

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210385

基于双向动态重构与集群划分的光伏储能选址定容

李诗颖¹, 杨晓辉²

(1. 国网江西省南昌市供电公司, 江西 南昌 330069; 2. 南昌大学, 江西 南昌 330031)

摘要: 为研究网络重构与集群划分对提升配电网中分布式电源规划配置水平的可能性, 提出一种动态重构与集群划分的双层划分模型, 同时获得最佳重构策略和集群划分方式。通过4种方案进行DPV、ESS选址定容实验, 对比DPV接入容量、年综合成本等规划指标及网络损耗、电压水平等系统运行指标。结果表明, 在基于该双层划分结果的DPV、ESS选址定容方案下, DPV接入容量最大且系统年综合成本最低。经算例验证, 分时段双向动态重构策略可在降低规划成本的同时大幅度拉伸DPV消纳水平的提升空间, 在解决高比例分布式电源规划类问题时具有较高的参考价值。

关键词: 分布式电源; 选址定容; 光伏消纳; 动态重构; 集群划分

Capacity and location optimization of photovoltaic and energy storage based on bidirectional dynamic reconfiguration and cluster division

LI Shiyang¹, YANG Xiaohui²

(1. State Grid Jiangxi Nanchang Power Supply Company, Nanchang 330069, China;

2. Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: In order to study the possibility of network reconfiguration and cluster division to improve distributed generation configuration in the distribution network, a two-layer model of dynamic reconfiguration and cluster division is proposed, which can obtain the best reconfiguration strategy and cluster division at the same time. The distributed photovoltaic (DPV) and energy storage system (ESS) capacity and location optimization experiments are carried out through 4 schemes, the optimization indicators such as DPV capacity and annual overall cost and operation indicators such as network loss and voltage level are compared. The results show that under the DPV and ESS capacity and location optimization scheme based on the two-layer division result, the DPV capacity is the largest and the annual overall cost is the lowest. The examples show that the bidirectional dynamic reconfiguration strategy can greatly expand the room for improvement of DPV consumption while reducing planning costs. It has high reference value when solving high-proportion distributed power optimization problems.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61773051 and No. 61963026).

Key words: distributed generation; capacity and location optimization; photovoltaic consumption; dynamic reconfiguration; cluster division

0 引言

配电网中以分布式光伏(DPV)为代表的可再生能源发电(RDG)正呈现出快速增长态势^[1-3], 为使分布式电源之间形成优势互补, 充分发挥可再生能源的积极作用, 针对RDG与储能系统(ESS)的联合优化配置是近些年的研究热点^[4-7]。

基于配电网灵活的结构调整能力, 不少学者将网络重构作为一种主动管理策略, 研究其对于配电网中RDG规划配置的影响^[8-10]。文献[11]提出基于马尔可夫决策过程的配电网重构近似动态规划方法以最小化RDG发电弃电和减载。文献[12]针对高渗透RDG和ESS的配电网, 提出最佳ESS充放电方案和最佳重构策略, 以同时优化运营成本、可靠性和安全性指标。文献[13]建立分层模型, 将RDG规划主问题与网络重构子问题迭代求解。文献[14]提

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61773051, 61963026)

出考虑网络多时段动态重构的 RDG 选址定容二阶规划模型和求解方法。文献[15]提出了兼顾环保效益的 RDG 配置和重构优化模型。大量研究表明,经重构后系统 RDG 接入容量提高、运行性能提升,但目前的重构策略普遍为单方向重构,且很少针对重构的时段划分进行优化。

近年来,电力系统领域对于集群的研究与应用逐渐引起关注^[16-17],越来越多的研究在解决 RDG 规划问题时将集群划分纳入考虑。文献[18]提出基于集群划分的分布式 ESS 容量规划方法以解决节点电压越限问题。文献[19]提出基于集群划分的 DPV 与 ESS 选址定容规划以提升光伏渗透率、降低规划成本。文献[20]提出基于集群划分的 RDG 规划模型以利于 RDG 互补及中高压配电网互联。文献[21]提出基于集群划分的网-源-储多目标两步规划。研究表明集群规划有利于 RDG 自平衡消纳,提升系统经济性、可靠性。以上文献的集群划分方法均建立在某固定场景的负荷特性下,且均未考虑系统联络开关变化的情况,对于在动态拓扑和时变负荷下提升划分方法的全面性还存在进一步的研究空间。

考虑到现有研究中重构方向的单一性与集群划分方法的局限性,且鲜有文献对此两者的结合进行研究,本文在保证配电网运行性能的基础上,同时考虑网络重构和集群划分问题与 RDG 优化布局的关联性,提出相关划分办法及建立规划模型。提出一种双方向动态重构策略,根据需要控制各时段网损增大或减小,将该策略下的规划曲线与单向重构进行对比;提出新的集群划分方法,不仅兼顾各时刻负荷特性且可适应联络开关变化,使结果更具普遍性。通过建立双层模型同时获得最佳重构策略和集群划分方式,并基于该划分结果进行 DPV、ESS 选址定容,通过与单方向重构和传统集群划分方案进行规划结果对比,验证双方向动态重构策略对进一步提升 DPV、ESS 规划配置水平的有效性及本文双层模型的可靠性。

1 “DPV 出力-综合成本”关系曲线

本文中 DPV、ESS 遵循以下运行原则:

1) DPV 安装节点的光伏发电应首先满足自身需求,再供给其他节点,当系统中总 DPV 出力高于负荷需求时,由 ESS 吸收多余电能,系统倒送至主网的功率不应超过上限值。

2) ESS 释放电能时,应优先选择系统电压水平低的时刻,在一个周期内应保持充放电平衡,保证 ESS 能够循环稳定地运行。

图 1 为某系统日负荷与光伏出力曲线,假设 ESS 充放电效率皆为 1,基于本文 DPV、ESS 运行规则,容易分析得出:理想情况下,若光伏出力曲线固定,整个系统 ESS 总额定容量的最佳配置点恰好等于所有 DPV 出力大于负荷的时刻中这两者之差的总和,即光伏出力曲线高于负荷曲线的面积。若低于此面积,ESS 容量不足以吸收剩余的光伏出力,导致功率倒送主网;若高于此面积,ESS 容量有余,徒增投资成本。同理,ESS 总额定功率的最佳配置点则为所有 DPV 出力大于负荷的时刻中这两者之差的最大值,若低于此值会造成功率倒送,高于此值会增加投资成本。因此,ESS 最佳配置点取决于 DPV 出力曲线,其关系如下。

$$E_{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^T k_t |p_{\text{pv},t} - p_{\text{Load},t}| \quad (1)$$

$$P_{\text{ESS}} = \max_{t=1,2,\dots,T} (k_t |p_{\text{pv},t} - p_{\text{Load},t}|) \quad (2)$$

$$k_t = \begin{cases} 1, & p_{\text{pv},t} \geq p_{\text{Load},t} \\ 0, & p_{\text{pv},t} < p_{\text{Load},t} \end{cases} \quad (3)$$

式中: E_{ESS} 为 ESS 总额定容量; P_{ESS} 为 ESS 总额定功率; $p_{\text{pv},t}$ 为 t 时刻 DPV 出力; $p_{\text{Load},t}$ 为 t 时刻系统负荷; T 为研究周期。

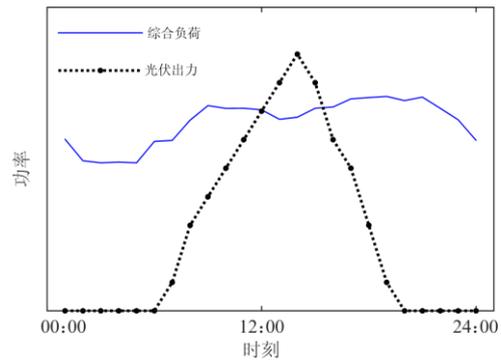


图 1 某系统日负荷与光伏出力曲线

Fig. 1 Typical daily load and PV output curve

为获得规划成本与 DPV 接入容量的大致关系,暂时忽略节点间的差异,假设在系统 DPV、ESS 总配置量一定的情况下,均匀接入各节点,结合 ESS 最佳配置容量、功率与 DPV 的关系式(1)~(3),则系统的综合成本可由 DPV 接入容量决定。具体的 DPV、ESS 规划成本模型及经济技术参数见文献[19],给定某待规划系统,通过计算可获得年综合成本,其“DPV 出力-综合成本”关系曲线如图 2 所示,可见一般情况下,系统年综合成本随着 DPV 接入容量的增加呈先减后增的趋势,在某一处达最低值 C 。

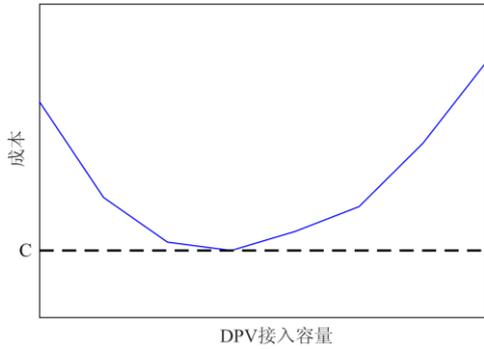


图2 光伏接入容量与规划成本的关系

Fig. 2 Relationship of PV installation capacity and cost

2 双层划分模型

2.1 双方向动态重构策略

目前, 相关研究的重构策略普遍为单方向, 本文以提升 DPV 消纳水平与降低规划成本为目的提出一种双方向重构策略: 如图 1, 在 DPV 渗透率过高的时段通过逆向重构增大网损, 增加 DPV 消耗、减少 ESS 需求和投资; 在其余时段正向重构降低网损, 减少购电成本。

针对如何进行最佳时段划分并获得相应集群划分方案建立以下双层划分模型。

2.2 上层划分模型

上层确定最佳重构策略, 即时段数目与划分方式。以一天 24 h 为例: t 时刻系统功率为 $X_t = [x_{t1}, x_{t2}, \dots, x_{tN}]$, N 为节点数, 则系统日负荷为 $\mathbf{X} = [X_1, X_2, \dots, X_t, \dots, X_T]^T$ 。针对规范化处理后的 \mathbf{X} , 若将该矩阵按行进行时段划分, 设 $1 \leq \alpha \leq \beta \leq T$, 时刻 α 到时刻 β 的负荷段差 d [22] 为

$$d_{\alpha\beta} = \ln \sum_{i=\alpha}^{\beta} \sum_{j=1}^N (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 \quad (4)$$

$$\text{其中: } \bar{x}_j = \frac{1}{\beta - \alpha + 1} \sum_{i=\alpha}^{\beta} x_{ij} \quad (5)$$

设 S_d 为对应 m 个分段的各时段负荷段差之和:

$$S_d^{(Y,m)} = \sum_{j=1}^m d_{i(j)+1, i(j+1)} \quad (6)$$

式中, $Y(T, m)$ 表示 T 个时刻被划分为 m 个分段的一种划分方式。如时段划分为 01:00—12:00、13:00—24:00 两段, 则 $i = [0, 12, 24]$, $m = 2$ 。

结合系统综合成本, 上层目标函数为

$$f_1 = \max \left(\omega_1 S_d^{(Y,m)} + \omega_2 \frac{C_0 - C^{(Y,m)}}{C_0} \right) \quad (7)$$

式中: C_0 为原系统购电成本; $C^{(Y,m)}$ 为时段划分方式 $Y(T, m)$ 及对应网络拓扑下的系统最低综合成本, 按第 1 节的方式计算获得。 $\omega_1 = \omega_2 = 1$ 。

需要注意的是: 考虑到各时段重构方向不同, 需为各时段设立重构方向标志, 具体做法为: 在初值设置阶段, 以重构前“DPV 出力-综合成本”曲线谷值点对应的 DPV 接入容量为基准, 将 DPV 出力大于系统负荷的时段提前标记为逆重构时段。

2.3 下层划分模型

根据上层划分所确定的各时段网络拓扑和各时刻的负荷特性进行下层集群划分, 以集群结构综合划分指标均值最高为最优划分方式。

计算重构后各时刻潮流与电气距离矩阵 \mathbf{L} :

$$S_{PV,ij} |_t = \Delta V_{i,t} / \Delta P_{j,t} \quad (8)$$

$$h_{ij,t} = S_{PV,ij} |_t / \left(\sum_{n=1}^N S_{PV,nj} |_t \right) \quad (9)$$

$$d_{ij,t} = -\ln(h_{ij,t} / h_{ii,t}) \quad (10)$$

$$L_{ij,t} = \sqrt{\sum_{n=1}^N (d_{in,t} - d_{jn,t})^2} \quad (11)$$

式中, $S_{PV,ij} |_t$ 为 t 时刻节点 i 对节点 j 的电压有功灵敏度。将电气距离矩阵 \mathbf{L} 进行规范化处理并为各支路分配权值 $e_{ij,t} = (L_{ij,t} + L_{ji,t}) / 2$, 基于 $e_{ij,t}$ 计算各时刻集群模块度 ρ_{im} [23] 与剪影指数 SI [24], 则 t 时刻集群划分综合结构指标 γ 为

$$\gamma(t) = \rho_{im}(t)^{\lambda_1} SI(t)^{-\lambda_2} \quad (12)$$

式中, λ_1 、 λ_2 为权重系数, 取值为 [0, 1]。

下层目标函数为周期内集群结构综合指标均值:

$$f_2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \gamma(t) \quad (13)$$

将下层模型的最优值反馈回上层, 更新后的上层划分目标函数为

$$\max f = f_1 + \omega_3 f_{2\max} \quad (14)$$

式中, ω_3 为权重系数, 取值为 1。

3 算例

以 33 节点系统为例, 其电压等级为 12.66 kV, 线路参数见文献[25], 太阳辐照度曲线参考文献[26], DPV、ESS 经济技术参数见文献[19]。

3.1 双层划分结果

上层划分结果如表 1, 分 3 个时段进行重构, 其中 12:00—15:00 为逆重构时段。

下层划分结果如表 2, 共分为 6 个集群。

表 1 上层划分结果

Table 1 Results of upper division

时段划分	断开开关
01:00—11:00(正向)	9、14、28、33、36
12:00—15:00(逆向)	2、11、15、25、33
16:00—01:00(正向)	7、9、14、17、28

表 2 下层划分结果

Table 2 Results of lower-level division

集群	包含节点	γ
1	2、3、4、22、23、24	0.633 5
2	5、6、7、8、25、26、27	
3	9、10、11、12、13	
4	14、15、16、17	
5	28、29、30、31、32	
6	1、18、19、20、21	

为对比双向重构与单向重构对“DPV 出力-综合成本”曲线的影响,仅根据上层模型进行单方向动态重构,结果如表 3。

表 3 单方向动态重构策略

Table 3 One-way dynamic reconfiguration strategy

时段划分	断开开关
01:00—07:00	9、14、28、33、36
08:00—18:00	7、9、14、28、36
19:00—01:00	7、9、14、17、28

现按照第 1 节的方法,在忽略节点层面的差异,假设各节点的 DPV、ESS 接入量均相等的情况下,基于算例和相关参数,通过计算获得不同 DPV 出力下的系统年综合成本,观察两种重构策略下“DPV 出力-综合成本”曲线的变化趋势。

如图 3 所示,原系统的最低成本及对应 DPV 接入容量分别为 540.5 万元、2 375 kW。在单方向重构策略下曲线下移,最低成本降为 535.5 万元,但谷值点对应的 DPV 接入容量没有改变;而在双向重构策略下曲线进一步下移,最低成本降至 531.9 万元,同时谷值点对应的 DPV 接入容量较原系统增加 100 kW。若以原系统最低成本为基准,单向重构下 DPV 接入容量增加 250 kW,双向重构下增加 500 kW,可见双向重构策略可在降低规划成本的同时大幅度拉升 DPV 消纳水平的提升空间,较单方向重构策略有着明显的优势。

上述结论建立在忽略节点差异的理想状态下,实际情况中,DPV、ESS 配置总量一定,各节点 DPV 出力不同、ESS 安装位置不同都会使网损波动,进而影响综合成本。要得到最佳优化布局结果,需进行选址定容规划。

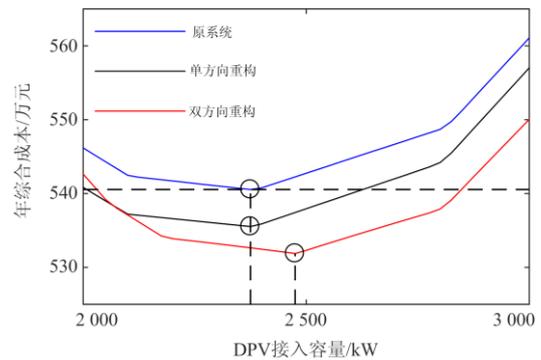


图 3 重构前后的“DPV 出力-综合成本”关系曲线

Fig. 3 Curve of "DPV output-cost" after reconstruction

3.2 DPV、ESS 选址定容规划对比方案

为对比单向与双向重构策略、集群与集中规划方式的差异,通过以下 4 种方案进行 DPV、ESS 选址定容。

方案 1: 未对系统进行重构和集群划分。直接优化各节点的 DPV 出力、ESS 配置容量、功率及安装位置,为与集群方案对应,ESS 接入数目与集群方案一致。

方案 2: 仅集群划分。参考文献[19],根据典型时刻(DPV 渗透率最大)的负荷特性进行集群划分,按照“集群-节点”双层规划办法,上层以集群为单元,确定接入各集群的 DPV 总容量、ESS 容量和功率,下层以节点为单元,优化集群内各节点的 DPV 分容量与 ESS 位置。各集群 ESS 接入数目 ≤ 1 。

方案 3: 仅动态重构(单方向)。基于表 3 的重构策略进行 DPV、ESS 选址定容,步骤同方案 1。

方案 4: 同时动态重构(双向)与集群划分。基于表 1、表 2 的双层划分结果进行 DPV、ESS 选址定容,步骤同方案 2。

3.3 规划结果

各方案的 DPV、ESS 配置结果和各项成本见表 4,不同方案下,各集群接入的 DPV、ESS 如图 4,图中柱体从左至右依次代表集群 1—集群 6。结合图表,可分析出以下几点:

方案 1 的 DPV 接入量最高,但 ESS 配置容量远高于其他方案,这很大程度上归因于此方案采用的是集中规划方式,解空间维度较高导致算法精确度下降,未能找到最优解,设备安装成本和运行维护成本较其他方案都有明显增加,总规划成本也比其余方案都高。

方案 2 在方案 1 的基础上进行了集群划分,其年综合成本与 DPV 接入容量分别为 542.7 万元、2 373.4 kW,与图 3 原系统谷值点的偏差量为 0.4%

表 4 各方案规划结果与成本

Table 4 Planning results and costs of each program

		未规划	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
DPV、ESS 配置结果	DPV 接入容量/kW	—	2 472.03	2 373.45	2 350.65	2 473.74
	ESS 额定容量/kWh	—	2 460.52	1 881.59	1 739.66	1 885.26
	ESS 额定功率/kW	—	1 156.81	587.66	682.83	623.42
	光伏补贴成本/万元	—	250.32	240.14	237.83	250.29
各项规划成 本	等年值安装成本/万元	—	175.56	153.46	151.20	158.80
	等年值运维成本/万元	—	193.17	182.52	180.04	189.79
	购电成本/万元	768.44	432.85	446.90	444.93	433.62
	年综合成本/万元	768.44	551.27	542.74	538.33	531.92

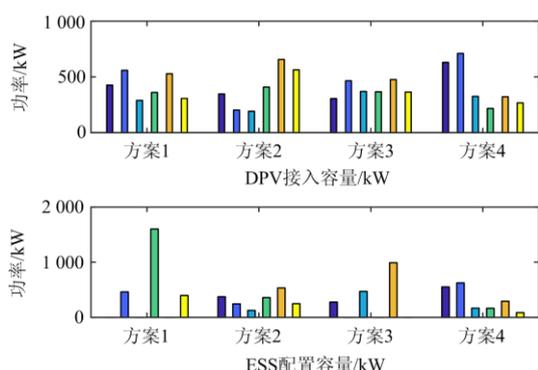


图 4 各集群的 DPV、ESS 配置容量

Fig. 4 DPV and ESS configuration capacity of each cluster

与 0.02%。基于集群规划的 DPV、ESS 选址定容有两个显著特点:

1) 能大幅降低 ESS 配置容量,如图 4,方案 1、3 的 ESS 分布集中在三个集群且容量巨大,而方案 2、4 的 ESS 分布在各个集群,这说明集群规划有助于均匀 ESS 分布,各区域源-荷平衡度提高,集群间的功率交互减少,线路损耗也大大降低。

2) 有助于提升 DPV 接入容量,方案 2、4 的 DPV 接入容量均高于方案 3,在集群规划方式下,各集群供需匹配度提高,DPV 自消纳水平提升。

方案 3 在单方向动态重构下与方案 1 一样采用集中规划方式,因此 ESS 分布过于集中,其年综合成本与 DPV 接入容量分别为 538.3 万元、2 350 kW,与图 3 单方向重构谷值点的偏差量为 0.5% 与 1%。与方案 2 相比,虽然 DPV 接入容量减小,但购电量也同时下降,这归功于动态重构使网损降低,节约了购电成本,总体有利于降低规划成本,但对提升 DPV 接入容量的作用不大。

方案 4 同时采用双向动态重构策略与集群规划方式,在后 3 种方案中,方案 4 的综合成本最低,DPV 接入容量最高。其年综合成本与 DPV 接入容量分别为 538.3 万元、2 350 kW,与图 3 双向重

构谷值点几乎没有偏差。其规划结果表明:

1) 双向动态重构策略可有效提升系统的规划配置水平,其原理在于:在光伏渗透率过高的时段通过逆向重构增加网损,相当于增大系统供电负荷,使系统对 DPV 需求增加,对 ESS 需求和投资减少,而其余时段通过正向重构减小网损,从而减小购电成本,双管齐下,达到既提升 DPV 接入容量,又降低总成本的目的。

2) 寻优精确度较高。对比图 3 的三个谷值点,方案 2、4 的规划结果的偏差量均低于方案 1、3,这说明与集中规划方式相比,以集群为单元进行规划,优化方向更为准确,更容易找到最优解。

3.4 系统运行指标

1) 网络损耗

图 5(a)为各方案对应的系统网损情况,图中线条从上到下依次为:原系统(蓝)、方案 1(绿)、方案 2(紫)、方案 3(黑)、方案 4(红)。容易观察到以下几点:1) 不论是否重构,适当的 DPV、ESS 运行策略都能显著降低网损。在有太阳辐照的 07:00—19:00 时段,由各节点的 DPV 就近提供能源补充,减少线路上的功率传输,系统损耗大幅度降低;在无太阳辐照的 20:00—22:00,根据本文 ESS 首先在用电高峰期释放能量的策略,方案 1 和方案 2 的系统损耗仍有明显减小。2) 在分时段动态重构(单向)下,方案 3 在全天范围内网损均保持较低水平,与方案 1、2 相比,随着 DPV 出力的增大,网损进一步降低的幅度减小;3) 在分时段动态重构(双向)下,方案 4 在 01:00—11:00 和 16:00—01:00 两个时段,网损与方案 3 几乎一致,注意到在 12:00—15:00 时段,方案 4 的网损大幅度增加,甚至超过未规划的情况,系统在此时进行了逆重构,通过目的地增加网损来消化 DPV 出力,同时减小 ESS 配置容量,降低投资成本,如图 5(c)、5(d)所示,方案 4 群内网损的增加幅度大于群间网损,这说明在合理的集群划分下,集群内部网损尽可能增大,有助于

DPV 消纳水平提升, 而群间损耗尽可能降低, 意味着功率交互减少; 同理, 方案 2 的群内网损大于方案 1, 群间网损则相反。

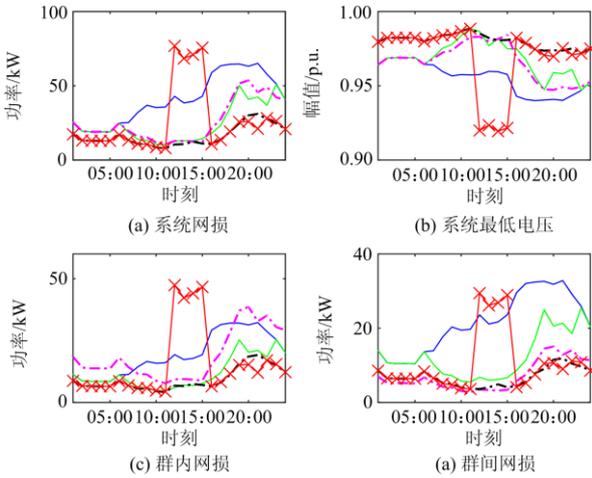


图 5 各方案运行指标

Fig. 5 Operational indicators of each program

2) 节点电压

图 5(b)为各方案系统电压最低值, 图 6 为具体电压分布。与网损对应, 在 DPV、ESS 的运行时段, 方案 1、2 电压水平显著提升, 太阳辐照越强, 电压越高; 在动态重构策略下, 方案 3 在全天范围内保持较高的电压水平, 而方案 4 除逆重构时段与方案 3 相差不大, 电压均在 0.97 p.u.以上。但逆重构时段 12:00—15:00 因网损暴增导致电压大幅度下降, 14:00 时刻达到最低值 0.919 5 p.u., 电压偏移仍然在 10%以内, 在算法上可以通过提高电压幅值的约束下限或者把握逆重构的力度来控制系统电压不超过允许范围。总的来说, 方案 4 仅以牺牲午休时段的部分电压水平为代价, 提高 DPV 消纳和降低综合成本是经济可行、利大于弊的。

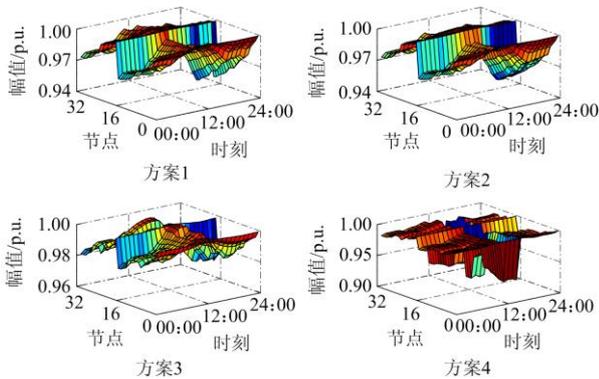


图 6 各方案电压分布

Fig. 6 Voltage distribution of each scheme

3.5 集群运行性能评价指标

为衡量集群划分的合理性, 从自平衡度、能量渗透率、容量渗透率、功率渗透率 4 个指标进行评价。具体计算公式见文献[19]。

图 7(a)—图 7(d)为各方案集群性能评价指标, 图中线条按颜色依次为: 方案 1(蓝)、方案 2(黑)、方案 3(紫)、方案 4(红)。容易观察到: 1) 方案 4 对应的各项指标都分布得比较均匀, 集群自平衡度分布在 0.3~0.5, 均值达到 0.423, 是所有方案中最高的, 这说明方案 4 的各个集群拥有较高的自我满足能力, 从外部购电少, 集群间的功率交互低, 自治能力较高; 2) 规划结果中方案 4 的 DPV 消纳量最高, 这体现在各个集群的能量渗透率都比较高, 均值达到 0.433, 其余方案的均值依次为 0.420 1、0.418 6、0.376 0; 3) 各方案集群容量渗透率、功率渗透率的均值都超过 1, 这说明 DPV 出力都有剩余, 需要安装 ESS, 数值越大, ESS 需求越大, 投资成本越高, 数值过小, 则 DPV 接入容量不够, 从外部获取的能量越多, 加大集群间的功率交互, 因此各个集群的数值差异越大, 匹配度越差, 明显可见方案 1、3 的分布比较分散, 由于采用集中规划方式, 优化精确度不到位, 而基于集群规划的方案 2、4 的数值分布都相对均匀。综合各项指标来看, 方案 4 的集群划分方式是最合理的。

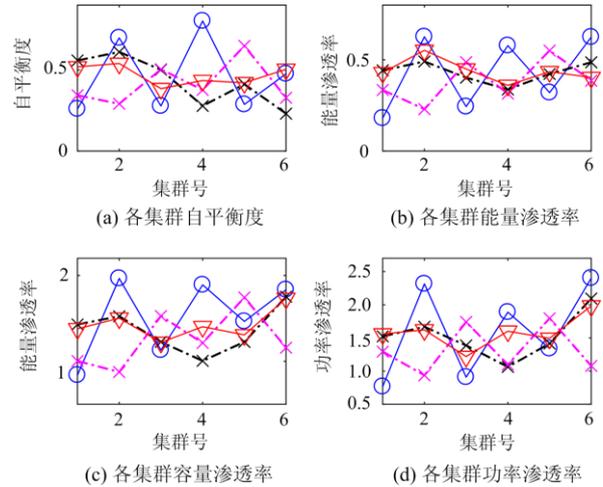


图 7 各方案集群运行指标对比

Fig. 7 Cluster operation indicators of each scheme

4 结论

本文通过建立双层模型同时获得动态重构策略和集群划分结果, 并结合 3 种参照方案进行了 DPV、ESS 选址定容规划, 得出以下几点主要结论:

1) 分时段双向动态重构策略可在降低综合成本的同时提升 DPV 接入容量。其原理在于: 在 DPV 渗透率过高的时段逆向重构增加网损, 增大系

统负担, 使系统对 DPV 的需求增加, 对 ESS 的需求减少, 从而降低 ESS 投资成本; 而其余时段正向重构减小网损, 降低购电成本。

2) 将重构与集群划分结合较单独考虑其中一项能使 DPV、ESS 规划配置水平进一步提高, 还可集两者之长: 不仅规划结果的精确度增加, 且在规划后的运行阶段, 系统电压水平提升, 各集群具有较高的自治能力, 便于调控与管理。

3) 此动态重构与集群划分的双层划分模型可同时获得最佳重构策略和集群划分方案, 在保证逆重构时段准确的同时, 以尽可能少的重构次数获得较高的 DPV、ESS 规划指标及集群结构指标, 实现动态重构最大的性价比, 为系统中 DPV、ESS 的最优规划奠定基础。

参考文献

- [1] DING M, XU Z, WANG W, et al. A review on China's large-scale PV integration: progress, challenges and recommendations[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 53(1): 639-652.
- [2] 方一晨, 张沈习, 程浩忠, 等. 含智能软开关的主动配电网分布式光伏准入容量鲁棒优化[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(7): 8-17.
FANG Yichen, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Robust optimization of distributed photovoltaic hosting capacity of active distribution network with soft open point[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(7): 8-17.
- [3] 汤茂东, 曲小慧, 姚若玉, 等. 基于离散一致性算法的直流配电网多光伏协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(24): 89-95.
TANG Maodong, QU Xiaohui, YAO Ruoyu, et al. Multi-photovoltaic coordinated control strategy in DC distribution network based on discrete consensus algorithm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(24): 89-95.
- [4] 陈长青, 阳同光. 计及柔性负荷的电网储能和光伏协调规划研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(4): 169-177.
CHEN Changqing, YANG Tongguang. Research on grid energy storage and photovoltaic coordination planning with flexible load[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(4): 169-177.
- [5] 方保民, 李红志, 孔祥鹏, 等. 含高比例光伏出力的长期分布式储能配置研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(2): 121-129.
FANG Baomin, LI Hongzhi, KONG Xiangpeng, et al. Research on long-term distributed energy storage configuration with a high proportion of photovoltaic output[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(2): 121-129.
- [6] 张勇军, 张锶恒, 刘斯亮, 等. 考虑分布式光伏与储能接入的配变双层规划[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(24): 9-15.
ZHANG Yongjun, ZHANG Siheng, LIU Siliang, et al. Dual planning of a distribution transformer considering the impact of distributed photovoltaics and energy storage access[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(24): 9-15.
- [7] MURTY V V S N, ASHWANI K. Multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2020, 5(1): 1-20.
- [8] CAPITANESCU F, OCHOA L F, MARGOSSIAN H, et al. Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(1): 346-356.
- [9] GUTIÉRREZ-ALCARAZ G, GALVÁN E, GONZÁLEZ-CABRERA N, et al. Renewable energy resources short-term scheduling and dynamic network reconfiguration for sustainable energy consumption[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 52: 256-264.
- [10] 倪识远, 张林垚. 考虑动态重构的主动配电网多目标双层优化调度方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(20): 38-47.
NI Shiyuan, ZHANG Linyao. Multi-objective bi-level optimal dispatch method of an active distribution network considering dynamic reconfigurations[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(20): 38-47.
- [11] CHONG W, SHUNBO L, PING J, et al. MDP-based distribution network reconfiguration with renewable distributed generation: approximate dynamic programming approach[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(4): 3620-3631.
- [12] AZIZIVAHED A, AREFI A, GHAVIDE S, et al. Energy management strategy in dynamic distribution network reconfiguration considering renewable energy resources and storage[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(2): 662-673.
- [13] 张沈习, 袁加妍, 程浩忠, 等. 主动配电网中考虑需求侧管理和网络重构的分布式电源规划方法[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(增刊 1): 1-9.
ZHANG Shenxi, YUAN Jiayan, CHENG Haozhong, et al. Optimal distributed generation planning in active distribution

- network considering demand side management and network reconfiguration[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(S1): 1-9.
- [14] 朱俊澎, 顾伟, 张韩旦, 等. 考虑网络动态重构的分布式电源选址定容优化方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 111-119.
ZHU Junpeng, GU Wei, ZHANG Handan, et al. Optimal allocation of distributed generators considering dynamic network reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 111-119.
- [15] ESMAEILI M, SEDIGHIZADEH M, ESMAILI M. Multi-objective optimal reconfiguration and DG (Distributed Generation) power allocation in distribution networks using big bang-big crunch algorithm considering load uncertainty[J]. Energy, 2016, 103: 86-99.
- [16] 王文宾, 靳伟, 李洪涛, 等. 考虑光伏集群无功贡献的配电网无功电压优化调节方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 114-123.
WANG Wenbin, JIN Wei, LI Hongtao, et al. Reactive voltage optimization regulation method of distribution network considering the reactive power contribution of a photovoltaic cluster[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 114-123.
- [17] 柴园园, 刘一欣, 王成山, 等. 含不完全量测的分布式光伏发电集群电压协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2202-2212.
CHAI Yuanyuan, LIU Yixin, WANG Chengshan, et al. Coordinated voltage control for distributed PVs clusters with incomplete measurements[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2202-2212.
- [18] 李国武, 李艳琼, 刘娇扬, 等. 考虑集群划分的分布式储能容量规划方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(12): 5-14.
LI Guowu, LI Yanqiong, LIU Jiaoyang, et al. Planning method for capacity of distributed energy storage considering cluster partition[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(12): 5-14.
- [19] 丁明, 方慧, 毕锐, 等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2187-2201.
DING Ming, FANG Hui, BI Rui, et al. Optimal siting and sizing of distributed PV-storage in distribution network based on cluster partition[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2187-2201.
- [20] 胡迪, 丁明, 毕锐, 等. 光伏和风电互补性对高渗透率可再生能源集群接入规划影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(3): 821-836.
HU Di, DING Ming, BI Rui, et al. Impact analysis of PV and WT complementarity on access planning of high penetrated renewable energy cluster[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 821-836.
- [21] 胡迪, 丁明, 毕锐, 等. 基于集群划分的网-源-储多目标两步规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 95-106.
HU Di, DING Ming, BI Rui, et al. Two-step planning of grid-resource-storage based on cluster partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 95-106.
- [22] 董志辉, 林凌雪. 基于改进模糊 C 均值聚类时段划分配电网动态重构[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2299-2305.
DONG Zhihui, LIN Lingxue. Dynamic reconfiguration of distribution network based on improved fuzzy C-means clustering of time division[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2299-2305.
- [23] 丁明, 刘先放, 毕锐, 等. 采用综合性能指标的高渗透率分布式电源集群划分方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 47-52.
DING Ming, LIU Xianfang, BI Rui, et al. Method for cluster partition of high-penetration distributed generators based on comprehensive performance index[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 47-52.
- [24] 张倩, 丁津津, 张道农, 等. 基于集群划分的高渗透率分布式系统无功优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 130-143.
ZHANG Qian, DING Jinjin, ZHANG Daonong, et al. Reactive power optimization of high-penetration distributed generation system based on clusters partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 130-143.
- [25] 王守相, 王成山. 现代配电系统分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 2007.
- [26] 张雨金, 杨凌帆, 葛双冶, 等. 基于 Kmeans-SVM 的短期光伏发电功率预测[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(21): 118-124.
ZHANG Yujin, YANG Lingfan, GE Shuangye, et al. Short-term photovoltaic power forecasting based on Kmeans algorithm and support vector machine[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(21): 118-124.

收稿日期: 2021-04-10; 修回日期: 2021-09-06

作者简介:

李诗颖(1993—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为智能电网及分布式电源规划配置; E-mail: 623083790@qq.com

杨晓辉(1978—), 男, 博士, 教授, 主要从事分布式能源以及新能源优化配置的研究。E-mail: yangxiaohui@ncu.edu.cn

(编辑 葛艳娜)