

基于虚拟分区调度和二层规划的城市配电网 光伏-储能优化配置

白牧可,唐 巍,谭 煌,高峰,闫 涛

(中国农业大学 信息与电气工程学院,北京 100083)

摘要:针对含高渗透率分布式能源城市配电网的特点,提出基于虚拟分区和二层规划的光伏电源与储能规划模型和方法。依据历史数据,采用密度聚类提出光伏和负荷分时段多状态生成方法,该方法能考虑光伏与负荷的时序性、随机性及内在关联,且状态数大幅减少。以年费用最小为上层规划目标函数,光伏安装位置和容量为上层优化变量,等效负荷方差和最小为下层规划目标函数,虚拟分区和储能安装位置与容量为下层优化变量,同时考虑各区内储能的优化调度,建立基于虚拟分区的光伏和储能配置的二层规划模型。采用精英保留策略遗传算法和粒子群优化算法联合迭代求解模型。IEEE 33 节点系统仿真结果验证了所提模型和方法的有效性,所获得的光伏-储能配置方案能够有效提升配电网的经济效益和减少网损。

关键词:光伏发电;虚拟分区;储能;优化配置;二层规划;城市配电网

中图分类号: TM 714

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.05.024

0 引言

随着能源危机和环境压力日益增大,电网发展必须在有限资源和环境要求的双重制约下进行,大量分布式发电 DG (Distributed Generation) 接入配电网已成为必然趋势^[1]。为应对高渗透率 DG 接入,如何加大配电网对于可再生能源的管理能力、提升配电网资产的利用率、延缓配电网的升级投资以及提高用户的用电质量和供电可靠性已成为目前含分布式电源配电网研究的热点。城市配电网中,分布式电源主要以光伏 PV (PhotoVoltaic) 形式接入,光伏的出力具有间歇性与随机性,其对电网安全稳定运行有消极影响^[2]。虽然燃气轮机快速响应机组可用来抑制可再生能源造成的功率波动,但燃气轮机仍然会使用化石能源,从而降低了由光伏发电带来的经济和环境效益,因而适当容量的储能装置将是平抑可再生能源发电功率波动的有效手段。因此有必要对含光伏发电及储能 ES (Energy Storage) 装置的城市配电网系统进行规划^[3]。

目前国内外学者对分布式电源的优化配置进行了不少研究,取得了许多理论和实践方面的成果。文献[4]分别从 DG 独立发电商和配电公司的角度出发,建立了投资 DG 单位成本收益和 DG 接入对电网改善收益最大的多目标模型,所建模型既能反映投资 DG 的安装、运行、维护费用,又能反映

DG 接入对系统电压、网损、可靠性、延缓网络更新等影响。文献[5]针对配电网加入 DG 的经济技术优化目标,给出了 DG 多目标规划的数学模型,采用多目标混沌量子遗传算法对分布式电源的选址和容量进行了优化配置。文献[4-5]均未考虑分布式电源的不确定性,具有一定局限性。文献[6]通过划分时段并根据每个时段内 DG 与系统负荷功率的概率分布,以 DG 投资与售电、系统降损、电压质量以及废气减排量等综合效益为目标函数,利用遗传算法求解 DG 最优配置。文献[7]对负荷和 DG 的典型时序性进行了分析,以配电网损耗、停电损失为目标,考虑时序性和多场景提出了多目标 DG 选址定容模型,给出了场景和场景权重的确定方法。文献[8]研究了 DG 配置和网络重构利益最大化问题,建立了结合年负荷增长并考虑经济性和环保等因素的目标函数。以上文献均未考虑储能对 DG 优化配置的影响。

综上所述,目前含高渗透率 DG 配电网环境下 DG 规划的文章较少,且考虑配电网调度及自愈等因素的研究相对不足。本文充分考虑光伏电源以及负荷的不确定性,基于密度聚类方法建立分时段光伏-负荷综合状态模型,结合储能优化调度建立高渗透率光伏与储能综合优化配置模型,利用虚拟分区、二层规划等手段进行求解,采用 IEEE 33 节点系统进行模型和方法验证。

1 光伏及负荷模型

1.1 时变负荷模型

采用时变负荷模型^[9]如式(1)所示,该模型通过负荷的年-周曲线、周-日曲线和日-小时曲线形成实时的负荷数据,能很好地反映负荷的时变特性。

收稿日期:2015-07-31;修回日期:2016-03-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51377162);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2013YJ008)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51377162) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2013YJ008)

$$L(t) = L_y H_w(t) H_d(t) H_h(t) \quad (1)$$

其中, $L(t)$ 为第 t 小时的负荷值; L_y 为年负荷峰值; $H_w(t)$ 、 $H_d(t)$ 、 $H_h(t)$ 分别为与第 t 小时对应的年-周负荷曲线、周-日负荷曲线及日-小时负荷曲线中的功率系数。

1.2 光伏模型

光伏阵列输出功率主要与光照强度有关。在一定时间段(一个或几个小时)内,太阳光照强度可以近似看成 Beta 分布^[10-11],其概率密度函数如式(2)所示。

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (2)$$

其中, r 和 $r_{\max}$ 分别为对应时间段内的实际光强和最大光强(单位 W/m^2); α 和 β 为 Beta 分布的形状参数; Γ 为 Gamma 函数。

假设太阳能电池方阵有 M_{pv} 个电池组件,每个组件的面积和光电转换效率为 A_m 和 η_m ($m=1, 2, \dots, M_{\text{pv}}$),则太阳能电池方阵总功率为:

$$P_M = r A \eta \quad (3)$$

$$A = \sum_{m=1}^{M_{\text{pv}}} A_m, \quad \eta = \frac{\sum_{m=1}^{M_{\text{pv}}} A_m \eta_m}{A} \quad (4)$$

其中, A 、 η 分别为方阵总面积和光电转换效率。

光伏发电与负荷都具有时序性、随机性,且两者之间有一定关联性^[12]。目前处理光伏与负荷不确定性的方法主要有蒙特卡洛仿真和概率法,蒙特卡洛仿真通过大量随机模拟覆盖光伏出力与负荷的可能情况,要求样本空间大,仿真时间长,不能考虑光伏和负荷内在关联性;概率法则是利用概率密度函数,将光伏发电与负荷用多个状态表示以简化运算,该方法中光伏和负荷状态是独立的,不能反映关联性,组合状态可能在现实中并不出现。

另一方面,具有连续时标的光伏发电与负荷的统计数据本身即蕴涵了其固有性质和规律。本文考虑各季节的不同时段,利用密度聚类方法对光伏发电与负荷时序数据进行处理,生成了不同季节各时段光伏-负荷典型组合状态,此方法不仅能真实反映光伏与负荷的时序性、随机性及关联性,而且可以大幅削减状态数,能够满足本文后续模型和方法的计算时间和精度要求。

对 3 a 的数据进行处理,一年 4 个季节各选一个代表日,每个代表日分为 24 个时段,全年共有 96 个时段。某一个季节代表日各时段光伏-负荷组合状态生成方法如下。

a. 数据生成。统计该季节各小时光照强度和负荷,每个小时的数据为一个样本点,用{光伏,负荷}二元数组表示。

b. 状态聚类。将该季节所有天第 i 时段{光伏,负荷}二元数组标记到二维图上,用密度聚类 DBSCAN 算法^[13]进行聚类,获得各时段聚类数为 N_i ($i=1, 2, \dots, 24$)。

c. 状态合并。将第 i 时段状态数取为 N_i ,第 j 类样本数为 M_j ,第 j 类第 k 个样本为 x_{ijk} ($k=1, 2, \dots, M_j$; $j=1, 2, \dots, N_i$; $i=1, 2, \dots, 24$),第 i 时段第 j 类样本中心点为 X_{ij} ,则:

$$X_{ij} = \frac{1}{M_j} \sum_{k=1}^{M_j} x_{ijk} \quad (5)$$

将第 i 时段属于第 j 类的全部 M_j 个样本状态合并成一个状态 X_{ij} ,第 i 时段状态 X_{ij} 出现的概率 $P(X_{ij})$ 为:

$$P(X_{ij}) = \frac{M_j}{\sum_{l=1}^{N_i} M_l} \quad (6)$$

d. 重复以上步骤,获得一天各时段对应的综合状态及概率,作为该季节代表日数据。

2 基于虚拟分区调度的配电网光伏-储能二层规划数学模型

2.1 建模思路

配电网中光伏发电和储能规划应更多地考虑运行条件。本文对配电网中光伏发电和储能规划考虑以下因素。

a. 配电网快速发展使分布式电源的协调调度成为可能,在高渗透率 DG 配电网条件下,通过监测及通信手段,调度中心可以随时掌握光伏发电、负荷及网络的运行状态,通过高级软件计算储能设备充放电功率参考值,并发布控制指令实现经济运行。考虑环保和发挥光伏作用,光伏发电应采用最大功率跟踪控制,储能则根据光伏出力进行优化调度。

b. 为便于配电网对高渗透率分布式电源进行高效管理,未来配电网应根据光伏发电、储能的容量及分布进行虚拟分区,在电网运行时由区域内光伏发电和储能实现区域内功率支撑和降低区域内电能损耗,进而保证整个配电网的经济运行。此外,配电网分区也有利于区域自治和自愈功能实现。

c. 可通过控制储能充放电功率实现能量平衡和抑制光伏发电的功率波动,虽然光伏电源与储能的配置相互影响,但光伏电源的配置对储能的配置具有决定性作用。

基于以上分析,本文建立光伏电源、储能配置的二层规划模型。上层规划为光伏投资决策问题,规划目标是年费用最小,决策变量是光伏安装位置与容量;下层规划为储能投资决策问题,规划目标是等效负荷方差和最小,首先对已经完成光伏配置的配电网进行虚拟分区,在此基础上进行储能的优化配置,同时规

划中考虑区内储能调度优化,达到削峰填谷、降损效果。上层规划结果即光伏投资决策变量为下层规划提供了初始条件,下层规划所得最优值反馈到上层规划,导入年费用中便是上层规划总的目标函数值。模型原理图如图 1 所示。

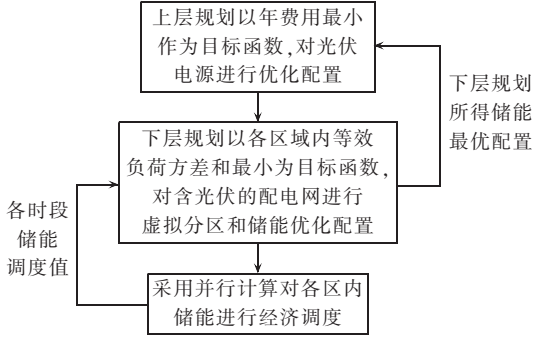


图 1 模型原理图

Fig.1 Schematic diagram of model

2.2 上层规划目标函数及约束条件

以年投资运行维护费用 C_{inv} 、系统年有功损耗费用 C_{losses} 及从上级电网购电年费用 C_{en} 这 3 个指标最小为优化目标,决策变量为光伏的安装位置与容量,目标函数为:

$$F_{up} = \min(w_1 C_{inv} + w_2 C_{losses} + w_3 C_{en}) \quad (7)$$

其中, w_1, w_2, w_3 为各目标权重,采用判断矩阵法确定权重^[14]。

a. 年投资运行维护费用:

$$C_{inv} = \sum_{i=1}^{N_{PV}} \alpha_{PV} C_{PV} S_{PV,i} + \sum_{j=1}^{N_{ES}} \alpha_{ES} C_{ES} S_{ES,j} + 8760(c_{PV} S_{PV} F_{PV} + c_{ES} S_{ES} F_{ES}) \quad (8)$$

其中, N_{PV}, N_{ES} 分别为光伏、储能的安装总数; α_{PV}, α_{ES} 分别为光伏、储能的固定投资年平均费用系数; C_{PV}, C_{ES} 分别为光伏、储能的单位容量投资成本; $S_{PV,i}$ 为安装在第 i 个光伏安装位置的光伏安装容量; $S_{ES,j}$ 为在第 j 个储能安装位置的储能安装容量; c_{PV}, c_{ES} 分别为光伏、储能的单位电量运行维护费用; S_{PV}, S_{ES} 分别为光伏、储能的安装总容量; F_{PV}, F_{ES} 分别为光伏、储能的容量系数。

b. 年网损费用:

$$C_{losses} = \sum_{k=1}^4 T_k \sum_{i=1}^{24} \bar{C}_{losses,i} \quad (9)$$

其中, T_k 为第 k 个季节的天数; $\bar{C}_{losses,i}$ 为第 i 时段满足一定置信度的系统年网损费用,由下层规划得出。

c. 年购电费用:

$$C_{en} = \sum_{k=1}^4 T_k \sum_{i=1}^{24} \bar{C}_{eni} \quad (10)$$

其中, T_k 为第 k 个季节的天数; $\bar{C}_{eni}$ 为第 i 时段满足一定置信度的购电费用,由下层规划得出。

上层约束条件如下。

a. 支路功率概率约束:

$$P\{P_k(x, \xi) \leq P_k^{\max}\} \geq \beta_P \quad k \in \Omega_{line} \quad (11)$$

其中, $P\{\cdot\}$ 表示事件概率; $P_k(x, \xi)$ 为在状态 ξ 下支路 k 的有功功率值; $P_k^{\max}$ 为支路 k 的有功功率允许最大值; β_P 为支路功率的置信水平; Ω_{line} 为系统支路集合。

b. 节点电压概率约束:

$$P\{U_i^{\min} \leq U_i(x, \xi) \leq U_i^{\max}\} \geq \beta_U \quad i \in \Omega_{node} \quad (12)$$

其中, $U_i(x, \xi)$ 为在状态 ξ 下节点 i 的电压值; $U_i^{\max}, U_i^{\min}$ 分别为节点 i 的电压上、下限; β_U 为节点电压的置信水平; Ω_{node} 为系统节点集合。

c. 功率平衡约束:

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (13)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (14)$$

其中, P_i, Q_i 分别为节点 i 注入的有功功率和无功功率; $G_{ij}, B_{ij}, \delta_{ij}$ 分别为节点 i, j 之间的电导、电纳和电压相角差; n 为系统节点总数; U_i, U_j 分别为节点 i, j 的电压幅值。

2.3 下层规划目标函数及约束条件

以光伏安装位置和容量为基础,下层规划进行分区调整以及储能优化配置。考虑区域内功率平衡及光伏发电的随机性,基于电量平衡对配电网进行虚拟分区,分区后对区内储能进行优化调度,达到平抑光伏出力波动、削峰填谷的作用,进而达到降损的目标。

2.3.1 虚拟分区

由于光伏发电出力是波动的,不能按某一时刻功率平衡进行配电网分区,而应考虑整个规划周期。本文提出以电量平衡为约束的分区方法如下。

a. 电量计算。光伏发电量为光伏电源容量与光伏最大发电量利用小时数的乘积,负荷电量为最大负荷与最大负荷利用小时数的乘积。

b. 分区方法。以光伏发电系统接入点为中心,以电量平衡为约束进行广度优先搜索,最大限度地得到满足电量平衡的区域。

c. 候选支路。由于光伏发电量约束,会有部分支路和节点未被划入区域内,将区域边缘支路与未被划入区域的支路作为区域间连接支路的候选支路。

d. 区域信息。通过对区域最大数量 $N_{QV}^{\max}$ 的限制,可知连接支路最大数量为 $(N_{QV}^{\max} - 1)$,在候选支路中选取数量不大于 $(N_{QV}^{\max} - 1)$ 条的支路后,即可确定各区域信息。

2.3.2 区内储能调度方案

为了提高区域内供电充裕度和平衡区内负荷,光伏采用最大功率跟踪技术,对区内储能进行优化调度。在区内负荷高峰时刻安排储能放电,在区内负荷

低谷时段安排储能充电,根据电网的光伏出力-负荷综合曲线合理对储能的充放电进行调度。区域内负荷的平衡情况可由网损体现,为了将区内每个时段的调度值直接反映到网络损耗计算的模型中,建立以区内的等效负荷方差和最小的下层规划目标函数。

$$\min D = \sum_{k=1}^4 T_k \sum_{j=1}^{N_{QY}} \sum_{i=1}^{24} (P_{l,k}^{ij} - P_{pv,k}^{ij} + P_{es,k}^{ij} - P_{av,k}^J)^2 \quad (15)$$

其中, D 为区内等效负荷方差和; T_k 为第 k 个季节的天数; N_{QY} 为划分后区域的数量; $P_{l,k}^{ij}$ 、 $P_{pv,k}^{ij}$ 分别为第 k 个季节区域 J 在第 i 时段的负荷期望、光伏出力期望; $P_{es,k}^{ij}$ 为第 k 个季节区域 J 内储能在第 i 时段的功率, $P_{es,k}^{ij} < 0$ 表示储能发出功率, $P_{es,k}^{ij} > 0$ 表示储能吸收功率; $P_{av,k}^J$ 为第 k 个季节区域 J 的等效负荷平均值,如式(16)所示。

$$P_{av,k}^J = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} (P_{l,k}^{ij} - P_{pv,k}^{ij} + P_{es,k}^{ij}) \quad (16)$$

储能模型如下:

$$S^{i+1} = \begin{cases} S^i + P_{es}^i \eta_c \Delta t & P_{es}^i \geq 0 \\ S^i + P_{es}^i / \eta_d \Delta t & P_{es}^i < 0 \end{cases} \quad (17)$$

其中, S^i 为储能装置在第 i 时段的荷电状态; Δt 为时间间隔; η_c 、 η_d 分别为储能设备充、放电效率; P_{es}^i 为第 i 时段储能的充放电功率,充电时 $P_{es}^i \geq 0$,放电时 $P_{es}^i < 0$ 。

在储能优化调度时,要满足储能的容量约束。

$$\beta_1 S \leq S^i \leq \beta_2 S \quad (18)$$

其中, S^i 为储能装置在第 i 时段的荷电状态; S 为储能最大荷电状态; β_1 和 β_2 为充放电系数,取 $\beta_1 = 0.2$, $\beta_2 = 0.8$ 。

下层约束条件如下。

a. 小时网损费用概率约束:

$$\sum_{j=1}^{\xi_{\max}} P\{f(X, \xi_j) \leq \bar{C}_{\text{lossesi}}\} \geq \alpha \quad (19)$$

$$\bar{C}_{\text{lossesi}} = C_p \Delta t P_{\text{loss}} \quad (20)$$

其中, X 为决策变量,即区域的划分与储能的接入位置及容量; ξ_j 为配电网系统中的第 j 个状态量; $\xi_{\max}$ 为所在时段的系统状态总数; $f(X, \xi)$ 为在状态 ξ 下系统的网损费用最小值; α 为目标函数的置信水平; $\bar{C}_{\text{lossesi}}$ 为所在时段 $f(X, \xi)$ 在概率水平至少为 α 时所取得的最小值; P_{loss} 为系统网损; C_p 为购电电价; Δt 为时段长度(本文取1h)。

b. 小时购电费用概率约束:

$$\sum_{j=1}^{\xi_{\max}} P\{f(X, \xi_j) \leq \bar{C}_{\text{eni}}\} \geq \alpha \quad (21)$$

$$\bar{C}_{\text{eni}} = C_{\text{pu}} \Delta t (P + P_{\text{loss}} - P_{\text{pv}} - P_{\text{es}}) \quad (22)$$

其中, $\bar{C}_{\text{eni}}$ 为所在时段 $f(X, \xi)$ 在概率水平至少为 α 时所取得的最小值; P 、 P_{loss} 、 P_{pv} 、 P_{es} 分别为总负荷、系统网损、光伏发电有功出力、储能出力。

c. 区域划分数量约束:

$$N_{QY} \leq N_{QY}^{\max} \quad (23)$$

其中, N_{QY} 为划分后区域的数量; $N_{QY}^{\max}$ 为允许划分的区域最大数量。

d. 光伏空间约束:

$$M_{\text{area}} \leq M_{\text{area}}^{\max} \quad (24)$$

其中, M_{area} 为光伏安装面积; $M_{\text{area}}^{\max}$ 为允许光伏安装的最大面积。

式(15)中变量均为同一区域内变量,所以各区域储能调度可以独立并行进行。

3 二层规划求解方法

本文采用精英保留策略遗传算法^[15]求解所提出的二层规划问题。遗传操作采用最优保留策略、自适应交叉率和变异率,使其能够获得全局最优解。为提高编码效率,上、下层遗传染色体均采用混合编码。

3.1 上层规划编码

每个染色体分为两部分,如图2所示。

$$\begin{array}{c|c} \text{PV 位置} & \text{PV 容量} \\ \hline L_1 & C_1 \\ L_2 & C_2 \\ L_3 & C_3 \\ \vdots & \vdots \\ L_M & C_M \end{array}$$

图2 上层规划染色体结构

Fig.2 Chromosome structure of upper level programming

染色体第一部分实现对光伏位置的基因编码,其值从光伏候选位置中产生,表示为 L_1-L_M , M 为光伏最大位置数;染色体第二部分实现对光伏容量的基因编码,表示为 C_1-C_M , $C_i(i=1,2,\dots,M)$ 为安装在位置 L_i 的安装容量, C_i 有8种可能取值,编码为0表示不接入DG。

3.2 下层规划编码

下层将区域间连接支路和储能安装容量及位置作为控制变量,规划24h运行状态。如图3所示,每个染色体分为3个部分。

$$\begin{array}{c|c|c} \text{区域间连接支路} & \text{ES 位置} & \text{ES 容量} \\ \hline l_1 & S_1 & C_{e1} \\ l_2 & S_2 & C_{e2} \\ l_3 & S_3 & C_{e3} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ l_A & S_B & C_{eB} \end{array}$$

图3 下层规划编码

Fig.3 Chromosome structure of lower level programming

第一部分对应区域间连接支路,其值从区域间连接支路的候选位置中产生,表示为 l_1-l_A , A 为区域间连接支路候选位置数;第二部分实现对储能位置的基因编码,其值从储能的候选位置中产生,表示为 S_1-S_B , B 为储能的安装容量,表示为 $C_{e1}-C_{eB}$, $C_{ei}(i=1,2,\dots,B)$ 为安装在位置 S_i 的安装容量, C_{ei} 有8种可能取值,编码为0表示不接入储能。

3.3 储能调度编码

本文采用惯性因子随适应值自动改变的自适应

粒子群算法^[16-17]。粒子的编码如图 4 所示,图中 P_i^{ES} 为第 i 个粒子的位置; $P_u^{\text{ES}}(t=1,2,\cdots,24)$ 为第 i 个粒子 t 时刻的坐标,表示储能 t 时段的调度值。

图 4 粒子编码

Fig.4 Encoding of particles

3.4 算法流程

- a. 输入网络原始数据。
- b. 根据原始数据进行潮流计算,获得初始网络相应数据。
- c. 按上文所述对上、下层规划编码。
- d. 产生上层规划遗传算法初始种群。
- e. 建立光伏-负荷在每个时段的多状态模型。
- f. 针对上层初始化种群中每一个个体,产生下层规划初始化群体,根据下层规划模型,对每个时段各状态进行潮流计算,且采用粒子群算法对储能进行调度,得到下层规划目标函数最优值。
- g. 将上层初始化群体中每一个个体对应的下层规划最优值、储能容量、每个时段的网损购电及费用返回上层规划。
- h. 计算上层规划模型。
- i. 进行遗传操作,包括选择、交叉、变异,产生新种群。
- j. 终止条件判断,若遗传代数 T 大于最大遗传代数,计算结束,输出结果;否则, $T=T+1$,转至步骤 f。

4 算例及结果分析

4.1 算例介绍

采用 IEEE 33 节点系统进行仿真,如图 5 所示,负荷水平为 3715 kW+2700 kvar。

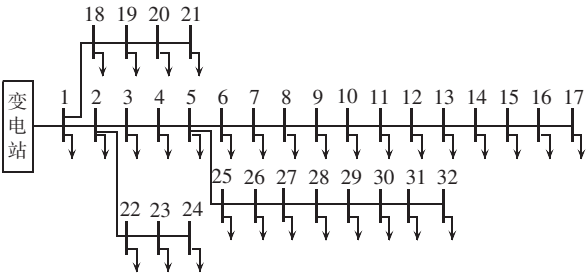


图 5 测试系统

Fig.5 Test system

设自然条件满足光伏的接入要求。预测规划水平年原负荷节点新增容量 10%,分布式电源渗透范围为 30%~50%,权重 $w_1=0.1047$ 、 $w_2=0.6370$ 、 $w_3=0.2583$,区域最大数量为 6。光伏候选安装位置为节点 7、9、10、13、14、16、18、23、26、29、31。储能候选安装位置为节点 8、11、12、15、17、19、22、24、27、30、32。表 1 给出了涉及的相关参考价格。

4.2 光伏、储能规划方案比较

对 3 种计算情形进行配电网光伏、储能优化配

表 1 相关参考价格
Table 1 Relevant reference prices

项目	价格
用户侧售电电价	0.609 元/(kW·h)
向输电网购电电价	0.394 元/(kW·h)
光伏单位造价	7000 元/kW
储能单位造价	18200 元/kW

置研究:情形 1,采用二层规划,不考虑分区且不进行储能调度,只在固定时段对储能进行恒功率充放电;情形 2,采用二层规划且考虑分区,但是不进行储能调度,只在固定时段对储能进行恒功率充放电;情形 3,采用二层规划,考虑分区且进行各区域储能调度。

规划结果见表 2、表 3。

表 2 光伏、储能规划结果
Table 2 Results of PV-generation & ES programming

情形	对象	容量/kW(配置节点)	区域间连接线
1	PV	120(7),180(10),150(16),210(18),210(23),180(26),120(29),150(31)	—
	ES	210(8),210(15),210(24),210(27)	
2	PV	150(7),90(10),210(14),210(16),150(18),180(23),120(26),180(31)	22-25
	ES	120(11),210(17),180(19),180(24),180(30)	
3	PV	210(7),180(10),120(14),210(16),180(18),90(23),60(26),60(29),150(31)	22-9
	ES	210(8),180(15),180(24),210(27),120(32)	

表 3 光伏、储能规划成本比较
Table 3 Comparison of costs among different PV-generation & ES configurations

情形	投资运行维护费用	网损费用	购电成本	总成本
1	259.60	21.02	558.40	839.02
2	264.06	20.40	550.54	835.00
3	268.53	15.26	481.70	765.49

由表 2 可以知道,情形 1、情形 2、情形 3 的储能安装个数分别为 4、5、5,说明考虑分区有利于储能分散配置,以保证各区内储能更好地配合光伏出力;情形 2、情形 3 的分区数均为 3,说明对于 IEEE 33 节点网络,在本文渗透率范围内分区数量为 3 时规划较为合理。

由表 3 数据可以看出,情形 2 和情形 3 中网损费用、购电成本都明显优于情形 1,且网损费用、购电成本和总成本减小分别在 2.96% 以上、1.41% 以上和 1.02% 以上,网损费用改善最为显著,说明分区对于网损改善具有较好效果;对比情形 1、情形 2 和情形 3,情形 3 总成本最低,比情形 1 和情形 2 每年分别要节省成本 8.76% 和 8.32%;对比情形 2 和情形 3,情形 3 比情形 2 的网损费用节省了 25.22%,说明以区域为对象进行储能优化调度可实现各区域内负

荷削峰填谷,进而获得更好的降损效果。

图 6 中给出了第 3 种情形下光伏、储能的优化结果。

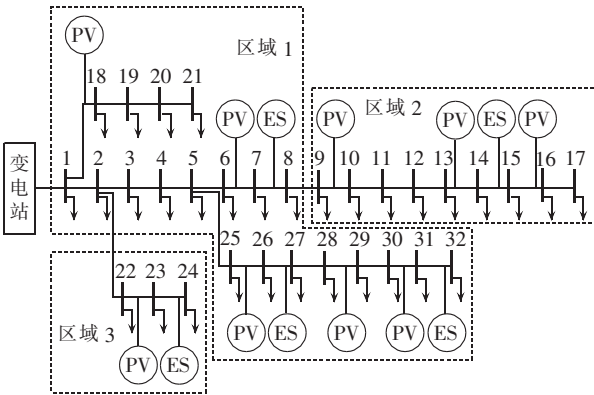


图 6 光伏、储能优化结果
Fig.6 Results of PV-generation & ES optimization

4.3 不同调度模式下规划方案比较

采用 2 种储能调度模式进行优化:模式 1,对全网储能统一进行调度;模式 2,对各区内储能分别进行调度。规划结果见表 4。

表 4 不同储能调度模式下规划成本比较
Table 4 Comparison of programming costs among different ES dispatch modes

模式	投资运行维护费用	网损费用	购电成本	总成本
1	247.65	17.17	512.51	777.33
2	268.53	15.26	481.70	765.49

从表 4 数据可以看出,与模式 1 相比较,模式 2 的投资运行维护费用要多,说明分区储能调度时,储能配置容量大,而网损费用和购电成本均比全网储能调度的少,其中模式 2 的网损费用、购电成本分别减低了 11.15% 和 6.01%,网损改善显著。分区储能调度时,网损费用和购电成本均下降,说明配电网内各分区自治进行区内储能调度,对配电网的网损改善更佳。

表 5、图 7 给出了区域 1 储能在模式 1 和模式 2 下的各时段出力最优方案比较。

从表 5 数据看出,在 08:00—10:00 期间,负荷出现高峰,而光伏出力较少,储能进行放电;在 11:00—15:00 期间,负荷值变化较小,而此时光照强度大,光伏出力水平较高,储能进行充电;在 15:00—18:00 期间,负荷又出现高峰,而光照强度逐渐减小,光伏出力较少,储能进行放电;夜间负荷小,储能进行充电。这说明储能作为可控元件,在光伏出力较小而负荷较大时或光伏出力较大而负荷较小时,能够调节区域内整体负荷水平,缓解光伏出力带来的波动性,起到削峰填谷、节能降损的作用。

表 5 数据显示,区域内的负荷高峰分别为 08:00 和 17:00 时,08:00 时模式 2 比模式 1 的储能多出力

表 5 区域 1 储能 24 h 出力控制结果
Table 5 Results of 24-hour ES output control for Region 1

时刻	负荷出力	光伏出力	光伏-负荷净负荷	模式 1 储能出力	模式 2 储能出力
01:00	291.16	0	291.16	48.98	84.20
02:00	317.39	0	317.39	15.01	49.15
03:00	296.41	0	296.41	14.21	59.71
04:00	469.53	18.86	450.67	0.44	14.79
05:00	584.95	27.56	557.39	0.64	44.15
06:00	721.35	34.81	686.54	-29.25	-25.40
07:00	842.01	51.13	790.88	-40.19	-63.34
08:00	821.02	111.33	709.69	-0.01	-58.50
09:00	810.53	164.27	646.26	-0.01	-10.38
10:00	852.50	196.55	655.95	36.06	-42.70
11:00	810.53	245.14	565.39	3.72	36.35
12:00	847.25	259.29	587.96	71.85	58.37
13:00	800.04	244.42	555.62	24.71	19.42
14:00	826.27	223.75	602.52	71.53	2.44
15:00	1020.38	202.35	818.03	-0.02	-2.36
16:00	1177.76	159.20	1018.56	0.02	-73.88
17:00	1356.13	99.73	1256.40	-140.38	-157.04
18:00	1141.04	43.88	1097.16	-40.06	-70.05
19:00	784.30	33.00	751.30	-0.05	0.37
20:00	611.18	25.02	586.16	0.01	-0.16
21:00	542.98	13.42	529.56	-0.01	0.23
22:00	443.30	0	443.30	0.01	8.16
23:00	432.81	0	432.81	-22.07	-6.94
24:00	364.61	0	364.61	22.99	110.38

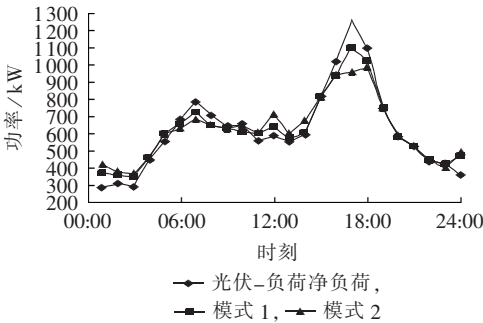


图 7 区域 1 等效负荷曲线
Fig.7 Equivalent load curve of Region 1

58.49 kW,17:00 时模式 2 比模式 1 的储能多出力 16.66 kW;区域内的负荷低谷出现在 00:00—03:00,此期间模式 2 比模式 1 的储能分别多吸收电能 35.22 kW、34.14 kW、45.50 kW。结合以上数据,对应图 7 可得出,模式 2 比模式 1 的削峰填谷效果更加显著,即分别对各区内储能进行调度比全网储能进行统一调度更有利于电网的节能降损。

表 6 比较了蒙特卡洛法、概率法和本文方法 3 种模拟方法的状态数和支行时间。由表 6 可知,本文的状态数为 145,相对于概率法和蒙特卡洛法,大幅减少了状态数量;本文方法运行时间为 43 min,相对于概率法,时间缩短了 41 min。故本文的状态处理方法大幅节省了运行时间,简化了计算难度。

表 6 不同模拟方法的比较
Table 6 Comparison among different simulation methods

方法	状态数	运行时间/min
蒙特卡洛法	>10000	132
概率法(1 d)	840	84
本文方法(1 d)	145	43

5 结论

考虑城市配电网中高渗透率光伏接入,结合虚拟分区及储能优化调度,提出了光伏电源和储能优化配置的二层规划模型和求解方法。本文研究得到如下结论。

- a. 充分考虑光伏与负荷间的内在关联,采用密度聚类方法建立了光伏-负荷综合状态模型,实际统计出的 1 d 状态数仅为 145,简化了模型计算难度。
- b. 虚拟分区可使各区内储能更好地配合光伏出力、改善网损、减少购电费用;在虚拟分区的基础上,考虑储能调度,网损费用和购电成本进一步减少,反映了在规划过程中考虑储能调度的必要性。
- c. 储能可缓解光伏出力带来的波动性、削峰填谷、节能降损;相较于储能全网调度方案,储能分区调度方案降低了总成本,可以获得更高的经济效益,各区域自治方式更利于配电网的经济运行。

参考文献:

[1] 王伟,孙昶辉,吴子平,等. 含分布式发电系统的微网技术研究综述[J]. 电网技术,2009,33(9):14-18.
WANG Wei,SUN Changhui,WU Ziping,et al. A review on micro-grid technology containing distributed generation system[J]. Power System Technology,2009,33(9):14-18.

[2] WOYTE A,VAN V,BELMANS R,et al. Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2006,21(1):202-209.

[3] 汪海瑛,白晓民,许婧,等. 考虑风光储协调运行的可靠性评估[J]. 中国电机工程学报,2012,32(13):13-20.
WANG Haiying,BAI Xiaomin,XU Jing,et al. Research on thyristor conduction angle characteristics in transient process of TCSC[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(13):13-20.

[4] 张立梅,唐巍,王少林,等. 综合考虑电力公司和独立发电商利益的分布式电源规划[J]. 电力系统自动化,2011,35(4):23-28.
ZHANG Limei,TANG Wei,WANG Shaolin,et al. Distributed generators planning considering benefits for distribution power company and independent power suppliers[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(4):23-28.

[5] 王瑞琪,李珂,张承慧,等. 基于多目标混沌量子遗传算法的分布式电源规划[J]. 电网技术,2011,35(12):183-189.
WANG Ruiqi,LI Ke,ZHANG Chenghui,et al. Distributed generation planning based on multi-objective chaotic quantum genetic algorithm[J]. Power System Technology,2011,35(12):183-189.

[6] 邓威,李欣然,李培强,等. 基于互补性的间歇性分布式电源在配

网中的优化配置[J]. 中国电机工程学报,2013,28(6):216-225.
DENG Wei,LI Xinran,LI Peiqiang,et al. Optimal allocation of intermittent distributed generation considering complementarity in distributed network[J]. Proceedings of the CSEE,2013,28(6):216-225.

[7] 李亮,唐巍,白牧可,等. 考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化,2013,37(3):58-63,128.
LI Liang,TANG Wei,BAI Muke,et al. Multi-objective locating and sizing of distributed generators based on time-sequence characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(3):58-63,128.

[8] ABOELSOOD Z,MOSTAFA F,SHAABAN E F,et al. Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders' reconfiguration[J]. Electric Power Systems Research,2013,105:95-104.

[9] WANG Peng,BILLINTON R. Time sequential distribution system reliabilityworth analysis considering time varying load and cost models[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,1999,14(3):1046-1051.

[10] CONTI S,RAITI S,TINA G,et al. Study of the impact of PV generation on voltage profile in LV distribution networks[C]//2001 IEEE Porto Power Technology Conference. Porto,Portugal: IEEE,2001:1-6.

[11] ARRIAGADA E,LOPEZ E,ROA C,et al. A stochastic economic dispatch model with renewable energies considering demand and generation uncertainties[C]//IEEE Grenoble PowerTech. Grenoble,France:IEEE,2013:1-6.

[12] EYER M T,LUTHER J. On the correlation of electricity spot market prices and photovoltaic electricity generation[J]. Energy Conversion and Management,2004,45(17):2639-2644.

[13] 荣秋生,颜君彪,郭国强. 基于 DBSCAN 聚类算法的研究与实现[J]. 计算机应用,2004,24(4):45-46,61.
RONG Qiusheng,YAN Junbiao,GUO Guoqiang. Research and implementation of clustering algorithm based on DBSCAN[J]. Computer Applications,2004,24(4):45-46,61.

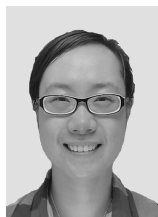
[14] 吕涛,唐巍,丛鹏伟,等. 分布式电源与配电网架多目标协调规划[J]. 电力系统自动化,2013,37(21):139-145.
LÜ Tao,TANG Wei,CONG Pengwei,et al. Multi-objective coordinated planning of distribution network incorporating distributed generators [J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(21):139-145.

[15] 苗增强,姚建刚,李婷,等. 改进的多目标遗传算法在配电网规划中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报,2009,21(5):63-67.
MIAO Zengqiang,YAO Jiangang,LI Ting,et al. Application of improved multi-objective genetic algorithm distribution network planning[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2009,21(5):63-67.

[16] 刘自发. 基于智能优化算法的配电网规划与优化运行研究[D]. 天津:天津大学,2005.
LIU Zifa. A study on distribution network planning and optimal operation based on intelligence optimization algorithms[D]. Tianjin:Tianjin University,2005.

[17] 纪震,廖惠连,吴青华. 粒子群算法及应用[M]. 北京:科学出版社,2009:64-70.

作者简介:



白牧可

白牧可(1985—),女,河北唐山人,博士研究生,主要研究方向为分布式发电、配电网规划与评估研究(E-mail:baimuke@163.com);

唐巍(1971—),女,黑龙江齐齐哈尔人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统分析与控制、地方电力系统经济运行、配电网可靠性、分布式电源与微

电网接入技术等(E-mail:wei_tang@cau.edu.cn);

谭煌(1991—),男,湖北黄冈人,硕士研究生,主要研究方向为配电网无功优化控制(E-mail:303972630@qq.com);

高峰(1990—),男,贵州黔西人,硕士研究生,主要研究方向为微电网的规划与运行调度(E-mail:gfeng0857@foxmail.com);

闫涛(1990—),男,河北张家口人,硕士研究生,主要研究方向为配电网可靠性(E-mail:737804921@qq.com)。

Optimal PV-generation & ES configuration based on virtual partition scheduling and bi-level programming for urban distribution network

BAI Muke,TANG Wei,TAN Huang,GAO Feng,YAN Tao

(College of Information and Electrical Engineering,China Agriculture University,Beijing 100083,China)

Abstract: According to the features of urban distribution network with a high penetration of distributed generation,a planning model and method of PV(PhotoVoltaic) generation and ES(Energy Storage) are proposed based on the virtual partition and bi-level programming. Based on the historical data,the density clustering is adopted to generate the multiple states of PV-generation and load for different periods,which considers the time-sequence,randomness and their internal correlation of PV-generation and load to greatly reduce the number of states. A bi-level programming model of PV-generation and ES based on the virtual partition is established,which takes the minimum annual cost as the objective function of upper level programming,the installation position and capacity of PV-generation as the variables of upper level optimization,the minimum sum of equivalent load variance as the objective function of lower level programming,the installation position and capacity of virtual partition and ES as the variables of lower level optimization,as well as considers the optimal dispatch of ES for each partition. The elitist strategy genetic algorithm and particle swarm optimization algorithm are applied to solve the model. The simulative results of IEEE 33-bus system verify the effectiveness of the proposed model and method. The obtained PV-generation & ES configuration scheme can effectively enhance the network economy and reduce the network loss.

Key words: photovoltaic generation; virtual partition; energy storage; optimal configuration; bi-level programming; urban distribution network