

山西省能源局文件

晋能源电力发〔2020〕473号

关于印发《“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案》的通知

国网山西省电力公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各相关市场主体：

为进一步扩大新能源消纳途径，降低弃风弃光率，结合电动汽车等用户侧负荷资源和新能源发展趋势，山西省能源局组织相关单位和部门，积极探索构建“源（新能源）-网-荷（电动汽车）-储（蓄电池）”协同互动的智慧能源系统，制定了《“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案》（以下简称《方案》）。

《方案》经报省人民政府同意，现予印发，请遵照执行。

执行中如有问题，请及时向山西省能源局反馈。

附件:《“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案》



2020年9月16日

附件

“新能源+电动汽车”协同互动 智慧能源试点建设方案

按照山西能源革命综合改革试点的总体要求，结合我省电动汽车等用户侧负荷资源和新能源发展趋势，探索构建“源（新能源）-网-荷（电动汽车）-储（蓄电池）”协同运行的“互联网+”智慧能源系统，提升需求侧主动响应能力和新能源消纳水平，特制定本方案。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻习近平总书记视察山西重要讲话精神，以打造绿色低碳、安全高效的现代能源供给和消纳体系为指引，依托智慧车联网平台、交易平台、源网荷储互动平台，聚合用户侧负荷资源，创新性开展“新能源+电动汽车”协同互动，将电力平衡方式由“源随荷动”的单一方式转变为“源荷互动”的双向协同方式。发挥协同互动市场价格优势，提升电动汽车的保有量，扩大需求侧（储能）响应系统规模，提升我省新能源消纳及需求响应能力，形成源荷发展良性循环。

（二）基本原则

坚持市场引导。依托山西电力市场相关市场机制，挖掘电动汽车等用户侧负荷需求响应能力，新能源企业和用户侧负荷聚合商双方挂摘牌完成绿电交易，真正实现“绿色用电”。

坚持协同运作。发挥政府在电力需求侧（储能）响应的管理和监管作用，促进调度机构、交易机构、发电企业、负荷聚合商、运营商、用户等主体协调互动，提升全省新能源消纳能力。

坚持试点带动。分阶段推进协同互动智慧能源系统建设，试点阶段，遴选1~2户具备条件的企业作为负荷聚合商，通过价格引导聚集电动汽车负荷资源参与市场，探索“新能源+电动汽车”协同互动模式。根据市场成熟度逐步将“煤改电”等其他用户侧负荷纳入聚合范围。

（三）任务目标

利用“大云物移智”技术，构建技术支持系统，创新“源荷互动”市场化机制，实现我省智慧能源协同发展。

1.建立“源荷互动”市场化机制。在非电力现货市场模式下，按照“互动电量响应交易、非互动用电量常规交易”原则，设计“源荷互动”市场化机制。**互动电量**，由负荷聚合商聚合负荷运营商在批发市场中，采用“月度挂牌预出清价格、日前确定弃限电需求与响应、日内计量需求侧响应效果、互动电量日清月结”的方式，开展需求侧响应交易与执行；**非互动用电量**，参照现行

电力用户参与省内电力直接交易方式，由负荷聚合商聚合负荷运营商参与批发零售交易。

2.建立协同互动执行机制。调度机构根据日前预计新能源弃限电情况，发布新能源弃限电部分的消纳需求，聚合商反馈弃限电各时段的次日响应能力，由消纳需求与响应能力匹配形成日前交易结果。日内按照日前交易结果，在相应时段聚合商引导电动汽车增加充电负荷，调度机构安排新能源增加发电出力，形成“源荷互动”。

3.建设“源荷互动”技术支持系统。应用“大云物移智”技术，建设车联网平台、源网荷储互动平台等配套技术支持系统，完善交易平台功能，实现新能源发电企业、负荷聚合商、电动汽车在“交易平台——源网荷储互动平台——车联网平台——计量采集平台”多系统之间的高效信息互动。

4.创新协同互动智慧能源商业模式。按照“贡收匹配、让利于民”公平公正原则，负荷聚合商依托车联网平台聚合负荷运营商并按协议进行红利分配，负荷运营商在需求响应日通过直接降价、打折、发放返券等商业活动按照协议将大部分红利直接传导至电动汽车用户，引导电动汽车资源响应电网需求。

二、试点内容

（一）市场主体

1.响应市场入市范围

参与协同互动智慧能源交易的市场主体包括电网企业、发电企业、负荷聚合商、负荷运营商、电力用户（充电站/电动汽车）。

发电企业：符合国家及我省市场准入条件的全省现役光伏发电、风电发电机组。

可控负荷聚合商：具备售电资质，有相应技术支持系统，具备接入山西省充电设施政府监管平台条件，其参与聚合容量不少于 100MW，响应容量不少于 10MW，技术上能够实现源网荷储实时互动并能够调节负荷功率，具备实时自动响应调度指令条件。

可控负荷运营商：在电网企业独立报装立户且满足参与电力需求侧（储能）响应系统 15 分钟分时计量采集条件的充电设施运营商。

需求侧响应用户：电动汽车用户。

2.入市程序

符合条件的负荷聚合商、负荷运营商，由负荷聚合商统一将其聚合的负荷运营商一并在交易机构注册入市。

（二）市场组织

在电力现货市场不间断运行期间，各市场主体根据电力现货市场规则体系参与现货市场交易；在现货市场试运行期间视情况参与现货市场交易。参与现货市场交易期间，负荷聚合商代理负荷运营商的中长期电量占实际用电量的比例视试点推进情况适当放宽约束，用户侧实时市场分时偏差允许范围视情况适当放宽。

在不参与电力现货市场交易期间，按以下方式组织市场交易：

1.交易方式

按照“月度挂牌预出清价格、日前确定弃限电需求与响应、日内计量需求侧响应效果”的方式，开展需求侧响应交易。

2.需求侧响应市场交易组织与执行

（1）聚合用户侧负荷资源。建设全省用户侧负荷资源聚合平台并开展平台运营，聚合符合准入条件的各负荷运营商和终端用户。负荷聚合商代理开展对被聚合方的资格核验，并签订代理合同，明确双方的权利、义务及违约责任等。

（2）月度挂牌预出清价格。交易机构在交易平台按月组织购售双方挂牌交易，购方为可控负荷聚合商，售方为新能源发电企业。通过月度挂牌交易，确定次月弃限电时段调用负荷侧资源参与需求响应的价格，并将价格排序推送至调度机构，为调度机构在弃限电时段调用新能源发电企业提供依据。

（3）日前确定弃限电需求。调度机构根据负荷预测、外送电力、新能源发电企业申报次日发电计划曲线等，确定次日是否存在弃风弃光情况。若存在弃风弃光可能，9:30 前将次日参与月度挂牌交易的新能源的电网消纳能力、时段推送至新能源发电企业、可控负荷聚合商。

（4）负荷侧反馈可响应能力。可控负荷聚合商收到调控机构推送的次日弃限电需求，通过平台将需要调用负荷侧资源的电力

需求、时段推送至负荷运营商及终端用户，其中终端用户通过线上抢单模式提报应约，负荷运营商对负荷聚合商分配的次日弃限电时段可响应的负荷曲线进行确认。14 时前负荷聚合商将次日弃限电时段的基准曲线和可响应的负荷曲线报送至调度机构。调度机构据此确定新能源发电企业基础发电曲线和参与需求侧响应的发电曲线，形成需求侧响应电力电量日前交易结果（某一时段的交易成交量不超过该时段消纳需求与可响应能力中的较小值），安排次日电网运行方式和编制次日最终发电计划曲线。

（5）需求侧响应执行。当日弃风弃光时段，负荷聚合商按照日前申报可响应电力组织负荷运营商等负荷侧资源进行响应用电；调度机构通过 AGC 落实交易结果至新能源发电机组（在相应时段对日前交易成交的新能源在不考虑需求响应交易的原日内发电 AGC 指令基础上抬升其日前交易的成交量形成新的日内发电 AGC 指令并下发执行），提升电网新能源消纳能力。调度机构日内实时采集、监视和分析新能源增发、可控负荷参与电网灵活性调节的执行情况。

3.需求侧响应市场保障机制

（1）可控负荷聚合商代理可控负荷运营商在批发市场交易。无电网响应需求时的非互动用电量，由负荷聚合商代理负荷运营商在批发市场参与中长期交易。可控负荷运营商、充电站、充电桩须与负荷聚合商签订购售电协议，确定零售市场中长期电量与

零售价格后方可参与试点交易。

(2) 在中长期市场模式下,可控负荷聚合商作为批发市场主体,因参与特定时段的需求侧响应,由此产生的偏差电量,由聚合商自行承担。聚合商可与运营商协商约定偏差考核传导。

(3) 发电企业参与需求侧响应交易后,其对应的需求侧响应上网电量不参与其他有偿辅助服务计算分摊。

(4) 需求侧响应结算次序高于电能量和辅助服务等市场化交易。

(5) 需求侧响应市场开展时,负荷聚合商实际响应量低于其申报的响应量的 70%时,该时段视为无效响应,不予结算需求侧响应电量电费。

(6) 为保障需求侧响应市场顺利开展,可控负荷聚合商需先行投入资金引导用户培养响应电源调峰需求变化的用电习惯,并垫付需求侧响应用户所该享受的红利,从而实现对用户红利的实时兑现,以便电网存在弃限电可能时,可控负荷资源可以及时响应电源侧需求,最大限度消纳新能源。

(三) 交易结算

在参与电力现货市场交易期间,各市场主体根据电力现货市场规则体系及签订的相关协议进行结算。

在不参与电力现货市场交易期间,按照“日清分、月结算”原则,交易中心根据交易结果响应执行情况、相应时段新能源发

电企业日前交易结果增发电量（上网侧）、可控负荷新增负荷计量电量，按日清分账单，可控负荷聚合商按照日前申报的该时段可响应电量与该时段实际响应电量的较小值进行结算。当某一时段结算电量小于新能源发电企业日前交易结果总增发电量时，各新能源发电企业实际结算的电量按照日前成交的增发电量等比例削减，使总增发结算电量与可控负荷聚合商实际结算电量相等。不参与现货市场交易期间具体结算方式如下：

1.计量采集

发电企业上网电量、用户用电量均以电网企业营销管理部门计量采集为准，作为市场化电费结算、计算红利传导的依据。计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据功能，最小冻结间隔不大于 15 分钟。

2.交易结算

参与需求侧响应的各市场主体，其非互动用电量结算规则参照山西省电力市场交易结算规则执行。

参与需求侧响应的新能源发电企业，其某一需求侧响应（弃限电）时段日前交易增发电量的价格=月度挂牌预出清的价格；日前交易增发电量=根据需求响应日前交易结果发电企业在该时段的增发电量（上网侧，考虑实际响应不足时等比例削减）；需求侧响应所得电费=当月所有需求侧响应时段日前交易增发电量×月度挂牌预出清价格。

参与需求侧响应的负荷运营商，其某一需求侧响应时段增用电量=该弃限电时段用电量×增用电曲线该时段电力/（增用电曲线该时段电力+非互动用电曲线该时段电力）；需求侧响应时段响应用电的电费=当月所有弃限电时段增用电量×基准电价；其中，若负荷运营商当月未参与中长期直接交易，基准电价暂参考现行目录电价标准执行；若负荷运营商当月参与中长期直接交易，基准电价取负荷聚合商与负荷运营商确定的当月零售价格（折算至用电侧）。

参与需求侧响应的负荷聚合商，其需求侧响应时段收入=当月负荷运营商需求侧响应时段响应电费-需要支付新能源发电企业的需求侧响应电费-对应电量输配电费及政府基金。

3.非互动用电曲线确定

参与运行日（D日）需求侧响应的负荷运营商的非互动用电曲线，综合考虑用户种类、充电习惯变迁、季节和天气变化等因素，视试点运行情况初期暂从以下两种方式中选择，具体由调控机构根据运采系统数据等确定：

（1）方式一：

若运行日（D日）为工作日，则取D-2日之前10个该负荷运营商未参与需求响应的工作日（不含D-2日）的有效用电数据，从中剔除日总用电量最大、最小的2日，将其余8日的分时（每15分钟1个时段，全天96时段）用电数据取均值，即为负荷运营

商的非互动用电曲线。

若运行日（D 日）为法定节假日（含非工作日的周六、周日），则取 D-2 日之前 10 个该负荷运营商未参与需求响应的法定节假日（不含 D-2 日）的有效用电数据，从中剔除日总用电量最大、最小的 2 日，将其余 8 日的分时（每 15 分钟 1 个时段，全天 96 时段）用电数据取均值，即为负荷运营商的非互动用电曲线。

（2）方式二：

取近一年历史用电负荷数据，剔除特殊时期（如疫情爆发期）数据后，根据不同类型充电桩（公共桩、专用桩）的用电特性，区分工作日与法定节假日，按半年、季度或月度采用历史负荷数据的均值得到负荷运营商的非互动用电曲线。

4.电费缴付

负荷运营商电费由电网企业营销部门统一收缴，发电企业电费、负荷聚合商电费由电网企业财务部门统一支付。

（四）红利传导

需求侧响应红利传导遵循公平公正、贡献收益匹配的原则，由市场主体根据市场规则自行约定。由于电动汽车充电负荷的多样性，各类用户的敏感度、行为特征不同，运营商所付出营销成本也不同。试点初期，本着将红利最大限度传导至终端用户的考虑，对公交、物流、环卫为主的公益服务行业场站以不低于 70% 红利传导至运营商；对出租、网约为主的社会运营性质场站以不

低于 60%红利传导至用户。负荷聚合商与负荷运营商的红利分配办法以双方协议约定为准。

三、进度安排

（一）第一阶段 试点阶段（2020 年-2021 年）

2020 年，遴选 1~2 户具备条件的企业作为可控负荷聚合商试点企业，建设车联网平台，聚合充电站和电动汽车终端用户资源，以“中长期直接交易”方式开展非互动电量交易，以“月度挂牌交易预出清价格、日前出清响应交易电量”方式开展响应电量绿电交易，检验市场衔接机制、技术支持系统协同、需求响应互动、商业运营模式的科学性和合理性，为在更大范围推广“新能源+电动汽车”协同互动提供宝贵经验。

1.开展中长期交易。9月上旬前，按照准入条件和入市程序，需求侧响应资源在交易平台完成注册、入市等手续；9月底前，交易中心组织开展需求侧响应资源非互动用电量直接交易。

2.模拟试运行。10月底前，组织开展需求侧响应模拟交易，并组织相关发电企业、负荷聚合商开展需求侧响应模拟运行，检验各流程环节、市场机制的科学性和合理性。

3.正式运行。11月底前，正式启动需求侧响应市场。

（二）第二阶段 推广阶段（2022 年以后）

随着新能源装机大幅增长，消纳压力进一步加大；电动汽车保有量及充电电量持续增多，可充可放的双向充电桩得到普及，

用户侧负荷资源不断增加。在条件成熟情况下，全面开展省内协同互动智慧能源市场化工作，逐步放开负荷聚合商和运营商范围，鼓励“煤改电”、储热式电采暖、电蓄冷等更多市场主体参与，协同发展；改进负荷聚合商平台技术条件及各系统功能，逐步过渡至实时开展方式。调度机构根据超短期负荷预测及清洁能源消纳需求，实时调动电动汽车等柔性负荷聚合参与协同互动，负荷聚合商通过调整负荷充、放电时间等手段进行互动响应，消纳弃风弃光电量和满足高峰用电需求。

四、保障措施

（一）试点阶段，省电力公司要成立分管领导负责的试点推进领导小组，协调电力交易、调度、营销、计量、财务等部门开展协同配合，结合试点推进实际，交易中心牵头细化完善交易组织和结算实施方案，调控中心牵头细化完善新能源与电动汽车协同互动执行方案，确保试点按照计划顺利推进。

（二）负荷聚合商以年为周期接受行业主管部门指定的第三方机构审计，确保所披露信息的及时、准确、真实。

（三）省电力公司应加强技术支持系统建设，贯通车联网平台、源网荷储互动平台、交易平台、调度技术支持系统等数据交互，提升技术支持系统支撑能力，实现全业务线上运行。

（四）做好政策宣贯工作。负荷聚合商应向运营商、终端用户充分宣贯政策，调动用户侧资源积极性，参与互动响应；新能

源发电企业应主动与电动汽车等可控负荷资源开展互动，提高自身消纳能力。

五、附则

本方案自 2020 年 10 月 18 日起施行,2023 年 10 月 17 日失效。

(信息公开形式：主动公开)

抄送：国家发展改革委，国家能源局，省人民政府。

山西省能源局

2020年9月16日印发
