

GeEO Gas e Elettricità Oggi

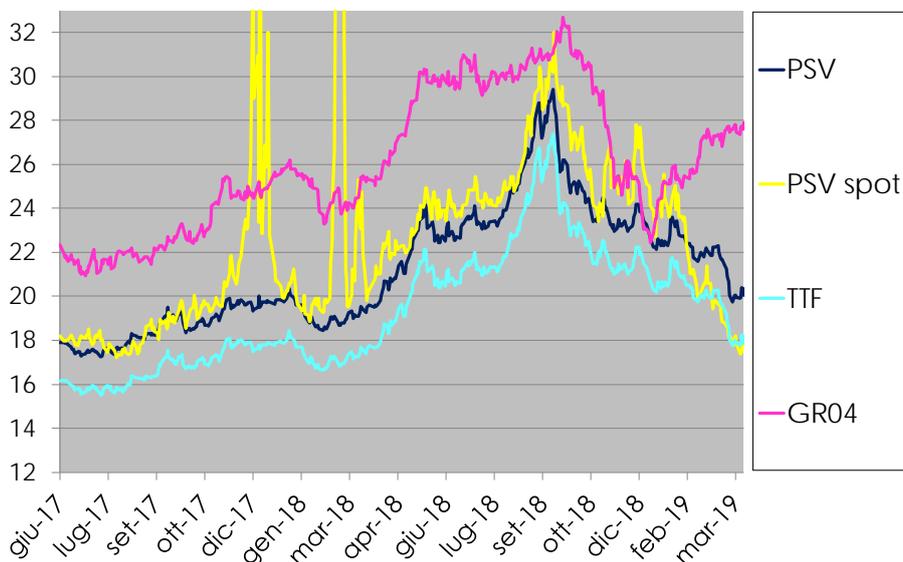
Retrospectiva sul Q119

Sviluppi di mercato Gas europeo

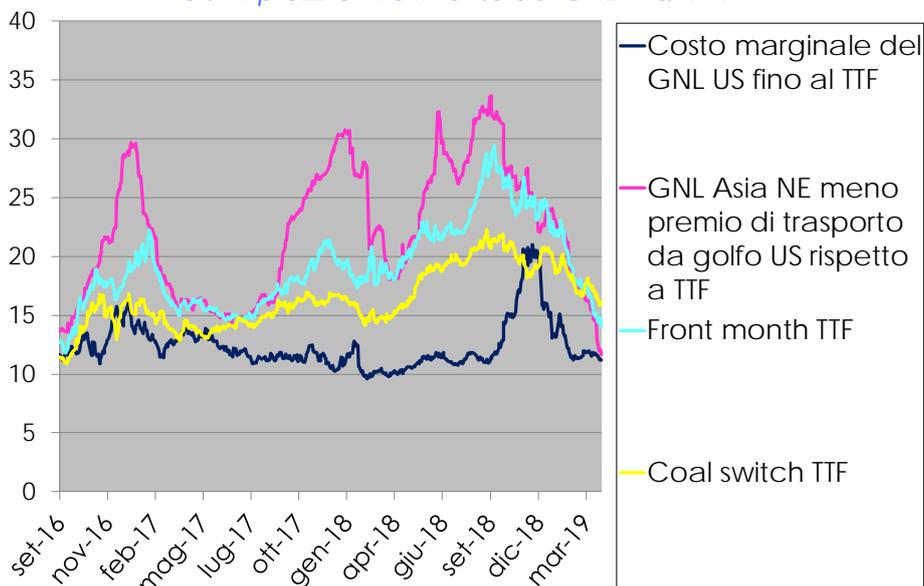
Grazie alla presenza nel mese di gennaio di temperature attestare attorno ai normali livelli stagionali, si è assistito ad un'interruzione della tendenza al ribasso che aveva caratterizzato i prezzi del gas spot e per il residuo dell'inverno sui mercati europei. Ciononostante, a causa del perdurare di consistenti importazioni di GNL e dell'innalzamento delle temperature registrato a febbraio, è stata nuovamente

rilevata la ripresa della parabola discendente. Alla fine di marzo i valori di *send-out* del GNL dei terminali europei raggiungono nuove punte massime, in quanto le quotazioni spot del GNL asiatico scendono al di sotto di quelle al TTF in termini assoluti, facendo dell'Europa la destinazione caratterizzata dal valore più elevato sia per le forniture di GNL provenienti dal Medio Oriente sia per quelle del bacino atlantico. Prima della fine del trimestre le riserve di gas eccedenti rispetto all'anno precedente sono salite ad un valore pari a circa 25 miliardi di metri cubi.

Prezzi per l'Anno Termico successivo e prezzi spot al PSV in €/MWh:



Ultimi prezzi di riferimento del GNL in €/MWh:



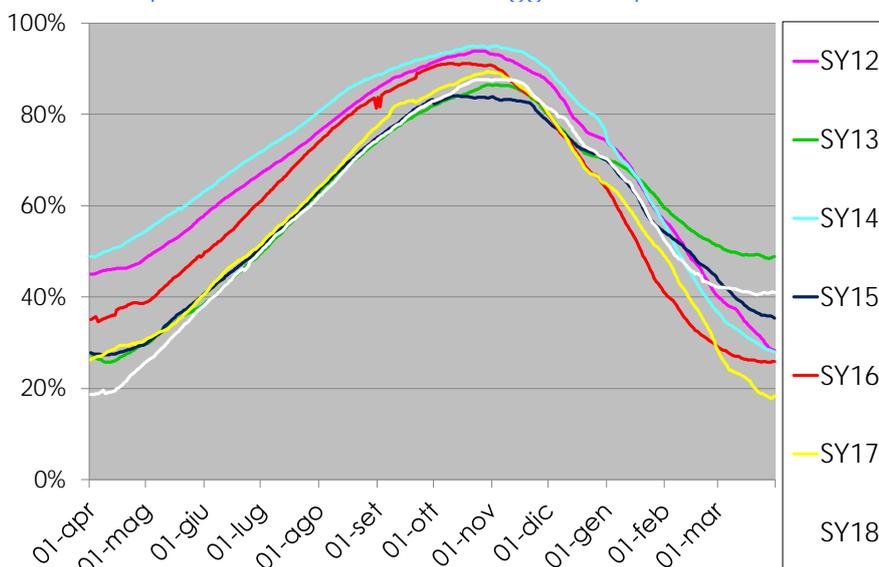
Entro la metà di febbraio è svanito il premio del prezzo *spot* rispetto a quello dell'Estate 19, spingendo i costi variabili a carico di un impianto a ciclo combinato a scendere al di sotto di quelli sostenuti da una centrale a carbone, facendo così aumentare la domanda di gas. La debolezza dei prezzi per l'estate fa sì che gli *spread* inverno/estate riescano a superare i 4 euro entro la fine di marzo, inducendo pertanto le aste sulla capacità di stoccaggio a registrare prezzi di assegnazione di entità record.

Dai dati preliminari si evince che la produzione totale dell'UE e le importazioni relative al 2018 avrebbero registrato un aumento pari a 7 miliardi di metri cubi, in quanto una riduzione delle importazioni

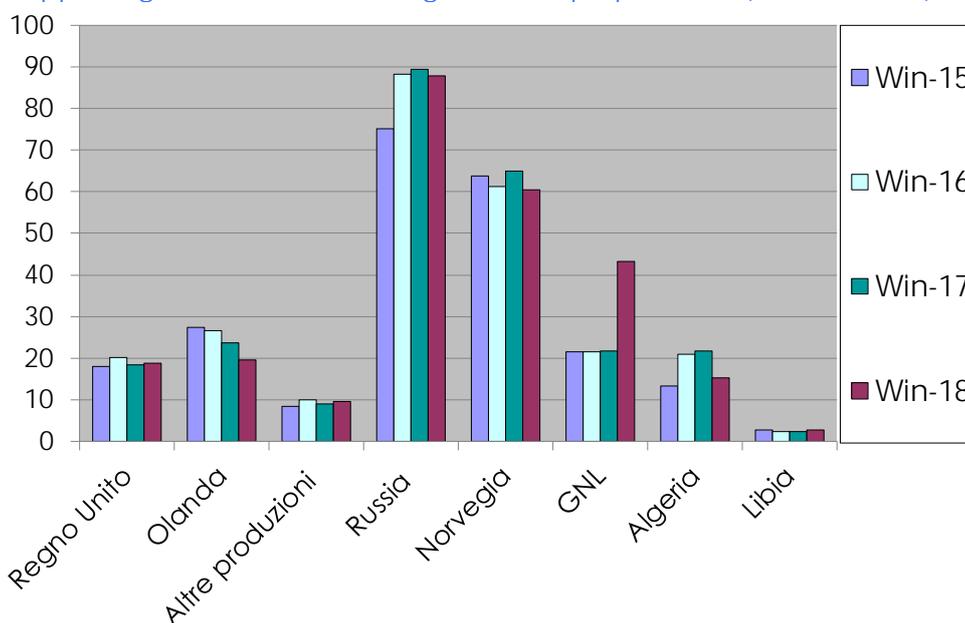
provenienti da Algeria, Norvegia e Russia nonché l'ulteriore calo della produzione europea determinato dal giacimento di Groningen, avrebbero in parte compensato il consistente rialzo ammontante a 22 miliardi di metri cubi evidenziato dalle forniture di GNL.

I dati sul consumo a livello europeo non sono ancora disponibili, anche se approvvigionamenti inferiori di 27 miliardi di metri cubi provenienti dai centri di stoccaggio implicano una riduzione dei consumi pari a 20 miliardi di metri cubi e il conseguente calo degli stessi ad un valore di 304 miliardi di metri cubi, favorito dalle temperature miti di fine inverno.

Giacenze presenti nei centri di stoccaggio europei secondo il GSE:



Approvvigionamento totale di gas all'Europa per fonte (miliardi di mc):



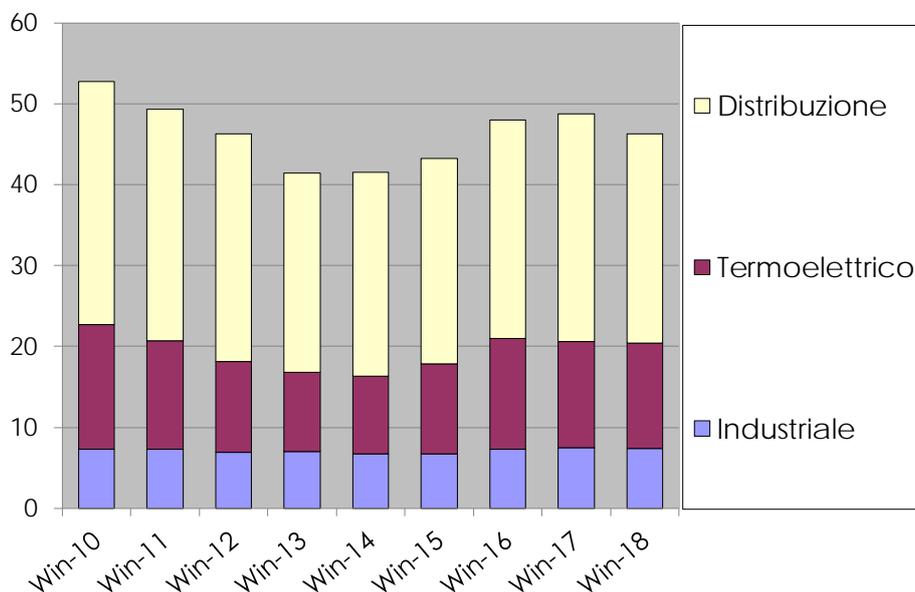
Gas italiano

Nel corso del periodo invernale, il consumo di gas italiano ha evidenziato un calo di 2,4 miliardi di metri cubi scendendo ad un valore pari a 46,3 miliardi di metri cubi, visto che l'innalzamento delle temperature registrato a febbraio e marzo ha influito sulla domanda delle reti di distribuzione. Resta complessivamente invariato il consumo del comparto produzione di energia elettrica, in quanto l'aumento della domanda dovuto agli aspetti economici legati alla generazione di energia alimentata a carbone e a gas che hanno caratterizzato il primo trimestre, ha compensato la riduzione della produzione causata dall'aumento di quella idroelettrica nel quarto trimestre.

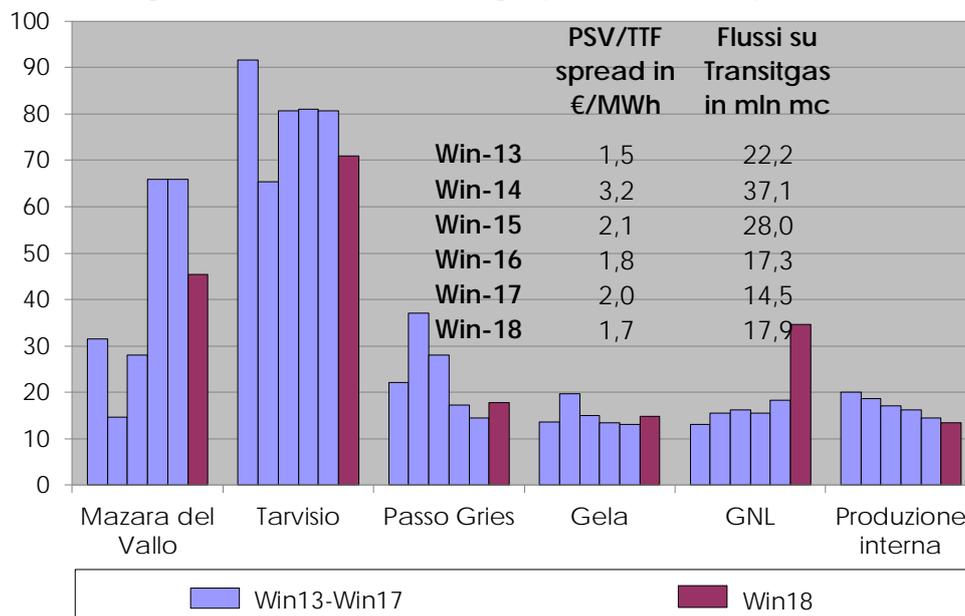
L'offerta totale ha evidenziato una diminuzione pari a circa 1,8 miliardi di metri cubi, in quanto la riduzione delle importazioni provenienti dall'Algeria – che, secondo quanto indicato dalle prenotazioni di capacità, sarebbe stata in parte programmata in precedenza – e la diminuzione delle importazioni a Tarvisio, avrebbero più che compensato il vistoso incremento evidenziato dall'offerta di GNL.

La riduzione della differenza in negativo tra consumo e offerta ha fatto sì che le erogazioni dai centri di stoccaggio abbiano registrato un calo pari a 0,5 miliardi di metri cubi, scendendo ad un valore ammontante a 9,3 miliardi di metri cubi.

Domanda totale in miliardi di mc:



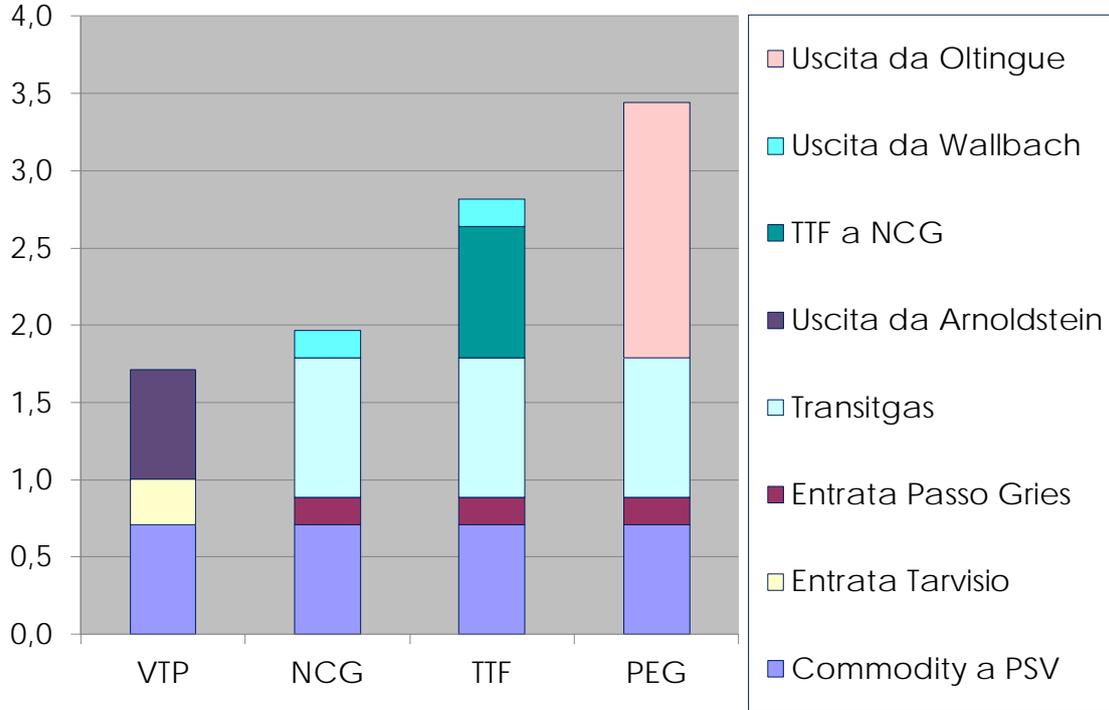
Offerta media giornaliera in milioni di mc/g e premio al PSV rispetto al TTF in €/MWh:



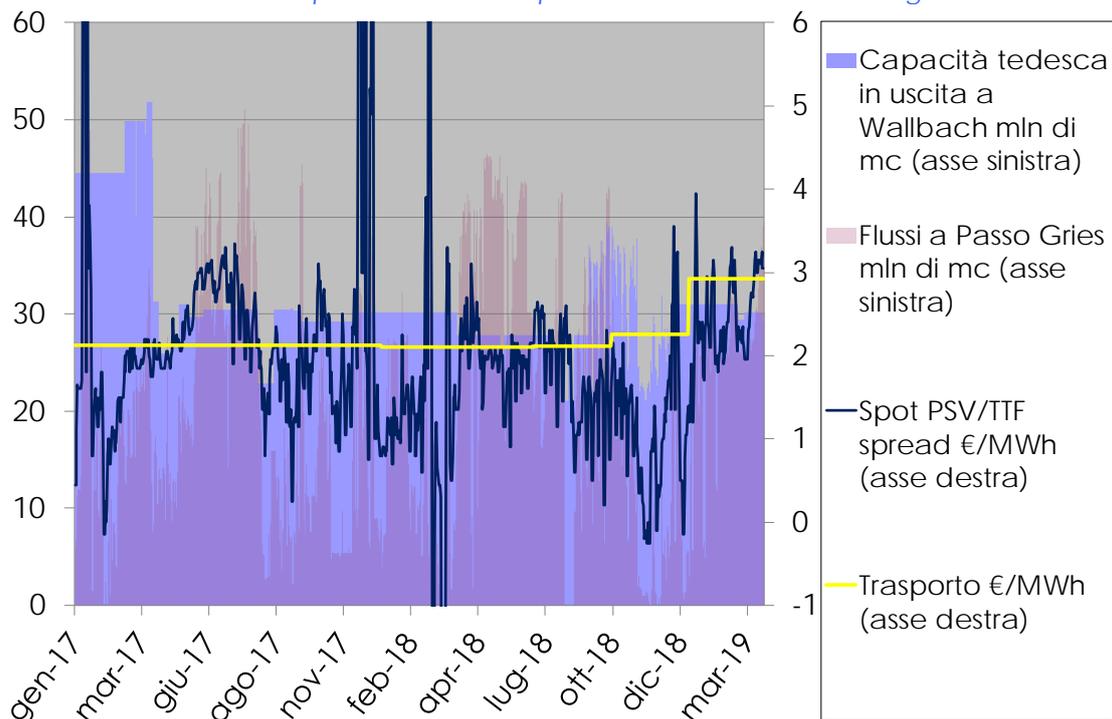
Malgrado la necessità di incrementare il ricorso alle importazioni a Passo Gries e malgrado l'aumento dei costi di trasporto dal TTF all'NCG, che ha portato ad un aggravio dei costi totali di trasferimento al PSV, lo *spread spot* medio PSV/TTF è sceso ad un valore pari a 1,70 €/MWh. Il calo è dovuto principalmente agli *spread* negativi registrati

a novembre e dicembre. Si ritiene che la copertura pari a circa 11 milioni di mc/g di capacità per il Q4 messa all'asta dall'Eni abbia creato un flusso sottostante fino a che la presenza di *spread* negativi ha incoraggiato gli operatori a cancellare le operazioni di copertura.

Costi di trasporto della capacità del giorno prima ipotizzando il massimo fattore di utilizzo (€/MWh):



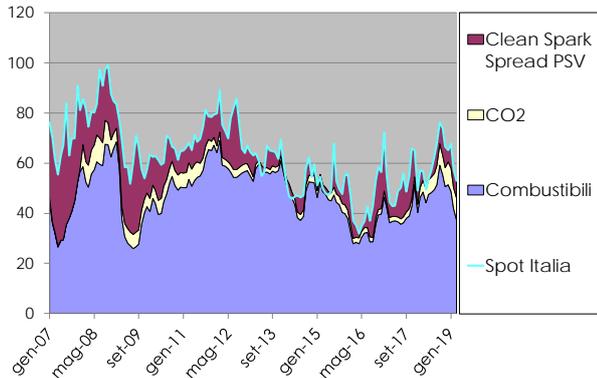
A partire dall'aprile del 2017, la Francia ha rappresentato una fonte di approvvigionamento marginale ogni volta che le importazioni a Passo Gries più la domanda svizzera (compresa tra i 4 ed i 15 milioni di mc/g a seconda della stagionalità) hanno superato un valore pari a circa 30 milioni di mc/g:



Elettricità

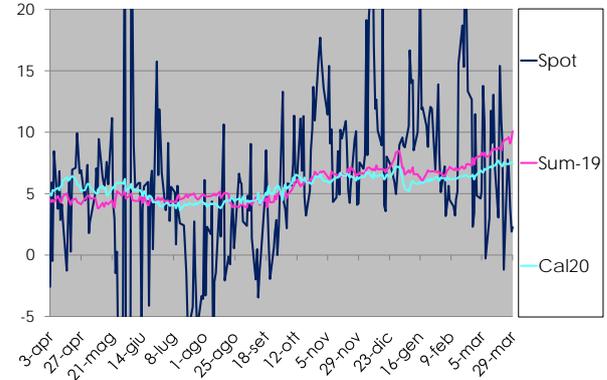
Nel primo trimestre il *clean spark spread spot* medio PSV pari a 7,89 €/MWh ha registrato un incremento ammontante al 49% rispetto al prezzo finale del Q118, pur attestandosi su di un valore inferiore del 23% se confrontato con l'ultima quotazione a termine per il Q119

Clean spark spread spot PSV medi mensili in €/MWh:



pari a 10,25 €/MWh. Gran parte dell'aumento si è originata nel primo trimestre, a causa dell'incremento della domanda e della riduzione delle importazioni dovuta alle limitazioni imposte alla capacità proveniente da Francia e Svizzera.

Clean spark spread PSV in €/MWh (solo giorni lavorativi):

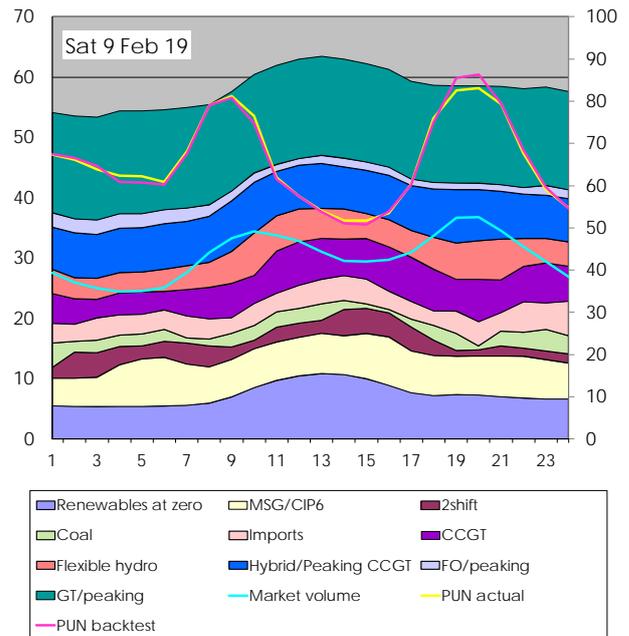
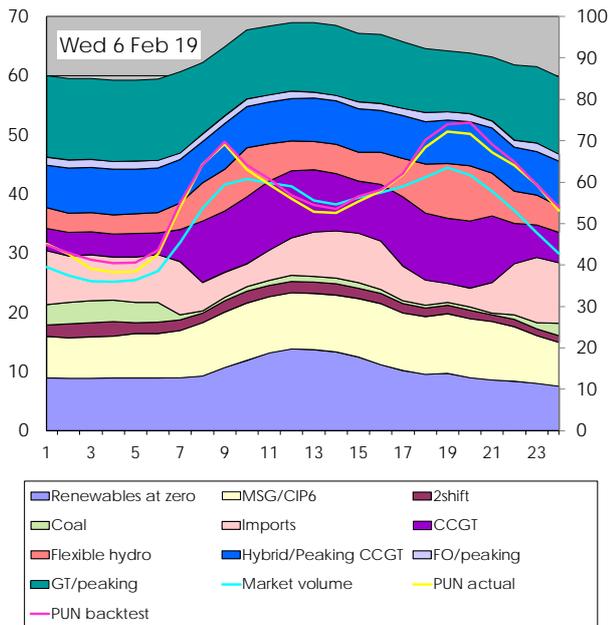


Nel mese di febbraio, sia il PUN medio giornaliero sia il *clean spark spread spot* PSV hanno raggiunto il picco massimo sabato 9 febbraio, in quanto la scarsa produzione eolica e la drastica riduzione delle offerte avanzate dalle centrali termoelettriche hanno causato un restringimento del mercato. Tre giorni prima la domanda si attestava su di un valore superiore di 5,7 GW, anche se l'offerta di una produzione minima stabile a prezzi prossimi allo zero consentita da una produzione eolica incrementata di 4 GW e da una capacità termoelettrica superiore di circa 5 GW, aveva indotto il *clean spark spread* PSV a lasciare sul terreno quasi 12 euro.

AlbaStack: hourly Italian imports, renewable, and thermal power plant offers by price band and demand in MW, left axis) and hourly actual and modelled PUN prices (in €/MWh, right axis):

Clean spark spread PSV 3,82 €/MWh

15,76 €/MWh



Le fasce di capacità riflettono i range di prezzo più che il tipo di tecnologia utilizzato - ad esempio quella relativa ai "2 turni" riunisce le offerte di vendita di tutti i tipi di capacità da 10 a 25 €/MWh, l'import da 25€ al costo variabile CC -3 €/MWh. La fascia relativa al ciclo combinato presenta costi attestati attorno a quello variabile del ciclo combinato. Quella delle centrali idroelettriche flessibili va da CC + 7 €/MWh a CC + 22 €/MWh, mentre quella degli impianti di punta/ibridi a ciclo combinato va da CC + 22 €/MWh a CC + 58 €/MWh

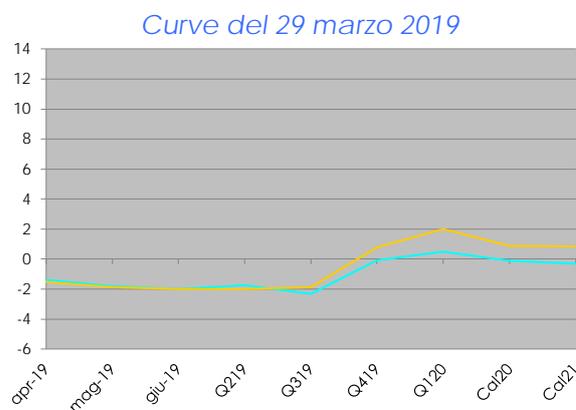
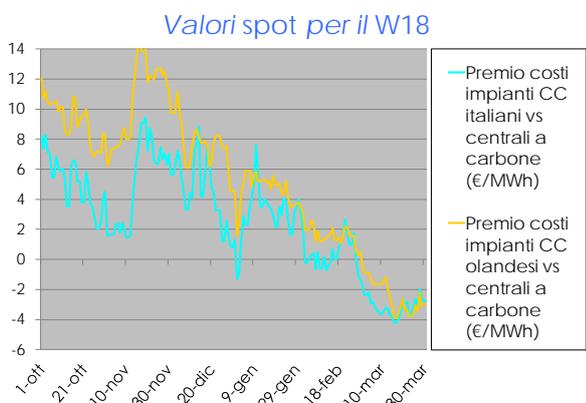
L'innalzamento delle temperature e il rialzo della produzione di energia da fonti rinnovabili registrati nei mesi di febbraio e marzo sono stati controbilanciati dalla perdurante riduzione della capacità di importazione e dagli aspetti economici relativi all'ambito produttivo, cosa che ha portato ad aumentare il ricorso alla produzione a ciclo combinato, in quanto le centrali alimentate a carbone hanno ridotto la propria produzione favorendo gli impianti a gas, combustibile meno costoso.

In presenza di un rialzo degli *spread spot*, di una copertura nevosa sull'arco alpino

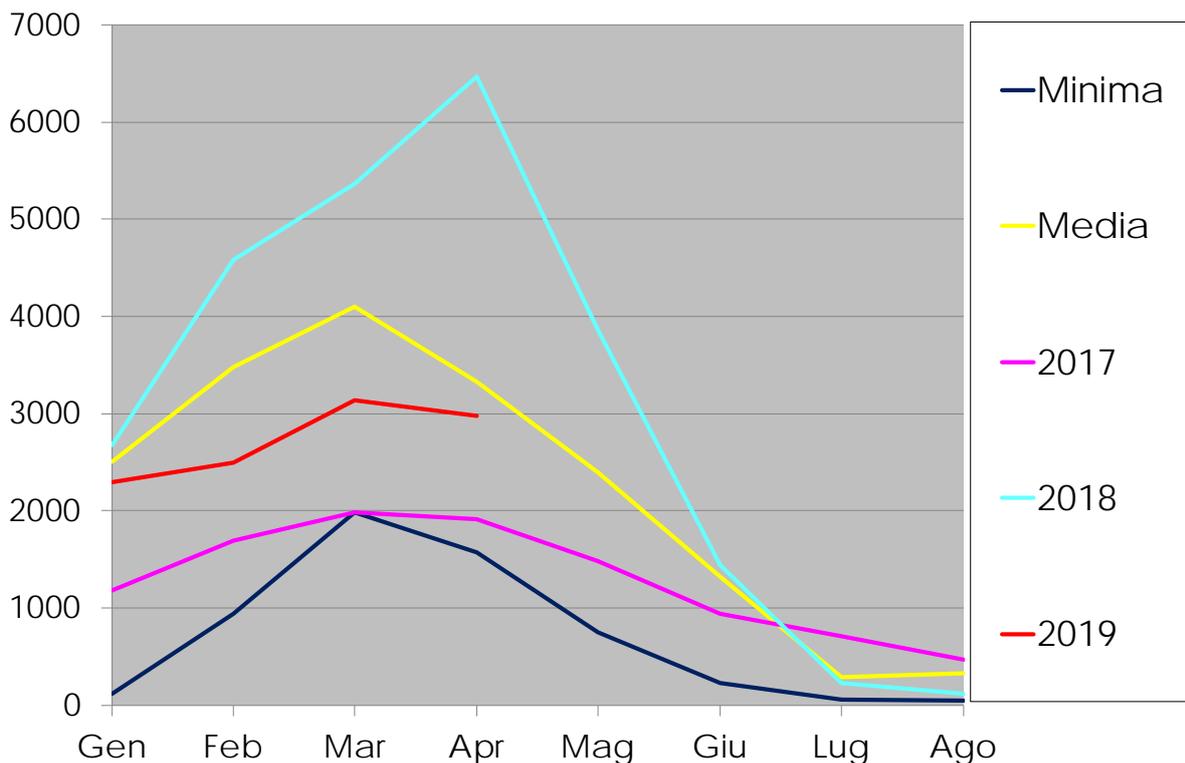
inferiore alla media e della previsione di un passaggio da una produzione a carbone ad una a gas nel corso dell'estate, si assiste ad una rapida ascesa del *clean spark spread* PSV per l'Estate 19 da un livello di apertura pari a 7,10 €/MWh ad una punta massima contrattuale ammontante a 10,10 €/MWh alla fine del trimestre.

Il *clean spark spread* PSV per il *Cal 20* aveva registrato una drastica riduzione all'inizio del trimestre, riuscendo poi a recuperare e a raggiungere un valore prossimo al punto iniziale prima della fine di marzo.

Differenziali di costo in ambito produttivo in €/MWh:



Indice SWE aggregato rilevato all'inizio del mese in Piemonte, Lombardia e Veneto (in milioni di metri cubi):



Quote di CO₂

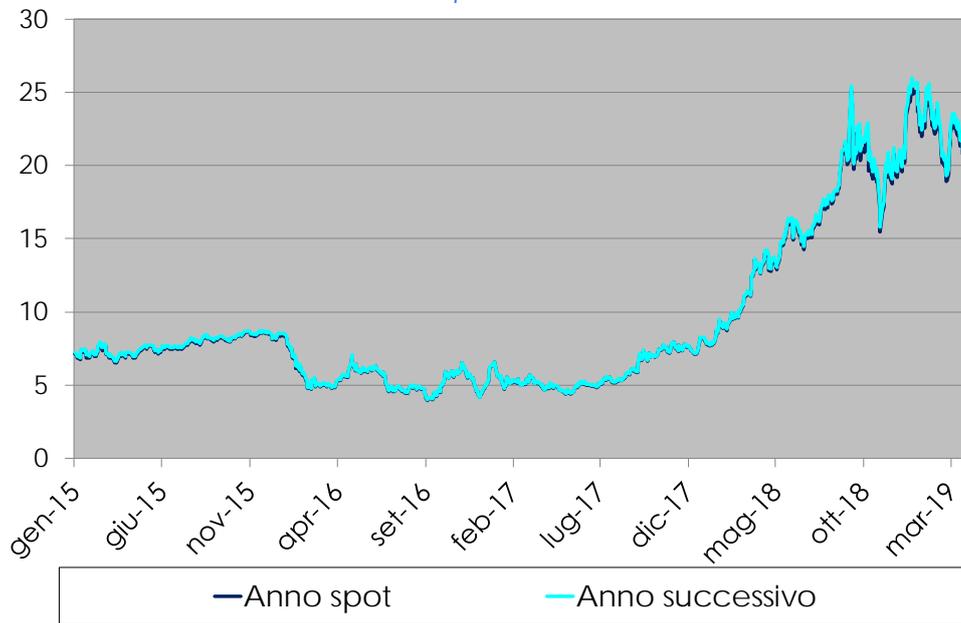
Le quote di emissione del CO₂ EUA hanno raggiunto nuove punte massime pluriennali, vista la sospensione delle aste nel periodo natalizio e successivo avvio del primo trimestre con valori superiori ai 25 €/T. Si è continuato ad assistere alla volatilità già rilevata nel quarto trimestre, con prezzi scesi ad un minimo pari a 18,930 €/T entro la metà di febbraio con successiva risalita al di sopra dei 23 €/T e chiusura del trimestre a quota 21,835 €/T. E' probabile che le consistenti variazioni di prezzo siano dovute al ricorso al trading algoritmico che, a quanto si dice,

sarebbe aumentato notevolmente a partire dall'impennata dei prezzi del 2018.

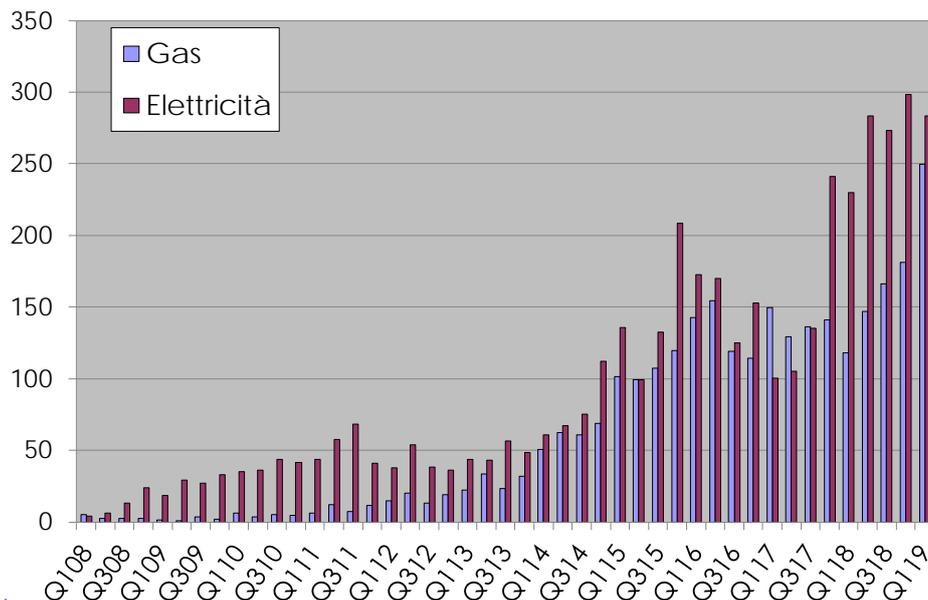
Liquidità

Nel primo trimestre i volumi di scambio di gas al PSV hanno registrato un incremento superiore al 100% su base annua, raggiungendo un valore record pari a 250 TWh. Evidenziano invece un calo i volumi di scambio dell'elettricità rispetto alla nuova punta massima trimestrale raggiunta nel Q4, segnando comunque un +23% rispetto all'anno precedente e salendo quindi a quota 284 TWh.

Prezzi delle quote di CO₂ in €/T:



Volumi di scambio registrati in TWh:



Sviluppi in ambito politico e normativo

Temi principali a livello europeo ed internazionale

L'estensione dell'applicabilità delle norme che regolano il mercato del gas dell'EU ai gasdotti *offshore* collegati a paesi terzi, ha ottenuto il consenso preliminare dei negoziatori del Parlamento Europeo, del Consiglio e della Commissione Europea. Nella proposta vengono applicati a tutti i gasdotti da e verso paesi terzi i principi della legislazione dell'UE in materia di energia riguardanti l'accesso a terzi, la regolamentazione delle tariffe, la separazione proprietaria e la trasparenza.

Tuttavia il testo della Direttiva, redatto e approvato dal Parlamento Europeo, dovrà ancora essere approvato dal Consiglio ed essere poi trasposto in una legge nazionale entro i 9 mesi successivi all'approvazione.

Sebbene il Nord Stream 2 possa trovare facilmente dei modi per ottemperare alle norme contenute nella Direttiva sul gas, senza influire indebitamente sulla capacità della Gazprom di consegnare forniture di gas russo all'Europa, il potenziale di rischio legato all'applicabilità delle norme previste dalla Direttiva sul gas potrebbe conferire all'UE un

po' di potere negoziale negli incontri trilaterali con cui garantire all'Ucraina un contratto sul transito del gas dopo il 2019.

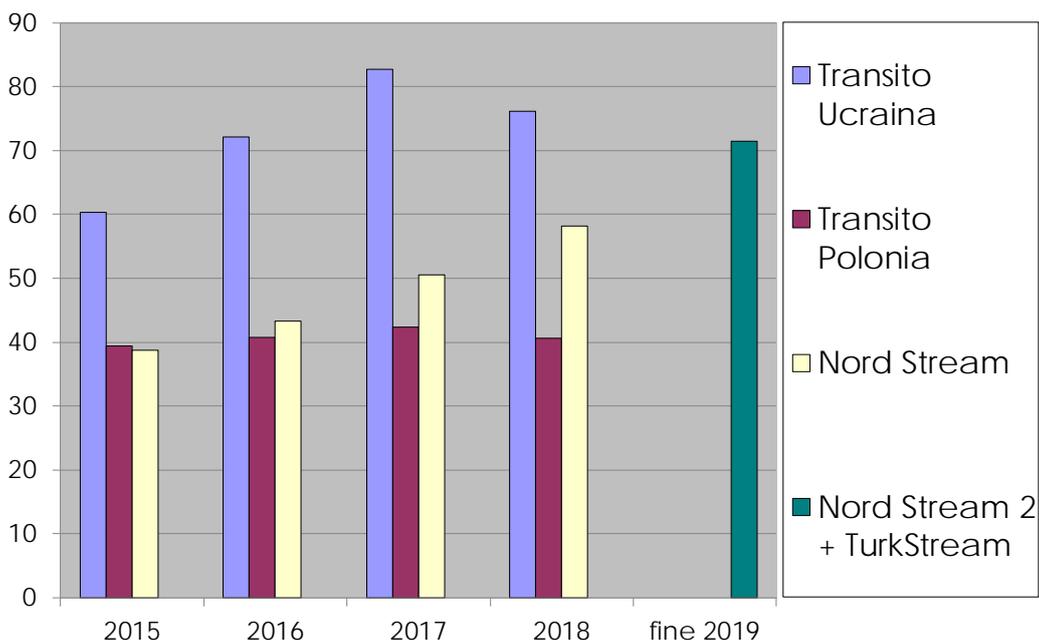
A gennaio si è tenuto il secondo incontro trilaterale ad alto livello tra Unione Europea, Russia e Ucraina, nel corso del quale il Vice Presidente della Commissione Europea responsabile dell'Unione dell'Energia Maroš Šefčovič ha presentato un documento propositivo relativo al futuro accordo Russia/Ucraina sul transito del gas. La proposta si incentra su tre parametri principali:

- Durata
- Volumi
- Tariffe

Nell'occasione il Commissario Šefčovič ha parlato di proposta "equa", pur preferendo non fornire ulteriori dettagli. A seguito degli incontri trilaterali con le commissioni di esperti a cui è stato affidato il compito di riesaminare la proposta, si svolgeranno i negoziati a livello ministeriale previsti per il mese di maggio.

La Gazprom ha proseguito nelle opere di posa delle condotte del Nord Stream 2 impiegando 3 navi, malgrado il perdurante clima di incertezza in ambito regolatorio. Il progetto deve ancora ottenere le necessarie autorizzazioni ambientali in Danimarca ed è oggetto di un'indagine dell'Antitrust polacca.

Importazioni europee di gas russo per fonte rispetto all'unione della capacità del Nord Stream 2 e di quella del TurkStream da 16,5 miliardi di mc destinata alle consegne di gas in Europa (miliardi di mc):



Sebbene i due metanodotti non siano in grado di offrire la medesima capacità di approvvigionamento rispetto a quella attualmente transitante sul suolo ucraino ed ammontante a 400 milioni di mc/g, la capacità annua del Nord Stream 2 unita a quella del TurkStream raggiungerebbe un quantitativo di gas pressoché equivalente a 71 miliardi di mc all'anno e potrebbe quindi garantire il trasporto di quello transitato in Ucraina nel 2016, sempre ammesso che si renda disponibile il proseguimento del transito rispettivamente da Greifswald e dal confine con la Turchia (vedi sezione sulle Infrastrutture).

L'avvio del Nord Stream 2 consentirà un incremento dei flussi nord-sud e, di conseguenza, i modelli di capacità di entrata/uscita porteranno ad un aumento dei corrispettivi di entrata a nord e ad un incremento dei corrispettivi di uscita a sud. Si ritiene che questo possa essere stato uno dei motivi trainanti la proposta della Germania di incrementare il corrispettivo di uscita a Wallbach segnalata dall'ARERA nel mese di marzo. Secondo l'Autorità di regolazione il costo aggiuntivo che ne deriverebbe ammonterebbe a quasi 0,4 €/MWh.

In Olanda il Consiglio di Stato ha stabilito che l'estrazione di gas dal campo di Groningen non avrebbe dovuto subire ulteriori riduzioni prima dell'esito dell'udienza

prevista per la seconda metà di aprile, dove verranno esaminate le richieste di sospensione immediata della produzione.

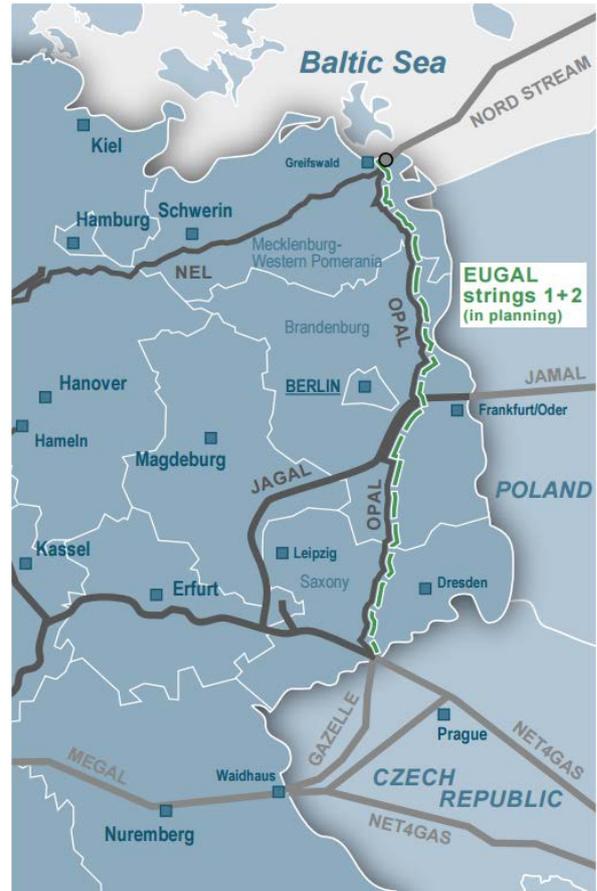


Grafico della Nord Stream 2 AG che illustra la linea di sviluppo prevista per il gasdotto:



Italia

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea la Proposta di Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC). Dal testo del piano si evincono modesti aumenti degli obiettivi relativi alle rinnovabili e all'efficienza energetica rispetto alla Strategia Energetica Nazionale del 2017. Viene comunque mantenuto inalterato il 2025 come termine ultimo per sancire l'abbandono definitivo del carbone. L'obiettivo relativo alla produzione di energia da fonti rinnovabili resta invariato rispetto alla SEN in termini di TWh, malgrado venga coperta una quota maggiore del consumo totale di energia che si punta a ridurre di 4 Mtep.

Inoltre una nuova versione del testo del decreto sulle rinnovabili, in cui si favorisce lo sviluppo di nuova capacità finalizzato al conseguimento dell'obiettivo previsto dal

Piano Nazionale Integrato Energia Clima **seguito** (PNIEC), è stata inviata alla Commissione Europea per ottenerne l'approvazione in base ai criteri di conformità alle norme sugli Aiuti di Stato. Il tardivo inoltro non ha però consentito di ottenere la suddetta autorizzazione in tempo per le prime procedure d'asta che avrebbero dovuto essere avviate il 31 gennaio per poi concludersi 30 giorni dopo.

Il decreto sulle rinnovabili prevede l'indizione di una serie di procedure concorsuali per l'assegnazione di nuova capacità nonché la messa in concorrenza diretta delle potenze fotovoltaica ed eolica selezionate in base allo sconto più elevato offerto rispetto ad un prezzo base pari a 70 €/MWh. Si propone inoltre l'attuazione di misure che consentano la creazione di una piattaforma di scambio dei contratti PPA che la Pubblica Amministrazione sarebbe incoraggiata ad utilizzare per acquistare energia.



Il Governo ha inoltre introdotto una moratoria sulle attività di esplorazione e sui procedimenti per il rilascio di nuovi permessi relativi alla ricerca di idrocarburi prevista nell'emendamento del Decreto Semplificazioni. Pertanto le attività di perforazione si intendono sospese fino ad avvenuta approvazione del "Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee" (PTESAI) che individuerà le aree idonee e non idonee allo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale.

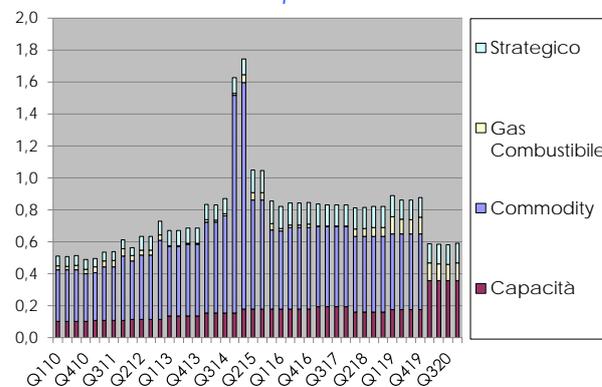
Visto che i produttori di gas hanno chiesto di essere risarciti dei danni cagionati dalla moratoria sulle trivellazioni, l'Enel si è opposta a quanto richiesto dal Ministero dell'Ambiente con riferimento al processo di uscita dal carbone (vedi tabella sottostante sulla Sequenza temporale).

Per quanto attiene agli sviluppi in ambito regolatorio, proprio l'ultimo giorno del trimestre l'ARERA ha approvato le nuove tariffe di trasporto del gas per il 2020 che consentiranno l'"armonizzazione" con il Codice di Rete europeo sulle tariffe ("TAR NC"), con conseguenti aumenti dei corrispettivi per l'impegno di capacità nei punti di entrata settentrionali e nei terminali di rigassificazione del GNL. Ciononostante il corrispettivo

variabile sui volumi trasportati della Snam e il corrispettivo di perequazione del GNL verranno trasferiti sui prelievi al PSV, in modo da riuscire a più che compensare l'aumento dei costi legati alla capacità.

Ipotizzando che le perdite e gli stoccaggi strategici continuino ad essere addebitati all'entrata, l'effetto netto esercitato nel punto di entrata di Passo Gries corrisponderà ad una riduzione di 29 centesimi a MWh che compenserà in parte l'effetto esercitato dall'aumento dei corrispettivi di uscita proposto dalla Germania ed ammontante a 0,39 €/MWh.

Costi di entrata a Passo Gries in €/MWh basati su un utilizzo della capacità al 100%:



Sequenza temporale del processo di uscita dal carbone:

nov-17	Approvata Strategia Energetica Nazionale 2017 - uscita dal carbone prevista entro fine 2025
giu-18	Coalizione M5S-Lega forma il Governo
nov-18	Ministero dell'Ambiente chiede a centrali a carbone di presentare, entro il 31 gennaio 2019, un piano per cessazione definitiva dell'uso del carbone entro il 2025 al riesame dell'AIA
gen-19	In risposta, Enel controbatte - normativa AIA non autorizza a vietare l'uso di un carburante specifico - Strategia Energetica Nazionale non costituisce una base giuridica per imporre la chiusura - eliminazione graduale richiede nuova capacità di generazione, accumulo e interconnessioni - impianti di generazione possono essere messi fuori servizio solo con nulla osta del MSE
feb-19	La risposta Minambiente a Enel: "l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) non può imporre ai gestori la scelta delle materie prime da utilizzare... Peraltro l'autorità competente ben può negare l'AIA ove l'impiego di tali materie prime ... non sia compatibile con l'esigenza di garantire un elevato livello di tutela dell'ambiente" MiSE e Minambiente convengono su un coordinamento politico e tecnico allo scopo di monitorare l'andamento delle diverse istruttorie autorizzative e lo stato di avanzamento delle nuove realizzazioni per rendere sostenibile la chiusura degli impianti alimentati a carbone entro 2025

Sequenza temporale delle procedure d'asta per l'assegnazione degli incentivi alle fonti rinnovabili:

Anno	2019			2020			2021	
	gen-19	mag-19	set-19	gen-20	mag-20	set-20	gen-21	
FV/eolico	MW	500	500	700	700	800	800	800
	€/MWh	70	70	70	66,5	66,5	66,5	66,5
Idro/geotermico/biomasse	MW	20	20	20	20	20	20	20
	€/MWh	80	80	80	78,4	78,4	78,4	78,4
Rifacimenti	MW	70	70	70	70	70	70	70

Notizie sui nuovi assetti societari

La **Uniper** ha stipulato un accordo finalizzato alla vendita della partecipazione pari al 48,2% detenuta nella **OLT Offshore LNG Toscana** al fondo d'investimento **First State Investments**. Il prezzo di acquisto ammonta a 400 milioni di euro. Gli altri azionisti della OLT sono il **Gruppo Iren**, che detiene una partecipazione del 49,1%, e la **Golar LNG**, titolare di una quota pari al 2,7%.

L'**Eni** ha iniziato i lavori di costruzione di un impianto fotovoltaico da 31 MW nel sito industriale di Porto Torres in provincia di Sassari. L'impianto rientra nell'ambito del Progetto Italia, l'insieme di iniziative concernente lo sviluppo, in aree industriali dismesse, di 220 MW di capacità, in gran parte fotovoltaica.

La **Shell** ha comunicato di aver concluso la prima operazione sul gas senza emissioni di carbonio commerciale in Italia, che prevede la fornitura combinata di gas naturale e di certificati di compensazione volontaria del CO₂ al **Gruppo CLN**, specializzato nella lavorazione del metallo e nella produzione di componentistica. I certificati di compensazione volontaria verranno acquisiti partecipando ai progetti sulla conservazione delle foreste in Indonesia e Perù.

Secondo quanto comunicato dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale dell'**A2A** Valerio Camerano, sarebbe previsto l'avvio del processo di vendita di **Sorgenia** a cui parteciperà l'A2A. Nel novembre del 2018 il Consiglio di Amministrazione della **Nuova Sorgenia Holding**, la società che detiene il 99,97% di Sorgenia e che ha come stakeholder le principali banche che hanno partecipato al processo di ristrutturazione, il cui accordo si è concluso positivamente nel 2014, aveva

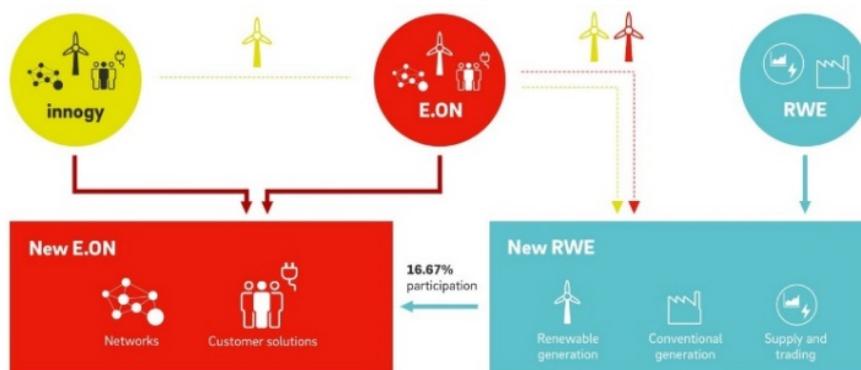
deciso di affidare alla **Lazard e Colombo & Associati**, in qualità di *advisor* finanziari, un incarico per lo studio e per l'eventuale attuazione di opzioni finalizzate alla migliore valorizzazione della Società, anche attraverso operazioni di *partnership* che potessero accelerarne il percorso di crescita.

La Commissione Europea ha dato avvio ad un'indagine approfondita per verificare la proposta di acquisizione della **innogy** da parte della **E.ON** nell'ambito del Regolamento sulle fusioni dell'UE. Nel marzo del 2018 E.ON, **RWE** e innogy avevano comunicato un'operazione di scambio di asset, in cui l'E.ON avrebbe disposto delle reti di distribuzione e delle aziende che forniscono soluzioni energetiche alla clientela, mentre all'RWE sarebbe stata conferita la capacità produttiva da fonti rinnovabili. Il 26 febbraio la Commissione ha approvato l'acquisizione dei siti produttivi dell'E.ON da parte dell'RWE, anche se si è riproposta di esaminare attentamente la fusione nel settore *retail*, a causa della consistente posizione di mercato creata dall'unione delle due società in molti mercati al dettaglio.

Siti rientranti nel Progetto Italia dell'Eni:



Scambio di asset E.ON - RWE:



Schema semplificato - non si tiene conto del settore nucleare né di attività e partecipazioni minori

Infrastrutture

Capacità produttiva del settore termoelettrico

Continua il processo iniziato nel 2018 e caratterizzato dalla rinascita delle attività di sviluppo delle centrali termoelettriche alla luce delle nuove aste sui servizi di flessibilità, del proposto mercato della capacità e dell'abbandono della produzione alimentata a carbone.

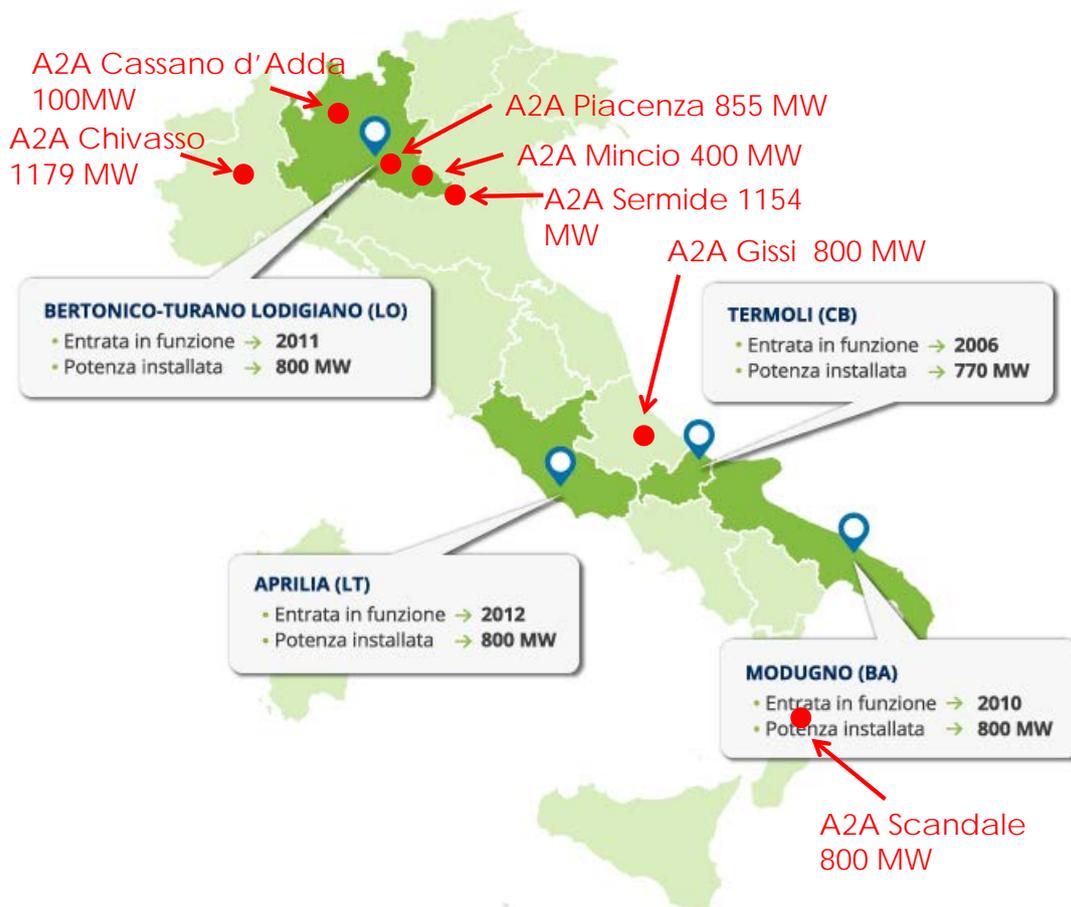
La Regione Lazio ha pubblicato l'atto di intesa con cui si autorizza in via definitiva la proposta dell'**Enel** che prevede l'installazione di altri 50 MW di capacità di accumulo a batterie presso la centrale a carbone **Torrevaldaliga Nord** da 2 GW che andrebbero ad aggiungersi al sistema di immagazzinamento di energia elettrica da 10 MW, al momento in fase di realizzazione nell'unità 4 del sito.

L'**Edison** e l'**Ansaldo Energia** hanno firmato un contratto che consentirà la sostituzione

Cartina con indicazione delle centrali elettriche di Sorgenia e l'aggiunta degli impianti a ciclo combinato di A2A:

dell'attuale centrale di **Marghera Levante** con un nuovo impianto a ciclo combinato a gas di ultima generazione in cui si utilizzerà la più avanzata tecnologia italiana rendendolo l'impianto termoelettrico più efficiente d'Europa. La sezione a ciclo combinato da 780 MW sarà costituita da un gruppo turbogas da circa 530 MW, da un generatore di vapore a recupero e da una turbina a vapore da circa 250 MW con un'efficienza complessiva del 57% (basata sul potere calorifico lordo).

La società **GE** ha confermato la continuazione degli interventi di ammodernamento dei siti di produzione dell'energia elettrica di **A2A** e **Sorgenia**. L'impegno della GE è quello di rendere più efficienti, affidabili e flessibili gli impianti a ciclo combinato di Chivasso, **Cassano e Sermide** e la centrale a carbone di **Monfalcone** di proprietà di A2A, nonché l'impianto a ciclo combinato di Sorgenia a **Termoli**.



Linee di interconnessione

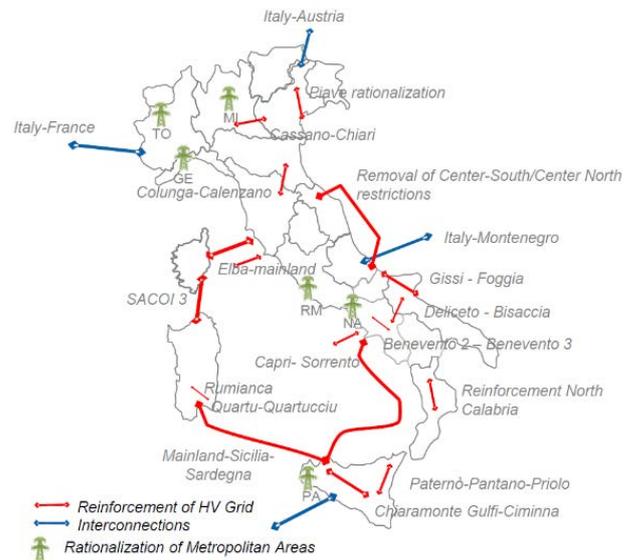
Prima della fine del trimestre non erano ancora state pubblicate le previste date di avvio delle nuove linee di interconnessione con **Francia** e **Montenegro** – la cui entrata in operatività sarebbe in programma, per entrambe, entro la fine del 2019.

Ciò malgrado nel mese di gennaio l'ARERA ha approvato le capacità di trasporto obiettivo che potranno rientrare nel meccanismo di incentivazione *output-based* di Terna.

Gli aumenti di capacità proposti nel documento iniziale di Terna non erano collegati a progetti specifici, anche se quelli relativi alla realizzazione delle linee da 900 MW tra Sardegna e Continente e tra Sicilia e Continente potrebbero attenersi a quanto indicato nel piano strategico e nel piano di sviluppo decennale in cui si fa riferimento alla realizzazione di un collegamento elettrico **Continente-Sicilia-Sardegna** che si sostiene essere necessario per garantire la sicurezza della rete in Sardegna, una volta chiuse le centrali a carbone di **Fiume Santo** (di proprietà di **EPH**) e **Sulcis** (di proprietà dell'**Enel**) per una potenza pari a 1230 MW.

Ciononostante l'ARERA ritiene che non si sia ancora convenuto sulle specifiche relative ai collegamenti elettrici Continente-Sardegna e Continente-Sicilia, pur essendo stati approvati incentivi per un incremento di capacità pari a 900 MW in entrambe le direzioni tra le zone Centro-Nord e Centro-Sud e la Sardegna.

Progetti principali indicati nel piano industriale 2018-2021 di Terna:



Capacità obiettivo aggiuntive proposte ed approvate da ARERA (MW):

Confine	Proposta Terna Capacità Obiettivo Addizionale	Delibera Arera		
		Capacità Obiettivo Addizionale	Capacità di partenza (MW)	Capacità obiettivo (MW)
Confine Nord-IT	4500	4100	7705	11805
Confine Est-IT	500	300	1230	1530
Confine N. Africa-IT	1200	0	0	0
Sezione Nord-C.Nord		500	4000	4500
Sezione C.Nord-Nord	500	500	1300	1800
Sezione C.Nord-C.Sud		0	1300	1300
Sezione C.Sud-C.Nord	1100	1100	2700	3800
Sezione Sud-C.Sud	900	900	4600	5500
Sezione C.Nord-Sardegna		500	0	500
Sezione Sardegna-C.Nord		500	0	500
Sezione Sardegna-C.Sud		400	900	1300
Sezione C.Sud-Sardegna	900	400	720	1120
Sezione IT-Sicilia	900	0	1100	1100

Nella proposta di Terna non si specifica la direzione della capacità tra le varie zone: il confine Nord si riferisce alle frontiere con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; il confine Est si riferisce alle frontiere con Serbia, Croazia, Montenegro, Albania e Grecia; il confine Nord Africa si riferisce alla frontiera con la Tunisia; l'ARERA ha spostato la Slovenia dal confine settentrionale a quello orientale

Rinnovabili

Secondo l'ultimo aggiornamento del contatore degli incentivi alle fonti rinnovabili non FV effettuato dal **GSE** durante il trimestre, la potenza degli impianti eolici entrati in operatività nel 2018 si aggirerebbe attorno ai 300 MW, mentre dai dati estratti dal database della piattaforma GAUDì di **Terna** pubblicati dalla **ANIE Rinnovabili**, emerge un numero totale degli impianti di produzione da fonti rinnovabili installato sul territorio nazionale per una potenza pari a circa 400 MW.

In una presentazione del nuovo piano per l'Energia e il Clima si rileva la necessità di disporre di circa 1,2 GW all'anno di nuova potenza eolica nonché di circa 4 GW all'anno di capacità fotovoltaica realizzata ex-novo nel decennio compreso tra il 2020 e il 2030. Anche considerando il differimento previsto nell'installazione degli impianti fotovoltaici, entro il 2025 si stima di realizzare

impianti per una potenza eolica e fotovoltaica ammontante a più di 3,2 GW.

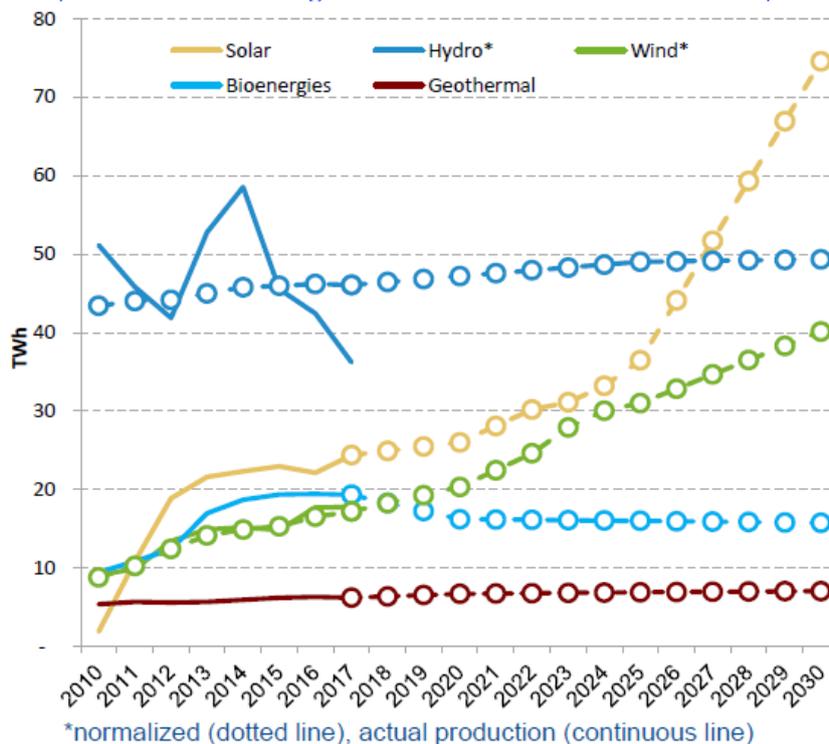
Nello schema del decreto sulle fonti rinnovabili si propongono nuovi incentivi per circa 2 GW all'anno, ma la riduzione dei costi fa ben sperare che si possa registrare un cospicuo incremento dei nuovi progetti sull'autoconsumo non incentivati e degli impianti realizzati su scala *utility*, grazie ai contratti commerciali di acquisto di energia elettrica (PPA).

Nel mese di gennaio la **Axpo** ha siglato un accordo quadro di lungo termine finalizzato all'acquisto di energia elettrica dalla società sviluppatrice danese **European Energy**. Nello specifico l'accordo riguarda l'acquisto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti solari fotovoltaici di taglia industriale di prossima realizzazione da parte dell'European Energy per una potenza complessiva fino a 300 MW. La durata dell'accordo supera i 12 anni.

PPA italiani:

Data annunciata	Acquirente	Venditore	Durata (anni)	Inizio previsto	Capacità MW	Tipo
mar-18	EGO	Octopus	5	Q318	40	FV
dic-18	Shell Energy Europe	Octopus	5	Inizio 2019	71	FV
dic-18	Centrica	Glennmont	ND	ND	315	Eolico
dic-18	Trailstone	Canadian Solar	10	Q219	18	FV
gen-19	Axpo Italia	European Energy	>12	ND	300	FV
Totale					743	

Grafico sulla produzione di energia da fonti rinnovabili tratto dalla presentazione:



Gas

Dalle aste annuali per il conferimento di capacità di stoccaggio emerge un aumento dello spazio oggetto di offerta pari a 190 milioni di mc, in quanto la **Stogit** ha messo a disposizione quantitativi di capacità maggiori e l'**Ital Gas Storage** ha offerto 100 milioni di mc di capacità del nuovo giacimento di stoccaggio di **Cornegliano** che si prevede possa essere utilizzato a pieno regime fino ad una capacità pari a 1,3 miliardi di metri cubi nel giro di pochi anni.

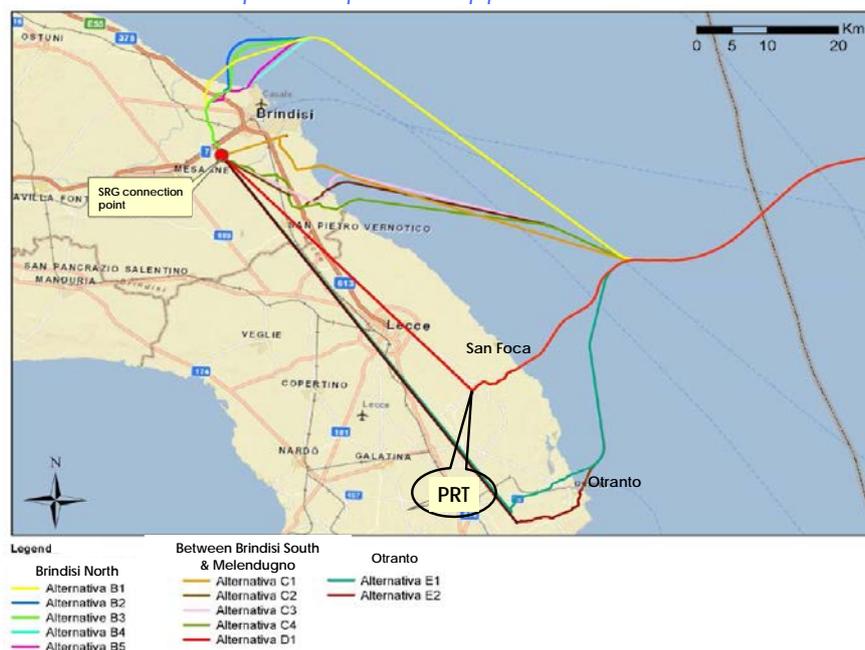
La società **TAP** ha continuato le operazioni di posa delle condotte in Grecia ed Albania, mentre in Italia sono proseguiti i lavori nei cantieri concernenti la realizzazione del Terminale di Ricezione del Gasdotto ("PRT"), del micro-tunnel e del punto di uscita *offshore* di quest'ultimo. La TAP ha inoltre comunicato di aver ultimato il piano di *project financing* per un ammontare complessivo di 3,9 miliardi di euro con un gruppo di 17 banche commerciali unitamente alla BEI e alla BERS.

Sempre in relazione al gasdotto **TAP**, la **Snam** ha conferito ulteriori contratti finalizzati alla costruzione del **gasdotto di collegamento** che consentirà di unire il terminale di ricezione del TAP con la rete di Snam a Brindisi.

Sul fronte **TENP** le società **OGE** e **Fluxys TENP** hanno deciso di costruire le **nuove sezioni del gasdotto TENP I** tra Mittelbrunn e Schwanheim e tra Hùgelheim e Tannenkirch che costituiranno il collegamento con il TENP II, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti all'area del Baden-Württemberg. L'investimento permetterà inoltre di assicurare una capacità in uscita a Wallbach verso la Svizzera pari a 30 milioni di mc/g a partire dal 1° ottobre 2020. La capacità in uscita a Wallbach verso il gasdotto **Transitgas** ha subito un calo rispetto al livello precedente pari a 52 milioni di mc/g a partire dall'aprile del 2017, a causa degli interventi di manutenzione e del parziale distacco dalle tubazioni del rivestimento anticorrosione a protezione dei giunti saldati che ha causato la chiusura del primo tratto del TENP.

Per quanto attiene al **gasdotto East Med**, secondo quanto riferito dagli organi di stampa, il Governo italiano potrebbe non siglare l'accordo intergovernativo finalizzato alla sua realizzazione. Frattanto i Ministri dell'Energia di Egitto, Cipro, Grecia, Israele, Italia, Giordania e Palestina hanno deciso di costituire al Cairo l'*East Mediterranean Gas Forum (EMGF)* che annovera tra gli obiettivi principali la garanzia di "un utilizzo efficiente delle infrastrutture nuove e preesistenti" da cui emerge che la rotta di "evacuazione" verso l'Egitto proposta da Cipro potrebbe precedere il gasdotto East Med nell'elenco delle priorità.

Il punto di approdo del TAP a San Foca nel Comune di Melendugno, il gasdotto TAP fino al terminale di ricezione del gasdotto, il gasdotto Snam fino a Mesagne (in rosso) e altri possibili punti di approdo alternativi:



Nel corso del trimestre hanno registrato notevoli progressi i **progetti** sulla prosecuzione del **transito** dei gasdotti **TurkStream** e **Nord Stream 2**.

Nel mese di gennaio la società Bulgartransgaz ha accettato le offerte vincolanti di 3 partecipanti alla gara relativamente a 17 miliardi di metri cubi di capacità in entrata nel punto di confine di Malkoclar tra Turchia e Bulgaria e ad 11 miliardi di metri cubi di capacità in uscita sul confine tra Bulgaria e Serbia. E' stata poi indetta una gara per il conferimento delle opere di costruzione nel mese di marzo.

La serba Gastrans ha dato avvio ad una procedura *Open Season* in cui si chiede l'inoltro di offerte vincolanti concernenti 14 miliardi di metri cubi di capacità in entrata sul confine bulgaro e 9 miliardi di metri cubi di

capacità in uscita verso l'Ungheria. Entrambi i progetti di Serbia e Bulgaria prevedono un avvio a volumi ridotti il 1° gennaio del 2020, con successivi incrementi graduali che dovrebbero portare al pieno regime entro il 1° ottobre del 2021.

Inoltre, in base alle informazioni divulgate, si prevede che il primo tratto del **gasdotto Eugal**, che dovrebbe consentire il transito del gas proveniente dal Nord Stream 2 a partire da Greifswald, verrà ultimato entro la fine del 2019, mentre per l'ultimazione del secondo tratto sarà necessario attendere "all'incirca altri dodici mesi". I lavori di realizzazione del gasdotto Eugal sono iniziati nel terzo trimestre del 2018, dopo che tutti gli iter autorizzativi del progetto si sono conclusi con esito positivo.



La presente cartina è stata estratta da quella della rete europea ENTSG onde evidenziare le aree di interesse. L'originale può essere visionato integralmente sul sito web di ENTSG all'indirizzo: <http://www.entso.eu/maps/system-development-map>