

实时经济调度的算法及其应用

姚诸香¹, 左玉华², 刘吉龙²

(1. 江西电力调度中心, 江西 南昌 330029; 2. 山东省聊城电业局, 山东 聊城 252000)

摘要: 结合电力生产实际, 提出并实现了一种用于日发电计划修改的实时经济调度方法: 模型以系统运行成本最小为目标, 考虑了机组和系统的安全约束条件; 算法稳定、快速、无收敛性问题; 主要特点是符合调度人员的工作习惯, 实用性强。

关键词: 经济调度; 购电成本; 超短期负荷预计; 发电转移

中图分类号: TM73 文献标识码: B 文章编号: 1003-4897(2006)01-0079-03

0 引言

在电力生产实践中, 发电厂的发电计划是前一日由调度中心的计划人员做好的, 该计划可称为预调度计划或日前计划^[1]。实际执行时, 由于电网故障、机组故障、天气突变等原因, 系统的实际负荷与预调度计划会出现比较大的偏差, 以致 AGC 机组调节不过来, 电网公司因超计划多用或少用相邻电网的电能受到惩罚, 造成直接的经济损失; 也可能引起更为严重的系统安全后果。为此, 当值调度员必须适时调整发电量 - 修改预调度计划。

厂、网分开后, 发电厂和电网公司成了相互独立的经济实体, 都比以往更关注自身的经济利益, 因此, 当值调度员在对发电计划进行修改时, 既要体现“公开、公平、公正”的原则, 又要通过经济调度, 实现电网公司经济效益的最大化。本文将就如何实现实时经济调度的问题进行探讨。

1 数学模型

根据系统负荷需求 (预计负荷) 与计划发电偏差的正负, 电力市场可被分为上调市场和下调市场^[1]。

在上调市场中由于负荷需求大于发电, 因此, 需要鼓励发电厂增加发电量, 当值调度员的任务 (或经济调度的目标函数) 是使电网公司用来向发电厂购买多发点力的费用最低, 即:

$$\min \sum_{i=1}^I C_i^+(P_i) \cdot P_i \quad (1)$$

式中: i 是发电厂编号, I 为参与上调市场中发电厂数目, P_i 为发电厂 i 在某一时段相应于发电计划的调整量, $C_i^+(P_i)$ 为发电厂 i 出力上调 P_i 时所

对应的费用系数。

在下调市场中由于发电大于负荷需求, 因此, 需要鼓励发电厂减少发电量, 从市场的角度来看就是由发电厂向电网公司买回过剩电力, 当值调度员的任务是以尽可能高的电价卖出过剩电力, 即:

$$\max \sum_{i=1}^I C_i^-(P_i) \cdot (-P_i) \quad (2)$$

式中: $C_i^-(P_i)$ 为发电厂 i 出力下调 $(-P_i)$ 时所对应的费用系数, 由于是下调市场, 有 $P_i < 0$ 。

由优化理论可知, 式 (2) 等价于:

$$\min \sum_{i=1}^I C_i^-(P_i) \cdot P_i \quad (3)$$

因此, 无论是在上调市场还是下调市场, 当值调度员的任务都可归结为使系统运行费用最低, 经济调度的目标函数为:

$$\min \sum_{i=1}^I C_i(P_i) \cdot P_i \quad (4)$$

式中: $C_i(P_i)$ 为实时费用系数, 对应上调市场的费用系数是 $C_i^+(P_i)$, 对应下调市场的费用系数是 $C_i^-(P_i)$ 。在综合考虑系统的功率平衡和安全性约束^[2,3]后, 我们可以建立如下经济调度模型:

$$\begin{aligned} \min & \sum C_i(P_i) \cdot P_i \\ \text{s t} & \begin{cases} \sum P_i = P^{\text{sys}} & (5) \\ \sum P_j = P^{\text{s}} & (6) \\ \frac{P_j}{P_i} \leq \frac{P_i}{P_i} & (7) \\ P_i^{\text{db}} \leq P_i \leq R_i \cdot \text{interval} & (8) \\ |P_i| \leq P_i & (9) \end{cases} \end{aligned}$$

式中: P^{sys} 为系统某时段的功率偏差, P^{s} 为控制区

功率(断面潮流)增量限值, P_i^{db} 为各发电厂的调节死区, R_i 为各发电厂的等效调节速率, $interval$ 为时段(如 15 min); 式(5)为功率平衡约束, 式(6)为各控制区功率(断面潮流)约束, 式(7)为各发电厂的调节上、下限约束, 式(8)为各发电厂调节速率及调节死区约束, 式(9)为线路潮流约束。

2 解算方法

由于任一时段的费用系数均为常数, 本文建立的经济调度模型是一个典型的线性规划模型, 应用线性规划的方法来求解。考虑到实时调度对时间和收敛性的要求, 同时也为简化起见, 本文采用了通过迭代来处理约束的方法求解所建立的模型。

设系统的预计负荷 $P_D^{forecast}$ 与计划发电 P_G^{sched} 之差为 P^{sys} ; 发电厂 i 的计划发电为 P_i^{sched} , 期望发电(调整后的发电计划)为 $P_i^{desired}$, 有:

$$P^{sys} = P_D^{forecast} - P_G^{sched} \quad (10)$$

$$P_i^{desired} = P_i^{sched} + P_i \quad (11)$$

实行经济调度是为了将系统的功率偏差 P^{sys} 按经济、安全的原则分配到参与竞价的发电厂, 即:

$$P_i = P_i^{desired} - P_i^{sched} = \alpha_i P^{sys} \quad (12)$$

α_i 为发电厂 i 的分配系数, $\sum \alpha_i = 1$

因此, 经济调度的计算体现为发电厂分配系数的计算。

2.1 预计负荷的求取

各计算时段系统的负荷需求要用负荷预计方法来求取, 预计负荷的精度直接影响到经济调度的效果, 本文采用了一种简单、快速、准确度较高的日周期多点外推法^[4]来求取预计负荷, 在模型中考虑了日期权重 w_d 和时间权重 w_t , 同时对如下历史数据做了处理。

1) 量测质量标志不好的数据: 由于系统负荷的历史数据来自 SCADA 系统, 它是一个量测量的计算值, 因此可以利用量测质量标志来判断某个负荷数据是否可用。

2) 超出设定范围的数据: 系统的负荷在某个时候不会超出一定的范围, 超出此范围则作为可疑数据。

3) 超出设定最大变化率的数据: 系统的负荷在某个时候的最大变化率不会超过设定值, 否则认为是可疑数据。

2.2 待分配功率的求取

在已知了预计负荷后, 从电力模拟市场中取出

各计算时段的系统发电计划(含交换计划), 按式(10)计算系统的功率偏差。

为了满足有些发电厂需带指定负荷的要求(如由于机组故障, 不能按原计划发电, 或试验要求发电厂在原计划基础上增、减一定的出力), 本文将发电厂分为: 0(off) - 不修改发电计划; 1(fix) - 人工修改发电计划 ($P_i^{desired}$ 由人工输入); 2(alloc) - 按选定的原则修改发电计划三种运行模式, 系统功率偏差 P^{sys} 相应的分成两部分:

$$P^{sys} = P^{fix} + P^{alloc} \quad (13)$$

式中: P^{fix} 为 fix 模式的发电厂承担的功率增量, P^{alloc} 为 alloc 模式的发电厂的功率增量, 有:

$$P^{fix} = \sum_{i \in fix} (P_i^{desired} - P_i^{sched}) \quad (14)$$

$$\text{得: } P^{alloc} = P^{sys} - P^{fix} \quad (15)$$

因 P^{fix} 可人工产生, 式(15)还可实现发电转移的功能 ($P^{sys} = 0$ 时)。

2.3 发电厂各种限值的求取

从管理信息系统(MIS)中取得机组的参数、状态等信息, 根据机组状态是运行(online)、检修(off)还是备用(standby)可确定各发电厂的最大出力 ($P_i = \sum_{j \in off} P_j$)、最小出力 ($\underline{P}_i = \sum_{j \in off} \underline{P}_j$)、调节死区 ($P_i^{db} = \sum_{j \in off} P_j^{db}$)、调节速率 ($R_i = \sum_{j \in off} R_j$) 等。

2.4 发电厂期望发电的求取

如 2.2 所述, 在将发电厂运行模式分类后, 经济调度的计算就变成了如何将 (P^{alloc}) 分配到运行模式为 (alloc) 的发电厂去的问题了, 即:

$$P_j = \alpha_j P^{alloc} \quad (16)$$

式中: α_j alloc, α_j 为发电厂 j 分配系数, 且 $\sum \alpha_j = 1$ 。

在实时调度中, 当值调度员主要考虑的因素有: 上网电价、调节速度、给定的比例等, 为此, 在程序设计中我们考虑了如下四种分配原则:

1) 按各发电厂的上网电价 C_j (考虑网损因子、厂用电率) 反比例分配 (经济主导),

$$\alpha_j = \frac{1/C_j}{\sum 1/C_k}$$

2) 按调节速率正比例分配 (速度主导), $\alpha_j =$

$$\frac{R_j}{\sum R_k}$$

3) 按人工权重正比例分配 (调度员主导), $\alpha_j =$

$$\frac{w_j}{\sum w_k}$$

使用缺省值(调节裕度),在上调市场中 $w_j = \bar{P}_j - P_j^{\text{sched}}$,在下调市场中 $w_j = P_j^{\text{sched}} - \underline{P}_j$ 。

4) 以上几种分配原则的综合。

按如下公式计算期望发电:

$$P_j^{\text{desired}} = P_j^{\text{sched}} + j P^{\text{alloc}}, j \text{ alloc} \quad (17)$$

2.5 计算步骤

1) 选择要参与调整的发电厂,并确定其运行模式(fix/alloc)。

2) 选择功率偏差的分配原则。

3) 输入计算时段:开始时间, $\times \times \text{HH} \times \times \text{MM}$, 结束时间 $\times \times \text{HH} \times \times \text{MM}$ 。

4) 计算预计负荷、按式(10)计算系统功率偏差。

5) 按式(14)、(15)计算待分配的功率。

6) 求出参与调整发电厂的约束限值。

7) 按选定的原则计算分配系数 j_0 。

8) 按式(17)计算期望发电值。若 P_j^{desired} 越限则取限值,并把多出的部分累加起来供下一次迭代使用,该发电厂不再参与以后的分配(将其模式改为 off);若 $|j P^{\text{alloc}}| > P_i^{\text{db}}$,令 $P_j^{\text{desired}} = P_j^{\text{sched}}$,并把各相应死区累加起来供下一次迭代使用。

9) 若收敛,转 10),否则,看是否超过最大迭代次数,若是转 10),否则转 7)。

10) 修改发电计划。

若系统的功率偏差太大,调节能力又无法完全满足要求,迭代次数就会超过设定值的最大值,尽管如此,发电计划还是会按系统的最大调节能力修改。

3 应用效果

从实用角度出发,我们将程序设计了两种运行模式:自动周期运行(适用于超短期负荷预计较准的情况);人工启动(调度员觉得有必要人工干预时采用);将上调出力和下调出力以不同的颜色醒目区分;人工修改计划时可增量修改,也可直接输入目标值;确保当值调度员不得修改其他值的发电计划。

图 1 是调度员操作的一个界面,深灰色表示需在原计划基础上增加出力,浅灰色表示需在原计划基础上减少出力。

图 2 是某一天江西电网按日前计划和经济调度计划的购电成本比较。

由此可见,通过经济调度可以显著降低电网的平均购电成本。

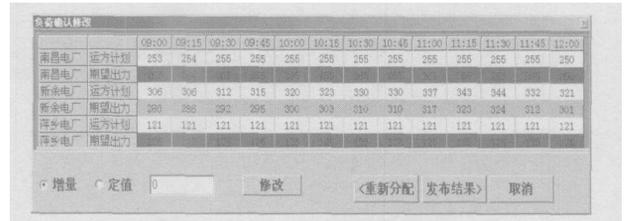


图 1 应用示例

Fig 1 An example of usage

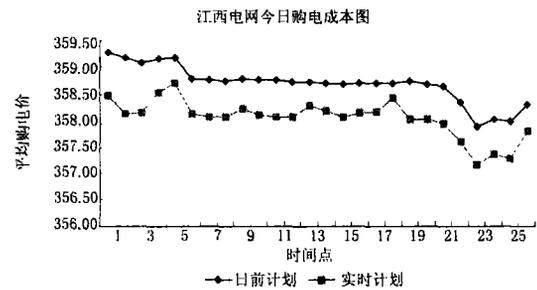


图 2 购电成本比较

Fig 2 Comparison graph of operation cost

4 结论

本文提出并实现的经济调度算法从三个方面实现了电网运行的经济性:通过发电计划的调整更好地满足了网间功率交换的要求,给 AGC 机组腾出了调整空间,也减少了被扣罚电量的机会;发电计划的修改在经济原则的基础上进行的,实现了电网购电成本的最低;减轻了调度员的劳动强度——在参与的电厂多时效果更为明显。两年多的实际运行表明:算法稳定、快速,实用性强。

参考文献:

- [1] 尚金成,等. 电力市场理论与应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002
SHANG Jin-cheng, et al Research on Electricity Market Theory and Its Applications [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2002
- [2] 李文沅,等. 电力系统安全经济运行模型与方法 [M]. 重庆: 重庆大学出版社, 1989
LI Wen-yuan, et al Secure and Economic Operation of Electrical Power System-model and Method [M]. Chongqing: Chongqing University Press, 1989.
- [3] ZHU J Z A New Approach to Secure Economic Power Dispatch [J]. IEEE Electrical Power & Energy Systems, 1998, 8 (20): 533-538

(下转第 86 页 continued on page 86)

线施工及验收规范 [S].

GB 50171-92, Code for Construction and Acceptance of Switchboard Outfit Complete Cubicle and Secondary Circuit Electric Equipment Installation Engineering[S].

[10] DL/T 5149-2001, 220 ~ 500 kV 变电所计算机监控系统设计技术规程 [S].

DL/T 5149-2001, Technical Code for Designing Computerized Monitoring and Control System of 220 ~ 500 kV Substations[S].

[11] IEEE Power System Relaying Committee Relay Trip Circuit Design Working Group. Relay Trip Circuit Design

[Z]. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc , 1999.

收稿日期: 2005-06-01; 修回日期: 2005-07-18

作者简介:

王树春 (1977 -),男,硕士,工程师,从事继电保护检修工作; E-mail: wscy2k@sina.com.cn

赵志江 (1963 -),男,助理工程师,从事变电站设备检修管理工作。

Attentions on design of secondary circuits in substations

WANG Shu-chun, ZHAO Zhi-jiang

(Jiaxing Electric Power Bureau, Jiaxing 314033, China)

Abstract: Secondary circuits are indispensable in substations. No relays and automatic devices can work properly without secondary circuits. This paper summarizes some typical examples of affecting regular service of relays by defective design of secondary circuits. This paper also presents some optimizing measures to improve security of secondary circuits.

Key words: relay protection; secondary circuit; substation

(上接第 81 页 continued from page 81)

[4] 周颖英,等. 基于日周期多点外推法的超短期负荷预测及误差分析 [J]. 电力自动化设备, 2005, 25 (2): 16-17.

ZHOU Jie-ying, et al Very Short Term Load Forecast Based on Multi-sample Extrapolation and Error Analysis [J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25 (2): 16-17.

收稿日期: 2005-04-30; 修回日期: 2005-07-19

作者简介:

姚诸香 (1967 -),男,高级工程师,长期从事 EMS 系统高级应用软件的研究、维护和开发工作; E-mail: zx_yao@tom.com

左玉华 (1972 -),女,高级工程师,从事生产技术管理工作;

刘吉龙 (1969 -),男,高级工程师,从事生产技术管理工作。

A novel real time economical dispatch algorithm and its implementation

YAO Zhu-xiang¹, ZUO Yu-hua², LU Ji-long²

(1. Jiangxi Electric Power Dispatching Center, Nanchang 330029, China;

2. Liaocheng Power Supply Bureau, Liaocheng 252000, China)

Abstract: A novel real time economical dispatch algorithm is presented in this paper. The method described has been implemented to update the daily generation schedule in real time for a provincial power grid. Minimal cost of operation is chosen as the objective function to balance the system load and generation, considering security constraints of units and power system. The implementation displays an impressive performance in speed and robustness, as well as verifies the advantage in convergence and practicality.

Key words: economical dispatch; operation cost; very short term load forecast; generation redistribution