

考虑电 - 碳 - 绿证市场协同的电能受端区域调度优化

周旭展, 吴杰康*, 阚东旺, 唐文浩, 杨宜豪, 陈敦进, 陈志鑫

广东工业大学自动化学院, 广东 广州

收稿日期: 2025年5月5日; 录用日期: 2025年5月27日; 发布日期: 2025年6月9日

摘要

针对广域级城市群电能受端区域的调度优化问题, 建立了考虑电 - 碳 - 绿证市场协同的优化模型。通过双层非线性的两级电力市场模型优化区域的电源配置, 该模型的上、下层问题分别为区域内电力市场和区域间电力交易的出清。利用常规电源与抽水蓄能、电动汽车集群充电联合, 在辅助服务市场提供备用容量, 应对新能源出力的不确定性, 进一步优化电源主体出力。同时在考虑碳排权与绿证交互动及区域内碳排权供不应求的前提下, 利用碳排权的约束, 从区域内新能源与电动汽车集群处获得碳排权补充, 从而降低区域调度的碳排放成本。最后通过设置算例, 得到不同情景下的仿真数据, 对比验证本文模型的有效性。

关键词

受端区域, 电 - 碳 - 绿证市场协同, 两级电力市场, 电动汽车集群充电, 碳排权, 调度优化

The Electricity Receiver Region Scheduling Optimization Considering Electricity-Carbon-Green Certificate Market Synergy

Xuzhan Zhou, Jiekang Wu*, Dongwang Kan, Wenhao Tang, Yihao Yang, Dunjin Chen, Zhixin Chen

School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong

Received: May 5th, 2025; accepted: May 27th, 2025; published: Jun. 9th, 2025

*通讯作者。

文章引用: 周旭展, 吴杰康, 阚东旺, 唐文浩, 杨宜豪, 陈敦进, 陈志鑫. 考虑电-碳-绿证市场协同的电能受端区域调度优化[J]. 智能电网, 2025, 15(3): 19-34. DOI: 10.12677/sg.2025.153003

Abstract

Aiming at the scheduling optimization problem of Wide-area urban agglomeration electric energy receiving end area, an optimization model considering electricity-carbon-green certificate market coordination is established. The power supply allocation of a region is optimized by a two-layer nonlinear two-level electricity market model. The upper and lower problems of this model are the clearing of intra-region electricity market and inter-region electricity transaction, respectively. The conventional power supply is combined with pumped storage and electric vehicle cluster charging to provide backup capacity in the auxiliary service market, cope with the uncertainty of new energy output, and further optimize the main power supply output. At the same time, under the premise of considering the interaction between carbon emission rights and green certificates and the short supply of carbon emission rights within the region, the carbon emission rights are supplemented from new energy within the region and electric vehicle clusters by using the constraints of carbon emission rights, so as to reduce the carbon emission cost of regional dispatch. Finally, by setting examples, the simulation data under different scenarios are obtained, and the effectiveness of the proposed model is verified by comparison.

Keywords

Receiving Area, Electricity-Carbon-Green Certificate Market Synergy, Two-Level Electricity Market, Electric Vehicle Cluster Charging, Carbon Emissions Right, Scheduling Optimization

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

由于我国地域广阔,不同地区的装机情况不一,单一区域内的调节资源有限[1]。区域电力交易可以协调资源分布不均、区域间成本差异大的问题,是一种切实可行的电力资源优化配置方案[2]。让电源侧主体为追求利益主动将多余的电能供给到电能需求较大的区域,协调不同地区的电能供需[3]。

从地理范围上讲,区域可以划分为局域级(如楼宇、社区、工厂等)、城区级和广域级(如城市、跨区域、跨国等)[4]。针对不同的区域等级,目前均有利用电力市场实现区域电力系统平衡机制方面相关的研究。针对工业园区的优化运行模式,利用共享储能与需求响应参与市场提供电能调节,从而提高系统整体经济效益[5]。针对超大城市的电力调控问题,提出以虚拟电厂技术构建交易渠道,利用大量分布式能源提供电能与辅助服务[6]。考虑低压侧负荷灵活资源参与市场交易,通过低压区域电网与省级电网的协同调度,提高华东区域整体调峰水平[7]。通过引入条件风险价值方法量化新能源出力与负荷需求不确定性,利用两级电力市场购电模型实现省间电能交易的最优决策[8]。通过消纳权责与绿证市场,促进新能源的跨省跨区消纳[9]。考虑中长期合约电量对省内现货市场出清的影响,通过输电路径优化线路潮流,减少输电阻塞[10]。目前,广域级区域的电力交易研究主要以省级电力市场为主,相对缺乏对广域级城市群区域电力市场交易的研究。

在双碳目标(碳达峰、碳中和)的背景下,能源转型成为全球应对气候变化的核心路径[11]。能源转型的核心在于构建清洁低碳、安全高效的能源体系,逐步减少对化石能源的依赖,转向以新能源为主体的新型电力系统[12]。考虑目前中国的能源结构,仍需保留一定比例的传统电源,碳排放无可避免[13]。碳

交易市场可以通过市场化机制实现碳排放成本的内部化,从而引导电力系统向低碳化、清洁化方向转型,对新型电力系统建设具有至关重要的推动作用[14]。考虑火电机组的碳排放惩罚,构建源荷碳排放因约束,通过阶梯式碳交易市场来优化系统的调度模型[15]。考虑碳价的市场波动,构建电-气-热综合能源系统运行优化模型,利用电转气设备、碳捕集设备等低碳技术实现系统运行低碳化与经济性[16]。考虑电能送端区域水电的减碳收益,在电能市场模型建立中更合理的体现水电的环保绿色价值,从而优化水电外送策略[17]。绿证交易市场作为新能源消费的核心市场化机制,有效解决了新能源发电的额外环境收益变现难题,对新型电力系统建设具有不可替代的支撑作用[18]。考虑绿证的分类,构建基于绿证的市场交易的系统运行优化模型,仿真结果表明新能源消纳率得到了提升[19]。考虑峰谷电价带来的影响,建立包括绿证交易收益在内的系统经济运行模型,验证源网荷储一体化的运行优势[20]。对于电力系统运行优化模型的研究大部分只关注单个市场的影响,没有综合考虑各个市场之间的联系以及相互影响。如何构建碳市场、绿证市场与电力市场协同作用,促进广域级城市群区域低碳用能是目前亟待研究的问题。

新能源是电力系统脱碳和实现我国“双碳”目标的必然选择,但新能源出力的波动性和间歇性严重限制了其并网消纳。利用供能侧各类能源发电条件和用户侧各类负荷需求信息,将风、光、水[21]等多种能源协调并互为补充供能,降低地区用能单一短板,从而促进新能源的消纳。利用抽水蓄能同时参与电量交易市场与辅助服务市场,可以同时发挥对负荷削峰填谷与减少弃风弃光的作用[22]。电动汽车集群可以利用电动汽车充电负荷调节的灵活性参与辅助服务市场获利[23]。当前对于电动汽车参与辅助服务市场的大部分研究主要是通过对负荷削峰填谷获得收益,在不确定条件下量化电动汽车集群的备用容量研究则较少,如何在碳交易机制中体现作用的研究也鲜有。

基于以上问题,本文以广域级城市群电能受端区域为研究对象,在考虑区域间互联系统能源供需均衡和我国实际电力市场运行情况下,设计了考虑电-碳-绿证市场协同的广域级区域调度优化运行模式。首先,引入广域级城市群区域两级电力市场模式,对电能受端区域的用电策略进行优化。其次,构建电能受端区域内外碳排权与绿证联动市场,基于碳交易市场中碳排权供不应求的前提下,约束调度计划降低碳排放以减少碳排权购买需求。再者,针对新能源出力不确定性,在常规电源之外,引入电动汽车集群充电与抽水蓄能联合参与辅助服务市场提供备用容量,优化供能侧运行模式。同时,将电动汽车减少的碳排放量作为受端区域的补充碳排权,进一步优化电动汽车集群有序充电。最后,通过模拟多场景下电能受端区域调度仿真算例的优化结果,验证了所提模型的经济性和低碳性。

2. 广域级区域调度优化运行模式框架与结构

作为我国电力市场体系的核心组成部分,省级电力市场是“统一市场、两级运作”体系中的基础层级[24]。“统一市场、两级运作”体系是构建全国统一电力市场体系的核心框架,旨在打破省间壁垒、优化资源配置、促进清洁能源消纳,同时兼顾区域差异和市场稳定性。随着省域级两级电力市场的施行,在全国统一市场建设上取得了初步成效,为电力市场的构建提供了经验[25]。南方区域电力市场的成功运行也为全国统一电力市场建设提供了可复制的制度和模板[26]。

本文参考省域级两级电力市场,设计了广域级城市群区域两级电力市场调度优化运行模式。首先在区域两级电力市场,城市群受端区域上报区域内各类发电主体参与调度的电量、电价信息,区域内各负荷用户上报用电负荷需求信息,包括电动汽车集群充电需求。电能受端区域基于发电主体电能报价与日前负荷需求向其他区域进行区域间购电交易。通过区域间电力市场交易,电能送端区域的各类发电主体参与区域间交易以满足受端区域的购电需求,出清的交易结果作为各区域间联络线的日前调度计划。受端区域在考虑联络线日前调度计划后,再对区域内进行电力市场出清。其次,考虑抽水蓄能在调度中发挥削峰填谷的作用,以及电动汽车集群充电灵活的需求响应,两者提供的备用容量还能平抑新能源出力

的不确定性。通过构建常规电源与车、蓄的联合提供备用容量，在辅助服务市场决策中出清，优化各主体运行出力。具体优化模型如图 1 所示。

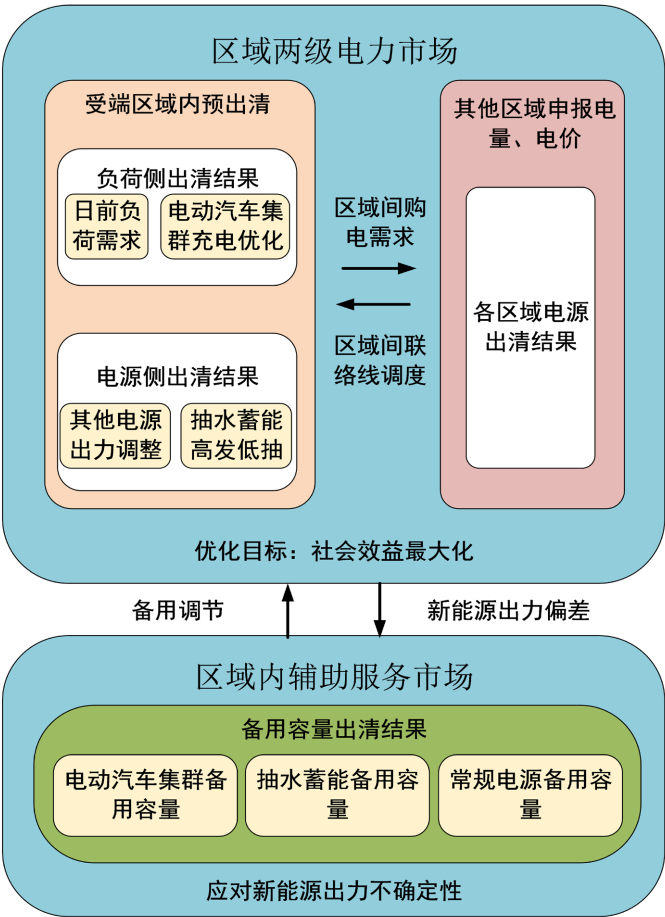


Figure 1. Framework and structure of regional scheduling optimization operation mode at wide area level

图 1. 广域级区域调度优化运行模式框架与结构

3. 区域两级电力市场与辅助服务市场的出清

本文的区域两级电力市场购电策略分为上下双层优化模型。通过引入场景组合概念，建立基于场景分析的随机优化模型，随机变量为新能源发电出力偏差。在上层模型中，以受端区域运行期望成本最小为目标进行优化，得到对其他区域的购电需求。在下层模型中，以送端区域发电主体出清电量成本最小为目标优化联络线运行，满足受端区域的购电需求，同时得到受端区域外购电的出清价格。同时，考虑受端区域新能源发电出力预测不确定性带来的运行风险，利用常规电源、抽水蓄能与电动汽车集群灵活的调节能力，在辅助服务市场提供备用容量，以成本最小为目标，优化常规电源、抽水蓄能与电动汽车集群充电出力。

3.1. 区域两级电力市场

3.1.1. 上层区域内机组出力优化模型

上层模型目标函数为：

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^S \rho_s C_s \\ C_s = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N c_n^G P_{n,s,t}^G + c_{s,t}^T P_{s,t}^T + C_{s,t}^{\text{ps}} + C_{s,t}^{\text{c}} + C_{s,t}^{\text{RC}} \right) \\ C_{s,t}^{\text{ps}} = c^{\text{ps,g}} P_{s,t}^{\text{ps,g}} - c^{\text{ps,p}} P_{s,t}^{\text{ps,p}} \end{cases} \quad (1)$$

式中： ρ_s 为场景 s 的状态概率， C_s 为场景 s 下受端区域的运行成本， S 为场景集合。 c_n^G 为受端区域内参与市场发电机组的电能报价， $P_{n,s,t}^G$ 为场景 s 下受端区域内参与市场发电机组 n 在时段 t 的出清电量， $c_{s,t}^T$ 为场景 s 下时段 t 区域间的电力市场出清价格， $P_{s,t}^T$ 为场景 s 下时段 t 受端区域在区域间电力市场的外购电量， $C_{s,t}^{\text{c}}$ 为场景 s 下受端区域在时段 t 的碳交易成本， $C_{s,t}^{\text{RC}}$ 为场景 s 下电能受端区域在时段 t 的辅助服务成本， N 为受端区域内参与市场交易的发电机组数量。 $C_{s,t}^{\text{ps}}$ 为场景 s 下时段 t 抽水蓄能的运行成本， $c^{\text{ps,g}}$ 、 $c^{\text{ps,p}}$ 分别为抽水蓄能的单位发电成本和抽水成本， $P_{s,t}^{\text{ps,g}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{ps,p}}$ 为抽水蓄能场景 s 下时段 t 的发电和抽水有功功率。

上层优化模型的约束条件具体如下：

1) 电力平衡约束：

$$\sum_{n=1}^N P_{n,s,t}^G + P_{s,t}^{\text{ps,g}} - P_{s,t}^{\text{ps,p}} + P_{s,t}^T = P_t^D + P_{s,t}^{\text{ev}} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (2)$$

式中： P_t^D 为受端区域在时段 t 的负荷需求， $P_{s,t}^{\text{ev}}$ 为场景 s 下电动汽车集群在时段 t 的充电需求响应。

2) 发电机组出力约束：

$$P_n^{\text{G,min}} \leq P_{n,s,t}^G \leq P_n^{\text{G,max}} \quad \forall t \in T, s \in S, n \in N \quad (3)$$

式中： $P_n^{\text{G,min}}$ 、 $P_n^{\text{G,max}}$ 分别为参与市场发电机组 n 的最小出力与最大出力。

3) 发电机组爬坡约束：

$$-R_n^G \leq P_{n,s,t}^G - P_{n,s,t-1}^G \leq R_n^G \quad \forall t \in T, s \in S, n \in N \quad (4)$$

式中： R_n^G 为参与市场发电机组 n 的爬坡上限。

4) 电动汽车集群充电约束：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s,t}^{\text{ev}} \leq P_n^{\text{ev,max}} \\ \sum_{t=1}^T P_{s,t}^{\text{ev}} = P^L \end{cases} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (5)$$

式中： $P_n^{\text{ev,max}}$ 为电动汽车集群的最大充电有功功率， P^L 为电动汽车集群的需求响应总量。

5) 抽水蓄能出力约束与库容容量约束：

$$\begin{cases} \lambda^{\text{ps,g}} P_{s,t}^{\text{ps,min}} \leq P_{s,t}^{\text{ps,g}} \leq \lambda^{\text{ps,g}} P_{s,t}^{\text{ps,max}} \\ \lambda^{\text{ps,p}} P_{s,t}^{\text{ps,min}} \leq P_{s,t}^{\text{ps,p}} \leq \lambda^{\text{ps,p}} P_{s,t}^{\text{ps,max}} \\ \lambda^{\text{ps,g}} + \lambda^{\text{ps,p}} \leq 1 \end{cases} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (6)$$

$$\begin{cases} V_{s,t}^{\text{ps,min}} \leq V_{s,t}^{\text{ps}} \leq V_{s,t}^{\text{ps,max}} \\ V_{s,t}^{\text{ps}} = V_{s,t-1}^{\text{ps}} + \eta^{\text{ps,p}} P_{s,t}^{\text{ps,p}} \Delta t - \frac{P_{s,t}^{\text{ps,g}}}{\eta^{\text{ps,g}}} \Delta t \end{cases} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (7)$$

式中： $\lambda^{\text{ps,g}}$ 、 $\lambda^{\text{ps,p}}$ 为取 0-1 的抽水蓄能抽水、发电工况状态变量； $P_{s,t}^{\text{ps,max}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{ps,min}}$ 分别为抽水蓄能的最大出力与最小出力。 $V_{s,t}^{\text{ps}}$ 为场景 s 下抽水蓄能在时段 t 的库容容量； $V_{s,t}^{\text{ps,max}}$ 、 $V_{s,t}^{\text{ps,min}}$ 分别为库容容量的上、下

限, $\eta^{\text{ps,p}}$ 、 $\eta^{\text{ps,g}}$ 分别为抽水蓄能抽水、发电效率。

3.1.2. 下层区域间电能交易优化模型

上层优化模型的出清结果 P_t^T 作为下层优化模型的参数, 即受端区域的外购电需求。下层优化模型以受端区域的购电成本最小化为目标函数:

$$\min \sum_{s=1}^S \rho_s \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \left(\sum_{i=1}^I (c_{i,j}^{\text{TG}} + c_j^L) P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \right) \right\} \quad (8)$$

式中: $c_{i,j}^{\text{TG}}$ 为送端区域 j 发电机组 i 参与区域间电能交易的报价, c_j^L 为送端区域 k 与受端区域的区域间输电价格, $P_{i,j,s,t}^{\text{TG}}$ 为场景 s 下时段 t 送端区域 j 参与区域间交易的发电机组 i 的出清电量, J 为送端区域集合, I 为送端区域参与市场交易发电机组集合。

下层优化模型的约束条件具体如下:

1) 区域间联络线功率平衡约束:

$$\sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (1 - \rho_j) P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} = P_{s,t}^T \quad \forall t \in T, s \in S \quad (9)$$

式中: ρ_j 为电能受端区域与送端区域 j 相连的联络线传输损耗率。

2) 区域间联络线传输容量约束:

$$P_j^{\text{L,min}} \leq \sum_{i=1}^I P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \leq P_j^{\text{L,max}} \quad \forall t \in T, j \in J, s \in S \quad (10)$$

式中: $P_j^{\text{L,max}}$ 、 $P_j^{\text{L,min}}$ 分别为电能受端区域与送端区域 j 之间传输电量的上下限。

3) 送端机组参与区域间交易电量约束:

$$P_{i,j}^{\text{TG,min}} \leq P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \leq P_{i,j}^{\text{TG,max}} \quad \forall t \in T, i \in I, j \in J, s \in S \quad (11)$$

式中: $P_{i,j}^{\text{TG,max}}$ 、 $P_{i,j}^{\text{TG,min}}$ 分别为送端区域 j 内发电机组 i 参与电量交易的上、下限。

3.1.3. 下层问题的 KKT 条件

由于因上层模型中的决策变量 $P_{s,t}^T$ 为传递变量, 在下层作为参数, 因此下层模型为以 $P_{i,j,t}^{\text{TG}}$ 为变量的线性凸规划模型。目标函数中存在 $c_{s,t}^T P_{s,t}^T$ 双决策变量相乘的二次规划问题, 可基于强对偶原理和 KKT 条件进行转化, 将双层优化模型转化为单层的均衡约束规划模型。取下层优化模型的出清价格作为上层优化模型的价格参数, 下层模型等式约束的拉格朗日对偶变量 λ_t 为时段 t 区域间交易电能的出清价格。

下层问题的 KKT 条件为:

1) 拉格朗日函数在原下层问题的最优解处取极小值, 即梯度为 0:

$$c_{i,j,t}^{\text{TG}} + c_j^L + \lambda_{s,t} (1 - \rho_j) + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (\mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} - \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}}) + \sum_{j=1}^J (\mu_{j,s,t}^{\text{L,max}} - \mu_{j,s,t}^{\text{L,min}}) = 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (12)$$

式中: $\mu_{j,s,t}^{\text{L,max}}$ 、 $\mu_{j,s,t}^{\text{L,min}}$ 和 $\mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}}$ 、 $\mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}}$ 分别为不等式约束(10)与(11)的对偶变量。

2) 互补松弛条件:

$$\begin{cases} 0 \leq \left(\sum_{i=1}^I P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} - P_j^{\text{L,min}} \right) \perp \mu_{j,s,t}^{\text{L,min}} \geq 0 & \forall t \in T, j \in J, s \in S \\ 0 \leq \left(P_j^{\text{L,max}} - \sum_{i=1}^I P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \right) \perp \mu_{j,s,t}^{\text{L,max}} \geq 0 & \forall t \in T, j \in J, s \in S \\ 0 \leq \left(P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} - P_{i,j}^{\text{TG,min}} \right) \perp \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}} \geq 0 & \forall t \in T, i \in I, j \in J, s \in S \\ 0 \leq \left(P_{i,j}^{\text{TG,max}} - P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \right) \perp \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} \geq 0 & \forall t \in T, i \in I, j \in J, s \in S \end{cases} \quad (13)$$

式中： $\perp$ 符号使两个表达式相乘为 0。可以通过 0-1 变量 χ_s 与无穷大常数 M_1 与 M_2 转变为以下形式(以 $0 \leq (P_{i,j}^{\text{TG,max}} - P_{i,j,s,t}^{\text{TG}}) \perp \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} \geq 0$ 为例)。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,j}^{\text{TG,max}} - P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} \leq M_3 \chi_s \\ 0 \leq \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} \leq M_4 (1 - \chi_s) \end{cases} \quad \forall t \in T, i \in I, j \in J, s \in S \quad (14)$$

3) 决策变量非负约束:

$$\lambda_{s,t} \geq 0, \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} \geq 0, \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}} \geq 0, \mu_{j,s,t}^{\text{L,max}} \geq 0, \mu_{j,s,t}^{\text{L,min}} \geq 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (15)$$

下层问题的的对偶问题为:

$$\max g(\lambda, \mu) = \lambda_{s,t} P_{s,t}^T + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (\mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}} - \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}}) + \sum_{j=1}^J (\mu_{j,s,t}^{\text{L,min}} - \mu_{j,s,t}^{\text{L,max}}) \quad \forall t \in T, s \in S \quad (16)$$

根据强对偶理论，下层问题的原问题与对偶问题的目标函数最优解是相等的，代入上层模型可得单层线性模型的目标函数为:

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^S \rho_s C_s \\ C_s = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N c_n^G P_{n,t,s}^G + C_s' + C_{s,t}^{\text{ps}} + C_{s,t}^{\text{c}} + C_{s,t}^{\text{RC}} \right) \\ C_{t,s}^{\text{ps}} = C_{s,t}^{\text{ps,g}} P_{s,t}^{\text{ps,g}} - C_{s,t}^{\text{ps,p}} P_{s,t}^{\text{ps,p}} \\ C_s' = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (c_{i,j,t}^{\text{TG}} + c_j^{\text{L}}) P_{i,j,s,t}^{\text{TG}} + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I (\mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,max}} - \mu_{i,j,s,t}^{\text{TG,min}}) + \sum_{j=1}^J (\mu_{j,s,t}^{\text{L,max}} - \mu_{j,s,t}^{\text{L,min}}) \end{cases} \quad (17)$$

式中： C_s' 为受端区域的外购电成本。

3.2. 辅助服务市场

由于常规电源受机组爬坡率、运行成本等因素的影响，导致系统的快速调节容量不足，新能源消纳率不高。为提高系统能源利用效率，本文由常规电源、抽水蓄能、电动汽车集群联合参与辅助服务市场，提供备用容量以平抑新能源波动，优化各主体出力。辅助服务成本如下式：

$$C_{s,t}^{\text{RC}} = \sum_{f=1}^F c_f^{\text{RC}} P_{f,s,t}^{\text{RC}} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (18)$$

$$C_{s,t}^{\text{RC}} \geq \sum_{u=1}^U |\Delta P_{u,s,t}^{\text{r}}| \quad \forall t \in T, s \in S \quad (19)$$

式中： c_f^{RC} 为提供辅助服务主体 f 的备用容量报价， $P_{f,s,t}^{\text{RC}}$ 为场景 s 下时段 t 主体 f 在辅助服务市场的备用容量出清， F 为提供辅助服务主体集合。 $\Delta P_{u,s,t}^{\text{r}}$ 为场景 s 下新能源发电主体 u 在时段 t 的出力偏差， U 为新能源发电主体集合。

4. 电 - 碳 - 绿证市场协同

在碳交易市场中，常规发电主体以成本效益最优的方式，优化配置碳资源完成碳配额考核。在绿证市场中，新能源发电主体通过绿证交易获取绿电的环境价值收益。一方面，两类发电主体共同参与电力市场得到电能出清收益。另一方面，通过区域间绿证和碳排放权交互联动的方式[27]，可以将绿证的一部分转化为碳排放权，减少区域内的超额碳排放权。

4.1. 碳排放交易

4.1.1. 碳交易成本

各碳排放主体根据自身实际碳排放量在碳市场进行配额交易，对于超出与不足的部分则通过碳交易市场交易碳排放权获得一定的收益或支付一定的成本[28]。本文假设碳排放权供不应求，电能受端区域若购买不到足额的碳排放权而无法达成排放要求，将被处以高于碳价的罚款。因此，碳交易成本可表示为：

$$D_t^d = \sum_{k=1}^K P_{k,t} \lambda_k \quad (20)$$

$$E_t^d = \sum_{k=1}^K P_{k,t} \varepsilon_k \quad (21)$$

$$\begin{cases} C_t^c = c^c (D_t^d - E_t^d) + (\tau - 1) c^c D_t^c \\ D_t^c = \max \{ D_t^d - E_t^d - D_t^b, 0 \} \\ 0 \leq D_t^b \leq D_t^c \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_{k,t}$ 为碳排放主体 k 时段 t 内的出力， λ_k 为碳排放主体 k 的碳排放因子， ε_k 为碳排放主体 k 的碳排放分配系数， D_t^d 为区域内时段 t 的碳排放量， E_t^d 为区域内时段 t 的碳配额， K 为区域内碳排放主体集合。 c^c 为单位碳交易成本， τ 为处罚系数， D_t^c 为区域内碳排放权缺额， D_t^b 为区域碳排放权购买量。

4.1.2. 碳成本传导率

在电力市场中，碳价传导最终会影响到市场出清结果[29]。碳成本传导率是由于碳价引起的电价变化与边际发电成本变化之比，其大小反映了碳成本增加边际发电成本的程度，具体如下式：

$$C_{k,t}^c = R^c C_{k,t}^c \quad (23)$$

式中： $C_{k,t}^c$ 为碳排主体 k 时段 t 因碳成本导致的发电成本变动， R^c 为碳成本传导率。

4.1.3. 电动汽车集群减碳

电动汽车集群减碳需求响应，是对传统需求响应机制的延伸[30]。为了让电动汽车充分发挥其减碳潜力，可让电动汽车参与碳交易市场。将行驶相同距离的电动汽车比燃油汽车节省的碳排放量作为电动汽车获得的碳排放权，具体如下式：

$$D_t^{ev} = P_t^{ev} (L^{ev} \lambda^{gas} - \lambda^{net}) \quad (24)$$

式中： L^{ev} 为电动汽车单位电量下行驶的里程， λ^{gas} 为燃油汽车单位行驶里程的碳排放量， λ^{net} 为电动汽车单位充电电量的等效碳排放量，即考虑其充电电量源于电网发电侧的等效碳排放量。

4.2. 碳排放权与绿证交互动

4.2.1. 绿证交易

新能源发电主体由于具备较好的绿色电力生产能力，在完成规定的配额任务后，可以在市场上出售富余数量的绿证[31]。常规发电主体则必须从市场上购买相应数量的绿证。具体如下式：

$$G_t^g = \alpha^g P_t^g \quad (25)$$

$$G_t^r = (1 - \alpha^r) P_t^r \quad (26)$$

式中： G_t^g 为常规发电主体在时段 t 需购买的绿证数量， α^g 为常规发电主体需要满足的新能源绿证配额比

例。 G_t^r 为新能源发电主体在时段 t 可以出售的绿证数量, α^r 为新能源发电主体自身需要满足的新能源配额比例。

4.2.2. 绿证转化为碳排放权

在国内每消纳 1 MWh 新能源发电量可以配发 1 本绿色证书。对于碳排放权与绿证联动, 需要考虑绿证交互约束[32], 具体如下式:

$$D_t^r = \frac{\gamma^r}{\lambda^{gc}} (G_t^r - G_t^g) \quad (27)$$

式中: D_t^r 为时段 t 通过绿证交易得到的碳排放权, λ^{gc} 为单位绿证体现的碳减排量, γ^r 为允许绿证转化为碳排放权的最大比例系数。

4.2.3. 获取碳排放权

综上, 电能受端区域可从区域内的市场交易中获取的碳排放权为:

$$D_t^b = D_t^r + D_t^{ev} \quad (28)$$

式中: D_t^r 为时段 t 通过区域内部绿证交易得到的碳排放权。

5. 算例分析

5.1. 算例说明

本文以某电能受端区域为背景进行算例仿真, 选取某典型日运行数据, 该区域的区间联络线拓扑及参数参考文献[33]-[36], 具体设置如图 2 所示。受端区域内各类发电机组装机容量、运行技术参数及机组报价见表 1, 假设受端区域与送端同类型机组初始电价相同, 备用容量报价取 0.05 倍电量报价, 电动汽车取 20 元/(MW·h)。送端区域各类机组参与区域间交易的容量参数见表 2。

碳排放上, 碳交易价格系数设为 250 元/t, 处罚系数取 1.5, 碳排放因子煤电、气电分别取 0.85 t/(MW·h) 与 0.75 t/(MW·h), 碳排放分配系数 0.65 t/(MW·h)。绿证的配额比例, 常规发电主体与新能源发电主体均取 15%, 绿证转化为碳排放权比例取 50%, 单位绿证的碳减排量取 0.725 t/(MW·h)。电动汽车减碳参数参考文献[30], 集群充电功率上限取 3000 MW, 需求响应总量取 30,000 MW·h。

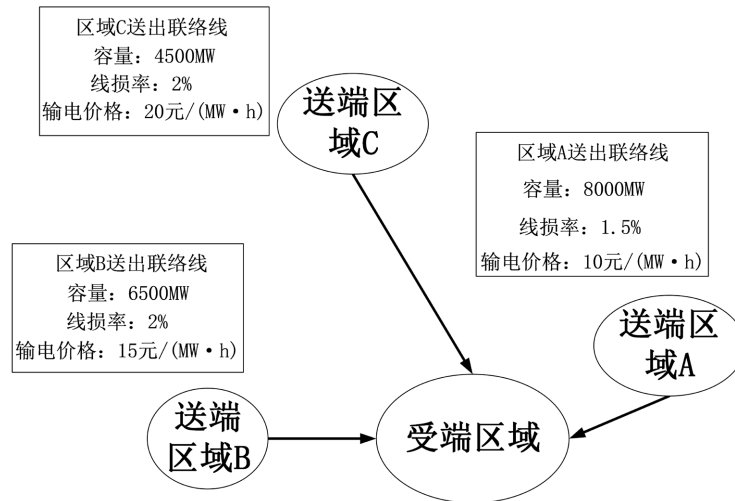


Figure 2. Topology and parameters of interregional contact lines
图 2. 某区域间联络线拓扑及参数

Table 1. Operation technical parameters of various generator participating in the market in the receiving area
表 1. 受端区域内参与市场的各类机组运行技术参数

机组类型	发电容量/MW	最小出力比率/%	单位时间爬坡率/%	电能报价/(元/(MW·h))
煤电	35,530	40	10	420
气电	20,000	30	30	550
抽水蓄能	3000	10	100	190 (发)/130 (抽)
核电	14,140	60	10	420
风电	6000	0	100	200
光伏发电	10,000	0	100	280
水电	10,000	10	50	190

Table 2. Power generation capacity of various types of generator sets participating in the market
表 2. 送端区域各类发电机组参与市场的发电容量

区域	A	B	C
煤电/MW	7000	6000	4000
气电/MW	1000	1500	500
风电/MW	3000	3000	1000
光伏发电/MW	2000	2000	1500

针对不确定性, 本文采用蒙特卡罗[37]抽样方法生成 100 个场景, 然后采用 K-means 聚类方法将场景缩减至 5 个。其中新能源出力预测误差满足方差为 0.1 的正态分布。

5.2. 仿真结果

选择概率最大的场景作为结果展示。不同电力市场下, 区域内各类机组出清电能如下图 3、图 4 所示。相对于单一市场, 两级电力市场下电能受端区域内出清电能减少, 增加了区域间的外购电量。两级电力市场下系统运行总成本为 65,084 万元, 其中碳排放成本为 4738.1 万元, 外购电量为 264.83 GW。单一电力市场下系统运行总成本为 69,836 万元, 其中碳排放成本为 7591.2 万元。本文所设计两级电力市场下, 竞争更充分, 通过区域外购电能, 运行经济性与低碳性更好。

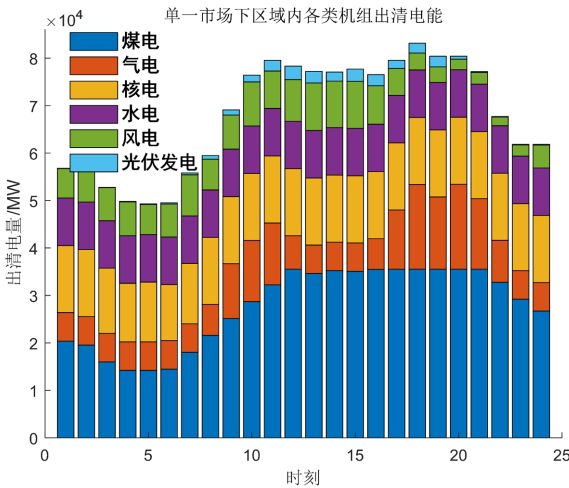


Figure 3. Clean electricity of various generators in the receiving area under the single market
图 3. 单一市场下区域内各类机组出清电能

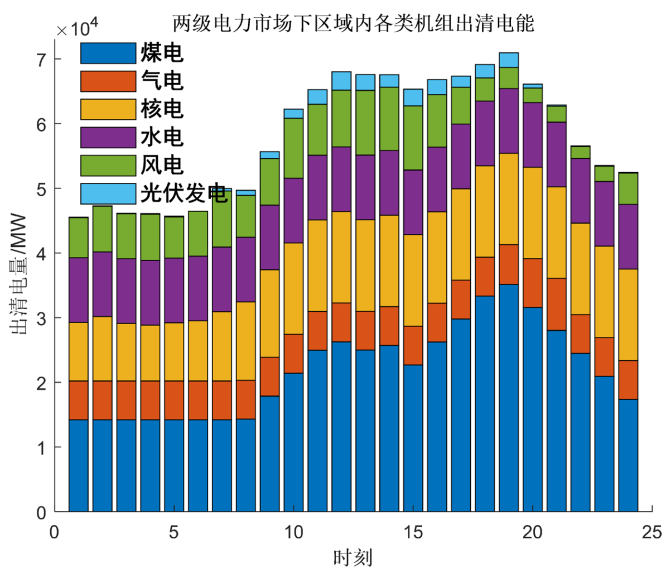


Figure 4. Clean electricity of various generators in the receiving area under the two-level market
图 4. 两级市场下区域内各类机组出清电能

常规下与优化后区域内备用容量出清情况如下图 5、图 6 所示。在由常规电源提供备用容量的情况下，水电由于电能报价低，主要在电能市场出清电量。气电报价高，提供备用容量的情况较少。系统的备用容量主要由核电机组与煤电机组提供。加入电动汽车集群充电与抽水蓄能参与辅助服务市场，优化备用容量的出清后，主要由电动汽车集群充电与抽水蓄能出清备用容量，应对新能源的预测出力偏差，备用容量成本降低了 56%。相对于常规情况下区域内备用容量出清，本文所提优化方案增加了区域内机组的可用容量，从而在电力市场增加了区域内机组的出清电量，减少了区域外购电量，且总运行成本降低了 1400 万元。

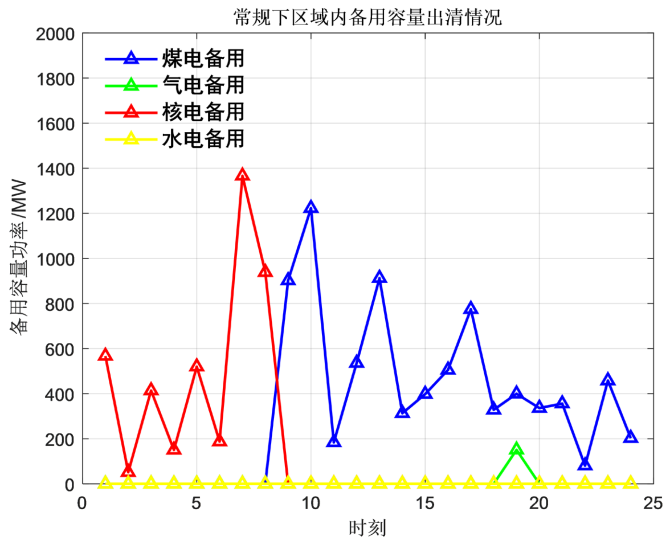


Figure 5. The clearing of the reserve capacity in the receiving area under normal circumstances
图 5. 常规下区域内备用容量出清情况

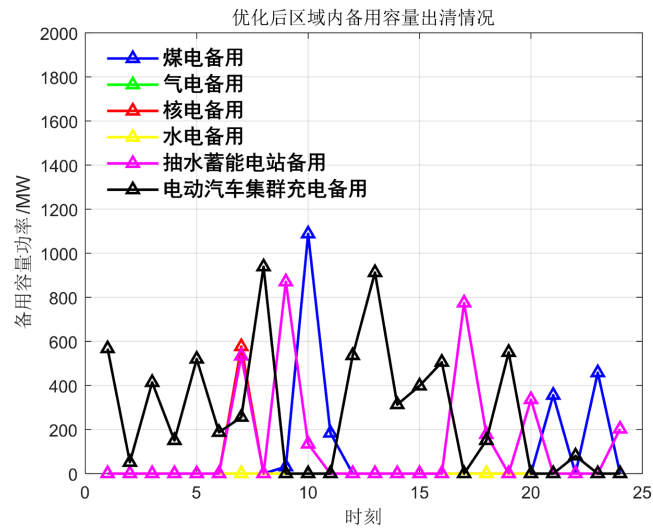


Figure 6. The clearing of the reserve capacity in the receiving area after optimization
图 6. 优化后区域内备用容量出清情况

考虑区域间电力市场实际运行中，区外机组电能报价与区内存在差异，联络线的可用容量也不是不变的。在本文的模型上，设置不同的区间电能报价系数与联络线可用容量系数，运行后结果见表 3。区间电能报价低能提高区间电量交易，减少区内电能出清成本，进而减少系统总运行成本。随着联络线可用容量的提高，区域外购电量提高，区域内机组出清电量减少，成本下降。当外购电量中碳排放机组出清电量占比减少时，系统运行总成本随着联络线可用容量的增加而减少。当外购电量中碳排放机组出清电量占比多时，系统运行总成本随着联络线可用容量的增加而增加。

Table 3. Market clearing results under different inter-regional parameters
表 3. 不同区间参数下的市场出清结果

区间参数	区间电能报价系数			联络线可用容量系数		
	0.8	0.9	1.1	0.8	0.9	1.1
外购电量/GW	259.74	245.14	235.46	240.55	241.68	246.32
区域内机组出清成本/万元	50957	51466	51858	51648	51601	51417
总运行成本/万元	62013	62321	63614	62976	62962	63055

采取碳排放权与绿证交互动后，区域内碳排放情况如下图 7 所示。通过新能源发电获得的绿证，经转换后获得的碳排放权是区域内主要的碳排放权来源。电动汽车集群充电调节过程中，获得的碳排放权是区域重要的碳排放权补充，具备减碳与电量调节双重灵活性。在低负荷时段，碳排放机组出清电量较低，新能源机组由于报价低，出清电量高，绿证市场上绿证流通数量较多，系统能够获得的碳排放权也相对较多，在电动汽车集群充电提供的碳排放权补充下，区域内不会由于碳排放额超标而受到惩罚。在高负荷时段，碳排放机组增加了电量出清，绿证市场上绿证数量减少，系统能获得的碳排放权大幅减少，系统不能完成碳排放目标，碳排放权存在缺额，会受到高额处罚。

在碳交易市场上，碳价、碳成本传导率与碳权排放超额处罚系数受政策影响较大，不同的参数设置调节会影响模型的最终出清结果。针对碳价、碳成本传导率与碳权排放超额处罚系数进行敏感性分析，探究区域系统运行总成本与它们的关系。各因素的变化程度为 80%、85%、90%、95%、100%、105%、

110%、115 %，调整碳价、碳成本传导率与碳权排放超额处罚系数，得到不同运行参数下区域系统运行总成本如下图 8。电能受端区域的运行总成本在总体趋势上随着碳价、碳成本传导率与碳权排放超额处罚系数的升高而增加。其中，碳权排放超额处罚系数通过对超额碳排放部分施加倍数惩罚，对于系统总运行成本影响波动较大。碳价与碳权排放超额处罚相关，对系统总运行成本影响也存在波动。碳成本传导率约束区域内的碳排放机组电能报价，综合之下对系统总运行成本影响较为平缓稳定。

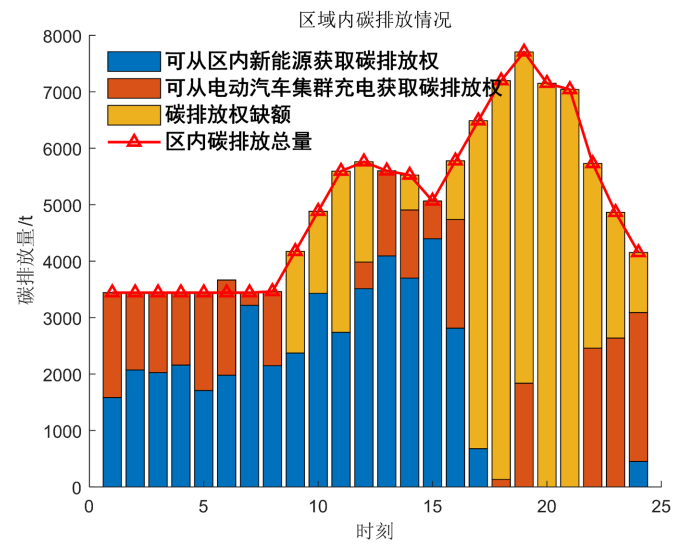


Figure 7. Carbon emission in the region
图 7. 区域内碳排放情况

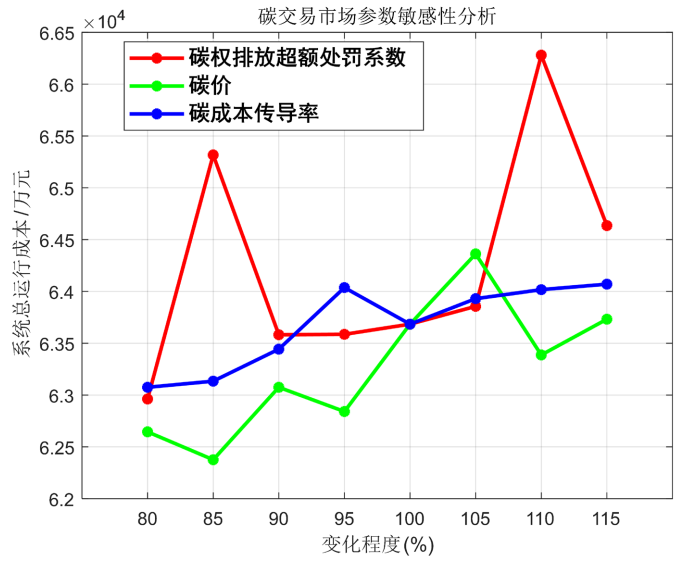


Figure 8. Sensitivity analysis of carbon trading market parameters
图 8. 碳交易市场参数敏感性分析

绿证交易市场上，绿证转换为碳排放权的最大比例影响着碳交易市场，不同的参数设置调节也会影响模型的最终出清结果。针对绿证转换比例进行敏感性分析，探究区域系统碳排放成本、碳排放权缺口与其关系。各因素的变化程度为 80%、85%、90%、95%、100%、105%、110%、115 %，调整绿证转换

比例,得到不同运行参数下区域碳排放成本与碳排放权缺额如图9。由图可见随着绿证转换比例的提高,碳排放权缺额减少,碳排放成本得到降低。但碳排放成本还受到其他碳因素的影响,在综合影响下会有一些波动。

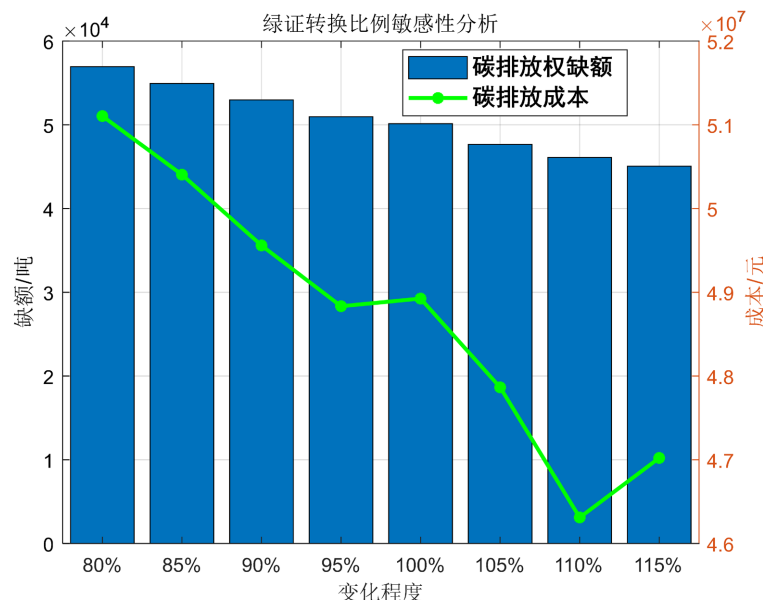


Figure 9. Proportional sensitivity analysis of green certificate conversion
图9. 绿证转换比例敏感性分析

6. 结论

为提高城市群电能受端区域运行低碳性与经济性,本文提出一种基于电-碳-绿证市场协同的广域级区域调度优化运行模式。在碳排放权约束下,利用区域两级电力市场与辅助服务市场对各供能主体出力进行出清,实现受端区域电能需求的决策优化。通过设置算例进行对比分析,最终得出以下结论:

(1) 通过区域两级电力市场,电能受端区域能从区域内的电能交易中降低用电成本,促进电源的跨区域配置利用。通过区域碳交易市场与绿证市场联动,开展碳排放权与绿证转换,响应区域的碳排放权需求,以约束的方式提高系统的新能源消纳,从而优化系统整体的低碳用能策略。

(2) 通过常规电源与抽水蓄能、电动汽车集群充电联合参与辅助服务市场,出清备用容量,在应对区域内的新能源出力不确定性的同时,系统的调节灵活性较高,运行得到优化。电动汽车集群充电通过参与多方市场提供多种服务,得到最大程度的利用,发挥了电量调节与低碳双重作用。随着电动汽车集群充电规模的扩大,系统将获得更多更灵活的资源。

(3) 碳市场与绿证市场受市场波动与政策影响,相关参数存在变动风险。分析各参数对系统运行的影响,合理的设置相关参数,综合考虑电-碳-绿证市场协同,能够进一步增强系统的低碳、经济性能。

本文所做研究为广域级城市群区域尤其是电能受端区域的调度决策提供了优化模型借鉴。模型中的电力市场只考虑现货交易,缺乏对中长期合约电量的约束探究。此外,本文的优化模型中对具体网络拓扑进行了简化,后续研究中将结合节点法建立更加贴合实际的模型。

基金项目

广东省基础与应用基础研究基金区域联合基金项目——粤港澳研究团队项目(2020B1515130001)。

参考文献

- [1] 刘笑乐, 李琼. 中国能源安全条件下的清洁能源供需平衡统计分析[J]. 能源与节能, 2024(8): 1-5, 210.
- [2] 何慧梅, 孙晓宁. 区域电力现货市场交易机制评价方法应用研究[J]. 大众标准化, 2024(7): 134-136.
- [3] 余贻鑫, 孙冰, 秦超, 等. 互联电力系统中高比例风电和太阳能光伏的开发与消纳模式研究[J]. 南方电网技术, 2017, 11(10): 10-18.
- [4] 温港成, 石鑫, 张怡, 等. 考虑设备变工况特性的园区综合能源系统两阶段规划优化方法研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(10): 1-11.
- [5] 王亚武, 黄淳驿, 王承民, 等. 市场环境下考虑全周期经济效益的工业园区共享储能优化配置[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 129-138.
- [6] 程韧俐, 周保荣, 史军, 等. 面向区域统一电力市场的超大城市虚拟电厂关键技术研究综述[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 90-100, 131.
- [7] 奚孟飞. 低压侧资源参与区域电力市场的协调机制探析[J]. 电工材料, 2024(6): 69-71.
- [8] 郭立邦, 丁一, 包铭磊, 等. 两级电力市场环境计及风险的省间交易商最优购电模型[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2726-2734.
- [9] 陈先龙, 王秀丽, 吕建虎, 等. 基于消纳责任权重的两级电力市场优化运行模型[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 430-440.
- [10] 张银芽, 李锋, 刘念, 等. 区域中长期合约电量输电路径优化对省内现货市场出清的影响[J]. 广东电力, 2024, 37(5): 43-51.
- [11] 张玉清. 实现“双碳”目标构建新型能源体系的初步思考[J]. 石油科技论坛, 2024, 43(2): 8-14.
- [12] 梁作放, 孔令勃, 潘华. 新型电力系统面临的挑战及关键技术[J]. 电力与能源, 2024, 45(2): 154-159.
- [13] 张尧翔, 刘文颖, 李潇, 等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4): 1-7, 32.
- [14] 马成元, 陈皓勇, 肖东亮. 考虑碳约束的新型电力系统跨区域优化调度研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(6): 38-45.
- [15] 张翰林, 汪睿哲, 刘友波, 等. 考虑源荷碳势耦合的电力系统双层低碳经济调度[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 28-42.
- [16] 王秋杰, 元浩, 谭洪, 等. 考虑碳市场风险的热电联产虚拟电厂低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10): 8-15.
- [17] 章天浩. 基于碳交易市场价格的送电调度优化模型[J]. 电气时代, 2024(6): 63-65, 69.
- [18] 杨冬锋, 刘厚伟, 孙勇, 等. 考虑绿证交易机制与碳捕集电厂深度调峰补偿的多主体联合调峰优化调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 100-112.
- [19] 田雨亮, 覃君君, 黄镇. 考虑绿证分类的耦合市场下虚拟电厂日前运行策略[J]. 电力建设, 2025, 46(1): 14-26.
- [20] 恩格贝, 张岩, 田冰颖. 考虑独立型源网荷储一体化系统成本的峰谷电价优化模型[J]. 山东电力技术, 2023, 50(11): 42-50.
- [21] 段钊江, 侯显鑫, 吴光耀. 考虑收益的水-风-光多能互补清洁能源送出方案分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(2): 115-121.
- [22] 谭玉东, 周年光, 杨娴, 等. 考虑风险效用的风光水火抽蓄日前联合半调度方法[J]. 电气工程学报, 2024, 19(2): 229-238.
- [23] 颜俊, 罗宇杰, 颜安, 等. 计及用户响应特性的电动汽车充电站设备优化配置方法[J]. 中国电力, 2025, 58(4): 140-147.
- [24] 王天航, 王艺博, 尹立敏, 等. 两级电力市场环境考虑条件风险价值的新能源场站最优售电模型[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 113-120.
- [25] 陈熠, 王晗, 严正, 等. 全国统一电力市场演进过程下省间-省内市场出清及定价模型[J]. 电工技术学报, 2024, 39(7): 2116-2131.
- [26] 谢剑明, 孙志杰. 南方区域电力现货市场分析与展望[J]. 能源科技, 2024, 22(2): 36-39.
- [27] 陈荃, 张丹宏, 郑淇源, 等. 电-碳-绿证市场耦合下发电商报价与出清双层优化[J]. 南方电网技术, 2024, 18(1): 121-133.
- [28] 陆舆. 含电动汽车的电力系统低碳调度[D]: [硕士学位论文]. 南京: 东南大学, 2019.
- [29] 齐彩娟, 靳盘龙, 杨燕, 等. 计及碳定价的新型电力系统容量优化配置研究[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 613-621.

-
- [30] 章攀钊, 谢丽蓉, 马瑞真, 等. 考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4809-4825.
 - [31] 李军祥, 刘艳丽, 何建佳, 等. 考虑绿证和碳排放权交易的电力市场协同减碳效应与仿真[J]. 上海理工大学学报, 2024, 46(4): 464-474.
 - [32] 刘英培, 秦浩然, 单泓元, 等. 考虑供求约束下碳排放权与绿证交互-联动的多区域综合能源系统优化调度[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-10.
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.tm.20240805.1620.006.html>, 2025-02-15.
 - [33] 吴伟杰, 赵静波, 钟式玉, 等. 粤港澳大湾区之珠三角九市能源供需现状及发展趋势[J]. 节能, 2020, 39(3): 156-158.
 - [34] 杨燕, 金楚, 程鑫, 等. 基于大湾区外环的柔性直流互联方案[J]. 南方电网技术, 2021, 15(3): 15-21.
 - [35] 王若愚, 蔡京陶, 叶键民, 等. 粤港澳大湾区电力互联规划研究[J]. 电工技术, 2023(24): 186-188.
 - [36] 吴放. 广东“十四五”电源结构分析与优化探讨研究[J]. 中国能源, 2021, 43(12): 64-73.
 - [37] 吴洋, 苏承国, 郭超雨, 等. 考虑风电出力不确定性的风电-抽水蓄能互补系统短期优化调度[J]. 可再生能源, 2023, 41(9): 1222-1231.