

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240194

基于改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷 储低碳优化调度

姚明明, 张新, 杨培宏, 张继红, 张晓明, 张自雷

(内蒙古科技大学自动化与电气工程学院, 内蒙古自治区 包头 014010)

摘要: 针对源网荷储优化调度时分布式电源的间歇性引起主动配电网节点电压波动以及有功网损增加等问题, 提出一种改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法。首先, 为有效应对风光出力不确定的挑战, 提出一种基于密度噪声应用空间聚类(density-based spatial clustering of applications with noise, DBSCAN)的迭代自组织数据分析算法(iterative self-organizing data analysis techniques algorithm, ISODATA), 并以DB指数、Dunn指数和轮廓系数对风光场景聚类效果的优劣进行评价。其次, 引入阶梯式碳交易机制, 建立以主动配电网综合运行成本最低为目标的优化调度模型。同时, 提出用户参与满意度和电网依赖度两种运行评价指标。最后, 在IEEE 33节点系统上进行算例仿真分析, 结果验证了DBSCAN-ISODATA算法的合理性。并且所提低碳优化调度方法能够有效降低系统碳排放量与运行成本, 实现了主动配电网低碳经济稳定运行。

关键词: 聚类算法; 虚拟储能; 优化调度; 阶梯式碳交易; 评价指标

Low-carbon optimal scheduling of source-grid-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage

YAO Mingming, ZHANG Xin, YANG Peihong, ZHANG Jihong, ZHANG Xiaoming, ZHANG Zilei

(School of Automation and Electrical Engineering, Inner Mongolia University of Science and Technology, Baotou 014010, China)

Abstract: Aiming at the problems of node voltage fluctuation and active power loss increase in active distribution network caused by the intermittence of distributed generation during the optimal scheduling of source-network-load-storage, a low-carbon optimal scheduling method of source-network-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage is proposed. First, in order to effectively deal with the challenge of uncertain wind and solar output, an iterative self-organizing data analysis techniques algorithm (ISODATA) based on density-based spatial clustering of applications with noise (DBSCAN) is proposed. The good and bad clustering effects of wind-solar scene are evaluated by DB index, Dunn index and contour coefficient. Secondly, the stepped carbon trading mechanism is introduced, and an optimal scheduling model with the goal of minimizing the comprehensive operation cost of the active distribution network is established. At the same time, two operation evaluation indexes of user participation satisfaction and power grid dependence are proposed. Finally, the example simulation is analyzed in the IEEE 33-node system. The results verify the rationality of the DBSCAN-ISODATA algorithm. The proposed low-carbon optimal scheduling method can effectively reduce the carbon emission and operation cost of the system, and realize the low-carbon economy and stable operation of the active distribution network.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52067018).

Key words: clustering algorithm; virtual energy storage; optimal scheduling; stepped carbon trading; evaluation index

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52067018); 中央引导地方科技发展资金项目资助(2023ZY0020); 内蒙古科技大学基本科研业务费专项资金项目资助(2022053); 内蒙古自治区重点研发和成果转化项目资助(2022YFHH0019); 内蒙古自然科学基金项目资助(2022LHQN05002)

0 引言

在双碳目标的驱动下,以风光为首的分布式电源呈现出倍增的趋势。由于风光具有不确定性和间歇性,随着分布式电源的发电占比不断增加,主动配电网的有功网损以及电压波动风险也在增加^[1]。电化学储能具有高效和灵活的双向调节能力,有效地促进了不同时段间的能量平衡与传递,从而显著增强了能源供需的协调性^[2]。传统配电网在促进源网荷储各组成部分的主动调控方面仍存在一定的局限性。这不仅制约了分布式能源的有效消纳,还影响了配电网运行的安全性和稳定性。针对传统配电网面临的挑战,探讨在高渗透率的风光等分布式电源背景下,针对源网荷储协同优化调度的研究,对于充分发挥源网荷储各主体的调节潜力以及保障主动配电网的安全稳定运行具有重要意义。

聚类作为一种无监督机器学习方法,在电力系统负荷分类、风光特征场景提取等方面应用较多^[3]。文献[4]基于并行迭代二分 k-means-+聚类的多场景技术处理分布式光伏和负荷的不确定性。文献[5]利用希尔伯特-黄变换从多种不同类型的电能质量扰动信号中提出相应的特征量,再将这些提取的特征量进行模糊聚类分析,进而提高了电能质量扰动识别的准确性。文献[6]在传统可能性 C-均值聚类算法的基础上引入伪 F 统计和 V_p 两个评价指标,并应用熵权法将两者进行综合加权来检验最终聚类效果。文献[7]采用 k-means 的方法对某地一年的光伏数据进行聚类,并将削减后的场景代入到微型热电联供机组和光伏机组的组合机组模型中进行优化调度。文献[8]提出一种基于集成聚类和马尔可夫链的风光发电时间序列数据聚合方法,能够有效减少数据中冗余的信息,并提高了时间序列仿真的精度和效率。因此通过聚类算法可以更好地理解不同簇之间的差异和特点,帮助系统优化相应的调度策略,这不仅能提升能源的利用效率,还能有效降低系统运行成本。然而上述文献在对聚类结果的质量,以及聚类结果有效性进行评估时,缺乏全面衡量聚类结果的紧密度、分离度以及差异性的评价指标。

目前,对储能的研究大多集中在电化学储能,但是在参与配电网优化调度时往往伴随着较高的投资成本,基于此,对虚拟储能的研究逐渐成为热门研究方向。虚拟储能通过在能源系统中调整能量的生成、消耗和转移来模拟能量的存储和释放过程,具体包括电力需求响应、电动汽车、储热锅炉等一系列的可控负荷^[9]。文献[10]利用空调负荷和电动汽车的虚拟储能特性,提出一种基于联合虚拟储能系

统的微电网主从博弈优化调度策略,以平衡各个参与电力市场的主体获得的利益,并通过算例验证了所提方法的有效性,实现了多主体的博弈互动并保证虚拟储能参与调度的经济性。文献[11]为优化直流微电网中的源荷储可控资源,实现微电网在多时间尺度上能量优化和多源协调控制,提出了一种包含虚拟储能的分区协调控制模式,通过算例对比验证所提策略对系统全局优化及源荷储灵活互动的提升作用。文献[12]充分利用储能在综合能源中的优势,将需求响应、热惯性、电储和热储整合为广义储能资源进行统一协调调度,建立了考虑条件风险价值的综合能源系统经济调度模型,最后利用 Cplex 优化求解器验证所提模型的有效性。文献[13]提出一种计及虚拟储能的电-水热综合能源系统日前优化调度方法,针对供热水子系统储热特性以及供水子系统储水的灵活特性,定义其虚拟充放电功率、虚拟电容量和虚拟荷电状态等虚拟储能参数。文献[14]提出了一种基于虚拟储能的多微网互联分散协调调度方法,将微电网建模为虚拟储能模型,然后利用可再生能源预测误差和系统柔性资源的概率特征来量化微电网的运行风险和可用充放电功率,最后通过分析目标级联耦合上下级模型,实现独立优化和求解。上述文献验证了虚拟储能在提升系统灵活特性以及提高可再生能源消纳水平的优越性,然而,现有研究并未对虚拟储能进行细致的分类分析,也未能充分探讨虚拟储能与电化学储能之间的对比,以及二者共同参与源网荷储低碳优化调度对主动配电网的影响。

鉴于分布式电源接入配电网所引发的一系列挑战,国内外学者致力于探索源网荷储互动运行模式,旨在最大程度地发挥配电网运行中各参与主体的调节潜力,并对此展开了相关研究。文献[15]充分考虑源网荷储资源的有效互动,提出了一种日前层流调度方法。通过分析层流结构的适用性,选择连接线功率流作为边界交换信息,交替求解智能配电网的上层调度模型和带分布式发电用户的下层调度模型。文献[16]提出了两阶段源网荷储互动优化运行框架,通过算例分析表明所提方法能够实现配电网系统促进分布式光伏就地消纳的电量调度与有功/无功协调控制的有机统一。文献[17]提出了一种考虑源网荷储的主动配电网协调运行调度方法,通过结合差分进化算法和帝国竞争算法对所构建调度模型进行求解,最后通过仿真验证了所提多源协同调度方法的优越性。文献[18]基于概率优化方法,构建了源荷储日前概率优化调度模型,并通过节点系统进行算例分析,验证了所建模型的有效性。文献[19]

根据负荷侧电能和热能的不同传输性质, 考虑采用不同的需求响应模型, 并通过引入阶梯碳交易机制, 建立以弃风弃光惩罚成本、运行成本、碳交易成本最小为目标的低碳经济优化模型。以上文献从多角度探讨了源网荷储互动对提高系统运行的灵活性和经济性的影响。然而, 现有研究在确保主动配电网安全稳定运行的前提下, 考虑分布式电源、电化学储能和虚拟储能接入主动配电网, 并结合风光场景聚类结果参与到低碳优化调度运行时, 在促进主动配电网低碳经济性, 以及衡量电网依赖度和电能质量评价指标方面的研究不够充分。

上述研究在场景聚类、虚拟储能以及源网荷储协同优化调度方面做出了一定的贡献, 但仍存在以下问题有待进一步解决: (1) 对聚类结果的质量以及聚类结果的有效性进行评估, 缺乏全面衡量聚类结果的紧密度、分离度以及差异性的评价指标; (2) 未对虚拟储能进行详细分类, 未充分挖掘虚拟储能与电化学储能共同参与源网荷储低碳优化调度的潜力; (3) 分布式电源接入主动配电网进行源网荷储协同优化调度时, 现有研究在提高主动配电网的低碳经济性, 以及全面评估主动配电网运行评价指标方面研究不够充分。

综上所述, 本文提出一种改进迭代自组织数据分析场景聚类算法联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法, 有效应对了分布式电源的间歇性和不确定性引起的主动配电网节点电压波动以及有功网损增加问题, 降低了系统的碳排放量和运行成本。本文的贡献如下:

1) 为应对风光出力不确定性带来的挑战, 提出一种基于密度噪声应用空间聚类-迭代自组织数据分析(density-based spatial clustering of applications with noise-iterative self-organizing data analysis techniques algorithm, DBSCAN-ISODATA)场景聚类算法, 通过对比不同场景聚类算法的 DB 指数、Dunn 指数和轮廓系数, 对风光聚类结果的优劣进行评价。

2) 对虚拟储能进行详细分类, 建立了可平移虚拟储能、可转移虚拟储能和可削减虚拟储能模型。设置了 4 种优化调度场景进行对比, 通过合理调配分布式电源、电化学储能和虚拟储能的出力, 实现源网荷储之间的协调运作, 进而确保主动配电网的经济运行。

3) 引入阶梯式碳交易机制, 然后考虑分布式电源、虚拟储能以及电化学储能接入主动配电网, 并建立以主动配电网综合运行成本最低为目标的优化调度模型。同时, 在考虑风光消纳率、节点电压平稳度、电压波动幅值的评价指标的基础上, 提出用户参与满意度以及电网依赖度两种主动配电网运行

评价指标。最后在 IEEE 33 节点系统上进行算例仿真分析, 通过设置不同场景进行对比, 仿真结果验证了 DBSCAN-ISODATA 算法的合理性, 促进了源网荷储系统的低碳优化运行。

1 改进 ISODATA 聚类算法

随着大规模分布式电源并网, 其间歇性和不确定性带来的问题逐渐凸显。对风光等分布式电源的出力进行准确预测, 将间歇性风光资源转变为可调度的友好型电源是提高风光参与源网荷储优化调度的有效方式。聚类分析是解决上述问题的一种重要方法^[20]。k-means 算法作为风光聚类分析中广泛应用的经典方法, 其主要优点在于计算效率高。然而, 该算法存在一定的局限性, 主要体现在用户需主观指定簇的数量, 且选择不同的初始值可能导致聚类结果不同。因此, 当面临大规模风光数据集或数据维度复杂时, k-means 算法的适用性将受到一定限制。与 k-means 不同的是, k-medoids(k-中心点聚类)算法不采用簇中对象的平均值作为参照点, 而是选用簇中位置最中心的对象, 即中心点作为参照点。ISODATA 算法与 k-means、k-medoids 算法非常相似, ISODATA 算法在 k-means、k-medoids 的基础上增加了对聚类结果的合并和分裂操作, 但 ISODATA 算法需要设置的初始参数比较多, 不同的参数之间相互影响, 算法的复杂度更高, 因此初始参数选取的结果会直接影响到风光聚类收敛的速度和最终风光聚类的效果。然而, 作为一种基于密度的聚类算法, DBSCAN 不仅具备快速的聚类性能, 而且在处理异常数据点和识别任意形状的空间聚类结构方面同样具备高效的能力。其聚类中心的密度较高, 并且与其他聚类高的聚类中心距离相隔较远。因此利用 DBSCAN 算法的特点, 能够更加合理地选取 ISODATA 算法聚类的初始聚类中心, 并减少设置的初始参数, 进而利用 ISODATA 算法实现对风光场景的聚类, 更容易收敛到全局最优解。

基于此, 本文提出一种 DBSCAN-ISODATA 的场景聚类算法。首先, 使用 DBSCAN 密度聚类对数据进行初步聚类, 并且对于 DBSCAN 算法中的距离度量方式, 用 Minkowski 距离替代经典欧氏距离来计算输入样本之间的距离, 在高密度区域形成紧密的簇, 并在低密度区域将噪声点识别为离群点, 然后, 将聚类结果作为 ISODATA 算法初始聚类中心。利用 ISODATA 算法进行优化和调整, 根据簇内方差和簇间方差的变化情况动态地合并或分裂簇, 灵活地调整簇的数量和形状, 最终收敛到全局最优解。因此, 对于所提 DBSCAN-ISODATA 的场景聚类算法, 一

方面保留了 DBSCAN 的高效性及对不规则形状的簇和噪声点的处理能力,另一方面通过 ISODATA 算法的迭代调整提高了聚类的准确性和稳定性。

1.1 基于 DBSCAN-ISODATA 算法选取初始聚类中心

设置 DBSCAN 算法参数,其中 ε 表示样本的领域距离阈值, $Minpts$ 描述了该样本半径为 ε 的领域中样本个数的阈值。得到 ω 个初始聚类中心 $\{K_1, K_2, \dots, K_\omega\}$ 。首先通过 Minkowski 距离替代经典欧氏距离来计算不同样本之间的距离,表达式为

$$\text{dist}(x_p, x_q) = \sqrt[n]{\sum_{u=1}^n |x_{pu} - x_{qu}|^2} \quad (1)$$

式中: x_p 和 x_q 均表示输入的 M 个样本, $p=1,2,\dots, M$, $q=1,2,\dots, M$; $\text{dist}(x_p, x_q)$ 表示两个 n 维样本 $x_p = (x_{p1}, x_{p2}, \dots, x_{pu})$ 与 $x_q = (x_{q1}, x_{q2}, \dots, x_{qu})$ 之间的 Minkowski 距离; x_{pu} 和 x_{qu} 分别表示不同的 n 维样本。

将 M 个样本 $x_p, p=1,2,\dots, M$ 分给最近的聚类域 S_τ , 如果聚类域 S_τ 中的样本数目小于每一个聚类域中最少的样本数目 η_N , 则取消该样本子集, 此时 ω 减去 1, 修正聚类中心。

$$K_\tau = \frac{1}{M_\tau} \sum_{x \in S_\tau} x, \tau=1,2,3,\dots, \omega \quad (2)$$

式中, M_τ 表示在第 τ 个聚类中心的样本。

各聚类域 S_τ 中样本与各聚类中心 K_τ 间的平均距离 \overline{D}_τ 表示为

$$\overline{D}_\tau = \frac{1}{M_\tau} \sqrt{\sum_{x \in S_\tau} |x - K_\tau|^2} \quad (3)$$

全部样本和其对应的聚类中心的总平均距离 \overline{D} 表示为

$$\overline{D} = \frac{1}{M} \sum_{\tau=1}^M M_\tau \overline{D}_\tau \quad (4)$$

若迭代运算次数为偶数次或者完成最后一次迭代, 且当聚类中心的数目大于规定值 ψ 的 2 倍时, 则对已有聚类进行合并处理。若运算次数非偶数次迭代, 且聚类中心的数目少于规定值的一半时, 则需对已有聚类进行分裂处理。 θ_c 为两个聚类中心间的最小距离, 若小于此数, 两个聚类需进行合并。

1.2 聚类算法内部评价指标

聚类结果内部评估法是指不借助于外部信息, 仅依靠聚类的结果和样本本身的属性来进行评估^[21]。

1.2.1 DB 指数(davies-bouldin index, DBI)

$$D_{BI} = \frac{1}{k} \sum_{\alpha_1=1}^k \max_{\alpha_2 \neq \alpha_1} \left(\frac{\text{avg}(C_{\alpha_1}) + \text{avg}(C_{\alpha_2})}{d_{\text{cen}}(C_{\alpha_1}, C_{\alpha_2})} \right) \quad (5)$$

式中: 假设最后聚类簇划分为 $C = \{C_{\alpha_1}, C_{\alpha_2}, \dots, C_{\alpha_k}\}$, α_k 为聚类有多少簇; ξ_{α_1} 为簇 C_{α_1} 的中心点; $\text{avg}(C_{\alpha_1})$ 、 $\text{avg}(C_{\alpha_2})$ 分别为簇 C_{α_1} 、 C_{α_2} 中所有数据与簇 C_{α_1} 、 C_{α_2} 的中心点的平均距离; $d_{\text{cen}}(\xi_{\alpha_1}, \xi_{\alpha_2})$ 为簇 C_{α_1} 的中心点与簇 C_{α_2} 的中心点的距离。式(5)中簇内样本间平均距离越小且簇间中心点距离越大时结果更优, 即 DB 指数越小说明聚类效果越好。

1.2.2 Dunn 指数(dunn index, DI)

$$D_1 = \min_{1 \leq \alpha_1 \leq \alpha_k} \left\{ \min_{\alpha_1 \neq \alpha_2} \left(\frac{d_{\min}(C_{\alpha_1}, C_{\alpha_2})}{\max_{1 \leq \alpha_l \leq \alpha_k} \text{diam}(C_{\alpha_l})} \right) \right\} \quad (6)$$

式中: $d_{\min}(C_{\alpha_1}, C_{\alpha_2})$ 为簇 C_{α_1} 、 C_{α_2} 之间样本的最小距离; $\text{diam}(C_{\alpha_l})$ 为簇内样本最大距离。式(6)中簇间最小距离越大且簇内样本间最远距离越小时结果更优, 即 Dunn 指数越大说明聚类效果越好。

1.2.3 轮廓系数

$$s(M) = \frac{b(M) - a(M)}{\max\{a(M), b(M)\}} \quad (7)$$

式中: $a(M)$ 为样本 M 与其所属簇内其他样本的平均距离; $b(M)$ 为样本 M 到相邻且不属于同一簇内的所有样本的平均距离; $s(M)$ 为轮廓系数, 其取值范围为 $[-1, 1]$, 轮廓系数越接近 1, 聚类效果越好, 相反, 轮廓系数越接近 -1, 聚类效果越差, 轮廓系数接近 0, 表示样本聚类重叠。

基于 DBSCAN-ISODATA 聚类算法流程如图 1 所示。

2 虚拟储能和阶梯式碳交易模型

2.1 虚拟储能模型

虚拟储能技术主要依托于需求侧精细化管理和创新调度策略。为实现电力系统整体的能量均衡, 虚拟储能技术采用一种能量错峰管理模式, 即通过增加低谷时段的用电设备电量, 同时减少高峰时段的用电负荷, 实现电网负荷的削峰填谷, 无需过度依赖诸如电化学储能电池等实体储能装置。此外, 虚拟储能技术的应用范围广泛且多元, 不仅能够渗透到家庭微电网领域, 还能适用于电动汽车充电需求等各种应用场景。虚拟储能技术通过对能源进行优化, 不仅提升了整个系统的运行可靠性和经济效益, 还在这一过程中减少了对生态环境的负面影响, 彰显了其独特的环保价值和实际应用优势。

在主动配电网中, 用户侧负荷同样在一定范围内具有可调节性^[22]。根据负荷参与电力调度的不同程度, 可分为 4 类负荷: 固定负荷、可削减负荷、可转移负荷和可平移负荷。除固定负荷外, 其余 3 种

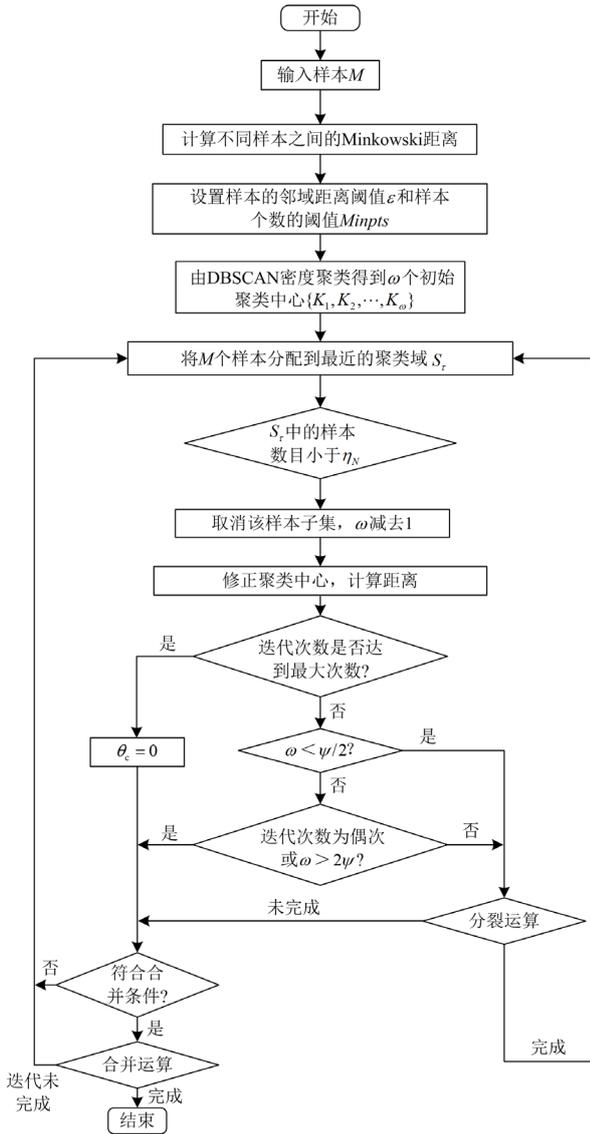


图1 基于 DBSCAN-ISODATA 的聚类算法流程图

Fig. 1 Flow chart based on DBSCAN-ISODATA clustering algorithm

可控负荷均具有类似储能的性质,所以在虚拟储能模型中,将上述可控负荷的瞬时功率值视为虚拟储能的充放电功率值。下面将对3种虚拟储能进行详细分析。

1) 可削减虚拟储能(reducible virtual energy storage, RVES)

可削减虚拟储能是指基于对用户舒适度及参与响应意愿的深入分析,对负荷进行优化调整与削减,此时负荷削减的功率相当于进行虚拟储能的放电功率。由于可削减虚拟储能的存在会直接影响用户的用电体验,因此其调度成本相较于另外两种虚拟储能有所增加。可削减虚拟储能的响应特性模型表示为

$$\begin{cases} P_{t,\text{load,cut}} = P_{t,\text{load,cut},0} + \Delta P_{t,\text{load,cut}} \\ \Delta P_{t,\text{load,cut}} \leq 0 \\ |\Delta P_{t,\text{load,cut}}| \leq P_{\text{max,load,cut}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{t,\text{load,cut},0}$ 为 t 时段参与调度前可削减虚拟储能的负荷值; $\Delta P_{t,\text{load,cut}}$ 为 t 时段参与调度的可削减虚拟储能的变化量; $P_{\text{max,load,cut}}$ 为可削减虚拟储能变化量的上限值。

2) 可转移虚拟储能(transferable virtual energy storage, TVES)

可转移虚拟储能是指在系统用电高峰期与低谷期之间,能在用户可接受的时间范围内进行灵活调配的可控负荷。当负荷功率转移后的值高于转移前的值时,等效于可转移虚拟储能的充电行为;相反,若转移后的值低于转移前的值,则等效于可转移虚拟储能的放电行为。

$$\begin{cases} P_{t,\text{load,trans}} = P_{t,\text{load,trans},0} + \Delta P_{t,\text{load,trans}} \\ \Delta P_{t,\text{load,trans}} = \gamma_{t,\text{trans,in}} P_{t,\text{trans,in}} - \gamma_{t,\text{trans,out}} P_{t,\text{trans,out}} \\ \sum_{t=1}^T \Delta P_{t,\text{load,trans}} = 0 \\ P_{\text{min,load,trans}} \leq \Delta P_{t,\text{load,trans}} \leq P_{\text{max,load,trans}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{t,\text{load,trans},0}$ 为 t 时段参与调度前可转移虚拟储能的负荷值; $\Delta P_{t,\text{load,trans}}$ 为 t 时段参与调度的可转移虚拟储能的变化量; $\gamma_{t,\text{trans,in}}$ 、 $\gamma_{t,\text{trans,out}}$ 为 0-1 变量,表示在 t 时段的转移状态,当 $\gamma_{t,\text{trans}}$ 为 0 时表示未进行转移, $\gamma_{t,\text{trans}}$ 为 1 表示在此时间段进行了转移; $P_{t,\text{trans,in}}$ 和 $P_{t,\text{trans,out}}$ 分别为可转移虚拟储能在 t 时段增加或者减少的负荷值; $P_{\text{max,load,trans}}$ 和 $P_{\text{min,load,trans}}$ 分别为可转移虚拟储能变化量的上下限值; T 为调度周期,为 24 h。

3) 可平移虚拟储能(shiftable virtual energy storage, SVES)

可平移虚拟储能与可转移虚拟储能具有一定的相似性,受连续性和时序性的约束,只能实现连续时间段内的整体平移。当负荷功率平移后的值高于平移前的值时,等效于可平移虚拟储能的充电行为;相反,若平移后的值低于平移前的值,则等效于可平移虚拟储能的放电行为。可平移虚拟储能的响应特性模型表示为

$$\begin{cases} P_{t,\text{load,shift}} = P_{t,\text{load,shift},0} + \Delta P_{t,\text{load,shift}} \\ \Delta P_{t,\text{load,shift}} = \gamma_{t,\text{shift,in}} P_{t,\text{shift,in}} - \gamma_{t,\text{shift,out}} P_{t,\text{shift,out}} \\ \gamma_{t,\text{shift,in}} + \gamma_{t,\text{shift,out}} = 0 \\ \sum_{t=1}^T \Delta P_{t,\text{load,shift}} = 0 \\ P_{\text{min,load,shift}} \leq \Delta P_{t,\text{load,shift}} \leq P_{\text{max,load,shift}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{t,load,shift,0}$ 为 t 时段参与调度前可平移虚拟储能的负荷值; $\Delta P_{t,load,shift}$ 为 t 时段参与调度的可平移虚拟储能的变化量; $\gamma_{t,shift,in}$ 、 $\gamma_{t,shift,out}$ 为决策变量,表示在 t 时段的平移状态,当 $\gamma_{t,shift}$ 为 0 时表示未进行平移, $\gamma_{t,shift}$ 为 1 表示在此时间段进行了平移,平移前后决策变量之和为 0; $P_{t,shift,in}$ 和 $P_{t,shift,out}$ 分别为可平移虚拟储能在 t 时段增加或者减少的负荷值; $P_{max,load,shift}$ 和 $P_{min,load,shift}$ 分别为可平移虚拟储能变化量的上下限值。

2.2 阶梯式碳交易模型

碳交易的基本理念是指电力用户能够通过合法途径对碳排放权进行交易,进而实现对碳排放的控制^[23]。首先,应在政府或相关监管机构的监督下,为各类碳排放源分配初始的碳排放额度。在此基础上,将碳排放配额细分为多个阶梯,并针对每一阶梯设定相应的碳交易价格,各碳排放源根据初始分配的配额制定生产运行计划。若生产中碳排放量高于初始配额,则需要购买超出的碳排放配额,反之可将多余的碳排放配额在碳交易市场进行出售以获得收益。

对于初始碳排放权额度的划分,一般与系统发电量相关,并且采用以无偿为主的方式进行分配。

$$E_L = \delta \sum_{t=1}^T P_{e,t} \quad (11)$$

式中: E_L 为初始无偿碳排放额; δ 为单位电量碳排放份额,通过计算区域电力的综合边际因子,将电量边际碳排放因子和容量边际因子按权重进行加权平均后取 0.648^[24]; $P_{e,t}$ 为 t 时段内向上级电网外购的电量。

本文认为实际碳排放量均来源于外购电量中由火电机组产生的发电量。

$$E_t = \kappa \sum_{t=1}^T P_{e,t} \quad (12)$$

式中: E_t 为实际碳排放量; κ 为火电机组的碳排放强度。

计算出综合能源系统中无偿碳排放额和实际碳排放量后,可进一步计算得到实际需要进行市场交易的碳排放量 E_c 。

$$E_c = E_t - E_L \quad (13)$$

为进一步控制碳排放量,相较于统一碳交易机制,阶梯式碳交易以分配的无偿碳排放额为基准,对碳排放量区间进行分段计算,当碳排放量超出设定的区间时,超出的部分将会增加购买碳排放额的成本,相反当碳排放量低于碳配额时,将增加碳排放额售出的收益。阶梯式碳交易的计算模型表示为^[25]

$$C_{co_2} = \begin{cases} -\chi(2+3\beta)L + \chi(1+3\beta)(E_c + 2L) & E_c \leq -2L \\ -\chi(1+\beta)L + \chi(1+2\beta)(E_c + L) & -2L < E_c \leq -L \\ \chi(1+\beta)E_c & -L < E_c \leq 0 \\ \chi E_c & 0 < E_c \leq L \\ \chi L + \chi(1+\gamma)(E_c - L) & L < E_c \leq 2L \\ \chi(2+\gamma) + \chi(1+2\gamma)(E_c - 2L) & E_c > 2L \end{cases} \quad (14)$$

式中: C_{co_2} 为综合能源系统碳交易成本,当 C_{co_2} 大于 0 时,意味着系统分配到的无偿碳配额不能满足系统实际碳排放量需求,此时应当购买碳排放权,反之,则可向市场交易剩余的碳配额; χ 为市场碳交易基价; L 为碳排放量区间长度; γ 为阶梯式碳交易价格的增长率; β 为补偿系数。

3 联合虚拟储能源网荷储低碳优化调度模型

源网荷储一体化是指在保证用电安全的前提下,提高分布式电源的参与比例,同时强调发挥负荷侧调节能力。其侧重于在特定区域内优化整合分布式电源、主动配电网、负荷和电化学储能资源,以实现源网荷储的高度融合。通过多维度的协同调度,源网荷储一体化能够在保证多时空尺度供需平衡的基础上,维持主动配电网的安全稳定运行。联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度系统架构如图 2 所示。

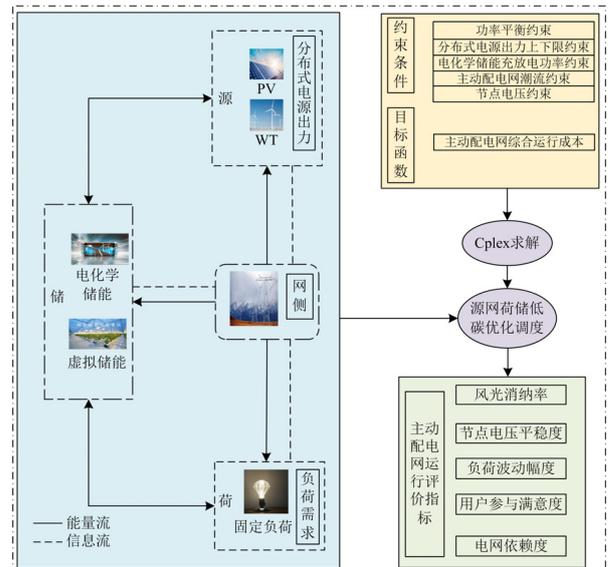


图 2 联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度系统架构
Fig. 2 Low-carbon optimal scheduling system architecture of source-network-load-storage combined with virtual energy storage

3.1 联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度目标函数

计及风光场景聚类结果, 联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度, 以主动配电网综合运行成本最小为目标函数。其中综合运行成本包括向上级电网购电成本、网络损耗成本、分布式电源、电化学储能调度成本、调度不同虚拟储能的成本以及阶梯式碳交易成本。

$$\min f = C_{\text{ess}} + C_{\text{LA}} + C_{\text{loss}} + C_{\text{buy}} + C_{\text{DG}} + C_{\text{co}_2} + C_{\text{Q}} \quad (15)$$

$$\begin{cases} C_{\text{ess}} = \sum_{t=1}^T e_{\text{ess}} (P_{\text{char},t} + P_{\text{dis},t}) \\ C_{\text{LA}} = \sum_{t=1}^T (\Delta P_{t,\text{load,shift}} c_{\text{price,shift}} + \Delta P_{t,\text{load,trans}} c_{\text{price,trans}} + \Delta P_{t,\text{load,cut}} c_{\text{price,cut}}) \\ C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{loss}} P_{\text{loss},t} \\ C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{buy},t} P_{e,t} \\ C_{\text{DG}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{pv}} P_{\text{pv},t} + c_{\text{wt}} P_{\text{wt},t}) \\ C_{\text{Q}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{q}} [(P_{\text{pv},t,\text{max}} - P_{\text{pv},t}) + (P_{\text{wt},t,\text{max}} - P_{\text{wt},t})] \end{cases} \quad (16)$$

式中: f 为主动配电网综合运行成本; C_{ess} 为电化学储能功率调度成本; e_{ess} 为电化学储能单位调度成本系数; $P_{\text{char},t}$ 和 $P_{\text{dis},t}$ 分别为电化学储能在 t 时段的充、放电功率; C_{LA} 为虚拟储能的总调度成本; $c_{\text{price,cut}}$ 为可削减虚拟储能单位调度成本系数; $c_{\text{price,shift}}$ 为可平移虚拟储能单位调度成本系数; $c_{\text{price,trans}}$ 为可转移虚拟储能单位调度成本系数; C_{loss} 为网络损耗总成本; c_{loss} 为网络损耗成本系数; $P_{\text{loss},t}$ 为 t 时段的总网损值; C_{buy} 为向上级电网购电成本; $c_{\text{buy},t}$ 为参考甘肃某地区的分时电价; $P_{e,t}$ 为 t 时段向上级电网外购的电量; C_{DG} 为分布式电源总调度成本; c_{pv} 、 c_{wt} 分别为光伏、风机调度成本; $P_{\text{pv},t}$ 、 $P_{\text{wt},t}$ 分别为光伏、风机在 t 时段参与调度的有功实际出力; C_{Q} 为弃风弃光惩罚成本; c_{q} 为弃风弃光惩罚系数; $P_{\text{pv},t,\text{max}}$ 、 $P_{\text{wt},t,\text{max}}$ 分别为光伏和风机的功率输出上限值。

3.2 主动配电网运行评价指标

1) 风光消纳率

本文将风光消纳率作为衡量分布式电源消纳能力的评价指标。风光消纳率 φ 是指风机和光伏场景聚类的结果在参与源网荷储优化调度时, 实际有

功出力值占各自最大出力值的百分比。

$$\varphi = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{\text{wt},t} + P_{\text{pv},t})}{\sum_{t=1}^T (P_{\text{pv},t,\text{max}} + P_{\text{wt},t,\text{max}})} \times 100\% \quad (17)$$

2) 节点电压平稳度

节点电压是用于评估主动配电网稳定性和电能质量的重要指标^[26]。用户侧负荷的变化会导致节点电压在一定范围内波动, 而高比例分布式电源接入主动配电网后, 这种波动范围会增大。因此, 本文选取节点电压平稳度 U_{st} 作为评价指标, 用于评估源网荷储协同优化调度在缓解主动配电网电压波动方面的能力。

$$U_{\text{st}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N |U_{i,t} - \bar{U}_i| \quad (18)$$

式中: $U_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时段的电压幅值; \bar{U}_i 为节点 i 在参与调度的电压平均值; i 为节点数; N 为主动配电网节点总数。

3) 负荷波动幅度

用户侧负荷的快速波动可能引起主动配电网的节点电压不稳定, 使得电压超出正常运行的范围, 增加电压偏离标准的风险。并且负荷的波动可能导致主动配电网线路过载或者低负载运行, 进而增大线路损耗, 导致能源浪费和效率下降, 影响电能质量和主动配电网供电可靠性。

$$g = \frac{P_{\text{load,max}} - P_{\text{load,min}}}{P_{\text{load,mean}}} \quad (19)$$

式中: g 为负荷波动幅度; $P_{\text{load,max}}$ 为电负荷的最大值; $P_{\text{load,min}}$ 为电负荷的最小值; $P_{\text{load,mean}}$ 为电负荷的平均值。

4) 用户参与满意度

在未实施分时电价以及虚拟储能未参与调度之前, 用户按照自身习惯用电。当用户采用分时电价之后, 考虑虚拟储能参与优化调度并计入虚拟储能的调用成本, 为了追求更低的购电成本, 用户可能会改变自身用电行为, 因此提升了用户参与时的满意度。为了有效评估所提调度方法的有效性, 本文定义用户参与满意度为用户参与优化调度前后负荷的 Minkowski 距离值与优化前电负荷的比值。

$$E_s = \frac{\sqrt{\sum_i^N \sum_t^T |P_{\text{load},i,t} - P_{\text{load}',i,t}|^2}}{\sum_i^N \sum_t^T P_{\text{load},i,t}} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{load},i,t}$ 为优化前第 i 个节点在 t 时段的电负荷;

$P_{\text{load}',i,t}$ 为优化后第 i 个节点在 t 时段的电负荷; E_s 为用户参与满意度。

5) 电网依赖度

由于本文认为主动配电网向上级电网所购电量均来源于火电机组产生的发电量。因此为了减少向上级电网的购电量, 本文定义评价指标中的电网依赖度 E_p 为上级电网的交互功率与参与源荷储低碳优化调度的所有出力侧有功功率之和的比值, 用于评价所提低碳优化调度方法对电网的依赖性以及对环境的友好性。

$$E_p = \frac{\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T P_{e,t}}{\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T P_{\text{out}}} \quad (21)$$

式中: P_{out} 为参与源荷储低碳优化调度出力侧的有功功率之和。

3.3 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{t,\text{load,fix}} + P_{t,\text{load,cut}} + P_{t,\text{load,shift}} + P_{t,\text{load,trans}} + P_{i,t} + P_{\text{char},t} = P_{\text{pv},t} + P_{\text{wt},t} + P_{e,t} + P_{\text{dis},t} \quad (22)$$

式中: $P_{t,\text{load,fix}}$ 为 t 时段的固定负荷功率; $P_{i,t}$ 为 t 时段节点 i 的有功功率。

2) 分布式电源出力约束

$$\begin{cases} P_{\text{pv},t,\text{min}} \leq P_{\text{pv},t} \leq P_{\text{pv},t,\text{max}} \\ P_{\text{wt},t,\text{min}} \leq P_{\text{wt},t} \leq P_{\text{wt},t,\text{max}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{\text{pv},t,\text{min}}$ 、 $P_{\text{wt},t,\text{min}}$ 分别表示光伏、风机的功率输出下限值, 其中光伏、风机的功率输出上限分别为风光聚类结果乘以其对应的聚类概率后进行求和。

3) 节点电压约束

$$U_{t,i,\text{min}} \leq U_{i,t} \leq U_{t,i,\text{max}} \quad (24)$$

式中, $U_{t,i,\text{min}}$ 和 $U_{t,i,\text{max}}$ 分别为节点 i 在 t 时段的电压幅值的上下限。

4) 电化学储能约束

$$\begin{cases} S_{u,t} = S_{u,t-1} + \frac{\eta_{\text{char}} P_{\text{char},t} \Delta t}{E_{\text{ESS}}} - \frac{P_{\text{dis},t} \Delta t}{\eta_{\text{dis}} E_{\text{ESS}}} \\ 0 \leq P_{\text{char},t} \leq P_{\text{char},t,\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{dis},t} \leq P_{\text{dis},t,\text{max}} \\ \sum_{t=1}^T P_{\text{char},t} = \sum_{t=1}^T P_{\text{dis},t} \\ H_{\text{dis},t} + H_{\text{char},t} \leq 1 \end{cases} \quad (25)$$

式中: $S_{u,t}$ 为 t 时段的储能状态; E_{ESS} 为储能装置的

容量^[27]; η_{char} 和 η_{dis} 分别为储能装置的充、放电效率; $H_{\text{char},t}$ 和 $H_{\text{dis},t}$ 分别表示储能装置的充、放电状态, 为 0、1 变量, 储能系统的充、放电状态不能同时存在, 需要满足式(25)的约束条件; $P_{\text{char},t,\text{max}}$ 和 $P_{\text{dis},t,\text{max}}$ 分别为储能装置在 t 时段的充、放电功率最大值。

5) 向上级电网外购电量约束

$$P_{e,t,\text{min}} \leq P_{e,t} \leq P_{e,t,\text{max}} \quad (26)$$

式中, $P_{e,t,\text{max}}$ 、 $P_{e,t,\text{min}}$ 分别为主动配电网向上级电网外购电量的最大值与最小值。

6) 主动配电网潮流约束

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (27)$$

式中: P_i 、 Q_i 分别为节点的有功、无功注入功率; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的电压; G_{ij} 、 B_{ij} 、 θ_{ij} 分别为节点 i 、 j 之间线路的电导、电纳和电压的相角差。

4 算例仿真结果与分析

4.1 算例参数

本文采用 IEEE 33 节点系统对所提低碳优化调度方法进行仿真分析。在原系统的基础上接入分布式电源、电化学储能和虚拟储能, 构建的节点系统拓扑结构如图 3 所示。系统基准电压为 10 kV, 节点电压允许范围为 0.9~1.1 p.u., 三相功率基准值为 10 MVA。在节点 3 和节点 18 分别接入容量为 1.5 MW 的分布式光伏电源, 在节点 6 和节点 33 分别接入容量为 1 MW 的分布式风机电源, 电化学储能选用锂离子电池组, 在节点 19 接入装机容量为 1 MWh 的电化学储能, 其功率为 375 kW, 荷电约束为 0.1~0.9, 转化效率为 90%。在节点 8 接入可转移虚拟储能, 在节点 14 接入可削减虚拟储能, 在节点 17 接入可平移虚拟储能, 可削减、可转移与可平移虚拟储能的容量上限分别为所选节点负荷量的 90%, 容量下限均为所选节点负荷量的 10%。参考甘肃某地区电网分时电价及其时段划分如表 1 所示^[28-29], 目标函数中各调用成本系数如表 2 所示^[30-31]。一个调度周期为 24 h, 在 Matlab2021b 中调用 Cplex 求解器进行仿真求解。

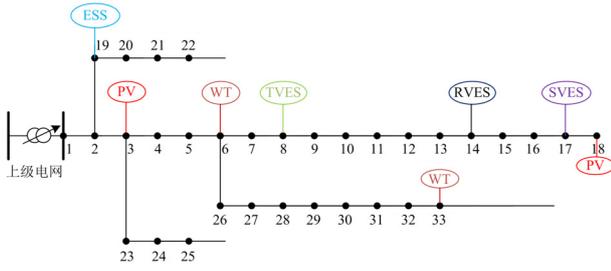


图3 IEEE 33节点系统结构图

Fig. 3 Structure diagram of IEEE 33-node system

表1 分时电价下购电价格
Table 1 Electricity purchase price under time-of-use electricity price

时段划分	类型	电价/(元/kWh)
(07:00—09:00 和 17:00—23:00)	峰段	0.6564
(23:00—00:00 和 00:00—07:00)	平段	0.4389
(09:00—17:00)	谷段	0.2215

表2 调用成本系数

Table 2 Coefficient of call cost

参数	取值/(元/kWh)
c_{loss}	0.4
c_q	0.1
c_{wt}	0.026
c_{pv}	0.096
$c_{price,shift}$	0.25
$c_{price,trans}$	0.25
$c_{price,cut}$	0.55
e_{ess}	0.05

4.2 基于 DBSCAN-ISODATA 算法的场景聚类结果分析

首先, 本文通过拉丁超立方对 365 组风光实际出力进行抽样, 得到分布式风机和光伏出力场景抽样结果如图 4 和图 5 所示。对上述出力场景按照本文提出的 DBSCAN-ISODATA 算法进行场景聚类, 所得典型日出力场景如图 6 和图 7 所示, 风机和光伏所对应的 4 组场景聚类概率如表 3 所示。最后将 4 组场景聚类结果分别乘以对应的聚类概率后进行求和, 得到风光最终聚类结果如图 8 所示, 可以看出使用 DBSCAN-ISODATA 算法进行场景聚类后, 生成的场景数据与实际历史数据的分布更为相似, 即本文提出的不确定性刻画方法更贴近实际历史数据。最后, 将风光聚类分析得出的结果作为光伏和风力发电机功率输出的上限约束, 应用于本文提出的联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法。

利用本文所提 DBSCAN-ISODATA 算法与 k-means、k-medoids、ISODATA 算法进行对比, 得

到风光聚类指标评价结果如表 4 和表 5 所示。

通过分析表 4 和表 5, 根据 DB 指数和 Dunn 指数以及轮廓系数的计算公式可知, DBSCAN-ISODATA 算法相较于另外 3 种算法, DB 指数在风机和光伏聚类结果中均最低, Dunn 指数和轮廓系数在聚类结果中均最高, 聚类效果最优。根据表 4 和

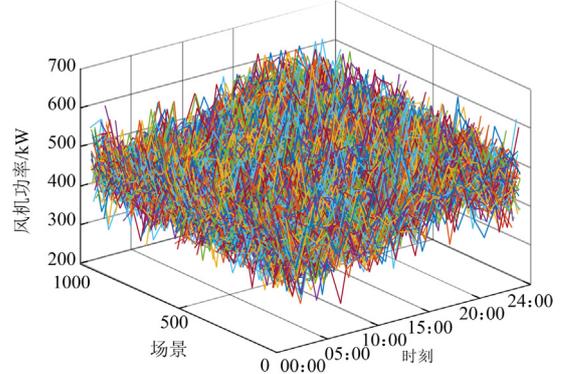


图4 风机场景抽样结果

Fig. 4 Wind turbine scene sampling results

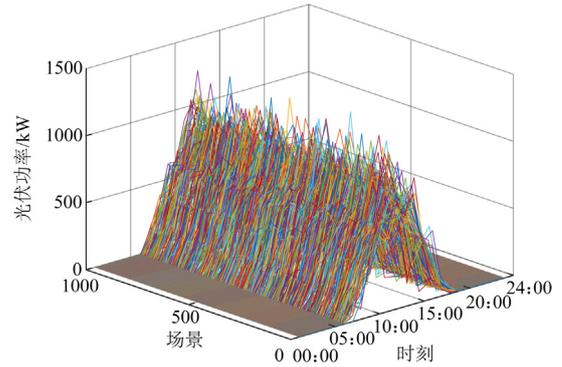


图5 光伏场景抽样结果

Fig. 5 Photovoltaic scene sampling results

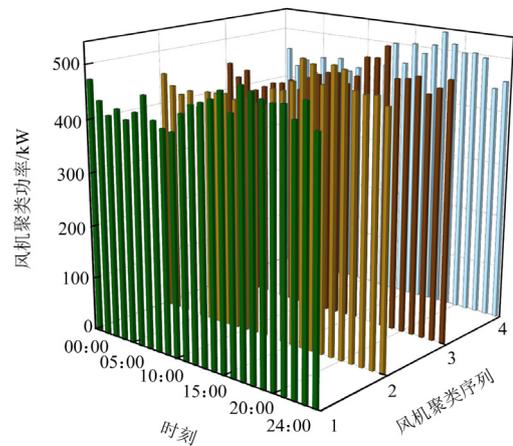


图6 风机场景划分聚类结果

Fig. 6 Wind turbine scene division clustering results

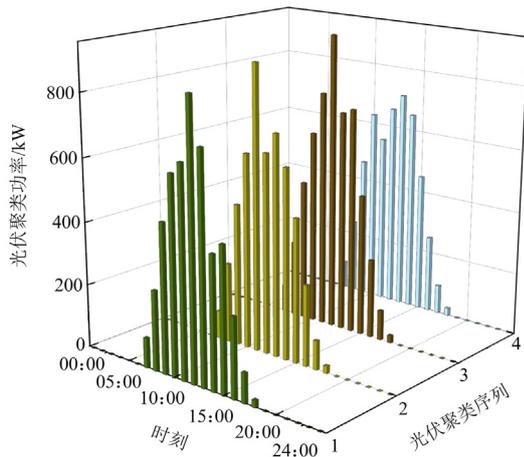


图 7 光伏场景划分聚类结果

Fig. 7 Photovoltaic scene division clustering results

表 3 各场景聚类概率结果

Table 3 Clustering probability results for each scene

聚类场景	风机聚类概率	光伏聚类概率
1	0.2485	0.2508
2	0.2503	0.2513
3	0.2512	0.2514
4	0.2500	0.2465

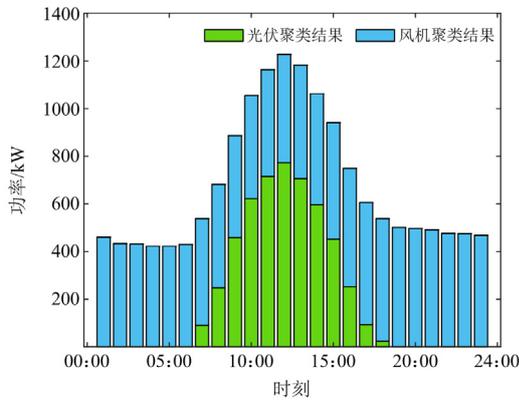


图 8 风机光伏最终聚类结果

Fig. 8 Wind turbine-photovoltaic final clustering results

表 4 不同场景聚类算法下风机聚类结果评价指标

Table 4 Evaluation indexes of wind turbine clustering results under different scene clustering algorithms

场景聚类算法	DB 指数	Dunn 指数	轮廓系数
k-means	0.634 ↓	0.091 ↑	0.036 ↑
k-medoids	0.673 ↓	0.087 ↑	0.013 ↑
ISODATA	0.598 ↓	0.094 ↑	0.011 ↑
DBSCAN-ISODATA	0.589 ↓	0.097 ↑	0.052 ↑

注：↑代表数值越大越好，↓代表数值越小越好。下同。

表 5 不同场景聚类算法下光伏聚类结果评价指标

Table 5 Evaluation indexes of photovoltaic clustering results under different scene clustering algorithms

场景聚类算法	DB 指数	Dunn 指数	轮廓系数
k-means	0.469 ↓	0.036 ↑	0.071 ↑
k-medoids	0.569 ↓	0.032 ↑	0.028 ↑
ISODATA	0.475 ↓	0.031 ↑	0.005 ↑
DBSCAN-ISODATA	0.466 ↓	0.037 ↑	0.105 ↑

表 5 的评价指标结果可知，使用 DBSCAN 算法对数据进行聚类后，将结果作为 ISODATA 算法初始聚类中心，再利用 ISODATA 算法对聚类结果进行进一步优化和调整，聚类结果中簇间距离较大且簇内样本之间的距离较小，并且容易收敛到全局最优解。一方面保留了 DBSCAN 的高效性和对不规则形状的簇和噪声点的处理能力，另一方面通过 ISODATA 算法的迭代调整，不仅对聚类结果进行了划分还提高了聚类的准确性和稳定性，由此证明了本文所提 DBSCAN-ISODATA 算法的有效性和优越性。

4.3 场景调度结果分析

为验证所提改进 ISODATA 场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法的经济性和有效性，本文首先构建了以下 4 种优化调度场景：场景 1 为仅考虑风光接入主动配电网；场景 2 为仅考虑风光和电化学储能接入主动配电网；场景 3 为仅考虑风光和虚拟储能接入主动配电网；场景 4 为考虑风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网。4 种场景的优化调度结果以及在 4 种场景下主动配电网运行评价指标如表 6 和表 7 所示，4 种场景参与优化调度后电负荷对比结果如图 9 所示。

表 6 对比了 4 种场景的优化调度结果。其中场景 2 相对于场景 1 弃风弃光成本减少了 37.46%，网络损耗减少了 7.59%，电网购电成本减少了 5.75%，说明电化学储能的参与使得各成本有所下降，但是为了更好地消纳分布式电源出力，风光调度成本有所增加。由表 7 中 4 种场景的评价指标结果可知，场景 2 相对于场景 1 风光消纳率增加了 2.76%，节点电压平稳度降低了 6.82%，负荷波动幅度减小了 15.18%，电网依赖度减少了 6.52%，说明场景 2 的评价指标均优于场景 1。

由表 6 中的优化调度对比结果可知，场景 3 相对于场景 1 弃风弃光成本减少了 26.93%，网络损耗减少了 7.92%，电网购电成本减少了 6.35%，说明虚拟储能的参与使得各成本有所下降，但是为了更好地消纳分布式电源出力，风光调度成本同样有所增加。虚拟储能的调用将直接影响用户用电，所以

加入虚拟储能的调用成本后, 场景 3 的运行总成本相较于场景 1 减少了 2.13%。而由表 7 中的评价指标对比结果可知, 场景 3 相对于场景 1 风光消纳率

增加了 1.99%, 节点电压平稳度降低了 3.53%, 负荷波动幅度减少了 18.79%, 电网依赖度减少了 3.82%, 说明场景 3 的评价指标均优于场景 1。

表 6 4 种场景的优化调度结果对比

Table 6 Comparison of optimized scheduling results for four scenarios

场景	虚拟储能调度成本	电化学储能调度成本	电网购电成本	网络损耗成本	风光调度成本	弃风弃光成本	运行总成本
1	0	0	12 983.959	44.413	1315.884	238.359	14 582.615
2	0	163.889	12 237.701	41.048	1401.611	149.061	13 993.31
3	519.664	0	12 160.111	40.895	1377.517	174.159	14 272.346
4	479.485	163.889	11 719.921	40.589	1405.039	145.489	13 954.412

表 7 4 种场景下的主动配电网运行评价指标对比

Table 7 Comparison of operation evaluation indexes of active distribution network under four scenarios

运行场景	风光消纳率/%	节点电压平稳度	负荷波动幅度	用户参与满意度	电网依赖度
1	92.62% ↑	1.613 ↓	0.415 ↓	0 ↑	0.445 ↓
2	95.38% ↑	1.503 ↓	0.352 ↓	0.016 ↑	0.416 ↓
3	94.61% ↑	1.556 ↓	0.337 ↓	0.046 ↑	0.428 ↓
4	95.5% ↑	1.495 ↓	0.309 ↓	0.069 ↑	0.407 ↓

通过对比表 6 中各场景的数据可知, 场景 4 相较于场景 1—场景 3 的弃风弃光成本分别减少了 38.96%、2.39%和 16.46%, 网络损耗分别减少了 8.61%、1.12%和 0.75%, 电网购电成本分别减少了 9.74%、4.23%和 3.62%, 说明源网荷储协同优化调度通过合理调度分布式电源、电化学储能和虚拟储能之间的功率关系, 能够有效避免系统处于过高或过低负载的运行状态。这不仅降低了主动配电网的运行损耗, 还有利于实现主动配电网的经济性以及风光消纳的有效性。由表 7 中的评价指标结果可知, 场景 4 的风光消纳率最高, 且场景 4 相较于场景 1—场景 3 的节点电压平稳度分别降低了 7.32%、0.53%和 3.92%, 负荷波动幅度分别减少了 25.54%、12.22%和 8.31%, 电网依赖度分别减少了 8.54%、2.16%和 4.91%, 即场景 4 的评价指标均优于其余场景。说明源网荷储协同调度通过合理调整分布式电源、电化学储能和虚拟储能的运行状态, 确保主动配电网的电压在合理范围内, 并且减少了负荷波动, 有效提高了风光消纳率以及主动配电网的稳定性和可靠性。

图 9 为 4 种场景参与优化调度后电负荷对比结果。场景 1 中电负荷峰谷差异特征比较明显。场景 2 仅考虑风光和电化学储能接入主动配电网, 在 07:00—08:00 和 17:00—22:00 高峰时段, 电化学

储能放电, 在 11:00—13:00 和 01:00—06:00 时段进行充电, 有效降低了负荷峰谷差异, 虽然场景 2 在 11:00—13:00 时段的填谷能力稍强于场景 4, 但在高峰时段削峰能力明显较弱, 电化学储能未能完全发挥缩小负荷峰谷差的作用。场景 3 为仅考虑风光和虚拟储能接入主动配电网。虽然在虚拟储能的调度作用下, 负荷由高峰 17:00—20:00 时段转移到低平谷时段, 但此时场景 3 的负荷波动幅度低于场景 2, 说明相较于电化学储能, 虚拟储能的参与能够减小负荷的峰谷差异, 但此时场景 3 的电网依赖度高于场景 2, 不利于维持主动配电网的稳定性。而场景 4 在虚拟储能和电化学储能的共同参与下, 基于可转移和可平移虚拟储能的特性, 在保证用电量不变的情况下进行负荷调整, 并且电化学储能能在负荷高峰时段放电、在谷时段充电。最后场景 4 的负荷波动幅度相较于其余 3 种场景最低, 能够有效平滑负荷曲线, 实现了源网荷储协同调度下削峰填谷的效果。

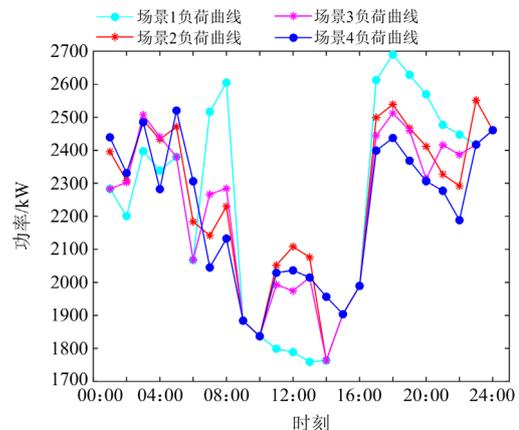


图 9 4 种场景参与优化调度后电负荷对比图

Fig. 9 Comparison diagram of electric load after four scenarios participate in optimal scheduling

4.4 阶梯碳交易机制分析

为进一步证明阶梯式碳交易机制的经济性和合理性, 本文采用改进 ISODATA 场景聚类算法, 并在上述场景的基础上设置了 3 个对比场景: 场景 4 为考虑风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网, 但未考虑碳交易机制; 场景 5 为考虑风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网, 同时考虑传统碳交易机制; 场景 6 为考虑风光和虚拟

储能以及电化学储能均接入主动配电网, 同时考虑阶梯式碳交易机制, 3 种场景均存在电化学储能和虚拟储能参与调度。阶梯式碳交易参数设置: 基价为 200 元/吨, 区间长度为 0.3 吨, 补偿系数为 0.25, 价格增长率为 25%。3 种场景的优化调度结果以及在 3 种场景下主动配电网运行评价指标如表 8 和表 9 所示。场景 6 优化调度前后虚拟储能分布对比以及各时段节点电压值如图 10—图 12 所示。

表 8 场景 4、5、6 优化调度结果对比

Table 8 Comparison of optimized scheduling results for scenarios 4, 5 and 6

场景	虚拟储能调度成本	电化学储能调度成本	电网购电成本	网络损耗成本	风光调度成本	弃风弃光成本	碳交易成本	运行总成本
4	479.485	163.889	11 719.921	40.589	1405.039	145.489	0	13 954.412
5	1015.72	37.5	11 399.426	40.298	1406.762	143.696	1038.809	15 082.211
6	1044.331	37.5	11 336.090	39.947	1413.693	135.476	472.909	14 479.946

表 9 场景 4、5、6 主动配电网运行评价指标对比

Table 9 Comparison of operation evaluation indexes of active distribution network for scenarios 4, 5 and 6

运行场景	风光消纳率/%	节点电压平稳度	负荷波动幅度	用户参与满意度	电网依赖度
4	95.5% ↑	1.495 ↓	0.309 ↓	0.069 ↑	0.407 ↓
5	95.55% ↑	1.502 ↓	0.253 ↓	0.139 ↑	0.407 ↓
6	95.77% ↑	1.494 ↓	0.245 ↓	0.141 ↑	0.406 ↓

由表 8 可以看出, 考虑碳交易机制后, 相较于场景 4, 场景 5 和场景 6 的系统网络损耗成本和弃风弃光成本以及表 9 中风光消纳率、用户参与与满意度评价指标均有所提高, 说明将碳交易成本作为运行总成本的一部分, 能够在满足主动配电网需求的前提下降低网络损耗, 提高主动配电网的供电可靠性。而阶梯式碳交易机制通过设置碳排放配额和碳交易基价, 鼓励发电企业减少碳排放, 因此场景 6 相较于场景 5 的电网购电成本以及碳交易成本分别减少了 0.56% 和 54.48%, 且运行总成本减少了 3.99%, 并且对于本文所提的评价指标, 相较于场景 5, 场景 6 的用户参与与满意度增加了 1.44%, 电网依赖度减少了 0.25%。说明在优化调度中引入阶梯式碳交易机制, 可以将低碳能源优先纳入发电组合, 有效减小对高碳排放发电方式的依赖, 实现了主动配电网稳定运行、增加风光消纳量以及降低运行成本的目的, 并且进一步降低主动配电网的碳排放量, 有效促进了碳减排目标的实现。

图 10 和图 11 为场景 6 下多种虚拟储能在各个时段参与优化调度前后的功率分布。通过对比发现调度前负荷高峰在 07:00—08:00、17:00—23:00 时段, 调度后可转移虚拟储能分别从 04:00、07:00

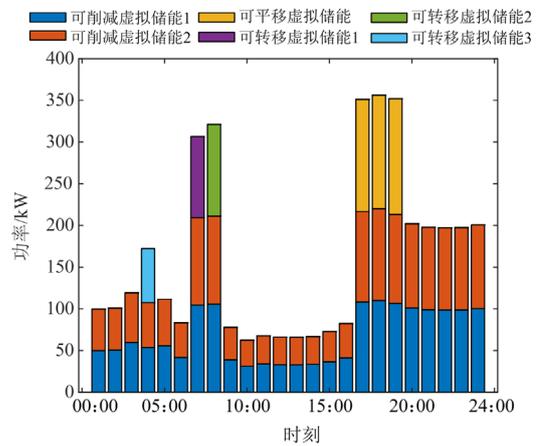


图 10 场景 6 优化调度前虚拟储能功率分布

Fig. 10 Virtual energy storage power distribution before optimized scheduling for scenario 6

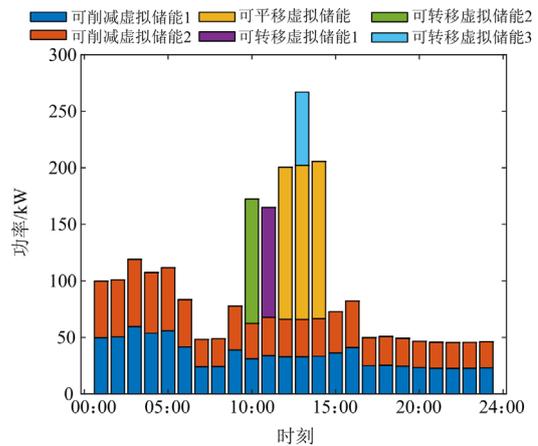


图 11 场景 6 优化调度后虚拟储能功率分布

Fig. 11 Virtual energy storage distribution after optimized scheduling for scenario 6

和 08:00 转移到 10:00、11:00 和 13:00, 保证了转移前后用电总量不发生变化。可平移虚拟储能从原来的 17:00—19:00 时段, 整体平移到 12:00—14:00 时段, 在用电总量不变的情况下, 保证平移前后仍连续用电。可削减虚拟储能在 07:00—08:00 时段和 17:00—24:00 时段进行削减。从图 10 和图 11 中可以看出, 在调度中各类虚拟储能均满足自身特性的前提下, 能够根据主动配电网的需求灵活地进行调整, 有利于减少负荷峰谷之间的差异以及平衡电力供需。

图 12 为场景 6 优化调度结果中各时刻的节点电压标么值。节点电压值的大小将直接影响电力负荷与供电设备之间的平衡, 对主动配电网的稳定性起着至关重要的作用, 节点电压值过高会产生负荷过载、能源浪费等问题, 节点电压值过低则可能导致负

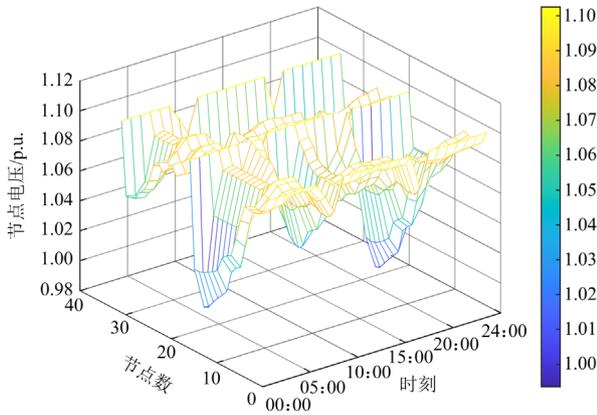


图 12 场景 6 优化调度后各时刻节点电压标么值

Fig. 12 Node voltage per unit value at each moment after optimized scheduling for scenario 6

荷无法得到满足, 造成供电不足及电力故障。图 12 中各时刻的节点电压标么值均在额定电压范围内, 验证了本文所提方法能够保障主动配电网的可靠稳定运行。

4.5 不同聚类算法对源网荷储调度结果的影响分析

场景 6 为考虑风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网, 同时考虑阶梯式碳交易机制。本文以场景 6 为例, 分析所提 DBSCAN-ISODATA 算法和 k-means、k-medoids、ISODATA 算法对源网荷储调度结果的影响。4 种算法的优化调度结果和主动配电网运行评价指标如表 10 和表 11 所示。

由表 10 可以看出, 通过不同聚类算法对场景 6 进行优化调度, 相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 三种聚类算法, 本文所提 DBSCAN-ISODATA 聚类算法的网络损耗成本分别降低了 2.83%、4.18%和 3.69%, 碳交易成本分别降低了 12.33%、1.63%和 3.97%, 运行总成本分别降低了 0.11%、0.15%和 0.13%。通过对调度结果分析, 说明相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 三种聚类算法, 本文提出的 DBSCAN-ISODATA 聚类算法在源网荷储低碳优化调度中展现出显著优势, 它有助于制定更为精准的调度计划, 从而有效减少电能传输过程中的损失, 显著提升主动配电网的能源利用效率。并且碳交易成本的减少说明主动配电网对化石燃料发电的依赖度有所降低, 减少了碳排放量。说明所提改进 ISODATA 场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法能够有效降低主动配电网的运行成本, 提高了主动配电网整体的可靠性和经济性。

表 10 各聚类算法优化调度结果对比

Table 10 Comparison of optimized scheduling results for each clustering algorithm

聚类算法	虚拟储能 调度成本	电化学储能 调度成本	电网购电 成本	网络损耗 成本	风光调度 成本	弃风弃光 成本	碳交易 成本	运行总成本
k-means	455.601	163.889	11 742.849	41.109	1400.544	152.229	539.446	14 495.667
k-medoids	947.812	37.5	11 425.054	41.688	1398.715	169.938	480.732	14 501.439
ISODATA	835.791	75.0	11 503.559	41.479	1403.425	147.022	492.479	14 498.755
DBSCAN-ISODATA	1044.331	37.5	11 336.090	39.947	1413.693	135.476	472.909	14 479.946

表 11 主动配电网运行评价指标对比

Table 11 Comparison of operation evaluation indexes of active distribution network

聚类算法	风光消纳率/%	节点电压平稳度	负荷波动幅度	用户参与满意度	电网依赖度
k-means	95.29 ↑	1.504 ↓	0.397 ↓	0.074 ↑	0.408 ↓
k-medoids	94.79 ↑	1.526 ↓	0.341 ↓	0.133 ↑	0.407 ↓
ISODATA	95.45 ↑	1.495 ↓	0.348 ↓	0.126 ↑	0.407 ↓
DBSCAN-ISODATA	95.77 ↑	1.494 ↓	0.245 ↓	0.141 ↑	0.406 ↓

由表 11 的主动配电网运行评价指标结果可知,相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 三种聚类算法,本文所提 DBSCAN-ISODATA 聚类算法的风光消纳率最高,且节点电压平稳度分别降低了 0.66%、2.1%和 0.07%,负荷波动幅度分别减少了 38.29%、28.15%和 29.6%,用户参与满意度分别增加了 90.54%、6.02%和 11.9%,电网依赖度分别减少了 0.49%、0.25%和 0.25%。说明相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 三种聚类算法,本文所提 DBSCAN-ISODATA 聚类算法能够提升主动配电网的调节能力和风光消纳水平,有效缓解了风光出力的波动性和间歇性对电网的影响,并且能够有效平抑负荷曲线的峰谷差异,减少对外部电网的依赖,进而加速能源结构向清洁化转型,推动实现低碳发展目标。

5 结论

在“双碳”目标背景下,本文探讨了源网荷储优化调度方法,针对分布式电源不确定性引起的主动配电网节点电压波动以及有功网损增加等问题,结合现有研究提出一种改进 ISODATA 场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度方法。并在 IEEE33 节点系统进行仿真分析,通过设置不同场景进行对比,得到以下结论。

1) 提出了 DBSCAN-ISODATA 算法,相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 算法,DB 指数在风机和光伏聚类结果中均最低,Dunn 指数和轮廓系数在聚类结果中均最高,实现风光场景聚类效果最优。以考虑阶梯式碳交易机制的风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网的场景为例,对于本文所提 DBSCAN-ISODATA 聚类算法,系统运行总成本相较于 k-means、k-medoids 和 ISODATA 三种聚类算法,分别降低了 0.11%、0.15%和 0.13%。并且主动配电网运行评价指标均优于其他 3 种算法,证明了本文所提 DBSCAN-ISODATA 算法的合理性和有效性。

2) 相较于单独调用风光和电化学储能以及单独调用风光和虚拟储能,综合考虑风光和虚拟储能以及电化学储能均接入主动配电网时,弃风弃光成本、网络损耗和购电成本均有所减少。并且,通过对所提主动配电网运行评价指标进行分析得出,用户参与满意度分别提高了 331.25%和 50%,电网依赖度分别减少了 8.13%和 5.77%。说明源网荷储协同优化调度通过合理调度分布式电源、电化学储能和虚拟储能之间的功率关系,能够有效避免系统处于过高或过低负载的运行状态。这不仅降低了主动

配电网的运行损耗,还有利于实现主动配电网的经济性以及风光消纳的有效性。

3) 相较于传统碳交易,在源网荷储协同优化调度的基础上考虑阶梯式碳交易。根据仿真结果对比说明,阶梯碳交易机制下,碳交易成本相较于传统碳交易减少了 54.48%,降低了碳排放量,能够有效减少对化石燃料发电的依赖。证明了本文所提优化调度方法在保障主动配电网稳定运行、增加风光消纳量的条件下能够满足低碳性和经济性,对进一步促进“双碳”目标的实现具有积极意义。

本文研究的源网荷储低碳优化调度为日前调度,在调度实时性方面考虑不足,下一步将继续深入研究源网荷储日前-日内-实时三级协同低碳调度方法,消除了新能源及负荷预测误差给调度带来的影响,使源网荷储协同调度结果更接近实际,从而提升其在实践中的应用价值。

参考文献

- [1] 许高秀,王旭,邓晖,等.考虑调频需求及风光出力不确定性的储能系统参与能量-调频市场运行策略[J].电网技术,2023,47(6):2317-2330.
XU Gaoxiu, WANG Xu, DENG Hui, et al. Optimal operation strategy of energy storage system's participation in energy and regulation market considering uncertainties of regulation requirements and wind-photovoltaic output[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2317-2330.
- [2] LI Y X, GU Y X, HE G N, et al. Optimal dispatch of battery energy storage in distribution network considering electrothermal-aging coupling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(5): 3744-3758.
- [3] GOLALIPOUR K, AKBARI E, HAMIDI S S, et al. From clustering to clustering ensemble selection: a review[J]. Engineering Applications of Artificial Intelligence, 2021, 104: 104388-104408.
- [4] 彭春华,余愿,孙惠娟.基于源网荷协同优化的配电网光储联合系统规划[J].电网技术,2019,43(11):3944-3951.
PENG Chunhua, YU Yuan, SUN Huijuan. Planning of combined PV-ESS system for distribution network based on source-network-load collaborative optimization[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3944-3951.
- [5] 陈向群,杨茂涛,刘谋海,等.基于模糊聚类分析的电能质量扰动模式识别方法[J].电力科学与技术学报,2022,37(2):79-85.
CHEN Xiangqun, YANG Maotao, LIU Mouhai, et al. Disturbance pattern recognition method of power quality based on the fuzzy clustering analysis[J]. Journal of Electric

- Power Science and Technology, 2022, 37(2): 79-85.
- [6] 李壮, 朱超, 张拓, 等. 基于改进 PCM 算法的冷热电联供系统优化配置[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(6): 72-80.
LI Zhuang, ZHU Chao, ZHANG Tuo, et al. Optimal configuration of cogeneration system based on improved PCM clustering algorithm[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(6): 72-80.
- [7] 孙大伟, 田蓓, 刘刚, 等. 考虑分布式光伏发电特性的 CHPV 组合优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(3): 102-107.
SUN Dawei, TIAN Bei, LIU Gang, et al. Optimal scheduling of CHPV combination considering the characteristics of distributed PV power generation[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(3): 102-107.
- [8] JIN J X, YE L, LI J C, et al. Wind and photovoltaic power time series data aggregation method based on an ensemble clustering and Markov chain[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(3): 757-768.
- [9] 张志一, 窦震海, 于润泽, 等. 考虑电-热等效虚拟储能的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力建设, 2024, 45(3): 16-26.
ZHANG Zhiyi, DOU Zhenhai, YU Runze, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering electric-thermal equivalent virtual energy storage[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(3): 16-26.
- [10] 李东东, 陈天旭, 沈运帷, 等. 基于联合虚拟储能系统的海岛微电网协同优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20): 7842-7856.
LI Dongdong, CHEN Tianxu, SHEN Yunwei, et al. Collaborative optimization of island microgrid based on joint virtual energy storage system strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7842-7856.
- [11] 张祥宇, 舒一楠, 付媛. 基于虚拟储能的直流微电网源荷储多时间尺度能量优化与分区协调控制[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 6011-6024.
ZHANG Xiangyu, SHU Yinan, FU Yuan, et al. Multi-time-scale energy optimization and zone coordinated control of DC microgrid source-load-storage based on virtual energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 6011-6024.
- [12] 钟雅珊, 付聪, 钱峰, 等. 考虑广义储能和条件风险价值的综合能源系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 54-63.
ZHONG Yashan, FU Cong, QIAN Feng, et al. Economic dispatch model of an integrated energy system considering generalized energy storage and conditional value at risk[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 54-63.
- [13] 穆云飞, 唐志鹏, 吴志军, 等. 计及虚拟储能的电-水-热综合能源系统日前优化调度方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(24): 11-21.
MU Yunfei, TANG Zhipeng, WU Zhijun, et al. Optimal day-ahead scheduling method for electricity water hot water integrated energy system considering virtual energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(24): 11-21.
- [14] MA Y H, ZHANG M Y, YANG H J. Decentralized and coordinated scheduling model of interconnected multi-microgrid based on virtual energy storage[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 148: 108990-109001.
- [15] BING S, RUIPENG J, YUAN Z, et al. Distributed optimal dispatching method for smart distribution network considering effective interaction of source-network-load-storage flexible resources[J]. Energy Reports, 2023, 9: 148-162.
- [16] 陈璨, 樊小伟, 张文浩, 等. 促进分布式光伏消纳的两阶段源网荷储互动优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3786-3799.
CHEN Can, FAN Xiaowei, ZHANG Wenhao, et al. Two-staged generation-grid-load-energy storage interactive optimization operation strategy for promotion of distributed photovoltaic consumption[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3786-3799.
- [17] 罗金满, 刘丽媛, 刘飘, 等. 考虑源网荷储协调的主动配电网优化调度方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 167-173.
LUO Jinman, LIU Liyuan, LIU Piao, et al. An optimal scheduling method for active distribution network considering source network load storage coordination[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 167-173.
- [18] 张紫菁, 张芳, 姚文鹏. 基于风电出力概率预测模型的源荷储日前概率优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 190-197.
ZHANG Zijing, ZHANG Fang, YAO Wenpeng. Day-ahead probabilistic optimal dispatching of source-load-storage based on probabilistic prediction model of wind power output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 190-197.
- [19] 安源, 苏瑞, 郑申印, 等. 计及碳交易和源-荷侧资源的综合能源系统低碳经济优化[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 547-555.
AN Yuan, SU Rui, ZHENG Shen Yin, et al. Low carbon economic optimization of integrated energy system considering carbon trading and source-load side resources[J].

Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(11): 547-555.

[20] XIANG Y, HONG J H, YANG Z Y, et al. Slope-based shape cluster method for smart metering load profiles[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1809-1811.

[21] SI C M Z, XU S L, WAN C, et al. Electric load clustering in smart grid: methodologies, applications, and future trends[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(2): 237-252.

[22] DONG Y, SHAN X, YAN Y Q, et al. Architecture, key technologies and applications of load dispatching in china power grid[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(2): 316-327.

[23] YAN Z C, LI C Y, YAO Y M, et al. Bi-level carbon trading model on demand side for integrated electricity-gas system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4): 2681-2696.

[24] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电—热—气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13.

[25] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2042-2054.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2054.

[26] 程林, 齐宁, 田立亭. 考虑运行控制策略的广义储能资源与分布式电源联合规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 27-35.
CHENG Lin, QI Ning, TIAN Liting. Joint planning of generalized energy storage resource and distributed generator considering operation control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 27-35.

[27] 卢锦玲, 颜禄涵, 腊志源, 等. 基于数字孪生与动态能效模型的综合能源系统实时优化调度策略[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 226-238.
LU Jinling, YAN Luhan, LA Zhiyuan, et al. Real-time optimal scheduling strategy for integrated energy system based on digital twins and dynamic energy efficiency model[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 226-238.

[28] 甘肃省发展和改革委员会. 甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知[EB/OL]. [2021-12-16]. https://zwfw.gansu.gov.cn/lanzhouxinqu/tsw/xwqyhgtgsh/zct/sjzc/art/2022/art_04f8a26d30674a77a1707e3719b6d06b.html.
Gansu Provincial Development and Reform Commission. Notice of Gansu provincial development and reform commission on further improving the time-of-use electricity price mechanism in Gansu province[EB/OL]. [2021-12-16]. https://zwfw.gansu.gov.cn/lanzhouxinqu/tsfw/xwqyhgtgsh/zct/sjzc/art/2022/art_04f8a26d30674a77a1707e3719b6d06b.html.

[29] 甘肃省发展和改革委员会. 甘肃省发展和改革委员会关于调整销售电价及优化峰谷分时电价政策有关事项的通知[EB/OL]. [2020-11-30]. <http://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/c106112/202106/01723343509e4daeb83fbee61e44adc.shtml>.
Gansu Provincial Development and Reform Commission. Notice of Gansu provincial development and reform commission on adjusting sales electricity price and optimizing peak-valley time-of-use electricity price policy[EB/OL]. [2020-11-30]. <http://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/c106112/202106/01723343509e4daeb83fbee61e44adc.shtml>.

[30] 朱文广, 廖志军, 刘洪, 等. 考虑需求响应与高比例可再生能源接入的主动配电网扩展规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(5): 84-91.
ZHU Wenguang, LIAO Zhijun, LIU Hong, et al. Expansion planning for active distribution network considering demand response and high ratio of renewable energy access[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(5): 84-91.

[31] 张煜, 牟龙华, 王蕴敏, 等. 计及可控负荷动态调节的主动配电网优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(4): 104-110.
ZHANG Yu, MU Longhua, WANG Yunmin, et al. Optimal dispatching of an active distribution network considering dynamic regulation of controllable load[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(4): 104-110.

收稿日期: 2024-02-22; 修回日期: 2024-06-02

作者简介:

姚明明(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网优化调度; E-mail: ymm957162321@163.com

张新(1986—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为配电网优化调度、新能源综合利用技术。E-mail: zhangxin19861986@126.com

(编辑 许威)