in the neighbourhood of a petrochemical plant. Belli S, Benedetti M, Comba P, Lagravinese D, Martucci V, Martuzzi M, Morleo D, Trinca S, Viviano G. 2004. Eur J Epidemiol. 19(1):49-54.).
- 4) MORTALITA' 1981-2001 La mortalità nel Comune di Brindisi e nella Provincia di Brindisi è stata pubblicata nel volume "La mortalità nella Provincia di Brindisi 1981-2001" e successivamente, in forma sintetica, sulla rivista Epidemiologia &

prevenzione (anno 32 (1) gennaio-febbraio 2008) con lo stesso titolo (Gianicolo EAL et al.) utilizzando i dati ISTAT. Non risulta pubblicata nello stesso periodo dalla ASL alcuna mortalità standardizzata. Nel Comune di Brindisi da questi dati risulta che, per tutte le cause, nel decennio 1981-1990 sono stati osservati negli UOMINI 3213 decessi contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 3043, 170 decessi in più. Nel periodo 1991-2001 sono stati osservati negli UOMINI 3837 decessi contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 3653, 187 decessi in più. Per le sole cause tumorali negli UOMINI i decessi registrati sono stati nel decennio 1981-1990 925 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 779, 146 decessi in più; nelle DONNE 620 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 548, 72 decessi in più; negli UOMINI i decessi registrati sono stati nel decennio 1991-2001 1217 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 1124, 93 decessi in più; nelle DONNE 808 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 797, 11 decessi in più. (Epidemiol Prev. 2008 Jan-Feb;32(1):49-57. Mortalità nei Comuni della Provincia di Brindisi. Gianicolo EA, Serinelli M, Vigotti MA, Portaluri M.)

- 5) Nel 2011 alcuni ricercatori hanno pubblicato dati relativi al periodo 1999-2001 che mostrano chiaramente come nel primo chilometro di distanza dall'area industriale si sia verificato un rischio doppio di tumori al polmone ed alla vescica. Anche il rischio di Linfomi non Hodgkin e Leucemie è aumentato al decrescere della distanza. (Spatial analysis of the risk of multiple cancers in relation to a petrochemical plant. Environmetrics wileyonlinelibrary.com DOI: 10.1002/env.1138 Calculli C, Pollice A, Serinelli M).
- 6) L'ISS (Istituto Superiore di Sanità) propone di svolgere a Brindisi tre tipi di approfondimenti: a) studi subcomunali, tra la popolazione che vive nelle vicinanze di fonti di rischio (petrolchimico e centrali); b) studi occupazionali per indagare la salute dei lavoratori; c) il biomonitoraggio per la ricerca degli inquinanti negli organismi delle popolazioni più esposte. Questo testualmente: "La conduzione di uno studio di coorte dei dipendenti del petrolchimico e di alcuni comparti dell'area portuale con un'analisi di mortalità e di incidenza contribuirebbe a dimensionare il ruolo eziologico della componente professionale per alcune patologie, in particolare i tumori pleurico e del polmone. Per approfondire il ruolo delle esposizioni sia occupazionali sia ambientali sulla salute dei residenti sarebbe opportuno acquisire dati sullo stato

attuale dell'inquinamento ambientale e condurre studi geografici a livello sub-comunale. Inoltre, sarebbe necessario valutare l'esposizione umana alle concentrazioni di inquinanti presenti nell'ambiente attraverso uno studio di biomonitoraggio, in modo da distinguere il ruolo delle esposizioni occupazionali da quelle ambientali."(Studio SENTIERI (Studio Epidemiologico Nazionale dei Territori e degli Insediamenti Esposti a Rischio di Inquinamento Epidemiol Prev 2011; 35 (5-6) Suppl. 4: 1-204)

- 7) Il gruppo di lavoro riunitosi nel 2012 presso il Comune ha prodotto un corposo documento scaricabile dal sito del Comune che così tra l'altro concludeva: "Adottare politiche per la riduzione delle emissioni massicche, da intendersi non solo in aria ma anche nelle altre matrici ambientali, autorizzando solo nuove attività industriali con minimo impatto ambientale e negoziando un programma di consistente riduzione degli impatti ambientali di quelle in esercizio, con particolare riferimento al settore energetico, con la progressiva riduzione del carbone, combustibile notoriamente ad elevato impatto sanitario, e la pianificazione della sua sostituzione con metano, nonché alle emissioni di benzene provenienti dal polo chimico. Effettuare controlli frequenti sui combustibili in ingresso e le scorie prodotte Potenziare i controlli sulle emissioni in aria, acqua e suolo".
- 8) Nel 2013 da uno studio di ricercatori di alcuni istituti del CNR di Lecce e della ASL di Brindisi, tra questi il dottor Latini, si apprende che le malformazioni congenite nella città di Brindisi sono il 17% in più di quanto atteso in base al registro europeo delle malformazioni, il 48% in più per le sole malformazioni cardiache. In particolare dal 2001 al 2010 sono nati 189 bambini con malformazioni congenite, 3 in più ogni anno rispetto alla media europea. (Gianicolo et al. BMC Pregnancy and Childbirth 2012, 12:165; Congenital anomalies among live births in a polluted area. A ten-year retrospective study). Ma c'è di più! Lo stesso gruppo di ricercatori ha dimostrato che nelle settimane di gravidanza in cui le malformazioni si generano, le mamme dei bambini malformati hanno respirato, sulla base dei dati delle centraline per il monitoraggio dell'aria, una concentrazione di SO<sub>2</sub> superiore a quella respirata dalle mamme che hanno partorito bambini sani. L'ARPA Puglia certifica che il 90% della SO<sub>2</sub> emessa a Brindisi proviene dalla produzione di energia. ( 2-Emilio Gianicolo Environmental Research, 128 + (2013) 9-14. Congenital anomalies among live births in a high environmental risk area--a case-control

study in Brindisi (southern Italy).

- 9) A gennaio 2013 un altro lavoro scientifico condotto sulla nostra popolazione mostra un aumento di ricoveri ospedalieri, dal 2001 al 2007, per malattie cardiache e respiratorie all'aumentare, anche nei limiti di legge, delle concentrazioni di Polveri Totali Sospese e NO<sub>2</sub> misurate in aria dalle centraline. Inoltre il rischio di ricovero aumenta quando i venti soffiano dal porto e dall'area industriale verso la città. Non è la quantità soltanto degli inquinanti ad essere nociva ma anche la loro qualità! ( Emilio Antonio Luca Gianicolo , Antonella Bruni , Cristina Mangia , Marco Cervino, Maria Angela Vigotti (2013): Acute effects of urban and industrial pollution in a government-designated "Environmental risk area": the case of Brindisi, Italy, International Journal of Environmental Health Research, DOI:10.1080/09603123.2012.755154 <http://dx.doi.org/10.1080/09603123.2012.755154>).
- 10) Nel 2013 uno studio nazionale ha stimato l'impatto sulla salute della popolazione adulta dell'inquinamento atmosferico in 23 città italiane tra cui Brindisi dal 2006 al 2009 rilevando in questa città un decesso all'anno attribuibile alle emissioni di PM<sub>10</sub> (Epidemiol Prev.2013 Jul-Oct;37(4-5):252-62.[Short-term impact of air pollution among Italian cities covered by the EpiAir2 project]. [Article in Italian] Baccini M,Biggeri A; Gruppo collaborativo EpiAir2.)
- 11) Nel periodo 2005-2009 utilizzando gli archivi dei dati sanitari correnti alcuni epidemiologi hanno messo in evidenza come nelle donne la BPCO sia più frequente tra le residenti nel capoluogo rispetto alle residenti nei comuni della provincia." (Stima della prevalenza di bronco pneumopatia cronico ostruttiva (BPCO) nella provincia di Brindisi per gli anni 2005-2009, Antonella Bruni, Emilio Antonio Luca Gianicolo, Maria Angela Vigotti, Annunziata Faustini , Epidemiol Prev. 2013 Jul-Oct;37(4-5):220-
- 12) La legge della Regione Puglia n.12/ 2012 prescrive che le istituzioni ambientali e sanitarie pugliesi conducono una valutazione del danno sanitario (VDS) per stabilimenti industriali che si trovano in aree ad elevato rischio di crisi ambientale, che sono soggetti ad autorizzazione di impatto ambientale (AIA) e che "presentino il requisito aggiuntivo di essere fonti di idrocarburi policiclici aromatici" (ARPA et al. 2015: ARPA, ARES, e ASL Brindisi. 2015. 'Rapporto di Valutazione speditiva del Danno Sanitario nell'area di Brindisi ai sensi della L.R.

21/2012 Dicembre 2014 Rev.01 Settembre 2015). Per le sostanze emesse dalla centrale gli autori calcolavano il rischio cancerogeno e non cancerogeno, attraverso una valutazione dose-risposta, ovvero attraverso il prodotto tra l'esposizione, in termini di dose inalatoria, e la risposta, in termini di effetto sanitario avverso. Per quanto riguarda il rischio cancerogeno, gli autori riportano il livello di rischio pari a 30 per milione ( $0,3 \cdot 10^{-4}$ ), inferiore alla soglia di accettabilità dagli stessi adottata, mutuando una classificazione proposta dall'agenzia statunitense per l'ambiente (US EPA Environmental Protection Agency 2016).

- 13) Studio sull'impatto sanitario del particolato primario e secondario prodotti dalla Centrale di Cerano nel 2006. Se si considera solo il particolato primario, sono 4 i decessi che si stima sarebbero stati evitati annualmente se non vi fosse stata esposizione. Questo numero varia da 1 a 7 se si tiene conto dell'incertezza statistica associata al coefficiente di rischio adottato. Quando si considera il particolato secondario, il numero stimato dei decessi attribuibili aumenta fino a 28. Tale numero varia da un minimo di 7 ad un massimo di 44 a seconda dei diversi meccanismi chimici ipotizzati, delle concentrazioni assunte per ozono e ammoniacca, e dell'intervallo di confidenza per il coefficiente di rischio adottato. (*Int J Environ Res Public Health*. 2015 Jul 8;12(7): 7667-81. doi: 10.3390/ijerph120707667. *Secondary Particulate Matter Originating from an Industrial Source and Its Impact on Population Health*. Mangia C., Cervino M, Gianicolo EA)
- 14) 2016. Roma : Congresso Mondiale di Epidemiologia Ambientale. Nell'area di Brindisi in relazione alle emissioni delle tre centrali operanti sul territorio, due delle quali ancora attive, è stato condotto uno studio dei ricercatori del Dipartimento di Epidemiologia del Lazio (DEP), dell'Ares Puglia, dell'ARPA e della ASL di Brindisi guidato per incarico del Centro Salute e Ambiente della Regione Puglia da Francesco Forastiere (DEP) E' stata analizzata una popolazione di 229.334 cittadini (coorte in termine tecnico) residenti al 2001 in 7 comuni della provincia di Brindisi e ne è stato seguito il destino fino al 2013. Attraverso l'applicazione di un modello di simulazione della dispersione degli inquinanti, è stata attribuita a ciascun membro della coorte l'esposizione al PM10, la condizione socio economica e il settore di occupazione. E' stato calcolato che, per alcune cause di morte, è associato un aumento significativo di rischio al crescere dell'esposizione a PM10. Nei soggetti della coorte più esposti a

neanche un microgrammo (precisamente 0.65) al metro cubo d'aria in più di altri, si riscontra una mortalità annua più elevata per tutti i tumori (+8%), tra questi spiccano il cancro del pancreas: +11%, e il cancro della vescica: +16%); per malattie respiratorie (+12%), per eventi coronarici acuti, cioè decessi per infarto cardiaco (+11%). Si noti che il "limite di legge" di concentrazione media annua di PM10 e' ancora posto molto in alto, a 40 microgrammi al metro cubo d'aria: questo studio conferma, se ce ne fosse ancora bisogno, che questa misura non è adeguata alle evidenze scientifiche della nocività del PM10. Abstract Number: P3-308 | ID: 4414, Retrospective exposure assessment to air pollution from power plants emissions in the Brindisi area. Roberto Giua et al. (<https://ehp.niehs.nih.gov/isee/2016-p3-308-4414/>)

- 15) Il 20 settembre 2016 la dirigente del Servizio Analisi della Domanda e della Offerta di Salute e Flussi informativi dell'ARES Puglia, l'epidemiologa Lucia Bisceglia, è stata audita dalla Commissione Ambiente del Senato nell'ambito di un'attività tendente a chiarire gli impatti ambientali e sanitari della Centrale Enel di Cerano in Brindisi. La relazione dell'ARES è scaricabile dal sito del Senato al seguente indirizzo: [https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg17/attachments/documento\\_evento\\_procedura\\_commissione/files/000/004/275/Documentazione\\_ARES\\_Puglia.pdf](https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg17/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/004/275/Documentazione_ARES_Puglia.pdf) La relazione contiene un excursus di tutti gli studi citati in questa sintesi.
- 16) Comunicazione al XXI Congresso Nazionale dell'Associazione Italiana dei Registri Tumori (AIRTUM) 5-7 aprile 2017 Catanzaro. Registro Tumori ASL Brindisi e Centro di Riferimento del Registro Tumori Puglia (Ardizzone A., Bisceglia L., De Lorenzis LE, Epifani S., Lotti F., Pagliara MC, Rashid I., Spagnolo G.) Conclusione : "dei 4 comuni dell'AERA (Area Elevato Rischio i comuni di Brindisi e San Pietro Vernotico nostrano un eccesso significativo di incidenza, negli anni 2006-2010, di alcune sedi tumorali rispetto al resto della provincia, non compresa nell'AERA"
- 17) Nel 2017 la Regione Puglia ed il Dipartimento di epidemiologia della Regione Lazio hanno pubblicato uno studio di coorte per valutare l'effetto delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente a Brindisi e nei comuni limitrofi (Bauleo e al 2017 <http://bal.lazio.it/wp-content/uploads/2017/08/Rapporto-Studio-Coorte-Brindisi-040717.pdf>). Gli

autori riportavano una associazione tra l'esposizione stimata al 1997 a PM<sub>10</sub> e SO<sub>2</sub>, traccianti utilizzati per stimare l'effetto delle centrali termoelettriche, e mortalità per tumori Maligni nel complesso, tumore del pancreas, tumore della vescica (uomini) e leucemia (uomini), eventi coronarici acuti e malattie dell'apparato respiratorio, in particolare broncopneumopatia cronico ostruttiva (BPCO). L'analisi dei ricoveri in considerazione dell'esposizione annuale, sono stati riscontrati incrementi di rischio per diabete, malattie neurologiche, patologie cardiovascolari e respiratorie. L'analisi dei ricoveri per malattie cardiovascolari e respiratorie nei tre periodi (2000-2004, 2005-2009, 2010-2013) ha mostrato effetti nel primo periodo e nell'ultimo periodo. Infine, per l'incidenza tumorale, l'esposizione a SO<sub>2</sub> risultava associata al rischio di tumore del polmone (HR 1.38, IC95% 1.05-1.83) e al mieloma multiplo (HR 2.82, IC95% 1.22-6.51).

18) La Valutazione del Danno Sanitario 2019. Gli autori non riportano per quanto concerne le emissioni della centrale ENEL di Cerano rischi cancerogeni superiori alla soglia di accettabilità (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019a). Gli autori hanno anche fornito una valutazione integrata di impatto sanitario e ambientale, elaborando una valutazione degli effetti delle emissioni della centrale Enel di Cerano (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019b). La metodologia è simile a quella adottata nello studio del CNR (Mangia et al. 2015). Nella valutazione effettuata nel 2009, gli autori stimano in circa 4 i decessi all'anno attribuibili alla centrale, se si considera lo scenario emissivo del 2004. Gli autori considerano, tuttavia, solo l'impatto del particolato primario ignorando una componente altrettanto importante per la salute, cioè il particolato secondario. Comunque, è interessante osservare che al diminuire delle emissioni diminuiscono conseguentemente anche i decessi attribuibili, che arrivano a circa due con lo scenario emissivo riportato nell'autorizzazione integrata ambientale del 2017 (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019 b).

19) La V edizione dello Studio SENTIERI (Zona e al. Epidemiologia&Prevenzione 43, n.2-3, 2019) Tra gli uomini si osserva un aumento della mortalità generale e di quella per tutti i tumori; tra le donne risulta invece aumentato il rischio di decesso per malattie dell'apparato respiratorio e dell'apparato digerente. Lo studio delle patologie per le quali esiste *a priori* un'evidenza Sufficiente o Limitata di associazione con le fonti di *esposizioni ambientali* nel sito mostra, tra

gli uomini residenti, un aumento della mortalità per mesotelioma e tra le donne della mortalità per tumore del polmone e malattie dell'apparato respiratorio (anni 2006-2013). Circa l'incidenza tumorale per le cause con un'evidenza *a priori* Sufficiente o Limitata di associazione con le fonti di *esposizioni ambientali* nel sito si osserva tra gli uomini un'aumentata incidenza di mesotelioma; si segnalano eccessi di melanoma maligno della pelle e dei tumori maligni del tessuto linfoematopoietico, in particolare leucemia linfoide e linfocitica cronica delle cellule di tipo B. Tra le donne si osserva un'aumentata incidenza delle patologie tumorali, in particolare per il tumore del polmone, tumore del fegato, della mammella e del corpo dell'utero. Per quanto riguarda le neoplasie infantili-adolescenziali-giovanili il profilo di incidenza oncologica non presenta elementi di rilievo tranne che per un eccesso di tumori del sistema linfoemopoietico in età 15-19 anni (3 casi), ascrivibile a un eccesso di leucemia tra le adolescenti (2 casi; SIR=924; IC90% 164-2.909, non in tabella), un eccesso in età giovanile di tumori delle cellule germinali, trofoblastici e gonadici (10 casi; SIR=315; IC90% 171-533) e in generale di tumori embrionali (9 casi; SIR=59; IC90% 135-453). Per quanto riguarda l'ospedalizzazione si rileva che il numero di ricoverati per tutte le cause naturali risulta in difetto rispetto all'atteso nel primo anno di vita e tra i bambini (0-14 anni) e in eccesso tra gli adolescenti e i giovani adulti. Lo studio conclude: "In conclusione, i risultati evidenziati indicano la necessità di una sorveglianza epidemiologica della popolazione residente, garantendo contestualmente l'attuazione di tutte le misure preventive atte a tutelare la salute della popolazione residente in questo territorio, compresa l'adozione delle migliori tecniche disponibili per il contenimento delle emissioni industriali."

## **OSSERVAZIONI SULLE VALUTAZIONI NELLA RELAZIONE DI IMPATTO SANITARIO**

In riferimento alla relazione di impatto sanitario di A2A, si osserva che la decisione di NON considerare l'impatto della Formaldeide sul rischio leucemogeno, è arbitraria perchè il pronunciamento di IARC su tale cancerogeno, per la sua capacità di provocare leucemie, ancorchè a maggioranza, è conclusivo e così è formulato nella Monigrafia 100F alla pag. 430:

"There is sufficient evidence in humans for the carcinogenicity of formaldehyde. **Formaldehyde causes cancer of the nasopharynx and leukaemia.** Also, a positive association has been observed between exposure to formaldehyde and

sinonasal". (<https://monographs.iarc.fr/wp-content/uploads/2018/06/mono100F-29.pdf> )

Si tratta di una grave lacuna considerando che le malattie emolinfoproliferative, sono in eccesso nella fascia di popolazione infantile.

Nella stessa relazione, circa l'incidenza e mortalità di tumori del nasofaringe, si impiegano erroneamente dati dei tumori della Testa Collo, dei quali quello del nasofaringe è piccola parte e con eziopatogenesi differente dai restanti attribuibili a fumo di tabacco e abuso d'alcool.

## **I DATI EPIDEMIOLOGICI CONFERMANO LA RIDUZIONE DEGLI EFFETTI SANITARI AL RIDURSI DELLE EMISSIONI**

Nello studio Bauleo 2017 si legge: "I risultati relativi alla mortalità per tumore, dove le esposizioni rilevanti sono quelle del passato (a causa dei lunghi tempi di latenza tra esposizione e malattia), sono suggestivi di un ruolo causale delle emissioni industriali, specie per l'incidenza di tumore polmonare; per il tumore della vescica e per la leucemia diversi studi hanno riconosciuto un ruolo dei fattori ambientali ed occupazionali." E ancora: "In sintesi, il lavoro di ricostruzione retrospettiva delle emissioni, ha consentito di disporre di informazioni sulla esposizione della popolazione residente sin dagli inizi degli anni '90, ed è stato evidenziato un importante impatto sulla salute delle passate emissioni industriali.

Si è inoltre riscontrata una criticità relativa all'impatto del polo energetico sulla morbosità cardiovascolare e respiratoria negli ultimi anni che – alla luce della riduzione delle concentrazione degli inquinanti studiati - potrebbe essere interpretata come una conseguenza di esposizioni pregresse".

Pertanto il vantaggio, che si è ottenuto dalla riduzione delle emissioni (Fig a pag 7 e 8 dello Studio di coorte Bauleo 2017) verrebbe ridotto dalle nuove emissioni in un'area estremamente popolata (Quartieri Perrino, Centro e Casale).

Non a caso, lo studio si conclude con la seguente raccomandazione: "Tale criticità suggerisce l'opportunità di proseguire l'osservazione epidemiologica, **garantendo contestualmente l'attuazione di tutte le misure preventive, atte a tutelare la salute della popolazione residente in questo territorio, compresa l'adozione delle migliori tecniche disponibili per il contenimento delle emissioni industriali.**"

## MINORE SOPRAVVIVENZA DEI PAZIENTI ONCOLOGICI IN PUGLIA RISPETTO AL RESTO D'ITALIA

Da "I numeri del cancro 2018" pubblicato da AIOM, AIRTUM e dal PASSI dell'Istituto Superiore di Sanità, nel 2018 emerge chiaramente che la sopravvivenza dei malati oncologici al SUD, è inferiore a quella delle regioni del Centro Nord del Paese, e pertanto l'immissione di sostanze cancerogene nell'ambiente non solo aumenta rischio di nuovi casi, ma incrementa il numero di morti premature. (Vedi seguente tabella)

		Tutti i tumori (M)	Tutti i tumori (F)	Colon-retto	Mammella	Prostata	Polmone	Stomaco
1 - NORD	Liguria	51%	61%	61%	87%	90%	15%	26%
	Lombardia	54%	63%	66%	87%	93%	18%	34%
	Piemonte	53%	63%	64%	88%	92%	14%	30%
	Valle d Aosta	61%	64%	68%	88%	94%	12%	36%
	Emilia Romagna	56%	65%	69%	89%	92%	18%	33%
	Friuli Venezia Giulia	53%	61%	64%	88%	95%	12%	32%
	Trentino Alto Adige	53%	63%	66%	87%	91%	16%	36%
	Veneto	55%	64%	65%	88%	93%	16%	32%
3 - CENTRO	Lazio*							
	Marche*							
	Toscana	56%	65%	68%	88%	92%	16%	32%
	Umbria	54%	63%	67%	86%	92%	16%	37%
4 - SUD E ISOLE	Abruzzo*							
	Basilicata	55%	62%	63%	88%	89%	13%	30%
	Calabria	54%	63%	60%	85%	86%	13%	26%
	Campania	50%	59%	59%	84%	89%	13%	31%
	Molise*							
	Puglia	52%	61%	61%	85%	89%	15%	28%
	Sardegna	49%	60%	58%	85%	83%	13%	27%
	Sicilia	52%	60%	60%	85%	89%	14%	26%

**TABELLA 28. Sopravvivenza netta a 5 anni dalla diagnosi (standardizzata per età) casi incidenti 2005-2009 (pool AIRTUM) per le 13 Regioni presentate nel rapporto AIRTUM 2016**

\* dato regionale non disponibile.