

南方区域可调节负荷并网运行管理及 辅助服务管理实施细则 (征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）（以下简称“南方区域”）电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，进一步规范可调节负荷并网运行及辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、储能企业或其他市场主体投资建设可调节负荷，促进可调节负荷为电力系统运行提供调频、调峰等辅助服务。

第三条 本细则适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车

充电网络等可调节负荷。可调节负荷包括直控型和非直控型两类。现阶段，仅将直控型可调节负荷纳入本细则管理范围。

直控型可调节负荷是指具备电力调度机构直接控制条件和自动功率控制能力，并与电力调度机构签订并网调度协议的可调节负荷，包括直控型电力用户和直控型聚合平台（含负荷聚合商、虚拟电厂等形式聚合，目前仅允许对同一地市管辖范围内的多个电力用户进行聚合）两类。纳入本细则管理的直控性可调节负荷容量不低于 30 兆瓦，向上或向下调节容量不低于 10 兆瓦，持续时间不低于 1 小时。

第四条 电力调度机构应按国家有关法律及技术标准的要求，制定相关调度运行管理规程及调用标准，明确相关并网要求和流程，为直控型可调节负荷纳入“两个细则”管理创造必要条件。

第五条 直控型可调节负荷应严格遵守相关规程，做好并网运行管理工作，其并网运行应遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。直控型可调节负荷参与提供辅助服务时，应具备相应技术条件，满足本细则的要求，并按电力调度指令提供辅助服务。

第六条 能源监管机构依法对辖区内直控型可调节负荷辅助服务调用、考核与补偿等情况进行监管，并对区域内电网企业、电力调度机构、电力交易机构执行本细则情况进行评估和监管。

依据本细则和能源监管机构授权，电力调度机构负责对调管范围内提供辅助服务的直控型可调节负荷进行管理与考核，向电力交易机构推送考核补偿结果；电力交易机构负责向电网企业和并网主体披露考核补偿结果；电网企业负责对经营区域内的直控型可调节负荷的考核与补偿结果进行结算。并入地方电网的直控型可调节负荷的考核与补偿结算有关规定可由省级电网企业会同地方电网企业参照本规定另行制定，报能源监管机构审定后执行。

第二章 定义与分类

第七条 基准功率：对直控型可调节负荷没有参加负荷调控时的负荷用电进行计算、评估和评定得到的功率数据，可为定量评价各种负荷调控业务中负荷用户的调节变化程度及贡献提供评价依据。现阶段，基准功率以 15 分钟平均功率计算，即 15 分钟电量/15 分钟。对于直控型可调节负荷，其基准功率取调用时段前最近 1 个未被调用的 15 分钟历史平均功率。

第八条 调节能力：直控型可调节负荷在日前申报的运行日各时段向上调节容量及向下调节容量。

第九条 计划调节曲线：电力调度机构在直控型可调节负荷被调用时段内下发的向上或向下计划调节容量曲线。

第十条 实际负荷曲线：直控型可调节负荷在被调用时段内的实际功率曲线。

第十一条 实际调节容量：对于聚合资源均为储能的直控型可调节负荷，各时刻的实际调节容量为其输出功率；对于其他类

型直控型可调节负荷，各时刻实际调节容量为基准功率与实际功率之间的差值。

第十二条 调节电量：直控型可调节负荷在被调用时段内的累计电量，计算公式如下。

$$Q_T = \frac{\int_{t=0}^T |P_t - P_0| dt}{60}$$

其中， Q_T 为直控型可调节负荷的调节电量， P_t 为直控型可调节负荷在被调用时段内的实际有功功率， P_0 为基准功率， T 为被调用时长，单位为分钟。若直控型可调节负荷功率调节方向与系统需求方向相反，调节电量记为 0。

第三章 运行管理

一、安全管理

第十三条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。直控型可调节负荷、电网企业等均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程等，共同维护电力系统安全稳定运行。

第十四条 具体有关安全管理要求参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》相关规定执行。

二、并网运行管理

（一）并网管理

第十五条 直控型可调节负荷应按照平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，在并网前与相关方签订合同和并

网调度协议，无协议（合同）不得并网运行。相关方应在合同中明确结算和代理关系以及各方权利义务，在并网调度协议中约定的调度对象为基本结算单元参与并网运行考核及辅助服务补偿。电网企业、电力调度机构应参照国家有关部门制定的示范文本，结合实际情况需要明确相关协议（合同）签订要求和流程，协议（合同）报能源监管机构备案。

第十六条 直控型可调节负荷应满足所接入电力调度机构的业务技术要求，具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性满足所参与辅助服务品种的具体要求，直控型聚合平台还应具备控制、管理多个负荷侧资源（含用户侧储能）的技术支持系统和相关能力。

第十七条 直控型可调节负荷应向“两个细则”相关技术支持系统提供所代理电力用户的信息，包括但不限于：用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、电压等级、用电性质、资源类型、资源所属地区、最大调节容量、最小调节容量等。

第十八条 直控型聚合平台需要与所代理的电力用户签订辅助服务代理合同，并在电力调度机构登记备案，建立代理关系，作为代理参与辅助服务及结算的执行依据，电力用户可自主选择直控型聚合平台签订代理合同，形成唯一的代理关系。一个法人单位仅能由一个直控型聚合平台代理参与提供辅助服务。

第十九条 直控型聚合平台的代理关系发生变化时，应及时向电力调度机构上报并更新其容量、最大调节容量、最小调节容

量等相关数据。

第二十条 直控型可调节负荷应按相关技术标准和调度要求制定现场运行规程，并报送电力调度机构备案。

第二十一条 直控型可调节负荷接受调度控制指令的值班运行人员经相关技术标准及调度规程考试合格，方可与电力调度机构开展业务联系。

第二十二条 直控型可调节负荷并网运行调试前，应按相关技术标准及规程要求编制并网运行调试方案，经电力调度机构同意后进行并网运行调试。

第二十三条 直控型可调节负荷的继电保护、通信设备、测量仪表等装置和设备，与直控型可调节负荷并网运行调试有关的通风空调系统设备、消防设备、电气回路及电气设备等，均应满足相关技术标准及规程要求。

（二）调度运行管理

第二十四条 直控型可调节负荷参与系统调节期间，运行功率接受电力调度机构统一调度。

第二十五条 电力调度机构应基于直控型可调节负荷上报的调节能力，结合系统需要统筹安排其计划调节曲线。

第二十六条 直控型可调节负荷应将电气模拟量、状态量、向上/下调电力与电量、向上/下调速率等运行状态信息实时传输至电力调度机构。电力调度机构可对直控型可调节负荷的调节能力进行调用测试。未通过调用测试的，每次按当月申报最大调节

容量×2 小时的标准进行考核。

第二十七条 直控型可调节负荷应具备就地和调度端远方的实时开断控制或连续可调节功率控制，应符合相应的负荷调节响应速率、响应时间等要求。

(三) 计划调节曲线管理

第二十八条 直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核。直控型可调节负荷被调用时段内，电力调度机构以 15 分钟为一个时段开展执行效果评价，计算计划调节曲线执行偏差 Δ_t 。计算公式为：

$$\Delta_t = |P_{t, \text{计划调节}} - P_{t, \text{实际调节}}| / |P_{t, \text{计划调节}}|$$

其中， $P_{t, \text{实际调节}}$ 为直控型可调节负荷在 t 时刻的实际调节容量，即 t 时刻的实际功率与基准功率之间的差值， $P_{t, \text{计划调节}}$ 为直控型可调节负荷在 t 时刻的计划调节容量。 Δ_λ 为允许执行偏差率，取为 20%，对于实际调节容量小于计划调节容量且 $\Delta_t > \Delta_\lambda$ 的时段，执行计划调节曲线执行偏差考核，若 $P_{t, \text{计划调节}}$ 为 0，则 Δ_t 为 0。

计划调节曲线执行偏差考核电量 $Q_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}}$ 的计算公式如下。

$$Q_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}} = \sum_{t \in (\Delta_t > \Delta_\lambda)} (|P_{t, \text{实际调节}} - P_{t, \text{计划调节}}| \times 1\text{h} / 4)$$

第二十九条 直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核豁免条件：

(一) 电网原因导致的偏差。

(二) 电力调度机构下达的计划调节曲线变动率超出直控型

可调节负荷申报的调节能力范围。

（三）其他非自身原因导致的偏差。

三、技术指导与管理

第三十条 直控型可调节负荷涉及的技术指导和管理工作范围包括但不限于：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频等。

（一）继电保护、调频等涉网性能参数应满足接入电网安全稳定运行要求。

（二）调度通信设备和参数应满足调度通信要求。

（三）调度自动化设备的功能、性能参数和运行应达到国家和行业有关标准、规定要求。

对于不执行上述条款以及电力调度机构提出的有关要求的，每条按当月申报最大调节容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核；造成后果的，每条按当月申报最大调节容量 $\times \times 2$ 小时的标准进行考核。

第三十一条 直控型可调节负荷其他技术指导与管理（技术监督）工作有关要求参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》有关规定执行。

第四章 提供与调用

第三十二条 直控型可调节负荷可根据系统需要选择参与提供辅助服务。参与提供辅助服务时，直控型可调节负荷应履行以下职责：

（一）负责自身设备的运行维护，确保具备提供符合规定标

准要求的辅助服务的能力。

（二）向电力调度机构提供辅助服务能力的基础技术参数及辅助服务能力测试报告。

（三）具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

（四）根据电力调度指令提供辅助服务。

（五）根据本细则接受并网运行考核，缴纳考核费用。

第三十三条 电力调度机构应根据系统需要统一调用辅助服务或按市场需求组织辅助服务市场交易，并履行以下职责：

（一）负责按本细则实施辅助服务管理，负责组织南方区域电力辅助服务市场。

（二）建立、维护相应的技术支持平台，满足辅助服务管理以及辅助服务市场交易的需要。

（三）根据直控型可调节负荷的调节能力和系统实际情况，预测辅助服务需量，并合理安排直控型可调节负荷承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正；依据市场规则组织交易，按交易结果进行调用，并提供结算依据。

（四）对辅助服务调用、提供和交易情况进行记录和统计，发布补偿及市场信息，及时答复直控型可调节负荷提出的异议。

（五）评估辅助服务管理及市场运行状态，对本细则及市场规则提出调整建议。

（六）紧急情况下中止市场交易，保障系统安全运行。

(七) 向能源监管机构提交相关数据及信息，接受监管。

第三十四条 电力用户参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

(一) 直控型电力用户(独立参与)方式: 具备与电力调度机构数据交互, 且能够响应实时调度指令的电力用户, 根据系统运行需要和自身情况, 响应电力调度机构调节指令, 调节自身用电负荷曲线, 直接参与电力辅助服务。

(二) 直控型聚合平台(代理参与)方式: 电力用户可与直控型聚合平台签订委托代理协议, 按照平台功率调节分配指令调节自身用电负荷曲线, 按公平合理原则协商约定各自收益分成及责任义务, 间接参与电力辅助服务。

第三十五条 直控型可调节负荷管辖范围内新投产、变更聚合资源或调节性能、容量时, 需要向调度机构提出测试申请, 并出具测试报告。

第三十六条 直控型可调节负荷每日 13:00 前应通过相关技术支持系统申报次日全天 96 点的调节能力曲线(区分上调和下调)。

第三十七条 电力调度机构基于直控型可调节负荷上报的调节能力曲线, 结合系统需要编制下达实时计划调节曲线。

第五章 考核方式与返还机制

第三十八条 电力调度机构应根据本细则, 按专门记账、收支平衡原则, 负责并网运行管理的具体实施工作, 对直控型可调

节负荷运行情况进行考核。考核内容应包括安全管理、并网运行管理、技术指导与管理等方面。已通过市场机制完全实现的，不在本细则中重复考核，电力现货试点地区电力调度机构应根据当地电力系统运行和电力市场建设实际，统筹做好衔接，提出并网运行考核条款适用调整建议并报能源监管机构同意后实施。

第三十九条 电力调度机构负责考核费用的计算，按调度管辖关系记录和统计并网运行考核情况，按月度统计分析，并向结算各方出具考核凭据。

第四十条 所有考核项目均按月进行统计和结算，在下一个月度电量的电费支付环节兑现，月度总考核费用单独进行平衡结算。

第四十一条 直控型可调节负荷并网运行管理考核费用金额计算方式如下：

$$C_{\text{直控型可调节负荷考核金额}} = Q_{\text{直控型可调节负荷考核电量}} \times (0.1 \times 24 \times R_5)$$

其中， $Q_{\text{直控型可调节负荷考核电量}}$ 为直控型可调节负荷并网运行管理考核电量，包括前述条款中所有考核电量。考核电量按 $0.1 \times 24 \times R_5$ 的标准进行考核， $24 \times R_5$ 为发电侧并网主体深度调峰第二档补偿标准，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

第四十二条 直控型可调节负荷并网运行管理考核费用与发电侧并网主体考核费用一并进行专项管理，按照《南方区域电力运行管理实施细则》相关规定向有关并网主体进行返还。直控型可调节负荷不参与考核费用返还。

第六章 补偿方式与分摊机制

一、一次调频服务

第四十三条 直控型可调节负荷可根据自身条件参与提供一次调频辅助服务，参与一次调频辅助服务的性能指标如下。

（一）一次调频死区应为 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

（二）一次调频调差率应为 5%。

（三）启动时间（自接收控制信号起，直到功率变化量首次达到目标控制功率 10%的时间）不应大于 3s。

（四）响应时间（自接收控制信号起，直到功率变化量首次达到目标控制功率 90%的时间）不应大于 12s。

（五）调节时间（自接收控制信号起，直到功率达到目标控制功率且功率偏差始终控制在 $\pm 2\%$ 以内的起始时刻的时间）不应大于 30s。

（六）有功功率调节精度不应超过额定功率的 $\pm 2\%$ 。

（七）直控型可调节负荷一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值大于 70%，判动作合格，否则不合格。其中，理论动作积分电量按 2%调差率计算。一次调频功能投入时间与并网运行时间的百分比统计为一次调频投入率；一定时段内一次调频的动作不合格次数与应动作次数的百分比为一次调频的不合格率，一次调频合格率=1-一次调频不合格率。

第四十四条 参与提供一次调频辅助服务的直控型可调节负荷一次调频投入率和月度合格率均达到 70%以上，可以通过动

作积分电量获得补偿。

对于小频差扰动，直控型可调节负荷一次调频超额积分电量月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量（兆瓦时） $\times 0.5 \times R_1$ （元/兆瓦时）。

对于大频差扰动，直控型可调节负荷一次调频超额积分电量月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量（兆瓦时） $\times 10 \times R_1$ （元/兆瓦时）。

其中， R_1 为发电侧并网主体有偿一次调频补偿标准，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

第四十五条 直控型可调节负荷一次调频补偿费用与其他并网主体一次调频补偿费用一并进行平衡，由发电侧并网主体和市场化电力用户按《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定共同分摊，其中，直控型聚合平台不参与分摊，直控型电力用户作为市场化用户参与分摊。

二、自动功率控制

第四十六条 直控型可调节负荷提供自动功率控制（Automatic Power Control, APC）时，其性能指标包括调节速率、调节范围、响应时间和调节精度。调节速率指直控型可调节负荷响应 APC 指令的速率；调节范围是指直控型可调节负荷 APC 最大可调出力与最小可调出力之差；响应时间是指直控型可调节负荷自接收 APC 指令起，直到功率变化量首次达到目标控制功率 90%的时间；调节精度是指直控型可调节负荷响应出

力与其控制要求之间的差值。具体技术要求如下：

（一）调节速率不低于额定容量的 1%/分钟。

（二）调节范围不小于在运功率的 50%。

（三）响应时间不大于 120 秒。

（四）调节精度不超过额定容量的 5%。

四项性能指标都满足时，APC 合格率为 100%；任意一个标准不满足时，视为调节性能不合格，该时段对应的 APC 补偿为零。

第四十七条 因直控型可调节负荷自身原因导致 APC 不能投运期间，其合格率按 0%计算，非直控型可调节负荷自身原因导致 APC 退出运行期间合格率按 100%计算。

第四十八条 根据调节容量、调节电量，对直控型可调节负荷提供的 APC 服务实施补偿。

（一）调节容量补偿费用= 调节容量服务供应量 $\times R_2$ （元/兆瓦时），各种 APC 控制模式均可获得容量补偿费用。

其中，调节容量服务供应量为每日 APC 容量服务供应量的月度累计之和，每日 APC 容量服务供应量为当日每个调度时段的容量服务供应量之和，未投入 APC 的调度时段，其容量服务供应量为 0，调节容量按发电侧并网主体 AGC 调节容量补偿标准 R_2 进行补偿，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

调度时段的容量服务供应量=调度时段征用的直控型可调节负荷 APC 调节容量（兆瓦） $\times$ 调度时段的长度（小时）

APC 调节容量为直控型可调节负荷当前出力点在 5 分钟内向上可调容量与向下可调容量之和。

在 96 点系统中，一个调度时段长度为 0.25 小时（15 分钟）。

（二）APC 投调频控制模式时，调节电量补偿费用=APC 实际调节电量（兆瓦时） $\times R_3$ （元/兆瓦时）。

其中，APC 实际调节电量为直控型可调节负荷根据 APC 调度指令要求比基准功率增加、减少有功功率对应的电量绝对值之和，调节电量按发电侧并网主体 AGC 服务调节电量补偿标准 R_3 进行补偿，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

（三）APC 投调峰控制模式的，调节电量补偿费用按本细则后续条款计算，APC 投其它控制模式的，不对调节电量进行补偿。

第四十九条 直控型可调节负荷的 APC 补偿费用（含调节容量补偿费用及投调频控制模式时的调节电量补偿费用）与发电侧并网主体 AGC 补偿费用一并进行平衡，由发电侧并网主体和市场化电力用户按《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定进行分摊，其中，直控型聚合平台不参与分摊，直控型电力用户作为市场化用户参与分摊。

APC 投调峰控制模式的，调节电量补偿费用按本细则调峰辅助服务有关条款分摊。

三、调峰（填谷）辅助服务

第五十条 直控型可调节负荷可基于自身条件，在系统负荷

低谷时段通过上调运行功率参与提供调峰（填谷）辅助服务。

第五十一条 直控型可调节负荷参与提供调峰（填谷）辅助服务的技术条件包括：

（一）在系统负荷低谷时段，直控型可调节负荷的向上可调节容量应不小于 10 兆瓦。

（二）每分钟爬坡速率和上调速率应不低于额定容量 1%。

（三）参与提供辅助服务的持续时长应不小于 1 小时。

（四）在计划执行过程中，直控型可调节负荷应及时、准确上送负荷实时功率，数据周期不应超过 1 分钟。

（五）直控型聚合平台对计划调节指令响应时间不应超过 1 分钟。

第五十二条 电力调度机构可基于直控型可调节负荷申报的系统负荷低谷时段调节能力，根据系统运行需求，提前半小时以上形成实时计划调节曲线，经安全校核后下达，直接调用满足条件的直控型可调节负荷参与系统调节。

第五十三条 直控型可调节负荷的调峰（填谷）辅助服务调节电量按 $24 \times R_5$ 进行补偿， $24 \times R_5$ 为发电侧并网主体深度调峰第二档补偿标准，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

第五十四条 按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的调峰（填谷）辅助服务费用， t 时刻调峰（填谷）辅助服务费用 $C_{t, \text{填谷费用}}$ 的计算公式为：

$$C_{t, \text{填谷费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划调节}}, P_{t, \text{实际功率}} - P_{t, \text{基准功率}}) \times 1\text{h} / 4 \times m_1 \times (24 \times R_5)$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零来处理； m_1 为填谷补偿力度调节系数，暂取 1。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 80%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算；若实际调节容量位于计划调节功率的 80%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

第五十五条 调峰（填谷）服务费用每 15 分钟时段清算、每日统计、按月结算。

第五十六条 直控型可调节负荷调峰（填谷）补偿费用与发电侧并网主体调峰补偿费用一并平衡，由发电侧并网主体和市场化电力用户按《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定分摊，其中，直控型聚合平台不参与分摊，直控型电力用户作为市场化用户参与分摊。

四、调峰（削峰）辅助服务

第五十七条 直控型可调节负荷可基于自身条件，在系统负荷高峰时段通过下调运行功率参与提供调峰（削峰）辅助服务。

第五十八条 参与调峰（削峰）辅助服务的直控型可调节负荷的技术条件包括：

（一）在系统负荷高峰时段，直控型可调节负荷的向下调节

容量应不低于 10 兆瓦。

（二）每分钟爬坡速率和下调速率应不低于额定容量 1%。

（三）参与提供辅助服务的持续时长应不小于 1 小时。

（四）在计划执行过程中，直控型可调节负荷应及时、准确上送负荷实时功率，数据周期不应超过 1 分钟。

（五）直控型聚合平台对计划调节指令响应时间不应超过 1 分钟。

第五十九条 电力调度机构基于直控型可调节负荷申报的系统负荷高峰时段调节能力，根据系统运行需求，提前半小时以上形成实时计划调节曲线，经安全校核后下达，直接调用满足上述条款要求的直控型可调节负荷参与调峰（削峰）辅助服务。

第六十条 直控型可调节负荷的调峰（削峰）辅助服务调节电量按 $2 \times 24 \times R_5$ 进行补偿， $24 \times R_5$ 为发电侧并网主体深度调峰第二档补偿标准，参见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。

第六十一条 按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的调峰（削峰）辅助服务费用 $C_{t, \text{削峰费用}}$ ，计算公式为：

$$C_{t, \text{削峰费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划调节}}, P_{t, \text{基准功率}} - P_{t, \text{实际功率}}) \times 1\text{h}/4 \times m_2 \times (2 \times 24 \times R_5)$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零来处理； m_2 为削峰补偿力度调节系数，暂取 1。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 80%，视为无效响应，对应时段费用不予以结算；若实际调节容量位于计划调节功

率的 80%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

第六十二条 调峰（削峰）服务费用按每 15 分钟时段清算、每日统计、按月结算。

第六十三条 直控型可调节负荷调峰（削峰）补偿费用单独平衡，由市场化电力用户按当月实际用电量进行分摊，其中，直控型聚合平台不参与分摊，直控型电力用户作为市场化用户参与分摊。

五、其他类型辅助服务

第六十四条 直控型可调节负荷可根据自身响应能力及辅助服务具体要求灵活参与其他类型辅助服务。

第七章 统计与结算

第六十五条 直控型可调节负荷应建设考核与补偿配套系统和通讯系统等配套装置，电力调度机构应予以指导和配合。

第六十六条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构根据有关规定和职责分工，参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定向直控型可调节负荷结算考核补偿费用。

第六十七条 直控型聚合平台与所代理电力用户按签订的辅助服务代理合同条款进行结算。

第八章 信息披露

第六十八条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。信息披露相关规则按《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定执行。

第九章 监督与管理

第六十九条 能源监管机构负责可调节负荷参与并网运行及电力辅助服务的监督与管理，具体规则按《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》有关规定执行。

第十章 附则

第七十条 对于市场规则中明确直控型可调节负荷参与方式的省区，按市场规则组织可调节负荷参与市场。对于未在市场规则中明确直控型可调节负荷参与方式的省区，按本细则组织可调节负荷参与提供辅助服务。

第七十一条 本细则未尽事项参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》执行。相关参数见本细则附录 1 和《南方区域电力辅助服务管理实施细则》附表 1。

第七十二条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。

第七十三条 本细则由南方能源监管局会同云南、贵州能源

监管办负责解释。

附录 1

表 1 南方区域直控型可调节负荷考核系数表

序号	参数	参数含义	参数取值
1	m_1	调峰（填谷）辅助服务补偿力度 调节系数	1
2	m_2	调峰（削峰）辅助服务补偿力度 调节系数	1