

doi:10.11835/j.issn.1000-582X.2020.229

考虑灵活性的地区电网新能源消纳能力评估方法

谭涛亮¹, 姜云鹏², 李震¹, 钱峰³, 任洲洋², 刘俊磊³, 颜伟²

(1. 广东电网有限责任公司 阳江供电局, 广东 阳江 529500; 2. 重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044; 3. 广东电网有限责任公司 电力调度控制中心, 广州 510000)

摘要:在水电富集的地区,水电站作为一种灵活性电源用于提高电网的新能源消纳能力。提出了一种考虑灵活性的地区电网新能源消纳能力评估方法,该方法能够保证系统安全可靠,同时全额消纳新能源。首先,考虑源荷功率的相关性,采用 K 均值聚类技术生成典型场景;然后,通过灵活性电源的优化调度,使得系统在正常运行状态下全额消纳新能源,并在故障状态下使负荷削减量的期望值最小;最后,选取中国南方某沿海地区 110 kV 电网进行算例分析,研究新能源渗透率和最小负荷削减量期望值的关系,进而评估系统的新能源消纳能力,验证文中方法的有效性。

关键词:最小负荷削减量;新能源消纳;新能源渗透率;场景生成;电源灵活性

中图分类号:TM315

文献标志码:A

文章编号:1000-582X(2022)01-009-09

Assessment method of renewable energy accommodation capacity of regional power grid considering flexibility

TAN Taoliang¹, JIANG Yunpeng², LI Zhen¹, QIAN Feng³, REN Zhouyang², LIU Junlei³, YAN Wei²

(1. Yangjiang Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Corporation, Yangjiang 529500, Guangdong, P. R. China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, P. R. China; 3. Power Dispatching and Control Center, Guangdong Grid Co., Guangzhou 510000, P. R. China)

Abstract: In some areas with rich water resources, hydropower station is a flexible power source which can be used to promote the renewable energy accommodation capacity of the power grid. This paper proposes a renewable energy accommodation capacity assessment method of regional power grid considering flexibility which can ensure full accommodation for renewable energy in the premise of safety and reliability. First, representative scenarios are generated using K-means clustering considering the correlation between the power sources and loads. Second, by optimizing the flexible generator dispatching, renewable energy can be fully used under normal operation states, and the expectation of load-shedding is minimized under fault conditions. Finally, with the data of a 110 kV regional power grid in a coastal area of South China, the relationship between renewable energy penetration and expectation of minimum load-shedding is captured, and the renewable energy accommodation capability of the selected network is evaluated by the proposed method, verifying the effectiveness of the method.

Keywords: minimum load-shedding; renewable energy accommodation; renewable energy penetration;

收稿日期:2019-12-04 网络出版日期:2019-12-13

基金项目:广东电网有限责任公司科技资助项目(031700KK52180002)。

Supported by Science and Technology Projects of Guangdong Power Grid Corporation (031700KK52180002).

作者简介:谭涛亮(1980—),男,高级工程师,博士,主要研究方向为电力调度及分析,(E-mail) 30940480@qq.com。

scenario generation; generation flexibility

近年来,中国新能源发电已经取得较好的环境效益和经济效益。截至 2017 年底,中国风电装机容量达到了 1.6×10^8 kW,光伏装机容量达到了 1.3×10^8 kW。然而,弃风、弃光量也分别达到了 4.19×10^{10} kW·h 和 7.3×10^9 kW·h^[1]。随着新能源装机容量的快速增长,新能源消纳成为学者关注的核心问题之一。南方地区水资源丰富,建立了一定规模的蓄水式水电站,系统具有较高的灵活性。在一定的新能源渗透率下,充分利用系统中的电源灵活性可以实现新能源的全额消纳。新能源消纳需在保证系统安全稳定运行的前提下,合理利用各种资源提高新能源的效益^[2],系统不能因消纳新能源,产生大量的切负荷、线路过载等不良运行状态。但风电场、光伏电站的并网运行改变了系统的电源结构,也改变了网络的潮流分布,系统面临着线路过载和切负荷的风险^[3]。文中以负荷削减量为系统安全可靠评价指标,提出了基于最小切负荷模型的新能源消纳评估方法,用于分析新能源渗透率和负荷削减量之间的关系,为统筹协调系统的安全可靠运行和新能源消纳提供参考。

当前,国内外关于新能源消纳的研究较多。文献[4-5]基于系统在正常运行状态下的网络安全约束,评估了风电消纳能力。其中,文献[4]评估了系统在特定时间段内的风电消纳能力,但没有考虑系统内灵活性电源的调节能力;文献[5]分析了系统在典型日峰时段内的风电消纳能力,但缺乏系统在极端时段(峰时段或谷时段)的消纳能力数据,不能全面反映系统的风电消纳能力。文献[6-8]考虑了区域内可灵活调度的水电资源,优化水电机组启停状态,并利用风电水电互补特性来提升新能源消纳能力,简化了水电站的运行模型,而蓄水式水电站的水库承担着防洪、灌溉和供水等其他综合性任务,文献没有考虑水库因其他任务需求而限制的机组发电能力。此外,文献[4-8]只考虑了系统在正常运行状态下的各类约束,没有对系统进行 $N-1$ 安全校核,系统发生故障时可能出现线路过载、切负荷等现象,影响供电的可靠性。

为了评估系统的新能源消纳能力以及分析系统的安全可靠性,文中提出考虑灵活性的地区电网新能源消纳能力评估方法。首先,考虑源荷相关性,基于 K 均值聚类技术生成若干典型场景;然后,在各个场景下,通过对灵活性电源的优化调度,保证系统在正常运行状态下不出现新能源弃能、线路过载和切负荷现象;在故障情况下,根据 $N-1$ 安全校核的预想故障集,优化不同新能源渗透率下的最小负荷削减量的期望值;最后,结合南方某沿海地区 110 kV 电网的实际数据,分析了新能源渗透率和最小负荷削减量期望值的关系,评估了系统的新能源消纳能力,验证了文中方法的有效性。

1 考虑源荷相关性的场景生成法

新能源出力和负荷功率都具有波动性和不确定性,在不同时刻可能存在着明显差异。如果新能源消纳能力的评估时刻过多,则计算量巨大。场景分析法能够分析原始数据,生成多个典型场景,新能源的消纳评估只需对生成的典型场景进行分析计算。此外,电网中的电源出力和负荷功率之间始终保持着对应关系,在对源荷功率进行分析时,选择某个时刻的电源出力就必须选择该时刻对应的负荷功率。因此,在场景生成时需要计及电源出力和负荷功率之间的相关性^[9]。

K 均值聚类技术作为一种经典的场景分析法,既能挖掘不同时刻场景性质的异同,聚类分析生成典型场景,也能保证所生成的典型场景中新能源出力和负荷功率的相关性^[10-11]。因此,基于 K 均值聚类技术进行场景生成。考虑到 K 均值聚类初始聚类中心的随机选择对聚类结果影响较大,在场景生成时采用密度参数法^[12-13]优化初始聚类中心,进而提高聚类精度。基于 K 均值聚类技术对源荷序列进行典型场景生成主要为以下 4 个阶段:

第 1 阶段,考虑不同时段负荷水平的差异性,通过对典型日不同时刻的源荷功率数据采样分析,划分典型日为峰平谷 3 个时段。

第 2 阶段,考虑源荷功率的相关性,以采样时刻为序列分别建立峰、平、谷各个时段内的原始场景 P_i^{op} 、 P_i^{lev} 、 P_i^{low} ,每个场景可表示为

$$\begin{cases} \mathbf{P}_t^{\text{top}} = [P_{1,t}^{\text{top}}, P_{2,t}^{\text{top}}, \dots, P_{m,t}^{\text{top}}] & t = 1, 2, \dots, T_{\text{top}}, \\ \mathbf{P}_t^{\text{lev}} = [P_{1,t}^{\text{lev}}, P_{2,t}^{\text{lev}}, \dots, P_{m,t}^{\text{lev}}] & t = 1, 2, \dots, T_{\text{lev}}, \\ \mathbf{P}_t^{\text{low}} = [P_{1,t}^{\text{low}}, P_{2,t}^{\text{low}}, \dots, P_{m,t}^{\text{low}}] & t = 1, 2, \dots, T_{\text{low}}; \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{x,t}^{\text{top}}$ 、 $P_{x,t}^{\text{lev}}$ 和 $P_{x,t}^{\text{low}}$ 分别为峰平谷时段内的第 t 个采样时刻在第 x 个采样点测得的源荷功率, $x = 1, 2, \dots, m$, m 为采样点总数; T_{top} 、 T_{lev} 和 T_{low} 分别为峰平谷时段内的采样时刻总数。

第 3 阶段, 确定峰、平、谷各个时段内的聚类个数 K_{top} 、 K_{lev} 和 K_{low} , 利用密度参数法依次优化生成 K_{top} 、 K_{lev} 和 K_{low} 个初始聚类中心; 再计算各个场景与聚类中心的欧式距离, 将其分配到距离最近的类中; 最后, 利用均值法迭代更新聚类中心直至收敛, 获得 K_{top} 、 K_{lev} 和 K_{low} 个类, K_{top} 、 K_{lev} 和 K_{low} 个聚类中心以及场景发生的概率。

第 4 阶段, 考虑聚类结果应和实际系统中的源荷功率场景相吻合, 分别将峰平谷各时段内生成的聚类中心同该时段内的原始场景进行比较, 寻找最相似的原始场景进行替换, 保证生成的典型场景的真实性。

2 基于最小负荷削减量的新能源消纳评估模型

面向中国水电资源富集的南方地区, 提出利用系统中蓄水式水电站的灵活性来实现风电、光伏发电和水电全额消纳的方法。由于新能源电源的并网运行改变了电网中的电源结构, 系统发生某些故障时, 电网可能会出现线路过载、切负荷的情况。因此, 含新能源的系统不仅要考虑新能源消纳状况, 还需要计及系统在正常状态和故障状态下的安全可靠。为此, 文中以负荷削减量为系统安全可靠评价指标, 建立了基于最小负荷削减量的新能源消纳评估模型。

2.1 目标函数

以系统负荷削减量的期望值 F 最小为优化目标, 建立目标函数为

$$\min F = \sum_{s=1}^{N_s} \left(\frac{1}{N_f} \sum_{f=1}^{N_f} \left(\sum_{i=1}^{N_n} P_{\text{loss},i}^{s,f} \right) \right) p_s, \quad (2)$$

式中: s 、 f 和 i 分别为场景、故障状态和节点的编号; N_s 、 N_f 和 N_n 分别为场景、故障状态和节点的数量; p_s 为第 s 个场景发生的概率; $P_{\text{loss},i}^{s,f}$ 为第 s 个场景下的第 i 个节点在第 f 个故障状态下的有功负荷削减量。

2.2 正常运行状态的约束条件

2.2.1 风电和光伏的消纳约束

为了防止出现弃风、弃光问题, 必须使各场景下系统所消纳的风电和光伏发电功率等于风电场和光伏电站的最大出力, 建立如下约束:

$$\sum_{w=1}^{N_w} W_{s,w} + \sum_{pv=1}^{N_{PV}} PV_{s,pv} = W_s^{\text{max}} + PV_s^{\text{max}}, \quad (3)$$

式中: N_w 和 N_{PV} 分别为并网的风电场和光伏电站总数; w 和 pv 分别为风电场和光伏电站的编号; $W_{s,w}$ 和 $PV_{s,pv}$ 分别为第 s 个场景下的第 w 座风电场和第 pv 座光伏电站的出力情况; W_s^{max} 和 PV_s^{max} 分别为第 s 个场景下风电场和光伏电站最大出力。

2.2.2 水电的消纳约束

蓄水式水电站具有容量较大的水库, 当风电场和光伏电站出力较大时, 水库可以将该时段多余的发电用水量进行储存, 用于其他时段的水力发电, 建立的水电电量平衡约束为

$$\sum_{s=1}^{N_{\text{top}}} \left(\sum_{h=1}^{N_h} H_{s,h}^{\text{top}} \right) \Delta T_s^{\text{top}} + \sum_{s=1}^{N_{\text{lev}}} \left(\sum_{h=1}^{N_h} H_{s,h}^{\text{lev}} \right) \Delta T_s^{\text{lev}} + \sum_{s=1}^{N_{\text{low}}} \left(\sum_{h=1}^{N_h} H_{s,h}^{\text{low}} \right) \Delta T_s^{\text{low}} = WH_T^{\text{max}}, \quad (4)$$

式中: N_{top} 、 N_{lev} 和 N_{low} 分别为典型日峰时段、平时段和谷时段内的场景总数; N_h 为并网的水电站总数; h 为水电站编号; $H_{s,h}^{\text{top}}$ 、 $H_{s,h}^{\text{lev}}$ 和 $H_{s,h}^{\text{low}}$ 分别为峰平谷各个时段内的第 s 个场景的第 h 座水电站出力情况; ΔT_s^{top} 、 ΔT_s^{lev} 和 ΔT_s^{low} 分别为峰平谷各个时段内的第 s 个场景所持续的时间; WH_T^{max} 为水电站在某个典型日的最大发电量。

2.2.3 功率平衡约束^[14]

$$\begin{cases} G_i^s + PV_i^s + W_i^s + H_i^s - P_{\text{load},i}^s = P_i^s, \\ P_i^s = B_{ii}^s \theta_i^s + \sum_{j \in i, j \neq i} B_{ij}^s \theta_j^s, \end{cases} \quad (5)$$

式中: G_i^s 、 PV_i^s 、 W_i^s 和 H_i^s 分别为节点 i 在第 s 个场景下的火电、光伏发电、风电和水电的有功注入功率; $P_{\text{load},i}^s$ 为节点 i 在第 s 个场景下的有功负荷; θ_i^s 和 θ_j^s 分别为节点 i 与节点 j 在第 s 个场景下的电压相角; B_{ii}^s 和 B_{ij}^s 分别是以 $\frac{1}{x_{ij}}$ 为支路导纳建立起来的节点导纳矩阵的自导纳和互导纳, $B_{ii}^s = -\sum_{j \in i, j \neq i} \frac{1}{x_{ij}}$, $B_{ij}^s = -\frac{1}{x_{ij}}$ 。

2.2.4 线路传输容量约束

$$-P_{ij,\text{max}} \leq P_{ij}^s \leq P_{ij,\text{max}}, \quad (6)$$

式中: $P_{ij,\text{max}}$ 为支路 ij 之间的传输极限; P_{ij}^s 为支路 ij 在第 s 个场景下所传输的有功功率, 计算公式^[15]为

$$P_{ij}^s = \frac{\theta_i^s - \theta_j^s}{x_{ij}}. \quad (7)$$

2.2.5 机组出力约束

$$G_{i,\text{min}}^s \leq G_i^s \leq G_{i,\text{max}}^s, \quad (8)$$

$$PV_{i,\text{min}}^s \leq PV_i^s \leq PV_{i,\text{max}}^s, \quad (9)$$

$$W_{i,\text{min}}^s \leq W_i^s \leq W_{i,\text{max}}^s, \quad (10)$$

$$H_{i,\text{min}}^s \leq H_i^s \leq H_{i,\text{max}}^s, \quad (11)$$

式中: $G_{i,\text{max}}^s$ 和 $G_{i,\text{min}}^s$ 、 $PV_{i,\text{max}}^s$ 和 $PV_{i,\text{min}}^s$ 、 $W_{i,\text{max}}^s$ 和 $W_{i,\text{min}}^s$ 以及 $H_{i,\text{max}}^s$ 和 $H_{i,\text{min}}^s$ 分别为节点 i 所连接的火电站、光伏电站、风电场、水电站在第 s 个场景下的有功出力上下限。需要说明的是, 当风电、光伏发电被全额消纳时, $PV_i^s = PV_{i,\text{max}}^s$, $W_i^s = W_{i,\text{max}}^s$ 。

2.2.6 水电站发电流量约束

水库承担着一定量的防洪、灌溉和生活用水等任务, 水电站需要根据水库调度部门安排发电用水量, 可用水电资源应为调度部门分配的发电流量上下限, 建立如下约束:

$$q_{i,\text{min}}^s \leq q_i^s \leq q_{i,\text{max}}^s, \quad (12)$$

式中, $q_{i,\text{max}}^s$ 和 $q_{i,\text{min}}^s$ 分别为节点 i 所连接的水电站在第 s 个场景时所分配的发电流量上下限。发电流量与水电出力的转化关系为^[16]

$$H_i^s = 9.81 \eta_i q_i^s h_i^s, \quad (13)$$

式中: η_i 为节点 i 所连接的水电站的发电效率; q_i^s 和 h_i^s 分别为节点 i 所连接的水电站在第 s 个场景下的发电流量和发电水头平均高度。

2.2.7 水电站水量平衡约束^[17]

$$V_i^{s+1} = V_i^s + (Q_i^s - q_i^s - q_i^{s,l}), \quad (14)$$

式中: V_i^s 和 V_i^{s+1} 分别为节点 i 所连接的水电站在第 s 个场景初和末的水库蓄水量; Q_i^s 、 q_i^s 和 $q_i^{s,l}$ 分别为节点 i 所连接的水电站在第 s 个场景时的入库流量、发电流量和其他流量(灌溉、生活用水等流量)。

2.2.8 水电站库容约束^[18]

$$V_{i,\text{min}}^s \leq V_i^s \leq V_{i,\text{max}}^s, \quad (15)$$

式中, $V_{i,\text{max}}^s$ 和 $V_{i,\text{min}}^s$ 分别为节点 i 所连接的水电站在第 s 个场景时的蓄水量上下限。

2.3 故障状态的约束条件

由于系统在故障情况下可能出现切负荷, 并且切负荷会造成系统潮流的改变, 因此, 需要修改功率平衡约束, 增加负荷削减量约束, 其他约束条件与式(3)(4)(6)(15)相同。

2.3.1 功率平衡约束

$$\begin{cases} G_i^f + PV_i^f + W_i^f + H_i^f - P_{\text{load},i}^f + P_{\text{loss},i}^f = P_i^f, \\ P_i^f = B_{ii}^f \theta_i^f + \sum_{j \in i, j \neq i} B_{ij}^f \theta_j^f, \end{cases} \quad (16)$$

式中: G_i^f 、 PV_i^f 、 W_i^f 和 H_i^f 分别为节点 i 在第 f 个故障状态下的火电、光伏、风电和水电的有功注入功率;

$P_{load,i}^f$ 和 $P_{loss,i}^f$ 分别为节点 i 在第 f 个故障状态下的有功负荷和有功负荷削减量; θ_i^f 和 θ_j^f 分别为节点 i 与节点 j 在第 f 个故障状态下的电压相角; B_{ii}^f 和 B_{ij}^f 分别是在第 f 个故障状态下,以 $\frac{1}{x_{ij}^f}$ 为支路导纳建立起来的节点导纳矩阵的自导纳及互导纳, $B_{ii}^f = -\sum_{j \in i, j \neq i} \frac{1}{x_{ij}^f}$, $B_{ij}^f = -\frac{1}{x_{ij}^f}$ 。

2.3.2 节点负荷削减量约束

节点负荷削减量受限于节点的负荷功率,建立如下约束

$$0 \leq P_{loss,i}^f \leq P_{load,i}^f \tag{17}$$

2.4 模型求解

由于式(2)~式(18)是典型的线性优化模型,文中采用成熟的商业软件 CPLEX 求解器计算,具体求解流程如图 1 所示。

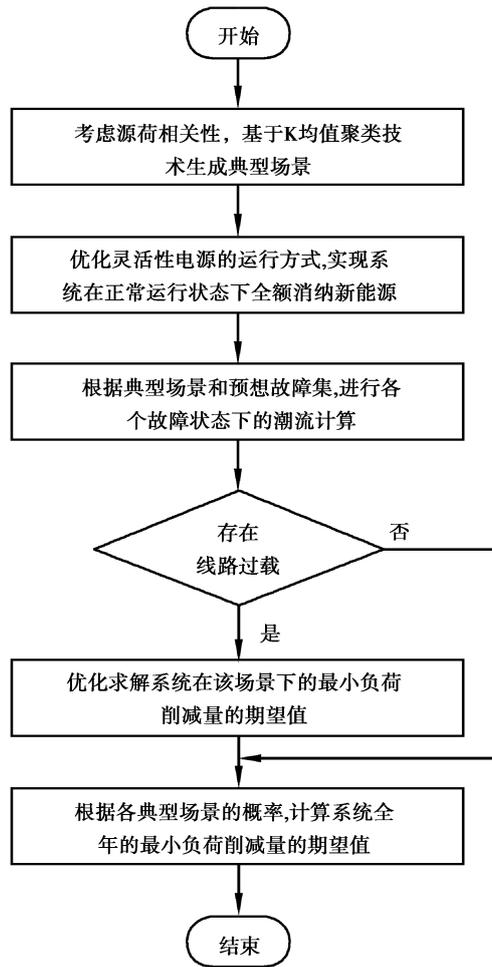


图 1 模型求解流程图

Fig. 1 The flow chart of model solution

3 算例分析

3.1 测试网络

为了验证文中方法的有效性,根据中国南方某沿海地区 110 kV 电网 2018 年的电源结构和网架结构等信息,仿真分析新能源渗透率与最小负荷削减量期望值的关系,评估系统的新能源消纳能力。2018 年该区域有 3 座新能源电场,总容量为 220.24 MW;1 座火电厂,总容量为 1 200 MW;4 座蓄水式水电站,总容量为 69.6 MW,年度负荷峰值为 1 080.49 MW,网络 $N-1$ 预想故障集中的故障数量为 97 个。

3.2 场景生成结果

在冬、夏和春、秋季节内各选取 1 个典型日来反映当地电网 2018 年的运行情况。在每个典型日内,以电网中的 123 个节点作为功率采样点,每隔 5 min 对各采样点进行 1 次功率采样获得源荷功率的原始数据。结合当地电网的实际运行情况,典型日内的峰平谷时段划分情况,如表 1 所示。

表 1 典型日内的峰平谷时段划分情况

Table 1 The division of peak, flat and valley periods during the typical day

时段	持续时间
峰时段	10:00—12:00、15:00—20:00
平时段	7:00—10:00、12:00—15:00、20:00—0:00
谷时段	0:00—7:00

根据采样获得的原始数据,采用文中提出的场景生成方法,分别在 3 个典型日的峰平谷时段内各生成 3 个典型场景,计算各个典型场景发生的概率。以 2018 年春/秋季的典型日 3 月 21 日的峰时段为例,得到典型场景如图 2 所示。依据 2018 年 3 月 21 日平时段、谷时段和冬季、夏季典型日各时段内的原始数据,同样可以生成对应的典型场景和获得各典型场景发生的概率,不再详细罗列。

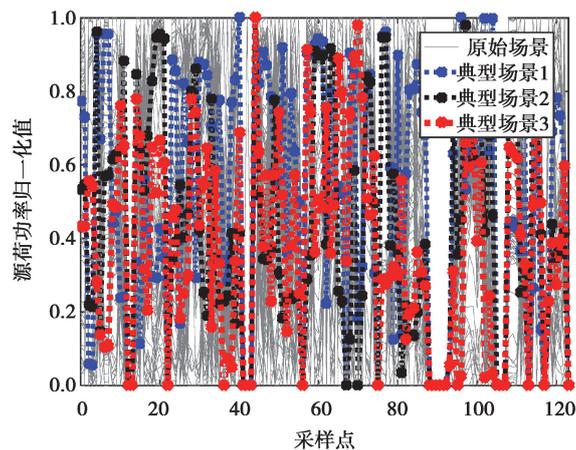


图 2 2018 年 3 月 21 日峰时段的典型场景生成结果

Fig. 2 The typical scenarios of peak periods on march 21st, 2018

3.3 评估结果

3.3.1 新能源渗透率和最小负荷削减量的关系

基于测试网络和典型场景数据,在正常运行状态下,实现系统内的新能源全额消纳,避免系统出现线路过载和切负荷等问题;在故障状态下,根据 $N-1$ 安全校核的预想故障集,计算出各个典型场景下的最小负荷削减量,如表 2 所示。

进一步结合预想故障数量和各个典型场景概率,可获得最小负荷削减量的期望值。经计算可知,2018 年该区域最小负荷削减量的期望值为 0.288 1 MW。根据新能源渗透率的定义^[19],可获得当前该区域的新能源渗透率为 20.38%。调整新能源电场的装机容量,并利用文中方法对最小负荷削减量的期望值进行求解,获得不同新能源渗透率下的最小负荷削减量的期望值。需要注意的是,在改变新能源渗透率时仍需实现系统在正常运行状态下全额消纳新能源,并且不出现线路过载和切负荷等问题。根据不同新能源渗透率下的最小负荷削减量的期望值,两者之间的关系曲线,如图 3 所示。

可以看出,当新能源渗透率在 0~68.74% 时,最小负荷削减量的期望值为固定值,与新能源是否接入、新能源渗透率是否提高均没有关系,其值始终为 0.288 1 MW,因为在该渗透率区间内,电网的负荷需求主要依

靠火电供给,某些线路故障后系统将失负荷,在负荷功率一定的前提下,系统失去的负荷量也是固定的。当新能源渗透率高于 68.74%时,最小负荷削减量的期望值同新能源渗透率成正相关,负荷削减量将随着新能源消纳电量的增加而增大,原因是此时配电网中更多的负荷需求将依靠新能源电源供给,并且随着渗透率的增加,新能源电源输出功率增多,导致电源周围的支路更为薄弱,使得故障发生后线路越限的数量增加,造成切负荷量的增多,给系统的安全可靠运行带来更多的隐患。受限於新能源电场输电线路传输容量的限制,新能源渗透率的上限为 84.58%,对应最小负荷削减量的期望值最大为 0.759 2 MW。当新能源渗透率超过上限时,系统在正常运行状态下会出现线路过载的现象,无法安全运行。根据新能源渗透率上限,可以获得系统的新能源消纳能力,该区域年度新能源消纳电量上限为 $3.592 \times 10^5 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

表 2 各典型场景下的最小负荷削减量
Table 2 The minimum load-shedding under each typical scenario MW

时段	典型场景	3月21日	8月5日	11月5日
峰时段	场景 1	9.36	157.31	68.46
	场景 2	42.54	34.04	7.00
	场景 3	19.90	93.50	75.16
平时段	场景 1	34.54	68.20	48.88
	场景 2	0.00	68.30	0.00
	场景 3	8.31	73.30	0.00
谷时段	场景 1	0.00	6.04	0.00
	场景 2	0.71	1.90	0.00
	场景 3	2.33	0.00	0.00

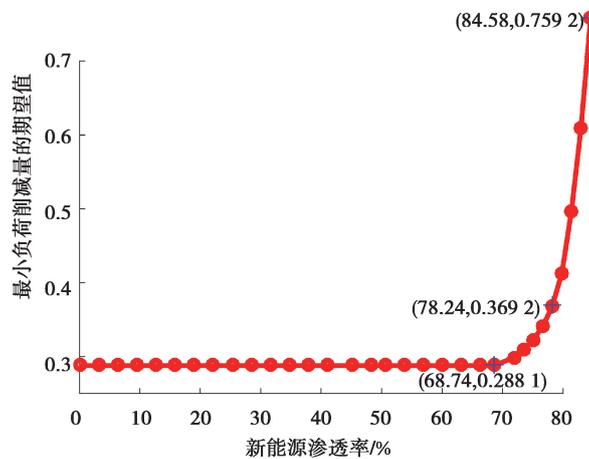


图 3 新能源渗透率和最小负荷削减量期望值的关系曲线

Fig. 3 The relation curve between renewable energy penetration and minimum load-shedding expected value

3.3.2 忽略电源的灵活性时新能源渗透率和最小负荷削减量的关系

为了进一步分析系统中灵活性电源的作用,在模型中不考虑蓄水式水电站的调节作用,求解不同新能源渗透率下的最小负荷削减量的期望值。图 4 给出了系统忽略灵活性电源的调节作用时,新能源渗透率和最小负荷削减量期望值的关系曲线。

可以看出,如果不考虑系统内灵活性电源的调节作用,新能源渗透率高于 68.74%时,最小负荷削减量的期望值将和新能源渗透率成正相关,但是新能源渗透率上限仅为 78.24%。这是因为忽略系统中灵活性电源

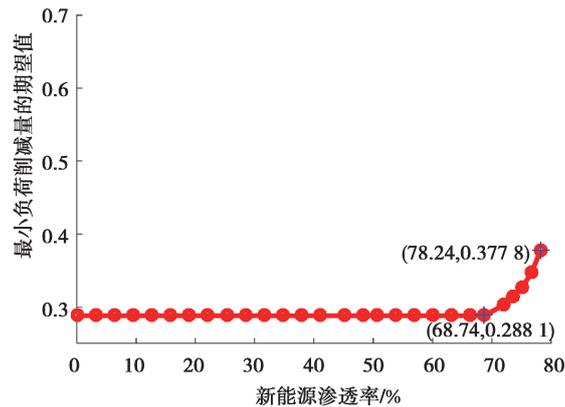


图 4 忽略电源灵活性时新能源渗透率和最小负荷削减量期望值的关系曲线

Fig. 4 The relation curve between renewable energy penetration and minimum load-shedding expected value ignoring generation flexibility

的调节作用,新能源渗透率为 78.24% 时,线路在某些场景下会过载,导致新能源无法全额消纳。根据新能源渗透率上限,获得该区域年度新能源消纳电量上限为 3.312×10^5 MW · h, 该值明显低于考虑电源灵活性时系统的新能源消纳能力。此外,新能源渗透率上限对应的负荷削减量期望值为 0.377 8 MW, 该值高于图 3 中新能源渗透率 78.24% 时的负荷削减量期望值 0.369 2 MW。这是因为预想故障发生时,系统缺少可灵活调节电源,难以安全可靠地满足负荷的供电需求,往往导致更多的负荷削减量。由此可见,利用系统内的灵活性电源可有效提高系统的新能源消纳能力,减小新能源消纳时的负荷削减量,提高系统的安全可靠性。

4 结束语

为了充分利用地区电网水电资源的灵活性以及有效评估地区电网的新能源消纳能力,文中提出了考虑灵活性的地区电网新能源消纳能力评估方法,该方法考虑了系统的正常运行状态和 $N-1$ 预想故障状态。在正常运行状态下,利用区域内电源的灵活性来实现新能源的全额消纳,避免系统出现线路过载、切负荷等问题;在预想故障状态下,进行 $N-1$ 安全校核,优化最小负荷削减量的期望值。结果表明,当新能源渗透率超过一定值时,提高新能源渗透率会增加最小负荷削减量的期望值,意味着为了消纳更多的新能源,系统在故障状态下将以更多的负荷削减量为代价。通过对比分析,利用系统内的电源灵活性能够有效地提升新能源消纳能力,减少最小负荷削减量,提高新能源消纳时系统的安全可靠性。

参考文献:

- [1] 中华人民共和国国家能源局. 2017 年度我国新能源并网情况[R]. 北京: 中华人民共和国国家能源局, 2018.
National Energy Administration of PRC. China's Renewable Energy Grid-connected Condition in 2017 [R]. Beijing: National Energy Administration of PRC, 2018. (in Chinese)
- [2] 徐乾耀, 康重庆, 江长明, 等. 多时空尺度风电消纳体系初探[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 28-32.
Xu Q Y, Kang C Q, Jiang C M, et al. Preliminary analysis on wind power accommodation system from multiple temporal and spatial scale perspective[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 28-32. (in Chinese)
- [3] 邵剑. 基于风险理论的含大规模风电电力系统调度决策方法研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2015.
Shao J. Research on decision-making methods for large-scale wind power integrated system scheduling based on risk theory [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2015. (in Chinese)
- [4] Ran L, Yuan T, Ma M, et al. Probabilistic method for evaluating wind power heating improving the accommodation capacity of renewable energy power system[C] // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing, China, 2018.
- [5] 贾文昭, 杨彬, 杨志刚, 等. 计及调峰调频能力的风电消纳能力评估[J]. 华北电力技术, 2014(5): 10-16.

- Jia W Z, Yang B, Yang Z G, et al. Assessment of wind power accommodation and ability of peak regulation and frequency modulation[J]. North China Electric Power, 2014(5): 10-16. (in Chinese)
- [6] 马建伟, 孙芊, 张景超, 等. 计及预测可信度时段差异性的含分布式可再生能源配电网调度策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(5): 56-62.
- Ma J W, Sun Q, Zhang J C, et al. Dispatching strategy for distribution network with distributed renewable energies considering forecasting credibility interval difference[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2018, 30(5): 56-62. (in Chinese)
- [7] 辛颂旭. 水电与风电联合运行分析[J]. 中国电力, 2013, 46(8): 85-89.
- Xin S X. Combined operation analysis of hydropower and wind power [J]. Electric Power, 2013, 46(8): 85-89. (in Chinese)
- [8] 曾雪婷, 刘天琪, 李茜, 等. 基于虚拟电源配置策略的风光水火多源互补短期优化调度[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1379-1386.
- Zeng X T, Liu T Q, Li Q, et al. Short-term complementary optimal dispatch model of multi-source hybrid power system based on virtual power configuration strategy[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1379-1386. (in Chinese)
- [9] 李丹. 考虑时空相关性的源荷功率概率建模和概率预测方法[D]. 重庆:重庆大学, 2017.
- Li D. Research on the probabilistic modeling and prediction method of Source&Load power considering temporal-spatial correlation[D]. Chongqing: Chongqing University, 2017. (in Chinese)
- [10] 彭春华, 于蓉, 孙惠娟. 基于 K-均值聚类多场景时序特性分析的分布式电源多目标规划[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(10): 58-65.
- Peng C H, Yu R, Sun H J. Multi-objective DG planning based on K-means clustering and multi-scenario timing characteristics analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10): 58-65. (in Chinese)
- [11] Tsekouras G J, Hatziaargyriou N D, Dialynas E N. Two-Stage pattern recognition of load curves for classification of electricity customers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3):1120-1128.
- [12] Xu T, Chiang H, Liu G, et al. Hierarchical K-means method for clustering large-scale advanced metering infrastructure data[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(2): 609-616.
- [13] 胡锋, 朱承治, 汪志华. 基于改进 K-means 算法的电力负荷分类研究[J]. 电子测量技术, 2018, 41(12): 44-48.
- Hu F, Zhu C Z, Wang Z H. Research on the power load classification based on improved K-means algorithm [J]. Electronic Measurement Technology, 2018, 41(12): 44-48. (in Chinese)
- [14] Stott B, Jardim J, Alsac O. DC power flow revisited[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1290-1300.
- [15] Sauer P W. On the formulation of power distribution factors for linear load flow methods[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981, PAS-100(2): 764-770.
- [16] 侯文庭, 韦化. 考虑核电可调度性的风-光-核-水-火多源协调短期优化调度[J]. 电工技术学报, 2018, 33(12): 2873-2882.
- Hou W T, Wei H. A multi-source coordinated short-term dispatch model considering the dispatchability of nuclear power plants[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(12): 2873-2882. (in Chinese)
- [17] Chen Y, Liu F, Wei W, et al. Robust unit commitment for large-scale wind generation and run-off-river hydropower[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2016, 2(4): 66-75.
- [18] Chen H, Xuan P, Wang Y, et al. Key technologies for integration of multitype renewable energy sources-research on multi-timeframe robust scheduling/dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 471-480.
- [19] 徐栋. 面向可靠性的含分布式电源配电系统相关问题研究[D]. 天津: 天津大学, 2015.
- Xu L. Research on reliability issues of distribution power system with DG integration[D]. Tianjin: Tianjin University, 2015. (in Chinese)