

文章编号:1009-3087(2014)05-0133-06

基于网损迭代的含风电机组日内安全经济调度滚动修正模型

高红均,刘俊勇,魏震波*,李丹,黄山

(四川大学电气信息学院,四川成都610065)

摘要:随着风电并网容量的逐渐增大,其自身的随机性和波动性给电网带来了较大的消纳难度和安全性问题,同时在调度模型中网损的忽略可能导致机组发电出力不足。针对上述问题,建立了基于网损迭代的日内经济调度滚动修正模型。滚动调度修正过程根据最新预测信息,并结合之前时段制定的调度计划进行相应调整。网损迭代过程考虑网损分布,然后进行经济调度,每次迭代过程进行交流潮流计算、支路潮流安全性校核,并更新系统网损。此外,针对调度阶段不收敛和支路潮流越限情况,制定了松弛机组出力限值和添加附加约束的调节策略。最后,通过算例仿真验证了提出的模型的有效性和正确性。

关键词:经济调度;风电;安全约束;网损迭代;滚动修正

中图分类号:TM732

文献标志码:A

Intra-day Security-constraint Economic Dispatch Rolling Revision Model Based on the Network Loss Iteration with Wind Generator

GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo*, LI Dan, HUANG Shan

(School of Electrical Eng. and Info., Sichuan Univ., Chengdu 610065, China)

Abstract: The wind's randomness and volatility bring great difficulty to the wind accommodation and grid security with the gradually increasing wind power, and network loss's negligence in the dispatch model may lead generating power shortage. Based on these issues the intra-day economic dispatch rolling revision model based on the net loss iteration was established. The rolling revision model regulated the scheduling power according to the latest forecast information. The network losses was considered in the loss iterative process, then the economic dispatch process was done. The AC power flow was calculated and the line flow security was checked in each iteration. Afterwards, the system losses were updated. Moreover, the regulation strategy based on the relaxation unit power limitation and adding additional constraint was built to solve non-convergence the in the dispatch process and line overload problem. Finally, a numerical example simulation verified the effectiveness and correctness of the proposed model.

Key words: economic dispatch; wind power; security constraint; loss iteration; rolling revision

随着风电利用率的不断增大,由于自身的随机性和波动性,给电力系统安全稳定带来了一定挑战。因此,如何制定含风电机组的安全约束调度策略成为了近年来学者研究的重点^[1]。

目前,国内外学者对安全约束下机组组合和经济调度做了大量研究^[2-3]。文献[3]提出了基于对偶原理的拉格朗日松弛法,通过引入附加约束将网络约束嵌入单机子问题中,来解决考虑网络安全约

束的机组组合问题,首先进行无网络约束的机组组合,然后再根据网络约束进行调整。文献[4]通过松弛发电机出力限值来消除潮流越限情况,从而提出了基于调整量最小的安全约束经济调度模型的发电计划校正策略。文献[3-4]的约束均为直流潮流约束,误差较大,且未考虑网损,可能导致机组发电出力不足。文献[5]引入了网损因子和网损分布因子,将网损纳入机组组合模型中,并用交流潮流进

收稿日期:2013-10-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51207098);四川大学青年教师科研启动基金资助项目(2010SCU11004)

作者简介:高红均(1989—),男,博士生。研究方向:电力系统有功调度。E-mail: e-gaohongjun@163.com

*通信联系人 E-mail: weizhenbo@scu.edu.cn

行网损因子迭代。另外,国内对风电接入下的日内调度问题也有一定的研究基础。文献[6]针对大规模风电的消纳问题,根据最新预测信息提出了在线滚动修正策略。文献[7]针对风电的预测误差,建立了日前和日内调度计划渐进优化模型。由于实际风电出力的波动性和随机性,给电力系统调度,特别是安全性方面带来了新的挑战,而文献[6-7]只涉及了直流潮流约束,且均未考虑系统网损。

综上所述,作者建立了基于网损迭代的日内安全经济调度滚动修正模型。首先,根据最新预测信息,考虑系统网损分布,先求解计及网损的经济调度模型,根据调度结果进行交流潮流计算,并更新网损,再进行下一次迭代,从而得到更准确和实际的调度优化解。此外,针对模型不收敛的问题,制定了松弛机组出力限值约束的调节策略,同时,应用交流潮流计算结果进行安全性校核,并采用添加附加约束的方法来解决支路潮流越限的问题。最后,通过修改的 IEEE-RTS24 系统进行分析验证。

1 日内滚动安全经济调度优化模型

日内滚动经济调度模型是根据最新的预测信息,对之前制定的调度计划进行的滚动调整。

1.1 目标函数

由文献[8]可知滚动调度的启动周期为 30~60 min,调度周期为 1 h,因此提前从当前时段的后一时段开始修正从实际意义上是可行的。目标函数为:

$$\text{Min} \sum_{t=t_0+1}^T \sum_{i=1}^I [I_i^t C(P_i^t) + ST_i I_i^t (1 - I_i^{t-1}) + SD_i I_i^{t-1} (1 - I_i^t)] \quad (1)$$

式中: T 为调度周期的总时间段数; t 为时段编号; I 为常规机组总数; i 为常规机组编号; P_i^t 为常规机组 i 在第 t 时段的有功出力; $C(P_i^t)$ 为常规机组发电成本; ST_i 、 SD_i 为常规机组 i 的开机、停机费用; I_i^t 为已知的常规机组状态标志; t_0 为当前时段, $t_0 = 0$ 表示日前调度计划。

1.2 约束条件

以下约束条件中,对 $t \in [t_0 + 1, T]$ 均成立。

1) 功率平衡

$$\sum_{i=1}^I (P_i^t) + p_w^t = \sum_{k=1}^K (P_{L,k}^t + P_{\text{loss},k}^t) \quad (2)$$

式中, p_w^t 为根据最新预测信息得到的风电预测出力, K 为系统节点数, $P_{L,k}^t$ 为系统第 k 个节点时段 t 的

负荷预测功率, $P_{\text{loss},k}^t$ 为第 k 节点 t 时段的节点网损。根据文献[5,9],考虑网损分布,引入虚拟节点需求,对于支路 $m-n$ 的有功损耗 P_{mn} ,节点 m 、 n 分别承担 $0.5P_{mn}$,则第 k 节点 t 时段的节点网损为:

$$P_{\text{loss},k}^t = 0.5 \sum_{m \in M} (P_{km}^t + P_{mk}^t) \quad (3)$$

式中, M 为与节点 k 相连的节点集合, P_{km}^t 为第 t 时段每次迭代后交流潮流计算得到的潮流值。

2) 电网安全约束

$$\begin{cases} |B_{\text{diag}} L B^{-1} [P_k^t - P_{\text{loss},k}^t - P_{L,k}^t]| \leq P_{ij}^{\text{max}}; \\ B_{\text{diag}} = \text{diag} \left\{ \frac{1}{x_1}, \dots, \frac{1}{x_N} \right\} \end{cases} \quad (4)$$

式中, B 为 B 系数矩阵, x_i 为支路 i 的电抗, N 为系统总支路数, L 为系统支路节点的连接矩阵, P_k^t 为第 k 个节点 t 时段的发电出力, P_{ij}^{max} 为支路 ij 的潮流上限。

3) 发电机组功率限制

$$I_i^t P_{i,t}^{\text{min}} \leq P_i^t \leq I_i^t P_{i,t}^{\text{max}} \quad (5)$$

$$P_{i,t}^{\text{min}} = \max(\bar{P}_i^t - \Delta P_i, P_{i,t}^{\text{min}}) \quad (6)$$

$$P_{i,t}^{\text{max}} = \min(\bar{P}_i^t + \Delta P_i, P_{i,t}^{\text{max}}) \quad (7)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{min}}$ 、 \bar{P}_i^t 分别为第 i 台机组第 t 时段出力的上下限以及之前调度计划得到的机组计划出力, $P_{i,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{min}}$ 和 ΔP_i 为分别第 i 台机组的最大最小技术出力和允许修正的最大偏差值^[6]。

4) 备用需求

$$\sum_{i=1}^I (I_i^t P_{i,t}^{\text{max}}) + p_w^t \geq \sum_{k=1}^K (P_{L,k}^t + P_{\text{loss},k}^t) + R_t^u \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^I (I_i^t P_{i,t}^{\text{min}}) + p_w^t \geq \sum_{k=1}^K (P_{L,k}^t + P_{\text{loss},k}^t) + R_t^d \quad (9)$$

5) 爬坡率限制

$$\begin{cases} P_i^t - P_i^{t-1} \leq R_{Ui} I_i^{t-1} + S_{Ui} (I_i^t - I_i^{t-1}), \\ P_i^{t-1} - P_i^t \leq R_{Di} I_i^t + S_{Di} (I_i^{t-1} - I_i^t) \end{cases} \quad (10)$$

式中, R_t^u 、 R_t^d 为第 t 时刻上下备用需求, R_{Ui} 、 R_{Di} 、 S_{Ui} 、 S_{Di} 分别为常规机组 i 的爬坡速率、滑坡速率、开机滑坡速率和停机速率。

2 网损迭代过程

日内优化模型每隔 Δt (优化模型时段间隔) 时间对 t_0 以后的各时段进行滚动修正。每次滚动修正各节点初始化为固定网损 $P_{\text{loss},k}^{(0)}$,然后按照第 1 节的经济调度模型优化求解,若模型收敛,则计入电网无功和电压,进行交流潮流校验。若计算线路潮流不越限,则求得每条线路的网损,并由式(3)分解到各节

点,每一次迭代后更新系统网损,然后进行下一次迭代,记第 r 次迭代后各节点网损为 $P_{\text{loss},k}^{(r)}$ 。迭代收敛条件为网损收敛,即:

$$\Delta P_{\text{loss}} = \max_{u \in U} \{ |P_{\text{loss},u}^{(r)} - P_{\text{loss},u}^{(r-1)}| \} \leq \varepsilon \quad (11)$$

式中, $\max_{u \in U} \{ \}$ 表示集合中 U 个元素取最大值。

由于直流潮流约束与交流潮流计算结果有一定偏差,每次迭代应用更准确的交流潮流结果进行支路安全性校核。另外,由于迭代后的交流网损更精确,根据式(2)的功率平衡等式就可以得到更符合实际的机组出力优化解。

3 调节策略

3.1 不收敛问题调节策略

针对调度阶段不收敛的问题,该阶段采用工程上普遍适用的松弛约束来解决,这种松弛变量的引入确保了模型始终有解^[4]。根据文献[4,10],采用简单且容易实现的机组上、下限出力松弛,引入松弛变量 $p_{i,t}^+$ 和 $p_{i,t}^-$, 因此机组出力上下限约束可以改为:

$$\begin{cases} I_i^t P_{i,t}^{\text{min}} - I_i^t p_{i,t}^- \leq P_i \leq I_i^t P_{i,t}^{\text{max}} + (1 - I_i^t) p_{i,t}^+; \\ p_{i,t}^- \geq 0, p_{i,t}^+ \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

式(12)表示:当 $I_i^t = 0$ 即机组处于停机状态时,只允许松弛出力上限;当 $I_i^t = 1$ 即开机时,只能松弛下限。同时,在目标函数中增加松弛惩罚分量:

$$\rho \sum_{t=t_0+1}^T \sum_{i=1}^I p_{i,t}^- + p_{i,t}^+ \quad (13)$$

式中, ρ 为惩罚系数。

根据以上进行优化求解,若得到所有的 $p_{i,t}^-$ 、 $p_{i,t}^+$ 均为0,则可以通过调节机组出力,找到满足所有约束的最优解,否则,需要改变机组组合状态。状态调节措施如下:

$$I_i^t = \begin{cases} 0 \rightarrow 1, p_{i,t}^+ \geq 0; \\ 1 \rightarrow 0, p_{i,t}^- \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

若求解中出现多台机组的松弛量不为0的情况,选择松弛变量值最大的机组,改变其组合状态,同时更新整个调度计划的机组状态,再进行迭代,从而获得满足约束的发电调度计划。

3.2 越限调节策略

针对网络潮流越限的问题,添加附加约束进行限制^[11],将下面的约束式(15)加入约束条件中。

$$\left| PL_{ij}' + \sum_{k=1}^K LSF_{PLPk} (P_k - P_k') + \sum_{k=1}^K LSF_{PLQk} (Q_k - Q_k') \right| \leq P_{ij}^{\text{max}} \quad (15)$$

式中, P_k 、 Q_k 为节点注入有功和无功变量, PL_{ij}' 为交流潮流计算后有超限的线路有功潮流, P_k' 、 Q_k' 为交流潮流计算后的节点有功和无功注入量, LSF_{PLPk} 、 LSF_{PLQk} 分别为线路潮流对节点有功及无功注入的灵敏度。

4 整体流程与模型求解

由于安全经济调度修正模型的约束式均是线性形式,目标函数为二次函数,应用 CPLEX 商用软件包能够进行很好的求解。建立的日内安全经济调度滚动修正模型具有以下特点:1)模型每次迭代后用交流潮流计算得到精确的系统网损,能够避免机组出力不足,保证了系统的安全运行;2)建立了松弛机组出力限值和添加附加约束的调节策略,保证了模型有效收敛和电网安全。每次滚动修正的调节过程和网损迭代算法具体见图1。

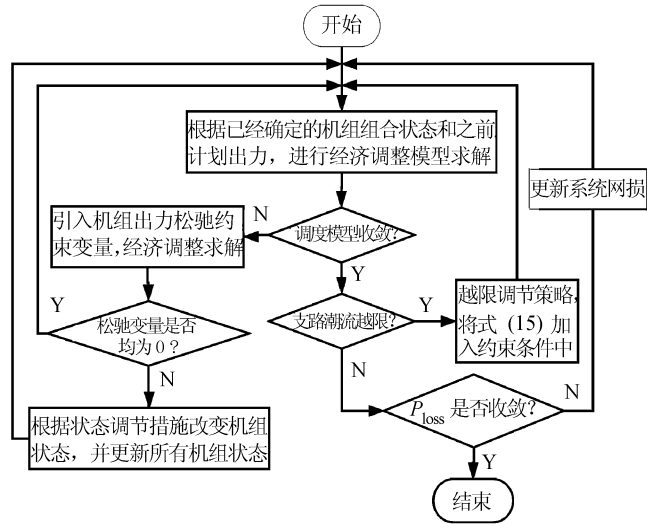


图1 算法流程图

Fig.1 Algorithm flow chart

为了避免由于实际风电出力误差导致调度模型的不收敛,进而使得机组的频繁启停,在日前机组计划出力的制定中引入了描述风电随机性的不确定性场景集,具体参考文献[12]。

5 算例分析

本算例选用修改的 IEEE-RTS24,具体数据详见文献[13-14]。系统基准功率100 MW,全天24时段仿真,14节点的同步调相机替换为容量为600 MW的风电场。风电场景集数据参见文献[15]。在日内滚动调度网损迭代过程中,收敛条件为 ε 取0.01 MW,惩罚系数取10 000。

5.1 算例结果

经过24时段滚动优化得到目标煤耗成本为22 218 t,由于引入了不确定性场景集,不存在机组状态调整。24个滚动经济调度过程网损迭代次数见表1,24时段网损总和为1 673.3 MW,占总负荷的2.95%。从表1可以发现调度迭代过程收敛速度较快。

表1 网损迭代次数

Tab.1 Loss iterations

时段	迭代次数	时段	迭代次数	时段	迭代次数
1	4	9	3	17	2
2	3	10	2	18	3
3	3	11	3	19	2
4	3	12	3	20	3
5	4	13	2	21	3
6	3	14	3	22	2
7	3	15	3	23	3
8	4	16	3	24	3

各时段迭代得到的网损分布见表2。

表2 各时段网损分布

Tab.2 Loss distribution in each time

时段	网损(p. u.)	时段	网损(p. u.)	时段	网损(p. u.)
1	0.636 059	9	0.688 947	17	0.608 025
2	0.721 932	10	0.659 061	18	0.539 214
3	0.825 221	11	0.666 224	19	0.546 373
4	0.876 023	12	0.638 144	20	0.591 745
5	0.943 053	13	0.639 219	21	0.667 869
6	0.969 360	14	0.682 122	22	0.898 953
7	0.821 735	15	0.650 738	23	0.662 437
8	0.539 970	16	0.717 036	24	0.543 228

表3为第24时段直流潮流约束下得到的线路有功潮流与交流潮流计算得到的线路有功潮流对比,由表3可以看出,部分支路潮流偏差很大,如支路10-21偏差达到了111.9 MW,表明了进行交流潮流校验的必要性。

5.2 模型分析

5.2.1 有无支路安全约束的对比分析

将算例中的支路安全约束去掉,目标煤耗成本为22 198 t,用交流潮流计算得到总网损为1 672.4 MW,各时段网损见表4。

图2为考虑支路潮流约束与否的支路14-16各时段有功潮流。

对比本算例结果可得:1)由表2与4的结果可知,各时段的网损分布差别较小,且总网损也基本相

表3 直流潮流约束下和交流潮流计算下的线路潮流对比

Tab.3 Comparison of power flow between DC and AC

支路	线路有功潮流/MW		支路	线路有功潮流/MW	
	直流潮流约束	交流潮流计算		直流潮流约束	交流潮流计算
1-2	18.0	18.7	12-13	65.8	51.0
1-3	64.8	61.3	12-23	232.6	236.4
1-5	22.6	25.5	13-23	223.5	238.3
2-4	31.4	28.4	14-16	88.3	91.1
2-6	12.0	14.1	15-16	194.3	82.4
3-9	14.8	15.7	15-21	127.3	156.8
3-24	190.3	192.8	15-21	127.3	156.8
4-9	79.2	75.4	15-24	200.4	196.3
5-10	69.2	70.4	16-17	109.2	179.5
6-10	98.6	99.8	16-19	48.8	45.1
7-8	79.4	78.8	17-18	41.7	56.5
8-9	108.0	101.7	17-22	153.3	124.2
8-10	84.3	86.1	18-21	25.1	30.3
9-11	164.1	161.1	18-21	25.1	30.3
9-12	116.6	116.8	19-20	21.7	34.5
10-11	211.5	214.9	19-20	21.7	34.5
10-12	163.5	169.7	20-23	38.9	75.0
11-13	20.5	29.1	20-23	38.9	75.0
11-14	417.9	406.7	21-22	237.4	171.5

表4 无支路安全约束的各时段网损分布

Tab.4 Loss distribution without the line security-constraint

时段	网损(p. u.)	时段	网损(p. u.)	时段	网损(p. u.)
1	0.630 439	9	0.688 536	17	0.608 199
2	0.715 742	10	0.645 632	18	0.539 218
3	0.828 021	11	0.647 667	19	0.558 474
4	0.869 201	12	0.638 148	20	0.591 732
5	0.902 607	13	0.626 047	21	0.667 868
6	0.971 838	14	0.619 442	22	0.898 952
7	0.826 329	15	0.650 146	23	0.662 438
8	0.711 576	16	0.682 728	24	0.543 228

等,这是由于滚动调度过程基于网损迭代求解,并且采用交流潮流计算的系统网损,能够比较准确地得到各支路网损;2)没有支路安全约束的煤耗成本相对于原模型减少了,因为网络约束增加了某些支路约束进而会增加发电成本,但能保证系统的安全运行;3)从图2可看出,不考虑网络潮流约束的模型中支路14-16的第13、14时段有功潮流超出了限值200 MW,不利于电网的安全运行。因此,网络约

束对于电网的安全运行是不可忽略的。

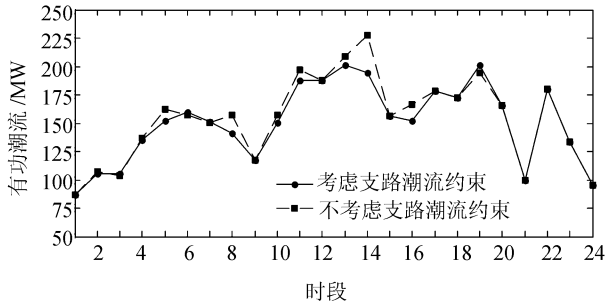


图2 考虑潮流约束与否的支路14-16有功潮流

Fig. 2 Power flow of branch 14-16 with and without the line security-constraint

5.2.2 考虑网损与否的对比分析

将算例中网损迭代过程去掉,不考虑系统网损,目标煤耗成本为21 051 t,将调度结果进行交流潮流计算得到总的网损为1 493 MW。由于不考虑网损,使得发电机组出力降低,因此发电煤耗减低,同时根据发电机出力进行交流潮流计算得到的网损也减少。但在经济调度过程中包括支路13-23的多条线路出现功率越限,使得相应的机组组合状态需要调整,整个调度过程调整共15台·次,不考虑系统网损的模型,导致机组更多的启停,并且可能导致机组发电出力不足。因此,在调度模型中,考虑网损有利于系统的经济运行。

5.2.3 线路潮流越限的机组状态调整分析

由于算例在初给条件下线路潮流限值有一定的裕度,支路10-11有功功率限额为300 MW,未出现潮流越限。降低支路10-11的潮流限额为250 MW,进行模型求解,出现潮流越限,运用3.2节的调整策略,所有的 $p_{i,t}^-$ 、 $p_{i,t}^+$ 均为0,说明不改变机组组合状态,仅调整机组出力就可以消除潮流越限。图3为支路10-11潮流限额为300 MW和250 MW时的有功潮流,图4为越限调整前后23号机组出力图。

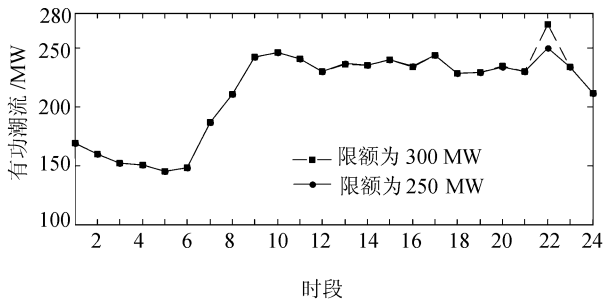


图3 越限调整前后支路10-11有功潮流

Fig. 3 Power flow of branch 10-11 before and after the adjustment

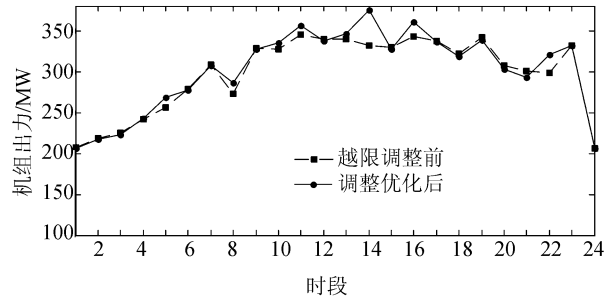


图4 越限调整前后23号机组出力

继续降低限额至230 MW,进行模型求解,支路10-11有功潮流如图5所示。整个24时段调节次数为3台·次,分别发生在1号机组第22时段和3号机组第22、23时段,均由停机修正为开机。根据上述分析可知,越限调节策略能有效地消除支路潮流越限情况。

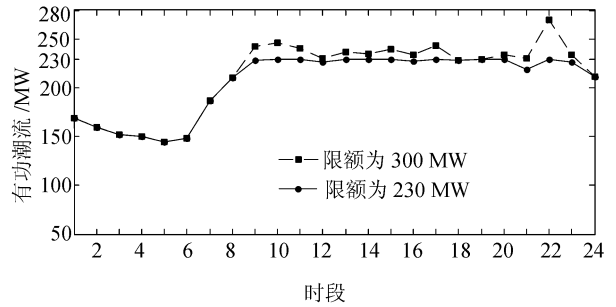


图5 支路10-11有功潮流

Fig. 5 Power flow of branch 10-11

5.2.4 风电接纳分析

提出的修正模型是基于最新风电预测信息,进而制定的滚动调整计划,由式(3)可以看出该模型对风电的调度方式为全额接纳,因此不存在弃风。当与日前预测功率对比出现较大误差时,能通过调节常规机组出力或者机组启停来进行相应调整。同时,从图6可以看出,风电调度曲线是根据最新的风电预测功率制定的1 h前的调度计划曲线,与实际风电功率曲线对比可知误差较小,在实时调度过程中,可以通过AGC等调节这种较小偏差,该模型为风电接入下的消纳问题提供了有效参考。

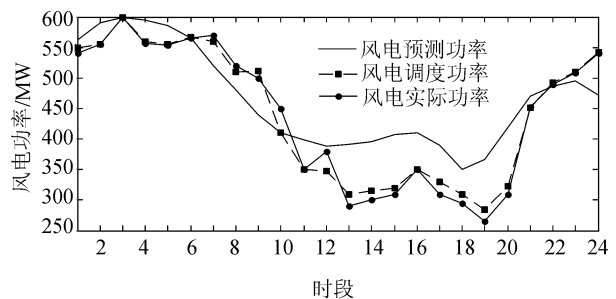


图6 风电功率

Fig. 6 Wind power

6 结 论

建立了基于网损迭代的日内滚动安全经济调度优化模型。通过算例分析表明:1)网损的引入,更精确地计算系统潮流,且迭代过程能够快速、有效、稳定地收敛;2)不考虑支路安全约束会导致某些线路潮流越限,甚至严重越限,不利于电网安全运行,部分节点直流潮流约束与交流潮流结果偏差较大,进行交流潮流校核具有一定的必要性;3)越限调节策略能有效消除支路潮流越限情况;4)该模型为全额接纳风电模式,并通过滚动修正预测误差,为大规模风电接入下的消纳和调度问题提供了有效参考。

参考文献:

[1] Han Zifen, Chen Qijuan. Wind power dispatch model based on constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 89-92. [韩自奋, 陈启卷. 考虑约束的风电调度模式[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 89-92.]

[2] Wang Minwei, Yang Li. A security constrained unit commitment model based on immune algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(22): 57-61. [王敏蔚, 杨莉. 考虑安全约束的机组组合免疫算法模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(22): 57-61.]

[3] Zhang Li, Zhao Jianguo, Han Xueshan. A new unit commitment algorithm considering network security constraints[J]. Power System Tehnology, 2006, 30(21): 50-55. [张利, 赵建国, 韩学山. 考虑网络安全约束的机组组合新算法[J]. 电网技术, 2006, 30(21): 50-55.]

[4] Li Lili, Yao Jianguo, Yang Zhenglin, et al. Generation schedule security correction strategy of considering unit commitment adjustment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(11): 98-102. [李利利, 姚建国, 杨争林, 等. 计及机组组合状态调整的发电计划安全校正策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(11): 98-102.]

[5] Zhang Shu, Hu Zechun, Song Yonghua, et al. Security constrained unit commitment algorithm considering network losses based on an iterative loss factor calculation[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 76-82. [张舒, 胡泽春, 宋永华, 等. 基于网损因子迭代的安全约束机组组合算法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 76-82.]

[6] Shen Wei, Wu Wenchuan, Zhang Boming, et al. An on-line rolling generation dispatch method and model for accommodating large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 136-140. [沈伟, 吴文传, 张伯明, 等. 消纳大规模风电的在线滚动调度策略与模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 136-140.]

[7] Wang Hongtao, He Chengming, Fang Guanghua, et al. A gradual optimization model of dispatching schedule taking account of wind power prediction error bands[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 31-35. [王洪涛, 何成明, 房光华, 等. 计及风电预测误差带的调度计划渐进优化模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 31-35.]

[8] Zhang Boming, Wu Wenchuan, Zheng Taiyi, et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(1): 1-6. [张伯明, 吴文传, 郑太一, 等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(1): 1-6.]

[9] Li F, Bo R. DCOPF-based LMP simulation: Algorithm, comparison with ACOPF, and sensitivity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1475-1485.

[10] Yang Zhenglin, Tang Guoqing, Li Lili. Application of relaxed constraints model on generation schedule optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(14): 53-57. [杨争林, 唐国庆, 李利利. 松弛约束发电计划优化模型和算法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(14): 53-57.]

[11] 刘继春. 电力调度优化理论及其应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010: 81-82.

[12] Gao Hongjun, Liu Junyong, Wei Zhenbo, et al. Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 135-140. [高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(1): 135-140.]

[13] Grigg C, Wong P, Albrecht P, et al. The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.

[14] Jiang Ruiwei, Wang Jianhui, Guan Yongpei, et al. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 800-810.

[15] Gao Hongjun, Liu Junyong, Wei Zhenbo, et al. A security constrained dispatching model for wind generation units based on extreme scenario set optimization[J]. Power System Technology, 2013, 37(6): 1590-1595. [高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 基于极限场景集的风电机组安全调度决策模型[J]. 电网技术, 2013, 37(6): 1590-1595.]