Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo

Sommario

1. Introduzione 2
2. Criteri generali 4
3. Obiettivi 4
4. RES Integration 5
   Fotovoltaico 5
   Eolico 6
   Indicatori 7
5. Sviluppo dei sistemi di accumulo 7
6. Elettrificazione Consumi 8
   Mobilità Elettrica 8
   Pompe di Calore 10
7. Parametri da fonti esterne 12
   Elettrificazione dei consumi 12
   RES Integration 12
   Sistemi di accumulo 12
   Generali 12
8. Elementi di input e principali stakeholder ingaggiati nell'ambito dell'attività di coordinamento 12
   1. Scenari energetici previsionali Snam –Terna 13
   2. Evoluzione della distribuzione gas 13
   3. Evoluzione del settore termico 13
   4. Evoluzione della mobilità elettrica 14
   5. Cold Ironing 14
   6. Altri elementi di input 15

1. Introduzione

Per pianificare correttamente l'evoluzione della rete di distribuzione e, di conseguenza, individuare gli investimenti per la costruzione di nuovi impianti o la realizzazione di nuove linee (ovvero il potenziamento di impianti/linee esistenti) necessari a rispondere alle esigenze attese, definendo nel contempo le caratteristiche, i siti di realizzazione e le date di entrata in servizio, occorre stimare con sufficiente precisione l'incremento di potenza ed energia richiesta e dello sviluppo della generazione distribuita nell'orizzonte temporale oggetto del Piano di Sviluppo.

Nello specifico, la pianificazione degli interventi sulla rete di distribuzione avviene a seguito di:

1. individuazione dei fattori rilevanti ai fini dello sviluppo della rete;
2. per ciascun fattore, identificazione dello stato "di fatto";
3. definizione degli scenari di evoluzione;
4. stima dell'impatto sulla rete;
5. definizione degli interventi da eseguire.

La costruzione degli scenari di evoluzione deve partire dalle scelte e dagli indirizzi dei decisori politici europei, nazionali e locali.

In ogni caso, anche nei limiti della disponibilità di informazioni puntuali per il territorio di interesse, la predisposizione degli scenari avrà come base di partenza l'analisi dell'andamento storico dei seguenti fattori:

- connessioni passive (numero, localizzazione e potenza richiesta);
- connessioni attive (numero, localizzazione, potenza degli impianti di produzione, presenza di accumuli);
- connessione di ulteriori tipologie di utenze (infrastrutture di ricarica elettrica, pompe di calore, etc.);
- presenza di carichi sulla rete;
- potenze di picco prelevata dalla rete;
- comportamento degli utenti della rete elettrica, eventualmente clusterizzati per tipologia e per livello di tensione.

Resta inteso che gli scenari così elaborati e descritti sono soggetti a una variabilità derivante da molteplici fattori esogeni tra i quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- indirizzi legislativi e normativi su scelte energetiche a livello nazionale per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni climalteranti (mix di produzione FER, grado di elettrificazione dei consumi finali, sviluppo e penetrazione di green gas nei consumi finali, etc.);
- scelte politiche/amministrative a livello nazionale o locale che possono promuovere – in tempi diversi – lo sviluppo di specifiche tecnologie in via prioritaria rispetto ad altre (ad es. Enti locali che promuovono un piano di realizzazione di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici nei propri territori);
- possibilità di accedere a meccanismi incentivanti – nazionali e/o locali (ad esempio incentivazione per la diffusione degli impianti fotovoltaici);
- tensioni nei mercati delle commodity energetiche.

Infine, fermo restando che la definizione degli scenari è svolta da ciascun DSO per il proprio perimetro di concessione e in funzione delle peculiarità specifiche del territorio servito (ambito cittadino/rurale; numero e tipologia di utenti serviti, etc.), nelle Regioni/Province Autonome dove c'è compresenza di più DSO con almeno 100.000 POD, sarà facoltà degli stessi prevedere un momento di confronto volto a verificare la coerenza tra le risultanze emerse. Ciò fermo restando che, come indicato di seguito, gli scenari sono

fortemente influenzati anche da scelte politiche locali e quindi è possibile riscontrare una forte variabilità anche tra Comuni appartenenti allo stesso ambito regionale.

Indirizzi normativi

La definizione degli scenari di sviluppo per le Imprese di distribuzione parte dall'analisi della normativa in materia energetico-ambientale definita a livello comunitario, nazionale e, se prevista, locale.

Negli ultimi mesi si è chiusa la definizione della cornice legislativa comunitaria (c.d. Pacchetto FIT FOR 55) che ha stabilito gli obiettivi al 2030 in tema di: penetrazione delle fonti rinnovabili, elettrificazione dei consumi, digitalizzazione, riduzione delle emissioni, introduzione dei gas rinnovabili, iniziative di efficienza energetica.

In risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa in Ucraina, la Commissione europea sta attuando anche il piano REPowerEU, lanciato nel maggio 2022, che prevederà tra le altre misure anche dei target ancor più sfidanti in termini di diffusione delle energie rinnovabili.

Parallelamente, la Commissione UE è sempre più attenta al tema delle reti elettriche, che devono svolgere il ruolo di abilitatore della transizione energetica: l'Action Plan del 28 novembre 2023 osserva come la gran parte degli investimenti che risulteranno necessari per adeguare le reti elettriche all'evoluzione del sistema energetico riguarderanno i sistemi di distribuzione, che saranno chiamati a trasportare enormi quantità di energia rinnovabile generata in maniera decentralizzata, come quella prodotta dai singoli cittadini/prosumer con i pannelli fotovoltaici, mentre si accrescerà il ricorso all'energia elettrica per gli usi domestici, attraverso pompe di calore e nuovi punti di ricarica dei veicoli elettrici.

In chiave italiana, l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – che già in parte recepisce i contenuti e gli obiettivi del FIT FOR 55 – rappresenta il documento programmatico che declina gli obiettivi nazionali ponendo al centro la riduzione delle emissioni di GHG, la penetrazione delle fonti rinnovabili (FER) e il ruolo attivo del consumatore. I principali ambiti e settori in cui sarà necessario agire sono quelli che ad oggi impattano maggiormente sull'ambiente e che occupano gran parte dei consumi totali nazionali. Questi settori sono quello dei trasporti e il residenziale, e a seguire quello dell'industria.

Accanto al PNIEC, da annotare anche il PNIRE – Piano nazionale sulle infrastrutture di ricarica – che fornisce dettagli specifici sulle evoluzioni attese nel settore della mobilità elettrica, in coerenza con quanto definito dalla normativa comunitaria e nazionale.

Accanto a ciò, non vanno dimenticati gli effetti delle tensioni dei mercati energetici (gas e elettrico) sui consumatori: quanto registrato a seguito della ripresa post-pandemica e dell'inizio del conflitto Russia-Ucraina in termini di incremento dei prezzi per i consumatori ha impattato, in misura non prevedibile ex ante, sui profili di consumo e sulla domanda di generazione distribuita.

A partire da quanto dettato dal PNIEC, di interesse nella definizione degli scenari di sviluppo a livello locale sono anche le normative nazionali di secondo livello riguardanti il c.d. Burden sharing attribuito alle Regioni/Province Autonome in termini di obbligo di penetrazione delle fonti rinnovabili.

A questo si affiancano anche i documenti programmatici a livello regionale/provinciale/locale. Tali documenti, qualora disponibili, possono fornire indicazioni puntuali sulle politiche di decarbonizzazione ed elettrificazione attese nello specifico territorio, permettendo di individuare con relativa attendibilità le necessità di adeguamento dell'infrastruttura elettrica esistente.

2. Criteri generali

L'attività di pianificazione della rete elettrica di distribuzione deve tener conto dell'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete. A tal riguardo, un punto di riferimento per il gestore della rete di distribuzione è costituito dalle previsioni elaborate dal gestore della rete di trasmissione (Documento di Descrizione degli Scenari, sviluppato congiuntamente con SNAM), relative all'intero sistema elettrico nazionale. Sulla base di tali previsioni, il gestore della rete di trasmissione elabora e aggiorna il proprio Piano di Sviluppo, contenente interventi sulla rete di trasmissione che inevitabilmente coinvolgono, in diversa misura, le reti di distribuzione.

Per l'elaborazione delle previsioni sulla rete di distribuzione, il DSO prenderà in conto anche ulteriori informazioni di maggior dettaglio relative al perimetro geografico di competenza per meglio calibrare le proprie valutazioni a livello temporale e territoriale.

Le previsioni dei carichi da parte del gestore della rete di distribuzione costituiscono un altro presupposto fondamentale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione stessa. A tal proposito è opportuno evidenziare che il contesto di riferimento presenta crescenti complessità, date dall'evoluzione della rete di distribuzione da "rete passiva" a "rete attiva", che ha imposto un nuovo paradigma nella gestione e nella pianificazione della rete.

Lo scenario attuale è caratterizzato da una crescente decentralizzazione delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la progressiva diffusione di sistemi di accumulo dell'energia, delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e di nuove modalità di partecipazione dei clienti finali al mercato dell'energia (i.e. active demand).

La rete di distribuzione, quindi, costituisce la principale infrastruttura abilitante per la realizzazione della transizione energetica, nell'ambito della quale il distributore è chiamato ad assumere un ruolo sempre più attivo. Infatti, nelle more di una evoluzione del framework regolatorio, il distributore potrà avvalersi anche di servizi offerti dalle risorse connesse alla propria rete per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale. Ciò consentirà la gestione ottimale *real time* dei flussi di energia in funzione dello stato effettivo della rete e della disponibilità delle risorse distribuite.

3. Obiettivi

Il documento ha l'obiettivo di illustrare alcuni dei criteri utilizzabili per lo sviluppo delle ipotesi locali di scenario, fermo restando che questi non sono esaustivi e che possono cambiare in funzione delle caratteristiche peculiari del territorio, della presenza di altri vettori energetici, degli sviluppi normativi e socio-economici, etc. In una logica di valorizzazione della cooperazione tra gli operatori della distribuzione elettrica e di omogeneizzazione dei criteri di programmazione degli interventi per la gestione delle rispettive reti locali si ritiene fondamentale evidenziare che il processo di pianificazione degli interventi locali può variare tra imprese dal momento che ciascuna utilizza elementi specifici dei territori da lei serviti, adattando le previsioni e valutando i requisiti di sviluppo temporale e geografico alle singole realtà gestite nonché ai trend di sviluppo attuali e attesi delle risorse energetiche caratterizzanti ciascuno specifico territorio.

4. RES Integration

La diffusione della generazione distribuita ha un forte impatto sullo scenario del sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione facendo sì che per alcune sezioni di trasformazione AT/MT e/o MT/BT l'energia risalga dal livello di tensione più basso a quello superiore. Ciò comporta, tra l'altro, verifiche di rete più complesse, ai fini della definizione di nuove soluzioni di connessione.

Per questo motivo, sarà necessario elaborare valutazioni e analisi volte a definire un quadro di riferimento complessivo con dettaglio geografico più approfondito possibile.

Gli studi possono tenere in considerazione gli scenari energetici di medio e lungo termine illustrati all'interno del Documento di Descrizione Scenari (DDS) di TERNA basati sul TYNDP sviluppato a livello europeo, che sono elaborati sulla base degli scenari di sviluppo del sistema elettro-energetico nazionale (PNIEC) ed in linea con gli obiettivi del Green Deal europeo e con il pacchetto "Fit for 55"[1].

Tali scenari, che riportano previsioni differenti dello sviluppo delle rinnovabili, possono poi essere confrontati con gli scenari aziendali interni, con la definizione delle aree idonee nelle singole regioni/province e con gli eventuali piani regionali/provinciali/comunali (dove disponibili), al fine di confrontare gli scenari energetici di alto profilo (es. DDS) con quelli locali, sviluppati dal DSO. Un'ulteriore variabile nella declinazione degli scenari energetici per il DSO, che consente inoltre un approfondimento a livello geografico, sono le richieste di connessione attiva: attraverso tale dato, infatti, è possibile stimare i trend di connessione attesi nel periodo oggetto del Piano di sviluppo sulla base dello storico di richieste di allaccio dei produttori registrate nello specifico territorio, che tiene implicitamente conto – ad esempio - di specificità sia di tipo geografico che socio-economiche dell'area interessata.

Nel trend di sviluppo delle rinnovabili va tenuto conto anche delle tecnologie per le quali è previsto uno sviluppo più significativo rispetto ad altre risorse e di come queste impattino sull'esercizio della rete di distribuzione: una più rapida e significativa installazione di pannelli fotovoltaici può avere, infatti, un impatto maggiore sulla rete MT/BT rispetto allo sviluppo di impianti eolici che, date le prerogative in termini di potenza, si può prevedere vengano maggiormente installate sull'Alta Tensione a livello di RTN o, in molti casi, a livello di sbarra AT di Cabina Primaria.

A titolo di esempio si declinano le fonti Fotovoltaico ed Eolico, che ad oggi rappresentano quelle con maggior potenziale di sviluppo, fermo restando che altre fonti potranno essere considerate secondo le peculiarità dei territori serviti.

Fotovoltaico

Per quanto riguarda il fotovoltaico, si possono tenere in considerazione, come base di calcolo per la ripartizione, oltre ai vincoli e imposizioni derivanti dalla normativa (e.g. Decreto Aree Idonee, DL Agricoltura

[1] Il DDS di TERNA identifica, in particolare, i seguenti scenari di riferimento di medio e lungo termine:

- Scenari che raggiungono i target di policy:
  - scenario PNIEC Policy al 2030;
  - due scenari in linea con quelli elaborati a livello europeo dagli ENTSOs al 2035 e 2040;
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti):
  - uno scenario PNIEC Slow al 2030, 2035 e 2040, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso i target di decarbonizzazione.

vincoli paesaggistici, etc.) ad esempio l'estensione degli edifici per la componente FV su tetto/tettoia mentre, per la componente fotovoltaica a terra, si potrà tener conto delle aree agricole disponibili, dell'orografia del territorio, etc.

Si aggiungono inoltre, al fine di affinare l'analisi anche su porzioni di territorio più ristrette (es. provinciali o più generiche aree territoriali) fattori di natura tecnica (e.g. disponibilità di risorsa solare) o socio-economica (e.g. per il fotovoltaico su tetto il reddito pro-capite, i consumi elettrici residenziali pro-capite, disponibilità di spazi, etc.).

Può anche essere tenuto in considerazione l'effetto leva legato al costo dell'energia elettrica comparato con la dinamica dei costi degli impianti fotovoltaici che può subire delle variazioni, rendendo più o meno conveniente l'installazione dei pannelli.

A titolo di esempio, si riportano alcuni dei fattori che possono influenzare le analisi di cui sopra:

1. le "aree" per il fotovoltaico su tetto: tiene in conto l'estensione utilizzabile degli edifici su base regionale/provinciale;
2. le "aree" per il fotovoltaico a terra: tiene in conto
    a. degli impianti autorizzati o in corso di autorizzazione prima dell'entrata in vigore del DL Agricoltura, distinti per livello di tensione;
    b. dell'estensione delle superfici su cui installare pannelli fotovoltaici a terra alla luce del DL Agricoltura (Aree Idonee);
    c. degli impianti fotovoltaici funzionali allo sviluppo delle CER su aree agricole (non vincolate dal DL Agricoltura);
    d. degli impianti agrivoltaici "avanzati";
3. la disponibilità di risorsa: ore equivalenti annue;
4. considerazioni energetiche per il fotovoltaico su tetto: consumi elettrici residenziali pro-capite;
5. considerazioni economiche per il fotovoltaico su tetto: reddito medio pro-capite.

Tali fattori potranno essere pesati sulla base delle specificità territoriali del DSO, al fine di valutarne e modularne l'impatto per la ripartizione finale del fotovoltaico tra diverse aree geografiche.

Inoltre, potrebbe essere utile, in funzione della struttura di rete di ogni DSO, distinguere tra livelli di tensione (AT RTN - AT DSO – MT - BT)[2].

Eolico

Per stimare la ripartizione territoriale dell'eolico su una determinata scala geografica, i driver principali sono la presenza di impianti (per le potenzialità di repowering) e la presenza di aree utili o eleggibili (per le potenzialità di impianti green field). Le aree utili sono definite, e quindi quantificate, come le aree con elevata ventosità e prive di vincoli. Una possibile metodologia di ripartizione per identificare la capacità aggiuntiva potrebbe essere quella di identificare il valore di incremento stimato per uno scenario per una porzione del territorio italiano nel seguente modo:

1. le superfici eleggibili all'installazione sono calcolate su base cartografica incrociando la mappatura della risorsa eolica con la perimetrazione dei vincoli di esclusione;

[2] Una possibile metodologia di ripartizione può derivare dall'incrocio dei dati estratti dai rapporti statistici annuali messi a disposizione dal GSE con le richieste di connessione pervenute annualizzate.

2. partendo dall'analisi del parco eolico esistente all'anno di riferimento per lo sviluppo dello scenario, tenendo conto dell'età, della taglia e della localizzazione delle macchine, viene calcolata la capacità ottenibile all'ultimo anno dello scenario, attraverso interventi di repowering degli impianti a fine vita installati;
3. la capacità eolica aggiuntiva green field ancora necessaria per raggiungere l'obiettivo viene allocata in proporzione all'estensione delle aree eleggibili residue.

Ulteriori fattori che possono favorire o inficiare lo sviluppo di nuovi impianti eolici sono gli orientamenti politici tesi alla tutela paesaggistica, che trovano in parte riscontro nel decreto 199/2021, laddove si fa riferimento a soglie massime di occupazione del suolo.

Inoltre, potrebbe essere utile, in funzione della struttura di rete di ogni DSO, distinguere tra livelli di tensione (AT RTN - AT DSO – MT - BT).

Indicatori

È necessario identificare, per ciascuno scenario, la distribuzione della futura potenza in funzione del livello di tensione.

Sulla base di quanto sopra, quindi, il distributore può sviluppare, per le previsioni a medio e lungo termine sulla sua rete:

- stima trend numero di connessioni per fonte e ripartizione territoriale;
- stima trend Produzione Energia per fonte e ripartizione territoriale;
- stima trend Potenza Installata per fonte e ripartizione territoriale.

5. Sviluppo dei sistemi di accumulo

Al fine di traguardare la transizione energetica, ad oggi è prevista una rapida diffusione di impianti di accumulo di energia elettrica con diverse funzionalità, finalizzate sia all'integrazione delle RES che per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

Per integrare le nuove risorse distribuite in sicurezza sulla rete di distribuzione è necessario, infatti, favorire lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio elettrico sia di tipo *utility scale* che distribuito, per traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e 2050, così come previsto dal PNIEC.

Gli accumuli saranno un elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessario per l'integrazione delle FER e saranno per lo più strettamente dipendenti dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate.

Una previsione della distribuzione di impianti di accumulo al 2030 (in termini di Potenza e capacità di accumulo) è fornita da Terna all'interno dei suoi piani di sviluppo.

Al fine di stimare il possibile sviluppo dei sistemi di accumulo, possono essere considerati nell'analisi, tra gli altri, i seguenti fattori:

- relazione tra impianti di FV a terra accoppiati con impianti di accumulo "utility scale";
- relazione tra impianti di FV a tetto accoppiati con impianti di accumulo "distribuiti";
- disponibilità di risorsa a cui è accoppiato l'impianto di accumulo: ore equivalenti annue;
- considerazioni energetiche per accumuli "distribuiti": consumi elettrici residenziali pro-capite;
- considerazioni economiche per accumuli "distribuiti": reddito medio pro-capite;
- considerazioni socio-economiche per accumuli "distribuiti": spazi disponibili;

- accumuli “utility scale”: presenza di CER, impianti installabili a terra alla luce del DL Agricoltura e impianti agrivoltaici “avanzati”;
- legislazione e meccanismi incentivanti.

Inoltre, potrebbe essere utile, in funzione della struttura di rete di ogni DSO, distinguere tra livelli di tensione (AT RTN - AT DSO – MT - BT), nonché mappare i SdA in configurazione “stand alone”.

6. Elettrificazione Consumi

Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano, oltre alla generazione distribuita, la diffusione di nuove forme di utilizzo dell’energia elettrica, di sistemi di accumulo, demand response, mobilità elettrica/vehicle to grid, destinati a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

Tale cambiamento del paradigma, quindi, passa anche per l’elettrificazione dei consumi, che è il processo di sostituzione delle tecnologie che utilizzano combustibili fossili (come carbone, petrolio e gas naturale) con tecnologie che utilizzano l’elettricità.

La rete, quindi, deve essere in grado di incrementare la potenza disponibile per gli utenti finali, al fine di poter abilitare “l’elettrificazione dei consumi energetici” e quindi la conversione dei loro consumi, ove possibile, al vettore elettrico. Inoltre, le considerazioni rispetto allo sviluppo dei consumi tengono implicitamente conto anche delle nuove esigenze di consumo derivanti dagli effetti del cambiamento climatico (per es. maggior prelievo in estate per effetto dell’aumento delle temperature).

Ad oggi le principali tecnologie identificate per lo sviluppo dell’elettrificazione dei consumi sono l’evoluzione della Mobilità Elettrica e l’installazione di Pompe di Calore per la climatizzazione degli ambienti in sostituzione delle comuni caldaie a gas.

Ulteriori interventi da considerare che portano ad una elettrificazione dei consumi possono essere, a titolo di esempio:

- l’elettrificazione dei porti (il cosiddetto Cold Ironing);
- l’elettrificazione delle ferrovie;
- lo sviluppo di data center;
- riscaldamento con PdC.

Simili interventi, infatti, pur riguardando territori molto specifici, generano notevoli impatti sulla rete di distribuzione, soprattutto locale.

Mobilità Elettrica

Negli ultimi anni la diffusione della mobilità elettrica è stata caratterizzata da un generale incremento delle richieste di connessione alla rete di distribuzione con particolare riferimento alla MT, in linea con lo sviluppo di un modello focalizzato alla riduzione dei tempi di ricarica sempre più incentrato su stazioni veloci e ultraveloci.

Per sviluppare gli scenari relativi allo sviluppo delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici, occorre stimarne il numero, la possibile localizzazione, la potenza massima ed i profili di potenza assorbiti nel corso di una giornata standard.

Come per lo sviluppo delle rinnovabili, gli studi devono tenere in considerazione gli scenari energetici illustrati all'interno del DDS di TERNA basati sul TYNDP sviluppato a livello europeo, che sono elaborati sulla base degli scenari di sviluppo del sistema elettro-energetico nazionale (PNIEC) ed in linea con gli obiettivi del Green Deal europeo e con il pacchetto "Fit for 55".

Tali elaborazioni, di alto livello, possono poi essere integrate con gli scenari aziendali interni e le richieste di connessione pervenute al DSO al fine di declinare gli obiettivi "macro" identificati dal DDS sui fabbisogni dei singoli territori. Risulta inoltre funzionale alla definizione di uno scenario più accurato, dove disponibile, l'integrazione di piani regionali/provinciali/comunali.

Ulteriori elementi utili per l'analisi dell'impatto della mobilità elettrica sulle reti di distribuzione, per un certo scenario, possono essere:

a) stima della distribuzione dei veicoli elettrici sul territorio nazionale, che può essere basato su:
    - dati relativi al parco circolante all'anno di riferimento (es. fonte ACI);
    - PIL procapite della zona geografica (regione, provincia, comune);
    - numero VE circolanti alla data dello studio (es. fonte ACI);
    - vocazione turistica dell'area geografica (anche con riferimento, eventualmente, alla stagionalità del sito);
    - Piani di mobilità a livello geografico (dove disponibili ed applicabili).
b) stima della ripartizione della ricarica tra infrastrutture ad accesso privato e infrastrutture accessibili al pubblico (dove disponibile, si possono usare dati ISTAT relativi ai consumi delle famiglie in Italia). Inoltre, può essere tenuto in conto lo sviluppo del Parco Immobiliare italiano in linea con gli obiettivi del PNIEC;
c) stima dei profili di prelievo per le diverse modalità di ricarica e stima dei fattori di contemporaneità/utilizzazione. In questo senso, possono essere di aiuto nell'analisi i seguenti dati:
    - matrici di pendolarismo (ISTAT);
    - matrici delle distanze stradali tra i comuni (ISTAT);
    - matrici origine-destinazione (dove disponibili);
d) numero di IdR connesse alla data dello scenario (sulla base delle richieste di connessione incrociate con il PNIEC e i piani di mobilità regionali) e previste attraverso i piani del PNRR;
e) analisi dei flussi di traffico nazionale sulle principali strade ed autostrade italiane (dove disponibili);
f) legislazione e meccanismi incentivanti che favoriscono lo sviluppo della mobilità elettrica.

Un ulteriore possibile campo di sviluppo della mobilità elettrica riguarda la transizione al vettore elettrico per il trasporto di merci attraverso mezzi pesanti. Questa tecnologia, seppur promettente, è attualmente poco utilizzata.

In questo caso le possibili analisi possono comprendere:

a) matrici di spostamento dei mezzi pesanti;
b) matrici delle distanze stradali;
c) matrici origine-destinazione;
d) analisi dei flussi di traffico nazionale dei mezzi pesanti sulle principali strade ed autostrade italiane (dove disponibili).

Sulla base di quanto sopra, quindi, il DSO può sviluppare[3] previsioni relativamente a:

- numero di connessioni di IdR, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- richiesta di energia delle IdR, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- potenza installata delle IdR, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- potenza assorbita delle IdR, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale.

Pompe di Calore

Lo sviluppo del riscaldamento con l'utilizzo delle Pompe di Calore è un altro importante fattore per l'elettrificazione dei consumi e per traguardare la transizione energetica come previsto dai Piani Nazionali. Per stimare il possibile sviluppo negli usi delle PdC e, quindi, del loro consumo energetico possono essere utilizzate più metodologie. Ad esempio, DSO elettrici che operano anche nella distribuzione gas possono utilizzare le informazioni in loro possesso, relativi ai consumi di gas naturale, per calcolare il consumo elettrico nell'ipotesi di conversione da caldaia tradizionale a pompa di calore. DSO elettrici che, pur non gestendo anche infrastrutture gas, riescano a reperire le informazioni relative ai prelievi dalle imprese di riferimento, possono utilizzare tali dati per stimare i consumi elettrici legati alle PdC.

In alternativa all'utilizzo di informazioni relative alla distribuzione gas, il DSO elettrico può elaborare le stime come segue.

La diffusione delle PdC alla data di realizzazione dell'analisi può essere valutata utilizzando sia i risultati sulla diffusione di condizionatori nelle famiglie italiane (da indagini ISTAT), sia i profili di vendita (es. Assoclima). Tali consistenze possono essere incrociate con le consistenze di locali a fini residenziali o di servizi, al fine di identificare come si ripartisce il numero di pompe di calore e, quindi, il loro funzionamento e curve di assorbimento.

Il PNIEC prevede al 2030 un ampio impiego delle PdC per poter soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili sia i fabbisogni di riscaldamento, sia quelli di raffrescamento, oltre che di acqua calda sanitaria.

Per una ripartizione geografica, la diffusione delle PdC può quindi essere correlata allo sviluppo del parco edilizio atteso al 2030 per regione e tali ripartizioni incrociate con la ripartizione degli edifici.

In particolare, per quanto riguarda il settore residenziale, vanno considerate sia la distribuzione territoriale delle abitazioni di nuova costruzione o che verranno riqualificate entro il 2030, tenendo conto anche delle nuove normative europee che entreranno in vigore (es. Direttiva UE EPBD – Energy Performance of Building Directive "case green", etc.); nel caso del terziario, occorrerà considerare la distribuzione della mappatura della distribuzione degli edifici non residenziali attuali ed estrapolata al 2030, nonché delle normative che entreranno in vigore e che impatteranno anche il terziario.

È possibile, inoltre, tener conto dell'evoluzione tecnologica delle PdC e delle diverse tipologie adottabili che potranno essere installate a seconda dell'evoluzione del mercato energetico (es. installazione di PdC "ibride").

Criteri di ripartizione successivi possono essere sviluppati adottando un metodo di ripartizione proporzionale basato sulla consistenza della popolazione residente in un dato territorio.

Dalla distribuzione del numero delle PdC si può passare ad una potenza massima installata (di targa) attraverso un valor medio di potenza nominale in assorbimento per le PdC.

[3] Ove possibile, può essere utile diversificare i casi in cui l'installazione di queste apparecchiature comporti un adeguamento della connessione esistente piuttosto che l'utilizzo dell'attuale fornitura senza aumento di potenza.

Noti i dati di cui sopra, è possibile, ad esempio, stimare le curve di carico attraverso modelli in grado di incrociare i dati di specifici periodi dell'anno (gradi giorno, tipologia edifici delle diverse aree geografiche, etc) nelle zone definite, in modo da estrapolare delle curve di aumento del carico con le quali definire l'impatto sulla rete elettrica.

In particolare, è possibile analizzare l'impatto delle PdC sui profili di carico in base a giorni tipo durante l'anno, che possono essere:

- giorno tipo estivo caldo: rappresentativo di quelli tra i più caldi rilevati in estate;
- giorno tipo estivo medio: rappresentativo di un giorno estivo con temperature rappresentative della media del periodo estivo;
- giorno tipo invernale freddo: rappresentativo di quelli tra i più freddi rilevati in inverno.

Nelle elaborazioni si può tener conto delle condizioni climatiche precedenti tali giorni tipo, per valutarne l'influenza sui fabbisogni di climatizzazione dei giorni tipo a causa dell'inerzia termica degli edifici.

In queste considerazioni si potrà valutare la possibilità di integrare l'evoluzione dei cambiamenti climatici attualmente in atto (es. aumento della temperatura massima, aumento dei giorni di ondate di calore, etc) o, dal punto di vista legislativo/normativo, fenomeni quali meccanismi incentivanti che favoriscono lo sviluppo del riscaldamento tramite Pompe di Calore o sistemi alternativi.

Possono essere quindi calcolate, per ciascuna fase dell'utilizzo delle PdC (riscaldamento e raffrescamento) due impatti per la rete:

- i valori calcolati riferiti alla potenza elettrica massima (potenza nominale), ottenuta sommando le potenze elettriche assorbite dalle PdC nell'ipotesi di utilizzo contemporaneo dell'intero parco macchine presente nelle regioni/province/comuni;
- i valori di assorbimento ottenuti considerando fattori di utilizzo e di contemporaneità delle PdC (potenza richiesta). I fattori di utilizzo e contemporaneità distinguono la tipologia di impianto utilizzato (terziario/residenziale) e devono considerare le abitudini di utilizzo dei dispositivi.

Sulla base di quanto sopra, quindi, il distributore può sviluppare previsioni su:

- il numero di connessione di PdC, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- la richiesta di energia delle PdC, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- la potenza installata delle PdC, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale;
- la potenza assorbita delle PdC, impatto sui livelli di tensione e ripartizione territoriale.

7. Parametri da fonti esterne

Di seguito si riportano, a titolo di esempio, alcune informazioni che possono essere utilizzate nelle analisi di scenario

Elettrificazione dei consumi

- **Numero autoveicoli**

  (Parco veicolare ACI)

- **Numero punti di ricarica**

  (Documenti sull'ambiente urbano ISTAT)

- **Consumi elettrici annui per settore merceologico**
  (Database Terna)

RES Integration

- **Caratteristiche degli impianti PV**
  (Rapporto statistico sul solare PV del GSE)

- **Potenza eolica installata**
  (informazioni GSE sulla potenza totale degli impianti eolici suddiviso a livello provinciale)

- **Caratteristiche degli impianti eolici**
  (Rapporto statistico del GSE)

- **Distribuzione impianti per classi di potenza**
  (Rapporto statistico del GSE)

Sistemi di accumulo

- **Informazioni sui SdA installati**

  (GAUDI', su esplicita richiesta)

Generali

- **Informazioni comunali**

  (Database ISTAT)

- **Reddito annuo lordo**

  (Database ISTAT)

8. Elementi di input e principali stakeholder ingaggiati nell'ambito dell'attività di coordinamento

A titolo di esempio, si riportano i principali stakeholder con i quali è stata avviata un'interlocuzione in forma aggregata ai fini della definizione della metodologia condivisa.

Resta facoltà per i DSO, in sede di declinazione delle regole metodologiche, procedere al coinvolgimento puntuale di eventuali stakeholder presenti e attivi nel proprio territorio quali ad esempio il Gestore del TPL, il DSO gas, l'Ente Locale, l'Autorità di Sistema Portuale. Ciò in un'ottica di condivisione preventiva rispetto alla fase di consultazione pubblica dello schema di PdS.

1. Scenari energetici previsionali Snam –Terna

Il documento di descrizione scenari (di seguito DDS) redatto dai TSO italiani per il gas e l'elettricità rappresentano un elemento di input per la definizione degli scenari locali.

Nello specifico, il DDS – come si legge nelle premesse dell'ultima edizione – permette di giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano e costituisce la base per la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale. A tal riguardo, infatti, la regolazione ARERA prevede che i Piani di Sviluppo delle Imprese di distribuzione debbano essere predisposti in coordinamento con il gestore della RTN ed in coerenza con il PdS della RTN.

Tuttavia, in ottica di una maggior fruibilità delle informazioni alla base dei DDS, è auspicabile che i DDS stessi, almeno a partire dalle prossime edizioni, prevedano:

- un target temporale intermedio rispetto a quelli attualmente considerati nei DDS, coerente con le esigenze dei Piani di sviluppo della distribuzione elettrica (per es. per il PdS 2025 sarebbe auspicabile un'indicazione al 2027);
- informazioni di scenario con dettaglio non solo a livello nazionale ma anche locale, almeno su scala regionale;
- indicazioni più puntuali circa lo sviluppo della generazione e degli accumuli distribuiti.

2. Evoluzione della distribuzione gas

Nel contesto della transizione energetica e della progressiva elettrificazione dei consumi, le dinamiche relative alla distribuzione di gas naturale hanno evidenti riflessi sui consumi attesi e le potenze richieste nell'ambito del servizio di distribuzione elettrica.

In questo senso, per i DSO elettrici che sono anche DSO gas per il medesimo territorio, gli scenari alla base di Piani di Sviluppo delle reti elettriche tengono conto delle analisi incrociate tra i due settori.

Ai fini di un allineamento con le logiche di evoluzione del comparto della distribuzione gas, il Tavolo di lavoro ha incontrato UNIATEM – Associazione Nazionale Associazione Nazionale del Coordinamento degli Ambiti Territoriali Minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. Dall'incontro è emerso come, ai fini dell'indizione delle gare di concessione del servizio di distribuzione gas, non sono previste indicazioni specifiche da parte del Legislatore/ARERA rispetto a obiettivi minimi di evoluzione attese del settore: nello specifico, ad oggi non sono previsti vincoli ai fini del riconoscimento degli investimenti in tariffa. Inoltre, rispetto ai contenuti dell'offerta presentata in sede di gara, UNIATEM ha ricordato che possono essere presenti interventi "obbligatori" che rispondono ai criteri di gara ed eventuali interventi "aggiuntivi" che possono essere eventualmente ri-orientati dal soggetto aggiudicatario come variante del piano industriale.

3. Evoluzione del settore termico

Accanto a quanto indicato per la distribuzione gas al punto precedente, laddove il territorio sia servito da reti di teleriscaldamento (TLR), anche un'analisi incrociata con le evoluzioni attese per il settore del TLR permette di pervenire ad uno scenario di elettrificazione dei consumi termici che mette in relazione tutte le soluzioni tecnologiche a disposizione dell'utente finale.

In questo contesto, un utile strumento di approfondimento sono gli studi sviluppati da AIRU – Associazione italiana riscaldamento urbano – che individuano il potenziale di sviluppo del settore del teleriscaldamento.

4. Evoluzione della mobilità elettrica

Le previsioni regolatorie relative ai nuovi Piani di Sviluppo per le Imprese di distribuzione, indicano che nella definizione degli scenari di riferimento i DSO debbano tener conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici.

Ai fini della quantificazione degli scenari di evoluzione della mobilità elettrica (pubblica e privata) numerosi sono gli approcci disponibili, tra loro non esclusivi. In linea generale, l'obiettivo dell'analisi è individuare il trend di sviluppo della mobilità elettrica ma soprattutto il trend di sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (si in termini di numero, sia di localizzazione, sia di potenza/tipologia di IdR).

In tema di mobilità pubblica, oltre ad eventuali tavoli di coordinamento puntuali con il Gestore del servizio pubblico locale, uno strumento utile per l'individuazione dei trend del settore è rappresentato dal documento "*Gli impatti della transizione energetica sulle aziende di trasporto pubblico locale*" di ASSTRA - Associazione del TPL.

Inoltre, sono disponibili strumenti modellistici previsionali sullo sviluppo della mobilità elettrica: nello specifico, il Tavolo di lavoro ha esaminato il modello predisposto dal POLIMI già utilizzato da alcuni DSO.

Relativamente alle ipotesi di sviluppo delle infrastrutture di ricarica, uno strumento a disposizione, oltre alle interlocuzioni con i principali CPO operanti nelle aree di interesse, è rappresentato dal rapporto annuale denominato "*Le infrastrutture di ricarica a uso pubblico in Italia*" a cura di MOTUS-E (Associazione nazionale dei CPO).

5. Cold Ironing

I fabbisogni di elettrificazione delle strutture portuali possono essere significativi e, pertanto, è necessario tenerne conto nello sviluppo degli scenari energetici e dei relativi impatti sui Piani di Sviluppo. Le informazioni devono riguardare sia le esigenze a medio e lungo termine relative al *cold ironing*, ma anche quelle legate alla elettrificazione delle altre infrastrutture portuali (sistemi di movimentazione merci con gru o mezzi di trasporto interni, sistemi di condizionamento merci deperibili, etc), alla connessione di impianti di produzione interni alle aree portuali, etc. (progetti di Green Port).

Le informazioni sono da richiedere:

- al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, relativamente alle attività di *cold ironing* nell'ambito del PNRR/Fondi Complementari (Tavolo tecnico di coordinamento nazionale del Ministero);
- alle Autorità di Sistema Portuale (AdSP) per gli ulteriori fabbisogni di elettrificazione sia per *cold ironing* (oltre a quelli previsti nell'ambito dei finanziati) che per altre esigenze (movimentazione merci, etc) e relativamente agli eventuali piani di maggior respiro (Green Port) che possono riguardare produzione di energia elettrica (da immettere in rete se non autoconsumata), installazione di storage e di logiche di gestione energetica interna al porto in ottima micro-grid, impianti di produzione e stoccaggio di H2, etc.

La realizzazione di infrastrutture necessarie (Cabine Primarie, Cabine Secondarie, Linee MT e BT) per accogliere la nuova richiesta di potenza da parte di SDC o simili può avvenire, previo accordo con le AdSP, all'interno del loro perimetro di competenza o all'esterno, in funzione delle disponibilità di spazi e/o delle potenze richieste.

Eventuali forniture a tensioni differenti da quelle di normale esercizio della rete nell'area geografica in cui risiede il porto vengono concordate con l'AdSP.

6. Altri elementi di input

Il Tavolo di Lavoro ha condiviso tutta la documentazione utile relativamente agli scenari di elettrificazione di diversi settori degli usi finali (industriale, alimentare, riscaldamento ambienti industriali) realizzati da soggetti terzi.