

考虑电动汽车与分布式光伏协同的配电网集群划分与运行调度策略

陈楷¹, 王景钢¹, 王卉², 孙健³, 柯德平³, 徐箭³

(1. 国网河南省电力公司, 郑州 450000; 2. 郑州祥和电力设计有限公司, 郑州 450000; 3. 武汉大学电气与自动化学院, 武汉 430072)

摘要: 随着高比例、大规模分布式光伏并网以及电动汽车的普及, 如何发挥电动汽车灵活性、实现配电网分布式光伏与本地电动汽车负荷灵活性资源的友好协调是当前需要解决的重要问题。为此, 提出了考虑电动汽车与分布式光伏协同的配电网集群划分与运行策略。首先, 建立电动汽车可调充电功率灵活性聚合模型, 提出基于Louvain算法的改进模块度指标配电网分布式集群划分方法; 其次, 基于历史数据信息生成电动汽车多时间尺度充电场景, 提出考虑电动汽车充电灵活性的分布式集群协同优化模型; 最后, 采用同步交替方向乘子法(synchronous alternating direction multiplier method, SADMM)实现各集群优化模型的分布式求解。仿真结果表明, 利用电动汽车充电灵活性参与配电网协同运行可有效提高分布式光伏利用率, 并且在满足电动汽车用户充电需求的同时保证了配电网电压运行安全。

关键词: 分布式光伏; 电动汽车; 集群划分; 协同优化; 同步交替方向乘子

Cluster Partitioning and Operation Scheduling Strategy of Distribution Network Considering Electric Vehicles and Distributed PV Collaboration

CHEN Kai¹, WANG Jinggang¹, WANG Hui², SUN Jian³, KE Deping³, XU Jian³

(1. State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450000, China; 2. Zhengzhou Xianghe Electric Power Design Co., Ltd., Zhengzhou 450000, China; 3. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: With the high proportion and large-scale distributed photovoltaic grid-connection and the popularity of electric vehicles, how to exert the flexibility of electric vehicles to coordinate friendly distributed photovoltaic and local electric vehicle load flexibility resources in the distribution network is the important issue that needs to be solved. Therefore, distribution network cluster partitioning and operation strategy are proposed considering the collaboration between electric vehicles and distributed photovoltaic. Firstly, an adjustable charging power and flexible aggregation model of electric vehicles is established, and a distributed network cluster partitioning method based on Louvain algorithm with improved modularity index is proposed. Secondly, based on historical data, multi-time scale charging scenarios of electric vehicles are generated, and a distributed cluster collaborative optimization model is proposed considering charging flexibility of electric vehicles. Finally, the algorithm of synchronous alternating direction multiplier method (SADMM) is used to solve distributedly for optimal models of all clusters. The simulation results show that the use of electric vehicles charging flexibility to participate in the collaborative operation of the distribution network can effectively improve the utilization rate of distributed photovoltaic, and ensure the safety of the voltage operation of the distribution network while meeting the charging needs of electric vehicles users.

Key words: distributed photovoltaic; electric vehicles; cluster partitioning; collaborative optimization; synchronous alternating direction multiplier method (SADMM)

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52377121); 国网河南省电力公司科技项目(521710230004)。

Foundation item: Supported by the National Science Foundation of China (52377121); the Science and Technology Project of State Grid Henan Electric Power Company (521710230004).

0 引言

大规模光伏以分布式发电方式从用户侧接入电网,已成为可再生能源并网的主要形式。以河南省为例,2023年,全省分布式光伏(distributed photovoltaic, DPV)并网创历史新高,最大达1.509 2 GW,为上一年同期最大出力(9.21 GW)的1.6倍。随着高渗透率DPV接入配电网,传统的电力系统运行安全面临严峻考验^[1-3]。充分利用配电网负荷侧灵活性资源,对增加DPV消纳容量与调节配电网电压稳定性具有重要作用^[4]。

随着电动汽车(electric vehicle, EV)大规模普及,相比于传统电力负荷,EV负荷由于响应速度快、利用率高,是一种有巨大潜力的配电网运行负荷侧灵活性调度资源,目前受到国内外广泛关注。为研究EV对配电网的支持能力,文献[5]综合考虑新能源与EV多种场景和多时间尺度灵活性指标,提出了基于信息熵和DS(dempster/shafer)证据理论的配电网灵活性评估方法。为实现EV作为等效虚拟储能参与需求响应电力市场交易,文献[6]建立了EV集群参与电力市场的模型,重点研究了不同利益相关者之间经济利益所导致的模型的可行性问题。文献[7]综合考虑EV在参与控制过程中的需求和车主的满意度,提出了一种分散自适应电动汽车控制方案参与孤岛微电网一次调频。文献[8]综合考虑EV与车网互动(vehicle to grid, V2G)运营商主体的市场利益关系,提出EV参与调峰需求响应的V2G运营商优化调度策略。综上,EV集群参与配电网稳定运行的研究主要集中在EV灵活性潜力评估、市场行为和需求响应层面。然而,较少从电动汽车集群(electric vehicle aggregation, EVA)的充电功率灵活调节方面研究电动汽车集群参与配电网稳定运行的调度策略。

对配电网进行集群划分是一种解决电力系统运行稳定问题的一种高效方法^[9-12]。首先,将配电网划分为几个集群,其中一个集群中的节点彼此强耦合,而另一个集群中的节点则松散耦合,每个集群基于内部特征实现各自内部最优,且在不同集群之间具有灵活性,其适合于运行条件复杂的大型配电网系统^[13-14]。国内外关于配电网分布式集群划分与协同运行策略的研究已有一定进展,例如,文献[15]使用K-means对网络进行划分,文献[16-

19]使用模块化指标对配电网进行划分。在考虑划分指标方面,文献[20]通过考虑电压无功功率灵敏度(sensitivity of voltage to reactive power, SVQ)和无功功率灵活性对原有的模块化指标进行了修改。文献[21]进一步修改了模块化,加入了电压有功功率灵敏度(sensitivity of voltage to active power, SVP)和有功功率可用性,为实现分布式集群协同控制。文献[22-24]采用交替方向乘法(alternating direction multiplier method, ADMM)实现分布式集群的协同运行。然而,在分布式集群划分与协同运行方法中,各集群内部的EV充电可调灵活性因素尚未被考虑,因此,研究如何在划分时考虑各集群EV充电可调灵活性,并建立考虑其灵活性的分布式集群协同运行策略。

基于上述分析,本文提出了考虑EV与DPV协同的配电网集群划分与运行策略。首先,对EVA充电功率可调范围进行建模,生成EVA多时间尺度充电场景;其次,提出基于Louvain算法的考虑多指标配电网分布式集群划分方法;最后,提出了考虑EVA充电灵活性的分布式集群协同优化模型。IEEE 33节点算例的仿真结果验证了本文所提策略的有效性。

1 电动汽车充电功率灵活性建模

1.1 单个电动汽车充电模型

EV的充电功率可调灵活性表现为:在EV的充电功率约束范围内,可以在满足用户充电需求的同时调整各调度时段充电功率大小,实现EV充电与配电网的友好互动。具体地,如图1所示, Δt 为调度时段, $S_{EV,sl}^i$ 与 $S_{EV,ex}^i$ 分别为第*i*个EV初始充电荷电系数(state of charge, SOC)与离开时用户期望荷电系数。充电功率调整前,线段 ag 直接进行连接表示在EV全调度时段采用额定功率进行充电。调整后,EV在 ab 段与 de 段出力增加,提供向上的灵活性;在 cd 段出力减少,在其余时段功率为0,提供向下灵活性。在EV离开时满足用户充电需求,在充电过程中调整功率大小不影响用户体验。单个EV的实际充电功率可由式(1)表示。

$$P_{EV}^i(t) = P_{EV,0}^i(t) + \Delta P_{EV}^i(t) \quad (1)$$

式中: $P_{EV,0}^i(t)$ 与 $P_{EV}^i(t)$ 分别为第*i*个EV在*t*时刻调整前后的功率; $\Delta P_{EV}^i(t)$ 为第*i*个EV在*t*时刻调整功率。

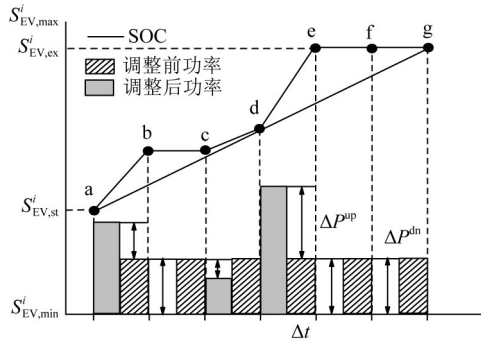


图1 EV充电功率调整示意图

Fig. 1 Diagram of EV charging power adjustment

EV充电的上下约束为:

$$P_{EV,min}^i \leq P_{EV}^i(t) \leq P_{EV,max}^i \quad (2)$$

式中 $P_{EV,max}^i$ 与 $P_{EV,min}^i$ 分别为EV充电功率最大、最小值。

EV的SOC系数可以表示为:

$$S_{EV}^i(t+1) = S_{EV}^i(t) + P_{EV}^i/E_{EV}^i \quad (3)$$

式中: $S_{EV}^i(t)$ 为 t 时刻第 i 个EV的SOC系数; E_{EV}^i 为第 i 个EV电池容量。

EV的SOC系数应在一定范围内以保持电池寿命。

$$S_{EV,min}^i(t) \leq S_{EV}^i(t) \leq S_{EV,max}^i \quad (4)$$

式中 $S_{EV,max}^i$ 与 $S_{EV,min}^i$ 分别为第 i 个EV的SOC系数最大、最小值。

EV在离开时, 保证其SOC系数达到期望值。

$$S_{EV}^i(t_{end}) \geq S_{EV,ex}^i \quad (5)$$

式中: $S_{EV,ex}^i$ 为第 i 个EV充电结束时SOC系数的用户期望SOC值; t_{end} 为EV充电结束时刻。

用户的SOC系数的期望与充电时长相关, 可表示为:

$$S_{EV,ex}^i = \min(S_{EV}^i(t_{start}) + (t_{end} - t_{start})P_{EV,0}^i, S_{EV,max}^i) \quad (6)$$

式中 t_{start} 为EV充电开始时刻。

1.2 电动汽车集群模型

电动汽车集群模型是其中所有单个EV的聚合。在系统级聚类 and 集群级控制中需要对每个EV进行信息聚合。EVA的充电功率表示为:

$$P_{EVA}(t) = P_{EVA,0}(t) + \Delta P_{EVA}(t) \quad (7)$$

式中: P_{EVA} 与 $P_{EVA,0}$ 分别为EVA调整前后总功率; ΔP_{EVA} 为EVA总调整功率。

EVA的总调整功率应等于个体的EV的调整功率之和:

$$\Delta P_{EVA}(t) = \sum_{i=1}^N \Delta P_{EV}^i(t) \quad (8)$$

式中: $\Delta P_{EV}^i(t)$ 为第 i 个EV在 t 时刻调整功率; N 为EV总数量。

1.3 电动汽车充电场景生成

历史数据来源为某城市的EV充电桩的充电记录。每条数据包含初始充电SOC值, 初始充电时刻与充电时长。采用非参数核密度估计方法获得每条数据的概率分布如式(9)所示, 核函数选择高斯类型核函数 $K(\cdot)$ 如式(10)所示。

$$f(x) = \frac{1}{gH} \sum_{i=1}^g K\left(\frac{x-x_i}{H}\right) \quad (9)$$

$$K\left(\frac{x-x_i}{g}\right) = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\right) \exp\left[-\frac{x-x_i}{2H^2}\right] \quad (10)$$

式中: $f(\cdot)$ 为非参数核密度估计函数; g 为用于估计的数据数量; H 为带宽; x 为一组确定样本数据; x_i 为其他样本数据。

基于非参数估计方法可建立EV的初始充电SOC值、初始充电时刻与充电时长的概率分布模型。

采用蒙特卡洛(Monte Carlo)模拟方法, 根据估计的概率分布信息生成EV的初始充电SOC值、初始充电时刻与充电时长场景, 抽取一组单个EV场景, 得到EV日内多时段充电负荷曲线。抽取数量为 N 组EV, 总的EVA充电负荷曲线由每辆EV充电负荷曲线累加而成。

2 分布式集群划分策略

在已有集群算法中, 基于模块化的Louvain算法由于其可以量化聚类质量, 不需要预先确定的聚类数量, 并且计算速度快而具有显著优势。优化步骤为:

1) 选取节点依次与模块度指标增量最大的邻居组合, 形成局部社区;

2) 社区聚集形成“虚拟”节点, 建立新的网络, 然后重复步骤1);

3) 重复整个过程, 直到模块度指标值没有正增加, 得到最优聚类结果。

模块度指标的选取用于衡量网络中某一特定分区的质量, 是Louvain算法的重要指标, 本文利用节点电压灵敏度指标、灵活性支撑指标对传统模块

度指标进行修正, 灵活性支撑指标中考虑 EVA 灵活性调节能力, 实现配电网分布式集群合理划分。

2.1 传统模块度指标

模块化指标用于衡量划分区域的网络连接水平, 模块化指标数值越高, 说明集群内节点耦合越强, 集群间节点耦合越弱, 集群划分结果越好。模块化指数的定义如下。

$$\alpha = \frac{1}{2m} \sum_i \sum_j [A_{ij} - \frac{k_i k_j}{2m}] \delta_{ij} \quad (11)$$

式中: α 为模块化指数; A_{ij} 为 i 、 j 节点的连接情况, 两节点相连接为 1, 否则为 0; δ_{ij} 为节点从属关系, $\delta_{ij} = 1$ 表示 i 、 j 节点在相同集群, $\delta_{ij} = 0$ 表示 i 、 j 节点不在相同集群; k_i 为与 i 节点相连接的所有边值之和; m 为 i 、 j 为与所有边连接的权值之和, 分别表示为:

$$k_i = \sum_j A_{ij} \quad (12)$$

$$m = \sum_i \sum_j A_{ij} \quad (13)$$

2.2 电压灵敏度指标

电压敏感性描述了由于另一个节点的功率注入变化而导致一个节点的电压幅度变化的程度。这些信息通常是通过网络的雅可比矩阵求逆得到的。

辐射电网的电压幅值变化可以表示为电压对相关电力变量的灵敏度关系, 以线性化的形式描述其影响。

$$\Delta V_n = S_{j,n}^{VP} \cdot \Delta P_j + S_{j,n}^{VQ} \cdot \Delta Q_j \quad (14)$$

式中: ΔV_n 为节点 n 的电压变化量; ΔP_j 与 ΔQ_j 分别为节点 j 的有功功率与无功功率变化量; $S_{j,n}^{VP}$ 与 $S_{j,n}^{VQ}$ 分别为节点 j 功率变化对节点 n 影响的电压有功功率灵敏度与无功功率灵敏度, 其为雅可比矩阵系数, 可通过牛顿-拉夫逊法求得^[25]。

集群 i 的电压灵敏度指标可表示为:

$$S_i^V = \sum_{j,n \in \phi_i} (S_{j,n}^{VP} + S_{j,n}^{VQ}) \quad (15)$$

式中: S_i^V 为电压灵敏度指标; ϕ_i 为集群 i 包含的配电网节点集合。

2.3 灵活性支撑指标

2.3.1 无功功率支撑

分布式光伏逆变器可提供一定程度的无功支撑, 分布式光伏运行约束为:

$$0 \leq P_i^{DG}(t) \leq P_{i,max}^{DG} \quad (16)$$

$$-Q_{i,max}^{DG} \leq Q_i^{DG}(t) \leq Q_{i,max}^{DG} \quad (17)$$

$$Q_{i,max}^{DG} = P_{i,max}^{DG} \tan \varphi \quad (18)$$

式中: P_i^{DG} 与 Q_i^{DG} 分别为集群 i 光伏出力有功功率与无功功率; $P_{i,max}^{DG}$ 与 $Q_{i,max}^{DG}$ 分别为光伏逆变器有功功率与无功功率上限; 本文采用恒功率因数控制策略, φ 为功率因数角 (取 $\tan \varphi = 0.8$)。

静态无功补偿装置 (static var compensator, SVC) 可以实现快速无功功率调整, 运行约束为:

$$Q_{i,min}^{SVC} \leq Q_i^{SVC}(t) \leq Q_{i,max}^{SVC} \quad (19)$$

式中: $Q_i^{SVC}(t)$ 为集群 i 处 SVC 的 t 时刻无功功率调整量; $Q_{i,max}^{SVC}$ 与 $Q_{i,min}^{SVC}$ 分别为集群 i 处 SVC 可投运容量上下限。

t 时刻集群 i 的最大无功功率支持能力可表示为:

$$Q_i^{su}(t) = Q_{i,max}^{DG} + Q_{i,max}^{SVC} \quad (20)$$

式中 Q_i^{su} 为集群 i 的最大无功功率支持能力。

2.3.2 有功容量支撑

EVA 向上最大灵活性容量可表示为:

$$E_{EV}^{up} = \sum_{i=1}^N \left[(P_{EV,max}^i - P_{EV,0}^i) \times \frac{(S_{EV,cx}^i - S_{EV}^i(t_{start})) E_{EV}^i}{P_{EV,max}^i} \right] \quad (21)$$

式中: E_{EV}^{up} 为 EVA 向上最大灵活性容量; 式 (21) 右侧第一项为 EV 充电时段的最大向上调整功率, 第二项分式为最大可利用小时数。

从图 1 可以看出 EVA 的向下灵活性在整个调度时段上与向上灵活性容量相同, 电动汽车的有功功率支持能力可以表示为:

$$E_{i,EV}^{su} = 2E_{EV}^{up}/T_{EV}^{av} \quad (22)$$

式中: $E_{i,EV}^{su}$ 为电动汽车的最大有功功率支持容量; T_{EV}^{av} 为 EV 平均充电时间, 其值为总充电时间与数量 N 的比值。

电储能 (electricity energy storage, ES) 的充放电功率约束可表示为:

$$0 \leq \mu P_{ES}^{cha}(t) \leq P_{ES}^r \quad (23)$$

$$0 \leq (1 - \mu) P_{ES}^{dis}(t) \leq P_{ES}^r \quad (24)$$

式中: P_{ES}^{cha} 与 P_{ES}^{dis} 分别为 ES 充放电功率; P_{ES}^r 为 ES 最大充放电功率; μ 为布尔变量。

ES 设备的 SOC 值约束为:

$$S_{ES}(t+1) = S_{ES}(t) + \left(P_{ES}^{cha}(t) \eta_c - \frac{P_{ES}^{dis}(t)}{\eta_d} \right) / E_{ES} \quad (25)$$

式中: S_{ES} 为 ES 设备 SOC 值; η_c 与 η_d 分别为 ES 设备充放电效率; E_{ES} 为 ES 设备容量。配电网运行

时, ES 设备可提供的灵活性容量与集群内储能设备总容量相等。

集群 i 的有功支持能力可表示为:

$$E_i^{\text{su}} = E_{i,\text{EV}}^{\text{su}} + E_{i,\text{ES}}^{\text{su}} \quad (26)$$

式中: E_i^{su} 为集群 i 的有功功率支持能力; $E_{i,\text{ES}}^{\text{su}}$ 为集群 i 的 ES 设备有功功率支持能力。

2.4 改进模块度指标

为减小量纲不同的影响, 将有功功率与无功功率灵活性支撑能力指标进行规范化如式(27)所示, 融入原有的模块化指标, 指标标准化值越接近于 1, 说明支撑能力越强。考虑规划时段内的运行状况, 对配电系统的聚类结果进行评价, 则修正后的模块化指数如式(28)所示。

$$X'_{\text{index}} = \frac{|X_{\text{index}} - X_{\text{index}}^{\text{max}}|}{X_{\text{index}}} \quad (27)$$

$$\alpha_{\text{mo}} = \omega_1 \alpha_i + \omega_2 S_i^V (\omega_3 Q_i^{\text{su}} + \omega_4 E_i^{\text{su}}) \quad (28)$$

式中: α_{mo} 为修正后的模块化指数; α_i 为集群 i 的模块化指数; X_{index} 与 X'_{index} 分别为各指标实际值与标准化值; $X_{\text{index}}^{\text{max}}$ 为各指标最大值; Q_i^{su} 与 E_i^{su} 分别为 Q_i^{su} 与 E_i^{su} 指标标准化的值; ω_1 、 ω_2 、 ω_3 与 ω_4 为每一部分指标的权重, 设置权重 $\omega_1 + \omega_2 = 1$ 与 $\omega_3 + \omega_4 = 1$, 确保修改后的模块度指标是归一化后的结果。 α_{mo} 值越大, 集群内节点联系越紧密, 且电压灵敏度与灵活性支撑能力越强。

Louvain 算法已经较为成熟, 详细计算步骤见文献[26]。

3 协同优化策略

集中优化策略计算复杂度较高, 配电网被划分为多个集群后, 根据每个集群的内部实际情况优化调度策略, 根据 DPV 与负荷预测数据, 采用 SADMM 建立基于配电网分布式调度模型。

3.1 目标函数

配电网优化问题的目标是使集群运行成本最小, 包括从上级电网购电成本、DPV 削减成本、ES 运行成本与损耗成本。优化结果保证所有节点电压保持在可接受的范围内, 且保证集群内所有 EV 的充电需求都能满足用户需求。所以, 目标函数 C 可表示为:

$$\min C = C_{\text{buy}} + C_{\text{PV},c} + C_{\text{ES}} + C_{\text{loss}} \quad (29)$$

式中: C_{buy} 为购电成本; $C_{\text{PV},c}$ 为光伏有功功率削减成本; C_{ES} 为 ES 运行成本; C_{loss} 为损耗成本。

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{dis}}(t) c_{\text{dis}} \quad (30)$$

$$C_{\text{PV},c} = \sum_{t=1}^T P_{\text{PV},c}(t) c_{\text{PV},c} \quad (31)$$

$$C_{\text{ES}} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{ES}}^{\text{cha}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{dis}}(t)) c_{\text{ES}} \quad (32)$$

$$C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{loss}}(t) c_{\text{loss}} \quad (33)$$

式中: c_{dis} 、 $c_{\text{PV},c}$ 、 c_{ES} 、 c_{loss} 分别为单位购电成本、切光伏成本、ES 运行成本与线路损耗成本; P_{dis} 、 $P_{\text{PV},c}$ 、 P_{loss} 分别为配电功率、光伏有功削减功率与线路损失功率。

本文配电网潮流模型采用二阶锥松弛后的 DistFlow 模型, 常见支路电流约束同样详见文献[27]。优化模型包含 EVA 运行约束(式(1)–(8)), 无功功率装置运行约束(式(14)–(17))。在无功装置和 EVA 协同控制电压后, 每个节点的电压都应在可接受的范围内。

$$0.95 \leq \bar{V}_j(t) \leq 1.05 \quad (34)$$

式中 $\bar{V}_j$ 为节点电压标幺值。

3.2 基于 SADMM 算法的分布式优化求解策略

相比于传统 ADMM 算法, 同步交替方向乘子法 (synchronous alternating direction multiplier method, SADMM) 使各分布式集群进行同步计算, 进行每一次计算后, 与连接自身的上下游集群交换虚拟边界联络线的数据。SADMM 在保护各及集群隐私的条件下提高了整体计算速度。为实现考虑配电网分布式集群协同优化的 SADMM 算法, 首先将配电网进行解耦。相关理论介绍详见文献[28], 本文不作过多赘述。

各集群间联络变量为有功功率 P 、无功功率 Q 与电流 I 。在集群每一次优化时, 将其与相邻集群的上一次迭代的虚拟边界联络线变量的平均值作为此次迭代过程中的参考值进行计算。

$$x_{ij}^{m+1} = x_{ij}^{m+1} = \frac{x_{ij}^m + x_{ij}^m}{2} \quad (35)$$

式中 x_{ij}^m 与 x_{ij}^m 分别为第 m 次迭代时集群 i 与集群 j 传递的联络变量。

各集群的联络变量更新方式为:

$$x_{ij}^{m+1} = \arg \min \left(f(x_{ij}^m) + \lambda_{ij}^m (x_{ij}^m - x_{j,i}^m) + \frac{\rho_{ij}^m}{2} (x_{ij}^m - x_{j,i}^m)^2 \right) \quad (36)$$

式中: $f(\cdot)$ 为传递变量 x_{ij}^m 对应的目标函数值; λ_{ij}^m 为拉格朗日乘子; ρ_{ij}^m 为惩罚因子。为增大收敛速度, 采用自适应步长方法改进 SADMM, 可以在迭代过程中根据原始残差和对偶残差动态调整步长。

$$\rho_{ij}^{m+1} = \begin{cases} \rho_{ij}^m / \left[1 + \ln \left(\frac{\sigma_{ij}^{D,m}}{\sigma_{ij}^{P,m}} \right) \right], & \left(\frac{\sigma_{ij}^{D,m}}{\sigma_{ij}^{P,th}} \right) \geq 10 \left(\frac{\sigma_{ij}^{P,m}}{\sigma_{ij}^{P,th}} \right) \\ \rho_{ij}^m \left[1 + \ln \left(\frac{\sigma_{ij}^{P,m}}{\sigma_{ij}^{D,m}} \right) \right], & \left(\frac{\sigma_{ij}^{P,m}}{\sigma_{ij}^{P,th}} \right) \geq 10 \left(\frac{\sigma_{ij}^{D,m}}{\sigma_{ij}^{D,th}} \right) \\ \rho_{ij}^m, & \text{其他} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $\sigma_{ij}^{P,m}$ 与 $\sigma_{ij}^{D,m}$ 分别为原始残差与多偶残差, 计算公式如式(34)—(35)所示; $\sigma_{ij}^{P,th}$ 与 $\sigma_{ij}^{D,th}$ 分别为原始残差与对偶残差阈值。

$$\sigma_{ij}^{P,m} = \sum_{t=1}^T (C_{ij'}^m - C_{ij}^m)^2 \quad (38)$$

$$\sigma_{ij}^{D,m} = \max \left[\sum_{t=1}^T (C_{ij'}^{m+1} - C_{ij'}^m)^2, \sum_{t=1}^T (C_{ij}^{m+1} - C_{ij}^m)^2 \right] \quad (39)$$

式中 $C_{ij'}^m$ 与 C_{ij}^m 分别为第 m 次迭代时集群 i 与集群 j 传递的成本联络变量。

更新拉格朗日乘子如式(40)所示。

$$\lambda_{ij}^{m+1} = \lambda_{ij}^m + \rho_{ij}^m (x_{ij'}^m - x_{ij}^m) \quad (40)$$

SADMM 算法收敛条件为原始残差与对偶残差小于阈值^[29], 设置为 0.01。

$$\sigma_{ij}^{P,m} \leq \sigma_{ij}^{P,th} \quad (41)$$

$$\sigma_{ij}^{D,m} \leq \sigma_{ij}^{D,th} \quad (42)$$

4 算例分析

4.1 算例介绍

为验证考虑 EV 充电灵活性的配电网集群划与协同运行策略的有效性, 以改进的 IEEE 33 节点系统为例^[30], 在 MATLAB 2018b 环境下进行仿真。

配电网系统接入情况如下: 1) 10 台 DPV 发电系统; 2) 3 台 ES 系统; 3) 3 台 SVC; 4) 6 台功率可调 EV 充电站。EV1—EV6 的 EV 数量分别为 3 000、1 500、4 500、2 200、1 000、1 000。ES1—ES3 配置容量均为 5 000 kW, 最大充放功率为 860 kW。

为验证本文考虑 EVA 充电灵活性后集群划分方法的有效性, 设置了两种配电网集群划分方案与协同运行策略。

方案 1: 集群划分与分布式运行优化模型考虑配电网电压灵敏度、无功功率支撑能力指标、ES 有功功率支持指标, 忽略 EVA 有功功率支持

指标。

方案 2: 集群划分与分布式运行优化模型考虑配电网电压灵敏度、无功功率支撑能力指标、ES 有功功率支持指标与 EVA 有功功率支持指标。

4.2 集群划分结果分析

各方案配电网集群划分结果如图 2 所示, 方案 1 不考 EVA 灵活性指标, 依据模块化指标、功率平衡指标与 ES 灵活性指标进行划分, 将配电网划分为 4 个集群。EVA 灵活性在源荷平衡与灵活性支撑方面发挥重要作用, 引入 EVA 有功功率支撑指标后结构化指标进一步削弱, 将配电网划分为 6 个集群, 虽然结构强度稍弱于方案 1, 然而各集群内调控能力明显增加。

各方案集群划分指标结果如表 1 所示。结合表 1 中各方案指标值与图 2 可以发现, 方案 1 的电压灵敏度指标与无功功率支撑指标平均值分别为 0.755、0.827, 相比方案 2 (平均值分别为: 0.728、0.769) 较优。然而, 方案 2 的有功功率支撑指标平均值为 0.821, 相比方案 1 (平均值为 0.6) 有显著提高。在方案 1 中集群 2 的有功功率灵活性支持能力为 0, 无法充分发挥内部集群的功率自治能力。而方案 2 划分得到的各集群的有功功率支撑能力均较优, 指标均达到 0.65 以上, 并且电压灵敏度指标与无功功率支撑指标平均值仅下降 0.037 与 0.058, 所以方案 2 中各集群都具有较强的群内功率自治能力, 集群划分结果优于方案 1。

4.3 协同优化运行结果分析

依据 4.2 得到的方案 2 集群划分结果, 利用 SADMM 算法对多集群进行分布式协同优化。为验证 SADMM 算法求解本文协同优化模型的有效性, 本文采用集中式优化对模型进行进一步求解, 两种方法的收敛曲线如图 3 所示。经过 28 次迭代, SADMM 分布式优化与集中式优化结果趋于一致, 集中式优化得到的配电网总运行成本为 3 005.3 元, 误差率仅为 0.073%。

为进一步探究 EVA 参与配电网运行调度的有功功率支持能力, 图 4 展示了方案二 EVA 的 24 h 灵活性支撑功率变化, 从图 4 可以看出, EVA 可以充分发挥充电功率可调灵活性特征, 在 PV 高发时段 (11:00—13:00), EVA 可提供较大的向上灵活性功率, 增加配电网分布式光伏消纳能力。而在其他时段, EVA 也通过调整充电功率发挥着削峰填谷

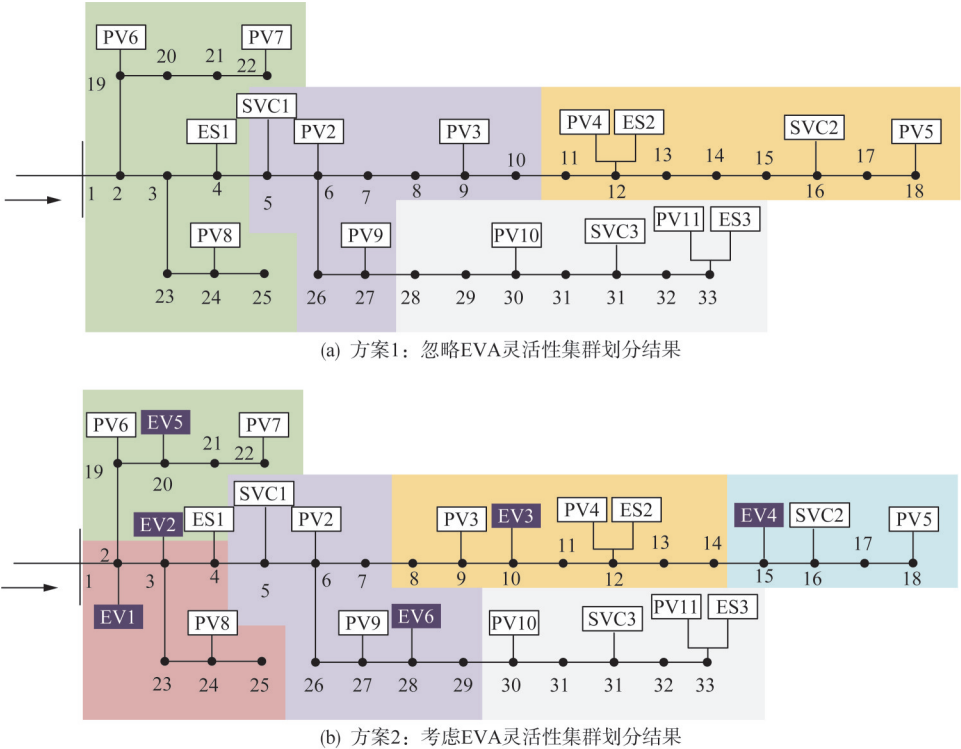


图2 集群划分结果

Fig. 2 Results of cluster partitioning

表 1 各集群指标值

Tab. 1 Index values of various clusters

方案	集群	S_i^v	E_i^{su}	Q_i^{su}
1	1	0.823	0.600	0.782
	2	0.772	0	0.703
	3	0.716	0.800	0.823
	4	0.708	1.000	1.000
2	1	0.782	0.658	0.652
	2	0.752	1.000	0.703
	3	0.716	0.758	1.000
	4	0.708	0.854	0.778
	5	0.652	0.802	0.723
	6	0.711	0.853	0.758

作用。

对比方案一与方案二运行优化结果的各项成本如表 2 所示。相比于方案 1, 方案 2 利用 EVA 充电功率可调灵活性参与协同优化调度后, 各项成本均有所减少, 节约总成本 52.1%。从表 2 还可以看出, 利用 EVA 后储能运行成本与光伏削减成本显著减少, 说明 EVA 在消纳分布式光伏出力具有较大作用。

图 5 展示了两种方案是否考虑 EVA 参与运行调

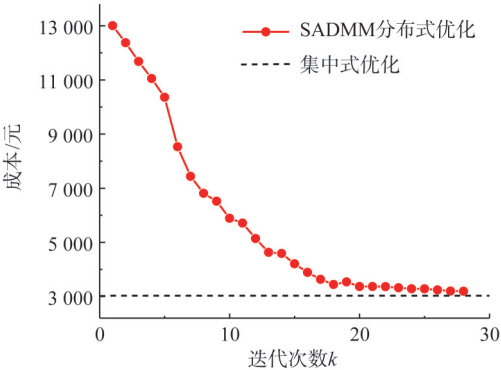


Fig. 3 Process of iterative convergence

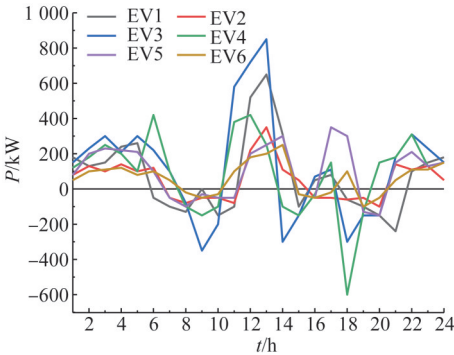


Fig. 4 Power support by EVA

表 2 运行成本对比

Tab. 2 Cost comparison of operation

元

方案	储能运行成本	购电成本	光伏削减成本	损耗成本	总成本
1	2 025.8	3 146.2	1 023.5	83.5	6 279.0
2	525.8	2 215.6	215.8	51.3	3 008.5

度的 24 h ES 充放功率变化。对比图 5 可以发现, 考虑 EVA 后的 ES 充放电功率明显减小, 在配电网 PV 高发时段, 主要利用 EVA 参与灵活性调度, 降低储能运行成本。在整个运行时段内, EVA 可以发挥储能替代作用, 在可以满足用户充电需求的情况下, 减少储能利用率, 降低运行成本。

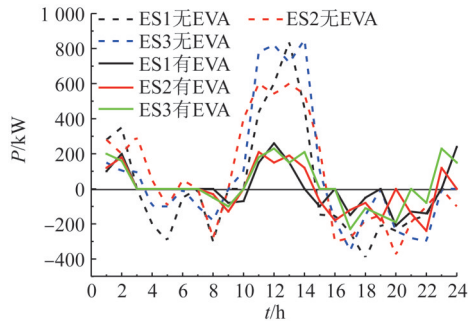


图 5 储能充放电功率

Fig. 5 Charge and discharge powers of ES

5 结论

为发挥 EV 充电可调灵活性, 实现配电网分布式光伏与本地 EV 负荷灵活性资源的友好协同调度。本文提出了考虑 EV 充电可调灵活性的配电网集群分布式集群划分方法与协同运行策略, 得出主要结论如下。

1) 对比不考虑 EVA 参与配电网调度的分布式集群划分结果, 本文方案考虑 EVA 后各集群的有功功率支撑能力均较优, 指标均达到 0.65 以上, 并且电压灵敏度指标与无功功率支撑指标平均值仅下降 0.037 与 0.058, 各集群都具有较强的群内功率自治能力。

2) 本文求解分布式集群优化模型的 SADMM 分布式优化算法与集中式优化结果趋于一致, 集中式优化得到的配电网总运行成本为 3 005.3 元, 误差率仅为 0.073%。

3) EVA 在参与配电网运行调度时可以充分发挥储能替代作用, 在满足用户充电需求的情况下减少了储能利用率, 增加了光伏消纳容量, 降低了配

网运行成本。

然而, 本文研究的 EVA 参与配电网运行调度均依据日前源、荷预测数据与历史 EV 充电数据进行日前优化调度。日内 EV 充电行为预测与滚动优化是下一步研究的重点。

参考文献

- [1] 高强, 秦晓辉, 张媛媛, 等. 碳减排需求下面向多元交互策略设计的微电网分布式能源发展规划研究[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3574 – 3583.
GAO Qiang, QIN Xiaohui, ZHANG Yuanyuan, et al. Research on microgrid distributed energy development planning for multiple interactive strategy design under the demand of carbon emission deduction [J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3574 – 3583.
- [2] LI J L, YAO Y C, QIN J W. Research on control strategy of distributed photovoltaic cluster based on improved particle swarm-gray wolf coupling algorithm [J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 11(9): 1 – 14.
- [3] 张建新, 刘宇明, 邱建, 等. 区域新能源并网暂态功角稳定分析与紧急控制策略优化[J]. 南方电网技术, 2024, 18(7): 129 – 138.
ZHANG Jianxin, LIU Yuming, QIU Jian, et al. Transient power angle stability analysis and emergency control strategy optimization of new energy grid connection in southern China [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(7): 129 – 138.
- [4] 朱志芳, 胡柳君, 董红, 等. 基于光-储-微网合作博弈的保供电型微电网运营模式[J/OL]. 南方电网技术, 1 – 12[2024 – 06 – 14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.TK.20240518.2102.010.html>.
ZHU Zhifang, HU Liujun, DONG Hong, et al. Operation model of power-preserving microgrid based on Light-storage-Microgrid cooperative game [J/OL]. Southern Power System Technology, 1 – 12[2024 – 06 – 14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.TK.20240518.2102.010.html>.
- [5] 陈忠华, 陈致远, 王梦涵, 等. 考虑电动汽车接入的配电网灵活性评估方法[J]. 现代电力, 2022, 39(6): 702 – 709.
CHEN Zhonghua, CHEN Zhiyuan, WANG Menghan, et al. Distribution network flexibility assessment method considering electric vehicle access [J]. Modern Electric Power, 2022, 39(6): 702 – 709.
- [6] LU S F, HAN B, XUE F. Multi-objective optimization of EV charging and discharging for different stakeholders [J]. GSEE Journal of Power and Emergency Systems, 2023, 9(6): 2301 – 2307.
- [7] 吴盛军, 曹路, 陈浩, 等. 基于充放电裕度的电动汽车集群一次调频控制策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 154 – 162, 188.
WU Shengjun, CAO Lu, CHEN Hao, et al. Primary frequency modulation control strategy of electric vehicle cluster based on charge-discharge margin [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 154 – 162, 188.
- [8] 金国彬, 李双, 李国庆, 等. 考虑电动汽车集群时空能量可控特性的交直流混合配电网紧急优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 102 – 109.

- JIN Guoshan, LI Shuang, LI Guoqing, et al. Emergency optimal scheduling of AC-DC hybrid distribution network considering the spatiotemporal energy controllable characteristics of electric vehicle clusters [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(7): 102 – 109.
- [9] 黄冬梅, 杨凯, 余京朋, 等. 考虑净负荷均衡的分布式光伏集群电压调控策略研究[J]. *电网技术*, 2024, 48(10): 4275 – 4287.
- HUANG Dongmei, YANG Kai, YU Jingpeng, et al. Study on voltage regulation strategy of distributed photovoltaic cluster considering net load balancing [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(10): 4275 – 4287.
- [10] ZHAO Z, YANG P, WANG Y. Dynamic characteristics analysis and stabilization of PV-based multiple microgrid clusters [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(1): 805 – 818.
- [11] 彭琦, 欧阳森, 张晋铭, 等. 考虑多断面源荷特征匹配的高比例分布式光伏接入配电网的集群划分方法[J/OL]. *南方电网技术*, 1 – 13 [2024 – 06 – 14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20240523.1108.008.html>.
- PENG Qi, OUYANG Sen, ZHANG Jinming. Cluster division method of high proportion distributed PV access distribution network considering multi-cross section source charge feature matching [J/OL]. *Southern Power System Technology*, 1 – 13 [2024 – 06 – 14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20240523.1108.008.html>.
- [12] 李军徽, 孙大朋, 朱星旭, 等. 光伏高渗透率下分布式储能群间协同的电压控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(10): 47 – 56.
- LI Junhui, SUN Dapeng, ZHU Xingxu, et al. Coordinated voltage control strategy among distributed energy storage groups under high permeability of photovoltaic [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(10): 47 – 56.
- [13] 王晶, 袁懿, 邵尹池, 等. 考虑资源储备度的主动配电网多目标集群划分与电压控制方法[J]. *中国电力*, 2023, 56(12): 69 – 79.
- WANG Jing, YUAN Yi, SHAO Yinchu, et al. Multi-objective cluster division and voltage control method of active distribution network considering resource reserve degree [J]. *Electric Power*, 2023, 56(12): 69 – 79.
- [14] 石博, 肖传亮, 彭克, 等. 基于集群划分的配电网网-源-储双层联合扩展规划策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(14): 43 – 51.
- SHI Bo, XIAO Chuanliang, PENG Ke, et al. Distribution network-source-storage dual level joint expansion planning strategy based on cluster division [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(14): 43 – 51.
- [15] 刘春雨. 基于改进 K-means 聚类算法的分布式储能集群划分方法[J]. *东北电力技术*, 2025, 46(1): 1 – 5.
- LIU Chunyu. Distributed energy storage cluster partitioning method based on improved K-means clustering algorithm [J]. *Northeast Electric Power Technology*, 2025, 46(1): 1 – 5.
- [16] RUAN H, LIU Y, GAO H. Distributed voltage control in active distribution network considering renewable energy: a novel network partitioning method [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(6): 1 – 5.
- [17] 曹敬, 金玉龙, 郑涛, 等. 计及分布式电源集群不确定性的配电网分散鲁棒电压控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22): 155 – 166.
- CAO Jing, JIN Yulong, ZHENG Tao, et al. Decentralized robust voltage control of distribution network taking into account uncertainty of distributed power clusters [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22): 155 – 166.
- [18] 高伟伦, 武志刚, 苗璐, 等. 暂态电压稳定薄弱区域辨识的 Louvain 分区算法[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2024, 36(10): 99 – 107.
- GAO Yilun, WU Zhigang, MIAO Lu, et al. Louvain partitioning algorithm for identification of transient voltage stability weak region [J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2024, 36(10): 99 – 107.
- [19] LIN Y, LEI X, YANG Q. A distributed page rank-based dynamic partition algorithm to improve distributed energy storages participation in frequency regulation [J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2023, (150): 1 – 11.
- [20] 徐衍会, 崔瑞顺, 刘江东, 等. 基于分布式光伏集群协同优化的配电网电压控制策略[J]. *现代电力*, 2023, 40(2): 143 – 152.
- XU Yanhui, CUI Ruishun, LIU Jiangdong, et al. Voltage control strategy of distribution network based on collaborative optimization of distributed photovoltaic cluster [J]. *Modern Electric Power*, 2023, 40(2): 143 – 152.
- [21] 路小俊, 吴在军, 李培帅, 等. 面向光伏集群的配电网模型-数据联合驱动无功/电压控制[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(9): 97 – 106.
- LU Xiaojun, WU Zaijun, LI Peishuai, et al. Distribution network model-data combined drive reactive power/voltage control for photovoltaic clusters [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(9): 97 – 106.
- [22] 秦龙庆, 郑景文, 廖小兵, 等. 基于概率场景驱动的柔性配电网分布式无功优化[J]. *高电压技术*, 2025, 51(2): 200 – 209.
- QIN Longqing, ZHENG Jingwen, LIAO Xiaobing, et al. Distributed reactive power optimization of flexible distribution network based on probabilistic scenario driving [J]. *High Voltage Engineering*, 2025, 51(2): 200 – 209.
- [23] 郑建华, 马骏毅, 李梓丘, 等. 面向主配协同的新型配电网多层次自治策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2024, 36(11): 90 – 99.
- ZHENG Jianhua, MA Junyi, LI Ziqiu, et al. A new distribution network multi-level autonomy strategy for main distribution coordination [J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2024, 36(11): 90 – 99.
- [24] ZHANG P, MANSOURI A S, JORDEHI R A, et al. An ADMM-enabled robust optimization framework for self-healing scheduling of smart grids integrated with smart prosumers [J]. *Applied Energy*, 2024, (363): 1 – 10.
- [25] 郝文清, 黄志光, 陆建宇, 等. 含光伏电站的电压-无功雅可比矩阵结构特征及电压稳定性分析[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(5): 1719 – 1730.
- HAO Wenqing, HUANG Zhiguang, LU Jianyu, et al. Structural characteristics and voltage stability analysis of voltage-reactive Jacobian matrix for photovoltaic power grids [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(5): 1719 – 1730.
- [26] 舒泓新, 程涛, 李英, 等. 大规模的图计算在社群发现领域应用[J]. *电子技术*, 2023, 52(7): 202 – 203.