

Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2020

Società / Ente / Associazione / Organismo: Regione Autonoma della Sardegna – Assessorato dell'Industria – Servizio energia ed Economia Verde.

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** del Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna e sulle presentazioni del Piano di sviluppo rese disponibili.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** del Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile **futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva "elettricità" 2019/944.

In merito alle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo Terna, si ritiene necessario un coinvolgimento diretto nella fase di pianificazione delle Regioni interessate alle opere e chiamate a rilasciare l'intesa di cui alla Legge 23 agosto 2004, n. 239, soprattutto per le opere di maggiore rilevanza come il collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna di cui si riferisce più avanti. Allo stato, si rileva come tale coinvolgimento non sia stato attivato anche in opere per le quali si è dichiarata conclusa la Fase 2 di concertazione e progettazione definitiva. Si ritiene in merito che sia auspicabile l'implementazione di una procedura di "pianificazione partecipata" dal basso; a riguardo potrebbe cogliersi l'opportunità del recepimento della direttiva 944/2019 per la codifica di una norma in tal senso.

In merito alle modalità di consultazione da parte dell'Autorità si ritiene utile, in coerenza con quanto espresso sopra, che vengano istituiti dei tavoli tecnici bilaterali con le regioni interessate alle opere di maggiore impatto sui sistemi regionali e più in generale sul sistema nazionale.

Il merito al coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione si ritiene doveroso perseguire sempre più tale opzione attesa la sempre maggiore partecipazione di tutte le risorse della distribuzione (produzione, carico e accumulo) nell'equilibrio generale del sistema anche in considerazioni delle nuove configurazioni che si svilupperanno sempre più in futuro in seguito al recepimento delle direttive del Clean Energy Package (prosumers, clienti attivi, comunità energetiche di cittadini, autoconsumatori e comunità di energia rinnovabile, SDC). A riguardo si ritiene che il processo di gestione e coordinamento del sistema debba però essere improntato non già a una logica top-down nel quale il TSO governa risorse distribuite per la gestione della RTN, ma ad una logica bottom-up nella quale le risorse distribuite nel territorio (produzione, carico e accumulo) siano chiamate sempre di più al servizio delle esigenze locali, all'interno di reti intelligenti locali nel quale ricercare localmente forme di equilibrio domanda-offerta, in cui massimizzare l'autoconsumo da fonte rinnovabile, con forme di gestione semi autonoma anche con il fine di alleggerire il carico sulla RTN. In merito appare necessaria una riflessione sulla riassetto del mercato elettrico.

Spunto S2. Osservazioni sul documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al Piano di sviluppo.

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Spunto S3. Osservazioni sul capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico” del Piano di sviluppo (pagine 74-173) e in particolare sulle criticità e sull’analisi dello stato della rete (sezioni 2.7 e 2.8) e sull’analisi del mercato elettrico (sezione 2.10).

Rispetto al paragrafo 2.6.1 si pone l’accento sulla sensitivity di dismissione della capacità termoelettrica alimentata a carbone che evidenzia problemi di adeguatezza specialmente in Sardegna (Figura 53). Tale risultato riporta l’attenzione sulle gravi criticità inerenti il sistema elettrico sardo in corrispondenza dello spegnimento delle centrali a carbone previsto al 2025; tale circostanza desta preoccupazione considerando che, allo stato attuale, non è chiaro l’assetto di produzione, accumulo e gestione che dovrebbe ovviare a tale situazione.

Si chiede di fornire le informazioni di dettaglio in merito alle simulazioni e in particolare sulle configurazioni delle unità di produzione adottate al fine di disporre degli elementi per valutare l’adeguatezza del sistema in relazione all’indicatore Loss of Load Expectations (LOLE) che rappresenta il totale delle ore all’anno in cui è probabile che si verifichi il distacco di una parte dei consumatori perché la domanda attesa supera le risorse disponibili per soddisfarla e che per la Regione Sardegna è stato stimato pari a **11 h/y** per il caso Low Carbon Sensitivity 2025, valore peraltro molto molto differente rispetto a quello indicato nel Piano di Sviluppo 2019 (**115 h/y**), variazione che si chiede di motivare.

A fronte di un target nazionale posto apri a 3 h/y, anche il solo valore di 11 h/y desta forte preoccupazione perché fornisce un quadro nel quale in Sardegna per circa mezza giornata all’anno la domanda è superiore alle risorse disponibili derivante dalla generazione e dall’importazione.

Si ritiene necessario integrare il paragrafo 2.8.8 inerente le criticità dell’Area Sardegna fornendo maggiori informazioni, anche numeriche, che consentano di valutare i benefici per la Sardegna derivanti dalle opere proposte con particolare riguardo al collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Continente.

In relazione a quanto espresso nel paragrafo 2.10.7 *Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico* si ritiene di dover esprimere una posizione chiara riguardo alle potenzialità di realizzazione di nuovi accumuli idraulici (pompaggi) in Sardegna. Sulla base delle conoscenze e delle informazioni a disposizione non si condivide la stima del potenziale, evidenziato a pagina 168 del Piano di sviluppo 2020, pari ad almeno 1000 MW per le motivazioni già espresse in occasione della VAS del PNIEC che di seguito si sintetizzano e che derivano anche da un’analisi nel dettaglio di precedenti studi e pubblicazioni di RSE sul tema.

Preliminarmente si evidenzia come l’elevato numero d’invasi presenti in Regione Sardegna non si traduce automaticamente nella possibilità di realizzare pompaggi e pertanto accumuli per ragioni inerenti alla non fattibilità tecnica, all’impatto ambientale, alla vetustà di taluni invasi, l’uso multisettoriale della risorsa idrica e le regole di gestione della medesima.

Il sistema idrico multisettoriale delle dighe in Sardegna è caratterizzato da un alto livello d’interconnessione in ragione della necessità di un uso sempre più razionale e mirato della risorsa idrica, sempre più scarsa, in una regione storicamente affetta da problema di penuria. Gli invasi in Sardegna sono per la quasi totalità a servizio degli usi plurimi civili, industriale e agricolo con regole di gestione molto stringenti dettate dalla pianificazione regionale. In generale la realizzazione anche delle sole opere accessorie (condotte, sollevamenti, ecc...) rispetto a invasi esistenti per

realizzare i pompaggi deve tenere necessariamente conto di tale realtà. Da ciò discende che i volumi residui realmente disponibili per la funzione di accumulo sono estremamente esigui e non certo compatibili con le potenze evidenziate nel Piano di Sviluppo come pure nel Rapporto Ambientale del PNIEC.

Dato l'elevato numero d'invasi già presenti in Sardegna (circa 50) e il loro impatto sul territorio appare irrealistico ipotizzare di realizzare o anche solo programmare nuovi invasi; gli invasi esistenti sono stati realizzati in un'epoca nel quale la normativa sull'assegnazione delle opere e sugli impatti ambientali non esisteva o comunque era molto meno stringente. I cantieri attualmente in essere per la realizzazione di nuovi invasi (1) o il potenziamento/manutenzione di quelli esistenti sono caratterizzati da forti criticità e lunghissimi tempi di esecuzione. Nella migliore delle ipotesi le tempistiche di autorizzazione di nuovi invasi anche piccoli non sono compatibili con le tempistiche di decarbonizzazione del sistema elettrico contenute nel PNIEC (2030) e traguardate nel Piano di sviluppo Terna (2040).

In generale occorre evidenziare comunque come molti invasi sono di proprietà dell'amministrazione regionale che ne ha assegnato la gestione all'Ente Acque della Sardegna (ENAS) per soddisfare le varie idro esigenze mentre per altri intende tornarne in possesso per una gestione diretta. In merito sarebbe opportuno conoscere gli orientamenti di Terna sulla realizzazione e/o gestione di propri impianti di stoccaggio di energia di tipo idraulico avvalendosi della deroga di cui all'articolo 54 comma 2 della Direttiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo e del consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

Il tema merita un approfondimento, ci si rende disponibili per la realizzazione di un tavolo tecnico specifico con il TSO per individuare i siti idonei per la realizzazione di accumuli idraulici a partire però non da valori di potenzialità precostituiti (top down) ma procedendo *bottom up*. Si ritiene infatti che sia più realistico ipotizza la possibilità di realizzare alcune decine di MW individuando in maniera concertata alcuni possibili siti d'interesse afferenti a invasi esistenti che non richiedano la realizzazione di nuovi invasi e opportuno tenere in dovuta considerazione l'opzione di accumuli profondi nelle aree minerarie dismesse sulla base delle informazioni a disposizione dell'amministrazione regionale. In tale senso ci si rende disponibili a partecipare alla cabina di regia per l'individuazione di siti idonei proposta nel Piano a pagina 166-167. Per quanto concerne gli aspetti normativi in merito alle autorizzazioni degli accumuli medesimi si ritiene fondamentale che tale argomento venga trattato congiuntamente al tema delle concessioni idroelettriche nel quadro della conferenza unificata alla luce della modifica dell'articolo 12 del d.lgs. 79/99 apportata dal DL 135/2018.

In tema è meritevole di riflessione il grafico in Figura 21 a pagina 44 del Documento di Descrizione degli Scenari che mette in evidenza come in 18 anni la potenza idroelettrica sia rimasta pressoché costante.

In generale si hanno diverse riserve sulla possibilità di giungere a livello nazionale alla capacità di accumulo complessiva pari a 12 GW di tipo idraulico prevista nei diversi scenari al 2030 e 2040. A riguardo si ritiene che la natura del modello di gestione della rete elettrica adottato fortemente centralizzato richieda una tale quantità di risorse di accumulo; che un modello più territorializzato e distrettualizzato richiederebbe minori risorse per la gestione della rete medesima. Nonostante il massiccio ricorso ad accumulo tale modello centralizzato prevede comunque una quota di *overgeneration* pari al valore ragguardevole di 1 TWh/anno.

Spunto S4. Osservazioni sul documento di descrizione degli scenari predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas che accompagna il Piano di sviluppo, sugli scenari “Business as Usual BAU”, “Decentralized DEC” e “PNIEC” applicati nel Piano 2020 e sulla disponibilità e fruibilità dei relativi dati.

Osservazioni sul coordinamento tra il settore elettrico e il settore gas in materia di scenari.

Osservazioni sul capitolo 3 “scenari” (pagine 174-203) e sul capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine” (pagine 305-309) del Piano di sviluppo.

In merito al tema degli Scenari, si manifesta apprezzamento per la redazione di un documento specifico che contiene il coordinamento tra il settore elettrico e quello gas, corredato di informazioni chiare e sintetiche. Cionondimeno, proprio sulla base di tale documento, si ritiene di dover formulare osservazioni sia di carattere generale che di carattere specifico in merito al caso della Sardegna che si ritiene peculiare nel quadro nazionale ed europeo.

La scelta di adottare, oltre a quello PNIEC (*policy driven*), lo scenario *technology-driven* DEC, tralasciando il CEN, per traguardare il 2040 è caratterizzato da aspetti positivi ma comporta anche delle assunzioni che potrebbero risultare critiche e di difficile realizzazione e che di seguito si sintetizzano.

A parità di riduzione di emissioni al 2030 e 2040 rispetto al 1990, il DEC rispetto al CEN punta a una decisa espansione del vettore elettrico a scapito dell'impiego dei gas, compresi quelli green; rimane da verificare la percorribilità dell'elettrificazione dei consumi nei settori civile, industriale e ancor in quello dei trasporti. La massiccia elettrificazione del sistema se da un lato comporta una quota maggiore di FER sui consumi finali dall'altro non porta a sostanziali ulteriori riduzioni delle emissioni (che è il fine ultimo della strategia) a fronte però di un aumento deciso della domanda di energia al 2030 (356 TWh vs CEN: 332) e 2040 (391 TWh vs CEN: 352 TWh) e della punta di carico (2030: 62 GW vs 52 GW; 2040: 72 GW vs 60 GW) fattori che richiedono sempre maggiori risorse, interconnessioni e impiantistica per garantire l'adeguatezza e la sicurezza della rete, in una gestione sempre più complessa in cui il TSO continua a svolgere il ruolo di regia e controparte centrale. Alla luce delle attuali criticità della rete in termini di adeguatezza e minore inerzia (oscillazioni di tensione e frequenza) si ritiene vada valutata con maggiore attenzione la scelta di un'elettrificazione spinta a scapito di alcuni aspetti positivi dello scenario CEN quale per esempio la possibilità di poter fare un ricorso decisamente inferiore all'accumulo elettrochimico sia rispetto allo scenario DEC (2040: 2,4 GW vs 7 GW) che a quello PNIEC (2030: 0,8 GW vs 6 GW) in virtù della funzione di accumulo del gas. Sono da rimarcare infatti le difficoltà e complessità di implementazione e gestione di grandi accumuli elettrochimici previsti in maniera massiva anche nel PNIEC. Il forte ricorso al vettore elettrico non è scevro da grandi difficoltà d'implementazione e gestione e potrebbe portare a non sfruttare appieno le potenzialità, già presenti nel territorio, insite nell'impiego di green gas soprattutto considerando la possibilità di avere a disposizione una capillare rete di trasporto e distribuzione del gas. A riguardo per il caso specifico della Sardegna l'implementazione di una rete di trasporto del gas consentirebbe di sfruttare appieno tale potenzialità; viceversa uno scenario fortemente spostato sul vettore elettrico, con il rischio di non poter disporre di unità di produzione proprio (data dall'impossibilità di conversione

dei gruppi a carbone in assenza di una dorsale regionale del gas) per soddisfare la domanda, le incertezze insite nella possibilità di realizzare accumuli adeguati e interconnessioni con altre zone di mercato, potrebbe portare a giudizio dello scrivente ad una situazione critica della gestione del sistema regionale con forti ripercussioni negative sul già provato tessuto industriale.

In merito è importante evidenziare come dall'analisi del documento scenari emerga come, proprio la necessità di espandere l'elettrificazione dei consumi da fonte rinnovabile, come previsto nello scenario DEC, richieda un maggiore picco di gas per alimentare le centrali che servono in funzione di back-up proprio delle fonti rinnovabili intermittenti. Pertanto nel caso emblematico della Sardegna proprio il principio del sector coupling porta a una soluzione ottimale nel quale le fonti rinnovabili ed una infrastruttura di trasporto del gas sono due elementi imprescindibili della transizione energetica.

Si ritiene di dover evidenziare inoltre che nonostante sia definito DECENTRALIZED, in quanto fa maggior ricorso a maggiore sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati (i.e. in particolare fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small-scale) e ad una maggiore elettrificazione dei consumi finali (i.e. diffusione di pompe di calore elettriche ed auto elettriche), tale scenario appare comunque di tipo "centralizzato", in quanto gestito centralmente dal TSO e costruito con logica top-down senza una pianificazione partecipata (bottom-up) con le Regioni. Pur riconoscendo l'importanza dell'elettrificazione dei consumi si ritiene che questa debba avvenire secondo il modello delle smart grids territorializzate soprattutto alla luce delle nuove configurazioni previste dal Clean Energy Package della UE. L'elettrificazione dei consumi in un modello che permane comunque centralizzato comporta la necessità di un ricorso, quale quello proposto, a ingenti risorse in termini di interconnessioni tra zone di mercato (soprattutto HVDC), accumuli e impianti speciali quali compensatori.

In merito sarebbe auspicabile chiarire se nelle simulazioni effettuate nei diversi scenari futuri sia stato valutato, e in che modo, l'effetto sui prelievi dalla RTN delle nuove configurazioni di consumo (comunità energetiche dei cittadini, SDC, autoconsumatori). Un modello autenticamente decentralizzato dovrebbe associare la produzione rinnovabile a una forte spinta all'efficienza ed a una riduzione dei consumi dato dalle configurazioni di autoconsumo, mentre nello scenario proposto si registra un sensibile aumento del picco di carico, della domanda di energia elettrica e del PUN che, atteso il massiccio ricorso alle rinnovabili, dovrebbe tendenzialmente diminuire. L'aumento previsto del PUN viceversa riflette probabilmente una sempre maggiore domanda di energia elettrica a livello centrale a cui non corrispondono altrettante risorse pronte a soddisfarlo. In un sistema basato sulle configurazioni di rete di autoconsumo e non sull'auto consumo in una configurazione di rete centralizzata, probabilmente questo fenomeno sarebbe meno marcato.

L'aumento previsto della domanda elettrica, che coincide non con i consumi ma con i prelievi dalla rete, dipende probabilmente dal fatto che nel modello DEC proposto, pur riconoscendo forme di autoconsumo agli utenti finali, non si prevede la diffusione di modelli di rete territoriali, intelligenti e di gestione autonoma dell'autoconsumo. Un modello decentralizzato, basato sull'autoconsumo, richiederebbe una pianificazione partecipata bottom-up per aree territoriali, che si auspica, con l'obiettivo di spostare dal centro alla periferia il baricentro della gestione e la ricerca di soluzioni di equilibrio della rete; in sintesi una maggior gestione per distretti energetici intelligenti.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato nel 2016, anticipando il Clean Energy Package e il PNIEC, ha fatto della creazione di smart grids e di distretti energetici nel territorio, quanto più bilanciati ed autonomi, un asse portante della sua strategia; condividendo in linea generale un approccio "decentrato" si invita a orientare il Piano di Sviluppo verso una declinazione di tale approccio "dal basso" nel senso di *favor* verso le configurazioni di autoconsumo territoriale quali linee dirette (art. 7 direttiva 2019/944/UE), comunità

energetiche di cittadini (art. 16 direttiva 2019/944/UE), sistemi di distribuzione chiusi (art. 38 direttiva 944/2019/UE), auto consumatori di energia da fonti rinnovabili (art. 21 direttiva 2018/2001/UE) e Comunità di energia rinnovabile (direttiva 2018/2001/UE).

Proprio in virtù di ciò si ritiene opportuno integrare gli scenari e il piano con la previsione di un approccio bottom-up nello scenario definito DEC; si ritiene che uno scenario *decentralized* con un massiccio ricorso all'elettrificazione debba esser accompagnato da un altrettanto massiccio ricorso a configurazioni di autoconsumo gestite a livello territoriale. Al fine di conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione con costi sostenibili e misure realisticamente perseguibili si dovrebbe implementare un parallelismo tra elettrificazione dei consumi e decentralizzazione della gestione delle reti. In conclusione, poiché si è a un crocevia dell'evoluzione del sistema elettrico ed energetico nazionale per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni, si ritiene che sia dirimente che lo scenario di lungo termine che s'intende adottare, e che condiziona in maniera irreversibile l'evoluzione del sistema per i prossimi 20-30 anni, adotti un approccio meno centralizzato sia in termini di regole di gestione che di mercato.

In merito alle osservazioni specifiche per la Sardegna, occorre ricordare che nell'ambito del sistema elettrico nazionale l'isola riveste un ruolo centrale in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione a medio-breve termine. Conseguentemente le opere per la Sardegna proposte nei PdS 2019 e 2020 e quelle rappresentate come avanzamenti dei piani precedenti rivestono una particolare rilevanza.

Ciò premesso, si ritiene fondamentale che almeno il Piano di Sviluppo 2020 venga integrato con una sezione specifica che contenga la rappresentazione delle informazioni e delle ipotesi e gli esiti delle simulazioni della rete elettrica sarda con le opere di interconnessione con il resto del sistema nazionale nei diversi scenari. Tale rappresentazione dovrebbe contenere l'andamento delle grandezze inerenti adeguatezza, stabilità, qualità, sicurezza e continuità del servizio elettrico e consentire di comprendere chiaramente per il sistema isolano la funzione e i benefici delle opere principali previste nei Piani (Tyrrhenian Link, SACOI3, rinforzi/adeguamento linee AT e S.E.) e fornire indicazioni di dettaglio sulla capacità di generazione flessibile a gas e di accumulo necessarie.

Il PNIEC, sulla base delle verifiche di Terna, statuisce che, oltre al cavo tri-terminale Sardegna-Campania-Sicilia, si dovesse prevedere una potenza di generazione a gas o di accumulo pari a 400 MW. Si ritiene necessario esplicitare nel dettaglio nel Piano di Sviluppo Terna quali siano le configurazioni adottate in merito alla potenza di generazione a gas, di accumulo e impiantistica (compensatori, ecc ...) nelle simulazioni dei diversi scenari (PNIEC, CEN, DEC al 2025 2030 e 2040). Si ritiene determinante conoscere, infatti, quali siano le configurazioni di sistema utilizzate per determinare i fabbisogni infrastrutturali anche alla luce delle variazioni nel corso degli anni delle caratteristiche di alcune opere prima fra tutte il Tyrrhenian Link che ha visto crescere il proprio costo del 40% rispetto al PdS 2019. Passando dalla pianificazione generale (PNIEC) a quella settoriale si ritiene necessaria la rappresentazione del sistema ipotizzato per la Sardegna retrostante ai fabbisogni infrastrutturali, proposta che a oggi non appare chiaramente delineata. Tale esigenza è tanto più sentita in quanto nei piani 2019 e 2020 sono descritte solo alcune parti di tale rappresentazione che in assenza di un quadro complessivo paiono non trovare una composizione armonica.

Riguardo all'assetto del parco termoelettrico assunto, in relazione al phase out dal carbone al 2025, si ritiene necessario esplicitare quale sia l'assetto che si ipotizza nelle diverse configurazioni e scenari. Nel PNIEC si evidenziava a pagina 111 si dice che *"in correlazione con il phase out dal carbone in Sardegna, è in corso di valutazione una nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia – Continente, insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola, nonché l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR."* In

questa fase attuativa è necessario chiarire in via definitiva le opzioni di sistema che si intende perseguire eliminando elementi di incertezza. A pagina 44 dell'elaborato Avanzamento Piani di Sviluppo - Avanzamento Centro Sud laddove si afferma che *“in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di **nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW**, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato”*. Tale affermazione avvalorata la tesi, che si condivide, per la quale non è possibile procedere al phase out dal carbone senza un adeguato parco di generazione a gas flessibile anche in relazione alla domanda elettrica e termica della filiera dell'alluminio del Sulcis. Più in dettaglio si ritiene che per conseguire il phase out al carbone al 2025 sia indispensabile un parco di generazione a gas flessibile valutando la possibilità di realizzare una centrale CHP di adeguata dimensione nel Sulcis per rispondere alle esigenze della ripresa della filiera dell'Alluminio come previsto nel PNIEC e nelle strategie industriali nazionale e regionale, e di una centrale *peaker gas* che vada a sostituire la centrale a carbone di Fiumesanto.

Nel webinar del 15 Giugno 2020 Terna, presentando il piano, ha confermato quanto indicato nel documento *Incontro con ONG* del 15 ottobre 2019 in merito agli scenari di potenza installata per fonte e tipologia:

Scenario	Termoelettrico [MW]			Fonti Rinnovabili Non programmabili [MW]	
	Gas	Other fuel and Other non res	other Res	PV	WIND
2025 PNIEC	400	150	93	1136	1315
200 PNIEC	500	70	99	2228	2075
2040 BAU	1881	100	125	1445	1140
2030 BAU	1881	100	122	2257	1475
2030 DEC	2281	100	112	2198	2238
2040 DEC	2281	100	132	3112	3009

Si ritiene che tali indicazioni vadano inglobate adeguatamente all'interno del Piano di sviluppo con un focus specifico nel quale fornire indicazioni di maggiori dettaglio soprattutto in riferimento alle potenze a gas (BAU: 1.881 MW, DEC: 2.281 MW), eolica e fotovoltaica. In merito alle fonti rinnovabili, va evidenziato che qualsiasi stima sul contingente non può prescindere dalla reale stima del potenziale in termini di aree idonee; la legge di delegazione europea 2019, in discussione in Parlamento, nel definire le linee per il recepimento della direttiva 2018/2001 (REDII), contiene il concetto di aree idonee la cui perimetrazione sarà a carico delle regioni, in seguito alla codifica dei criteri che saranno inseriti nel decreto legislativo di recepimento della direttiva e nei relativi decreti attuativi. In assenza di tale attività sulle aree, prevista dal PNIEC, ogni stima su contingenti di fonti rinnovabili va adeguatamente giustificata e evidenziata la metodologia utilizzata.

Nel PNIEC del resto si prevede (pagg. 90, 191):

Nel settore gas sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE ed il MIT diversi progetti di depositi costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare, in Sardegna due delle tre iniziative presentate vedono l'accoppiamento di SSLNG e minirigassificatori. È opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone. A valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale. Al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PS.

Per la Sardegna è esplicitato chiaramente che il gas naturale è finalizzato anche ad *alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone.*

Nelle more del completamento dello studio RSE commissionato da ARERA con la Delibera 30 luglio 2019 335/2019/R/gas, e nel rispetto delle statuizioni che l'Autorità medesima riterrà di adottare, si ritiene che per la fornitura di gas naturale con le modalità adeguate per la generazione termoelettrica sia imprescindibile la realizzazione del progetto della rete di trasporto di gas che ha già ottenuto il parere positivo delle commissioni nazionali Via presso il MATTM e che è previsto nel piano decennale di Enura all'attenzione dell'ARERA.

Si ritiene che proprio nell'ottica di promuovere al massimo il **sector coupling**, il SA.CO.I 3, il Tyrrhenian Link, la rete di trasporto regionale gas, la generazione a gas, un adeguato parco di accumuli e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, siano tutti tasselli di un unico quadro armonico che è necessario promuovere nel suo complesso in un'ottica di sistema per la transizione energetica soprattutto alla luce degli scenari congiunti Terna Snam contenuti nel Documento di Descrizione degli Scenari 2019 che accompagna i PdS 2019 e 2020.

A tale riguardo si condivide quanto riportato a pagina 14 del Documento scenari:

Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati, per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi (biometano, metano sintetico e idrogeno). In particolare, il gas risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica.

[...]

Oltre il 2030, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione rendono necessaria la progressiva penetrazione di crescenti quantità di gas verde nel mix energetico italiano, facendo leva sia sul biometano che su idrogeno e gas sintetici. Il sector coupling è quindi, negli scenari sviluppati, una delle leve strategiche indispensabili per fornire nuovi strumenti di decarbonizzazione del sistema energetico. Il Power to-Gas potrebbe rappresentare la tecnologia chiave di questo processo, abilitando la decarbonizzazione dei settori tecnologicamente più "ostici" e rappresentando una risorsa di stoccaggio stagionale dell'energia elettrica rinnovabile.

Negli scenari PNIEC, DEC e CEN al 2025 2030 e 2040 il ruolo dei gas è determinante per centrare gli obiettivi di riduzione delle emissioni in tali scenari; negli scenari delineati biometano, idrogeno e metano sintetico assumono un ruolo sempre maggiore con funzione di accumulo e assorbimento dell'over generation.

Nel documento di Descrizione degli scenari 2019 al Capitolo 10 è ben evidenziato come in tutti gli scenari, anche se con diverso grado, i gas svolgano un ruolo determinante sia nelle trasformazioni che negli usi finali al 2030 ed al 2040. Questo fatto rimarca come il settore elettrico e quello gas contribuiscano congiuntamente all'obiettivo della riduzione delle emissioni. La realizzazione in Sardegna di una rete di trasporto, nella quale poter veicolare tali gas e che consenta di alimentare impianti di generazione flessibile, diventa un tassello irrinunciabile di un quadro complessivo di decarbonizzazione nel quale le infrastrutture del sistema gas e del sistema elettrico diventano le due gambe attraverso cui tenere in piedi il sistema energetico del futuro.

Si chiede di integrare il Piano evidenziando in quali modi venga implementato in Sardegna il *sector coupling* per il perseguimento dell'obiettivo della decarbonizzazione. In merito si è disponibili a un confronto nel merito del dettaglio delle configurazioni di sistema con TSO nell'ottica di leale collaborazione tra istituzioni anche in considerazione dell'Intesa che questa amministrazione deve esprimere per la realizzazione delle opere contenute nel piano di Sviluppo.

La Regione Sardegna ha contribuito all'espressione di un parere positivo in sede di Conferenza Unificata su PNIEC che contempla il phase out dal carbone al 2025 alla condizione però, espressa nel Piano medesimo, che vengano realizzati gli interventi infrastrutturali ad esso funzionali. L'amministrazione regionale sarda ha anche espresso più volte perplessità in merito alla realizzabilità di tali infrastrutture in tempi necessari per addivenire al phase out al 2025, indicando come orizzonte più realistico il 2030. Ciononostante è impegnata per la riuscita dell'obiettivo nazionale concordato, proprio in ottemperanza al parere citato. È pregiudiziale però che siano realizzate le opere che rendano effettivamente possibile il phase out, tra le quali si ritiene fondamentale un adeguato parco di generazione a gas, che richiede necessariamente una Rete di trasporto del gas alimentato da depositi/rigassificatori costieri, senza il quale le opere presentate nel piano non possono dispiegare gli effetti sperati al 2030 e 2040 (vedasi pag. 44 Doc Scenari) e che sono stati condivisi anche nel PNIEC.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede dei singoli interventi nei tre volumi del rapporto di avanzamento).

In merito si ritiene di dover evidenziare la preoccupazione per l'aumento dei costi (+42%), dal PdS 2019 a quello 2020, dell'opera Collegamento

HVDC Continente – Sicilia – Sardegna alla luce di quanto riferito a pagina a 44 dell'Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- **AVANZAMENTO CENTRO SUD**:

Questa variazione dei costi è imputabile principalmente a: a) presenza di una ulteriore Stazione di Conversione (presso Caracoli, dovuta alla configurazione con doppio bi-terminale); b) dimensionamento (rischio tracciati chilometrici superiori) e protezione delle linee in corrente continua (sistemi di protezione dei cavi in profondità); c) limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo); d) scelta tecnologica della configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC.

Quanto sopra riflette una grande incertezza che caratterizza l'opera che costituirebbe la condizione per addivenire al phase out dal carbone al 2025. A ciò si aggiunga che come risulta dalla sensitività il costo dell'opera potrebbe lievitare ulteriormente al valore di 4.070 M€.

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo l'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, la riduzione delle congestioni interzonal, l'incremento dell'adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle emissioni CO₂ (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).

In coerenza con quanto espresso nello spunto S4, data la peculiarità della Sardegna, si chiede che il piano venga integrato con una sezione specifica inerente i benefici con la rappresentazione di dettaglio quali - quantitativa per l'isola.

Spunto S8. Osservazioni sui 27 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 252-301 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano) e in particolare su quelli con maggiore impegno economico:

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.8 del Piano di sviluppo, pagine 61-62).

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 24-28 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel¹ ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Si ritiene di dover evidenziare in termini comparativi come per tale opera, pur essendo meno impegnativa del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania, si prevede un avvio non prima del 2026 e completamento nel 2030. Tale circostanza conferma la convinzione che non sia possibile l’avvio dei cantieri del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania nel 2021 e il suo completamento nel 2025.

Spunto S10. Osservazioni sul progetto Nuova interconnessione Italia-Tunisia, codice 601 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 29-33 e sintesi tabellare del Piano).

Si ritiene di dover evidenziare in termini comparativi come per tale opera, per molti versi simile al collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania, si prevede un avvio non prima del 2023 e completamento nel 2027. Tale circostanza conferma la convinzione che non sia possibile l’avvio dei cantieri del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania nel 2021 e il suo completamento nel 2025.

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 39-45 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Preliminarmente pare opportuno richiamare che ARERA, con il parere 674/2018/l/eel, ha rilasciato il nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che tra le altre cose “*f) la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente “da definire” e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell’altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, prosegua nell’ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall’Autorità;*”.

Nel Dicembre 2018 l’ARERA, pertanto, richiamava la necessità di proseguire nella valutazione dell’opera sottolineando le carenze nelle localizzazioni e l’incertezza nei benefici negli scenari di Piano.

¹ <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Con la deliberazione 335/2019/R/gas del 30 luglio 2019 (Valutazione dei Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi al 2017 e 2018 e revisione del termine per la presentazione dei Piani relativi al 2019) valutava *“opportuno, nell’ambito delle valutazioni di competenza dell’Autorità e con l’obiettivo di fornire un quadro di informazioni e analisi utili anche ai fini delle valutazioni e decisioni di competenza di Parlamento e Governo, promuovere l’avvio di uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) nell’isola e delle loro eventuali interdipendenze, in particolare con riferimento, oltre al progetto di dorsale di cui al precedente punto, almeno a: [...] d) per il settore elettrico, il Triterminale “HVDC Continente-Sicilia-Sardegna” la cui realizzazione è prevista dal Piano di Sviluppo 2019 di Terna S.p.a., attualmente in consultazione, e gli ulteriori progetti infrastrutturali che interessano l’isola, pianificati o in corso;”*. Gli esiti dello studio saranno resi noti a breve nel corso del mese di Luglio e consentiranno di valutare le diverse opzioni disponibili per lo sviluppo infrastrutturale della Sardegna e la loro interdipendenza anche con il collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna.

In riferimento al collegamento HVDC Continente - Sicilia – Sardegna, si evidenzia come nel PdS 2020 per l’opera si dichiara conclusa la *Fase 2 – Concertazione e progettazione definitiva* successiva alla *Fase 1- Pianificazione* che era stata dichiarata conclusa nel PdS 2019; pertanto l’opera dovrebbe essere pronta per l’avvio della *Fase 3 - Autorizzativa*. A riguardo però preme evidenziare come l’opera invero non sia stata oggetto di attività di concertazione, almeno con la Regione Sardegna, che pure dovrebbe rilasciare in merito l’Intesa di cui alla legge 239/2004, e non risulta che sia conclusa e disponibile la progettazione definitiva. Allo stato delle informazioni si ritiene che l’opera non sia a uno stadio di maturazione che ne consenta l’avvio della fase autorizzativa, anche in considerazione del fatto che il PdS 2018 di Terna nel quale è stata proposta non è stato ancora formalmente ancora approvato. Si ritiene quindi opportuno, quanto prima, un coinvolgimento diretto della Regione Sardegna nella concezione dell’opera al fine di renderla rispondente alle necessità del sistema elettrico locale e alla domanda di energia elettrica regionale. Allo stato, come detto, tale coinvolgimento non è stato attivato ma si rende vieppiù necessario, atteso l’impatto dell’opera sul sistema energetico ed economico regionale in quanto condizionante fortemente il soddisfacimento della domanda di energia dei diversi utenti regionali: con particolare riferimento a quelli industriali e primo fra tutti lo stabilimento di Sider Alloys, per il cui riavvio l’amministrazione regionale è fortemente impegnata. In merito, ci si rende immediatamente disponibili per un confronto tecnico con Terna, con il MISE e ARERA al fine di approfondire tutti gli aspetti tecnici, amministrativi e normativi per addivenire ad una soluzione ottimale per il sistema regionale e nazionale nel quadro dell’obiettivo di decarbonizzazione codificato nel PNIEC.

Si ritiene inoltre che l’opera di che trattasi, prevista dal PNIEC su cui si è espresso parere favorevole in Conferenza Unificata, sia funzionale all’obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale ma deve essere necessariamente vista come un “tassello” di una strategia più generale che vede altresì la necessità di rendere disponibile per la Sardegna un adeguato sistema di trasporto e distribuzione del gas rappresentato da una pipe line (dorsale) che consenta la conversione delle centrali a carbone in unità a gas. Come già più sopra evidenziato si condivide in merito quanto riportato a pagina 44 dell’elaborato Avanzamento Piani di Sviluppo - Avanzamento Centro Sud secondo cui *“in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato”*. Tale affermazione sintetizza il principio per cui il collegamento HVDC denominato

Tyrrhenian Link e la dorsale del gas prevista nel Piano decennale di Enura sono due opere entrambe necessarie per la chiusura delle centrali a carbone in Sardegna e pertanto per la decarbonizzazione della generazione elettrica in Italia. Senza la dorsale non sarebbe sostenibile da un punto di vista tecnico-economico la realizzazione di unità a gas, in tale circostanza anche il collegamento di che trattasi non potrebbe dispiegare i propri benefici. Non a caso tutti i progetti di riconversione a gas di gruppi a carbone in Italia, in ottemperanza al PNIEC, sono sostenuti dalla disponibilità del gas naturale resa possibile da una rete di trasporto della risorsa. Come evidenziato a più riprese nel PdS 2020, gli impianti di generazione a gas risultano altresì fondamentali per garantire sufficiente inerzia al sistema a fronte di una sempre maggiore diffusione di impianti da FER.

Ciò premesso, si ritiene che allo stato l'intervento codice 723 - Collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania sia caratterizzato da diverse criticità che potrebbero ritardarne sensibilmente l'attuazione e pregiudicare il phase-out dal carbone al 2025, che di seguito si sintetizzano:

- a. Costo: si sottolinea l'incertezza sul costo dell'opera, che registra un aumento del 42% rispetto al PdS2019, che riflette l'incertezza che caratterizza la sua realizzabilità come evidenziato a pagina 44 del documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- *AVANZAMENTO CENTRO SUD*:

Questa variazione dei costi è imputabile principalmente a: a) presenza di una ulteriore Stazione di Conversione (presso Caracoli, dovuta alla configurazione con doppio bi-terminale); b) dimensionamento (rischio tracciati chilometrici superiori) e protezione delle linee in corrente continua (sistemi di protezione dei cavi in profondità); c) limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo); d) scelta tecnologica della configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC.

A ciò si aggiunga che come risulta dalla *sensibilità* il costo dell'opera potrebbe lievitare ulteriormente al valore di 4.070 M€.

- b. Tempi: non si ritiene realizzabile l'avvio dei cantieri al 2021 come indicato nel PdS 2020 con un brusco anticipo rispetto alla data 2025, che si riteneva già critica, indicata nel PdS 2019 nel quale peraltro la conclusione dell'opera era indicata a "lungo termine". Nel PdS 2020 non vengono fornite le motivazioni che hanno portato all'anticipo dell'avvio dei cantieri. A oggi non è disponibile il progetto definito dell'opera, non è stata avviata la fase autorizzativa e non sono disponibili sul piano normativo meccanismi di *fast track* autorizzativo. Opere dello stesso tipo, simili o anche di minore impegno (436, 601), hanno tempi realizzativi decisamente più lunghi. Le recenti esperienze del SA.PE.I e del Sorgente-Rizziconi dimostrano che opere così complesse richiedano tempi reali che si dispiegano per oltre un decennio tra la loro prima pianificazione e l'entrata in esercizio.
- c. Definizione dell'opera: l'opera appare non ancora definita, a pagina 201 è indicato un punto di sbarco in Sardegna (area di Sarroch) differente rispetto a quanto riportato nella scheda del documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- *AVANZAMENTO CENTRO SUD*; un differente punto di approdo condiziona anche le altre (stazioni elettriche ed elettrodotti) a terra in territorio sardo;
- d. Configurazione di sistema: non è chiara la configurazione del sistema elettrico assunta per le simulazioni di funzionamento e l'analisi costi benefici dell'opera; nello specifico, andrebbe chiarito quali sono le assunzioni fatte in merito a: parco di generazione termoelettrica adottato (se come indicato nella scheda tecnica, 400 MW di nuova generazione a gas in sostituzione dei gruppi a carbone), la dimensione e la tipologia

del parco di accumuli, i contingenti di potenza degli impianti a fonte rinnovabile, nuove configurazioni locali di rete (collettività locali energia, SDC, ecc...). In generale si ritiene che l'opera debba essere vista non in alternativa ad un adeguato parco di generazione a gas, ma in sinergia con esso. Una configurazione, corrispondente a uno scenario di forte elettrificazione (DEC), nella quale l'isola, senza proprie centrali a gas, sia connessa al resto del sistema tramite 4 cavi sottomarini (SA.PE.I, SAR.CO, SA.CO.I, TL) e nella quale la produzione rinnovabile sia gestite tramite un ingente ricorso ad accumuli e impianti speciali (compensatori), oltre a essere difficilmente realizzabile, non è strategicamente condivisibile in quanto precluderebbe qualsiasi possibilità di sviluppo industriale. In tale configurazione la Sardegna potrebbe ritrovarsi con un ridotto numero di centrali programmabili (Sarlux e alcuni centrali a bioenergie).

- e. Sector Coupling: è necessario evidenziare le informazioni quantitative e qualitative che consentano di valutare i benefici congiunti per il sistema elettrico della Sardegna derivanti dalla realizzazione del Tyrrhenian link e della rete di trasporto del gas naturale in Sardegna contenuta nel Piano decennale 2020 di Enura presentato all'ARERA alla luce del sector couplig e degli scenari congiunti elaborati con Snam Rete Gas di cui al Documento di Descrizione degli Scenari 2019.
- f. Opere connesse: è necessario chiarire se oltre alla nuova stazione elettrica 380 kV Selargius si renderanno necessarie ulteriori opere secondarie e connesse, le cui evidenze emergono solo dopo la realizzazione dell'opera principale; a riguardo, si vedano le opere in fase di realizzazione a seguito del collegamento Sorgente-Rizziconi (pag. 102 documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- AVANZAMENTO CENTRO SUD) e che andranno a completamento tra il 2023 ed il 2027 a fronte dell'opera principale pianificata nel 2003.

Dall'analisi dei dati forniti a pagina 145 riguardo il PUN e a pagina 148, inerenti il *market splitting* e le rendite di congestione, si evince un quadro nel quale l'opera parrebbe apportare consistenti benefici alla Sicilia ma non alla Sardegna. In un'ottica di sistema è necessario che i benefici apportati al sistema della Sicilia non si traducano in effetti negativi e di condizionamento per il sistema sardo.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto di realizzazione del secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume "avanzamento Centro-Sud", pagine 47-48), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Spunto S13. Osservazioni sui tre volumi "Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti" del Piano di sviluppo, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare che accompagna il Piano di sviluppo.

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Spunto S14. Osservazioni riguardanti i progetti c.d. merchant lines (sezione 4.2.3.2.2.3 del Piano di sviluppo, pagine 235-236) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

Non si rilevano osservazioni ulteriori rispetto a quanto già espresso negli altri punti.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ²	Documento	Paragrafo
1			
2			
...			
...			
n			

² Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).