

在今年迎峰度夏期间，浙江的虚拟电厂发挥了辅助调峰的作用——在供给侧聚合省内的小型水电、火电资源，实现精准顶峰；在消费侧实施需求响应，让全省实际负荷紧紧贴合供电能力。

国网浙江电力： 保供为要 智慧迎峰

文 / 本刊记者 张越月

2017年，一个名为“源网荷储售一体化能源互联网”的试点示范项目在位于湖州的长兴新能源小镇落地。借助这个项目，虚拟电厂第一次出现在浙江。

有人把虚拟电厂比作“串起能源珍珠的一根绳”，在浙江，这根绳串起来的是分散在各地市县的小火电、小水电、分布式新能源以及各类用户侧负荷。利用精准的调控技术，这些资源最终形成了可控的、具有规模化效应的、类似电厂的组织，在需要时用于削峰填谷。

今年夏天，浙江长时间、历史性高温天气叠加经济企稳回升，电力负荷需求持续保持高位。国网浙江省电

力有限公司全力保供电，成功应对46天极端高温、26天负荷需求超亿千瓦的艰巨考验。

在迎峰度夏期间，浙江的虚拟电厂也发挥了辅助调峰的作用——在供给侧聚合省内的小型水电、火电资源，实现精准顶峰；在消费侧精准实施需求响应，让全省实际负荷紧紧贴合供电能力，把每千瓦可用电力资源“吃干榨尽”。

将零散资源有效聚合

虽然被冠以“虚拟”二字，但虚拟电厂所聚合的是实实在在的能源资源。

比如在湖州长兴，虚拟电厂的推

出就得益于当地发展了几十年的本土产业——电池。借助电池技术，当地综合运营服务平台选取了80家工商业用户，针对其非核心生产设备、空调、照明灯等用电设备实行改造，提供用户用能数据监测、分析，通过合理减少终端用电需求，产生“富余”电能。

与长兴类似，位于宁波的虚拟电厂也是有效聚合了负荷侧资源，包括多家杭州湾地区的工业企业和商场，加上分布式光伏和储能电站等，以无功调节能力参与无功平衡调节，提升了电网运营效率。2021年，宁波市虚拟电厂以负荷聚合商的身份，作为第三方独立主体，参与了浙江的电力辅



推进虚拟电厂规范纳入并网调度，需明确：虚拟电厂的建设入市流程、并网接入规范、调节能力要求、数据交互要求、补偿考核方式和计量结算要求等标准。

>> 8月10日，一组被“热化”的雪糕和冰淇淋造型的艺术装置立在杭州街头。今年夏天，浙江遭遇长时间、历史性高温天气。

助服务市场试运行——连续3天参与旋转备用交易品种，并实现盈利。

2021年1月1日11时30分，浙江电网首次实施虚拟电厂辅助电网调峰试点，远程控制位于丽水的零碳虚拟电厂，辅助电网调峰43万千瓦。顾名思义，丽水零碳虚拟电厂聚合了大量水电和光伏等清洁能源发电资源。为增强智能调控能力，丽水零碳虚拟电厂运用北斗通信、4G+量子、租赁专线等各类通信技术，实现对全域457座共160万千瓦的分布式电源进行数据采集；接入水利部门全域水雨情实测数

据，测算水电可发电力和电量，基于水系一张图实现上下游联动管理，可统筹优化34座库容水电、共计50万千瓦的出力。在今夏供电紧张时期，丽水零碳虚拟电厂通过优化小水电梯级流域调度，顶峰时段较以往多出力10%~30%，低谷时段在保障生态、饮水前提下少出力5%~10%，做到“滴水不弃、度电上网”。浙江省有超过2500座水电站，通过在丽水、衢州、杭州、温州等地建设虚拟电厂，优化全流域水电调度，今年年内将提升小水电调峰能力100万千瓦。



>> 无论是位于义乌的充电桩（左图），还是丽水的小水电站（右图），都成为被虚拟电厂聚合的资源。

不仅是丽水零碳虚拟电厂，位于金华义乌的县级虚拟电厂在今年夏天的迎峰度夏中也发挥了作用——启动一键调荷功能5次，累计压降负荷5万千瓦，响应时间都在1分钟以内。这个虚拟电厂的特点是“全域覆盖、点滴聚合、精准响应”，目前已聚合当地5G基站、储能电站、充电桩、空

调、路灯和精准可调负荷六大资源，可调容量达到1.7万千瓦。

除了上述区域虚拟电厂，华能集团浙江能源聚合中心率先接入调度系统，具备常态化接收省调自动发电控制（AGC）指令并参与系统调节的能力。这个虚拟电厂接入了包括电化储能、分布式燃机、楼宇空调、电动

汽车充换电设施等总可调容量为6万千瓦左右的灵活性资源，常态化调节能力为2.5万千瓦。

让专业人做专业事

上述浙江的虚拟电厂规模不同、范围不同、依托资源不同，但大都面临三个困境：身份、标准和盈利

浙江部分虚拟电厂已经开始探索盈利模式，一些聚合负荷和储能资源的虚拟电厂就通过辅助服务市场和需求侧响应探索可行的商业模式。

模式。

身份问题与目前电力市场主流的商业模式有关。

浙江电力调度控制中心高级工程师张思表示，国内主流虚拟电厂以聚合负荷和储能资源为主，较少包含电源侧资源。而虚拟电厂包含了电源、储能和用户等多元市场主体，需要需求侧管理和分布式发电资源群调群控等多方面技术。它所涉及的范围，要比负荷聚合商更广泛。而目前，无论是现货市场、辅助服务还是需求响应的商业模式，都是“仅支持电源或负荷等单一类型资源参与”。解决问题的方法是推出支持“源荷兼容”的商业模式。

同时，各类资源主体接入虚拟电厂的标准不统一。

从内部标准看，各类资源主体都是通过自有平台开放接口或者安装采集控制设备等方式接入虚拟电厂，但平台开放配合意愿低、采集控制设备规约不一致，这增加了建设的难度和成本。从外部标准看，由于尚无虚拟电厂验收标准和通用并网调度协议，虚拟电厂纳入并网调度难度大。需明确虚拟电厂的建设入市流程、并网接入规范、调节能力要求、数据交互要求、补偿考核方式和计量结算要求等标准，推进虚拟电厂规范纳入并网调度。从长远看，只有标准统一，才能实现同质化的管理，推动虚拟电厂更好发展。

虚拟电厂缺少盈利模式是行业普遍关注的问题。

张思表示，虚拟电厂与传统市场主体主要盈利点的区别是调节能力。

新型电力系统需要提高调节能力，但只有推动完善市场化交易机制，才能让优质的可调资源找到商业模式，有动力参与调节。

当前在浙江，部分虚拟电厂已经开始探索盈利模式，一些聚合负荷和储能资源的虚拟电厂就通过辅助服务市场和需求侧响应探索可行的商业模式。

在辅助服务市场上，华东监管局发布的《华东区域电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》首次将辅助服务的调用和补偿等适用范围扩大到调管范围内接入电压35千伏及以上的各类型并网主体。但是，支持大量分布式电源参与调节的商业模式尚未出现。也是在今年夏季，部分以小水电为主体资源的虚拟电厂主动参与电网调控，但因为缺乏模式，这些电厂只拿到了电费，而无法获得辅助服务费。

从需求响应政策上，浙江一直鼓励虚拟电厂参与需求响应，需求响应所需要的技术含量也给予虚拟电厂运营商更大的发挥空间。低于50%或者是高于150%的响应都属于无效响应，得不到响应的服务补偿费用，能否把握准响应率对于用户是一个挑战。除了要准确把握响应率，对用户来说，负荷监测计算也很复杂。而要解决技术水平不足的问题，培养一批虚拟电厂运营商是必要的。让专业人做专业事，不仅可指导用户响应效率最大化，还可以减少“响应过头”或“响应不足”，实现资源互补。■