



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI GENOVA

SCUOLA POLITECNICA

Dipartimento di Ingegneria Navale, Elettrica, Elettronica e delle
Telecomunicazioni

**Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Elettrica**

TESI DI LAUREA

IL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO: SVILUPPO DI UN ALGORITMO PER UN'ANALISI STATISTICA

*Relatori: Prof. Renato Procopio
Prof. Massimo Brignone*

*Correlatori: Dott.ssa Alice La Fata
Dott. Riccardo Barilli*

*Candidati: Lorenzo Orlandini
Matteo Grimaudo*

*Anno accademico
2021 /2022*

Indice

SOMMARIO	1
OBBIETTIVO	1
1 INTRODUZIONE AL MERCATO ELETTRICO	2
1.1 STORIA NORMATIVA DEL MERCATO ELETTRICO	2
1.2 FILIERA DEL SISTEMA ELETTRICO	5
1.3 MERCATO ELETTRICO	8
<i>1.3.1 Modalità e requisiti di ammissione al Mercato Elettrico</i>	<i>10</i>
<i>1.3.2 Zone di Mercato</i>	<i>12</i>
<i>1.3.3 Limiti fisici di transito</i>	<i>13</i>
2 STRUTTURA DEL MERCATO ELETTRICO	15
2.1 MERCATO ELETTRICO A TERMINE MTE	15
2.2 MERCATO ELETTRICO A PRONTI MPE	16
2.2.1 <i>Mercato del Giorno Prima MGP</i>	<i>16</i>
2.2.2 <i>Mercato Infragiornaliero MI</i>	<i>18</i>
2.3 MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI MPEG	20
2.4 MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO MSD	21
2.4.1 <i>Codice di Rete</i>	<i>21</i>
2.4.2 <i>Caratteristiche e struttura del MSD</i>	<i>22</i>
2.4.3 <i>Utenti di Dispacciamento UdD e Impianti essenziali</i>	<i>23</i>
2.4.4 <i>Risorse per il Servizio di Dispacciamento</i>	<i>25</i>
2.4.5 <i>Prodotti e servizi</i>	<i>30</i>
2.4.6 <i>Regolazione degli sbilanciamenti e remunerazione</i>	<i>33</i>
2.5 RIFORMA SUL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA	37
2.5.1 <i>Classificazione delle unità</i>	<i>37</i>

2.5.2 Ridefinizione delle responsabilità e programmazione delle unità.....	40
2.5.3 Riforma dei mercati MGP e MI	42
2.5.4 Riforma del mercato MSD	42
3 CREAZIONE DEL DATASET.....	45
3.1 ACQUISIZIONE DATI PER IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA	45
3.2 ACQUISIZIONE DATI PER IL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	52
3.3 ACQUISIZIONE DATI PER IL MERCATO INFRAGIORNALIERO	59
3.4 ACQUISIZIONE DATI PER IL MERCATO DEL BILANCIAMENTO	60
3.5 SEQUENZIALITÀ DEI MERCATI – COSTRUZIONE DEL PROGRAMMA VINCOLANTE	60
3.5.1 <i>Calcolo effettivo della quantità offerta in MSD</i>	63
4 DISCUSSIONE RISULTATI.....	66
4.1 ANALISI STATISTICA DI UNA SINGOLA UNITÀ DI PRODUZIONE	66
4.2 ANALISI STATISTICA DI UNA SOTTOZONA DELLA ZONA NORD	81
CONCLUSIONI	126
BIBLIOGRAFIA	128

Sommario

Il presente lavoro di Tesi propone un'analisi statistica del Mercato per il Servizio di Dispacciamento, realizzata grazie alla creazione di uno strumento in grado di elaborare i dati delle offerte pubbliche.

Per effettuare questo tipo di analisi non è possibile utilizzare i dati grezzi contenuti nei file delle offerte, ragion per cui, è stato stilato un algoritmo per elaborare i dati a disposizione.

Questo algoritmo è stato sviluppato nell'ambiente virtuale del programma Spyder. I dati, una volta elaborati, sono stati utilizzati per realizzare i grafici su cui si basa l'analisi statistica della presente Tesi.

Questi grafici sono di due tipologie e riportano:

- gli andamenti della frequenza con cui vengono accettate quantità in un determinato intervallo ;
- gli andamenti dei volumi di quantità accettata e quantità offerta.

Sono state inoltre evidenziate molteplici casistiche sulla base dei parametri:

- Tipologia di giorno: feriale e festivo;
- Stagione: primavera, estate, autunno e inverno;
- Tipologia di offerta: a vendere e a comprare;
- Fascia oraria: 00:00-12:00; 12:00-24:00;
- Tipologia di servizio.

Tramite questa analisi si andrà a caratterizzare il comportamento di Terna.

Dunque, i risultati di tale analisi potranno essere implementati all'interno di sistemi di simulazione come un Energy Management System, in modo da considerare il comportamento del gestore di rete in maniera più realistica.

Obbiettivo

Il presente lavoro di Tesi si pone come obbiettivo quello di realizzare un'analisi statistica del Mercato per il Servizio di Dispacciamento, realizzata grazie alla creazione di uno strumento in grado di elaborare i dati delle offerte pubbliche.

Per poter realizzare tale obbiettivo è necessario elaborare i dati grezzi delle offerte pubbliche, presenti sul sito internet del gestore del mercato elettrico (GME).

Vista l'elevata numerosità di dati organizzati in forma tabellare all'interno di tali file è necessario l'utilizzo di un opportuno strumento che permetta di creare un database dal quale elaborare le informazioni. Nello specifico è stato utilizzato l'ambiente virtuale del programma Spyder per stilare il codice necessario all'elaborazione e organizzazione del database. Sulla base di questi dati sono stati realizzati i grafici su cui si basa l'analisi statistica della presente Tesi.

1 Introduzione al Mercato Elettrico

1.1 Storia normativa del Mercato Elettrico

La liberalizzazione del settore energetico prende avvio con le Direttive Europee 96/92/CE e 98/39/CE che contengono i principi fondamentali per la creazione di un mercato unico, single market, dell'energia elettrica e il gas. In particolare, la Direttiva 96/92/CE del 19 Dicembre 1996, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione delle reti [1].

Il mercato elettrico nasce a seguito del recepimento della Direttiva Europea 86/92/CE attraverso l'approvazione del Decreto Legislativo n. 79/99 rispondendo all'esigenza di:

- Promuovere la competizione nelle attività di produzione e vendita di energia all'ingrosso, considerate attività libere, attraverso la creazione di una "piazza di mercato";
- Favorire la massima trasparenza ed efficienza dell'attività di dispacciamento: le reti sono considerate monopoli naturali e quindi devono essere sottoposte al controllo di un Regolatore che garantisca il libero accesso a tutti i clienti idonei.

Il modello organizzativo precedente alla liberalizzazione del mercato elettrico era basato su Monopolio Verticalmente Integrato. Enel S.p.A. esercitava, in questo caso, il ruolo di leader o operatore dominante adottando comportamenti tali da indurre un prezzo superiore a quello che si otterrebbe con offerte perfettamente concorrenziali, con conseguente riduzione del benessere collettivo. Con il decreto Bersani, viene istituito il principio del servizio pubblico al fine di tutelare i clienti finali determinando condizioni favorevoli alla nascita di un prezzo concorrenziale. Lo Stato si assume la responsabilità di garantire la fornitura di energia a tutti i cittadini ad un prezzo conveniente. Con l'obiettivo di creare un mercato concorrenziale viene imposta separazione verticale tra le imprese in modo da isolare le attività libere dalle attività concorrenziali.

Durante il processo di liberalizzazione, l'apertura del mercato, lato domanda, avviene in modo parziale e graduale individuando due tipologie di clienti: clienti idonei e clienti vincolati. I clienti idonei sono tutti quei soggetti a cui è riconosciuta la possibilità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore o distributore. Tutti gli altri sono clienti vincolati a stipulare contratti solo con produttori o distributori che esercitano servizio nell'area territoriale dove è situata l'utenza. La qualifica di cliente idoneo viene rilasciata dall'Autorità per l'Energia

Elettrica e il Gas (AEEG) previa presentazione di autocertificazione della propria idoneità. Per essere riconosciuto come cliente idoneo è necessario garantire delle soglie minime di consumo. Il processo di liberalizzazione del mercato si conclude con la Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003, che abroga la precedente Direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (da recepire nell'ordinamento italiano) e stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi [1].

Quindi viene istituito l'Acquirente Unico (AU) come società per azioni dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GTRN) con la funzione di garante della fornitura di energia elettrica nel mercato vincolato. La società stipula e definisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica e la fornitura in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario.

Il Gestore dei Mercati energetici S.p.A. (GME) è la società responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas Naturale e dei Mercati per l'Ambiente, secondo principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Provvede al bilanciamento tra domanda e offerta agendo come controparte centrale nel Mercato Elettrico a Pronti, ad esclusione del Mercato del Servizio di Dispacciamento, e nel Mercato Elettrico a Termine. Il GME, inoltre, definisce gli obblighi di produttori e importatori di energia che non si avvalgono della contrattazione bilaterale.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) è l'ente responsabile della determinazione delle condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento. Essa svolge una funzione di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento al fine di controllare in modo continuativo il meccanismo di formazione dei prezzi evidenziando eventuali anomalie legate a strategie di mercato. L'AEEG, dunque, svolge una funzione di controllo volta a garantire concorrenza ed efficienza nell'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Il decreto Bersani ha istituito il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, o Gestore della rete, come società per azioni, le cui azioni sono state assegnate da Enel S.p.A a titolo gratuito al Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica. Il GTRN si assume la responsabilità di garantire un servizio di pubblica utilità attraverso l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, compresa la gestione unificata della rete ad alta e altissima tensione. Il Gestore della rete pertanto è chiamato a garantire l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor

costo del servizio degli approvvigionamenti. Al fine di garantire interventi di manutenzione e sviluppo è necessario che il Gestore stipuli accordi con le società che dispongono di porzioni della medesima rete. Il GRTN, quindi, mantiene un rapporto indiretto con la rete ed incontra ovvie difficoltà nell'adempimento dei propri compiti e funzioni. Nel rispetto dei principi di salvaguardia degli interessi pubblici è stato ritenuto che l'unificazione della proprietà e gestione della rete risulti funzionale all'obiettivo proposto di assicurarne una maggior efficienza e sicurezza. A tale scopo la legge n. 290/2003 del 27 Ottobre 2003 ha disposto i principi di unificazione di gestione e proprietà della rete attraverso il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 11 Maggio 2004. La proprietà della rete elettrica nazionale è assegnata ad un unico soggetto attraverso il trasferimento a Terna S.p.a, che detiene il 90% circa della proprietà del sistema elettrico nazionale, di tutte le attività, funzioni, beni e rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo a GRTN S.p.A; in questo modo Terna diventa Gestore e Proprietaria della rete elettrica nazionale. Inoltre, è stato introdotto l'obbligo da parte del Gestore di redimere il Codice di Rete contenente le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica. Il primo novembre 2005 il GRTN diviene Gestore Dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) [1].

In conclusione, gli enti principali che concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono:

- Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE): è l'ente che delinea programmi e operazioni al fine di garantire sicurezza al sistema elettrico italiano;
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA): è "un'autorità amministrativa indipendente che ha la funzione di favorire lo sviluppo di mercati concorrenziali nelle filiere elettriche, del gas naturale e dell'acqua potabile, teleriscaldamento/teleraffreddamento e rifiuti urbani e assimilati, principalmente tramite la regolazione tariffaria, dell'accesso alle reti, dello standard di qualità dei servizi, del funzionamento dei mercati e la tutela dei clienti e degli utenti finali". Ha il compito di regolare e controllare il rispetto dei principi per la concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- Terna S.p.A.: è l'ente centrale del sistema elettrico, è il soggetto che garantisce il bilancio dei flussi di energia istante per istante e provvede alla sicurezza della rete in termini di qualità e continuità;
- GSE, Gestore dei Servizi Energetici: promuove lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabili tramite l'erogazione di incentivi;
- GME, Gestore dei Mercati Energetici S.p.A: è una società utile ad organizzare i Mercati dell'energia e del dispacciamento, rappresenta la "borsa elettrica italiana" per gli acquisti d'energia elettrica.

1.2 Filiera del Sistema Elettrico

Il sistema elettrico nazionale, a causa dello sviluppo tecnologico, delle diverse esigenze degli utenti e per via del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 per ridurre le emissioni di CO₂, è in rapida e continua evoluzione. Tutto ciò ha come conseguenza la rapida diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che nella storia, hanno normalmente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. Se fino a qualche anno fa, infatti, la maggior parte della produzione derivava da pochi impianti (soprattutto termoelettrici) di grande taglia, oggi sono sempre più presenti sul territorio impianti alimentati da fonti rinnovabili (come solare, idroelettrico, eolico, ecc.) [2].

Dunque, il sistema elettrico italiano si identifica come un sistema magliato di linee, stazioni elettriche e di trasformazione, attraverso cui l'energia prodotta nei centri di produzione raggiunge i centri di consumo. I centri di produzione e di consumo presentano un insieme di stazioni di trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad un livello inferiore e da un sistema di tele conduzione a controllo. La rete italiana di trasmissione e subtrasmissione è caratterizzata da tre livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150-132-120 kV. Il sistema elettrico è articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione, laddove ogni attività è libera ed è gestita e svolta da soggetti diversi (si veda ad es. Figura 1.1).

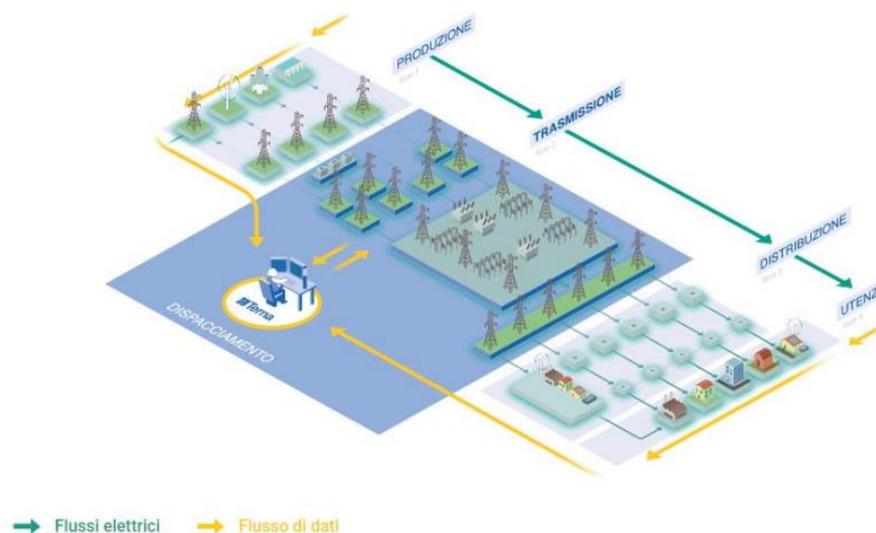


Figura 1.1 Struttura del sistema elettrico (fonte Terna).

La produzione di energia avviene principalmente in poli di produzione di grande taglia attraverso la conversione di fonti primarie di energia in elettricità mediante l'ausilio di opportuni cicli di potenza termodinamici.

Per quanto riguarda la fase di trasmissione, sappiamo come la rete elettrica italiana sia composta da diverse stazioni elettriche di trasformazione e da linee che, in base alla tensione di esercizio, si distinguono in diverse categorie:

- Altissima tensione (AAT): superiore a 150 kV;
- Alta tensione (AT): tra 30 e 150 kV;
- Media tensione (MT): tra 1 e 30 kV;
- Bassa tensione (BT): inferiore a 1 kV;

Terna si occupa di trasmettere l'energia elettrica dalla rete in alta tensione, dai centri di produzione, per poi arrivare, attraverso gli enti di distribuzione, alle zone di consumo. In Italia, Terna è l'operatore che gestisce le reti per la trasmissione dell'energia elettrica (TSO) e gestisce il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), dove per dispacciamento si intende la gestione dei flussi di energia sulla rete, in quanto l'energia elettrica non si può immagazzinare ed è quindi necessario produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori e gestirne la trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio. Terna monitora quindi i flussi elettrici e assicura l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato degli elementi del sistema, cioè gli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari.

Infine, l'energia elettrica viene distribuita in MT e BT agli utenti finali. La rete elettrica di distribuzione in MT, 10 kV – 20 kV, è connessa alla rete di trasmissione per mezzo di cabine primarie. Essa alimenta le utenze in MT e le cabine secondarie connesse alle reti di distribuzione in bassa tensione, 230 V – 400 V. La gestione della distribuzione di energia elettrica spetta attraverso concessione zonale al Distribution System Operator DSO. In Italia Enel Distribuzione è il principale DSO. Le reti di distribuzione italiane, a differenza della rete di trasmissione, sono principalmente costituite da una struttura radiale o ad anello e concepite per flussi di potenza unidirezionali.

L'energia elettrica non è immagazzinabile e deve essere prodotta istante per istante. Terna deve preoccuparsi che la trasmissione avvenga bilanciando la domanda e l'offerta di energia, con lo scopo di assicurare la fornitura e la sua continuità. La gestione in tempo reale di questi flussi di energia si chiama attività di dispacciamento o balancing. Dispacciare l'energia elettrica significa infatti coordinare la produzione dalle centrali, la trasmissione e la completa integrazione delle nuove fonti rinnovabili, garantendo sempre alti standard qualitativi e di sicurezza. Durante questa attività di dispacciamento, Terna deve oggi confrontarsi con un contesto laddove le fonti di energia rinnovabile sono sempre maggiori. Queste costituiscono una fonte di energia inesauribile, ma sono anche non prevedibili e intermittenti, quindi non modulabili. Il ruolo di Terna è quindi fondamentale per gestire un sistema sempre più complesso.

A seguito del tendente aumento delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) e della dismissione degli impianti tradizionali è aumentata l'instabilità nei sistemi energetici. Alcuni Paesi hanno recentemente aperto i propri Mercati dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a nuovi soggetti, cercando un modo per garantire un funzionamento efficiente e affidabile del sistema di alimentazione.

In conseguenza dell'introduzione della possibilità di essere coinvolti nei servizi di "Replacement Reserve", negli ultimi anni, i Sistemi di Gestione dell'Energia (EMS) per le microreti hanno iniziato a includere vincoli relativi al Mercato dei Servizi per il Dispacciamento. Vista la diffusione delle rinnovabili e la loro tipica produzione ad intermittenza, al fine di garantire la stabilità del sistema di produzione e trasmissione di energia elettrica, occorre rendere il sistema più flessibile. In particolare, questo è possibile grazie all'introduzione di sistemi di accumulo che permettono di scambiare potenza in modo bidirezionale. Inoltre, grazie allo sviluppo di tecnologie ICT (Information Communication Technology) i carichi sono stati resi flessibili e a seguito di questa innovazione è stato sviluppato un nuovo metodo per la gestione dell'energia chiamato "Demand Response"; questo consiste nella regolazione di carichi flessibili per seguire la produzione delle FER. L'introduzione di questi nuovi metodi per garantire l'efficienza e affidabilità del sistema ha reso necessario lo sviluppo di un EMS per regolare i flussi di potenza per le MGs [3] [4] [5] [6].

Il lavoro della presente tesi si inquadra in questo contesto all'interno di un progetto che consiste nella realizzazione di un simulatore di impianto che svolga le funzioni di sistema di gestione energetica. L'obiettivo dell'EMS consiste nel trovare la soluzione per programmare in modo ottimale la gestione delle Risorse Energetiche Distribuite (DER) disponibili. In particolare, tale sistema può essere utilizzato in tempo reale per dispacciare le varie unità di produzione ma anche in pianificazione per dimostrare ad esempio che dotarsi di una batteria piuttosto che di un generatore potrebbe portare ad un guadagno.

Occorre dunque tener conto dei cicli di carica/scarica delle unità elettriche/termiche e dei sistemi di accumulo. Allo stesso tempo, la partecipazione di MSD diventa una questione importante e urgente per raggiungere le giuste conclusioni nel processo di transizione energetica proposto dalle politiche ambientali che coinvolgono le politiche riguardanti le rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂. Considerando lo stato dell'arte, in questo contesto, l'Università degli studi di Genova ha elaborato il MATLAB Based (MB)-EMS, con l'obiettivo di minimizzare i costi operativi di un generico sistema di poligenerazione, composto di unità produttive, sistemi di accumulo con i relativi vincoli di deterioramento e controllabilità.

Il progetto per la realizzazione della versione aggiornata del MB-EMS è stato sviluppato in collaborazione con Renantis per lo sviluppo di un simulatore di sistemi di gestione dell'energia (EMSS), denominato Microgrid Simulator [5]. Il software è un in-house software sviluppato per la simulazione di Microgrid. Permette la progettazione di sistemi MG introducendo fonti energetiche distribuite, consumi elettrici, aspetti energetici ed economici, e, in particolare, BESS per eseguire simulazioni annuali o pluriennali. All'interno di queste simulazioni, diverse strategie di gestione, basate su scenari e mercati, possono essere ottimizzate

e confrontati. Il suo obiettivo è permettere agli utenti di ottimizzare i ricavi mediante un “Power Purchase Agreement” (PPA) competitivo, considerando le opportunità associate alla gestione lato domanda, alle condizioni legate ai servizi “demand-response” e per gestire il rischio connesso alla volatilità della produzione di energia elettrica dei mercati dell'energia su diverse scale temporali con il supporto di analisi e modelli previsionali.

Nel simulatore è presente un modello del mercato elettrico che implementa le regole del mercato italiano come vincoli all'interno di un problema di ottimo al fine di mostrare il vantaggio della partecipazione a tale mercato di un UVAM.

È stata inoltre formulata la seguente ipotesi semplificativa: per quanto riguarda i mercati dell'energia il prezzo offerto sarà sempre tale da garantire l'accettazione.

Per quanto riguarda i mercati dei servizi di dispacciamento, non essendoci la possibilità di definire una regola generale quale quella dell'incrocio della domanda e dell'offerta, c'è la necessità di simulare il comportamento di Terna per andare a valutare quali offerte verranno accettate e quali no. Attualmente il simulatore funziona imponendo un tasso di accettazione, escludendo il complemento a uno di tale rate tra le offerte elaborate dal simulatore, le quali sono caratterizzate da una distribuzione uniforme.

L'EMS permette di effettuare sia simulazioni “real-time” e deterministiche nel breve termine che simulazioni di “planning” e statistiche per il lungo termine. Le simulazioni di “planning” permettono di conoscere in anticipo la potenza disponibile ad essere scambiata in MGP e MSD. Il presente lavoro si colloca in questo contesto in quanto le operazioni di “planning” e statistiche per il lungo termine necessitano di dati affidabili e analisi storiche.

Di conseguenza il presente lavoro di Tesi si pone come obiettivo quello di formulare un'analisi statistica del MSD, realizzata grazie alla creazione di uno strumento in grado di elaborare i dati delle offerte pubbliche.

Quindi, grazie a questa analisi, è possibile caratterizzare statisticamente il comportamento del gestore della rete in modo da inserire nel simulatore una funzione di distribuzione di probabilità che renda più realistica la simulazione dell'operato di Terna [3].

1.3 Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico è un mercato fisico per la negoziazione di energia all'ingrosso, dove vengono stabiliti i programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica nella (e dalla) rete secondo il criterio di merito economico. Non è un mercato obbligatorio: gli operatori possono concludere contratti di compravendita al di fuori della piattaforma attraverso contratti bilaterali, in cui forniture e prezzo dell'energia sono liberamente determinati dalle parti. Tali contratti sono registrati all'interno della Piattaforma Conti Energia (PCE) gestita dal GME ma non facente parte del mercato elettrico. In tale piattaforma, il GME agisce come controparte delle partite economiche determinate dalla registrazione delle transazioni da parte degli operatori. La PCE è gestita attraverso un sistema informatico al quale gli operatori accedono attraverso la rete internet. Nella gestione del Mercato Elettrico, la borsa elettrica è lo strumento fondamentale per lo sviluppo di un mercato concorrenziale.

Il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia domandata e offerta. Il mercato elettrico si suddivide in sessioni, finalizzate alla gestione delle offerte e alla determinazione dell'esito di mercato. Tra ogni sessione intercorre un periodo temporale che prende il nome di seduta. Gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto e/o vendita. Le offerte sono costituite da coppie di quantità (MWh) e prezzo (Euro/MWh) e sono riferite a singole ore e "punti di offerta". Con questo termine si intendono i punti in relazione ai quali l'utente del dispacciamento acquisisce, a fronte delle transazioni concluse, il diritto e l'obbligo ad immettere/prelevare l'energia elettrica nelle/dalle reti; di regola è il GME che assegna il diritto di transito contestualmente e in un'unica posizione. Le offerte possono essere dei seguenti tipi [7], riportate nello schema in Figura 1.2:

- **Semplice:** costituita da una coppia di valori (quantità/prezzo unitario) riferita ad un punto di offerta, ad un mercato e ad un periodo rilevante, giorno, mese o anno (offerta presentabile sul Mercato del Giorno prima MGP, Mercato Infragiornaliero MI e Mercato del Servizio di Dispacciamento MSD);
- **Multipla:** costituita da una serie di offerte semplici (max quattro coppie quantità – prezzo unitario) presentate da uno stesso operatore per lo stesso periodo rilevante, riferite a un unico punto di offerta (offerta presentabile solo sul MGP e sul MI);
- **Bilanciata:** costituita da offerte di vendita a prezzo nullo e offerte d'acquisto senza indicazione di prezzo riferite allo stesso periodo rilevante e a punti di offerta appartenenti alla stessa zona geografica o polo di produzione limitato, tali che le rispettive quantità si equilibrino e siano identificate come reciprocamente bilanciate mediante un apposito codice alfanumerico scelto dagli operatori. Questa tipologia di offerte è utilizzata al fine di eseguire transazioni preventivamente concordate tra due operatori (offerta presentabile solo sul MI);
- **Predefinita:** costituita da offerte semplici o multiple, che vengono considerate come proposte da un operatore in ciascuna seduta del MGP in cui il GME non riceve offerte da parte dell'operatore medesimo (offerta presentabile solo sul MGP e sul MSD).

Le tipologie di offerte		
Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato Infragiornaliero (MI)	Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)
Acquisto (*) Vendita (*)	Acquisto Vendita	Acquisto Vendita (*)
Coppie "quantità energia – prezzo energia "	Coppie "quantità energia- prezzo energia"	Prezzo per tipologia di servizio
Multiple Semplici Predefinite (*)	Multiple Semplici Bilanciate	Predefinite (*)

Legenda

(*) Ammessa solo sui punti di offerta afferenti unità di consumo e i pompaggi

(*) Ammessa solo su punti di offerta afferenti unità di produzione e i pompaggi

(*) Attive solo in caso di assenza di offerte presentate durante la seduta di mercato

(*) Solo di tipo semplice: un acquisto + una vendita

(*) Ammessa offerta di Riserva secondaria in vendita/acquisto e offerta per Altri servizi multipla in vendita e in acquisto

Figura 1.2 Tipologie di offerte (fonte: Report, Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia).

1.3.1 Modalità e requisiti di ammissione al Mercato Elettrico

Abbiamo già accennato nei paragrafi precedenti come all'apertura del mercato vengano individuate due tipologie di clienti: clienti idonei e clienti vincolati, i primi sono tutti quei soggetti a cui è riconosciuta la possibilità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore o distributore. Per l'appunto chi può accedere al mercato sono tutti i clienti idonei, intesi come le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica (non destinata ad uso domestico), inclusi i produttori e i clienti grossisti.

A decorrere dallo scorso 1° luglio 2004 sono clienti idonei tutti i clienti finali non domestici. Possono essere ammessi al MGP i produttori e i clienti idonei che abbiano stipulato il contratto di dispacciamento con il GRTN [1]. Gli operatori di mercato in immissione (produttori) partecipano al MGP mediante la presentazione di offerte di vendita, riferite a punti di offerta in immissione o misti. Un'offerta di vendita sul MGP, qualora accettata, comporta l'impegno ad immettere in rete, in un dato periodo rilevante, i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, o parte di essi in caso di accettazione parziale, valorizzati a prezzi non inferiori ai prezzi unitari specificati per ciascun quantitativo nell'offerta stessa. Un punto di offerta misto invece è un'unità idroelettrica di produzione e pompaggio. Gli operatori di mercato in prelievo (clienti idonei) partecipano al MGP mediante la presentazione di offerte di acquisto, in riferimento a punti di offerta in prelievo, e i produttori, in riferimento a punti di offerta misti.

Tuttavia, coloro interessati a operare sul mercato elettrico del GME devono possedere i requisiti di competenza e onorabilità, indicati nel Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico [8]:

- I requisiti di competenza consistono nell'essere dotati di idonea professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei relativi sistemi di sicurezza oppure nell'avvalersi di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.
- I requisiti di onorabilità consistono nell'assenza di condanne per i reati di aggrigotaggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche ovvero per il delitto di frode informatica.

I richiedenti, inoltre, non devono essere stati precedentemente esclusi dal mercato e devono:

- Sottoscrivere un contratto di adesione;
- Presentare domanda di ammissione al mercato, corredata dei seguenti documenti:
 - Dichiarazione sostitutiva di certificazione attestante che il soggetto richiedente o, nel caso di persona giuridica, il legale rappresentante, gli amministratori e il direttore generale, non siano stati destinatari di provvedimenti comportanti la perdita dei requisiti di onorabilità;
 - Dichiarazione attestante la titolarità dei poteri di rappresentanza nel caso in cui la domanda sia sottoscritta dal rappresentante legale ovvero da altro soggetto munito dei necessari poteri.

Entro quindici giorni dalla ricezione della domanda, il GME, effettuate le opportune verifiche su documentazione e requisiti, comunica l'ammissione o il rigetto della domanda tramite raccomandata A.R., anticipata via telefax. Il termine dei 15 giorni potrebbe essere sospeso sino all'effettuazione degli ulteriori adempimenti che il GME dovesse richiedere per regolarizzare o completare la documentazione presentata. Con il provvedimento di ammissione il soggetto interessato acquisisce la qualifica di operatore e viene inserito in un apposito Elenco degli operatori ammessi al mercato. Tuttavia l'operatore di mercato consegue la piena operatività previa acquisizione da parte del GME di dichiarazioni attestanti che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte relativamente a specifici punti di offerta.

1.3.2 Zone di Mercato

La rete di trasmissione italiana è suddivisa in zone di mercato per le quali esistono, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, limiti fisici di transito con le corrispondenti zone confinanti. Le zone possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, ad aree virtuali prive di un corrispettivo fisico, oppure essere dei poli di produzione limitati, ossia zone soggette a vincoli tecnici per la gestione in sicurezza del sistema. La determinazione dei limiti fisici di scambio di energia con porzioni di rete confinanti, avviene ricorrendo ad un modello di calcolo basato sul bilancio tra generazione e consumi. Le zone vengono definite sulla base di opportuni criteri tenendo conto del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. I programmi di immissione e prelievo nella/dalla rete devono essere tali da evitare congestioni significative all'interno di ciascuna zona geografica. La capacità di trasporto in zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni di funzionamento più frequenti. Inoltre, la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia all'interno di ciascuna zona non deve influenzare la capacità di trasporto. Il tutto deve essere definito nel rispetto delle condizioni di funzionamento della rete in piena sicurezza, criterio N-1, effettuando le opportune analisi considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali. Qualora esistano degli assetti di produzione interni alle zone che non permettano il libero transito di energia in condizioni di sicurezza tra zone adiacenti si dice che la sezione è "strutturalmente critica". Altrimenti, se la potenza di transito è superiore al valore di soglia di sicurezza strutturale, la sezione di rete risulta "operativamente critica". Le sezioni critiche sono oggetto di possibili azioni di controllo da parte di dispositivi automatici aventi come obiettivo quello di ristabilire uno stato sicuro della rete. Dunque, le zone possono essere riassunte in [7]:

- Zone geografiche: porzioni della rete elettrica nazionale per le quali esistono limiti fisici di scambio di energia con altre zone geografiche limitrofe (Nord, Centro-Nord, Centro- Sud, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna), ai fini della sicurezza del sistema elettrico;
- Zone virtuali: Punto di interconnessione con l'estero (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia) o con un polo di produzione limitato;
- Poli di produzione limitata: zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata alle unità stesse.

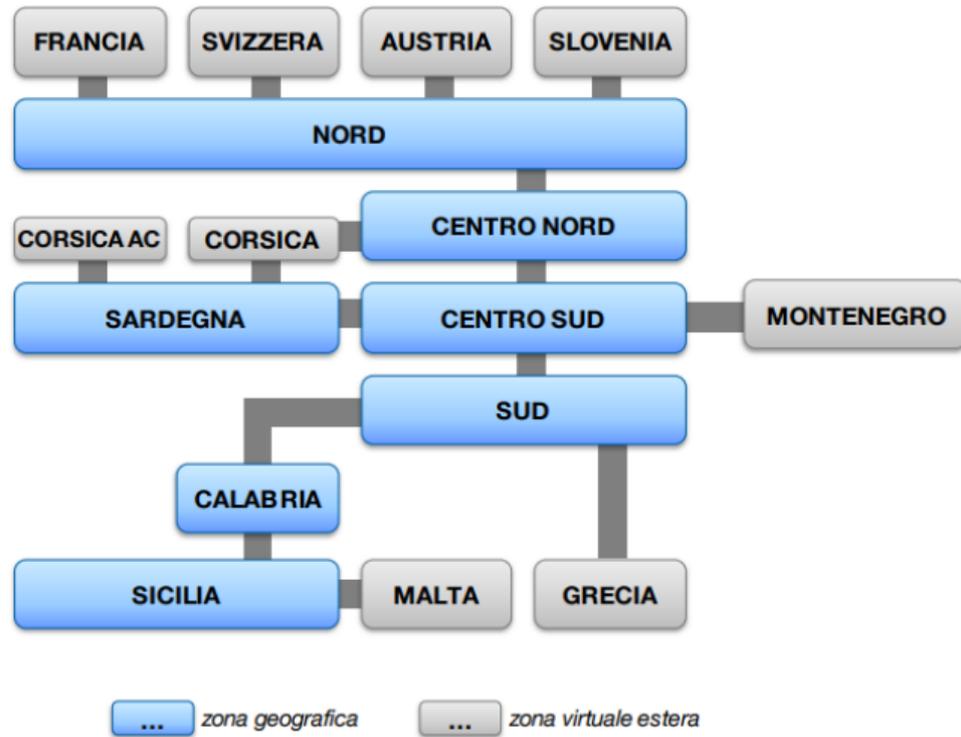


Figura 1.3 Zone di mercato (fonte Terna).

1.3.3 Limiti fisici di transito

Nel funzionamento del mercato elettrico le offerte vengono accettate con l'obiettivo di massimizzare il benessere del sistema tenendo conto dei limiti fisici di transito tra le diverse zone. I limiti fisici vengono identificati attraverso due grandezze:

- F_{ij} Scambio di energia tra la zona i e la zona j :

$$F_{ij} = \sum_{k=1}^N s_{ij,k} \cdot EN_k \quad (1.1)$$

Dove N è pari al numero totale delle zone geografiche o virtuali; EN_k saldo di energia pari alla differenza tra il totale vendite e acquisti della k -ma zona; $s_{ij,k}$ contributo della zona geografica o virtuale allo scambio di energia F_{ij} .

- G_α Scambio generalizzato di energia:

$$G_\alpha = \sum_{k=1}^N A_{\alpha,k} \cdot EN_k \quad (1.2)$$

Dove $A_{\alpha,k}$ è pari al contributo della zona geografica o virtuale allo scambio generalizzato, questi coefficienti vengono definiti direttamente da Terna.

La funzione di massimizzazione del sistema viene risolta tenendo conto dei seguenti vincoli:

- Gli scambi di energia tra le zone sono assegnati a rimanere al di sotto di un determinato valore massimo $MAX F_{ij}$;
- Gli scambi di energia generalizzati sono assegnati a rimanere al di sotto del corrispondente valore massimo b_{α} .

Nella risoluzione del Mercato si effettua il market splitting, nel caso in cui uno dei vincoli di rete tra zone contigue non sia rispettato. L'operazione di market splitting porta alla definizione di prezzi zionali differenti, determinando prezzi di equilibrio maggiori nelle zone di importazione, cioè nelle zone in cui per soddisfare la richiesta di energia elettrica si è dovuto far funzionare generatori più costosi, e prezzi di equilibrio minori nelle zone di esportazione. Di per sé la separazione zonale è necessaria per evitare un aumento dei costi di approvvigionamento per il servizio di dispacciamento sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento. Infatti la risoluzione delle congestioni di rete derivanti dai programmi stabiliti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI) andrebbe effettuata sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento con un aumento dei relativi oneri.

2 Struttura del Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico si articola in due categorie [8]:

- Mercato Elettrico a Termine (MTE), basato su accordi bilaterali tra operatori di settore, dove i prodotti scambiati sono tendenzialmente standardizzati e a prezzo fisso. Si ha obbligo di consegna e ritiro fisico dell'energia;
- Mercato Elettrico a Pronti (MPE): diversamente dal precedente, non si basa sull'incontro di due parti distinte, ma ogni operatore ha come controparte il mercato stesso, il quale prevede l'incontro tra offerta e domanda.

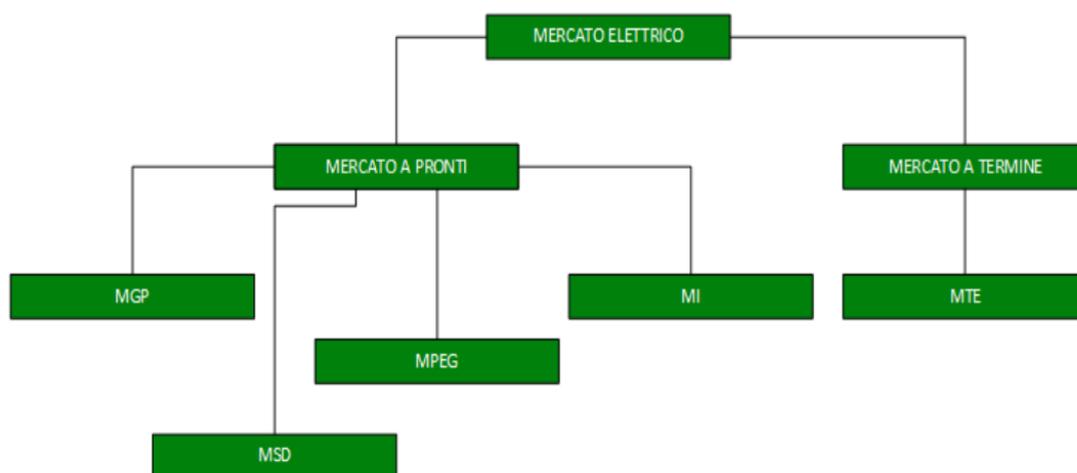


Figura 2.1 Struttura del Mercato Elettrico (fonte GME).

2.1 Mercato Elettrico a Termine MTE

Il Mercato elettrico a termine è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro, laddove sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e i contratti negoziabili si suddividono in due tipologie:

- Base-load: fornitura costante in tutte le ore;
- Peak-load: fornitura nelle sole ore comprese tra le 8.00 e le 20.00 dei giorni lavorativi.

Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti (che può essere pari al mese, al trimestre e all'anno), numero dei contratti e prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Durante questa sessione di mercato il GME agisce come

controparte centrale e le sessioni si svolgono dal lunedì al venerdì, dalle ore 09.00 fino alle ore 17.30, salvo il penultimo giorno di mercato aperto di ciascun mese, quando l'orario di chiusura della sessione viene anticipato alle ore 14.00.

2.2 Mercato Elettrico a Pronti MPE

Il Mercato elettrico a pronti è costituito da sessioni interne, chiamate “sedute”, in cui vengono presentate le offerte. L'MPE si articola in:

- Mercato del Giorno Prima - MGP;
- Mercato Infragiornaliero - MI;
- Mercato dei Prodotti Giornalieri – MPEG;
- Mercato del Servizio di Dispacciamento - MSD.

Di seguito vengono descritte le sessioni di mercato appena citate, con particolare attenzione a MSD.

2.2.1 Mercato del Giorno Prima MGP

Il Mercato del Giorno Prima è un mercato che ospita le operazioni di compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso per il giorno successivo, nel quale si definiscono i prezzi e le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo per il giorno successivo.

L'orario di apertura delle sedute di mercato è alle 8.00 del nono giorno precedente l'effettiva consegna fisica dell'energia e si conclude alle 12.00 del giorno prima della consegna. In ogni seduta vengono presentate le offerte di acquisto e di vendita, costituite dalla coppia quantità-prezzo.

La controparte centrale è il GME, il quale svolge la funzione di coordinatore raccogliendo tutte le offerte presentate dagli operatori. Prima dell'inizio della sessione il GME e gli operatori ricevono delle informazioni preliminari da Terna, riguardanti i limiti massimi di transito geografici, la stima della domanda oraria e zonale e i programmi di utilizzo delle unità di produzione. Inoltre, il GME comunica, per ogni ora e zona, il prezzo convenzionale di riferimento, cioè il prezzo che il GME applica alle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo.

Durante il periodo di apertura della seduta, gli operatori presentano, le proprie offerte indicando la quantità e il prezzo massimo e minimo al quale sono disposti ad acquistare o vendere. Ogni contratto è riferito ad un punto di offerta e deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare il quantitativo di energia elettrica stabilito. Le offerte di vendita esprimono la disponibilità a vendere una quantità di energia non superiore a quella indicata, ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato nell'offerta stessa. Le offerte di acquisto esprimono la

disponibilità ad acquistare una quantità di energia non superiore a quella indicata, ad un prezzo unitario non superiore a quello indicato nell'offerta stessa. Terminata la seduta di presentazione, il GME attiva l'algoritmo di risoluzione del mercato accettando le offerte in modo tale da massimizzare il valore delle contrattazioni, rispettando, allo stesso tempo, i limiti massimi di transito tra le zone. Le offerte sono accettate secondo il criterio di merito economico, ossia: tutte le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente costituendo la curva aggregata di offerta, mentre tutte quelle di acquisto sono ordinate per prezzo decrescente, costituendo la curva aggregata di domanda. Il punto di incontro tra le curve rappresenta il punto di equilibrio del mercato, definito in Figura 2.2, e indica la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate e i programmi di immissioni e prelievo nella e dalla rete [9].

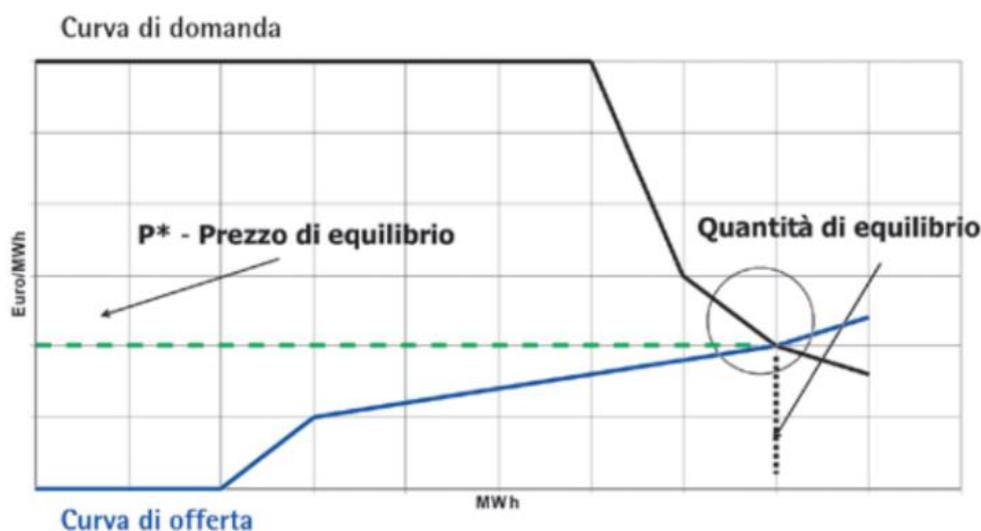


Figura 2.2 Determinazione del Prezzo di Equilibrio (fonte: Vademecum della Borsa Elettrica).

Dunque, saranno accettate le offerte di vendita con prezzo inferiore a quello di equilibrio e offerte di acquisto a prezzo superiore a quello di equilibrio. Se i flussi derivanti dai programmi sulla rete non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio sarà unico in tutte le zone. Invece se risulta violato anche solo un limite il mercato viene separato in una zona di importazione e una di esportazione, attraverso il market splitting. In ciascuna zona verrà ripetuto il meccanismo, appena descritto, di creazione delle curve aggregate e determinazione del prezzo di equilibrio zonale.

Poi, le offerte di vendita accettate saranno valorizzate con la regola del prezzo uniforme, marginal price, ossia al prezzo zonale risultante dall'algoritmo di massimizzazione; e le offerte di acquisto sono invece valorizzate ad un unico

valore, il prezzo unico nazionale (PUN), che è definito come la media dei prezzi zionali di vendita P_z , ponderati sulla base dei consumi zionali Q_i :

$$PUN = \frac{\sum_i P_{z,i} \cdot Q_i}{\sum_i Q_i} \quad (2.3)$$

Ognuna delle zone di mercato è caratterizzata da un diverso prezzo di vendita dell'energia elettrica, ossia il prezzo zonale P_z , calcolato dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e dai limiti fisici di transito tra le zone confinanti. Il PUN è variabile ogni ora dell'anno, con valori tendenzialmente più alti nelle ore in cui è più difficile e costoso produrre energia, mentre presenta valori più bassi nelle ore di maggior produzione e quindi offerta.

In conclusione, il meccanismo di determinazione del prezzo sul MGP è un meccanismo di valorizzazione ad asta implicita. Tale meccanismo prevede il pagamento implicito di un corrispettivo per l'utilizzo della rete. Se vengono raggiunti i limiti di transito, la differenza tra il prezzo zonale di esportazione e quello di importazione è il corrispettivo implicito pagato per l'utilizzo della rete, che viene versato dal GME a Terna. Caso opposto se non è attivo alcun limite di transito, tale corrispettivo è nullo. Invece nel caso di contratti bilaterali gli operatori di mercato sono tenuti a versare o ricevere a/da Terna un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. Tale ammontare è pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo zonale della zona di immissione). Dal punto di vista della domanda il ricorso alla contrattazione bilaterale consente di ridurre i rischi legati alla variabilità del prezzo in tempo reale, in quanto consente di evitare di ricorrere a scambi di energia sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

2.2.2 Mercato Infragiornaliero MI

Il Mercato Infragiornaliero consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Le negoziazioni sul MI avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d'asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID. Anche in questa sessione di mercato GME agisce come controparte centrale [8] [9].

Nelle sessioni d'asta MI-A, contestualmente alla negoziazione delle offerte di acquisto e vendita, è allocata la capacità infragiornaliera di interconnessione tra tutte le zone del mercato italiano e le altre aree geografiche interconnesse coinvolte nel Market Coupling:

- La seduta del MI-A1, che si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore

15.00 dello stesso giorno. Gli esiti del MI-A1 vengono comunicati entro le ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna.

- La seduta del MI-A2 si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 22.00 dello stesso giorno. Gli esiti del MI-A2 vengono comunicati entro le ore 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna.
- La seduta del MI-A3 si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 10.00 del giorno di consegna. Gli esiti del MI-A3 vengono comunicati entro le ore 10.30 del giorno di consegna.

La sessione continua MI-XBID è articolata in tre fasi, nell'ambito della quale, contestualmente alla negoziazione delle offerte di acquisto e vendita, è allocata la capacità infragiornaliera di interconnessione tra tutte le zone del mercato italiano e le altre aree geografiche alle stesse interconnesse attive nell'XBID:

- La sessione della fase I MI-XBID si apre alle ore 15.30 del giorno D-1 e si chiude alle ore 21.40 del giorno D-1.
- La sessione della fase II MI-XBID si apre alle ore 22.30 del giorno D-1 e si chiude: per i periodi rilevanti corrispondenti alle prime dodici ore del giorno D, un'ora prima dell'inizio di ciascun periodo rilevante; per i periodi rilevanti corrispondenti alle seconde dodici ore del giorno D, alle ore 09.40 del giorno D.
- La sessione della fase III MI-XBID si apre dalle ore 10.30 del giorno D e si chiude un'ora prima dell'inizio di ciascun periodo rilevante.

Emerge quindi che, le sessioni d'asta MI-A e le fasi di negoziazione della sessione MI-XBID si svolgono in modo sequenziale e non sovrapponibile, secondo il seguente ordine: MI-A1; I fase MI-XBID; MI-A2; II fase MI-XBID; MI-A3; III fase MI-XBID [11] [12].

Alla chiusura di ogni sessione di MI vengono comunicati a Terna i programmi di immissione e prelievo aggiornati, informazioni essenziali per Terna nella gestione della rete attraverso MSD, poiché in MSD verranno presentate offerte di acquisto o di vendita dell'energia a partire dall'esito di MI.

Il meccanismo di creazione del prezzo è il medesimo visto per MGP, con la sola differenza che non prevede la determinazione del PUN ma tutte le offerte sono valorizzate al prezzo zonale. Le offerte vengono accettate secondo un processo simile a quello di MGP ma nel rispetto di opportuni vincoli per contrastare le politiche di arbitraggio. Sono stati imposti dei vincoli per quanto riguarda i prezzi riconosciuti alle offerte di acquisto e vendita presentate dai consumatori. Le offerte di acquisto accettate su MI saranno valorizzate ad un prezzo pari al maggiore valore tra il prezzo determinato sulla base del modello del mercato zonale e il prezzo unico per i consumatori determinato su MGP. Le offerte di vendita saranno valorizzate ad un prezzo pari al minore valore tra il prezzo determinato sulla base del modello del mercato zonale e il prezzo unico per i consumatori determinato su MGP. Dunque, quello che si cerca di fare è di evitare che i consumatori rivendano ad un prezzo maggiore su MI l'energia acquistata ad un prezzo inferiore su MGP.

Tuttavia ogni operatore attivo nei mercati MGP e MI è soggetto a due tipi di rischio; quello relativo alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica nel tempo, che incide sui mercati elettrici e sui contratti bilaterali, e quello relativo alla volatilità del corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto, legato a condizioni fisiche di funzionamento della rete, quali la presenza di congestioni e nascita di prezzi zionali differenti. La contromisura adottata per contrastare questi rischi di volatilità è la sottoscrizione di “contratti alle differenze” (CDF) a due vie, questi permettono alle parti coinvolte a mercato, in genere produttore e consumatore di energia, di stabilire a priori un prezzo, detto strike price, per un certo quantitativo di energia elettrica e per un determinato periodo di tempo.

Qualora il prezzo di mercato su MGP e MI sia superiore al strike price, il produttore si impegnerà a pagare la differenza al consumatore, il quale altrimenti avrebbe dovuto pagare tale energia a un valore più elevato. Caso contrario, il prezzo di mercato sia inferiore al strike price, l'onore grava sul consumatore che dovrà pagare la differenza al produttore. Questi contratti possono anche essere sottoscritti ad “una via”, cioè il pagamento della differenza di prezzo sarà effettuato solo nel caso in cui il prezzo di mercato è superiore al strike price.

Un'ulteriore copertura dal rischio di volatilità del prezzo è la possibilità di pagamento di un corrispettivo (CCC) da parte del Gestore di rete per la copertura dai costi di congestione. La valorizzazione di tale corrispettivo può essere implicita o esplicita: implicita, nel caso in cui la differenza tra il prezzo di mercato a monte (zona di produzione) e il prezzo a valle (zona di consumo) non è pagato dal detentore del contratto; esplicita, nel caso in cui chi detiene il corrispettivo riceverà dall'emittente un ammontare pari alla differenza tra il prezzo di equilibrio tra la zona di produzione e la zona di consumo.

2.3 Mercato dei Prodotti Giornalieri MPEG

Il Mercato dei prodotti giornalieri è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. All'interno del MPEG sono ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico, i quali partecipano con modalità continua alle negoziazioni della compravendita di energia, inoltre possono acquistare e vendere prodotti giornalieri sul MPEG tutti gli operatori del mercato elettrico che siano anche operatori della PCE, ossia abilitati a registrare transazioni sui conti energia nella propria disponibilità.

Su MPEG sono negoziabili prodotti giornalieri con:

- “differenziale unitario di prezzo”: sui prodotti il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e, quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- “prezzo unitario pieno”: sui profitti il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e, quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di

negoziazione è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

Per entrambe le tipologie di prodotto (“differenziale unitario di prezzo” e “prezzo unitario pieno”) sono negoziabili due profili di consegna:

- Baseload, quotato per tutti i giorni di calendario, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti appartenenti al giorno oggetto di negoziazione;
- Peak Load, quotato per i giorni dal lunedì al venerdì, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo appartenenti al giorno oggetto di negoziazione.

Per quanto riguarda le sessioni del MPEG si svolgono nei giorni feriali, secondo le seguenti modalità:

- Dalle ore 8.00 alle ore 17.00 di D-2. Nel caso in cui D-2 cada in un giorno festivo la sessione si svolgerà dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del giorno feriale immediatamente precedente;
- Dalle ore 8.00 alle ore 9.00 di D-1, solo se tale giorno non corrisponde ad un giorno festivo; ne consegue che, qualora il giorno D sia preceduto da un giorno festivo, la sessione di negoziazione per il prodotto giornaliero con consegna in D si svolgerà esclusivamente dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del primo giorno feriale antecedente il giorno D.
- Il venerdì si negozieranno: dalle 8 alle 9 i prodotti con consegna il sabato; dalle 8 alle 17 i prodotti con consegna la domenica e i prodotti con consegna il lunedì e il martedì. Quest'ultimo prodotto sarà inoltre negoziabile anche dalle ore 8.00 alle ore 9.00 della sessione che si svolge il lunedì.

2.4 Mercato per il Servizio di Dispacciamento MSD

2.4.1 Codice di Rete

In Italia Terna svolge il ruolo di TSO, ossia è il soggetto a cui viene affidata la gestione e la proprietà della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN). Con il DCPM del 11 Maggio 2004, è stato introdotto l'obbligo da parte del Gestore di redimere il “Codice di Rete”, contenente le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete si snoda in 14 capitoli, i quali trattano le seguenti tematiche: accesso alla rete di trasmissione nazionale, sviluppo della rete; gestione, esercizio e manutenzione della rete; regole per il dispacciamento; attività di misura; servizio di aggregazione delle misure; regolazione delle partite economiche relative al

servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione; bilancio energia; statistiche; salvaguardia della sicurezza; qualità del servizio; raccolta e gestione delle informazioni; comitato di consultazione; disposizioni generali [14]. Dunque, il Codice di Rete risulta un documento fondamentale contenente tutte le informazioni tecniche sul funzionamento della RTN ed è il documento di riferimento per comprendere il funzionamento del MSD.

Il Capitolo del Codice di Rete a cui faremo maggiormente testo è il “Capitolo 4 – Regole per il Dispacciamento”, si rivolge a tutti gli Utenti del Dispacciamento (UdD), ossia tutti gli utenti tenuti a stipulare con il Gestore della rete un contratto per il servizio di dispacciamento sulla base del modello contrattuale predisposto dal Gestore della rete, al GME e a Terna.

2.4.2 Caratteristiche e struttura del MSD

L'MSD è lo strumento attraverso il quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, in particolare le offerte presentate in MSD sono accettate o rifiutate con l'obiettivo di risolvere le congestioni intrazonali, creare riserva di energia, ed eseguire il bilanciamento del sistema in tempo reale [15].

Per fare ciò, il MSD si articola in due fasi di programmazione:

- **MSD ex-ante (ASM):** è suddiviso in sei sottofasi di programmazione in cui vengono dati gli esiti per le negoziazioni: MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6, questo per evitare possibili cali e oscillazioni. La seduta per la presentazione delle offerte è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno. Per quanto riguarda gli esiti relativi alle offerte accettate nelle varie sottofasi, sarà il GME stesso a comunicarli agli operatori in differenti orari a seconda della sottofase di interesse (MSD1 entro le 21:45 del giorno precedente il giorno di consegna; MSD2 entro le ore 2.15 del giorno di consegna; MSD3 entro le ore 6.15 del giorno di consegna; MSD4 entro le ore 10.15 del giorno di consegna; MSD5 entro le ore 14.15 del giorno di consegna; MSD6 entro le ore 18.15 del giorno di consegna). Dunque, su MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.
- **Mercato di Bilanciamento (MB):** si svolge in cinque sessioni, all'interno delle quali vengono selezionate offerte relative a gruppi di ore riferite allo stesso giorno in cui si svolge la seduta. Il MB è costituito dalla presentazione continua di offerte, e l'apertura della seduta è fissata alle 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna e gli operatori potranno presentare offerte sino a 60' prima dell'inizio dell'ora H cui tali offerte si riferiscono. Per ogni area geografica e per ogni ora, il GME comunicherà ad ogni operatore, che

ha presentato offerte, quali sono state accettate, in che quantità e gli orari d'immissione o prelievo. Dunque, Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

Per riassumere, in MSD ex-ante Terna verifica gli esiti del Mercato dell'energia e procede alle modifiche per tutelare l'affidabilità del Sistema. I servizi di riserva secondaria, terziaria e di risoluzione alle congestioni vengono approvvigionati in MSD ex-ante. Invece nel MB, Terna usa le quantità riservate, a seguito del risultato di MSD ex ante, e le adatta al funzionamento in tempo reale per il bilanciamento elettrico nazionale.

Caratteristica importante del MSD riguarda la struttura di accettazione dei prezzi offerti: è un mercato "Pay as Bid" in cui le offerte sono accettate al prezzo offerto; al contrario di quanto avviene con il "system marginal price" impiegato nei mercati MGP e MI. In tal modo è possibile analizzare la struttura delle offerte di vendita o acquisto sia dal lato degli operatori che dal lato del Gestore. Le offerte di vendita sono riferite alla disponibilità dell'operatore di vendere energia che sarà remunerato dal Gestore. Dunque, l'operatore si impegna ad aumentare la propria produzione creando dei ricavi e si parlerà di "offerte a salire". Invece le offerte di acquisto sono legate alla disponibilità dell'operatore di ridurre la propria produzione acquistando energia pagati a Terna, e in questo caso si parlerà di "offerte a scendere", in cui il guadagno sarà del Gestore mentre l'operatore avrà un esborso monetario.

2.4.3 Utenti di Dispacciamento UDD e Impianti essenziali

Per comprendere fino in fondo il funzionamento del MSD è necessario capire chi siano i soggetti attivi nel mercato e come interagiscono fra loro. All'interno del mercato, oltre a Terna che svolge il ruolo di Gestore, saranno presenti tutti gli UdD, idonei a stipulare il contratto per il servizio di dispacciamento con il Gestore, i quali sono suddivisi in:

- Titolari di unità di produzione UP;
- Titolari di unità di consumo UC attive nel MGP ma non sul MSD;
- Acquirente Unico per le unità di consumo di maggior tutela sempre su MGP e non MSD;
- Titolari di reti interne di utenza e di linee dirette.

Per quanto riguarda le UP si intendono uno o più gruppi di generazione degli impianti di produzione di energia elettrica, di proprietà degli operatori, collocate su tutto il territorio nazionale. Tali unità possono essere raggruppate in uno o più sezioni, in accordo ai seguenti criteri di raggruppamento:

- Gruppi di generazione non alimentati da fonti rinnovabili: la cui potenza complessiva sia non superiore a 50 MVA, ed appartenenti ad un medesimo impianto di produzione. Inoltre, sono compresi gruppi di generazione con potenza superiore a 50 MVA purché siano di tipo ripotenziato o combinato, o insieme di gruppi di generazione funzionalmente collegati ad un medesimo ciclo produttivo;
- Gruppi di generazione alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi: impianti la cui produzione sia di tipo rinnovabile e riferita ad un'unica fonte primaria di energia.

Le UP possono essere definite “rilevanti” se caratterizzate da potenza complessiva non inferiore a 10 MVA. Invece qualora ci siano delle unità, che pur soddisfacendo il vincolo precedente, non siano in grado di assicurare un valore soglia pari al limite stabilito oppure sono inserite in un contesto strutturale che ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori alla soglia stabilita, il Gestore si riserva il diritto di considerarle “non rilevanti”.

Tutte le UP rilevanti devono essere registrate all'interno del Registro di Unità di Produzione (RUP). Al mercato possono partecipare tutte le UP rilevanti che siano iscritte al RUP, connesse alla rete, siano modulabili e in grado di variare la propria produzione entro un certo tempo massimo e per un minimo quantitativo. Di regola il punto di dispacciamento per le UP rilevanti coincide con il punto di immissione di energia elettrica e il periodo rilevante è il quarto d'ora. Le offerte presentate sul MSD indicheranno l'energia elettrica immessa in rete nel punto di immissione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite elettriche sulla rete, limitatamente al punto di immissione in bassa e media tensione.

Inoltre, esistono anche le unità di produzione virtuali e le unità di consumo. Per quanto riguarda le unità di produzione virtuali si intendono le unità di produzione non rilevanti, appartenenti ad un'unico UdD, della stessa tipologia e nella stessa zona. Dunque, sono considerate UP virtuali anche quelle unità di importazione ed esportazione caratterizzate da:

- punto di immissione virtuale, per unità di importazione, sulla RTN localizzato in una zona virtuale estera che caratterizza la frontiera elettrica alla quale l'importazione di energia si riferisce;
- punto di immissione di un'unità di importazione relativa ad una rete di interconnessione, per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati;
- punto di prelievo di una unità di esportazione sulla RTN localizzato in una zona estera;
- punto di prelievo di una unità di esportazione relativa ad una rete di interconnessione, per la quale non è attivato il controllo degli scambi programmati;

Gli utenti del dispacciamento sono tenuti a rispettare opportuni obblighi al fine di permettere al Gestore di poter svolgere il servizio di dispacciamento. Questi obblighi devono essere rispettati attraverso specifiche modalità tecniche, economiche e procedurali; in particolare, i dati tecnici delle unità di produzione devono essere registrati ai fini della partecipazione al mercato elettrico sia per MGP che per MSD. Come sappiamo, la rete di trasmissione è suddivisa in zone opportunamente interconnesse ed esistono dunque impianti definiti “essenziali” ai fini della sicurezza della rete. Tali impianti sono soggetti a una specifica disciplina, ossia dovranno rispettare degli obblighi nella presentazione delle offerte che limita il prezzo massimo offerto. Essendo essenziali per il corretto funzionamento della rete il Gestore è più orientato ad accettare le offerte per questa unità piuttosto che per un'altra. Se questi impianti fossero liberi di presentare offerte al prezzo voluto, sfrutterebbero tale situazione per aumentare i propri ricavi sia nel caso di offerte di acquisto che di vendita. Dunque, il prezzo massimo presentabile sarà regolato e fissato ad un valore soglia al fine di tutelare i costi di dispacciamento evitando che siano troppo elevati.

2.4.4 Risorse per il Servizio di Dispacciamento

Per quanto concerne il Servizio di Dispacciamento il Gestore, come già detto, deve onorare i propri obiettivi ai fini della sicurezza del sistema elettrico della qualità del servizio di dispacciamento. Per raggiungere gli obiettivi prefissati si avvale, nella fase di programmazione, di determinate risorse; in particolare citiamo le risorse per la risoluzione di congestioni e le risorse di riserva secondaria e terziaria di potenza. Il Gestore, in tempo reale, utilizza le risorse di bilanciamento per mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, risolvere ulteriori congestioni, e ripristinare i corretti margini di riserva secondaria. Gli UdD, nella fornitura di tali risorse, si rendono disponibili a modificare i propri programmi vincolanti di potenza. Il programma vincolante di potenza rappresenta la quantità di energia che l'UdD è disposto ad immettere/prelevare in/dalla rete elettrica, ed è definito a valle della fase di programmazione del MSD. Nel caso in cui ci sia un incremento dell'immissione o una riduzione del prelievo rispetto il programma vincolante in potenza si parla di bilanciamento in aumento, nel caso ci sia una riduzione dell'immissione o un incremento del prelievo si parla di bilanciamento in diminuzione.

Le risorse per il Servizio di Dispacciamento le possiamo suddividere in due sezioni, si veda Figura 2.3 [7]:

- Servizi a mercato (MSD): risorse per la risoluzione di congestioni in fase di programmazione, risorse per la riserva secondaria, risorse per la riserva terziaria, risorse per il bilanciamento.
- Servizi non a mercato: risorse per la riserva primaria di frequenza, regolazione primaria e secondaria di tensione, partecipazione alla

rialimentazione del sistema elettrico, disponibilità all'utilizzo del telescatto, servizio di interruzione del carico, rifiuto del carico.

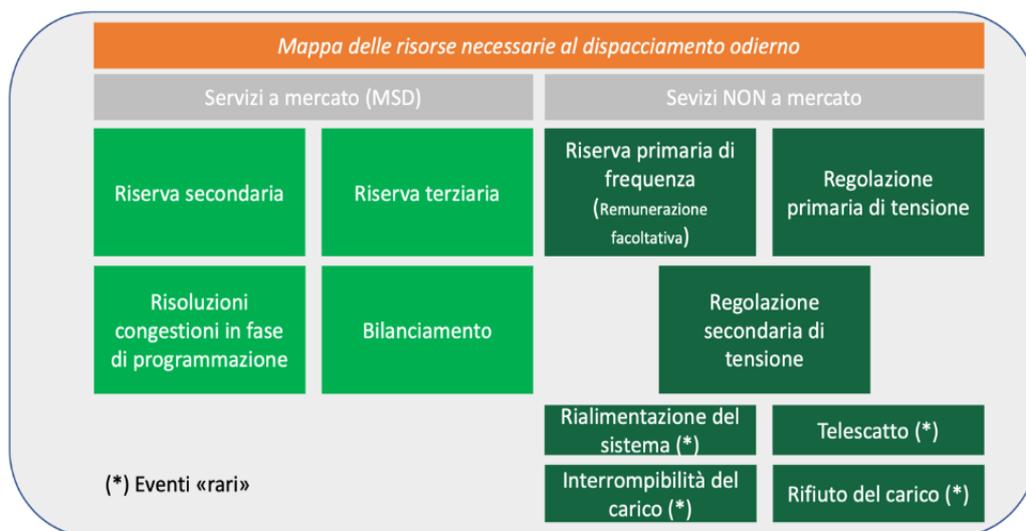


Figura 2.3 Risorse per il Servizio di Dispacciamento (fonte: Report, Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia).

Di seguito vengono analizzate con maggiore attenzione le risorse per i servizi a mercato [10] [11] [12] [13]:

- Risorse per la risoluzione di congestioni in fase di programmazione:
Gli UdD, rendendosi disponibili a tale servizio, accettano la possibilità che ci siano eventuali modifiche, in incremento o decremento, ai propri programmi aggiornati cumulati, rispetto a quanto comunicato preliminarmente in MGP. Il Gestore si avvale di tale disponibilità quando necessario. Dunque, a seguito della risoluzione delle congestioni, Terna garantisce il rispetto di alcuni vincoli, ossia il rispetto dei limiti ammissibili sulle connessioni intrazonali e dei limiti ammissibili per il corretto funzionamento degli elementi di rete.
Sono abilitate alla fornitura di tale servizio tutte le UP rilevanti che soddisfano le seguenti condizioni:
 1. non sono connesse ad una rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, in quanto non efficaci ai fini del servizio richiesto;
 2. rientrano tra le UP in collaudo, in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente gran parte della propria produzione;
 3. non sono UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto in generale tali unità non sono in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 4. sono in grado di variare, in incremento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione, affinché il contributo dell'UP alla rimozione della

congestione sia significativo e compatibile con i tempi stabiliti per la rimozione delle congestioni;

5. limitatamente alle UP idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore.

Infine, gli UdD delle UP abilitate hanno l'obbligo di rendere completamente disponibile al Gestore l'utilizzo dei margini necessari alla risoluzione delle congestioni, e di comunicare informazioni ed eventuali variazioni delle UP abilitate.

- Risorse per la riserva secondaria:

Il fabbisogno di riserva secondaria (RS), o regolazione frequenza-potenza, è determinato tenendo conto dell'interconnessione tra Continente, Sicilia, Sardegna, ed è funzione della domanda di energia elettrica riferita al medesimo aggregato zonale (Continente, Sicilia, Sardegna) e periodo orario. Il Gestore utilizza tale riserva al fine di compensare gli squilibri tra domanda e offerta di energia elettrica e mantenere il livello di frequenza al valore nominale (50 Hz). In Italia il limite ammesso di scostamento dal valore nominale è circa il $\pm 2\%$ in alta tensione.

La fornitura di risorse per la riserva secondaria di potenza da parte degli UdD consiste:

1. nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere autonomamente disponibile la semibanda di riserva secondaria nei programmi aggiornati cumulati dell'UP abilitata o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile;
2. nella fase di gestione in tempo reale, nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica del medesimo gruppo di generazione sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal Gestore della rete.

Le risorse per la riserva secondaria sono fornite da UP abilitate al servizio, di regola le UP abilitate a fornire risorse per la riserva terziaria al contempo sono abilitate a fornire risorse per la riserva secondaria.

Gli UdD rendono disponibile, nella fase di programmazione o di bilanciamento, la semibanda di riserva secondaria, che per le unità idroelettriche è pari al $\pm 15\%$ della massima potenza e per le unità termoelettriche è pari al maggiore tra il ± 10 MW e 6% della potenza massima. Le UP abilitate comunicheranno a Terna eventuali variazioni o indisponibilità temporanee. Per quanto riguarda il fabbisogno di riserva secondaria, è come calcolato come segue:

$$RS = -150 + \sqrt{150^2 + 10 \cdot C} \quad (2.4)$$

dove C è il carico, espresso in MW.

Attraverso il MSD il Gestore seleziona le offerte soggette al vincolo di soddisfazione di tale fabbisogno e di conseguenza comunica agli UdD delle UP selezionate per il servizio di riserva secondaria di potenza la semibanda di riserva secondaria assegnata.

- Risorse per la riserva terziaria;
La riserva terziaria di energia è utilizzata per costituire dei margini di sicurezza rispetto la potenza minima o massima dei programmi aggiornati cumulati. A differenza della riserva secondaria, i margini di riserva terziaria vengono attivati mediante l'invio di ordini di dispacciamento e non attraverso dispositivi di regolazione automatici. Tali margini possono essere attuati sia nella fase di programmazione che nel bilanciamento in tempo reale.

La riserva terziaria si divide in due modalità di attuazione:

1. "a salire", ossia la riserva terziaria di potenza a salire prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di aumentare l'immissione o di ridurre il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete;
2. "a scendere", la riserva terziaria di potenza a scendere prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di ridurre l'immissione o di aumentare il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete.

Tuttavia la costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza a salire deve avvenire nella programmazione di UP abilitate connesse in parallelo con la rete ma che non erogano la massima potenza e di UP abilitate in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal Gestore della rete. Invece la costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza a scendere deve avvenire nella programmazione di UP abilitate in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza e di UP abilitate in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi congruenti a quelli della tipologia di riserva considerati.

Inoltre a seconda del tempo di attivazione e alla durata di erogazione del servizio possiamo effettuare un'ulteriore differenziazione per la riserva di potenza a salire (a scendere):

1. Riserva Pronta a salire, pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo che può essere effettuato entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete. Ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno con requisiti di velocità e continuità;

2. Riserva Rotante a salire (a scendere), pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo (all'incremento di prelievo o al decremento di immissione) che può essere effettuato entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto per almeno 120 minuti. Ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva pronta terziaria.
3. Riserva di Sostituzione a salire (a scendere), pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo (all'incremento di prelievo o al decremento di immissione) che può essere effettuato entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Ha lo scopo di ricostituire la riserva rotante terziaria a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di generazione la cui durata sia di qualche ora.

Dunque il Gestore della rete approvvigiona le risorse per la riserva terziaria di potenza contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti o al processo di selezione delle risorse per il bilanciamento, tramite il MSD.

- Risorse per il bilanciamento:

Il Gestore si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento in tempo reale attraverso il MB, al fine del mantenimento degli equilibri tra immissioni e prelievi di energia elettrica nella rete, risoluzione delle congestioni residue e ripristino dei corretti margini di riserva secondaria.

La partecipazione degli UdD alle risorse per il bilanciamento riguarda la capacità di modulare l'immissione o il prelievo di energia rispetto alla programmazione dei propri programmi vincolanti in potenza.

Anche le risorse di bilanciamento si possono distinguere, a seconda delle modalità di attuazione, in riserva "a salire" e riserva "a scendere".

Dunque, le UP abilitate al servizio di bilanciamento a salire sono disponibili ad aumentare l'immissione o ridurre il prelievo rispetto al programma vincolante in potenza oppure a ridurre l'immissione o aumentare il prelievo rispetto al programma vincolante in potenza, sino a concorrenza con il programma aggiornato cumulato, qualora quest'ultimo risulti inferiore al suddetto programma. Le UP abilitate al servizio di bilanciamento a scendere sono disponibili a ridurre l'immissione o aumentare il prelievo rispetto al programma vincolante in potenza oppure a aumentare l'immissione o ridurre il prelievo rispetto al programma vincolante in potenza, sino a concorrenza con il programma aggiornato cumulato, qualora quest'ultimo risulti superiore al suddetto programma.

2.4.5 Prodotti e servizi

Dopo la chiusura dei mercati dell'energia, MGP e MI, Terna dovrà assicurare la sicurezza del sistema e la qualità del servizio, attraverso i servizi di dispacciamento. Il mercato dei servizi di dispacciamento è un mercato nodale. Terna compra i servizi dalle Unità Rilevanti di produzione, mentre nel MGP e MI le transazioni avvenivano tra due operatori, lato vendita e lato acquisto; nel MSD la controparte è Terna stessa che acquista i servizi di regolazione. La partecipazione in MSD è permessa a tutti gli operatori qualificati, ossia centrali di produzione programmabili di taglia superiore ai 10 MVA, al contrario non sono ammesse le centrali di generazione di taglia inferiore ai 10 MVA. Non appena si è qualificati, si è obbligati a presentare la propria offerta di regolazione, diversamente a quanto accade nel MGP e MI, "a salire" o "a scendere", la quale verrà selezionata o meno da Terna [10] [11].

I servizi forniti dalle UP abilitate possono essere, a seconda delle caratteristiche, effettuati obbligatoriamente o scambiati a mercato e remunerati o non remunerati. I servizi di dispacciamento, schematizzati nella Figura 2.4, necessari per la sicurezza del sistema sono:

- Regolazione primaria, il cui approvvigionamento è obbligatorio per le UP di potenza superiore a 10 MVA, per le quali non vi è un pagamento per il servizio; mentre l'approvvigionamento è facoltativo per le UP sotto taglia e per le quali vi è un pagamento regolamentato;
- Regolazione secondaria, il cui approvvigionamento è facoltativo, tuttavia è obbligatorio presentare delle offerte nel MSD da parte delle UP abilitate e il prezzo sarà quello stabilito nel MSD;
- Regolazione terziaria, il cui approvvigionamento è facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le UP abilitate e il prezzo è quello stabilito nel MSD;
- Risorse per la risoluzione di congestioni, il cui approvvigionamento è facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le UP abilitate e il prezzo è quello stabilito nel MSD;
- Risorse per il bilanciamento, il cui approvvigionamento è facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le UP abilitate e il prezzo è quello stabilito nel MSD.

La regolazione primaria è caratterizzata da un pagamento fuori mercato e opzionale, a seconda che l'operatore si sia contraddistinto per un accesso volontario al servizio di remunerazione. In tal caso, l'operatore dovrà munirsi autonomamente di un dispositivo di misurazione del contributo di energia primaria, verificando che rispetti la soglia obbligatoria del 1,5% di banda, la quale deve essere sempre garantita al sistema, e il contributo sarà remunerato al prezzo regolato. Quella appena analizzata è una remunerazione di tipo parziale, non a mercato come il resto

dei servizi. Di seguito tutti gli altri servizi ancillari vengono offerti sul MSD da UP abilitati e tali servizi/offerte verranno selezionate da Terna e remunerate al prezzo di mercato.

ANCILLARY SERVICE	PARTICIPATION	PAYMENT
PRIMARY REGULATION	<ul style="list-style-type: none"> • MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA) • VOLUNTARY BEYOND THE MANDATORY THRESHOLD 	<ul style="list-style-type: none"> • NO PAYMENT • REGULATED PAYMENT BEYOND THE MANDATORY THRESHOLD
SECONDARY REGULATION	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
TERTIARY REGULATION	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
RELIEF OF WITHIN MARKET ZONE CONGESTIONS	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
REAL TIME BALANCING	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES

Figura 2.4 Partecipazione e remunerazione per i servizi ancillari (fonte: REF-E).

Tuttavia non tutti i servizi vengono scambiati e remunerati nel MSD, bensì, la regolazione primaria di tensione è caratterizzata da un approvvigionamento obbligatorio per le Unità Rilevanti ma non presenta una remunerazione del servizio, stessa cosa accade per la regolazione secondaria di tensione e per i servizi quelli il rifiuto del carico, il black start e la disconnessione remota, si veda lo schema in Figura 2.5. Questi servizi non vengono remunerati perchè rispondono a un ordine di dispacciamento di Terna. Caso particolare per il servizio di interruzione del carico, fornito dai consumatori, che prevede la disponibilità di interrompere il carico su chiamata di Terna dietro un corrispettivo annuo fissata in asta.

ANCILLARY SERVICE	PARTICIPATION	PAYMENT
PRIMARY VOLTAGE REGULATION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
SECONDARY VOLTAGE REGULATION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	REGULATED PAYMENT , BUT NEVER INTRODUCED
LOAD REJECTION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
BLACK START	MANDATORY FOR POWER PLANTS INCLUDED IN THE "POWER SYSTEM RESTART PLAN"	NO PAYMENT
REMOTE DISCONNECTION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
LOAD INTERRUPTION	VOLUNTARY FOR CONSUMPTION UNITS	<ul style="list-style-type: none"> • ANNUAL PREMIUM • POSITIVE/NEGATIVE PAYMENT BASED ON ACTUAL INTERRUPTION

Figura 2.5 Partecipazione e remunerazione per i servizi ancillari (fonte: REF-E).

Come abbiamo già potuto notare le regole di mercato sono diverse da quelle viste per il MGP e MI [12]. Infatti:

- MSD ex-ante, fase di programmazione: le azioni di Terna riguardano la risoluzione dalle congestioni delle zone di mercato e la disposizione e l'assetto delle bande di riserva secondaria e terziaria. I meccanismi di negoziazione sono ad asta con intervalli e la remunerazione dei servizi avviene tramite metodo pay as bid. Dunque, ogni servizio viene remunerato al prezzo richiesto, se l'offerta viene selezionata da Terna. Terna seleziona le offerte per merito economico, in realtà non vi è un forte rispetto dell'ordine economico come accade nel MGP e MI, ma Terna si prende libertà nel selezionare le offerte, tenendo conto di parametri tecnici o efficacia nel dispacciamento, si veda la tabella in Figura 2.6.
- MB, bilanciamento in tempo reale: le azioni di Terna riguardano l'uso delle bande di regolazione secondaria e terziaria e il bilanciamento in tempo reale del sistema. Il meccanismo di negoziazione è ad asta come in MSD ex-ante, svolto in 6 sessioni ad intervalli di 15 minuti. Il metodo di remunerazione rimane il pay as bid e la selezione delle offerte avviene tramite merito economico, tenendo conto dell'efficacia del servizio, si veda la tabella in Figura 2.6.

	ASM (MSD ex-ante) PROGRAMMING PHASE	BM (MB) REAL TIME PHASE
TERNA ACTION	<ul style="list-style-type: none"> • RELIEF OF WITHIN MARKET ZONE CONGESTIONS • ARRANGMENT OF SECONDARY AND TERTIARY RESERVE BANDS 	<ul style="list-style-type: none"> • USE OF SECONDARY AND TERTIARY REGULATION BANDS • REAL TIME BALANCING OF THE POWER SYSTEM
TRADING MECHANISM	AUCTION (1 SUB-PHASES IN D-1 5 SUB-PHASES IN D)	AUCTION (6 SESSIONS IN D)
TRADING INTERVAL	1 HOUR	15 MINUTES
PRICING RULE	PAY-AS-BID	PAY-AS-BID
OFFERS AWARDING RULE	ECONOMIC MERIT BUT TAKING INTO ACCOUNT THE EFFECTIVENESS OF SERVICES	ECONOMIC MERIT BUT TAKING INTO ACCOUNT THE EFFECTIVENESS OF SERVICES

Figura 2.6 Regole per il Mercato dei Servizi di Dispacciamento(fonte: REF-E).

Per quanto riguarda i servizi ancillari e il corrispettivo prodotto negoziato nel MSD possiamo affermare che non vi è una perfetta corrispondenza, considerando la regolazione secondaria si evince come le relative offerte “a salire” e “a scendere” sono presentate solo quando vi è una corrispondenza tra prodotto e servizio. Invece per gli altri servizi ancillari, non esiste un determinato prodotto corrispondente al determinato servizio in maniera biunivoca, ma sono presenti delle offerte divise in “accensione e altri servizi a salire” e “spegnimento e altri servizi a scendere”. Ogni operatore presenta un'offerta per accendere l'impianto se esso è spento e un'offerta per regolare a salire, viceversa presenta un'offerta per regolare a scendere e

spegnere l'impianto. Infine, esistono dei "gettoni", token, che servono per remunerare l'operazione di accensione e/o il cambio di assetto tecnico.

NETWORK CODE ANCILLARY SERVICES	MSD/MB COMMERCIAL PRODUCT
SECONDARY REGULATION	UPWARD SECONDARY REGULATION (€/MWh)
	DOWNWARD SECONDARY REGULATION (€/MWh)
TERTIARY REGULATION RELIEF OF WITHIN ZONE CONGESTIONS REAL TIME BALANCING	STARTUP (€/MWh)
	SHUTDOWN (€/MWh)
	UPWARD OTHER SERVICES (€/MWh)
	DOWNWARD OTHER SERVICES (€/MWh)
	STARTUP OPERATION (€)
	TECHNICAL CONFIGURATION CHANGE (€)

Figura 2.7 Prodotti negoziati nel MSD (fonte: REF-E).

2.4.6 Regolazione degli sbilanciamenti e remunerazione

Conclusa la fase di programmazione, inizia il programma di produzione o prelievo, il quale deve essere rispettato da ogni produttore e consumatore. Ognuno di questi ha un determinato profilo da rispettare, o meglio un profilo orario per i consumatori, poichè partecipano a MGP e MI, e un profilo quartorario per i produttori, poichè partecipano a MSD ex-ante e MB.

Se i profili effettivi si discostano dal programma, si crea uno sbilanciamento, il quale risulta essere una quantità di energia elettrica pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa o prelevata e il programma vincolato modificato relativo al medesimo punto. Lo sbilanciamento effettivo, per come è definito, può essere positivo o negativo e di conseguenza, nella regolazione vigente, può essere compreso da un punto di vista spaziale e da un punto di vista temporale. Dal punto di vista spaziale, lo sbilanciamento è associato al punto di dispacciamento che coincide con il "nodo" di rete, solo nel caso di UP rilevanti, altrimenti si riferisce alla macrozona; invece, dal punto di vista temporale, è associato a un periodo rilevante.

Lo sbilanciamento viene regolato finanziariamente per responsabilizzare gli operatori a rispettare il proprio programma di produzione o prelievo e coprire i costi che Terna sostiene nel dover ribilanciare. Le regole per valorizzare lo sbilanciamento cambiano a seconda del tipo dell'unità, si veda Figura 2.8. Per le UP programmabili abilitate al mercato dei servizi ancillari, gli sbilanciamenti sono remunerati tramite il metodo "dual pricing"; per le UC o le UP programmabili non

abilitate al MSD, gli sbilanciamenti sono remunerati tramite il metodo “single pricing”.

MARKET PLAYER CATEGORY	IMBALANCES PRICING RULES
PROGRAMMABLE PRODUCTION UNITS QUALIFIED TO ASM	DUAL PRICING
PROGRAMMABLE PRODUCTION UNITS NOT-QUALIFIED TO ASM	SINGLE PRICING
CONSUMPTION UNITS	

Figura 2.8 Regole di remunerazione degli sbilanciamenti (fonte: REF-E).

Uno sbilanciamento viene valutato anche rispetto allo sbilanciamento della zona, ossia non conta solo che l’impianto sia lungo o corto o che stia producendo più o meno di quanto previsto, ma viene anche tenuto conto se la zona si trova in eccesso o difetto di produzione. Dal punto di vista degli sbilanciamenti, si distinguono due macrozone: Macrozona NORD, coincide con la sola zona Nord del mercato; Macrozona SUD, comprende Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Per ogni macrozona viene calcolata la posizione “lunga” o “corta” tramite la seguente relazione:

$$IBM_{MZ} = \sum (ACT_{INJECT} - SCHED_{INJECT}) - \sum (ACT_{WITHDR} - SCHED_{WITHDR}) \quad (2.5)$$

dove il primo termine si riferisce alla somma degli sbilanciamenti di tutte le unità di produzione localizzate nella macrozona e il secondo termine rappresenta la somma degli sbilanciamenti di tutte le unità di consumo localizzate nella macrozona. Tale formula può anche essere rappresentata nel seguente modo:

$$IBM_{MZ} = \sum (ACT_{INJECT} - SCHED_{INJECT}) - \sum (ACT_{WITHDR} - SCHED_{WITHDR}) \quad (2.6)$$

dove il primo termine rappresenta l’energia fisica effettivamente scambiata, conosciuta prima della misurazione, prima delle trattative commerciali e il secondo termine rappresenta, invece, la programmazione commerciale, conosciuta dopo la chiusura della fase di programmazione. Quindi una zona è sbilanciata lunga se vi è un flusso in uscita superiore a quello previsto ed è sbilanciata corta se vi è un flusso in uscita inferiore o in entrata superiore a quello previsto durante le sessioni di mercato.

Come abbiamo già detto, le UP abilitate accedono ad uno schema di remunerazione “dual pricing”, ossia presentano una remunerazione non simmetrica, diversa a seconda che stiano aiutando o aggravando la propria zona di competenza. Di seguito possiamo osservare le differenti casistiche:

- L’unità aiuta la zona in cui si trova; possiamo distinguere due casi, se l’unità è lunga in una zona corta, cioè sta producendo di più di quanto previsto in una zona in difetto, oppure se l’unità è corta in una zona lunga, ossia sta producendo di meno in una zona in eccesso rispetto alla programmazione, sta aiutando la zona di sua competenza, dunque il prezzo a cui viene remunerata è il prezzo zonale del MGP. Se la programmazione fosse stata corretta e non si fosse presentato uno sbilanciamento, si avrebbe lo stesso prezzo, quindi siamo in una situazione neutra, laddove l’energia viene pagata al prezzo della zona in cui è presente uno sbilanciamento.
- L’unità aggrava la zona in cui si trova; possiamo distinguere due casi, tuttavia in entrambe le casistiche l’energia viene valorizzata ad un prezzo inferiore rispetto al prezzo MGP:
 1. L’unità è lunga in una zona lunga; sta producendo di più in una zona che si trova già in eccesso. L’energia viene valorizzata al prezzo più basso tra i mercati, ossia al minimo tra i prezzi delle regolazioni a scendere, $MIN P_{MB\downarrow}$, e il prezzo del MGP, P_{MGP} . In questo caso, l’unità ha un ricavo inferiore a quello che avrebbe ottenuto vendendo la propria energia sul mercato dell’energia.
 2. L’unità è corta in una zona corta; sta producendo di meno in una zona che si trova già in difetto. Il prezzo applicato all’energia è il più alto a quello registrato nei mercati, ossia risulta il massimo tra tutti i prezzi delle regolazioni a salire, $MAX P_{MB\uparrow}$, e il prezzo del MGP, P_{MGP} . In questo caso, l’unità ha una perdita dovuta al fatto che sta ricomprando l’energia che non produce (appunto “corta”) a un prezzo molto più elevato di quello a cui era stata venduta nel MGP.

In sintesi, se l’unità aiuta la propria zona essa è neutra, come se la programmazione fosse corretta; se l’unità aggrava la propria zona, viene remunerata a un prezzo più basso per l’energia che sta producendo oppure acquista a un prezzo più alto l’energia che non produce, di conseguenza l’unità si trova penalizzata. Quanto appena descritto lo troviamo schematizzato in Figura 2.9.

		MACRO-ZONE	
		LONG	SHORT
UNIT	LONG	$+ \text{MIN} (\text{MIN } P_{MB\downarrow}, P_{MGP})$	$+ P_{MGP}$
	SHORT	$- P_{MGP}$	$- \text{MAX} (\text{MAX } P_{MB\uparrow}, P_{MGP})$

Figura 2.9 Remunerazione con il metodo “dual pricing” (fonte: REF-E).

Per quanto riguarda le unità non abilitate accedono ad uno schema di remunerazione “single pricing”, ossia presentano una remunerazione simmetrica sia nel caso in cui l’unità stia aiutando la zona sia nel caso in cui l’unità stia aggravando la zona. Di seguito possiamo distinguere le differenti casistiche (si veda lo schema in Figura 2.10):

- Se l’unità aggrava la zona in cui si trova, viene applicata una penalizzazione: l’energia viene remunerata al prezzo più basso nei mercati dell’energia, ossia al minimo tra il prezzo medio ponderato delle regolazioni a scendere, $MED P_{MB\downarrow}$, e il prezzo del MGP, P_{MGP} , nel caso di vendita (unità lunga in una zona lunga), oppure al prezzo più alto sui mercati dell’energia, ossia al massimo tra il valore medio ponderato dei prezzi delle regolazioni a salire, $MED P_{MB\uparrow}$, e il prezzo del MGP, P_{MGP} , nel caso di acquisto (unità corta in una zona corta);
- Se l’unità aiuta la zona, l’unità viene premiata, bensì se l’unità è corta in una zona lunga, l’energia viene remunerata al prezzo più basso sui mercati, ossia l’unità dovrà ricomprare l’energia a un prezzo inferiore rispetto al prezzo a cui l’ha venduta sul MGP. Se l’unità è lunga in una zona corta, al contrario, sta producendo di più in una zona in difetto, allora l’energia viene remunerata al prezzo più alto nei mercati, venderà, quindi, l’energia ad un prezzo superiore rispetto al prezzo a cui verrebbe acquistata nel MGP.

		MACRO-ZONE	
		LONG	SHORT
UNIT	LONG	$+ \text{MIN} (\text{MED } P_{MB\downarrow}, P_{MGP})$	$+ \text{MAX} (\text{MED } P_{MB\uparrow}, P_{MGP})$
	SHORT	$- \text{MIN} (\text{MED } P_{MB\downarrow}, P_{MGP})$	$- \text{MAX} (\text{MED } P_{MB\uparrow}, P_{MGP})$

Figura 2.10 Remunerazione con il metodo “single pricing” (fonte: REF-E).

2.5 Riforma sul Mercato Elettrico in Italia

Attualmente, in Italia si sta attraversando una fase di riforma che affronta due tematiche principali: l'integrazione europea e la partecipazione delle rinnovabili al sistema elettrico, le quali hanno reso necessario l'introduzione di nuove regole di funzionamento e di dispacciamento del sistema, destinate a fare cambiare le logiche del mercato elettrico attuale. Il testo a cui faremo riferimento è il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) [8], pubblicato da Arera nel 2019, contenente le principali linee di intervento volte a rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico.

2.5.1 Classificazione delle unità

Uno dei punti contenuti nel TIDE è il rinnovo della schematizzazione e classificazione delle unità coinvolte a mercato. Come già analizzato, il mercato è composto da unità rilevanti e non rilevanti, a seconda che siano caratterizzate da una soglia superiore o inferiore a 10 MVA; unità qualificate, ossia le unità di produzione, programmabili, che partecipano a MSD; e unità non qualificate, ossia unità di consumo non programmabili. La visione proposta è quella di superare tale distinzione in categorie in due modi:

1. Rimuovendo la suddivisione tra “unità rilevanti” e “non rilevanti”. In passato ciò aveva senso poiché erano presenti numerose grandi centrali, ma poca generazione da fonti rinnovabili e di piccola taglia. Nello scenario odierno, invece, si ha grande presenza di generazione da fonti rinnovabili non rilevante che bisogna coinvolgere nel dispacciamento. Tale distinzione viene quindi rimossa, considerando tutte le unità sullo stesso livello.
2. La distinzione tra “unità qualificate” e “non qualificate” non deve essere più vincolata al concetto di “programmabile” e “non programmabile”. Tale distinzione sarà espressa sulla base delle caratteristiche e dei requisiti tecnici dell'unità, e in base a ciò che essa può garantire in termini di servizi di regolazione. Chiaramente, una UP da fonti rinnovabili non potrà garantire quello che garantisce una centrale a gas, tuttavia essa potrà contribuire a fornire determinati servizi di regolazione, magari non singolarmente, ma in aggregato ad altre unità.

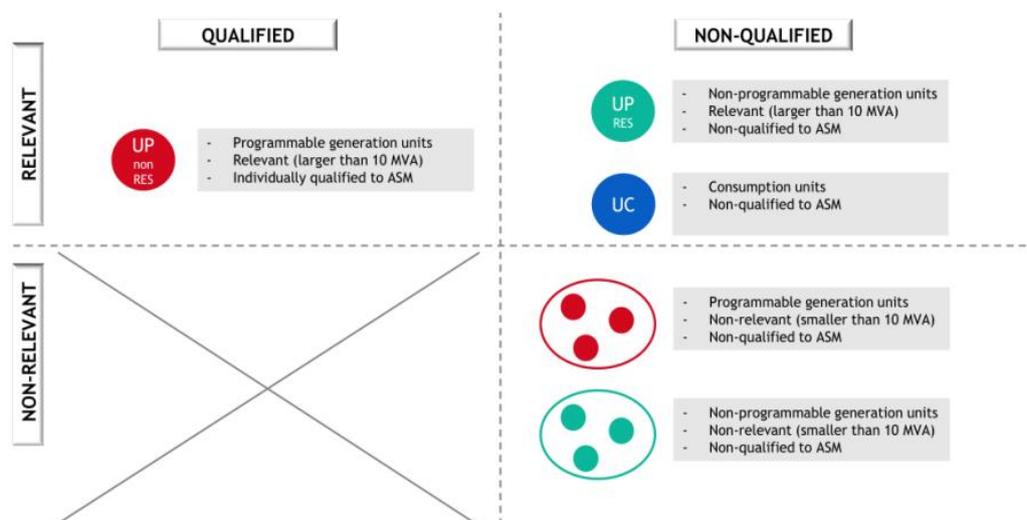


Figura 2.11 Classificazione delle unità (fonte: REF-E).

Per di più si propone uno scenario futuro in cui non esisteranno più le singole unità, abilitate o meno, ma “portafogli di unità” distinti in: “portafogli abilitati”, ossia aggregati di unità che possono contribuire alla regolazione del sistema, e “portafogli non abilitati”, ossia aggregati di unità che non forniscono alcun servizio.

Nel quadro italiano sono stati avviati progetti pilota per raccogliere informazioni utili allo sviluppo della riforma del dispacciamento. Ne possiamo analizzare una di queste, la partecipazione a mercato da parte delle Unità Virtuali Abilitate (UVA), la cui attuale distinzione consiste in [16]:

- Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo, per fornire servizi di bilanciamento e riserva terziaria a salire;
- Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (programmabili o non), inclusi i sistemi di accumulo, equiparati alle unità di produzione. I servizi richiesti sono di riserva terziaria rotante e, in sostituzione, di bilanciamento e di risoluzione di congestioni;
- Unità virtuali abilitate miste (UVAM), costituite da: unità di produzione non rilevanti, unità di consumo e unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate, che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, unità di produzione non rilevanti che condividono il punto di connessione alla rete con unità di consumo e aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA.

Tuttavia, le UVAM hanno sostituito e inglobato le UVAC e le UVAP e presentano un perimetro definito da Terna su base provinciale e/o regionale. La medesima

UVAM può contenere unità di produzione e/o di consumo rientranti nel contratto di diversi BRP. Il BRP è il Balancing Service Provider, l'operatore commerciale con responsabilità sul rispetto del programma di immissione o prelievo del proprio portafoglio clienti e inoltre è il responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo definito su base zonale, come se le UVAM non esistessero. Oltre al BRP, viene introdotta un'altra figura, ossia il BSP, il quale è il soggetto che si propone come responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO.

Le UPR e UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni, per la riserva terziaria, sia rotante sia di sostituzione, e per il bilanciamento. I servizi resi dalle UPR, ad oggi non abilitate, e dalle UVAM su base giornaliera sono remunerati tramite i corrispettivi resi alle unità abilitate per la partecipazione a MSD, cioè tramite il metodo "pay as bid", applicato in caso di attivazione delle risorse sul MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

In definitiva, la nuova distinzione tra unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari sarà identificata come segue, come indicato nella Figura 2.12:

- Unità virtuali non abilitate (UVNA), definite come l'insieme di unità di consumo o unità di produzione non abilitate a erogare servizi ancillari, i cui gestori, clienti finali o produttori, hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipulazione del contratto di dispacciamento e i cui punti di connessione sono localizzati nella stessa zona di mercato. A ogni UVNA corrisponde un punto di dispacciamento;
- Unità abilitate (UA), possono essere suddivise in:
 1. una sola unità di produzione o di consumo;
 2. un insieme di una o più unità di consumo e/o unità di produzione; e in questo caso, l'unità abilitata sarà un'unità virtuale abilitata (UVA).

L'insieme delle UA o UVA aventi lo stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione e lo stesso BSP, rappresenta la nuova UVAM (cioè un insieme misto di unità abilitate) gestita, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari, dal BSP.

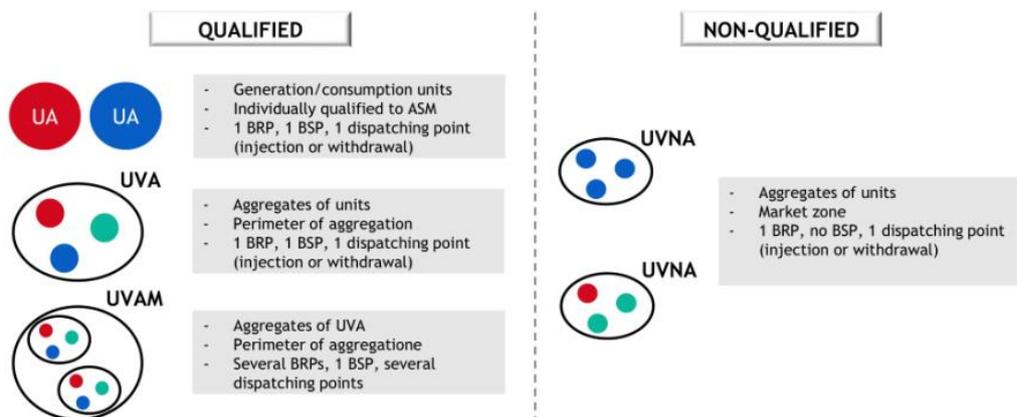


Figura 2.12 Classificazione delle unità (fonte: REF-E).

2.5.2 Ridefinizione delle responsabilità e programmazione delle unità

Ulteriore argomento che viene toccato nel TIDE [8] [17] riguarda la suddivisione dei ruoli e delle responsabilità dal lato della generazione dell'energia elettrica. Essenzialmente vengono analizzate la responsabilità di partecipazione al mercato, la responsabilità di programmazione e bilanciamento e la responsabilità di offerte dei servizi. Queste, ad oggi, risultano sovrapposte o intersecate; ovvero l'UdD è responsabile degli sbilanciamenti, dell'offerte nel MSD e in certe circostanze offre anche sul mercato dell'energia. Il TIDE, dunque, prevede la possibilità di distinguere su diversi soggetti i ruoli che attualmente ricadono sugli UdD; quindi, il fatto che possano esistere dei soggetti responsabili del bilanciamento di un determinato portafoglio di unità, dei soggetti responsabili dello sbilanciamento congiunto, dei soggetti responsabili dell'offerte di servizi su un portafoglio di unità e infine l'esistenza di un operatore che si occupa della partecipazione ai mercati MGP e MI. L'idea di fondo che si evince attraverso questa suddivisione di responsabilità è che si voglia separare la sfera commerciale da quella fisica, poiché, ad oggi lo sbilanciamento viene calcolato dall'immissione o prelievo reale rispetto al programma in esito ai mercati. Tuttavia, commercialmente si potrebbe ricoprire una qualsiasi posizione di vendita/acquisto e avere uno "scostamento commerciale" tra la posizione commerciale e il programma definito da Terna oppure si può avere uno "scostamento fisico" tra il programma e l'immissione e prelievo fisico, il quale può essere influenzato da diversi fattori come malfunzionamenti, guasti etc. Ovviamente tale separazione non avrebbe un grande impatto sulle grandi centrali elettriche ma potrebbe essere rilevante per la gestione della capacità delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda la programmazione delle unità, nel TIDE viene analizzata la programmazione delle unità non abilitate, ossia quelle unità che non partecipano a

MSD. Inizialmente il BRP definirà il programma di immissione e/o prelievo entro la chiusura delle negoziazioni commerciali, senza ulteriori vincoli, se non quelli “fisici” della propria unità. Il programma dopo l’ora H-1, cioè un’ora prima della fornitura, non potrà più essere ulteriormente modificato, al netto degli sbilanciamenti effettivi, per i quali sarà responsabile il medesimo BRP.

Invece, nel caso di una unità abilitata a partecipare a MSD:

1. Il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definirà il programma P di immissione e/o prelievo, che terrà conto dei limiti fisici dell’unità: esso dovrà rispettare i vincoli statici e dinamici dell’unità; a tale scopo, Terna potrà implementare controlli e prevedere interventi correttivi;
2. Il BSP presenterà le proprie offerte, in termini di volume e prezzo, per la partecipazione a MSD;
3. Terna selezionerà le offerte nel rispetto del principio della minimizzazione dei costi sistemici e regolerà con il BSP le partite economiche associate esiti delle sessioni di MSD ex-ante. Le selezioni effettuate da Terna fanno sì che il programma iniziale diventi un programma vincolante PV, che dovrà essere rispettato dal BRP;
4. Terna potrà anche identificare un intervallo all’interno del quale il BRP potrà modificare il programma vincolante dell’unità abilitata e, entro l’ora H-1, in questo modo definirà il programma vincolante modificato PVM dell’unità abilitata;
5. Il PVM potrà essere ulteriormente modificato per effetto della selezione, da parte di Terna, di offerte presentate dal BSP e accettate su MB. Di conseguenza, al tempo reale, si consoliderà il programma dell’unità che diventerà programma vincolante modificato e corretto PVMC.

Al fine della regolazione delle partite economiche, che corrispondono alla differenza tra i quantitativi di energia in esito ai mercati (posizione commerciale) e i quantitativi che il BRP deve rispettare in termini di immissione e prelievo (programmazione delle unità), per ogni ora e per ogni portafoglio, il “saldo commerciale” viene calcolato attraverso la seguente relazione:

$$SC = \sum_{i, \text{abilitate}} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i, \text{non abilitate}} (P_i - PC) \quad (2.7)$$

dove PC è la posizione commerciale dell’operatore di mercato, ossia i volumi di energia negoziati dall’operatore di mercato per ciascun portafoglio.

L’obiettivo è quello di separare la parte del PVM formata dal BRP negoziando su MGP e MI dalla parte formata da Terna su MSD ex-ante ($PV_i - P_i$).

2.5.3 Riforma dei mercati MGP e MI

Una delle novità introdotte attraverso la stesura del TIDE [8] [18] è l'introduzione dei prezzi negativi e di conseguenza la rimozione dei vincoli di prezzo sul mercato, in particolare nel MGP e MI. Ad oggi, in tutti i mercati elettrici non è possibile presentare offerte a prezzo negativo poiché esiste un limite di prezzo minimo fissato a 0 €/MWh. La presentazione di offerte a prezzi negativi consentirà ad un produttore, tenendo conto dei meriti economici, di pagare per poter acquistare il diritto di immettere energia in rete, ad esempio in una situazione di mercato "lungo". Al contrario, il settore dello storage potrebbe beneficiare di ciò, perché potrà acquistare nelle ore in cui il prezzo dell'energia è più basso o addirittura risulta negativo in modo da ricevere una remunerazione perché acquisterà energia nel momento in cui il sistema è lungo, ossia in eccesso di produzione, favorendone il bilanciamento. Tuttavia, bisognerà tenere conto di alcuni importanti aspetti, come la presenza di incentivi sul mercato e la presenza di potere di mercato, i quali potrebbe portare a delle speculazioni sui prezzi negativi oppure la possibilità di mancanza di garanzia della priorità di dispacciamento. Visti tali aspetti, l'Autorità competente momentaneamente non ha intenzione di introdurre i prezzi negativi, in particolare su MSD, per evitare che ci siano abusi di potere di mercato.

Per quanto riguarda l'architettura del mercato, si evince dal TIDE come le riforme prevedano un accoppiamento, *coupling*, tra tutti i mercati europei. Il *coupling* tra i mercati MGP è stato effettuato lasciando invariata la struttura dei mercati, semplicemente vengono risolti gli incroci di domanda e offerta, nei differenti Paesi, rispetto ai vincoli di interconnessione tra un paese e un altro. La struttura del MI, a seconda del *coupling*, cambierà radicalmente, bensì: le contrattazioni ad asta verranno sostituite da un meccanismo a "negoziazione continua", ossia un meccanismo in cui tutte le offerte di vendita/acquisto non verranno raccolte in un'unica asta ma sarà creato un "book di negoziazione" in cui ogni operatore che si presenterà, registrerà la propria offerta di vendita/acquisto e, nel momento in cui due offerte, una lato vendita e una lato acquisto, risulteranno compatibili, verranno immediatamente eseguite ed eliminate dal book di negoziazione. Tuttavia non ci sarà un'unica asta, ma sarà un mercato aperto da una certa ora ad un'altra, in cui in ogni momento potranno essere eseguite delle transazioni infragiornaliere. Una seconda importante differenza rispetto al mercato MI odierno sarà chiusura del mercato, che sarà spostato sino ad H-1, cioè un'ora prima dell'ora di consegna. Questi cambiamenti potrebbero incrementare i volumi scambiati su MI e permettere agli operatori di mantenere più facilmente il bilanciamento in tempo reale.

2.5.4 Riforma del mercato MSD

La parte della riforma più a lungo termine riguarda il mercato MSD [18]. Il limite principale odierno è la scarsa partecipazione a suddetto mercato, in quanto, ad oggi, sono abilitate solo le centrali di produzione con taglia superiore a 10 MVA. Lo scopo di tale riforma sarebbe quello di superare questo limite aprendo il mercato a

nuove unità per massimizzare il numero e il tipo di risorse che possono servizi di dispacciamento e per creare della remunerazione per dei servizi che momentaneamente sono obbligatori ma non remunerati. In questi anni sono stati messi in piedi da Terna, in collaborazione con ARERA, dei progetti pilota, come il progetto sulle UVAM, già discusso precedentemente, per sperimentare l'apertura e lo sviluppo del MSD. Una novità che potrebbe essere introdotta dalla riforma per il mercato MSD è l'introduzione di una "remunerazione a termine": non solo un pagamento in €/MWh per i servizi di regolazione, ma anche la costituzione di aste per l'acquisto della disponibilità di offrire un servizio in €/MWh, quindi non più l'acquisto di energia, ma di una determinata quantità di potenza. L'idea principale è quella di dirigersi verso un MSD che integrerà remunerazioni fisse e variabili, individuando di volta in volta la modalità di approvvigionamento più opportuna per ogni servizio.

Per quanto riguarda l'accoppiamento del mercato dei servizi MSD con altri Paesi Europei nei prossimi anni verranno messe in funzione delle piattaforme per lo scambio di alcuni specifici servizi con altri Paesi:

- TERRE, Trans European Replacement Reserve Exchange, per lo scambio di riserva di sostituzione;
- MARI, Manually Activated Reserves Initiative, per lo scambio di riserva terziaria pronta;
- PICASSO, Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation, per lo scambio di regolazione secondaria.
- IN, Imbalance Netting, per la risoluzione degli squilibri.

L'introduzione di tali piattaforme avrà lo scopo di ottimizzare l'approvvigionamento dei servizi tramite lo scambio non solo sul mercato nazionale, quindi con Terna come unica controparte, ma anche con i TSO dei mercati europei che possono scambiare tra loro le riserve.

Un'ulteriore soluzione che potrebbe essere introdotta sarebbe quella di formare i prezzi sul MSD con il criterio "system marginal price" a sostituzione dell'attuale "pay as bid":

- System marginal price: in ciascun periodo rilevante e per ogni perimetro di riferimento, tutti gli operatori di mercato vengono remunerati al prezzo di equilibrio, cioè al prezzo dell'ultima offerta accettata per il prodotto considerato. In questo modo, l'operatore dovrebbe essere indotto ad offrire all'effettivo costo variabile, correlato all'erogazione del determinato servizio o gruppi di servizi. Ciò dovrebbe garantire maggiore efficienza del mercato in quanto verrebbero selezionate le offerte delle unità meno costose e, quindi, più efficienti;

- Pay as bid: una volta accettata l'offerta per un determinato prodotto, l'operatore viene remunerato al proprio prezzo di offerta. In tal modo, l'operatore è portato ad offrire ad un prezzo maggiore rispetto al costo variabile, avvicinandosi il più possibile al prezzo di equilibrio, al fine di massimizzare i margini.

L'introduzione del system marginal price potrebbe portare a una maggiore trasparenza ed efficienza sistemica. Tuttavia, questa sostituzione del meccanismo di remunerazione richiede che i prodotti negoziati risultino omogenei e quindi può avvenire solo dopo una completa revisione dei servizi e delle modalità di approvvigionamento.

Infine, anche la regolazione degli sbilanciamenti sta attraversando una fase di riforma. L'obiettivo è una valorizzazione il più possibile aderente al valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, in modo che gli operatori abbiano tutti gli strumenti necessari per assumere decisioni efficienti circa l'acquisto o la vendita dell'energia e l'utilizzo della rete. La riforma andrà verso le seguenti direzioni:

- dal punto di vista temporale, sarà definito un periodo rilevante pari a 15 minuti, qualunque sia il tipo di unità, abilitata o non abilitata, al cui programma di immissione o di prelievo lo sbilanciamento è riferito. Questo non implicherà innovazioni alla regolazione vigente per quanto riguarda le unità abilitate, mentre le richiederà per le altre unità;
- dal punto di vista spaziale, gli sbilanciamenti effettivi saranno associati ai programmi di immissione e di prelievo presentati dai BRP per ciascun punto di dispacciamento superando il concetto di macrozona. Il perimetro a cui saranno riferiti gli sbilanciamenti coinciderà: nel caso delle unità abilitate, con il perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità viene abilitata; nel caso delle unità non abilitate, con la zona di mercato;
- dal punto di vista merceologico, sarà definito un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo single pricing che rifletterà i costi delle sole offerte accettate da Terna sul MSD per compensare gli sbilanciamenti.

Tuttavia, a livello europeo, sono ancora in corso approfondimenti e discussioni ai fini della definizione di disposizioni attuative del regolamento di bilanciamento, soprattutto in relazione agli aspetti merceologici.

3 Creazione del Dataset

Questa sezione è dedicata alla creazione e sviluppo dello strumento di analisi creato per analizzare i dati del Mercato del Giorno Prima, del Mercato Infragiornaliero e del Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

Le analisi sono state svolte su dati pubblici, accessibili dal sito del GME. I dati analizzati si riferiscono al periodo Settembre 2021-Settembre 2022 e forniscono informazioni orarie in merito alla quantità di energia offerta ed accettata nelle diverse sessioni di mercato. Le informazioni contenute sono state organizzate in un dataset per ciascuno dei mesi analizzati.

Nelle sottosezioni che seguono, viene mostrata la struttura dei file contenenti i dati di nostro interesse. A seguire, vengono introdotte le analisi statistiche effettuate sui dati.

3.1 Acquisizione dati per il Mercato del Giorno Prima

I dati relativi a MGP sono scaricabili dal sito del GME nella sezione “offerte pubbliche”. Le offerte pubbliche presenti nei file sono organizzate in tabelle aventi 20 colonne e una riga per ciascuna offerta. Le colonne presenti sono indicate in Tabella 1:

Tabella 1

MARKET_CD:	indica il codice del mercato a cui è riferita l’offerta, MGP offerta presentata nel DAM; MI1, MI2, MI3, MI-XBID offerta presentata in una delle sedute del Mercato Infragiornaliero (CRIDA e XBID); MSD offerta presentata in una sessione dell'ASM ex ante; MB offerta presentata in una sessione dell'ASM ex ante e accettata nella BM o offerta presentata nel BM;
UNIT_REFERENCE_NO:	indica il codice univoco di riferimento dell'Unità di Produzione come definito nel Registro delle PU (RUP, Registro Unità di Produzione);
GRID_SUPPLY_POINT_NO:	identificativo univoco del punto di consegna della rete di trasmissione a cui l’unità è connessa;
ZONE_CD:	indica la zona a cui l’offerta si riferisce
OPERATORE:	indica il nome dell’operatore;
PURPOSE_CD:	identifica la tipologia di offerta. “BID” identifica offerte in acquisto per gli

	operatori (offerte a scendere caratterizzate da una riduzione di energia) mentre “OFF” offerte di vendita al Gestore (offerte a salire caratterizzate da un aumento della produzione elettrica);
TYPE_CD:	indica se un’offerta è predefinita, “STND”, o corrente, “REG”;
STATUS_CD:	indica lo stato dell’offerta dopo che si è conclusa la sessione di mercato. Sono possibili 6 valori
INTERVAL_NO:	indica l’orario a cui l’offerta si riferisce, i valori variano da “1” a “24”;
BID_OFFER_DATE_DT:	indica la data a cui l’offerta è riferita in formato “aaaammgg” (esempio Primo Maggio 2021)
TRANSACTION_REFERENCE_NO	numero della transazione;
QUANTITY_NO:	Quantità di energia che l’Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere espressa in MWh. In contesti particolari (es. Riserva Secondaria) viene ignorata e ricalcolata da Terna in base ai dati tecnici di impianto;
AWARDED_QUANTITY_NO:	quantità di energia (MWh) riconosciuta nel mercato;
ENERGY_PRICE_NO:	prezzo (€/MWh) unitario presentato dall’operatore;
MERIT ORDER:	modo di valutare le risorse disponibili di energia per la generazione di energia elettrica;
PARTIAL_QTY_ACCEPTED_IN:	offerta accettata parzialmente “True”, mentre “False” se non è accettata parzialmente;
ADJ_QUANTITY_NO:	quantità rettificata/modificata dal Gestore;
AWARDED_PRICE_NO:	prezzo (€/MWh) al quale sono remunerate le offerte accettate o parzialmente accettate;
SUBMITTED_DT:	data e ora di presentazione dell’offerta sulla piattaforma di mercato;
BILATERAL_IN:	indica se la transazione dell’offerta deriva da un contratto bilaterale, (True se deriva da un contratto bilaterale, al contrario False);

Nel file originale, ad ogni intervallo orario, sono associate più offerte che possono anche differire tra di loro. Per gli scopi delle analisi statistiche effettuate nel

presente lavoro di tesi, i dati sono stati riorganizzati su base oraria in modo da ottenere, per ogni ora, una singola riga, contenente tutti i dati delle relative offerte effettuate nell'orario considerato. Ad esempio, alla riga 1, in cui la colonna TIME contiene le informazioni temporali (e.g., 01/05/2022 00:00:00) sono associati i dati di tutte le offerte che, prima del ricampionamento orario, erano associate allo stesso periodo ma si trovavano in righe diverse.

La creazione e l'organizzazione dei dati è stata effettuata attraverso la stesura di un codice scritto in Python. Nello specifico, il codice prevede la lettura dei file csv scaricati dal sito del GME e la riorganizzazione dei dati, salvati successivamente in un nuovo file, sempre in formato csv. Il dataset riorganizzato contiene le colonne illustrate in Tabella 2. In aggiunta, le colonne nella sottostante Tabella 2 sono state introdotte:

Tabella 2

TIME:	tempo espresso in forma oraria (es. 01/05/2022 00:00:00, 01/05/2022 00:01:00,...), ad ogni riga viene associata un'ora;
N_OFFERS:	numero di offerte che hanno lo stesso UNITIT_REFERENCE e lo stesso TIME;
QUANTITY_NO:	somma delle quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere, aventi stesso UNITIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
AWARDED_QUANTITY_NO:	somma delle quantità di energia accettate dal mercato, aventi stesso UNITIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
ADJ_QUANTITY_NO	somma delle quantità di energia adeguate da TERNA, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
EN_PRICE_OFF:	la media dei prezzi che l'Unità di Produzione richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere. I prezzi e le quantità considerate per ottenere l'EN_PRICE_OFF hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
ACC_AW_EN_PRICE	la media dei prezzi a cui sono remunerate le offerte, pesata sulle quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere che sono state accettate. I prezzi e le quantità considerate per ottenere l'ACC_AW_EN_PRICE hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
N_ACC_OFFERS, N_REJ_OFFERS, N_REV_OFFERS, N_REP_OFFERS, N_INC_OFFERS, N_SUB_OFFERS	Numero di offerte aventi uno specifico status. Per ogni status viene definito il numero di offerte aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso STATUS_CD;

ACC_QTY_NO, REJ_QTY_NO, REV_QTY_NO, REP_QTY_NO, INC_QTY_NO, SUB_QTY_NO	Quantità di energia calcolata per i diversi status. Per ogni status vengono sommate le quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso STATUS_CD;
ACC_EN_PRICE_OFF ; REJ_EN_PRICE_OFF; REV_EN_PRICE_OFF ; REP_EN_PRICE_OFF; INC_EN_PRICE_OFF; SUB_EN_PRICE_OFF	Prezzo dell'energia calcolato per i diversi status. Per ogni status viene calcolata la media dei prezzi che l'Unità di Produzione richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia offerte dello status considerato. I prezzi e le quantità utilizzate per svolgere questi conti hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso STATUS_CD;
N_BIL_OFFERS, N_MGP_OFFERS:	Numero di offerte bilaterali e numero di offerte MGP. Numero di offerte che hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e in BILATERAL_IN hanno "True" (per le offerte bilaterali) oppure "False" (per le offerte MGP);
N_BIL_ACC_OFFER, N_MGP_ACC_OFFER S:	Numero di offerte bilaterali accettate. Numero di offerte che hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, in BILATERAL_IN hanno "True" (per le offerte bilaterali) oppure "False" (per le offerte MGP) e come STATUS_CD hanno "ACC";
BIL_ACC_QTY_NO, MGP_ACC_QTY_NO:	Quantità di energia accettata per le offerte bilaterali e MGP. Somma delle quantità di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, come STATUS_CD sono "ACC" e BILATERAL_IN è "True" (per le offerte bilaterali) o "False" (per le offerte MGP);
BIL_OFF_PRICE, MGP_OFF_PRICE:	Prezzo dell'energia per le offerte bilaterali e per le offerte MGP. Media dei prezzi che l'UP richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia di offerte bilaterali in un caso e MGP nell'altro. I prezzi e le quantità utilizzate per svolgere questi conti hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, come STATUS_CD sono "ACC" e BILATERAL_IN è "True" (per le offerte bilaterali) o "False" (per le offerte MGP);
MGP_ACC_AW_QTY_NO, BIL_ACC_AW_QTY_NO:	Quantità di energia accettata e remunerata per le offerte bilaterali e MGP. Somma delle quantità AWARDED_QUANTITY_NO di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, come STATUS_CD sono "ACC" e BILATERAL_IN è

	“True” (per le offerte bilaterali) o “False” (per le offerte MGP);
--	--

Un esempio di visualizzazione delle informazioni contenute nelle colonne illustrate in Tabella 2 sono riportate nei grafici in Figura 3.1 e 3.2. L’impianto in questione è riferito ad un impianto turbogas situato a Voghera, il cui operatore è denominato “UP_VOGHERA_1”. L’intervallo temporale è 01-12/05/2022.

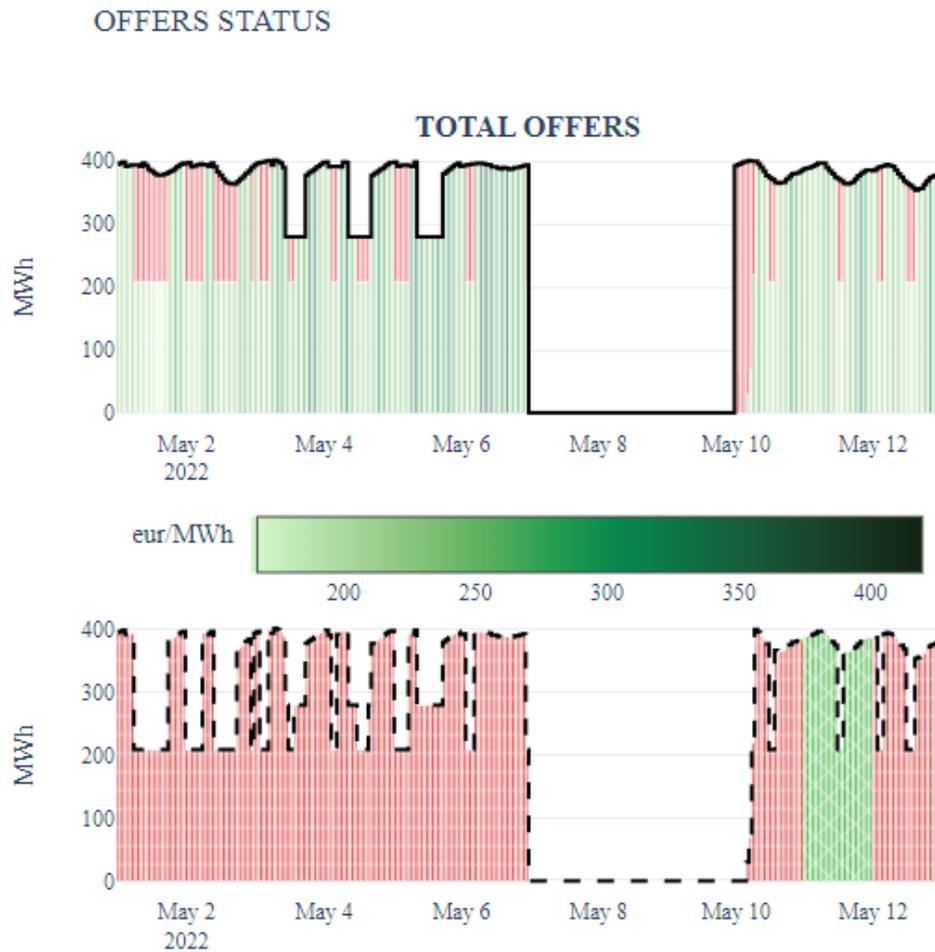


Figura 3.11.

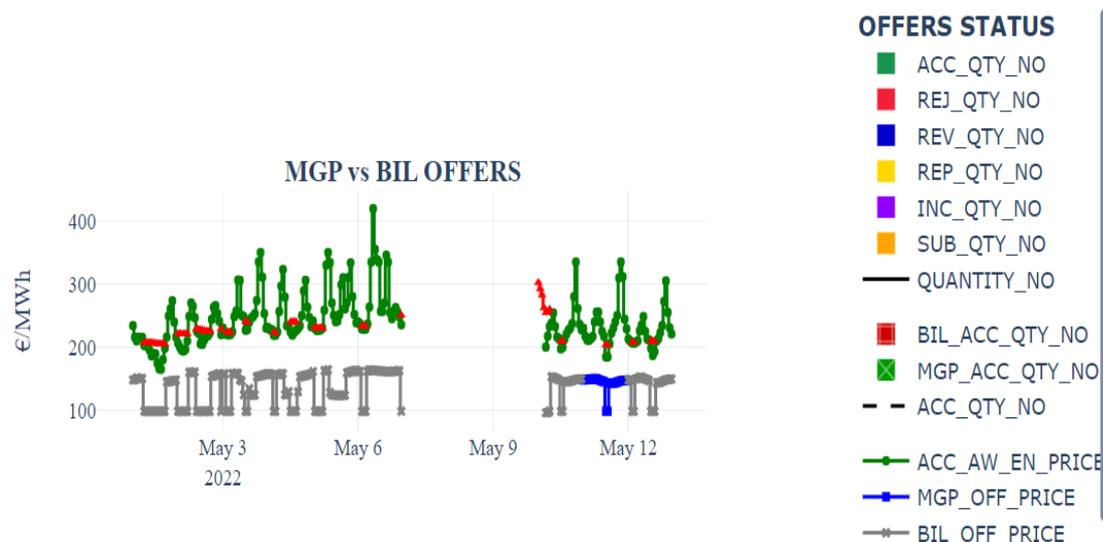


Figura 3.2 Andamenti dei prezzi associati ai raggruppamenti orari di offerte. La relativa legenda cromatica con i rispettivi acronimi si trova sulla destra della figura.

Nel primo grafico in Figura 3.1, l'asse orizzontale contiene le informazioni temporali, mentre l'asse verticale somma la quantità di energia offerta, per ogni ora, espressa in MWh. La barra cromatica verde si riferisce al costo dell'offerta effettuata, espresso in €/MWh. Nello specifico, il primo grafico di Figura 3.1 riporta i valori relativi alla variabile denominata QUANTITY_NO delle singole offerte orarie in funzione dello STATUS_CD (le offerte accettate sono riportate con una scala graduata verde che dà indicazione sul valore dell'ACC_AW_EN_PRICE). Nello specifico, il secondo grafico di Figura 3.1 riporta le QUANTITY_NO delle offerte, a seconda che l'offerta sia derivante da un contratto bilaterale o meno.

Nella Figura 3.2 le barre indicano gli ENERGY_PRICE_OFF delle offerte orarie, espressi in MWh, a seconda dello STATUS_CD dell'offerta e se sia bilaterale o meno. Nel grafico in Figura 3.2 l'asse orizzontale contiene le informazioni temporali, mentre l'asse verticale indica l'andamento dei prezzi associati ai raggruppamenti orari di offerte, espresso in €/MWh.

Si noti che, nell'esempio considerato, non compaiono dati relativi al 07-09/05/2022 poiché l'operatore UP_VOGHERA_1 non ha presentato offerte in MGP nel suddetto intervallo.

Infine, la Figura 3.3 propone un grafico a barre e uno a torta per evidenziare la QUANTITY_NO delle offerte in funzione dello STATUS_CD e del fatto che l'offerta sia bilaterale o meno.

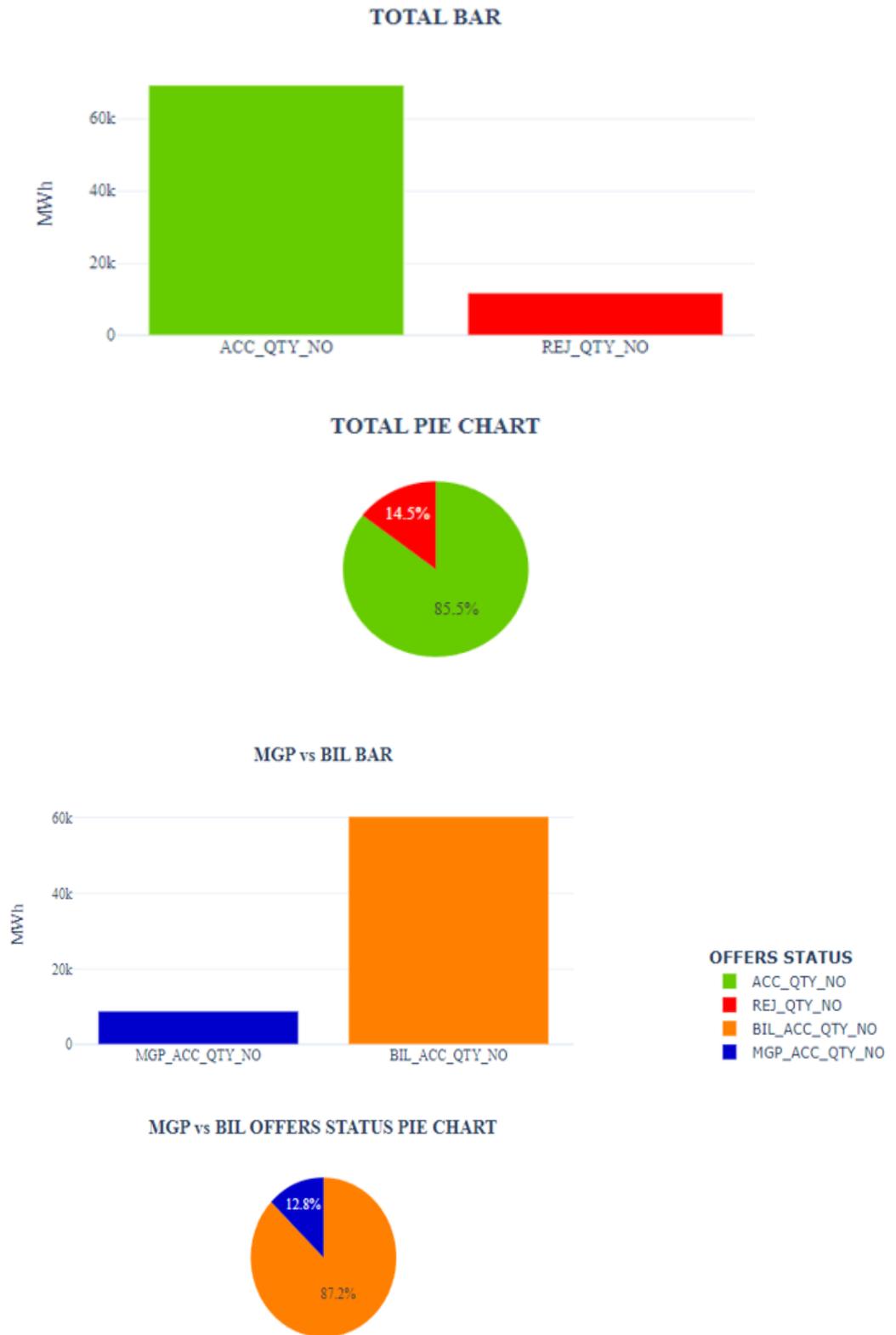


Figura 3.3 Grafici a barre e a torta delle quantità associate ai raggruppamenti orari di offerte. La relativa legenda cromatica con i rispettivi acronimi si trova sulla destra della figura.

3.2 Acquisizione dati per il Mercato per il Servizio di Dispacciamento

I dati utilizzati per l'analisi del MSD sono stati scaricati eseguendo la medesima procedura usata per l'acquisizione dei dati delle offerte pubbliche in MGP.

I file contenenti i dati delle offerte pubbliche del MSD sono organizzati, attraverso una struttura ricorsiva, in una tabella composta da 22 colonne e una riga per ogni offerta. Le colonne proposte sono identiche a quelle presenti nel file MGP, ad eccezione della colonna SCOPE e la ADJ_ENERGY_PRICE_NO. Il contenuto di queste ultime due colonne è presentato in Tabella 3.

Tabella 3

SCOPE:	indica il servizio a cui l'offerta è riferita: "RS" riserva secondaria, "AC" offerta in accensione, "AS" offerta di minimo o spegnimento, "GR1, GR2, GR3, GR4" per offerte per altri servizi, "CA" offerta per il cambiamento di configurazione.
ADJ_ENERGY_PRICE_NO:	aggiustamenti di prezzo che il Gestore effettua in base ai limiti di prezzo imposti dal Regolatore di Rete.

I dati delle offerte pubbliche contenuti nel file originale sono stati riorganizzati attraverso il ricampionamento orario, seguendo la medesima procedura secondo la quale sono stati organizzati i dati relativi ai MGP. Il nuovo dataset contiene le prime colonne presenti nel file originale e, in aggiunta, le colonne mostrate in Tabella 4:

Tabella 4

TIME:	tempo espresso in forma oraria (es. 01/05/2022 00:00:00, 01/05/2022 00:01:00,...), ad ogni riga viene associata un'ora;
N_OFFERS:	numero di offerte che hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
QUANTITY_NO:	somma delle quantità di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME;
AWARDED_QUANTITY_NO:	somma delle quantità di energia accettate dal mercato, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME;

ADJ_QUANTITY_NO:	somma delle quantità di energia adeguate da TERNA, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME;
N_OFFERS:	numero di offerte che hanno lo stesso UNIT_REFERENCE_NO e lo stesso TIME;
ACC_QTY_NO:	Quantità di energia calcolata per le offerte accettate. Vengono sommate le quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso STATUS_CD;
ACC_AW_ENERGY_PRICE:	la media dei prezzi a cui sono remunerate le offerte, pesata sulle quantità di energia che l'Unità di Produzione è disposta ad acquistare o vendere che sono state accettate. I prezzi e le quantità considerate per ottenere l'ACC_AW_EN_PRICE hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME;
ACC_EN_PRICE_OFF:	Prezzo dell'energia calcolato per le offerte accettate. Viene calcolata la media dei prezzi che l'Unità di Produzione richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia offerte dello status considerato. I prezzi e le quantità utilizzate per svolgere questi conti hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME e stesso STATUS_CD,
N_OFFERS_OFF, N_OFFERS_BID:	Numero di offerte aventi uno specifico PURPOSE_CD. Per entrambi viene definito il numero di offerte aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;
OFF_QTY_NO, BID_QTY_NO:	È la somma delle quantità di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;
OFF_AWARDED_QUANTITY_NO, BID_AWARDED_QUANTITY_NO	la somma delle quantità di energia accettate dal mercato, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;

OFF_ADJ_QUANTITY_NO, BID_ADJ_QUANTITY_NO:	È la somma delle quantità di energia adeguate da TERNA, aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;
EN_PRICE_OFF, EN_PRICE_BID:	È la media dei prezzi che l'UP richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere. I prezzi e le quantità considerate hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;
N_ACC_OFFERS_OFF; N_REJ_OFFERS_OFF; N_REV_OFFERS_OFF; N_REP_OFFERS_OFF; N_INC_OFFERS_OFF; N_SUB_OFFERS_OFF; N_ACC_OFFERS_BID; N_REJ_OFFERS_BID; N_REV_OFFERS_BID; N_REP_OFFERS_BID; N_INC_OFFERS_BID; N_SUB_OFFERS_BID:	Numero di offerte aventi uno specifico status e PURPOSE_CD. Per ogni scopo si differenzia il numero di offerte in base allo status. Le offerte considerate hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, stesso STATUS_CD;
OFF_ACC_QTY_NO; OFF_REJ_QTY_NO; OFF_REV_QTY_NO; OFF_REP_QTY_NO; OFF_INC_QTY_NO; OFF_SUB_QTY_NO; BID_ACC_QTY_NO; BID_REJ_QTY_NO; BID_REV_QTY_NO; BID_REP_QTY_NO; BID_INC_QTY_NO; BID_SUB_QTY_NO:	Quantità di energia calcolata per i diversi status e PURPOSE_CD. Per ciascuno scopo vengono sommate le quantità di energia, differenziante per status, che l'UP è disposta ad acquistare o vendere aventi stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME, stesso STATUS_CD e stesso PURPOSE_CD;
ACC_EN_PRICE_OFF; REJ_EN_PRICE_OFF; REV_EN_PRICE_OFF; REP_EN_PRICE_OFF; INC_EN_PRICE_OFF; SUB_EN_PRICE_OFF; ACC_EN_PRICE_BID; REJ_EN_PRICE_BID; REV_EN_PRICE_BID; REP_EN_PRICE_BID; INC_EN_PRICE_BID; SUB_EN_PRICE_BID:	Prezzo dell'energia calcolato per i diversi PURPOSE_CD e status. Per ogni PURPOSE_CD e differenziata per status viene calcolata la media dei prezzi che l'UP richiede per fornire la quantità offerta, pesata sulle quantità di energia offerte. I prezzi e le quantità utilizzate per svolgere questi conti hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO e stesso TIME, stesso STATUS_CD e stesso PURPOSE_CD;
ADJ_ENERGY_PRICE_NO:	È la somma dei prezzi ricalibrati da Terna per offerte che hanno lo stesso

	TIME e stesso UNIT_REFERENCE_NO;
AWARDED_PRICE_NO:	Il prezzo [€/MWh] al quale sono remunerate le offerte accettate o parzialmente accettate aventi stesso TIME e stesso UNIT_REFERENCE_NO;
ACC_AW_EN_PRICE_OFF; ACC_AW_EN_PRICE_BID:	È la media dei prezzi a cui sono remunerate le offerte, pesata sulle quantità di energia che l'UP è disposta ad acquistare o vendere che sono state accettate. I prezzi e le quantità considerate per ottenere l'ACC_AW_EN_PRICE hanno stesso UNIT_REFERENCE_NO, stesso TIME e stesso PURPOSE_CD;
OFF_RS_QTY_NO; OFF_GR1_QTY_NO; OFF_GR2_QTY_NO; OFF_GR3_QTY_NO; OFF_GR4_QTY_NO; OFF_ACC_QTY_NO; OFF_AS_QTY_NO; OFF_CA_QTY_NO; BID_RS_QTY_NO; BID_GR1_QTY_NO; BID_GR2_QTY_NO; BID_GR3_QTY_NO; BID_GR4_QTY_NO; BID_ACC_QTY_NO; BID_AS_QTY_NO; BID_CA_QTY_NO:	Per entrambi i PURPOSE_CD vengono definite le quantità di energia associate a ciascuno SCOPE come somma delle quantità aventi stesso TIME, PURPOSE_CD, UNIT_REFERENCE_NO e SCOPE.

Per facilitare la visualizzazione delle informazioni contenute nelle colonne appena illustrate si sono riportati tre grafici, in riferimento all' operatore UP_VOGHERA_1e all'intervallo tra il 01/05/2022 e 12/05/2022.

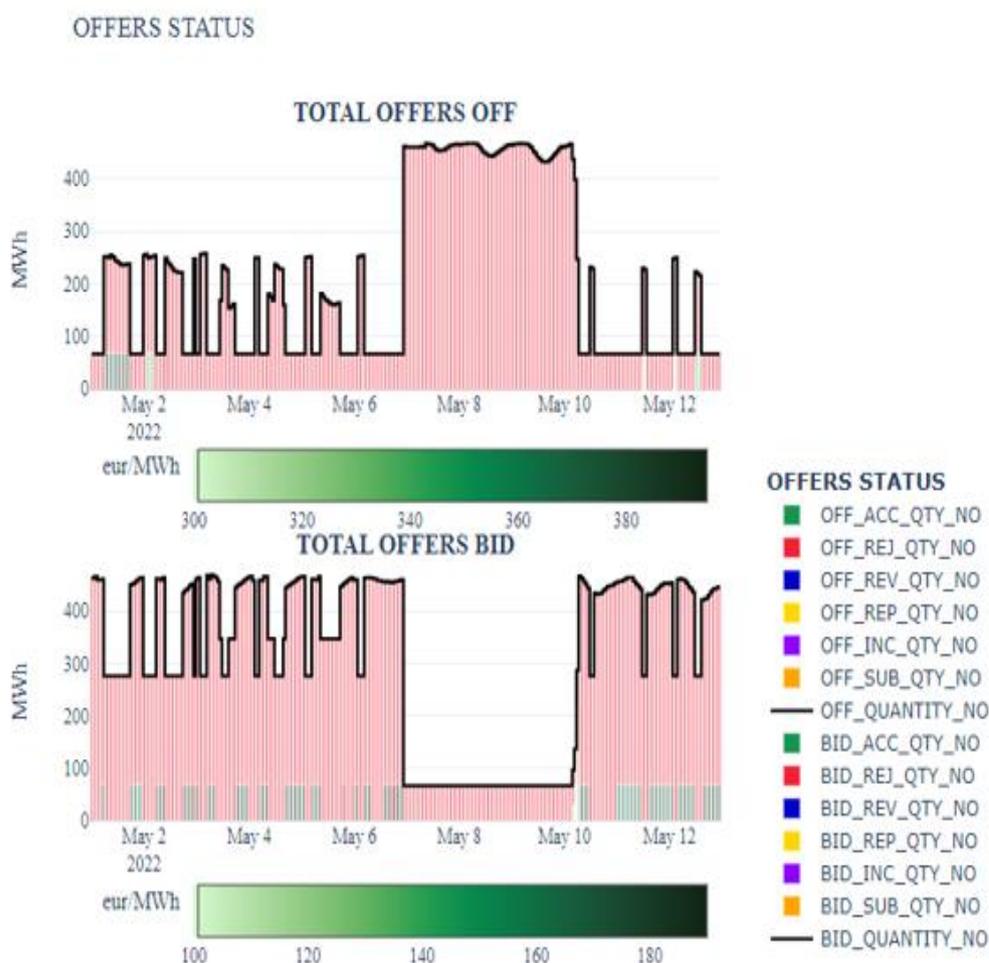
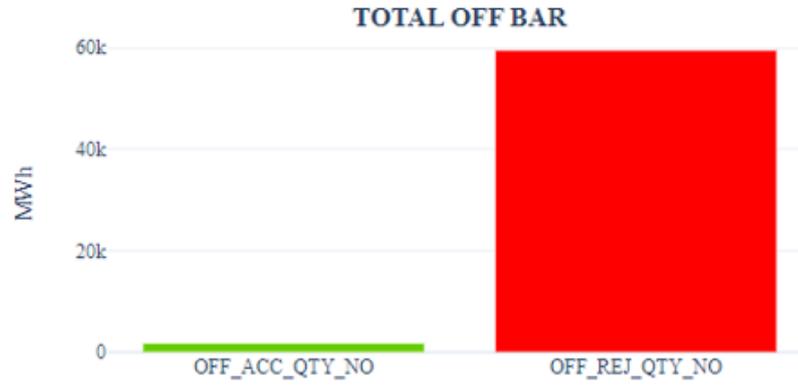
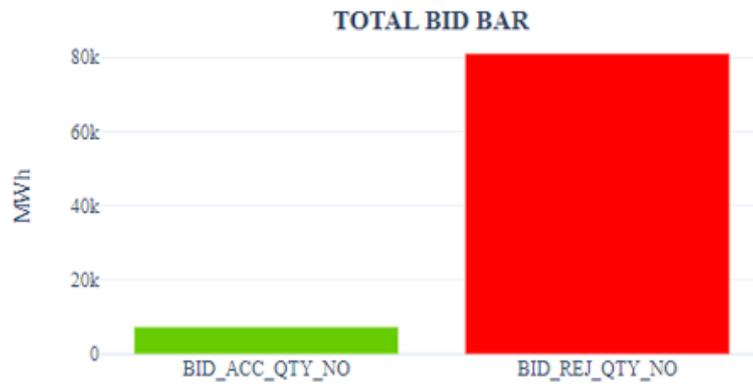


Figura 3.4 Andamenti delle quantità associate ai raggruppamenti orari di offerte.

Nel primo grafico in Figura 3.4, l'asse orizzontale contiene le informazioni temporali, mentre l'asse verticale somma la quantità di energia offerta delle offerte a vendere, per ogni ora, espressa in MWh. La barra cromatica verde si riferisce al costo dell'offerta effettuata, espresso in €/MWh. Nello specifico, la Figura 3.4 riporta i valori relativi alla variabile denominata QUANTITY_NO delle singole offerte orarie a vendere (OFF) in funzione dello STATUS_CD (le offerte accettate sono riportate con una scala graduata verde che dà indicazione sul valore dell'ACC_AW_EN_PRICE). Il secondo grafico della Figura 3.4 riporta le stesse informazioni ma relativamente alle offerte a salire (BID).



TOTAL PIE CHART OFF



TOTAL PIE CHART BID

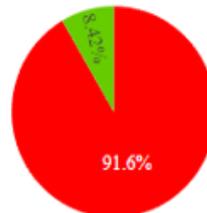


Figura 3.5 Grafici a barre e a torta delle quantità associate ai raggruppamenti orari di offerte

Di seguito i grafici a barre e a torta riportati danno indicazione delle QUANTITY_NO delle offerte a salire (OFFERS BID) e delle offerte a vendere (OFFERS OFF), in base allo SCOPE dell'offerta oraria.

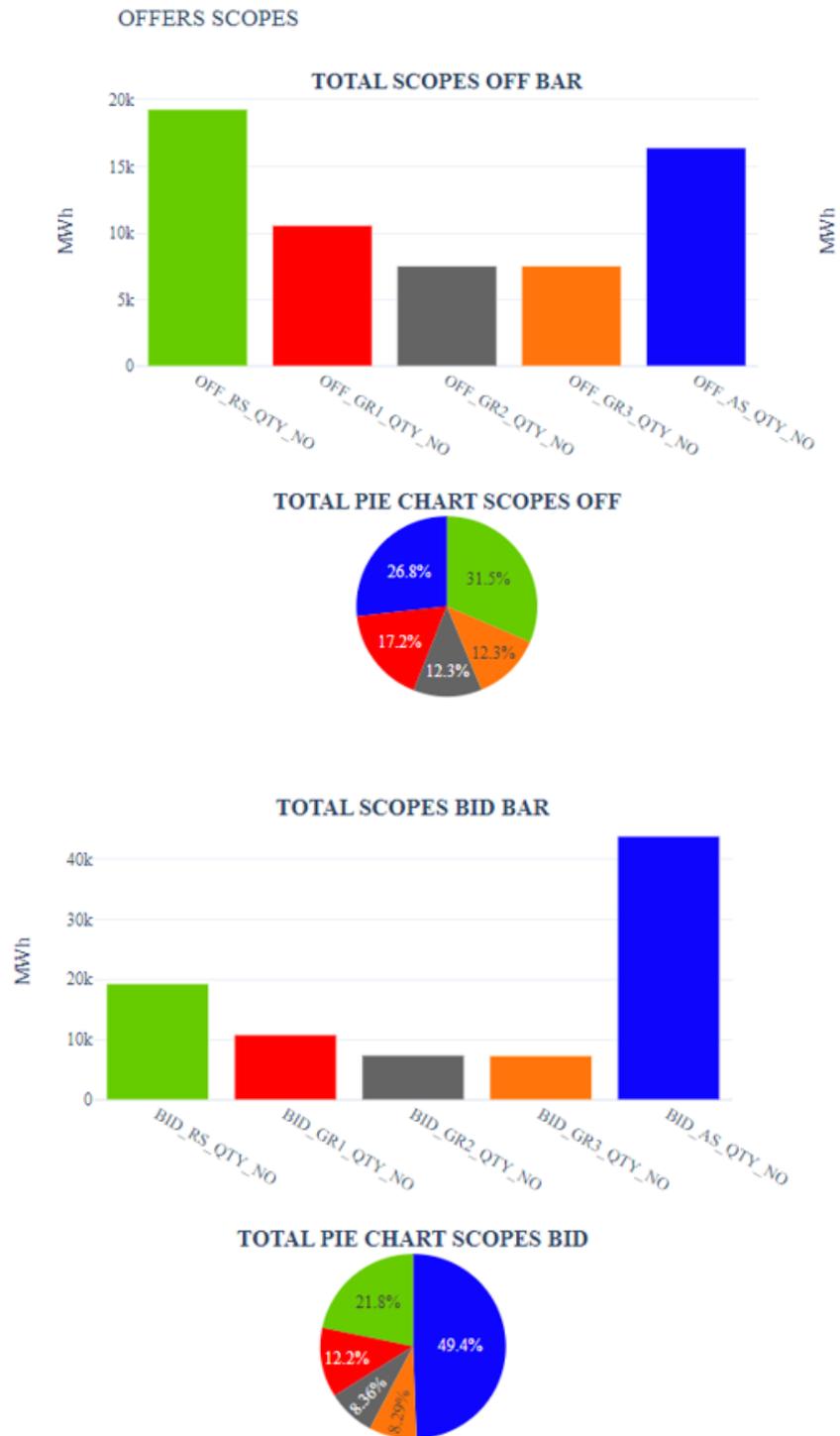


Figura 3.6 Grafici a barre e a torta delle quantità associate ai raggruppamenti orari di offerte.

3.3 Acquisizione dati per il Mercato Infragiornaliero

I dati utilizzati per l'analisi del MI sono stati scaricati ed elaborati seguendo le medesima procedure usate per l'acquisizione dei dati delle offerte pubbliche in MGP. Le colonne proposte sono identiche a quelle presenti nel file MGP. Anche in questo caso, i dati delle offerte pubbliche contenuti nel file originale sono stati riorganizzati attraverso il ricampionamento orario. Per ciascuna delle quattro sessioni di mercato in esame le ulteriori colonne presentate in Tabella 5 sono state aggiunte rispetto al dataset iniziale:

Tabella 5

MIA1_BID_ACC_AW_QTY_NO, MIA1_OFF_ACC_AW_QTY_NO	indicano rispettivamente la somma delle AWARDED_QUANTITY_NO delle offerte che sono state accettate a comprare in un caso e a vendere nell'altro durante la sessione di mercato MIA1;
MIA2_BID_ACC_AW_QTY_NO, MIA2_OFF_ACC_AW_QTY_NO	indicano rispettivamente la somma delle AWARDED_QUANTITY_NO delle offerte che sono state accettate a comprare in un caso e a vendere nell'altro durante la sessione di mercato MIA2;
MIA3_BID_ACC_AW_QTY_NO, MIA3_OFF_ACC_AW_QTY_NO	indicano rispettivamente la somma delle AWARDED_QUANTITY_NO delle offerte che sono state accettate a comprare in un caso e a vendere nell'altro durante la sessione di mercato MIA3;
XBID_BID_ACC_AW_QTY_NO, XBID_OFF_ACC_AW_QTY_NO	indicano rispettivamente la somma delle AWARDED_QUANTITY_NO delle offerte che sono state accettate a comprare in un caso e a vendere nell'altro durante la sessione di mercato XBID.

3.4 Acquisizione dati per il Mercato del Bilanciamento

I dati utilizzati per l'analisi del MB sono stati scaricati seguendo la medesima procedura usata per l'acquisizione dei dati delle offerte pubbliche in MGP. Le colonne proposte sono analoghe a quelle presenti nel file MSD. Tuttavia è presente una differenza sostanziale per quanto riguarda l'organizzazione delle offerte. Nello specifico, per l'analisi del MB, le offerte sono organizzate con logica quattoraria invece che oraria. Per questo motivo compare nei file inerenti MB la nuova colonna QUARTER_NO che dà indicazione circa a quale quarto d'ora appartiene l'offerta. La colonna TIME inoltre in questi file indica l'orario dove viene specificato in minuti il quarto d'ora a cui l'offerta è riferita. I dati delle offerte pubbliche contenuti nel file originale csv sono stati riorganizzati attraverso il ricampionamento orario, come già fatto con i dati del mercato MSD. Le nuove colonne che sono state generate sono riportate in Tabella 6:

Tabella 6

<p>MB_BID_ACC_AW_QTY_NO, MB_OFF_ACC_AW_QTY_NO</p>	<p>indicano rispettivamente la somma delle AWARDED_QUANTITY_NO delle offerte che sono state accettate a comprare in un caso e a vendere nell'altro durante la sessione di mercato MB.</p>
---	---

3.5 Sequenzialità dei Mercati – Costruzione del Programma Vincolante

Il Programma Vincolante (PV) di immissione o prelievo è la quantità di energia che l'unità deve immettere/prelevare in/dalla rete elettrica. Il PV viene definito a valle della fase di programmazione del MSD. Dal momento che la trattazione effettuata nelle analisi proposte in questa tesi è su base oraria, parlare di energia o di potenza risulta equivalente, come dimostrano le equazioni (3.8) e (3.9):

$$Potenza [MW] = \frac{d(Energia [MWh])}{d(T [h])} \quad (3.8)$$

$$Energia [MWh] = Potenza [MW] \cdot \Delta T [h] \quad (3.9)$$

dove ΔT è pari a 1 ora.

Il PV deve rispettare i limiti fisici di potenza corrispondenti alla potenza massima che l'impianto è in grado di erogare e alla potenza minima che l'impianto può offrire (minimo tecnico). Per costruire il PV è necessario utilizzare le informazioni che sono state riorganizzate nei dataset proposti nelle sezioni 3.2-3.3, riguardanti le sessioni di mercato relative a MGP, MIA1, MIA2, MIA3 e XBID. Per le analisi statistiche effettuate nel presente lavoro di tesi si considerano solamente le unità di produzione di energia elettrica. Nello specifico le quantità MGP_ACC_AW_QTY_NO e BIL_ACC_AW_QTY_NO risulteranno associate a offerte relative alla vendita di energia ed i relativi valori saranno considerati positive. La somma di queste quantità costituisce il punto di partenza da cui poter costruire il PV. Un esempio di rappresentazione grafica del PV è mostrata in Figura 3.7, nella quale sull'asse delle ordinate è riportata la quantità di energia espressa in MWh. Il grafico in Figura 3.7 si riferisce al PV tra 08-09/05/2022 per l'unità produttiva situata nei dintorni di Venezia, denominata UP_LEVANTE_3, con contributo di MGP.

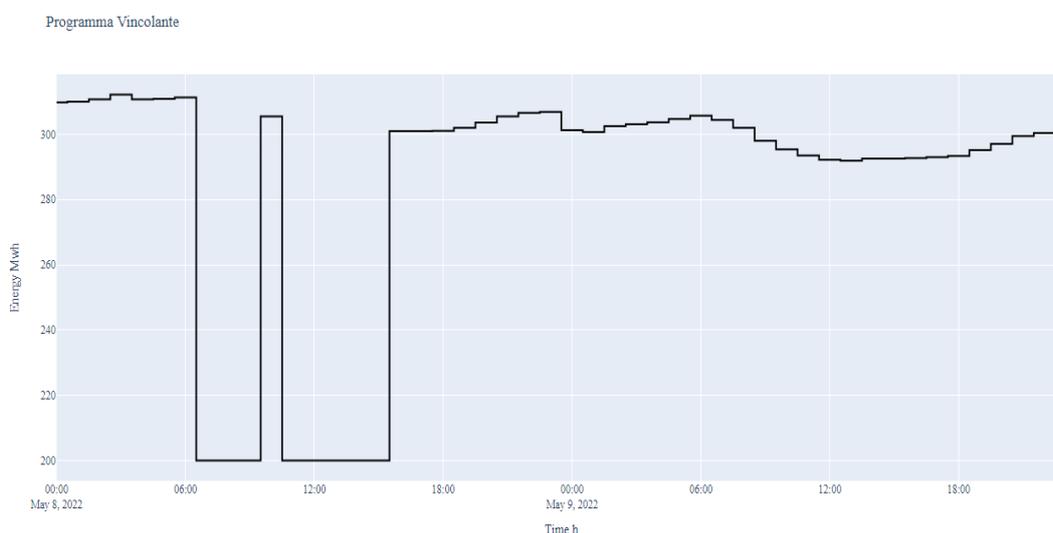


Figura 3.7 PV tra 08/05/2022 e 09/05/2022 dell'unità UP_LEVANTE_3 con contributo di MGP.

Al PV va aggiunto il contributo delle offerte a vendere e a comprare che vengono accettate durante MIA1, ossia la MIA1_BID_ACC_AW_QTY_NO e la MIA1_OFF_ACC_AW_QTY_NO. Nello specifico le quantità vendute vengono considerate positive, mentre le quantità acquistate vengono considerate negative. Aggiungendo questi contributi è possibile aggiornare il grafico in Figura 3.7 ed ottenere la Figura 3.8. In Figura 3.8 il cerchio rosso evidenzia la differenza dovuta alle offerte nelle sessioni di mercato in MIA1 tra le ore 7:00 e le 9:00 dell'08/05/2022.

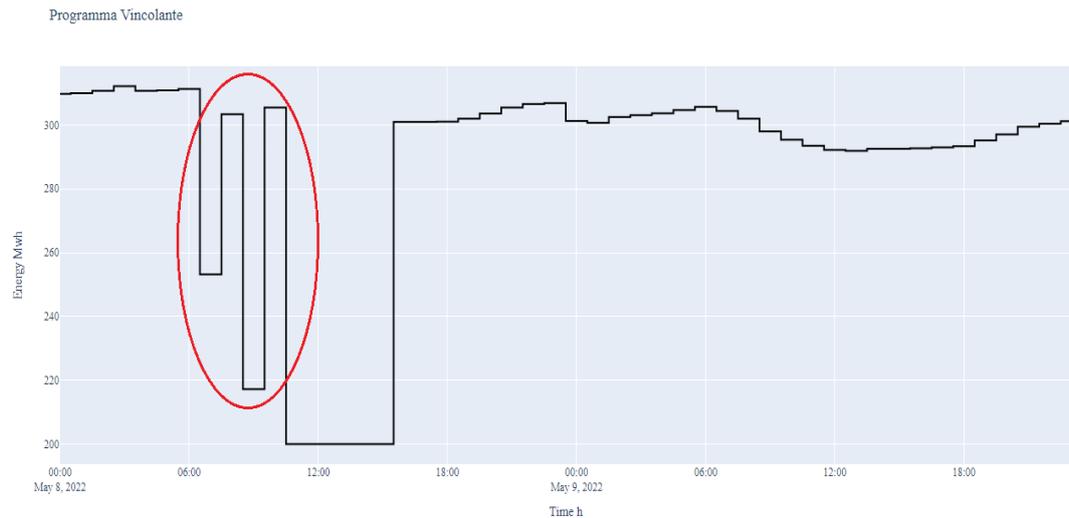


Figura 3.8 PV tra 08/05/2022 e 09/05/2022 dell'unità UP_LEVANTE_3 con contributo di MGP e MIA1.

Analogamente a quanto fatto per MIA1, devono essere aggiunti i contributi di MIA2, MIA3 e XBID, in modo tale da ottenere il PV rappresentativo di tutte le sessioni di mercato citate precedentemente. Le quantità utilizzate per svolgere questo procedimento sono $MIA2_{BID_ACC_AW_QTY_NO}$, $MIA2_{OFF_ACC_AW_QTY_NO}$, $MIA3_{BID_ACC_AW_QTY_NO}$, $MIA3_{OFF_ACC_AW_QTY_NO}$, $XBID_{BID_ACC_AW_QTY_NO}$ e $XBID_{OFF_ACC_AW_QTY_NO}$; dove le quantità a comprare sono sempre considerate negative, mentre le quantità a vendere sono considerate positive. Il PV è dunque ricavabile utilizzando tale relazione:

$$\begin{aligned}
 PV = & (MGP_{ACC_AW_QTY_NO} + BIL_{ACC_AW_QTY_NO} - MIA1_{BID_ACC_AW_QTY_NO} \\
 & + MIA1_{OFF_ACC_AW_QTY_NO} - MIA2_{BID_ACC_AW_QTY_NO} \\
 & + MIA2_{OFF_ACC_AW_QTY_NO} - MIA3_{BID_ACC_AW_QTY_NO} \\
 & + MIA3_{OFF_ACC_AW_QTY_NO} - XBID_{BID_ACC_AW_QTY_NO} \\
 & + XBID_{OFF_ACC_AW_QTY_NO}) \quad (3.10)
 \end{aligned}$$

Il risultato finale è riportato nella Figura 3.9.

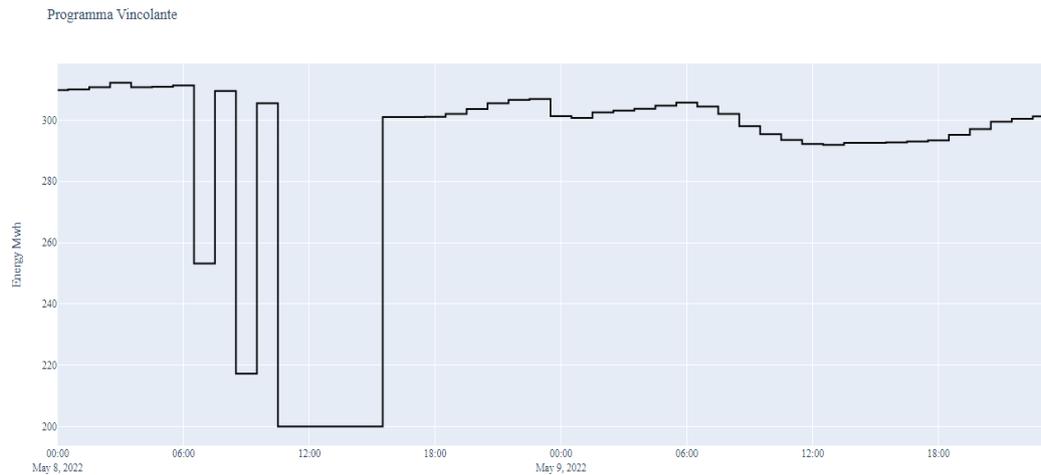


Figura 3.9 PV per 08-09/05/2022 per l'unità UP_LEVANTE_3 con contributo di MGP, MIA1, MIA2, MIA3 e XBID.

Una volta costruito il PV di un impianto, i valori che questo assume durante il corso della giornata, quando è operativo, devono essere sempre compresi fra i limiti di potenza massima e minima dell'impianto considerato. L'indicazione che si ottiene dal PV è la determinazione della condizione oraria operativa dell'impianto.

3.5.1 Calcolo effettivo della quantità offerta in MSD

In generale, a livello orario, bisogna rispettare le seguenti condizioni:

$$\begin{aligned} Potenza_{massima} - PV \\ = \left(OFF_{GR1_{QTY_{NO}}} + OFF_{GR2_{QTY_{NO}}} + OFF_{GR3_{QTY_{NO}}} + RS \right) \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} PV - Potenza_{minima} \\ = \left(BID_{GR1_{QTY_{NO}}} + BID_{GR2_{QTY_{NO}}} + BID_{GR3_{QTY_{NO}}} + RS \right) \end{aligned} \quad (3.12)$$

dove le quantità OFF rappresentano rispettivamente le offerte a vendere nel MSD associate ai servizi GR1, GR2, GR3; le quantità BID rappresentano rispettivamente le offerte a comprare nel MSD associate ai servizi GR1, GR2, GR3; e la potenza massima e minima rappresentano i suddetti valori per l'UP considerato. RS invece è la semibanda di riserva secondaria, pari alla metà del massimo valore fra il 6% della potenza massima e 10MW.

Per trovare le QUANTITY_NO realmente offerte nel MSD, bisogna innanzitutto stimare i valori di potenza massima ($Potenza_{massima}$) e potenza minima ($Potenza_{minima}$) dell'UP di interesse. Una volta dedotti $Potenza_{massima}$ e

$Potenza_{minima}$, conoscendo il PV e RS è possibile ricavare le QUANTITY_NO realmente offerte.

L'approccio usato per la stima della potenza massima è il seguente: si individua la massima QUANTITY_NO oraria offerta fra tutte le quantità orarie offerte in MGP e a questa viene associata il valore di potenza massima. Il motivo di questa scelta è che l'UP è incentivato, per ragioni economiche, a impiegare la totalità della potenza a sua disposizione. Analogamente, la stima della potenza minima viene effettuata individuando per ogni ora il valore massimo tra le quantità offerte e le quantità aggiustate da Terna delle offerte con scopo AS sia a vendere che a comprare. Dopodiché si associa il valore della potenza minima dell'impianto al valore più frequente tra i massimi.

Tale metodologia per la stima della potenza minima e massima è stata verificata rispetto alle reali potenze massime e minime di tutti gli impianti della zona Nord per cui questi valori erano noti.

Note le potenze massime e minime, attraverso le relazioni (3.11) e (3.12), possiamo calcolare la QUANTITY_NO totale realmente offerta, dovendo ancora discriminare come la QUANTITY_NO si ripartisce nei differenti servizi. I servizi considerati nell'analisi sono GR1, GR2 e GR3.

Il processo di discriminazione è il seguente:

- Si individua lo scostamento, sia per le offerte a vendere sia per le offerte a comprare, tra la QUANTITY_NO realmente offerta e la QUANTITY_NO presente nel data frame del MSD;
- Utilizzando i dati presente nel dataset del MSD si individua il prezzo massimo e minimo fra i prezzi associati rispettivamente ai servizi a vendere e ai servizi a comprare;
- Visto che lo scostamento può anche essere negativo, dobbiamo considerare i seguenti quattro casi.
 1. scostamento positivo per le offerte a vendere: in questo caso, si somma il valore dello scostamento alla QUANTITY_NO del servizio con il prezzo minimo;
 2. scostamento negativo per le offerte a vendere: in questo caso, si sottrae il valore dello scostamento alla QUANTITY_NO del servizio con il prezzo massimo;
 3. scostamento positivo per le offerte a comprare: in questo caso, si somma il valore dello scostamento alla QUANTITY_NO del servizio con il prezzo massimo;
 4. scostamento negativo per le offerte a comprare: in questo caso, si sottrae il valore dello scostamento alla QUANTITY_NO del servizio con il prezzo minimo.

In questo modo si deducono le QUANTITY_NO realmente offerte nel MSD a seconda del servizio di interesse.

Bisogna però notare alcuni casi particolari riguardanti i prezzi utilizzati per svolgere tale procedura, in quanto è possibile che:

- a) Il prezzo associato a due servizi diversi sia il medesimo;
- b) Il prezzo dei servizi a vendere GR1 sia maggiore del prezzo di GR2 e/o GR3, oppure il prezzo del servizio GR2 sia maggiore del prezzo GR3;
- c) Il prezzo dei servizi a comprare GR3 sia maggiore del prezzo di GR2 e/o GR1, oppure il prezzo del servizio GR2 sia maggiore del prezzo GR1.

Per tener conto di queste tre casistiche sono state implementate differenti logiche. Per il caso a), osservando le offerte a vendere, si deve andare ad aggiungere/sottrarre lo scostamento al servizio che di norma presenta il prezzo più basso/alto; escludendo i servizi che presentano quantità offerta nulla. Per le offerte a vendere i prezzi sono crescenti passando da GR1 a GR3.

Per il caso c), osservando le offerte a comprare, si deve andare ad aggiungere/sottrarre lo scostamento al servizio che di norma presenta il prezzo più alto/ basso; escludendo i servizi che presentano quantità offerta nulla. Per le offerte a comprare i prezzi sono decrescenti passando da GR1 a GR3.

Per quanto riguarda i casi b) e c) si tiene conto del fatto che:

1. Per i servizi a vendere, nel caso in cui il prezzo del servizio GR2 sia maggiore del prezzo del servizio GR3, il prezzo del servizio GR3 viene sostituito con il prezzo del servizio GR2. ;
2. Per i servizi a vendere, nel caso in cui il prezzo del servizio GR1 sia maggiore del prezzo del servizio GR2, il prezzo del servizio GR2 viene sostituito con il prezzo del servizio GR1.
3. Per i servizi a comprare, nel caso in cui il prezzo del servizio GR2 sia maggiore del prezzo del servizio GR3, il prezzo del servizio GR3 viene sostituito con il prezzo del servizio GR2.
4. Per i servizi a comprare, nel caso in cui il prezzo del servizio GR1 sia maggiore del prezzo del servizio GR2, il prezzo del servizio GR2 viene sostituito con il prezzo del servizio GR1.

4 Discussione risultati

In questo capitolo vengono presentati i risultati delle analisi statistiche effettuate. Nello specifico, la Sezione 4.1 analizza dettagliatamente i risultati dell'analisi statistica effettuata sulla singola unità di produzione UP_VOGHERA_1, relativa ad un impianto a ciclo combinato ubicato in provincia di Voghera. La sezione 4.2 propone un'analisi analoga a quella svolta per UP_VOGHERA_1 ma ampliata ad una sottozona della zona Nord.

4.1 Analisi statistica di una singola Unità di Produzione

In questa sezione vengono presentati dettagliatamente i risultati dell'analisi statistica effettuata sulla singola unità di produzione UP_VOGHERA_1, relativa ad un impianto a ciclo combinato ubicato in provincia di Voghera. Le analisi sono state svolte raggruppando i dati secondo modi e tempi differenti, per cercare di individuare i possibili andamenti e le possibili variazioni al variare di ciascun parametro. Nello specifico, si sono considerate le seguenti suddivisioni:

- a) Tipologia di giorno: feriale e festivo;
- b) Stagione: primavera, estate, autunno e inverno;
- c) Tipologia di offerta: a vendere e a comprare;
- d) Tipologia di servizio: Gradino 1, Gradino 2 e Gradino 3.

I dati sono stati analizzati tramite la rappresentazione grafica della distribuzione di frequenza.

Nei grafici a seguire sulle ascisse sono riportati gli intervalli di quantità di energia accettata da Terna, mentre sulle ordinate si trova la relativa frequenza. Come regola generale, il numero di intervalli presenti in ciascun grafico è la parte intera della radice quadrata del numero di offerte orarie accettate considerate per il caso specifico; in aggiunta si considera un ulteriore intervallo relativo alle offerte che non sono state accettate. L'obiettivo principale dell'analisi puntuale di ciascun grafico è quello di cercare di individuare i periodi temporali (giorni/stagioni) e gli intervalli (in termini di MWh) che massimizzano la probabilità di accettazione delle offerte da parte di Terna al fine di ottimizzare le tempistiche e le quantità di energia offerte per ciascuna sessione di mercato.

Le figure 4.1-4.8 rappresentano le distribuzioni relative alla quantità di energia accettata sul mercato fissando il parametro a) "Tipologia di giorno" e sono riferite ai giorni feriali. Le Figure 4.9 -4.16 rappresentano le distribuzioni relative alla quantità di energia accettata sul mercato e sono riferite ai giorni feriali.

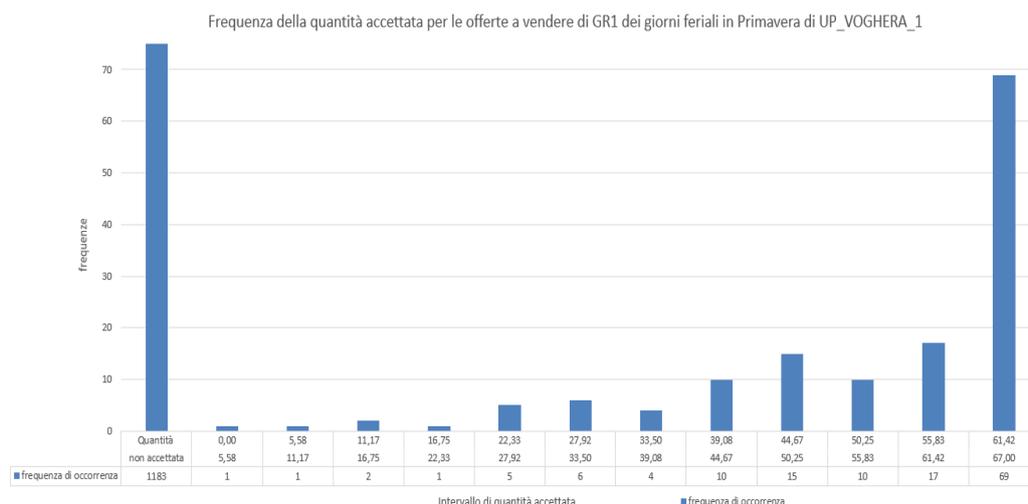


Figura 4.1 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Primavera di UP_VOGHERA_1.

Il grafico in Figura 4.1 mostra l'andamento della frequenza con cui le offerte effettuate dall'impianto UP_VOGHERA_1 presentano una quantità accettata che rientra in uno degli intervalli proposti sull'asse orizzontale. Si noti che la prima barra a sinistra indica la frequenza con cui le offerte non sono state accettate. Le offerte di cui si tiene conto in questo caso sono tutte le offerte orarie effettuate dall'impianto in esame durante i giorni feriali primaverili, per vendere energia per il servizio GR1. Il grafico in Figura 4.1 va interpretato nel seguente modo: circa il 90% delle offerte effettuate da UP_VOGHERA_1 non è stato accettato da Terna (prima barra a sinistra). Considerando gli intervalli per cui la quantità accettata è >0 , si può notare come la percentuale di volte in cui una quantità inferiore a 22 MWh viene accettata sia più bassa (meno frequente) rispetto alle quantità accettate al di sopra di tale soglia. Dunque, si può dedurre che, durante la stagione primaverile, Terna tende ad accettare offerte caratterizzate da quantità superiori a 22 MWh. In particolare, per i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , l'intervallo per cui si ottiene il maggior numero di offerte accettate si trova nell'intorno 61-67 MWh.

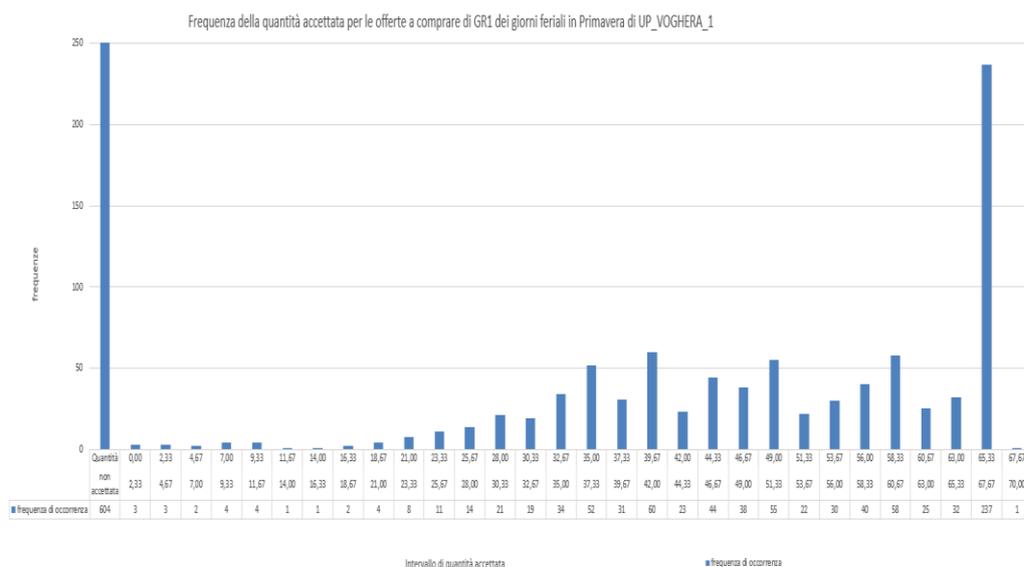


Figura 4.2 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Primavera di UP_VOGHERA_1.

Il grafico in Figura 4.2 si riferisce alle offerte a comprare nei giorni feriali. Come si evince dal grafico molte delle offerte (circa 41 %) che sono state effettuate non sono state accettate da Terna. Considerando gli intervalli per cui la quantità accettata è >0 , si può notare come le frequenze con cui sono accettate quantità inferiori ai 21 MWh siano inferiori rispetto alle frequenze con cui sono accettate le quantità al di sopra di tale soglia. Dunque si evince che, per l'UP analizzata, durante la stagione primaverile, Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiore a 21 MWh. Si può inoltre osservare come, per i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , l'intervallo 63-67 MWh presenti la massima frequenza e quindi la massima probabilità che l'offerta venga accettata.

I rimanenti casi da analizzare per la primavera sarebbero:

- Offerte a vendere per il servizio GR2;
- Offerte a comprare per il servizio GR2;
- Offerte a vendere per il servizio GR3;
- Offerte per comprare per il servizio GR3.

Tuttavia, nei quattro casi sopra elencati non si sono riscontrate offerte accettate nell'intervallo specifico preso in esame per il presente lavoro di tesi. La motivazione di tale risultato può essere legata a due fattori: Terna potrebbe non aver avuto necessità legate ai due servizi in esame (GR2 e GR3), oppure le offerte effettuate da UP_VOGHERA_1 non erano sufficientemente competitive rispetto alle offerte proposte da altri impianti.

Confrontando le Figure 4.1 e 4.2 si può notare come la frequenza di accettazione delle offerte volte a comprare energia sia nettamente superiore rispetto alla frequenza delle offerte a vendere.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate alla stagione estiva.

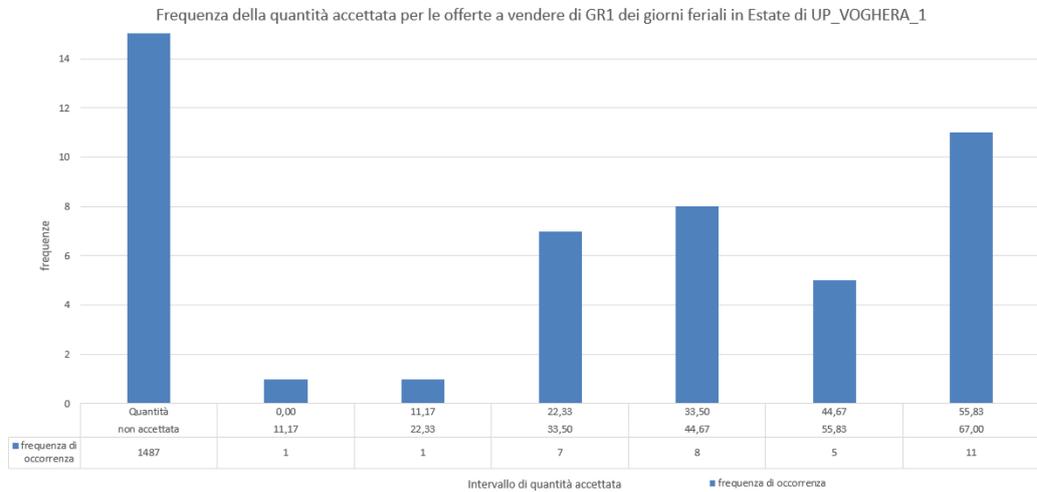


Figura 4.3 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Estate di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.3, la maggioranza delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata è circa il 98%. Considerando invece i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come, durante la stagione estiva, la frequenza di accettazione delle offerte sia ridotta rispetto alla primavera. Nonostante tale riduzione, si ottengono nuovamente valori di frequenza più elevati al di sopra della soglia di 22 MWh e la massima frequenza ricade nuovamente nell'intervallo 55-67 MWh.

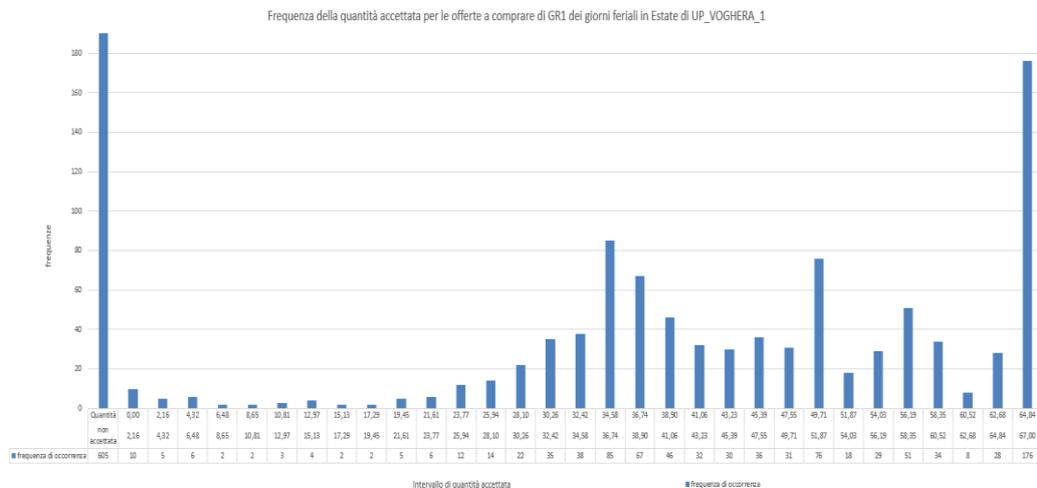


Figura 4.4 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Estate di UP_VOGHERA_1.

Per quanto riguarda le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali durante l'estate, il grafico in Figura 4.4 mostra che molte delle offerte effettuate non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata è circa l'40 %. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come la frequenza con cui sono accettate quantità al di sotto dei 23 MWh siano ridotte rispetto alle quantità accettate al di sopra di tale soglia. Dunque, per l'UP considerata, durante l'estate, Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiori a 23 MWh. Si può inoltre osservare come l'intervallo 64-67 MWh sia quello che ha frequenza maggiore. Si noti come l'andamento delle frequenze della stagione estiva, Figura 4.4, in questo caso sia analogo agli andamenti della stagione primaverile, Figura 4.2, visto che sono simili sia l'intervallo per cui si ottiene la massima frequenza sia la soglia oltre la quale è più frequente che un'offerta effettuata venga accettata da Terna.

I rimanenti casi da analizzare per l'estate sono:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Anche durante la stagione estiva, nei quattro casi appena elencati non si sono riscontrate offerte accettate. Le motivazioni possono essere analoghe a quelle ipotizzate per la stagione primaverile.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'autunno.

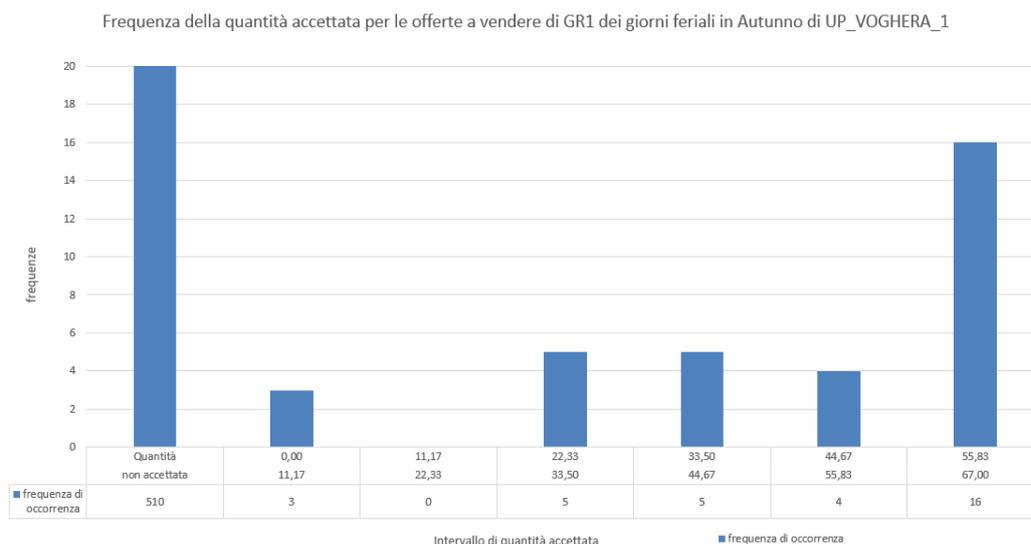


Figura 4.5 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Autunno di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.5, la maggior parte delle offerte che sono state effettuate non sono state accettate da Terna, visto che la frequenza per cui non si ha quantità accettata è circa il 94%. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come, ad esclusione dell'intervallo 55-67 MWh, la frequenza con cui sono accettate offerte è molto ridotta. Benché l'intervallo 55-67 MWh presenti una frequenza di occorrenza superiore a quella degli altri intervalli, questa rimane comunque contenuta (meno del 3%) se confrontata alla frequenza con cui non sono accettate le offerte. Si può inoltre notare come la somma di tutte le frequenze presenti nel grafico sia notevolmente inferiore rispetto a quella delle stagioni precedentemente analizzate. Il motivo di questa peculiarità è legato al fatto che UP_VOHGERA_1 nei mesi autunnali propone poche offerte per MSD; in particolare non vi partecipa mai durante il mese di novembre.

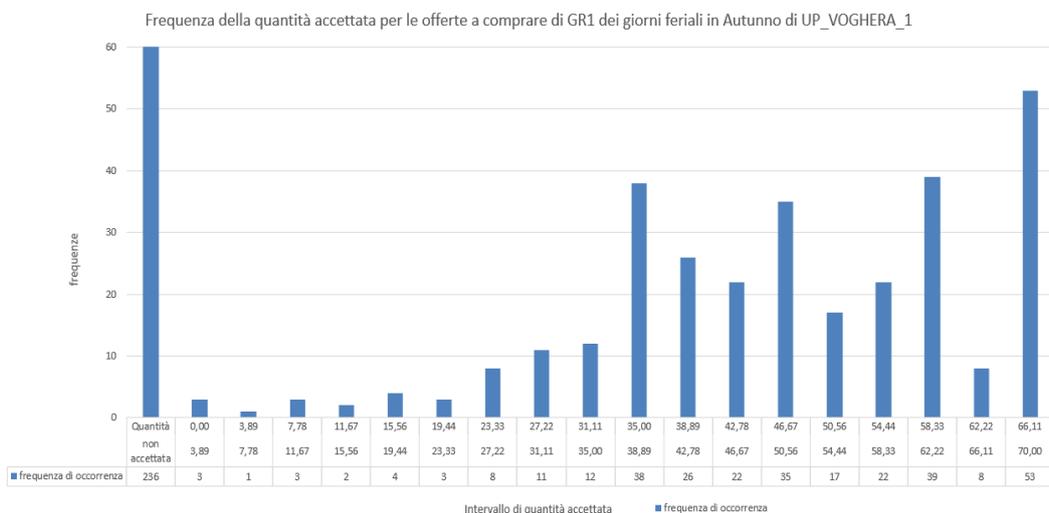


Figura 4.6 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Autunno di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.6, molte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata è circa l' 44 %. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come le quantità accettate inferiori ai 23 MWh presentino frequenze inferiori rispetto alle quantità accettate al di sopra di tale soglia. Dunque, durante l'autunno, risulta che Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiori ai 23 MWh . Si può inoltre osservare come l'intervallo 66-70 MWh sia quello che ha frequenza maggiore fra gli intervalli di quantità accettata.

I rimanenti casi autunnali sono:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Per questi casi si è riscontrato un numero estremamente contenuto di offerte accettate. Le motivazioni di tale risultato possono essere le medesime proposte per la stagione estiva e primaverile.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'inverno.

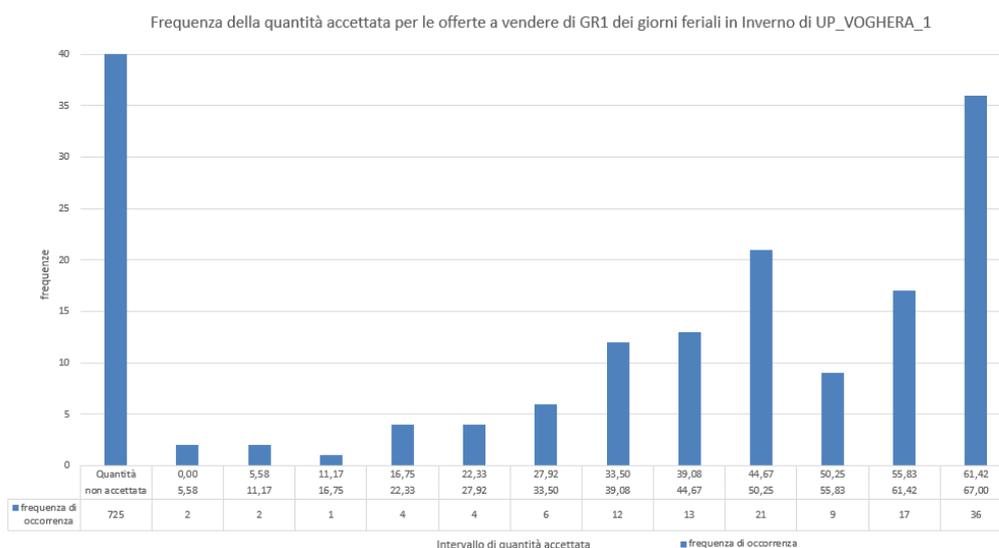


Figura 4.7 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Inverno di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.7, molte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata è circa pari a 85 %. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come al di sopra dei 33 MWh, la frequenza con cui sono accettate offerte tende ad aumentare rispetto a intervalli di quantità inferiori. Benché questi intervalli presentino delle frequenze di superiori a quella degli altri intervalli, risultano comunque molto ridotte se paragonate alla frequenza con cui non sono accettate le offerte. Inoltre, si evidenzia come la frequenza maggiore ricada nuovamente tra 61 e 67 MWh.

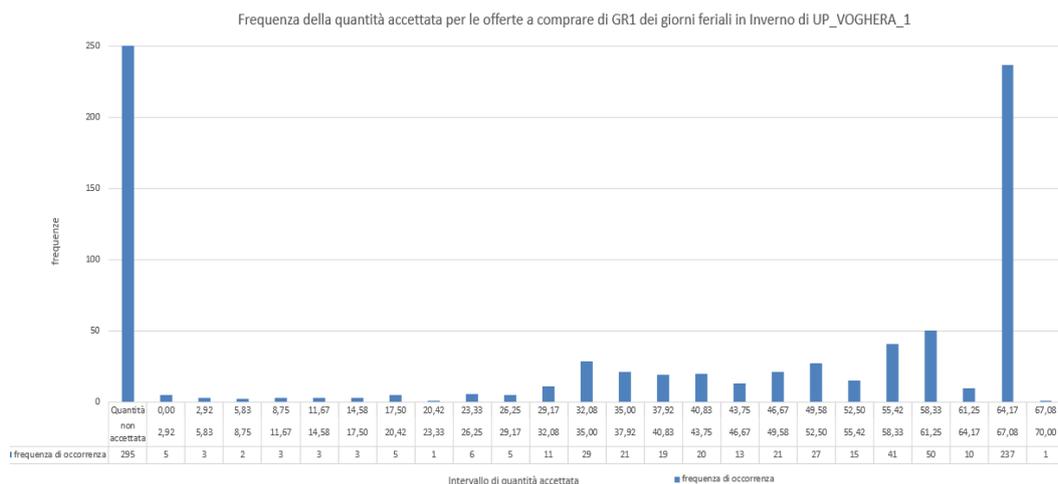


Figura 4.8 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Inverno di UP_VOGHERA_1.

Il grafico in Figura 4.8 mostra che le offerte fatte dall' UP considerata, nei giorni feriali invernali, sono spesso (circa 36 %) state rifiutate da Terna. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come le frequenze relative a quantità accettate inferiori ai 29 MWh siano inferiori rispetto alle frequenze legate alle quantità accettate al di sopra della soglia individuata. Ne consegue che, durante l'inverno, offerte al di sopra dei 29 MWh hanno più probabilità di essere accettate. Anche durante la stagione invernale, offerte nell'intervallo 64-67 MWh sono quelle che vengono accettate più frequentemente.

I rimanenti casi invernali sono:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Per questi casi si sono riscontrate un numero estremamente contenuto di offerte accettate. Le motivazioni di tale risultato possono essere le medesime proposte per le altre 3 stagioni.

Si procede dunque con le analisi delle distribuzioni relative alla quantità di energia accettata sul mercato riferite ai giorni festivi.

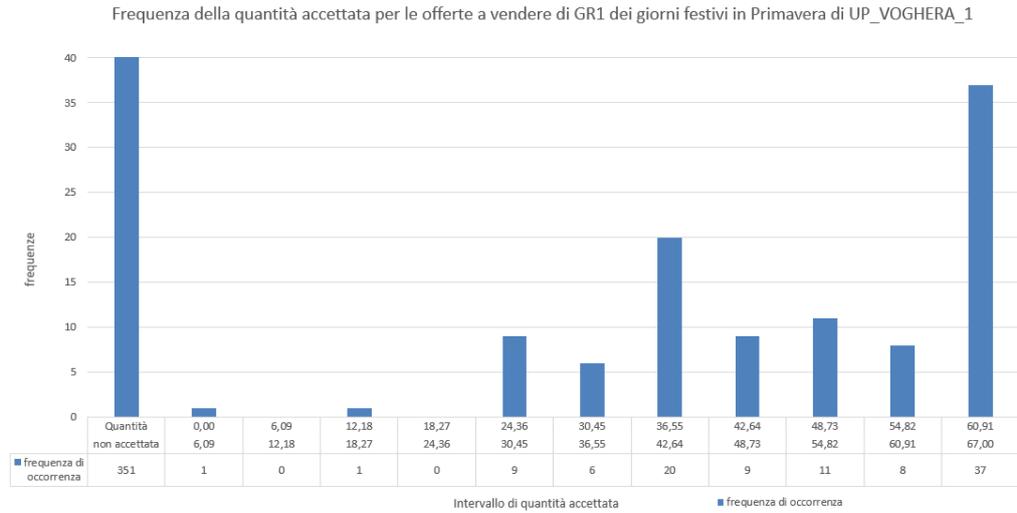


Figura 4.9 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Primavera di UP_VOGHERA_1.

Il grafico in Figura 4.9 mostra che la maggioranza delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che la frequenza con cui non si ha quantità accettata è pari circa al 65%. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come la frequenza con cui un’offerta di quantità inferiore a 24 MWh sia inferiore rispetto alla frequenza di accettazione di offerte di quantità al di sopra di tale soglia. Si evince dunque che, durante la primavera, Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiori a 24 MWh. In particolare, l’intervallo per cui si ottiene il maggior numero di offerte accettate è 60-67 MWh,.

Si considerino ora le offerte a comprare lasciando fissi tutti gli altri parametri.



Figura 4.10 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Primavera di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.10, molte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata corrisponde a circa il 39 %. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come le frequenze con cui sono accettate quantità inferiori ai 31 MWh siano inferiori rispetto alle frequenze con cui sono accettate le quantità al di sopra di tale soglia. Dunque, durante la primavera, Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiori ai 31 MWh. Si può inoltre osservare come l'intervallo 66-70 MWh presenti la massima frequenza fra gli intervalli di quantità accettata.

I rimanenti casi da analizzare per la primavera sono:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Nei quattro casi appena elencati sono state accettate un numero estremamente ridotto di offerte e le motivazioni ipotizzate sono le medesime proposte per l'analisi dei giorni feriali.

Confrontando la Figura 4.9 e la Figura 4.10 si può notare come la frequenza di accettazione delle offerte volte a comprare energia sia nettamente superiore rispetto alla frequenza delle offerte volte a vendere energia.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate alla stagione estiva.



Figura 4.11 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Estate di UP_VOGHERA_1.

La distribuzione proposta in Figura 4.11 mostra che circa il 70% delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare che vi è la presenza di una soglia a 33 MWh al di sopra della quale si ottengono frequenze di accettazione maggiori. Inoltre, la massima frequenza ricade nuovamente nell'intervallo 60-67 MWh.

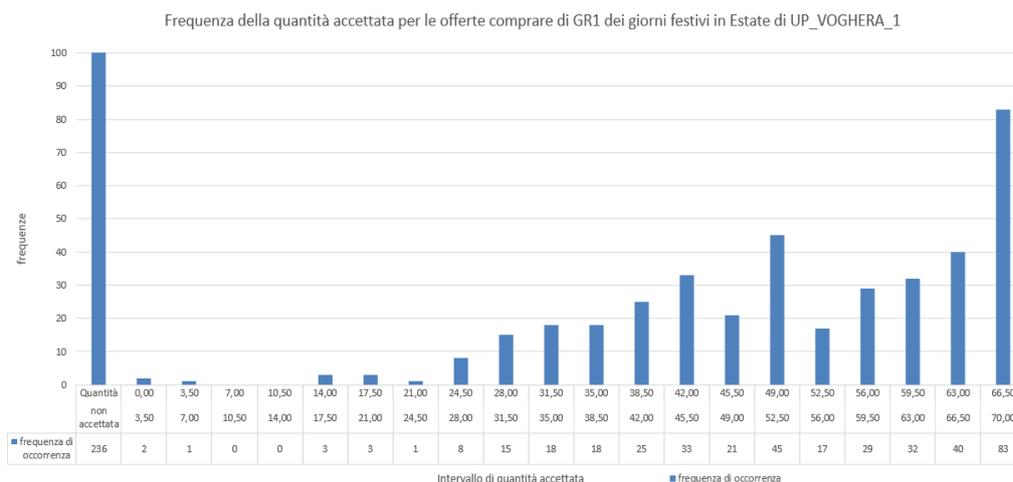


Figura 4.12 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Estate di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.12 molte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata è circa pari al 37%. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 si può notare come la frequenza con cui sono accettate offerte di quantità al di sotto dei 24 MWh siano ridotte rispetto alle quantità accettate al di sopra di tale soglia. Di conseguenza, durante l'estate, Terna predilige offerte caratterizzate da quantità superiori a 24 MWh. Si può inoltre osservare come l'intervallo 66-70 MWh sia quello che ha frequenza massima. Si noti come l'andamento delle frequenze nella stagione estiva, in questo caso, sia analogo agli andamenti della stagione primaverile. Nello specifico, si nota che sono simili sia l'intervallo per cui si ottiene la massima frequenza che la soglia oltre la quale si ottengono frequenze più elevate.

I rimanenti casi da analizzare per l'estate sono:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Nei quattro casi sopra elencati si sono riscontrate solamente due offerte accettate, e le motivazioni ipotizzate sono le medesime proposte per l'analisi dei giorni feriali.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'autunno.

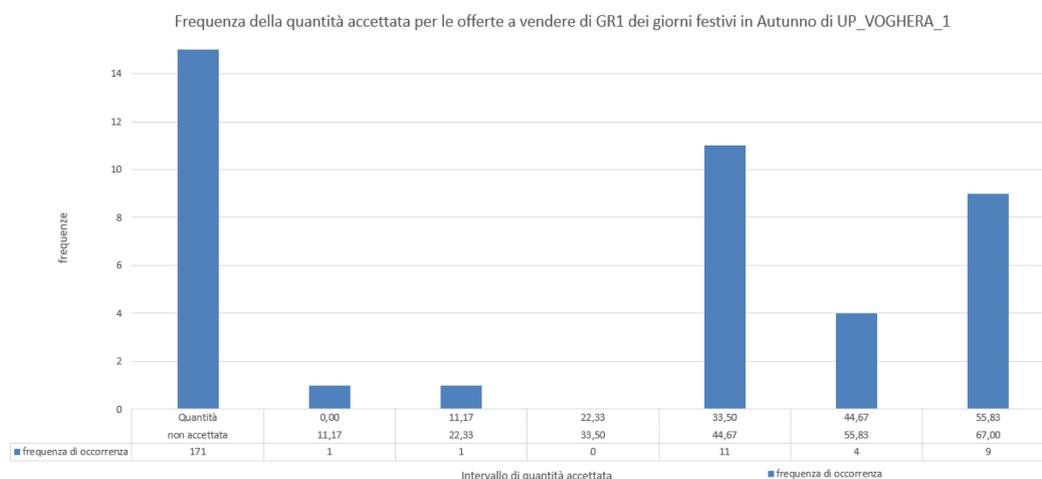


Figura 4.13 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Autunno di UP_VOGHERA_1.

Il grafico in figura 4.13 mostra che circa l'88% delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come al di sotto di 33 MWh la frequenza con cui sono accettate le offerte è molto ridotta. Benché l'intervallo 33-44 MWh presenti la frequenza massima, a differenza delle altre Stagioni, presenta un valore che non spicca in maniera marcata rispetto alle frequenze degli altri intervalli. La frequenza massima rimane comunque contenuta (meno del 6%) se confrontata alla frequenza con cui non sono accettate le offerte. Si può inoltre notare come la somma di tutte le frequenze presenti nel grafico sia notevolmente inferiore rispetto a quella delle Stagioni precedentemente analizzate. Il motivo di questa peculiarità è legato al fatto che UP_VOGHERA_1 nei mesi autunnali è poco attivo nella proposta di offerte per MSD; in particolare non vi partecipa mai durante il mese di novembre.

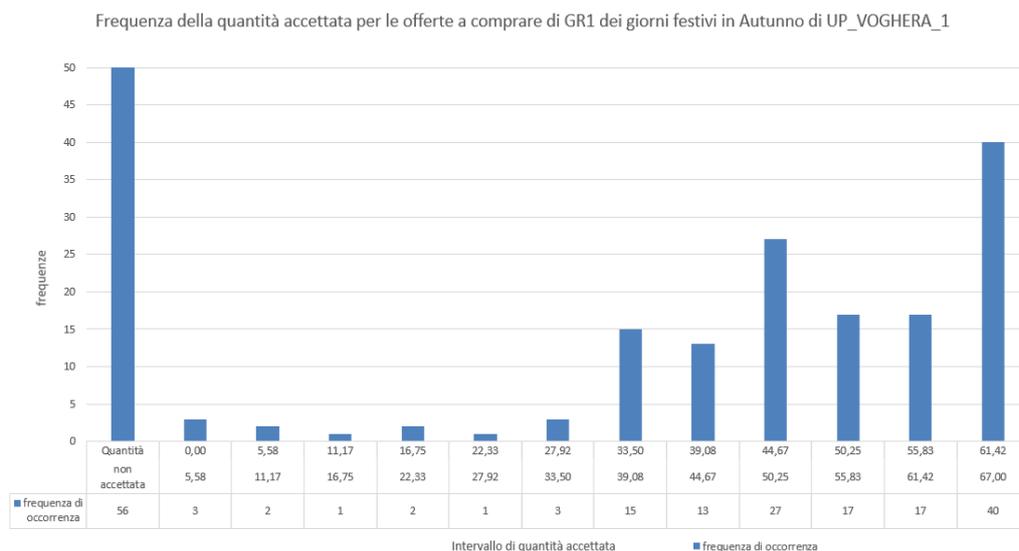


Figura 4.14 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Autunno di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.14, molte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato non sono state accettate da Terna, visto che il numero di occorrenze per cui non si ha quantità accettata rappresenta circa l'72 %. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come le quantità accettate inferiori ai 33 MWh presentino frequenze inferiori rispetto alle quantità accettate al di sopra di tale soglia. Ne consegue che, durante l'autunno, Terna predilige accettare offerte caratterizzate da quantità superiori ai 33 MWh. Si può inoltre osservare come l'intervallo 61-67 MWh sia quello che ha frequenza maggiore fra gli intervalli di quantità accettata.

Anche in questo caso, non si sono riscontrate offerte accettate per i rimanenti casi autunnali, ovvero:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'inverno.

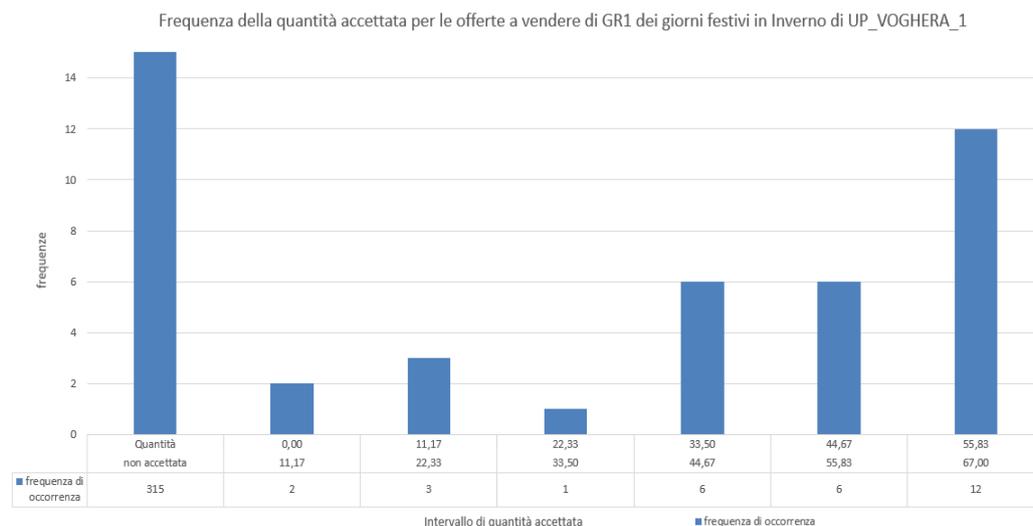


Figura 4.15 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Inverno di UP_VOGHERA_1.

La distribuzione proposta nel grafico in Figura 4.15 mostra che circa il 91% delle offerte che sono state effettuate non sono state accettate da Terna. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0, si può notare come al di sopra dei 33 MWh, la frequenza con cui sono accettate le offerte tende ad aumentare rispetto ad intervalli di quantità inferiori. Benché questi intervalli presentino delle frequenze superiori a quella degli altri intervalli, risultano comunque molto ridotte se paragonate alla frequenza con cui non sono accettate offerte. Inoltre, si evidenzia come la frequenza maggiore ricada nuovamente tra 55 e 67 MWh.

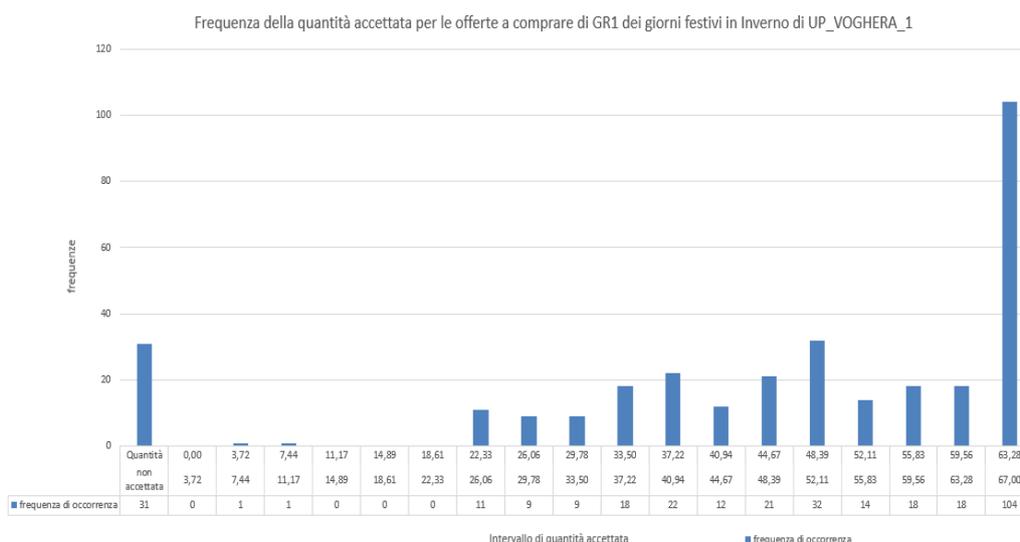


Figura 4.16 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Inverno di UP_VOGHERA_1.

Come si evince dal grafico in Figura 4.16, la maggior parte delle offerte che sono state effettuate nel caso considerato sono state accettate da Terna, visto che la frequenza per cui non si ha quantità accettata corrisponde a circa l' 90%. Considerando i soli intervalli in cui la quantità di energia accettata è >0 , si può notare come le quantità accettate inferiori ai 22 MWh siano meno numerose rispetto alle quantità accettate al di sopra della soglia individuata. Dunque, durante l'inverno, Terna tende ad accettare offerte caratterizzate da quantità superiori ai 22 MWh . Si può inoltre osservare come l'intervallo 63-67 MWh sia quello che ha frequenza maggiore fra gli intervalli di quantità accettata.

Anche in questo caso, non si sono riscontrate offerte accettate per i rimanenti casi invernali, ovvero:

- Offerte per vendere energia per il servizio GR2;
- Offerte per vendere energia per il servizio GR3;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR2;
- Offerte per comprare energia per il servizio GR3.

4.2 Analisi statistica di una sottozona della zona Nord

In questa sezione vengono presentati ed analizzati i risultati delle analisi statistiche analoghe a quella svolta per UP_VOGHERA_1 ma ampliate ad una sottozona della zona Nord. In questa sottozona sono stati considerati tutti gli impianti per cui è stata verificata la stima della potenza massima e minima.

Di seguito sono analizzati i grafici fissando il parametro “Tipologia di giorno”, soffermandosi prima sui giorni feriali, per le quattro stagioni e per tutte le combinazioni presenti dei restanti parametri e poi sui giorni festivi. L’analisi proposta in questa sezione è volta all’ottenimento di indicazioni sul fatto che le offerte effettuate siano o meno in linea con le esigenze di Terna. I grafici proposti rappresentano la distribuzione delle quantità di energia accettate nella sottozona della zona Nord. In tutti i grafici, la prima barra a sinistra indica la frequenza con cui le offerte non sono state accettate e la relativa occorrenza è riportata nella tabella sottostante il grafico. Conseguentemente, in tutti i casi in cui la frequenza di non accettazione delle offerte è elevata la conclusione che si può trarre è che le offerte effettuate non sono in linea con le esigenze di Terna.

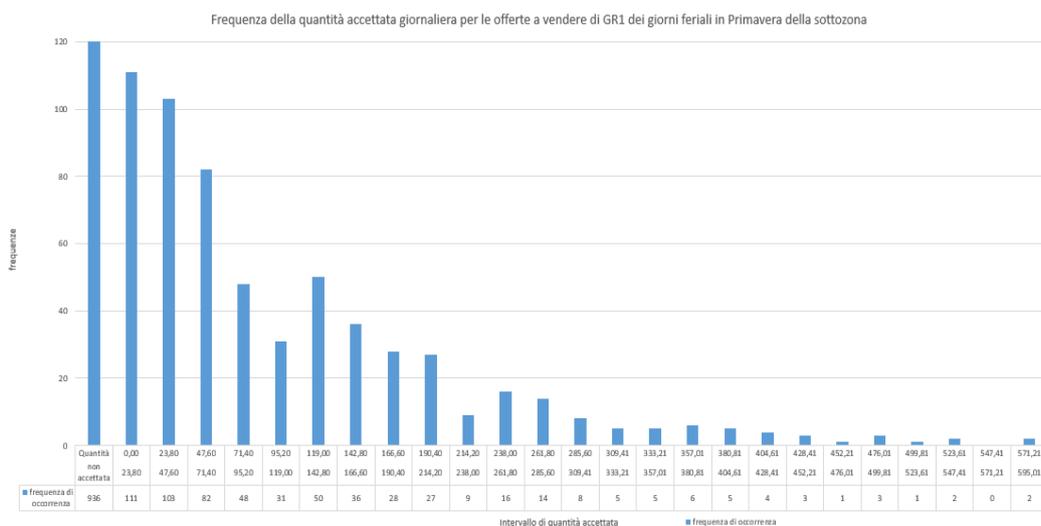


Figura 4.17 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

La distribuzione mostrata nel grafico in Figura 4.17 dà indicazione circa l’andamento della frequenza delle offerte effettuate nella sottozona considerata. La prima barra a sinistra indica la frequenza con cui le offerte non sono state accettate. Considerando la figura 4.17 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata (circa il 61 %). Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono, con tendenza decrescente all’aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, per offerte di energia fino a 190 MWh le frequenze di accettazione risultano più elevate, con un massimo

nell'intervallo 0-23 MWh. Da ciò si deduce che, nella sottozona considerata, Terna predilige accettare quantità di energia molto inferiori rispetto a quelle offerte.

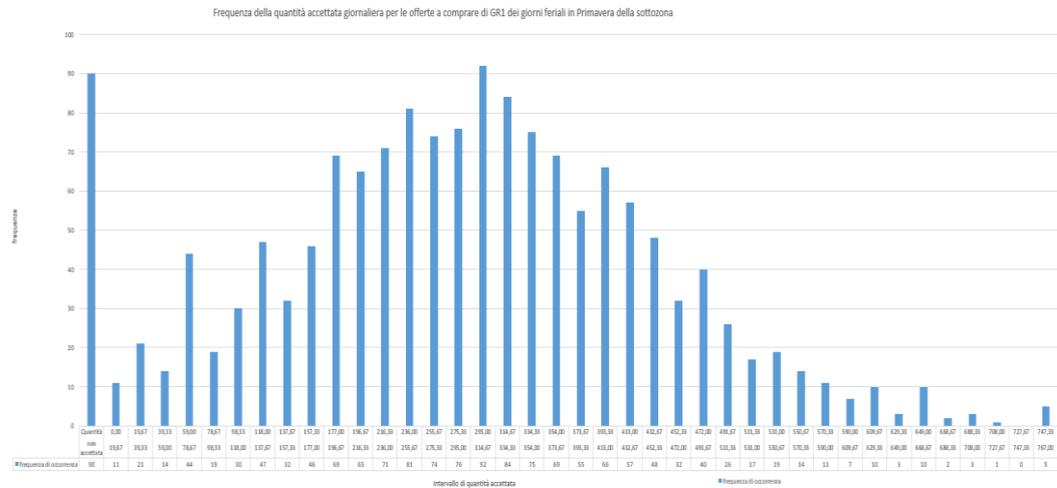


Figura 4.18 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

Dal grafico in Figura 4.18 si evince che la frequenza della quantità di energia accettata per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata si distribuisce indicativamente come una Gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 275-295 MWh. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna, visto che la maggior parte di esse viene accettata. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 275-295 MWh e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

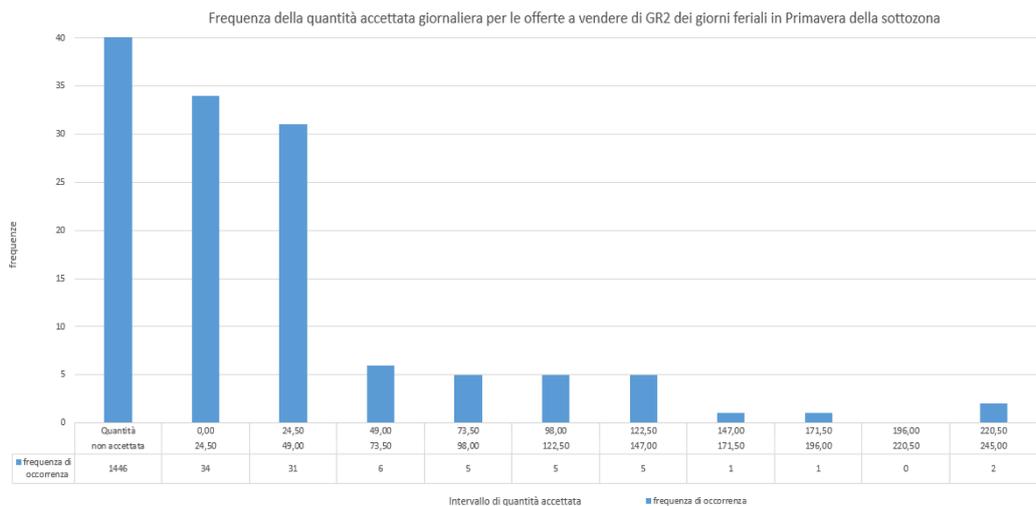


Figura 4.19 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.19 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e corrispondente circa al 94%. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1. Ne consegue che, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti l'offerta. L'andamento delle frequenze è non monotono con tendenza decrescente. In particolare, al di sotto dei 49 MWh otteniamo le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 0-24 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantità di energia fra 0-24 MWh.

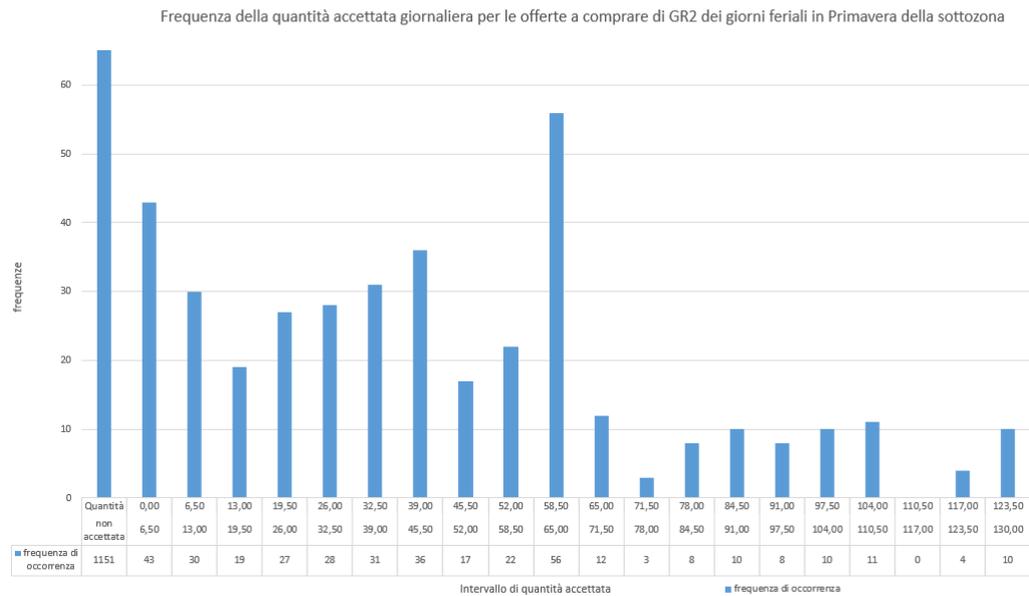


Figura 4.20 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.20 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e pari a circa l'75%. L'andamento delle frequenze non risulta in questo caso ben definito. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei 66 MWh, in particolare si nota un picco in corrispondenza dell'intervallo 58-66 MWh.

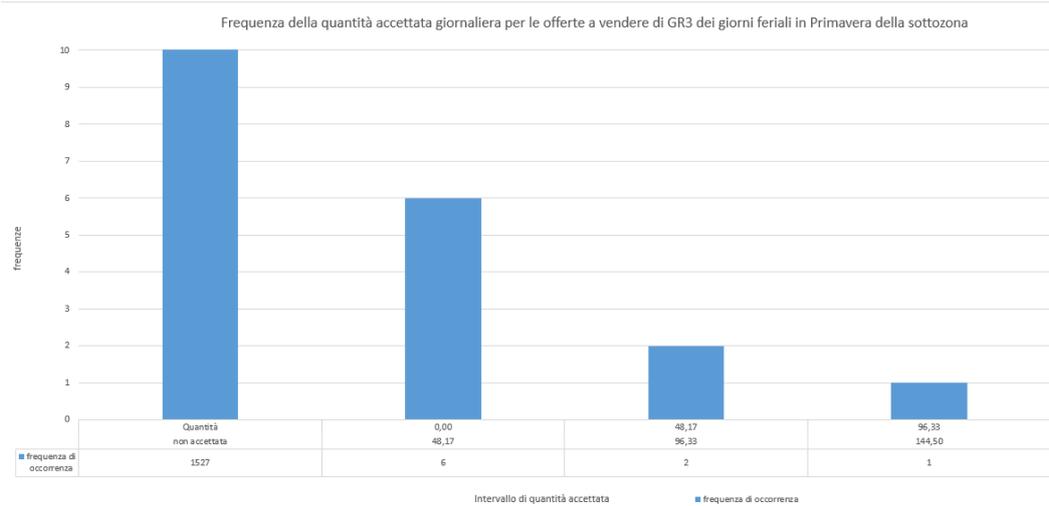


Figura 4.21 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.21 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta pari circa al 99%. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR2. Conseguentemente nel caso analizzato, in generale è molto probabile che Terna non accetti offerte. L'andamento delle frequenze è monotono con tendenza decrescente. In particolare, la massima probabilità di accettazione dell'offerta si ha nel caso in cui si ricada nell'intervallo 0-48 MWh.

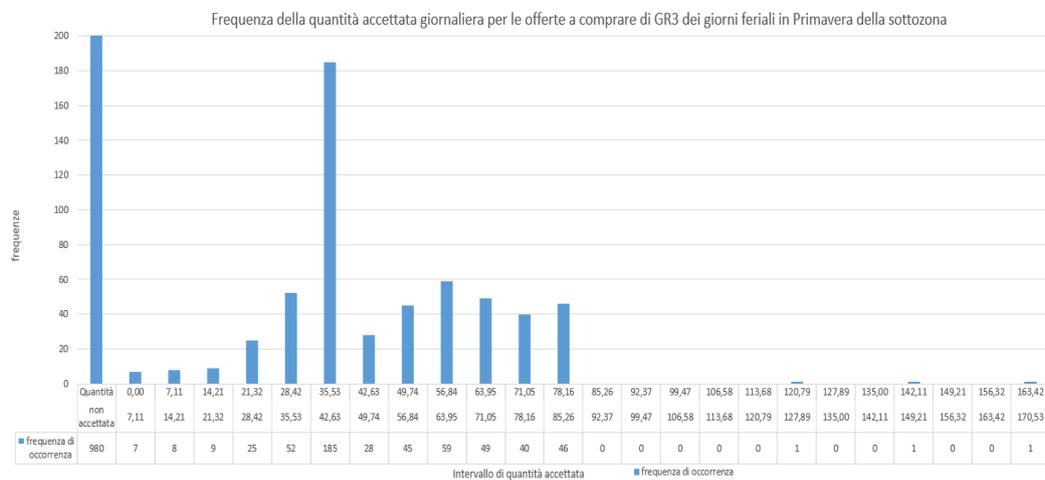


Figura 4.22 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la figura 4.22 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e circa pari al 86%. L'andamento delle frequenze nemmeno in questo caso risulta caso ben definito. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità comprese tra 21 - 85 MWh, con un picco in corrispondenza dell'intervallo 35-42 MWh. Benché ci siano alcune offerte che

sono state accettate con quantità superiori agli 85 MWh, risulta evidente che Terna tenda ad non accettare quantità superiori a questa soglia.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'estate.

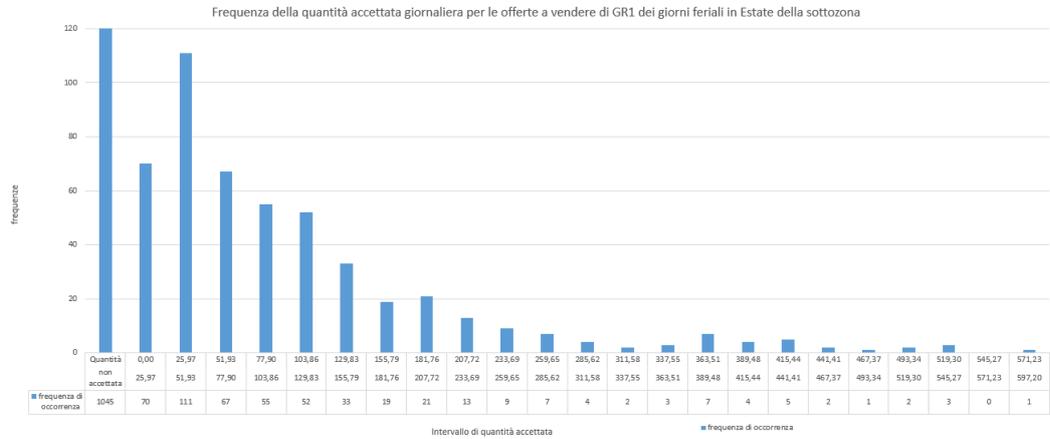
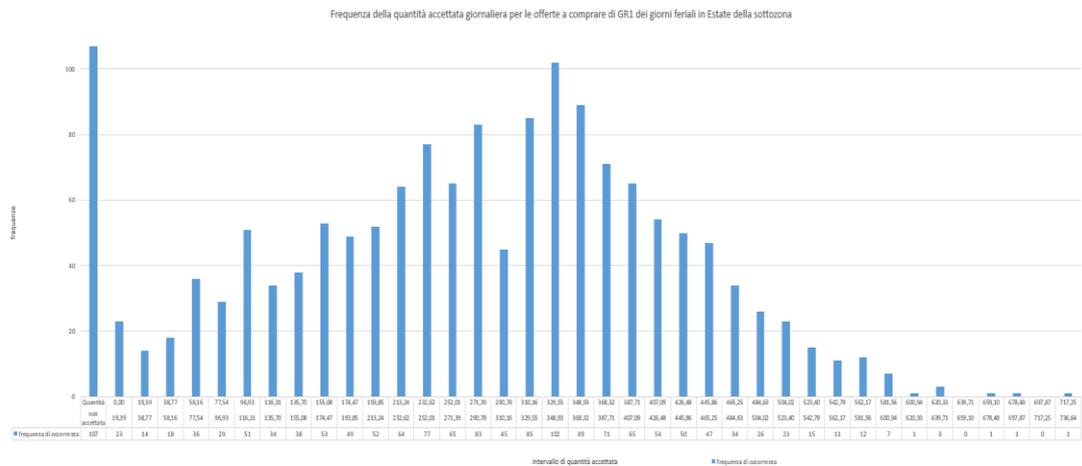


Figura 4.23 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.23 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e pari a circa il 68%. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, per il caso considerato, al di sotto dei 207 MWh otteniamo le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 25-51 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte in questo intervallo.



Estate della sottozona considerata si distribuisce indicativamente come una Gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 310-329 MWh.. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna, visto che la maggior parte di esse viene accettata. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 310-329 MWh e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

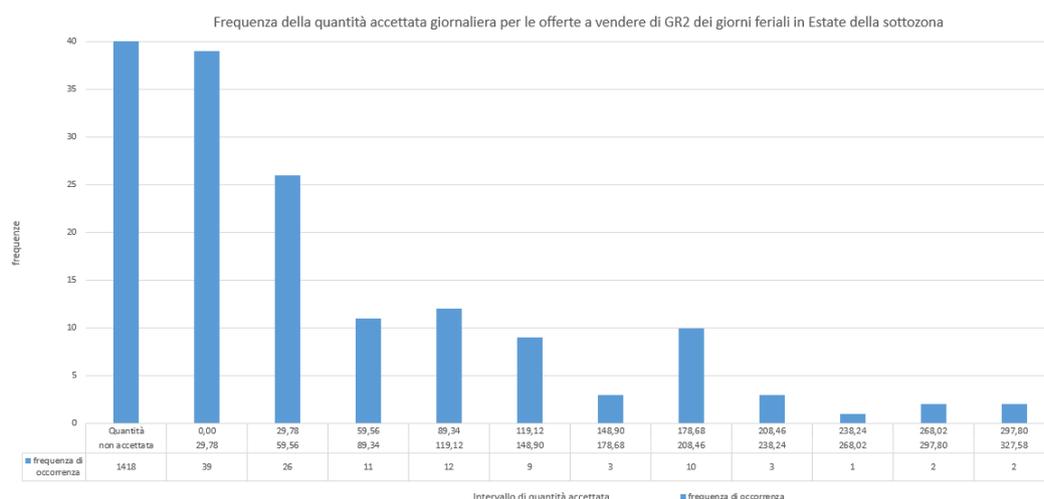


Figura 4.25 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.25 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Estate risulta pari circa al 95%. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1. Anche in questo caso si deduce dunque che, nel caso analizzato è probabile che Terna non accetti offerte. L'andamento delle frequenze è non monotono con tendenza decrescente. In particolare, al di sotto dei 208 MWh otteniamo le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 0-29 MWh. Analogamente al caso primaverile, da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità più contenute.

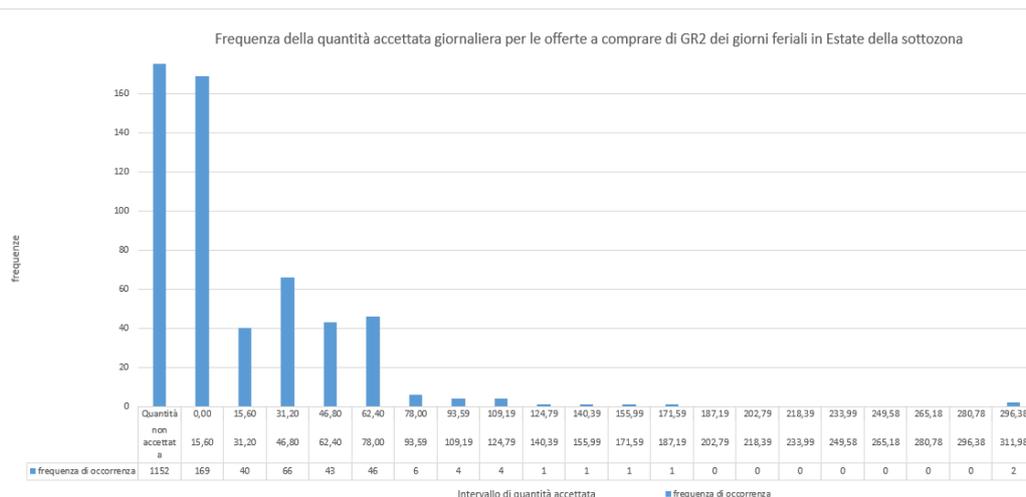


Figura 4.26 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.26 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Estate risulta elevata, circa pari al 75 %. L’andamento delle frequenze non risulta caso ben definito. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei 78 MWh, con un picco in corrispondenza dell’intervallo 0-15 MWh. Per quantità accettate al di sopra dei 78 MWh la frequenza presenta una netta riduzione.

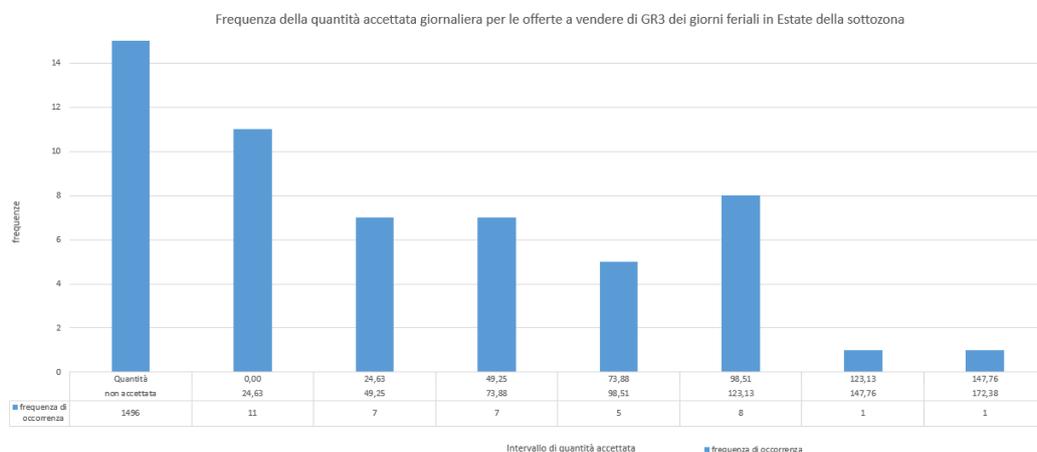


Figura 4.27 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.27 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Estate risulta pari circa al 97%. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR2; quindi, nel caso analizzato è più probabile che Terna non accetti l’offerta. L’andamento delle frequenze è, analogamente al caso primaverile, non monotono con tendenza decrescente con un

massimo nell'intervallo 0-24 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia fra 0-24 MWh.

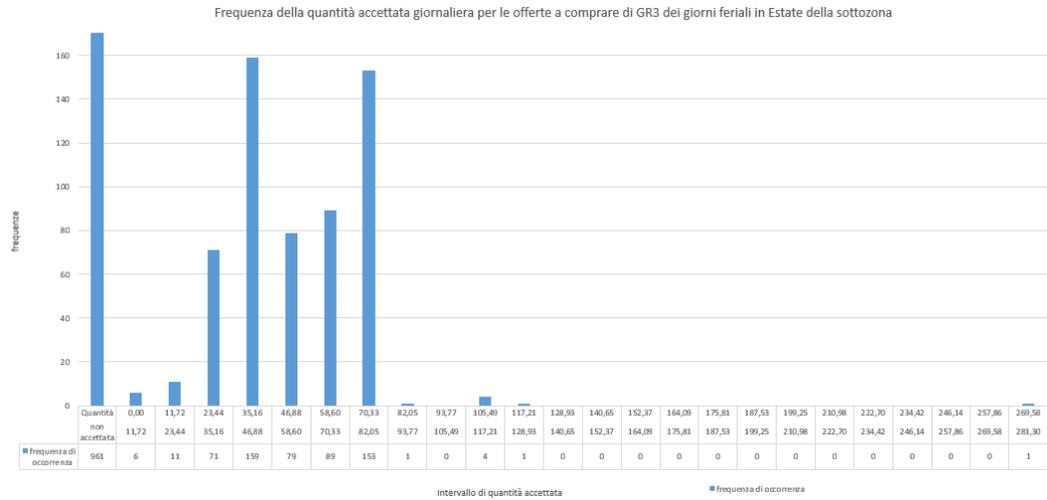


Figura 4.28 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.28 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Estate risulta elevata e pari circa al 63 %. Si può notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità comprese tra i 23 e gli 82 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 35-46 MWh. Benché ci siano alcune offerte che sono state accettate con quantità superiori agli 82 MWh risulta evidente che Terna tenda a non accettare quantità superiori a questa soglia.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'autunno.

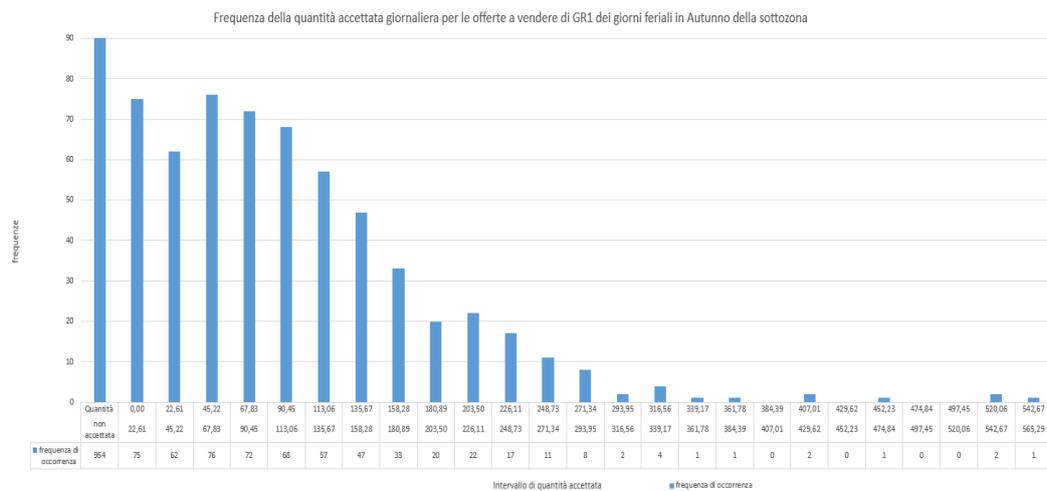
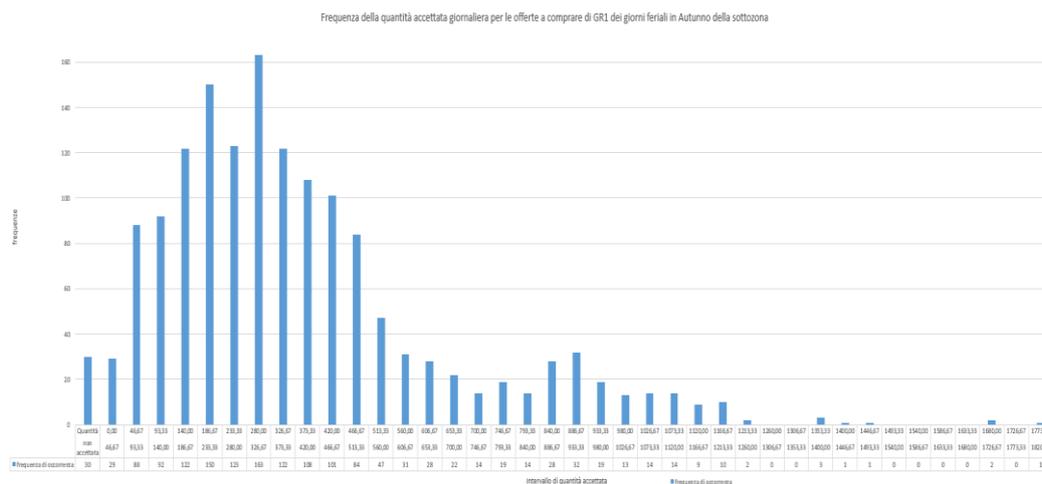


Figura 4.29 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.29 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Autunno risulta elevata e pari circa al 63 %. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, al di sopra di 271 MWh si osservano frequenze di accettazione trascurabili; si identifica la massima frequenza nell'intervallo 45-67 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità più contenute, offerte che propongono quantitativi di energia bassi.



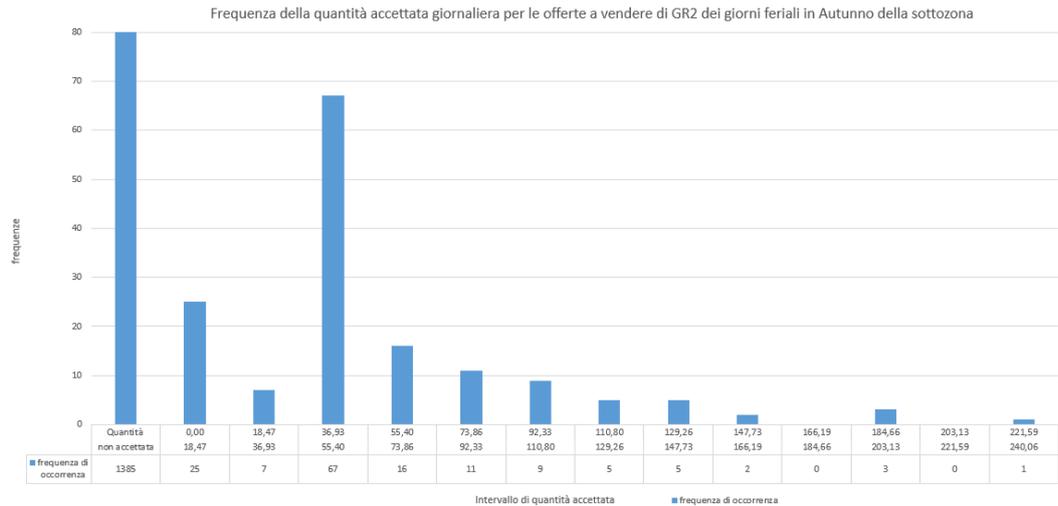


Figura 4.31 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.31 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Autunno risulta elevata e pari circa al 90 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1, quindi nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti l’offerta. L’andamento delle frequenze è non monotono con tendenza decrescente oltre i 36 MWh. In particolare, si può notare una preferenza marcata da parte di Terna nell’acceptare quantità comprese tra 36 e 55 MWh.

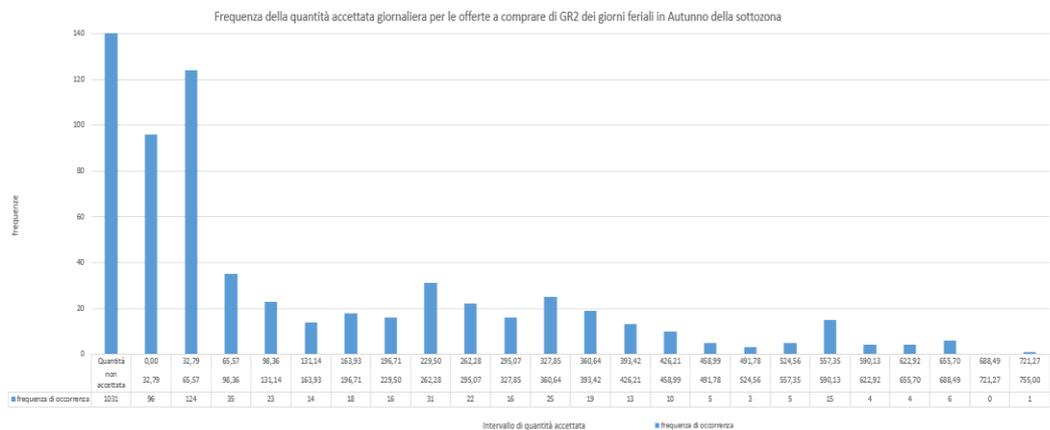


Figura 4.32 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.32 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Autunno risulta elevata e pari circa al 67 %. Sebbene non sia individuabile un andamento ben definito, si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei

393 MWh, in particolare con frequenze nettamente maggiori negli intervalli compresi fra 0-66 MWh.

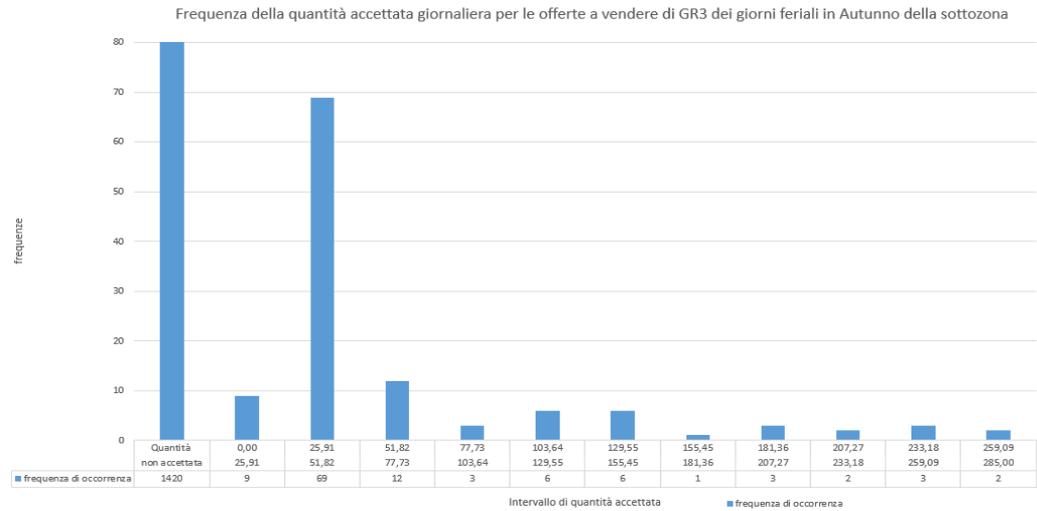


Figura 4.33 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.33 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Autunno risulta elevata e pari circa al 93 %. L'andamento delle frequenze è tendenzialmente costante indipendentemente dall'intervallo considerato, ad esclusione dell'intervallo 25-51 MWh. Questo intervallo risulta avere una frequenza nettamente maggiore rispetto a quella degli altri intervalli e dà indicazione di come Terna prediliga accettare quantità ricadenti nell'intervallo 25-51 MWh.

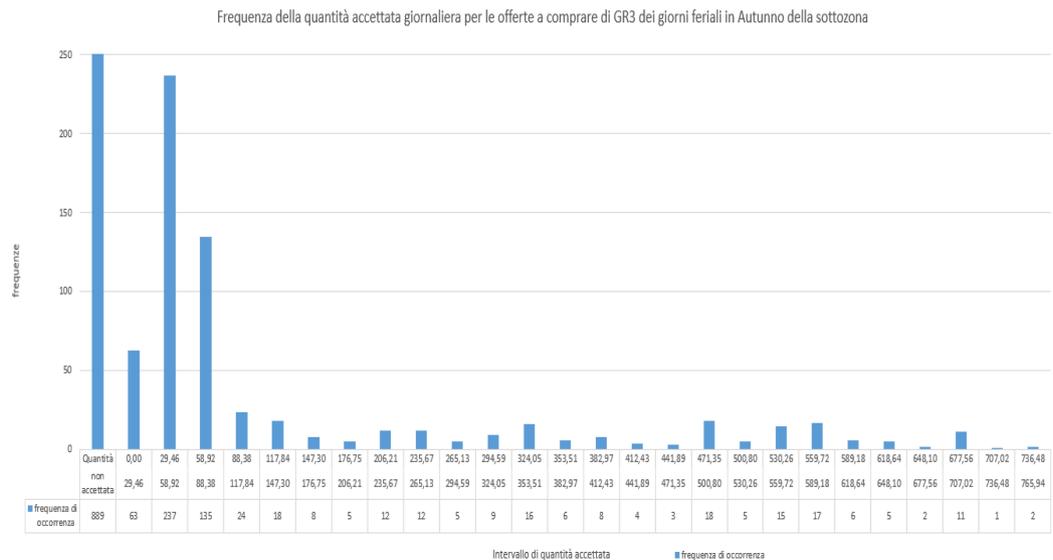


Figura 4.34 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.34 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Autunno risulta elevata, pari circa al 58 %. Sebbene nemmeno in questo caso sia individuabile un andamento ben definito, si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità comprese tra 29 e 88 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 29-58 MWh. Benché ci siano alcune offerte che sono state accettate con quantità superiori agli 88 MWh risulta evidente che Terna tenda ad accettare molto più raramente quantità superiori a questa soglia.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'inverno.

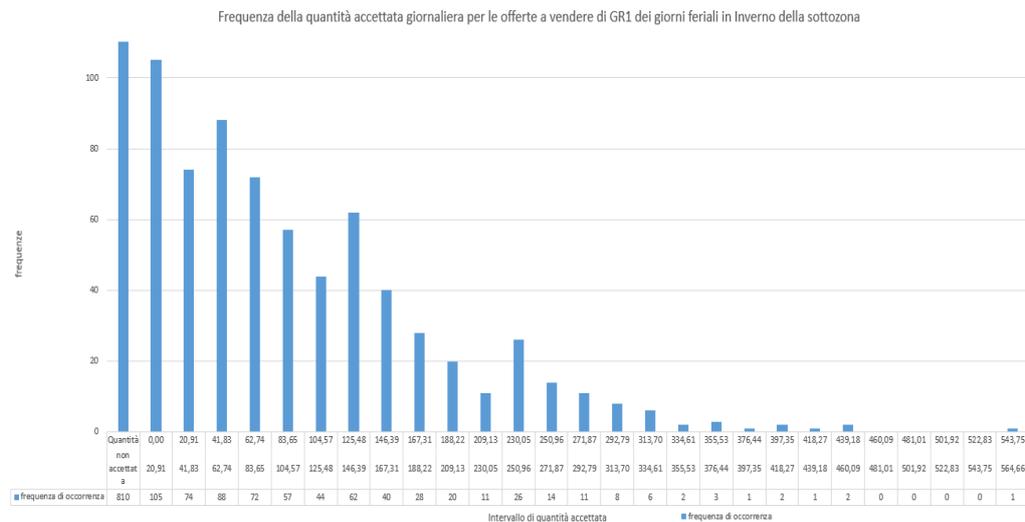


Figura 4.35 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.35 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR1 dei giorni feriali in Inverno risulta elevata e pari circa al 55 %. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, al di sopra di 313 MWh si osservano frequenze di accettazione trascurabili e si identifica la massima frequenza nell'intervallo 0-20 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

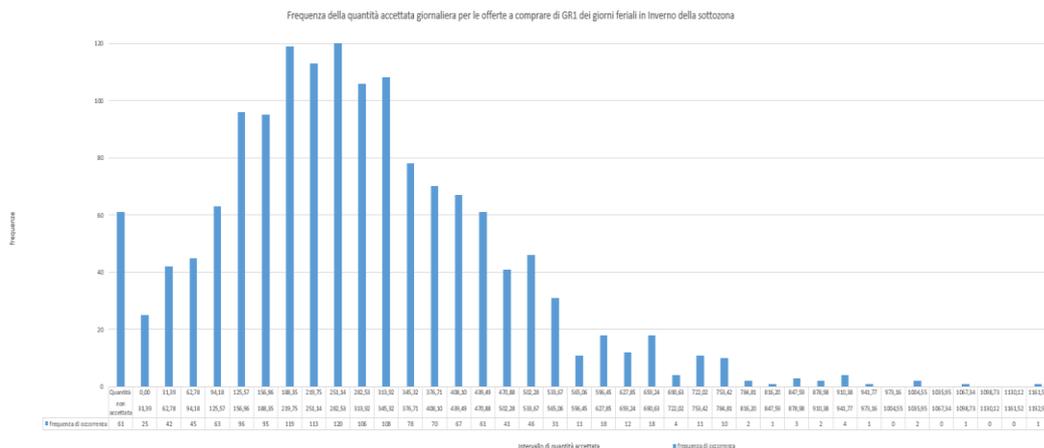


Figura 4.36 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Dal grafico di Figura 4.36 si evince che la frequenza con cui non sono state accettate offerte a comprare di GR1 dei giorni feriali in Inverno risulta contenuta se paragonata alla somma di tutte le frequenze degli altri intervalli, corrispondente alla frequenza con cui vengono accettate le offerte. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna. Considerando solo le frequenze associate alle offerte accettate si osserva come la frequenza presenti un andamento tendente ad una Gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 219-251 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo citato e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

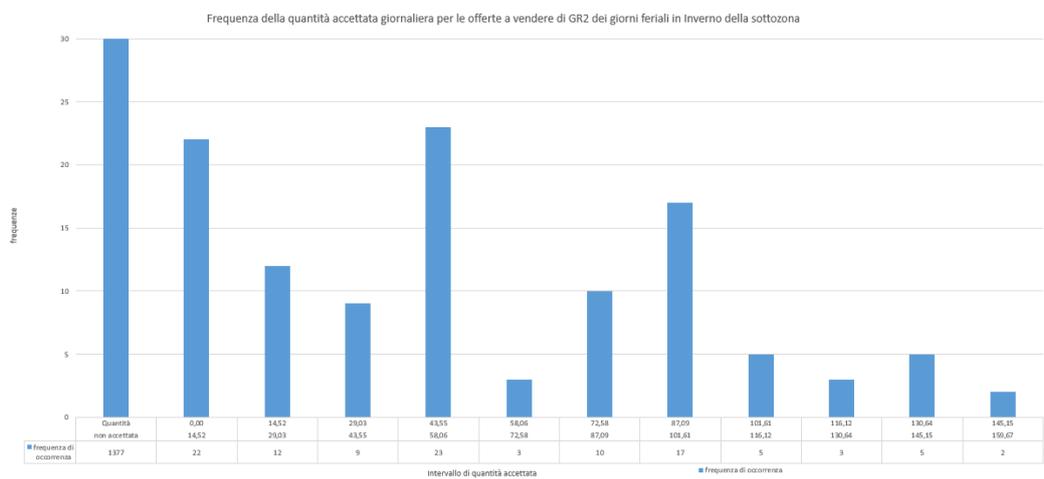


Figura 4.37 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.37 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni feriali in Inverno risulta elevata e circa pari al 93 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state

accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1, quindi nel caso analizzato è più probabile che Terna non accetti l'offerta. L'andamento delle frequenze non è ben definito ma si possono notare tre picchi per gli intervalli di quantità accettata, rispettivamente negli intervalli 0-14 , 48-58 e 87-101 MWh.

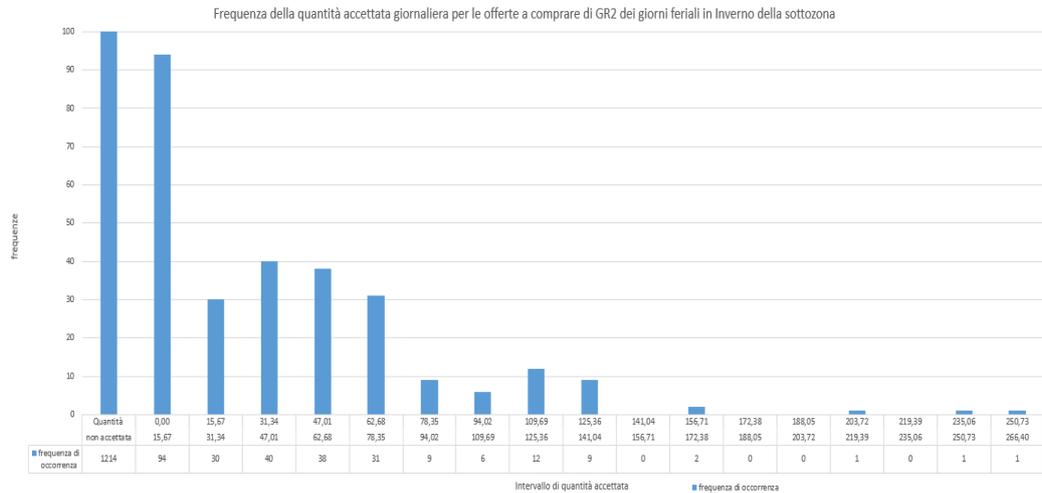


Figura 4.38 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.38 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni feriali in Inverno risulta elevata e circa pari al 82 %. L'andamento delle frequenze presenta un andamento non monotono con tendenza decrescente. In particolare, al di sopra di 141 MWh le frequenze tendono a diventare trascurabili, suggerendo una predilezione da parte di Terna nell'accettare quantità al di sotto di questa soglia. Inoltre, si evidenzia un picco marcato per l'intervallo 0-15 MWh, intervallo di quantità per cui Terna esprime maggiore interesse.

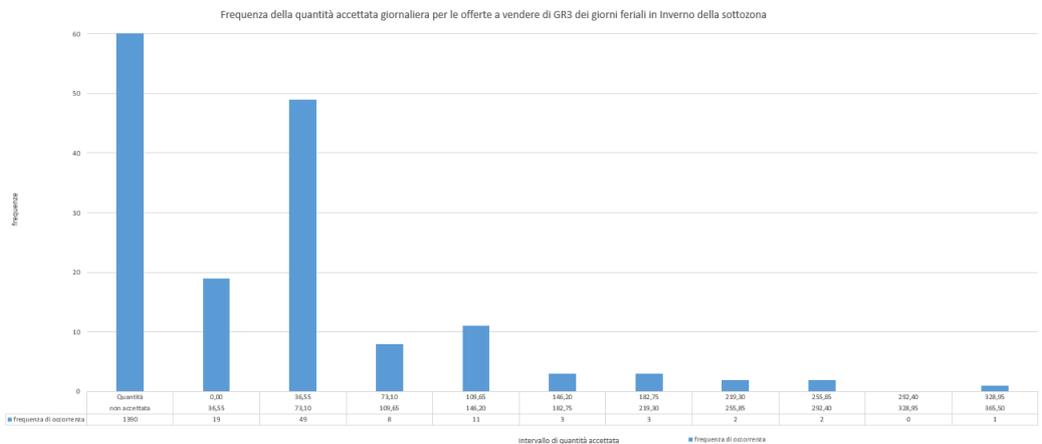


Figura 4.39 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.39 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni feriali in Inverno risulta elevata e circa pari al 92 %. L'andamento delle frequenze presenta una tendenza decrescente indipendentemente dall'intervallo considerato, ad esclusione dell'intervallo 36-73 MWh. Questo intervallo risulta avere una frequenza nettamente maggiore rispetto a quella degli altri intervalli e dà indicazione di come Terna prediliga accettare quantità ricadenti nell'intervallo 36-73 MWh.

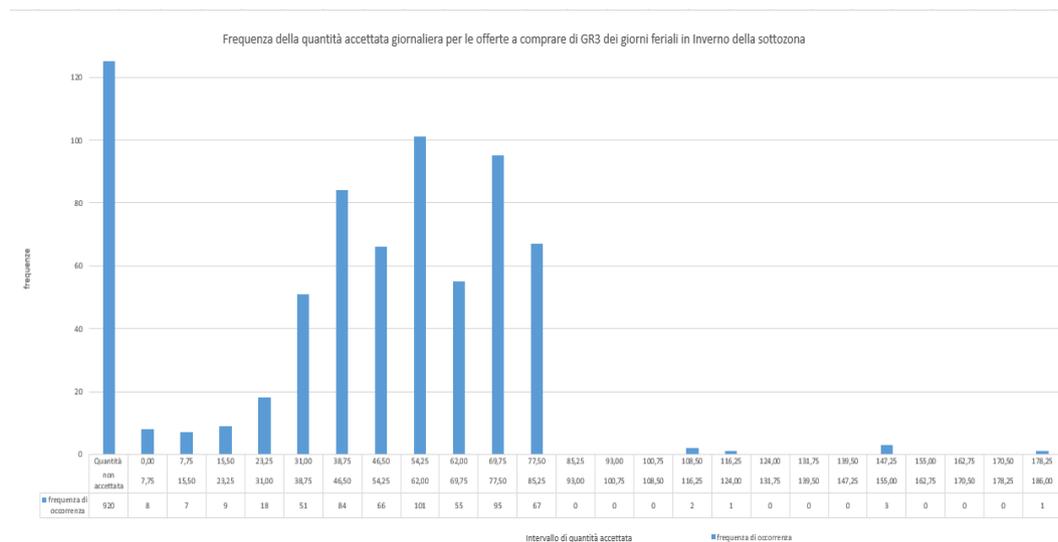


Figura 4.40 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.40 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni feriali in Inverno risulta elevata e circa pari al 63 %. L'andamento delle frequenze non risulta in questo caso ben definito. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto di 85 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 54-62 MWh. Benché ci siano alcune offerte che sono state accettate con quantità superiori agli 85 MWh risulta evidente che Terna tenda ad accettare molto più raramente quantità superiori a questa soglia.

Di seguito le medesime analisi vengono effettuate per i giorni festivi . Naturalmente, passando dall'analisi dei giorni feriali a quella dei giorni festivi, si riscontra un numero di offerte orarie minore, dovuto al fatto che i giorni che vengono considerati sono molti meno.

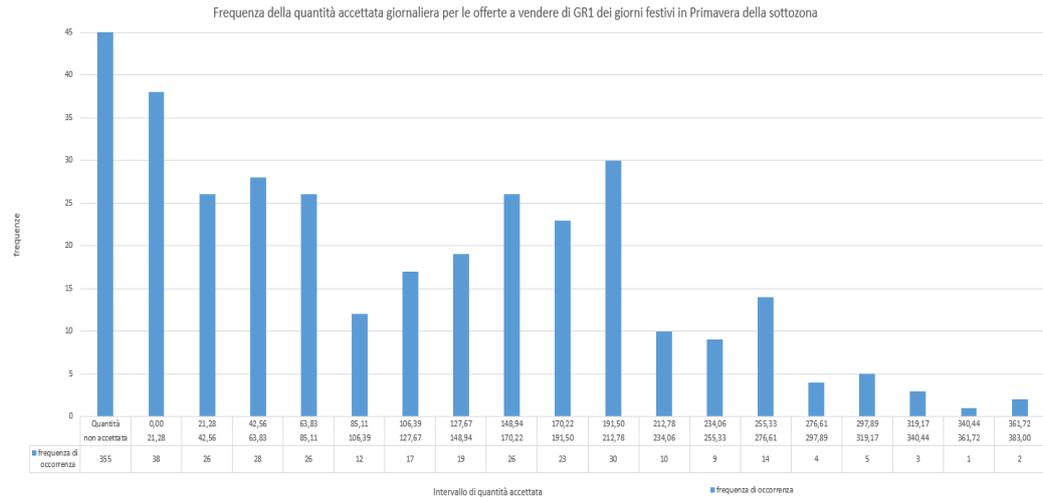


Figura 4.41 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Il grafico in Figura 4.41 dà indicazione circa l'andamento della frequenza delle offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Primavera. Considerando la Figura 4.41 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e circa pari al 56%. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. Questo è vero fino all'intervallo 85-106 MWh dove si ha un minimo, da cui la frequenza comincia ad aumentare fino ad un massimo relativo in 191-212 MWh. Infine, la distribuzione di frequenza tende a diminuire fino a raggiungere valori trascurabili. In particolare, al di sotto dei 276 MWh si osservano le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 0-21 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

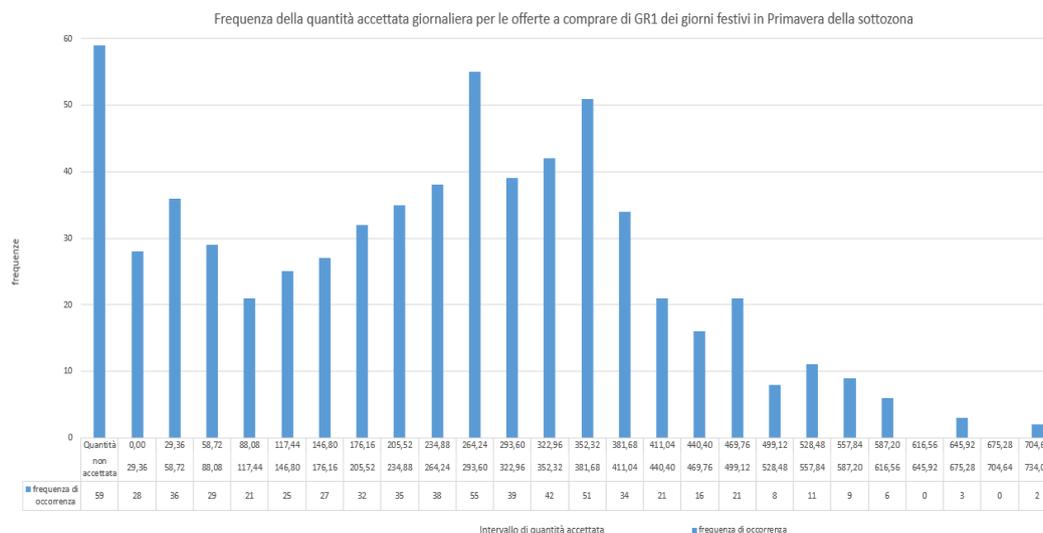


Figura 4.42 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Dal grafico di Figura 4.42 si evince che la frequenza con cui non sono state accettate offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Primavera risulta contenuta se paragonata alla somma di tutte le frequenze degli altri intervalli, corrispondente alla frequenza con cui vengono accettate le offerte. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna. Considerando solo le frequenze associate alle offerte accettate, si osserva come la frequenza presenti un andamento non definito caratterizzato da due “dossi”, uno centrato nell’intervallo 29-58 MWh e l’altro centrato nell’intervallo 293-322 MWh. L’intervallo 117-587 MWh è quello che presenta le frequenze più elevate. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell’intervallo 293-322 MWh. Si osservi inoltre come, per quantitativi di energia offerta superiori, si evidenzia una preferenza, anche se meno marcata, per l’intervallo 0-117 MWh. Infine oltre i 322 MWh la frequenza di offerte accettate risulta minima.

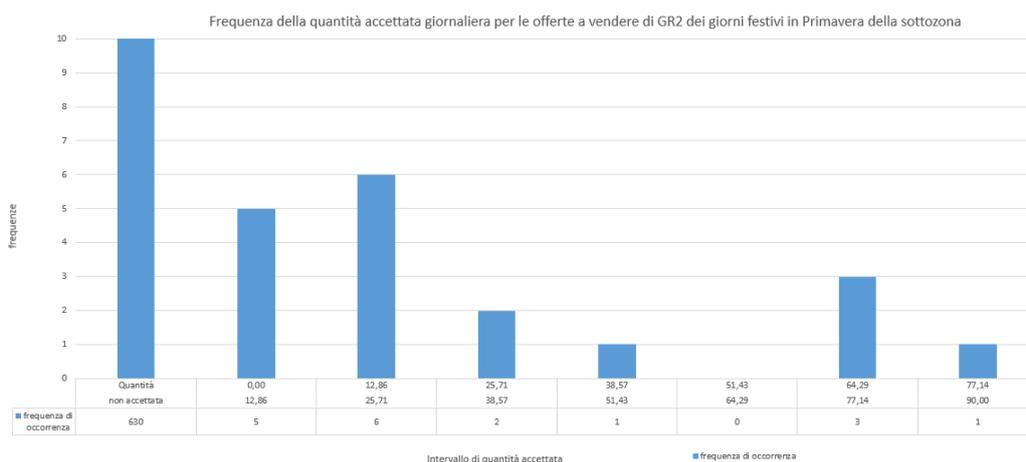


Figura 4.43 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.43 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Primavera risulta elevata e circa pari al 97 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1. Ne consegue che, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti offerte. L’andamento delle frequenze è non monotono con tendenza decrescente fino a 64 MWh. Al di sotto dei 64 MWh si osservano le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell’intervallo 12-25 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia nell’intervallo 0-25 MWh.

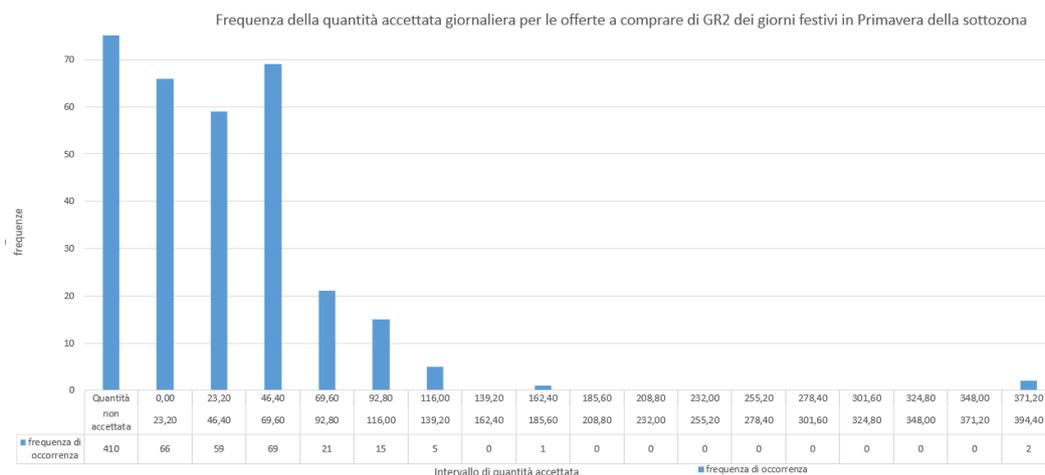


Figura 4.44 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.44 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Primavera risulta elevata e circa pari al 64 %. L'andamento delle frequenze risulta non monotono con tendenza decrescente. In particolare, Terna presenta una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei 69 MWh; superata questa quantità la frequenza diminuisce rapidamente fino a risultare trascurabile oltre i 139 MWh.

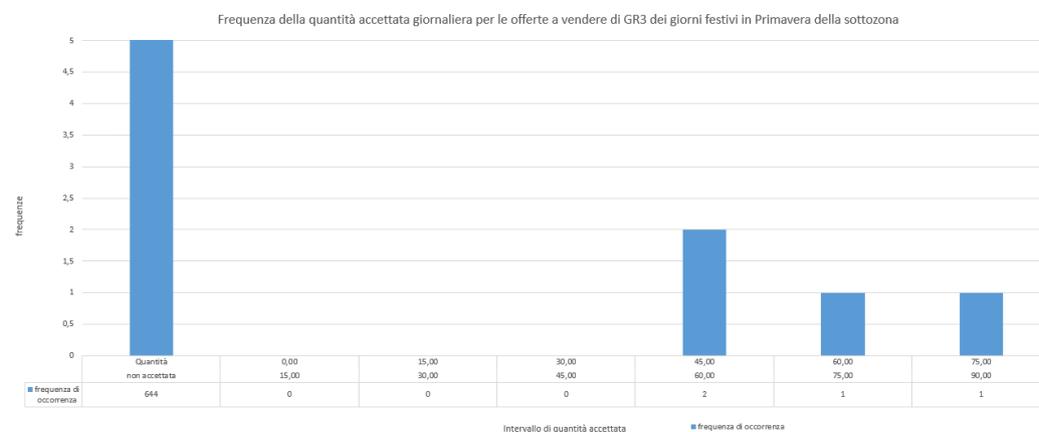


Figura 4.45 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.45 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Primavera risulta elevata e circa pari al 99 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia lievemente aumentata rispetto al servizio GR2. Conseguentemente, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti offerte. L'andamento delle frequenze è monotono con decrescente a partire da 45 MWh con un massimo nell'intervallo 45-60 MWh. Il grafico in figura 4.45 si discosta da tutte le distribuzioni finora analizzate, in quanto, il caso di offerte a

vendere di GR3 dei giorni festivi in Primavera mostra che Terna tende ad rifiutare offerte relative a quantitativi di energia al di sotto dei 45 MWh. In questo specifico caso si ha dunque un valore di riferimento, sotto il quale, Terna rifiuta le offerte e dunque, al fine di massimizzare la probabilità di accettazione, è meglio effettuare offerte al di sopra dei 45 MWh.

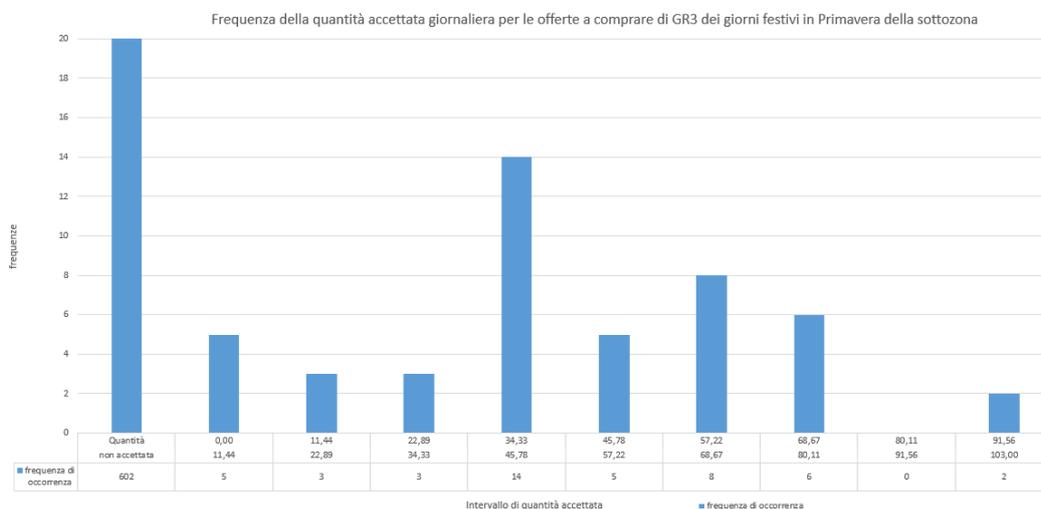


Figura 4.46 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Primavera della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.46 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Primavera risulta elevata e circa pari al 93 %. L'andamento delle frequenze non risulta ben definito. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità comprese tra i 34 e gli 80 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 34-45 MWh.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'estate.

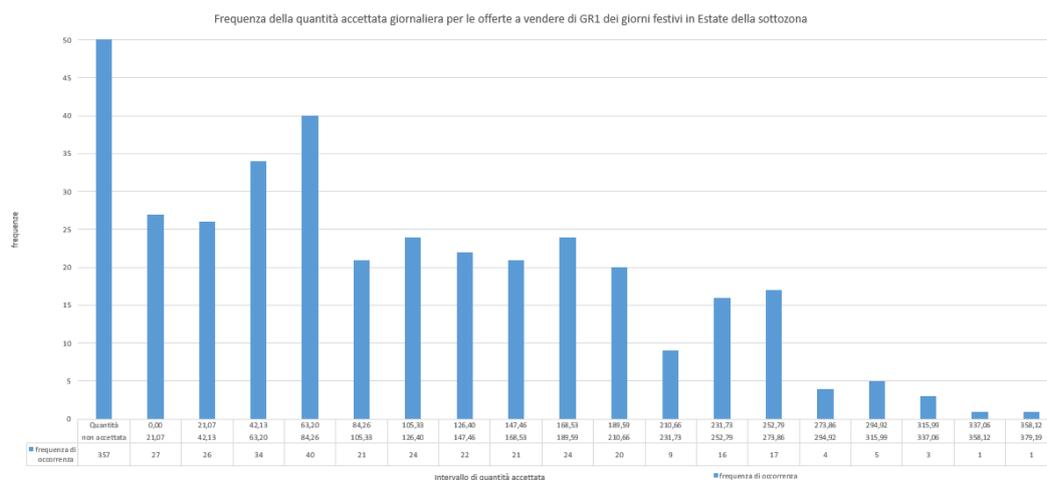


Figura 4.47 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.47 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Estate risulta elevata e circa pari al 53 %. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, al di sotto dei 273 MWh si osservano le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 63-84 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

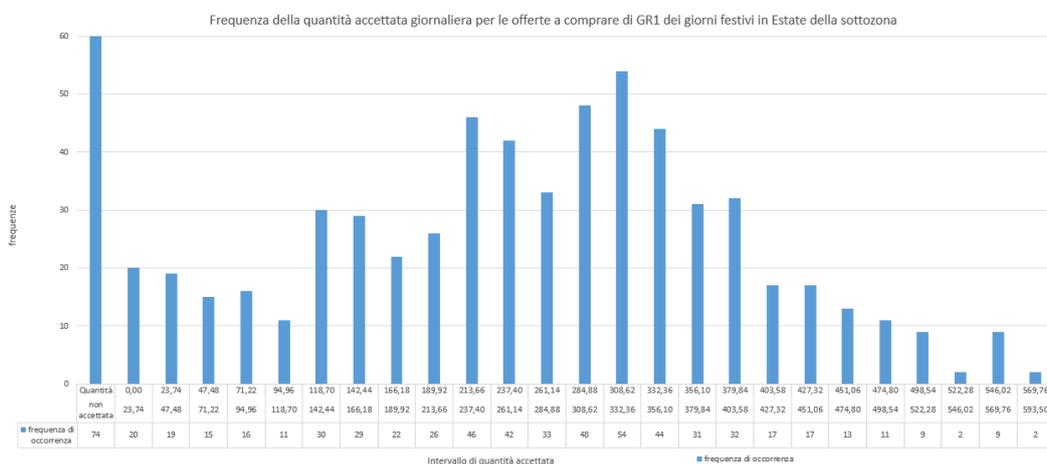


Figura 4.48 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Dal grafico di Figura 4.48 si evince che la frequenza con cui non sono state accettate offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Estate risulta contenuta se paragonata alla somma di tutte le frequenze degli altri intervalli. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna. Considerando solo le

frequenze associate alle offerte accettate si osserva come un la frequenza presenti un andamento con tendenza decrescente fino a 118 MWh. Oltre i 118 MWh l'andamento della frequenza è tendente ad una Gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 284-308 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 284-308 MWh e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

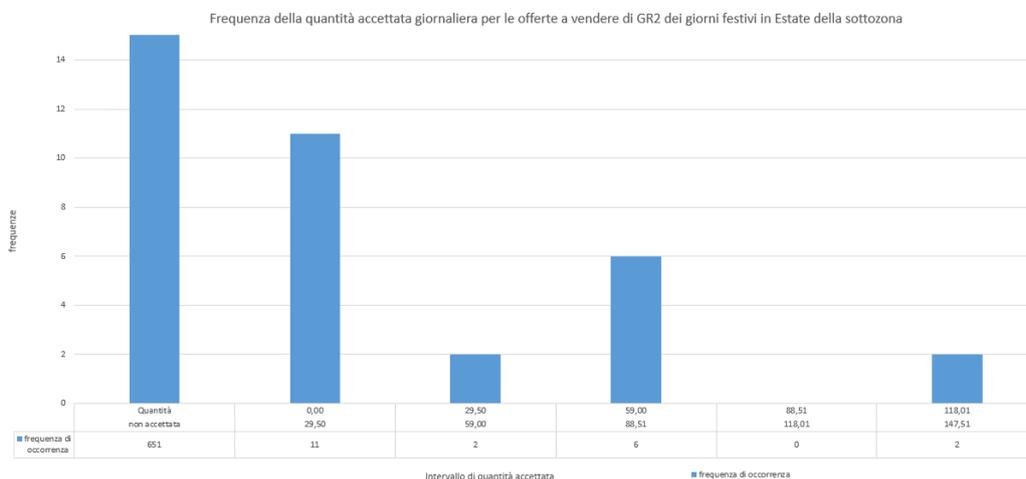


Figura 4.49 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.49 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Estate risulta elevata e circa pari al 97 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1, conseguentemente, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti offerte. Anche in questo caso l'andamento delle frequenze è non monotono con tendenza decrescente. In particolare, al di sotto di 88 MWh si osservano le frequenze di accettazione più elevate, con un massimo nell'intervallo 0-29 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

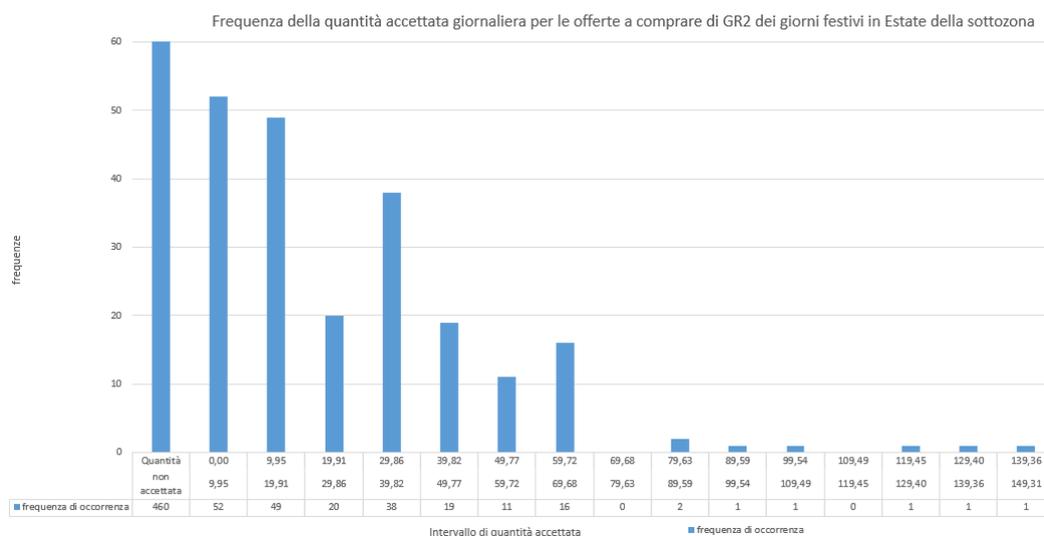


Figura 4.50 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.50 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi risulta elevata e circa pari al 69 %. L'andamento delle frequenze risulta ancora una volta non monotono con tendenza decrescente. In particolare, Terna predilige accettare quantità al di sotto di 69 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 0-10 MWh. Per quantità accettate al di sopra dei 69 MWh la frequenza presenta una netta riduzione.

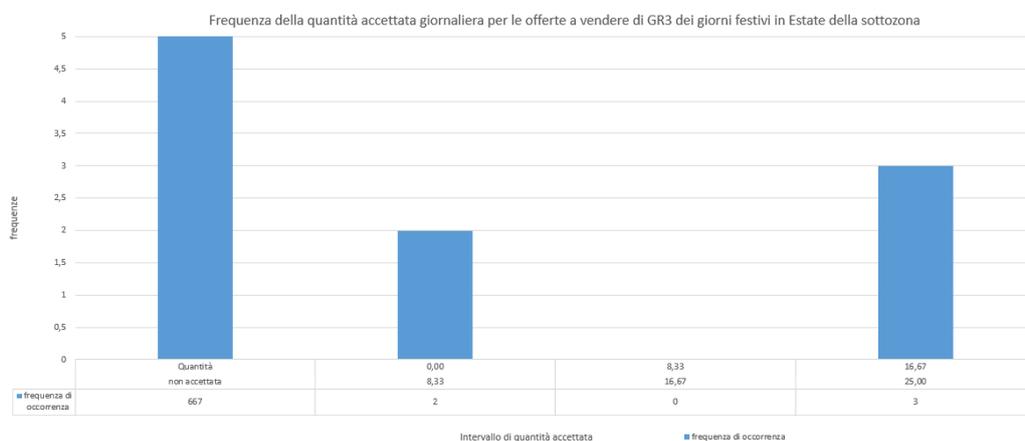


Figura 4.51 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.51 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Estate risulta elevata e circa pari al 99 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR2. L'andamento delle

frequenze non è ben definito, visto il numero estremamente ridotto di offerte accettate.

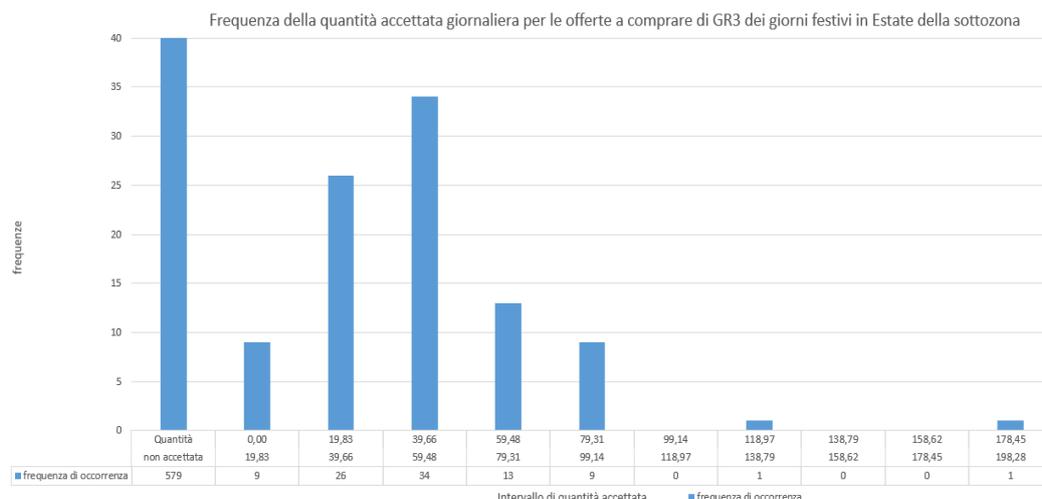


Figura 4.52 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Estate della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.52 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Estate risulta elevata e circa pari al 86 %. Si può notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità comprese tra i 0 e i 99 MWh, con un picco di frequenza in corrispondenza dell'intervallo 39-59 MWh. In questo caso Terna manifesta una preferenza ad accettare quantità al di sotto di 99 MWh.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'autunno.

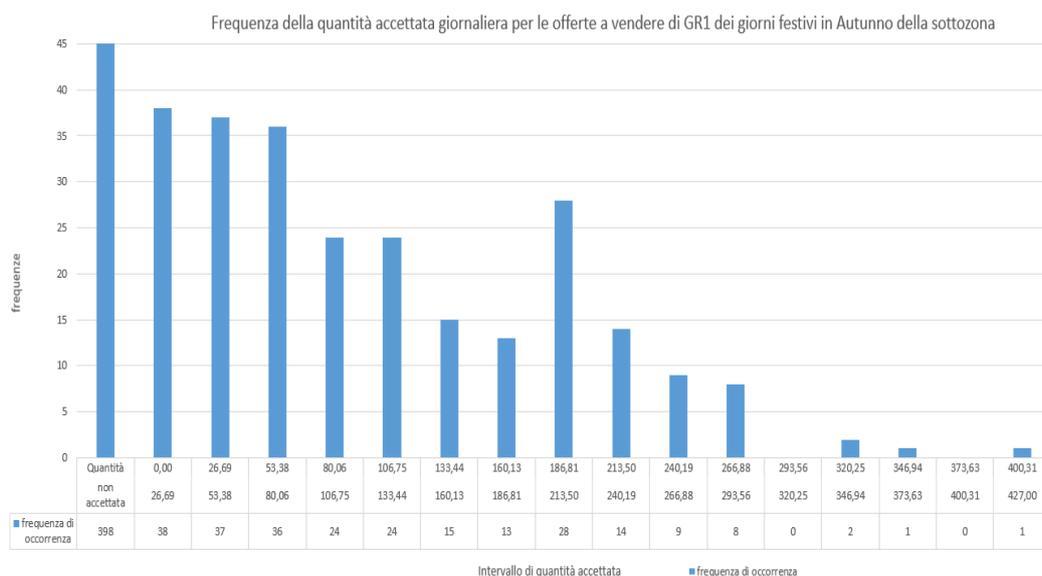


Figura 4.53 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.53 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Autunno risulta elevata e circa pari al 61 %. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, al di sopra di 293 MWh si osservano frequenze di accettazione trascurabili. La massima frequenza si individua nell'intervallo 0-26 MWh. Da ciò si deduce nuovamente che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

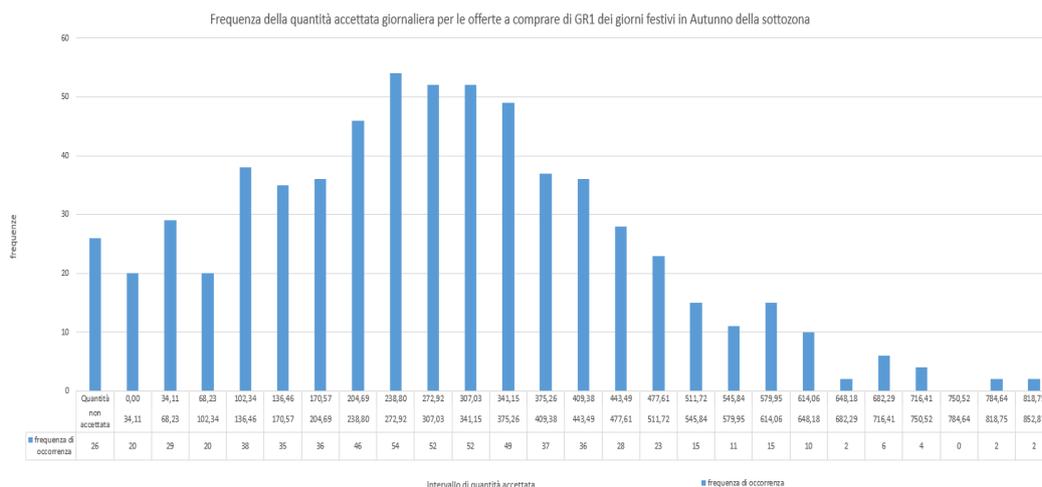


Figura 4.54 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Dal grafico di Figura 4.54 si evince che la frequenza con cui non sono state accettate offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Autunno risulta contenuta se paragonata alla somma di tutte le frequenze degli altri intervalli. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna. Considerando solo le frequenze associate alle offerte accettate, si osserva come un la frequenza presenti un andamento tendente ad una gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 272-307 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 272-307 MWh e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

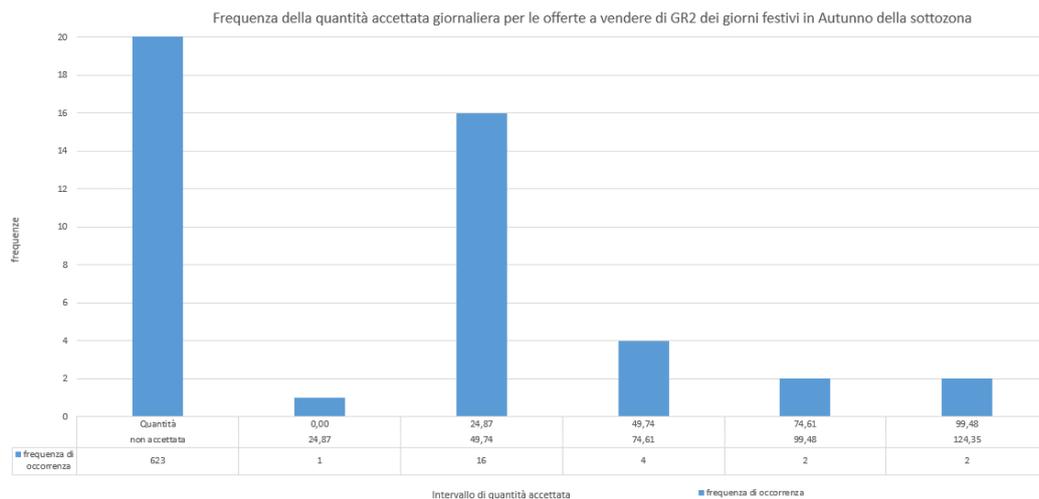


Figura 4.55 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.55 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Autunno risulta elevata e circa pari al 96 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1; quindi, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti l’offerta. L’andamento delle frequenze è tendenzialmente costante, ad esclusione dell’intervallo 24-49 MWh, per cui si ha un picco che si scosta nettamente dalle frequenze degli altri intervalli. Si può notare una preferenza marcata da parte di Terna nell’acceptare quantità comprese tra 24 e 49 MWh.

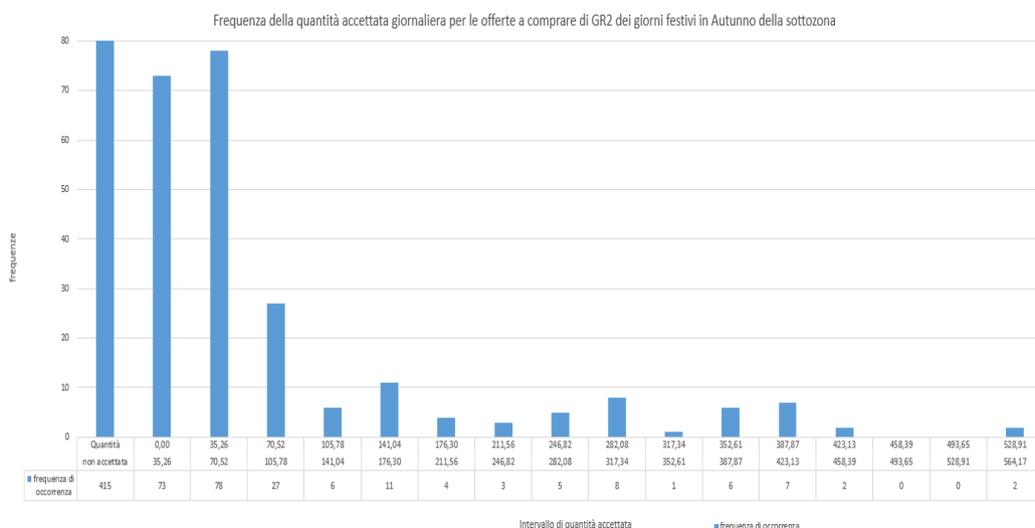


Figura 4.56 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.56 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Autunno risulta elevata e circa pari al 64 %. L'andamento delle frequenze risulta non monotono con tendenza decrescente. In particolare, si nota una brusca diminuzione della frequenza passando da 70 a 105 MWh, quantità oltre la quale la frequenza si stabilizza rimanendo circa costante. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei 105 MWh, in particolare con frequenze nettamente maggiori negli intervalli compresi fra 0-70 MWh.

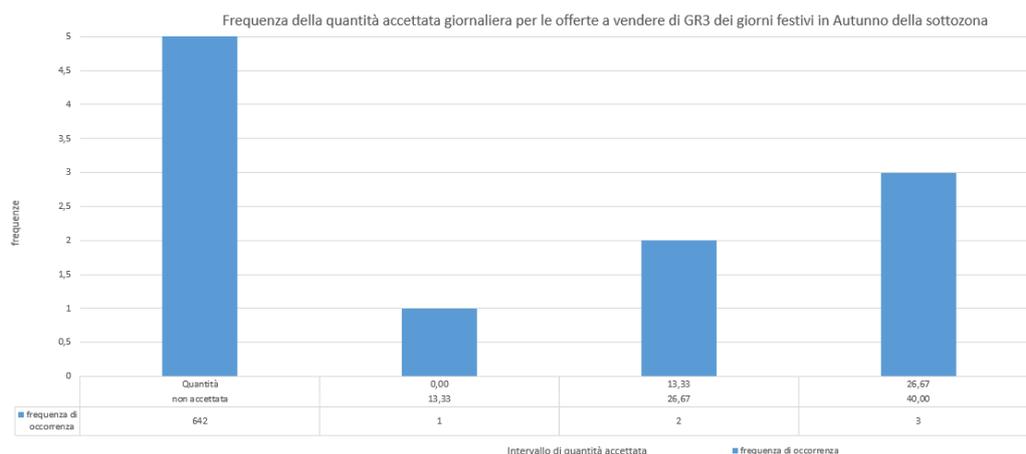


Figura 4.57 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.57 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Autunno risulta elevata e circa pari al 99 %. L'andamento delle frequenze è monotono crescente. Tuttavia, il numero di offerte accettate risulta estremamente ridotto rispetto alle offerte effettuate, dunque, in questo caso, l'analisi della distribuzione della frequenza non fornisce indicazioni utili.

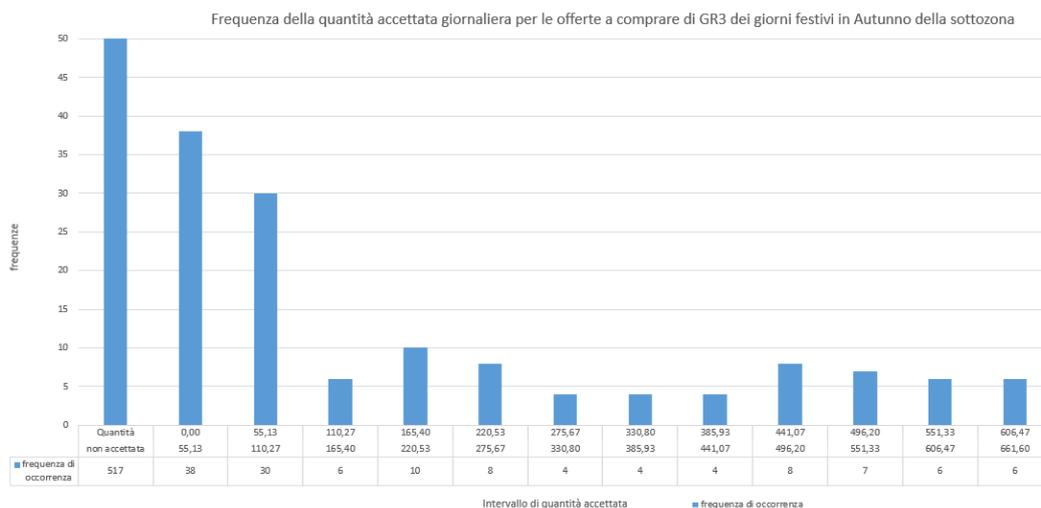


Figura 4.58 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Autunno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.58 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Autunno risulta elevata e circa pari al 80 %. L'andamento delle frequenze risulta non monotono con tendenza decrescente. In particolare, si ha una brusca diminuzione della frequenza passando da 55 a 110 MWh, quantità oltre la quale la frequenza si stabilizza rimanendo circa costante. Si può però notare come Terna abbia una tendenza ad accettare quantità al di sotto dei 110 MWh.

Si passi ora all'analisi delle casistiche legate all'inverno.

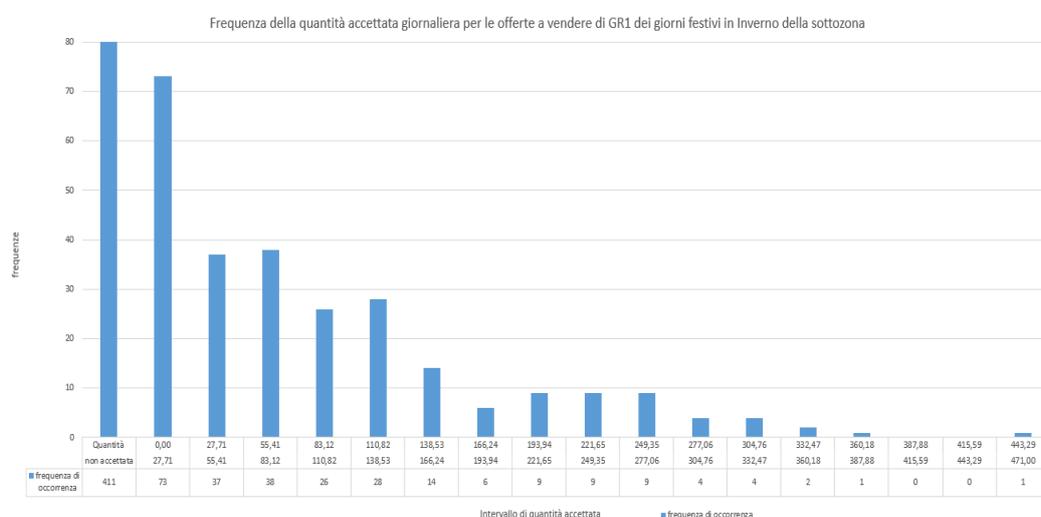


Figura 4.59 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.59 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR1 dei giorni festivi risulta elevata e circa pari al 61 %. Inoltre, si osserva un andamento della frequenza non monotono con tendenza decrescente all'aumentare dei valori considerati di quantità accettata. In particolare, al di sopra di 277 MWh si osservano frequenze di accettazione trascurabili. Si identifica la massima frequenza nell'intervallo 0-27 MWh da ciò si deduce che Terna predilige accettare offerte che propongono quantitativi di energia bassi.

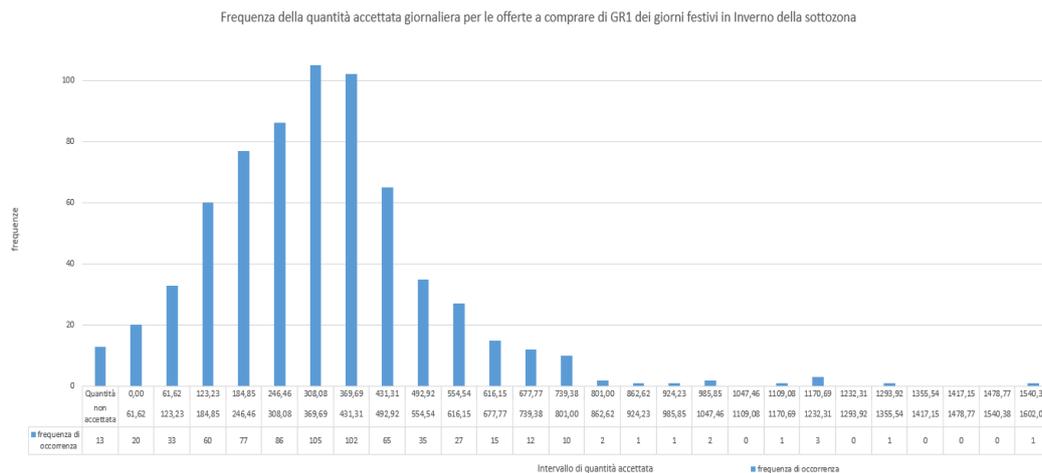


Figura 4.60 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Dal grafico di Figura 4.60 si evince che la frequenza con cui non sono state accettate offerte a comprare di GR1 dei giorni festivi risulta contenuta se paragonata alla somma di tutte le frequenze degli altri intervalli, corrispondente alla frequenza con cui vengono accettate le offerte. Ciò dà indicazione sul fatto che le offerte effettuate siano linea con le esigenze di Terna. Considerando solo le frequenze associate alle offerte accettate, si osserva come la frequenza presenti un andamento tendente ad una Gaussiana centrata sul valor medio corrispondente all'intervallo 308-369 MWh. Da ciò si deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 308-369 MWh e più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

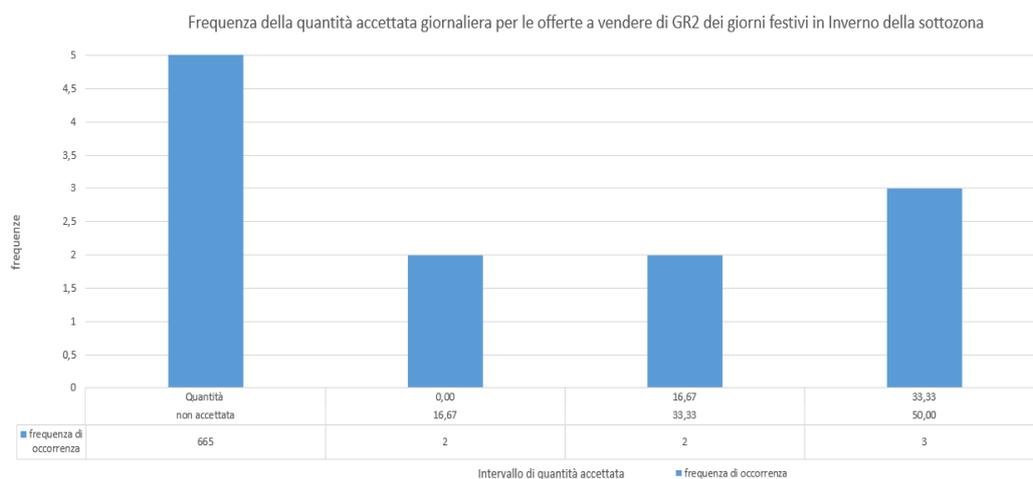


Figura 4.61 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.61 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR2 dei giorni festivi in Inverno risulta elevata e

circa pari al 99 %. Si può notare inoltre che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte sia aumentata rispetto al servizio GR1; quindi, nel caso analizzato, è più probabile che Terna non accetti l'offerta. L'andamento delle frequenze è monotono crescente. Tuttavia, anche in questo caso, il numero di offerte accettate risulta estremamente ridotto rispetto alle offerte effettuate, dunque, l'analisi della distribuzione della frequenza non fornisce indicazioni utili.

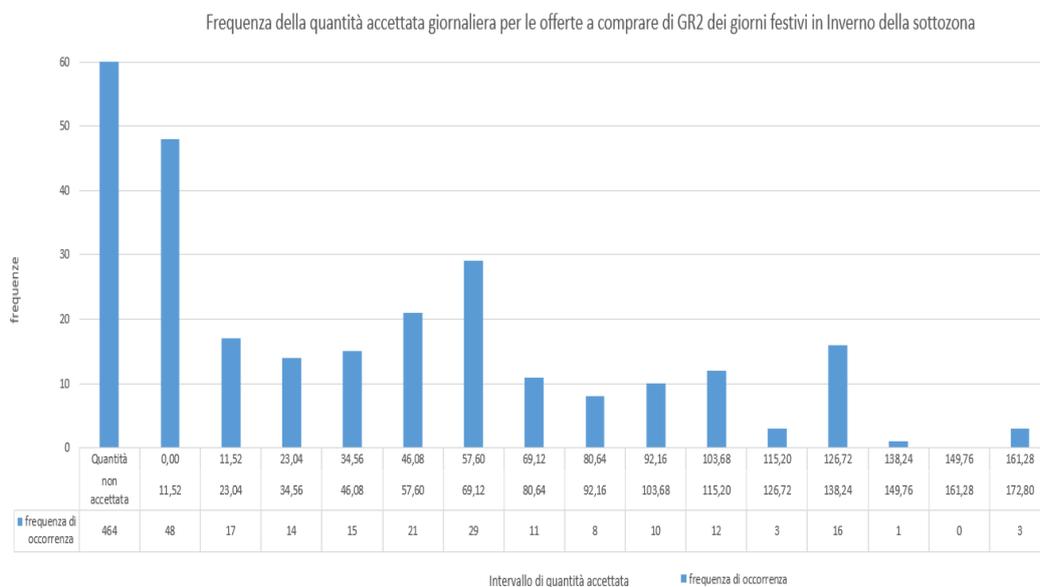


Figura 4.62 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.62 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a comprare di GR2 dei giorni festivi in Inverno risulta elevata e circa pari al 69 %. La distribuzione presenta un andamento non monotono con tendenza decrescente. In particolare, al di sopra di 138 MWh, le frequenze tendono a diventare trascurabili suggerendo una predilezione da parte di Terna nell'accettare quantità al di sotto di questa soglia. Inoltre, si evidenzia un picco marcato per l'intervallo 0-11 MWh, intervallo di quantità per cui Terna esprime maggiore interesse.

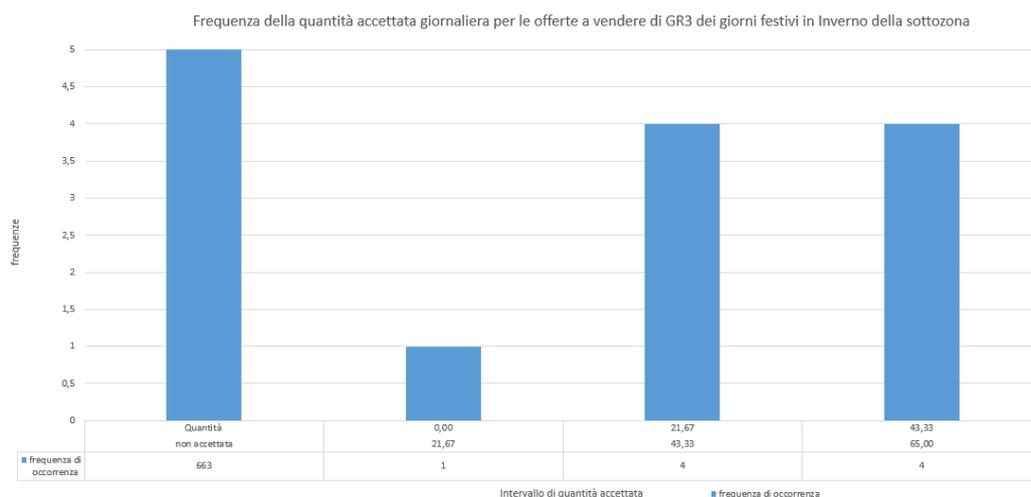


Figura 4.63 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.63 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte a vendere di GR3 dei giorni festivi in Inverno risulta elevata e circa pari al 99 %. L'andamento delle frequenze è monotono crescente. Tuttavia, anche in questo caso, il numero di offerte accettate risulta estremamente ridotto rispetto alle offerte effettuate, dunque, l'analisi della distribuzione della frequenza non fornisce indicazioni utili.

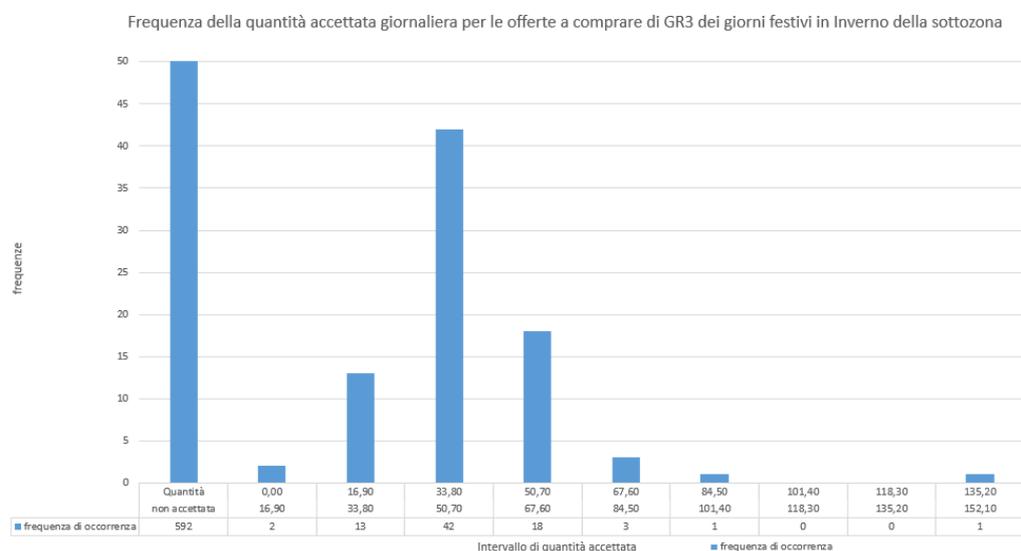


Figura 4.64 Frequenza della quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare di GR3 dei giorni festivi in Inverno della sottozona considerata.

Considerando la Figura 4.64 si osserva che la frequenza con cui non sono state accettate le offerte risulta elevata e circa pari al 88 %. Considerando solo le frequenze associate alle offerte accettate si osserva come nel corrispondente all'intervallo 33-50 MWh si abbia un picco di accettazione delle offerte. Da ciò si

deduce che Terna predilige accettare quantità che rientrano nell'intervallo 33-50 MWh. La distribuzione mostra inoltre che più ci si allontana da tale intervallo minore è la frequenza con cui Terna tende ad accettare le offerte.

In conclusione a questa prima parte di analisi, si possono dedurre alcuni comportamenti comuni:

- Indipendentemente dai giorni feriali e festivi, dalla stagione e dal servizio di riferimento (GR1, GR2, GR3), la frequenza di non accettazione delle offerte a vendere è molto elevata. La conclusione che si può trarre è dunque che le offerte effettuate, tendenzialmente, sono eccessive rispetto alle esigenze di Terna.
- Indipendentemente dai giorni feriali e festivi, dalla stagione, per i servizi GR2 e GR3, la frequenza di non accettazione delle offerte a comprare è molto elevata. La conclusione che si può trarre è dunque che le offerte effettuate, tendenzialmente, sono eccessive rispetto alle esigenze di Terna. Al contrario per il servizio GR1 si nota che le offerte effettuate sono tendenzialmente in linea con le esigenze di Terna.
- Indipendentemente dai giorni feriali e festivi, dalla stagione e dal servizio di riferimento (GR1, GR2, GR3), si nota che Terna tende ad accettare offerte che propongono quantità di energia bassi. Anche nel caso in cui le offerte accettate si distribuiscono secondo una Gaussiana, si può comunque notare che tale distribuzione è tendenzialmente spostata verso valori bassi di energia accettata. Dalle analisi effettuate emerge dunque che offrire bassi valori di energia può massimizzare la probabilità di accettazione dell'offerta da parte di Terna.

Di seguito viene analizzata una differente tipologia di grafico. L'analisi è stata svolta considerando cinque parametri:

- a) Tipologia di giorno: feriale e festivo;
- b) Stagione: primavera, estate, autunno e inverno;
- c) Tipologia di offerta: a vendere e a comprare;
- d) Fascia oraria: 00:00-12:00 e 12:00-24;
- e) Tipologia di servizio: GR1, GR2 e GR3.

Si è deciso di visualizzare i dati tramite dei grafici a barre, dove sulle ascisse sono riportate le stagioni e le fasce orarie. Per realizzare tali analisi sono stati realizzati molteplici grafici, considerando tutte le combinazioni dei parametri sopra citati. Per ogni grafico si fissano tutti i parametri, andando a porsi in una delle possibili combinazioni. L'asse delle ordinate presenta due quantità: la quantità accettata e lo scostamento di quantità che manca alla quantità accettata per coincidere con la quantità offerta. Lo scostamento della quantità accettata coincide alla quota parte della quantità offerta che non è stata accettata. Entrambe queste quantità sono state espresse in percentuale rispetto alla massima quantità offerta fra le quattro stagioni

e le due fasce. A questi grafici ne sono stati accoppiati degli altri in modo da avere un dettaglio più definito sugli andamenti della quantità di energia accettata.

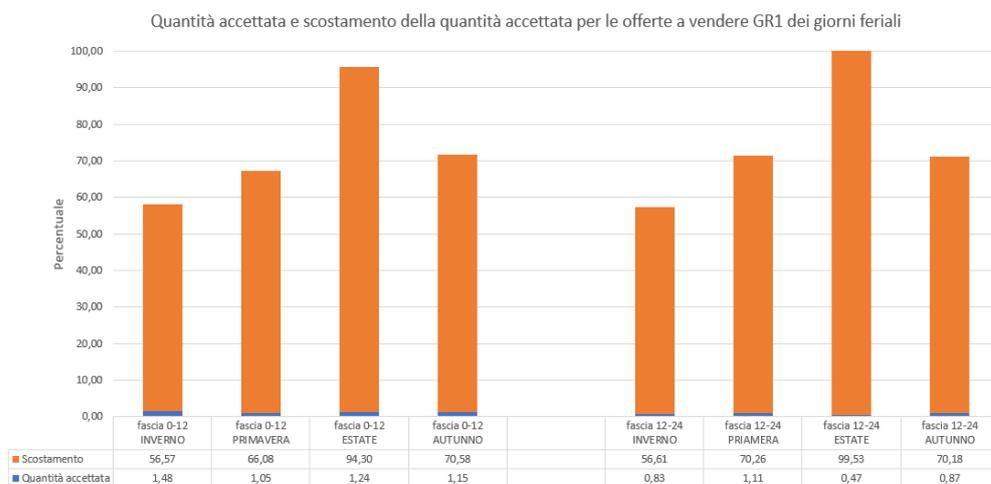


Figura 4.65 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR1 dei giorni feriali.

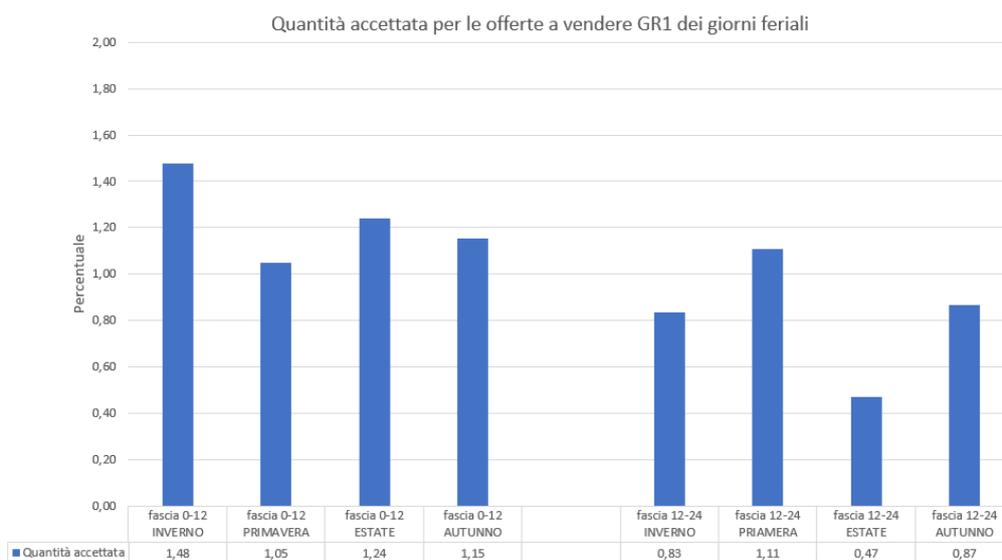


Figura 4.66 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR1 dei giorni feriali.

Come si evince dalla Figura 4.65, indipendentemente dalla stagione e dalla fascia oraria, la quantità accettata risulta estremamente contenuta se paragonata allo scostamento. Questo dà indicazione sul fatto che Terna accetti solamente una piccola parte della quantità che viene offerta. Considerazioni analoghe valgono anche per i grafici in Figura 4.68-4.71-4.73-4.75-4.77-4.79-4.81-4.83-4.85-4.87. Osservando complessivamente lo scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta e la quantità accettata è possibile capire come variano i volumi di quantità

offerta: l'andamento risulta analogo nelle due fasce in cui si hanno volumi più contenuti durante l'inverno, e risultano invece più elevati in primavera e autunno. Si nota e infine un picco durante la stagione estiva. La Figura 4.66 costituisce un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, nella fascia 00:00-12:00, ad esclusione della stagione primaverile, Terna dimostra tendenza ad accettare più energia rispetto alla fascia 12:00-24:00.



Figura 4.67 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR2 dei giorni feriali.

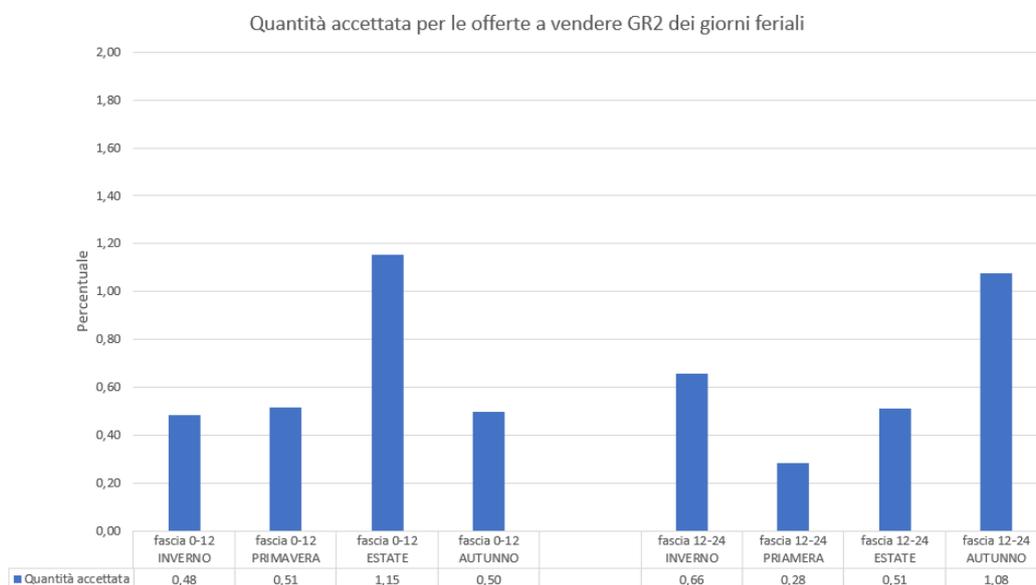


Figura 4.68 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR2 dei giorni feriali.

La Figura 4.67 si riferisce alle offerte a vendere in GR2 nei giorni feriali: è evidente come nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia circa costante e sempre maggiore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.68 costituisce

un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, le stagioni per cui Terna dimostra tendenza ad accettare più energia sono estate ed autunno.

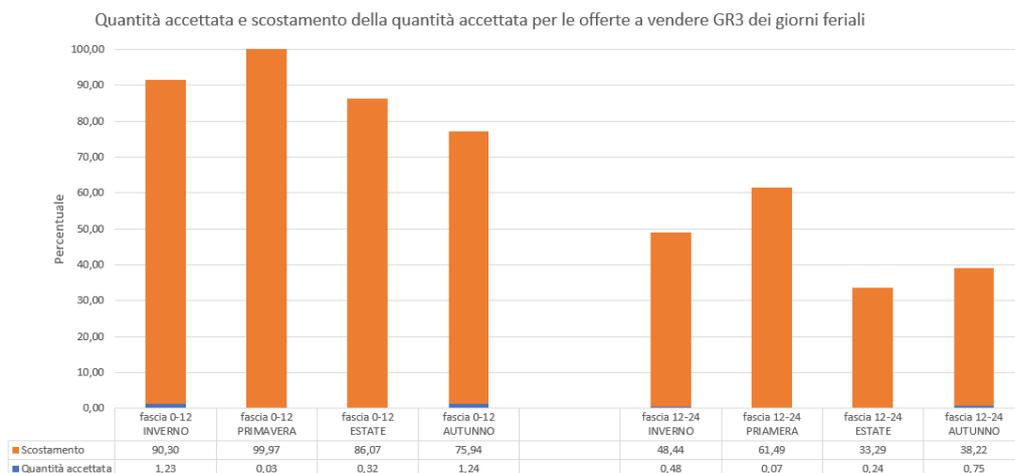


Figura 4.69 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR3 dei giorni feriali.

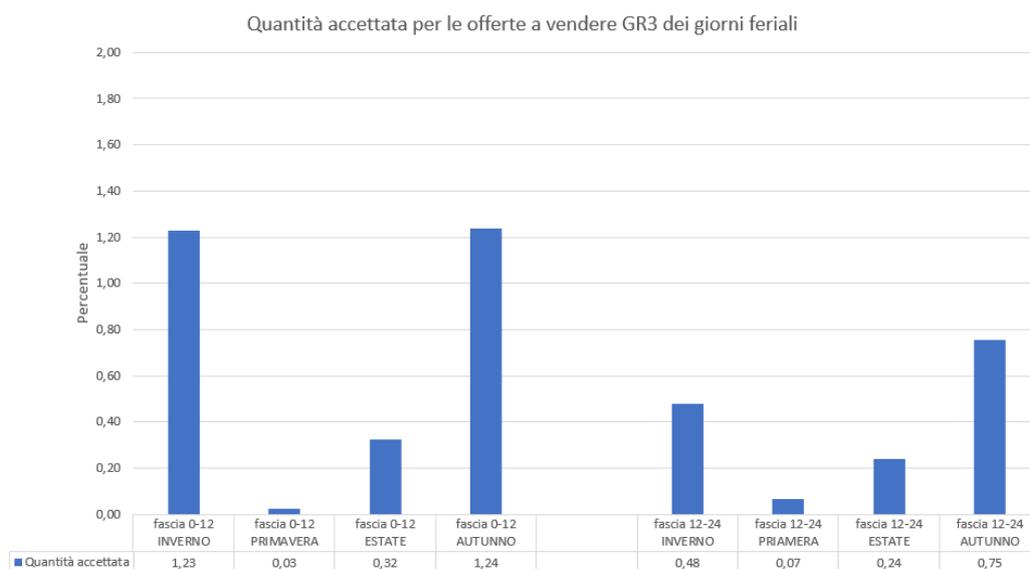


Figura 4.70 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR3 dei giorni feriali.

La Figura 4.69 si riferisce alle offerte a vendere GR3 dei giorni feriali. Si può notare come nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre maggiore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.70 costituisce un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, nella fascia 00:00-12:00 Terna dimostra una tendenza ad accettare più energia rispetto alla fascia 12:00-24:00.

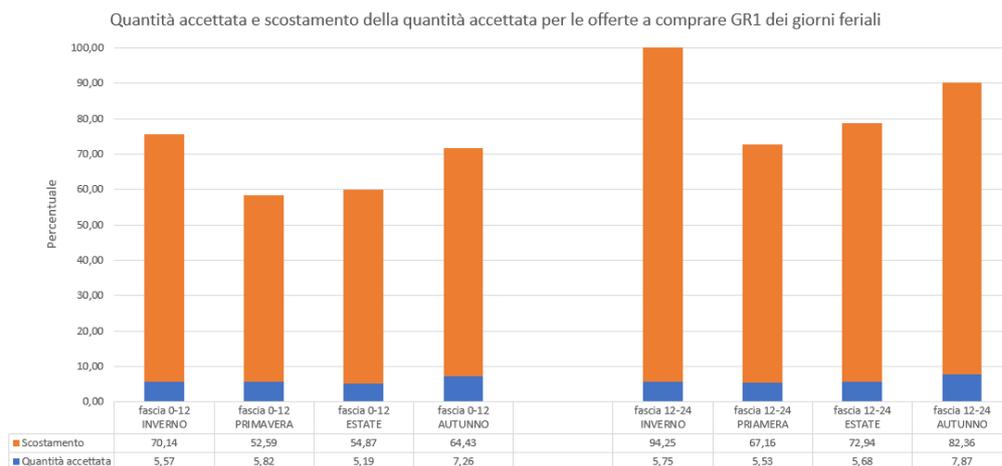


Figura 4.71 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a comprare GR1 dei giorni feriali.

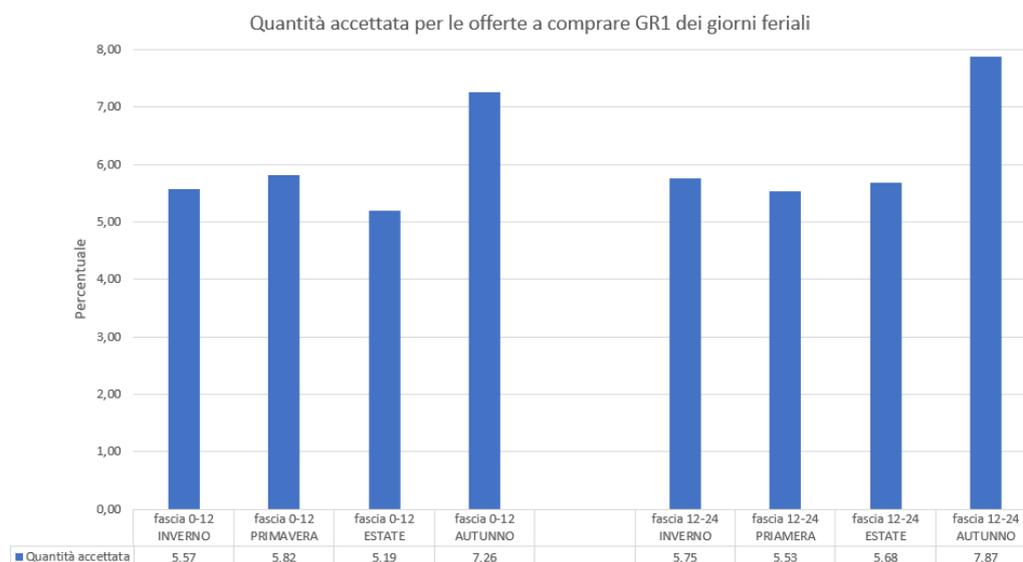


Figura 4.72 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare GR1 dei giorni feriali.

La Figura 4.71 si riferisce alle offerte a comprare GR1 dei giorni feriali. Si può osservare che, se paragonata alle offerte per vendere energia (Figura 4.65-4.66), la quantità accettata in questo caso risulta aumentare notevolmente. Anche in questo caso risulta comunque evidente come, a parità di stagione, nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.72 è un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, gli andamenti della fascia 00:00-12:00 sono simili rispetto alla fascia 12:00-24:00, mostrando la tendenza di Terna ad accettare più energia durante la stagione autunnale.



Figura 4.73 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a comprare GR2 dei giorni feriali.

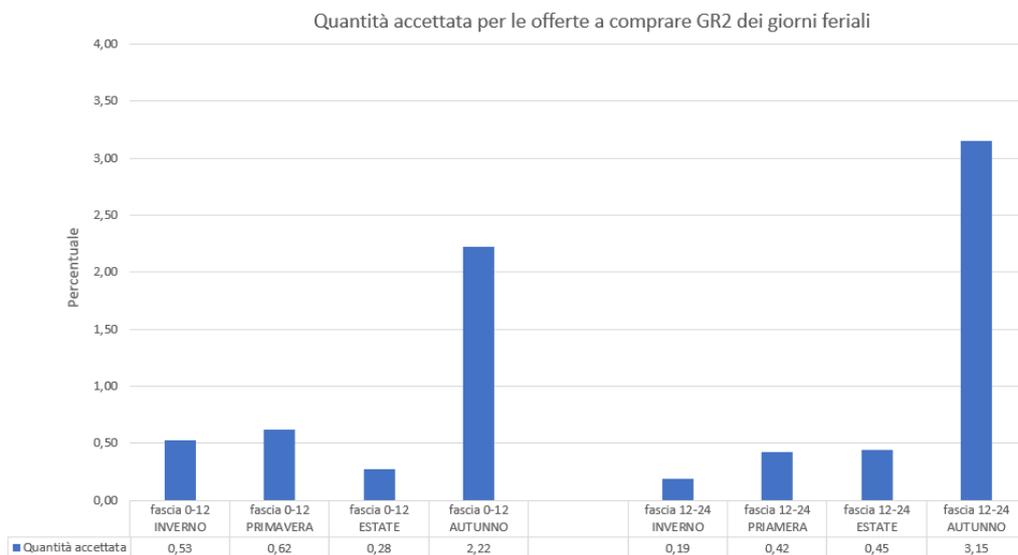


Figura 4.74 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare GR2 dei giorni feriali.

La Figura 4.73 è riferita alle offerte a comprare GR2 dei giorni feriali. Si può notare come, a parità di stagione, nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.74 propone un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, la quantità risulta pressoché costante al variare della stagione, ad esclusione dei mesi autunnali, stagione per cui Terna dimostra tendenza ad accettare più energia.

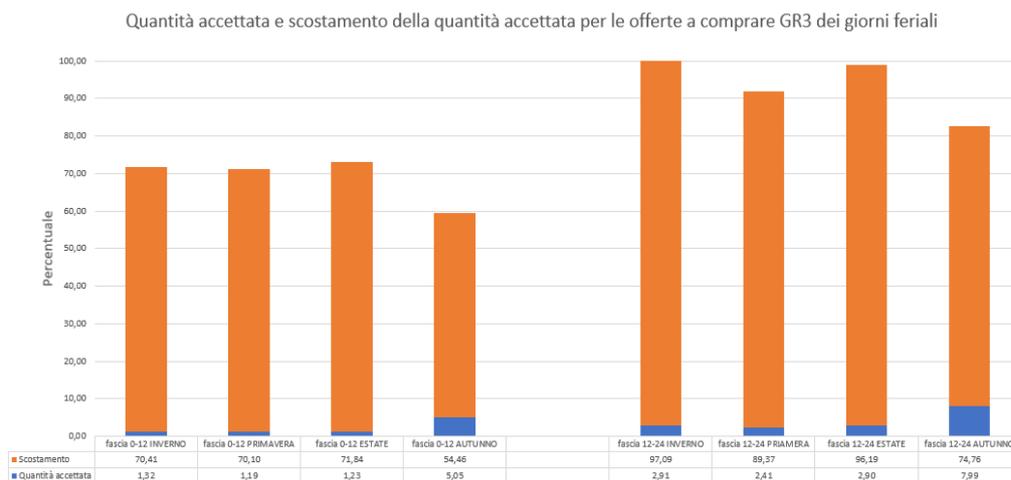


Figura 4.75 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a comprare GR3 dei giorni feriali.

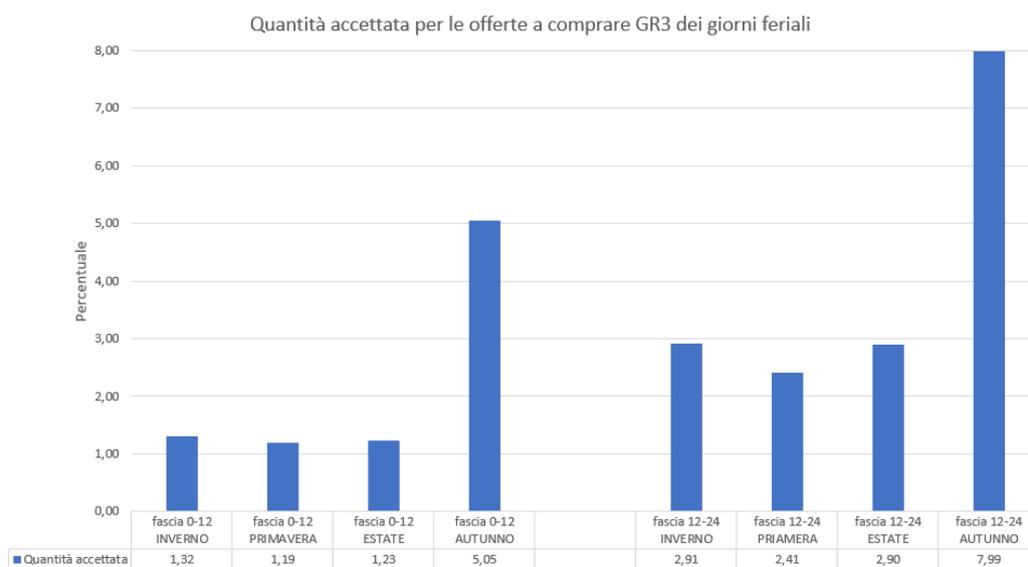


Figura 4.76 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare GR3 dei giorni feriali.

La Figura 4.75, si riferisce alle offerte a comprare GR3 dei giorni feriali: è evidente come nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia circa costante e sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.76 è un ingrandimento delle quantità accettate proposte in Figura 4.75. Come si può vedere, a parità di stagione, nella fascia 12:00-24:00 Terna dimostra una tendenza ad accettare più energia rispetto alla fascia 00:00-12:00.

Di seguito la Tabella 7 propone una sintesi dei risultati delle analisi ottenute. La Tabella 7 è riferita ai giorni feriali e, per ogni stagione e per ciascun servizio (GR1,

GR2, GR3, a vendere o a comprare) indica la fascia oraria in cui è maggiore la percentuale di accettazione delle offerte da parte di Terna.

Tabella 7

	PRIMAVERA	ESTATE	AUTUNNO	INVERNO
GR1			Comprare: Fascia 12-24	Vendere: Fascia 0-12
GR2		Vendere: Fascia 0-12	Comprare: Fascia 12-24	
GR3			Comprare: Fascia 12-24	Vendere: Fascia 0-12

Dai risultati riassunti nella Tabella 7 si evince come il periodo autunnale e invernale sia quello per cui si ottiene il migliore allineamento fra le disponibilità degli impianti e le esigenze di Terna. In particolare, si può notare come nel caso dei giorni feriali Terna tenda ad accettare volumi maggiori di energia durante la fascia 0-12 per le offerte a vendere mentre per le offerte a comprare predilige la fascia 12-24. Da ciò si deduce come, a seconda della finalità del servizio a cui è associata l'offerta, possa risultare più probabile l'accettazione dell'offerta andando a operare in una specifica fascia oraria.

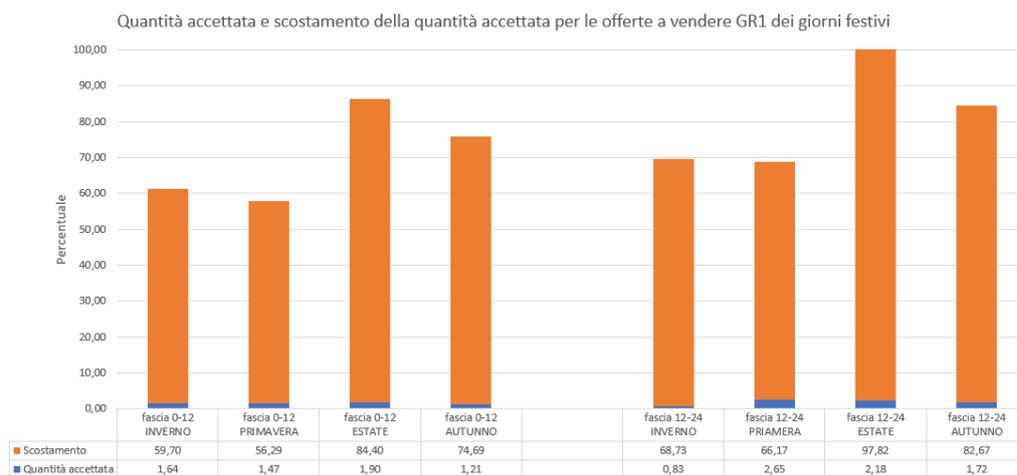


Figura 4.77 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR1 dei giorni festivi.

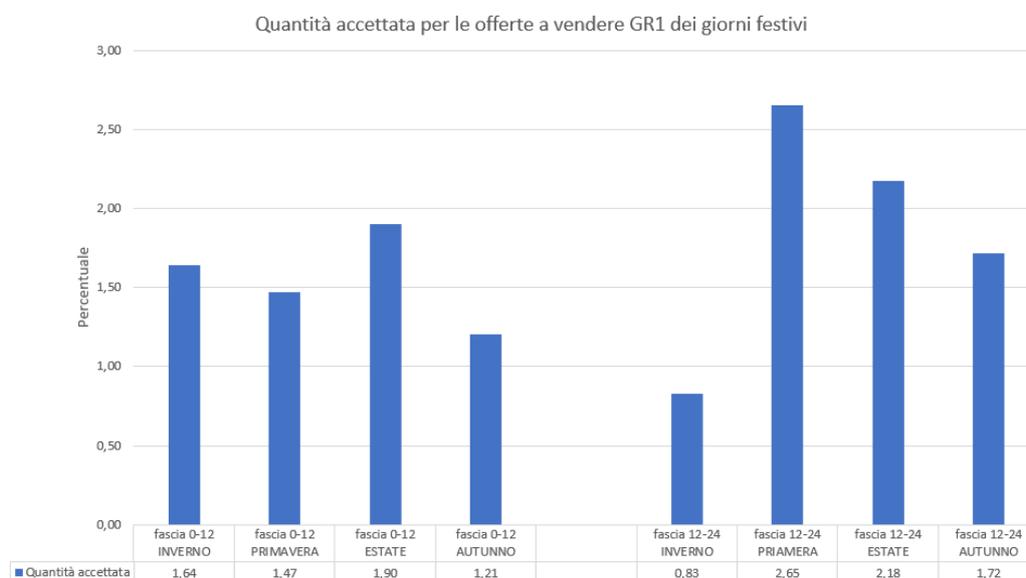


Figura 4.78 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR1 dei giorni festivi.

La Figura 4.77 mostra l'andamento relativo alle offerte a vendere GR1 dei giorni festivi: si può notare come, a parità di stagione, i volumi offerti nella fascia 00:00-12:00 siano inferiori rispetto a quelli offerti nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.78 è un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, escludendo i mesi invernali, nella fascia 00:00-12:00 Terna dimostra tendenza ad accettare meno energia rispetto alla fascia 12:00-24:00.



Figura 4.79 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR2 dei giorni festivi.

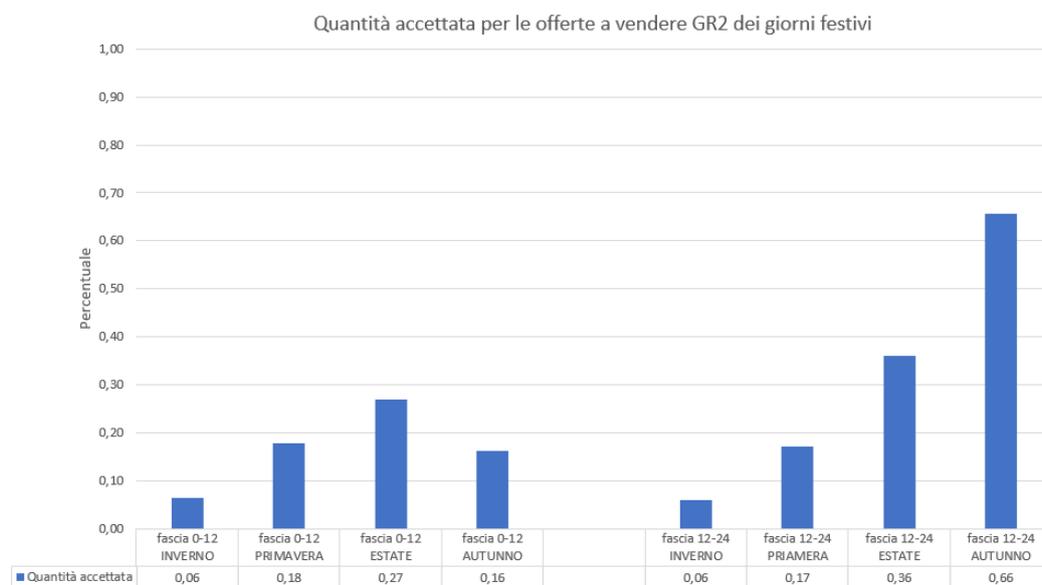


Figura 4.80 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR2 dei giorni festivi.

La Figura 4.79 è riferita alle offerte a vendere GR2 dei giorni festivi: è evidente come nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00, ad eccezione dell'inverno. La Figura 4.80 è un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, le stagioni per cui Terna dimostra tendenza ad accettare più energia sono estate ed autunno, in particolare nella fascia 12:00-24:00.

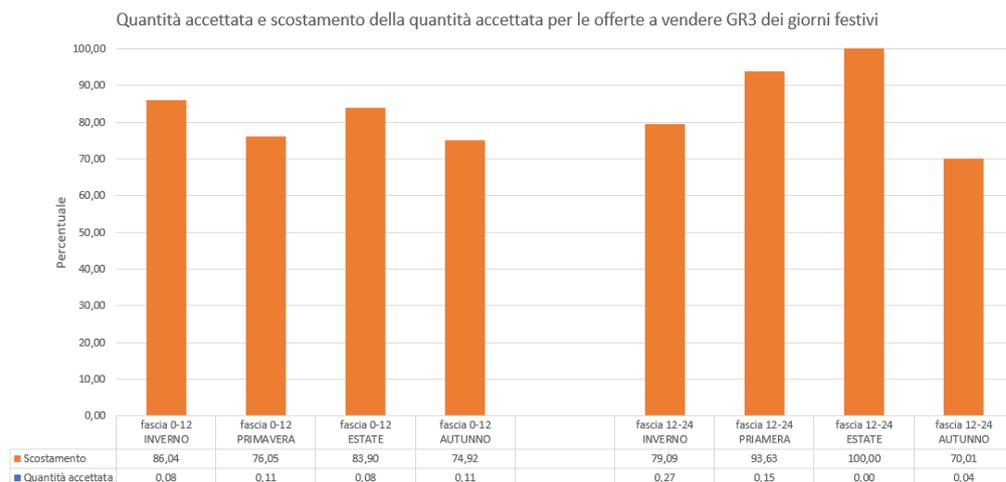


Figura 4.81 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a vendere GR3 dei giorni festivi.

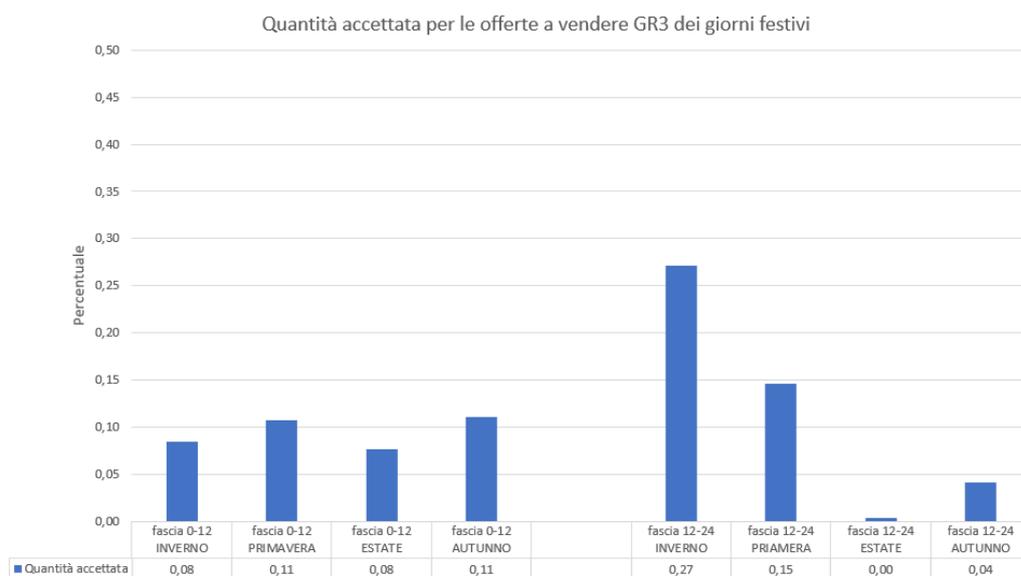


Figura 4.82 Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a vendere GR3 dei giorni festivi.

La Figura 4.81 è riferita alle offerte a vendere GR3 dei giorni festivi: nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta è maggiore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00 solamente durante inverno e autunno. La Figura 4.82 propone un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, nella fascia 00:00-12:00 Terna dimostra una tendenza ad accettare circa la stessa quantità energia; inoltre, l'inverno, in questo caso, è la stagione per cui Terna accetta il maggior volume di quantità.

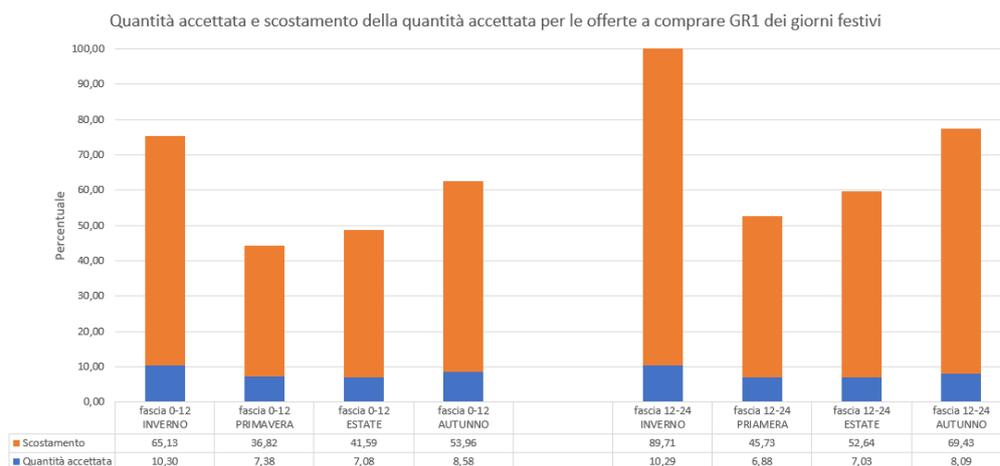


Figura 4.83 Percentuale della quantità di energia accettata e scostamento percentuale rispetto alla quantità offerta per le offerte a comprare GR1 dei giorni festivi.

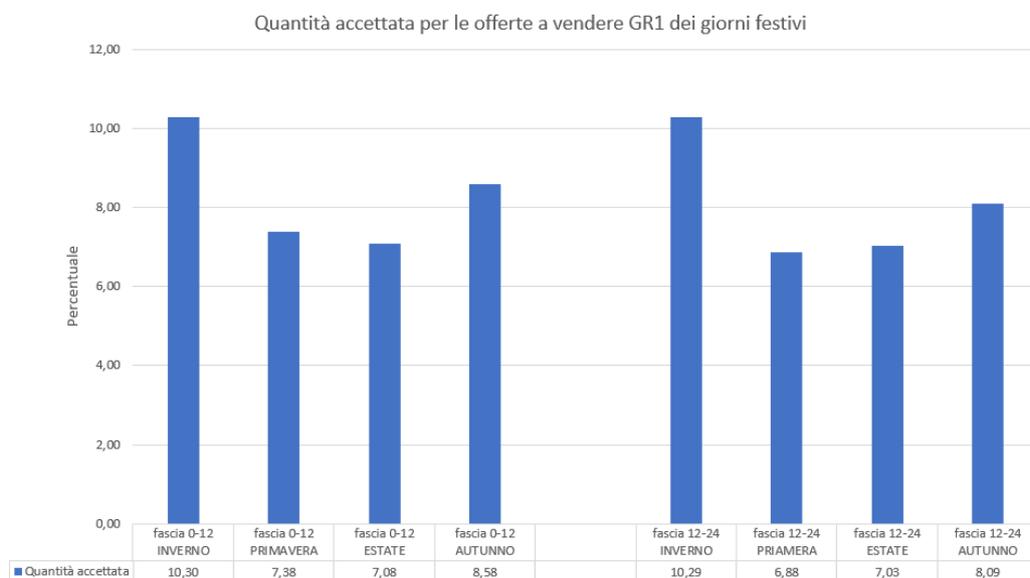


Figura 4.84 Quantità accettata per le offerte a comprare GR1 dei giorni festivi.

La Figura 4.83 è riferita alle offerte a comprare GR1 dei giorni festivi. Si può osservare che, se paragonata alle offerte per vendere energia (Figura 4.75-4.76), la quantità accettata in questo caso risulta aumentare notevolmente. Osservando La Figura 4.83 è evidente come, a parità di stagione, nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.84 è un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, gli andamenti della fascia 00:00-12:00 sono simili rispetto alla fascia 12:00-24:00, mostrando la tendenza di Terna ad accettare più energia durante l'inverno.

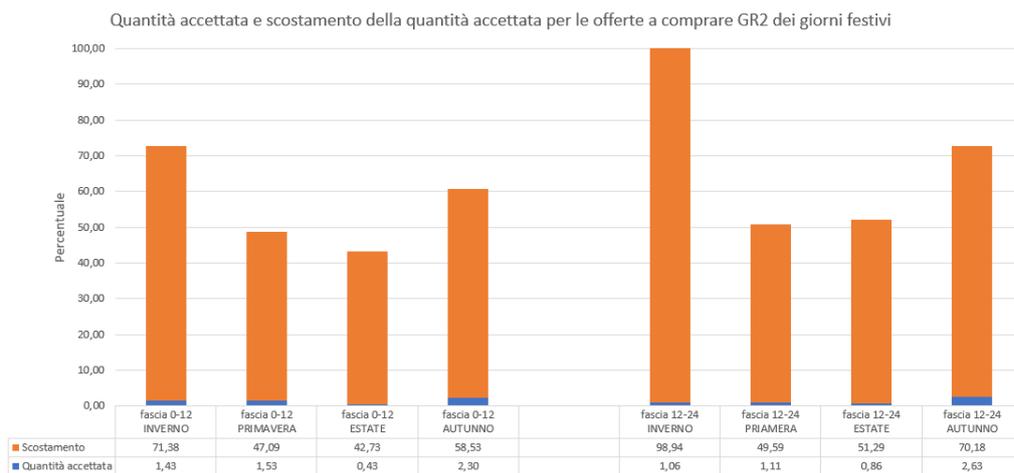


Figura 4.85 *Quantità di energia accettata (in MWh) e scostamento della quantità accettata per le offerte a comprare GR2 dei giorni festivi.*

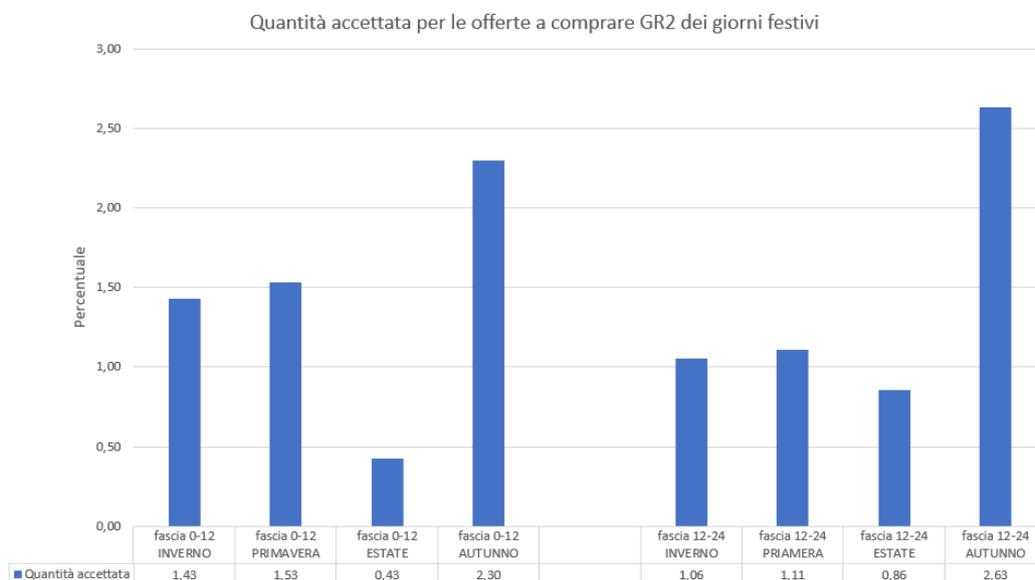


Figura 4.86 *Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare GR2 dei giorni festivi.*

La Figura 4.85 è riferita alle offerte a comprare GR2 dei giorni festivi: è evidente come, a parità di stagione, nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta sia sempre minore della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00. La Figura 4.86 propone un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, nella fascia 12:00-24:00 Terna dimostra una tendenza ad accettare circa la stessa quantità energia, ad eccezione che per l'autunno; nella fascia 00:00-12:00 nuovamente il maggior volume di quantità accettata si ottiene per l'autunno. Da ciò si deduce che l'autunno è la stagione per cui Terna dimostra una tendenza ad accettare una maggiore quantità.

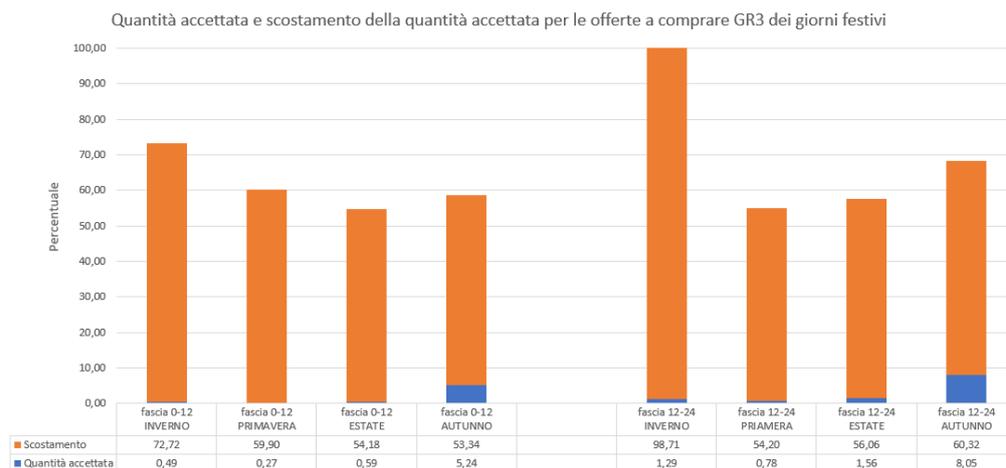


Figura 4.87 *Quantità di energia accettata (in MWh) e scostamento della quantità accettata per le offerte a comprare GR3 dei giorni festivi.*

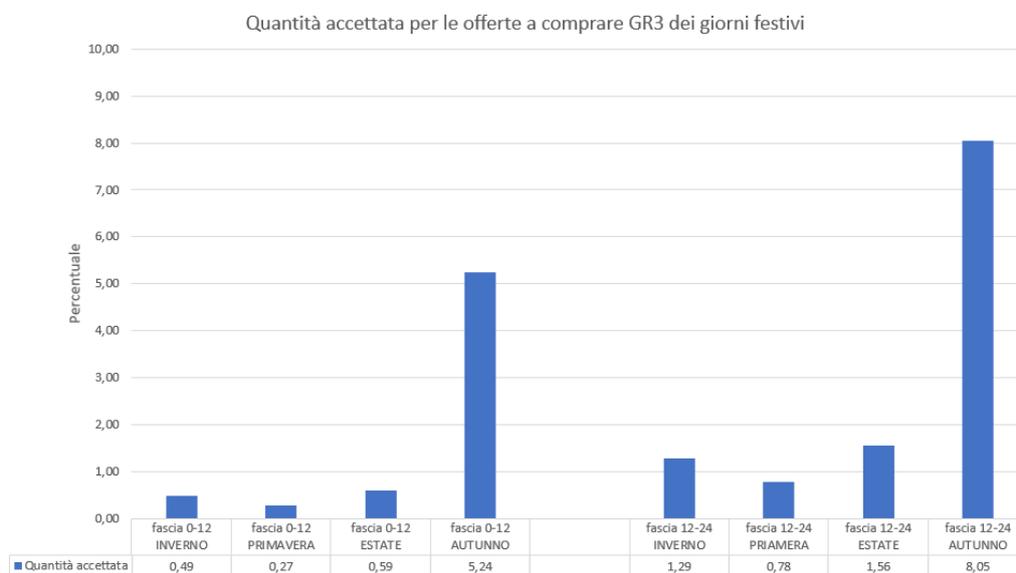


Figura 4.88 *Quantità di energia accettata (in MWh) per le offerte a comprare GR3 dei giorni festivi.*

La Figura 4.87 propone l’andamento relativo alle offerte a comprare GR3 dei giorni festivi. Si deduce che nella fascia 00:00-12:00 la quantità offerta presenta valori analoghi a quelli della quantità offerta nella fascia 12:00-24:00, ad eccezione dell’inverno durante il quale il picco della fascia 00:00-12:00 risulta nettamente inferiore rispetto a quello della fascia 12:00-24:00. La Figura 4.88 è un ingrandimento delle quantità accettate. Come si può vedere, a parità di stagione, la fascia 00:00-12:00 e 12:00-24:00 presentano valori analoghi, in cui risulta marcata la tendenza di Terna ad accettare più energia durante l’autunno.

In conclusione a questa seconda parte di analisi, si nota come indipendentemente dalla stagione, fascia oraria e servizio le quantità accettate risultino sempre contenute se paragonati ai volumi di energia offerta. La conclusione che si può trarre è dunque che le quantità offerte, tendenzialmente, sono eccessive rispetto alle esigenze di Terna. La Tabella 8 propone un'estrema sintesi dei risultati delle analisi ottenute. La Tabella 8 è riferita ai giorni festivi e, per ogni stagione e per ciascuna servizio (GR1, GR2, GR3, a vendere o a comprare) indica la fascia oraria in cui è maggiore la percentuale di accettazione delle offerte da parte di Terna.

Tabella 8

	PRIMAVERA	ESTATE	AUTUNNO	INVERNO
GR1	Vendere: Fascia 12-24			Comprare: Fascia 0-12
GR2			Comprare: Fascia 12-24 Vendere: Fascia 12-24	
GR3			Comprare: Fascia 12-24	Vendere: Fascia 12-24

Dai risultati riassunti nella Tabella 8 si evince come l'autunno sia la stagione per cui generalmente si ottiene il migliore allineamento fra le disponibilità degli impianti e le esigenze di Terna. In particolare, sia per l'autunno che globalmente per tutte le stagioni si può notare la tendenza di Terna ad accettare maggiori volumi durante la fascia oraria 12-24. Da ciò si deduce come, indipendentemente dalla finalità del servizio a cui è associata l'offerta, risulti più probabile l'accettazione dell'offerta andando a operare nella fascia oraria 12-24.

Conclusioni

Grazie all'algoritmo di analisi creato è stato possibile evidenziare il comportamento di Terna relativo al Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

Sia per un gruppo che per la singola unità di produzione, grazie ai risultati ottenuti si è potuto osservare il comportamento di Terna in relazione alle offerte proposte da tali unità.

Queste informazioni sono state ricavate in funzione di diversi parametri:

- Tipologia di giorno: feriale e festivo;
- Stagione: primavera, estate, autunno e inverno;
- Tipologia di offerta: a vendere e a comprare;
- Fascia oraria: 00:00-12:00; 12:00-24:00;
- Tipologia di servizio: Gradino 1, Gradino 2 e Gradino 3.

Sulla base di questi parametri si è dedotto come varia il comportamento di Terna. In particolare, indipendentemente dai giorni feriali e festivi, dalla stagione e dal servizio di riferimento (GR1, GR2, GR3), la frequenza di non accettazione delle offerte a vendere è molto elevata. Indipendentemente dai giorni feriali e festivi, dalla stagione, per i servizi GR2 e GR3, la frequenza di non accettazione delle offerte a comprare è molto elevata. Dunque, le offerte effettuate, tendenzialmente, sono eccessive rispetto alle esigenze di Terna. Al contrario per il servizio GR1 a comprare si può notare che le offerte effettuate sono tendenzialmente in linea con le esigenze di Terna. Inoltre, si è osservato come anche i volumi di quantità accettata siano sempre estremamente contenuti se paragonati alla quantità offerta. Per i giorni feriali si è visto come il periodo autunnale e invernale sia quello per cui si ottiene il migliore allineamento fra le disponibilità degli impianti e le esigenze di Terna. In particolare, Terna tende ad accettare volumi maggiori di energia durante la fascia 0-12 per le offerte a vendere mentre per le offerte a comprare predilige la fascia 12-24. Dunque, a seconda della finalità del servizio a cui è associata l'offerta, possa risultare più probabile l'accettazione dell'offerta andando a operare in una specifica fascia oraria. Per quanto riguarda i giorni festivi invece l'autunno è la stagione per cui generalmente si ottiene il migliore allineamento fra le disponibilità degli impianti e le esigenze di Terna. In particolare, sia per l'autunno che globalmente per tutte le stagioni si è notata la tendenza di Terna ad accettare maggiori volumi durante la fascia oraria 12-24. Quindi, indipendentemente dalla finalità del servizio a cui è associata l'offerta, risulta più probabile l'accettazione dell'offerta andando a operare nella fascia oraria 12-24. Mediante un sistema di simulazione quale è l'EMS si possono effettuare simulazioni in tempo reale per dispacciare le varie unità di produzione ma anche in pianificazione per capire come gestire un sistema di generazione in modo da ottenere un guadagno. Attualmente il simulatore funziona imponendo un tasso di accettazione, escludendo il complemento a uno di tale tasso tra le offerte elaborate dal simulatore, le quali sono caratterizzate da una distribuzione uniforme. Tuttavia, tramite l'analisi statistica svolta è stato possibile caratterizzare il comportamento di Terna. Questa informazione può dunque essere implementata all'interno del simulatore in modo

da avere a disposizione una funzione di distribuzione di probabilità che renda più realistica la simulazione dell'operato del gestore della rete.

Bibliografia

- [1] D Lgs. marzo 1999, n. 79. *Attuazione della direttiva*, 96:92, 16
- [2] Terna S.p.A., “2021 Piano di sviluppo”. www.terna.it
- [3] F. Gulotta *et al.*, ‘Opening of the Italian Ancillary Service Market to Distributed Energy Resources: Preliminary Results of UVAM project’, in *2020 IEEE 17th International Conference on Smart Communities: Improving Quality of Life Using ICT, IoT and AI (HONET)*, 2020, pp. 199–203.
- [4] H. Saboori and R. Hemmati, ‘Considering carbon capture and storage in electricity generation expansion planning’, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1371–1378, 2016.
- [5] La Fata, A., Brignone, M., Procopio, R., Bracco, S., Delfino, F., Barilli, R., ... & Zanellini, F. (2022). An efficient Energy Management System for long term planning and real time scheduling of flexible polygeneration systems. *Renewable Energy*, 200, 1180-1201.
- [6] V. Oree, S. Z. S. Hassen, and P. J. Fleming, ‘Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 790–803, 2017.
- [7] RSE, “*Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia*”, Marzo 2019.
- [8] ARERA, “*Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) – Orientamenti complessivi*”, 2019, Milano.
- [9] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. *Vademecum della Borsa Elettrica, “Il funzionamento del mercato elettrico”*.
- [10] GME, “*Relazione annuale 2020*”. www.mercatoelettrico.org.
- [11] GME, “*Relazione annuale 2021*”. www.mercatoelettrico.org.
- [12] ARERA, “*Quadro Strategico 2019-2021*”, 2019, Milano.
- [13] ARERA, “*Quadro Strategico 2022-2025 dell’autorità di regolazione per energia, reti e ambiente*”, Allegato A, 2022.
- [14] Terna S.p.A., “*Codice di rete*”, Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento, 2005.
- [15] GME, “*Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico*”, approvato con D.M. del 19 dicembre 2003.

[16] Terna S.p.A., *“Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali di Consumo abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento - Regolamento MSD UVAM”*, Ital. Netw. Code, pp. 1-35, 2017.

[17] Terna S.p.A., *“Modalità di determinazione dei programmi vincolanti”*, Allegato A25.

[18] Enea, *“La riforma del Mercato Elettrico”*.