省级电网分层分区有功实时调度模型与方法

江 木[1]，吴文传[1]，张伯明[1]，张毅明[2]，范 斗[2]，张 强[1]，程 满[2]
(1. 清华大学电机系电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室，北京市 100084；
2. 河南省电力调度通信中心，河南省郑州市 450052)

摘要：现代电网规模大、功率流动性强，保证有功频率的可控性和控制策略的可解释性是实时调度系统的关键特征。文中提出了一种分层分区的有功实时调度方法，并在现场得到了实际应用。该方法通过控制断面和 500 kV 联络变压器的功率，实现分区分层平衡。针对实际运行的复杂性，提出了正常情况下和系统不可行时的 2 种优化模型。在正常情况下，该模型可以充分跟踪各断面的计划；而当系统出现无可行解等异常情况时，则可以给出风险最小的替代控制策略。

关键词：有功实时调度；分区协调；自动发电控制
中图分类号：TM732

0 引言

传统的自动发电控制(AGC)根据区域控制误差(ACE)来调整机组出力以满足相关的控制标准[1-4]，其本质是一种反馈控制。这种反馈控制要求控制区有足够的快速可调容量，然而对于水电资源稀缺地区则难以满足，因此文献[5-7]提出了利用超短期负荷预测实现 AGC 的超前控制，在传统的机组调节量引入超前控制分量。另一方面，随着电力市场的兴起，实时调度系统作为实时发电市场的技术保障[8]，其重要性不言而喻。文献[8-11]均设计并实现了完整的实时调度系统，并且应用在相应的省级电网。实时调度系统中，最关键的技术是实时发电计划的制定，传统的解决该问题的方法为静态优化方法和动态优化方法[12-13]。静态优化方法主要是最优潮流(或者利用潮流灵敏度)的方法，其最大的缺点是只针对某一时段优化，没有考虑时段之间的耦合关系。文献[14]系统地综述了国内外在动态优化上所做的研究，指出通过寻找到各时段之间的解耦条件并且把动态优化问题转变为静态优化问题是非常必要的。文献[15-16]提出有功调度的积留量方法，该方法在静态优化模型中引入前瞻约束和后顾约束，使动态优化问题转化为静态优化问题，求解速度大幅提高。文献[17]则在积留量方法中引入断面约束，进一步提高了该方法的实用性。

为了适应电网的发展，特别是为了降低连锁故障发生的风险，省级电网逐步打开 500 kV 和 220 kV间的电磁环网。为此，调度部门提出了新的控制要求：

1)电网分区控制：由于电网规模的不断扩大，为了降低调度复杂度，将大电网分解成各个控制子分区，并在日前制定各分区之间的 500 kV 割集断面功率传输计划，防止分区之间的传输功率产生大的波动。

2)电网分层控制：接入 500 kV 的机组一般是大容量的节能机组，机组调节特性好。在节能调度中，该类机组将被优先调节。一方面，这类具有快速调节能力机组的可调容量会被首先耗费掉；另一方面，会导致 500 kV 联络变压器下送功率过大。如果该类机组出现故障，则电网的负荷损失大，因此，需要控制 500 kV 机组的下送功率。

根据调度部门提出的控制要求，本文在安全经济调度优化模型中引入分区约束和分层约束，通过控制 500 kV 割集断面和 500 kV 联络变压器的功率，实现分区分层平衡。在此基础上，提出了在不可行(例如无法满足联络线路(断面)安全约束)的情况下求解机组的控制策略的新模型。该模型可以给出不可行情况下最小越限风险的控制策略，保证系统持续可靠运行。

1 系统可行条件下的实时机组计划制定

为了实时满足发供平衡，将电网的机组分成 3 类：①日前机组，负责执行日前计划；②实时机组，负责执行实时计划；③AGC 机组，负责执行 AGC 控制指令。

其中，实时机组控制周期为 15 min(可调)。在满足安全、节能环保要求的前提下，15 min 实时机

收稿日期：2009-04-23；修回日期：2009-06-11。
国家自然科学基金资助项目(50707013)。

组计划完成的任务包括:①弥补日前负荷预测与15 min超短期负荷预测的偏差;②控制分区断面传输功率;③为 AGC 留出足够的备用容量。为此,可构建如下线性规划模型:

$$\min \sum_i r_i \mid \Delta P_i \mid \qquad i \in N_G^{\text{cagc}} \tag{1}$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_i \Delta P_i = \Delta P \tag{2}$$

$$\sum_i S_{ij} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{ncagc}}} \Delta C_{gj} \leqslant \overline{T}_j - T_j \quad j \in M_{\text{int}} \tag{3}$$

$$\sum_i S_{ij} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{ncagc}}} \Delta C_{gj} = T_j^{\text{goal}} - T_j \quad j \in M_{\text{cut}} \tag{4}$$

$$\sum_i S_{ij} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{ncagc}}} \Delta C_{gj} = T_{\text{trfm},j}^{\text{goal}} - T_{\text{trfm},j} \quad j \in M_{\text{trfm}} \tag{5}$$

$$\Delta \underline{P}_i \leqslant \Delta P_i \leqslant \Delta \overline{P}_i \quad i \in N_G^{\text{cagc}} \tag{6}$$

式中:r_i 为发电机当前的发电单位成本;ΔP 为下一点负荷增量减去日前机组和 AGC 机组的计划增长量,为了给 AGC 留出足够的裕量,在这里 AGC 机组的计划取可调出力上下限的中间值;ΔP_i 为机组 i 的调整量;N_G^{cagc} 为全网实时调度机组的个数;N_G^{ncagc} 为除 N_G^{cagc} 以外的机组;S_{ij} 为负荷平衡灵敏度[9],其中为了达到分区平衡,需要在母线负荷因子中引入分区负荷预测的信息;ΔC_{gj} 为非实时调度的机组的计划调节量对断面功率的影响;M_{int} 为内网安全功率传输断面集合;$\overline{T}_j$ 为断面的功率传输上限;T_j 为断面的当前传输功率;M_{cut} 为 500 kV 割集断面集合;T_j^{goal} 为下一点的分区割集断面传输功率的控制目标值;M_{trfm} 为分层断面集合(分层断面由 500 kV 联络变压器高压侧绕组形成);$T_{\text{trfm},j}^{\text{goal}}$ 为下一点联络变压器下送功率目标值;$T_{\text{trfm},j}$ 为当前下送功率。

不等式(3)保证传输断面不过载;约束(式(4)、式(5))保证 500 kV 断面的功率跟踪计划值。

2 系统不可行条件下的实时机组计划制定

对于上述实时机组的计划制定模型,一般情况下是存在可行解的。然而在某些特殊情况下,可能会出现无可行解。此时表明在给定的断面潮流约束下,出现了机组出力发得出但送不出的情况,或者是 500 kV 断面计划不合理。当出现这种情况时,算法必须能自动松弛断面的功率约束以便获得可行解,从而保证系统的连续运行。为了极小化越限所带来的风险,此时的控制目标从发电经济型转变为断面越限后风险最小。因此,可建立如下目标规划模型:

$$\min \left\{ w_1 \sum_i r_i \mid \Delta P_i \mid + w_2 \sum_j p_j d_j^+ + w_3 \sum_k p_k (d_k^+ + d_k^-) \right\}$$

$$i \in N_G^{\text{cagc}}, j \in M_{\text{int}}, k \in M_{\text{cut}} \cup M_{\text{trfm}} \tag{7}$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_i \Delta P_i = \Delta P \tag{8}$$

$$\sum_i S_{ij} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{day}}} \Delta C_{gj} + d_j^- - d_j^+ = \overline{T}_j - T_j \quad j \in M_{\text{int}} \tag{9}$$

$$\sum_i S_{ik} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{ncagc}}} \Delta C_{gk} + d_k^- - d_k^+ = T_{\text{trfm},k}^{\text{goal}} - T_k \quad k \in M_{\text{cut}} \tag{10}$$

$$\sum_i S_{ik} \Delta P_i + \sum_{g \in N_G^{\text{ncagc}}} \Delta C_{gk} + d_k^- - d_k^+ = T_{\text{trfm},k}^{\text{goal}} - T_{\text{trfm},k} \quad k \in M_{\text{trfm}} \tag{11}$$

$$\Delta \underline{P}_i \leqslant \Delta P_i \leqslant \Delta \overline{P}_i \quad i \in N_G^{\text{cagc}} \tag{12}$$

$$d_j^+ \geqslant 0, d_j^- \geqslant 0, j \in M_{\text{int}} \cup M_{\text{cut}} \cup M_{\text{trfm}} \tag{13}$$

式中:w_1, w_2, w_3 为权系数,$w_2 > w_3 > w_1$,表示优先考虑安全断面功率越限,其次是控制断面的功率偏移,最后考虑发电经济性;d_j^+ 为断面越限时的越限量;d_j^- 为断面未越限时的剩余量;在目标函数希望越限量 d_j^+ 最小,考虑到各断面的重要性不同,因此引入 p_j 作为风险系数,$\sum p_j d_j^+$ 为断面越限的总风险;d_k^- 为实际控制值小于目标值时的偏差;d_k^+ 为实际控制值大于目标值的偏差;在目标值希望偏差量 $d_k^+ + d_k^-$ 最小,因此 $\sum_k p_k (d_k^+ + d_k^-)$ 表示控制偏移量产生的风险值。

式(9)在断面安全约束基础上引入 d_j^+ 和 d_j^-,变成等式约束。式(10)、式(11)是分区分层控制约束,目标函数在原来发电成本项 $\sum_i r_i \mid \Delta P_i \mid$ 的基础上,增加了断面越限的总风险 $\sum p_j d_j^+$ 和控制偏移量产生的风险 $\sum_k p_k (d_k^+ + d_k^-)$。然后通过设置权重系数 w_1, w_2, w_3 作为优化的偏好。

3 模型的求解方法

上述模型本质上是线性规划模型,本文采用单纯形法求解。在河南电网实际运行中,165 台实时机组,23 个断面约束,在双核 CPU 主频 1.66 GHz、物理内存 1 GB 的计算机上,可在 10 s 内完成一次计算,因此满足在线应用的要求。

4 算例分析

采用本文提出的方法的有功实时调度系统已经

在河南省调度通信中心实际运行，运行表明本文提出的方法能够应对处理电网调度中的各种情况。

4.1　河南电网结构分析

图1是河南电网的网络结构分区图，分为豫北、豫西、豫中和豫南4个分区，各分区之间通过500 kV的割集断面连接，500 kV与220 kV通过500 kV联络变压器连接，豫西和豫中地区为主要的电源区，豫北和豫南地区为负荷区，所以省内基本上是西电东送的格局。

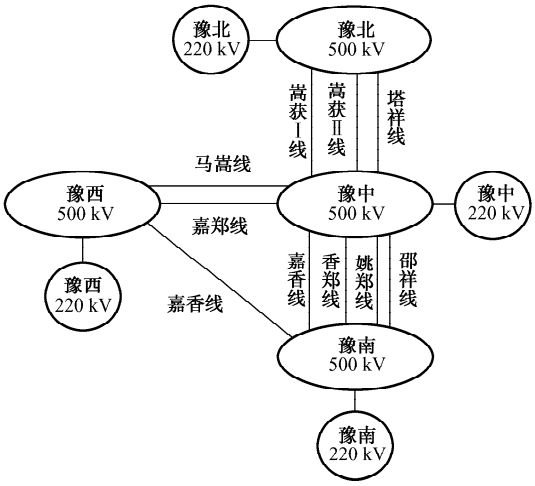

图1　河南电网分区结构
Fig. 1　Structure of Henan provincial power grid

4.2　机组实时策略制定与控制效果分析

河南电网2008年某冬季潮流断面，各分区之间的功率传输情况如附录A表A1所示，各断面的安全限值如表A2所示，其中豫北-豫中和豫北下送断面需要跟踪其功率交换计划。

为了验证本文算法的有效性，下面给出不考虑和考虑分层约束条件下的2个算例，对比分析其调度策略的变化。

算例1：不考虑分层约束的机组调节策略

表1列出了各机组的电压等级和出力计划值调整量。

表1　不考虑分层约束的机组调节策略
Table 1　Real-time generation schedule without transfer capacity constraints

机组名	爬坡速率/(MW·min^{-1})	电压等级/kV	当前出力/MW	计划出力/MW	调整量/MW
丰鹤1号	5	500	288.6	300.0	11.4
丰鹤2号	5	500	286.9	350.4	63.5
多宝山2号	5	500	362.9	437.9	75.0
新乡4号	3	220	105.1	150.0	44.9

可以看出，由于500 kV机组的节能性能好，排序靠前，500 kV的机组出力上调量较大，产生大量功率下送，经过潮流的安全校核，预测下一点豫北地区的功率下送值变为2 598.72 MW。

算例2：考虑分层约束的机组调节策略

加入豫北下送的断面约束条件，下一点豫北的功率下送保持在2 500 MW。表2列出了求解出的机组调节策略。

表2　考虑分层约束的机组调节策略
Table 2　Real-time generation schedule considering transfer capacity constraints

机组名	爬坡速率/(MW·min^{-1})	电压等级/kV	当前出力/MW	计划出力/MW	调整量/MW
丰鹤1号	5	500	288.6	300.0	38.0
丰鹤2号	5	500	286.9	326.7	13.1
安厂1号	5	220	254.2	300.0	45.8
新乡4号	3	220	105.1	150.0	44.9

从表1、表2的对比可以看出，在引入分层控制约束之后，500 kV机组的出力上调量减少，220 kV机组的上调量增加，负荷基本由220 kV的机组平衡，500 kV的机组主要控制分区之间的功率流通，达到了分层平衡的要求。

4.3　不可行条件下机组实时策略制定与分析

在实际运行中，存在500 kV联络线日前计划不合理或区域实时机组可调容量不足的情况，从而导致在现有约束条件下不存在可行解。该算例的目的是验证采用本文提出的最小越限风险控制策略的有效性。在上面的潮流断面下，调度员在设定实时控制机组时，豫中和豫南地区的实时机组可调容量很小，更多的实时机组设在豫西和豫北地区，然而由于豫中地区负荷预测增长量198.32 MW大于豫北-豫中断面和豫西-豫中断面的传输上限。可见采用算例1的模型无法求解出可行解，程序自动采用算例2的模型进行求解，得到控制策略如附录A表A3和表A4所示。

从附录A表A3和表A4的机组控制策略可以得出，下一点豫西机组出力增加204.9 MW，豫北机组出力增加255.7 MW，此时豫北-豫南功率变为-548.29 MW，偏离控制目标值51.71 MW。豫西-豫中断面的传输功率刚好控制到其极限值1 100 MW。可见，采用目标规划模型可以保证得到优化解，并且使断面的越限风险最小，且尽量跟踪计划值。在实际运行中，程序会给出报警信息，提示调度员哪些约束或计划发生问题，便于调度员及时修正相关联络线和机组计划。

5　结语

本文提出的有功实时调度方法兼顾了安全与经济的协调，体现了全局分区分层的控制策略。实时

调度作为一个在线闭环控制系统,必须有足够的鲁棒性和可靠性。本文提出的方法在系统出现不存在可行解的情况时,也可得到预想风险最小的控制策略,从而保证在各种情况下,实时调度系统均能够求解出机组的控制策略。通过现场实际运行和仿真计算表明,本文提出的有功实时调度模型和方法能够在很大程度上提高电网有功调度的自动化水平[18]。

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

参 考 文 献

[1] JALEELI N, VAN SLYCK L S, EWART D N, et al. Understanding automatic generation control. IEEE Trans on Power Systems, 1992, 7(3): 1106-1122.

[2] GREEN R K. Transformed automatic generation control. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(4): 1799-1804.

[3] 唐跃中,张王俊,张健,等. 基于 CPS 的 AGC 控制策略研究. 电网技术,2004,28(21):75-79.
TANG Yuezhong, ZHANG Wangjun, ZHANG Jian, et al. Research on control performance standard based control strategy for AGC. Power System Technology, 2004, 28(21): 75-79.

[4] 高宗和,腾贤亮,张小白. 互联电网 CPS 标准下的自动发电控制策略. 电力系统自动化,2005,29(19):40-44.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai. Automation generation control strategy under control performance standard for interconnected power grids. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 40-44.

[5] 唐跃中,阮前途,李瑞庆,等. 上海电网 AGC 扩展系统的原理与应用. 中国电力,1999,32(3):19-23.
TANG Yuezhong, RUAN Qiantu, LI Ruiqing, et al. Principle and application of extended AGC system in Shanghai electric power network. Electric Power, 1999, 32(3): 19-23.

[6] 高宗和,丁恰,温柏坚,等. 利用超短期负荷预报实现 AGC 的超前控制. 电力系统自动化,2000,24(11):42-44.
GAO Zonghe, DING Qia, WEN Bojian, et al. AGC-in-advance based on super-short-term load forecasting. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(11): 42-44.

[7] 周劼英,张伯明,郭玉金,等. 火电 AGC 机组超前控制策略. 电网技术,2005,29(11):57-60.
ZHOU Jieying, ZHANG Boming, GUO Yujin, et al. Strategy of automatic generation control in advance for thermal generator. Power System Technology, 2005, 29(11): 57-60.

[8] 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(12):9-11,44.
SONG Yanmin, YANG Zhenglin, HU Jun, et al. The technique support of spot power market—real time dispatch subsystem. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(12): 9-11, 44.

[9] 周劼英,张伯明,尚金成,等. 河南电网实时调度系统若干功能与算法. 电力系统自动化,2006,30(2):99-104.
ZHOU Jieying, ZHANG Boming, SHANG Jincheng, et al. Function and algorithm in real-time active power dispatching system applied to henan grid. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 99-104.

[10] 李予州,张伯明,吴文传,等. 在线有功调度协调控制系统的研究与开发. 电力自动化设备,2008,28(5):12-16.
LI Yuzhou, ZHANG Boming, WU Wenchuan, et al. Development of online coordination control system for active power dispatch. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(5): 12-16.

[11] 孔祥玉,房大中,侯佑华. 电力市场条件下安全经济 AGC 模型的应用. 浙江大学学报:工学版,2008,42(9):1597-1602.
KONG Xiangyu, FANG Dazhong, Hou Youhua. Application of security economic automatic generation control model in deregulated power market. Journal of Zhejiang University: Engineering Science, 2008, 42(9): 1597-1602.

[12] MARANNINO P, GRANELLI G P, MONTAGNA M, et al. Different time-scale approaches to the real power dispatch of thermal units. IEEE Trans on Power Systems, 1990, 5(1): 169-176.

[13] RENAUD A. Daily generation management at electric de France: from planning towards real time. IEEE Trans on Automatic Control, 1993, 38 (7): 1080-1093.

[14] 韩学山,柳焯,陈小虎. 动态优化调度研究的回顾与展望. 电力系统自动化,1994,18 (9):62-66.
HAN Xueshan, LIU Zhuo, CHEN Xiaohu. Review and future of dynamic optimal dispatch. Automation of Electric Power Systems, 1994, 18 (9): 62-66.

[15] 韩学山,徐志勇,柳焯. 动态优化调度积留量法的基本理论——动态负荷瓶颈序列与临界紧段落分析. 东北电力学院学报,1995,15(2):1-7.
HAN Xueshan, XU Zhiyong, LIU Zhuo. Basic theory of accumulation variable method in dynamic optimal dispatch: conception of dynamic load bottleneck alignment s and analysis of critical stage. Journal of Northeast China Institute of Electric Power Engineering, 1995, 15 (2): 1-7.

[16] 韩学山,赵国梁,柳焯. 动态优化调度积留量法的基本理论——紧段落与准备段落的分析. 东北电力学院学报,1995,15(3):1-7.
HAN Xueshan, ZHAO Guoliang, LIU Zhuo. Basic theory of accumulation variable met hod in dynamic optimal dispatch: analysis of tight and preparatory stages. Journal of Northeast China Institute of Electric Power Engineering, 1995, 15(3): 1-7.

[17] 李予州,吴文传,张伯明,等. 考虑网络断面约束的在线有功调度积留量法. 电力系统自动化,2008,32(23):31-35.
LI Yuzhou, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A revised accumulation variable method for online power dispatch considering transfer capacity constraints. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(23): 31-35.

[18] 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 Boming. Concept extension and prospects from modern energy control centers. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(15): 1-6.

(下转第 56 页 continued on page 56)

（上接第 13 页　continued from page 13）

江　木（1986—），男，通信作者，硕士研究生，主要研究方向：电网有功实时调度、AGC 控制策略。E-mail：j861211@126.com

吴文传（1973—），男，博士，副教授，主要研究方向：调度中心自动化系统。

张伯明（1948—），男，教授，博士生导师，IEEE 和 CSEE 高级会员，主要研究方向：电力系统分析、电力系统稳定与控制。

A Multi-area Coordinated Power Dispatch Method for Provincial Power Grid

JIANG Mu[1], *WU Wenchuan*[1], *ZHANG Boming*[1], *ZHANG Yiming*[2], *FAN Dou*[2], *ZHANG Qiang*[1], *CHENG Man*[2]

(1. State Key Lab of Power Systems, Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. Henan Electric Power Dispatching Center, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: As the power system grows larger and more complex, real-time control becomes very significant in order to achieve a reliable operation of the power system. In this paper, a multi-area coordinated and hierarchical power dispatch method for provincial power grid is presented. In this method, the transmission grid is divided into several control areas by tie-lines and 500 kV transformers. The proposed method can balance each area power with tracing the scheduled interchange among areas and security constraints in normal condition. Furthermore, an alternate strategy with minimum risk is provided by the proposed method in the case of the system without feasible solution available. The proposed approach has been put in real practice and proved efficient.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 50707013).

Key words: active power dispatch; multi-area coordination; automatic generation control

附录 A

表 A1　潮流断面的信息
Table A1　The parameters of transfer interfaces

断面名称	当前潮流(MW)	下一点控制目标(MW)	断面功率上限(MW)	断面功率下限(MW)
豫北-豫中	-657.47	-600	800	-800
豫西-豫中	1049.63	---	1100	-200
豫西-豫南	629.81	---	700	-400
豫南-豫中	-103.31	---	500	-500
豫北下送	2507.3	2500	3000	1500
豫中下送	1266.41	---	2000	500
豫西下送	-231.95	---	1000	-500
豫南下送	1817.06	---	2500	500

表 A2　各分区的发电负荷统计及预测
Table A2　The power generation and load of each area

断面名称	总发电量(MW)	当前负荷总量(MW)	下一点负荷增量(MW)
豫北地区	4685.36	5282.00	145.65
豫西地区	5006.08	3628.14	84.32
豫中地区	4257.76	4506.32	198.32
豫南地区	4543.89	4954.61	32.26

表 A3　豫西机组调节策略
Table A3　The real-time generation schedules of west area of Henan power grid

机组名	爬坡速率(MW/min)	电压等级(kV)	当前出力(MW)	计划出力(MW)	调整量(MW)
洛热#5	5	500	193.0	268.0	75
邙山#1	5	500	463.5	538.5	75
邙山#2	5	500	453.6	500.1	46.6
棉山#1	3	220	304.0	300.0	-4
三火#1	3	220	144.6	150	5.4
三火#2	3	220	143.1	150	6.9

表 A4　豫北机组调节策略

Table A4　The real-time generation schedules of north area of Henan power grid

机组名	爬坡速率 (MW/min)	电压等级(kV)	当前出力 (MW)	计划出力(MW)	调整量 (kV)
多宝山#1	5	500	362.9	437.9	75
丰鹤#1	5	500	288.6	300	11.4
丰鹤#2	5	500	286.9	300.0	16.5
盘石#1	3	220	95.1	135	39.9
新乡#4	3	220	105.1	150.0	44.9
焦厂#1	3	220	104.4	110.0	5.6
焦厂#2	3	220	106.4	110.0	3.6
阳润#1	4	220	91.3	100.3	9.0
阳润#2	4	220	90.1	140.0	49.9