

江苏电力市场结算管理 实施细则 (V1.0)

2024 年 12 月

目录

第一章 总则	3
第二章 计量	4
第三章 批发市场结算	5
第一节 电能量结算	6
第二节 偏差考核	12
第四章 零售市场结算	12
第五章 其他结算	14
第六章 退补管理	15
第七章 交易结算流程	16
第八章 附则	17

第一章 总则

第一条 为规范江苏电力市场交易结算工作，保障市场平稳有序运行，依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则>的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于绿色电力交易试点工作方案的复函》（发改体改〔2021〕1260号）、《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）、《江苏省电力中长期交易规则（2023版）》（苏监能市场〔2023〕69号）等相关政策规则，特制定本实施细则。

第二条 本细则适用于江苏电力现货市场正式运行前的中长期批发、零售市场结算。现货市场具备条件后，本细则按照现货市场规则修订。

第三条 江苏电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）负责本细则的制定、实施工作，负责向各经营主体¹出具结算依据。

第四条 江苏电力市场管理委员会负责本细则的研究讨论和审议。

第五条 国网江苏省电力有限公司（以下简称：电网企业）负责国网经营范围内各经营主体电费收取和结算业务，

¹ 经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等）。

拥有配电网运营权的售电公司（以下简称：配售电公司）负责配电区域内经营主体电费收取和结算业务。

第六条 配售电公司参照电网企业职责开展本配网范围内用户的电费结算，并按照其与省级电网的协议以及网间结算电量将省级电网输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用向电网企业支付，并按照经营区用户用电量向电网企业转缴政府性基金及附加等费用。配售电公司按照电力交易机构出具的结算依据，承担经营主体的电费结算责任，保障电费资金安全。

第七条 江苏省发展和改革委员会（能源局）（以下简称省发展改革委（能源局））、国家能源局江苏监管办公室（以下简称江苏能源监管办）负责对结算管理情况进行指导和监督。

第二章 计量

第八条 电网企业和配售电企业应根据市场运行需要为其经营范围内经营主体安装符合技术规范的计量装置。发电企业上网电量为根据《购售电合同》约定计量点的抄表电量及计量公式计算的电量；用户侧实际用电量为根据《供用电合同》约定计量点的抄表电量及计量公式计算的电量。

第九条 电网企业、配售电企业分别负责各自经营范围内发电企业实际上网电量（96点）和用户侧实际用电量（24点或峰、平、谷）的抄录；电网企业负责与增量配电网间关口电量（96点或峰、平、谷）的抄录。电网企业、配售电企业根据电力市场结算要求，每日通过系统数据接口推送至电力

交易机构。经用户授权后，电力交易机构可将以上数据于2个工作日通过交易平台向签约售电公司发布。

第十条 发电企业内多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量。对于可再生能源企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，则按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

电网企业向电力交易机构报送的市场化用户用电量中应扣除执行居民、农业电价的非市场化电量。

第十一条 当出现计量数据不可用或计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

电网企业和配售电企业应具备计量采集系统并进行计量数据监测。经营主体计量装置发生故障后，电网企业和配售电企业原则上应在故障发生当月月底前处理完毕并估算出应退补电量。当月不能处理完毕，将影响经营主体月度结算的，电网企业和配售电企业应向电力交易机构报备。

第三章 批发市场结算

第十二条 批发市场主要指发电企业与一类用户、售电公司、电网企业等之间进行直接交易的市场。批发市场以电能量为标的物的交易为电能量交易。电能量交易不包括以辅助服务、容量等为标的物的交易。除分布式发电市场化试点

交易以外的电能量交易均采用发、用两侧解耦结算机制，即发电企业与批发市场购电主体（含一类用户、售电公司、电网企业等）之间结算不相互关联，按照各自中长期交易合同的完成情况分别结算。

第十三条 批发市场结算分为省间市场和省内市场。其中省间市场结算类型包括：省间绿电交易、省间合同交易、省间现货交易、华东备用及调峰辅助服务交易等。省内市场结算类型包括：省内绿电交易、省内分布式试点交易、省内中长期交易、省内现货交易、省内辅助服务交易等。省间市场优先结算，省内市场绿电交易、分布式试点交易优先结算。

第十四条 发电侧结算成分包括：省间交易、绿色电力交易、分布式试点交易、合同转让交易、电能量交易、优先电量、超欠发电量等。发电侧合同电量照付不议，偏差结算。

第十五条 用电侧结算成分包括：绿色电力交易、合同转让交易、电能量交易、超用电量等。

第一节 电能量结算

第十六条 结算种类（科目）

1. 绿电交易

绿电交易分为省间交易和省内交易。绿色电力交易电费由电能量费用及绿色电力环境价值费用构成。原则上绿色电力环境价值费用不按峰谷时段进行浮动。省间、省内绿电交易绿色电力环境价值费用均在当月预结算，次月根据北京电力交易中心确认的经营主体绿色电力环境价值结算电量进行退补。

2. 合同交易

合同交易分为省间交易和省内交易，执行电量按照交易价格结算，合同转出电量为负，合同转入电量为正。

3. 省间现货交易

省间现货采用日清分、月结算。

省间现货上网电量电费= $\sum_{\text{月}} \sum_{\text{点}}$ 点(日前现货交易执行电量×日前出清价格+日内现货交易执行电量×日内出清价格)

4. 华东备用交易

发电企业参与华东备用交易，按照发电企业执行电量和中标价格结算。发电企业售出备用电量为正。

5. 华东调峰辅助服务交易

发电企业参与华东调峰辅助服务交易，按照发电企业执行电量和中标价格结算。发电企业售出调峰电量为负。

6. 分布式试点交易

分布式试点交易的成交价格由经营主体通过双边协商方式形成。

当分布式试点交易发电项目当月上网电量或用户实际用电量达不到月度计划安排时，按照实际电量取小结算，违约方按照合同约定承担补偿费用。

第十七条 发电企业结算

(一) 燃煤机组结算

1. 市场化合同照付不议，月结月清，偏差结算。
2. 各发电机组实际上网电量与其市场净合同电量的差值，为该机组当月实际超（欠）发电量。

3. 当月市场化机组超（欠）发时：

(1) 当月实际上网电量小于市场化净合同电量之和的发电机组，在市场化合同电量按照合同价格结算的基础上，欠发电量电费按照当月欠发电量结算价格，从当月电费中扣除。

(2) 当月实际上网电量大于市场化净合同电量之和的发电机组，合同电量按照合同价格结算，超发电量按照当月超发电量结算价格结算。

4. 当月超发电量的结算价格从电力交易机构对外发布的交易结果公示中的当月集中竞价统一出清价格、月内挂牌交易成交均价、发电侧合同电量转让交易燃煤机组均价（不含厂内交易）以及电网企业发布的电网企业代理购电价格中取最小值 $\ast K$ ；当月欠发电量的结算价格从电力交易机构对外发布的交易结果公示中的当月集中竞价统一出清价格、月内挂牌交易成交均价、发电侧合同电量转让交易燃煤机组均价（不含厂内交易）以及电网企业发布的电网企业代理购电价格中取最大值 $\ast K$ 。超（欠）发结算价格不得超过浮动上限。

(1) 当中国电煤采购价格 CECI 曹妃甸指数 5500 大卡上月均价低于 800 元时，当月 K 取 0.9。

(2) 当中国电煤采购价格 CECI 曹妃甸指数 5500 大卡上月均价超过 800 元时低于 1500 元，当月 K 取 0.95。

(3) 当中国电煤采购价格 CECI 曹妃甸指数 5500 大卡上月均价超过 1500 元时低于 2000 元，当月 K 取 0.98。

(4) 当中国电煤采购价格 CECI 曹妃甸指数 5500 大卡上月均价超过 2000 元，当月 K 取 1。

(5) 若煤价较高，CECI 曹妃甸指数不更新，当月 K 取 1。

5. 发电机组当月实际市场化结算电量与全体市场化用户市场化结算电量（含当月代理购电市场化成交合约电量）的差值，为市场化机组的总体结构性超（欠）发电量。各发电机组实际上网电量（不包括调试运行期上网电量）与其市场净合同电量的差值，为该机组当月实际超（欠）发电量。

6. 市场化机组的总体结构性超（欠）发电量，按照当月月度集中竞价价格，和电网公司结算。全电量参与市场的机组按照各市场化机组上网电量（不包括调试运行期上网电量）比例计算结构性超（欠）发结算电量，对市场化机组超（欠）发电量进行清算。

（二）燃气机组、核电机组结算

当月实际上网电量大于合同总电量时，合同电量部分按照合同执行，超发电量部分按机组批复电价结算；当月实际上网电量小于合同总电量时，市场化合同照付不议，欠发部分的偏差结算价格根据以下原则确定：

（1）合同约定电能量加权均价低于月度集中竞价出清价格时，偏差结算价格按照月度集中竞价出清价格执行。

（2）合同约定电能量加权均价高于或等于月度集中竞价出清价格时，偏差结算价格按照合同加权均价执行。

（三）光伏、风电机组结算

经绿色电力交易准入的光伏、风电机组，可参与绿色电力交易，绿色电力交易价格分为电能量价格和绿色电力环境价值，两部分按照不同的结算规则分别结算。

绿色电力环境价值部分按照合同电量、发电企业上网电量、用户用电量三者取小确定结算电量，按照绿电交易合同中约定的绿色电力环境价值结算。绿色电力环境价值是颁发绿色电力证书的依据。

电能量价格部分：当月实际上网电量大于合同总电量时，合同电量部分按照合同执行，超发电量部分按保障性收购价格结算；当月实际上网电量小于合同总电量时，市场化合同照付不议，欠发部分的偏差结算价格根据以下原则确定：

（1）合同约定电能量加权均价低于月度集中竞价出清价格时，偏差结算价格按照月度集中竞价出清价格执行。

（2）合同约定电能量加权均价高于或等于月度集中竞价出清价格时，偏差结算价格按照合同加权均价执行。

（四）分布式试点交易发电项目结算

分布式试点交易发电项目当月上网电量小于月度计划以致多笔合同不能全部兑现时，按照合同分月电量比例拆分出每笔交易的上网侧和用户侧可结算电量后取小结算，承担违约赔偿费用。

分布式试点交易发电项目当月上网电量超出当月市场化交易实际结算电量部分，由电网企业按当年对应基准价收购。

第十八条 批发用户（售电公司）结算

用户侧结算顺序依次为：绿色电力交易、合同转让交易、电能量交易。

（一）绿色电力交易结算

绿电交易具有最高结算优先级。经营主体同时参与省间和省内绿电交易的，其用电电量按照两部分合同电量比例分配至省间和省内绿电交易后进行结算。

绿色电力交易价格分为绿色电力环境价值和电能量价格。绿色电力环境价值按照按照合同电量、发电企业上网电量、用户用电量三者取小结算；电能量电费纳入中长期合同统一结算：用电量小于绿电交易合同总电量时，按合同电量比例结算每笔绿电合同；用电量大于绿电交易合同总电量时，按合同电量结算每笔绿电合同。二类用户的结算结果按售电公司汇总后与售电公司进行资金结算。售电公司与发电企业签订的绿色电力交易合同若未全部分配至二类用户，其中未分配的合同电量纳入售电公司偏差调整费用计算，该部分合同电量对应用电量为零。

（二）合同转让交易结算

合同转让交易电量按照交易价格结算，合同转出电量为负，合同转入电量为正。

（三）电能量交易结算

实际用电量减去绿色电力交易结算电量，剩余用电量（不含参加现货市场的现货日电量）小于当月净合同（不含绿电交易合同）电量之和时，依照市场化合同结算次序进行

结算；大于当月净合同（不含绿电交易合同）电量之和时，按实际用电量结算。其中，合同电量按照合同价格结算，3%以内的超用电量按照市场化合同（不含绿电交易合同）加权平均价结算，超过3%的超用电量按照当期燃煤机组市场化交易价格浮动上限结算。

第二节 偏差考核

第十九条 发电企业中长期交易合同偏差考核月结月清。若发电机组当月上网电量高（低）于月度及月内市场成交电量，若属自身原因（非计划停运或违反调度纪律等），则对差值电量超过2%的部分按照当期燃煤机组基准电价的10%征收偏差调整费用。

第二十条 批发用户（售电公司）中长期交易合同偏差考核月结月清。批发用户（售电公司）实际用电量与当月合同（含绿电交易合同）超过3%的偏差电量，按照当期燃煤机组基准电价的10%征收偏差电费。其中，月度竞价中以不小于市场化交易价格浮动上限申报但未成交的电量，在超用偏差电费计算中视为已成交合同计算偏差率，但不参与少用偏差电费计算。

第二十一条 合同偏差考核电费收缴及返还按照有关规定执行。

第四章 零售市场结算

第二十二条 零售交易为二类用户向售电公司购买电量的交易。零售电量依照售电公司与电力用户通过交易平台双方确认的零售套餐进行结算。绿电电量优先按照双方约定的

绿电套餐结算。

第二十三条 零售套餐中的“年度长协交易均价”指批发市场所有年度常规电能交易合同的加权均价。年度常规电能交易包括年度常规电能双边协商交易和年度常规电能挂牌交易。

第二十四条 零售市场采用月结月清的方式结算，如办理过户、销户等变更业务，二类用户需通知绑定的售电公司，清分日之前产生的电量按套餐价格结算，若电力零售套餐中月内及更短周期交易成交均价参数未形成时，双方可约定采用当月月度集中竞价交易成交价格，若当月月度集中竞价交易成交价格未形成时，双方可约定采用最近一次月度集中竞价交易成交价格。

第二十五条 零售市场各类型结算方法

（一）绿电交易

绿电结算零售价格优先根据售电公司、二类用户通过交易平台双方确认的绿电套餐计算。绿电交易零售价格中的绿色电力环境价值，应与其在批发市场对应绿色电力交易的绿色电力环境价值一致。如售电公司、二类用户未约定绿电套餐，根据双方在交易平台分解确认的绿电合同分月电量、电价结算，未在规定时限完成绿电合同分解、确认的，不作为绿电成分结算。

（二）分布式试点交易

按照分布式试点交易发电项目当月上网电量、用户实际用电量、月度计划三者取小确定结算电量，按合同价格结算。

上网电量或用电量小于合同电量时，违约方按照交易合同约定的违约条款赔偿对方。电厂上网电量不足造成用户超出按合同价格结算范围的电量，按照批发市场用户超用价格结算。

（三）零售电量

根据平台生效的零售套餐，计算二类用户零售电量市场化交易价格。

第五章 其他结算

第二十六条 新投产公用燃煤、燃气、燃油、核电、常规水电机组的调试运行期上网电量，按机组调度类型分别由省调度控制中心、地区调控中心负责提供机组完成整套设备启动试运行时间点，电力交易机构计算确认机组上网电量，作为机组调试运行期上网电量结算的依据。发电机组调试运行期上网电量，按照同类型机组当月代理购电市场化采购均价结算。同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购均价结算。

风电、光伏、生物质（含沼气发电、垃圾掺烧发电）、抽水蓄能发电机组不需要计算调试上网电量，自并网起的上网电量按照政府批复电价和交易电价结算。

第二十七条 电力调度机构将经过公示和政府相关部门批准同意后的“两个细则”结果数据通过数据接口推送至电力交易平台，电力交易机构将“两个细则”结果统一纳入发电企业结算单。

第二十八条 电力调度机构负责组织省内短期可调负荷辅助服务交易；电力交易机构负责组织省内中长期可调负荷辅助服务交易，交易结果应通过数据接口发送至电力交易平台，电力交易机构将可调负荷辅助服务交易结果统一纳入经营主体结算单。

第二十九条 电力调度机构将省内燃煤电厂容量电费结果通过数据接口发送至电力交易平台，电力交易机构将容量电费结果统一纳入发电企业结算单。

第六章 退补管理

第三十条 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，依照相应规则或政策开展电费退补。

第三十一条 经营主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的，按照以下原则开展追补工作。

（一）发电企业

发电企业出现计量电量差错等原因需要进行电费调整的，在账单核对期内，电力交易机构可依据确认的准确电量重新计算当月电费并更新发布结算依据；对历史月份存在差错等原因需要进行电费调整的，在后续月份重新计算发生月份准确费用并通过补结算方式进行处理。

（二）电力用户（售电公司）

电力用户出现历史用电量计量差错等原因需要进行电

费调整的，由电网企业与该用户、售电公司（二类用户涉及）协商一致，将差错电量并入后续月份进行结算或重新计算涉及月份结算结果进行退补。原则上，电费追退补调整不联动影响整个市场已结算返还费用，包括偏差考核资金返还、不平衡资金返还费用等。

电力用户差错电量退补调整追溯期原则上为自月度结算依据发布之日起 6 个月内。超过 6 个月的，相关电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照代理购电价格开展电费退补结算，不联动影响其他经营主体。

参与绿电交易的发电企业与电力用户的历史发、用电量计量差错，对电能量费用进行退补计算；绿色电力环境价值费用不重新计算。

第七章 交易结算流程

第三十二条 电网企业每月按时完成上月经经营主体电量抄录，并将发电企业实际上网电量（96 点）推送至电力交易机构。电网企业和配售电企业将用户侧实际用电量（24 点或峰、平、谷）推送至电力交易机构。

第三十三条 电力交易机构完成市场结算处理，在省电力交易平台发布结算结果，相关经营主体在规定时间内核对确认。

第三十四条 电力交易机构出具各经营主体结算依据，推送电网企业和配售电企业。

第三十五条 电网企业和配售电企业完成电费结算后，将电费结算信息反馈电力交易机构。

第八章 附则

第三十六条 本细则未尽事宜按照国家及省有关法律法规和规范性文件规定处理。

第三十七条 本细则由江苏电力交易中心有限公司负责解释。

第三十八条 本细则自发文之日起施行。