

考虑光伏出力不确定性的园区配电网日前运行计划

许寅, 李佳旭, 王颖, 李晨, 和敬涵

(北京交通大学 电气工程学院, 北京 100044)

摘要:随着分布式光伏大量接入配电网,其出力的不确定性成为影响配电网安全运行的重要因素,在制定日前运行计划时需要予以考虑。提出一种以最小化购电费用和电压偏移期望为目标的园区配电网日前运行机会约束规划模型。使用高斯混合模型描述光伏出力的不确定性,并采用样本均值近似方法将表述电压越限概率的机会约束转化为确定性约束,从而将机会约束规划模型转化为确定性的混合整数线性规划模型。通过求解该模型得到最优的配电网日前运行计划。以IEEE 13节点标准算例和北京某高校校园配电网为例,验证了所提模型和方法的有效性。

关键词:配电网;日前运行计划;不确定性;高斯混合模型;样本均值近似

中图分类号:TM 615

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202003004

0 引言

当前能源问题突出、环境污染严重的背景下,大力发展光伏、风电等可再生能源,是我国实现能源可持续发展的的重要举措^[1]。根据国家能源局发布的《2018年光伏发电统计信息》^[2],截至2018年底,我国分布式光伏发电新增 2.096×10^7 kW,同比增长71%。接入园区配电网的分布式光伏发电系统以其可靠性高、安装灵活的优点,成为我国光伏重点发展方式^[3]。

配电网日前运行计划是实现配电网高效运行和节能减排目标的有效手段。利用分布式光伏、储能等本地电源参与系统运行可提高园区配电网运行管理的灵活性,但同时也给配电网优化运行带来诸多挑战^[4]。分布式光伏出力具有随机性和波动性,如何对其不确定性进行准确建模是制定运行计划时需要解决的难点问题之一;如何在配电网日前优化运行模型中考虑由光伏出力不确定性带来的电压越限、线路过载等安全风险并有效求解最优运行策略是另一个难点。

对于光伏不确定性建模,文献[5]利用正态分布表示光照强度概率密度函数,并建立了光伏发电输出功率与光照强度的线性关系;文献[6]利用正态分布表示一天内各时段的光照辐射量占一天内总辐射量的比例,并考虑了日照强度、空气透明指数等天气因素对光伏出力的影响;文献[7]所建立的模型中利用Beta分布表示光照强度及光伏出力的概率密度分布。这类方法采用典型分布函数拟合光照强度,从

而得到光伏出力概率分布,其拟合效果很大程度受限于所选分布函数的种类。此外,相比于大型光伏电站,小规模接入的分布式光伏出力随机性更为明显,单一特定分布函数并不能很好地描述分布式光伏出力的不确定性^[8]。

对于日前运行随机优化建模与求解,文献[9]使用某典型日的光照强度曲线表示运行周期内的光伏出力,建立了一个以最小化能量损耗为目标的多时段优化运行模型,对储能、电容器、无功补偿器的出力特性进行建模;文献[10]在利用正态分布对光伏出力建模的基础上,提出电压越限平均值和最大值2个指标来评估电压越限风险,以此保证运行方案的安全性;文献[11]利用鲁棒优化方法处理线路功率越限问题,但存在解较为保守的问题。机会约束是描述电压越限、线路过载等安全运行问题的常用方法。文献[12]利用随机响应面法处理优化模型中分布式电源出力不确定性对潮流的影响,并通过累计分布函数判断电压是否满足机会约束;文献[13]用改进粒子群优化算法求解含机会约束的随机优化问题,并通过蒙特卡洛方法对机会约束进行校验来不断更新粒子;文献[14]将机会约束作为惩罚项引入目标函数中,用灾变遗传算法求解随机优化模型。

为克服典型分布函数在描述分布式光伏出力特性时的适用性问题,本文采用高斯混合模型GMM(Gaussian Mixture Model)描述分布式光伏出力的不确定性。在此基础上,建立园区配电网日前运行机会约束规划模型,并采用样本均值近似SAA(Sample Average Approximation)方法将机会约束转化为确定性约束,从而将随机规划问题转化为确定性规划模型进行求解。最后,采用IEEE 13节点标准算例和北京某高校校园配电系统实际算例验证了本文所提方法的有效性。

收稿日期:2019-08-18;修回日期:2020-01-07

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2018-JBZ004)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2018JBZ004)

1 基于GMM的光伏出力不确定性建模

根据美国国家可再生能源实验室 NREL(National Renewable Energy Laboratory)提供的2006年美国不同地区光伏电站24 h出力历史数据^[15],一天中各时段光伏出力概率密度分布曲线不是单调变化的,具有非对称、多峰值的特点。然而,不论是正态分布还是Beta分布都不具备表示多峰分布的能力。

GMM由一个或多个高斯分量加权求和得到,通过调整其高斯分量的数量、权重和参数,能够很好地拟合多峰分布^[8]。文献[16]从理论上证明了GMM可以任意精度逼近任意连续随机变量的概率密度函数,即GMM不仅可以准确模拟分布式光伏出力不确定性,同时也涵盖正态分布、Beta分布等常用的光伏出力随机性模型。因此,本文采用GMM描述分布式光伏出力的不确定性。

GMM可由式(1)~(4)表示,其中式(1)表示GMM概率密度函数,式(2)表示GMM中各高斯分量的概率密度函数,式(3)和式(4)表示GMM中各高斯分量的权重之和为1且均大于0。

$$P(x) = \alpha_i K_i(x | \mu_i, \sigma_i^2) \quad (1)$$

$$K_i(x | \mu_i, \sigma_i^2) = (2\pi)^{-\frac{1}{2}} \sigma_i^{-1} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{x - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2} \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^m \alpha_i = 1 \quad (3)$$

$$\alpha_i > 0 \quad (4)$$

其中, m 为高斯分量数; x 为随机变量,在本文中表示分布式光伏的出力; α_i 为第 i 个高斯分量的权重; K_i 为第 i 个高斯分量的概率密度函数; μ_i 和 σ_i 分别为第 i 个高斯分量的均值与标准差。

以分布式光伏出力的历史数据为输入,给定高斯分量数量,GMM参数可通过极大似然估计获得。其中,目标函数为分布式光伏出力历史数据的对数似然函数:

$$L = \sum_{j=1}^n \ln \left(\sum_{i=1}^m \alpha_i K_i(x_j | \mu_i, \sigma_i^2) \right) \quad (5)$$

其中, $x_j(j=1,2,\dots,n)$ 为分布式光伏出力第 j 个历史数据, n 为历史数据总数。

最大期望EM(Expectation Maximization)算法是一种广泛应用于GMM参数估计的方法。本文采用该算法求解上述极大似然估计问题。EM算法是通过重估公式不断迭代来估计GMM模型的参数,具有易收敛、收敛速度快的特点。本文模型中,EM算法一次迭代的计算过程如下。

E步骤:

$$P_r(k | x_j) = \frac{\alpha_k K(x_j | \mu_k, \sigma_k^2)}{\sum_{i=1}^m \alpha_i K(x_j | \mu_i, \sigma_i^2)} \quad (6)$$

$$j = 1, 2, \dots, n; k = 1, 2, \dots, m$$

M步骤:

$$\alpha_k = \frac{\sum_{j=1}^n P_r(k | x_j)}{n} \quad (7)$$

$$\mu_k = \frac{\sum_{j=1}^n P_r(k | x_j) x_j}{\sum_{j=1}^n P_r(k | x_j)} \quad (8)$$

$$\sigma_k^2 = \frac{\sum_{j=1}^n P_r(k | x_j) (x_j - \mu_k)^2}{\sum_{j=1}^n P_r(k | x_j)} \quad (9)$$

其中, $P_r(\cdot)$ 表示事件发生的概率。

E步骤计算光伏出力数据点 x_j 由第 k 个高斯分量生成的概率;M步骤计算GMM中未知参数估计值。不断重复E、M步骤直至找到似然函数的极大值时停止迭代。

2 园区配电网日前优化运行模型

本节首先介绍园区配电网日前优化运行机会约束规划模型,进而阐述将机会约束规划转化为确定性规划的方法。

2.1 机会约束规划模型

2.1.1 目标函数

本文以一个运行周期内园区配电网从主网购电费用和园区各用户电压幅值偏移的期望值最小为目标^[17],在提升园区经济效益的同时,提高园区各用户电压质量。将整个运行周期定义为 T ,分为 N_T 个时段,每一个时段时长为 T_{int} ,则本文模型目标函数为:

$$\min E(C_b + \omega F_v) \quad (10)$$

其中, $E(\cdot)$ 表示期望; C_b 为一个运行周期内配电网从主网的购电费用,为主要目标; F_v 为系统各用户电压的偏移程度,为次要目标; ω 为次要目标的权重系数, $0 < \omega < 1$ 。由于目标函数中含有2个量纲不一致的目标,除了增加权重系数区别2个目标的重要程度外,本文模型中还对各目标进行了归一化处理来平衡其对目标函数的影响程度,具体计算方法为:

$$C_b = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} P_t T_{\text{int}} c_t}{\sum_{t=1}^{N_T} P_{\text{load},t} T_{\text{int}} c_t} \quad (11)$$

$$F_v = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i \in N} |V_i^t - V_0|}{N_T n \Delta V_{\max}} \quad (12)$$

其中, P_i 为 t 时段主网注入功率; $P_{\text{load},t}$ 为 t 时段负荷总功率; c_i 为 t 时段电价; N 为系统中所有节点集合; V_i^t 为 t 时段节点 i 的电压幅值; V_0 为基准电压值; ΔV_{\max} 为在系统安全运行前提下,各节点允许的电压偏移最大值。主网购电费用方面,以一个运行周期内从主网购电最大费用为基准值,即不考虑光伏、储能等分布式电源,负荷需求全部由主网注入功率提供;电压偏移程度方面,以整个运行周期内各节点电压允许偏移的最大值为基准值,在本文中设为 0.05 p.u。

2.1.2 约束条件

园区配电网日前优化运行模型的约束条件主要包括潮流约束、储能运行约束以及电压越限机会约束。

(1) 潮流约束。

本文用支路潮流模型 BFM (Branch Flow Model) 建立系统潮流约束^[18]。为建模方便,将节点电压 V_i 和线路电流 I_{ij} 分别用 $v_i = V_i V_i^*$ 和 $l_{ij} = I_{ij} I_{ij}^*$ 代替,其中“*”表示变量的共轭,即用变量模的平方替代原始的复数变量,潮流约束为:

$$\sum_{k:k \rightarrow i} (S_{ki} - z_{ki} l_{ki}) + s_i = \sum_{j:i \rightarrow j} S_{ij} \quad \forall i \in N \quad (13)$$

$$s_i = \begin{cases} s_{\text{gen},i} - s_{\text{load},i} & \forall i \in G \\ -s_{\text{load},i} & \forall i \in \text{MG} \end{cases} \quad (14)$$

$$v_i - v_j = 2 \text{Re}(z_{ij}^* S_{ij}) - |z_{ij}|^2 l_{ij} \quad \forall ij \in E \quad (15)$$

$$|S_{ij}|^2 = v_i l_{ij} \quad \forall ij \in E \quad (16)$$

其中, $k:k \rightarrow i$ 表示 ki 为所有流入节点 i 的支路; $j:i \rightarrow j$ 表示 ij 为所有流出节点 i 的支路; S_{ki} 为支路 ki 的首端功率,表示从节点 k 流向节点 i 的功率; z_{ki} 为支路 ki 的阻抗; l_{ki} 为支路 ki 电流幅值; s_i 为节点 i 的注入功率; $s_{\text{gen},i}$ 和 $s_{\text{load},i}$ 分别为节点 i 连接的分布式电源出力与负荷需求; z_{ij}^* 为支路 ij 阻抗的共轭; G 为系统中所有连接分布式电源的节点集合, $G \subseteq N$, 由于本文只考虑储能与分布式光伏 2 种分布式电源,本文中 G 表示系统中连接储能与分布式光伏的节点集合; v_i 为节点 i 电压幅值的平方; E 为系统中所有支路集合。

式(13)表示节点功率平衡约束,即对于任意节点 i 而言,从节点 i 流出到相邻节点的功率等于从相邻节点流入节点 i 的功率与外界注入节点 i 的功率之和;式(15)表示相邻节点的电压幅值关系。

注意到网损 $z_{ki} l_{ki}$ 通常远小于支路上流过的功率 S_{ki} ^[18],因此省略公式中含有 $z_{ki} l_{ki}$ 的项,并将其拓展至多时段,即可得到适用于本文模型的多时段线性潮流约束:

$$\sum_{k:k \rightarrow i} S_{ki}^t + s_i^t = \sum_{j:i \rightarrow j} S_{ij}^t \quad \forall i \in N; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (17)$$

$$s_i^t = \begin{cases} s_{\text{gen},i}^t - s_{\text{load},i}^t & \forall i \in G; t = 1, 2, \dots, N_T \\ -s_{\text{load},i}^t & \forall i \in \text{MG}; t = 1, 2, \dots, N_T \end{cases} \quad (18)$$

$$v_i^t - v_j^t = 2 \text{Re}(z_{ij}^* S_{ij}^t) \quad \forall ij \in E; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (19)$$

其中,上标“ t ”均表示在 t 时段的变量。

(2) 储能运行约束。

$$R_{\text{SOC}}^t + P_{i,\text{ch}}^t T_{\text{int}} \eta_{\text{ch}} - P_{i,\text{dch}}^t T_{\text{int}} \eta_{\text{dch}} = R_{\text{SOC}}^{t+1} \quad \forall i \in B; t = 1, 2, \dots, N_T - 1 \quad (20)$$

$$R_{\text{SOC}}^t + P_{i,\text{ch}}^t T_{\text{int}} \eta_{\text{ch}} - P_{i,\text{dch}}^t T_{\text{int}} \eta_{\text{dch}} = R_{\text{SOC}}^1 \quad \forall i \in B; t = N_T \quad (21)$$

$$0 \leq P_{i,\text{ch}}^t \leq P_{i,\text{ch}}^{\max} \quad \forall i \in B; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (22)$$

$$0 \leq P_{i,\text{dch}}^t \leq P_{i,\text{dch}}^{\max} \quad \forall i \in B; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (23)$$

$$R_{\text{SOC}}^{\min} \leq R_{\text{SOC}}^t \leq R_{\text{SOC}}^{\max} \quad \forall i \in B; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (24)$$

其中, B 为系统中所有连接储能的节点集合, $B \subseteq G$; R_{SOC}^t 为储能系统在 t 时段的荷电状态; R_{SOC}^1 为一个运行周期内储能系统在初始时段的荷电状态; $P_{i,\text{ch}}^t$ 为储能系统充电功率; $P_{i,\text{dch}}^t$ 为储能系统放电功率; η_{ch} 、 η_{dch} 分别为储能系统充、放电功率与荷电状态转换效率; $P_{i,\text{ch}}^{\max}$ 和 $P_{i,\text{dch}}^{\max}$ 分别为储能系统充、放电功率最大值; R_{SOC}^{\max} 和 R_{SOC}^{\min} 分别为储能系统荷电状态上、下限。

式(20)表示相邻 2 个时段储能系统荷电状态变化与充放电功率之间的关系;式(21)表示为确保在新的运行周期储能系统具有与原周期相同的调节性能,将储能系统下一周期初始荷电状态 $R_{\text{SOC}}^{N_T+1}$ 与本周期初始荷电状态 R_{SOC}^1 设定相等^[9];式(22)和式(23)分别表示储能系统的充、放电功率范围;式(24)表示为了延长储能系统的使用寿命,其荷电状态的使用范围约束。

(3) 电压越限机会约束。

电网中各节点电压在运行时需要在允许的范围之内,本文利用机会约束描述电压越限的安全问题:

$$\begin{cases} P_r(v_i^t \geq v_i^{\min}) \geq p_{v,\min} \\ P_r(v_i^t \leq v_i^{\max}) \geq p_{v,\max} \end{cases} \quad \forall i \in N; t = 1, 2, \dots, N_T \quad (25)$$

其中, v_i^{\min} 和 v_i^{\max} 分别为节点 i 电压运行范围的下限和上限; $p_{v,\min}$ 和 $p_{v,\max}$ 分别为节点 i 电压越下限和上限的置信水平。

2.2 确定性规划模型转化

(1) 机会约束转化。

含有机会约束的优化问题求解较为困难,将机会约束转化为确定性约束是求解这类问题的有效手段。SAA 是一种常用于含有机会约束的随机规划模型的求解方法^[19],其核心思想是利用随机变量的经验分布来近似实际分布,通过蒙特卡洛采样方法产生与随机变量相关的一系列样本,然后用样本统计量代替模型中涉及的随机量。SAA 可表示为:

$$N_s^{-1} \sum_{j=1}^{N_s} D(F(x, \xi^j)) \leq \theta \quad (26)$$

$$D(F(x, \xi^j)) = \begin{cases} 1 & F(x, \xi^j) \geq 0 \\ 0 & F(x, \xi^j) < 0 \end{cases} \quad (27)$$

其中, N_s 为场景数, 每个场景发生的概率均为 $1/N_s$; ξ^j 为通过蒙特卡洛采样得到的该随机变量的样本; θ 为SAA问题的置信水平; $F(x, \xi^j)$ 为机会约束表达式; $D(F(x, \xi^j))$ 为指示函数, 当机会约束 $F(x, \xi^j)$ 成立时, 其值取1, 反之取0。当事件的置信水平为 p 时, 通过SAA方法, 约束 $F(x, \xi^j)$ 成立的概率小于等于 p 这一机会约束就可以表达为在 N_s 个场景中, 约束 $F(x, \xi^j)$ 成立的样本数小于等于 θN_s 。

应用SAA方法, 本文模型中机会约束可写为:

$$N_s^{-1} \sum_{j=1}^{N_s} D_{v_{\min}}(v_i^{\min} - v_i^t \geq 0) \leq \theta_{v_{\min}} \quad (28)$$

$$D_{v_{\min}}(F(x, \xi^j)) = \begin{cases} 1 & v_i^t \leq v_i^{\min} \\ 0 & v_i^t > v_i^{\min} \end{cases} \quad (29)$$

$$N_s^{-1} \sum_{j=1}^{N_s} D_{v_{\max}}(v_i^t - v_i^{\max} \geq 0) \leq \theta_{v_{\max}} \quad (30)$$

$$D_{v_{\max}}(F(x, \xi^j)) = \begin{cases} 1 & v_i^t \geq v_i^{\max} \\ 0 & v_i^t < v_i^{\max} \end{cases} \quad (31)$$

其中, $\theta_{v_{\min}}$ 和 $\theta_{v_{\max}}$ 分别为SAA方法电压越下限和上限的置信水平, $\theta_{v_{\min}} = 1 - p_{v_{\min}}$, $\theta_{v_{\max}} = 1 - p_{v_{\max}}$; $D_{v_{\min}}(\cdot)$ 和 $D_{v_{\max}}(\cdot)$ 分别为电压越下限和上限的指示函数。

由于指示函数的存在, 模型求解仍较困难。考虑到指示函数的值为0或1, 引入一个与指示函数相关联的0-1变量, 则式(28)和式(30)中指示函数之和就可用该变量之和来表示, 从而进一步简化模型。

$$\begin{cases} v_i^{\min} - v_i^{t,j} \leq M z_{v_{\min}, i}^{t,j} & j = 1, 2, \dots, N_s \\ v_i^{t,j} - v_i^{\max} \leq M z_{v_{\max}, i}^{t,j} & t = 1, 2, \dots, N_T \end{cases} \quad (32)$$

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{N_s} z_{v_{\min}, i}^{t,j} \leq \theta_{v_{\min}} N_s \\ \sum_{j=1}^{N_s} z_{v_{\max}, i}^{t,j} \leq \theta_{v_{\max}} N_s \end{cases} \quad t = 1, 2, \dots, N_T \quad (33)$$

$$z_{v_{\min}, i}^{t,j}, z_{v_{\max}, i}^{t,j} \in \{0, 1\} \quad t = 1, 2, \dots, N_T \quad (34)$$

其中, M 为人为设定的一个足够大的实数; $v_i^{t,j}$ 为第 j 个场景中 t 时段节点 i 电压幅值的平方; $z_{v_{\min}, i}^{t,j}$, $z_{v_{\max}, i}^{t,j}$ 分别为第 j 个场景中 t 时段节点 i 电压越下限和越上限的指示变量。式(32)中第一个公式表示当 $z_{v_{\min}, i}^{t,j} = 0$ 时第 j 个场景没有发生电压越下限情况, 以及当 $z_{v_{\min}, i}^{t,j} = 1$ 时第 j 个场景中没有对电压幅值越下限进行约束, 第二个公式同理; 式(33)对场景中电压超过最小值和最大值的样本数进行限制。通过上述方法, 将电压越限概率的机会约束转化为一组确定性的线性约束。

性约束。

(2) 目标函数线性化。

在本文模型的目标函数中, 使用节点电压与基准电压差值的绝对值表示系统各节点电压的偏移程度。对于这类含有绝对值的公式, 可以通过增加变量数量对其线性化。引入变量 $V_{i,\alpha}^t$ 和 $V_{i,\beta}^t$:

$$V_{i,\alpha}^t = \begin{cases} V_i^t - V_0 & V_i^t \geq V_0 \\ 0 & V_i^t < V_0 \end{cases} \quad (35)$$

$$V_{i,\beta}^t = \begin{cases} 0 & V_i^t \geq V_0 \\ V_0 - V_i^t & V_i^t < V_0 \end{cases} \quad (36)$$

$$|V_i^t - V_0| = V_{i,\alpha}^t + V_{i,\beta}^t \quad (37)$$

$$V_i^t = V_{i,\alpha}^t - V_{i,\beta}^t + V_0 \quad (38)$$

通过这些转化可以将目标函数转化为线性函数。从而, 本文模型中的目标函数与约束条件均为线性的, 是一个混合整数线性规划 MILP (Mixed-Integer Linear Programming) 模型, 可通过现有成熟的优化求解包进行求解。

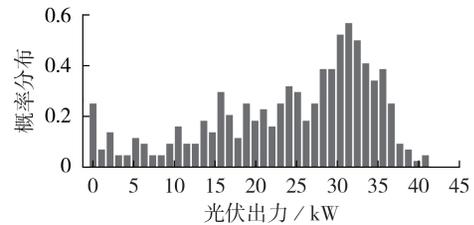
MILP 模型整理如下: 目标函数为式(10)~(12); 约束条件为式(17)~(24)、(32)~(38)。

3 算例分析

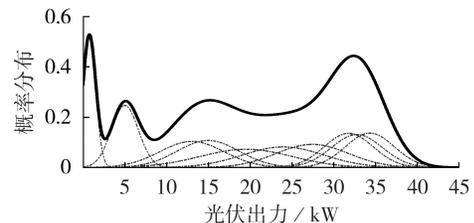
本文采用 IEEE 13 节点标准算例与北京某高校东南配电系统 2 个算例来验证所提模型的有效性。算例测试环境为 Intel Core i5-8400 CPU 2.80 GHz, 8 GB RAM。

3.1 分布式光伏出力不确定性建模

本文选取 NREL 提供的与该高校位于同纬度地区的美国加州某地光伏出力历史数据^[15], 并利用 GMM 对该历史数据进行不确定性建模。图 1 展示了 GMM 对一天内某时段分布式光伏出力不确定性的拟合效果。



(a) 某时段光伏出力概率密度分布情况



(b) GMM 拟合情况

图1 GMM 拟合效果

Fig.1 Fitting effect of GMM

图中 GMM 由 10 个高斯分量组成,权重分别为 0.053 6、0.034 4、0.054 8、0.089 0、0.102 9、0.127 3、0.151 5、0.166 9、0.145 0 和 0.074 6。从图中可以看出,GMM 拟合曲线变化趋势与光伏出力概率分布情况相同,对于这种非对称、多峰值的分布式光伏出力历史数据,GMM 具有良好的拟合效果。

需要注意的是,本文算例中光伏出力的原始数据为一整年的光伏出力历史数据,既包括晴天,也包括多云、雨天等非正常天气。在实际应用中,应提前根据历史数据对不同天气情况的光伏出力进行拟合,依据天气预报的情况调用拟合结果制定运行计划,多云天气的拟合效果如附录中图 A1、A2 所示。

3.2 IEEE 13 节点标准算例

IEEE 13 节点算例拓扑结构如图 2 所示,将三相不平衡系统近似为三相平衡系统,进而等效为单相系统。其中,每个节点的负荷量按照原三相负荷之和计算,线路阻抗按照原三相阻抗矩阵中自阻抗平均值计算。在系统节点 645 处接入储能,节点 646 处接入光伏。储能系统的最大充、放电功率为 500 kW,最大电量为 1 000 kW·h,初始电量为 300 kW·h,充、放电功率与荷电状态的转化效率均简化为 1,储能系统荷电状态运行范围设为最大电量的 20%~90%。本文在 100 个场景中进行蒙特卡洛仿真^[20],所有场景中不同时段的光伏出力值分别根据各时段光伏出力历史数据拟合的 GMM 采样得到。主网购电电价采用分时电价制,具体电价见表 1^[10]。

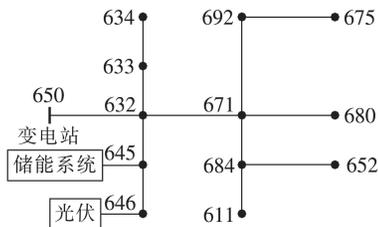


图 2 IEEE 13 节点系统单线图

Fig.2 Single-line diagram of IEEE 13-bus system

表 1 分时电价

Table 1 Time-of-use price

时段	时段类型	电价 / [元·(kW·h) ⁻¹]
01:00—08:00	谷时	0.49
08:00—18:00、23:00至次日 01:00	平时	0.74
18:00—23:00	峰时	0.98

在本算例中,次要目标权重设为 0.1,电压越限机会约束的置信水平平均设为 0.9,即电压不超过上下限的概率为 90%。附录中图 A3 给出了 100 个场景中各时段光伏出力水平。

一天内主网出力和负荷情况如图 3 所示。其中,设定 IEEE 13 节点系统一天内负荷的变化趋势与该高校典型日负荷变化趋势相同,由该高校能源

管理系统获取。

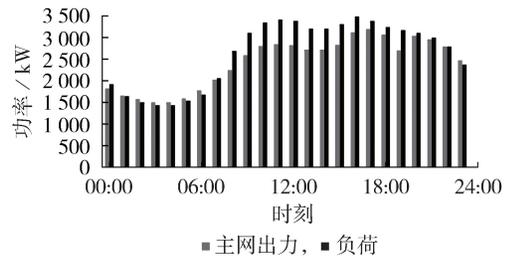


图 3 一天内主网出力与负荷情况

Fig.3 Main grid output and load within one day

从图 3 和附录中图 A3 可见,光伏出力与负荷峰值并不同时出现,光伏出力在 09:00—14:00 时间段内较高,负荷在 16:00 时达到峰值,且在晚上光伏出力为 0 的时段内,负荷仍保持在较高水平。图 4 为储能系统日前优化运行计划。图中,储能出力小于 0 表示储能处于充电状态,大于 0 表示储能处于放电状态。

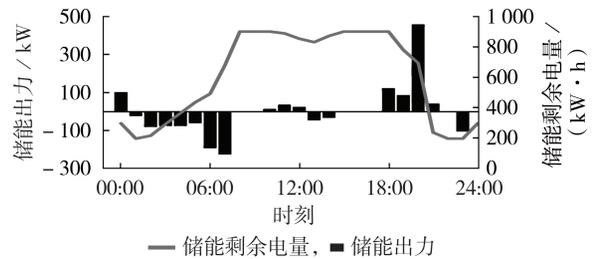


图 4 储能日前优化运行计划

Fig.4 Day-ahead optimal operation plan of energy storage

从图 4 可知,储能日出力情况主要受负荷、光伏出力与购电电价的影响。在 01:00—06:00 时间段内,负荷较小,购电电价最低,储能处于充电状态,但由于光伏出力为 0,储能充电功率较低;在 06:00—08:00 时间段内,负荷仍较小,且仍处于谷时电价,但光伏出力增加,储能充电功率增加,储能的荷电状态达到上限;在 08:00—18:00 时间段内,处于平时电价,光伏出力与负荷均处于一天内较高时段,光伏出力得到充分利用,储能充放电功率均接近于 0,其中在 11:00—13:00 时间段内,负荷较高,储能处于放电状态;在 13:00—15:00 时间段内,负荷有所降低,为了能在后续的峰时电价时段尽可能多地补偿主网出力,储能处于充电状态;在 18:00—23:00 时间段内,负荷仍处于较高水平,光伏出力大幅减少,电价处于一天中最高水平,储能将之前存储的电量全部用于放电以减少主网购电费用。

本文模型的优化求解时间为 52.95 s,能够满足日前生成次日运行计划的实用要求。为更加全面验证本文所提方法的有效性,在不同光伏渗透率及不同分时电价场景中进行测试,结果如表 2 所示。表中,电价 1 为表 1 中的原始电价,电价 2 为调整后的电价(电价调整方式为将峰、谷、平时电价分别调整

为1.22、0.25、0.74元/(kW·h),对应时段与表1相同,增加了不同时段间电价差距)。通过改变算例节点光伏容量改变系统的光伏渗透率。

表2 不同场景优化结果

Table 2 Optimization results of different scenarios

场景	$E(C_b)$		$E(F_v)$	
	电价1	电价2	电价1	电价2
正常渗透率(16%)	0.92	0.91	0.504	0.504
高渗透率(64%)	0.69	0.69	0.584	0.583
低渗透率(8%)	0.95	0.95	0.496	0.496

对比表2中不同渗透率下主网购电费用期望 $E(C_b)$ 与电压偏移量期望 $E(F_v)$ 可以发现:在光伏渗透率较高的情况下,光伏出力多,购电费用会减少,但光伏出力的不确定性会导致电压偏移程度增加,影响系统运行安全;而在光伏渗透率较低的情况下,光伏出力减少,主网购电量增加,但由光伏出力不确定性导致的电压偏移程度也有所减小。对比不同电价带来的影响可见,由于对峰谷电价调整的幅度相同,在同一渗透率下,不同电价差距对主网购电费用与电压偏移程度的影响较小。

3.3 校园配电网算例

本算例为北京某高校校园配电系统,其中光伏发电装机容量为300 kW_p,储能系统容量为500 kW·h,储能最大充、放电功率为200 kW,拓扑结构如图5所示。该配电系统包含行政楼、科研楼、食堂等校园内

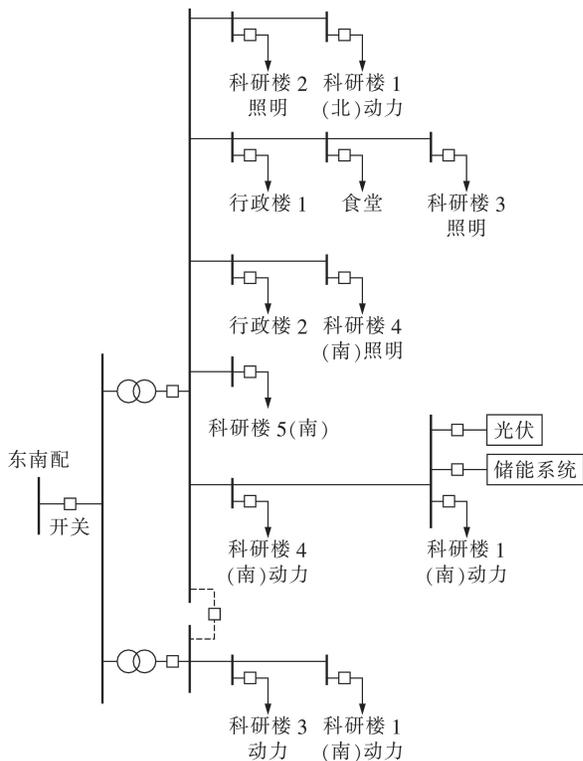


图5 某高校东南配电系统拓扑图

Fig.5 Topology of southeast power distribution system in a university

的典型负荷,其中科研楼1接有光伏与储能系统。正常运行方式下,光伏发电装置并不接入配电系统,导致发电资源被浪费。为了更好地利用各种电源的发电能力及调控能力,使用本文所提模型在该配电系统进行测试,得到储能的日前运行计划和主网日出力情况分别如图6和图7所示。

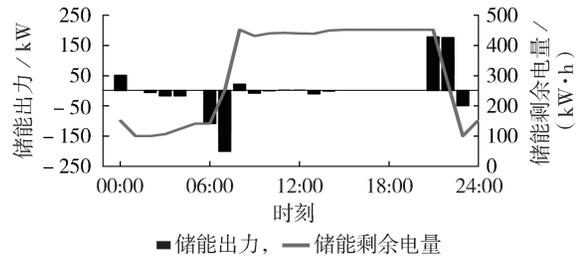


图6 某高校东南配电系统储能日出力

Fig.6 Daily output of energy storage system of southeast power distribution system in a university

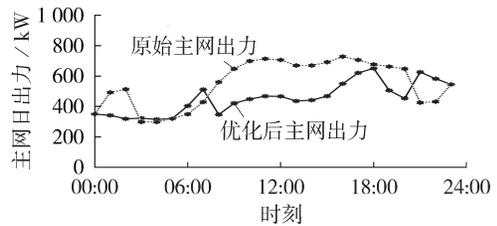


图7 校园主网日出力

Fig.7 Daily output of main grid in campus

从测试结果可以看出,在光伏系统接入后,通过调节储能出力水平,系统在满足节点电压越限置信水平的情况下仍可稳定运行。同时,使用本文方法可以降低主网出力,同时减小其在一天内的峰谷差。在表1中电价情况下,现有校园配电网运行方案主网日购电费用为9772.8元,优化后为8101.4元,减少了17.10%,从而证明了使用本文所提模型可在满足安全稳定运行的条件下提升经济性。

4 结论

本文建立基于GMM的分布式光伏出力概率分布模型,以及园区配电网日前运行机会约束规划模型,并采用SAA方法将表示电压越限的机会约束转化为确定性约束,从而将机会约束规划问题转化为可利用成熟商业软件有效求解的确定性MILP问题。算例结果表明,本文提出的园区配电网日前运行计划能够在最大化园区经济效益的同时兼顾园区各用户的安全性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张保会. 分散式能源发电接入电力系统科学技术问题的研究[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(12): 1-4, 35.

- ZHANG Baohui. On connection of distributed energy generation to power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(12):1-4, 35.
- [2] 国家能源局. 2018年光伏发电统计信息[EB/OL]. [2019-03-19]. http://www.nea.gov.cn/2019-03/19/c_137907428.htm.
- [3] 刘天琪, 卢俊, 何川, 等. 考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8):261-268.
- LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, et al. Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):261-268.
- [4] 邢海军, 程浩忠, 曾平良, 等. 基于二阶锥规划的间歇性分布式电源消纳研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6):74-80.
- XING Haijun, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. IDG accommodation based on second-order cone programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6):74-80.
- [5] 冉晓洪, 苗世洪, 刘阳升, 等. 考虑风光荷联合作用下的电力系统经济调度建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16):2552-2560.
- RAN Xiaohong, MIAO Shihong, LIU Yangsheng, et al. Modeling of economic dispatch of power system considering joint effect of wind power, solar energy and load[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16):2552-2560.
- [6] 吴晨曦, 文福拴, 陈勇, 等. 含有风电与光伏发电以及电动汽车的电力系统概率潮流[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(10):8-15.
- WU Chenxi, WEN Fushuan, CHEN Yong, et al. Probabilistic load flow of power system with WFs, PVs and PEVs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(10):8-15.
- [7] 王薪莘, 卫志农, 孙国强, 等. 计及分布式电源和负荷不确定性的多目标配网重构[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6):116-121.
- WANG Xinping, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-objective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6):116-121.
- [8] WANG Z, SHEN C, XU Y, et al. Risk-limiting load restoration for resilience enhancement with intermittent energy resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3):2509-2522.
- [9] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16):2575-2583.
- LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A mixed integer second-order cone programming based active and reactive power coordinated multi-period optimization for active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16):2575-2583.
- [10] 符杨, 廖剑波, 李振坤, 等. 考虑越限风险的主动配电网日前优化调度及运行[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(21):6328-6338.
- FU Yang, LIAO Jianbo, LI Zhenkun, et al. Day-ahead optimal scheduling and operating of active distribution network considering violation risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(21):6328-6338.
- [11] 曹益奇, 白晓清, 王婷婷, 等. 计及分布式电源随机出力的三相配电网可调鲁棒无功优化[J]. 电网技术, 2018, 42(4):1217-1225.
- CAO Yiqi, BAI Xiaoqing, WANG Tingting, et al. Adjustable robust reactive power optimization considering random distributed power integration in three-phase distribution network[J]. Power System Technology, 2018, 42(4):1217-1225.
- [12] 张世达, 孙永辉, 赵景涛, 等. 基于随机响应面法的主动配电网无功优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13):30-38.
- ZHANG Shida, SUN Yonghui, ZHAO Jingtao, et al. Optimal reactive power flow in active distribution network based on stochastic response surface method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13):30-38.
- [13] 王健, 谢桦, 孙健. 基于机会约束规划的主动配电网能量优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13):45-52.
- WANG Jian, XIE Hua, SUN Jian. Study on energy dispatch strategy of active distribution network using chance-constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13):45-52.
- [14] 黄伟, 刘斯亮, 王武, 等. 长时间尺度下计及光伏不确定性的配电网无功优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5):154-162.
- HUANG Wei, LIU Siliang, WANG Wu, et al. Optimal reactive power dispatch with long-time scale in distribution network considering uncertainty of photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5):154-162.
- [15] ZHANG Yingchen. Solar power data for integration studies[EB/OL]. [2018-12-05]. <https://www.nrel.gov/grid/solar-power-data.html>.
- [16] 袁礼海, 李钊, 宋建社. 利用高斯混合模型实现概率密度函数逼近[J]. 无线电通信技术, 2007, 33(2):20-22.
- YUAN Lihai, LI Zhao, SONG Jianshe. Probability density function approximation using Gaussian mixture model[J]. Radio Communications Technology, 2007, 33(2):20-22.
- [17] SAFAVIZADEH A, YOUSEFI G R, KARSHENAS H R. Voltage variation mitigation using reactive power management of distributed energy resources in a smart distribution system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2):1907-1915.
- [18] LOW S H. Convex relaxation of optimal power flow—part I: formulations and equivalence[J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2014, 1(1):15-27.
- [19] LI C, XU Y, HE J, et al. Distributed generation for service restoration considering uncertainties of intermittent energy resources[C]//IEEE International Conference on CYBER Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems. Tianjin, China: [s.n.], 2018:1328-1333.
- [20] ZHAO C, WANG Q, WANG J, et al. Expected value and chance constrained stochastic unit commitment ensuring wind power utilization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(6):2696-2705.

作者简介:



许寅

许寅(1986—),男,福建周宁人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为配电网故障恢复、电力系统韧性、电力系统电磁暂态仿真(**E-mail**:xuyin@bjtu.edu.cn);

李佳旭(1994—),男,山西太原人,博士研究生,主要研究方向为配电网故障恢复(**E-mail**:lijiaxu@bjtu.edu.cn);

王颖(1992—),女,河北保定人,博士研究生,通信作者,主要研究方向为韧性以及配电网故障恢复(**E-mail**:yingwang1992@bjtu.edu.cn);

李晨(1994—),男,河南商丘人,硕士研究生,主要研究方向为配电网故障恢复(**E-mail**:lichen1994@bjtu.edu.cn);

和敬涵(1964—),女,北京人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制、电力系统自愈恢复、主动配电网(**E-mail**:jhhe@bjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

(下转第105页 continued on page 105)

- [18] 薛永端,徐丙垠,冯祖仁. 利用测量电流互感器实现配电网故障电流检测的新方法[J]. 电力系统自动化,2001,25(21):51-54.
XUE Yongduan, XU Bingyin, FENG Zuren. Fault current detection method using measurement current transformer for distribution automation[J]. Automation of Electric Power Systems,2001,25(21):51-54.

作者简介:

黄涛(1988—),男,湖南新化人,博士,主要研究方向为电力系统继电保护、新能源发电保护与控制(E-mail: huangtao4@nrec.com);



黄涛

王胜利(1978—),男,新疆乌鲁木齐人,高级工程师,博士研究生,主要研究方向为新能源并网技术、智能电网信息处理(E-mail:xjktgds@126.com);

谢华(1983—),男,江苏启东人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统继电保护(E-mail:xiehua@nrec.com);

赵青春(1980—),男,湖北武汉人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统继电保护(E-mail:zhaocq@nrec.com)。

(编辑 任思思)

Analysis of third harmonic current of photovoltaic inverter and its influence on protection

HUANG Tao¹, WANG Shengli^{2,3}, XIE Hua¹, ZHAO Qingchun¹, GU Qiaogen¹, XU Xiaochun¹, DAI Guangwu¹

(1. Nanjing NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China;

2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumchi 830002, China)

Abstract: When asymmetric fault occurs in the system, negative-sequence components appear in the short circuit current and voltage, which results in 100 Hz oscillation in the DC bus voltage of photovoltaic inverter. A third harmonic component will be generated in the short circuit current of photovoltaic inverter when this 100 Hz component circulating through the control loop. The analytical expression of third harmonic current of photovoltaic inverter is deduced. The characteristics of third harmonic are analyzed considering the influence of current-limited feature of controller, negative-sequence control strategy and low voltage ride through strategy. Then the influence of third harmonic current on transformer differential protection configured with current transformer saturation criterion is studied. It is pointed that the transformer differential protection may be blocked during internal fault of transformer due to the high third harmonic component in short circuit current, and the corresponding countermeasures are proposed to deal with this problem. A large number of simulative results verify the correctness of the theoretical analysis.

Key words: photovoltaic inverter; third harmonic; current-limited characteristic; negative-sequence control; current transformer saturation; relay protection; transformer differential protection

(上接第91页 continued from page 91)

Day-ahead operation plan for campus distribution network considering uncertainty of photovoltaic output

XU Yin, LI Jiaxu, WANG Ying, LI Chen, HE Jinghan

(School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China)

Abstract: Along with the access of massive distributed photovoltaic into distribution network, the uncertainty of its output have become an important factor affecting the safe and operation of distribution network, which should be considered in making day-ahead operation plan. A chance-constrained programming model for day-ahead operation plan of campus distribution network is proposed, which takes the minimum expectation of power purchase cost and voltage offset as its objective. GMM(Gaussian Mixture Model) is used to describe the uncertainty of photovoltaic output, and SAA(Sample Average Approximation) method is adopted to transform the chance constraints which express the probability of voltage over-limit into deterministic constraints, then the chance-constraint programming model is transformed into a deterministic mixed-integer linear programming model. The optimal day-ahead operation plan of distribution network can be obtained by solving the model. The standard IEEE 13-bus system and the campus distribution network of a university in Beijing are taken as examples, and the effectiveness of the proposed model and method is verified.

Key words: distribution network; day-ahead operation plan; uncertainty; Gaussian mixture model; sample average approximation

附录:

1、高斯混合模型多云天气拟合效果

为进一步说明高斯混合模型的拟合效果,根据当地天气情况,选取1—3月多云天气的光伏出力历史数据进行拟合,多云天气典型日出力曲线如图 A1 所示,高斯混合模型拟合效果如图 A2 所示。

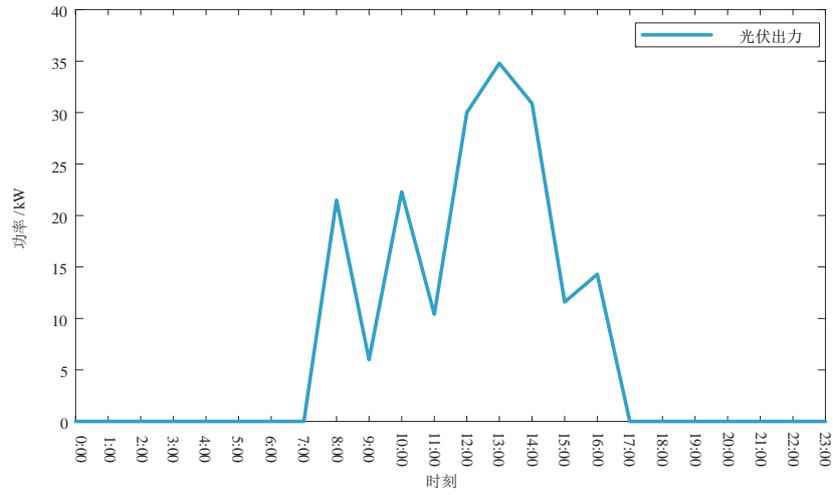
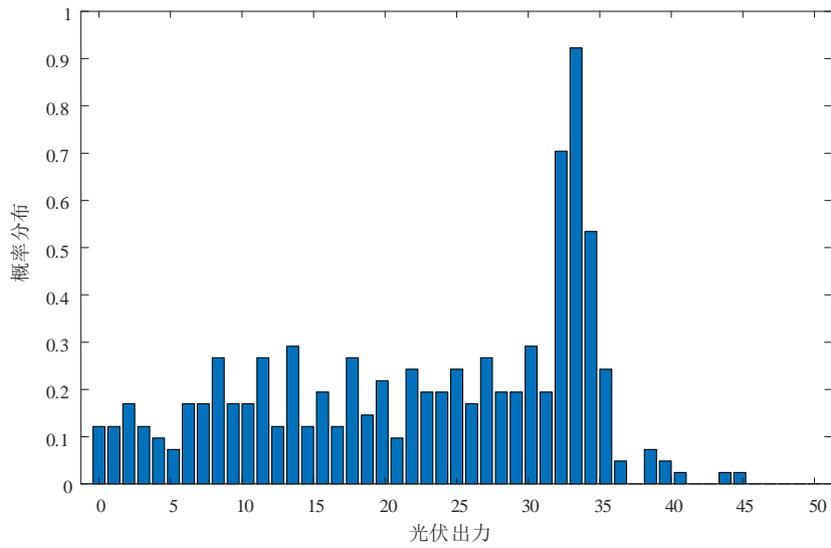
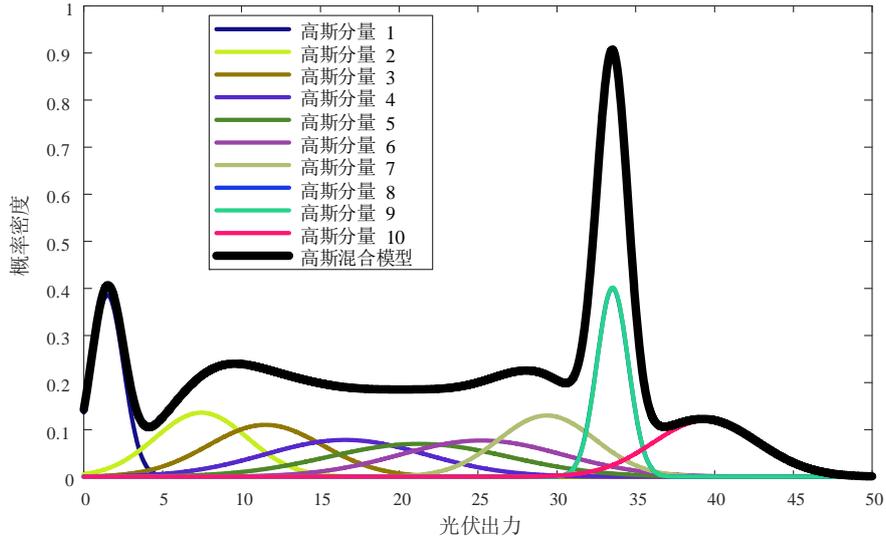


图 A1 多云天气光伏日出力曲线
Fig.A1 PV output in a cloudy day



(a) 多云天气光伏出力概率密度分布情况



(b) GMM 拟合情况
图 A2 GMM 拟合效果
Fig.A2 Fitting effect of GMM

2、光伏日出力情况

本文算例 100 个场景中，光伏日出力情况如图 A3 所示，各时段颜色深浅程度表示该时段光伏出力分布情况。

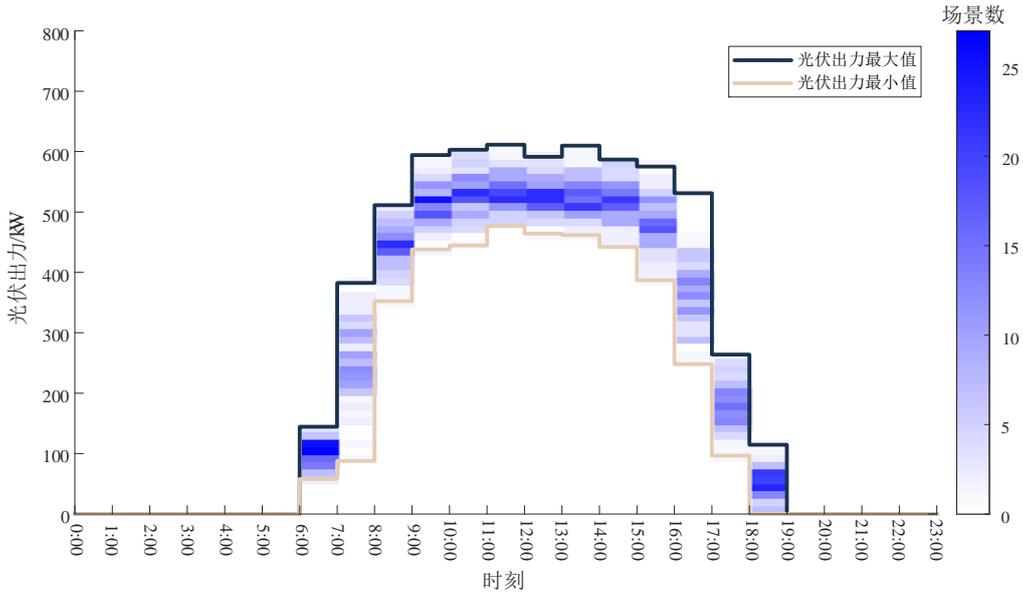


图 A3 光伏日出力情况
Fig.A3 Daily PV output

3、系统节点电压偏差

随机选取 IEEE 13 节点算例 100 个场景中的某个场景，各电压幅值如图 A4 所示。从图中可以看出，由于设定了电压幅值偏移最小作为模型的次要目标，各节点电压偏差都比较小。各时段电压偏差最大的节点均为 652 节点，最大电压偏差为 0.0327 p.u.，该节点离电源最远，电压降落最多。

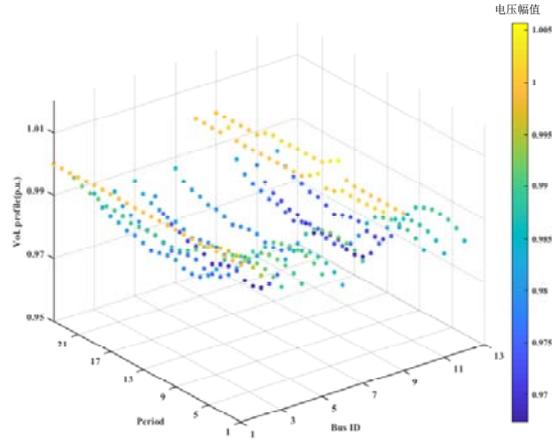


图 A4 某场景电压幅值变化情况
Fig. A4 Voltage magnitude of a scenario

4、不同光伏渗透率增加方式对优化结果的影响

除了对比不同渗透率的优化结果外，本文还对比了 2 种不同渗透率增长方式对优化结果的区别，方式 1 为在光伏节点增加容量，方式 2 为在其他节点增加相同容量的光伏，优化结果如表 A1 所示。

表 A1 不同光伏渗透率增长方式的优化结果

Table A1 Optimization results of different PV penetration increasing modes

场景	$E(C_b)$		$E(F_v)$	
	电价 1	电价 2	电价 1	电价 2
方式 1(渗透率 64%)	0.69	0.69	0.584	0.583
方式 2(渗透率 64%)	0.68	0.68	0.341	0.340

从表 A1 中可以看出，2 种增长方式的购电费用基本一致，在系统其他节点增加的光伏在一定程度上补偿了该节点的电压降落，因此，该渗透率增长方式的电压偏移量明显小于仅在原节点增加光伏容量的增长方式。随着园区光伏产业的发展，应当优先采用在不同节点增设光伏的方式提高渗透率，但也同样应当考虑节点用户的实际情况。