

考虑新能源接入的电力市场下的电网无功优化

研究了含新能源并网的无功电力市场问题, 针对输出功率随机性使得确定场景下得到的优化解不完全适用于其他场景这一现象, 使用多场景模拟新能源出力的随机性, 提出了基于预测误差的场景生成与场景消除技术, 在研究传统机组和新能源发电厂无功辅助服务成本的基础上, 以无功辅助服务成本和电网有功网损期望值最小为目标函数, 建立了基于场景的无功综合效益联合优化模型, 并采用内点法进行求解。通过改进的IEEE 14节点和IEEE 118节点系统的仿真计算, 表明基于场景的无功综合效益联合优化模型可以较好地处理风电场的随机性问题。

田鑫 贾善杰 赵龙 郑志杰/国网山东省电力公司经济技术研究院

0 引言

风能、太阳能等可再生能源因其清洁、经济和可持续性在我国得到了快速发展, 当越来越多的新能源并网之后, 输出功率的随机性给电网造成了严重影响。由于风能、太阳能的变化频繁, 在一种确定出力情况下得到的优化解, 在其他场景下不一定适用, 因此传统的模型和方法不能完全满足无功电力市场的需要。充足的无功可使电网尽可能多地接纳新能源发电, 然而在电力市场环境各发电公司都追求自己的经济效益, 发电厂作为无功辅助服务的提供者, 多发无功会造成发电机的损耗并增加发电机的运行维护费用, 甚至影响到发电机的有功出力, 从而减少有功收入。为了提高无功投资的积极性, 激励各无功源提供充足的无功服务, 需要给发电厂一个合适的无功价格进行补偿, 补偿发电公司的利润损失, 从而提高全网的经济

性和电能质量, 同时实现增加电网对新能源的接纳能力。因此, 在新能源并网和电力市场的背景下, 电力系统的无功功率优化调度问题成为电力系统的重要研究课题之一。

在无功电力市场方面, 国内外开展了很多研究工作。文献[1]最早采用了OPF模型作为无功实时电价优化模型, 该模型中没有计及发电机的无功生产成本。文献[2]提出了一种有功和无功实时电价方法, 该方法考虑了有功和无功的生产成本。文献[3-4]进一步发展了文献[1]中的无功电价模型, 考虑了环境、谐波和电网频率等因素。文献[5]提出发电机的无功生产成本包含显性成本和隐性成本, 其中显性成本包括投资成本和日常运行维护成本, 隐性成本是指发电机由于运行极限的限制多发无功会造成有功输出的减少, 从而影响发电厂的有功收入, 这部分成本也称为机会成本。文献[6]提出了无功容量需求因子。文献[7]在潮流组成分析的基础上, 对基于综合成本分摊的无功功率价格进行了研究。文献[8]中还考虑了无功的资源价值。文献[9]根据发电机的运行曲线提出了分段形式的无功竞价模型。

风电、光伏发电出力具有较大的随机性, 会给电网的优化运行带来显著影响。由于风能、太阳能的变化频繁, 目前很难得到精确的预测值^[10-11]。在一种确定出力情况下得到的优化解, 在其他场景下不一定适用, 因此传统的模型和方法不完全有效。文献[12]使用模糊建模求



田鑫/工程师

关键词/Keywords

电力市场·
风力发电·
无功优化·
场景分析·

解含风电场的电力经济调度问题。文献[13]考虑风电接入,提出根据风力预测序列结果的电价跟踪控制策略。文献[14]把无功极限加入约束条件中,考虑了风速预测对风电机组无功的影响。文献[15]使用场景分析法处理风电机组的出力,但对于场景的选择不一定具有代表性。以上研究工作均未兼顾场景的有效性以及电网的无功需求。本文基于场景生成和场景消除策略,选择具有代表性的场景模拟风电场出力,建立的基于场景的电网无功联合优化模型给出相应的无功补偿以激励无功供应商满足电网的无功需求。

本文研究了电力市场下含风电的电网无功优化问题,输出功率随机性使得确定场景下得到的优化解不完全适用于其他场景。针对这一问题,使用场景生成与场景消除技术选择具有代表性的场景,建立了基于场景的无功综合效益联合优化模型,创新点如下。

- 1) 在新能源并网的无功电力市场中,考虑到风电输出功率的随机特点,创新地提出了基于场景的电网无功联合优化模型。
- 2) 基于风电功率预测误差的特性,提出了风电系统的场景生成和场景消除策略。
- 3) 文中模型可以灵活地应用到其他有随机性特征的新能源或者预测准确度较差的灵活负荷节点。

1 无功生产成本分析

发电厂作为无功辅助服务的提供者,其生产成本与发电机的运行特性密切相关,总体上发电机的无功成本分为投资成本和隐形成本^[5]。

无功成本中的投资成本可以根据容量计算,用视在功率和有功功率、无功功率之间的三角关系进行折算,单位为元/Mvar。根据已知的有功容量投资成本,无功投资成本为

$$C_q = C_p \tan \theta \quad (1)$$

式中, C_p 为发电机的有功容量投资成本; C_q 为发电机的无功容量投资成本。

计及无功电源的投资成本,电力市场应给与相应的无功补偿,用以激励无功供应商及时提供

系统所需的无功实现系统的供需平衡。

发电机的隐性成本包括运行损耗维护成本和机会成本,与发电机的运行极限相关。图1为发电机的运行极限图,其中 Q_2 和 Q_3 分别为发电机在迟相和进相运行时电力市场运行机构规定的无功出力值,当电力市场需要发电机提供更多的无功支持时,在A至C点之间发电机电流增大,因而影响绝缘及使用寿命,增加了发电机的维护成本。当电网轻载时需要发电机进相运行吸收无功以缓解系统电压过高,然而进相运行使机端温度升高,机组开断概率增加,影响发电机使用寿命,因此应提供相应的无功费用。当系统需要大量无功时,发电机运行点超过C点,此时由于励磁电流极限限制发电机减少有功输出,即使系统此刻并不需要这些有功功率,发电厂也可将这些有功作为备用获得相应的利润,这部分损失的收益就是发电机无功辅助服务的机会成本。

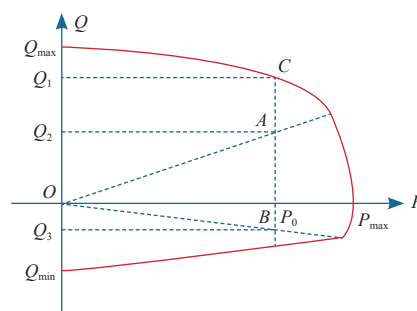


图1 发电机运行极限图

根据以上对发电及运行极限的分析和无功成本的划分,发电机的成本可以按图2所示的分段非线性曲线表达^[9]。

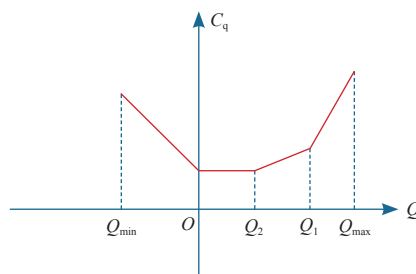


图2 发电机无功成本曲线

从图2中可以看出, $[O, Q_2]$ 为无功容量价格,对发电商无功投资进行补偿,鼓励发电商投资无

功, 保证系统有充足的无功源; $[Q_{\min}, 0]$ 部分是对发电机进相运行的补偿, 斜率绝对值要比AC段的大一些; $[Q_2, Q_1]$ 部分是对发电机损耗的补偿; $[Q_1, Q_{\max}]$ 部分对发电机会成本进行了补偿, 本区域的成本要比 $[Q_2, Q_1]$ 段的大。

对于新能源电场无功调节, 在满足技术规定的情况下, 对多发的无功进行一定的经济补偿。采用基于无功电量的补偿机制, 即

$$F = kC \quad (2)$$

式中, F 为无功服务费用; k 为无功电量补偿标准; C 为超范围无功电量。

新能源电场的无功电量补偿标准可由区域电力市场调度交易机构决定。

2 含风电的无功电力市场数学模型

风电功率输出主要受自然因素影响, 具有不确定性、间歇性的特点。为了应对风能出力的不确定性, 传统的解决办法是留有足够的备用容量保证系统的安全性, 该方法简单有效, 但经济性往往得不到保证。针对这一问题, 国内外对于风电接入下的随机调度进行了大量研究^[16-18], 场景集的思想在解决风电不确定性调度问题方面得到了广泛应用。其主要思想是将风电出力视为符合某种分布的随机变量, 利用大量的场景进行模拟, 将连续的不确定性问题转换为离散的不确定性问题进行求解。

2.1 场景生成

历史数据表明风速符合瑞利分布^[19], 加之风电机组风能到电能的转换具有非线性特性, 现有预测手段仍然难以准确预测风机出力。但是误差的分布可以利用中心极限理论进行正态分布的假设^[20]。本文假定风电场出力的预测误差符合均值为零, 标准差为 σ_w 的正态分布。

场景生成技术是通过大量的采样, 用可能出现的场景来近似模拟随机变量。对风能出力也可利用大量的风能出力场景近似模拟风能出力的不确定性。拉丁超立方采样法是一种高效的蒙特卡罗采样法, 由Mckay等人于1979年提出, 并被诸多

学者根据不同的研究目的加以改进。拉丁超立方采样牺牲了随机性, 换取采样效率, 属于一种分层采样技术, 是一种根据分布函数高效的采样方法。与蒙特卡罗法相比, 可利用较少的采样次数反映随机变量的整体分布, 保证采样点分布在所有的采样区域; 同时该采样方法具有记忆特性, 可避免抽取已经出现的样本, 在小概率区域也可以保证有采样点。

假设随机变量 X 的累积分布函数为 $F(X)$, 拉丁超立方的采样过程如下。

首先将分布函数等分成采样个数 N 份, 每个区间的宽度为 $1/N$ 。在每个区间内部进行随机采样, 第 i 个区间采样的累积概率值为

$$U_n = \frac{n-1}{N} + \frac{U}{N} \quad (3)$$

式中, U 为 $[0,1]$ 区间内的一个随机数。

当任意一个子区间参与随机采样后, 则不再参与以后的随机采样。然后根据分布函数的反函数可以计算出实际采样值 $X_n = F^{-1}(U_n)$ 。重新选择区间采样, 直到所有区间完成采样。

2.2 场景消减

针对基于场景的随机规划问题, 场景的数目在很大程度上决定了求解的计算量。场景数目越多, 对随机变量的分布拟合效果越好, 但是问题规模增大, 计算的难度也相应增大; 如果场景数目过少, 就不能保证随机变量的真实情况, 模拟效果变差, 不能保证问题的计算准确度。为了解决这一问题, 就需要对初始生成的场景进行消减, 在保证问题求解准确度的前提下, 尽可能减少计算随机问题需要的场景数目。文献[21]的算例结果显示消减之后的10个场景具有较好的代表性。本文生成1 000个初始场景, 然后利用同步回代法消减为10个场景作为下一步的计算场景。

采用根据概率距离消减的同步回代消除技术, 消减步骤如下。

首先对每个场景指定一个发生的概率 p_s ($s = 1, \dots, N$) 即 $p_s \geq 0$, 且满足 $\sum_s p_s = 1$, 通常将拉丁超立

方采样生成的场景概率设为: $p_s = 1/N$ 。集合 S 表示最初场景集; 集合 DS 为需要消除的场景集; D_{ij} 为场景 i 和场景 j 之间的距离; PD_{ij} 为场景 i 和场景 j 之间的概率距离。

第一步: 首先设置 DS 为空, 计算各个场景之间的距离 $D_{ij} = D(s_i, s_j)$ 。

第二步: 对于场景 k , 找出与场景 k 距离最短的场景 r , 即 $D_k(r) = D(s_k, s_r)$ ($i \in S, k \neq s$)。

第三步: 计算概率距离 $PD_k(r) = p_k D_k(r)$, $k \in S$, 在 k 中找出使得概率距离最小的场景索引 d , 使得 $PD_d = \min PD_k$, $k \in S$ 。

第四步: 令 $S = S - \{d\}$, $DS = DS + \{d\}$, 且 $p_r = p_r + p_d$ 。

第五步: 重复步骤二~四, 直到剩余的场景数目达到消减要求为止。

2.3 基于多场景的联合无功优化

除了无功成本以外, 电网的网损也是无功优化中很重要的经济指标。本文以无功辅助服务成本和电网有功网损的期望值最小为目标函数, 以常规发电厂和新能源发电厂无功出力为优化变量, 建立了无功优化模型。其目标函数为

$$\min \sum_{k=0}^N p^k \left[P_{\text{Loss}}^k + \sum_{j=1}^{N_g} C(Q_j^k) \right] \quad (4)$$

式中, p^k 为场景 k 发生的概率; P_{Loss}^k 为场景 k 的总网损; $C(Q_j^k)$ 为场景 k 下 j 发电机的无功成本。

约束条件包括系统的潮流平衡约束、发电机无功的出力上下限约束、节点电压约束和线路的热极限约束等。

1) 各节点有功功率和无功功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{Gi}^s - P_{Di}^s - V_i^s \sum_{j \in i} V_j^s (G_{ij} \cos \theta_{ij}^s + B_{ij} \sin \theta_{ij}^s) \\ Q_{Gi}^s - Q_{Di}^s - V_i^s \sum_{j \in i} V_j^s (G_{ij} \sin \theta_{ij}^s - B_{ij} \cos \theta_{ij}^s) \end{cases} \quad (5)$$

式中, P_{Gi}^s 、 P_{Di}^s 、 Q_{Gi}^s 、 Q_{Di}^s 分别为场景 s 下节点 i 处的有功发电、有功负荷、无功发电和无功负荷; V_i^s 、 V_j^s 分别为场景 s 下节点 i 和节点 j 的电压幅值; θ_{ij}^s 为场景 s 下节点 i 和节点 j 之间的电压相角差; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为系统导纳矩阵的实部和虚部。

2) 各发电机/同步补偿及无功出力上下界约

束为

$$Q_{Gi,\min} \leq Q_{Gi}^k \leq Q_{Gi,\max} \quad (6)$$

式中, $Q_{Gi,\min}$ 、 $Q_{Gi,\max}$ 分别为节点 i 无功出力的最小值和最大值。

3) 各节点电压幅值上下界约束为

$$V_{i,\min} \leq V_i^k \leq V_{i,\max} \quad (7)$$

式中, $V_{i,\min}$ 、 $V_{i,\max}$ 分别为节点 i 的电压幅值下限和上限。

4) 各支路传输功率约束为

$$-P_{ij,\max} \leq P_{ij}^k \leq P_{ij,\max} \quad (8)$$

式中, $P_{ij,\max}$ 为节点 i 、 j 之间的线路有功潮流的最大值。

该优化模型包含了各场景的信息, 其中角标 $0 \sim k$ 表示 k 个场景。 p^k 为每种场景对应的概率, 即

$$\begin{aligned} \min \sum_{k=0}^N p^k \left[P_{\text{Loss}}^k + \sum_{j=1}^{N_g} C(Q_j^k) \right] \\ \text{s.t.} \begin{cases} h_0(x) = 0 \\ g_0(x) \leq 0 \\ h_1(x) = 0 \\ g_1(x) \leq 0 \quad k=0, \dots, N \\ \vdots \\ h_k(x) = 0 \\ g_k(x) \leq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (9)$$

将新能源的不确定性用场景进行模拟, 通过场景生成和场景消除得到计算场景, 并采用联合优化计算模型获得各场景的无功输出值 Q^k , 在满足物理和运行约束的条件下达到各场景无功费用和网损最小。

3 原对偶内点法

采用原对偶内点法对上述模型进行求解, 内点法作为一种较为成熟、应用广泛的算法, 其计算速度和收敛性能可以满足本问题的要求。

对一般的有约束非线性规划问题

$$\text{s.t.} \begin{cases} \min f(x) \\ h(x) = 0 \\ \underline{g} \leq g(x) \leq \bar{g} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $f(x)$ 为目标函数; $x = [x_1, \dots, x_n]$ 为变量组成的

n 维向量； $h(x)=[h_1(x),\cdots,h_m(x)]^T$ 为非线性等式约束条件组成的 m 维向量； $g(x)=[g_1(x),\cdots,g_r(x)]^T$ 为不等式约束条件组成的 r 维向量； $\bar{g}$ 、 $\underline{g}$ 为变量约束的上限、下限。

首先，引入松弛变量将不等式约束化为等式约束及变量不等式约束，将上述约束条件化为

$$\begin{cases} g(x)-l-\underline{g}=0 \\ g(x)+u-\bar{g}=0 \\ l,u>0 \end{cases} \quad (11)$$

根据式(10)、式(11)加入对数障碍函数，可定义拉格朗日函数为

$$L(x,y,l,u,z,w)=f(x)-y^T h(x)-z^T [g(x)-l-\underline{g}]-w^T [g(x)+u-\bar{g}]-\mu \left(\sum_i \ln l_i + \sum_i \ln u_i \right) \quad (12)$$

式中， x 、 l 和 u 为变量向量； y 、 z 和 w 为拉格朗日乘子，即对偶变量向量； $\bar{g}$ 、 $\underline{g}$ 分别为约束条件的上、下限； u 、 l 分别为对应上下限值的松弛变量；下标 i 为向量的第 i 个元素； μ 为罚因子，且 $\mu>0$ 。

由此可导出KKT条件，即 L 对向量 x 、 y 、 l 、 u 、 z 和 w 的偏导数等于零。

$$L_x = \nabla_x f(x) + \nabla_x h(x)y + \nabla_x g(x)(z+w) = 0 \quad (13)$$

$$L_y = \frac{\partial L}{\partial y} = h(x) = 0 \quad (14)$$

$$L_z = \frac{\partial L}{\partial z} = g(x) - l - \underline{g} = 0 \quad (15)$$

$$L_w = \frac{\partial L}{\partial w} = g(x) + u - \bar{g} = 0 \quad (16)$$

$$L_l = \frac{\partial F}{\partial l} = z - \mu L^{-1} e \Rightarrow L_l^\mu = ZLe - \mu e = 0 \quad (17)$$

$$L_u = \frac{\partial F}{\partial u} = -w - \mu U^{-1} e \Rightarrow L_u^\mu = UWe + \mu e = 0 \quad (18)$$

$$l, u, z > 0, w < 0 \quad (19)$$

式中， e 为单位向量； L 、 U 、 Z 和 W 分别为以变量 l 、 u 、 z 和 w 各元素为对角元素构成的对角矩阵；式(17)、式(18)为互补松弛条件。对式(13)~式(18)用牛顿-拉夫逊法迭代计算求解修正向量 $\Delta\lambda=(\Delta z, \Delta l, \Delta w, \Delta u, \Delta x, \Delta y)^T$ ，直到

算法收敛。

4 算例

4.1 IEEE 14节点系统

下面以IEEE 14节点系统为例，使用提出的无功优化模型进行仿真研究。设发电机额定功率因数为0.9，无功损耗成本为10元/Mvar·h，进相运行时吸收无功成本为20元/Mvar·h，机会成本为15元/Mvar·h，无功供给商必须提供发电机无功容量信息，本文算例中 $Q_1=0.4Q_{\max}$ ， $Q_2=0.6Q_{\max}$ 。

为了分析提出的无功综合效益优化目标函数的有效性，分别以无功运行成本最优目标、有功网损最优目标和综合优化目标进行无功优化。不同优化目标下的结果如表1所示。

表1 IEEE 14节点系统在不同目标下的优化结果

无功 电源	网损最小目标		无功成本目标		综合优化目标	
	无功出力	无功	无功出力	无功	无功出力	无功
	/Mvar	成本	/Mvar	成本	/Mvar	成本
G ₁	0.01	0.1	0.00	0.00	0.00	0.00
G ₂	21.15	223.0	18.88	188.8	19.54	195.4
G ₃	22.34	223.4	23.98	239.8	23.97	239.7
G ₆	5.91	59.1	5.05	50.5	5.18	51.8
G ₈	3.75	37.5	1.05	10.5	1.55	15.5
有功网损		总成本	有功网损	总成本	有功网损	总成本
8.901		674.4	9.612	658.6	9.213	666.3

从表1的结果来看，以有功网损为目标函数得到的结果无功成本较大，减小网损是以高无功费用为代价的；而减少无功费用会使电网有功网损增加。单独以无功运行成本最优或单独以有功损耗最优不一定是电网的最佳选择，采用综合优化目标可以使无功运行成本和有功网损同时达到一个比较适中和理想的值。

4.2 IEEE 118节点系统

在IEEE 118节点算例中，分别设置了三个风力发电节点，考虑到新能源节点出力的随机性，采用离散采样值近似模拟新能源发电的不确定分布，每种场景表示一种出力情况。使用拉丁超立方采样技术生成场景，然后用同步回代消除技术

进行场景消减,最终剩余10个场景,并使用2.3节中的联合优化模型进行计算。

假设在系统的12节点、15节点和54节点各加入一个风电场,风电场的预测出力值分别为:85 MW、20.9 MW和49.5 MW。通过场景生成和消减最终得到10个场景的出力值如图3所示。

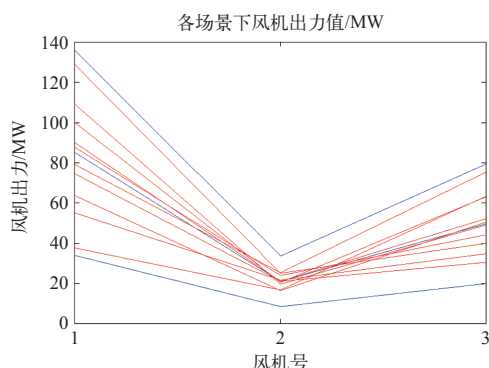


图3 各场景下风机出力值

图3中间的蓝线表示预测的风功率输出,边缘两条蓝线表示正态分布中95%置信区间的边界。10条红线表示每个场景发电机的出力情况。利用这些数据进行计算,可以较好地模拟风电出力情况。

表2给出了各场景下各发电机的出力值。第二列到第四列表示风力发电机的出力值,最后一列给出各场景出现的概率大小。

表2 各场景下各发电机出力值

	P_{g1}/MW	P_{g2}/MW	P_{g3}/MW	概率
场景1	97.91	17.07	44.31	0.142 5
场景2	79.97	16.90	66.81	0.132 5
场景3	73.25	24.70	37.79	0.122 5
场景4	69.29	18.84	53.63	0.112 5
场景5	53.77	17.60	46.73	0.097 5
场景6	38.84	24.02	41.21	0.062 5
场景7	126.61	22.95	48.56	0.072 5
场景8	118.50	22.16	31.96	0.055 0
场景9	105.95	20.45	56.27	0.132 5
场景10	92.71	22.01	27.28	0.070 0

将各场景代入联合优化模型,通过联合优化计算,获得各场景下的无功输出值、无功总费用和网损值,如表3所示。

使用所提出的联合优化模型可以将风力发电

表3 各场景下无功费用(元/Mvar·h)和网损(MV·A)

	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
无功费用	9 578.4	9 578.4	9 654.4	9 635.4	9 796.4
网损	81.253	81.011	81.576	81.321	82.566

	场景6	场景7	场景8	场景9	场景10
无功费用	13 006.4	9 609.4	9 584.4	9 567.4	9 630.4
网损	79.213	82.231	81.565	81.261	81.669

的不确定性通过场景进行模拟,对场景生成和消除之后的10个典型场景进行联合优化,在满足物理和运行约束的条件下使电网综合成本费用最小。本文对风电的处理方式也可以用到其他有随机性特征的新能源,即利用场景模拟新能源的波动情况,采用基于误差分布的多场景的联合优化计算模型获得各场景的无功输出值。

5 结束语

研究了考虑新能源接入的电力市场下的电网无功优化问题。针对风电输出功率的随机特点,提出了基于场景的电网无功联合优化模型。结合风功率预测误差的特性,提出了风电系统的场景生成和场景消除策略。算例表明,所提出的优化模型可以较好地处理风电的随机性问题。本文模型对其他随机性特征的新能源也有一定的实用性。

参考文献

- [1] Baughman M L, Siddiqi S N. Real-time pricing of reactive power: theory and case study results [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6 (1): 23-29.
- [2] El-Keib A A, Ma X. Calculating short-run marginal costs of active and reactive power production [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12 (2): 559-565.
- [3] Baughman M L, Siddiqi S N, Zarnikau J W. Advanced pricing in electrical systems. I. Theory [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12 (1): 489-495.
- [4] Baughman M L, Siddiqi S N, Zarnikau J W. Advanced pricing in electrical systems. II.

- Implications [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12 (1) : 496-502.
- [5] Lamont J W, Fu J. Cost analysis of reactive power support [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14 (3) : 890-898.
- [6] 舒立平, 陈允平. 一种新的无功电力定价算法 [J]. 电网技术, 2004, 28 (5) : 59-63.
- [7] 戴彦, 倪以信, 文福拴, 等. 基于潮流组成分析及成本分摊的无功功率电价 [J]. 电力系统自动化, 2000, 24 (18) : 13-17.
- [8] 方军, 张永平, 陈寿孙, 等. 计及无功功率成本及其资源价值的无功采购方法 [J]. 电力系统自动化, 2002, 26 (20) : 29-34.
- [9] Bhattacharya K, Zhong J. Reactive power as an ancillary service [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16 (2) : 294-300.
- [10] 张国强, 张伯明. 基于组合预测的风电场风速及风电机功率预测 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (18) : 92-95.
- [11] 杨秀媛, 肖洋, 陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25 (11) : 1-5.
- [12] 陈海焱, 陈金富, 段献忠. 含风电场电力系统经济调度的模糊建模及优化算法 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (2) : 22-26.
- [13] 徐志宇, 姬淑芳, 邵炜晖, 等. 面向风电接入的电力市场最优定价与跟踪控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2014, 38 (13) : 51-57.
- [14] 赵晶晶, 符杨, 李东东. 考虑双馈电机风电场无功调节能力的配电网无功优化 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35 (11) : 33-38.
- [15] 陈海焱, 陈金富, 段献忠. 含风电机组的配电网无功优化 [J]. 中国电机工程学报, 2008 (7) : 40-45.
- [16] 谢毓广, 江晓东. 储能系统对含风电的机组组合问题影响分析 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35 (5) : 19-24.
- [17] Bouffard F, Galiana F D, Conejo A J. Market-clearing with stochastic security-part I: formulation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20 (4) : 1818-1826.
- [18] Bouffard F, Galiana F D, Conejo A J. Market-clearing with stochastic security-part II: case studies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20 (4) : 1827-1835.
- [19] Masters G M. Renewable and efficient electric power systems [M]. John Wiley & Sons, 2013.
- [20] Focken U, Lange M, Mönnich K, et al. Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms – a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects [J]. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2002, 90 (3) : 231-246.
- [21] Wu L, Shahidehpour M, Li Z. Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic SCUC [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27 (2) : 913-921.

(收稿日期: 2017-11-28) **EA**

.....

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告