

考虑输电权分配的跨省跨区电力应急调度 优化出清模型

管金昱^{1,2}, 梁志峰^{3,4}, 昌力^{1,2}, 曹荣章^{1,2}, 李利利^{1,2}

(1. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司), 江苏省 南京市 211106;

2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏省 南京市 211106;

3. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084;

4. 国家电网国家电力调度控制中心, 北京市 西城区 100031)

Optimization Model for Inter-regional Emergency Power Dispatch Considering Transmission Rights Allocation

GUAN Jinyu^{1,2}, LIANG Zhifeng^{3,4}, CHANG Li^{1,2}, CAO Rongzhang^{1,2}, LI Lili^{1,2}

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, Jiangsu Province, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, Jiangsu Province, China;

3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China;

4. National Power Dispatch and Control Centre, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: Inter-regional emergency power dispatch refers to the mandatory fallback guarantee measures for ensuring supply or absorption of emergency demands within provincial grids when market-based approaches have been exhausted from the perspective of mutual assistance in electricity surplus and shortage across provinces and regions. When it is impossible to rely on market declarations directly, how to allocate emergency demands and inter-provincial/regional support capacities and distribute the limited available transfer capacity reasonably among market entities is one of the key issues urgently needing to be addressed in current emergency dispatch. This paper proposes an optimization model for inter-provincial and inter-regional emergency power dispatch considering transmission rights. Inspired by China's current mechanism for allocating transmission channel revenue rights, based on local prioritization and the urgency of emergency demands, a method for determining the priority of emergency transactions considering transmission rights allocation is proposed. This method transforms transmission rights into priority transaction rights, addressing the lack of a reasonable basis for transmission capacity allocation in the emergency dispatch phase. Considering constraints such as available transfer capacity, transaction flow balance, and transaction point power balance constraints, to maximize adjusted social welfare, a clearing model for emergency dispatch optimization

considering transaction path priority is constructed. Comparative analysis of the optimization results of three clearing modes, price-based sequential clearing, scenario-based separation, and clearing with transaction path priority, validates the effectiveness and superiority of the proposed optimization clearing model and analyzes the impact of related parameter settings on the clearing results.

KEY WORDS: inter-regional emergency power dispatch; transmission rights; transaction path priority; available transfer capacity

摘要: 跨省跨区应急调度是在市场化手段用尽后, 从跨省区电力余缺互济角度解决省级电网保供/消纳应急需求的指令性兜底保障措施。在无法直接依据市场申报价格出清的情况下, 如何有序调配应急需求与跨省区支援能力, 并将有限的通道可用容量合理分配至市场主体(省), 是当前应急调度亟待解决的关键问题之一。文章提出了考虑输电权的跨省跨区电力应急调度优化出清模型。以我国当前输电通道收益权分配机制为启发, 基于属地化原则与应急需求轻重缓急安排优先匹配顺序, 提出了考虑输电权分配的应急交易优先级判定方法, 将输电权转变为优先交易权, 解决了应急调度阶段输电容量分配缺乏合理依据的问题。考虑输电通道可用容量约束、交易流平衡约束及交易点电力约束, 以调整社会福利最大化为目标, 构建了计及交易路径优先级的应急调度优化出清模型。算例对比了价差顺序出清、场景分离与计及交易路径优先3种出清模式的优化计算结果, 验证了所提优化出清模型的有效性与优越性, 并分析了相关参数设置对出清结果的影响。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(5108-202340060A-1-1-ZN)。

Project Supported by Science and Technology Project of SGCC (5108-202340060A-1-1-ZN).

关键词：跨省跨区应急调度；输电权；交易路径优先级；可用输电容量(ATC)

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0373

0 引言

自 2015 年中发 9 号文《关于推进电力市场建设的实施意见》发布以来，我国电力现货市场建设全面提速，逐步建立起以中长期交易电量主体^[1]、省间现货发现价格促进跨区大范围资源配置^[2]、区域辅助服务促使区内小范围调峰备用资源共享^[3]，为主要特征的省间交易体系。两级市场架构下，省间省内交易遵循两套价格形成机制，省间交易增量必须作为省内交易的关口负荷增量，因此省间交易结果的物理性较强，是各省级电网解决自身平衡问题的重要手段。然而省间交易中阶段普遍采用的社会福利最大化目标与边际定价机制必然会导致部分市场主体由于报价过高或过低，其保供/消纳的刚性需求无法满足的问题^[4]。省间现货、区域辅助服务作为市场化手段在解决保供/消纳问题时存在一定的局限性，为了进一步充分发挥跨省跨区电力余缺互济能力、促进新能源消纳和保障电力可靠供应，有必要在现货阶段(日前、日内)有序规范开展具备兜底保障性质的跨省跨区电力应急调度。目前，国家发改委、国家能源局已批复国网公司《跨省跨区电力应急调度管理办法(暂行)》，各区域电网正在配套制定相应的应急调度区域实施细则^[5-6]，国家能源局南方监管局也印发了《南方区域跨省(区)应急调度暂行规则》^[7]。相关规则均明确虽然电力应急调度是在市场化手段用尽后的指令式资源调配方式，但仍应坚持市场化优先原则，实施形式依然以省间交易的增量调节为主。在该原则下，国网范围内目前将省间现货出清剩余量、价作为应急调度组织依据，采用与省间现货一致的价格折算方式及送受端价差由高到低依次强制匹配的出清方式。

常规省间交易中所有的可用输电容量(available transfer capacity, ATC)均以公共资源形式统筹考虑，并依据市场主体申报价格隐式分配，即价差高的交易对优先获得通道输电通道使用权，也就是“以价定权”，目的是为了打破省间壁垒，通过公平竞价扩大省间资源优化配置范围。应急调度环节继续基于现货申报价格决策通道使用权的归属已不再符合常规社会福利最大化目标。在易阻塞场景，容易产生价差高，但不紧急的交易对优先出清的情况，如直接依据应急需求优先顺序(保供场景优先级高于消纳场景)组织，易出现输电通道利用不充分的情

况。如图 1 所示，如不考虑应急需求差异，由于 B 省与 C 省价差更高，优先匹配，占据了一部分 BC 通道可用容量，导致 D 省保供需求无法满足；如优先考虑应急保供场景(A、B 省支援 D 省)，A 省与 D 省价差更高，优先占据 BC 通道(输电费更低)，B 省份消纳需求需经过 B-E-D-C 路径与 C 省支援能力达成匹配，输电费更高且需求未能得到全部满足。如何依据差异化应急调度需求，将有限的通道可用容量合理分配至各交易对，是应急调度当前亟待解决的问题之一。

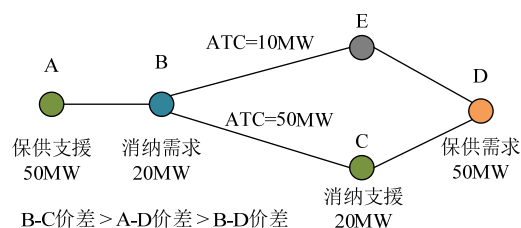


图 1 应急调度场景示意图

Fig. 1 A typical scenario diagram for emergency power dispatch

输电权是市场主体对输电通道行使权力的凭证，如果在应急调度环节中引入输电权的分配，可在一定程度上使得应急需求的价值通过输电权的分配进行体现。输电权分配存在多种形式且解决问题不同，国内外学者与机构针对性开展了大量的研究与实践工作。欧洲长期采用显式拍卖与隐式拍卖相结合的方式分配输电权^[8-9]，其中隐式拍卖与现阶段省间现货输电通道分配原理一致^[10]。显式拍卖是一种市场主体在发生交易前直接购买阻塞管理优先权的方式。欧洲各国输电系统运营商(transmission system operator, TSO)阻塞管理通常是一种将被阻塞的交割需求与阻塞区外因价格过高或过低没有成交的需求强制匹配的管理机制，与我国应急调度具有一定的相似性。阻塞管理过程中 TSO 承担转运角色，可以视为由 TSO 分别与阻塞两端发生交易，通过采购被阻塞电量的同等电量促成被阻塞交易的顺利交割，遵循的一般原则是申报价格低，即阻塞管理服务成本低的能量块优先被采购，而逆价差转运产生的额外支出全部由 TSO 自行承担。阻塞管理费主要由通道显式拍卖费、输配电费及政府补贴分摊，与我国电价体系存在制度性矛盾。北美各独立系统运营商或区域系统运营商之间多采用一种去中心化的跨区协同交易模式(coordinated transaction scheduling, CTS)，由独立 CTS 市场参与主体负责交易申报，只有当申报价格小于独立系统运营商之间的关口节点价差时才可出清，申报价格低的优先占据跨区通道输电容量，因此也是一种

隐式分配方式,且由于各 ISO/RTO 没有上级调度,CTS 市场参与主体的跨境交易完全属于经济行为,相关经验亦难以借鉴^[11-12]。

综上,国内外关于输电权分配的已有研究与经验无法直接套用或指导应急调度实践工作,需进一步结合我国电力市场发展现状开展相应研究。本文针对当前应急调度阶段输电通道分配缺乏合理依据的问题,提出考虑输电权分配的应急交易优先级判定方法,并构建计及交易路径优先级的应急调度优化出清模型,最后进行了算例分析,验证了所提方法的可行性与有效性。

1 考虑输电权分配的应急交易优先级判定方法

输电权是一种持有输电通道传输容量的财产权,具体可以划分为3种权利:一是享有所持输电容量带来金融收益的权利,如输电设施投资主体对过境交易收取输电费,持有金融输电权的市场主体获得阻塞盈余分摊都是收益权的体现^[13-14];二是优先使用所持输电容量的权益,欧洲中长期跨境交易中的净输电容量拍卖机制所分配的即为该项权利,如持有该项权利的主体未在规定时间内达成交易,空持容量的优先交易权将被强制转售(use or sell, UoS)或放弃(use or lost, UoL)^[8];三是排斥其他主体使用所持输电容量的权利,即没有 UoS/UoL 原则约束的优先交易权。输电容量收益权与输电费收取机制相关联,不在本文讨论范围内,后两项权利则同属于不同类型的优先交易权。由于排他型优先交易权不符合现货阶段 ATC 作为公共通道全部释放的原则性规定,因此应急调度中的优先交易权,可分为占用通道剩余 ATC 的优先顺序及 ATC 占用量两部分考虑,后者依然基于交易匹配结果隐式分配,而前者可依据输电通道所属具体情况以及应急需求类别进行分配。

1.1 输电权属地化分配

我国政府机构在监管核定省级电网输配电价、区域输电价格、跨省跨区专项工程输电价格时,准许收益的计算是以属地电网企业有效资产范围为基础开展的^[15-17],即默认输电权中的收益权按属地化分配,并通过向过境交易收取输电费的方式体现。然而,为了打破省间壁垒,有效促进跨省(区)大范围资源优化配置,现货交易阶段通道 ATC 均以公共资源形式释放,属地电网企业并未被允许行使优先交易权,并强制将其隐式分配给价差高的交易对。在应急调度阶段,申报价差已失去其物理含义,

隐式分配不再有效,电网企业可将属地输电通道优先使用权分配给属地内市场主体或直接代理行使优先交易权,尽可能保障自身应急需求能够优先得到满足。输电权的属地化分配不会影响省间中长期与省间现货已产生的交易合约,只针对省间现货之后应急调度阶段的剩余 ATC 进行分配。

输电权的属地化分配主要依据以下基本原则,首先跨省(区)专项工程如附带关于输电通道配套电源或相关省份发电企业的特殊框架协议,则输电权分配时优先考虑,如没有则认为连接省份共享优先交易权。其次针对区间一般交流通道,通常没有特殊框架协议的视为公共资源。最后,区域跨省交流共用通道的输电权由区内省份共享,省内交流通道输电权由该省份持有。以“银东直流”为例,参考发改委送受电计划安排相关批文^[18],中长期阶段电网代理购电之后的点对点交易可参与的送电主体规定为3个配套电源企业及宁夏、青海、甘肃、陕西的煤电、新能源企业,购电主体规定为山东省核准的电力用户。专项工程点对点交易总是优先组织,实际默认输电权中的优先交易权为5省份共有,应急调度阶段可通过“银东直流”优先解决以上5省的应急需求。再以甘肃河西外送通道为例,河西外送通道是甘肃、新疆及青海3省(区)新能源送出的重要路径^[19],属于甘肃省内一般交流通道,应急调度阶段应优先通过甘肃应急需求。图2通过一个更加通用化的示例说明输电权属地化分配的基本规则。

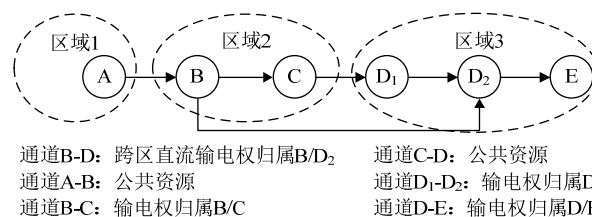


图2 输电权属地化分配示意图

Fig. 2 Diagram of localized allocation of transmission rights

1.2 应急需求调配组织优先级判定

通过属地化分配获得相应输电通道优先交易权的省份,并非其所有通过该通道的应急需求必须优先满足,应急需求亦分轻重缓急,通常只有对存在相同应急需求的省份,才会考虑输电权的属地化。目前,应急需求主要分为两类,即保供需求与消纳需求,应急需求通常由省级调度中心提报,上级调度核准,通常准许进入应急调度环节的买方需求即为刚性的保供缺口,而由于卖方省份常持流低价新能源,组织富余的高价火电机组参与省间交易,如未能全部出清,即使卖出的是火电,但依

旧视为消纳需求。原则上保供需求的优先级应高于消纳需求，但如果两类需求可互相匹配时，优先级别应设为最高。一部分没有在应急调度阶段提报需求的省间现货未出清量将作为支援能力进入应急需求调配，支援能力的成交与否通常不会影响需求提出省份保供、消纳态势，支援能力可分为保供支援能力与消纳支援能力，通常只有在两类应急需求调配完成后，如存在剩余需求，才可调配给支援能力。此外，为了尽可能发挥应急调度的紧急支援作用，扩展应急调度交易组织范围，可将未在省间现货中申报，但实际可调配的资源同样纳入支援能力的范畴。

综上，应急调度中可调配组织的交易方存在以下4种类型：1）提出保供需求；2）提出消纳需求；3）具备保供支援能力；4）具备消纳支援能力。在考虑输电权分配后，持有输电通道优先交易权的市场主体(省)同级别应急需求应得到优先满足，而其所具备的支援能力应最后匹配。因此，综合以上原则，应急需求调配组织的优先级排序如表1所示，优先级由I至XII依次降低。

表1 应急需求调配顺序表		
Table 1 Emergency demand allocation sequences		
优先级	应急需求	匹配项
I	(输电权)保供需求	(输电权)消纳需求
II	(输电权)保供需求	(无输电权)消纳需求
III	(输电权)保供需求	(无输电权)保供支援能力
IV	(输电权)保供需求	(输电权)保供支援能力
V	(无输电权)保供需求	(输电权)消纳需求
VI	(无输电权)保供需求	(无输电权)消纳需求
VII	(无输电权)保供需求	(无输电权)保供支援能力
VIII	(无输电权)保供需求	(输电权)保供支援能力
IX	(输电权)消纳需求	(无输电权)消纳支援能力
X	(输电权)消纳需求	(输电权)消纳支援能力
XI	(无输电权)消纳需求	(无输电权)消纳支援能力
XII	(无输电权)消纳需求	(输电权)消纳支援能力

1.3 省内市场主体的输电权分配

省间交易的物理执行以省间联络线调整为基础实施，实际运行阶段以守住省级电网联络线口子为主要目标。因此，省间交易并不能直接约束省内市场主体的物理运行，金融结算意义更为显著，省内市场主体可完全依据省间现货申报价格，通过隐式分配依次获得通道输电权。该分配方法适用的前提与省间现货类似，即要求买方省份以省为主体申报参与应急调度，而卖方省份需要为分散的省内主体设置统一的申报出清汇聚点，如此即无需考虑省内阻塞情况，从而实现卖方省份内主体直接按申报价格高低获得输电权。此外，对于以支援能力进入应急调配的市场主体，在其他所有主体分配完成

后，最后获得输电权，其中在省间现货阶段申报的，按申报价格依次获得输电权，未在省间现货阶段申报的，按支援能力大小比例分配。

2 计及交易路径优先级的应急调度优化出清模型

跨省(区)交易集中优化出清问题，包括省间现货^[10]、省间中长期交易^[20-21]，通常被转化为图论中的网络流优化问题。如图3所示，一个省间交易网络流模型由交易节点、转运节点与输电通道构成，其中交易节点可分为售电节点(网络流只能流出的节点)与购电节点(网络流只能流入的节点)；转运节点的特征在于网络流既可流出也可流入，交易节点与转运节点均由省级电网抽象而成，区别在于交易节点可直接挂接省内参与交易的市场主体，而转运节点不参与交易，净流入/流出为0；输电通道是一个节点与其相邻节点间的物理联络线，包含跨区联络线、省间输电断面及省内交流输电断面^[22]。

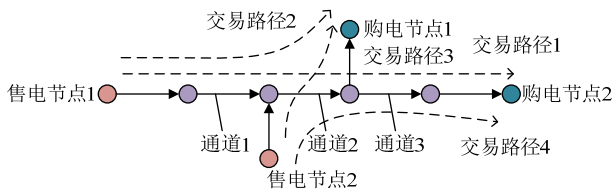


图3 省间交易网络流模型
Fig. 3 Transaction network flow model

2.1 交易路径搜索

在没有孤岛的网络模型中，理论上每一对购售节点都可进行交易，该笔交易从售电节点抵达购电节点所途径输电通道的集合即为交易路径。因应急调度环节需考虑市场交易之外的支援能力，原本未提报省间现货需求的省份同样被纳入应急调度组织范畴，支援能力将作为新的交易节点进入网络流模型。此外，考虑到应急需求的紧迫性，原本在省间交易中只能单向传输的输电通道可依据实际情况调整为双向传输，由此在省间现货基础上产生了新的交易路径。交易路径搜索参考文献[10]采用A-STAR算法。

2.2 申报量价曲线处理

为了避免多优先级分段组织交易，实现应急需求调配的全局统筹优化，在输电可用容量有限的前提下，按既定优先顺序开展阻塞管理的必要条件是：高优先级路径买卖双方配对的最小价差应不小于低优先级买卖双方配对的最大价差。因此，需要针对性构造量价曲线，从低优先级到高优先级逐级拉伸交易路径的配对价差，依据拉伸后量价曲

线计算的社会福利可称为“调整社会福利”，其内涵了交易路径分级信息。同时，需拉伸处理的量价曲线全部来自于市场环节未中标主体，且不作为定价依据，对申报价格的任何处理均不会引发金融结算问题。

具体实现时，以最低级别交易路径买方/卖方申报量价曲线为基底，首先确保购电曲线最小申报价格高于售电曲线最大申报价格，其次将高级别购电曲线申报阶梯价格依次叠加低级别购电曲线的最高申报价与高级别购电曲线最低申报价的差值，将高级别售电曲线申报阶梯价格依次扣减低级别售电曲线最低申报价与高级别售电曲线最高申报价的差值。如此构造的高级别购售申报曲线必然满足所述必要条件，理论验证过程如下。

假设高优先级买方报价段集合 $S(C_{b,h})$ 定义为

$$S(C_{b,h}) = \{c_{b_1,h}, c_{b_2,h}, \dots, c_{b_m,h}\} \quad (1)$$

式中： $c_{b_i,h}$ 表示第 i 个报价段的申报价格，共 m 个报价段， $i \in \{1, 2, \dots, m\}$ 。由于购电侧报价曲线单调递减，不等式 $c_{b_1,h} \geq c_{b_2,h} \geq \dots \geq c_{b_m,h}$ 必然成立。假设低优先级买方报价段集合 $S(C_{b,l})$ 定义为 $S(C_{b,l}) = \{c_{b_1,l}, c_{b_2,l}, \dots, c_{b_m,l}\}$ ，同时也必然满足不等式 $c_{b_1,l} \geq c_{b_2,l} \geq \dots \geq c_{b_m,l}$ 。依据上述拉伸处理方法得到的处理后高优先级别买方报价段集合为

$$S(C_{b,h}^*) = \{c_{b_i,h} + c_{b_i,l} - c_{b_m,h} \mid c_{b_i,h} \in S(C_{b,h})\} \quad (2)$$

式中： $c_{b_m,h}$ 是 $S(C_{b,h})$ 集合中的最小值，因此一定存在以下 m 个不等式。

$$\begin{cases} c_{b_1,h} + c_{b_1,l} - c_{b_m,h} \geq c_{b_1,l} \\ c_{b_2,h} + c_{b_1,l} - c_{b_m,h} \geq c_{b_1,l} \\ \vdots \\ c_{b_m,h} + c_{b_1,l} - c_{b_m,h} \geq c_{b_1,l} \end{cases} \quad (3)$$

由式(3)可得处理后高优先级买方报价集合 $S(C_{b,h}^*)$ 所有价格均满足不等式：

$$c_{b_1,h}^* \geq c_{b_2,h}^* \geq \dots \geq c_{b_m,h}^* \geq c_{b_1,l} \geq c_{b_2,l} \geq \dots \geq c_{b_m,l} \quad (4)$$

同样方式可验证处理后高优先级卖方报价段集合 $S(C_{o,h}^*)$ 中元素必然满足不等式：

$$c_{o_1,h}^* \leq c_{o_2,h}^* \leq \dots \leq c_{o_m,h}^* \leq c_{o_1,l} \leq c_{o_2,l} \leq \dots \leq c_{o_m,l} \quad (5)$$

高优先级买卖双方最小价差为 $c_{b_m,h}^* - c_{o_m,h}^*$ ，低优先级买卖双方最大价差为 $c_{b_1,l} - c_{o_1,l}$ ，因 $c_{b_m,h}^* \geq c_{b_1,l}$ 且 $c_{o_m,h}^* \leq c_{o_1,l}$ ，所述必要条件 $c_{b_m,h}^* - c_{o_m,h}^* \geq c_{b_1,l} - c_{o_1,l}$ 一定满足。结合图4，当交易路径1优先级大于交易路径2时，所构造的申报量价曲线使得交易路径1

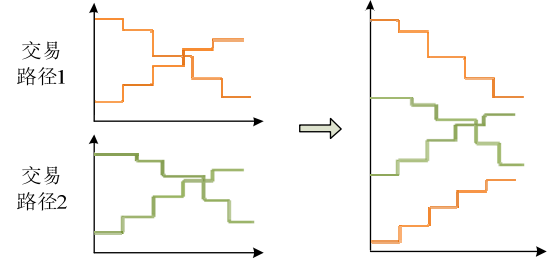


图4 申报量价曲线处理示意图

Fig. 4 Diagram of dealing with bid and offer curves

交易对价差始终大于交易路径2。

然而，所述必要条件并不充分，在多通道阻塞场景中，社会福利最大化目标可能会牺牲高优先级交易路径的社会福利以换取更多的低优先级交易对成交，打破既定的优先顺序，进而获得更大的“调整社会福利”。在确保按优先顺序出清命题下，还存在一个充分但不必要条件，即高级别交易路径产生的“调整社会福利”应高于所有低级别交易路径“调整社会福利”之和，但所述充分条件无法将申报价格与优先顺序的直接关联，因而引入报价调整系数以扩大高优先级量价曲线拉伸幅度，实现所述充分条件满足范围的包含与参数化调整。考虑报价调整系数 β 后的高级别交易路径报价段可由如下集合表示：

$$S(C_{b,h}^*) = \{c_{b_i,h} + \beta \cdot \Delta s_b \mid c_{b_i,h} \in S(C_{b,h})\} \quad (6)$$

$$S(C_{o,h}^*) = \{c_{o_i,h} - \beta \cdot \Delta s_o \mid c_{o_i,h} \in S(C_{o,h})\} \quad (7)$$

式中： $\Delta s_b = \max S_{b,l} - \min S(C_{b,h})$ ； $S_{b,l}$ 表示所有低优先级调整后买方报价段集合的并集； $\Delta s_o = \max S_{o,l} - \min S(C_{o,l})$ ； $S_{o,l}$ 表示所有低优先级调整后卖方报价段集合的并集；报价调整系数 β 默认值为1，即表示恰好满足所述必要条件，同时可依据实际情况在 $[1, \infty)$ 范围内对 β 数值进行修改， β 数值越大表明申报曲线的拉伸越充分，申报价格信息内含的优先级信息越完整，当 β 满足以下不等式时，即等价于满足所述充分条件。

$$\begin{cases} \beta \geq \frac{W_1^* - W_h}{(\delta_b + \delta_o) \min\{Q_{b,h}, Q_{o,h}\}} \\ W_1^* = \sum_{c_{b_i,l} \in S_{b,l}, c_{o_i,l} \in S_{o,l}} c_{b_i,l}^* q_{b_i,l} - c_{o_i,l}^* q_{o_i,l} \\ W_h = \sum_{c_{b_i,h} \in S(C_{b,h}), c_{o_i,h} \in S(C_{o,h})} c_{b_i,h} q_{b_i,h} - c_{o_i,h} q_{o_i,h} \end{cases} \quad (8)$$

式中： W_1^* 表示所有低优先级“调整社会福利”总加； W_h 表示高优先级未拉伸的社会福利总加； $\delta_b = \max S_{b,l} - \min S(C_{b,h})$ 表示高优先级买方申报价格拉伸量； $\delta_o = \max S_{o,l} - \min S(C_{o,h})$ 表示高优先级卖方申报价格拉伸量； $Q_{b,h}$ 与 $Q_{o,h}$ 分别表示高优

先级买方与卖方申报需求总量； $q_{b,l}$ 与 $q_{o,l}$ 分别表示低优先级买方与卖方第 i 个申报段的申报需求； $q_{b,h}$ 与 $q_{o,h}$ 分别表示高优先级买方与卖方第 i 个申报段的申报需求。

2.3 优化目标

应急调度以“调整社会福利”最大化及输电费用最小为优化目标，目标函数如下：

$$\begin{aligned} \max & \left(\sum_A \sum_m \Delta P_b(m, A) B(b, A) \lambda_b(m, A) - \right. \\ & \left. \sum_A \sum_m \Delta P_s(m, A) \Omega(s, A) \lambda_s(m, A) - \right. \\ & \left. \sum_A \sum_l \sum_m \Delta P_s(m, A) \Omega(s, A) T_r(A, l) \hat{\lambda}_l \right) \quad (9) \end{aligned}$$

式中： $\Delta P_b(m, A)$ 与 $\Delta P_s(m, A)$ 分别表示购电节点 b 与售电节点 s 在交易路径 A 申报段 m 的中标量； $\lambda_b(m, A)$ 与 $\lambda_s(m, A)$ 表示购电节点 b 与售电节点 s 在交易路径 A 申报段 m 的拉伸处理后的申报价格； B 与 Ω 分别表示购电节点、售电节点与其参与的交易路径之间的映射关系； $\Omega(s, A)=1$ 表示售电节点 s 参与了交易路径 A ； $\Omega(s, A)=0$ 表示售电节点 s 未参与交易路径 A ；类似地 $B(b, A)=1$ 表示购电节点 b 参与了交易路径 A ； $B(b, A)=0$ 表示购电节点 b 未参与交易路径 A ； $T_r(A, l)=1$ 表示交易路径 A 中包含输电通道 l ； $T_r(A, l)=0$ 则表示交易路径 A 中不包含输电通道 l ； $\hat{\lambda}_l$ 表示通道 l 的输电价格。

2.4 优化约束

1) 交易流平衡约束。

$$P_s(A) = \sum_m \Delta P_s(m, A) \Omega(s, A) \quad (10)$$

$$P_b(A) = \sum_m \Delta P_b(m, A) B(b, A) \quad (11)$$

$$P_b(A) = p_f(A) P_s(A) \quad (12)$$

式中： $P_s(A)$ 表示售电节点 s 在交易路径 A 中的送出电力； $P_b(A)$ 表示购电节点 b 在交易路径中的受入电力。由于跨省区交易多为长距离输电，通道线损不可忽视，采用 $p_f(A)$ 表示交易路径 A 的售电节点送出电力扣除线损后实际流入购电节点的比例，该值可按如下公式计算：

$$p_f(A) = \prod_{l \in T_r(A, l)=1} (\alpha_l(1 - \rho_l) + (1 - \alpha_l)(1 + \rho_l)) \quad (13)$$

式中： ρ_l 表示输电通道 l 的线损率； α_l 取值需判断交易路径 A 的交易流方向与输电通道基态潮流方向是否同向，同向时 $\alpha_l=1$ ，即表明通道实际物理潮流增大导致线损增加，反向时 $\alpha_l=0$ ，即表明通道实际物理潮流减小线损降低。

2) 通道容量约束。

$$\sum_s \sum_A P_s(A) T_r(A, l) p_{L,f}(A, l) \leq P_{ATC}(l) \quad (14)$$

式中： $P_{ATC}(l)$ 表示输电通道 l 的可用输电容量； $p_{L,f}(A, l)$ 表示交易路径 A 的售电节点送出电力扣除线损后实际流经输电通道 l 的潮流比例，可依据如下公式进行计算。

$$p_{L,f}(A, l) = \prod_{l \in D_l(A)} (\alpha_l(1 - \rho_l) + (1 - \alpha_l)(1 + \rho_l)) \quad (15)$$

式中： $D_l(A)$ 表示交易路径 A 的交易流在途径输电通道 l 前所穿越的输电通道集合。

3) 交易节点电力约束。

$$0 \leq \sum_A \sum_m \Delta P_s(m, A) \Omega(s, A) \leq P_{offer}^{\max}(s) \quad (16)$$

$$0 \leq \sum_A \sum_m \Delta P_b(m, A) B(b, A) \leq P_{bid}^{\max}(b) \quad (17)$$

式中： $P_{offer}^{\max}(s)$ 与 $P_{bid}^{\max}(b)$ 分别表示售电节点 s 与购电节点 b 可交易量的最大值。当考虑多时段联合优化时，当前时段的 $P_{offer}^{\max}(s)$ 、 $P_{bid}^{\max}(b)$ 与上一时段的中标量耦合，构成爬坡约束。

3 算例分析

3.1 场景描述

本文通过构建一个典型的多买方、多卖方、多交易路径的跨省跨区电力应急调度场景，实现多类应急需求混合交织情况下对不同出清模式的结果对比与分析。如图 5 所示，B 省提出了应急消纳需求，F 省与 G 省同时提出了应急保供需求，A、C 两省并未提出应急需求，但 A 省在省间现货阶段有未成交的卖电需求，具备保供支援能力，C 省同样参与了省间现货，存在未成交的购电需求，具有消纳支援能力。该场景中 B、C、D、E 四省属同一区域，F 省与 G 省属于同一区域，通道 A-F 为跨区直流。

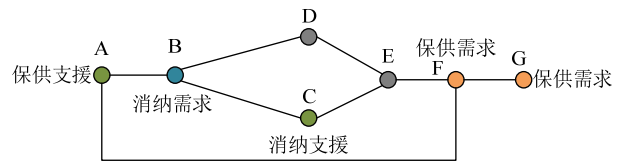


图 5 算例场景

Fig. 5 Topology diagram of the case scenario

各省份的应急需求类型、需求量、分段价格与支援类型、支援能力及分段价格详见表 2 与表 3。为了体现应急需求对不同出清方式的差异化影响，在构造分段价格曲线时，将 B-C 间价差设置为最高，并将 G 省申报价格设置高于 F 省。此外，该场景中各输电通道剩余 ATC、线损率、输电价格及潮流流向相关信息见表 4。考虑到支援能力间不发

生交易，因此可进行应急调配组织的交易路径共 15 条，具体信息见表 5。

表 2 应急需求信息表 Table 2 List of emergency demands in the case			
提出省份	应急需求类型	分段需求/MW	省间现货申报价格/ (元/(MW·h))
B 省	消纳	60	950
		8	150
F 省	保供	23	98
		24	50
G 省	保供	12	250
		28	180

表 3 支援能力信息表 Table 3 List of supporting capabilities in the case			
支援省份	支援类型	分段能力/MW	分段价格/ (元/(MW·h))
C 省	消纳	38	200
		12	0
A 省	保供	65	622
		41	841
		14	1000

表 4 输电通道参数表 Table 4 Parameters of transmission channel				
输电通道	ATC/MW	线损率	输电价格/ (元/(MW·h))	潮流流向
A-B	100	0.01	25	A→B
A-F	50	0.025	15	A→F
B-C	50	0.015	25	B→C
B-D	20	0.01	35	B→D
C-E	100	0.015	40	C→E
D-E	100	0.02	35	D→E
E-F	100	0.01	55	E→F
F-G	100	0.01	30	F→G

表 5 交易路径优先顺序表 Table 5 List of priority of transaction path			
交易节点(卖)	交易节点(买)	路径	优先级
A	F	A-B-C-E-F	VII
		A-B-D-E-F	VII
		A-F	IV
A	G	A-B-C-E-F-G	VII
		A-B-D-E-F-G	VII
		A-F-G	VIII
B	C	B-A-F-E-C	XI
		B-C	X
		B-D-E-C	X
B	F	B-A-F	II
		B-C-E-F	V
		B-D-E-F	V
B	G	B-A-F-G	VI
		B-C-E-F-G	V
		B-D-E-F-G	V

3.2 出清方式

3.2.1 价差顺序出清

价差顺序出清指代直接沿用省间现货出清剩

余申报电力量价曲线进行强制出清的方式。超出省间现货剩余申报量属于支援能力的部分以省间现货申报价格上下限为依据参与出清，其中保供支援能力设置为省间现货价格上限，消纳支援能力设置为省间现货价格下限。如表 3 所示，A 省的省间现货出清剩余量为 106MW，其保供支援能力在(0MW, 106MW)区间内沿用省间现货的报价，额外的 14MW 支援能力采用价格上限；C 省的省间现货出清剩余量为 38MW，其消纳支援能力在(0MW, 38MW)区间内沿用省间现货报价，额外 12MW 能力采用价格下限。

3.2.2 场景分离出清

场景分离出清方式指将应急调度中常见的保供场景与消纳场景分开组织，通常依据应急需求的优先程度，先组织保供场景的应急调配，保供需求全部满足后，如依旧存在剩余消纳需求未得到满足，再组织消纳场景的应急调配。在保供场景中，所有卖方包括提出消纳需求的省份，全部作为保供支援能力参与调配；消纳场景，卖方为剩余消纳需求，买方为消纳支援能力。

3.2.3 计及交易路径优先级

依据应急需求调配组织优先级判定标准，划分算例场景下各交易路径优先级。除考虑保供需求优先于消纳需求、应急需求优先于支援能力这两条原则外，由于 B、C、D、E 四省属同一区域电网，凡是涉及这四省的交易路径，途径区内通道的优先级更高，A、F 省为跨区直流通道的端点省份，关联交易路径途径 A-F 通道的优先级更高。具体划分结果如表 5 所示，根据既定的交易路径组织顺序依次出清。

3.3 结果对比

依据所述 3 种出清方式，优化结果如表 6 所示。通过对比 3 种出清方式下各省份应急调配中标量，可见只有在计及交易路径优先级方式中，F、G 两省份的应急保供需求全部满足的同时，B 省份的消纳需求同样得到完全匹配。

表 6 各省份应急调配中标量结果对比 Table 6 Comparison of allocated quantities for emergency power dispatch among provinces.					
省份	价差顺序/ MW	场景分离/ MW	$\beta=1$ 交易 路径优先级/ MW	$\beta=1.4$ 交易 路径优先级/ MW	$\beta=1.5$ 交易 路径优先级/ MW
A	85.35	99.02	63.93	38.42	38.42
B	38.38	25.25	60	60	60
F	42	55	55	55	55
G	40	40	40	40	40
C	38	25	25	0	0

价差顺序出清方式下, G 省保供需求共 40MW, 中标量为 40MW 得到全部出清, 而 F 省保供需求共 55MW, 只中标了 42MW, 主要原因在于 G 省在省间现货中的申报价格高于 F 省, 优先占据了 A-F 直流通道的 40MW 的可用输电容量, 同时 B、C 交易对在第一个申报段内价差较高, 优先出清占据了 B-C 通道 38MW 的输电容量, F 省的需求被最后出清, 受制于通道限额, 未能得到全部满足。

场景分离出清方式中, 优先调配 F、G 两省份的应急保供需求, 由于 A 省保供支援能力前两个申报段价格较低, 且直流通线损与输电费更低, 优先通过 A-F 与 A-F-G 交易路径达成匹配, 受制于 A-F 通道仅 50MW 的可用输电容量, 剩余 45MW 需求通过 B-C、B-D 通道调配, 不仅导致消纳场景下没有足够的可用输电容量调配 B 省份的消纳需求, 而且由于 G 省申报价格较高, A-F 通道大部分容量被 G 省占据, F 省的剩余保供需求由 A-B-C-E-F 与 A-B-D-E-F 两个条路径提供, 输电费与线损远高过 A-F 路径, 这显然对投资建设 A-F 通道的 F 省不够公平。

计及交易路径优先级出清方式下, 优先匹配保供需求与消纳需求。当报价调整系数设定为 1 时, 此时恰好满足按优先顺序出清的必要条件, 即高优先级最小价差等于低优先级最大价差, 由于该条件不够充分, B-A-F、B-C-E-F 与 B-C-E-F-G 等路径虽然优先级高于 A-F、A-F-G 及 B-C 等路径, 但优先级较低的路径引入了更多的支援能力, 调整社会福利总加高于优先级较高的路径, 受制于通道 BC 可用容量仅 50MW, 为了获得更高的调整社会福利, 从而选择牺牲高优先级社会福利, 出清更多的低优先级申报段, 因此 F、G 省份共 95MW 的保供需求只有 35MW 调配自 B 省的消纳需求, 剩余 60MW 来自于 A 省的保供支援能力, 同样 B 省的消纳需求也有部分由 C 省消纳支援能力匹配。

如图 6 所示, 为了明晰报价调整系数的变化对出清结果的影响, 分别计算比较了 $\beta=1\sim 2$ 间高优先级路径交易产生的调整社会福利与低优先级路径交易产生的调整社会福利, 图 6 横轴为报价调整系数, 纵轴表示调整社会福利 W 的对数值, 当 $\beta \geq 1.5$ 时, 高优先级路径的社会福利已超过低优先级社会福利, 满足按既定优先顺序出清的充分条件, 但实际报价调整系数为 1.4 时, C 省 60MW 消纳需求全部优先调配给 F、G 省保供需求, 此时调整后价格曲线已经包含了完整的优先级信息, 因此所述充分

条件并不必要, 但实际应用时, β 取值超过 1.5 显然更加保险。

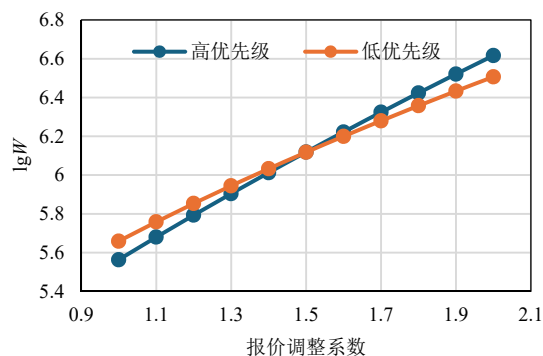


图 6 不同报价调整系数高低优先级路径调整社会福利对比

Fig. 6 Comparison of social welfare with high and low priority path in different quotation adjustment coefficients

4 结论

本文受当前我国输电通道收益权按属地化分配启发, 提出考虑输电权分配的应急交易优先级判定方法, 并构建了计及交易路径优先级的应急调度优化出清模型, 通过将输电权转变为优先交易权, 解决了跨省(区)应急调度输电容量分配困难的问题。算例对比分析了价差顺序出清、场景分离与计及交易路径优先 3 种组织方式下的应急调度出清结果及出清结果出现的具体原因, 结果显示, 计及交易路径优先级出清方式能够实现应急需求与富余支援能力间的有序调配, 兜底保障省级电网保供的刚性需求, 有助于进一步提升跨省(区)余缺互济水平。所提优化出清模型具有较强的灵活性, 可配合相应的应急调度规则调整交易路径的优先匹配顺序, 实现不同应急调配目标的灵活转换。然而本文所提出的属地化原则与应急需求轻重缓急原则考虑因素较为单一, 只能在不改变现行政策体系的情况下为应急调度环节输电容量分配顺序提供决策依据, 未能考虑到市场发展运作的影响因素, 强制分配产生的市场成本问题难以得到解决, 后续还需在应急调度价格机制上开展更进一步的研究。

参考文献

- [1] 陈国平, 梁志峰, 董昱. 基于能源转型的中国特色电力市场建设的分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 369-378.
CHEN Guoping, LIANG Zhifeng, DONG Yu. Analysis and reflection on the marketization construction of electric power with Chinese characteristics based on energy transformation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 369-378(in Chinese).
- [2] 孙大雁, 关立, 胡晨旭, 等. 省间电力现货交易机制设计与探索[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 421-428.
SUN Dayan, GUAN Li, HU Chenxu, et al. Design and exploration of inter-provincial power spot trading mechanism[J]. Power System

- Technology, 2022, 46(2): 421-428(in Chinese).
- [3] 史普鑫, 史沛然, 王佩雯, 等. 华北区域电力调峰辅助服务市场分析 & 运行评估[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(20): 175-184. SHI Puxin, SHI Peiran, WANG Peiwen, et al. Analysis and operation evaluation of power peak-shaving ancillary service market in North China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(20): 175-184(in Chinese).
 - [4] 刘昊, 郭烨, 孙宏斌. 省间电力现货交易优化设计与定价机制[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 76-85. LIU Hao, GUO Ye, SUN Hongbin. Optimal design and pricing method for inter-provincial electricity spot trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 76-85(in Chinese).
 - [5] 国家能源局. 华东能源监管局研究优化华东区域电力调峰备用辅助服务市场[EB/OL]. [2023-02-24]. https://www.nea.gov.cn/2023-02/24/c_1310699930.htm.
 - [6] 中国电力网. 国网华中分部《跨省跨区电力应急调度管理办法华中区域实施细则(暂行)》出台[EB/OL]. [2023-06-27]. <http://mm.chinapower.com.cn/dww/zhxw/20230630/206667.html>.
 - [7] 国家能源局. 关于印发《南方区域跨省(区)电力应急调度暂行规则》的通知[EB/OL]. [2023-10-08]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgknr/scjg/202402/t20240208_240320.html.
 - [8] 张粒子, 高勇, 胡朝阳, 等. 欧洲跨境输电容量分配机制及对我国的启示[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3972-3980. ZHANG Lizi, GAO Yong, HU Zhaoyang, et al. European cross-border capacity allocation mechanism and its implications for China[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3972-3980(in Chinese).
 - [9] 陈达鹏, 刘庆. 欧洲日前统一电力市场耦合出清机制分析及启示[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 100-110. CHEN Dapeng, LIU Qing. Analysis on coupling clearing mechanism of European unified day-ahead electricity market and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 100-110(in Chinese).
 - [10] 胡晨旭, 关立, 罗治强, 等. 跨区域省间富余可再生能源现货交易优化出清模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 110-116. HU Chenxu, GUAN Li, LUO Zhiqiang, et al. Optimal clearing model for trans-regional and cross-provincial spot trading of surplus renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 110-116(in Chinese).
 - [11] GUO Ye, JI Yuting, TONG Lang. Generalized coordinated transaction scheduling: a market approach to seamless interfaces[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 4683-4693.
 - [12] 郑亚先, 杨争林, 冯树海, 等. 碳达峰目标场景下全国统一电力市场关键问题分析[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 1-19. ZHENG Yaxian, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, et al. Key issue analysis in national unified power market under target scenario of carbon emission peak[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 1-19(in Chinese).
 - [13] 甘子莘, 荆朝霞, 谢文锦, 等. 适应中国电力市场改革现状的输电权分配机制[J]. 中国电力, 2021, 54(6): 54-61. GAN Zishen, JING Zhaoxia, XIE Wenjin, et al. Financial transmission right mechanism and its application in China electricity market[J]. Electric Power, 2021, 54(6): 54-61(in Chinese).
 - [14] 杨柳, 曾智健, 张杰, 等. 统一结算点电价机制下金融输电权的交易模拟与结算风险评估[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 116-122. YANG Liu, ZENG Zhijian, ZHANG Jie, et al. Transaction simulation and settlement risk assessment of financial transmission right with electricity pricing mechanism of unified settlement point[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 116-122(in Chinese).
 - [15] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于印发《省级电网输配电价定价办法》的通知[EB/OL]. [2020-01-19]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-02/05/content_5474799.htm.
 - [16] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》的通知[EB/OL]. [2021-10-14]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/16/content_5642975.htm.
 - [17] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法》的通知[EB/OL]. [2020-01-19]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202002/t20200205_1219960.html.
 - [18] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函[EB/OL]. [2016-03-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201603/t20160309_963606.html.
 - [19] 陈振寰, 杨春祥, 张柏林, 等. 甘肃电力现货市场双边交易机制设计[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 441-450. CHEN Zhenhuan, YANG Chunxiang, ZHANG Bailin, et al. Design of bilateral trading mechanism for Gansu electricity spot market[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 441-450(in Chinese).
 - [20] 曾丹, 杨争林, 冯树海, 等. 交直流混联电网下基于 ATC 的省间交易优化出清建模[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3893-3899. ZENG Dan, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, et al. Inter-provincial power exchange optimization modeling considering ATC constrains of hybrid AC/DC power system[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3893-3899(in Chinese).
 - [21] 程海花, 杨辰星, 刘硕, 等. 基于路径组合计及 ATC 的省间中长期交易优化出清和系统研发[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4762-4770. CHENG Haihua, YANG Chenxing, LIU Shuo, et al. Optimization clearing and system development of inter-provincial medium and long term trade considering ATC base on path combination[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4762-4770(in Chinese).
 - [22] 魏聪颖, 汪旸, 徐箭, 等. 面向日内省间电力现货市场的区域电网交易通道可用输电能力优化方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4255-4262. WEI Congying, WANG Yang, XU Jian, et al. Optimization of available transfer capability for regional power grids in inter-provincial electricity spot markets[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4255-4262(in Chinese).



管金昱

在线出版日期: 2024-10-25.

收稿日期: 2024-03-11.

作者简介:

管金昱(1994), 男, 通信作者, 博士, 工程师, 研究方向为电力系统调度优化、电力市场, E-mail: guanjinsheng@sgepri.sgcc.com.cn;

梁志峰(1984), 男, 博士研究生, 正高级工程师, 研究方向为电力系统调度运行、新能源发电, E-mail: liangzhifeng@sgepri.sgcc.com.cn.

(责任编辑 王金芝)