

福建省新能源可持续发展价格结算工作方案

第一章 总则

第一条 【制定依据和目标】为全面贯彻《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）《福建省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》（闽发改规〔2025〕9号），结合福建实际建立新能源可持续发展价格结算机制，规范机制电价差价结算工作，特制定本工作方案（以下简称本方案）。

第二条 【适用范围】本方案适用于福建省内纳入机制的新能源项目。

第三条 【项目分类原则】机制区分存量项目和增量项目实施。其中，存量项目是指2025年1月27日（不含）前竞争性配置的海上风电项目和2025年6月1日（不含）前全容量并网投产（以下简称投产）的其他新能源项目。增量项目是指2025年6月1日（含）后投产的新能源项目（不包括2025年1月27日前已竞争性配置的海上风电项目）。

第四条 【投产时间认定】集中式新能源项目投产时间，按发电类电力业务许可证载明的最后一台机组并网时间予以认定，

豁免情形除外。对于分布式新能源项目、豁免电力业务许可的集中式新能源项目，其投产时间以电网企业业务系统明确的并网送电时间为准。

第五条 【投产容量认定】投产规模按照核准或备案文件明确的建设容量和实际并网容量予以认定。实际并网容量大于核准或备案文件规定容量的项目，按照核准或备案容量纳入机制范围。实际并网容量小于核准或备案文件规定容量且后续不再建设的项目，按投产容量纳入机制范围。

第六条 【存量项目清单管理】电网企业根据本方案形成存量项目清单并公示，新能源项目对公示结果有异议的，需在公示期内以书面形式向电网企业提出，并提供相关证明材料。

第七条 【各方职责】新能源项目应在规定的期限内与电网企业签订机制电价差价结算协议（以下简称差价结算协议），明确机制电价、机制电量和执行期限等事项。电网企业负责组织签订差价结算协议、开展差价结算、归集数据及报送执行结果等。福建电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）负责计算用于差价结算的市场交易均价等。

第二章 机制电量

第八条 【项目机制电量上限】新能源项目纳入机制电量上限可以采用比例或者电量方式确定。

存量项目比例上限暂定上网电量 100%，后续根据我省新能源和市场发展情况必要时适当调整；电量上限按 2026 年 1 月 1

日前最近一个完整年度实际上网电量乘以上述比例系数确定，无完整年度的实际上网电量按全年预测上网电量确定。全年预测上网电量根据装机容量、全省同类型项目近三年平均利用小时数及厂用电率计算，下同。

增量项目比例上限按照中标电量除以该项目全年预测上网电量确定；电量上限按照中标电量确定，已入选的未投产项目，投产时核准或备案文件载明的容量小于参与竞价时的容量，同比比例减少项目机制电量上限。

第九条 【项目年度机制电量】新能源项目每年通过签订差价结算协议，在项目机制电量上限范围内自主确定或变更年度执行比例或执行电量，但不得高于上一年，且每个项目在机制执行期限内仅可变更一次执行方式。

（一）由按比例方式变更为按电量方式：对于存量项目，次年年度机制电量不得高于上一年全年实际上网电量乘以上一年执行比例；对于增量项目，次年年度机制电量不得高于项目入选当年全年预测上网电量乘以上一年执行比例。

（二）由按电量方式变更为按比例方式：对于存量项目，次年年度机制电量比例不得高于上一年年度机制电量除以上一年全年实际上网电量；对于增量项目，次年年度机制电量比例不得高于上一年年度机制电量除以项目入选当年全年预测上网电量。

第十条 【非完整年度机制电量】按电量方式确定年度机制电量的项目，因机制执行期的首年、最后一年为非完整自然年度的，该项目年度机制电量按照当年剩余月份数量占比折算确定。

第十一条 【年度机制电量月度分解】新能源项目在差价结算协议中约定月度分解方式。其中，选择按比例方式将年度机制电量分解到各月的项目，月度执行机制电量为各月实际上网电量与月度分解比例的乘积。

（一）对于按比例方式确定年度机制电量的项目，月度分解比例按年度机制电量比例执行。

（二）对于按电量方式确定年度机制电量的项目，可选择各月机制电量固定比例、自主确定分月比例、自主确定分月电量的方式执行。

第十二条 【按比例方式确定年度机制电量的项目清算】增量项目各月实际结算机制电量累计值达到中标电量时，当月超过部分及后续月不再执行机制电价。若截至当年12月底仍未达到中标电量，缺额部分不进行跨年滚动。

集中式新能源项目及全额上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量= $\text{MIN}\{\text{当月实际上网电量} \times \text{当月机制电量比例}, \text{当年剩余中标电量}\}$

自发自用余电上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量= $\text{MIN}\{\text{MAX}(\text{当月实际发电量} \times \text{机制电量比例} - \text{自发自用电量}, 0), \text{MAX}(\text{中标电量} - \text{上月累计实际结算机制电量}, 0)\}$ 。

第十三条 【按电量方式确定年度机制电量的项目清算】按电量方式确定年度机制电量的项目，各月实际结算机制电量累计值达到年度机制电量时，当月超过部分及后续月不再执行机制电价。若截至当年12月底仍未达到年度机制电量，缺额部分不进

行跨年滚动。

（一）按比例方式将年度机制电量分解到各月的项目：

集中式新能源项目及全额上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量=MIN{当月实际上网电量×当月机制电量比例,当年剩余机制电量}

自发自用余电上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量=MIN{MAX(当月实际发电量×机制电量比例-自发自用电量,0),MAX(年度机制电量-上月累计实际结算机制电量,0)}。

（二）按电量方式将年度机制电量分解到各月的项目，各月实际上网电量低于当月分解电量的部分，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

集中式新能源项目及全额上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量=MIN{当月实际上网电量，当月机制电量}

自发自用余电上网模式的分布式新能源项目月度实际结算机制电量=MIN{当月实际上网电量，MAX(当月机制电量-当月实际自发自用电量,0)}

第三章 机制电价

第十四条 【存量项目机制电价】2025年1月27日（不含）前竞争性配置的海上风电项目机制电价按竞配价格执行，其他存量项目机制电价按照我省燃煤发电基准价格393.2元/兆瓦时执行。

第十五条 【增量项目机制电价】增量项目机制电价通过竞

价按边际出清方式确定。

第十六条 【特殊电量电价】新能源项目机制执行起始时至注册入市前已纳入机制的上网电量按照机制电价开展差价结算。

第四章 执行期限

第十七条 【存量项目执行期限】存量项目的机制执行期限，按执行起始日期起项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。执行期限精确到月，当月到期后，次月退出。

剩余全生命周期合理利用小时数=项目全生命周期合理利用小时数-项目累计上网电量或发电量/项目容量

其中，陆上风电全生命周期合理利用小时数 36000 小时，海上风电 52000 小时，光伏 22000 小时。

第十八条 【增量项目执行期限】已入选机制的增量项目按当年竞价通知明确执行期限。执行期限精确到月，当月到期后，次月退出。若增量项目未按参与竞价时承诺的投产时间投产，执行期限按延迟的自然日天数相应扣减。

第十九条 【存量项目执行起始时间】2025 年 1 月 27 日(不含)前竞争性配置的海上风电项目投产时间晚于 2026 年 1 月 1 日的，从投产次月 1 日起执行，其他新能源项目从 2026 年 1 月 1 日起执行。

第二十条 【增量项目执行起始时间】对于独立参与竞价的，入选时已投产的项目执行起始时间按次年 1 月 1 日起算。入选

时未投产的项目执行起始时间按申报投产时间次月 1 日和入选时间次年 1 月 1 日二者取晚起算。对于委托竞价代理商（以下简称代理商）代理竞价的项目（含入选时已投产），执行起始时间按其代理的所有项目申报最晚投产时间次月 1 日和入选时间次年 1 月 1 日二者取晚起算。若项目未按期投产的，实际投产时间较申报投产时间延迟但未达到 180 个自然日的，实际投产日期前覆盖的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份。

第二十一条 【上网模式变更项目执行期限】因电力用户负荷变化调整为集中式光伏电站，或在电力现货市场连续运行后采用自发自用余电上网模式参与现货市场的已投产大型工商业分布式光伏，若上网模式变更后符合竞价资质条件，可参与增量项目竞价。机制电价的执行起始时间自变更前项目投产之日起算，变更前项目投产之日至竞价入选前覆盖的机制电量自动失效。

第五章 结算机制

第二十二条 【差价结算方式】电网企业按月开展差价结算，将机制电价与市场交易均价差额纳入系统运行费用，机制差价电费计算公式如下：

项目机制差价电费=项目月度实际结算机制电量×（项目机制电价-市场交易均价）

第二十三条 【绿证结算方式】机制电量不重复获得绿证收益，对应绿证由承担机制差价电费的用户共有。绿电交易的绿证部分，结算电量按当月绿电合同电量、上网电量扣除机制电量的

剩余电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。

第二十四条 【市场交易均价分类】初期，用于机制差价结算的市场交易均价区分风电、光伏两类，后续结合实际情况适时调整。

第二十五条 【市场交易均价计算原则】电力现货市场未连续运行时，市场交易均价原则上按照当月最近一次同类型项目月度集中竞价加权平均价格确定。电力现货市场连续运行时，市场交易均价取月度发电侧实时市场同类型项目加权平均价格，按照当月各时段实时市场电价与同类型项目对应时段实际上网电量加权平均计算确定。

第二十六条 【结算依据出具】电力交易中心出具交易结算依据，计算、发布并向电网企业推送用于差价结算的市场交易均价。

第二十七条 【机制电价补结原则】因项目办理电力业务许可证时间原因无法及时开展差价结算的，待项目取得电力业务许可证后予以补结。

第二十八条 【差错退补处理原则】新能源项目若涉及机制电量的差错退补，差错发生当月市场交易均价及其他价费不再重新计算，电网企业根据与新能源项目确认的差错电量以及差错发生当月的月度市场交易均价进行差价结算费用退补，若无法追溯差错发生时间的，按退补当月的市场交易均价进行退补结算。

第二十九条 【费用疏导】差价结算费用纳入系统运行费用，由全体工商业用户分享或分摊。在系统运行费用中新增“新能源

可持续发展价格结算机制电量差价结算费用”科目。

第六章 协议签订及退出

第三十条 【购售电合同签订】本方案执行前已签订购售电合同的新能源项目，原购售电合同价格条款按照最新电价政策执行，后续随着变更等业务办理，由电网企业逐步组织购售电合同的重新签订。

第三十一条 【协议签订及续签原则】差价结算协议采取一年一签制。协议期限届满前，若双方未以书面形式提出异议，协议到期后自动延续1年，延续次数不限。任一方对续签协议存在异议的，应于协议期限届满前30个自然日以书面形式通知对方，经双方协商一致后于协议期限届满前完成协议的重新签订。

第三十二条 【协议未签处理】未与电网企业签订差价结算协议的新能源项目，存量项目年度机制电量默认按比例上限执行，月度分解方式默认按照本方案第十一条第（一）项规定执行；增量项目年度机制电量默认按中标电量执行，月度分解方式默认按本方案第十一条第（二）项规定的固定比例执行。

第三十三条 【协议变更情形】当新能源项目发生过户、减容、增容等情形时，应及时重新签订差价结算协议。重新签订的差价结算协议自签订之日的次月1日起执行。

第三十四条 【项目过户】在机制执行期限内过户、更名的新能源项目，机制电量、机制电价、机制执行期限、机制执行情况、履约考核等信息不变。

第三十五条 【项目减容】在机制执行期限内减容，存量项目自减容次月 1 日起，减容前后机制电量比例、机制电价不变，年度机制电量规模按减容比例缩减，剩余全生命周期合理利用小时数按减容后装机容量计算；增量项目自减容次月 1 日起，年度机制电量规模按减容比例缩减，机制电价、机制执行期限不变。

第三十六条 【项目增容】新能源项目改造升级增容后，新增容量具备独立计量条件并单独核准或备案，可作为增量项目参与竞价，原容量执行期限不受新增容量影响；新增容量具备独立计量条件但未单独核准或备案的，新增容量不纳入机制，原容量执行期限不受新增容量影响；新增容量不具备独立计量条件的，项目剩余全生命周期合理利用小时数按照原容量计算确定。

第三十七条 【自愿退出】新能源项目可通过“国网新能源云”“网上国网”等平台自愿申请退出机制，差价结算协议自电网企业确认项目退出之日的次月起自动失效。选择退出存量项目机制的竞争性配置海上风电仍执行竞争性配置有关条款。

第三十八条 【机制享受一次原则】已签订差价结算协议的新能源项目机制执行到期，或在协议期限内自愿申请退出或销户的，均不再纳入机制执行范围。

第七章 附则

第三十九条 【其他说明】本方案由福建省发改委、福建能源监管办组织电网企业制定，经市场管理委员会审议通过后，报备福建省发改委、福建能源监管办后执行。

第四十条 【执行时间】本方案自 2026 年 1 月 1 日起施行。
本方案与国家政策文件规定不符的，按国家政策文件规定执行。

附：新能源可持续发展价格结算机制差价结算协议（示范
文本）

附

新能源可持续发展价格结算机制 差价结算协议

(示范文本)

XXXX (项目名称)

协议编号:

甲 方:

乙 方:

签订日期:

签订地点:

新能源可持续发展价格结算机制差价结算协议

本新能源可持续发展价格结算机制差价结算协议(以下简称差价结算协议)为电网企业按照《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)、《福建省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》(闽发改规〔2025〕9号)等文件要求与新能源发电项目签订的财务性协议,仅处理与新能源机制电价有关的差价电费结算问题,由下列双方签署:

甲方(买方): _____, ☐具有法人资格¹/☐经法人单位授权的电网经营企业,企业所在地为_____,在_____市场监督管理部门登记注册,统一社会信用代码:_____。

住所: _____

法定代表人(负责人): _____

联系人: _____ 电话: _____

乙方(卖方)为第_____种主体:

(1)适用于集中式、分布式发电(企业):

_____²,系一家☐具有法人资格/☐经法人单位授权的从事新能源发电业务的企业,企业所在地

¹ 协议文本中符号“/”表示其左右波浪线上的内容供双方当事人根据实际情况选择。

² 协议文中有关空格的内容由双方约定或者据实填写,空格处没有添加内容的,请填写“无”或者“/”。

为_____，在_____市场监督管理部门登记注册，统一社会信用代码：_____。

住所：_____

法定代表人（负责人）：_____

联系人：_____ 电话：_____

（2）适用于分布式发电（自然人）：

姓名：_____ 身份证号：_____

住所：_____

电话：_____

鉴于：

（1）乙方在_____ ☐拥有并/☐兴建并将经营管理装机容量为_____兆瓦（MW）的_____ ☐风电场/☐光伏电站/☐分布式光伏发电项目/☐分散式风电项目。

（2）乙方☐已/☐将并入甲方经营管理的电网运行。

第 1 章 协议解释

1.1 本协议中的“包括”一词指：包括但不限于。

1.2 除另有明确外，本协议中的数字、期限等均包含本数。

1.3 本协议中的“存量项目”是指 2025 年 1 月 27 日（不含）前竞争性配置的海上风电项目和 2025 年 6 月 1 日（不含）前全容量并网投产的其他新能源发电项目，其他为“增量项目”。

第 2 章 机制电量

2.1 机制电量，指纳入机制范围的新能源发电项目执行差价结算的电量规模。新能源发电项目纳入机制的电量上限可以采用比例或者电量方式确定，乙方自主选择 ☐ 按比例方式 / ☒ 按电量方式确定年度机制电量上限。

2.2 按比例方式确定年度机制电量上限的项目，年度机制比例按照下列第 ____ / ____ 种方式执行，月度机制电量计算比例与年度机制比例一致。

（1）存量项目当期自主确定机制电量比例为 ____ / __，不得高于省级价格主管部门确定的机制电量比例上限 100 %。

（2）增量项目当期自主确定机制电量比例为 ____ / __，不得高于竞价中标电量比例上限 ____ / __。各月实际结算机制电量累计值达到竞价中标电量时，当月超过部分及后续月不再执行机制电价。

2.3 按电量方式确定年度机制电量上限的项目，年度机制电

(1) 存量项目当期自主确定年度机制电量为__/_兆瓦时,不得高于按省级价格主管部门规定计算的年度机制电量上限__/_兆瓦时。

(2) 增量项目当期自主确定年度机制电量为____(竞价中标电量)兆瓦时,不得高于竞价确定的机制电量____(竞价中标电量)兆瓦时。

2.4 按电量方式确定年度机制电量上限的项目，月度分解方式按下列第（1）种方式执行：

(1) 各月统一按固定比例_____计算月度机制电
量。

其中, 存量项目固定比例=当期自主确定年度机制电量/年度机制电量上限; 增量项目固定比例=当期自主确定年度机制电量/项目全年预测上网电量 (对于自发自用余电上网模式的分布式项目, 按当期自主确定年度机制电量/项目全年预测发电量)。

(2)按乙方确定的各月纳入机制的比例计算月度机制电量。
各月比例为：

[illegible]

(3)按乙方确定的各月纳入机制的电量计算月度机制电量。协议约定的各月纳入机制的电量合计应不大于2.3条确定的年度机制电量。各月电量为：

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
电量/兆瓦时	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

2.5 按电量方式确定年度机制电量上限的项目，若月度分解方式按 2.4 条方式（1）、方式（2）执行，月度结算机制电量累计值达到自主确定的年度机制电量，则当月超过部分及后续月不再进行机制电价差价结算，若当年机制电量累计值小于自主确定年度机制电量，不进行跨年滚动；若月度分解方式按 2.4 条方式（3）执行，实行年内按月滚动清算，不进行跨年滚动。

2.6 甲方根据福建省新能源上网电价市场化改革相关政策规则，以及新能源发电项目当月实际上网电量、乙方自主确定的年度机制比例（电量）和月度分解方式，计算月度结算机制电量。

2.7 乙方自主确定的年度机制电量（比例）和分月机制电量（比例）年内不得更改、后续年份不得高于上一年。

第 3 章 机制电价

3.1 机制电价，指纳入机制范围的新能源发电项目执行差价结算的电价水平。机制电价根据新能源发电项目投产情况，按照下列第

 种方式执行：

（1）对 2025 年 6 月 1 日（不含）前已投产的新能源发电项目，机制电价按我省燃煤发电基准价 393.2 元/兆瓦时执行。

（2）对 2025 年 1 月 27 日（不含）前竞争性配置的海上风

电项目机制电价按竞配价格执行。

(3)增量项目通过竞价确定机制电价,为(竞价出清电价)元/兆瓦时。

3.2 本协议约定的价格为含税价格。

3.3 新能源发电项目机制执行期限和执行起始时间按省级价格主管部门相关规定执行。

3.4 在本协议期内,若国家和省级价格主管部门出台新的电价文件,则按新的电价文件执行。

3.5 其他: _____/_____。

第4章 市场交易均价

4.1 市场交易均价按省级价格主管部门有关文件规定执行。

第5章 机制差价电费结算

5.1 电费计算

本协议应结差价电费按以下方式计算:

月度机制差价电费=月度结算机制电量×(机制电价-市场交易均价)

其中,月度结算机制电量、机制电价、市场交易均价分别根据2.6、3.1、4.1条规定确定。

5.2 结算和支付方式

5.2.1 差价电费按照政府相关政策文件或购售双方签订的购售电合同相关条款进行结算。

5.2.2 调试运行期上网电量的电费支付

乙方调试运行期、商转后入市前的上网电量按照现行政策的收购价格执行。

第 6 章 协议的生效和期限

6.1 本协议在以下条件全部满足之日起生效：

（1）经双方法定代表人（负责人）或者委托代理人签名或签章，并加盖公章或者合同专用章（乙方为个人的按手印）。

（2）新能源发电项目属于特许权招标的，该项目协议已生效。

6.2 存在下述情况的，本协议终止：

（1）新能源发电项目实际投产时间较竞价申报投产时间延迟 180 个自然日及以上的。

（2）新能源发电项目机制执行期限到期的，或在执行期限内自愿申请退出机制的。

（3）法律法规规定的其它合同失效的情况。

6.3 本协议期限，自____年__月__日起至 2026 年 12 月 31 日止。

6.4 本协议期限届满前 30 个自然日，若双方无异议，本协议到期后自动延期 1 年，延期次数不限。若任何一方存有异议，应在合同期限届满前 30 个自然日前以书面形式通知对方，并在协议期限届满前进行协商。

第 7 章 违约责任

7.1 当事人一方因不可抗力不能履行合同的，根据不可抗力的影响，部分或者全部免除责任，但是法律另有规定的除外。因不可抗力不能履行合同的，应当及时通知对方，以减轻可能给对方造成的损失，并应当在合理期限内提供证明。

7.2 新能源发电项目实际投产时间较竞价申报投产时间延迟但未达到 180 个自然日的，实际投产日期前覆盖的机制电量自动失效、不滚动纳入后续月份；延迟达到 180 个自然日及以上的，当次竞价入选结果作废，同时取消该项目未来三年的竞价资格。

7.3 根据福建省新能源上网电价市场化改革相关政策规则，已提交履约保函的新能源发电项目实际投产时间较竞价申报投产时间延迟但未达到 180 个自然日的，甲方根据延期天数每日扣除履约保函金额的 1% 作为违约金，违约金在项目实际投产后采用一次性扣除方式扣除，剩余履约保函金额返还至提交保函的主体；实际投产时间较竞价申报投产时间延迟达到 180 个自然日及以上的，甲方有权扣除全部履约保函金额。

第 8 章 争议处理

8.1 凡因执行本协议所发生的与本协议有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请省级价格主管部门调解。协商或者调解不成的，选择以下第 （2） 种方式处理：

(1) 双方同意提请____/____仲裁委员会, 请求按照其仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的, 对双方均具有法律约束力。

(2) 任何一方依法提请甲方所在地人民法院通过诉讼程序解决。

8.2 在争议解决期间, 协议中未涉及争议部分的条款仍需履行。

8.3 其他约定(可另附页): _____/_____。

第9章 其他

9.1 国家有关法律法规政策变动, 或者国家、省级价格主管部门或能源监管部门等颁布实施新的交易规则等, 对适用有规定的, 从其规定; 没有规定的, 双方同意按照新的政策、规则执行。

9.2 文本

本协议共____页, 一式____份, 双方各执____份。

(以下无正文)

(本页无正文，为签署页)

甲方（盖章）：

乙方（企业盖章/个人按印）：

法定代表人（负责人）/委托代
理人：

法定代表人（负责人）/委托代
理人：

签订日期：____年____月____日 签订日期：____年____月____日

签订地点：_____ 签订地点：_____