

宁夏回族自治区 发展和改革委员会文件

宁发改运行〔2023〕807号

自治区发展改革委关于做好 2024 年 电力中长期交易有关事项的通知

五市发展改革委、宁东管委会经济发展局，国网宁夏电力有限公司、宁夏电力交易中心有限公司、各市场主体：

为做好 2024 年电力中长期交易工作，按照《宁夏回族自治区电力中长期交易规则》（西北能监市场〔2023〕4 号），结合宁夏电力市场运行实际，现就有关事项通知如下。

一、总体原则

（一）深化中长期分时连续运营。在 2023 年中长期分时段连续运营基础上，继续优化分时段价格机制，充分发挥市场资源优化配置作用，引导发用两侧可调节资源主动参与电网调峰，促

进电力安全稳定供应。

（二）促进新能源区内高效消纳。进一步优化交易时段，增加尖峰、深谷时段，实现分时段组织、分时段计量、分时段结算，以时段交易价格引导用户主动削峰填谷，充分发挥市场作用，促进新能源高效消纳。

（三）做好现货市场试运行衔接。充分结合现货市场相关规则，按照“中长期稳预期、现货发现价格”原则，充分发挥中长期市场压舱石作用，实现中长期市场与现货市场的高效衔接。

二、市场准入

（一）发电企业

1.已入市的区内公用发电企业（含银东配套电源）。

2.承担发电企业社会责任、国家依法合规设立的政府性基金及附加，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、系统备用费后，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求的并网燃煤自备电厂，在满足自用负荷的前提下，富余电力电量可参与交易。

3.新并网或电力业务许可证信息发生变更的机组，自向交易中心提交电力业务许可证之日起，可根据新提交许可证信息参与市场交易。

4.银东、灵绍、宁湘直流配套新能源暂不参与区内年度交易，参与其他市场化交易规则另行制定。

（二）电力用户

1.除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用户外，推动全区工商业电力

用户全部参与市场交易。

2.原则上 10 千伏及以上工商业用户直接进入市场（可自行参与或由售电公司代理参与），暂无法直接参与市场交易的由电网企业代理购电。鼓励 10 千伏以下工商业用户参与市场交易，暂无法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的用户，原则上不得退出市场。

3.为进一步缩小电网企业代理购电规模，发电企业下网电量必须全部进入市场交易，电网企业不再代理其购电。自 2024 年 1 月起，未进入市场的发电企业下网电量执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。参与市场交易前发电企业应在交易平台按照电力用户类型开展市场注册。

4.新增的工商业负荷申请用电报装时，可在交易中心同步办理市场注册手续，正式供电后直接参与市场交易。

（三）售电公司

符合《国家发展改革委国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595 号）要求，在电力交易机构注册生效，持续满足准入条件。

（四）新型主体

具备独立计量、控制等技术条件，已并入宁夏电网并接入调度自动化系统可被电网监控和调度，依法取得项目核准或备案文件，取得或豁免电力业务许可证（发电类）的储能企业，在交易平台注册生效后，可作为独立储能参与市场交易。鼓励符合条件的虚拟电厂以发电企业或用户身份参与市场交易。

三、交易规模

除优先发电、优先用电计划以外电量全部进入市场，预计2024年区内市场化交易规模约925亿千瓦时。

拥有入市燃煤自备机组的用户，从电网购电量原则上不得超过前三年从电网购电量的平均值，电力供需紧张时段应严格执行“以发定用”相关要求。

四、时段划分

1.为高效衔接现货市场，中长期交易按日划分24小时时段，各市场主体根据自身发电特性和用电需求合理参与分时段交易。

2.为引导市场主体形成合理分时段交易价格，根据《自治区发展改革委关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》（宁发改价格（管理）〔2021〕602号），结合宁夏电网电力时段性供需情况，将24小时时段归为峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）三类，具体为：

峰时段：7:00－9:00，17:00-23:00；

谷时段：9:00-17:00；

平时段：0:00-7:00，23:00－0:00。

3.根据区内电力供需情况，适时调整峰、平、谷时段划分。

五、交易组织

用户/发电企业年度交易成交电量原则上不低于上年用电量/上网电量的60%，年度分月和月度交易成交总电量不低于上年用电量/上网电量的80%。现货市场长周期试运行期间，按照现货市场交易规则相关要求执行。

（一）年度/多月交易

1.年度交易标的为 2024 年每月 24 小时时段电量。

（1）用户与新能源交易：用户（含售电公司、电网企业代理购电，下同）与新能源开展集中竞价交易，采用统一边际价格出清。

根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2023〕569 号）下达的 2024 年宁夏非水可再生能源电力消纳责任权重预期目标值测算，新能源暂按照不低于上年上网电量的 40%（新并网场站参考同地区、同类型场站上网电量）参与年度交易。年中新并网新能源机组可通过多月、月度和旬交易完成 40%电量比例要求。

（2）用户与煤电交易：用户与煤电主要以双边协商、集中竞价方式开展交易，适时组织开展挂牌交易。

为保证区内电力安全稳定供应，煤电年度交易各时段交易电量不低于该时段可发容量对应上网电量的 20%。

2.每季度末按照年度交易组织方式开展后续月份多月交易，满足新入市市场主体交易需求。

（二）月度交易

每月 20 日组织开展次月月度交易，月度交易标的为次月 24 小时时段电量。月度交易按照用户与新能源、用户与煤电次序组织，均采用集中竞价交易方式，以统一边际价格出清。

（三）旬交易

旬交易标的为次旬 24 小时时段电量。旬交易按照用户与新能源、用户与煤电次序组织，均采用集中竞价交易方式，以统一边际价格出清。

（四）日融合交易

1.日融合交易按工作日连续开市，每日（T 日）组织开展 T+2 日融合交易，遇节假日组织开展多日交易，具体以交易公告为准。

2.日融合交易采用滚动撮合方式开展，每 5 分钟集中出清一次。

3.同一市场主体可根据自身电力生产或消费需求参与日融合交易，同一交易日的同一时段，市场主体仅可作为购方或售方参与交易。

4.发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。

5.为确保日融合交易价格充分反映市场供需实际，每小时时段发电企业买入或用户卖出电量不得超过该时段持有合同净值的 20%。

（五）合同交易

适时组织开展合同转让、置换、回购等交易，丰富合同交易组织方式，满足市场主体合同电量调整需求。

（六）绿电交易

1.参与绿电交易的新能源必须进入绿证核发白名单，具备绿

证核发资格。

2.用户与新能源开展绿电交易应分别明确电能量价格和环境价格，电能量价格按照新能源与用户分时段交易价格机制确定，环境价格由双方协商确定。

3.绿电交易暂按照年度、月度为周期组织开展，适时组织开展月内绿电交易，鼓励市场主体开展多年绿电交易。新能源和用户通过宁夏电力交易平台提交绿电交易意向和绿电交易协议，宁夏电力交易中心汇总协议后提交北京电力交易中心，并配合开展交易组织，交易暂采用双边协商方式，适时组织开展集中竞价、挂牌交易。

4.在完成可再生能源消纳责任权重指标的前提下，用户超额消纳的绿电交易电量、购买绿证折算电量不计入其能耗双控指标。

5.用户可通过新能源电力直接交易、绿电、绿证交易实现100%绿色用能。鼓励核定的“绿电园区”新增负荷和配建新能源场站优先开展绿电交易。

（七）交易曲线分解

1.年度、多月、月度、旬交易市场主体申报24小时时段总电量、价格，成交电量由交易平台按照交易周期对应天数自动平均分解到日。

2.电网企业应综合考虑季节变更、节假日等因素，定期预测代理购电典型负荷曲线，并通过交易平台予以公布。

3.风电、光伏优先发电计划电量分别按照上年全网风电、光

伏典型曲线分解至每日 24 小时时段。

4.省间中长期外送交易时段与宁夏 24 小时时段划分不一致的，将省间中长期外送交易结果分解合并至 24 小时时段，各时段交易价格执行原时段交易均价。考虑光伏发电特性，优先分解光伏中标电量至谷段，其他类型电源按剩余外送曲线等比例分摊。

5.省间短期外送交易电量需分解至每日 24 小时时段，由调度机构在事后按月向发电企业发布。

六、价格机制

（一）用户与煤电交易价格

煤电与非高耗能、高耗能用户平段交易申报价格加上煤电容量电价原则上在基准电价基础上上下浮动均不超过 **20%**，峰段交易申报价格不低于平段价格的 **150%**，谷段交易申报价格不超过平段价格的 **50%**。

（二）用户与新能源交易价格

为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，新能源价格浮动比例提升至 **30%**，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的 **130%**，谷段交易申报价格不超过平段价格的 **70%**。新能源峰段价格上浮比例不高于谷段价格下浮比例。考虑高耗能用户与非高耗能用户不同交易价格上限，用户与新能源峰段交易申报价格不超过基准电价的 **1.5** 倍。单笔交易中风电峰、平、谷三段申报电量均不低于总申报电量的 **20%**。

（三）日融合交易价格

日融合交易成交价格为各交易匹配对申报价格的平均值。

（四）电网企业代理购电

电网企业代理购电采用报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。电网企业按月预测代理购电典型曲线及月度代理购电电量，并依此参与交易申报。电网企业代理购电与新能源交易电量申报比例按 2023 年区内市场化用户（含售电公司）新能源电力直接交易比例确定。电网企业代理购电用户实际用电执行峰平谷电价，对应电价取电网企业代理购电当期月度峰、平、谷各时段交易加权价，峰、平、谷时段执行本细则的时段划分。

七、零售市场

（一）代理关系确定

1.售电公司与用户零售服务期限按照月为最小单位，最短为一个自然月，最长为一个自然年。原则上起始时间不早于次月第一个自然日，终止时间不晚于当年最后一个自然日。同一周期内，用户仅可与一家售电公司（包括有售电资质的负荷聚合商、虚拟电厂等）确立零售服务关系，用户全部电量通过该售电公司购买。

2.售电公司与用户应于每月 15 日前通过交易平台提交零售服务绑定申请，审核通过后于次月生效。零售服务解除申请，于每月 15 日前通过交易平台提交交易中心审核，通过后于次月生效。

3.售电公司与用户通过电力交易平台建立零售服务关系时，可参考合同范本（具体由交易中心另发）签订零售服务合同。

(二) 零售套餐

1.交易中心结合市场实际和交易平台功能完善情况研究制定零售套餐品种，经市场管理委员会通过后，发布零售套餐并组织实施。售电公司可与零售用户友好协商确定零售套餐，后续根据市场运行实际、结合市场主体需求持续丰富零售套餐品种。

2.售电公司和零售用户零售服务关系不变，需变更后续月份零售套餐类型的，经双方确认后，于每月 15 日前提交交易机构审核，通过后于次月生效。

3.售电公司与零售用户可根据工作日、节假日、周末等典型日生产实际，每日中午 12 时前对次日以后零售套餐信息进行修改，经双方确认后提交交易机构，逾期未修改的按照原零售套餐信息执行。

(三) 履约保函、保险

1.按《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）要求，售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，应通过以下额度的最大值向交易中心提交履约保函、履约保证保险等履约保障凭证：

（1）过去 12 个月批发市场交易总电量，按标准不低于 0.8 分/千瓦时。批发市场交易电量为每月电力直接交易电量（包括年度分月、月度及月内等）的合计值。

（2）过去 2 个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于 5 分/千瓦时。批发市场交易电量为每月电力直接交易电量（包括年度分月、月度及月内等）的合计值；零售

市场交易电量为每月售电公司代理的零售用户月度计划电量的合计值，若对应套餐无计划电量，则按照实际用电量统计。

2.在交易中心注册且过去 12 个月未参与过宁夏电力直接交易的售电公司，履约保函、履约保证保险额度按照下一年度预测交易电量、标准不低于 0.8 分/千瓦时提交。

（四）代理关系解除

1.零售用户与售电公司零售服务关系到期后自动解除，也可双方签订合同提前解除，同时协商确定需划转至用户的交易电量。零售服务解除申请，于每月 15 日前通过交易平台提交交易机构审核，通过后于次月生效。

2.售电公司与零售用户约定可以单方提请解除零售服务关系的，需按照合同约定支付违约金，违约金由售电公司或用户自行收付。

3.售电公司符合强制退出条件的，通过电力交易平台、“信用中国”等网站向社会公示 10 个工作日，公示期满无异议的，对售电公司实施强制退出。其所有已签订但尚未执行的交易合同按照以下原则处理：

（1）售电公司优先在 10 个工作日内，与所绑定用户双边协商解除零售服务关系，并确定需划转至用户交易电量。

（2）协商期满，解除售电公司与剩余代理用户的零售服务关系；售电公司剩余交易电量按照时段加权均价，优先向此部分用户挂牌交易。

（3）挂牌结束，售电公司剩余交易合同电量可通过双边协

商、挂牌等方式交易给其他市场主体。

(4) 经双边协商、挂牌等方式仍未处理的合同电量按市场规则对售电公司进行偏差结算，偏差结算费用由售电公司承担。

(5) 零售服务关系解除后，用户应在 3 个工作日内选择自主参与批发市场交易或选择与其他售电公司建立新的零售服务关系。逾期未选择交易方式的，由电网企业代理购电，并执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍。

八、交易结算

(一) 结算原则

1. 现货市场未运行时，按照本规则开展电费结算，现货市场长周期试运行期间，按照现货市场相关结算原则执行。

2. 按照“照付不议、偏差结算”的原则，发、用两侧解耦结算。市场主体各时段（小时）所有交易合同（含优先发电计划）先按照合同价格全量结算，再根据交易合同电量净值与其实际发、用电量差值开展偏差结算。

3. 采用日清月结的结算方式，以日为周期开展分时段电量清分、电费计算，按月结算并发布结算依据。

4. 具备参与市场交易资格的自备电厂按照市场化规则结算，调发电量根据调度机构出具证明按照区内煤电机组年度、月度电力直接交易均价结算。

(二) 偏差结算价格

1. 市场主体各时段偏差电量按照当日对应时段日融合交易加权价进行结算。

2.若当日某时段无日融合交易价格或除日融合交易外用户/发电企业成交电量（省间交易为实际执行电量）低于当月实际用电量/上网电量的 80%，用户各时段正偏差电量暂执行基准电价的 K1 倍（K1 暂取 2.0），发电企业各时段正偏差电量执行基准电价的 K2 倍（K2 暂取 0.5），负偏差电量均按照对应时段年度、月度区内电力直接交易均价结算。

3.发电企业对应用户主体下网电量不执行 80%比例要求，所有偏差电量按照对应时段日融合交易加权价结算。

4.新入市用户、发电企业首月不执行 80%比例要求，所有偏差电量按照对应时段日融合交易加权价进行结算。

5.银东、灵绍、宁湘直流配套新能源暂不执行 80%比例要求，所有偏差电量按照对应时段日融合交易加权价进行结算，后续根据市场运行情况适时调整。

6.按照《国家能源局关于印发<发电机组进入及退出商业运营办法>的通知》（国能发监管规〔2023〕48 号），发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量，由电网企业收购，按相应规则结算，纳入代理购电电量来源。

7.电网企业代理购电月度实际用电量按照代理购电典型负荷曲线分解至每日 24 小时时段，并按照用户侧结算原则开展分时段结算。

8.因变线损、计量尾差等原因造成的日清电量与月结电量之间的差额电量，按照当期年度、月度区内电力直接交易加权价结算。

（三）高耗能用户价格浮动机制

高耗能用户通过浮动电费方式落实 1439 号文件“高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制”要求，具体如下：

1.高耗能用户各时段浮动电费=该用户与煤电成交电量×该用户与煤电交易价格×K3

（1）该用户与煤电交易电量为用户与煤电年度、月度、旬交易、合同交易成交总量。

（2）该用户与煤电交易价格为用户与煤电年度、月度、旬交易、合同交易成交均价；若该用户未与煤电交易，交易价格取该时段全市场用户与煤电交易**最高价**。

（3）为保障全区电力安全稳定供应，**K3=2023 年煤电与高耗能用户交易均价/煤电与非高耗能用户（含电网企业代理购电）交易均价-1**。待 2023 年所有交易组织完成后，由交易中心计算 K3 具体取值（保留两位小数），并向市场主体公示，后续根据市场运行情况适时调整。

2.全体高耗能用户各时段浮动总电费根据该时段各煤电企业供区内电量比例向煤电企业分摊。

煤电各时段分摊电费=（该时段煤电上网电量-外送实结电量）/（该时段统调公用煤电总上网电量-总外送实结电量）×高耗能用户该时段浮动电费

区内统调公用煤电、银东配套煤电、统调公用自备煤电、中机国能宁东热电等参与区内市场化交易的煤电均参与浮动电费分摊。

3.高耗能用户浮动电费和煤电分摊电费在结算单中单独列示。因计量电量数据或交易计划调整等原因导致的浮动电费和分摊电费差额一并纳入宁夏电力市场不平衡资金进行清算。

九、风险防控

当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构依法依规采取市场干预措施：

- 1.电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- 2.市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- 3.因不可抗力导致市场交易不能正常开展的；
- 4.恶意串通操纵市场并严重影响交易结果的；
- 5.国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- 6.市场发生其他严重异常情况的。

十、有关要求

（一）加强市场交易组织协同。交易中心、调控中心要进一步发挥电力市场运营机构职能作用，不断提升市场运营能力和服务水平。电力调度机构应在满足系统安全运行约束、新能源优先消纳的前提下，提高中长期市场合同履约率。充分发挥电力市场管理委员会要议事协调作用，保障市场主体合法权益。

（二）加强市场风险分析研判。各市场主体要加强交易队伍建设，提高交易业务人员理论水平和技术能力，认真研读交易规则，分析研判电力供需形势、一次能源价格波动对电力市场运行的影响，根据自身实际发用电需求，制定合理的报价策略，做好

市场交易工作。

（三）加强售电公司管理。交易中心按照《售电公司管理办法的》（发改体改规〔2021〕1595号）要求，持续开展售电公司注册合规审查，按规则收缴履约保函（保险），做好售电公司信用监管、规范运营和风险管理等工作。

（四）加强可再生能源区内消纳。国网宁夏电力公司要加强负荷预测与调度管理，稳步提高可再生能源区内消纳水平，确保自治区可再生能源消纳责任权重指标完成。

（五）加强代理购电信息公开。国网宁夏电力公司应做好代理购电相关信息公开、电费结算等工作，原则上每月月底前3日依规公示代理购电相关信息。

十一、其他事项

1.尖峰及深谷电价、容量电价相关政策由自治区相关主管部门另行制定。

2.市场化用户追退补电费，对计量差错、窃电、违约用电等追退补电量，按照《中华人民共和国电力法》《供电营业规则》（电力工业部令第8号）等法规执行，追退补电量价格按处理当月代理购电价格执行。

3.交易中心监测到市场主体通过日融合交易影响市场价格时，向自治区发展改革委和监管机构报告，由自治区发展改革委和监管机构组织开展对市场主体约谈。

4.因交易计划、分时电量等异常需重新分割电量，差额电费与次月电费一并结算，并在电费账单中单独列示。

5.分时段交易结算所需电能量数据，按照《电力市场电能示值曲线校核及拟合规则》执行，详见附件。

6.本通知相关内容及交易结算参数根据国家政策及区内电力市场运行情况适时调整，以往与本通知规定不一致的，以本通知为准。

7.所有交易组织时间遇节假日适时调整，具体以交易公告为准。本规则执行中如遇有关问题和情况，请及时向自治区发展改革委报告，或与交易中心联系。

联系电话：

自治区发展改革委：0951—8301967

宁夏电力交易中心：0951—4915916

附件：宁夏电力市场电能示值曲线校核及拟合规则

Stamp
宁夏回族自治区发展改革委

2023年12月7日

（此件公开发布）

附件

宁夏电力市场电能示值曲线校核及拟合规则

为推进宁夏电力市场改革，支撑自治区分时段、现货市场交易规则有效落实，保障发用两侧分时段电能示值采集及时、完整、准确，在 2023 版拟合规则上修订形成新版电力市场电能示值曲线校核及拟合规则。电能量计量数据唯一来源为电能计量装置，市场结算用电关口计量数据，原则上应由用电信息采集系统自动采集，受系统、技术以及现场客观因素制约。为确保结算数据的准确性，日数据推送周期为 D-3，月末最后三天数据次月 1 日集中推送；月末对全月时点数据再次进行拟合作为日清分依据。自动采集数据不完整时，根据拟合规则补全。

一、电压等级划分原则

高压用户：供电电压等级在 10kV 及以上的用户。

低压用户：供电电压等级在 1kV 以下的用户。

二、电能示值曲线校核规则

（一）高压用户数据校核规则

1.96 点电能示值曲线某时间点数据为空。

2.15 分钟走字为负值。

3.D-1 日电量大于等于用户容量*24*K（K 初始值设置为 1.5）。

4.同一用户同一块电表 15 分钟表码小于 D-1 日对应时间点

的表码。

（二）低压用户数据校核规则

1.单相表 15 分钟走字大于 5、直接接入式三相表 15 分钟走字大于 15。

2.96 点电能示值曲线某时间点数据为空。

3.15 分钟走字为负值。

4.单相表 D-1 日电量大于 13.2×24 ，直接接入式三相表 D-1 日电量大于 40×24 。

5.同一用户同一块电表 15 分钟表码小于 D-1 日对应时间点的表码。

三、曲线数据拟合规则

（一）发电关口侧数据拟合规则

1.当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则所缺电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则继续使用下一条拟合规则。

2.当计量点采集数据连续缺失点数小于等于 2 小时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得。

3.当计量点采集数据连续缺失点数大于 2 小时且小于等于 24 小时，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日的电量/表码数据平均值进行拟合处理。

4.当计量点采集数据连续缺失点超过 24 小时，进行示值追溯。期间电能示值曲线由恢复正常采集后的当日 24 点电能示值

和采集失败前最后一个采集成功的 0 点电能示值按电源类型的典型曲线分摊获得。

5.当计量装置故障导致电能表计量不准确时，期间异常电量按照电能计量规程追补，电量曲线数据基于电能表计量电量、追补电量根据电厂月度发电曲线拟合，拟合电量曲线经电厂与电量追补单位共同确认后报送交易中心用于结算。

（二）高压用户侧数据拟合规则

1.当连续时间点内缺点小于等于 1 小时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得；当连续时间点内缺点数大于 1 小时且小于等于 3 天时，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日（至少 2 个运行日）的表码进行拟合，若前 4 个运行日无法计算时，缺点期间电能示值曲线按时点分摊获得。

2.当某用户计量点示值曲线采集失败超过 3 天（自然天）时，若缺点期间每天 0 点及 24 点电能示值采集正常，取该计量点表计同属性日期的前 4 个运行日（至少 2 个运行日）的表码进行拟合，若前 4 个运行日无法计算时，缺点期间以每天 0 点及 24 点电能示值值按时点分摊获得。若缺点期间每天 0 点及 24 点电能示值采集失败，缺点期间电能示值曲线由恢复正常采集后的电能示值和采集失败前最后一个采集成功的电能示值按时点分摊获得。

3.当用户申请暂停或停用无法采集表码时，暂停期间表码以营销业务应用系统暂停流程中录入的暂停表码进行补全。该表码进行示值追溯，最长追溯时间为 2 年，如超出时限以 0 表码进行

补全。补全表码与月结算止码或现场实际表码不一致导致的电量差值计入差额电量。若在暂停期间用户私自启用系统采集到大于等于 8 个小时连续走字的电能示值曲线数据，按采集到的电能示值曲线数据进行电量计算。

（三）低压用户侧数据拟合规则

1.曲线数据采集失败用户，根据低压用户连续两天 0 点冻结表码差值除以 96 求取 D-1 日电能示值曲线平均值，按 D-2 日的冻结表码，依次按照 0 点 15 分电能示值曲线=（D-2 日 0 点冻结+平均值），0 点 30 分电能示值曲线=（0 点 15 分电能示值+平均值）的方法拟合 96 点电能示值曲线。

2.曲线数据采集成功漏点 10 个点以上，按照临近采集成功电能示值差值除以临近点数求取差值平均值，按照采集成功电能示值曲线+差值平均值的方法，依次拟合漏点电能示值曲线。

3.月底 24 小时冻结表码采抄失败用户，采用三日内最近一次冻结表码作为月度结算依据，后续采集成功后不再调整当月结算数据，偏差电量计入下一结算周期。

四、其他规则

1.发电企业应做好自有产权电能量采集终端运维，保障电能量采集终端满足电能计量采集管理信息系统市场化现货交易数据采集要求。

2.对于因运营商网络未覆盖等原因暂不具备 96 点电能示值自动采集的用户，以每日 0 点表码数据按照时点分摊获得电能示值曲线。

3.电力用户正常用电情况下，存在互感器倍率较大、电能计量装置误差等原因造成个别时段电量记录为零时，经电力用户申请、电网企业核实后，可按计量装置记录的相近时段电量进行均摊。

4.市场化用户存在套扣计量点，当某个时段子表电量大于主表电量时，主表电量扣减到零为止，不够扣减部分计入差额电量。

5.存在定量定比子计量点的市场化用户，定量定比子计量点的电量计入差额电量。

6.换表用户，换表当天新表电量计入差额电量。

