

附件 2-1

四川电力中长期市场交易衔接实施细则 (现货连续结算试运行期 V4.0)

2025 年 12 月

目 录

1 总则	1
1.1 总述	1
1.2 适用范围	1
2 电力批发交易	1
2.1 常规直购交易	1
2.1.1 参与范围	1
2.1.2 交易电量	1
2.1.3 交易组织	2
2.2 省内绿电交易	4
2.2.1 参与范围	4
2.2.2 交易电量	4
2.2.3 交易组织	4
2.3 电网代理购电市场化交易	5
2.3.1 参与范围	5
2.3.2 交易电量	5
2.3.3 交易组织	5
2.4 保障性用电市场化交易	7
2.4.1 参与范围	7
2.4.2 交易电量	7
2.4.3 交易组织	7
2.5 省间中长期外购挂牌交易	9

2.5.1 参与范围	9
2.5.2 交易电量	9
2.5.3 交易组织	9
2.6 合同电量转让交易	11
2.6.1 参与范围	11
2.6.2 交易电量	11
2.6.3 交易组织	11
3 电力零售交易	12
4 曲线形成	14
4.1 省间中长期交易	14
4.2 水电优先发电计划电量	14
4.3 留存电量	15
4.4 保障性小水电	15
4.5 地方电网市场化交易用户电量	16
4.6 独立储能	17
5 相关校核	17
5.1 合规校核	17
5.2 交易电力电量限额校核	17
5.2.1 发电侧	17
5.2.2 用电侧	18
5.2.3 新型主体	19
5.3 安全校核	20

5.3.1 发电能力超限提示	20
5.3.2 电网阻塞校核	20
6 经营主体要求	20
6.1 总体要求	20
6.2 发电企业要求	24
6.3 电力用户要求	24
6.4 售电公司要求	26
6.4.1 基本要求	26
6.4.2 履约风险防控	27
6.5 电网企业要求	30
6.5.1 基本要求	30
6.5.2 地方电网	31
6.6 新型主体要求	32
6.6.1 基本要求	32
6.6.2 虚拟电厂	33
6.6.3 新型储能	33
7 市场签约	34
7.1 年度高比例签约要求	34
7.2 中长期超缺额收益回收	34
7.2.1 发电侧	34
7.2.2 用电侧	35
7.3 售电公司批零签约要求	36

8 附则	36
------------	----

1 总则

1.1 总述

为规范四川电力中长期交易，根据《关于〈四川电力中长期交易规则（2024年修订版）〉的补充修订通知》《四川省2026年电力市场交易总体方案》等，编制本细则。

1.2 适用范围

本细则适用于2026年四川电力中长期交易组织及管理。本细则可根据市场运营实际由政府主管部门会同监管机构按相应程序修订。

2 电力批发交易

电力批发交易品种包括：常规直购交易、省内绿电交易、电网代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易、合同电量转让交易等。

2.1 常规直购交易

2.1.1 参与范围

符合市场成员条件的电力用户、售电公司、新型经营主体以及省调直调水电、燃煤、风电、光伏等发电企业及西南网调直调发电企业。

2.1.2 交易电量

电力用户、售电公司、以用电侧方式参与交易的新型经营主体可全电量参与常规直购交易，也可在参与其他符合条件的交易后，剩余用电量参与常规直购交易。

2.1.3 交易组织

2.1.3.1 年度交易

年度交易采用双边协商和集中交易（含复式撮合等，下同）方式，仅开展电能量增量交易、合同电量转让交易（仅双边协商方式）。

双边协商交易以全年各月各日 24 个时段电量为交易标的分月分日分时段组织开展。交易双方可自主约定每个时段的交易电量及交易价格，在规定时间内在电力交易平台录入交易相关信息，由交易双方在交易平台确认并通过实人认证方式完成电子合同签章。

集中交易采用复式撮合方式，以全年各月 24 个时段电量为交易标的分月分时段组织开展。交易后由交易平台自动将各月 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数分解，形成当月每日各时段电量，每日各时段价格为当月该时段的成交价格。

2.1.3.2 月度交易

月度交易原则上在上月下旬组织，采用双边协商和集中交易方式，开展电能量增量交易（仅集中交易方式）、电能量减量交易、合同电量转让交易。其中，电能量增量交易、电能量减量交易、合同电量转让交易的集中交易合并组织。

双边协商交易以全月各日 24 个时段电量为交易标的分日分时段组织开展。交易双方可自主约定每个时段的交易电量及交易

价格，在规定时间内在电力交易平台录入交易相关信息，由交易双方在交易平台确认并通过实人认证方式完成电子合同签章。

集中交易采用复式撮合方式，以全月 24 个时段电量为交易标的分时段组织开展。交易后由交易平台自动将 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数分解，形成每日各时段电量，每日各时段价格为当月该时段的成交价格。

2.1.3.3 月内交易

月内交易采用双边协商和集中交易方式，开展电能量增量交易（仅集中交易方式）、电能量减量交易、合同电量转让交易。其中，电能量增量交易、电能量减量交易、合同电量转让交易的集中交易合并组织。

月内集中交易包括连续交易和滚动交易，按工作日连续开展，均采用复式撮合方式。连续交易在交易当日开展未来 5 日至月底的交易，若遇法定节假日，则在节假日前最后一个工作日，开展未来 $n+5$ 日（ n 为节假日天数）至月底的交易，以交易周期内 24 个时段电量为交易标的分时段组织，交易后由交易平台自动将 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数和交易周期天数分解，形成交易周期内每日各时段电量，每日各时段价格为连续交易该时段的成交价格。滚动交易在交易当日开展未来 2 日至 4 日的交易，若遇法定节假日，则在节假日前最后一个工作日，开展未来 2 日至 $n+4$

日（ n 为节假日天数）的交易，以交易周期内每日 24 个小时段电量为交易标的分日分时段组织。交易周期为全月的连续交易不组织开展。

月内双边协商交易按工作日连续开展，交易周期与交易当日月内集中交易的交易周期一致，以交易周期内各日 24 个小时段电量为交易标的分日分时段组织开展。交易双方可自主约定每日各时段的交易电量及交易价格，在规定时间内在电力交易平台录入交易相关信息，由交易双方在交易平台确认并通过实人认证方式完成电子合同签章。交易周期为全月的月内双边交易不组织开展。

2.2 省内绿电交易

2.2.1 参与范围

符合市场成员条件的电力用户、售电公司、新型经营主体、在国家绿证核发交易系统注册账户的省调直调及西南网调直调风电、光伏等发电企业。

2.2.2 交易电量

符合条件的风电、光伏发电企业，机制电量以外的部分可自愿参与省内绿电交易，省内绿电交易外的剩余电量可参与其余符合条件的交易。电力用户、售电公司、以用电侧方式参与交易的新型经营主体省内绿电交易电量外的其余用电量，应参与其他符合条件的交易。

2.2.3 交易组织

年度、月度、月内交易采用双边协商方式，由交易双方自主约定相应交易周期内每日 24 个小时段绿电交易电量、电能量价格，并同时约定绿证价格及绿色电力环境价值偏差补偿等。现阶段，省内绿电交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

年度、月度、月内交易周期和交易标的，与常规直购相同。

售电公司在完成绿电交易（省间绿电 PPA 除外）后，应将购买的绿电全量匹配给零售用户，匹配结果用于绿证结算。

合同电量转让等交易按照国家绿电交易规则、实施细则等文件要求执行。

2.3 电网代理购电市场化交易

2.3.1 参与范围

电网企业，符合常规直购交易参与范围的发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体。

2.3.2 交易电量

燃气发电、生物质发电、新投机组调试电量、满足保障性用电需求后剩余的水电优先发电计划电量等作为电网代理购电来源。电网代理购电的余缺电量通过市场化交易予以平衡。

2.3.3 交易组织

年度、月度及月内交易均采用挂牌交易方式，由电网企业根据电网代理购电余缺情况在交易平台挂牌减持或增持，发电企业、批发用户、售电公司、新型经营主体自愿摘牌（年度交易仅发电企业摘牌），摘牌形成的合同为常规直购交易合同。

2.3.3.1 年度交易

年度交易由电网企业分月 24 个时段挂牌增持电量，挂牌后由交易平台自动将各月 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的代理购电典型用电量比例系数分解，形成各月每日各时段的挂牌电量。发电企业按月按时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应月对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应月对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，发电企业按摘牌电量等比例成交。发电企业各月各时段的每日成交电量比例与挂牌电量该月该时段的每日电量比例相同。

各日各时段价格为年度常规直购集中交易该日该时段的成交均价（如无，则取该日该时段常规直购月度集中交易均价）。

2.3.3.2 月度交易

月度交易由电网企业将分日分 24 个时段的需求电量挂出，全月同一时段需求应同为增持或同为减持。摘牌方按全月 24 个时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。摘牌方各时段的每日成交电量比例与挂牌电量该时段每日电量比例相同。

各日各时段价格为常规直购月度集中交易该日该时段的成交价格（如无，则取该日该时段常规直购月内集中交易均价）。

2.3.3.3 月内交易

月内交易按工作日连续开展，在交易当日开展未来 2 日至 4

日的交易，若遇法定节假日，在节假日前最后一个工作日组织，开展未来2日至n+4日（n为节假日天数）的交易。由电网企业分日分24个时段挂牌。摘牌方按日按时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应日对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应日对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。

各日各时段的成交价格为常规直购月内集中交易该日该时段的成交均价（如无，则取当月前序最近存在价格的一日对应时段的常规直购月内集中交易价格；如仍无，则取当月对应时段常规直购月内集中交易均价）。

2.4 保障性用电市场化交易

2.4.1 参与范围

电网企业，符合常规直购交易参与范围的发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体。

2.4.2 交易电量

居民农业等保障性用电的缺口电量通过市场化采购。

2.4.3 交易组织

年度、月度及月内交易均采用挂牌交易方式，由电网企业根据保障性用电缺口情况进行市场化采购，市场化采购电量可以在交易平台挂牌减持或增持。发电企业、批发用户、售电公司、新型经营主体自愿摘牌（年度交易仅发电企业摘牌），摘牌形成的合同为常规直购交易合同。

2.4.3.1 年度交易

年度交易由电网企业分月分 24 个时段挂牌增持电量。挂牌后由交易平台自动将各月 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的居农用电典型用电量比例系数分解，形成各月每日各时段的挂牌电量。发电企业按月按时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应月对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应月对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，发电企业按摘牌电量等比例成交。发电企业各月各时段的每日成交电量比例与挂牌电量该月该时段的每日电量比例相同。

各日各时段价格为常规直购年度集中交易该日该时段的成交均价（如无，则取该日该时段常规直购月度集中交易均价）。

2.4.3.2 月度交易

月度交易由电网企业分 24 个时段挂牌，挂牌后由交易平台自动将 24 个时段电量，按当月工作日、双休日、法定节假日分类的居农用电典型用电量比例系数分解，形成每日各时段的挂牌电量。摘牌方按全月 24 个时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。摘牌方各时段的每日成交电量比例与挂牌电量该时段每日电量比例相同。

各日各时段价格为常规直购月度集中交易该日该时段的成交价格（如无，则取该日该时段常规直购月内集中交易均价）。

2.4.3.3 月内交易

月内交易按工作日连续开展，在交易当日开展未来2日至4日的交易，若遇法定节假日，在节假日前最后一个工作日组织，开展未来2日至n+4日（n为节假日天数）的交易。由电网企业分日分24个时段挂牌，摘牌方按日按时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应日对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应日对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。

各日各时段的成交价格为常规直购月内集中交易该日该时段的成交均价（如无，则取当月前序最近存在价格的一日对应时段的常规直购月内集中交易价格；如仍无，则取当月对应时段常规直购月内集中交易均价）。

2.5 省间中长期外购挂牌交易

2.5.1 参与范围

电网企业，以及符合常规直购交易参与范围的发电企业、批发用户、售电公司、新型经营主体。

2.5.2 交易电量

省间中长期市场外购交易电量（不含省间绿电交易电量）。

2.5.3 交易组织

月度、月内交易均采用挂牌交易方式，由电网企业在交易平台挂牌减持，发电企业、批发用户、售电公司、新型经营主体自愿摘牌，摘牌形成的合同为常规直购交易合同。

2.5.3.1 月度交易

月度交易由电网企业将截至交易前一个工作日的次月省区间中长期外购电量分日分 24 个时段挂出。摘牌方按全月 24 个时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。摘牌方各时段每日成交电量比例与挂牌电量该时段每日电量比例相同。

各日各时段价格为常规直购月度集中交易该日该时段的成交价格（如无，则取该日该时段常规直购月内集中交易均价）。

2.5.3.2 月内交易

月内交易按工作日连续开展，在交易当日开展未来 2 日至 4 日的交易，若遇法定节假日，在节假日前最后一个工作日组织，开展未来 2 日至 $n+4$ 日（ n 为节假日天数）的交易，由电网企业分日分 24 个时段挂出，各日各时段挂牌电量为月度交易及最近一次月内交易未成交电量、月内新增的中长期外购交易电量。

摘牌方按日按时段申报摘牌电量。摘牌电量小于对应时段挂牌电量时，按摘牌电量成交；摘牌电量大于对应日对应时段挂牌电量时，以挂牌电量为限，摘牌方按摘牌电量等比例成交。

各日各时段成交价格为常规直购月内集中交易该日该时段的成交均价（如无，则取当月前序最近存在价格的一日对应时段的常规直购月内集中交易价格；如仍无，则取当月对应时段常规直购月内集中交易均价）。

2.6 合同电量转让交易

2.6.1 参与范围

符合市场成员条件的发电企业、电力用户和售电公司、新型经营主体。

2.6.2 交易电量

发电侧可开展合同电量转让交易的包括已有的优先发电计划合同、跨省跨区交易合同、常规直购交易合同、省内绿电交易合同、留存电量合同。用电侧可开展合同电量转让交易的包括已有的常规直购交易合同、省内绿电交易合同、留存电量合同。

2.6.3 交易组织

合同电量转让交易组织年度、月度、月内交易。其中年度采用双边协商方式组织，月度、月内采用双边协商交易和集中交易方式组织。

常规直购交易合同，可在符合常规直购交易参与范围的发电企业、以发电侧方式参加交易的新型经营主体之间通过双边协商、集中交易方式转让，用电侧及以用电侧方式参加交易的新型经营主体常规直购交易合同，可在售电公司、批发用户、以用电侧方式参加交易的新型经营主体之间通过双边协商、集中交易方式转让。

发电企业优先发电计划合同，只能在同类型发电企业之间通过双边协商方式转让，水电、风电、光伏跨省跨区中长期交易合同（除绿电交易外）可在符合跨省跨区交易参与范围的水电、风

电、光伏之间通过双边协商方式转让。

留存电量合同，发电侧仅可在本州水电企业之间通过双边协商方式转让；用电侧仅可在本州留存电量电力用户间通过双边协商方式转让，其中零售电力用户留存电量合同转让，应由代理其购电的售电公司发起或承接，并经由该零售用户同意后实施。

省内绿电交易合同，购方、售方月度和月内在批发市场绿电交易合同电量关联至零售用户前可开展转让交易，在同一场交易中一笔合同仅能开展发电侧转让或用电侧转让。初期，为确保绿电可追踪溯源，经营主体转让合同电量时一同转让绿电环境价值。转让交易中，合同出让方与受让方可自行协商确定转让绿电交易合同的电能量价格，但绿电环境价值、绿电环境价值偏差补偿条款须与原合同保持一致。双边协商交易申报时，须关联原合同，并经原合同相对方同意并接受转让后的价格。依据转让合同，对原绿电交易合同进行拆分，形成经营主体新的履约关系。

3 电力零售交易

零售用户与售电公司应按照“交易价格+联动价格”零售套餐签订购售电合同，约定零售用户各月分时段电量的交易价格、全年联动价格比例、全年售电公司批零收益分享基准及其分享比例等，原则上采用实人认证方式签订。零售用户除省间绿电 PPA 交易电量、留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分(以下简称“保障性小水电”)电量对应电量外的用电量按以下价格参与结算：

各时段参与结算价格 = 对应时段零售合同交易价格×(100% - 联动价格比例) + 对应时段联动价格×联动价格比例。

对应时段联动价格 = 当月对应时段现货实时市场加权均价。

为保障电力供应、促进工商业负荷削峰填谷，原执行峰谷电价的批发和零售用户仍须按照分时电价政策继续执行峰谷电价。其中，批发用户的交易价格、零售用户的联动价格部分不执行峰谷电价浮动。

有绿电需求（不含省间绿电 PPA）的零售用户，还应按照月度实际用电量（不含省间绿电 PPA 交易电量、留存电量、保障性小水电）比例约定其绿电电量，以及约定绿电环境价值偏差补偿价格等。零售用户的绿电环境价值为售电公司关联至该零售用户的批发市场绿电合同中约定的价格。绿电环境价值偏差补偿价格应不低于年度交易组织近 12 个月北京电力交易中心绿证市场成交均价。

零售用户和售电公司须自主约定全年售电公司收益分享基准及收益分享比例（零售用户获得的比例），可选择默认值，也可另行约定。其中，默认收益分享基准为 7 元/兆瓦时、收益分享比例为 50%。售电公司各月各用户批零价差收益超过其与该零售用户约定的收益分享基准部分时，由售电公司按照收益分享比例分月向该零售用户分享。其中，省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电不纳入批零收益分享机制计算。

电力零售交易采用双边协商、挂牌、邀约的方式开展。零售

用户和售电公司按照当年发布的合同模板签订《四川省售电公司与电力用户购售电合同》，约定相关参数。其中，联动价格比例应不低于 5%、不高于 10%。零售用户联动后的结算价格不高于全电量按交易价格结算的 105%。除省内绿电交易的绿电电量比例可在零售市场月度交易中按照双边协商方式调整（包括新增）一次外，零售套餐其他参数在合同签订后不再调整。

电力零售交易具体安排以四川电力交易中心发布的交易公告为准。

4 曲线形成

4.1 省间中长期交易

对于省间中长期外送交易，交易机构在收到省间中长期外送交易合同第二个工作日内，将省间中长期外送交易 96 点曲线推送至调度机构，将省间中长期外送交易合同每小时 4 个点的量价加权合并为 1 个时段形成 24 小时曲线，推送至发电侧经营主体。

对于省间中长期外购交易，交易机构在收到省间中长期外购交易合同第二个工作日内，将省间中长期外购交易合同每小时 4 个点的量价加权合并为 1 个时段形成 24 小时曲线，推送至电网企业。对于省间绿电外购交易，交易机构将年度、月度、月内省间绿电外购交易合同各时段合同电量，推送至用电侧经营主体。

4.2 水电优先发电计划电量

水电优先发电计划电量，应在年度交易开市前确定，原则上由调度机构先将各月优先发电计划电量按该月工作日、双休日、

法定节假日分类的居农用电典型用电量比例系数分解形成该月的日电量，再将日电量按该月的居农用电负荷典型曲线分解形成全年每月每日 24 个时段电量，推送至交易机构、发电侧经营主体。各时段电量价格为当月优先电量价格。原则上，水电优先发电计划电量确定后不再调整。

4.3 留存电量

留存电量应在年度交易开市前确定，由电网企业先将各月留存电量按该月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数分解形成该月的日电量，再将日电量按该月的工商业用电负荷典型曲线分解形成全年各月每日 24 个时段电量，与留存电量价格一同推送至调度机构和交易机构，并由交易机构推送至经营主体，各州留存用户各月留存电量价格为当月该州电厂留存电量的加权均价，各时段电量价格为当月留存电量价格。原则上，留存电量确定后不再调整。

4.4 保障性小水电

保障性小水电应在年度交易开市前确定，由电网企业先将各月保障性小水电按该月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数分解形成该月的日电量，再将日电量按该月的工商业用电负荷典型曲线，分解形成全年各月每日 24 个时段电量，与价格一同推送至交易机构，并由交易机构推送至经营主体。各时段电量价格为当月保障性小水电电量价格。

原则上，保障性小水电电量确定后不再调整。确有调整的，

应报经政府主管部门、监管机构同意后，在不超过保障性小水电总电量的基础上进行调整。调整后的保障性小水电电量，仍应按照相同方式分解到当月每日 24 个时段，并于上月 20 日前推送至交易机构，并由交易机构推送至经营主体。此后，该月保障性小水电电量不再调整。

4.5 地方电网市场化交易用户电量

对于地方电网市场化交易用户，具备分时计量条件的，由地方电网企业将用户全月每日 24 个时段实际用电电量推送至交易机构；不具备分时计量条件的，由地方电网企业先将用户月度电量数据按该月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业典型用电量比例系数分解形成该月的日电量，再将日电量按该月的工商业用电负荷典型曲线分解形成全月每日 24 个时段曲线，并提交至交易机构。

地方电网网内市场化工商业保障电量应在年度交易开市前确定。地方电网企业按各月工作日、双休日、法定节假日分类的工商业用电负荷典型曲线及相应电量比例系数，将年度分月网内保障电量分解，形成全年各月每日 24 个时段电量，推送至其网内工商业用户。

原则上，地方电网网内市场化工商业保障电量确定后不再调整。确有调整的，应报经政府主管部门、监管机构同意后，在不超过当地地方电网网内市场化工商业保障电量总量的基础上进行调整。调整后的地方电网的网内保障电量，仍应按照相同方式

分解到当月每日 24 个时段，并于当月月度交易前推送至其网内工商业用户。此后，该月地方电网网内市场化商业保障电量不再调整。

4.6 独立储能

独立储能中长期交易合同，由交易机构将每小时电量均分到该小时内每 15 分钟，形成当日 96 点交易合同，并以此作为独立储能市场化结算的基础数据。

5 相关校核

5.1 合规校核

交易机构负责开展各类经营主体的交易合规性校核，对经营主体市场注册、市场申报、履约保障凭证等进行校核，及时公布交易合规性校核结果。

5.2 交易电力电量限额校核

交易机构负责开展各类经营主体的交易电力电量限额校核。

5.2.1 发电侧

每日各时段可交易规模上限=机组容量×(1-厂用电率¹)×1小时，各月可交易规模上限=发电企业当月发电能力。

每日各时段剩余可交易规模上限=该时段可交易规模上限-该时段已成交合同电量(含省内市场交易合同电量、优先发电计划电量、省间市场交易合同电量、留存电量等)，各月剩余可交易规模上限=该月可交易规模上限-该月已成交合同电量。

¹厂用电量率暂按行业平均水平，火电按 5%、水电按 1%、风电按 3%、光伏按 4%。

在年度交易前，西南网调、省调向四川电力交易中心提供水电、燃煤、风电、光伏分月发电能力。在年度交易期及之后投产的，西南网调、省调须在转商运后 2 个工作日内提供。水电站、风电、光伏电站可根据历史发电、资源能力预测等实际情况，燃煤机组可根据存煤情况、电网需求等实际情况，在月内对发电能力提出调整申请，由西南网调、省调商四川电力交易中心在 2 个工作日内共同确定后，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第 2 个工作日在交易平台调整。相关发电能力计算方法见附件。

5.2.2 用电侧

批发用户每日各时段可交易规模上限 = 批发用户的合同容量²×1 小时，各月可交易规模上限 = 批发用户的合同容量×24 小时×当月天数。每日各时段剩余可交易规模上限 = 该时段可交易规模上限 - 该时段已成交合同电量（含省内市场交易合同电量、省间绿电、留存电量、保障性小水电等），各月剩余可交易规模上限 = 该月可交易规模上限 - 该月已成交合同电量。

售电公司每日各时段可交易规模上限 = \sum (代理的零售用户的合同容量×1 小时)，各月可交易规模上限 = \sum (代理的零售用户的合同容量×24 小时×当月天数)。每日各时段剩余可交易规模上限 = 该时段可交易规模上限 - 该时段已成交合同电量(含省内市场交易合同电量、省间绿电、留存电量、保障性小水电等)，各

²电力用户与电网企业签订的《供用电合同》中的合同容量。

月剩余可交易规模上限 = 该月可交易规模上限 - 该月已成交合同电量。

在年度交易前，电网企业向四川电力交易中心提供电力用户合同容量。在年度交易期间及之后投产的，电网企业须在正式投运后 2 个工作日内提供。在月内发生调整的，由电网企业将调整结果提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第 2 个工作日在交易平台调整。

5.2.3 新型主体

(1) 独立储能

充电：每日各时段可交易规模上限 = 独立储能额定功率 \times 1 小时，各月可交易规模上限 = 独立储能充电能力。每日各时段剩余可交易规模上限 = 该时段可交易规模上限 - 该时段已成交合同电量，各月剩余可交易规模上限 = 该月可交易规模上限 - 该月已成交合同电量。

放电：每日各时段可交易规模上限 = 独立储能电站额定功率 \times 1 小时，各月可交易规模上限 = 独立储能放电能力。每日各时段剩余可交易规模上限 = 该时段可交易规模上限 - 该时段已成交合同电量，各月剩余可交易规模上限 = 该月可交易规模上限 - 该月已成交合同电量。

售电公司代理独立储能充电电量时，独立储能充电时的可交易规模上限纳入售电公司可交易规模上限计算。

在年度交易前，电力调度机构向四川电力交易中心提供独立

储能额定功率、充放电能力。在年度交易期间投产及之后的，电力调度机构须在正式投运后 2 个工作日内提供。在月内对充放电能力上限提出调整申请，由电力调度机构商四川电力交易中心在 2 个工作日内共同确定，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第 2 个工作日在交易平台调整。

（2）虚拟电厂

虚拟电厂参加电力中长期交易分发电类虚拟电厂、负荷类虚拟电厂分别明确其可交易规模。其中，发电类虚拟电厂参照省调直调新能源发电企业确定，负荷类虚拟电厂参照售电公司确定。

5.3 安全校核

西南网调、省调负责按职责范围开展安全校核。

5.3.1 发电能力超限提示

电力交易机构汇总各类外送交易预成交结果提交电力调度机构。如发电企业各月省内交易合同和外送交易合同超过当月发电能力，电力调度机构对相应发电企业进行发电能力超限提示，发电企业应自行将超限部分转出或调减。

5.3.2 电网阻塞校核

电力现货市场运行后，省内中长期交易暂不开展电网阻塞校核。省间中长期外送交易由国调组织相关网省调联合开展电网阻塞安全校核。

6 经营主体要求

6.1 总体要求

经营主体应按要求完成市场注册，准确填报相关信息，且在参与交易前在交易平台签署提交《风险告知书》和《入市承诺书》。

经营主体应严格遵守市场规则，应本着双方自愿、公平参与的原则签订交易合同，对签订合同的合法性、真实性、有效性负责，禁止伪造合同或盗用他人名义签约；不得利用市场力或串通其他经营主体在电力市场中有排他性行为或不正当竞争；不得操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序、影响其他经营主体利益等行为；不得通过线上、线下等方式，在中长期双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。

经营主体每日各时段可交易规模上限、每日各时段剩余可交易规模上限、各月可交易规模上限、各月剩余可交易规模上限均作为其参与年度、月度和月内交易的约束条件，不得超过可交易规模上限签约。

参与批发市场交易时，发电企业应确保交易后自身各交易品种每日各时段电量不得为负，常规直购、优先发电计划、留存电量交易品种每日各时段的总电费不得为负，省内绿电、省间外送每日各时段电费均不得为负；批发用户、售电公司应确保交易后自身各交易品种每日各时段电量、电费均不得为负。对于同时以发电侧和用电侧方式参加批发市场交易的新型经营主体，应确保交易后自身发电侧交易部分、用电侧交易部分对应的各交易品种每日各时段的电费、电量均不得为负。

采用双边协商方式开展减量交易时，减量部分电量不得大于交易双方该交易品种各自已成交合同电量，也不得大于交易双方原签订该交易品种合同电量。

年度、月度、月内同次交易中，经营主体（新型经营主体以发电侧、用电侧方式参加交易时分别视作不同经营主体）同一交易类型同一日同一时段不得同时增持（转入）和减持（转出）电量。经营主体应按时完成结算数据确认，未经授权不得代他人进行结算数据确认。对结算单基础数据有异议的，应在规定时间内通过电力交易平台反馈意见，对于其他异议可通过合理渠道进行反馈，不得因自身不正当原因影响电力交易结算正常开展。不得拖欠市场化电费、售电服务费等费用。

经营主体应按信息披露相关要求，在信息披露平台（电力交易平台）及时、准确、完整披露企业基本信息、从业人员信息、重大经营变更信息、企业年报、零售套餐等信息。经营主体不得违反信息披露公开范围流转信息；不得违规获取或者泄露未经授权的信息；不得制造传播虚假信息或发布误导性信息。

经营主体应按时报送四川电力市场信用评价管理相关数据及佐证，并按时完成信用评价结果确认；不得隐瞒、伪造信用评价相关数据或存在阻碍四川电力市场信用评价工作开展的行为。

经营主体应通过书面报告、服务热线、各类会议等方式向政府有关部门或市场运营机构反映合理市场诉求。不得在办公场所或其他公共场所聚集、滞留、滋事，影响政府服务、电网生产和

市场运营的正常开展；不得煽动、串联、胁迫、以财物诱使、幕后操纵他人信访，或者以信访为名借机敛财；不得故意捏造事实、造谣、诬陷，不得向政府有关部门和监管机构、市场运营机构作虚假举报或投诉。

经营主体及其从业人员应主动签订自律公约，合法合规参与电力市场，自觉维护市场秩序，充分发挥市场自律和社会监督作用。各经营主体、电网企业、电力市场运营机构和电力市场管理委员会，如发现电力市场违法违规问题线索要及时主动向政府有关部门和能源监管机构报告。

经营主体应合法合规使用电力交易平台。禁止对系统进行任何形式的网络攻击；不得通过不正当手段访问和操作相关系统；不得利用技术手段欺骗或绕过数字证书、实名认证等相关系统验证环节；不得擅自集成系统相关服务页面；不得擅自“爬取”系统数据或相关信息；不得通过技术手段非法收集、使用、加工、传输他人个人信息和经营主体企业信息；不得发布或传播侵权、不实内容或其他违法、违规信息。

建立经营主体“记分考核”制度，按照政府有关部门和能源监管机构要求，对经营主体不合规行为进行定性定责和记分考核。经认定存在不合规行为的经营主体，在依据国家法律法规并实施相应的市场管理或市场约束等处置措施同时，予以记分考核，在记分周期内的单次记分累积达到一定分值，予以红黄牌警告。具体规则另行制定，经电力市场管理委员会审议通过，政府主管部

门、能源监管机构审定后执行。

政府有关部门和能源监管机构会同市场运营机构，对经营主体涉嫌存在的不合规行为进行调查核实，相关经营主体及从业人员应配合相关调查核实。四川电力交易中心应根据调查核实情况，提出定性定责和记分考核建议，报政府有关部门和能源监管机构确认后，向相关经营主体出具告知书。政府有关部门和能源监管机构根据职责进行监督管理，对经营主体不合规行为按规定进行处理。

6.2 发电企业要求

发电企业应按要求做好注册信息补充完善工作，市场运营机构定期对发电企业已注册信息进行核验，对未按要求整改的进行通报，并向政府相关部门报告。

发电企业原则上按照调度计划单元设置交易结算单元参与市场，当不满足“同一企业法人、同一电价”的条件时，应对交易结算单元予以拆分。

发电企业应及时按要求在四川电力交易平台完成法定代表人对企业管理员账号的授权，确保可由企业法定代表人或者被授权的企业管理员账号实名人完成电子合同签署操作。

6.3 电力用户要求

电力用户应按要求在电力交易平台进行实人认证。

电力用户应做好注册信息补充完善工作，市场运营机构、电网企业定期对电力用户已注册信息进行核验，对未按要求整改的

进行通报，并向政府相关部门报告。

电力用户应以整体为单元开展结算。所有参加批发市场的工商业用户、以用电侧方式参加批发市场的新型经营主体，应签约常规直购交易类型，保证全用电量正常结算。电力用户新装及变更用电后，需及时在电力交易平台注册、更新用电户号。

市场用户全部电量须通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。若参加零售交易，则在一个交易年度内的全部电量仅可通过同一家售电公司代理。

已直接从电力市场购电的批发用户，连续三个月及以上未签订交易合同（含交易合同电量为零）的，视为违约退出。

市场化工商业用户办理增容、更名、过户、销户、改压等用电业务时，电网企业应向四川电力交易中心推送相应信息。年内新投产的市场化工商业用户在注册完成后，参与零售市场的用户可选择自其零售合同签订日的次月起直接从电力市场购电，参与批发市场的用户可自注册完成后参与交易。若投产后三个月内（含投产当月）均未选择直接从电力市场购电，则视为存量电力用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接从电力市场购电。

电力用户在直接从电力市场购电之前，由电网企业代理购电。

与国网四川省电力公司有直接并网结算关系的地方电网，其网内工商业电力用户使用网内保障电量后，缺口电量可直接从电力市场购电；未直接从电力市场购电的，纳入电网企业代理购电

范畴。直接参与电力市场购电的地方电网网内工商业电力用户须完成电能计量装置改造升级工作，实现全电量分时计量等条件，其所在地方电网企业已实现与四川电力交易平台的线上数据交互，满足电力用户注册、变更、交易和结算等功能。未直接参与市场交易的地方电网工商业用户，应在具备上述条件后方可参与市场交易。不能满足现货模式下市场运行条件的地方电网工商业电力用户，自 2027 年起不再直接参与市场，由其所在地方电网代理购电。

对于同一电力用户在多个电网经营区有工商业用电量的，该零售用户的所有零售套餐参数应分别应用于该零售用户在各电网经营区的全部工商业电量。具有省间绿电 PPA 的零售用户，须由该用户在当月月度结算前，将省间绿电 PPA 电量分别明确至该用户所在的有工商业用电的电网经营区，并需由售电公司确认。零售用户其余有关要求按照四川省电力零售市场交易管理相关规定执行，批发用户参照执行。

6.4 售电公司要求

6.4.1 基本要求

售电公司应按要求做好注册信息补充完善工作，市场运营机构定期对售电公司已注册信息进行核验，对未按要求整改的进行通报，并向政府相关部门报告。

售电公司不得提供虚假资料、未经授权冒用他人名义注册，不得通过虚假宣传，诱导、误导他人办理注册手续，也不得以方

便用户为由，未经授权使用电力用户账户密码、数字证书或实人信息，将其用于登录电力交易平台、绑定数字证书、找回账户和密码、授权交易事项代理人、绑定代理关系和签订电子合同等操作。

售电公司代理用户时，不得虚假宣传、诱导、误导他人，不得签订显失公平的合同。对于拥有发电企业背景的售电公司，所属发电企业不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额，不得对民营售电公司等各类售电主体和电力用户进行区别对待。

售电公司批发市场各月可交易品种为其零售市场对应月份已签约交易品种。

6.4.2 履约风险防控

参与交易的售电公司应及时足额提交履约保障凭证，保证提交的履约保障凭证真实、准确、完整、有效，不得增删、伪造、篡改履约保障凭证相关内容，并承担一切法律责任和后果。

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并考虑信用评级结果，向电力交易机构提交履约保障凭证：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；2.过去 2 个月内参与批发、零售两个市场交易电量的较大值，按标准不低于 5 分/千瓦时。对于没有历史电量参考的售电公司，应按其预测全年交易电量规模并考虑信用评级结果，向电力交易机构提交履约保障凭证，缴纳标准为 0.8 分/千瓦时。售电

公司代理的各零售用户历史最大用电量（取其各月近三年³用电量最大值之和）总量，不超过其缴纳的履约保障凭证额度按 0.8 分/千瓦时并考虑信用评级结果后测算的整年售电量上限，2025 年新投产用户无用电量月份的电量及 2026 年新投产用户各月电量按其合同容量×24 小时×当月天数计算。

在月度、月内交易过程中，若单笔交易将导致售电公司当月批发合同对应电费高于零售合同对应电费，且电费差额大于其履约保障凭证额度的 80%，则该笔交易无法申报，其中，各零售合同期当月价格取其当月各时段交易价格算数平均值，零售用户当月用电量取近三年对应月份最大用电量，电网代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易等成交量尚无价格的，取年度交易对应月电能量交易价格上限。

年度交易、月度交易及每次月内交易后，对分月在批发市场上的签约电量超过其代理各零售用户近三年对应月最大用电量之和的部分，售电公司均应按其批发市场对应月份中长期合同均价额外缴纳履约保障凭证，计算均价时，电网代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易等成交量尚无价格的，年度交易对应月电能量交易价格上限。现货市场运行时，电力交易机构对售电公司现货运行当月的结算风险费用进行评估计算，售电公司缴纳的履约保障凭证额度的 80%应不小于电力交易机构评估计算的其当月结算风险费用。当月结算风险

³2025 年 12 月数据发布前，近三年 12 月暂取 2022、2023、2024 年 12 月数据，下同。

费用具体算法如下：

当月结算风险费用= $\max(\text{月度批发市场电费}-\text{月度零售市场电费}, 0)$

月度批发市场电费= $(\sum \text{已形成清算临时结果的运行日电能量电费}) / \text{已形成清算临时结果的运行日天数} \times \text{当月日历天数}$

运行日电能量电费=运行日省内实时电能量费用+运行日中长期差价合约电能量电费

月度零售市场电费= $(\sum \text{已形成清算临时结果的运行日零售用户电费}) / \text{已形成清算临时结果的运行日天数} \times \text{当月日历天数}$ ，零售用户的零售电费根据其签订的零售套餐按《四川省 2026 年电力零售套餐指南》进行计算，其中，联动价格取截至计算日前一日对应时段现货实时市场加权均价。

售电公司应及时足额支付市场化电费等费用。当售电公司未缴清相关结算费用，售电公司履约保障凭证剩余额度为其已缴纳履约保障凭证额度扣减未缴清费用，履约保障凭证剩余额度应满足上述要求。

电力交易机构发现实际提交的履约保障凭证额度不足时及时通知售电公司补缴。售电公司应在接到电力交易机构通知的 3 个工作日内，向电力交易机构提交足额履约保障凭证。未按时足额缴纳履约保障凭证的，按《售电公司管理办法》第二十六条有关规定处理。

售电公司代理零售用户的市场化结算结果在售电公司售电

服务费不低于零时执行。在售电公司售电服务费低于零且未在规定时限内足额缴纳欠费时，暂停其交易资格，由电网企业按代理购电价格对电力用户进行预结算，在售电公司补齐缺额后，按照其代理零售用户的市场化结算结果进行清算。

对于售电公司资产规模对应年最大售电量，售电公司零售市场电量按以下方式确定：（1）年度交易时按其代理零售用户近三年用电量最大值之和；（2）年内各月已产生实际工商业用电的零售用户，按其当月实际用电量计算；（3）2025年新投产用户无用电量月份的电量及2026年新投产用户各月电量按其合同容量 \times 24小时 \times 当月天数计算。如售电公司年售电量超出其资产总额可从事年售电量规模，该售电公司不得再新签约零售合同，且应在30日内在交易平台更新与其年售电量匹配的资产证明报告。逾期未更新的，按相关要求处理。

6.5 电网企业要求

6.5.1 基本要求

按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户提供供电服务，签订供用电合同。为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表等各类供电服务。要组织力量对不满足要求的经营主体电能计量装置进行改造升级、调试以及校核等工作，确保按时完成职责范围内的改造升级任务。

积极配合售电公司、电力用户开展市场注册、三方电费结算

补充协议签订等工作，电网企业应及时向四川电力交易中心提供其网内工商业用户市场注册所需的数据信息。向相关经营主体提供电力用户（户号）历史电量曲线等信息。其中，2025年9月及以前的历史电量，以月度峰平谷电量或总电量方式披露。

保障电网以及输配电设施的安全稳定运行。建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度。

按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。电网企业应及时披露按工作日、双休日、法定节假日分类的工商业用户、代理购电、居农用电的负荷典型曲线及相应电量比例系数、机制电量规模及结算电量等市场运行所必须的数据。电网企业应积极配合政府主管部门开展市场成员基本条件认定、市场交易电量核定等有关工作，并将相关数据信息推送四川电力交易中心。收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。电网企业负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的售电公司，向四川电力交易中心提出履约保障凭证的使用申请。

电网企业要依法依规履行清洁能源消纳责任，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易等工作。

6.5.2 地方电网

地方电网应自主预测其代理购电量，纳入国网四川电力一

并代购，并逐步实现自主开展代理购电市场化采购。

地方电网应加强对网内工商业电力用户直接参与电力市场购电的培训和指导，积极推动其网内用户直接参加市场交易，不得以任何方式限制。

地方电网企业应对其网内市场化商业用户的用电数据真实性负责，应将其网内市场化商业用户真实用电数据按日封存。政府相关部门对数据真实性进行核查，未按要求对用电数据进行封存或存在数据造假的，按相关要求进行严肃处理。

对于网内有工商业用户直接从电力市场购电的地方电网企业，地方电网企业应按照四川电力交易中心出具的结算依据向国网四川省电力公司支付电费，并由国网四川省电力公司统一向发电企业、售电公司支付。

6.6 新型主体要求

6.6.1 基本要求

新型经营主体应落实安全生产及涉网安全管理相关政策要求，满足国家、行业有关技术标准。

新型经营主体应当与电网企业通过协议明确资产、调控、安全等方面的权责边界。当自然灾害、设备故障等突发情况影响电力系统安全稳定运行时，新型经营主体及被聚合资源应接受电力调度机构统一指挥。

新型主体应及时按要求在四川电力交易平台完成法定代表人对企业管理员账号的授权，确保可由企业法定代表人或者被授

权的企业管理员帐号实名人完成电子合同签署操作。

6.6.2 虚拟电厂

聚合资源汇集于同一 220 千伏母线下的虚拟电厂，以聚合单元参与市场；聚合资源汇集于多个 220 千伏母线下的虚拟电厂，须根据汇集的 220 千伏母线拆分为多个聚合单元参与市场。初期，虚拟电厂聚合单元应按发电侧、用电侧资源分别聚合形成发电类虚拟电厂聚合单元、负荷类虚拟电厂聚合单元。虚拟电厂运营商注册时应明确其虚拟电厂类型，同一运营商可同时申请发电类虚拟电厂、负荷类虚拟电厂。虚拟电厂参与中长期交易和现货交易时，以发电类虚拟电厂聚合单元或负荷类虚拟电厂聚合单元为交易单元（或计划单元）。

虚拟电厂在电力中长期市场和现货市场开展购售电业务，应具备售电公司资质。负荷类虚拟电厂作为用电侧主体参与交易，其交易、结算及管理方式参照售电公司（有明确要求外的除外）；发电类虚拟电厂作为发电侧主体参与交易，其交易、结算及管理方式参照省调直调新能源发电企业（有明确要求外的除外）。

6.6.3 新型储能

独立储能可根据自身情况，选择参与电力中长期市场交易。独立储能充电时，作为电力用户主体直接参与市场交易；放电时，作为发电侧主体直接参与市场交易。

用户侧新型储能视作电力用户的配建项目，其充、放电量作为该电力用户的一部分，纳入其用电量范畴，不单独开展市场交

易、结算。用户侧新型储能投资运营商与电力用户间相关费用，由双方自行开展相关收益收付。

电力用户及用户侧新型储能项目满足下列条件的：（1）电力用户须为 2026 年直接从电力市场购电的工商业用户，且其用户侧新型储能项目具备单独充放电每 1 小时计量条件，并能由电网企业将新型储能项目每 1 小时充放电电量及相关结算基础数据提供至交易平台；（2）储能运营商须为参与中长期交易的售电公司，可选择委托由四川电力交易中心计算用户侧新型储能收益，计算结果仅供参考。

7 市场签约

7.1 年度高比例签约要求

经营主体应按《四川省 2026 年电力市场交易总体方案》高比例签约要求完成签约。年度中长期交易各月签约不足部分电量，按照年度中长期交易该月常规直购集中交易均价的 60% 支付考核费用，考核费用纳入当年 1 月结算依据中。发电侧实收考核费用由批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂按照其年度交易对应月份成交量占比分享，用电侧实收考核费用由水电、燃煤火电按照其年度交易对应月份成交量占比分享。

7.2 中长期超缺额收益回收

7.2.1 发电侧

现货运行期间，按以下原则进行发电侧中长期收益回收，收取的中长期签约偏差回收费用按当月批发市场用户、售电公司、负荷类虚拟电厂结算电量占比进行返还：

当水电机组当月分时段签约电量（含留存电量、不含优先发电计划电量）低（高）于其对应时段全月上网电量扣减其省间交易电量、调试电量、优先发电计划电量的 85%（115%），燃煤火电机组当月分时段签约电量低（高）于其对应时段全月上网电量扣减其省间交易电量、调试电量的 85%（115%），集中式新能源当月分时段签约电量低（高）于其对应时段全月电量扣减机制电量、省间交易电量、调试电量后的 85%（115%），发电类虚拟电厂当月分时段签约电量低（高）于其聚合发电类资源对应时段全月上网电量扣减其机制电量、省间交易电量、调试电量的 75%（125%）时，不足部分暂按当月对应时段现货实时市场均价和省内中长期月度、月内常规直购集中交易均价之差的 1.1 倍进行偏差收益回收，超过部分暂按对应时段省内中长期月度、月内常规直购集中交易均价和现货实时市场均价的价差的 1.1 倍进行偏差收益回收。全月各时段偏差收益为负时不回收。

7.2.2 用电侧

现货结算试运行期间，按以下原则进行用电侧中长期收益回收，收取的中长期签约偏差回收费用按参与现货的电厂、发电类虚拟电厂当月对应时段实际上网电量占比进行返还：

当批发用户当月分时段签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）低（高）于其对应时段全月用电量的 85%（115%），售电公司当月分时段签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）低（高）于其代理零售用户对应时段全

月总用电量的 85% (115%)，负荷类虚拟电厂当月分时段签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）低（高）于其聚合负荷类资源对应时段全月用电量的 75% (125%) 时，不足部分暂按当月对应时段的省内中长期月度、月内常规直购集中交易均价和现货实时市场均价之差的 1.1 倍进行偏差收益回收，超过部分暂按对应时段现货实时市场均价和省内中长期月度月内常规直购集中交易均价之差的 1.1 倍进行偏差收益回收。全月各时段偏差收益为负时不回收。

7.3 售电公司批零签约要求

售电公司应根据其代理零售用户用电情况合理参与批发市场交易，每日各时段签约电量不应超过其代理电力用户合同容量对应的总电量。售电公司各月在批发市场上的中长期签约电量原则上不应超过各代理所有零售用户近三年对应月最大用电量之和，否则，超出部分按其批发市场对应月份中长期合同均价额外缴纳履约保障凭证。新投产电力用户经其所在市（州）政府主管部门认定后，其历史用电量可按其预计年度分月用电量计算。未按时足额缴纳履约保障凭证的，按《售电公司管理办法》第二十六条规定处理。

8 附则

本细则由四川省发展和改革委员会、四川省能源局、国家能源局四川监管办公室负责解释，自印发之日起实施。

附件

发电企业发电能力及独立储能充放电能力计算方法

1.水电站发电能力

水电站年度分月发电能力在考虑发电主辅设备检修计划等情况后，按下列原则确定：

水电站 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, 1.2 \times \text{近五年 } i \text{ 月最大上网电量})$ ；

近五年新投水电站月度发电能力按下列原则确定：

水电站 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{MAX}(\text{设计丰水年 } i \text{ 月发电量}, 1.2 \times \text{并网以来 } i \text{ 月最大上网电量}))$ ；

若新投水电站无设计丰水年分月发电能力，按照设计丰水年分水期平均发电能力及期内月均流量折算。

其中，系统控制系数暂取 0.95。

2.风电、光伏电站发电能力

风电、光伏电站的年度发电能力在考虑发电主辅设备检修计划等情况后，按下列原则确定：

风电场 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, 1.2 \times \text{近五年 } i \text{ 月最大上网电量})$

光伏电站 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, 1.2 \times \text{近五年 } i \text{ 月最大上网电量})$

控制系数, $1.2 \times$ 近五年 i 月最大上网电量)

近两年新投新能源电站月度发电能力校核按下列原则确定:

风电场 i 月发电能力= $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times$ 系统控制系数, $\text{MAX}(\text{设计值 } i \text{ 月发电量}, 1.2 \times \text{并网以来 } i \text{ 月最大上网电量}))$;

光伏电站 i 月发电能力= $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times$ 系统控制系数, $\text{MAX}(\text{设计值 } i \text{ 月发电量}, 1.2 \times \text{并网以来 } i \text{ 月最大上网电量}))$ 。

其中, 风电场系统控制系数暂取 0.65, 光伏电站系统控制系数暂取 0.3。

3.燃煤机组发电能力

考虑主辅设备检修计划后, 燃煤机组的年度分月发电能力按下列原则确定:

燃煤机组发电能力= $\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times$ 系统控制系数。

系统控制系数暂为 0.95。

4.独立储能充放电能力

充电时: 各月充电能力= $\text{MAX}(\text{额定容量} \times \text{运行天数} \times 2, 1.2 \times \text{并网以来该月最大用电量})$ 。

放电时: 各月放电能力= $\text{MAX}(\text{额定容量} \times \text{运行天数} \times 2, 1.2 \times \text{并网以来该月最大上网电量})$ 。

附件 2-2

四川电力现货市场交易实施细则 (V4.0)

2025 年 12 月

目 录

1 总则	1
1.1 总述	1
1.2 适用范围	1
2 市场成员	1
2.1 经营主体	1
2.2 电网企业	2
2.3 市场运营机构	2
2.4 市场成员权利与义务	2
2.4.1 发电企业的权利义务	2
2.4.2 售电公司的权利义务	3
2.4.3 电力用户的权利义务	3
2.4.4 新型经营主体的权利义务	4
2.4.5 电网企业的权利义务	4
2.4.6 调度机构的权利义务	5
2.4.7 交易机构的权利义务	5
2.5 经营主体参与方式	6
3 市场衔接	8
3.1 中长期市场与省内现货市场衔接	8
3.1.1 省间中长期市场与省内现货市场衔接	8
3.1.2 省内中长期市场与省内现货市场衔接	8

3.2 省间现货市场与省内现货市场衔接	9
3.3 应急调度与省内现货市场衔接	9
3.4 辅助服务与现货市场衔接	10
3.4.1 西南区域辅助服务与现货市场衔接	10
3.4.2 省内辅助服务与现货市场衔接	10
3.5 需求侧市场化响应与现货市场衔接	11
4 市场关键要素	11
4.1 现货市场结构	11
4.2 水电耦合机制	12
4.3 水库优化运用	12
4.4 价格机制	12
5 经营主体性能参数	13
6 市场核定参数	13
7 日前现货市场交易	13
7.1 组织方式及时间	13
7.2 交易流程	14
7.3 事前信息发布	15
7.4 日前机组运行边界条件	15
7.4.1 机组运行状态约束	16
7.4.2 经营主体能力报送	16
7.4.3 机组最早可并网时间	17

7.4.4 新建机组发电安排	17
7.4.5 机组开/停机计划曲线	18
7.4.6 新能源短期功率预测	19
7.4.7 燃煤火电供应约束	19
7.4.8 水情信息	20
7.4.9 水电耦合约束	20
7.4.10 水库优化运用	20
7.4.11 有特殊运行要求的机组	20
7.4.12 非市场机组发电计划	21
7.5 日前电网运行边界条件	21
7.5.1 负荷预测	21
7.5.2 省间联络线计划	22
7.5.3 备用约束	22
7.5.4 输变电设备检修计划	22
7.5.5 输变电设备投产与退役计划	23
7.5.6 电网安全约束	23
7.6 生产运行数据报送	23
7.7 交易信息申报	23
7.7.1 燃煤火电	24
7.7.2 水电	25
7.7.3 新能源	26

7.7.4 独立储能	27
7.7.5 虚拟电厂	28
7.8 日前市场出清	30
7.8.1 日前市场出清机制	30
7.8.2 日前市场出清模型	31
7.8.3 特殊机组出清机制	32
7.9 日前市场安全校核	32
7.9.1 电力平衡校核	32
7.9.2 安全稳定校核	32
7.10 日前交易结果发布	33
7.11 日前调度计划调整	33
8 日内滚动优化	34
8.1 组织方式及时间	34
8.2 日内机组运行边界变化	35
8.2.1 机组运行状态	35
8.2.2 经营主体能力	35
8.2.3 机组预计并网/解列时间	35
8.2.4 机组开/停机计划曲线	35
8.2.5 新能源日内功率预测	36
8.2.6 燃煤火电供应	36
8.2.7 水电耦合	36

8.2.8 水库优化运用	36
8.2.9 有特殊运行要求的机组	36
8.2.10 非市场机组发电计划调整	36
8.3 日内电网运行边界变化	36
8.3.1 日内负荷预测	37
8.3.2 省间联络线计划调整	37
8.3.3 输变电设备检修变化	37
8.3.4 备用约束	37
8.3.5 输变电设备投产与退役计划变化	38
8.3.6 电网安全约束	38
9 实时现货市场交易	38
9.1 组织方式及时间	38
9.2 实时机组运行边界条件	39
9.2.1 机组运行状态变化	39
9.2.2 经营主体能力	39
9.2.3 机组预计并网/解列时间	39
9.2.4 机组开/停机计划曲线	39
9.2.5 新能源超短期功率预测	39
9.2.6 燃煤火电供应	40
9.2.7 水电耦合	40
9.2.8 水库优化运用	40

9.2.9 有特殊运行要求的机组	40
9.2.10 新型经营主体计划调整	40
9.2.11 非市场机组发电计划	40
9.2.12 厂用电率	41
9.3 实时电网运行边界条件	41
9.3.1 超短期负荷预测	41
9.3.2 省间联络线计划	41
9.3.3 备用约束	41
9.3.4 输变电设备检修	42
9.3.5 输变电设备投产与退役计划	42
9.3.6 电网安全约束	42
9.4 实时市场出清	42
9.4.1 实时市场出清机制	42
9.4.2 实时市场出清模型	42
9.4.3 特殊机组出清机制	42
9.4.4 新型经营主体出清机制	43
9.4.5 实时现货市场安全校核	44
9.5 实时交易结果发布	44
9.6 实时市场价格核验	44
9.7 实时运行调整	44
10 机组运行成本补偿机制	47

11 风险防控	47
12 免责条款	47
13 附则	49
附件 1 术语定义	50
附件 2 经营主体性能参数	52
附件 3 市场核定参数	58
附件 4 电网安全约束	62
附件 5 生产运行数据	65
附件 6 交易量价信息	69
附件 7 缺省申报参数及默认值	76
附件 8 日前安全约束机组组合（SCUC）模型	80
附件 9 日前安全约束经济调度（SCED）模型	91
附件 10 实时安全约束经济调度（SCED）模型	100

1 总则

1.1 总述

为规范四川电力现货市场有序运行,提升电力资源优化配置效率,通过市场交易形成反映成本与供需变化的电价信号,促进电力系统安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳,根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《电力市场运行基本规则》(国家发展改革委2024年第20号令)等文件,制定本细则。

1.2 适用范围

本细则适用于四川电力现货市场的运营。

2 市场成员

市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。

2.1 经营主体

经营主体包括各类型发电企业、电力用户、售电公司和新型经营主体。其中,发电企业暂为省调直调的水电、公用燃煤火电、集中式新能源(含配建储能,下同),参与省内中长期市场的网调直调机组;燃气、生物质电厂暂不参与;电网安全保供支撑电源暂不参与。电力用户包含直接从电力市场购电的用户和电网企

业代理购电用户。新型经营主体暂为分布式新能源、独立储能、虚拟电厂。

2.2 电网企业

电网企业指国网四川省电力公司以及其他为现货市场建设运营提供必要的网架支撑和关联服务的主体。

2.3 市场运营机构

市场运营机构包括四川电力调度控制中心(以下简称“调度机构”)和四川电力交易中心有限公司(以下简称“交易机构”)。

2.4 市场成员权利与义务

2.4.1 发电企业的权利义务

- (1) 满足国家和四川省有关准入条件。
- (2) 按规则参与交易，执行市场出清结果，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。
- (3) 公平获得输配电服务和电网接入服务。
- (4) 签订并网调度协议，服从调度机构统一管理，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。
- (5) 依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得相关信息，并承担保密义务。
- (6) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。
- (7) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.4.2 售电公司的权利义务

- (1) 满足国家和四川省有关准入条件。
- (2) 按规则参与交易，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。
- (3) 依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得相关信息，并承担保密义务。
- (4) 获得电网企业的电费结算服务。
- (5) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。
- (6) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.4.3 电力用户的权利义务

- (1) 满足国家和四川省有关准入条件。
- (2) 按规则参与交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。
- (3) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等，在规定时间内可对结算结果提出异议。
- (4) 依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得相关信息，并承担保密义务。
- (5) 服从调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等有关规定，提供承诺的需求响应服务。
- (6) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

(7) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.4.4 新型经营主体的权利义务

根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务。

2.4.5 电网企业的权利义务

(1) 保障输变电设备正常运行。

(2) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

(3) 建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从调度机构的统一调度。

(4) 依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

(5) 收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

(6) 保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

(7) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

(8) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.4.6 调度机构的权利义务

- (1) 组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。
- (2) 合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。
- (3) 按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。
- (4) 按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与交易机构进行数据交互，承担保密义务。
- (5) 配合国家能源局派出机构、省有关主管部门开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向国家能源局派出机构、省有关主管部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。
- (6) 法律法规规定的其他权利和义务。

2.4.7 交易机构的权利义务

- (1) 向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务，并将相关信息及时同步至调度机构。
- (2) 负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。
- (3) 提供电力交易结算依据及相关服务。
- (4) 建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

(5) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息, 承担保密义务; 提供信息发布平台, 为经营主体信息发布提供便利, 获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等; 制定信息披露标准格式, 及时开放数据接口。

(6) 监测和分析市场运行情况, 记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为, 向国家能源局派出机构、省有关主管部门及时报告并配合相关调查, 依法依规实施市场干预, 防控市场风险。

(7) 法律法规规定的其他权利和义务。

2.5 经营主体参与方式

发电侧经营主体以计划单元为单位参与现货市场的申报和出清。初期, 各类经营主体具体参与方式如下:

(1) 省调直调水电、公用燃煤火电、集中式新能源以“报量报价”的方式参与现货市场, 竞价光伏在枯水期(1~5月、11~12月)以“报量不报价”的方式参与现货市场, 丰水期(6~10月)以“报量报价”的方式参与现货市场。新能源场站和配建储能作为联合报价主体以“报量报价”的方式参与市场。

(2) 分布式新能源满足“可观、可测、可调、可控”条件的可以“报量报价”的方式参与现货市场; 暂不具备条件的以“不报量不报价”的方式参与现货市场, 接受现货市场价格。

(3) 电量全额在省内消纳的网调直调电厂以“报量报价”的方式参与现货市场；电量部分在省内消纳的网调直调电厂以“不报量不报价”的方式参与现货市场，送四川电力曲线由网调根据四川电力供需以及清洁能源消纳需求统筹制定，作为省内现货市场出清边界，现货电量接受实时现货市场价格。网调需统筹省内保供、国家跨区电量计划等因素，合理设置兼顾本省及跨区消纳的龙头水库的电力电量约束条件。

(4) 独立储能暂以“报量不报价”的方式参与现货市场，在日前申报充放电曲线，实时可申请调整，在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下纳入出清，接受现货市场价格。待条件具备后，逐步过渡到“报量报价”参与现货市场。

(5) 虚拟电厂暂以“报量不报价”的方式参与现货市场，在日前申报发用电曲线，实时可申请调整，在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下纳入出清，接受现货市场价格。待条件具备后，逐步过渡到“报量报价”参与现货市场。聚合资源汇集于同一 220 千伏电压等级母线下的虚拟电厂，以单一计划单元参与市场；聚合资源汇集于多个 220 千伏电压等级母线下的虚拟电厂，需根据汇集的 220 千伏电压等级母线拆分为多个计划单元参与市场。初期，虚拟电厂计划单元应按发电侧、用电侧资源分别聚合形成发电类虚拟电厂计划单元、负荷类虚拟电厂计划单元（计划单元与交易单元一致，下同），发电类虚拟电

厂计划单元参与现货市场需具备“可观、可测、可调、可控”条件。

电力用户、售电公司暂以“不报量不报价”的方式参与电力现货市场，接受现货市场价格。

3 市场衔接

3.1 中长期市场与省内现货市场衔接

3.1.1 省间中长期市场与省内现货市场衔接

省间中长期交易（包括国家指令性计划、政府协议和市场化省间交易）卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源。

省间中长期外购电量开展省内挂牌交易，发电企业、售电公司、电力批发用户可参与摘牌。

3.1.2 省内中长期市场与省内现货市场衔接

经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合约曲线或曲线形成方式，明确分时电量、分时价格等关键要素。

3.1.2.1 水电优先电量分解原则

水电优先电量纳入中长期合约范畴，按照居民农业典型曲线分解，分解原则如下：

(1) 年度交易开市前，电网企业提供次年逐月按工作日、双休日、法定节假日分类的分时居农负荷典型曲线及相应电量比例系数。

(2) 年度交易开市前，调度机构依据上述居农负荷典型曲

线及相应电量比例系数，结合省级能源主管部门下发的月度优先电量，按结算时段分解形成各计划单元逐日优先电量分解曲线，并提供给交易机构。

3.1.2.2 留存电量、保障性小水电电量分解原则

年度交易开市前，留存电量、保障性小水电电量由电网企业按分月工商业用户负荷典型曲线分解。

3.1.2.3 部分电厂地方协议衔接机制

与地方供电公司有协议补偿电量的水电，由电网企业按月将协议补偿曲线推送至交易机构，作为中长期结算依据。

3.2 省间现货市场与省内现货市场衔接

省间现货市场交易结果纳入联络线关口管理，省内现货市场连续运行期间，不再对经营主体的省间现货申报数据进行受限断面约束校核。省间现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源。

3.3 应急调度与省内现货市场衔接

上级调度机构实施应急调度的结果纳入联络线关口管理。应急调度送出作为送端关口负荷增量，应急调度购入作为受端关口电源，应急调度送受电量纳入省内现货市场统一出清。

应急调度送出电量在参与省内现货市场的省调直调水电、公用燃煤火电、集中式新能源、独立储能、电量全额在省内消纳的网调直调电厂间，按应急调度实施时段的上网电量（不含调试电

量)比例进行事后分配。应急调度送出电量有明确应急调度控制区的,在该控制区内的相关机组间分配;未明确应急调度控制区的,在全网范围内的相关机组间分配。

3.4 辅助服务与现货市场衔接

3.4.1 西南区域辅助服务与现货市场衔接

西南区域辅助服务市场在省间现货市场出清后开展,根据市场出清结果调整联络线关口计划。

3.4.2 省内辅助服务与现货市场衔接

省内调频、备用辅助服务在日前机组组合正式出清后按顺序开展。现阶段,调频、备用辅助服务市场与省内现货市场分别优化、独立出清,提供辅助服务过程中产生的电量,按照现货市场规则结算。条件具备时,开展调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。

机组中标调频、备用后,按市场出清结果依次预留调频上下调节容量、备用容量,剩余发电容量参与现货市场。

初期,独立储能、虚拟电厂在运行日分时段选择参与现货、调频和备用市场之一,由经营主体在竞价日市场申报环节予以明确。独立储能未选择参与现货市场时,默认对应时段充放电计划为0。

现货市场运行期间,省内调峰辅助服务市场及“两个细则”市场化机组调峰补偿不再运行。

3.5 需求侧市场化响应与现货市场衔接

现阶段，响应需求在系统负荷预测中体现，按照考虑市场化需求响应后的负荷预测曲线开展现货市场出清计算。

4 市场关键要素

4.1 现货市场结构

现货市场采用“多电源参与、全电量优化、全水期运行”模式。根据四川水电高占比、水情变化大的资源特性，充分考虑保安全、保供应、促消纳需求，构建“日前出清不结算、日内滚动优化、实时出清结算”的电力现货市场组织架构。

(1) 日前市场阶段。基于经营主体申报信息、预测信息及约束信息等市场边界，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合 (SCUC)、安全约束经济调度 (SCED) 算法进行集中优化计算，出清得到运行日机组组合、发电出力曲线。日前市场出清结果作为次日发电运行安排参考，不用于市场结算。

(2) 日内滚动优化阶段。根据市场边界变化情况，对运行日剩余时段的水库运用、机组组合等进行滚动优化，为实时市场出清提供参考。

(3) 实时市场阶段。基于实时最新边界情况，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度 (SCED) 算法进行集中优化计算，滚动出清实时市场发电出力曲线以及分时电价，用于实时生产运行及市场结算。

4.2 水电耦合机制

当梯级流域来水不够充分时，在市场出清计算中引入水电耦合优化机制。该机制通过考虑流域拓扑、梯级上下游水力联系、水-电转换关系等约束，实现流域内梯级电站群的协同优化匹配，以增强梯级上下游电站出清结果的适配性和可执行性。

目前阶段，同一流域上下游之间水力联系紧密、水电耦合参数相对准确的水电机组纳入水电耦合优化，根据实际情况确定纳入水电耦合优化的范围并向相关经营主体下发。

实时阶段，在保障电网运行安全的情况下，考虑水电机组可相对准确评估自身发电能力，原则上按照其申报发电能力参与出清。水电机组也可根据自身情况按日选择是否参与水电耦合优化，经调度机构审核通过后执行。选择是否参与水电耦合优化，纳入生产运行数据报送范畴（详见 7.6 节，下同）。

4.3 水库优化运用

调度机构统筹考虑电源电网检修安排、长周期电力有序供应和清洁能源消纳，优化水库运用，根据水库水位变化趋势，要提出相关电厂日电量约束，向相关电厂下发，并在出清模型中予以体现。

4.4 价格机制

现货市场出清形成每 15 分钟的系统电价，采用系统电价进行结算。系统电价为在满足所有运行安全约束最优化调度的情况

下，在发电侧基于发电机组出力占系统总发电比例增加单位负荷需求时所需要增加的能量成本。

5 经营主体性能参数

指经营主体在运行过程中相对稳定、体现自身技术性能的相关参数。所有经营主体按相关要求提前向调度机构提供准确的性能参数。性能参数需经调度机构审核或由经营主体确认无异议。如需变更，需按相关要求进行更改。经营主体性能参数详见附件2。

6 市场核定参数

市场核定参数包括市场价格参数和生产运行参数，市场价格参数包括电能量申报价格上下限、电能量出清价格上下限、启动费用上限等，生产运行参数包括存煤可用天数、启动状态认定等，作为经营主体申报、出清以及结算等环节的依据。市场核定参数详见附件3，市场价格参数、生产运行参数分别由省级价格主管部门、省级电力运行主管部门根据市场运行情况动态调整公布。

7 日前现货市场交易

7.1 组织方式及时间

日前现货市场采用全电量竞价、集中优化出清的方式开展。基于经营主体申报信息，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、非市场机组发电计划、水电耦合、水库优化、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利

最大化为优化目标，采用 SCUC、SCED 算法进行集中优化计算，形成日前出清结果。

日前现货市场交易按日组织，竞价日组织运行日 96 个时段（00:15～24:00，每 15 分钟为一个时段）的日前现货交易。

竞价日内由经营主体进行交易信息申报，通过日前现货市场出清形成运行日 96 点的交易结果。

7.2 交易流程

日前现货交易按照以下流程组织开展：

（1）竞价日前 1 日，经营主体可通过电力交易平台查询 D 日的中长期合约曲线，包括优先电量、留存电量、省内中长期市场化交易、已发布成交结果的省间中长期等。

（2）竞价日前 1 日，电力交易机构将发电侧经营主体 D 日中长期合约曲线，包括优先电量、留存电量、省内中长期市场化交易、已发布成交结果的省间中长期等曲线推送至调度机构。

（3）竞价日前 1 日，国调中心、西南网调下发联络线及其直调机组 D 日 96 点预计划。

（4）竞价日 9:00 前，市场运营机构开展运行日事前信息发布。

（5）竞价日 9:45 前，经营主体完成省内日前现货市场申报。

（6）竞价日 11:00 前，市场运营机构完成日前发电计划预出清并发布。

(7) 竞价日 11:00~14:30, 依次开展日前省间现货市场、西南区域辅助服务市场。上级调度机构根据市场出清结果和日前应急调度结果(如有), 正式下发跨省跨区联络线日前计划。

(8) 竞价日 22:00 前, 依次开展 SCUC、调频、备用辅助服务市场出清和 SCED, 并披露出清结果, 形成日前发电计划并下发。

若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟, 则相应顺延。

7.3 事前信息发布

市场运营机构通过电力交易平台, 按照《电力市场信息披露基本规则》及《四川电力中长期及现货市场信息披露管理办法》等相关要求, 向相关经营主体发布运行日的边界条件信息。主要包括但不限于:

- (1) 发输变电设备检修计划;
- (2) 系统负荷预测;
- (3) 省间联络线输电曲线预测;
- (4) 电力电量平衡预测;
- (5) 必开必停机组名单及总容量等。

7.4 日前机组运行边界条件

日前机组运行边界条件包括机组运行状态、机组发电能力、新能源短期功率预测、水情信息等, 发电企业须及时通过调度机

构相关技术支持系统进行报送，报送时间详见附件 5，经调度机构审核确认后生效并用于日前现货市场出清。

7.4.1 机组运行状态约束

竞价日 9:45 前，各经营主体应就调度机构发布的运行日计划单元的 96 点工况信息进行反馈，经调度机构确认后纳入日前出清，逾时未反馈则默认采用调度机构发布的工况信息。纳入生产运行数据报送范畴。

机组状态分为可用、不可用、特殊可用状态三类。

(1) 可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。

(2) 不可用状态：包括机组检修及机组不满足发电调度管理并网要求等其他情况。

(3) 特殊可用状态：包括因孤网运行、自然灾害等不可抗力，不具备参与现货市场优化条件，但具备一定的发电能力且有必要发电的状态。

发电企业对机组状态真实性负责。机组状态处于可用状态的机组，相应时段内按照本细则要求参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前现货市场出清；处于特殊可用状态的机组，相应时段内按运行需求发电，接受现货价格。

7.4.2 经营主体能力报送

竞价日 9:45 前，参与市场的计划单元应根据自身实际工况报送运行日的发电能力上下限（负荷类虚拟电厂需报送运行日的用电负荷上下限），纳入日前现货市场出清。水电需额外报送三小时顶峰能力，作为市场化机组可提供出力参考。纳入生产运行数据报送范畴，若未报送以缺省值进行处理（详见附件 5，下同）。调度机构应对电厂报送的发电能力进行审核，针对不符合运行需求的情况（包括但不限于虚报能力、物理持留等）进行调整，以保障电网安全和全天各时段的电力电量有序供应。

7.4.3 机组最早可并网时间

竞价日 9:45 前，若机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机条件，需报送运行日最早可并网时间，经调度机构审核后纳入日前现货市场出清。纳入生产运行数据报送范畴。若未报送则按缺省值进行处理。

7.4.4 新建机组发电安排

（1）未完成电源并网试运行的新建机组

在保障电网安全、电力供应、清洁能源消纳的前提下，按照调试及试运行需求安排发电，作为现货市场出清边界。

（2）完成电源并网试运行的新建机组

1) 完成市场注册的新建机组

当日（D）完成电源并网试运行之后，若具备连续运行的条件，在结束电源并网试运行后至未出清的下一个小时整点之间，

调度机构在保障电网安全、电力供应、清洁能源消纳的前提下原则上按如下方式安排发电，作为市场出清的边界，接受现货价格。其中，燃煤火电在清洁能源消纳困难时期按最小稳定出力调用（若有弃电风险可安排停机备用）、其余时段按需发电，径流式水电、新能源电站在清洁能源消纳困难时段不安排发电、其余时段按不弃电原则安排发电，水电站按水库优化调度原则安排发电，独立储能不安排调用。

相关经营主体从结束电源并网试运行后未出清的下一个小时整点开始参与出清，可在结束电源并网试运行前提前在相关技术支持系统申报量价信息、发电能力等参数，如未申报，采用缺省申报参数参与实时出清。若预计当日（D）可完成电源并网试运行，且具备连续运行的条件，可在当日（D）参与次日（D+1）的日前申报；若未及时申报，按缺省申报参数参与次日（D+1）的日前出清。次日（D+1）可正常参与（D+2）日的日前申报。

2) 未完成市场注册的新建机组

完成电源并网试运行后，调度机构在保障电网安全、电力供应、清洁能源消纳的前提下原则上按 1) 中的方式安排发电计划。

7.4.5 机组开/停机计划曲线

正常情况下按照典型曲线执行，如遇特殊情况，发电企业需在竞价日 9:45 前申请调整，调度机构审核后纳入出清。纳入生产运行数据报送范畴。

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定出力期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化，接受现货市场价格。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化，接受现货市场价格。

7.4.6 新能源短期功率预测

竞价日 8:45 前，各风电、光伏新能源场站报送运行日 96 点短期功率预测曲线。纳入生产运行数据报送范畴。若未按时报送，以最近一次报送的运行日预测数据替代。

7.4.7 燃煤火电供应约束

7.4.7.1 燃煤火电电量约束

为保障电力有序供应和清洁能源消纳需要，可根据电力电量平衡需求、一次能源供应等情况，设置燃煤火电发电量上下限约束条件。

7.4.7.2 一次能源供应约束

燃煤电厂应结合供需形势和供热等发电需求，提前足量落实燃料组织，每日向调度机构报送供煤、耗煤、存煤等数据。纳入生产运行数据报送范畴。若燃煤电厂存煤可用天数低于阈值 α ，相关电厂各台机组均视为存在一次能源供应约束，按照电能量申报价格上限作为报价参与现货市场优化出清，但不参与市场定

价。

7.4.8 水情信息

水情信息包括次日平均发电耗水率、次日 96 点区间来水预测等，竞价日 9:45 前，水电站向调度机构提供水情信息，经审核后纳入出清。纳入生产运行数据报送范畴。

7.4.9 水电耦合约束

水电耦合约束综合考虑流域水电水力联系及上下游时滞、水量平衡、流量平衡、水电站水位库容关系、水-电转换关系和出力、水位、流量上下限等，在出清模型中予以体现。

7.4.10 水库优化运用

调度机构统筹考虑电源电网检修安排、长周期电力有序供应和清洁能源消纳，优化水库运用，根据水库水位变化趋势，要提出相关电厂日电量约束，向相关电厂下发，并在出清模型中予以体现。

7.4.11 有特殊运行要求的机组

机组的特殊运行要求包括调试要求、固定出力、出力上下限和水位控制等要求。其中，机组因保障安全、水电综合用水、火电环保要求等原因，在运行日存在上述特殊运行要求，需在竞价日 9:45 前向调度机构报送相关需求，经审核后纳入出清。纳入生产运行数据报送范畴。因电网运行需要，调度机构可提出相关机组特殊运行要求，并在出清模型中予以体现。

有特定出力要求的机组在相应时段接受现货市场价格，其他时段按照报价信息参与日前现货市场出清。

7.4.12 非市场机组发电计划

竞价日 8:30 前，非市场机组向调度机构报送运行日 96 点发电计划，纳入生产运行数据报送范畴。调度机构据此编制其发电计划，各类非市场机组发电计划的制定原则如下：

（1）燃气机组：综合考虑电网安全、电力供应、清洁能源消纳和燃气供应等情况，编制日前发电计划。

（2）生物质电站：根据生物质电站的运行需求等情况，在满足电力平衡和系统安全的基础上，编制日前发电计划。

（3）其他非市场化机组：在保障电网安全、电力供应和促进清洁能源消纳的前提下，编制日前发电计划。

7.5 日前电网运行边界条件

日前电网运行边界条件包括负荷预测、省间联络线计划、输变电设备检修计划、电网安全约束等，由调度机构确定并用于日前现货市场出清。

7.5.1 负荷预测

负荷预测包括系统负荷预测、母线负荷预测。

（1）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。调度机构负责开展运行日全省的系统负荷预

测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（2）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日每 15 分钟的 220kV 母线负荷需求，每天共计 96 个点。调度机构负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方小电厂出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如母线负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，以各母线负荷预测值为比例进行分摊。

7.5.2 省间联络线计划

调度机构根据省间联络线预计划以及正式计划，分别开展省内日前现货市场的预出清以及正式出清。其中，省间联络线预计划曲线作为省内日前现货市场预出清的边界条件；省间联络线正式计划作为日前现货市场正式出清的边界条件。

7.5.3 备用约束

调度机构根据系统运行需要，结合西南网调备用相关要求，制定电网运行正备用、负备用要求。日前现货市场出清结果需满足运行日的备用要求。

7.5.4 输变电设备检修计划

调度机构基于月度、周度输变电设备检修计划以及临时检修

计划，结合电网实际运行情况，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

7.5.5 输变电设备投产与退役计划

调度机构基于输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行情况，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

7.5.6 电网安全约束

调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率和断面极限功率、发电机组（群）开停机约束、发电机组（群）出力上下限约束、发电机组（群）发电量上下限约束等。详见附件 4。

7.6 生产运行数据报送

经营主体应按规定时间在调度机构相关技术支持系统中提前报送生产运行数据，具体内容详见附件 5。原则上报送截止时间后不允许修改。

7.7 交易信息申报

交易信息包括电能量报价、启动费用、最小可调出力费用等，在电力交易平台进行申报。详见附件 6。

相关经营主体均须在规定时间前完成日前现货市场交易申报。经营主体的申报信息、数据应满足基本规范要求。燃煤火电电能量报价段终点为其额定容量对应的最大上网电力。报量报价

参与时，独立储能电能量报阶段起点/终点为其额定充（放）电功率对应的最大下（上）网电力；报量不报价参与时，独立储能申报的充（放）电曲线最大值为其额定充（放）电功率对应的最大下（上）网电力。由现货技术支持系统及电力交易平台根据要求自动进行初审，初审不通过将不允许提交。

若已完成市场注册的经营主体未按时在日前市场进行申报，则采用缺省申报参数进行出清。若未及时提供缺省申报参数，则按照缺省申报默认值处理，缺省申报默认值详见附件 7。

原则上，已完成市场注册的经营主体缺省申报参数在首次并网前 5 天向交易机构提供。原则上缺省申报参数允许每周一更改一次，特殊情况下可由经营主体申请临时变更。

7.7.1 燃煤火电

（1）启动费用，单位为万元/次。

启动费用包括冷态、温态、热态启动费用，代表机组从不同状态启动时所需要的费用，三者之间的大小关系为冷态启动费用 $>$ 温态启动费用 $>$ 热态启动费用。申报的冷态、温态、热态启动费用不能超过核定的启动费用上限。机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的停机时间和预计并网时间信息进行认定，冷态（停机时间 $> K_1$ ），温态（ $K_2 \leq \text{停机时间} \leq K_1$ ），热态（停机时间 $< K_2$ ）。

（2）最小可调出力费用，单位为元/小时。

表示机组维持最小可调出力运行需要消耗的燃料费用。申报的最小可调出力费用不能超过核定的最小可调出力费用上限。

(3) 电能量报价, 单位为元/兆瓦时。

电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格, 可申报 $N_1 \sim N_2$ 段, 计划单元从 0 开始申报, 每段需申报出力区间起点(兆瓦)、出力区间终点(兆瓦)以及该区间报价(元/兆瓦时)。每一个报价段的起始出力点须等于上一个报价段的出力终点, 两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价, 报价曲线须随出力增加单调递增。其中, 第一个报价段出力起点为 0, 出力终点为机组最小可调出力(若无最小可调出力则为最小稳定出力, 下同), 对应报价默认为电能量申报价格下限。第二个报价段出力长度范围为[(最大上网电力 - 最小可调出力) \times 报价分段容量系数 A_1 , (最大上网电力 - 最小可调出力) \times 报价分段容量系数 A_2], 与第一段报价价差须大于等于报价分段价差系数 β_0 。后续报价段出力长度范围与第二段相同, 相邻两段价差范围为[报价分段价差系数 β_1 , 报价分段价差系数 β_2], 最后一个报价段出力终点为机组的最大上网电力。电力的最小单位是 0.01 兆瓦, 电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过核定的电能量申报价格的上下限范围。

7.7.2 水电

水电可视情况选择以下两种方式之一参与申报:

方式一：径流式水电以及经调度机构认定或审核存在消纳压力的水电站可选择全容量报价为申报价格下限 P_{r1} 。

当连续三日日弃电量（扣除受限断面弃电量，下同）超 1000 万千瓦时或单日弃电量超 3000 万千瓦时时，不可选择此方式，直至连续三日日弃电量低于 500 万千瓦时且未触发价格持续偏低的市场价格异常风险处置机制时为止。申报方式的切换在明确弃电数据后的次日组织日前市场时进行。

方式二：申报 $N_1 \sim N_2$ 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。第一个报价段出力起点为 0，最后一个报价段出力终点为机组的额定有功功率。每一个报价段的起始出力点须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线须随出力增加单调递增。单段出力长度范围为[额定有功功率 \times 报价分段容量系数 A_1 ，额定有功功率 \times 报价分段容量系数 A_2]，相邻两段价差范围为[报价分段价差系数 β_1 ，报价分段价差系数 β_2]，电力的最小单位是 0.01 兆瓦，电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过核定的电能量申报价格的上下限范围。

7.7.3 新能源

新能源可选择以下两种方式之一参与申报：

方式一：全容量报价为申报价格下限 P_{r1} 。

方式二：申报 $N_1 \sim N_2$ 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线须随出力增加单调递增。单段出力长度范围为[额定有功功率 \times 报价分段容量系数 A_1 ，额定有功功率 \times 报价分段容量系数 A_2]，相邻两段价差范围为[报价分段价差系数 β_1 ，报价分段价差系数 β_2]，电力的最小单位是 0.01 兆瓦，电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过核定的电能量申报价格的上下限范围。

7.7.4 独立储能

（1）市场分时段参与意愿

独立储能应申报运行日分时段参与现货、调频、备用市场的意愿，同一时段仅可参与三个市场之一。

（2）根据现货参与方式确定其他申报信息。

1) 报量不报价参与

独立储能申报参与现货市场对应时段的充放电曲线，在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下，纳入日前出清。

2) 报量报价参与

1. 电能量报价，单位为元/兆瓦时。

独立储能申报电能量报价曲线时，充电功率以负值表示，放电功率以正值表示，充电和放电工况分别可申报 $N_1 \sim N_2$ 段，报价曲线须随出力增加单调递增。第一段出力区间起点为最大下网电力，最后一段出力区间终点为最大上网电力，每段报价的出力区间起点须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。充电工况的单段出力长度范围为[最大下网电力×报价分段容量系数 A_1 ，最大下网电力×报价分段容量系数 A_2]，放电工况的单段出力长度范围为[最大上网电力×报价分段容量系数 A_1 ，最大上网电力×报价分段容量系数 A_2]，同一工况内相邻两段价差范围为[报价分段价差系数 β_1 ，报价分段价差系数 β_2]，且出力区间不得跨越充电、放电工况，放电工况首段报价须大于充电工况末段报价。电力的最小单位是 0.01 兆瓦，电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过规定的电能量申报价格上下限范围。

2. 运行日结束时刻期望达到的荷电状态。

独立储能应申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态，原则上作为现货市场出清的边界条件以及次日初始荷电状态，可根据运行日实际运行情况调整。若不申报，日末荷电状态由现货市场出清确定。

7.7.5 虚拟电厂

(1) 市场分时段参与意愿

虚拟电厂应申报运行日分时段参与现货、调频、备用市场的意愿，同一时段仅可参与三个市场之一。

（2）根据现货参与方式确定其他申报信息。

1) 报量不报价参与

发电类虚拟电厂计划单元、负荷类虚拟电厂计划单元分别申报参与现货市场对应时段的发、用电曲线。

2) 报量报价参与

发电类虚拟电厂计划单元、负荷类虚拟电厂计划单元分别申报电能量报价曲线，单位为元/兆瓦时。

发电类虚拟电厂计划单元在申报发电报价曲线时，可申报 $N_1 \sim N_2$ 段，报价曲线须随出力增加单调递增。第一段出力区间起点为发电出力下限，最后一段出力区间终点为发电出力上限。每段报价的出力区间起点须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的单段出力长度范围为 $[(\text{发电出力上限}-\text{发电出力下限}) \times \text{报价分段容量系数 } A_1, (\text{发电出力上限}-\text{发电出力下限}) \times \text{报价分段容量系数 } A_2]$ ，相邻两段价差范围为 $[\text{报价分段价差系数 } \beta_1, \text{报价分段价差系数 } \beta_2]$ 。电力的最小单位是 0.01 兆瓦，电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过规定的电能量申报价格上下限范围。

负荷类虚拟电厂计划单元在申报用电报价曲线时，用电负荷

以负值表示，可申报 $N_1 \sim N_2$ 段，报价曲线须随出力增加（即负荷减少）单调递增。第一段出力区间起点为用电负荷上限（负值表示），最后一段出力区间终点为用电负荷下限（负值表示）。每段报价的出力区间起点须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的单段出力长度范围为 $[|用电负荷上限-用电负荷下限| \times \text{报价分段容量系数 } A_1, |用电负荷上限-用电负荷下限| \times \text{报价分段容量系数 } A_2]$ ，相邻两段价差范围为 $[\text{报价分段价差系数 } \beta_1, \text{报价分段价差系数 } \beta_2]$ 。电力的最小单位是 0.01 兆瓦，电价的最小单位是 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过规定的电能量申报价格上下限范围。

7.8 日前市场出清

7.8.1 日前市场出清机制

基于经营主体申报信息、预测信息及约束信息等市场边界，以社会福利最大化为优化目标，采用 SCUC、SCED 算法进行集中优化计算，出清得到运行日机组组合、发电出力曲线。

经营主体分时外送交易电力（不含应急调度）以申报价格下限叠加至原有申报量价曲线后参与出清（其中燃煤火电的分时外送交易电力需扣除最小可调出力，若为负置零），发电能力保持不变。其中，经营主体省间现货外送以省间现货成交结果为准；中长期外送以上级调度机构下发联络线计划为依据，将对应成分

总曲线按交易机构竞价日前 1 日提供的该成分各电厂分时段成交电量（含转让）比例分解至各电厂。

考虑水电能力申报的不确定性，可对水电发电能力进行评估，将评估结果纳入机组组合统筹考虑，确保结果满足电网运行需要。当燃煤火电申报的启动费用、最小可调出力费用和电能量报价全相同时，根据最近一次停机（并网）时长由长到短排序形成开机（停机）序列。为促进清洁能源消纳，当所有达到最小连续开机时间的机组均已停备，仍存在清洁能源弃电风险时，在满足电网安全、电力供应的前提下，安排不满足最小连续开机时间的机组停运，原则上可按照燃煤机组并网时长由长到短的顺序安排停运，直至满足电网需求。

为避免具有市场力的经营主体操纵现货市场价格，日前市场出清后开展市场力监测，未通过市场力监测的经营主体采用市场力缓解措施进行报价替换（包括以缺省申报参数参与出清的所有经营主体），基于替换后的报价重新开展日前出清。未被替换的报价及替换后的报价均封存并用于运行日出清。

现货市场出清计算时，在满足安全约束条件的基础上，当燃煤火电和清洁能源报价相同时，清洁能源优先出清；当同类电源报价相同时，根据所处报价段容量占比计算出清电量。

7.8.2 日前市场出清模型

日前出清采用的 SCUC、SCED 详见附件 8、9。

7.8.3 特殊机组出清机制

7.8.3.1 必开机组

必开机组在必开时段内的状态应为开机，不参与机组组合优化。必开出力为调度机构指定的必开机组的出力，若调度机构未指定必开机组的必开出力，则必开出力为该必开机组的最小可调出力。

某交易时段中，若必开机组仅中标必开出力，该时段内该必开机组不参与市场定价；若必开机组的必开出力之上的发电能力中标，该时段内该必开机组可参与市场定价。

7.8.3.2 最小连续开机时间内的机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

7.9 日前市场安全校核

7.9.1 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束、是否存在电力供应风险或调峰安全风险等情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，可以采取调整运行边界、增加相关约束等手段、必要时采取负荷侧管理措施等，实现电力平衡，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.9.2 安全稳定校核

日前市场出清结果生成后，调度机构对出清结果进行安全校核计算，若存在安全约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调整运行边界、增加相关约束以及调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.10 日前交易结果发布

调度机构通过电力交易平台，按照有关规则发布运行日的省内日前现货市场交易出清结果（包含机组组合及出力曲线）。

7.11 日前调度计划调整

日前现货市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算。原则上，日前现货市场发电侧出清结果为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，调度机构可根据电网运行的最新边界条件，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整或重新出清市场，同时向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电计划下发表至各发电企业。仅调整发电计划时，日前市场出清形成的价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

- (2) 发机组非计划停运（含出力受限）情况；
- (3) 发电机组检修计划延期或调整；
- (4) 外送电因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；
- (5) 新能源出力较预测发生较大变化；
- (6) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；
- (7) 电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素，导致运行日计划检修无法开展；
- (8) 政府临时下达的保电或环保要求等。

竞价日 22:00 前，若仍未出清日前市场结果，视为日前市场出清失败，则由运营机构编制下发发电计划，作为运行日发电安排参考。

8 日内滚动优化

8.1 组织方式及时间

日内滚动优化根据运行日电网实际情况开展。若市场运行边界条件发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，调度机构综合考虑日内系统负荷预测、日内母线负荷预测、最新省间联络线计划、非市场机组发电计划、水电耦合、水库优化运用等因素，对机组组合、运行日剩余时段的发电调度计划进行滚动优化，作为实时市场出清的参考。日内

滚动调度计划不出清价格，不进行结算。

8.2 日内机组运行边界变化

当发电机组的日内运行边界与日前市场相比发生较大变化时，发电企业须及时通过调度机构相关技术支持系统进行报送，报送时间详见附件 5，经调度机构审核确认后生效并纳入日内滚动优化。

8.2.1 机组运行状态

当机组因计划、临时检修、陪停等原因发生机组状态变化时，调度机构根据机组最新情况确定其运行日剩余时段内的状态信息，以修正后的参数纳入日内滚动优化。

8.2.2 经营主体能力

参与市场的计划单元应根据自身实际工况及时更新运行日剩余时段的发电能力上下限、用电能力上下限，经审核或调整后作为日内滚动优化的边界。水电及时更新三小时顶峰能力，作为日内市场化机组可提供出力参考。

8.2.3 机组预计并网/解列时间

机组报送最新预计并网/解列时间，经审核通过后纳入日内滚动优化。

8.2.4 机组开/停机计划曲线

正常情况下按照日前明确的开/停机曲线执行，特殊情况可由发电企业申请，经审核通过后纳入日内滚动优化。

8.2.5 新能源日内功率预测

新能源场站基于最新的运行和气象数据，对运行日 96 点功率预测数据进行滚动更新。

8.2.6 燃煤火电供应

调度机构根据电网实际运行情况、燃煤火电供应等信息，在日内更新燃煤火电供应约束。

8.2.7 水电耦合

水电根据实际水位及日内来水预测等最新水情信息，在日内更新水电耦合参数。

8.2.8 水库优化运用

调度机构根据电网实际运行情况、水库实际水位及日内来水预测等信息，在日内更新水库优化运用要求。

8.2.9 有特殊运行要求的机组

在日前特殊运行要求基础上，相关经营主体可根据机组运行需求变化等情况，在日内更新相关机组运行安排，经审核通过后纳入日内滚动优化。当电网运行需要发生变化时，调度机构可在日内更新相关机组运行安排。

8.2.10 非市场机组发电计划调整

当电网日内运行边界条件发生变化时，调度机构可根据电网运行需求调整非市场机组发电出力。

8.3 日内电网运行边界变化

当电网的日内运行边界与日前市场相比发生较大变化时，调度机构应及时进行更改，并将日内电网最新边界情况纳入日内滚动优化。

8.3.1 日内负荷预测

(1) 日内系统负荷预测

日内系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的全网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内系统负荷预测结果进行调整。

(2) 日内母线负荷预测

日内母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的 220kV 母线负荷需求。调度机构根据实际情况对日内母线负荷预测结果进行调整。

8.3.2 省间联络线计划调整

调度机构根据最新发布的运行日省间联络线计划，对运行日省间联络线计划进行修改。

8.3.3 输变电设备检修变化

调度机构基于日内输变电设备实际检修/恢复的最新情况，调整电网运行边界并纳入日内滚动优化。

8.3.4 备用约束

日内电网运行备用原则上与日前电网运行备用要求一致，可根据电网实际情况进行调整。

8.3.5 输变电设备投产与退役计划变化

调度机构基于日内输变电设备投产与退役的最新情况，调整电网运行边界并纳入日内滚动优化。

8.3.6 电网安全约束

日内电网安全约束原则上与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新。

9 实时现货市场交易

9.1 组织方式及时间

运行日，经营主体结合实时现货市场滚动出清结果和富余发电能力，通过电力交易平台参与日内省间现货市场和西南区域辅助服务市场。电网企业依据电力电量平衡情况通过电力交易平台参与日内省间现货市场。上级调度机构根据日内市场出清结果和应急调度情况调整跨省跨区联络线日内计划。

实时市场中，综合考虑超短期负荷预测、超短期母线负荷预测、最新省间联络线计划、非市场机组发电计划、水电耦合、水库优化、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日分时发电出力曲线以及分时电价。

市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时现货市场

交易，滚动出清未来M小时的实时市场交易结果。

9.2 实时机组运行边界条件

当发电机组的实时运行边界与日前市场相比发生较大变化时，发电企业须及时通过调度机构相关技术支持系统进行报送，报送时间详见附件5，经调度机构审核确认后生效并纳入实时现货市场出清。

9.2.1 机组运行状态变化

实时机组运行状态与日内机组运行状态处理方式一致。

9.2.2 经营主体能力

实时经营主体能力与日内经营主体能力处理方式一致。

9.2.3 机组预计并网/解列时间

实时发电机组预计并网/解列时间与日内发电机组预计并网/解列时间处理方式一致。

9.2.4 机组开/停机计划曲线

实时发电机组开/停机计划与日内发电机组开/停机计划处理方式一致。处于开/停机过程中的机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场中处于开/停机过程中的机组出清机制一致。

9.2.5 新能源超短期功率预测

新能源基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时的超短期功

率预测曲线，参与实时市场出清计算。

9.2.6 燃煤火电供应

实时燃煤火电供应与日内燃煤火电供应处理方式一致。在日前现货市场中存在能源供应约束的发电机组，在实时现货市场中同样视为存在能源供应约束，出清机制与日前现货市场一致。

9.2.7 水电耦合

实时水电耦合与日内水电耦合处理方式一致。

9.2.8 水库优化运用

实时水库优化运用与日内水库优化运用处理方式一致。存在水库优化运用约束的机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

9.2.9 有特殊运行要求的机组

实时有特殊运行要求的机组与日内有特殊运行要求的机组处理方式一致，出清机制与日前现货市场相同。

9.2.10 新型经营主体计划调整

报量不报价参与时，独立储能、虚拟电厂根据最新运行情况，按需申报调整后的充放电、发用电曲线，在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下纳入实时出清。纳入生产运行数据报送范畴。

9.2.11 非市场机组发电计划

实时非市场机组发电计划与日内非市场机组发电计划处理

方式一致。

9.2.12 厂用电率

燃煤火电、独立储能根据最新运行情况，滚动报送运行日剩余时段的厂用电率，若未报送则取默认厂用电率。纳入生产运行数据报送范畴。

9.3 实时电网运行边界条件

当电网的实时运行边界与日前市场相比发生较大变化时，调度机构应及时进行更改，并将实时电网最新边界情况纳入实时现货市场出清。

9.3.1 超短期负荷预测

(1) 超短期系统负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时的全网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对超短期系统负荷预测结果进行调整。

(2) 超短期母线负荷预测

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时的 220kV 母线负荷需求。调度机构根据实际情况对超短期母线负荷预测结果进行调整。

9.3.2 省间联络线计划

实时省间联络线计划与日内省间联络线计划处理方式一致。

9.3.3 备用约束

实时备用约束与日内备用约束处理方式一致。

9.3.4 输变电设备检修

调度机构基于实时输变电设备检修最新情况，调整电网运行边界并纳入实时市场出清。

9.3.5 输变电设备投产与退役计划

调度机构基于实时输变电设备投产与退役的最新情况，调整电网运行边界并纳入实时市场出清。

9.3.6 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与日内电网安全约束保持一致。如果其他边界条件发生变化或电网保供、恶劣天气期间等，经调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新。

9.4 实时市场出清

9.4.1 实时市场出清机制

基于经营主体申报信息以及最新边界条件，以社会福利最大化为优化目标，采用 SCED 算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时分时电价。

9.4.2 实时市场出清模型

实时出清采用的 SCED 详见附件 10。

9.4.3 特殊机组出清机制

9.4.3.1 必开机组

在日前现货市场中指定为必开机组，原则上在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场中必开机组的出清机制一致。

9.4.3.2 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场中最小连续开机时间内机组出清机制一致。

9.4.3.3 临时新增开/停机机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，在运行日安排新增开机的机组；临时新增停机机组指在日前现货市场中被列入机组开机组合，在运行日安排新增停机的机组。

实时现货市场中，临时新增开/停机机组根据调度指令开/停机，机组开/停机期间按照 7.4.5 内容参与出清，其余时段按照日前封存的报价参与实时市场优化出清。

9.4.4 新型经营主体出清机制

(1) 报量不报价参与时，独立储能能在实时市场调整后的充放电计划，在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下纳入出清。新能源配建储能原则与新能源作为同一计划单元参与市场。在电网运行需要时，调度机构可采取统一调度运行的方式调用独立储能、新能源配建储能充放电，充放电价格按实时市场价格执行。

(2) 报量不报价参与时, 虚拟电厂在实时市场调整后的发用电计划, 在满足电网安全、电力供应、清洁能源消纳等各类约束的情况下纳入出清。条件具备时, 在电网运行需要时, 调度机构可按照电网实际需求进行调用, 发用电价格按实时市场价格执行。

9.4.5 实时现货市场安全校核

实时现货市场安全校核与日前现货市场安全校核一致。

9.5 实时交易结果发布

调度机构通过电力交易平台, 按照有关规则发布运行日的省内实时现货市场交易出清结果。

9.6 实时市场价格核验

原则上, 调度机构应在 D+1 日将 D 日实时市场出清量价信息推送至交易机构。

当实时市场出现边界条件数据准备未完成或有误、计算程序故障以及其他导致电价计算异常的情况时, 原则上重新准备边界数据, 并对受影响的时段进行计算; 如不具备计算条件, 以日前市场中相同时段的价格作为实时市场价格。调度机构应及时(原则上不晚于 D+3 日)将修正后的实时市场价格推送至交易机构。

9.7 实时运行调整

电网实时运行应按照有关规定保留合理的调频、调压和备用容量, 满足电网风险防控措施要求, 保障系统安全稳定运行和电

力电量平衡。

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，无法满足电网安全运行要求时，调度机构运行值班人员应及时调整，并做好调度运行记录。

调度机构可根据燃煤机组容量电费、备用辅助服务相关要求依规对机组出力进行抽查，机组在相应时段接受现货价格。

电网实时运行发生事故或紧急情况时，调度机构应按照“安全第一”的原则处理。处理结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时现货市场出清计算。调度机构应做好调度运行记录，并尽快报告政府主管部门、能源监管机构。

发生下列情况之一时，调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- (1) 电网设备负载、断面潮流、频率、电压超规定限额时；
- (2) 系统调频容量、备用容量、无功容量或区域开机方式无法满足电网运行规定时；
- (3) 新能源发电预测、负荷预测与实际偏差较大，影响实时电力平衡时；
- (4) 省间联络线功率超正常允许范围而需调整时；
- (5) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (6) 气象、水情、新能源发生较大变化、电力设备缺陷可

能对电网、设备、人身安全造成影响时；

(7) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(8) 自动化、通信设备故障，影响市场正常运行时；

(9) 新、改扩建设备启动调试期间，需改变有关机组出力配合调整电网运行潮流时；

(10) 调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形；

(11) 政府临时下达的保电或环保任务及要求时。

在出现上一条所述情况时，调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

(1) 改变机组的发电计划；

(2) 临时安排机组启停；

(3) 调整机组和设备检修（试验）计划；

(4) 安排储能（包括独立储能及新能源配建储能）充放电或调整储能充放电计划；

(5) 申请调整省间联络线的送受电计划；

(6) 申请调整国网调机组出力；

(7) 启动负荷侧管理程序；

(8) 暂停实时电能量市场交易；

(9) 调整断面限额，设置临时断面；

（10）调度机构认为有效的其他手段。

实时运行中经营主体出现违反相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，按相关规定接受处罚，严重情况时市场运营机构可建议政府主管部门、能源监管机构对相应经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由经营主体自行承担。

10 机组运行成本补偿机制

若燃煤火电机组在电能量市场中的收益不能覆盖机组发电产生的运行成本（含启动成本、最小可调出力成本和电能量成本），则对其进行运行成本补偿。具体计算方式按照四川电力市场结算实施细则相关规定执行。

11 风险防控

建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

电力市场风险包括电力供需风险、市场价格异常风险、电力系统安全运行风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险、售电公司履约风险、市场规则及参数适应性风险以及其他风险。

市场风险发生时，按照四川电力市场风险防控实施细则采取相应的措施进行处置。

12 免责条款

因不可抗力影响、市场风险防控、政策规则变化等非人为主

观因素导致的后果，相关方予以免责。

（1）电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

（2）不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。

（3）出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，调度机构按“安全第一”的原则处理，并予以免责。相关方不对其他经营主体损失承担经济责任。

（4）因保障电网安全运行、电力可靠供应、清洁能源消纳等原因而采取的措施，包括但不限于设置运行约束、调整运行策略、开展省间互济，对经营主体造成的影响，市场运营机构及电网企业不承担责任。

（5）当技术支持系统发生重大故障或网络通讯故障、黑客攻击、病毒破坏时，市场运营机构依规采取各类风险防控措施后仍无法正常组织市场交易或交易结果无法执行，相关方予以免责。

（6）由于国家有关法律、法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致的市场运行风险和经营主体损失，相关方予以免责。

（7）由于自然灾害、突发公共卫生事件等其他非人为主观

因素导致的市场运行风险和经营主体损失，相关方予以免责。

13 附则

本细则自印发之日起实施，四川原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附件 1 术语定义

- (1) 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。
- (2) 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为，包括系统负荷预测和母线负荷预测。
- (3) 备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测偏差、设备的意外停运、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的有功发电容量。
- (4) 安全约束机组组合 (SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化为优化目标，制定分时段的机组启停计划。
- (5) 安全约束经济调度 (SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。
- (6) 运行日：为实际执行日前现货市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。
- (7) 竞价日：指组织运行日日前现货市场交易的当日。
- (8) 日前现货市场：指竞价日进行的决定运行日机组组合状态和发电出力计划的电能量市场。

(9) 日内滚动优化：指运行日根据电网运行实际情况触发启动的，对运行日剩余时段机组组合状态和相关边界的调整。

(10) 实时现货市场：指运行日进行的决定运行日未来15分钟最终调度机组发电出力计划的电能量市场。

(11) 市场出清：根据市场规则通过竞争方式确定机组中标电力及现货市场价格的过程。

(12) 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。

(13) 必开机组、必停机组：在市场出清前进行标记，在指定时段内明确设置为运行或停运状态的机组或机组群。

(14) 计划单元：指发电侧经营主体接收调度机构调度指令的最小单元。本细则所称机组均指计划单元。

(15) 孤网运行：指局部网架因事故、检修等原因，与主网断开连接、独立维持供电的状态。

(16) 市场力：指经营主体操纵市场价格，使之偏离市场竞争情况下所应达到的价格水平的能力。

附件 2 经营主体性能参数

（一）燃煤火电

（1）额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（2）最小稳定出力，单位为兆瓦，指燃煤机组达到基本调峰能力时的有功功率；

（3）最小可调出力，单位为兆瓦，指燃煤机组达到最大深调能力时的有功功率，已完成灵活性改造的机组最大深调能力以省能源局认定结果为准，未完成灵活性改造的机组最大深调能力取最小稳定出力；

（4）有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，分为物理调节速率和经济调节速率，物理调节速率应与并网调度协议保持一致，经济调节速率不大于物理调节速率；

（5）厂用电率，单位为百分数，取统计周期内机组平均综合厂用电率，用于折算发电出力；

（6）冷态、温态、热态启动时间，单位为小时，指机组分别处于冷态、温态、热态情况下，从接到开机通知到机组并网的准备时间，用于出清计算。申报范围为 0~24 小时（冷态）、0~12 小时（温态）、0~6 小时（热态）；

（7）冷态、温态、热态点火至并网时间，单位为小时，指机组分别处于冷态、温态、热态情况下，机组点火至并网的准备

时间，用于中止启动成本补偿。申报范围为 0~12 小时（冷态）、0~8 小时（温态）、0~4 小时（热态）；

（8）冷态、温态、热态典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（9）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（10）最小连续开机时间，单位为小时，指燃煤机组启动并网后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，暂定为 72 小时；

（11）最小连续停机时间，单位为小时，指燃煤机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，暂定为 24 小时；

（12）调度机构所需的其他参数。

（二）新能源

（1）额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（2）有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，分为物理调节速率和经济调节速率，物理调节速率应与并网调度协议保持一致，经济调节速率不大于物理调节速率；

（3）调度机构所需的其他参数。

（三）水电

(1) 额定有功功率, 单位为兆瓦, 应与并网调度协议保持一致;

(2) 有功功率调节速率, 单位为兆瓦/分钟, 分为物理调节速率和经济调节速率, 物理调节速率应与并网调度协议保持一致, 经济调节速率不大于物理调节速率;

(3) 生态机组容量, 单位为兆瓦, 即水电站为利用生态流量发电而安装的机组容量;

(4) 水位库容关系曲线, 表示水电站水库(调节池)水位和库存水量之间的关系;

(5) 水位上下限, 单位为米, 即水电站水库(调节池)正常运行时的水位运行区间, 水位下限是死水位, 水位上限是正常蓄水位, 承担防洪任务的水电站汛期水位上限为防洪限制水位;

(6) 水电站最小下泄流量, 单位为立方米/秒, 即为满足水电站下游生态、航运、灌溉以及生产生活等综合用水需要必须保证下泄的最小流量;

(7) 出库流量上下限, 单位为立方米/秒, 即水电站正常运行时可以下泄的最大和最小流量。出库流量下限通常为水电站的最小下泄流量, 出库流量上限为发生校核洪水时的校核洪水流量;

(8) 生态流量及其下泄方式, 单位为立方米/秒, 即为保障水电站大坝下游原始河道基本生态安全所必须下泄的流量, 取值

于水电站环境影响批复或“一站一策”生态流量批复。生态流量下泄方式包括闸泄生态流量（含生态管）、生态机组下泄生态流量和发电下泄生态流量；

（9）机组 NHQ 出力曲线，表示机组出力（N）、水头（H）和流量（Q）之间的关系；

（10）机组稳定运行范围，单位为兆瓦，即在最大和最小水头范围内机组稳定运行的功率范围；

（11）机组最大引用流量，单位为立方米/秒，即机组单位时间内通过引水建筑物和水轮机用来发电的最大流量；

（12）水电站水头、水位耗水率关系曲线，即水电站水头、水位与其相应的发电耗水率之间的关系曲线；

（13）水电站上下游流量时滞，即存在水力联系的梯级水电站间，上游水电站的出库流量到达下游水电站所需要的时间；

（14）调度机构所需的其他参数。

（四）独立储能

（1）额定容量，单位为兆瓦时，应与并网调度协议保持一致；

（2）额定充电、放电功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（3）有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，分为物理调节速率和经济调节速率，物理调节速率应与并网调度协议保持一

致，经济调节速率不大于物理调节速率；

(4) 最大允许、最小允许荷电状态，单位百分比，指电化学储能过程中储能介质中实际存在的电荷数占额定储能容量对应的储能介质中含有的电荷数的百分率，应与并网调度协议保持一致；

(5) 最小连续充放电时长，单位为分钟，应为 15 分钟整数倍，应与并网调度协议保持一致；

(6) 充放电电能量转换效率，单位百分比，指一定周期内储能放电量与充电量的比值，应与并网调度协议保持一致；

(7) 厂用电率，单位为百分数，取统计周期内独立储能平均综合厂用电率，用于折算独立储能出力；

(8) 调度机构所需的其他参数。

(五) 虚拟电厂

1.发电类虚拟电厂计划单元

(1) 发电出力上下限，单位为兆瓦，应与核验值保持一致；

(2) 有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，分为物理调节速率和经济调节速率，物理调节速率应与核验值保持一致，经济调节速率不大于物理调节速率；

(3) 调度机构所需的其他参数。

2.负荷类虚拟电厂计划单元

(1) 用电负荷上下限，单位为兆瓦，应与核验值保持一致；

(2) 用电负荷调节速率, 单位为兆瓦/分钟, 分为物理调节速率和经济调节速率, 物理调节速率应与核验值保持一致, 经济调节速率不大于物理调节速率;

(3) 调度机构所需的其他参数。

附件 3 市场核定参数

附表 3-1 市场核定参数

序号	参数名称	取值
1	电能量申报价格下限 P_{r1} 、上限 P_{r2}	P_{r1} 取 -50 元/兆瓦时, P_{r2} 取 800 元/兆瓦时
2	电能量出清价格下限 P_{o1} 、上限 P_{o2}	P_{o1} 取 -50 元/兆瓦时, P_{o2} 取 800 元/兆瓦时
3	核定电能量成本	见附表 3-2
4	启动费用上限	见附表 3-3
5	最小可调出力费用上限	见附表 3-4
6	存煤可用天数阈值 α	7 天
7	报价分段系数: N_1 、 N_2	N_1 : 水电、燃煤火电、新能源取 5; 独立储能、虚拟电厂取 1。 N_2 : 水电、燃煤火电、新能源取 10; 独立储能、虚拟电厂取 5。
8	报价分段容量系数: A_1 、 A_2	A_1 : 水电、燃煤火电、新能源取 5%; 独立储能、虚拟电厂取 10%。 A_2 : 水电、新能源取 100%; 燃煤火电取 20%; 独立储能、虚拟电厂取 40%。
9	报价分段价差系数:	β_0 取 85 元/兆瓦时; β_1 取 20 元/兆瓦时;

	β_0 、 β_1 、 β_2	β_2 取 150 元/兆瓦时
10	启动状态认定系数： K_1 、 K_2	K_1 取 72 小时； K_2 取 8 小时
11	实时出清系数：M	1

附表 3-2 机组核定电能量成本

经营主体	参数名称	取值 (元/兆瓦时)	备注
燃煤机组	核定电能量成本	省级价格主管 部门根据煤价 变动情况按月 调整公布。	用于运行成本补偿、缺 省电能量报价默认值
水电机组	核定电能量成本	13	用于缺省电能量报价 默认值
新能源	核定电能量成本	0	用于缺省电能量报价 默认值

附表 3-3 燃煤火电机组启动费用上限

装机容量	冷态启动费用 上限 (万元/次)	温态启动费用 上限 (万元/次)	热态启动费用 上限 (万元/次)
30 万千瓦级及以 下	50	40	30
30 万千瓦级至 60 万千瓦级	100	70	50
100 万千瓦级及 以上	120	90	60

附表 3-4 燃煤火电机组最小可调出力费用上限

装机容量	最小可调出力费用上限 (具备深调能力) (万元/小时)	最小可调出力费用上限 (不 具备深调能力) (万元/小时)
30 万千瓦级及以 下	4	5
30 万千瓦级至 60 万千瓦级	6	10
100 万千瓦级及以 上	10	15

附件 4 电网安全约束

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

- （1）因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；
- （2）因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将线路、断面潮流控制在指定值以内；
- （3）其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）开停机约束

发电机组（群）开停机约束包括开机容量上下限、必开、必停约束。调度机构可根据电力电量平衡情况设置发电机组（群）开机容量约束。

出现以下情况时，调度机构可设置必开机组：

- （1）因系统安全约束、水电综合用水约束等，须并网运行的机组，以及须维持运行状态的机组；
- （2）因保供电、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；
- （3）根据电网安全运行要求需要进行调试的机组，或调度机构批复同意进行试验的机组；

(4) 因电压、惯量支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；

(5) 根据电网安全运行、水电综合用水约束等要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组；

(6) 其他保障电网安全和电力可靠供应需要开机运行的机组；

出现以下情况时，调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

(1) 因系统安全约束需要停机的机组；

(2) 不具备并网条件的机组；

(3) 能源监管机构、政府主管部门下达的停机要求；

(4) 已纳入政府当年关停计划的机组；

(5) 处于计划检修、临时检修等状态的机组；

(6) 其他情况需要停机的机组。

(三) 发电机组(群)出力上下限约束

出现以下情况时，调度机构可设置发电机组(群)出力上下限约束：

(1) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组(群)；

(2) 因保供电、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组(群)；

- (3) 根据电网安全运行要求或可再生能源消纳需求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；
- (4) 因安控切机要求，需要在运行日控制出力下限以预留切机容量的发电机组（群）；
- (5) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

(四) 发电机组（群）电量上下限约束

因电力供应保障、清洁能源消纳需要，机组（群）发电电量需满足相应要求。

附件 5 生产运行数据

附表 5-1 生产运行数据

生产运行类信息		报送平台	报送主体	日前截止时间	实时截止时间	缺省值
核对类	机组状态确认	现货生产信息申报系统	燃煤火电、水电、新能源、储能、虚拟电厂	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前(T 为运行时刻, 下同)	程序计算状态值
报送类	发电能力上限	现货生产信息申报系统	燃煤火电、水电、储能、发电类虚拟电厂	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	发电类虚拟电厂为核验值, 其他为工况上限值
	发电能力下限	现货生产信息申报系统	燃煤火电、水电、新能源、储能、发电类虚拟电厂	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	燃煤火电为最小可调出力, 发电类虚拟电厂为核验值, 其他为工况下限值
	三小时顶峰能	现货生产信息	水电	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	取最近一次有效申

力	申报系统				报数据和工况上限值的较小值
用电负荷上限	现货生产信息 申报系统	负荷类虚拟电厂	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	核验值
用电负荷下限	现货生产信息 申报系统	负荷类虚拟电厂	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	核验值
机组最早可并网时间	现货生产信息 申报系统	燃煤火电	竞价日 9:45 前	/	早上 7:00
调试计划	现货生产信息 申报系统	燃煤火电、水电、新能源	竞价日 9:45 前	T-60 分钟前	不予考虑
预计并网/解列时间	现货生产信息 申报系统	燃煤火电	/	T-30 分钟前	日前计划值
开/停机曲线	现货生产信息 申报系统	燃煤火电	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	典型开/停机曲线

新能源预测曲线	新能源预测系统	新能源	竞价日 8:45 前	T-30 分钟前	最近一次报送的运行日预测数据
电煤数据	OMS 系统	燃煤火电	按现行要求执行	T-30 分钟前	默认大于阈值
水电站次日平均发电耗水率 (水情信息)	水情系统	水电	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	采用水情系统前 1 日耗水率
水电站次日 96 点区间来水预测 (水情信息)	现货生产信息申报系统	水电	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	默认为 0
水电站特殊运行控制需求 (水情信息)	水情系统	水电	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	不予考虑

机组特殊运行要求	各相关系统	燃煤火电、水电、新能源	竞价日 9:45 前	T-30 分钟前	不予考虑
非市场化机组发电计划	计划系统	燃气、生物质电站等非市场化机组	竞价日 8:30 前	T-30 分钟前	默认为 0
是否参与实时市场水电耦合优化	现货生产信息申报系统	水电	竞价日 9:45 前	/	默认不参与
厂用电率	现货生产信息申报系统	燃煤火电、独立储能	/	T-30 分钟前	默认厂用电率
新型经营主体计划调整	现货生产信息申报系统	独立储能、虚拟电厂	/	T-30 分钟前	/

附件 6 交易量价信息

附表 6-1 燃煤火电、水电、新能源电能量报价申报内容

计划单元名称	第一段报价			...	第 N 段报价 ($N_1 \leq N \leq N_2$)		
	出力起点 (兆瓦)	出力终点 (兆瓦)	报价 (元 / 兆瓦时)		出力起点 (兆瓦)	出力终点 (兆瓦)	报价 (元 / 兆瓦时)
#1 计划单元							

附表 6-2 独立储能电能量报价申报内容

名称	计划单元编号	运行日结束时刻期望达到的荷电状态(%)	充电工况报价						放电工况报价						
			第一段报价			第 N 段报价 (N ₁ ≤N≤N ₂)			第一段报价			第 N 段报价 (N ₁ ≤N≤N ₂)			
			出力起点	出力终点	报价	...	出力起点	出力终点	报价	出力起点	出力终点	报价	...	出力起点	出力终点
xx	#1 计划单														

站	元													
xx 电 站	...													
xx 电 站	#N 计 划单 元													

注：独立储能还须分时段选择参与现货、调频和备用市场之一。

附表 6-3 发电类虚拟电厂电能量报价申报内容

名称	计划单元 编号	第一段报价			...	第 N 段报价 ($N_1 \leq N \leq N_2$)		
		出力起点	出力终点	报价		出力起点	出力终点	报价
		(兆瓦)	(兆瓦)	(元/兆瓦时)		(兆瓦)	(兆瓦)	(元/兆瓦时)
xx虚拟电 厂	#1 计划单 元							
xx虚拟电 厂	...							
xx虚拟电 厂	#N 计划单 元							

附表 6-4 负荷类虚拟电厂电能量报价申报内容

名称	计划单元 编号	第一段报价			...	第 N 段报价 ($N_1 \leq N \leq N_2$)		
		负荷起点	负荷终点	报价		负荷起点	负荷终点	报价
		(兆瓦)	(兆瓦)	(元/兆瓦时)		(兆瓦)	(兆瓦)	(元/兆瓦时)
xx虚拟电 厂	#1 计划单 元							
xx虚拟电 厂	...							
xx虚拟电 厂	#N 计划单 元							

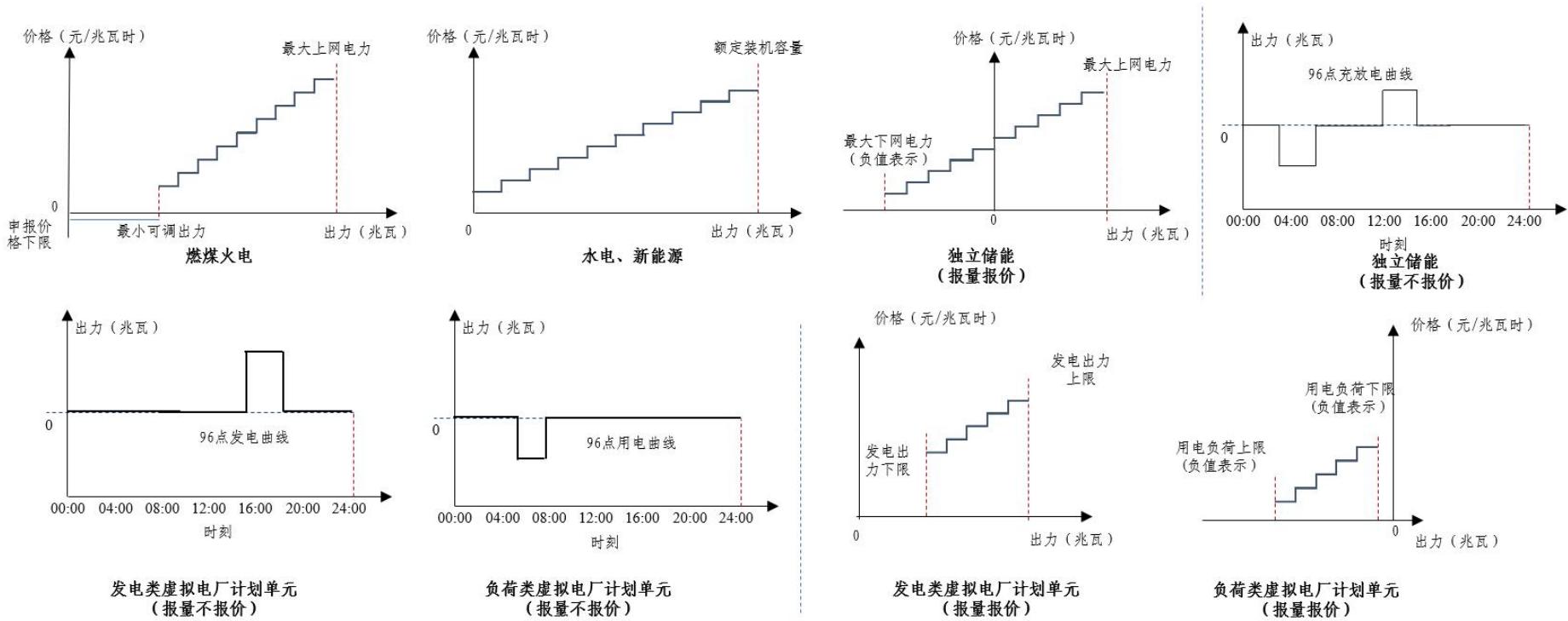
注：虚拟电厂还须分时段选择参与现货、调频和备用市场之一。

附表 6-5 燃煤火电启动费用申报内容

名称	计划单元编号	冷态启动费用 (万元/次)	温态启动费用 (万元/次)	热态启动费用 (万元/次)
xx电厂	#1 计划单元			
xx电厂	...			
xx电厂	#N 计划单元			

附表 6-6 燃煤火电最小可调出力费用申报内容

名称	计划单元编号	最小可调出力费用 (万元/小时)
xx电厂	#1 计划单元	
xx电厂	...	
xx电厂	#N 计划单元	



附图 6-1 经营主体电能量报价示意图

附件 7 缺省申报参数及默认值

附表 7-1 燃煤火电缺省申报参数及默认值

序号	缺省申报参数	默认值
1	缺省电能量报价	报价分段容量: 第一段出力起点为 0、出力终点为机组最小可调出力(若无最小可调出力则为最小稳定出力, 下同)。最小可调出力至最大上网电力默认均分 9 段, 第二段起点为最小可调出力, 最后一段终点为最大上网电力。 报价分段价格: 第一段报价默认为电能量申报价格下限, 第二段报价为核定电能量成本, 后续每段报价等于前一段报价叠加最小的报价分段价差。
2	缺省启动费用	默认为核定启动费用上限
3	缺省最小可调出力费用	默认为核定最小可调出力费用上限

附表 7-2 水库电站缺省申报参数及默认值

序号	缺省申报参数	默认值
1	缺省电能量报价	<p>报价分段容量: 0 至额定有功功率默认均分为 10 段, 第一段起点为 0, 最后一段终点为额定有功功率;</p> <p>报价分段价格: 第一段报价为核定电能量成本, 后续每段报价等于前一段报价叠加最小的报价分段价差。</p>

附表 7-3 新能源、径流式水电缺省申报参数及默认值

序号	缺省申报参数	默认值
1	缺省电能量报价	<p>(1) 可选择方式一时 默认全容量报价为申报价格下限 P_{rl}。</p> <p>(2) 不可选择方式一时 报价分段容量: 0 至额定有功功率默认均分为 10 段, 第一段起点为 0, 最后一段终点为额定有功功率; 报价分段价格: 第一段报价为核定电能量成本, 后续每段报价等于前一段报价叠加最小的报价分段价差。</p>

附表 7-4 独立储能缺省申报参数及默认值

序号	缺省申报参数	默认值
1	市场分时段参 与意愿	默认参与现货市场
2	缺省电能量申 报信息	<p>(1) 报量不报价参与时 默认参与现货市场对应时段的充放电计划为 0。</p> <p>(2) 报量报价参与时 报价分段容量：默认充电和放电工况分别均分为 5 段。充电工况的第一段起点为最大下网电力（以负 值表示），最后一段终点为 0；放电工况的第一段 起点为 0，最后一段终点为最大上网电力。 报价分段价格：充放电分段价格单调递增，第一段 报价为 0，后续每段报价等于前一段报价叠加最小 的报价分段价差。</p>

附表 7-5 虚拟电厂缺省申报参数及默认值

序号	缺省申报参数	默认值
1	市场分时段参 与意愿	默认参与现货市场
2	缺省电能量申 报信息	<p>(1) 报量不报价参与时 默认参与现货市场对应时段的发、用电曲线为 0。</p>

	<p>(2) 报量报价参与时</p> <p>报价分段容量：默认均分为 5 段。负荷类虚拟电厂计划单元第一段起点为负荷用电上限（以负值表示），最后一段终点为负荷用电下限（以负值表示）；发电类虚拟电厂计划单元的第一段起点为发电出力下限，最后一段终点为发电出力上限。</p> <p>报价分段价格：用电/发电分段价格单调递增，第一段报价为 0，后续每段报价等于前一段报价叠加最小的报价分段价差。</p>
--	---

附件 8 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型

(一) 优化目标

日前市场出清 SCUC 的目标函数:

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T & \left[C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_i^0 \alpha_{i,t} \right] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T \left[C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch}) + C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis}) \right] \\ & + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M \left[SL_l^+ + SL_l^- \right] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M \left[SL_s^+ + SL_s^- \right] + \sum_{i \in \Omega_H} \sum_{t=1}^T \left(M_H Q_i^d \right) \end{aligned}$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数, 假设一天考虑 96 时段, 则 T 为 96;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 C_i^0 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小可调出力费用, 其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数, 为各段出力区间容量与对应能量价格乘积之后的加和; $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态, 0 表示机组停机, 1 表示机组运行;

ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂机组总数, $C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 、 $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 分别表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在时段 t 申报的充电 (用电)、放电 (发电) 费用, 其中充电 (用电) 费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的充电 (用电) 段各段出力区间和对应电量价格有关的多段

线性函数，放电（发电）费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的放电（发电）段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数； $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示独立储能、虚拟电厂在时段 t 的充电、放电功率；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

Ω_H 为水电机组/单元的集合， $Q_{i,t}^d$ 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量， M_H 为弃水惩罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

其中，机组出力表达式为：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^M P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式为：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^M C_{i,t,m} P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段申报的第 m 个出力分段对应的电量价格。

(二) 约束条件

(1) 负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为 t 时段的系统负荷， $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在 t 时段充、放电功率， ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂的个数。

(2) 系统正备用容量约束

$$R_t^{U_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF'} (\alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}) + \sum_{h=1}^{NH'} (\alpha_{h,t} P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}) \leq R_t^{U_{\max}}$$

其中， NF' 表示火电机组的数量， $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行； $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力； NH' 表示水电机组数量， $P_{h,t}^{\max}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最大出力（一般为额定容量） $R_t^{U_{\min}}$ 表示时段 t 的最小系统正备用容量要求； $R_t^{U_{\max}}$ 表示时段 t 的最大系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$R_t^{D_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF'} (P_{f,t} - \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min}) + \sum_{h=1}^{NH'} (P_{h,t} - \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\min}) \leq R_t^{D_{\max}}$$

其中, NF 表示火电机组的数量, $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行; $P_{f,t}^{\min}$ 为机组 f 在时段 t 的最小出力; NH 表示水电机组数量, $P_{h,t}^{\min}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最小出力。

(4) 机组群正备用容量约束

$$R_{j,t}^{JU_{\min}} \leq P_{j,t}^{\max} - \sum_{k \in j} P_{k,t} \leq R_{j,t}^{JU_{\max}}$$

J 表示机组群, $P_{j,t}^{\max}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大出力, $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力; $R_{j,t}^{JU_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小正备用容量要求; $R_{j,t}^{JU_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大正备用容量要求。

(5) 机组群负备用容量约束

$$R_{j,t}^{JD_{\min}} \leq \sum_{k \in j} P_{k,t} - P_{j,t}^{\min} \leq R_{j,t}^{JD_{\max}}$$

J 表示机组群, $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力, $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力; $R_{j,t}^{JD_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小负备用容量要求; $R_{j,t}^{JD_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大负备用容量要求。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

$$\alpha_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,\max}$$

(7) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i \alpha_{i,t} + P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RD_i \alpha_{i,t} - P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， RU_i 为机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 为机组 i 最大下爬坡速率。

(8) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在 t 时段时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i = 1 \sim N, t = 1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$
$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(9) 机组指定状态约束

检修、指定开停机、指定出力等。

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{sch}$$

$P_{i,t}^{sch}$ 为检修、指定开停机、指定出力的计划出力。

(10) 必开必停机组状态约束

必开机组状态约束、必停机组状态约束的表达式为：

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_s$$

$$\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_o$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 是机组 i 在时段 t 的机组状态， I_s 为必开机组的全集， I_o 为必停机组的全集。

(11) 新能源出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}, i \in \Omega_N$$

其中， Ω_N 为新能源集合， $P_{i,t}^{\max}$ 代表第 i 台机组在时段 t 的预测出力。

(12) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{v \in j} P_{v,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力， $P_{j,t}^{\max}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大出力。

(13) 机组群电量约束

机组群的电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_{j,t}^{\min} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{v \in j, v=1}^V P_{v,t} \leq Q_{j,t}^{\max}$$

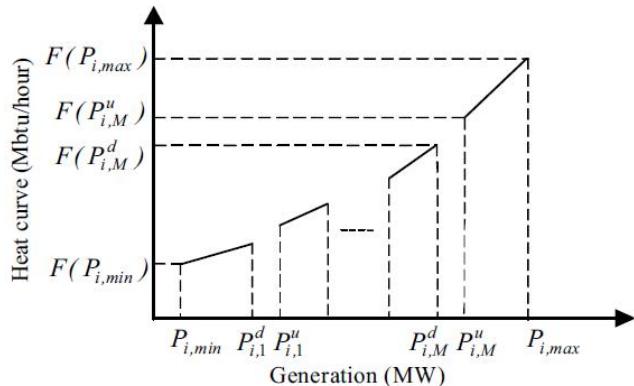
(14) 机组群开机容量约束

机组群开机容量应满足给定的限值要求, 其约束条件可以描述为:

$$V_{j,t}^{\min} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{v \in j, v=1}^V \alpha_{v,t} P_{v,t}^{\max} \leq V_{j,t}^{\max}$$

其中, $V_{i,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 开机时的最小容量, $V_{i,t}^{\max}$ 表示机组群 j 在时段 t 开机时的最大容量。

(15) 水电机组振动区约束



$$P_{i,t} = \delta_{i,1,t} P_{i,\min} + \delta_{i,2,t} P_{i,1}^u + \dots + \delta_{i,M+1,t} P_{i,M}^u + P_{i,1,t} + P_{i,2,t} + \dots + P_{i,M,t}$$

$P_{i,1}^d, P_{i,1}^u$ 分别代表第 i 台机组第 1 个振动区的下限和上限。

$\delta_{i,1,t}$ 为 1 代表第 i 台机组 t 时段处于 $[P_{i,\min}, P_{i,1}^d]$ 之间。

$P_{i,1,t}$ 代表第 i 台机组 t 时段处于第 1 个可运行区间时, 该运行区间的出力大小。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,1,t} \leq (P_{i,1}^d - P_{i,\min}) \delta_{i,1,t} \\ 0 \leq P_{i,2,t} \leq (P_{i,2}^d - P_{i,1}) \delta_{i,2,t} \\ \vdots \\ 0 \leq P_{i,M,t} \leq (P_{i,\max} - P_{i,M}^u) \delta_{i,M+1,t} \end{cases}$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力落在某个可运行区间时，其出力大小不会超过该区间。

$$\sum_{l=1}^{M+1} \delta_{i,l,t} \leq 1$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力只落在其中一个可运行区间。

(16) 水电厂电量约束

水电厂发电量控制约束指的是水电厂在运行日需控制发电量在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Q_i^{\min} \leq \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_i^{\max}$$

其中， Q_j^{\max} 、 Q_j^{\min} 表示水电厂 i 在运行日全天的最大、最小发电量。 $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量，T 表示全天的总时段数。

(17) 水电库容控制约束

水电库容控制约束指的是水电单元的水库上下限约束，具体模型如下。

$$V_{i,t,end}^{\min} \leq V_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - \left[I_{i,\tau} + (P_{up(i),t-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),t-s(i)}^d) \right] \right\} \leq V_{i,t,end}^{\max}$$

$$P_{i,t}h_i + Q_{i,t}^d \geq QE_{i,t}$$

其中，

$V_{i,t,end}^{\min}$, $V_{i,t,end}^{\max}$ 是水电站 i 在时段 t 末库容控制要求上下限, $V_{i,0}$ 为参数, 代表水电站 i 在次日零点的初始库容; h_i 为水电站 i 的耗水率; $I_{i,t}$ 为参数, 表示水电站 i 在时段 t 的自然来水流量; $QE_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的生态流量要求。

$P_{i,t}$ 表示水电站 i 在时段 t 的出力, $Q_{i,t}^d$ 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量。 $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站。 $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间, $Q_{up(i),t-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $t-s(i)$ 的发电流量; $Q_{up(i),t-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $t-s(i)$ 的弃水流量。

(18) 独立储能、虚拟电厂充放电功率约束

报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂出清的充放电功率需要在其申报的最大最小充(用)放(发)电功率范围内, $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} < 0, P_{es}^{ch,\max} &< 0 \end{aligned}$$

(19) 独立储能荷电状态约束

报量报价参与市场的储能优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参

数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es})$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中, η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 表示充放电效率, Δt 表示时间长度, $E_{es,t}$ 表示时段 t 结束时的荷电状态, E_{es} 表示独立储能额定容量, $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 表示时段 t 结束时荷电状态的上下限。

(20) 储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

对于报量报价参与市场的储能:

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中, E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态, E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态, E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态, E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(21) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^E (G_{l-es} P_{es,t}^{dis} + G_{l-es} P_{es,t}^{ch}) +$$

$$\sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中, P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限; G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; G_{l-es} 表示储能、虚拟电厂 es 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; G_{l-j}

为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；
 K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在 t 时段的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(22) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^E (G_{s-es} P_{es,t}^{dis} + G_{s-es} P_{es,t}^{ch}) + \\ \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-es} 表示独立储能、虚拟电厂 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 9 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

(一) 优化目标

日前市场出清 SCED 的目标函数为：

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch}) + C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] \\ + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{i \in \Omega_H} \sum_{t=1}^T (M_H Q_{i,t}^d) \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，假设一天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数，为各段出力区间容量与对应能量价格乘积之后的加和；

ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂机组总数， $C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 、 $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 分别表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在时段 t 申报的充电（用电）、放电（发电）费用，其中充电（用电）费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的充电（用电）段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电（发电）费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的放电（发电）段各段出力区间和对应电量价格有关的

多段线性函数； $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示独立储能、虚拟电厂在时段 t 的充电、放电功率；

Ω_H 为水电机组/单元的集合， $Q_{i,t}^d$ 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量， M_H 为弃水惩罚因子；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

其中，机组出力表达式为：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^M P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式为：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^M C_{i,t,m} P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段申报的第 m 个出力分段对应的电量价格。

（二）约束条件

（1）负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中, $P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力, $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率 (送入为正、输出为负), NT 为联络线总数, D_t 为 t 时段的系统负荷, $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在 t 时段充、放电功率, ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂的个数。

(2) 系统正备用容量约束

$$R_t^{U_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF} (\alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}) + \sum_{h=1}^{NH} (\alpha_{h,t} P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}) \leq R_t^{U_{\max}}$$

其中, NF 表示火电机组的数量, $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行; $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力; NH 表示水电机组数量, $P_{h,t}^{\max}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最大出力 (一般为额定容量) $R_t^{U_{\min}}$ 表示时段 t 的最小系统正备用容量要求; $R_t^{U_{\max}}$ 表示时段 t 的最大系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

$$R_t^{D_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF} (P_{f,t} - \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min}) + \sum_{h=1}^{NH} (P_{h,t} - \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\min}) \leq R_t^{D_{\max}}$$

其中, NF 表示火电机组的数量, $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行;

$P_{f,t}^{\min}$ 为机组 f 在时段 t 的最小出力； NH 表示水电机组数量， $P_{h,t}^{\min}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最小出力。

(4) 机组群正备用容量约束

$$R_{j,t}^{JU_{\min}} \leq P_{j,t}^{\max} - \sum_{k \in j} P_{k,t} \leq R_{j,t}^{JU_{\max}}$$

J 表示机组群， $P_{j,t}^{\max}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大出力， $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力； $R_{j,t}^{JU_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小正备用容量要求； $R_{j,t}^{JU_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大正备用容量要求。

(5) 机组群负备用容量约束

$$R_{j,t}^{JD_{\min}} \leq \sum_{k \in j} P_{k,t} - P_{j,t}^{\min} \leq R_{j,t}^{JD_{\max}}$$

J 表示机组群， $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力， $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力； $R_{j,t}^{JD_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小负备用容量要求； $R_{j,t}^{JD_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大负备用容量要求。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,\max}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 的数值等于 SCUC 阶段优化后的结果。

(7) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束

可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i \alpha_{i,t} + P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RD_i \alpha_{i,t} - P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， RU_i 为机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 为机组 i 最大下爬坡速率， $\alpha_{i,t}$ 的数值等于 SCUC 阶段优化后的结果。

(8) 新能源出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}, i \in \Omega_N$$

其中， Ω_N 为新能源集合， $P_{i,t}^{\max}$ 代表第 i 台机组在时段 t 的预测出力。

(9) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{v \in j} P_{v,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力， $P_{j,t}^{\max}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大出力。

(10) 机组群电量约束

机组群的电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_{j,t}^{\min} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{v \in j, v=1}^V P_{v,t} \leq Q_{j,t}^{\max}$$

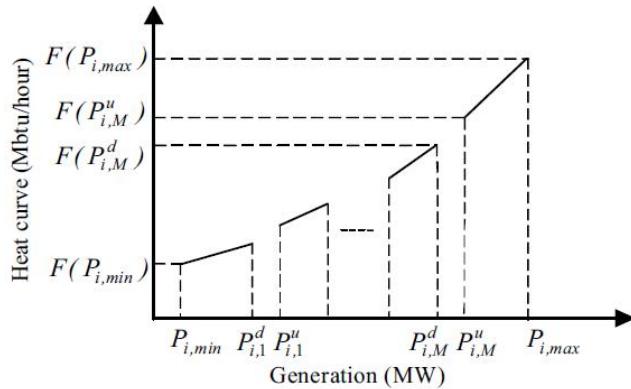
(11) 水电库容控制约束

水电库容控制约束指的是水电单元的水库库容上下限约束，具体模型如下。

$$V_{i,t,end}^{\min} \leq V_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - \left[I_{i,\tau} + (P_{\text{up}(i),t-s(i)} h_{\text{up}(i)} + Q_{\text{up}(i),t-s(i)}^d) \right] \right\} \leq V_{i,t,end}^{\max}$$

$$P_{i,t} h_i + Q_{i,t}^d \geq Q E_{i,t}$$

(12) 水电机组振动区约束



$$P_{i,t} = \delta_{i,1,t} P_{i,\min} + \delta_{i,2,t} P_{i,1}^u + \dots + \delta_{i,M+1,t} P_{i,M}^u + P_{i,1,t} + P_{i,2,t} + \dots + P_{i,M,t}$$

$P_{i,1}^d, P_{i,1}^u$ 分别代表第 i 台机组第 1 个振动区的下限和上限。

$\delta_{i,1,t}$ 为 1 代表第 i 台机组 t 时段处于 $[P_{i,\min}, P_{i,1}^d]$ 之间。

$P_{i,1,t}$ 代表第 i 台机组 t 时段处于第 1 个可运行区间时，该运行区间的出力大小。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,1,t} \leq (P_{i,1}^d - P_{i,\min}) \delta_{i,1,t} \\ 0 \leq P_{i,2,t} \leq (P_{i,2}^d - P_{i,1}^u) \delta_{i,2,t} \\ \vdots \\ 0 \leq P_{i,M,t} \leq (P_{i,\max} - P_{i,M}^u) \delta_{i,M+1,t} \end{cases}$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力落在某个可运行区间时，其出力大小不会超过该区间。

$$\sum_{l=1}^{M+1} \delta_{i,l,t} \leq 1$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力只落在其中一个可运行区间。

(13) 水电厂电量约束

水电厂发电量控制约束指的是水电厂在运行日需控制发电量在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Q_i^{\min} \leq \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_i^{\max}$$

其中， Q_j^{\max} 、 Q_j^{\min} 表示水电厂 i 在运行日全天的最大、最小发电量。 $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。

(14) 储能充放电功率约束

报量报价参与市场的储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小充放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0 \end{aligned}$$

(15) 储能荷电状态约束

报量报价参与市场的储能优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参

数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es})$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中, η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 表示充放电效率, Δt 表示时间长度, $E_{es,t}$ 表示时段 t 结束时的荷电状态, E_{es} 表示独立储能额定容量, $\overline{E}_{es,t}$ 、 $\underline{E}_{es,t}$ 表示时段 t 结束时荷电状态的上下限。

(16) 储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

对于报量报价参与市场的储能:

$$E_{es}^0 = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中, E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态, E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态, E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态, E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(17) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^E (G_{l-es} P_{es,t}^{dis} + G_{l-es} P_{es,t}^{ch}) +$$

$$\sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中, P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限; G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; G_{l-es} 表示储能、虚拟电厂 es 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; G_{l-j}

为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；
 K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在 t 时段的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(18) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^E (G_{s-es} P_{es,t}^{dis} + G_{s-es} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-es} 表示储能、虚拟电厂 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 10 实时安全约束经济调度 (SCED) 模型

(一) 优化目标

实时市场出清 SCED 的目标函数:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch}) + C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{i \in \Omega_H} \sum_{t=1}^T (M_H Q_{i,t}^d)$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用, 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数;

ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂机组总数, $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在时段 t 的充电、放电功率;

$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$ 、 $C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$ 分别表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在时段 t 申报的充电 (用电)、放电 (发电) 费用, 其中充电 (用电) 费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的充电 (用电) 段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数, 放电 (发电) 费用是与独立储能、虚拟电厂申报的电能量报价曲线的放电 (发电) 段各段出力区间和对应电量价格有

关的多段线性函数；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

Ω_H 为水电机组/单元的集合， $Q_{i,t}^d$ 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量， M_H 为弃水惩罚因子。

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

其中，机组出力表达式为：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^M P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式为：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^M C_{i,t,m} P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 在 t 时段申报的第 m 个出力分段对应的电量价格。

（二）约束条件

（1）负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中, $P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力, $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率 (送入为正、输出为负), NT 为联络线总数, D_t 为 t 时段的系统负荷, $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂 es 在 t 时段充电 (用电)、放电 (发电) 功率, ES 表示报量报价参与市场的独立储能、虚拟电厂的个数。

(2) 系统正备用容量约束

$$R_t^{U_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF} (\alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}) + \sum_{h=1}^{NH} (\alpha_{h,t} P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}) \leq R_t^{U_{\max}}$$

其中, NF 表示火电机组的数量, $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行; $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力; NH 表示水电机组数量, $P_{h,t}^{\max}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最大出力 (一般为额定容量) $R_t^{U_{\min}}$ 表示时段 t 的最小系统正备用容量要求; $R_t^{U_{\max}}$ 表示时段 t 的最大系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

$$R_t^{D_{\min}} \leq \sum_{f=1}^{NF} (P_{f,t} - \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min}) + \sum_{h=1}^{NH} (P_{h,t} - \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\min}) \leq R_t^{D_{\max}}$$

其中, NF 表示火电机组的数量, $\alpha_{f,t}$ 与 $\alpha_{h,t}$ 表示机组 f 与 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组运行;

$P_{f,t}^{\min}$ 为机组 f 在时段 t 的最小出力； NH 表示水电机组数量， $P_{h,t}^{\min}$ 为水电机组 h 在时段 t 的最小出力。

(4) 机组群正备用容量约束

$$R_{j,t}^{JU_{\min}} \leq P_{j,t}^{\max} - \sum_{k \in j} P_{k,t} \leq R_{j,t}^{JU_{\max}}$$

J 表示机组群， $P_{j,t}^{\max}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大出力， $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力； $R_{j,t}^{JU_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小正备用容量要求； $R_{j,t}^{JU_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大正备用容量要求。

(5) 机组群负备用容量约束

$$R_{j,t}^{JD_{\min}} \leq \sum_{k \in j} P_{k,t} - P_{j,t}^{\min} \leq R_{j,t}^{JD_{\max}}$$

J 表示机组群， $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力， $P_{k,t}$ 表示机组群内机组 k 在时段 t 出力； $R_{j,t}^{JD_{\min}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最小负备用容量要求； $R_{j,t}^{JD_{\max}}$ 表示时段 t 机组群 J 的最大负备用容量要求。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,\max}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 的数值等于 SCUC 阶段优化后的结果。

(7) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束

可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i \alpha_{i,t} + P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RD_i \alpha_{i,t} - P_{i,\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， RU_i 为机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 为机组 i 最大下爬坡速率。

(8) 新能源出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}, i \in \Omega_N$$

其中， Ω_N 为新能源集合， $P_{i,t}^{\max}$ 表示第 i 台机组在时段 t 的预测出力。

(9) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{v \in j} P_{v,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最小出力， $P_{j,t}^{\max}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大出力。

(10) 机组群电量约束

机组群的电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_{j,t}^{\min} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{v \in j, v=1}^V P_{v,t} \leq Q_{j,t}^{\max}$$

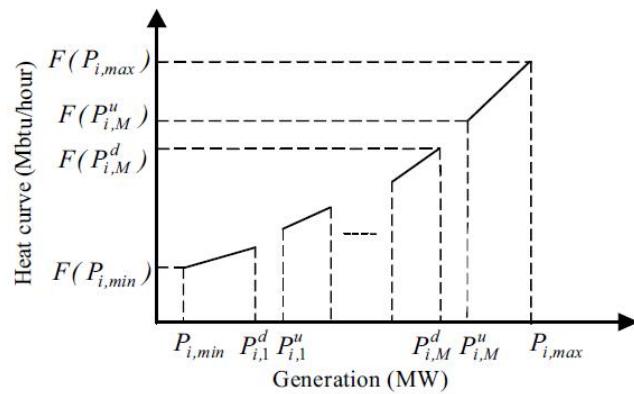
(11) 水电库容控制约束

水电库容控制约束指的是水电单元的水库库容上下限约束，具体模型如下。

$$V_{i,t,end}^{\min} \leq V_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - \left[I_{i,\tau} + (P_{\text{up}(i),t-s(i)} h_{\text{up}(i)} + Q_{\text{up}(i),t-s(i)}^d) \right] \right\} \leq V_{i,t,end}^{\max}$$

$$P_{i,t} h_i + Q_{i,t}^d \geq Q E_{i,t}$$

(12) 水电机组振动区约束



$$P_{i,t} = \delta_{i,1,t} P_{i,\min} + \delta_{i,2,t} P_{i,1}^u + \dots + \delta_{i,M+1,t} P_{i,M}^u + P_{i,1,t} + P_{i,2,t} + \dots + P_{i,M,t}$$

$P_{i,1}^d, P_{i,1}^u$ 分别代表第 i 台机组第 1 个振动区的下限和上限。

$\delta_{i,1,t}$ 为 1 代表第 i 台机组 t 时段处于 $[P_{i,\min}, P_{i,1}^d]$ 之间。

$P_{i,1,t}$ 代表第 i 台机组 t 时段处于第 1 个可运行区间时，该运行区间的出力大小。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,1,t} \leq (P_{i,1}^d - P_{i,\min}) \delta_{i,1,t} \\ 0 \leq P_{i,2,t} \leq (P_{i,2}^d - P_{i,1}^u) \delta_{i,2,t} \\ \vdots \\ 0 \leq P_{i,M,t} \leq (P_{i,\max} - P_{i,M}^u) \delta_{i,M+1,t} \end{cases}$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力落在某个可运行区间时，其出力大小不会超过该区间。

$$\sum_{l=1}^{M+1} \delta_{i,l,t} \leq 1$$

通过上面的不等式约束可以限制机组出力只落在其中一个可运行区间。

(13) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{\max} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-es} P_{es,t}^{dis} + G_{l-es} P_{es,t}^{ch}) + \\ & \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \end{aligned}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-es} 表示独立储能、虚拟电厂 es 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在 t 时段的母线负荷值； SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(14) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned} P_s^{\min} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-es} P_{es,t}^{dis} + G_{s-es} P_{es,t}^{ch}) + \\ & \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \end{aligned}$$

其中, P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-es} 表示独立储能、虚拟电厂 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件 2-3

四川电力市场风险防控实施细则

(V4.0)

2025 年 12 月

目 录

1 总则	1
1.1 总述	1
1.2 适用范围	1
1.3 职责分工	1
1.3.1 市场运营机构职责	1
1.3.2 电网企业职责	2
1.3.3 经营主体责任	3
2 市场风险分类	3
2.1 电力供需风险	3
2.2 市场价格异常风险	4
2.3 电力系统安全运行风险	4
2.4 电力市场技术支持系统风险	4
2.5 网络安全风险	4
2.6 售电公司履约风险	5
2.7 市场规则及参数适应性风险	5
2.8 其他风险	5
3 市场风险监测与评估	5
3.1 市场风险监测	5
3.2 市场风险级别评估	5
3.2.1 低风险	6

3.2.2 中风险	6
3.2.3 高风险	7
4 市场风险处置	7
4.1 电力供需风险处置	8
4.2 市场价格异常风险处置	8
4.2.1 常态化价格监测	8
4.2.2 市场力监测及缓解	8
4.2.3 市场价格持续偏高（低）处置	11
4.3 电力系统安全运行风险处置	11
4.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险处置	12
4.5 售电公司履约风险处置	13
4.6 规则及参数适应性风险处置	16
4.7 其他风险处置	17
5 市场干预	17
5.1 市场熔断	18
5.1.1 市场熔断处理	18
5.1.2 市场熔断恢复	18
5.2 市场中止	18
5.2.1 市场中止处理	19
5.2.2 市场中止恢复	19
6 附则	20

附表 价格异常风险防范默认值 21

1 总则

1.1 总述

为建立健全电力市场风险防控体系,有效防范和及时处置电力市场风险,保障电力系统安全和市场平稳运行,维护经营主体合法权益和社会公共利益,根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《电力市场监管办法》(国家发展改革委2024年第18号令)、《电力市场运行基本规则》(国家发展改革委2024年第20号令)等文件精神和有关法律、法规规定,结合四川省实际,制定本细则。

1.2 适用范围

本细则适用于四川电力中长期、现货市场的风险监测、评估和处置管理。

1.3 职责分工

电力市场成员应共同按照本细则职责分工要求,遵守并按規定落实电力市场风险防控职责,做好市场风险防控工作。

1.3.1 市场运营机构职责

市场运营机构在能源监管机构、政府主管部门指导下,履行市场风险防控职责,建立完善风险防控相关工作体系,按照“谁运营、谁防范,谁运营、谁监控”的原则,采取有效风险防控措施,加强对市场运营情况的监控分析,依规处理市场风险。

电力调度机构主要职责包括但不限于：

- (1) 负责四川电力市场电力供需风险、申报及出清价格异常风险、电力系统安全运行风险、现货技术支持系统及网络安全风险、市场规则及参数适应性风险以及职责范围内的其他相关风险的监测、评估与处置；
- (2) 依规对四川电力现货市场实施干预、熔断和恢复；
- (3) 依据政府主管部门、能源监管机构决定，对四川电力现货市场实施中止和恢复。

电力交易机构主要职责包括但不限于：

- (1) 负责四川电力市场结算价格异常风险、交易侧相关技术支持系统及网络安全风险、售电公司履约风险、市场规则及参数适应性风险以及职责范围内的其他相关风险的监测、评估与处置；
- (2) 协同电力调度机构开展其他方面四川电力市场风险监测、评估与处置；
- (3) 根据职责范围内风险监测情况，及时向调度机构提出处置建议，协同落实风险防控措施。

1.3.2 电网企业职责

电网企业应协同开展市场风险防控，强化市场风险管理，主要职责包括：

- (1) 落实风险防控措施，协助开展四川电力市场交易危害

行为的管制查处;

(2) 配合市场运营机构开展四川电力市场风险监测、评估与处置;

(3) 负责电网代理购电参与电力市场交易有关风险的监测、评估与处置。

1.3.3 经营主体责任

经营主体应严格遵守电力市场风险防控有关工作制度，配合参与市场风险防范并遵照预案处置有关风险，主要职责包括：

(1) 负责落实风险防控措施，协助开展四川电力交易危害行为的管制查处；

(2) 配合市场运营机构开展四川电力市场风险监测、评估与处置；

(3) 自觉遵守四川电力市场交易秩序，依规开展四川电力市场交易申报与执行；

(4) 负责建立完善电力市场经营风险内控组织构架与风控制度。

2 市场风险分类

电力市场风险包括电力供需风险、市场价格异常风险、电力系统安全运行风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险、售电公司履约风险、市场规则及参数适应性风险以及其他风险。

2.1 电力供需风险

电力供需风险指因清洁能源预测、负荷预测等与实际偏差较大,或电力系统设备故障等原因,造成电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围,影响电力系统供需平衡的风险。

2.2 市场价格异常风险

市场价格异常风险指部分时段市场价格持续偏高或偏低,波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

2.3 电力系统安全运行风险

电力系统安全运行风险指因电力系统在运行中出现电网设备负载率、断面潮流、频率、电压超过稳定规定限额、省间联络线功率偏差超过正常允许范围,或者气象水情变化、继电保护、安全自动装置故障、电力系统故障、电力设备缺陷等可能对人身、电网、设备安全造成影响,或者其他电力调度机构认为影响电网安全运行的风险。

2.4 电力市场技术支持系统风险

电力市场技术支持系统风险指因支撑电力市场的各类技术支持系统的出清、执行,电力交易平台的申报、结算等自身功能异常或不可用,或数据交互过程中出现申报信息交互受阻、出清结果披露受阻、数据调用出错或提取失败等异常情况,影响市场正常运行的风险。

2.5 网络安全风险

网络安全风险指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行

为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

2.6 售电公司履约风险

售电公司履约风险指售电公司在参与电力市场过程中，未履行市场化交易结算义务，给其他市场主体造成经济损失的风险。

2.7 市场规则及参数适应性风险

市场规则及参数适应性风险指电力市场规则或市场参数不适应电力市场交易需要，影响电力市场正常运行的风险。

2.8 其他风险

其他风险包括：

- (1) 市场运营机构认为需要防范的其他风险；
- (2) 政府主管部门或能源监管机构提出的需要加强防范的有关风险。

3 市场风险监测与评估

3.1 市场风险监测

电力市场风险监测是指动态发现和甄别各类市场风险的过程。市场运营机构充分利用市场监测掌握的数据信息，按照能源监管机构、政府主管部门相关要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

3.2 市场风险级别评估

电力市场风险评估是指在风险监测的基础上，对风险进行确

认、归类、分级的过程。市场运营机构对风险发生可能性、引发后果严重性进行评估和预测，并根据引起后果的严重性从低到高可划分为低风险、中风险和高风险三个级别。

3.2.1 低风险

低风险指电力市场运行过程中发生的一般市场风险，主要包括以下情形：

- (1) 系统备用不足；
- (2) 市场价格持续达到价格限值或触发市场力管控条件；
- (3) 因各类异常、故障、突发事件等影响，造成电力系统运行存在安全风险；
- (4) 技术系统或网络安全出现异常，导致日前或实时市场短时无法出清、出清结果异常等；
- (5) 经营主体未能履行市场化交易结算义务，影响市场结算工作正常开展；
- (6) 电力市场规则或市场参数不适应电力市场交易需要，需进行调整。

3.2.2 中风险

中风险指电力市场运行过程中发生的较严重的市场风险，主要包括以下情形：

- (1) 突发电力供不应求；
- (2) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，对市场

价格造成较大影响；

（3）因各类异常、故障、突发事件等影响，导致电力系统安全运行受到较大影响；

（4）电力市场技术支持系统因自身功能或网络安全原因发生异常或不可用，且短时无法恢复，影响日前或实时现货市场正常运行。

3.2.3 高风险

高风险指电力市场运行过程中发生的严重的市场风险，主要包括以下情形：

（1）电力供应严重不足；

（2）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响市场价格；

（3）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电力系统安全运行受到严重威胁；

（4）电力市场技术支持系统因自身功能或网络安全原因发生重大故障，导致长时间无法按照市场规则进行出清和调度；

（5）电力市场未按照规则运行和管理；

（6）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改。

4 市场风险处置

低风险发生时，市场运营机构根据本细则采取相应的措施进

行风险处置，确保电力系统安全和市场平稳运行。

4.1 电力供需风险处置

系统备用不足时，可采取调整市场边界及安全约束、调整机组出力、开机容量、请求上级调度支援、启动需求侧管理等措施，直至满足电力平衡和系统备用要求。

4.2 市场价格异常风险处置

4.2.1 常态化价格监测

市场运营机构常态化开展市场价格监测，并对持留、市场串谋和市场操纵等市场力行为进行识别，当出现市场价格持续偏高或偏低、持留、市场串谋、市场操纵等异常情况时，及时将有关情况和处置建议向政府主管部门、能源监管机构汇报。

4.2.2 市场力监测及缓解

为保障四川枯水期电量持续紧缺、丰水期高峰缺电力情况下现货市场价格平稳有序，防范市场运行风险，避免经营主体行使市场力造成现货市场价格持续偏高的情况，建立市场力监测及缓解机制。

（1）市场力缓解机制触发条件

枯水期（1~4月、11~12月），所有类型发电主体均具有较强的市场力，在枯水期常态化实施市场力缓解机制。

丰水期（5~10月），发电主体在电力供需紧张（电力供需比小于等于1.01或电量供需比小于等于1.25）时具有较强的市

场力，在电力供需紧张时段实施市场力缓解机制。

(2) 计算电力供需比和电量供需比

电力供需比 r_1 ：按日统计。

$$r_t = \frac{PS_{t,\max}}{D_t + Q_{d,3}}$$
$$r_1 = \frac{1}{96} \times \sum r_t$$

式中， r_t 为 t 时段的电力供需比； r_1 为运行日平均电力供需比； $PS_{t,\max}$ 为日前 t 时段的市场可用发电容量（扣除检修停运机组）； D_t 为日前 t 时段的竞价空间（日前总负荷预测扣除未参与市场的机组出力和联络线计划）， $Q_{d,3}$ 为正备用需求。

电量供需比 r_2 ：按日统计。

$$r_2 = \frac{\text{所有市场化机组可提供电量}}{\text{系统电量净需求}}$$

市场化机组可提供电量为扣除检修停运机组后的可发电量，其中水库机组为考虑水库优化运用后的可发电量，其余水电机组为日前申报的可发电量，新能源机组为日前预测可发电量。

系统电量净需求为日前总电量预测扣除未参与市场的机组电量和联络线计划电量。

(3) 计算合理申报价格

衔接外购电价格设置合理申报价格。枯水期合理申报价格为年度中长期外购当月均价；丰水期合理申报价格为年度中长期外购当月均价与运行日日前省间现货外购最高价（日前各时段省间

现货各成分外购加权均价的最高价)的算术平均值,若运行日日前省间现货未成交,则取年度中长期外购当月均价,若无年度中长期外购当月均价,则取运行日日前省间现货外购最高价(若运行日前省间现货无成交电量,则取最近一次日前省间现货外购最高价)。合理申报价格不超市场申报价格上限。

枯水期合理申报价格计算方式如下:

$$P_{\text{枯水期合理申报}} = P_{\text{中长期外购均价}}$$

丰水期合理申报价格计算方式如下:

$$P_{\text{丰水期合理申报}} = \frac{P_{\text{中长期外购均价}} + P_{\text{现货外购最高价}}}{2}$$

若运行日日前省间现货未成交,则

$$P_{\text{丰水期合理申报}} = P_{\text{中长期外购均价}}$$

若无年度中长期外购当月均价,则

$$P_{\text{丰水期合理申报}} = P_{\text{现货外购最高价}}$$

式中:

$P_{\text{中长期外购均价}}$ 为年度分月中长期外购均价;

$P_{\text{枯水期合理申报}}$ 为枯水期用于现货市场报价替换的合理申报价格;

$P_{\text{丰水期合理申报}}$ 为丰水期用于现货市场报价替换的合理申报价格;

$P_{\text{现货外购最高价}}$ 为运行日日前省间现货外购最高价。

(4) 执行市场力缓解机制

若满足市场力缓解机制触发条件,则执行市场力缓解措施,按程序对发电机组日前报价曲线进行替换,将各机组高于其合理

申报价格的报价段替换为合理申报价格,同时将现货市场电能量出清价格上限替换为合理申报价格,替换报价的结果同时应用于日前、实时市场出清,出清结果作为市场结算依据。

4.2.3 市场价格持续偏高(低)处置

为防范部分时段市场价格持续偏高或偏低的市场运行风险,保障现货市场价格平稳有序,设置以下市场价格异常风险处置机制。

当全天实时出清价格累计8个小时低于0元/兆瓦时,即价格持续偏低,次日申报时,取消水电全容量按照电能量申报价格下限参与出清的方式,将水电前3段报价分段容量系数A₂调整为10%,持续时间10天。

当全天实时出清价格累计8个小时达到电能量出清价格上限(市场力缓解机制触发时电能量出清价格上限取相应的合理申报价格),即价格持续偏高,次日申报时,将水电报价分段容量系数A₂调整为20%,持续时间10天。

市场价格异常风险处置措施执行期间,相关经营主体应按上述要求申报交易信息,若申报不符合要求或未及时申报的,则按价格异常风险防范默认值参与出清。价格异常风险防范默认值详见附表。

4.3 电力系统安全运行风险处置

当电力系统安全运行存在风险时,电力调度机构应按照“安

全第一”的原则采取调整机组发电计划、调整市场运行边界、改变运行方式等措施，直至省间联络线功率偏差、电网频率、电网断面或设备负载等电网运行要求得到满足。

4.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险处置

现货市场运行期间，当系统数据交互过程出现异常、系统功能异常，或网络受到攻击等导致日前或实时市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常时，由市场运营机构、经营主体共同采取以下一种或多种措施保障电力市场稳定运行：

- (1) 及时排查数据交互异常原因，评估消缺时间及影响范围，尽快恢复正常交互功能；
- (2) 在日前市场，若能在竞价日内完成市场出清与发布，则加快异常修复并完成日前市场出清与发布；若不能，则由市场运营机构向经营主体通报相关情况，由运营机构编制下发电计划，作为后续市场运行基础；
- (3) 在实时市场，若未按时完成出清计算，按照上一个最新的实时现货市场出清电力和价格执行；若无实时出清结果，则调度机构根据实际运行需要安排发电计划，以调度自动化系统实际采集的上网电力数据作为出清电力，用于信息发布及相关参数计算；原则上在系统功能恢复后按市场边界重新计算形成市场价格，若无法重新计算，按照日前现货市场对应时段出清价格执行，若日前价格缺失，则暂按上一个同类型正常交易日（上一个工作

日、非工作日)相同时段的现货市场价格结算。调度机构应及时向经营主体通报相关情况，并及时(原则上不晚于D+3日)将修正后的价格推送至交易机构；

(4) 当实时市场出清结果出现差错时，原则上，重新准备边界数据，对受影响的时段进行计算，得到校正之后的出清结果。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行；若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，原则上按校正之后的价格进行结算。如不具备重新计算条件，以日前市场中相同时段的价格作为实时市场价格，若日前价格缺失，则暂按上一个同类型正常交易日(上一个工作日、非工作日)相同时段的现货市场价格结算。调度机构应及时(原则上不晚于D+3日)将修正后的价格推送至交易机构。在月结算前，交易机构可根据各方反馈和处理意见，对需调整的日清分结果进行重算，并重新发布。

4.5 售电公司履约风险处置

参与交易的售电公司应及时足额提交履约保障凭证，保证提交的履约保障凭证真实、准确、有效，不得增删、伪造、篡改履约保障凭证相关内容，并承担一切法律责任和后果。

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并考虑信用评级结果，向电力交易机构提交履约保障凭证：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；2.过去2个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大小值，按标准不低于5分/千瓦时。对于没有历史电量参考的售电公司，应按其预测全年交易电量规模并考虑信用评级结果，向电力交易机构提交履约保障凭证，缴纳标准为0.8分/千瓦时。售电公司代理的各零售用户历史最大用电量（取其各月近三年¹用电量最大值之和）总量，不超过其缴纳的履约保障凭证额度按0.8分/千瓦时并考虑信用评级结果后测算的整年售电量上限，2025年新投产用户无用电量月份的电量及2026年新投产用户各月电量按其合同容量×24小时×当月天数计算。

在月度、月内交易过程中，若单笔交易将导致售电公司当月批发合同对应电费高于零售合同对应电费，且电费差额大于其履约保障凭证额度的80%，则该笔交易无法申报，其中，各零售合同当月价格取其当月各时段交易价格算术平均值，零售用户当月用电量取近三年对应月份最大用电量，电网代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易等成交量尚无价格的，取年度交易对应月电能量交易价格上限。

年度交易、月度交易及每次月内交易后，对分月在批发市场上的签约电量超过其代理各零售用户近三年对应月最大用电量之和的部分，售电公司均应按其批发市场对应月份中长期合同均价额外缴纳履约保障凭证，计算均价时，电网代理购电市场化交

¹2025年12月数据发布前，近三年12月暂取2022、2023、2024年12月数据，下同。

易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易等成交电量尚无价格的，年度交易对应月电能量交易价格上限。现货市场运行时，电力交易机构对售电公司现货运行当月的结算风险费用进行评估计算，售电公司缴纳的履约保障凭证额度的 80%应不小于电力交易机构评估计算的其当月结算风险费用。当月结算风险费用具体算法如下：

当月结算风险费用= $\max(\text{月度批发市场电费} - \text{月度零售市场电费}, 0)$

月度批发市场电费= $(\sum \text{已形成清算临时结果的运行日电能量电费}) / \text{已形成清算临时结果的运行日天数} \times \text{当月日历天数}$

运行日电能量电费=运行日省内实时电能量费用+运行日中长期差价合约电能量电费

月度零售市场电费= $(\sum \text{已形成清算临时结果的运行日零售用户电费}) / \text{已形成清算临时结果的运行日天数} \times \text{当月日历天数}$ ，零售用户的零售电费根据其签订的零售套餐按《四川省 2026 年电力零售套餐指南》进行计算，其中，联动价格取截至计算日前一日对应时段现货实时市场加权均价。

售电公司应及时足额支付市场化电费等费用。当售电公司未缴清相关结算费用，售电公司履约保障凭证剩余额度为其已缴纳履约保障凭证额度扣减未缴清费用，履约保障凭证剩余额度应满足上述要求。

电力交易机构发现实际提交的履约保障凭证额度不足时及时通知售电公司补缴。售电公司应在接到电力交易机构通知的3个工作日内，向电力交易机构提交足额履约保障凭证。未按时足额缴纳履约保障凭证的，按《售电公司管理办法》第二十六条规定处理。

售电公司代理零售用户的市场化结算结果在售电公司售电服务费不低于零时执行。在售电公司售电服务费低于零且未在规定时限内足额缴纳欠费时，暂停其交易资格，由电网企业按代理购电价格对电力用户进行预结算，在售电公司补齐缺额后，按照其代理零售用户的市场化结算结果进行清算。

对于售电公司资产规模对应年最大售电量，售电公司零售市场电量按以下方式确定：（1）年度交易时按其代理零售用户近三年用电量最大值之和；（2）年内各月已产生实际工商业用电的零售用户，按其当月实际用电量计算；（3）2025年新投产用户无用电量月份的电量及2026年新投产用户各月电量按其合同容量 \times 24小时 \times 当月天数计算。如售电公司年售电量超出其资产总额可从事年售电量规模，该售电公司不得再新签约零售合同，且应在30日内在交易平台更新与其年售电量匹配的资产证明报告。逾期未更新的，按相关要求处理。

4.6 规则及参数适应性风险处置

当市场运行过程中发生规则及参数适应性风险，影响市场交

易组织实施或市场结算时,可由市场运营机构、市场管理委员会、市场主体提出建议,市场运营机构按照政府主管部门相关意见进行处置,并向市场主体发布公告。

4.7 其他风险处置

市场运营机构、政府主管部门或能源监管机构认为需要防范的其他风险发生时,市场运营机构可按规定采取相关手段进行风险处置,确保电力系统安全和市场平稳运行。

5 市场干预

市场运行过程中发生中风险、高风险时,能源监管机构、政府主管部门可根据职责作出市场干预决定,包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施,并委托市场运营机构实施市场干预。

市场运行过程中发生中风险、高风险时,市场运营机构可按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预,并尽快报告能源监管机构、政府主管部门。

市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施,分析存在的问题,形成方案建议,并尽快向能源监管机构、政府主管部门备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志,包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因,涉及《电力安全事故应急处置

和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

5.1 市场熔断

现货市场运行过程中发生中风险，且市场风险处置时间超过 6 小时，仍未将市场恢复到正常运行状态时，市场运营机构根据本细则对实时市场实施熔断，熔断时长不超过 72 小时。

市场运营机构须按要求记录市场熔断情况，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向能源监管机构、政府主管部门备案。

5.1.1 市场熔断处理

当市场熔断时，采用以下处理措施：

（1）市场熔断开始后 24 小时内，向经营主体披露市场熔断的原因和开始时间；

（2）市场熔断期间，以保障电网安全、电力供应为目标，调整设备运行状态，根据电网运行需要安排各类机组发电计划；

（3）市场熔断期间发电侧的出清电量为实际发电量，出清电价暂按上一个同类型正常交易日（上一个工作日、非工作日）相同时段的现货市场价格结算。

5.1.2 市场熔断恢复

在市场运营机构确定导致市场熔断的情形消除后，可恢复现货市场交易，并向经营主体发布公告。

5.2 市场中止

现货市场运行过程中发生高风险，且市场熔断超过 72 小时，除市场中止之外的措施不足以让市场恢复正常运行时，市场运营机构应及时向相关部门报送情况，由能源监管机构、政府主管部门作出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。

突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由能源监管机构、政府主管部门作出是否中止市场的决定并发布。

5.2.1 市场中止处理

当市场中止时，采用以下处理措施：

（1）市场运营机构应根据政府决定立即向经营主体发布市场中止声明；

（2）调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行负荷预测、新能源预测、省间联络计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划；日内基于各类运行需求，对发电机组的实时发电计划进行调整；

（3）在市场中止期间，原则上以当月中长期交易分时加权均价作为实时结算价格。

5.2.2 市场中止恢复

在市场运营机构确定导致市场中止的情形消除、电力市场重启具备条件后，经能源监管机构、政府主管部门同意，市场运营机构恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体

发布。

6 附则

本细则自印发之日起实施，四川原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附表 价格异常风险防范默认值

主体类型	默认值
水电	<p>报价分段容量：当价格持续偏低时，0 至额定有功功率默认分为 5 段，前三段每段报价分段容量为 10%，后两段每段报价分段容量为 35%，第一段出力起点为 0，最后一段出力终点为额定有功功率。当价格持续偏高时，0 至额定有功功率默认均为 5 段，第一段出力起点为 0，最后一段出力终点为额定有功功率。</p> <p>报价分段价格：第一段报价为电能量申报价格下限，后续每段报价等于前一段报价叠加 20 元/兆瓦时。</p>

附件 2-4

四川省电力市场交易计量管理规则 (V4.0)

2025 年 12 月

目 录

1 总述	1
2 适用范围	1
3 引用文件	1
4 术语定义	1
5 基本要求	3
5.1 关口电能计量设备管理目的	3
5.2 关口电能计量设备管理要求	3
5.3 用电信息采集系统管理要求	4
6 职责分工	5
6.1 电网企业	5
6.2 发电企业	6
7 关口电能计量设备管理	6
7.1 关口计量点设置要求	7
7.2 关口电能计量设备配置要求	7
7.3 关口电能计量设备运行管理	8
8 计量数据管理	9
8.1 计量数据采集、校验和拟合	9
8.2 计量数据异常处理	9
9 封印管理	9
10 日清电量计算管理	10

10.1 工作流程	10
10.2 非实抄计量点计算规则	10
10.3 变（线）损电量计算规则	11
10.4 其他	11
11 附则	11

1 总述

为规范四川电网用于市场交易的关口电能计量设备运行管理工作，明确管理职责和范围，确保关口电能计量值的准确统一和设备的安全可靠运行，促进我省电力市场有序开展，特编制本规则。

2 适用范围

本规则适用于四川省电力经营主体及之间的关口电能计量设备的安装、运行、维护、管理，以及计量数据管理等。

3 引用文件

《中华人民共和国电力法》（2021年修正版）

《中华人民共和国计量法》（2023年修订版）

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（2016年修订版）

《中华人民共和国计量法实施细则》（2022年修订版）

《供电营业规则》（国家发展改革委第14号令）

《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

4 术语定义

（1）关口电能计量点：各经营主体以及电网企业间（包括电网企业之间、电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间），以及发电企业发电单元进行电能量结算、考核的计量点，

简称关口计量点。

(2) 关口电能计量设备：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的设备，包括电能计量柜（箱、屏）、关口电能量采集终端。关口电能量采集终端是安装在关口计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

(3) 采集成功：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）正常传输至用电信息采集系统，且数据完整、准确。

(4) 采集异常：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）采集正常，但与现场电能表电能示值不一致，或者曲线不完整的。

(5) 采集失败：关口计量点电能表、采集终端对用电信息采集系统命令无响应的。

(6) 变（线）损：因计量点无法设置在产权分界点而产生的损耗，需在合同中明确分配规则。

(7) 定比（量）：因计量点无法安装电能计量设备，按用电设备容量的比例或实际可能的用电量，确定用电量的比例或定量的计量方式。

(8) 调试期机组：首次并网至连续调试运行结束期间的发

机组组。

(9) 月度调平电量：因表计精度、业务变更、变（线）损、拟合偏差等导致发电企业、电力用户按每月1日零点冻结示数计算月度电量与当月分时电量之和的差。月度调平电量按月计算。

5 基本要求

5.1 关口电能计量设备管理目的

关口电能计量设备管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性，保障电能计量设备安全可靠运行，为电力市场有序规范、公平公正开展，保障市场成员合法权益提供支撑。

5.2 关口电能计量设备管理要求

关口电能计量设备管理以电网企业、发电企业为基础，以统一归口管理为原则开展。

(1) 电网企业应建立电能计量技术管理体系，负责所辖电网电能计量设备监督和管理工作。电网企业应设置所属电网计量设备的技术管理机构，负责电网企业所有关口计量点的技术管理。

(2) 发电企业负责管理本企业内部考核用电能计量设备的日常维护，并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量设备。

(3) 调试期机组若与其他机组共用计量点，按调试期实际发电量比例拆分共用计量点的上网电量。

5.3 用电信息采集系统管理要求

为适应我省电力现货等市场深化建设需要，全面推行自动化、信息化、智能化等现代科技成果在电能计量设备管理中的应用，电网企业应建立统一、规范的用电信息采集系统。系统应满足以下要求：

(1) 用电信息采集系统采集范围应涵盖所有涉及市场结算的关口电能计量设备，对于电能量采集系统采集的关口电能计量设备，电能量采集系统应将其数据及时完整推送至用电信息采集系统，并确保数据的准确性。

(2) 采集数据应满足现货市场交易结算数据需求，用电信息采集系统应保证数据的唯一性，所有数据均来源于现场运行的关口电能计量设备或通过拟合确定。原始计量数据不得修改。当某关口计量点因采集异常或失败需要追溯电能示值时，用电信息采集系统自采集异常或失败当日起向前追溯6个月，并按最后一个采集成功的示值进行补全。

(3) 用电信息采集系统应具有完善的数据校验功能。

(4) 用电信息采集系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括关口电能计量设备与用电信息采集系统之间、用电信息采集系统与外部系统传输接口之间。

(5) 用电信息采集系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

6 职责分工

6.1 电网企业

- (1) 贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。
- (2) 组织制定所辖电网电能计量标准建设规划及电能计量标准的管理。
- (3) 组织制定市场结算及考核电力系统经济技术指标计量点的电能计量设备的配置、更新与发展规划。
- (3) 组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作。
- (4) 组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量设备现场检验及抽检工作。
- (5) 负责用电信息采集系统的建设、运行与管理。
- (6) 组织对所辖电网电能计量设备运行质量的监督、对电量计量重大故障、差错和窃电案件的调查与处理。
- (7) 组织对所辖电网电能计量业务管理的统计、分析、报表等工作。
- (8) 依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配，并在合同中明确规则。

(9) 负责经营主体计量数据管理,包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据(含线损参数)、验证和拟合数据的方法等。

(10) 负责按照电力市场结算要求,定期将发电企业、省级电网之间、电力用户、与地方电网和增量配电网之间的关口电能计量设备记录的电量数据,传送给电力交易机构,作为结算基础数据。

(11) 地方电网企业和增量配电网企业应配合国网四川省电力公司做好本企业涉及的市场结算用的关口电能计量设备的验收、现场检验、故障处理等工作。

6.2 发电企业

(1) 发电企业应负责本企业电能计量设备的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定,执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口电能计量设备的验收、现场检验、日常运维、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业关口电能计量设备接入用电信息采集系统,并做好日常运行维护工作。

(5) 确保调试期机组计量数据准确,并配合按实际发电量比例拆分共用计量点电量。

7 关口电能计量设备管理

7.1 关口计量点设置要求

电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。计量设备应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量设备的，电网企业应在与经营主体协商明确计量设备安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。若某发电单元未安装计量设备，上网电量可通过其他单元和出线侧计量设备的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见，并在相关合同或协议中予以明确。多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

7.2 关口电能计量设备配置要求

（1）对关口电能计量设备配置应满足《电能计量装置技术管理规程》相关要求。

（2）若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

(3) 发电侧计量设备原则上宜选用全电子式多功能电能表或国网公司测试通过的用于关口计量的高端智能电表,采集终端宜选用面向对象协议终端。

(4) 计量设备应具备约定时刻冻结电能量数据功能,最小冻结间隔不大于 15 分钟。在后续改造中不得降低计量设备技术要求。

7.3 关口电能计量设备运行管理

(1) 新建、改(扩)建关口电能计量设备投运后,产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改(扩)建关口电能计量设备应在投运后 1 个月内,进行首次现场检验(投运时间以首次抄见电量时间为准)。现场关口电能计量设备由相关部门和人员负责日常维护,保证其封印、接线、外观结构完好,不受人为损坏。发现异常时应及时报送产权单位和运维单位进行消缺处理。

(2) 关口电能计量设备产权单位应定期开展电能计量设备配置情况、监督抽检结果、故障差错情况等统计分析,评价电能计量设备配置水平和运行质量,为制定、实施电能计量设备改造计划提供依据。

(3) 经营主体对关口电能计量设备计量电量有异议时,可向关口电能计量设备产权单位提出申请,由产权单位组织相关方共同向有资质的计量检定机构提出检验申请。如果检定合格,检

定费用由提出单位承担；如果检定存在误差，由产权单位承担检定费用。差错电量按检定结果进行更正。

8 计量数据管理

8.1 计量数据采集、校验和拟合

电网企业应按照本规则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量设备记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

当自动采集数据不完整时，由用电信息采集系统根据拟合规则补全电量数据，数据拟合规则见附件《采集系统数据校核与拟合方案》，原则上地方电网参照执行。初期，代理购电工商业用户按照代理购电用户典型曲线拟合；对于计量设备无法满足分时计量的工商业用户按照工商业用户典型曲线拟合。

8.2 计量数据异常处理

当计量设备故障等问题导致计量表计底码不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，电网企业按照相关规定出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

9 封印管理

关口电能计量设备使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。关口点计量设备变更时，在现场工作结束后应对关口电能计量设备实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好关口电能计量设备封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启

封印，确保封印完好。

10 日清电量计算管理

10.1 工作流程

电网企业于 $D+1$ 日将 D 日的分时电量推送四川电力交易中心；直接参与市场交易、暂不具备分时计量条件的工商业用户，于 $M+1$ 月第 1 个工作日内，按工商业用户典型曲线拟合至小时推送全月分时至交易中心。

地方电网于 $D+1$ 日将其网内直接参与市场交易且具备分时计量条件的工商业用户 D 日的分时电量推送四川电力交易中心；直接参与市场交易、暂不具备分时计量条件的工商业用户，于 $M+1$ 月第 1 个工作日内，按工商业用户典型曲线拟合至小时推送全月分时至交易中心。

当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业应及时消缺、补采或按照附件《采集系统数据校核与拟合方案》补全计量数据，重新提供至四川电力交易中心。

10.2 非实抄计量点计算规则

因现场情况无法安装计量采集设备，采用定量、定比计算关系的，定量计量点按照当月日历天数平均折算至每个结算时段计算，定比计量点按照约定的定比值计算。因表计准确度、定量扣减关系等导致某时段电量为负时，该时段以实际计算结果按照市场规则结算。

10.3 变（线）损电量计算规则

对于“高供低计”的市场化用户，其变（线）损电量以月度为周期计算。

10.4 其他

发电企业调试转商运时间以电力调度机构出具的依据为准。调试转商运启动特抄流程，以每 15 分钟冻结电能示值曲线，取调试转商运时间向前最近一个时点 15 分钟冻结电能示值作为调试结束的抄断示数值。

11 附则

本细则自印发之日起实施，四川原有相关规则与本细则不一致的，以本细则为准。

附件

采集系统数据校核与拟合方案

一、现货交易数据校验及拟合流程

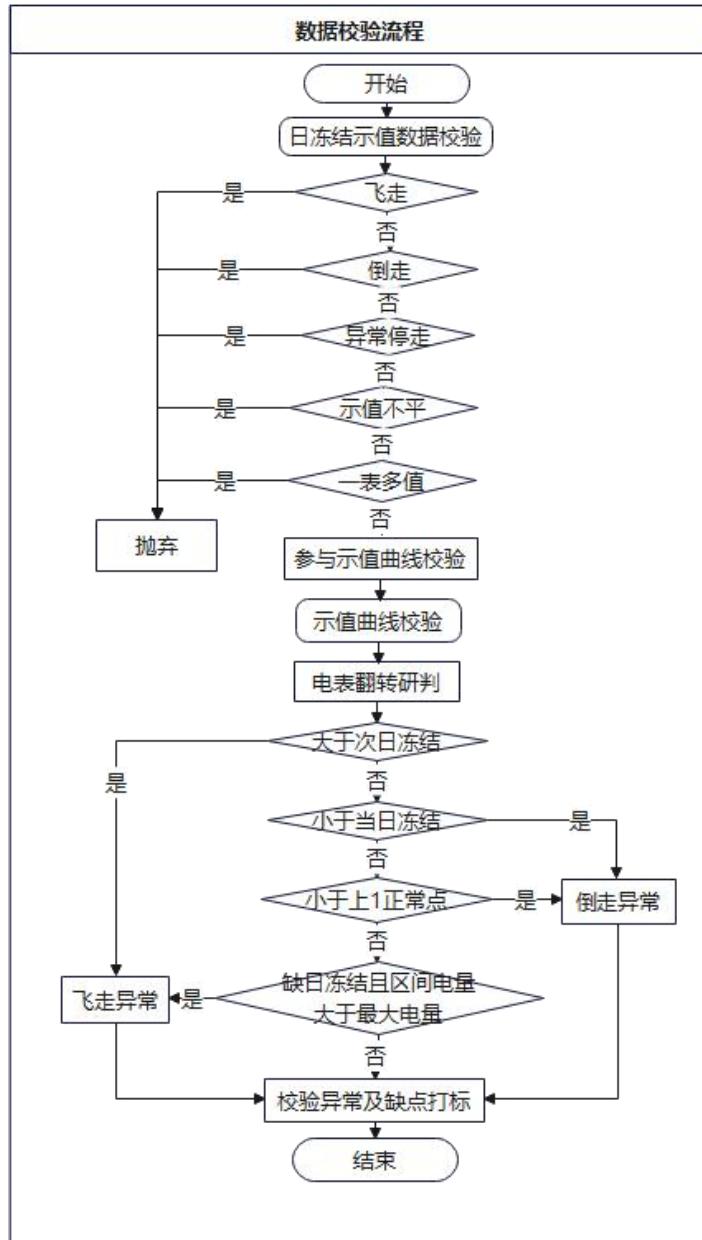


图 1-数据校验流程

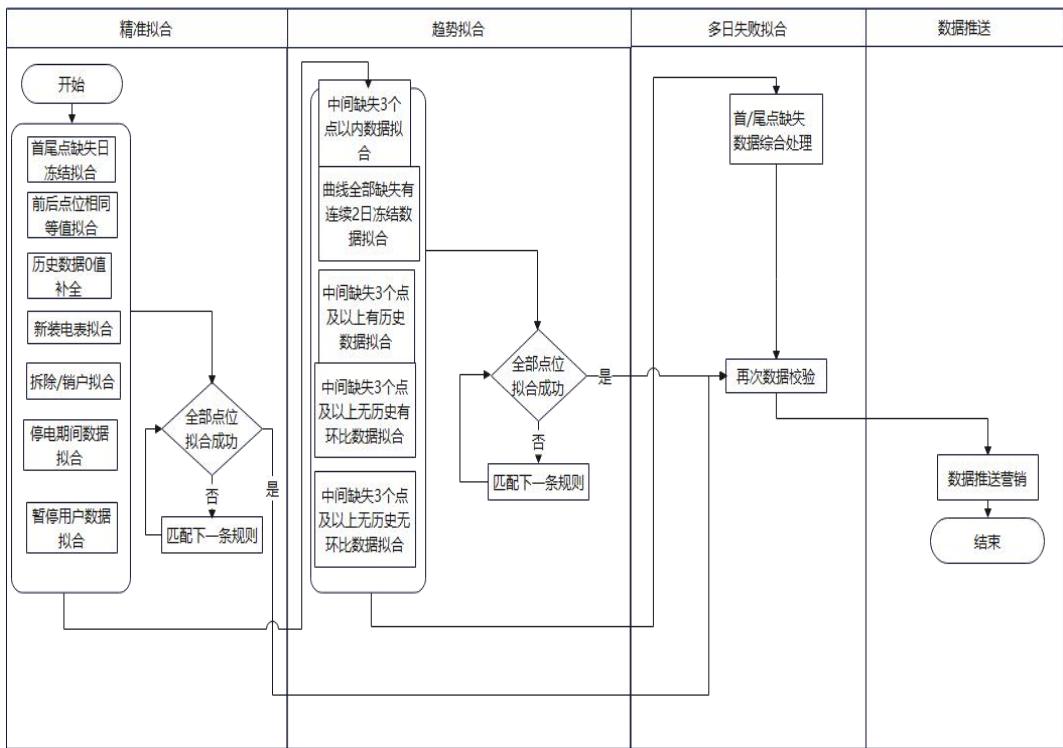


图 2-用电客户数据拟合流程

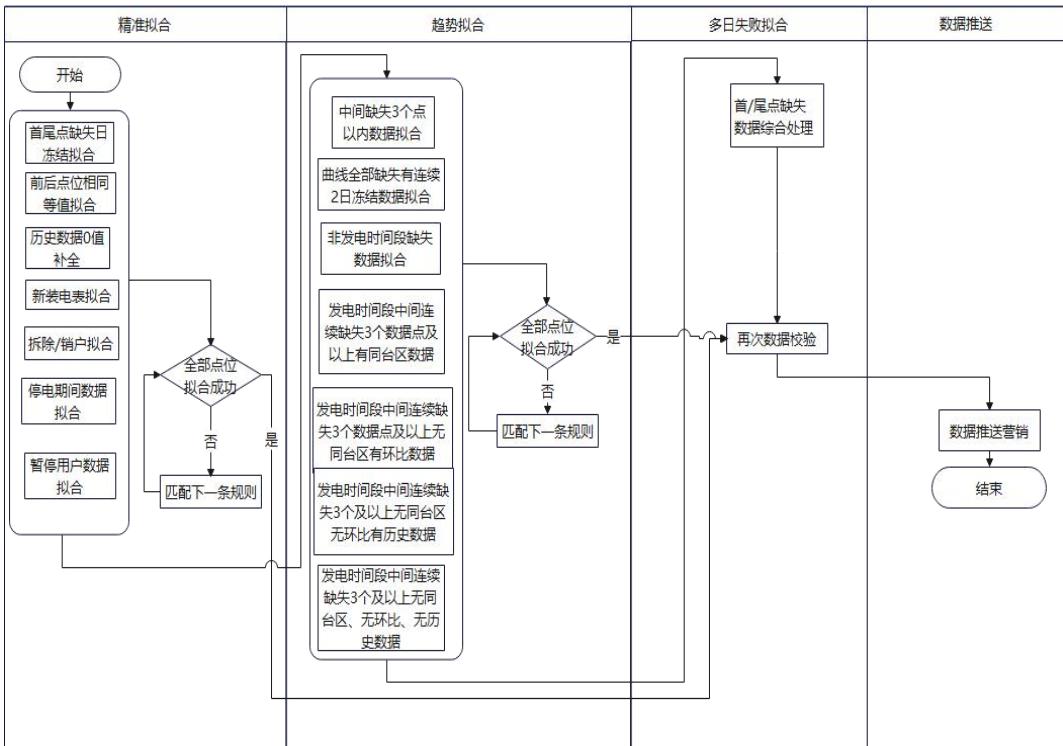


图 3-光伏发电用户数据拟合流程

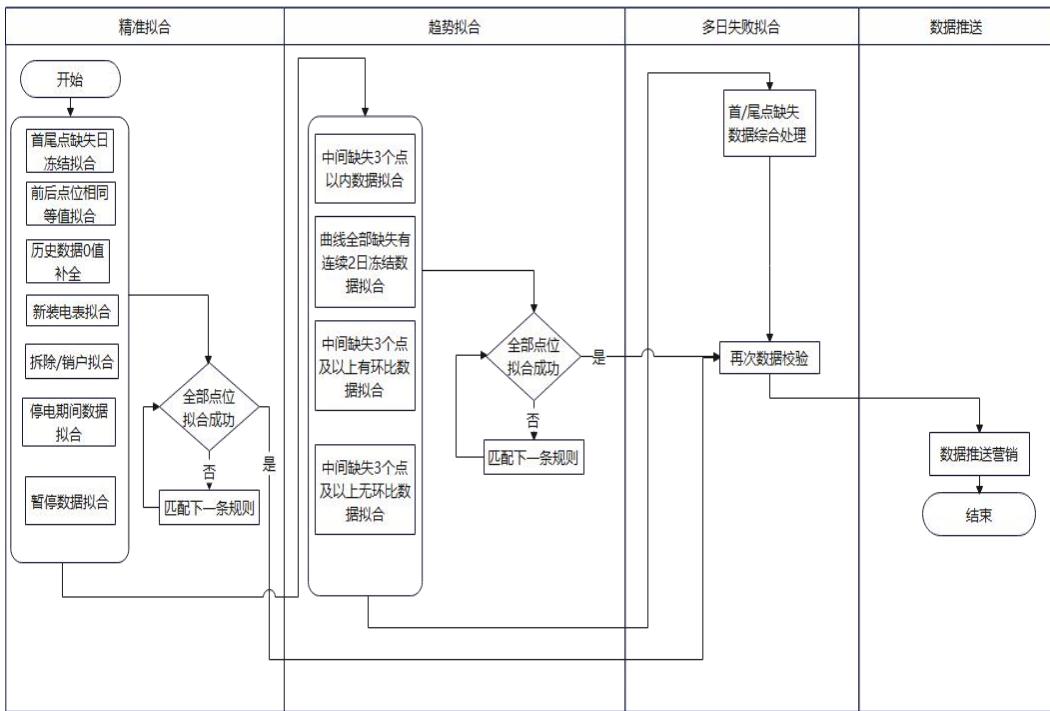


图 4-非光伏发电用户数据拟合流程

二、数据校验

1.校验原则

- (1) 曲线数据校验对比值需以上一个校验正常数据点数据做参考。
- (2) 校验范围包括市场化属性用户及算费关联用户。
- (3) 数据校验飞走、倒走异常纳入采集失败管理，电表翻转打标处理。

2.校验规则

表 1 日冻结电能示值基础数据校核规则

序号	异常类型	描述	判断条件
1	日冻结电能示值负值	电能表 T 日冻结正/反向有功总示值为负值	T 日冻结正/反向有功总示值 < 0

序号	异常类型	描述	判断条件
2	日冻结电能示值飞走	电能表T日冻结正/反向有功总示值-(T-1)日冻结正/反向有功总示值>研判阈值	研判阈值如下: 单相电能表: 1.电压 220V, 最大电流 60A:633.6; 2.电压 220V, 最大电流 100A:1056 三相三线电能表: 1.电压 3×220/380V, 最大电流 60A: 1900.8 2.电压 3×220/380V, 最大电流 100A: 3168 3.电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 190.08 4.电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 38.016 5.电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A: 49.8528 6.电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A: 9.97056 三相四线电能表: 1.电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 49.8831 2.电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 9.9766
3	日冻结电能示值倒走	电能表(T-1)日冻结正/反向有功总示值>T日冻结正/反向有功总示值, 同时排除电能表正常翻转的情况	(T-1)日冻结值 > T日冻结值, 且非正常翻转
4	日冻结电能示值翻转	需要同时满足以下条件: 条件 1: (T日冻结值+电能表最大量程 -(T-1)日冻结值)*综合倍率<最大日电量; 条件 2: (T日各费率之和+电能表最大量程 ¹ -(T-1)日各费率之和) /(T日总值+电能表最大量程-(T-1)日总值) 不在[0.8,1.2]范围内	条件 1 与 条件 2 同时满足
5	日冻结电能示值不平	电能表T日冻结正/反向有功示值总-(电能表T日冻结正/反向有功示值各费率之和/电能表最大量程取余数) >1	T日冻结正/反向有功示值总-(T日冻结正/反向有功示值各费率之和/最大量程取余数) >1

¹ 电能表最大量程计算规则: 根据电能表位数转译, 6.4 表示 999999.9999, 6.2 表示 999999.99, 5.3 表示 99999.999。

序号	异常类型	描述	判断条件
6	一表多值异常	若电能表当日日冻结电能示值采集存在多个不同数据，则研判存在异常	/

表 2 电能示值曲线校核规则

序号	异常类型	判断规则
1	电能示值曲线负值	电能示值曲线出现负数
2	电能示值曲线倒走	当后一点示值小于前一点示值时，则研判异常。 若电能示值曲线出现翻转，不做异常处置。
3	电能示值曲线飞走	若电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字。 最大走字如下： 单相电能表： 1.电压 220V, 最大电流 60A:6.6; 2.电压 220V, 最大电流 100A:11 三相四线电能表： 1.电压 3×220/380V, 最大电流 60A: 19.8 2.电压 3×220/380V, 最大电流 100A: 33 3.电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 1.98 4.电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 0.396 5.电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A: 0.5193 6.电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A: 0.1039 三相四线电能表： 1.电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 0.5196 2.电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 0.1039。
4	电能示值曲线起止点偏移	高精度电能示值曲线 0 点/24 点与日冻结电能示值偏差超过 0.001;低精度电能示值曲线 0 点/24 点与日冻结电能示值偏差超过 0.01，则研判异常。

三、用电户数据拟合

1.拟合原则

(1) 拟合后的曲线数据不出现缺点、倒走、当日及跨日数据不连等逻辑问题，按照从前向后依次对表码缺失或者异常开展拟合。

(2) 拟合曲线包括 97 个点的数据，第 97 点取次日曲线 0 时点数据进行拼接。

(3) 有数据校验异常或采集失败的用户均参与拟合，拟合范围包括市场化属性用户及算费关联用户。

(4) 拟合数据项依据营销电能表计度器数据项的计量方向拟合正/反向有功数据。

2.拟合规则

数据拟合包含精准拟合、趋势拟合、多日失败拟合三个阶段。其中，精准拟合根据业务客观逻辑对当日数据进行拟合，趋势拟合是根据同期、环比历史用电趋势对当日数据进行拟合，多日失败拟合是对跨天失败用户进行数据拟合。

2.1 精准拟合

2.1.1 曲线首尾点补全

若曲线首尾点数据缺失，系统会采集用日冻结数据对曲线首尾点进行补全，具体规则如下：

- (1) 曲线首点数据缺失，取计算日日冻结补全；
- (2) 曲线尾点数据缺失，取次日日冻结数据补全；
- (3) 日冻结数据计量精度须高于或等于曲线数据计量精度，并剔除飞走、倒走、异常停走日冻结数据。

2.1.2 前后表码相同等值补全

当日表码曲线缺失数据点前后第一个采集数据相等，则对缺失点的表码使用等值补全。

2.1.3 历史数据 0 值补全

第一次采集表码值为 0，但是采集时间不在 0 点的情况，且透抄电表也为 0，则将当日首次采集成功之前缺失的数据全部按 0 进行补全。

2.1.4 现场补抄曲线数据补全

对于现场补抄成功的表计，遍历补抄曲线，优先使用补抄后不为空的表码示值覆盖曲线对应时点的值。

2.1.5 新装

用电客户立户新装和换表用户新装，新装时间前的表码按照第一次采集到的示值(优先取透抄结果)或者拆装记录中的新表起度，从第一次采集点或者拆装时间向前平推。其中，第一次采集数据和拆装示数都存在时，取较小值进行拟合。

2.1.6 销户/拆除

用电客户销户或换表流程中旧表进行拆表，拆表时间后缺失的表码按照最后一次采集到的示值(曲线最后一次采集表码)或者拆装记录中的录入表码，从最后一次采集成功点位或者换表时间向后平推，其中最后采集数据和手工录入示数都有时取较大值。

2.1.7 停电用户

基于电能表停/上电事件，停电前后无示值差则采用复电后第一个采集成功的点位数据补全停电期间缺失点位的数据，否则将停电前后的示值差均分到停电后第一个点和复电前第一个点，

中间点位等值补全。

例如: 7:10~8:32 期间停电, 7:15~8:15 示值=7:00 示值+(8:45 示值-7:00 示值)/2, 8:30 示值=7:00 示值+(8:45 示值-7:00 示值)。

2.1.8 暂停、减容用户

如用户处于暂停、减容等未用电状态, 则根据系统记录的暂停、减容运行容量为零的计量点的对应用户表计, 如有缺点情况, 则用最近采集到的电能示值或系统暂停凭证按未用电进行拟合。

2.2 用电户趋势拟合

2.2.1 中间连续缺失 3 个及以下数据点

相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个及以下, 采取“差值平均法”, 取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式:

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中:

T 为总缺失点数

R_N 为第 N 点缺失点示值;

R 为缺失时段前一点示值;

R_{T+1} 为缺失时段后一点示值。

2.2.2 中间连续缺失 3 个以上数据点

相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个以上, 根据时间属性进行相似日匹配拟合, 采用“相似日拟合法”(若无相似日则取用最近

7日）。利用下面公式计算：

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+(曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值)*(上3个相似日中对应缺失点电能示值与上3个相似日中曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值)/对应缺失曲线段在上3个相似日中曲线缺失段后一点曲线示值与曲线缺失段前一点曲线示值的差值均值。其中，相似日的选取分为以下三种：

1) 数据缺失当天为工作日：取上3个工作日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

2) 数据缺失当天为双休日：取上3个双休日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

3) 数据缺失当天为国家法定节假日(节假日分为小长假(元旦、五一、清明等)和大长假(春节、国庆)两类)：按最近3个同类型节假日同时段区间示值走字的平均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

2.3 用电户多日失败拟合

(1) 首点和当日冻结均采集失败，优先取上日拟合尾点，无上日尾点数据则追溯本月最近一次采集成功数据(含日冻结和曲线)，中间空缺部分按用户对应时段日均走字比例拟合，拟合计算方法与“中间连续缺失3个以上数据点”相同。

(2) 尾点和次日冻结采集失败，则月中不做拟合并要求现

场开展运维消缺处置，结算日按 0 电量拟合。

2.4 二次校验及处理

数据拟合完成后，系统再次对拟合数据进行校验，针对异常的数据进行二次处理，比如对于前一天曲线尾点已经采用日冻结数据进行补全后，T+3 日推送前最后一次拟合时，针对最后一个点拟合数据与日冻结不一致的再次拟合处理。

四、光伏发电上网数据拟合

1.拟合原则

(1) 拟合后的曲线数据不出现缺点、倒走、当日及跨日数据不连等逻辑问题，按照从前向后依次对表码缺失或者异常开展拟合。

(2) 拟合曲线包括 97 个点的数据，第 97 点取次日曲线 0 时点数据进行拼接。

(3) 有数据校验异常或采集失败的光伏发电用户均参与拟合，拟合范围包括光伏用户发电、上网计量点及算费关联用户。

(4) 拟合数据项依据发电和上网计量点营销电能表计度器数据项的计量方向拟合正/反向有功数据。

(5) 若缺失点位于光伏发电时段，则根据光伏发电特性进行拟合，若缺失点位于非光伏发电时段，则按未发电进行拟合。发电时段分布如下：

1-2 月：8:00~18:00, 3-4 月：7:30~19:00, 5-6 月：6:30~20:30,

7-8 月：6:00~21:00，9 月：6:30~19:30，10 月：7:00~18:30，11-12 月：7:30~17:30。

晚时非发电时段：晚非发电起始时间~24:00，前开后闭。

早时非发电时段：0:00~早非发电时间止点，前开后闭。

2.拟合规则

数据拟合包含精准拟合、趋势拟合、多日失败拟合三个阶段。其中，精准拟合根据业务客观逻辑对当日数据进行拟合，趋势拟合是根据同台区、同期、环比历史用电趋势对当日数据进行拟合，多日失败拟合是对跨天失败用户进行数据拟合。

2.1 精准拟合

参考用户侧精准拟合规则。

2.2 光光伏发电上网趋势拟合

2.2.1 中间缺失 3 个及以下数据点

表码曲线中缺失 3 个及以下数据点，并且前后点正常采集、数据无异常则使用算数平均值拟合缺失点。

2.2.2 曲线数据全缺有连续两日冻结

连续 2 日冻结时段示值齐全，根据连续 2 天日冻结数据计算峰平谷各时段示值差值，根据当日冻结时段差均值拟合对应发电时间段内各时段的示值曲线。

(1) 早时非发电时段按当日 0 点示数补全，晚时非发电时段按次日 0 点冻结示数补全。

(2) 发电时段拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+时段电量均值

(3) 时段电量均值=日时段示数差值/发电期间时段对应点位数。

连续 2 日冻结只有总示值，则采用算术平均值进行发电时段数据拟合，拟合算法：

(1) 早时非发电时段按当日 0 点示数补全，晚时非发电时段按次日 0 点冻结示数补全；

(2) 发电时段拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+电量均值。

2.2.3 非发电时间段缺失数据拟合

(1) 若缺失时段包含 0 点，优先取用当日 0 点冻结示值替代，若无日冻结示值则取用前一日晚时未发电时段的最后一点示值数据替代，其余早时未发电时段数据空缺则取用当日 0 点示值。

(2) 若缺失时段包含 24 点，优先取用次日 0 点冻结示值替代，若无日冻结示值，则取用光伏发电时段的中截止时间后的最后一个值拟合，其余晚时未发电时段数据空缺则取用 24 点示值。

(3) 缺失起始点均在非发电时间段且有示值差的，晚时将示值差平均分摊到就近的晚时非发电时段前 1 小时，早时将示值差平均分摊到就近的非发电时段后 1 小时内点位。

2.2.4 发电时间段中间连续缺失 3 个数据点以上（有同台区数据）

表码曲线中连续缺失 3 个数据点以上, 根据计算日同台区发电用户获取数据缺失时间段电量占比进行拟合。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+ (缺失点位后第一个成功点位示值-缺失点位上一个点示值) *电量占比

(2) 电量占比= \sum (缺失点位同台区发电数据示值-缺失点位上一个点同台区发电户示值) / \sum (缺失点位后第一个成功点位同台区发电户示值-缺失点位上一个点同台区发电户示值)

2.2.5 发电时间段中间连续缺失 3 个数据点以上（无同台区有环比数据）

表码曲线中连续缺失 3 个数据点以上, 计算日无同台区发电户数据有环比数据, 获取近 3 日缺失时间段电量占比进行拟合。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+ (缺失点位后第一个成功点位示值-缺失点位上一个点示值) *电量占比

(2) 电量占比= \sum (缺失点位近 3 日数据示值-缺失点位上一个点近 3 日示值) / \sum (缺失点位后第一个成功点位近 3 日示值-缺失点位上一个点近 3 日示值)

2.2.6 发电时间段中间连续缺失 3 个以上（无同台区无环比有历史数据）

计算日曲线中间缺失 3 个以上点位数据, 无同台区发电户、

无近 3 日数据有去年同期历史数据, 取去年同期缺失时间段电量占比进行拟合。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+ (缺失点位后第一个成功点位示值-缺失点位上一个点示值) *电量占比

(2) 电量占比= (缺失点位去年同期数据示值-缺失点位上一个点去年同期示值) / (缺失点位后第一个成功点位去年同期示值-缺失点位上一个点去年同期示值)

2.2.7 发电时间段中间连续缺失 3 个以上 (无同台区、无环比、无历史数据)

针对计算日曲线中间缺失 3 个以上点位数据, 无历史数据参考的, 采用算术平均值进行拟合。

(1)拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+算术平均差值*点位数;

(2) 算术平均差值= (缺失点位后第一个成功点示值-缺失点位上一个点示值) /缺失点位数。

2.3 光伏发电上网多日失败拟合

(1) 首点和当日冻结均采集失败, 优先取上日拟合尾点, 无上日尾点数据则追溯本月最近一次采集成功数据(含日冻结和曲线), 中间空缺部分按用户对应时段日均走字比例拟合, 拟合计算方法与“中间连续缺失 3 个以上数据点”相同。

(2) 尾点和次日冻结采集失败, 则月中不做拟合并要求现

场开展运维消缺处置，结算日按 0 电量拟合。

2.4 二次校验及处理

数据拟合完成后，系统再次对拟合数据进行校验，针对异常的数据进行二次处理，比如对于前一天曲线尾点已经采用日冻结数据进行补全后，T+3 日推送前最后一次拟合时，针对最后一个点拟合数据与日冻结不一致的再次拟合处理。

五、非光伏发电用户数据拟合

1.拟合原则

(1) 拟合后的曲线数据不出现缺点、倒走、当日及跨日数据不连等逻辑问题，按照从前向后依次对表码缺失或者异常开展拟合。

(2) 拟合曲线包括 97 个点的数据，第 97 点取次日曲线 0 时点数据进行拼接。

(3) 有数据校验异常或采集失败的用户均参与拟合，拟合范围包括市场化属性用户及算费关联用户。

(4) 拟合数据项依据营销电能表计度器数据项的计量方向拟合正/反向有功数据。

2.拟合规则

数据拟合包含精准拟合、趋势拟合、多日失败拟合三个阶段。其中，精准拟合根据业务客观逻辑对当日数据进行拟合，趋势拟合是根据同期、环比历史用电趋势对当日数据进行拟合，多日失

失败拟合是对跨天失败用户进行数据拟合。

2.1 精准拟合

参考用户精准拟合规则。

2.2 非光伏发电用户趋势拟合

2.2.1 中间缺失 3 个及以下数据点

表码曲线中缺失 3 个及以下数据点，并且前后点正常采集、数据无异常则使用算数平均值拟合缺失点。

2.2.2 曲线数据全缺有连续两日冻结

连续 2 日冻结时段示值齐全，根据连续 2 天日冻结数据计算峰平谷各时段示值差值，根据当日冻结时段差均值拟合对应时间段的示值曲线。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+时段走字均值

(2) 时段走字均值=日时段示数差值/时段对应点位数。

连续 2 日冻结只有总示值，则采用算术平均值进行拟合。

2.2.3 中间连续缺失 3 个以上数据点有环比（昨日）数据

计算日曲线中间缺失 3 个以上点位数据，有昨日环比，取昨日缺失时间段电量占比进行拟合。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+ (缺失点位后第一个成功点位示值-缺失点位上一个点示值) *电量占比

(2) 电量占比= (缺失点位昨日数据示值-缺失点位上一个点昨日示值) / \sum (缺失点位后第一个成功点位昨日示值-缺失点

位上一个点昨日示值)

2.2.4 中间连续缺失 3 个以上数据点无环比数据

针对计算日曲线中间缺失 3 个以上点位数据, 无环比数据参考的, 采用算术平均值进行拟合。

(1) 拟合点位数据=缺失点位上一个点示值+算术平均差值*
点位数

(2) 算术平均差值= (缺失点位后第一个成功点示值-缺失
点位上一个点示值) /缺失点位数。

2.3 非光伏发电用户多日失败拟合

(1) 首点和当日冻结均采集失败, 优先取上日拟合尾点, 无上日尾点数据则追溯本月最近一次采集成功数据(含日冻结和曲线), 中间空缺部分按用户对应时段日均走字比例拟合, 拟合计算方法与“中间连续缺失 3 个以上数据点”相同。

(2) 尾点和次日冻结采集失败, 则月中不做拟合并要求现场开展运维消缺处置, 结算日按 0 电量拟合。

2.4 二次校验及处理

数据拟合完成后, 系统再次对拟合数据进行校验, 针对异常的数据进行二次处理, 比如对于前一天曲线尾点已经采用日冻结数据进行补全后, $T+3$ 日推送前最后一次拟合时, 针对最后一个点拟合数据与日冻结不一致的再次拟合处理。