

适应电网复杂运行约束的 省间现货交易优化建模方法

崔晖¹, 周京阳¹, 马子明², 韩彬¹, 李立新¹, 罗治强², 刘东², 潘毅¹

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市海淀区 100192; 2. 国家电网有限公司, 北京市西城区 100031)

Optimization Modeling for Inter-provincial Electricity Spot Market Considering Complex Grid Operational Constraints

CUI Hui¹, ZHOU Jingyang¹, MA Ziming², HAN Bin¹, LI Lixin¹, LUO Zhiqiang², LIU Dong², PAN Yi¹

(1. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China;

2. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: To improve the feasibility of inter-provincial electricity spot market and ensure secure and stable operation of large-scale interconnected power grids, this paper proposes a market clearing model incorporating complex operational constraints across provincial power systems. First, the secure operation mechanisms of interconnected grids are analyzed to systematically identify critical constraints in the inter-provincial spot market. An iterative clearing framework is then developed, integrating centralized optimization with dynamic constraint relaxation, which enhances market clearing efficiency while complying with existing trading protocols. A unified optimization model is further established to explicitly embed operational coupling constraints between generation and transmission facilities within the market clearing process. Case studies validate that the proposed model effectively captures operational coupling constraints of key AC/DC transmission facilities, generates transaction plans compliant with cross-regional grid security requirements, and improves both the practicality of market outcomes and resource allocation efficiency in the inter-provincial electricity spot market.

KEY WORDS: inter-provincial spot market; large-scale interconnected power grid; complex coupling constraints; clearing optimization model; secure and stable operation

摘要: 为进一步提升省间现货交易的可行性, 保障互联大电网安全稳定运行, 该文提出考虑跨省区电网复杂运行约束的省间现货交易出清模型。首先, 基于互联电网安全运行机理分析, 厘清省间现货市场中应考虑复杂约束; 然后, 提出

集中出清与限额调整相结合的迭代出清框架和流程, 在满足现有交易规则条件下, 能够提升市场出清效益; 进一步, 提出内嵌发输电设备复杂关联运行约束的省间现货交易统一优化出清模型。结果表明, 所提模型能充分考虑交直流电网关键发输电设备的耦合运行约束, 能在满足跨省区电网复杂安全运行边界的条件下获得最优省间现货市场交易结果, 提升省间现货市场成交结果的可行性和市场资源配置效率。

关键词: 省间现货市场; 互联大电网; 复杂关联约束; 优化出清模型; 安全运行

0 引言

省间现货市场是全国统一电力市场的重要组成部分, 在落实国家能源战略、实现资源大范围优化配置方面具有不可替代的作用。自2022年1月试运行以来, 保持连续不间断运行, 市场参与主体超6000个, 累计交易电量超1017亿kW·h, 通过“能涨能降”的价格机制有效反映供需关系, 显著提升了跨省区电力资源配置效率。然而, 随着新型电力系统建设进程加快, 特高压交直流混联电网结构演变带来的安全约束复杂化问题, 已成为制约市场高质量发展的重要挑战。

新型电力系统带来两大结构变化: 一方面, 新能源装机占比快速提升, 电源结构快速变化; 另一方面, 为支撑电力远距离输送, 特高压输电规模持续扩大, 我国在运特高压直流已达20回, 跨省区送电能力超3.5亿kW。源网结构的深刻变化引发了系统转动惯量下降和电压支撑能力减弱等问题。为保障特高压电网安全稳定运行, 互联电网中发输

电设备的运行方式需满足复杂运行要求，如特高压通道可输送功率与系统开机方式、机组出力、负荷水平、设备状态等因素密切相关。

省间现货市场是形成跨省区发输电计划的重要一环，而计划安排合理性与电网安全运行密切相关。在当前省间现货市场多主体博弈、交易规模大及成交方向多变的复杂场景下，传统基于固定可用输电容量(available transfer capability, ATC)的出清模型暴露出一定理论局限性。该模型未能有效表征输电通道、发电机组等多类型设备运行方式间存在的耦合关系，难以精准捕捉电网安全边界，致使市场出清结果与电网安全运行要求产生矛盾。具体表现为：若采用正常限额，易诱发电网潮流越限等风险；而若采用较保守的限额，又可能造成跨省区通道利用率损失及成交量下降。这种安全约束建模的粗粒度特征，反映了电力市场环境下经济最优性与运行安全性之间存在的深层次矛盾。因此，亟需在加强对特高压电网运行特性认知的基础上，构建考虑互联电网复杂运行约束的省间现货市场出清模型。

国内外相关研究尚未有效解决上述问题。欧美市场方面，现有市场模型均未涉及特高压互联电网的动态耦合约束。欧洲统一市场采用隐式拍卖和再调度的方法进行电网阻塞管理，考虑跨境传输通道的可用传输容量进行市场出清^[1]；美国成立了多个区域电力市场，各区域市场之间主要开展中长期双边交易，缺乏跨区现货交易机制和模型。国内相关

研究主要涵盖两个层面：1) 在省间-省级市场协调层面，文献[2-6]虽构建了多级出清模型，但主要借鉴欧洲模式或侧重区域内电网协调，与我国特高压跨区跨省交易场景存在显著差异。2) 在省间交易建模方面，中长期交易研究多采用简化网络模型^[7-8]，而现货交易研究^[9-14]仍局限于固定 ATC 约束，虽在交易框架、动态规划方法等方面取得进展，但均未触及复杂运行约束的本质问题。文献[15-20]虽从不同角度完善了出清模型，但其约束设置仍停留在常规传输限值、爬坡约束等传统维度，无法应对特高压电网中逻辑限额、多设备耦合约束等复杂运行要求。

本文突破现有研究框架，提出考虑特高压电网复杂运行约束的省间现货市场出清模型。首先，深入分析特高压交直流系统稳定控制要求下的电网安全运行机理，提出省间现货市场安全运行约束考虑范畴；其次，针对当前输电通道等限额设置较为保守的问题，提出考虑关联设备运行档位变化的分步迭代现货交易框架；然后，为进一步提升市场效率，构建内嵌多设备耦合约束和逻辑限额约束的省间现货市场统一优化出清模型，实现安全约束与市场出清的深度融合；最后，开展仿真算例验证，证明所提模型和方法的有效性。

1 特高压互联电网安全运行要求

省间现货市场依托特高压互联大电网开展，如图 1 所示。省间现货交易组织中需要考虑直调机组、

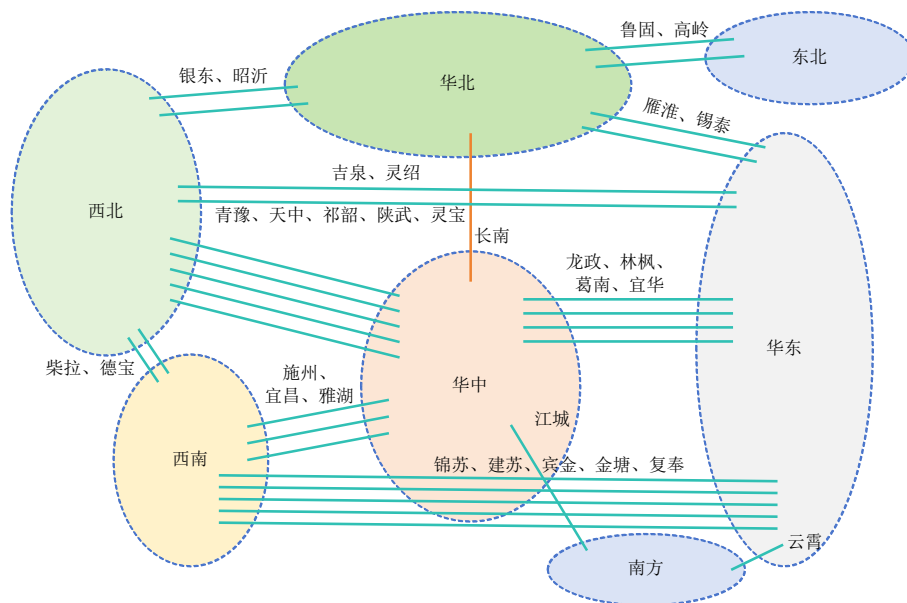


图 1 特高压互联电网示意图

Fig. 1 Diagram of ultra-high voltage interconnected power grid

特高压直流系统、特高压交流系统及网省调重要断面的安全运行要求。

1.1 省间现货运行需考虑的安全稳定机理

特高压互联电网的安全稳定问题涉及多个层面的相互作用和协调控制,包括暂态稳定、电压稳定、频率稳定等,其中需要在省间现货市场运营中考虑的安全稳定机理主要包含以下内容:

1) 直流系统故障下的频率稳定机理。

在交直流混联的大电网中,频率稳定是系统安全运行的关键指标之一,核心是保持发电与用电的实时平衡。当某一区域内存在多个直流输电线路进行功率的受入和送出,直流功率的波动对区域电网频率稳定构成显著影响,尤其是直流发生闭锁等故障时极易导致频率问题。因此,利用安全自动控制系统(安控系统),采取直流调制措施减少系统不平衡量成为必要控制手段。

具体而言,当某一直流发生闭锁时,其受端交流系统将承受较大的功率缺额,此时安控系统将调增受入该交流系统的非故障直流输电系统功率(功率调制),调减送出该交流系统的非故障直流输电系统功率(功率调制),以平衡区域间的功率流动,减少交流系统功率缺额,进而减轻对交流系统频率的扰动,保障电网的频率稳定性。在此过程中,直流调制不仅涉及单个直流系统的控制,还需考虑多个直流系统间的相互作用和协调,以实现系统频率稳定。

直流系统故障后的电网频率稳定动态方程为

$$\begin{cases} 2H \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f = \Delta P_{\text{gen}}(t) - \Delta P_{\text{load}}(t) \\ -\Delta P_{\text{DC}}^{\text{g}}(t) + \Delta P_{\text{DC}}^{\text{l}}(t) \\ \Delta P_{\text{DC}}^{\text{g}}(t) = \sum_{i=1}^m \Delta P_{\text{DC},i}^{\text{g}}(t) \\ \Delta P_{\text{DC}}^{\text{l}}(t) = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{DC},i}^{\text{l}}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: H 为系统的惯性常数; D 为负荷频率阻尼系数; Δf 为频率偏差; ΔP_{gen} 为发电机功率变化; ΔP_{load} 为负荷功率变化; $\Delta P_{\text{DC}}^{\text{g}}$ 为故障直流功率波动量; $\Delta P_{\text{DC}}^{\text{l}}$ 为安控系统动作后相关直流调制量,通过直流调制减少系统频率偏差。

2) 交流系统故障下的频率稳定机理。

在交直流互联电网中,当直流系统送端相关发电厂或其附近交流线路发生故障时,送端系统将存在较大的功率缺额,为确保电网频率安全,安控系统

必须准确、及时地响应并采取相应动作,在识别交流系统故障后,下调直流输电系统功率(功率调制),以维持送端系统的频率稳定。

交流系统故障后的电网频率稳定方程为

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f = \Delta P_{\text{gen}}(t) - \Delta P_{\text{load}}(t) - \Delta P_{\text{fault}}(t) + \Delta P_{\text{DC}}^{\text{l}}(t) \quad (2)$$

在故障后出现功率不平衡量 $\Delta P_{\text{fault}}(t)$,安控系统识别该故障并通过直流调制 $\Delta P_{\text{DC}}^{\text{l}}(t)$ 以补偿功率不平衡量,从而保持送端电网频率稳定。

3) 直流密集落点地区的潮流疏散机理。

当前电力系统中,由于直流输电线路的落点日益密集,直流输电系统的分布呈现高度集中态势。在直流输电系统近区,交流线路的潮流疏散问题日益凸显,常导致交流线路出现越限运行的情况。这种情况下,多个直流输电系统在近区潮流疏散过程中相互影响,形成复杂的耦合关系,为确保近区交流线路不越限,必须对多个直流系统的控制策略进行协同优化,平衡各直流系统的功率输送值。

$$\begin{cases} P_{\text{DC},i}^{\text{min}} \leq P_{\text{DC},i} \leq P_{\text{DC},i}^{\text{max}}, \forall i \\ P_{\text{AC},k} = \sum_{i=1}^n C_{k,i} P_{\text{DC},i} + P_{\text{AC},k}^{\text{base}} \\ |P_{\text{AC},k}| \leq P_{\text{AC},k}^{\text{max}}, \forall k \end{cases} \quad (3)$$

式(3)反映了直流密集落点地区的潮流疏散机理。式中: $C_{k,i}$ 为第 i 条直流系统对第 k 条交流线路的灵敏度系数; $P_{\text{AC},k}$ 为受入地区交流线路 k 的潮流; $P_{\text{AC},k}^{\text{base}}$ 为受入地区交流线路的基础潮流(由其他因素引起的潮流)。

1.2 省间现货运行需考虑的网络安全约束

在省间现货市场中需考虑如下安全运行约束。

1) 直流输电通道运行要求。

这部分运行要求是指直流通道的运行约束,主要包括直流通道的限额约束和直流通道爬坡速率约束等。

2) 直流输电功率与机组开机关联约束。

受频率稳定、电压稳定、功角稳定等因素影响,特高压直流输电限额与送端配套电源的开机密切相关,常以一组分档关联限额来表示,表明直流通道的限额随相关直调电厂开机数量的变化而变化。如天中直流功率限额和送端直调电厂开机台数间存在的耦合关系。

3) 直流可调制量与电厂出力之间关联约束。

直流可调制量是指按照既定的安控策略，直流系统可以瞬时提升或下降的功率值。直流可调制量与送端电厂之间存在耦合关系，主要是受交流系统故障下的频率稳定机理影响。当直流配套送端电厂发生故障时，为保障送端电网不发生过大功率缺额，需要送出直流同步回降，也即调降直流功率，可调降的直流功率受直流可调制量限制。如锦苏直流调制量与直调电厂出力之间存在耦合关系，随锦东电厂出力值升高，锦苏直流调制量要求同步提高，该关联关系常以分档条件约束形式表示。

4) 直流功率、电厂出力与断面限额关联约束。

省间现货交易所涉及的部分省内重要断面限额受直流输送功率和省内电厂出力的联合影响。如东锦一月锦断面限额由锦苏直流功率和锦西电厂功率共同确定。

5) 直流间关联逻辑约束。

直流之间存在关联逻辑约束的原因主要是受频率稳定和潮流疏散机理的影响。

频率稳定机理方面，当某一地区同时受入、送出多条直流时，受直流系统故障下的频率稳定机理影响，若某条直流发生故障，为保障该地区频率稳定，需同时对其他直流进行联合调制。以天中直流为例，若天中直流功率较高，而三峡近区直流可调制量较低，此时天中直流闭锁后，受端交流系统仍将承受较大的功率缺额，系统频率稳定存在风险，因此天中直流最大输电能力与三峡近区直流可调制量有关，而直流可调制量与直流功率相关，所以天中直流最大输电能力与三峡近区直流功率间存在耦合关系。

潮流疏散机理方面，当某一地区存在多条直流落点时，受直流密集落点地区的潮流疏散机理影响，为保障地区电网潮流不越限，需对密集落点的直流进行联合控制，如龙政、锦苏、吉泉直流功率间的关联控制要求。

6) 直流群运行约束。

直流群运行约束是指受电压稳定、频率稳定等因素影响，某省的直流受电能力与自身的负荷水平、开机容量、新能源出力等密切相关，需要根据省级电网受电能力合理设置受入直流群和功率运行约束，如山东直流群存在的和功率约束等。

7) 交直流联络线关联约束。

除直流系统运行存在的约束条件外，省间现货交易还需考虑交直流联络线的耦合运行约束。如长南 I 线南送计划功率超过一定数值后，葛南、龙政等直流调制总量需满足对应的功率控制要求。

2 基于分步迭代的现货交易框架

2.1 当前省间现货交易出清方式

根据省间现货市场交易规则，当前省间现货市场的交易网络由交易节点、跨省区交直流输电通道和省内重要输电通道共同组成。买卖双方在各自己的交易节点上进行发用电双侧报价，通过跨省区交易路径达成省间现货交易。图 2 为省间现货交易路径的示意图，新疆到浙江可通过 3 条交易路径，分别为：1) 经吉泉直流路径；2) 经祁韶、龙政直流路径；3) 经灵绍直流路径。

省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式，出清过程如图 3 所示。

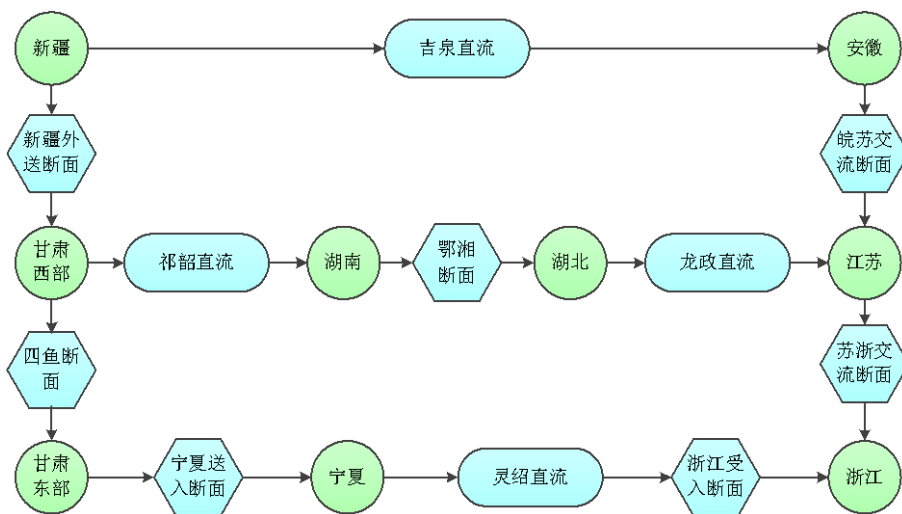


图 2 省间现货交易路径示意图

Fig. 2 Diagram of inter-provincial spot trading route

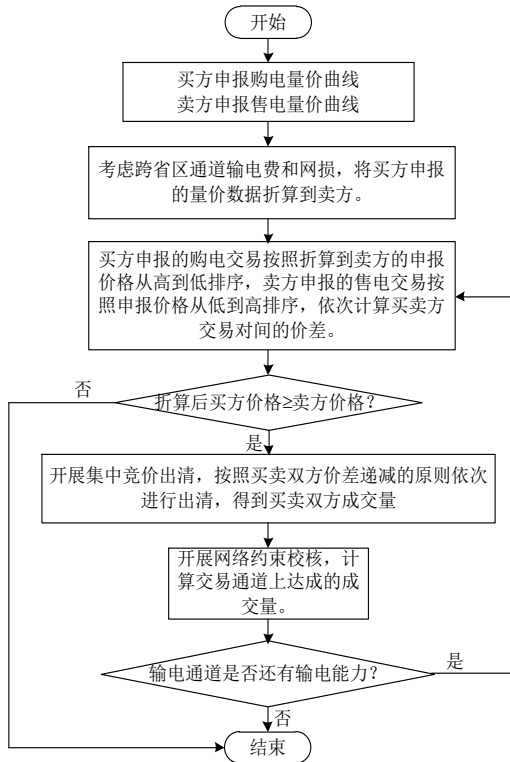


图3 当前省间现货市场出清流程图

Fig. 3 Flowchart of inter-provincial spot market clearing process

省间买卖双方申报本地购售电“电力-价格”曲线,由技术支持系统将买方市场主体申报的电力和价格,考虑输电费和网损,按交易路径折算到卖方节点进行集中竞价,报价最低的卖方市场主体和报价最高的买方市场主体优先成交,双方在卖方节点最后一笔成交的报价平均值作为卖方节点边际出清价格。

根据上述出清过程,省间现货交易在组织过程中会动态考虑交易在不同路径上的叠加,滚动计算交易通道潮流,确保成交后的跨省区交易通道和关键断面不超过预先设置的限额。

2.2 分步迭代出清框架

当前省间现货交易是基于确定的直流通道限额进行的集中匹配出清,难以考虑跨区直流运行限额随关联设备动态变化的情况。实践中一般基于出清前电网运行方式确定直流运行档位及限额,该方法比较保守,存在限制现货交易成交量、难以充分利用跨省区通道输电能力等弊端。

本文基于当前现货交易规则,提出一种考虑直流运行档位变化,进一步提高通道利用率及市场交易空间的分步迭代出清技术框架。主要思路是采用设备限额档位变化与交易出清相互递进的方式,逐步逼近适合的运行档位要求,并获得满足该限额档

位要求的出清结果,主要流程如图4所示。

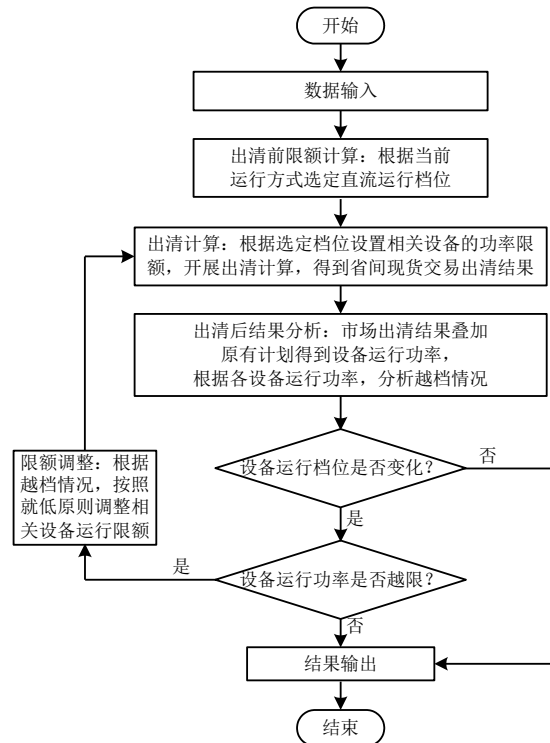


图4 考虑直流关联限额约束的分步迭代框架

Fig. 4 Iterative framework considering DC link limit constraints

1) 数据输入。

获取与直流关联限额相关的设备运行状态、输送功率等数据。

2) 出清前限额计算。

出清前限额计算是指根据当前运行方式识别并确定多直流关联的运行档位,根据档位设定合理限额。首先,根据稳定规定,在关联直流群中选取某一直流作为关键直流,将具备同一耦合关系的关联直流 ATC 设定为该直流所在档位对应的裕度值;然后,比较其他约束关系下同一直流的 ATC,将某一直流所有约束关系下的 ATC 取小得到用于省间现货出清的 ATC 值。

3) 出清计算。

省间现货市场基于步骤2)获得的各个直流最终 ATC 约束值进行集中竞价出清,得到省间现货市场成交结果。

4) 出清后结果分析。

根据省间现货市场成交结果,叠加直流原有计划值,得到实际运行功率。根据设备运行功率,分析各耦合直流(或相关设备)所在档位是否发生变化、运行功率是否越限。

5) 越档情况判断。

若具备耦合约束的多个设备所在运行档位与出清前档位保持一致，则各设备一定不会发生越限，无需重新出清。若具备耦合约束的多个设备所在运行档位与出清前档位不同，则需要判断各设备是否存在因档位变化导致的功率越限情况。

6) 越限情况判断。

若出清后各设备运行档位同时发生变化，但变化后的档位可保持一致，则此时必不越限，也无需重新出清。若出清后各设备运行档位无法保持一致，此时可能存在设备越限情况，一般可按照就低调整原则，将处于高档位的设备限额调整为与低档位限额一致，限额调整后需要再次进行出清计算。

7) 数据输出。

计算得到各个交易节点出清电力电价、各个输电通道的中标电力。

在电网实际运行中，不同耦合关系的多直流系统运行要求不一、灵活多变，难以用固定不变的模型进行处理，可通过可配置的限额计算公式，实现对省间现货出清过程中逻辑限额的灵活计算和控制。下文以某一耦合直流系统为例，说明具体实现方法。

如表 1 所示，某一耦合直流系统包含 3 条直流，共有 4 个运行档位。直流 A 的限额与直流 B、C 的运行功率相关联。从表 1 可以看出，随着直流 B 和 C 运行功率上升，直流 A 运行档位也同步提高，代表直流 A 运行功率上限随之提高。该耦合直流系统分步迭代限额计算逻辑如下：

表 1 直流关联耦合约束示例

Table 1 Example of DC associated coupling constraints

档位	直流 A 低端 限额/MW	控制要求
1	5 500	直流 B 功率(逆变侧)不低于 3 600 MW, 且直流 C 功率(逆变侧)不低于 1 200 MW
2	5 000	直流 B 功率(逆变侧)不低于 3 200 MW, 且直流 C 功率(逆变侧)不低于 1 000 MW
3	4 750	直流 B 功率(逆变侧)不低于 3 000 MW, 且直流 C 功率(逆变侧)不低于 900 MW
满足以下任一条件：		
4	4 500	1) 直流 B 功率(逆变侧)不低于 2 800 MW 且直流 C 功率(逆变侧)不低于 800 MW; 2) 直流 B 功率(逆变侧)不低于 4 600 MW

1) 出清前，根据直流 A 计划功率判断所处档位，将直流 B 和 C 限额下限设置为该档位对应的限额下限值，不设置直流 A 上限值(保持为额定限额)；

2) 出清后判断直流 A 叠加现货成交量的计划

功率是否与出清前档位不同，当直流 A 正向成交时，运行档位可能上调，当直流 A 反向成交时，运行档位可能下调；

3) 若直流 A 运行档位未调整，因为直流 B 和 C 出清后所在档位只可能不变或上调，则直流 A 不会越限；

4) 若直流 A 运行档位下调，同样本次出清结果不会导致直流 A 越限；

5) 若直流 A 运行档位上调，且直流 B、C 也同时上调至不低于该档，则出清结果不会越限；

6) 若直流 A 运行档位上调，但直流 B、C 未全部上调至该档位，则将直流 A 限额上限修改为直流 B、C 能够满足的档位上限，然后再次进行出清计算；

7) 迭代出清，直到所有设备限额均得到满足。

本文提出的分步迭代出清方法，根据出清结果判断设备运行档位变化情况，然后调整通道 ATC 进行再次出清，可以在保证跨区跨省电网安全的前提下提升省间市场交易空间。

3 考虑复杂约束的省间现货交易统一优化出清模型

迭代出清方式虽然可以满足当前省间现货市场交易规则要求，但仍存在一定不足：1) 迭代过程繁琐，特殊情况下需要进行多次出清计算，运行效率较低；2) 设备运行档位与限额计算采用分步迭代逼近方式，非理论最优解，仍可能存在影响市场成交量和社会福利的问题。

为解决该问题，本文提出考虑复杂运行约束的省间现货市场统一优化出清模型，将运行中需要考虑的耦合约束、条件约束等内嵌纳入交易模型，在优化计算中动态考虑通道功率、电厂功率及通道限额的关联关系，确保交易结果既能满足安全约束，又能充分利用通道输电能力。省间现货交易统一优化出清模型如下文所述。

3.1 目标函数构建

省间现货交易的目标函数是系统社会福利最大化，可表示为

$$\begin{cases} \max F = F_b - F_s - F_t \\ F_b = \sum_{b \in B} \sum_{k \in H} Q_{b,k}^{BC} * P_{b,k}^B \\ F_s = \sum_{s \in S} \sum_{k \in H} Q_{s,k}^{SC} * P_{s,k}^S \\ F_t = \sum_{t \in T} \sum_{k \in H} Q_{t,k}^T * P_t^T \end{cases} \quad (4)$$

式中： F 为目标函数，表示社会福利最大化； F_b 为购电侧收益； F_s 为售电侧成本； F_t 为输电费用； $Q_{b,k}^{BC}$ 为购电主体 b 在时段 k 的成交量； $P_{b,k}^B$ 为购电主体 b 在时段 k 的申报价格； $Q_{s,k}^{SC}$ 为发电主体 s 在时段 k 的成交量； $P_{s,k}^S$ 为发电主体 s 在时段 k 的申报价格； $Q_{t,k}^T$ 为通道 t 在时段 k 的输电功率； P_t^T 为通道 t 的输电价格； B 为所有购电主体的集合； S 为所有发电主体的集合； T 为所有通道的集合； H 为示开展交易的时段集合。

3.2 约束条件构建

1) 市场主体成交量约束。

成交量约束是指市场主体的成交量应小于自身的申报量。

$$\begin{cases} Q_{b,k}^{BC} \leq Q_{b,k}^B, b \in B, k \in H \\ Q_{s,k}^{SC} \leq Q_{s,k}^S, s \in S, k \in H \end{cases} \quad (5)$$

式中： $Q_{b,k}^B$ 为购电主体 b 在时段 k 的购电申报量； $Q_{s,k}^S$ 为发电主体 s 时段 k 的发电申报量。

2) 机组出力上下限约束。

$$\begin{cases} G_{s,k}^{\min} \leq G_{s,k} \leq G_{s,k}^{\max} \\ G_{s,k} = Q_{s,k}^{SC} + G_{s,k}^{\text{pri}} \end{cases}, s \in S, k \in H \quad (6)$$

式中： $G_{s,k}$ 为第 s 个机组在第 k 个时段的出力； $G_{s,k}^{\max}$ 为机组 s 在时段 k 的出力上限； $G_{s,k}^{\min}$ 为机组 s 在时段 k 的出力下限； $G_{s,k}^{\text{pri}}$ 为机组预出清值或计划值。

3) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} G_{s,k} - G_{s,k-1} \leq G_s^{\text{up}} \\ G_{s,k-1} - G_{s,k} \leq G_s^{\text{dn}} \end{cases}, s \in S, k \in H \quad (7)$$

式中： G_s^{up} 为机组 s 向上爬坡速率限制； G_s^{dn} 为机组 s 向下爬坡速率限制； $G_{s,k-1}$ 为机组 s 在 $k-1$ 时段的出力。

4) 购电主体最大用电量约束。

购电主体在省间现货的成交量应小于其最大用电量。

$$Q_{b,k}^{BC} \leq Q_{b,k}^{\text{Bmax}}, b \in B, k \in H \quad (8)$$

式中 $Q_{b,k}^{\text{Bmax}}$ 为购电主体 b 在 k 时段的最大用电量。

5) 节点购售电约束。

为满足外送或外受断面要求，对于交易网络中的交易节点，需要控制其能接受或者送出的电力上限。如山西送出断面约束、蒙西送出断面约束等。该约束用于控制交易节点成交量小于该节点总体

送出或受入的限制条件。

$$\begin{cases} \sum_{s \in n} Q_{s,k}^{SC} \leq Q_{n,k}^{\text{Nout}}, n \in N, k \in H \\ \sum_{b \in n} Q_{b,k}^{BC} \leq Q_{n,k}^{\text{Nin}}, n \in N, k \in H \end{cases} \quad (9)$$

式中： $Q_{n,k}^{\text{Nin}}$ 为节点 n 在 k 时段的总体购入电量约束； $Q_{n,k}^{\text{Nout}}$ 为节点 n 在 k 时段总体送出电量约束； N 为所有节点的集合。

6) 节点群购售电约束。

该约束为保障地区整体供需平衡而设置。

$$\begin{cases} \sum_{s \in n'} Q_{s,k}^{SC} \leq Q_{n',k}^{\text{Nout}}, n' \in N', k \in H \\ \sum_{b \in n'} Q_{b,k}^{BC} \leq Q_{n',k}^{\text{Nin}}, n' \in N', k \in H \end{cases} \quad (10)$$

式中： n' 为某个节点群； N' 为所有节点群的集合； $Q_{n',k}^{\text{Nin}}$ 为节点群 n' 在 k 时段的总购电量约束； $Q_{n',k}^{\text{Nout}}$ 为节点群 n' 在 k 时段总售电量约束。

7) 节点功率平衡约束。

该约束用于描述交易节点与交易网络之间的功率关系。

$$\sum_{t \in T_n^{\text{out}}} Q_{t,k}^{\text{T1}} + \sum_{b \in n} Q_{b,k}^{BC} = \sum_{t \in T_n^{\text{in}}} Q_{t,k}^{\text{T2}} + \sum_{s \in n} Q_{s,k}^{SC}, n \in N, k \in H \quad (11)$$

式中： T_n^{out} 为与节点 n 相连接，且流出节点 n 的通道集合； T_n^{in} 为与节点 n 相连接，且流入节点 n 的通道集合； $Q_{t,k}^{\text{T1}}$ 为通道 t 在 k 时段的首端功率值； $Q_{t,k}^{\text{T2}}$ 为通道 t 在 k 时段的末端功率值。节点可分为3类，对于售电节点来说，式(11)表示节点售电功率与通道受入功率的和等于通道送出功率；对于购电节点来说，表示节点购电功率与通道送出功率的和等于通道受入功率；对于中间转运节点，表示送入节点的功率等于流出节点的功率。

8) 通道传输网损。

$$Q_{t,k}^{\text{T2}} = Q_{t,k}^{\text{T1}}(1 - L_t^T) \quad (12)$$

式中： L_t^T 为支路 t 的网损率； $Q_{t,k}^{\text{T1}}$ 为通道 t 在 k 时段首端功率； $Q_{t,k}^{\text{T2}}$ 为通道 t 在 k 时段末端功率。不考虑网损的情况下，通道的首端功率等于末端功率。

9) 通道或断面潮流约束。

该约束用于控制省间交易所经过的通道或断面上的潮流，本文考虑通道首端约束。

$$C_{t,k}^{\text{Tmin}} \leq Q_{t,k}^{\text{T1}} \leq C_{t,k}^{\text{Tmax}}, t \in T, k \in H \quad (13)$$

式中： $C_{t,k}^{\text{Tmax}}$ 为通道 t 在 k 时段的传输功率上限； $C_{t,k}^{\text{Tmin}}$ 为通道 t 在 k 时段的传输功率下限。

10) 直流群或交直流群潮流耦合约束。

该约束用于控制某一直流群或交直流群的联合运行约束。如在省间现货交易中需要考虑的山东直流群约束，该约束用于控制鲁固、昭沂、银东等跨区直流送入山东的功率总量。

$$C_{t',k}^{\text{Tmin}} \leq \sum_{t \in t'} Q_{t,k}^{\text{T1}} \leq C_{t',k}^{\text{Tmax}}, t' \in T', k \in H \quad (14)$$

式中： t' 为某一通道群； T' 为所有具有联合约束的通道群的集合； $C_{t',k}^{\text{Tmax}}$ 为通道群 t' 在 k 时段的传输功率上限； $C_{t',k}^{\text{Tmin}}$ 为通道群 t' 在 k 时段的传输功率下限。

11) 直流通道功率与电厂功率关联约束。

该约束反映了省间现货交易中存在的直流调制量、重要断面限额等控制要求，如东锦加月锦断面限额由锦苏直流功率和锦西电厂功率共同影响。

$$Q_{j,k}^{\text{CTP,min}} \leq Q_{t,k}^{\text{T1}} \sum_{i \in s_1} \alpha_i + G_{i,k}^{\text{PLT}} \sum_{i \in s_2} \beta_i \leq Q_{j,k}^{\text{CTP,max}} \quad (15)$$

式中： s_1 为该关联约束涉及到的直流集合； s_2 为该关联约束涉及到的电厂集合； α_i 为该约束中直流通道 t 的关联系数； β_i 为该约束中电厂 i 的关联系数； $Q_{j,k}^{\text{CTP,max}}$ 为某一直流电厂关联约束 j 在 k 时段的功率控制上限； $Q_{j,k}^{\text{CTP,min}}$ 为某一直流电厂关联约束 j 在 k 时段的功率控制下限； $G_{i,k}^{\text{PLT}}$ 为电厂 i 在时段 t 的发电功率。

12) 电厂功率对直流功率的分档条件约束。

该约束用于描述直流运行功率与电厂功率之间存在的关联关系。在实际运行中，当电厂功率满足一定条件下，直流调制量需要满足相应的控制要求，如官地、锦西、锦东电厂与锦苏直流调制量之间存在着复杂的分档逻辑关系。约束形式为

$$\begin{cases} \text{如果 } G_{i,k}^{\text{PLT}} > D_{i,1,k}^{\text{PLT}}, \text{ 则 } Q_{t,k}^{\text{TZ}} > D_{t,1,k}^{\text{TZ}} \\ \dots \\ \text{如果 } G_{i,k}^{\text{PLT}} > D_{i,j,k}^{\text{PLT}}, \text{ 则 } Q_{t,k}^{\text{TZ}} > D_{t,j,k}^{\text{TZ}} \\ \dots \\ \text{如果 } G_{i,k}^{\text{PLT}} > D_{i,J,k}^{\text{PLT}}, \text{ 则 } Q_{t,k}^{\text{TZ}} > D_{t,J,k}^{\text{TZ}} \end{cases} \quad (16)$$

$$Q_{t,k}^{\text{TZ}} = Q_{t,k}^{\text{T}} - m_t Q_t^{\text{CV}} \quad (17)$$

式中： $G_{i,k}^{\text{PLT}}$ 为电厂 i 在 k 时段的发电功率； $D_{i,j,k}^{\text{PLT}}$ 为电厂 i 的第 j 档条件约束分档值； $Q_{t,k}^{\text{TZ}}$ 为直流 t 在 k 时段的实际可调制量； $D_{t,j,k}^{\text{TZ}}$ 为直流 t 第 j 档实际可调制量控制要求； J 为总档数； m_t 为直流 t 对应的在运换流器个数； Q_t^{CV} 为单一换流器对应功率。

上述条件约束难以直接求解，为建立优化求解

模型，引入0-1指示变量 y_j ， M 为足够大的正数，针对某一分档约束 j ，可将上述约束转化为

$$\begin{cases} D_{t,j,k}^{\text{TZ}} - Q_{t,k}^{\text{TZ}} < M y_j \\ G_{i,k}^{\text{PLT}} - D_{i,j,k}^{\text{PLT}} < M(1 - y_j) \end{cases} \quad (18)$$

13) 关联直流功率的分档条件约束。

该约束用于描述直流通道之间存在相互关联的复杂逻辑约束，典型约束可描述为当某一直流功率满足一定条件下，其他直流功率需要受到的关联约束，如龙政、锦苏、吉泉直流之间的关联分档约束。约束形式为

$$\begin{cases} \text{如果 } Q_{t,k}^{\text{T}} < D_{t,j,k}^{\text{LT}}, \text{ 则:} \\ Q_{t_1,k}^{\text{T}} > D_{t_1,j,k}^{\text{LT}} \text{ 且 } Q_{t_2,k}^{\text{T}} > D_{t_2,j,k}^{\text{LT}} \\ \text{或者 } Q_{t_3,k}^{\text{T}} > D_{t_3,j,k}^{\text{LT}} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $Q_{t,k}^{\text{T}}$ 为直流 t 在 k 时段的运行功率； $D_{t,j,k}^{\text{LT}}$ 为直流 t 在 k 时段的第 j 档条件分档限额； $Q_{t_1,k}^{\text{T}}$ 、 $Q_{t_2,k}^{\text{T}}$ 、 $Q_{t_3,k}^{\text{T}}$ 为与直流 t 关联的直流 t_1 、 t_2 、 t_3 在 k 时段的功率； $D_{t_1,j,k}^{\text{LT}}$ 为直流 t 关联的直流 t_1 在 k 时段的第 j 档条件分档控制要求； $D_{t_2,j,k}^{\text{LT}}$ 为直流 t 关联的直流 t_2 在 k 时段的第 j 档条件分档控制要求； $D_{t_3,j,k}^{\text{LT}}$ 为直流 t 关联的直流 t_3 在 k 时段的第 j 档条件分档控制要求。实际运行中关联的通道个数不定，可根据需要灵活建模。

为建立适合求解的优化模型，引入0-1指示变量 $x_{t,j}$ 、 $y_{t,j}$ 。可将上述约束转化为

$$\begin{cases} D_{t,j,k}^{\text{LT}} - Q_{t,k}^{\text{T}} < M(1 - x_{t,j}) \\ D_{t_1,j,k}^{\text{LT}} - Q_{t_1,k}^{\text{T}} < M(x_{t,j} + y_{t,j}) \\ D_{t_2,j,k}^{\text{LT}} - Q_{t_2,k}^{\text{T}} < M(x_{t,j} + y_{t,j}) \\ D_{t_3,j,k}^{\text{LT}} - Q_{t_3,k}^{\text{T}} < M(x_{t,j} + 1 - y_{t,j}) \end{cases} \quad (20)$$

式中 M 为足够大的正数。

当 j 变化时，需要增加新的整数0-1变量。

14) 跨区直流与省内关键断面关联约束。

该约束用于描述当某一跨区直流送出或受入一定功率时对省内关键断面造成的影响。

$$\begin{cases} \Delta Q_{i,k}^{\text{Tprov}} = \rho_{i,j,k} Q_{j,k}^{\text{T}} \\ C_{i,k}^{\text{Tprov,min}} \leq \Delta Q_{i,k}^{\text{Tprov}} \leq C_{i,k}^{\text{Tprov,max}} \end{cases} \quad (21)$$

式中： $\Delta Q_{i,k}^{\text{Tprov}}$ 为省内关键断面 i 在 k 时段的潮流增量； $\rho_{i,j,k}$ 为直流 j 在 k 时段的功率 $Q_{j,k}^{\text{T}}$ 对省内关键断面 i 的潮流转移系数； $C_{i,k}^{\text{Tprov,max}}$ 和 $C_{i,k}^{\text{Tprov,min}}$ 为省内关键断面可用输电能力上、下限。

4 算例分析

为验证所提方法有效性,分别对省间市场分步迭代出清方法和统一出清方法进行分析验证。

4.1 分步迭代算例

以2024年6月省间日内现货市场某实际运行方案为例,验证基于分步迭代的现货市场出清方法运行效果。该方案参与市场主体共包含6个卖方、7个买方,交易通道99个,交易路径28162个,其中卖方甘肃、四川、湖北与买方浙江、上海、江苏主要通过A、B、C3条直流通道进行省间交易,A、B、C通道间耦合关系如表1所示。

出清前根据直流A功率和低端限额档位计算B、C直流关联反向限额。该方案中,由于出清前直流A计划功率为9300MW,根据直流A低端功率与计划功率的关系(如式(22)所示),计算得到直流A低端功率为4650MW,位于第3档,由此得到直流B和C的反向限额,如表2所示。

$$Q^{DCLS} = \frac{Q^{DCSP}}{N^{high} + N^{low}} \cdot N^{low} \quad (22)$$

式中: Q^{DCLS} 为直流低端功率; Q^{DCSP} 为直流计划功率; N^{high} 为直流高端换流器个数; N^{low} 为直流低端换流器个数。

表2 出清前直流计划功率和对应限额

Table 2 DC planned power and related limit before clearing

直流	出清前计划功率/MW	低端限额/反向限额/MW	对应档位
直流 A	9300	4750	
直流 B	4400	3000	3
直流 C	1000	900	

将直流B、C下限分别设置为3000、900MW,以此为约束开展首次出清,出清后直流计划功率如表3所示。其中,直流A计划值增加到10320MW,对应低端功率5160MW,应处于第1档;但直流B、C功率未同步上调至该档,因此将档位按就低原则设为可达到的第2档,并将直流A低端限额设为第2档对应的上限值(5000MW),将直流B、C下限

表3 第1次出清后直流计划功率和关联限额

Table 3 DC planned power and related limit after the first clearing

直流	计划功率/MW	计划功率对应限额/MW	按就低原则调整后的限额/MW	按就低原则调整后的档位
直流 A	10320	5500	5000	
直流 B	4790	3200	3200	2
直流 C	1170	1000	1000	

分别设置为第2档对应的下限值(3200、1000MW),然后再次出清。

第2次出清后,3个直流出清后计划功率、限额值如表4所示。可以看到,第2次出清后,各条直流运行功率均满足第2档运行要求。

表4 第2次出清后直流计划功率和关联限额

Table 4 DC planned power and related limit after the second clearing

直流	计划功率/MW	计划功率对应限额/MW	第2次出清后计划功率对应档位
直流 A	10000	5000	
直流 B	4790	3200	2
直流 C	1170	1000	

与不采用迭代出清的传统出清方式对比,为保障出清结果不越限,传统上在出清前只能采用事前钳制方法进行限制,将相关直流限额直接设置为某一档位,在本例中将把直流A上限、直流B和直流C下限分别设置为4750、3000、900MW。与事前钳制法相比,采用迭代出清方法可提升直流A成交量500MW。

4.2 统一优化出清算例

1) 简单算例。

以5个省份开展跨省区购售电交易为例,本文模拟送端省份A、B通过跨区通道向受端省份a、b、c开展省间现货交易的情况。图5为该算例示意图,在本算例中依次递进考虑直流群耦合约束、电厂与直流间耦合约束、电厂与直流间条件关联约束、直流间条件关联约束等系统运行要求,检验本文所提模型对上述约束处理的有效性和合理性。

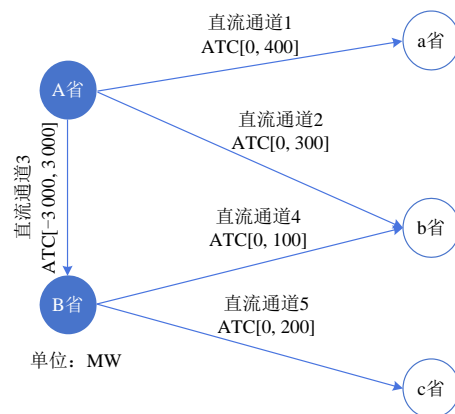


图5 简单算例网络示意图

Fig. 5 Network diagram of inter-provincial spot transaction example

算例中卖方省份A有2家发电厂,记为发电厂1和2,卖方省份B有2家发电厂,记为发电厂3

和 4。交易网络中包括 5 条直流输电通道。运行中需要考虑的约束包括：1) 送受端省份申报电量约束；2) 单条输电通道可用输电能力约束；3) 直流 2 和 4 之间的耦合运行约束；4) 直流 5 和电厂 3 之间的耦合运行约束；5) 电厂 1 与直流 2 之间的条件耦合约束；6) 直流 1 与 3 之间的条件耦合约束。买卖双方省份申报信息如表 5 所示，具体通道 ATC 数值如图 5 所示。

表 5 简单算例申报信息

Table 5 Bid/offer information of simple example

省份	主体	电力/MW	报价/(元/(MW·h))
A	发电厂 1	600	100
	发电厂 2	500	120
B	发电厂 3	300	100
	发电厂 4	1500	240
a	用户 1	800	360
b	用户 2	900	380
c	用户 3	1500	340

考虑上述不同类型约束后，开展省间现货市场统一优化出清，市场出清结果如表 6 所示。

表 6 考虑不同约束的交易出清结果

Table 6 Transaction clearing results considering different type of constraints

类型	名称	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
卖方/MW	发电厂 1	600	600	600	600	600
	发电厂 2	100	50	150	150	160
	发电厂 3	300	300	200	200	190
	发电厂 4	0	0	0	0	0
买方/MW	省份 a	400	400	400	400	400
	省份 b	400	350	350	350	350
	省份 c	200	200	200	200	200
直流通道 功率/MW	直流 1	400	400	400	400	400
	直流 2	300	250	250	260	260
	直流 3	0	0	100	90	100
	直流 4	100	100	100	90	90
	直流 5	200	200	200	200	200
社会福利/元		136000	130500	128500	128300	128100

场景 1 为仅考虑第 1 类申报量约束和第 2 类单通道 ATC 约束后的出清结果，受通道容量制约，4 条直流通道都已满送，总交易电量 1000MW，送端报价最低的 3 个电厂中标，社会福利为 13.6 万元。

场景 2 为增加考虑直流间耦合运行约束后的交易结果，由于直流 2 和 4 间存在耦合约束，两条通道和功率不能超过 350MW，因此限制了送端的发电能力。此时送端报价较高的电厂 3 将减少发电出力 50MW，并在通道输电费较高的 T2 上减少传输

电力 50MW。由于整体成交量减少 50MW，导致系统社会福利下降，降至 13.05 万元。

场景 3 为进一步增加考虑直流通道 5 和送端 B 省电厂 3 之间存在的耦合运行约束后的交易出清结果。为保证送端 B 省省内某关键断面的运行要求，直流通道 5 的功率与 B 省电厂 3 的功率之和不能超过 400MW。此时，整体成交量没有进一步变小，仍然为 950MW，但受制于该耦合约束，B 省电厂 3 功率下降 100MW，由 A 省电厂 2 增发功率 100MW 满足受端用电需求，由于高报价的电厂替代了低报价电厂发电，系统社会福利有所下降。

场景 4 为更进一步考虑电厂、直流间条件关联约束后的出清结果。送端 A 省电厂 1 与直流 2 之间存在条件耦合约束，若电厂 1 发电功率高于 550MW，则要求直流通道 2 上的传输功率不小于 260MW，该约束在实际中常用于保证直流通道的调制量满足安全运行要求。此时，总成交量仍为 950MW，但原本流经较便宜直流通道 4 的 10MW 电力转移至通道 2 上，整体社会福利有所降低。

场景 5 为继续增加考虑直流相互间条件关联约束后的出清结果。直流 1 和 3 之间存在条件耦合约束，直流 1 运行功率限额为 450MW 时，要求直流 3 的运行功率不小于 100MW。此时，2 号电厂需要增加 10MW 出力，3 号电厂减少 10MW 出力，因为 2 号电厂单位报价高于 3 号电厂，所以导致系统社会福利有所下降。

2) 复杂算例。

考虑构建更为复杂的省间现货交易网络结构，模拟省间现货交易情况。系统包括 25 个省份、53 条交直流通道，主要考虑申报约束、通道功率约束、直流群约束、电厂与直流关联约束、直流间关联约束等。系统网络模型如图 6 所示，其中字母代表省份，数字代表直流编号。

该算例中，卖方包括 A、C、G、S 省，买方包括 N、V、W 省。买卖双方申报信息如表 7 所示。考虑的具体约束条件如表 8 所示，涵盖 1 节所描述的主要安全约束类型，其中电厂与直流间关联分档约束、直流相互之间关联分档约束均包含 3 个档位。

采用统一优化出清后得到的计算结果如表 9 所示，各类约束条件均得到满足。具体来看，该算例整体社会福利为 470312 元，N 省各受入直流新增成交量满足 200MW 限制；G 省电厂与相关联的直流 L₁₁ 成交功率分别为 1000 和 150MW，满足电厂

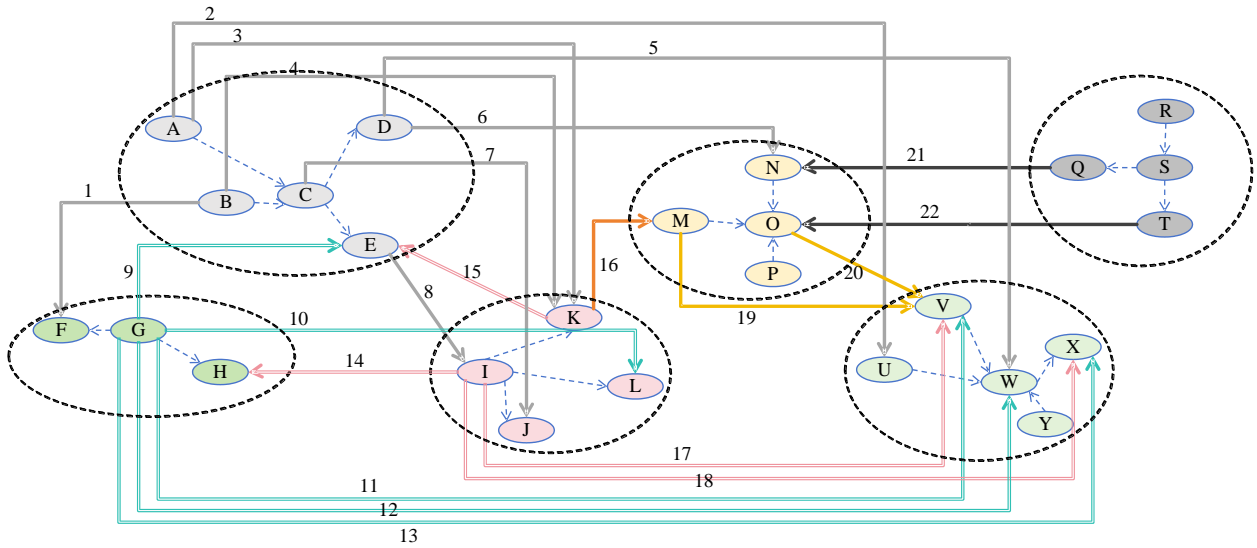


图6 省间现货交易网络示意图

Fig. 6 Network diagram of inter-provincial spot transaction example

表7 省间现货优化算例申报信息

Table 7 Inter provincial spot optimization case bid-offer information

角色	省份	申报量/MW	申报价/(元/(MW·h))
售电	A	600	100
	C	1000	120
	G	1000	140
	S	100	90
购电	N	800	350
	V	900	360
	W	700	380

表8 省间现货优化算例主要考虑的约束条件

Table 8 Main constraints of inter-provincial spot transaction example

约束条件	约束类型	电厂或直流功率/MW	控制要求
申报量约束	I	—	不超过各交易主体申报上限
交直流功率ATC约束	II	—	≤各通道正向、反向 ATC
直流群约束	III	—	N省受入直流群新增省间现货交易之和≤200MW
直流与电厂关联约束	IV	—	G省电厂交易量*β+直流L ₁₁ 新增功率≤1000MW(β=0.5)
电厂与直流间分档关联约束	V	500	若G省电厂交易量>500MW, 要求直流L ₁₁ 新增功率≥50MW
		700	若G省电厂交易量>700MW, 要求直流L ₁₁ 新增功率≥100MW
		900	若G省电厂交易量>900MW, 要求直流L ₁₁ 新增功率≥150MW
直流间分档关联约束	VI	500	若直流L ₅ 新增交易量>500MW, 要求直流L ₁₈ 新增功率≥200MW
		1000	若L ₅ 直流新增交易量>1000MW, 要求L ₁₈ 直流新增功率≥500MW
		1500	若L ₅ 直流新增交易量>1500MW, 要求L ₁₈ 直流新增功率≥800MW

与直流分档约束的第3档运行控制要求；直流L₅与关联的直流L₁₈之间的成交功率分别为1000和450MW，满足直流间分档约束的第1档控制要求。表9中标星号的约束为多设备耦合约束，此类约束在传统省间现货市场中难以处理，而在统一优化出清模型中能够得到一体化考虑。跨省区通道出清结果标注在图7中，其中跨省跨区通道上的数字代表成交功率值，省份内部的数字代表购售电成交值。

表10给出不同出清方法的对比情况。其中，方法1不考虑第V、VI类分档条件约束进行出清，从结果可以看出，G省电厂与直流L₁₁间的分档约束及直流L₅和L₁₈间的分档约束均被突破，难以满足电网安全运行要求。方法2为传统省间现货市场出清方法，采用事前钳制法满足安全要求，出清前将上述分档约束设为不超过第1档，从出清结果可以看出，虽然约束得到满足，但成交量和社会福利受到较大影响。方法3为迭代出清法，成交结果如表10第3列所示，成交量和社会福利较传统省间现货出清方法有较大提高，成交量提升9.1%，社会福利提升11.8%。方法4为统一优化法，该方法能在满足各类复杂约束条件下实现成交量和社会福利的最大化，相比迭代出清法，社会福利进一步提升0.7%。

通过上述算例分析，本文所提方法对于各类运行约束的控制良好，系统出清结果满足各类运行约束控制要求。相比于当前省间现货市场出清方法，本文所提方法具备2个优点：1) 相比现有省间现货价差匹配出清算法，迭代出清方法和统一优化方

表 9 省间现货优化算例成交结果

Table 9 Inter provincial spot optimization case transaction results

社会福利/元		470 312	
省份	成交量/MW	省份	成交量/MW
A	600	N	800
C	700	V	900
G	1 000	W	700
S	100	—	—
约束满足情况	约束条件	限额/MW	成交功率/MW
	各交直流功率约束	ATC	见图 7
	直流群约束*	200	200
	直流与电厂关联约束*	1 000	650
	电厂与直流分档约束*	第 1 档(500,50] 第 2 档(700,100] 第 3 档(900,150]	G 省电厂成交量: 1 000 L ₁₁ 直流成交量: 150
直流间分档约束*	第 1 档(500,200] 第 2 档(1 000,500] 第 3 档(1 500,800]	L ₅ 直流成交量: 1 000 L ₁₈ 直流成交量: 450	

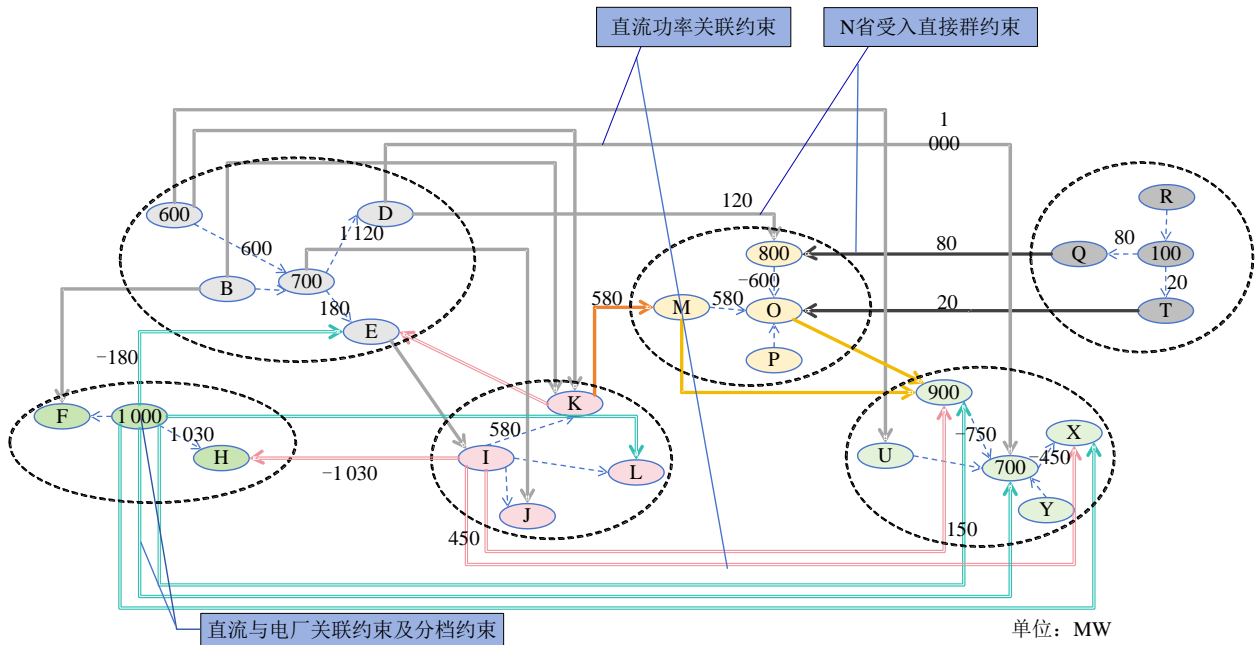


图 7 省间现货交易成交结果示意图

Fig. 7 Schematic diagram of inter provincial spot transaction results

表 10 省间现货算例不同出清方法结果对比

Table 10 Comparison of results from different methods for inter-provincial spot market case study

优化变量	成交量/MW			
	方法 1	方法 2	方法 3	方法 4
A	600	600	600	600
C	1 000	1 000	1 000	700
G	700	500	700	1 000
S	100	100	100	100
N	800	800	800	800
V	900	700	900	900
W	700	700	700	700
N 省受入直流群	80	200	200	200
G 省电厂及直流 L ₁₁ 联合要求	350	250	400	650
G 省电厂, 直流 L ₁₁	700, 0(不满足安全约束)	500, 0	700, 50	1 000, 150
直流 L ₅ , 直流 L ₁₈	1 600, 0(不满足安全约束)	500, 900	1 000, 550	1 000, 450
社会福利/元	483 584	417 742	466 952	470 312

法均可以考虑更为完善的复杂运行约束,有效提升交易空间,保障出清结果的可执行性;2)统一优化方法能够方便处理逻辑约束和分档约束,实现复杂约束的一体化建模,可以在满足复杂网络约束的情况下实现最大化的市场交易和社会福利,能够进一步优化提升电力资源配置效率。

5 结论

省间现货市场出清承担着保障电网安全运行和提升资源优化配置效率双重任务。本文开展省间现货市场建模技术研究,得到主要结论如下:

1) 阐释了特高压交直流电网关联约束的类别及产生机理,并将交直流通道的运行功率、机组开机及出力、断面限额等因素间关联约束纳入省间市场运行边界,提升了市场出清的安全性;

2) 构建了考虑特高压交直流系统动态关联约束的省间现货交易统一优化出清模型,采用约束变量转换技术,将设备间分档逻辑约束转化为可处理的数学模型,在满足电网复杂运行要求前提下提升了省间现货交易的优化效益,也为未来省间现货市场模型算法的改进提供了可行的解决思路。

随着市场主体多元化、海量化的发展趋势,未来如何将新型主体纳入省间现货市场,并实现更大规模现货交易模型的高效求解将是后续研究的重点。

参考文献

- [1] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 2-9.
LI Zhu, PANG Bo, LI Guodong, et al. Development of unified European electricity market and its implications for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 2-9(in Chinese).
- [2] 昌力, 曹荣章, 吉斌, 等. 电力现货市场交易运营的未來重大需求与关键技术[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 34-48.
CHANG Li, CAO Rongzhang, JI Bin, et al. Future major demands and key technologies in trading operation of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 34-48(in Chinese).
- [3] 张润凡, 凌晓波, 任欣怡, 等. 基于多种交易方式的省间省内现货市场双层出清模型[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 111-121.
ZHANG Runfan, LING Xiaobo, REN Xinyi, et al. Bi-level clearing model of inter- and intra-provincial electricity spot markets based on multiple orders[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 111-121(in Chinese).
- [4] 曾丹, 谢开, 庞博, 等. 中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(3): 省间省内电力市场协调运行的交易出清模型[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2809-2818.
ZENG Dan, XIE Kai, PANG Bo, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics(3): transaction clearing models and algorithms adapting to the coordinated operation of provincial electricity markets[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2809-2818(in Chinese).
- [5] 陈艺华, 张炜, 张成刚, 等. 促进新能源消纳的省间、省内两级电力现货市场运行机制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(14): 104-113.
CHEN Yihua, ZHANG Wei, ZHANG Chenggang, et al. Operation mechanism of inter- and intra-provincial electricity spot markets to promote renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(14): 104-113(in Chinese).
- [6] 唐翀, 程兰芬, 周保荣, 等. 区域电力现货市场差异化出清模型研究[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2296-2304.
TANG Chong, CHENG Lanfen, ZHOU Baorong, et al. Simulation of differential spot market clearing model in regional grid[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2296-2304(in Chinese).
- [7] 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).
- [8] 尹旋, 司良奇, 金一丁, 等. 省间中长期市场连续运营下考虑耦合安全约束的电力交易联合优化出清模型[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4135-4142.
YIN Xuan, SI Liangqi, JIN Yiding, et al. Joint optimal clearing model of power transaction considering coupling security constraints under continuous operation of inter-provincial medium and long-term markets[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4135-4142(in Chinese).
- [9] 孙大雁, 关立, 黄国栋, 等. 跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的实践和思考[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(5): 1-10.
SUN Dayan, GUAN Li, HUANG Guodong, et al. Practice and reflection on trans-regional and cross-provincial electricity spot trading for surplus renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 1-10(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] 关立, 常江, 孙大雁, 等. 省间电力现货市场试运行分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 2-10. GUAN Li, CHANG Jiang, SUN Dayan, et al. Analysis and reflection on trial operation of inter-provincial electricity spot markets in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 2-10(in Chinese).
- [12] 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).
- [13] 刘昊, 郭焯, 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).
- [14] 胡晨旭, 孙大雁, 关立, 等. 省间电力现货交易运营技术[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 49-56. HU Chenxu, SUN Dayan, GUAN Li, et al. Operation technology for inter-provincial electricity spot trading [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 49-56(in Chinese).
- [15] 朱军飞, 李京, 李辉, 等. 考虑省间现货交易路径的ATC计算方法研究[J]. 重庆理工大学学报: 自然科学, 2022, 36(3): 199-206. ZHU Junfei, LI Jing, LI Hui, et al. Study on ATC calculation method considering provincial spot trading path[J]. Journal of Chongqing University of Technology: Natural Science, 2022, 36(3): 199-206(in Chinese).
- [16] 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).
- [17] 胡超凡, 王扬, 赵天阳, 等. 省间日内现货市场设计的挑战与思考[J]. 电网技术, 2020, 44(2): 573-579. HU Chaofan, WANG Yang, ZHAO Tianyang, et al. Challenges and strategies of cross-provincial intraday market design[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 573-579(in Chinese).
- [18] 许凌, 张希鹏, 曹益奇, 等. 考虑备用互济的省间现货电能与备用耦合出清模型[J]. 中国电力, 2023, 56(9): 48-56. XU Ling, ZHANG Xipeng, CAO Yiqi, et al. Clearing model for inter-provincial spot electricity and reserve coupling considering reserve sharing[J]. Electric Power, 2023, 56(9): 48-56(in Chinese).
- [19] 常乃超, 崔晖, 韩彬, 等. 风光储联合发电站参与省间电力市场出清[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(3): 82-88. CHANG Naichao, CUI Hui, HAN Bin, et al. Participation in inter-provincial electricity market clearing by wind-solar storage co-generation plants[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(3): 82-88(in Chinese).
- [20] 张潮, 顾卫祥, 雍康倩, 等. 考虑特高压直流输电影响的省间电力现货市场协调交易方法[J]. 浙江电力, 2024, 43(5): 83-90. ZHANG Chao, GU Weixiang, YONG Kangqian, et al. A coordinated trading method for the inter-provincial electricity spot market considering the impact of UHVDC transmission systems[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(5): 83-90(in Chinese).
- [21] 蔡帜, 丁强, 崔晖, 等. 区域电网的分省备用容量留取方案(二): 优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 1037-1047. CAI Zhi, DING Qiang, CUI Hui, et al. Configuration scheme of provincial reserve capacity in regional power grid(part ii): optimization model[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 1037-1047(in Chinese).
- [22] 贾泽斌, 申建建, 程春田, 等. 耦合水电弃能消纳的日前现货市场多阶段出清方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2627-2639. JIA Zebin, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. Multi-stage clearing method for day-ahead spot market coupled with abandoned energy accommodation of cascade hydropower[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2627-2639(in Chinese).
- [23] 王进, 张粒子, 丛野, 等. 应用图论建模输电电网的电力现货市场出清模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(9): 3429-3439. WANG Jin, ZHANG Lizi, CONG Ye, et al. A clearing model of electricity spot market based on graph theory to modeling transmission network[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(9): 3429-3439(in Chinese).
- [24] 张粒子, 李雲建, 张洪, 等. 统一电力现货市场体系的结构设计理论方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(4): 1343-1358. ZHANG Lizi, LI Yunjian, ZHANG Hong, et al. Theoretical method for structural design of a unified electricity spot market system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(4): 1343-1358(in Chinese).



崔晖

在线出版日期: 2025-05-12.

收稿日期: 2025-01-13.

作者简介:

崔晖(1982), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统优化运行、电力市场, cuih@epri.sgcc.com.cn.

(编辑 乔宝榆, 张蕾)