

Allegato A

**RAPPORTO DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
IN MATERIA DI MONITORAGGIO
DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO:
SEGMENTO RELATIVO ALLA REGOLAZIONE DI TENSIONE**

21 luglio 2020

RAPPORTO REDATTO AI SENSI DELL'ARTICOLO 11, COMMA 1, DEL DECRETO DEL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 29 APRILE 2009, RECANTE "INDIRIZZI E DIRETTIVE PER LA RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEL MERCATO ELETTRICO AI SENSI DELL'ARTICOLO 3, COMMA 10, DELLA LEGGE 28 GENNAIO 2009, N. 2. IMPULSO ALL'EVOLUZIONE DEI MERCATI A TERMINE ORGANIZZATI E RAFFORZAMENTO DELLE FUNZIONI DI MONITORAGGIO SUI MERCATI ELETTRICI"

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente rapporto di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso è redatto ai sensi della normativa vigente, con particolare riferimento all'articolo 11, comma 1, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici", nonché ai sensi del Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione ARG/elt 115/08 del 5 agosto 2008 (c.d. TIMM).

A differenza dei consueti rapporti di monitoraggio che analizzano le dinamiche del sistema elettrico prevalentemente su base annuale, offrendo una panoramica dell'andamento dei mercati a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, questo rapporto ha un taglio tematico in quanto intende approfondire, su un orizzonte pluriennale, un aspetto specifico del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), riguardante l'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione. È intenzione dell'Autorità proseguire su questa linea di indagine per approfondire altri aspetti specifici di MSD e, in particolare, l'approvvigionamento implicito delle risorse per la regolazione di frequenza.

Due sono le principali motivazioni a fondamento della scelta del tema di questo rapporto.

In primo luogo, nel sistema elettrico nazionale l'approvvigionamento di una parte¹ delle risorse per la regolazione di tensione avviene all'interno di MSD.

Tale approccio è differente rispetto a quello che sembra essersi ormai consolidato in altri sistemi elettrici europei ed extra europei, ove l'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione avviene in deroga al criterio di mercato, tipicamente applicando una regolazione basata sui costi per l'erogazione del servizio richiesto. Risulta interessante, anche alla luce di tale considerazione, approfondire questo specifico segmento di mercato, tenendo conto dei recenti sviluppi della normativa europea. Infatti:

- il Regolamento (UE) 2019/943 (applicabile dal 1° gennaio 2020) consente di derogare all'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione in base al criterio di mercato, laddove:
 - il numero di impianti di generazione in concorrenza fra loro sia troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva² oppure
 - l'effettiva situazione della rete implichi congestione in modo talmente regolare e prevedibile che il ridispacciamento degli impianti di generazione in base al criterio di mercato porterebbe a offerte strategiche regolari che causerebbero un incremento del livello di congestione interno (e lo Stato Membro abbia adottato un piano d'azione volto a risolvere la congestione o garantisca una capacità minima per gli scambi interzonalari pari almeno al 70 % della capacità di trasmissione)³;
- la Direttiva (UE) 2019/944 (che necessita di recepimento nell'ordinamento nazionale) consente di derogare all'obbligo di approvvigionare i "servizi ancillari non relativi alla frequenza"⁴ in base al

¹ Le altre risorse sono assicurate dai dispositivi e dalle funzionalità direttamente nella disponibilità di Terna.

² Art. 13, par.3, lett. c.

³ Art. 13, par.3, lett. d.

⁴ Tra cui rientrano i servizi oggetto del presente rapporto.

criterio di mercato, nel caso in cui l'autorità di regolazione valuti che l'approvvigionamento in base al criterio di mercato non sia economicamente efficiente.

In secondo luogo, con le deliberazioni 342/2016/E/eel, 459/2016/E/eel e 674/2017/E/eel, l'Autorità ha già in passato evidenziato la presenza di criticità nell'approvvigionamento di risorse per il controllo delle tensioni in alcune porzioni della rete di trasmissione nazionale (RTN) che hanno portato a oneri rilevanti recuperati, per la maggior parte, attraverso il "corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento" (c.d. *uplift*) e, in misura minore, attraverso il "corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema". In particolare, in base ai dati disaggregati resi disponibili da Terna, circa il 60% del controvalore complessivo dell'*uplift*, nel biennio 2018-2019, è imputabile all'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione, ossia prevalentemente al ridispacciamento di specifiche unità di produzione (UP) in MSD *ex ante* (o, più raramente, in tempo reale) a causa di vincoli di "presenza in servizio" di un numero minimo di UP equivalenti (UPE)⁵ per la regolazione di tensione. Considerando anche i costi delle unità essenziali (incluse nel regime di reintegrazione dei costi), nel biennio considerato, l'onere medio annuo complessivo legato ai servizi oggetto del presente rapporto è quantificabile in circa 1.300 milioni di euro.

Alla luce di tali considerazioni si è quindi ritenuto opportuno approfondire in ottica strutturale e, conseguentemente, su un orizzonte temporale sufficientemente esteso, le caratteristiche del segmento di mercato afferente all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione, valutandone il livello di concorrenzialità e le possibili criticità, attraverso l'individuazione di eventuali situazioni di pivotalità ovvero di detenzione di potere di mercato da parte degli utenti del dispacciamento (*UdD*), individualmente (singolo *UdD*) e/o collettivamente (gruppo di *UdD*).

Il potere di mercato si sostanzia, in questo caso, nella capacità di fissare il "prezzo" per la "presenza in servizio" di ciascuna delle UPE per cui si è pivotali a un livello pari al prezzo massimo che Terna è disponibile a pagare per la "presenza in servizio" di un'UPE. La "presenza in servizio" di un'UPE, infatti, è condizione necessaria e sufficiente per l'asservimento della sua potenza reattiva (in assorbimento o in erogazione) alla regolazione automatica della tensione. I vincoli di "presenza in servizio" di un numero minimo di UPE per la regolazione di tensione sono quindi vincoli impliciti di potenza reattiva per la regolazione di tensione.

Sotto il profilo metodologico, l'analisi di pivotalità può essere condotta in maniera efficace eseguendo opportune analisi di «*what-if*» con un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento. Questo approccio presenta il notevole vantaggio di incorporare le eventuali inflessibilità tecnologiche delle UP (es: tempi di avviamento, tempi di permanenza in servizio o fuori servizio etc.) nonché di catturare tutte le interazioni esistenti nell'approvvigionamento simultaneo dei diversi servizi ancillari, assicurando una valutazione precisa della pivotalità afferente a ogni specifico servizio.

Un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento in grado di svolgere elaborazioni massive è in fase di sviluppo da parte di Terna e, nelle more del suo completamento, per le analisi del presente rapporto è stato adottato un approccio conservativo di ricostruzione puntuale della domanda e dell'offerta di "presenza in servizio" di UP per la regolazione di tensione in ogni ora e in ogni area: è stato quindi possibile calcolare la c.d. domanda residua di "presenza in servizio" per ogni singolo *UdD*/gruppo di *UdD* - ovvero la domanda di "presenza in servizio" al netto dell'offerta di "presenza in servizio" dei concorrenti - e identificare i c.d. fornitori "residuali" o "pivotali", laddove la domanda residua risulti positiva⁶.

⁵ Per trasformare un'UP in un'UPE è sufficiente assegnare alla prima un opportuno peso.

⁶ Cioè quegli *UdD* che sono monopolisti sulla domanda residua.

Si tratta, in ogni caso, di un'analisi focalizzata esclusivamente sulla "struttura" del mercato e non anche sulla "condotta" dei soggetti. Il rapporto identifica cioè le situazioni puntuali di detenzione di potere di mercato e ne analizza l'entità e la frequenza. Esula, invece, dagli obiettivi del rapporto la valutazione circa il grado di esercizio del potere di mercato da parte degli *UdD* che eventualmente lo detengono. Semmai, il rapporto evidenzia (qualitativamente) la simmetria tecnologica e dimensionale che caratterizza specifici gruppi di *UdD* e che, a parità di altri fattori, favorisce la cooperazione tra i componenti in un gioco ripetuto infinite volte quale è MSD *ex ante*.

L'analisi copre 9 anni (dal 2011 al 2019) e si estende geograficamente a tutto il Mezzogiorno in quanto le criticità maggiori circa la struttura di mercato sono state osservate in porzioni della rete di trasmissione nazionale all'interno di tale perimetro geografico.

Dato l'esiguo numero di *UdD* che concorrono alla fornitura di risorse per la regolazione di tensione nelle aree del Mezzogiorno, i test di pivotalità sono stati applicati considerando possibili combinazioni di *UdD* sino ad un numero massimo di 3 per ogni gruppo. Ogni test (singolo *UdD*, gruppo di 2 *UdD* e gruppo di 3 *UdD*) è stato effettuato per ogni area e ogni ora. Al fine di sintetizzare tali esiti sono stati calcolati una serie di indicatori, tra cui rilevano in particolare:

- la *frequenza della pivotalità* (numero di ore in cui il singolo *UdD* o il gruppo di *UdD* risulta pivotale nell'area in esame, ossia le ore di pivotalità);
- l'*entità della pivotalità* (media del numero di UPE per cui il singolo *UdD* o il gruppo di *UdD* risulta pivotale nelle ore di pivotalità nell'area in esame);
- il *fabbisogno sotteso alla pivotalità* (media del numero minimo di UPE di cui Terna richiede la "presenza in servizio" nelle ore di pivotalità nell'area in esame).

Si è cercato, inoltre, di valutare la distribuzione delle ore di pivotalità tra ore vuote e ore piene nonché la causa principale della pivotalità. Quest'ultima può essere dovuta all'indisponibilità di unità di produzione nella titolarità dei concorrenti (lato offerta) oppure al livello del fabbisogno di "presenza in servizio" (lato domanda).

Analizzando l'evoluzione nel tempo della pivotalità, è emerso come l'assetto concorrenziale nell'approvvigionamento implicito di potenza reattiva per la regolazione di tensione risulti strutturalmente critico nel Mezzogiorno, e ciò almeno dal 2011.

Infatti, sulla base degli esiti dei test di pivotalità, le aree del Mezzogiorno risultano, in un numero elevato di ore, vulnerabili al potenziale esercizio di potere di mercato da parte di singoli *UdD* e/o di gruppi di 2 o 3 *UdD*. L'elevato grado di simmetria, in termini di capacità produttiva e/o di costi, che caratterizza alcuni gruppi di *UdD*, rafforza ulteriormente la probabilità che un'ipotetica cooperazione all'interno del gruppo si concretizzi effettivamente.

Nelle tavole seguenti sono sintetizzati i principali risultati quantitativi dell'analisi di pivotalità, espressi in termini di *frequenza della pivotalità* (numero complessivo di ore/giorni) e di *entità della pivotalità* (numero medio di UPE) nell'intero periodo di indagine.

Tav. 1 - Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per singoli UdD (periodo 2011-2019)

Area	Singolo UdD	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	Enel	41'755	1'883	1,2
Calabria	Axpo	2'450	146	1,0
Campania	Tirreno Power	5'187	469	1,0
	Axpo	1'148	117	1,0
Foggia	Sorgenia	1'259	114	1,0
	A2A	318	29	1,0
Lazio	Enel	1'630	132	1,0
	Tirreno Power	491	48	1,0
	Sorgenia	349	28	1,0
Brindisi-Campania-Foggia	<i>Primi 2 singoli UdD</i>	293	26	1,1

Tav. 2 - Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 2 UdD (periodo 2011-2019)

Area	Gruppo 2 UdD	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	Enel-Sorgenia	43'300	1'841	1,5
	A2A-Enel	5'786	281	0,9
Calabria	Axpo-EDF	5'322	385	1,1
	A2A/Ergosud-Axpo	2'649	187	1,0
	A2A/Ergosud-EDF	2'253	142	1,1
Campania	Axpo-Tirreno Power	8'405	830	1,1
	Axpo-Repower (SET)	7'444	687	1,1
Foggia	Alpiq-Sorgenia	7'779	478	1,1
	EDF-Sorgenia	5'375	341	1,1
	A2A-Sorgenia	1'252	134	1,1
	Alpiq-EDF	1'241	87	1,0
Lazio	Enel-Tirreno Power	46'451	2'392	1,3
	Enel-Sorgenia	7'560	500	1,1
	Sorgenia-Tirreno Power	1'347	83	1,2
Campania-Foggia	<i>Vari gruppi UdD</i>	955	78	1,1
Brindisi-Campania-Foggia	<i>Vari gruppi UdD</i>	3'110	257	1,4

Tav. 3 - Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 3 UdD (periodo 2011-2019)

Area	Gruppo 3 UdD	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	A2A-Enel-Sorgenja	5'242	228	1,6
Calabria	A2A/Ergosud-Axpo-EDF	31'742	1'555	1,3
Campania	Axpo-Repower (SET)-Tirreno Power	20'910	1'755	1,3
Foggia	Alpiq-EDF-Sorgenja	20'276	1'130	1,1
	A2A-Alpiq-Sorgenja	3'572	299	1,1
	A2A-EDF-Sorgenja	692	47	1,0
Lazio	Enel-Sorgenja-Tirreno Power	61'761	2'599	1,8
Campania-Calabria	Vari gruppi UdD	272	19	1,4
Campania-Foggia	Vari gruppi UdD	2'505	175	1,3
Brindisi-Campania-Foggia	Vari gruppi UdD	8'572	550	1,7

Nelle aree Campania e Foggia la pivotalità si concentra prevalentemente nelle ore vuote⁷, mentre nelle aree Brindisi, Calabria e Lazio vi è una distribuzione più uniforme tra ore vuote e ore piene.

Inoltre, in alcune aree (in particolare nelle aree Brindisi, Foggia e Lazio) è stata individuata una crescita tendenziale del fabbisogno di “presenza in servizio” ossia del fabbisogno implicito di potenza reattiva. In assenza di opportune contromisure, quindi, le criticità strutturali evidenziate sembrerebbero destinate a peggiorare nel tempo.

Questa dinamica sarebbe, inoltre, confermata dall'attesa riduzione del numero di UP idonee alla regolazione di tensione (segnalato anche da Terna nel Piano di Sviluppo 2020) - per la crescente penetrazione della generazione alimentata da fonti rinnovabili e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici - nonché in considerazione delle tempistiche previste per l'installazione dei compensatori sincroni.

Al riguardo, giova infatti ricordare che la regolazione di tensione può essere fornita anche da dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni, etc.) opportunamente installati nelle aree. Terna, infatti, è acquirente unico di potenza reattiva per la regolazione di tensione ma, al contempo, è anche fornitore (o meglio auto-produttore) di potenza reattiva per la regolazione di tensione tramite i propri dispositivi di rete. Questi ultimi possono sostituire le UP e limitare o azzerare la pivotalità degli UdD o dei gruppi di UdD nell'offerta di potenza reattiva (“presenza in servizio”). È fondamentale, pertanto, che il fabbisogno lordo di potenza reattiva sia sempre “approvvigionato” al minor costo, con procedure di pianificazione trasparenti e su orizzonti temporali appropriati per le decisioni di “make or buy”. Gli interventi finora realizzati su tale fronte non parrebbero aver mitigato in maniera significativa le criticità evidenziate, con riferimento alla struttura di mercato, sull'orizzonte temporale dei test di pivotalità (2011-2019).

Tenendo altresì conto che il fabbisogno di “presenza in servizio” è perfettamente rigido rispetto al prezzo della “presenza in servizio” e che il Regolamento 2019/943 fa divieto di imporre tetti espliciti o impliciti ai prezzi di mercato, non c'è limite alla quota di surplus netto che potrebbe essere potenzialmente trasferita, tramite il corrispettivo *uplift*, dai clienti finali alle imprese che detengono (singolarmente o collettivamente) posizioni di pivotalità.

⁷ Complessivamente, nel periodo dal 1° febbraio 2011 al 31 dicembre 2019, le ore vuote (34'832) ammontano a circa la metà delle ore solari (78'144). I giorni totali nello stesso periodo sono 3'256.

Sommario

SEZIONE 1 - INTRODUZIONE	13
1. Premessa e struttura del rapporto	13
2. Oggetto: approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione	16
3. Obiettivi dell'analisi di pivotalità	27
4. Perimetro dell'analisi di pivotalità	29
SEZIONE 2 – AREE SOTTESE AI VINCOLI DI TENSIONE (AREE DI VRI/VRNI)	32
5. Struttura dati dei vincoli di rete e di riserva in input all'algoritmo di MSD	32
I. Vincoli di rete per congestioni intrazonali	32
II. Requisiti minimi di riserva	32
III. Vincoli di rete per presenza in servizio	33
IV. Analisi dei dati di input afferenti ai VRI/VRNI	35
6. Censimento delle aree di VRI/VRNI	37
7. Criteri di strutturazione dei VRI/VRNI e loro applicazione	44
I. Uniformità	44
II. Parsimonia	50
III. Completezza	51
8. Principali configurazioni di aree di VRI/VRNI	52
I. LAZ	52
II. CAM	58
III. CAL	61
IV. FOG	66
V. BRI	70
VI. CAM - CAL	74
VII. CAM-FOG	77
VIII. BRI-CAM-FOG	79
IX. Perfetta sostituibilità di alcune AreeStar	81
SEZIONE 3 – ANALISI DI PIVOTALITA'	82
9. Metodologia dell'analisi di pivotalità	82
I. Funzione di domanda di presenza in servizio	82
II. Funzione di offerta di presenza in servizio	84
III. Prezzo massimo conseguibile per la presenza in servizio di una UPE	87
IV. Pivotalità	90

10. Esiti dell'analisi di pivotalità	92
I. LAZ	93
II. CAM	103
III. CAL	110
IV. FOG	117
V. BRI	130
VI. CAM-CAL	138
VII. CAM-FOG	139
VIII. BRI-CAM-FOG	141
SEZIONE 4 – CONSIDERAZIONI FINALI	143
11. Limiti e valenza delle analisi effettuate	143
12. Sintesi degli esiti delle analisi di pivotalità	144
Riferimenti	148
Lista degli acronimi	150
Glossario	151
APPENDICI	152
1. Note metodologiche di analisi dei dati	152
2. Elenco delle "Aree" identificate nel Mezzogiorno nel periodo in analisi	152
3. Localizzazione degli impianti associati alle Aree di 3° livello	152
4. Statistiche sulle configurazioni d'impianti sotto e sovrastanti le aree di 3° livello	152
5. Configurazioni di AreeStar più frequenti	152
6. Statistiche su dati tecnici degli impianti	152
7. Casi di UP con coefficiente non unitario	152
8. Architettura di riferimento per la regolazione della tensione	152

Indice delle Figure

Figura 1 – Mappatura degli impianti termoelettrici inclusi in Aree VRI/VRNI del Mezzogiorno	30
Figura 2 - Mappatura delle infrastrutture di Terna a supporto dei VRI/VRNI del Mezzogiorno	31
Figura 3 – Articolazione dei vincoli nel Mezzogiorno per la configurazione più frequente del 2018.	43
Figura 4 – Configurazione delle aree CAM, FOG, BRI all’ora 1 del 22/02/2018	47
Figura 5 – Configurazione tridimensionale di BRI-CAM-FOG all’ora 1 del 22/02/2018	47
Figura 6 – Configurazione tridimensionale di FOG all’ora 1 del 06/01/2016.....	47
Figura 7 – Configurazione tridimensionale di FOG all’ora 1 del 23/02/2018.....	48
Figura 8 - Coefficienti assegnati alle UP di Montalto	55
Figura 9 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar LAZ	56
Figura 10 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar LAZ , evidenza su APRILIA	57
Figura 11 – Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar CAM	60
Figura 12 – Coefficienti assegnati alle UP di Rossano	63
Figura 13 – Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar CAL	65
Figura 14 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar FOG	69
Figura 15 - Valore massimo di coefficiente assegnato a ciascuna UP dell’impianto di Brindisi Nord tra tutte le Aree	72
Figura 16 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar BRI	73
Figura 17 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar CAM-CAL	76
Figura 18 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar CAM-FOG	78
Figura 19 - Fabbisogno Aggregato nell’AreaStar BRI-CAM-FOG	80
Figura 20 – Limiti tecnici della funzione di domanda di presenza in servizio	84
Figura 21 – Pivotalità di ENEL nell’AreaStar LAZ	94
Figura 22 – Pivotalità di SORGENIA nell’AreaStar LAZ	95
Figura 23 - Pivotalità di TIRRENO POWER nell’AreaStar LAZ	96
Figura 24 – Pivotalità del gruppo ENEL-TIRRENO POWER nell’AreaStar LAZ	97
Figura 25 – Pivotalità del gruppo ENEL-SORGENIA nell’AreaStar LAZ	98
Figura 26 – Pivotalità del gruppo SORGENIA-TIRRENO POWER nell’AreaStar LAZ	99
Figura 27 – Pivotalità del gruppo ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER nell’AreaStar LAZ	100
Figura 28 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar LAZ	101
Figura 29 - Pivotalità di TIRRENO POWER nell’AreaStar NAP	103
Figura 30 – Pivotalità di AXPO nell’AreaStar CAM	104
Figura 31 – Pivotalità del gruppo AXPO-REPOWER nell’AreaStar CAM	105
Figura 32 – Pivotalità del gruppo AXPO-TIRRENO POWER nell’AreaStar CAM	106
Figura 33 – Pivotalità del gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER nell’AreaStar CAM	107
Figura 34 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar CAM	108
Figura 35 – Pivotalità di AXPO nell’AreaStar CAL	110
Figura 36 – Pivotalità del gruppo AXPO-EDF nell’AreaStar CAL	111
Figura 37 - Pivotalità del gruppo A2A-AXPO nell’AreaStar CAL	112
Figura 38 - Pivotalità del gruppo A2A-EDF nell’AreaStar CAL	113
Figura 39 - Pivotalità del gruppo A2A-AXPO-EDF nell’AreaStar CAL	114
Figura 40 – Pivotalità aggregata dell’AreaStar CAL	116
Figura 41 – Pivotalità di A2A nell’AreaStar FOG	117
Figura 42 – Pivotalità di SORGENIA nell’AreaStar FOG	118
Figura 43 – Pivotalità del gruppo A2A-SORGENIA nell’AreaStar FOG	119
Figura 44 – Pivotalità del gruppo ALPIQ-SORGENIA nell’AreaStar FOG	120
Figura 45 – Pivotalità del gruppo EDF-SORGENIA nell’AreaStar FOG	121
Figura 46 – Pivotalità del gruppo ALPIQ-EDF nell’AreaStar FOG	122
Figura 47 – Pivotalità del gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA nell’AreaStar FOG	123
Figura 48 – Pivotalità del gruppo A2A-EDF-SORGENIA nell’AreaStar FOG	124
Figura 49 – Pivotalità del gruppo ALPIQ-EDF-SORGENIA nell’AreaStar FOG	125
Figura 50 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar FOG	127
Figura 51 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar FOG (nord) , inclusiva dei soli impianti GIS, ENE, RAT	128

Figura 52 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar FOG (sud) , inclusiva dei soli impianti ENE, RAT, CAN, MOD.....	129
Figura 53 – Pivotalità di ENEL nell’AreaStar BRI	130
Figura 54 – Pivotalità di ENI nell’AreaStar BRI	132
Figura 55 – Pivotalità del gruppo A2A-ENEL nell’AreaStar BRI	133
Figura 56 – Pivotalità del gruppo ENEL-SORGENIA nell’AreaStar BRI	134
Figura 57 – Pivotalità del gruppo A2A-ENEL-SORGENIA nell’AreaStar BRI	135
Figura 58 – Pivotalità aggregata dell’AreaStar BRI , esclusa l’area ENIB	137
Figura 59 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar CAM-CAL	138
Figura 60 – Pivotalità aggregata nell’AreaStar CAM-FOG	139
Figura 61 – Pivotalità aggregata dell’AreaStar BRI-CAM-FOG	141

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Censimento delle Aree di VRI/VRNI nel perimetro spazio-temporale in analisi.....	37
Tabella 2 – Rappresentazione vettori di CRESO – giorno 10 luglio 2016, fascia oraria 1-8	40
Tabella 3 – Coefficienti e Fabbisogno per gli impianti di GISSI e MODUGNO all’ora 1 nelle settimane 7-8 del 2018	48
Tabella 4 - Fabbisogno delle zone Campania , Foggia , Brindisi all’ora 1 nelle settimane 7-8 del 2018	49
Tabella 5 – Aree di terzo livello annidate e con medesimo fabbisogno	50
Tabella 6 – Statistiche sul rispetto del criterio di completezza nel Mezzogiorno	51
Tabella 7 – Statistiche aggregate sull’AreaStar LAZ	52
Tabella 8 – Disponibilità di MONTALTO nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar LAZ	54
Tabella 9 - Statistiche aggregate sull’AreaStar CAM	58
Tabella 10 – Disponibilità di NAPOLI LEVANTE nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar CAM	59
Tabella 11 - Statistiche aggregate sull’AreaStar CAL	61
Tabella 12 – Disponibilità di ROSSANO e SCANDALE nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar CAL	62
Tabella 13 – Disponibilità di ALTOMONTE e ROSSANO nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar CAL	62
Tabella 14 - Statistiche aggregate sull’AreaStar FOG	66
Tabella 15 – Disponibilità di ENERGIA MOLISE nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar FOG	67
Tabella 16 - Statistiche aggregate sull’AreaStar BRI	70
Tabella 17 – Disponibilità di ENIPOWER BRINDISI nelle ore di particolari configurazioni dell’AreaStar BRI	71
Tabella 18 - Statistiche aggregate sull’AreaStar BRI (proporzionali ai coefficienti di ENIB)	72
Tabella 19 - Statistiche aggregate sull’AreaStar CAM-CAL	74
Tabella 20 - Statistiche aggregate sull’AreaStar CAM-FOG	77
Tabella 21 - Statistiche aggregate sull’AreaStar BRI-CAM-FOG	79
Tabella 22 - Conteggio delle ore per AreaStar di livello superiore al terzo	81
Tabella 23 – Valori attribuiti al parametro P_OPTION_IncBidPriceCap('CONTINEN')	88
Tabella 24 – Numero medio di UP disponibili dell’impianto di Rossano rispetto al vincolo ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM	115
Tabella 25 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell’AreaStar CAM-CAL	138
Tabella 26 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 2 operatori nell’AreaStar CAM-FOG	140
Tabella 27 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell’AreaStar CAM-FOG	140
Tabella 28 - Pivotalità dei primi 5 singoli operatori nell’AreaStar BRI-CAM-FOG	142
Tabella 29 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 2 operatori nell’AreaStar BRI-CAM-FOG	142
Tabella 30 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell’AreaStar BRI-CAM-FOG	142
Tabella 31 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per singoli UdD	145
Tabella 32 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 2 UdD	145
Tabella 33 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 3 UdD	146

Indice delle Tavole

Tavola 1 - Vincoli di sistema nel modulo MCE	18
Tavola 2 – Curva di capability tipica per un gruppo di generazione	20
Tavola 3 - Processo di analisi di rete e definizione dei vincoli di tensione	21
Tavola 4 - Principali aree di VRI/VRNI	28
Tavola 5 – Esempio di programmazione settimanale del fabbisogno di presenza in servizio di UP con il SW CRESO	38

Indice dei BOX di approfondimento

BOX 1: L'algoritmo di risoluzione di MSD ex ante.....	17
BOX 2: Economia dell'approvvigionamento di riserva di potenza reattiva	24
BOX 3: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di MONTALTO	55
BOX 4: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di ROSSANO	63
BOX 5: La presenza di GISSI nel cluster di Foggia	68
BOX 6: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di BARI	71
BOX 7: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di BRINDISI NORD	72
BOX 8: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di ENIPOWER BRINDISI	72

1. Premessa e struttura del rapporto

Il presente rapporto di monitoraggio è formulato ai sensi della normativa vigente, con particolare riferimento all'articolo 11, comma 1, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici", nonché ai sensi del Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: TIMM) di cui alla deliberazione ARG/elt 115/08 del 5 agosto 2008, come successivamente integrato e modificato [1].

A differenza dei consueti rapporti di monitoraggio che analizzano le dinamiche del sistema elettrico prevalentemente su base annuale, offrendo una panoramica dell'andamento dei mercati a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, questo rapporto ha un taglio tematico in quanto intende approfondire, su un orizzonte pluriennale, un aspetto specifico del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) riguardante l'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione. È intenzione dell'Autorità proseguire su questa linea di indagine per approfondire altri aspetti specifici di MSD e, in particolare, l'approvvigionamento implicito delle risorse per la regolazione di frequenza.

Due sono le principali motivazioni a fondamento della scelta del tema di questo rapporto.

In primo luogo, nel sistema elettrico nazionale l'approvvigionamento di una parte⁸ delle risorse per la regolazione di tensione avviene all'interno di MSD.

Tale approccio è differente rispetto a quello che sembra essersi ormai consolidato in altri sistemi elettrici europei ed extra europei, ove l'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione avviene in deroga al criterio di mercato, tipicamente applicando una regolazione basata sui costi per l'erogazione del servizio richiesto. Risulta interessante, anche alla luce di tale considerazione, approfondire questo specifico segmento di mercato, tenendo conto dei recenti sviluppi della normativa europea. Infatti:

- il Regolamento (UE) 2019/943 (applicabile dal 1° gennaio 2020) consente di derogare all'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione in base al criterio di mercato,^{9,10} laddove:
 - il numero di impianti di generazione in concorrenza fra loro sia troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva¹¹ oppure

⁸ Le altre risorse sono assicurate dai dispositivi e dalle funzionalità direttamente nella disponibilità di Terna.

⁹ «ridispacciamento»: **misura**, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, **consistente nella modifica del profilo di generazione**, di carico o entrambi **al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema.**” tratto dall'art.2.26 di [20]

¹⁰ “Si può ricorrere al ridispacciamento della generazione, allo stoccaggio dell'energia e alla gestione della domanda non basati sul mercato solo:

- a) in mancanza di alternative di mercato;
- b) se tutte le risorse disponibili basate sul mercato sono state sfruttate;
- c) se il numero degli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda è troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva nella zona nella quale sono situati impianti adatti a fornire il servizio; oppure
- d) se l'attuale situazione di rete comporta congestione in modo talmente regolare e prevedibile che il ridispacciamento basato sul mercato porterebbe a offerte strategiche regolari, che causerebbero un aumento del livello di congestione interna, e se lo Stato membro interessato ha adottato un piano d'azione volto ad affrontare tale congestione o garantisce che la capacità minima disponibile per gli scambi interzonali sia conforme all'articolo 16, paragrafo 8.” tratto dall'art.13.3 di [20].

¹¹ Art. 13, par. 3, lett. c. [20].

- l'effettiva situazione della rete implichi congestione in modo talmente regolare e prevedibile che il ridispacciamento degli impianti di generazione in base al criterio di mercato porterebbe a offerte strategiche regolari che causerebbero un incremento del livello di congestione interno (e lo Stato Membro abbia adottato un piano d'azione volto a risolvere la congestione o garantisca una capacità minima per gli scambi interzonalari pari almeno al 70 % della capacità di trasmissione)¹²;
- la Direttiva (UE) 2019/944 (che necessita di recepimento nell'ordinamento nazionale) consente di derogare all'obbligo di approvvigionare i "servizi ancillari non relativi alla frequenza"¹³ in base al criterio di mercato (obbligo che peraltro non si applica alle "componenti di rete pienamente integrate"¹⁴), nel caso in cui l'autorità di regolazione valuti che l'approvvigionamento in base al criterio di mercato non sia economicamente efficiente.

In secondo luogo, con le deliberazioni 342/2016/E/eel, 459/2016/E/eel e 674/2017/E/eel, l'Autorità ha già in passato evidenziato la presenza di criticità nell'approvvigionamento di risorse per il controllo delle tensioni in alcune porzioni della rete di trasmissione nazionale (RTN) che hanno portato a oneri rilevanti recuperati, per la maggior parte, attraverso il "corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento" (c.d. *uplift*) e, in misura minore, attraverso il "corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema". In particolare, a partire dai dati disaggregati resi disponibili da Terna, circa il 60% del controvalore complessivo dell'*uplift*, nel biennio 2018-2019, è imputabile all'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione, ossia prevalentemente al ridispacciamento di specifiche UP in MSD *ex ante* (o, più raramente, in tempo reale) a causa di vincoli di "presenza in servizio" di un numero minimo di UP equivalenti (UPE)¹⁵ per la regolazione di tensione. Considerando anche i costi delle unità essenziali (incluse nel regime di reintegrazione dei costi), nel biennio considerato, l'onere medio annuo complessivo legato ai servizi oggetto del presente rapporto è quantificabile in circa 1.300 milioni di euro.

Alla luce di tali considerazioni si è quindi ritenuto opportuno approfondire in ottica strutturale e, conseguentemente, su un orizzonte temporale sufficientemente esteso, le caratteristiche del segmento di mercato afferente all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione, valutando se il numero di impianti appartenenti a differenti UDD sia sufficiente ad assicurare una concorrenza "effettiva" (Regolamento 943/2019), attraverso l'individuazione di eventuali situazioni di pivotalità ovvero di detenzione di potere di mercato da parte degli *UdD*, individualmente (singolo *UdD*) e/o collettivamente (ovvero più *UdD* che agiscono in collaborazione per assicurarsi una posizione decisiva nell'offerta di presenza in servizio; di seguito: gruppo di *UdD*).

Il potere di mercato si sostanzia, in questo caso, nella capacità di fissare il "prezzo" per la "presenza in servizio" di ciascuna delle UPE per cui si è pivotali a un livello pari al prezzo massimo che Terna è disponibile a pagare per la "presenza in servizio" di un'UPE. La "presenza in servizio" di un'UP, infatti, è condizione

¹² Art. 13, par. 3, lett. d. [20].

¹³ «servizio ancillare non relativo alla frequenza»: un servizio utilizzato da un gestore del sistema di trasmissione o un gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di black start e la capacità di funzionamento in isola.» tratto dall'art.2.49 di [24]

¹⁴ «componenti di rete pienamente integrate»: **componenti di rete che sono integrate nel sistema di trasmissione** o distribuzione, compresi gli impianti di stoccaggio, **e utilizzate** al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o distribuzione e **non per il bilanciamento o la gestione delle congestioni.**» tratto dall'art.2.51 di [24]

In altri termini, i condensatori, i reattori e i compensatori sincroni integrati nella rete di trasmissione nazionale sono "componenti di rete pienamente integrate"

¹⁵ Per trasformare un'UP in un'UPE è sufficiente assegnare alla prima un opportuno peso (vedi la formula di cui al Cap. 5 §III).

necessaria e sufficiente per l'asservimento della sua potenza reattiva (in assorbimento o in erogazione) alla regolazione automatica della tensione. I vincoli di "presenza in servizio" di un numero minimo di UPE per la regolazione di tensione sono quindi vincoli impliciti di potenza reattiva per la regolazione di tensione.

Sotto il profilo metodologico, l'analisi di pivotalità può essere condotta in maniera efficace eseguendo opportune analisi di «*what-if*» con un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento. Questo approccio presenta il notevole vantaggio di incorporare le eventuali inflessibilità tecnologiche delle UP (es: tempi di avviamento, tempi di permanenza in servizio o fuori servizio, etc.) nonché di catturare tutte le interazioni esistenti nell'approvvigionamento simultaneo dei diversi servizi ancillari, assicurando una valutazione precisa della pivotalità afferente a ogni specifico servizio¹⁶.

Un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento in grado di svolgere elaborazioni massive è in fase di sviluppo da parte di Terna e, nelle more del suo completamento, per le analisi del presente rapporto è stato adottato un approccio conservativo di ricostruzione puntuale della domanda e dell'offerta di "presenza in servizio" di UP per la regolazione di tensione in ogni ora e in ogni area: è stato quindi possibile calcolare la c.d. domanda residua di "presenza in servizio" per ogni singolo *UdD*/ipotetico *gruppo di UdD* - ovvero la domanda di "presenza in servizio" al netto dell'offerta di "presenza in servizio" dei concorrenti - e identificare i c.d. fornitori "residuali" o "pivotali", laddove la domanda residua risulti positiva¹⁷.

Questo approccio se, da una parte, si è rivelato molto oneroso dal punto di vista computazionale nonché *time-consuming* per i numerosi approfondimenti richiesti a Terna circa la struttura e il significato dei dati analizzati, dall'altra, ha assunto un'importante valenza in chiave di lettura storica dell'evoluzione della pivotalità su uno specifico servizio, attraverso una ricostruzione analitica che, anche tramite grafici e tabelle, occupa una parte rilevante del presente rapporto.

Si tratta, in ogni caso, di un'analisi focalizzata esclusivamente sulla "struttura" del mercato e non anche sulla "condotta" dei soggetti. Il rapporto identifica cioè le situazioni puntuali di detenzione di potere di mercato e ne analizza l'entità e la frequenza. Esula, invece, dagli obiettivi del rapporto la valutazione circa il grado di esercizio del potere di mercato da parte degli *UdD* che eventualmente lo detengono. Semmai, il rapporto evidenzia (qualitativamente) la simmetria tecnologica e dimensionale che caratterizza specifici gruppi di *UdD* e che, a parità di altri fattori, favorisce la cooperazione tra i componenti in un gioco ripetuto infinite volte quale è *MSD ex ante*.

L'analisi dell'assetto concorrenziale afferente all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione potrà rappresentare, infine, il presupposto per l'eventuale applicazione delle deroghe al criterio di mercato previste dalla summenzionata legislazione europea.

L'analisi copre 9 anni (dal 2011 al 2019) e si estende geograficamente a tutto il Mezzogiorno in quanto le criticità maggiori circa la struttura di mercato sono state osservate in porzioni della rete di trasmissione nazionale (aree) all'interno di tale perimetro geografico.

Il rapporto è articolato nel modo seguente:

- nel prosieguo della presente sezione introduttiva, dopo una breve panoramica del mercato per il servizio di dispacciamento, sono descritti in maniera più precisa l'oggetto, gli obiettivi e il perimetro spazio-temporale delle analisi svolte;

¹⁶ Si noti che un *UdD* può essere contemporaneamente pivotale per la fornitura di più servizi ancillari.

¹⁷ Cioè quegli *UdD* che sono monopolisti sulla domanda residua.

- la sezione 2 illustra l’articolazione spaziale nonché l’evoluzione temporale della domanda di “presenza in servizio” di UPE per la regolazione di tensione;
- la sezione 3 presenta la metodologia e i risultati puntuali delle analisi di pivotalità da cui emergono le situazioni storiche di “monopolio” di singoli *UdD* o di ipotetici gruppi di *UdD* sulla domanda residua di “presenza in servizio” di UPE per la regolazione di tensione;
- la sezione 4 conclude il rapporto, sintetizzando i risultati di tutte le analisi svolte ed evidenziandone i limiti che potrebbero essere superati da opportuni interventi di Terna.

Infine, una serie di appendici correda il rapporto con note metodologiche, dati maggiormente disaggregati rispetto a quanto riportato nel testo e approfondimenti su aspetti tecnici degni di nota.

2. Oggetto: approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione

Allo scopo di circoscrivere con precisione l’oggetto del presente rapporto, ovvero il segmento di mercato afferente all’approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione da parte del gestore della rete, è giocoforza partire da una breve descrizione di MSD per la parte che maggiormente rileva per il tema trattato. Nella fase di programmazione di MSD (*MSD ex ante*), Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) in tempo reale. Questo mercato a breve termine è, per sua natura, caratterizzato da un’offerta più concentrata rispetto a quella dei mercati a breve termine dell’energia¹⁸, ciò in quanto:

- la partecipazione a *MSD ex ante* è ristretta alle sole UP controllabili di taglia non inferiore a 10 MVA che, per le loro prestazioni dinamiche, sono abilitate a fornire i servizi ancillari necessari all’esercizio in sicurezza del SEN;
- il modello di rete sottostante al modulo di sicurezza (SFT) di *MSD ex ante* (vedi BOX 1) è nodale e non zonale, quindi soggetto a maggiori vincoli di corrente;
- il modulo di mercato (MCE) di *MSD ex ante* (vedi BOX 1) approvvigiona risorse sia per la regolazione di frequenza sia per la regolazione di tensione.

Le offerte presentate dagli *UdD* abilitati ad operare su tale mercato sono selezionate da Terna tramite l’esecuzione di un **algoritmo di ottimizzazione** che ricerca una programmazione in esito a *MSD ex ante* tale da **minimizzare l’esborso atteso** per ciascuna delle sei sottofasi in cui attualmente si articola la fase di programmazione.¹⁹

¹⁸ Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI).

¹⁹ MSD1: in cui sono negoziate le ore 1-4 del giorno successivo; MSD2: in cui sono negoziate le ore 5-8 del giorno successivo; MSD3: in cui sono negoziate le ore 9-12 del giorno corrente; MSD4: in cui sono negoziate le 13-16 del giorno corrente; MSD5: in cui sono negoziate le 17-20 del giorno corrente; MSD6: in cui sono negoziate le 21-24 del giorno corrente.

BOX 1: L'algoritmo di risoluzione di MSD *ex ante*

MSD *ex ante* si compone di due moduli che funzionano iterativamente: il modulo di mercato (c.d. MCE) e il modulo di sicurezza (c.d. SFT).

"I due moduli adottano un differente livello di descrizione del sistema elettrico: il modulo di mercato considera una rappresentazione zonale della rete²⁰ e del carico ed una rappresentazione dei gruppi di generazione aggregati in UP; il modulo di sicurezza considera una rappresentazione nodale della rete e del carico e [una rappresentazione dei] singoli gruppi di generazione come indipendenti...Il modulo di sicurezza riceve inoltre quale informazione di input la descrizione della rete di trasmissione nonché delle logiche sottostanti i piani di difesa". [2]

MCE è quindi un modulo di ottimizzazione che ricerca una programmazione delle UP tale da soddisfare - al minimo costo e nel rispetto dei limiti di transito sulle linee equivalenti del modello di rete zonale - i fabbisogni zonal²¹ di energia e di riserva per regolazione di frequenza, nonché i fabbisogni locali di presenza in servizio e di risoluzione di congestioni intrazonali. SFT è invece un modulo di "load flow" che, in modo indipendente per ciascuna programmazione oraria di MCE, "esegue studi di verifica delle congestioni sia in condizioni N che in condizioni N-1 e definisce le informazioni necessarie a MCE per la risoluzione delle congestioni identificate al minimo costo". [2]

La Specifica funzionale di MSD *ex ante* (relativa al modulo di mercato MCE²²) evidenzia come il problema matematico di ottimizzazione sia soggetto ad una serie di vincoli:

- vincoli di sistema;
- vincoli di offerta delle UP;
- vincoli tecnici delle UP.

I **vincoli di sistema** garantiscono l'esercizio in sicurezza del SEN e includono:

1. il fabbisogno di energia in Italia (vincolo in Tavola 1);
2. i limiti di transito sulle interconnessioni fra le zone d'Italia²³ (vincoli S2 e S2' in Tavola 1);
3. i vincoli di rete per eventuali congestioni intrazonali²⁴ (vincoli S3 e S3' in Tavola 1);
4. i "**vincoli di rete per presenza in servizio**" in eventuali "**aree**" (**vincolo S4** in Tavola 1);
5. il fabbisogno di riserva secondaria in Italia e in ciascun aggregato di zone d'Italia²⁵ (vincoli S5 e S5' in Tavola 1);
6. il fabbisogno di riserva terziaria in Italia, in ciascun aggregato di zone d'Italia e in ciascuna zona d'Italia (vincoli S6, S6', S7, S8 e S9 in Tavola 1);
7. il fabbisogno di riserva primaria in ciascun aggregato di zone d'Italia (vincolo S10 in Tavola 1);

²⁰ Il modello è in corrente continua.

²¹ Oppure i fabbisogni per aggregati di zone.

²² vedi [2].

²³ Ossia sulle linee equivalenti del modello di rete zonale di Terna.

²⁴ Ossia le eventuali congestioni su singole linee della RTN identificate dal modulo SFT.

²⁵ Continente, Sardegna e Sicilia.

Tavola 1 - Vincoli di sistema nel modulo MCE

Fonte [2] §3.5.1

	VINCOLO	DIMENSIONE GEOGRAFICA	DIMENSIONE TEMPORALE	Tipo di vincolo	Dati di sistema in input	Modulo input
S1	Fabbisogno	Italia	Orario	=	Fabbisogno Italia	CARI_DAT.TXT
S2	Variabile di stato dell'interconnessione	Connessioni zonali	Orario	≤	Variabile di stato τ^{α}_v	LINE_TRA.TXT, LIMI_TRA.TXT
S2'	Transito interzonale	Connessioni zonali	Orario	≤ ≥	Limiti massimi e minimi per gli intervalli ammissibili di transito per ogni interconnessione α	LINE_TRA.TXT, LIMI_TRA.TXT
S3	Vincoli di rete per congestioni	Area	Orario	≤		CFSN_SRM.TXT, LINE_SRM.TXT
S3'	Vincoli di rete per congestioni intrazonali	Linea/ATR	Orario	≤	Sovraccarico della Linea/ATR; sensitività delle UP	CFSN_SRM.TXT, LINE_SRM.TXT, Modulo SFT : [SENSDATA,CONSTRAINT], [SENSDATA,CONSTRAINTUPSF]
S4	Vincoli di rete per presenza in servizio	Area	Orario	≥	Requisiti su numero minimo UP/limiti produzione per cluster o per vincolo	LNUM_UPT.TXT, LSTN_UPT.TXT
S5	Riserva Secondaria	Aggregato zonale	Orario	≥	Fabbisogno di riserva secondaria	RISE_SEC.TXT
S5'	Riserva Secondaria	Italia	Orario	≥	Fabbisogno di riserva secondaria	RISE_SEC.TXT
S6	Riserva Terziaria	Aggregato zonale	Orario	≥	Fabbisogno di riserva terziaria per aggregato	RTRZ_AGG.TXT, RISE_DTG.TXT
S6'	Riserva Terziaria	Italia	Orario	≥	Somma dei Fabbisogni di riserva terziaria per aggregato	RTRZ_AGG.TXT
S7	Riserva Terziaria	Zona	Orario	≥	Fabbisogno di riserva terziaria a zona singola	RISE_TRZ.TXT, DATI_TER.TXT
S8	Bilanciamento atteso	Aggregato zonale	Orario	≥	Bilanciamento atteso e probabilità	BILP_AGG.TXT, BILD_AGG.TXT,
S9	Selezioni in contro modulazione	Italia	Orario	≤	Soglia conservativa di delta energia	
S10	Riserva Primaria	Aggregato zonale	Orario	≥	Fabbisogno di riserva primaria	RISE_PRM.TXT

Osservando i vincoli di sistema di MSD *ex ante* in Tavola 1 è facile apprezzare le differenze fra l'architettura di MSD *ex ante* e l'architettura del mercato del giorno prima (MGP).

I vincoli di sistema S1, S2 e S2' sono simili ai vincoli di sistema di MGP (pur potendo differire per consistenza²⁶) e hanno la medesima finalità: assicurare il bilanciamento delle immissioni e dei prelievi e la contestuale gestione delle congestioni **interzonali** nel SEN in fase di programmazione.

I vincoli di sistema da S3 a S10 sono invece **caratteristici** di MSD *ex ante* e hanno la finalità di approvvigionare *ex ante* le risorse per il servizio di dispacciamento ovvero di predisporle per la gestione in tempo reale.

In particolare:

- i vincoli S3, S3' e S4 hanno la finalità di approvvigionare *ex ante* le risorse per la risoluzione delle (prevedibili) congestioni **intrazonali** derivanti da violazioni di limiti di corrente o di tensione;
- i vincoli S5 e S5' hanno la finalità di approvvigionare *ex ante* le risorse per la regolazione **secondaria** di frequenza, ossia di predisporre *ex ante* la riserva **secondaria** di potenza (attiva) necessaria ad annullare l'errore di rete del SEN in tempo reale²⁷;

²⁶ Le reali differenze sono le seguenti:

- a) il fabbisogno di energia in MSD *ex ante* è un parametro fissato da Terna (... *omissis* ...) mentre il fabbisogno di energia su MGP è la somma delle offerte di acquisto (con limite o senza limite di prezzo) degli *UdD* titolari di Unità di Consumo (UC);
- b) i limiti di transito minimo e massimo su ogni interconnessione zonale in MSD *ex ante* sono doppi rispetto ai corrispondenti limiti in MGP. Ci sono infatti i limiti minimo e massimo per energia e i limiti minimo e massimo per riserva.

²⁷ Ossia la somma della deviazione della frequenza e della deviazione della potenza di scambio con le Aree di Controllo estere.

- i vincoli S6, S6', S7, S8 e S9 hanno la finalità di approvvigionare ex ante le risorse per la regolazione **terziaria** di frequenza, ossia di predisporre ex ante la riserva **terziaria** di potenza (attiva)²⁸ necessaria ad assicurare il bilanciamento atteso in probabilità negli scenari del SEN prefigurati da Terna;
- il vincolo S10 ha la finalità di approvvigionare ex ante le risorse per la regolazione **primaria** di frequenza, ossia di predisporre ex ante la riserva **primaria** di potenza (attiva) necessaria a contrastare le deviazioni di frequenza del SEN in tempo reale²⁹.

Le modifiche ai profili di generazione delle UP causate **esclusivamente** dall'imposizione dei vincoli di sistema **caratteristici** di MSD *ex ante* sono l'esito del **ridispacciamento** delle UP eseguito in MSD *ex ante* a valle del **dispacciamento** delle UP eseguito in MGP.

Fra questi vincoli di sistema **caratteristici**, vi è il vincolo di sistema S4 ("vincolo di rete per presenza in servizio") che, in base alla descrizione contenuta nell'Allegato A.22³⁰ nonché a quella contenuta nella specifica funzionale di MSD *ex ante*³¹, è catalogato fra quelli finalizzati alla risoluzione delle congestioni **intrazonali**. Le congestioni cui Terna si riferisce sia nell'Allegato A.22 sia nella specifica funzionale di MSD *ex ante* possono infatti derivare non solo dalla violazione di vincoli di corrente ma anche dalla violazione di vincoli di tensione. Né l'Allegato A.22 né la specifica funzionale di MSD *ex ante* spiegano però:

- a) come la "*presenza in servizio*" di un numero minimo di UPE selezionate da una lista ("cluster") assicuri il rispetto del vincolo di tensione sull'area in cui tutte le UPE elencate in lista sono localizzate;
- b) come Terna costruisca la lista di UPE associata al vincolo di tensione e il numero minimo di UPE di cui è necessaria la "*presenza in servizio*" per rispettarlo, ossia come Terna costruisca i "vincoli di rete per presenza in servizio".

La specifica a) è fornita dalla prescrizione di cui al paragrafo 1B.5.3.1 del Codice di Rete (CdR) sugli stati di funzionamento che "*i generatori devono essere in grado di mantenere con continuità*".

Secondo tale prescrizione, un generatore deve essere in grado di erogare con continuità una potenza attiva compresa tra la sua potenza (attiva) minima e la sua potenza (attiva) massima e contemporaneamente assorbire/erogare con continuità una potenza reattiva compresa tra il valore minimo e il valore massimo desumibili dalla sua **curva di capability**, ovvero dal diagramma di potenza reattiva e potenza attiva entro il quale il generatore può funzionare (Tavola 2)³². Al di sotto della sua potenza (attiva) minima, invece, un generatore non è in grado di (né è tenuto a) continuare a funzionare. Ne consegue che per "*presenza in servizio*" di un'UP si intende uno stato di funzionamento connotato dall'erogazione continua di un valore di potenza attiva compreso tra il valore minimo e il valore massimo dichiarati su GAUDÌ e dall'erogazione/assorbimento continua di una potenza reattiva compresa tra il valore minimo e il valore massimo desumibili dalla sua **curva di capability** per quel valore di potenza attiva. La "*presenza in servizio*"

²⁸ Riserva pronta a salire, riserva rotante a salire, riserva rotante a scendere, riserva di sostituzione a salire, riserva di sostituzione a scendere.

²⁹ In realtà questo vincolo non è implementato in MCE e la riserva primaria di potenza viene assicurata dalle UP in servizio per riserva secondaria o terziaria di potenza.

³⁰ "**RISOLUZIONE DELLE CONGESTIONI** ...La selezione delle offerte è soggetta al rispetto dei ...limiti di funzionamento degli elementi di rete, sia per quanto riguarda le correnti massime che i limiti massimi o minimi di tensione... Il rispetto dei vincoli di tensione viene garantito mediante la presenza in servizio di un prefinito numero minimo di unità di produzione, definito mediante calcoli espliciti di "load flow" in condizioni sia N che N-1, localizzate in opportune aree geografiche." Tratto dal §6.2 di [34] nelle versioni n. 7 del 31/10/2017 e successive

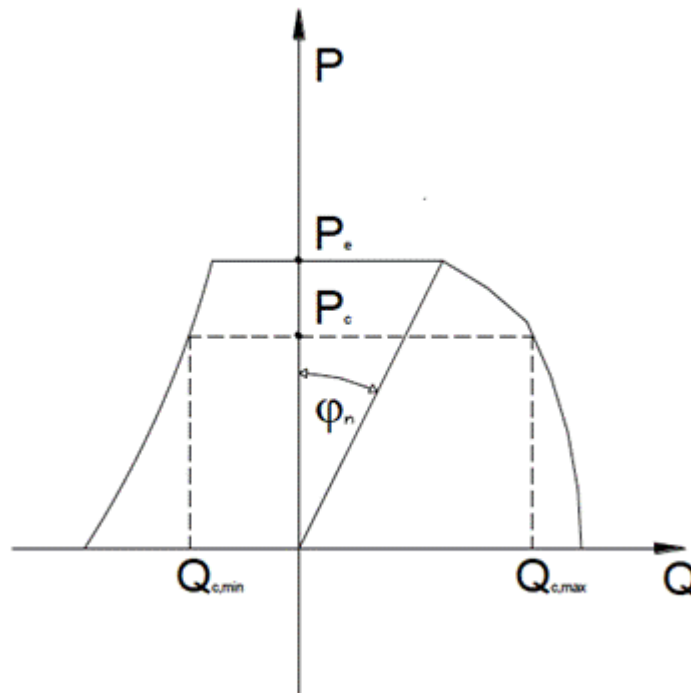
³¹ "Il sistema elettrico italiano presenta alcune **situazioni di congestione locale strutturali, dovute sia a problemi di tensione, eventualmente anche sulla rete primaria**, che a problemi di transito sulla rete secondaria, sia in condizioni di rete integra ("vincoli a rete integra") che non integra in presenza di indisponibilità di elementi di rete ("vincoli a rete non integra")." Tratto dal §3.5.1.S4 di [2]

³² "I generatori devono essere in grado di mantenere con continuità uno stato di funzionamento compreso nei seguenti limiti:

- (a) potenza attiva erogata (P_c) qualsiasi, compresa tra la potenza efficiente (P_e) e il minimo tecnico dichiarato;
- (b) potenza reattiva richiesta dalla rete, compresa tra il valore minimo ($Q_{c,min}$) e quello massimo ($Q_{c,max}$), desunti sulla curva di capability (fig. 1) in corrispondenza della potenza attiva erogata e a tensione di macchina e frequenza comprese nell'area A di fig. 2." Tratto dal §1B.5.3.1 di [3]

di un numero minimo di UPE³³ selezionate da una lista (“cluster”) assicura quindi che quel numero minimo di UPE sia in grado di erogare/assorbire con continuità una potenza reattiva sufficiente al rispetto del vincolo di tensione sull’area in cui tutte le UPE elencate in lista sono localizzate.

Tavola 2 – Curva di capability tipica per un gruppo di generazione
Fonte [3] § 1B.5.3.4



La specifica b) è stata invece fornita da una serie di approfondimenti effettuati con Terna.

In particolare, la costruzione delle “opportune aree geografiche” (dette anche «cluster») ai fini della risoluzione dei vincoli di tensione avrebbe luogo secondo la seguente procedura descritta da Terna:

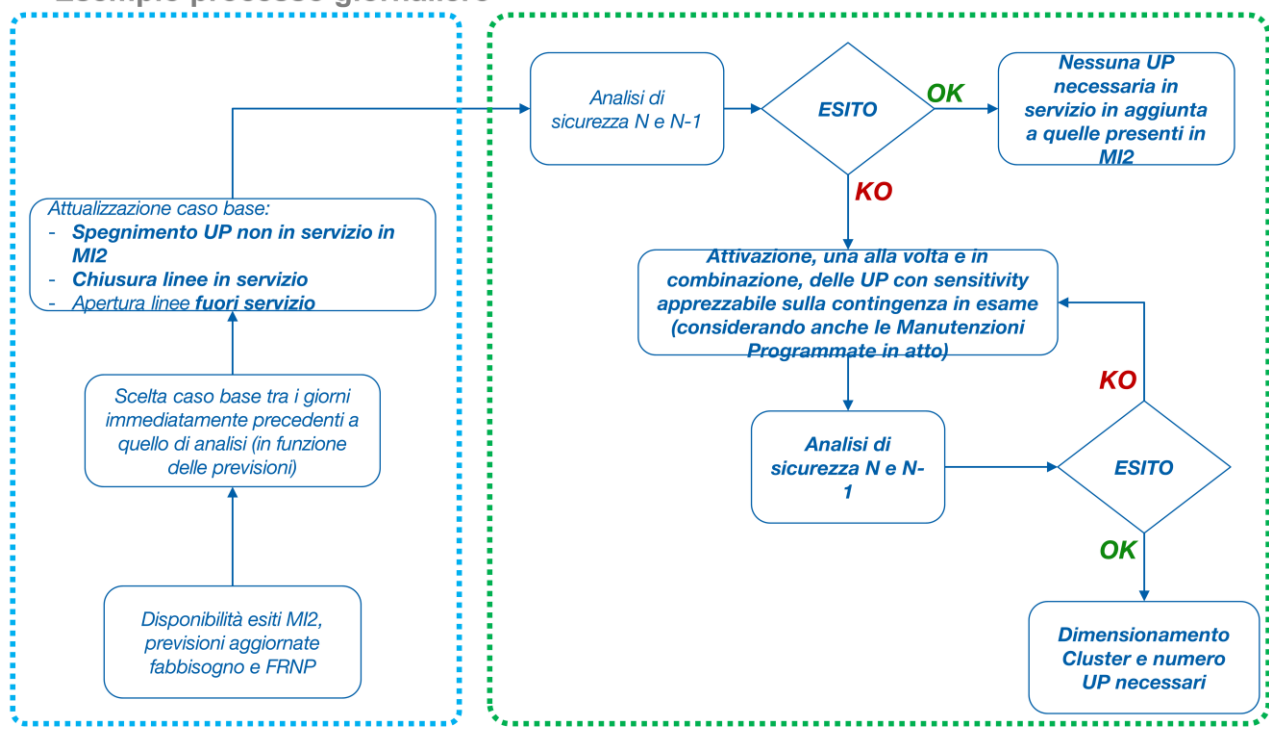
1. “Sulla base delle criticità oggetto di indagine, sono identificati dei casi base rappresentativi sulla base delle serie storiche a disposizione di Terna” [Selezione casi base];
2. “A partire dai casi base, vengono predisposti dei casi previsionali che riflettano eventuali variazioni attese per il periodo obiettivo” [Predisposizione casi previsionali];
3. “Per ciascuno dei casi previsionali predisposti, si conducono iterativamente delle analisi di sicurezza N ed N-1 al fine di verificare, tra le UP nell’area che hanno maggiore *sensitivity* sulla criticità oggetto di analisi, il numero minimo di UP che devono essere in servizio in ciascun «cluster» al fine di garantire la sicurezza del sistema” [Analisi di sicurezza];
4. “I cluster e numero di UP necessarie vengono trasmessi all’algoritmo MSD come necessità di UP in servizio” [Invio vincolo a MSD].

In Tavola 3 è esemplificato il processo giornaliero seguito da Terna per definire i vincoli di sistema S4 ossia i “vincoli di rete per presenza in servizio”.

³³ Normalmente, 1 UP = 1 UPE se l’UP è tradizionale o a ciclo combinato mentre 1 UP = 0,5 UPE se l’UP è turbogas.

Analisi di Rete e Vincoli per tensione

Esempio processo giornaliero



Più in dettaglio, Terna ha chiarito quanto segue:

“Tutti gli input forniti a MCE... sono una rielaborazione di più analisi di sicurezza effettuate con il SW CRESO, il quale effettua analisi di *load-flow* e fornisce in output le eventuali violazioni dei requisiti di sicurezza in regime stazionario in condizioni N e N-1, vale a dire anche a seguito di tutte le possibili singole contingenze (perdita di elementi di rete o di generazione). In particolare, il processo di calcolo è svolto da un operatore esperto che, avvalendosi del SW CRESO, in funzione dello scenario previsionale da lui o da altri processi identificato ed elaborato, e in funzione di altre situazioni di esercizio riscontrate in periodici studi specifici, definisce la necessità di presenza in servizio dei diversi impianti di produzione³⁴”.

Da tali chiarimenti si deduce che il numero minimo di UPE di cui è necessaria la “presenza in servizio” in ciascun «cluster» è una curva di domanda implicita³⁵ di potenza reattiva, ossia della potenza reattiva implicitamente necessaria nei casi previsionali per assicurare:

- sia l’equilibrio dei flussi di potenza reattiva in condizione N³⁶ - ossia in esito a MSD *ex ante* –

³⁴ Terna, inoltre, precisa che “le modalità operative per la definizione dei vincoli sono soggette a potenziali evoluzioni e cambiamenti sulla base di valutazioni sullo stato del sistema che non sempre possono essere pre-valutate/pianificate in ogni circostanza, nel rispetto degli obiettivi di sicurezza ed efficienza. In particolare, ... i vincoli per tensione valutati in regime statico tramite (ad oggi) l’utilizzo del software CRESO non rappresentano la totalità dei vincoli trasferiti al modulo MCE essendo, almeno in alcune configurazioni, presenti vincoli determinati da studi specifici condotti fuori linea e legati, ad esempio, a potenziali criticità relative alla rete non direttamente rappresentata, ovvero a rischi di instabilità dinamica del sistema.” [48]

³⁵ È implicita in quanto l’approvvigionamento della “presenza in servizio” di un numero minimo di UP “equivalenti” implica l’approvvigionamento di una potenza reattiva in assorbimento/erogazione pari alla somma delle potenze reattive in assorbimento/erogazione desumibili dalle rispettive curve di capability delle UP presenti in servizio.

³⁶ “Situazione in cui nessun elemento (rete o UP) del sistema di trasmissione è indisponibile a causa del verificarsi di una contingenza” [4].

- sia l'equilibrio dei flussi di potenza reattiva in condizione N-1³⁷ - ossia in caso di una singola contingenza in tempo reale (perdita di una linea o di una UP) che può verificarsi in un certo intervallo di confidenza³⁸.

Sotto questo profilo è possibile paragonarla alla curva di domanda di CDP (Capacità Disponibile in Probabilità) di cui all'art. 5 della deliberazione ARG/elt 98/11 [5] relativa al mercato della capacità: quest'ultima è infatti una curva di domanda elastica ed esplicita (di adeguatezza) di potenza attiva di lunghissimo periodo (Y-4) nella singola zona mentre la prima è una curva di domanda rigida ed implicita (di adeguatezza) di potenza reattiva di brevissimo periodo (D-1) nella singola area (o «cluster») al netto della "autoproduzione" di potenza reattiva assicurata dai dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni, etc.).

Per quanto concerne le modalità di erogazione della regolazione di tensione in tempo reale, in base alle spiegazioni fornite da Terna non è possibile ragionare per analogia con la regolazione di frequenza. Le regolazioni primaria, secondaria e terziaria di frequenza sono caratterizzate da distinte prestazioni e, quindi, da distinti fabbisogni di potenza attiva e distinti insiemi di "requisiti per l'abilitazione" delle risorse. La regolazione di tensione, invece, è caratterizzata da un'unica prestazione e, quindi, da un unico fabbisogno di potenza reattiva e un unico insieme di "requisiti per l'abilitazione" delle risorse. Nell'Appendice 8 è descritta l'architettura gerarchica della regolazione di tensione che, per come riassunta nel capitolo 4 del CdR, indurrebbe invece a ipotizzare l'esistenza di distinte prestazioni per la regolazione primaria e secondaria di tensione.

Dal quadro sinora ricostruito, è evidente che il criterio usato nel capitolo 4 del CdR per la definizione dei servizi di riserva di potenza attiva per regolazione (primaria, secondaria e terziaria) di frequenza non ha la stessa finalità di quello usato per la definizione dei servizi di riserva di potenza reattiva per regolazione (primaria e secondaria) di tensione. In particolare, quest'ultimo non identifica le risorse implicitamente approvvigionate "per il tramite" di MSD *ex ante*.

È altresì evidente che "per il tramite" di MSD *ex ante* sono approvvigionate implicitamente tanto le risorse per la regolazione (primaria, secondaria e terziaria) di frequenza quanto le risorse per la regolazione (unica) di tensione. In tutti questi casi, l'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione (di frequenza o di tensione) in tempo reale consiste nel ridispacciamento delle UP in MSD *ex ante* in maniera tale da predisporre un adeguato margine di potenza (attiva o reattiva) da asservire alla predetta regolazione in tempo reale.

In particolare, nel caso in cui in un'area non sia "presente in servizio" in esito al mercato dell'energia³⁹ un numero di UPE termoelettriche almeno pari al numero minimo imposto da Terna, l'algoritmo di MSD *ex ante* ridispaccia a salire le UPE⁴⁰ termoelettriche mancanti accettandone le rispettive offerte di Minimo, ossia le offerte relative "ad incrementi di immissione dal programma aggiornato cumulato"⁴¹, sino alla potenza minima".⁴² Per le UPE termoelettriche **non** "presenti in servizio" in esito al mercato dell'energia, infatti, l'accettazione dell'offerta di Minimo in MSD *ex ante* è:

³⁷ "Situazione in cui un elemento (rete o UP) del sistema di trasmissione è indisponibile a causa del verificarsi di una contingenza" [4].

³⁸ Prevedibile in un certo intervallo di confidenza.

³⁹ Ossia MGP e MI.

⁴⁰ Normalmente, 1 UP = 1 UPE se l'UP è tradizionale o a ciclo combinato mentre 1 UP = 0,5 UPE se l'UP è turbogas.

⁴¹ È il programma in esito al mercato dell'energia ovvero il programma di riferimento in input a MSD *ex ante*.

⁴² L'offerta di Minimo è "relativa ad incrementi di immissione dal programma aggiornato cumulato, sino alla potenza minima, se tale incremento è possibile (ovvero se il medesimo programma aggiornato cumulato è inferiore alla potenza minima)" [paragrafo 4.8.4.1, punto (iii), del CdR]

- a) condizione **necessaria e sufficiente** alla predisposizione di due bande⁴³ di potenza reattiva (una in assorbimento e una in erogazione) per la regolazione automatica di **tensione**;
- b) condizione **necessaria e sufficiente** alla predisposizione delle semibande⁴⁴ (a salire e a scendere) di riserva **primaria** di potenza attiva per la regolazione automatica di **frequenza**;
- c) condizione **necessaria ma non sufficiente** alla predisposizione delle semibande⁴⁵ (a salire e a scendere) di riserva **secondaria** di potenza attiva per la regolazione automatica di **frequenza**;
- d) condizione **necessaria e sufficiente** alla predisposizione di una banda (a salire) di riserva **terziaria rotante** di potenza attiva per la regolazione manuale di **frequenza** (o meglio per la ricostituzione della riserva secondaria in tempo reale)⁴⁶;
- e) condizione **sufficiente ma non necessaria** alla predisposizione di una banda (a salire) di riserva **terziaria di sostituzione** di potenza attiva per la regolazione manuale di **frequenza** (o meglio per la ricostituzione della riserva terziaria rotante in tempo reale)⁴⁷;
- f) condizione **necessaria e sufficiente** all'erogazione continua della sua potenza attiva per il bilanciamento ex ante di immissioni e prelievi.

Ogni UPE termoelettrica offre congiuntamente queste risorse secondo proporzioni proprie. Poiché l'accettazione dell'offerta indivisibile di Minimo è condizione **necessaria e sufficiente** alla predisposizione di quattro risorse (a, b, d, f) per quattro distinti servizi ancillari, è impossibile dedurre direttamente dai prezzi accettati delle offerte di Minimo l'eventuale scarsità di una specifica risorsa/servizio ancillare e, tantomeno, la pivotalità dell'*UdD* (o ipotetico *gruppo di UdD*) nell'offerta di quella specifica risorsa/servizio ancillare. Potrebbe esservi, infatti, contestuale scarsità di più risorse/servizi ancillari e/o l'*UdD* (o ipotetico *gruppo di UdD*) potrebbe essere contestualmente pivotale nell'offerta di più risorse/servizi ancillari.

Solo un'analisi di *what-if* condotta coi simulatori di MGP e di MSD *ex ante* consentirebbe di identificare con precisione la pivotalità dell'*UdD* (o ipotetico *gruppo di UdD*) nell'offerta di ogni specifica risorsa/servizio ancillare. Come già anticipato nel capitolo 1, questo approccio ha il notevole vantaggio di incorporare i differenti gradi di flessibilità delle UP (es: tempi di avviamento, tempi di permanenza in servizio o fuori servizio, etc.) nonché di catturare tutte le interazioni esistenti nell'approvvigionamento simultaneo dei servizi ancillari, assicurando una valutazione precisa della pivotalità dell'*UdD* (o ipotetico *gruppo di UdD*) nell'offerta di ogni specifica risorsa/servizio ancillare⁴⁸.

Nelle more del completamento da parte di Terna di un simulatore di MSD *ex ante* (e di MB⁴⁹) in grado di svolgere elaborazioni massive (tuttora in fase di sviluppo), per le analisi del presente rapporto è stato adottato un approccio conservativo di ricostruzione puntuale della domanda e dell'offerta di "presenza in servizio" di UPE (potenza reattiva) in ogni ora e in ogni area: è stato quindi possibile calcolare la c.d. domanda residua di "presenza in servizio" per ogni singolo *UdD*/ipotetico gruppo di *UdD* - ovvero la domanda di

⁴³ La cui ampiezza è descritta dalla curva di capability.

⁴⁴ Non inferiore a una percentuale della "potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP": $\pm 1,5\%$ nel Continente e in Sicilia (se interconnessa), $\pm 10\%$ in Sardegna e in Sicilia (se in isola).

⁴⁵ Pari al "maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima dell'assetto". [paragrafo 4.4.3.2, lettera (d), punto (ii), del CdR]

⁴⁶ "Pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo... che può essere effettuato entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto per almeno 120 minuti". [paragrafo 4.4.4.1, lettera (b), del CdR]

⁴⁷ "Pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo... che può essere effettuato entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata". [paragrafo 4.4.4.1, lettera (c), del CdR]

⁴⁸ Si noti che un *UdD* può essere contemporaneamente pivotale per la fornitura di più servizi ancillari.

⁴⁹ Il mercato di bilanciamento in tempo reale, ossia la fase di gestione in tempo reale di MSD.

“presenza in servizio” al netto dell’offerta di “presenza in servizio” dei concorrenti - e identificare i c.d. fornitori “residuali” o “pivotali”, laddove la domanda residua risulti positiva⁵⁰.

Premesso che la pivotalità dell’UdD (o ipotetico *gruppo di UdD*) nell’offerta di “presenza in servizio” (potenza reattiva) in un’ora e in un’area ci informa del potere di mercato da questi detenuto nella fornitura di questa risorsa/servizio ancillare anche in assenza degli altri vincoli di sistema **caratteristici** di MSD *ex ante*, è assai probabile che, in ore vuote, i vincoli S4 siano i più stringenti fra i vincoli di sistema caratteristici di MSD *ex ante*⁵¹, in quanto:

- le aree su cui sono imposti i fabbisogni di “presenza in servizio” sono tendenzialmente più piccole delle zone su cui sono imposti i fabbisogni di riserva terziaria di sostituzione e, a maggior ragione, dell’aggregato Continente su cui sono imposti i fabbisogni di riserva primaria, secondaria, terziaria rotante;
- i fabbisogni di riserva (potenza attiva) e di “presenza in servizio” (potenza reattiva) sono normalmente asincroni, ossia il fabbisogno di riserva è massimo nelle ore piene e minimo nelle ore vuote, viceversa il fabbisogno di “presenza in servizio”.

In ore piene, invece, non è altrettanto probabile a priori che i vincoli S4 imposti a livello di area siano più stringenti dei vincoli di riserva imposti a livello di zona.

In altri termini, se in ore vuote è probabile che la pivotalità dell’UdD (o ipotetico *gruppo di UdD*) nell’offerta di “presenza in servizio” (potenza reattiva) rappresenti il **massimo** potere di mercato da questi detenuto su MSD *ex ante*, viceversa in ore piene è possibile che rappresenti il **minimo** potere di mercato da questi detenuto su MSD *ex ante* ma solo il confronto fra gli esiti dei test di pivotalità nell’offerta di “presenza in servizio” (potenza reattiva) - cui è dedicato il presente rapporto - e gli esiti dei test di pivotalità nell’offerta di potenza attiva⁵² - cui sarà dedicato un futuro rapporto -, eventualmente corredato da analisi puntuali di *what-if* nei casi dubbi, potrebbe consentirci di rispondere. In ogni caso, le suddette considerazioni non inficiano gli esiti delle analisi descritte nel presente rapporto.

BOX 2: Economia dell’approvvigionamento di riserva di potenza reattiva

Ipotizziamo un sistema elettrico in corrente alternata il cui TSO applichi un “modello di dispacciamento centrale” e approvvigioni ogni risorsa per il servizio di dispacciamento in h-TAVA_{CCGT}⁵³ tramite un’apposita sottofase del mercato per il servizio di dispacciamento(MSD). Il servizio di dispacciamento in tempo reale è invece integralmente reso con regolazioni automatiche di frequenza e di tensione⁵⁴.

Il bilanciamento di energia e la risoluzione delle congestioni in ogni sottofase di MSD sono assicurati tramite l’approvvigionamento esplicito di energia zonale e l’assegnazione implicita di trasmissione interzonale. A tali fini, il TSO rappresenta la rete di trasmissione tramite un equivalente in corrente continua di due zone (Z1 e Z2) unite da un’interconnessione (Z1Z2).

La regolazione della frequenza in tempo reale è assicurata tramite l’approvvigionamento implicito di riserva di potenza attiva a salire e a scendere per zona in ogni sottofase di MSD.

⁵⁰ Cioè quegli UdD che sono monopolisti sulla domanda residua.

⁵¹ Eccetto il caso in cui vi siano vincoli locali di corrente (vincoli S3 e S3’) ancor più stringenti dei vincoli locali di tensione.

⁵² Per soddisfare i fabbisogni di energia, riserva secondaria, riserva terziaria rotante e riserva terziaria di sostituzione.

⁵³ Ipotizziamo che la tecnologia CCGT abbia un tempo di avviamento uniforme (TAVA_{CCGT}) e che sia il maggiore fra i tempi di avviamento delle tecnologie di cui si compone il parco elettrico.

⁵⁴ Nessun altro mercato al di fuori di MSD ha un ruolo nel servizio di dispacciamento né prima (i mercati dell’energia, se esistono, sono mercati finanziari) né dopo.

La regolazione della tensione è assicurata tramite l'approvvigionamento implicito di riserva di potenza reattiva⁵⁵ per area in ogni sottofase di MSD. A tal fine, il TSO divide ogni zona in aree di VRI (A1_z, ..., AN_z).

Il TSO definisce i parametri tecnico-economici del sistema elettrico in input a MSD:

$FE_{z,h}$ (MWh) = fabbisogno di energia⁵⁶ nella zona z e nell'ora h;

PE_z (€/MWh) = prezzo penalità per violazione del vincolo FE_z ⁵⁷ nella zona z;

$FRPA^*_{z,h}$ (MW) = fabbisogno di riserva (di potenza) attiva a salire a T secondi nella zona z e nell'ora h;

$PRPA^*_z$ (€/MW) = prezzo penalità per violazione del vincolo $FRPA^*_z$;

$FRPA^*_{z,h}$ (MW) = fabbisogno di riserva (di potenza) attiva a scendere a T secondi nella zona z e nell'ora h;

$PRPA^*_z$ (€/MW) = prezzo penalità per violazione del vincolo $FRPA^*_z$;

$FRPR_{a,z,h}$ (MVAR) = fabbisogno di riserva (di potenza) reattiva⁵⁸ nell'area a, nella zona z e nell'ora h;

$PRPR_{a,z}$ (€/MVAR) = prezzo penalità per violazione del vincolo $FRPR_{a,z}$;

$LIMZ1Z2_h$ (MW) = limite di trasmissione da Z1 a Z2 nell'ora h.

$LIMZ2Z1_h$ (MW) = limite di trasmissione da Z2 a Z1 nell'ora h.

L'UDD definisce i parametri tecnico-economici dell'UP_{i,z,a,h}⁵⁹ in input a MSD:

$PMIN_{i,z,a,h}$ (MW) = potenza attiva minima. L'UP_{i,z,a,h} **non** può essere in servizio nell'intervallo [0; $PMIN_{i,z,a,h}$];

$PMAX_{i,z,a,h}$ (MW) = potenza attiva massima. L'UP_{i,z,a,h} può essere in servizio nell'intervallo [$PMIN_{i,z,a,h}$; $PMAX_{i,z,a,h}$];

$GRAD_{i,z,a,h}$ (MW/s) = gradiente di potenza attiva in incremento e in diminuzione nell'intervallo [$PMIN_{i,z,a,h}$; $PMAX_{i,z,a,h}$];

$CAPABILITY_{i,z,a,h}$ (MVAR) = potenza reattiva in assorbimento o in erogazione per ogni livello di potenza attiva nell'intervallo [$PMIN_{i,z,a,h}$; $PMAX_{i,z,a,h}$];

$SELLINGPRICE_{i,z,a,h}$ (€/MWh) = euro per MWh prodotto dall'UP_{i,z,a,h}.

Ogni risorsa offerta esplicitamente o implicitamente in MSD è selezionata in ordine di merito economico e remunerata al prezzo marginale. Le quantità accettate e i prezzi marginali di ogni risorsa sono fissati congiuntamente con l'obiettivo di minimizzare i costi.

RISORSE ESPLICITAMENTE VALORIZZATE:

MWh di energia nella zona z e nell'ora h, offerti esplicitamente in vendita da ogni UP_{i,z,a,h}⁶⁰ a un prezzo pari a $SELLINGPRICE_{i,z,a,h}$ e in quantità pari a $PMAX_{i,z,a,h}$, accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($ENERGYMARGINALPRICE_{z,h}$).

RISORSE IMPLICITAMENTE VALORIZZATE:

MW/h di riserva attiva a salire a T secondi nella zona z e nell'ora h, offerti implicitamente in vendita da ogni UP_{i,z,a,h} a prezzo pari al **costo opportunità del MW/h di riserva attiva a salire a T secondi** e in quantità pari a $\min[PMAX_{i,z,a,h} - PMIN_{i,z,a,h}; GRAD_{i,z,a,h} * T]$ accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($FREQUENCYRESERVEMARGINALPRICE^*_{z,h}$). Poiché vendere 1 MW/h di riserva attiva a salire a T secondi implica rinunciare a vendere 1 MWh di energia, il costo opportunità è $\max[0; ENERGYMARGINALPRICE_{z,h} - SELLINGPRICE_{i,z,a,h}]$ ⁶¹.

MW/h di riserva attiva a scendere a T secondi nella zona z e nell'ora h, offerti implicitamente

⁵⁵ Sia in assorbimento che in erogazione, ossia due semibande simmetriche.

⁵⁶ È il fabbisogno netto di energia delle unità di consumo o produzione non controllate dal TSO.

⁵⁷ È il VOLL della zona z.

⁵⁸ Sia in erogazione sia in assorbimento.

⁵⁹ L'i-esima UP nella zona z, nell'area a e nell'ora h.

⁶⁰ Ossia i MWh nell'intervallo [$PMIN_{i,h}$; $PMAX_{i,h}$].

⁶¹ Ossia è l'eventuale primo margine per MWh di energia.

in vendita da ogni $UP_{i,z,a,h}$ a prezzo pari al **costo opportunità del MW/h di riserva attiva a scendere a T secondi** e in quantità pari a $\text{MIN}[\text{MAX}(0; \text{PMSD}_{i,z,a,h} - \text{PMIN}_{i,z,a,h}); \text{GRAD}_{i,z,a,h} * T]$ accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($\text{FREQUENCYMARGINALPRICE}_{z,h}$). Poiché vendere 1 MW/h di riserva attiva a scendere a T secondi **non** implica rinunciare a vendere 1 MWh di energia, il costo opportunità è **nullo**.

MVAR/h di riserva reattiva nell'area a, nella zona z e nell'ora h, offerti implicitamente in vendita da ogni $UP_{i,z,a,h}$ a prezzo pari al **costo opportunità del MVAR/h di riserva reattiva** e in quantità pari a $\text{CAPABILITY}_{i,z,a,h}$, accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($\text{VOLTAGEMARGINALPRICE}_{z,h}$). Poiché vendere 1 MVAR/h di riserva di potenza reattiva **non** implica rinunciare a vendere 1 MWh di energia, il costo opportunità è **nullo**.

MW/h di trasmissione da Z1 a Z2 nell'ora h, offerti implicitamente in vendita da ogni detentore di diritti d'uso dell'interconnessione⁶² a un prezzo pari al **costo opportunità del MW/h di trasmissione da Z1 a Z2**, accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($\text{CONGESTIONMARGINALPRICE}_{z1z2,h}$). Poiché vendere 1 MW/h di diritto d'uso dell'interconnessione da Z1 a Z2 implica rinunciare a una rendita di congestione unitaria pari al differenziale di prezzo fra Z2 e Z1, il costo opportunità è $\text{MAX}[0; \text{MARGINALPRICE}_{z2,h} - \text{MARGINALPRICE}_{z1,h}]$ ⁶³.

MW/h di trasmissione da Z2 a Z1 nell'ora h, offerti implicitamente in vendita da ogni detentore di diritti d'uso dell'interconnessione⁶⁴ a un prezzo pari al **costo opportunità del MW/h di trasmissione da Z2 a Z1**, accettati in ordine di merito economico e valorizzati a prezzo marginale ($\text{CONGESTIONMARGINALPRICE}_{z2z1,h}$). Poiché vendere 1 MW/h di diritto d'uso dell'interconnessione da Z2 a Z1 implica rinunciare a una rendita di congestione unitaria pari al differenziale di prezzo fra Z1 e Z2, il costo opportunità è $\text{MAX}[0; \text{MARGINALPRICE}_{z1,h} - \text{MARGINALPRICE}_{z2,h}]$ ⁶⁵.

PREDISPOSIZIONE DELLE RISERVE

Se $\text{PMIN}_{i,z,a,h} = 0$ per ogni $UP_{i,z,a,h}$, l'accettazione del Minimo dell' $UP_{i,z,a,h}$ - ossia **la presenza in servizio dell' $UP_{i,z,a,h}$** - **non è condizione necessaria per predisporre riserva reattiva e riserva attiva a salire a T secondi** sulla medesima UP.

Essendo nulli sia il costo opportunità del MVAR/h sia il costo del Minimo, la pivotalità nell'offerta di MVAR/h⁶⁶ può essere sfruttata solo offrendo un numero di UPE inferiore (-1) al numero di UPE pivotali al fine di far scattare il prezzo penalità ($\text{PRPR}_{a,z,h}$)

Se invece $\text{PMIN}_{i,z,a,h} > 0$ per ogni $UP_{i,z,a,h}$, l'accettazione del Minimo dell' $UP_{i,z,a,h}$ - ossia **la presenza in servizio dell' $UP_{i,z,a,h}$** - **è condizione necessaria per predisporre riserva reattiva e riserva attiva a salire a T secondi** sulla medesima UP.

La predisposizione di MVAR/h e di MW/h a salire a T secondi sull' $UP_{i,z,a,h}$ implica cioè un costo comune di produzione di energia: $\text{PMIN}_{i,z,a,h} * \text{SELLINGPRICE}_{i,z,a,h}$. Se l' $UP_{i,z,a,h}$ è già selezionata in ordine di merito economico zonale, questo costo è già causato dai vincoli $\text{FE}_{z,h}$. Se invece occorre selezionarla fuori ordine di merito economico zonale, **parte di questo costo è causato dai vincoli $\text{FRPA}_{z,h}$ e/o $\text{FRPR}_{a,z,h}$: $\text{PMIN}_{i,z,a,h} * (\text{SELLINGPRICE}_{i,z,a,h} - \text{MARGINALPRICE}_{z,h})$.**

Essendo nullo il costo opportunità del MVAR/h, la pivotalità nell'offerta di MVAR/h⁶⁷ può essere sfruttata eguagliando il valore dell'offerta di Minimo dell'UP, al valore della sua capability per Terna ($\text{PMIN}_{i,z,a,h} * \text{SELLINGPRICE} = \text{CAPABILITY}_{i,z,a,h} * \text{PRPR}_{a,z,h}$).

⁶² Supponiamo che i diritti siano regalati a ogni utente della rete pro-rata con obbligo di rivendita su MSD.

⁶³ Ossia è l'eventuale rendita di congestione per MWh trasmesso dalla zona Z1 alla zona Z2.

⁶⁴ Supponiamo che i diritti siano regalati a ogni utente della rete pro-rata con obbligo di rivendita su MSD.

⁶⁵ Ossia è l'eventuale rendita di congestione per MWh trasmesso dalla zona Z2 alla zona Z1.

⁶⁶ Ossia quella che nel rapporto è la pivotalità nell'offerta di "presenza in servizio".

⁶⁷ Ossia quella che nel rapporto è la pivotalità nell'offerta di "presenza in servizio".

3. Obiettivi dell'analisi di pivotalità

Dopo aver individuato il segmento di mercato afferente all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione, è opportuno esplicitare che l'obiettivo delle analisi di monitoraggio è la valutazione della sua struttura. Più precisamente, le due principali finalità che il presente rapporto persegue sono:

- a) ricostruire la struttura della domanda e dell'offerta di “**presenza in servizio**” in ciascuna area⁶⁸ in cui è imposto un “**vincolo di rete per presenza in servizio**” - ossia in cui è richiesta da Terna⁶⁹ la “presenza in servizio”⁷⁰ di un numero minimo di UPE termoelettriche ai fini del rispetto del vincolo a rete integra o non integra (VRI/VRNI)⁷¹ sull'area in cui le UPE sono localizzate - (di seguito: aree o aree di VRI/VRNI);
- b) misurare il potere di mercato detenuto da singoli *UdD* o da ipotetici gruppi di *UdD* localizzati nelle aree di VRI/VRNI⁷² a causa della struttura della domanda e dell'offerta di “presenza in servizio” nelle medesime aree.

Per poter eseguire le analisi di pivotalità, avvalendosi degli strumenti previsti dal TIMM [1], sono stati richiesti a Terna i dati di input e di output di MSD *ex ante* dall'1 gennaio 2010 al 31 dicembre 2019 e, in particolare, i dati di input e di output del modulo MCE descritto nel BOX 1.

Le uniche informazioni circa le aree di VRI/VRNI⁷³ in possesso dell'Autorità all'avvio delle attività di analisi erano, infatti, quelle sintetiche contenute nelle comunicazioni ufficiali di Terna aventi ad oggetto le proposte per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico o le proposte di approvvigionamento a termine di specifiche risorse per servizi di dispacciamento⁷⁴. A titolo esemplificativo, la Tavola 4 riporta lo schema fornito da Terna in occasione della presentazione all'Autorità della proposta per gli impianti singolarmente essenziali con riferimento all'anno 2018.

⁶⁸ Come si illustrerà nel rapporto, non si tratta di vere e proprie aree dai confini elettrici ben definiti ma più propriamente di cluster di UP aventi *sensitivity* sullo stesso vincolo di tensione.

⁶⁹ Nella sua veste di responsabile della sicurezza del sistema elettrico e, quindi, di acquirente unico dei cosiddetti “servizi ancillari”.

⁷⁰ Secondo la specifica funzionale di MSD *ex ante*, una UP può essere in uno fra questi tre stati in esito a MSD *ex ante*: “spenta” (potenza attiva = 0); “in rampa di avviamento” ($0 < \text{potenza attiva} < \text{PMIN}$); “accesa” (potenza attiva $\geq \text{PMIN}$). L'UP è presente in servizio quando è in stato “accesa”.

⁷¹ Normalmente è un vincolo di tensione. La “presenza in servizio” di un numero minimo di UP è richiesta quindi in quanto tali UP sono **risorse per la regolazione di tensione** idonee a risolvere lo specifico vincolo di tensione dell'area, o meglio, idonee a soddisfare il fabbisogno implicito di potenza reattiva dell'area. Secondo le definizioni di Terna, i vincoli a rete integra “identificano la necessità di garantire la presenza in esercizio di un certo numero di unità di produzione al fine di assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tali vincoli sono normalmente definiti per cluster, ovvero per raggruppamenti di impianti aventi influenza sulla criticità relativa ad una determinata porzione di rete. Tali necessità derivano da un elevato numero di variabili (fabbisogno, flussi di potenza attiva e/o reattiva, contributo dalle porzioni limitrofe e dalle reti di distribuzione, ecc.). I vincoli a rete non integra derivano dall'indisponibilità programmata di elementi di rete o impianti appartenenti al cluster”. Vedi [40].

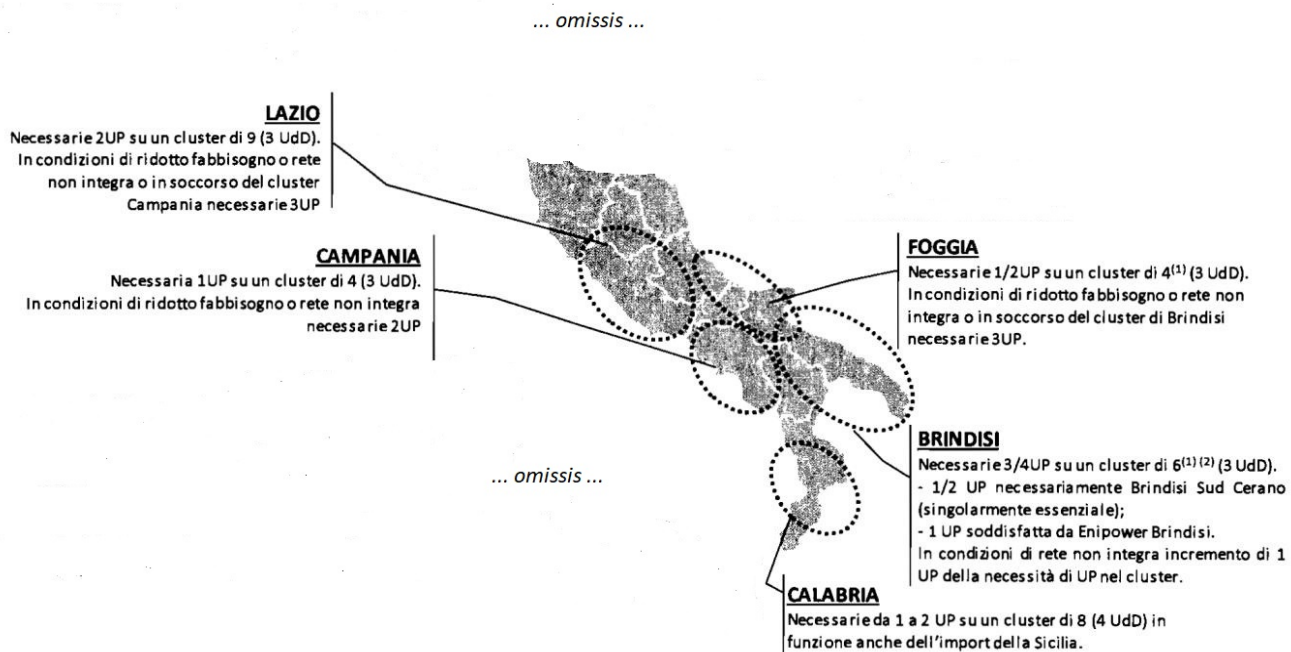
⁷² Ossia in possesso di UP termoelettriche abilitate a MSD, localizzate nelle aree di VRI/VRNI e idonee alla risoluzione del VRI/VRNI dell'area.

⁷³ O meglio sui cosiddetti “cluster” secondo la terminologia di Terna.

⁷⁴ Vedi [40], [6], [39].

Tavola 4 - Principali aree di VRI/VRNI

Fonte [6]



(1) UP di Modugno in comune tra i cluster FOGGIA e BRINDISI
(2) EPW Brindisi vale 1UP per il soddisfacimento del cluster

4. Perimetro dell'analisi di pivotalità

Il perimetro temporale dell'analisi di pivotalità include tutte le ore⁷⁵ comprese tra l'**1 febbraio 2011**⁷⁶ e il **31 dicembre 2019**.

Il perimetro spaziale delle analisi di monitoraggio include tutti i nodi della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) localizzati entro i confini "elettrici" del "**Mezzogiorno**", ossia dell'aggregato formato dall'unione delle regioni Lazio, Abruzzo, Campania, Molise, Puglia, Basilicata e Calabria. Come anticipato, la scelta del perimetro spaziale trova fondamento nelle problematiche particolarmente frequenti per il controllo dei profili di tensione che caratterizza queste aree.

Per rendere più evidente il perimetro spaziale, in Figura 1 sono rappresentati, in modalità georeferenziata, tutti gli impianti di generazione idonei alla risoluzione dei vincoli di tensione che rientrano nell'indagine. Inoltre, in forma tabellare, sono presentate le caratteristiche tecnologiche principali di ciascun impianto (tecnologia produttiva, combustibile, nr. di UP, potenza massima e potenza minima).

Oltre che dalle UP, la regolazione di tensione può essere fornita anche da dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni, etc.) opportunamente installati nelle aree.

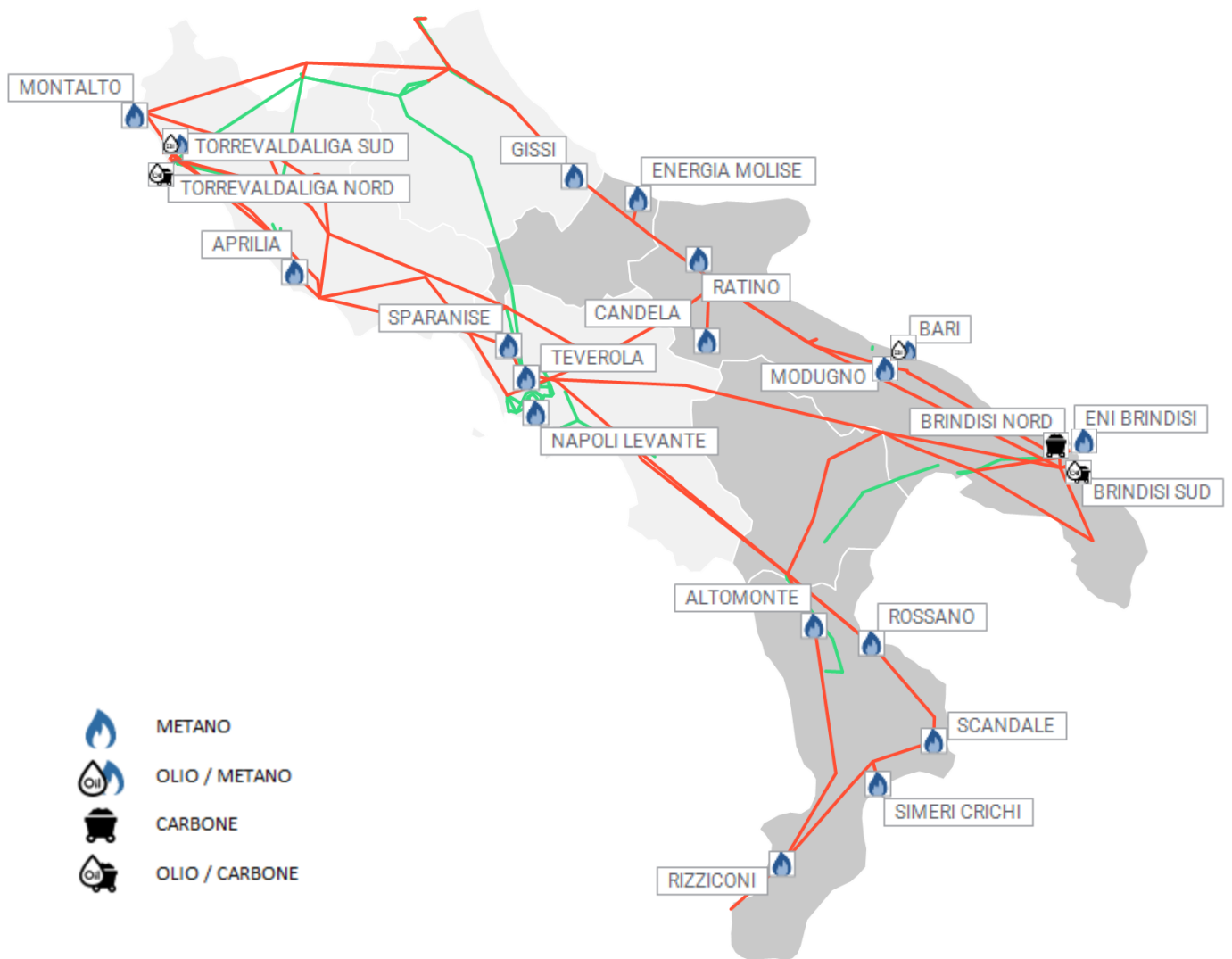
Anche se i "vincoli di rete per presenza in servizio" in input all'algoritmo di risoluzione di MSD *ex ante* interessano esclusivamente gli impianti di generazione, per completezza di informazione, in Figura 2 sono elencati i dispositivi di rete installati da Terna ed entrati in esercizio entro la fine del periodo di indagine (ovvero dicembre 2019). In forma tabellare sono indicate anche le principali caratteristiche di ciascun dispositivo (tipologia, potenza reattiva, anno di inizio esercizio, livello di tensione, area di VRI/VRNI ovvero "cluster" di appartenenza secondo la classificazione di Terna).

La presenza di questi dispositivi dovrebbe ridurre la necessità di Terna di ricorrere all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione su MSD *ex ante*. Come si vedrà nel prosieguo del rapporto, il fabbisogno di "presenza in servizio" (potenza reattiva) va quindi sempre inteso **al netto** del contributo di "presenza in servizio" (potenza reattiva) assicurato dai dispositivi di rete di Terna.

⁷⁵ Per ciascuna data sono stati esaminati gli input e gli output di tutte le sessioni di MSD *ex-ante* afferenti agli esiti vincolanti di tutte le 24 ore. All'interno di questo rapporto il termine generico "data" si riferisce alla nozione di "Data Flusso" (vedi *Glossario*).

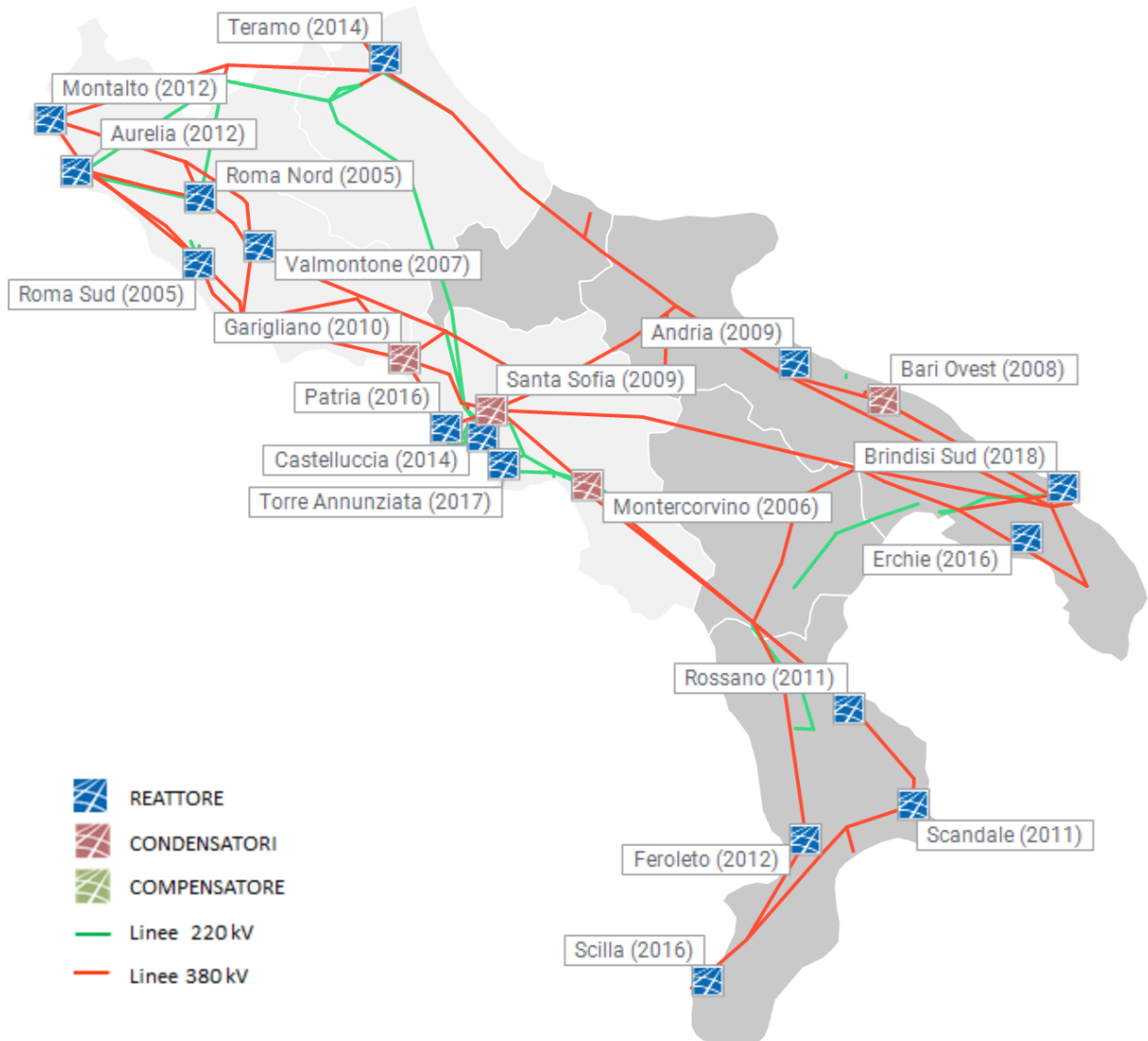
⁷⁶ Non è stato possibile scegliere come data di inizio dell'analisi l'1 gennaio 2011 a causa di modifiche rilevanti nella struttura dei dati in input all'algoritmo di ottimizzazione di MSD *ex ante* con decorrenza 1 febbraio 2011.

Figura 1 – Mappatura degli impianti termoelettrici inclusi in Aree VRI/VRNI del Mezzogiorno
 elaborazione ARERA su dati [7], [8]; i dati relativi al RupStatico [9] si riferiscono alla data del 31/12/2019



id	Zona	Nome Impianto	SottoTecnologia	Combustibile	n Up	PMIN (MW)	PMAX (MW)
29	BRNN	BRINDISI NORD	TRADIZIONALE	Carbone	2	298	500
30	BRNN	BRINDISI SUD	TRADIZIONALE	Olio/Carbone	4	820	2'420
90	BRNN	ENI BRINDISI	COMBINATO	Metano	3	685	1'217
145	BRNN	MODUGNO	COMBINATO	Metano	1	220	810
13	CSUD	APRILIA	COMBINATO	Metano	1	130	787
148	CSUD	MONTALTO	RIPOTENZIATO	Metano	4	360	934
150	CSUD	NAPOLI LEVANTE	COMBINATO	Metano	1	160	400
207	CSUD	SPARANISE	COMBINATO	Metano	2	325	784
230	CSUD	TEVEROLA	COMBINATO	Metano	1	150	404
236	CSUD	TORREVALDALIGA NORD	TRADIZIONALE	Olio/Carbone	3	1'036	2'447
237	CSUD	TORREVALDALIGA SUD	TRADIZIONALE	Olio/Metano	3	380	1'488
43	FOGN	CANDELA	COMBINATO	Metano	1	175	401
87	FOGN	ENERGIA MOLISE	COMBINATO	Metano	1	242	777
106	FOGN	GISSI	COMBINATO	Metano	2	350	850
179	FOGN	RATTINO	COMBINATO	Metano	1	105	421
9	ROSN	ALTOMONTE	COMBINATO	Metano	1	225	808
184	ROSN	RIZZICONI	COMBINATO	Metano	2	302	768
187	ROSN	ROSSANO	RIPOTENZIATO	Olio/Metano	4	193	624
199	ROSN	SCANDALE	COMBINATO	Metano	2	195	821
205	ROSN	SIMERI CRICHI	COMBINATO	Metano	1	290	885
20	SUD	BARI	TRADIZIONALE	Olio/Metano	3	57	194

Figura 2 - Mappatura delle infrastrutture di Terna a supporto dei VRI/VRNI del Mezzogiorno
elaborazione ARERA su dati [10]



Zona	Nome Infrastruttura	Tipologia	Capacità Mvar	Anno inizio esercizio	Tensione kV	Cluster
BRNN	Brindisi Sud	REATTORE	258	2018	380	Brindisi
CSUD	Aurelia	REATTORE	258	2012	380	Lazio
CSUD	Castelluccia	REATTORE	180	2014	220	Campania
CSUD	Garigliano	CONDENSATORI	54	2010	150	locale
CSUD	Montalto	REATTORE	285	2012	380	Lazio
CSUD	Montercorvino	CONDENSATORI	54	2006	150	locale
CSUD	Patria	REATTORE	180	2016	220	Campania
CSUD	Roma Nord	REATTORE	165	2005	380	Lazio
CSUD	Roma Sud	REATTORE	165	2005	220	Lazio
CSUD	Roma Sud	REATTORE	258	2016	380	Lazio
CSUD	Santa Sofia	REATTORE	258	2012	380	Campania
CSUD	Santa Sofia	CONDENSATORI	54	2009	150	locale
CSUD	Teramo	REATTORE	285	2014	380	Foggia
CSUD	Torre Annunziata	REATTORE	37	2017	-	-
CSUD	Valmontone	REATTORE	200	2007	380	Lazio
ROSN	Scilla	REATTORE	570	2016	380	Calabria
SUD	Andria	REATTORE	200	2009	380	Brindisi
SUD	Bari Ovest	CONDENSATORI	54	2008	150	locale
SUD	Erchie	REATTORE	258	2016	380	Brindisi
SUD	Feroletto	REATTORE	258	2012	380	Calabria
SUD	Rossano	REATTORE	285	2011	380	Calabria
SUD	Scandale	REATTORE	258	2011	380	Calabria

5. Struttura dati dei vincoli di rete e di riserva in input all’algoritmo di MSD

Prima di esaminare approfonditamente i dati di input afferenti ai “vincoli di rete per presenza in servizio”, avvalendosi sia della specifica funzionale di MSD *ex ante*⁷⁷ sia delle tabelle dei dati di input di MSD *ex ante*⁷⁸, è utile confrontare le differenti strutture dati sottese ai seguenti vincoli di sistema di MSD *ex ante*:

- “vincoli di rete per congestioni intrazonali” (vincolo S3’ in Tavola 1);
- “vincoli di rete per presenza in servizio” (vincolo S4 in Tavola 1);
- “requisiti minimi di riserva” (vincoli S5, S5’, S6, S6’, S7 e S10 in Tavola 1).

In questa sede, è sufficiente evidenziare le differenze e le criticità emerse sia dal confronto fra le tre strutture dati sia dall’analisi dei dati di input specificatamente afferenti ai “vincoli di rete per presenza in servizio”.

I. Vincoli di rete per congestioni intrazonali

La struttura dati dei “vincoli di rete per congestioni intrazonali” si basa sul modello di rete nodale sottostante al modulo SFT (cfr. BOX 1) di MSD *ex ante*. Ogni congestione intrazonale è univocamente identificata tramite una coppia di codici: l’identificatore del vincolo violato (cd “CONSTRAINTNAME”) - che riassume in sé le informazioni circa la linea congestionata (cd “BRANCHNAME”) e il verso della congestione (cd “FROM_SIDE”) – e l’identificatore dell’intervallo di mercato (cd “MKTINTERVAL”) in cui la violazione si è verificata.

Tramite questi codici è possibile infatti identificare:

- a) la data e l’ora della congestione (cd “MKTINTERVAL”);
- b) la linea congestionata (cd “BRANCHNAME”);
- c) l’entità della congestione - ossia la differenza positiva in MWh fra il valore assoluto del transito sulla linea congestionata (cd “ACTUALLOADING”) e il valore assoluto del limite di transito della linea congestionata nel verso della congestione (cd “RATINGLIMIT”);
- d) la sensitività di ogni UP sulla congestione (cd “INJECTIONCOEFFICIENT”) - ossia l’effetto che 1 MWh addizionale di immissione da parte dell’UP avrebbe sul transito e, quindi, sull’entità della congestione.

La pivotalità del raggruppamento di UP nella titolarità di un *UdD* (o di un ipotetico *gruppo di UdD*) nella risoluzione della congestione osservata su una prefissata linea in una prefissata ora può quindi essere calcolata senza timore di “confondere” congestioni verificatesi su linee diverse. Tale struttura dati non sembra replicabile per i “vincoli di rete per presenza in servizio” in quanto non è possibile qualificare uno specifico VRI/VRNI tramite uno specifico parametro (es. “RATINGLIMIT”) di uno specifico elemento (es. “BRANCHNAME”) del modello di rete nodale.

II. Requisiti minimi di riserva

La struttura dati dei requisiti minimi di riserva⁷⁹ si basa sul modello di rete zonale in corrente continua sottostante al modulo MCE (cfr. BOX 1).

⁷⁷ [2]

⁷⁸ [7], [12] e [13]

⁷⁹ Primaria, secondaria e terziaria.

Ogni requisito minimo di ciascuna tipologia di riserva si riferisce a una zona o a un aggregato di zone (di seguito: aggregato).

Le zone e gli aggregati hanno due peculiarità:

- sono invarianti al variare dell'ora di mercato all'interno di una stessa sessione di MSD *ex ante*;
- non sono in diretta relazione coi nodi del modello di rete sottostante al modulo SFT (cfr. BOX 1).

La prima peculiarità risulta dalla atemporalità delle tabelle delle zone⁸⁰ e degli aggregati⁸¹. Tramite l'identificatore della zona, infatti, la tabella temporale dei dati tecnici delle UP termoelettriche⁸² è in relazione con la tabella atemporale delle zone che, a sua volta, tramite l'identificatore dell'aggregato cui la zona appartiene è in relazione alle tabelle temporali dei requisiti minimi per aggregato⁸³ di ciascuna tipologia di riserva⁸⁴. Questa struttura dati permetterebbe in teoria di caricare in input a MCE un differente insieme di zone e aggregati per ogni data e per ogni sessione di MSD *ex ante* ma non per ogni ora o fascia oraria.

La seconda peculiarità risulta dalla segregazione fra le tabelle del modulo MCE e quelle del modulo SFT: non esiste infatti alcuna esplicita relazione fra le tabelle delle zone e degli aggregati del modulo MCE e le tabelle dei nodi e delle linee della RTN del modulo SFT. Il che non consente di associare le linee della RTN alle zone. In linea di principio, la struttura dati dei requisiti minimi di riserva secondaria (di potenza attiva) per la regolazione di frequenza e la struttura dati dei "vincoli di rete per presenza in servizio" (ossia dei requisiti minimi impliciti di potenza reattiva per la regolazione di tensione) potrebbero essere uniformate e integrate essendo logicamente sovrapponibili.

III. Vincoli di rete per presenza in servizio

La formula matematica del "vincolo di rete per presenza in servizio" impone che, nell'ora h , la somma dei prodotti fra le **variabili di stato** (U_{kg} ⁸⁵) e i **pesi** (β_{uv} ⁸⁶) di tutte le **UP** elencate nella **lista** associata al VRI/VRNI " v " ($LISTA_v$) sia maggiore o uguale al numero minimo di **UPE** che è necessario siano "presenti in servizio" per rispettarlo ($NMIN_v$).

La **formula matematica del vincolo S4** è infatti la seguente:

$$\forall h, \forall v \sum_{u \in LISTA_v} \sum_{kg \in u} \beta_{uv} * U_{kg}(h) \geq NMIN_v(h) - VNMIN_v(h)$$

dove:

- « h » è l'ora;
- « v » è il VRI/VRNI dell'area in cui le UP sono localizzate;
- « $LISTA_v$ » è la lista di UP idonee al soddisfacimento del vincolo v ;
- « u » è l'UP;
- « kg » è l'indice delle UP Virtuali (UPV) di generazione appartenenti alla stessa UP (ossia è l'indice degli assetti di generazione dell'UP);
- « β_{uv} » è il peso (>0) dell'UP u nel soddisfacimento del vincolo v ⁸⁷;

⁸⁰ AREE_MAC.TXT.

⁸¹ AREE_AGG.TXT.

⁸² DATI_TER.TXT.

⁸³ Per i fabbisogni zionali è invece l'identificatore della zona che mette direttamente in relazione la tabella temporale dei dati tecnici delle UP con la tabella temporale dei requisiti minimi zionali di riserva terziaria (RISE_TRZ.TXT).

⁸⁴ RISE_PRM.TXT, RISE_SEC.TXT e RTRZ_AGG.TXT.

⁸⁵ La variabile di stato ha valore pari a 0, se l'UP è spenta o in rampa di avviamento, o pari a 1, se l'UP è accesa.

⁸⁶ Ogni peso è un coefficiente di trasformazione della singola UP in UPE. Se il peso è pari a 1, la singola UP è pari a 1 UPE.

⁸⁷ In altri termini, l'UP u equivale a β_{uv} UPE.

- « U_{kg} » è la variabile binaria di stato della k-esima UPV di generazione in esito a MSD *ex ante*⁸⁸. Se la k-esima UPV è accesa allora l'UP u cui appartiene è accesa;
- « $NMIN_v$ » è il **numero minimo di UPE che è necessario siano “presenti in servizio” (ossia in stato “accesa”)** per rispettare il vincolo v;
- « $VNMIN_v$ » è la eventuale **violazione del numero di UPE che è necessario siano “presenti in servizio” (ossia accese)** per rispettare il vincolo v.

La struttura dati dei “vincoli di rete per presenza in servizio” è definita esclusivamente delle seguenti tabelle⁸⁹:

- a) DATI_TER.TXT
- b) LNUM_UPT.TXT
- c) LSTN_UPT.TXT

L'esame congiunto della formula matematica e della struttura dati consente di evidenziare quanto segue:

1. La tabella DATI_TER.TXT **non** reca alcuna informazione circa l'abilitazione della singola UP alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione. **Se l'UP u è elencata in LISTA_v si può solo presumere che l'UP u sia abilitata alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione assumendo che ogni LISTA_v corrisponda a un'area di VRI/VRNI.**
2. La tabella DATI_TER.TXT reca invece le informazioni circa la possibilità della singola UP di essere presente in servizio in una specifica ora⁹⁰. **Ne consegue che nel caso in cui un'UP u non potesse essere presente in servizio in una specifica ora ciò NON esigerebbe la sua esclusione da qualsivoglia LISTA_v in quell'ora.** Se tale UP fosse inserita in LISTA_v, infatti, l'algoritmo del modulo MCE “**potrebbe riconoscere**” che, **NON potendo essere presente in servizio in quell'ora, l'UP u NON sarebbe in condizione di contribuire al soddisfacimento del $NMIN_v$ associato alla LISTA_v**⁹¹.
3. La tabella DATI_TER.TXT **non** reca alcuna informazione circa l'eventuale “comunicazione di indisponibilità alla riserva reattiva” in una specifica ora⁹². Ne consegue che **nel caso in cui un'UP u fosse esclusivamente inabile alla riserva reattiva per la regolazione di tensione in una specifica ora, ciò esigerebbe l'esclusione dell'UP u da qualsiasi LISTA_v in quell'ora.** Se tale UP fosse inserita in una LISTA_v, infatti, l'algoritmo del modulo MCE **NON “riconoscerebbe” che, essendo inabile a quel servizio in quell'ora, l'UP u NON sarebbe in condizione di contribuire al soddisfacimento del $NMIN_v$ associato alla LISTA_v.**
4. La tabella LSTN_UPT.TXT **non associa la singola UP u a una o più aree di VRI/VRNI bensì a uno o più “cluster” (LISTA_v).** Le tabelle LSTN_UPT.TXT ed LNUM_UPT.TXT, infatti, sono legate dall'identificatore di LISTA_v.
5. Il $NMIN_v$ ⁹³ associato alla LISTA_v e il β_{uv} ⁹⁴ di ciascuna UP u della LISTA_v sono espressi in UPE (NON in MVAR).

⁸⁸ La variabile di stato ha valore pari a 0, se l'UP è spenta o in rampa di avviamento, o pari a 1, se l'UP è accesa.

⁸⁹ Per lo schema relazionale delle tabelle in questione si veda l'Appendice 1 “Note metodologiche di analisi dei dati”.

⁹⁰ Questa tematica sarà approfondita nel prosieguo del rapporto.

⁹¹ Secondo quanto precisato da Terna “se con “avaria” si intende la completa indisponibilità accidentale dell'impianto, allora l'UdD potrà inserire una variazione dei dati Tecnici portando la potenza massima dichiarata su SCWEB ad un valore uguale o inferiore a 0,1 MW: in questo caso su MSD le offerte di vendita saranno poste pari a 0 MW e le offerte di acquisto saranno equivalenti al programma MI. Qualora invece l'UdD dichiarerà la sola indisponibilità al bilanciamento, le quantità offerte su MSD sia in vendita che in acquisto saranno poste a 0 MW e il programma finale sarà pari a quello determinato nel mercato dell'energia.” [48]

⁹² “Nella comunicazione di indisponibilità temporanea alla riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo, per la regolazione primaria di tensione di centrale e per la regolazione secondaria di tensione, l'utente del dispacciamento deve specificare: - l'UP a cui la comunicazione si riferisce; - il giorno e l'ora d'inizio del periodo di validità; - il giorno e l'ora della fine del periodo di validità; - la motivazione della condizione di indisponibilità”. §3.2.4 di [28]

⁹³ Campo 3 della tabella LNUM_UPT.TXT

⁹⁴ Campo 3 della tabella LSTN_UPT.TXT

6. Nella formula matematica, il $NMIN_v$ è chiaramente al lordo del (ossia prescinde dal) numero di UPE già presenti in servizio in esito al mercato dell'energia (MGP/MI). Ciò in quanto detto requisito deve essere soddisfatto dalla somma dei prodotti fra le variabili di stato e i pesi di tutte le UP appartenenti alla $LISTA_v$ e non solo di quelle la cui variabile di stato è pari a zero in esito a MGP/MI. Ne consegue che il $NMIN_v$ di un'area di VRI/VRNI dovrebbe essere sistematicamente inserito in input al modulo MCE: in caso contrario, l'algoritmo del modulo MCE potrebbe teoricamente spegnere una o più UP di un'area senza "accorgersi" di violare il relativo VRI/VRNI.
7. Nella formula matematica, il $NMIN_v$ è chiaramente al netto del (ossia NON prescinde dal) contributo – espresso in UPE - di ogni dispositivo di regolazione di tensione in possesso di Terna (condensatore, reattore, compensatore sincrono etc.) "presente in servizio" nell'area di VRI/VRNI cui la $LISTA_v$ fa implicitamente riferimento. Nei dati di input di MCE non vi è infatti alcuna informazione circa l'esistenza di tali dispositivi di rete, la loro localizzazione, la loro disponibilità/indisponibilità e il loro peso. Per colmare questa lacuna informativa, è stata richiesta a Terna la lista dei **dispositivi di regolazione di tensione** in servizio dal 2011 al 2019 nonché per ciascuno di essi: la data di entrata in esercizio, il peso e gli eventuali periodi di indisponibilità (cfr. Figura 2).

IV. Analisi dei dati di input afferenti ai VRI/VRNI

L'analisi approfondita delle liste di UP ($LISTA_v$) ha evidenziato che l'identificatore – ossia la "chiave primaria" che connette LNUM_UPT.TXT a LSTN_UPT.TXT - non identifica in maniera biunivoca le differenti liste di UP. La stessa lista di UP viene, infatti, identificata con differenti identificatori in differenti ore, a volte persino all'interno di uno stesso giorno. Così, nel Mezzogiorno⁹⁵, a fronte di 500 differenti "identificatori" di liste di UP, solo 195 sono le liste di UP realmente differenti tra loro.

La codifica delle liste di UP con identificatori univoci sicuramente contribuirebbe alla chiarezza dell'analisi. Anche in tale ipotesi, tuttavia, sarebbe stato impossibile assumere a priori che a differenti liste di UP corrispondessero differenti aree di VRI/VRNI.

Differenti liste di UP in differenti ore potrebbero, infatti, corrispondere:

1. alla stessa lista di impianti e, quindi, alla stessa lista di nodi di immissione e, verosimilmente, alla stessa area. Ciò è senz'altro vero nel caso di rifacimento di uno o più impianti che implichi la sostituzione, anche parziale, o l'integrazione di una o più vecchie UP con una o più nuove UP sugli stessi nodi di immissione⁹⁶;
2. a differenti liste di impianti e, quindi, a differenti liste di nodi di immissione ma potenzialmente alla stessa area. Ciò è senz'altro vero nei casi di:
 - 2.1. entrata o uscita di impianti localizzati all'interno della stessa area;
 - 2.2. indisponibilità temporanea di tutte le UP di un impianto alla riserva reattiva per la regolazione di tensione.

Per risolvere ex ante le ambiguità di cui ai punti 1 e 2 sarebbe stato sufficiente popolare la tabella "AREE_MAC.TXT" con le aree di VRI/VRNI - oltre che con le zone di MGP/MI - e aggiungere un campo recante lo switch di abilitazione dell'UP u alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione (Abilitata=1; Non Abilitata=0) nelle tabelle DATI_TER.TXT e DATI_IDR.TXT.

Per risolvere ex post le ambiguità di cui ai punti 1 e 2, sono state percorse due strade.

⁹⁵ Ciò per il periodo compreso tra il 01/02/2011 ed il 31/12/2019, cfr. Cap. 4

⁹⁶ Alle nuove UP viene infatti attribuito un nuovo codice identificativo e, comunque, le nuove UP potrebbero aggiungersi alle preesistenti oppure sostituirsi parzialmente alle preesistenti.

Per ovviare all'ambiguità di cui al punto 1, è stata integrata la dimensione "IMPIANTO"⁹⁷ così da poter distinguere le differenti liste di impianti piuttosto che le differenti liste di UP. Ciò ha permesso di passare da 195 liste di UP a 141 liste di impianti⁹⁸, ossia a 141 liste di nodi di immissione cui le UP sono connesse. Tuttavia, l'esame approfondito dei dati evidenzia che, talora, Terna ha escluso le UP in manutenzione programmata o in avaria dalle liste in cui erano normalmente elencate inflazionando così inutilmente il numero di liste di impianti ossia di "cluster".

Per ovviare all'ambiguità di cui al punto 2, si è fatto ricorso al confronto fra le differenti fonti informative sulle aree di VRI/VRNI nel Mezzogiorno. Gli esiti di questo confronto sono illustrati e discussi nel capitolo successivo. Si rimanda alle *Note Metodologiche* per ulteriori dettagli sulla preparazione effettuata sui dati per le analisi contenute in questo documento.

⁹⁷ Corrispondente al campo "id" in Figura 1.

⁹⁸ Tale conteggio può variare a seconda che vengano inclusi o meno certi impianti, vedi es. Pomigliano D'Arco, Melfi Serene e Termoli. L'elenco completo di tutte le liste di impianti considerate nell'analisi è riportato in Appendice 2.

6. Censimento delle aree di VRI/VRNI

All'interno del perimetro spazio-temporale delle analisi di monitoraggio, sono state censite 141 liste differenti per composizione di impianti. In linea di principio, tali liste di impianti potrebbero rappresentare altrettante aree di VRI/VRNI. Onde evitare aggregazioni arbitrarie fra le differenti liste impianti, si sono considerate - inizialmente e fino a prova contraria - le liste di impianti come altrettante aree di VRI/VRNI. Tali *Aree* sono temporalmente distribuite come evidenziato in Tabella 1.

Tabella 1 – Censimento delle Aree di VRI/VRNI nel perimetro spazio-temporale in analisi
elaborazione ARERA su dati [7]

Area	n. di Aree di VRI/VRNI per anno (di cui nuove rispetto al passato)								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MEZZOGIORNO	19	21 (8)	17 (8)	27 (11)	31 (7)	58 (31)	46 (19)	52 (19)	48 (11)

Le Aree localizzate nel Mezzogiorno possono essere approssimativamente classificate su 7 livelli che identificano i livelli di aggregazione ad esse associati, ossia:

1. primo livello: sottoinsiemi di aree di terzo livello formati da un unico impianto;
2. secondo livello: sottoinsiemi di aree di terzo livello formati da più di un impianto;
3. terzo livello: le aree (o cluster) di cui alla Tavola 4 localizzate nel Mezzogiorno⁹⁹ - ossia Brindisi (BRI), Calabria (CAL), Campania (CAM), Foggia (FOG) e Lazio (LAZ) – o loro varianti;
4. quarto livello: unioni di 2 aree di terzo livello;
5. quinto livello: unioni di 3 aree di terzo livello;
6. sesto livello: unioni di 4 aree di terzo livello;
7. settimo livello: unioni di 5 aree di terzo livello.

Per comprendere la complessità della struttura delle aree di VRI/VRNI è necessario risalire al processo di programmazione che si svolge a monte dell'esecuzione dell'algoritmo di MSD *ex ante*. L'output delle analisi dei flussi di reattivo che Terna svolge a livello settimanale o giornaliero con il SW CRESO (cfr. *Capitolo 2*) e che viene trasmesso al proprio Centro Nazionale di Controllo (CNC) assume normalmente la "forma" di vettori di cinque elementi: uno per ogni area di terzo livello. A titolo meramente esemplificativo, in Tavola 5 è riportato l'output settimanale di CRESO trasmesso al CNC per le tre fasce orarie del giorno 10 luglio 2016.

⁹⁹ Vedi l'Appendice 3 per la rappresentazione geografica.

Tavola 5 – Esempio di programmazione settimanale del fabbisogno di presenza in servizio di UP con il SW CRESO

Questo esempio è valido per il giorno 10/07/2016; fonte [11]

CLUSTER	PESO	UP RICHIESTE												
		pp. 1-8				pp. 9-16			pp. 17-24					
UP_TORREVALN_2 UP_TORREVALN_3 UP_TORREVALN_4 UP_TRRVLDLIGA_5 UP_TRRVLDLIGA_6 UP_CCGTPRILIA_1	1 1 1 1 1 1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	
UP_SPARANISE_1 UP_SPARANISE_2 UP_CNTRLDTVRL_1 UP_NAPOLIL_4	1 1 1 1	0*	1*	1*	0*	0*	0*	1*	0*	1*	0*	1*	0*	
UP_RATINO_1 UP_CANDELA_1 UP_NRGAMOLISE_1 UP_SRGNPGLCNT_1***	1 1 1 1	2	1	2	3	1	2	1	2	1	1	2	3	
UP_NPWBRBRNDSI_10 UP_NPWBRBRNDSI_8 UP_NPWBRBRNDSI_9 UP_BRNDSSUDCE_1 UP_BRNDSSUDCE_2 UP_BRNDSSUDCE_3 UP_BRNDSSUDCE_4 UP_SRGNPGLCNT_1	0,5 0,5 0,5 1 1 1 1 1	4	4	3	3	4	3	3	4	4	4	3	3	
UP_RIZZICONI_1 UP_RIZZICONI_2 UP_ALTOMONTE_1 UP_SMRICRICHI_1 UP_ROSSANO_T_1 UP_CNTRLDSCND_1 UP_CNTRLDSCND_2	1 1 1 1 1 1 1	3**	3**	3**	3**	2**	3**	3**	2**	2**	3**	2**	2**	

*Necessarie almeno 6h di disponibilità 1 gruppo di Presenzano

**1UP può essere sostituita con 1UP in Campania o a Foggia

***Se non utilizzato per soddisfare Brindisi

hp: reattore di Patria in servizio

L'i-esimo elemento del vettore v di CRESO rappresenta l'NMIN¹⁰⁰ dell'i-esima ($i=1, \dots, 5$) area di terzo livello (NMIN _{i,v}) dati gli NMIN delle rimanenti (5-1) aree di terzo livello nello stesso vettore (NMIN _{$j \neq i,v$}).

Ogni vettore v di CRESO rappresenta una *unit commitment* ammissibile in termini di rispetto dei vincoli di tensione sui nodi della porzione di RTN localizzata nel Mezzogiorno¹⁰¹. Anzi, ogni vettore v di CRESO è potenzialmente il punto di frontiera di un insieme di vettori w equipollenti in termini di rispetto dei vincoli di tensione ma caratterizzati da valori dei loro elementi (NMIN _{i,w}) non inferiori ai valori dei corrispondenti elementi del suddetto vettore (NMIN _{i,v}), ossia tali che per almeno un elemento i NMIN _{i,w} > NMIN _{i,v} ¹⁰².

Ogni vettore v di CRESO è relativo a una fascia oraria (1-8 o 9-24¹⁰³) di un giorno tipo (feriale, festivo, post-festivo), nel caso dell'output settimanale, oppure alla fascia mattutina (1-8) del giorno di mercato cui la prima sottofase di MSD afferisce¹⁰⁴ (D), nel caso dell'output giornaliero. Nelle fasce orarie in cui è presente un unico vettore v di CRESO, esiste un unico NMIN _{i,v} per ciascuna area i di terzo livello e non esiste pertanto alcuna sostituibilità fra UPE localizzate in differenti aree ma solo fra UPE localizzate nella stessa area. In tal caso, è sufficiente inserire in input a MCE cinque vincoli S4: uno per ogni area di terzo livello.

L'algoritmo di MCE verificherà poi se ogni vincolo S4 sia tecnicamente rispettabile – stanti i vincoli tecnici delle UP appartenenti alla corrispondente area e il loro stato in esito a MI – e, qualora lo sia, se sia economicamente conveniente rispettarlo piuttosto che violarlo e, in quest'ultimo caso, in quale misura –

¹⁰⁰ Il termine noto della disequaglianza S4.

¹⁰¹ Unit commitment delle UP termoelettriche idonee alla regolazione di tensione localizzate nel Mezzogiorno.

¹⁰² Ossia la somma dei cinque elementi di ogni vettore ($\sum_i \text{NMIN}_{i,w}$) è non inferiore alla somma dei cinque elementi del vettore v ($\sum_i \text{NMIN}_{i,v}$).

¹⁰³ Terna suddivide talora la fascia 9-24 nelle sottofasce 9-16 e 17-24.

¹⁰⁴ Ciascun giorno feriale, CRESO viene fatto "girare" nella prima sottofase di MSD *ex ante*, a valle di MI2 (di cui recepisce gli esiti) e a monte di MCE.

stante il *penalty factor* associato (da Terna) alla sua violazione unitaria e stante l'eventuale violazione di altri vincoli causata dal rispetto del vincolo S4.

Per esempio, il primo fra i quattro (4) vettori di CRESO¹⁰⁵ per la fascia oraria 1-8 del 10 luglio 2016 è il vettore [2; 0; 2; 4; 3]. Questo vettore prevede che siano presenti in servizio¹⁰⁶ almeno:

- 2 UPE nell'area (cluster) LAZ;
- 0 UPE nell'area (cluster) CAM;
- 2 UPE nell'area (cluster) FOG;
- 4 UPE nell'area (cluster) BRI e
- 3 UPE nell'area (cluster) CAL.

Se il vettore [2; 0; 2; 4; 3] fosse l'unico vettore di CRESO per la fascia oraria 1-8, allora (anche) il vettore [3; 0; 2; 4; 3] rappresenterebbe una *unit commitment* equipollente ai fini del supporto di tensione nel Mezzogiorno. Tuttavia, il vettore [3; 0; 2; 4; 3] non minimizzerebbe il numero di UPE presenti in servizio nel Mezzogiorno. La somma dei valori del vettore [2; 0; 2; 4; 3] è infatti pari a 11 mentre la somma dei valori del vettore [3; 0; 2; 4; 3] è pari a 12.

Il vettore [3; 0; 1; 4; 3] non rappresenterebbe invece una *unit commitment* equipollente ai fini del supporto di tensione nel Mezzogiorno in quanto il valore di NMIN nell'area FOG sarebbe inferiore al corrispondente valore nel vettore di CRESO [2; 0; 2; 4; 3]: non c'è infatti alcuna sostituibilità fra le UPE dell'area LAZ e le UPE dell'area FOG nel vettore di CRESO [2; 0; 2; 4; 3].

Nelle fasce orarie in cui sono presenti n vettori di CRESO - $v_1, v_2, \dots, v_k, \dots, v_{n-1}, v_n$ - tali per cui $\sum_i NMIN_{i,v_1} = \sum_i NMIN_{i,v_2} = \dots = \sum_i NMIN_{i,v_k} = \dots = \sum_i NMIN_{i,v_{n-1}} = \sum_i NMIN_{i,v_n}$, esistono invece n *unit commitment* equipollenti ai fini del supporto di tensione nel Mezzogiorno.

Ciò introduce un certo grado di concorrenza fra UPE appartenenti a differenti aree oltre che una concorrenza fra UPE appartenenti alla stessa area.

Ritornando al nostro esempio, esistono 4 vettori di CRESO nella fascia oraria 1-8, ossia: [2; 0; 2; 4; 3], [2; 1; 1; 4; 3], [2; 1; 2; 3; 3] e [2; 0; 3; 3; 3]. La somma dei valori di ognuno di questi quattro vettori è identica e pari a 11 UPE ($\sum_i NMIN_{i,v_1} = \sum_i NMIN_{i,v_2} = \sum_i NMIN_{i,v_3} = \sum_i NMIN_{i,v_4} = 11$). Questi quattro vettori sono altresì equipollenti ai fini del supporto di tensione nel Mezzogiorno. Ogni coppia di vettori permette di sostituire la presenza in servizio di almeno 1 UPE fra due aree differenti: per esempio, la coppia di vettori ([2; 0; 2; 4; 3]; [2; 1; 1; 4; 3]) permette di sostituire 1 UPE dell'area FOG con 1 UPE dell'area CAM mentre la coppia di vettori ([2; 0; 2; 4; 3]; [2; 1; 2; 3; 3]) permette di sostituire 1 UPE dell'area BRI con 1 UPE dell'area CAM e così via.

Leggendo le note in Tavola 5, però, si intuisce che i vettori di CRESO nella fascia oraria 1-8 sono, in realtà, dodici (12) essendo espressamente prevista la facoltà di sostituire la presenza in servizio di 1 UPE nell'area CAL con la presenza in servizio di 1 UPE ulteriore nell'area FOG o con la presenza in servizio di 1 UPE ulteriore nell'area CAM. I dodici vettori di CRESO nella fascia oraria 1-8 sono riportati in Tabella 2.

¹⁰⁵ In realtà sarebbe meglio dire testati da CRESO in quanto CRESO verifica solo che il vettore propostogli dal suo operatore sia ammissibile in termini di rispetto dei vincoli di tensione sui nodi della porzione di RTN localizzata nel Mezzogiorno.

¹⁰⁶ È irrilevante ove siano state accese – ossia se siano già state accese in esito a MGP o a MI oppure a MSD *ex ante* - l'unica cosa che conta è che in esito a MSD *ex ante* si possano contare 2 UP presenti in servizio – ossia in stato "accesa" - fra quelle appartenenti all'area (cluster) LAZ.

Tabella 2 – Rappresentazione vettori di CRESO – giorno 10 luglio 2016, fascia oraria 1-8
elaborazione ARERA su dati di Tavola 5

Area VRI/VRNI	Nr. minimo UP equivalenti											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LAZ	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAM	0	1	0	1	2	1	1	2	1	0	1	0
FOG	2	2	3	1	1	2	2	2	3	3	3	4
BRI	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3
CAL	3	2	2	3	2	2	3	2	2	3	2	2

Rispetto al caso banale in cui vi è un unico vettore di CRESO, nel nostro esempio il problema è come “tramutare” questi dodici vettori in opportuni vincoli S4 in input al modulo MCE. L’algoritmo di MCE dovrà infatti identificare quale fra questi dodici vettori è lo *unit commitment* economicamente ottimale delle UP termoelettriche abilitate alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione nel Mezzogiorno.

Una possibile procedura per tramutare questi dodici vettori in opportuni vincoli S4 consiste nel calcolare dapprima l’NMIN di ogni possibile area di terzo livello (5), di quarto livello (10), di quinto livello (10), di sesto livello (5) e di settimo livello (1). Ciò consente di costruire 31 potenziali vincoli S4 – uno per ogni potenziale area di ogni livello - per poi eliminare i vincoli ridondanti in ossequio al principio di parsimonia: le aree ridondanti sono quelle il cui NMIN è pari alla somma degli NMIN delle aree di livello immediatamente inferiore che le formano.

A titolo esemplificativo, ipotizziamo inizialmente che i vettori di CRESO nella fascia oraria 1-8 siano solamente due: [2; 0; 2; 4; 3] e [2; 1; 1; 4; 3].

L’NMIN di ogni area di livello X è calcolabile come il minimo fra:

- la somma degli NMIN delle aree di terzo livello che compongono l’area di livello X nel vettore [2; 0; 2; 4; 3];
- la somma degli NMIN delle aree di terzo livello che compongono l’area di livello X nel vettore [2; 1; 1; 4; 3].

Quindi, iniziando dal terzo livello, l’NMIN dell’area LAZ è pari al minimo fra 2 e 2 (ossia 2), l’NMIN dell’area CAM è pari al minimo fra 0 e 1 (ossia 0), l’NMIN dell’area FOG è pari al minimo fra 2 e 1 (ossia 1), l’NMIN dell’area BRI è pari al minimo fra 4 e 4 (ossia 4) e l’NMIN dell’area CAL è pari al minimo fra 3 e 3 (ossia 3). Poiché gli NMIN delle aree di terzo livello denominate LAZ, BRI e CAL sono invarianti nei due vettori, ogni vincolo S4 su aree di quarto livello derivanti dall’unione di due fra le predette aree (es. BRI+CAL) è ridondante: l’NMIN di ogni area di quarto livello è infatti esattamente pari alla somma degli NMIN delle aree di terzo livello dalla cui unione trae origine. Lo stesso ragionamento vale per l’area di quinto livello LAZ+BRI+CAL. Essendo invece gli NMIN delle aree denominate CAM e FOG varianti nei due vettori, il vincolo S4 sull’area di quarto livello CAM+FOG non è invece ridondante.

L’NMIN dell’area CAM+FOG è, infatti, pari al minimo tra:

- il suo NMIN nel vettore [2; 0; 2; 4; 3], ossia $0+2=2$, e
- il suo NMIN nel vettore [2; 1; 1; 4; 3], ossia $1+1=2$.

L’NMIN dell’area CAM+FOG è quindi pari a 2 ossia superiore sia all’NMIN dell’area CAM, pari a 0, sia all’NMIN dell’area FOG, pari a 1. Tutti i rimanenti vincoli S4 su aree di livello quattro o superiore derivanti dall’unione di due o più aree di terzo livello e inglobanti l’area CAM o l’area FOG o entrambe sono invece ridondanti.

I vettori [2; 0; 2; 4; 3] e [2; 1; 1; 4; 3] possono essere quindi tramutati nella seguente configurazione di aree su cui imporre altrettanti vincoli S4 non ridondanti (in parentesi il valore del termine noto NMIN):

- area LAZ (NMIN=2);
- area FOG (NMIN=1);
- area BRI (NMIN=4);
- area CAL (NMIN=3);
- area CAM+FOG (NMIN=2).

Se il secondo vettore fosse stato [2; **2; 0**; 4; 3] invece di [2; **1; 1**; 4; 3], la stessa procedura avrebbe suggerito la seguente configurazione di aree su cui imporre altrettanti vincoli S4 non ridondanti (in parentesi il valore del termine noto NMIN):

- area LAZ (NMIN=2);
- area BRI (NMIN=4);
- area CAL (NMIN=3);
- area CAM+FOG (NMIN=2).

L'esito di tale procedura avrebbe quindi permesso all'algoritmo di MCE di esplorare anche il vettore [2; 1; 1; 4; 3] oltre ai vettori [2; 0; 2; 4; 3] e [2; 2; 0; 4; 3]. La procedura descritta non è quindi esente da limiti e richiederebbe quantomeno che:

1. i pesi delle UP fossero numeri interi;
2. nei casi in cui fossero presenti n vettori di CRESO ($v_1, v_2, \dots, v_k, \dots, v_{n-1}, v_n$), ognuno di questi elencasse gli $NMIN_i$ delle stesse aree (es. LAZ, CAM, FOG, BRI e CAL) e restituisse la stessa somma fra gli $NMIN_i$ (ossia: $\sum_i NMIN_{i,v_1} = \sum_i NMIN_{i,v_2} = \dots = \sum_i NMIN_{i,v_k} = \dots = \sum_i NMIN_{i,v_{n-1}} = \sum_i NMIN_{i,v_n}$);
3. ogni coppia di vettori consentisse di trasferire solo 1 UPE da un'area a un'altra oppure qualora consentisse di trasferire m (con m numero intero maggiore di 1) UPE da un'area a un'altra, ogni altra possibile ripartizione (a numeri interi) delle m UPE equivalenti fra le due aree fosse ammissibile e, quindi, rappresentata da un ulteriore vettore;
4. ogni altro vettore fosse da ritenersi una soluzione inammissibile.

Considerata la procedura di utilizzo di CRESO illustrata da Terna (come descritto nel Capitolo 2) e il campione di output di CRESO fornito all'Autorità per alcuni specifici giorni, questi requisiti sembrerebbero essere rispettati nella maggioranza dei casi, specie da quando è stata introdotta la prassi di verificare i VRI/VRNI con il SW CRESO a cadenza giornaliera.

Secondo quanto appurato, comunque, la presenza di n vettori di CRESO e l'esigenza di tramutarli in opportuni vincoli S4 in input a MCE spiega la genesi del 100% delle aree di livello tre o superiore rintracciabili indirettamente¹⁰⁷ in MCE. La genesi delle aree di primo o secondo livello è invece meno trasparente in quanto figlia di esigenze eterogenee riconducibili:

- in parte agli output di CRESO (per esempio eventuali note di accompagnamento degli esiti delle analisi di sicurezza);
- in parte a valutazioni svolte a valle di CRESO dal CNC di Terna non riconducibili a procedure specifiche trasparenti e replicabili;
- in parte a vincoli di non spegnimento di talune UP che sono gestiti imponendo vincoli S4 invece di essere più opportunamente gestiti tramite funzionalità ulteriori di MCE.

¹⁰⁷ Indirettamente in quanto l'input di MCE reca delle liste UP piuttosto che delle aree.

Per tali ragioni vengono esaminate separatamente le aree di livello da 3 a 7 dalle aree di livello da 1 a 3 (vedi anche le tabelle dell'Appendice 4 per maggiori dettagli).

Per ragioni espositive (che saranno più chiare nel prosieguo del rapporto laddove sarà illustrata la dinamica temporale delle aree), l'insieme delle aree di livello da 3 a 7 censito in ciascuna ora nel Mezzogiorno viene identificato come "configurazione tridimensionale del Mezzogiorno" poiché tale configurazione è rappresentabile in uno spazio tridimensionale, combinando l'estensione geografica di ogni area - rappresentabile nello spazio bidimensionale della latitudine e della longitudine - con il livello (da 3 a 7) a cui si colloca (la terza dimensione).

Si definisce altresì "configurazione bidimensionale del Mezzogiorno" all'interno della configurazione tridimensionale del Mezzogiorno, ogni configurazione di aree estraibile da una specifica configurazione tridimensionale del Mezzogiorno la cui unione restituisce esattamente il perimetro del Mezzogiorno e tale per cui eliminando anche una sola di esse l'unione delle superstiti non restituisce più il Mezzogiorno.

Similmente si identifica l'insieme delle aree di livello da 1 a 3 censito in ciascuna ora, ad esempio, nel "cluster" di Brindisi (BRI) come "configurazione tridimensionale di Brindisi" poiché tale configurazione è rappresentabile in uno spazio tridimensionale combinando l'estensione geografica di ogni area - rappresentabile nello spazio bidimensionale della latitudine e della longitudine - con il livello (da 1 a 3) a cui si colloca (la terza dimensione). Si definisce poi "configurazione bidimensionale di Brindisi" all'interno della configurazione tridimensionale di Brindisi, ogni configurazione di aree estraibile da una specifica configurazione tridimensionale di Brindisi la cui unione restituisce esattamente il "cluster" di Brindisi e tale per cui eliminando anche una sola di esse l'unione delle superstiti non restituisce più il "cluster" di Brindisi. Il procedimento di classificazione è analogo per i "cluster" Calabria (CAL), Campania (CAM), Foggia (FOG) e Lazio (LAZ).

Si classificano, infine, sia le configurazioni tridimensionali che quelle bidimensionali in base al livello dell'area di maggior livello presente in tali configurazioni.

Al fine di illustrare la modalità di classificazione scelta si prenda, ad esempio, la configurazione di aree rappresentata in Figura 3.

Questa configurazione di aree di livello da 3 a 7 è stata registrata in 1'047 ore nel 2018 e si compone delle seguenti aree:

- a) 2 aree di livello 3: LAZ e CAL;
- b) 1 area di livello 5: BRI+CAM+FOG.

Si tratta di una configurazione tridimensionale del Mezzogiorno di livello 5 da cui possiamo estrarre una sola configurazione bidimensionale del Mezzogiorno di livello 5 (ossia: BRI+CAM+FOG, CAL e LAZ) in quanto le due aree di livello 3 e l'area di livello 5 sono fra loro perfetti complementi del Mezzogiorno.

Questa configurazione di aree di livello da 3 a 7 racchiude in sé, a sua volta, tre differenti configurazioni di aree di livello da 1 a 3:

1. la prima variante (591 ore) con due aree di livello 1 (BRIS¹⁰⁸ ed ENI¹⁰⁹) e un'area di livello 2 (BRI+MOD¹¹⁰);
2. la seconda variante (349 ore) con sole due aree di livello 1 (BRIS¹¹¹ ed ENI¹¹²);

¹⁰⁸ L'area BRIS è composta dall'impianto Brindisi Sud Cerano.

¹⁰⁹ L'area ENI è composta dall'impianto Enipower Brindisi.

¹¹⁰ L'area "BRI+MOD" è composta dagli impianti: Brindisi Sud Cerano e Modugno.

¹¹¹ L'area BRIS è composta dall'impianto Brindisi Sud.

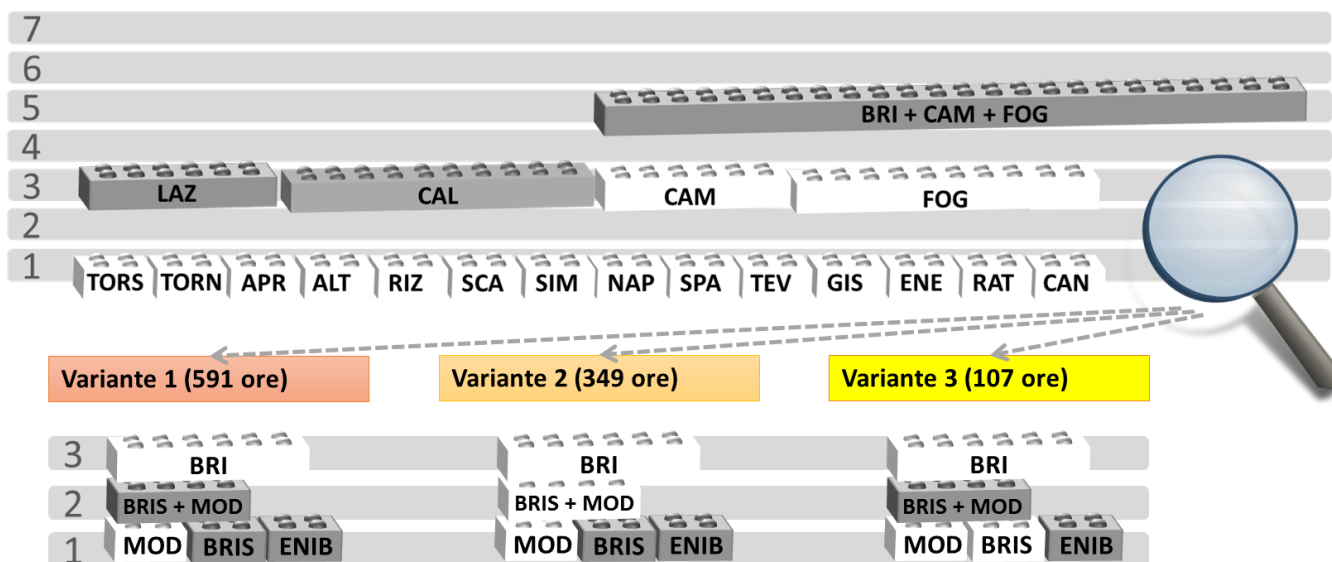
¹¹² L'area ENI è composta dall'impianto Enipower Brindisi.

3. la terza variante (107 ore) con un'area di livello 1 (ENI) e un'area di livello 2 (BRIS+MOD¹¹³).
 Le tre varianti appena elencate non sono altro che tre differenti configurazioni tridimensionali di BRI di livello 3. La seconda variante è una configurazione incompleta in quanto non intercetta il nodo di Modugno. Dalle restanti due configurazioni è estraibile una sola configurazione bidimensionale di BRI (ossia: BRIS-MOD e ENI). È immediato notare che l'area di livello 1 BRIS è annidata nell'area di livello 2 BRIS+MOD la quale a sua volta è annidata nell'area di livello 5 BRI+CAM+FOG. Le aree di ciascuna configurazione o variante possono essere infatti fra loro intersecate o complementari (come i pezzi di un puzzle) o annidate (come scatole cinesi o matrioske). Si veda l'Appendice 5 alla Tabella A per ulteriori esempi di configurazioni frequenti negli anni considerati ed alla Figura A per una loro rappresentazione grafica.

Figura 3 – Articolazione dei vincoli nel Mezzogiorno per la configurazione più frequente del 2018.

Si tratta di una configurazione tridimensionale del Mezzogiorno di livello 5. Al suo interno è contenuta una configurazione bidimensionale di livello 5 (BRI+CAM+FOG, CAL, LAZ). Elaborazione ARERA su dati [7]

2018 - 1° configurazione più frequente (1'047 ore) – CAL // LAZ // BRI + CAM + FOG >> BRI



¹¹³ L'area "BRI+MOD" è composta dagli impianti: Brindisi Sud Cerano e Modugno.

7. Criteri di strutturazione dei VRI/VRNI e loro applicazione

Nel capitolo 6 è stato descritto come l'output di CRESO fornisca al CNC di Terna uno o più vettori di *unit commitment* ammissibili in termini di rispetto dei vincoli di tensione sui nodi della RTN localizzati nel Mezzogiorno. Tali vettori devono poi essere tramutati operativamente in vincoli S4 imposti su "opportune aree" (cluster) da specificare nelle tabelle LSTN_UPT.TXT e LNUM_UPT.TXT in input al modulo MCE.

Al fine di assicurare sempre la tracciabilità e la replicabilità di questo processo, assicurando al contempo la fruibilità dei dati per le analisi di monitoraggio, i vincoli S4 imposti su tali aree dovrebbero soddisfare almeno i seguenti criteri:

1. **Uniformità:** i vincoli S4 dovrebbero essere costruiti con un'unica metodologia;
2. **Parsimonia:** nessun vincolo S4 dovrebbe essere ridondante;
3. **Completezza:** i vincoli S4 dovrebbero coprire l'intero Mezzogiorno in ogni ora di MSD *ex ante*.

Tali criteri sono desumibili dall'architettura dei requisiti di riserva di potenza attiva per la regolazione di frequenza e applicabili per analogia ai requisiti di riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione.

I. Uniformità

Il rispetto del criterio di uniformità implica che per ciascuna area di VRI/VRNI, il relativo fabbisogno ($NMIN_v$) nonché i pesi delle singole UP (β_{uv}) ivi localizzate siano costruiti seguendo la stessa metodologia. Ciò al fine di evitare errori nell'impostare i "vincoli di rete per presenza in servizio" in MCE e di monitorare efficientemente l'evoluzione della struttura della domanda e dell'offerta di "presenza in servizio" nelle relative aree di VRI/VRNI. Vi sono purtroppo vari casi in cui tale criterio sembra non essere rispettato.

Tenendo conto di quanto illustrato nei capitoli 5 e 6, sarebbe infatti lecito attendersi che:

1. In analogia ai fabbisogni di riserva di potenza attiva per la regolazione di frequenza delle singole zone o aggregati di zone, i fabbisogni di "presenza in servizio" ($NMIN_v$) delle singole aree di VRI/VRNI definite in base agli esiti delle analisi di sicurezza eseguite con CRESO siano sempre e comunque caricati in MCE: non dovrebbe quindi essere permesso omettere un'area e il relativo $NMIN_v$ in MCE per il solo fatto che l' $NMIN_v$ di detta area risulta già soddisfatto in esito a MI in base al controllo fuori linea eseguito dal CNC di Terna.
2. Il peso di ogni UP (β_{uv}) in ciascuna area in cui è localizzata dovrebbe essere conforme agli esiti delle analisi di sicurezza eseguite con CRESO. Non dovrebbe quindi essere possibile alterare il peso se non in casi eccezionali e in maniera trasparente e motivata. Ogniqualvolta CNC ritenesse un singolo impianto insostituibile in virtù di esigenze contingenti, allora detto impianto dovrebbe essere inserito in un'area di primo livello.
3. Laddove un'UPE potesse soddisfare in alternativa l' $NMIN_v$ di due (o più) aree, allora tale UPE dovrebbe essere inclusa simultaneamente in ciascuna delle due (o più) e in un'ulteriore area in cui sono incluse tutte le UPE delle predette aree e il cui $NMIN_v$ è pari alla somma degli $NMIN_v$ delle predette aree.

Si riportano alcuni casi che sembrano evidenziare come tali requisiti non siano pienamente rispettati.

GISSI - Nell'area "CAN-ENE-GIS-RAT"¹¹⁴, il peso di ciascuna delle due UP di GISSI è normalmente pari a 1 UPE (vedi configurazione del 23/02/2018 in *Figura 7*) e il fabbisogno è normalmente pari a 2 UPE ma in casi specifici (8 ore) il peso delle UP di GISSI è pari a 3 UPE (vedi configurazione del 22/02/2018 in *Figura 5*) e il fabbisogno è pari a 4 UPE. Poiché il peso di ciascuna delle UP concorrenti rimane sempre pari a 1 UPE, in tali casi GISSI è pivotale sull'offerta di "presenza in servizio" per 1 UPE. Tuttavia, non è possibile inferire che in tali casi l'impianto di GISSI abbia un reale maggiore peso nella risoluzione del VRI/VRNI, ciò in quanto nei medesimi casi l'impianto compare anche nell'area "CAM+FOG+BRI" con peso pari a 1 UPE per ogni sua UP.

Un caso simile si osserva nella stessa ora per l'impianto di MODUGNO, che compare nell'area "CAN-ENE-MOD-RAT"¹¹⁵ con peso pari a 1 UPE e nelle aree "CAM+FOG" e "CAM+FOG+BRI" con peso pari a 2 UPE (vedi *Figura 4*).

L'analisi delle 7 aree del 22/02/2018 (vedi *Figura 5*) rende evidente che:

- A. 2 UPE devono essere necessariamente scelte fra quelle dell'area "ENI"¹¹⁶ per soddisfarne il relativo fabbisogno (pari a 2 UPE);
- B. 1 UPE deve essere necessariamente scelta fra quelle dell'area "BRIS"¹¹⁷ per soddisfarne il relativo fabbisogno (pari a 1 UPE);
- C. 1 UPE deve essere necessariamente scelta fra quelle dell'area "NAP-SPA-TEV"¹¹⁸ per soddisfarne il relativo fabbisogno (pari a 1 UPE);
- D. Almeno 1 UPE deve essere necessariamente scelta fra quelle della sotto-area "GIS" per soddisfare il fabbisogno dell'area "CAN-ENE-GIS-RAT". Il fabbisogno dell'area "CAN-ENE-GIS-RAT" è infatti pari a 4 UPE mentre l'offerta della sotto-area "CAN-ENE-RAT"¹¹⁹ è pari a 3 UPE. L'offerta della sotto-area "GIS" è quindi pivotale per 1 UPE sul fabbisogno dell'area "CAN-ENE-GIS-RAT". Poiché però ogni UP della sotto-area "GIS" ha peso pari a 3 e non può essere frazionata, 3 UPE su 4 saranno necessariamente selezionate nella sotto-area "GIS". La restante parte del fabbisogno potrà essere soddisfatta scegliendo un'ulteriore UP localizzata nella sotto-area "GIS" o nella sotto-area "CAN-ENE-RAT". Riepilogando, il vincolo sull'area "CAN-ENE-GIS-RAT" può essere "risolto" assicurando la presenza in servizio di:
 - D.1. 2 UP della sotto-area "GIS" oppure
 - D.2. 1 UP della sotto-area "GIS" + 1 UP della sotto-area "CAN-ENE-RAT"¹²⁰;
- E. Almeno 1 UPE deve essere necessariamente scelta fra quelle della sotto-area "CAN-ENE-RAT" per soddisfare il fabbisogno dell'area "CAN-ENE-MOD-RAT". Il fabbisogno dell'area "CAN-ENE-MOD-RAT" è infatti pari a 2 UPE mentre l'offerta della sotto-area "MOD" è pari a 1 UPE. L'offerta nella sotto-area "CAN-ENE-RAT" è quindi pivotale per 1 UPE sul fabbisogno dell'area "CAN-ENE-MOD-RAT". La restante parte del fabbisogno potrà essere soddisfatta scegliendo un'ulteriore UPE

¹¹⁴ È una delle molteplici varianti dell'area "FOG"

¹¹⁵ È una delle molteplici varianti dell'area "FOG"

¹¹⁶ Ossia dell'impianto di Enipower Brindisi.

¹¹⁷ Ossia dell'impianto di Brindisi Sud Cerano.

¹¹⁸ È una delle molteplici varianti dell'area "CAM"

¹¹⁹ È una delle molteplici varianti dell'area "FOG"

¹²⁰ Si noti che la soluzione D.2 ha un implicito vantaggio poiché ogni UP localizzata nella sotto-area "FOG" contribuisce a soddisfare anche il fabbisogno dell'area "FOG+MOD" di cui al sub E.

localizzata nella sotto-area "CAN-ENE-RAT" o nella sotto-area "MOD". Riepilogando, il vincolo sull'area "CAN-ENE-MOD-RAT" può essere "risolto" assicurando la presenza in servizio di:

E.1. 2 UP della sotto-area "CAN-ENE-RAT" oppure

E.2. 1 UP della sotto-area "CAN-ENE-RAT" + 1 UP della sotto-area "MOD".

Poiché entrambe le soluzioni implicano la presenza in servizio di almeno 1 UP dell'area "CAN-ENE-RAT", in ambo i casi è sufficiente assicurare la presenza in servizio di 1 UP dell'area "GIS" per risolvere anche il vincolo sull'area "CAN-ENE-GIS-RAT". La soluzione D.2 del vincolo sull'area "CAN-ENE-GIS-RAT" è quindi quella ottimale.

F. La soluzione ottimale dei vincoli sulle aree "CAN-ENE-MOD-RAT" e "CAN-ENE-GIS-RAT" può quindi essere ricercata fra:

F.1. 2 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "GIS" oppure

F.2. 1 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "MOD" + 1 UP in "GIS".

G. La soluzione ottimale del vincolo sull'area "CAM+FOG" (fabbisogno pari a 4 UPE) può quindi essere, a sua volta, ricercata fra:

G.1. [2 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "GIS" (cfr. F.1)] + [1 UP in "NAP-SPA-TEV" (cfr. C)] + 1 UP in "CAM+FOG" oppure

G.2. [1 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "MOD"¹²¹ + 1 UP in "GIS" (cfr. F.2)] + [1 UP in "NAP-SPA-TEV" (cfr. C)].

H. Il vincolo sull'area "CAM+FOG+BRI" (fabbisogno pari a 6 UPE) è in ambo i casi automaticamente soddisfatto dalla risoluzione del vincolo sull'area "CAM+FOG" e del vincolo sull'area "BRIS":

H.1. [2 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "GIS" + 1 UP in "NAP-SPA-TEV" + 1 UP in "CAM+FOG" (cfr. G.1)] + [1 UP in "BRIS" (cfr. B)] oppure

H.2. [1 UP in "CAN-ENE-RAT" + 1 UP in "MOD"¹²² + 1 UP in "GIS" + 1 UP in "NAP-SPA-TEV" (cfr. G2)] + [1 UP in "BRIS" (cfr. B)].

In sintesi, l'analisi congiunta dei vincoli di cui ai sub. B, C, D ed E evidenzia che l'alterazione dei valori "normali" del fabbisogno dell'area "CAN-ENE-GIS-RAT" e dei pesi delle UP di Gissi sembrano essere stati congegnati per introdurre un vincolo implicito sull'area "GIS" invece di uno esplicito come quelli imposti sull'area "ENI" o sull'area "BRIS". L'intersezione fra l'area "CAN-ENE-GIS-RAT" e l'area "CAN-ENE-MOD-RAT" e il valore del fabbisogno di quest'ultima sembrano altresì essere stati congegnati per introdurre un vincolo implicito sull'area "CAN-ENE-RAT" invece di uno esplicito come quello imposto proprio sulla stessa area "CAN-ENE-RAT" il giorno successivo (23-02-2018). Il rispetto del criterio di uniformità nella costruzione dei vincoli avrebbe invece indotto a:

a) separare l'area "GIS" dall'area "CAN-ENE-RAT" (eliminando l'area "CAN-ENE-GIS-RAT");

b) porre il fabbisogno di ambo le aree pari a 1 UPE;

c) porre il peso di ogni UP in ambo le aree pari a 1.

In tal modo si sarebbe conseguito lo stesso obiettivo senza "inficiare" l'integrità e la coerenza delle serie storiche dei fabbisogni e dei pesi nell'area "GIS", nell'area "CAN-ENE-RAT" e nell'area "CAN-ENE-GIS-RAT". L'area "GIS", infatti, era già stata introdotta sabato 17-02-2018 e domenica 18-02-2018 con fabbisogno pari a 1 UPE e peso di ogni UP pari a 1 UPE (vedi Tabella 3).

¹²¹ Il coefficiente di MOD in "CAM+FOG" è pari a 2.

¹²² Il coefficiente di MOD in "CAM+FOG" è pari a 2.

Figura 4 – Configurazione delle aree CAM, FOG, BRI all'ora 1 del 22/02/2018
Elaborazione ARERA su dati [7]

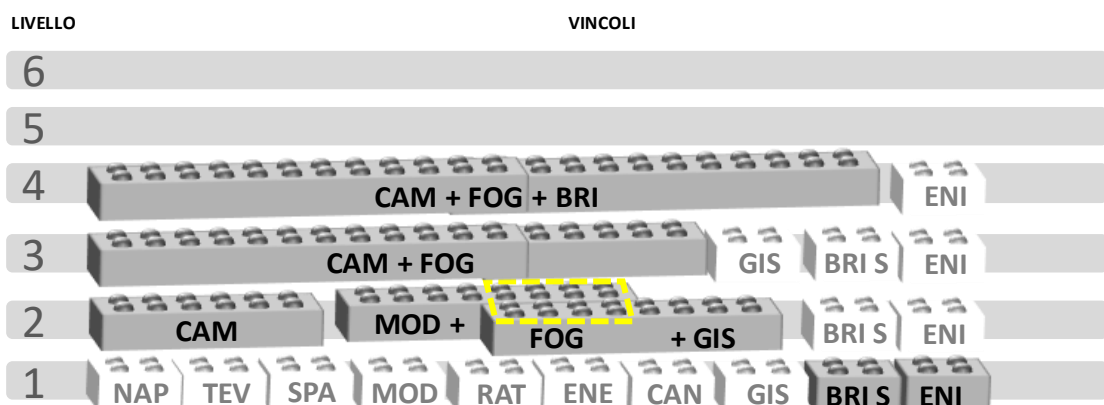


Figura 5 – Configurazione tridimensionale di BRI-CAM-FOG all'ora 1 del 22/02/2018

Legenda 1: Per ciascun livello (in verticale) si distinguono: le singole Aree (titolo in grigio chiaro) – di cui si riporta in parentesi quadra il fabbisogno; le singole AreeStar (titolo in grigio scuro) in cui sono incluse; i singoli impianti che compongono ciascuna Area – di cui si riporta in parentesi tonda il coefficiente (aggregato per tutte le UP con le quali viene rappresentato nell'Area). Elaborazione ARERA su fonte [7], [12].

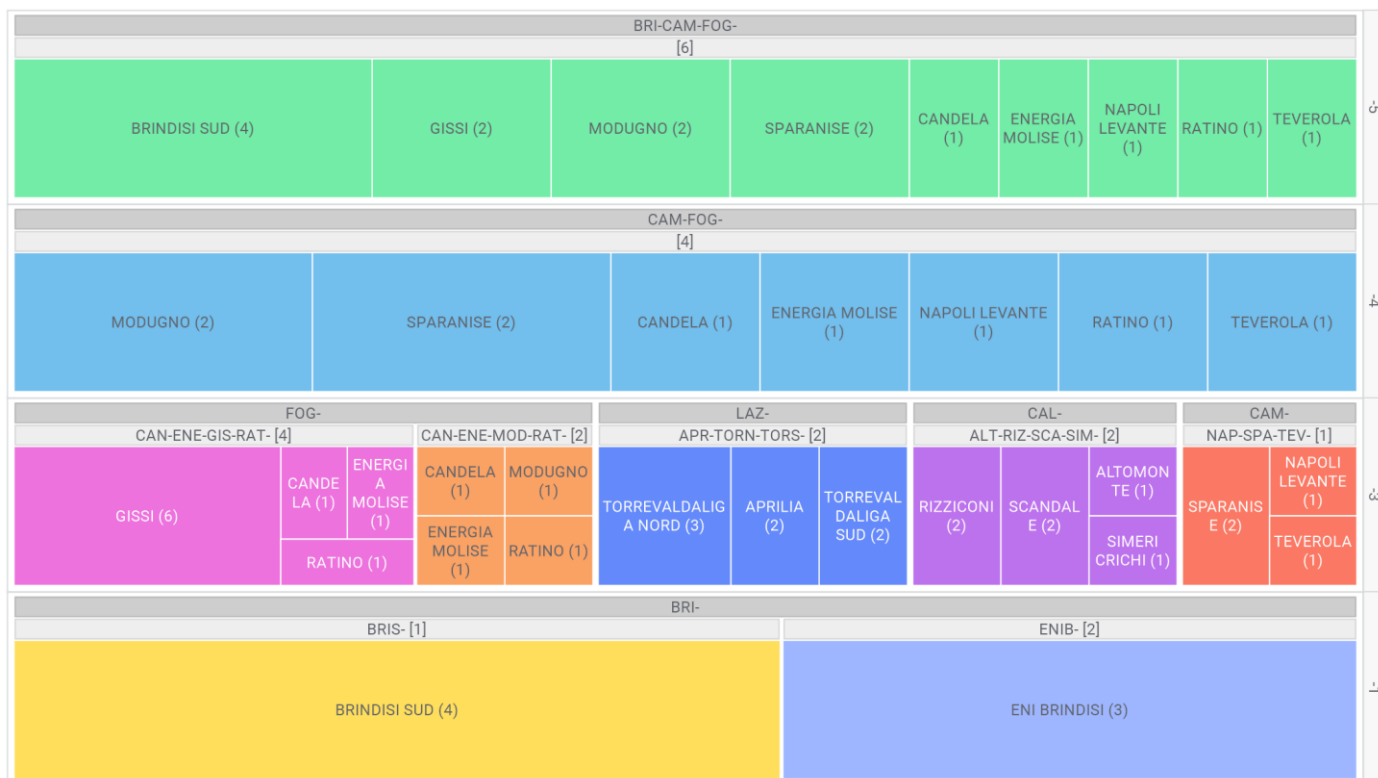


Figura 6 – Configurazione tridimensionale di FOG all'ora 1 del 06/01/2016

Vedi Legenda 1

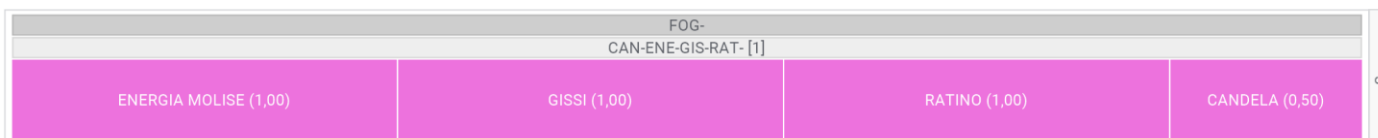


Figura 7 – Configurazione tridimensionale di FOG all'ora 1 del 23/02/2018

Vedi Legenda 1

FOG-							
CAN-ENE-GIS-RAT- [2]				CAN-ENE-RAT- [1]			
GISSI (2)		CANDELA (1)	ENERGIA MOLISE (1)	RATINO (1)	CANDELA (1)	ENERGIA MOLISE (1)	RATINO (1)

Tabella 3 – Coefficienti e Fabbisogno per gli impianti di GISSI e MODUGNO all'ora 1 nelle settimane 7-8 del 2018

Elaborazione ARERA su fonte [7], [12]

data	GdS	GISSI						MODUGNO									
		CAM + FOG + BRI + GIS + MOD		FOG + GIS		GIS		CAM + FOG + BRI + GIS + MOD		CAM + FOG + BRI + MOD		BRI + MOD		CAM + FOG + MOD		FOG + MOD	
		Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb
12/02/2018	Lun									1	6	1	3			1	1
13/02/2018	Mar									2	5						
14/02/2018	Mer									2	5						
15/02/2018	Gio									2	5	1	2				
16/02/2018	Ven									1	5	1	2				
17/02/2018	Sab					2	1			1	5					1	2
18/02/2018	Dom					2	1			1	6						
19/02/2018	Lun									1	6	1	3				
20/02/2018	Mar	2	6	2	2			2	6							1	2
21/02/2018	Mer	2	6	2	2			2	6					2	4	1	2
22/02/2018	Gio	2	6	6	4			2	6					2	4	1	2
23/02/2018	Ven			2	2							1	2				
24/02/2018	Sab											1	2			1	1
25/02/2018	Dom									2	6	1	3			1	1

data	GdS	FOG		FOG + GIS				FOG + MOD			
		CANDELA, MOLISE, RATINO		CANDELA, MOLISE, RATINO		GIS		CANDELA, MOLISE, RATINO		MOD	
		Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb	Coeff	Fabb
12/02/2018	Lun	1	1					1	1	1	1
13/02/2018	Mar	1	1								
14/02/2018	Mer	1	1								
15/02/2018	Gio	1	2								
16/02/2018	Ven	1	2								
17/02/2018	Sab							1	2	1	2
18/02/2018	Dom	1	1								
19/02/2018	Lun	1	1								
20/02/2018	Mar			1	2	1	2	1	2	1	2
21/02/2018	Mer			1	2	1	2	1	2	1	2
22/02/2018	Gio			1	4	3	4	1	2	1	2
23/02/2018	Ven	1	1	1	2	1	2				
24/02/2018	Sab							1	1	1	1
25/02/2018	Dom	1	1					1	1	1	1

Tabella 4 - Fabbisogno delle zone Campania, Foggia, Brindisi all'ora 1 nelle settimane 7-8 del 2018

Si riporta (senza segno) il fabbisogno che dev'essere soddisfatto necessariamente tra gli impianti della cella, (con segno) il fabbisogno addizionale che può essere soddisfatto da più impianti. Elaborazione ARERA su fonte [7], [12]

data	GdS	CAM			FOG				BRI		ALL	ALL
		NAP	TEV	SPA	GIS	CAN	ENE	RAT	MOD	BRI S		+ GIS
12/02/2018	Lun		1				1		+1	2	+1	
13/02/2018	Mar		1				1			1	+2	
14/02/2018	Mer		1				1			1	+2	
15/02/2018	Gio		1				2		+1	1	+0	
16/02/2018	Ven		1				2		+1	1	+0	
17/02/2018	Sab		1		1		2			2	+0	
18/02/2018	Dom		1		1		1			3	+0	
19/02/2018	Lun		1				1		+1	2	+1	
20/02/2018	Mar		1		+1		1		+1	1		+1
21/02/2018	Mer		1		+1		1		+1	1	+1	+0
22/02/2018	Gio		1		+1		2		+1	1	+0	+0
23/02/2018	Ven		1		+1		1		+1	1		
24/02/2018	Sab		1						+1	1		
25/02/2018	Dom		1				1		+0	3	+1	

II. Parsimonia

In omaggio al criterio di parsimonia occorrerebbe eliminare ogni vincolo S4 ridondante o quantomeno evitare l'utilizzo non proceduralizzato di vincoli S4 ridondanti che potrebbero introdurre anche degli errori. Al fine di identificare i vincoli realmente ridondanti occorre ripartire dalla genesi delle aree illustrata al Capitolo 6. Le aree di livello tre o superiore sono infatti "figlie" della "procedura" di tramutazione dei vettori di CRESO in vincoli di MCE. Pertanto, non dovrebbero teoricamente sussistere casi in cui due (o più) aree di livello non inferiore a tre annidate l'una nell'altra presentino lo stesso fabbisogno (NMIN_v).

Per esempio, se in una certa ora fosse presente l'area ALT-NAP-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV (sinteticamente CAM-CAL) con un fabbisogno pari a 2 UPE, l'area NAP-SPA-TEV (sinteticamente CAM) e l'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM (sinteticamente CAL) potrebbero essere presenti solo se i loro rispettivi fabbisogni fossero inferiori a 2 UPE e se la somma dei loro fabbisogni fosse inferiore a 2 UPE. In assenza delle aree CAL e CAM – ossia in caso di fabbisogni nulli in ambo le aree – ma in presenza dell'area CAM-CAL con fabbisogno pari a 2 UPE, sarebbe valido ogni *unit commitment* di 2 UPE ripartite liberamente fra CAL e CAM (CAL, CAM): (2,0), (0,2) e (1,1). Il che presupporrebbe l'esistenza di tre vettori di CRESO differenti fra loro nello *unit commitment* in CAL e CAM ma del tutto identici nello *unit commitment* in LAZ, FOG e BRI. In assenza dell'area CAL ma in presenza dell'area CAM con fabbisogno pari a 1 UPE oltre che dell'area CAM-CAL con fabbisogno pari a 2 UPE, sarebbero validi solo due dei tre precedenti *unit commitment*: (2,0) e (1,1). Il che presupporrebbe l'esistenza di solo due dei tre precedenti vettori di CRESO. In presenza delle aree CAL e CAM con fabbisogni pari a 1 UPE, invece, l'area CAM-CAL dovrebbe essere assente poiché sarebbe valido un unico *unit commitment* (1,1) e ciò presupporrebbe l'esistenza di uno solo dei tre vettori di CRESO. La presenza dell'area CAM-CAL con fabbisogno pari a 2 UPE sarebbe quindi errata prim'ancor che ridondante: ciò in quanto l'area CAM-CAL stabilirebbe una sostituibilità fra CAM e CAL non autorizzata dall'unico vettore di CRESO. La presenza dell'area CAM-CAL con fabbisogno pari a 2 UPE sarebbe invece giustificata se vi fosse un'intersezione fra le aree CAM e CAL (es. se NAP fosse sia in CAM sia in CAL).

In tutti e tre i casi originari, l'eventuale aggiunta dell'area di primo livello NAP da parte di CNC non renderebbe ridondanti l'area NAP-SPA-TEV (alias CAM) o l'area ALT-NAP-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV (alias CAM-CAL). Se il VRI su Napoli città fosse violato a causa dell'indisponibilità sopravvenuta dell'impianto di Napoli Levante, infatti, in mancanza dell'area NAP-SPA-TEV e/o dell'area ALT-NAP-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV l'algoritmo di MCE non risolverebbe neppure il VRI sulla Campania o il VRI sulla Campania-Calabria pur se potenzialmente risolvibili. Per quanto appena illustrato risultano invece inspiegabili e in violazione del principio di parsimonia le ore elencate nella Tabella 5, ossia il numero di ore in cui un'area di terzo livello (es. CAM) ha fabbisogno (NMIN) uguale a un'area di livello superiore (es. CAM-CAL) in cui è annidata.

Tabella 5 – Aree di terzo livello annidate e con medesimo fabbisogno

Legenda 2: Si contano le ore in cui ciascuna Area di livello 3 ha fabbisogno uguale ad almeno una Area di livello superiore in cui risulta annidata. Elaborazione ARERA su fonte [7], [12]

AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot
BRI	-	-	-	-	40	463	2'638	3'831	2'618	9'590
CAL	-	-	334	266	943	486	-	16	8	2'053
FOG	-	-	-	-	-	112	32	276	1'418	1'838
CAM	-	326	714	1'466	584	1'424	8	184	1'021	5'727
LAZ	-	-	-	2	-	262	-	-	16	280

III. Completezza

In omaggio a un criterio di completezza, occorrerebbe rintracciare in ogni ora una configurazione tridimensionale del Mezzogiorno da cui sia possibile estrarre almeno una configurazione bidimensionale del Mezzogiorno. La procedura di tramutazione dei vettori di CRESO in vincoli S4 di MCE dovrebbe assicurare automaticamente un simile esito: ogni UP termoelettrica abilitata alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione dovrebbe cioè essere collocata in almeno un'area. Tuttavia, come è evidente dalla Tabella 6, Terna sembra aver eliminato anche aree non ridondanti causando una evidente violazione del criterio di completezza. Come spiegato nel Capitolo 5, in alcuni di questi casi l'algoritmo del modulo MCE potrebbe teoricamente spegnere una o più UP di un'area senza "accorgersi" di violare il relativo VRI/VRNI.

Tabella 6 – Statistiche sul rispetto del criterio di completezza nel Mezzogiorno

Legenda 3: si riporta per ciascun anno del periodo considerato (in riga) e ciascun cluster considerato (in colonna, intestazioni in prima riga) – la percentuale di ore solari per cui vengono rappresentati tutti gli impianti indicati (in colonna, intestazioni in seconda riga), anche se in Aree comprendenti altri impianti non indicati. Elaborazione ARERA su dati [7].

Anno	OreSolari	Brindisi	Lazio	Campania	Foggia			Calabria	
		BRINDISI SUD ENIPOWER BRI. MODUGNO	APRILIA ¹²³ TORREV.NORD TORREV.SUD	NAPOLI LEV. SPARANISE TEVEROLA	ENE. MOLISE GISSI RATINO	CANDELA ENE. MOLISE RATINO	CANDELA ENE. MOLISE MODUGNO	ALDOMONTE RIZZICONI SIMERI CRI.	RIZZICONI SCANDALE SIMERI CRI.
2011	8'760	72%	100%	40%	3%	3%	3%	89%	99%
2012	8'784	100%	66%	40%	5%	5%	5%	96%	53%
2013	8'760	100%	100%	12%	12%	2%	2%	96%	96%
2014	8'760	99%	99%	92%	15%	1%	1%	97%	97%
2015	8'760	98%	100%	100%	11%	4%	4%	100%	100%
2016	8'784	87%	80%	75%	10%	58%	58%	85%	85%
2017	8'760	95%	100%	84%	1%	94%	94%	98%	98%
2018	8'760	100%	100%	93%	3%	97%	98%	84%	83%
2019	8'760	100%	100%	99%	11%	100%	100%	100%	100%

¹²³ L'impianto di Aprilia viene considerato solo a partire dal 17/05/2012, primo giorno in cui compare in DATI_TER, fonte [13].

8. Principali configurazioni di aree di VRI/VRNI

In questo capitolo sono rappresentate e descritte le principali configurazioni di aree di VRI/VRNI. Come si è visto nei capitoli precedenti, la complessità delle configurazioni di aree è in parte ascrivibile al processo di definizione dei vettori di CRESO in fase di programmazione settimanale/giornaliera e in parte è figlia della non univocità dei criteri utilizzati nella tramutazione dei vettori di CRESO in vincoli S4 in sede di esercizio del modulo MCE. Pertanto, per non perdere informazioni rilevanti ma al contempo assicurare un'esposizione ordinata, è stato necessario operare una semplificazione introducendo il concetto di "AreaStar" (che pur essendo parente del concetto di "cluster" di Terna non coincide esattamente con il medesimo perché include anche le sue varianti più frequenti) ovvero, convenzionalmente, a partire da una lista base di impianti si sono aggregate tutte le liste di impianti storicamente caricate in input a MCE che soddisfano le due seguenti condizioni:

- i) hanno in comune almeno un impianto della lista base e, al contempo,
- ii) non includono altri impianti del Mezzogiorno (ovvero al di fuori della lista base) eccetto quelli che eventualmente caratterizzano alcune particolari varianti.

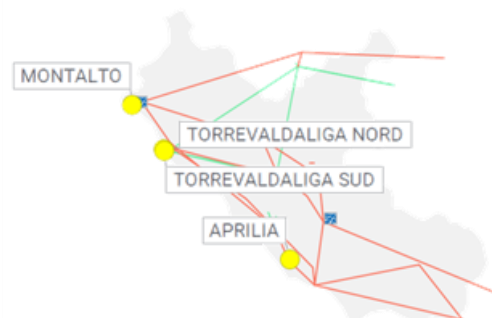
Il concetto di *AreaStar* è stato esteso, per analogia, anche alle aree derivanti da aggregazioni di *AreeStar* come sopra definite. Per ciascuna *AreaStar* sono forniti alcuni dati statistici a livello aggregato, viene descritta l'evoluzione nel tempo delle diverse aree afferenti all'*AreaStar* nonché rappresentato graficamente l'andamento del fabbisogno di "presenza in servizio" (in UPE) nell'intero periodo sotto analisi. Il capitolo è propedeutico alla lettura degli esiti dei test di pivotalità di cui alla Sezione 3 che seguono il medesimo ordine di esposizione per *AreaStar*.

I. LAZ

La *Tabella 7* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* LAZ nel periodo in analisi.

Tabella 7 – Statistiche aggregate sull'AreaStar LAZ

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
LAZ	ore	8'014	8'783	8'757	8'711	8'730	7'757	8'735	8'756	8'759
	gg	334	366	365	363	365	324	364	365	365
	#Aree	2	3	4	5	3	5	3	2	2
	max nAreeCom	1	1	1	1	2	1	1	1	1
	min(NMIN)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	avg(NMIN)	1,5	1,2	1,5	1,8	1,9	2,1	1,9	2,0	1,7
	max(NMIN)	3,0	3,0	4,0	5,0	4,0	5,0	3,0	3,0	3,0
	StdDev(NMIN)	0,7	0,5	0,6	0,9	0,8	0,7	0,4	0,2	0,5



Legenda 4: la tabella riporta per ciascun anno del periodo considerato (colonne) le seguenti statistiche nell'AreaStar indicata (1° colonna): conteggio di ore in cui è presente almeno un'Area [ore], conteggio di giorni in cui è presente almeno un'Area [gg], conteggio univoco di Aree diverse [#Aree], conteggio del massimo numero di Aree complementari tra loro in una singola ora [max nAreeCom], valore minimo del Fabbisogno Aggregato [min(N_MIN)], valore medio del Fabbisogno Aggregato [avg(N_MIN)], valore massimo del Fabbisogno Aggregato [max(N_MIN)], deviazione standard del Fabbisogno Aggregato [StdDev(N_MIN)] (vedi anche le definizioni di Fabbisogno Aggregato nel Glossario). Elaborazione ARERA su dati [7], [12]

- A. Tale *AreaStar* è geograficamente limitata alla regione Lazio e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti di Aprilia (APR), Montalto (MON), Torrevaldaliga Nord (TORN) e Torrevaldaliga Sud (TORS) che costituiscono la lista base di impianti;
 - non appartiene alcun altro impianto al di fuori di quelli di Aprilia (APR), Montalto (MON), Torrevaldaliga Nord (TORN) e Torrevaldaliga Sud (TORS).
- B. Si tratta di un'*AreaStar* relativamente stabile in quanto risulta rappresentata in almeno 77'002 su 78'144 ore solari (98%) nel periodo 2011-2019, da un minimo di 7'757 ore su 8'784 (88%) nel 2016 a un massimo di 8'783 ore su 8'784 (100%) nel 2012 (vedi §C-D). Nel periodo 2011-2019 si contano 10 diverse aree, sebbene non compaiano mai più di 5 aree in ogni anno e non compaiano mai più di 2 aree perfettamente complementari tra loro in ciascuna ora. Il fabbisogno¹²⁴ medio dell'*AreaStar* LAZ lievita da non oltre 1,5 UPE nel triennio 2011-2013 a circa 1,9 UPE in media nel quinquennio 2015-2019 (Tabella 7).
- C. Con l'ausilio della *Figura 9* si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
- Fino al 6 ottobre del 2012** si osservano esclusivamente due aree: **MON-TORN-TORS** (Montalto-Torrevaldaliga Nord-Torrevaldaliga Sud) e **TORN-TORS** (Torrevaldaliga Nord-Torrevaldaliga Sud). TORN-TORS è un'area di secondo livello annidata implicitamente nell'area di livello 3 MON-TORN-TORS. Nelle ore di presenza di TORN-TORS, l'assenza di MON-TORN-TORS è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. L'ipotesi sembra essere confermata dai seguenti riscontri fattuali: il nodo di Montalto è quello localizzato più a nord fra i nodi (di produzione) del Lazio (Figura 1); nelle ore di presenza di TORN-TORS, l'impianto di Montalto risultava *disponibile alla riserva reattiva* e *disponibile al servizio di dispacciamento* nel 100% delle suddette ore (Tabella 8).
- Dal 7 ottobre del 2012 fino al 29 ottobre del 2016**, per effetto dell'entrata in esercizio dell'**impianto di Aprilia**¹²⁵ nel nodo localizzato più a sud fra quelli (di produzione) del Lazio, la nuova area **APR-MON-TORN-TORS** rimpiazza la vecchia area MON-TORN-TORS. L'altra nuova area APR-TORN-TORS è un'area di secondo livello annidata implicitamente nell'area di terzo livello APR-MON-TORN-TORS. Nelle ore di presenza di APR-TORN-TORS, l'assenza di APR-MON-TORN-TORS è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. L'ipotesi sembra essere confermata dai seguenti riscontri fattuali: il nodo di Montalto è quello localizzato più a nord fra i nodi (di produzione) del Lazio (Figura 1); nelle ore di presenza di APR-TORN-TORS, l'impianto di Montalto risultava sempre *disponibile alla riserva reattiva* ed altresì risultava *disponibile al servizio di dispacciamento* in almeno il 90% delle suddette ore (Figura 8).

¹²⁴ All'interno di questo capitolo, in riferimento alle *AreeStar*, il valore di "fabbisogno" riportato corrisponde alla nozione di *Fabbisogno Aggregato* (vedi *Glossario*)

¹²⁵ L'impianto di Aprilia risulta disponibile a partire dal 30 dicembre 2011.

Tabella 8 – Disponibilità di MONTALTO nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar LAZ

Legenda 5: per ciascun anno del periodo considerato (in colonna) si riportano le seguenti variabili (in riga): ore di presenza aggregata delle Aree indicate (1° colonna) nelle quali l'impianto in oggetto non compare in alcun'altra Area della medesima AreaStar in oggetto [# ore Area], percentuale di ore di disponibilità al servizio di dispacciamento dell'impianto indicato (1° colonna) rispetto alle ore identificate nella riga soprastante [#ore Disp Disp], percentuale di ore di disponibilità alla Riserva Reattiva dell'impianto indicato (1° colonna) rispetto alle ore identificate nella riga soprastante [#ore Disp Ris]; si vedano anche le definizioni di Disponibilità alla riserva reattiva, Disponibilità al servizio di dispacciamento nel Glossario; elaborazione ARERA su fonte [7], [12], [13], [14]

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
TORN-TORS- or APR-TORN-TORS-	#ore Area	3'356	6'814	-	48	264	3'851	8'735	8'755	8'759	42'022
MONTALTO	#ore Disp Disp	100%	100%	-	100%	100%	90%	96%	100%	99%	98%
	#ore Disp Ris	100%	100%	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Dal 30 ottobre del 2016 al 31 dicembre 2019, l'impianto di Montalto viene escluso da ogni area e, pertanto, la nuova area APR-TORN-TORS soppianta la vecchia area APR-MON-TORN-TORS. Si noti che l'esclusione dell'impianto di Montalto ha luogo pochi mesi dopo che questi ha completato la conversione da turbogas a ciclo combinato a turbogas a ciclo aperto.

- D. Nel periodo 2011-2019, oltre ai fenomeni strutturali di cui al punto C, si sono osservati fenomeni transitori o irregolari degni di menzione. Nel periodo 2014-2019, il peso dell'unica UP dell'impianto di Aprilia raddoppia (da 1 UPE a 2 UPE) in 21.821 su 52.584 ore (41,5%) (Figura 10). Sono in corso approfondimenti su tale modifica che incide fortemente sulla probabilità di accettazione delle offerte di Minimo dell'UP di Aprilia. In un numero non trascurabile di ore, si osservano inoltre le seguenti aree di primo o secondo livello: APR-TORN (Aprilia e Torrevaldaliga Nord) per 2.517 ore, di cui 666 da solo e nelle rimanenti annidato nell'area APR-TORN-TORS; APR (Aprilia) per 341 ore, nel 99% delle quali risultava annidato nell'area APR-MON-TORN-TORS; TORN (Torrevaldaliga Nord) per 224 ore, nel 82% delle quali risultava annidato nell'area APR-MON-TORN-TORS.
- E. Considerando anche le altre AreaStar del Mezzogiorno nella Tabella LAZ.2 in *Appendice 4*, osserviamo che quasi mai l'AreaStar LAZ (livello 3) è rimpiazzata dalle AreaStar CAM-LAZ (livello 4) o CAM-LAZ-FOG (livello 5) e che quindi gli impianti di quest'AreaStar non sono quasi mai sostituibili da impianti localizzati in altre AreaStar di terzo livello (CAM e FOG).

BOX 3: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di **MONTALTO**

L'impianto termoelettrico di Montalto, ubicato nell'omonimo Comune e gestito da Enel, è presente nei file di input LSTN_UPT – in più liste dell'AreaStar "LAZ" o soprainsiemi – con coefficienti unitari; in particolare:

la **UP1** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" [15] e *disponibile al servizio di dispacciamento* fino al 21/12/2013 [13] mentre fino al 30/06/2017 risulta indisponibile in quanto posto "in conservazione" [15]; a dicembre 2015 Terna autorizza la dismissione della turbina a vapore associata [15]; dal 01/07/2017 risulta nuovamente *disponibile al servizio di dispacciamento* [13] con 1 singolo "Turbogas" [15]; dal 15/07/2017 fino ad oggi risulta invece disponibile come "Turbogas" con 2 assetti di funzionamento (1 oppure 2 TG accesi); nel file LSTN_UPT compare sempre con coefficiente unitario [7];

la **UP2** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" [15] e *disponibile al servizio di dispacciamento* fino al 05/01/2016 [13] sebbene già da agosto 2014 risulti posta "in conservazione" [15] mentre fino al 30/06/2017 risulta indisponibile [13]; a dicembre 2015 Terna autorizza la dismissione della turbina a vapore associata [15]; dal 01/07/2017 risulta nuovamente *disponibile al servizio di dispacciamento* [13] come "Turbogas" con 2 assetti di funzionamento (1 oppure 2 TG accesi) [15]; nel file LSTN_UPT compare sempre con coefficiente unitario [7];

la **UP3** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" fino al 23/06/2016 [15] e - a valle dell'autorizzazione di Terna a marzo 2015 per dismettere la turbina a vapore associata [15] - come "Turbogas" con 2 assetti di funzionamento (1 oppure 2 TG accesi) fino ad oggi [15]; questa UP non è mai risultata *indisponibile al servizio di dispacciamento* per lunghi periodi del periodo considerato [13]; nel file LSTN_UPT compare sempre con coefficiente unitario [7];

la **UP4** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" fino al 22/06/2016 [15] e - a valle dell'autorizzazione di Terna a marzo 2015 per dismettere la turbina a vapore associata [15] - come "Turbogas" con 2 assetti di funzionamento (1 oppure 2 TG accesi) fino ad oggi [15]; dal 01/08/2014 al 15/05/2019 questa UP è sempre risultata *indisponibile al servizio di dispacciamento* [13]; dal 16/05/2019 ad oggi non risulta più presente nel file DATI_TER [13]; nel file LSTN_UPT compare sempre con coefficiente unitario [7];

Sono in corso approfondimenti circa l'indicazione fornita da Terna in base alla quale "Ai fini della risoluzione del vincolo di tensione, per ciascuna UP [...] quando è in servizio un solo TG questo viene "pesato" 0,5; nel caso siano in funzione invece i 2 TG (casistica valida solo per Montalto) il peso dell'UP è pari a 1" [15]. (Cfr.Figura 8).

Figura 8 - Coefficienti assegnati alle UP di Montalto
Valore massimo tra tutte le Aree; elaborazione ARERA su dati [7]

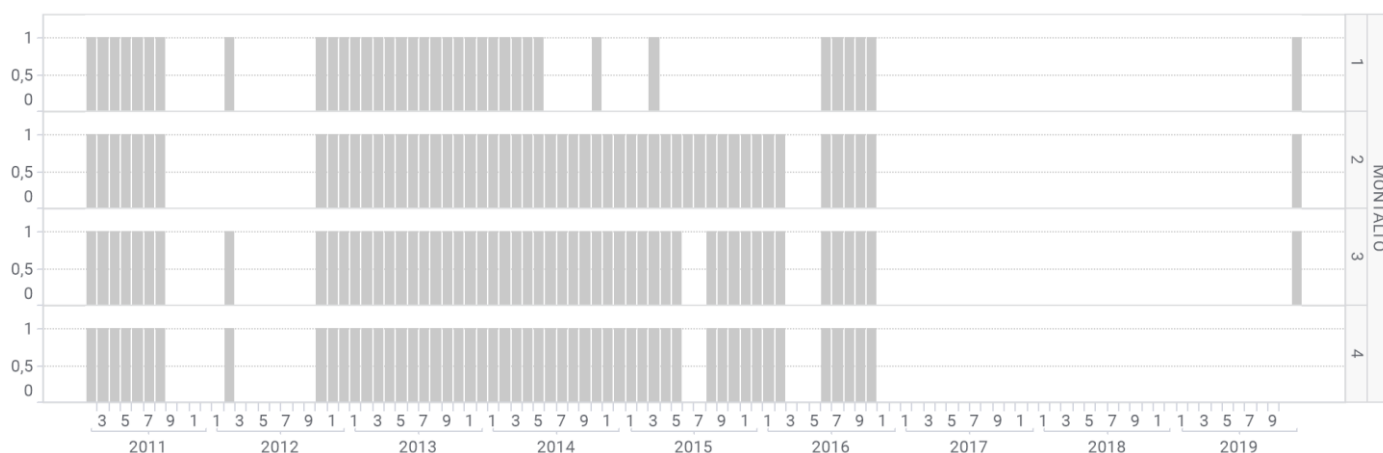


Figura 9 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar LAZ

Legenda 6: limitatamente all'AreaStar indicata (1° riga), la figura incolonna per ciascuna ora (ascisse) dell'anno indicato (riquadro orizzontale) il valore di Fabbisogno Aggregato (ordinate) per ciascuna Area (colore) presente in quell'ora. Elaborazione ARERA su dati [7] e [12].

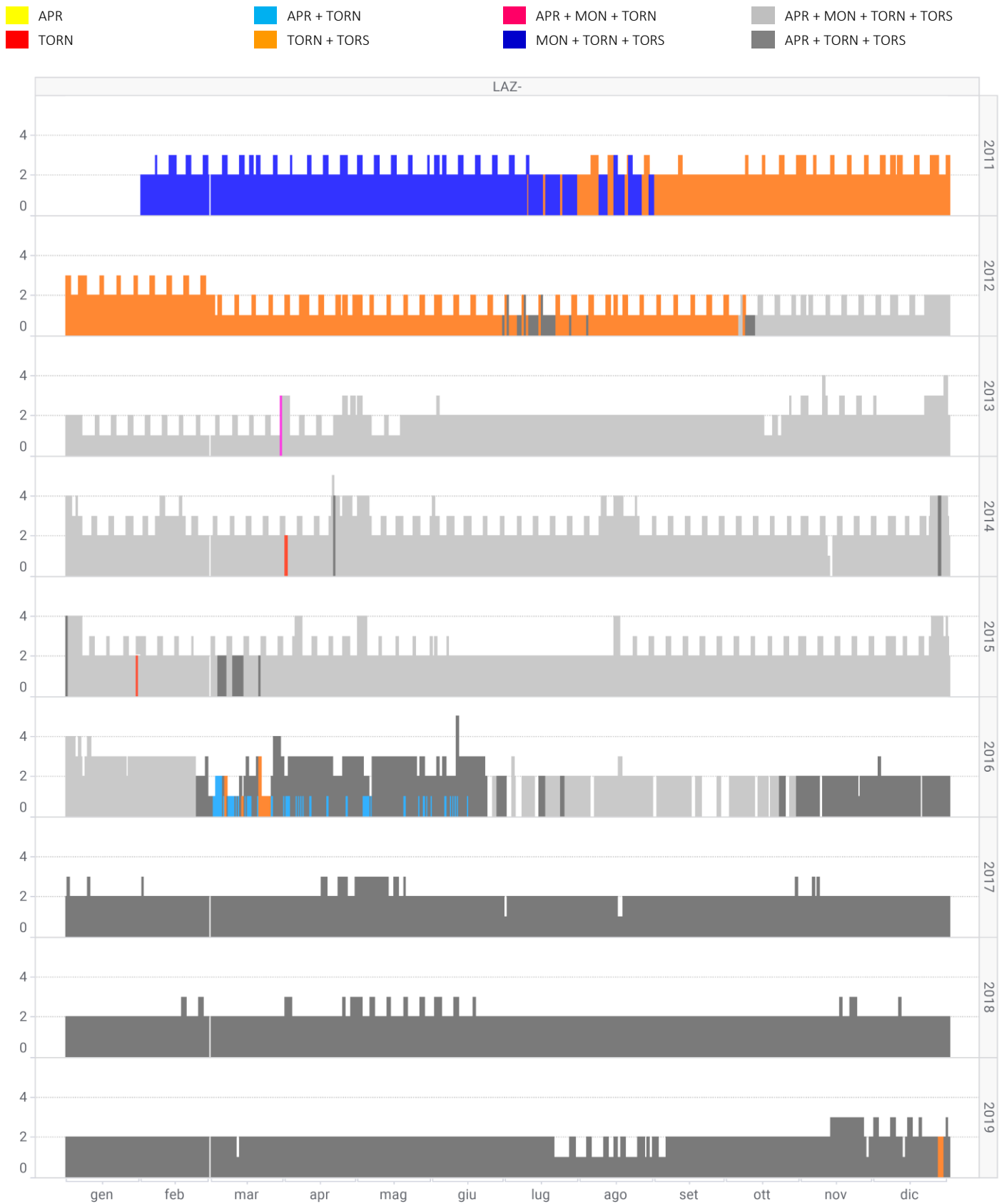
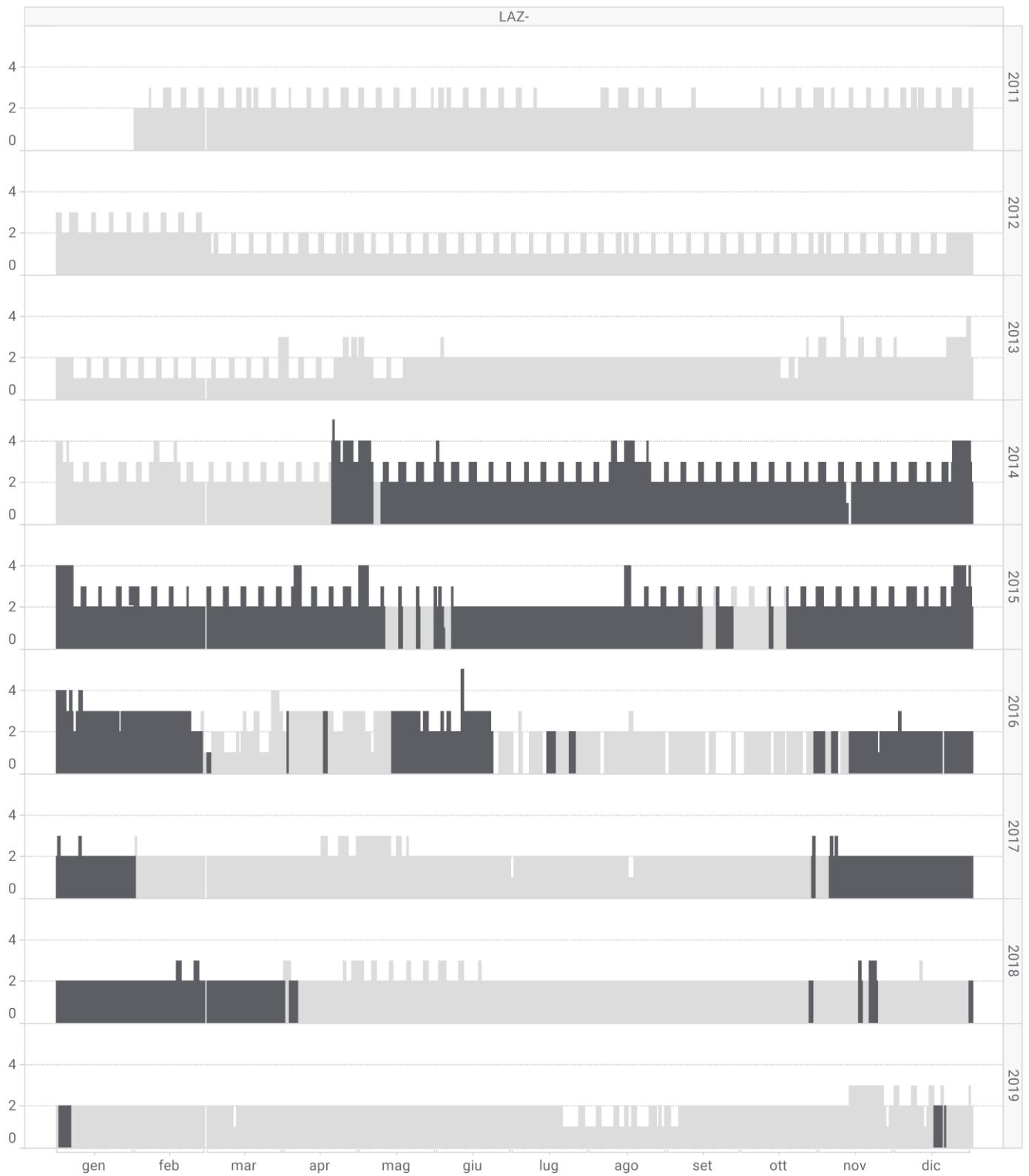


Figura 10 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar LAZ, evidenza su APRILIA

Rispetto alla Legenda 6, si evidenziano in grigio scuro le ore in cui APRILIA ha coefficiente non-unitario

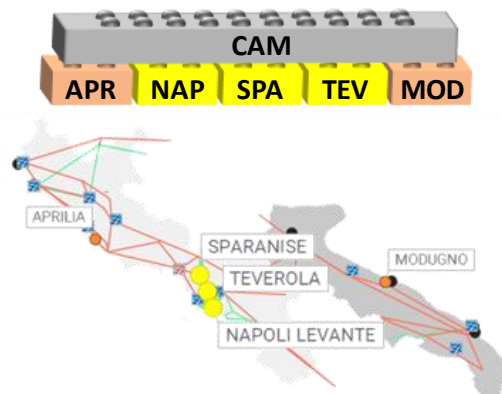


II. CAM

La *Tabella 9* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* CAM nel periodo in analisi.

Tabella 9 - Statistiche aggregate sull'AreaStar CAM
Vedi *Legenda 4*

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAM	ore	3'255	3'831	1'369	2'127	893	3'125	3'334	2'952	3'371
	gg	309	341	116	190	85	190	242	254	272
	#Aree	3	3	2	6	5	4	5	3	4
	max nAreeCom	2	2	2	2	2	2	1	1	2
	min(NMIN)	-	-	1,0	1,0	-	1,0	1,0	1,0	-
	avg(NMIN)	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,5	1,1	1,1	1,4
	max(NMIN)	3,0	3,0	2,0	3,0	3,0	5,0	3,0	3,0	3,0
	StdDev(NMIN)	0,6	0,5	0,5	0,4	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5



- A. Tale *AreaStar* è geograficamente incentrata sulla regione Campania e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti Napoli Levante (NAP), Sparanise (SPA) e Teverola (TEV);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di Napoli Levante (NAP), Sparanise (SPA), Teverola (TEV), Aprilia (APR)¹²⁶ e Modugno (MOD)¹²⁷.
- B. Si tratta di un'*AreaStar* relativamente instabile in quanto risulta rappresentata per sole 24'257 su 78'144 ore solari (31%) nel periodo 2011-2019 - di cui l'82% sono ore vuote - da un minimo di 893 ore l'anno (10%) nel 2015 a un massimo di 3'831 ore l'anno (43%) nel 2012 (vedi §C-D). Nel periodo 2011-2019 si contano 10 diverse aree, sebbene non compaiano mai più di 6 aree in ogni anno e non compaiano mai più di 2 aree perfettamente complementari tra loro in ciascuna ora. Il fabbisogno medio dell'*AreaStar* CAM è relativamente stabile nel periodo 2011-2013 ove si colloca attorno a 1,3/1,4 UPE, viceversa è relativamente instabile nel periodo 2014-2019 ove da 1,2 UPE nel 2014 risale fino a 1,5 UPE nel 2016, si abbassa repentinamente a 1,1 UPE nel biennio 2017-2018 e risale 1,4 UPE nel 2019 (Tabella 9).
- C. Con l'ausilio della Figura 11 si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
- Fino al 15 ottobre 2012**, NAP-SPA-TEV è l'area prevalente in termini di frequenza.
- Dal 16 ottobre 2012 al 21 gennaio 2014**, l'area NAP-SPA-TEV scompare e viene rimpiazzata dalle aree SPA-TEV e/o NAP. Si osservano cioè tre casi. Nel primo caso, l'area NAP-SPA-TEV è rimpiazzata dalla configurazione bidimensionale "NAP // SPA-TEV" formata dalle aree complementari NAP (Napoli) e SPA-TEV (Sparanise-Teverola). Nel secondo caso, SPA-TEV è un'area di secondo livello annidata implicitamente nell'area di terzo livello NAP-SPA-TEV. Nelle ore di presenza di SPA-TEV, l'assenza di NAP-SPA-TEV è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. L'ipotesi sembra essere confermata dai seguenti riscontri fattuali: il nodo di Napoli Levante è quello localizzato più a sud fra i nodi (di produzione) della Campania (Figura 1); nelle ore di presenza di SPA-TEV, l'impianto di Napoli Levante risultava *disponibile alla riserva*

¹²⁶ In Lazio.

¹²⁷ In Puglia.

reattiva e disponibile al servizio di dispacciamento nel 100% delle suddette ore (Tabella 10). Nel terzo caso, l'area NAP è un'area di primo livello annidata implicitamente nell'area di terzo livello NAP-SPA-TEV. Nelle ore di presenza di NAP, l'assenza di NAP-SPA-TEV è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima¹²⁸. Dopo il 2014, l'Area NAP svanisce (salvo 16 ore nel 2015 e 8 nel 2017) verosimilmente in virtù dell'installazione del reattore di Patria che sembra aver risolto il VRI della città di Napoli.

Dal 22 gennaio 2014 al 31 dicembre 2019, l'area NAP-SPA-TEV è di nuovo l'Area prevalente per frequenza di apparizione.

Tabella 10 – Disponibilità di NAPOLI LEVANTE nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar CAM

Vedi Legenda 5

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
SPA-TEV-	#ore Area	12	-	325	302	-	-	288	-	-	927
NAPOLI LEVANTE	#ore Disp Disp	100%	-	100%	100%	-	-	100%	-	-	100%
	#ore Disp Ris	100%	-	100%	100%	-	-	100%	-	-	100%

D. Nel periodo 2011-2019, oltre ai fenomeni strutturali di cui al punto C, si sono osservati fenomeni transitori o irregolari degni di menzione. Negli anni dal 2014 al 2019, a eccezione dell'anno 2016, si osserva in numero non trascurabile di ore l'estensione dell'area NAP-SPA-TEV all'impianto di Aprilia, ovvero l'area APR-NAP-SPA-TEV. Nel 2016, invece, si osserva l'estensione dell'area NAP-SPA-TEV all'impianto di Modugno, ovvero l'area MOD-NAP-SPA-TEV.

E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella CAM.2 in *Appendice 4*, osserviamo che l'*AreaStar* CAM (livello 3) è interamente rimpiazzata da:

- l'*AreaStar* **CAM-CAL** (livello 4) in 24'940 ore su 43'848 ore (57%) del quinquennio 2012-2016 e, in particolare, in 21'798 ore su 26'280 ore (83%) del triennio 2013-2015. In tali ore, gli impianti calabresi potevano sostituire quelli campani ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* CAM-CAL (ma non era necessariamente vero il viceversa);
- l'*AreaStar* **CAM-FOG** (livello 4) in 9'152 ore su 35'064 ore (26%) del quadriennio 2016-2019. In tali ore, gli impianti foggiani potevano sostituire quelli campani ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* CAM-FOG (ma non era necessariamente vero il viceversa);
- l'*AreaStar* **BRI-CAM-FOG** (livello 5) in 6'238 ore su 26.304 ore (24%) del triennio 2016-2018, per cui gli impianti brindisini e foggiani potevano sostituire quelli campani ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* BRI-CAM-FOG (ma non era necessariamente vero il viceversa).

¹²⁸ L'area NAP è comunque presente dal 2011 a 2014 e nel 57% delle ore è esplicitamente annidata nell'area NAP-SPA-TEV.

Figura 11 – Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar CAM
vedi Legenda 6



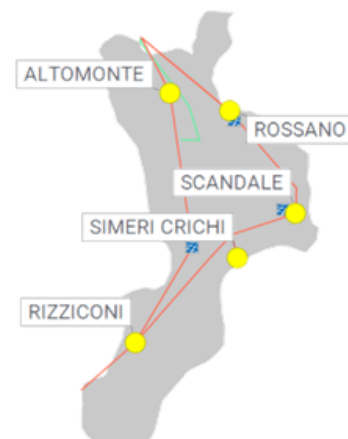
III. CAL

La *Tabella 11* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* CAL nel periodo in analisi.



Tabella 11 - Statistiche aggregate sull'AreaStar CAL
Vedi *Legenda 4*

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAL	ore	7'979	6'987	334	389	1'047	3'867	8'593	7'331	8'759
	gg	334	308	18	27	55	184	359	365	365
	#Aree	9	7	2	3	5	7	4	5	6
	max nAreeCom	2	2	1	1	1	1	1	1	1
	min(NMIN)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	avg(NMIN)	1,4	1,1	1,0	1,0	1,0	2,2	1,9	1,3	1,4
	max(NMIN)	3,0	3,0	1,0	1,0	1,0	5,0	3,0	3,0	3,0
	StdDev(NMIN)	0,5	0,3	0	0	0	0,8	0,6	0,5	0,5



- A. Tale *AreaStar* è geograficamente limitata alla zona Calabria e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti Altomonte (ALT), Rossano (ROS), Scandale (SCA), Simeri Crichi (SIM) e Rizziconi (RIZ);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di Altomonte (ALT), Rossano (ROS), Scandale (SCA), Simeri Crichi (SIM) e Rizziconi (RIZ).
- B. Si tratta di un'*AreaStar* relativamente instabile in quanto rappresentata per 45'286 su 74'471 ore solari (61%) nel periodo 2011-2019 - di cui il 46% sono ore vuote - da un minimo di 334 ore l'anno (4%) nel 2013 a un massimo di 8'759 ore l'anno (99%) nel 2019 (vedi §C-D). Nel periodo 2011-2019 si contano 16 diverse *Aree*, sebbene non compaiano mai più di 9 diverse *Aree* in ogni anno e non compaiano mai più di 2 *Aree* perfettamente complementari tra loro in ciascuna ora. Il fabbisogno medio dell'*AreaStar* CAL è relativamente instabile nel periodo 2011-2019 ove da 1,4 UPE nel 2011 scende a circa 1 UPE nel quadriennio 2012-2015, salta a 2,2 UPE nel 2016 e riscende fino a 1,4 UPE nel 2019 (*Tabella 11*).
- C. Con l'ausilio della *Figura 13* si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
- Fino al 26 gennaio 2012**, le due aree predominanti in termini di frequenza sono ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM e ALT-RIZ-SCA-SIM. Quest'ultima area si sostituisce alla prima eminentemente nel periodo di assenza dell'impianto di Rossano, ossia nell'intervallo fra il 22 marzo 2011 e il 20 marzo 2012 (cfr. *Figura 12*).
- Dal 27 gennaio 2012 al 22 dicembre 2012**, l'area predominante è **ALT-RIZ-SIM**, un'area di secondo livello annidata implicitamente¹²⁹ nell'area di terzo livello ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM¹³⁰. Nelle ore di presenza di ALT-RIZ-SIM, l'assenza di ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. L'ipotesi sembra essere confermata dai seguenti riscontri fattuali: i nodi di Rossano e Scandale sono quelli localizzati più a nord fra i nodi (di produzione) della dorsale orientale della RTN in Calabria (*Figura 1*) nelle ore di presenza di ALT-RIZ-SIM, gli impianti di Rossano e Scandale risultavano sempre *disponibili alla riserva*

¹²⁹ Nel 96% delle ore. Nel restante 4% è esplicitamente annidata nell'area ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM.

¹³⁰ Per area ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM si intende l'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM o l'area ALT-RIZ-SCA-SIM.

reattiva ed altresì risultavano *disponibili al servizio di dispacciamento* in almeno l'87% delle suddette ore (Tabella 12).

Dal 23 dicembre 2012 al 10 aprile 2016, le aree ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM e ALT-RIZ-SCA-SIM pressoché svaniscono e, con esse, la stessa *AreaStar* CAL. Tale fenomeno è meglio evidenziato al punto E.

Dal 11 aprile 2016 al 31 dicembre 2019, le aree ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM e ALT-RIZ-SCA-SIM ritornano dominanti in termini di frequenza. Quest'ultima area si sostituisce alla prima eminentemente nel periodo di assenza dell'impianto di Rossano, ossia nell'intervallo fra il 23 settembre 2017 e il 15 febbraio 2019 (Figura 12).

Tabella 12 – Disponibilità di ROSSANO e SCANDALE nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar CAL

Vedi Legenda 5

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
ALT-RIZ-SIM-	#ore Area	-	3'756	-	-	-	24	-	32	-	3'812
ROSSANO	#ore Disp Disp	-	100%	-	-	-	100%	-	87%	-	99%
	#ore Disp Ris	-	100%	-	-	-	100%	-	100%	-	100%
SCANDALE	#ore Disp Disp	-	89%	-	-	-	100%	-	100%	-	90%
	#ore Disp Ris	-	100%	-	-	-	100%	-	100%	-	100%

D. Nel periodo 2011-2019, oltre ai fenomeni strutturali di cui al punto C, si sono osservati fenomeni transitori o irregolari degni di menzione. Nel biennio 2011-2012 si osserva in un numero non trascurabile di ore l'area RIZ-SCA-SIM. L'area RIZ-SCA-SIM è un'area di secondo livello annidata implicitamente¹³¹ nell'area di terzo livello ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM¹³². Nelle ore di presenza di RIZ-SCA-SIM, l'assenza di ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. L'ipotesi sembra essere confermata dai seguenti riscontri fattuali: i nodi di Altomonte e Rossano sono quelli localizzati più a nord fra i nodi (di produzione) in Calabria (Figura 1); nelle ore di presenza di RIZ-SCA-SIM, gli impianti di Altomonte e Rossano risultavano sempre *disponibili alla riserva reattiva* ed altresì risultavano *disponibili al servizio di dispacciamento* in almeno il 75% delle suddette ore (Tabella 13). In ciascun anno del periodo 2011-2019 è presente l'area di primo livello **RIZ**, comprendente il solo impianto di Rizziconi¹³³.

Tabella 13 – Disponibilità di ALTOMONTE e ROSSANO nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar CAL

Vedi Legenda 5

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
RIZ-SCA-SIM-	#ore Area	801	18	-	-	-	288	-	-	-	1'107
ALTOMONTE	#ore Disp Disp	100%	100%	-	-	-	3%	-	-	-	75%
	#ore Disp Ris	100%	100%	-	-	-	100%	-	-	-	100%
ROSSANO	#ore Disp Disp	67%	100%	-	-	-	100%	-	-	-	76%
	#ore Disp Ris	100%	100%	-	-	-	100%	-	-	-	100%

¹³¹ Nell'82% delle ore. Nel restante 18% è esplicitamente annidata nell'area ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM.

¹³² Per area ALT-RIZ(-ROS)-SCA-SIM si intende l'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM o l'area ALT-RIZ-SCA-SIM.

¹³³ Come spiegato da Terna, questo vincolo "si è attivato in alcuni periodi in cui si registrava un fuori servizio che lasciava in antenna la stazione 380kV di Rizziconi. In questo caso, infatti, l'UP risulta necessaria per alimentare il carico dell'area in condizioni di N-1. Tale vincolo, quindi, non è un vincolo ordinario ma si attiva solo in casi di fuori servizio delle linee. In ogni caso è normalmente previsto, in competizione con la richiesta in servizio dell'UP, l'utilizzo di un adeguato export dalla Sicilia verso il continente al fine di garantire le medesime condizioni di sicurezza." [48]

BOX 4: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di **ROSSANO**

L'impianto termoelettrico di Rossano, ubicato nell'omonimo Comune e gestito da Enel, è presente nei file di input LSTN_UPT – in più liste dell'AreaStar "CAL" o soprainsieme – con coefficienti diversi per periodi che non combaciano con i cambi di tecnologia e/o le dismissioni riscontrabili nelle informazioni di RUP; in particolare:

la **UP1** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" fino al 04/06/2016 [9] e come "Turbogas" ad assetto unico fino ad oggi - a valle dell'autorizzazione di Terna a dicembre 2015 per dismettere la turbina a vapore associata [15] - mentre nel file LSTN_UPT compare con coefficiente unitario fino al 26/02/2019 e con coefficiente dimezzato (0,5) fino all'ultima data disponibile [7]; questa UP non risulta mai *indisponibile al servizio di dispacciamento* per periodi maggiori di 2 mesi [13].

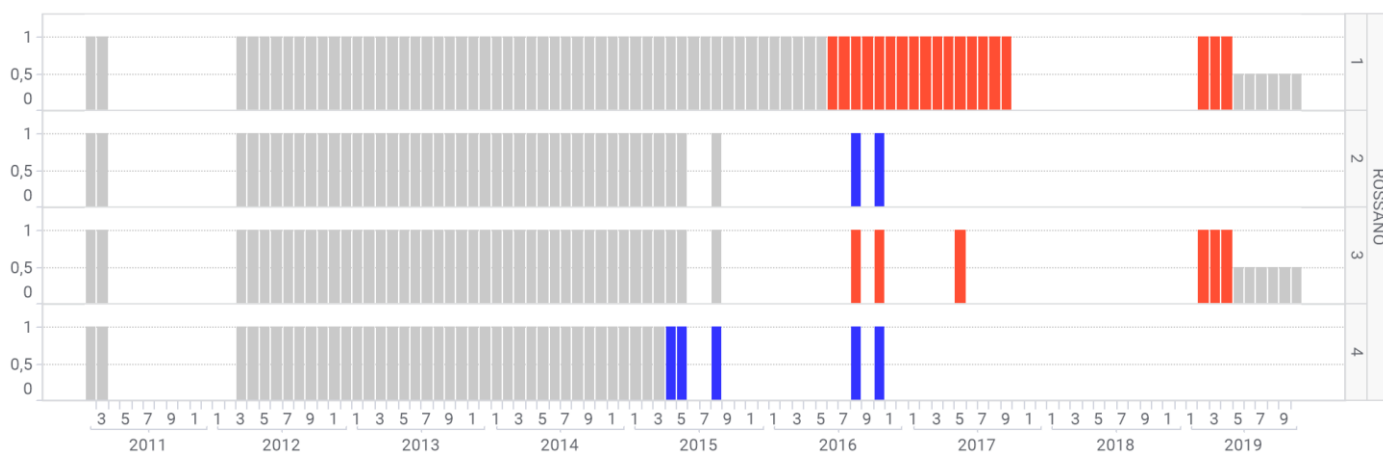
la **UP2** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" [9] e *disponibile al servizio di dispacciamento* fino al 31/07/2014 [13]; risulta quindi *indisponibile al servizio di dispacciamento* fino alla dismissione del 08/06/2016 [13] - a valle dell'autorizzazione di Terna a dicembre 2015 [15] - mentre nel file LSTN_UPT compare con coefficiente unitario fino al 30/10/2016 [7];

la **UP3** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" [9] e *disponibile al servizio di dispacciamento* fino al 03/11/2013 [13]; risulta quindi *indisponibile al servizio di dispacciamento* in quanto posto "in conservazione" [15] fino al 29/06/2017 [13]; dal 30/06/2017 torna ad essere nuovamente disponibile [13] come "Turbogas" ad assetto unico fino ad oggi [9] - a valle dell'autorizzazione di Terna a marzo 2015 per dismettere la turbina a vapore associata [15] - mentre nel file LSTN_UPT compare con coefficiente unitario fino al 26/02/2019 e con coefficiente dimezzato (0,5) fino all'ultima data disponibile [7];

la **UP4** è presente nel RUP come "Termico Ripotenziato" [9] e *disponibile al servizio di dispacciamento* fino al 08/01/2014 [13]; risulta quindi *indisponibile al servizio di dispacciamento* fino alla dismissione del 16/04/2015 [13] - a valle dell'autorizzazione di Terna a marzo 2015 [15] - mentre nel file LSTN_UPT compare con coefficiente unitario fino al 30/10/2016 [7];

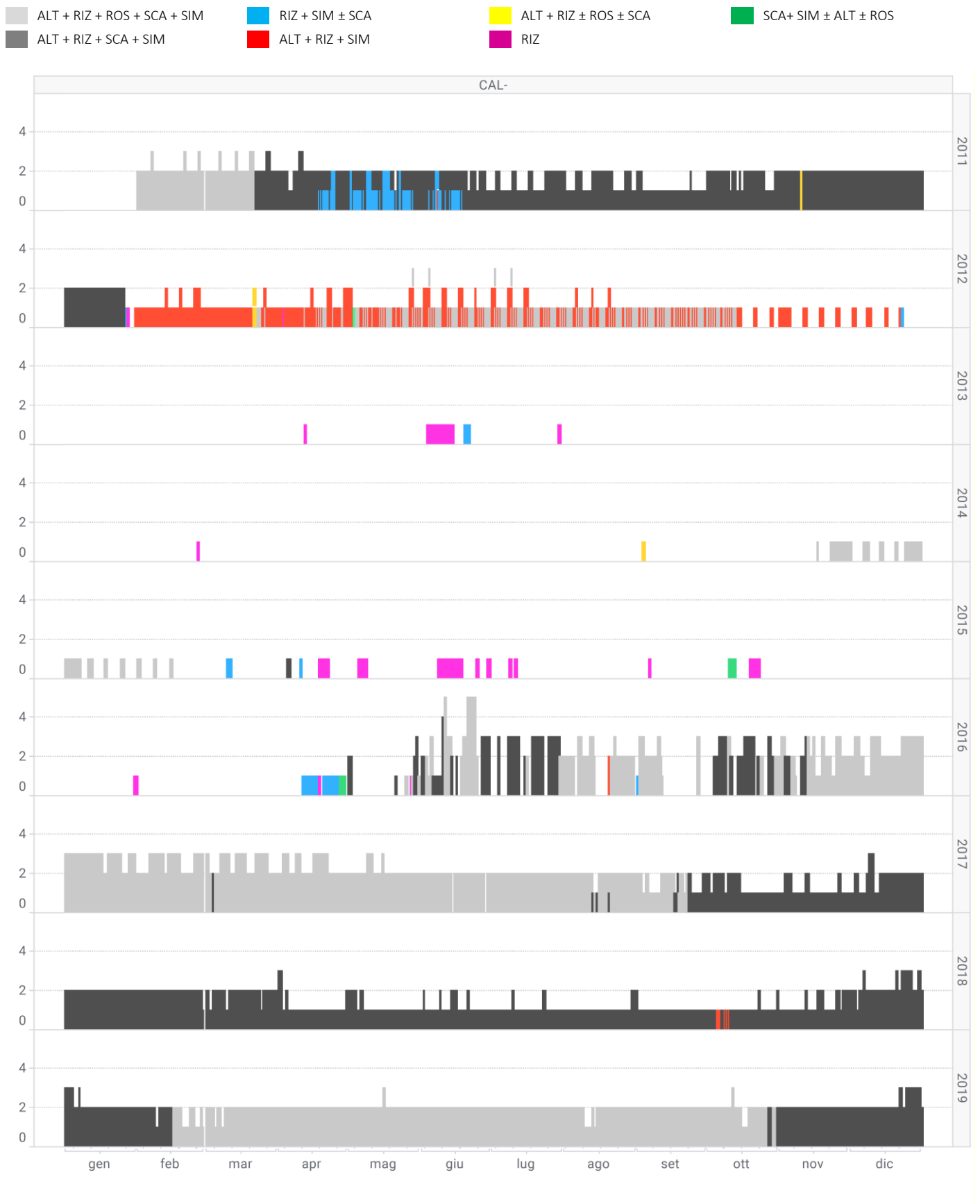
Sono in corso approfondimenti poiché quanto riscontrato nei dati di LSTN_UPT evidenzia che il peso dimezzato associato al coefficiente delle UP1 e UP3 non coincide con i cambi tecnologici occorsi per le medesime UP nei dati di RUP mentre secondo le indicazioni di Terna "Ai fini della risoluzione del vincolo di tensione, per ciascuna UP [...] quando è in servizio un solo TG questo viene "pesato" 0,5" [15]. La Figura 12 evidenzia in blu i mesi in cui l'UP è presente in una o più liste del file LSTN_UPT sebbene non compaia in DATI_TER; in rosso si evidenziano invece i mesi in cui il coefficiente assegnato sia unitario nonostante la tecnologia risulti "turbogas ad assetto unico".

Figura 12 – Coefficienti assegnati alle UP di Rossano
Valore massimo tra tutte le Aree; elaborazione ARERA su [7]



- E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella CAL.2 in *Appendice 4*, osserviamo che l'*AreaStar* CAL (livello 3) è interamente rimpiazzata dall'*AreaStar* **CAM-CAL** (livello 4) in 28'929 ore su 43'848 ore (66%) del quinquennio 2012-2016 e, in particolare, in 23'923 ore su 26.280 ore (91%) del triennio 2013-2015. In tali ore gli impianti campani potevano sostituire quelli calabresi ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* CAM-CAL (ma non era necessariamente vero il viceversa). La presenza dell'*AreaStar* CAM-CAL nel quinquennio 2012-2016 ha ridotto quindi maggiormente la presenza dell'*AreaStar* CAL rispetto alla presenza dell'*AreaStar* CAM.

Figura 13 – Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar CAL
vedi Legenda 6

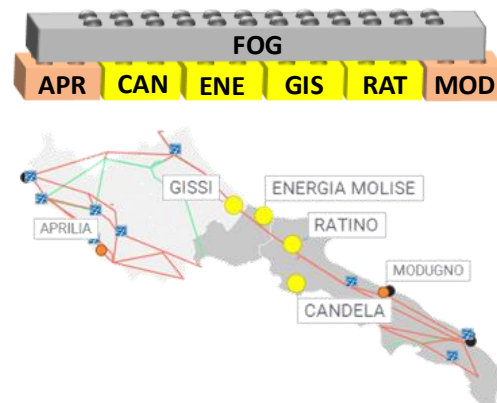


IV. FOG

La *Tabella 14* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* FOG nel periodo in analisi.

Tabella 14 - Statistiche aggregate sull'AreaStar FOG
Vedi *Legenda 4*

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
FOG	ore	224	433	1'114	1'343	985	4'564	5'405	5'172	6'215
	gg	13	27	101	103	92	215	282	334	347
	#Aree	1	2	5	5	8	8	6	10	11
	max nAreeCom	1	1	1	1	2	2	2	2	2
	min(NMIN)	1,0	1,0	1,0	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	avg(NMIN)	1,0	1,0	1,1	1,2	1,0	1,3	1,1	1,1	1,2
	max(NMIN)	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	4,0	4,0	6,0	5,0
	StdDev(NMIN)	0	0	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,4	0,5



- A. Tale *AreaStar* è geograficamente limitata all'ex zona virtuale¹³⁴ di Foggia e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti di Energia Molise (ENE), Ratino (RAT), Candela (CAN), Gissi (GIS) e Modugno (MOD).
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di Energia Molise (ENE), Ratino (RAT), Candela (CAN), Gissi (GIS), Aprilia (APR) e Modugno (MOD).
- B. Si tratta di un'*AreaStar* relativamente instabile in quanto risulta rappresentata in sole 25'455 ore su 78'144 ore solari (33%) nel periodo 2011-2019 - di cui il 64% sono ore vuote - da un minimo di 224 ore l'anno (3%) nel 2011 a un massimo di 6'215 ore l'anno (71%) nel 2019 (vedi §C-D). In totale si contano 20 diverse *aree*, sebbene non compaiano mai più di 11 aree in ogni anno e non compaiano mai più di 2 aree perfettamente complementari tra loro in ciascuna ora. Il fabbisogno medio dell'*AreaStar* FOG è relativamente instabile nel periodo 2011-2019 ove oscilla in maniera irregolare fra 1 e 1,3 UPE (Tabella 14).
- C. Con l'ausilio della Figura 14 si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
Fino al 7 giugno 2014, le aree predominanti in termini di frequenza sono quelle che includono entro il loro perimetro l'impianto di **Gissi** (in provincia di Chieti, ossia il nodo più a nord) ma non l'impianto di **Modugno** (in provincia di Bari, ossia il nodo più a sud), ovvero CAN-ENE-GIS-RAT, ENE-GIS-RAT e GIS-RAT (annidate implicitamente o esplicitamente l'una nell'altra). È ragionevole quindi ipotizzare che il principale VRI nel periodo provenga da nord. Tuttavia, se ipotizziamo che gli impianti siano tanto meno efficaci nel risolvere questo VRI quanto più siano localizzati a sud, allora l'esclusione dell'impianto di Energia Molise (in località Termoli, CB) dall'area GIS-RAT non è coerente con tale ipotesi, essendo questo impianto localizzato a sud dell'impianto di Gissi (in località Gissi, CH) ma a nord dell'impianto di Ratino (in località San Severo FG) e, quindi, teoricamente più efficace di quest'ultimo. Si noti che nel 100% delle ore di presenza dell'area GIS-RAT, l'impianto di Energia Molise risultava *disponibile alla riserva reattiva* e *disponibile al servizio di dispacciamento* (Tabella 15).

¹³⁴ Polo di produzione limitata.

Tabella 15 – Disponibilità di ENERGIA MOLISE nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar FOG

Vedi Legenda 5

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
GIS-RAT- or CAN-GIS-RAT-	#ore Area	-	-	24	96	-	49	-	-	-	169
ENERGIA MOLISE	#ore Disp Disp	-	-	100%	100%	-	100%	-	-	-	100%
	#ore Disp Ris	-	-	100%	100%	-	100%	-	-	-	100%

Dal 7 giugno 2014 al 2 maggio del 2015 appaiono aree che elencano sia l'impianto di Gissi (l'estremo nord) sia l'impianto di Modugno (l'estremo sud). Le aree predominanti in termini di frequenza sono però ancora quelle che includono l'estremo nord ma escludono l'estremo sud.

Il 3-4 maggio 2015 appare la prima area che invece include l'estremo sud ma esclude l'estremo nord, ovvero CAN-ENE-MOD-RAT. Inizia così un periodo di transizione che durerà **sino al 24 maggio 2016**, in cui l'area CAN-ENE-MOD-RAT soppianta progressivamente le aree che includono entro il loro perimetro l'estremo nord ma escludono l'estremo sud. È ragionevole quindi ipotizzare che il principale VRI nel periodo provenga da sud.

Dal 25 maggio 2016 al 31 dicembre 2016 è un periodo di transizione in cui l'area baricentrica CAN-ENE-RAT diviene l'area predominante in termini di frequenza assieme all'area CAN-ENE-MOD-RAT. La prima area esclude sia l'estremo sud sia l'estremo nord mentre la seconda esclude solo l'estremo nord. È ragionevole quindi ipotizzare che il principale VRI nel periodo provenga da sud anche se l'area baricentrica CAN-ENE-RAT è neutrale rispetto a questa ipotesi.

Dal 1° gennaio 2017 al 31 dicembre 2019, le aree predominanti si confermano CAN-ENE-MOD-RAT e CAN-ENE-RAT. La frequenza della prima area tende però ad aumentare mentre la frequenza della seconda tende a diminuire sino a quasi svanire nel 2019. È ragionevole quindi, ipotizzare che il principale VRI provenga da sud. Tuttavia, nel 2019 la presenza non trascurabile delle aree ENE-GIS-RAT, ENE-GIS e GIS (Gissi) sembra testimoniare la ricomparsa di VRI provenienti da nord. La presenza delle aree ENE-GIS-RAT, ENE-GIS e GIS è perfettamente coerente con queste ipotesi in quanto sono aree annidate l'una dell'altra originate dall'esclusione ordinata degli impianti più a sud, ossia prima quello di Ratino (in località San Severo, FG) e poi quello di Energia Molise (in località Termoli, CB).

- D. L'evoluzione strutturale descritta al punto C rende piuttosto evidente che non esiste un'AreaStar FOG bensì due differenti *AreaStar*: un'AreaStar FOGN volta a risolvere un VRI a Nord di Foggia e formata dagli impianti di Gissi, Energia Molise, Ratino e, talora, Candela; un'AreaStar FOGS volta a risolvere un VRI a Sud di Foggia e formata dagli impianti di Modugno, Candela, Energia Molise e Ratino. Queste due aree, quindi, hanno in comune tre impianti "baricentrici" (Energia Molise, Ratino e Candela) e, in caso di esigenza di risoluzione contestuale di ambo i VRI, dovrebbero essere rappresentate contemporaneamente in MCE assieme a un'area FOGN+FOGS così da contare gli impianti "baricentrici" una sola volta. Le cause dell'evoluzione strutturale descritta al punto C sono state approfondite con TERNA che ha evidenziato il ruolo cruciale dell'installazione dei reattori di Teramo (2014) e di Forlì (2015) nello spiegare i fenomeni osservati (cfr. BOX 5). Tuttavia, la ricostruzione di Terna non sembra pienamente coerente con quanto appurato anche se ne spiegherebbe i principali fenomeni.

BOX 5: La presenza di **GISSI** nel cluster di Foggia

<< In merito al tema "Gissi" si riporta di seguito l'evoluzione della composizione del cluster di Foggia:

Prima dell'installazione del reattore di Teramo - ante 13/07/2014 (reattore Teramo installato il 27/06/2014):

Criticità: profili di tensione elevati principalmente nei nodi di Candia, Rosara e Forlì. Criticità continuative nel periodo.

Contromisure VRI: l'acquisizione di UP nel cluster Foggia. Costituzione cluster: Gissi, Ratino, Candela, Termoli e Modugno.

Note: Nei nodi più a sud (Bari, Andria, etc) la criticità era meno "rilevante" perché in parte coperta dal cluster così come costituito (ed era anche alleviata dalla presenza in servizio di Brindisi). Nelle prime due settimane post installazione non si è modificato il cluster per avere contezza della riconfigurazione dei flussi di reattivo sulla rete.

Dopo l'installazione del reattore di Teramo e fino a marzo 2016

Criticità: criticità di Candia, Rosara e Forlì solamente in periodi di basso carico (periodi natalizi, primaverili, festività, etc) o durante l'avaria del reattore di Teramo (se ne registrerà una di lungo periodo dal 9/2/2015 al 30/4/2015).

Contromisure VRI: l'acquisizione di UP nel cluster Foggia. Costituzione cluster: Gissi, Ratino, Candela, Termoli e Modugno.

*Note: Nei nodi più a sud (Bari, Andria, etc) il problema era meno "rilevante" perché in parte coperto dal cluster così come costituito (ed era anche alleviata dalla presenza in servizio di Brindisi). Nello stesso periodo avviene anche l'installazione del **reattore di Forlì** (aprile 2015) che riduce ulteriormente il fabbisogno del cluster.*

Da marzo 2016 - oggi

Criticità: problematiche costanti e continuative principalmente nei nodi più a sud come Bari Ovest, Palo del Colle, Andria etc.; problemi nei nodi dell'adriatica più a nord meno costanti e limitati sempre al fuori servizio di elementi di rete (in particolare dei reattori di Teramo e Forlì).

Contromisure VRI: nei nodi più a Sud, Gissi è poco efficace e quindi nella ordinarietà operativa non si ritiene di inserirlo nel cluster di acquisizione. I nodi più a nord sono critici a "rete non integra" in particolare durante l'avaria del reattore di Teramo. E in questi casi Gissi viene incluso nel cluster (quest'anno è accaduto con Candia-Rosara-Teramo).

Note: Nell'ordinarietà operativa il vincolo che si è imposto maggiormente è quello attuale senza Gissi dal momento che è stato molto più frequente il verificarsi di problematiche di tensioni nell'area pugliese. Il fenomeno inoltre è stato acuito dal bassissimo commitment di Brindisi Sud Cerano da marzo 2016. Dal punto di vista della configurazione di esercizio la minor presenza di Brindisi ha generato un fenomeno di riduzione dei transiti Sud - Csud, della capacità regolante e del contributo inerziale nell'area e quindi una evidenza maggiore di criticità nei nodi dell'ara foggiana. >>

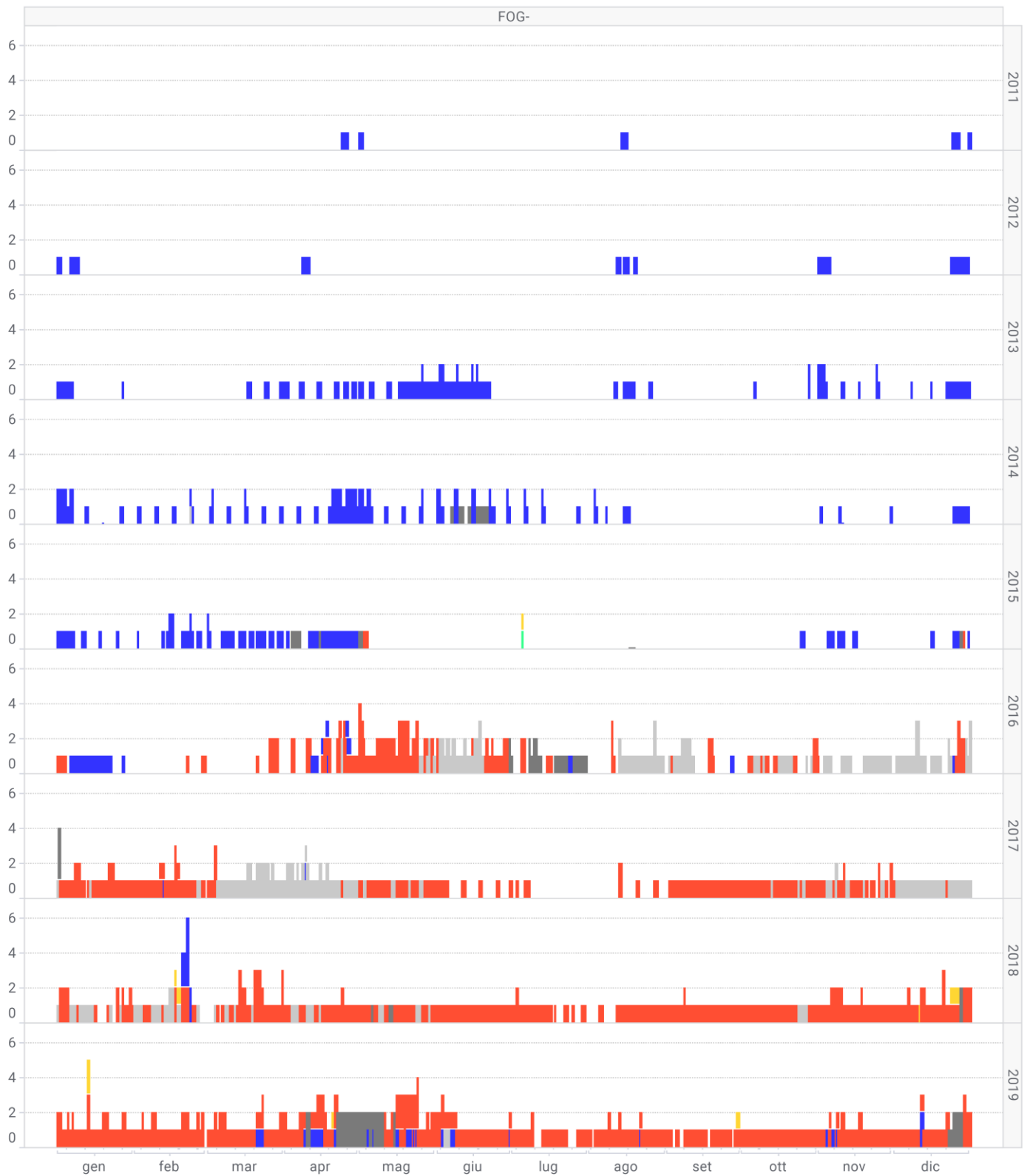
Fonte [16]

E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella FOG.2 in *Appendice 4*, osserviamo che l'*AreaStar* FOG (livello 3) è interamente rimpiazzata da:

- l'*AreaStar* **CAM-FOG** (livello 4) in 4'953 ore su 35'064 ore (14%) del quadriennio 2016-19 e, in particolare, in 2'448 ore su 8'760 ore (28%) nel 2019. In tali ore, gli impianti campani potevano sostituire quelli foggiani ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* CAM-FOG (ma non era necessariamente vero il viceversa);
- l'*AreaStar* **BRI-CAM-FOG** (livello 5) in 3'902 ore su 26'304 ore (15%) del triennio 2016-18 e, in particolare, in 2'423 ore su 8'760 ore (28%) nel 2017. In tali ore, gli impianti brindisini e campani potevano sostituire quelli foggiani ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio dell'*AreaStar* BRI-CAM-FOG (ma non era necessariamente vero il viceversa).

Figura 14 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar FOG
vedi Legenda 6

- ENE + RAT + CAN
- GIS ± ENE ± RAT ± CAN
- GIS
- GIS + MOD + RAT ± ENE ± CAN
- MOD ± CAN ± RAT ± ENE
- ENE



V. BRI

La Tabella 16 riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'AreaStar BRI nel periodo in analisi.

Tabella 16 - Statistiche aggregate sull'AreaStar BRI

Vedi Legenda 4

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BRI	ore	8'014	8'783	8'758	8'711	8'750	8'780	8'759	8'755	8'759
	gg	334	366	365	363	365	366	365	365	365
	#Aree	4	2	3	4	6	8	3	3	5
	max nAreeCom	2	2	2	2	2	2	3	3	2
	min(NMIN)	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0
	avg(NMIN)	2,0	2,0	2,1	2,2	2,6	3,8	3,7	3,6	3,3
	max(NMIN)	4,0	3,0	4,0	3,0	5,0	6,0	7,0	9,0	5,0
	StdDev(NMIN)	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	0,9	0,8	0,8	0,6



- A. Tale AreaStar è geograficamente limitata all'ex zona virtuale¹³⁵ di Brindisi e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti di Modugno (MOD), Enipower Brindisi (ENIB), Brindisi Nord (BRIN) e Brindisi Sud Cerano (BRIS);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di Modugno (MOD), Enipower Brindisi (ENIB), Brindisi Nord (BRIN) e Brindisi Sud Cerano (BRIS).
- B. Si tratta di un'AreaStar assolutamente stabile in quanto risulta rappresentata in 78'069 ore su 78'144 ore solari (99%) nel periodo 2011-2019. In totale si contano 10 diverse Aree, sebbene non compaiano mai più di 8 aree in ogni anno e non compaiano mai più di 3 aree perfettamente complementari tra loro in ciascuna ora. Il fabbisogno medio dell'AreaStar BRI è in crescita nel periodo 2011-2019 ove passa da 2.0 a 3,3 UPE¹³⁶ (Tabella 16).
- C. Con l'ausilio della Figura 16 si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
Fino al 16 giugno 2015, l'area predominante in termini di frequenza è sicuramente **BRIN-BRIS-ENIB-MOD**. Fino al 5 maggio 2011 prevale però l'area **BRIN-BRIS-MOD**. Poiché l'impianto di Enipower Brindisi non risulta mai *indisponibile alla riserva reattiva* né *indisponibile al servizio di dispacciamento* (Tabella 17), BRIN-BRIS-MOD è un'area di secondo livello annidata implicitamente nell'area di terzo livello BRIN-BRIS-ENIB-MOD. Nelle ore di presenza di BRIN-BRIS-MOD, l'assenza di BRIN-BRIS-ENIB-MOD è verosimilmente da imputarsi al fatto che l'NMIN di quest'ultima eguaglia quello della prima e CNC omette il vincolo S4 su quest'ultima. Dal 26 dicembre 2012, giorno in cui l'impianto di Brindisi Nord viene messo in conservazione, entrambe le UP di Brindisi Nord divengono indisponibili. L'impianto di Brindisi Nord verrà definitivamente eliminato da Gaudì e dagli elenchi delle aree solo nel 2016. Il 2 marzo 2013 appare per la prima volta l'area ENIB (Enipower Brindisi). ENIB è un'area di primo livello annidata nell'area di terzo livello BRIN-BRIS-ENIB-MOD. In base a quanto approfondito con Terna, l'area ENIB non sarebbe da ricondursi a un VRI più locale ma rappresenterebbe solo un escamotage per inibire lo

¹³⁵ Polo di produzione limitata.

¹³⁶ Si consideri tuttavia il ruolo dei pesi non-unitari assegnato alle UP dell'impianto di Enipower Brindisi, vedi paragrafi seguenti.

spegnimento delle UP di Enipower Brindisi già accese in esito a MGP/MI. Ciò in quanto il loro eventuale spegnimento sarebbe incompatibile con la sicurezza di esercizio dell'impianto. Sono in corso approfondimenti sulle motivazioni per cui prima del 2013 non è stato fatto ricorso a questa modalità di utilizzo di un VRI.

Tabella 17 – Disponibilità di ENIPOWER BRINDISI nelle ore di particolari configurazioni dell'AreaStar BRI

Vedi Legenda 5

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
BRIS-MOD- or BRIN-BRIS-MOD-	#ore Area	2'254	-	-	-	108	72	120	-	8	2'562
ENIPOWER BRINDISI	#ore Disp Disp	100%	-	-	-	100%	100%	100%	-	62%	99%
	#ore Disp Ris	100%	-	-	-	100%	100%	100%	-	100%	100%

Dal 17 giugno 2015 al 24 settembre 2016, l'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD viene progressivamente sostituita dalla configurazione bidimensionale **BRIS-MOD // ENIB** (oppure BRIN-BRIS-MOD // ENIB). In questa configurazione l'area ENIB non è più annidata nell'area BRIS-ENIB-MOD ma è complementare all'area di secondo livello BRIS-MOD (o BRIN-BRIS-MOD).

Dal 25 settembre 2016 al 31 dicembre 2019, la configurazione bidimensionale **BRIS-MOD // ENIB** soppianta definitivamente l'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD.

- D. Nel periodo 2011-2019, oltre ai fenomeni strutturali di cui al punto C, si osserva un ulteriore fenomeno strutturale più locale. È infatti frequente la presenza dell'area BRIS: BRIS è un'area di primo livello annidata implicitamente o esplicitamente nell'area di secondo livello BRIN-BRIS-MOD oppure nell'area di terzo livello BRIN-BRIS-ENIB-MOD. BRIS non è però presente in ogni anno del periodo 2011-2019. Infatti, appare nel 2011, scompare nel biennio 2012-2013 e ricompare dal 2014 al 2019, nonostante l'impianto di Brindisi Sud sia stato sempre dichiarato singolarmente essenziale da Terna nell'intero periodo di indagine. Sono in corso approfondimenti in merito.
- E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella BRI.2 in *Appendice 4*, osserviamo che **quasi mai** l'*AreaStar* BRI (livello 3) è interamente rimpiazzata da altre *AreaStar* come BRI-CAM-FOG (livello 5) o BRI-CAM-CAL-FOG (livello 6) e che quindi **quasi mai** gli impianti di quest'*AreaStar* sono interamente sostituibili da impianti localizzati in altre *AreaStar* di terzo livello (CAL, CAM e FOG).

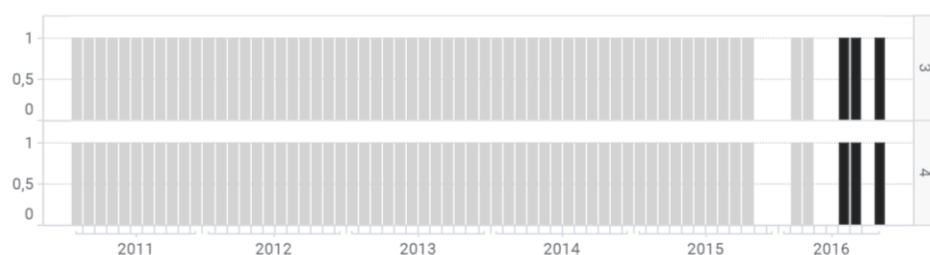
BOX 6: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di **BARI**

L'impianto termoelettrico di Bari, ubicato nell'omonimo Comune e gestito da Enel, è presente nei file di input LSTN_UPT – nell'unica lista di livello 1 "BAR" – con tutte e 3 le sue UP fino al 08/02/2013, con coefficienti unitari e fabbisogno fino a 2 UP equivalenti; nel file di input DATI_TER, tutte e 3 le UP dell'impianto risultavano presenti fino al 14/05/2014 sebbene le UP1 e UP2 avessero valore di Potenza Massima inferiore ad 1 MW a partire dal 07/08/2013, mentre la UP3 avesse valore inferiore ad 1 MW già dal 01/01/2011; l'impianto viene infine dichiarato fuori servizio a seguito dell'incendio verificatosi il 04/08/2013.

BOX 7: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di **BRINDISI NORD**

L'impianto termoelettrico di Brindisi Nord, ubicato nell'omonimo Comune e gestito da A2A, è presente nei file di input LSTN_UPT – in numerose liste dell'AreaStar "BRI" – con tutte e 2 le sue UP fino al 24/09/2016, con coefficienti unitari; nel file di input DATI_TER, tutte e 2 le UP dell'impianto risultavano presenti fino al 31/03/2016 sebbene entrambe avessero valore di Potenza Massima inferiore ad 1 MW a partire dal 26/12/2012, giorno in cui l'impianto viene dichiarato fuori servizio e messo in conservazione [17]; la Figura 15 evidenzia in scuro i periodi in cui le 2 UP vengono citate in una o più liste del file LSTN_UPT sebbene non risultino presenti nel file DATI_TER.

Figura 15 - Valore massimo di coefficiente assegnato a ciascuna UP dell'impianto di Brindisi Nord tra tutte le Aree
Elaborazione ARERA su [7]



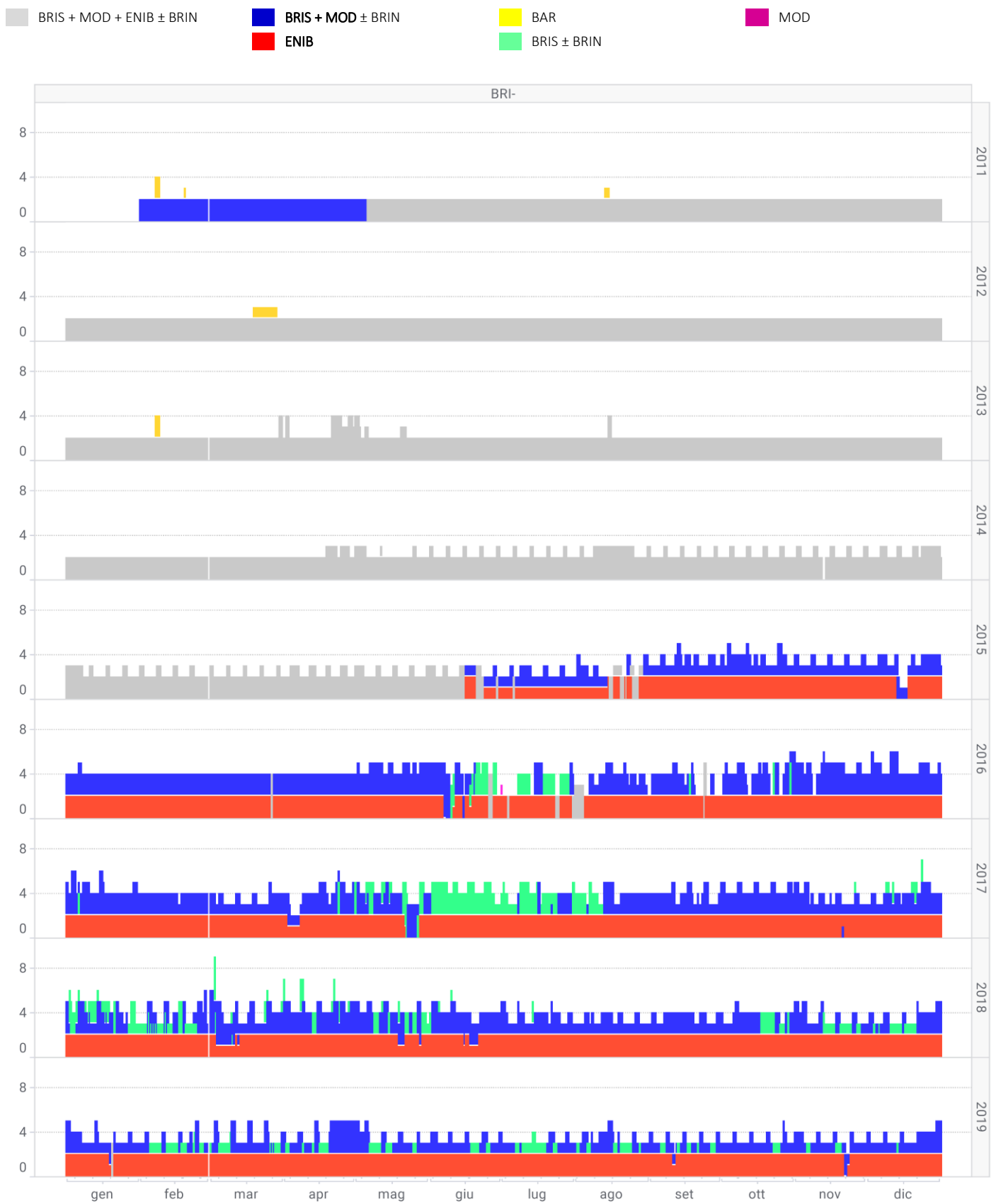
BOX 8: Presenza in LSTN_UPT dell'impianto di **ENIPOWER BRINDISI**

L'area ENIB – in cui è localizzato il solo impianto di ENIPOWER BRINDISI – compare per la prima volta nell'anno 2013 per 296 giorni. Nello stesso anno, l'impianto di ENIPOWER BRINDISI è localizzato anche nell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD per 365 giorni. In entrambe le aree il peso delle UP di ENIPOWER BRINDISI è pari a 1 (ossia 1 UP = 1UPE) nel 100% dei casi. Inoltre, sia i fabbisogni di UPE sia i pesi delle UP di ENIPOWER BRINDISI sono uguali in ambo le aree nel 90% dei casi, ossia il fabbisogno è pari a 2 e i pesi delle UP sono pari a 1. Nell'anno 2014, l'area ENIB e l'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD compaiono rispettivamente per 360 giorni e per 313 giorni. Tuttavia, le UP di ENIPOWER BRINDISI sono elencate nell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD per 112 giorni con peso pari a 1 (la prima parte dell'anno) e per 201 giorni con peso pari a 0,5. Ciò si ripeterà nell'anno 2015 ove l'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD comparirà per 162 giorni, di cui 51 in cui le UP di ENIPOWER BRINDISI hanno peso pari a 1 e 111 in cui le stesse UP hanno peso pari a 0,5. Dal 2016 in poi invece le UP di ENIPOWER BRINDISI saranno elencate quasi esclusivamente nell'area ENIB mentre le UP di BRINDISI SUD e di MODUGNO saranno elencate nell'area complementare BRIS-MOD. Il fabbisogno riportato in figura 5 è la somma dei fabbisogni delle aree complementari ENIB e BRIS-MOD che formano l'AreaStar BRI. Poiché negli anni 2014 e 2015 il peso delle di ENIPOWER BRINDISI nell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD – che rappresenta la principale configurazione bidimensionale dell'AreaStar BRI – sono sovente dimezzati, sarebbe preferibile dimezzare anche il fabbisogno di ENIB prima di sommarlo al fabbisogno di BRIS-MOD fino alla fine del periodo in analisi. In tal caso, i dati di fabbisogno per l'AreaStar BRI sarebbero quelli riportati in Tabella 18.

Tabella 18 - Statistiche aggregate sull'AreaStar BRI (proporzionali ai coefficienti di ENIB)
Vedi Legenda 4 e BOX 8

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BRI (coeff. ENIB)	ore	8'014	8'783	8'758	8'711	8'750	8'780	8'759	8'755	8'759
	gg	334	366	365	363	365	366	365	365	365
	#Aree	4	2	3	4	6	8	3	3	5
	max nAreeCom	2	2	2	2	2	2	3	3	2
	min(NMIN)	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,0
	avg(NMIN)	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,8	2,7	2,6	2,3
	max(NMIN)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0
	StdDev(NMIN)	4,0	3,0	4,0	3,0	4,0	5,0	6,0	8,0	4,0

Figura 16 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar BRI
vedi Legenda 6



VI. CAM - CAL

La *Tabella 19* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* CAM-CAL nel periodo in analisi.

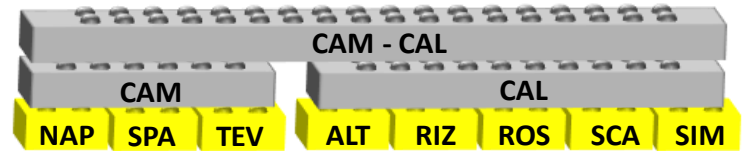
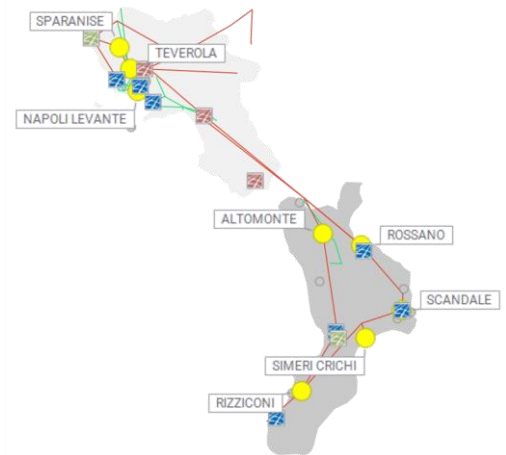


Tabella 19 - Statistiche aggregate sull'AreaStar CAM-CAL
Vedi *Legenda 4*

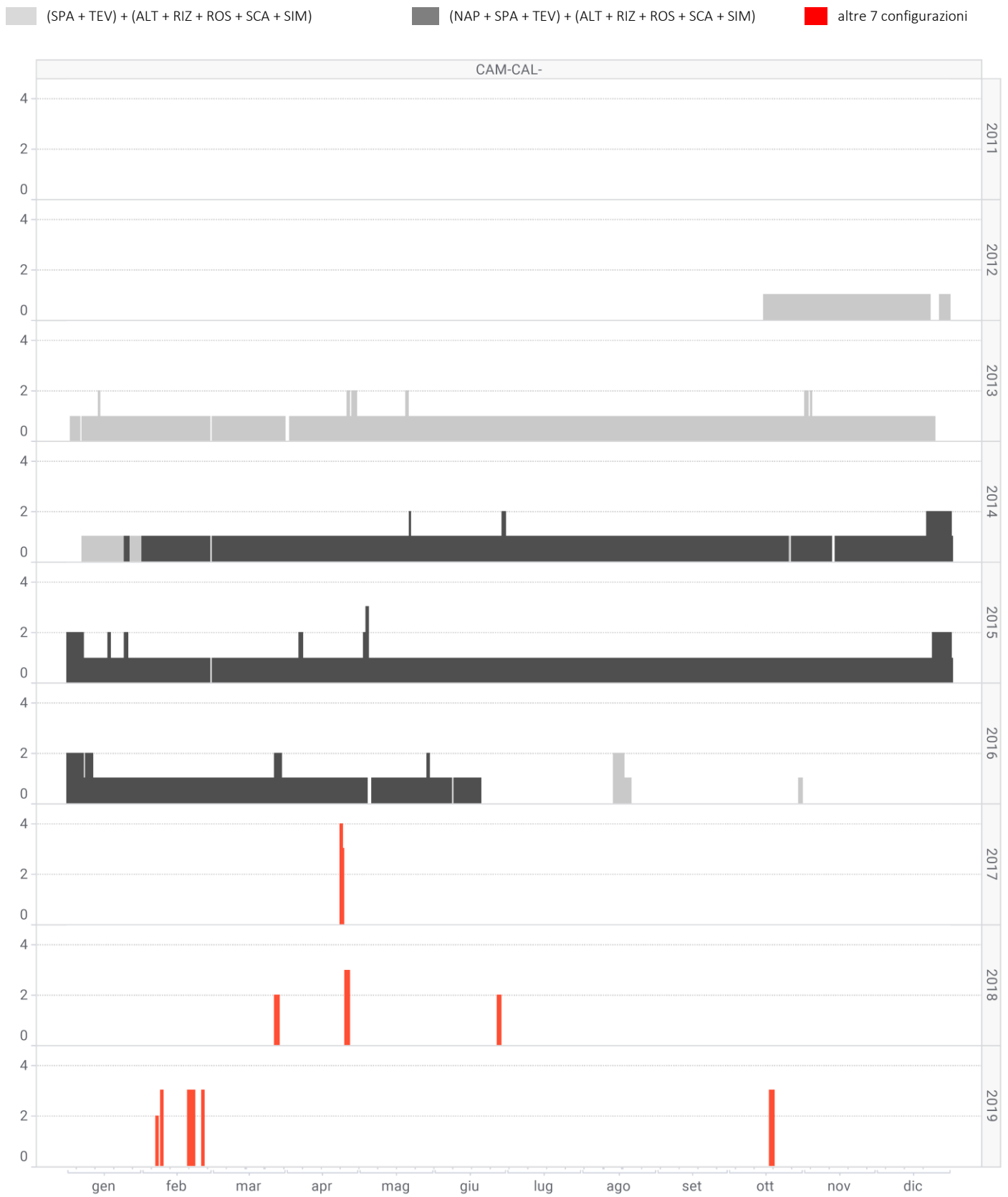
	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAM + CAL	ore	-	1'514	8'414	8'510	8'743	4'220	24	48	64
	gg	-	71	353	356	365	176	1	6	8
	#Aree	-	1	1	2	1	2	1	2	5
	max nAreeCom	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	min(NMIN)	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	2,0	2,0
	avg(NMIN)	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	3,5	2,3	2,9
	max(NMIN)	-	1,0	2,0	2,0	3,0	2,0	4,0	3,0	3,0
	StdDev(NMIN)	-	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	0,3



- A. Tale *AreaStar* si estende geograficamente alle regioni di Campania e Calabria e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti Napoli Levante (NAP), Sparanise (SPA) e Teverola (TEV);
 - appartiene almeno uno fra gli impianti Altomonte (ALT), Rossano (ROS), Scandale (SCA), Simeri Crichi (SIM) e Rizziconi (RIZ);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di quelli menzionati nei punti precedenti.
- B. Si tratta di un'*AreaStar* stabilmente presente solo **fra il 16 ottobre 2012 e il 19 giugno 2016** ove risulta rappresentata in 31'193 ore su 32'232 ore (97%). Prima del 16 ottobre 2012, l'*AreaStar* CAM-CAL non è mai presente. Dopo il 19 giugno 2016, invece, l'*AreaStar* CAM-CAL è presente in un numero trascurabile di ore. Nel periodo 16/10/2012-19/06/2016, il fabbisogno medio annuo dell'*AreaStar* CAM-CAL è pari a circa 1 UPE (Tabella 19).
- C. Con l'ausilio della *Figura 17* si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
- Fino al 15 ottobre 2012**, l'*AreaStar* CAM-CAL non è mai presente.
- Dal 16 ottobre 2012 al 31 gennaio 2014**, l'unica area rilevata è ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV ossia la fusione fra l'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM dell'*AreaStar* CAL e l'area SPA-TEV dell'*AreaStar* CAM. Nello stesso periodo, l'impianto di NAPOLI LEVANTE è elencato nell'area NAP che invece di essere rappresentata come area complementare ad ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV avrebbe potuto essere rappresentata come area annidata nell'area ALT-NAP-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV, ossia l'area predominante nel periodo successivo.
- Dal 1° febbraio 2014 al 19 giugno 2016**, infatti, è quasi esclusivamente presente l'area ALT-NAP-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV ossia l'unione fra l'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM dell'*AreaStar* CAL e l'area NAP-SPA-TEV dell'*AreaStar* CAM. Tale unione include tutte le UP delle *AreaStar* CAL e CAM.
- Dal 20 giugno 2016 al 31 dicembre 2019**, l'*AreaStar* CAM-CAL praticamente scompare salvo in un numero trascurabile di ore/anno.

- D. Non vi sono altri fenomeni rilevanti.
- E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella CAM-CAL.2 in *Appendice 4*, osserviamo che **quasi mai** l'*AreaStar* CAM-CAL (livello 4) è interamente rimpiazzata da altre *AreaStar* come BRI-CAM-CAL-FOG (livello 6) e che quindi **quasi mai** gli impianti di quest'*AreaStar* sono interamente sostituibili da impianti localizzati in altre *AreaStar* di terzo livello (BRI e FOG).

Figura 17 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar CAM-CAL
vedi Legenda 6



VII. CAM-FOG

La *Tabella 20* riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'*AreaStar* CAM-FOG nel periodo in analisi.

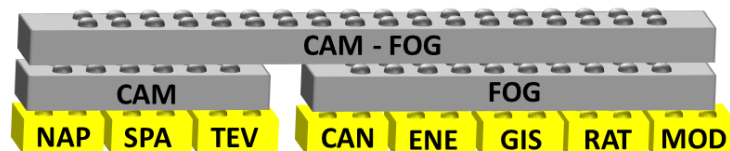
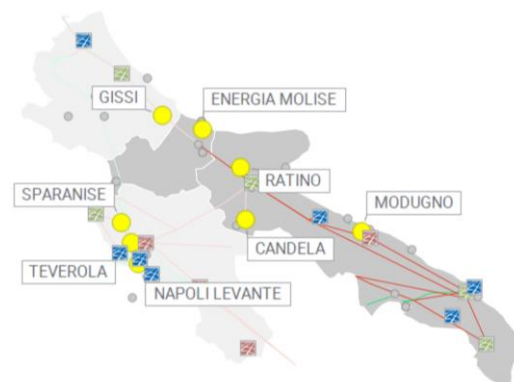


Tabella 20 - Statistiche aggregate sull'*AreaStar* CAM-FOG

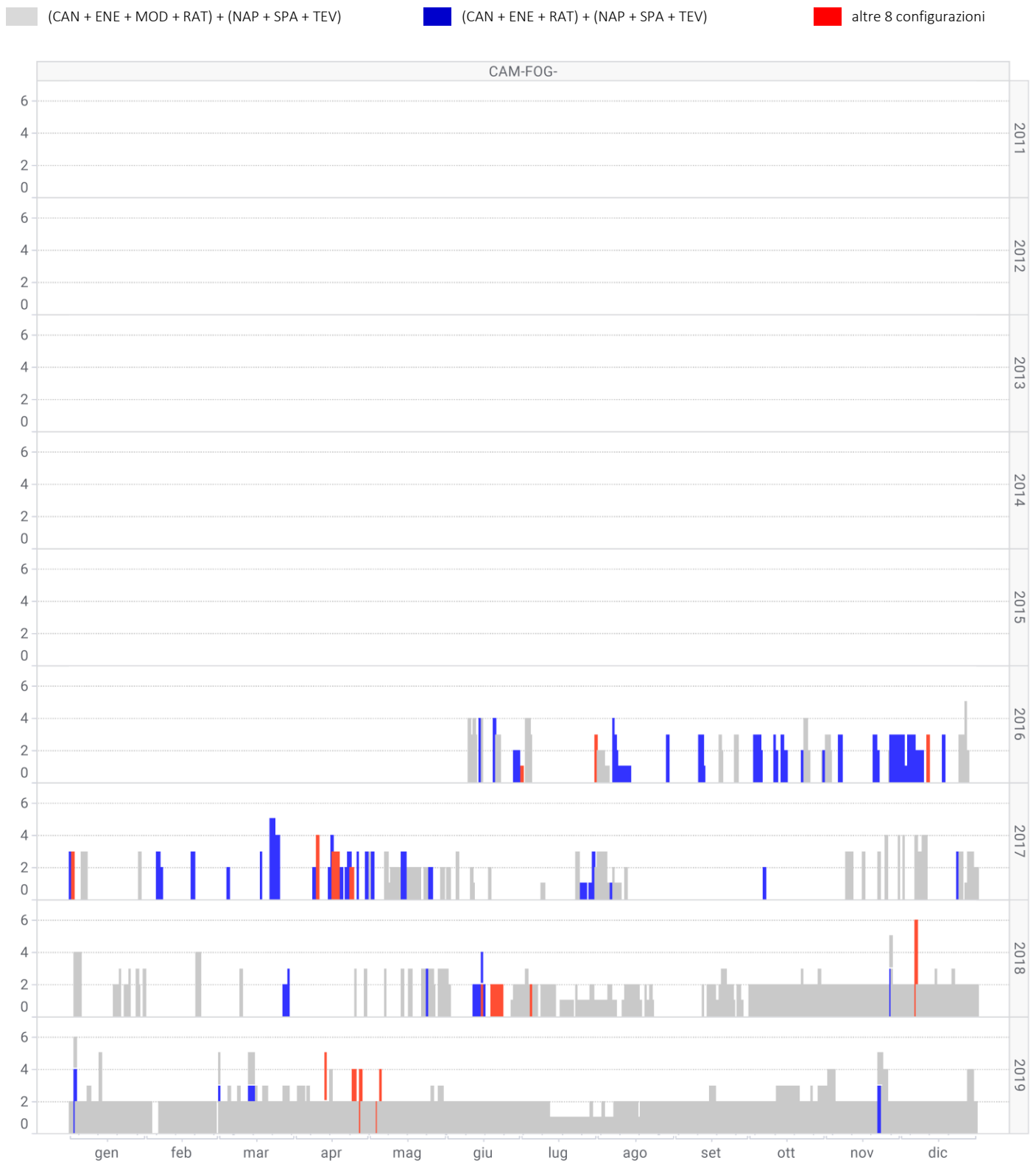
Vedi Legenda 4

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAM + FOG	ore	-	-	-	-	-	1'271	1'513	3'687	8'012
	gg	-	-	-	-	-	66	91	194	362
	#Aree	-	-	-	-	-	5	6	5	4
	max nAreeCom	-	-	-	-	-	nd	nd	nd	nd
	min(NMIN)	-	-	-	-	-	1,0	-	1,0	1,0
	avg(NMIN)	-	-	-	-	-	2,2	2,3	1,9	2,0
	max(NMIN)	-	-	-	-	-	5,0	5,0	6,0	6,0
	StdDev(NMIN)	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,6	0,5



- A. Tale area si estende geograficamente alle regioni di Campania e Puglia e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti di Napoli Levante (NAP), Sparanise (SPA) e Teverola (TEV);
 - appartiene almeno uno fra gli impianti di Energia Molise (ENE), Ratino (RAT), Candela (CAN), Gissi (GIS) e Modugno (MOD);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di quelli menzionati nei punti precedenti.
- B. Si tratta di un'*AreaStar* stabilmente presente solo **fra il 10 giugno 2016 e il 31 dicembre 2019** ove risulta rappresentata in 14'483 ore su 31'201 (46%). Prima del 10 giugno 2016, l'*AreaStar* CAM-FOG non è mai presente. Nel periodo 10/06/2016-31/12/2019, la frequenza annua dell'*AreaStar* CAM-FOG aumenta da 1'271 ore a 8'012 ore. Il fabbisogno medio dell'*AreaStar* CAM-FOG scende da circa 2,2 UPE nel 2016 a circa 2,0 UPE nel 2019 (Tabella 20).
- C. Con l'ausilio della *Figura 18* si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
Fino al 9 giugno 2016, l'*AreaStar* CAM-FOG non è mai presente.
Dal 10 giugno 2016 al 11 settembre 2018, si alternano due aree prevalenti: l'area CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV - ossia l'unione fra l'area NAP-SPA-TEV dell'*AreaStar* CAM e l'area CAN-ENE-MOD-RAT dell'*AreaStar* FOG (o meglio FOGS) – e l'area CAN-ENE-NAP-RAT-SPA-TEV - ossia l'unione fra l'area NAP-SPA-TEV dell'*AreaStar* CAM e l'area baricentrica CAN-ENE-RAT dell'*AreaStar* FOG (o meglio FOGS).
Dal 12 settembre 2018 al 31 dicembre 2019, è invece nettamente predominante l'area CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV, ossia l'*AreaStar* CAM-FOGS.
- D. Non vi sono altri fenomeni rilevanti.
- E. Considerando anche le altre *AreaStar* del Mezzogiorno nella Tabella CAM-FOG.2 in *Appendice 4*, osserviamo che **in 3.889 ore su 31'201 (12,5%) del periodo 10/06/2016-31/12/2019** l'*AreaStar* CAM-FOG (livello 4) è interamente rimpiazzata da altre *AreaStar* come BRI-CAM-FOG (livello 5), CAM-LAZ-FOG (livello 5) e BRI-CAM-CAL-FOG (livello 6) e, quindi, gli impianti di quest'*AreaStar* sono interamente sostituibili da impianti localizzati rispettivamente nelle *AreaStar* BRI, LAZ e BRI-CAL.

Figura 18 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar CAM-FOG
vedi Legenda 6



VIII. BRI-CAM-FOG

La Tabella 21 riporta le statistiche aggregate di tutte le configurazioni tridimensionali dell'AreaStar BRI-CAM-FOG nel periodo in analisi.

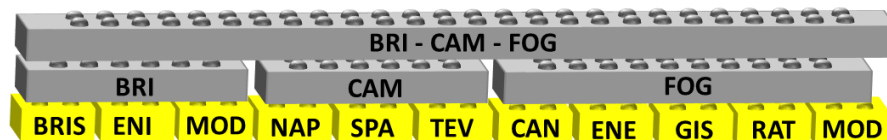
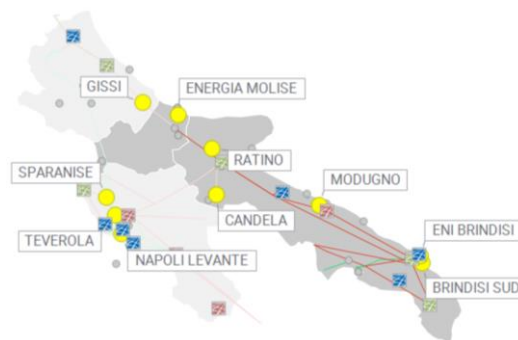


Tabella 21 - Statistiche aggregate sull'AreaStar BRI-CAM-FOG

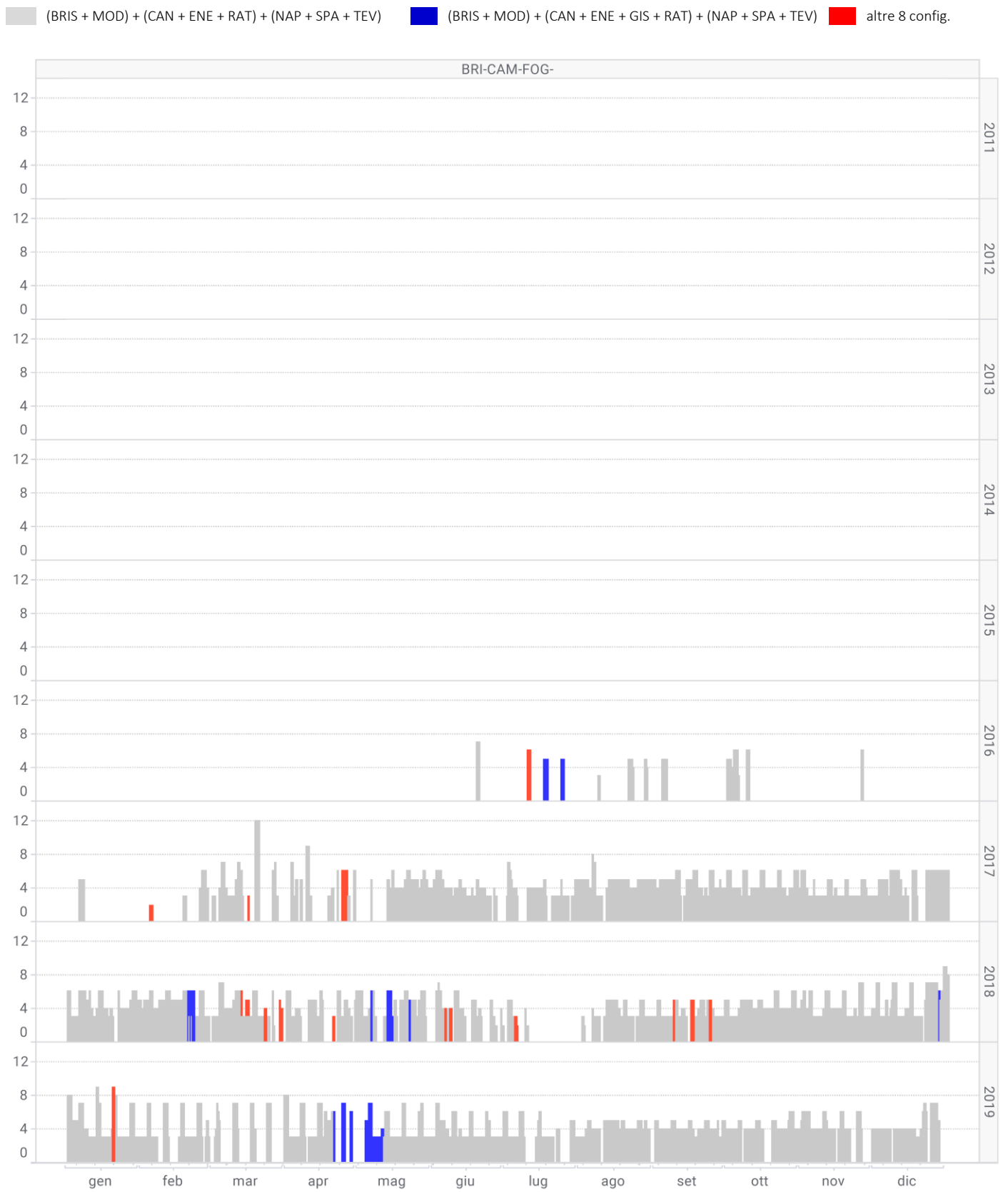
Vedi Legenda 4

	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BRI + CAM + FOG	ore	-	-	-	-	-	376	5'163	6'337	5'839
	gg	-	-	-	-	-	20	238	288	284
	#Aree	-	-	-	-	-	3	5	6	3
	max nAreeCom	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	min(NMIN)	-	-	-	-	-	3,0	2,0	1,0	2,0
	avg(NMIN)	-	-	-	-	-	4,6	4,0	3,9	4,2
	max(NMIN)	-	-	-	-	-	7,0	12,0	9,0	9,0
	StdDev(NMIN)	-	-	-	-	-	1,1	1,3	1,3	1,3



- A. Tale area si estende geograficamente alle regioni di Campania e Puglia e ingloba ogni area cui:
- appartiene almeno uno fra gli impianti Napoli Levante (NAP), Sparanise (SPA) e Teverola (TEV);
 - appartiene almeno uno fra gli impianti di Modugno (MOD), Enipower Brindisi (ENIB), Brindisi Nord (BRIN) e Brindisi Sud Cerano (BRIS);
 - appartiene almeno uno fra gli impianti di Energia Molise (ENE), Ratino (RAT), Candela (CAN), Gissi (GIS) e Modugno (MOD);
 - non appartiene alcun impianto al di fuori di quelli di quelli menzionati nei punti precedenti.
- B. Si tratta di un'AreaStar stabilmente presente solo fra il **19 giugno 2016 e il 31 dicembre 2019** ove risulta rappresentata in 17'715 ore su 30'985 (57%). Prima del 19 giugno 2016, l'AreaStar BRI-CAM-FOG non è mai presente. Nel periodo 19/06/2016-31/12/2019, la frequenza annua dell'AreaStar BRI-CAM-FOG aumenta da 376 ore a 5'839 ore. Il fabbisogno medio dell'AreaStar BRI-CAM-FOG scende da 4,6 UPE nel 2016 a circa 4 UPE nel triennio 2017-2019 (Tabella 21).
- C. Con l'ausilio della Figura 19 si possono osservare i seguenti fenomeni strutturali:
Fino al 18 giugno 2016, l'AreaStar BRI-CAM-FOG non è mai presente.
Dal 19 giugno 2016 al 31 dicembre 2019, è nettamente predominante l'area BRIS-CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV, ossia l'AreaStar BRI-CAM-FOGS.
- D. Non vi sono altri fenomeni rilevanti.
- E. Considerando anche le altre AreeStar del Mezzogiorno nella Tabella BRI-CAM-FOG.2 in Appendice 4, osserviamo che **quasi mai** l'AreaStar BRI-CAM-FOG (livello 5) è interamente rimpiazzata da BRI-CAM-CAL-FOG (livello 6) e che quindi **quasi mai** gli impianti di quest'AreaStar sono interamente sostituibili da impianti localizzati in altre AreeStar di terzo livello (CAL).

Figura 19 - Fabbisogno Aggregato nell'AreaStar **BRI-CAM-FOG**
 vedi Legenda 6



IX. Perfetta sostituibilità di alcune *AreaStar*

La *Tabella 22* illustra le ore in cui le ***AreaStar* CAM e CAL sono state simultaneamente e integralmente rimpiazzate dall'*AreaStar* CAM-CAL**, ossia le ore in cui gli impianti calabresi e campani erano perfetti sostituiti ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio in CAM-CAL. Questo fenomeno si osserva in 23'517 ore su 43'848 ore **(54%) del periodo 16/10/2012-19/06/2016** e, in particolare, in 20'499 ore su 26'280 ore **(78%) del triennio 2013-2015**. Le *AreaStar* CAM e CAL sono state quindi simultaneamente e integralmente rimpiazzate dall'*AreaStar* CAM-CAL nel 78% delle ore nel triennio 2013-2015; in tali circostanze, la domanda di presenza in servizio in CAM-CAL era in media pari a 1,0 UPE.

La *Tabella 22* illustra altresì le ore in cui le ***AreaStar* CAM e FOG sono state simultaneamente e integralmente rimpiazzate dall'*AreaStar* CAM-FOG**, ossia le ore in cui gli impianti calabresi e foggiani erano perfetti sostituiti ai fini della copertura dell'intera domanda di presenza in servizio in CAM-FOG. Questo fenomeno si osserva solo in 4'760 ore su 35'064 ore **(14%) del periodo 10/06/2016-31/12/2019** e, in particolare, in 3.904 ore su 17.520 **(22%) del biennio 2018-2019**. Le *AreaStar* CAM e FOG sono state quindi simultaneamente e integralmente rimpiazzate dall'*AreaStar* CAM-FOG nel 22% delle ore nel biennio 2018-2019; in tali circostanze, la domanda di presenza in servizio in CAM-FOG era in media pari a 1,8 UPE.

Sono in corso approfondimenti per capire le motivazioni che hanno determinato la scomparsa dell'*AreaStar* CAM-CAL dal 2017 e la quasi contestuale introduzione dell'*AreaStar* CAM-FOG.

Tabella 22 - Conteggio delle ore per AreaStar di livello superiore al terzo per cui gli impianti in essa contenuti sono tra loro perfettamente sostituibili, in parentesi si escludono i vincoli annidati di livello 1
Elaborazione ARERA su dati [7], [12]

<i>AreaStar</i>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTALE
CAM-CAL-	-	1166 (1485)	7058 (7854)	6406 (6430)	7035 (7687)	1852 (1882)	-	-	-	23517 (25338)
CAM-LAZ-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	24
CAM-FOG-	-	-	-	-	-	503	353	1544 (1552)	2360	4760 (4560)
BRI-CAM-	-	-	-	-	-	0 (16)	-	0 (16)	-	0 (32)
BRI-FOG-	-	-	-	-	-	0 (24)	-	-	-	0 (24)
CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BRI-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	0 (16)	0 (716)	2 (399)	-	2 (1131)
CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
BRI-CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAM-CAL-FOG-LAZ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

9. Metodologia dell'analisi di pivotalità

Come già anticipato nel Capitolo 3, la finalità ultima di questo rapporto è di appurare l'eventuale sussistenza ed entità di posizioni pivotali individuali (per singolo *UdD*) e/o collettive (per ipotetico *gruppo di UdD*) nel soddisfacimento dei "vincoli di rete per presenza in servizio" (vincoli S4).

Un *UdD* (o un ipotetico *gruppo di UdD*) i detiene una posizione pivotale nell'offerta di "presenza in servizio" nell'area v e nell'ora h della n -esima sottofase di MSD *ex ante* del giorno di mercato D se e solo se sia la sua domanda residua di "presenza in servizio" sia la sua offerta di "presenza in servizio" sono positive.

Una posizione pivotale nell'offerta di "presenza in servizio" nell'area v e nell'ora h^n della n -esima sottofase di MSD *ex ante* del giorno di mercato D conferisce a chi la detiene il potere di:

1. aggiudicarsi la "presenza in servizio" nell'area v e nell'ora h di un numero di UPE pari al minore fra¹³⁷:
 - 1.1. la sua domanda residua di "presenza in servizio" e
 - 1.2. la sua offerta di "presenza in servizio";
2. aggiudicarsi un "prezzo" per la "presenza in servizio" nell'area v e nell'ora h^n di ogni UPE di cui al punto 1 pari al minore fra:
 - 2.1. il prezzo penalità associato a una violazione unitaria della domanda di "presenza in servizio" e
 - 2.2. il prezzo massimo ammissibile per la "presenza in servizio" dell'UPE¹³⁸.

Per accertare se l'*UdD* (o l'ipotetico *gruppo di UdD*) i detenga una posizione pivotale nell'offerta di "presenza in servizio" occorre quindi conoscere sia la sua funzione di domanda residua sia la sua funzione di offerta.

La funzione di domanda residua di presenza in servizio dell'*UdD* (o dell'ipotetico *gruppo di UdD*) i è pari alla differenza fra:

- A. la funzione di domanda di presenza in servizio e
- B. la funzione di offerta di presenza in servizio dei terzi (ossia degli *UdD* diversi da i).

I. Funzione di domanda di presenza in servizio

La funzione di domanda di presenza in servizio è descritta da:

- Il parametro $NMIN_v(h)$ di cui al campo 3 della tabella LNUM_UPT¹³⁹. È il numero minimo di UPE di cui Terna necessita la presenza in servizio nell'area v e nell'ora h^n in esito alla n -esima sottofase di MSD *ex-ante* del giorno di mercato D . È espresso in UPE per ora (UPE/h);
- Il parametro $PVNMIN(h)$ [alias **P_ListUpPenaltyPrice**] di cui alla tabella SLCK_PRZ [18]. È il prezzo penalità associato a una violazione unitaria di $NMIN_v(h)$ ¹⁴⁰. È espresso in €/UPE.

¹³⁷ Essendo normalmente pari a 1 il peso in UPE di un'UP, ciò equivale all'accettazione di un egual numero di offerte di Minimo.

¹³⁸ Essendo normalmente pari a 1 il peso in UPE di un'UP, ciò equivale al prezzo massimo ammissibile per l'offerta di Minimo.

¹³⁹ È il termine noto del vincolo S4.

¹⁴⁰ Nella funzione obiettivo di cui l'algoritmo di MCE ricerca il minimo, infatti, esiste un addendo corrispondente ai costi fittizi fissati da Terna per gestire eventuali violazioni del parametro $NMIN_v(h)$. Questo addendo è pari al prodotto fra:

- il parametro $PVNMIN(h)$ e

- la variabile slack $VNMIN_v(h)$: ossia il numero di UPE/h per cui il parametro $NMIN_v(h)$ è eventualmente violato nella soluzione individuata dall'algoritmo di MCE.

La specifica funzionale di MSD *ex-ante* non “specifica” né come sia stato calcolato **PVNMIn(h)** né se questi sia (cfr. Figura 20):

- a) un limite tecnico-informatico da ritarare al rialzo ogniqualvolta il prezzo di “presenza in servizio” offerto¹⁴¹ lo superi, così da mantenerlo sempre al di sopra dei prezzi di “presenza in servizio” liberamente scelti dagli *UdD*¹⁴² oppure
- b) un prezzo di riserva superato il quale la domanda di “presenza in servizio” si azzerà, ossia il prezzo massimo che Terna è disponibile a pagare per ogni UPE/h¹⁴³.

Tuttavia, la specifica funzionale di MSD *ex-ante* e l’analisi dei dati offrono un altro paio di elementi fattuali da tenere in considerazione.

1. Il massimo valore ammissibile per **PVNMIn(h)** è 99.999.999 €/h/UPE.

2. La serie storica di **PVNMIn(h)** dal 2011 al 2019 dimostra che è sempre stato pari a ... *omissis* ...

Al fine di chiarire la reale natura di **P_ListUpPenaltyPrice**, si riporta la spiegazione fornita da Terna circa l’ipotesi che l’attuale valore di “P_ListUpPenaltyPrice” rappresenti il massimo costo orario di “presenza in servizio” che Terna è disponibile ad accettare in qualsiasi circostanza:

“Il parametro suddetto è utilizzato nell’ambito della rappresentazione dei vincoli sottoforma di “soft constraint”, ovvero ne è consentita la violazione in modo che esista sempre una soluzione possibile, garantendo la compatibilità dell’algoritmo con le tempistiche di MSD. In particolare, a questa violazione è associato un prezzo penalità talmente elevato da rendere estremamente disincentivante il non soddisfacimento del vincolo. In ogni caso, la formulazione dell’algoritmo è tale che, in caso di costo orario maggiore del parametro ... omissis ... , l’UP non possa essere selezionata. In caso di violazione, il log di uscita dell’algoritmo evidenzia il mancato rispetto del vincolo consentendo all’Operatore di Sala Mercato di identificare eventuali azioni mitigatrici. Il valore non va quindi inteso come il massimo costo orario che Terna è disponibile ad accettare per la presenza in servizio di una determinata UP.” [19]
... *omissis* ...

¹⁴¹ Il prezzo offerto per la presenza in servizio di un’UPE è pari al prezzo offerto per la presenza in servizio dell’UP termoelettrica cui fa riferimento nell’area v e nell’ora h (€/UP) diviso per il peso della medesima UP nell’area v e nell’ora h (UPE/UP).

¹⁴² Nel caso a), quindi, PVNMIn(h) non limiterebbe in alcun modo il prezzo accettato da TERNA per la presenza in servizio di un’UPE. In tal caso, la domanda di presenza in servizio descritta dai parametri NMIn(v) e PVNMIn(h) sarebbe, di fatto, perfettamente rigida a NMIn(v) anche per prezzi superiori a PVNMIn(h) e la variabile slack VNMIn(v) assumerebbe un valore positivo solo in caso di reale scarsità di UPE nell’area v.

¹⁴³ Nel caso b), quindi, PVNMIn(h) sarebbe una stima di TERNA del costo medio associato a una violazione unitaria (1 UPE/h) del parametro NMIn(v). In particolare, la domanda di presenza in servizio descritta dai parametri NMIn(v) e PVNMIn(h) sarebbe una funzione a gradini così articolata:

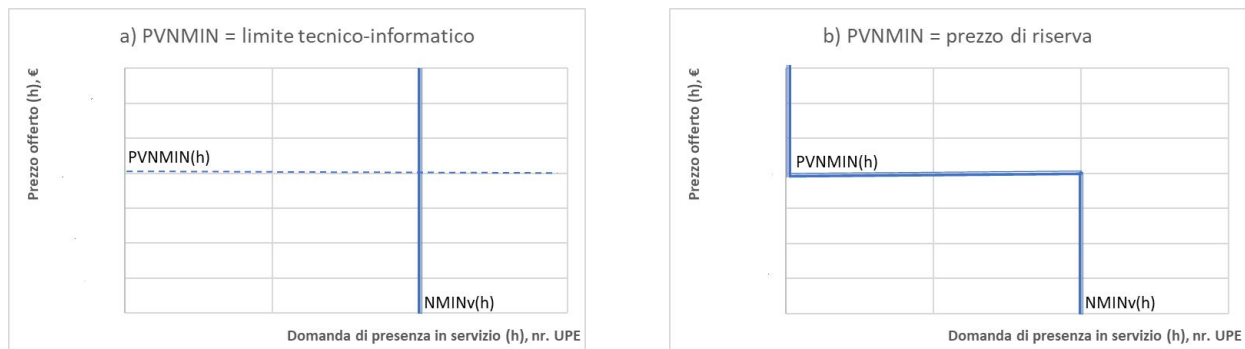
- 1) perfettamente rigida a NMIn(v) per prezzi inferiori a PVNMIn(h);
- 2) perfettamente elastica fra zero e NMIn(v) per prezzi pari a PVNMIn(h);
- 3) perfettamente rigida a zero per prezzi superiori a PVNMIn(h).

In condizioni di inadeguatezza dell’offerta di presenza in servizio nell’area v e nell’ora h - ossia nel caso in cui il numero di UPE in grado di essere in servizio nell’area v e nell’ora h fosse inferiore a NMIn(v) -, ogni UP (reale) u potrebbe quindi fissare un prezzo di presenza in servizio pari al prodotto fra PVNMIn(h) e $\beta_{uv}(h)$ dove $\beta_{uv}(h)$ è il peso orario dell’UP u nell’area v e nell’ora h misurato in UPE/UP. In tali condizioni, infatti, se un’UP (reale) u offrisse un prezzo di presenza in servizio superiore a PVNMIn(h)* $\beta_{uv}(h)$, allora non sarebbe mai messa in servizio dall’algoritmo di MCE poiché violare il parametro NMIn(v) sarebbe la scelta economicamente più conveniente. Il file log di MCE inoltre evidenzerebbe che la variabile slack VNMIn(v) ha assunto un valore positivo pari alla differenza fra NMIn(v) e il numero di UPE con un prezzo di presenza in servizio non superiore a PVNMIn(h) in grado di essere in servizio nell’area v e nell’ora h.

... omissis ...

[20].

Figura 20 – Limiti tecnici della funzione di domanda di presenza in servizio
Elaborazione ARERA su dati [18] e definizioni in [2]



II. Funzione di offerta di presenza in servizio

Al fine di costruire la funzione di domanda residua di presenza in servizio, oltre alla funzione di domanda di presenza in servizio, è necessario conoscere anche la funzione di offerta di presenza in servizio dei terzi (gli *UdD* diversi da *i*). Inoltre, il calcolo della pivotalità dell'*UdD* richiede di conoscere anche la sua funzione di offerta di presenza in servizio.

La possibilità di un'UP *u* localizzata nell'area *v* di essere presente in servizio nell'ora h^n in esito alla *n*-esima sottofase di MSD *ex ante* del giorno di mercato *D* - ossia di essere fisicamente pianificata in produzione nell'ora h^n a una potenza $P_u(h^n)$ non inferiore a $PMIN_u(h^n)$ - dipende da vari fattori.

In primo luogo, questa possibilità è funzione della disponibilità al servizio di dispacciamento dell'UP *u* nell'ora h^n . Se la potenza minima [$PMIN_u^*(h^n)$] e la potenza massima [$PMAX_u^*(h^n)$] dell'UP *u* nell'ora h^n sono minori di 1 MW¹⁴⁴, allora l'UP *u* nell'ora h^n non è disponibile al servizio di dispacciamento¹⁴⁵.

L'algoritmo di MCE calcola $PMIN_u^*(h^n)$ e $PMAX_u^*(h^n)$ come segue:

- $PMIN_u^*(h^n) = \max [PMIN_OFFE_MSD_u(h^n); PMIN_RETE_u(h^n)];$
- $PMAX_u^*(h^n) = \min [PMAX_OFFE_MSD_u(h^n); PMAX_RETE_u(h^n)].$

$PMIN_RETE_u(h^n)$ e $PMAX_RETE_u(h^n)$ sono le eventuali limitazioni di potenza (minima e massima) dell'UP *u* nell'ora h^n dichiarate dall'*UdD* e di cui ai campi 6 e 7 della tabella CNTL_UTE.

$PMIN_OFFE_MSD_u(h^n)$ e $PMAX_OFFE_MSD_u(h^n)$ sono invece limitazioni di potenza (minima e massima) dell'UP *u* nell'ora h^n calcolate dall'algoritmo di MCE in base alla potenza programmata in esito al Mercato dell'energia [$PO_u(h^n)$]¹⁴⁶, alla quantità offerta a salire per Minimo [$Q_{un=0}^+(h^n)$]¹⁴⁷, alle quantità offerte a

¹⁴⁴ 1 MW è la granularità minima gestita dall'algoritmo di MCE. Conseguentemente, ciò che è minore di 1 MW è considerato equivalente a 0 MW.

¹⁴⁵ Ossia non può generare potenza attiva per motivi non derivanti dai propri vincoli intertemporali quali: la manutenzione in corso, il guasto di uno o più componenti, l'interruzione della fornitura di combustibile, lo sciopero delle maestranze, il ritiro delle autorizzazioni all'emissione o il fermo imposto dall'autorità giudiziaria.

¹⁴⁶ È il campo 4 della tabella OFFE_MSD.

¹⁴⁷ È il campo 15 della tabella OFFE_MSD.

scendere per Altri Servizi $[\sum Q_{un>0}^-(h^n)]^{148}$ e alle quantità offerte a salire per Minimo e Altri Servizi $[\sum Q_{un>=0}^+(h^n)]^{149}$, ossia:

- $PMIN_OFFE_MSD_u(h^n) = P0_u(h^n) + Q_{un=0}^+(h^n) - \sum Q_{un>0}^-(h^n)$;
- $PMAX_OFFE_MSD_u(h^n) = P0_u(h^n) + \sum Q_{un>=0}^+(h^n)$.

Se $P0_u(h^n)$ è **non** minore di 1 MW¹⁵⁰, allora $PMIN_OFFE_MSD_u(h^n)$ e $PMAX_OFFE_MSD_u(h^n)$ sono entrambe **non** minori di 1 MW¹⁵¹. Paradossalmente, quindi, se la potenza programmata in esito al Mercato dell'energia è **non** minore di 1 MW, l'algoritmo di MCE considera l'UP u nell'ora h^n presente in servizio anche se l'UdD ha **azzerato**:

- ogni potenza minima e massima di fascia dell'UP u nell'ora h^n $[PMIN_{fu}(h^n); PMAX_{fu}(h^n)]^{152}$;
- le quantità offerte a salire per Minimo e Altri Servizi.

In secondo luogo, questa possibilità è funzione dell'abilità dell'UP u di transitare dallo stato "spenta"¹⁵³ allo stato "accesa"¹⁵⁴ nel lasso di tempo fra "l'ora di comunicazione dell'avviamento" per la n-esima sottofase di MSD *ex ante* del giorno di mercato D $[H_{com}^n]$ ¹⁵⁵ e l'ora h^n . Il lasso di tempo necessario per transitare dallo stato "spenta" allo stato "accesa" è espresso dal parametro TAVA_u¹⁵⁶, ossia il "tempo di avviamento a freddo" misurato in ore¹⁵⁷. Un'UP u in stato "spenta" in H_{com}^n potrà essere in stato "accesa" in h^n se e solo se:

- $TAVA_u^n < h^n - H_{com}^n$;
- $NHFS_u(h^n - 1) \geq TPFS_u$.

Poiché H_{com}^n anticipa di 3 ore H_{ini}^n (ora iniziale della sottofase n), un'UP u in stato "spenta" in H_{com}^n , può essere in stato "accesa" in H_{ini}^n se e solo se il suo "tempo di avviamento a freddo" è non maggiore di 3 ore $[TAVA_u^n < 3]$ e se il suo numero di ore di permanenza fuori servizio in H_{ini}^{n-1} $[NHFS(H_{ini}^{n-1})]$ ¹⁵⁸ è **non** minore del suo tempo di permanenza fuori servizio $[TPFS_u]$ ¹⁵⁹.

In terzo luogo, questa possibilità è funzione dello stato dell'UP u in esito a MSD *ex-ante* in H_{ini}^{n-1} . Se l'UP u è presente in servizio in esito a MSD *ex-ante* in H_{ini}^{n-1} , allora può essere prolungata in servizio fino all'ora h^n o, persino, deve essere prolungata in servizio se è stata messa in servizio da Terna e il suo numero di ore di permanenza in servizio in H_{ini}^{n-1} $[NHS(H_{ini}^{n-1})]$ ¹⁶⁰ è minore del suo tempo di permanenza in servizio $[TPS_u]$ ¹⁶¹.

¹⁴⁸ È la somma dei campi 9, 11 e 13 della tabella OFFE_MSD. La somma esclude l'eventuale quantità offerta per Spegnimento di cui al campo 7 della tabella OFFE_MSD $[Q_{un=0}^-(h)]$.

¹⁴⁹ È la somma dei campi 15, 17, 19 e 21 della tabella OFFE_MSD. La somma include quindi l'eventuale quantità offerta per Minimo di cui al campo 15 della tabella OFFE_MSD $[Q_{un=0}^+]$.

¹⁵⁰ Ossia se l'UP u è programmata in servizio per l'ora h in esito all'ultima sessione di MI antecedente la n-esima sottofase di MSD del giorno di mercato D.

¹⁵¹ Se sono nulle sia le quantità offerte a salire per Minimo e Altri Servizi sia le quantità offerte a scendere per Altri Servizi, allora sono entrambe pari a $P0_u(h^n)$.

¹⁵² Campi 14, 20, 26, 32, 38, 44, 50, 56, 62 e 68 della tabella DATI_TER. Se le potenze massime di fascia sono nulle, l'UP è, di fatto, indisponibile per avaria in ogni ora della n-esima sottofase.

¹⁵³ La potenza dell'UP è nulla.

¹⁵⁴ La potenza dell'UP è non minore di $PMIN_u^*(h^n)$.

¹⁵⁵ È il campo 13 della tabella CASO_TDS.

¹⁵⁶ È il campo 9 della tabella DATI_TER.

¹⁵⁷ La modalità con cui l'UP u transita dallo stato "spenta" allo stato "accesa" è invece descritta da:

- Il parametro TRAMPAu che esprime la "durata della rampa di avviamento da zero al minimo tecnico" misurata in ore. TRAMPAu è cioè il sottoinsieme di TAVAU che include esclusivamente le ore in cui l'UP u è già in produzione ma non ancora a potenza minima.
- Il profilo della rampa di avviamento che descrive la quota di potenza minima prodotta in ciascuna ora di TRAMPAu .

¹⁵⁸ NHS è calcolato dall'algoritmo di MCE tranne per l'ora 1. In quest'ultimo caso, NHS è il campo 86 della Tabella DATI_TER.

¹⁵⁹ È il campo 74 della tabella DATI_TER.

¹⁶⁰ NHFS è calcolato dall'algoritmo di MCE tranne per l'ora 1. In quest'ultimo caso, NHFS corrisponde al campo 87 della Tabella DATI_TER.

¹⁶¹ TPS corrisponde al campo 74 della tabella DATI_TER.

In quarto luogo, questa possibilità è funzione dell'avviamento auto-programmato dell'UP u nelle ore $[H_{ini}^n; h^n]$, ossia programmato in esito al Mercato dell'energia o auto-dichiarato dall'*UdD*¹⁶². Infatti, se l'UP u è presente in servizio in un'ora dell'intervallo $[H_{ini}^n; h^n]$ in esito al Mercato dell'energia o per effetto di una auto-dichiarazione dall'*UdD*, allora può essere confermata e prolungata in servizio in esito a MSD *ex ante* sino all'ora h^n o a un'ora successiva se il numero di ore di permanenza in servizio in h^n $[NHS(h^n)]$ è minore del suo tempo di permanenza in servizio $[TPS_u]$.

Tutti questi fattori sarebbero correttamente internalizzati simulando in sequenza sia il Mercato dell'energia sia MSD *ex ante* nell'ipotesi di condotta perfettamente concorrenziale da parte dei terzi (ossia gli *UdD* diversi da i) e di condotta monopolistica sulla domanda residua di presenza in servizio da parte dell'*UdD* (o dell'ipotetico *gruppo di UdD*) i.

Non essendo tuttora disponibile un simulatore di MSD *ex-ante* idoneo a eseguire simulazioni in maniera massiva, tale strada non è percorribile.

Tuttavia, è possibile costruire le funzioni di offerta potenziale di presenza in servizio dei terzi e dell'*UdD* (o dell'ipotetico *gruppo di UdD*) i basandosi esclusivamente sul primo fattore opportunamente corretto per evitare il paradosso precedentemente menzionato. Ciò è possibile sostituendo $PMIN_u^*(h^n)$ e $PMAX_u^*(h^n)$ con:

- $PMIN_u^{ARERA}(h^n) = \text{Min} [PMIN_{1u}(h^n); \dots; PMIN_{10u}(h^n)]^{163}$;
- $PMAX_u^{ARERA}(h^n) = \text{Max} [PMAX_{1u}(h^n); \dots; PMAX_{10u}(h^n)]^{164}$.

... omissis ...

¹⁶² Si noti che il campo 2 della tabella CNTL_AVV indica l'ora di avviamento imposta dall'*UdD* sebbene la tabella non ne riporti la potenza.

¹⁶³ Ossia è la minima fra le potenze minime di fascia.

¹⁶⁴ Ossia è la massima fra le potenze massime di fascia.

III. Prezzo massimo conseguibile per la presenza in servizio di una UPE

Come già anticipato, il prezzo della presenza in servizio di una UP u nell'area v e nell'ora h^n della n-esima sottofase di MSD è più propriamente un corrispettivo: è il corrispettivo associato all'accettazione della "offerta di Minimo" di cui al paragrafo 4.8.4.1, punto (iii), del CdR [21], ossia all'offerta "*relativa ad incrementi di immissione dal programma aggiornato cumulato, sino alla potenza minima, se tale incremento è possibile (ovvero se il medesimo programma aggiornato cumulato è inferiore alla potenza minima)*".

Tale corrispettivo è il prodotto fra:

1. il prezzo (espresso in €/MWh) dell'offerta di Minimo e
2. la quantità (espressa in MW) dell'offerta di Minimo.

PREZZO DELL'OFFERTA DI MINIMO

... omissis ...

¹⁶⁵ ... omissis ...

... omissis ...

¹⁶⁶ ... omissis ...
¹⁶⁷ ... omissis ...
¹⁶⁸ ... omissis ...
¹⁶⁹ ... omissis ...

QUANTITA' INDIVISIBILE DELL'OFFERTA DI MINIMO

La quantità dell'offerta di Minimo dell'UP u nell'ora h^n della n -esima sottofase di MSD *ex-ante* del giorno di mercato D è una quantità indivisibile, ossia un blocco di MWh. Ai sensi del CdR, questa quantità ($Q_{un=0}^+$) è pari all'eventuale differenza positiva fra $PMIN_u^*(h^n)$ e $PO_u(h^n)$.

La quantità dell'offerta di Minimo ($Q_{un=0}^+(h^n)$) è dunque limitata superiormente dalla potenza minima [$Q_{un=0}^+(h^n) \leq PMIN_u^*(h^n)$]. A sua volta, la potenza minima è limitata superiormente dalla potenza massima [$PMIN_u^*(h^n) \leq PMAX_u^*(h^n)$]. ... *omissis* ...

CORRISPETTIVO RICONOSCIUTO ALL'OFFERTA DI MINIMO

... *omissis* ...

¹⁷⁰ ... *omissis* ...

¹⁷¹ ... *omissis* ...

¹⁷² ... *omissis* ...

IV. Pivotalità

La pivotalità dell'*UdD* (o dell'ipotetico *gruppo di UdD*) i sarà calcolata con la modalità illustrata di seguito. Poiché ogni sottofase, in cui l'algoritmo di MCE viene ripetuto, carica gli input delle 24 ore – ossia include le ore già definitivamente programmate dalle sottofasi precedenti, nonostante le variazioni del parametro $PMAX_u^{ARERA}(h^n)$ siano limitate, si è scelto di effettuare il calcolo della pivotalità usandone il valore “definitivo” (cosiddetto “affiorante”) per ciascuna ora, secondo la rielaborazione esposta nell'Appendice 1.

La pivotalità è stata calcolata per ciascuna area v e per ciascuna ora h ¹⁷³ con riferimento ai seguenti soggetti:

- il raggruppamento di UP appartenenti allo stesso *UdD* (*Single Residual Supplier test*);
- il raggruppamento di UP appartenenti a un “ipotetico gruppo” di 2 *UdD* (*Two Residual Supplier test*);
- il raggruppamento di UP appartenenti a un “ipotetico gruppo” di 3 *UdD* (*Three Residual Supplier test*).

La pivotalità per singolo *UdD* e per ipotetico *gruppo di UdD* è stata calcolata per ciascuna *lista di impianti* definita da Terna in ogni specifica ora di MSD *ex-ante*, ossia per ciascuna *Area* presente in ciascuna ora di MSD *ex-ante*.

Per ciascuna area v e ciascuna ora h , il ***Single Residual Supplier test*** è eseguito nel seguente modo.

Per ogni *UdD* se ne calcola la domanda residua come differenza fra:

- il fabbisogno di UPE nell'area v nell'ora h [$NMIN_v(h)$] e
- la disponibilità totale di UPE nell'area v nell'ora h - ossia la somma dei prodotti fra ogni UP per cui $PMAX_u^{ARERA}(h) > 1$ e il suo peso $\beta_{uv}(h)$ - al netto della disponibilità di UPE dell'*UdD* in esame.

Il punto 2 implica altresì il calcolo dell'offerta dell'*UdD* in esame.

Tutte le ore in cui sia la domanda residua sia l'offerta del singolo *UdD* in esame assumono valore positivo sono ore di pivotalità del singolo *UdD*. L'*UdD* è pivotale in misura pari al minore fra i due valori.

Per ciascuna area v e ciascuna ora h , il ***Two Residual Supplier test*** è eseguito nel seguente modo.

Anzitutto si individua l'*UdD*₁ dell'area, ossia l'*UdD* dotato del maggior numero di UPE disponibili nell'ora in esame fra gli “ n ” *UdD* localizzati nell'area. In caso di pari merito si segue l'ordine alfabetico. Dopodiché si formano $n-1$ coppie abbinando in sequenza l'*UdD*₁ con l'*UdD*₂, poi l'*UdD*₁ con l'*UdD*₃ e così via sino all'ultimo abbinamento fra l'*UdD*₁ e l'*UdD* _{n} .

Per ogni coppia [*UdD*₁; *UdD* _{m}]¹⁷⁴ se ne calcola la pivotalità come differenza fra:

- il fabbisogno di UPE nell'area v nell'ora h [$NMIN_v(h)$] e
- la disponibilità totale di UPE nell'area v nell'ora h - ossia la somma dei prodotti fra ogni UP per cui $PMAX_u^{ARERA}(h) > 1$ e il suo peso $\beta_{uv}(h)$ - al netto della disponibilità di UPE dell'*UdD*₁ e dell'*UdD* _{m} .

Il punto 2 implica altresì il calcolo dell'offerta della coppia di *UdD* in esame.

¹⁷³ La domanda e l'offerta di presenza in servizio nell'ora h sono quelle “affioranti” ossia desumibili dai dati dell'ultima sottofase in cui l'ora h è programmata.

¹⁷⁴ Ove “ m ” è un numero intero compreso fra 2 e “ n ”.

Tutte le ore in cui sia la domanda residua sia l'offerta della coppia di *UdD* in esame assumono valore positivo sono ore di pivotalità del gruppo di due *UdD*. Il gruppo di *UdD* è pivotale in misura pari al minore fra i due valori.

Per ciascuna area *v* e ciascuna ora *h*, il ***Three Residual Supplier test*** è eseguito nel seguente modo.

Anzitutto si individuano l'*UdD*₁ e l'*UdD*₂ dell'area, ossia i due *UdD* dotati del maggior numero di UPE disponibili nell'ora in esame fra gli "n" *UdD* localizzati nell'area. In caso di pari merito si segue l'ordine alfabetico. Dopodiché si formano n-2 terzetti abbinando in sequenza l'*UdD*₁ e l'*UdD*₂ con l'*UdD*₃ e poi l'*UdD*₁ e l'*UdD*₂ con l'*UdD*₄ così via sino all'ultimo abbinamento fra l'*UdD*₁ e l'*UdD*₂ con l'*UdD*_n.

Per ogni terzetto [*UdD*₁;*UdD*₂;*UdD*_m]¹⁷⁵ se ne calcola la pivotalità come differenza fra:

1. il fabbisogno di UPE nell'area *v* nell'ora *h* [*NMIN*_v(*h*)] e
2. la disponibilità totale di UPE nell'area *v* nell'ora *h* - ossia la somma dei prodotti fra ogni UP per cui *P*MAX_u^{ARERA}(*h*)>1 e il suo peso $\beta_{uv}(h)$ - al netto della disponibilità di UPE dell'*UdD*₁, dell'*UdD*₂ e dell'*UdD*_m.

Il punto 2 implica altresì il calcolo dell'offerta del terzetto di *UdD* in esame.

Tutte le ore in cui sia la domanda residua sia l'offerta del terzetto di *UdD* in esame assumono valore positivo sono ore di pivotalità del gruppo di tre *UdD*. Il gruppo di *UdD* è pivotale in misura pari al minore fra i due valori.

Il confronto degli esiti di questi test a livello intertemporale e interspaziale è inficiato da due fattori:

1. solo le aree (alias liste impianti) di livello pari o superiore al terzo sono ragionevolmente attribuibili alla riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione. Le aree di primo e secondo livello potrebbero essere attribuibili al predetto servizio ma è necessario verificarlo caso per caso con Terna: tali aree saranno ricontrollate e classificate una per una con Terna;
2. l'eterogeneità metodologica con cui Terna ha prima "tramutato" i vettori di *CRESO* in vincoli S4 da caricare in input all'algoritmo di MCE e poi operativamente imputato detti vincoli in MCE, ha generato serie storiche incomplete che rendono rischioso identificare dei trend. Per ovviare a questa carenza sarebbe necessario ripartire dagli output di *CRESO* e ricostruire tutti i vincoli S4 da caricare in input all'algoritmo di MCE con una metodologia uniforme.

Ciononostante, gli esiti dei test illustrati nel Capitolo 10 riflettono fedelmente l'effetto sulla struttura del mercato derivante dai VRI/VRNI effettivamente caricati in input a MCE da Terna in ciascuna sessione di ogni giorno del periodo 2011-2019.

¹⁷⁵ Ove "m" è un numero intero compreso fra 3 e "n".

10. Esiti dell'analisi di pivotalità

In questo capitolo sono descritti puntualmente i risultati delle analisi di pivotalità per ciascuna delle aree convenzionali (*AreaStar*) definite nel Capitolo 8. L'ordine descrittivo parte dagli esiti del *Single Residual Supplier Test*, seguiti da quelli del *Two Residual Supplier Test* e, infine, del *Three Residual Supplier Test*. Per ogni test, con riferimento ai singoli anni e all'intero periodo 2011-2019, sono forniti i seguenti indicatori in forma tabellare:

- a) la **frequenza della pivotalità**, misurata in numero di ore¹⁷⁶ in cui il singolo *UdD* (o l'ipotetico *gruppo di UdD*) risulta pivotale ("ore di pivotalità"), distinguendo i casi di pivotalità "**per costruzione**" - ovvero i casi in cui il numero di concorrenti nella specifica area analizzata coincide con il perimetro del test (1, 2 o 3 *UdD*) - e i casi di pivotalità "**non per costruzione**" dove, invece, il numero di concorrenti risulta maggiore del perimetro del test; per questo indicatore è anche fornita la disaggregazione per singola area all'interno dell'*AreaStar*;
- b) l'**entità della pivotalità** (ovvero l'esito del test in senso stretto), misurata in termini di media di UPE per cui il singolo *UdD* (o l'ipotetico *gruppo di UdD*) risulta pivotale nelle ore di pivotalità;
- c) l'**entità del fabbisogno** sotteso alla pivotalità, misurato in termini di media di NMIN nelle ore di pivotalità;
- d) la **frequenza della pivotalità per l'indisponibilità** delle UP concorrenti, misurata in ore in cui la pivotalità del singolo *UdD* (o dell'ipotetico gruppo di *UdD*) è causata **solo** dall'indisponibilità di una o più UP concorrenti (è un sottoinsieme delle ore di pivotalità "**non per costruzione**").

Sono, invece, rappresentati in forma grafica, con dettaglio mensile¹⁷⁷, i seguenti ulteriori indicatori relativi alla frequenza della pivotalità:

- il numero di ore in cui è presente l'*AreaStar*;
- il numero di ore in cui il singolo *UdD* (o l'ipotetico gruppo di *UdD*) risulta pivotale, distinguendo cromaticamente la **tipologia di ore** (piene, vuote festive e vuote non festive);
- la percentuale di ore in cui il singolo *UdD* (o l'ipotetico gruppo di *UdD*) risulta pivotale in funzione della **causa prima della pivotalità** (indisponibilità di UP concorrenti e/o livello del fabbisogno).

Per ciascuna delle *AreaStar* considerate, infine, è fornita una **sintesi** che ha la finalità di illustrare, anche visivamente, la vulnerabilità dell'area alla pivotalità di singoli *UdD* o di ipotetici gruppi di *UdD* nel periodo di tempo analizzato.

Per alcuni dei più interessanti ipotetici gruppi di 2 o 3 *UdD* si è cercato anche di valutare qualitativamente il relativo **grado di simmetria** in termini di capacità produttiva e di costi di presenza in servizio; la simmetria, infatti, è un fattore strutturale che tende ad aumentare il rischio di cooperazione tra le imprese, a maggior ragione quando il grado di concentrazione del mercato risulta particolarmente elevato.

¹⁷⁶ Vedi anche la definizione di "DataFlusso" nel *Glossario*

¹⁷⁷ La rappresentazione grafica riporta i soli mesi in cui esiste almeno un'Area in cui nell'intero periodo è stata registrata almeno un'ora di pivotalità per il gruppo di *UdD* indicato nell'*AreaStar* in analisi.

Singoli operatori

ENEL è pivotale nell'AreaStar LAZ in media per 1,0 UPE in 1'630 ore di 132 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2017 e 2019) a un massimo di 651 (2011). La pivotalità media oscilla da 1,0 UPE (2011-2012, 2016 e 2018) a 1,5 UPE (2013).

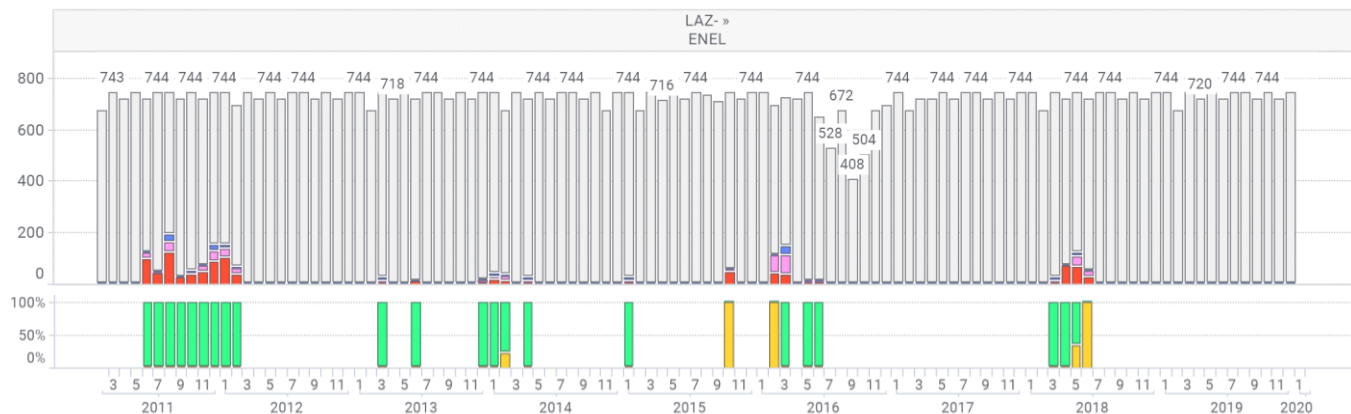
In particolare, ENEL è pivotale per costruzione nell'area TORN in 280 ore di 17 giorni prevalentemente concentrati nel 2016 e nel 2018. ENEL è altresì pivotale non per costruzione prevalentemente nelle aree APR-MON-TORN-TORS, APR-TORN-TORS, MON-TORN-TORS e TORN-TORS in 1371 ore di 181 giorni del periodo 2011-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- il (livello del) fabbisogno in quasi il 100% delle ore nel periodo 2011-2014 e nel 50% delle ore del 2016;
- l'indisponibilità delle UP di APRILIA (SORGENIA) e/o di TORREVALDALIGA SUD (TIRRENO POWER) nel 100% delle ore del 2015, nel 50% delle ore del 2016 e nell'87% delle ore del 2018.

Come mostrato in Figura 21, le ore di pivotalità sono eminentemente ore vuote - di cui la maggior parte ore di giorni festivi - sparse su differenti mesi dell'anno.

Figura 21 – Pivotalità di ENEL nell'AreaStar LAZ

Legenda 7: il grafico incolonna per il Gruppo nell'AreaStar indicata (titolo) per ciascun mese del periodo considerato (ascisse) i seguenti conteggi di ore (ordinate): presenza del vincolo (in grigio, per i soli mesi in cui esiste almeno un'Area in cui nell'intero periodo è stata registrata almeno un'ora di pivotalità per il gruppo di UdD/AreaStar indicata), pivotalità nelle ore piene (blu), vuote non-festive (rosa) e vuote festive (rosso); relativamente al totale di ore di pivotalità si riporta anche la percentuale causata solo e soltanto dall'indisponibilità di una o più UP di operatori non appartenenti a tale gruppo (giallo) e la percentuale (complementare) causata anche dal fabbisogno richiesto, indipendentemente che una o più UP fossero indisponibili (verde). Elaborazione ARERA su dati [7], [13], [12], [23]



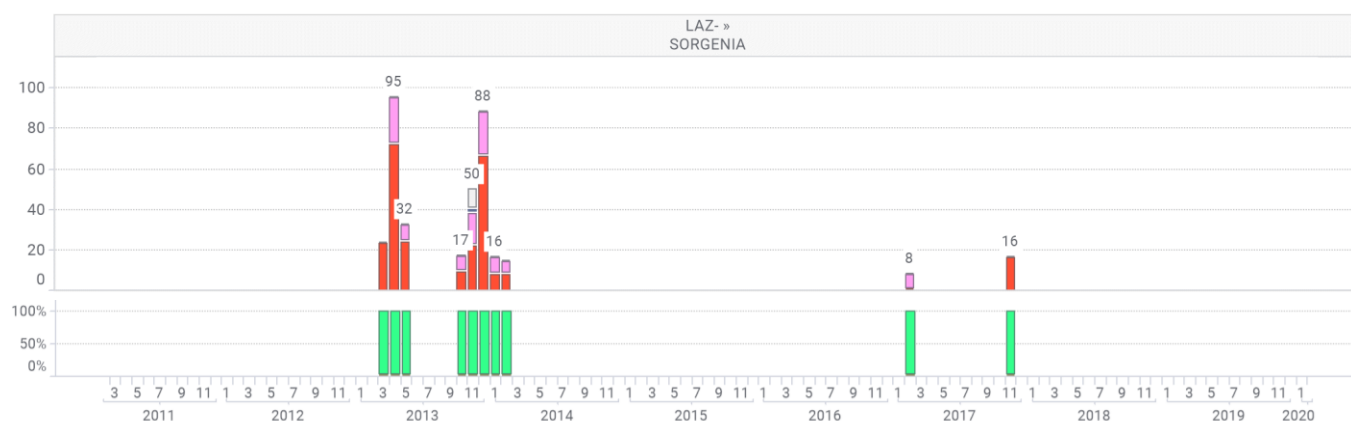
Legenda 8: limitatamente ad una specifica AreaStar (1° colonna) e Gruppo (2° colonna), che controlla gli impianti in grassetto, la tabella riporta per ciascun anno del periodo considerato (colonne) e ciascuna Area in cui tale Gruppo risulta pivotale (righe in grigio chiaro) il conteggio delle ore di pivotalità (valori); si riportano i seguenti subtotali per il gruppo di Aree in cui tale gruppo è pivotale in quanto controlla tutti gli impianti appartenenti alle Aree indicate (per costruzione) e per il gruppo di Aree in cui tale gruppo è pivotale nonostante la concorrenza di uno o più impianti controllati da operatori non appartenenti al gruppo: ore di pivotalità [ore] (se la stessa ora risulta pivotale in più Aree viene contata una volta sola), giorni di pivotalità [gg] (se lo stesso giorno risulta pivotale in più Aree viene contato una volta sola); in calce si riportano infine i seguenti totali aggregati per l'AreaStar e Gruppo indicati: ore di pivotalità [ore], di cui un sottoinsieme di ore in cui la pivotalità è causata dalla sola indisponibilità di una o più UP di operatori non appartenenti al gruppo [ore IND] (conteggio massimo in caso di sovrapposizioni di liste con cause di pivotalità diverse), giorni di pivotalità [gg], media aritmetica del numero massimo di UPE in ciascuna ora per cui tale gruppo risultava pivotale nell'AreaStar indicata [avg(max PIV)], media aritmetica del Fabbisogno massimo (espresso in UPE) tra le Aree in ciascuna ora per cui tale gruppo risultava pivotale nell'AreaStar indicata [avg(max NMN)]. Elaborazione ARERA su dati [7], [13], [12], [23]

LAZ	ENEL	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		TORN-	-	-	-	24	24	56	-	176	-	280
	subtot. per	ore	-	-	-	24	24	56	-	176	-	280
	costruzione	gg	-	-	-	1	1	7	-	8	-	17
	APR-MON-TORN-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	24
	APR-MON-TORN-TORS-	-	-	24	75	55	112	-	-	-	-	266
	APR-TORN-	-	-	-	-	-	56	-	-	-	-	56
	APR-TORN-TORS-	-	-	-	-	-	49	-	101	-	-	150
	MON-TORN-TORS-	214	-	-	-	-	-	-	-	-	-	214
	TORN-TORS-	437	216	-	-	-	8	-	-	-	-	661
	subtot. non per	ore	651	216	48	75	55	225	-	101	-	1'371
	costruzione	gg	51	20	4	8	3	19	-	13	-	118
		ore	651	216	48	99	79	273	-	264	-	1'630
		ore (IND)	-	-	-	7	55	112	-	88	-	262
	TOTALE	gg	51	20	4	9	4	25	-	19	-	132
	AGGREGATO	avg(max PIV)	1,0	1,0	1,5	1,1	1,3	1,0	-	1,0	-	1,0
		avg (max NMN)	3,0	3,0	3,2	3,3	2,7	2,7	-	1,8	-	2,8

SORGENIA è pivotale nell'AreaStar LAZ in media per 1,0 UPE in 349 ore di 28 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2012, 2015-2016 e 2018-2019) a un massimo di 295 (2013). In particolare, SORGENIA è pivotale per costruzione nell'area APR in 341 ore di 27 giorni prevalentemente concentrati nel biennio 2013-2014. Come mostrato in Figura 22, le ore di pivotalità sono quasi esclusivamente ore vuote, per la maggior parte di giorni festivi, collocate fra il marzo 2013 e il marzo 2014.

Figura 22 – Pivotalità di **SORGENIA** nell'AreaStar **LAZ**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8

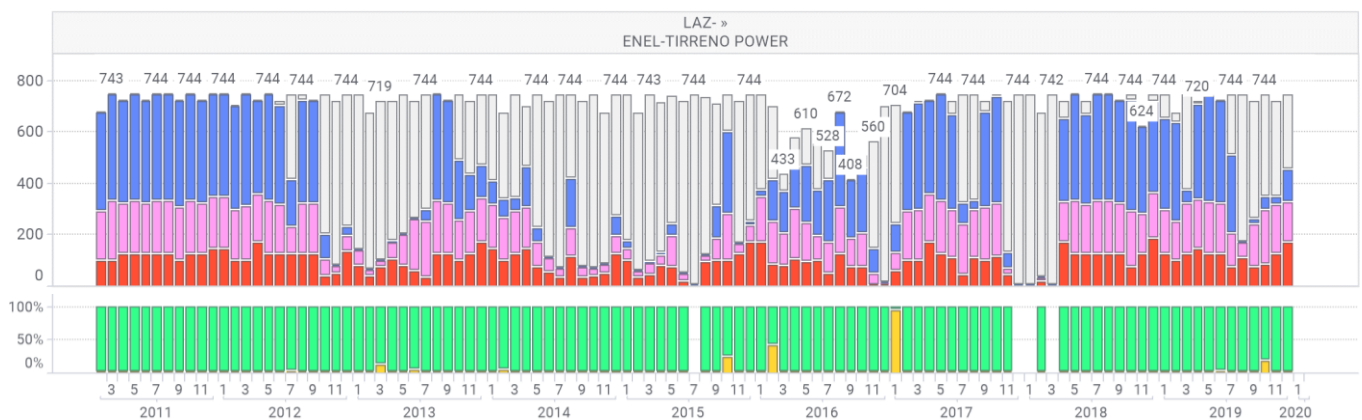


LAZ	SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		APR-	-	-	295	30	-	-	16	-	-	-
	subtot. per	ore	-	-	295	30	-	-	16	-	-	341
	costruzione	gg	-	-	22	4	-	-	1	-	-	27
	APR-TORS-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
	subtot. non per	ore	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
	costruzione	gg	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
		ore	-	-	295	30	-	-	24	-	-	349
		ore (IND)	-	-	0	0	-	-	0	-	-	0
	TOTALE	gg	-	-	22	4	-	-	2	-	-	28
	AGGREGATO	avg(max PIV)	-	-	1,0	1,0	-	-	1,0	-	-	1,0
		avg (max NMIN)	-	-	1,0	1,0	-	-	1,3	-	-	1,0

Gruppi di 2 operatori

L'ipotetico gruppo **ENEL-TIRRENO POWER** è pivotale nell'AreaStar LAZ in media per 1,3 UPE in 46'451 ore di 2'392 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 2'163 (2015) a un massimo di 8'014 (2011). La pivotalità media decresce da 1,5 UPE nel 2011 a 1,1 UPE nel 2019. In particolare, l'ipotetico gruppo ENEL-TIRRENO POWER è pivotale per costruzione nelle aree MON-TORN-TORS e TORN-TORS in 14'524 ore di 606 giorni del biennio 2011-2012. Lo stesso ipotetico gruppo è invece pivotale non per costruzione nelle aree APR-MON-TORN-TORS e APR-TORN-TORS in 31'927 ore di 1'786 giorni del settennio 2013-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è quasi esclusivamente il (livello del) fabbisogno. Come illustrato in Figura 24, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene sparse sui vari mesi dell'anno.

Figura 24 – Pivotalità del gruppo ENEL-TIRRENO POWER nell'AreaStar LAZ
Vedi Legenda 7 e Legenda 8

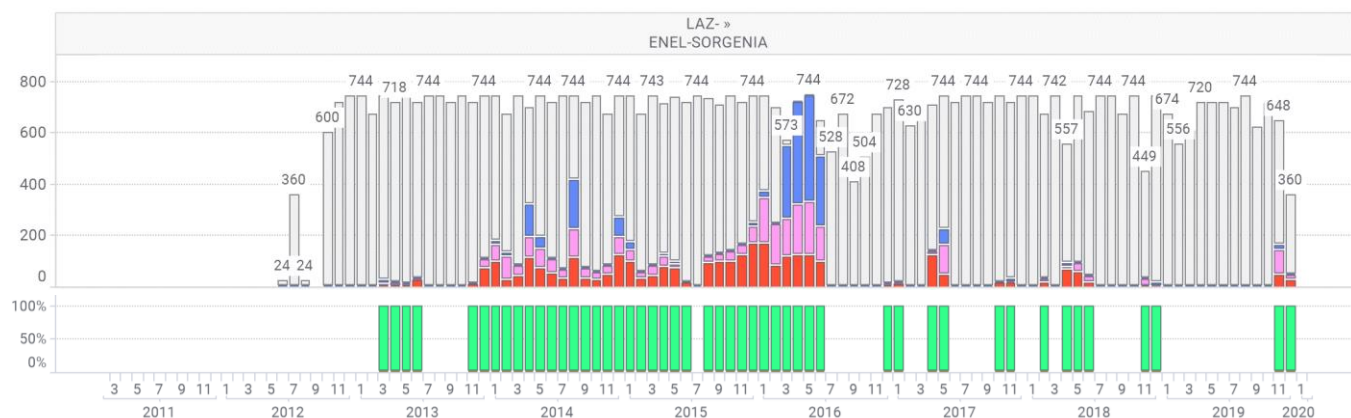


LAZ	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT	
		MON-TORN-TORS-	4'658	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TORN-TORS-	3'356	6'310	-	-	-	-	152	-	-	48	9'866	
	subtot. per	ore	8'014	6'310	-	-	152	-	-	48	14'524	
	costruzione	gg	334	263	-	-	7	-	-	2	606	
ENEL + TIRRENO POWER	APR-MON-TORN-TORS-	-	360	4'061	2'785	2'139	2'689	-	-	-	12'034	
	APR-TORN-TORS-	-	25	-	48	24	1'694	5'933	6'342	5'827	19'893	
	subtot. non per	ore	-	385	4'061	2'833	2'163	4'383	5'933	6'342	5'827	31'927
	costruzione	gg	-	38	275	222	147	226	286	269	323	1'786
	ore	8'014	6'695	4'061	2'833	2'163	4'535	5'933	6'342	5'875	46'451	
	ore (IND)	-	7	20	16	136	168	224	-	72	643	
	gg	334	301	275	222	147	233	286	269	325	2'392	
	avg(max PIV)	1,5	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,3	
	avg (max NMIN)	1,5	1,3	2,1	2,9	2,8	2,4	2,1	2,0	2,0	2,0	
TOTALE AGGREGATO												

L'ipotetico gruppo **ENEL-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar LAZ in media per 1,1 UPE in 7'560 ore di 500 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2012) a un massimo di 3'136 (2016). La pivotalità media decresce da 1,4 UPE nel 2013 a 1,0 UPE nel 2019. In particolare, l'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA è pivotale per costruzione nell'area APR-TORN in 2'517 ore di 106 giorni del 2016. Lo stesso ipotetico gruppo è invece pivotale non per costruzione nelle aree APR-MON-TORN-TORS e APR-TORN-TORS in 6'119 ore di 454 giorni del settennio 2013-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è esclusivamente il (livello del) fabbisogno. Come illustrato in Figura 25, le ore di pivotalità sono prevalentemente ore vuote eccetto nel 2016.

Figura 25 – Pivotalità del gruppo **ENEL-SORGENIA** nell'AreaStar **LAZ**

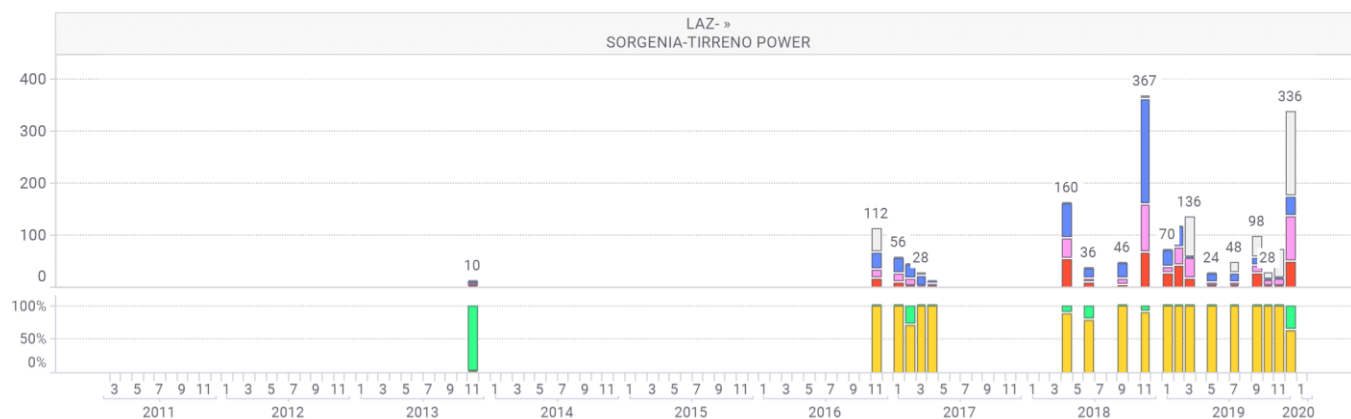
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



LAZ	ENEL + SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		APR-TORN-	-	-	-	-	-	-	2'517	-	-	-
APR-MON-TORN-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	24
		subtot. per	ore	-	-	24	-	-	2517	-	-	2541
		costruzione	gg	-	-	1	-	-	105	-	-	106
		APR-MON-TORN-TORS-	-	-	171	1'912	1'311	601	-	-	-	3'995
		APR-TORN-TORS-	-	-	-	48	24	1'118	423	303	208	2'124
		subtot. non per	ore	-	-	171	1'960	1'335	1'719	423	303	6'119
		costruzione	gg	-	-	13	154	99	114	28	18	454
			ore	-	-	195	1'960	1'335	3'136	423	303	7'560
			ore (IND)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE AGGREGATO			gg	-	-	14	154	99	159	28	18	500
			avg(max PIV)	-	-	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1
			avg (max NMIN)	-	-	2,9	3,3	3,2	2,2	3,0	3,0	2,8

L'ipotetico gruppo **SORGENIA-TIRRENO POWER** è pivotale nell'AreaStar LAZ in media per 1,2 UPE in 1'347 ore di 83 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011, 2012 e 2014-2015) a un massimo di 601 (2018). La pivotalità media cresce da 1,0 UPE nel 2016 a 1,2 UPE nel 2019. In particolare, l'ipotetico gruppo SORGENIA-TIRRENO POWER è pivotale non per costruzione nell'area APR-TORN-TORS in 1'337 ore di 82 giorni del quadriennio 2016-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è quasi esclusivamente l'indisponibilità delle UP di TORREVALDALIGA NORD (ENEL). Come illustrato in Figura 26, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 26 – Pivotalità del gruppo **SORGENIA-TIRRENO POWER** nell'AreaStar LAZ
Vedi Legenda 7 e Legenda 8

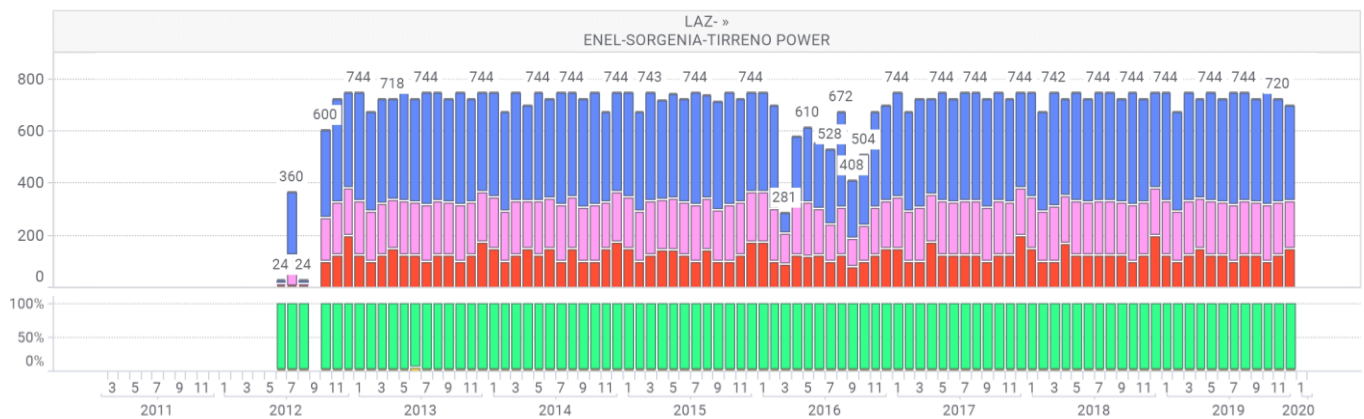


LAZ	SORGENIA – TIRRENO POWER	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		APR-TORS-	-	-	10	-	-	-	8	-	-	18
	subtot. per	ore	-	-	10	-	-	8	-	-	18	
	costruzione	gg	-	-	1	-	-	1	-	-	2	
	APR-TORN-TORS-	-	-	-	-	-	64	126	601	546	1'337	
	subtot. non per	ore	-	-	-	-	64	126	601	546	1'337	
	costruzione	gg	-	-	-	-	3	8	30	41	82	
		ore	-	-	10	-	-	64	126	601	546	1'347
	TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	64	114	541	482	1'201
	AGGREGATO	gg	-	-	1	-	-	3	8	30	41	83
		avg(max PIV)	-	-	2,0	-	-	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2
		avg (max NMIN)	-	-	2,0	-	-	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1

Gruppi di 3 operatori

L'ipotetico gruppo **ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER** è pivotale per costruzione nelle aree APR-MON-TORN-TORS e APR-TORN-TORS in media per 1,8 UPE (pari al fabbisogno medio) in 61'761 ore di 2'599 gg del periodo 2012-2019. La pivotalità media sale da 1,2 nel 2012 fino a 1,8 UPE nel biennio 2014-2015; raggiunge l'apice di 2,2 UPE nel 2016; permane a circa 2 UPE nel biennio 2017-2018; scende a 1,7 UPE nel 2019. Come illustrato in Figura 27, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene di tutti i mesi dell'anno.

Figura 27 – Pivotalità del gruppo **ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER** nell'AreaStar **LAZ**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



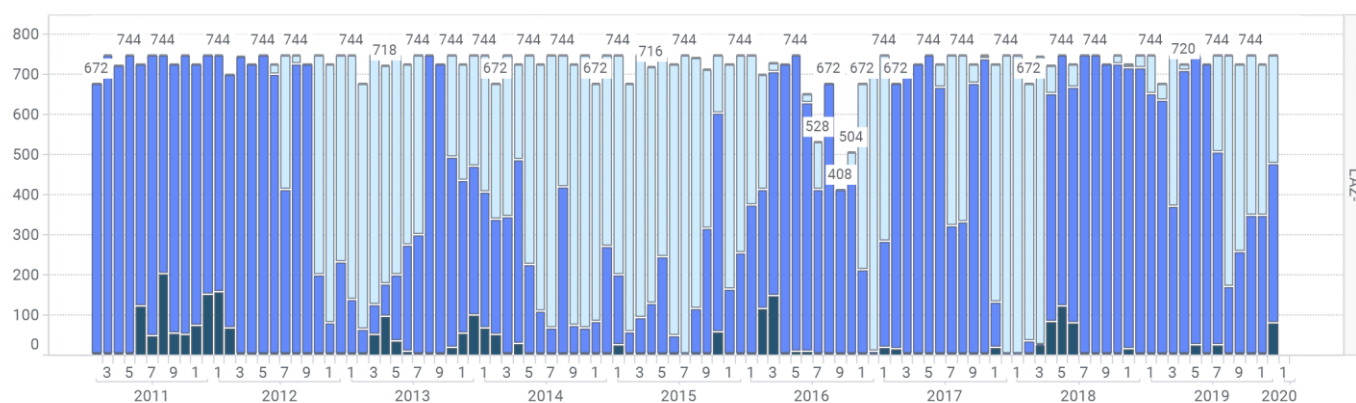
LAZ	ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER										
	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
ENEL + SORGENIA +	APR-MON-TORN-TORS-	-	1'968	8'732	8'639	8'466	3'240	-	-	-	31'045
	APR-TORN-TORS-	-	504	-	48	264	3'699	8'735	8'755	8'711	30'716
TOTALE AGGREGATO	ore	-	2'472	8'732	8'687	8'730	6'939	8'735	8'755	8'711	61'761
	ore (IND)	-	-	24	-	-	-	-	-	-	24
	gg	-	103	364	362	365	313	364	365	363	2'599
	avg(max PIV)	-	1,2	1,5	1,8	1,8	2,2	1,9	2,0	1,7	1,8
	avg (max NMIN)	-	1,2	1,5	1,8	1,8	2,2	1,9	2,0	1,7	1,8

Se si confrontano le ore di pivotalità di 1 *UdD* (qualsiasi), di un ipotetico gruppo di 2 *UdD* (qualsiasi) e di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* (qualsiasi) sull'*AreaStar* LAZ¹⁷⁸ con le ore di presenza dell'*AreaStar* LAZ¹⁷⁹, emerge il seguente quadro (cfr. Figura 28):

- Nel periodo 2011-2012 l'*AreaStar* LAZ è vulnerabile a gruppi di 2 *UdD* per la presenza delle aree MON-TORN-TORS e TORN-TORS. Tali aree - su cui il gruppo ENEL-TIRRENO POWER è pivotale per costruzione (SORGENIA è presente nell'*AreaStar* LAZ solo dal 2012 in poi) – sono le uniche configurazioni bidimensionali del Lazio nel biennio 2011-2012.
- Nel periodo 2013-2019, l'*AreaStar* LAZ è vulnerabile a:
 - gruppi di 3 *UdD* per la presenza delle aree APR-MON-TORN-TORS e APR-TORN-TORS. Tali aree – su cui il gruppo ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER è pivotale per costruzione - sono le più frequenti configurazioni bidimensionali del Lazio nel settennio 2013-2019;
 - gruppi di 2 *UdD* in quanto il fabbisogno medio dell'*AreaStar* LAZ è pari a 1,7 UPE nelle ore in cui l'*UdD* di minori dimensioni – ossia SORGENIA, *UdD* dell'UP di APRILIA – ha un peso pari a 1 UPE¹⁸⁰. Questa vulnerabilità non c'è invece nelle ore in cui l'UP di Aprilia ha un peso pari a 2 UPE e ciò è ben visibile nel periodo aprile 2014 -febbraio 2016 in cui si registra la maggior concentrazione di tali ore.
 - a singoli *UdD* per due ragioni:
 - la presenza delle aree TORN e APR nel periodo 2013-2018;
 - le punte di fabbisogno registrate nel periodo 2013-2016 pari a 4 o 5 UPE.

Figura 28 – Pivotalità aggregata nell'*AreaStar* LAZ

Legenda 9 - limitatamente all'*AreaStar* indicata (titolo) il grafico incolonna per ciascun mese del periodo considerato (ascisse) i seguenti conteggi di ore di pivotalità (ordinate): singolo operatore (blu scuro), gruppi di 2 operatori (blu chiaro), gruppi 3 operatori (azzurro), nessuna pivotalità in presenza di almeno un'Area (grigio). Elaborazione ARERA su dati [7], [13], [12], [23]



Con riferimento all'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER è utile osservare quanto segue:

- È asimmetrico in termini di “capacità”. ENEL è dotato di 3 UPE corrispondenti alle 3 UP tradizionali a carbone di TORREVALDALIGA NORD; TIRRENO POWER è dotato di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di TORREVALDALIGA SUD; SORGENIA è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo

¹⁷⁸ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁷⁹ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁸⁰Il fabbisogno medio è invece circa 2 UPE quando SORGENIA (Aprilia) pesa 2 UPE.

combinato di APRILIA. Nell'AreaStar LAZ, quindi, l'UdD maggiore (ENEL) ha una capacità pari a 3 volte quella dell'UdD minore (SORGENIA). Ciò però non è sempre vero. Nel 35% delle ore del periodo 2011-2019, infatti, il peso dell'UP di APRILIA è pari a 2 UPE invece di 1 UPE (cfr. Capitolo 8.I). In tali casi, l'asimmetria è minore: l'UdD maggiore (ENEL) ha una capacità pari a solo 1,5 volte quella di ciascuno dei due UdD minori (TIRRENO POWER e SORGENIA).

- È asimmetrico anche in termini di “costi” per UPE: le 3 UP tradizionali a carbone dell'UdD maggiore (ENEL) hanno infatti Costi Variabili Standard (CVS) nettamente inferiori a quelli delle 3 UP a ciclo combinato dei rimanenti UdD. Tuttavia, le PMIN delle 3 UP tradizionali a carbone (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019¹⁸¹) sono sensibilmente superiori rispetto a quelle delle 3 UP a ciclo combinato:
 - 295/335 MW per le tre UP tradizionali a carbone di TORREVALDALIGA NORD;
 - 160/164 MW per le due UP a ciclo combinato di TORREVALDALIGA SUD;
 - 130 MW per l'UP a ciclo combinato di APRILIA¹⁸².

Conseguentemente, se si considerano i costi unitari di presenza in servizio, calcolati moltiplicando il CVS (€/MWh) per la PMIN (MW) di ciascuna UP, l'asimmetria economica dell'ipotetico gruppo si riduce.

¹⁸¹ ... *omissis* ...

¹⁸² ... *omissis* ...

II. CAM

Singoli operatori

TIRRENO POWER è pivotale nell'AreaStar CAM in media per 1 UPE in 5'187 ore di 469 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 8 (2017) a un massimo di 2'301 (2012).

In particolare, TIRRENO POWER è pivotale per costruzione nell'area NAP in 5.002 ore di 445 giorni del quinquennio 2011-2015. Dopo il 2015, l'area NAP scompare quasi del tutto eccetto 8 ore nel 2017.

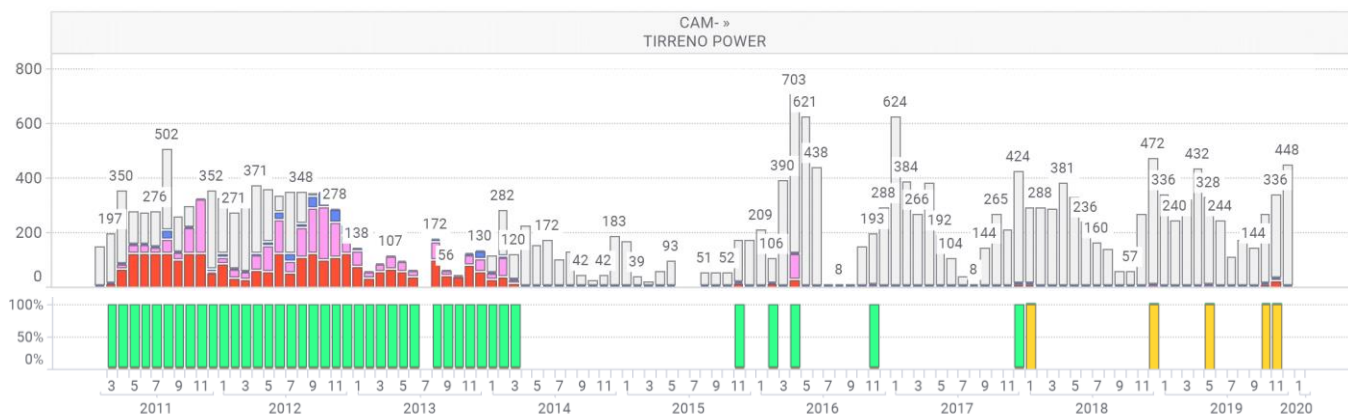
TIRRENO POWER è altresì pivotale non per costruzione nell'area NAP-SPA-TEV in 185 ore di 24 giorni del quadriennio 2016-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- il (livello del) fabbisogno nel 100% delle ore del 2016;
- l'indisponibilità delle UP di SPARANISE (AXPO) e/o TEVEROLA (REPOWER) nel 100% delle ore del biennio 2018-2019.

Come è evidente in Figura 29, le ore di pivotalità sono quasi esclusivamente ore vuote - di cui oltre la metà ore di giorni festivi - sparse su quasi tutti i mesi dell'anno.

Figura 29 - Pivotalità di **TIRRENO POWER** nell'AreaStar **NAP**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAM		Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
TIRRENO POWER	NAP-		1'452	2'301	1'044	181	16	-	8	-	-	5'002
	subtot. per costruzione	ore	1'452	2'301	1'044	181	16	-	8	-	-	5'002
		gg	109	208	103	22	2	-	1	-	-	445
	NAP-SPA-		-	-	-	-	-	6	-	-	-	6
	NAP-SPA-TEV-		-	-	-	-	-	125	-	14	40	179
	subtot. non per costruzione	ore	-	-	-	-	-	131	-	14	40	185
		gg	-	-	-	-	-	16	-	3	5	24
		ore	1'452	2'301	1'044	181	16	131	8	14	40	5'187
		ore (IND)	-	-	-	-	-	-	-	14	40	54
	TOTALE AGGREGATO	gg	109	208	103	22	2	16	1	3	5	469
	avg(max PIV)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
	avg (max NMIN)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	1,0	1,9	2,0	1,1	

AXPO è pivotale nell'AreaStar CAM in media per 1 UPE in 1'148 ore di 117 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 8 (2015) a un massimo di 278 (2011).

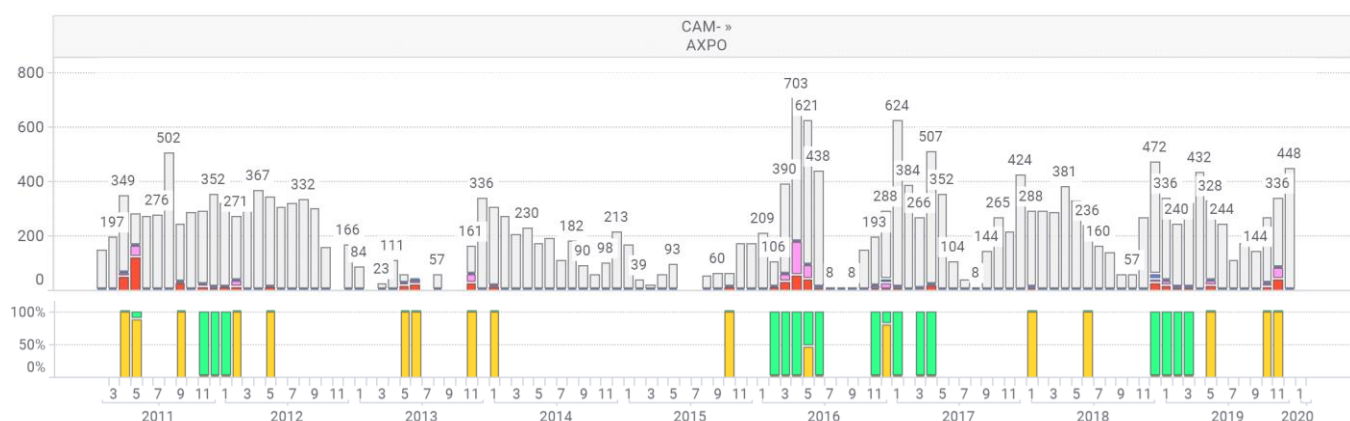
Precisamente, AXPO è pivotale non per costruzione nelle aree NAP-SPA-TEV e SPA-TEV in 1'142 ore di 116 giorni del periodo 2011-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è prevalentemente:

- l'indisponibilità delle UP di NAPOLI LEVANTE (TIRRENO POWER) e/o TEVEROLA (REPOWER) nel quinquennio 2011-2015;
- il (livello del) fabbisogno nel triennio 2016-2018.
- l'indisponibilità delle UP di NAPOLI LEVANTE (TIRRENO POWER) e/o TEVEROLA (REPOWER) nel 2019.

Come è evidente in Figura 30, le ore di pivotalità sono quasi esclusivamente ore vuote sparse su differenti mesi dell'anno.

Figura 30 – Pivotalità di AXPO nell'AreaStar CAM

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAM	AXPO	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		SPA-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-
		subtot. per ore	-	-	-	-	-	-	6	-	-	6
		costruzione gg	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1
		APR-NAP-SPA-TEV-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	8
		NAP-SPA-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	6
		NAP-SPA-TEV-	158	49	-	-	-	389	29	66	185	876
		SPA-TEV-	120	-	116	16	-	9	-	-	-	261
		subtot. non per ore	278	49	116	16	8	395	29	66	185	1'142
		costruzione gg	21	6	12	2	1	45	4	5	20	116
		ore	278	49	116	16	8	395	35	66	185	1'148
		ore (IND)	235	41	116	16	8	74	-	10	137	637
		gg	21	6	12	2	1	45	5	5	20	117
		avg(max PIV)	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		avg (max NMIN)	1,7	2,2	1,0	1,0	2,0	2,8	2,7	2,8	2,3	2,2
		TOTALE AGGREGATO										

Gruppi di 2 operatori

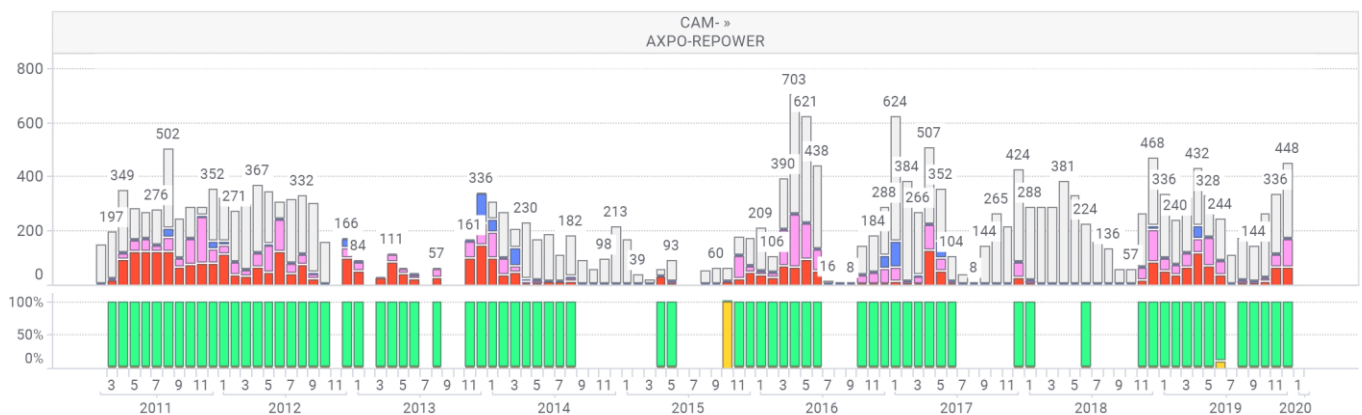
L'ipotetico gruppo **AXPO-REPOWER** è pivotale nell'AreaStar CAM in media per 1,1 UPE in 7'444 ore di 687 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 218 (2015) a un massimo di 1'482 (2011). La pivotalità media è pari a 1,0 UPE in tutti gli anni eccetto il 2016 (1,3 UPE) e il 2019 (1,2 UPE).

In particolare, l'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER è pivotale per costruzione nell'area SPA-TEV in 1'891 ore di 134 giorni del settennio 2011-2017. Dopo il 2017, l'area SPA-TEV, di fatto, scompare.

L'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER è altresì pivotale non per costruzione nell'area NAP-SPA-TEV in 5'562 ore di 556 giorni del periodo 2011-2019 (eccetto il 2013 ove l'area è assente). La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è quasi esclusivamente il (livello del) fabbisogno.

Figura 31 – Pivotalità del gruppo AXPO-REPOWER nell'AreaStar CAM

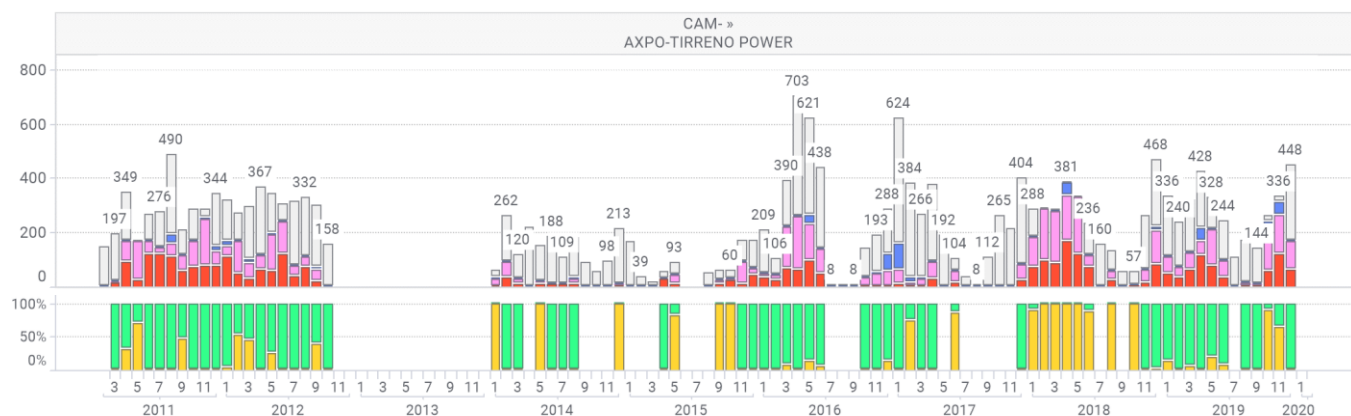
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAM	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO + REPOWER	SPA-TEV-	166	166	864	389	8	10	288	-
	subtot. per ore	166	166	864	389	8	10	288	-	-	1'891
	costruzione gg	14	9	60	33	1	1	16	-	-	134
	APR-NAP-SPA-TEV-	-	-	-	-	8	-	-	40	8	56
	APR-SPA-TEV-	-	-	-	-	8	-	-	-	48	56
	NAP-SPA-TEV-	1'316	1'031	-	160	194	1'081	377	298	1'081	5'538
	subtot. non per ore	1'316	1'031	-	160	210	1'081	377	298	1'089	5'562
	costruzione gg	117	109	-	20	22	115	34	33	106	556
	ore	1'482	1'197	864	549	218	1'082	665	298	1'089	7'444
	ore (IND)	-	-	-	-	8	-	-	-	8	16
	gg	130	118	60	53	22	115	50	33	106	687
	avg(max PIV)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3	1,0	1,2	1,0	1,1
	avg (max NMN)	1,9	1,9	1,0	1,3	2,0	2,3	1,6	2,3	2,0	1,8
	TOTALE AGGREGATO										

L'ipotetico gruppo **AXPO-TIRRENO POWER** è pivotale nell'AreaStar CAM in media per 1,1 UPE in 8'405 ore di 830 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2013) a un massimo di 1'916 (2018). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE (2012, 2014, 2015 e 2018) e 1,3 UPE (2016). L'ipotetico gruppo AXPO-TIRRENO POWER è pivotale "non per costruzione" in 8.384 ore di 827 giorni del periodo 2011-2019, quasi esclusivamente nell'area NAP-SPA-TEV. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è eminentemente il (livello del) fabbisogno in tutti gli anni eccetto il 2018. Nel 2018, infatti, l'indisponibilità dell'UP di TEVEROLA (REPOWER) è la causa della pivotalità in 1'606 su 1'916 ore.

Figura 32 – Pivotalità del gruppo **AXPO-TIRRENO POWER** nell'AreaStar CAM
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



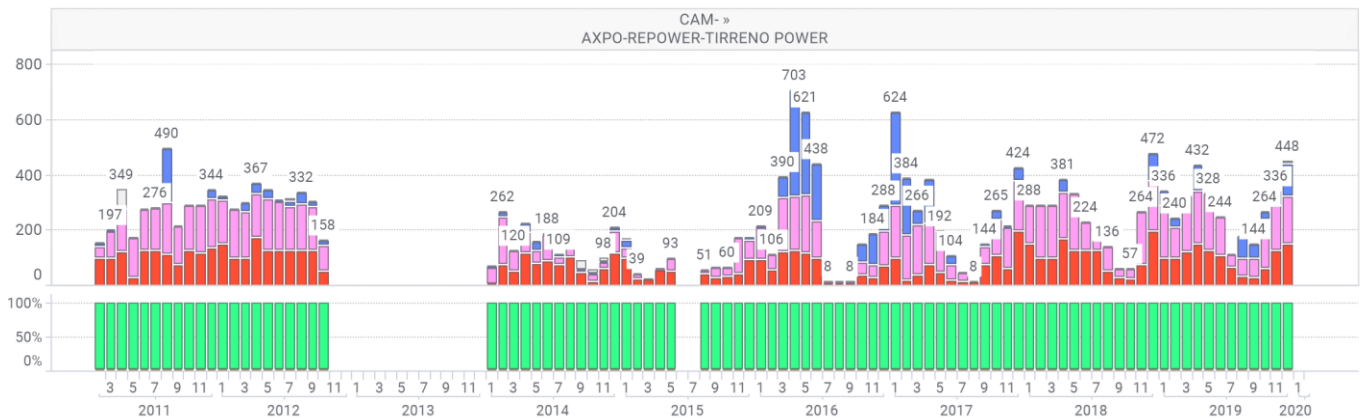
CAM		Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
AXPO + TIRRENO POWER	NAP-SPA-		-	-	-	-	-	9	-	12	-	21
	subtot. per	ore	-	-	-	-	-	9	-	12	-	21
	costruzione	gg	-	-	-	-	-	1	-	2	-	3
	APR-NAP-SPA-		-	-	-	4	-	-	-	-	8	12
	APR-NAP-SPA-TEV-		-	-	-	9	8	-	-	40	16	73
	NAP-SPA-TEV-		1'542	1'249	-	209	275	1'159	449	1'904	1'560	8'347
	subtot. non per	ore	1'542	1'249	-	222	283	1'159	449	1'904	1'576	8'384
	costruzione	gg	153	135	-	28	30	118	41	176	146	827
		ore	1'542	1'249	-	222	283	1'168	449	1'916	1'576	8'405
		ore (IND)	226	218	-	58	89	78	72	1'606	487	2'834
TOTALE AGGREGATO	gg	153	135	-	28	30	119	41	178	146	830	
	avg(max PIV)	1,1	1,0	-	1,0	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,1	
	avg (max NMIN)	1,9	1,8	-	1,8	1,7	2,2	1,9	1,2	1,7	1,7	

Essendo i gruppi AXPO-TIRRENO POWER e AXPO-REPOWER equidimensionali (3 UPE ciascuno), registrano lo stesso numero di ore di pivotalità nell'area NAP-SPA-TEV causate dal (livello del) fabbisogno. Tuttavia, il primo gruppo registra un numero di ore di pivotalità superiore al secondo a causa delle ore di indisponibilità dell'UP di TEVEROLA che è inclusa nel secondo ma non nel primo.

Gruppi di 3 operatori

L'ipotetico gruppo **AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER** è pivotale nell'AreaStar CAM in media per 1,3 UPE in 20'910 ore di 1'755 giorni del periodo 2011-2019. Tale ipotetico gruppo è pivotale (per costruzione) nell'area NAP-SPA-TEV in 20'754 ore e (non per costruzione) nell'area APR-NAP-SPA-TEV in 314 ore. La pivotalità media è 1,5 UPE nel 2011; da lì scende fino a 1,1 UPE nel 2014; da lì risale fino a 1,4 UPE nel 2016; poi riscende a 1,1 UPE nel biennio 2015-2016; risale infine a 1,3 UPE nel 2019. Come evidente in Figura 33, le ore di pivotalità sono eminentemente ore vuote sia di giorni festivi sia di giorni feriali.

Figura 33 – Pivotalità del gruppo **AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER** nell'AreaStar CAM
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



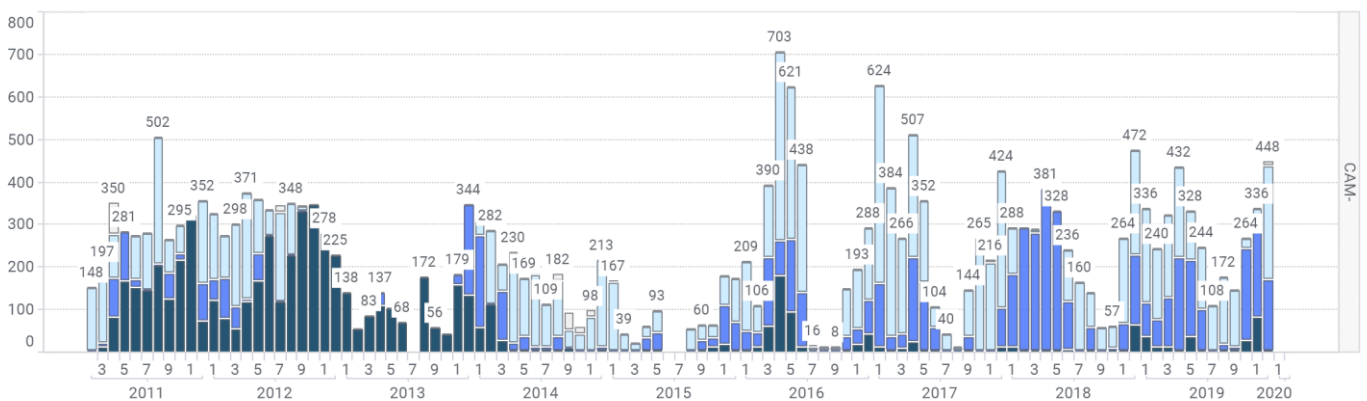
CAM	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT	
		NAP-SPA-TEV-	2'953	2'989	-	1'513	854	3'108	3'038	2'940	3'359	20'754
subtot. per costruzione	ore	2'953	2'989	-	1'513	854	3'108	3'038	2'940	3'359	20'754	
	gg	297	288	-	139	83	188	226	253	271	1745	
APR-NAP-SPA-TEV-		-	-	-	228	38	-	-	40	8	314	
subtot. non per costruzione	ore	-	-	-	228	38	-	-	40	8	314	
	gg				26	5			5	1	37	
AXPO + REPOWER + TIRRENO POWER		ore	2'953	2'989	-	1'645	878	3'108	3'038	2'940	3'359	20'910
	TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AGGREGATO	gg	297	288	-	148	84	188	226	253	271	1'755
		avg(max PIV)	1,5	1,3	-	1,1	1,2	1,4	1,1	1,1	1,3	1,3
		avg (max NMIN)	1,5	1,3	-	1,2	1,3	1,4	1,1	1,1	1,3	1,3

Se si confrontano le ore di pivotalità di 1 *UdD* (qualsiasi), di un ipotetico gruppo di 2 *UdD* (qualsiasi) e di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* (qualsiasi) sull'*AreaStar CAM*¹⁸³ con le ore di presenza dell'*AreaStar CAM*¹⁸⁴, emerge il seguente quadro (cfr. Figura 34):

- Nel periodo 2011-2019, l'*AreaStar CAM* è vulnerabile:
 - a gruppi di 3 *UdD* per la presenza dell'area NAP-SPA-TEV. L'area NAP-SPA-TEV - su cui il gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER è pivotale per costruzione - è la più frequente configurazione bidimensionale della Campania nel periodo 2011-2019, eccetto il 2013 in cui è assente;
 - a gruppi di 2 *UdD* imperniati sull'*UdD* di maggiori dimensioni (AXPO-REPOWER e AXPO-TIRRENO POWER) in quanto il fabbisogno medio dell'area NAP-SPA-TEV è superiore a 1 UPE in ciascun anno in cui l'area è presente e l'*UdD* di minori dimensioni (TIRRENO POWER o REPOWER) ha una capacità media pari o inferiore a 1 UPE;
 - a un singolo *UdD* per la presenza di un *UdD* di dimensioni maggiori dei concorrenti (AXPO) associata all'indisponibilità dei concorrenti o a livelli eccezionalmente alti di fabbisogno, specialmente negli anni 2011, 2013, 2016 e 2019.
- Nel periodo 2011-2014, l'*AreaStar CAM* è vulnerabile ad un singolo *UdD* (TIRRENO POWER) per la presenza dell'area NAP. Tale area praticamente scompare dopo il 2015.
- Nel triennio 2013-2015, fatta eccezione per la presenza dell'area NAP su cui TIRRENO POWER è pivotale per costruzione, l'*AreaStar CAM* è sovente sostituita dall'*AreaStar CAM-CAL* in cui l'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER non è mai pivotale (e tantomeno lo sono gli ipotetici gruppi AXPO-REPOWER e AXPO-TIRRENO POWER).

Figura 34 – Pivotalità aggregata nell'*AreaStar CAM*

Vedi Legenda 9



In merito all'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER è utile osservare quanto segue:

- È asimmetrico in termini di "capacità". AXPO è infatti dotato di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di SPARANISE mentre REPOWER e TIRRENO POWER sono dotate di 1 UPE ciascuna corrispondente alla rispettiva UP a ciclo combinato (TEVEROLA e NAPOLI LEVANTE). Nell'*AreaStar*

¹⁸³ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁸⁴ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

CAM, quindi, l'UdD maggiore (AXPO) ha una capacità pari a 2 volte quella dell'UdD minore (REPOWER o TIRRENO POWER).

- È comunque pressoché perfettamente simmetrico in termini di “costi” per UPE: le UP a ciclo combinato dei tre UdD hanno rendimenti simili e PMIN (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019¹⁸⁵) simili comprese fra i 163 MW dell'UP di TEVEROLA e i 184 MW dell'UP NAPOLI LEVANTE.

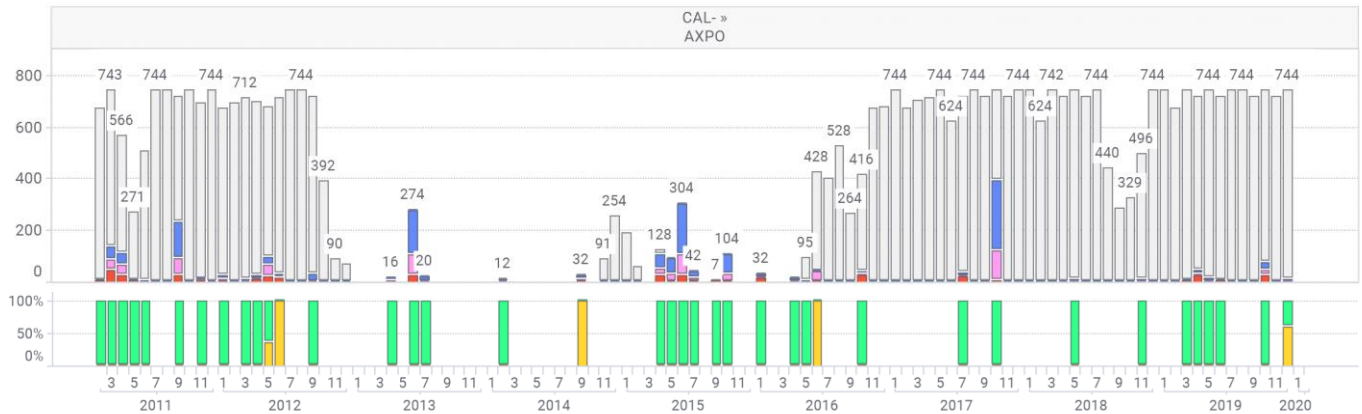
¹⁸⁵ ... omissis ...

III. CAL

Singoli operatori

AXPO è pivotale nell'AreaStar CAL in media per 1 UPE in 2'450 ore di 146 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 16 (2018) a un massimo di 653 (2015). Nella quasi totalità delle ore, AXPO è pivotale per costruzione nell'area RIZ. Come è evidente in Figura 35, le ore di pivotalità sono principalmente ore vuote e ore piene di giorni feriali.

Figura 35 – Pivotalità di AXPO nell'AreaStar CAL
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAL	AXPO	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		RIZ-	502	147	310	12	653	94	426	16	150	2'310
	subtot. per	ore	502	147	310	12	653	94	426	16	150	2'310
	costruzione	gg	28	14	15	1	33	6	21	2	11	131
	ALT-RIZ-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	24
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	-	-	-	-	-	40	-	-	-	-	40
	ALT-RIZ-SCA-SIM-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
	ALT-RIZ-SIM-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	63
	RIZ-ROS-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7
	subtot. non per	ore	7	63	-	24	-	40	-	-	6	140
	costruzione	gg	1	7	-	2	-	5	-	-	1	16
		ore	509	210	310	36	653	134	426	16	156	2'450
	TOTALE	ore (IND)	-	63	-	24	-	40	-	-	6	133
	AGGREGATO	gg	29	20	15	3	33	11	21	2	12	146
		avg(max PIV)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
		avg (max NMIN)	1,0	1,2	1,0	1,0	1,0	2,2	1,0	1,0	1,0	1,1

Gruppi di 2 operatori

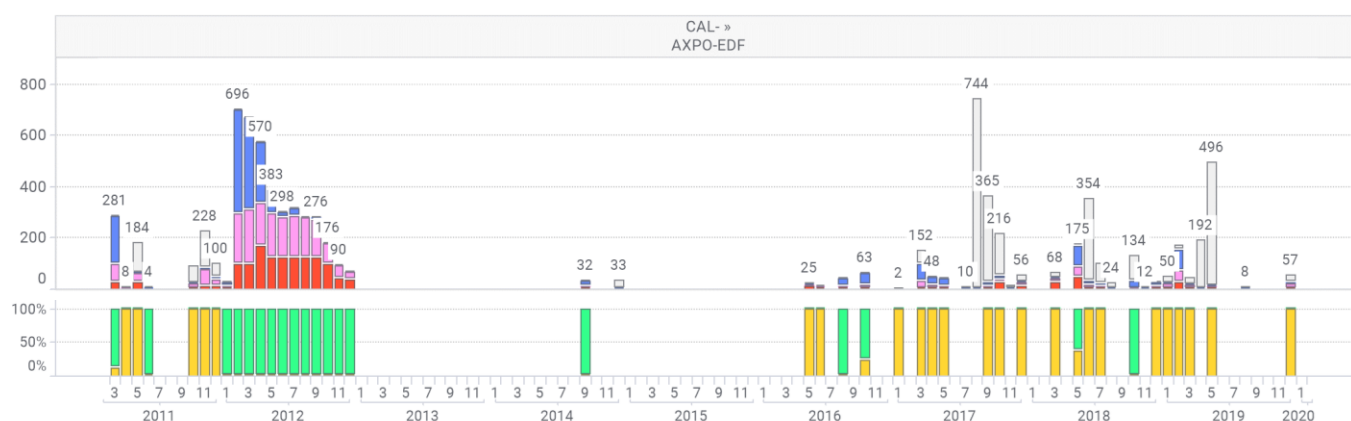
L'ipotetico gruppo **AXPO-EDF** è pivotale nell'AreaStar CAL in media per 1,1 UPE in 5'402 ore di 391 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2013 e 2015) a un massimo di 3'845 (2012). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE (2011, 2014, 2017 e 2018) e 1,7 UPE (2016).

In particolare, l'ipotetico gruppo AXPO-EDF è pivotale per costruzione nelle aree ALT-RIZ e ALT-RIZ-SIM in 4'304 ore di 308 giorni. La presenza di tali aree è concentrata eminentemente in tre anni: il 2011 in cui l'area ALT-RIZ è presente in 251 ore di 13 giorni; il 2012 in cui l'area ALT-RIZ-SIM è presente in 3'845 ore di 280 giorni; il 2018 in cui l'area ALT-RIZ-SIM è presente in 136 ore di 10 giorni.

L'ipotetico gruppo AXPO-EDF è altresì pivotale non per costruzione nelle aree ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM e RIZ-SCA-SIM in 1'034 ore di 78 giorni, di cui 27 nell'anno 2011 e i rimanenti 51 nel quadriennio 2016-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è quasi esclusivamente l'indisponibilità delle UP di ROSSANO (ENEL) e SCANDALE (A2A/ERGOSUD).

Figura 36 – Pivotalità del gruppo **AXPO-EDF** nell'AreaStar CAL

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAL AXPO + EDF	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
	ALT-RIZ-	247	-	-	32	-	16	-	-	-	-
ALT-RIZ-SIM-	4	3'845	-	-	-	24	-	136	-	-	4'009
subtot. per costruzione	ore	251	3'845	-	32	-	40	-	136	-	4'304
	gg	13	280	-	2	-	3	-	10	-	308
ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	-	-	-	-	-	-	-	184	-	24	208
ALT-RIZ-SCA-SIM-	230	-	-	-	-	88	100	196	194	-	808
RIZ-SCA-SIM-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
subtot. non per costruzione	ore	248	-	-	-	-	88	284	196	218	1'034
	gg	27	-	-	-	-	6	16	13	16	78
	ore	499	3'845	-	32	-	128	284	316	218	5'402
	ore (IND)	248	-	-	-	-	40	284	180	218	986
TOTALE AGGREGATO	gg	40	280	-	2	-	9	16	22	16	391
	avg(max PIV)	1,0	1,1	-	1,0	-	1,7	1,0	1,0	1,2	1,1
	avg (max NMN)	1,5	1,1	-	1,0	-	2,3	2,5	1,3	1,6	1,2

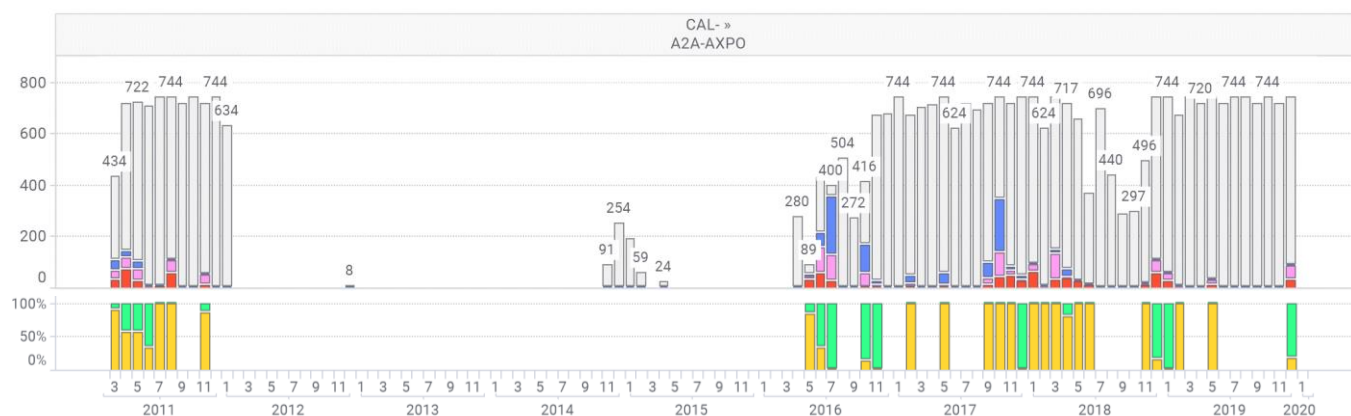
L'ipotetico gruppo **A2A-AXPO** (o AXPO-ERGOSUD)¹⁸⁶ è pivotale in media per 1,0 UPE in 2'649 ore di 187 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2012-2015) a un massimo di 805 (2016). La pivotalità media oscilla fra 0,9 UPE (2019) e 1,1 UPE (2016).

L'ipotetico gruppo **A2A-AXPO** (o AXPO-ERGOSUD) è pivotale "non per costruzione" eminentemente nelle aree ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM e ALT-RIZ-SCA-SIM nel 2011 e nel quadriennio 2016-2019. La causa preponderante della pivotalità è:

- il (livello del) fabbisogno nel 2016 e nel 2019;
- l'indisponibilità delle UP di ROSSANO (ENEL) e/o ALTOMONTE (EDF) e/o SIMERI CRICHI (EDF) nel 2011 e nel biennio 2017-2018.

Figura 37 - Pivotalità del gruppo **A2A-AXPO** nell'AreaStar **CAL**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAL	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		A2A + AXPO									
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	-	-	-	-	-	100	104	-	32	236
	ALT-RIZ-SCA-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	7
	ALT-RIZ-SCA-SIM-	300	-	-	-	-	705	560	467	148	2'180
	RIZ-SCA-SIM-	216	-	-	-	-	-	10	-	-	226
	ore	523	-	-	-	-	805	674	467	180	2'649
	ore (IND)	399	-	-	-	-	135	626	365	52	1'577
	gg	48	-	-	-	-	45	31	42	21	187
	avg(max PIV)	1,0	-	-	-	-	1,1	1,0	1,0	0,9	1,0
	avg (max NMIN)	1,8	-	-	-	-	3,0	2,1	2,2	2,8	2,4
	TOTALE AGGREGATO										

¹⁸⁶ Occorre osservare che l'impianto di SCANDALE risultava associato all'UdD Ergosud (OEERGSD) fino al 31/12/2017, mentre risulta associato all'UdD A2A (OEAEMAE) dal 01/01/2018 fino ad oggi.

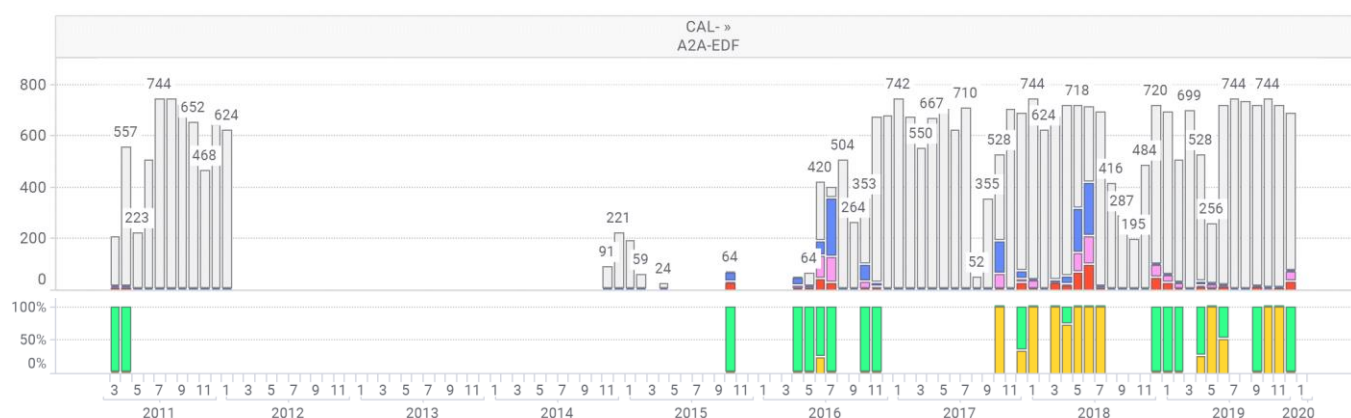
L'ipotetico gruppo **A2A-EDF** (o EDF-ERGOSUD)¹⁸⁷ è pivotale in media per 1,1 UPE in 2'253 ore di 142 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2012-2014) a un massimo di 954 (2018). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE (2011, 2015 e 2019) e 1,1 UPE (2016-2018).

L'ipotetico gruppo **A2A-EDF** (o EDF-ERGOSUD) è pivotale "non per costruzione" eminentemente nell'area ALT-RIZ-SCA-SIM nel 2011 e poi nel quadriennio 2016-2019. La causa preponderante della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- il (livello del) fabbisogno negli anni 2011, 2016 e 2019;
- l'indisponibilità delle UP di RIZZICONI (AXPO) nel biennio 2017-2018.

Figura 38 - Pivotalità del gruppo **A2A-EDF** nell'AreaStar **CAL**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAL			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
A2A + EDF	Area											
	ALT-SCA-SIM-	ore	-	-	-	-	-	-	-	-	64	64
	SCA-SIM-	ore	-	-	-	-	64	48	-	-	-	112
	subtot. per	ore	-	-	-	-	64	48	-	-	64	176
	costruzione	gg	-	-	-	-	3	3	-	-	6	12
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	ore	-	-	-	-	-	100	-	-	28	128
	ALT-RIZ-SCA-SIM-	ore	23	-	-	-	-	568	260	954	136	1'941
	ALT-ROS-SCA-SIM-	ore	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8
	subtot. non per	ore	23	-	-	-	-	668	260	954	172	2'077
	costruzione	gg	4	-	-	-	-	37	11	57	21	130
	ore	23	-	-	-	64	716	260	954	236	2'253	
TOTALE AGGREGATO	ore (IND)		-	-	-	-	-	46	212	844	44	1'146
	gg		4	-	-	-	3	40	11	57	27	142
	avg(max PIV)		1,0	-	-	-	1,0	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1
	avg (max NMN)		3,0	-	-	-	1,0	3,0	2,2	1,5	2,2	2,1

¹⁸⁷ Occorre osservare che l'impianto di SCANDALE risultava associato all'UdD Ergosud (OEERGSUD) fino al 31/12/2017, mentre risulta associato all'UdD A2A (OEAEMAE) dal 01/01/2018 fino ad oggi.

Gruppi di 3 operatori

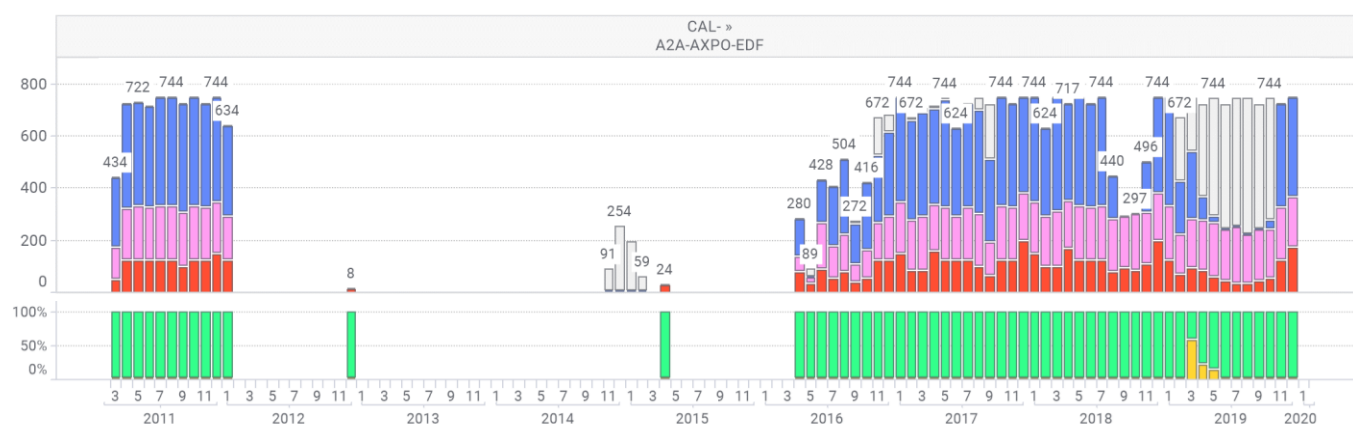
L'ipotetico gruppo **A2A-AXPO-EDF** (o AXPO-EDF-ERGOSUD)¹⁸⁸ è pivotale nell'AreaStar CAL in media per 1,3 UPE in 31'742 ore di 1'555 giorni del periodo 2011-2019.

Tale ipotetico gruppo è pivotale "per costruzione" eminentemente nelle aree RIZ-SCA-SIM e ALT-RIZ-SCA-SIM in 21'529 ore di 977 giorni concentrati in due periodi: il biennio 2011-2012 e il quadriennio 2016-2019. Tale ipotetico gruppo è altresì pivotale "non per costruzione" nell'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM in 10'221 ore di 580 giorni. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è comunque quasi sempre il (livello del) fabbisogno.

La pivotalità media è 1,3 UPE nel 2011; sale a 1,5 UPE nel 2012; da lì si azzerava nel triennio 2013-2015; risale fino a 1,8 UPE nel 2016; riscalda quindi fino a 1,2 UPE nel 2019.

Figura 39 - Pivotalità del gruppo A2A-AXPO-EDF nell'AreaStar CAL

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



CAL		Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
A2A + AXPO + EDF		ALT-RIZ-SCA-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
		ALT-RIZ-SCA-SIM-	5'973	624	-	-	24	1'081	2'540	7'299	2'640	20'181
		RIZ-SCA-SIM-	1'044	18	-	-	-	296	10	-	-	1'368
	subtot. per costruzione	ore	6'997	642	-	-	24	1'377	2'550	7'299	2'640	21'529
		gg	295	28	-	-	1	71	107	365	110	977
		ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	-	-	-	-	-	2'101	5'725	-	2'395	10'221
	subtot. non per costruzione	ore	-	-	-	-	-	2'101	5'725	-	2'395	10'221
		gg	-	-	-	-	-	95	244	-	241	580
		ore	6'997	642	-	-	24	3'470	8'275	7'299	5'035	31'742
	TOTALE AGGREGATO	ore (IND)	-	-	-	-	-	-	-	-	420	420
		gg	295	28	-	-	1	165	350	365	351	1'555
		avg(max PIV)	1,3	1,5	-	-	1,0	1,8	1,3	1,3	1,2	1,3
		avg (max NMİN)	1,3	1,5	-	-	1,0	2,3	2,0	1,3	1,6	1,6

¹⁸⁸ Occorre osservare che l'impianto di SCANDALE risultava associato all'UdD Ergosud (OEERGSUD) fino al 31/12/2017, mentre risulta associato all'UdD A2A (OEAEMAE) dal 01/01/2018 fino ad oggi.

SINTESI

Se si confrontano le ore di pivotalità di 1 *UdD* (qualsiasi), di un ipotetico gruppo di 2 *UdD* (qualsiasi) e di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* (qualsiasi) nell'*AreaStar* CAL¹⁸⁹ con le ore di presenza dell'*AreaStar* CAL¹⁹⁰, emerge il seguente quadro (cfr. Figura 40):

- Nel 2011, l'*AreaStar* CAL è vulnerabile a gruppi di 3 *UdD* per la presenza dell'area ALT-RIZ-SCA-SIM. Tale area - su cui il gruppo A2A-AXPO-EDF (o AXPO-EDF-ERGOSUD)¹⁹¹ è pivotale per costruzione - è la più frequente configurazione bidimensionale della Calabria del 2011 (Cfr. Capitolo 8.III).
- Nel 2012, l'*AreaStar* CAL è vulnerabile a gruppi di 2 *UdD* per la presenza dell'area ALT-RIZ-SIM. Tale area - su cui il gruppo AXPO-EDF è pivotale per costruzione - è la più frequente configurazione bidimensionale della Calabria del 2012.
- Nel periodo 2013-2015, l'*AreaStar* CAL è pressoché sistematicamente sostituita dall'*AreaStar* CAM-CAL in cui nessun ipotetico gruppo di 3 *UdD* è mai pivotale.
- Nel periodo 2016-2019, l'*AreaStar* CAL è vulnerabile a gruppi di 3 *UdD* per due ragioni:
 - la presenza dell'area ALT-RIZ-SCA-SIM rende pivotale per costruzione il gruppo A2A-AXPO-EDF (o AXPO-EDF-ERGOSUD);
 - la dismissione di alcune UP dell'impianto di ROSSANO (ENEL) riduce la concorrenza nell'area ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM; l'impianto di ROSSANO conta mediamente 4 UPE nel biennio 2011-2012, non oltre 1,3 UPE nel quadriennio 2014-2017 e non oltre 1,9 UPE nel 2019 (Tabella 24).

Tabella 24 – Numero medio di UP disponibili dell'impianto di Rossano rispetto al vincolo ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM

La tabella riporta, oltre alle variabili definite in Legenda 5, la media aritmetica del numero di UP disponibili al servizio di dispacciamento dell'impianto indicato (1° colonna) rispetto alle ore identificate nella riga soprastante [avg UP disp]; elaborazione ARERA su fonte [7], [13], [14]

Area / Impianto	variabile	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM	#ore Area	1'176	2'516		345	250	2'372	6'053		6'119	18'831
ROSSANO	#ore Disp Disp	100%	100%	-	100%	100%	90%	100%	-	100%	98%
	#ore Disp Ris	100%	100%	-	100%	100%	100%	100%	-	100%	100%
	avg UP disp	4,0	4,0	-	1,0	1,0	0,9	1,3	-	1,9	1,9

- L'*AreaStar* CAL è vulnerabile al singolo operatore AXPO nel periodo 2011-2019 in ciascuna ora in cui è presente l'area RIZ.

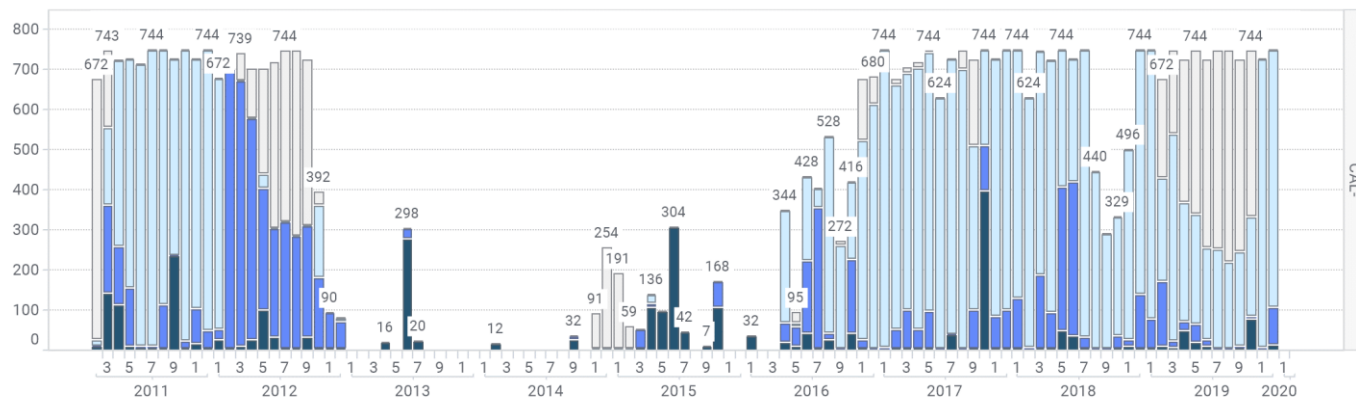
¹⁸⁹ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁹⁰ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁹¹ Occorre osservare che l'impianto di SCANDALE risultava associato all'*UdD* Ergosud (OEERGSD) fino al 31/12/2017, mentre risulta associato all'*UdD* A2A (OEAEMAE) dal 01/01/2018 fino ad oggi [23].

Figura 40 – Pivotalità aggregata dell'AreaStar CAL

Vedi Legenda 9



In merito all'ipotetico gruppo A2A-AXPO-EDF (o AXPO-EDF-ERGOSUD) è utile osservare quanto segue:

- È perfettamente simmetrico in termini di “capacità” poiché ogni *UdD* è dotato di 2 UPE corrispondenti a 2 UP a ciclo combinato.
- È solo leggermente asimmetrico in termini di costo per UPE poiché le UP a ciclo combinato dei tre *UdD* hanno rendimenti simili ma PMIN (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019¹⁹²) differenti:
 - 126/137 MW per ogni UP di SCANDALE (A2A/ERGOSUD);
 - 290 MW per l'UP di SIMERICRICHI (EDF) e 225 MW per l'UP di ALTOMONTE (EDF);
 - 150/151 MW per ogni UP di RIZZICONI (AXPO).

¹⁹² ... omissis ...

IV. FOG

Singoli operatori

A2A è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1 UPE in 318 ore di 29 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011, 2012, 2016 e 2017) a un massimo di 128 (2018). La pivotalità media sale da 1,0 UPE (2013-2015 e 2018) a 1,2 UPE (2019).

In particolare, A2A è pivotale per costruzione nell'area GIS in 188 ore di 12 giorni eminentemente concentrati nel biennio 2018-2019.

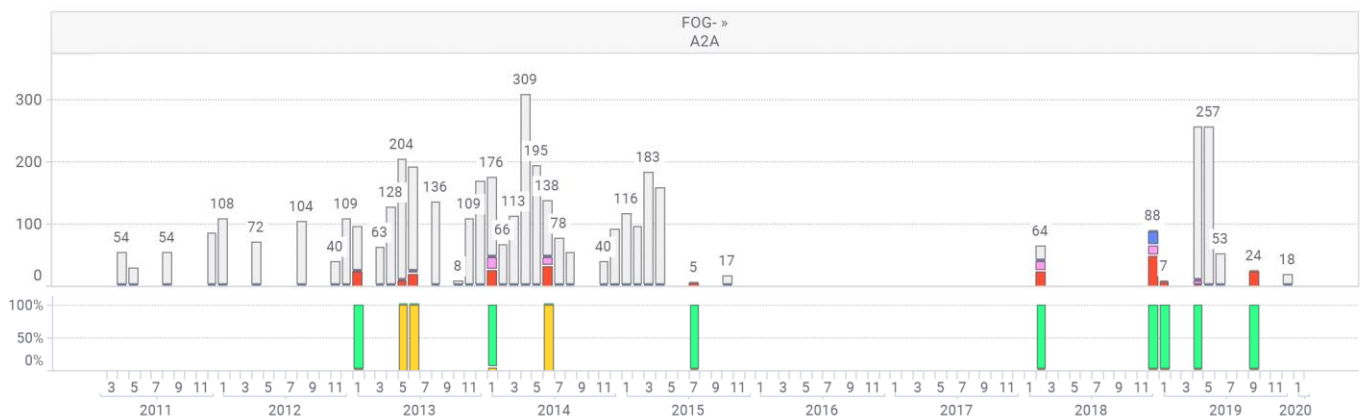
Inoltre, A2A è pivotale non per costruzione in ulteriori 130 ore di 17 giorni eminentemente concentrati nel biennio 2013-2014. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- per le 8 ore di pivotalità nell'area CAN-ENE-GIS-RAT, l'esistenza di un vincolo puntuale sull'impianto di GISSI¹⁹³;
- per le 43 ore di pivotalità nell'area GIS-RAT, il (livello del) fabbisogno;
- per le 79 ore di pivotalità nell'area ENE-GIS-RAT, l'indisponibilità dell'UP di RATINO (ALPIQ).

Come evidenziato in Figura 41, le ore di pivotalità sono prevalentemente ore vuote di giorni festivi.

Figura 41 – Pivotalità di A2A nell'AreaStar FOG

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
A2A	GIS-	-	-	24	-	5	-	-	120	39	188
	<i>subtot. per costruzione</i>	<i>ore</i>	-	-	24	-	5	-	120	39	188
		<i>gg</i>	-	-	1	-	1	-	7	3	12
	CAN-ENE-GIS-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
	ENE-GIS-RAT-	-	-	32	47	-	-	-	-	-	79
	GIS-RAT-	-	-	-	43	-	-	-	-	-	43
	<i>subtot. non per costruzione</i>	<i>ore</i>	-	-	32	90	-	-	8	-	130
		<i>gg</i>	-	-	4	12	-	-	1	-	17
		<i>ore</i>	-	-	56	90	5	-	128	39	318
		<i>ore (IND)</i>	-	-	32	47	-	-	-	-	79
	TOTALE AGGREGATO	<i>gg</i>	-	-	5	12	1	-	8	3	29
		<i>avg(max PIV)</i>	-	-	1,0	1,0	1,0	-	1,0	1,2	1,0
	<i>avg (max NMN)</i>	-	-	1,6	2,0	1,0	-	1,2	1,2	1,5	

¹⁹³ Come illustrato nel Cap. 7 questo vincolo S4 non è stato impostato disegnano l'area GIS in 8 ore - come nelle 188 ore di pivotalità per costruzione - bensì alterando il peso delle UP di GISSI e il fabbisogno dell'area CAN-ENE-GIS-RAT così da rendere l'impianto di GISSI pivotale.

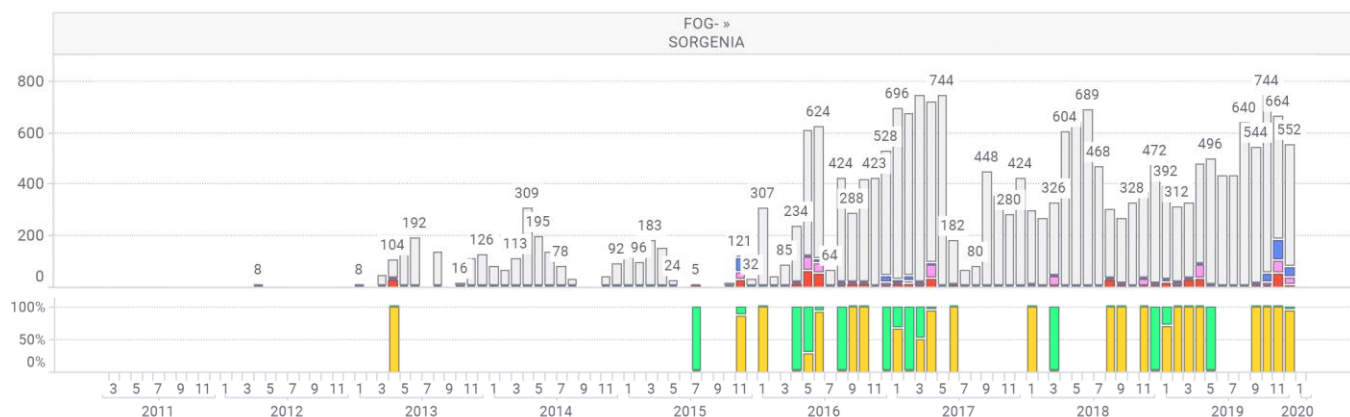
SORGENIA è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1 UPE in 1'259 ore di 114 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011, 2012, e 2014) a un massimo di 478 (2019). La pivotalità media sale da 1,0 UPE (2015-2018) a 1,1 UPE (2019).

In particolare, SORGENIA è pivotale per costruzione nell'area composta dall'unico impianto di ENERGIA MOLISE (ENE) in sole 12 ore. Limitatamente al periodo Novembre 2015 – Settembre 2017, SORGENIA è pivotale per costruzione anche nell'area ENE-GIS in virtù dell'accordo fra A2A e SORGENIA sull'impianto di GISSI, in base al quale SORGENIA ne detiene la gestione esclusiva.

SORGENIA è invece pivotale non per costruzione prevalentemente nelle aree CAN-ENE-MOD-RAT, CAN-ENE-RAT, ENE-GIS-RAT ed ENE-GIS in 1'254 ore di 113 giorni concentrati prevalentemente nel periodo 2016-2019. In 946 ore su 1'254, la causa della pivotalità è l'indisponibilità delle UP di CANDELA (EDF) e/o di GISSI (A2A) e/o di RATINO(ALPIQ). Come evidenziato in Figura 42, le ore di pivotalità sono prevalentemente ore vuote.

Figura 42 – Pivotalità di **SORGENIA** nell'AreaStar **FOG**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG	SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		ENE-	-	-	-	-	5	-	-	-	7	12
	subtot. per	ore	-	-	-	-	5	-	-	-	7	12
	costruzione	gg	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2
	CAN-ENE-RAT-	-	-	-	-	-	153	92	-	-	-	245
	ENE-GIS-RAT-	-	-	32	-	93	2	5	-	-	-	132
	CAN-MOD-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7
	ENE-GIS-	-	-	-	-	16	-	34	-	72	-	122
	CAN-ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	161	36	122	406	725
	APR-CAN-ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
	CAN-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
	ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	14
	subtot. non per	ore	-	-	32	-	109	330	175	130	478	1'254
	costruzione	gg	-	-	2	-	6	31	19	16	39	113
		ore	-	-	32	-	114	330	175	130	478	1'259
	TOTALE	ore (IND)	-	-	32	-	93	164	112	82	463	946
	AGGREGATO	gg	-	-	2	-	7	31	19	16	39	114
		avg(max PIV)	-	-	1,0	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0
		avg (max NMIN)	-	-	1,0	-	1,0	2,5	1,9	2,0	1,3	1,7

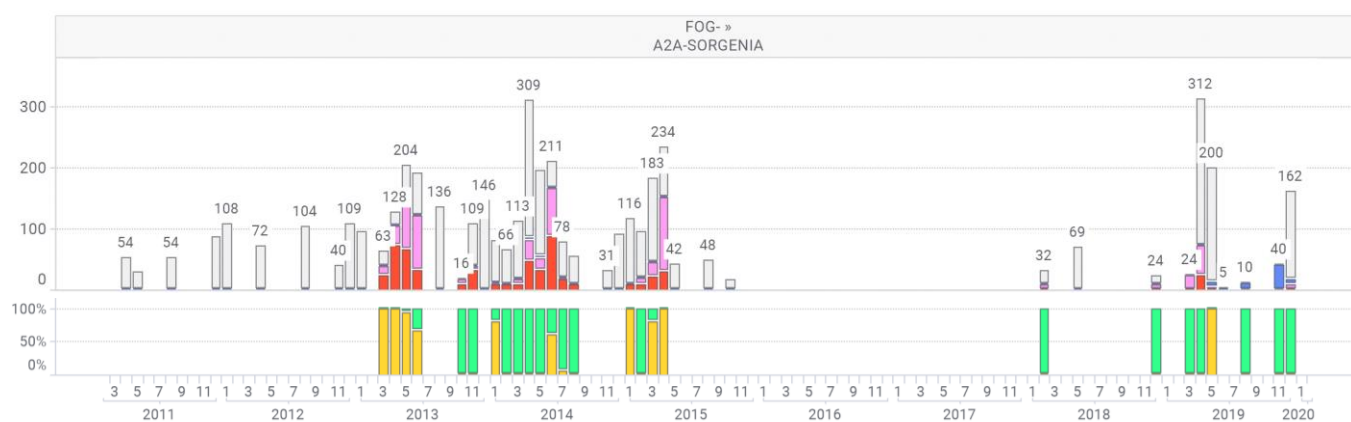
Gruppi di 2 operatori

L'ipotetico gruppo **A2A-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1,1 UPE in 1'252 ore di 134 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2012 e 2016-2017) a un massimo di 471 (2013). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE (2015 e 2019) e 1,5 UPE (2018).

In particolare, l'ipotetico gruppo A2A-SORGENIA è pivotale per costruzione nell'area ENE-GIS in 162 ore di 18 giorni quasi esclusivamente concentrati nel biennio 2018-2019.

L'ipotetico gruppo A2A-SORGENIA è invece pivotale non per costruzione prevalentemente nell'area ENE-GIS-RAT in 1'090 ore di 116 giorni quasi esclusivamente concentrati nel triennio 2013-2015. La causa eminente della pivotalità è l'indisponibilità dell'UP di RATINO (ALPIQ) in 686 ore su 1'090. Come evidenziato in Figura 43, le ore di pivotalità sono quasi esclusivamente ore vuote di giorni festivi o feriali.

Figura 43 – Pivotalità del gruppo **A2A-SORGENIA** nell'AreaStar FOG
Vedi Legenda 7 e Legenda 8

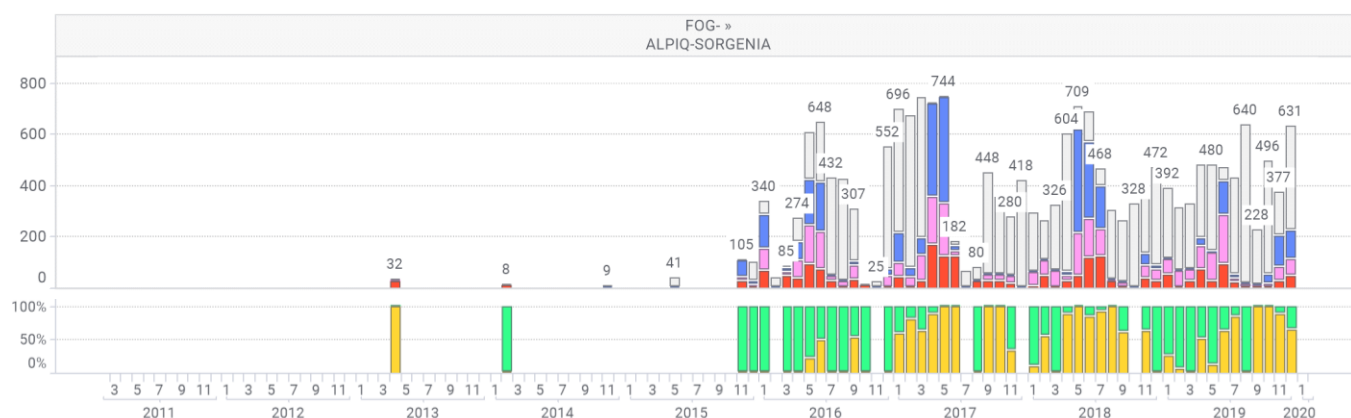


FOG	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		A2A + SORGENIA	ENE-GIS-	-	-	8	-	-	-	-	8
	subtot. per ore	-	-	8	-	-	-	-	8	146	162
	costruzione gg	-	-	1	-	-	-	-	1	16	18
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	12
	CAN-ENE-GIS-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
	ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	55	8	-	-	-	-	63
	ENE-GIS-RAT-	-	-	463	312	214	-	-	-	18	1'007
	subtot. non per ore	-	-	463	367	222	-	-	8	30	1'090
	costruzione gg	-	-	45	38	29	-	-	1	3	116
	ore	-	-	471	367	222	-	-	16	176	1'252
	ore (IND)	-	-	369	111	194	-	-	-	12	686
TOTALE AGGREGATO	gg	-	-	46	38	29	-	-	2	19	134
	avg(max PIV)	-	-	1,1	1,1	1,0	-	-	1,5	1,0	1,1
	avg (max NMN)	-	-	1,2	1,7	1,1	-	-	2,5	1,2	1,3

L'ipotetico gruppo **ALPIQ-SORGENIA** è pivotale in media per 1,1 UPE in 7'779 ore di 478 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011 e 2012) a un massimo di 2'284 (2017). La pivotalità media sale da 1,0 UPE (2013-2015) a 1,1 UPE (2016-2019). In particolare, l'ipotetico gruppo ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione nelle aree ENE-RAT e ENE-MOD-RAT in 256 ore di 12 giorni concentrati nel biennio 2018-2019. Limitatamente al periodo Novembre 2015 – Settembre 2017, l'ipotetico gruppo ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione anche nelle aree ENE-GIS-RAT e GIS-RAT in virtù dell'accordo fra A2A e SORGENIA sull'impianto di GISSI, in base al quale SORGENIA ne detiene la gestione esclusiva. L'ipotetico gruppo ALPIQ-SORGENIA è altresì pivotale non per costruzione prevalentemente nelle aree CAN-ENE-MOD-RAT, CAN-ENE-RAT, CAN-MOD-RAT e ENE-GIS-RAT in 7'537 ore di 469 giorni concentrati nel periodo 2016-2019. La causa della pivotalità è l'indisponibilità delle UP di CANDELA (EDF) e/o di GISSI (A2A) in 4'889 ore su 7'537.

Come mostrato in Figura 44, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 44 – Pivotalità del gruppo **ALPIQ-SORGENIA** nell'AreaStar **FOG**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8

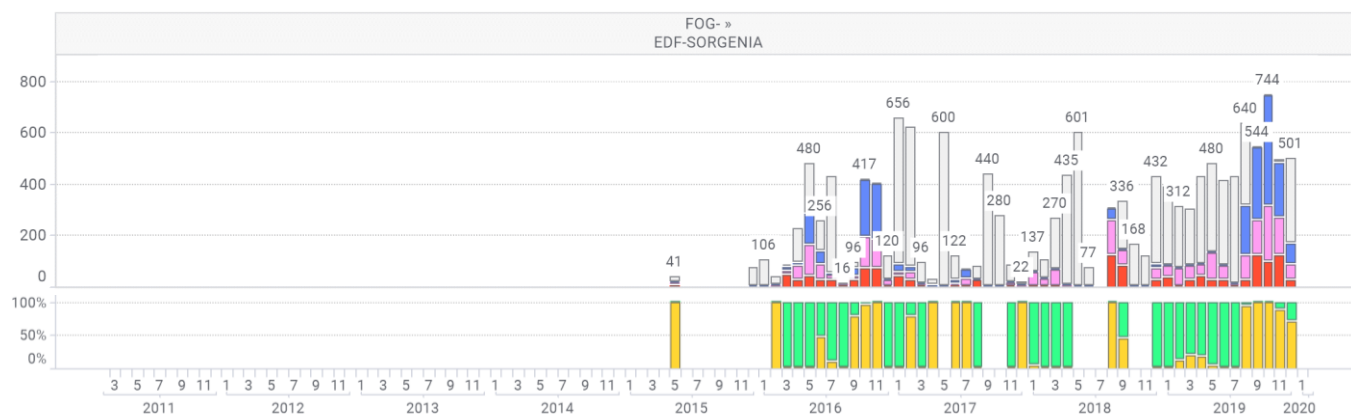


FOG	ALPIQ + SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	24	-	112	-	136
ENE-RAT-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	112	120	
subtot. per		ore	-	-	-	8	-	24	-	112	112	256
costruzione		gg	-	-	-	1	-	1	-	5	5	12
APR-CAN-ENE-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	40	-	-	32	72
CAN-ENE-GIS-RAT-		-	-	-	-	-	-	47	-	-	-	47
CAN-ENE-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	643	1'235	1'869	1'384	5'131
CAN-ENE-RAT-		-	-	-	-	-	-	550	1'065	176	-	1'791
CAN-GIS-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8
CAN-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	-	-	80	32	112
ENE-GIS-RAT-		-	-	32	-	129	248	5	-	-	133	547
GIS-RAT-		-	-	-	-	-	96	-	-	-	-	96
subtot. non per		ore	-	-	32	-	129	1'594	2'284	2'046	1'488	7'573
costruzione		gg	-	-	2	-	7	101	117	126	116	469
		ore	-	-	32	8	129	1'618	2'284	2'148	1'560	7'779
		ore (IND)	-	-	32	-	-	341	1'967	1'709	840	4'889
TOTALE		gg	-	-	2	1	7	102	117	130	119	478
AGGREGATO		avg(max PIV)	-	-	1,0	1,0	1,0	1,2	1,1	1,0	1,1	1,1
		avg(max NMIN)	-	-	1,0	1,0	1,0	1,7	1,1	1,2	1,4	1,3

L'ipotetico gruppo **EDF-SORGENIA** è pivotale in media per 1,1 UPE in 5'375 ore di 341 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2014) a un massimo di 2'787 (2019). La pivotalità media oscilla fra 1,0 (2015 e 2019) e 1,1 UPE (2016-2018).

In particolare, l'ipotetico gruppo EDF-SORGENIA è pivotale per costruzione nelle aree CAN-MOD e CAN-ENE-MOD nel biennio 2018-19. L'ipotetico gruppo EDF-SORGENIA è altresì pivotale non per costruzione prevalentemente nelle aree CAN-ENE-MOD-RAT e CAN-ENE-RAT in 5'263 ore di 331 giorni quasi esclusivamente concentrati nel periodo 2016-2019. La causa eminente della pivotalità è l'indisponibilità dell'UP di RATINO (ALPIQ), in 3'641 ore su 5'263. Come mostrato in Figura 45, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

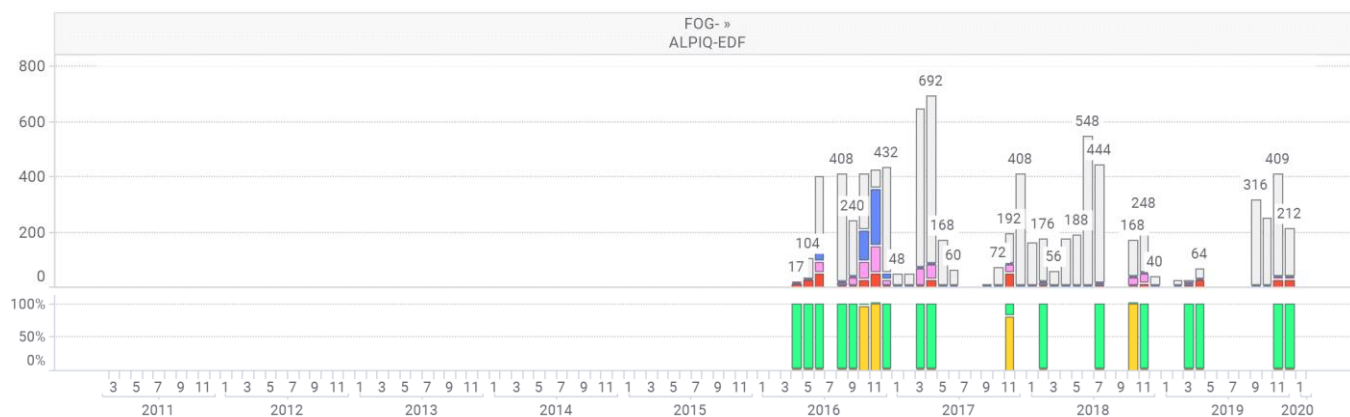
Figura 45 – Pivotalità del gruppo **EDF-SORGENIA** nell'AreaStar **FOG**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG	EDF + SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		CAN-ENE-MOD-	-	-	-	-	-	-	-	-	72	-
CAN-MOD-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	47
subtot. per costruzione		ore	-	-	-	-	-	-	-	72	47	119
		gg	-	-	-	-	-	-	-	5	6	11
APR-CAN-ENE-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	45	-	-	20	65
CAN-ENE-GIS-RAT-		-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	24
CAN-ENE-MOD-RAT-		-	-	-	-	14	891	295	624	2'727	-	4'551
CAN-ENE-RAT-		-	-	-	-	-	623	10	1	-	-	634
CAN-GIS-MOD-RAT-		-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
subtot. non per costruzione		ore	-	-	-	14	1'564	313	625	2'747	-	5'263
		gg	-	-	-	2	90	23	58	158	-	331
		ore	-	-	-	14	1'564	313	697	2'787	-	5'375
		ore (IND)	-	-	-	14	929	161	370	2'167	-	3'641
TOTALE AGGREGATO		gg	-	-	-	2	90	23	63	163	-	341
		avg(max PIV)	-	-	-	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1
		avg (max NMIN)	-	-	-	1,0	1,5	1,6	1,4	1,4	1,2	1,3

L'ipotetico gruppo **ALPIQ-EDF** è pivotale in media per 1 UPE in 1'241 ore di 87 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2015) a un massimo di 817 (2016). In particolare, l'ipotetico gruppo ALPIQ-EDF è pivotale non per costruzione nelle aree CAN-ENE-MOD-RAT e CAN-ENE-RAT nel periodo 2016-2019. La causa della pivotalità è l'indisponibilità delle UP di MODUGNO e/o di ENERGIA MOLISE (SORGENIA) in 640 ore su 1.241. Come mostrato in Figura 46, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 46 – Pivotalità del gruppo **ALPIQ-EDF** nell'AreaStar **FOG**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG	ALPIQ + EDF	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		CAN-ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	8	8	56	64	136
CAN-ENE-RAT-	-	-	-	-	-	809	216	48	-	1'073		
CAN-GIS-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
CAN-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	32		
		ore	-	-	-	-	-	817	224	104	96	1'241
		ore (IND)	-	-	-	-	-	544	64	32	-	640
TOTALE AGGREGATO		gg	-	-	-	-	-	46	22	13	6	87
		avg(max PIV)	-	-	-	-	-	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
		avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	1,4	1,7	1,7	2,0	1,5

Gruppi di 3 operatori

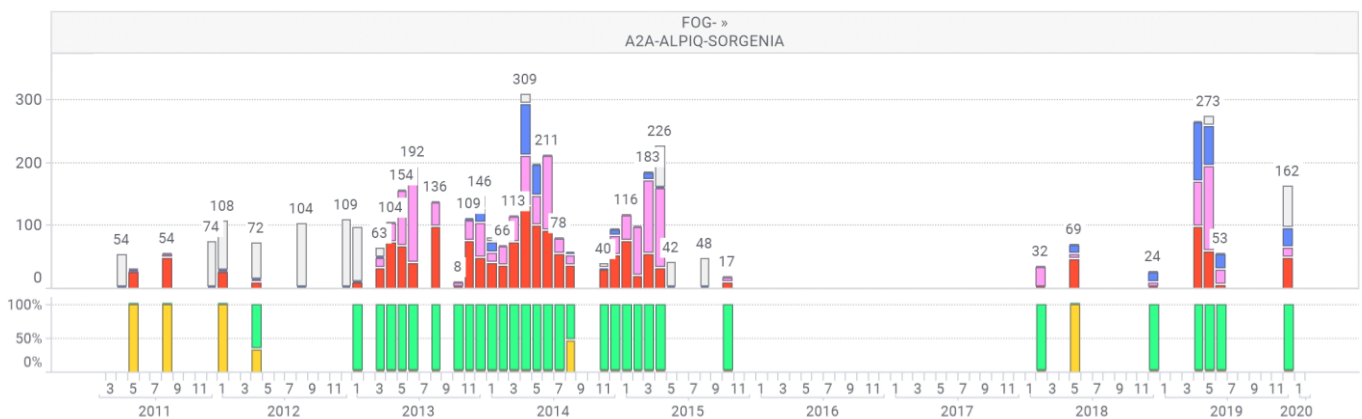
L'ipotetico gruppo **A2A-ALPIQ-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1,1 UPE in 3'572 ore di 299 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2016-2017) a un massimo di 1'206 (2014). La pivotalità oscilla fra 1,0 UPE (2011, 2012, 2015 e 2019) e 1,2 UPE (2014). In particolare, l'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione nelle aree ENE-GIS-RAT e ENE-GIS-MOD-RAT in 3'219 ore di 274 giorni quasi esclusivamente concentrati nel triennio 2013-2015 e nell'anno 2019. Lo stesso ipotetico gruppo è pivotale non per costruzione nelle aree CAN-ENE-GIS-RAT e CAN-ENE-GIS-MOD-RAT in 721 ore di 45 giorni prevalentemente concentrati nel biennio 2011-2012 e nel biennio 2018-2019. La causa prevalente della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- l'indisponibilità dell'UP di CANDELA nel biennio 2011-2012;
- il (livello del) fabbisogno nel biennio 2018-2019.

Come mostrato in figura, le ore di pivotalità sono prevalentemente ore vuote di giorni festivi o non festivi.

Figura 47 – Pivotalità del gruppo **A2A-ALPIQ-SORGENIA** nell'AreaStar **FOG**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG	Area	2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 TOT										
		A2A + ALPIQ + SORGENIA	ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	73	8	-	-	-	-
	ENE-GIS-RAT-	-	8	884	1'108	562	-	-	-	576	3'138	
	<i>subtot. per costruzione</i>	<i>ore</i>	-	8	884	1'181	570	-	-	576	3'219	
		<i>gg</i>	-	1	79	92	66	-	-	36	274	
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	93	460	553		
	CAN-ENE-GIS-RAT-	81	30	-	25	-	-	32	-	168		
	<i>subtot. non per costruzione</i>	<i>ore</i>	81	30	-	25	-	-	125	460	721	
		<i>gg</i>	5	3	-	3	-	-	8	26	45	
		ore	81	38	884	1'206	570	-	-	125	668	3'572
		<i>ore (IND)</i>	81	30	-	25	-	-	-	69	-	205
		gg	5	4	79	95	66	-	-	8	42	299
	<i>avg(max PIV)</i>	1,0	1,0	1,1	1,2	1,0	-	-	1,1	1,0	1,1	
	<i>avg (max NMIN)</i>	1,0	1,0	1,1	1,2	1,0	-	-	1,6	1,7	1,3	
	TOTALE AGGREGATO											

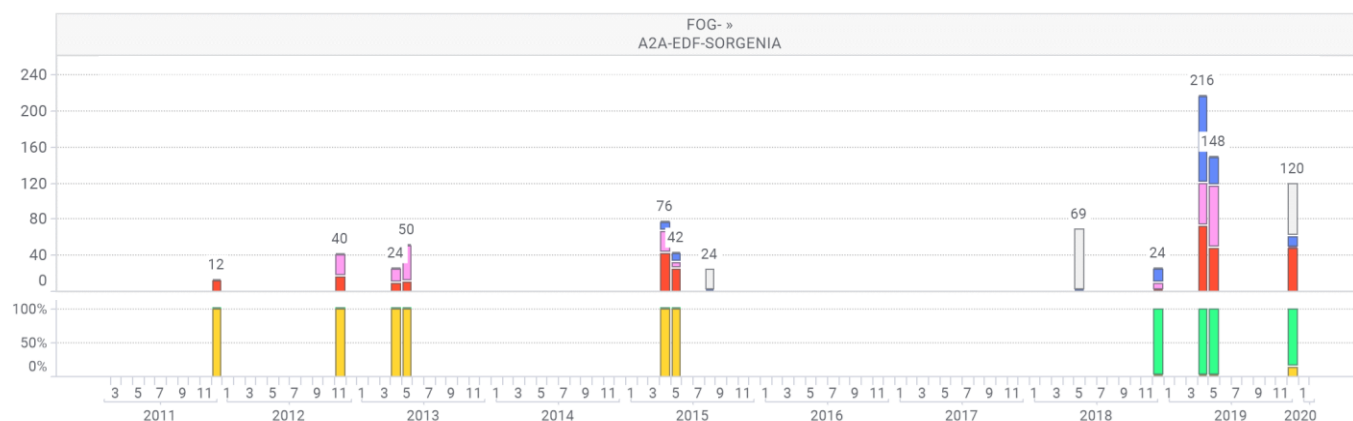
L'ipotetico gruppo **A2A-EDF-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1 UPE in 692 ore di 47 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2014 e 2016-2017) a un massimo di 424 (2019). L'ipotetico gruppo A2A-EDF-SORGENIA è pivotale non per costruzione nelle aree CAN-ENE-GIS-RAT e CAN-ENE-GIS-MOD-RAT in 692 ore di 47 giorni distribuiti fra il triennio 2011-2013, l'anno 2015 e il biennio 2018-2019. La causa della pivotalità in questo sottoinsieme di ore è:

- l'indisponibilità dell'UP di RATINO nel 100% delle ore del triennio 2011-2013 e dell'anno 2015;
- il (livello del) fabbisogno in quasi il 100% delle ore del biennio 2018-2019.

Come mostrato in figura, le ore di pivotalità sono prevalentemente ore vuote di giorni festivi o non festivi.

Figura 48 – Pivotalità del gruppo **A2A-EDF-SORGENIA** dell'AreaStar **FOG**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8

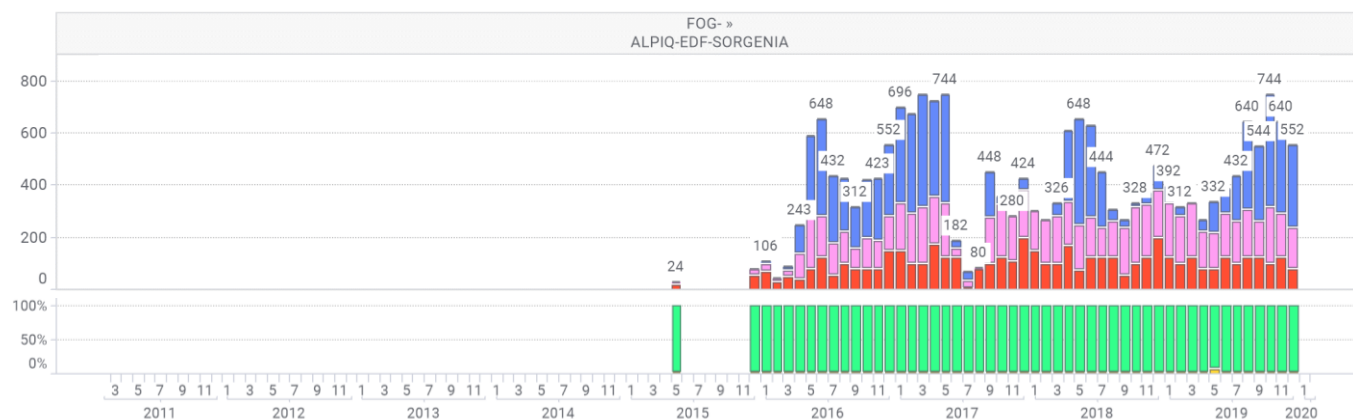


FOG	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	110	-	-	24	424
CAN-ENE-GIS-RAT-	12	40	74	-	8	-	-	-	-	134	
A2A + EDF + SORGENIA	ore	12	40	74	-	118	-	-	24	424	692
	<i>ore (IND)</i>	12	40	74	-	118	-	-	-	8	252
TOTALE AGGREGATO	gg	1	5	9	-	7	-	-	1	24	47
	avg(max PIV)	1,0	1,0	1,0	-	1,0	-	-	1,0	1,0	1,0
	avg (max NMIN)	1,0	1,0	1,0	-	1,0	-	-	2,0	2,0	1,6

L'ipotetico gruppo **ALPIQ-EDF-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar FOG in media per 1,1 UPE in 20'276 ore di 1'130 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2014) a un massimo di 5'563 (2019). La pivotalità media sale da 1,0 (2015) a 1,1 (2017-2019). L'ipotetico gruppo ALPIQ-EDF-SORGENIA è pivotale per costruzione prevalentemente nelle aree CAN-ENE-MOD-RAT e CAN-ENE-RAT nel periodo 2015-2019. Come mostrato in Figura 49, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 49 – Pivotalità del gruppo **ALPIQ-EDF-SORGENIA** nell'AreaStar FOG

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



FOG		Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
ALPQ + EDF + SORGENIA		APR-CAN-ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
		CAN-ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	32	1'581	3'270	4'250	5'455	14'588
		CAN-ENE-RAT-	-	-	-	-	-	2'216	2'159	716	24	5'115
		CAN-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	80	88	168
		subtot. per ore	-	-	-	-	32	3'770	5'405	4'943	5'543	19'693
		costruzione gg	-	-	-	-	3	178	282	323	314	1'100
		CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	8	352	-	-	36	396
		CAN-ENE-GIS-RAT-	-	-	-	-	59	135	-	-	-	194
		CAN-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8
		CAN-GIS-RAT-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
	subtot. non per ore	-	-	-	-	67	496	8	-	36	607	
	costruzione gg	-	-	-	-	5	24	1	-	3	33	
	ore	-	-	-	-	99	4'266	5'405	4'943	5'563	20'276	
	ore (IND)	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	
TOTALE	gg	-	-	-	-	8	202	282	323	315	1'130	
AGGREGATO	avg(max PIV)	-	-	-	-	1,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	
	avg (max NMIN)	-	-	-	-	1,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	

Se si confrontano le ore di pivotalità di 1 *UdD* (qualsiasi), di un ipotetico gruppo di 2 *UdD* (qualsiasi) e di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* (qualsiasi) sull'*AreaStar* FOG¹⁹⁴ con le ore di presenza dell'*AreaStar* FOG¹⁹⁵, emerge il seguente quadro (cfr. Figura 50):

- nel biennio 2011-2012, l'*AreaStar* FOG è vulnerabile a gruppi di 3 *UdD* solo in caso di indisponibilità di uno dei quattro *UdD* presenti nell'area (A2A, ALPIQ, EDF E SORGENIA) in quanto l'area CAN-ENE-GIS-RAT è la principale configurazione bidimensionale di Foggia. Tale configurazione corrisponde all'*AreaStar* FOGN (Foggia Nord) menzionata al Capitolo 7;
- nel triennio 2013-2015, l'*AreaStar* FOG è vulnerabile a:
 - gruppi di 3 *UdD* per la presenza dell'area ENE-GIS-RAT. L'area ENE-GIS-RAT – su cui l'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione – è la principale configurazione bidimensionale di Foggia. Tale configurazione corrisponde all'*AreaStar* FOGN (Foggia Nord) menzionata al Capitolo 7;
 - gruppi di 2 *UdD* per tre differenti ragioni:
 - il fabbisogno medio dell'area ENE-GIS-RAT è superiore a 1 UPE mentre sia la capacità media di ENERGIA MOLISE (SORGENIA) sia la capacità media di RATINO (A2A) sono inferiori a 1 UPE. Ciò rende pivotali gli ipotetici gruppi A2A-ALPIQ e A2A-SORGENIA;
 - l'area GIS-RAT – su cui l'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ è pivotale per costruzione – è presente seppure in un numero limitato di ore;
 - la "titolarità" di GISSI passa da A2A a SORGENIA verso la fine del 2015 e ciò rende il gruppo ALPIQ-SORGENIA pivotale per costruzione nell'area ENE-GIS-RAT.
 - singoli *UdD* poiché la congiunta indisponibilità delle UP di GISSI e RATINO rende talora pivotale SORGENIA e la congiunta indisponibilità delle UP di ENERGIA MOLISE e RATINO rende talora pivotale A2A.
- nel periodo 2016-2019, l'*AreaStar* FOG è vulnerabile a:
 - gruppi di 3 *UdD* per due ragioni:
 - la presenza delle aree CAN-ENE-RAT e CAN-ENE-MOD-RAT. Tali aree – su cui l'ipotetico gruppo ALPIQ-EDF-SORGENIA è pivotale per costruzione – rappresentano le configurazioni bidimensionale più frequenti di Foggia nel periodo 2016-2019. Tali configurazioni corrispondono all'*AreaStar* FOGS (Foggia Sud) menzionata al Capitolo 7;
 - la presenza dell'area ENE-GIS-RAT - su cui l'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione - nel 2019.
 - gruppi di 2 *UdD* per due ragioni:
 - il fabbisogno medio delle aree CAN-ENE-RAT e CAN-ENE-MOD-RAT è superiore a 1 mentre sia la capacità media di ALPIQ (RATINO) sia la capacità media di EDF (CANDELA) è inferiore a 1 UPE: ciò rende pivotali gli ipotetici gruppi EDF-SORGENIA e ALPIQ-SORGENIA;

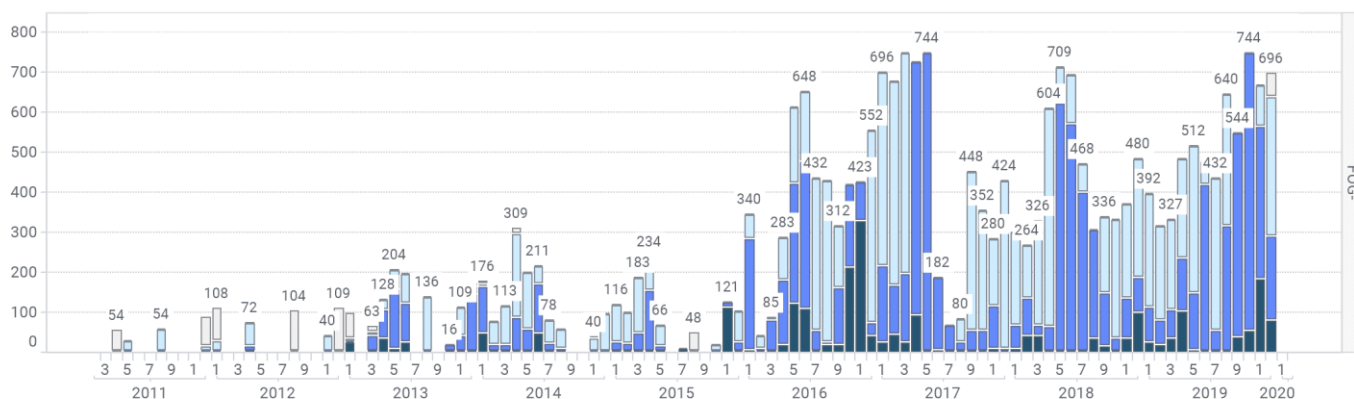
¹⁹⁴ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

¹⁹⁵ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

- la presenza delle aree ENE-GIS - su cui l'ipotetico gruppo A2A-SORGENIA è pivotale per costruzione – ed ENE-RAT - su cui l'ipotetico gruppo ALPIQ-SORGENIA è pivotale per costruzione - nel 2019;
- singoli *UdD* per due ragioni:
 - la presenza dell'area GIS - su cui A2A è pivotale per costruzione - nel biennio 2018-2019;
 - il fabbisogno dell'area CAN-ENE-MOD-RAT registra delle punte di 3 UPE mentre la capacità massima sia di ALPIQ (RATINO) sia di EDF (CANDELA) è pari a 1 UPE (ciò rende pivotale SORGENIA): ciò rende pivotale SORGENIA. Le periodiche indisponibilità delle UPE dell'area accentuano il fenomeno e rendono pivotali – con minore frequenza - anche ALPIQ ed EDF.

Figura 50 – Pivotalità aggregata nell'AreaStar FOG

Vedi Legenda 9



Come già evidenziato nel Cap. 8, l'AreaStar FOG è in realtà l'aggregazione impropria di due differenti cluster volti a risolvere due distinte criticità localizzate rispettivamente a nord e a sud di Foggia. La criticità a nord "produce" l'area ENE-GIS-RAT - che ingloba gli impianti di ENERGIA MOLISE, GISSI e RATINO – o, eventualmente, l'area CAN-ENE-GIS-RAT - che ingloba gli impianti di CANDELA, ENERGIA MOLISE, GISSI e RATINO -. La criticità a sud "produce" invece l'area CAN-ENE-MOD-RAT - che ingloba gli impianti di CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO e RATINO – o, eventualmente, l'area baricentrica CAN-ENE-RAT - che ingloba gli impianti di CANDELA, ENERGIA MOLISE e RATINO -. Potremmo quindi ragionevolmente distinguere un'AreaStar FOGN e un'AreaStar FOGS. L'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA può monopolizzare la prima mentre l'ipotetico gruppo ALPIQ-EDF-SORGENIA può monopolizzare la seconda.

Con riferimento all'ipotetico gruppo A2A-ALPIQ-SORGENIA, è utile osservare quanto segue:

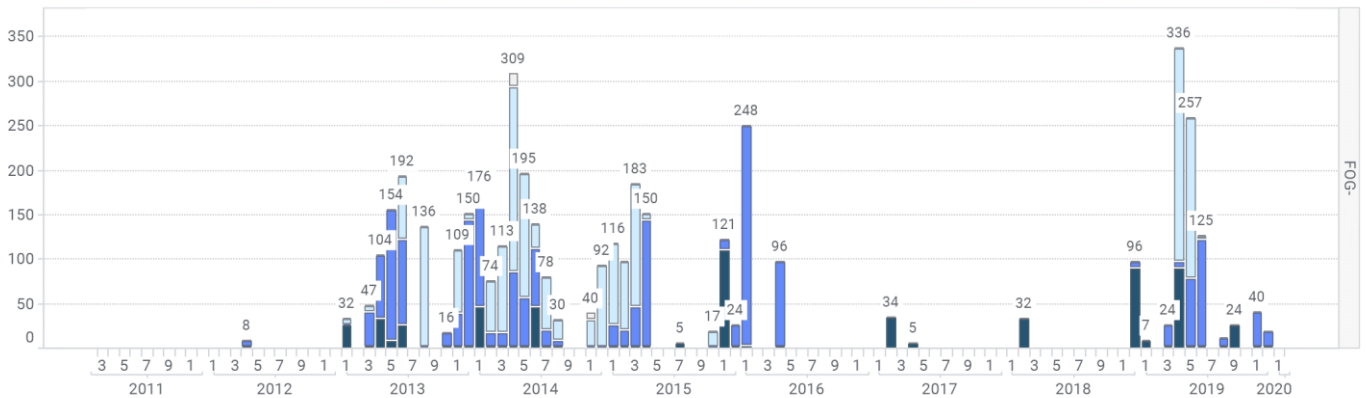
- È asimmetrico in termini di "capacità": A2A è dotata di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di GISSI; ALPIQ è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo combinato di RATINO; SORGENIA è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo combinato di ENERGIA MOLISE. L'asimmetria è analoga a quella dell'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER in Campania.

- È solo leggermente asimmetrico in termini di costo per UPE poiché le UP a ciclo combinato dei tre *UdD* hanno rendimenti simili ma PMIN (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019¹⁹⁶) differenti:
 - 107 MW per l'UP di RATINO (ALPIQ);
 - 74 MW per l'UP di GISSI_1 (A2A) e 75 MW per l'UP di GISSI_2 (A2A);
 - 222 MW per l'UP di ENERGIA MOLISE (SORGENIA).

Con riferimento all'ipotetico gruppo ALPIQ-EDF-SORGENIA, è utile osservare quanto segue:

- È asimmetrico in termini di "capacità": SORGENIA è dotata di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di ENERGIA MOLISE e MODUGNO; ALPIQ è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo combinato di RATINO; EDF è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo combinato di CANDELA. L'asimmetria è analoga a quella dell'ipotetico gruppo AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER in Campania.
- È solo leggermente asimmetrico in termini di costo per UPE poiché le UP a ciclo combinato dei tre *UdD* hanno rendimenti simili ma PMIN (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019¹⁹⁷) differenti:
 - 107 MW per l'UP di RATINO (ALPIQ);
 - 234 MW per l'UP di CANDELA (EDF);
 - 220 MW per l'UP di MODUGNO (SORGENIA) e 222 MW per l'UP di ENERGIA MOLISE (SORGENIA).

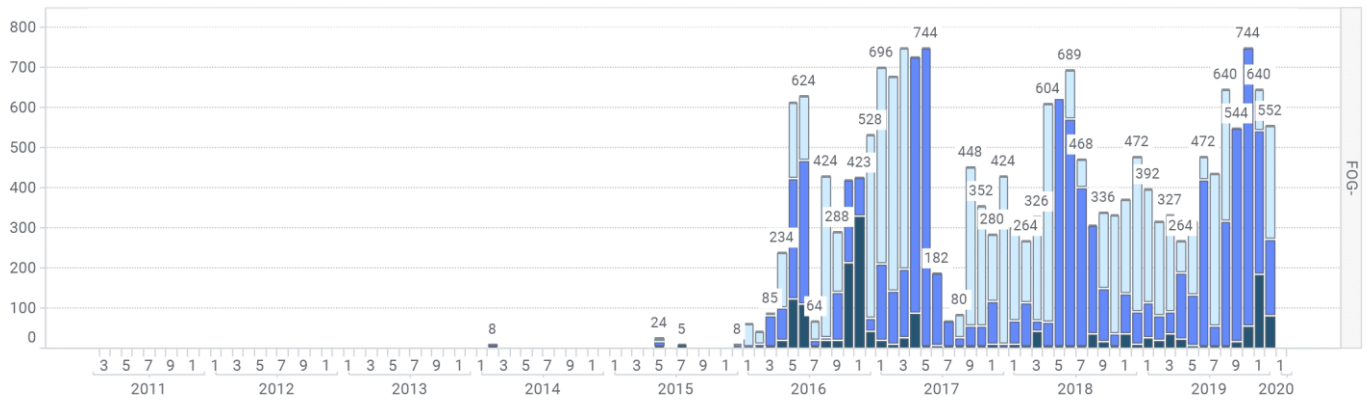
Figura 51 – Pivotalità aggregata nell'AreaStar **FOG (nord)**, inclusiva dei soli impianti GIS, ENE, RAT
Vedi Legenda 9



¹⁹⁶ ... omissis ...

¹⁹⁷ ... omissis ...

Figura 52 – Pivotalità aggregata nell'AreaStar **FOG (sud)**, inclusiva dei soli impianti ENE, RAT, CAN, MOD
 Vedi Legenda 9



V. BRI

Singoli operatori

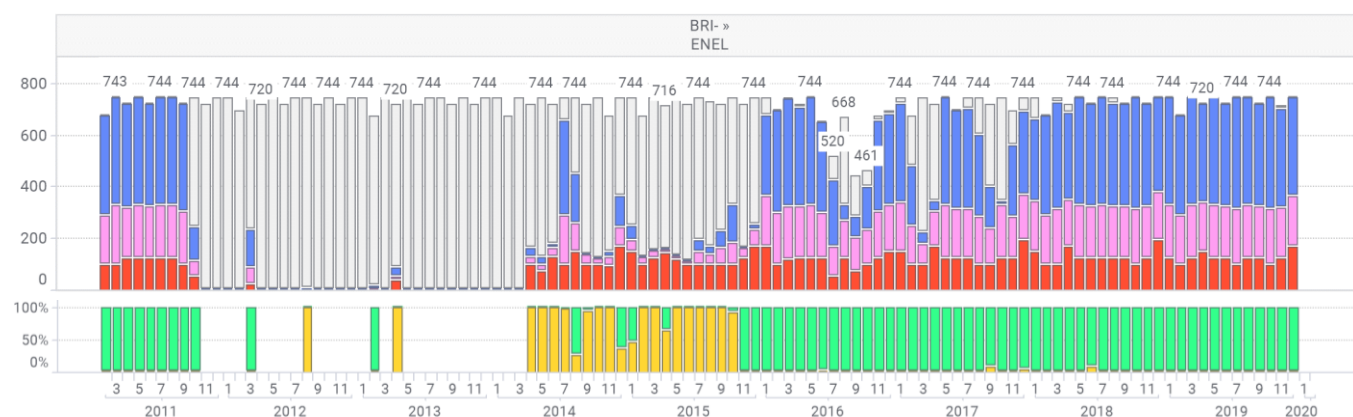
ENEL è pivotale nell'AreaStar BRI in media per 1,2 UPE in 41'755 ore di 1'883 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 98 (2013) a un massimo di 8'740 (2019). La pivotalità media è pari a circa 1 UPE fino al 2015; oscilla fra 1,4 e 1,5 UPE nel periodo 2016-2018; infine riscende a 1,1 UPE nel 2019. In particolare, ENEL è pivotale per costruzione nell'area BRIS - che include il solo impianto di Brindisi Sud Cerano – in 27'983 ore di 1'177 giorni del periodo 2011-2019. L'area BRIS è presente nel 2011 e nel sessennio 2014-2019 per un numero di ore/anno non inferiore a 205 e non superiore a 8'740 (cfr. Figura 53). ENEL è altresì pivotale non per costruzione nelle aree BRIN-BRIS-ENIB-MOD, BRIN-BRIS-MOD e BRIS-MOD in 23'498 ore di 1'249 giorni del periodo 2011-2019. La causa di tale pivotalità è:

- l'indisponibilità delle UP di BRINDISI NORD e/o di ENIPOWER BRINDISI in più dell'80% delle ore del 2014 e del 2015;
- il (livello del) fabbisogno nel 95% delle ore del quadriennio 2016-2019.

Come evidente dal grafico, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 53 – Pivotalità di ENEL nell'AreaStar BRI

Vedi Legenda 7 e Legenda 8



BRI	ENEL	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		BAR-	46	229	14	-	-	-	-	-	-	-
BRIS-	6'046	-	-	233	205	1'291	3'060	8'408	8'740	27'983		
subtot. per costruzione		ore	6'046	229	14	233	205	1'291	3'060	8'408	8'740	28'226
		gg	252	10	2	10	11	54	131	354	365	1'189
BRIN-BRIS-ENIB-MOD-		-	7	84	1'652	902	8	-	-	-	2'653	
BRIN-BRIS-MOD-		1'438	-	-	-	911	-	-	-	-	2'349	
BRIS-BRIN-		-	-	-	-	-	312	-	-	-	312	
BRIS-ENIB-		-	-	-	-	-	48	-	-	-	48	
BRIS-ENIB-MOD-		-	-	-	656	-	32	-	-	24	712	
BRIS-MOD-		-	-	-	-	434	6'273	4'022	3'893	2'802	17'424	
subtot. non per costruzione		ore	1'438	7	84	2'308	2'247	6'673	4'022	3'893	2'826	23'498
		gg	60	1	4	117	122	306	240	248	151	1'249
		ore	6'046	236	98	2'329	2'247	6'972	6'487	8'600	8'740	41'755
		ore (IND)	1'438	7	84	1'956	1'813	16	66	700	463	6'543
		gg	252	11	6	117	122	317	329	364	365	1'883
		avg(max PIV)	1,0	1,0	1,4	0,7	0,9	1,4	1,4	1,3	1,1	1,2
		avg (max NMN)	1,2	1,0	3,7	2,7	2,4	2,2	2,0	1,6	1,3	1,8
TOTALE AGGREGATO												

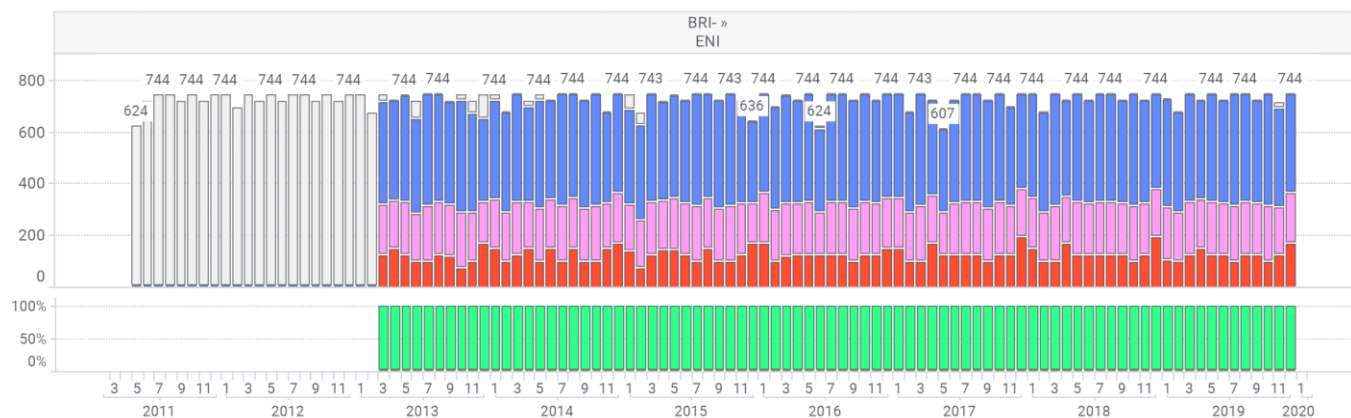
ENI è pivotale per costruzione nell'area ENIB – che include il solo impianto di Enipower Brindisi in media per 1,9 UPE in 58'964 ore di 2'462 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2011-2012) a un massimo di 8'755 (2018). La pivotalità media è normalmente pari a 2,0 UPE eccetto gli anni 2014 e 2015. Si noti tuttavia che 2 UPE nell'area ENIB non equivalgono 2 UPE nell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD bensì a 1 UPE. Ciò in quanto a partire dal 29/03/2014 il peso delle UP di ENIPOWER BRINDISI in detta area è pari a 0,3 oppure 0,5 UPE: in altri termini, rispetto all'*AreaStar* BRI 2 UP di ENIPOWER BRINDISI equivalgono a 1 UP di BRINDISI SUD o di MODUGNO. L'area ENIB è presente solo nel settennio 2013-2019 (Figura 54). Secondo quanto dichiarato da Terna, l'area ENIB **non** rappresenta un VRI/VRNI locale bensì "corrisponde ad un vincolo di tipo "impiantistico"": "infatti Enipower, nello stabilimento di Brindisi, ha la necessità di due unità in servizio, con una terza unità disponibile ad un eventuale suo spegnimento. Terna non adotta provvedimenti di accensione di UP per garantire le ridondanze impiantistiche necessarie per la sua sicurezza; tale compito spetta al produttore, che programma di conseguenza le UP in esito ai mercati dell'energia. Pertanto, la prassi adottata durante la creazione dei vincoli di MSD è che le unità vincolate per cause impiantistiche (vedi Enipower) risultano essere pari ad un valore minimo tra gli esiti del mercato dell'energia e il valore indicato dall'Utente, che per Enipower Brindisi risulta essere pari a 2." Essendo l'opzione "Spegnimento automatico UP termoelettriche" impostata su "1"¹⁹⁸ in MCE, non è tuttavia chiaro il motivo per cui non sia sufficiente inserire sistematicamente le UP di ENIPOWER BRINDISI in Controllo Utente (CNTL_UTE) e/o azzerare la quantità dell'eventuale offerta di spegnimento¹⁹⁹. Ciò premesso è evidente che l'area ENIB non debba essere oggetto dei test di pivotalità. È altresì evidente che gli ipotetici gruppi costruibili con ENI non sono rilevanti per la nostra analisi in quanto almeno 2 UP di ENIPOWER BRINDISI devono essere presenti in servizio in esito a MI per l'esercizio in sicurezza dell'impianto stesso. Le 2 UP di ENIPOWER BRINDISI hanno un effetto equipollente a 1 UP di BRINDISI SUD o MODUGNO sull'*AreaStar* BRI, cioè sono normalmente in grado di soddisfare solo 1 UPE di fabbisogno. Come evidente in Figura 54, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

¹⁹⁸ Se l'opzione ha valore 1, "le UP termoelettriche possono essere spente solo manualmente (CNTL_UTE) o se sono inserite nella lista con spegnimento automatico (LIST_SPE) o nelle ore in cui risultano in rampa in esito al Mercato dell'Energia".

¹⁹⁹ Campo 7 di OFFE_MSD

Figura 54 – Pivotalità di ENI nell'AreaStar BRI

Vedi Legenda 7 e Legenda 8

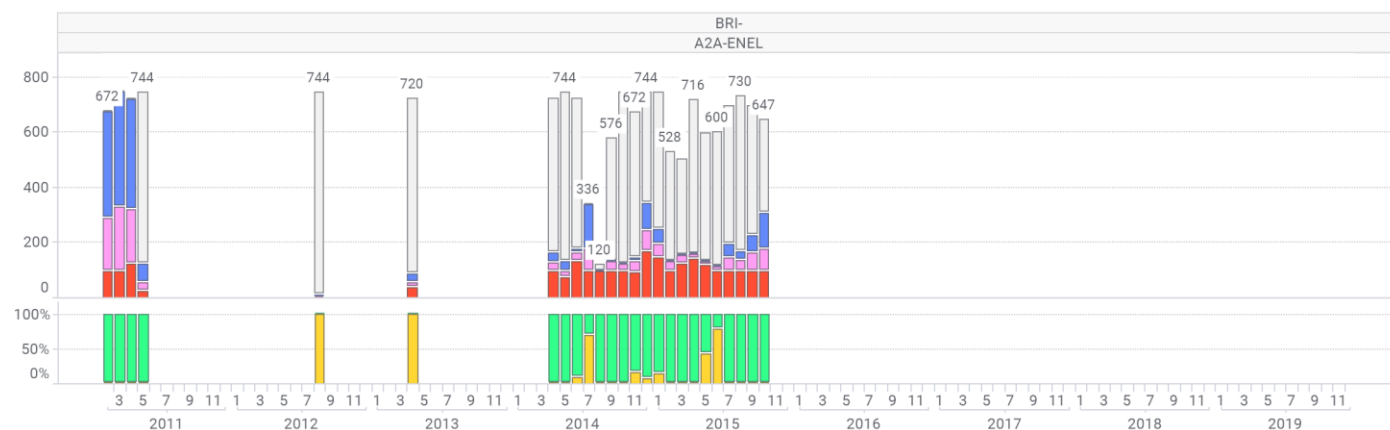


BRI	ENI	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		ENIB-	-	-	7'062	8'639	8'536	8'667	8'598	8'755	8'707	58'964
	subtot. per	ore	-	-	7'062	8'639	8'536	8'667	8'598	8'755	8'707	58'964
	costruzione	gg	-	-	295	360	357	362	359	365	364	2'462
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD-	-	-	15	24	-	-	-	-	-	-	39
	BRIS-ENIB-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-	32
	subtot. non per	ore	-	-	15	24	-	32	-	-	-	71
	costruzione	gg	-	-	1	1	-	2	-	-	-	4
		ore	-	-	7'062	8'639	8'536	8'667	8'598	8'755	8'707	58'964
		ore (IND)	-	-	15	24	-	32	-	-	-	71
	TOTALE	gg	-	-	295	360	357	362	359	365	364	2'462
	AGGREGATO	avg(max PIV)	-	-	2,0	1,9	1,7	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
		avg (max NMIN)	-	-	2,0	1,9	1,7	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9

Gruppi di 2 operatori

L'ipotetico gruppo **A2A-ENEL** è pivotale nell'AreaStar BRI in media per 1 UPE in 5'786 ore di 281 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2016-2019) a un massimo di 2'254 (2011). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE e 2,0 UPE nel periodo 2011-2015. In particolare, l'ipotetico gruppo A2A-ENEL è pivotale non per costruzione nelle aree BRIN-BRIS-ENIB-MOD e BRIN-BRIS-MOD specialmente nell'anno 2011 e nel biennio 2014-2015. Nell'85% delle ore la causa della pivotalità è il (livello di) fabbisogno. Come illustrato in Figura 55, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 55 – Pivotalità del gruppo **A2A-ENEL** nell'AreaStar **BRI**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8

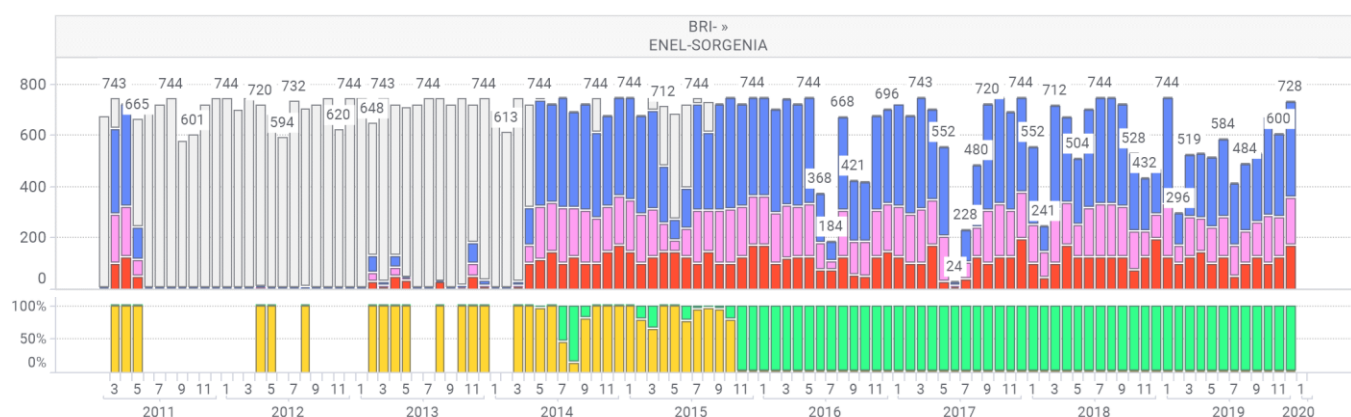


BRI	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		A2A + ENEL	BRIN-BRIS-ENIB-MOD-	-	7	84	1'628	902	-	-	-
	BRIN-BRIS-MOD-	2'254	-	-	-	911	-	-	-	-	3'165
	ore	2'254	7	84	1'628	1'813	-	-	-	-	5'786
	ore (IND)	-	7	84	296	179	-	-	-	-	566
	gg	94	1	4	86	96	-	-	-	-	281
	avg(max PIV)	1,0	2,0	1,3	0,8	0,9	-	-	-	-	0,9
	avg (max NMIN)	2,0	2,0	4,0	2,8	2,5	-	-	-	-	2,4
TOTALE AGGREGATO											

L'ipotetico gruppo **ENEL-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar BRI in media per 1,5 UPE in 43'300 ore di 1'841 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 14 (2012) a un massimo di 7'501 (2015). La pivotalità media scende da 1,9 UPE nel 2011 a circa 1 UPE nel triennio 2013-2015; risale a 2,1 UPE nel 2016; poi riscende da 1,7 UPE nel 2017 a 1,4 UPE nel 2019. In particolare, l'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA è pivotale per costruzione nell'area BRIS-MOD in 29'210 ore di 1'237 giorni del periodo 2015-2019. Lo stesso gruppo è altresì pivotale non per costruzione nelle aree BRIN-BRIS-ENIB-MOD, BRIN-BRIS-MOD e BRIS-ENIB-MOD in 14'113 ore di 605 giorni concentrati quasi esclusivamente nel periodo 2011-2015. La causa della pivotalità è l'indisponibilità delle UP di BRINDISI NORD e/o di ENIPOWER BRINDISI nel 100% delle ore del periodo 2011-2013, nell'80% delle ore del 2014 e nel 90% delle ore del 2015. Come illustrato in Figura 56, le ore di pivotalità sono sia ore vuote sia ore piene.

Figura 56 – Pivotalità del gruppo **ENEL-SORGENIA** nell'AreaStar **BRI**

Vedi Legenda 7 e Legenda 8

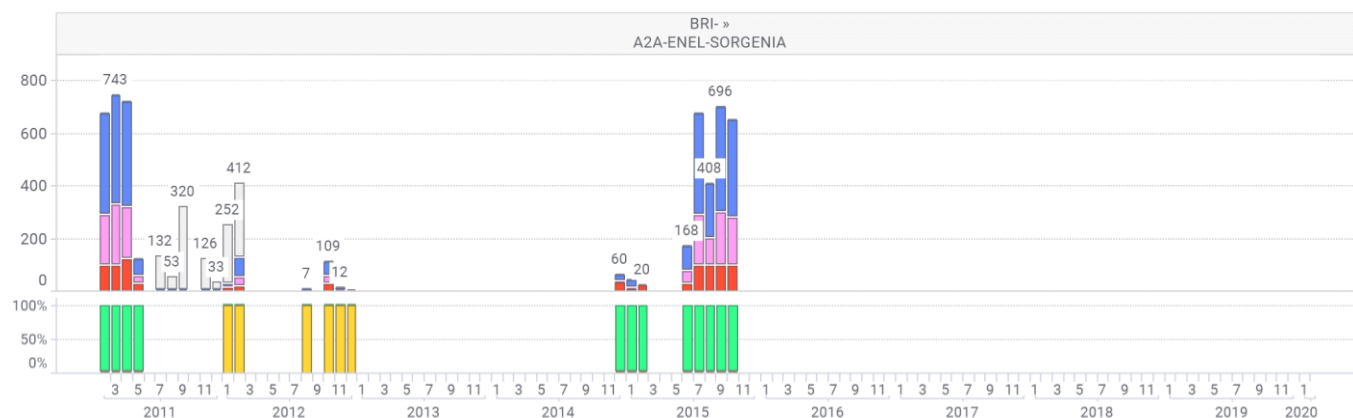


BRI	ENEL + SORGENIA	Area	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		BRIS-MOD-	-	-	-	-	1'728	6'890	7'011	7'006	6'575	29'210
	<i>subtot. per</i>	<i>ore</i>	-	-	-	1'728	6'890	7'011	7'006	6'575	29'210	
	<i>costruzione</i>	<i>gg</i>	-	-	-	72	291	293	300	281	1'237	
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD-	116	14	556	4'824	2'750	31	-	-	-	8'291	
	BRIN-BRIS-MOD-	1'462	-	-	-	2'591	-	-	-	-	4'053	
	BRIS-ENIB-MOD-	-	-	-	1'145	432	168	-	-	24	1'769	
	<i>subtot. non per</i>	<i>ore</i>	1'578	14	556	5'969	5'773	199	-	-	24	14'113
	<i>costruzione</i>	<i>gg</i>	67	3	28	250	247	9	-	-	1	605
		ore	1'578	14	556	5'969	7'501	7'066	7'011	7'006	6'599	43'300
		<i>ore (IND)</i>	1'578	14	556	4'800	5'278	-	-	-	-	12'226
		gg	67	3	28	250	319	299	293	300	282	1'841
	TOTALE	<i>avg(max PIV)</i>	1,9	1,5	1,0	1,0	1,1	2,1	1,7	1,6	1,4	1,5
	AGGREGATO	<i>avg (max NMIN)</i>	2,0	2,0	2,8	2,3	1,7	2,1	1,7	1,6	1,4	1,8

Gruppi di 3 operatori

L'ipotetico gruppo **A2A-ENEL-SORGENIA** è pivotale nell'AreaStar BRI in media per 1,6 UPE in 5'242 ore di 228 giorni del periodo 2011-2019. Le ore/anno di pivotalità oscillano da un minimo di 0 (2013 e 2016-2019) a un massimo di 2'650 (2015). La pivotalità media oscilla fra 1,0 UPE (2012) e 2,1 UPE (2014). L'ipotetico gruppo A2A-ENEL-SORGENIA è pivotale perlopiù per costruzione nell'area BRIN-BRIS-MOD negli anni 2011 e 2015. Nel periodo 2016-2019, la pivotalità si annulla poiché la configurazione bidimensionale dominante è ENIB // BRIS-MOD formata da aree in cui sono localizzati non più di 2 UdD.

Figura 57 – Pivotalità del gruppo **A2A-ENEL-SORGENIA** nell'AreaStar **BRI**
Vedi Legenda 7 e Legenda 8



		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT	
BRI A2A + ENEL + SORGENIA	Area											
	BRIN-BRINS-MOD-	2254	-	-	-	2591	-	-	-	-	4845	
	subtot. per	ore	2254	-	-	2591	-	-	-	-	4845	
	costruzione	gg	94	-	-	108	-	-	-	-	202	
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD-	-	278	-	60	59	-	-	-	-	397	
	subtot. non per	ore	-	278	-	60	59	-	-	-	397	
	costruzione	gg	-	17	-	5	4	-	-	-	26	
		ore	2'254	278	-	60	2'650	-	-	-	-	5'242
		ore (IND)	-	278	-	-	-	-	-	-	-	278
	TOTALE	gg	94	17	-	5	112	-	-	-	-	228
	AGGREGATO	avg(max PIV)	2,0	1,0	-	2,1	1,4	-	-	-	-	1,6
		avg (max NMIN)	2,0	2,0	-	2,6	1,4	-	-	-	-	1,7

Se si confrontano le ore di pivotalità di 1 *UdD* (qualsiasi), di un ipotetico gruppo di 2 *UdD* (qualsiasi) e di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* (qualsiasi) sull'*AreaStar* BRI^{200,201} con le ore di presenza dell'*AreaStar* BRI²⁰², emerge il seguente quadro (cfr. Figura 58):

- nel 2011, l'*AreaStar* BRI è vulnerabile a:
 - gruppi di 3 *UdD* per la presenza dell'area BRIN-BRIS-MOD - su cui l'ipotetico gruppo A2A-ENEL-SORGENIA è pivotale per costruzione -. Gli ipotetici gruppi di 3 *UdD* costruiti attorno alla coppia ENEL-ENI (ENEL-ENI-SORGENIA e A2A-ENEL-ENI) sono pivotali per migliaia di ore/anno - quasi tutte le ore in cui compare l'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD nel quinquennio 2011-2015 - ma non sono invece rilevanti per quanto argomentato circa la posizione di ENI;
 - gruppi di 2 *UdD* (A2A-ENEL) in quanto il fabbisogno medio dell'area BRIN-BRIS-MOD è pari a circa 2 UPE e la capacità media dell'*UdD* di minori dimensioni (SORGENIA) è pari a 1 UPE.
 - singoli *UdD* (ENEL) per la presenza dell'area BRIS in 6'046 ore.
- nel periodo 2013-2015, l'*AreaStar* BRI è vulnerabile a:
 - gruppi di 2 *UdD* (ENEL-SORGENIA) in quanto il fabbisogno medio delle aree BRIN-BRIS-ENIB-MOD e BRIN-BRIS-MOD è superiore a 2 UPE e la capacità media di A2A è pari a 0 UPE (BRINDISI NORD è sistematicamente indisponibile);
 - singoli *UdD* (ENEL) in quanto il fabbisogno medio dell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD o BRIN-BRIS-MOD è superiore a 2 UPE, la capacità media di A2A è pari a 0 UPE (BRINDISI NORD è sistematicamente indisponibile) e la capacità media di SORGENIA è pari a 1 UPE (MODUGNO).
- nel periodo 2016-2019 l'*AreaStar* BRI è vulnerabile a:
 - gruppi di 2 *UdD* per la dismissione di BRINDISI NORD (A2A) e il rimpiazzo dell'area BRIN-BRIS-ENIB-MOD con l'area BRIS-MOD - su cui l'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA è pivotale per costruzione -;
 - singoli *UdD* (ENEL) per due ragioni:
 - il fabbisogno medio dell'area BRIS-MOD è superiore a 1,5 UPE e la capacità media di MODUGNO (SORGENIA) è pari a 1 UPE;
 - l'area BRIS è presente in migliaia di ore/anno, da un minimo 1'291 ore nel 2016 a un massimo di 8'408 ore nel 2018.

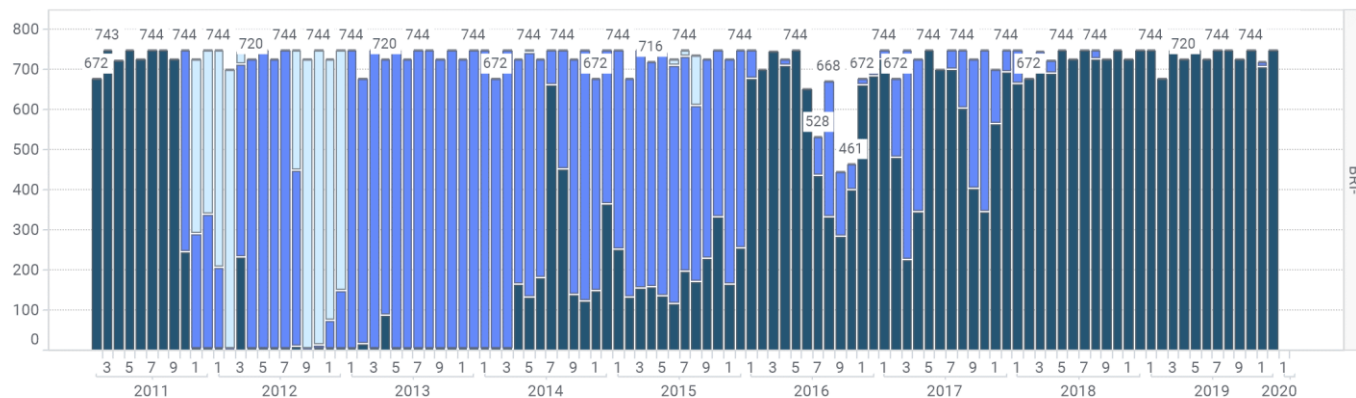
²⁰⁰ Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

²⁰¹ Per le sole statistiche di questo paragrafo, si esclude l'area ENIB dall'*AreaStar* BRI per i motivi già evidenziati.

²⁰² Ossia su una qualsiasi area in essa sintetizzata.

Figura 58 – Pivotalità aggregata dell'AreaStar BRI, esclusa l'area ENIB

Vedi Legenda 9



Con riferimento all'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA, è utile osservare quanto segue:

- È asimmetrico in termini di “capacità”: ENEL è dotata di 4 UPE corrispondenti alle 4 UP tradizionali a carbone di BRINDISI SUD; SORGENIA è dotata di 1 UPE corrispondente all'UP a ciclo combinato di MODUGNO. L'asimmetria è maggiore di quella dell'ipotetico gruppo ENEL-SORGENIA-TIRRENO POWER nel Lazio. Nell'AreaStar BRI, infatti, l'UdD maggiore (ENEL) ha una capacità pari a 4 volte quella dell'UdD minore (SORGENIA); nell'AreaStar LAZ, invece, l'UdD maggiore (ENEL) ha una capacità pari a 3 volte (o talora solo 1,5 volte) quella dell'UdD minore (SORGENIA).
- È asimmetrico anche in termini di “costi” per UPE: le 4 UP tradizionali a carbone di ENEL hanno infatti CVS nettamente inferiori a quelli dell'UP a ciclo combinato di SORGENIA e le PMIN (Anagrafica Impianti, valori medi nel periodo 2012-2019²⁰³) delle 4 UP tradizionali a carbone sono addirittura inferiori a quella dell'UP a ciclo combinato: 205 MW per ogni UP di BRINDISI SUD contro 220 MW per l'UP di MODUGNO.

²⁰³ ... omissis ...

VI. CAM-CAL

L'**AreaStar CAM-CAL** è presente quasi esclusivamente nel periodo ottobre 2012 – giugno 2016. Come evidente dalla Figura 59, tale **AreaStar è vulnerabile a ipotetici gruppi di 3 UDD in sole 272 ore di 19 giorni del periodo 2011-2019**. In particolare, le ore/mese di pivotalità sono pari a zero in ogni mese del periodo ottobre 2012 – giugno 2016, eccetto il mese di novembre 2012 in cui si registrano 168 ore/mese di pivotalità imputabili all'ipotetico gruppo AXPO-EDF-ENEL. La pivotalità media di ipotetici gruppi di 3 UDD oscilla da 1,0 UPE nel 2012 a 2,5 UPE nel 2017. La causa di questa pivotalità è l'indisponibilità di UP di concorrenti in 192 ore su 272 (70%). Ovviamente, l'**AreaStar CAM-CAL** è per costruzione vulnerabile a un ipotetico gruppo costituito da tutti gli UDD localizzati nell'**AreaStar** stessa. Nella fattispecie, gli UDD localizzati nell'**AreaStar** sono 6 (AXPO, EDF, ENEL, ERGOSUD, REPOWER e TIRRENO POWER), di cui:

- 3 UDD dotati ciascuno di 2 UPE (AXPO, EDF ed ERGOSUD);
- 2 UDD dotati ciascuno di 1 UPE (REPOWER e TIRRENO POWER);
- 1 UDD dotato di un numero decrescente di UPE nel periodo (ENEL): 3 UPE nel 2013; 1 o 2 UPE nel 2014; 1 UPE nel 2015.

Considerando che nel periodo 2013-2016 il terzo quartile del fabbisogno era pari a 1 UPE e la media del fabbisogno era inferiore a 1,1 UPE, l'**AreaStar CAM-CAL** sarebbe stata altresì raramente vulnerabile anche a ipotetici gruppi di soli 4 o 5 UDD.

Figura 59 – Pivotalità aggregata nell'**AreaStar CAM-CAL**

Vedi Legenda 9

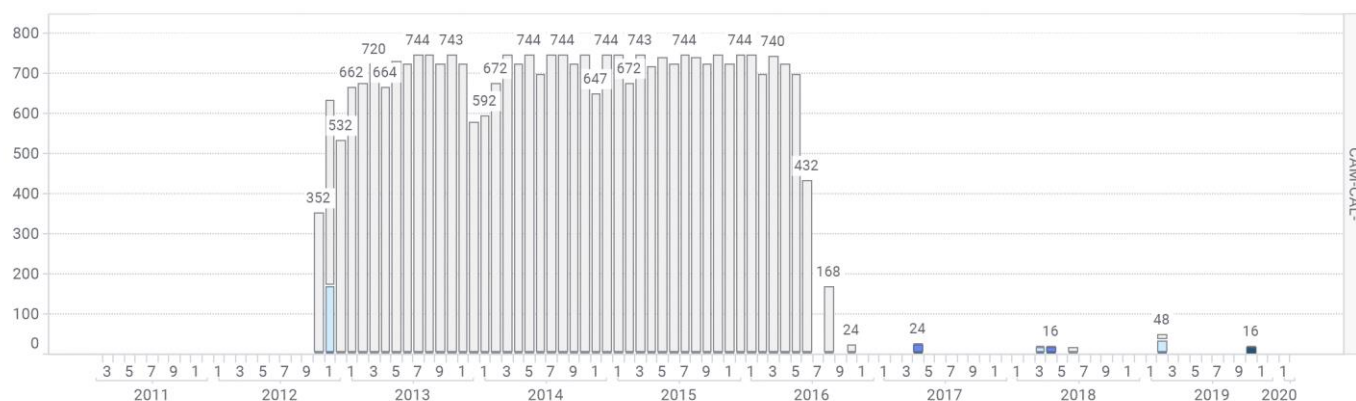


Tabella 25 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell'**AreaStar CAM-CAL**

Vedi Legenda 8

CAM + CAL	Gruppo 3 operatori	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO-EDF-ENEL	-	168	-	-	-	-	-	-	-
	A2A-AXPO-EDF	-	-	-	-	-	-	24	32	24	80
	A2A-AXPO-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	-	-	32	-	32
	A2A-AXPO-REPOWER	-	-	-	-	-	-	24	-	-	24
	AXPO-EDF-REPOWER	-	-	-	-	-	-	-	-	24	24
	altri	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	ore	-	168	-	-	-	-	24	32	48	272
TOTALE	ore (IND)	-	168	-	-	-	-	-	16	8	192
AGGREGATO	gg	-	8	-	-	-	-	1	4	6	19
per tutti i gruppi	avg(max PIV)	-	1,0	-	-	-	-	2,5	1,5	1,7	1,4
	avg (max NMIN)	-	1,0	-	-	-	-	3,5	2,5	2,8	2,0

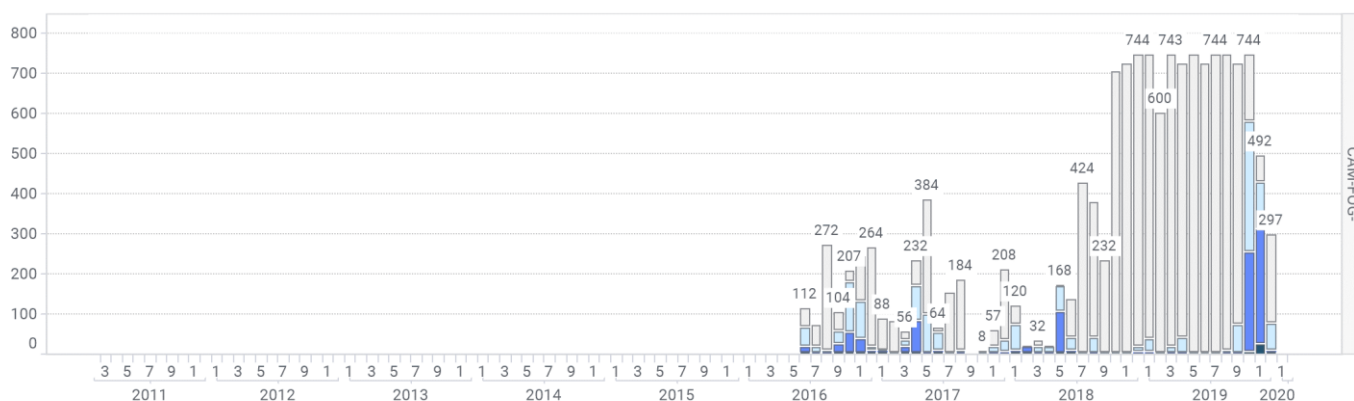
VII. CAM-FOG

L'**AreaStar CAM-FOG (o meglio CAM-FOGS)** è presente esclusivamente nel quadriennio 2016-2019 e specialmente nel 2019. Come evidente dal grafico, tale **AreaStar è vulnerabile a ipotetici gruppi di 3 Udd in 2'505 ore di 175 giorni del periodo 2016-2019**. Le ore/anno di pivotalità di ipotetici gruppi di 3 Udd oscillano da un minimo di 383 (2018) a un massimo di 1.246 (2019). La pivotalità media di ipotetici gruppi di 3 Udd sale da 1,2 UPE nel biennio 2016-2017 a 1,3 UPE nel biennio 2018-2019. **La causa di questa pivotalità è l'indisponibilità di UP di concorrenti in 2'088 ore su 2'505 (83%)**. In particolare, l'**AreaStar CAM-FOG** è vulnerabile a ipotetici gruppi di 3 Udd costruiti attorno alla coppia AXPO-SORGENIA, ossia i due maggiori Udd. Con riferimento agli ipotetici gruppi di 3 Udd costruiti attorno alla coppia AXPO-SORGENIA è utile osservare quanto segue:

- Sono asimmetrici in termini di "capacità". AXPO è dotato di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di SPARANISE; SORGENIA è dotata di 2 UPE corrispondente alle 2 UP a ciclo combinato di ENERGIA MOLISE e MODUGNO; il terzo Udd (ALPIQ o EDF o REPOWER o TIRRENO POWER) è dotato di 1 UPE corrispondente ad 1 UP a ciclo combinato (RATINO o CANDELA o TEVEROLA o NAPOLI LEVANTE).
- Sono pressoché simmetrici in termini di "costi" per UPE. Le UP a ciclo combinato hanno infatti CVS fra loro molto simili. Le PMIN (Anagrafica Impianti [9], valori medi nel periodo 2012-2019²⁰⁴) sono invece più sparse:
 - 180 MW per l'UP di SPARANISE_1 (AXPO) e 164 per l'UP di SPARANISE_2 (AXPO);
 - 220 per l'UP di MODUGNO (SORGENIA) e 222 MW per l'UP di ENERGIA MOLISE (SORGENIA);
 - 107 MW per l'UP di RATINO (ALPIQ) o 234 MW per l'UP di CANDELA (EDF) o 163 MW per l'UP di TEVEROLA (REPOWER) o 184 MW per l'UP di NAPOLI LEVANTE (TIRRENO POWER).

Figura 60 – Pivotalità aggregata nell'AreaStar CAM-FOG

Vedi Legenda 9



²⁰⁴ ... omissis ...

Tabella 26 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 2 operatori nell'AreaStar CAM-FOG

Vedi Legenda 8

CAM + FOG	Gruppo 2 operatori	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO-SORGENIA	-	-	-	-	-	64	104	135	534
	AXPO-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	85	40	8	112	245
	AXPO-REPOWER	-	-	-	-	-	85	96	-	40	221
	AXPO-EDF	-	-	-	-	-	85	16	-	77	178
	SORGENIA-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	-	4	16	155	175
	<i>altri</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>
	ore	-	-	-	-	-	132	116	137	570	955
TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	124	92	137	569	922
AGGREGATO	gg	-	-	-	-	-	17	10	17	34	78
per tutti i	avg(max PIV)	-	-	-	-	-	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1
gruppi	avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	3,3	3,7	3,3	2,8	3,1

Tabella 27 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell'AreaStar CAM-FOG

Vedi Legenda 8

CAM + FOG	Gruppo 3 operatori	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO-EDF-SORGENIA	-	-	-	-	-	259	-	-	1'062
	ALPIQ-AXPO-SORGENIA	-	-	-	-	-	-	391	328	638	1'357
	AXPO-SORGENIA-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	-	-	-	857	857
	AXPO-REPOWER-SORGENIA	-	-	-	-	-	-	103	-	589	692
	AXPO-EDF-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	306	-	-	237	543
	<i>altri</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>
	ore	-	-	-	-	-	465	411	383	1'246	2'505
TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	369	238	335	1'146	2'088
AGGREGATO	gg	-	-	-	-	-	34	32	35	74	175
per tutti i	avg(max PIV)	-	-	-	-	-	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
gruppi	avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	3,0	3,3	3,0	2,6	2,8

L'**AreaStar BRI-CAM-FOG (o meglio BRI-CAM-FOGS)** è presente esclusivamente nel quadriennio 2016-2019 e specialmente nel biennio 2017-2018. Come evidente dal grafico, tale **AreaStar è vulnerabile rispetto a ipotetici gruppi di 3 UdD in 8'572 ore di 550 giorni del periodo 2016-2019**. Le ore/anno di pivotalità di ipotetici gruppi di 3 UdD oscillano da un minimo di 224 (2016) a un massimo di 3'225 (2019). La pivotalità media di ipotetici gruppi di 3 UdD sale da 1,5 UPE nel 2016 a 1,8 UPE nel 2019. **La causa di questa pivotalità è l'indisponibilità di UP di concorrenti in 4'739 ore su 8'572 (55%)**. In particolare, l'**AreaStar BRI-CAM-FOG** è vulnerabile a ipotetici gruppi di 3 UdD costruiti attorno alle coppie AXPO-ENEL e ENEL-SORGENIA. Ovviamente, l'ipotetico gruppo AXPO-ENEL-SORGENIA è quello su cui concentra il maggior numero di ore di pivotalità: 2.139 ore nel 2017; 2'867 ore nel 2018; 1'034 ore nel 2019. Con riferimento all'ipotetico gruppo AXPO-ENEL-SORGENIA è utile osservare quanto segue:

- È asimmetrico in termini di "capacità": ENEL è dotato di 4 UPE corrispondenti alle 4 UP tradizionali a carbone di BRINDISI SUD; AXPO è dotato di 2 UPE corrispondenti alle 2 UP a ciclo combinato di SPARANISE; SORGENIA è dotata di 2 UPE corrispondente alle 2 UP a ciclo combinato di ENERGIA MOLISE e MODUGNO. L'asimmetria è analoga a quella dell'ipotetico gruppo:
 - AXPO-REPOWER-TIRRENO POWER in CAM,
 - A2A-ALPIQ-SORGENIA in FOGN;
 - ALPIQ-EDF-SORGENIA in FOGS.
- È asimmetrico anche in termini di "costi" per UPE: le 4 UP tradizionali a carbone dell'*UdD* maggiore (ENEL) hanno infatti CVS nettamente inferiori a quelli delle 4 UP a ciclo combinato dei rimanenti *UdD*. Le PMIN (Anagrafica Impianti [9], valori medi nel periodo 2012-2019) delle 4 UP tradizionali a carbone sono leggermente differenti rispetto a quelle delle 4 UP a ciclo combinato:
 - 180 MW per l'UP di SPARANISE_1 (AXPO) e 164 per l'UP di SPARANISE_2 (AXPO);
 - 205 MW per le UP di BRINDISI SUD (ENEL);
 - 220 per l'UP di MODUGNO (SORGENIA) e 222 MW per l'UP di ENERGIA MOLISE (SORGENIA).

Figura 61 – Pivotalità aggregata dell'**AreaStar BRI-CAM-FOG**

Vedi Legenda 9

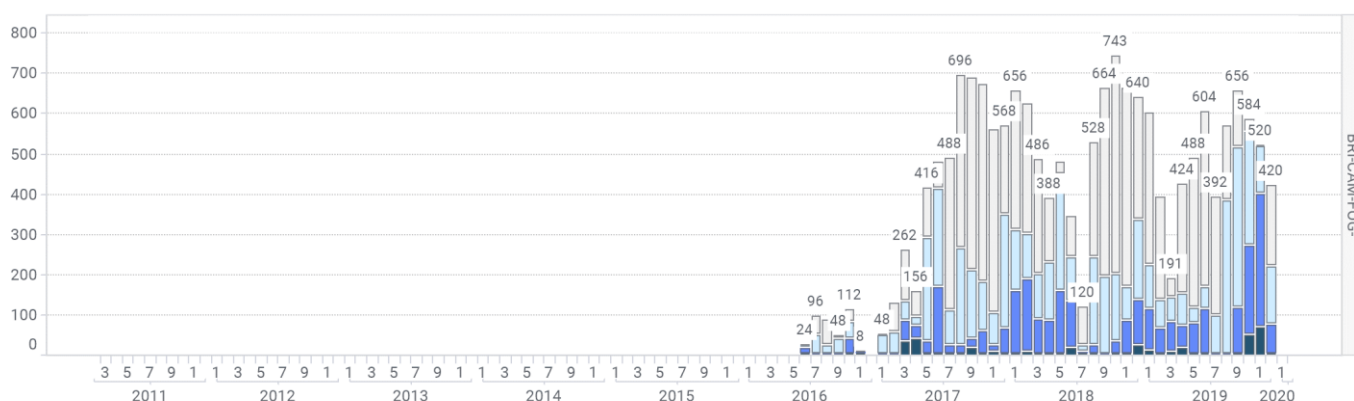


Tabella 28 - Pivotalità dei primi 5 singoli operatori nell'AreaStar BRI-CAM-FOG

Vedi Legenda 8

BRI + CAM + FOG	Singolo operatore	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		ENEL	-	-	-	-	-	-	96	49	148
	SORGENIA	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
	altri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ore	-	-	-	-	-	-	96	49	148	293
TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	-	64	25	145	234
AGGREGATO	gg	-	-	-	-	-	-	8	5	13	26
per tutti gli operatori	avg(max PIV)	-	-	-	-	-	-	1,2	1,0	1,1	1,1
	avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	-	8,3	7,5	6,1	7,0

Tabella 29 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 2 operatori nell'AreaStar BRI-CAM-FOG

Vedi Legenda 8

BRI + CAM + FOG	Gruppo 2 operatori	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO-ENEL	-	-	-	-	-	64	460	884	1'252
	ENEL-SORGENIA	-	-	-	-	-	35	486	947	1'111	2'579
	ENEL-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	35	166	286	534	1'021
	ALPIQ-ENEL	-	-	-	-	-	-	198	282	275	755
	EDF-ENEL	-	-	-	-	-	35	104	161	413	713
	altri	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	ore	-	-	-	-	-	64	588	1'086	1'372	3'110
TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	48	503	938	1'069	2'558
AGGREGATO	gg	-	-	-	-	-	7	53	100	97	257
per tutti i gruppi	avg(max PIV)	-	-	-	-	-	1,2	1,6	1,3	1,3	1,4
	avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	6,1	6,7	6,1	5,9	6,1

Tabella 30 - Pivotalità dei primi 5 gruppi di 3 operatori nell'AreaStar BRI-CAM-FOG

Vedi Legenda 8

BRI + CAM + FOG	Gruppo 3 operatori	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT
		AXPO-ENEL-SORGENIA	-	-	-	-	-	224	2'139	2'867	3'180
	AXPO-ENEL-TIRRENO POWER	-	-	-	-	-	112	923	1'555	1'952	4'542
	AXPO-EDF-ENEL	-	-	-	-	-	100	594	1'382	1'808	3'884
	ALPIQ-AXPO-ENEL	-	-	-	-	-	-	1'019	1'371	1'392	3'782
	AXPO-ENEL-REPOWER	-	-	-	-	-	104	723	1'218	1'688	3'733
	altri	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
	ore	-	-	-	-	-	224	2'241	2'882	3'225	8'572
TOTALE	ore (IND)	-	-	-	-	-	71	1'055	1'738	1'875	4'739
AGGREGATO	gg	-	-	-	-	-	19	159	197	175	550
per tutti i gruppi	avg(max PIV)	-	-	-	-	-	1,5	1,7	1,7	1,8	1,7
	avg (max NMIN)	-	-	-	-	-	5,5	5,3	5,2	5,2	5,2

11. Limiti e valenza delle analisi effettuate

Le considerazioni seguenti hanno lo scopo di esplicitare i limiti delle analisi effettuate affinché i relativi risultati siano correttamente interpretati e utilizzati.

In particolare, affinché un mercato primario per l'approvvigionamento di servizi ancillari non relativi alla frequenza possa esplicare correttamente la sua funzione di efficiente allocazione delle risorse senza creare distorsioni o disparità di trattamento tra gli *UdD*, è necessario che siano assicurate una serie di condizioni di base che, con riferimento al tema del presente rapporto, possono essere così sintetizzate:

- l'intero processo di determinazione e risoluzione dei “vincoli di rete per presenza in servizio” (vincoli S4) – deve essere robusto, trasparente, tracciabile e replicabile (le previsioni del TIMM [1] di cui all'art. 3.5bis e 3.11 circa l'implementazione di un simulatore del MSD ex-ante erano e sono appunto orientate ad assicurare questo prerequisito) onde essere conforme all'art. 40, par. 4, della Direttiva UE 2019/944 [24] che esige “procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato” e la “partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato”;
- tutti gli inevitabili interventi discrezionali del TSO, ancorché finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico, inserendosi in una cornice di mercato, devono rispecchiare le caratteristiche del processo di cui sopra;
- l'Autorità, cui compete in base all'articolo 11 del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009 la responsabilità delle attività di monitoraggio dei mercati elettrici (anche in coordinamento con l'ACER per quanto riguarda il monitoraggio dei mercati all'ingrosso ai sensi del REMIT), deve essere in grado di poter svolgere al meglio tale funzione su base continuativa anche ai fini delle valutazioni laddove di propria competenza in ordine all'eventuale concessione di:
 - una deroga all'obbligo di ridispacciare gli impianti di generazione in base al criterio di mercato ai sensi dell'art. 13, par. 3, del Regolamento UE 2019/943 [20];
 - una deroga all'obbligo di approvvigionare i servizi ancillari non relativi alla frequenza in base al criterio di mercato ai sensi all'art. 40, par. 5, della Direttiva UE 2019/944 [24];
- la funzione di monitoraggio in capo all'Autorità richiede, pertanto, che tutte le informazioni pertinenti al processo di determinazione e risoluzione dei vincoli S4 siano organizzate in modo sistematico, al fine di consentire un tempestivo ed affidabile svolgimento di:
 - comparazioni intertemporali sulla base di serie storiche uniformi e complete e di trarne le eventuali conseguenze in termini di efficienza economica della fornitura basata su criteri di mercato dei servizi ancillari non relativi alla frequenza anche in ottica prospettica;
 - valutazioni delle condotte poste in essere dagli *UdD* individualmente o collettivamente anche ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 (c.d. REMIT) [25].

L'analisi di pivotalità descritta nel presente rapporto se, da una parte, non consente di descrivere pienamente l'assetto di mercato che potrebbe potenzialmente derivare dai VRI/VRNI in quanto i presupposti sopra richiamati non sono (stati) sempre pienamente soddisfatti, dall'altra, riflette fedelmente l'effetto sulla struttura del mercato derivante dai VRI/VRNI effettivamente definiti da Terna in input all'algoritmo di MSD ex ante per ciascuna ora di ogni giorno del periodo 2011-2019. In altre parole, i risultati dell'analisi hanno

sicuramente un'importante valenza in chiave di lettura storica dell'evoluzione del potere di mercato detenuto individualmente e/o collettivamente dagli *UdD* nella risoluzione dei VRI/VRNI (cfr. Capitolo 12), ma devono essere utilizzati con cautela a fini previsivi.

Le analisi puntuali descritte nel presente rapporto hanno altresì evidenziato sia alcuni fenomeni di non immediata interpretazione, che saranno oggetto di successivo approfondimento con Terna, sia l'esigenza di disporre di banche dati più facilmente fruibili. Sono stati pertanto individuati alcuni interventi prioritari, in parte già sottoposti all'attenzione di Terna, che perseguono l'obiettivo, da una parte, di aumentare il grado di trasparenza di MSD *ex ante*, dall'altra, di assicurare un più efficace monitoraggio del medesimo.

12. Sintesi degli esiti delle analisi di pivotalità

Come descritto nel Capitolo 2, i “vincoli di rete per presenza in servizio” (vincoli S4) sono definiti tramite un processo di programmazione settimanale/giornaliero volto a calcolare il numero minimo di UPE termoelettriche di cui è necessario assicurare la presenza in servizio nell'area *v* e nell'ora *h* per assicurare che i limiti di tensione in ciascun nodo della porzione di RTN localizzata nell'area *v* siano rispettati sia a rete integra sia a rete non integra, sia in condizioni di sicurezza *N* sia in condizioni di sicurezza *N-1*. Da ciò deriva la dizione “vincoli di (rete per) presenza in servizio” ovvero le suddette UPE sono risorse per la regolazione di tensione idonee a risolvere lo specifico vincolo di tensione dell'area *v* nell'ora *h*, o meglio, idonee a soddisfare il fabbisogno implicito di potenza reattiva dell'area *v* nell'ora *h*.

Dalla modalità dinamica di definizione delle aree²⁰⁵ su cui insistono i VRI/VRNI consegue la variabilità delle medesime nel tempo e nello spazio: questo emerge chiaramente dai grafici e dalle tabelle del Capitolo 8.

In particolare, nel periodo 2011-2019, sono state osservate con maggior frequenza le seguenti aree di VRI/VRNI: Lazio (LAZ), Campania (CAM), Calabria (CAL), Foggia Nord (FOGN), Foggia Sud (FOGS), Brindisi (BRI), Campania + Calabria (CAM-CAL), Campania + Foggia Sud (CAM-FOGS) e Brindisi + Campania + Foggia Sud (BRI-CAM-FOGS).

Alcune di queste aree insistono in modo particolare sulle ore vuote²⁰⁶ dei giorni festivi (CAM, FOGN e FOGS) mentre altre hanno una distribuzione più uniforme tra ore vuote e ore piene (LAZ, CAL, BRI, CAM-CAL e CAM-FOGS e BRI-CAM-FOGS).

Sulla base degli esiti dei test di pivotalità, le aree di VRI/VRNI risultano, in un numero elevato di ore, esposte all'esercizio di potere di mercato da parte di singoli *UdD* e/o di ipotetici gruppi di 2/3 *UdD*.

Si osserva, inoltre, che sia l'indicatore di frequenza (numero di ore) sia l'indicatore di entità (numero medio di UPE) della pivotalità sono in aumento nel periodo 2016-2019 a causa della scomparsa dell'area CAM-CAL – l'unica resiliente anche a ipotetici gruppi di 3 *UdD* – e della tendenziale crescita dei fabbisogni di presenza in servizio nelle aree LAZ, FOGS e BRI.

Le aree LAZ, CAM, FOGN, FOGS e BRI sono “per costruzione” vulnerabili a ipotetici gruppi di 3 *UdD* (in quanto gli *UdD* presenti nell'area e concorrenti sono 3).

L'area CAL, invece, è vulnerabile a gruppi di 3 *UdD* prevalentemente a causa della ricorrente indisponibilità dell'impianto di ENEL (ROSSANO).

²⁰⁵ In questo Capitolo, per comodità espositiva, il termine “area” su cui insistono i vincoli di tensione è utilizzato in modo intuitivo e non rigoroso come nel Cap. 8.

²⁰⁶ Complessivamente, nel periodo 2011-2019, le ore vuote (34'832) ammontano a circa la metà delle ore solari (78'144).

Al contrario dell'area CAM-CAL scomparsa dopo il 2016, l'area CAM-FOGS – che appare dal 2016 in poi - è vulnerabile a gruppi di 3 Udd a causa della frequente indisponibilità di UP di Udd concorrenti.

Nelle tabelle seguenti sono sintetizzati i principali risultati quantitativi dell'analisi di pivotalità, espressi in termini di *frequenza della pivotalità* (numero complessivo di ore/giorni) e di *entità della pivotalità* (numero medio di UPE) nell'intero periodo di indagine.

Tabella 31 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per singoli Udd

Fonte: elaborazione delle tabelle del Cap. 10, vedi anche la Legenda 8

Area	Singolo Udd	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	Enel	41'755	1'883	1,2
Calabria	Axpo	2'450	146	1,0
Campania	Tirreno Power	5'187	469	1,0
	Axpo	1'148	117	1,0
Foggia	Sorgenia	1'259	114	1,0
	A2A	318	29	1,0
Lazio	Enel	1'630	132	1,0
	Tirreno Power	491	48	1,0
	Sorgenia	349	28	1,0
Brindisi-Campania-Foggia	Primi 2 singoli Udd	293	26	1,1

Tabella 32 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 2 Udd

Fonte: elaborazione delle tabelle del Cap. 10, vedi anche la Legenda 8

Area	Gruppo 2 Udd	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	Enel-Sorgenia	43'300	1'841	1,5
	A2A-Enel	5'786	281	0,9
Calabria	Axpo-EDF	5'322	385	1,1
	A2A/Ergosud-Axpo	2'649	187	1,0
	A2A/Ergosud-EDF	2'253	142	1,1
Campania	Axpo-Tirreno Power	8'405	830	1,1
	Axpo-Repower (SET)	7'444	687	1,1
Foggia	Alpiq-Sorgenia	7'779	478	1,1
	EDF-Sorgenia	5'375	341	1,1
	A2A-Sorgenia	1'252	134	1,1
	Alpiq-EDF	1'241	87	1,0
Lazio	Enel-Tirreno Power	46'451	2'392	1,3
	Enel-Sorgenia	7'560	500	1,1
	Sorgenia-Tirreno Power	1'347	83	1,2
Campania-Foggia	Vari gruppi Udd	955	78	1,1
Brindisi-Campania-Foggia	Vari gruppi Udd	3'110	257	1,4

Tabella 33 – Esiti più rilevanti dei test di pivotalità per gruppi di 3 Udd

Fonte: elaborazione delle tabelle del Cap. 10, vedi anche la Legenda 8

Area	Gruppo 3 Udd	PIVOTALITA'		
		n. ore	n. giorni	n. medio UPE
Brindisi	A2A-Enel-Sorgenja	5'242	228	1,6
Calabria	A2A/Ergosud-Axpo-EDF	31'742	1'555	1,3
Campania	Axpo-Repower (SET)-Tirreno Power	20'910	1'755	1,3
Foggia	Alpiq-EDF-Sorgenja	20'276	1'130	1,1
	A2A-Alpiq-Sorgenja	3'572	299	1,1
	A2A-EDF-Sorgenja	692	47	1,0
Lazio	Enel-Sorgenja-Tirreno Power	61'761	2'599	1,8
Campania-Calabria	Vari gruppi Udd	272	19	1,4
Campania-Foggia	Vari gruppi Udd	2'505	175	1,3
Brindisi-Campania-Foggia	Vari gruppi Udd	8'572	550	1,7

Un altro aspetto importante è la simmetria tra gli Udd. Infatti, in un mercato con poche imprese concorrenti, l'eventuale simmetria di costi e di capacità produttiva e/o di quote di mercato favorisce la cooperazione tra i componenti in un gioco ripetuto infinite volte quale è MSD *ex ante*.

Il rischio di formazione di gruppi di 3 Udd appare, pertanto, alto nelle aree CAM, FOGN, FOGS e CAM-FOGS a causa sia dell'elevata simmetria in termini di costo (€/UPE) degli ipotetici gruppi sia della limitata asimmetria in termini di capacità (numero di UPE per Udd) dei medesimi. In tutti i suddetti casi, infatti, il parco elettrico è formato esclusivamente da CCGT.

Nelle aree CAM, FOGN e FOGS, l'ipotetico gruppo sarebbe formato da un Udd con 2 UPE²⁰⁷ affiancato da due Udd con 1 UPE a testa.

Nelle aree CAM-FOGN e CAM-FOGS, l'ipotetico gruppo sarebbe invece formato da due Udd con 2 UPE²⁰⁸ affiancato da due Udd con 1 UPE.

Per quanto attiene all'area FOGN, occorre altresì rilevare che, nel periodo compreso tra l'1 novembre 2015 e l'1 ottobre 2017, le UPE di A2A sono state date in gestione a SORGENIA – con accordo autorizzato dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato [26] - rendendo così FOGN vulnerabile all'ipotetico gruppo ALPIQ-SORGENIA.

Per quanto attiene all'area CAM-FOGS, occorre altresì rilevare che TIRRENO POWER (Udd di NAPOLI LEVANTE) è partecipata al 50% da SORGENIA (Udd di ENERGIA MOLISE e MODUGNO) e, quindi, l'ipotetico gruppo AXPO-SORGENIA-TIRRENO POWER in CAM-FOGS potrebbe in realtà essere AXPO-SORGENIA.

Il rischio di formazione di un ipotetico gruppo di 3 Udd nell'area CAL appare discreto per l'elevata simmetria del medesimo sia in termini di costo (€/UPE) sia in termini di capacità (numero di UPE per Udd) del gruppo AXPO-A2A-EDF e per la cronica assenza di ENEL (Udd di ROSSANO) negli ultimi anni.

Il rischio di un ipotetico gruppo di 3 Udd nell'area LAZ appare a prima vista basso per la forte asimmetria del medesimo sia in termini di costo (€/UPE) sia in termini di capacità (numero di UPE per Udd). Tuttavia, occorre cautelativamente evidenziare quanto segue:

- TIRRENO POWER (Udd di TORREVALDALIGA SUD) è partecipata al 50% da SORGENIA (Udd di APRILIA) e, quindi, l'ipotetico gruppo di 3 Udd potrebbe essere di fatto un ipotetico gruppo di 2 Udd – ossia ENEL-

²⁰⁷ Rispettivamente: AXPO in CAM; A2A in FOGN; SORGENIA in FOGS.

²⁰⁸ Rispettivamente: AXPO e A2A in CAM-FOGN; AXPO e SORGENIA in CAM-FOGS.

SORGENIA - perfettamente simmetrico in termini di capacità (3 UPE a ENEL e 3 UPE a SORGENIA) pur se asimmetrico in termini di costo;

- in futuro, la dismissione di TORREVALDALIGA NORD (ENEL) e la cronica indisponibilità di MONTALTO (ENEL) potrebbero trasformare l'area LAZ in un monopolio di fatto di SORGENIA.

Il rischio di un ipotetico gruppo di 3 *UdD* nell'area BRI appare basso per la forte asimmetria del medesimo sia in termini di costo (€/UPE) sia in termini di capacità (numero di UPE per *UdD*). Tuttavia, l'area è sistematicamente vulnerabile ad ENEL a causa dell'elevato livello del fabbisogno rispetto alla limitata dotazione di SORGENIA (*UdD* di MODUGNO) e ENIPOWER (*UdD* di ENIPOWER BRINDISI).

Da questa breve rassegna delle caratteristiche delle aree su cui insistono i vincoli di tensione più frequenti emerge come l'assetto concorrenziale nell'approvvigionamento (implicito) di potenza reattiva per regolazione di tensione risulti strutturalmente critico in tutta l'area del Mezzogiorno, e ciò da almeno il 2011.

Inoltre, in alcune aree, come si è visto, pur con tutte le cautele interpretative derivanti dall'utilizzo di serie storiche non perfettamente uniformi e complete (a causa dell'approccio non sistematico utilizzato da Terna nella definizione e nella gestione operativa dei "vincoli di rete per presenza in servizio"), è stato individuato un trend di crescita del fabbisogno di "presenza in servizio" ossia del fabbisogno implicito di potenza reattiva. In assenza di opportune contromisure, le criticità strutturali evidenziate sembrerebbero, quindi, destinate a peggiorare nel tempo.

Questa dinamica sarebbe, inoltre, confermata dall'attesa riduzione del numero di impianti di produzione idonei alla regolazione di tensione (segnalato anche da Terna nel Piano di Sviluppo 2020) [27] - per la crescente penetrazione della generazione alimentata da fonti rinnovabili e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici - nonché in considerazione delle tempistiche previste per l'installazione dei compensatori sincroni.

Al riguardo, giova infatti ricordare che la regolazione di tensione può essere fornita anche da dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni, etc.) opportunamente installati nelle aree. Terna, infatti, è acquirente unico di potenza reattiva per la regolazione di tensione ma, al contempo, è anche fornitore (o meglio auto-produttore) di potenza reattiva per la regolazione di tensione tramite i propri dispositivi di rete. Questi ultimi possono sostituire le UP e limitare o azzerare la pivotalità degli *UdD* o degli ipotetici gruppi di *UdD* nell'offerta di "presenza in servizio". È fondamentale, pertanto, che il fabbisogno lordo di potenza reattiva sia sempre "approvvigionato" al minor costo, con procedure di pianificazione trasparenti e su orizzonti temporali appropriati per le decisioni di "make or buy". Gli interventi finora realizzati su tale fronte non parrebbero aver mitigato in maniera significativa le criticità evidenziate, con riferimento alla struttura di mercato, sull'orizzonte temporale dei test di pivotalità (2011-2019).

Tenendo altresì conto che il fabbisogno di "presenza in servizio" – ossia di potenza reattiva - è perfettamente rigido rispetto al prezzo della "presenza in servizio" e che il Regolamento 2019/943 fa divieto di imporre tetti espliciti o impliciti ai prezzi di mercato, non c'è limite alla quota di surplus netto che potrebbe essere potenzialmente trasferita, tramite il corrispettivo *uplift*, dai clienti finali alle imprese che detengono (singolarmente o collettivamente) posizioni di pivotalità.

Riferimenti

- [1] ARERA, *Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento*, Delibera ARG/elt 115/08, 05/08/2008.
- [2] TERNA, «Specifica Algoritmo Selezione delle Offerte per la fase di programmazione MSD,» versione 20180730, Documento.
- [3] TERNA, «Capitolo 1 - Accesso alla rete di trasmissione nazionale,» in *Codice di Rete*.
- [4] TERNA, «Analisi di rete e Vincoli,» Presentazione ad ARERA, 09/04/2019.
- [5] ARERA, *Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica*, Delibera ARG/elt 98/11, 21/07/2011.
- [6] TERNA, *Porzioni di rete soggette a potenziali riduzione dei livelli di competizione*, Comunicazione: protocollo ARERA n.29537, 13/09/2017.
- [7] TERNA, «Input MCE - LSTN_UPT,» protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [8] TERNA, «Elenco nodi-pilota, aree e centrali per area,» Dati su supporto elettronico, protocollo ARERA n. 8717, 09/03/2020.
- [9] TERNA, «Dati parametri tecnici UP rilevanti nel periodo 2010-2019,» Dati su supporto elettronico, allegato email inviata ad ARERA (MIT), 12/02/2020.
- [10] TERNA, «Elenco elementi di rete idonei alla regolazione di tensione,» Dati su supporto elettronico, protocollo ARERA n.10505, 25/03/2020.
- [11] TERNA, «Esempio di programmazione del fabbisogno con il SW CRESO,» Dati su supporto elettronico, allegato email inviata ad ARERA (MIT), 05/06/2019.
- [12] TERNA, «Input MCE - LNUM_UPT,» protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [13] TERNA, «Input MCE - DATI_TER,» Protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [14] TERNA, *Informazioni specificate nel CdR per il servizio di regolazione della tensione*, email to: ARERA (MIT), 07/06/2019.
- [15] TERNA, *Precisazioni su Montalto e Rossano*, email to: ARERA (MIT), 18/05/2020.
- [16] TERNA, «Spiegazioni sul ruolo dell'impianto di Gissi,» Documento elettronico, allegato email inviata ad ARERA (MIT), 12/11/2019.
- [17] A2A, «Centrale di Brindisi,» [Online]. Available: <https://www.a2a.eu/it/gruppo/termoelettrici/centrale-brindisi>. [Consultato il giorno 05 03 2020].
- [18] TERNA, «Input MCE - SLCK_PRZ,» Protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [19] TERNA, *Spiegazioni relative a nodi-pilota, aree, SART*, Documento: protocollo ARERA n.8717, 09/03/2020.
- [20] UE, *Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica*, Regolamento n.2019/943, 05/06/2019.
- [21] TERNA, «Capitolo 4 - Regole per il dispacciamento,» in *Codice di Rete*.
- [22] TERNA, «Input MCE - MRKT_OPT,» protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [23] TERNA, *Dati anagrafici UP termoelettriche rilevanti*, email to: ARERA (MIT), 09/10/2018.

- [24] UE, *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, Direttiva n.2019/944, 05/06/2019.
- [25] UE, *Regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso*, Regolamento n.1227/2011, 25/10/2011.
- [26] AGCM, *Operazione di concentrazione: A2A Trading – Ramo di azienda di Sorgenia Power*, Provvedimento n.25798: Istruttoria C12018, 22/12/2015.
- [27] TERNA, *Piano di Sviluppo 2020*, Marzo 2020.
- [28] TERNA, «Allegato A60 - Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del mercato elettrico,» in *Codice di Rete*.
- [29] TERNA, *Precisazioni sul funzionamento del SW CRESO*, Presentazione, 07/04/2019.
- [30] TERNA, «Lista Nodi Pilota e Aree,» 2019.
- [31] ENEL, «Dossier Informativo del Sito Industriale di Rossano,» 10 03 2016. [Online]. Available: https://corporate.enel.it/content/dam/enel-it/future/documenti/rossano/20160310_dossier_Rossano_ITA-FINALE.pdf. [Consultato il giorno 04 03 2020].
- [32] TERNA, *Exit Brindisi Nord e Rossano*, email to: ARERA (MIT), 30/10/2018.
- [33] TERNA, «Allegato A24 - Individuazione zone della rete rilevante,» in *Codice di Rete*.
- [34] TERNA, «Allegato A22 - Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD,» in *Codice di Rete*.
- [35] TERNA, «Allegato A15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza,» in *Codice di rete*.
- [36] TERNA, «Allegato A14 - Partecipazione alla regolazione di tensione,» in *Codice di Rete*.
- [37] TERNA, «Elenco SART,» protocollo ARERA n. 8717, Documento, 09/03/2020.
- [38] ARERA, *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico*, Delibera ARG/elt 111/06, 09/06/2006.
- [39] TERNA, *Enel Produzione Spa centrale termoelettrica Federico II in Tutturano (BR) Località Cerano*, Comunicazione: protocollo ARERA n.32363 e n.32825, 4/10/2017.
- [40] TERNA, *Approvvigionamento a termine risorse di dispacciamento*, Comunicazione: protocollo ARERA n.19943, 13/07/2016.
- [41] TERNA, «Output MCE - MS DP_SNT,» protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [42] TERNA, «DATI_TER,» Input MCE, Dati su supporto elettronico.
- [43] TERNA, «Output MCE - MS DP_SNT,» protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [44] TERNA, «Input MCE - CASO_TDS,» Protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [45] TERNA, «Input MCE - CNTL_AVV,» Protocollo ARERA n.1392, Dati su supporto elettronico, 17/01/2018.
- [46] TERNA, «Esempi della programmazione del fabbisogno con il SW CRESO,» Dati su supporto elettronico, allegato email inviata ad ARERA (MIT), 16/05/2019.

[47] AGCM, *Repower Italia prezzo dispacciamento energia elettrica centro sud*, Provvedimento n. 23623: Istruttoria I736, 30/05/2012.

[48] TERNA, *Informativa inerente all'inserimento di documentazione originale di fonte Terna*, Documento: protocollo ARERA n.21956, 09/07/2020.

Lista degli acronimi

<i>Acronimo</i>	<i>Termine completo</i>
CdR	Codice di Rete
GAUDI	Sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MIT	Unità Monitoraggio, Integrità e Trasparenza dei Mercati Energetici all'Ingrosso di ARERA
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MB	Mercato di Bilanciamento
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TIMM	Delibera ARG/elt 115/08, vedi [1]
UdD	Utente del Dispacciamento, vedi <i>Glossario</i>
UP	Unità di Produzione
UPE	Unità di Produzione equivalente

Glossario

<i>Termine</i>	<i>Definizione</i>
Disponibilità alla Riserva Reattiva	[Nel senso inteso nell'analisi] ciascuna UP, in una determinata Data/Ora, è considerata "disponibile alla riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo, per la regolazione primaria di tensione di centrale e per la regolazione secondaria di tensione" se e solo se per quell'ora l'UdD non ha dichiarato altrimenti a Terna; vedi §3.2.4 dell'Allegato A60 del CdR [28], vedi anche [14] per l'elenco delle indisponibilità del periodo considerato.
Configurazione di AreaStar	[Nel senso inteso nell'analisi] architettura di <i>AreaStar</i> in una determinata Data/Ora, così come dedotta dalla struttura di liste impianti inutate nell'algoritmo di MCE [12]; si veda il Capitolo 5 per maggiori approfondimenti; si veda invece l'Appendice 5 per un elenco delle configurazioni più frequentemente riscontrate nel periodo in analisi.
CRESO	Sistema integrato di programmi per la simulazione del comportamento di sistemi elettrici in regime stazionario e per l'ottimizzazione delle produzioni di potenza attiva e reattiva; vedi [29] e [19].
Disponibilità al Servizio di Dispacciamento	[Nel senso inteso nell'analisi] ciascuna UP, in una determinata Data/Ora, è considerata "disponibile al servizio di dispacciamento" se e solo se risulta presente nei dati di input di MCE (tabella DATI_TER) [13] con un valore di Potenza Massima (ovvero il massimo tra i valori dei campi DATI_TER{14,20,26,32,38,44,50,56,62,68}) maggiore di 1 MW. Per ulteriori approfondimenti si veda la <i>nota a piè di pagina</i> e il Capitolo 9 §II.
Fabbisogno Aggregato	[Nel senso inteso nell'analisi] s'intende il Fabbisogno di un'AreaStar in una determinata Data/Ora calcolato come somma aritmetica dei fabbisogni delle ListImpianto che la compongono, selezionate in base al seguente criterio: per ciascun impianto dell'AreaStar viene selezionata la ListImpianti con il maggior fabbisogno fra quelle inglobate nell'AreaStar oppure, a parità di fabbisogno, quella con il maggior numero di impianti rappresentati. Tale approccio annulla le duplicazioni di vincoli che sono perfettamente inclusi in aree più grandi, ma lascia entrambi i vincoli che condividono tra loro solo un'intersezione di impianti.
Data Flusso	Giorno cui si riferisce la programmazione del mercato elettrico in oggetto.
Gruppo di UdD	Insieme di 2 o più UdD che agiscono in collaborazione per assicurarsi una posizione decisiva per l'offerta di presenza in servizio.
Livello Minimo [di AreaStar]	La configurazione tridimensionale di AreaStar osservata in ciascuna ora è classificata in base alla più piccola AreaStar presente nella configurazione stessa che incorpora l'AreaStar sottostante; ad esempio l'AreaStar CAM compare al suo livello minimo nella configurazione "CAM-CAL" se quest'ultima in quell'ora è la più piccola AreaStar che incorpora almeno un impianto di CAM.
MacroOperatore	Ciascun impianto è stato associato ad un solo CodiceUdD in ciascuna ora secondo i dati forniti da Terna [23]. Invece, ciascun CodiceUdD è associato ad un solo MacroOperatore secondo la medesima definizione del TIMM [1].
Utente del Dispacciamento (UdD)	È il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento, ovvero il titolare o il soggetto mandatario di uno o più punti di dispacciamento in immissione e/o di prelievo; l'UdD è responsabile verso Terna del dispacciamento dell'energia e del bilanciamento tra immissioni e prelievi; qualora sia anche responsabile di punti del dispacciamento abilitati a fornire servizi di rete, l'UdD partecipa al mercato dei servizi di dispacciamento fornendo servizi a Terna; vedi anche §4.3.1.1 Cap.4 del CdR [21].

1. Note metodologiche di analisi dei dati

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

2. Elenco delle “Aree” identificate nel Mezzogiorno nel periodo in analisi

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

3. Localizzazione degli impianti associati alle Aree di 3° livello

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

4. Statistiche sulle configurazioni d'impianti sotto e sovrastanti le aree di 3° livello

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

5. Configurazioni di AreeStar più frequenti

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

6. Statistiche su dati tecnici degli impianti

... *omissis* ...

7. Casi di UP con coefficiente non unitario

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

8. Architettura di riferimento per la regolazione della tensione

Vedi allegato “Rapporto di monitoraggio MSD - Appendici”

RAPPORTO DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
IN MATERIA DI MONITORAGGIO
DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO:
SEGMENTO RELATIVO ALLA REGOLAZIONE DI TENSIONE

APPENDICI

1. Note metodologiche di analisi dei dati

I. Selezione degli impianti in analisi

Partendo dalla lista di tutti gli impianti termoelettrici installati nelle zone in analisi (CSUD, SUD, PRGP, ROSN, FOGN, BRNN) e che risultano elencati nella “Lista Nodi Pilota e Aree” [Terna] vengono selezionati quelli che sono stati inclusi almeno una volta nel file LSTN_UPT [Terna].

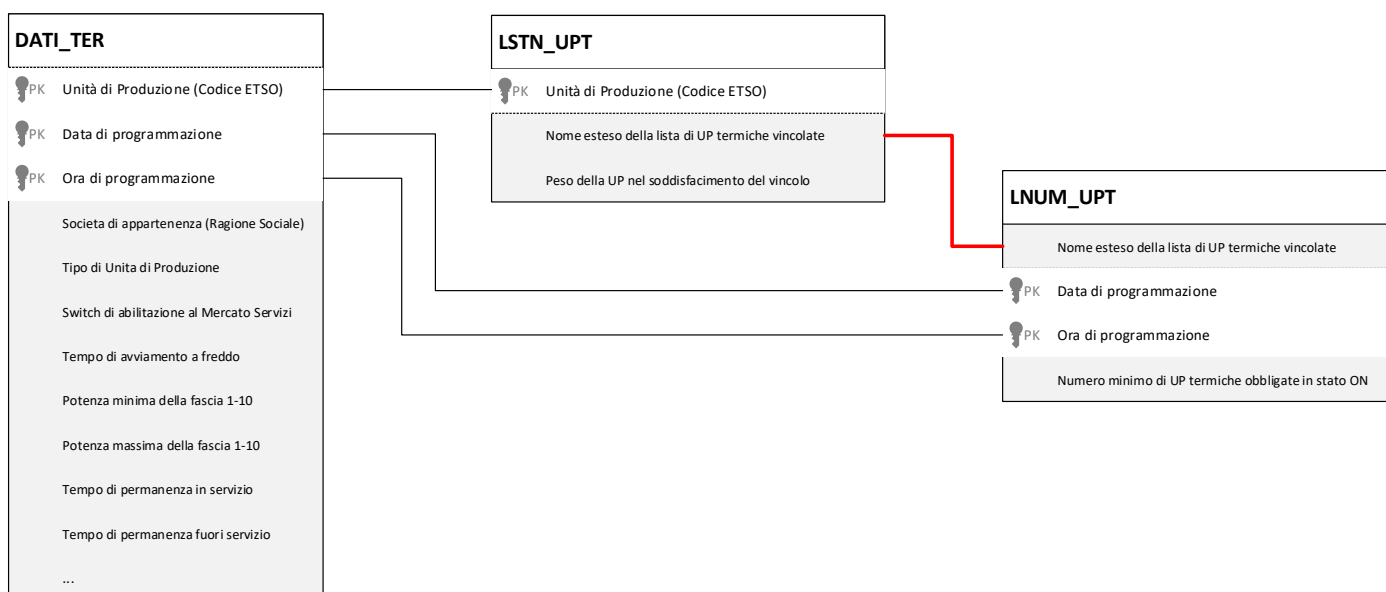
II. Struttura originale dei dati

La struttura dati relativa ai “vincoli di rete per presenza in servizio” poggia su 3 tabelle:

1. LNUM_UPT
2. LSTN_UPT
3. DATI_TER

I dati in oggetto si presentano con il seguente schema relazionale: in una singola ora, una data UP è identificata nella tabella “LSTN_UPT” tramite il campo chiave 1 e le viene attribuito un “peso” nel campo 3 relativamente al perimetro d’area identificato al campo 2; lo stesso perimetro d’area si ritrova nella tabella “LNUM_UPT” insieme al valore di fabbisogno che dev’essere soddisfatto al campo 4; si osservi tuttavia che il campo “Nome esteso della lista di UP termiche vincolate” è un campo di testo con valori anche molto lunghi e contenente caratteri d’ogni genere, in quanto tale poco pratico dal punto di vista informatico per essere utilizzato come campo chiave per mettere in relazione le 2 tabelle in questione e creare l’auspicabile relazione: *in ogni singola ora un numero “m” di UP è collegato ad un numero “n” di aree ovvero una singola UP può comparire in molteplici aree e una singola area può includere molteplici UP* (vedi relazione in rosso in Figura 1).

Figura 1 – Schema relazionale della base dati utilizzata e proveniente dai dati di input di MCE
Nomenclatura secondo la Specifica MSD [Terna]



III. Preparazione dei dati

Sessioni e "affiorabilità"

Il MSD ex - ante si articola in diverse sottofasi di programmazione, successive l'una all'altra¹:

- MSD1, MSD2, MSD3 fino al 10/02/2015
- MSD1, MSD2, MSD3, MSD4 fino al 31/01/2017
- MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6 fino ad oggi

Ciascuna sottofase permette la programmazione soltanto di un certo periodo orario, ovvero nella configurazione odierna:

- MSD1 programma definitivo per le ore 1-4 e provvisorio per le ore 5-24
- MSD2 programma definitivo per le ore 5-8 e provvisorio per le ore 9-24
- MSD3 programma definitivo per le ore 9-12 e provvisorio per le ore 13-24
- MSD4 programma definitivo per le ore 13-16 e provvisorio per le ore 17-24
- MSD5 programma definitivo per le ore 17-20 e provvisorio per le ore 21-24
- MSD6 programma definitivo per le ore 21-24

Ciascuna di queste sessioni viene risolta autonomamente dalle altre con un proprio dataset di input/output; la Specifica di MSD indica che alcuni specifici campi di input di sessioni successive alla prima vengono sovrascritti da specifici campi di output della sessione MSD immediatamente precedente, come ad esempio il campo input OFFE_MSD(4) - *Potenza programmata in esito alla sessione precedente* – che proviene dal campo output MSDP_SNT(4) – *Potenza programma in esito al MSD*. Per tutti gli altri campi, la Specifica suggerisce che, in ciascuna sottofase successiva alla prima per le ore programmate in via definitiva nelle sottofasi precedenti, vengono riportati tali e quali i valori utilizzati dalle rispettive sottofasi precedenti²; i suddetti dati vengono quindi definiti da Terna come "affioranti [dalle sessioni precedenti]". Tale approccio consentirebbe all'analista di estrarre ex-post i dati relativi a tutte e 24 le ore di programmazione unicamente dal dataset dell'ultima sessione, in quanto i dati relativi alle ore programmate nelle sessioni precedenti risulterebbero "affiorati" nella stessa.

Opportuni controlli sulla qualità dei dati forniti da Terna hanno dimostrato che ciò è vero solo con riferimento ad alcuni campi di alcune tabelle, mentre tutti gli altri valori possono essere sovrascritti (in sessioni successive) anche relativamente alle ore già programmate in via definitiva (in sessioni precedenti); si considerino ad esempio i seguenti casi relativi ai dati in analisi:

LNUM UPT

- il 13/01/2015 la lista vincolata "Porcari" compare nelle sessioni MSD2 e MSD3 per le ore 9-20; tuttavia MSD2 programma in definitiva solo le ore 13-16 quindi per le ore 9-12 tale **vincolo** non dovrebbe esistere nei dati affioranti;*
- il 22/07/2015 la lista vincolata "Sardegna Nuovo" compare nelle sessioni MSD1, MSD2 e MSD3 per tutte le 24 ore con fabbisogno pari a 2, poi in MSD4 compare per tutte le 24 ore con **fabbisogno** pari a 1; i dati "affioranti" in MSD4 dovrebbero invece inputare un fabbisogno pari a 2 per le ore 1-16 e un fabbisogno pari a 1 per le ore 17-24;*
- il 30/01/2015 la lista vincolata "SULCIS3 imposto per f.s. SARLUX fine 18feb" (ovvero un vincolo adhoc per la sola terza UP di SULCIS) compare solo nella sessione MSD1 con **fabbisogno** pari a 3 per tutte le*

¹ Come previsto all'art. 56.1.bis della Disciplina del Mercato Elettrico

² Vedi ad esempio le osservazioni di cui al §7.4 della Specifica di MSD: "In esito alle sottofasi della fase di programmazione del MSD successive alla prima, i valori trascritti in output nel file MSDP_SNT per le ore non appartenenti alla finestra temporale di programmazione saranno uguali a quelli riportati nel modulo MSDP_SNT utilizzato come input per effettuare le verifiche preliminari. Ad esempio per la seconda sottofase, dal periodo orario 1 al periodo orario 12, i dati presenti nel file MSDP_SNT in uscita dovranno essere identici a quelli presenti nel corrispondente file di input; dal periodo orario 13 fino al 24 conterranno l'esito dell'algoritmo di ottimizzazione".

24 ore, mentre nelle sessioni MSD2 e MSD3 compare il vincolo "sulcis3 imposto per f.s. Sarlux fine 18 Febbraio" (ugualmente un vincolo adhoc per la sola terza UP di SULCIS) con fabbisogno pari a 1 per tutte le 24 ore; i dati "affioranti" in MSD3 dovrebbero invece inputare il primo vincolo come esistente nelle ore 1-12 ed il secondo vincolo come esistente nelle ore 13-24;

DATI TER

- D. il 26/03/2017 la terza UP di SULCIS per le ore 20 fino alla sessione MSD5 risulta disponibile con **Pmin**³ e **Pmax**⁴ positivi mentre per la medesima ora nella sessione MSD6 tali valori risultano inferiore a 1, indicando quindi indisponibilità; i dati "affioranti" in MSD6 dovrebbero invece indicare gli stessi valori positivi di MSD5;
- E. il 26/02/2019 la seconda UP di TORREVALDALIGA NORD nelle sessioni MSD1, MSD2, MSD5, MSD6 per tutte le 24 ore indica un **TAV**⁵ pari a 8 ore, mentre nelle sessioni MSD3 e MSD4 indica un valore pari a 13 ore; i dati "affioranti" in MSD6 dovrebbero invece indicare un valore pari a 8 per le ore 1-8, un valore pari a 13 per le ore 9-16 ed un valore pari a 8 per le ore 17-24;
- F. il 03/08/2017 la seconda UP di SCANDALE nelle sessioni MSD1, MSD2, MSD3, MSD4 per tutte le 24 ore indica un **TPS**⁶ pari a 12 ore, mentre nelle sessioni MSD5 e MSD6 indica un valore pari a 1 ora; i dati "affioranti" in MSD6 dovrebbero invece indicare un valore pari a 12 per le ore 1-16 ed un valore pari a 1 per le ore 17-24.

Alla luce della scarsa affidabilità dei dati "affioranti", si è deciso, per ciascuna data di programmazione, di ricostruirne il dataset "completo", ovvero quello comprendente, per ciascuna ora di programmazione, i valori così come provenienti dalla sessione in cui tale ora è stata programmata in via definitiva.

³ Valore calcolato dal minimo tra i campi DATI_TER(13,19,25,31,37,43,49,55,61,67)

⁴ Valore calcolato dal massimo tra i campi DATI_TER(14,20,26,32,38,44,50,56,62,68)

⁵ Campo DATI_TER(9)

⁶ Campo DATI_TER(74)

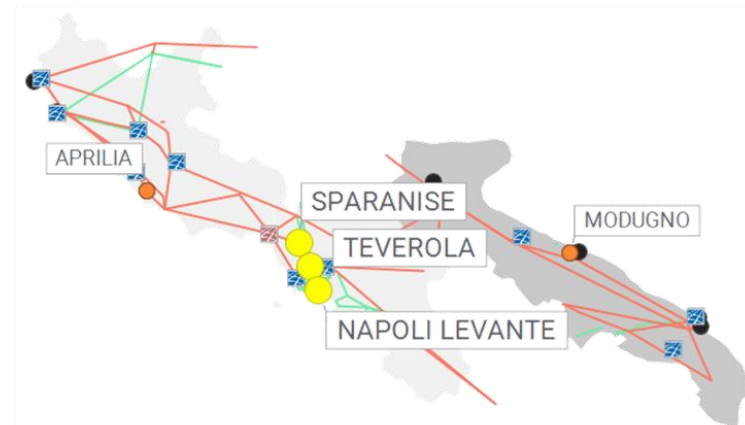
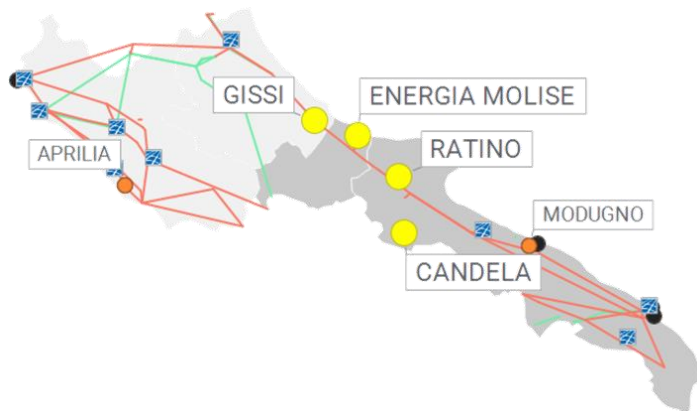
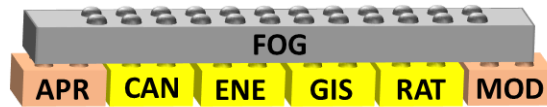
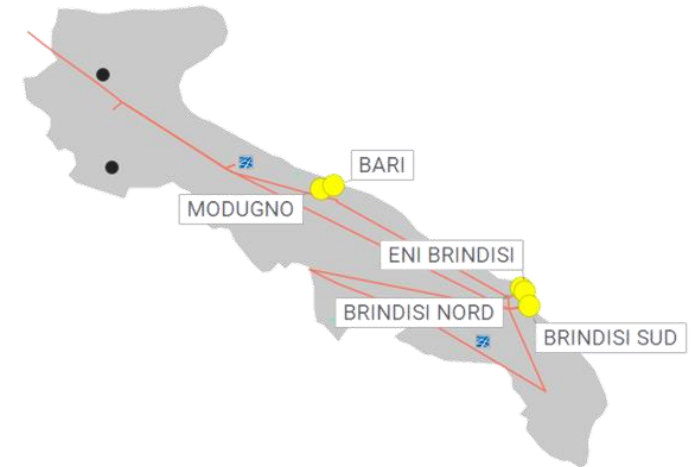
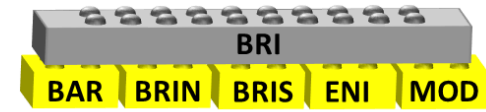
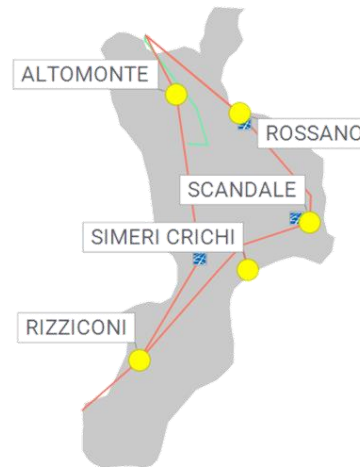
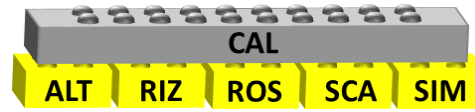
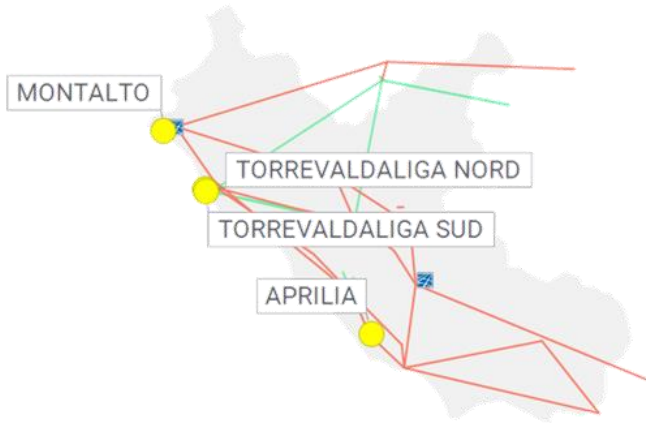
2. Elenco delle “Aree” identificate nel Mezzogiorno nel periodo in analisi

Livello	AreaStar	Area	numero di giorni nell'anno								
			2011 ⁷	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
3	BRI-	BARI	5	10	2	-	-	-	-	-	-
		BRINDISI NORD, BRINDISI SUD	-	-	-	-	-	13	-	-	-
		BRINDISI NORD, BRINDISI SUD, ENI BRINDISI	-	-	-	-	-	3	-	-	-
		BRINDISI NORD, BRINDISI SUD, ENI BRINDISI, MODUGNO	240	366	365	314	162	2	-	-	-
		BRINDISI NORD, BRINDISI SUD, MODUGNO	94	-	-	-	108	-	-	-	-
		BRINDISI SUD	252	-	-	10	11	54	131	354	365
		BRINDISI SUD, ENI BRINDISI, MODUGNO	-	-	-	49	23	7	-	-	1
		BRINDISI SUD, MODUGNO	-	-	-	-	72	291	293	300	281
		ENI BRINDISI	-	-	296	360	357	362	359	365	365
	MODUGNO	-	-	-	-	-	1	-	-	1	
	CAL-	ALTOMONTE, RIZZICONI	12	-	-	2	-	2	-	-	-
		ALTOMONTE, RIZZICONI, ROSSANO, SCANDALE	-	2	-	-	-	-	-	-	-
		ALTOMONTE, RIZZICONI, ROSSANO, SCANDALE, SIMERI CRICHI	49	145	-	24	15	107	254	-	255
		ALTOMONTE, RIZZICONI, ROSSANO, SIMERI CRICHI	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		ALTOMONTE, RIZZICONI, SCANDALE	1	-	-	-	-	-	-	-	-
		ALTOMONTE, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI	275	26	-	-	1	55	106	365	110
		ALTOMONTE, RIZZICONI, SIMERI CRICHI	1	280	-	-	-	1	-	10	-
		ALTOMONTE, ROSSANO, SCANDALE, SIMERI CRICHI	1	1	-	-	-	-	-	-	3
		ALTOMONTE, SCANDALE, SIMERI CRICHI	-	-	-	-	-	-	-	-	6
		ALTOMONTE, SIMERI CRICHI	-	-	-	-	-	-	-	1	-
		RIZZICONI	28	14	15	1	33	7	21	2	11
		RIZZICONI, ROSSANO	1	-	-	-	-	-	-	-	-
		RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI	56	2	-	-	-	16	1	-	-
		RIZZICONI, SIMERI CRICHI	-	-	3	-	3	-	-	-	-
		SCANDALE	-	-	-	-	-	-	-	1	-
	SCANDALE, SIMERI CRICHI	-	-	-	-	3	3	-	-	-	
	CAM-	APRILIA, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE	-	-	-	1	-	-	-	-	1
		APRILIA, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	40	5	-	1	5	2
		APRILIA, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	1	-	-	-	6
		MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	6	-	-	-
		NAPOLI LEVANTE	109	209	103	22	2	-	1	-	-
		NAPOLI LEVANTE, SPARANISE	-	-	-	-	-	1	-	2	-
		NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA	297	288	-	139	83	188	226	253	272
		SPARANISE	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		SPARANISE, TEVEROLA	14	9	60	33	1	1	16	-	-
	TEVEROLA	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
FOG-	APRILIA, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, RATINO	-	-	-	-	-	-	-	1	-	

		ALTOMONTE, RIZZICONI, ROSSANO, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	71	353	24	-	8	-	-	-
		ALTOMONTE, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	CAM-FOG-	CANDELA, ENERGIA MOLISE, GISSI, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	1	-	1	5
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	24	54	179	362
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	39	31	10	10
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TURANO LODIGIANO	-	-	-	-	-	1	-	-	-
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	4	-	-
		CANDELA, ENERGIA MOLISE, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		CANDELA, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	2	-
		ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	1	1	5	-
	CAM-LAZ-	APRILIA, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD	-	-	-	-	-	-	-	-	5
		APRILIA, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	2	6	66	2	2	15
		APRILIA, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	-	-	-	-	1	-
		APRILIA, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	-	-	5	-	1	-
		NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	-	-	20	-	-	-
		SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	-	-	2	-	-	-
5	BRI-CAL-FOG-	ALTOMONTE, BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, RATINO, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI	-	-	-	-	-	-	-	10	-
	BRI-CAM-FOG-	BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, ENI BRINDISI, GISSI, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	2	-	-	-
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, ENI BRINDISI, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, GISSI, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	4	-	8	10
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE	-	-	-	-	-	-	-	8	-
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	14	234	273	274
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	5	-
		BRINDISI SUD, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	1	-
		BRINDISI SUD, CANDELA, MODUGNO, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		BRINDISI SUD, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	1	-
		BRINDISI SUD, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	CAM-CAL-FOG-	ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, RIZZICONI, ROSSANO, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	2	-	-
		ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	3	-
		ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, RATINO, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	3	-
		ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, RIZZICONI, ROSSANO, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	5	-	-
		ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		ALTOMONTE, CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		ALTOMONTE, MODUGNO, RATINO, RIZZICONI, SCANDALE, SIMERI CRICHI, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	1	-	-	-
	CAM-LAZ-FOG-	APRILIA, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	2	-	-	9
		APRILIA, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD	-	-	-	-	-	1	-	-	-
		APRILIA, CANDELA, ENERGIA MOLISE, MODUGNO, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA, TORREVALDALIGA NORD, TORREVALDALIGA SUD	-	-	-	-	-	4	-	-	2
		APRILIA, CANDELA, ENERGIA MOLISE, NAPOLI LEVANTE, RATINO, SPARANISE, TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	1	-	-

3. Localizzazione degli impianti associati alle Aree di 3° livello

Si riporta di seguito la rappresentazione geografica delle *AreeStar* di terzo livello, con la localizzazione degli impianti che le compongono rispetto alle linee di trasmissione; si evidenziano in giallo gli impianti strettamente inerenti all'AreaStar indicata e in arancio quelli che caratterizzano alcune particolari varianti della stessa.



4. Statistiche sulle configurazioni d'impianti sotto e sovrastanti le Aree di 3° livello

Tabella LAZ.1 – Frequenza di tutte le configurazioni di impianti che compongono l'AreaStar del Lazio (LAZ) nel periodo in analisi

Legenda 1: la tabella riporta per ciascun anno (colonne) e in totale nel periodo considerato (colonna in grigio) per l'AreaStar indicata [AreaStar] il numero di ore in cui tale AreaStar veniva rappresentata con una particolare struttura di Aree [Struttura delle Aree]; si riporta inoltre nelle colonne a destra l'indicazione di quali impianti sono rappresentati in ciascuna Struttura (si evidenziano in giallo gli impianti strettamente inerenti all'AreaStar indicata e in arancio quelli che caratterizzano alcune particolari varianti della stessa).

AreaStar	Struttura delle Aree	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot	presenza degli impianti di				
												MON	TORN	TORS	APR	
	APR-MON-TORN-TORS	-	1'968	8'428	8'602	8'442	3'240	-	-	-	30'680	x	x	x	x	
	APR-MON-TORN-TORS >> TORN	-	-	-	-	24	-	-	-	-	24	x	x	x	x	
	APR-MON-TORN-TORS >> APR	-	-	294	30	-	-	-	-	-	324	x	x	x	x	
	APR-MON-TORN-TORS >> APR-TORS	-	-	10	-	-	-	-	-	-	10	x	x	x	x	
	APR-MON-TORN-TORS >> TORS	-	-	-	7	-	-	-	-	-	7	x	x	x	x	
	APR-TORN-TORS	-	504	-	48	264	1'848	8'711	8'580	8'711	28'666		x	x	x	
	APR-TORN-TORS >> APR-TORS	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8		x	x	x	
	APR-TORN-TORS >> APR-TORN	-	-	-	-	-	1'851	-	-	-	1'851		x	x	x	
LAZ	APR-TORN-TORS >> TORN	-	-	-	-	-	-	-	175	-	175		x	x	x	
	APR-TORN-TORS >> APR	-	-	-	-	-	-	16	-	-	16		x	x	x	
	MON-TORN-TORS	4'658	-	-	-	-	-	-	-	-	4'658	x	x	x		
	APR-MON-TORN	-	-	24	-	-	-	-	-	-	24	x	x		x	
	TORN-TORS	3'356	6'311	-	-	-	96	-	-	48	9'811		x	x		
	TORN-TORS >> TORN	-	-	-	-	-	56	-	-	-	56		x	x		
	APR-TORN	-	-	-	-	-	666	-	-	-	666		x		x	
	TORN	-	-	-	24	-	-	-	1	-	25		x			
	APR	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1				x	
	ORE TOTALI	8'014	8'783	8'757	8'711	8'730	7'757	8'735	8'756	8'759	77'002					

Tabella LAZ.2 – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar LAZ compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata ad altre AreaStar nel periodo in analisi

Legenda 2: la tabella riporta per ciascun anno (colonne) e in totale nel periodo considerato (colonna in grigio) per l'AreaStar indicata [AreaStar] il numero di ore in cui tale AreaStar compare, al suo livello minimo, da sola (riga evidenziata in giallo) o aggregata ad altre AreaStar; si veda anche la definizione di Configurazione di AreaStar nel Glossario.

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot ↓
	LAZ-	8'014	8'783	8'757	8'711	8'730	7'757	8'735	8'756	8'759	77'002
LAZ	CAM-LAZ-	-	-	-	-	-	24	8	-	-	32
	CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	16

Tabella **CAM.1** – Frequenza di tutte le configurazioni di impianti che compongono l'AreaStar della Campania (**CAM**) nel periodo in analisi (vedi Legenda 1)

AreaStar	Struttura delle Aree	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot	presenza degli impianti di				
												APR	SPA	TEV	NAP	MOD
CAM	NAP-SPA-TEV	1'790	1'522	-	1'250	839	3'058	3'024	2'900	3'307	17'690		x	x	x	
	NAP-SPA-TEV >> NAP	1'238	1'486	-	113	-	-	8	-	-	2'845		x	x	x	
	NAP-SPA-TEV- >> SPA	-	-	-	-	-	-	6	-	-	6		x	x	x	
	NAP-SPA-TEV- >> TEV	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2		x	x	x	
	NAP-SPA-TEV- >> SPA-TEV-	-	-	-	31	-	10	-	-	-	41		x	x	x	
	NAP-SPA-TEV- >> SPA-TEV- // NAP	-	-	-	-	8	-	-	-	-	8		x	x	x	
	SPA-TEV // NAP	154	166	539	56	-	-	-	-	-	915		x	x	x	
	NAP-	61	657	505	12	-	-	-	-	-	1'235					x
	SPA-TEV-	12	-	325	302	-	-	288	-	-	927		x	x		
	NAP-SPA-	-	-	-	-	-	9	-	12	-	21		x			x
	APR-NAP-SPA-TEV	-	-	-	244	24	-	8	-	-	276	x	x	x	x	
	APR-NAP-SPA-TEV >> NAP-SPA-TEV	-	-	-	110	14	-	-	40	8	172	x	x	x	x	
	APR-NAP-SPA-TEV >> NAP-SPA-TEV >> TEV	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3	x	x	x	x	
	APR-NAP-SPA-TEV >> NAP-SPA-TEV // APR-SPA-TEV	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	x	x	x	x	
	APR-SPA-TEV // NAP-SPA-TEV	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	x	x	x	x	
	APR-NAP-SPA // NAP-SPA-TEV	-	-	-	4	-	-	-	-	8	12	x	x	x	x	
	APR-SPA-TEV // NAP	-	-	-	-	8	-	-	-	-	8	x	x	x	x	
NAP-SPA-TEV-MOD >> NAP-SPA-TEV-	-	-	-	-	-	40	-	-	-	40		x	x	x	x	
NAP-SPA-TEV-MOD	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8		x	x	x	x	
ORE TOTALI		3'255	3'831	1'369	2'127	893	3'125	3'334	2'952	3'371	24'257					

Tabella **CAM.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar CAM compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot ↓
CAM	CAM-CAL-	-	1'166	7'374	6'568	7'856	1'936	-	32	8	24'940
	CAM-	3'255	3'831	1'369	2'127	893	3'125	3'334	2'952	3'371	24'257
	CAM-FOG-	-	-	-	-	-	1'007	817	2'455	4'873	9'152
	BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	288	3'302	2'385	263	6'238
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	24	64	337	-	425
	BRI-CAM-	-	-	-	-	-	256	16	44	32	348
	CAM-LAZ-	-	-	-	-	-	66	-	8	96	170
	CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	56	-	-	-	56
CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	32	

Tabella **BRI.1** – Frequenza di tutte le configurazioni di impianti che compongono l'AreaStar di Brindisi (**BRI**) nel periodo in analisi (vedi Legenda 1)

AreaStar	Struttura delle Aree	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot	presenza degli impianti di					
												BAR	BRIN	BRIS	MOD	ENIB	
BRI	BAR // BRIN-BRIS-ENIB-MOD	-	230	14	-	-	-	-	-	-	244	x	x	x	x	x	
	BAR // BRIN-BRIS-ENIB-MOD >> BRIS	22	-	-	-	-	-	-	-	-	22	x	x	x	x	x	
	BAR // BRIN-BRIS-MOD >> BRIS	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24	x	x	x	x		
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD	1'968	8'553	1'654	72	106	-	-	-	-	-	12'353		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD >> ENIB	-	-	7'090	7'230	3'570	8	-	-	-	-	17'898		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD >> BRIS	3'770	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3'770		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD >> BRIS // ENIB	-	-	-	233	188	-	-	-	-	-	421		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-ENIB-MOD >> BRIS-MOD // ENIB	-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	23		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-MOD // ENIB	-	-	-	-	2'591	-	-	-	-	-	2'591		x	x	x	x
	BRIN-BRIS-MOD >> BRIS	2'230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2'230		x	x	x	
	BRIS-BRIN // ENIB	-	-	-	-	-	312	-	-	-	-	312		x	x		x
	BRIS-ENIB-MOD >> ENIB // BRIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4			x	x	x
	BRIS-ENIB-MOD >> ENIB	-	-	-	1'176	552	168	-	-	-	-	1'896			x	x	x
	BRIS-ENIB-MOD >> BRIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20			x	x	x
	BRIS-MOD >> BRIS // MOD // ENIB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7			x	x	x
	BRIS-MOD >> BRIS // ENIB	-	-	-	-	17	920	1'336	6'659	6'546	6'546	15'478			x	x	x
	BRIS-MOD // ENIB	-	-	-	-	1'603	5'875	5'555	347	14	14	13'394			x	x	x
	BRIS-MOD >> BRIS	-	-	-	-	-	72	24	-	8	8	104			x	x	
	BRIS-MOD	-	-	-	-	108	-	96	-	-	-	204			x	x	
	BRIS-ENIB >> ENIB	-	-	-	-	-	72	-	-	-	-	72			x		x
	BRIS // ENIB	-	-	-	-	-	275	1'659	1'749	2'155	2'155	5'838			x		x
ENIB // MOD	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	8				x	x	
ENIB	-	-	-	-	-	15	1'023	48	-	5	1'091					x	
BRIS	-	-	-	-	-	24	41	-	-	-	65			x			
ORE TOTALI		8'014	8'783	8'758	8'711	8'750	8'780	8'759	8'755	8'759	78'079						

Tabella **BRI.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar BRI compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot ↓
	BRI-	8'014	8'783	8'758	8'711	8'750	8'780	8'759	8'755	8'759	78'069
BRI	BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1

Tabella **FOG.1** – Frequenza di tutte le configurazioni di impianti che compongono l'AreaStar di Foggia (**FOG**) nel periodo in analisi (vedi Legenda 1)

AreaStar	Struttura delle Aree	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot	presenza degli impianti di				
												APR	GIS	ENE	RAT	CAN
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT	-	-	-	-	166	352	-	61	160	739	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT >> ENE-GIS-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	368	368	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT >> CAN-ENE-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	-	16	-	16	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT >> CAN-MOD-RAT // ENE-GIS	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT >> CAN-ENE-MOD-RAT // ENE-GIS	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT >> CAN-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // ENE-GIS-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	136	136	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // GIS	-	-	-	-	-	-	-	88	32	120	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // GIS-RAT	-	-	-	-	-	56	-	-	-	56	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // ENE-GIS	-	-	-	-	-	-	34	-	34	68	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> CAN-MOD // ENE-GIS-RAT >> ENE-RAT-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // ENE-GIS-RAT >> ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> CAN-MOD // ENE // GIS	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT // CAN-ENE-GIS-RAT	-	-	-	-	-	-	-	24	-	24	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-RAT // CAN-GIS-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8	x	x	x	x	x
	CAN-MOD // ENE-GIS-RAT >> ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	x	x	x	x	x
	CAN-MOD-RAT // ENE-GIS	-	-	-	-	-	-	-	-	72	72	x	x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT	-	-	-	-	32	1'498	3'212	3'979	5'190	13'911		x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> CAN-ENE-RAT	-	-	-	-	-	27	24	31	24	106		x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> CAN-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	-	72	-	72		x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> ENE-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	-	24	-	24		x	x	x	x
	CAN-ENE-MOD-RAT >> ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8		x	x	x	x
FOG	CAN-ENE-MOD-RAT >> RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8		x	x	x	x
	CAN-MOD // ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	24	24		x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-RAT	224	425	174	25	67	121	-	-	-	1'036		x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-RAT >> CAN-ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8		x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-RAT >> ENE-GIS-RAT	-	-	-	-	-	14	-	-	-	14		x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-RAT >> GIS-RAT >> GIS	-	-	10	-	-	-	-	-	-	10		x	x	x	x
	CAN-ENE-GIS-RAT >> GIS-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	14		x	x	x	x
	CAN-ENE-RAT // GIS	-	-	-	-	-	-	-	24	-	24		x	x	x	x
	CAN-ENE-RAT // ENE-GIS-RAT	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5		x	x	x	x
	ENE-GIS-MOD-RAT-	-	-	-	73	8	-	-	-	-	81		x	x	x	x
	CAN-ENE-RAT	-	-	-	-	-	2'189	2'114	653	-	4'956		x	x	x	x
	CAN-ENE-RAT >> CAN	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8		x	x	x	x
	ENE-MOD-RAT-	-	-	-	-	-	24	-	88	-	112		x	x		x
	ENE-GIS-RAT	-	8	884	1'141	691	234	-	-	32	2'990		x	x	x	
	ENE-GIS-RAT >> ENE-RAT	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16		x	x	x	
	CAN-ENE-MOD	-	-	-	-	-	-	-	72	-	72			x		x
	CAN-GIS-RAT	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9		x		x	x
	GIS-RAT	-	-	24	96	-	40	-	-	-	160		x		x	
	ENE-RAT	-	-	-	8	-	-	-	-	40	48			x	x	
	ENE-GIS	-	-	8	-	16	-	-	-	24	48		x	x		
	ENE // GIS	-	-	-	-	5	-	-	-	-	5		x	x		
	APR-CAN-ENE-MOD-RAT >> CAN-ENE-MOD-RAT	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8	x		x	x	x
	GIS-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8		x			
	ORE TOTALI	224	433	1'114	1'343	985	4'564	5'405	5'172	6'215	25'455					

Tabella **FOG.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar FOG compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot ↓
	FOG-	224	433	1'114	1'343	985	4'564	5'405	5'172	6'215	25'455
	CAM-FOG-	-	-	-	-	-	561	377	1'567	2'448	4'953
	BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	80	2'423	1'399	-	3'902
FOG	BRI-FOG-	-	-	-	40	120	208	48	363	96	875
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	76	-	76
	CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
	CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1

Tabella **CAL.1** – Frequenza di tutte le configurazioni di impianti che compongono l'AreaStar della Calabria (**CAL**) nel periodo in analisi (vedi Legenda 1)

AreaStar	Struttura delle Aree	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot	presenza degli impianti di				
												ALT	ROS	SCA	SIM	RIZ
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM	873	2'392	-	345	250	2'308	6'009	-	5'917	18'094	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> RIZ	44	39	-	-	-	40	34	-	138	295	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-RIZ // RIZ-SCA-SIM	167	-	-	-	-	-	-	-	-	167	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-RIZ-SIM	-	72	-	-	-	-	-	-	-	72	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-SCA-SIM	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-RIZ >> RIZ	48	-	-	-	-	-	-	-	-	48	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> RIZ-SCA-SIM // ALT-RIZ >> RIZ	28	-	-	-	-	-	-	-	-	28	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-RIZ	4	-	-	-	-	16	-	-	-	20	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> RIZ-SCA-SIM	-	-	-	-	-	8	10	-	-	18	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-ROS-SCA-SIM	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-ROS-SCA-SIM // RIZ	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-ROS-SCA-SIM // ALT-RIZ-ROS-SIM >> RIZ	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> ALT-RIZ-SIM >> RIZ-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	13	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM >> RIZ-ROS	7	-	-	-	-	-	-	-	-	7	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA // ALT-RIZ-SIM	-	4	-	-	-	-	-	-	-	4	x	x	x	x	x
	ALT-RIZ-ROS-SCA	-	26	-	-	-	-	-	-	-	26	x	x	x		x
	ALT-ROS-SCA-SIM-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	18	x	x	x	x	
	ALT-RIZ-SCA-SIM	5'588	624	-	-	24	1'065	2'148	7'179	2'612	19'240	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> RIZ-SCA-SIM >> RIZ	31	-	-	-	-	-	-	-	-	31	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> RIZ-SCA-SIM	13	-	-	-	-	-	-	-	-	13	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> ALT-SCA-SIM	-	-	-	-	-	-	-	-	24	24	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> ALT-RIZ-SIM	-	-	-	-	-	-	-	104	-	104	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> RIZ	341	-	-	-	-	16	392	8	4	761	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SCA-SIM >> ALT-SIM // RIZ // SCA	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SIM // RIZ-SCA-SIM >> RIZ	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4	x		x	x	x
	ALT-RIZ-SIM	-	3'696	-	-	-	24	-	32	-	3'752	x			x	x
	ALT-RIZ-SIM >> RIZ	-	61	-	-	-	-	-	-	-	61	x			x	x
	RIZ-SCA-SIM	801	8	-	-	-	288	-	-	-	1'097			x	x	x
	RIZ-SCA-SIM >> RIZ	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10			x	x	x
	ALT-RIZ-SCA	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24	x		x		x
	SCA-SIM	-	-	-	-	64	48	-	-	-	112			x	x	
	RIZ-SIM	-	-	24	-	56	-	-	-	-	80				x	x
	ALT-RIZ	-	-	-	32	-	-	-	-	-	32	x				x
	RIZ	1	24	310	12	653	54	-	-	-	1'054					x
	ORE TOTALI	7'979	6'987	334	389	1'047	3'867	8'593	7'331	8'759	45'286					

Tabella **CAL.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar CAL compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot ↓
	CAL-	7'979	6'987	334	389	1'047	3'867	8'593	7'331	8'759	45'286
CAL	CAM-CAL-	-	1'509	8'080	8'146	7'697	3'497	-	-	-	28'929
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	112	-	1	-	113

Tabella **CAM-CAL.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar CAM-CAL compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot
	CAM-CAL-	-	1'514	8'414	8'510	8'743	4'220	24	48	64	31'537
CAM-CAL	CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	-	160	32	-	192
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	144	184	1'595	644	2'567
	CAM-CAL-FOG-LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16

Tabella **CAM-FOG.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar CAM-FOG compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot
	CAM-FOG-	-	-	-	-	-	1'271	1'513	3'687	8'012	14'483
CAM-FOG	BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	312	4'394	3'618	535	8'859
	CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	64	16	-	-	80
	CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	8	64	8	-	80
	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	48	72	555	-	675
	BRI-CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	-	64	64

Tabella **BRI-CAM-FOG.2** – Conteggio delle ore in cui l'AreaStar BRI-CAM-FOG compare, al suo livello minimo, da sola o aggregata nel periodo in analisi (vedi Legenda 2)

AreaStar	AreaStar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	OreTot
	BRI-CAM-FOG-	-	-	-	-	-	376	5'163	6'337	5'839	17'715
BRI-CAM-FOG-	BRI-CAM-CAL-FOG-	-	-	-	-	-	48	112	707	280	1'147
	BRI-CAM-LAZ-FOG-	-	-	-	-	-	-	-	8	488	496

5. Configurazioni di AreeStar più frequenti

Tabella A – Elenco delle 40 configurazioni di AreeStar più frequenti in assoluto per numero di ore nel periodo considerato

StrutturaStar	2011 ⁸	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOT↓
BRI-, CAM-CAL-, LAZ-	-	1'166	6'848	6'135	6'359	1'169	-	-	-	21'677
BRI-, CAL-, LAZ-	4'724	3'654	-	-	-	152	368	105	-	9'003
BRI-, CAL-, CAM-, LAZ-	3'030	3'009	-	25	-	47	82	43	-	6'236
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, LAZ-	-	-	-	-	-	8	2'287	1'047	-	3'342
BRI-, CAM-, CAM-CAL-, LAZ-	-	337	490	875	412	447	-	-	-	2'561
BRI-, CAL-, CAM-, FOG-, LAZ-	224	293	-	-	-	466	1'264	230	16	2'493
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	16	305	544	1'552	2'417
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	248	678	1'339	2'265
BRI-, CAM-, CAM-CAL-, FOG-, LAZ-	-	5	532	849	246	352	-	-	-	1'984
BRI-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	31	-	-	-	886	685	248	116	1'966
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	48	176	412	1'257	1'893
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	915	763	112	1'790
BRI-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	95	344	244	848	1'531
BRI-, CAM-CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	209	239	544	452	-	-	-	1'444
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	128	808	327	159	1'422
BRI-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	383	48	388	504	1'323
BRI-, CAL-, CAM-CAL-, LAZ-	-	-	244	154	757	24	-	-	-	1'179
BRI-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	424	208	88	416	1'136
BRI-	-	-	-	-	1	800	-	-	-	801
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	592	-	592
BRI-, CAM-, FOG-, LAZ-	-	104	284	144	-	-	-	-	-	532
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	32	31	416	-	479
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	49	391	16	456
BRI-, CAL-, CAM-, CAM-CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	16	95	127	187	-	-	-	425
BRI-, BRI-CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	24	64	304	-	392
BRI-, CAL-, CAM-, CAM-CAL-, LAZ-	-	-	2	107	98	150	-	-	-	357
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	64	272	-	336
BRI-, LAZ-	36	101	15	16	3	64	56	32	-	323
BRI-, BRI-FOG-, CAM-, CAM-CAL-, CAM-LAZ-, FOG-, LAZ-	-	-	-	8	-	285	-	-	-	293
BRI-, BRI-CAM-LAZ-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	-	280	280
BRI-, CAM-, CAM-CAL-, CAM-LAZ-, LAZ-	-	-	-	-	-	274	-	-	-	274
BRI-, BRI-FOG-, CAM-CAL-, CAM-LAZ-, LAZ-	-	-	-	32	120	104	-	-	-	256
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	40	196	236
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	16	22	176	214
BRI-, BRI-FOG-, CAL-, CAM-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	23	152	30	-	205
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, CAL-, CAM-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	8	192	-	200
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-CAM-LAZ-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	-	192	192
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-FOG-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	56	32	104	192
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	40	144	184
BRI-, CAL-, CAM-CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	72	8	64	24	-	-	-	168

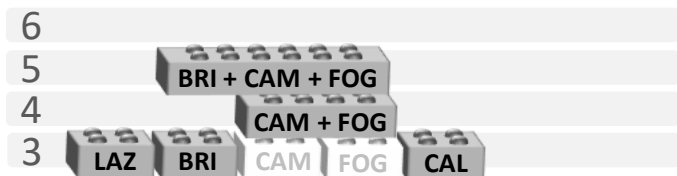
Tabella B – Elenco delle 10 configurazioni di AreeStar più frequenti in assoluto per numero di ore nel 2019

StrutturaStar	2011 [*]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019↓	TOT
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	16	305	544	1'552	2'417
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	248	678	1'339	2'265
BRI-, BRI-CAM-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	48	176	412	1'257	1'893
BRI-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	95	344	244	848	1'531
BRI-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	383	48	388	504	1'323
BRI-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	424	208	88	416	1'136
BRI-, BRI-CAM-LAZ-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	-	280	280
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	40	196	236
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-CAM-LAZ-FOG-, CAL-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	-	-	192	192
BRI-, BRI-CAM-FOG-, BRI-FOG-, CAL-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	56	32	104	192
BRI-, BRI-CAM-CAL-FOG-, CAL-, CAM-, CAM-FOG-, FOG-, LAZ-	-	-	-	-	-	-	16	22	176	214

⁸ a partire dal 01/02/2011

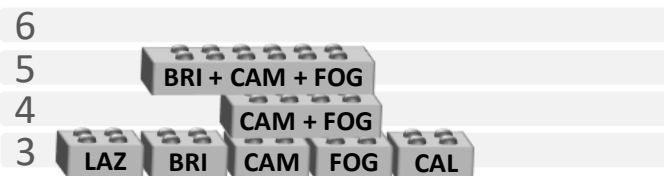
Figura A – Rappresentazione grafica delle prime due configurazioni più frequenti in ciascun anno

2019 – 1° configurazione più frequente (1'552 ore)

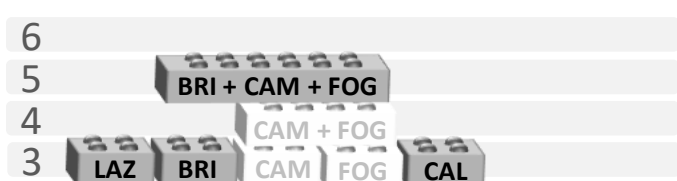


* Il periodo considerato è da gennaio a luglio

2° configurazione più frequente (1'339 ore)



2018 - 1° configurazione più frequente (1047 ore)



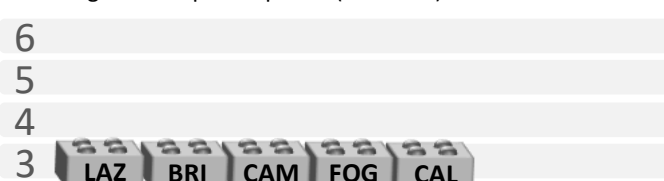
2° configurazione più frequente (763 ore)



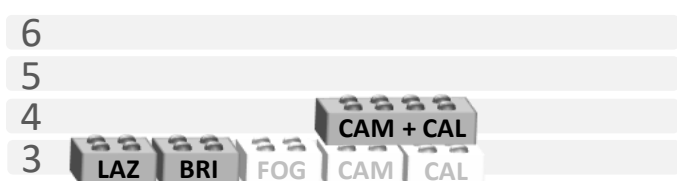
2017 - 1° configurazione più frequente (2287 ore)



2° configurazione più frequente (1264 ore)



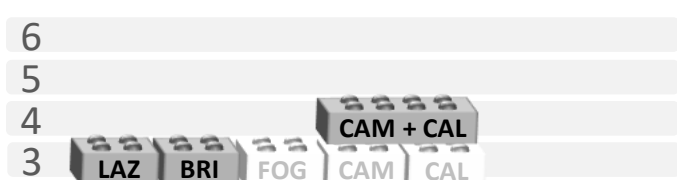
2016 - 1° configurazione più frequente (1169 ore)



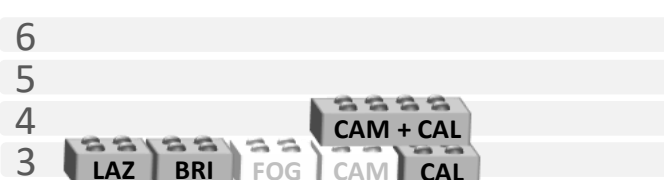
2° configurazione più frequente (886 ore)



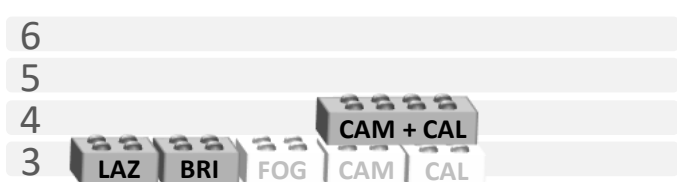
2015 - 1° configurazione più frequente (6359 ore)



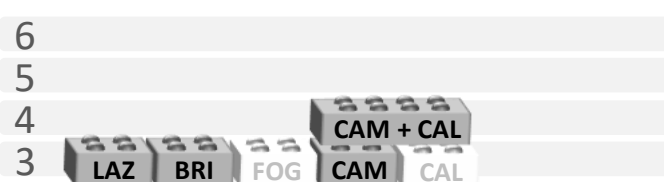
2° configurazione più frequente (757 ore)



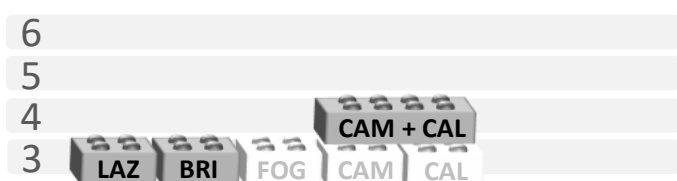
2014 - 1° configurazione più frequente (6135 ore)



2° configurazione più frequente (875 ore)



2013 - 1° configurazione più frequente (6848 ore)



2° configurazione più frequente (532 ore)



6. Statistiche sui dati tecnici degli impianti

Tabella **TAV.1** – Valori di TAV registrati nel RUP Statico e Dinamico

... *omissis* ...

Tabella **TAV.2** - Distribuzione dei valori di **TAV** per i singoli impianti in analisi

... *omissis* ...

Tabella **PMIN.1** – Valori di PMIN registrati nel RUP Statico e Dinamico

... *omissis* ...

Tabella **PMIN.2** - Distribuzione dei valori di **PMIN** per i singoli impianti in analisi

... *omissis* ...

7. Casi di UP con coefficiente non unitario

Tabella **COEFF.1** – Conteggio dei giorni in cui l'UP è rappresentata con coefficiente maggiore di 1

AreaStar	ListalimpiantiBreve	NomeImp Up	numero di giorni									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
BRI-	BRIS-	BRINDISI SUD 1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
		BRINDISI SUD 2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
		BRINDISI SUD 3	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
		BRINDISI SUD 4	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BRI-CAM-CAL-FOG-	ALT-BRIS-CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-RIZ-SCA-SIM-SPA-TEV-	ALTomonte 1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		BRINDISI SUD 1	-	-	-	-	-	-	1	-	1	
		BRINDISI SUD 2	-	-	-	-	-	-	1	-	1	
		BRINDISI SUD 3	-	-	-	-	-	-	1	-	1	
		BRINDISI SUD 4	-	-	-	-	-	-	1	-	1	
		CANDELA	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		ENERGIA MOLISE	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		MODUGNO	-	-	-	-	-	-	1	-	1	
		NAPOLI LEVANTE	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		RATINO	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		RIZZICONI 1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		RIZZICONI 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		SCANDALE 1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		SCANDALE 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		SIMERI CRICHI	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
SPARANISE 1	-	-	-	-	-	-	-	-	1			
SPARANISE 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1			
TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	-	1			
BRI-CAM-FOG-	BRIS-CAN-ENE-GIS-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	MODUGNO	-	-	-	-	-	-	-	3	-	
		BRIS-CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-	BRINDISI SUD 1	-	-	-	-	-	-	-	1	-
			BRINDISI SUD 2	-	-	-	-	-	-	-	1	-
			BRINDISI SUD 3	-	-	-	-	-	-	-	1	-
			BRINDISI SUD 4	-	-	-	-	-	-	-	1	-
MODUGNO	-		-	-	-	-	-	-	3	-		
BRI-CAM-FOG-	BRIS-CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	BRINDISI SUD 1	-	-	-	-	-	-	9	-	-	
		BRINDISI SUD 2	-	-	-	-	-	-	9	-	-	
		BRINDISI SUD 3	-	-	-	-	-	-	9	-	-	
		BRINDISI SUD 4	-	-	-	-	-	-	9	-	-	
		MODUGNO	-	-	-	-	-	-	11	13	-	
	BRIS-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	BRINDISI SUD 1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
		BRINDISI SUD 2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
		BRINDISI SUD 4	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
		ENERGIA MOLISE	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
		MODUGNO	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
RATINO	-	-	-	-	-	-	1	-	-			
CAM-	MOD-NAP-SPA-TEV-	MODUGNO	-	-	-	-	-	5	-	-		
CAM-FOG-	CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	MODUGNO	-	-	-	-	-	-	19	2		
CAM-LAZ-	APR-NAP-SPA-TEV-TORN-TORS-	APRILIA	-	-	-	-	-	1	-	-		
FOG-	CAN-ENE-GIS-MOD-RAT-	MODUGNO	-	-	-	-	-	-	-	3	-	
		CAN-ENE-GIS-RAT-	GISSI 1	-	-	-	-	-	-	-	1	-
			GISSI 2	-	-	-	-	-	-	-	-	1
LAZ-	APR-MON-TORN-TORS-	CAN-ENE-MOD-RAT-	MODUGNO	-	-	-	-	-	-	-	54	
		APR-	APRILIA	-	-	-	-	-	-	1	-	
		APR-MON-TORN-TORS-	APRILIA	-	-	-	248	303	54	-	-	
		APR-TORN-TORS-	APRILIA	-	-	-	2	11	105	89	99	8

Tabella **COEFF.2** – Conteggio dei giorni in cui l'UP è rappresentata con coefficiente minore di 1

AreaStar	ListalimpiantiBreve	Nomelmp Up	numero di giorni									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
BRI-	BRIN-BRIS-ENIB-MOD-	BRINDISI NORD 3	-	-	-	2	-	-	-	-	-	
		BRINDISI NORD 4	-	-	-	2	-	-	-	-	-	
		ENI BRINDISI 10	-	-	-	202	111	1	-	-	-	
		ENI BRINDISI 8	-	-	-	202	111	1	-	-	-	
		ENI BRINDISI 9	-	-	-	202	111	1	-	-	-	
	BRIS-ENIB-MOD-	ENI BRINDISI 10	-	-	-	49	16	7	-	-	1	
		ENI BRINDISI 8	-	-	-	49	16	7	-	-	1	
		ENI BRINDISI 9	-	-	-	49	16	7	-	-	1	
	ENIB-	ENI BRINDISI 10	-	-	-	-	-	-	5	-	-	
		ENI BRINDISI 8	-	-	-	-	-	-	5	-	-	
ENI BRINDISI 9		-	-	-	-	-	-	5	-	-		
BRI-CAM-CAL-FOG-	ALT-BRIS-CAN-ENE-GIS-MOD-NAP-RAT-RIZ-ROS-SCA-SIM-SPA-TEV-	ROSSANO 1	-	-	-	-	-	-	-	-	3	
		ROSSANO 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
BRI-CAM-FOG-	BRIS-CAN-ENE-ENIB-GIS-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	ENI BRINDISI 10	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
		ENI BRINDISI 8	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
		ENI BRINDISI 9	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
	BRIS-CAN-ENE-ENIB-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-	ENI BRINDISI 10	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		ENI BRINDISI 8	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
		ENI BRINDISI 9	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
	BRIS-ENE-MOD-RAT-SPA-TEV-	ENERGIA MOLISE	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		MODUGNO	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		RATINO	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		SPARANISE 1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		SPARANISE 2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
		TEVEROLA	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
BRI-CAM-LAZ-FOG-	APR-BRIS-CAN-ENE-MOD-NAP-RAT-SPA-TEV-TORS-	TORREV. SUD 5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
		TORREV. SUD 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
CAL-	ALT-RIZ-ROS-SCA-SIM-	ROSSANO 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	255
		ROSSANO 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ALT-RIZ-SCA-SIM-	RIZZICONI 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		RIZZICONI 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ALT-ROS-SCA-SIM-	ROSSANO 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
		ROSSANO 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
CAM-LAZ-	APR-NAP-SPA-TEV-TORS-	TORREV. SUD 5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
		TORREV. SUD 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
FOG-	CAN-ENE-GIS-RAT-	CANDELA 1	-	-	-	-	-	4	-	-	-	
		GISSI 1	-	-	-	-	-	4	-	-	-	
		GISSI 2	-	-	-	-	-	4	-	-	-	

8. Architettura di riferimento per la regolazione della tensione

Secondo quanto spiegato da Terna “la regolazione della tensione viene svolta sulla RTN in base ad un’architettura gerarchica, a differenti livelli:

- a livello di alternatore, dal sistema di eccitazione (Regolatore Automatico Tensione, RAT), su un riferimento di macchina impostato da operatore di centrale tramite un comando di aumenta/diminuisci e confrontato con la tensione della sbarra del generatore o imponendo una potenza reattiva costante;
- a livello di impianto di Produzione, dal dispositivo SART (Sistema Automatico Regolazione di Tensione), che invia un valore di potenza reattiva richiesta a tutto l’impianto (o a parte di esso); tale valore viene confrontato con la potenza reattiva scambiata dal singolo gruppo e trasformato attraverso un regolatore Integro/Proporzionale (Regolatore di Potenza Reattiva di Gruppo, RPRG) in un comando aumenta/diminuisci al fine di minimizzare l’errore di reattivo rispetto al set point imposto. Il SART a sua volta può operare in tre modi differenti [Figura 1 - Schema di principio del SART]:
 - in ricezione del set point di reattivo da remoto (da Regolatore Regionale di Tensione, RRT). Selettore di figura in posizione 1;
 - su set point di reattivo impostato localmente. Selettore di figura in posizione 3;
 - su riferimento di tensione sulla sbarra AT impostato localmente, mediante un regolatore Integro/Proporzionale (Regolatore Tensione Secondario, RTS) che genera il reattivo richiesto alla Centrale. In questo caso il selettore di figura è in posizione 2;
- a livello di area (Regolatore Regionale di Tensione), sulla base di un riferimento di tensione (immesso localmente o ricevuto da remoto dal regolatore nazionale), impostato per il nodo pilota, trasformando l’errore di tensione misurato in tale nodo attraverso un regolatore Integro Proporzionale (RRT) in un riferimento di potenza reattiva teletrasMESSO ai SART di Centrale;
- a livello Nazionale (Regolatore Nazionale di Tensione, RNT), gestendo direttamente i vari RRT” [Figura 2 - Schema di principio del Regolatore Regionale di Tensione e Regolatore Nazionale di Tensione].

Tuttavia, nonostante l’architettura gerarchica, **“il fatto che un SART sia attivato o meno, così come sia esercito in RRT o meno, non incide sulla possibilità che la Centrale effettui la regolazione di tensione, sulla base delle richieste delle Sale Controllo di Terna; il SART e/o il funzionamento in RRT viene attivato e disattivato in base alle esigenze di esercizio, ovvero in base alla necessità di controllare il reattivo e le tensioni con tale sistema o direttamente tramite sistema di eccitazione.**

In assenza dell’attivazione del SART o con il SART in locale o con il SART escluso, il gruppo non partecipa alla regolazione di tensione da remoto ma può partecipare alla strategia di regolazione secondaria di tensione appostandosi su un valore comunicato dalle Sale Controllo di Terna. In altri termini, la presenza/assenza del SART e/o il suo asservimento al RRT non altera le capacità di controllo delle tensioni in una determinata area, che può essere comunque efficacemente eseguita impartendo ordini dalle sale controllo di Terna alle centrali.”

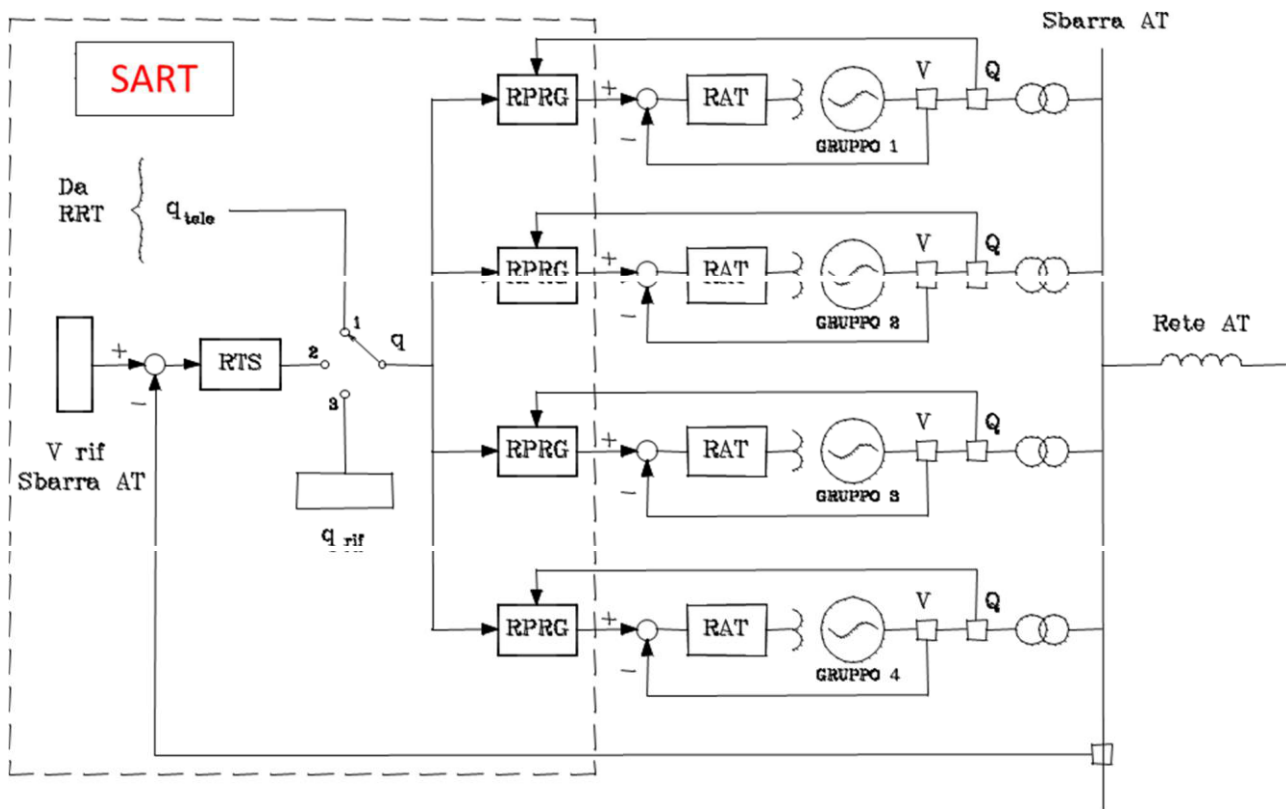


Figura 1 - Schema di principio del SART

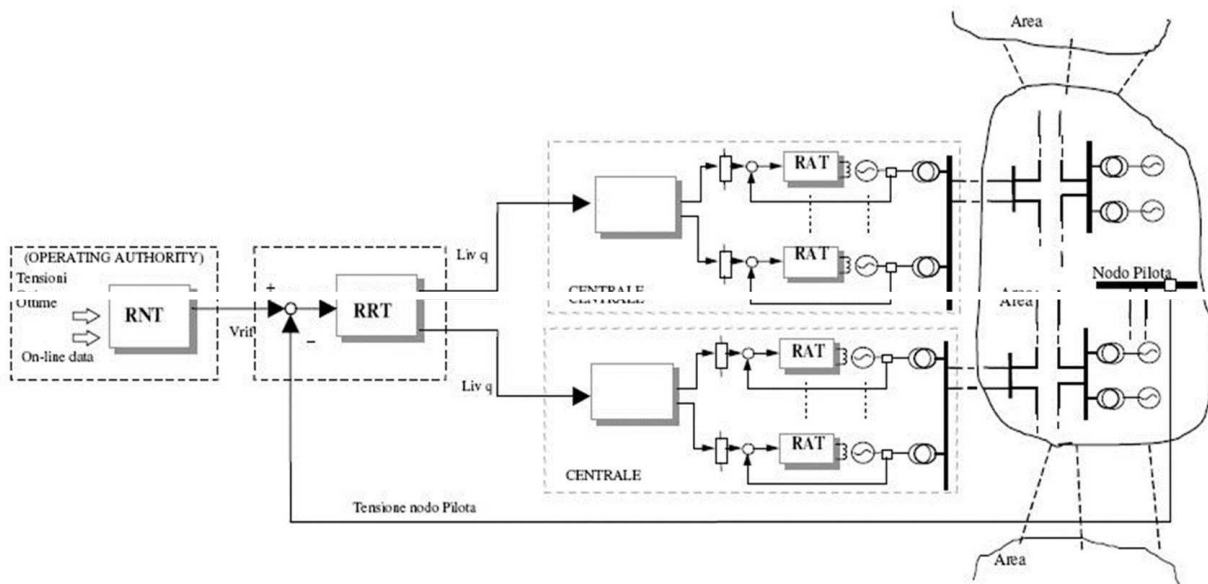


Figura 2 - Schema di principio del Regolatore Regionale di Tensione e Regolatore Nazionale di Tensione