

考虑电能与备用联合出清的日前调度优化方法

林洁¹, 莫东¹, 卓毅鑫¹, 黄红伟², 游成彬², 张德亮²

(1. 广西电网电力调度控制中心, 广西南宁 530000; 2. 北京清大科越股份有限公司, 北京 100084)

摘要:为解决电力现货市场与辅助服务市场改革不断深入带来的日前调度计划编制模式转变问题,提出了一种考虑电能与备用辅助服务联合出清的日前调度优化方法。首先,剖析了电能与备用辅助服务之间的耦合关系,从机组运行特性和电网承载能力两个维度出发,明确了电能与备用联合出清中需要考虑的运行约束项。接着,以综合购电成本最低为优化目标,全面考虑电网运行、电力平衡、机组运行等三方面约束条件,构建了电能与备用辅助服务联合出清下的日前调度优化模型。并根据模型特点,明确了求解方法。最后基于我国某省区电网实际数据构造的算例表明,该方法能够有效提升发电资源调用效率,避免由于备用均摊等方式造成的发电机组中标量超过系统承载能力或发电机组发电能力的问题。

关键词:电力现货市场;备用辅助服务;联合出清;日前调度计划;耦合关系

文章编号:2096-4633(2019)10-0036-07 **中图分类号:**TM76 **文献标志码:**B

随着我国电力市场改革的不断深入,电力现货市场已成为当前各省区市场化改革的重点^[1-2]。纵观8个试点省区建设情况,从时间维度来看,日前市场成为电力现货市场组织的重点^[3-4];从交易品种来看,电力现货市场不仅将开展电能量的日前、日内交易,还将因地制宜地开展调频、调峰等辅助服务市场^[4-5]。因此,在电能量与辅助服务交织的日前现货市场中如何高效编制调度计划成为电力现货市场研究的重点^[6-7]。

在实际调度运行中,电能、调频、备用三者的耦合关系最为密切^[8]。文献[9]重点研究了电能与调频辅助服务的耦合关系,提出了电能与调频联合出清的模型。文献[10]重点研究了电能与备用辅助服务的耦合关系,分别提出了二层优化模型和考虑网络约束的出清模型。文献[11-12]进一步考虑用户侧参与后的备用辅助服务市场交易机制,提出了考虑用户参与的电能与备用联合出清模式下的市场交易机制。文献[13-14]采用博弈论方法,研究了新能源参与下的多种类型电源参与备用辅助服务市场交易竞价的问题。文献[15-16]在其基础上,研究了风电、储能等电源在电能与备用辅助服务联合市场模式下的贡献率评估问题。

可以看出,由于国外电力市场起步较早,相关的研究和应用较为成熟。而我国电力市场改革还处于起步阶段,电力现货市场和辅助服务市场建设均在试点初期,相关的研究较少,实际应用经验也比较缺乏。

为此,开展电能与辅助服务市场联合出清的相关研究对支撑我国电力市场改革深化具有重要作用。本文结合南方区域电力现货市场建设中的实际问题,针对电能与备用联合出清问题开展研究,首先剖析电能与备用辅助服务间的耦合关系,提出其运行控制约束项;在此基础上,以综合购电成本最低为目标,提出电能与备用联合出清日前调度模型。最后基于某地区实际数据构造算例,验证本文所提出方法的有效性。

1 电能与备用耦合特性分析

电能与备用辅助服务间的耦合特性是电能与备用辅助服务联合出清优化的基础。在研究其耦合特性时,不仅需要考虑到发电机组提供两种服务时的替代关系,还需要考虑备用辅助服务调用过程中电网的可接纳性。因此,将从替代关系和可接纳性两个方面出发构建电能与备用辅助服务的耦合特性。

1.1 替代特性

所谓电能与备用辅助服务间的替代特性,是指受发电机组自身发电能力限制,在提供电能服务和备用辅助服务时具有此消彼长的替代关系,即每单位发电能力在同一时刻若用于提供电能服务,则失去了提供备用辅助服务的可能性。

上述替代特性可表示为:

$$P_{g,t}^G + R_{g,t}^G \leq S_g^G \quad (1)$$

式(1)中, $P_{g,t}^G$ 为发电机组 g 在时刻 t 所提供的电能辅助服务中标功率; $R_{g,t}^G$ 为发电机组 g 在时刻 t 所提供的备用辅助服务中标容量; S_g^G 为该发电机组的装机容量,也即为其最大发电能力。

1.2 可接纳性

所谓可接纳性是指在实际运行过程中,发电机组所提供的备用辅助服务中标容量调用过程中不会因为由于运行断面过载等因素造成实际不可用。

上述可接纳性可表示为:

$$P_{l,t}^{T,B} + \sum_{g \in GSDF_l^+} GSDF_{g,l} R_{g,t}^G \leq P_l^{T,\max} \quad (2a)$$

$$P_l^{T,\min} \leq P_{l,t}^{T,B} + \sum_{g \in GSDF_l^-} GSDF_{g,l} R_{g,t}^G \quad (2b)$$

式(2a)及(2b)中, $P_{l,t}^{T,B}$ 为运行断面 l 在时刻 t 的基态潮流,即由所有发电机组所提供的电能服务中标功率所决定的潮流分布; $P_l^{T,\max}$ 、 $P_l^{T,\min}$ 分别为运行断面 l 的传输上、下限值; $GSDF_{g,l}$ 为发电机组 g 与运行断面 l 之间的功率转移分布因子; $g \in GSDF_l^+$ 、 $g \in GSDF_l^-$ 分别表示所有功率转移分布因子为正和为负发电机组集合。式(2a)所示的可接纳性约束可表述为所有功率转移分布因子为正的机组所中标的备用容量调用时,该运行断面的潮流将增加到最高水平,且不能超过其上限值;式(2b)所示的可接纳性约束可表述为当所有功率转移分布因子为负的发电机组备用容量被调用时,该运行断面的潮流将减小到最低水平,且不能超过其下限值。

2 联合出清模式下日前调度优化方法

2.1 优化目标

电力市场中,日前调度优化的目标一般为综合购电成本最低,既需要考虑电能量市场的购电成本,也需要考虑备用辅助服务市场的购电成本。上述优化目标可表示为:

$$\min F = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{g=1}^{NG} (\Delta T \sum_{n=1}^{ND} p_{g,n}^G P_{g,t,n}^G + p_g^R R_{g,t}^G) \quad (3)$$

式(3)中, F 为优化目标,即综合购电成本最低; NT 为全天所划分的优化时段数, ΔT 为每个优化时段的时间间隔; NG 为全网所有参与现货交易的发电机组台数。该优化目标中考虑了发电机组电能量市场的多段报价需求, ND 为每台发电机组所允许的报价段数; $p_{g,n}^G$ 为发电机组 g 的第 n 段报价; $P_{g,t,n}^G$ 为第 n 段报价对应的发电机组 g 在时刻 t 的中标电能量功率; p_g^R 为发电机组 g 备用辅助的报价; $R_{g,t}^G$ 为发电机组 g 在时刻 t 的备用辅助服务中标容量。

在分段报价模式下,任一发电机组需要将其供电能力范围划分为 ND 个区段,发电机组 g 在区段 n 对应报价为 $p_{g,n}^G$ 。最终任一发电机组在任一时刻中标电能量功率只能处于一个区段范围内。为此,引入一组 0-1 状态变量 $\{\alpha_{g,1}^G, \alpha_{g,2}^G, \dots, \alpha_{g,ND}^G\}$ 用于表明发电机组 g 的中标电能量功率是否处于各区段。发电机组实际中标电能量功率与各区段中标情况间需要满足如下关系:

$$R_{g,t}^G = \sum_{n=1}^{ND} P_{g,t,n}^G \quad (4a)$$

$$\sum_{n=1}^{ND} \alpha_{g,n}^G = 1 \quad (4b)$$

$$\alpha_{g,n}^G P_{g,n}^{G,\min} \leq P_{g,t,n}^G < \alpha_{g,n}^G P_{g,n+1}^{G,\min} \quad (4c)$$

$$\alpha_{g,n}^G \in \{0, 1\} \quad (4d)$$

式(4c)中, $P_{g,n+1}^{G,\min}$ 、 $P_{g,n}^{G,\min}$ 分别为发电机组 g 发电能力范围所划分所得的 ND 个区段中第 n 个区段的上、下限。需要注意所有区段相连接,因此下一区段的下限就是上一区段的上限;且第一个区段的下限为发电机组供电范围的下限,最后一个渠道的上限为该发电机组最大发电能力,即满足:

$$P_{g,1}^{G,\min} = P_g^{G,\min} \quad (5a)$$

$$P_{g,ND}^{G,\min} = S_g^G \quad (5b)$$

式(5a)中, $P_g^{G,\min}$ 为发电机组 g 的最小发电能力。

2.2 约束条件

所需要考虑的约束条件包括电网运行、电力平衡、机组运行等三类约束条件。

2.2.1 电网运行约束

所谓电网运行约束是指网架传输特性所决

定的电网潮流分布关系,并要求基态下任一运行断面的潮流不能超过其限值。日前调度优化模型中一般采用直流潮流模型来模拟节点功率与

$$P_{l,t}^{T,B} = \sum_{g=1}^{NG} GSDF_{g,l} P_{g,t}^G + \sum_{ng=1}^{NNG} GSDF_{ng,l} P_{ng,t}^G + \sum_{b=1}^{NB} GSDF_{b,l} P_{b,t}^L \quad (6a)$$

$$P_l^{T,min} \leq P_{l,t}^{T,B} \leq P_l^{T,max} \quad (6b)$$

式(6a)及(6b)中, NNG 为非市场化机组台数。所谓非市场化机组是指不参与市场化交易的发电机组,一般为风电、光伏等新能源,其发电计划按照其功率预测值进行编制安排, $P_{ng,t}^G$ 即为非市场化机组 ng 在时刻 t 的功率预测值; NB 为电网中节点数; $P_{b,t}^L$ 为节点 b 在时刻 t 的负荷预测值; $GSDF_{g,l}$ 、 $GSDF_{ng,l}$ 、 $GSDF_{b,l}$ 分别为市场化发电机组 g 、非市场化机组 ng 和节点 b 与运行断面间的功率转移分布因子。

2.2.2 电力电量平衡

所谓电力电量平衡约束是指在日前调度优化模型中,任一时刻的发供电功率均需要保持实时平衡。电力电量平衡约束可表示为:

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^G + \sum_{ng=1}^{NNG} P_{ng,t}^G = \sum_{b=1}^{NB} P_{b,t}^L \quad (7)$$

式(7)中,等式左侧 $\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^G$ 、 $\sum_{ng=1}^{NNG} P_{ng,t}^G$ 分别代表市场化机组和非市场化机组在时刻 t 的总发电功率,其和即为全网发电机组总发电量; $\sum_{b=1}^{NB} P_{b,t}^L$ 为全网所有节点的负荷预测值。

2.2.3 机组运行约束

所谓机组运行约束是指电能与备用辅助服务联合优化中所必须满足的运行约束条件,根据与联合出清的关系,可分为耦合关系约束和非耦合关系约束两个方面。其中耦合关系约束已在本文上一节进行了介绍,本节不再赘述。下面重点介绍非耦合关系约束。

非耦合关系约束是指不进行联合出清,也必须考虑的发电机组运行特性约束条件,主要包括出力范围约束、爬坡能力约束两个方面。上述非耦合关系约束项可表示为:

$$P_g^{G,min} \leq P_{g,t}^G \leq S_g^G \quad (8a)$$

$$PP_g^{G,min} \leq P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G \leq PP_g^{G,max} \quad (8b)$$

式(8b)中, $PP_g^{G,max}$ 、 $PP_g^{G,min}$ 分别为发电机组 g 的爬坡能力上、下限值。式(8a)即为出力范围约束,式(8b)为爬坡能力约束。

线路传输潮流之间的关系,即可采用功率转移分布因子用节点功率表示线路传输潮流^[17-18]。因此,电网运行约束可表示为:

2.3 求解方法

以式(3)为优化目标,式(1)、式(2)及式(4)至式(8)为约束条件联立,即可以构建电能与备用辅助服务联合出清的日前调度优化模型。

上述模型本质上为混合整数线性规划模型,该类模型的求解算法本质上主要采用内点法或多边形法,可通过调用Cplex等商用软件包直接求解得到,具有较高的计算效率。考虑到上述模型求解已较为成熟,本文不再赘述其计算过程。

3 算例分析

3.1 基础数据

本文将在IEEE-30节点系统基础上,构造算例,以验证本文所提出方法的有效性。所用的标准节点系统网架结构如图1所示,该标准系统中共有节点30个,发电机组6台,线路41条。

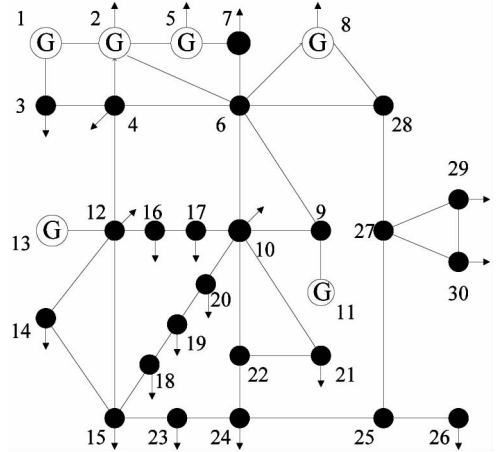


图1 IEEE-30节点系统网架结构

Fig.1 Grid structure of IEEE-30 buses system

所涉及的发电机组其基本参数如表1所示。全网6台发电机组总装机容量1100MW,最大装机容量300MW,涉及节点11和节点13所在节点的发电机组,最小装机容量100MW,涉及节点1和节点2所在节点的发电机组。所有发电机组的最小出力按照50%装机容量设置。所有

发电机组 15 分钟正、负向最大爬坡速率均按照 15% 配置,其中 100 MW 发电机组爬坡速率为 8 MW/15 min,200 MW 发电机组爬坡速率为 15 MW/15 min,300 MW 发电机组爬坡速率为 30 MW/15 min。

表 1 发电侧基础数据
Tab. 1 Basic data on generation side

机组节点	装机容量 /MW	最小出力 /MW	爬坡速率 /(MW/15 min)
1	100	50	8
2	100	50	8
5	150	75	15
8	150	75	15
11	300	150	30
13	300	150	30

该测试系统的负荷需求曲线如图 2 所示,全天总电量需求为 1 967 万 kW · h,最高负荷为 980 MW,最低负荷为 602 MW。

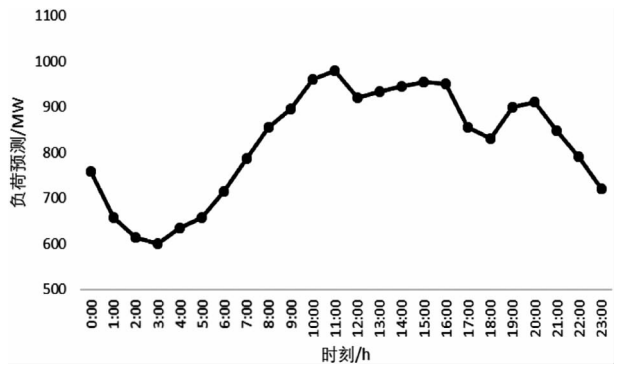


图 2 系统负荷预测曲线
Fig. 2 System load prediction curve

3.2 优化结果

规定发电机组在电能量交易中可采用两段式报价,将其发电能力范围区间平均划分为 2 段,第一段对应 50% ~ 75% 装机容量出力范围,第二段对应 75% ~ 100% 装机容量出力范围;而备用辅助服务市场报价采用 1 段式报价。整体来说,对每台发电机组中标的电能量越高,其利润空间越大,因此报价相对降低;而装机容量越大的发电机组效率一般越高,因此在同一区段内报价越低。而备用辅助服务报价重点考虑其与电能量的替代效应,即沉没成本,一般低于电能量报价,而电能量市场竞价优势越显著的发电机组为了保证获得更

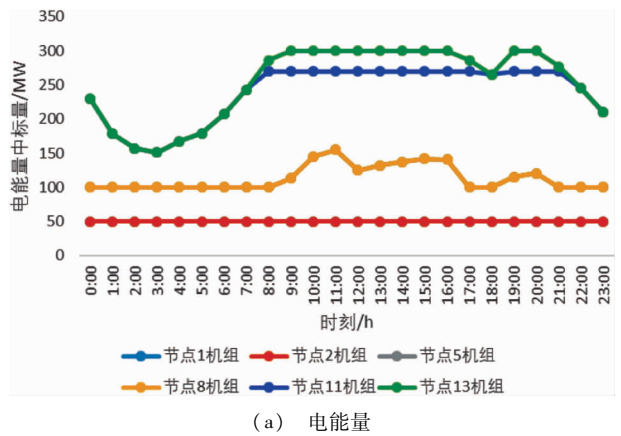
高的利润往往会选择申报更高的备用辅助服务报价。按照上述价格设计思路,本文所构建的发电机组报价情况如表 2 所示。同类型发电机组报价情况一致,而不同类型的发电机组报价按照其装机容量呈梯度变化。

表 2 发电侧报价情况
Tab. 2 Generation side quotation

机组节点	第一段电能量报价 /元/(MW · h)	第二段电能量报价/元/(MW · h)	备用辅助服务报价 /元/(MW)
1	300	280	100
2	300	280	100
5	280	260	110
8	280	260	110
11	260	250	120
13	260	250	120

规定该系统备用辅助服务需求为 100 MW,即任一时刻均需要预留 100 MW 的备用辅助服务以应对可能的系统运行异常。而由于网架的限制,该系统中节点 11 所在位置的发电机组出力不能超过 270 MW,节点 1 所在位置的发电机组出力不能超过 90 MW。上述两项限制为本算例中所设计的运行断面约束项。

需要特别说明的是,由于本算例中涉及发电机组较少,且申报数据一致性较高,为解决多解性问题,增加了同类型机组负荷率均衡的优化要求。利用本文所提出的考虑电能与备用辅助服务联合出清优化模型,所得到的各发电机组的发电计划如图 3 所示,图 3(a)为电能量市场联合出清优化结果,图 3(b)为备用辅助服务市场联合出清优化结果。



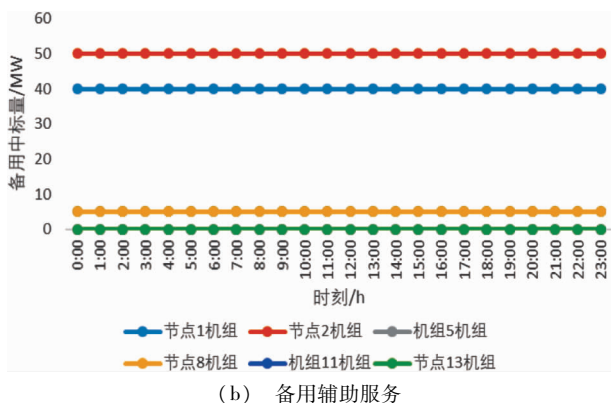


图 3 本文方法联合出清优化结果

Fig. 3 Combined clearing optimization results based on the method proposed in this paper

整体上来说,由于节点 11 和节点 13 的发电机组电能报价较低,而备用辅助服务市场报价较高,因此在电能市场优先中标,电能市场中考虑节点 11 和节点 13 发电机组电能中标量影响后电能剩余偏差优先由节点 5 和节点 8 发电机组承担。节点 1 和节点 2 发电机组由于电能市场竞争不占优势,因此为保证备用辅助服务市场中能获得收益补偿,采用了较低的报价策略,占有优势,因此备用辅助服务优先由这两台发电机组中标承担,其不足部分也有节点 5 和节点 8 发电机组承担。

更细致的观察,重点对比节点 11 和节点 13 发电机组的电能、备用辅助服务市场中标量,节点 1 和节点 3 发电机组的电能、备用辅助服务市场中标量,可以发现由于联合出清影响,对同类型发电机组中标情况产生了较为显著的影响。具体表现在:

3.2.1 对比节点 1 和节点 3 发电机组

节点 1 和节点 3 所在位置的发电机组本身性能和报价均一致,然而由于节点 1 所在位置的发电机组受网络传输能力影响,最大发电能力仅为 90 MW,造成若备用辅助服务中标量超过 40 MW,会造成超出部分的备用辅助服务市场中标量实际不可用。因此尽管从机组层面,两者的基本信息完全一致,却出现了不同的出清结果。如图 3(b)所示,节点 3 所在位置的发电机组全天备用辅助服务中标量均为 50 MW,而节点 1 所在位置的发电机组全天备用辅助服务中标量仅为 40 MW。

3.2.2 对比节点 11 和节点 13 发电机组

与节点 1、节点 3 发电机组情况类似,节点 11

和节点 13 所在位置的发电机组运行参数和申报数据均一致。然而由于节点 11 所在位置的发电机组存在由于运行断面传输能力限制而造成的限值,因此其电量和备用辅助服务市场中标量之和不能超过 270 MW。由于节点 11 所在位置的发电机组在电能市场中具有较为显著的竞争优势,因此其电能市场中中标量在高峰时段(8:00 至 17:00 及 19:00至 21:00)均为 270 MW,低于节点 13 所在位置发电机组的中标量。

3.3 对比分析

为进一步说明联合出清在电能与备用辅助服务市场组织上的优势,将对比本文所提出方法的优化结果和备用均摊方式下的优化结果。备用均摊模式下,仅考虑电能市场优化,根据其结果将备用辅助服务需求考虑机组实际发电能力基础上平均分摊给各发电机组,而不考虑其对电网承载能力的影响。备用均摊方式下,优化结果如图 4 所示。

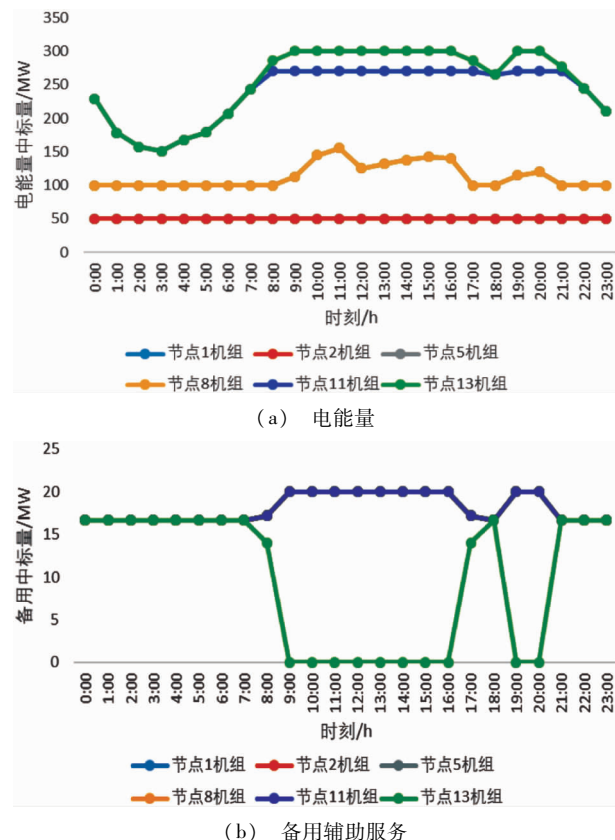


图 4 备用均摊模式优化结果

Fig. 4 Optimization results of reserve capacity sharing mode

由于电能价格高于备用,因此两种方法下电能出清结果相同。然而备用均摊模式仅考虑发电机组

的发电能力对备用容量的限制作用,即仅考虑替代特性,而未考虑可接纳性,因此可以发现上述出清结果存在两方面问题。

(1)发电机组的备用容量超过电网可接纳能力,实际运行中备用容量不可用。该问题主要反映在节点 11 机组上,尽管在电能优化出清中考虑了其 270 MW 的发电出力限制,然而依然给其分摊了备用容量。实际运行中,上述备用容量并不可用,浪费了发电资源,也不利于电网安全稳定运行,不满足备用需求;

(2)降低了运行效益,提高了购电成本。均摊模式下未考虑发电机组的备用容量购电成本,与本文所提出方法相比,均摊模式增加备用容量购电成本超过 30%,大大降低了系统优化出清的效益。

4 结论

针对当前电力现货市场下电能量与辅助服务联合出清的实际需求,本文结合当前实际需要,提出了一种电能量与备用辅助服务联合出清的日前调度优化方法。该方法能够在保证安全的前提下,合理的调用发电资源,不仅能够保证发电机组在电能量和备用辅助服务市场中标量上满足机组自身运行要求,而且能够适应电网网架承载能力,保证实际可用性。

实际上除了本文所研究的电能量与备用联合出清问题外,还存在电能量、调频、调峰、备用等多资源的联合出清问题。多种类型发电资源的联合出清也将成为下一阶段我国电力市场不断深入下必须解决的关键问题。

参考文献:

- [1] 赵翔宇,安成,姚刚,等. 我国电力市场改革的调度公平性评价指标体系研究[J]. 电力大数据,2018,21(03):44-50.
ZHAO Xiangyu, AN Cheng, YAO Gang, et al. Research on power dispatching fairness evaluation index system adapted to the power market reform in our country[J]. Power Systems and Big Data, 2018,21(03):44-50.
- [2] 龚钢军,王慧娟,张桐,等. 基于区块链的电力现货交易市场研究[J]. 中国电机工程学报,2018,38(23):6955-6966+7129.
GONG Gangjun, WANG Huijuan, ZHANG Tong, et al. Research on electricity market about spot trading based on blockchain [J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(23):6955-6966+7129.
- [3] 严明辉,龚昭宇,杨怡静,等. 云南电力现货市场环境下的市场运营监控机制设计[J]. 南方电网技术,2018,12(12):16-22.
YAN Minghui, GONG Zhaoyu, YANG Yijing, et al. Design of market operation monitoring mechanism for yunnan electricity spot market[J]. Southern Power System Technology,2018,12(12):16-22.
- [4] 马辉,陈雨果,陈晔,等. 南方(以广东起步)电力现货市场机制设计[J]. 南方电网技术,2018,12(12):42-48.
MA Hui, CHEN Yuguo, CHEN Ye, et al. Mechanism design of southern china (starting from guangdong province) electric spot market[J]. Southern Power System Technology,2018,12(12):42-48.
- [5] 王玉萍,刘磊,朱明,等. 电力市场化交易主体信用管理的研究与实践[J]. 电力大数据,2019,22(05):1-5.
WANG Yuping, LIU Lei, ZHU Ming, et al. Research and practice on credit management of electricity marketization transaction subject[J]. Power Systems and Big Data,2019,22(05):1-5.
- [6] 刘映尚,张昆,顾慧杰,等. 南方区域电力现货市场技术支持系统架构及关键技术[J]. 南方电网技术,2018,12(12):36-41.
LIU Yingshang, ZHANG Kun, GU Huijie, et al. Architecture and Key technologies for the technical support system of electricity spot market in southern Region[J]. Southern Power System Technology, 2018,12(12):36-41.
- [7] 丁恰,昌力,涂孟夫. 电力现货市场技术支持系统关键技术探讨[J]. 电力系统自动化,2018,42(23):1-8.
DING Qia, CHANG Li, TU Mengfu. Key technologies of technical support system for electricity spot market [J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(23):1-8.
- [8] 沈同,夏清. 实现资源时空优化配置的现货市场及其应用研究[J]. 智慧电力,2018,46(01):1-6+13.
SHENG Tong, XIA Qing. Spot market with temporal and spatial distribution optimization of resource and its application in China [J]. Smart Power,2018,46(01):1-6+13.
- [9] 程兰芬,张德亮,周保荣,等. 电力市场环境下电能与调频联合优化出清建模与开发[J]. 机械与电子,2017,35(03):29-32.
CHENG Lanfen, ZHANG Deliang, ZHOU Baorong, et al. Research and development of the joint optimization model of electric power and frequency modulation in power market[J]. Machinery & Electronics, 2017,35(03):29-32.
- [10] 蒙金有,韩红卫,祁鑫,等. 考虑网络安全约束的电能与旋转备用联合优化模型[J]. 机械与电子,2017,35(09):3-6+11.
MENG Jinyou, HAN Hongwei, QI Xin, et al. A joint optimization model of electric energy and operation reserve considering network constraints[J]. Machinery & Electronics, 2017,35(09):3-6+11.
- [11] X. ZHANG, G. HUG, J. Z. KOLTER, et al. Demand Response of

- Ancillary Service From Industrial Loads Coordinated With Energy Storage [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33 (01):951-961.
- [12] 陈雨果,张轩,罗钢,等. 用户报量不报价模式下电力现货市场需求响应机制与方法[J]. 电力系统自动化,2019,43 (09):179-186.
- CHEN Yuguo,ZHANG Xuan,LUO Gang,et al. Demand response mechanism and approach of electricity spot market in bidding mode without price on user side[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(09):179-186.
- [13] G. HE, Q. CHEN, C. KANG, et al. Optimal offering strategy for concentrating solar power plants in joint energy, reserve and regulation markets[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016,7(03):1245-1254.
- [14] B. OLEK AND M. WIERZBOWSKI. Local energy balancing and ancillary services in low-voltage networks with distributed generation,energy storage,and active loads[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2015,62(04):2499-2508.
- [15] T. DING,Z. WU,J. LV, et al. Robust co-optimization to energy and ancillary service joint dispatch considering wind power uncertainties in real-time electricity markets[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2016,7(04):1547-1557.
- [16] P. ZOU,Q. CHEN,Q. XIA,et al. Evaluating the contribution of energy storages to support large-scale renewable generation in joint energy and ancillary service markets[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2016,7(02):808-818.
- [17] 代江,唐建兴,单克,等. 电网安全和调度公平性的新能源调度方法研究[J]. 贵州电力技术,2017,20(05):4-8.
- DAI Jiang, TANG Jianxin, SHAN Ke, et al. Research on new energy dispatching method for grid security and scheduling fairness[J]. Guizhou Electric Power Technology,2017,20(05):4-8.
- [18] 史俊霞. 基于一体化技术的电力调度系统网络优化[J]. 浙江电力,2017,36(05):66-68.
- SHI Junxia. Electric power dispatching system optimization based on integration technology[J]. Zhejiang Electric Power,2017,36(05):66-68.

收稿日期:2019-08-17

作者简介:



林洁(1978),女,本科,高级工程师,主要从事电力系统运行策划管理工作。

(本文责任编辑:范斌)

A day-ahead optimization scheduling method considering combined clearing of electric energy and reserve auxiliary service

LIN Jie¹, MO Dong¹, ZHUO Yixin¹, HUANG Hongwei², YOU Chengbin², ZHANG Deliang²

(1. Guangxi Power Grid Power Dispatching Center, Nanning 530000 Guangxi, China;

2. Beijing Qingda Keyue Co., Ltd., Beijing 100084, China)

Abstract: In order to solve the problem of day-ahead scheduling mode transformation brought by the deepening reform of the spot market and auxiliary service market, a day-ahead scheduling optimization method considering the combined clearing of electric energy and auxiliary service is proposed. Firstly, the coupling relationship between electric energy and reserve auxiliary service is analyzed, and the operational constraints to be considered in the joint clearing of electric energy and standby are clarified from the two dimensions of unit operation characteristics and power network carrying capacity. Then, taking the lowest comprehensive power purchase cost as the optimization target, and considering the constraints of power network operation, power balance and unit operation, the day-ahead dispatching optimization model of combined power and standby auxiliary service clearance is constructed. According to the characteristics of the model, the solution method is put forward. Finally, a case study based on the actual data construction of a provincial power grid in China shows that this method can effectively improve the efficiency of power generation resource utilization and avoid the problem that the scalar quantity in the generator sets exceeds the load capacity of the system or the generating capacity of the generator sets caused by standby equalization.

Key words: spot power market; reserve ancillary services; combined clearing; day-ahead scheduling; coupling relationship