

南方区域电力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，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规、政策文件及技术标准，制定本办法。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，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能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 并网主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。其中，发电侧并网主体是指南方区域省级及以上电力调度机构（含按省级电力调度机构管理的地市级电力调度机构）直接调度的火电（含燃煤、燃气、燃油和生物质发电等，其中生物质发电包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂；地市级电力调度机构直接调度的容量为 10MW 及以上火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

负荷侧并网主体是指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的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。可调节负荷包括非直控型和直控型，直控型可调节负荷包括直控型电力用户和直控型聚合平台，直控型聚合平台是指通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合多个负荷侧资源的集中控制平台。

新型储能是指电化学、压缩空气、飞轮储能等。

第四条 本细则主要适用于南方区域发电侧并网主体，风电、光伏发电、新型储能和可调节负荷有关规定见相关专项实施细则，专项实施细则中未明确的参考本细则执行。向南方区域售电的区域外电源纳入辅助服务管理范围，条件具备时启动相关工作。具备条件的自备电厂应配合电网企业及其电力调度机构完成技术改造，安装相关计量装置并接入电网端。与当地省级政府签订特

许权协议的外商直接投资企业的发电机组，可继续执行现有协议；协议期满后的次月，执行本细则。

第五条 新建发电侧并网主体完成以下工作且具备结算条件之后开展辅助服务结算，火电机组、自备电厂按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T5437-2009)要求完成分部试运、整套启动试运；新建水电机组、抽水蓄能按《水电工程验收规程》(NB/T35048-2015)要求完成带负荷连续运行、可靠性运行；核电机组完成分部试运、整套启动试运。

第六条 南方区域及相关省（区）辅助服务市场化启动前，按本细则及并网运行管理实施细则有关规定执行；辅助服务市场启动后，按照相关市场交易规则执行，有关辅助服务品种不在本细则进行重复考核与补偿。如该品种辅助服务市场因故暂停交易，则仍按本细则执行，直到市场化交易重启。

第七条 能源监管机构依法对区域内并对区域内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体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辖区内提供辅助服务的发电侧并网主体开展管理与考核。电网企业根据考核补偿结果，负责对相关并网主体辅助服务考核与补偿结果开展结算。并入地方电网的发电侧并网主体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

(一) 辅助服务品种划分

第八条 电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。

第九条 有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。

1.调频是指电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。调频分为一次调频和二次调频。一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。二次调频是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。

2.调峰是指为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务。调峰分为深度调峰和启停调峰。燃煤和生物质机组深度调峰指有功出力在其额定容量 50% 以下的调峰运行方式；核电机组深度调峰指有功功率在并网调度协议规定的最小技术出力以下的调峰运行方式；抽水蓄能机组深度调峰指机组处于抽水工况的调峰运行方式。燃煤、燃气、燃油、生物质机组启停调

峰指因系统调峰需要而停运（因自身原因停机除外），且在 72 小时内再次启动本机组或同一电厂内其他机组的调峰方式。对因自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的不作为有偿调峰。

3.备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。备用分为旋转备用和冷备用。

旋转备用是指为了保证可靠供电，由电力调度机构指定发电侧并网主体（火电、核电、水电、光热发电，以及处于发电工况的抽水蓄能机组）通过预留发电容量所提供的服务，旋转备用必须在 10 分钟内能够调用。

冷备用指并网火电、核电由于电网运行安排、可再生能源消纳等需要，按电力调度指令停运，到接到电力调度指令再次启动前的备用状态，冷备用时间自停机 72 小时后开始计算。因并网主体自身原因停机的不统计冷备用时间，自检修完成后并报备用开始计算冷备用时间。

4.转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

5.爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

第十条 无功平衡服务即电压控制服务，电压控制服务是指

为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务。

1.自动电压控制是指利用计算机系统、通信网络和可调控设备，根据电网实时运行工况在线计算控制策略，自动闭环控制无功和电压调节设备，以实现合理的无功电压分布。

2.调相运行是指发电机不发出有功功率，只向电网输送感性无功功率的运行状态，起到调节系统无功、维持系统电压水平的作用。

3.无功调节是指发电侧并网主体通过迟相运行向电力系统注入无功功率，或进相运行从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第十一条 事故应急及恢复服务包括稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。

1.稳定切机服务是指电力系统发生故障时，稳控装置正确动作后，发电机组自动与电网解列所提供的服务。

2.稳定切负荷（含抽水蓄能电站切泵）服务是指电网发生故障时，安全自动装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

3.黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的

情况下，由具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。电网黑启动方案明确的关键路径中黑启动电源必须按照本细则规定开展机组黑启动功能建设。

FCB 是指并网机组在高于某一负荷定值运行时，因内部或外部电网故障与电网解列，瞬间甩掉全部对外供电负荷，但未发生锅炉主燃料跳闸（MFT）的情况下，用以维持发电机解列带厂用电或停机不停炉的自动控制功能。

（二）辅助服务提供方式划分

第十二条 电力辅助服务的提供方式分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。

第十三条 本细则所指基本电力辅助服务为发电侧并网主体义务提供的辅助服务，无需补偿。基本电力辅助服务包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

1.基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力以减少频率偏差所提供的服务中，一次调频动作合格且实际动作积分电量未超过理论动作积分电量 70%的部分。

2.基本调峰是指发电机组在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的按照一定调节速率调节发电机组出力所提供的服务。燃煤、生物质机组基本调峰范围为 100 % 至 50 % 的额定容量，燃气、燃油机组以及水电机组基本调峰范围为

100%至0额定容量。核电机组基本调峰范围为额定容量至并网调度协议规定的最小技术出力。抽水蓄能机组基本调峰范围为发电工况下100%至0额定容量。风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源机组及核电机组在电网安全受到影响时,应根据调度指令参与系统调峰。燃煤机组进行扩容、环保、灵活性以及供热改造等后,不应降低原有调峰能力。

3.基本无功调节是指发电机组迟相功率因数在0.9至1范围内向电力系统注入无功功率,或进相功率因数在0.97至1范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

本细则所指有偿辅助服务是指发电侧并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务,通过固定补偿方式提供,包括有偿一次调频、二次调频(包括AGC、APC)、有偿调峰、旋转备用、冷备用、转动惯量、爬坡、有偿无功调节、AVC、调相运行、稳定切机、稳定切负荷、黑启动等。已开展市场化交易的电力辅助服务,通过市场化方式提供。

第三章 提供与调用

第十四条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力,或满足相关技术参数指标的要求。并网主体应履行以下职责:

1.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能力。

2.向电力调度机构提供辅助服务能力的基础技术参数及有

相应国家认证资质机构出具的辅助服务能力测试报告。

3.具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

4.根据电力调度指令提供辅助服务，或者按照辅助服务市场交易规则提供辅助服务。

5.根据本细则接受辅助服务的考核，缴纳辅助服务费用。

6.参与辅助服务市场交易的并网主体，按照市场价格及辅助服务提供量进行辅助服务结算。

第十五条 为保证电力系统平衡、安全和清洁能源消纳，电力调度机构应履行以下职责：

1.按照本细则实施辅助服务管理。

2.按照国家、行业有关标准或有关规定进行选取和调用电力辅助服务。

3.组织南方区域或省（区）电力辅助服务市场，对已开展市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场出清结果确定提供主体。

4.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。

5.根据并网主体特性、贡献和电网实际情况，预测辅助服务需量，并合理安排相关并网主体承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。已开展市场化交易的电力辅助服务品种，依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用，并提供结算依据。

6.评估辅助服务管理及市场运行状态，对辅助服务管理细则及市场规则提出修改意见。

7.紧急情况下可中止辅助服务市场交易，按照本细则调用辅助服务，保障系统安全运行。

8.对辅助服务调用、提供和交易等情况进行记录和统计，发布相关信息，及时反馈并网主体提出的问题或异议。

第四章 补偿方式与分摊机制

第十六条 并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务的或因自身原因不能达到有偿辅助服务调用标准的，应接受考核，具体考核标准和办法见《南方区域电力并网运行管理实施细则》。

第十七条 按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，结合南方区域电网运行需求和特性，对有偿辅助服务进行补偿和分摊。现阶段，为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电侧并网主体、市场化电力用户等并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。原则上，为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

第十八条 跨省跨区送电配套电源（机组）均应根据调度关系纳入送端或受端电力辅助服务管理，不重复参与送、受两端电力辅助服务管理。“点对网”电源原则上纳入受端省（区）辅助服务管理。根据国家有关政策，另行制定“网对网”送电电量参与辅助服务补偿细则。

第十九条 南网总调调管的跨省跨区送电配套电源（机组）

向南方区域以外送电时，原则上仍按照《南方区域电力并网运行管理实施细则》开展考核，但不纳入南方区域电力辅助服务补偿和分摊。

第二十条 跨省跨区送电配套电源(机组)参与多个省(区)电能量交易，按受端省(区)电网实际受电量比例，纳入对应受端省(区)辅助服务管理。

第二十一条 跨省跨区送电配套电源(机组)在同一个月内向南方区域不同受端省(区)送电时，按照机组实际并网起止时间和对应省(区)受电量统计辅助服务费用。

第二十二条 电力调度机构应根据系统需要优先调用抽水蓄能机组提供辅助服务，能力用尽方可调用其他辅助服务资源。抽水蓄能机组当年抽发累计利用小时数超过 $2700 \times H_1$ 小时且抽水累计利用小时数超过 $1600 \times H_2$ 小时后，超出部分可纳入辅助服务补偿。抽水蓄能机组不参与启停调峰、冷备用、旋转备用、稳定切机和稳定切负荷辅助服务补偿。抽水蓄能机组参与其他辅助服务时，已明确补偿标准的按规定执行，未明确补偿标准的参照水电机组执行。电力调度机构应按月披露抽水蓄能机组优先调用情况，并报能源监管机构。

(一) 一次调频辅助服务

第二十三条 对机组一次调频动作合格且实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70% 的部分进行补偿。对于小频差扰动，机组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，机组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）。

第二十四条 一次调频补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_1 ，电力用户分摊系数为 $(1-K_1)$ 。

（二）二次调频辅助服务

第二十五条 根据调节容量、调节电量，对发电侧并网主体提供的 AGC 服务实施补偿。风电、光伏发电、新型储能、可调节负荷见相关专项实施细则。

1.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 AGC 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 AGC 容量服务供应量的月度累计之和，每日 AGC 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 AGC 的调度时段，其容量服务供应量为 0。

调度时段的容量服务供应量=调度时段征用的机组 AGC 调节容量（兆瓦） $\times$ 调度时段的长度（小时）

AGC 调节容量为机组当前出力点在 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)。

2.AGC 投调频控制模式的,调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量(兆瓦时) $\times R_3$ (元/兆瓦时)。AGC 投其它控制模式的,不对调节电量进行补偿。

其中,AGC 实际调节电量为机组根据 AGC 调度指令要求比计划发电曲线增发、减发电量绝对值之和。

第二十六条 二次调频补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊,发电侧并网主体分摊系数为 K_2 ,电力用户分摊系数为 $(1-K_2)$ 。

(三) 调峰辅助服务

第二十七条 燃煤机组、生物质机组启停调峰的,每次按每万千瓦装机容量 R_4 万元的标准补偿。燃气、燃油发电机组启停调峰的,每次按每万千瓦装机容量 $0.05 \times R_4$ 万元的标准补偿。

第二十八条 燃煤机组、生物质机组深度调峰服务供应量定义为机组额定容量的 50%减去机组实际出力的差值在深度调峰时间内的积分电量。核电机组深度调峰服务供应量定义为并网调度协议约定的正常调节出力下限减去实际出力的差值在深度调峰时间内的积分电量。抽水蓄能机组深度调峰服务供应量定义为,抽水工况下按照抽水容量在抽水工况持续时段内的积分电量。

第二十九条 燃煤机组、生物质机组深度调峰出力在额定容量 40%-50%之间的,按照 $3 \times R_5$ (元/兆瓦时)的标准补偿;深度调峰出力在额定容量 30%-40%之间的,按照 $24 \times R_5$ (元/兆瓦时)的标准补偿;深度调峰出力在额定容量 30%以下的,按照 $36 \times R_5$

(元/兆瓦时)的标准补偿。核电机组深度调峰出力在额定容量50%至并网调度协议约定的正常调节出力下限之间的,按照 $3\times R_5$ (元/兆瓦时)的标准补偿;深度调峰出力在额定容量50%以下的,按照 $24\times R_5$ (元/兆瓦时)的标准补偿。抽水蓄能机组利用小时达到规定值时,超出部分抽水电量按照 $3\%\times R_5$ (元/兆瓦时)的标准补偿。

第三十条 调峰补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊,发电侧并网主体分摊系数为 K_3 ,电力用户分摊系数为 $(1-K_3)$ 。

现阶段,市场化电力用户调峰补偿费用分摊部分,按当月用电量比例参与辅助服务分摊。发电侧并网主体调峰补偿费用分摊部分,除燃煤、生物质、核电机组按时段缴纳深度调峰辅助服务费以外,其余机组按其上网电量缴纳深度调峰辅助服务费。

燃煤机组、生物质机组、核电机组在低谷时段外,按该时段的积分电量缴纳深度调峰辅助服务费。燃煤机组、生物质机组、核电机组在低谷时段按以下阶梯缴纳深度调峰辅助服务费:

1.燃煤、生物质机组按阶梯缴纳:第一阶梯,负荷率在40%以下的,按该时段积分电量的0.5倍缴纳;第二阶梯,负荷率在40%-50%之间的,按照实际负荷与40%额定容量之差在该时段积分电量加上第一阶梯电量缴纳;第三阶梯,负荷率在50-60%的,按照实际负荷与50%额定容量之差在该时段积分电量的1.5倍加上第二阶梯电量缴纳;第四阶梯,负荷率在60-80%的,按

照实际负荷与 60%额定容量之差在该时段积分电量的 2 倍加上第三阶梯的电量缴纳；第五阶梯，负荷率在 80%及以上的，按照实际负荷与 80%额定容量之差在该时段积分电量的 2.5 倍加上第四阶梯电量缴纳。

2.核机组按阶梯缴纳：第一阶梯，负荷率在 50%以下的，按该时段积分电量的 0.5 倍缴纳；第二阶梯，负荷率在 50%到并网调度协议约定的正常调节出力下限之间的，按实际负荷与 50%额定容量之差在该时段积分电量的 1.5 倍加上第一阶梯电量缴纳；第三阶梯，负荷率在并网调度协议约定的正常调节出力下限以上的，按实际负荷与并网调度协议约定的正常调节出力下限之差在该时段积分电量的 2.5 倍加上第二阶梯电量缴纳。

第三十一条 已启动现货结算运行的省（区），进入现货市场的发电侧并网主体负荷率在并网调度协议约定正常调节出力下限以上的，不再执行本细则深度调峰补偿规定；并网调度协议约定正常调节出力下限以下的，仍执行本细则深度调峰补偿规定，现货交易规则另行规定的，从其规定；未进入现货市场的发电侧并网主体继续执行本细则启停调峰、深度调峰补偿规定。

（四）旋转备用辅助服务

第三十二条 火电及核机组旋转备用服务供应量定义为：当发电机组实际出力低于发电厂申报的最高可调出力时，最高可调出力减去机组实际出力的差值在旋转备用时段内的积分。实际有偿旋转备用补偿总金额根据电力调度机构每个时段安排的系

统旋转备用下限容量和补偿标准 R_5 （元/兆瓦时）计算得到，再按火电及核电旋转备用服务供应量等比例分配。

其中，系统旋转备用下限指由发电机组提供，可在规定时间内调出并满足电网稳定限额约束的最小备用容量。由电力调度机构根据系统运行需要，针对瞬间负荷波动、负荷预计偏差、设备的意外停运等不确定事件所预留的发电侧备用要求，作为每个时段核算系统旋转备用下限依据。

当燃煤、生物质机组实际出力低于额定功率的 50% 时，额定功率 50% 以下的出力区间，纳入深度调峰补偿，额定功率 50% 至最高可调出力的出力区间，纳入旋转备用补偿；核电机组实际出力低于并网调度协议约定的正常调节出力下限时，并网调度协议约定值以下的出力区间，纳入深度调峰补偿的出力区间，并网调度协议约定值至最高可调出力的区间，纳入旋转备用补偿，两者不叠加计算。非自身原因造成机组最高可调出力下降的，其最高可调出力按额定功率计算。

第三十三条 水电机组有偿旋转备用服务供应量定义为：当发电机组预留发电容量超出 60% 额定容量时，额定容量的 40% 减去机组实际出力的差值在旋转备用时间内的积分，高峰时段按照 R_5 （元/兆瓦时）的标准补偿，低谷时段按照 $0.5 \times R_5$ （元/兆瓦时）的标准补偿。

第三十四条 发电侧并网主体在运行当日由于自身原因无法按调度需要达到申报的最高可调出力时，当日旋转备用容量不

予补偿。

第三十五条 旋转备用补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊,发电侧并网主体分摊系数为 K_4 ,电力用户分摊系数为 $(1-K_4)$ 。

(五) 冷备用辅助服务

第三十六条 火电、核电机组冷备用服务补偿定义为:因电网安排需要,当火电、核电机组根据电力调度指令停机,按照机组额定容量与冷备用时间及 R_6 (元/兆瓦时)的乘积进行补偿。对燃气和燃油机组在前款补偿的基础上加上启停调峰补偿。

冷备用时间为并网机组解列至再次并网的时间减去72小时。(燃气和燃油机组前72小时按启停调峰的标准补偿,72小时之后按冷备用标准补偿)。对于参与发电权交易的火电机组计算冷备用时间时,应按其被替代电量与机组额定容量的比值扣除被替代小时数。

已启动现货市场的省(区),冷备用补偿不在本细则进行补偿。如现货市场因故暂停交易,则仍按本细则执行,直到市场化交易重启。

第三十七条 冷备用补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊,发电侧并网主体分摊系数为 K_5 ,电力用户分摊系数为 $(1-K_5)$ 。

(六) 转动惯量辅助服务

第三十八条 现阶段,水电机组、火电机组、核电机组、同

步调相机、抽水蓄能机组参与转动惯量补偿；其他类型发电侧并网主体暂不纳入转动惯量补偿。

并网主体转动惯量补偿规则如下：

$$F_G = E_k(i) \times [R_G(i) - R_k] \times R_t \times R_7 \times T \times P_{asy}$$

其中： F_G 为并网主体转动惯量补偿费用（元）。 $E_k(i)$ 为并网机组 i 的动能（MW s）。 $R_G(i)$ 为并网机组 i 的惯量补偿系数（s）： $R_G = E_k \div P$ ，其中， P 为 15 分钟内机组实际运行功率平均值。对火电、核电机组在并网后负荷率低于 40% 且持续运行时间在 15 分钟及以上的，惯量补偿系数为 R_G 。对水电机组在并网后负荷率低于 5% 的，惯量补偿系数 R_G 按 5% 额定装机容量计算；负荷率在 5%~15% 期间的，惯量补偿系数 R_G 按实际运行功率计算。对同步调相机，惯量补偿系数 R_G 为 100s。其他情况下，惯量补偿系数为 0。 R_k 为机组惯量补偿标准准入门槛定值（s），核电、火电取 12s，抽蓄、水电取为 33s，同步调相机取为 0s。 R_t 为机组惯量补偿系数，核电、火电取 5，抽蓄、水电、同步调相机取为 1。 R_7 为转动惯量补偿标准（元/MW s² h）。 T 为并网主体补偿时间（h）。 P_{asy} 为非同步电源渗透率在不同水平下的惯量稀缺补偿系数：非同步电源渗透率 < 40% 时， $P_{asy}=0$ ；40% ≤ 非同步电源渗透率 < 60% 时， $P_{asy}=1$ ；60% ≤ 非同步电源渗透率 < 70% 时， $P_{asy}=5$ ；非同步电源渗透率 ≥ 70% 时， $P_{asy}=10$ 。

第三十九条 转动惯量补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为

K_6 ，电力用户分摊系数为 $(1-K_6)$ 。

(七) 爬坡辅助服务

第四十条 当前爬坡辅助服务暂不启动，由电力调度机构根据实际需要报请能源监管机构同意后，启动相关省（区）爬坡辅助服务，并给予参与爬坡辅助服务的发电企业补偿。爬坡补偿费用由新能源发电企业按照预测偏差比例分摊。

(八) 自动电压控制（AVC）辅助服务

第四十一条 对经电力调度机构验收合格，并投入 AVC 闭环运行的发电侧并网主体和独立储能电站进行容量补偿和效果补偿，容量补偿标准为 R_8 万元/每月/每台（场站），效果补偿按以下规则进行评价。

1.自动电压控制（AVC）服务按机组（场站）计量。

2.装设 AVC 装置的机组（场站），AVC 投运率、AVC 调节合格率均在 98%以上的，按机组（场站）容量和投用时间进行补偿，低于上述指标的不进行补偿：

$$\text{AVC 效果补偿费用} = (\lambda_{\text{调节}} - 98\%) \times P_N \times R_9 \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组（场站）AVC 调节合格率； P_N 为机组（场站）容量（MW）； R_9 为 AVC 效果补偿标准； T_{AVC} 为机组（场站）AVC 投用时间，单位为小时。

第四十二条 自动电压控制补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_7 ，电力用户分摊系数为 $(1-K_7)$ 。

（九）无功调节辅助服务

第四十三条 对发电侧并网主体迟相运行注入无功服务供应量按照 R_{10} （元/兆乏小时）的标准补偿；对发电侧并网主体进相运行吸收无功服务供应量按照 $15 \times R_{10}$ （元/兆乏小时）的标准补偿。

第四十四条 迟相运行注入无功服务供应量为：发电侧并网主体按照电力调度机构下发的电压曲线或指令，迟相功率因数低于 0.90 时多注入系统的无功电量。

进相运行吸收无功服务供应量定义为：发电侧并网主体按照电力调度机构下发的电压曲线或指令，进相功率因数低于 0.97 时多吸收系统的无功电量。

发电侧并网主体实际吸收或注入的无功电量由调度自动化系统有功、无功电力采集量积分得出。

第四十五条 无功调节补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户共同分摊，按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_8 ，电力用户分摊系数为 $(1 - K_8)$ 。

（十）调相辅助服务

第四十六条 现阶段，对调相机不发出有功功率，只向电网输送感性无功功率服务供应量按照 R_{10} （元/兆乏小时）的标准补偿。

第四十七条 调相补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_9 ，

电力用户分摊系数为 $(1 - K_9)$ 。

（十一）稳定切机切负荷辅助服务

第四十八条 电力调度机构应根据系统安全稳定运行需要，制定稳定切机、稳定切负荷控制方案，合理确定稳定控制切机组、切负荷对象，按照电力调度机构稳控装置传动计划开展传动试验，并经电力调度机构认可。现阶段，将昆柳龙、牛从、楚穗、普侨、新东、金中、永富、鲁西、禄高肇和新安直流稳控系统，宝峰、和平主站稳控系统以及贵州交流北通道稳控系统所控制机组纳入稳定切机辅助服务；将昆柳龙直流受端电力用户纳入稳定切负荷辅助服务。后续由电力调度机构根据实际需要报请能源监管机构同意后，启动相关稳定切机切负荷辅助服务。

稳定切机服务费用分为能力费和使用费。对符合规定的稳定切机服务机组，从传动试验合格次月开始按照 R_{11} （万元/每年/每台）的标准补偿稳定切机能力费。对处于计划检修、非计划停运等状态无法提供稳定切机辅助服务的机组，扣减其相应时段的稳定切机补偿费用。稳定切机使用费每次补偿标准为 R_{12} （元/兆瓦时）。

稳定切负荷服务费用分为能力费和使用费。对符合规定的稳定切负荷服务主体，从传动试验合格次月开始按照 R_{13} （万元/每年/兆瓦）的标准补偿稳定切负荷能力费。对处于检修等状态无法提供稳定切负荷辅助服务的电力用户，扣减其相应时段的稳定切负荷补偿费用。稳定切负荷使用费每次补偿标准为 R_{14} （元

/兆瓦时)。

对指定提供稳定切机的发电侧并网主体和稳定切负荷的电力用户，在无法满足技术指标要求、未按时进行稳定切机切负荷功能自检、未开展传动试验或传动试验不合格的，对应时段的稳定切机、切负荷服务不予补偿，直至条件具备后恢复补偿。

第四十九条 稳定切机补偿费用由送端省（区）发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_{10} ，电力用户分摊系数为 $(1-K_{10})$ 。稳定切负荷补偿费用由受端省（区）发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧并网主体分摊系数为 K_{11} ，电力用户分摊系数为 $(1-K_{11})$ 。

（十二）黑启动辅助服务

第五十条 电力调度机构应根据系统安全需要，制定黑启动方案，合理确定关键路径黑启动电源，并与黑启动电源点所在发电侧并网主体签订黑启动技术协议（协议应约定黑启动技术性能指标要求，包括黑启动电源点的设备配置、响应时间等）。签订协议后，发电侧并网主体须委托具备国家认证资质机构开展黑启动试验且试验合格并经电力调度机构认可，由电力调度机构将黑启动协议和黑启动试验合格报告报能源监管机构备案后次月纳入黑启动补偿。

未列入黑启动方案的并网主体可自愿申请建设黑启动功能，电力调度机构应按照公平开放、安全高效原则，规范申请流程、

时限要求和评估标准,定期披露纳入黑启动功能建设的并网主体清单。

提供黑启动服务的发电侧并网主体每半年自检一次黑启动试验,每年委托具备国家认证资质机构进行一次黑启动试验(发电侧并网主体大修后必须进行一次黑启动试验),并经电力调度机构认可;对具有 FCB 功能的火电机组,每 6 年或每次 A 类检修期间应至少完成一次 100% 额定容量的 FCB 功能试验,并经电力调度机构认可。

第五十一条 黑启动(含 FCB)服务费用分为能力费和使用费。对符合规定的黑启动电源点,从试验合格次月开始按照每月 R_{15} (万元/台,万元/万千瓦)的标准补偿黑启动能力费。黑启动电源点处于计划检修、非计划停运等无法提供黑启动辅助服务时,对相应时段(以小时为单位)的黑启动补偿费用予以减扣。

黑启动(含 FCB)使用费的补偿标准为 R_{16} (万元/台次)。

第五十二条 当指定提供黑启动(含 FCB)服务的并网发电机组无法满足技术协议约定指标要求、未按时进行黑启动机组自检、未由具备国家认证资质机构开展试验或黑启动试验不合格的,当月黑启动服务不予补偿,直至条件具备后的次月恢复补偿。

第五十三条 黑启动补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊,发电侧并网主体分摊系数为 K_{12} ,市场化用户分摊系数为 $(1-K_{12})$ 。

第五章 统计与结算

第五十四条 电力调度机构按要求统计辅助服务提供和使用情况。辅助服务考核与补偿数据以辅助服务能力测试报告及调度自动化系统、电力需求侧系统记录为准。辅助服务考核与补偿数据包括发电侧和需求侧电能量计量装置的数据、调度自动化系统记录的调度指令、实际有功（无功）出力，调度计划曲线、电网频率、省际联络线实际交换功率曲线、电压曲线等。

第五十五条 发电侧并网主体应建设辅助服务考核与补偿、市场化交易配套系统和通讯系统等厂内配套装置，电力调度机构应予以指导和配合。

第五十六条 按照分省（区）平衡、专门记账、收支平衡的原则，在各省（区）单独建立辅助服务补偿台账，实行专项管理，台账内资金全部用于支付并网主体提供辅助服务的补偿费用。

第五十七条 电网企业应在辅助服务考核与补偿费用、辅助服务市场交易费用结算等过程中履行以下职责：

- 1.建立和管理辅助服务补偿台账，保证台账记录真实、准确和完整。

- 2.按照本细则规定，根据经电力调度机构确认并由电力交易机构对外最终披露的辅助服务补偿凭据、辅助市场交易凭据等结果，向并网主体出具辅助服务费用的结算凭据，在电量电费结算环节代为结算。

- 3.定期公布台账的记录信息。

4.及时答复并网主体提出的相关异议。

5.定期对辅助服务补偿、辅助服务市场交易等辅助服务费用结算情况进行统计，按月报能源监管机构。

6.具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

第五十八条 同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网主体所提供的有偿辅助服务供应量按其在各省级电网落地电量的比例分摊，按落地省份的标准补偿或缴纳费用，分别与各相关省级电网企业结算。

第五十九条 对省（区）内并网主体辅助服务的补偿，由购电省份的电网企业与并网主体进行结算。对区外电源辅助服务的补偿，由购电省份的电网企业与区外售电主体进行结算。

第六十条 有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、冷备用、转动惯量、爬坡、自动电压控制（AVC）、有偿无功调节、稳定切机、稳定切负荷、黑启动等辅助服务品种单独进行平衡，各品种平衡后的费用之和作为各发电侧并网主体和市场化电力用户辅助服务结算费用。

第六十一条 辅助服务补偿台账资金来源包括：新建发电机组调试运行期差额资金的 50%，符合国家以及地方有关法律、法规以及规范性文件规定的其他资金，不足部分按照省（区）内收支平衡的原则由发电侧并网主体和市场化电力用户共同缴纳。

第六十二条 差额资金使用原则如下：当年新建发电机组调试运行期差额资金的 50%用作次年的辅助服务补偿资金。电网

企业应规范做好差额资金的统计和管理工作，于次年 1 月开始，按当月实际发生的辅助服务补偿费用进行逐月滚动分配，直至该项资金分配完毕为止。如年末差额资金仍有剩余，则滚动到下一年度继续使用。差额资金使用情况应每年报能源监管机构备案。

第六十三条 现阶段，各辅助服务品种单独进行平衡，补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数或原则分摊。其中：市场化电力用户分摊部分按当月用电量比例承担，发电侧并网主体分摊部分按当月上网电量比例承担。同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的发电侧并网主体按其在各省级电网当月落地电量缴纳。

发电侧并网主体当月各辅助服务品种结算费用等于该主体当月该辅助服务品种补偿费用减去该辅助服务品种应缴纳的辅助服务费用。市场化电力用户当月电费账单中应单独列支电力辅助服务费用。

除调峰补偿外，发电侧并网主体各辅助服务品种月度应缴纳的辅助服务费用按照以下公式计算：

$$f_i = F \times k \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中， f_i 为第*i*个发电侧并网主体应缴纳的辅助服务费用， w_i 为第*i*个发电侧并网主体当月上网电量（其中，同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的发电侧并网主体为其在各省（区）落地电量）， F 为月度该辅助服务品种总费用， k 为发电侧并网

主体分摊系数， n 为当月纳入区域内某省（区）“两个细则”管理的发电侧并网主体个数。

市场化电力用户各辅助服务品种月度应缴纳的辅助服务费用按照以下公式计算：

$$y_i = F \times (1 - k) \times \frac{q_i}{\sum_{i=1}^n q_i}$$

式中， y_i 为第 i 个市场用户应缴纳的辅助服务费用， q_i 为第 i 个市场用户当月用电量， F 为月度该辅助服务品种总费用， n 为当月某省（区）市场化用户个数。

并网主体辅助服务结算费用为各辅助服务品种结算费用之和。

现阶段，抽水蓄能、新型储能和直控型聚合平台（不含其代理的电力用户）不参与电力辅助服务费用分摊。

第六十四条 现阶段，市场化电力用户按照各项辅助服务费用分摊标准直接参与辅助服务费用分摊，在当月电费账单中单独列支。待技术条件成熟后，电力用户可与代理其参与电力中长期交易的售电公司，或负荷聚合商、虚拟电厂等聚合平台签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定分摊方式，参与电力辅助服务。

第六十五条 有偿辅助服务按月统计和结算，与下一个月电量的电费结算同步完成。区外电源的辅助服务补偿费用与应缴纳辅助服务费用的结算与跨区域电能交易电费结算同步完成。

第六十六条 电力调度机构对辖区内电力辅助服务补偿与

分摊、市场化交易等情况按月记录、统计和分析，向电力交易机构推送相关数据，由电力交易机构向电网企业、并网主体和市场化电力用户公布，由各省级电网企业代为结算，结算过程如下：

（一）并网主体与电力调度机构确认电力辅助服务补偿与分摊相关数据；电力调度机构向相应的结算各方出具补偿凭据。

（二）各省级电网企业按本细则相关条款规定计算并网主体辅助服务补偿和分摊费用，计算并网主体和电力用户辅助服务结算费用。

（三）各省级电网企业出具结算凭据（含辅助服务净收入、辅助服务补偿费用、缴纳辅助服务费用等），并网主体按结算凭据开具发票，并网主体与电网企业间按国家有关规定和相关合同结算。

第六章 信息披露

第六十七条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容包括但不限于补偿/分摊、种类、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。电网企业、电力调度机构应保存辅助服务管理数据至少两年。

第六十八条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和返还结果，制定和完善信息披露标准格式，开放数据接口（相关披露内容见《南方区域电力并网运行管理实施细则》附录5）。

第六十九条 电力调度机构应于每月 7 日前(遇法定节假日顺延,下同),在相关技术支持系统向调管范围内并网主体公布上月辅助服务费用明细初步结果,并提供相关数据便于并网主体计算与核对。并网主体应及时开展数据核对,如存在异议,原则上应在当月 11 日前向电力调度机构提出复核(含考核豁免)申请。电力调度机构原则上应在当月 15 日前完成复核并予以答复。电力调度机构应于当月 18 日前向电力交易机构推送补偿和分摊公示信息,电力交易机构应于 20 日前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的,应于 22 日前向电力调度机构提出复核申请,电力调度机构应于 25 日前进行核实并予以答复,电力交易机构应于 26 日前根据电力调度机构最终确认结果发布最终补偿和分摊结果,同步推送电网企业开展结算。

并网主体对电力调度机构发布的补偿和分摊结果仍有异议的,可向能源监管机构提出申诉,经能源监管机构认定后,相关费用在后续月份补偿和分摊结果中予以多退少补。

第七章 监督与管理

第七十条 能源监管机构负责电力并网运行的监督与管理,监管本细则的实施,组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网主体可通过 12398 监管热线、微信公众号和电子邮箱等多种形式向能源监管机构反馈问题和线索。

(一) 建立常态化分级监督管理机制

1.南网总调、广州电力交易中心每年对上一年执行本细则情

况开展自查自纠，并于3月底前形成自查报告报能源监管机构。

2.南网总调每年对上一年各中调执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。各中调对辖区内各地调执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。

3.广州电力交易中心每年对各省级电力交易机构执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。

4.能源监管机构根据评价排序结果和发现的问题，对相关单位采取约谈、通报或责令整改等措施。

（二）不定期组织专项督查和监管

1.能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，坚持问题导向和目标导向，重点围绕考核豁免、电费结算、运行管理、安全管理以及新型主体并网管理等方面，不定期组织对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项督查和监管。

2.能源监管机构视情况需要组织第三方专业机构对“两个细则”及辅助服务市场技术支持系统中有关算法、功能与本规则一致性进行核查。

第七十一条 建立健全电力辅助服务管理协调机制。并网主体与电力调度机构、电网企业之间对辅助服务费用计算、统计、补偿、分摊和费用结算等方面存在争议的，应将争议问题提交电力调度机构、电网企业，并抄送能源监管机构；电力调度机构、

电网企业应对并网主体提出的争议或问题，组织开展核查，以书面形式向并网主体反馈意见或建议；双方仍不能达成一致的，可提交能源监管机构依法协调和裁决。并网主体与南网总调、南方电网公司之间存在争议的，由南方能源监管局会同有关单位依法协调和裁决。

第七十二条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级及以上电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向能源监管机构备案。与中国南方电网有限责任公司签订并网调度协议和相关交易合同的，向国家能源局备案，并抄送南方能源监管局。

第七十三条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构应梳理“两个细则”中各项信息报送要求，一并形成月度和季度报告。省级以上电力调度机构应于次月 10 日前向能源监管机构报告上月电力调度运行管理情况。南网总调应在每季度次月 20 日前向国家能源局报告电力调度运行管理情况，并同时报南方能源监管局（相关报告模板参见《南方区域电力并网管理实施细则》附录 6）。

第七十四条 电力调度机构应按要求在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报电力辅助服务管理情况。

第七十五条 电网企业、电力调度机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信

息。电网企业应当按能源监管机构的规定将与监管相关的信息系统接入能源监管信息系统。

第七十六条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体要明确承接本细则相关工作的部门和岗位，制定内部工作流程，按照要求做好管理工作，如有问题及时向能源监管机构报告。

第七十七条 电力调度机构应定期组织第三方专业机构评估本细则执行情况，并在征求相关并网主体意见后，向能源监管机构提出相关建议。能源监管机构根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。

第八章 附则

第七十八条 本细则电力辅助服务相关参数见附表 1。

第七十九条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。原《关于印发<南方区域发电厂并网运行管理实施细则>及<南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则>（2020 年版）的通知》（南方监能市场〔2020〕420 号）同时废止。

第八十条 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。

附表 1

南方区域电力辅助服务参数表

参数类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
当年累计抽发利用小时数 调节系数	H1	-	1	1	1	1	1
当年累计抽水利用小时数 调节系数	H2	-	1	1	1	1	1
一次调频超额积分电量补偿 标准	R1	元/兆瓦时	150000	150000	150000	150000	150000
AGC 服务调节容量补偿标准	R2	元/兆瓦时	12	5	5	10	10
AGC 服务调节电量补偿标准	R3	元/兆瓦时	80	20	40	80	80
启停调峰补偿标准	R4	万元/万千瓦	2.5	2	2	2.5	2
旋转备用补偿标准	R5	元/兆瓦时	33	16.5	27.6（火电） /66.5（水电）	9.9	24.8
冷备用补偿标准	R6	元/兆瓦时	5	5	2.5	5	5
转动惯量补偿标准	R7	元/兆瓦秒方时	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
自动电压控制（AVC）容量补 偿标准	R8	万元/每月/每台	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制（AVC）效果补 偿标准	R9	元/兆瓦时	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
迟相运行无功调节补偿标准	R10	元/兆乏小时	1	1	1	1	1

参数类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
稳定切机补偿标准能力费	R11	万元/每年/每台	2	2	1.5	1.5	2
稳定切机补偿标准使用费	R12	元/兆瓦时	火电 400 水电 130	火电 400 水电 130	火电 300 水电 100	火电 300 水电 100	火电 400 水电 130
稳定切负荷补偿标准能力费	R13	万元/每年/兆瓦	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
稳定切负荷补偿标准使用费	R14	元/兆瓦时	1584	792	1325	475	1190
黑启动服务能力补偿标准	R15-1	非 FCB 机组：万元/月/台	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）
	R15-2	FCB 机组：万元/万千瓦/月	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
黑启动服务使用补偿标准	R16	万元/台次	480	360	300	300	150
一次调频分摊系数	K1	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
二次调频分摊系数	K2	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
调峰分摊系数	K3	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
旋转备用分摊系数	K4	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
冷备用分摊系数	K5	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
转动惯量分摊系数	K6	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制分摊系数	K7	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
无功调节分摊系数	K8	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
调相分摊系数	K9	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
稳定切机分摊系数	K10	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
稳定切负荷分摊系数	K11	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

参数类型	细则中对应的 符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
黑启动分摊系数	K12	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5