

关于印发《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知

(川发改价格〔2025〕480号)

各市（州）发展改革委（能源局、办）、电力运行主管部门，国网四川省电力公司，四川电力交易中心有限公司，地方电网企业，各市场主体：

为全面贯彻落实党的二十届三中全会精神，深化新能源上网电价市场化改革，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），结合我省实际，省发展改革委、省能源局研究制定了《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，现印发你们，请抓好贯彻执行。

四川省发展和改革委员会

四川省能源局

2025年9月29日

四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案

为全面贯彻落实党的二十届三中全会精神，统筹能源安全保障与绿色低碳发展，深化新能源上网电价市场化改革，加快构建新型

电力系统，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），结合我省实际制定本实施方案。

一、总体目标

坚持市场化改革方向，建立适应四川新能源发展特点的可持续发展价格结算机制，推动风电、光伏新能源上网电量全面参与电力市场交易，确保 2025 年底前实现新能源上网电价全面市场化，促进新能源行业高质量发展。

二、基本原则

坚持深化改革。进一步深化新能源上网电价市场化改革，新能源项目（包括集中式光伏、分布式光伏、集中式风电、分散式风电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

坚持分类施策。针对新能源存量和增量项目分类施策，综合考虑经济发展需要和电力用户承受能力，保障存量项目合理利益，促进增量项目公平竞争，更好发挥市场作用，确保改革平稳推进。

坚持统筹协调。加强与电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场机制的衔接，强化与新型储能、虚拟电厂、绿电绿证交易、电网企业代理购电等政策的协同，做好与其他类型电源价格机制的协调，推动新型电力系统建设。

三、推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）推动新能源上网电量参与市场交易。

国网四川省电力公司（以下简称“国网四川电力”）、地方电网、增量配电网供区内新能源项目，上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价全部通过市场交易形成。

（二）建立健全电力现货市场交易和价格机制。

建立“多电源参与、全电量优化、全水期覆盖”的电力现货市场。推动新能源公平参与实时市场、自愿参与日前市场，日前市场出清不结算。具备条件的集中式新能源项目“报量报价”参与现货市场，具备条件的分布式光伏或分散式风电项目可直接“报量报价”参与现货市场，也可聚合后“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场。不具备条件的新能源项目以“不报量不报价”的方式作为现货市场价格接受者。适时建立节点边际电价机制，现货市场价格上限综合考虑我省工商业用户尖峰电价水平、边际机组变动成本、用户承受能力等因素确定，价格下限综合考虑新能源在电力市场外可获得的财政补贴、绿色环境价值、碳交易市场等其他收益确定。完善分时电价机制，动态调整峰谷时段划分。

（三）完善电力中长期市场交易和价格机制。

缩短中长期市场交易周期，进一步提高交易频次，实现逐日开市。现货市场连续结算试运行前，新能源项目全电量参与中长期交易。现货市场连续结算试运行后，机制电量初期由电网企业代表全体用户与新能源项目按年度签订中长期合同，合同价格为中长期结算参考点价格。电力市场供需双方可结合新能源出力特点，合理确定机制电量外其他电量中长期合同的量价、交易曲线等内容并灵活

调整。探索新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。建立健全分布式光伏和分散式风电项目参与中长期市场交易规则，加强分布式聚合商监督管理。

（四）完善电力辅助服务市场价格机制。

完善省内辅助服务市场品种，健全调频辅助服务市场，建立备用辅助服务市场，鼓励新能源参与辅助服务市场。现货市场连续结算试运行后，调频、备用等辅助服务市场费用分摊主体和分摊方式按我省电力辅助服务市场相关规则执行，参与省内电能量市场交易的新能源上网电量不再分摊。

四、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

（五）建立新能源可持续发展价格结算机制。

新能源参与电力市场交易后，在市场外建立可持续发展价格结算机制。对纳入机制的电量（以下简称“机制电量”），由电网企业按照可持续发展价格（以下简称“机制电价”）与市场交易均价之差开展差价结算（差价为负数时，在发电企业市场化结算费用中作相应扣除）。现货市场连续结算试运行后，初期机制电量不再开展其他形式的差价结算。新能源项目法人依规完成变更手续的，不影响可持续发展价格结算机制执行。

电网企业每月对机制电量开展差价结算，结算费用纳入系统运行费用，并以“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目列示，由全省工商业用户分摊或分享（不含藏区留存电量、弃水电量消纳、原低价区当地小水电保障电量），电网企业相应完善代理

购电公告信息。机制电量差价结算中的市场交易均价，在我省现货市场连续结算试运行前，根据省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价确定；现货市场连续结算试运行后，根据同类型（分为光伏、风电，下同）发电项目结算采用的实时市场价格按月加权确定。省发展改革委根据现货市场建设情况适时调整市场交易均价确定方式。

如新能源项目月度实际上网电量低于当月分解的机制电量，按实际上网电量结算，剩余的机制电量在年内后续月份逐月滚动清算。若年底仍未达到年度机制电量规模，则缺额部分电量不再开展机制电量差价结算，不跨年滚动清算。

（六）存量新能源项目机制电量、电价和执行期限。

存量新能源项目是指 2025 年 6 月 1 日前投产的新能源项目。

1. 机制电量

存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）年度机制电量上限规模按照现行新能源项目优先电量规模（风电 400 小时，光伏 300 小时）确定，其中存量集中式扶贫新能源项目机制电量按实际上网电量确定。存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）2025 年机制电量参照《2025 年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确的原则进行分解，2026 年起机制电量的分解结合年度电力电量平衡方案，原则上平均分解至 12 个

月。存量分布式光伏和分散式风电项目机制电量原则上按实际上网电量确定。

2.机制电价

存量新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）机制电价按现行燃煤发电基准价 0.4012 元/千瓦时（含税，下同）执行。

3.执行期限

存量新能源项目机制电量和电价自本方案印发次月起执行，机制执行截止日期按照剩余全生命周期合理利用小时数对应日期和投产满 20 年对应日期的较早者确定。

甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目（调度名：兴川）枯、平水期各月机制电量规模按照实际上网电量确定，丰水期不设机制电量。机制执行期限内不可自行调整或选择退出。机制电价及机制执行期限按照竞争性配置相关政策执行。

存量集中式新能源项目年度机制电量上限规模信息另文明确。存量分布式和分散式新能源项目信息通过“新能源云”服务平台、“网上国网”APP、95598 网站进行公布，各电网企业同步在官方网站和 APP 进行公布。在年度机制电量上限范围内，新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目、存量扶贫光伏项目、存量分布式光伏项目、存量分散式风电项目）每年 11 月底前自主确定次年机制电量规模，次年机制电量规模不得高于当年，机制执行期限内可自愿申请退出。自愿退出的新能源项目，应

提前 15 个工作日向所在电网企业申请，申请退出后次月起不再执行机制电量、电价相关政策。新能源项目机制执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。

（七）增量新能源项目机制电量、电价和执行期限。

增量新能源项目是指 2025 年 6 月 1 日及以后投产的新能源项目。增量新能源项目机制电量和电价通过竞价形成，区分风电、光伏开展竞价，若参与竞价申报的同类型不同法人竞价项目不足 3 个，该类型新能源项目当年暂不组织竞价。

1. 机制电量竞价规模

增量新能源项目机制电量年度总规模综合当年增量新能源项目装机容量、合理利用小时数、用户承受能力、非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况等因素确定。针对风电、光伏分别确定增量新能源项目机制电量，为确保政策平稳过渡，2025 年、2026 年全省增量新能源项目机制电量年度竞价总规模，按存量项目优先利用小时数和增量装机规模确定，各增量新能源项目年度机制电量通过竞价形成。单个新能源项目申报电量规模不高于其发电能力的 80%，并结合可持续发展价格结算机制情况调整。集中式新能源项目发电能力按项目核准（备案）多年平均发电量（若无多年平均发电量，则按多年平均利用小时数×核准或备案装机容量确定，下同）确定，项目核准（备案）中无多年平均发电量、多年平均利用小时数等信息的，集中式风电项目按项目申请报告评审意见（若无，按

项目申请报告)的多年平均发电量确定,集中式光伏项目按可研评审意见的多年平均发电量确定;分散式风电、分布式光伏项目发电能力按项目所在市(州)近3年(过去3个自然年,下同)单位装机年平均上网电量(区分全额上网或余电上网模式)和项目装机容量确定。

纳入机制的增量新能源项目,2025年机制电量参照《2025年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确的原则进行分解,2026年起机制电量结合年度电力电量平衡方案,原则上平均分解至12个月。

2.机制电价竞价上下限

建立新能源项目发电成本常态化调查制度,根据项目合理成本收益、绿色环境价值、电力市场供需形势、用户承受能力、技术发展等因素合理确定竞价上下限。考虑政策衔接,2025年、2026年增量新能源项目竞价上下限分别按0.4012元/千瓦时、0.2元/千瓦时确定。后续年度竞价上下限水平另行明确。

3.执行期限

增量新能源项目机制电量和电价自省发展改革委、省能源局公布竞价结果次月起执行,其中未投产项目自项目申报的投产时间次月起执行,执行期限12年。

新能源项目每年11月底前自主确定次年机制电量规模,次年机制电量规模不得高于当年,机制执行期限内可自愿申请退出。新能源项目机制执行到期,或者在期限内自愿退出的,均不再纳入机制

执行范围。项目实际投产时间较竞价申报投产时间延迟不超过6个月的，实际投产日期当月及以前的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份；延迟超过6个月的，该项目当次竞价入选结果作废，且3年内不得参与竞价。在川能源企业要加强下级企业管理，避免延期投产的情况出现。

五、强化政策衔接协同

（八）强化与新能源发展规划政策协同。

加强电网和电源规划统筹协调、网源建设衔接，保障新能源项目和配套送出工程同步规划、同步建设、同步投运。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准，按照原有规定执行。新能源参与市场后因自身报量报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。强化改革与优化环境协同，各地不得以强制或变相自愿配套产业、化解债务、收取资源税（费）、约定电价分成等任何形式增加新能源项目非技术性投资和运营成本。

（九）强化与储能发展政策协同。

取消新能源项目强制配储（包含配建和租赁）相关规定，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，通过释放电力市场电价信号，引导新能源项目科学合理配置储能。对于已签订储能租赁合同（协议）的，按双方约定等妥善处理，合同（协议）变更后应及时变更备案信息。

按照省发展改革委、省能源局《关于促进新型储能积极健康发展的通知》（川发改能源〔2024〕665号）要求配储的新能源项目，衔接原优先电量政策，给予机制电量支持。对2025年6月1日前签订储能租赁合同（协议）并在省能源局或电力交易平台备案的存量新能源项目，且相关储能项目在2025年12月31日前建成并网（以调度机构出具的首次并网时间证明为准），给予36个月机制电量政策支持，6月1日前建成并网的，自6月1日起执行，并扣除该项目已支持原优先电量的对应月数；6月1日后建成并网的，自储能项目建成并网次月起执行，并扣除该项目已支持原优先电量的对应月数。对电源侧配建储能的存量新能源项目，自储能设施建成并网次月至电力现货市场连续结算试运行前，给予每月机制电量支持。上述配储的新能源项目月度支持机制电量，2025年参照《2025年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确的支持小时数和分解原则确定，2026年起按12.5小时确定。

通过租赁储能和电源侧配建储能综合满足以上要求的存量新能源项目，按租赁和电源侧配建储能容量占项目10%装机容量的比例折算每月支持的机制电量，并按上述期限分别执行，单个存量新能源项目每月支持的机制电量上限，2025年参照《2025年全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划》中明确的支持小时数和分解原则确定，2026年起按12.5小时确定。

推动实现新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效利用。

（十）强化与电网企业代理购电制度衔接。

新能源全部进入电力市场后，电网企业代理居民农业和工商业用户购电的电量来源缺口部分，通过市场化采购方式保障。作为价格接受者参与电力市场的分布式光伏和分散式风电项目，现货市场连续结算试运行前，其上网电量按省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价结算。

（十一）加强地方电网、增量配电网相关政策衔接。

地方电网、增量配电网余电上网价格，现货市场连续结算试运行前，按照省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价确定；现货市场连续结算试运行后，按照上网所在并网点实时市场出清价格确定。地方电网、增量配电网网内新能源项目机制电量差价结算费用通过网间电费结算传导，纳入系统运行费用。

（十二）强化与绿电绿证交易政策协同。

省内绿电交易不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。绿电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。绿电交易的绿证收益，按照合同电量、扣除机制电量后剩余上网电量以及电力用户绿电交易实际结算电量三者取小值确定。探索建立多年期绿电合同签订机制，引导新能源发电企业根据机制外电量发电能力，与用户签订多年期绿电交易合同。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

六、保障措施

（十三）凝聚改革共识。

各地价格、能源、电力运行主管部门要深刻领会新能源上网电价市场化改革精神，会同电网企业、市场运营机构加强政策宣传解读，帮助企业熟悉电力市场规则，及时回应社会关切，增进各方理解和支持。市场主体要充分认识改革重要意义，不断凝聚以改革推动新能源高质量发展、促进新型电力系统建设、加快全国统一电力市场建设的共识。

（十四）强化政策执行。

国网四川电力要加快建设机制电量和电价竞价系统，各电网企业按要求做好竞价组织、相关差价结算协议（合同）签订、新能源项目上网电费和差价电费结算等工作，对机制电量和电价执行情况单独归集，并按月做好相关信息公开。市场主体要自觉维护电力市场秩序，依法合规参与电力市场交易和机制电量电价竞价。市场运营机构要强化交易组织，按规定及时披露各类型新能源发电项目市场交易价格等信息。

（十五）建立常态化调查制度。

统筹考虑各类电源发电特性、技术革新等因素，建立发电和储能等成本常态化调查制度，区分机组类型，对发电项目固定成本、变动成本、启停成本等开展调查，为合理确定电力市场限价范围、机制电量电价竞价限价区间、执行期限等提供数据支撑。

（十六）加强风险防控。

配合国家能源局派出机构加强市场行为监管，保障新能源项目公平参与交易，促进电力市场平稳运行。电网企业、市场运营机构

要密切跟踪电力市场和新能源交易价格，每月评估分析市场交易价格水平、波动情况，及时发现苗头性、倾向性、潜在性问题，提出针对性措施建议，并向省发展改革委、省能源局报告，对操纵市场价格、串通报价等扰乱市场秩序行为，依法依规予以严肃处理，确保新能源上网电价市场化改革平稳有序推进。

（十七）做好跟踪评估。

省发展改革委、省能源局会同相关部门（单位）密切跟踪电力市场运行情况、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，组织力量系统评估改革对行业发展和企业经营等方面影响，及时总结改革成效，不断完善政策措施、优化政策实施，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化，条件成熟时择机退出。

本方案自印发之日起执行，现行政策与本方案不符的，以本方案规定为准。国家和省政策如有调整，从其规定。执行过程中遇到问题，请及时报告省发展改革委、省能源局。

附件: 1.四川省增量新能源项目机制电量电价竞价细则

2.四川省新能源项目机制电量结算细则

（本文来自四川省发展和改革委员会官网）

四川省增量新能源项目机制电量电价 竞价细则

增量新能源项目机制电量电价竞价工作由省发展改革委牵头，委托国网四川省电力公司（以下简称“国网四川电力”）在竞价平台组织竞价，电网企业负责供区内新能源项目资料审核等相关工作。

第一章 竞价主体与项目范围

第一条 竞价主体

竞价主体包括符合条件的新能源项目、分布式光伏和分散式风电项目聚合商（以下简称“聚合商”）。鼓励分布式光伏和分散式风电项目自行参与竞价，也可由聚合商聚合后参与竞价，其中自然人户用分布式光伏项目投产后方可参与竞价。竞价主体应取得竞价需提交的竞价资料。

聚合商应具备聚合分布式光伏和分散式风电资源、对聚合资源进行调节和控制的能力，具有固定经营场所，以及满足报量报价、信息报送、合同签订、客户服务等机制电量电价竞价需要的电力市场技术支持系统和客户服务平台。现阶段，聚合商聚合分布式光伏和分散式风电资源，应具备售电公司资质，收益分配规

则及法律责任由聚合商和被聚合的新能源项目法人双方自行协商确定。

第二条 竞价项目范围

2025 年 6 月 1 日及以后投产的集中式新能源项目、分布式光伏项目、分散式风电项目，并符合以下条件：

（一）竞价公告发布时未投产，但经项目业主单位自行评估，在次年内可投产的新能源项目。

（二）竞价公告发布时已投产，但从未纳入过机制执行范围的新能源项目，包括未参与过机制竞价的新能源项目、参与过机制竞价但未入选的新能源项目。

对于因设备更新改造升级后新核准（备案）的集中式新能源项目，已纳入机制执行范围的不再参与竞价，未纳入机制执行范围的按照新核准（备案）多年平均发电量（若无多年平均发电量，则按多年平均利用小时数×新核准或备案装机容量确定）作为竞价依据参与竞价。项目新核准（备案）中无多年平均发电量、多年平均利用小时数的，集中式风电项目按项目申请报告评审意见（若无，按项目申请报告）的多年平均发电量确定，集中式光伏项目按可研评审意见的多年平均发电量确定。

第二章 竞价准备

第三条 发布年度竞价通知

省发展改革委、省能源局原则上每年 10 月底前发布次年增

量新能源项目竞价通知，明确竞价项目类型、竞价电量规模、申报价格上下限、分布式光伏和分散式风电项目所在市（州）近3年单位装机年平均上网电量（区分全额上网或余电上网模式）、预计本次竞价风电、光伏新能源项目总装机规模等事项。

第四条 发布竞价组织公告

竞价通知发布后2个工作日内，国网四川电力在“新能源云”服务平台、“网上国网”APP、95598网站发布竞价组织公告。

第三章 资料提交及审核

第五条 竞价资料提交

竞价组织公告发布后，拟参与竞价的新能源项目，应在7日内，集中式新能源项目通过“新能源云”服务平台提交项目竞价相关资料，分布式光伏、分散式风电项目通过“网上国网”APP、95598网站提交项目竞价相关资料，分布式光伏、分散式风电项目所在地方电网企业已实现与竞价平台线上数据交互的，可通过所在地方电网企业资料提交入口提交项目竞价相关资料。

（一）已投产项目：（1）集中式新能源项目需提供项目核准（备案）文件、集中式风电项目需提供项目申请报告评审意见（若无，提供项目申请报告）、集中式光伏项目需提供可研评审意见、营业执照、电力业务许可证（发电类）、并网调度协议、对所提交资料真实性负责和无不良信用记录的承诺书等。（2）分布式光伏、分散式风电项目需提供核准（备案）文件、营业执

照（非自然人户用、工商业分布式光伏项目，分散式风电项目）或居民身份证明（自然人户用分布式光伏项目）、购售电合同或发用电合同、对所提交资料真实性负责和无不良信用记录的承诺书等。（3）聚合商需按照分布式光伏、分散式风电项目要求提供所有代理项目的资料，以及项目单位委托聚合商参与竞价的协议、对所提交资料真实性负责和无不良信用记录的承诺书等。（4）集中式新能源、分散式风电项目核准（备案）主体发生变更的，需提交核准（备案）机关出具的核准（备案）变更文件。

（二）未投产项目：（1）集中式新能源项目、分散式风电需提供核准（备案）文件、集中式风电项目需提供项目申请报告评审意见（若无，提供项目申请报告）、集中式光伏项目需提供可研评审意见、营业执照、电网企业出具的接入系统设计方案书面回复意见、投产预计时间、对所提交资料真实性负责和无不良信用记录的承诺书等。（2）非自然人户用、工商业分布式光伏项目需提供项目备案文件、营业执照、项目接入系统方案或方案研究答复单、发电地址权属证明、投产预计时间、对所提交资料真实性负责和无不良信用记录的承诺书等。（3）聚合商需按照分布式光伏、分散式风电项目要求提供所有代理项目的资料、项目单位委托聚合商参与竞价的协议等。（4）集中式新能源、分散式风电项目核准（备案）主体发生变更的，需提交核准（备案）机关出具的核准（备案）变更文件。

第六条 竞价资料审核

竞价资料提交截止后 15 日内完成竞价资料审核。电网企业根据职能职责对提交资料的完整性、合规性进行初审，初审后集中式新能源项目提交省级能源主管部门、分布式光伏和分散式风电项目提交对其履行核准（备案）管理职责的能源主管部门就职权范围内的相关材料进行审核，审核结果提交省发展改革委，省发展改革委将能源主管部门审核未通过的新能源项目统一退回。新能源项目应在退回后 3 个工作日内重新提交竞价资料，逾期未提交或再次审核未通过的，视为审核不通过。

第七条 公示审核结果

竞价资料审核结束后，国网四川电力汇总符合竞价资质条件的项目名单，并在“新能源云”服务平台、“网上国网”APP 和 95598 网站分别向社会公众公示集中式新能源项目、分布式光伏项目、分散式风电项目审核结果，地方电网在其官方网站同步公示，公示期为 3 个工作日。公示内容为项目名称、地址、竞价申报主体、聚合商名称、项目类型、交流侧项目规模等。对公示结果有异议的，公示期内通过“新能源云”服务平台、“网上国网”APP、95598 网站实名反馈意见并提供证明材料，逾期视为无意见。在收到书面反馈意见后，按第六条审核流程在 5 个工作日内进行核实和反馈。

第四章 竞价组织及结果公告

第八条 竞价申报

竞价主体需在公示及反馈意见处理完毕后 2 个工作日内，集中式新能源项目通过“新能源云”服务平台，分布式光伏项目、分散式风电项目通过“网上国网”APP 或 95598 网站完成竞价申报，竞价申报提交后竞价信息将自动封存，不可更改。单个新能源项目申报电量规模上限根据其发电能力一定比例确定，具体按省发展改革委、省能源局明确的比例执行。集中式新能源项目发电能力按项目核准（备案）多年平均发电量（若无多年平均发电量，则按多年平均利用小时数×核准或备案装机容量）确定，项目核准（备案）中无多年平均发电量、多年平均利用小时数等信息的，集中式风电项目按项目申请报告评审意见（若无，按项目申请报告）的多年平均发电量确定，集中式光伏项目按可研评审意见的多年平均发电量确定。分散式风电、分布式光伏项目发电能力按所在市（州）近 3 年单位装机年平均上网电量（区分全额上网或余电上网模式）和项目装机容量确定。

竞价采用一段式申报，申报电量最小单位为 0.001 兆瓦时，申报电价最小单位为 0.001 元/兆瓦时，申报电价不超过竞价上下限。聚合商代理的同类型新能源项目可打捆或分项目进行当次竞价申报。由聚合商打捆进行竞价申报时，聚合商打捆代理竞价申报电量为当次所有委托代理协议中委托竞价电量之和，由聚合商打捆代理竞价的新能源项目当次竞价入选电量，按该项目委托代理协议中委托竞价电量占聚合商总委托竞价电量比例确定。聚合商可参与不同年度、不同场次的竞价工作。同一场次中，任一

分布式光伏或分散式风电项目主体仅可选择一家聚合商为其代理。

若竞价主体申报电量规模少于年度竞价电量总规模，按分类型竞价项目总装机容量占预计本次竞价相应类型新能源项目总装机规模比例，对年度竞价电量总规模调减 1 次后开展竞价出清。

第九条 竞价出清

竞价过程中，按照价格优先原则，将所有竞价主体申报电量，按申报电价由低到高排序，直至满足年度竞价电量总规模。若边际项目（含多个）申报电量完全纳入后，申报电量总规模超出年度竞价电量总规模，本次竞价按照边际项目申报价格出清。其中边际项目为单个的（聚合商打捆竞价视为单个），在年度竞价电量总规模范围内的所有申报电量全部出清，边际项目可自愿放弃本次竞价结果，可参与后续年度机制电量竞价；边际项目为多个的，低于出清价格的申报电量全部出清，相关边际项目可参与后续年度机制电量竞价。

若竞价主体申报电量规模不超过年度竞价电量总规模，申报电量按最高申报价格全部出清。

第十条 公示竞价结果

竞价结束后，国网四川电力在“新能源云”服务平台、“网上国网”APP 和 95598 网站向社会公众公示拟入选项目，地方电网在其官方网站同步公示，公示期为 3 个工作日。公示信息包括

项目名称、竞价类型、项目类型、聚合商名称、竞价申报主体、受理电网企业、机制电量、机制电价、机制电价执行期限。对公示内容有异议的、自愿放弃竞价结果的，公示期内通过“新能源云”服务平台、“网上国网”APP、95598 网站实名反馈并提供相关材料，逾期视为无意见。在收到反馈意见后，按第六条审核流程在 5 个工作日内进行核实和反馈，当次竞价出清价格结果不受影响。

第十一条 公布竞价结果

公示期结束后，竞价结果经省发展改革委、省能源局审定后，由省发展改革委及时在门户网站公布竞价结果，各电网企业同步在官方网站和 APP 进行公布，竞价结果公布视为纳入机制执行范围。公布内容包括各类型竞价项目个数、机制电量规模、机制电价水平等竞价总体情况，纳入机制的新能源项目名称、竞价类型、项目类型、聚合商名称、竞价申报主体、受理电网企业、机制电量、机制电价执行期限等。

第十二条 签订差价结算协议（合同）

《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》印发后 2 个月内，存量新能源项目与电网企业完成相关差价结算协议（合同）签订。竞价结果公布后 2 个月内，入选项目与电网企业完成相关差价结算协议（合同）签订。差价结算协议（合同）中需约定机制电量差价结算等相关事宜。

第五章 保障措施

第十三条 履约考核机制

参与竞价并纳入机制的新能源项目，应严格按照建设计划不晚于申报时间投产。如项目实际投产时间较申报投产时间延迟不超过6个月，实际投产日期当月及以前的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份；延迟超过6个月的，该项目当次竞价入选结果作废，且3年内不得参与竞价。

电网企业要按照新能源项目申报投产时间，跟踪新能源项目建设、投产情况，并按月将履约相关情况报省发展改革委，对新能源项目在申报时间6个月内投产的、超过申报时间6个月未投产的，应及时将履约和考核相关情况报省发展改革委审核确认。因重大政策调整、自然灾害等不可抗力，或电网企业负责建设的电网接网工程未按期投用导致的新能源项目投产延期，经省能源局认定后，省发展改革委据此免除履约考核。

第十四条 并网监督

（一）接网工程建设进度。电网企业应根据电源电网规划，结合新能源建设周期做好并网服务，严格按照时间节点做好接网工程建设及并网调试工作。建立并网进度跟踪机制，向社会公布接网工程建设计划，并按月公开项目进展，坚决避免因电网企业原因导致新能源项目不能按期投产。对未按规划建设时序建成的接网工程，电网企业应向省发展改革委、省能源局进行专项说明。

（二）新能源项目建设进度。已入选未投产的集中式新能源

项目通过“新能源云”服务平台，分布式光伏和分散式风电项目通过“网上国网”APP或95598网站，按月填报新能源项目前期工作进展、建设进度情况（包含是否已成立项目公司，光伏项目本体用地是否已签订租赁协议，是否已付用地租金，风电项目风机用地是否已办理建设用地手续；升压站用地手续情况；是否已签订并网调度协议，项目本体、接网工程形象进度，是否已验收等）。

第十五条 信用管理

竞价主体在资料申报、竞价过程中存在以下情况的，当次入选结果无效且3年内禁止参与竞价，省发展改革委、四川能源监管办、省能源局按照相关规定进行处理并纳入信用管理。

（一）处于被行政主管部门责令停产、停业或进入破产程序；

（二）处于行政主管部门相关文件确认的禁止竞价的范围和处罚期间内；

（三）近3年存在骗取中标或严重违约，经有关部门认定的因其自身原因引起的重大及以上质量事故或重大及以上安全事故；

（四）被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单。

第十六条 争议处理

对于竞价工作实施过程中引起的争议问题，优先由电网企业与竞价主体协商解决，协商未果的可提请省发展改革委调解。对于调解不成的争议问题，优先按双方合同或协议约定的争议条款

解决，未签订合同或协议情况下，争议双方可通过仲裁、司法等途径解决争议。在争议解决期间，合同或协议的履行以争议解决条款约定为准，其他竞价主体的竞价工作仍正常开展。通过聚合商代理参与竞价工作的，其代理的项目单位发生争议时应首先与聚合商协商处置。

第十七条 保密与信息安全

各竞价主体应自觉维护公平公正的竞价秩序，严格遵守电力市场规则及国家和省相关规定，依法合规参与竞价工作，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得通过串通报价、哄抬价格等扰乱市场秩序。竞价工作组织机构要严守保密规定，充分发挥市场自律和社会监督作用，切实履行好市场监控和风险防控责任，对违反竞价规则、扰乱市场秩序等行为依规予以严肃处理。

四川省新能源项目机制电量结算细则

为规范四川省内新能源项目机制电量结算工作，确保结算公平、公正、高效，制定本细则。

第一章 机制信息管理

第一条 档案信息完善

电网企业应加强新能源项目档案管理，及时建立完善存量和增量集中式新能源项目、分布式光伏项目、分散式风电项目档案，新能源项目应积极配合。

（一）完善项目基础档案，建立结算发电户与新能源项目核准（备案）信息的映射关系。

（二）将新能源项目纳入可持续发展价格结算机制的电量、电价、执行期限等相关信息（以下简称为“机制信息”）纳入项目档案管理，机制信息具体包括发电类别（集中式、分布式、分散式等）、项目投运类别（存量、增量）、机制电量上限规模、机制电量、机制电价、执行年限、执行开始时间类别（申报投产时间、竞价入选时间、实际投产时间）、执行终止时间类别（自愿退出、到期退出）、申报投产时间、竞价入选时间、实际投产时间、自愿退出时间、到期退出时间等。

(三)根据机制执行情况建立或更新执行差价结算的新能源项目台账，确保执行差价结算的新能源项目档案准确。

第二条 存量项目执行期限

存量新能源项目机制电量和电价自《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》印发次月起执行，截止日期按照剩余全生命周期合理利用小时数对应日期和投产满 20 年对应日期的较早者确定。甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目机制执行截止日期按照竞争性配置相关政策确定。

第三条 增量项目执行期限

增量新能源项目机制电量和电价自省发展改革委、省能源局公布竞价结果次月起执行，其中未投产项目自项目申报的投产时间次月起执行，机制执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限 12 年确定。

项目实际投产时间较竞价申报投产时间延迟不超过 6 个月的，实际投产日期当月及以前的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份，延迟超过 6 个月的，该项目当次竞价入选结果作废。

第四条 机制信息变更

新能源项目因自愿退出、政策调整等原因机制电量、电价发生变更的，电网企业应在收到有关变更事项后，及时更新机制信息，确保档案准确性。

第二章 协议签订

第五条 协议签订规范

《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》印发后 2 个月内,存量新能源项目与电网企业完成相关差价结算协议(合同)签订。竞价结果公布后 2 个月内,入选项目与电网企业完成相关差价结算协议(合同)签订。相关差价结算协议(合同)中需约定机制电量差价结算等相关事宜。自差价结算协议(合同)签订次月起开展差价费用结算,首月结算费用包括新能源项目机制电量执行起始月开始的差价费用。差价结算协议(合同)签订前,仅结算市场交易电费。

第六条 协议变更

新能源项目发生名称变更、法人变更等应及时重新签订差价结算协议(合同)。新能源项目过户承接原户机制电量、机制电价、执行期限、实际已累计结算机制电量、履约考核责任等。

第七条 机制电量变更

每年 11 月底前,新能源项目(不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目、存量扶贫光伏项目、存量分布式光伏项目、存量分散式风电项目)可向电网企业申请变更次年机制电量,重新签订相关差价结算协议(合同)。变更后的机制电量不得大于原签订差价结算协议(合同)的机制电量。自愿退出的新能源项目,应提前 15 个工作日向所在电网企业申请,申请退出后次月起不再执行机制电量、电价相关政策。新能源项目机制

执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

第三章 计量结算

第八条 计量管理

电网企业应当根据新能源项目机制电量结算要求的最小结算单元，安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。多个新能源项目共用计量点且无法拆分，按照额定容量比例计算各新能源项目的上网电量。

第九条 结算周期

新能源项目的计量周期和抄表时间应当保证最小结算周期的结算需要，保障计量数据准确、完整。其中，机制电量结算原则上以每个自然月为结算周期。

第十条 电费结算流程

新能源项目的电能量电费由市场化电费和机制电量差价结算电费组成，按如下流程开展电费结算：

（一）交易名单传递。每月 15 日前，四川电力交易中心将次月新能源直接参与市场交易或聚合参与市场交易清单推送电网企业。未选择直接或聚合参与市场交易的新能源项目，默认作为价格接受者参与市场交易。

（二）日清电量推送。现货市场运行时，电网企业按照省内现货市场规则对直接参与、聚合参与市场交易的新能源项目，开

展分时上网电量抄核，并将直接参与、聚合参与市场交易的新能源项目分时电量数据推送至四川电力交易中心。分时计量数据采集失败时，根据相关政策明确的拟合规则拟合电量数据并推送。

（三）月度结算电量抄核及推送。每月初，电网企业开展月度结算上网电量抄核及机制电量计算。对直接参与、聚合参与市场交易的新能源项目，按照省内电力市场交易规则，将直接参与、聚合参与市场交易的新能源项目上月上网电量数据、月度机制电量推送至四川电力交易中心。

（四）月度结算依据出具。四川电力交易中心根据省内电力市场交易规则，出具直接参与、聚合商及其聚合参与电力市场交易的新能源项目市场结算依据（不含机制电量差价结算电费，下同），推送电网企业；同步推送省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价（省内现货市场连续结算试运行后同步推送结算采用的实时市场价格），作为以价格接受者方式参与市场交易的分布式光伏、分散式风电项目的结算依据。

（五）市场化电费核算。对于直接参与、聚合参与市场交易的新能源项目，电网企业根据四川电力交易中心出具的结算依据开展核算；对于作为价格接受者参与市场交易的新能源项目，电网企业根据四川电力交易中心推送的省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价（省内电力现货市场连续结算试运行后为结算采用的实时市场价格）开展市场化电费核算。

（六）机制电量差价结算电费核算。新能源项目月度电量抄

核后，电网企业应结合新能源项目月度机制电量、机制电价、上网电量及市场交易均价等数据，核算新能源项目机制电量差价结算电费。

（七）电费结算。电网企业在市场化电费基础上，叠加新能源项目机制电量差价结算电费等费用，形成新能源项目电费账单，通知新能源项目开展费用结算等。

第十一条 机制电量确认

新能源项目机制电量按月计算，新能源项目月度实际上网电量低于当月分解的机制电量，按实际上网电量结算，剩余的机制电量在后续月份内滚动清算。新能源项目调试电量不纳入机制电量结算。若年底仍未达到年度机制电量规模，则缺额部分电量不再开展机制电量差价结算，不跨年滚动清算。

差价结算电量=Min（实际上网电量，月度机制电量）。

月度机制电量=当月分解的机制电量+滚动机制电量。

原则上，新能源项目差价结算电量随上网电量同步开展确认工作，逾期视为无异议。

第十二条 差价电费确认

对机制执行期限内的新能源项目，电网企业每月按机制电价与电力市场交易均价的差额，对确认的机制电量开展差价结算，结算费用纳入系统运行费用。

差价电费=差价结算电量×（机制电价－电力市场交易均价）。

原则上，新能源项目差价结算电费与当期电能量电费合并出

具电费结算单，同步开展确认工作。新能源项目在收到电费结算单后应尽快进行核对、确认，如有异议，应在收到后 2 个工作日内通知电网企业，逾期视为无异议。

第十三条 电力市场交易均价

参与机制电量差价计算的电力市场交易均价由四川电力交易中心负责计算和发布。现货市场连续结算试运行前，按照省内当月月度和月内电能量集中交易加权均价确定。原则上四川电力交易中心应于每月底前发布相关价格；现货市场连续结算试运行后，按照同类型发电项目结算采用的实时市场价格按月加权确定，原则上四川电力交易中心应于次月 5 日前发布相关价格。参与机制电量差价计算的电力市场交易均价相关规定调整时，从其规定。

第十四条 机制电价

存量新能源项目机制电价按现行燃煤发电基准价 0.4012 元/千瓦时（含税、下同）执行；甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目按照竞争性配置相关政策执行；增量新能源项目机制电价通过竞价形成。

第十五条 费用收付管理

新能源项目根据差价结算协议（合同）约定的支付方式、确认的电费结算单，在 5 个工作日内及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，并送达电网企业。若出现当月电费结算单应付金额为负时，新能源项目应在 1 个月内向电网企业支付相关费用。

第十六条 地方电网增量配电网结算费用传导

地方电网、增量配电网应于每月 10 日前将网内新能源项目机制电量差价结算电费执行情况（含上月实际支付费用、次月预计支付费用等）报告省发展改革委，并函告国网四川电力。国网四川电力据此与地方电网、增量配电网在电费结算时传导上月实际支付费用，相关费用纳入系统运行费用。

第十七条 差错处理机制

因计量装置故障等原因发生机制电量、差价结算电费差错，电网企业应及时对实际发生月份及受影响月份开展差价电费退补结算。

第十八条 电费账单

电网企业应优化新能源电费结算账单，增加机制电量差价结算电费结算科目，实现差价电费单独归集、单独反映。

第四章 工作规范

第十九条 职责分工

省发展改革委负责四川省新能源项目机制电量结算管理工作。电网企业负责供区内新能源项目的机制电量结算工作。新能源项目按规定提供相关资料，配合开展结算工作。

第二十条 建立滚动清算机制

国网四川电力应按月预测、滚动清算新能源机制电量差价结算电费，根据机制电量、机制电价、差价结算电费、工商业用户

电量规模等测算和清算差价结算电费，纳入系统运行费用疏导。

第二十一条 争议处理

电费结算过程中出现的争议，由地方价格主管部门协调解决，协商未果的可提请省发展改革委调解。

第二十二条 数据管理

电网企业应建立完善的数据采集和管理系统，确保数据安全、准确。新能源项目应保存发电数据及相关资料，以备核查。

第二十三条 定期报告

国网四川电力应每季度将新能源项目机制电量差价结算电费结算情况报告省发展改革委，抄送省能源局。

第二十四条 监督管理

各级价格主管部门要积极会同当地有关监管部门，加强对本地区新能源项目机制电量差价结算工作的日常监督。

