

▶重要信息

▶专家观点

▶成果发布

▶舆情研究

▶参考文选

电力决策与舆情参考

主 办：中国电力传媒集团有限公司

7月31日出版

2020年第29、30期 总第460、461期

◆电力需求响应探讨◆

- 卷首语|挖潜需求侧资源 为系统高效赋能····· 陈学婧 (3)
- 我国电力需求响应发展现状与分析····· 郭平平 杨迪 陈晨 (5)
- 电力需求响应市场化机制建设的思考····· 赵晓东 (10)
- 我国虚拟电厂发展研究····· 王冬容 (16)
- “十四五”全国尖峰负荷控制规模研究····· 李丁 刘思远 (25)
- 湖州需求响应资源潜力与价值挖掘分析····· 刘明明 李淑祎 邓良辰 等 (31)
- 日本虚拟电厂的发展现状与市场展望····· 周杰 (36)

本刊特约专家

- | | |
|-----|------------------------|
| 王志轩 | 中国电力企业联合会专职副理事长 |
| 叶泽 | 长沙理工大学副校长、教授、博导 |
| 冯永晟 | 中国社会科学院经济政策研究中心副主任 |
| 朱四海 | 福建省人民政府发展研究中心研究员 |
| 刘树杰 | 国家发展改革委市场与价格研究所原所长、研究员 |
| 吴安平 | 西南电力设计院原副总工程师 |
| 吴钟瑚 | 国家发展改革委能源研究所研究员 |
| 张驰 | 原BP首席亚洲经济学家 |
| 张博庭 | 中国水力发电工程学会副秘书长 |
| 谷树忠 | 国务院发展研究中心资环所副所长、研究员 |
| 陈宗法 | 中国华电集团公司副总法律顾问 |
| 林卫斌 | 北京师范大学教授、博导 |
| 林伯强 | 厦门大学中国能源政策研究院院长 |
| 郑新业 | 中国人民大学经济学院副院长 |
| 殷雄 | 中国广核集团专职董事，北京大学兼职教授 |
| 唐要家 | 浙江财经大学教授、博导 |
| 韩文轩 | 华能技术经济研究院副总经济师 |
| 蒋莉萍 | 国网能源研究院副院长 |
| 曾鸣 | 华北电力大学教授、博导 |
| 谢长军 | 原中国国电集团公司党组成员、副总经理 |

(按姓氏笔划排序)

挖潜需求侧资源 为系统高效赋能

陈学婧

(能源情报研究中心)

《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》明确，以电力市场化改革为契机，引导和激励电力用户挖掘调峰资源，参与系统调峰，形成占年度最大用电负荷3%左右的需求响应能力。

削减尖峰负荷、促进新能源消纳、缓解供给侧容量资源压力、避免终端用电成本大幅提升……需求侧灵活性资源帮助电力系统平衡，提高智能用电水平，为系统高效赋能。

伴随着“互联网+”智慧能源的培育、需求响应技术的革新、多能互补试点的推进、综合能源服务市场的发展，需求侧资源不断拓展，需求侧弹性负荷、分布式能源、电动汽车、储能、虚拟电厂等资源得以创新应用。截至2019年底，我国已有10个省（区、市）开展需求响应试点，其中8个省（市）发布了试点支持政策。

各试点省（区、市）结合电网运行特征和负荷特点，创新开展需求响应实施工作：江苏2019年单次需求响应负荷量（402万千瓦）再创历史纪录，其首个客户侧储能自动需求响应项目正式投运。上海建成总可控容量10万千瓦的国内首个负荷型虚拟电厂运营平台，部分楼宇可实现1分钟以内的自动需求响应功能。今年7月，山东创新推出基于电力现货市场的新型需求响应机制试点，浙江明确将引入市场化竞价机制，探索需求响应资源参与电力市场辅助服务交易。经试点地区的积极探索，需求响应负荷类型和手段均呈现出新特点，需求侧资源成为一种良好的双向调节资源参与电力市场交易。

但目前，需求侧资源的深度开发还受到诸多掣肘：需求响应市场机制亟待探索、市场主体参与渠道不畅、信息交互门槛高、缺乏较为成熟的商业模式、需求响应效益评估等技术仍然欠缺。如何充分发挥需求侧资源作用，仍需积极探索，重点可从以下三方面发力：

一是加快构建市场机制，更好体现需求侧资源价值。探索需求侧资源市场准入、业务流程、效果评估等核心要素，按照需求响应负荷容量、速率、时长明确差异化标准，纳入市场建设运营细则。完善价格机制，探索市场化竞价模式，通过实时电价信号激发需求响应资源潜力。

二是积极扩展参与主体，重视负荷集成商“聚沙成塔”作用。改变当前参与主体范围小、互动性不强的局面，明确需求响应各参与主体的定位，汇集储能、充电桩、商业楼宇等多种负荷类型，培育需求响应负荷集成商，创新商业模式，形成电网企业、电能服务机构、售电企业、电力用户等多主体参与、多方共赢的市场局面。

三是提升配网智能化水平，打破数据壁垒。加强配电网智能化建设，加大先进计量设备与控制设备的投入，为需求侧资源深度开发提供保障。打破源-网-荷-储数据壁垒，整合系统运行、市场交易和用电数据，深化需求响应大数据分析，在响应潜力挖掘、响应行为分析、行业用电趋势预测等领域深化大数据应用，实现需求响应资源的智能调控。

专家预计，“十四五”期间电力需求侧资源开发潜力超过2亿千瓦。构建源网荷储友好互动的高效电力系统，灵活性、经济性俱佳的需求侧资源应发挥更大作用。参

我国电力需求响应发展现状与分析

郭平平 杨迪 陈晨

(中电联科技开发服务中心、工业领域电力需求侧管理促进中心)

需求响应作为电力需求侧管理实施的重要内容,是指通过分时电价等市场价格信号或资金补贴等激励机制,引导鼓励电力用户主动改变原有电力消费模式的市场参与行为,以促进电力供需平衡,保障电网稳定运行。自2012年起需求响应在我国开始科研实证,经过逐步试点应用和演变,特别是随着电力市场的发展,需求响应与电力市场交易有机结合,取得了长足的进步。

一、我国需求响应发展现状

2014年8月,上海首次启动了国内需求响应试点,6家工业用户和28家楼宇用户成功响应,实现降低峰负荷5.5万千瓦,展示了需求响应对电网系统进行优化及改善的潜力。之后在国家发展改革委电力需求侧管理城市综合试点政策指引下,北京、苏州、佛山等地陆续启动需求响应试点。截至2019年末,国内开展需求响应试点的省(区、市)达到10个,其中8个省(市)发布了试点支持政策。

在需求响应实施早期,实施目的主要是为了应对夏季高峰时段电力消费紧张状况,最大程度削减高峰电力负荷对电网安全的影响,保障了民生用电和重点用电安全平稳。2014~2019年度国内开展削峰需求响应的情况如下表所示。

2014~2019年度国内开展削峰需求响应情况

年份	实施次数(次)	削减负荷(兆瓦)	削减电量(兆瓦时)
2014	1	55.00	27.50
2015	18	2160.56	1214.81
2016	9	4191.00	2827
2017	1	26.00	26
2018	6	1734.48	1494.81
2019	17	7037.70	81187.30

随着我国可再生能源装机比例不断提高，冬季低谷时段调峰压力越来越大，特别是北方地区冬季供暖期间，由于热电联产机组热电比调节能力有限，用电负荷过低导致发电机组出力不足，进而影响供热能力，需要通过市场化手段引导用户在用电低谷时段实施反向需求响应，同时促进新能源消纳。2018年春节期间，天津市组织开展了国内首次填谷需求响应试点，采用市场化激励方式鼓励和引导用户低谷时段用电。试点参与用户抬高低谷时段负荷约40万千瓦，电网负荷较2017年同期增长7.2%，有效促进了热电联产机组连续稳定发电供热，兼顾电力供需平衡、清洁能源消纳及民生供热保障。2018年，江苏省首次在国庆期间实施填谷电力需求响应，并在国内首创竞价模式，促进了清洁能源发电全额消纳，保障了电网安全稳定运行，当期最大填补低谷负荷142万千瓦，累计填谷719万千瓦。2019年，重庆市首次组织丰水期电力需求响应试点，重庆电网丰水期需求响应实施方案包括低谷电增量交易试点和主动移峰负荷需求响应试点，主要利用四川丰水期低谷水电丰富、价格较低的资源优势，将价差空间作为需求响应补贴资金来源，并传导至工业用户，引导用户调整生产，实现电网负荷削峰填谷。

2019年，全国累计实施填谷响应8次，参与工业用户2861户、商业用户444户、居民用户288户，增加用电负荷543.55万千瓦，消纳低谷电量13300.24万千瓦时。

二、我国需求响应发展特点

（一）各地逐步探索创新需求响应实施内容

我国开展需求响应研究实践工作的时间较短，但随着需求响应实施意义的突显，已有越来越多的省市结合电网运行特征和负荷特点，开展削峰、填谷、促进可再生能源消纳、调动储能参与等需求响应实施工作，响应负荷类型和手段均呈现出了新的特点。目前，上海、江苏已实现需求响应工作常态化开展，山东、天津于2018年成功实施填谷需求响应，天津还于2019年建立了需求响应中心。2019年劳动节期间，国网上海市电力公司在国内率先开展了泛在电力物联网场景下虚拟电厂全域综合响应；2020年5月，国网江苏省电力有限公司储能需求响应资源管

理系统向镇江丹阳地区5家企业的储能电站模拟发出削峰需求指令，标志着江苏电力首个客户侧储能自动需求响应项目正式投运。

（二）需求响应补偿价格市场化程度有所上升，补贴资金来源途径获得突破

江苏作为实施需求响应较早的省份，实行的是约定补偿的方式，目前山东已尝试通过需求侧竞价的模式确定补偿价格，相比此前的约定补偿，市场化程度有所提升。从补贴资金来看，江苏来源于尖峰电价增收的资金，对315千伏安及以上大工业用户于7月、8月上旬10时至11时和下午14时至15时，在峰期电价的基础上每千瓦时加价0.1元。尖峰电价增收的资金用于需求响应可中断电价和可再生能源消纳补贴的支出，可跨年滚动使用。2018年，山东在需求响应实施方案中，创新性地采用了单边集中竞价方式确定客户补偿价格，并根据客户响应量比例优化补偿系数。2020年山东需求响应方案明确规定，紧急型削峰、填谷需求响应补偿费用计入供电成本，经济型削峰、填谷需求响应补偿费用暂从电网公司参与跨省区可再生能源现货市场试点形成的资金空间支出。浙江2020年度电力需求响应补贴资金来源于2019年跨区域省间富余可再生能源电力现货交易购电差价盈余部分。而河南则采用纳入省级输配电价核定方式。

（三）促进了电力需求侧管理信息系统的建立

电力需求侧管理信息系统是实施需求响应的基础，各地制订的需求响应方案中均明确要求负荷集成商和电力用户要建立需求侧管理系统或电能在线监测系统，并要求与国家或省电力需求侧管理平台进行对接。通过需求响应工作的开展，推动了企业信息化的建设，促进了企业能源管理的科学化、可视化。

三、我国需求响应发展存在的问题

第一，在电力市场环境方面。需求响应是电力需求侧管理在竞争性电力市场下的新发展，良好的市场化机制是需求响应资源融入市场、参与电力系统运行的基础。我国电力市场建设还处于初期阶段，尤其是现货市场、辅助服务市场等的

建设尚在起步探索，缺乏完整成熟的市场体系和运行机制支撑需求响应资源价值的开发，同时需求响应资源的多样性和分散性也决定了其难以在短期内作为发电资源迅速放大。

第二，在需求响应运行机制方面。一是用户市场意识有待培育；二是缺乏较为成熟的商业模式，负荷集成商或电力用户可获得的经济收益期待值有限；三是缺乏健全的需求响应市场运行机制，各类市场主体的角色不明晰，参与渠道仍未完全畅通；四是目前需求响应地区发展不平衡，缺乏可复制、可推广的电力需求响应市场建设方案。

第三，在需求响应技术方面。一是大规模灵活资源优化配置、运行调控策略与电网运行控制等理论研究与实践应用有待深入；二是需求响应资源双向互动技术、通信技术、能效管理系统及终端等技术和标准需要进一步完善；三是需求响应能力评估、效益评估等相关技术仍然欠缺。

四、发展建议

综合来看，我国需求响应已逐步深化应用。需求响应不仅能控制负荷量，优化电能资源配置，还可以参与系统调度，提供调峰、调频辅助服务等，从而促进分布式、可再生能源大规模发展，同时提升电力系统的调节能力和可靠性。为了更好地推动和促进国内需求响应发展，提出如下发展建议：

（一）建立需求响应市场运营机制

从长期看，构建完善的市场机制是大规模发展需求响应项目的关键。我国在逐步培育发展电力市场的同时，应考虑电力需求侧管理与需求响应与电力市场的衔接机制，加快电力现货市场与辅助服务市场建设步伐，以可反映电力供需情况的实时电价信号激发需求响应资源潜力。

研究需求响应的发展路径，形成可复制、可推广的市场建设方案。在即将编制的能源电力“十四五”发展规划中，建议明确需求响应的发展要求，将需求响应资源统筹纳入电力运行调度，提高电网的灵活性，并为可再生能源电力的消纳

创造条件。

明确需求响应各参与主体的角色定位，研究政府、电网企业、电力用户、负荷集成商等各方的利益分享方式，特别是要充分发挥负荷集成商在整合用户资源、为用户提供专业服务上的优势，支撑用户主动参与。

（二）挖掘需求响应资源价值

当前许多国家已从能源战略高度将需求响应资源等同或优先于发电侧资源的地位，需求侧弹性负荷、分布式电源、储能、微电网、虚拟电厂、电动汽车和综合能源系统等资源可通过对价格信号的响应实现削峰填谷、消纳可再生能源出力、为系统提供调频辅助服务等功能，与供应侧深度调峰、配置储能等系统调节方式相比成本更低、效果更好。

因此，政府主管部门应充分调查统计各地需求响应资源，引导、激励电力用户优化用电方式，采用具备需求响应的用电设备和设施，主动参与实施电力需求响应。充分发挥需求响应资源在提升系统可靠性、促进可再生能源消纳方面的应有作用。

（三）完善需求响应激励机制

《电力需求侧管理办法（修订版）》明确提出，电网企业开展电力需求侧管理工作的合理支出，可计入供电成本。同时，可采用设立专项基金的方式，基金可来源于电价外附加征收的差别电价收入、其他财政预算安排等。目前江苏、山东、河南等地采取的补贴资金政策，已取得了良好的成效。

（四）培育需求响应负荷集成商

作为系统与用户的中介，负荷集成商是需求响应工作的重要实施者之一。在开放的电力市场中，负荷集成商既可以在市场侧进行购售电，也可以在用户侧提供补偿电价削减负荷来影响市场实时电价，同时，还可以为终端用户提供综合能源服务，提高用户的能源利用效率。应大力培育支持负荷集成商的发展，广泛开展线上线下培训和宣传，壮大负荷集成商和电力需求侧管理专业队伍，提升全民节电意识和知识水平。

（下转第15页）

电力需求响应市场化机制建设的思考

赵晓东

(国家发展和改革委员会能源研究所)

充分挖掘调动需求响应资源是推动我国能源低碳转型、终端用能电气化的重要手段。我国电力需求响应试点始于“十二五”期间，是从需求侧入手，解决电力系统痛点，引导低碳电气化发展的有益尝试。实践初期，由于受到发用电价格管制，市场化竞争仍不充分，电价难以反映当时供需程度，响应补偿成本往往通过电网企业或政府部门专项列支相关预算作为资金池来源，参与主体的类型和规模相对有限。随着电力市场化改革的深入，特别是在8个现货试点区域已完成多次试运行、可开展连续不间断试运行条件的情况下，研究电力需求响应与电力市场耦合机制已具备基础条件。

一、国内典型电力需求响应实施方案

鉴于各省市差异化的网架结构、负荷特征以及用户类型，电力需求响应实施方案并不一致，选择山东、江苏、浙江、河南为典型省份展开分析。从表1的对比分析可以看出，当前需求侧响应实施方案存在如下特点：

一是准入门槛进一步降低。目前，电力需求响应对市场主体的要求相对较低，除要求必要的计量和管理系统以外，允许包括居民负荷在内的电力用户参与需求响应。鼓励新兴市场主体，如售电公司、负荷聚合商、储能、充电桩等主体参与，极大挖掘了需求响应的潜力。

二是补偿标准形成机制多样。从典型省份的补偿标准形成机制可以看出，各省结合自身实际情况，在单边竞价、双边竞价和定额补偿混用以及单纯定额补偿这三种方式选择解决方案。从市场化改革的趋势考虑，按照国外实践经验，通过竞价模式确定补偿标准为主要的选择方案。从需求响应项目投资主体角度，变动的电价信号容易造成投资收益指标和测算边界的调整，不利于相关应用的投资决

策行为。

三是补偿资金来源的多样化。目前，各省需求响应补偿资金来源差异较大，一般按照购电侧价差资金池、售电侧价差资金池、超发超用形成的盈余空间以及输配成本统筹考虑。

四是需求响应内涵的延展。电力需求响应在我国的应用源于有序用电机制，实践初期的意图大多基于削减高峰负荷。近年来伴随可再生能源渗透率的不断提高和用能终端多类型用电设备的使用，系统峰谷差持续增加，通过用电低谷时段增加用电促进可再生能源消纳也被大多数省份所接受，同时在品种设计中采取了区别考虑的补偿和交易机制。

二、电力需求响应市场化机制建设存在的问题

为保证实施效果，目前典型省份需求响应均采取了单独列支补偿成本、单独出清成交以及单独运营监管的实施模式。从市场化机制建设角度考虑，存在的问题具体表现为：

（一）补偿成本疏导机制有待完善

从典型省份的电力需求响应方案中可以看出，各省采取的方案大多遵循了统筹协调、共同承担的基本原则。以利用省间现货价差资金池的方案为例。尽管在一定程度上避免了补偿成本向全市场用电主体直接疏导，但对参与主体的补偿表现为省级电力市场的场外补偿，采用的是网间购售价差的待分配资源，没有体现“谁受益、谁承担”的原则。

以尖峰电价增收或季节性电价差的方案为例。尽管遵循了受益者负担的运营原则，但传统意义上的尖峰电价运行时段随着系统可再生能源渗透率的增加正在发生动态的变化，特别是光伏装机占比的增加正在抑制传统午时高峰或平段用电时段的系统最高负荷，系统负荷曲线由传统的“双驼峰”向“V字形”转变。尖峰电价执行时期的多用电者极有可能是促进可再生能源消纳的助力者，是否仍对其征收尖峰电价值得商榷。

表1 典型省份电力需求响应方案分析

省份 项目	山东	江苏	浙江	河南
参与方式	紧急型（容量申报） 经济型（电量申报）	约定需求响应 实时需求响应	日前需求响应 实时需求响应（仅削峰）	约定需求响应 实时需求响应
响应类型	削峰、填谷	削峰、填谷	削峰、填谷	削峰
市场主体	电力用户（含试点居民）、负荷聚合商	电力用户（含试点居民）、负荷集成商，鼓励储能、充电桩	具有完善负荷管理终端的用户，鼓励中央空调、储能等主体和负荷集成商参与	凡响应能力500千瓦及以上的工业用户，和响应能力200千瓦及以上的非工业用户，设备接入电力用户用电信息采集系统，可由售电公司或电能服务机构集中管理参与
补偿标准	通过单边竞价，边际出清形成。 容量价格不高于1元/千瓦，电能量价格不高于日前价格出清价格。	可中断负荷： 小于等于60分钟，10元/千瓦；60~120分钟，12元/千瓦；大于120分钟，15元/千瓦。 临时填谷： 谷段消纳可再生能源5元/千瓦，平时段8元/千瓦。	削峰日前需求响应： 采用单边竞价，边际出清形成，不高于4元/千瓦时。 填谷日前需求响应： 固定补偿1.2元/千瓦时。 实时需求响应： 固定补偿4元/千瓦时。	约定需求响应： 60~120分钟，6元/千瓦·次；大于120分钟，9元/千瓦·次。 实时需求响应： 30~60分钟，12元/千瓦·次；60~120分钟，18元/千瓦·次。
资金来源	紧急型计入供电成本 经济型暂从电网跨省区可再生能源现货市场试点形成的资金空间支出	尖峰电价增收资金	上一年度跨区域省间富余可再生能源电力现货交易购电差价盈余部分	纳入输配电价核定
响应能力	按上年最大直调负荷5%	峰时平均负荷5%左右	统调最高用电负荷5%	最大用电负荷3%左右

（二）需求响应实施结果与电力市场协同机制有待厘清

我国电力市场目前仍以中长期交易为主，现货市场处于试运行阶段，辅助服务市场独立于电能量市场之外开展交易。由于需求响应按照单独列支的模式起步，其实施的效果应以虚拟电厂模式体现在辅助服务市场中，还是以需求侧资源储备体现于中长期交易中，或者以用电侧的自主用电行为调整体现在现货市场的博弈中，均需要进一步研究并明确权责。

对此，有关主管部门已在此前的实践基础上开展了有益的探索。《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）已明确参与需求响应产生的中长期用电偏差应由参与主体自主承担，进一步规范市场主体的权责；山东省《2020年全省电力需求响应工作方案》（鲁发改能源〔2020〕836号）已就与电力现货市场协同进行了尝试，采取参照现货日前、实时出清价格决定补偿标准。

（三）交易组织、市场运营与交易制度仍待统一

需求响应相关工作和电力市场建设均归属省发改、经信和能源局等相关部门，但是具体到交易组织、市场运营与交易制度并不一致。

交易组织方面，市场化交易均在电力交易平台开展，交易对手方为多种类型的市场主体；需求响应申报通常需要在专门的需求侧管理平台开展，交易对手方为电网企业。

市场运营方面，电力市场运营均由电力交易中心协同市场管理委员会共同负责；需求响应相关工作目前通常暂由省级电网企业市场营销部门负责。

交易制度方面，电力市场交易依据电力交易相关法规执行，并依据信用评价机制、信息公开披露机制等共同开展；需求响应目前主要依据电力需求侧管理相关办法开展有关工作，暂未就信用评价和信息披露工作做进一步的要求。

三、电力需求响应市场化机制建设实施路径思考

我国幅员辽阔，“十四五”期间预计电力需求侧资源开发潜力超过2亿千瓦。电力市场化面对即将开局的“十四五”，通过进一步深化体制机制改革，深度挖

掘需求侧潜力，加快推进电力需求响应与电力市场实现耦合，对减缓“十四五”期间燃煤装机增速、提升可再生能源就近消纳程度、助力终端用能电气化率提升至30%以上、实现我国能源革命与能源高质量发展均具有重大意义。

从近期、中期和远期考虑，建议采取如下路径有序实施：

（一）近期

鼓励需求侧资源整合交易，完善市场化补偿定价机制。随着电力市场交易比重的不断增加，作为市场重要构成的中小型电力用户大量进入电力市场。由于大部分并不具备电力市场交易专业知识储备且市场议价能力相对较弱，通过售电公司等负荷聚合商代理参与电力市场成为主流趋势。对于专业化的售电公司，可以精细化分析中小电力用户的用电特性和利益诉求，结合批发侧的市场化价格信号制定带激励特征的零售合约，以市场化的补偿定价机制满足中小电力用户的心理预期，提升需求响应的执行效果和响应能力。

探索需求侧响应与中长期电力市场衔接的市场机制。当前，我国电力市场交易主要采用中长期交易模式。为保证现货市场有序推进，在市场连续运行初期也采取了高比例中长期合约覆盖交易电量的政策性约束。探索需求侧资源以中长期市场主体参与交易，以相对稳定的市场化中长期价格，对参与主体建立明确的收益预期和惩罚约束，形成电力需求响应调用储备库，提升需求响应资源的可靠性。

推动市场运营机构与规则的协同一致。从国外实践来看，需求响应与电力市场均在同一交易平台开展交易，并遵循共同的市场交易和监管机制。从推进我国电力市场建设的角度来说，推动需求响应与电力市场同台交易，共同运营监管，有助于进一步挖掘需求响应的潜力，有利于“源-网-荷”的协同运作。

（二）中期

研究需求响应资源纳入容量回收机制的方式。面对可再生能源的高速发展和系统灵活性资源稀缺的情况，探索建立容量回收机制对于保证电力系统充裕度具有重要意义。将需求侧纳入容量回收机制的范畴，可以有效缓解大量建设灵活性电源的迫切程度，降低系统容量成本，避免终端用能成本的大幅提高。

探索需求响应与现货市场、辅助服务市场联合出清机制。基于成熟运作的现货与辅助服务市场，研究需求响应主体参与日前、实时和辅助服务市场的交易规则以及出清机制，以试点形式推动部分现货市场开展需求响应主体参与现货、辅助服务市场的实践，以变动价格信号引导需求侧资源自主调整用电行为。

（三）远期

研究虚拟报价、投机商等参与市场。对于成熟市场来说，允许市场主体使用虚拟报价，并引入投机商参与机制，可以有效提升市场流动性，为主市场体寻找对手交易方、规避经济风险、提升市场主体风险意识创造必要的条件。需求侧响应资源是以价格为主要驱动，通过更加宽松的市场化交易环境，可以大幅提升需求侧资源的参与意愿和执行效果。

研究引入金融衍生品工具。对于活跃电力市场，除采用中长期交易手段以外，引入必要的金融衍生品交易有助于市场主体降低交易风险。对于需求侧资源而言，既要考虑作为平衡责任主体收获为系统注入柔性的补偿，也要考虑作为终端用电主体保证用电价格的稳定。通过金融衍生品工具，可以在不影响电力系统安全性的情况，从场外保障市场主体的经济收益，提升需求侧资源在电力市场中的参与响应意愿。参

（上接第9页）

（五）加强需求响应技术体系架构建立

探索“互联网+”智能用电技术模式和组织模式，推进需求响应资源、储能资源、分布式可再生能源电力以及新能源微电网的综合开发利用。通过广泛部署用户信息、电网信息与发电信息等数据采集终端，建设能源互联网，打破源-网-荷-储数据壁垒，整合系统运行、市场交易和用户用电数据，提高需求侧大数据分析能力，实现需求响应资源的智能调控。完善需求响应技术标准体系，同时在需求响应项目的设计、建设、运行和维护中，应重视现行标准的推广和应用，提高项目建设质量，降低项目投资运维成本。参

我国虚拟电厂发展研究

王冬容

(中电国际政策研究室主任)

今年是“十四五”能源规划编制之年，关于煤炭和煤电如何考虑成为关注的焦点。今年疫情之后，多个煤电建设开闸放水的消息见诸报端，更有人主张“十四五”要新建高达2亿千瓦煤电项目。同时，也有一股强大呼声，呼吁控制发展煤电的惯性冲动，主张通过充分发展可再生能源和挖掘需求侧资源来满足电力负荷增量，大力发展虚拟电厂，替代煤电调峰，并进一步推动能源革命。

那么，究竟什么是虚拟电厂？其资源状况、未来发展空间如何？如何理解虚拟电厂在能源革命和现代能源体系建设中的意义和作用？当前在我国推进虚拟电厂新业态还存在哪些突出问题？如何有效克服这些问题？在这里简要梳理如下。

一、什么是虚拟电厂

从现有的研究和实践来看，虚拟电厂可以理解为：是将不同空间的可调节（可中断）负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式电源等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。它既可作为“正电厂”向系统供电调峰，又可作为“负电厂”加大负荷消纳配合系统填谷；既可快速响应指令配合保障系统稳定并获得经济补偿，也可等同于电厂参与容量、电量、辅助服务等各类电力市场获得经济收益。

虚拟电厂自本世纪初在德国、英国、西班牙、法国、丹麦等欧洲国家开始兴起，同期北美推进相同内涵的“电力需求响应”。我国同时采用这两个概念，一般认为虚拟电厂的概念包含需求响应。目前虚拟电厂理论和实践在发达国家已成熟，各国各有侧重，其中美国以可控负荷为主，规模已超3千万千瓦，占尖峰负荷的4%以上；以德国为代表的欧洲国家则以分布式电源为主；日本以用户侧

储能和分布式电源为主，计划到2030年超过2500万千瓦；澳大利亚以用户侧储能为主，特斯拉公司在南澳建成了号称世界上最大的以电池组为支撑的虚拟电厂。

“十三五”期间，我国江苏、上海、河北、广东等地也相继开展了电力需求响应和虚拟电厂的试点。如江苏省于2016年开展了全球单次规模最大的需求响应。国网冀北电力有限公司高标准建设需求响应支撑平台，优化创新虚拟电厂运营模式，高质量服务绿色冬奥，并参与了多个虚拟电厂国际标准制定。

二、虚拟电厂的三类资源

虚拟电厂赖以发展起来是以三类资源的发展为前提的。一是可调（可中断）负荷，二是分布式电源，三是储能。这是三类基础资源，在现实中，这三类资源往往会糅合在一起，特别是可调负荷中间越来越多地包含自用型分布式能源和储能，或者再往上发展出微网、局域能源互联网等形态，同样可以作为虚拟电厂下的一个控制单元。

相应，虚拟电厂按照主体资源的不同，可以分为需求侧资源型、供给侧资源型和混合资源型三种。需求侧资源型虚拟电厂以可调负荷以及用户侧储能、自用型分布式电源等资源为主。供给侧资源型以公用型分布式发电、电网侧和发电侧储能等资源为主。混合资源型由分布式发电、储能和可调负荷等资源共同组成，通过能量管理系统的优化控制，实现能源利用的最大化和供用电整体效益的最大化。

（一）可调（可中断）负荷

可调负荷资源的重点领域主要包括工业、建筑和交通等。其中工业分连续性工业和非连续性工业；建筑包括公共、商业和居民等，建筑领域中空调负荷最为重要；交通有岸电、公共交通和私家电动车等。可调负荷资源在质和量两个方面都存在较大的差别。在质的方面，可以从调节意愿、调节能力和调节及聚合成本性价比几个维度来评判。总的来说，非连续工业是意愿、能力、可聚合性“三高”的首选优质资源，其次是电动交通和建筑空调。在量的方面，调节、聚合技术的发展和成本的下降都在不断提升可调负荷资源量。从国家电网等企业和江苏、上海等省市的

调查情况看，当前我国可调负荷资源经济可开发量保守估计在5000万千瓦以上。

（二）分布式电源

分布式电源（分布式发电）指的是在用户现场或靠近用电现场配置较小的发电机组，包括小型燃机、小型光伏和小型风电、水电、生物质、燃料电池等或者这些发电的组合。

当前我国对分布式电源（发电）的界定和统计还处在不够严谨的状态。据初步统计，截至2018年底，我国分布式电源装机约为6000万千瓦，其中，分布式光伏约5000万千瓦，分布式天然气发电约为300万千瓦，分散式风电约为400万千瓦。一些符合条件的小水电未被纳入，小型背压式热电也因争议大暂未作为分布式发电。而站在虚拟电厂的角度，对分布式发电资源的界定在于调度关系，凡是调度关系不在现有公用系统的，或者可以从公用系统脱离的发电资源，都可以纳入虚拟发电资源。从这个意义上说，所有自备电厂都是虚拟电厂潜在的资源。

（三）储能

储能是电力能源行业中最具革命性的要素。储能技术经济性的快速提升，使电能突破了不可大规模经济储存的限制，也改变了行业控制优化机制。按照存储形式的区别，储能设备大致可分为四类：一是机械储能，如抽水蓄能、飞轮储能等；二是化学储能，如铅酸电池、钠硫电池等；三是电磁储能，如超级电容、超导储能等；四是相变储能。据中关村储能产业技术联盟不完全统计，截至2019年12月，全球已投运电化学储能累计装机为809万千瓦，我国171万千瓦，初步形成电源侧、电网侧、用户侧“三足鼎立”新格局。

三、虚拟电厂发展的三个阶段

虚拟电厂的三类基础资源都在快速发展，所以虚拟电厂自身的发展空间也在快速拓宽。但并不是有了资源虚拟电厂就自然发展出来了，而是要有系列必要的体制机制条件为前提。依据外围条件的不同，我们把虚拟电厂的发展分为三个阶段。第一个阶段我们称之为邀约型阶段。这是在没有电力市场的情况下，由政府

部门或调度机构牵头组织，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程。第二个阶段是市场型阶段。这是在电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场建成后，虚拟电厂聚合商以类似于实体电厂的模式，分别参与这些市场获得收益。在第二阶段，也会同时存在邀约型模式，其邀约发出的主体是系统运行机构。第三个阶段是未来的虚拟电厂，我们称之为跨空间自主调度型虚拟电厂。随着虚拟电厂聚合的资源种类越来越多，数量越来越大，空间越来越广，实际上可称之为“虚拟电力系统”，其中既包含可调负荷、储能和分布式能源等基础资源，也包含由这些基础资源整合而成的微网、局域能源互联网。

（一）第一阶段：邀约型虚拟电厂

在电力市场包括电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场到位之前，即可通过政府部门或调度机构（系统运行机构）发出邀约信号，有虚拟电厂（聚合商）组织资源（以可调负荷为主）进行响应。当前我国各省试点的虚拟电厂以邀约型为主，其中以江苏、上海、广东等省市开展得较好。

2015年，江苏在全国率先出台了季节性尖峰电价政策，明确所有尖峰电价增收资金用于需求响应激励，构建了需求响应激励资金池，为江苏地区需求响应快速发展奠定基础；同年，江苏省工信厅、物价局出台了《江苏省电力需求响应实施细则》，明确了需求响应申报、邀约、响应、评估、兑现等业务流程。根据历年来实践经验和市场主体的意见，江苏省电力公司会同相关主管部门不断优化激励模式和价格机制，按照响应负荷容量、速率、时长明确差异化激励标准。首创“填谷”响应自主竞价机制，实现用电负荷双向调节，资源主体参照标杆价格向下竞价出清，有效促进资源优化配置，提升了清洁能源消纳水平。2016年，江苏省开展了全球单次规模最大的需求响应，削减负荷352万千瓦。2019年再次刷新纪录，削峰规模达到402万千瓦，削峰能力基本达到最高负荷的3%~5%。为促进新能源消纳，2018年以来在国庆、春节负荷低谷时段创新开展填谷需求响应，最大规模257万千瓦，共计促进新能源消纳3.38亿千瓦时。

近年来，江苏省需求响应参与覆盖面不断扩大。从2015年主要以工业企业参与需求响应开始，逐步引入楼宇空调负荷、居民家电负荷、储能、充电桩负荷

等，不断汇聚各类可中断负荷资源。截至目前，已经累计汇聚3309幢楼宇空调负荷，最大可控超过30万千瓦，与海尔、美的等家电厂商合作，依托家电厂商云平台对居民空调、热水器等负荷进行实时调控。2020年，首次开展5户客户侧储能负荷参与实时需求响应，与万邦合作，首次将江苏地区1万余台充电桩负荷纳入需求响应资源池。截至目前，江苏地区累计实施响应18次，累计响应负荷量达到2369万千瓦，实践规模、次数、品种等均位居国内前列。

（二）第二阶段：市场型虚拟电厂

当前在我国，属于市场型虚拟电厂的只有冀北电力交易中心开展的虚拟电厂试点。冀北虚拟电厂一期接入蓄热式电采暖、可调节工商业、智慧楼宇、智能家居、用户侧储能等11类可调资源，容量约16万千瓦，分布在张家口、秦皇岛、廊坊三个地市。初期参与试点运营报装总容量约8.0万千瓦，主要为蓄热式电采暖、可调节工商业和智慧楼宇。在服务“新基建”方面，率先在张家口试点采用5G技术，实现蓄热式电锅炉资源与虚拟电厂平台之间大并发量、低时延的信息快速双向安全传输。目前冀北虚拟电厂商业运营主要参与华北调峰辅助服务市场，根据系统调峰需求，实时聚合调节接入资源用电负荷，在新能源大发期间增加用电需求（填谷），减少火电厂不经济的深调状态，获得与调峰贡献相匹配的市场化收益。截至2020年3月底，虚拟电厂累计调节里程757.86万千瓦时，实际最大调节功率达到3.93万千瓦，投运以来虚拟电厂总收益约157.46万元，日最大收益为87092.95元。

（三）第三阶段：跨空间自主调度型虚拟电厂

虚拟电厂发展的高级阶段将能实现跨空间自主调度。当前国际上有两个典型案例：一个是德国Next Kraftwerke公司。该公司早在2009年就启动了虚拟电厂商业模式，至2017年实现了对4200多个分布式发电设备的管理，包括热电联产、生物质能发电、小水电以及风电、光伏，也包括一部分可控负荷，总规模达到280万千瓦。一方面对风电、光伏等可控性差的发电资源安装远程控制装置，通过虚拟电厂平台聚合参与电力市场交易，获取利润分成；另一方面，对水电、生物质发电

等调节性好的电源，通过平台聚合参与调频市场获取附加收益，目前该公司占德国二次调频市场10%的份额。据最近的信息，该公司至2019年底已经实现对跨5个国家7000多个分布式能源和可调负荷的管理。

案例二是日本正在进行的一个虚拟电厂试验项目，该项目由日本经济贸易产业省资助，关西电力公司、富士电机等14家公司联合实施，共同建立一个新的能量管理系统，通过物联网将散布在整个电网的终端用电设备整合起来，以调节可用容量，平衡电力供需，促进可再生能源的有效利用。该项目一旦实施成功，也是一个典型的跨空间自主调度型虚拟电厂。

四、理解虚拟电厂的五个视角

第一，从需求侧管理到需求响应的角度。这是很自然的进化视角。目前开展需求响应和邀约型虚拟电厂，基本都是在原有需求侧管理的基础上进行，无论是管理部门、人员，还是技术支持系统，遵循的管理制度，都与需求侧管理工作一脉相承。

需求响应和需求侧管理有一定的相关和重叠。一般而言需求响应包括系统导向和市场导向两种形式。系统导向的需求响应由系统运营者、服务集成者或购电代理商向消费者发出需要削减或转移负荷的信号，通常基于系统可靠性程序，负荷削减或转移的补偿价格由系统运营者或市场确定。而市场导向的需求响应则是让消费者直接对市场价格信号作出反应，产生行为或系统的消费方式改变，价格是由批发市场和零售市场之间互动的市场机制形成。

其中系统导向的需求响应和需求侧管理具有较大的相关性。一般我们将需求侧管理中影响消费行为的项目称为负荷管理项目，而把影响消费方式的项目称为能源效率项目。负荷管理项目可以看作市场改革之前的需求响应项目，这些项目在市场改革后发展为系统导向的需求响应。在传统电力工业结构下，负荷管理项目可作为电力公司削减峰荷容量投资和推迟网络升级投资的一种工具。这些项目包括直接的负荷控制和调整、高峰期电价、分时电价等。需要指出的是，在市场改革前作为负荷管理工具的高峰期电价和分时电价，虽然在市场改革后仍然是需

求侧响应的重要工具，但前后存在着本质的区别：前者是作为电力公司的负荷管理手段，消费者只能被动接受而无选择权；后者则是消费者的一个电价选择，消费者可以自主决定是否参与。

简而言之，从需求侧管理到需求响应虽然有相关继承性，但其区别是本质性的，在需求侧管理中，用户是刚性的“无机体”，是管理和控制的对象，而在需求响应中，用户是弹性的“有机体”，是被激励有响应的对象。

第二，从电力市场建设和电力市场运营稳定的角度。从加州电力危机之后，大家统一了一个理念，就是一定要把用户引入电力市场，这是从市场稳定的角度出发。关于市场稳定有一个判据，即市场中最大发电商的均衡市场份额不能大于其面对的需求侧弹性。所以，要维持电力市场的稳定，途径有两条：一是控制最大发电商的市场份额，二是提高需求侧价格弹性，也就是增加需求侧响应的能力。很明显，将供应侧的集中度减少一半和将需求侧的价格弹性增加1倍，对价格即市场稳定性的影响是一样的，但后者可能更容易做到。

第三，从综合资源规划的角度。今年是“十四五”规划之年，现在围绕的核心焦点问题是关于煤电是不是开闸的问题，争论非常激烈。目前全国各地3%~5%的尖峰负荷分布基本都在50个小时之内，如果用供应侧投资，尤其是大量上化石能源电厂的话，光从投资量来讲，至少需要五千亿以上的规模去满足，而如果用需求侧资源，预计在1/7~1/10的投资，主要是智慧能源新基建的投资，起步可以用最基础的需求响应项目就可以实现。

第四，从能源互联网的角度。从2015年电改以来，和改革同时兴起的是能源互联网新技术和新业态的推进。能源互联网和需求响应、虚拟电厂有非常高度的重叠。从局域能源互联网角度来看，其实就是需求响应进化的一种形式，我们讲需求响应首先更多的是狭义地讲可调负荷，但接下来分布式能源的纳入，使得整个需求侧资源内涵又发生质的提升，更多以微网、局域能源互联网的形式来做需求侧资源。再往下发展就是一种广域能源互联网的形式，形成跨空间的源网荷储的集成和协同。

第五，从能源革命的角度。我们理解能源革命有两个维度，第一是主力能源品种的更替，就像从化石到非化石，从高碳到低碳，这叫能源革命。第二个维度

是整个能源系统的控制和优化方式，这是一种颠覆式变化，是更为深刻的能源革命。从电力工业诞生一百四五十年以来，整个电力行业一直是top-down的控制和优化方式。但是当需求侧资源不断引入之后，在能源互联网中以使用者为中心，将会越来越充分的实现，那时控制和优化的方式就是bottom-up。

所以，在那种情形下，我们将是一种跨空间的、广域的源网荷储的集成商。需求响应刚开始是少量的负荷集成商，而后发展是综合资源集成商，是源网荷储的集成商。再往后发展，整个行业的主力，在市场平台上唱主角的将是这些聚合商。届时，我国电力五级调度体系就会发生根本性变化。

五、总结与建议

首先，发展虚拟电厂意义重大。一是可以提高电网安全保障水平。当前我国中东部地区受电比例上升、大规模新能源接入、电力电子装备增加，对电力系统平衡、调节和支撑能力形成巨大压力。将需求侧分散资源聚沙成塔，发展虚拟电厂，与电网进行灵活、精准、智能化互动响应，有助于平抑电网峰谷差，提升电网安全保障水平。二是可以降低用户用能成本。从江苏等地试点看，参与虚拟电厂后用户用能效率大幅提升，在降低电费的同时，还可以获取需求响应收益。如江苏南京试点项目平均提升用户能效20%；无锡试点项目提高园区整体综合能源利用率约3个百分点，降低用能成本2%，年收益约300万元。三是可以促进新能源消纳。近年来，我国新能源装机快速增长，2019年新增风电、光伏装机5255万千瓦，占全国新增装机的62.8%，但部分地区、部分时段弃风弃光弃水现象仍比较严重。发展虚拟电厂，将大大提升系统调节能力，降低“三弃”电量。四是可以节约电厂和电网投资。我国电力峰谷差矛盾日益突出，各地年最高负荷95%以上峰值负荷累计不足50小时。据国家电网测算，若通过建设煤电机组满足其经营区5%的峰值负荷需求，电厂及配套电网投资约4000亿元；若建设虚拟电厂，建设、运维和激励的资金规模仅为400~570亿元。

其次，当前发展虚拟电厂还存在以下几个突出问题。一是认识不到位。目前，我国虚拟电厂处于起步阶段，其组织、实施和管理基本上还是沿袭需求侧

管理的旧模式，没有树立起将需求侧资源和供给侧资源同等对待的理念，没有形成体系化、常态化工作机制，没有下定持续推进的决心。二是管理部门不明确。虚拟电厂属新业态，目前遵循的是国家发展改革委、工信部、财政部、住建部、国资委、国家能源局等六部门于2017年发布的《电力需求侧管理办法（修订版）》，但牵头部门不明确，管理职能有交叉，协同发力不足。三是规范标准不统一。国家层面没有相关文件，潜力巨大的分布式发电无法进入，限制了虚拟电厂发展空间。没有虚拟电厂的国家、行业标准，各类设备及负荷聚合商的通信协议不统一，数据交互壁垒高、不顺畅，增加了建设难度和成本。四是激励和市场化机制不到位。目前，仅有8省市出台了支持政策，但激励资金盘子小、来源不稳定，难以支撑虚拟电厂规模化发展。各地电力辅助服务市场和现货市场建设中，除华北地区开展小规模试点外，没有将虚拟电厂作为市场主体纳入。

综上，我们应从以下几个方面来推动虚拟电厂发展：

一是尽快启动虚拟电厂顶层设计。建议由国务院层面出台《虚拟电厂建设指导意见》，明确虚拟电厂定义、范围；积极培育“聚合商”市场主体；建立虚拟电厂标准体系；明确能源主管部门牵头建设虚拟电厂。

二是加快实施虚拟电厂“新基建”。政府部门统筹规划，充分引入华为、腾讯、阿里等先进信通和互联网平台企业，搭建虚拟电厂基础平台。聚合商在基础平台上建设各类运营平台，为广大用能企业提供一揽子智慧能源服务。

三是加快完善激励政策和市场化交易机制。丰富虚拟电厂激励资金，来源可包括尖峰电价中增收资金、超发电量结余资金、现货市场电力平衡资金等。加快完善虚拟电厂与现货市场、辅助服务市场、容量市场的衔接机制。

四是推进虚拟电厂高质量规模化发展。应考虑将发展虚拟电厂纳入各级“十四五”能源规划并进行考核。建议在全国范围复制推广虚拟电厂的“江苏模式”。“江苏模式”主要特征有两点：一是政府主导平台建设和运营，提供公平、开放、免费服务；二是社会资本主导虚拟电厂建设和运营，培育了数目众多的市场化“聚合商”，实现了技术快速迭代、成本快速下降。同时支持江苏结合现货市场和辅助服务市场建设，进一步提升虚拟电厂发展水平。参

“十四五”全国尖峰负荷控制规模研究

李丁 刘思远

(电力规划设计总院)

近年来，全国用电负荷快速增长，峰谷差加大，尖峰负荷持续时间维持在较低水平。与此同时，局部地区电力供需偏紧问题逐步显现，单纯通过增加电网、电源建设保障负荷需求投资成本高、系统整体效率低。为深入贯彻落实能源生产消费革命，推进电力工业高质量发展，需要源网荷协调发展，更加重视通过调动需求侧响应资源，抑制尖峰负荷，减少顶峰电源建设需求，提升系统整体效率及经济性。

一、“十四五”我国尖峰负荷发展趋势研判

(一) 我国尖峰负荷问题较为突出

“十三五”以来，随着社会经济的持续发展及产业结构不断优化调整，第三产业及居民用电占比逐步增加，各地区电力最大负荷屡创新高，负荷峰谷差进一步拉大。2019年全国最大负荷已超过12亿千瓦，较2015年增幅接近30%。同时，尖峰负荷规模大、持续时间短、出现频次少。其中，全国最大负荷97%以上的尖峰负荷规模总计超过2000万千瓦，大部分地区持续时间一般在30小时以内、分布天数在4~5天左右。最大负荷95%以上的尖峰负荷规模总计超过6000万千瓦，大部分地区持续时间一般在100小时以内、分布天数在10天左右。从区域上看，东北、西北及华北蒙西等地区尖峰负荷持续时间与出现天数显著高于其他地区。

(二) 降温/采暖负荷是形成尖峰负荷的主要成因

从各产业典型负荷特性来看，第三产业与居民生活用电负荷在日内具有较大波动性，第二产业用电负荷较为平稳。根据全国各地负荷特性分析，降温/采

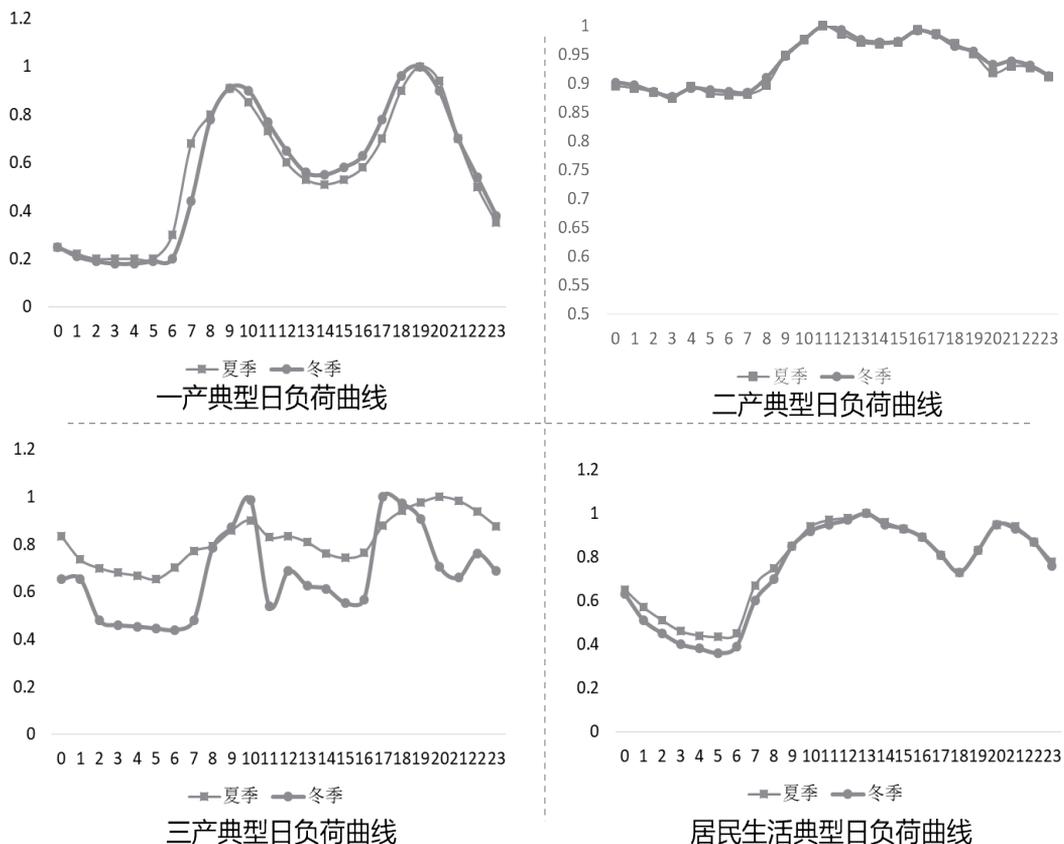


图1 各产业典型日负荷曲线示意图

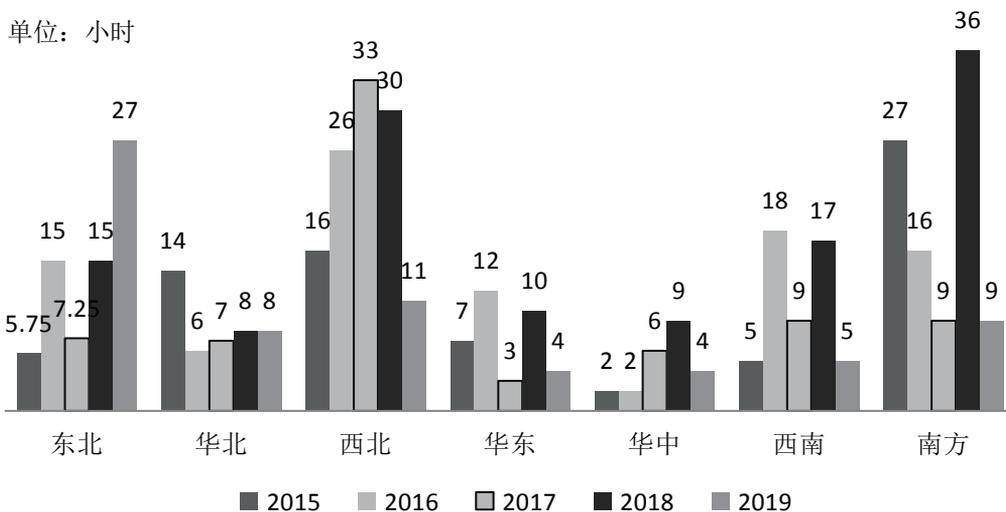


图2 “十三五”以来各区域典型尖峰负荷持续时间 (≥97%最大负荷)

单位：小时

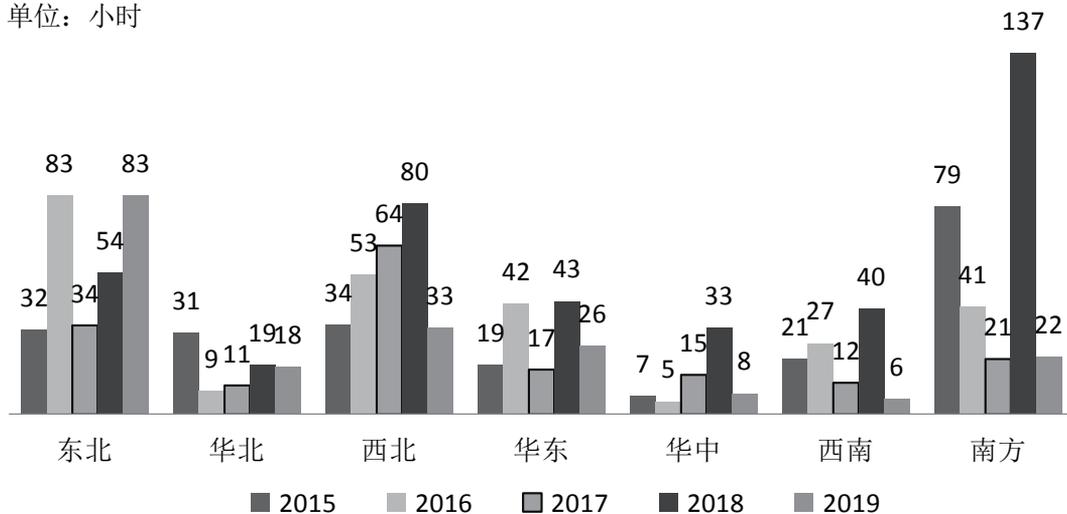


图3 “十三五”以来各区域典型尖峰负荷持续时间（≥95%最大负荷）

暖负荷是近年来最大负荷持续快速攀升的重要原因，对最高负荷增长的贡献率接近50%，部分地区降温/采暖负荷占最大负荷比重已超过1/3。极端天气下，降温/采暖持续时间的差异决定了全年尖峰负荷持续时间。如图2、3所示，2018年全国大部地区遭遇极端高温天气，各地区尖峰负荷持续时间较其他年份显著提高。

（三）若不加控制，“十四五”全国尖峰负荷规模将超过8000万千瓦

“十四五”期间我国电力需求还将维持刚性增长，预计全国最大负荷将达到16.5亿千瓦左右，增幅接近30%。随着各地区产业结构的优化升级和居民生活水平的不断提高，三产、居民用电比重约为19%、15%，分别比2015年提升6个百分点和2个百分点。据此判断，“十四五”若对尖峰负荷不加控制，尖峰负荷规模（95%以上）总计将超过8000万千瓦。同时，各地负荷特性、产业结构、气候特点的不同，也决定了尖峰负荷特性存在较大地区性差异。经分析判断，中东部及南方地区尖峰负荷规模较大，持续时间较短。工业占比较大，区域纬度较高地区，如宁夏、内蒙古、新疆等，尖峰负荷规模较小，持续时间较长。

二、国内外电力需求侧响应发展现状

（一）美国需求侧响应开展情况

美国需求响应起步较早，相关政策比较完备，组织机构也较为完善，实行需求侧调频、调峰和备用。2018年美国各ISO参与需求响应容量占尖峰负荷比重为1.4%~6%，实际需求响应容量占尖峰负荷比重约2.8%。需求响应容量中，大型工商业用户实际响应容量占比超过65%。

表1 2018年美国各ISO需求响应项目参与容量（单位：兆瓦）

RTO/ISO	参与需求响应容量	占全社会最大负荷比例
加州ISO（CAISO）	1700	3.5%
德克萨斯电力可靠性委员会（ERCOT）	2329	3.0%
新英格兰ISO（ISO-NE）	363	1.4%
美国中部ISO（MISO）	7372	5.0%
纽约ISO（NYISO）	1217	3.0%
宾西马（PJM）	10449	6.0%

（二）我国需求侧响应开展情况

我国2003年以前主要通过限电、拉闸等有序用电手段实现供电紧张时的需求侧管理，后续随着需求侧管理体制机制的逐步完善，逐步由错、避峰等单一行政管理手段转向需求响应广泛参与的行政与市场化结合方式。

2017年，江苏省发布《江苏省电力需求响应实施细则》，并配套实施尖峰电价政策，构建了自闭环的需求响应激励机制。江苏省每年7、8月的日最高气温超过35℃时，对大工业用户在用电尖峰时段每千瓦时增收0.1元的尖峰电价，其收入全部用于奖励参与电力需求响应活动临时性减少高峰电力负荷的电力客户。2019年江苏省单次需求响应规模达到402万千瓦，占全社会最大负荷的3.6%左右，创造全球单次最大规模削峰需求响应世界纪录。其中，超过90%为工业响应负荷，居民响应负荷占比仅为6%左右。

表2 近年来江苏省需求侧响应执行情况（单位：兆瓦）

年份	最大响应负荷	占全社会最大负荷比例
2015	1888	2.2%
2016	3520	3.7%
2017	1447	1.4%
2018	10	0.0%
2019	4020	3.6%

三、“十四五”尖峰负荷控制相关建议

（一）“十四五”尖峰负荷控制不能一蹴而就

通过需求侧响应可以充分调动消费侧响应资源，有效抑制尖峰负荷。但国内外经验表明，参与需求侧响应的市场主体为大工业负荷，居民和商业负荷参与度较低，尖峰负荷控制规模一般在5%以内。

一是，尖峰负荷问题主要由第三产业及居民降温/采暖负荷引起，但居民和三产对电价敏感性较差，对价格型的响应措施接受程度及参与积极性有限，参与的用户数量和规模较小。目前，国内外尖峰负荷控制都是采用“头痛医脚”的方式，以大工业用户作为削减尖峰负荷的主要抓手。但工业用户响应潜力有限，一般以非生产性负荷和辅助生产负荷为主，响应潜力占总用电负荷的10%~15%左右，并不足以匹配未来尖峰负荷发展规模。

二是，我国现有需求侧响应仍是半市场化模式，江苏省模式下控制尖峰负荷的最重要环节是尖峰电价，这是固定时间段的固定价格，不能实时反映实际市场真实价值，这也导致了居民和三产用户参与不足，激励资金实际只是在大工业用户间流动，需求响应规模持续提升的能力不足。考虑到我国电力市场化建设进度及各地市场发展程度及电网监测、控制技术条件，“十四五”期间全国尚难以建立并运行完全市场化的需求侧响应市场，尖峰负荷控制目标需渐进实施和因地制宜。

（二）“十四五”各地区尖峰负荷削减规模宜在5%以内

“十四五”各地区尖峰负荷削减规模应与需求侧响应潜力相匹配，同时要考虑充分保障生产活动和电力运行安全可靠，统筹经济性和负荷特性综合确定削减目标。根据研究，各地区合理尖峰负荷控制比例宜在5%以内，“十四五”全国预计削减尖峰负荷5000万千瓦左右。未来随着用户接受程度、设备自动化程度的提高，需求侧竞价及辅助服务市场的完善，尖峰负荷控制规模还具有进一步提升潜力。

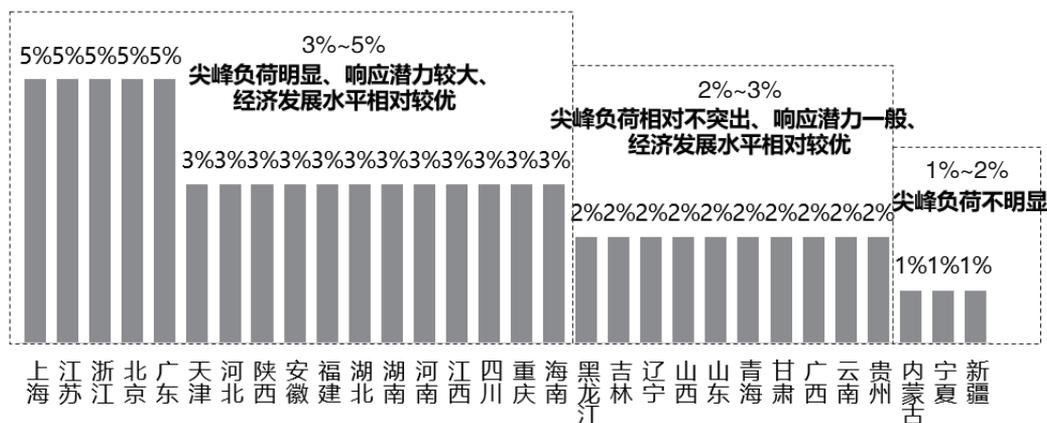


图4 “十四五”期间各地区合理尖峰负荷控制比例

（三）应通过体制机制与技术创新双轮驱动需求侧响应水平持续提升

一是进一步完善需求侧响应体制机制。“十四五”期间应结合部分需求侧响应试点运行成效及经验，进一步完善需求侧响应体制机制，探索建立多元化补偿资金渠道。结合电力市场改革推进情况，探索建立长效的需求响应激励机制，探索实时电价下的需求响应工作，拓展研究电力用户与电力市场运营商之间的友好互动模式。

二是加快需求响应技术创新推动力度，深入挖掘需求侧响应潜力。“十四五”期间应加强需求响应能力建设，通过需求响应技术创新及推广应用，鼓励用户发展电力智能管理系统以实现更小容量电力用户如家庭参与市场，切实提升需求侧响应智能化水平，充分挖掘各行业的需求响应潜力。参

湖州需求响应资源潜力与价值挖掘分析

刘明明¹ 李淑祎² 邓良辰³ 王函韵⁴

(1.自然资源保护协会；2.国瑞沃德（北京）低碳经济技术中心；
3.国家发展和改革委员会能源研究所；4.国网湖州供电公司)

需求响应是电力发展进入新阶段后，从需求侧解决电力供需平衡的新手段。对区域需求响应资源潜力进行量化分析是推动需求响应资源合理开发、逐步走入市场实现价值的重要工作内容。本文选择湖州为案例，进行需求响应资源潜力分析，为开发科学可行的资源潜力提供支撑。

一、案例背景及选取原因

浙江省湖州市地处长三角中心区域，是“两山”理念的发源地，也是多元融合高弹性电网建设的重点地区。本研究案例选取湖州是基于三个原因：一是湖州电气化程度高。2019年，湖州市全社会用电量295亿千瓦时，同比增长7.36%。湖州市电力占终端能源消费比重在40%左右，远高于26%的全国平均水平，未来湖州市还将深入推进“全域电气化”，开展“生态+电力”示范城市建设。湖州市的高电气化率，代表着国内经济发达城市的电气化发展方向。二是湖州开展需求响应工作的需求较为迫切。湖州市电力对外依存度高，电力供应日趋紧张，2019年，全市最高负荷达517万千瓦，比上年增长10.9%，最高负荷增速超过用电量增长3.54个百分点，“缺电力”现象较为突出。三是湖州进一步推进需求响应的基础较好。2019年全市开展了需求响应工作，共有82家企业申请参与需求响应，协议响应能力为30万千瓦，占2019年最高负荷的5.84%。用户协议响应能力在800~45000千瓦之间不等，平均规模为3660千瓦。从实施效果看，2019年全市基本完成了浙江省下达的需求响应工作任务。

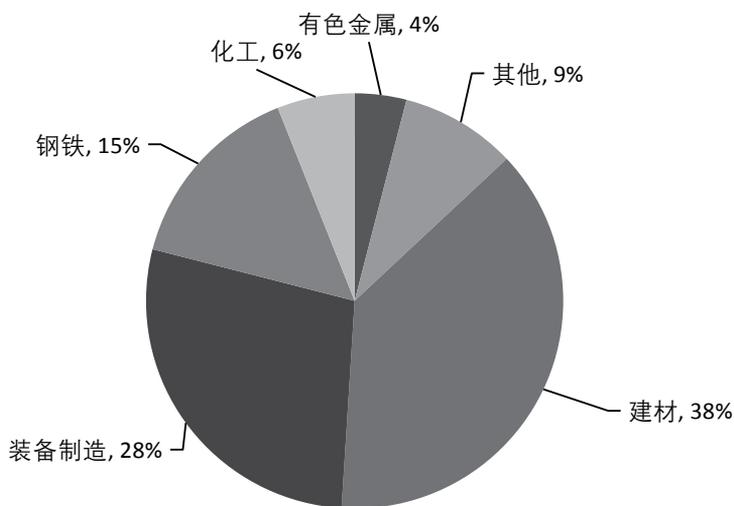


图1 2019年湖州市需求响应协议用户的规模占比

二、湖州需求响应资源潜力分析与核算

(一) 湖州需求响应资源潜力分析

从实施主体层面，决定区域需求响应资源潜力的主要因素有两个，即区域所有用户的“可调节能力”和“价格敏感度”。“可调节能力”由用户负荷特性决定，而“价格敏感度”则是用户对电价变动或激励信号作出的反应。根据单个用户“可调节能力”与“价格敏感度”的大小，可将区域用户分为四个象限：A象限——单个用户可调节能力大、价格敏感度高，这类用户资源具有规模开发的基本条件，且开发难度相对较小，拥有较高的性价比；B象限——单个用户可调节能力小、但价格敏感度高，如果市场发展较为成熟，负荷集成商越来越多地参与需求响应并发挥组织中介的作用，B类资源也将是理想的开发对象；C象限——单个用户可调节能力大、但价格敏感度低，当电力系统出现较为严重的供应缺口时，可以调动C类资源，但这意味着更高的经济成本；D象限——单个用户可调节能力和价格敏感度均低。从重点领域看：工业中非连续生产行业往往属于A类资源；非连续工业属于C类资源；电动车等属于B类资源；公共建筑和民用建筑等则属于D

类资源。

综合考虑湖州市需求响应资源潜力分析结果，工业领域特别是装备制造业将是资源优势最大的行业；其次是商业空调，虽然计算结果显示属于C类资源，但如果辅以蓄能改造条件以及谷段低廉电价政策等，商业空调的响应能力有望大幅提高；纺织业、石化等行业虽然可调节能力大，但从2019年实践看，用户参与的积极性不高，仍属于C类资源；公共建筑和居民空调是传统意义上的刚性需求，属于D类型资源，其开发还需借助政策支持以及负荷集成商的作用；电动车资源属于B类型资源，虽然目前资源量很小，但考虑其成长性，开发的意义和价值较大。

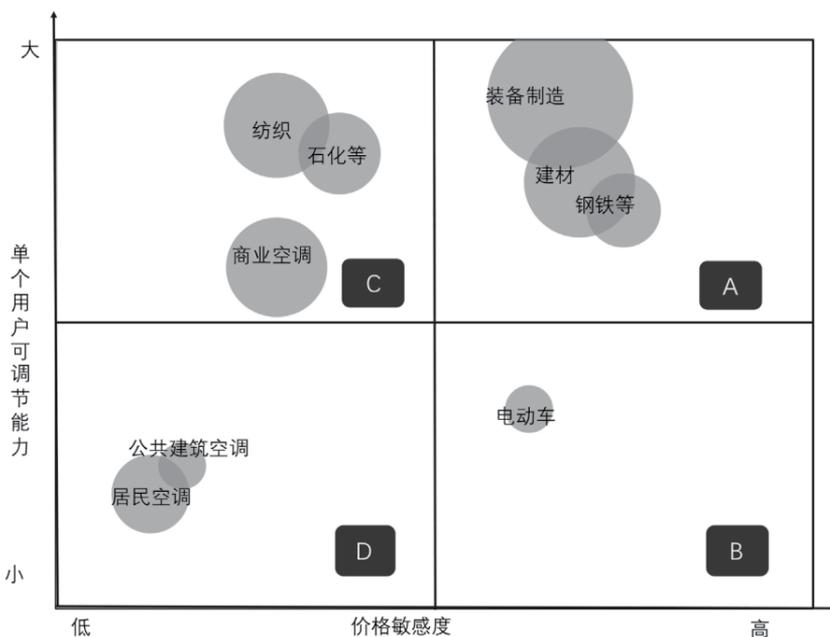


图2 湖州市重点领域需求响应资源潜力分析

(二) 湖州需求响应资源潜力核算

从方法学上讲，可从三个层面进行需求响应资源潜力分析计算。一是宏观层面，以“可调节负荷占区域最大负荷的比重”为指标；二是中观层面，围绕工业、建筑、交通等重点领域进行行业分析，行业需求响应资源潜力计算需要摸清区域边界条件、行业特性、电网负荷特性，以“行业最大可调节能力”、“行业

参与度”、“行业可调节负荷”以及“行业调节电网高峰负荷能力”为主要指标；三是微观层面，主要考虑直接削减和转移高峰负荷两种方式下，用户侧可调节负荷的大小，需求响应资源总量等于地区所有用户直接调节和转移负荷能力之和。

以2019年为基准年，在宏观层面，当湖州形成占最大用电负荷10%以上的需求侧机动调峰能力时，全市可调节负荷总量应达到51.7万千瓦。在中观层面，工业、建筑和交通是湖州市实施需求响应的重点领域。通过行业特性和电网特性分析，得到湖州市工业、建筑（空调）、交通（充电设施）三大领域的可调节负荷之和为72.3万千瓦，其中，工业为54.9万千瓦，建筑（空调）为15.9万千瓦，交通（充电设施）为1.5万千瓦。同时基于湖州市电网负荷特性、行业负荷与地区电网负荷曲线的关系，从而分析得出三大行业调节电网高峰负荷的能力为49.2万千瓦，其中工业为33.0万千瓦，建筑为15.9万千瓦，交通为0.3万千瓦。

通过宏观和中观层面的核对，湖州市能完成宏观层面的需求响应指标，且有望形成占最大用电负荷14%¹的需求侧机动调峰能力。在夏季高峰时段，通过需求响应，湖州市最大可调节电网高峰负荷达49.2万千瓦。

对比需求响应工作现状，湖州市已经形成30万千瓦的需求响应资源池，全市尚有42.3万千瓦的可调节负荷待开发。待开发的需求响应资源主要集中在商业空调、纺织、装备制造业，上述三大行业待开发的需求响应资源均在9万千瓦以上。

三、启示与建议

一是构建可操作性强的需求响应资源潜力分析方法。如何以最经济的方式规模化开发需求响应资源、平滑负荷曲线，是需求响应潜力分析的重要目的。目前国内外均涌现出需求响应试点及实践，但由于需求响应资源较为分散、影响因素众多，其资源的可开发量难以科学量化，因此，国内外需求响应潜力分析大多采用定性分析和定量分析相结合的方式，其定量分析的取值大多来自于经验值。缺

1.即用三大行业可调节负荷之和（72.3万千瓦）除以2019年全市最大负荷（517万千瓦）。

乏科学可行的需求响应资源潜力分析方法。下一步各地在开发需求响应资源时，尚需建立一套完善的、可操作性强的资源潜力分析方法。

二是深入开展需求侧资源如何参与电力市场的理论和实践研究。在实践中，需求响应资源规模开发的重要前提是摸清其市场价值，一方面通过经济效益、环境效益、社会效益等理论分析，促进其价值获得市场承认；二是通过激励型或价格型需求响应的实践探索，促进需求响应资源参与电力市场，并在市场中获得“价格发现”。目前，需求响应的市场“价值承认”、“价格形成”均处于起步阶段，需求响应资源的有效开发还有赖于电力市场改革的持续推进。

三是加大需求侧资源促进可再生能源消纳的政策激励力度。随着国内电力供需形势的变化，电能替代和清洁电力的发展，需求侧资源在填谷和促进可再生能源消纳方面的作用，受到越来越多的重视。从理论上说，工业、建筑、交通等均能成为填谷实施的重点领域。而用户对填谷是否做出响应，对可再生能源消纳能否起到作用，同样取决于谷段的价格信号（或者经济激励）能否激励用户改变用能行为和习惯。

（本文来源于《需求侧资源潜力挖掘方法与实践——以长三角中心城市湖州为例》研究报告）

日本虚拟电厂的发展现状与市场展望

周杰

(国际清洁能源论坛(澳门)秘书长、武汉新能源研究院研究员)

2019年日本可再生能源发电占比达到了18.5% (含水)，预计可提前完成2030年占比达到22%~24%的目标。可再生能源大规模增长和高比例接入对现有电网可靠性以及电能质量带来了严峻的挑战。而虚拟电厂(Virtual Power Plant, 简称VPP)不仅可以低成本实现电网供需平衡,助力解决高比例可再生能源消纳问题,还可通过需求响应(Demand Response, 简称DR)发挥移峰填谷的作用,同时还兼具防灾减灾的多重效益。因此,随着数字化电力技术进步和分布式能源发展,日本以VPP为生态的新技术、新业态和新模式迅速崛起,VPP商业化发展将在2021年之后迎来一个高光时期。

一、日本VPP的概念与范畴

虚拟电厂广泛利用大数据、云计算、人工智能、区块链、移动互联、物联网、边缘计算等信息与智能技术,通过优化运行控制与市场交易,实现电源侧多能互补与负荷侧灵活互动,为电网提供电能、调峰、调频、备用等服务,是能源电力领域迅速实现数字化转型的典型应用。但由于各国电力结构不同和推广目的不同,VPP的概念与范畴并无统一规定,原因是各国VPP定义、侧重点和电力市场环境有所不同。欧洲大多数国家分布式能源较为普及,重点要解决可再生能源消纳和电网平衡问题,因此从发展分布式能源思路更加强调VPP在辅助市场的功能;而美国电力需求旺盛,需要建设大量配套电站作为备用电源,为解决备用电源的经济性问题,从电源需求侧管理出发更加强调DR在容量市场的作用;而日本由于能源短缺,从节能角度出发更加重视两者融合发展,故要兼顾容量市场与辅助市场。

VPP与DR既有联系,又有区别。实际上VPP是利用物联网技术聚合分布式电源及其需求侧零散电源,通过需求响应方式调节电力供给和电网平稳的一项技术。

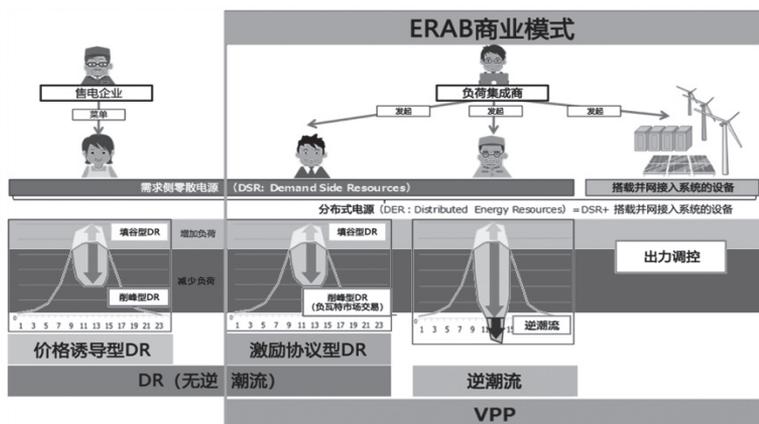


图1 日本利用VPP/DR构建的ERAB商业模式

因此，DR是VPP发展的基础。如图1所示，VPP的重点在于增加供给，会产生逆向潮流现象；DR则重点强调削减负荷，不会发生逆向潮流现象，是否会造成电力系统产生逆向潮流是VPP和DR两者最主要区别之一。日本将狭义上的VPP范畴定义为需求侧分散电源（Demand Side Resource，简称DSR）和分布式电源（Distributed Energy Resources，简称DER），DSR包括需求侧的发电、储能和用电设备，DER则包括可直接并网的可再生能源发电设备和储能装置，两者统称为“虚拟发电电厂”，而广义上的VPP范畴还包括被称之为“虚拟节电电厂”的激励协议型DR。

“需求响应”主要分为价格诱导型和激励协议型两种类型。以分时电价、尖峰电价等为主的传统价格诱导型DR并不在VPP范畴之列。尽管其操作简单，用户比较容易操控，但节能只能任凭用户的自觉行为，随意性很强、实际效果并不佳，日本各种数据表明尖峰时间的用电负荷并不会通过价格调节减少，而且还往往很难做到快速响应。而激励协议型的新型DR完全实现了自动调控，在电力供应紧张时，自动向用户发出削减负荷的DR信号，居民或企业等用户自动接收DR信号，通过自己的能量管理系统控制调整用电，并对DR结果自动进行报告。新型DR能够实现迅速、高效和精准的电力实时动态调控，能有效解决电力供给侧可再生能源发电带来的巨大不确定性，因而被列入广义VPP的范畴。

日本将广义VPP的概念和范畴定义为ERAB（Energy Resource Aggregation Business）商业模式。ERAB商业模式主要有三大类交易产品：为售电企业提供

“正瓦特”，为售电企业提供“负瓦特”，为系统运营商提供“正瓦特或负瓦特”。VPP具有提供电力供给、备用服务和平衡服务三大基本功能，并分别在批发市场、容量市场和辅助市场实现其价值。

VPP的分布式电源主要包括如下几类：（1）发电设备，包括屋顶光伏、燃料电池、自备电厂、热电联产系统、可再生能源发电设备等；（2）储能设备，包括家用蓄电池、车载蓄电池、固定式蓄电池、冷藏冷冻仓库、热泵、蓄热空调、电子热水器等；（3）节电设备，包括空调和照明设备等。日本推广VPP/DR的重点集中在居民住宅、办公大楼、工厂、商业设施、学校、医院等公用事业部门以及电动汽车等七大领域，“光伏+储能”为主要形式。据经济产业省推算，到2030年日本VPP可利用的分布式电源装机容量将达到3770万千瓦，相当于37座百万千瓦级大型火电厂。因此，日本VPP/DR商业化规模潜力巨大。

二、VPP技术与市场发展现状

（一）“负荷集成商”成为VPP市场的主体

面对分布式能源体系的普及和扩张的新形势，电力产业结构和商业模式正在不断变革。VPP市场兴起就是这种变革的体现，因而电力市场诞生了“负荷集成”新业态。日本VPP负荷集成商一般分为两类，一是负荷集成调度商（Aggregation Coordinator，简称AC），与系统运营商、售电企业和可再生能源发电企业直接进行交易，提供需求侧负荷的集成调度服务；二是负荷集成代理商（Resource Aggregator，简称RA）与居民住宅和工厂等需求侧用户直接签订VPP服务协议，负责聚合用户的各类负荷，两者兼而有之也屡见不鲜。

负荷集成商通过聚合调控分散式电源获取市场利益，为售电企业提供电力供给和电网平衡服务；为系统运营商提供系统平衡、备用以及保障电力质量服务；为可再生能源发电提供富余电力消纳服务；为需求侧用户提供能源管理服务。

（二）数字通信技术与响应速度是支撑VPP商业化发展的技术要因

日本从2011年至2014年在横滨、丰田、京阪奈学研（京阪奈学研位于横跨京

都、大阪、奈良3府县的文化和学术研究基地）、北九州建立了四个智慧能源城市示范工程，当时DR技术并未得到特别重视，只在单点上测试了DR技术的可靠性和经济性，但测试发现了一个意外结果：响应时间最快可达到10分钟左右，500个测试用户响应量竟达到11万千瓦，相当于一座较小规模电站的容量。于是，日本开始高度重视DR技术开发和推广应用。

2015年6月，日本政府出台了“日本再兴战略（2015）”，首次明确提出推广VPP政策。2016年4月，《能源革新战略》又进一步提出了推动VPP技术开发的示范项目计划（2016–2020），该计划的政府补助金额从2016年度的26.5亿日元提高到2020年度的70亿日元，并计划到2020年实现VPP商业化目标。因此，今年是日本VPP技术开发示范项目的收官之年，近五年来，日本VPP技术研发取得了长足的进步和成效。

1.验证了50兆瓦以上虚拟电厂技术的可靠性。制定了OpenADR 2.0b（负荷集成商与用户）、ECHONET Lite（用户与机器）等通信技术规范和相关接口标准。目前通信协议常用的有广为普及的互联网HTTPS协议，也有应用于物联网的MQTT协议以及应用于工业领域的Modbus协议，正在推进新的节能型LPWA无线通信协议。

2.加快DR响应时间的技术开发。示范项目计划设定了各类需求响应时间目标，快速响应须在5分钟内完成，平衡需求响应须在15~30分钟内完成，备用需求响应须在1~3个小时内完成。目前日本已经完成了DR的小时级和分钟级需求侧响应的可靠性试验，正在进行秒级需求侧响应的测试。

3.开发电动汽车车载蓄电池群的调控技术。V2G是利用车载电池充放电满足电力系统需求的一项技术，是VPP最具市场前景的技术之一。2019年度东京电力公司聚合了59台EV/PHEV，成功地实现了电动汽车蓄电池群如何通过充放电与电网融通的技术应用。目前正在开发基于电力批发市场价格联动的动态定价充电系统，以实现电动汽车的有序充电和削峰填谷效应。

4.聚合大规模储能装置，积极开发电转气技术（P2G），以扩大光伏、风电消纳。2019年度关西电力公司聚合了1万台蓄电池，成功地实现了秒级充放电的远程精准控制，首次检验了大规模蓄电池群参与可再生能源调频的有效性。

5.开发家用燃料电池热电联产系统等分布式电源的聚合优化调控技术。2020

年度大阪燃气公司聚合1500台搭载IoT系统的家用燃料电池热电联产系统参与VPP技术开发实验，而东京燃气公司则整合“光伏+燃气+蓄电池”，验证如何精准远程调控分散电源，以及VPP系统的安全可靠性和逆向潮流的计量方法等项目。

（三）经济性是影响VPP/DR规模化发展的首要原因

随着电力市场自由化改革的深入，从2017年度开始起，系统运营商采购调节电源实行公开竞标制度，调节竞价市场是VPP参与竞标的主要平台。如图2所示，日本调节电源分为三类：电源 I 为系统运营商用于实时平衡的调节电源，电源侧同时收取装机容量费和度电费。其中电源 I -a的响应时间限定5分钟内，须具备调频功能；电源 I -b响应时间为15分钟内，非调频电源；电源 I '为冬夏两季峰荷备用电源（削峰型DR）；电源 II 为售电企业可在线调度的调节电源，电源侧仅计量收费；电源 III 为系统运营商不可在线调度的调节电源。

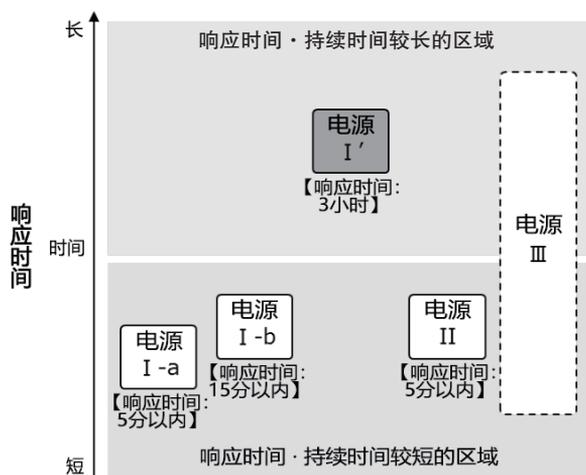


图2 削峰型DR参与调节电源竞标的坐标位置

2017年度系统运营商调节电源首次实行公开竞价招标，电源 I '中标容量合计为132万千瓦，其中DR资源中标容量为95.8万千瓦，远高于发电厂中标容量36.1万千瓦，DR资源平均中标价格为3609日元/千瓦，远低于发电厂的5210日元/千瓦，DR协议总价为35.93亿日元。如图3所示，2018年度电源 I 交易总额为1297.93亿日元，其中 I -a占85%， I -b占11%， I '仅占4%。受响应速度影响，DR资源目前还参与不了 I -a市场的竞争， I -a中标价格为10971日元/千瓦，而 I '中标价格

不足一半，仅为4085日元/千瓦。电源 I '中标容量的DR资源为96.1万千瓦，约占全部的70%左右，协议总价约36亿日元。从最新完成的2020年度竞标情况来看，尽管DR参与电源 I '中标容量为128.9万千瓦，DR平均中标价格升到5916日元/千瓦，协议总价也翻番达到66亿日元，但DR所占份额则大幅下降。总体来说，DR资源平均占电源 I '中标容量的一半以上，DR平均中标价格约低于发电厂的30%左右。

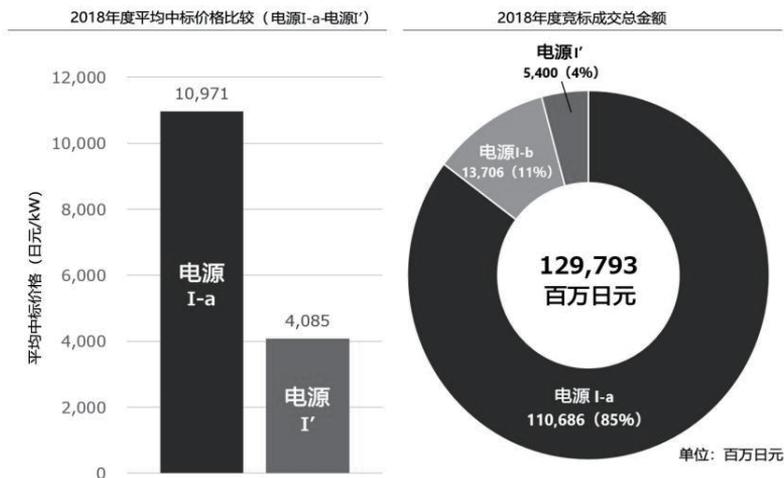


图3 2018年度系统运营商调节电源招标结果

VPP/DR 交易价格决定市场的活跃程度。从过去近十年的电力批发市场来看，全国平均电价均为20日元/千瓦·时以下，即使福岛核事故发生后的计划停电时期，市场交易价格也没有超过40日元/千瓦·时。据2015年日本经济产业省“发电成本核算工作组”计算，燃油发电的成本在不同燃料发电成本的核算中为最高，也仅达到了40日元/千瓦·时。因此，VPP聚合的电力价格必须控制在40日元/千瓦·时以下，否则就没有任何竞争力。但根据响应次数和实际持续时间转换为度电单价时发现其价格仍高于电力批发市场均价。从交易价格来看，VPP当前还没有太多的经济性优势，如果没有大规模高频次交易很难生存。但是，VPP经济性不能只与批发市场或火电调峰价格去攀比高低，当前更重要的还是更多地吸引用户参与到电力交易中来，才能发展和壮大这一市场。

(四) 建立和完善市场机制是VPP/DR可持续发展的关键

日本一年内仅1%时间启用的备用电站建设和运维费用竟占整个电力系统运维

费的10%。因此，2014年6月的“第4次能源基本计划”提出：为推动用户侧有效开展节电，要积极创造条件引进新型“需求响应”模式，通过用户侧需求管理，维持发电容量的合理规模，实现电力稳定供给。“日本再兴战略（2016）”提出到2030年负瓦特交易量要实现与美国相同水平，达到最大电力需求6%的目标。日本最大电力需求峰值约为160吉瓦，按6%计算则为10吉瓦，相当于10座百万千瓦级火电机组。DR响应电量在电力批发市场（JEPX）上市交易，开创了日本电力市场的先河，故2017年被称为日本的“DR元年”。2017年4月，日本负瓦特市场正式启动。

近几年的负瓦特市场实践表明，减少负荷与增加度电具有相同效用和价值。于是，日本电力市场改革开始重新评估市场各方的利益和价值。保障电力供给所必需的容量价值和调节供需平衡以及维持电能质量的实时平衡价值应当显性化，即从电能本身的能量价值中独立出来。为此，2020年日本启动了容量市场，这一市场将成为DR的主战场，对DR资源的基本要求是：参与交易的最小单位1000千瓦，响应时间3个小时，持续时间3个小时，每年发起12次。

2021年日本还将开启供需调节市场，系统运营商的调节电源公开竞价将平移到这一市场，目前正在完善一次、二次和三次调节服务产品的基本要件。需求调节市场设计的服务产品根据响应速度和持续时间长短各有其用，新市场的创设为VPP/DR资源直接参与交易提供了可能。一次调节要求为响应时间10秒以内，持续时间5分钟以上，适合发电设备、蓄电池参与；二次调节要求为响应时间5分钟之内，持续时间15分钟以上，适合发电设备、DR、蓄电池参与；三次调节要求响应时间15~45分钟，持续时间3小时以上，适合发电设备、DR和个人用户剩余电力参与。

市场机制的完善使VPP/DR在不同市场环境下形成调度和竞价，从而在批发市场、容量市场、供需调节市场更具有广泛的适用性和多重效益性。因此，在市场刚启动之初，如何用好对于响应速度要求不高、交易量比较大的VPP资源对于培育市场具有重大意义。VPP/DR将从响应速度要求不高的三次调节开始参与，今后逐步扩展到响应速度要求高的一次、二次调节服务后才能彰显其经济性。

三、VPP未来市场展望

目前全球DR市场规模只占电力消费的1%左右，据IEA预测，到2040年将达到电力消费的18%。2019年度日本国内的ERAB市场规模约44亿日元，随着容量市场和供需调节市场的开设，ERAB市场将进入大发展轨道，2021、2025、2030年的VPP/DR收入总额预计将分别达到75亿、365亿和730亿日元。

加快发展VPP商业化，首先必须进一步扩大电源聚合优化调控规模，从目前的数十万千瓦扩展到数百万千瓦的水平；其次要加强VPP相关技术开发的资金投入，降低蓄电池和电动汽车的成本，扩大可调资源规模；再次要提高VPP交易平台的快捷性、安全性和可靠性，获得用户的高度认可与信赖才能吸引更多用户参与；最后要完善需求调节等各类市场的基础设施，改革现有的单向潮流的计价制度，以优化VPP/DR准入交易的市场环境。随着数字化发展和电力技术创新，根据VPP本身特性，市场还将产生多种多样的VPP商业模式。日本未来可以预期的重点市场领域有：

第一，为FIT期满的光伏用户提供聚合增值服务。2019年11月首批户用光伏补贴到期，出现了200~300万千瓦非FIT的光伏资源，之后每年还会有百万千瓦的增量，预计到2023年达到670万千瓦。对于进入零补贴时代的光伏用户来说，为实现光伏收益最大化，一般居民用户会加购成本不断下降的家用固定型蓄电池或发挥车载蓄电池的作用，“光伏+蓄电池”的VPP模式仍为主要形式。今后随着商用光伏以及风电项目补贴到期，此类商业模式将进一步扩大。

第二，蓄电池成为VPP/DR最重要的分布式电源。蓄电池的普及与利用直接关系到ERAB市场能否扩大，特别是搭载蓄电池的电动汽车，利用V2X（V2H、V2B、V2G）技术可以扩大VPP/DR的应用场景。到2030年电动汽车普及目标要占新车的20%~30%，因此电动汽车蓄电池的容量将会远远超过家用固定式蓄电池的容量。此外自备发电机、大型卡车、建设机械、农业机械、船舶等动力燃料基本使用柴油，若将这些设备和交通工具实现蓄电池替代，VPP市场潜力将更加巨大。

第三，激活备用电源资源。日本目前全国拥有的防灾备用发电机6193台，装机容量约1吉瓦。热电联产设备约有1.7万台，其中民用1.29万台，工业用4673台，

装机容量约10.6吉瓦。公共设施和大楼还设有大量的防灾专用蓄电池，将这些平日闲置的资源投入市场交易，将大大扩大VPP市场规模，特别是100千瓦以上的天然气热电联产系统拥有8吉瓦的装机容量，未来有可能成为VPP市场的主力军。

第四，用户侧之间实现P2P直接交易新模式。为加强VPP交易的公平性、安全性和准确性，以P2P直接交易为特点的VPP平台主要基于区块链技术开发，VPP平台可自动调控逆向潮流，采用区块链技术可实现分布式电源出力的精确核查、点对点电力交易的撮合等革命性应用，让电力生产者、售电部门和消费者可以实现“直连”，未来个人用户的光伏发电无须经过电力公司就可直接交易上网，此举将大幅降低电力交易成本，提升交易效率。

第五，提供VPP平台的增值服务。如同智能手机一样，利用VPP平台可提供安保、医疗、保健等能源领域之外的多种服务，为客户创造新价值。分布式能源具有多源、多点及与需求侧密切互动的特点，是一个开放式的能源系统，特别适合构建具有能源互联网经济特征的商业生态，因此，分布式能源互联网市场必将产生更多的新商业模式。

本刊所载文章仅代表作者个人观点，不代表本刊立场 （内部刊物 请勿转载）

主 办 中国电力传媒集团有限公司

总 编 辑 顾平安

值班总编 姜晓澜

主 编 陈学婧

副 主 编 齐正平

执行主编 郑徐光

责任编辑 李丹丹

研究人员 崔晓利 郑徐光 韩继园 李丹丹 邱丽静 王雪辰 杨永明 张立宽 赵君陶

地址 北京市西城区白广路二条1号（邮编：100761）

邮箱 dljck@163.com

编辑部电话 (010) 63416951/6453/5930/5916

传真 (010) 63415976

本刊如有印装差错，请寄回编辑部调换。