

《四川省深化新能源上网电价市场化改革 实施方案》政策解读

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，近日，四川省发展和改革委员会、四川省能源局印发了《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（以下简称《实施方案》）。

一、《实施方案》出台背景

今年2月5日，国家发展改革委、国家能源局印发《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），明确所有新能源项目上网电量全部进入电力市场，并建立可持续发展价格结算机制，促进新能源高质量发展。省发展改革委同省能源局按照国家改革思路，在系统研究全省电源电网发展、电力市场建设情况以及开展新能源项目成本调查基础上，制定了《实施方案》。

二、《实施方案》的主要内容

《实施方案》主要包括五个方面：

一是新能源上网电价全面由市场形成。所有新能源项目（含分散式风电、分布式光伏）上网电量全部进入电力市场，进行市场化交易，不再执行政府定价。集中式光伏、风电直接参与市场交易，鼓励分布式光伏、分散式风电作为独立的经营主体直接或聚合后参与市场交易，也可作为价格接受者参与市场交易。

二是建立新能源可持续发展价格结算机制。在项目自身通过市场交易形成价格的基础上，对其纳入可持续发展价格结算机制的电量（以下简称“机制电量”），按照可持续发展价格（以下简称“机制电价”）与电力市场交易均价之间差价进行“多退少补”，差价结算费用纳入系统运行费用由全省工商业用户分摊或分享。

三是分类施策确定机制电量与机制电价。考虑不同时期新能源建设成本和政策差异，区分存量项目（2025年6月1日前投产项目）和增量项目（2025年6月1日及以后投产项目），分别确定机制电量规模和机制电价水平。

四是强化政策协同促进新能源高质量发展。强化与电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场规则协同。强化与新能源发展规划政策、储能发展政策、电网企业代理购电制度、地方电网和增量配电网政策、绿电绿证交易政策协同。

五是做好改革措施落地落实保障。强化政策执行，建立常态化调查制度，加强风险防控，及时总结改革成效，不断完善政策措施、优化政策实施。适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化。

三、相关算例（以下算例为假设情形，且未涵盖所有计算情况，执行中以竞价、市场交易等实际数据计算结果为准）

（一）电力现货市场连续结算试运行后存量分布式新能源项目

某分布式全额上网光伏项目，装机容量1000千瓦，2018年5月投产，全生命周期合理利用小时数为26000小时，作

为价格接受者参与市场。截至 2035 年 7 月，该新能源项目已累计发电 2590 万千瓦时，2035 年 8 月发电量 15 万千瓦时。

2035 年 8 月该项目结算采用的实时市场加权均价 0.15 元/千瓦时，全省光伏项目结算采用的实时市场加权均价 0.13 元/千瓦时。

1.2035 年 8 月机制电量差价结算电费

截至 2035 年 7 月，该项目剩余全生命周期合理利用小时数=（装机容量×全生命周期合理利用小时数 - 累计发电量）/装机容量=100 小时，8 月发电利用小时数=8 月发电量/装机容量=150 小时，该项目在 8 月达到全生命周期合理利用小时数，机制执行期限按全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年（2038 年 5 月）中的较早者确定，所以该项目机制执行截止时间为 2035 年 8 月，8 月月度机制电量不超过当月剩余全生命周期合理利用小时数对应电量，为 10 万千瓦时。

差价结算电量=Min（实际上网电量，月度机制电量）=Min（15 万千瓦时，10 万千瓦时）=10 万千瓦时

差价结算电费=差价结算电量×（机制电价 - 全省光伏项目结算采用的实时市场加权均价）=2.712 万元

2.2035 年 8 月市场化交易电费

该项目当月上网电量接受实时市场价格，市场化交易电费=上网电量×该项目结算采用的实时市场加权均价=2.25 万元。

3.2035 年 8 月总电费

该项目 8 月总电费=差价结算电费+市场化交易电费
=4.962 万元。

(二)电力现货市场连续结算试运行前增量集中式新能源项目

某增量集中式光伏项目竞得机制电价 0.37 元/千瓦时，申报投产时间 2025 年 10 月，实际投产时间 2025 年 11 月，12 月机制电量规模 600 万千瓦时，实际上网电量为 800 万千瓦时。

该项目直接参与市场交易，12 月签订中长期常规直购合同电量 450 万千瓦时，合同电价 0.34 元/千瓦时，绿电合同电量 300 万千瓦时，电能量价格 0.36 元/千瓦时，绿证价格 0.01 元/千瓦时。签约用户 12 月绿电交易实际结算电量 280 万千瓦时。

2025 年 12 月省内月度月内电能量集中交易加权均价为 0.35 元/千瓦时。

1.2025 年 12 月机制电量差价结算电费

该项目投产时间晚于申报时间，则 2025 年 11 月机制电量失效，机制电量执行起始时间为 2025 年 12 月。

差价结算电量=Min(实际上网电量，月度机制电量)=600 万千瓦时

差价结算电费=差价结算电量×(机制电价－月度月内电能量集中交易加权均价)=12 万元

2.2025 年 12 月市场化交易电费

该项目 12 月市场化交易电费由电能量电费和绿证电费构成。其中：

电能量电费。中长期合同电量共计 750 万千瓦时（常规直购合同电量和绿电合同电量），超发电量 50 万千瓦时，超发 5%以内电量（37.5 万千瓦时）按照月度月内电能量集中交易加权均价结算，超发 5%—10%电量（12.5 万千瓦时）按照月度月内电能量集中交易加权均价的 0.9 倍结算。

电能量电费=常规直购合同电量×常规直购合同电价+绿电合同电量×绿电合同电能量价格+超发 5%以内电量×月度月内电能量集中交易加权均价+超发 5%—10%电量×月度月内电能量集中交易加权均价×0.9=278.0625 万元

绿证电费。绿证结算电量=Min（当月省内绿电合同电量，发电企业扣除机制电量后的剩余上网电量，用户绿电交易实际结算电量）=Min（300 万千瓦时，200 万千瓦时，280 万千瓦时）=200 万千瓦时

绿证电费=绿证结算电量×绿证价格=2 万元

市场交易总结算电费=电能量电费+绿证电费=280.0625 万元

3.2025 年 12 月总电费

该项目 12 月总电费=差价结算电费+市场化交易电费=292.0625 万元

（三）电力现货市场连续结算试运行后增量集中式新能源项目

某增量集中式风电项目竞得机制电价 0.35 元/千瓦时，分月机制电量规模 600 万千瓦时。2026 年 6 月实际上网电量 800 万千瓦时。

该项目直接参与市场交易，2026 年 6 月签订中长期常规直购合同电量 300 万千瓦时，合同电价 0.14 元/千瓦时，该项目结算采用的实时市场加权均价 0.13 元/千瓦时，中长期合同电量按中长期结算参考点实时市场价格计算的加权均价 0.135 元/千瓦时，全省风电项目结算采用的实时市场加权均价 0.15 元/千瓦时。

1.2026 年 6 月机制电量差价结算电费

差价结算电量=Min(实际上网电量，月度机制电量)=600 万千瓦时

差价结算电费=差价结算电量×(机制电价－全省风电项目结算采用的实时市场加权均价)=120 万元

2.2026 年 6 月市场化交易电费

市场化交易电费=实际上网电量×该项目结算采用的实时市场加权均价+中长期合同电量×(该项目中长期合同电价－该项目中长期合同电量按中长期结算参考点实时市场价格计算的加权均价)=105.5 万元

3.总电费计算

当月总电费=机制电量差价电费+市场化交易电费=225.5 万元

(本文来自四川省发展和改革委员会官网)