

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.02.013

支撑多种资源接入配电网的分级自治协同策略

金淦¹, 陈丽娟¹, 陆慧君¹, 陆心彤², 吴志¹

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096;

2. 扬州大学电气与能源动力工程学院, 江苏 扬州 225009)

摘要: 分布式资源大规模并网要求配电网的灵活调控能力不断增强, 如何充分利用多层次灵活性资源协助系统运行成为目前亟待解决的问题。为此, 文中提供一种支撑多种资源接入配电网的分级自治协同策略。首先, 分析多层次下灵活性资源特性, 对分布式资源出力采用概率模型以减少其不确定性因素影响。其次, 构建主变-馈线-台区分层分区优化调度模型, 台区层进行内部自治并将等值结果传递给馈线层, 馈线层基于网络架构和资源运行特性进行区域划分, 实现兼顾系统安全性和经济性的主配协同优化, 并采用基于谱惩罚参数的自适应交替方向乘子法 (spectral penalty parameter based adaptive alternating direction method of multipliers, SPPA-ADMM) 进行求解。最后, 选用改进的 IEEE 33 节点算例进行仿真, 仿真结果表明文中所采用的并行控制方式能有效提高优化求解的效率, 验证了所提策略对多种分布式资源分级接入配电网运行调控具有指导意义。

关键词: 台区自治; 分层分区; 灵活性资源; 分布式资源出力不确定性; 主配协同; 基于谱惩罚参数的自适应交替方向乘子法 (SPPA-ADMM)

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)02-0134-11

0 引言

随着分布式资源的大规模发展和局部并网, 分布式光伏、分布式储能、电动汽车 (electric vehicle, EV) 等多样化灵活性资源的接入将改变传统电力系统的结构特点和运行方式^[1-4], 增加系统运行的不确定性和复杂性, 对电力系统的灵活调控能力以及安全运行控制提出新的挑战。

为充分利用中低压系统灵活性可调资源, 已有大量研究考虑多种类型资源参与电力系统调度。文献[5]基于模型预测控制对分布式光伏和储能设备进行滚动优化, 达到减少配电网的电压偏差和网络损耗的目的。文献[6]通过研究电热泵设备作为典型的家居温控负荷, 采用分层分区的控制策略实现需求响应的总目标。文献[7]采用一种基于深度学习和聚类的方法对 EV 行为建模, 研究其在配电网中对电力负荷的影响。文献[8]通过资源聚合商的形式整合各类分布式资源, 如分布式电源、储能、柔性负荷等, 参与电网的联合调度。现有研究大多围绕单一主体或作为聚合整体参与电网调度, 但对于不同层级下不同种类的资源特性及其参与平衡互动的研究较少, 同时需要充分考虑分布式资源不确定因素的影响。

现阶段, 已有文献围绕主变层、馈线层及台区

层等不同层级对电力系统运行控制问题展开研究。文献[9]针对台区内电压和电能质量问题, 提出基于电能质量解耦的配电网台区电能质量优化方法。文献[10]利用分布式电源分组合作的形式, 实现配电网节点电压和有功功率的控制。文献[11]提出有功-无功调节的分层分级控制策略, 面向含分布式光伏的配电网, 维持其节点电压稳定, 减少线路损耗。文献[12]针对高光伏渗透率的低压馈线层过电压问题, 提出一种基于有功-无功灵敏度功率削减的技术。文献[13]提出一种聚合台区资源的虚拟电池模型, 以节点碳势为引导信号, 实现中低压配电系统优化低碳调度。上述文献大多从台区层、馈线层等单一层级, 或馈线层及下辖台区双层级角度出发, 解决系统电压、电能质量、优化调度等一系列运行控制问题。鲜有文献同时考虑主变-馈线-台区多层次, 并且馈线层通过区域划分进行系统分布式运行控制, 实现区域内自治和区域间协调。

为解决上述分布式优化问题, 国内外学者对分布式算法展开研究, 交替方向乘子法 (alternative direction method of multipliers, ADMM) 是目前研究中较常使用的分布式算法^[14-17]。通过将配电网分解为多个子系统并保留耦合支路的潮流信息, ADMM 仅需通过相邻子系统的少量信息交互即可实现全系统的分布式优化^[18], 但在解决分布式可再生能源接入配电网分布优化问题时, 无法充分满足调度策略的可靠性需求, 为此也有许多研究围绕

收稿日期: 2024-07-02; 修回日期: 2024-10-13

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52177077)

ADMM 进行改进^[19-21], 如基于谱惩罚参数的自适应交替方向乘子法(spectral penalty parameter based adaptive alternating direction method of multipliers, SPPA-ADMM)。

为解决上述问题, 文中提出支撑多种资源接入配电网的分级自治协同策略。文中建立主变-馈线-台区的分层分区协调控制框架, 充分发挥各层级下灵活性资源的价值, 同时考虑 EV 集群在优化调度中发挥的作用; 对于具有较强随机性和波动性的分布式资源, 如光伏、风电, 采用概率模型建模以减少不确定性因素的影响; 以区域内自治、区域间协同为思想, 构建主变-馈线-台区分层分区优化调度模型, 实现系统安全、经济、绿色运行; 利用 SPPA-ADMM 求解分布式优化问题, 相比于集中式求解多维度变量, 提高了计算效率, 同时提高了收敛的速度。

1 主变-馈线-台区分层分区控制框架

主变-馈线-台区多层级系统由光伏电站、风力发电机组、储能电站、EV 集群等灵活性资源和常规用电负荷组成。台区内配置可调资源包括分布式光伏和分布式储能。

图 1 为主变-馈线-台区分层分区控制框架。在运行控制上, 台区层协调区域内部光储资源实现台区层级的自治平衡, 并通过联络线将对外等值结果传递给上一层级(馈线层), 实现功率协调互济; 通过分析台区对外呈现的源荷状态, 馈线层馈线自治控制单元基于馈线层级内各节点间的电气距离进行区域划分, 分别对各子区域进行自治协调控制; 主变层内主配协同控制主站根据调度需求, 对不同层级、不同区域间进行协同优化, 最终下达包括可调资源出力、层级区域间交互功率等信息的调度指令。

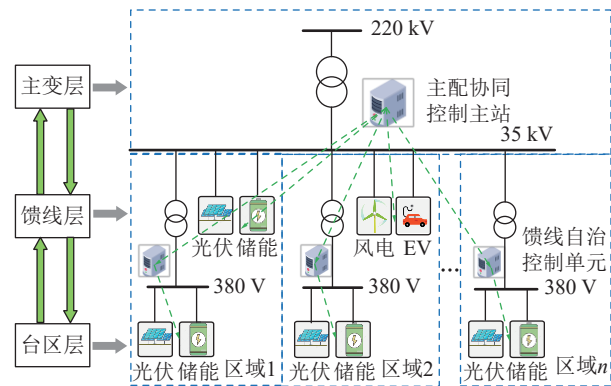


图 1 主变-馈线-台区分层分区控制框架

Fig.1 Main transformer-feeder-station area hierarchical zoning control framework

文中所提的主变-馈线-台区分层分区控制框架, 一方面, 能增强不同层级间、区域间友好互动和

支撑, 实现多个子区域的并行控制, 保证系统调节精度和响应速度; 另一方面, 能充分挖掘多层次下灵活资源的可调度能力, 提高能源的利用效率, 实现新能源消纳, 降低系统运行成本, 提升电网安全、经济、绿色效益。

2 多层级灵活性资源运行特性分析

文中对主变-馈线-台区各层级下灵活性资源进行统一归纳和建模, 而以光、风为代表的分布式资源具有很强的随机性和波动性, 为减少其不确定性所带来的影响, 对其出力采用概率模型。

2.1 光伏出力概率模型

光伏出力与气象条件、地形因素等密切相关, 其中光照强度对光伏发电的输出功率影响最大。光伏出力可以近似看成 Beta 分布^[22], 其概率密度函数为:

$$f(P^{PV}) = \frac{1}{|\mu A \eta|} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P^{PV}}{P_{\max}^{PV}} \right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{P^{PV}}{P_{\max}^{PV}} \right)^{\beta-1} \quad (1)$$

式中: P^{PV} 为光伏出力; μ 为光照强度期望值; A 为光伏面板的总面积; η 为总光电转化效率; P_{\max}^{PV} 为光伏最大输出功率; α 、 β 为 Beta 分布的形状参数; Γ 为伽马函数。

2.2 风电出力概率模型

风电输出的有功功率随时间变化没有明显的规律性特征, 其间歇性较强, 一般可看成服从 Weibull 分布^[23-24]。风电出力与风速相关, 因此风电出力概率密度函数可表示为:

$$f(P^{WT}) = \frac{k}{l} \left(\frac{P^{WT}}{l} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{P^{WT}}{l} \right)^k} \quad (2)$$

式中: P^{WT} 为风电出力; k 、 l 分别为 Weibull 分布的规模参数和形状参数。

2.3 储能

为保证储能设备安全稳定运行, 其应当满足自身荷电状态约束、平衡约束及充放电功率约束, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} E_{n,t}^{ST} = E_{n,t-1}^{ST} + \eta_n^{ST,cha} P_{n,t}^{cha} \Delta t - \frac{P_{n,t}^{dis}}{\eta_n^{ST,dis}} \Delta t \\ E_{n,T}^{ST} = E_{n,0}^{ST} \\ E_{n,\min}^{ST} \leq E_{n,t}^{ST} \leq E_{n,\max}^{ST} \\ 0 \leq P_{n,t}^{cha} \leq \zeta_{n,t}^{ST,cha} P_{n,\max}^{cha} \\ 0 \leq P_{n,t}^{dis} \leq \zeta_{n,t}^{ST,dis} P_{n,\max}^{dis} \\ \zeta_{n,t}^{ST,cha} + \zeta_{n,t}^{ST,dis} \leq 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中: Δt 为分布式储能充放电时长; $P_{n,t}^{cha}$ 、 $P_{n,t}^{dis}$ 分别

为 t 时刻第 n 个分布式储能的充、放电功率; $P_{n,\max}^{\text{cha}}$ 、 $P_{n,\max}^{\text{dis}}$ 分别为第 n 个分布式储能充、放电功率的最大值; $\eta_n^{\text{ST,cha}}$ 、 $\eta_n^{\text{ST,dis}}$ 分别为第 n 个分布式储能充、放电效率; $E_{n,t}^{\text{ST}}$ 为第 n 个分布式储能 t 时刻的荷电状态; $E_{n,\min}^{\text{ST}}$ 、 $E_{n,\max}^{\text{ST}}$ 分别为第 n 个分布式储能的荷电状态的最小值和最大值; $E_{n,0}^{\text{ST}}$ 、 $E_{n,T}^{\text{ST}}$ 分别为第 n 个分布式储能的初始荷电状态和周期末荷电状态; $\zeta_{n,t}^{\text{ST,cha}}$ 、 $\zeta_{n,t}^{\text{ST,dis}}$ 为 0-1 变量, 分别表征第 n 个分布式储能 t 时刻的充、放电状态, 在一个时间段内, 储能只有充电、放电其中一种状态。

2.4 EV 集群

2.4.1 EV 个体充放电模型

EV 个体作为灵活性资源参与电网调控。对于 EV 个体需要描述其充放电特性及其并网状态, 其应当满足充放电功率约束、荷电状态及容量约束, 如式(4)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV,cha}} \leq u_{i,t} P_{i,m}^{\text{EV,cha}} & t \in T_a \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV,dis}} \leq u_{i,t} P_{i,m}^{\text{EV,dis}} & t \in T_a \\ P_{i,t}^{\text{EV,cha}} P_{i,t}^{\text{EV,dis}} = 0 & t \in T_a \\ E_{i,t}^{\text{EV}} = u_{i,t} [E_{i,t-1}^{\text{EV}} + (\eta^{\text{cha}} P_{i,t}^{\text{EV,cha}} - P_{i,t}^{\text{EV,dis}} / \eta^{\text{dis}}) \Delta t] \\ u_{i,t} E_{i,\min}^{\text{EV}} \leq E_{i,t}^{\text{EV}} \leq u_{i,t} E_{i,\max}^{\text{EV}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{EV,cha}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{EV,dis}}$ 分别为第 i 辆 EV 在 t 时刻的充、放电功率; $P_{i,m}^{\text{EV,cha}}$ 、 $P_{i,m}^{\text{EV,dis}}$ 分别为第 i 辆 EV 额定充、放电功率; $u_{i,t}$ 为布尔变量, 表征 EV 并网状态, 为 1 时表示 EV 并网, 为 0 时表示 EV 离网; T_a 为第 i 辆 EV 的并网时段; $E_{i,t}^{\text{EV}}$ 为第 i 辆 EV 在 t 时刻的电量; η^{cha} 、 η^{dis} 分别为 EV 充、放电效率; $E_{i,\min}^{\text{EV}}$ 、 $E_{i,\max}^{\text{EV}}$ 分别为第 i 辆 EV 的电量的最小值和最大值。

2.4.2 EV 集群可调度域模型

对 EV 个体充、放电功率边界、电池安全电量边界, 采用闵可夫斯基加法将 EV 集群聚合得到 EV 集群可调度域的上、下边界, 如式(5)所示。

$$\begin{cases} P_{v,t}^{\text{cha,m}} = \sum_{i \in I_v} u_{i,t} P_{i,t}^{\text{EV,cha}} \\ P_{v,t}^{\text{dis,m}} = \sum_{i \in I_v} u_{i,t} P_{i,t}^{\text{EV,dis}} \\ E_{v,t}^{\text{EV,min}} = \sum_{i \in I_v} u_{i,t} E_{i,\min}^{\text{EV}} \\ E_{v,t}^{\text{EV,max}} = \sum_{i \in I_v} u_{i,t} E_{i,\max}^{\text{EV}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{v,t}^{\text{cha,m}}$ 、 $P_{v,t}^{\text{dis,m}}$ 分别为 EV 集群 v 在 t 时刻的可调节的充、放电功率的最大值; $E_{v,t}^{\text{EV,min}}$ 、 $E_{v,t}^{\text{EV,max}}$ 分别为 EV 集群 v 在 t 时刻可调节的储能电量的最小值和最大值; I_v 为由 EV 集群 v 中电动汽车构成的集合。

3 主变-馈线-台区分层分区优化调度模型

3.1 台区模型等值

3.1.1 目标函数

台区以日运行成本 F 最低为目标, 其包括弃光惩罚成本 C_{PV} 、分布式储能运行维护成本 C_{ESS} 、台区与馈线层功率交互惩罚成本 C_{pgrid} , 目标函数为:

$$F = \min(C_{\text{PV}} + C_{\text{ESS}} + C_{\text{pgrid}}) \quad (6)$$

$$C_{\text{PV}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{PV}}} c_n^{\text{PV}} P_{n,t}^{\text{abandon}} \quad (7)$$

$$C_{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{ESS}}} c_n^{\text{ESS}} (P_{n,t}^{\text{dis}} + P_{n,t}^{\text{cha}}) \quad (8)$$

$$C_{\text{pgrid}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{p},t}^{\text{UP}} |P_t^{\text{UP}}| \quad (9)$$

式中: T 为一天的时刻数; c_n^{PV} 为第 n 个光伏的弃光惩罚成本系数; $P_{n,t}^{\text{abandon}}$ 为 t 时刻台区内第 n 个光伏的弃光功率; N_{PV} 为台区内部分布式光伏的数量; c_n^{ESS} 为第 n 个单位功率储能的运行维护成本; N_{ESS} 为台区内部分布式储能的数量; $c_{\text{p},t}^{\text{UP}}$ 为 t 时刻台区与上级电网馈线侧功率交互惩罚成本系数; P_t^{UP} 为 t 时刻台区层与馈线层交互功率实际值。

3.1.2 约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$P_t^{\text{UP}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{PV}}} P_{n,t}^{\text{PV}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{ESS}}} (P_{n,t}^{\text{dis}} - P_{n,t}^{\text{cha}}) = P_t^{\text{load}} \quad (10)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时刻台区内部总的负荷需求量; $P_{n,t}^{\text{PV}}$ 为 t 时刻台区内第 n 个光伏的实际发电功率。

(2) 光伏出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_j^{\text{PV}} \leq P_{j,\max}^{\text{PV}} \\ -Q_{j,\max}^{\text{PV}} \leq Q_j^{\text{PV}} \leq Q_{j,\max}^{\text{PV}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: P_j^{PV} 、 Q_j^{PV} 分别为节点 j 处光伏有功、无功出力; $P_{j,\max}^{\text{PV}}$ 、 $Q_{j,\max}^{\text{PV}}$ 分别为节点 j 处光伏有功、无功出力的最大值。

除以上约束外, 台区模型等值还满足式(3)。

3.2 馈线区域划分

根据极坐标下的牛顿-拉夫逊法潮流计算可以得到:

$$\begin{cases} \kappa_{UP} = \frac{\partial U}{\partial P} \\ \kappa_{UQ} = \frac{\partial U}{\partial Q} \end{cases} \quad (12)$$

式中: κ_{UP} 为有功-电压灵敏度, 反映电压幅值 U 与有功功率 P 之间的关系; κ_{UQ} 为无功-电压灵敏度, 反

映电压幅值 U 与无功功率 Q 之间的耦合关系。

进而可以得到计及有功功率和无功功率的综合电压-功率灵敏度 κ 。

$$\kappa = \lambda \kappa_{UP} + (1 - \lambda) \kappa_{UQ} \quad (13)$$

式中: $\lambda \in [0, 1]$, 为权重系数。综合电压-功率灵敏度矩阵中的元素 κ_{ij} 体现了节点 j 功率对节点 i 电压的影响, κ_{ij} 越大, 说明两者电气距离越近, 则节点 j 与节点 i 划分到同一个区域的概率越大。

在配电网网架结构中, 与节点 i, j 相连的其他节点也会对节点 i, j 的电压有影响。假设配电网中一共有 τ 个节点, 则定义节点 i, j 之间的电气距离 d_{ij} 为:

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{s=1}^{\tau} (\lg(|\kappa_{is}|) - \lg(|\kappa_{js}|))^2} \quad (14)$$

基于电气距离权重, 定义节点 i, j 之间边的权重 k_{ij} 为:

$$k_{ij} = 1 - \frac{d_{ij}}{\max(d_{ij})} \quad (15)$$

采用基于电气距离权重的模块度定义描述节点间的电气耦合程度, 通过衡量系统整体模块度确定系统的最优化。模块度函数定义如下:

$$\chi = \frac{1}{2m} \sum_{i \in \Omega} \sum_{j \in \Omega} \left(k_{ij} - \frac{k_i k_j}{2m} \right) \delta(i, j) \quad (16)$$

$$\delta(i, j) = \begin{cases} 1 & i, j \text{ 位于同一分区} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (17)$$

式中: χ 为模块度函数; k_i 为与节点 i 相连的边的权重之和; k_j 为与节点 j 相连的边的权重之和; m 为网络边权之和; Ω 为各节点所组成的集群。

具体流程为: 将各个节点视作一个集群, 计算各集群相邻节点合并到该集群中系统模块度变化量, 确定最大的模块度变化量并将其对应的节点合并到集群中, 重复此过程直至模块度不再发生变化; 再将隶属于同一个集群的节点等效为一个节点, 参与迭代判断过程, 寻找网络整体模块度最大时对应的网络划分, 即为最优划分方式。

3.3 主配协同优化

3.3.1 目标函数

综合考虑电力系统运行的安全性与经济性, 各个区域内部以日运行成本最小为目标, 决策变量为各区域的可调资源的出力值, 则第 k 个馈线区域的内部自治目标函数为:

$$F_k = \min (C_k^{\text{abandon}} + C_k^{\text{ESS}} + C_k^{\text{buy}} + C_k^{\text{ploss}}) \quad (18)$$

式中: F_k 为区域 k 的日运行成本; C_k^{abandon} 为区域 k 的新能源弃用成本; C_k^{ESS} 为区域 k 的储能运行维护成

本; C_k^{buy} 为区域 k 配网向主变购电成本; C_k^{ploss} 为区域 k 网损成本。

(1) 弃光弃风成本。

$$C_k^{\text{abandon}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{PV},k}} \pi_{jk}^{\text{PV}} P_{\text{dec},j}^{\text{PV}}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{WT},k}} \pi_{jk}^{\text{WT}} P_{\text{dec},j}^{\text{WT}}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{PV},k}} \pi_{jk}^{\text{PV}} (P_{\text{PV},j}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{PV},j}(t)) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{WT},k}} \pi_{jk}^{\text{WT}} (P_{\text{WT},j}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{WT},j}(t)) \quad (19)$$

式中: $N_{\text{PV},k}$ 、 $N_{\text{WT},k}$ 分别为区域 k 内部光伏电站和风电机组的数量; π_{jk}^{PV} 、 π_{jk}^{WT} 分别为区域 k 内节点 j 处单位光伏发电和风电损失成本; $P_{\text{PV},j}^{\text{pre}}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻光伏电站的有功出力预测值; $P_{\text{PV},j}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻光伏电站的实际有功出力值; $P_{\text{dec},j}^{\text{PV}}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻光伏电站的弃光功率值; $P_{\text{WT},j}^{\text{pre}}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻风电机组的有功出力预测值; $P_{\text{WT},j}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻风电机组的实际有功出力值; $P_{\text{dec},j}^{\text{WT}}(t)$ 为节点 j 处 t 时刻风电机组的弃风功率值。

(2) 主变购电成本。

$$C_k^{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \pi_{t,k}^{\text{upper}} P_{t,k}^{\text{upper}} \quad (20)$$

式中: $P_{t,k}^{\text{upper}}$ 为 t 时刻区域 k 向上级主变购买的有功功率; $\pi_{t,k}^{\text{upper}}$ 为 t 时刻区域 k 的实时电价。

(3) 网损成本。

$$\begin{cases} C_k^{\text{ploss}} = \sum_{t=1}^T \pi_{t,k}^{\text{ploss}} P_{t,k}^{\text{ploss}} \\ P_{t,k}^{\text{ploss}} = \sum_{i=1}^{N_k-1} \sum_{j=i+1}^{N_k} I_{ij}^2 R_{ij} = \sum_{i=1}^{N_k-1} \sum_{j=i+1}^{N_k} \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} R_{ij} \end{cases} \quad (21)$$

式中: N_k 为区域 k 中节点数; $P_{t,k}^{\text{ploss}}$ 为 t 时刻区域 k 的总网损; $\pi_{t,k}^{\text{ploss}}$ 为单位网损成本; R_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的线路的电阻值; I_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间通过的电流; P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为从上游节点 i 向节点 j 流出的有功和无功功率; V_i 为节点 i 的电压。

(4) 储能运行成本。

$$C_k^{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{ESS},k}} \pi_{jt}^{\text{ESS}} (P_{jt}^{\text{cha}} + P_{jt}^{\text{dis}}) \quad (22)$$

式中: $N_{\text{ESS},k}$ 为区域 k 内部储能电站的数量; π_{jt}^{ESS} 为单位储能电站的运行成本; P_{jt}^{cha} 、 P_{jt}^{dis} 分别为 t 时刻节点 j 处储能电站的充、放电功率。

3.3.2 约束条件

(1) Distflow 潮流约束。

$$\begin{cases} \sum_{i \in \zeta(j)} (P_{ij} - R_{ij} \bar{I}_{ij}) = \sum_{l \in \psi(j)} P_{jl} + P_j \\ \sum_{i \in \zeta(j)} (Q_{ij} - x_{ij} \bar{I}_{ij}) = \sum_{l \in \psi(j)} Q_{jl} + Q_j \\ V_j^2 = V_i^2 - (R_{ij}^2 + x_{ij}^2) \bar{I}_{ij} - 2(P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} x_{ij}) \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} \bar{I}_{ij} = I_{ij}^2 \\ \bar{V}_i = V_i^2 \\ \bar{I}_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $i \in \zeta(j)$ 表示节点 i 隶属以节点 j 为末节点的支路首节点集合; $l \in \psi(j)$ 表示节点 l 隶属以节点 j 为首节点的支路末节点集合; x_{ij} 为节点 i 和 j 之间的线路的电抗值; P_{jl} 、 Q_{jl} 分别为上游节点 j 向节点 l 流出的有功和无功功率; P_j 、 Q_j 分别为节点 j 的净注入有功功率和无功功率。

由于式(24)是非线性约束, 因此根据二阶锥松弛原理需要转换为不等式约束。

$$\left\| \begin{matrix} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ \bar{I}_{ij} - \bar{V}_i \end{matrix} \right\|_2 \leq \bar{I}_{ij} + \bar{V}_i \quad (25)$$

$$\begin{cases} P_j = P_{\text{load},j} - P_{\text{DG},j} - P_{\text{upper}} + P_{j,t}^{\text{cha}} - P_{j,t}^{\text{dis}} \\ Q_j = Q_{\text{load},j} - Q_{\text{DG},j} \end{cases} \quad (26)$$

式中: P_{upper} 为上级主变购买的有功功率; $P_{\text{load},j}$ 、 $Q_{\text{load},j}$ 分别为节点 j 负荷的有功功率和无功功率; $P_{\text{DG},j}$ 、 $Q_{\text{DG},j}$ 分别为节点 j 处的新能源的有功、无功出力。

(2) 节点电压约束。

$$\begin{cases} V_{i,\min}^2 \leq V_i^2 \leq V_{i,\max}^2 \\ U_{\text{ref}} = U_0 \end{cases} \quad (27)$$

式中: $V_{i,\min}^2$ 、 $V_{i,\max}^2$ 分别为节点 i 电压平方的最小限值、最大限值; U_{ref} 为变电站出口电压幅值; U_0 为系统额定电压幅值。

(3) 主变-馈线交互功率约束。

$$\begin{cases} P_{k,\min}^{\text{trans}} \leq P_k^{\text{upper}} \leq P_{k,\max}^{\text{trans}} \\ Q_{k,\min}^{\text{trans}} \leq Q_k^{\text{upper}} \leq Q_{k,\max}^{\text{trans}} \end{cases} \quad (28)$$

式中: P_k^{upper} 、 Q_k^{upper} 分别为主变与馈线区域 k 交互有功功率和无功功率值; $P_{k,\min}^{\text{trans}}$ 、 $P_{k,\max}^{\text{trans}}$ 分别为馈线区域 k 与主变有功功率交换的最小值和最大值; $Q_{k,\min}^{\text{trans}}$ 、 $Q_{k,\max}^{\text{trans}}$ 分别为馈线区域 k 与主变无功功率交换的最小值和最大值。

(4) EV 集群可调度域约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV,cha}} \leq u_{i,t} P_{i,m}^{\text{EV,cha}} & t \in T_a \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{EV,dis}} \leq u_{i,t} P_{i,m}^{\text{EV,dis}} & t \in T_a \\ E_{i,t}^{\text{EV,min}} \leq E_{i,t}^{\text{EV}} - E_{i,0}^{\text{EV}} \leq E_{i,t}^{\text{EV,max}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $E_{i,0}^{\text{EV}}$ 为第 i 辆 EV 并网时的初始电量; $E_{i,t}^{\text{EV,max}}$ 、 $E_{i,t}^{\text{EV,min}}$ 分别为第 i 辆 EV 在 t 时刻的储备域上、下界。

除以上约束外, 台区模型等值还满足式(3)、式(10)~式(11)。

4 模型求解方法

针对上述主变-馈线-台区多层级自治策略模型, 文中采用 SPPA-ADMM 进行求解。SPPA-ADMM 基于梯度下降方法获得谱步长自适应更新谱惩罚参数。而传统 ADMM 收敛速度较慢, 需要多次迭代才能得到最优解, 其计算性能会随着求解问题规模变大而变差^[25-26]。SPPA-ADMM 优点在于: 与基于残差平衡的自适应 ADMM 不同^[27], SPPA-ADMM 无须手动设置参数进行惩罚参数更新, 提高了收敛速度, 对不同规模的优化调度问题均有效。具体求解步骤如下:

步骤 1: 初始化, 根据配电网的实测数据设定全局变量的初值, 并设定所有区域边界数据的拉格朗日乘子初值和电压补偿参数初值为 0。

步骤 2: 对馈线划分的每个区域建立对应的拉格朗日增广函数。以区域 a 为例, 区域 a 相邻的区域为区域 b , 区域 a 与区域 b 之间存在边界等式约束关系, 则区域 a 和区域 b 对应拉格朗日增广函数 L_a 、 L_b 如下:

$$L_a(x_a, X_{a,ij}^k, \lambda_a^k) = f_a + \frac{\psi^k}{2} \left\| X_{a,ij}^k - X_a^k + \lambda_a^k \right\|_2^2 \quad (30)$$

$$L_b(x_b, X_{b,ij}^k, \lambda_b^k) = f_b + \frac{\psi^k}{2} \left\| X_{b,ij}^k - X_b^k + \lambda_b^k \right\|_2^2 \quad (31)$$

$$X_a^k = X_b^k = \frac{X_{a,ij}^k + X_{b,ij}^k}{2} \quad (32)$$

式中: ψ^k 为第 k 次迭代的惩罚参数; x_a 、 x_b 分别为区域 a 、区域 b 内部的控制变量; f_a 、 f_b 分别为区域 a 、区域 b 内部的自治目标函数; $X_{a,ij}^k$ 、 $X_{b,ij}^k$ 分别为区域 a 、区域 b 内部第 k 次迭代优化计算得到的区域 a 和区域 b 之间交互的变量; X_a^k 、 X_b^k 分别为区域 a 、区域 b 的第 k 次迭代的固定参考值; λ_a^k 、 λ_b^k 分别为第 k 次迭代对应的区域 a 、区域 b 的拉格朗日乘子。

步骤 3: 区域 a 第 $k+1$ 次迭代时的控制变量 x_a^{k+1} 根据固定参考值 X_a^k 和拉格朗日乘子 λ_a^k 在区域 a 内更新。同时区域 b 在接收区域间的交互变量之后 $X_{a,ij}^k$, 在区域 b 内部更新控制变量 x_b^{k+1} , 并且得到区域边界的耦合变量值。

$$\begin{cases} x_a^{k+1} = \arg \min L_a(x_a, X_{a,ij}^k, \lambda_a^k) \\ x_b^{k+1} = \arg \min L_b(x_b, X_{b,ij}^k, \lambda_b^k) \end{cases} \quad (33)$$

步骤 4: 为获得优化问题的谱步长, 加入拉格朗日乘子的一个辅助变量 y^k , 根据式 (34) 更新辅助变量 y^k 。

$$y^{k+1} = y^k + \psi^k(x_a^{k+1} - x_b^{k+1}) \quad (34)$$

步骤 5: 更新每个区域的拉格朗日乘子。即:

$$\begin{cases} \lambda_a^{k+1} = \lambda_a^k + (X_{a,ij}^{k+1} - X_a^{k+1}) \\ \lambda_b^{k+1} = \lambda_b^k + (X_{b,ij}^{k+1} - X_b^{k+1}) \end{cases} \quad (35)$$

式中: λ_a^{k+1} 、 λ_b^{k+1} 分别为第 $k+1$ 次迭代时对应的区域 a 、区域 b 的拉格朗日乘子。

步骤 6: 区域 a 模型的最陡下降和最小梯度为 a_{SD}^k 和 a_{MG}^k , 区域 b 模型的最陡下降和最小梯度为 b_{SD}^k 和 b_{MG}^k 。计算如下:

$$a_{SD}^k = \frac{\|\Delta y^k\|^2}{\langle \Delta f_a^k, \Delta y^k \rangle} \quad (36)$$

$$a_{MG}^k = \frac{\langle \Delta f_a^k, \Delta y^k \rangle}{\|\Delta f_a^k\|^2} \quad (37)$$

$$b_{SD}^k = \frac{\|\Delta y^k\|^2}{\langle \Delta f_b^k, \Delta y^k \rangle} \quad (38)$$

$$b_{MG}^k = \frac{\langle \Delta f_b^k, \Delta y^k \rangle}{\|\Delta f_b^k\|^2} \quad (39)$$

步骤 7: 第 k 次迭代时 f_a 和 f_b 的谱步长为 a^k 和 b^k , 可以通过混合步长规则获得。即:

$$a^k = \begin{cases} a_{MG}^k & 2a_{MG}^k > a_{SD}^k \\ a_{SD}^k - a_{MG}^k/2 & \text{其他} \end{cases} \quad (40)$$

$$b^k = \begin{cases} b_{MG}^k & 2b_{MG}^k > b_{SD}^k \\ b_{SD}^k - b_{MG}^k/2 & \text{其他} \end{cases} \quad (41)$$

步骤 8: a_{cor}^k 、 b_{cor}^k 分别为 Δf_a^k 、 Δf_b^k 和 Δy^k 的相关性, 当相关性大于阈值 ε_{cor} 时, 更新特殊惩罚参数。

$$a_{cor}^k = \frac{\langle \Delta f_a^k, \Delta y^k \rangle}{\|\Delta f_a^k\| \|\Delta y^k\|} \quad (42)$$

$$b_{cor}^k = \frac{\langle \Delta f_b^k, \Delta y^k \rangle}{\|\Delta f_b^k\| \|\Delta y^k\|} \quad (43)$$

步骤 9: 基于频谱步长更新频谱惩罚参数。

$$\psi^{k+1} = \begin{cases} \sqrt{a^k b^k} & a_{cor}^k > \varepsilon_{cor}; b_{cor}^k > \varepsilon_{cor} \\ a^k & a_{cor}^k > \varepsilon_{cor}; b_{cor}^k \leq \varepsilon_{cor} \\ b^k & a_{cor}^k \leq \varepsilon_{cor}; b_{cor}^k > \varepsilon_{cor} \\ \psi^k & \text{其他} \end{cases} \quad (44)$$

步骤 10: 判断算法是否收敛。收敛准则是原始残差 r^{k+1} 和对偶残差 s^{k+1} 是否趋于 0。定义如式 (45) 所示, 其中 δ 为收敛精度。如果满足收敛条件, 则迭代结束, 否则返回步骤 2。

$$\begin{cases} r^{k+1} = \|X_{a,ij}^{k+1} - X_a^{k+1}\| \leq \delta \\ s^{k+1} = \|X_{a,ij}^{k+1} - X_{a,ij}^k\| \leq \delta \end{cases} \quad (45)$$

5 算例分析

5.1 算例说明

利用改进的 IEEE 33 节点算例对所提分层分区控制策略进行验证, 算例如图 2 所示, 潮流计算采用标么值, IEEE 33 节点系统基准功率为 100 MV·A, 电压基准值设定为 12.66 kV。

按照文中所提指标和算法, 配电网被划分为 3 个区域, 综合指标函数中模块度函数值为 0.950 4, 满足区域结构性要求, 确保了区域内强耦合, 区域间弱耦合的特性。每个区域可调资源的位置与容量等参数如表 1 所示。所有模拟都在 MATLAB 2018a 中进行, 并使用 YALMIP+CPLEX 求解器进行求解。

该系统中含有 2 个 EV 集群, 分别为夜间并网型和白天并网型, 其行为习惯采用蒙特卡洛法抽样

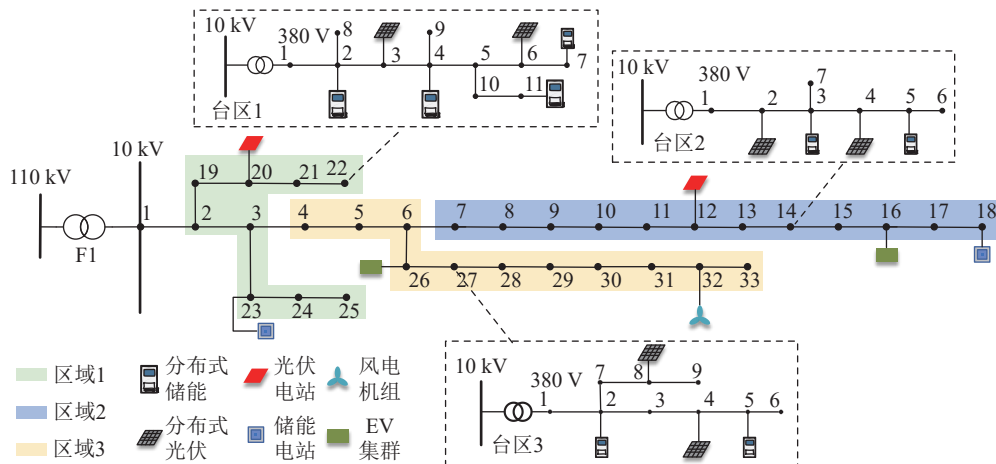


图 2 改进的 IEEE 33 节点配电系统

Fig.2 Improved IEEE 33-node power distribution system

表 1 参数配置
Table 1 Parameter Settings

可控资源	节点	设备容量
光伏	12(PV1)	0.5 MW
	20(PV2)	0.5 MW
储能	18(ESS1)	1.8 MW/7.2 MW·h
	23(ESS2)	1.5 MW/6.0 MW·h
风机	32(WT)	0.5 MW

得到,其参数设置见表2。EV 电池容量为 40 kW·h,其充、放电功率均为 8 kW,荷电状态为 0.95,充、放电效率均为 95%,分别放在节点 16 和节点 26。

表 2 EV 行为习惯抽样参数
Table 2 Sampling parameters of EV behavioral habits

EV	起始荷电状态分布	开始时间分布	结束时间分布	集群1数量	集群2数量
1	$N(0.6,0.1^2)$	$N(9,0.5^2)$	$N(17,0.5^2)$	$U(60,90)$	$U(80,120)$
2	$N(0.6,0.1^2)$	$N(20,1.5^2)$	$N(7,1.5^2)$	$U(200,240)$	$U(250,300)$

5.2 结果分析

5.2.1 EV 集群可调度能力分析

图 3 为 2 个 EV 集群的功率边界。可知,从时间特性来看:夜间因 EV 停靠数大、停靠时间长而调节潜力较大;白天则因 EV 停靠数较少、停靠时间较短而调节潜力较小。

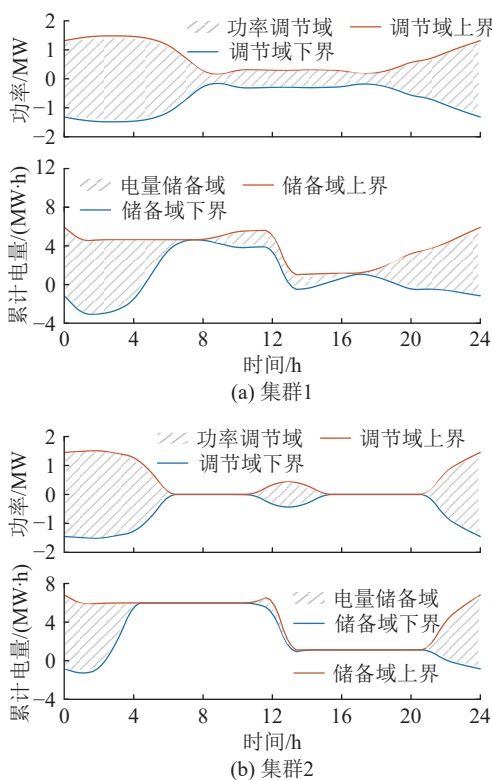


图 3 EV 集群的功率边界

Fig.3 Power boundary of EV clusters

5.2.2 台区层模型等值结果分析

接入馈线层的 2 个台区日前优化调度结果如图 4 所示。可见:(1) 台区 1 和台区 2 在 11 时—15 时向馈线层倒送功率,这是因为正午时分布式光伏出力充裕,台区负荷无法完全消纳,台区整体呈现电源状态。(2) 储能总出力呈现白天光伏发电充足时充电,夜间负荷高峰时放电的趋势,提高了分布式光伏就地消纳比率。(3) 1 时—4 时以及 16 时—18 时为台区层负荷低谷,但此时为馈线层 EV 集群充电负荷高峰期,因此台区层储能放电,缓解了电网负荷的反调峰特性。

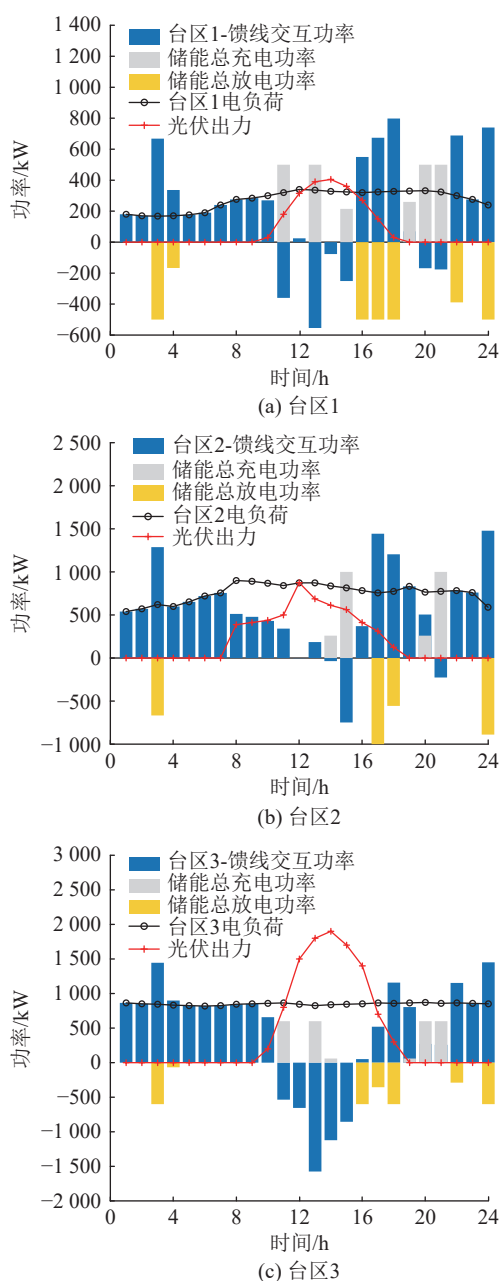


图 4 台区电功率平衡

Fig.4 Power balance of different substation areas

5.2.3 馈线层日前分布式协调优化结果分析

图5为新能源预测出力。可见: 光伏由于白天光照充足, 在9时—16时出力充裕, 而风电出力受环境、风速影响, 在20时—次日8时出力较高。

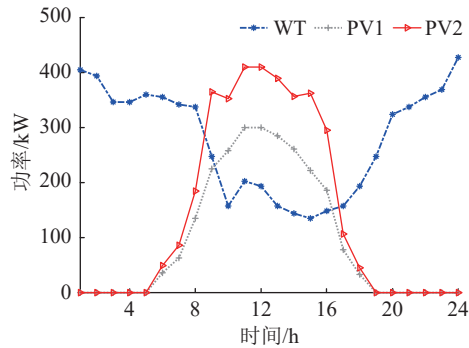


图5 新能源预测出力

Fig.5 Predicted output of new energy

图6为馈线层储能与EV集群优化出力。可见: 储能在0时—7时输出功率为正, 且功率较大, 这是因为夜间EV集群以及常规负荷充电, 电网处于负荷高峰时段, 储能放电以缓解电网负荷压力; 而在11时—21时, 光伏、风电出力较大, 且电网处于负荷低谷时段, 储能充电以消纳更多的新能源; EV并网的总数随时间的变化与EV集群可调度能力的曲线趋势变化基本相似, 且通过EV集群充放电优化曲线可以发现, EV集群参与电网优化调度, 有效缓解了19时—21时的高峰负荷充电压力, 降低了电网运行风险。

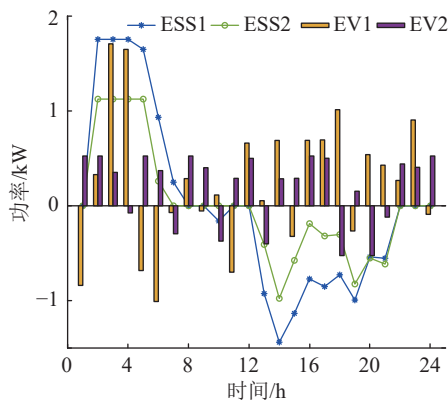


图6 馈线层储能与EV集群优化出力

Fig.6 Optimal output of energy storages and EV clusters

5.2.4 不同场景下分析

为突出文中所提分层分区策略优势, 即考虑馈线层区域划分并体现 SPPA-ADMM 分布式协调控制算法和 EV 集群参与调度的影响, 文中设立 4 种场景对比分析, 具体如表 3 所示, 其中 PSO 为粒子群优化算法。

(1) 收敛速度分析。为验证 SPPA-ADMM 分

表 3 场景配置

Table 3 Scene settings

场景	区域划分	求解算法	考虑EV集群调控
1	是	ADMM	是
2	是	SPPA-ADMM	是
3	是	SPPA-ADMM	否
4	否	PSO	是

布式并行求解在收敛性和求解速度方面的优势, 将 4 个场景的寻优求解过程进行对比, 不同场景下目标函数收敛情况如图 7 所示, 场景 1、2、4 的迭代时间见表 4。

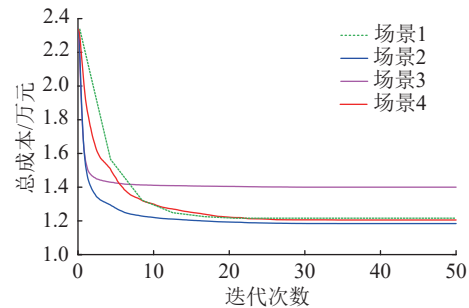


图7 不同场景下收敛情况

Fig.7 Convergence in different scenarios

表 4 不同算法迭代时间对比

Table 4 Iteration time comparison of different algorithms

场景	求解算法	迭代时间/s
1	ADMM	112.44
2	SPPA-ADMM	100.26
4	PSO	134.95

由图 7 可知, 场景 2 收敛到目标函数的速度最快, 场景 4 收敛速度最慢。结合表 4 可以发现, 采用 PSO 集中式求解的时间比 SPPA-ADMM 速度更慢, 这是因为场景 1、2 是在馈线层区域划分的基础上, 以区域为单位并行优化, 各区域的决策变量较少、求解难度较小, 故优化效率较高; 而场景 4 是在整个配电网范围内进行集中式优化, 决策变量较多、求解难度较大, 故优化效率较低。因此, 当配电网变量维数增多造成计算难度上升时, 通过配电网区域划分, 再结合并行式优化算法能有效提高求解速度。

(2) 不同场景下的系统节点电压。不同场景对应的典型日系统节点电压变化见图 8, 由数据和曲线可知, 不考虑 EV 集群调控参与电网优化调度, 即场景 3 下, 系统节点电压平均偏高, 最大值为节点 11, 电压值为 1.057 4 p.u., 优化 EV 集群出力即场景 2 和场景 4 下, 电压最大值分别降低至 1.038 7 p.u.

和 1.030 6 p.u., 电压最小值分别提升至 1.009 p.u.和 0.996 p.u., 还可以看出, 场景 2、4 中系统节点电压波动幅度有较明显的减小。进而可得, EV 集群作为柔性资源参与电网互动能够有效改善系统电压水平, 减少电压的波动风险与越限程度。

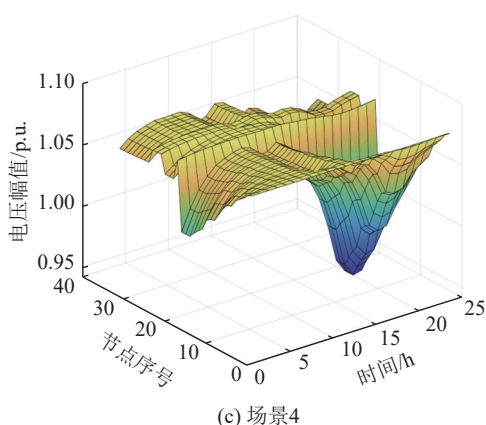
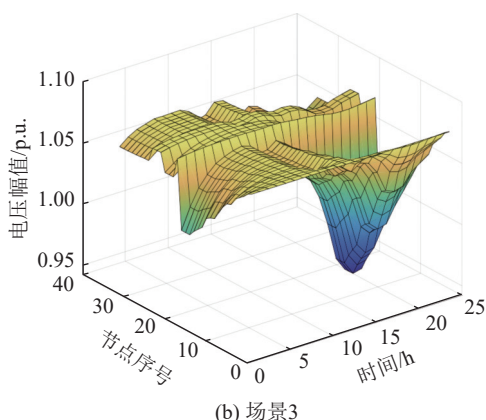
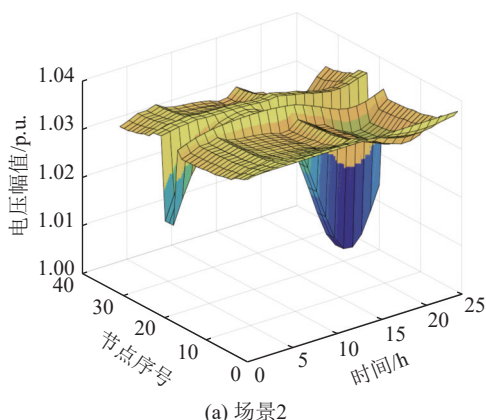


图 8 不同场景下的系统节点电压曲线
Fig.8 Voltage curves of system nodes in different scenarios

(3) 不同场景下效益分析。表 5 为不同场景下成本, 可知, 场景 1、场景 2 和场景 4 的总成本接近, 而场景 3 总成本较大, 这是因为场景 3 仅从自身需求出发进行无序充电, 使得在基础负荷的峰时段需向主变进行购电来平衡配电网电能平衡, 因此成本较高。从向输电网购电成本来看, EV 集群与配电

网互动, 减少了向主变购电的压力, 即在与电网友好互动的同时实现了经济性。

表 5 不同场景下效益分析

Table 5 Benefit analysis under different scenarios

单位: 元

场景	弃风弃光成本	储能运行成本	网损成本	购电成本	总成本
1	595.2	7 178.6	1 021.1	3 708.2	12 503.1
2	577.6	7 016.2	1 013.5	3 507.1	12 113.6
3	614.5	8 058.5	1 374.3	4 005.3	14 051.5
4	590.5	7 122.1	1 013.6	3 679.8	12 404.5

综上所述, 充分利用柔性可调资源有助于降低配电网总运行成本, 同时, 采用分区优化的方式能显著提高优化求解效率, 收敛性能更好。

6 结论

针对如何充分利用多层次灵活性资源协助系统运行的难题, 文中提出了支撑多种资源接入配电网的分级自治协同策略, 结论如下:

(1) 文中构建的主变-馈线-台区分层分区控制框架, 分别从各层级各区域进行自治协调控制, 充分挖掘多元资源可调节潜力和资源间互补特性, 能有效减少节点电压波动的幅度, 降低配电网总运行成本, 提高新能源就地消纳比率, 实现配电网安全、经济、绿色运行。

(2) 在考虑 EV 集群调控的场景下, EV 集群作为柔性资源参与电网互动能够有效改善系统电压的波动风险与越限程度, 同时减少配电网向主变购电的压力, 即在与电网友好互动的同时实现经济性。

(3) 当配电网变量维数增多造成计算难度上升时, 与配电网整体采用集中式优化场景相比, 通过配电网区域划分, 再结合并行式优化算法的方式可实现复杂分布式优化问题的求解, 显著提高收敛的速度。

参考文献:

[1] VIRAL R, KHATOD D K. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16(7): 5146-5165.

[2] 朱海军, 鞠立伟, 杨慧, 等. 计及不确定性的新型灵活性资源两阶段鲁棒配置优化模型[J]. *电力建设*, 2024, 45(7): 1-11.

ZHU Haijun, JU Liwei, YANG Hui, et al. Optimal two-stage robust configuration model and algorithm of new flexibility resources considering uncertainty[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(7): 1-11.

[3] 汤奕, 易俊, 薛峰. “双碳”目标下的新型电力系统规划与运行[J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(3): 241-242.

TANG Yi, YI Jun, XUE Feng. Planning and operation of new power system under the goal of "dual carbon"[J]. *Journal of*

- Global Energy Interconnection*, 2024, 7(3): 241-242.
- [4] 王继业, 赵俊华. 基于人工智能技术的新型电力系统优化运行与控制[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(3): 238-239.
WANG Jiye, ZHAO Junhua. Optimal operation and control of new power system based on artificial intelligence technology [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(3): 238-239.
- [5] 陈宇星, 梁芙蓉, 尤炜, 等. 含分布式光伏的配电网模型预测控制优化方法[J]. 电力工程技术, 2023, 42(6): 100-109.
CHEN Yuxing, LIANG Furong, YOU Wei, et al. Model predictive control optimization method for distribution network containing distributed photovoltaics [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(6): 100-109.
- [6] 卫文婷, 王丹, 贾宏杰, 等. 一种基于模型预测的城市园区分层分布式温控负荷需求响应控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(8): 2049-2056.
WEI Wenting, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. A hierarchical and distributed control strategy of thermostatically controlled appliances for city park based on load model prediction [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(8): 2049-2056.
- [7] JAHANGIR H, GOUGHERI S S, VATANDOUST B, et al. Plug-in electric vehicle behavior modeling in energy market: a novel deep learning-based approach with clustering technique [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(6): 4738-4748.
- [8] 袁晓冬, 费骏韬, 胡波, 等. 资源聚合商模式下的分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 17-26.
YUAN Xiaodong, FEI Juntao, HU Bo, et al. Joint scheduling model of distributed generation, energy storage and flexible load under resource aggregator mode [J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(22): 17-26.
- [9] 侯保清, 王健, 李毅, 等. 配网台区低电压治理及电能质量优化技术分析[J]. 中国设备工程, 2022(11): 227-228.
HOU Baoqing, WANG Jian, LI Yi, et al. Technical analysis of low voltage control and power quality optimization in distribution network area [J]. *China Plant Engineering*, 2022(11): 227-228.
- [10] 乐健, 王曹, 李星锐, 等. 中压配电网多目标分布式优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(23): 4972-4981.
LE Jian, WANG Cao, LI Xingrui, et al. The multi-object distributed optimization control strategy of medium voltage distribution networks [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(23): 4972-4981.
- [11] 赵鹏程. 含分布式光伏配电网的分层分级控制策略研究[D]. 哈尔滨: 东北农业大学, 2023.
ZHAO Pengcheng. Research on hierarchical control strategy of distribution network with distributed photovoltaic [D]. Harbin: Northeast Agricultural University, 2023.
- [12] TONKOSKI R, LOPES L A C, EL-FOULY T H M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, 2(2): 139-147.
- [13] 梁思琪, 边晓燕, 刘天蔚, 等. 计及台区资源聚合功率的中低压配电系统低碳优化调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3217-3227.
LIANG Siqi, BIAN Xiaoyan, LIU Tianwei, et al. Low-carbon optimal dispatching method for the medium and low voltage distribution system considering the aggregated power of station resources [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(8): 3217-3227.
- [14] 张世旭, 苗世洪, 杨炜晨, 等. 基于自适应步长 ADMM 的配电网分布式鲁棒优化调度策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 81-93.
ZHANG Shixu, MIAO Shihong, YANG Weichen, et al. Distributed robust optimal dispatch for active distribution networks based on alternative direction method of multipliers with dynamic step size [J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(1): 81-93.
- [15] 叶清泉, 吴明启, 吴旭光, 等. 基于 ADMM 的多区域直流系统完全分布式最优潮流算法[J]. 浙江电力, 2024, 43(2): 13-24.
YE Qingquan, WU Mingqi, WU Xuguang, et al. A fully distributed optimal power flow algorithm for multi-regional DC systems based on ADMM [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2024, 43(2): 13-24.
- [16] KRANING M. Dynamic network energy management via proximal message passing [J]. *Foundations and Trends® in Optimization*, 2014, 1(2): 73-126.
- [17] 刘辉, 杨坤, 王泉泉, 等. 基于 ADMM 算法的中低压配电网多目标分布式协调优化运行策略[J]. 电力建设, 2024, 45(9): 100-11.
LIU Hui, YANG Kun, WANG Xiaoxiao, et al. Multi-objective distributed optimal scheduling of distribution network with high-permeability distributed photovoltaic resource access [J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(9): 100-11.
- [18] 乐健, 周谦, 赵联港, 等. 基于一致性算法的电力系统分布式经济调度方法综述[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 44-54.
LE Jian, ZHOU Qian, ZHAO Liangang, et al. Overview of distributed economic dispatch methods for power system based on consensus algorithm [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(3): 44-54.
- [19] 赵波, 倪筹帷, 李志浩, 等. 基于自适应步长 ADMM 的电-气混联系统多时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 294-299.
ZHAO Bo, NI Chouwei, LI Zhihao, et al. Multi-time scale optimal scheduling of electricity-gas hybrid system based on adaptive step size ADMM [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(8): 294-299.
- [20] 韩禹歆, 陈来军, 王召健, 等. 基于自适应步长 ADMM 的直流配电网分布式最优潮流[J]. 电工技术学报, 2017, 32(11): 26-37.
HAN Yuxin, CHEN Laijun, WANG Zhaojian, et al. Distributed optimal power flow in direct current distribution network

- based on alternative direction method of multipliers with dynamic step size[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(11): 26-37.
- [21] 杨海柱, 代庚辉, 张鹏. 基于 ADMM-RGS 算法的综合能源系统多主体协同优化运行策略研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(6): 25-33.
YANG Haizhu, DAI Genghui, ZHANG Peng. Research on multi-agent collaborative optimization operation strategy for integrated energy system based on ADMM-RGS algorithm[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(6): 25-33.
- [22] ZHAO B, XU Z C, XU C, et al. Network partition-based zonal voltage control for distribution networks with distributed PV systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4087-4098.
- [23] MIRANDA V, HANG P S. Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 2143-2145.
- [24] 李化. 基于威布尔分布的风功率密度计算方法比较[J]. 南方能源建设, 2024, 11(1): 33-41.
LI Hua. Comparison of wind power density calculation methods based on weibull distribution[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(1): 33-41.
- [25] LI G Q, YAN K F, ZHANG R F, et al. Resilience-oriented distributed load restoration method for integrated power distribution and natural gas systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 341-352.
- [26] LIANG K J, WANG H T, LIN Z Z, et al. Distributed load restoration for interdependent transmission-distribution-gas systems considering pipeline gas storage capacity[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 153: 109254.
- [27] LI Z P, WU Q W, LI H, et al. Distributed low-carbon economic dispatch of integrated power and transportation system[J]. Applied Energy, 2024, 353: 122134.

作者简介:



金淦

金淦(2000),男,硕士在读,研究方向为新型有源配电网低碳优化调度(E-mail: 220233025@seu.edu.cn);

陈丽娟(1982),女,博士,副教授,研究方向为新能源发电与储能运行控制、电动汽车、需求侧管理;

陆慧君(1997),女,硕士在读,研究方向为新型有源配电网运行风险优化控制。

Hierarchical autonomous collaboration strategy to support multiple types of resource access to distribution network

JIN Gan¹, CHEN Lijuan¹, LU Huijun¹, LU Xintong², WU Zhi¹

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. College of Electrical, Energy and Power Engineering, Yangzhou University, Yangzhou 225009, China)

Abstract: The large-scale connection of distributed resources requires the flexible control ability of distribution network to be enhanced continuously. How to make full use of multi-level flexible resources to assist system operation has become an urgent problem. Therefore, a hierarchical autonomous collaboration strategy to support multiple types of resource access to distribution network is provided in this paper. Firstly, the characteristics of flexibility resources under multi-level are analyzed, and a probabilistic model for distributed resource output to reduce the influence of its uncertainty factors is adopted. Secondly, a hierarchical zonal optimization and dispatch model is constructed for the main substation-feeder-station area. The station area layer carries out internal autonomy and passes the equivalent results to the feeder layer. The feeder layer divides the area based on the network architecture and the operating characteristics of the resources, so as to realize the main-distribution cooperative optimization taking into account the security and economy of the system, and the spectral penalty parameter based adaptive alternating direction method of multipliers (SPPA-ADMM) is used for the solving. Finally, the improved IEEE 33-node example is selected for simulation. The simulation results show that the parallel control method adopted in this paper can effectively improve the efficiency of optimization solution, which verifies that the proposed strategy has guiding significance for the operation regulation of multiple distributed resources.

Keywords: station area autonomy; hierarchical partitioning; flexible resources; uncertainty in distributed resource output; main-distribution coordination; spectral penalty parameter based adaptive alternating direction method of multipliers (SPPA-ADMM)

(编辑 方晶)