

计及氢能利用-机组混燃-碳交易的有源配电网优化调度

熊莉¹, 李光明¹, 邓秋荃¹, 黄金凤², 凌武能¹

(1. 广西电网有限责任公司 电力调度控制中心, 南宁 530023; 2. 广西电网有限责任公司
梧州供电局, 广西 梧州 543002)

摘要:针对高风光渗透率的配电网存在新能源弃电、高碳排放以及经济效益问题,综合考虑氢能利用、化石能源机组燃料清洁和碳交易机制联合运行,提出了一种计及氢能利用、机组混燃以及阶梯式碳交易的有源配电网优化调度方法。首先,针对电解槽、储氢罐、氢燃料电池、甲烷反应器以及制氢装置等组成的氢能利用单元进行机理分析与模型构建,分析计及多能流动的有源配电网调度策略;然后,考虑氨气与氢气参与化石能源机组燃烧,构建化石能源机组混燃模型,进而构建阶梯式碳交易机制下的碳交易费用模型;最后,以煤耗、购气、弃风弃光等运行成本之和最小为目标,建立有源配电网低碳经济调度模型。通过设置多个运行方案,分析验证了所提优化调度方法提升配电网运行经济性、用能清洁性的有效性。

关键词:有源配电网;氢能利用;碳市场;机组混燃;优化调度

Optimal scheduling of the active distribution network considering hydrogen energy utilization-unit mixed combustion-carbon trading

XIONG Li¹, LI Guangming¹, DENG Qiukui¹, HUANG Jinfeng², LING Wuneng¹

(1. Power Dispatching Control Center, Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning 530023, China; 2. Wuzhou Power Supply Bureau, Guangxi Power Grid Co., Ltd., Wuzhou 543002, China)

Abstract: Aiming at the problems of new energy curtailment, high carbon emissions and economic benefits in the distribution network with high wind and solar penetration rate, considering the joint operation of hydrogen energy utilization, fossil energy unit fuel cleaning and carbon trading mechanism, an optimal scheduling method of active distribution network considering hydrogen energy utilization, unit co-combustion and stepped carbon trading is proposed. Firstly, the mechanism analysis and model construction of hydrogen energy utilization unit composed of electrolytic cell, hydrogen storage tank, hydrogen fuel cell, methane reactor and ammonia production device are carried out, and the scheduling strategy of active distribution network considering multi-energy flow is analyzed. Then, considering the participation of ammonia and hydrogen in the combustion of fossil energy units, a mixed combustion model of fossil energy units is constructed, and then a carbon trading cost model under the stepped carbon trading mechanism is constructed. Finally, a low-carbon economic dispatch model of active distribution network is established with the goal of minimizing the sum of operating costs such as coal consumption, gas purchase and wind power curtailment. By setting up multiple operation schemes, the effectiveness of the proposed optimal scheduling method in improving the operation economy and energy cleanliness of the distribution network is analyzed and verified.

Key words: active distribution network; multiple utilization of hydrogen energy; carbon market; unit mixed combustion; optimized scheduling

0 引言

为实现“双碳”目标,我国能源构建亟须向清洁、低碳、可持续化方向转型。截至2024年,我国新能源装机规模占总装机容量39.12%,发电量占比21.41%。但大规模风电、光伏机组的增长伴随着强不确定性与随机性,导致系统仍多依赖于化石能源,清洁能源利用效率低下^[1]。对此,如何高效利用

新能源推进能源结构低碳转型发展并促进高比例风光消纳具有重要意义。

随着高比例新能源并网,储能作为一种重要的可调度灵活性资源,在平抑新能源的波动特性,缓解系统调峰压力、提高新能源消纳水平等方面起到积极作用。其中氢储能作为新型储能,具备大规模存储、清洁无污染、用氢环节多样等优势^[2]。国内外研究学者已针对氢储能参与系统优化调度展开研究。文献[3]结合氢储能制氢环节中多种电解制氢装置动态运行特性,构建基于电解水制氢的风光互补制氢系统,实现随机风光功率的灵活消纳。文献[4]通过接入多类型氢能设备等低碳元件,应对短期运

收稿日期:2025-12-15;修回日期:2026-01-23

基金项目:广西电网有限责任公司科技项目(040000
KC24060027)

行时段内新能源功率的不确定性。然而,上述氢能利用方式仍多集中于甲烷反应器,针对耗氢制氨、氢气参与燃气机组混合燃烧等多模式协同运行的潜在价值仍有待挖掘,由此带来的新能源利用率提升与碳减排的影响值得深入分析。

2021年前后,我国开始碳排放权交易试点工作,为全国碳市场建立奠定基础。截至2025年7月,全国碳市场碳排放配额累计成交量约为6.73亿t,累计成交额达462.5亿元,日前,许多学者在研究能源系统优化运行时考虑了碳交易机制,并取得了一定研究成果。文献[5]构建了考虑碳交易机制的含需求响应的园区级能源系统优化调度模型,优化系统运行经济性与环境友好性。文献[6]提出计及热电联产机组-碳捕集机组-电转气机组的碳市场交易机制,详细研究了降碳机组耦合碳交易市场的多方面效益。然而,上述文献主要针对碳交易机制优化能源系统经济性,并未深入挖掘碳交易机制对化石能源机组燃料清洁利用的支撑,充分量化碳交易机制的影响。

鉴于此,本文基于配电网运行框架,聚合多种能流,提出一种计及氢能利用、机组混燃及阶梯式碳交易的有源配电网优化调度方法。该方法一方面通过绿电-绿氢-绿氨-碳捕合成甲烷-绿氢-耦合氮合成氨气及绿氢-联气混燃等路径,实现电-热-气联供,拓展风电、光伏等新能源消纳空间;另一方面通过参与碳市场交易,借助碳交易机制约束高碳机组,促进化石能源清洁替代,降低碳排放并提升经济性。最后,以日前总运行成本最小为目标,构建有源配电网低碳优化调度模型,采用GUROBI求解,并通过不同运行方案对比验证所提方法的有效性。

1 有源配电网多能流动及运行框架

本文构建有源配电网多能流动与运行框架如图1所示,通过多种氢能利用方式链接电-热-氢-氨-碳等多种能流。其中,电负荷有风电、光伏、火

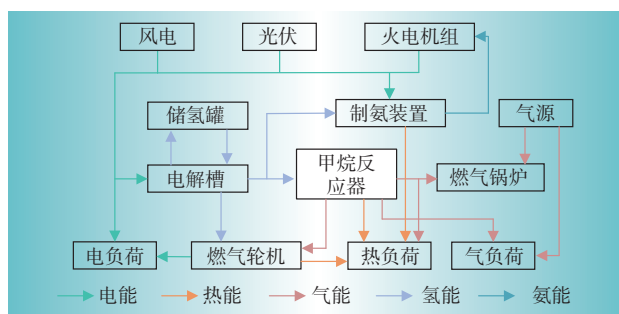


图1 计及多能流动的有源配电网运行框架

Fig. 1 Active distribution network operation framework considering multi-energy flow

电机组、燃气轮机联合供给;燃气锅炉、燃气轮机联合其余具备放热能力装置满足热负荷需求;气负荷主要由气源联合甲烷反应器满足。

聚合多种能流的有源配电网可更好发挥新能源清洁特性并约束碳排放。一方面,电解槽响应新能源出力制取氢能,供给制氨装置和燃气机组,实现电-氢-气-热协同转化,兼顾盈余电能消纳与多能负荷供给;多余氢气存入储氢罐,以平滑氢能制用过程并拓宽新能源消纳空间。另一方面,甲烷反应器和制氨装置利用氢气生产天然气和氨气,其中氨气可替代部分燃煤参与火电机组燃烧,燃气机组可采用掺氢燃烧,从而减少化石燃料消耗并降低碳排放。

2 阶梯式碳交易机制模型

市场交易机制方面,为降低化石能源大量利用,我国建立合法的碳排放权,允许系统参与市场进行碳排放交易,以经济激励方式促进系统节能减排^[7]。首先政府为碳排放源分配免费的碳排放配额,系统可结合自身实际碳排放量,交易盈余配额至市场,获取部分收益。但对于实际碳排放量高于碳排放配额的化石能源机组,系统需从市场购买对应的碳排放配额,满足系统碳排需求。阶梯式碳交易机制模型主要包括碳排放配额模型、实际碳排放模型以及阶梯式碳交易机制。具体碳排放配额、实际碳排放以及阶梯式碳交易具体数学模型见附录B。

3 有源配电网优化调度模型

3.1 目标函数

有源配电网优化目标综合考虑经济效益与绿色环保,以机组煤耗成本 F_{coal} 、购气成本 F_{gas} 、设备运维成本 F_{fix} 、新能源弃电成本 F_{ab} 、碳交易成本 F_{co_2} 以及碳捕集成本 F_{ccs} 之和 F_{IEVPP} 最小为目标。即

$$\min F_{\text{IEVPP}} = F_{\text{coal}} + F_{\text{fix}} + F_{\text{gas}} + F_{\text{ccs}} + F_{\text{ab}} + F_{\text{co}_2} \quad (1)$$

(1) 机组煤耗成本

$$F_{\text{coal}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{coal}} M_t^{\text{th}} \quad (2)$$

式中: T 为总调度时段; c_{coal} 为单位质量煤炭价格; M_t^{th} 为掺氨后火电机组煤耗。

(2) 设备运行维护成本

$$F_{\text{fix}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{wt}} P_t^{\text{wt}} + c_{\text{pv}} P_t^{\text{pv}} + c_{\text{ec}} P_t^{\text{ec}} + c_{\text{mr}} P_t^{\text{ch}_4} + c_{\text{p2a}} P_t^{\text{nh}_3} + c_{\text{gt}} P_t^{\text{gt}} + c_{\text{gb}} P_t^{\text{gb}} + c_{\text{hst}} P_t^{\text{hst}}) \quad (3)$$

式中: c_{wt} 为风电单位运维成本; c_{pv} 为光伏单位运维

成本; c_{ec} 为电解槽单位运维成本; c_{mr} 为甲烷反应器单位运维成本; c_{p2a} 为制氢装置单位运维成本; c_{gl} 为燃气轮机单位运维成本; c_{gb} 为燃气锅炉单位运维成本; c_{hst} 为储氢罐单位运维成本; P_t^{wt} 和 P_t^{pv} 分别为风电、光伏日前调度功率; P_t^{ec} 为电解槽电能输入; $P_t^{nh_3}$ 分别为制氢设备氨气输出; $P_t^{ch_4}$ 分别为甲烷反应器天然气输出; P_t^{gl} 和 P_t^{gb} 分别为燃气轮机和燃气锅炉输入功率; P_t^{hst} 为储氢罐剩余氢量。

(3) 购气成本

$$F_{gas} = \sum_{t=1}^T c_{gas} P_t^{gas} \quad (4)$$

式中: c_{gas} 为天然气分时气价; P_t^{gas} 为配电网从气源购气量。

(4) 新能源弃电成本

$$F_{ab} = \sum_{t=1}^T c_{ab} (P_t^{wt,ab} + P_t^{pv,ab}) \quad (5)$$

式中: c_{ab} 为单位功率风电和光伏弃电成本; $P_t^{wt,ab}$ 和 $P_t^{pv,ab}$ 分别为风电和光伏日前削减功率。

(5) 碳捕集运行成本

碳捕集运行成本主要由溶液损耗成本 F_v 、碳捕集装置折旧成本 F_{wh}^{ccs} 以及二氧化碳封存、运输成本 F_{yf} 构成,具体如下所示

$$F_{ccs} = F_v + F_{yf} + F_{wh}^{ccs} \quad (6)$$

$$F_v = \sum_{t=1}^T c_{mea} \varphi_{mea} V_t^{mea} \quad (7)$$

$$F_{yf} = \sum_{t=1}^T c_{yf} (E_t^{tot,co_2} - E_t^{ch_4,co_2}) \quad (8)$$

$$F_{wh}^{ccs} = \frac{C_{ccs}(1+v)^{N_{ccs}}}{365[(1+v)^{N_{ccs}}-1]} + \frac{P_{ccs} V_{ccs} (1+v)^{N_{ccs}}}{365[(1+v)^{N_{ccs}}-1]} \quad (9)$$

式中: c_{mea} 为醇胺溶液成本系数; φ_{mea} 为溶液运行损耗系数; V_t^{mea} 为碳捕集装置内溶液存储器所需醇胺溶液体积; c_{yf} 为运输、封存单位二氧化碳成本系数; v 为碳捕集项目的贴现率; P_{ccs} 为单位体积溶液存储器总成本; V_{ccs} 和 N_{ccs} 分别为溶液存储器总成本; E_t^{tot,co_2} 为捕集二氧化碳总量; $E_t^{ch_4,co_2}$ 为甲烷反应器消耗二氧化碳量。

3.2 约束条件

(1) 功率平衡约束

$$P_t^{wt} + P_t^{pv} + P_t^{th} + P_t^{gl,e} = P_t^{ec} + P_t^{el} \quad (10)$$

$$P_t^{gl,h} + P_t^{gb} + P_t^{nh_3,h} + P_t^{ch_4,h} = P_t^{hl} \quad (11)$$

$$P_t^{gas} + P_t^{ch_4} = \sum_{z=1}^Z P_t^{z, ch_4} + P_t^{gl} \quad (12)$$

$$P_t^{h_2} + P_t^{h_2,dis} = P_t^{h_2,ch} + P_t^{nh_3,h_2} + P_t^{z,h_2} + P_t^{ch_4,h_2} \quad (13)$$

式中: P_t^{el} 、 P_t^{gl} 和 P_t^{hl} 分别为配电网电负荷、热负荷与气负荷; $P_t^{gl,e}$ 为燃气轮机电能输出; P_t^{th} 为火电机

组输出功率; $P_t^{gl,h}$ 和 P_t^{gb} 分别为燃气轮机与燃气锅炉热能输出; $P_t^{nh_3,h}$ 为制氢设备提供的热功率; $P_t^{ch_4,h}$ 为甲烷反应器提供的热功率; $P_t^{ch_4}$ 为甲烷反应器天然气输出; P_t^{z, ch_4} 分别为燃气机组 z 天然气输入; $P_t^{h_2, ch_4}$ 和 $P_t^{h_2, dis}$ 分别为储氢罐充氢与放氢; $P_t^{h_2}$ 为电解槽氢能输出; $P_t^{nh_3, h_2}$ 为制氢设备氢气输入; P_t^{z, h_2} 为燃气机组 z 氢能输入; $P_t^{ch_4, h_2}$ 为甲烷反应器氢气输入。

(2) 含掺氨燃烧的火电机组运行约束

$$\begin{cases} P_{min}^{th} \leq P_t^{th} \leq P_{max}^{th} \\ \Delta P_{min}^{th} \leq P_t^{th} - P_{t-1}^{th} \leq \Delta P_{max}^{th} \end{cases} \quad (14)$$

式中: P_{max}^{th} 和 P_{min}^{th} 分别为火电机组电能输出功率上下限; ΔP_{max}^{th} 和 ΔP_{min}^{th} 分别为火电机组电能输出功率爬坡上下限。

火电机组掺氨燃烧时,对机组燃烧室内燃烧工况产生一定影响,为保证机组稳定运行,需对机组掺氨比例 r_t 进行限制。

$$\begin{cases} r_t = m_t^{nh_3} Q_{nh_3} / M_t^{th} Q_{coal} \\ 0 \leq r_t \leq 20\% \end{cases} \quad (15)$$

式中: Q_{nh_3} 和 Q_{coal} 分别为氨与煤炭低位热值; $m_t^{nh_3}$ 为火电机组耗氨量。

除限制机组掺氨比例外,装备溶液存储装置的碳捕集装置仍需满足以下约束

$$V_t^{mea} = \frac{E_t^{ccs} M_{mea}}{M_{co_2} \theta_{co_2} C_r \rho_r} \quad (16)$$

$$\begin{cases} V_{fv,t+1}^{mea} = V_{fv,t}^{mea} - V_t^{mea} \\ V_{pv,t+1}^{mea} = V_{pv,t}^{mea} + V_t^{mea} \\ 0 \leq V_{fv,t}^{mea} \leq V_{fv,max}^{mea} \\ 0 \leq V_{pv,t}^{mea} \leq V_{pv,max}^{mea} \\ V_{fv,T}^{mea} = V_{fv,0}^{mea} \\ V_{pv,T}^{mea} = V_{pv,0}^{mea} \end{cases} \quad (17)$$

式中: V_t^{mea} 为碳捕集装置内溶液存储器所需醇胺溶液体积; M_{mea} 和 M_{co_2} 分别为醇胺、二氧化碳摩尔质量; θ_{co_2} 为碳捕集装置内再生塔解析量; C_r 和 ρ_r 分别为醇胺溶液浓度与密度; $V_{fv,max}^{mea}$ 和 $V_{pv,max}^{mea}$ 分别为富液、贫液存储器最大容量; $V_{fv,t}^{mea}$ 和 $V_{pv,t}^{mea}$ 分别为富液、贫液存储器容量; $V_{fv,0}^{mea}$ 和 $V_{fv,T}^{mea}$ 分别为富液存储器初末时段容量; $V_{pv,0}^{mea}$ 和 $V_{pv,T}^{mea}$ 分别为贫液存储器初末时段容量; E_t^{ccs} 为碳捕集实际吸附的二氧化碳。

(3) 电解槽、燃气轮机、燃气锅炉、甲烷反应器、制氢装置等设备运行约束详见附录 A。

(4) 风电、光伏功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{wt} \leq P_t^{wt,pre} \\ 0 \leq P_t^{pv} \leq P_t^{pv,pre} \\ P_t^{wt,ab} = P_t^{wt,pre} - P_t^{wt} \\ P_t^{pv,ab} = P_t^{pv,pre} - P_t^{pv} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $P_t^{wt,pre}$ 和 $P_t^{pv,pre}$ 分别为风电和光伏日前预测功率。

(5) 气源供给约束

由于有源配电网下制取天然气方式单一,需链接气源,满足内部气能供需平衡,但考虑到供气管道压力,需对气源供给模型限制。如下所示

$$\begin{cases} P_{\min}^{gas} \leq P_t^{gas} \leq P_{\max}^{gas} \\ \Delta P_{\min}^{gas} \leq P_t^{gas} - P_{t-1}^{gas} \leq \Delta P_{\max}^{gas} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $P_{\max}^{gas}$ 和 $P_{\min}^{gas}$ 分别为气源供气量上、下限； $\Delta P_{\max}^{gas}$ 和 $\Delta P_{\min}^{gas}$ 分别为气源供气量上、下波动限制。

(6) 网络潮流约束

$$\begin{cases} P_{i,t} = U_{i,t} \sum_{j \in i} U_{j,t} (G_{i,j,t} \cos \theta_{i,j,t} + B_{i,j,t} \sin \theta_{i,j,t}) \\ Q_{i,t} = U_{i,t} \sum_{j \in i} U_{j,t} (G_{i,j,t} \sin \theta_{i,j,t} - B_{i,j,t} \cos \theta_{i,j,t}) \end{cases} \quad (20)$$

式中： $P_{i,t}$ 和 $Q_{i,t}$ 分别为 t 时段节点 i 处注入的有功功率和无功功率； $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$ 分别为 t 时段节点 i 和节点 j 处的电压幅值； $G_{i,j,t}$ 和 $B_{i,j,t}$ 分别为节点 i 和节点 j 之间线路的电导与电纳。

(7) 线路潮流约束

$$S_{ij,t} \leq S_{ij,max} \quad (21)$$

式中： $S_{ij,t}$ 和 $S_{ij,max}$ 分别为支路 ij 的 t 时段功率与最大功率。

(8) 节点电压约束

$$U_{j,min} \leq U_{j,t} \leq U_{j,max} \quad (22)$$

式中： $U_{j,max}$ 和 $U_{j,min}$ 分别为节点 j 的电压上、下限。

4 算例分析

为验证所提优化调度方法的经济、清洁、低碳效益,以图1所示有源配电网框架为测试对象、1天24h为一个调度周期,基于改进的IEEE33节点系统展开算例研究,如图4所示。图4中(wind turbine, WT)、(photovoltaic, PV)、(electrolyzer, EC)、(power to ammonia, PA)、(thermal unit with carbon capture, TH)、(methanation reactor, MR)、(gas turbine, GT)分别代表风电、光伏、电解槽、制氢装置、含碳捕集装置的火电机组、甲烷反应器、燃气轮机。在节点7、节点1和节点9处分别接入总装机容量为4 MW的风电机组,在节点31处接入总装机容量为1 MW的风电机组,在节点30和节点25处接入总装机容量为4 MW的光伏机组,火电机组安装在节点2、节点17号节点上,有功功率范围为0~5 MW;燃气轮机安装在28号节点上,有功功率范围为0~1.5 MW。

多能负荷需求与风电、光伏预测功率如图2和图3所示。机组单位供电碳排放配额 $\alpha_e = 0.728 \text{ kg/kWh}^{[7]}$ 、机组单位供热碳排放配额 $\alpha_h = 0.3 \text{ kg/kWh}^{[8]}$ ；消耗单

位煤炭释放二氧化碳 $q_{co_2} = 2.57 \text{ kg/t}^{[8]}$,单位削减新能源惩罚成本 $c_{ab} = 0.15 \text{ 元/kWh}^{[8]}$ 。

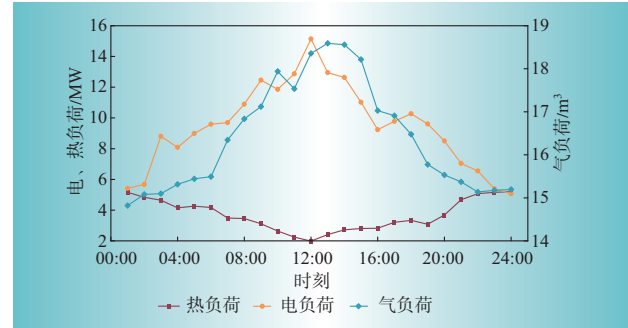


图2 有源配电网多能负荷需求

Fig. 2 Multi-energy load demand of active distribution network

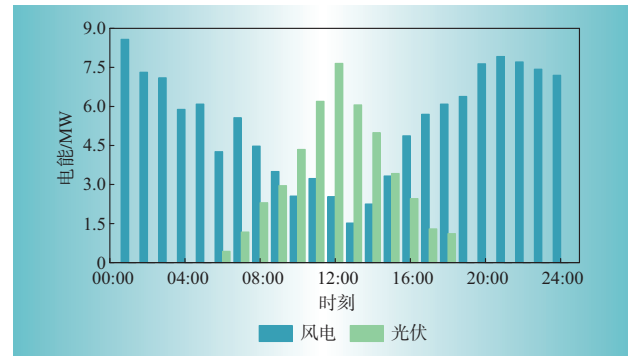


图3 有源配电网风电、光伏功率预测信息

Fig. 3 Wind power and photovoltaic output prediction information of active distribution network

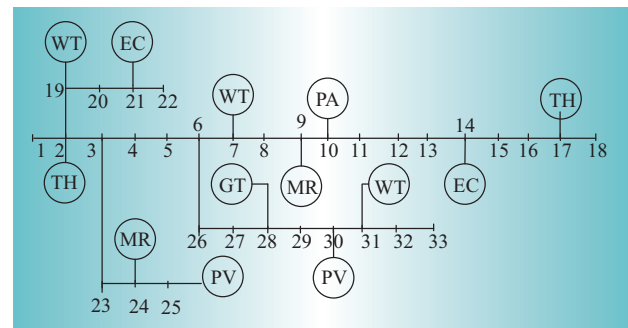


图4 有源配电网IEEE33节点系统

Fig. 4 IEEE 33-node system of active distribution network

本文在 Intel Core i9-14900k CPU、内存为 32.0 GB 的计算环境下,借助 MATLAB R2024a 通过 Yalmip 工具箱调用商用求解器 GUROBI,对本文所提的有源配电网优化调度模型求解。

4.1 不同运行方案下优化结果

为准确分析考虑氢能利用、机组混燃与碳市场的有源配电网优化调度模型的有效性,本文设置以下5个模型进行对比分析。

方案1:有源配电网中未考虑氢能制-储-多元利用环节与碳市场交易;

方案2:在方案1的基础上引入电解槽、储氢罐、甲烷反应器的氢能利用模型;

方案3:在方案2的基础上引入制氨装置、机组混燃技术;

方案4:在方案3的基础上,考虑制氨-气环节余热回收,参与热能供给;

方案5:在方案4的基础上,引入阶梯式交易机制,即本文所提优化调度方案。不同优化方案下各种成本与结果如表1所示。

表1 不同方案下有源配电网运行结果
Table 1 Operation results of distribution network under different schemes

元素	方案1	方案2	方案3	方案4	方案5
总成本/10 ³ 元	81.48	73.78	67.80	66.96	65.30
弃电成本/10 ³ 元	6.25	1.34	1.03	0.82	0.74
煤耗成本/10 ³ 元	35.66	33.28	29.80	29.80	29.54
运维成本/10 ³ 元	6.52	7.54	7.74	7.77	7.80
购气成本/10 ³ 元	42.29	41.89	39.91	39.42	38.11
碳捕装置运行成本/10 ³ 元	8.29	8.14	7.94	7.94	7.95
碳交易/10 ³ 元	-17.54	-18.41	-18.61	-18.79	-18.83
碳排放量/10 ³ kg	44.65	43.41	39.40	38.91	38.06
新能源消纳率/%	71.76	90.77	92.01	92.52	93.10

由表1可知,相较于方案1,方案2新能源弃电成本与煤耗成本分别降低了4.91和2 308元,虽然方案2引入氢能利用环节令设备运维成本增加了1 020元,但配电网总运行成本仍降低了9.45%,可见引入氢能制-储-甲烷化环节兼顾了配电网新能源消纳与低碳效益。相比于方案2,方案3引入了制氨装置、机组混燃技术,零碳能源的氢气与氨气分别参与燃气机组与火电机组混合燃烧,替代部分化石能源,配电网的购气成本和煤耗成本分别降低了4.72%和10.45%,相应的碳排放量降低了9.23%,同时氢能利用方式的增加,导致新能源消纳空间进一步拓宽,弃电成本降低3.3万元。相比于方案3,方案4针对制甲烷与制氨环节,对反应预热进行回收供应热负荷提高能效,增加了配电网供热灵活性,缓解燃气轮机与燃气锅炉制热压力,购气成本降低了4 900元。对比方案4,方案5采用阶梯碳交易机制,碳排机组更加倾向于使用无碳氢气与氨气参与机组混合燃烧,降低碳排放,配电网新能源弃电成本降低了9.75%,总成本降低了1 660元。

综上所述,随着运行方案的改进,除设备运维成本外,其余运行成本均有大幅降低,新能源消纳水平上升以及碳排放量下降,证明了所提调度方案具有良好经济及环保效益。

4.2 阶梯式碳交易机制分析

为验证本文所提考虑阶梯式碳交易对有源配电网清洁能源利用与低碳排放的有效性,设置3种运行方案对比分析。方案6为阶梯式碳交易机制下,不考虑碳交易成本、仅考虑煤耗、购气、弃电等成本的常规经济调度方案;方案7为固定碳价交易机制下,有源配电网经济调度方案;方案8为阶梯式碳价交易机制下的有源配电网经济调度方案(即方案5)。表2为不同碳交易机制调度结果。

表2 不同碳交易机制调度结果
Table 2 Scheduling results of different carbon trading mechanisms

元素	方案6	方案7	方案8
总成本/10 ³ 元	93.03	80.43	65.30
弃电成本/10 ³ 元	0.71	0.71	0.74
煤耗成本/10 ³ 元	34.57	34.48	29.54
运维成本/10 ³ 元	11.31	11.36	7.80
购气成本/10 ³ 元	38.49	38.48	38.11
碳捕装置运行成本/10 ³ 元	7.95	7.95	7.95
碳交易成本/10 ³ 元		-12.55	-18.83
碳排放量/10 ³ kg	41.05	40.16	38.06
新能源消纳率/%	92.89	92.91	93.10

由表2可知,计及碳交易的调度方案的碳排放量远小于未计入碳交易的调度方案,其中,方案7的碳排放量比方案6减小了2.16%,方案8碳排放量减小了7.28%,且方案8比方案7减少碳排放0.21 t,可见阶梯式碳交易能够最大限度约束碳排,实现配电网节能减排。主要原因在于,有源配电网以总运行成本最小为目标,不计入碳交易成本的方案6无需通过出售或购买碳排放配额与碳市场交易,进而无法约束碳排放机组,导致煤耗与天然气需求最高,从而导致方案6下碳排放最高。虽然方案7优化目标计及碳交易成本,但固定碳价交易机制约束下,碳交易成本对碳排放机组的影响不大,煤耗成本与购气成本仅下降了0.260%和0.025%。而方案8由于碳交易价格随着可交易碳排放配额的增加,碳价上升,同时在混燃技术的作用下,碳排机组所需化石能源降低,功率不变的同时可出售的碳排放配额增加,可为有源配电网带来更好的经济效益。

4.3 不同方案下多能供需平衡分析

为进一步阐明方案5中拓宽氢能利用方式以及装置余热吸收的作用,以方案1和方案5调度结果为例进行分析,方案1和方案5电-热-气能的调度结果如附录C图1所示。

由附录C图1可知,方案5相比于方案1进一步考虑了多种氢能利用方式,联合电解槽与储氢罐,

构成氢能电解水制-储氢罐储-耗氢装置用(制氢-制甲烷-混燃)的氢能全环节调度。在01:00—05:00和20:00—24:00时段的夜间风电高发时段,源侧盈余新能源通过电解水制氢得到消纳,新能源上网空间增加33.65 MW,约28.66%。制取氢气存在多种使用途径,参与甲烷化、参与制氢与机组混燃,均可降低配电网的化石能源消耗,相应煤耗与购气成本降低,实现经济调度。

对于有源配电网各时段热能供需平衡,方案5引入余热回收装置,回收制氢装置与甲烷反应器在合成氨与合成甲烷过程释放热量,满足部分热负荷需求,减少燃气机组供热压力,提升配电网供热灵活性。同时反应热吸收时段多处于风电高发时段,进一步证明了拓宽氢能利用方式促进新能源消纳的有效性。

对于有源配电网各时段气能供需平衡,方案5引入机组混燃技术,燃气机组可使用部分氢气替代天然气燃烧,降低机组化石能源利用。以燃气锅炉为例,相比于方案1,方案5燃气锅炉热能输出由82.66 MW变化至72.12 MW,降低约12.75%,但机组燃气量降低了约25.34%,有效证明了引入机组混燃技术降低配电网对气源依赖的有效性。

4.4 机组混燃技术影响分析

机组煤耗成本、购气成本、碳排放量以及新能源消纳率均可直观反映有源配电网用能清洁程度。煤耗成本和购气成本越小,代表着化石能源机组功率降低,相应地碳排放量降低。为进一步分析机组混燃技术降低碳排放,提升有源配电网清洁能源利用的有效性,以燃气锅炉为例,分析不同方案下燃气锅炉热能输出与天然气需求。

由图5可知,在23:00—次日03:00时段热负荷用户用能高峰时段,作为有源配电网热能主要来源,方案2和方案3的燃气锅炉制热功率均处于满

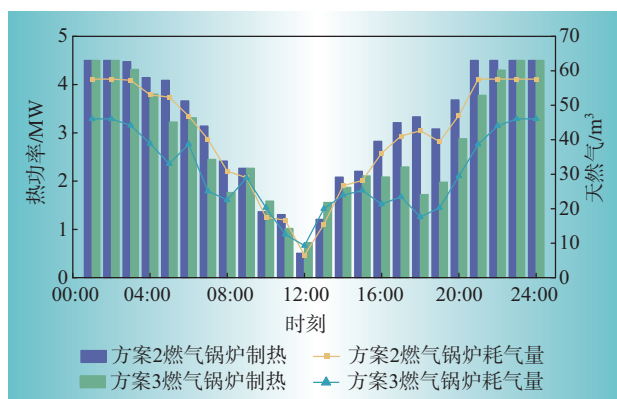


图5 不同方案下燃气锅炉制热与耗气量

Fig. 5 Heating and gas consumption of gas boiler under different cases

发状态,但方案3机组燃气量明显低于方案2,这是由于配电网以经济性为目标,为降低新能源弃电、煤耗、购气成本,化石能源机组倾向于使用氢能、氢能等清洁能源替代天然气与煤炭燃烧参与供能。由于热能高峰大多与风电功率高峰处于同一时段,混燃技术可为电解槽制取的氢气提供消纳空间,进一步表明机组混燃技术促进新能源消纳的有效性。

4.5 不同新能源功率与混燃比例分析

为验证本文所提优化调度方案在不同运行场景下的有效性,本节以方案5为基准,分析不同新能源功率与混燃比例下有源配电网运行结果,如附录C表1所示,结果排列与单位分别为总成本、碳排放量、新能源消纳率。

由附录C表1可知,一方面,在机组混燃比例系数不变时,随着新能源功率增长系数的上升,有源配电网总成本和碳排放量呈现整体下降趋势,但新能源消纳率先增后减,这是由于新能源功率的增加,有源配电网降低对火电机组、燃气轮机等发电装置的依赖,煤耗成本与购气成本随之降低,碳排放量也逐渐降低,但固定的负荷需求与机组混燃比例,无法提供更多的新能源消纳空间,因此当新能源功率增长系数达到一定程度时,新能源将出现大规模弃能,消纳率下降。另一方面,在新能源功率固定时,随着机组混燃比例不断上升,有源配电网总成本、碳排放量以及新能源消纳率呈现整体下降趋势,这是由于混燃比例上升,化石能源机组可利用更多的氢气与氢气参与机组燃烧供能,降低化石能源消纳的同时,促进新能源消纳,实现有源配电网总成本的降低,表明机组混燃技术对大规模新能源消纳的支撑作用,为能源结构清洁-低碳转型提供参考。

5 结束语

针对新能源功率占比低下、碳减排以及经济效益问题,本文在配电网的基础上,耦合多种能量流动,引入燃气机组掺氢、火电机组掺氨,提出了一种拓宽氢能利用方式与计及阶梯式碳交易的有源配电网低碳经济调度方法,为源侧盈余新能源消纳、降低化石能源利用以及低碳排放提供思路。通过算例仿真验证了所提调度方法的有效性,所得主要结论如下所示。

(1) 相较于常规配电网,有源配电网氢能利用形式多样,借助燃气机组掺氢、火电机组掺氨以及甲烷化等多种氢能利用方式,替代部分燃气、火电

以及购气,虽然设备运行维护成本增加,但所提调度方法可有效提高配电网运行经济性与新能源消纳水平。

(2) 考虑有源配电网参与碳市场交易能在保证较低运行成本的同时,降低碳排放。阶梯式碳交易机制相比于固定碳价交易机制对高碳排放机组约束更强,起到更好的引导机组减排,以及成本降低的效果。

(3) 面对逐渐增长的新能源功率,随着化石能源机组混燃比例的上升,计及机组混燃的有源配电网可保持较优的经济性与新能源消纳率,表明机组混燃技术可为能源结构清洁低碳转型提供一定的支撑作用。

需要指出的是,本文研究中新能源功率上升对有源配电网运行结果产生影响,后续研究可针对有源配电网新能源机组容量规划问题展开研究;另外,新能源功率具有一定的不确定性,后续研究将进一步考虑新能源功率的不确定性。

附录见本刊网络版(<http://dsm.ijournals.cn>)。

参考文献:

- [1] 张大海, 负韞韵, 王小君, 等. 计及风光不确定性的新能源虚拟电厂多时间尺度优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(11): 529–537.
ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Multi-time-scale optimal dispatch of new energy virtual power plant considering uncertainty of wind and solar power[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(11): 529–537.
- [2] 梁俊鹏, 张高航, 李凤婷, 等. 计及氢储能与需求响应的路域综合能源系统规划方法[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 4 918–4 927.
LIANG Junpeng, ZHANG Gaohang, LI Fengting, et al. A road network integrated energy system planning method considering hydrogen energy storage and demand response[J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4 918–4 927.
- [3] 郑博, 白章, 袁宇, 等. 多类型电解协同的风光互补制氢系统与容量优化[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8 486–8 496.
ZHENG Bo, BAI Zhang, YUAN Yu, et al. Multi-type electrolysis coordinated wind-solar hybrid hydrogen production system and capacity optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8 486–8 496.
- [4] 罗潇, 任洲洋, 温紫豪, 等. 考虑氢能系统热回收的氢区域综合能源系统日前优化运行[J]. 电工技术学报, 2023, 38(23): 6 359–6 372.
LUO Xiao, REN Zhouyang, WEN Zihao, et al. Day-ahead optimal operation of an electric-hydro combined energy system considering thermal recovery in the hydrogen system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(23): 6 359–6 372.
- [5] 刘涛, 王瑞琪, 刘松, 等. 考虑碳-绿证交易与需求响应的综合能源系统合作博弈调度[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(6): 8–15.
LIU Tao, WANG Ruiqi, LIU Song, et al. Cooperative game dispatching for integrated energy system considering carbon-offset trading and demand response[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(6): 8–15.
- [6] 王利猛, 王硕, 王娜, 等. 垃圾焚烧电厂-电转气协同运行下考虑余热利用的综合能源系统低碳优化调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(2): 299–308.
WANG Limeng, WANG Shuo, WANG Na, et al. Low-carbon optimal scheduling of a comprehensive energy system considering waste heat utilization under the co-operation of waste incineration power plant and electricity-to-gas conversion[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(2): 299–308.
- [7] ZHANG J, LIU Z. Low carbon economic scheduling model for a park integrated energy system considering integrated demand response, ladder-type carbon trading and fine utilization of hydrogen[J]. Energy, 2024, 290: 130 311.
- [8] 袁文腾, 陈亮, 王春波, 等. 基于氨储能技术的电转氨耦合风-光-火综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6 992–7 003.
YUAN Wenteng, CHEN Liang, WANG Chunbo, et al. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6 992–7 003.
- [9] HOU H, GE X, YAN Y, et al. An integrated energy system “green-carbon” offset mechanism and optimization method with Stackelberg game[J]. Energy, 2024, 294: 130 617.

作者简介:

熊莉(1986), 女, 广西南宁人, 博士, 正高级工程师, 研究方向有源配电网资源优化配置与运行。

(责任编辑 方德康)

附录 A

1 氢能利用模型构建

1) 电解槽模型

电解槽消纳水资源与源侧盈余电能,电解水制氢维持耗氢装置运行。电解槽模型具体如下

$$\begin{cases} P_t^{h_2} = \eta_{ec} P_t^{ec} \\ P_{min}^{ec} \leq P_t^{ec} \leq P_{max}^{ec} \\ \Delta P_{min}^{ec} \leq P_t^{ec} - P_{t-1}^{ec} \leq \Delta P_{max}^{ec} \end{cases} \quad (1)$$

式中: η_{ec} 为电解槽电-氢转化效率; P_{max}^{ec} 和 P_{min}^{ec} 分别为电解槽电能输入上下限; ΔP_{max}^{ec} 和 ΔP_{min}^{ec} 分别为电解槽电能输入爬坡上下限。

2) 储氢罐模型

储氢罐作为链接制氢-用氢装置的桥梁,有效平滑不同时段装置制氢-用氢需求,为保证氢能调度在下一周期的连续性,储氢罐运行需满足以下约束

$$\begin{cases} P_{t+1}^{hst} = u_{loss} P_t^{hst} + (\eta_{cha} P_t^{h_2,cha} - \eta_{dis} P_t^{h_2,dis}) \\ 0 \leq P_t^{h_2,cha} \leq u_t^{h_2,cha} P_{max}^{h_2,cha} \\ 0 \leq P_t^{h_2,dis} \leq u_t^{h_2,dis} P_{max}^{h_2,dis} \\ P_0^{hst} = P_T^{hst} \\ u_t^{h_2,cha} + u_t^{h_2,dis} \leq 1 \\ P_{min}^{hst} \leq P_t^{hst} \leq P_{max}^{hst} \end{cases} \quad (2)$$

式中: u_{loss} 为储氢罐损耗系数; η_{cha} 和 η_{dis} 分别为储氢罐充放氢效率。 $u_t^{h_2,cha}$ 和 $u_t^{h_2,dis}$ 分别为二进制变量,分别代表储氢罐充、放氢状态; $P_{max}^{h_2,cha}$ 和 $P_{max}^{h_2,dis}$ 分别为储氢罐充放氢最大运行功率; P_0^{hst} 和 P_T^{hst} 分别为储氢罐初时段与末时段储氢量; P_{max}^{hst} 和 P_{min}^{hst} 分别为储氢罐储氢量上下限。

3) 制氮装置

制氮装置主要由变压吸附设备与氮气合成设备构成,其中变压吸附设备以空气为原料,生成氮气。氮气合成装置以氢气与氮气为原料,进行哈珀反应合成氨,由于制氮为放热化学反应,考虑能量梯级利用^[8],模型如下

$$\begin{cases} P_t^{nh_3} = \eta_{nh_3} P_t^{nh_3,h_2} \\ P_t^{nh_3,h} = \eta_{p2a} \rho m_t^{nh_3} \\ P_{min}^{nh_3,h_2} \leq P_t^{nh_3,h_2} \leq P_{max}^{nh_3,h_2} \\ \Delta P_{min}^{nh_3,h_2} \leq P_t^{nh_3,h_2} - P_{t-1}^{nh_3,h_2} \leq \Delta P_{max}^{nh_3,h_2} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_t^{nh_3}$ 分别为制氮设备氮气输出; η_{nh_3} 为制氮效率; η_{p2a} 为制氮设备供热释放比例; ρ 为制取单位质量氮气释放热功率; $P_{max}^{nh_3,h_2}$ 和 $P_{min}^{nh_3,h_2}$ 分别为制氮设备氢气输入上下限; $\Delta P_{max}^{nh_3,h_2}$ 和 $\Delta P_{min}^{nh_3,h_2}$ 分别为制氮设备氢气输入爬坡上下限。

4) 燃气机组

本文燃气机组主要包含燃气轮机与燃气锅炉,传统燃气机组主要使用天然气作为机组原料,运行时伴随大量二氧化碳排放。相关研究表明,燃气机组可在天然气中混燃部分氢气,将氢气混燃占比限制在 20% 内,提高机组清洁能源利用率的同时降低部分碳排

$$\begin{cases} P_t^z = P_t^{z,h_2} + P_t^{z,ch_4} \\ P_t^{gt,e} + P_t^{gt,h} = \eta^{gt} P_t^z \\ P_t^{gb,h} = \eta^{gb} P_t^{gb} \\ P_{min}^z \leq P_t^z \leq P_{max}^z \\ \Delta P_{min}^z \leq P_t^z - P_{t-1}^z \leq \Delta P_{max}^z \\ \kappa_{min}^{gt} \leq P_t^{gt,h} / P_t^{gt,e} \leq \kappa_{max}^{gt} \\ 0 \leq P_t^{z,h_2} / P_t^z \leq 20\% \end{cases} \quad z \in \begin{pmatrix} \text{燃气轮机} \\ \text{燃气锅炉} \end{pmatrix} \quad (4)$$

式中: η^{gt} 和 η^{gb} 分别为燃气轮机与燃气机组的能量转化效率; P_{max}^z 和 P_{min}^z 分别为燃气机组 z 输入功率上下限; ΔP_{max}^z 和 ΔP_{min}^z 分别为燃气机组 z 输入功率爬坡上下限; κ_{max}^{gt} 和 κ_{min}^{gt} 分别为燃气轮机热点功率比上下限。

5) 甲烷反应器

甲烷反应器以氢气与二氧化碳为原料,生成天然气,类似于制氢反应,甲烷反应器生成天然气会释放一定的热能,具体模型如下

$$\begin{cases} P_t^{ch_4} = \eta_{ch_4} P_t^{ch_4,h_2} \\ P_t^{ch_4,h} = \eta_{mr} \rho_{mr} P_t^{ch_4} \\ E_t^{ch_4,co_2} = q_{mr} P_t^{ch_4,h_2} \\ P_{min}^{ch_4,h_2} \leq P_t^{ch_4,h_2} \leq P_{max}^{ch_4,h_2} \\ \Delta P_{min}^{ch_4,h_2} \leq P_t^{ch_4,h_2} - P_{t-1}^{ch_4,h_2} \leq \Delta P_{max}^{ch_4,h_2} \end{cases} \quad (5)$$

式中: η_{ch_4} 为制天然气效率; η_{mr} 为甲烷反应器供热释放比例; ρ_{mr} 为制取单位天然气释放热功率; $P_{max}^{ch_4,h_2}$ 和 $P_{min}^{ch_4,h_2}$ 分别为制氮设备氢气输入上下限; $\Delta P_{max}^{ch_4,h_2}$ 和 $\Delta P_{min}^{ch_4,h_2}$ 分别为制氮设备氢气输入爬坡上下限。

2 掺氨燃烧的火电机组模型构建

传统火电机组污染严重,难以保证其清洁能源利用和低碳运行。氨具有清洁低碳的运行特性,通过在火电机组中进行氨与煤的混燃,可有效实现机组能源清洁利用。

$$M_t^{th} = a P_t^{th^2} + b P_t^{th} + c - m_t^{nh_3} Q_{nh_3} / Q_{coal} \quad (6)$$

式中: a 、 b 和 c 分别为火电机组煤耗系数;。

火电机组除煤氨混燃降低碳排放外,可通过安装碳捕集装置吸收碳排放。其中,碳捕集装置能耗包括固定能耗与运行能耗,运行能耗主要取决于碳

捕集装置吸收碳排放量,模型如下

$$\begin{cases} E_t^{\text{th},\text{co}_2} = q_{\text{co}_2} M_t^{\text{th}} \\ E_t^{\text{tot},\text{co}_2} = E_t^{\text{cg}} + \beta s E_t^{\text{th},\text{co}_2} \\ 0 \leq E_t^{\text{tot},\text{co}_2} \leq \eta \beta q_{\text{co}_2} E_{\text{max}}^{\text{th}} \\ P_t^{\text{cc}} = \lambda E_t^{\text{tot},\text{co}_2} \\ P_t^{\text{th}} = P_t^{\text{re},\text{th}} + P_{\text{fix}}^{\text{cc}} + P_t^{\text{cc}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $M_t^{\text{th},\text{co}_2}$ 和 q_{co_2} 分别为火电机组碳排放量与碳排放系数; s 为火电机组烟气分流比; β 为碳捕集效率; E_t^{cg} 为溶液存储器供给的待捕集二氧化碳量; λ 为捕集单位质量二氧化碳能耗; P_t^{cc} 和 $P_{\text{fix}}^{\text{cc}}$ 分别为碳捕集装置运行与固定能耗; $P_t^{\text{re},\text{th}}$ 为火电机组净输出功率。

附录 B

1 碳排放配额模型

有源配电网的实际碳排放源主要包含火电机组、燃气轮机以及燃气机组。目前我国主要采用基准线法分配碳排放配额,仅考虑机组运行阶段的碳排放量。各机组碳排放配额如下

$$\begin{cases} D_{\text{th}} = \sum_{t=1}^T \alpha_e P_t^{\text{th}} \\ D_{\text{gt}} = \sum_{t=1}^T \alpha_h (\varphi_{e-h} P_t^{\text{gt},e} + P_t^{\text{gt},h}) \\ D_{\text{gb}} = \sum_{t=1}^T \alpha_h P_t^{\text{gb},h} \end{cases} \quad (8)$$

式中: D_{th} 、 D_{gt} 和 D_{gb} 分别为火电机组、燃气轮机与燃气锅炉碳排放配额; α_e 和 α_h 分别为供电和供热单位碳排放配额; φ_{e-h} 为电-热折算系数。

2 实际碳排放模型

由于碳捕集装置可捕集大部分火电机组二氧

化碳排放,火电机组实际碳排放量如下

$$E^{\text{th}} = \sum_{t=1}^T (E_t^{\text{th},\text{co}_2} - E_t^{\text{tot},\text{co}_2}) \quad (9)$$

燃气轮机与燃气锅炉碳排放可表示为

$$\begin{cases} E^{\text{gt}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_g V_t^{\text{gt},\text{ch}_4} \\ E^{\text{gb}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_g V_t^{\text{gb},\text{ch}_4} \end{cases} \quad (10)$$

式中: E^{gt} 和 E^{gb} 分别为燃气轮机与燃气锅炉实际碳排放量; ε_g 为消纳单位天然气释放的二氧化碳。

3 阶梯式碳排放交易模型

综上所述,有源配电网的实际碳排放量与碳排放配额作差即得到参与碳市场交易的配额 E_{co_2} , 如下

$$E_{\text{co}_2} = E_{\text{th}} + E_{\text{gt}} + E_{\text{gb}} - D_{\text{th}} - D_{\text{gt}} - D_{\text{gb}} \quad (11)$$

相应地,碳交易成本如下

$$F_{\text{co}_2} = c_{\text{co}_2} E_{\text{co}_2} \quad (12)$$

式中: c_{co_2} 为碳交易基价。

但由于传统碳交易机制,对高碳排放机组限制能力不足,引入阶梯式碳交易机制,利用逐级阶梯增长的碳交易价格约束机组倾向使用清洁能源替代化石能源,降低碳排放。因此,将式(12)修改为

$$F_{\text{co}_2} = \begin{cases} c_{\text{co}_2} (1 + 2\omega) (E_{\text{co}_2} + 2d) + c_{\text{co}_2} d (2 + \omega) & -3d \leq E_{\text{co}_2} \leq -2d \\ c_{\text{co}_2} (1 + \omega) (E_{\text{co}_2} + d) + c_{\text{co}_2} d & -2d \leq E_{\text{co}_2} \leq -d \\ c_{\text{co}_2} E_{\text{co}_2} & -d \leq E_{\text{co}_2} \leq d \\ c_{\text{co}_2} (1 + \omega) (E_{\text{co}_2} - d) + c_{\text{co}_2} d & d \leq E_{\text{co}_2} \leq 2d \\ c_{\text{co}_2} (1 + 2\omega) (E_{\text{co}_2} - 2d) + c_{\text{co}_2} d (2 + \omega) & 2d \leq E_{\text{co}_2} \leq 3d \end{cases} \quad (13)$$

式中: d 为碳交易价格增长区间。

附录 C



图1 不同方案下有源配电网多能调度结果
Fig. 1 Results of multi-energy scheduling of active distribution network under different cases

表1 不同新能源功率增长系数与混燃比例下有源配电网运行结果

新能源 功率增 长系数	火电机组与燃气机组混燃比例					
	0	10%	20%	30%	40%	50%
1.0	67.95/42.77/91.96	66.73/40.30/92.74	65.30/38.06/93.10	65.12/38.28/93.16	64.81/37.72/93.27	64.76/37.69/93.30
1.1	64.60/40.84/92.16	63.57/38.40/92.81	62.71/37.17/93.13	62.05/36.33/93.20	61.71/35.83/93.36	61.68/35.81/93.36
1.2	61.64/39.28/92.43	60.81/36.75/92.87	60.10/35.48/93.23	59.48/34.61/93.25	59.13/34.12/93.38	59.10/34.10/93.38
1.3	59.26/37.66/92.27	58.58/34.16/92.63	57.84/33.84/93.19	57.36/33.10/93.25	57.06/32.60/93.34	57.02/32.58/93.33
1.4	57.68/36.25/91.50	57.07/34.14/92.03	56.50/32.92/92.56	55.64/31.73/93.17	55.36/31.20/93.19	55.28/31.13/93.21
1.5	55.92/35.69/91.02	54.97/33.28/91.80	54.65/31.38/92.13	54.22/30.24/92.41	53.76/29.60/92.76	53.72/29.57/92.77

注:结果排列与单位分别为总成本/10²元、碳排放量/10³kg和新能源消纳率/%。