

市场环境下的计及无功源停运的年度无功购买策略

张富强^{1,2}, 文福拴¹, 颜汉荣², 余志伟², 钟志勇², 黄杰波²

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港理工大学电机系, 香港)

摘要: 无功需求容量的适当确定和获取, 对维持系统电压稳定、降低网损和缓解电力市场环境下的无功市场势力至关重要。研究了电力市场环境下的计及无功源停运的年度无功容量购买策略问题; 发展了计及多个无功源可能同时停运时确定无功容量需求的数学模型, 以最小化购买无功容量的成本、切负荷成本和发电再调度成本之和的总成本为目标。发展了蒙特卡罗模拟和差异进化算法相结合的方法来求解这一优化问题。最后, 用算例对所提出的模型和方法做了说明。

关键词: 无功功率; 容量获取; 停运; 差异进化算法; 蒙特卡罗仿真; 电力市场

中图分类号: TM 73; F 123. 9

0 引言

自 2003 年美加大停电事故发生以后, 电力市场环境下的无功问题就受到越来越多的重视^[1-3]。美加大停电工作组 (Task Force) 在其最终报告中指出, 缺乏足够的无功支持是发生美加大停电的主要原因之一^[4]。因此, 适当确定无功容量需求 (RPCR) 对维持电力系统安全意义重大。

在电力市场环境下, 由于部分无功源 (主要是发电机) 的所有权与调度权分离, 采用强制手段免费获取无功容量无法激励各无功源的所有者提供充足的无功服务, 也不利于提高投资无功源的积极性。为此, 文献[5-7]研究了适合电力市场环境的无功采购方法。文献[5]在分析无功生产成本时考虑了各无功源在系统中的价值。研究表明, 适当多采购对于系统具有较高价值的无功容量, 能更好地满足系统无功功率需求和维持电压水平的要求。文献[6]提出一种基于潮流计算的无功资源价值评价方法, 在进行无功实时定价的过程中综合考虑了无功资源的价值。文献[7]所发展的采购模型分别以最小化网损、最小化系统采购成本、优化电能质量和优化系统安全性为目标, 研究结果表明采用不同的采购模型所得出的结果存在较大的差异。总之, 文献[5-7]研究的都是单一运行方式下的无功优化问题, 从时间尺度上看应属于短期无功调度, 也没有涉及无功备用问题。

到目前为止, 世界范围内对 RPCR 的确定尚没

有统一、规范的方法, 不同的国家或地区所采用的方法也并不相同。由于无功不适于远距离传输, 一般可以将大型电力网络按照某种方法划分为几个电压控制区域以进行无功定价和管理^[8]。规划人员确定 RPCR 时一般采用的做法是: 在每个电压控制区域内, 根据预测的来年的峰荷和谷荷确定正常情况下的 RPCR, 之后根据调度机构定义的预想事故列表确定无功备用需求。澳洲电力市场就采用了这种方法。在下文第 1 节中将专门介绍这种典型的方法。

在现有的确定 RPCR 的方法中, 没有考虑多个无功源同时发生停运的可能性。对于大规模电力系统, 无功源的数量很大, 无功源同时发生停运的可能性是存在的。不考虑这种可能性时获得的无功容量有可能在预想事故发生时不够充裕。基于这样的考虑, 本文提出利用概率方法及这种可能性, 发展了包括切负荷成本和发电再调度成本在内的无功获取总成本最小化的数学模型, 并提出了蒙特卡罗模拟和差异进化 (DE) 算法相结合的方法来求解这一优化问题。

假定无功容量获取的时间框架为 1 年, 这与目前国际上多数电力市场所采用的时间跨度一致。

1 澳洲国家电力市场的无功容量需求确定方法及其局限性

澳洲国家电力市场管理公司 (NEMMCO) 负责确定每个区域内的 RPCR, 以维持系统运行在电压和稳定极限内^[9-10]。

NEMMCO 对发电机和负荷做了下述假设:

- 1) 发电机: 在基态潮流中, 假设所有排入发电计划的发电机都可用并且在线。
- 2) 负荷: 从历史数据中选取典型峰荷情况, 将每

收稿日期: 2009-01-19; 修回日期: 2009-04-24。
国家重点基础研究发展计划 (973 计划) 资助项目 (2004CB217905); 国家自然科学基金资助项目 (70673023)。

个节点有功负荷增加 10% 以模拟未来 1 年负荷的增长情况,以增加后的峰值负荷为基础研究对迟相和进相无功容量的需求;从历史数据中选取典型的谷荷情况,模拟未来 1 年内可能出现的谷荷,并以此为基础研究低谷负荷情况下对迟相和进相无功容量的需求。

除上述正常情况下的 RPCR 外, NEMMCO 还负责定义、选择和模拟一些关键、可信的预想事故以确定在这些情况下对无功备用的需求。采用下述确定性方法确定无功备用。每一个发电机节点需要的无功备用是以下两者中较大的一个^[10]: ①发电机节点上用容性无功功率表示的最大故障水平的 1%; ②发电机节点上最大电容器组的无功容量。

在现有的 RPCR 的确定方法中,一般没有考虑多个无功设备同时发生停运的可能性,而只考虑单一预想事故发生后引起的后果。然而在实际运行中,不能完全排除多个设备同时停运的可能性。例如,在新南威尔士州 2006 年—2007 年的高负荷时段,就有多台机组同时停运^[11]: 2006 年 2 月 1 日, Liddell 2 号机和 Munmorah 4 号机同时停运; 2006 年 6 月 5 日, Liddell 1 号机和 Munmorah 4 号机同时停运。

有鉴于此,在确定系统的 RPCR 时,有必要采用 $N-2$ 准则,以降低系统某些元件故障给负荷供电带来的影响。然而,工程实践的一个重要原则是在可靠性与提供服务的成本之间进行折中。事实上,因为存在 3 个或以上元件同时故障的可能性,即使采用 $N-2$ 准则,也不能完全覆盖多个元件同时故障的情况。这样,一方面 $N-2$ 或 $N-3$ 准则给出的规划方案可能过于保守,另一方面有些更严重的情况却无法计及。

电力市场环境下,无功提供商有权利为其提供的服务索取相应的报酬。因此,市场管理或调度机构面临更为复杂的决策要求。一方面,购买较多的无功容量能够降低不确定性事件给系统带来的冲击,从而降低停电损失;另一方面,必须考虑获取这些无功服务的成本。所以,在电力市场环境下,获取“非常充裕”的无功服务在经济上一般不是最优。

这样,现在面临的问题是:需要寻求一种方式,既能够考虑多个元件同时停运带来的影响,又不至于成本太高。这就是下文旨在解决的中心问题。

2 计及多个无功源同时停运的无功容量需求模型

在电力系统实际运行中,考虑多个元件同时停运是有必要的,概率方法适合于处理这种情况。为

此,本节采用基于概率方法的风险评估技术,发展了一种能够计及多个无功源同时停运的 RPCR 确定模型。

2.1 概率化风险评估^[12]

以文献[12]介绍的概率方法为基础。评估过程包括以下几个主要的步骤:

1) 根据预测的未来研究期间内的负荷持续曲线建立多级负荷水平模型,如图 1 所示,其中 H_s 为负荷水平 L_s 对应的持续时间。

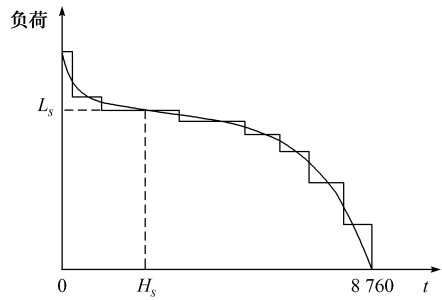


图 1 多级负荷水平模型
Fig.1 Multi level load model

2) 利用蒙特卡罗随机抽样技术选择系统状态,其中系统元件的不可用率 P_{ij} 可基于对历史数据的统计得到。元件状态分为可用(on)和不可用(off) 2 种。本文只考虑系统内现有无功源的停运。对于每一个无功源 j 都产生一个 $(0, 1)$ 范围内的随机数 R_j ,然后将 R_j 与 P_{ij} 相比较,以确定此次抽样中此无功源的状态 s_j :

$$s_j = \begin{cases} 0 \text{ (on)} & R_j > P_{ij} \\ 1 \text{ (off)} & R_j \leq P_{ij} \end{cases}$$

3) 对于多元件停运时的系统状态,可以通过最优潮流(OPF)模型来确定所选状态的风险水平 r 。可以采用切负荷量最小作为目标函数。而对于单元件停运状态,由于其已经包含在预想事故分析之中,所以可以认为其给系统带来的风险为 0。

4) 重复步骤 2 和 3,直到给定的该负荷水平下的抽样次数 N 为止。这样,可以得到负荷水平 L_s 对应的平均风险水平。

5) 将所有负荷水平对应的风险按其对应的持续时间 H_s 加权求和,可得到系统的总风险水平。

6) 判断得到的风险水平是否在可以接受的范围内。如果仅有 1 种候选方案的风险可以被接受,则选择这种方案;如果有多个备选方案满足风险水平要求,则选择费用最小的方案。

2.2 总成本方法

可靠性是风险概念的另一种表述。可靠性和成

本是电力市场环境下无功容量采购中需要考虑的2个主要因素。可靠性成本法可以兼顾这2个因素,并且可以将可靠性及其他与经济性有关的量放在同一个目标函数中统一考虑。常用的可靠性成本方法有2种^[13]:①收益/成本比率法;②总成本方法。本文主要利用总成本方法。

总成本方法的基本思想是将购买成本、可靠性成本和运行成本这三者之和最小化。

2.3 无功获取的目标函数

同时计及无功容量购买成本与切负荷成本以及发电再调度成本的OPF模型可描述如下:

$$\min C_{tot} = C_{QPRO} + C_{EENS} + C_{RED} \quad (1)$$

式中: C_{QPRO} , C_{EENS} , C_{RED} 分别为未来年度的无功购买成本、切负荷成本和发电再调度成本,后2项分别对应总成本中的可靠性成本和运行成本。

1) 购买成本

在多数实际运营的电力市场中,都规定发电机必须提供一定范围的无功服务作为其参与市场竞争的先决条件,这部分一般是强制和免费的,如图2所示的区域B和区域C。区域A和D一般才是无功容量获取时需要关注的部分^[10]。调度机构有时只需购买A和D区域的部分容量,而非全部无功容量。

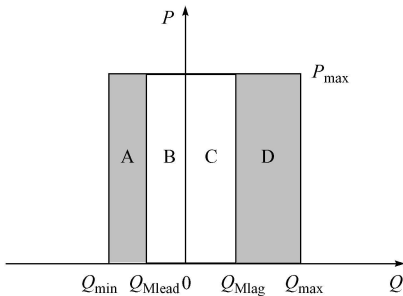


图2 发电机的容量曲线

Fig.2 Capability curve of a synchronous generator

因此,无功容量采购的购买成本为:

$$C_{QPRO} = \sum_{i \in N_G} W_{1i} |Q_{A \text{ lag}, i} - Q_{M \text{ lag}, i}| + \sum_{i \in N_G} W_{2i} |Q_{A \text{ lead}, i} - Q_{M \text{ lead}, i}| \quad (2)$$

式中: W_{1i} 和 W_{2i} 分别为采购发电机*i*的滞后和超前无功容量的单位成本; N_G 为发电机节点集合; $Q_{A \text{ lag}, i}$ 和 $Q_{A \text{ lead}, i}$ 分别为待求的分配给发电机*i*的滞后和超前无功容量; $Q_{M \text{ lag}, i}$ 和 $Q_{M \text{ lead}, i}$ 分别为发电机*i*的滞后和超前强制无功出力。

2) 可靠性成本

一般采用期望缺供电量(EENS)和单位停电成

本(UIC)之积来计算可靠性成本。EENS一般通过求解多次蒙特卡罗模拟的平均值得到,而UIC一般由问卷调查统计的用户损失函数获得^[13]。

可靠性成本可描述为:

$$C_{EENS} = \sum_s (H_s \bar{f}_{EENS, s}) \quad (3)$$

式中: $\sum_s H_s = 8760 \text{ h}$; $\bar{f}_{EENS, s}$ 为在负荷水平*s*时的平均每小时切负荷成本,它是*N*次蒙特卡罗模拟的平均值,

$$\bar{f}_{EENS, s} = \frac{1}{N} \sum_{p=1}^N \left[\sum_{j \in N_D} W_{3j} (1 - d_{j, s}^p) P_{Dj, s}^0 \right]$$

W_{3j} 为节点*j*切负荷的单位成本; N_D 为负荷节点集合; $d_{j, s}^p$ 为在负荷水平*s*时,第*p*次蒙特卡罗模拟得到的第*j*个节点的负荷需要削减的百分比; $P_{Dj, s}^0$ 为节点*j*的初始有功负荷。

3) 运行成本

由于实际系统发生事故的持续时间与正常运行时间相比要小得多,为此这里忽略发生预想事故时的网损成本。在解决无功采购问题时,需要考虑另一种运行成本,即发电再调度(redispach)成本。本文提出的模型允许通过削减负荷以保证系统的安全稳定运行,然而在采取这项措施之前,调度机构应首先考虑发电再调度,其经常用来解决无功/电压问题^[14,15]。当需要发电再调度时,调度机构经常选择最小化调整成本为目标,本文通过对改变有功预调度的增报价和减报价来计算调整成本^[16]。

发电再调度成本的表达式为:

$$C_{RED} = \sum_s (H_s \bar{f}_{RED, s}) \quad (4)$$

式中: $\bar{f}_{RED, s}$ 为负荷水平*s*时的平均每小时发电再调度成本,其为*N*次蒙特卡罗模拟的平均值,

$$\bar{f}_{RED, s} = \frac{1}{N} \sum_{p=1}^N \left[\sum_{i \in N_G} W_{4i} \alpha_i (P_{Gi, s}^p - P_{Gi, s}^0) \right] - \frac{1}{N} \sum_{p=1}^N \left[\sum_{i \in N_G} W_{5i} (1 - \alpha_i) (P_{Gi, s}^0 - P_{Gi, s}^p) \right]$$

W_{4i} 和 W_{5i} 分别为发电机*i*的增出力报价和减出力报价; $P_{Gi, s}^0$ 和 $P_{Gi, s}^p$ 分别为负荷水平*s*时发电机*i*的有功预调度出力和第*p*次蒙特卡罗模拟的出力; α 是一个二进制变量,表示发电机*i*的实际出力和预调度出力的关系,

$$\alpha_i = \begin{cases} 1 & P_{Gi, s}^p \geq P_{Gi, s}^0 \\ 0 & P_{Gi, s}^p < P_{Gi, s}^0 \end{cases} \quad (5)$$

显然,对于一种给定的无功获取方案, $Q_{A \text{ lag}, i}$ 和 $Q_{A \text{ lead}, i}$ 已知,因此 C_{QPRO} 也是确定的,每一次蒙特卡罗模拟改变的只是切负荷成本和发电再调度成本。因此,在每次模拟中,目标函数可表示为:

$$\min f_{\text{EENS},s} + f_{\text{RED},s} = \sum_{j \in N_D} W_{3j} (1 - d_{j,s}^p) P_{Dj,s}^0 + \sum_{i \in N_G} W_{4i} \alpha_i (P_{Gi,s}^p - P_{Gi,s}^0) - \sum_{i \in N_G} W_{5i} (1 - \alpha_i) (P_{Gi,s}^0 - P_{Gi,s}^p) \quad (6)$$

2.4 无功获取的约束条件

在每一次蒙特卡罗模拟中, 优化模型的解都需要满足节点功率平衡约束、发电出力约束、节点电压上下限约束和支路潮流约束。需要指出, 这里的无功出力上下限并不是由 Q_{\max} 和 Q_{\min} 所确定的上下限, 而是由无功采购模型确定的上下限 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$ 。

3 基于蒙特卡罗模拟和差异进化算法的无功容量获取方法

前面建立的无功容量获取的数学模型难以用传统的数学方法求解。这是因为目标函数不是显式的, 其涉及多次蒙特卡罗模拟结果的平均值。如果将每一次的蒙特卡罗模拟看做一个子优化问题, 而将无功容量的获取看成主优化问题, 则子优化问题约束条件中发电机 i 在负荷水平 s 时的无功出力 $Q_{Gi,s}$ 的上下限 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$ 才是主优化问题的变量。这个问题无法用传统的优化算法来求解。进化优化算法适于求解这些无法显式表达目标函数的优化问题。本文采用进化算法的一个分支, 即 DE 算法^[17-18], 来求解此主优化问题。其主要步骤为:

- 1) 产生包含 M 个个体的初始种群, 每个个体包含主优化问题的变量 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$ 。
- 2) 对于当前代的每个个体, 进行 N 次蒙特卡罗模拟以产生此个体对应的 C_{tot} , 即此个体的适应度。随后找出适应度最大的个体。
- 3) 通过繁衍、选择、更新等流程继续产生下一代的种群。
- 4) 循环步骤 2 和 3, 直到达到预先设定的最大进化代数后终止迭代过程。

算法的实现细节见附录 A。

4 算例

采用附录 B 图 B1 所示的 CIGRE 32 节点系统^[19] 为例来演示所提出的无功获取模型的特点。这个系统的特点是有功潮流由以水电为主的北部区域向中部重负荷区域输送。因此, 需要在中部的输电通道上配置充裕的无功支持。此特点决定了该系统特别适于研究与无功和电压支持有关的问题。此系统发电机节点数据和负荷节点数据详见附录 B 表 B1 和表 B2。

4.1 计算数据的设定

假定未来 1 年几种典型负荷的期望值、标准差和持续时间见附录 B 表 B3。据此可获得如图 1 所示的多级负荷模型。假定所有负荷的切负荷单位成本均为 6 000 美元/(MW·h); 购买滞后和超前无功容量的成本分别设定为 2 000 美元/(Mvar·a) 和 4 000 美元/(Mvar·a)。而发电机组的增出力报价则统一设为 100 美元/(MW·h), 减出力为 50 美元/(MW·h)。

将算例系统划分为 3 个电压控制区域(即附录 B 图 B1 中的区域 A, B, C), 在每个区域中分别求解无功容量采购问题。当研究某个区域时, 假设此区域内发电机的停运率为 0.02, 而其他区域内的发电机可靠性为 100%, 并且切负荷和发电再调度均限制在所研究的电压控制区域内。

采用优化软件 Lingo 8.0 来求解每一次模拟中的 OPF 问题。蒙特卡罗模拟次数给定为 1 000。用 DE 算法求解主优化问题。每个发电机包含 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$ 这 2 个控制变量。区域 A, B, C 的发电机数目分别为 7, 7, 6。设对应于这 3 个区域的种群规模分别为 70, 70, 60, 进化代数给定为 500。

4.2 结果分析

图 3 给出了每个区域内无功获取总成本的收敛曲线, 这 3 条曲线表明 DE 算法收敛速度较快, 在第 100 代时已经接近最优解, 后面 400 代改善不大。

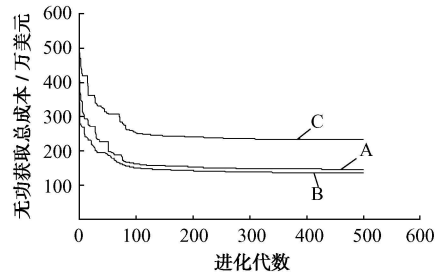


图 3 差异进化算法收敛曲线
Fig. 3 Convergence curves of the DE algorithm

附录 C 表 C1 给出了 3 个区域的无功采购方案。可知, 对滞后无功容量, 除了发电机提供的滞后强制无功出力 $Q_{\text{M}lag}$ 外, 系统运行机构还需要购买额外的无功容量; 对于超前无功容量, 发电机组提供的超前强制无功出力 $Q_{\text{M}lead}$ 已经能够满足需求, 因此这部分的采购成本为 0。附录 C 表 C2 给出了采购总成本中各个分项的数值。

在仿真中发现, 对于最后确定的滞后和超前无功容量 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$, 蒙特卡罗模拟中得到的发电机无功出力 $Q_{Gi,s}$ 一般都位于 $Q_{\text{A}lag,i}$ 和 $Q_{\text{A}lead,i}$ 所包含的区间之内, 只有在 3 台或以上无功源同时停运时,

才会出现剩余几台发电机 $Q_{Gi,s}$ 达到 $Q_{A\text{lag},i}$ 或 $Q_{A\text{lead},i}$ 的情况。

4.3 无功源停运率的变化对无功容量分配的影响

由于不同无功源的价值或重要性有所不同,重要无功源的停运率增大要比其他无功源停运率增大带来更大的影响。现分析无功源停运率变化带来的影响。在区域 A 中,分别将发电机节点 1012 和 4072 的停运率从 0.02 增加至 0.05(分别称为情况 1 和情况 2),表 1 和表 2 分别给出了区域 A 内采购方案和采购总成本的变化。

表 1 发电机停运率增加后区域 A 的无功采购方案
Table 1 The purchasing scheme at Zone A with increased generator outage rates

发电机 节点	情况 1		情况 2	
	$Q_{\text{A}lag}/\text{M var}$	$C_{\text{QPRO}}/\text{万美元}$	$Q_{\text{A}lag}/\text{M var}$	$C_{\text{QPRO}}/\text{万美元}$
1012	400	0	400	0
1013	405	21	395	19
1014	395	9	375	5
4011	620	24	660	32
4012	485	17	480	16
4071	355	21	415	33
4072	1 020	4	1 020	4

表 2 发电机停运率增加后区域 A 的无功采购成本
Table 2 The purchasing costs at Zone A with increased generator outage rates

情况	$C_{\text{QPRO}}/\text{万美元}$	$C_{\text{EENS}}/\text{万美元}$	$C_{\text{RED}}/\text{万美元}$	$C_{\text{tot}}/\text{万美元}$
1	96	53.45	6.87	156.32
2	109	60.66	7.99	177.65

将表 1 和表 2 分别与附录 C 表 C1 和表 C2 比较可以发现: ①在发电机停运率增加以后,总成本中所有分量都有所增加,这表明无功源停运率增加会恶化系统的运行性能; ②当一个无功源的停运率增加后,与此无功源电气距离近无功源的无功获取容量将有所增加,这诠释了无功服务的本地特性,即此无功源不可用所导致的缺额将由与它电气距离较近的无功源来弥补。

5 结语

在电力市场环境下,确定无功需求容量时需要适当考虑无功采购的成本。本文研究了多个无功源可能在同时停运情况下的无功容量需求问题,发展了概率方法模拟发电机组的强迫停运,发展了优化模型,并提出了蒙特卡罗模拟和 DE 算法相结合的求解方法,最后用算例做了说明,且得到了符合预期的结果。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 文福拴,林旭军,张富强,等. 电力市场环境下的无功问题. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [2] 徐楠,文福拴,余志伟. 电力市场环境下的无功问题. 电力系统自动化, 2006, 30(11): 93-104.
XU Nan, WEN Fushuan, YU Chiwei. Reactive power related issues in electricity market environment. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(11): 93-104.
- [3] 牛怀平,刘俊勇,薛禹胜. 多种运行方式下的无功定价方法. 电力系统自动化, 2006, 30(19): 13-17, 60.
NIU Huaiping, LIU Junyong, XUE Yusheng. Reactive power pricing method under multi operation conditions. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(19): 13-17, 60.
- [4] US-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: causes and recommendations [EB/OL]. [2004-03-31]. <https://reports.energy.gov/BlackoutFinalWeb.pdf>.
- [5] 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. 电力系统自动化, 2002, 26(20): 29-34.
FANG Jun, ZHANG Yongping, CHEN Shousun, et al. A method of dynamic reactive power procurement considering cost and resource value of reactive power. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(20): 29-34.
- [6] 丁勇,王秀丽. 考虑无功资源价值的无功实时定价. 西安交通大学学报, 2004, 38(2): 1296-1300.
DING Yong, WANG Xiuli. Realtime pricing of reactive power based on reactive power value. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2004, 38(2): 1296-1300.
- [7] 徐楠,文福拴. 电力市场环境下的无功采购. 电力系统及其自动化学报, 2008, 20(1): 21-27.
XU Nan, WEN Fushuan. Reactive power procurement in electricity market environment. Proceedings of the CSU-EPSA, 2008, 20(1): 21-27.
- [8] ZHONG J, NOBILE E, BOSE A, et al. Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1206-1215.
- [9] National Electricity Market Management Company (NEMMCO). Operating procedure: non-market ancillary services [EB/OL]. [2005-01-07]. http://www.nemmco.com.au/powersystemops/so_op3708v013.pdf.
- [10] National Electricity Market Management Company (NEMMCO). Network control ancillary service quantity procedure (NCAS quantity procedure) [EB/OL]. [2008-02-25]. <http://www.nemmco.com.au/powersystemops/169036l.pdf>.
- [11] National Electricity Market Management Company (NEMMCO). NCAS quantity procedure: erratum energy comment [EB/OL]. [2007-12-03]. <http://www.nemmco.com.au/powersystemops/169-0107.pdf>.
- [12] LI W. Risk assessment of power systems: models, methods, and applications. Piscataway, NJ, USA: IEEE Press, 2005.
- [13] LI W, CHOU DHURY P. Probabilistic transmission planning. IEEE Power & Energy Magazine, 2007, 5(5): 46-53.
- [14] WANG R, LASSETER R H. Redispatching generation to increase power system security margin and support low voltage bus. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 496-501.

- [15] FRÍAS P, GÓMEZ T, SOLER D. A reactive power capacity market using annual auctions. *IEEE Trans on Power Systems*, 2008, 23(3): 1458-1468.
- [16] SINGH H, HAO S, PAPALEXOPOULOS A. Transmission congestion management in competitive electricity markets. *IEEE Trans on Power Systems*, 1998, 13(2): 672-680.
- [17] STORN R, PRICE K. Differential evolution—a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces [EB/OL]. [2000-01-03]. <http://www.icsi.berkeley.edu/~storn/TR-95-012.pdf>.
- [18] LIANG C H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. Parallel optimal reactive power flow based on cooperative co-evolutionary differential evolution and power system decomposition. *IEEE Trans on Power Systems*, 2007, 22(1): 249-257.
- [19] PEPPAS D. Development and analysis of Nordic 32 power system model in power factory [EB/OL]. [2009-01-20]. <http://www.ee.kth.se/php/modules/publications/reports/2008/XR-ES-EE.2008.007.pdf>.

张富强(1982—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 电力市场。E-mail: powermarket@zju.edu.cn

文福拴(1965—), 男, 通信作者, 特聘教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统故障诊断、系统恢复和电力市场。E-mail: fushuan.wen@gmail.com

颜汉荣(1954—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向: 电力系统计算机仿真、FACTS 技术及能源政策和规划。E-mail: eehwngan@polyu.edu.hk

Annual Procurement of Reactive Power Capacity Considering Outage of VAR Sources in an Electricity Market Environment

ZHANG Fuqiang^{1,2}, WEN Fushuan¹, H W NGAN², C W YU², C Y CHUNG², K P WONG²

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 2. The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract: Appropriate determination of reactive power requirements is an important issue for maintaining voltage stability, decreasing transmission losses, and mitigating the potential exercise of reactive market power. A model is developed for annual procurement of reactive power capacity considering the possible outage of multiple VAR sources in an electricity market environment. The objective is to minimize the total cost, including the cost of purchasing reactive power capacity, load shedding and generation redispatch. A method based on the Monte Carlo simulation and differential evolution algorithm is used for solving the established optimization problem. Simulation results from case studies demonstrate the essential features of the developed model and the solution method.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905) and National Natural Science Foundation of China (No. 70673023).

Key words: reactive power; capacity procurement; outage; differential evolution algorithm; Monte Carlo simulation; electricity market

(上接第 39 页 continued from page 39)

Power System Real-time State Estimation and Prediction Based on WAMS

LI Hong¹, LI Weiguo¹, BI Tianshu¹, XIONG Haoqing²

(1. Key Laboratory of Power System Protection and Dynamic Security Monitoring and Control Under Ministry of Education, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Henan Electric Power Dispatching and Communication Center, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: A real-time state estimator based on WAMS is presented, in which the recursive extended least-squares algorithm is used to identify the state transition matrix, and the fading memory exponential weighted algorithm is employed to estimate the error covariance matrix of the linearized model. At the same time, the measurement weights are calculated on-line by the measurement standard deviations. When the filter is done by using observed data, the imprecise (or unknown) parameters and the noise covariance matrixes of the state estimation model are constantly identified and corrected on-line simultaneously, which makes the model follow the contingencies and the time-varying process adaptively. Therefore the estimated errors are reduced, and the filtering precision is high. Simulation results show that the proposed method has good performance under different scenarios such as normal operation, bad measurements, sudden load change/dramatic generation variation and topology errors.

This work is supported by Program for New Century Excellent Talents in University (No. NCET-05 0216).

Key words: real-time state estimation; wide area measurement system (WAMS); extended Kalman filtering (EKF); supervisory control and data acquisition (SCADA); power systems