

河南电网实时调度系统若干功能与算法

周劼英¹, 张伯明¹, 尚金成², 何南强², 姚佳², 范斗²,
程满², 王丹², 李予州¹, 刘明松¹

(1. 清华大学电机系, 北京市 100084; 2. 河南省电力公司调度通信中心, 河南省郑州市 450052)

摘要: 实时调度系统主要负责发电和潮流的实时监视、实时调整和闭环控制。为达到既安全又经济的目标, 文中把实时调度系统的主要功能分为实时平衡交易及实时安全管理 2 个模块。实时平衡交易模块在电网安全约束下, 通过调整发电计划使发电与负荷平衡; 实时安全管理模块则处理电网各种突发事件, 包括阻塞管理、非计划停机等。在实时平衡交易中使用了鲁棒性较强的增量潮流模型, 并提出了负荷平衡灵敏度, 修正了原始灵敏度, 使增量潮流模型不再依赖于松弛节点。使用最优次序法求解此模型, 不仅满足了经济性与安全性的要求, 而且满足了电力市场的公开和透明要求。将实时平衡交易模型经少量修改后用于阻塞管理, 并应用平衡调节法求解阻塞管理模型。该系统在河南电网 2 年的运行实践证明了该算法的有效性和实用性。

关键词: 实时调度系统; 实时平衡市场; 增量模型; 灵敏度; 阻塞管理

中图分类号: TM734

1 实时调度系统简介

随着电力系统分析模型与算法研究的深入和 IT 技术的进步, 调度自动化正朝着自动化和智能化的方向发展^[1]。当电力工业进入市场阶段, 实时调度系统成为现代能量控制中心的重要组成部分, 可以完成日常电能实时平衡和有功安全校正等重要功能^[2,3]。它以调整机组有功出力为手段, 维持系统有功平衡并保障电网运行安全。

实时调度系统主要功能包括^[4]: 超短期负荷预报、无约束和有约束实时发电计划、实时安全校核、实时安全告警以及实时调度计划管理等。辽宁省已实现的实时交易管理系统包括超短期负荷预报和实时发电计划功能, 但对电网安全性考虑得还不够^[5]。随着电力系统自动化水平的提高, 实时调度系统功能也在变化和扩充。本文将上述主要功能分成实时平衡交易和电网安全管理 2 个方面: 实时平衡交易包括超短期负荷预报、实时发电计划、实时安全校核、实时计划发布和 AGC 协调控制等功能, 以经济性为目标, 实时平衡有功功率偏差, 满足负荷频率控制需求; 电网安全管理则以电网安全稳定运行为目标, 主要包括线路或联络线断面的阻塞管理、机组非计划停机处理等功能。为此, 实时调度系统主流程包括 2 条主线, 如图 1 所示。实时平衡交易主线由时间周期触发, 每个调度周期自动完成交易计划的计算、校核和发布; 电网安全管理主线则由事件触

发, 主要负责处理电网事件和紧急发电调整。

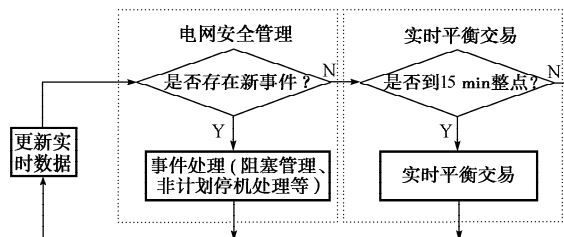


图 1 实时调度系统的主流程

Fig. 1 Flow chart of real-time active power dispatch

实时调度系统中的超短期负荷预测使用了日周期多点外推法^[6], 母线负荷预测则采用了能量管理系统(EMS)调度员潮流中常用的等比例分配的方法, 即首先预测 5 min~15 min 后的系统负荷, 然后根据前一时段节点负荷和系统负荷的比值分配系统负荷, 得到节点有功负荷。下面详细介绍实时平衡交易和阻塞管理的数学模型及算法实现。

2 实时平衡市场和其他时间级有功控制的协调

在电力市场中, 实时平衡市场介于 AGC 和日前市场之间。在实时市场之前有中长期合约市场和日前市场^[7]。中长期市场中一般只进行电量交易, 而日前市场分解合约电量并安排发电计划。在日前市场中, 合约电量已分解到时段^[8]。因为实时平衡市场只与日前市场协调, 日前市场只需预留出足够的调度控制空间, 满足实时调度的需要即可。

由于实时平衡市场是在日前市场之后的现货市场,绝大部分电能需求已在日前现货市场得到满足,机组的开停机方式以及发电计划也已编制完成,因此,实时平衡市场中的电力交易不是从零开始,而是在日前市场交易计划的基础上进行修正和改进。

实时平衡市场与日前市场相比更贴近电力系统实时运行,所以实时平衡交易在保证经济上最优的同时,更应该侧重于保障电力系统安全运行。具体做法是:实时平衡市场中,每次做下一个时段的负荷预测,计算日前发电计划偏差,修正发电计划,消除电能交易的不平衡。这些修正,可能是来自于日前市场中负荷预测误差,也可能是因为日前发电计划不满足安全约束,甚至发电机或其他设备故障等情况。实际运行情况的信息只有在实时平衡市场中才能获得,因此,日前发电计划只有经过了实时修正才能成为可以实际运行的发电计划。实时平衡市场的调整效果参见本文 6.2 节中的算例。

实时平衡市场不仅需要与日前市场协调,还需要与 AGC 相协调。实时调度负责规律性的幅度较大的负荷功率变化的平衡,而 AGC 负责平衡幅值较小、快速随机的负荷变化。实时调度的控制周期为一个时段(例如 15 min),而 AGC 的控制周期在 5 s~10 s。因为 AGC 机组会随着区域控制误差(ACE——area control error)变化而进行实时调整,所以实时平衡交易中不需要为 AGC 机组安排发电计划,而希望通过调整其他机组出力,使 AGC 机组回到调整容量段的中间,使其保留有较大的调整裕度。也就是说,计算有功发电偏差时,使用调整容量段的中间值作为 AGC 机组下一时段的出力,这样也就实现了实时调度与 AGC 的协调。

综上所述,从短期日前调度到 AGC 过程中,实时调度系统处于中间一级,负责修正上一级误差,遗留误差由下一级来弥补,起到承上启下的协调作用。

3 实时平衡市场的交易模型

实时平衡交易系统与其他各模块关系如图 2 所示。其中“交易计算”模块中,该系统提供了非线性规划、遗传算法和最优次序法等多种交易算法。

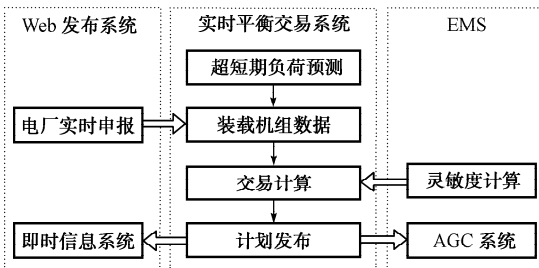


图 2 实时平衡交易模块

Fig. 2 Modules in spot balancing trading

3.1 实时平衡交易的增量模型

电力系统为非线性系统,在某一运行点处进行一阶 Taylor 展开可得到线性近似模型^[9]。

实时平衡市场在日前市场交易结果基础上进行调整,采用了线性化的增量交易模型如下:

$$\min f(\Delta \mathbf{P}) = \sum_{i \in N_G} C_i(\Delta P_i) \quad (1)$$

$$\text{s. t.} \quad \sum_{i \in N_G} \Delta P_i = \Delta P_{\text{NET}} \quad (2)$$

$$\Delta \mathbf{L} = \mathbf{S}^* \Delta \mathbf{P} \quad (3)$$

$$\Delta \mathbf{G} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{L} \quad (4)$$

$$\Delta \mathbf{L}_{\min} \leq \Delta \mathbf{L} \leq \Delta \mathbf{L}_{\max} \quad (5)$$

$$\Delta \mathbf{G}_{\min} \leq \Delta \mathbf{G} \leq \Delta \mathbf{G}_{\max} \quad (6)$$

$$\Delta \mathbf{P}_{\min} \leq \Delta \mathbf{P} \leq \Delta \mathbf{P}_{\max} \quad (7)$$

式中: $\Delta \mathbf{P}$ 为机组有功调整矢量; N_G 是机组节点的集合; $C_i(\Delta P_i)$ 为机组 i 出力增加 ΔP_i 所增加的成本; ΔP_{NET} 为全网功率调整总量; $\Delta \mathbf{L}$ 和 $\Delta \mathbf{G}$ 分别为线路和断面的有功潮流变化; $\Delta \mathbf{L}_{\min}$ 和 $\Delta \mathbf{L}_{\max}$ 为线路的功率变化约束矢量; $\Delta \mathbf{G}_{\min}$ 和 $\Delta \mathbf{G}_{\max}$ 为断面的功率变化约束矢量; $\Delta \mathbf{P}_{\min}$ 和 $\Delta \mathbf{P}_{\max}$ 为机组的出力极限约束矢量(包含爬坡速率约束); $\mathbf{S}^*$ 为灵敏度矩阵; $\mathbf{A}$ 为断面-线路关联矩阵。

交易模型式(1)~式(7)中,约束均为线性表达式,只有目标函数比较复杂,市场模式下,它可以用分段水平线表示,此时的模型为分段线性规划模型。

模型中考虑的电网安全约束主要包括线路热稳定极限和断面的暂态稳定极限。暂态稳定极限采用离线计算出的极限值,包括正向和反向极限 $\mathbf{G}_{\text{pos}}$, $\mathbf{G}_{\text{neg}}$ 。实时调度中,根据开关的遥信判断线路是否运行,从而选择合适运行方式下的断面暂稳极限。

式(2)~式(7)中的增量约束只要在开始前计算好,在迭代中不需要重新计算。

$$\Delta P_{\text{NET}} = F + X - \sum_{i=1}^{N_G} P_{0i} \quad (8)$$

$$\Delta \mathbf{P}_{\min} = \mathbf{P}_{\min} - \mathbf{P}_0 \quad (9)$$

$$\Delta \mathbf{P}_{\max} = \mathbf{P}_{\max} - \mathbf{P}_0 \quad (10)$$

$$\Delta \mathbf{L}_{\min} = -\mathbf{L}_{\max} - \mathbf{L}_0 \quad (11)$$

$$\Delta \mathbf{L}_{\max} = \mathbf{L}_{\max} - \mathbf{L}_0 \quad (12)$$

$$\Delta \mathbf{G}_{\min} = -\mathbf{G}_{\text{neg}} - \mathbf{G}_0 \quad (13)$$

$$\Delta \mathbf{G}_{\max} = \mathbf{G}_{\text{pos}} - \mathbf{G}_0 \quad (14)$$

式中: F 是超短期负荷预测的负荷值; X 是区域交换计划值; $\mathbf{P}_0$ 是日前发电计划; $\mathbf{L}_0$ 和 $\mathbf{G}_0$ 分别是初始状态下线路和断面的潮流; $\mathbf{L}_{\max}$ 是线路热稳定约束矢量; $\mathbf{G}_{\text{pos}}$ 和 $\mathbf{G}_{\text{neg}}$ 是断面正向和反向暂态稳定极限。

3.2 负荷平衡灵敏度

由于电力系统在小范围内变化时体现了很好的

线性特征,而线性模型容易进行优化计算,所以实时调度系统采用了线性化的电网模型。但是,由于常规灵敏度的计算通常要指定一个松弛节点(平衡节点),有功调整都是靠松弛节点来平衡,所以按式(3)计算出来的线路潮流并不符合实际情况。为此,本文使用负荷平衡灵敏度。文献[10]提出了准稳态灵敏度,考虑所有机组的一次调频特性,当出现有功不平衡时,让所有机组共同分担,从而使潮流分布更加合理。本文考虑到实时平衡交易是一个调整发电机有功出力来平衡负荷功率变化的过程,或者反过来说,发电机有功出力的调整是由所有负荷的变化来平衡的,两者相互关联。只要发电调整量和负荷变化量相平衡,平衡节点就不会有调整功率,平衡节点设在何处就没有关系了。因此,使用所有负荷节点的灵敏度来修正发电灵敏度,就得到本文提出的负荷平衡灵敏度。负荷平衡灵敏度只与负荷变化量的分布有关,可以在实时交易计算前准备好,在迭代中不再变化。下面给出具体计算过程。

首先计算出发电转移分布因子矩阵 S , S 中的元素 S_{ji} 表示机组 i 对线路 j 的发电转移分布因子(或简称灵敏度)^[11],其中,行对应线路;列对应机组。为后文叙述方便,称之为原始灵敏度。

在实时平衡交易中,发电机有功的变化与负荷变化相平衡。负荷平衡灵敏度的计算式如下:

$$S_{ji}^* = S_{ji} + \frac{\sum_{k \in N_D} S_{jk} \Delta B_k}{\sum_{k \in N_D} \Delta B_k} \quad (15)$$

式中: S_{ji} 是原始灵敏度; S_{ji}^* 是负荷平衡灵敏度; N_D 是挂有负荷的节点集合; ΔB_k 是节点 k 有功负荷变化量的预测值。

式(15)等号右边第2项表示系统负荷变化一个单位时线路潮流的变化,即当把全系统的所有负荷当做一个等值注入时,这个注入对线路的灵敏度。该项与等号右边第1项相加后,得到了发电机增加一个单位,同时系统负荷也增加一个单位时,线路潮流的变化量。发电机注入与系统负荷等值注入两者的有功平衡了,就使得灵敏度与松弛节点选择无关。

根据式(15)推导出负荷平衡灵敏度矩阵为:

$$S^* = S + \frac{S \Delta B e^T}{\sum_k \Delta B_k} \quad (16)$$

式中: ΔB 是节点负荷变化量组成的列矢量; e 是具有合适维度的全1列矢量。

将式(16)修正的灵敏度代入式(3)计算支路潮流时,发电机每增加1个单位的有功,就被负荷节点吸收掉,潮流分布不依赖于松弛节点的选取。原始灵敏度与负荷平衡灵敏度对比结果见6.1节算例。

需要注意的是,负荷是不可控的,本文的方法并不是控制负荷来适应发电,而是在负荷变化已知(已预测到)的情况下,调节发电来适应负荷。

4 交易算法

河南实时调度系统的实时平衡交易模块能提供多种交易算法。交易计算中的非线性规划和遗传算法等优化类方法类似于黑箱,虽然能给出最优解,但是可解释性较差。在实际运行中,调度员选用了最优次序法,其优点是计算快速、鲁棒性好,容易被调度员理解。由于网络约束的存在,交易结果可能存在逆序调整(out-of-merit dispatch)^[12],优化类方法不能对逆序调整给出解释,交易计划较易出现争议,例如增加出力时选择的机组并不是最便宜的,或减少出力时选择的不是最昂贵的机组。使用优化类方法都不能给出原因,不满足电力市场的公开、公正、透明、无歧视性要求,当出现纠纷时不能提供证据;而最优次序法可以很好地解释逆序调整的原因。

最优次序法(merit-order-based dispatch)^[13]来源于用于经济调度中的等微增率原理^[14],因其计算快速并且鲁棒性好,最早在AGC系统中得到了广泛应用。电力市场中,这种算法也可应用在不考虑安全约束的电能交易中^[15],由于模型中没有考虑潮流等式,不能处理有功安全约束。本文对此方法加以改造,将其应用于增量潮流模型中,可以处理支路型有功安全约束。图3即为最优次序法的流程框图。

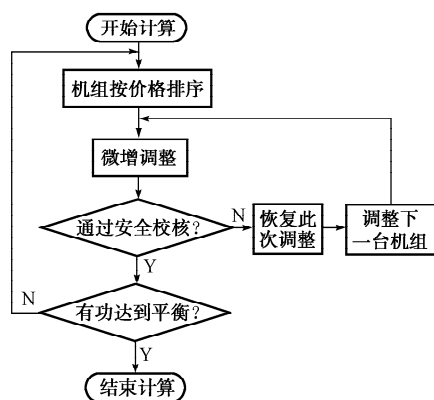


图3 最优次序法流程

Fig. 3 Flow chart of merit-order-based method

调整开始时,设 $\Delta P=0$ 。每调整一步,通过式(3)和式(4)计算线路和断面的潮流,进行实时安全校核,如图3所示。当出现不满足式(5)或式(6)的约束时,记录所调整的机组和越限的线路或断面,便于清算过程中进行解释。例如,图4为机组调整的现场纪录,可以看出最优次序法给出的逆序调整原

因,它使调度过程显得更加透明和公平。

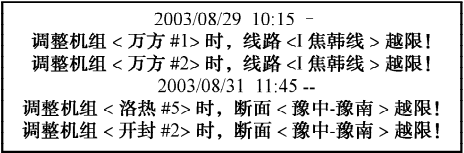


图 4 机组逆序调整现场记录
Fig. 4 Field log of out-of-merit generation dispatch

5 阻塞管理

实时平衡交易是按照调度周期计算的,而实时安全管理实时性更强。当发生停机和阻塞等事件时,电网安全管理模块立即启动。实时安全管理中处理机组非计划停机的数学模型与上文介绍的实时交易模型类似,这里主要介绍阻塞管理。

实时平衡交易计划虽然在安全校核中满足了网络约束,但在电网运行中,仍可能出现潮流越限的情况。实时调度系统需要在线扫描电网中所有元件的运行情况,出现越限情况时对发电进行紧急调整。

本文阻塞管理算法采用了平衡调节法^[16,17]。这种方法的优点是每次选择 2 台机组反向等量调整,消除了松弛节点对灵敏度的影响,另外也可以判断出不可行的情况;缺点是每次只能松弛 1 条阻塞线路的越限,当出现多条线路同时越限时,每次只能选择越限功率最大的支路进行松弛,再进行潮流计算,再次选择越限最严重的支路,经多次迭代后才能解除所有支路的阻塞。阻塞管理的数学模型为:

$$\min f(\Delta P) = \sum_{i \in N_G} |\Delta P_i| \tag{17}$$

$$\text{s. t.} \quad \sum \Delta P_i = 0 \tag{18}$$

$$\Delta L_i = S_i \Delta P \leq \Delta L_{i, \max} \tag{19}$$

$$\Delta P_{\min} \leq \Delta P \leq \Delta P_{\max} \tag{20}$$

目标函数为总调整功率最小,可看出目标函数由经济性目标转换为安全性目标。等式约束式(2)变成了总调整功率为 0,即式(18)。注意式(19)只考虑了 1 条线路的约束, S_i 表示 S 的第 i 行矢量。

当出现断面过载时,平衡调节法也能胜任。首先计算机组对断面的灵敏度。把式(3)代入式(4):

$$\Delta G = AS \Delta P \tag{21}$$

于是可以得到机组功率对断面潮流的灵敏度:

$$S_G = AS \tag{22}$$

使用节点对断面的灵敏度 S_G ,平衡调节法同样可以用来解除断面潮流过载。

6 实际算例分析

6.1 实时交易中的负荷平衡灵敏度

用河南电网联络线断面潮流控制算例来检验所

提出的负荷平衡灵敏度的应用效果。图 5 显示了河南电网的简化图,图中只画出了河南北部与中部的连接关系,过黄河有 2 条 500 kV 线路(粗线)和 3 条 220 kV 线路(细线),线路方向如图中箭头所示,另外给出了 5 个电厂的位置,安厂和鹤壁在北部,双源位于西部,开封位于东部,而姚孟位于南部。

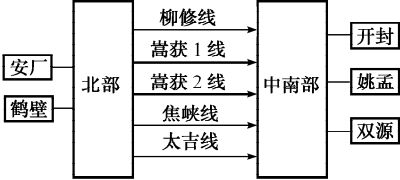


图 5 河南电网简化图
Fig. 5 A simplified graph of Henan power grid

算例中选择安厂作为平衡机。表 1 为直接用直流潮流的导纳阵计算得到的灵敏度。嵩获 1 线与嵩获 2 线参数、灵敏度相同,表中不重复给出。豫北-豫中断面的灵敏度由焦峡线、柳修线、太吉线、嵩获 1 线、嵩获 2 线各自与电厂灵敏度相加而得。

表 1 未进行修正的原始灵敏度
Table 1 Original sensitivity

线路/ 断面	灵敏度				
	安厂 6 号	鹤壁 1 号	双源 1 号	姚孟 2 号	开封 2 号
嵩获 1 线, 2 线	0.000 0	0.001 1	-0.295 4	-0.322 9	-0.317 0
焦峡线	0.000 0	-0.000 6	-0.102 0	-0.111 4	-0.117 2
柳新线	0.000 0	-0.000 8	-0.123 5	-0.135 5	-0.149 8
太吉线	0.000 0	-0.000 7	-0.183 7	-0.107 2	-0.098 9
豫北-豫 中断面	0.000 0	0.000 1	-1.000 0	-0.999 9	-0.999 9

表 1 给出的由直接计算得到的原始灵敏度有几个不合理的地方:安厂对于任何线路的灵敏度都是 0;北部电厂(安厂和鹤壁)对豫北-豫中断面的灵敏度为 0;不在北部的电厂(双源、姚孟和开封)对豫北-豫中断面的灵敏度为 -1。这一结果是由于平衡机选到了安厂所致。对原始灵敏度进行负荷平衡修正,结果见表 2。表中,各个发电机对各条线路(断面)的灵敏度都比较合理,比较符合因系统负荷变化而修改发电计划之后潮流的分布结果。

表 2 负荷平衡修正后的灵敏度
Table 2 Load balanced sensitivity

线路/ 断面	灵敏度				
	安厂 6 号	鹤壁 1 号	双源 1 号	姚孟 2 号	开封 2 号
嵩获 1 线, 2 线	0.215 1	0.216 2	-0.080 3	-0.107 8	-0.101 9
焦峡线	0.071 4	0.070 7	-0.030 6	-0.040 1	-0.045 8
柳新线	0.101 8	0.101 0	-0.021 7	-0.033 7	-0.048 0
太吉线	0.074 5	0.073 9	-0.109 1	-0.032 7	-0.024 4
豫北-豫 中断面	0.677 9	0.678 0	-0.322 0	-0.322 1	-0.322 1

6.2 实时平衡市场的调整效果

实时调度的执行过程是“日前计划→实时计划→实际出力”。为验证控制效果,图 6 给出了某台机组 1 d 的运行情况。为分辨其中 3 条曲线,进行了局部放大。实时计划是最终确定并下发的发电计划,实际出力是机组执行实时计划后的出力。图中小幅波动的是机组的实际出力,它紧紧跟踪实时计划。

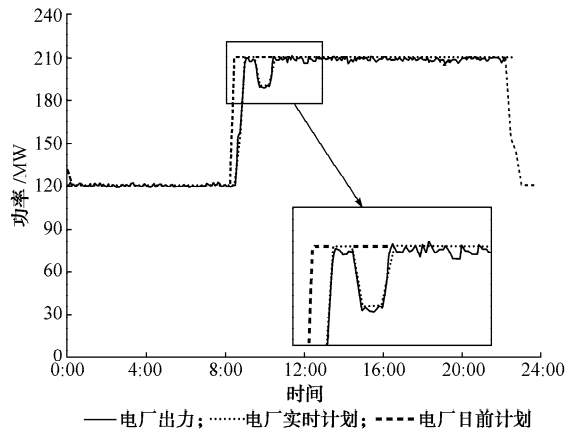


图 6 某机组的日运行情况曲线

Fig. 6 Daily operating curve of a generator

本文为实时调度系统设计了 2 种模式:市场模式和非市场模式。市场模式由电厂报价,按照电力市场流程运行,曾经试运行过一段时间。目前由于市场规则没有最后确定,所以现在一直采用非市场模式运行,使用的电价数据是政府制定的电厂结算电价。一旦市场模式的条件具备,本系统就会投入市场模式运行。

6.3 阻塞管理实例

电网越限情况较难遇到,为验证阻塞管理模型和平衡调节算法,用人为设置的线路容量作为线路的传输功率极限。选用“三高线”设置线路容量限值,当前功率为 219 MW,线路的真实传输容量为 353.2 MW,设置容量取总容量的 60%,即 211.9 MW。此时惟一的越限线路为三高线,越限量 7.1 MW,越限率 2.0%。表 3 给出的解除方案中只有 2 台机组,1 台上调 1 台下调,两者平衡。三火电厂是三高线首端,伊川电厂在三高线的末端高村附近,经调度人员确认,表 3 的解除方案非常合理。

表 3 解除方案

Table 3 Solution for releasing the overloading

机组名	爬坡速率/ (MW·min ⁻¹)	调整后 限/MW	调整后 限/MW	当前出 力/MW	计算出 力/MW	调整 量/MW
伊川 1 号	5	65	125	65.8	98.8	33
三火 2 号	5	150	300	270.8	237.8	-33

7 结语

随着计算机技术和信息技术的进步,电力系统运行调度需要向智能化和自动化的方向进一步发展,实时调度系统就是向自动化智能调度的初步尝试。实时调度系统要考虑安全和经济 2 个方面,由于要实时运行,还要保证算法收敛性强、程序鲁棒,并且要求交易规则和交易结果公开透明。本文设计的实时调度系统包含实时平衡交易和电网安全管理 2 条主线,包括考虑安全约束的实时交易、阻塞管理等多个功能。目前,本文提出的实时调度系统已经在河南电力调度中心投入运行 2 年,成为调度部门不可缺少的工具。

参考文献

[1] 张伯明. 现代能量控制中心概念的扩展与前景展望. 电力系统自动化, 2003, 27(15): 1—6.
ZHANG Bo-ming. Concept Extension and Prospects from Modern Energy Control Centers. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(15): 1—6.

[2] RENAUD A. Daily Generation Management at Electricite de France: From Planning Towards Real Time. IEEE Trans on Automatic Control, 1993, 38(7): 1080—1093.

[3] 宋燕敏, 杨争林, 胡俊, 等. 实时发电市场的技术保障——实时调度子系统. 电力系统自动化, 2000, 24(6): 9—11, 44.
SONG Yan-min, YANG Zheng-lin, HU Jun et al. The Technique Support of Spot Power Market——Real Time Dispatch Subsystem. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(6): 9—11, 44.

[4] 宋燕敏, 曹荣章, 华定中, 等. PMOS-2000 发电市场技术支持系统概述. 电力系统自动化, 2000, 24(20): 10—13.
SONG Yan-min, CAO Rong-zhang, HUA Ding-zhong et al. Introduction of PMOS-2000 Power Market Operator System. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(20): 10—13.

[5] 武亚光, 张志刚, 张锐, 等. 辽宁发电市场实时交易管理系统. 电力系统自动化, 2001, 25(6): 13—15.
WU Ya-guang, ZHANG Zhi-gang, ZHANG Rui et al. Real-time Transaction Management System for Liaoning Generation Electricity Market. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(6): 13—15.

[6] 周劼英, 张伯明, 尚金成, 等. 基于日周期多点外推法的超短期负荷预测及其误差分析. 电力自动化设备, 2005, 25(2): 15—17, 21.
ZHOU Jie-ying, ZHANG Bo-ming, SHANG Jin-cheng et al. Very Short Term Load Forecast Based on Multi-sample Extrapolation and Error Analysis. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(2): 15—17, 21.

[7] 尚金成, 黄永皓, 夏清, 等. 电力市场理论研究与应. 北京: 中国电力出版社, 2002.
SHANG Jin-cheng, HUANG Yong-hao, XIA Qing et al. Study on Power Market Theory and Application. Beijing: China Electric Power Press, 2002.

- [8] 尚金成, 黄永皓, 康重庆, 等. 多级电力市场之间协调的模型与方法. 电力系统自动化, 2004, 28(6): 19—24.
SHANG Jin-cheng, HUANG Yong-hao, KANG Chong-qing et al. The Coordination Models and Methods of Multistage Electricity Market. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(6): 19—24.
- [9] CARPENTIER J, MENNITI D, SCORDINO N et al. An Algorithm for a Direct Solution of Active Secure Economic Dispatch with an Improved Economic Statement. In: Proceedings of 2000 International Conference on Power System Technology, Vol 3. Perth (Australia): 2000. 1239—1244.
- [10] 孙宏斌, 张伯明, 相年德. 准稳态灵敏度的分析方法. 中国电机工程学报, 1999, 19(4): 9—13.
SUN Hong-bin, ZHANG Bo-ming, XIANG Nian-de. New Sensitivity Analysis Method Under Quasi-steady-state for Power Systems. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(4): 9—13.
- [11] 张伯明, 陈寿孙. 高等电力网络分析. 北京: 清华大学出版社, 1996.
ZHANG Bo-ming, CHEN Shou-sun. Advanced Analysis of Power Network. Beijing: Tsinghua University Press, 1996.
- [12] ABB. Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(3): 1143—1150.
- [13] MA X, SUN D, CHEUNG K. Energy and Reserve Dispatch in a Multi-zone Electricity Market. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 913—919.
- [14] 骆济寿, 张川. 电力系统优化运行. 武汉: 华中理工大学出版社, 1990.
- LUO Ji-shou, ZHANG Chuan. Optimal Operation of Power Systems. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology Press, 1990.
- [15] 宋燕敏, 曹荣章, 杨争林. 实时电力市场运营的关键技术. 电力系统自动化, 2003, 27(6): 23—25, 65.
SONG Yan-min, CAO Rong-zhang, YANG Zheng-lin. Key Technologies of Real Time Power Market Operation. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(6): 23—25, 65.
- [16] 王永福. 实时电力市场交易理论的研究与应用; [博士学位论文]. 北京: 清华大学, 2003.
WANG Yong-fu. Study on Spot Power Market Theory and Its Applications. Doctoral Dissertation. Beijing: Tsinghua University, 2003.
- [17] 邓佑满, 黎辉, 张伯明, 等. 电力系统有功安全校正策略的反向等量配对调整法. 电力系统自动化, 1999, 23(18): 5—8.
DENG You-man, LI Hui, ZHANG Bo-ming et al. Adjustment of Equal and Opposite Quantities in Pairs for Strategy of Active Power Security Correction of Power Systems. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(18): 5—8.

周劼英(1977—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统调度自动化和实时电力市场. E-mail: chaujy00@mails.tsinghua.edu.cn

张伯明(1948—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向包括电力系统分析、电力系统稳定与控制、电力市场等。

尚金成(1966—), 男, 博士, 主要从事电网优化调度、电力市场竞争交易理论及风险管理等方面的研究与管理工作。

Functions and Algorithms in Real-time Active Power Dispatching System Applied to Henan Grid

ZHOU Jie-ying¹, ZHANG Bo-ming¹, SHANG Jin-cheng², HE Nan-qiang², YAO Jia²,
FAN Dou², CHENG Man², WANG Dan², LI Yu-zhou¹, LIU Ming-song¹

(1. Tsinghua University, Beijing 100084, China)

(2. Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: Real-time active power dispatching system is designed for on-line monitoring and automatic adjusting of generation and transmission flow. In order to coordinate security and economy, the functions in the system are divided into two modules: spot balancing trading module and real-time security management module. The former module matches generation with demand periodically subject to security constraints, while the later module deals with exceptional network events, such as congestion and generation outages. In spot balancing trading module, the incremental power flow model is adopted for its robustness. A new load-balanced sensitivity is used to improve original sensitivity, which makes the incremental power flow independent of the location of the slack bus. The merit-order-based method is used to solve the spot balancing trading model, which not only ensures economy and security, but also makes power market fair and transparent. This model is modified slightly to fit into congestion management, and then solved by synchronous conjugated adjustment method. The operation practice of the system applied in Henan power grid shows that the models and the algorithms are effective and practical.

Key words: real-time dispatching system; spot balancing market; incremental mathematics model; sensitivity; congestion management