

基于松弛功率的含风电场上下级电网有功调度优化

李洪美¹, 李海峰², 崔翰韬³, 万秋兰¹

(1. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 国网江苏省电力公司, 江苏 南京 210008;

3. 田纳西大学 电气工程和计算机科学学院, 美国 诺克斯维尔 37996)

摘要: 风电大规模集中接入给电力系统有功调度与控制带来新的挑战。依据风电调度权的不同, 提出含风电的上、下级电网交互式协调调度策略, 同时提出松弛联络线功率和松弛风电功率的概念, 并将此松弛功率作为上、下级交互调度的接口, 以应对风电功率波动对电网调度造成的影响并最大限度提高风电的接纳能力。在此基础上建立经济性最优的调度模型。由于涉及不同区域的调度问题, 对风电功率和联络线功率成本采用边际成本的定价形式并对边际成本的不同确定方式进行分析研究。仿真结果表明, 采用调度权在下级调度方式并将两区域边际成本的均值作为联络线功率成本调度时, 全系统经济性最好。

关键词: 风电; 调度; 交互式调度; 松弛联络线功率; 松弛风电功率; 边际成本

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.11.007

0 引言

作为可再生能源的重要组成部分, 风力发电在中国已进入快速发展阶段。大规模风电并网后, 风电出力的随机性和间歇性特点, 对电网的安全运行和电能质量造成了一定的影响。同时风电的接入改变了地区电网只受电的运行方式, 使地区电网存在受电与送电 2 种不同方式与上级电网并联运行, 这将引起地区电网和上级电网相连的联络线功率潮流的大小和方向的多变, 给电力系统调度和有功控制带来新的挑战^[1-4]。因此, 必须结合风电的特点, 研究并提出适应于大规模风电接入的电网有功调度方法, 以满足风电接入后电力系统安全性、稳定性的要求。

针对含风电系统的电力系统调度方法, 国内外很多专家做了大量的有益的探讨^[3-7]。目前对含风电系统发电调度的研究主要集中在风电功率预测^[8-9]和调度模型^[6,10]等方面, 但由于不同地区风电接入量的大小及接入方式等的不同, 在调度方面存在很大的差异。文献[11]针对基于弃风量最小和能耗最小的 2 种发电调度模式, 分别构建了相应的优化调度模型; 针对风电的易变性和不确定性, 文献[12]进行了机组组合建模, 研究了不同的风电调度优先级和风电所能提供旋转备用下的经济机组组合。文献[13-14]针对风电出力的随机性, 研究了含风电系统的随机优化调度方法; 文献[15]将风电功率的不确定性引入含风电调度模型中, 建立基于场景集的日前机组组合和日内经济调度滚动修正两阶段决策模型, 同时, 在日内修正模型中引入弃风量以及切负荷量作

为松弛变量, 提高了模型的收敛性。文献[16]基于非线性风功率曲线和 Weibull 分布的概率随机风功率模型, 采用量子粒子群优化算法研究了含风电的电力系统经济调度; 文献[17]从含大规模风电场的电网经济运行角度出发, 提出了一种计及大容量燃煤机组深度调峰和可中断负荷的优化调度模型。

上述研究都是基于单一区域内部的风电消纳和机组调度, 目前尚无文献对 2 级或多级区域之间协调消纳风电及其相关有功调度问题进行研究。随着风电接入电力系统容量的增加, 基于单一区域的风电调度已经不能满足电力系统的安全稳定性要求。为了提高系统风电消纳量并保证电力系统运行的平稳性和经济性, 本文根据风电调度权可分别隶属于上级电网或下级电网的不同情况, 提出了含风电的上下级电网交互式协调调度策略。上下级电网的协调调度关键在于联络线功率, 联络线功率的确定是下级和上级电网交互寻优的一个过程。本文提出了松弛联络线功率概念, 以松弛联络线功率作为交互式协调的接口; 当风电调度权在上级电网时还同时将松弛风电功率作为交互式协调的接口。

由于本文针对不同区域间的风电协调调度, 涉及各区域调度的经济性问题, 因而须对区域间联络线功率及风电价格进行合理的确定。本文应用边际价格比较了 2 种不同的定价方式以得到最佳定价方法。应用模拟上下级 10 机电力系统, 并在下级电网接入风电的算例进行了计算, 验证本文的调度优化策略和方法。文中下级电网为地区电网, 上级电网为省级电网, 该方法也可适用于不同规模的上下级电网。

1 上下级电网有功调度问题

传统电网有功调度问题可以描述为在满足一定的运行约束条件下以最小化总发电成本(或最小能

收稿日期: 2014-12-18; 修回日期: 2015-09-06

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863 计划)资助项目(2011-AA05A105)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2011AA-05A105)

耗、最小化发电量与计划电量之偏差等)为目标的机组开停机状态确定及发电出力的分配。在计及风电接入的调度模型中,研究主要集中于在调度模型中考虑风电的不确定性,分析不确定性对调度计划结果的影响及对结果有效性的讨论。不同于已有的考虑风电不确定性的有功调度模型,本文讨论的上下级电网有功调度问题,以实际系统中不同层级的调度系统的辖区不同为出发点,根据风电调度权限的差异展开讨论,侧重于如何将上下级电网的调度权限体现在调度模型中,使该电网既能够最大限度地消纳风电的出力,又能够取得较优的经济性。

2 风电调度权属下级电网的上下级联合调度

当风电调度权属于下级电网时,下级电网可优先调度风电,制定初步发电计划。由于下级电网进行调度时,上级电网的信息未知,该调度结果只是下级电网的局部最优,故还需与上级电网进行协调后,才能满足上级电网对联络线功率的要求。因此,联络线功率的确定就成为上下级协调调度的交互寻优过程。

基于此,本文提出了松弛联络线功率的概念,以松弛联络线功率作为上下级交互式协调调度的接口。所谓松弛联络线功率是指该联络线功率的数值在调度过程中是变化的,只有在交互协调完成后才最终得到联络线功率确定值。松弛联络线功率很好地解决了上下级的协调调度。

2.1 风电调度权为下级电网调度的策略

由于该调度方式是下级电网具有风电调度权,因此首先下级电网根据风电和机组出力以及用电需求进行功率平衡,以经济性最优为目标进行预调度。将得到的联络线功率上传给上级调度。

上级调度将下级电网预调度的联络线功率作为一个定值的有功电源,与可变松弛联络线功率共同作为上级调度优化模型中联络线功率进行优化。

当优化结果中的松弛联络线功率等于零,表明下级电网上传的联络线功率正好满足上级调度的需求,则联络线功率不需调节,下级电网按预调度结果安排发电机出力及风电场计划;当松弛联络线功率小于零或大于零时,分别表明上级电网无法满足或无法消纳下级电网上传的联络线功率。此时需根据松弛联络线功率,对预调度的联络线功率进行修正,由此,得到下级电网最终上传的联络线功率,即为下级预调度联络线功率与松弛联络线功率之差。

然后上级电网将此修正后的功率值送至下级电网,下级电网再将此联络线功率作为定值,进行本级的最终调度,确定发电机出力,下达风电出力指令。算法步骤如下。

a. 下级区域优化:含风电下级电网进行本区域优

化调度,得到风电消纳量及联络线功率 P_{cl} ,令 $P_c = P_{cl}$ 。

b. 上级电网将 P_c 看作定值有功电源,引入可变松弛联络线功率 P_s 进行本区域优化调度,得到优化结果($P_s > 0$ 表示上传联络线功率无法全部消纳, $P_s < 0$ 表示下级上传功率不足,需继续增大上传功率量)。

c. 若 $P_s = 0$,调度结束;若 $P_s \neq 0$,则联络线功率变为 $P_c = P_{cl} - P_s$ 。

d. 下级电网将修正后的联络线功率 P_c 作为定值,进行本区域优化调度,得到最终优化结果。

具体调度流程如图 1 所示。

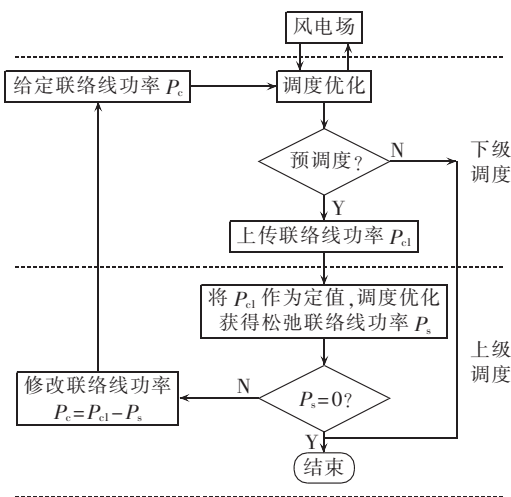


图 1 风电调度权在下级电网的调度流程图

Fig.1 Flowchart of power system dispatch when wind power dispatch jurisdiction is at lower grid

2.2 风电调度权在下级电网调度的优化模型

① 下级电网预调度。

该调度考虑机组发电费用、启停成本、联络线交换功率费用、切风惩罚,具体数学模型如下。

目标函数:

$$\min \sum_{i=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [u_{i,t} O_{ci}(P_{i,t}) + u_{i,t}(1 - u_{i,(t-1)}) S_{ci,t}] + \pi^d P_{c,t} + \beta \sum_{i=1}^k (P_{Wi,t}^* - P_{Wi,t}) \right\} \quad (1)$$

$$\text{s.t. } u_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_{i,\max} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T (\bar{P}_{i,t} - P_{i,t}) > R_t^u & t=1, 2, \dots, T \\ \sum_{t=1}^T (P_{i,t} - \underline{P}_{i,t}) < -R_t^l & t=1, 2, \dots, T \end{cases} \quad (3)$$

$$-r_t^d \Delta T \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq r_t^u \Delta T \quad (4)$$

$$u_{i,t} = \begin{cases} 1 & 1 \leq \tau_{i,t} \leq T_{i,t+} \\ 0 & -T_{i,t-} \leq \tau_{i,t} \leq -1 \\ 0 \text{ 或 } 1 & \text{其他} \end{cases} \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t} + P_{w,t} + P_{c,t} = P_{L,t} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (6)$$

$$-P_{\max} \leq P_{c,t} \leq P_{\max} \quad (7)$$

其中, $u_{i,t} O_{ci}(P_{i,t})$ 为机组的运行耗量, 一般表示为机组功率的二次函数, 即 $O_{ci}(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2(t) + b_i P_{i,t}(t) + c_i$, a_i, b_i, c_i 为运行耗量参数, $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 的功率变量; $u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_{ci,t}$ 为机组启停费用, $u_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的运行状态变量, $u_{i,t}=0$ 表示停机, $u_{i,t}=1$ 表示运行, $S_{ci,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启动耗量, 与停机时间的长短相关; N 为火电机组数; $\bar{P}_{i,t}, \underline{P}_{i,t}$ 分别为机组出力上、下限; $P_{w,t}, P_{L,t}$ 分别为时段 t 风电场输出有功功率和负荷有功需求; T 为时段数; $P_{c,t}$ 为时段 t 联络线功率; π^d 为联络线功率成本系数, 该成本系数在文中采用 2 种确定方式, 一种是采用区域火电边际机会成本, 即在联络线功率为零的情况下, 计算出各区域分别进行调度的单位功率成本, 将该成本作为调度时各级联络线功率成本, 另一种成本确定方式是在上述方式下求得上下区域单位功率成本后, 取两成本的均值作为联络线功率成本; $\beta \sum_{i=1}^k (P_{wi,t}^* - P_{wi,t})$ 为弃风惩罚项, β 为罚因子, $P_{wi,t}$ 为时段 t 风电场 i 实际被调度的风电功率, $P_{wi,t}^*$ 为时段 t 风电场 i 可被调度的风电功率, k 为系统中风电场数目; $P_{i,\max}, P_{i,\min}$ 分别为机组的最大、最小出力; R_t^u 和 R_t^l 分别为时段 t 系统的上调备用和下调备用的需求容量; r_i^d 和 r_i^u 分别为机组 i 最大的每分钟滑坡速率和爬坡速率; ΔT 为相邻时段的时间长度, 以小时计; τ_{i-} 和 τ_{i+} 分别为机组 i 的最小关机小时数和最小开机小时数; $T_{i,t-}$ 和 $T_{i,t+}$ 分别为时段 t 前已连续停机和开机的小时数; $P_{\max}$ 为联络线的传输功率极限。由于联络线功率是双向变化的, 故其功率极限约束带有正负号。式(5)中, $u_{i,t-1} < 0, u_{i,t} > 0$ 表示机组 i 在时段 t 启动; $u_{i,t} < 0, u_{i,t-1} > 0$ 表示机组 i 在时段 t 关机。

式(2)—(7)分别是机组出力约束、备用容量约束、爬坡速率约束、最小开停机时间约束、功率平衡约束和联络线功率约束。

②上级调度部门根据下级上传的联络线功率进行本级调度优化。

a. 其目标函数为:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [u_{i,t} O_{ci}(P_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_{ci,t}] + \pi'^d P_{s,t} \right\} \quad (8)$$

其中, $P_{s,t}$ 为时段 t 的松弛联络线功率; π'^d 为松弛联络线成本, 定价方式与式(1)中 π^d 相同。

b. 约束条件。机组出力约束、备用容量约束、爬坡速率约束和最小开停机时间约束同式(2)—(5)。

功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t} + P_{s,t} = P_{L,t} + P_{c,t} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (9)$$

联络线约束:

$$-P_{\max} \leq P_{c,t} - P_{s,t} \leq P_{\max} \quad (10)$$

由上述模型优化, 得各时段松弛联络线功率 $P_{s,t}$ 。

③若松弛联络线功率为零, 则调度结束; 否则, 下级调度部门根据上级调度得到的松弛联络线功率, 并结合联络线传输容量限制得到新的联络线功率, 然后将该联络线功率作为定值进行本级的终调度。调度目标函数为:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [u_{i,t} O_{ci}(P_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_{ci,t}] + \beta (P_{w,t}^* - P_{w,t}) \right\} \quad (11)$$

功率平衡约束为:

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t} + P_{w,t} + P_{c,t} = P_{L,t} + P_{s,t} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (12)$$

其余约束条件同式(2)—(5)。

根据上述模型优化得到含风电的下级电网的最终调度结果。

需要指出的是, 该调度的目的是尽可能多地消纳风电, 所以在调度模型的目标函数中考虑了弃风惩罚函数。

3 风电调度权属上级电网的上下级联合调度

3.1 风电调度权属上级电网直调的调度策略

风电调度权属上级电网, 由上级电网优先决定自身所需要调度的风电功率。但由于受调度经济性或联络线传送功率的限制, 上级优化结果可能尚未完全消纳风电。上级电网将调度得到的联络线功率和剩余风电信息传送到下级电网, 下级电网在此基础上消纳剩余风电调度。此时, 下级电网就成为风电消纳的松弛区域。下级电网在完成该调度后, 仅需将消纳的风电量信息传给上级电网。

下级电网调度结果存在 2 种可能: 剩余的风电全部消纳, 或受到系统调节能力的限制仅能消纳部分风电。对于后一种情况, 上下级电网间还需进一步交互协调。这种交互将使联络线功率和上下级消纳的风电功率都发生变化。本文将上下级协调中的风电功率定义为松弛风电功率, 该功率随上级电网调度结果和下级电网功率平衡而变化。故在此种调度方式时, 同时存在松弛联络线功率和松弛风电功率的交互接口。

为实现上下级交互调度, 上下级间需要反复协调才能得到最终调度数据。这反映在模型中, 意味着 2 级调度模型需要交替求解, 具体步骤如下:

a. 上级电网根据本级预测负荷水平和预测的风电机机会成本进行预调度, 得到联络线功率;

b. 下级电网将联络线功率作为已知条件, 按照本级的预测负荷数据, 将消除松弛联络线功率加入

条件,进行经济调度,得到因网络约束而产生的风电松弛功率;

c. 以最小化松弛风电功率为目的,重新求解上级电网调度模型;

d. 依次交替求解,直到消除松弛联络线功率,并最小化松弛风电功率。

具体调度流程如图 2 所示。

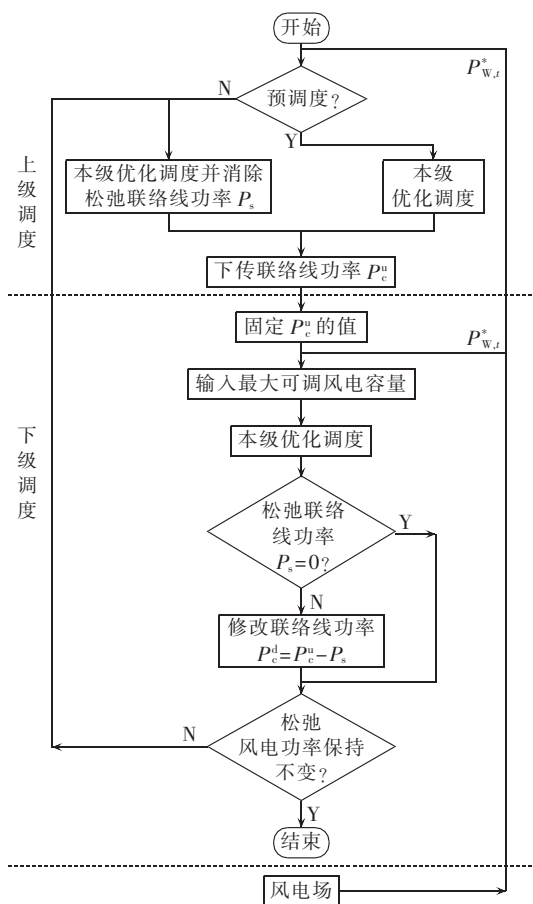


图 2 风电调度权在上级电网的调度流程图

Fig.2 Flowchart of power system dispatch when wind power dispatch jurisdiction is at upper grid

上下级电网调度过程中都考虑了电网调度风电的成本。在本文中采用火电边际机会成本作为风电调度成本。

3.2 风电调度权属于上级电网的优化模型

(1) 上级电网调度模型。

目标函数:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [O_{ci}(P_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,(t-1)})S_{ci,t}] + \pi^u P_{c,t} \right\} \quad (13)$$

其中, π^u 为联络线成本,定价方式与式(1)中 π^d 相同。

约束条件如下。

功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_c = P_{L,t} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (14)$$

其余约束同式(2)~(5)。

上级电网执行预调度后可得到上级电网的发电安排和联络线功率,将剩余风电量作为下级电网可调度风电量,由下级电网进行调度。

(2) 下级调度电网调度模型。

目标函数为:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [u_{i,t}O_{ci}(P_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,(t-1)})S_{ci,t}] - \pi^u P_{c,t} + \beta \sum_{i=1}^k (P_{wi,t}^* - P_{wi,t}) \right\} \quad (15)$$

约束条件除了联络线功率约束外,其余条件同式(2)~(5)。

系统功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{w,t} - P_{c,t} = P_{L,t} + P_{s,t} \quad (16)$$

$$|P_{c,t} + P_{s,t}| \leq P_{\max} \quad (17)$$

若风电松弛功率不为零,将下级调度结果返回上级,进行修正调度;若风电松弛功率为零,结束交互调度并得到最终结果。

4 联合调度优化算例

文中采用 10 机 39 节点系统模拟上下级系统并在下级系统接入风电,分别对 2 种调度方式和联络功率成本系数 2 种确定方式进行了算例分析。机组 1—3 为下级电网,机组 4—10 为上级电网。机组具体参数见表 1,风电功率见图 3。

(1) 调度权在下级电网的上下级协调调度计算结果。

图 4、图 5 分别是采用不同边际成本系数得到的联络线功率变化情况,图中 p_{c0} 、 p_c 分别是下级电网预调度和终调度联络线功率; P_s 是松弛联络线功率。由图可见,预调度后得到的联络线功率传输到上级电网,上级电网不能完全接纳。所以,2 种情况下都存在松弛联络线功率。由于松弛联络线功率的引入,使联络线最后的实际传输功率发生了变化,实现了上下级协调的经济调度。

(2) 调度权在上级电网调度方式的计算结果。

调度权在上级电网时,采用了 2 种边际成本确定方式作为联络线功率系数,算例计算结果见图 6、7。

图 6、图 7 分别为 2 种不同边际成本下的联络线功率及其松弛风电功率。由图可见,上级调度时风电没有完全消纳,该功率以松弛风电功率的方式将信息传送到下级电网;下级电网将该部分风电参与到下级调度进行消纳。显然,由于松弛风电功率和松弛联络线功率的引入,经过下级电网对风电的调度,风电场的风电全部消纳,提高了风电的利用率。

(3) 不同调度方式和边际成本的经济比较。

表 1 各个机组参数
Table 1 Parameters of units

电网	机组	$P_{i,max}/\text{MW}$	$P_{i,min}/\text{MW}$	$a_i/(\text{\$}\cdot\text{MW}^{-2})$	$b_i/(\text{\$}\cdot\text{MW}^{-1})$	$c_i/\text{\$}$	$r_i^d/(\text{MW}\cdot\text{min}^{-1})$	$r_i^u/(\text{MW}\cdot\text{min}^{-1})$
下级电网	1	250	15	15	2.2034	0.005 10	0.300	0.300
	2	650	50	25	1.9101	0.003 96	0.400	0.400
	3	650	20	40	1.8518	0.003 93	0.500	0.500
上级电网	4	632	30	32	1.6966	0.003 82	0.600	0.600
	5	508	25	39	1.8015	0.002 12	0.750	0.750
	6	650	50	75	1.5354	0.002 61	1.400	1.400
	7	560	75	49	1.2643	0.002 89	1.600	1.600
	8	540	120	82	1.2130	0.001 48	2.225	2.225
	9	830	125	105	1.1954	0.001 27	2.600	2.600
	10	1 000	250	100	1.1284	0.001 35	2.750	2.750

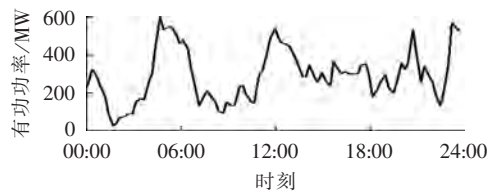


图 3 风电功率
Fig.3 Wind power

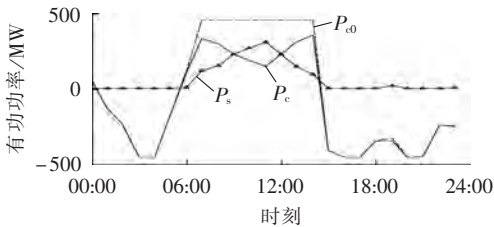


图 4 平均边际成本的联络线功率变化
Fig.4 Variation of tie-line power based on average marginal cost

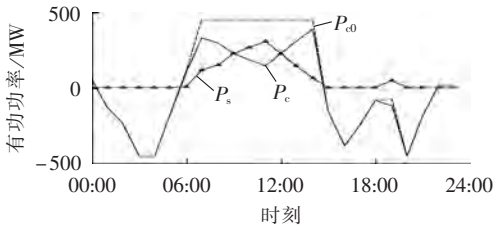


图 5 区域边际成本的联络线功率变化
Fig.5 Variation of tie-line power based on regional marginal cost

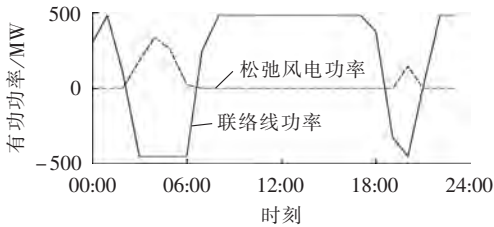


图 6 区域边际成本的联络线功率及松弛风电功率
Fig.6 Variation of tie-line power and slack wind power based on regional marginal cost

本文分别针对调度权隶属关系不同及联络线功率定价不同几种情况从经济性方面作了算例分析,计算得到,上级电网的边际成本为 21.1668 \$/MW,下

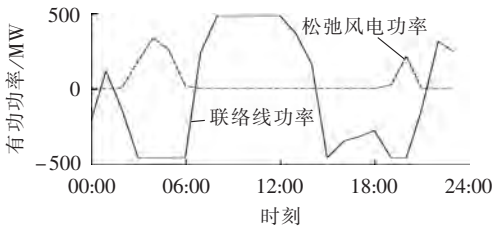


图 7 平均边际成本的联络线功率及松弛风电功率
Fig.7 Variation of tie-line power and slack wind power based on average marginal cost

级电网时边际成本为 25.1352 \$/MW,上下级平均边际成本为 23.151 \$/MW。分析对比结果见表 2。

表 2 2 种调度方式的成本比较
Table 2 Comparison of cost between two dispatch modes

成本	各区域边际成本作为联络线成本		两区域边际成本的均值作为联络线成本	
	调度权在上级电网	调度权在下级电网	调度权在上级电网	调度权在下级电网
上级电网	4.2745×10^5	4.7115×10^5	4.3368×10^5	4.8299×10^5
下级电网	5.2265×10^5	2.9413×10^5	4.7379×10^5	2.9413×10^5
总成本	9.5010×10^5	8.1249×10^5	9.0747×10^5	7.7712×10^5
风电支付	1.8820×10^5	2.2348×10^5	2.0584×10^5	2.0584×10^5
机组总成本	7.6190×10^5	5.8901×10^5	7.0163×10^5	5.7128×10^5

从表 2 可以看出,在各区域将本区域边际成本作为本区域联络线功率成本的情况下,调度权在下级电网时,系统的总成本(机组出力成本加上联络线功率成本和风电购电成本)较调度权在上级电网的要低,同样,采用上下级平均成本作为边际成本的情况下,调度权在下级的系统总成本和机组成本都低于调度权在上级的电网的情况。

另对 2 种边际成本的比较算例可以看出,采用上下级区域边际成本的均值作为联络线成本,无论调度权在上级电网还是下级电网,其系统总成本都优于各区域采用自身区域边际成本作为联络线功率成本的情况。

5 结论

依据风电所属调度权的不同,研究了含风电的下级电网与上级电网有功联合调度策略,并建立了

相应的优化模型。同时讨论了联络线功率成本的不同确定方式。算例仿真结果表明,2种调度方式的调度趋势基本一致而成本上略有差异。采用上下级系统的平均边际成本作为联络线功率成本进行调度,整个系统能够达到更好的经济效益。

本文提出的松弛联络线功率概念,为适用风电不同调度权的上下级调度提供了很好的交互协调接口,使得上下级都能参与平滑风电波动的协调调度;风电调度权为上级调度时,松弛风电功率与松弛联络线功率交互接口同时应用,可最大限度消纳风电,尽量减少弃风。而提出的协调调度时联络线成本的确定方式,为不同区域间协调调度的总体经济性提供了参考。

参考文献:

- [1] BILLINON R, BAI Guang. Generating capacity adequacy associated with wind energy[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2004, 19(3): 641-646.
- [2] ARMANDO M L S, WARLEY S S, LUIZANTÔNIO F M, et al. Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2010, 25(1): 106-116.
- [3] 蒋程, 刘文霞, 张建华, 等. 含风电接入的发电输电系统风险评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 260-270.
JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua, et al. Risk assessment of generation and transmission systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 260-270.
- [4] BART C U, MADELEINE G, ENGBERTPELGRUMW L K, et al. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2007, 22(1): 44-51.
- [5] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中, 等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.
- [6] 姜文, 程叶霞, 严正, 等. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7): 27-33.
JIANG Wen, CHENG Yexia, YAN Zheng, et al. Reliability-constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 27-33.
- [7] LIU X, XU W. Economic load dispatch constrained by wind power availability: a here-and-now approach[J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2010, 1(1): 2-9.
- [8] 王彩霞, 鲁宗相, 乔颖, 等. 基于非参数回归模型的短期风电功率预测[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(16): 78-83.
WANG Caixia, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Short-term wind power forecast based on nonparametric regression model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(16): 78-83.
- [9] 袁铁江, 晁勤, 李义岩, 等. 大规模风电并网电力系统经济调度中风电场出力的短期预测模型[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(13): 23-27.
YUAN Tiejiang, CHAO Qin, LI Yiyang, et al. Short-term wind power output forecasting model for economic dispatch of power system incorporating large-scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(13): 23-27.
- [10] 张宁宇, 高山, 赵欣. 一种考虑风电随机性的机组组合模型及其算法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 22-29.
ZHANG Ningyu, GAO Shan, ZHAO Xin. An unit commitment model and algorithm with randomness of wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 22-29.
- [11] 张粒子, 周娜, 王楠. 大规模风电接入电力系统调度模式的经济性比较[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 105-110.
ZHANG Lizi, ZHOU Na, WANG Nan. Economic comparison for different generation schedulings with large scale wind power connected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 105-110.
- [12] WANG Caixia, LU Zongxiang, QIAO Ying. A consideration of the wind power benefits in day-ahead scheduling of wind-coal intensive power systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(1): 236-245.
- [13] 杨洪明, 王爽, 易德鑫, 等. 考虑多风电场出力相关性的电力系统随机优化调度[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(1): 114-120.
YANG Hongming, WANG Shuang, YI Dexin, et al. Stochastic optimal dispatch of power system considering multi-wind power correlation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 114-120.
- [14] 孙惠娟, 彭春华, 易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化调度[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(5): 123-128.
SUN Huijuan, PENG Chunhua, YI Hongjing. Multi-objective stochastic optimal dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 123-128.
- [15] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(1): 135-140.
GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 135-140.
- [16] FANG Yao, ZHAO Yang, DONG Kemeng, et al. Quantum-inspired particle swarm optimization for power system operations considering wind power uncertainty and carbon tax in Australia[J]. IEEE Trans on Industrial Informatics, 2012, 8(4): 880-888.
- [17] 刘新东, 陈焕远, 姚程. 计及大容量燃煤机组深度调峰和可中断负荷的风电场优化调度模型[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(1): 95-99.
LIU Xindong, CHEN Huanyuan, YAO Cheng. Economic dispatch considering deep peak-regulation and interruptible loads for power system incorporated with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(2): 95-99.

作者简介:



李洪美

李洪美(1969—),女,山东海阳人,博士研究生,主要研究方向为含间歇性电源的电力系统经济调度;

李海峰(1973—),男,河北怀安人,高级工程师,博士,从事电力系统运行控制工作;

崔翰韬(1991—),男,江西黎川人,博士研究生,主要研究方向为最优化理论、电力系统经济调度与需求响应;

万秋兰(1950—),女,江西南昌人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制、电力系统经济调度(E-mail: wqlseu@hotmail.com)。

(下转第 51 页 continued on page 51)

版社,2003:120-134.

- [14] MACQUEEN J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations[C]//Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability,1967. [S.l.]:University of California Press,1967:281-297.
- [15] BARAN M E,WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,1989,4(2):1401-1407.
- [16] 段建东,杨杉. 基于改进差分进化法的含双馈型风电场的配电网无功优化[J]. 电力自动化设备,2013,33(11):123-127.
- DUAN Jiandong,YANG Shan. Reactive power optimization based on modified differential evolution algorithm for power distribution system with DFIG wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(11):123-127.
- [17] 赵国波,刘天琪,李兴源. 分布式发电作为备用电源的优化配置

[J]. 电力系统自动化,2009,33(1):85-89.

ZHAO Guobo,LIU Tianqi,LI Xingyuan. Optimal deployment of distributed generation as backup generators[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(1):85-89.

作者简介:



张沈习

张沈习(1988—),男,浙江宁波人,博士研究生,研究方向为电力系统分析、电力系统优化规划(E-mail:willzsx@163.com);

李珂(1989—),男,浙江金华人,博士研究生,研究方向为电力系统优化;

程浩忠(1962—),男,浙江金华人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统规划、电压稳定、电能质量。

Optimal allocation of intermittent distributed generator in active distribution network

ZHANG Shenxi¹,LI Ke¹,CHENG Haozhong¹,ZHANG Yi²,YAO Liangzhong³

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. Electric Power Research Institute of State Grid Fujian Electric Power Company, Fuzhou 350000, China; 3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100085, China)

Abstract: Since the IDG (Intermittent Distributed Generator), mainly the distributed wind farms and photovoltaic fields, is rapidly developed, a multi-scenario optimal IDGs allocation model with the minimum annual carbon emission as its objective is built for the active distribution network, which considers the sequential correlation among wind speed, illumination intensity and load, as well as three active management measures: transformer OLTC (On-Load Tap Changer) adjustment, IDG output power shedding and IDG power factor regulation. The *K*-means clustering method is adopted to reduce the quantity of scenarios and obtain the probability of each scenario. The adaptive genetic algorithm and the primal-dual interior point method are combined to solve the model. The simulative results of IEEE 33-bus active distribution network verify the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: active distribution network; intermittent distributed generator; optimal allocation; active management measure; *K*-means clustering method; hybrid solving strategy

(上接第 44 页 continued from page 44)

Optimal active power dispatch based on slack tie-line power for bi-level power system with wind farm

LI Hongmei¹, LI Haifeng², CUI Hantao³, WAN Qiulan¹

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China; 2. State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210008, China; 3. Department of Electrical Engineering and Computer Science, The University of Tennessee, Knoxville 37996, USA)

Abstract: The large-scale integration of centralized wind power brings challenges to the active power dispatch and control of power system. A strategy of interactive and coordinative dispatch according to the jurisdiction of wind power dispatch is proposed for the bi-level power system with wind power. The concept of slack tie-line power and slack wind power is proposed and used as the interactive dispatch interface between the upper and lower grids to deal with the impact of wind power fluctuation on the power grid dispatch and improve the wind power integration capacity to the utmost, based on which, an economically-optimal dispatch model is built. Since the inter-region dispatch is involved, the marginal cost is used for calculating the wind power cost and tie-line power cost, for which, different marginal cost calculation methods are analyzed. Simulative results show that, when the jurisdiction of wind power dispatch is at the lower grid and the average marginal cost of two regions is taken as the tie-line power cost, the economy of whole system is the best.

Key words: wind power; dispatch; interactive dispatch; slack tie-line power; slack wind power; marginal cost