

计及惯量及一次调频的日前-日内能源资源互济方法

颜爱博¹, 韩 冬¹, 秦 晗²

(1. 上海理工大学机械工程学院, 上海 200093; 2. 国网合肥供电公司, 合肥 230022)

摘 要: 为探索频率响应多元资源协调互济新机制, 提出一种日前-日内能量与辅助服务分散式互济方法。首先, 从能源资源互济角度出发, 构建多元调节资源参与的日前-日内能量、惯量、一次调频资源(PFR)互济框架。其次, 采用共享形式的交替方向乘子法(ADMM)实现模型的高效求解并保护互济主体的隐私信息, 通过交替优化算法(AOP)解决模型求解中的非凸化问题。最后, 通过算例验证所提互济方法可有效激励多元调节资源供应商提供惯量及一次调频服务, 为促进频率响应资源互济提供参考。

关键词: 惯量; 一次调频; 交替方向乘子法; 交替优化算法; 资源互济

中图分类号: TM732

文献标志码: A

0 引 言

随着“双碳”目标的推进和新型电力系统建设的加速, 新能源在电力系统中的渗透率不断提升, 系统呈现出高比例可再生能源和电力电子设备的特征^[1]。然而, 新能源发电的波动性和不确定性导致系统惯量下降, 频率调节能力不足问题愈发显著, 严重威胁电网运行的频率稳定性。为了应对这一挑战, 国家发展改革委员会和国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》, 指出应加快推动全国统一电力市场体系建设, 促进电力资源的共享互济与优化配置^[2]。《电力辅助服务管理办法》进一步明确, 将传统同步电源免费供给的惯量及一次调频辅助服务通过市场化机制实现补偿与分摊, 激励发电资源协调参与系统频率安全支撑^[3]。

高比例新能源并网显著降低了电力系统惯量, 引发系统频率波动加剧、调频响应不足等问题^[4]。新能源发电机组由于缺乏惯量支持能力或响应能力较低, 难以提供有效的频率调节支持, 进一步加剧了功率不平衡风险^[5]。国际上, 澳大利亚设计了准实时频率响应市场^[6]; 美国引入快速频率响应辅助服务, 并鼓励独立储能系统参与频率安全支撑^[7]; 而欧洲则以跨区域频率响应市场为基础, 探索能源资源的跨境互济机制^[8]。这些实践为实现高比例新能源条件下的频率稳定提供了重要参考。

跨区域频率调节资源的整合利用为提升系统整体频率稳定性提供了重要思路^[9], 一些研究基于高压直流输电和同步相量测量技术, 提出区域间调频资源共享的动态优化方

法, 通过互联区域的惯量支持和一次调频能力协作, 提高频率响应速度和系统鲁棒性, 同时, 考虑区域内新能源波动性的同时, 有效协调跨区域调频资源, 实现调频成本的均衡分担^[10-11]。将惯量支持和一次调频纳入市场机制, 能够显著提升资源分配的灵活性, 并有效解决传统供给模式下效率低下的问题^[12]。文献[13]设计了以小时为单位进行出清的能量市场, 以及以年度为单位的惯量市场, 以补充惯量供给, 确保惯量的长期保障能力; 文献[14]分析了不同发电方式在惯量及一次调频市场中的成本与收益, 并通过核仁法优化了参与成员的成本分配机制, 从而实现了更加公平的频率调节资源成本补偿; 文献[15]基于高压直流输电技术实现了区域间电能、惯量及 PFR 资源的共享互济, 并构建了在日前时间尺度下的联合市场模型; 文献[16]建立风电虚拟惯量供应与火电、水电同步旋转惯量供应的联合出清模型, 同时考虑可中断负荷的动态响应, 大幅提升了系统稳定能力, 有效降低系统运行总成本; 文献[17]构建了风电、储能、火电互补协同频率优化模型, 着重分析了抽蓄及电化学储能两种储能技术在快速频率响应能力、系统经济性的贡献。此外, 基于影子价格理论、拍卖机制及边际成本定价模型的研究探索了在不同市场需求下的最优频率调节资源定价方法^[18-19]。这些市场化机制不仅提高了发电侧和储能参与辅助服务的积极性, 还为用户侧频率需求响应提供了更多可能性^[13-19]。

分布式市场机制有助于深入探索如何通过市场化手段提升频率调节资源的调度效率和公平性, 从而有效增强系统稳定性并优化资源配置。同时分布式机制灵活性高、响应速

收稿日期: 2025-02-18

基金项目: 国家自然科学基金(12171145)

通信作者: 韩 冬(1984—), 男, 博士、副教授, 主要从事电力市场等方面的研究。han_dong@usst.edu.cn

度快、参与者多样化等优势,能更好适应能源系统的动态需求,为频率调节提供更为高效和公平的解决方案。现有分布式交易的方法包括目标级联法^[20]、对偶分解法^[21]和交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)^[22-23]等。文献[24]基于 ADMM 算法以解决多园区综合能源系统中考虑电能共享的协同管理和成本结算问题,相较于集中式优化方式进一步提升了各主体隐私保护能力。然而,传统 ADMM 求解过程中仍需进行不必要信息交互及设备信息共享,这与分布式去中心化特征相矛盾,同时参与主体隐私安全也无法得到保证^[25]。文献[26]阐明 ADMM 具有对偶分解法的并行求解能力,同时结合了乘子法的优越收敛性,在电力系统分布式交易运行中得到了广泛应用;文献[27]对比了串行 ADMM 算法及并行 ADMM 算法应用性能,证明了并行 ADMM 算法更适用于多决策主体优化问题,并行问题分解能够提升运算效率,各主体分别决策特点使隐私性能进一步提升。考虑到优化模型中引入二元决策变量使问题难以求解,目前的研究中针对凸优化问题多采用二阶锥规划(second-order cone programming, SOCP)进行松弛^[28-29],但采用 SOCP 进行资源共享时,可能导致违反系统约束,引发系统安全问题^[30]。

综上,考虑各资源类型协同提供惯量支撑及市场优化的研究已受到广泛关注,但考虑多元频率调节资源对频率支撑协同优化互济研究较少;同时,已有研究多关注于市场统一出清及集中化调度,关于各频率调节资源主体分布式参与互济共享研究较少;采用分布式求解方法时,用户隐私安全及二元决策变量问题亟需解决。

基于此,本文提出一种计及惯量及一次调频的日前-日内能源资源互济方法。首先,通过分析系统频率动态变化特性,建立频率安全需求的度量指标,量化惯量与一次调频对频率稳定的支撑能力;其次,构建多类型发电侧供应商参与的日前-日内资源互济框架;最后,采用改进的共享形式 ADMM 方法实现能量、惯量及一次调频资源的分布式求解,有效保护供应商隐私信息,同时结合交替优化过程(alternating optimization procedure, AOP)解决非凸化问题,确保模型求解的高效性与安全性。算例仿真结果验证了所提方法在提升系统频率稳定性和优化资源配置方面的有效性。

1 频率响应服务日前-日内互济框架

1.1 系统频率安全需求

通过对系统频率安全问题引入系统频率摆动方程,表示系统惯量支撑、一次调频能力、系统频率扰动实时变化关系,细化安全约束包括系统频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)、频率准稳态(quasi steady state, QSS)安全约束、最大频率偏差等关键指标,形成有效的系统频率安全衡量^[31-33]。

系统频率调节过程中,各类调节资源因技术特性差异,其响应速度和调节能力显著不同。传统同步机组依靠旋转惯量可瞬时响应系统惯量需求,一次调频(primary frequency regulation, PFR)调节依赖调速器机械调节,响应速度较慢。新能源机组及储能系统通过电力电子器件实现快速功率调节,可在毫秒级响应,但其调节能力受限于风速、辐照度、设备容量等因素,存在调节资源不稳定的问题。若不考虑各类发电技术的响应延时影响,传统同步机组、新能源机组及储能系统在频率调节中的协同作用,以及一次调频过程中各自在响应速度和调节能力上的差异如图 1 所示。

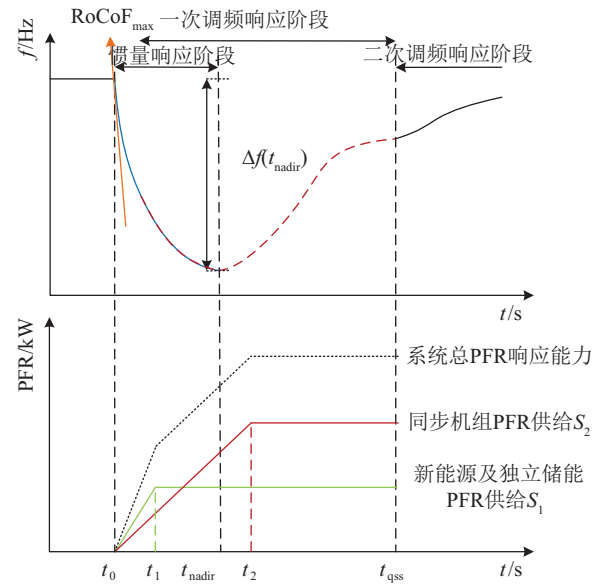


图1 扰动后系统频率响应及PFR支撑曲线

Fig. 1 System frequency response and PFR support curves after disturbance

t_0 为扰动发生的初始时刻,该瞬间系统惯量及一次调频尚未形成对扰动的抵抗,系统 RoCoF 为最大值, t_0 至 t_{nadir} 时段内惯量首先形成支持,待系统频率下降越过频率死区后,PFR 开始与惯量共同作用,防止频率过快跌落、越过频率最低点, t_{nadir} 至 t_{qss} 时段为一次调频响应阶段,频率波动超过调频死区后将系统频率恢复至 QSS, t_{qss} 时刻系统频率恢复至准稳态,之后依靠二次调频作用调节至系统稳态工作频率。

电力系统频率实时动态摆动方程为:

$$\frac{2H_{sys}}{f_0} \cdot \frac{d\Delta f(t)}{dt} = S^{pfr}(t) - P^{loss} \quad (1)$$

式中: H_{sys} ——等效惯量, $\text{kW} \cdot \text{s}$; $S^{pfr}(t)$ —— t 时刻一次调频能力, kW ; f_0 ——系统初始频率, Hz ; $\Delta f(t)$ —— t 时刻系统频率偏差, Hz ; P^{loss} ——系统功率扰动, kW 。

t_0 时刻扰动发生,系统惯性及一次调频备用尚未开始作用,此时 $\text{RoCoF}_{\max}$ 为:

$$R_{\max} = \frac{d\Delta f(0)}{dt} = \frac{P^{loss} \cdot f_0}{2H_{sys}} \quad (2)$$

为防止 t_{nadir} 时刻频率下降超出系统承受能力,需满足系统频率变化率安全,由此所需的最小惯量及系统频率最低点约束可表示为:

$$H_{\min} = \frac{P^{\text{loss}}}{2R_{\max}} \quad (3)$$

$$T^{\text{H}} = \frac{H_{\min}}{S_{\text{sys}}} \quad (4)$$

式中: T^{H} ——所需最小惯性时间常数, s; $H_{\min}$ ——系统所需最小惯量, kW·s; S_{sys} ——系统运行容量, kW。

各供应商共同参与的系统 PFR 响应 $S^{\text{pfr}}(t)$ 可表示为:

$$S^{\text{pfr}}(t) = \begin{cases} \left(\frac{S_1}{t_1} + \frac{S_2}{t_2} \right) t, & 0 \leq t < t_1 \\ S_1 + \frac{S_2}{t_2} t, & t_1 \leq t < t_2 \\ S_1 + S_2, & t_2 \leq t \end{cases} \quad (5)$$

式中: t_1, t_2 ——非同步与同步机组 PFR 爬坡时间, s; S_1, S_2 ——非同步与同步机组 PFR 供给能力, kW。

为保证在 t_2 时刻一次调频的作用下系统频率恢复至稳定状态,为之后的二次调频等提供稳定的调节基础,需满足 QSS 条件。

$$S^{\text{pfr}}(t) \geq P^{\text{loss}} \quad (6)$$

抵达系统频率最低点时,系统频率变化率为 0,由式(1)可知此时系统频率响应及扰动关系为:

$$S^{\text{pfr}}(t_{\text{nadir}}) = P^{\text{loss}} \quad (7)$$

将式(5)代入式(7),计算供应商 PFR 支撑能力不同情况下的 t_{nadir} 。

$$t_{\text{nadir}} = \begin{cases} \frac{P^{\text{loss}}}{S_1/t_1 + S_2/t_2}, & 0 \leq t < t_1 \\ \frac{P^{\text{loss}}}{S_1 + S_2/t_2}, & t_1 \leq t \leq t_2 \end{cases} \quad (8)$$

由此可求得 Δf 最大值,即达到系统频率最低点时的系统频率偏差最大值为:

$$|\Delta f(t_{\text{nadir}})| = \begin{cases} \frac{f_0 P^{\text{loss}^2}}{4H_{\text{sys}} \left(\frac{S_1}{t_1} + \frac{S_2}{t_2} \right)}, & 0 \leq t < t_1 \\ \frac{f_0 P^{\text{loss}^2}}{4H_{\text{sys}} \left(S_1 + \frac{S_2}{t_2} \right)}, & t_1 \leq t \leq t_2 \end{cases} \quad (9)$$

1.2 日前-日内能源资源互济框架率

本文所构建的日前-日内能源资源互济框架如图 2 所示。在构建该框架时需综合考虑由系统能量总量产生的调频资源需求、能量向调频资源的转化关系,故此将能量、惯量、PFR 进行联合共享互济。同时须满足系统功率平衡约束、惯量安全约束、一次调频 QSS 约束以及在能源资源共享互济过程中线路传输安全约束,构建能源资源互济模型日前规划供应商成本最小,基于日前计划进行日内波动平衡调整,以实现发

电侧供应商能源资源共享互济成本最小。

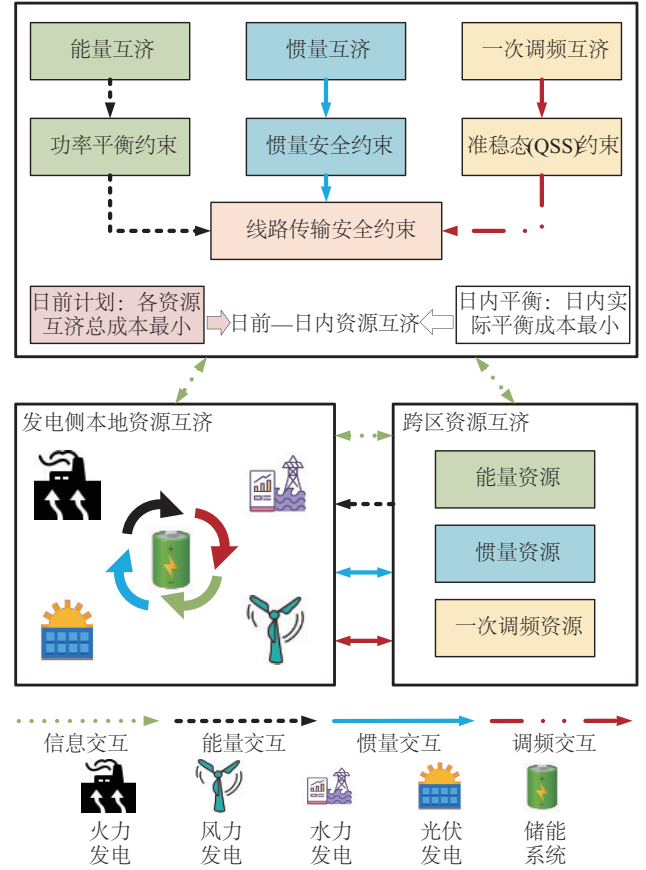


图2 能量-频率响应服务日前-日内能源资源互济框架

Fig. 2 Energy-frequency response service day-ahead and intra-day mutual-aid structure

在供应商之间能源资源共享互济过程本文考虑火电、水电、风电、光伏及独立储能进行彼此能源资源共享互济,火电机组及抽蓄水电机组能够提供稳定的旋转惯量及 PFR 对系统频率安全形成支撑,独立储能能够满足系统能源资源灵活调节、快速响应的需求。风力发电及光伏发电机组呈现出出力不稳,波动剧烈等特征,为系统频率波动主要来源,需由其他供应商购买频率调节资源或增强自身频率调节能力等以平衡对系统频率安全造成的影响。当本地能源资源盈余或不足时,可通过跨区能源资源共享互济实现系统平衡,促进能源消纳。各供应商所提供的频率响应能力均由能量转化,转动惯量存储在转子中,虚拟惯量短期存在于功率转换器中,而 PFR 均为各供应商为满足系统调频需求留有调节余量。本文以 1 h 为时间跨度,遵循能量、惯量、PFR 转化平衡,针对各时段系统最大调频需求开展能源资源共享互济研究。

2 日前-日内能源资源互济模型

2.1 日前能源资源互济模型

2.1.1 日前能源资源互济目标函数

为激励各供应商参与频率响应服务积极性,设定日前阶

段目标函数为资源互济成本最小化,具体公式如下:

$$\min C^{\text{da}} = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_{i,t}^{\text{op}} + C_{i,t}^{\text{ess}} + C_{i,t}^{\text{g}} + C_{i,t}^{\text{M}} \quad (10)$$

式中: T ——日前阶段互济时间尺度, h ; C^{da} ——日前能源资源互济总成本, 美元; $C_{i,t}^{\text{op}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{ess}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{M}}$ ——供应商 i 在日前市场下 t 时刻的运行成本、支付独立储能调节成本、跨区互济成本以及供应商能源资源互济成本, 美元。

供应商自身运行成本为:

$$C_{i,t}^{\text{op}} = \lambda_{i,t}^{\text{da,op}} P_{i,t}^{\text{da}} \quad (11)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{\text{da,op}}$ ——日前供应商单位运行成本, 美元/kW; $P_{i,t}^{\text{da}}$ ——供应商向系统供给功率, kW。

独立储能参与调节成本为:

$$C_{i,t}^{\text{ess}} = \lambda_{i,t}^{\text{ess}} (P_{i,t}^{\text{da,cha}} + P_{i,t}^{\text{da,dis}}) \quad (12)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{\text{ess}}$ ——储能充放电单位成本, 美元; $P_{i,t}^{\text{da,cha}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{da,dis}}$ ——日前储能充放电功率, kW。

供应商 i 参与跨区互济成本为:

$$C_{i,t}^{\text{g}} = C_{i,t}^{\text{e,g}} + C_{i,t}^{\text{h,g}} + C_{i,t}^{\text{pfr,g}} \quad (13)$$

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{e,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{e,g,buy}} P_{i,t}^{\text{g,buy}} - \lambda_{i,t}^{\text{e,g,sell}} P_{i,t}^{\text{g,sell}} \\ C_{i,t}^{\text{h,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{h,g,buy}} H_{i,t}^{\text{g,buy}} - \lambda_{i,t}^{\text{h,g,sell}} H_{i,t}^{\text{g,sell}} \\ C_{i,t}^{\text{pfr,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{pfr,g,buy}} S_{i,t}^{\text{g,buy}} - \lambda_{i,t}^{\text{pfr,g,sell}} S_{i,t}^{\text{g,sell}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{e,g}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{h,g}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{pfr,g}}$ ——能量、惯量、PFR 跨区互济成本, 美元; $\lambda_{i,t}^{\text{e,g,buy/sell}}$ ——跨区能量购入、出售价格, 美元/(kW·h); $\lambda_{i,t}^{\text{h,g,buy/sell}}$ ——跨区惯量购入、出售价格, 美元/(kW·s); $\lambda_{i,t}^{\text{pfr,g,buy/sell}}$ ——跨区 PFR 购入、出售价格, 美元/kW; $P_{i,t}^{\text{g,buy/sell}}$ ——跨区能量购入、出售量, kWh; $H_{i,t}^{\text{g,buy/sell}}$ ——跨区惯量购入、出售量, kW·s; $S_{i,t}^{\text{g,buy/sell}}$ ——跨区 PFR 购入、出售量, kW。

供应商 i 在 t 时刻参与能源资源互济成本为:

$$C_{i,t}^{\text{M}} = C_{i,t}^{\text{e,M}} + C_{i,t}^{\text{h,M}} + C_{i,t}^{\text{pfr,M}} \quad (15)$$

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{e,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{da,e}} P_{i,j,t}^{\text{M}} \\ C_{i,t}^{\text{h,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{da,h}} H_{i,j,t}^{\text{M}} \\ C_{i,t}^{\text{pfr,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{da,pfr}} S_{i,j,t}^{\text{M}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{e,M}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{h,M}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{pfr,M}}$ ——供应商 i 在 t 时刻参与日前能量、惯量、一次调频互济成本, 美元; $\lambda_{i,j,t}^{\text{da,e}}$ ——本地能量购入、出售价格, 美元/(kW·h); $\lambda_{i,j,t}^{\text{da,h}}$ ——本地惯量购入、出售价格, 美元/(kW·s); $\lambda_{i,j,t}^{\text{da,pfr}}$ ——本地 PFR 购入、出售价格, 美元/kW; $P_{i,j,t}^{\text{M}}$ ——本地能量购入、出售量, kWh; $H_{i,j,t}^{\text{M}}$ ——本地惯量购入、出售量, kW·s; $S_{i,j,t}^{\text{M}}$ ——本地 PFR 购入、出售量, kW。

2.1.2 日前能源资源互济约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{i,t}^{\text{load}} = P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{g}} + P_{i,t}^{\text{M}} + P_{i,t}^{\text{pfr}} + P_{i,t}^{\text{cha}} - P_{i,t}^{\text{dis}} \quad (17)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{load}}$ —— t 时刻供应商 i 所承担负荷, kW; $P_{i,t}$ —— t 时刻供应商 i 净出力, kW; $P_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{M}}$ ——供应商通过跨区及本地资源互济支持, kW; $P_{i,t}^{\text{pfr}}$ ——供应商提供 PFR 支撑功率, kW;

$P_{i,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ ——储能充放电功率, kW。

2) 惯量安全约束

$$H_{\min} \leq \sum_i H_{i,t} + H_{i,t}^{\text{g}} + H_{i,t}^{\text{M}} \quad (18)$$

式中: $H_{i,t}$ 、 $H_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{M}}$ ——供应商自身提供、跨区域提供、其他供应商互济提供的惯量, kW·s。

3) 一次调频 QSS 约束

$$P_{i,t}^{\text{loss}} \leq \sum_i S_{i,t} + S_{i,t}^{\text{g}} + S_{i,t}^{\text{M}} + S_{i,t}^{\text{ess}} \quad (19)$$

式中: $S_{i,t}$ ——供应商 PFR 备用容量, kW; $S_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $S_{i,t}^{\text{M}}$ ——供应商通过本地资源互济交易获得的 PFR 备用容量, kW; $S_{i,t}^{\text{ess}}$ ——独立储能供给 PFR 备用容量, kW。

4) 系统频率最低点约束

$$|\Delta f(t_{\text{nadir}})| \leq \Delta f_{\max} \quad (20)$$

式中: $\Delta f_{\max}$ ——极端条件下最大系统频率波动, Hz。

5) 独立储能约束条件

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ess,cha}} \leq \bar{P}_{i,t}^{\text{ess,cha}} \mu_{i,t-1}^{\text{ess,cha}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ess,dis}} \leq \bar{P}_{i,t}^{\text{ess,dis}} \mu_{i,t-1}^{\text{ess,dis}} \end{cases} \quad (21)$$

$$S_{i,t} = \alpha_i S_{i,t-1} + \left(\eta_i^{\text{cha}} P_{i,t}^{\text{ess,cha}} - \frac{P_{i,t}^{\text{ess,dis}}}{\eta_i^{\text{dis}}} \right) \quad (22)$$

$$\mu_{i,t-1}^{\text{ess,cha}} + \mu_{i,t-1}^{\text{ess,dis}} \leq 1 \quad (23)$$

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\max} \quad (24)$$

式中: $\bar{P}_{i,t}^{\text{ess,cha}}$ 、 $\bar{P}_{i,t}^{\text{ess,dis}}$ ——充放电功率上限, kW; $\mu_{i,t-1}^{\text{ess,cha}}$ 、 $\mu_{i,t-1}^{\text{ess,dis}}$ ——供应商 t 时刻充放电状态的二元变量; α_i 、 η_i^{cha} 、 $\eta_i^{\text{dis}} \in (0, 1)$ ——独立储能自放电、充电和放电效率, 显然, 储能两种工作状态不能共存, 因此充放电状态二元变量满足式 (20); $S_{i,t}$ ——供应商 i 在 t 时刻独立储能存储能量状态变化; $S_i^{\min}$ 、 $S_i^{\max}$ ——储能最小和最大容量, kW。

6) 供应商出力约束

$$\delta_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^{\text{G}} \leq \delta_{i,t} P_{i,t}^{\max} - P_{i,t}^{\text{pfr}} \quad (25)$$

$$k_{i,t}^{\text{pfr}} \delta_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^{\text{pfr}} \leq k_{i,t}^{\text{pfr}} \delta_{i,t} P_{i,t}^{\max} \quad (26)$$

式中: $\delta_{i,t}$ ——供应商 i 在 t 时刻机组启停 0-1 状态变量。

7) 线路传输约束

$$0 \leq P_{i,j,t}^{\text{g}} + P_{i,j,t}^{\text{Hv}} + P_{i,j,t}^{\text{pfr}} \leq P_{i,j,t}^{\text{lim}} \quad (27)$$

式中: $P_{i,j,t}^{\text{lim}}$ ——供应商 i 、 j 之间最大传输容量, kW; $P_{i,j,t}^{\text{g}}$ 、 $P_{i,j,t}^{\text{Hv}}$ 、 $P_{i,j,t}^{\text{pfr}}$ ——供应商 i 、 j 之间能量传输功率, 维持虚拟惯量的电功率表达形式, PFR 功率支撑, kW。

8) 能量转化平衡约束

$$E_{i,t}^{\text{G}} = E_{i,t}^{\text{g}} + E_{i,t}^{\text{H}} + E_{i,t}^{\text{pfr}} \quad (28)$$

$$E_{i,t}^{\text{H}} = T_{i,t}^{\text{Hv}} P_{i,t}^{\text{G,max}} \quad (29)$$

$$E_{i,t}^{\text{pfr}} = k_{i,t}^{\text{pfr}} E_{i,t}^{\text{G}} \quad (30)$$

式中: $E_{i,t}^{\text{G}}$ —— t 时刻供应商 i 供应电能, kW·h; $E_{i,t}^{\text{g}}$ ——供应商 i 能量互济量, kW·h; $E_{i,t}^{\text{H}}$ ——供应商 i 惯量能量预留, kW·h; $E_{i,t}^{\text{pfr}}$ ——供应商 i 参与 PFR 所需能量, kW·h; $P_{i,t}^{\text{G,max}}$ ——供应商 i 最大发电功率, kW; $T_{i,t}^{\text{Hv}}$ ——虚拟同步机等效惯性时间常

数, $s; k_{i,t}^{\text{pfr}}$ ——供应商 i PFR 转化比率。

9) 能量共享互济平衡约束

$$\begin{cases} P_{i,j,t}^{\text{M}} + P_{j,i,t}^{\text{M}} = 0 \\ H_{i,j,t}^{\text{M}} + H_{j,i,t}^{\text{M}} = 0 \\ S_{i,j,t}^{\text{M}} + S_{j,i,t}^{\text{M}} = 0 \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{i,j,t}^{\text{M}}, P_{j,i,t}^{\text{M}}$ ——PFR 互济量, kW; $H_{i,j,t}^{\text{M}}, H_{j,i,t}^{\text{M}}$ ——惯量互济量, kW·s; $S_{i,j,t}^{\text{M}}, S_{j,i,t}^{\text{M}}$ ——PFR 互济量, kW。

2.2 日内能源资源互济模型

由于日前计划结果与日内实际存在偏差, 将日前互济结果带入日内互济中, 在日内滚动优化互济策略, 构建日内阶段平衡成本最小化目标函数, 主要公式如下:

$$\min C^{\text{id}} = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (\Delta C_{i,t}^{\text{op}} + \Delta C_{i,t}^{\text{ess}} + \Delta C_{i,t}^{\text{g}} + \Delta C_{i,t}^{\text{M}}) \quad (32)$$

式中: T ——日内市场互济时间尺度, h; C^{id} ——日内互济总成本, 美元; $\Delta C_{i,t}^{\text{op}}, \Delta C_{i,t}^{\text{ess}}, \Delta C_{i,t}^{\text{g}}, \Delta C_{i,t}^{\text{M}}$ ——供应商 i 在日内阶段 t 时刻的运行调整成本、支付储能平衡成本、跨区互济平衡以及本地资源互济平衡成本, 美元。

日内供应商平衡调整成本为:

$$\Delta C_{i,t}^{\text{op}} = \lambda_{i,t}^{\text{id,op}} (P_{i,t}^{\text{id}} - P_{i,t}^{\text{da}}) \quad (33)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{\text{id,op}}$ ——日内阶段单位运行成本, 美元/kW; $P_{i,t}^{\text{id}}$ ——日内供应商 i 向系统实际供给功率, kW。

日内供应商调度独立储能平衡调整成本为

$$\Delta C_{i,t}^{\text{ess}} = \lambda_{i,t}^{\text{ess}} (\Delta P_{i,t}^{\text{cha}} - \Delta P_{i,t}^{\text{dis}}) \quad (34)$$

式中: $\Delta P_{i,t}^{\text{cha}}, \Delta P_{i,t}^{\text{dis}}$ ——储能充放电日内平衡调整量, kW。

供应商 i 参与跨区互济成本为:

$$\Delta C_{i,t}^{\text{g}} = \Delta C_{i,t}^{\text{e,g}} + \Delta C_{i,t}^{\text{h,g}} + \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,g}} \quad (35)$$

$$\begin{cases} \Delta C_{i,t}^{\text{e,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{id,e,g}} \Delta P_{i,t}^{\text{e,g}} - \lambda_{i,t}^{\text{id,e,g}} \Delta P_{i,t}^{\text{e,g}} \\ \Delta C_{i,t}^{\text{h,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{id,h,g}} \Delta H_{i,t}^{\text{h,g}} - \lambda_{i,t}^{\text{id,h,g}} \Delta H_{i,t}^{\text{h,g}} \\ \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,g}} = \lambda_{i,t}^{\text{id,pfr,g}} \Delta S_{i,t}^{\text{pfr,g}} - \lambda_{i,t}^{\text{id,pfr,g}} \Delta S_{i,t}^{\text{pfr,g}} \end{cases} \quad (36)$$

式中: $\Delta C_{i,t}^{\text{e,g}}, \Delta C_{i,t}^{\text{h,g}}, \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,g}}$ ——参与能量、惯量、一次调频日内跨区资源互济平衡调整成本, 美元; $\lambda_{i,t}^{\text{id,e,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,h,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,pfr,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,e,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,h,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,pfr,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,e,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,h,g}}, \lambda_{i,t}^{\text{id,pfr,g}}$ ——日内平衡互济供应商 i 在 t 时刻跨区互济的购入、出售价格及购入、出售平衡调整量。

供应商 i 在 t 时刻本地资源互济交易成本为:

$$\Delta C_{i,t}^{\text{M}} = \Delta C_{i,t}^{\text{e,M}} + \Delta C_{i,t}^{\text{h,M}} + \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,M}} \quad (37)$$

$$\begin{cases} \Delta C_{i,t}^{\text{e,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{id,e}} \Delta P_{i,j,t}^{\text{M}} \\ \Delta C_{i,t}^{\text{h,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{id,h}} \Delta H_{i,j,t}^{\text{M}} \\ \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,M}} = \sum_{j=1}^N \lambda_{i,j,t}^{\text{id,pfr}} \Delta S_{i,j,t}^{\text{M}} \end{cases} \quad (38)$$

式中: $\Delta C_{i,t}^{\text{e,M}}, \Delta C_{i,t}^{\text{h,M}}, \Delta C_{i,t}^{\text{pfr,M}}$ ——供应商 i 在 t 时刻参与日内本地资源互济能量、惯量、PFR 互济平衡调整成本, 美元; $\lambda_{i,j,t}^{\text{id,e}},$

$\lambda_{i,j,t}^{\text{id,h}}, \lambda_{i,j,t}^{\text{id,pfr}}, \Delta P_{i,j,t}^{\text{M}}, \Delta H_{i,j,t}^{\text{M}}, \Delta S_{i,j,t}^{\text{M}}$ ——供应商日内本地资源互济能量、惯量、PFR 互济成交价格及平衡量。

日内资源互济约束考虑日内平衡调整, 如独立储能在日内考虑改变充放电状态。日内平衡条件约束与日前资源互济相同, 在此不再赘述。

3 模型求解

3.1 基于共享 ADMM 的模型求解

为实现供应商成本最小化, 能源资源互济需要进行复杂的迭代计算。随着参与主体数量增加, 成员之间的互济计算变得更加复杂, 集中式优化方法在处理大规模数据交互面临显著挑战, 参与主体数据的集中处理难以保证隐私安全。传统 ADMM 在处理大规模分布式优化问题时效率较低, 参与主体之间需共享大部分信息, 隐私保护能力较弱。因此, 本文受文献[34]的启发, 引入共享形式 ADMM 算法, 以实现并行化和分布式计算。

在共享形式 ADMM 算法中, 各供应商仅需本地求解各自子问题, 无需共享原始数据。相关联供应商之间仅交互必要能源信息, 通过共享变量的协调更新减少通信需求。该机制提高了计算效率, 增强了隐私保护能力。本文引入日前-日内市场互济辅助变量, 满足以下约束:

$$\begin{cases} P_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} = P_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} \\ H_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} = H_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} \\ S_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} = S_{i,j,t}^{\text{da/id,M}} \end{cases} \quad (39)$$

式中: $P_{i,j,t}^{\text{da/id,M}}$ ——供应商 i, j 之间日前/日内能量互济量复制, kW·h; $H_{i,j,t}^{\text{da/id,M}}$ ——供应商 i, j 之间日前/日内惯量互济量复制, kW·s; $S_{i,j,t}^{\text{da/id,M}}$ ——供应商 i, j 之间日前/日内 PFR 互济量复制, kW。将辅助变量及等式约束引入目标函数, 得到增广拉格朗日形式。

$$\begin{aligned} L_p(P_{i,j,t}^{\text{M}}, H_{i,j,t}^{\text{M}}, S_{i,j,t}^{\text{M}}, \mu_{i,j,t}^{\text{PH/S}}) = C + \frac{1}{2} \sum_{t \in T} \sum_{i,j \in N, i \neq j} & \left[\rho_p \left(\left\| P_{i,j,t}^{\text{M}} - \frac{P_{i,j,t}^{\text{M}} - P_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \right\|_2^2 + \mu_{i,j,t}^{\text{P}} \right) + \right. \\ & \rho_h \left(\left\| H_{i,j,t}^{\text{M}} - \frac{H_{i,j,t}^{\text{M}} - H_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \right\|_2^2 + \mu_{i,j,t}^{\text{H}} \right) + \\ & \left. \rho_s \left(\left\| S_{i,j,t}^{\text{M}} - \frac{S_{i,j,t}^{\text{M}} - S_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \right\|_2^2 + \mu_{i,j,t}^{\text{S}} \right) \right] \end{aligned} \quad (40)$$

式中: ρ ——惩罚因子; $\mu_{i,j,t}$ ——约束式(39)的简化表示拉格朗日乘子。为简化表达将式中对偶变量表现为以下形式:

$$\begin{cases} P_{i,j,t}^{\text{M}'} = \frac{P_{i,j,t}^{\text{M}} - P_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \\ H_{i,j,t}^{\text{M}'} = \frac{H_{i,j,t}^{\text{M}} - H_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \\ S_{i,j,t}^{\text{M}'} = \frac{S_{i,j,t}^{\text{M}} - S_{j,i,t}^{\text{M}}}{2} \end{cases} \quad (41)$$

式中： $P_{ij,t}^{M'}, H_{ij,t}^{M'}, S_{ij,t}^{M'}$ ——供应商 i 的关于能量、惯量、一次调频参与本地资源互济的对偶变量。共享 ADMM 中变量更新过程由式(42)给出：

$$\begin{cases} P_{ij,t}^{M',k+1} = \frac{P_{ij,t}^{M,k} - P_{j,i,t}^{M,k}}{2} \\ H_{ij,t}^{M',k+1} = \frac{H_{ij,t}^{M,k} - H_{j,i,t}^{M,k}}{2} \\ S_{ij,t}^{M',k+1} = \frac{S_{ij,t}^{M,k} - S_{j,i,t}^{M,k}}{2} \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} \mu_{ij,t}^{P,k+1} = \mu_{ij,t}^{P,k} + P_{ij,t}^{M,k+1} - P_{ij,t}^{M',k+1} \\ \mu_{ij,t}^{H,k+1} = \mu_{ij,t}^{H,k} + H_{ij,t}^{M,k+1} - H_{ij,t}^{M',k+1} \\ \mu_{ij,t}^{S,k+1} = \mu_{ij,t}^{S,k} + S_{ij,t}^{M,k+1} - S_{ij,t}^{M',k+1} \end{cases} \quad (43)$$

$$\begin{aligned} (P_{ij,t}^M, H_{ij,t}^M, S_{ij,t}^M)^{k+1} &= C + \frac{1}{2} \arg \min_{P/H/S} \\ \sum_{i \in T} \sum_{j \in N_d, i \neq j} &\left(\frac{\rho_P}{2} \|P_{ij,t}^{M,k} - P_{ij,t}^{M',k} + \mu_{ij,t}^{P,k}\|_2^2 + \right. \\ &\left. \frac{\rho_H}{2} \|H_{ij,t}^{M,k} - H_{ij,t}^{M',k} + \mu_{ij,t}^{H,k}\|_2^2 + \right. \\ &\left. \frac{\rho_S}{2} \|S_{ij,t}^{M,k} - S_{ij,t}^{M',k} + \mu_{ij,t}^{S,k}\|_2^2 \right) \end{aligned} \quad (44)$$

随后,本文设置原始残差 pr 及对偶残差 du 的停止标准,如式(45)~式(48)所示。

$$pr_{ij,t}^k = \frac{1}{2} \max(|P_{ij,t}^{M,k} - P_{ij,t}^{M',k}|, |H_{ij,t}^{M,k} - H_{ij,t}^{M',k}|, |S_{ij,t}^{M,k} - S_{ij,t}^{M',k}|) \quad (45)$$

$$\begin{aligned} du_{ij,t}^k &= \max(|P_{ij,t}^{M',k+1} - P_{ij,t}^{M',k}|, |H_{ij,t}^{M',k+1} - H_{ij,t}^{M',k}|, |S_{ij,t}^{M',k+1} - S_{ij,t}^{M',k}|) \\ &\quad (46) \end{aligned}$$

随着 ADMM 算法的不断迭代,原始残差及对偶残差收敛至零,从而获得原始及对偶可行性。本文中采取绝对值作为收敛的公差,表示为:

$$\max(pr_{ij,t}^{da/d,k+1}) \leq \varepsilon_{pr} \quad (47)$$

$$\max(du_{ij,t}^{da/d,k+1}) \leq \varepsilon_{du} \quad (48)$$

式中： $\varepsilon_{pr}, \varepsilon_{du}$ ——收敛公差,均为大于 0 预定值。

3.2 AOP 二元变量松弛及模型求解流程

本文提出的嵌套 AOP 共享 ADMM 方法,具体求解流程如图 3 所示。

由于多供应商参与能源资源互济在模型求解中引入了二元变量,导致 ADMM 优化过程处于震荡状态,受文献[35]启发,引入 AOP 方法将原问题转化为二元变量寻优问题与外部互济固定问题。二元变量恒定问题表示原问题在如固定电池充放电状态、机组启停等情形下,对于外部资源传输量固定的问题,能源资源共享互济量表现为常数。该优化问题属于混合整数线性规划,供应商只需对内部电池运行、机组启停状态优化即可获得最佳运行状态。

AOP 方法流程的详细步骤如下:

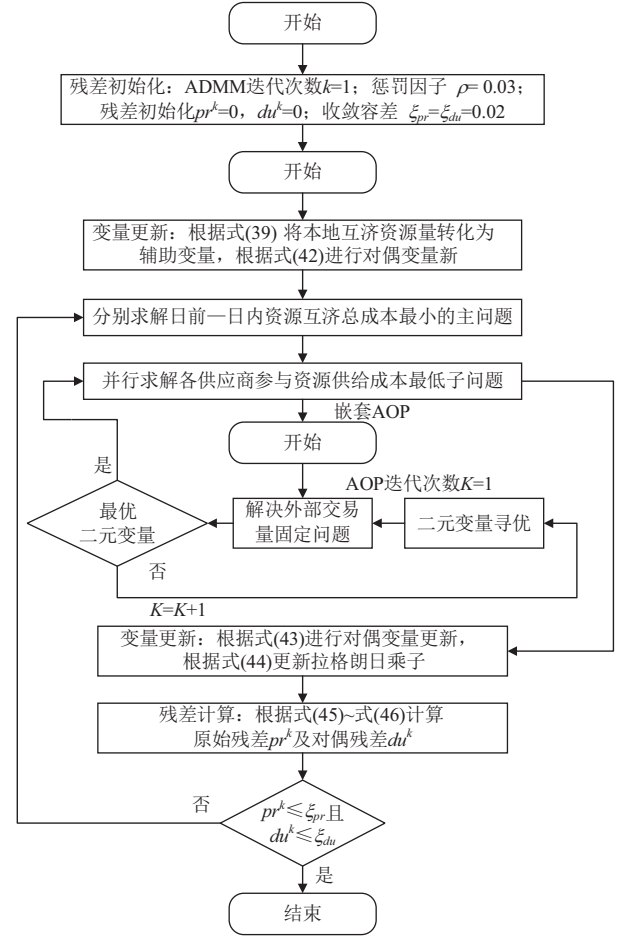


图3 嵌套AOP的共享ADMM流程

Fig. 3 Nested AOP for shared ADMM flowcharts

步骤 1: 初始化。设置迭代索引 $K=0$ 。约束式(21)、式(22)中的对偶变量松弛为连续变量,其边界为 $[0,1]$ 。因此,可通过基于 ADMM 的方法获得松弛后的优化问题的解作为互济初始值。

步骤 2: 解决外部互济量固定问题。各供应商接收到互济信号后,分别最小化局部子问题获得最优二元变量。

步骤 3: 收敛性验证。若二元变量达到最优解, AOP 进程终止; 否则, 设置 $K=K+1$ 。

步骤 4: 解决二元变量固定问题。使用前一次迭代的固定二进制变量更新能源资源互济量, 转移至步骤 2。

4 算例分析

4.1 算例设置及参数

本文参照美国 PJM 运营商在本地经营范围以及与 American Electric Power 等运营商进行跨区域能源资源互济实例进行模拟仿真, 各供应商数据来自于 PJM 运营商公开数据集 2024 年 7 月 31 日数据^[36], 并采用文献[37]数据处理方法对原数据以不同新能源渗透率为目标进行缩放处理, 验证同系统规模下新能源渗透率变化及供应商频率响应能力下

互济成效。系统基准频率以 PJM 运营商实际频率 60 Hz 为准, $\text{RoCoF}_{\max}$ 设为 0.5 Hz/s, $\Delta f_{\max}$ 为 0.8 Hz^[38]。各供应商提供惯量及 PFR 参数见表 1。

为验证各供应商参与多资源互济成本变化, 新能源机组提供频率响应服务程度对频率安全影响, 本文设置 3 种能源资源互济场景。

场景 1: 40% 新能源渗透率, 进行本地及跨区资源共享互济。

场景 2: 70% 新能源渗透率, 供应商频率响应能力不变, 进行本地及跨区能源资源互济。

场景 3: 在场景 2 基础上增强新能源供应商频率响应能力, 数值如表 1 所示。

4.2 系统频率支撑能力分析

现量化对比频率调节资源互济前后系统频率安全关键指标, 分别考察惯性时间常数、 $\text{RoCoF}_{\max}$ 、PFR 容量。系统频率安全关键指标互济前后变化如图 4 所示。

如图 4a、图 4b 所示, 新能源渗透率为 40% 时, 惯性时间常数需调整 0.011~2.060 s, $\text{RoCoF}_{\max}$ 需调整 0.001~0.206 Hz/s, PFR 需求为 3.985~58.157 kW, 21:00 惯性时间常数为 5.216 s, 超出要求 0.036 s, $\text{RoCoF}_{\max}$ 为 0.497 Hz/s, 超出要求 0.003 Hz/s, 在 20:00—21:00 时段 PFR 容量盈余 3.178~4.102 kW, $\Delta f_{\max}$ 均高于要求, 超出 0.020~0.418 Hz 频率波动需调整。如图 4c、

图 4d 所示, 当渗透率达到 70% 时, 惯性时间常数、 $\text{RoCoF}_{\max}$ 、PFR 需求分别上升到 2.282~5.389 s、0.215~0.650 Hz/s、76.435~181.173 kW, $\Delta f_{\max}$ 仍高于系统要求, 0.005~0.251 Hz 频率波动需调整。如图 4e、图 4f 所示提升频率响应能力惯性时间常数、 $\text{RoCoF}_{\max}$ 、PFR 需求分别下降至 1.047~3.133 s、0.080~0.650 Hz/s、16.218~45.522 kW, $\Delta f_{\max}$ 处于 0.388~0.451 Hz 范围。由此可见, 频率安全性能随新能源渗透率的上升而愈发薄弱, 增加频率响应能力或促进传统转动机组参与频率调节, 可增强系统频率稳定性能。并且同步机提供惯量能力强于新能源及储能, 新能源及储能提供 PFR 调节能力优于同步机组, 可有效增强频率稳定性能。

表 1 供应商频率响应能力参数

Table 1 Supplier frequency response coefficient

参数类别	场景	1	2	3	4	5
供应商类型		火电	风电	水电	储能	光伏
惯性时间常数	1、2	6	2	4	8	2
	3	6	6	4	8	6
一次调频比例/%	1、2	10	6	15	10	6
	3	10	18	15	10	18

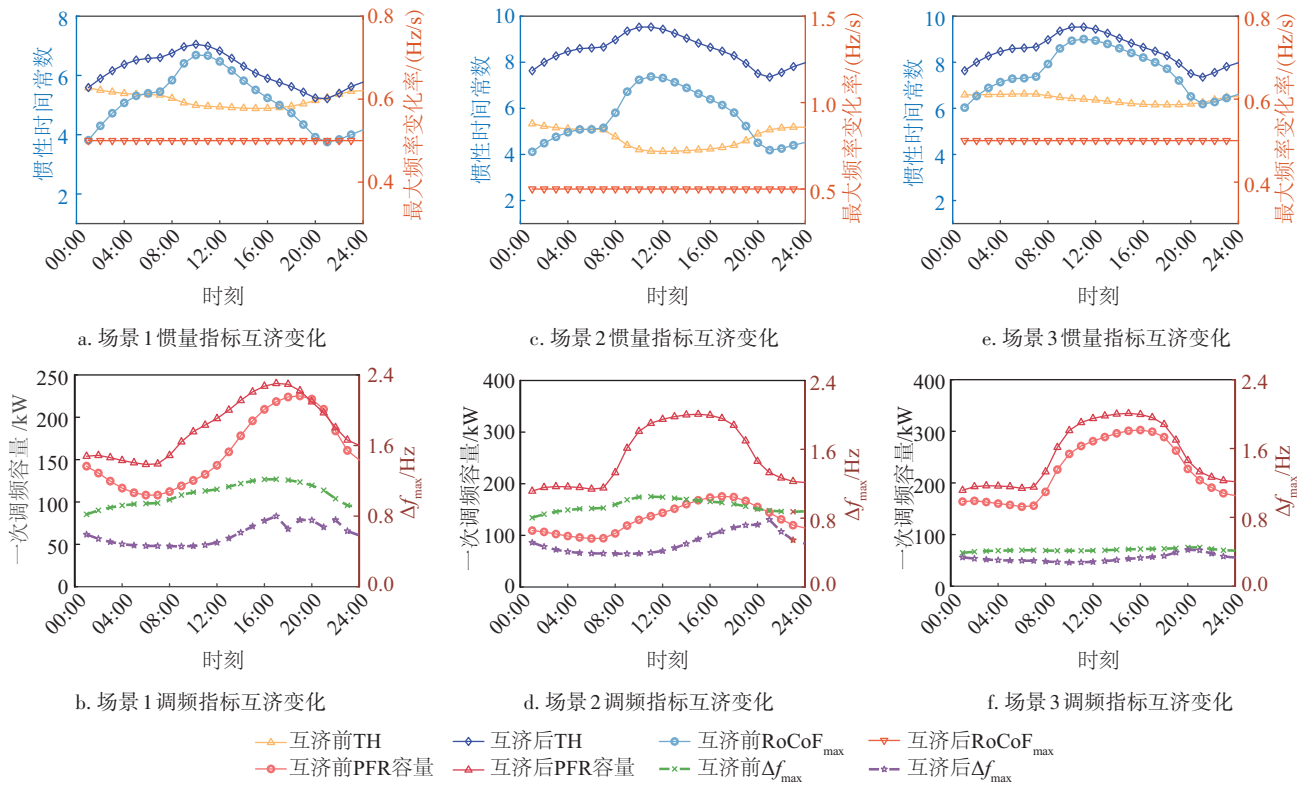


图 4 能源资源互济前后系统频率支撑能力

Fig. 4 Frequency support ability of system before and after energy resource mutual-aid

4.3 能源资源互济效果分析

低惯量电力系统的频率调节问题主要是由于新能源的高渗透性所带来的,故选取风电及光伏供应商作为研究对

象,分析各场景下供应商之间频率调节资源互济情况,如图5、图6所示。其中图5a、图5b、图6a、图6b对应场景1,图5c、图5d、图6c、图6d对应场景2,图5e、图5f、图6e、图6f对应场景3。

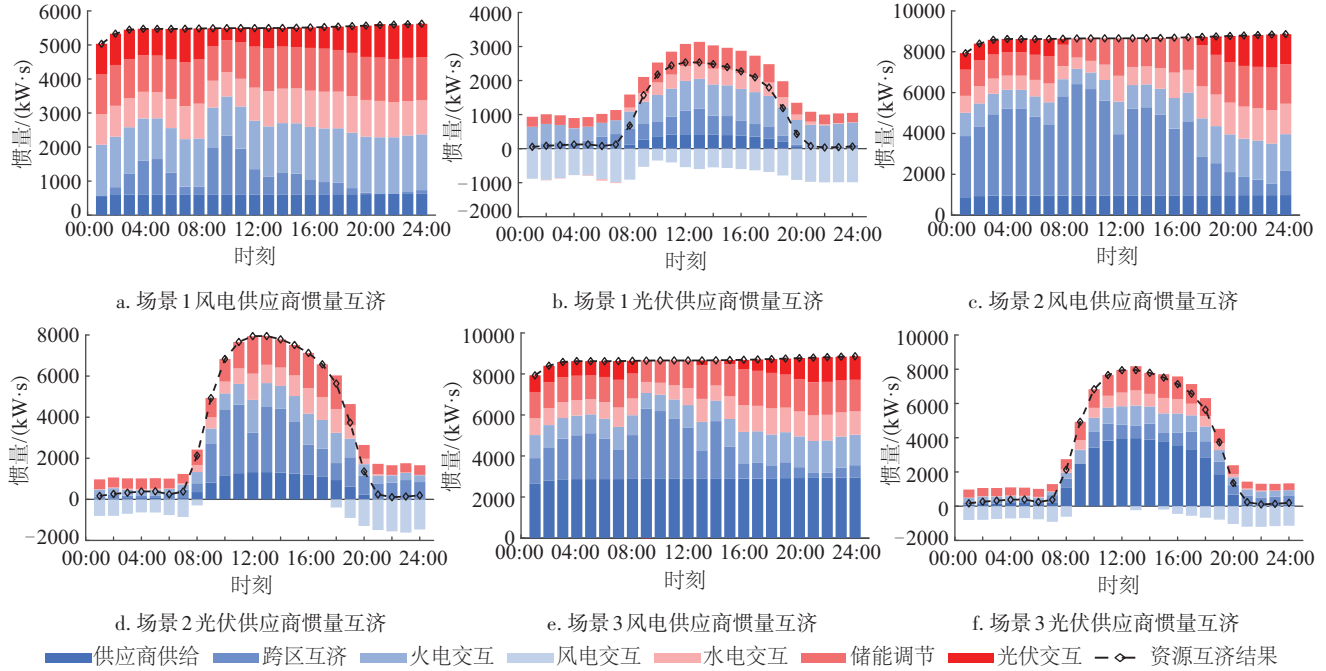


图5 新能源与其他供应商惯量资源互济交互效果

Fig. 5 Effect of inertia resource mutual-aid between renewable energy and other suppliers

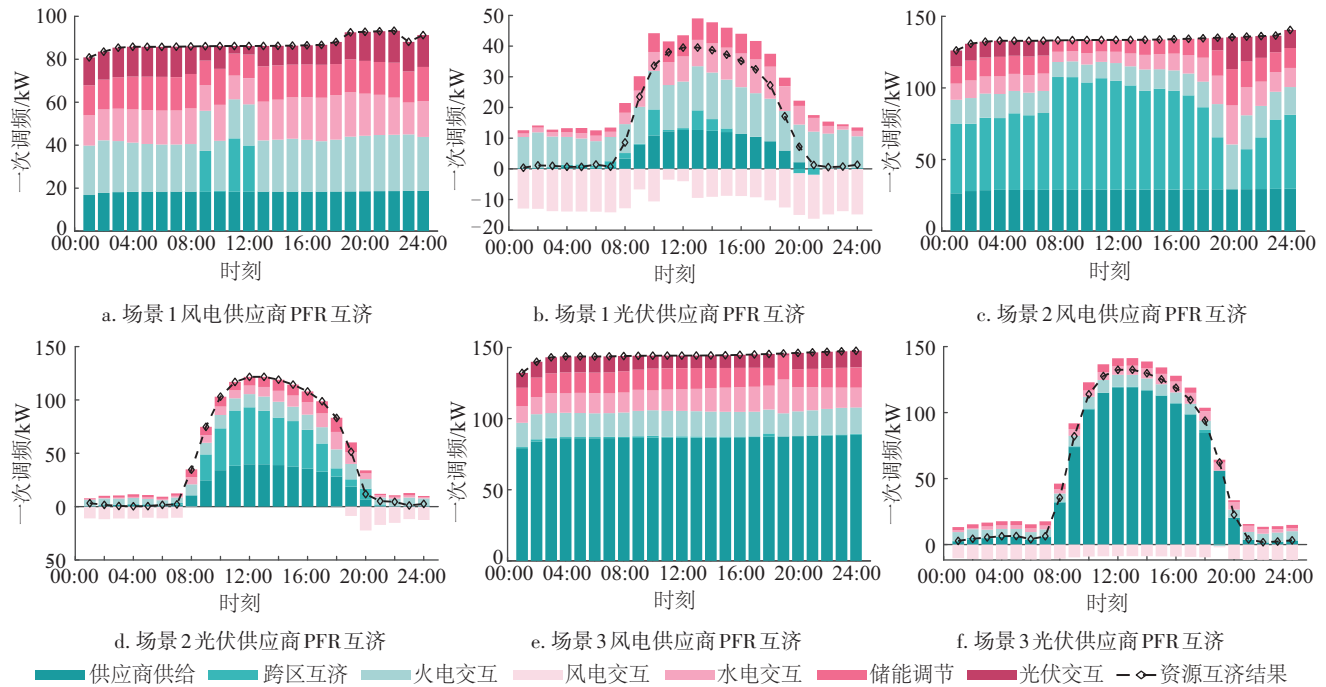


图6 新能源与其他供应商PFR资源互济交互效果

Fig. 6 Effect of PFR resource mutual-aid between renewable energy and other suppliers

场景1中,参与资源互济的新能源供应商共需惯量157275 kW·s、PFR2470 kW,由其他供应商及跨区共享互济惯

量140231 kW·s 占总需求89.16%,本地及跨区互济资源量占比分别为84.58%、15.42%,PFR互济1903 kW 占总需求

77.06%,本地及跨区互济资源量占比分别为 95.29%、4.71%。场景 2 下渗透率为 70%,新能源供应商惯量及 PFR 需求为 287624 kW·s、4355 kW,其他供应商及跨区共享互济惯量 262360 kW·s 占总需求 91.22%,本地及跨区互济占比分别为 55%、45%,PFR 互济 3263.33 kW 占总需求 74.92%,本地及跨区互济资源量占比分别为 46.51%、53.49%。供应商自身及本地调节能力明显不足,互济空间大幅度膨胀。场景 3 下其他供应商及跨区共享互济惯量 168116 kW·s 占总需求 58.45%,本地及跨区互济占比分别为 76.09%、23.91%,PFR 互济 1505 kW 占总需求的 31.41%,本地及跨区互济资源量占比分别为 98.90%、1.01%。本地资源调节压力减小,跨区资源互济需求收缩,整体互济空间收缩。

4.4 能源资源互济效益及算法收敛性分析

3 种场景下各供应商参与能量—频率响应服务互济成本如表 2 所示,其中正值为该部分所承担的成本,负值为获得的收益。相较于集中式资源调度供应商分布式本地资源互济在日前市场下各供应商在能量市场收益上升 8%,惯量市场方面成本降低 12.74%,PFR 互济成本降低 15.46%。通过日内平衡市场实现资源分配调节,全体供应商效益较集中式市场上升 50.30%,证实了分布式互济方式可大幅激励供应商参加市场调节的积极性。

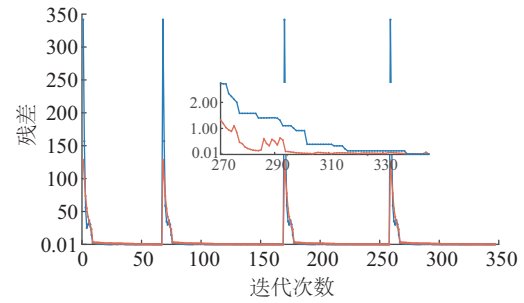
通过场景 1 与 2 对比可以看出,随着新能源渗透率的变化,能量互济成本受供应商结构变化影响较小,但频率响应成本随新能源渗透率的上升显著升高,场景 2 的的惯量成本约为场景 1 的 5 倍,PFR 成本约为 4 倍,通过调节新能源机组的惯量及 PFR 支撑能力,对比场景 2 频率资源互济成本,惯量成本下降 17.32%,PFR 响应产生正收益向其他区域进行 PFR 调节资源支援。

表 2 供应商互济成本

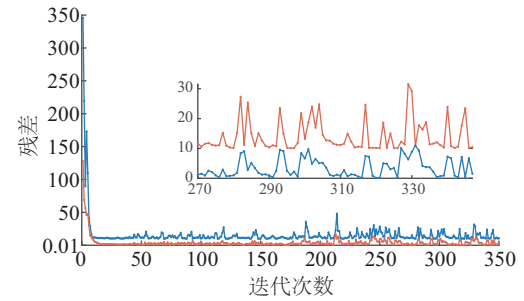
Table 2 Mutual-aid costs of suppliers

美元					
场景	互济阶段	能量	惯量	一次调频	互济成本
1	日前	-5698.66	1272.96	881.25	-2527.58
	日内	850.13	-9.46	176.20	
2	日前	-5798.48	4791.49	3362.56	6457.54
	日内	1634.89	1597.64	869.44	
3	日前	-5798.48	1351.18	-642.31	-3306.04
	日内	1634.89	61.93	86.75	

场景 2 条件下采用嵌套 AOP 的共享 ADMM 及标准 ADMM 方法原始残差、对偶残差、成本对比如图 7、图 8 所示,以此描述求解问题过程中收敛性能及结果差异。



a. AOP方法下残差变化



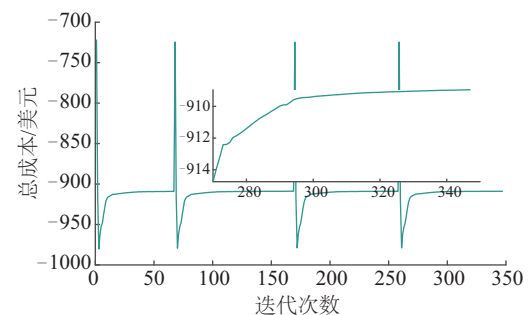
b. 标准 ADMM 残差变化

图 7 迭代残差变化

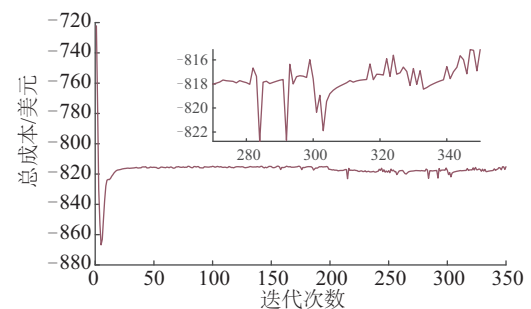
Fig. 7 Change of residual with iteration

在考虑 AOP 方法的迭代过程中,采用共享 ADMM 经 4 轮迭代,求解出能源资源互济的最优方案。标准 ADMM 方法由于所提能源资源互济模型的非凸性及不连续性,在整个收敛过程中均处于振荡状态,原始残差无法收敛至 0.02。

关于迭代次数对总成本影响,如图 8a 所示,嵌套 AOP 的共享 ADMM 方法在每轮迭代中总成本均处于稳定下降趋势,



a. AOP方法下总成本变化



b. 标准 ADMM 总成本变化

图 8 迭代成本变化

Fig. 8 Change of total cost with iteration

最终优化结果为-908.96美元。而标准 ADMM 总成本在迭代过程中无明显收敛现象,如图 8b 所示,相同迭代次数情况下总成本最终处于[-821, -825]美元区间内振荡。

5 结 论

为防止系统频率安全随新能源渗透率上升而愈发严峻,本文提出一种考虑量化系统频率安全指标的多元频率调节资源互济方法,主要得出以下结论:

1) 本文所构建的能源资源互济模型充分考虑系统频率变化动态指标,通过惯性时间常数、RoCoF、QSS 指标刻画系统频率实时变化特征,在本文所设计的场景中 70% 新能源渗透率较 40% 渗透率下产生的惯量及 PFR 互济空间分别上浮 161.60%、211.52%,通过增强调节能力,惯量及 PFR 互济空间收缩至场景 2 系统需求的 24.96%、58.14%,分析了最大频率偏差的动态变化,优化互济资源配置后系统最大频率偏差显著降低,有效反映了能源资源互济前后的频率安全指标变化。

2) 与集中式调度方法相比,所提的能源资源共享互济方法能够有效激励供应商积极性,供应商总效益上升 50.30%。同时,新能源渗透率及供应商频率调节能力变化对能源资源互济空间及互济成本产生波动。

3) 算法性能对比表明,相较于标准 ADMM 算法,本文所提出的嵌套 AOP 的共享 ADMM 方法具有更加精准的收敛范围和更快的收敛速度,同时其优化结果可为供应商带来更高的收益。

本文主要围绕日前-日内时间尺度下能量-惯量-一次调频能源资源互济方法,考虑了多元调节资源结合跨区调节方式。未来可以深化研究短时及超短时频率调节资源协调方法,激励快速调节资源参与解决系统频率响应问题;同时,可进一步探讨多区域互联能源资源互济场景,提升整体系统频率响应能力,形成有效的区域性调节措施。

[参考文献]

[1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38 (7): 1893-1904, 2205.
ZHOU X X, CHEN S Y, LU Z X, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38 (7): 1893-1904, 2205.

[2] 国家发展改革委. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
National Development and Reform Commission, Guidelines on accelerating the construction of a nation unified electricity market system [EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm

gov.cn/zhengce/zhengceku/20220130/content_5671296.htm

[3] 国家能源局. 电力辅助服务管理办法[EB/OL]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm.
National Energy Administration. Measures for the management of power auxiliary services [EB/OL]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm.

[4] WANG Y, DELILLE G, BAYEM H, et al. High wind power penetration in isolated power systems: assessment of wind inertial and primary frequency responses [J]. IEEE transactions on power systems, 2013, 28(3): 2412-2420.

[5] SONI N, DOOLLA S, CHANDORKAR M C. Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia [J]. IEEE transactions on power delivery, 2013, 28(3): 1830-1838.

[6] Australian Energy Council. Inertia ancillary service market options [EB/OL]. https://www.energycouncil.com.au/media/4irjofwn/aec-inertia-market-options-marketwise-solutions_20210831.pdf.

[7] DU P W, MAGO N V, LI W F, et al. New ancillary service market for ERCOT [J]. IEEE access, 2020, 8: 178391-178401.

[8] National Grid ESO. The enhanced frequency control capability project closing down report [EB/OL]. <https://www.nationalgrideso.com/document/144441/download>.

[9] 叶林,王凯丰,赖业宁,等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 446-464.
YE L, WANG K F, LAI Y N, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level [J]. Power system technology, 2023, 47(2): 446-464.

[10] 孟秋,廖凯,郑舜玮,等. 考虑灵活性区域互济的电力系统源-网-储协同规划[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3165-3174.
MENG Q, LIAO K, ZHENG S W, et al. Source-grid-storage coordinated planning for power system considering flexibility mutual aid among regions [J]. Power system technology, 2024, 48(8): 3165-3174.

[11] 辛业春,张嘉新,江守其,等. 提升特高压直流系统送端频率稳定性的协调控制策略[J]. 电网技术, 2023, 47 (12): 5089-5097.
XIN Y C, ZHANG J X, JIANG S Q, et al. Coordinated control strategy to improve frequency stability at sending terminal of ultra-high voltage direct current transmission system [J]. Power system technology, 2023, 47 (12): 5089-5097.

[12] LI K, WEI L S, FANG J K, et al. Incentive-compatible primary frequency response ancillary service market

- mechanism for incorporating diverse frequency support resources[J]. *Energy*, 2024, 306: 132339.
- [13] HU J W, YAN Z, XU X Y, et al. Inertia market: mechanism design and its impact on generation mix [J]. *Journal of modern power systems and clean energy*, 2023, 11(3): 744-756.
- [14] MATAMALA C, BADESA L, MORENO R, et al. Cost allocation for inertia and frequency response ancillary services[J]. *IEEE transactions on energy markets, policy and regulation*, 2024, 2(3): 328-338.
- [15] 朱兰, 宋一帆, 蔡武军, 等. 考虑异步区域调频资源互济的电能、惯性与一次调频联合优化出清模型[J/OL]. *中国电机工程学报*, 2024: 1-13. (2024-09-19). <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=ZGDC20240913006&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
ZHU L, SONG Y F, CAI W J, et al. Joint optimized clearing model of electric energy, inertia and primary frequency response considering frequency response resource mutual aid between asynchronous interconnected areas [J/OL]. *Proceedings of the CSEE*, 2024: 1-13. (2024-09-19). <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=ZGDC20240913006&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- [16] 朱兰, 张学涵, 唐陇军, 等. 计及紧急可中断负荷的电能、惯性与一次调频联合出清模型[J]. *上海交通大学学报*, 2025, 59(1): 16-27.
ZHU L, ZHANG X H, TANG L J, et al. A combined clearing model of electric energy, inertia, and primary frequency regulation considering emergency interruptible load service[J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2025, 59(1): 16-27.
- [17] 李杨, 孙斌, 吴峰, 等. 考虑动态频率约束的多能源电力系统日前-日内优化调度[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(2): 406-415.
LI Y, SUN B, WU F, et al. Day-ahead and intra-day optimal scheduling of multi-energy power systems considering dynamic frequency constraints [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2024, 45(2): 406-415.
- [18] BADESA L, MATAMALA C, ZHOU Y J, et al. Assigning shadow prices to synthetic inertia and frequency response reserves from renewable energy sources [J]. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2023, 14(1): 12-26.
- [19] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Pricing inertia and Frequency Response with diverse dynamics in a mixed-integer second-order cone programming formulation [J]. *Applied energy*, 2020, 260: 114334.
- [20] 李雪晴, 艾欣, 王昊洋. 基于改进分析目标级联法的交直流混联配电网分布式优化运行[J]. *现代电力*, 2024, 41(4): 689-698.
LI X Q, AI X, WANG H Y. Distributed optimization operation of AC/DC hybrid distribution network based on improved analytical target cascading method [J]. *Modern electric power*, 2024, 41(4): 689-698.
- [21] LIU H T, BOSE S, NGUYEN H D, et al. Distributed dual subgradient methods with averaging and applications to grid optimization [J]. *Journal of optimization theory and applications*, 2024, 203(2): 1991-2024.
- [22] 沈思辰, 韩海腾, 周亦洲, 等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用P2P交易模型[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(18): 147-157.
SHEN S C, HAN H T, ZHOU Y Z, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer trading model for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk [J]. *Automation of electric power systems*, 2022, 46(18): 147-157.
- [23] 蔡昀峰, 宋梦, 高赐威, 等. 考虑碳积分与电能溯源的绿色社区能量共享策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(6): 2157-2171.
CAI Y F, SONG M, GAO C W, et al. Energy sharing strategy in green communities considering carbon credit and power traceability [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(6): 2157-2171.
- [24] 王宇露, 李兰馨. 计及不确定性的多园区综合能源系统能量管理策略[J]. *太阳能学报*, 2025, 46(7): 154-163.
WANG Y L, LI L X. Energy management strategy for multi-park integrated energy systems considering uncertainty [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2025, 46(7): 154-163.
- [25] JIA Y B, WAN C, YU P, et al. Security constrained P2P energy trading in distribution network: an integrated transaction and operation model [J]. *IEEE transactions on smart grid*, 2022, 13(6): 4773-4786.
- [26] 晏鸣宇, 王玲玲, 滕飞, 等. 面向分布式能源的可交易能源市场研究综述与展望[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(18): 33-48.
YAN M Y, WANG L L, TENG F, et al. Review and prospect of transactive energy market for distributed energy resources [J]. *Automation of electric power systems*, 2023, 47(18): 33-48.
- [27] 瞿小斌, 文云峰, 叶希, 等. 基于串行和并行ADMM算法的电-气能量流分布式协同优化[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(4): 12-19.
QU X B, WEN Y F, YE X, et al. Distributed optimization of electric-gas integrated energy flow using serial and parallel iterative modes for alternating direction method of multipliers [J]. *Automation of electric power systems*, 2017, 41(4): 12-19.
- [28] XU X, LI J Y, XU Y, et al. A two-stage game-theoretic method for residential PV panels planning considering energy sharing mechanism [J]. *IEEE transactions on power*

- systems, 2020, 35(5): 3562-3573.
- [29] KIM H, LEE J, BAHRAMI S, et al. Direct energy trading of microgrids in distribution energy market [J]. IEEE transactions on power systems, 2020, 35(1): 639-651.
- [30] ZHONG W F, XIE K, LIU Y, et al. Nash mechanisms for market design based on distribution locational marginal prices[J]. IEEE transactions on power systems, 2022, 37(6): 4297-4309.
- [31] 谢珍建, 汤奕. 计及源荷惯量特征的电力系统最小惯量需求评估[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 66-77.
- XIE Z J, TANG Y. Evaluation of minimum inertia requirement of power system considering source-load inertia characteristics [J]. Automation of electric power systems, 2024, 48(10): 66-77.
- [32] 王振浩, 陈诗伦, 葛津铭, 等. 计及新能源场站调频能力的电力系统最小惯量评估方法[J]. 太阳能学报, 2024, 45(8): 494-502.
- WANG Z H, CHEN S L, GE J M, et al. Minimum inertia evaluation method of power system considering frequency modulation capability of new energy stations [J]. Acta energiae solaris sinica, 2024, 45(8): 494-502.
- [33] 李东东, 郭天洋, 刘庆飞, 等. 计及光伏发电的新能源电力系统惯量评估[J]. 太阳能学报, 2021, 42(5): 174-179.
- LI D D, GUO T Y, LIU Q F, et al. Inertia estimation of renewable power system considering photovoltaics [J]. Acta energiae solaris sinica, 2021, 42(5): 174-179.
- [34] CHANG T H. A proximal dual consensus ADMM method for multi-agent constrained optimization [J]. IEEE transactions on signal processing, 2016, 64(14): 3719-3734.
- [35] ZHONG X Q, ZHONG W F, LIN Z J, et al. Localized electricity and carbon allowance management for interconnected discrete manufacturing systems considering algorithmic and physical feasibility [J]. Applied energy, 2024, 372: 123791.
- [36] PJM. Data manner 2[EB/OL].<https://dataminer2.pjm.com/list>.
- [37] LIN J, PIPATTANASOMPORN M, RAHMAN S. Comparative analysis of auction mechanisms and bidding strategies for P2P solar transactive energy markets [J]. Applied energy, 2019, 255: 113687.
- [38] Australian Energy Council. 2020 frequency response annual analysis[EB/OL]. https://www.nerc.com/comm/OC/RS%20Landing%20Page%20DL/Frequency%20Response%20Standard%20Resources/2020_FRAA_Draft_Report_Final_.pdf.

DAY-AHEAD AND INTRA-DAY ENERGY RESOURCE MUTUAL-AID METHOD CONSIDERING INERTIA AND PRIMARY FREQUENCY REGULATION

Yan Aibo¹, Han Dong¹, Qin Han²

(1. School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China;

2. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China)

Abstract: To explore a new mechanism of frequency response with multi-resource coordination, a day-ahead and intra-day decentralized mutual-aid method of energy and auxiliary services is proposed. Firstly, based on the mutual-aid of energy resources, the framework of multivariate adjusting resources is established including day-ahead and intra-day energy, inertia and primary frequency regulation (PFR). Secondly, the shared alternating direction method of multiplier (ADMM) is adopted to realize efficient solutions of the model and protect the privacy of mutual-aid subjects, in which the alternating optimization procedure (AOP) is established to address the non-convexity. Finally, a simulation example is given to verify that the proposed method can effectively motivate multiple regulatory resource suppliers to provide inertia and PFR services, which provides a reference for promoting mutual-aid of frequency regulation resources.

Keywords: inertia; primarily frequency regulation; alternating direction method of multiplier; alternating optimization procedure; mutual-aid of resource