SARDEGNA " ISOLA ZERO CO_2" – Phase out 2025

Proposte operative per la decarbonizzazione della Sardegna

Gennaio 2020

Documento a cura di

Italia Nostra Sardegna

Cobas Cagliari

Unione Sindacale di Base Sardegna

WWF Sardegna

Graziano Bullegas
Giorgio Canetto
Mauro Gargiulo
Antonio Muscas
Enrico Rubiu
Carmelo Spada

SOMMARIO

SINTESI DEL DOCUMENTO 3
PREMESSA 5
1. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA 6
2. LE CENTRALI TERMOELETTRICHE 9
Centrali a carbone 9
a) Fiumesanto (Porto Torres) 9
b) Grazia Deledda (Portovesme - Sulcis) 11
Centrali con altri combustibili fossili 13
a) Centrale turboelettrica turbogas (Assemini) 13
b) Centrale SARLUX (IGC E CTE) - Sarroch 14
Altri impianti termoelettrici 15
Efficienza produttiva delle centrali termoelettriche 17
Considerazioni 18
3. LE FONTI RINNOVABILI 20
a) Fotovoltaico 20
b) Eolico 26
c) Idroelettrico 28
4. SISTEMA ELETTRICO SARDEGNA 30
a) La rete elettrica 30
b) I sistemi di accumulo 32
c) Considerazioni 34
5. PROPOSTE OPERATIVE 36
a) Distretti energetici 36
b) Comunità energetiche, autoproduzione ed autoconsumo 37
c) Efficienza e risparmio energetico 39
6. AGENDA ONU 2030 - STRATEGIA NAZIONALE PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE 41
7. LA METANIZZAZIONE DELL'ISOLA CONTRASTA CON LA SUA DECARBONIZZAZIONE 46
CONCLUSIONI 50
TABELLA DI SINTESI DELLE PROPOSTE 51
Allegato 1 – Lo studio Joint Research Center (JRC) - ISPRA 52
Allegato 2 - Occupazione e uso ecocompatibile delle risorse economiche e ambientali 55

SINTESI DEL DOCUMENTO

Il phase out è possibile senza rischio per la rete e la sicurezza energetica dell'isola

Col presente documento si intende dare un contributo al dibattito in corso in Sardegna sulla possibilità o meno di conseguire nell'isola l'obiettivo previsto dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 e dal PNIEC 2030 di chiusura entro il 2025 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con carbone.

Sulla base delle informazioni tecniche disponibili, partendo dai dati utilizzati per l'elaborazione del PEARS del 2015 e dai report annuali pubblicati dall'azienda TERNA, gestore della rete elettrica nazionale, e dal GSE, gestore dei servizi energetici, si ritiene che tale obiettivo possa essere raggiungibile in Sardegna senza che sia messa a rischio la stabilità della rete e l'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Una significativa quota della produzione di energia elettrica viene esportata

Nel 2018 infatti in Sardegna si è avuta una produzione di energia elettrica pari a 12.210,7 GWh, di cui 9.138,1 GWh destinata alla richiesta interna e **3.072,6 GWh esportata**, quindi con un supero della produzione equivalente al 33,6 % rispetto alla richiesta (dati TERNA 2019 relativi al 2018).

Sempre secondo TERNA le ore di funzionamento annue medie complessive delle due centrali a carbone – ubicate a Portovesme e Fiumesanto - non superano nel complesso le 3.300 ore. Attualmente quindi le due centrali a carbone hanno un peso modesto nel sistema produttivo elettrico sardo ma **un costo elevato dal punto di vista ambientale**.

Le FER possono sostituire l'energia prodotta da fonti fossili

La produzione netta di **energia elettrica da fonti rinnovabili soddisfa il 33,70% dell'energia richiesta nell'Isola** e il 66,00% della domanda se si esclude l'industria. Tale produzione risulta inoltre quasi doppia rispetto all'obiettivo del 17,8% fissato al 2020 dal Burden sharing per la Sardegna.

Nonostante sia in costante aumento la potenza installata di energia elettrica derivata da FER, il suo utilizzo ottimale risulta fortemente condizionato da una rete di trasmissione e distribuzione inadatta. Se si procedesse ad un adeguamento del sistema elettrico nel suo complesso, alla realizzazione di sufficienti impianti di accumulo e ad un incremento della produzione da FER, si potrebbe assicurare con le sole fonti rinnovabili il soddisfacimento dell'intero fabbisogno energetico dell'Isola.

Lo studio "*Solar Photovoltaic Electricity Generation: A Lifeline for the European Coal Regions in Transition*" pubblicato a luglio del 2019 a cura dall'EU's Joint Research Centre, dimostra ad esempio come gli impianti fotovoltaici, installati tenendo conto degli impatti ambientali correlati, abbiano in Sardegna un potenziale energetico tale da rendere ridondante l'utilizzo delle centrali termoelettriche alimentate a carbone.

Incentivare la produzione diffusa

Al fine di evitare ulteriori speculazioni sulla produzione di energia elettrica e contenere sprechi e sovrapproduzioni i futuri incentivi destinati alle FER dovrebbero privilegiare la **produzione diffusa**, l'**autoconsumo** e la costituzione delle **Comunità Energetiche**.

Decarbonizzare significa eliminare i combustibili fossili

La decarbonizzazione non si esaurisce con la chiusura delle centrali a carbone. Essa deve mirare alla progressiva riduzione, fino all'azzeramento, di tutte le emissioni di gas serra, (prima tra tutte l'anidride carbonica) conseguenti alla combustione di ogni

tipo di fonte fossile. Per tale motivo **la metanizzazione dell'isola appare in esplicito contrasto con i contenuti dei protocolli internazionali sul clima**.

I sistemi di accumulo di energia a batteria attualmente in fase di sperimentazione nel polo multi tecnologico (Storage Lab di TERNA) in connessione con i compensatori sincroni studiati per una migliore gestione delle fonti rinnovabili, consentiranno di migliorare stabilità e sicurezza della rete elettrica e grazie al previsto collegamento tramite cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente sud, verrà garantita la sicurezza energetica dell'Isola.

Una nuova policy energy

A tale policy energy deve affiancarsi una pianificazione interna del sistema energetico, che attui una diversa organizzazione territoriale (**Distretti Energetici)**, in modo da ottimizzare il rapporto produzione-consumo in vista della creazione di una smart community territoriale a bilancio energetico annuale quasi zero.

Distretti energetici e Comunità energetiche

Le Comunità energetiche, definite come "*un insieme di soggetti che all'interno di un'area geografica sono in grado di produrre, consumare e scambiarsi energia con una governance locale capace di favorire l'utenza in un'ottica di autoconsumo e autosufficienza*", rappresentano un modello avanzato di approvvigionamento, distribuzione e consumo diffuso e condiviso dell'energia, che ha l'obiettivo di facilitare utilizzo e scambio dell'energia generata da rinnovabili e ridurre i consumi energetici.

L'Efficientamento e il Risparmio Energetico rappresentano una vera e propria forma di energia.

Una vera e propria fonte di energia può essere considerato **l'efficientamento del sistema energetico**, sia dal lato della produzione che dal lato dei consumi: un obiettivo da perseguire a partire dal patrimonio immobiliare pubblico. **Il risparmio energetico** è infatti la prima delle pratiche virtuose da attuare perché, per quanti sforzi si pongano in atto per migliorare il sistema produttivo della nostra società, esso determina comunque l'erosione delle risorse planetarie sottraendole alle generazioni future.

Il Green New Deal per un'Europa sostenibile interesserà anche la Sardegna

Il 15 gennaio 2020 il parlamento Europeo ha approvato il **Green New Deal per un Europa sostenibile**. Il Piano, che nasce con una dotazione di dieci miliardi di euro, è destinato a creare un "*contesto in grado di agevolare e stimolare gli investimenti pubblici e privati necessari ai fini della transizione verso un'economia climaticamente neutra, verde, competitiva ed inclusiva"*. Tra le Regioni interessate la Sardegna ha trovato assoluta priorità con l'annunciato finanziamento delle attività di bonifica del petrolchimico di Porto Torres e delle miniere del Sulcis, iniziative che beneficeranno di un miliardo di euro.

La Democrazia Energetica

L'uso dei combustibili fossili presuppone un'ideologia che massimizza i consumi, incentiva gli sprechi e scarica sulla collettività i costi ambientali. Le rinnovabili richiedono invece **una visione comunitaria della produzione**, che implica l'economia dei consumi nell'ottica di una tutela dell'ambiente. I due modelli si pongono in termini di paradigmi inconciliabili, poiché l'uno si basa su una struttura produttiva piramidale e unidirezionale, l'altro si configura come **un sistema a rete di cui tutti sono attori in termini di produzione e consumo.**

- **PREMESSA**

L'impegno alla cessazione dell'uso del carbone per la produzione di energia elettrica entro il 2025, previsto dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2030) e dalla stessa proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima (PNIEC 2030), deve essere considerato non derogabile se si vuole essere coerenti con il perseguimento degli obiettivi strategici in esse enunciati. Un forte richiamo al rispetto di tale obbligo è imposto dalla crescente mobilitazione delle giovani generazioni contro le politiche di tutti i Governi, che ormai si sono dimostrate inadeguate a contrastare i cambiamenti climatici.

Nello stesso tempo non si può continuare ad ignorare l'emergenza sanitaria conseguente alle emissioni inquinanti delle centrali termoelettriche e più in generale determinata dall'impatto delle attività industriali sull'ambiente. Queste ultime nel caso della Sardegna hanno creato una diffusa situazione di degrado in circoscritti ambiti territoriali ed impedito la nascita di attività economiche sostenibili volte alla creazione di un'economia circolare in sintonia con le tradizioni socio-economiche dell'Isola.

Nella precedente pianificazione industriale ed energetica non si è infatti mai tenuto conto dei costi ambientali e delle risorse alternative disponibili, dei danni sanitari e della irreversibilità degli impatti prodotti dalle attività inquinanti sugli ecosistemi.

Da molti anni Associazioni Ambientaliste, Comitati civici, Sindacati di base e singoli cittadini si battono perché venga data priorità alla tutela ed alla conservazione dell'ambiente e in una tale ottica assume priorità inderogabile il contrasto alle emissioni climalteranti conseguenti all'utilizzo dei combustibili fossili. In sintesi si rivendica il diritto ad un ambiente non inquinato e ci si oppone alla persistente logica del profitto indiscriminato, degenerato nell'ambito del settore industriale fino a comprendere malaffare e speculazione, entrambi associati di frequente alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Emblematica in tal senso la vicenda delle finte "serre fotovoltaiche" disseminate nell'Isola, oggi finite nel mirino delle Procure a seguito delle reiterate denunce di Associazioni Ambientaliste e Comitati.

Per questo restiamo convinti che l'obiettivo posto nel documento SEN 2030 riguardo la cessazione al 2025 delle centrali a carbone non debba essere superato bensì anticipato, stante l'ulteriore aggravio dello stato del clima intervenuto e documentato nel corso del 2019. Entro tale termine quindi le Centrali termoelettriche a carbone operanti in Sardegna devono essere spente. Si ritiene inoltre che l'abbandono dei combustibili fossili, la cessazione delle emissioni climalteranti, la transizione totale alle FER, oltre che essere in sintonia con le istanze di Associazioni e Comitati, possano costituire una grande opportunità per una decisa inversione di politica energetica per la Sardegna e l'Italia. Nel seguito della presente Relazione si intende fornire un quadro tecnico, per quanto possibile aggiornato, della produzione di energia elettrica in Sardegna, al fine di comprovare anche sotto l'aspetto tecnico la necessità del rispetto del programma fissato per il phase out.

1. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA

Dalla Relazione sui "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia" relativi al 2018, pubblicata da Terna nel 2019, si ricava la seguente situazione degli impianti in Sardegna[1]:

Situazione impianti

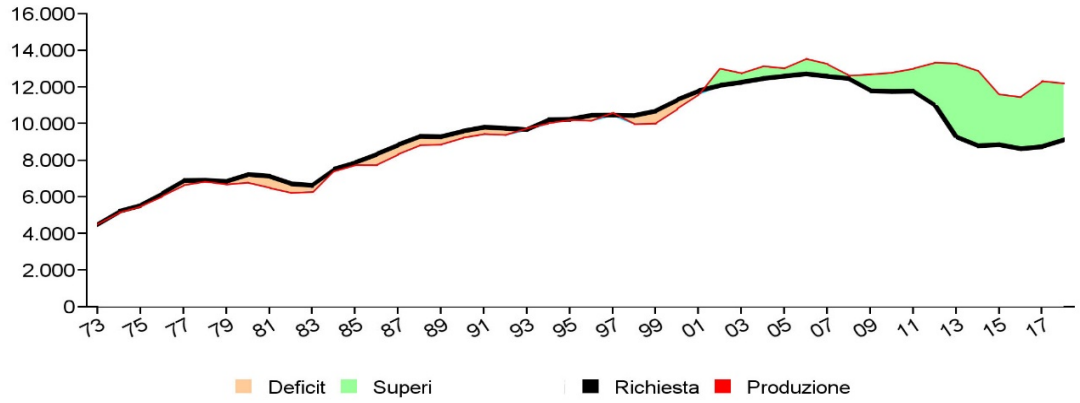
al 31/12/2018

		Produttori	Autoproduttori	Sardegna
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	18	-	18
Potenza efficiente lorda	MW	466,4	-	466,4
Potenza efficiente netta	MW	461,0	-	461,0
Producibilità media annua	GWh	607,6	-	607,6
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	43	9	52
Sezioni	n.	56	14	70
Potenza efficiente lorda	MW	2.215,3	170,8	2.386,1
Potenza efficiente netta	MW	2.013,0	155,8	2.168,8
Impianti eolici				
Impianti	n.	593	-	593
Potenza efficiente lorda	MW	1.054,8	-	1.054,8
Impianti fotovoltaici				
Impianti	n.	36.071	-	36.071
Potenza efficiente lorda	MW	787,3	-	787,3

Energia richiesta

Energia richiesta in Sardegna	GWh	9.138,1	
Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	+3.072,6	(+33,6%)

Supero 1973 = +14,0 **Supero 2018 =** +3.072,6



Consumi: complessivi 8.424,7 GWh; per abitante 5.129 kWh

Consumi per categoria di utilizzatori e provincia

GWh

	Agricoltura	Industria	Terziario [1]	Domestico	Totale [1]
Cagliari	14,1	2.247,4	656,0	589,7	3.507,1
Nuoro	32,4	130,3	237,2	242,1	642,0
Oristano	59,2	114,0	186,8	190,2	550,2
Sassari	59,8	378,4	788,0	710,3	1.936,4
Sud Sardegna	59,2	916,4	381,7	431,6	1.788,9
Totale	**224,6**	**3.786,5**	**2.249,7**	**2.164,0**	**8.424,7**

Dati statistici sull'energia elettrica in Italia

[1] "L'elettricità nelle Regioni" TERNA 2019

In sintesi se ne deduce che la potenza netta installata per gli impianti di produzione di energia elettrica al 31 dicembre 2018 è pari a 4.472 MW, di cui il 48,5% (2.169 MW) è fornita da impianti termoelettrici tradizionali e il 51,5% (2.303 MW) da impianti alimentati da FER.

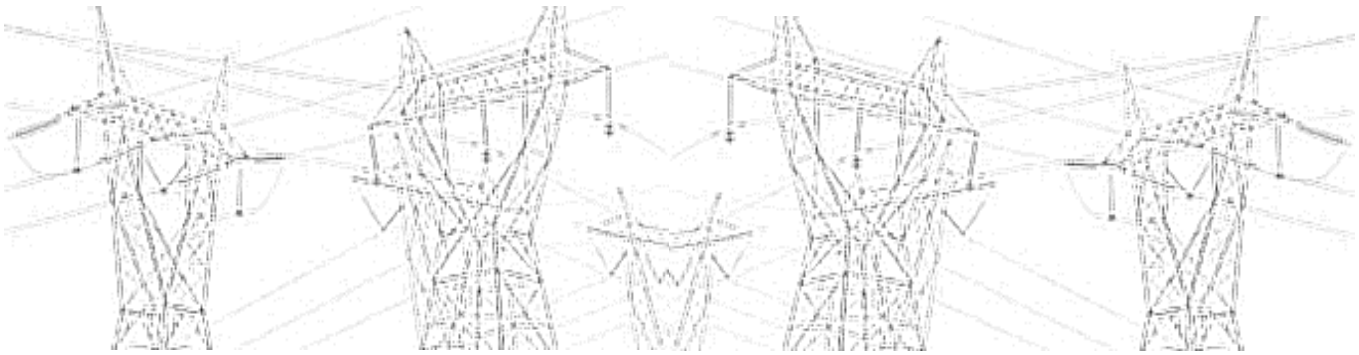
Per quanto concerne i dati relativi alla produzione ed ai consumi e la serie storica dei superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta (anni 1973-2018) si evince, oltre al calo verticale 2011-2013, il seguente quadro (GWh):

E. prod. lorda	*E.prod. netta*	*E. richiesta*	*E. supero*	*E. consumi*	*E. perduta*	*E. export*
13.020,6	12.210,7	9.138,1	3.072,6	8.424,7	713,4	3.072,6

Si evidenzia la presenza di un surplus energetico equivalente al 33,6% rispetto ai consumi.
L'energia elettrica in eccesso viene trasmessa al continente tramite i cavidotti SACOI e SAPEI di collegamento Sardegna - Continente. L'export energetico sarebbe stato anche maggiore se affidato ad una rete di trasporto più efficiente.

Dal quadro delle esigenze energetiche per classe merceologica si evince che quasi la metà dell'energia elettrica consumata (45%) è assorbita dall'industria, mentre terziario (27%) e utenze domestiche (26%) utilizzano ciascuno circa un quarto della produzione. L'agricoltura incide per una quantità minima (2,7%). Oltre i tre quarti dell'energia elettrica prelevata dall'industria fa capo ai distretti di Cagliari (59%) e Iglesiente (24%) per la presenza dei maggiori poli industriali.

Dal quadro produttivo articolato per fonti si deduce che la produzione di 3.079,7 GWh proviene da FER, che dunque soddisfano il 33,7% di energia elettrica richiesta e il 66,00% della domanda se si esclude l'industria.



Bilancio dell'energia elettrica

GWh				2018
		Operatori del mercato elettrico [2]	Autoproduttori	Sardegna
Produzione lorda				
- idroelettrica		534,0	-	534,0
- termoelettrica tradizionale		9.907,8	114,9	10.022,7
- geotermoelettrica		-	-	-
- eolica		1.672,1	-	1.672,1
- fotovoltaica		906,7	-	906,7
Totale produzione lorda		**13.020,6**	**114,9**	**13.135,5**
		-	**-**	**-**
Servizi ausiliari della Produzione		**744,6**	**23,1**	**767,6**
		=	=	=
Produzione netta				
- idroelettrica		528,9	-	528,9
- termoelettrica tradizionale		9.196,4	91,8	9.288,2
- geotermoelettrica		-	-	-
- eolica		1.662,1	-	1.662,1
- fotovoltaica		888,7	-	888,7
Totale produzione netta		**12.276,0**	**91,8**	**12.367,9**
		-	**-**	**-**
Energia destinata ai pompaggi		**157,1**	**-**	**157,1**
		=	=	=
Produzione destinata al consumo		**12.118,9**	**91,8**	**12.210,7**
		+	**+**	**+**
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori		**+18,8**	**-18,8**	**-**
		+	**+**	**+**
Saldo import/export con l'estero		**-349,8**	**-**	**-349,8**
		+	**+**	**+**
Saldo con le altre regioni		**-2.722,8**	**-**	**-2.722,8**
		=	**=**	**=**
Energia richiesta		**9.065,1**	**73,1**	**9.138,1**
		-	**-**	**-**
Perdite		**713,4**	**..**	**713,4**
		=	**=**	**=**
Consumi	Autoconsumo	182,6	73,1	255,7
	Mercato libero [3]	6.331,9	-	6.331,9
	Mercato tutelato	1.837,2	-	1.837,2
	Totale Consumi	**8.351,7**	**73,1**	**8.424,7**

Terna 2019 – dati statistici sull'energia

2. LE CENTRALI TERMOELETTRICHE

Si ritiene utile un focus sulle Centrali termoelettriche operanti in Sardegna per una valutazione delle caratteristiche tecniche, della obsolescenza degli impianti e della sostenibilità degli impatti ambientali di esercizio, tenuto conto delle necessità da soddisfare.

Centrali a carbone

Le centrali che utilizzano come combustibile principale il carbone sono **FIUMESANTO (Porto Torres) e GRAZIA DELEDDA (Sulcis).** Si esclude la CTE "Portoscuso" (Sulcis)), della quale il Ministero dell'Ambiente, con l'Autorizzazione integrata ambientale rilasciata il 31.10.2011 (art.4 - provv. Unific. DVA_DEC 2011- 0000579), ha decretato la chiusura entro il 31.12.2013.

a) Fiumesanto (Porto Torres)

"L'impianto venduto recentemente dalla tedesca E-On (prima ancora la proprietà era di Endesa) alla società Ceca EPH, era originariamente costituito da 4 gruppi: due da 160 MWe, costruiti negli anni '80 e alimentati a olio combustibile e due da 320 MWe, realizzati nella prima metà degli anni '90 ali-

mentati ad orimulsion. Questi ultimi due erano stati convertiti a carbone nel 2003, contro l'esplicita volontà della popolazione locale. Anche i due vecchi gruppi a olio (1 e 2), fermi dalla fine del 2013 e attualmente in fase di dismissione, avrebbero dovuto essere sostituiti con uno nuovo (410 MWe) a carbone supercritico. Un progetto questo che avrebbe aggravato una già difficile situazione ambientale: l'entrata in funzione del nuovo gruppo, infatti, avrebbe comportato un raddoppio del consumo di carbone e quindi un sensibile aumento delle emissioni. Pur avendo il Ministero dell'Ambiente dato parere di VIA positivo (con prescrizioni) alla realizzazione dell'impianto, la E.On (prima della vendita a EPH) si era convinta della scarsa convenienza economica dell'investimento per le mutate condizioni del mercato elettrico italiano. La EP Produzione (società italiana del gruppo energetico ceco EPH) a maggio 2016 ha formalmente comunicato al MiSE la rinuncia al nuovo gruppo a carbone per ragioni di mercato, che non giustificherebbero un investimento stimato in oltre 700 milioni di euro. Con la stessa comunicazione la società si è impegnata

a mantenere la continuità operativa della centrale nel suo assetto produttivo attuale dopo i necessari adeguamenti ambientali.

L'impianto nel 2017 ha emesso oltre 3,51 $MtCO_2$, un dato fortemente in rialzo rispetto al 2016 quando aveva emesso oltre 2,53 $MtCO_2$, valore a sua volta leggermente superiore alle oltre 2,4 milioni di tonnellate del 2015"[2].

Quello del 2017 è comunque un dato mediamente inferiore rispetto a quanto veniva emesso prima del 2013, non certo per migliorate performance ambientali quanto per la chiusura delle due unità a olio combustibile che, ricordiamo, è avvenuta proprio nel 2013[3]. Si riportano di seguito in tabella i dati tecnici relativi all'inquinamento prodotto dall'impianto, desunti dal PEARS 2015 (riferibili all'anno 2013) tratte dalle dichiarazioni ambientali e dai documenti relativi all'Autorizzazione Integrale Ambientale (manca una documentazione aggiornata). I dati possono comunque costituire un quadro emissivo sufficiente per apprezzare gli ordini di grandezza in gioco del grado di inquinamento ambientale, che non può che essere peggiorato all'attualità**.**

	CO_2	***SO_2***	***NO_2 eq***	***POLVERI***	***CO***
2013	kt 3.482	t 3.295	t 1.519	t 199	t 35
2013 kt/GWh	1,01	0,95	0,73	0,06	0,01
Potenz. produc.	kt 14.056	t 13.315	t 10.231	t 841	t 140

Indicatori di impatto Fiumesanto (Anno 2013 A.I.A.)

Si evidenzia che gli indicatori del 2013 sono riferiti ad una produzione energetica pari a 3.461 GWh (2013), che rappresenta appena il 25% della potenziale produzione dell'impianto (14.016 GWh). I parametri di inquinamento riportati nell'ultima riga sono riferiti alla producibilità massima dell'impianto.

L'analisi dei dati nel loro complesso palesano l'evidente inefficienza dell'impianto, il rendimento modesto rispetto al potenziale disponibile a fronte di un ingente danno ambientale, elementi tutti che rafforzano la tesi della non sostenibilità dell'impianto, sia da un punto di vista economico che ambientale. Tesi

[2] WWF Dossier "Il carbone: voltare davvero pagina in Italia, in Europa e nel mondo. Aggiornamento 2018" a cura di Massimiliano Varriale. (WWF 2018)

[3] I dati tecnici relativi alla Centrali termoelettriche (anno 2013) sono stati desunti dal Piano Energetico Regionale 2015-2030 (PEARS 2015). I dati più recenti da Internet.

confermata dalla ulteriore constatazione che la produzione energetica del 2013 (3.461 GWh) è prossima al surplus energetico regionale del 2018 (3.072,6 GWh).

Va evidenziata ai fini di una complessiva valutazione degli impatti l'abnorme spreco di risorse idriche (596 mc/GWh, pari a mc.8.344.000 potenziali – dati A.I.A.) e le criticità ambientali indotte sugli habitat marini e costieri che, se pur di difficile quantificazione, risultano intuibili quando si pensi che per il raffreddamento della centrale nel 2013 sono occorsi mc.10^6 x 870 di acqua di mare e mc.10^3 x 10.587 di acqua per usi industriali!

b) Grazia Deledda (Portovesme - Sulcis)

Impianto di proprietà Enel costituito da due gruppi indipendenti (SU2 ed SU3) entrati in funzione nel 1982. Il gruppo SU2 da 240 MW ha subito nel 2005 un revamping che gli consente di funzionare con carbone e biomassa. Il gruppo SU3 350 MW è alimentato da carbone ed in assenza con OCD.

Nel 2013 il gruppo SU2 è stato di fatto l'unico a funzionare in modo significativo (7.918 ore) con una produzione di energia elettrica pari a 1.531 GWh (86% del totale), mentre l'SU3 (1938 ore) ha contribuito per 252 GWh (14% del totale). Il rendimento medio elettrico effettivo (fonte monitoraggio A.I.A.) è scadente per l'SU2 (31, 97%), mentre nettamente insufficiente per l'SU3 (22,06 %). Anche in questo caso il consumo di risorse idriche pari a mc. 242.157 è significativo ancor più se posto in relazione ad un territorio devastato da siccità e dalla presenza di insediamenti industriali. Il quadro emissivo desumibile dal PEARS 2015 e riferito all'anno 2013 è il seguente:

	CO_2	***SO_2***	***NOx***	***POLVERI***	***CO***
2013 t	n.d.	2.065	1.242	39	312
2013 kt/GWh SU2	n.d.	1,12	0,67	0.02	0,12
SU3		1,39	0,84	0.05	0,48
Potenz. produc. t	n.d.	3.843	2.312	107	919

Indicatori di impatto Grazia Deledda (Anno 2103 A.I.A.)

Tutto questo a fronte di una produzione energetica di soli 1.513 GWh (2013), che rappresenta circa la metà di quella teoricamente producibile, atteso che la SU3 ha funzionato per il 25% del totale di ore ordinarie e che ha prodotto il 14% dell'energia totale. Nella realtà la Centrale ha esercito per circa il 60% della sua potenzialità.

I dati fin qui riportati sono stati desunti dalle dichiarazioni A.I.A e dai documenti di monitoraggio A.I.A. rilasciata in data 31.10.2011 (provv. Unific. DVA_DEC 2011- 0000579) in precedenza citata. Essi sono quelli resi ufficialmente disponibili (PEARS 2015) e per quanto "datati" consentono di avere una visione complessiva dell'impianto che si può ritenere sufficientemente attuale per quanto concerne sia il funzionamento che il livello di inquinamento generato.

E' possibile constatare che il contributo fornito ai bisogni energetici regionali del 2018 risulta modesto rispetto ad un costo ambientale sproporzionato come dimostrano gli indicatori di impatto, che risultano ancora più elevati rispetto a quelli di Fiumesanto.

"Si tratta di uno degli impianti, nel complesso, meno efficienti presenti in Italia (l'unità più vecchia è sotto il 31%, quella più nuova sotto il 40%) ed è quindi caratterizzato da emissioni medie specifiche di CO_2 (g/kWh) molto elevate. Va evidenziato come le performance emissive siano sensibilmente differenti tra le due unità proprio a causa dei diversi rendimenti.

Nel 2017 l'impianto ha emesso oltre 1,07 MtCO_2, un valore superiore a quello del 2016 (0,68 Mt) anno in cui però aveva funzionato a regime ridotto. Si ricorda a tal proposito che negli anni precedenti l'impianto aveva avuto emissioni sempre sensibilmente superiori (ad esempio oltre 1,29 Mt nel 2015 e vecchia e meno efficiente: il valore massimo delle emissioni era stato raggiunto nel 2007 con oltre 2,43 Mt CO_2 circa 1,65 Mt nel 2014) a causa del maggiore numero di ore di funzionamento, soprattutto dell'unità più vecchia e meno efficiente: il valore massimo delle emissioni era stato raggiunto nel 2007 con oltre 2,43 Mt CO_2"[4].

[4] WWF 2018 op.cit.

Centrali con altri combustibili fossili

a) Centrale turboelettrica turbogas (Assemini)

Si tratta di una Centrale alimentata a gasolio costituita da due gruppi della potenza termica di 620 MWt ed elettrica di 90 MWe. Viene utilizzata come supporto al sistema elettrico isolano in caso di black-out o insufficienza della rete. Per tale motivo per ciascun gruppo sono poco significative le ore di funzionamento (circa 80 ore) e le produzioni (circa 2.500 MWh). Può essere interessante analizzare gli indicatori di inquinamento ambientali riportati nel PEARS 2015 (kg/MWh).

	SO_2	***NOx***	***POLVERI***	***CO***
GRUPPO 1 t	0,72	6,84	0,15	0.22
GRUPPO 2 t	0,84	6,89	0,16	0.82

Indicatori di impatto Assemini (anno 2012)

Dall'acquedotto sono prelevati annualmente 2040 mc di acqua industriale e 352 mc di acqua potabile.

b) Centrale SARLUX (IGC E CTE) - Sarroch

L'impianto IGCC è di tipo combinato, costituito da turbine a gas e a vapore e ubicato all'interno della raffineria SARAS. Esso sviluppa una potenza elettrica complessiva pari a 555 MWe, con una immissione nella rete nazionale di oltre 4.000 GWh di energia elettrica (in pratica quasi il 50% dell'intero fabbisogno isolano). Tale immissione in rete è rimasta sostanzialmente costante dal 2005 al 2013 (si ritiene lo sia a tutt'oggi), nonostante la crisi industriale sarda e il decremento del 40% dei consumi elettrici. La Centrale **utilizza come combustibile il Syngas,** un gas di sintesi ottenuto dalla gassificazione con ossigeno degli idrocarburi pesanti provenienti dall'impianto di Visbreaking (TAR). In tal modo la SARAS, non solo si libera dei residui tossici degli scarti di lavorazione degli idrocarburi, ma produce energia elettrica che immette in rete con priorità di dispacciamento e lucrando CIP6. Com'è noto infatti a seguito della Delibera del Comitato interministeriale dei prezzi adottata il 29 aprile 1992 (legge n. 9 del 1991) con la quale si stabilivano i prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate", nella sola Italia venne introdotto il meccanismo del CIP6. In altri termini "**assimilando**" la produzione di energia elettrica ottenuta dalla combustione degli scarti di lavorazione a quella ottenuta dalle fonti rinnovabili, si garantì alle industrie petrolchimiche non solo la possibilità di smaltire

rifiuti inquinanti, ma nel contempo il diritto a rivendere l'energia prodotta al GSE a prezzo maggiorato. Il meccanismo dal 1992 ha sottratto ingenti risorse altrimenti destinate al finanziamento delle FER (secondo il GSE dal 2001 al 2013 circa 58 miliardi di euro, con una media annuale di circa 5 miliardi), suscitando continue proteste del mondo ambientalista e la reazione della Comunità europea. Nel 2021, a meno di sempre possibili colpi di mano da parte delle lobbies del petrolio, il CIP6 dovrebbe venire a cessare e la SARLUX dovrebbe entrare nel regime del mercato libero oltre che assicurare il corretto smaltimento degli scarti di lavorazione.

Sfruttando tali privilegi la SARAS si libera annualmente di circa 1.200.000 t/a di idrocarburi pesanti, a tutti gli effetti rifiuti speciali, ed immette nell'ambiente le seguenti quantità di inquinanti.

CO_2 (kt/a)	***SO_2 (t/a)***	***NO_2 (t/a)***	***POLVERI (t/a)***	***CO (t/a)***
3.699	220	670	10	160

Emissioni IGCC SARLUX ANNO 2013

Come si può intuire e come ampiamente conferma lo screening sanitario delle popolazioni contermini (V Rapporto Sentieri - 2019), la Centrale **costituisce un'autentica bomba ecologica** in termini di inquinamento ambientale e una fabbrica di veleni per la salute. Non basta! La priorità di dispacciamento consente l'immissione nella rete nazionale dell'intera produzione energetica, ottenuta facendo funzionare a pieno regime la Centrale a prescindere dalle esigenze dettate dai consumi. In tal modo si penalizzano le produzioni energetiche degli altri impianti, si distorce il mercato a danno dei cittadini, si introduce un ulteriore fattore di scompenso in una rete elettrica disastrata, determinando il blocco della generazione elettrica da FER per evitare il rischio di inversione di potenza.

Va ricordato infine che per le proprie esigenze produttive la SARAS utilizza un'ulteriore Centrale termoelettrica tradizionale da 50 MWe alimentata ad olio combustibile, con produzione destinata all'autoconsumo.

Altri impianti termoelettrici

Sono in funzione nell'isola altri impianti termoelettrici di piccola taglia che vengono utilizzati per lo più per autoproduzione e per produrre energia termica:

- La Centrale che garantisce la produzione di vapore alla SARAS di Sarroch con una potenza termica di 50 MWe alimentata con OCDBTZ (140.000 tn) e Fuelgas (10.000 tn);

- La Centrale ENI-Matrica di Portotorres con una potenza di 215 MWe alimentata con olio combustibile e scarto di lavorazione del craking (FOK);
- La Centrale SYNDIAL ENI di Assemini con una potenza di 11 MWe. Il combustibile è l'OCDBTZ con idrogeno. La Centrale non sta al momento producendo;
- La Centrale di OTTANA ENERGIA con due gruppi alimentati da OCDBTZ (Olio Combustibile Denso a Basso Tenore di Zolfo) della potenza elettrica complessiva di 140 MWe, nata per fornire energia elettrica e vapore all'insediamento industriale di Ottana;

Nonostante il contributo alla rete elettrica delle cinque centrali, si presume che sia invece significativa la quantità di emissioni inquinanti in atmosfera, ma purtroppo non sono reperibili i relativi dati tecnici.

Al fine di consentire una visione d'insieme si è ritenuto utile inserire in un quadro sinottico i parametri tecnici più significativi per la presente trattazione. Pur trattandosi di dati che risalgono a qualche hanno fa si ritiene possano risultare utili per rappresentare un quadro complessivo degli impianti termoelettrici presenti in Sardegna.

DENOMINAZ.	***GRUPPO***	***COMBUST.***	***CONSUMI t/a***	***ANNO***	***POT. E. MWe***	***EL. Produc GWh***	***EL. Vend. GWh***
FIUMESANTO	1-2	OCDBTZ	34.000	2013	320	7.008	-
FIUMESANTO	3-4	Carbone	1.420.000	2013	640	14.016	3461
PORTOSCUSO	1-2	OCDBTZ	3,2	2013	160	2,258	Autocons.
G. DELEDDA	SU2-SU3	Carbone	588.772	2013	324	c.a. 7.000	1.783
ENEL *Assemini (Turbogas)*	1-2	Gasolio	c.a. 3.000	2012	180	5,146	Supporto
OTTANA ENERGIA	1-2	OCDBTZ	2.009	2009	140	322,411	322 (parte)
SARLUX IGCC	Cogenera-zione	Syngas e Idroc.	5.063.499	2013	555	4.241	4.000
SARAS CTE				2013	52,75		Autocons.
ENI *PORTO TORRES*		OCDBTZ FOK	99.496	2013	52	125,707	Autoc. parte
SYNDIALL *Assemini*				2013	11		Autocons.

Efficienza produttiva delle centrali termoelettriche

Dalla tabella delle potenze efficienti del settore termoelettrico è possibile dedurre le produzioni energetiche attese massime (ipotesi di un funzionamento annuale di circa 8000 ore) e medio (6.000 ore).

Termoelettrico	*Pot. lorda MW*	*Ore funz.*	*Producibilità GWh*	*% su Prod. Ef. (9.196 GWh)*	*% su Cons. (8.425 GWh)*	*% su Cons. TE (5.345 GWh)*
Prod. Mass.	2.004	8.000	16.032 (max)	57	53	33
Prod. Media	2.004	6.000	12.024 (media)	76	70	44

La tabella evidenzia che il comparto termoelettrico isolano nel suo complesso nella produzione del 2018 ha utilizzato gli impianti operativi al di sotto del 60% della producibilità massima e a circa tre quarti della producibilità media. Se la percentuale si calcola sulla quota dei consumi al netto dell'aliquota assicurata dalla FER (in altri termini il quorum effettivamente necessario all'Isola) gli impianti avrebbero operato a circa un terzo della produzione massima e al 44% della produzione media. Va precisato che i valori di potenzialità produttiva sono stati quelli effettivi e non quelli di cui dispongono gli impianti. L'irrazionalità del sistema emerge in forma più evidente se si esaminano i dati di funzionamento resi disponibili dal PEARS 2015 (anno di riferimento 2013).

CENTRALE	*POTENZA ELETT. NOMINALE MW*	*POTENZA ELETT. EFFETTIVA MW*	*ENERGIA PRODOTTA GWh*	*ORE FUNZIONAMENTO h*
FIUMESANTO 1	320		1969	6.150
FIUMESANTO 4	320		1969	6.150
G. DELEDDA 2	350	193	1.531	7.918
G.DELEDDA 3	240	130	252	1938
ASSEMINI 1			2,8	85
ASSEMINI 2			2,3	92
SARLUX	555		4240	7.640

Considerazioni

Sulla base degli elementi tecnici esposti si possono avanzare alcune considerazioni:

- Si è costretti ad utilizzare i dati tecnici riferiti al 2013 (fonte PEARS 2015- 2030) in quanto non è stata resa disponibile una fonte più aggiornata (l'ARPA non rende pubblici i dati dei monitoraggi ambientali riferibili alle CTE). Lo stesso PEARS 2015 li ha attinti alle A.I.A. rilasciate nel 2013 dalla RAS. Lo scarto cronologico per le finalità della presente relazione ha una relativa incidenza in quanto, come è desumibile dai dati TERNA (vedasi grafico TERNA "Situazione impianti 2018) in precedenza riportato), l'andamento produzioni-consumi al 2018 è variato di poco rispetto al 2013. Non è noto se siano stati soggetti nell'arco di tempo a monitoraggio, ma comunque lo scarto cronologico potrebbe essersi tradotto in un peggioramento del quadro complessivo, sia per l'invecchiamento dell'impianto, sia per eventuali carenze di manutenzioni.
- Della quantità di energia elettrica immessa in rete (9.196 GWh) dalle CTE, prodotta per la quasi totalità da tre centrali alimentate in sostanza da fonti fossili ad altissimo tasso di inquinamento, il 33% viene esportata, il 41 % è assorbita dall'attività industriale e solo il 26% viene utilizzata per soddisfare il restante fabbisogno dell'isola. Due centrali sono alimentate a carbone (Fiumesanto e Grazia Deledda), la terza (IGCC Sarlux) dal TAR , che comunque è uno scarto di lavorazione degli idrocarburi. Di queste Centrali una (la G. Deledda) funziona al 50% della sua potenzialità, mentre Fiumesanto al 75%, con rendimenti tra il 30 e il 40%. La Sarlux (SARAS) invece opera costantemente al massimo della sua potenzialità, poiché, essendo alimentata da una fonte "assimilabile", gode della priorità di dispacciamento.
- Le due Centrali minori (Ottana e Eni-Matrica) pur immettendo in rete una quantità di energia elettrica di scarsa incidenza sulla produzione totale del termoelettrico, presentano comunque significativi impatti ambientali.
- Cumulando gli effetti di tutte le Centrali si ottengono immissioni nell'atmosfera di quantitativi ingenti di gas climalteranti (CO_2,) e tossici (CO, SO_2, NOx e Polveri) etc. Di contro non è stato mai redatto un quadro esaustivo degli impatti sulle matrici ambientali locali, per verificare il livello di inquinamento, soprattutto nei territori buffer, né si è mai provveduto ad eseguire screening sanitari sulle popolazioni di tali territori per accertarne i relativi rischi.
- Ingenti sono le risorse idriche consumate e gli impatti sugli ecosistemi marini mai monitorati.

- Prescindendo dalla fonte energetica, sotto l'aspetto tecnico il modello della concentrazione in poli di produzione appare del tutto irrazionale. Esso infatti risulta privo di un'adeguata flessibilità se inserito in un sistema elettrico caratterizzato dalla intermittenza come quello delle rinnovabili. Alla variabilità inevitabile delle FER, le grandi centrali termoelettriche alimentate da fonti tradizionali (ad eccezione delle Centrali a turbogas) non sono in grado di opporre adattamenti rapidi dei regimi produttivi, né hanno la possibilità di scendere al di sotto di soglie di produzione minime. Inoltre la frequenza delle variazioni di regime sono causa di un peggioramento dei rendimenti degli impianti termici (con contestuale aumento dell'inquinamento), già insufficienti per l'obsolescenza degli impianti e per l'incidenza più elevata sulle ore produttive della manutenzione annuale programmata.

Impianti industriali di Ottana

3. LE FONTI RINNOVABILI

a) Fotovoltaico

Si riportano di seguito i dati statistici rilevati da TERNA[5] e GSE[6] per la produzione fotovoltaica in Sardegna relativi agli anni 2017 e 2018

Anno	*Pot. eff. netta MW*	*Pot. eff. lorda MW*	*Impianti n.*	*Prod.lorda GWh*	*Prod.netta GWh*	*Perc. su Produz.*	*Perc. su Cons.*
2017	749	749	34.536	1.009	992,2	8,04 %	11,32%
2018	787	787	36.071	907	888,7	7,24%	10,64%

Si riscontra in un anno un incremento di numero impianti e potenza installata del 9,5% in aumento, superiore al dato medio nazionale del 2,2%, ma comunque inadeguato se raffrontato alle esigenze regionali e ai dati produttivi esibiti da paesi (come la Germania) con durata di soleggiamento e irraggiamento solare di gran lunga inferiori rispetto all'Isola. Il decremento produttivo è conseguente alle peggiori condizioni di irraggiamento rispetto al 2017 che ha prodotto a livello nazionale un deficit del 7%.

La Sardegna insieme alla Sicilia e alla Puglia offre le migliori condizioni di irraggiamento con energia cumulata annuale comprese tra i 1.600 e i 1.800 kWh/mq[7] .

L'Isola per numero di impianti (n. 36.071) copre il 4,4% dell'intero parco installato in Italia (n. 822.301). Tale percentuale risulta inferiore a quella del 5,9% stimata per la Puglia e del 6,4% per la Sicilia. Comunque risulta molto lontana dalla percentuale del 15,2% della Lombardia che sfrutta la maggiore densità edilizia a compenso del grado di irraggiamento inferiore. In proposito va evidenziato il dato

[5] TERNA 2019 cit.

[6] GSE- FONTI RINNOVABILI IN ITALIA E IN EUROPA – Verso gli obiettivi al 2020 e al 2030 (2017)
GSE – RAPPORTO STATISTICO FER 2017
GSE – RAPPORTO STATISTICO SOLARE FOTOVOLTAICO 2018
GSE - FONTI RINNOVABILI IN ITALIA E NELLE REGIONI 2012-2017

[7] Vedi nota precedente

largamente deficitario della provincia di Cagliari (0,8%) se paragonato agli oltre 3% di provincie come Trento e Brescia.

La taglia media degli impianti sardi ha una potenza installata di 21,5 kW (a livello nazionale di 24,5 kW). Come potenza complessiva l'Isola si pone all'undicesimo posto tra le regioni italiane, mentre è nona per numero di condizioni di irraggiamento solare analoghe.

Anche la potenza installata, pari al 3.9% di quella nazionale, risulta inferiore a quella della Puglia (13,2%) e Sicilia (7%). Positivo è il dato dell'8,7% di potenza installata nel 2018, che la pone al quarto posto tra le regioni italiane, anche se risulta molto distante dal 17,4% della Lombardia. In sintesi la Sardegna ha incrementato del 5,1% la potenza installata (2018/2017) passando dal 3,88% al 4,4% in termini di incidenza nazionale, un risultato decisamente mediocre rispetto alle sue potenzialità ed esigenze. Come potenza installata pro capite si pone al settimo posto (478 W/cd), mentre è al 17mo posto per potenza installata per metro quadro (33 W/mq). Per quanto concerne la produzione energetica nel 2018 la Sardegna con i 906,7 GWh è la nona fra le regioni italiane, molto distante dai 3.438 GWh della Puglia e dai 1.778 GWh della Sicilia.

Per quanto concerne la distribuzione del FV nelle aree merceologiche si osserva quanto di seguito[8]:

settore	*numerosità*	*Potenza (MW)*	*produz. lorda GWh*	*Autoconsumo****
Domestico	31.643	154**	177	32 %
Terziario	2.972	127	141	35 %
Agricolo	799	181	223	39 %
Industriale*	657	326	365	37 %

* nel settore industriale sono comprese attività manifatturiere e centrali di produzione di energia

**La potenza pro capite nel settore domestico è pari a 93 W/ab, la quarta a livello nazionale

*** La Sardegna utilizza il 35% dell'energia prodotta relativamente ai soli impianti che operano in autoconsumo (la migliore a livello nazionale è la Liguria col 46%).

[8] Rapporto GSE 2018 – op.cit.

A puro titolo di confronto degli ordini di grandezza si riportano nella tabella che segue i risultati della Regione Lombardia, che realizza una delle migliori performance a livello nazionale

settore	*numerosità*	*Potenza (MW)*	*Prod. lorda (GWh)*	*Autoconsumo %*
Domestico	102.340	453	440	36
Terziario	13.984	676	650	46
Agricolo	3.490	351	361	28
Industriale	5.436	823	802	57

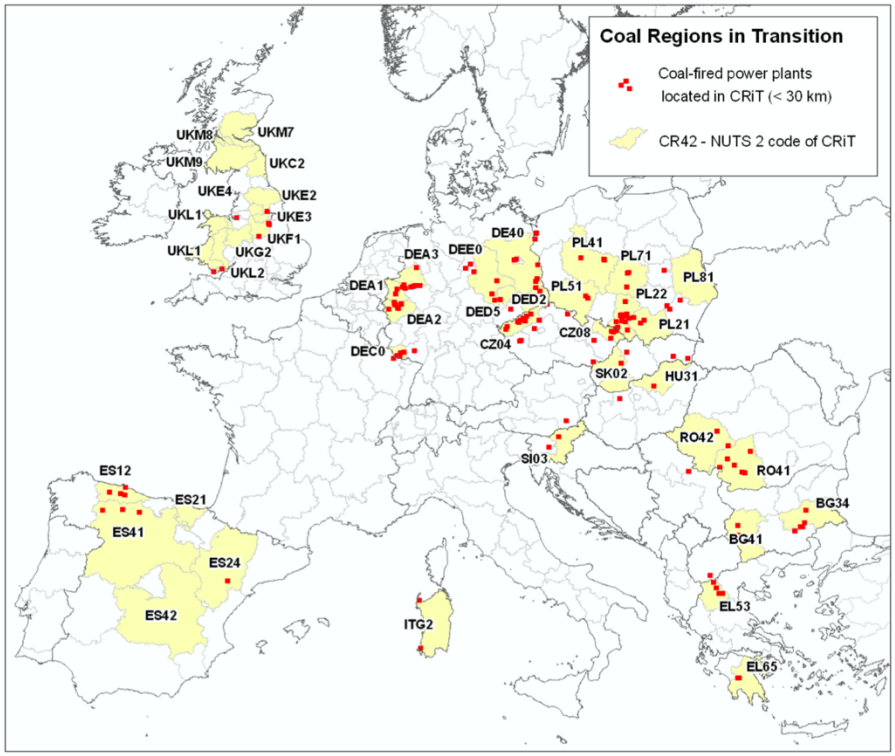
Il FV in Sardegna riesce a coprire circa l'11% dei consumi elettrici totali, ma soddisfa il 22% dei tre settori (residenziale, terziario e agricoltura). Questi ultimi, per le caratteristiche della fonte, per disponibilità di superfici e per modalità di rapporto consumo-produzione, potrebbero incrementarne con facilità l'utilizzo. Il fotovoltaico infatti ha una copertura produttiva di circa il 50% delle ore distribuite intorno alla metà dell'arco giornaliero. Esaminando i dati del GSE relativi alla sua distribuzione a livello nazionale:

	n. impianti	*Pot. MW*	*Taglia media di imp. (kW)*	*Taglia media fino a 20 kW*
Agricoltura	28.524	2.588,4	90,7	2%
Domestico	670.124	3.206	4,8	81%
Industria	33.456	9.812,4	293,3	1,00 %
Terziario	90.197	4.500,8	49,9	8,00 %

In pratica la stragrande maggioranza degli impianti non supera la potenza di 20 kW (il 35% è inferiore ai 3 kW). Tale aspetto in Sardegna risulta particolarmente accentuato, perché la potenza installata per abitante (93 watt/pc) è tra le più elevate a livello nazionale soprattutto per la bassa densità abitativa. Gli autoconsumi nell'Isola hanno raggiunto il 35% dell'energia prodotta pari a 182 GWh.

Sulla base di tali parametri tecnici se ne può inferire che sussistono ampi margini di miglioramento di produzione di energia elettrica da FV, soprattutto nell'ambito dell'autoconsumo.

Se infatti si fa riferimento ai risultati contenuti nello studio pubblicato a cura dall'EU's Joint Research Centre dal titolo "**Solar Photovoltaic Electricity Generation: A Lifeline for the European Coal Regions in Transition" (**luglio 2019, in seguito JRC)**),** si rileva che, anche solo utilizzando parzialmente le superfici disponibili nelle Coal Regions in Transition" (CRiT), mediante l'installazione a terra di impianti fotovoltaici in aree non idonee all'agricoltura o degradate da pregresse attività antropiche, sarebbe possibile incrementare notevolmente la produzione di energia elettrica da FV, fino a sostituire quella generata dalle centrali alimentate a carbone (Vedasi allegato 1 per un approfondimento sul documento).



EU Coal Regions in Transition (CRiT) and coal power generation plants

Tra le Regioni in transizione (CRit) di dodici stati membri della UE la Sardegna è stata accreditata di una potenzialità produttiva media annua di energia da fotovoltaico pari a 1.510 kWh per kW installato, uno dei valori più alti tra tutte le aree geografiche incluse nel documento del JRC. Dai dati ricavati per la Sardegna si potrebbero installare fino a 16,3 GW di fotovoltaico. Nella tabella 2 (pag 9 dello studio) sono esposti in dettaglio le potenzialità energetiche delle CRiT. I dati si riferiscono a tre diversi ambiti territoriali individuati come Aree agricole potenzialmente idonee (Available Land), siti minerari dismessi (Suitable Mining area) e coperture di edifici (Suitable Rooftop Area).

NUTS 2016	CRiT Available Land			Suitable Mining Area			Suitable Rooftop Area		
	Area km²	Power GW	PV Yield Twh/Year	Area km²	Power GW	PV Yield TWh/Year	Area km²	Power GW	PV Yield TWh/Year
ES12	27.5	2.5	2.8	8.4	0.7	0.8	9.6	0.9	1.0
ES21	27.7	2.5	3.0	0.8	0.1	0.1	16.4	1.4	1.6
ES24	264.1	25.3	39.4	13.2	1.1	1.7	13.7	1.3	2.0
ES41	843.6	79.9	120.7	31.9	2.4	3.6	37.4	3.5	5.3
ES42	653.4	64.7	105.2	8.3	0.7	1.2	28.8	2.9	4.6
HU31	131.3	10.1	11.8	19.3	1.4	1.6	23.8	1.8	2.1
ITG2	133.5	13.1	19.9	1.0	0.1	0.1	32.0	3.1	4.7
PL21	152.9	10.9	11.1	3.9	0.3	0.3	36.0	2.6	2.6
PL22	130.8	9.1	9.3	10.2	0.6	0.7	47.1	3.3	3.4
PL41	489.7	31.2	31.8	51.1	2.9	3.0	42.9	2.7	2.8
PL51	275.1	18.7	19.1	12.0	0.7	0.7	37.6	2.6	2.6
PL71	303.8	19.9	20.3	51.7	3.1	3.1	27.7	1.8	1.9
PL81	407.7	27.3	28.1	0.5	0.0	0.0	30.8	2.1	2.1
RO41	345.4	30.5	38.5	50.7	3.9	4.9	38.9	3.4	4.3
RO42	343.7	29.1	34.4	2.8	0.2	0.2	34.9	2.9	3.5
SI03	34.2	2.8	3.3	0.7	0.1	0.1	16.2	1.3	1.5
SK02	209.8	16.2	18.5	1.1	0.1	0.1	42.8	3.3	3.7
UKC2	80.1	4.4	3.8	6.7	0.3	0.3	17.7	1.0	0.9
UKE2	150.8	8.8	7.7	4.2	0.2	0.2	11.0	0.7	0.6
UKE3	24.1	1.4	1.3	9.7	0.5	0.5	16.8	1.0	0.9

Estrapolando i dati per la Sardegna (Reg ITG2)

Available land *Terreno disponibile*			*Suitable Mining Area* *Aree minerarie idonee*			*Suitable Rooftop Area* *Superfici dei tetti idonee*		
Area kmq	*Power GW*	*PV Yield TWh/Year*	*Area kmq*	*Power GW*	*PV Yield TWh/year*	*Area kmq*	*Power GW*	*PV Yeald TWh/year*
133,5	13,1	19,9	1,0	0,1	0,1	32,0	3,1	4,7

La prima categoria, quella dei parchi FV sui Terreni Degradati, vanta un potenziale maggiore pari 133 kmq di superficie disponibile, dove impiantare 13 GW di fotovoltaico per una generazione annua stimata di elettricità di quasi 20 TWh. I vecchi siti minerari darebbero una "copertura" per un centinaio di MW di solare FV (superficie disponibile circa 1 kmq); il potenziale delle installazioni su tetto, invece, ammonta a circa 3 GW per 4,7 TWh/anno di output stimato.

Le scriventi associazioni e sindacati ritengono che nel caso di un ricorso massiccio alla produzione fotovoltaica sia necessario limitare le installazioni alle già molto estese aree degradate da precedente attività antropica, i cosiddetti *brown fields*, evitando di compromettere i territori integri, in coerenza con la strategia nazionale per lo Sviluppo Sostenibile che al punto IV.1) impone di "***Incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio***".

Quindi accogliendo l'ipotesi della minima occupazione di suolo agricolo**,** fissata dalla ricerca nel 3% della superficie potenzialmente idonea, si otterrebbe una superficie complessiva di circa 400 ha, che sommata ai 10 ha di aree compromesse da cave ed ai 3.200 ha di coperture di edifici, potrebbe garantire una potenza teorica pari a 3.593 MW, con una produzione annuale di circa 5.000 GWh.

Per la individuazione delle aree il modello risulta costruito su un sistema di rilevamento scientifico abbastanza dettagliato (CORINE LAND, Atlante urbano ecc.). Tuttavia l'individuazione delle aree all'interno della triplice classificazione necessiterebbe di un ulteriore livello di dettaglio in modo da tener conto delle specifiche peculiarità di alcune zone e delle previsioni di pianificazione in atto. Un tale affinamento di indagine potrebbe portare a reperire aree non agricole già compromesse in modo da tutelare il risparmio di suolo. Si pensi a titolo di esempio alla larga disponibilità di aree a destinazione urbanistica D (Industriali-artigianali), sovradimensionate nelle pianificazioni comunali, come pure agli ampi lotti inedificati all'interno dei Consorzi industriali (Cagliari, Sassari, Porto Torres, Ottana, Portoscuso, Olbia ecc.) non altrimenti utilizzabili. Una potenziale superficie, non presa in esame dallo studio per scelta deliberata è quella dei bacini artificiali che potrebbero ospitare installazioni di FV galleggianti, nel rispetto degli equilibri degli ecosistemi che si sono nel tempo creati. Parimenti potrebbero essere utilizzate aree impegnate da infrastrutture in uso e in quelle non più utilizzate (canali artificiali, sedi ferroviarie e stradali ecc.). Un'ulteriore disponibilità di aree potrebbe reperirsi tra quelle rese libere dalle Centrali a carbone dismesse e in parte degli ampi territori attualmente sottoposti a servitù militari una volta bonificati e restituiti alla collettività. Può dunque affermarsi che il potenziale produttivo di elettricità annua di 5.000 GWh è largamente sottostimato nell'ambito di un modello che applicato ad un'Area Vasta non ha potuto tenere in conto la complessità del territorio isolano. Comunque anche solo tenendo conto del potenziale FV individuato dallo studio e di quello in esercizio, una produzione di 6.000 GWh coprirebbe il 75% dell'intero consumo energetico isolano.

b) Eolico

Si riportano di seguito i dati statistici rilevati da TERNA[9] e GSE[10] per la produzione eolica in Sardegna relativi agli anni 2017 e 2018

	Pot. Ef. lorda MW	*Pot. Eff. netta MW*	*Impianti n.*	*Prod. lorda GWh*	*Prod. netta GWh*	*Percent. su Prod. lorda*	*Percent. su En. richiesta*
2017	1.023,6	1.018,6	580	1.656,4	1.646,8	8,04 %	18,90%
2018	1.054,8	1.049,65	593	1.672,1	1.662,1	8,10%	18,29%

Il GSE non fornisce per l'eolico un quadro di dettaglio simile al FV, ma dal Rapporto può desumersi che in Sardegna è presente il 10,7% del parco eolico nazionale, ovvero metà di quello esistente in Sicilia

[9] TERNA 2019

[10] GSE - FONTI RINNOVABILI IN ITALIA E IN EUROPA – Verso gli obiettivi al 2020 (2018)
GSE – IL PUNTO SULL'EOLICO 2017 (GSE 2017)

(19,1%). A livello nazionale vi è una prevalenza schiacciante (94%) degli impianti oltre i 5 MW, ma anche una significativa crescita negli ultimi anni degli impianti da 20 a 200 kW. Si può ritenere che il trend possa essere esteso anche alla Sardegna. Parimenti gli impianti tra i 20 e i 60 kW risultano quelli maggiormente incentivati. Gli impianti eolici mostrano una buona producibilità annua, sufficientemente stabile in media intorno alla 2.000 ore equivalenti per i grandi impianti e 1.300 per il mini eolico[11]. Considerati i costi specifici di investimento per un impianto[12] da 20 a 60 kW (3,86 mln/MW) e il costo specifico di gestione O&M (75.520 €/MW), si può ipotizzare la diffusione di tale taglia di impianti in un ambito di investitori relativamente ristretto. Poche infatti sono le aziende agricole e di allevamento sarde in grado di affrontare costi iniziali così rilevanti, ancorché finanziabili con incentivi, mentre più realisticamente si può ipotizzare in condizioni favorevoli di producibilità l'intervento consorziato di più Comuni per la realizzazione di parchi eolici in aree industriali. C'è da evidenziare che, attribuendo un tempo produttivo di 2.000 ore, sulla base della potenza installata si ottiene una produzione teorica di circa 2.026 GWh, con uno scarto del 19% rispetto a quella effettivamente prodotta. Il rendimento appare quindi elevato, considerata la variabilità della fonte e le problematiche della rete.

Considerato che si consegue un risparmio di 536 kg di CO_2 per ogni MWh di energia elettrica prodotta da fonte eolica (i dati ufficiali dell'ISPRA certificano 491 kg/MWh escludendo le biomasse), tra le FER l'eolico è quello che consente i maggiori risparmi di gas serra per unità energia elettrica prodotta; nel 2015 ad esempio si sono evitate 8,2 $MtCO_2$ pari al 15% delle emissioni evitate da rinnovabili nel settore elettrico[13].

Si deve mettere in conto che dal 2017 al 2019 per circa cento impianti si prevede la scadenza delle incentivazioni per 1,4 GW, con conseguente disponibilità di risorse per 230 Mln €, che entro il 2030 verrà a scadere l'incentivazione per il 90% degli impianti con potenza superiore ad 1 MW, che l'abbassamento dei costi di produzione e manutenzione consentirà margini ampi per la commercializzazione dell'energia anche al cessare del sostegno degli incentivi. Inoltre entro il 2020 sono previsti 80 Ml. € di incentivazione per una potenza complessiva di 1200 MW[14].

Sulla base di tali presupposti per consentire all'eolico di contribuire significativamente alla migrazione della Sardegna verso un sistema di generazione elettrica alimentata da sole FER, il budget di

[11] GSE – IL PUNTO SULL'EOLICO 2017 p. 9

[12] GSE - IL PUNTO SULL'EOLICO 2017 p. 14

[13] GSE – IL PUNTO SULL'EOLICO 2017 p. 30

[14] GSE – IL PUNTO SULL'EOLICO 2017 p. 33 e sg.

incentivazione dovrebbe essere notevolmente ampliato. Le attuali previsioni consentono entro il 2025 una disponibilità di risorse recuperabile in parte dalle scadenze degli impianti in corso di incentivazione per una potenza complessiva di circa 7.300 MW. Attesa la certezza della progressività delle scadenze e il persistere di condizioni ambientali favorevoli, potrebbe realisticamente ipotizzarsi per la Sardegna entro il 2025 una triplicazione della produzione energetica superiore ai 3.000 GWh anche grazie al miglioramento tecnologico delle macchine.

Ovvio che un ampliamento così significativo dell'eolico dovrebbe svilupparsi all'interno di un sistema che cerchi di contemperare le ottime performances degli impianti di grande taglia con l'esigenza di rendere sostenibili gli impatti ambientali (soprattutto di carattere paesaggistico) che ne conseguono. Considerato il rilevante impegno di capitali richiesto da tali impianti una soluzione perseguibile potrebbe essere la realizzazione di Parchi eolici a partecipazione pubblica. Nello stesso tempo non deve essere sottovalutata la potenzialità di espansione insita negli impianti di piccola taglia (soprattutto da 20 a 60 kW), che potendo essere realizzati e gestiti da autoconsumatori, escluderebbero possibili speculazioni. Va comunque ricordato che per inadeguatezza della rete, necessità di bilanciamento della stessa e la presenza di impianti come la Sarlux in Sardegna, si è avuta in Italia una mancata produzione eolica nel 2017 pari a 436 GWh, con un costo stimato di circa 17 milioni di euro .

c) Idroelettrico

Si riportano in tabella alcuni dati relativi alla produzione di energia elettrica da idrico[15]:

ANNO	*Potenza lorda (MW)*	*Potenza netta (MW)*	*Produz. lorda (GWh)*	*Produz. netta (GWh)*	*Producibilità annua (GWh)*	*Impianti N.*
2017	466,4	461	328,7	323,6	607,6	18
2018	466,4	461	534	528,9	607,6	18

Dall'analisi di questi dati si evince che l'idroelettrico è sfruttato in Sardegna a circa il 50% della sua producibilità, che rappresenta il 2,5% della produzione elettrica complessiva e l'11% della quota FER. Il confronto con i dati nazionali del 2009, pubblicati dal GSE, dimostra che pur essendo aumentati gli impianti (1 unità) la produzione è diminuita del 23%. Vi è da rilevare che tale produzione rappresentava

[15] GSE "Rapporto statistico Fonti Rinnovabili 2017" pg. 30 e sg.
TERNA 2019

nel 2009 appena lo 0,9% della produzione nazionale da idroelettrico (GWh 49.137) e che la potenza degli impianti in Sardegna costituisce il 2,6% di quella nazionale, con una distribuzione di 19 kW/kmq[16].

La sottoutilizzazione degli impianti non sembra giustificata dalla esigenza di conservare una riserva al fine di compensare l'intermittenza delle rinnovabili, considerato che dovrebbero essere le CTE ancora in esercizio ad avere svolto tale funzione. Nello stesso tempo il confronto con i dati nazionali, pur tenendo conto delle specificità del territorio sardo, evidenzia un inadeguato utilizzo delle potenzialità di questa fonte energetica. La carenza potrebbe essere ascrivibile alla più diffusa tipologia "a serbatoio" degli impianti, che copre il 88,6% della produzione, mentre il restante 11,4% è ripartito tra quelli a "bacino" (2,6%) e quelli ad "acqua fluente" (8,8%). Un incremento di queste due ultime tipologie-potrebbe certamente far lievitare in alto la quota di potenziale elettrico generabile da questa fonte rinnovabile. In ogni caso considerato che l'obbiettivo che si intende perseguire è la contrazione massima dell'uso delle fonti fossili, l'aliquota della produzione elettrica potenzialmente ascrivibile all'idroelettrico, per la sua peculiarità di "accumulo", dovrebbe essere riservata per compensare in parte la variabilità di fotovoltaico ed eolico e contribuire a garantire la sicurezza energetica dell'isola.

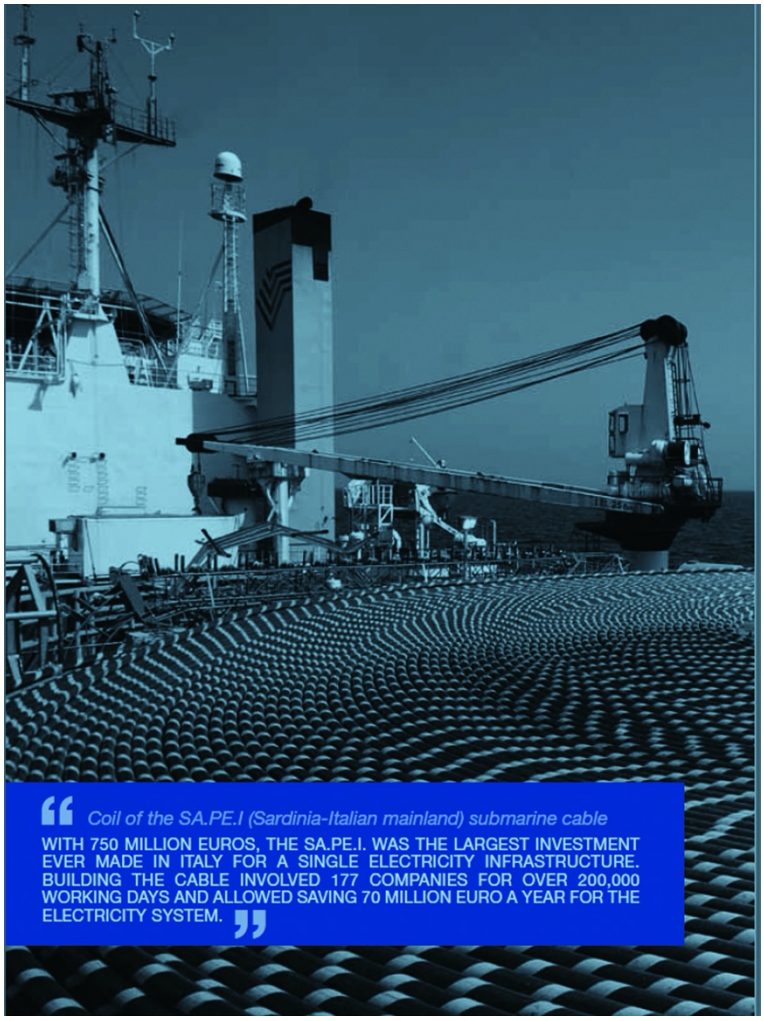
[16] GSE "RAPPORTO STATISTICO IDROELETTRICO" (2009) p. 30 e sg.

4. SISTEMA ELETTRICO SARDEGNA

a) La rete elettrica

La Sardegna è interconnessa con il continente attraverso:

- Connessione continua **SAPEI** (500 kV - 1000 MVA) (Sardegna – Penisola)
- Connessione continua **SACOI** (200 kV - 300 MVA) (Sardegna-Continente europeo)
- Connessione alternata **SARCO** (150 kV 100 -500MW) (Sardegna- Corsica)



La rete di trasmissione interna avviene lungo un'unica dorsale di interconnessione ad altissima tensione (380 kV) che serve a collegare i due centri principali di carico e produzione ubicati a Sarroch e a Porto Torres ed un anello di distribuzione a 220 kV di interconnessione tra i centri industriali, facenti capo alle stazioni di Portovesme, Rumianca e Codrongianos.

La rete di distribuzione in alta e media tensione (220 kV) non è dunque "magliata". Inoltre il confronto con il dato nazionale mette in evidenza la debolezza della infrastruttura isolana perché, a fronte di una superficie della regione pari al 9% del territorio nazionale, la copertura territoriale delle reti di trasmissione rispetto al valore nazionale risulta mediamente per i diversi livelli di tensione pari al solo 5%.

E' evidente che un sistema progettato in funzione della concentrazione dei carichi industriali, nei cui poli produttivi non a caso vengono localizzate anche le Centrali, risulta essere in totale dissonanza con il più articolato quadro di generazione elettrica che si è venuto definendo nell'Isola con l'avvento delle FER. Da una parte infatti i poli industriali hanno cessato le loro funzioni iniziali a seguito del fallimento di un'economia che si voleva fondata sulle industrie petrolchimiche energivore e inquinanti. Dall'altra la produzione elettrica da FER esige requisiti di localizzazione opposti a quelli dei poli industriali. I grandi

impianti da FER, sia nell'ambito del fotovoltaico che dell'eolico, vengono infatti localizzati in funzione dei requisiti dei territori rispetto alla massima producibilità della fonte ed in genere ubicati in aree non urbanizzate distribuite a macchia di leopardo, mentre i piccoli impianti di fotovoltaico hanno avuto diffusione massima all'interno degli insediamenti urbani. La discrasia tra le infrastrutture elettriche preesistenti e il nuovo assetto della generazione avrebbe dovuto richiedere una preventiva revisione del sistema delle reti elettriche, che si sarebbe dovuto articolare su "maglie" disegnate sui distretti energetici. Gran parte delle risorse destinate alle FER sono invece confluite sulla generazione, ignorando la necessità di un contemporaneo adeguamento delle reti, col risultato, complice una legislazione permissiva, di incentivare una incontrollata proliferazione di impianti di produzione svincolati da qualsiasi controllo pianificatorio, dando luogo a forme di speculazione energetica. L'inevitabile risultato è stato lo sperpero di danaro pubblico, la devastazione paesaggistica, un sistema di generazione disorganico, una rete di distribuzione inadeguata. A ciò si aggiunga la necessità, per assicurare la sicurezza energetica dell'Isola, di tenere in vita quasi l'intero parco delle CTE tra le quali appunto quelle alimentate a carbone.

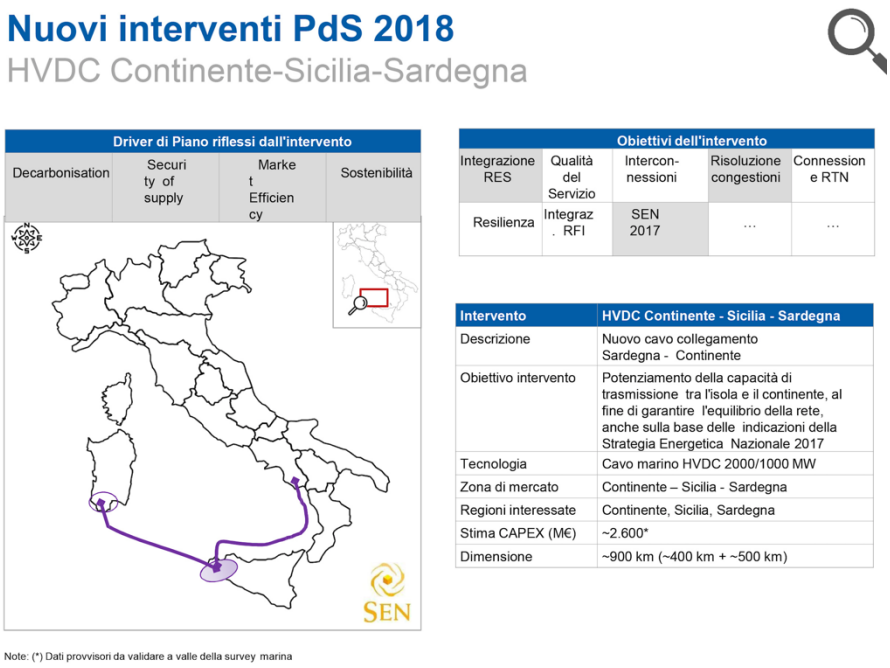
Il progressivo abbandono delle fossili e il rispetto del termine del 2025 per il phase-out del carbone rendono dunque ineludibile l'adeguamento della rete elettrica e la revisione dell'intero sistema elettrico isolano. Alcune delle azioni che appaiono più urgenti si possono così sintetizzare:

- Sostituzione della dorsale sarda strutturata sui tre poli industriali con un sistema a maglia articolato sui distretti energetici[17].
- Creazione di uno storage energetico attraverso una molteplicità tipologica e distributiva di sistemi di accumulo.
- Incentivazione all'autoconsumo, alla produzione diffusa e alla costituzione di Comunità Energetiche[18].
- Riduzione dei consumi attraverso eliminazione degli sprechi, efficientamento e razionalizzazione.

Poiché l'obiettivo dell'abbandono delle fossili è condizionato dalla necessità di garantire la sicurezza energetica dell'Isola, appare irrinunciabile la realizzazione in tempi brevi dell'annunciato "ponte

[17] E' appena il caso di ricordare che il PEARS 2015-2030 dava ampio risalto e spazio alla creazione dei distretti energetici, dichiarandoli parte strutturale della nuova pianificazione energetica. Tuttavia tutta l'azione politica della Giunta Solinas, come della Giunta Pigliaru, sembra essere concentrata nella promozione di una fonte fossile come il metano.

[18] In Italia la Regione Piemonte è stata la più solerte in tale campo, varando la L.R. n.12 del 3 agosto 2018 (Promozione dell'istituzione delle Comunità energetiche).



Fonte TERNA

elettrico" con la Sicilia. Di recente presentato da TERNA[19], il collegamento triterminale HVDC Sardegna-Sicilia-Continente sud[20] è un'infrastruttura ritenuta essenziale anche dalla SEN 2017, che oltre a presentare uno IUS (rapporto benefici/costi)[21] pari a 1,7 dovrebbe consentire di poter affrontare il phase-out dal carbone entro il 2025, assicurare un target del 55% di consumi elettrici coperti dalle rinnovabili al 2030, nonché conseguire il nuovo e più ambizioso obiettivo del 32 % sui consumi totali fissato dal Trilogo UE.

La stessa TERNA ha inoltre comunicato che la realizzazione di un analogo tipo di collegamento (Sicilia-Calabria) ha comportato una diminuzione delle ore di congestione del 45% e una discesa del 25% del prezzo zonale con benefici annuali di 450 ml di euro.

L'elettrodotto dovrebbe dunque, oltre che garantire la sicurezza energetica dell'Isola, comportare una revisione dei vincoli imposti all'Isola dal regime di **essenzialità energetica** e mettere una pietra tombale sulla realizzazione della dorsale per il metano, contenendo in tal modo costi economici ed evitando danni ambientali.

b) I sistemi di accumulo

La sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili comporta la necessità di affrontare il problema della loro intermittenza e conseguente variabilità. Occorrerebbe realizzare sistemi di storage idonei per l'accumulo di energia durante le ore di massima produzione eolica o solare (causa di frequente di congestioni sui nodi critici della rete), per poi rilasciarla in momenti di bassa produttività. In tal modo, oltre

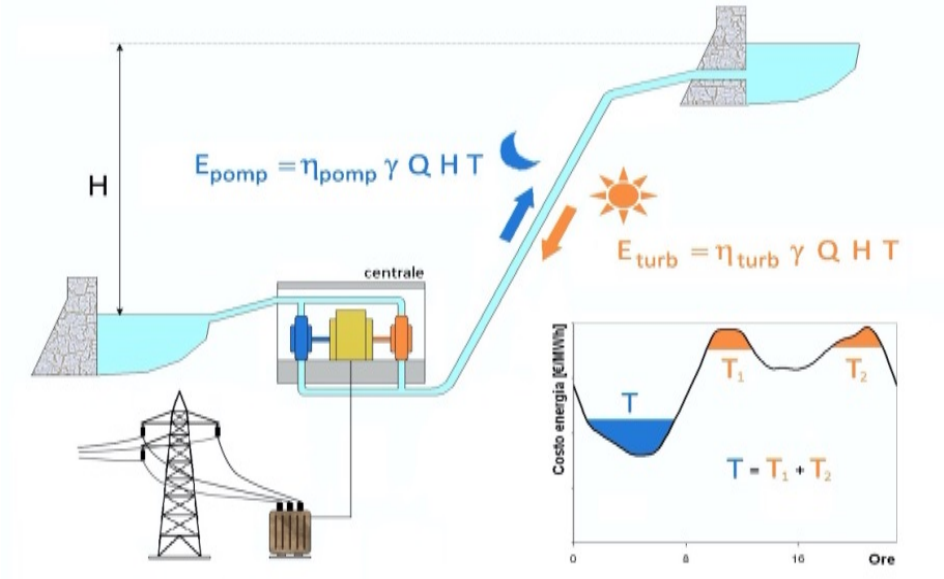
[19] TERNA, Piano di Sviluppo 2019

[20] La strategia di Terna per le reti in corrente continua. Intervista a Luigi Michi di Terna. http://www.resmagazine.it/2019/05/17/terna-corrente-continua

[21] E.M. Carlini (Responsabile Pianificazione Rete e Interconnessione) al Workshop presentazione Piano decennale Terna 2018.

all'accumulo del surplus energetico, si eviterebbe che, in caso di congestione, l'energia prodotta debba essere 'tagliata' e di fatto sprecata (oltre che costituire un aggravio per oneri di dispersione), realizzando una reale e perdurante contrazione dei costi energetici. Esso inoltre garantirebbe la sicurezza della rete supportando i sistemi di difesa tramite l'erogazione di picchi di potenza ultra-rapidi, compensando in tal modo la bassa inerzia e la difficoltà di regolazione, difetti tipici di un sistema di reti scarsamente interconnesse come quello isolano e degli impianti termoelettrici in genere.

La Sardegna può essere considerata in Italia un modello all'avanguardia per quanto concerne lo studio e l'applicazione di tecnologie di accumulo. Infatti è proprio in tale ambito che TERNA ha in corso di completamento a Codrongianos (SS) un polo multi tecnologico, lo Storage Lab, col fine di sperimentare sistemi di accumulo di energia a batteria e compensatori sincroni per stabilizzare la rete elettrica. Il sito di Codrongianos, oltre che punto di gestione dei cavi SACOI e SAPEI, potrebbe divenire un punto di riferimento per lo studio di tecnologie tese ad ottimizzare l'utilizzo delle FER e migliorare la stabilità delle reti ad alta ed altissima tensione, confermando il ruolo da apripista dell'Isola nell'abbandono delle fossili a vantaggio delle FER. L'uscita dunque dal carbone non potrebbe che portare nuova linfa all'implementazione della sperimentazione dei sistemi di accumulo. Presso il Polo in questione sono infatti in studio e in esercizio batterie adatte a situazioni di emergenza, che utilizzano prevalentemente la tecnologia di tipo Litio (Li-Ion) e di tipo Zebra in grado di assicurare tempi brevi di intervento ed elettricità per diverse ore. Sono inoltre attivi i primi due compensatori sincroni di Terna (prodotti da Ansaldo Energia e collegati alla rete con impianti realizzati da ABB) che consentono di migliorare la stabilità e la sicurezza della rete elettrica nella regione.



Schema tipico di impianto di accumulo mediante pompaggio

A tali prospettive in corso di sviluppo è da affiancare il contributo che l'idroelettrico potrebbe garantire sia sfruttando al meglio il potenziale esistente, sia attraverso un utilizzo più razionale dei bacini, così che oltre ad essere assicurato un accumulo stabile e ecocompatibile[22], la fornitura d'acqua per uso civile e irriguo non verrebbe penalizzata da finalità energetiche, motivo per il quale l'Italia è stata sottoposta a procedura d'infrazione dall'Ue.

Vi è da eccepire che nell'ambito del programma di installazione di 40 MW di sistemi di accumulo in tutto il territorio italiano avviato da TERNA, solo 8 MW sono quelli previsti in Sardegna. Si tratta di una taglia insufficiente per far fronte alla variabilità di eolico e fotovoltaico, perché non in grado di supportare l'attuale potenza di FRNP installata dell'ordine di 2.000 MW. La potenza di accumulazione necessaria ha un valore molto variabile e dipendente da diversi fattori difficilmente sintetizzabili in questa sede ma comunque valutabile in non meno di un ordine di grandezza inferiore alla potenza di FRNP installata, quindi nell'ordine delle centinaia di MW. È perciò facilmente comprensibile come 8 MW non siano assolutamente sufficienti a soddisfare le necessità. Si tratta però di un programma sperimentale che potrebbe subire nell'arco dei sei anni che ci separano dal 2025, un'ulteriore accelerazione attraverso il dirottamento delle risorse conseguenti alla progressiva dismissione delle centrali a carbone e ad utilizzo più oculato delle risorse altrimenti da destinarsi alla dorsale del metano.

c) Il servizio di interrompibilità

Sulla base degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 dicembre 2019, all'Area della Sardegna sono state assegnate 273 MW di risorse interrompibili istantaneamente[23]. Il servizio di interrompibilità (*Demand Side Management*), grazie all'intervento delle *centrali passive* - la cui energia assorbita può essere dirottata verso altre utenze non interrompibili evitando cosí sovraccarichi della rete - garantisce un'ulteriore stabilità alla rete elettrica sarda.

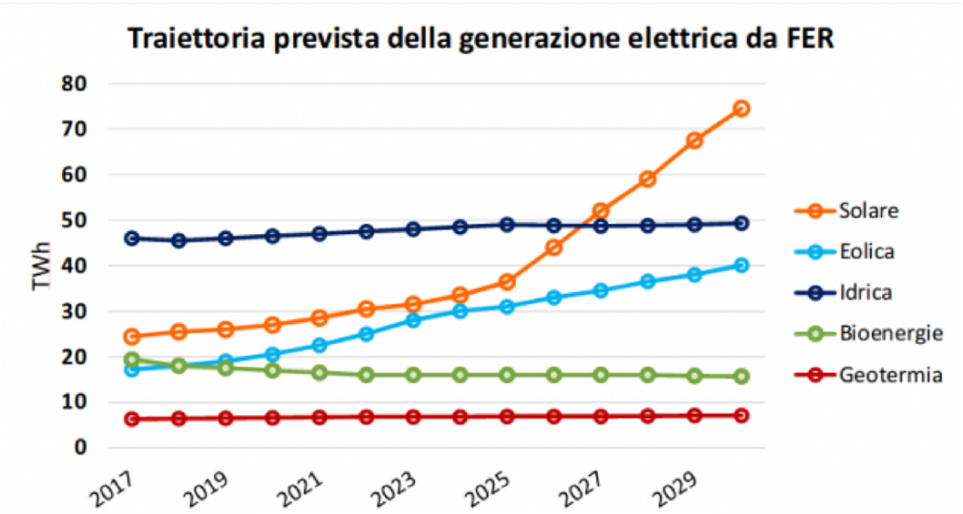
[22] Nel corso della relazione si è scelto di utilizzare il termine "ecocompatibile" (e derivati) in luogo di "sostenibile" (e derivati) per affermare implicitamente l'esigenza che si vada oltre "il principio di conservazione", quale ideale di riferimento per lo svolgimento delle attività umane, per ispirarsi al "principio di preservazione", quale ineludibile vincolo etico di inalterabilità degli ecosistemi. In sintesi il superamento dell'Homo ethicus nei confronti dell'Homo faber . Ovviamente nel riportare espressioni testuali consolidate si è conservata la formulazione originaria.

[23] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/interrompibilita-2020

d) Considerazioni

- La produzione da FER è del 33,70% rispetto alla richiesta di energia elettrica in Sardegna, risulta cioè doppia rispetto al *Burden sharing* previsto per il 2020 (l'obiettivo per la Sardegna era stato fissato al 17,8%, a dimostrazione del fatto che la Sardegna nella produzione di energia elettrica da FER aveva ed ha potenzialità più ampie di quelle previste;
- Altro dato significativo è che la percentuale di produzione da FER è del 66,77% rispetto al consumo energetico regionale depurato dai consumi industriali. Si tratta di un calcolo teorico, ma utile per capire in che misura la qualità dello "sviluppo" e la tipologia dell'industria incidano sui consumi energetici, condizionando l'intero sistema elettrico isolano.

- Nonostante stia aumentando la potenza installata di FER, la produzione eolica è fortemente limitata, sottoutilizzata, a causa della non idoneità del sistema elettrico, peraltro condizionato dalla posizione di privilegio di cui godono le cospicue immissioni in rete della Sarlux.



Elaborazione PNIEC

Se si lavorasse con urgenza ad una ottimizzazione della rete e alla creazione di idonei impianti di accumulo si potrebbe inoltre puntare con più decisione verso un incremento degli impianti di produzione di energia elettrica da FER. In particolare raddoppiando la produzione degli impianti eolici in modo da portarla da 1600 GWh a 3000 GWh annue e indirizzandosi al raggiungimento dell'obiettivo della produzione da FER da fotovoltaico di 6.000 GWh (concretamente conseguibile secondo lo studio JRC) si potrebbe pervenire con le sole FER ad assicurare il fabbisogno energetico elettrico isolano. Fabbisogno peraltro da rivedersi al ribasso qualora venissero affiancate adeguate politiche di efficientamento energetico, di lotta allo spreco e di scelte industriali sostenibili.

5. PROPOSTE OPERATIVE

a) Distretti energetici

Nel PEARS 2015 la Regione Sardegna nell'ambito della propria strategia energetica attribuisce priorità assoluta alla realizzazione dei Distretti energetici. Ecco come ne vengono definite le caratteristiche tecniche all'interno del par. 13.2.2 "Analisi di fattibilità di sviluppo dei distretti energetici"[24]:

"Uno degli obiettivi principali del PEARS è quello di promuovere la diffusione dei distretti energetici, definiti nell'Allegato alla Delibera 48/13 come l'insieme delle utenze energetiche caratterizzate da contiguità territoriale tale da permettere la condivisione delle infrastrutture di consumo e produzione in maniera fisica e/o virtuale. Lo scopo è quello di integrare le diverse tecnologie di produzione, consumo e accumulo energetico, in modo tale da favorire la gestione ottimale della produzione e del carico, l'efficientamento dei diversi utenti finali e la massimizzazione dell'utilizzo locale delle risorse energetiche endogene. L'ottimizzazione dell'autoconsumo, e quindi la migliore gestione dell'energia immessa in rete (grazie anche all'introduzione sia di opportuni sistemi di accumulo che di sistemi di gestione e controllo), permette in tali configurazioni energetiche di ridurre l'impatto del distretto sul sistema di distribuzione, evitando la realizzazione di nuove infrastrutture, migliorando la qualità della fornitura elettrica e favorendo una maggiore penetrazione di impianti a fonte rinnovabile non programmabile. L'identificazione di tali distretti è pertanto lo strumento più efficace per calibrare le azioni strategiche volte a pianificare la diffusione e l'utilizzo locale della produzione da generazione distribuita rinnovabile. Pertanto, preliminarmente alla definizione delle possibili evoluzioni del sistema energetico regionale, è stata verificata la presenza di condizioni energetiche idonee all'avvio e allo sviluppo di distretti energetici a "energia quasi zero". Utilizzando infatti le analisi georeferenziate riportate nel Capitolo 8, è stato possibile individuare quelle aree della Regione Sardegna in cui sono già presenti le condizioni energetiche elettriche per lo sviluppo di sistemi assimilabili a smart grid e/o micro-reti intelligenti. I risultati sono riportati in Fig. 13.1 e mostrano come sia possibile a oggi individuare 11 distretti energetici a "energia quasi zero" tra cui sono comprese le due municipalizzate elettriche della Sardegna".

Il Piano ipotizza e disegna la creazione di 11 distretti energetici mediante l'accorpamento di Comuni con un surplus produttivo con quelli adiacenti, in modo da creare dei cluster territoriali a "**energia quasi zero**". Si spinge ad affermare che, operando una gestione oculata di risorse e produzione, esistono delle aree della Sardegna in cui sono già presenti le condizioni tecniche per la creazione di reti e sistemi

[10] PEARS 2015-2030 – Proposta tecnica

intelligenti. Difatti sono già presenti in sede locale, sia in ambito pubblico che privato, realizzazioni e progetti di micro reti intelligenti (significativi i casi di Benetutti e Berchidda).

In sintesi una corretta ed equilibrata pianificazione del sistema di produzione e distribuzione dell'energia, che tenga conto delle specificità locali e delle caratteristiche territoriali, non potrà che condurre ad una ottimizzazione del rapporto produzione-consumo con la conseguente realizzazione di una smart community con bilancio energetico annuale quasi zero.

b) Comunità energetiche, autoproduzione ed autoconsumo

La creazione dei Distretti energetici assume significato solo se inserita in uno schema generale che consenta al rapporto produzione-consumo di svolgersi all'interno di confini il più possibile contenuti. Il modello virtuoso da privilegiare è quello che si fonda su due principi.

- Autoconsumo attraverso la "**produzione decentrata e diffusa** che aiuti a consumare energia nelle ore di produzione della fonte rinnovabile, dotandosi di **strumenti che rendano flessibile il proprio consumo** (es. lo stoccaggio diffuso) e insieme consentano la programmazione delle utenze affinché queste consumino energia nelle ore di produzione delle rinnovabili.
- Comunità energetiche al fine di rendere il consumo collettivo e **virtuale** attraverso la rete pubblica

Adottando tali strategie il primo dei vantaggi che si conseguirebbe sarebbe quello dell'abbattimento delle perdite. Come si evince dal bilancio energetico pubblicato da TERNA, le perdite di rete assommano a 713 GWh, ovvero il 5,4% dell'energia prodotta e il 7,8% dell'energia richiesta, perdite i cui costi sono a carico degli utenti. In caso di autoconsumo le perdite, in gran parte dovute alla circolazione in rete dell'energia elettrica con relative trasformazioni, verrebbero ridotte sensibilmente. Inoltre si è visto che l'assenza di una rete magliata, impedisce l'utilizzo ottimale delle FER nei momenti di massima produzione, al punto che si è dovuto ricorrere al blocco della immissione in rete per evitare fenomeni di inversione di potenza. Di queste ultime perdite non vi è traccia nel bilancio energetico di TERNA 2019. Va aggiunto che le politiche finora in atto, limitate al recupero fiscale di una parte degli oneri di impianto, tendono quanto meno a non incoraggiare l'autoconsumo. Inoltre in Italia l'unica forma di autoconsumo consentita è quella da un unico impianto ad un unico consumatore finale (*one to one*) e l'eccesso di produzione deve essere immesso in rete. In tal modo, se da un lato si tende a incoraggiare l'utente a consumare il più possibile l'energia prodotta, è anche vero che si fa pesare sullo stesso l'intero onere della non programmabilità della fonte. Sussiste inoltre una significativa sperequazione tra il prezzo di acquisto da parte del Gestore della produzione in eccesso e quello di vendita all'utente nei momenti

di deficit. Un riequilibrio del rapporto di scambio, ispirato quanto meno al principio dell'equità, sembra ineludibile qualora si voglia incentivare la penetrazione della produzione diffusa.

Per quanto concerne le **Comunità energetiche** (CE) esse sono definite come "*un insieme di soggetti che all'interno di un'area geografica, sono in grado di produrre, consumare e scambiarsi energia con una governance locale capace di favorire l'utenza in un'ottica di autoconsumo e autosufficienza*".

La Comunità Energetica (C.E.) rappresenterebbe dunque il modello più avanzato di approvvigionamento, distribuzione e consumo dell'energia che si ponga l'obiettivo di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché l'efficientamento e la riduzione dei consumi energetici.

L'Unione Europea con la Direttiva 2001/2018/UE RED II (Renewable Energy Directive) ha conferito riconoscimento giuridico all'autoconsumo e alle C.E. In particolare con gli articoli 21 (che definisce esattamente il concetto di autoconsumo) e 22 (che descrive le diverse modalità di comunità energetica) ha dato un chiaro indirizzo di sviluppo ai due ambiti di cui si tratta ed ha posto al centro del progetto europeo di sviluppo di energia distribuita e pulita proprio le Comunità Energetiche. In base alla Direttiva gli Stati membri infatti provvederanno affinché gli auto-consumatori di energia rinnovabile, che si trovano nello stesso edificio, siano autorizzati ad organizzare tra di loro lo scambio di produzione presso il loro sito. Ciò consentirà la generazione, l'accumulo e la vendita di energia secondo un modello da uno a molti (*one to many*).

In Italia già nella SEN 2017 la figura del consumatore veniva considerata il "*motore della transizione energetica, da declinare in un maggiore coinvolgimento della domanda ai mercati tramite l'attivazione della demand response, l'apertura dei mercati ai consumatori e auto-produttori e lo sviluppo regolamentato di energy communities*". Non è seguito però un adeguato quadro normativo nazionale che recepisca la Direttiva comunitaria, ma nell'attesa due sono le Regioni che si sono mosse in piena autonomia.

La Regione Piemonte con la **Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12. "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche"** ha promosso "*l'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici*".

La procedura è snella ed efficace. I Comuni possono proporre le Comunità energetiche attraverso protocolli d'intesa, redatti sulla base di criteri da indicarsi con successivo provvedimento attuativo regionale,

che vedano coinvolti soggetti pubblici e privati. Essi assumono la qualifica di "produttori di energia" col vincolo di destinare all'autoconsumo il 70% della produzione di energia elettrica. La Regione oltre che impegnarsi a sostenere finanziariamente le Comunità si è fatta promotrice dell'istituzione di un tavolo tecnico per individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche.

Il recepimento della norma è stato immediato nel pinerolese dove si è costituito "Territorio Sostenibile", la prima Comunità Energetica italiana, che nel protocollo d'intesa sottoscritto da un gruppo di Comuni (con una superficie di kmq 1350 e un bacino di 150mila abitanti) si è posta come obiettivo la costituzione della prima Oil free Zone in Italia.

Anche la Regione Puglia con Legge regionale 9 agosto 2019 n. 45 ha varato un testo che ricalca nelle linee generali la legge varata un anno prima dalla Regione Piemonte.

c) Efficienza e risparmio energetico

"Una vera e propria fonte di energia, accanto ai comparti elettrico e termico, è l'efficientamento, sia dal lato della produzione che dal lato dei consumi, che la Regione intende supportare a partire dal patrimonio immobiliare pubblico per stimolare la trasformazione di tutto il sistema energetico isolano[25]

La dichiarazione di principio enunciata dall'Assessore all'industria della RAS nella presentazione al PEARS 2015 e ribadita come un mantra all'interno della Proposta tecnica non può che trovare una convinta e piena adesione da parte delle Associazioni ambientaliste, unita ad un'amara consapevolezza che poco o nulla è stato poi fatto nel trascorso quadriennio per mettere in campo azioni concrete.

Struttura di un edificio a basso consumo energetico

È appena il caso di rammentare che lo stesso PEARS 2015 stimava che le azioni previste dallo stesso Piano avrebbero

[25] PEARS 2015-2030 pg. III Proposta tecnica

dovuto consentire un risparmio energetico nel 2020 oscillante tra il 3,8% e il 5,6% (funzione degli scenari di riferimento) rispetto ai consumi del 2014[26].

Il miglioramento dell'efficienza del sistema produttivo, in particolare nel comparto termoelettrico, si impone non solo per perseguire una riduzione dei consumi ma anche per contrastare il dilagante inquinamento ambientale. Appare ovvio che in una cogente logica d'impresa non si può avere interesse a investire in ammodernamenti e recupero di efficienza in impianti destinati a certa chiusura in un breve arco temporale. Lo dimostrano in modo inequivoco i dati tecnici che evidenziano i rendimenti ridotti degli impianti denunciandone l'inefficienza, ulteriore incentivo a non dilazionare i tempi del phase out.

Anche se può apparire estraneo all'argomento trattato, è fondamentale sottolineare l'anello di connessione tra autoconsumo ed efficientamento nel settore edilizio, posto che il miglioramento delle prestazioni energetiche dei corpi edilizi consentirebbe di contenere le esigenze in autoconsumo ed aumenterebbe l'autosufficienza della produzione diffusa. Anche in questo campo le azioni finora messe in campo appaiono blande e contradditorie. In Sardegna gran parte dell'edificato ricade in classe G con prestazioni energetiche inadeguate. Il Piano casa e l'abortito tentativo di legge urbanistica individuano nelle premialità in cubatura gli stimoli per incentivare i proprietari ad eseguire i restyling edilizi con relativi adeguamenti energetici. Una tale strategia, che ben si presta ad una strumentale ed ulteriore cementificazione di zone di pregio paesaggistico, non appare adeguata a risolvere i problemi delle aree densamente urbanizzate, caratterizzate dalla parcellizzazione della proprietà e da un edificato obsoleto quanto compatto ed alveolare. Ancor meno può soddisfare le esigenze delle zone interne dove per tradizione si predilige un edificato monocellulare di ampia volumetria, che richiederebbe per sua natura ingenti investimenti. Sta di fatto che il miglioramento dell'efficienza energetica, pur essendo un ovvio postulato di partenza per una corretta pianificazione energetica, nei fatti diviene chimerico da perseguire.

Problematica correlata è quella del risparmio energetico. Essa investe una molteplicità di campi da quello tecnico collegato all'efficientamento (di cui si è detto) a quello sociale degli stili di vita. In una società orientata al consumo compulsivo di beni e servizi e il cui livello di benessere viene per convenzione misurato da indicatori che non distinguono tra utilità e spreco appare arduo veicolare un ideale di vita che si ispiri a modelli virtuosi. Se si vuole davvero migrare nella sfera della sostenibilità e non limitarsi ad enunciare un astratto concetto privo di contenuti, il risparmio energetico è la prima delle pratiche virtuose da attuare, perché per quanti sforzi si intendano fare per migliorare il modello produttivo esso comunque comporta l'erosione delle risorse del pianeta sottraendole alle generazioni future.

[12] PEARS 2015-2030 pg. 347 Proposta tecnica

6. AGENDA ONU 2030 - STRATEGIA NAZIONALE PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

A questo punto è necessario interrogarsi sul percorso migliore da seguire per adempiere ai molteplici impegni assunti con le Agende e gli Accordi internazionali e confluiti nella definizione della SEN 2017 e del PNIEC 2019, al fine di mettere in campo azioni concrete, in sintonia con le altre nazioni della comunità europea, tali da assicurare alle generazioni presenti uno sviluppo ecocompatibile e consegnare a quelle future un pianeta migliore.

Il global warming, le emergenze climatiche, la desertificazione crescente, la perdita degli ecosistemi, sono facce della stessa medaglia, ovvero le conseguenze del consumo di risorse prescindendo dalla loro riproducibilità. Si è perso troppo tempo cullandosi nell'illusione che il pianeta avesse in sé una capacità di resilienza tale da riequilibrare i guasti prodotti dall'umana follia. I dati scientifici ci pongono in modo inequivocabile di fronte alle nostre responsabilità. Occorrono soluzioni e cambiamenti immediati nei modelli di sviluppo come negli stili di vita. Si sono persi anni preziosi adottando rimedi palliativi e negando la realtà stessa. Non c'è più tempo! Siamo in piena emergenza ed è un obbligo morale della presente generazione intervenire nell'immediato senza esitazioni. Non ci è data alcuna possibilità di dilazionare nessuno degli impegni assunti (impegni peraltro tardivi, blandi, non condivisi e disattesi), se si vuole salvare quello che resta di questa nostra Terra.

In un tale contesto globale la decarbonizzazione dell'isola, pur essendo il più immediato degli interventi da porre in atto, costituisce solo il primo passo di un difficile e lungo percorso che si ponga come traguardo irrinunciabile scelte alternative rispetto al passato. Vale citare, come esempio del déjà-vu isolano, l'abbandono della sciagurata "stagione industriale" (per colmo d'ironia definita "rinascita sarda") con la travagliata chiusura e incompleta demolizione degli impianti energivori, causa nel passato come nel presente di inquinamento di territori e danni sanitari.

Possono a monito apparire profetiche le parole di due economisti sardi, Pigliaru e Lanza, che in un articolo del 2012, apparso sulla Nuova Sardegna, affermavano *"... Il fatto è che di fronte a emergenze di occupazione e di reddito, l'istinto italiano, sbagliato, è di esercitare un vero e proprio accanimento terapeutico a favore dell'impresa in crisi, anche quando le prospettive di mercato sono improbabili o nulle. Sono interventi che bruciano risorse pubbliche preziose e, creando false aspettative, consumano futuro. Quasi sempre sarebbe più saggio lasciare le imprese al loro destino e occuparsi invece dei lavoratori, sostenendo il loro reddito e accompagnandoli con servizi di qualità (orientamento e formazione, in primo luogo) verso una nuova occupazione"*[27].

Una saggezza ed una visione venuta meno (per non dire tradita!) col trascorrere degli anni, con il risultato di dilapidare ingenti risorse pubbliche, falsificare economie, inquinare territori, esponendo a rischi sanitari intere comunità e distruggendone il tessuto sociale.

È in una tale prospettiva che deve essere inquadrata la rinuncia alla metanizzazione dell'isola, in quanto non può che considerarsi un ossimoro l'idea di ridurre la produzione di CO_2 mediante l'utilizzazione di un combustibile pur sempre fossile.

Occorre il coraggio delle scelte, la volontà del cambiamento, se si vuole essere soggetti della propria storia all'alba del secondo millennio, piuttosto che oggetti in catene al traino del carro altrui (historia docet!).

È utile ricordare che l'azione per il clima risulta tra le priorità dell'azione politica enunciata da Ursula von der Leyen al momento del suo insediamento alla Presidenza della Commissione UE avvenuta nel dicembre di quest'anno ed esplicita dimostrazione ne è il budget europeo 2020, su cui è stato raggiunto l'accordo tra Consiglio e Parlamento Ue. Nel complesso, tra impegni finanziari (commitments) e spese (payments) si parla di circa 322 miliardi di euro, rispettivamente 168-153 miliardi con incrementi del +1,5% per gli impegni e del +3,4% per le spese, in confronto al bilancio 2019. In sintesi almeno il 20% del budget sarà utilizzato per l'adozione di misure di protezione climatica; in tal modo l'accordo siglato tra Consiglio e Parlamento va ad incrementare il supporto finanziario a diversi programmi che possono contribuire a sviluppare le tecnologie più pulite e innovative, come Horizon 2020 e Connecting Europe Facility. Maggiori fondi saranno poi indirizzati al programma LIFE (590 milioni) e anche l'Agenzia europea dell'ambiente riceverà stanziamenti addizionali per assumere nuovo personale. In totale, al clima andranno 500 milioni di euro in più in confronto alla proposta iniziale della Commissione europea sul budget 2020. Nel programma futuro della UE disegnato dalla Von der Leyen vi è la trasformazione della

[27] Francesco Pigliaru – La Nuova Sardegna 31 agosto 2012

Banca europea degli investimenti in una "Banca per il clima" e un rilevante incremento del budget europeo da dedicare alle fonti rinnovabili ed all'efficienza energetica, ai trasporti a basse emissioni di CO_2, alle misure per la tutela ambientale e la mitigazione dei rischi climatici.

In perfetta sintonia va assumendo sempre maggiore rilievo nell'Agenda politica delle istituzioni europee la lotta ai cambiamenti climatici attraverso azioni dissuasive nei confronti dell'utilizzo delle fossili, come conferma la nuova politica per i finanziamenti nel settore energetico della BEI concretizzatasi nella recentissima decisione della stessa BEI di non finanziare più progetti nei combustibili fossili dal 2021, compreso il gas naturale.

Affinchè l'Unione europea possa concretamente raggiungere l'obiettivo di primo sistema geopolitico a impatto climatico zero entro il 2050, il 15 gennaio il Parlamento Europeo ha varato un Piano di investimenti (Green Deal europeo) per un'Europa sostenibile per un importo di mille miliardi nell'arco di dieci anni, che fa leva su investimenti pubblici e fondi privati, articolandosi secondo tre direttrici: il **finanziamento** attraverso la spesa pubblica, un **quadro favorevole agli investimenti** mediante la semplificazione delle procedure, un **sostegno pratico** in fase di pianificazione, elaborazione ed attuazione dei progetti sostenibili . Il Piano è destinato a creare un "*contesto in grado di agevolare e stimolare gli investimenti pubblici e privati necessari ai fini della transizione verso un'economia climaticamente neutra, verde, competitiva ed inclusiva*"; considerato che alcune Regioni sono destinate a pagare un prezzo socio-economico più alto nella fase di transizione energetica, prevede l'introduzione di misure di sostegno "*pratico e finanziario al fine di aiutare i lavoratori e generare gli investimenti locali necessari*" (corsivo nota Commissione UE).

Il meccanismo per la transizione giusta genererà investimenti per ulteriori 100 miliardi di euro nel periodo 2021-2027, necessari a sostenere comunità e lavoratori che dipendono dalla catena dei combustibili fossili. Tra le Regioni interessate la Sardegna ha trovato assoluta priorità con l'annunciato finanziamento delle attività di bonifica del petrolchimico di Porto Torres e delle miniere del Sulcis, iniziative che beneficeranno di un miliardo di euro.

Che un tale piano fondi i suoi presupposti su basi scientifiche per sortire possibilità certe di riuscita lo dimostra un nuovo studio dell'Università di Stanford, aggiornamento scientifico di un consolidato corpo di studi che in precedenza hanno assicurato il supporto tecnico per la parte energetica del Green New Deal degli Stati Uniti e di altri paesi che hanno deciso di intraprendere il cammino del 100% di energia rinnovabile.

Lo studio, pubblicato nel dicembre 2019 sulla rivista One Earth, dal titolo "Impacts of Green New Deal Energy Plans on Grid Stability, Costs, Jobs, Health, and Climate in 143 Countries" a cura di Mark Z. Jacobson[28] (ed altri) costituisce un'analisi delle attività da mettere in campo, affinché 143 paesi in tutto il mondo, Italia compresa, possano nel 2050 conseguire l'obiettivo del 100% di energia rinnovabile, conseguendone ampi benefici non solo sul piano ambientale, ma anche sociale ed economico. In tal modo il Green New Deal cessa di essere un astratto concetto o un proclama politico, ma assume connotati tecnici in termini di fattibilità economica e rispetto dei tempi programmatici.

Le tabelle di marcia, analiticamente compilate, confermano la necessità di **elettrificazione** di tutti i settori energetici e **dell'incremento di efficienza energetica**, con conseguente riduzione del fabbisogno energetico mondiale del 57% e lo sviluppo di infrastrutture eoliche, idro e fotovoltaiche in grado di fornire l'80% di tutta l'energia entro il 2030 e il 100% entro il 2050. Ciò che conta in modo particolare è che il costo del passaggio alle FER, stimato in **73.000 miliardi di dollari di investimenti** iniziali in tutto il mondo, verrebbe compensato nel tempo con le vendite di energia e che i minori costi di generazione rispetto alle fossili ridurrebbero notevolmente i costi energetici annuali fino al 91%, se in essi si comprendono quelli conseguenti all'inquinamento e all'impatto sulla salute, oltre che creare 28,6 milioni di posti di lavoro in più rispetto a quelli persi.

[28] Mark Z.Jacobson è professore di ingegneria civile e ambientale a Stanford e co-fondatore del Solutions Project, un'organizzazione no-profit statunitense che educa il pubblico e i politici sulla transizione verso il 100% di energie rinnovabili. https://www.sciencedirect.com/science/journal/25903322

Considerate tali premesse ci si chiede perché mai la Sardegna non debba cogliere le opportunità offerte da una congiuntura politica favorevole e suffragate da un consolidato orientamento scientifico, non solo rispettando i tempi pianificati per il phase out dal carbone, ma anticipando il completamento della fully renewable transition phase, ponendosi in tal modo a livello globale come esempio di modello virtuoso di un epocale cambio di paradigma sistemico. Oltre che accedere secondo percorsi anticipativi preferenziali alle ingenti risorse messe in campo dal citato New Deal europeo l'Isola, utilizzando in termini di perfetta sostenibilità un patrimonio ambientale ineguagliabile, potrebbe fruire di una disponibilità praticamente inesauribile di fonti rinnovabili in luogo di quelle fossili, che oggi invece è costretta ad importare con costi economici, ambientali e sanitari pesantissimi.

In conclusione, per stimolare memorie che sembrano sempre più corte, è il caso di richiamare solo due degli obiettivi, cogenti perché previsti dalla SEN 2017 e dal PNIEC 2019, che verrebbero scientemente ignorati qualora si volesse persistere nello sciagurato proposito di dilazionare ancora una volta il termine del 2025 per il phase-out dell'isola dal carbone:

- ***II. 6 Minimizzare le emissioni e abbattere le concentrazioni inquinanti in atmosfera***

La misura prevede la riduzione dell'impatto ambientale negativo pro-capite delle città, prestando particolare attenzione alla qualità dell'aria e alla gestione dei rifiuti urbani e di altri rifiuti e l'integrazione delle misure di cambiamento climatico nelle politiche, strategie e pianificazione nazionali.

- ***IV.1 Incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio.***

Questa misura prevede un considerevole aumento della quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia, il raddoppio del tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica, la promozione di un'industria inclusiva e ecocompatibile con tecnologie e processi industriali non inquinanti, la ristrutturazione dei sistemi di tassazione con l'eliminazione dei sussidi dannosi. Attività da attivarsi nel pieno rispetto del dettato costituzionale e del Codice dei Beni Culturali in materia di tutela di beni culturali e paesaggio.

7. LA METANIZZAZIONE DELL'ISOLA CONTRASTA CON LA SUA DECARBONIZZAZIONE

Come già detto la decarbonizzazione non è un processo che si compie con la chiusura delle centrali a carbone, esso riguarda la progressiva riduzione, fino all'azzeramento, di tutte le emissioni di gas serra, prima tra tutti l'anidride carbonica, rilasciate nell'aria da tutte le fonti fossili di energia: petrolio, carbone, gas naturale e derivati.

Per questo motivo la metanizzazione dell'isola (dorsale e depositi costieri) appare in palese contrasto con i diversi protocolli internazionali sul clima. Non si può chiudere col carbone al 2025 sostituendo l'offerta di potenza elettrica prodotta dal carbone con quella dal gas fossile. Dietro un tale gioco di prospettive si cela un disegno dai consistenti interessi: la realizzazione di grandi opere a beneficio delle lobbies degli idrocarburi, i condizionamenti politici tesi alla riapertura degli impianti energivori e inquinanti e il dilazionamento continuo della sostituzione delle fossili con le rinnovabili.

La richiesta di sostituire il carbone col gas è un déjà-vu e rimanda con la memoria alla deroga concessa alla legge antismog - la L. 615 del 13.07.1966 – allorché l'illogica tenuta in vita delle esauste miniere del Sulcis prevalse a danno della salute della Comunità.

Anche sotto l'aspetto economico l'operazione appare in perdita agli stessi fautori dell'opera. È evidente la continua pressione della classe politica sarda, di Confindustria, dei media locali, delle OO.SS. confederali sul Governo nazionale affinché lo Stato non solo finanzi la totalità delle infrastrutture, ma che garantisca un PUN del gas in analogia a quanto avviene per l'energia elettrica. Vi è da evidenziare che l'approvvigionamento della materia prima in Sardegna avverrebbe secondo modalità non del tutto analoghe a quelle della penisola con presumibili riflessi sui prezzi di mercato. Da qui la pressante richiesta ad agganciare la situazione sarda al sistema degli hub virtuali di scambio (PSV). A questo si aggiungano i costi delle infrastrutture, ingenti se rapportati all'ampiezza del territorio e alle utenze potenziali, e la necessità del recupero degli investimenti difficili da ammortizzare in un arco temporale esiguo quale quello dell'utilizzo prevedibile delle fossili. Una situazione così complessa avrebbe

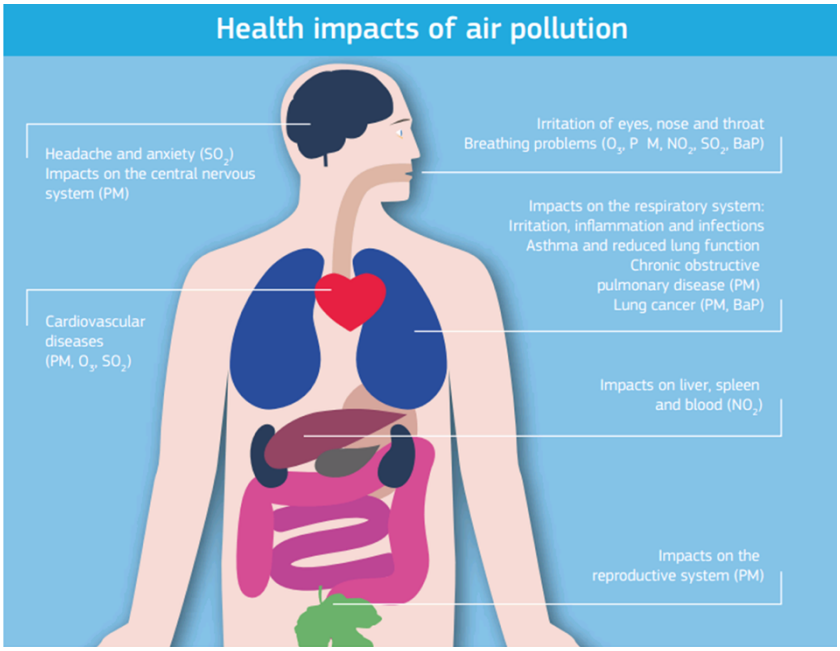
richiesto una preventiva valutazione dei costi-benefici del progetto prima di qualsiasi apodittico pronunciamento, perché se è pur vero che in un quadro di solidarietà nazionale i costi dell'infrastrutturazione non debbano farsi ricadere sui soli sardi, può anche sostenersi che operazioni in palese perdita pesano come un macigno su un bilancio nazionale già largamente in deficit, ancor di più se sussistono valide e più sostenibili alternative di investimento.

A suffragio di tale tesi è intervenuta la recentissima Delibera del 27 dicembre 2019 n. 570/2019/R/GAS con la quale ARERA detta le norme di "REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL PERIODO 2020-2025". Nel documento l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambienti rigetta come infondate le "considerazioni critiche" avanzate dalla Regione Sardegna con "particolare riferimento ai profili afferenti alla metanizzazione della Sardegna" per i seguenti motivi:

- Ai sensi del d.lgs. 164/00, le tariffe di distribuzione devono perseguire l'obiettivo di "*innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili*".
- Come chiarito dalla relazione tecnica della deliberazione 237/00, "*il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile.*
- Differente è l'assetto legislativo (nazionale e comunitario) che caratterizza i due settori, atteso che, diversamente dal settore elettrico, in cui il servizio (anche a livello comunitario) è sottoposto a un obbligo di universalità (cfr. direttiva 2009/73/CE), cui è connesso il principio della tariffa unica nazionale (articolo 3 della legge 481/95), non è così invece per il settore del gas naturale in cui, in assenza di analoghe disposizione legislative (a livello comunitario o nazionale) "*l'universalità del servizio*" è stata da sempre declinata dall'Autorità come disponibilità del servizio medesimo "*a condizioni di costo che riflettono condizioni economiche trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravi nel costo del soddisfacimento dei bisogni energetici del paese*" [29];
- In conseguenza di quanto sopra, in assenza di una disposizione legislativa, non si può ritenere che l'Autorità sia tenuta a introdurre strumenti perequativi per porre a carico della generalità della clientela finale i costi di investimento connessi alla metanizzazione della Sardegna.

[29] Dalla delibera ARERA del 27 dicembre 2019 n. 570/2019/R/GAS https://www.arera.it/it/docs/19/570-19.htm#

Una perfetta identità di vedute con le tesi che si sono andate esplicitando nel presente documento e una spietata e inappellabile bocciatura del modello di sviluppo energetico sostenuto dalla classe politica ed imprenditoriale sarda nel trascorso quinquennio (fin dalla stesura del PEARS 2015), che postulava la metanizzazione come soluzione irrinunciabile di transizione alle rinnovabili, senza mai interrogarsi sulla compatibilità economica, oltre che ambientale dello stesso, ma viceversa sbandierando irrealizzabili vantaggi economici.



È appena il caso di ricordare che alla fine del 2017 la Banca Mondiale ha annunciato che non finanzierà più la prospezione e la produzione di petrolio e gas dopo il 2019 e che la promozione di sistemi di energia rinnovabile decentralizzati sarà al centro della sua strategia energetica[30]. Per tale motivo non si sono fatte attendere le iniziative di "disinvestimento fossile", annunciate a più riprese da banche, gestori di fondi, multinazionali, governi locali, che manifestano in tutta evidenza l'intenzione di abbandonare progressivamente quei settori industriali maggiormente esposti alla perdita futura di remunerazione.

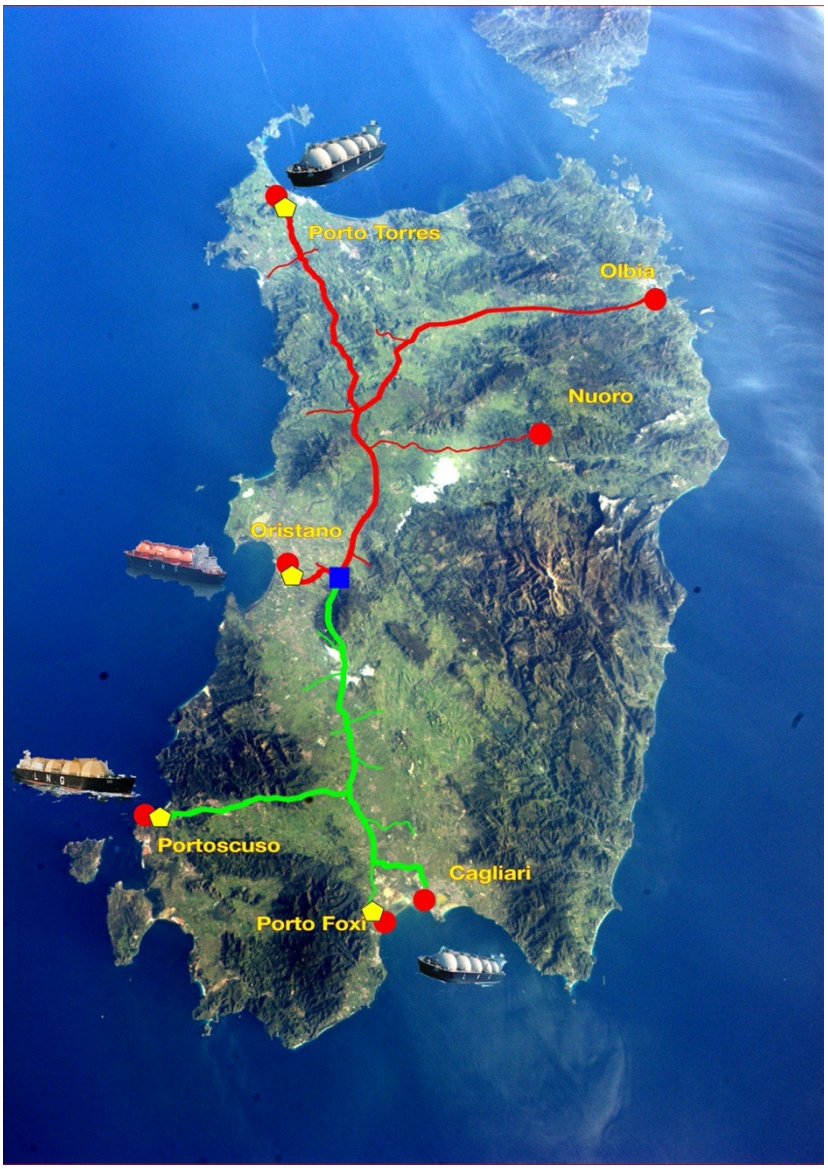
Per chiudere si vogliono rievocare alcune considerazioni di Antonio Muscas "ENERGIA, DEMOCRAZIA E DIRITTI UMANI", testo al quale si rimanda per una più ampia disamina degli argomenti affrontati nella presente relazione[31].

"*La scelta del GNL si sarebbe forse potuta giustificare qualche decennio fa. In Sardegna non c'è il GNL, non c'è la rete e non ci sono impianti per il suo impiego. Se anche fosse economicamente conveniente, la metanizzazione comporterebbe, oltre alla realizzazione della condotta principale e delle relative diramazioni, anche la realizzazione di un sistema infrastrutturale oggi inesistente, la conversione dei sistemi produttivi e, in ambito civile, la sostituzione di gran parte degli impianti: caldaie, scaldini, forni,*

[30] http://www.rinnovabili.it/energia/idrocarburi-banca-mondiale-finanziamenti-fossili/

[31] Antonio Muscas – Energia Democrazia e Diritti Umani – Metano pag. 71
https://www.manifestosardo.org/wp-content/uploads/2019/04/Energia-Democrazia-e-Diritti-Umani-r1.pdf

generatori, ecc., con tempi e costi enormi e non sempre sostenibili. Il suo impulso dovrebbe essere dato con sovvenzioni e agevolazioni, ci dovrebbe essere una nuova promozione del consumo energetico a detrimento del risparmio e dell'efficientamento energetico e dei relativi incentivi. Non si tratta perciò, come si vuol far credere, di realizzare un banale gasdotto, ma di stravolgere in toto il nostro sistema energetico. Se già nel 2011 oltre il 47% delle abitazioni residenziali era dotata di pompa di calore e il 19,7% con uso prevalente, con punte del 73% per le abitazioni di classe energetica B, se l'utilizzo delle biomasse (legna e pellet) interessa oltre il 40% degli impianti prevalenti, e il consumo di combustibili fossili, già nel periodo 2005-2014, ha registrato un calo drastico, pari al 53% per il Gasolio e al 30% circa per il Gpl, in questo quadro generale, la metanizzazione rappresenta un non senso, un arretramento ingiustificabile.



Il metano, come dimostrato dai recenti studi scientifici, è una fonte combustibile fossile altamente inquinante, estremamente dannosa per l'ambiente e la salute, il suo prezzo è competitivo solo grazie all'assenza di accise e lo scenario potrebbe cambiare nel momento in cui, per una qualche ragione, si dovesse allineare il livello di tassazione agli altri combustibili fossili. In Sardegna la situazione sarebbe ancora peggiore perché ci troveremo in una ulteriore condizione di monopolio. Scegliere il metano significherebbe investire ingenti risorse per renderci ancora dipendenti da un combustibile fossile, senza dimenticare che dipendenza dall'esterno significa emorragia di capitali verso l'esterno. Il metano insomma è una scelta fuori dal tempo, un affare per pochi a discapito della collettività".

- **CONCLUSIONI**

Da quanto si è andato esponendo risulta in tutta evidenza che la dicotomia fossili-rinnovabili non è ricomponibile all'interno di un sistema di compromessi. I due modelli si pongono in termini di paradigmi inconciliabili, la cui precaria coesistenza, frutto di una necessità storica, è da portare ad urgente soluzione pena il collasso strutturale. In termini metaforici l'antitesi tra i due sistemi potrebbe dirsi analoga a quella che nell'ambito degli studi storici oppone Oligarchia a Democrazia. Da una parte infatti vi è una struttura produttiva concentrata su pochi poli di vertice unidirezionali, dall'altra un sistema a rete di cui tutti partecipano in termini di produzione e consumo. Il risultato è che nel caso delle fossili l'interesse è quello di massimizzare consumi, incentivare sprechi, scaricare sulla collettività i "sovraccosti", compresi quelli ambientali e sanitari. Viceversa le rinnovabili richiedono una gestione comunitaria della produzione, finalizzata all'economia dei consumi nell'ottica di una tutela dell'ambiente.

Sembrerebbe non possano sussistere dubbi sulla scelta! Il problema è che il sistema delle Oligarchie, posto di fronte all'inevitabile mutamento di paradigma, utilizza la leva dei bisogni sociali per conseguire dilazioni temporali. Da qui la richiesta pressante di procrastinare i termini, impedendo in tal modo la ricerca e l'attuazione di quelle necessarie e sinergiche trasformazioni del modello produttivo a cui conformare una nuova organizzazione del lavoro. Queste sono le dinamiche in atto, sottese alla richiesta di dilazione del phase out e al progetto di metanizzazione come si è ampiamente dimostrato.

In conclusione si ritiene utile riportare in forma schematizzata alcune proposte operative, che sono emerse dalle considerazioni sopra esposte e che, se adottate, potrebbero facilitare il processo di decarbonizzazione dell'isola nel rispetto delle modalità e tempi previsti dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 e dal PNIEC 2019.

Si tratta di misure che tendono in primo luogo a ridurre il consumo di energia e a individuare nuove modalità di produzione di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto del patrimonio ambientale e culturale esistente, nonché delle tradizioni agricole e che possono rappresentare un utile supporto al comparto agro-alimentare.

Queste proposte traducono in estrema sintesi i contenuti della **DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e si pongono** in sintonia col **nuovo pacchetto di norme UE sui mercati dell'energia** di prossima entrata in vigore, prefigurando un settore sempre più distribuito, basato sulle comunità energetiche e sulle fonti rinnovabili. Esse non necessitano di elevati costi di infrastrutturazione (comunque di gran lunga inferiori ai costi previsti per la realizzazione della dorsale per il metano) ed in ogni caso i costi necessari a supportare i prosumers attraverso gli incentivi, risulterebbero comunque in linea con quelli attuali e spalmabili nei prossimi decenni.

- **TABELLA DI SINTESI DELLE PROPOSTE**

Risparmio	Politiche incentivanti	Taglio degli sprechi di energia e utilizzo di tecnologie e processi produttivi energy-saver
Efficientamento	Trasporto e consumi di energia	Sostituzione della dorsale sarda Coibentazione, produzione e installazione di solare termico
Fonti di Energia Rinnovabile	Autoproduzione e Diffusione Condivisione Installazione esclusiva in Limitazione alle installazioni in	 Distretti energetici Brown fields Strutture industriali e artig. Abitaz. esclusi Centri Storici Pross. di BBCC e Paesagg. Centri storici Aree agricole
Sistemi di accumulo	Elettrochimico Idroelettrico	Incrementare la potenza di accumulo per far fronte alla variabilità di eolico e fotovoltaico Impianti di pompaggio idroelettrico
Elettrodotto HVDC Sardegna-Sicilia-Continente sud	Garanzia di affidabilità e continuità del servizio	In alternativa al metanodotto
Impianti Turbogas	Tarati per l'esigenza di copertura dei picchi che non possono essere coperti da altri sistemi. Consentono di superare le fasi critiche di maggior richiesta	Garantire la stabilità della rete
Interrompibilità	Impedire black-out e sovraccarichi alla rete	Garantire la stabilità della rete
Filiere produttive	Legno, sughero, lana di pecora	Posti di lavoro
Infrastrutturazione trasporti	Modernizzazione e incentivazione trasporto pubblico efficiente	

- **Allegato 1**

Lo studio Joint Research Centre (JRC) – ISPRA

Per una più chiara comprensione dei dati esposti nel par. a) si dà nel seguito una sintesi dei contenuti dello Studio. Attraverso analisi accurate e modelli georeferenziati gli autori dimostrano come i **sistemi fotovoltaici** abbiano, in alcune regioni prese in esame nel lavoro, un potenziale energetico tale da poter **sostituire** completamente l'**attuale produzione di energia elettrica delle centrali a carbone in esse presenti.** Lo studio riveste particolare importanza, perché oltre all'autorevolezza della fonte (si tratta dell'Agenzia internazionale dell'Energia che opera in collaborazione con ISPRA e sotto l'egida della C.E) e alla pertinenza con la problematica in esame, prende in esame tra le regioni europee proprio la Sardegna. Partendo dall'ipotesi che le emissioni di gas serra debbano essere ridotte entro il 2040 del 70% per il raggiungimento dello scenario dell' 1,5-2°, imposto dagli Accordi di Parigi, appare inevitabile l'abbandono dell'uso del carbone per la produzione di energia elettrica. Al fine di garantire una transizione equa e socialmente ecocompatibile e sperimentarne la fattibilità, la stessa Commissione europea alla fine del 2017 ha preso l'iniziativa di individuare in 12 Stati membri determinate regioni dell'UE, designate come "Regioni carbonifere in transizione" (CRiT), e definite a livello territoriale con una classificazione del livello NUTS-2 (regioni di base per l'applicazione delle politiche regionali). Le attività economiche in queste regioni sono strettamente legate alle miniere operative e alle centrali elettriche a carbone in esse presenti. All'interno di tali Regioni la Sardegna è stata designata come ITG2 (cod.NUTS-2) per la presenza degli impianti operativi di Porto Torres (Fiumesanto) e Sulcis (tab.1-JRC). Nell'ambito dello studio viene inoltre attribuita alla Sardegna una quantità annua di elettricità generata (kWh) da un impianto solare fotovoltaico da 1 kWp, pari a 1510 (kWh/kWp Nominal Annual Yield). Questi valori, che corrispondono alla media regionale attribuibile alla configurazione rappresentativa del sistema fotovoltaico, fungono da indicatori per distinguere le regioni particolarmente ricche di risorse solari e ci dicono che la Sardegna, insieme a Spagna (Castiglia- Aragona) e Grecia (Peloponneso), risulta in tale ambito la più dotata tra le 21 regioni europee in esame (12 Stati).

Lo studio sottolinea che le emissioni di CO_2 non sono l'unico problema connesso al funzionamento delle centrali a carbone. Se è vero infatti che il biossido di carbonio derivato dalla combustione del carbone è pari nel mondo a 14,5 Gt, ovvero il 44,3% delle emissioni legate all'energia, è anche accertato che le centrali elettriche a carbone emettono SO_2 (piogge acide), NOx (smog), Polveri, con la concomitante presenza di ulteriori inquinanti, derivanti dalla tipologia di carbone delle centrali elettriche, tra cui arsenico (As), cadmio (Cd), monossido di carbonio (CO), idrocarburi, piombo (Pb), mercurio (Hg), composti

organici volatili (COV) e altri metalli pesanti tossici. Senza considerare le emissioni di CH_4 (potente climalterante), che si verificano nelle attività minerarie.

Tralasciando le componenti di inquinamento connesse all'estrazione del carbone, lo studio pone l'accento sui fattori connessi alle ceneri della combustione (Hg, Pb, altri metalli pesanti) disperse nelle matrici ambientali, nonché sulle ingenti quantità di acqua necessarie al funzionamento delle centrali (raffreddamento, vapore, ecc.).

Giova ricordare che nel 2016 in Europa sono state in esercizio 248 centrali a carbone (21 stati membri dell'UE), con una potenza di 152 GW e una produzione complessiva di 692 TWh.

L'obiettivo è stato quello di fornire una valutazione del potenziale tecnico da cui generare elettricità con impianti fotovoltaici in ciascuna delle 42 regioni CRiT. Le aree adatte alla generazione FV sono state individuate sulla base del criterio generale di rendere minimo il consumo di suolo oppure tecnicamente disponibili per i sistemi a terra e sul tetto, e rapportandole alla corrispondente produzione annuale di elettricità di un impianto fotovoltaico idealizzato. Più in dettaglio le aree sono state individuate in tre ambiti ben definiti:

a) **Available land**: Aree agricole non suscettibili di produttività (sottoclassi CL211 e 231)
b) **Suitable mining area**: Aree degradate individuate in siti minerari o cave abbandonati
c) **Suitable Rooftop area**: Coperture degli edifici

Da un punto di vista operativo si è proceduto alla individuazione delle aree utilizzando dati vettoriali digitalizzati e immagini satellitari, incrociati con banche dati Corine Land Cover e Atlanti tematici, operando con un'elevata precisione di dettaglio (dell'ordine dei 10 mt). Dal set potenziale di aree agricole è stato stralciato solo il 3% dell'intera superficie stimata. I risultati sono stati condensati in una tabella 2 (JRC) riportata in precedenza, da cui sono stati attinti i dati relativi alla Sardegna (ITG2). Gli autori

giungono alla conclusione che il potenziale tecnico delle CRiT risulta pari a 733,3 GW in grado di assicurare una produzione di 874,3 TWh da fotovoltaico e coprire in tal modo il 126% della produzione elettrica ora assicurata dalle centrali a carbone.

Il rapporto procede prendendo in esame gli aspetti economici dell'operazione. Al di là delle difficoltà previsionali in un tale ambito, dipendenti dalle molteplici condizioni di mercato, normative locali, codici di costruzione, ecc. che concorrono alla formazione di costi finali molto diversificati, si può osservare che la crescente diffusione del FV, il miglioramento delle prestazioni delle celle, l'avvento di sistemi di stoccaggio efficienti, il crescere della sensibilità ecologica, il rapporto di scala dell'intera operazione, non potrà che condurre ad un abbattimento significativo dei costi di impianto. Una politica orientata ad una riduzione della fiscalità sui costi e a riequilibrare il rapporto ora sfavorevole dello scambio sul posto non potrebbe che pilotare il sistema elettrico verso una decarbonizzazione condivisa e diffusa nei tempi previsti dagli accordi di Parigi e dal phase-out.

Gli autori procedono anche ad una stima di massima dell'incremento dei posti di lavoro che potrebbero derivare dall'espansione del FV. Per l'installazione di impianti fotovoltaici più grandi viene ipotizzata un utilizzo di circa 3,5 FTE (u.l. equivalente a tempo pieno) per MW. Se la chiusura delle miniere di carbone e lignite e delle centrali elettriche a carbone nelle CRiT andassero di pari passo con l'installazione di impianti fotovoltaici più grandi nei prossimi 15 anni, l'installazione di 580 GW complessivi di capacità fotovoltaica potrebbe fornire circa 135.000 posti di lavori all'anno. Se la FTE per O&M dovesse dimezzare nei prossimi 15 anni, questo settore potrebbe allora fornire circa 50.000 posti di lavoro. Lavori aggiuntivi potrebbero provenire dall'installazione e servizi per i sistemi sul tetto.

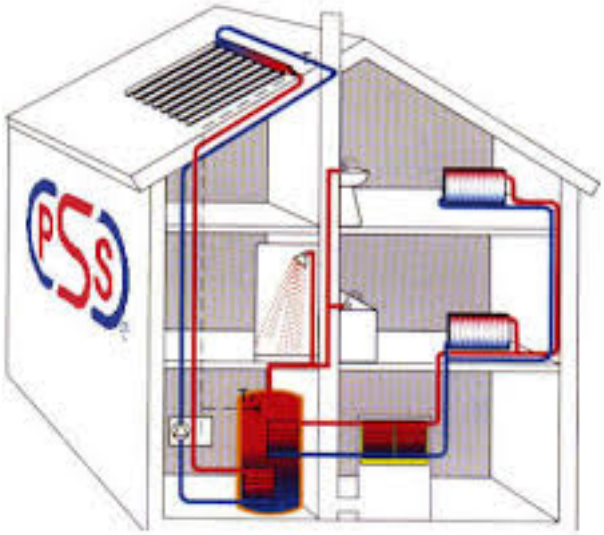
Tuttavia, la quantificazione è più difficile poiché questi lavori sono più numerosi in funzione delle normative locali e dei codici di costruzione.

- **Allegato 2**

Occupazione e uso ecocompatibile delle risorse economiche e ambientali

Per fare un calcolo esemplificativo, **il costo per la realizzazione del metanodotto è valutato in 1.578.000.000 di euro**, escluse le spese per le infrastrutture. In Sardegna ci sono 512.310 edifici residenziali (15° Censimento Generale dell'ISTAT per l'anno 2011), se si divide il costo del metanodotto per il numero degli edifici si ottengono **3.080 euro a edificio**, ovvero, il valore di un pannello solare termico a circolazione naturale da 4 m^2 o di un pannello solare termico a circolazione forzata di 2 m^2 compresi di installazione.

Ipotizzando prudenzialmente un rendimento dei pannelli pari a 0,42 ed una radiazione media annua pari a 1.400 kWh/m^2 (PEARS 2015 – 2020), si ottiene un valore 588 kWh/m^2 di produzione di energia termica. Il consumo di acqua calda sanitaria totale può essere stimato in tutta l'isola in circa 740.000 GWh; ipotizzando di installare un pannello da 2 m^2 in ogni edificio si avrebbe una produzione annua di energia termica di circa 600.000 GWh pari all'80% di quella totale richiesta e con un **risparmio di energia elettrica pari a 132.544.843 euro.** Ovvero, se si investisse una somma pari a quella prevista per il metanodotto per installare in un periodo di 5 anni 1 milione di m^2 di pannelli solari, con un investimento di 3.000 euro a impianto, equivalenti a 1.536.930.000 euro totali, si risparmierebbero oltre 132 milioni di euro all'anno di energia, con un ritorno dell'investimento in 11,59 anni. Detto in altre parole, con un miliardo e mezzo di euro si potrebbero finanziare imprese di produzione di pannelli e imprese di installazione, garantendo lavoro per almeno 5 anni in attività utili a professionalità di profilo diverso. Con 300 milioni all'anno di investimento si darebbe lavoro a circa 45 imprese medie per un equivalente di almeno 2.200 unità lavorative. Si garantirebbe un ritorno economico di circa 260 euro a famiglia all'anno corrispondente al risparmio prodotto dal consumo energetico evitato. Si potrebbe sottoscrivere un patto tra Regione e famiglie per utilizzare i fondi derivati dal risparmio nel finanziamento di opere di riqualificazione energetica e reinvestire il derivato in altri progetti virtuosi.



Impianto solare termico per riscaldamento