

Il Gas, il Nucleare e la Tassonomia

E' recentemente venuto agli onori della ribalta il termine "*tassonomia europea*" ovvero la lista degli investimenti ritenuti sostenibili in Europa in campo energetico e ambientale per mitigare il cambiamento climatico in atto. L'inserimento del gas e del nucleare tra gli investimenti eleggibili, sta scatenando una vera e propria battaglia che vede contrapporsi i Paesi europei, tra sostenitori e detrattori sia del gas naturale di origine fossile, sia dell'energia nucleare.

Sul fronte del nucleare, non passa ormai giorno senza che esponenti politici, industriali vari, giornalisti e opinion maker più disparati, parlando del recente "*caro bollette*", non lancino assist per il ritorno dell'Italia all'energia nucleare, invocando presunte posizioni di stampo ideologico che hanno di fatto impedito all'Italia di proseguire su tale strada.

Tali personaggi, per risolvere i problemi del forte aumento di gas ed elettricità che è verificato negli ultimi mesi, sollecitano, da una parte, l'incremento dell'estrazione di gas naturale italiano e più investimenti nei ri-gassificatori di Gas Naturale Liquefatto (GNL) importato tramite navi metaniere, al fine di ridurre la dipendenza dal gas russo, e dall'altra il ritorno al nucleare, però quello pulito, sicuro e di quarta generazione, per una maggiore diversificazione e indipendenza dalle fonti di approvvigionamento energetico.

Su tali sollecitazioni è opportuno fare qualche chiarimento, iniziando a capire come si formino i prezzi del gas naturale.

Il mercato del gas naturale

Prima del 2013 i prezzi del gas italiano erano determinati sulla base di contratti a lungo termine, quindi estremamente stabili. Tuttavia questi contratti si sono via via ridotti, in quanto il prezzo Spot della borsa olandese (TTF – Title Transfer Facility – mercato di riferimento europeo), era più conveniente, anche di molto, rispetto ai prezzi dei contratti a lungo termine ⁽¹⁾. Così, con la glorificazione del libero mercato e l'ebbrezza della liberalizzazione, il mercato del gas è finito nelle mani della finanza speculativa, le cui decisioni sono basate più su informazioni dell'ultima ora e sulle sensazioni conseguenti, piuttosto che su razionalità economiche.

Poiché il mercato Spot è guidato da aspettative, è sufficiente che una notizia sia ritenuta credibile per muovere gli operatori a vendere o a comperare ingenti quantitativi di gas con operazioni prettamente speculative.

Ecco allora che la notizia di un incidente a un gasdotto in Siberia, piuttosto che la dichiarazione di un esponente politico americano o polacco ostile al raddoppio del Nord Stream (il gasdotto che collega la Russia alla Germania, bypassando Polonia e Paesi baltici), provoca una impennata dei cosiddetti "*future*" ossia quantità e prezzi fissati contrattualmente ad una data futura specifica.

Verrebbe da dire: ***è la liberalizzazione bellezza !***

Infatti, confrontando i prezzi spot del gas naturale nei vari punti di prelievo (Figura 1), si vede come il prezzo del gas italiano (IT PVS) sia perfettamente allineato con il TTF olandese e il NPB Inglese.

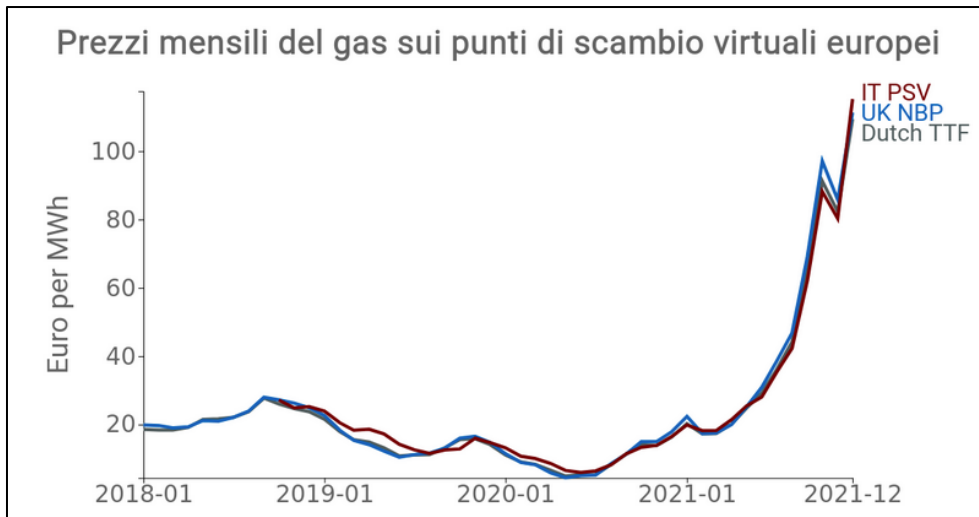


Figura 1 – Fonte: www.pricemedia.it

Se poi (vedi Figura 2) confrontiamo il prezzo Spot del gas olandese (TTF - che funziona come benchmark per tutti gli altri mercati), con i prezzi definiti nei contratti a lungo termine (LNG E GAS doganale), ci rendiamo conto dell'anomalia verificatasi negli ultimi mesi del 2021. Se da una parte i contratti a lungo termine evidenziano prezzi relativamente stabili e contenuti, dall'altra parte osserviamo un'impennata dei prezzi Spot manovrati da obiettivi puramente speculativi.

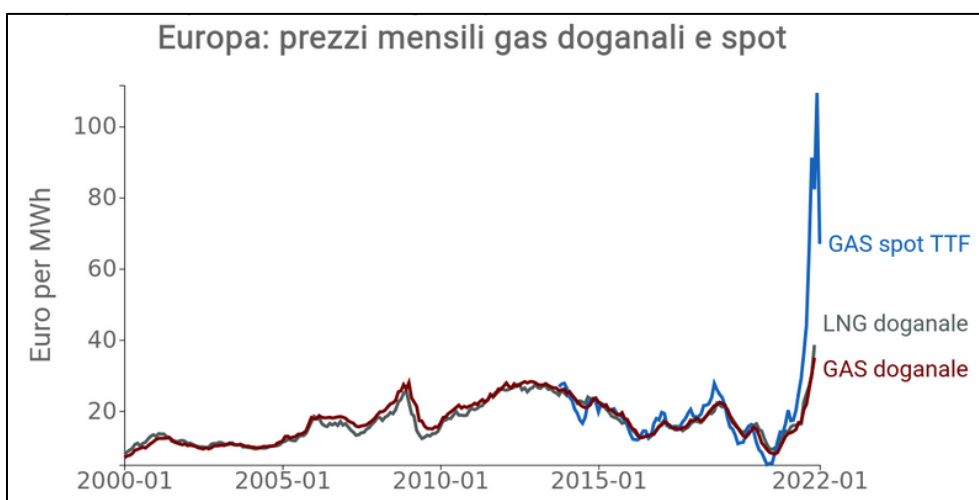


Figura 2 - Confronto tra prezzi Spot (TTF Olanda) e prezzi doganali (Lungo termine)
Fonte: www.pricepedia.it

Per quanto riguarda la produzione nazionale, questa è in continua flessione e sembra sempre più marginale; attualmente essa incide per il 4% dei consumi finali interni e, dal 2019 al 2021 è calata del 31%. Anche se le stime delle riserve accertate di gas pubblicate dal "PITESAI" ⁽²⁾ ammontano a 90 Miliardi di m³, con un costo di estrazione intorno ai 5 centesimi al m³, è improbabile che un aumento della produzione nazionale possa influire in modo decisivo al bilancio energetico nazionale e a calmierare i prezzi del gas nel breve periodo.

Oltretutto considerando che il prezzo del gas naturale italiano (IT PVS) segue pedissequamente il prezzo Spot fissato al mercato Olandese (Dutch TTF), sarebbe interessante conoscere le tipologie contrattuali che governano il gas estratto in Italia, al fine di sapere se un aumento della produzione nazionale può influire sull'andamento dei prezzi al consumo o vada esclusivamente ad aumentare i "fantastici profitti", citati da Mario Draghi, delle società che estraggono metano in

Italia, ENI in testa; cosa che potrebbe non essere spiacevole per i suoi azionisti, Stato italiano in primis.

Questione ri-gassificatori.

In Italia ci sono attualmente tre impianti di rigassificazione funzionanti che sbarcano Gas Naturale Liquefatto (GNL): uno a Panigaglia gestito da Snam; uno al largo di Rovigo, gestito da Edison e il terzo al largo di Livorno gestito da OLT LNG Toscana. Quest'ultimo però negli ultimi mesi del 2021 è rimasto fermo per mancanza di gas da importare. Altri tre impianti sono già stati autorizzati: uno a Porto Empedocle – Agrigento (Enel), uno a Gioia Tauro (LNG Medgas) e uno a Falconara Marittima – Ancona (Api Nova Energia).

I tre impianti in funzione, che hanno una capacità complessiva di ri-gassificazione di oltre 20 Miliardi di m³ anno, hanno però diminuito del 30% l'importazione di GNL, passando 14 Miliardi di m³ del 2019 a 10 miliardi di m³ al 2021, per un motivo molto semplice: i mercati asiatici avevano prezzi più alti di quelli europei e quindi gran parte delle navi metaniere sono state sistematicamente dirottate verso quei mercati! Infatti, la ripresa economia post pandemia e la maggiore richiesta di gas da parte dei paesi asiatici, Cina in primis, ma anche Giappone e Corea, ha indotto le società metanifere a preferire quei mercati che garantiscono profitti maggiori.

Il bilancio del gas naturale in Italia.

Analizzando l'andamento delle importazioni di gas naturale nel triennio 2019, 2020 e 2021, si scoprono degli aspetti interessanti, non sempre evidenziati dai media non specializzati e spesso ignorati dagli esponenti politici che scagliano slogan populistici in cerca di facili consensi elettorali.

Bilanci del Gas Naturale in Italia espressi in Milioni di Sm ³ con PCS a 10,57 kWh/m ³								
Punti di ingresso	Import da:	2019	%	2020	%	2021	%	differenza 2019-2021
Mazzara del Vallo	Algeria	10.206	14%	12.023	18%	21.169	29%	107%
Gela	Libia	5.701	8%	4.460	7%	3.231	4%	-43%
Tarvisio	Russia	29.856	42%	28.420	43%	29.061	40%	-3%
Passo Gries	Norvegia via Olanda	11.127	16%	8.592	13%	2.170	3%	-80%
Melendugno (TAP)	Azerbaijan	-	0%	12	0,02%	7.173	10%	-
Panigaglia Cavarzere Livorno	GNL via metaniere da Qatar, Nigeria, Mozambico, ecc.	13.971	20%	12.588	19%	9.825	14%	-30%
Totale delle importazioni		70.861	100%	66.095	100%	72.629	100%	2%
Produzione nazionale		4.852	7%	4.107	6%	3.343	4%	-31%
Esportazioni		325	0%	316	0%	1.543	2%	375%
Variazione Scorte (Stogit, Edison, Italgas)		1.124	2%	- 1.076	-2%	- 1.591	-2%	
Consumi interni Lordi		74.264		70.962		76.020		2%

Fonte: Ministero della transizione ecologica – DGISSEG – Per semplicità di rappresentazione sono stati omessi gli ingressi dal valico di Gorizia e le uscite dal valico di San Marino, per la poca significatività delle quantità registrate.

Innanzitutto non si può non notare come il 2021 abbia segnato un aumento dei consumi interni lordi del 2% rispetto il 2019, non contando il crollo del 2020, dovuto agli effetti della pandemia.

Nel dettaglio, si può rilevare come le importazioni di gas algerino siano più che raddoppiate tra il 2019 e il 2021, raggiungendo quasi il 30% del gas totale importato nel 2021, mentre le forniture dalla Libia, dal 2019 al 2021, sono calate del 43%, probabilmente per via dell'instabilità cronica di quel paese.

Il gas Russo rappresenta la quota maggiore delle nostre importazioni e negli ultimi tre anni, tale quota è rimasta quasi costante, passando da 29.856 a 29.061 milioni di m³. La quota percentuale però è diminuita dal 42% del 2019 al 40% del 2021.

Una forte contrazione è stata invece rilevata per il gas proveniente dalla Norvegia (-80%), che passa da poco più di 11.000 Milioni di m³ del 2019 (16% del gas totale importato) a poco più di 2.000 Milioni di m³ del 2021 (pari al 3% del totale importato), inferiore anche alla produzione italiana del 2021.

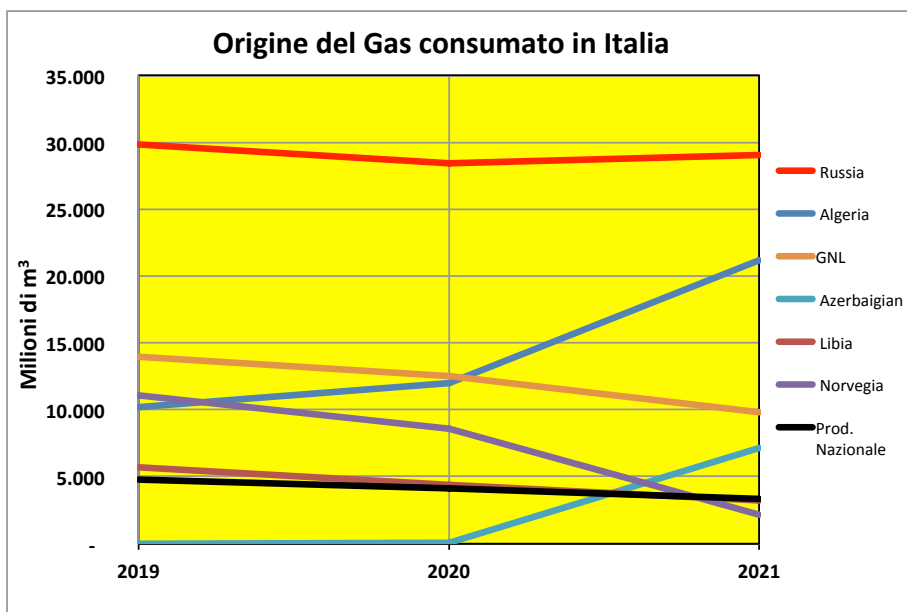
Nel 2021, inoltre, è cominciato ad arrivare il gas dall'Azerbaijan via TAP, fornendo oltre 7 miliardi di m³ su una capacità di 10 miliardi e coprendo il 10 % delle importazioni totali.

Inoltre, come già detto prima, dai terminali di ri-gassificazione di Panigaglia, Cavarzere e Livorno, tra il 2021 e il 2019, la quantità di GNL importato si è ridotta del 30%.

Infine, c'è da sottolineare un aumento delle esportazioni, verso la Francia e la Svizzera, arrivate nel 2021 a oltre 1.500 milioni di m³ con un incremento del 375% tra il 2019 e il 2021.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, che in Italia sono una dozzina con una capacità di circa 14 Miliardi di m³ e di proprietà di Stogit (SNAM), Edison e Italgas, nel 2021 sono stati prelevati 1.591 milioni di m³ di gas, mentre nel 2019 ne erano stati immessi oltre 1.100 milioni di m³.

Viene spontanea una domanda: perché chi accusa la Russia di ridurre le forniture di gas, cosa peraltro non vera, dato che dal 2020 al 2021 fornitura è aumentata del 2%, non apostrofa la Norvegia che le ha ridotte di oltre l'80%, passando in coda alla lista dei fornitori ?



Elaborazione su dati DGISSEG

In effetti, la Commissione europea, per bocca della Presidente Ursula von der Leyen, ha riconosciuto che la Russia sta rispettando gli impegni di fornitura di gas naturale. D'altra parte, le stesse aziende con accordi di fornitura hanno affermato che i loro contratti sono stati rispettati.

Lo stesso presidente russo, Vladimir Putin, ha dichiarato ⁽³⁾ che l'Unione Europea può solo incolpare le proprie politiche per i prezzi record del gas poiché alcuni dei suoi membri rivendono gas russo a buon mercato a prezzi molto più alti all'interno del blocco. Putin ha anche svelato che già da dicembre 2021 la Germania stava rivendendo il gas russo a Polonia e Ucraina a prezzi da tre a quattro volte superiori a quelli di acquisto, piuttosto che alleviare il mercato europeo surriscaldato. Putin ha poi affermato che i leader europei hanno commesso l'errore di ridurre l'uso degli accordi di fornitura a lungo termine a favore del mercato spot, dove i prezzi sono più volatili.

Reuters riporta che il ministero dell'economia tedesca ha rifiutato di commentare. Ma forse la partita è molto più ampia e interessa equilibri geo-politici globali - vedi Maurizio Ricci su la Repubblica del 15 gennaio 2022 ⁽⁴⁾

La questione nucleare.

Come ricorda Giuseppe Onufrio, direttore di Greenpeace Italia, il referendum del 2011 che bloccò il ritorno del nucleare in Italia ha evitato una catastrofe economica. I quattro reattori francesi EPR (European Pressurised Reactor – di generazione III+) che avremmo dovuto costruire in base al memorandum tra Berlusconi e Sarkozy, avrebbero creato quattro “*buchi neri*” finanziari. Infatti, secondo la Corte dei Conti francese, l'unico EPR tuttora in costruzione in Francia avrà un costo totale di oltre 19 miliardi di euro contro i 3,3 previsti inizialmente, e nel frattempo Areva, l'azienda francese proprietaria della tecnologia, è fallita. Anche il costo del reattore finlandese EPR di Olkiluoto 3, costruito dal consorzio franco-tedesco Areva-Siemens, ed entrato in funzione con 12 anni ritardo, è triplicato, con pesanti strascichi giudiziari e richieste di risarcimenti danni a carico del Governo francese, azionista delle società fallite.

Non sta andando meglio per i due EPR di Hinkley Point in Inghilterra, costruiti da EDF Energy e iniziati nel 2016 con un costo previsto di 18 Miliardi di Sterline e già arrivati a £ 23 Miliardi. Se ne prevede la messa in esercizio per il 2026. Il prezzo di vendita dell'Energia Elettrica, fissato inizialmente a 92,50 £/MWh è già aumentato a 106 £/MWh. Da rilevare che il costo attuale dell'eolico offshore dei nuovi progetti è fissato a 50 £/MWh, meno della metà del costo dell'elettricità da nucleare. La grande domanda è: sempre che i tempi siano rispettati, quanto costerà il singolo MWh nel 2026?

Tra l'altro, come riportato sul sito di *Our World in Data* ⁽⁵⁾, il costo livellato dell'elettricità (LCOE) da fonte nucleare è l'unico ad essere aumentato nel decennio dal 2009 al 2019 (+26%). Tutte le altre fonti hanno evidenziato un calo nel costo del singolo MWh prodotto, con il Fotovoltaico che ha registrato il decremento più significativo, riducendosi di quasi 10 volte il 10 anni.

Sull'altra sponda dell'Atlantico, le unità Vogtle 3 e 4 di Georgia Power, le uniche unità di generazione attualmente in costruzione negli USA, hanno annunciato ulteriori ritardi e aumenti dei prezzi. Stime prudenti sui costi suggeriscono che i due impianti da 1.117 GW richiederanno almeno 30 miliardi di dollari per essere completati, inclusi 3 miliardi di dollari in costi finanziari e 27 miliardi di dollari in costi di costruzione.

Infine in Slovacchia, Slovenske Elektrarne, di cui è azionista Enel, ha iniziato a costruire due nuove unità nel 2008; dovevano essere finite nel 2012 e lo saranno nel 2022; dovevano costare € 3,3 miliardi e ne costeranno 6,2. E l'Amministratore Delegato di Enel lo considera un caso virtuoso.

Per non parlare dell'EPR costruito da EDF a Taishan in Cina, fermo da mesi per una perdita di gas radioattivi, tra intrighi diplomatici e ipotesi di difetti di costruzione, ⁽⁶⁾

Chi poi sollecita il ritorno al nucleare per una maggiore sicurezza negli approvvigionamenti dei combustibili, forse ignora che oltre il 50% del fabbisogno mondiale di uranio per alimentare le

centrali viene dal Kazakistan (41%) e dall'Uzbekistan (7%), paesi sotto stretto controllo della Russia, che produce un ulteriore 6% del fabbisogno mondiale di uranio.

Tra l'altro, come riporta Bloomberg (7), l'ondata di proteste in Kazakistan e la fulminea repressione con l'invio nel paese di truppe russe, ha già causato un ulteriore aumento dell'8% del prezzo dell'uranio, prezzo che già a settembre del 2021 era aumentato del 24%, in quanto molti investitori scommettono su una rinascita nucleare provocata dall'uscita di molti governi dai combustibili fossili.

Per quanto riguarda il presunto "nucleare pulito", l'affermazione che gli impianti nucleari non emettono anidride carbonica è una delle più grandi falsità mai propagandate. Sebbene un reattore nucleare non emetta direttamente CO₂ durante il suo funzionamento, sia il ciclo del combustibile, dall'estrazione del minerale di Uranio fino al confinamento del combustibile esausto, sia il ciclo delle centrali, dalla costruzione fino al loro smantellamento, sono responsabili, indirettamente, di ragguardevoli quantità di CO₂.

In uno studio, intitolato Nuclear Power – the energy balance, commissionato dal parlamento europeo (8), sono state stimate le emissioni di CO₂ equivalente nei 5 segmenti della filiera nucleare (il Front End, la Costruzione delle centrali, l'Operation & Maintenance, il Backend e il Decommissioning). Gli autori (Storm & Smith) indicano un valore medio di 150 g/kWh di emissioni di CO₂ per tutto il ciclo nucleare.

Le emissioni di CO₂ delle filiere nucleari sono comunque molto inferiori a quelle dei cicli a Carbone e a Gas, che arrivano rispettivamente a 880 e 370 grammi di CO₂ per kilowattora prodotto. Storm & Smith tuttavia pongono il problema di cosa succederà quando il grado di concentrazione dell'Uranio presente nella crosta terrestre diminuirà per via della diminuzione delle risorse disponibili a basso costo. Infatti, man mano che la purezza del minerale diminuisce, occorrerà più energia fossile per estrarre e lavorare il minerale di Uranio. Storm & Smith hanno calcolato che ad una concentrazione di Uranio (grade) tra lo 0,01% e lo 0,02%, le emissioni di CO₂ da una centrale nucleare eguaglierebbero le emissioni di un ciclo combinato a gas. Da rilevare che il grade dell'uranio estratto attualmente dalle varie miniere oscilla tra le 0,1 e lo 0,3% (9)

Includere il nucleare nella tassonomia è "green-washing" e una potenziale truffa per gli investitori di "bond verdi" con il nucleare incorporato.

Tuttavia, per il Governo francese e soprattutto per EDF, la società fortemente indebitata che gestisce gli impianti nucleari, non solo in Francia, sarà molto difficile e costoso reperire le ingenti risorse necessarie al rinnovamento e al mantenimento del parco reattori nazionale ormai vecchiotto. L'inserimento del nucleare nella tassonomia europea, faciliterebbe il reperimento di risorse finanziarie sui mercati a tassi di interesse più accettabili. Questo è il motivo principale per cui la Francia, ma anche i paesi dell'est Europa che dispongono di impianti nucleari stanno premendo per inserire il nucleare nella tassonomia energetica europea.

Per quanto riguarda la sicurezza infine, non vale la pena dilungarsi più di tanto: un paese che dopo 20 anni non trova il coraggio di affrontare pubblicamente il problema del deposito nazionale delle scorie radioattive, con quale forza spera di affrontare il tema della localizzazione di nuove centrali nucleari?

Tra l'altro, i costi per mettere in sicurezza i rifiuti nucleari nazionali e lo smantellamento delle quattro centrali (Caorso, Trino Vercellese, Garigliano e Latina), di cui se ne occupa la Sogin, società creata appositamente nel 1999 per il decommissioning nucleare, e che, secondo indiscrezioni di stampa, sarà commissariata per ragioni economiche e di bilancio, sono lievitati da una previsione iniziale di 3,7 Miliardi di Euro a € 8 Miliardi, con appena un terzo dei lavori eseguiti.

Ben venga un ennesimo referendum: sarà la tomba definitiva dei nazional-popular-sovrani !

Sergio Zabet – Febbraio 2022

-
- (¹) A gennaio 2022 il prezzo medio del metano nei contratti a lungo termine in Europa è poco al di sopra del 30 \$/MWh contro una media di circa 102 \$/MWh di quelli spot.
- (²) PITESAI – acronimo di Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee, introdotto dal Governo Conte I nel 2018, ma diventato, secondo Jacopo Giliberto del Sole 24 ore, uno strumento per impedire lo sfruttamento dei giacimenti nazionali. Vedi: <https://www.ilsole24ore.com/art/trivellazioni-adriatico-ferme-ma-gas-italiano-costa-decimo-AEgbV0u>
- (³) <https://www.reuters.com/markets/commodities/russian-gas-goes-east-via-yamal-europe-pipeline-fourth-day-2021-12-24/>
- (⁴) https://www.repubblica.it/economia/rubriche/eurobarometro/2022/01/15/news/gas_energia-333852727/
- (⁵) <https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>
- (⁶) vedi: <https://valori.it/reattore-nucleare-epr-taishan-cina-fermo/>
- (⁷) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-01-05/turmoil-in-uranium-rich-kazakhstan-threatens-to-elevate-prices>
- (⁸) vedi: <http://www.stormsmith.nl/nuclearco2.html>
- (⁹) vedi: https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/33/003/33003343.pdf?r=1&r=1