

需求响应的商业机制与市场框架初探

文福拴,林鸿基,胡嘉骅

(浙江大学 电气工程学院,杭州 310027)

A preliminary investigation on commercial mechanism and market framework for demand response

WEN Fushuan, LIN Hongji, HU Jiahua

(School of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

摘要:随着风电渗透率和空调负荷的不断升高,电力日负荷峰谷差呈现上升态势,对电力系统的安全与经济运行造成明显影响。首先以美国 PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland)需求响应市场为主要研究对象分析了国外电力市场中的需求响应模式,并总结了国内需求响应试点的项目类型、成果以及不足之处。接着,讨论了需求响应市场的构成要素并进行了分析。在借鉴国外需求响应市场的相关经验的基础上,结合广东电力市场发展现状和相关政策,提出广东电力市场需求响应商业机制。最后,设计了相应的市场架构,为国内其他地区需求响应发展提供参考。

关键词:电力市场;需求响应;商业机制;市场框架;辅助服务市场

Abstract: With ever-increasing wind power penetration and air conditioning load, the peak - to - valley difference of the daily load has exhibited to be upward, and this may cause significant negative impacts on the secure and economic operation of the power system concerned. Taking the PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland) demand response market as the major study object, the demand response model in electricity markets aboard is first analyzed, and the project types, results and deficiencies of the domestic demand response pilot projects are briefly described. Then, mandatory components in a demand response market are clarified. Based on the experience of demand response markets aboard, the commercial mechanism in Guangdong electricity market is proposed, taking the development status and relevant policies into consideration. Finally, the corresponding market structure is designed to provide referene for the development of demand response in other parts of the country.

Key words: electricity market; demand response; commercial mechanism; market framework; ancillary service market

中图分类号:F407.61;TK018 文献标志码:B

0 引言

需求响应(demand response, DR)目前已成为维持和改善电力系统安全与经济运行的一类重要资源。国内的需求响应项目都尚未将需求响应与实际电力市场相结合,项目推行主要依靠政策补贴,这在一定程度上限制了需求响应的发展,也不能适当反映需求响应的实际成本。因此,要进一步推动需求响应并实现需求响应的可持续发展,需要结合实际电力市场的发展现状及趋势,设计合理有效的需求响应商业机制与市场框架。

1 国内外需求响应现状

1.1 美国 PJM 电力市场的需求响应

美国 PJM 电力市场中的需求响应发展比较成

熟,DR资源参与PJM批发市场已有10年以上时间,形成了比较完善的需求响应市场体系。

1.1.1 DR资源参与PJM容量市场

负荷管理型DR资源、价格响应需求(PRD)资源与传统发电资源共同参与可靠性定价模型(reliability pricing model, RPM)下的容量市场。负荷管理型DR资源通过削减服务提供商(CSP)参与竞价并申报可削减负荷容量与价格,在竞价出清阶段被视作供给资源。PRD通过负荷服务实体(LSE)提供商参与竞拍并提交负荷容量与价格,在竞价出清阶段被视作需求并会改变需求曲线。中标的CSP(或LSE)将获得出清价格乘以中标容量的补偿(或抵扣额),并于交付年(delivery year)中执行中标容量。

此外,PRD参与容量市场时需要满足容量限制,如在2017/2018交付年中不能超过3 500 MW,在2018/2019交付年中不能超过4 000 MW,之后不再设置容量限制。

1.1.2 DR资源参与PJM电量市场

经济型DR资源和负荷管理型DR资源都可以参与电量市场。DR资源参与日前或实时的电量批

收稿日期:2018-11-28;修回日期:2018-12-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477151)

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(NO.51477151)

发市场,在竞价完成后就形成日前或实时调度计划,中标的DR资源按照调度计划进行负荷削减。最终用于补偿结算的负荷削减量为用户实际负荷与用户基线负荷(customer baseline load, CBL)的差值。计算2种DR资源的收益的方法不同,只有当节点边际电价(locational marginal price, LMP)超过净收益阈值(net benefits threshold, NBT)时,经济型DR资源才会获得补偿;而在负荷管理型DR项目中,电量支付并不与市场价格直接联系,一旦DR资源被调用且成功响应即可获得相应支付^[1]。NBT为根据历史数据计算得到的供给曲线上价格弹性为1的点,当LMP超过NBT时表示供给缺乏弹性,此时引入DR资源可节约更多成本,NBT的数值由PJM每月公布一次。为能够获取更高收益,用户和CSP一般更愿意以负荷管理型DR资源参与电量市场及容量市场。此外,在容量市场中未中标的PRD资源也可参与电量市场。

1.1.3 DR资源参与PJM辅助服务市场

DR资源参与辅助服务市场是电力市场化的必然趋势,在包括PJM的美国多个ISO允许DR资源参与辅助服务市场^[2]。目前,DR资源可参与PJM的日前计划备用(day-ahead schedule reserve, DASR)、同步备用(synchronized reserve, SR)和调频服务。其中,DASR需要具备在30 min内达到所要求容量的能力,SR需要具备在10 min内达到所要求容量的能力,调频服务需要具备在5 min内响应指令的能力。

参与备用市场(包括DASR与SR)的DR资源需要具备测量间隔小于1 min的数据测量能力,并需要参与初始及后续培训。DR资源在备用市场中的中标容量以相应市场出清价格进行结算,DASR的每小时出清价格在日前确定,SR的实时出清价格在日内每5 min计算一次。根据PJM目前的规定,DR资源在DASR和SR中的容量占比分别不能超过25%和33%。然而,由于获利机会很少,目前没有DR资源参与PJM的DASR市场。参与调频服务市场的DR资源需要具备实时通信与数据遥测能力,且必须通过自动发电控制(automatic generation control, AGC)初始性能测试并参与初始及后续培训。DR资源在调频服务市场中的中标容量以市场的实时出清价格进行结算,调频服务市场与SR市场共同出清。根据PJM目前的规定,DR资源在调频服务中的容量占比不能超过25%。

1.2 国内需求响应试点

上海、江苏、北京和佛山等省市分别开展了需求响应试点工作,都取得了较好的效果。

2014年7月9日,上海完成了国内首次需求响应计划,参与响应的负荷约5.5万kW,包括28家商业建筑用户和7家工业用户^[3]。上海的需求响应项

目包括月度响应计划、周响应计划、日响应计划、可中断响应计划和自动响应计划,按照削减电量给予电价折扣,最高标准为2元/kWh^[4]。

2015年8月4日,江苏首次实施了全省范围的电力需求响应计划,邀约负荷162.74万kW,实际减少负荷188.75万kW。2016年7月26日,江苏再次实施了全省范围的电力需求响应计划,实际响应负荷为344.75万kW,有效降低电力系统峰谷差18.47%,单次需求响应总量位居世界第一。2017年7月11日和12日,江苏在苏州西分区电网连续2日成功实施了电力需求响应计划,实际响应负荷总计达11万kW^[5]。

2015年8月12日与13日,北京市分别开展了第一、二次需求响应计划,分别削减负荷7万kW与6.6万kW^[4]。北京的需求响应计划包括手动需求响应与自动需求响应,根据提前通知时间的长短对每千瓦负荷补贴80、100及120元不等^[4]。

佛山分别于2015年7月30日与8月13日实施了第一、二次需求响应。参与响应企业共96家,其中87家企业通过3家负荷集成商参与^[3]。佛山的需求响应项目为自动需求响应,要求参与用户在3年内累计参与响应次数不少于10次,参与响应负荷一般不超过该企业总负荷的15%,补贴标准为130元/kW^[4]。

虽然几个省市的需求响应试验已证实了需求响应在技术上的可行性,但国内需求响应的实施与推广仍存在瓶颈,即过于依赖政策补贴,市场化程度低。目前,国内需求响应项目都由政府主导,参与用户的收益绝大部分来自国家政策补贴,这样的模式是不可持续的。随着补贴的逐渐减少,用户参与积极性将随之下降。另外,固定的政策补贴也难以合理反映需求响应的实际成本,无法完全发掘需求响应潜力。因此,要推广需求响应并实现其可持续发展,需要结合电力市场发展现状及趋势设计合理有效的需求响应商业机制与市场框架。

2 需求响应商业机制发展规划

2.1 电力市场与需求响应

国外电力市场的实践经验表明,需求响应既可参与电量市场,也可提供辅助服务,因此相关商业机制与市场框架的设计应同时考虑这两方面。

广东省是国内电力市场化程度较高的地区,2015年就开始了电力市场批发竞争的试点工作。广东电力市场需求响应的商业机制发展规划具体分为4个阶段,第3节将阐述各个阶段的发展规划。需要指出,需求响应商业机制的发展与电力市场的发展未必要同步,二者也不存在明确的先后次序。

2.2 需求响应市场构成要素

需求响应对项目参与者的影响与响应的方式、时间、规模、频率和持续时间等有关,对参与用户的补偿或激励也密切相关,因此在实施需求响应项目之前需对这些因素进行明确。需求响应项目的构成要素应至少包括如下4个方面。

(1) 参与对象与市场主体

2016年发布的国家标准《电力需求响应系统通用技术规范》中定义了5类需求响应的参与者,即电能供应商、需求响应监管者、需求响应服务管理者、需求响应聚合商和电力用户。

需求响应聚合商和电力用户可以统一为需求响应提供商(demand response provider, DRP)^[6]。DRP既可是专门从事需求响应的第三方公司,也可是作为需求响应聚合商的售电公司,还可是负荷量超过给定阈值的电力大用户。这里仅考虑 DRP 提供的DR资源而不具体区分DRP的类型。

(2) 参与方式与参与条件

激励型需求响应项目一般以签订合同的形式约定需求响应参与者的权利和义务、需求响应触发条件、响应任务提前通知时间与通知方式、最大响应频率及响应时长与奖惩规则等。价格型需求响应项目的实施方式主要分为2种:用户选择参与和用户选择退出。电力用户可自愿选择参与某个电价项目,并按照其选择的电价方案进行计费,对于没有进行方案选择的用户则执行缺省电价。售电公司或电网企业也可强制要求所有用户缺省参加某个电价项目,除非用户主动选择退出该默认方案。实践证明,用户选择退出方式可获得更高的需求响应参与率,甚至可达用户选择参与方式的4~5倍^[4]。

为鼓励更多用户参与需求响应和促进需求响应聚合商的发展,广东需求响应项目建议暂时不设置或设置较低的需求响应容量限制,并允许广东电力市场中的电力大用户直接作为 DRP 参与需求响应,一般用户则需通过需求响应聚合商参与需求响应。

(3) 收益与惩罚

需求响应的收益包括需求响应购买者的收益与需求响应参与者的收益。需求响应参与者的收益取决于负荷削减量、市场出清价格、响应时长与所参与的需求响应项目类型等。其中,负荷削减量的计算涉及对用户基线负荷的规定和测量。相应地,在用户的DR资源需要被调用时,如果用户没有按合同约定实施需求响应,则可能会受到处罚。价格型需求响应没有惩罚,激励型需求响应的收益与惩罚应当在合同中予以明确规定。

(4) 需求响应软硬件基础设施

需求响应的软件基础设施指需求响应系统(包括服务系统、聚合系统和需求响应终端)、需求响应

管理系统、需求响应监管系统和用户能源管理系统等;硬件基础设施包括智能电能表、高级计量装置、自动控制装置等。

2.3 需求响应的考核与结算

参与价格型需求响应的用户不需要接受考核,激励型需求响应采用与CBL曲线对比的方式进行负荷削减量的计算与响应质量的考核(参与AGC辅助服务的DR资源参照发电机进行考核),如图1所示。

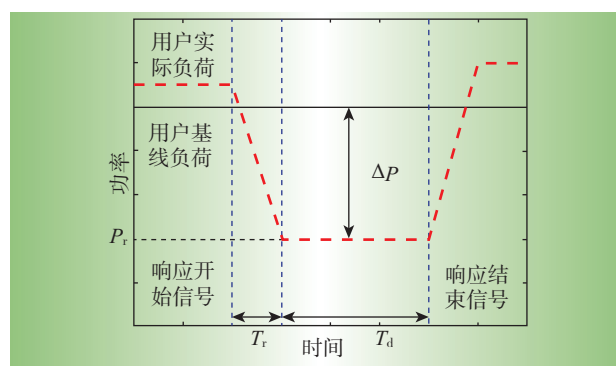


图1 激励型需求响应考核

Fig. 1 The assessment of the incentive demand response

当需求响应被触发时,DRP在收到指令后需要在规定时间 T_r 内削减一定的功率 P 并持续一段时间 T_d ,则为响应成功。持续时间 T_d 应在合同中事先约定,可对 P_r 或 ΔP 的大小进行规定。

在初期,可参照佛山需求响应CBL的选取方法计算用户的CBL,即从需求响应期开始前第2~12天这10天的历史负荷数据,剔除其中不具典型性的日期(如周末、节假日等),补足10天,再从10天中选择日用电负荷最高的5天计算平均值为CBL曲线^[4]。随着需求响应的发展,应根据季节、工作日与节假日分别计算相应的CBL曲线。

电费结算包括年度结算和月度结算,由交易机构负责向市场主体出具结算依据。参与激励型需求响应项目的电力用户在每次执行需求响应后,电力调度部门都需要对其进行考核,未通过考核的用户将在月终结算或年终结算中受到惩罚。

3 需求响应商业机制与市场框架设计

3.1 第1阶段:DR资源参与和电量市场独立的AGC市场

需求响应商业机制发展第1阶段的背景即现阶段的广东电力市场。售电公司或电力大用户可与发电企业签订年度双边协商交易合同,也可在电力批发市场通过月度集中竞价购买电量。不参与电力市场的电力用户以政府核定价格从电网企业购电。

在月度集中竞价申报过程中,发电企业申报与政府核定上网电价的价差,电力大用户与售电公司

申报与目录电价中电量电价的价差,电价下浮为负,且申报价差必须小于等于0。在出清过程中,将购电方申报价差和售电方申报价差配对形成交易价差对。价差对等于购电方申报价差减去售电方申报价差,价差对大于等于0时可以成交,且价差对大的优先成交。在所有成交的价差对中,最后一个成交的购售双方申报价差的算术平均值作为统一出清价差。

另一方面,广东已初步建立了与电量市场相对独立的辅助服务市场即调频辅助服务市场,并已投入运行。调频市场采用日前集中竞价、日内按小时实时出清的交易方式。单个AGC发电单元以每小时为时段,在日前申报次日24个时段的调频里程价格,调整后得到调频服务的排序价格(元/MW)。将各市场主体申报的调频服务排序价格从低到高依次进行出清,直至满足调频要求,最后一个中标AGC发电单元的排序价格作为调频市场的统一出清价格。

在这一阶段,不参与电力市场的用户可以主动参与价格型需求响应,即将高峰时期的负荷转移至平段或者低谷,从而节省电费。由于峰谷平时段的电价是确定的,因此不需要安装额外的用于通知用户的通信装置,容易实施与推广。价格型需求响应对用户月度或年度电量一般没有很大影响,但对实时调度每个时段(15 min)的负荷预测会产生影响。一般用户通过需求响应聚合商(聚合商作为DRP)参与DLC需求响应项目,电力大用户可直接作为DRP参与该项目。

对于有DR资源参与的调频辅助服务市场,调度机构在日前公布次日的调频里程需求,DRP与发电机组共同申报次日24个时段的调频里程价格,并按照价格从低到高依次进行出清,直至满足调频要求。由于用户一般没有激励增加负荷,所以DR资源一般只能减少负荷(相当于发电机增加出力),即只能提供AGC上调服务。为确保调频资源在2个调整方向的充裕性以及系统可靠性,应限制DR资源在调频资源中的容量占比。DR资源的调频容量可参照发电机组进行补偿。

3.2 第2阶段:全面推广价格型需求响应

在这一阶段,完善调频辅助服务市场,AGC容量补偿也交由市场决定。调度机构在日前确定次日每个时段的机组组合之后公布次日的调频容量需求与调频里程需求,DRP与发电机组在日前申报次日的调频容量价格与24个时段的调频里程价格。计及需求响应的日前AGC容量与里程市场的优化目标为购买调频辅助服务的成本最小

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} \left(C_{gcap,i,t} (A_{geni,t}) + C_{gmili,t} (M_{geni,t}) \right) + \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_{DRP}} \left(C_{dcapi,t} (A_{DRPi,t}) + C_{dmili,t} (M_{DRPi,t}) \right) \right\} \quad (1)$$

式中: n_g 为参与日前市场的发电机组的数量; $s_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的状态,用1和0分别表示开机状态和停运状态, $s_{i,t}$ 的取值由调度机构在日前确定; n_{DRP} 为参与报价的DRP数目; $A_{geni,t}$ 和 $C_{gcap,i,t}$ 分别为发电机组 i 在第 t 个时段愿意提供的AGC容量及对应的成本函数; $M_{geni,t}$ 和 $C_{gmili,t}$ 分别为发电机组 i 在第 t 个时段愿意提供的AGC里程及对应的成本函数; $A_{DRPi,t}$ 和 $C_{dcapi,t}$ 分别为第 i 个DRP在第 t 个时段愿意提供的AGC容量及对应的成本函数; $M_{DRPi,t}$ 和 $C_{dmili,t}$ 分别为第 i 个DRP在第 t 个时段愿意提供的AGC容量及对应的成本函数。

在任意时段,对于提供AGC服务的DR资源的容量约束为

$$0 \leq \sum_{i=1}^{n_{DRP}} A_{DRPi,t} \leq \frac{1}{1-\beta} \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} A_{geni,t} \quad (2)$$

式中: β 为DR资源在调频资源中容量占比的上限。

同时,初步建立日前市场,采用峰谷平3个时段进行竞价。调度机构在日前预测次日各时段的负荷需求,发电企业、电力大用户与售电公司分时段申报价差,出清方式与现阶段出清方式相同,偏差电量的结算依照文献[8]的规定进行。由于在发电市场(电量市场)竞价中申报的是价差,价差绝对值大的机组未必是价格低的机组,因此即使建立了日前发电市场,也无法与调频市场进行联合优化。

在初步建立日前市场且采用峰谷平3段竞价的基础上,应对所有市场用户采用峰谷平时段电价,并鼓励市场用户参与价格型需求响应。

3.3 第3阶段:含DR资源的发电及AGC联合优化调度

在这一阶段,电量市场进一步完善,并建立日前市场与实时市场,同时市场主体在申报时用价格代替价差。市场采用日前集中竞价、日内按小时实时出清的交易方式。市场主体在日前申报次日24个时段的发电出力价格,按照价格从低到高依次进行出清,直至满足负荷需求。

当电力系统出现短期容量短缺时,分时电价不能给予用户进一步削减负荷的激励,将批发电力市场的实时电价传递至零售市场可以精确反映每天各时段供电成本的变化并有效传达电价信号^[9]。因此在建立实时市场的基础上,可以考虑在市场用户中逐步推行实时电价。

此时,DRP可向用户提供IL项目。该项目对响

应速率要求不高,用户提前得到通知并主动实施响应,若未响应或响应未达标将受到惩罚。用户需要与DRP签订合同并安装相关通信装置参与该项目。

利用DR资源削减负荷的效果与发电机增加出力相同,且与后者相比前者不会产生温室气体和氮氧化物等,将DR资源视作一种发电资源也可促进发电企业的竞争。这样,应该允许DLC项目或IL项目的DR资源参与电量市场,与发电机组共同竞争。DRP在日前市场中申报各时段容量与价格,并执行中标容量,即在日内相应时段削减中标容量。

3.4 第4阶段:含DR资源的发电、旋转备用及AGC联合优化调度

在这一阶段,进一步完善辅助服务市场,将旋转备用等辅助服务也纳入。DR资源实际上可提供AGC、调峰以及旋转备用等多种辅助服务。由于DR资源难以确定基本调峰与有偿调峰的分界线,而且参与响应的负荷在总负荷中的占比一般不超过50%(参照火电机组有偿调峰的范围为额定出力的50%以下的规定,同时参考佛山关于参与响应负荷一般不超过该企业总负荷的15%的规定),因此这里未考虑DR资源参与有偿调峰的情形。

满足响应速率要求的DR资源都可参与旋转备用辅助服务市场,与发电机组提供的备用资源共同竞争。DRP在日前市场中申报各时段备用容量与价格,并获得收益。同一DR资源不能同时参与电量市场、备用市场与AGC市场等多个市场。

3.4.1 日前市场联合优化模型

在日前市场中,发电机组与DRP申报次日每个时段愿意提供的出力、备用容量、AGC容量和里程以及相应的报价。联合优化模型如式(3)所示,优化目标为购买电量、备用和调频辅助服务的总成本最小

$$\begin{aligned} \min & \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_g} C_{\text{start},i} s_{i,t} (1 - s_{i,t-1}) + \right. \\ & \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} (C_{\text{gpowi},t} (P_{\text{geni},t}) + C_{\text{gresi},t} (R_{\text{geni},t})) + \\ & \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} (C_{\text{dpowi},t} (P_{\text{DRPi},t}) + C_{\text{dresi},t} (R_{\text{DRPi},t})) + \\ & \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} (C_{\text{gcapi},t} (A_{\text{geni},t}) + C_{\text{gmili},t} (M_{\text{geni},t})) + \\ & \left. \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} (C_{\text{dcapi},t} (A_{\text{DRPi},t}) + C_{\text{dmili},t} (M_{\text{DRPi},t})) \right\} \end{aligned} \quad (3)$$

式中: $C_{\text{start},i}$ 为机组 i 的开机成本; $P_{\text{geni},t}$ 和 $C_{\text{gpowi},t}$ 分别为发电机组 i 在第 t 个时段愿意提供的出力及对应的成本函数; $R_{\text{geni},t}$ 和 $C_{\text{gresi},t}$ 分别为发电机组 i 在第 t 个时段愿意提供的旋转备用及对应的成本函数; $P_{\text{DRPi},t}$ 和 $C_{\text{dpowi},t}$ 分别为第 i 个DRP在第 t 个时段愿意提供的出力及对应的成本函数; $R_{\text{DRPi},t}$ 和 $C_{\text{dresi},t}$ 分别

为第 i 个DRP在第 t 个时段愿意提供的旋转备用及对应的成本函数; $s_{i,t}$ 由市场而非由调度机构确定。

除了常规的最小开停机约束、潮流约束、机组出力约束、机组爬坡率约束等,日前市场联合优化模型的约束条件还包括系统最小备用容量约束、提供备用型辅助服务的DR资源容量约束、参与报价的DRP出力约束以及参与报价的DRP出力变化速率约束等。任一时段内的系统最小备用容量约束如式(4)所示,提供旋转备用服务的DR资源的容量约束如式(5)所示,参与报价的DR资源出力约束如式(6)所示

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} R_{\text{DRPi},t} + \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} R_{\text{geni},t} \geq R_t \quad (4)$$

式中: R_t 为次日第 t 个时段系统的旋转备用需求。

$$0 \leq \sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} R_{\text{DRPi},t} \leq \frac{1}{1-\alpha} \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} R_{\text{geni},t} \quad (5)$$

式中: α 为DR资源在旋转备用中容量占比的上限。

$$0 \leq P_{\text{DRPi},t} + R_{\text{DRPi},t} + A_{\text{DRPi},t} \leq \bar{P}_{\text{DRPi}} \quad (6)$$

式中: $\bar{P}_{\text{DRPi}}$ 为第 i 个DRP所拥有的DR资源的出力上限。

参与报价的DRP出力变化速率约束如式(7)所示

$$-v_{\text{DRPi}} \leq P_{\text{DRPi},t} - P_{\text{DRPi},t-1} \leq v_{\text{DRPi}} \quad (7)$$

式中: v_{DRPi} 为第 i 个DRP所拥有的DR资源的出力在一个时段内的最大变化速率。

3.4.2 实时市场联合优化模型

由于实时负荷、AGC里程需求与日前预测结果存在偏差,在实时运行时需根据最新数据进行实时经济调度,确定各资源的出力和辅助服务供应量。因此,以日前市场所确定的机组组合为基础,根据发电机组与DRP日前申报的价格(不允许在日内修改日前报价)在每小时出清一次得到边际价格,日内第 t 个时段实时市场的联合优化模型如式(8)所示,以购买电量及调频里程的总成本最小为目标

$$\begin{aligned} \min & \left\{ \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} C_{\text{gpowi},t} (P'_{\text{geni},t}) + \sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} C_{\text{dpowi},t} (P'_{\text{DRPi},t}) + \right. \\ & \left. \sum_{i=1}^{n_g} s_{i,t} C_{\text{gmili},t} (M'_{\text{geni},t}) + \sum_{i=1}^{n_{\text{DRP}}} C_{\text{dmili},t} (M'_{\text{DRPi},t}) \right\} \end{aligned} \quad (8)$$

式中: $P'_{\text{geni},t}$ 和 $M'_{\text{geni},t}$ 分别为发电机组 i 在日内第 t 个时段的实际出力和实际提供的调频里程; $P'_{\text{DRPi},t}$ 和 $M'_{\text{DRPi},t}$ 分别为第 i 个DRP在日内第 t 个时段的实际出力和实际提供的调频里程。

实时市场优化模型的约束条件与日前市场优化模型的约束条件基本相同,但在实时市场中不用考虑最小开停机约束,因为机组组合优化即式(8)中的 $s_{i,t}$ 已经在日前确定。

3.5 需求响应商业模式拓展

前文所讨论的都是电力需求方在需求响应市

场中向DRP购买DR资源。事实上,发电企业可与售电公司或电力大用户直接签订双边合同以规避电力批发市场的价格风险,发电企业也可直接向特定区域的DRP购买DR服务。发电机组的出力偏差或偏差电量会受到考核,若超出偏差允许范围将会受到惩罚,因此发电企业可向DRP购买DR资源,以平衡自己的出力偏差或电量偏差从而避免受到惩罚。类似地,售电公司也可向DRP购买DR资源以避免自己出现偏差电量从而受到考核,或用以规避电力供需失衡导致购电成本急剧升高的风险。

4 结束语

通过分析需求响应在不同国家和地区的试点与运行经验,并结合广东电力市场发展现状和相关政策,提出包含4个阶段的、以广东电力市场为背景的需求响应商业机制发展规划,并设计了与广东电力市场发展相协调的需求响应商业机制与市场框架。在各个阶段引入不同的需求响应项目,并逐步放开电量市场和辅助服务市场,通过市场力量推动需求响应发展。随着智能电网、智能家居以及电动汽车等技术的发展,DR可望在电力系统安全与经济运行中发挥更大作用。电力市场及需求响应市场未来可能的发展方向包括:建立容量市场并允许DR资源参与容量市场从而获得稳定的容量收益,采用节点边际电价,建立电力期货期权交易市场等。D

参考文献:

- [1] 姜勇,李婷婷,王蓓蓓,等. 美国需求响应参与PJM批发电力市场运行及对我国的启示(上)[J]. 电力需求侧管理,2014,16(6):60-64.
JIANG Yong, LI Tingting, WANG Beibei, et al. The demand response to participate in the PJM wholesale electricity market operation and enlightenment to our country [J]. Power Demand Side Management, 2014, 16(6): 60-64.
- [2] MACDONALD J, CAPPERS P, CALLAWAY D, et al. Demand response providing ancillary services a comparison of opportunities and challenges in the US wholesale markets[C]// Proceedings of the Grid-Interop Conference, Irving, Texas (US), 2012.
- [3] 韩延民,陈军,肖明卫. 电力需求响应在部分试点城市实施情况调研分析[J]. 电力需求侧管理,2016,18(5):35-37.
HAN Yanmin, CHEN Jun, XIAO Mingwei. Study on the implementation of demand response in part of pilot cities [J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(5): 35-37.
- [4] 杨威,曾智健,陈皓勇,等. 广东电力市场需求侧响应交易机制研究[J]. 广东电力,2017,30(5):25-34,68.
YANG Wei, ZENG Zhijian, CHEN Haoyong, et al. Research on demand response trading mechanism in Guangdong electricity market [J]. Guangdong Electric Power, 2017, 30(5): 25-34, 68.
- [5] 李作锋,陈振宇. 江苏电力需求响应的探索和实践[J]. 电力需求侧管理,2018,20(1):4-8.
LI Zuofeng, CHEN Zhenyu. The exploration and practice of Jiangsu power demand response [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(1): 4-8.
- [6] 丁一,惠红勋,林振智,等. 面向电力需求侧主动响应的商业模式及市场框架设计[J]. 电力系统自动化,2017,41(14):2-9,189.
DING Yi, HUI Hongxun, LIN Zhenzhi, et al. Design of business model and market framework oriented to active demand response of power demand side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14):2-9, 189.
- [7] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3 654-3 663.
WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid:a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22):3 654-3 663.
- [8] 国家能源局南方监管局. 广东电力市场交易基本规则(试行)[EB/OL]. (2017-06-27)[2018-05-21]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=402881e55992395f0159b57e91880036>
South China Energy Regulatory Office of National Energy Administration. Basic trading rules for the Guangdong electricity market (trial version)[EB/OL]. (2017-06-27)[2018-05-21]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=402881e55992395f0159b57e91880036>.
- [9] 张钦,王锡凡,王建学,等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化,2008,32(3):97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.

作者简介:

文福拴(1965),男,河南林州人,教授,博士生导师,主要研究方向为电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车;

林鸿基(1995),男,广东广州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统风险管理与优化调度、电力市场;

胡嘉骅(1992),男,江西鹰潭人,博士,主要研究方向为电能交易、需求响应及可再生能源。