

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2022.07.008

考虑断面负载率的县域内部新能源电力自平衡交易调度策略研究

Research on county-level self-balance transaction scheduling strategy for new energy considering section load rate

路尧¹, 顾晓希², 尹硕¹, 陈兴¹, 金曼¹
LU Yao¹, GU Xiaoxi², YIN Shuo¹, CHEN Xing¹, JIN Man¹

(1. 国网河南省电力公司经济技术研究院, 郑州 450052; 2. 国网河南省电力公司营销服务中心(计量中心), 郑州 450052)

(1. Economic Research Institute of State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450052, China; 2. Marketing Service Center of State Grid Henan Electric Power Company (Measurement Center), Zhengzhou 450052, China)

摘要:“双碳”目标下,随着新能源并网规模逐渐增大,新能源出力的随机性和波动性将会进一步影响系统安全稳定运行。针对县域对外联络线断面负载率频繁波动的问题,提出一种考虑断面负载率的县域内部新能源电力自平衡交易调度策略,建立考虑断面负载率的日前-实时双层交易联合优化模型。仿真计算表明,该策略相比于仅运用储能技术的单纯物理方法来说,可以显著提升新能源就地消纳率,减少联络线潮流波动,优化断面负载率,维护电网稳定。

关键词:碳中和; 新能源并网; 断面负载率; 县域; 电力自平衡; 调度策略; 新型电力系统

中图分类号:TK 01:TM 614 **文献标志码:**A **文章编号:**2097-0706(2022)07-0066-07

Abstract: The grid-connected new energy is expanding in the context of "dual carbon" targets. But the random and volatile outputs of new energy will affect the safe and stable operation of power systems. In view of the frequent fluctuation of tie lines' section load rates in rural areas, a county-level self-balance transaction scheduling strategy for new energy considering section load rate is proposed. Taking the section load rate into consideration, a joint optimization bi-level transaction model of day-ahead and real-time market is made. The simulation calculation shows that the strategy can significantly improve the local consumption rate of new energy. Compared with the simple physical method taking energy storage technology only, the proposed strategy can relieve the tie line power flow fluctuation, optimize the section load rate and maintain the stability of power grid.

Keywords: carbon neutrality; new energy grid connection; section load rate; county; self balance of power; scheduling strategy; new power system

0 引言

近年来,针对全球气候变暖问题,节能减碳一度成为各国专家学者持续关注研究的主题。随着碳达峰、碳中和步伐的加快,2021年我国首次提出构建以新能源为主体的新型电力系统,新能源在未来电力系统中的主体地位首次得以明确。

随着新能源装机不断增加,大规模并网接入将给系统稳定带来更多的安全隐患。一是区域新能

源出力与需求不匹配会导致弃风弃光^[1];二是剩余电量通过区外联络线造成的联络线断面负载率升高,造成网络阻塞^[2],增加系统备用成本和运行风险。

构建新型电力系统的目标下,实现区域内部全新能源绿色用电,新能源就地消纳,逐步实现区域电力供需平衡。文献[3]提出了一种电气互联系统联络线功率波动调控策略。文献[4]提出了一种协调性更好的省间联络线控制考核策略。文献[5]提出了一种风光储微电网并网联线功率控制策略。文献[6]提出了一种源-荷-储协同的电热微网联络线功率平滑策略。文献[7]提出一种区域内考虑

市场主体利益最优的市场交易优化策略。但文献[1-6]单从物理技术层面研究对联络线功率的控制,并未涉及通过交易手段的控制策略。文献[7]从交易层面研究对区域内部能源资源的优化配置,但未提及对断面联络线功率的影响。

本文聚焦县域内部,以县域内部自平衡为切入点,提出一种考虑断面负载率的县域内部新能源电力自平衡交易调度策略,考虑通过市场交易的手段来达到县域内部新能源电力资源的优化平衡,建立一种考虑断面负载率的日前-实时双层交易联合优化模型。

算例验证表明,该交易策略相比于仅运用储能技术的单纯物理方法可以有效降低县域与外部联络线断面负载率,提升内部新能源消纳水平。

1 县域自平衡交易调度框架

本文考虑建立包含县域电网运营商、新能源发电商(风力发电、光伏发电、蓄电池、生物质发电)、负荷聚集商^[8](储能系统、需求响应)等的县域自平衡交易调度框架,如图1所示。

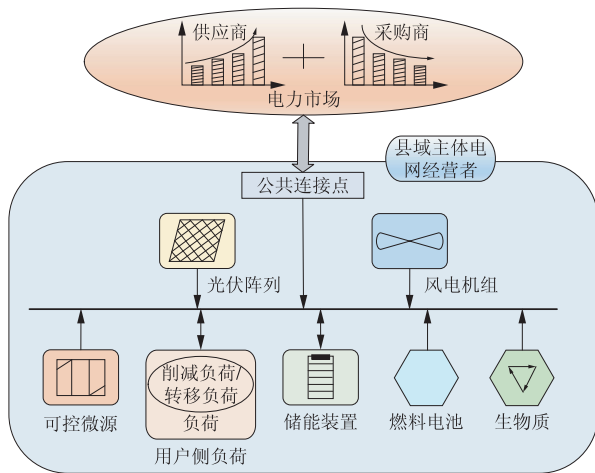


图1 县域自平衡交易调度框架

Fig. 1 County-level self-balance transaction scheduling framework

按照“集中优化、分散控制”设计思路,推进风电、光伏、电网、储能、用能设备等智慧物联^[9]和多源信息感知,基于大数据云计算平台和能量管理系统,构建县域自平衡交易调度框架,形成县域内部能源资源协同优化运行策略,促进新能源就地就近消纳。

县域自平衡交易调度层级示意如图2所示。整个县域自平衡交易调度系统通过大数据云计算仿真平台^[10],实现县域内部源、荷、储等各类可控资源的数据接入、数据处理,开展源网荷储协同运行特性建模、可视化时序仿真模拟,提供评估类服务、生

产类服务、电网资源可调控能力及交易能力评估、可调负荷应用服务等辅助决策;通过构建能量管理系统^[11],制定优化运行策略,进行能量控制,实现县域内部新能源资源监测和调控。

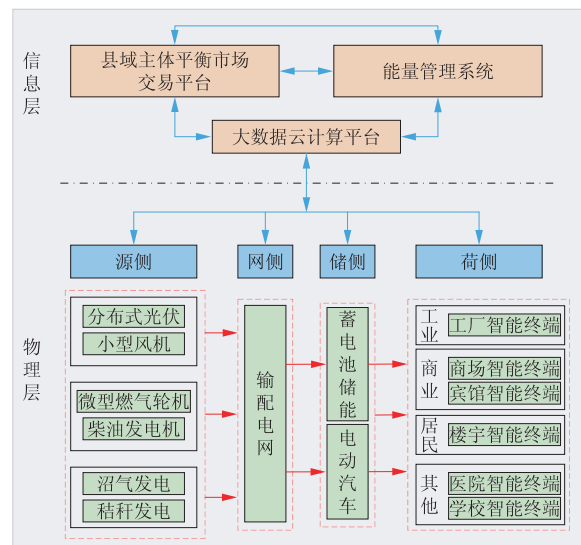


图2 县域自平衡调度层级示意

Fig. 2 Hierarchy of the county-level self-balance scheduling strategy

2 县域市场交易主体架构

2.1 县域电网运营商

对于由县域市场交易主体组成的县域自平衡电网来说,需要具备一个独立单元,即县域电网运营商,其对县域内部市场交易的有序可靠运营进行行为管控。

本文构建了以县域电网运营商为主体的县域主体电力交易构架,对外部电力市场,其类似于虚拟电厂^[12](VPP),作为独立交易主体进行电力交易;对内部电力市场,其根据市场供需及各市场主体的交易意愿情况制定交易规则,达到电力资源实现就地消纳、优化配置的目的。限于研究内容,本文仅考虑对内电力市场场景。

2.2 新能源发电商

县域借助独有的地域资源优势,拥有着丰富的风光、生物质等新能源资源。在“双碳”目标下,新能源发电将掀起新一轮热潮。越来越多的投资商将目光投向炙手可热的新能源行业,逐步发展成为县域市场主体。

针对新能源出力随机性、波动性等不稳定特性,新能源发电商需要具备出色的新能源出力预测技术^[13]、参与电力市场交易、参与电力系统调峰^[14]等方面的能力。

新能源发电市场正面临全新的发展时期,不同

模式上的不同角色都要重新审视自身链条及角色的商业价值,新能源发电商仍需更精细、更高效率的运营,才能够最大化地发挥综合效能。

2.3 负荷聚集商

县域内部的各种负荷诸如工业、商业及居民负荷等给电力市场交易运营带来不便,同时对电力调度运行带来安全隐患。负荷聚集商在用户负荷资源聚合管理方面起着提升效益、降低风险等重要作用。

县域用户侧需求响应包括企业级用户、蓄热式电锅炉、分布式储能^[15]、虚拟电厂、电动汽车充电站为主的区域特色可调节负荷^[16]资源库,通过构建分层级、分时段、分梯度的可调节负荷控制集群,紧密跟踪电网运行需求,来提升负荷侧有序用电能力,实现可调节负荷资源的最佳配置。

考虑建立县域需求响应长效激励机制,借助出台县域需求响应^[17]支持政策和交易规则,以价格信号引导各类主体常态化参与需求响应,来实现成本和收益的合理分配。

2.4 储能系统

在新能源并网规模日益增大的趋势下,为更好平抑风光等新能源发电给电网带来的波动性,提高新能源消纳渗透率,维护电力市场有序运营,县域电网电源侧需要合理配置储能,集中式风电光伏、整县推进分布式光伏按一定比例配置储能。

县域电网需要通过灵活布局电网末端、偏远地区、负荷中心等关键节点,来发挥规模化储能参与电网调峰、调频及紧急功率的支撑作用。县域电网需要通过建设用户侧储能示范项目来灵活布局用户侧储能,探索开展电动汽车与电网互动新技术^[18](V2G)应用,发展典型新能源汇集站共享储能^[19],为做好储能并网服务和指导奠定基础^[20-23]。

2.5 交易主体资产股权架构

县域市场交易主体资产股权架构如图3所示。县域一体化运营项目吸纳县域多元化投资主体和社会资本等多渠道资金,其中电网公司具备绝对控股权,负责对县域一体化运营主体的要素投入,县域一体化运营主体则负责对县域主体项目的代理运营。

3 考虑断面负载率的多市场主体自平衡电力交易调度策略

本文基于断面负载率,构建包含日前和实时交易的双层联合优化模型,首先基于断面负载率,建立日前市场交易出清优化模型,然后根据日前市场中系统运行最小化实时调整情况,构建考虑断面负

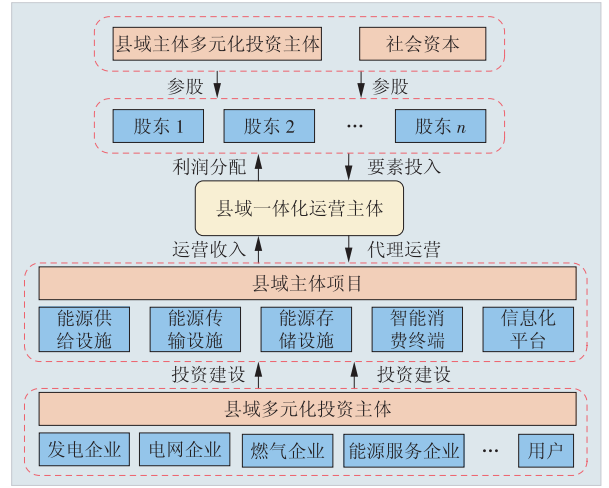


图3 县域主体资产股权架构

Fig. 3 Shareholding structure of the main assets of the county

载率的日前-实时双层交易联合优化模型。

3.1 考虑断面负载率的日前交易联合优化策略

3.1.1 双目标日前交易联合优化收益模型

依照风光出力预测曲线,首层交易策略以县域市场主体交易经济效益、断面负载率最优为目标,协调调度内部各市场主体出力情况,构建考虑断面负载率的双目标日前交易联合优化效益模型,并将优化后的结果作为第2层交易优化的基础,为方便起见,本文均以断面净潮流绝对值表征断面负载率情况,其目标函数为

$$\max Y = \max \sum_{t=1}^T (R_t^{\text{LD}} + R_t^{\text{MA}} - C_t^{\text{ES}} - M_t^{\text{DG}} - R_t^{\text{DR}}) - \min |P_{G,t}^{\text{DA}} - P_{L,t}^{\text{DA}}|, \quad (1)$$

$$R_t^{\text{LD}} = \pi_t^{\text{ret}} (D_t - P_t^{\text{LC2}}) \Delta T, \quad (2)$$

$$R_t^{\text{MA}} = \pi_t^{\text{DA}} P_t^{\text{DA}} \Delta T, \quad (3)$$

$$M_t^{\text{DG}} = \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} c_{\omega} P_{\omega,t} \Delta T + \sum_{v=1}^{N_p} c_v P_{v,t} \Delta T, \quad (4)$$

$$C_t^{\text{ES}} = \sum_k C_{k,t}^{\text{ES}}, \quad (5)$$

$$R_t^{\text{DR}} = \sum_{d=1}^{N_{\text{LC}}} C_{d,t}^{\text{LC}} + \sum_{s=1}^{N_{\text{LS}}} C_{s,t}^{\text{LS}}, \quad (6)$$

$$P_{G,t}^{\text{DA}} = P_{\text{wind},t}^{\text{DA}} + P_{\text{pv},t}^{\text{DA}} + P_{\text{die},t}^{\text{DA}} = \sum_{g=1}^N P_{g,t}^{\text{DA}}, \quad (7)$$

$$P_{L,t}^{\text{DA}} = P_{\text{dem},t}^{\text{DA}} + P_{\text{load},t}^{\text{DA}} = \sum_{l=1}^N P_{l,t}^{\text{DA}}, \quad (8)$$

式中: $P_{G,t}^{\text{DA}}$ 、 $P_{L,t}^{\text{DA}}$ 分别为整个县域日前 t 时刻的新能源机组发电功率、总负荷功率; C_t^{ES} 、 M_t^{DG} 、 R_t^{DR} 分别为蓄电池储能折旧费用、风电和光伏机组运行维护费用、用户需求侧响应补偿费用; R_t^{MA} 、 R_t^{LD} 分别为与电力市场的交易收益和给用户的售电收益; π_t^{DA} 为 t 时段预测的日前市场电价; π_t^{ret} 为零售电价; D_t 为预测总负荷量; P_t^{LC2} 为LC用户负荷削减量; P_t^{DA} 为日前市

场的售电功率。

式(1)前半部分表示整个县域 t 时刻电力供需差的最小算数差值,即联络线功率最小值;后半部分表示整个县域日前市场交易运行收益最大值。

3.1.2 其他约束条件

(1)调度功率平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{cha}^{DA,RT}(t) \delta_{cha}^{DA,RT}(t) + P_{load}^{DA,RT}(t) - P_{dem}^{DA,RT}(t) + \\ P_{buy}^{DA,RT}(t) = P_{pv}^{DA,RT}(t) + P_{wind}^{DA,RT}(t) + P_{die}^{DA,RT}(t) + \\ P_{dis}^{DA,RT}(t) \delta_{dis}^{DA,RT}(t) + P_{sell}^{DA,RT}(t), \end{aligned} \quad (9)$$

式中: $P_{buy}^{DA,RT}(t)$, $P_{sell}^{DA,RT}(t)$, $P_{wind}^{DA,RT}(t)$, $P_{pv}^{DA,RT}(t)$, $P_{die}^{DA,RT}(t)$ 分别为 t 时刻日前与实时2阶段调度下网功率,上网功率,风电、光伏及生物质发电预测出力; $P_{dis}^{DA,RT}(t)$, $\delta_{cha}^{DA,RT}(t)$, $\delta_{dis}^{DA,RT}(t)$ 分别为充放电功率及其相应系数; $P_{dem}^{DA,RT}(t)$, $P_{load}^{DA,RT}(t)$ 分别为需求响应及用户负荷功率。

(2)线路传输功率约束。

$$I_{l,t}^2 = (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij,t}) (G_l^2 + B_l^2) \leq (I_l^{\max})^2, \quad l \in \Omega^L, \quad (10)$$

式中: $I_{l,t}$ 为微网支路电流的幅值,由节点电压和导纳矩阵求得; Ω^L 为所有支路的集合。

(3)生物质发电出力约束。

$$P_{die, \min} \leq P_{die}^{DA,RT}(t) \leq P_{die, \max}, \quad (11)$$

式中: $P_{die}^{DA,RT}(t)$ 为日前与实时调度中 t 时刻出力; $P_{die, \min}$, $P_{die, \max}$ 分别为最小、最大出力限制。

(4)风电光伏输出功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t} \leq \tilde{P}_{w,t}, \forall w, v, t, \\ 0 \leq P_{v,t} \leq \tilde{P}_{v,t} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{w,t}$ 和 $P_{v,t}$ 为风电和光伏的实际消纳功率; $\tilde{P}_{w,t}$ 和 $\tilde{P}_{v,t}$ 分别为日前风电和光伏的预测功率。

(5)需求响应模型出力约束。

$$0 \leq P_{dem}^{DA,RT}(t) \leq \theta(t) P_{load}^{DA,RT}(t), \quad (13)$$

式中: $\theta(t)$ 为 t 时刻中断系数; $P_{dem}^{DA,RT}(t)$, $P_{load}^{DA,RT}(t)$ 分别为实时与日前需求响应调度以及负荷曲线预测。

(6)储能机组充放电和电量约束。

$$P_{GE}^{\min} < P_{GE} < P_{GE}^{\max}, \quad (14)$$

$$G_{SE}^{\min} < G_{SE} < G_{SE}^{\max}, \quad (15)$$

式中: P_{GE} , G_{SE} 分别为与电网和天然气网的功率转化值;上标 $\max$, $\min$ 分别代表上、下限值。

(7)储能约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{cha}^{DA,RT}(t) \leq P_{st, \max} \\ 0 \leq P_{dis}^{DA,RT}(t) \leq P_{st, \max} \\ 0 \leq P_{OCst}^{DA,RT}(t) \leq P_{OC, \max} \\ 0 \leq \delta_{cha}^{DA,RT}(t) + \delta_{dis}^{DA,RT}(t) \leq 1 \end{cases}, \quad (16)$$

式中: $P_{st, \max}$, $P_{OC, \max}$ 分别为储能最大充放电功率和荷电状态。

3.2 考虑断面负载率的县域主体实时市场交易优化策略

3.2.1 日前市场系统最小化实时调整费用模型

为最大化减少双层交易策略模型衔接带来的费用偏差等误差成本,依照首层交易策略优化结果,结合日前市场系统最小化实时调整费用偏差情况,其相应目标函数为

$$\min P_{fee,t} = \sum_{j=1}^4 (\Delta M_{t,j}^{DG} + \Delta C_{t,j}^{CG} + \Delta C_{t,j}^{ES} - \Delta R_{t,j}^{LD}) - \Delta R_t^{MA} + \Delta P_t^{DR}, \quad (17)$$

$$\Delta R_{t,j}^{LD} = \pi_t^{\text{ret}} (\Delta P_{t,j}^{RT-LD} + P_t^{RT-LD}) \Delta T, \quad (18)$$

$$\Delta R_t^{MA} = 4\pi_t^{RT} P_t^{RT} \Delta T, \quad (19)$$

式中:对于 t 时段, π_t^{RT} 为实时市场预测电价; $P_{t,j}^{RT-LD}$ 为 j 时刻(15 min)的预测负荷偏差; P_t^{RT-LD} 为用户负荷在实时市场的削减电量。

3.2.2 考虑断面负载率的实时市场收益模型

根据上层交易优化结果,依据日前-实时市场运行产生的实际偏差数据,构建考虑实时市场断面负载率的县域主体最大化效益模型,其目标函数为

$$\max G^{RT} = \max \left\{ \frac{1}{N} \sum_{\omega=1}^N [R^{RT}(\omega) - C^{RT}(\omega)] - R_{clear}^{DA} \right\} - \min |P_{G,t}^{RT} - P_{L,t}^{RT}|, \quad (20)$$

$$R^{RT}(\omega) = P_{sell}^{RT}(t) E_{sell}^{\text{grid}} + P_{load}^{RT}(t) E_{sell}^{\text{load}} + [P_{wind}^{RT}(t) + P_{pv}^{RT}(t)] \gamma, \quad (21)$$

$$C^{RT}(\omega) = C_{st}^{RT} + C_{die}^{RT} + C_{dem}^{RT} + E_{buy}^{RT}(t) P_{\omega}^{RT}(t), \quad (22)$$

$$P_{G,t}^{RT} = P_{wind,t}^{RT} + P_{pv,t}^{RT} + P_{die,t}^{RT} = \sum_{g=1}^N P_{g,t}^{RT}, \quad (23)$$

$$P_{L,t}^{RT} = P_{dem,t}^{RT} + P_{load,t}^{RT} = \sum_{l=1}^N P_{l,t}^{RT}, \quad (24)$$

式中: G^{RT} 为实时市场中考虑断面负载率的最大化效用评价函数; $P_{G,t}^{RT}$, $P_{L,t}^{RT}$ 分别为整个县域实时市场 t 时刻的机组发电功率、总负荷功率; $R^{RT}(\omega)$ 为实时市场收益函数; $C^{RT}(\omega)$ 为实时市场成本函数; R_{clear}^{DA} 为日前市场最小调整费用,即为式(17)求得的最优值。

4 算例分析

4.1 参数设定

本文选取某县域电网夏季大负荷日(8月5日)进行案例分析,为更好地研究县域新能源消纳能力,假定县域电源装机为新能源和生物质机组,其中新能源装机90 MW,夏季大负荷日最大负荷56 MW,分别通过2个方案进行验证。方案1:通过用户在用户侧配15 MW/30 MW·h的储能系统;方案2:采

用本文提出的双层调度策略。本例采用 Matlab 优化工具箱进行优化求解,相关参数见表 1—3。

表 1 风电机组和光伏阵列单元参数

Table 1 Parameters of the wind turbine and PV array

类型	额定功率/ kW	维护成本/ [美元·(kW·h) ⁻¹]	出力 上限/ kW	出力 下限/ kW	爬坡率/ (kW·min ⁻¹)
风电机组	140	0.050 0	140	10	5
光伏阵列	180	0.001 6	180	0	—

表 2 储能蓄电池单元参数

Table 2 Parameters of the battery cell

额定容量/ (kW·h)	最小荷 电状态	最大荷 电状态	充电功 率/kW	放电功 率/kW	爬坡率/ (kW·min ⁻¹)
480	0.2	0.9	48	48	48

表 3 生物质发电单元机组参数

Table 3 Parameters of the bio-mass generator

额定功率/ kW	排量/ L	压缩比	燃气消耗/ [m ³ ·(kW·h) ⁻¹]	尺寸(长×宽×高)/ mm
200	14.0	10.5:1.0	<0.50	3 000×1 150×1 780
250	18.9	9.5:1.0	<0.50	3 440×1 550×2 200
300	18.9	9.5:1.0	<0.50	3 440×1 550×2 200
350	37.8	9.5:1.0	<0.50	3 440×1 550×2 200
400	37.8	9.5:1.0	<0.50	4 300×2 300×2 400
450	37.8	9.5:1.0	<0.50	4 300×2 300×2 400
500	37.8	9.5:1.0	<0.50	4 300×2 300×2 400
600	50.3	9.5:1.0	<0.50	5 652×2 286×2 441

4.2 结果分析

光伏和风电出力大发时刻和最大负荷时刻不在同一时段,此时联络线断面上会产生潮流交换。

方案 1 运用储能对其进行平抑后,断面净潮流绝对值有所下降,但总体下降范围比较有限。

方案 2 通过双层市场交易策略优化过后,整个交易时段的断面净潮流绝对值呈现规模性下降,说明通过运用市场手段对县域供需资源进行整体优化配置,产生了比较宏观整体的资源调度结果。

结合实时市场主体设备运行状态,对日前时段设备出力进行修正,从而提高了设备的利用率,校准了市场主体预测精度,日前/实时市场出清电价如图 4 所示,日前/实时市场中标电量如图 5 所示。

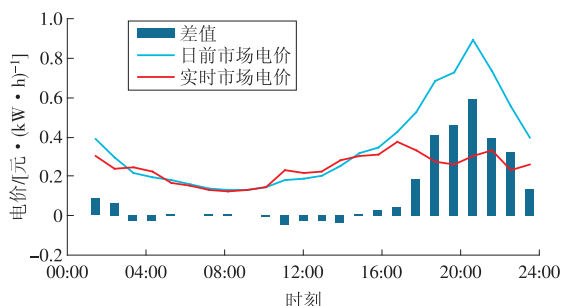


图 4 日前/实时市场出清电价

Fig. 4 Day-ahead/real-time market clearing price of electricity

方案 1 优化前后联络线功率曲线如图 6 所示。方案 2 优化前后联络线功率曲线如图 7 所示。

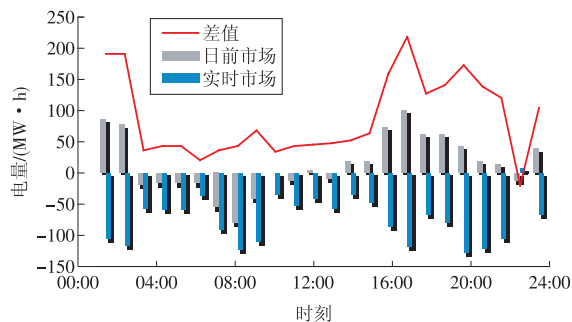


图 5 日前/实时市场中标电量

Fig. 5 Day-ahead/real-time bidding quota of electricity

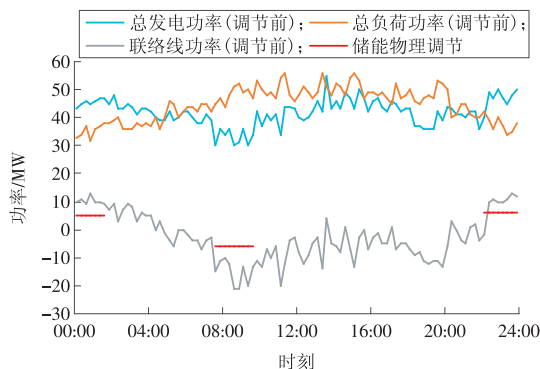


图 6 方案 1 优化前后联络线功率曲线

Fig. 6 Tie-line power curve before and after the optimization schedule 1

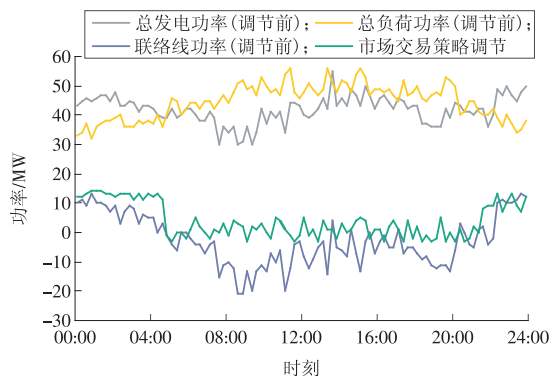


图 7 方案 2 优化前后联络线功率曲线

Fig. 7 Tie-line power curve before and after the optimization schedule 2

5 结束语

本文通过市场手段,提出了一种考虑断面负载率的县域内部新能源电力自平衡交易调度策略。首先介绍了县域内部自平衡市场机制和组成架构,分别建立了基于系统安全稳定约束的日前交易联合优化和考虑断面负载率的日前-实时双层交易联合优化模型,通过仿真分析,验证了该调度策略能显著提升新能源高比例消纳水平、高水准实现新能源就地平衡,减少电网阻塞及波动,降低联络线断

面负载率,维护大电网稳定性,减少电网投资,对于理清输配电价定价传导机制、提高电网投资能力有着重要意义。

参考文献:

- [1]任智君,郭红霞,杨苹,等.含高比例可再生能源配电网灵活资源双层优化配置[J].太阳能学报,2021,42(9):33-38.
REN Zhijun, GUO Hongxia, YANG Ping, et al. Double-layer optimal configuration of flexible resources with high proportion of renewable energy distribution network[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(9): 33-38.
- [2]刘志鹏,林顺富,钱亮,等.考虑金融输电权的配电网阻塞管理[J].电力系统保护与控制,2022,50(2):86-94.
LIU Zhipeng, LIN Shunfu, QIAN Liang, et al. Congestion management of a distribution network considering financial transmission rights[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 86-94.
- [3]余洋,贾浩,陈启维,等.基于改进模型预测控制的电气系统新能源功率波动平滑策略[J].电力建设,2021,42(9):65-73.
YU Yang, JIA Hao, CHEN Qiwei, et al. Fluctuation smoothing strategy of new energy power for electricity-gas interconnected system based on improved model predictive control [J]. Electric Power Construction, 2021, 42 (9) : 65-73.
- [4]刘志成,刘阳,徐浩,等.大电网交流联络线功率协调控制考核方法[J].高电压技术,2019,45(11):3620-3626.
LIU Zhicheng, LIU Yang, XU Hao, et al. Examination method for coordinated power control of AC tie-line[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(11): 3620-3626.
- [5]肖朝霞,贾双,朱建国,等.风光储微电网并网网络线功率控制策略[J].电工技术学报,2017,32(15):169-179.
XIAO Zhaoxia, JIA Shuang, ZHU Jianguo, et al. Tie - line power flow control strategy for a grid - connected microgrid containing wind, photovoltaic and battery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(15): 169-179.
- [6]王萧博,黄文焘,邵能灵,等.一种源-荷-储协同的电热微电网联络线功率平滑策略[J].电工技术学报,2020,35(13):2817-2829.
WANG Xiaobo, HUANG Wentao, TAI Nengling, et al. A tie-line power smoothing strategy for microgrid with heat and power system using source-load-storage coordination control [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35 (13): 2817-2829.
- [7]郑云飞,熊志,王博,等.考虑最优消纳区间的区域能源聚合商博弈策略[J].现代电力,2022,39(1):64-71.
ZHENG Yunfei, XIONG Zhi, WANG Bo, et al. Game strategy of regional energy aggregators considering optimal accommodation interval[J]. Modern Electric Power, 2022, 39 (1): 64-71.
- [8]王若谷,陈果,王秀丽,等.计及风电与电动汽车随机性的两阶段机组组合研究[J].电力建设,2021,42(8):63-70.
WANG Ruogu, CHEN Guo, WANG Xiuli, et al. Two-stage stochastic unit commitment considering the uncertainty of wind power and electric vehicle travel patterns [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(8): 63-70.
- [9]李轩,董永乐,海鸿业,等.基于跨平台多源数据融合的复杂低压台区拓扑识别方法研究[J].电气传动,2022,52(8):55-59.
LI Xuan, DONG Yongle, HAI Hongye, et al. Research on Topology identification method of complex low - voltage platform based on cross platform multi - source data fusion [J]. Electric Drive, 2022, 52(8): 55-59.
- [10]郝建华,索龙,李红艳,等.数据中心网络基于路径关键度的拥塞避免重路由方法[J].电力信息与通信技术,2021,19(5):6-13.
HAO Jianhua, SUO Long, LI Hongyan, et al. Path criticality based congestion avoidance rerouting method for data center networks [J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2021, 19(5): 6-13.
- [11]郑若楠,李志浩,唐雅洁,等.考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J].电力系统自动化,2022,46(8):154-162.
ZHENG Ruonan, LI Zhihao, TANG Yajie, et al. Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46 (8) : 154-162.
- [12]赵玲霞,王兴贵,丁颖杰,等.考虑分时电价及光热电站参与的多能源虚拟电厂优化调度[J].电力建设,2022,43(4):119-129.
ZHAO Lingxia, WANG Xingguai, DING Yingjie, et al. Optimal dispatch of multi - energy virtual power plant considering time-of-use electricity price and CSP plant [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 119-129.
- [13]程基峰,严正,李明节,等.基于条件风险价值与出力预测的富余新能源电力跨省交易计划优化方法[J].高电压技术,2022,48(2):467-476.
CHENG Jifeng, YAN Zheng, LI Mingjie, et al. Optimization method of interprovincial trading plan for surplus renewable energy power based on CVaR and output prediction [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48 (2) : 467-476.
- [14]任曦骏,朱刘柱,谢道清,等.可再生能源参与电力现货市场关键问题的研究[J].现代电力,2022,39(2):203-211.
REN Xijun, ZHU Liuzhu, XIE Daoqing, et al. Discussion on key issues of renewable energy participation in the

- electricity spot market and its application on a case study [J]. Modern Electric Power, 2022, 39(2): 203-211.
- [15] 闫群民, 穆佳豪, 马永翔, 等. 分布式储能应用模式及优化配置综述[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 67-74.
YAN Qunmin, MU Jiahao, MA Yongxiang, et al. Review of distributed energy storage application mode and optimal configuration [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2022, 41(2): 67-74.
- [16] 汪希玥, 徐箭, 廖思阳, 等. 考虑虚拟储能特性的柔性负荷调控裕度评估方法[J]. 华电技术, 2021, 43(9): 37-45.
WANG Xiyue, XU Jian, LIAO Siyang, et al. Flexible load regulation margin evaluation method considering virtual energy storage characteristics [J]. Huadian Technology, 2021, 43(9): 37-45.
- [17] 兰强, 周宇晴, 邱燕军, 等. 可调负荷参与多级电网实时调控: 关键技术与工程应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 141-148.
LAN Qiang, ZHOU Yuqing, QIU Yanjun, et al. Adjustable load participating in real-time dispatching and control of a multi-lever power grid: Key technology and engineering application [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 141-148.
- [18] 葛少云, 李俊锴, 刘洪, 等. 计及弹性响应的需求侧资源与软开联合规划[J]. 天津大学学报, 2022, 55(5): 462-470.
GE Shaoyun, LI Junkai, LIU Hong, et al. Coordinated planning of soft open points and demand-side resources considering an elastic response [J]. Journal of Tianjin University, 2022, 55(5): 462-470.
- [19] 赵建立, 汤卓凡, 王桂林, 等. 具有储能作用的用户侧资源运行特性[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 8-14.
ZHAO Jianli, TANG Zhuofan, WANG Guilin, et al. Operation characteristics of user-side resources with energy storage function [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 8-14.
- [20] 周玮, 蓝嘉豪, 麦瑞坤, 等. 无线充电电动汽车 V2G 模式下光储直流微电网能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(1): 82-91.
ZHOU Wei, LAN Jiahao, MAI Ruikun, et al. Research on power management strategy of DC microgrid with photovoltaic, energy storage and EV - wireless power transfer in V2G mode [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(1): 82-91.
- [21] 冯力勇, 张云. 考虑电池能效的电网侧电化学储能电站最优功率控制策略研究[J]. 华电技术, 2020, 42(4): 37-41.
FENG Liyong, ZHANG Yun. Optimal power control strategy of grid-side electrochemical energy storage stations considering battery energy efficiency [J]. Huadian Technology, 2020, 42(4): 37-41.
- [22] 杨帆, 王维庆, 程静, 等. 基于误差分配原则的发电侧共享储能容量规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 91-102.
YANG Fan, WANG Weiqing, CHENG Jing, et al. Capacity planning of shared energy storage on the generation side based on the error distribution principle [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 91-102.
- [23] 王晗雯, 鲁胜, 周照宇. 光伏-混合储能微电网协调控制及经济性分析[J]. 华电技术, 2020, 42(4): 31-36.
WANG Hanwen, LU Sheng, ZHOU Zhaoyu. Coordinated control and economic analysis on a PV-hybrid energy storage micro-grid system [J]. Huadian Technology, 2020, 42(4): 31-36.

(本文责编: 张帆)

作者简介:

路尧(1989), 男, 工程师, 硕士, 从事能源经济等方面的研究, hnjjyly@126.com;

顾晓希(1992), 女, 工程师, 硕士, 从事电力市场营销等方面的研究工作, guxiaoxi@ha.sgcc.com;

尹硕(1985), 男, 高级经济师, 博士, 从事能源经济、电力市场研究等方面的工作, yinshuo1111@163.com;

陈兴(1991), 男, 经济师, 博士, 从事电力市场方面的研究工作, chenxing13@ha.sgcc.com;

金曼(1986), 女, 高级经济师, 硕士, 从事能源战略规划等方面的研究工作, jinman@ha.sgcc.com。