

考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价

孙伟卿, 田坤鹏, 谈一鸣, 叶 磊

(上海理工大学 光电信息与计算机工程学院, 上海 200093)

摘要:高比例可再生能源频繁波动使得电网调度更加复杂,因此需充分发挥电网灵活性资源的调节作用。在考虑灵活性需求时空二维特性以及调度计划灵活性的基础上,提出以爬坡时间裕度作为衡量机组爬坡能力的指标,并采用标准差描述爬坡时间裕度的均匀性;建立同时考虑均匀性和经济性的多目标优化调度模型;对调度方案进行灵活性评价,形成具有卡尺功能的电网灵活性评价图,对于多样化的灵活性需求,可在评价图上快速定位相应的调度方案,并判断是否存在消纳不足问题。IEEE 30 节点系统算例仿真结果表明,均匀性对于提高电力系统灵活性具有重要意义,验证了面对不同灵活性需求给出合理调度方案的可行性与有效性。

关键词:可再生能源;需求分析;灵活性;均匀性;调度计划;模型

中图分类号:TM 73

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.07.023

0 引言

随着可再生能源发电效率的提高以及发电成本的降低,风能、太阳能等清洁能源被广泛接入电力系统中。美国甚至提出了 2050 年可再生能源比例达到 80% 的构想和路线图^[1],但可再生能源发电出力具有波动性、随机性,安排适当的旋转备用容量,能够提高电网应对净负荷波动和预测误差的能力^[2]。

高比例可再生能源间歇性扰动所产生陡坡事件(RRE)的发生^[3],对机组的爬坡率(RR)与爬坡能力(RC)提出新的要求,使得电网调度面临两方面的挑战:针对可再生能源功率陡升事件的发生,灵活性机组的向下爬坡能力能否实现电源与负荷的电力电量平衡,即经济性问题;针对可再生能源出力陡降事件的发生,灵活性机组的向上爬坡能力能否实现电源与负荷的匹配,即安全性问题。盲目增加旋转备用容量将会提高系统运行成本,如何对灵活性资源进行精准化控制,减少机组爬坡不足概率,应对电力系统中的波动性、不确定性,已经引起国内外的广泛关注^[4]。文献[5]中提出机组旋转备用宽度(SRW)的概念,即所有机组提供的正、负旋转备用之和的最大值,旋转备用宽度能够较好地应对净负荷的波动。文献[6]研究了高风电渗透率电力系统旋转备用问题,并指出随着风电的大规模接入,增加灵活性电源并非唯一选择,可以在运转的火电机组中挖掘系统备用贡献(SRC)潜力。

传统经济调度计划易导致设备到达安全约束边

界附近,且未充分考虑系统灵活性需求,易导致尖峰电价出现机率增加^[7],不利于电网应对功率陡坡事件的发生,难以满足可再生能源对电网安全经济运行要求^[8]。本文在分析电网灵活性需求时空二维特性及调度计划灵活性的基础上,基于均匀性理论提出通过改善机组爬坡时间均匀程度,以合理预留旋转备用容量满足电网灵活需求的调度策略,并对调度策略进行灵活性指标后评价。最后,以 IEEE 30 节点系统分析所提调度计划的实效性,探究如何在不同灵活性需求下给出最佳调度方案。

1 灵活性需求二维特性

以风光为代表的可再生能源进入大规模并网发电阶段,导致电力系统中不确定性增加^[9]。2015 年欧洲电网经受了一次日食带考验,德国光伏出力大规模波动,光伏最大爬坡功率为 -138 MW/min,调度机构在 15 min 内投入约 2.4 GW 备用^[10]。类似陡坡事件的发生表明电网具有灵活性需求且该需求具有二维特性。灵活性需求定义为,在 Δt 调度时间窗口内为保证电网实时平衡引起机组爬坡的需求。灵活性需求主要是由净负荷波动以及预测误差造成的,假设在短调度时间窗口内功率波动过程为线性变化,以 t 时刻电网的向上灵活性需求为例,即净负荷功率持续增加,具体描述如下。

a. 灵活性时间需求,即净负荷预测功率向上增加的持续时间,表示如下:

$$T_{\text{OFD}} = \Delta t \quad (1)$$

其中, Δt 为调度时间窗口长度,可为 5 min、15 min。

b. 灵活性功率需求(power of flexibility demand)即在调度时间窗口内的净负荷功率最大波动量,表示如下:

$$P_{\text{OFD}} = P_{\text{net}}^{(t+\Delta t)} - P_{\text{net}}^{(t)} \quad (2)$$

收稿日期:2017-06-12;修回日期:2018-03-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51407117);上海市“扬帆计划”项目(14YF1410100)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51407117) and Yangfan Program of Shanghai (14YF-1410100)

其中, P_{OFD} 为调度时间窗内净负荷预测功率波动量。

电网灵活性需求的二维特性能够较全面地表征净负荷的波动情况。不同时刻电网具有的时间需求以及功率需求存在差异,即所谓的灵活性需求具有多样性。此时为满足电网的电力电量平衡约束,需要灵活性电源提供的爬坡率以及爬坡能力不同,两者间的关系如下^[11]:

$$R_C = \int R_R dt \quad (3)$$

其中, R_R 为爬坡率,单位为 MW/min; R_C 为爬坡能力,单位为 MW。

高比例可再生能源的接入对电网提出多样的灵活性需求,研究不同调度时间窗口下电网的灵活性需求,制定相应的调度计划,是解决可再生能源并网问题的关键手段。

2 调度计划的灵活性

高比例可再生能源接入后,为应对净负荷的不确定性,现有研究大多针对电网不平衡量对调度计划进行修正。文献[12-13]针对可再生能源出力预测偏差严重的情况,提出电力系统鲁棒经济调度理论与实例。文献[14-15]在研究预测误差、时间尺度关系的基础上,考虑日前调度计划的预测误差对微电网进行实时调度,校正日前调度计划中的不平衡功率。调度计划具备一定的灵活性能较好应对电网不平衡量。本文借助图 1 描述调度计划灵活性机理。

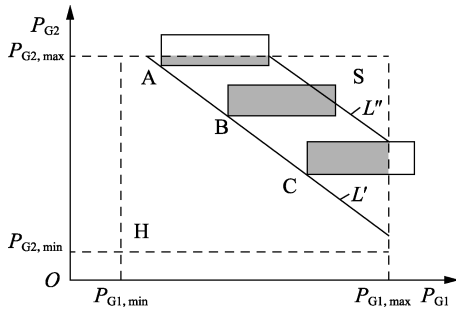


图 1 调度计划灵活性机理

Fig.1 Scheduling plan flexibility mechanism

图 1 中两坐标轴为机组的功率, $P_{G1,min}$ 、 $P_{G1,max}$ 、 $P_{G2,min}$ 、 $P_{G2,max}$ 为机组边界,所围成的矩形区域 H 即为机组输出功率可行域,两机组在 Δt 时间内的爬坡功率构成的阴影矩形记为 S。 L' 为 t 时刻负荷功率对应的调度方案集:

$$L' = \{ (P_{G1}^{(t)}, P_{G2}^{(t)}) \mid P_{G1}^{(t)} + P_{G2}^{(t)} = P_L^{(t)} \} \quad (4)$$

其中, $P_{G1}^{(t)}$ 、 $P_{G2}^{(t)}$ 为 t 时刻机组输出功率; $P_L^{(t)}$ 为负荷功率。同理, L'' 为 $t+\Delta t$ 时刻负荷功率对应的调度方案集:

$$L'' = \{ (P_{G1}^{(t+\Delta t)}, P_{G2}^{(t+\Delta t)}) \mid P_{G1}^{(t+\Delta t)} + P_{G2}^{(t+\Delta t)} = P_L^{(t+\Delta t)} \} \quad (5)$$

考虑两时刻爬坡耦合, t 时刻调度方案集 M 为:

$$M = \{ (P_{G1}^{(t)}, P_{G2}^{(t)}) \mid P_{G1}^{(t)} + R_1^u \Delta t + P_{G2}^{(t)} + R_2^u \Delta t \geq P_L^{(t+\Delta t)} \} \quad (6)$$

其中, $R_1^u \Delta t$ 、 $R_2^u \Delta t$ 为爬坡能力,爬坡率以 $R_1^u > R_2^u$ 为例。在 $t+\Delta t$ 时刻的负荷水平约束下, t 时刻调度方案具有明显的边界性,最大化 $P_{G2}^{(t)}$ 的调度方案 A 为:

$$\begin{cases} P_{G2}^{(t)} = P_{G2,max} - \Delta P_L - R_1^u \Delta t \\ P_{G1}^{(t)} = P_L^{(t)} - P_{G2}^{(t)} \end{cases} \quad (7)$$

其中, ΔP_L 为在 Δt 时间尺度内负荷功率波动量。同理最大化 $P_{G1}^{(t)}$ 时的调度方案 C 为:

$$\begin{cases} P_{G1}^{(t)} = P_{G1,max} - \Delta P_L - R_2^u \Delta t \\ P_{G2}^{(t)} = P_L^{(t)} - P_{G1}^{(t)} \end{cases} \quad (8)$$

仅处于 A、C 之间的调度方案才能满足 $t+\Delta t$ 时刻的功率平衡,但各调度方案的经济性及 Δt 时间窗内所提供的爬坡率不同,各调度方案下机组所能提供的爬坡能力计算如下:

$$\min(R_1^u \Delta t, \Delta P_{G1}^{(t)}) + \min(R_2^u \Delta t, \Delta P_{G2}^{(t)}) = \frac{L(S)}{2} \quad (9)$$

其中, $\Delta P_{G1}^{(t)}$ 、 $\Delta P_{G2}^{(t)}$ 为机组容量裕度,与机组状态及容量边界有关; $L(S)$ 为阴影区域周长。

综上所述,调度方案所提供的爬坡能力以及经济性存在差异,考虑下一时刻功率平衡约束、选择经济性较好的方案对电网经济运行具有重要意义。这就需要对调度方案进行评价,形成具有“卡尺”功能的灵活性评价图,可根据该图直观地了解不同调度方案所提供的灵活性指标。例如调度时间窗口为 15 min 时的灵活性需求确定后,根据调度计划灵活性评价图选择相应的经济调度方案。

3 考虑均匀性的经济调度模型

3.1 调度策略

文献[16]中分析含高占比可再生能源系统的运行特征,并指出可再生能源的接入要求系统爬坡容量大于可再生能源有效出力。机组爬坡能力为在指定时间内可调节的功率,与机组的爬坡率以及时间窗口有关。以爬坡时间裕度 MORT (Margin Of Ramp Time) 衡量电源灵活性兼顾了爬坡能力以及爬坡率两方面,即与之对应的为灵活性时间与空间需求。定义机组爬坡时间裕度为机组由当前状态爬坡到发电功率边界的时间,与机组状态、机组容量、爬坡率以及时间窗口相关,向上爬坡时间裕度以及向下爬坡时间裕度的计算方法如下:

$$\begin{cases} T_{\text{mort}}^{\text{up}} = \frac{P_{G,max} - P_{G,t}^{(t)}}{R_G^{\text{up}}} \\ T_{\text{mort}}^{\text{down}} = \frac{P_{G,t}^{(t)} - P_{G,min}}{R_G^{\text{down}}} \end{cases} \quad (10)$$

其中, $T_{\text{mort}}^{\text{up}}$ 与 $T_{\text{mort}}^{\text{down}}$ 分别为机组向上爬坡时间裕度以及向下爬坡时间裕度; $P_{G,\text{max}}$ 与 $P_{G,\text{min}}$ 分别为机组输出功率上界和下界; $P_G^{(t)}$ 为机组 t 时刻的输出功率; R_G^{up} 、 R_G^{down} 分别为机组向上、向下爬坡率。

传统单目标经济调度中机组运行在安全边界附近, 机组出力的不均匀影响其爬坡能力的不均匀, 不利于发电机在短时间内应对电网灵活性需求。考虑机组爬坡时间裕度的均匀性, 提前给机组预留爬坡时间裕度, 对于电网应对日前调度计划的误差以及净负荷的波动具有积极作用。

3.2 调度模型

本文在分析灵活性需求二维特性的基础上, 提出预留爬坡时间的调度策略, 并利用标准差刻画机组爬坡时间裕度指标的均匀性, 建立电力系统均匀调度模型。以机组向上爬坡为例。

a. 目标函数:

$$f_1 = \sum_{k=1}^N (aP_{Gk}^2 + bP_{Gk} + c) \quad (11)$$

$$f_2 = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (T_{\text{mort}}^{\text{up}} - T_{\text{mort,av}}^{\text{up}})^2}{N-1}} \quad (12)$$

其中, P_{Gk} 为第 k 台机组的出力; N 为机组的台数; $T_{\text{mort,av}}^{\text{up}}$ 为所有灵活性机组爬坡时间的平均值。式(11)为机组的发电成本, 式(12)为机组爬坡时间裕度的标准差。由于 f_1 和 f_2 量纲不一致, 故先采用极差变换法对目标函数做归一化处理, 如式(13)和(14)所示, 然后线性加权转化为单目标优化问题, 最终的目标函数如式(15)所示。

$$f_1^* = \frac{f_1 - f_{1,\text{min}}}{f_{1,\text{max}} - f_{1,\text{min}}} \quad (13)$$

$$f_2^* = \frac{f_2 - f_{2,\text{min}}}{f_{2,\text{max}} - f_{2,\text{min}}} \quad (14)$$

$$\min F = wf_1^* + vf_2^* \quad (15)$$

其中, w 和 v 为两目标函数的权重, 当 $w=0$ 、 $v=1$ 时机组爬坡时间裕度指标均匀性最优, 当 $w=1$ 、 $v=0$ 时具有最小的发电成本。

b. 约束条件:

$$P_{Gk} - P_{Lk} - P_{Wk} - B_{kj}\theta_{kj} = 0 \quad (16)$$

$$T_{\text{mort},k}^{\text{up}} R_{Gk}^{\text{u}} - (P_{Gk,\text{max}} - P_{Gk}) = 0 \quad (17)$$

$$T_{\text{mort,min}}^{\text{up}} \leq T_{\text{mort},k}^{\text{up}} \leq T_{\text{mort,max}}^{\text{up}} \quad (18)$$

$$P_1 \leq P_1^{\text{max}} \quad (19)$$

$$\theta_k^{\text{min}} \leq \theta_k \leq \theta_k^{\text{max}} \quad (20)$$

$$P_{Gk,\text{min}} \leq P_{Gk} \leq P_{Gk,\text{max}} \quad (21)$$

$$P_{Wk}^{\text{min}} \leq P_{Wk} \leq P_{Wk}^{\text{max}} \quad (22)$$

$$\sum_{k=1}^N R_{Gk}^{\text{u}} T_{\text{mort},k}^{\text{up}} \geq \Delta P \quad (23)$$

其中, P_{Wk} 为第 k 个节点风电场出力; P_{Lk} 为第 k 个节点负荷; B_{kj} 、 θ_{kj} 分别为节点 k 和 j 之间的电纳和相角差; R_{Gk}^{u} 为第 k 个母线上机组向上爬坡率; $T_{\text{mort,min}}^{\text{up}}$ 、 $T_{\text{mort,max}}^{\text{up}}$ 分别为约束的下界与上界; P_1 和 P_1^{max} 分别为线路潮流以及限值; θ_k 为第 k 个节点相角; θ_k^{min} 、 θ_k^{max} 分别为第 k 个节点相角最小值与最大值; $P_{Gk,\text{min}}$ 、 $P_{Gk,\text{max}}$ 分别为第 k 台机组的出力最小值与最大值; ΔP 为净负荷功率波动量。式(16)为功率平衡方程; 式(17)为爬坡时间裕度约束; 式(18)为机组爬坡时间裕度约束; 式(19)为线路潮流约束; 式(20)为母线相角约束; 式(21)为灵活性机组出力约束; 式(22)为风电场功率约束; 式(23)为爬坡容量约束。

本文所建立的非线性规划模型基于 MATLAB 平台编程, 采用原对偶内点法进行求解^[17], 原对偶内点法具有鲁棒性好、收敛性强等优点, 被广泛应用于电力系统优化中。

4 灵活性后评价模型

根据国内外已有的相关研究^[18], 定义电源灵活性评价指标为在保证系统安全运行的前提下, 电力系统在一定时间尺度内承受可再生能源机组出力变化的最大值。从定义的灵活性指标中可以看出灵活性指标的特点: 具有方向性, 是系统固有属性, 灵活性需基于确定的运行状态, 并在一定时间尺度下描述^[19]。此外, 灵活性具有时间依赖性、功率相依性, 时间依赖性为机组爬坡率与爬坡时间的积分关系, 功率相依性为爬坡能力与机组备用容量的耦合关系。文献[20]考虑灵活性资源的特点, 提出以电网可承受风电出力最大变化量为目标的电力系统灵活性评价模型。模型的目标函数如下:

$$\max \sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{Wi} \quad (24)$$

其中, ΔP_{Wi} 为风电场 i 出力波动量; N_w 为风电场数量。本文采用该模型评估在不同调度方案下电网的灵活性指标, 最终形成具有“卡尺”功能的灵活性评价图, 能够判断各种调度方案在不同时间尺度内电网所具有的灵活性, 以期面对多样的灵活性需求选取合理的调度方案。

文献[21]提出采用上调灵活性不足概率作为评价系统灵活性指标之一, 所谓灵活性不足概率是指机组在运行时, 净负荷向上波动常规机组上调备用不能满足需求的概率。

$$P = P_r \{ \Delta P_G^{\text{up}} < P_{\text{net},t+\Delta t} - P_{\text{net},t} \} \quad (25)$$

其中, ΔP_G^{up} 为 Δt 时段内机组所具有的旋转备用容

量; $P_{\text{net},t+\Delta t}$ 与 $P_{\text{net},t}$ 为两时刻的净负荷值。本文综合考虑灵活性需求的概率特性以及灵活性供给的关系, 计算灵活性不足概率。

研究表明风电功率预测误差服从正态分布^[22],故灵活性容量需求亦服从正态分布。假设 t 时刻的向上灵活性容量需求 $P_{\text{OFD}}^{(t)} \sim N(\mu^{(t)}, \sigma^{(t)})$, 概率密度函数如式 (26) 所示。借助图 2 描述其机理及灵活性不足概率的计算。

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (26)$$

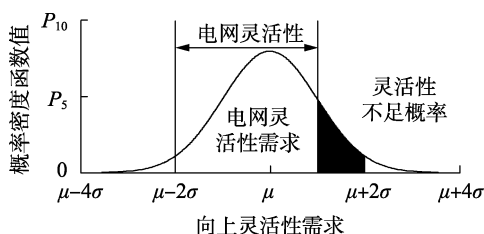


图 2 灵活性不足概率计算方法

Fig.2 Calculation method of flexibility deficiency probability

图中电网的向上灵活性需求为 $[\mu-2\sigma, \mu+2\sigma]$ 。 $t+1$ 时刻的向上灵活性功率需求必定大于0且小于 t 时刻风电实际输出功率。则电网灵活性不足概率为对灵活性需求概率密度函数在灵活性供给量与风电输出功率间的积分,计算公式如下:

$$P_{\text{FD}} = \int_c^d \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] dx \quad (27)$$

其中, P_{FD} 为灵活性不足概率; c 为电网灵活性供给量; d 为 t 时刻风电实际出力。当灵活性供给量大于 t 时刻风电出力时, 灵活性供给不足概率为 0。可以通过设定灵活性不足概率, 灵活选择最合理的调度方案。在大规模可再生能源接入的背景下, 试图以不变的调度方案应对不确定性风光资源是比较困难的。

5 算例分析

本节首先通过建立的调度模型求解多组非劣解,形成调度方案集,并对调度方案集进行灵活性评价,然后分析如何针对不同的灵活性需求给出合理的调度方案。采用 IEEE 30 节点测试系统验证所建模型的有效性,并修改 27 号母线上机组为风机,见图 3。电源参数见表 1。

根据调度模型确定调度方案集中各方案的经济性以及均匀性侧重点不同。本文选取 4 种典型调度方案作为计算场景,如表 2 所示。

4 种典型调度方案中各机组状态如表 3 所示, 表中给出了各典型场景中机组的输出功率、利用率、爬坡时间裕度。

针对以上调度方案,分析系统中灵活性机组的向上爬坡速率与持续爬坡时间,如图4所示。

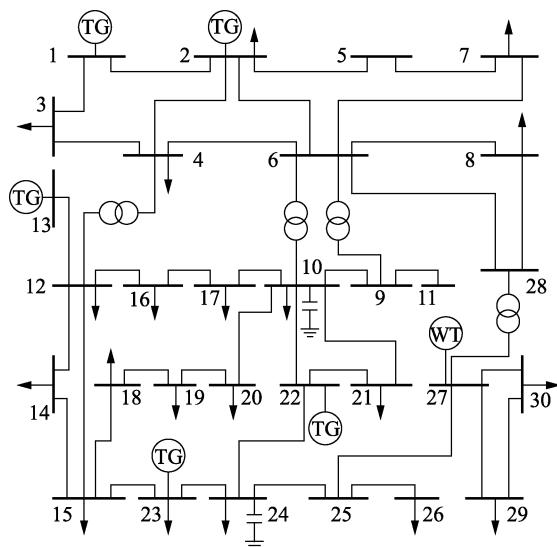


图3 IEEE 30 节点测试系统

Fig.3 IEEE 30-bus test system

表 1 电源参数

Table 1 Parameters of power sources

母线	类型	$P_{\max}/\text{MW}$	$P_{\min}/\text{MW}$	$R_{\text{R}}/(\text{MW} \cdot \text{min}^{-1})$
1	灵活性机组	45	10	0.45
2	灵活性机组	65	30	0.65
13	灵活性机组	30	10	0.30
22	灵活性机组	40	10	0.40
23	灵活性机组	20	0	0.20
27	风电场	30	0	—

表 2 典型调度方案

Table 2 Typical scheduling schemes

调度方案	经济性权重	均匀性权重
case 1	0	1
case 2	0.4	0.6
case 3	0.7	0.3
case 4	1	0

4 种调度方案机组爬坡能力相同,但爬坡时间存在较大的差异。case 1 仅以 $T_{\text{mort}}^{\text{up}}$ 的均匀性为目标,各机组在 15 min 内均能爬坡,case 4 中仅以经济性为优化目标,1 号母线上的机组率先到达约束边界,故该调度方案在初始时刻的爬坡速度明显低于其他调度方案,但机组可持续爬坡时间较长。4 种方案下爬坡阶梯的截面积相同,意味着机组所能提供的爬坡能力均为 30 MW。case 1 在 15 min 时爬坡能力为 30 MW,而 case 4 在 43 min 时爬坡能力为 30 MW,由此可见,在高比例可再生能源接入的电网中,计及机组爬坡时间以及容量的调度策略是解决可再生能源并网问题的关键之一。

各场景下机组发电成本以及爬坡特性见表4。

本算例中各机组发电成本及机组间功率置换量相差较小,故表 4 中 case 1—case 4 系统总发电成本差异不明显。但方案 case 1 和 case 4 中各机组 $T_{\text{mort}}^{\text{up}}$ 标准差的差异性显著,在 15 min 时所提供的爬坡能

表 3 典型调度方案中各机组状态

Table 3 Status of each unit in typical scheduling schemes

调度方案	发电机编号	P_{Gk}/MW	$(P_{Gk}/P_{Gk,\max})/\%$	$T_{\text{mort}}^{\text{up}}/\text{min}$
case 1	G_1	38	85	15
	G_2	55	85	15
	G_3	25	85	15
	G_4	34	85	15
	G_5	17	85	15
case 2	G_1	42	92	8
	G_2	57	88	12
	G_3	23	78	22
	G_4	33	83	17
	G_5	15	75	25
case 3	G_1	43	96	4
	G_2	58	89	11
	G_3	23	76	24
	G_4	33	82	18
	G_5	13	67	33
case 4	G_1	45	100	0
	G_2	58	90	10
	G_3	22	75	25
	G_4	33	82	18
	G_5	11	57	43

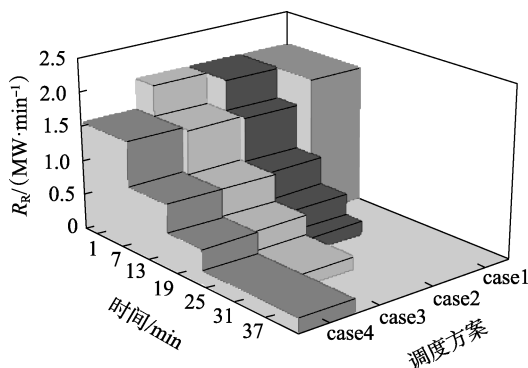


图 4 机组爬坡特性

Fig.4 Ramping characteristics of unit

表 4 发电成本与旋备容量

Table 4 Power generation cost and spinning reserve capacity

调度方案	$T_{\text{mort}}^{\text{up}}$ 标准差	成本/($\$ \cdot \text{h}^{-1}$)	15 min 时的旋转备用容量/MW
case 1	0	503.27	30
case 2	6.25	501.26	25
case 3	10.23	500.67	22
case 4	14.53	500.47	20

力提高 10 MW。case 1 在 15 min 时可提供 30 MW 的灵活性容量,有利于电网应对功率陡升事件,降低机组爬坡不足概率。以爬坡时间需求 15 min 为例,假设下一时刻风电功率预测服从 $N(15, 10.89)$,以爬坡不足概率及发电成本为评价指标,4 种场景中机组向上爬坡不足概率及发电成本指标如图 5 所示。

图中 case 1 的成本较高,case 4 成本较低。但 case 1 爬坡不足概率为 0,优于 case 4,这主要是由部分机组接近满功率输出状态,预留给机组的爬坡时

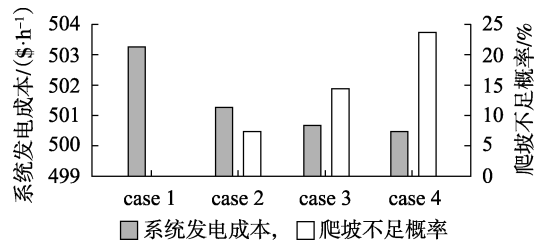


图 5 向上爬坡不足概率

Fig.5 Probability of insufficient upward climbing

间不足造成的。在相同时间内机组的爬坡能力与灵活性成正相关,与爬坡不足概率负相关。向上爬坡能力计算方法如下:

$$C_{\text{src},t}^{\text{up}} = \int_0^t R_{Gk}^{\text{up}} dt \quad 0 \leq t \leq T_{\text{mort}}^{\text{up}} \quad (28)$$

其中, $C_{\text{src},t}^{\text{up}}$ 为 t 时刻机组正旋备容量,该指标可衡量系统爬坡能力。针对典型调度方案应用第 4 节中灵活性评估模型,在多时间尺度内评估电网的灵活性指标,挖掘机组的灵活性,形成具有“卡尺”功能的灵活性评价图,如图 6 所示,当向上灵活性需求定位点位于 case 1 所围成的区域外时将出现切负荷。

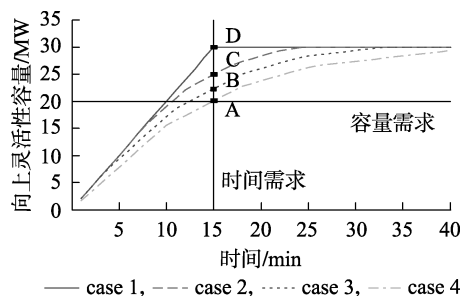


图 6 向上灵活性指标

Fig.6 Upward flexibility indicators

图 6 中曲线分别代表各调度方案在多时间尺度下提供的灵活性。case 1 可在 15 min 内持续爬坡,故灵活容量随时间线性增长,而其他调度方案由于在部分时段机组处于功率约束边界,爬坡时间裕度不同导致灵活性指标分段线性增长。

根据短期预测数据分析灵活性需求,以灵活性时间需求确定横坐标最小值,以纵轴灵活性容量约束确定纵坐标最小值,即可确定待选调度方案集。如 A、B、C、D 表示不同的调度方案。以灵活性时间需求为 15 min,功率需求期望 15 MW 且向上灵活性为例。4 种调度方案的灵活性供给能力不同,在经济上存在差异。case 1 中 $T_{\text{mort}}^{\text{up}}$ 指标处于均匀状态,15 min 时系统所具有的灵活性容量已达到峰值 30 MW; case 4 中系统处于最优经济状态,在 15 min 时仅有 20 MW 的灵活性供给能力,在 43 min 时有 30 MW 的供给能力。考虑灵活性容量需求的概率特征,假设服从正态分布 $N(15, 10.89)$,计算多时间尺度下各调度方案的灵活性不足概率,结果见图 7。

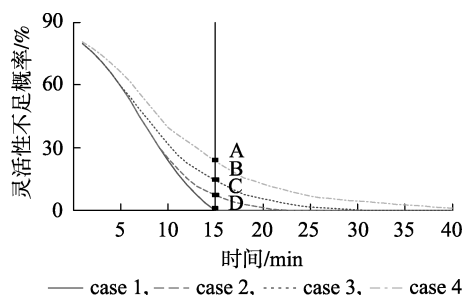


图7 灵活性供给不足概率

Fig.7 Probability of insufficient flexibility supply

由图7可见,在15 min时灵活性供给不足概率差异化显著,case 1的灵活性不足概率为0,case 4的灵活性不足概率为23.62%。当灵活性供给时间低于5 min以及高于30 min时,灵活性供给不足概率相差较小,在图6中反映为灵活性供给容量差异较小。可通过灵活性不足概率选取相应的调度方案。此外各调度方案的经济性与 $T_{\text{mort}}^{\text{mp}}$ 均匀性的Pareto前沿分布如图8所示。

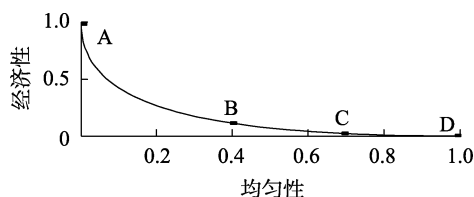


图8 Pareto 最优前沿分布

Fig.8 Distribution of optimal Pareto frontier

图中,调度方案A为最优经济,调度方案D为最优均匀性即机组爬坡能力最优,系统灵活性最高,调度方案B、C的经济性、均匀性则居中。灵活性机组的爬坡能力为系统固有属性,机组所提供的爬坡能力是固定的,但具有不同的响应时间。仅考虑经济调度时易导致机组容量裕度不足,从而限制机组向上爬坡,单位时间内系统爬坡能力较低。在应对电网波动时,可通过合理的调度策略,改善机组的运行状态,提高系统的灵活性以期应对净负荷的波动性,避免过渡投资而降低电网经济性。

6 结论

本文所提出的基于灵活性改善电力系统均匀程度的调度策略,在应对多样的灵活性需求时,避免盲目增加灵活性电源旋转备用容量造成经济下降,给出的灵活性指标评价图以及相应的灵活性不足概率计算方法,对调度运行具有一定的指导意义。以IEEE 30节点测试系统为例,可得出以下结论。

a. 可再生能源及负荷具有不确定性,促使电网产生灵活性需求。考虑灵活性需求的二维特性即时间与功率,是制定调度策略的前提。

b. 均匀性使系统中各机组有较高裕度,随着机组爬坡时间裕度的增加,系统的爬坡能力、灵活性增

加,灵活性不足概率降低,但需一定的经济性为支撑。

c. 机组爬坡能力所提供的灵活性在空间上是确定的,但是响应时间是不确定的。在某些时刻牺牲经济性换来短时间内高水平的爬坡特性以及灵活性是有价值的。

d. 本文给出的灵活性评价图是具有“卡尺”功能的,当各调度方案所提供的灵活性不能满足电网的灵活性需求时,将会出现切负荷现象。

本文所提出的调度策略实质为经济性换取灵活性,在机组经济差异较小的情况下,将会得到更高的灵活性回报。本文后续将进一步研究中长期调度时间窗内的灵活性需求,并基于连续状态变量约束建立相应的调度模型。

参考文献:

- [1] MAI T, HAND M M, BALDWIN S F, et al. Renewable electricity futures for the United States[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(2): 372-378.
- [2] 柳进, 于继来, 柳焯. 针对风电间歇性扰动的旋转备用智能优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 163-170. LIU Jin, YU Jilai, LIU Zhuo. An intelligent optimal dispatch strategy for spinning reserve coping with wind intermittent disturbance[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 163-170.
- [3] KAMATH C. Understanding wind ramp events through analysis of historical data[C]//Transmission and Distribution Conference and Exposition. New Orleans, LA, USA: IEEE, 2010: 1-6.
- [4] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 922-931.
- [5] 翟桥柱, 田建芳, 毛亚珊. 发电机组旋转备用宽度的概念、性质及应用(一): 概念和基本性质[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(18): 4808-4816. ZHAI Qiaozhu, TIAN Jianfang, MAO Yashan. Spinning reserve width of generator unit: concept, properties and applications, part I: concept and properties[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4808-4816.
- [6] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 114-124.
- [7] 周明, 殷毓灿, 黄越辉, 等. 考虑用户响应的动态尖峰电价及其博弈求解方法[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3348-3354. ZHOU Ming, YIN Yucan, HUANG Yuehui, et al. Dynamic critical peak price and its gaming approach considering customers' response[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3348-3354.
- [8] 孙伟卿, 王承民, 张焰, 等. 电力系统运行均匀性分析与评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(4): 173-180. SUN Weiqing, WANG Chengmin, ZHANG Yan, et al. Analysis and evaluation on power system operation homogeneity[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(4): 173-180.
- [9] WANG C, LU Z, QIAO Y. A consideration of the wind power benefits in day-ahead scheduling of wind-coal intensive power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 236-245.
- [10] 刘纯, 马烁, 董存, 等. 欧洲3·20日食对含大规模光伏发电的电网运行影响及启示[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1765-1772. LIU Chun, MA Shuo, DONG Cun, et al. Review and experiences of

- the European solar eclipse's impact on power grid operation with significant PV generation[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1765-1772.
- [11] ULBIG A, ANDERSSON G. Analyzing operational flexibility of electric power systems[C]//Power Systems Computation Conference. Wroclaw, Poland: IEEE, 2014: 1-8.
- [12] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(一)理论基础[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.
- WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems part one theoretical foundations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [13] 刘斌, 刘锋, 王程, 等. 适用于鲁棒调度的风电场出力不确定性集合建模与评估[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(18): 8-14.
- LIU Bin, LIU Feng, WANG Cheng, et al. Uncertainty set modeling and evaluation of wind farm power output for robust dispatch[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(18): 8-14.
- [14] 赵波, 薛美东, 陈荣柱, 等. 高可再生能源渗透率下考虑预测误差的微电网经济调度模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(7): 1-8.
- ZHAO Bo, XUE Meidong, CHEN Rongzhu, et al. An economic dispatch model for microgrid with high renewable energy resource penetration considering forecast errors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(7): 1-8.
- [15] 汤奕, 王琦, 陈宁, 等. 考虑预测误差分布特性的风电场集群调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 27-32.
- TANG Yi, WANG Qi, CHEN Ning, et al. A dispatching method of active power in wind farm clusters considering probability distribution of forecasting errors[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 27-32.
- [16] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158.
- LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158.
- [17] 王锡凡, 杜正春, 方万良. 现代电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2006: 121-123.
- [18] ADAMS J, O'MALLEY M, HANSON K. Flexibility requirements and potential metrics for variable generation: implications for system planning studies[M]. Princeton, NJ, USA: NERC, 2010: 14-17.
- [19] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 电力系统灵活性及其评价综述[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1569-1576.
- XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. A survey on power system flexibility and its evaluations[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1569-1576.
- [20] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 120-125.
- XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125.
- [21] 李海波, 鲁宗相, 乔颖, 等. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672-1678.
- LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672-1678.
- [22] 丁明, 楚明娟, 毕锐, 等. 基于序贯蒙特卡洛随机生产模拟的风电接纳能力评价方法及应用[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 67-73.
- DING Ming, CHU Mingjuan, BI Rui, et al. Wind power accommodation capability evaluation based on sequential Monte Carlo probabilistic production simulation and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 67-73.

作者简介:



孙伟卿

孙伟卿(1985—),男,上海人,副教授,博士,主要从事智能电网技术、电力系统规划与优化技术方面的研究(E-mail: sidsqw@163.com);

田坤鹏(1994—),男,河南开封人,硕士研究生,通信作者,主要从事新能源消纳能力评估与优化方面的研究(E-mail: myidtkp@163.com);

谈一鸣(1993—),男,上海人,硕士研究生,研究方向为能源互联网、电力系统优化与规划(E-mail: camouflage_tan@163.com);

叶磊(1993—),男,上海人,硕士研究生,主要从事智能电网、电力系统优化等方面的研究(E-mail: 470411478@qq.com)。

Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands

SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, YE Lei

(School of Optical-Electrical and Computer Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China)

Abstract: The frequent fluctuation of high penetration renewable energy makes the power grid dispatching more complicated, so it is necessary to make full use of the regulation effect of flexibility resources in the power grid. Considering the two-dimensional time-space characteristics of flexibility demands and the flexibility of dispatching plan, the ramping time margins are proposed as the indexes to measure the ramping capability of the units, and the standard deviations are adopted to describe the uniformity of the indexes. A multi-objective optimal dispatching model with the consideration of the uniformity and economy is established. The flexibility of the dispatching schemes is evaluated to form the flexibility evaluation diagram of power grid with caliper function. The dispatching schemes can be fast located in the diagram according to the diverse flexibility demands, and whether there is a problem of insufficient consumption can be judged. The simulative results of IEEE 30-bus system case show that the uniformity is important for improving the flexibility of power system, and it is feasible and effective to obtain reasonable dispatching schemes for different flexible demands.

Key words: renewable energy; demand analysis; flexibility; uniformity; dispatching plan; models