



Sardegna, isola dell'energia

Roberto Saba

Cagliari, 29 luglio 2021

Cronistoria 2015-2017



Dalle Linee di Indirizzo del PEARS alla SEN



Linee di Indirizzo 2015

sviluppare e integrare i sistemi energetici e potenziare le reti di distribuzione energetiche, privilegiando la loro efficiente gestione per **rispondere alla attuale e futura configurazione di consumo della Regione Sardegna**;

promuovere la generazione distribuita dedicata all'autoconsumo istantaneo, indicando nella percentuale del **50% il limite inferiore di autoconsumo istantaneo** nel distretto per la pianificazione di **nuove infrastrutture di generazione di energia elettrica**;

privilegiare, nelle azioni previste dal PEARS, lo sviluppo di fonti rinnovabili destinate al comparto termico e della mobilità con l'obiettivo di riequilibrare la produzione di Fonti Energetiche Rinnovabili destinate al consumo elettrico, termico e dei trasporti;

promuovere e supportare l'efficientamento energetico, con particolare riguardo al **settore edilizio, ai trasporti e alle attività produttive**, stimolando lo **sviluppo di una filiera locale** sull'efficienza energetica per mezzo di azioni strategiche volte prima di tutto all'efficientamento dell'intero patrimonio pubblico regionale;

prevedere **un corretto mix tra le varie fonti energetiche** e definire gli **scenari che consentano il raggiungimento entro il 2030 dell'obiettivo del 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti** associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna, rispetto ai valori registrati nel 1990

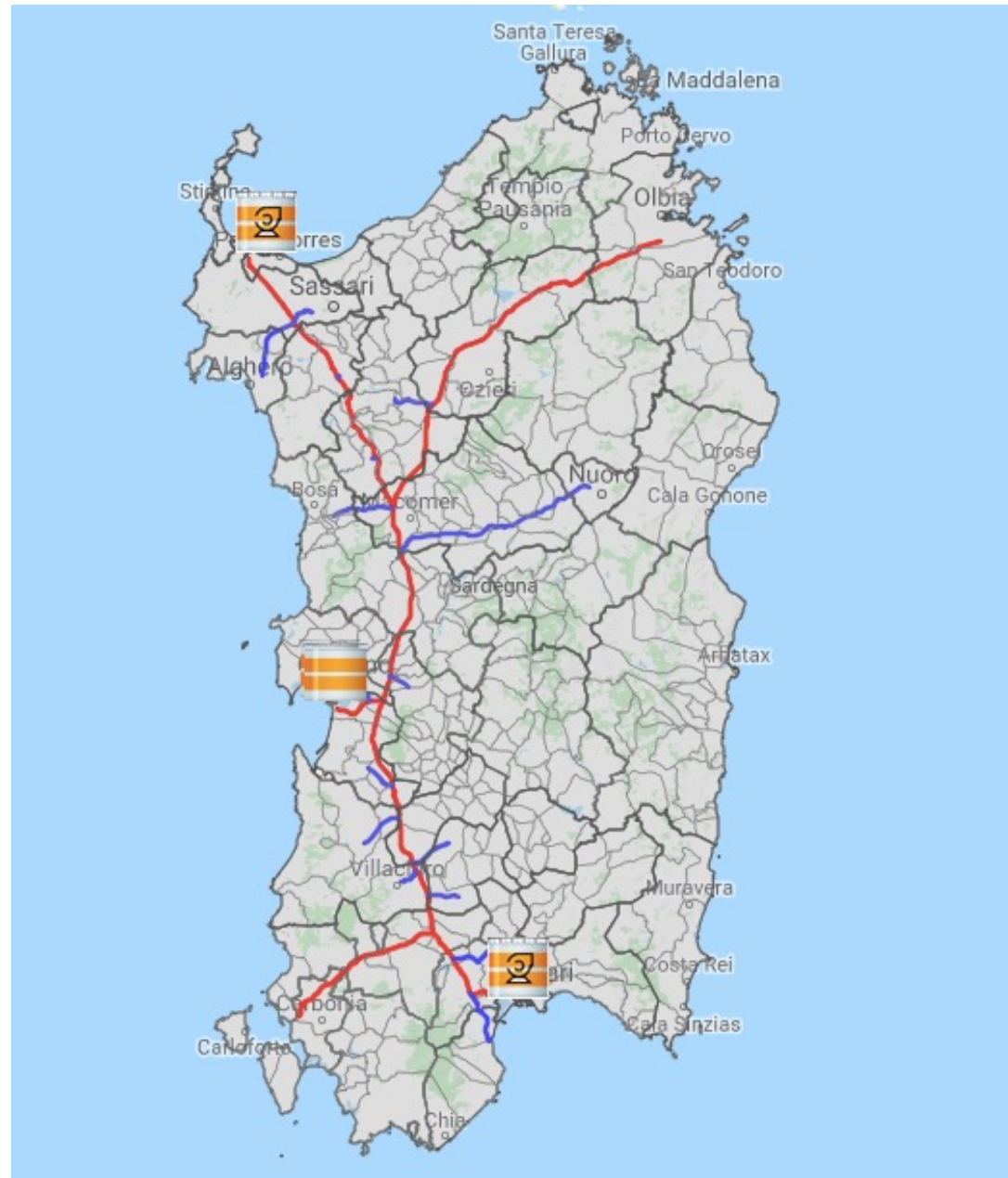
Patto per lo Sviluppo della Regione Sardegna

LE PARTI SI IMPEGNANO

– in stretto coordinamento con il Ministero dello Sviluppo Economico – a **perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna**, promuovendo la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'Isola e il trasporto e la distribuzione di gas naturale a condizioni di sicurezza e di prezzo per i cittadini e le imprese sarde analoghi a quelle di altre regioni italiane, promuovendo altresì lo sviluppo della concorrenza al fine di ridurre il prezzo della fornitura. A tal fine, il Governo, attraverso il presente Patto, assicura:

- che la **realizzazione della dorsale interna di trasporto**, da attuare per fasi, sia considerata parte della rete nazionale dei gasdotti;
- per gli **impianti di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto** (GNL), anche connessi a depositi di GNL Small Scale, la possibilità del rilascio della "Third Party Access (TPA) exemption", ove richiesta dai proponenti, in accordo con le normative europee;
- la **dichiarazione della strategicità delle opere per la metanizzazione della Sardegna**, ai sensi dell'art. 3 del D. Lgs. n. 93/2011;
- per i depositi costieri GNL modulari (GNL Small Scale) e le relative infrastrutture, **la definizione di un procedimento autorizzativo, avendo a modello la norma per le infrastrutture energetiche strategiche** utilizzata per i depositi petroliferi, da disciplinare nell'ambito del provvedimento di recepimento della Direttiva 2014/94/UE (DAFI);
- che il **collegamento della dorsale interna di trasporto tramite adduttori ai bacini di distribuzione** già realizzati o in corso di realizzazione nell'ambito dell'Accordo di Programma Quadro (APQ) Metano, sia **considerato parte della rete di trasporto regionale italiana**;
- l'adozione, anche mediante provvedimenti normativi, di **meccanismi per la compensazione per i consumatori domestici dell'Isola dei potenziali maggiori costi infrastrutturali o di approvvigionamento**, simili a quelli attualmente previsti per i consumatori delle altre regioni italiane per le reti isolate alimentate da gas diversi dal metano, e del bonus gas per i clienti indigenti;
- la **revisione ed adeguamento dell'APQ Metano**, in linea con le misure che si andranno ad adottare e con la relativa tempistica.

Scenario



II PEARS 2016

Obiettivo Strategico al 2030: riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990

- **Obiettivi generali**

- Trasformazione del sistema energetico sardo verso una configurazione integrata ed intelligente (Sardinian Smart Energy System)
- Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico
- Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico

Scenario 1 – «conservativo»

Scenario 2 – «Sviluppo»

Scenario 3 – «Intenso Sviluppo»

Scenario Conservativo – comparto elettrico

- incremento nel **settore domestico** della **quota di autoconsumo** della produzione degli **impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 33% al 50%**;
- incremento nel **settore terziario** della **quota di autoconsumo** della produzione degli **impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 25% al 50%**;
- sviluppo di sistemi di **gestione del grande fotovoltaico nel settore industriale** allo scopo di raggiungere **l'autoconsumo della produzione di tali impianti al 30%**;
- sviluppo di sistemi di **gestione dell'eolico per l'autoconsumo al 30% nel settore industriale** ;
- **utilizzo della produzione idroelettrica ad acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato.**



la potenza nominale di tipo programmabile minima
per garantire la sicurezza del sistema energetico sardo nella configurazione ipotizzata dello scenario
conservativo è di

960 MW

(360 MW potenza base + 300 MW con fattore di utilizzo 80% + sistemi di generazione per copertura picchi di 300 MW con fattore di utilizzo 30%)

Scenario Sviluppo – comparto elettrico

- l'integrazione dei nuovi impianti FER ipotizzata per lo scenario conservativo è stato vincolato all'utilizzo in autoconsumo istantaneo del 50% della produzione aggiuntiva e ad una immissione in rete del rimanente 50%.
- **Richiesta aggiuntiva di energia elettrica: 4,6 TWh/anno** compensabile da impianti programmabili
- **+ 3,35 TWh da impianti FER non programmabili rispetto 2014**



la potenza nominale di tipo programmabile minima
per garantire la sicurezza del sistema energetico sardo nella
configurazione ipotizzata dello scenario sviluppo è ancora di

960 MW

360 MW potenza base + 300 MW con fattore di utilizzo 60% + sistemi di generazione ed utilizzo
SaPel per copertura picchi di 300 MW

Scenario Intenso Sviluppo – comparto elettrico

- **riavvio della produzione di Eurallumina S.p.A.**, la parziale **riattivazione delle celle elettrochimiche dell'Alcoa** a Portovesme, a valle del 2020, e una progressione dei consumi negli altri settori uguale a quella dello scenario SVILUPPO.
- **domanda finale di energia elettrica di 8,35 TWh/anno** (contro il 7,2 TWh stimati inizialmente)
- **Consumo residuo: 5,75 TWh/anno** (non coperto da azioni autoconsumo, accumulo, gestione efficiente energia prodotta da FER non programmabili)



A causa dell'aumento del carico industriale, **la mancata energia esportata si riduce drasticamente rispetto agli altri scenari**, liberando capacità di trasporto sull'interconnessione elettrica con la penisola e rilassando i vincoli sulla capacità produttiva installabile.

Scenari PEARS

Riassunto ipotesi di consumo e generazione comparto elettrico

SCENARIO	CONSUMO DI EE [TWh/ann]	Var. 2014-2030	QUOTA DI AUTOCONSUMO SU PRODUZIONE DA FER	CONSUMO DI EE RESIDUO [TWh/anno]	PRODUZIONE EE DA FER (escluse biomasse e al netto dei pompaggi) [TWh/anno]	POTENZA CTE NECESSARIA PER SODDISFARE LA RICHIESTA REGIONALE DI POTENZA[MW]
BASE	7,2	-14%	1) 50% su produzione FV 2013 -DOMESTICO; 2) 50% su produzione FV 2013 – TERZIARIO; 3) 30% su produzione FV 2013 – INDUSTRIA; 4) 30% su produzione EOLICO 2013 – INDUSTRIA; 5) utilizzo della produzione IDROELETTRICA 2013 a acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato.	6,1	4,93	960
SVILUPPO	7,2	-14%	1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione	4,6	5,93	660-960
INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE	8,35	-0,3%	1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione	5,75	5,93	660-960

Tab. 13.2. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti – 2030.

Evoluzione comparto calore e trasporti al 2030

Proiezioni di Consumo Termico Totale (GWh)			
Anno	"Intenso Sviluppo"	"Sviluppo"	"Base"
2030	13.418	10.951	10.286
Var. 2013-2030	9,42%	-10,70%	-16,12%

Tabella 13.10. Stima dei consumi termici totali in Sardegna secondo le previsioni limite

	BENZINA		GASOLIO		METANO	TOTALE FOSSILI		TOTALE FOSSILI IMPUTABILI ALLA SARDEGNA		ENERGIA ELETTRICA	FABBISOGNO GAS NATURALE
SCENARI	kTep	Var. 2013-2030	kTep	Var. 2013-2030	kTep	kTep	Var. 2013-2030	kTep		GWh	Mmc
BASE	122,6	-54%	902,6	-14%	152,8	1.178	-11%	940	-14%	91	184
SVILUPPO	119,7	-55%	911,6	-13%	210,9	1.242	-6,5%	1.004	-8%	145	255
INTENSO SVILUPPO	110,1	-59%	942,2	-10%	278,3	1.331	+0,2%	1.092	0%	242	336

Tab. 13.14. Quadro consumi trasporti negli scenari base, sviluppo e intenso sviluppo al 2030.

Risultati PEARS 2016

- Incremento di 3 TWh di produzione di energia elettrica da FER al 2030
- L'energia esportata si riduce in tutti gli scenari
- A livello di **combustibili fossili consumati** si riduce sensibilmente il contributo del **carbone e del petrolio e suoi derivati (-25,08 TWh)**, con il **metano** che avrebbe coperto **nello scenario «sviluppo intenso» +9,21 TWh**

	Energia Primaria in ingresso da combustibili fossili (escluse biomasse)		EE esportata		EE importata
SCENARIO	[TWh/anno]	kTep	[TWh/anno]	[%] EE prodotta	[TWh/anno]
2013	49,47	4.253,68	4	30	-
BASE	32,53	2.797,09	3,38	30	0,20
SVILUPPO	29,34	2.522,80	3,03	29	0,34
INTENSO SVILUPPO	33,60	2.889,10	2,54	23	0,68

Tab. 13.15. Confronto risultati scenari 2030

Anno	Combustibili fossili consumati							
	Carbone		Petrolio e suoi derivati		GPL		Metano	
	TWh	kTep	TWh	kTep	TWh	kTep	TWh	kTep
2013	14,4	1.238,18	34,85	2.996,58	0,22	18,92	-	-
BASE	6,09	523,65	21,31	1.832,34	-	-	5,13	441,10
SVILUPPO	-	-	21,72	1.867,59	-	-	7,62	655,21
INTENSO SVILUPPO	2,49	214,10	21,90	1.883,07	-	-	9,21	791,92

Tab. 13.16. Risultati consumi finali di combustibile per i tre scenari a confronto con i dati 2013

PEARS 2016

Ripartizione percentuale tra le varie fonti energetiche

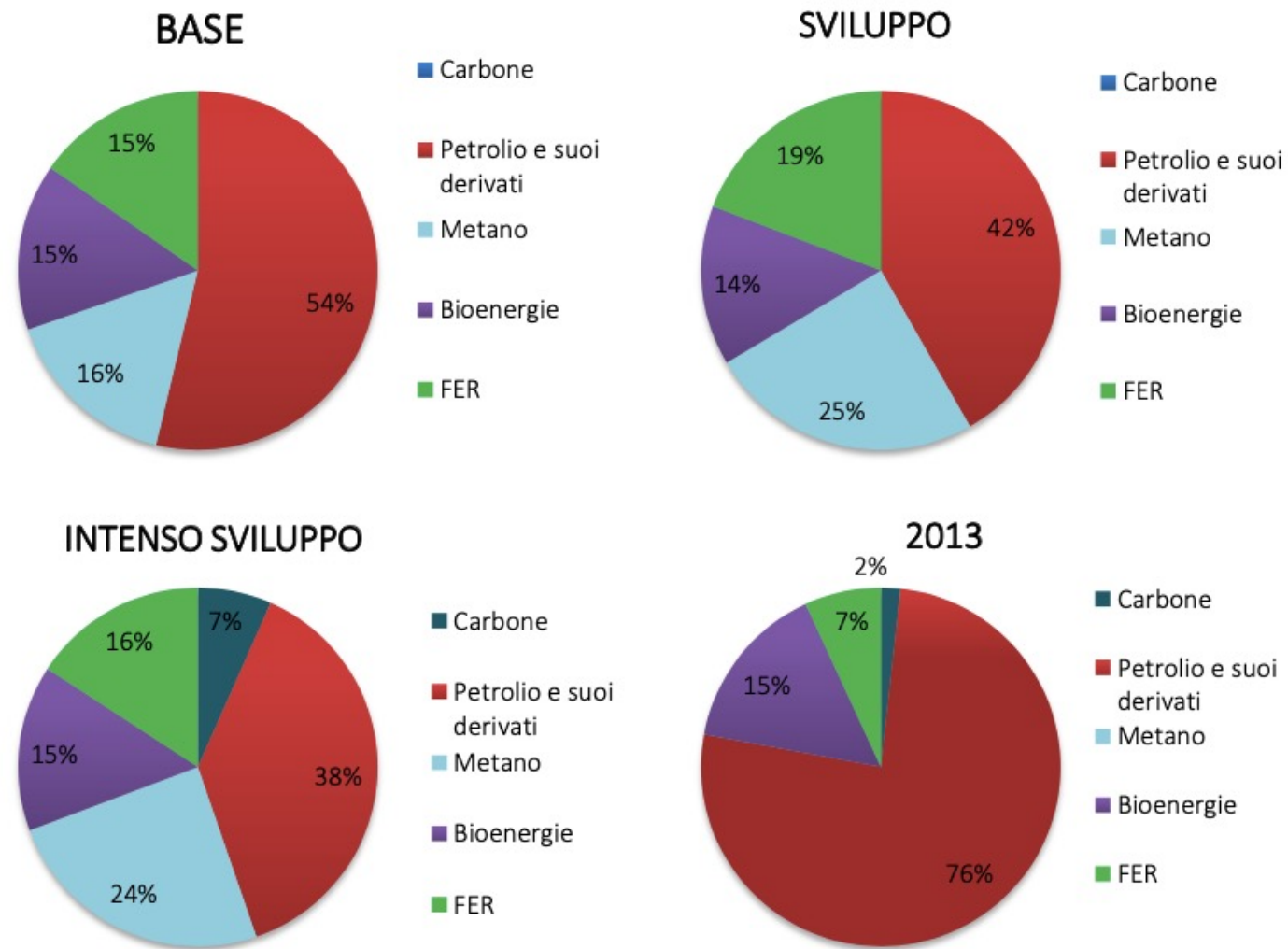


fig. 13.17. Ripartizione percentuale tra le varie fonti energetiche dell'energia primaria fornita a copertura della richiesta energetica regionale per gli scenari proposti al 2030 e per lo scenario di riferimento al 2013

Novembre 2017

La Strategia Energetica Nazionale

- **convertire a metano le reti** di distribuzione esistenti in Sardegna e svilupparle tramite **collegamento a depositi Small Scale GNL** per avviare la fornitura di gas in modo modulare, utilizzando il GNL anche per avviare il primo **progetto pilota di Sulphur Emission Controlled Area (SECA)** per il traffico marittimo in Sardegna.
- Allegato II – Metanizzazione della Sardegna
 - La metanizzazione della Sardegna è un tema centrale della politica energetica del Governo
 - non appare più proponibile la realizzazione del progetto GALSI
 - la **soluzione di metanizzazione mediante SSLNG risulta la migliore** in quanto
 - presenta **elevata flessibilità** (data la modularità dei depositi adattabile alla crescita dei consumi),
 - permette il **graduale sviluppo delle reti e tempi rapidi di realizzazione**
 - permette l'**utilizzo del GNL anche come combustibile per i mezzi portuali, per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali;**
 - Consente l'**attivazione direttamente da parte dei privati degli investimenti necessari** per la loro realizzazione.
 - E' inoltre **compatibile con la possibilità di phase out del carbone nella generazione elettrica nell'Isola, che comporterebbe la realizzazione di centrali a gas per 400 MW.**
 - è coerente anche con le disposizioni dell'articolo 6 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 di recepimento della direttiva "DAFI"

L'assetto configurato dalla SEN

procedimenti autorizzativi di

- **depositi costieri di GNL di piccolo volume - SSLNG** (ciascuno di circa 10.000 m3) da realizzare nell'area di **Oristano** per lo scarico del GNL da navi metaniere, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche
- **Depositi di GNL connessi a un mini rigassificatore** da allacciare agli adduttori che già oggi alimentano la rete di distribuzione ad aria propanata di **Cagliari** e dei comuni vicini, nonché il collegamento con la dorsale di trasporto gas che verrà realizzata nell'Isola

Annuncio di **ulteriori progetti per la localizzazione di una nave di stoccaggio di GNL permanentemente ormeggiata a Porto Torres** e per la realizzazione di un **deposito small scale**

In costruzione o in progetto ulteriori 1.800 chilometri di reti ai fini della distribuzione del gas naturale in 38 bacini di utenza

presentati al Ministero dello sviluppo economico, alla Regione e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare **due diversi progetti di dorsali** relativi sia all'area centro-sud che centro-nord dell'Isola funzionali all'interconnessione tra i depositi e le reti di distribuzione esistenti *[diventati poi uno solo a seguito degli accordi intervenuti tra le due società proponenti]*

la dorsale di trasporto sarà realizzata nell'ambito del sistema tariffario di trasporto, entrando a far parte della Rete Nazionale e Regionale di trasporto italiana, come stabilito nel Patto Governo – Regione

Con lo sviluppo di una **rete di trasporto nazionale** anche il sistema gas sardo sarà sottoposto agli obblighi di unbundling, e pertanto i depositi costieri di GNL, che sono attualmente in via di sviluppo sulla base di iniziativa privata, potranno essere **soggetti all'obbligo di accesso da parte di terzi** nel momento in cui essi saranno collegati alla rete complessiva, divenendo pertanto punti di entrata della rete stessa.

si ritiene opportuno introdurre da subito **meccanismi regolatori** che disciplinino il regime regolatorio applicabile a tali infrastrutture

In base alle valutazioni di Terna oltre alla realizzazione di un'ulteriore **interconnessione elettrica**, ai fini della sicurezza delle forniture sarà **necessaria la operatività di due gruppi a ciclo combinato CCGT per un totale di 400 MW di potenza**, da utilizzare a supporto del funzionamento e della stabilità della rete nelle diverse condizioni di esercizio.

Cronistoria 2018- 2020



2018: La prima battuta d'arresto

- Il Governo italiano si prepara a presentare entro il **31-12-2018** il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e Clima**
- Con **Decreto direttoriale del DG per le Valutazione e le Autorizzazioni Ambientali del MATTM del 22/11/2018** viene avviato il riesame complessivo dell'AIA che, «nel caso di impianti di combustione alimentati a carbone [...] deve espressamente **prospettare la cessazione definitiva dell'utilizzo del carbone ai fini di produzione termoelettrica entro il 31 dicembre 2025**»
- **La Regione viene a sapere che il PNIEC modifica in maniera sostanziale la strategia energetica per la Sardegna**, così come delineata negli anni precedenti e come si andava dispiegando anche sul fronte attuativo
- **Il 31-12-2018 il Presidente della Regione sollecita un incontro a Presidente CdM e Ministro Sviluppo Economico** per approfondire il cambio di strategia e verificare i termini del phase out dal carbone al 2025 in considerazione degli impatti economici e sociali potenzialmente negativi
- **Il 31-12-2018 il Governo presenta una prima versione del PNIEC**

PNIEC 2018. Cambia la strategia e non si parla più di rete di trasporto

- Per la produzione elettrica,
 - «in particolare per il **phase-out dal carbone in Sardegna**, [si prevede] una **nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente** insieme a **nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW** localizzata nell'isola nonché installazione di compensatori per almeno 250MVAR».
 - In fase di progettazione il **collegamento Italia – Francia, SACOI 3 “Sardegna-Corsica-Italia Continentale”**: sostituzione dell'attuale SACOI 2, ormai giunto al termine della sua vita utile
- Per le infrastrutture di trasmissione dell'energia
 - Altre **aree critiche** sono la Sardegna, per le **difficoltà di trasporto rilevate sulla rete 150 kV nell'area nord-orientale dell'isola (Gallura)** e per la carenza di impianti capaci di fornire servizi di flessibilità
 - **L'obiettivo della decarbonizzazione** presenta problematiche con riferimento alla **gestione in sicurezza della rete sarda**. E' quindi da valutare un **nuovo collegamento con la Sardegna (parte Sud)**.
- Per gli sviluppo **rete GNL** si legge che
 - «già numerosi **progetti di depositi costieri di GNL di piccola taglia** sono stati presentati alle Autorità competenti al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio (MiSE e MIT), **da realizzare in Sardegna** e in Adriatico (Ravenna e Porto Marghera), per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e **su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti**. In particolare in Sardegna, considerando che il precedente progetto di approvvigionamento di gas via tubo dall'Algeria si è dimostrato, di fatto, non più attuabile in base al previsto calo delle esportazioni di gas algerino, **la disponibilità di GNL permetterebbe: di rifornire di gas naturale le industrie sarde a prezzi in linea con quelli del resto d'Italia, ove fossero adottate soluzioni infrastrutturali/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema nonché le reti di distribuzione cittadine già esistenti** (in sostituzione dell'attuale gas propano) e in costruzione, tutte già oggi compatibili con il gas naturale; di sostituire i carburanti per il trasporto pesante; di sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti, nonché alimentare a gas naturale centrali termoelettriche previste per il sistema elettrico sardo».

2019: la posizione di ARERA

- con riferimento al **progetto “Metanizzazione della Sardegna”, proposto nei Piani di Snam Rete Gas S.p.a. e Società Gasdotti Italia S.p.a.**, data la rilevanza strategica e la dimensione dell’investimento, **rimanda la valutazione** in esito alla predisposizione e pubblicazione da parte dei proponenti di **un’ACB coerente** con i Requisiti minimi di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS e con i Criteri applicativi ed **elaborata secondo scenari coordinati tra settore elettrico e gas, che tengano in dovuto conto le prospettive di sviluppo energetico complessivo dell’isola;**
- Chiede a Snam Rete Gas S.p.a. e Società Gasdotti Italia S.p.a., anche per mezzo della neocostituita società che ha la titolarità del progetto “Metanizzazione della Sardegna”, di **presentare congiuntamente all’ACB** di cui al punto 5 **uno specifico documento** pubblicabile che, con riferimento a tale progetto, **descriva in dettaglio gli scenari energetici di riferimento, le ipotesi considerate per il calcolo dei benefici e dei costi e i relativi risultati;**
- **Avvia uno studio indipendente** finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle **opzioni disponibili in relazione all’adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna**, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell’isola e delle loro eventuali interdipendenze;

2020 Versione definitiva PNIEC. Si parla genericamente di «implementare gli interventi più adeguati per il trasporto di gas naturale». Appare l'ipotesi «virtual pipeline»

- Viene dato conto che il Ministero dello Sviluppo Economico ha avviato un tavolo di lavoro tecnico sul tema del phase out del carbone dalla produzione elettrica, oltre a un **tavolo specifico per la Sardegna**
- **installazione di nuovi sistemi di accumulo** per almeno 6 GW entro il 2030, prevalentemente rivolti a offrire sul mercato servizi di rete e localizzati principalmente nella zona sud seguita da Sicilia e Sardegna.
- **in correlazione con il phase out dal carbone in Sardegna**, è in corso di valutazione una **nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia – Continente (investimento previsto 2,6 mld€)**, insieme a **nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola**, nonché **l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR**.
- collegamento Italia - Francia, **SACOI 3 “Sardegna-Corsica-Italia Continentale”**: sostituzione dell'attuale SACOI 2, ormai giunto al termine della sua vita utile;
- **Nel settore gas** sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE ed il MIT diversi progetti di **depositi costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti**. In particolare, in Sardegna due delle tre iniziative presentate vedono l'accoppiamento di SSLNG e minirigassificatori. È opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) **alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone. A valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale.**
- **Al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia**, dovranno essere adottate **soluzioni tecnico/regolatorie** che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, **sarà valutata la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si doteranno di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV.**

2020 versione
definitiva PNIEC

Obiettivi

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

2020 Versione definitiva PNIEC Phase Out Carbone e Rinnovabili

- Viene stabilito il **phase out della generazione elettrica da carbone già dal 2025**
- **Vengono stimate in oltre 3.800 le unità di lavoro dirette ed indirette (equivalenti a tempo pieno) impiegate nell'anno 2017 per la generazione elettrica da carbone**
- **Tra le 8 centrali termoelettriche a carbone:**
 - Centrale di Fiumesanto (SS): 2 sezioni a carbone da 320 MW
 - Centrale del Sulcis: 1 unità da 340 MW alimentata a carbone
- Al 2030 dovranno essere raggiunti i 16 Mtep di generazione da rinnovabili, pari a 197 Twh
- Il settore elettrico coprirà il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, contro il 34,17% del 2017
- Lo **Studio RSE**, facendo riferimento allo scenario nazionale PNIEC, calcolava, **al 2030**, una **capacità installata in Sardegna di 2,1 GW di eolico e di 2,2 GW di fotovoltaico**, da confrontare con il dato di **fine 2019**, che corrisponde a **1,05 GW di eolico e 0,87 GW di fotovoltaico**.

2020 luglio.
Decreto Legge
Semplificazioni.
La base
normativa della
«virtual pipeline»

- **Art.60, comma 6**

Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, **è considerato parte della rete nazionale di trasporto**, anche ai fini tariffari, **l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa**. Il gestore della rete nazionale di trasporto attiva una procedura per consentire la presentazione di richieste di allacciamento alla rete nazionale di trasporto a mezzo di tali infrastrutture entro trenta giorni dalla data entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, e avvia le attività propedeutiche alla realizzazione delle stesse infrastrutture.

2020 Agosto: STUDIO RSE Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (2020-2040)

Fonte	Residenziale	Terziario	Trasporti	Industria
Gas Naturale	-	-	-	3
GPL	110	24	17	35
BTZ	-	-	-	65
Olio esausto	-	-	-	9
Gasolio	69	16	444	11
Bioenergie	222	3		
Benzina	-	-	331	
Olio combustibile	-	-	159	
Pet coke	-	-	-	75
Coke metallurgico				4
Antracite	-	-	-	25
Altri fossili	12	5		
Energia elettrica	186	184	11	
Solare termico	2	2		
TOTALE (ktep)	602	234	962	226

Studio RSE: il Tyrrhenian Link

- Viene fatto l'assunto che **costi e benefici travalichino il perimetro regionale** considerato per lo studio, e risulterebbero inoltre di arbitraria attribuzione
- Per tale ragione i costi e i relativi benefici **non sono stati contabilizzati** nello studio, **al pari dei costi della capacità termoelettrica aggiuntiva da realizzare in Sardegna come possibile alternativa al Tyrrhenian Link** stesso.
- Il collegamento avrebbe però **un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo**, pertanto per ogni configurazione infrastrutturale è stata valutata la doppia possibilità, **con o senza Tyrrhenian Link**.
- **L'assenza del collegamento** potrebbe richiedere **una maggiore potenza installata di circa 600 MW**, la quale, pur essendo principalmente finalizzata a **garantire i margini di riserva** necessari, determina un **incremento dei consumi di gas naturale**.

Studio RSE: ripartenza polo alluminio

Eurallumina

fabbisogno annuo di calore a bassa temperatura di 200 ktep,

fabbisogno ad alta temperatura di 100 ktep per forni, attualmente alimentati da olio BTZ, sostituibile in prospettiva da gas naturale.

Sider Alloys

a regime ha un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 2 TWh.

Studio RSE: conclusioni

l'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porterebbe a vantaggi sia a livello di sistema, sia a livello di utenti finali.

La **CONFIGURAZIONE ISOLA**, con un **approvvigionamento tramite virtual pipeline**, risulterebbe inoltre maggiormente flessibile nel caso di una penetrazione reale del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo prospettati.

una soluzione fisica garantirebbe una sicurezza più elevata degli approvvigionamenti di gas, ma comporterebbe investimenti la cui sostenibilità andrebbe verificata, nella prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine, tenendo anche conto della reale possibilità di riutilizzo per il trasporto di idrogeno verde destinato agli usi non elettrificabili (fuori dal perimetro dello studio e quindi non quantificati)

per volumi annui superiori a una data soglia (circa 1500 Mm³), considerati non raggiungibili se non al verificarsi di «condizioni estreme», risulterebbe, invece, più conveniente trasportare il gas naturale tramite dorsale

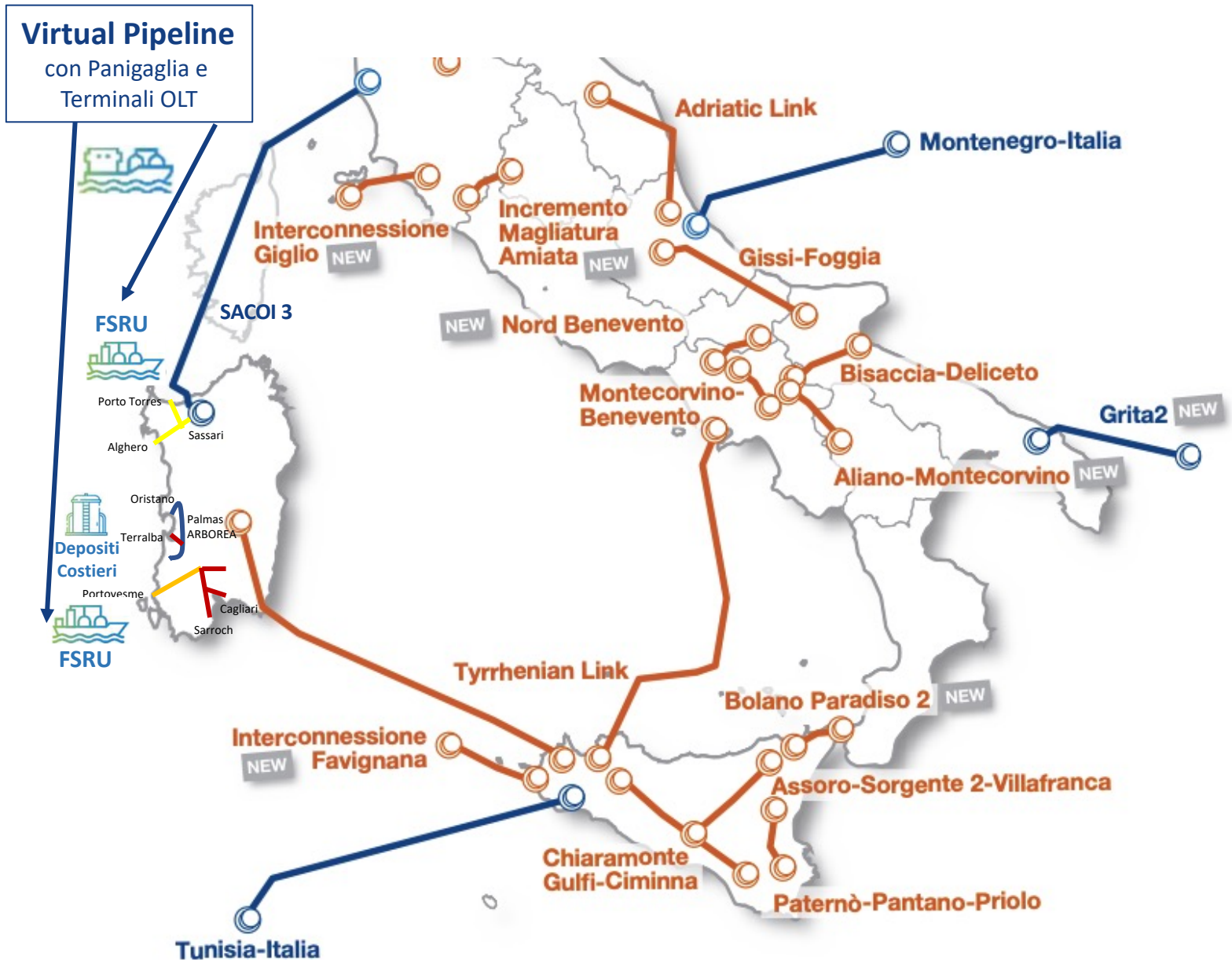
dal confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e **quelle con maggiore ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE)**, quest'ultime risultano maggiormente convenienti, nel medio termine.

l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo **sviluppo dell'idrogeno "verde"** per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili.

2020
dicembre:
ARERA
commissiona
un nuovo
studio a RSE

- il Ministero dello Sviluppo Economico ha invitato l'Autorità ad approfondire, tramite un affinamento dello studio effettuato da RSE S.p.a., alcuni aspetti di configurazione tecnica **per tenere conto in particolare della prevista concentrazione dei consumi gas per il settore termoelettrico e industriale intorno ai distretti industriali del Sulcis e di Porto Torres nonché la prossimità di questi ai bacini di consumo dell'area di Cagliari e di Sassari/Alghero.**

L'assetto che si
va definendo a
fine 2020 –
primi mesi
2021



Il nuovo assetto e il PNIEC 2020

- Il **nuovo assetto** appare fundamentalmente **coerente con il PNIEC**
 - Prevede il **collegamento TERN** Sicilia-Sardegna e la **realizzazione del SACOI3**
 - Prevede un **assetto infrastrutturale per la metanizzazione** che
 - **Approvvigiona l'Isola** attraverso una «**pipeline virtuale**» che viene ad essere **inserita nella rete nazionale**
 - **Stabilisce due punti di deposito/rigassificazione tramite FSRU** **posizionati nelle due aree (Portovesme e Porto Torres)** dove insistono le **centrali termoelettriche** che devono cessare la generazione elettrica a carbone entro il 2025 e che dovrebbero essere, a questo punto, **riconvertite per supportare la fase di transizione verso la neutralità al 2050**, assicurando la **sicurezza del sistema**;
 - **Assicura uno sviluppo della rete di trasporto del metano da questi hub principali e da quello di Oristano**, dove sono stati autorizzati i depositi costieri GNL small scale, **verso le principali aree urbane ed industriali adiacenti** (Sarroch, Cagliari area vasta, Sassari, Alghero, Oristano, Palmas Arborea, Terralba, xxxx)
- **Restano fermi gli obiettivi di energia rinnovabile, efficientamento energetico, emissioni gas serra** stabiliti a livello di PNIEC
- **Mantiene il riavvio del Polo dell'Alluminio** come obiettivo di *policy* industriale e produttiva

Il nuovo assetto ed il PEARS 2016

- **Il nuovo assetto**, così come si è andato configurando, **non è più allineato con il PEARS 2016** e con gli accordi intercorsi con il Governo nazionale nello stesso anno, che hanno costituito **l'asse strategico seguito a livello nazionale e regionale fino a giugno 2018**
- Appare evidente la **necessità che, se condiviso a livello regionale, questo nuovo assetto sia oggetto di una revisione «partecipata»** di quello che dovrebbe essere il **Piano Integrato Energia e Clima della Regione Sardegna** (tale nuova dizione per indicare la necessità che vi sia un collegamento chiaro con il PNIEC nazionale con il quale vanno raccordate, a norma di Regolamento UE 2018/1999, le politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi ivi definiti).

2021
Un nuovo
«cambio di
strategia»
Sardegna Hub
Energetico
Green



INTERVISTA AL MINISTRO CINGOLANI

Rivoluzione energetica per una Sardegna verde

Il titolare della Transizione ecologica è categorico: «Non ci sono alternative. Nel lungo termine si andrà avanti con un uso massiccio dell'elettrico»

di Giuseppe Centore

di Cagliari

Il Governo vuole fare la rivoluzione in Sardegna, innanzitutto, e c'è un valore aggiunto: è verde. La svolta è intorno a tre elementi: la transizione ecologica, la transizione digitale e la transizione industriale. La prima è la più importante, perché è la base per le altre due. La seconda è la più urgente, perché è la base per la terza. La terza è la più importante, perché è la base per le altre due. La prima è la più importante, perché è la base per le altre due. La seconda è la più urgente, perché è la base per la terza. La terza è la più importante, perché è la base per le altre due.

Roberto Cingolani, ministro della Transizione ecologica

La foto è di Roberto Cingolani, ministro della Transizione ecologica



«Non ci sono alternative. Nel lungo termine si andrà avanti con un uso massiccio dell'elettrico»

di Giuseppe Centore

di Cagliari

Il presidente dell'Enel, Francesco Starace, ha chiuso il gas: «Non ha un futuro. Qui avete sole e vento». Il presidente dell'Enel delinea gli scenari per la Sardegna: «Un sistema di accumulatori e 5 gigawatt di rinnovabili»



Francesco Starace, presidente Enel, con il ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani

«Non ha un futuro. Qui avete sole e vento». Il presidente dell'Enel delinea gli scenari per la Sardegna: «Un sistema di accumulatori e 5 gigawatt di rinnovabili»

di Giuseppe Centore

di Cagliari

Il presidente dell'Enel, Francesco Starace, ha chiuso il gas: «Non ha un futuro. Qui avete sole e vento». Il presidente dell'Enel delinea gli scenari per la Sardegna: «Un sistema di accumulatori e 5 gigawatt di rinnovabili»

Incontro Regione-Enel a Villa Devoto, Piano di investimenti per le rinnovabili. Il Presidente: «Disponibilità a ragionare su Sardegna Isola verde»

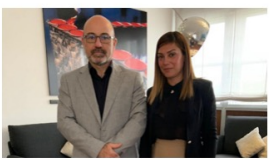


Ascolta la notizia
Cagliari, 6 luglio 2021 – Si è svolta questa mattina nella sede di rappresentanza istituzionale della Regione, Villa Devoto, l'incontro tra il Presidente Solinas e il direttore di Enel in Italia, Carlo Tamburi, nel corso del quale Enel ha ribadito il proprio impegno in

Sardegna presentando un massiccio piano di investimenti da qui al 2030 incentrato sullo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili che, insieme all'utilizzo di batterie e soluzioni per l'efficientamento e l'elettrificazione dei consumi, farebbe della Sardegna un'isola verde, a emissioni nette pari a zero. La proposta è stata accolta positivamente dal Presidente Christian Solinas, che ha manifestato l'interesse della Regione per il progetto, vincolandolo però alla salvaguardia dell'ambiente e a un reale risparmio in bolletta per famiglie e imprese. «Riuscire a consolidare il profilo di un'isola green in anticipo sugli obiettivi nazionali ed europei rappresenta un elemento di assoluto interesse sia per i sardi che ne trarrebbero benefici di carattere economico sul costo in bolletta e sia per una delle voci principali del Prodotto interno lordo

Energia, l'assessore Pili incontra il ministro Cingolani: "Sardegna sarà protagonista nelle scelte future"

«Abbiamo avuto rassicurazioni in merito al fatto che la Regione Sardegna sarà protagonista nella scelta delle politiche regionali in materia di energia e transizione ecologica. È importante riportare le questioni energetiche al più ampio tavolo dei portatori di interessi regionali», ha spiegato l'esponente della Giunta Solinas annunciando anche l'attivazione, nelle prossime settimane, del tavolo di Agenda industria che fino a oggi ha governato le proposte formalmente avanzate al governo nazionale da parte della Regione.



Ascolta la notizia
Cagliari, 13 luglio 2021 – Si è svolto questa mattina a Roma, presso il Ministero della Transizione Ecologica, l'incontro tra il ministro Roberto Cingolani e l'Assessore regionale dell'industria Anita Pili.

«Abbiamo avuto rassicurazioni in merito al fatto che la Regione Sardegna sarà protagonista nella scelta delle politiche regionali in materia di energia e transizione ecologica. È importante riportare le questioni energetiche al più ampio tavolo dei portatori di interessi regionali», ha spiegato l'esponente della Giunta Solinas annunciando anche l'attivazione, nelle prossime settimane, del tavolo di Agenda industria che fino a oggi ha governato le proposte

Luglio 2021 La strategia diventa «tutto elettrico»



Edizione regionale

LA NUOVA

Giornale Sardegna

130

LA NUOVA SARDEGNA - 1000

IL PROGETTO Il governo e l'Enel: isola a emissioni zero di CO2

Con la svolta green 15mila occupati in più

Nel progetto per far diventare la Sardegna prima isola green al mondo alimentata da rinnovabili c'è anche un'importante capitolo dedicato alla riconversione occupazionale. Investimenti per 15 miliardi di euro e 15 mila posti di lavoro in più. Almeno secondo i calcoli di Enel e governo.

Aggredito e ucciso da 600 persone in Honduras

34

CENTRO ALLIANCE 2.1

Ennesimi ritardi

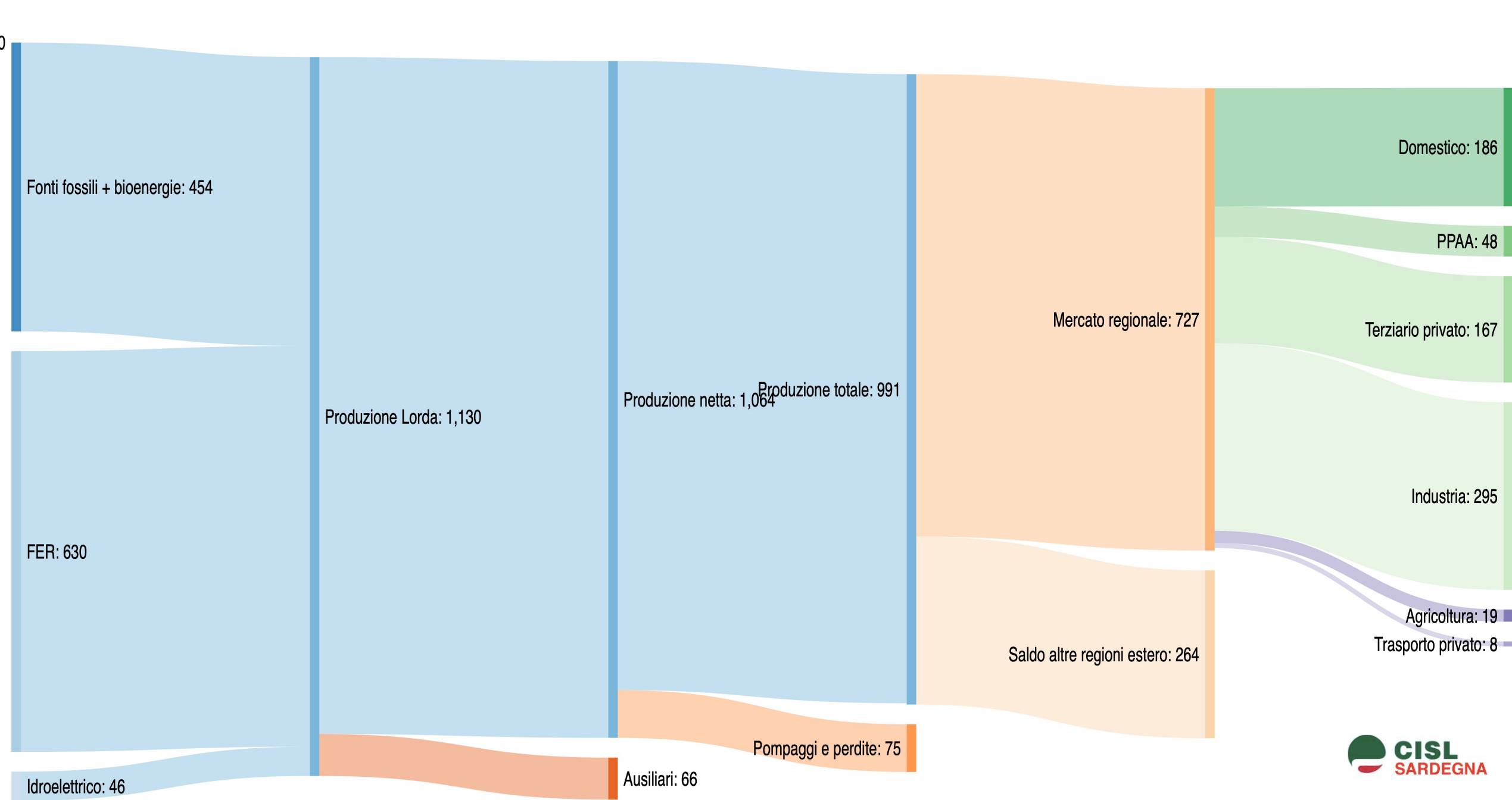
- **A maggio avrebbe dovuto vedere la luce il DPCM necessario a dare attuazione all'art.60, comma 6** (Decreto Legge «Semplificazioni» del luglio 2020) per l'attuazione della «virtual pipeline»
- «Atteso a giorni», **ad un anno dall'approvazione del DL, se ne sono «perse le tracce»**
- Gli annunci ed i cambi di strategia rendono **incerti gli investimenti da parte dei privati**, in quanto non consentono di definire chiaramente le varie linee di sviluppo ed intervento
- Peraltro, negli ultimi due anni, si registra un **accumularsi di richieste per nuovi impianti fotovoltaici ed eolici** anche di grande dimensione che non risultano inquadrati in un quadro energetico ed amministrativo che sia in grado di indirizzare opportunamente le scelte e le diverse opzioni

Criticità della nuova «giravolta»



Il tutto elettrico
da energie
rinnovabili
richiede il
metano come
fonte
energetica di
transizione

- Escludendo il riavvio del Polo dell'Alluminio
- Con la chiusura delle centrali al carbone al 2025
- Con un'entrata in esercizio del Tyrrhenian Link (nella migliore delle ipotesi) nel 2030
- Ipotizzando un mercato regionale sostanzialmente stabile (semplificazione)
- **Verrebbero a mancare i 408 Ktep** attualmente prodotti da «carbone ed altri solidi»
- Bisognerebbe assicurare **un sistema di accumulo con sviluppo di idrogeno, idroelettrico e altre forme** capace di stabilizzare e mettere in sicurezza i 414 Ktep di domanda regionale che dovrebbe essere coperta da fonti «non programmabili»
- Bisognerebbe realizzare le infrastrutture per consentire che la produzione da FER «accumulata» possa essere resa disponibile istantaneamente ovunque serva
- Nello stesso arco temporale, la produzione lorda da FER dovrebbe comunque passare dagli attuali 268 Ktep a ben oltre 414 Ktep
- Non vengono presi in considerazione gli effetti a livello economico e sociale di questa transizione sulle industrie «*hard to abate*» presenti in Sardegna
- Si avrebbero **effetti immediati sul fronte economico e sociale nei poli industriali dove sono localizzate le centrali termoelettriche che verranno chiuse**
- La «transizione giusta» non riguarderebbe il solo Sulcis, ma l'intero ambito regionale



Questo scenario non tiene conto di

- Necessità di sostenere adeguatamente il **riavvio del polo dell'Alluminio**
- Sostenere la **transizione delle industrie «hard to abate»** localizzate in Sardegna
- L'incremento del **fabbisogno di energia elettrica conseguente alla transizione verso un'economia ad «emissioni nette zero»** come conseguenza per esempio dello sviluppo del trasporto elettrico
- Il **crescente fabbisogno di energia elettrica da FER per favorire la produzione di «idrogeno green»**, sia come mezzo di accumulo che per lo sviluppo di modalità di trasporto alternative e/o l'utilizzo da parte delle imprese

Questi elementi **rafforzano la necessità di poter contare sul metano come «vettore di transizione»** proprio per mantenere in **sicurezza la rete**, mentre si cessa di utilizzare il carbone, e contemporaneamente si favorisce lo **sviluppo degli investimenti necessari per sostenere il sistema produttivo** manifatturiero regionale, **l'incremento delle FER**, lo sviluppo delle **reti di distribuzione sia elettriche che quelle capaci di trasportare l'idrogeno**, più in generale lo sviluppo di tecnologie di conversione Power-to-X al fine di favorire l'immagazzinamento dell'energia rinnovabile.

Il tutto **assicurando una «transizione giusta»**, equilibrata sia sul fronte economico che, in particolare, sociale, facendo sì che la **«sostenibilità non sia insostenibile»** e causa di squilibri per la nostra Regione.

Gli impatti di un impianto solare + storage da 600 MW: l'esempio NV Energy in Nevada

- **2 impianti solare + storage per complessivi 600 MW di energia e 480 MW di accumulo**
 - **Progetto Iron Point Solar** - un sistema **solare fotovoltaico da 250 MW** abbinato a **200 MW di stoccaggio a batteria** che verrebbe realizzato su un'area privata di **1.300 acri (526 ettari)**
 - **Hot Pot Solar Project** - un sistema **solare fotovoltaico da 350 MW** abbinato a **280 MW di stoccaggio a batteria** che verrebbe realizzato su un'area privata di circa **2.700 acri (1.092 ettari)**
- I due impianti sono stati proposti in vista della **chiusura della North Valmy Generation Station da 522MW** (a carbone) a Winnemucca, Nevada con approssimativamente **85 occupati diretti**
- **Centinaia di lavoratori in fase di costruzione**
- **16 posizioni di lavoro permanenti**

Giugno 2021 Pubblicazione Studio RSE sullo sviluppo delle infrastrutture energetiche della Sardegna – Fase 2

- La **Fase 1** dello studio aveva individuato come **soluzione di minimo costo** la **configurazione ISOLA con «virtual pipeline» e trasporto del GNL su strada**
- La **Fase 2, focalizzata sul solo segmento del trasporto**, ha mostrato come una **soluzione «mista» (trasporto su rete + trasporto su strada)** sia **preferibile** alle configurazioni 100% trasporto su strada e 100% trasporto su rete
- Lo **sviluppo “ottimale” della rete di trasporto del gas** prevede la realizzazione di circa **142 km, concentrati nella zona sud**.
- Circa il **30% del fabbisogno** medio annuo di gas naturale verrebbe **trasportato su strada** mentre il **70% su tratti di rete** (in prevalenza grandi utenze industriali e bacini di utenti rilevanti).
- Nel caso di **metanizzazione “estrema”**, lo **sviluppo della rete**, in termini di km, **aumenterebbe di circa il 25%** rispetto al caso BASE.
- La disponibilità ridotta a uno o due **punti di approvvigionamento del GNL per il trasporto su strada (Oristano, Porto Torres e Portovesme)** avrebbe un impatto limitato sui costi complessivi.

Conclusioni

Il Gas Naturale
costituisce un
elemento
fondamentale per un
mix energetico
equilibrato per una
«transizione giusta»
della Sardegna

- **L'assetto che si è andato definendo nel 2020**
 - Approvvigionamento GNL tramite «*virtual pipeline*»
 - Due Hub (Porto Torres e Portovesme) con FSRU ed un terzo con depositi small scale ad Oristano
 - La loro interconnessioni con i principali poli urbani e industriali limitrofi
 - La distribuzione verso gli altri bacini oggetto di sviluppo della rete gas attraverso trasporto su gomma in funzione del crescere della domanda
 - L'alimentazione a gas dei due impianti termoelettrici attualmente a carbone del Sulcis e di Fiumesanto
 - La realizzazione del Tyrrhenian Link
- **Costituisce la base dalla quale partire e non andrebbe rimessa continuamente in discussione**

Definire rapidamente gli altri elementi della strategia energetica regionale

Questo assetto va completato sul fronte strategico e più propriamente attuativo, perseguendo la logica di creare una filiera dell'energia che punti a chiudersi in maniera circolare in Sardegna attraverso

- l'effettivo sviluppo delle FER in linea con gli obiettivi del PNIEC, anche attraverso la opportuna riconsiderazione del contributo che può provenire dalle tecnologie off-shore;
- lo sviluppo dell'idrogeno green e, più in generale, sostegno delle varie forme di accumulo in rapporto ai diversi livelli ottimali di utilizzo;
- una gestione del sistema di accumulo idrico della regione per finalità di accumulo energetico;
- Il sostegno alla transizione delle industrie «hard to abate» presenti in Sardegna attraverso un piano di accompagnamento che riduca i rischi economici e sociali collegati al nuovo quadro europeo;
- Il sostegno chiaro e definito agli obiettivi nazionali ed europei di efficientamento energetico e riduzione delle emissioni di GHG .
- un utilizzo del Tyrrhenian Link che veda la Sardegna parte attiva nello scambio elettrico e nello sviluppo delle rinnovabili, e non in una posizione passiva volta «a confermare il ruolo della Sicilia come hub energetico del Mediterraneo»¹

¹ Fonte: Terna, Tyrrhenian Link: il doppio collegamento sottomarino tra Sicilia, Sardegna e Penisola
<https://www.terna.it/it/progetti-territorio/progetti-incontri-territorio/Tyrrhenian-link>

Tempus fugit



Lasciando
trascorrere il
tempo

- Si rischia di rimanere indietro su tutto
 - Niente gas
 - Niente riavvio del polo dell'alluminio
 - Centrali chiuse e personale in cassa integrazione
 - Nessuna nuova produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque a livelli completamente inadeguati
 - Industrie schiacciate da una transizione che diventerà insostenibile
 - Nessun contributo dall'avvio e sviluppo delle filiere legate alle rinnovabili e agli accumuli
 - Limitati effetti a livello di nuovo know how e nuovi investimenti su filiere innovative