

青海省能源局

青海省能源局关于征求《青海省 2026 年电力中长期交易方案（征求意见稿）》 意见建议的函

西北能源监管局、省发展改革委，各市场经营主体：

为落实国家关于电力市场改革相关政策要求，进一步深化推进我省电力市场建设，统筹做好 2026 年电力交易工作，我局组织编制了《青海省 2026 年电力中长期交易方案（征求意见稿）》。现向各单位征求意见，请于 12 月 4 日（星期四）下班前将意见建议反馈我局能源运行处。

附件：青海省 2026 年电力中长期交易方案（征求意见稿）



联系人：赵久明 电话：0971-7850919

邮箱：qhsnyjnnyxc@163.com

附件

青海省 2026 年电力中长期交易方案

(征求意见稿)

为深化电力市场化改革,加强我省电力中长期交易与现货交易协同运行,充分发挥电力中长期市场保供稳价基础性作用,持续推动电力市场平稳健康发展,制定 2026 年电力中长期市场交易方案。

一、市场主体

(一) 电力用户。电力用户包括直接参与市场交易用户(以下简称直接交易用户)和电网企业代理购电用户。其中,直接交易用户包括直接向发电企业购电的批发用户和向售电公司购电的零售用户。

年用电量在 1000 万千瓦时及以上的电力用户,可参与电力批发交易或电力零售市场交易;年用电量在 1000 万千瓦时以下的电力用户参与零售市场交易。10 千伏及以上电力用户原则上直接参与市场交易,暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电;鼓励其他工商业用户直接参与市场交易,未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易在无正当理

由情况下改由电网企业代理购电的用户，购电价格按电网企业代理购电价格 1.5 倍执行。

（二）发电企业。水电单机容量 3 万千瓦及以上且单体 5 万千瓦以上水电站（龙羊峡水电站除外）、公用火电机组、全部新能源电站（含风电、太阳能）上网电量参与市场化交易。原则上青豫直流配套新能源电站、班多水电站不参与省内交易，玛尔挡、羊曲水电站留青电量按照《关于青海电网新增发电机组省内上网电价及消纳方式的函》（青发改价格函〔2024〕446 号）执行。天然气发电消纳方式按照《关于核定格尔木燃气电站上网电价的通知》（青发改价格〔2024〕737 号）执行。

（三）售电公司。在电力交易平台完成注册且已足额提交履约保函保险的售电公司。售电公司应于 2026 年度批发市场开市前与零售用户达成年度零售套餐交易合同，方可参加 2026 年度批发市场交易。

（四）新型经营主体。已在电力交易平台完成市场注册并投入商业运营的独立储能电站、虚拟电厂（负荷聚合商）、绿电直连项目等可参与电力市场交易。

二、交易组织

（一）电量预测。预计 2026 年青海电网用电量 1074 亿千瓦时（不含自发自用电量和厂用电），上网电量 1326 亿千瓦时。其中：水电上网电量 485 亿千瓦时，火电上网电量 166 亿千瓦时，新能源上网电量 675 亿千瓦时。

（二）交易规模。预计 2026 年市场化交易电量总规模 1454 亿千瓦时。其中：省内发电侧交易电量 946 亿千瓦时（水电 368 亿千瓦时、火电 166 亿千瓦时、新能源 412 亿千瓦时）；外购电量 128 亿千瓦时、外送电量 380 亿千瓦时。

（三）交易方式。2026 年开展省内中长期分时段交易和结算。中长期按照年度（多年）、月度（多月）及月内（多日）交易开市，月内交易按工作日连续运营，实现月内 D-2 日（D 为交易执行日）交易。交易方式包括双边协商、集中交易（集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式）。

（四）交易周期及品种。年度交易，主要开展年度双边协商、集中竞价、电网企业代理购电挂牌、外购电消纳挂牌、年度（多年）绿电双边协商交易、年度绿电挂牌交易；月度交易，主要开展月度双边协商、集中竞价、电网企业代理购电挂牌、外购电消纳挂牌交易，绿电双边协商、挂牌交易，合同转让双边协商交易；月内交易，主要开展电能量与合同融合滚动撮合、电网企业代理购电挂牌、合同转让双边协商交易。

（五）签约电量比例。市场经营主体中长期合同签订应考虑自身正常发、用电特性曲线。原则上，燃煤发电企业年度电力中长期合同总签约电量应不低于上一年实际上网电量的 60%，水电发电企业参考燃煤发电企业执行；外购电年度合同签订电量比例不低于全年预测外购电量的 60%；用户侧经营主体(含电力用户、售电公司、电网代理购电)月度及以上电力中长期合同签订

电量比例应不低于上一年度该月实际用电量的 85%。新投产机组、用户通过月度交易完成签约比例相关要求。厂网间保量保价购售电年度合同签约电量按非市场化优先发电上网电量 100%签订。支持经营主体签订多年长周期交易合同。

（六）交易计划。2025 年 12 月，组织 2026 年省内年度交易。2026 年各月按当月交易时序组织开展。

三、交易机制

（一）中长期分时段交易和结算按照《青海省电力中长期交易规则补充规定》（西北监能市场〔2025〕71 号）以及《青海省电力中长期分时段交易规范指引》（青电交易市〔2025〕31 号）组织实施。

（二）省内所有新能源发电项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。新能源参与中长期交易的申报电量上限，按装机容量扣减机制电量对应容量后的最大上网电量确定。

（三）优先组织开展省内绿色电力交易，鼓励经营主体开展多年期绿色电力交易、参与绿色电力证书交易。省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格。电网企业根据省内电力电量供需平衡市场预测情况，参与跨区跨省交易，代理购买省内缺口电量，通过外购电消纳挂牌交易由对应时段用电经营主

体购买。鼓励用电经营主体在省内电力短缺时段（19:00-次日9:00）参与省间绿色电力交易，购买省外绿电。

（四）电网企业通过分时段挂牌交易或场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电。其中采取挂牌交易方式的，价格按当月月度集中竞价分时段交易价格确定；采用场内分时段集中竞价交易方式的，报量不报价，作为价格接受者参与市场出清。

（五）售电公司、零售用户等经营主体通过“e-交易”APP主要开展年度、月度（多月）固定服务费率分时段零售套餐市场交易。年度批发交易中售电公司按照年度零售套餐签约合同电量为额度参与交易，月度批发交易中售电公司按照月度零售套餐签约合同电量额度参与交易。

（六）为保证市场交易公平性，防范不当市场力行为，经营主体不得形成发、售、用电一体化的关联交易。单个售电公司代理交易电量原则上不应超过上一年度全省零售市场总交易电量的20%。在省内月度及以上电力中长期交易中，双边交易累计合同电量不超过经营主体上网电量、用电量的20%（不含绿电交易），最终按照市场运营机构的校核结果执行。

（七）对新投发电机组进入商业运行参与市场交易按照《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、国家能源局西北监管局《关于进一步明确西北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》（西北监能市场〔2024〕73号）有关规定执行。

四、相关要求

（一）各市场经营主体应按照交易组织安排要求，强化风险意识，做好风险防控，依法合规参与全年电力中长期分时段交易合同签订工作，稳定供需和价格预期。

（二）电网企业、电力用户、售电公司应承担可再生能源电力消纳责任，确保完成我省 2026 年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例。

（三）电力市场运营机构及各电力市场成员应按信息披露有关规则，加强和完善电力市场信息披露工作，进一步提升市场信息透明度，更好满足市场交易需求。

（四）国网青海省电力公司、青海电力交易中心有限公司、青海电力调控中心要做好交易组织、合同签订、安全校核、电力调度、计量采集、交易结算等组织实施工作，加强中长期交易与现货交易、辅助服务市场、机制电价政策衔接，确保电力市场运行平稳有序。