

## 编制说明

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，保障南方区域及广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）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》等有关法律法规、政策文件及技术标准，南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办组织编制了南方区域“两个细则”（征求意见稿），相关编制说明如下：

### 一、新主体纳入南方区域“两个细则”管理

#### （一）独立储能电站

1. 纳入范围：以独立身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，容量为 10MW/1 小时及以上的新型储能电站，不受接入位置限制。考虑到独立储能运行成本较高，鼓励小容量且分散的储能聚合成为直控型聚合平台（含负荷聚合商、虚拟电厂等形式）。

2. 独立储能电站参照煤机深度调峰第二档的补偿标准

(以广东为例,储能深度调峰补偿标准为约为 0.792 元/千瓦时,较 2020 年版提高 0.292 元/千瓦时);其他辅助服务如一次调频、AGC、无功调节等品种采用与常规机组一致补偿标准。

## (二) 直控型可调节负荷

1.纳入范围:直接与电力调度机构签订并网调度协议,容量不小于 30MW,最大调节能力不小于 10MW,持续时间不少于 1 小时的直控型可调节负荷。考虑可调节负荷运行及控制成本,鼓励多个电力用户通过平台成为大容量直控型聚合平台。

2.直控型可调节负荷参与调峰(削峰)辅助服务补偿标准按照煤电第二档深度调峰 2 倍执行;直控型可调节负荷参与调峰(填谷)辅助服务补偿标准按照煤机调峰第二档的补偿标准执行;其他辅助服务如一次调频、APC 等采用与常规机组一致补偿标准。

## (三) 抽水蓄能

1.根据国家文件要求,将抽水蓄能纳入“两个细则”管理。

2.考虑抽水蓄能实际情况,抽水蓄能电站电价机制尚未完全理顺之前,抽水蓄能电站的抽发累计利用小时数与抽水利用小时数均达到规定利用小时数门槛后,方可获得辅助服务补偿,未超过规定利用小时数前为义务提供。

## (四) 地调调管主体

纳入范围: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。

## 二、增加电力辅助服务新品种

### （一）增加稳定切机、切负荷辅助服务品种

1.纳入范围：初期，纳入部分影响南方区域全局性安全稳定的稳定切机、切负荷服务纳入辅助服务补尝试点。

2.试点起步阶段，稳定切机、切负荷服务能力费用仅补偿稳控装置运行维护费用；稳定切机使用费仅补偿切机后的机组启动费用，稳定切负荷使用费参照需求侧响应给与补偿。

### （二）增加转动惯量辅助服务品种

考虑系统整体惯量与新能源消纳的矛盾关系，在非同步电源渗透率较高时，对可在低负荷率运行的火电、水电机组给与惯量补偿。

### （三）增加调相辅助服务品种

1.根据调度机构测算，未来三年南方区域暂无同步调相机建设需求。但随着新能源建设的加速，未来存在调压困难的可能，提前制定调相辅助服务补偿机制。

2.起步阶段，调相辅助服务补偿标准参照迟相无功调节辅助服务补偿，仅补偿提供服务的同步调相机提供无功支撑的相关成本。

### （四）增加爬坡辅助服务品种

目前调频和备用辅助服务基本能够覆盖爬坡辅助服务需求，增加爬坡辅助服务定义及补偿框架性原则。

## 三、建立健全辅助服务新机制

### （一）建立用户参与辅助服务分担共享机制

1.分担共享原则：根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊；为特定并网主体或电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关并网主体或电力用户分摊。

2.爬坡补偿费用由风电、光伏发电承担，直控型可调节负荷参与的调峰（削峰）补偿费用由市场化电力用户按当月实际用电量进行分摊，其他品种补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户侧按照各 50%比例共同分摊。

### （二）重新划分基本辅助服务和有偿辅助服务

1.保留基本辅助服务品种，包含基本一次调频、基本调峰、基本无功调节。

2.考虑系统运行需要，将一次调频由基本辅助服务（无偿）变更为“基本+有偿”辅助服务模式，对一次调频调节超出一定门槛的机组给予补偿。

### （三）完善跨省跨区配套机组补偿和分摊机制

跨省跨区送电配套电源机组均应纳入电力辅助服务管理，不重复参与送、受两端电力辅助服务管理；参与国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送电发电机组按照同一标准和要求参与电力辅助服务管理。

## 四、完善现行“两个细则”考核补偿条款

### （一）完善非停考核规定和算法

1.提高考核力度。在电网保供电时期或在全省或地区局

部存在电力供应缺口期间，非停按 2 倍计算考核；在上述时期内，发现存在保供不力、恶意非停、虚报瞒报机组运行信息等行为的机组，非停按 5 倍计算考核。

2.建立考核费用专项返还机制。对当月超出原标准部分的非计划停运考核费用（即原标准 1 倍以上的考核费用）单独进行平衡结算。按照电厂对系统运行的贡献度分档奖励返还。

3.建立现货市场运行的地区考核单价与现货价格接轨的机制。开展现货结算运行区域的市场化机组非计划停运期间以所在节点非停时段实时电价的算数平均值作为考核单价，其他时段以所在结算省（区）上一年平均上网电价作为考核单价；非市场化机组或未开展现货结算运行区域的机组以所在结算省（区）上一年平均上网电价作为考核单价。

## （二）提高调峰辅助服务补偿标准

为进一步鼓励煤电机组进行灵活性改造，提高系统调节能力，进一步提高深度调峰补偿力度，并增加 30%以下档位。以广东煤电为例（其他省区均有提高）：

第一档：煤电机组出力 40%-50%，补偿标准由 66 元/兆瓦时提高至 99 元/兆瓦时；第二档：煤电机组出力 30%-40%，补偿标准由 132 元/兆瓦时提高至 792 元/兆瓦时；第三档（新增）：煤电机组出力 30%以下：补偿标准 1188 元/兆瓦时。

## （三）提高旋转备用辅助服务补偿标准

为保障电力供应能力，提高系统运行裕度，进一步提高旋转备用补偿标准。以广东煤电为例（其他省区均有提高）：

补偿标准由 22 元/兆瓦时提高至 33 元/兆瓦时。

#### （四）降低冷备用辅助服务补偿标准

以广东、广西、海南煤电为例，冷备用补偿标准均降低至 5 元/兆瓦时。

#### （五）完善风电、光伏发电考核补偿规定

适应新型电力系统建设需要，修订风电、光伏电站纳入“两个细则”补偿及考核门槛，完善风电、光伏电站新能源消纳数据统计报送要求，完善风电、光伏电站涉网试验要求，增加风电、光伏电站功率波动或宽频振荡考核，修订完善风电、光伏电站功率预测考核。

### 五、优化考核返还和辅助服务补偿机制

（一）辅助服务品种单独开展结算，考核费用纳入对应辅助服务一起结算；部分考核品种单独结算（主要有非停、发电计划等）。

（二）不具备调节能力或不具备参与考核条件的并网主体也不参与相关考核资金返还。如地调机组不具备参与一次调频、AGC 无功调节等能力的，不参与相应考核费用返还；新能源不具备 AGC、调峰、执行发电计划等能力，不参与相应考核费用返还；核电当月一次调频未动作，不参与当月的一次调频考核费用返还。

### 六、建立考核补偿有关条款和标准优化调整机制

随着南方区域新型电力系统建设和快速发展，电源结构、负荷特性和稳定运行特征正在发生深刻变化，电力并网运行及辅助服务管理必须适应这一形势发展和快速变化。电

力调度机构应定期组织第三方专业机构评估“两个细则”执行情况 and 效果，并在征求相关并网主体意见后，可向能源监管机构提出相关优化调整建议。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。

## **七、建立健全信息披露、报送和监督管理机制**

### **（一）健全信息披露和报送机制**

明确了电力调度机构和电力交易机构作为信息披露主体的职责，明确了披露原则、内容和时限要求；明确了电力调度机构开展并网运行和辅助服务管理过程中的报送要求。

### **（二）建立健全对规则执行情况的监督管理机制**

1.建立常态化分级监督管理机制。要求南网总调、广州电力交易中心作为区域电力调度、交易机构每年对规则执行情况进行自查自纠并将自查情况报送区域能源监管机构；要求南网总调、广州电力交易中心每年对省级电力调度、交易机构对规则执行情况进行考核评价并将评价结果报送相关能源监管机构；要求各省级电力调度机构对地市级电力调度机构规则执行情况加强评价和管理。能源监管机构结合有关单位自查和评价情况采取约谈、通报和责令整改等监管措施。

2.建立不定期专项督查和监管机制。能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，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。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。