

电力市场环境下可靠性机组组合机制

龙志豪¹,荆朝霞¹,刘煜²,杜哲宇¹,许玉婷¹

(1. 华南理工大学 电力学院,广东 广州 510641;2. 国网绍兴供电公司,浙江 绍兴 312000)

摘要:完善的双边现货市场是实现电力市场优化资源配置功能的关键,可靠性机组组合是双边现货市场环境下满足日内发电容量充裕度等可靠性要求的重要手段。探讨集中式市场环境下可靠性机组组合的组织方式、出清模型与结算机制。总结国内外各典型电力市场中可靠性机组组合相关机制设计,得到可靠性机组组合机制设计的一般思路。通过算例分析对比各可靠性机组组合出清模型下的市场绩效。基于数值仿真与理论分析结果为中国可靠性机组组合机制设计提供建议。

关键词:日前电力现货市场;安全约束机组组合;可靠性机组组合;全成本补偿;日内发电容量充裕度

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202305002

0 引言

电能商品交易与一般商品交易最重要的区别是电能交易结果需遵循一系列复杂的物理约束,以保证电力系统的安全稳定。考虑到机组的最小启动时间、爬坡等相关约束,在集中式电力现货市场中,除了基于发用两侧申报量价开展日前市场出清形成的市场化机组组合外,还存在一个为满足日内发电容量充裕度、无功支撑、电压稳定等日前市场出清模型中未考虑的安全约束而进行的机组开停机计划优化调整过程^[1],该过程在不同市场中存在可靠性机组组合(reliability unit commitment, RUC)^[2]、可靠性评估与机组组合^[3]、剩余机组组合^[4]等不同名称,便于讨论,本文统一称为RUC。

RUC设计是市场设计中不可或缺的一部分,影响现货市场的出清、定价和结算,进而影响市场的总体效率^[1]。美国各独立系统运营商,如宾夕法尼亚州—新泽西州—马里兰州互联电网有限公司(Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, PJM)^[3]、加州独立系统运营商(California independent system operator, CAISO)^[4]、得克萨斯州电力可靠性委员会(Electric Reliability Council of Texas, ERCOT)^[5]、纽约独立系统运营商(New York independent system operator, NYISO)^[6]等,以及我国山东^[7]、甘肃^[8]电力市场均结合自身实际情况设计了相应的RUC机制体系。

早期对RUC的研究主要集中在具体市场中的机制分析上^[9-10],随着可再生能源占比的提高,系统安全问题更加突出复杂,关于进一步优化RUC及安全约束机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)出清模型和算法的研究逐渐增多。文献[11-12]利用随机优化、鲁棒优化等方法对可再生

能源出力的不确定性进行建模并将该模型纳入RUC出清模型,修改后的出清模型可以有效适应可再生能源出力波动带给系统的调节压力。文献[13]通过消除冗余故障态安全约束大幅缩短了SCUC问题的求解时间。文献[14]提出基于Transformer神经网络的两阶段机组组合决策算法,通过预辨识机组的开停状态加快了机组组合问题的求解速度。文献[15-16]提出RUC与日前电量的耦合出清模型,相较于顺次出清模型,耦合出清模型下现货市场的上调费用显著减小,日前和实时市场中机组的运行方式更为接近。

与典型集中式日前现货市场利用双边市场配合RUC确定市场出清量价及可靠性开机计划不同,我国包括广东^[17]及浙江^[18]在内的大多数地区在现货市场建设初期普遍采取单边市场模式,该模式的主要特征为:日前市场基于发电侧报价和运营机构的负荷预测进行出清;用户侧报量不报价且仅参与结算。在该模式下没有独立的可靠性机组模块,系统可靠性通过设置必开必停、机组出力范围、备用容量等约束进行保证。在市场化初期,该模式具有设计简单、可减小日前和实时市场价差等优势,但也存在一系列问题:基于负荷预测出清得到的发电侧结算电量和基于用户申报量得到的用户侧结算电量间存在偏差电量,这会导致产生现货市场发用电量不平衡偏差电费^[17];日前市场调度结果受运营机构预测方式的影响过大,这会造成监管及套利风险。为解决上述问题,部分市场开始探索适应我国发展现状的双边现货机制^[7-8]。

当前对RUC机制体系的研究大多为定性和实证分析^[1],较少基于具体数学模型进行定量分析。文献[19]对美国各市场的RUC模型进行量化仿真和对比研究,但没有对不同市场的RUC机制进行系统性的归纳总结,也没有考虑我国的RUC机制设计。

本文综合研究国内外各典型市场的RUC机制设计,从不同优化环节的时序关系、RUC出清模型与结算机制等方面出发提炼出RUC机制的关键要素,基于IEEE 118节点系统仿真算例分析各RUC出清模型的市场绩效,基于理论分析与仿真结果对我国RUC机制设计提出具体建议。

1 典型集中式现货市场基本特征与优化环节

RUC是以美国PJM、CAISO、ERCOT等为代表的集中式电力现货市场的重要组成部分。典型集中式现货市场的基本特征如下。

1) 现货市场一般为双结算市场,包括日前市场和实时市场两部分。日前市场的作用是确定机组组合和日前电能交易价格。日前电能市场中获得的机组组合结果一般具有物理的调度执行义务,而电能交易结果仅有金融结算义务。

2) 由于机组组合的模型非凸,实际生产实践中现货市场出清一般包括SCUC、安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)及价格计算3个优化计算轮次,分别用于确定市场化机组组合、机组调度计划及各交易产品的出清价格。

现货时序下各优化过程的定义如下。

① 双边电能市场机组组合:基于发用两侧申报数据出清得到市场化机组组合。

② 双边电能市场出清:基于发用两侧申报数据及机组组合出清结果获得发用两侧出清量。

③ 单边电能市场机组组合及出清:基于发电侧报价及负荷预测结果形成机组组合及出清量。

④ 电能市场定价:基于电能出清结果形成结算价格。

⑤ 辅助服务市场出清:基于发电侧报价及核定的辅助服务需求开展出清,获得各机组辅助服务中标量和结算价格。

⑥ RUC:基于发电侧报价,以系统及母线日前负荷预测结果为边界条件,考虑多种系统安全约束,形成机组开停机计划。

⑦ 电能市场预出清:基于发电侧报价、RUC出清结果及日前负荷预测结果,出清得到日内发电计划的预安排方式。

不同市场中优化环节的组成、时序安排及不同优化环节间的耦合关系均不同。

2 RUC机制设计的关键要素

基于典型电力市场实践,将不同RUC机制设计的关键要素总结为如下5个方面:各优化过程的时序关系;RUC与市场化优化计算的耦合关系;RUC出清目标函数;RUC增开机组结算方式;RUC相关上调费用分摊方式。

为便于分析,设 S_1 为通过双边电能市场机组组合得到的市场化机组组合集合, S_2 为通过RUC确定的机组组合集合, S_1-S_2 形成的差集为RUC调减机组集合, S_2-S_1 形成的差集为RUC增开机组集合。

2.1 优化过程的时序关系

日前市场中各优化计算环节的时序模式可以分为如下3类。

1) 时序模式A。

RUC在双边电能市场机组组合、双边电能市场出清及电能市场定价后进行,即日前市场采取①→②→④→⑥的组织方式。

考虑辅助服务市场后,该时序模式可以细分为2种子模式:时序模式A1,辅助服务在RUC出清前与电能市场联合出清定价,即采取(①+⑤)→(②+⑤)→(④+⑤)→⑥的组织方式;时序模式A2,辅助服务在RUC后出清,RUC增开机组可以参与辅助服务市场,即采取①→②→④→⑥→⑤的组织方式。

2) 时序模式B。

RUC在双边电能市场机组组合之后、双边电能市场出清和电能市场定价之前进行,即日前市场采取①→⑥→②→④的组织方式。

考虑辅助服务市场后,该时序模式也可以细分为2种子模式:时序模式B1,辅助服务在RUC出清后与电能市场联合出清定价,即采取①→⑥→(②+⑤)→(④+⑤)的组织方式;时序模式B2,辅助服务在RUC与电能市场后出清,即采取①→⑥→②→④→⑤的组织方式。由于双边电能市场机组组合和经济调度在RUC出清后进行,因此,在时序模式B下RUC增开机组参与辅助服务市场不受优化时序限制。

3) 时序模式C。

日前市场采取③→④的组织方式,考虑辅助服务市场后,该时序模式也可分为2种子模式:时序模式C1,采取(③+⑤)→(④+⑤)的组织方式;时序模式C2,采取③→④→⑤的组织方式。时序模式C中无显式的RUC,通过2种方式在机组组合中考虑可靠性约束:一是在市场化机组组合出清前计算确定系统边界条件,设置必开必停等相关约束;二是通过安全校核的迭代计算将有关可靠性约束纳入市场化机组组合出清模型中。

2.2 RUC与市场化优化计算的耦合关系

从双边电能市场机组组合、双边电能市场出清及电能市场定价方面讨论RUC与市场化优化计算的关系。

RUC与双边电能市场机组组合的关系主要体现在RUC对集合 S_1 中开机机组的处理方法上,处理

方法可分为 2 种:将集合 S_1 中机组设为必开机组,这些机组参与 RUC 出清;集合 S_1 中机组直接参与 RUC 出清,可以在 RUC 中调停。2 种处理方法在实际市场中均有应用,如美国 ERCOT 和我国山东市场。

RUC 与双边电能市场出清及电能市场定价的关系主要集中在对 RUC 增开机组的处理方法上,处理方法可分为 3 种:RUC 增开机组不参与日前电能市场出清及定价;RUC 增开机组以最小出力参与日前电能市场出清,不参与日前电能市场定价;RUC 增开机组无限制地参与日前电能市场出清及定价。考虑到将 RUC 增开机组纳入日前市场定价会增大调度机构预测方式对日前电价的影响,目前主要采用前 2 种处理方法。

2.3 RUC 出清目标函数

与双边电能市场机组组合以最大化社会效益为优化目标不同,RUC 出清仅考虑发电侧申报价格,优化目标为最小化系统相关成本。就目前的 RUC 设计实践而言,RUC 的目标函数中一般包含下列成本中的若干项:机组开机所需的启动成本;机组维持空载运行所需的运行成本,即空载成本;机组维持各出力水平所需的运行成本,即能量报价成本;可用容量报价成本;代理报价成本。下面讨论主要的 RUC 目标函数模式。

1) 目标函数模式 a。

RUC 出清目标为最小化增开机组的启动成本和空载成本,如式(1)所示。

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (s'_{i,t} C_i^U + \mu'_{i,t} C_i^M) \quad (1)$$

式中: T 为优化时刻集合; G 为系统中参与优化的机组集合; $s'_{i,t}$ 、 $\mu'_{i,t}$ 分别为 t 时刻增开机组 i 的启动动作变量和启动状态变量; C_i^U 、 C_i^M 分别为增开机组 i 的启动成本和空载成本。

2) 目标函数模式 b。

RUC 出清目标为最小化增开机组的启动成本和空载成本以及所有机组的可用容量报价成本,如式(2)所示。

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (s'_{i,t} C_i^U + \mu'_{i,t} C_i^M + C_{i,t}^{\text{RUC}}) \quad (2)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{RUC}}$ 为 t 时刻机组 i 的可用容量报价成本,可用容量报价独立于日前电能市场申报。

3) 目标函数模式 c。

RUC 出清目标为最小化全系统三部制发电成本,如式(3)所示。

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (s_{i,t} C_i^U + \mu_{i,t} C_i^M + C_{i,t}) \quad (3)$$

式中: $s_{i,t}$ 、 $\mu_{i,t}$ 分别为 t 时刻机组 i 的启动动作变量和启动状态变量; $C_{i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的电能报价成本。

4) 目标函数模式 d。

RUC 出清目标为最小化增开机组的启动成本和空载成本以及所有机组的代理报价成本,如式(4)所示。

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (s'_{i,t} C_i^U + \mu'_{i,t} C_i^M + C_{i,t}^{\text{Proxy}}) \quad (4)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{Proxy}}$ 为 t 时刻机组 i 的代理报价成本,该成本与机组能量成本相关,可以取值为日前能量报价成本,也可以通过煤耗率、年等效利用小时数等相关参数计算得到,在计算中,会将 $C_{i,t}^{\text{Proxy}}$ 乘以 10^{-3} 左右的缩放率,以限制代理报价成本对 RUC 出清的影响,该成本的主要作用是估计系统日内的运行方式,为后续的安全校核及阻塞管理环节提供支撑。

可进一步将上述 4 种目标函数模式归纳为如下 3 类。

第 1 类目标函数为最小化增开机组的固定成本,包括模式 a 与模式 d。目前,该类目标函数应用于美国 ERCOT、NYISO 等电力市场,这些电力市场区域的主要特点之一是区内的发电资源基本可以满足负荷需求,跨区输入电量占总用电量的比例较低,往往不参与现货电能市场及 RUC 出清,因此,该类目标函数不会使缺少启动成本和空载成本的外来电大量中标 RUC 可用容量,因而不会产生因外来电交付不足而导致的可靠性风险。此外,该类目标函数还可以在负荷预测结果过高时,限制因 RUC 开机过多和系统可用发电容量过度充裕而造成的市场运行低效,避免出现实时电价偏离真实供需的问题。

第 2 类目标函数为模式 b。目前,该类目标函数仅应用于美国 CAISO 电力市场,设计该类目标函数的现实基础是,CAISO 电力市场在电力供应上较依赖外来电,需允许外来电参与 RUC 出清,以保证系统安全,考虑到外来电的日前报价一般为能量块的形式,没有启动成本和空载成本,为使外来电与本地电平等地参与 RUC 出清,设计了可用容量报价的交易方式,该交易方式充分尊重各电源提供 RUC 可用容量的意愿,提高了 RUC 出清效率,也便于组织可用容量的二级交易市场,以保证可用容量的可靠交付。

第 3 类目标函数为模式 c。目前,该类目标函数应用于我国山东和甘肃电力市场,该类目标函数的一大优点是保证了 RUC 出清和 SCUC 出清目标的一致性,通过迁移 SCUC 模块极大降低了设计的复杂度,且由于山东和甘肃均采用日前市场封存报价组织实时市场出清,该类目标函数在负荷预测准确度较高的情况下可以非常有效地降低系统的实时发电成本。

综上:当需要进口电参与 RUC 出清且市场成员成熟度较高时,宜采用第 2 类目标函数;当对进口电的依赖程度较低时,可以采用第 1 类和第 3 类目标函数。

数,若系统网络复杂,负荷预测偏差较大,则采用第1类目标函数更合适,若负荷预测准确度较高,则采用第3类目标函数时市场表现会更优。

2.4 RUC增开机组结算方式

RUC增开机组的结算费用一般包括日前电能量电费、实时电能量电费、容量费和全成本补偿费^[20]。考虑到大部分市场模式中RUC增开机组均可以参与实时市场出清结算,且针对非凸定价造成的机组全成本回收问题,通常系统运营商均设计了对RUC增开机组的成本补偿方案,因此,RUC增开机组的结算费用中均包含实时电能量电费和全成本补偿费,其他结算费用则与RUC出清模型及RUC和日前市场出清的耦合关系有关。结算费用组成主要分为如下情况。

1) 结算费用由实时电能量电费和全成本补偿费组成,典型应用如美国ERCOT及我国山东、甘肃电力市场。

2) 结算费用由日前电能量电费、实时电能量电费和全成本补偿费组成,这主要适用于增开机组可以参与日前能量市场出清的模式,典型应用如美国NYISO电力市场。

3) 结算费用由实时电能量电费、容量费和全成本补偿费组成,这主要适用于RUC出清目标函数中包含机组可用容量报价成本的模式,典型应用如美国CAISO电力市场。

2.5 RUC相关上调费用分摊方式

RUC相关上调费用一般包括全成本补偿和机会成本补偿^[21]两部分。上调费用的分摊方式主要有以下几种。

1) 在发电侧单边分摊。主要分摊对象为没有正常履约的RUC可用容量中标机组。

2) 在发用两侧分摊。主要分摊对象为虚拟发电主体以及实时用电量与日前申报电量存在正偏差的用电主体。

3) 将可靠性补偿费用纳入现货偏差费用进行统一管理,不单独进行分摊。

2.6 RUC机制体系设计

典型电力市场的RUC设计要素选择如表1所示。

在各要素中,RUC相关上调费用分摊方式的选择较为自由,目前,我国电力市场均选择集中管理的模式,而美国电力市场有2种分摊方式:一种是分摊给未履约的RUC中标机组,另一种是分摊给日前申报不足的负荷主体及虚拟发电主体。增开机组结算费用组成与RUC出清模型以及RUC与双边电能量市场出清和电能量市场定价的耦合关系有关:若RUC出清目标函数中包含机组可用容量报价成本,则系统运营商需与各中标主体结算容量费;若允许RUC增开机组参与日前市场出清,则还需结算日前电能量费。时序模式、RUC与市场化优化计算的耦合关系以及RUC出清模型这3个要素紧密联系。在时序模式B下,RUC出清在双边电能量市场机组组合之后、双边电能量市场出清和电能量市场定价之前进行,因此,RUC增开机组可以参与日前市场的出清结算。同理,当市场化机组组合即集合 S_1 中的机组可以关停时,RUC出清优化全系统的发电成本才有意义。

3 典型RUC机制设计

3.1 RUC机制设计

综合上述设计要素,选择RUC设计较为完善的美国ERCOT、NYISO、CAISO和我国山东、甘肃这几个典型电力市场的RUC体系进行讨论。

1) ERCOT电力市场的RUC。

ERCOT电力市场的前日现货时序模式为A1,RUC出清目标函数为模式d,日前市场化机组组合开机机组作为必开机组并且不减出力参与RUC出清。RUC出清模型如下:目标函数为式(4);约束条件包括可用容量满足负荷预测结果的功率平衡约束、机组运行安全约束、市场化开机机组必开约束、线路传输容量约束,RUC可用容量中标出力大于日前电能量中标出力约束,具体如附录A式(A1)~(A12)所示。

ERCOT电力市场的RUC出清目标函数中代理报价成本 $C_{i,t}^{P_{max}}$ 的计算方法为将缓解投标曲线(mitigated offer curve, MOC)乘以一个不大于0.001的常数。选择MOC而不是日前电能量市场中的能量报

表1 典型电力市场的RUC设计要素选择

Table 1 Selection of RUC design elements in typical electricity markets

RUC 典型电 时序 模式 力市场 模式	RUC与SCUC的 耦合关系	RUC与SCED及定价的 耦合关系	目标 函数 模式	增开机组结算费用组成	RUC相关 上调费用 分摊方式
1 山东 A2	集合 S_1 中机组可开可停	增开机组不参与出清和定价	c	实时电能量电费、全成本补偿费	不单独分摊
2 甘肃 A2	集合 S_1 中机组必开	增开机组不参与出清和定价	c	实时电能量电费、全成本补偿费	不单独分摊
3 ERCOT A1	集合 S_1 中机组必开	增开机组不参与出清和定价	d	实时电能量电费、全成本补偿费	发电侧
4 NYISO B1	集合 S_1 中机组必开	增开机组仅参与出清	a	日前电能量电费、实时电能量电费、全成本补偿费	发用两侧
5 CAISO A1	集合 S_1 中机组必开	增开机组不参与出清和定价	b	实时电能量电费、容量费、全成本补偿费	发用两侧
6 广东 C2	—	—	c	—	—

价参与RUC出清的主要原因是,考虑到机组日前报价的策略性较大,基于日前电能量报价的出清结果与实时运行结果相差较大,因此,基于MOC的RUC出清结果能更符合系统实时运行情况。MOC的计算主要考虑机组的煤耗率、运营成本、上一年的年等效利用小时数等因素,具体计算公式如附录B式(B1)、(B2)所示。

ERCOT电力市场的RUC相关上调费用主要为机组全成本补偿费,该费用由发电侧分摊。独立系统运营商将考核没有在日内提供足额可用容量的RUC中标机组,使这些机组承担部分可靠性补偿费用。机组*i*在结算周期 t_d 内的RUC容量考核费 C_{i,t_d}^{div} 为:

$$C_{i,t_d}^{\text{div}} = \frac{V_{i,t_d}^{\text{div}}}{\sum_{m \in G} P_{m,t_d}^{\text{RUC}}} C_{t_d}^{\text{uplift}} \quad i \in G, t_d \in T_d \quad (5)$$

式中: V_{i,t_d}^{div} 为机组*i*在结算周期 t_d 内的RUC供应容量缺额; P_{m,t_d}^{RUC} 为机组*m*在结算周期 t_d 内的RUC中标可用容量; $C_{t_d}^{\text{uplift}}$ 为结算周期 t_d 内总的RUC相关上调费用; T_d 为结算周期集合。

考虑到部分机组通过主动响应调度指令可免于可用容量考核,当该部分考核费用无法覆盖RUC增开机组全成本补偿费时,超出部分由该结算周期内所有发电企业按实际发电比例进行分摊。

2) NYISO电力市场的RUC。

NYISO电力市场的日前现货时序模式为B,同时在时序模式B的基础上增设电能量市场预出清环节,形成①→⑥→⑦→②→④的时序模式,如图1所示。电能量市场预出清以负荷预测和辅助服务需求为边界条件,基于RUC机组组合同时出清电能量与辅助服务,出清结果用于估计系统日内运行情况,这与ERCOT在RUC出清目标中添加代理报价成本曲线的作用类似,不作为结算依据。



图1 NYISO电力市场的日前时序安排

Fig.1 Day-ahead scheduling of NYISO electricity market

NYISO电力市场的RUC出清模型与ERCOT电力市场的RUC出清模型基本一致,区别在于NYISO电力市场的RUC出清目标函数中没有代理报价成本,同时NYISO电力市场的双边电能量市场出清在基本SCED出清模型中增加了RUC增开机组的最小出力限制约束,如式(6)所示。

$$P_{i,t}^{\text{D}} = P_{i,t}^{\text{min}} \quad i \in \Omega, t \in T' \quad (6)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{D}}$ 为机组*i*在优化时刻*t*的电能量中标出力; $P_{i,t}^{\text{min}}$ 为机组*i*在优化时刻*t*的出力下限; Ω 为RUC增开机组集合; T' 为RUC增开机组响应时刻集合。

与ERCOT电力市场类似,NYISO电力市场的RUC相关上调费用为机组全成本补偿费,该费用主要由实时用电量高于日前申报电量的负荷实体和虚拟发电主体分摊。NYISO电力市场共分为4个结算区,用于确定该费用如何分摊,每个结算区需计算1d内的用电正偏差量(实际用电量与日前中标量的差值),每个结算周期内区域中的用电负偏差量可以和正偏差量相抵消,根据该区域内的总用电偏差量来分摊费用,在将费用分摊到各区域后,每个区域再根据相同的原则将费用分摊到每个用户。

3) CAISO电力市场的RUC。

CAISO电力市场的日前现货时序模式为A1,与ERCOT电力市场出清模型相比,CAISO电力市场出清模型最大的不同在于,CAISO电力市场允许机组提交RUC容量报价,在RUC过程中进行可用发电容量拍卖,因此,RUC出清目标函数为模式b。RUC出清模型如下:目标函数为式(2);约束条件为式(A1)—(A12)。

CAISO电力市场的RUC相关上调费用包括容量费和全成本补偿费,其中容量费根据RUC可用容量出清量价和各机组的RUC可用容量实时响应情况进行计算。CAISO电力市场对RUC相关上调费用设置了如下2层分摊方式。

在第1层中,各用户承担的分摊费用 $C_{j,t_d}^{\text{div}1}$ 为:

$$C_{j,t_d}^{\text{div}1} = R_{t_d}^{\text{RUC}} B_{j,t_d}^{\text{RUC}} \quad j \in D, t_d \in T_d \quad (7)$$

式中: $R_{t_d}^{\text{RUC}}$ 为在结算周期 t_d 内的RUC上调比例,计算公式如式(8)所示; B_{j,t_d}^{RUC} 为用户*j*在结算周期 t_d 内的RUC义务; D 为参与现货市场的用户集合。

$$R_{t_d}^{\text{RUC}} = \frac{C_{t_d}^{\text{uplift}}}{\sum_{j \in D} Q_{j,t_d}^{\text{div}+}} \quad t_d \in T_d \quad (8)$$

式中: $Q_{j,t_d}^{\text{div}+}$ 为用户*j*在结算周期 t_d 内的用电正偏差量。

B_{j,t_d}^{RUC} 在数值上等于 $Q_{j,t_d}^{\text{div}+}$,当因用户主动响应调度指令而导致正偏差时, B_{j,t_d}^{RUC} 为0。 $Q_{j,t_d}^{\text{div}+}$ 的计算公式如式(9)所示。

$$Q_{j,t_d}^{\text{div}+} = \begin{cases} Q_{j,t_d}^{\text{R}} - Q_{j,t_d}^{\text{D}} & Q_{j,t_d}^{\text{R}} > Q_{j,t_d}^{\text{D}} \\ 0 & Q_{j,t_d}^{\text{R}} \leq Q_{j,t_d}^{\text{D}} \end{cases} \quad j \in D, t_d \in T_d \quad (9)$$

式中: Q_{j,t_d}^{R} 、 Q_{j,t_d}^{D} 分别为用户*j*在结算周期 t_d 内的实时市场累计出清电量和日前市场累计出清电量。

第2层主要是将在第1层分摊后所有剩余未分摊的RUC相关上调费用按结算周期内所有负荷的实际用电比例分摊到用户侧。

4) 山东电力市场的RUC。

山东电力市场的日前现货时序模式为A2,RUC出清目标函数为最小化全系统发电成本,同时允许调停双边电能量市场机组组合开机机组,具体数学

模型如下:目标函数为式(3);约束条件为式(A1)—(A8)、(A11)。

山东电力市场模式下的RUC相关上调费用包括RUC增开机组的全成本补偿费和RUC机组组合调整导致的偏差电量电费。

日前市场化机组组合开机机组已参与日前市场结算,却在RUC中关停,在双结算模式下需要在实时市场中购买等量的电,系统运营商需要对该部分偏差电量电费进行补偿。偏差电量电费 F_i 为:

$$F_i = \sum_{t \in T} P_{i,t}^D (\lambda_{i,t}^{DA} - \lambda_{i,t}^{RT}) \quad i \in G \quad (10)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{DA}$ 、 $\lambda_{i,t}^{RT}$ 分别为机组 i 在优化时刻 t 的日前和实时市场结算电价。当 F_i 为负时,对机组 i 进行补偿;当 F_i 为正时,对机组 i 的收益进行回收。

在山东电力市场的结算模式下,不对可靠性补偿费用进行单独分摊,将其统一纳入偏差结算管理,按照“谁受益、谁承担”的原则,将偏差费用在相关主体中进行分摊或使主体返还。

5) 甘肃电力市场的RUC。

甘肃电力市场的RUC日前现货时序模式为A2,RUC出清目标函数为最小化全系统发电成本,与山东电力市场RUC出清模型相比,甘肃电力市场RUC出清模型最大的不同在于,甘肃电力市场RUC出清模型中增加了市场化开机机组必开约束,如式(A9)、(A10)所示。

在甘肃电力市场的RUC模式下,RUC相关上调费用为RUC增开机组的全成本补偿费,该部分费用的结算与山东电力市场类似,不单独对其进行分摊,将其统一纳入偏差结算管理,并按照月度现货电量比例在发用两侧进行分摊。

3.2 日前电能-RUC可用容量耦合出清机制

在日前电能-RUC可用容量耦合出清机制中,将电能和可用发电容量耦合在一个模型中进行出清,以社会福利最大化为目标,按最优经济调度原则确定各机组提供的电能和可用发电容量,出清结果同时满足用户侧申报电量需求和负荷预测结果的可用容量需求,并获得日前调度计划及日前电能价格。耦合模式出清模型如附录C式(C1)—(C7)所示。

3.3 RUC出清模型的分析

ERCOT和NYISO电力市场的RUC出清模型非常相似,不同之处在于:ERCOT电力市场通过在RUC出清目标中添加代理报价实现对日内运行方式的预测,而NYISO电力市场通过在RUC出清后组织电能市场预出清实现对日内运行方式的预测;NYISO电力市场允许RUC增开机组以限制最小出力的形式参与日前电能市场出清,而ERCOT电力市场则不允许,该设计使NYISO电力市场的前电

价更低,但由于相同条件下NYISO电力市场模式和ERCOT电力市场模式的机组组合相同,2种模式的实时电价相等,NYISO电力市场模式下现货电价的一致性更差。

山东和甘肃电力市场的RUC出清目标中考虑了所有机组的空载成本、启动成本以及能量成本,在负荷预测结果较准确时,实时发电成本比ERCOT和NYISO电力市场出清模式的实时发电成本更低。但当前山东电力市场RUC出清模型中的RUC与双边电能市场机组组合完全解耦,可能导致RUC出清结果中有较多的机组调整,调停机组需要补偿偏差电量电费,这会造成RUC相关上调费用的攀升,同时机组调整过多也会使得日前和实时市场中的机组运行方式差距更大,不利于现货价格的收敛。而甘肃电力市场通过在RUC优化模型中添加市场化开机机组必开约束有效避免了该问题。

CAISO电力市场基于机组提交的RUC容量报价出清RUC可用容量,将属于系统可靠性行为的RUC过程市场化,可使外来电在考虑容量报价之后同等地参与RUC出清。此外,在该出清模式下,独立系统运营商可以组织RUC可用容量的实时交易市场,当区域内机组或者外来电无法交付可用容量时,可以在实时交易市场中购电,这给RUC带来了更高的灵活性。但采用CAISO电力市场的RUC设计还面临如下问题:

1)在该RUC出清方式下,发电侧需在日前申报可用容量报价,但可用容量报价并不直接反映机会成本,容量费的申报存在较大的策略性报价空间,既给发电侧决策带来了挑战,也给系统运行带来了更多的不确定性因素;

2)CAISO电力市场的容量费属于RUC相关上调费用的一部分,需要在市场成员中进行分摊,且在边际定价的模式下,容量费与机组容量报价直接相关,在策略性行为较多时可能带来高额RUC相关上调费用。

在耦合模式下,市场化开机机组可以同时提供电能与可用容量,发电成本等市场绩效指标比顺次模式的更优,但耦合模式存在如下缺陷:

1)耦合模式无法显式地甄选出RUC增开机组,得不到RUC相关上调费用,无法通过该部分费用的定向分摊激励用户提升负荷预测能力并在日前市场充分申报;

2)在耦合模式下,运营机构的负荷预测结果会很大程度地影响现货电价,若负荷预测结果不准确,则将造成现货电价偏离市场真实供需均衡需求。

综上,在RUC组织初期,不适合采用CAISO电力市场考虑机组容量报价的RUC模式以及日前电

能量和RUC耦合出清模式,而应将RUC作为独立的系统可靠性环节。

4 仿真分析

4.1 仿真算例与基本假设

采用IEEE 118节点系统开展现货市场仿真,系统详细参数参考文献[22]。基于该文献将系统中的54台机组分别编号为1—54。

基准场景下的系统边界条件如图2所示,由图可知,基准场景下用户的日前申报量与系统预测负荷基本一致。

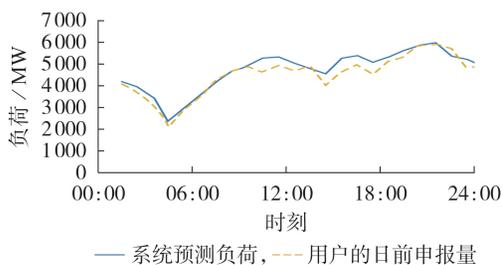


图2 基准场景下的系统边界条件

Fig.2 System boundary condition in base scenario

在基准场景的基础上设置场景1和场景2,即用户的日前申报量分别减小10%、20%。在场景2的基础上设置场景3和场景4,即用户的实时申报量分别减小10%、20%,以模拟系统负荷预测结果不准确的情况。

考察将RUC作为系统独立可靠性环节的4种模式,即表1中分别应用于我国山东和甘肃电力市场以及美国ERCOT和NYISO电力市场的模式1—4。各模式下的现货优化环节包括日前SCUC、日前SCED、日前RUC及实时SCED。其中日前SCUC、日前SCED和实时SCED均以最小化全系统发电成本为优化目标,以满足日前、实时用户申报负荷需求为功率平衡约束,考虑机组出力上下限约束、机组爬坡约束、机组最小开停时间约束及线路传输容量约束进行优化。各模式下日前RUC的优化目标与约束条件见3.1节。

4.2 结果分析

各场景中4种模式下的市场出清绩效如附录D表D1所示,从电价、实时发电成本及RUC相关上调费用3个方面对市场绩效进行分析。

4.2.1 电价分析

1) 日前电价。

模式1—3下的日前电能量市场出清模型相同,因此,各场景的日前平均电价均相等。模式4允许RUC增开机组以限制最小出力的形式参与日前市场,但不允许RUC增开机组参与定价,可等效为净负荷减小,因此,该模式下出清得到的日前电价低于

其他3种模式。

2) 实时电价。

模式3和模式4下的RUC出清模型和机组组合安排相同,因此,实时电价相同。模式1下的RUC出清与日前电能量市场出清完全解耦,在全局优化下开启了若干台能量成本高但空载和启动成本低的机组,关停了若干台能量成本低但空载和启动成本高的机组,由于按边际能量成本定价的方法无法反映这部分非凸成本的变化,因此,在基准场景和场景1的实时市场中出现了实时发电成本降低但实时平均电价提高的情况。模式1与模式2下的出清目标函数综合考虑了增开机组的空载成本、启动成本以及日内调用可能产生的能量成本,因此,在多数情况下,这2种模式下的实时平均电价比模式3和模式4下的更低。

4.2.2 实时发电成本分析

模式1下的日前电能量市场出清与RUC出清相互独立,因此,用户的日前申报量变化对RUC没有影响,在仿真结果中体现为,在场景1和场景2中,模式1下出清得到的实时电价、实时发电成本、RUC机组组合方式与基准场景的完全相同。

模式2—4下均考虑了日前市场化机组组合机组必开约束,RUC的优化范围比模式1下的更小,因此,出清得到的实时发电成本高于模式1。模式2下的出清目标函数考虑了RUC增开机组的能量成本,出清得到的实时发电成本介于模式1和模式3/模式4之间。用户的实时申报量越小,即日前负荷预测结果准确性越低,模式1和模式2下的实时发电成本低于模式3和模式4的幅度越小。

4.2.3 RUC相关上调费用分析

在用户申报量与系统负荷预测结果较接近时,模式1下的RUC出清模型导致较多的机组组合调整,如在基准场景中,模式1下增开了机组3、34、48、52,同时调停了机组26、47、53,但在模式2—4下仅增开了1台机组。该特性可能从如下2个方面导致模式1下RUC相关上调费用的提升:RUC增开机组不参与日前市场结算,在RUC过程中对日前市场化机组组合开启机组的调停造成了日前市场的不平衡电量,在日前市场中标但RUC调停的机组需要在实时市场中结算电量,在日前市场申报不足的情况下,日前价格一般比实时价格更低,因此,需要对产生的偏差费用进行补偿,在机组调整较多时,这部分费用占RUC相关上调费用的比例可能过高,仿真得到在基准场景中该比例约为40%;模式1下的RUC增开机组扩大了RUC成本补偿费的补偿范围,这会一定程度上提高RUC相关上调费用的总额。

由于模式1下的日前市场出清与RUC出清相互独立,用户的日前申报量对RUC的机组组合没有影

响,受影响最大的是可靠性相关补偿费用,在负荷申报量减小到90%的原负荷申报量和80%的原负荷申报量的情况下,日前机组组合开机数量从27台分别减少到21台和17台,解决了RUC中过多机组调整的问题,因此,在场景2—4中模式1下的不平衡电量电费均为0。

在场景2中,模式2—4下的实时电价、发电侧总收入比模式1下的更高,但RUC相关上调费用也高于模式1,主要原因在于,模式2—4下的RUC优化模型在满足日内可用容量时优先考虑日前市场化机组组合开机机组的可用容量,当前日开机机组无法满足日内可用容量需求时才会考虑增开机组,这导致虽然模式2—4下的实时电价高,但是RUC增开机组的响应时间短(如机组52在模式1下响应了23个时段,而在模式3下仅响应了5个时段),日前市场化已开机组获得增量收益,RUC增开机组的收益反而减小。模式1和模式3下的分时可用容量如图3所示。

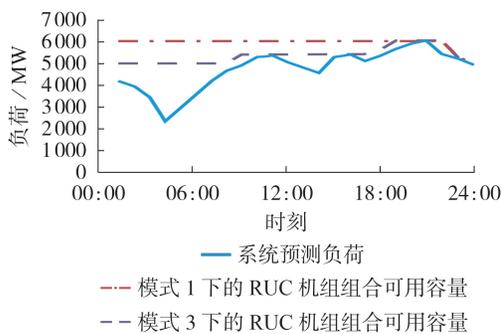


图3 场景2中模式1和模式3下的分时可用容量

Fig.3 Hourly available capacity under Mode 1 and Mode 3 in Scenario 2

其他场景中4种模式下的RUC相关上调费用的大小关系为:模式1<模式2<模式3<模式4,与4种模式下的现货电价水平基本一致。

5 RUC机制设计建议

5.1 模型层面

市场化机组组合与RUC机组组合的最大区别是,日前市场出清得到的调度计划是金融性质的,反映的是市场成员的商业行为,市场成员并没有保证电力系统安全的义务,而RUC出清得到的调度计划是物理性质的,反映了系统运营商保证系统安全可靠的义务。RUC模型设计需基于如下原则^[23]:

1)RUC出清应以市场化出清得到的机组组合为基础,不宜轻易关停市场化开机机组,当因必开机组约束导致RUC出清无解或安全校核不通过而确需关停市场化开机机组时,应补偿已产生的实际成本和机会成本,并向市场主体出具例外调度报告;

2)应尽量减小RUC调度资源对日前市场出清及定价的影响;

3)由于安全校核应基于所有机组的预测调度方式开展,在设计RUC机制时,需在RUC出清目标函数中添加包含全系统机组出力的成本项,如代理能量成本、容量报价成本等,或在RUC机组组合的基础上组织经济调度出清,得到系统中所有机组的预测调度方式。

基于上述基本原则以及前文的分析结果不难得出以下结论:若市场化机组组合可以调停,则当用户的日前申报量和日前预测负荷接近时,可能导致过多的机组组合调整,进而产生高额的上调费用;同时,由于RUC增开机组的响应时间更长,日前市场和实时市场的机组运行方式差距更大,这将使得现货电价的一致性更差。在NYISO电力市场的RUC组织方式下,允许RUC增开机组以限制最小出力的形式参与日前电能量市场出清,这可能会增大日前、实时的现货价差,不利于现货电价的收敛。

甘肃和ERCOT电力市场的RUC出清模型中均设置了市场化开机机组必开约束,避免了机组组合调整过多的问题,甘肃电力市场的RUC出清模型考虑了RUC增开机组的能量成本,与ERCOT电力市场的RUC出清模型相比,相同条件下甘肃电力市场的RUC出清模型得到的实时发电成本更低,调度方案更优,且该优势会随着预测准确性的提高而更明显。同时,甘肃电力市场的RUC出清模型还具有一大优点,即无需对现有的日前现货SCUC算法进行过多修改就可迁移得到RUC出清模型,显著降低了设计工作量。

5.2 结算层面

在RUC相关上调费用的分摊方式上,将该费用全部分摊到发电侧(ERCOT电力市场的做法)或者直接将该费用纳入日前市场不平衡资金池进行统一管理(山东及甘肃电力市场的做法)均无法起到激励用户积极参与日前市场的作用。建议借鉴NYISO和CAISO电力市场的RUC相关上调费用结算方式,计算每个结算周期的RUC相关上调费用,并按照日前申报和实时用电的正偏差量将该费用分摊到用户侧,以实现激励用户提高预测能力、减少策略性行为、在日前市场中准确申报的目的。同时,根据不同市场主体的成熟度可以设置一定的豁免比例和分摊上限,即当前日申报量和实时用电量在一定偏差范围(如10%)内时,可免于RUC相关上调费用的定向分摊,用户主体在一个交易周期内承担的定向分摊费用超过分摊上限时统一按分摊上限进行结算。若总的RUC相关上调费用经过定向分摊后仍有剩余,

则根据该结算周期内的实际用电比例将其分摊给所有用户。

6 结论

本文系统梳理了典型电力市场的 RUC 机制安排,综合分析了 RUC 各设计要素,基于 IEEE 118 节点系统对各 RUC 模型进行了数值仿真,并结合理论分析与数值仿真结果对我国的 RUC 机制设计提出了一些可行的建议。

后续笔者将从如下 2 个方向展开研究:研究双边市场环境不同 RUC 机制下市场主体的策略性行为;研究 RUC 机制适应新能源大规模接入系统的改进方向。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] NICHOLSON E. Price formation in organized wholesale electricity markets[R]. Washington DC, USA:FERC,2014:1-44.
- [2] PPALEXOPOULOS A. Theoretical and practical considerations in implementing and using a reliability unit commitment (RUC) in restructured electricity markets[C]//2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, QC, Canada:IEEE,2006:2-3.
- [3] PJM. PJM manual 11:energy & ancillary services market operations[EB/OL]. (2021-01-05)[2022-10-14]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>.
- [4] CAISO. Operating procedure: day-ahead market[EB/OL]. (2022-06-01)[2022-10-14]. <http://www.caiso.com/Documents/1210.pdf>.
- [5] ERCOT. Transmission security analysis and reliability unit commitment[EB/OL]. (2021-01-01)[2022-10-14]. http://www.ercot.com/content/wcm/current_guides/53528/05-010121_Nodal.docx.
- [6] NYISO. Manual 11: day-ahead scheduling manual[EB/OL]. (2020-12-12)[2022-10-14]. https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a.
- [7] 山东能监办,山东发改委,山东能源局. 关于做好 2022 年山东省电力现货市场结算试运行有关工作的通知(鲁监能市场函[2022]8 号)[EB/OL]. (2022-01-09)[2022-10-14]. <https://pmos.sd.sgcc.com.cn/>.
- [8] 国网甘肃省电力公司. 甘肃电力现货市场建设方案(结算试运行暂行 V2.5)[EB/OL]. (2022-08-09)[2022-10-14]. <https://pmos.gs.sgcc.com.cn>.
- [9] HUI H L, YU C N, MOORTY S. Reliability unit commitment in the new ERCOT nodal electricity market[C]//2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Calgary, AB, Canada: IEEE, 2009: 1-8.
- [10] HOGAN W W. Electricity market design and efficient pricing: applications for New England and beyond[J]. The Electricity Journal, 2014, 27(7): 23-49.
- [11] PANDŽIĆ H, DVORKIN Y, QIU T, et al. Toward cost-efficient and reliable unit commitment under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 970-982.
- [12] DARAEPOUR A, PATINO-ECHEVERRI D, CONEJO A J. Economic and environmental implications of different approaches to hedge against wind production uncertainty in two-settlement electricity markets: a PJM case study[J]. Energy Economics, 2019, 80: 336-354.
- [13] 王砚平, 鲍威, 李赢, 等. 考虑 N-1 故障的安全约束机组组合模型及约束削减方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 167-175. WANG Yanping, BAO Wei, LI Ying, et al. Model and constraint-reduction method for security-constrained unit commitment considering N-1 contingency[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 167-175.
- [14] 武新章, 赵子巍, 代伟, 等. 基于改进的 Transformer 神经网络辅助的两阶段机组组合决策方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(3): 172-179. WU Xinzhang, ZHAO Ziwei, DAI Wei, et al. Two-stage unit commitment decision-making method based on auxiliary of improved Transformer neural network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 172-179.
- [15] PPALEXOPOULOS A D, ANDRIANESIS P E. Day ahead energy market and reliability unit commitment: an integrated approach[C]//2014 Power Systems Computation Conference. Wroclaw, Poland: IEEE, 2015: 1-7.
- [16] PPALEXOPOULOS A D, ANDRIANESIS P E. Market design for the simultaneous optimization of the day-ahead market and the reliability unit commitment applications[C]//2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid. Rethymno, Greece: IEEE, 2013: 1-8.
- [17] 南方能监局. 关于南方(以广东起步)电力现货市场 2022 年结算试运行市场监管有关事项的通知[EB/OL]. (2022-01-17)[2022-10-14]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c7d55f39b017e329a8df400a3>.
- [18] 浙江省发改委, 浙江能源监管办. 关于印发《浙江电力现货市场第五次结算试运行工作方案》的通知[EB/OL]. (2021-11-24)[2022-10-14]. http://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/11/30/art_1229123366_2377358.html.
- [19] 刘煜. 电力现货日前市场出清机制研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2021. LIU Yu. Research on the market clearing mechanism of electricity spot days ago[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2021.
- [20] CRAMTON P. Electricity market design[J]. Oxford Review of Economic Policy, 2017, 33(4): 589-612.
- [21] 房欣欣, 杨知方, 余娟, 等. 节点电价理论剖析与拓展[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 379-390. FANG Xinxin, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Theoretical analysis and extension of locational marginal price[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 379-390.
- [22] IIT. Index of data[EB/OL]. (2004-10-21)[2022-10-14]. http://motor.ece.iit.edu/data/JEAS_IEEE118.doc.
- [23] SUN D. Technical challenges with reliability unit commitment[C]//2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, QC, Canada: IEEE, 2006: 1.

作者简介:

龙志豪(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力市场机制设计、电力市场最优竞价策略(**E-mail**: longzhihao_huft@163.com);

荆朝霞(1975—),女,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力市场、电动汽车、电力系统运行与控制、综合能源系统优化(**E-mail**: zcxjing@scut.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

(下转第 197 页 continued on page 197)

Combination forecasting model of short-term power load based on multi-dimensional meteorological information spatio-temporal fusion and MPA-VMD

WANG Lingyun¹,ZHOU Xiang¹,TIAN Tian¹,YANG Bo²,LI Shichun¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy,China Three Gorges University,Yichang 443002,China;
2. State Grid Wuhan Power Supply Company,Wuhan 430015,China)

Abstract:In order to improve the accuracy of power load forecasting,it is needed to consider the influence difference of multi-dimensional meteorological information on power load in different places of a region. In the spatial dimension,a spatio-temporal fusion method of multi-dimensional meteorological information is proposed,and the Copula theory is used for the nonlinear coupling analysis between meteorological information of multiple meteorological stations such as wind speed,rainfall,temperature,sunshine intensity and power load,so as to realize spatio-temporal fusion. In the time dimension,the marine predator algorithm(MPA) is adopted to realize the automatic optimization of core parameters of variational modal decomposition(VMD),and the weighted permutation entropy is adopted to construct the adaptation function of MPA-VMD,which realizes the adaptive decomposition of load sequence. The input sets of long short-term memory(LSTM) network model and marine predator algorithm-least squares support vector machine(MPA-LSSVM) model are constructed by fusing each component of time dimension and each meteorological information of spatial dimension,the forecasting results of each component are obtained,the forecasting model corresponding to each component is selected according to the evaluation index,and the overall forecasting results are reconstructed. The example analysis results show that the proposed forecasting method is better than the traditional forecasting method,and effectively improves the accuracy of power load forecasting.

Key words:short-term power load forecasting;marine predator algorithm;spatio-temporal fusion;Copula theory;variational modal decomposition

(上接第 181 页 continued from page 181)

Reliability unit commitment mechanism under electricity market environment

LONG Zhihao¹,JING Zhaoxia¹,LIU Yu²,DU Zheyu¹,XU Yuting¹

(1. School of Electric Power Engineering,South China University of Technology,Guangzhou 510641,China;
2. State Grid Shaoxing Power Supply Company,Shaoxing 312000,China)

Abstract:The perfect bilateral spot market is the key to realize optimal resource allocation function in the electricity market,and the reliability unit commitment is an important means to meet the reliability requirements such as intra-day generation capacity adequacy under the bilateral spot market environment. The organization mode,clearing model and settlement mechanism of reliability unit commitment in integrated market environment are discussed. The relevant mechanism design of reliability unit commitment in each typical electricity market at home and abroad is summarized,and the general idea of reliability unit commitment mechanism design is obtained. The market performance of each reliability unit commitment clearing model is compared by example analysis. Based on the results of numerical simulation and theoretical analysis,the suggestions are provided for the reliability unit commitment mechanism design in China.

Key words:day-ahead spot market;safety constraint unit commitment;reliability unit commitment;make whole payment;intra-day generation capacity adequacy

附录 A

1)功率平衡约束:

$$\sum_{i \in G} P_{i,t} = \sum_{k \in N} D_{k,t} \quad (\text{A1})$$

式中: $P_{i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 的中标可用容量; N 为系统出清节点集合; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时刻 t 的母线负荷预测量。

2)机组运行安全约束:

出力上下限约束:

$$\mu_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \mu_{i,t} P_{i,t}^{\max}, \forall i \in G \quad (\text{A2})$$

式中: $P_{i,t}^{\min}$ 和 $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 的出力下限和出力上限。

机组爬坡约束:

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \mu_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \mu_{i,t}), \forall i \in G \quad (\text{A3})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \mu_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \mu_{i,t}), \forall i \in G \quad (\text{A4})$$

式中: ΔP_i^U 和 ΔP_i^D 为机组 i 的上爬坡率和下爬坡率。

机组最小开停时间约束:

$$T_{i,t}^D - (\mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}) T_i^D \geq 0, \forall i \in G \quad (\text{A5})$$

$$T_{i,t}^U - (\mu_{i,t-1} - \mu_{i,t}) T_i^U \geq 0, \forall i \in G \quad (\text{A6})$$

式中: T_i^U 和 T_i^D 为机组 i 的最小开机和停机时间; $T_{i,t}^U$ 和 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时刻 t 的已连续开机和停机时间。

开停机状态及动作变量计算约束:

$$s_{i,t} - z_{i,t} = \mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}, \forall i \in G \quad (\text{A7})$$

$$s_{i,t} + z_{i,t} \leq 1, \forall i \in G \quad (\text{A8})$$

式中: $z_{i,t}$ 为机组 i 的关停动作变量。

3)市场化开机机组必开约束:

$$\mu_{i,t} = \mu'_{i,t} - \mu^*_{i,t}, \forall i \in G \quad (\text{A9})$$

$$s'_{i,t} \geq \mu'_{i,t} - \mu'_{i,t-1}, \forall i \in G \quad (\text{A10})$$

式中: $\mu^*_{i,t}$ 为市场化机组组合确定的机组开机状态变量。

4)线路传输容量约束:

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i \in G} G_{l-i} P_{i,t} - \sum_{k \in N} G_{l-k} D_{k,t} \leq P_l^{\max} \quad (\text{A11})$$

式中: P_l^{\max} 为线路 l 的传输容量; G_{l-i} 和 G_{l-k} 为机组 i 出力 $P_{i,t}$ 和节点 k 负荷量 $D_{k,t}$ 对线路 l 的发电转移分布因子。

5)RUC 可用容量中标出力大于日前电能量中标出力约束:

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^D, \forall i \in G \quad (\text{A12})$$

式中: $P_{i,t}^D$ 为机组 i 在时刻 t 的日前电能量市场中标电量。

附录 B

MOC 计算公式:

$$M_{i,t} = \max \left[G_i^R \times \max(I, W_{i,t}^P), (I_i^R \times F_i^C + O_i^M) \times C_i^T \right], \forall t \in T \quad \forall i \in G \quad (\text{B1})$$

$$F_i^C = \max(W_{i,t}^P, I + F_i^A) \times R_i^P / 100 + O \times R_i^{\text{OP}} / 100, \forall i \in G \quad (\text{B2})$$

式中: G_i^R 为机组 i 的一般增量热耗率, 单位为 MMBtu/(MW·h); I_i^R 为机组 i 的可变增量热耗率, 单位为 MMBtu/(MW·h); I 为燃料价格指数, 单位为\$/MMBtu; R_i^P 为机组 i 的燃料价格指数百分比; O 为石油价格指数, 单位为\$/MMBtu; R_i^{OP} 为机组 i 的石油价格指数百分比; F_i^C 为机组 i 的单位热量燃料价格, 单位是\$/MMBtu; O_i^M 为机组 i 的运行和维护成本, 单位是/(MW·h); $W_{i,t}^P$ 为机组 i 的加权平均燃料价格, 单位为\$/MMBtu; C_i^T 为机组 i 的容量加权因子与机组上一年等效利用小时数有关。

附录 C

耦合模式出清目标函数。

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} \sum_{j \in D} [B_{j,t} - C_{i,t} - s_{i,t} C_i^U - \mu_{i,t} C_i^M - (C_{i,t}^{\text{RUC}})] \quad (\text{C1})$$

式中： $B_{j,t}$ 为用户 j 申报的用电效益。

约束条件。

1)功率平衡约束：

$$\sum_{i \in G} P_{i,t}^{\text{D}} = \sum_{j \in D} Q_{j,t} \quad (\text{C2})$$

$$\sum_{i \in G} P_{i,t}^{\text{D}} + \sum_{i \in G} P_{i,t}^{\text{RUC}} = \sum_{k \in N} D_{k,t} \quad (\text{C3})$$

式中： $P_{i,t}^{\text{D}}$ 为机组 i 在优化时刻 t 的日前电能中标出力； $Q_{j,t}$ 为用户 j 在优化时刻 t 的日前电能中标电量； $P_{i,t}^{\text{RUC}}$ 为机组 i 在优化时刻 t 中标的 RUC 可用容量。

2)机组运行安全约束。

出力上下限约束：

$$\mu_{i,t} P_{i,t}^{\text{min}} \leq P_{i,t}^{\text{D}} + P_{i,t}^{\text{RUC}} \leq \mu_{i,t} P_{i,t}^{\text{max}}, \forall i \in G \quad (\text{C4})$$

机组爬坡约束：

$$P_{i,t}^{\text{D}} - P_{i,t-1}^{\text{D}} + P_{i,t}^{\text{RUC}} - P_{i,t-1}^{\text{RUC}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} \mu_{i,t-1} + P_{i,t}^{\text{min}} (\mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\text{max}} (1 - \mu_{i,t}), \forall i \in G \quad (\text{C5})$$

$$P_{i,t-1}^{\text{D}} - P_{i,t}^{\text{D}} + P_{i,t-1}^{\text{RUC}} - P_{i,t}^{\text{RUC}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} \mu_{i,t} - P_{i,t}^{\text{min}} (\mu_{i,t} - \mu_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\text{max}} (1 - \mu_{i,t}), \forall i \in G \quad (\text{C6})$$

机组最小开停时间约束：同附录 A 式(A5)、(A6)。

开停机状态及动作变量计算约束：同附录 A 式(A7)、(A8)。

3)线路传输容量约束：

$$-P_l^{\text{max}} \leq \sum_{i \in G} G_{l-i} (P_{i,t}^{\text{D}} + P_{i,t}^{\text{RUC}}) - \sum_{k \in N} G_{l-k} D_{k,t} \leq P_l^{\text{max}} \quad (\text{C7})$$

附录 D

表 D1 市场出清绩效
Table D1 Market clearing performance

场景	模式	现货电价(元/MW·h)		发用电成本/元		RUC 相关上调费用/元 (不平衡电量电费/元)
		日前电价 (元/MW·h)	实时电价 (元/MW·h)	实时发电成本/元	用户购电费用/元	
基准场景	模式 1	270.0	295.4	2.6527×10^7	3.0709×10^7	$3.1147 \times 10^5 (1.2561 \times 10^5)$
	模式 2	270.0	276.0	2.6665×10^7	3.0703×10^7	6.4368×10^4
	模式 3	270.0	279.2	2.6668×10^7	3.0711×10^7	6.8983×10^4
	模式 4	268.2	279.2	2.6668×10^7	3.0514×10^7	7.2640×10^4
衍生场景 1 日前申报 负荷减小为 90%	模式 1	260.8	295.4	2.6527×10^7	3.0102×10^7	$3.3304 \times 10^5 (0)$
	模式 2	260.8	283.2	2.6664×10^7	2.9992×10^7	4.3164×10^5
	模式 3	260.8	283.2	2.6664×10^7	2.9992×10^7	4.3164×10^5
	模式 4	256.6	283.2	2.6664×10^7	2.9581×10^7	4.5832×10^5
衍生场景 2 日前申报 负荷减小为 80%	模式 1	245.3	295.4	2.6527×10^7	2.9140×10^7	$5.0762 \times 10^5 (0)$
	模式 2	245.3	295.0	2.6805×10^7	2.9160×10^7	6.4524×10^5
	模式 3	245.3	308.3	2.6818×10^7	2.9553×10^7	6.3014×10^5
	模式 4	241.7	308.3	2.6818×10^7	2.9234×10^7	7.1125×10^5
衍生场景 3 实时申报 负荷减小为 90%	模式 1	245.3	233.0	2.3493×10^7	2.8233×10^7	$6.1768 \times 10^5 (0)$
	模式 2	245.3	237.3	2.3718×10^7	2.8367×10^7	8.2249×10^5
	模式 3	245.3	237.4	2.3727×10^7	2.8370×10^7	8.3213×10^5
	模式 4	241.7	237.4	2.3727×10^7	2.8051×10^7	8.8158×10^5
衍生场景 4 实时申报 负荷减小为 80%	模式 1	245.3	193.8	2.0646×10^7	2.7787×10^7	$7.1384 \times 10^5 (0)$
	模式 2	245.3	197.5	2.0817×10^7	2.7913×10^7	8.6496×10^5
	模式 3	245.3	197.5	2.0826×10^7	2.7915×10^7	8.7386×10^5
	模式 4	241.7	197.5	2.0826×10^7	2.7596×10^7	8.8392×10^5