

编制直调火力发电单元月度电能交易计划的负荷率偏差法

王漪¹, 汤伟², 罗桓桓¹, 于峰², 刘智洋², 金钟鹤¹, 柳进², 郭钰锋², 于继来², 柳焯²

(1. 辽宁电网电力交易中心, 辽宁 沈阳 110006; 2. 哈尔滨工业大学, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要: 对月度电能交易计划编制问题, 实际电网通常采用平均分解的方式。该方式虽然简便易行, 但考虑的因素不够全面或过于粗略, 其计划编制结果往往容易增加后续日调度的难度。针对此现状, 提出了一种负荷率偏差法, 用于解决直调火力发电单元月度电能交易计划编制问题。该法首先考虑已经完成月份的年合同电量执行情况以及后续月份发电单元检修与系统负荷系数分布情况, 对计划月份进行年合同电量月分解值的滚动修正; 其次, 对计划月份, 根据发电公司、电网公司和社会环境等综合成本指标排序的结果, 在月平均负荷率的基础上, 对不同发电单元的负荷率给予适当调整, 以制定各发电单元的月度电能交易计划。计划结果既满足发电单元月发电总量约束, 又兼顾了不同日的检修与负荷分布情况, 同时还适当降低了系统的综合成本。算例结果表明, 该方法合理有效。

关键词: 电力网络; 电能交易计划; 负荷率偏差; 节能; 减排

Load ratio deflection method for making monthly trade schedule of directly dispatched thermal power generation units

WANG Yi¹, TANG Wei², LUO Huan-huan¹, YU Feng², LIU Zhi-yang², JIN Zhong-he¹, LIU Jin²,
GUO Yu-feng², YU Ji-lai², LIU Zhuo²

(1. Electric Power Trade Center of Liaoning Power Network, Shenyang 110006, China;
2. Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: For the problem of making monthly trade schedule of electricity energy, real electric power network usually uses average decomposition method. This method is simple, but it is ill-considered for factors, and its scheduling results usually make difficulty for continued daily dispatch. For this status, this paper proposes a new load ratio deflection method for making monthly trade schedule of directly dispatched thermal power generation units. The method first corrects monthly decomposition values of yearly contract volume for the scheduling month, according to the past months' finished volumes, maintenance schedules and load distribution factors of the continued months. Next, for the scheduling month, the method properly adjusts load ratios of different generation units on the base of monthly average load ration, according to the rankings of integrative cost index of generation and network corporations, society and environment. The scheduling results with the method not only satisfies restriction of monthly volume, but also considers maintenance and load distribution, and decreases system's integrative cost. Example shows that the method is reasonable and effective.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (NSFC) (No.50877014).

Key words: electric power network; electricity energy trade schedule; load ratio deflection; energy saving; pollutant decreasing

中图分类号: TM73; F123.9 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)22-0134-07

0 引言

月度电能交易计划编制工作是近年成立的各电网公司电力交易中心的主要工作之一。该工作完成质量的高低, 将对后续环节——电网公司电力调度中心日调度产生直接影响。

目前, 关于短期日发电计划的研究成果比较丰富^[1~5], 年计划的研究也较多^[6~9], 而对月度电能交易计划的研究则相对欠缺, 各种研究与实践也还没有形成一个比较统一的模型。随着我国工业化进程的不断推进, 能源需求的缺口和生态环境的恶化日趋凸显, 人们对可持续发展的认识不断深入, 而电力生产所消耗的大量一次能源以及产生的大量污染物, 促使电力行业越来越重视能源与环保问

基金项目: 国家自然科学基金项目(50877014)

题^[10~12], 因而当前在制定月度电能交易计划时需要充分考虑到这些因素的影响。目前, 就省一级的电力交易中心而言, 月度电能交易计划普遍采用平均分解的方式编制, 该方式虽然简便易行, 但编制过程考虑的因素不够全面或过于粗略, 其结果往往容易增加后续日调度过程节能减排调度的难度。因此, 如何在综合考虑各方因素影响条件下制订相应月度电能交易计划, 在考虑节能减排目标同时兼顾经济效益, 具有重要的研究意义。

本文提出了一种负荷率偏差调整方法, 用于编制省级电网直调火力发电单元月度电能交易计划。方法包括年合同电量月分解值的滚动修正和基于综合指标的月度电能交易计划编制 2 个过程。第 1 过程计及了前期月份年合同电量实际执行情况及后续月份发电单元检修及系统负荷变化情况对月度电能交易计划编制的影响; 第 2 过程则是形成最终月度电能交易计划的核心环节, 它既考虑了不同日的发电单元检修与系统负荷分布情况, 又考虑了降低系统综合成本的目标需求, 同时还考虑了电力市场初期各发电公司负荷率偏差不宜过大以避免各市场成员之间发生激烈争议的矛盾抑制需求。综合成本充分考虑到各方影响因素, 使得计划结果在兼顾经济效益的同时推动节能减排工作的开展。

考虑到许多省级电网中的水电、风电、冬季供热机组的月度电能计划主要根据水、风、热等情况另行制定, 故本文月度电能交易计划编制问题只对直调火力发电单元进行。

1 年合同电量月分解值的滚动修正

设待编制月度电能交易计划的月份为第 m 月。

对本年度后期的第 i ($=m-12$) 月, 各月天数为 $D^{(i)}$ 天, 则后期总剩余天数为:

$$D_{\text{remain}} = \sum_{i=m}^{12} D^{(i)} \quad (1)$$

设第 j 个 (共 N_G 个) 待编制计划的火力发电单元全年合同电量为 $W_{\text{contract}j}$ ($\times 10^4$ kWh), 容量为 C_j ($\times 10^4$ kW), 截止到第 $m-1$ 月已完成的发电量为 $W_{\text{finished}j}$ ($\times 10^4$ kWh), 第 i 月的检修容量·检修天数合计为 $C_{\text{maintain}j}^{(i)}$ ($\times 10^4$ kW·天), 则所有待编制计划的火力发电单元全年总合同电量等于:

$$W_{\text{contract}} = \sum_{j=1}^{N_G} W_{\text{contract}j} \quad (2)$$

所有待编制计划的火力发电单元总容量等于:

$$C = \sum_{j=1}^{N_G} C_j \quad (3)$$

所有待编制计划的火力发电单元第 i 月的总检修容量·检修天数等于:

$$C_{\text{maintain}}^{(i)} = \sum_{j=1}^{N_G} C_{\text{maintain}j}^{(i)} \quad (4)$$

所有待编制计划的火力发电单元截止到第 $m-1$ 月已完成的发电量总和等于:

$$W_{\text{finished}} = \sum_{j=1}^{N_G} W_{\text{finished}j} \quad (5)$$

若设第 i 月的系统负荷系数为 $k_{\text{load}}^{(i)}$ (含义: 第 i 月系统负荷相对于全年系统负荷的比例系数), 则所有待编制计划火力发电单元后期剩余月份 ($=m-12$) 中各月的年合同电量月分解值可按如下方法计算:

后期平均每天发电量 ($\times 10^4$ kWh/天) 为:

$$\bar{W} = \frac{W_{\text{contract}} - W_{\text{finished}}}{D_{\text{remain}} - \frac{1}{C} \sum_{i=m}^{12} C_{\text{maintain}}^{(i)}} \quad (6)$$

后期第 i ($=m-12$) 月份发电量经该月负荷系数加权修正后的中间结果 ($\times 10^4$ kWh) 为:

$$A^{(i)} = \bar{W} \left(D^{(i)} - \frac{C_{\text{maintain}}^{(i)}}{C} \right) \frac{k_{\text{load}}^{(i)}}{\sum_{i=m}^{12} k_{\text{load}}^{(i)}} \quad (7)$$

后期第 i ($=m-12$) 月份的年合同电量月分解总值的最终结果 ($\times 10^4$ kWh) 为:

$$W^{(i)} = \frac{A^{(i)}}{\sum_{i=m}^{12} A^{(i)}} (W_{\text{contract}} - W_{\text{finished}}) = \frac{A^{(i)}}{\sum_{i=m}^{12} A^{(i)}} W_{\text{remain}} \quad (8)$$

在获得所有待编制计划火力发电单元后期各月 ($m-12$) 的年合同电量月分解总值后, 尚需将其分解到具体的火力发电单元中去。分解方法如下。

第 j 发电单元第 i 月份等效满容量发电天数为:

$$D_j^{(i)} = D^{(i)} - \frac{C_{\text{maintain}j}^{(i)}}{C_j} \quad (9)$$

第 j 发电单元第 i 月份发电量初值为:

$$\tilde{W}_j^{(i)} = \frac{D_j^{(i)} C_j}{\sum_{j=1}^{N_G} D_j^{(i)} C_j} W^{(i)} \quad \left(\begin{array}{l} \text{外循环: } i = m \sim 12 \\ \text{内循环: } j = 1 \sim N_G \end{array} \right) \quad (10)$$

一次修正值为:

$$\widehat{W}_j^{(i)} = \frac{\widetilde{W}_j^{(i)}}{\sum_{i=m}^{12} \widetilde{W}_j^{(i)}} (W_{\text{contract}j} - W_{\text{finished}j}) = \frac{\widetilde{W}_j^{(i)}}{\sum_{i=m}^{12} \widetilde{W}_j^{(i)}} W_{\text{remain}j}$$

$$\left(\begin{array}{l} \text{外循环: } j=1 \sim N_G \\ \text{内循环: } i=m \sim 12 \end{array} \right) \quad (11)$$

二次修正值为:

$$\widetilde{W}_j^{(i)} = \frac{\widehat{W}_j^{(i)}}{\sum_{j=1}^{N_G} \widehat{W}_j^{(i)}} W^{(i)} \quad \left(\begin{array}{l} \text{外循环: } i=m \sim 12 \\ \text{内循环: } j=1 \sim N_G \end{array} \right) \quad (12)$$

将式(12)的结果 $\widetilde{W}_j^{(i)}$ 再代入式(11),即可求得第 j 发电单元第 i ($=m \sim 12$)月的年合同电量月分解值。该值既满足后期每个单元剩余合同电量 $W_{\text{remain}j}$ 约束,又兼顾了所有单元需要完成的年合同电量月分解总值 $W^{(i)}$ 约束。

在求得了第 j 发电单元第 i ($=m \sim 12$)月的年合同电量月分解值后,接下来就要据此信息求解第 m 月各单元每日的计划发电量,从而获得具体的月度电能交易计划。

2 月度电能交易计划编制的负荷率偏差法

设系统第 m 月的月度负荷电量为 $W_{\text{load}}^{(m)}$,第 j 个待编制计划的火力发电单元的发电量为 $W_j^{(m)}$ (由第1节求得),则所有待编制计划的火力发电单元第 m 月的平均负荷率为

$$\bar{\rho}^{(m)} = \frac{W_{\text{load}}^{(m)}}{\sum_{j=1}^{N_G} W_j^{(m)}} = \frac{W_{\text{load}}^{(m)}}{W^{(m)}} \quad (13)$$

若依据特定的指标对每个单元的实际负荷率进行适当调整,可在一定范围内起到总体节能减排的作用。设调整实际负荷率的优先序位指数 γ 为

$$\gamma_j = \frac{1}{b_j} \quad (14)$$

其中: b_j 为发电煤耗率、上网电价、环保指标、网损微增率或包含这些因素的某种综合指标等。

在制定月度电能交易计划时,可通过适当的权重和物理量纲换算系数将多种特性参数进行综合以形成 b_j (单位:元/ 10^4 kWh):

$$b_j = \omega_1(0.01c_{\text{fuel}}\alpha_{j1}) + \omega_2(10000\alpha_{j2}) + \omega_3(10000c_{\text{elect}}\alpha_{j3}) + \omega_4(10000\alpha_{j4}) \quad (15)$$

其中: α_{j1} 为发电单元单位煤耗率(g/kWh), c_{fuel}

为燃料市场平均价格(元/吨); α_{j2} 为上网电价(元/kWh); α_{j3} 为单位发电量时的网损电量平均微增率(kWh/kWh), c_{elect} 为电网公司平均购电价格(元/kWh); α_{j4} 为环境综合指标,它反映单位发电量时的污染物排放治理的综合社会成本(元/kWh); ω_k ($k=1 \sim 4$)为各分指标的权系数,它们满足关系

$$0 \leq \omega_k \leq 1 \text{ 和 } \sum_{k=1}^4 \omega_k = 1 \quad (16)$$

由式(15)各项的含义可知: b_j 的第1项反映发电单元的成本特性,第2、3项反映电网公司的成本特性,第4项反映社会(环境)的成本特性。

考虑到实际电网在安排月度电能交易计划初期需要兼顾各方利益,故各发电公司的负荷率偏差一般不宜过大。通常可设定某一阈值 η ,即负荷率可在 $1 \pm \eta$ 范围内调整。例如,目前辽宁电网的 η 按3%考虑。

调整计划单元负荷率的策略和具体方案如下:

调整策略:按优先序位由大到小的排序,增加排列最前头若干发电单元的负荷率至 $(1+\eta)\bar{\rho}^{(m)}$,同时减小排在最后面若干发电单元的负荷率至 $(1-\eta)\bar{\rho}^{(m)}$;而对其余排在中间序位的发电单元,可依据电量平衡条件求得界于 $(1-\eta)\bar{\rho}^{(m)}$ 和 $(1+\eta)\bar{\rho}^{(m)}$ 之间的某一负荷率值。所谓电量平衡条件,即指:负荷率调整后所有发电单元的计划发电量总和满足(等于)月度负荷电量 $W_{\text{load}}^{(m)}$ 的需求。

调整方案:由所有待编制计划发电单元的 γ 得到 γ_{max} 和 γ_{min} ,并设定某一阈值 γ_ϵ 。对 $\gamma_j \geq \gamma_{\text{max}} - \gamma_\epsilon$ 的发电单元,其负荷率调整为 $(1+\eta)\bar{\rho}^{(m)}$ (设对应的发电单元集合为 Ω_H);对 $\gamma_j \leq \gamma_{\text{min}} + \gamma_\epsilon$ 的发电单元,其负荷率调整为 $(1-\eta)\bar{\rho}^{(m)}$ (设对应的发电单元集合为 Ω_L);对其余发电单元(设对应的发电单元集合为 Ω_M),负荷率按如下关系求得:

$$\bar{\rho}_M^{(m)} = \frac{W_{\text{load}}^{(m)} - (1+\eta)\bar{\rho}^{(m)} \sum_{j \in \Omega_H} W_j^{(m)} - (1-\eta)\bar{\rho}^{(m)} \sum_{j \in \Omega_L} W_j^{(m)}}{\sum_{j \in \Omega_M} W_j^{(m)}} \quad (17)$$

须注意, $\bar{\rho}_M^{(m)}$ 要满足条件: $(1-\eta)\bar{\rho}^{(m)} < \bar{\rho}_M^{(m)} < (1+\eta)\bar{\rho}^{(m)}$ 。当不满足时,可通过适当降低 γ_ϵ 实现。

设依照上述方法调整完的各单元的负荷率记为 $\rho_j^{(m)}$,则第 j 个单元第 m 月份计划发电量调整为

$$\widehat{W}_j^{(m)} = \rho_j^{(m)} W_j^{(m)} \quad (18)$$

设第 m 月份第 $d(=1 \sim D^{(m)})$ 天负荷系数为 $k_{\text{load}(d)}^{(m)}$ (含义: 第 d 天负荷相对于所在第 m 月份总负荷的比例系数), 则第 d 天的计划单元发电总量为

$$W_{\text{gen}(d)}^{(m)} = k_{\text{load}(d)}^{(m)} W_{\text{load}}^{(m)} \quad (19)$$

又设第 d 天第 j 计划发电单元的运行机组容量 (扣除受阻容量) 为 $C_{j(d)}^{(m)}$, 可用运行小时数 (扣除计划检修时间) 为 $T_{j(d)}^{(m)}$, 则第 d 天第 j 计划发电单元的可用容量·小时数为 $C_{j(d)}^{(m)} T_{j(d)}^{(m)}$, 于是第 d 天第 j 计划发电单元的计划发电量的初值可为:

$$\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)} = \frac{C_{j(d)}^{(m)} T_{j(d)}^{(m)}}{\sum_{j=1}^{N_G} C_{j(d)}^{(m)} T_{j(d)}^{(m)}} W_{\text{gen}(d)}^{(m)} \quad (20)$$

为保证第 j 计划发电单元完成第 m 月份的计划发电量 $\widehat{W}_j^{(m)}$, 可将式 (20) 结果修正为

$$\widehat{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)} = \frac{\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}}{\sum_{d=1}^{D^{(m)}} \widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}} \widehat{W}_j^{(m)} \quad (21)$$

按式(21)获得的结果可能又会破坏所有计划发电单元必须完成第 d 天负荷电量 $W_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 的要求, 因此, 对式(21)再次修正如下

$$\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)} = \frac{\widehat{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}}{\sum_{j=1}^{N_G} \widehat{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}} W_{\text{gen}(d)}^{(m)} \quad (22)$$

将式(22)结果 $\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 再代入式(21), 即可得第 j 计划发电单元第 d 天的计划发电量。它既满足第 j 计划发电单元第 m 月份计划发电量 $\widehat{W}_j^{(m)}$ 约束, 又兼顾了第 d 天所有计划单元发电总量 $W_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 约束。

须注意: 在利用式(21)和(22)求解时, 要使计算结果 $\widehat{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 或 $\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 处于区间 $[W_{\text{gen}(d)\text{min}}^{(m)}, W_{\text{gen}(d)\text{max}}^{(m)}]$ 之内。其中,

$$W_{\text{gen}(d)\text{max}}^{(m)} = C_{j(d)}^{(m)} T_{j(d)}^{(m)} \quad (23)$$

当计算结果 $\widehat{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 或 $\widetilde{W}_{\text{gen}(d)}^{(m)}$ 超出区间 $[W_{\text{gen}(d)\text{min}}^{(m)}, W_{\text{gen}(d)\text{max}}^{(m)}]$ 时, 可将对应计划发电单元的发电量钳制在区间边界值, 其余计划发电单元按照上述关系继续求解。

3 算例分析

3.1 计算条件

设某系统有 10 个直调火力发电单元参与月度电能交易计划制定, 待制定月度计划的月份为 4 月。表 1 给出了 10 个单元的容量、年合同电量、已完成电量、检修等数据。为计算各发电单元的综合指标 b_j , 表 2 还给出了相应的特性参数, 并在具体计算综合指标时, 取燃料市场平均价格为 350 元/吨, 电网公司平均购电价格为 0.305 元/kWh, 各项分指标间的权重系数分别为 0.2、0.6、0.1、0.1。

除此, 表 3 给出了年度负荷系数分布情况。

表 1 单元数据
Tab.1 Data of units

单元	容量 /10 ⁴ kW	年合同电量 /10 ⁴ kWh	1~3 月完成 电量 /10 ⁴ kWh	检修容 量·天数 /10 ⁴ kW·天	检修 月份
1	100	700 000	164 500	1 500	11
2	80	520 000	122 000	800	5
3	80	504 000	118 440	720	5
4	60	381 000	89 500	300	6
5	50	325 000	76 000	250	4
6	30	180 000	42 400	150	9
7	20	125 000	29 300	80	11
8	10	61 000	14 300	40	6
9	35	215 000	50 000	140	4
10	60	378 000	88 800	360	10
合计	525	3 389 000	795 240	4 340	—

表 2 单元特性参数

Tab.2 Characteristics parameters of units

单元	α_1 (g/kWh)	α_2 (元/kWh)	α_3 (kWh/kWh)	α_4 (元/kWh)
1	270	0.300	0.004 0	0.059 1
2	330	0.302	0.004 2	0.059 5
3	330	0.305	0.004 3	0.059 5
4	335	0.310	0.003 5	0.061 0
5	340	0.298	0.003 6	0.082 0
6	345	0.295	0.002 5	0.092 0
7	390	0.288	0.002 6	0.100 0
8	410	0.300	0.002 2	0.105 0
9	342	0.305	0.001 0	0.089 0
10	340	0.312	0.001 6	0.061 0

表 3 年负荷系数

Tab.3 Yearly load coefficients

月份	1	2	3	4	5	6
负荷系数	0.097	0.068	0.070	0.073	0.075	0.077
月份	7	8	9	10	11	12
负荷系数	0.099	0.097	0.091	0.083	0.072	0.098

表4 4月份负荷系数
Tab.4 Load coefficients of April

日	1	2	3	4	5	6	7	8
负荷系数	0.035	0.035	0.035	0.033	0.029	0.029	0.031	0.036
日	9	10	11	12	13	14	15	16
负荷系数	0.036	0.036	0.033	0.029	0.029	0.031	0.036	0.036
日	17	18	19	20	21	22	23	24
负荷系数	0.036	0.033	0.029	0.029	0.031	0.037	0.038	0.038
日	25	26	27	28	29	30		
负荷系数	0.033	0.029	0.029	0.031	0.039	0.039		

又设4月份需要由10个直调火力发电单元完成的负荷电量为 265000×10^4 kWh, 4月份的负荷系数分布情况如表4所示。5号单元和9号单元4月份具体的检修情况列于表5。

表5 4月份检修情况
Tab.5 Maintaining schedule in April

单元	日检修容量·小时数/ 10^4 kWh	检修日
5	1200	3~7
9	840	10~13

3.2 计算结果

3.2.1 年合同电量月分解滚动修正值

利用计算条件, 首先求得4月的年合同电量月分解值(表6)。由表6结果可求得4月的平均负荷率为1.0898。

表6 4月份的年合同电量分解值

Tab.6 Decomposition values of yearly contract volume for April

单元	年合同电量分解值/ 10^4 kWh
1	52 495.987
2	38 427.431
3	37 103.629
4	27 698.808
5	19 699.928
6	13 114.794
7	9 056.793
8	4 422.736
9	13 533.507
10	27 615.657
合计	243 169.270

3.2.2 综合指标计算值

各单元综合指标及排序列于表7。由表知:
 $\gamma_{\max}=4.880$ kWh/元, $\gamma_{\min}=4.561$ kWh/元。若设阈值
 $\gamma_e=0.125$ kWh/元, $\eta=3\%$, 则单元1、7的负荷率将调整为1.1225, 单元4、8、9、10的负荷率将调整为1.0571, 而单元2、3、5、6的负荷率将依据式(17)调整为1.0933。

表7 综合指标及排序

单元	b_j (元/ 10^4 kWh)	γ_j (kWh/元)	γ_j 排序值
1	2 049.320	4.880	1
2	2 103.781	4.753	3
3	2 121.812	4.713	6
4	2 156.568	4.637	7
5	2 109.098	4.741	5
6	2 104.262	4.752	4
7	2 101.793	4.758	2
8	2 192.671	4.561	10
9	2 158.705	4.632	8
10	2 171.488	4.605	9

3.2.3 月度电能计划值

依据调整后的负荷率, 修正各发电单元月度电量, 见表8。为对照, 表8还给出了按平均负荷率分配的月度电量值。

表8 4月份各单元总电量

Tab.8 Unit total volumes for April

单元	月度总电量/ 10^4 kWh	
	负荷率偏差调整后	依平均负荷率
1	58 925.125	57 208.859
2	42 013.161	41 877.286
3	40 565.833	40 434.639
4	29 279.928	30 185.492
5	21 538.162	21 468.506
6	14 338.558	14 292.185
7	10 165.970	9 869.874
8	4 675.197	4 819.791
9	14 306.035	14 748.489
10	29 192.031	30 094.877
合计	265 000.000	265 000.000

利用表7提供的综合指标 b_j 数据和表8提供的月度总电量数据, 可求出负荷率调整前(平均负荷率)的总综合成本为560 086 276元, 负荷率调整后的总综合成本为559 848 891元, 节约237 385元。

然后利用4月份的负荷系数计算出该月各天的

负荷电量分解值。由这些值及表 8 数据, 最终可求得各发电单元的月度电能交易计划, 见表 9。

表 9 各单元 4 月份电能交易计划 (单位: 10^4kWh)

Tab.9 Trade schedule of units for April

日期	单元									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2012.512	1434.906	1385.474	1000.018	885.610	489.715	347.206	159.675	562.867	997.016
2	2012.512	1434.906	1385.474	1000.018	885.610	489.715	347.206	159.675	562.867	997.016
3	2224.959	1586.379	1531.729	1105.584	0.0	541.411	383.858	176.531	622.285	1102.265
4	2097.819	1495.729	1444.202	1042.407	0.0	510.473	361.923	166.444	586.725	1039.278
5	1843.538	1314.428	1269.147	916.055	0.0	448.598	318.054	146.269	515.607	913.305
6	1843.538	1314.428	1269.147	916.055	0.0	448.598	318.054	146.269	515.607	913.305
7	1970.678	1405.078	1356.674	979.231	0.0	479.535	339.988	156.356	551.166	976.292
8	2070.013	1475.903	1425.059	1028.590	910.913	503.707	357.126	164.238	578.949	1025.503
9	2070.013	1475.903	1425.059	1028.590	910.913	503.707	357.126	164.238	578.949	1025.503
10	2203.750	1571.257	1517.128	1095.045	969.765	536.250	380.199	174.848	0.0	1091.758
11	2020.105	1440.319	1390.701	1003.791	888.951	491.563	348.516	160.278	0.0	1000.778
12	1775.243	1265.735	1222.131	882.119	781.199	431.979	306.271	140.850	0.0	879.471
13	1775.243	1265.735	1222.131	882.119	781.199	431.979	306.271	140.850	0.0	879.471
14	1782.511	1270.917	1227.134	885.731	784.397	433.748	307.525	141.427	498.539	883.072
15	2070.013	1475.903	1425.059	1028.590	910.913	503.707	357.126	164.238	578.949	1025.503
16	2070.013	1475.903	1425.059	1028.590	910.913	503.707	357.126	164.238	578.949	1025.503
17	2070.013	1475.903	1425.059	1028.590	910.913	503.707	357.126	164.238	578.949	1025.503
18	1897.512	1352.911	1306.304	942.875	835.004	461.731	327.365	150.551	530.703	940.044
19	1667.510	1188.922	1147.964	828.587	733.791	405.764	287.685	132.302	466.375	826.099
20	1667.510	1188.922	1147.964	828.587	733.791	405.764	287.685	132.302	466.375	826.099
21	1782.511	1270.917	1227.134	885.731	784.397	433.748	307.525	141.427	498.539	883.072
22	2127.513	1516.900	1464.644	1057.162	936.216	517.699	367.046	168.800	595.030	1053.989
23	2185.013	1557.898	1504.229	1085.734	961.519	531.691	376.966	173.362	611.112	1082.475
24	2185.013	1557.898	1504.229	1085.734	961.519	531.691	376.966	173.362	611.112	1082.475
25	1897.512	1352.911	1306.304	942.875	835.004	461.731	327.365	150.551	530.703	940.044
26	1667.510	1188.922	1147.964	828.587	733.791	405.764	287.685	132.302	466.375	826.099
27	1667.510	1188.922	1147.964	828.587	733.791	405.764	287.685	132.302	466.375	826.099
28	1782.511	1270.917	1227.134	885.731	784.397	433.748	307.525	141.427	498.539	883.072
29	2242.514	1598.895	1543.814	1114.306	986.822	545.683	386.886	177.924	627.194	1110.961
30	2242.514	1598.895	1543.814	1114.306	986.822	545.683	386.886	177.924	627.194	1110.961
合计	58925.125	42013.161	40565.833	29279.928	21538.162	14338.558	10165.970	4675.197	14306.035	29192.031

4 结论

月度电能交易计划编制的负荷率偏差法, 能够根据发电公司、电网公司和社会环境等综合成本指标排序的结果, 在月平均负荷率的基础上, 对不同发电单元的负荷率给予适当调整。算例结果表明, 计划结果在兼顾经济效益同时推动节能减排工作的

进行。

计划结果既考虑了降低系统综合成本的目标需求, 又考虑了电力市场初期各发电公司负荷率偏差不宜过大, 以免引发各市场成员之间发生激烈争议的后果。

参考文献

- [1] Wang S J, Shahidehpour S M, Kirschen D S, et al. Short

- term Generation Scheduling with Transmission and Environmental Constraints Using an Augmented Lagrangian Relaxation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(3): 1294-1301.
- [2] 王雁凌, 张粒子, 鲍海, 等. 用优化排序法进行日发电计划的计算[J]. 电力系统及其自动化学报, 2000, 12(5): 32-36.
WANG Yan-ling, ZHANG Li-zi, BAO Hai, et al. With the Optimized Sorting Arithmetic for Calculating the Daily Generation Scheduling[J]. Proceedings of the EPSA, 2000, 12(5): 32-36.
- [3] 马瑞. 电力市场中兼顾环境保护和经济效益的双目标模糊优化短期交易计划新模型[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(4): 104-108.
MA Rui. A Novel Bi-objective Fuzzy Optimal Model of Short-term Trade Planning Considering Environmental Protection and Economic Profit in Deregulated Power System[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(4): 104-108.
- [4] 蒋东荣, 刘学军, 李群湛. 电力市场环境下载网日发电计划的电量经济分配策略. 中国电机工程学报, 2004, 24(7): 90-94.
JIANG Dong-rong, LIU Xue-jun, LI Qun-zhan. Economically Distributing Strategies for Daily Generation Scheduling in a Power System Under Power Market Environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 24(7): 90-94.
- [5] 初壮, 于继来. 初期电力市场确定电网日发电计划的模型与方法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 43-47.
CHU Zhuang, YU Ji-lai. Model and Method for Daily Dispatch Scheduling in Primary Power Markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(22): 43-47.
- [6] Yu Z, Sparrow F T, Nderitu D. Long-term Hydrothermal Scheduling Using Composite Thermal and Composite Hydro Representations[J]. IEE Proceedings of Gener Transm and Distrib, 1998, 145(2): 210-216.
- [7] Kurihara Ikuo, Asano Hiroshi, Okada Kenji, et al. Long-term Power Trade Model in Electricity Market Based on Game Theory[A]. in: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference[C]. Yokohama(Japan): 2002.852-857.
- [8] FU Yong, Mohammad Shahidehpour, LI Zu-yi. Long-term Security -constrained Unit Commitment Hybrid Dantzig-Wolfe Decomposition and Subgradient Approach[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(4): 2093-2106.
- [9] 王漪, 于继来, 柳焯. 基于月度竞价空间滚动均衡化的年中标电量分解[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(17): 24-27.
WANG Yi, YU Ji-lai, LIU Zhuo. Decomposition of Yearly Bided Volume Based on Roll-uniformization of Monthly Competitive Bided Spaces[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(17): 24-27.
- [10] Kit Po Wong, Jason Yuryevich. Evolutionary-programming-based Algorithm for Environmentally-constrained Economic Dispatch [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(2): 301-306.
- [11] 刘盛松, 邵能灵, 侯志俭, 等. 基于最优潮流与模糊贴近度的电力系统环境保护研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(4): 21-26.
LIU Sheng-song, TAI Neng-ling, HOU Zhi-jian, et al. Study on Environmental Protection of Power Systems Based on Optimal Power Flow and Fuzzy Nearness[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(4): 21-26.
- [12] Spens W Y, Lee F N. Interactive Search Approach to Emission Constrained Dispatch[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(2): 811-817.

收稿日期: 2008-11-28

作者简介:

王漪(1962-), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力市场; E-mail: yiwang6212@yahoo.com.cn

汤伟(1983-), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统节能发电计划方面的研究。