

附件:

新疆维吾尔自治区 2021 年电力 直接交易实施方案

为了推进新疆电力市场建设,有序放开发用电计划,根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件、《国家发展改革委 关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》(发改运行〔2019〕1105号)、《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)等文件精神,结合《自治区发展改革委关于全面放开经营性电力用户参与电力市场化交易的通知》的有关要求,制定了 2021 年电力用户与发电企业直接交易实施方案。

一、基本原则

保障电力市场平稳运行。扎实做好“六稳”工作、全面落实“六保”任务,持续推进电力体制改革,充分发挥电力中长期交易“压舱石”作用,立足新疆实际,汇聚各方力量构建发用对等市场,保障直接交易顺利实施。

推动经济高质量发展。着眼以国内大循环为主体,国内国际双循环相互促进的新发展格局,服务扩大内需这个战略基点,充分释放电力市场化改革红利,提高电力要素资源配置效率,支撑

企业以创新驱动、高质量供给引领和创造新需求。

促进清洁能源消纳。贯彻落实可再生能源保障消纳决策部署，推动能源清洁低碳安全高效利用，依托新疆新能源资源禀赋，综合运用“保量保价”与“保量竞价”手段，通过市场化方式提升清洁能源消纳能力。

坚持市场主体收益与风险对等。统筹考虑年度市场和月度市场、疆内市场和外送市场等关系，按照收益与风险对等的要求制定交易规则，引导市场主体合理规划交易策略、提升用电预测与调节水平、强化风险意识，营造公平公正、有效竞争的市场格局。

二、交易规模

根据新疆电网 2021 年供需平衡预测，为确保发用电对等放开，促进可再生能源消纳，所有市场化用户每月实际用电量 14% 执行目录电价且优先结算，相应电量折算为消纳可再生能源指标权重，其他用电量根据所取得市场化交易合同进行结算和偏差考核。根据供需平衡预测情况，预计 2021 年全年电力直接交易规模为 670 亿千瓦时左右。

三、交易主体

（一）准入范围

1.各市场主体准入按照《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）、《自治区发展改革委关于全面放开经营性电力用户参与电力市场化交易的通知》《自治区发展改革委关于允许 5G 网络参与电力市场化交易的通知》等文件要求执行。

2020 年及以前已经参与市场的用户，在未违反市场相关规则的情况下原则上可继续参与市场。

2.经营性电力用户中，不符合国家产业政策，不符合安全、环保、能耗等要求，违法违规、列入失信“黑名单”的电力用户不允许参与市场化交易。

3.所有市场用户均需贯彻落实国家和自治区的可再生能源电力消纳保障要求，切实履行可再生能源消纳权重责任。鼓励可再生能源电量优先疆内消纳。

4.年度交易组织前未上交违约金的电力用户或售电公司，将依据国家及新疆电力市场相关政策法规予以处理。

5.享受特殊支持政策、取得援疆电量指标的南疆三地州（和田、喀什、克州地区）火电企业，不参与疆内电力市场化交易（不含本电厂内关停替代交易）。

6.年用电量在 500 万千瓦时及以上（南疆地区为 300 万千瓦时及以上）且接入电压等级在 10 千伏及以上的经营性电力用户为大用户，其他用户为中小用户。大用户可自行参与或委托售电公司代理参与市场化交易，中小用户仅可通过售电公司代理后参与市场化交易。

（二）市场注册

1.市场主体在新疆电力交易平台注册前，应当符合自治区确定的准入条件，按照自治区有关规定履行承诺、公示、注册、备

案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性和完整性。集团用户原则上分地州进行注册。

2.新疆电力交易平台已注册生效的中小经营性电力用户因用电单元（计量点）或用电负荷增加，达到大用户电量标准，欲转为大用户的，应当按《自治区发展改革委关于全面放开经营性电力用户参与电力市场化交易的补充通知》履行申报手续，未完成申报前，仍视为中小用户。

3.原则上电力用户与售电公司电力交易平台确认的绑定期限为交易期完整年度，且不得超过代理协议中约定的代理期限。

4.电力用户与售电公司代理关系在协议存续期间难以维持的，妥善处理好已达成的市场化交易合同、向提供输配电服务的电网企业结清费用、提供达成中止业务关系的协议后，自然年内可解除1次业务关系。

5.无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的1.2-2倍执行。

四、交易组织

2021年电力直接交易分为定向直接交易和全疆直接交易。

定向直接交易：准东开发区内电力用户与准东开发区内发电企业的直接交易。原则上准东开发区内发电企业与准东用户优先开展交易，定向直接交易优先于全疆直接交易出清。

全疆直接交易：在定向直接交易之外开展的直接交易。

(一) 定向直接交易

1.所有符合市场化准入条件的准东开发区内电力用户与发电企业均可参与年度和月度定向直接交易。鼓励在中长期交易中签订一年及以上中长期合同。

2.单个用户年度定向直接交易以年用电量的 81%为用户侧交易申报上限(售电公司交易电量不超过其代理用户年用电量之和的 81%)；考虑 14%用电量分摊后，剩余 5%及以上的交易需求进入月度市场。

3.年度定向直接交易采用双边方式，与年度全疆直接交易统一组织。

4.年度交易中购售双方交易申报按照分月申报方式，分别填报 12 个月的分月电量，根据安全校核相关规则统一校核后出清。鼓励定向直接交易试点开展分时段、带曲线交易。

5.月度定向直接交易采用双边方式，暂不设置规模，后续根据市场运行情况适时调整。月度定向直接交易与月度全疆双边直接交易统一组织，组织时间为每月 22 日，如遇节假日调整。

(二) 全疆直接交易

1.年度全疆直接交易

(1)年用电量 5000 万千瓦时及以上用户可参与年度交易和月度交易，其他用户仅参与月度交易。

(2)单个用户年度全疆直接交易以年用电量的 81%为用户

侧交易申报上限(售电公司交易电量不超过其代理用户年用电量之和的 81%)，考虑 14%用电量分摊后，剩余 5%及以上的交易需求进入月度市场。

(3) 年度全疆直接交易采用双边方式。鼓励在中长期交易中签订一年及以上中长期合同。新能源不设打捆比例，根据调度提供新能源企业年度分月发电能力上限的 85%扣除已有合同(含外送交易预出清合同)作为本次交易剩余空间。

(4) 年度交易中购售双方交易申报按照分月申报方式，分别填报 12 个月的分月电量，根据安全校核相关规则统一校核后出清。

2.月度全疆直接交易

(1) 月度全疆直接交易分别采用双边协商交易和集中交易(含集中竞价及挂牌交易)方式组织开展。

(2) 月度全疆直接交易双边协商和集中竞价方式暂不设置规模(后续根据市场运行情况适时调整)，所有符合准入条件的市场化用户均可参与所有类型月度直接交易，采用全疆统一的输配电价机制结算。

挂牌方式：发电侧仅水电参与(新投产水电转商运后方可参与)。省调直调水电企业每月 17 日前综合考虑来水、库容等情况预测次月发电量及上网电量计划。经调度机构审核后，省调直调各水电站次月预计上网电量的 56%确定为次月优先发电合同，优先发电合同以外电量参与市场通过挂牌方式取得，现阶段统一

打包面向用户开展挂牌交易。统一挂牌交易（价差）价格以年度全疆直接交易火电企业平均（价差）为基础，考虑水电摘挂牌供需关系和月度直接交易价格进行调节联动（计算公示附后）。

挂牌交易（价差）价格=基础交易（价差）价格+调节交易（价差）价格

基础交易（价差）价格=年度全疆直接交易火电企业平均价格-火电企业上网标杆电价

调节交易（价差）价格= $(\text{上月摘挂牌比}-1)/\text{上月摘挂牌比} \times (\text{上月月度全疆直接交易火电企业平均价格}-\text{年度全疆直接交易火电企业平均价格})$

上月摘挂牌比=上月摘牌量/上月挂牌量，当上月摘挂牌比<1时，调节交易（价差）价格=0

市场化用户按需自愿摘牌，单个售电公司或独立参与交易的电力用户交易申报电量不超过月度挂牌交易规模的5%。交易申报总电量超过交易总规模时采用等比例方式出清；交易申报总电量小于交易总规模时，用电侧按实际申报电量出清，发电侧根据实际成交总量按照等比例方式出清。交易组织时间为每月20日，如遇节假日可调整。原则上月度双边协商交易开始前，挂牌交易需正式出清。

用户侧按年度全疆直接交易火电企业均价加调节交易（价差）价格及输配电价、政府性基金结算。水电侧根据统一挂牌交易（价差）价格、水电企业加权平均标杆电价、各水电企业标杆电价确

定单个水电企业交易价格（计算公式附后）。

单个水电企业交易价格=（基准电价（即 250 元/千千瓦时）+挂牌交易（价差）价格）/水电企业交易电量对应的加权平均标杆电价×单个水电企业标杆电价

水电企业交易电量对应的加权平均标杆电价=Σ（单个水电企业标杆电价×单个水电企业成交量）/水电成交总量

双边方式：发电侧火电、新能源可参与。交易组织时间为每月 22 日，如遇节假日可调整。

集中竞价方式：发电侧仅火电可参与，采用边际电价法统一出清。交易组织时间为每月 23 日，如遇节假日可调整。

（3）按照国家发改委国家能源局印发的《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）相关要求，各类月度交易（双边、集中竞价）结束后由电力调度机构统一进行安全校核，并按交易组织时间顺序确定交易出清优先级（先组织先出清）。

五、交易事项

（一）年用电量计算及电量调减

1.电力用户年用电量均以 2019 年全年用电量或 2020 年 10 月已结算数据为基准往前连续倒推 12 个月计算，取两者中的最大值。运行不足 1 年的用户年用电量按满自然月的月均电量折算至全年计算。自备电厂企业年用电量为从主网下网的电量，不含自发自用和新替交易电量。

2.同一营业执照注册为多个电力用户市场主体的，可申请合并并进行年用电量统计、核定。5G 网络电力用户参照《自治区发展改革委关于允许 5G 网络参与电力市场化交易的通知》等文件要求执行。

3.年度交易组织前，将对符合 2021 年年度交易电量门槛的电力用户核算年用电量信息进行披露及公示，并受理各市场主体对此提出的相关争议。

4.针对单个批次的双边方式交易，安全校核未通过的发电企业采用等比例方式调减电量。

（二）分月计划调整

每月 15 日前，经双方协商一致可调整次月执行的年度合同分月计划。调整应确保年度合同总量不变，单个发电企业调整量须经调度安全校核全部通过，校核未全部通过按照原分月计划执行。

（三）直接交易合同转让

每月 26 日开展电力用户月内合同电量转让交易，每月 5 日、20 日开展发电企业月内合同电量转让交易，如遇节假日调整。定向直接交易和全疆直接交易的合同暂不进行互转，水电和新能源发电企业暂不开展合同电量转让交易。

（四）强化售电公司管理

1.鼓励售电公司为其代理用户提供电力需求侧管理、综合能源服务等增值服务。

2.售电公司参与交易前需符合《新疆电力市场售电公司履约保函实施办法（试行）》等相关要求。

3.单个售电公司全年交易规模（含直接交易购入和转让交易购入电量）不得超过2021年全年电力直接交易预计规模的10%，累计转出合同电量不得超过其当年取得的年度交易合同的10%与月度交易合同的20%之和。

4.对于恶意扰乱市场、虚假宣传、履约不力等存在不正当竞争行为的售电公司，将根据《新疆区域售电公司监管办法（试行）》（新监能市场〔2019〕107号）等文件要求进行处置。

（五）兵团用户交易

参与全疆直接交易的兵团电力用户执行全疆统一标准，交易合同、执行、结算、偏差处理等事宜按照自治区相关文件要求执行。

六、电量结算

电量结算和偏差考核按《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）及新疆电力市场相关政策执行。

七、附则

本方案最终解释权归政府电力管理部门所有。