

附件 2

西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为保障西北电力系统安全、优质、经济运行，规范西北区域并网发电厂辅助服务管理，维护电力企业合法权益，促进电网和发电企业协调发展，根据《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）和国家有关法律法规，结合西北电力系统实际，制定本细则。

第二条 本细则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由并网发电厂提供的服务，包括：调频、调峰、自动发电控制（AGC）、无功调节、自动电压控制（AVC）、备用、黑启动等。

第三条 本细则适用于西北区域省级及以上电力调控机构直调的发电厂（含并网自备发电厂）和由地调直调的风电、光伏、装机容量 50MW 及以上的水电站。地调电网内的其它发电厂并网运行管理参照本实施细则执行。自备电厂有上网电量的以上网电量部分承担辅助服务费用。新建并网机组通过整套启动试运行后纳入本细则管理。网留电厂暂不参加补偿与分摊。

第四条 西北区域能源监管机构依法对辅助服务调用、考核和补偿情况实施监管。电力调控机构在能源监管机构的授权下按照调度管辖范围具体实施辅助服务管理统计分析等工作。

第二章 定义和分类

第五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第六条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，发电机组必须提供的辅助服务，包括基本调峰、基本无功调节。

（一）基本调峰：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、按照一定调节速率进行的发电机组出力调整所提供的服务。

纯凝火电机组和非供热期的热电机组基本调峰能力应不小于 50%额定出力，供热期的热电机组基本调峰范围在能源监管机构核准后确定，燃气机组和水电机组基本调峰范围 100%-0 额定出力。风电、光伏、生物质发电等可再生能源机组在电网安全和供热受到影响时，应通过购买辅助服务等方式适当参与调峰。

（二）基本无功调节：火电、水电机组在发电工况时，在迟相功率因数 0.85 至 1 范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数 0.97 至 1 范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在发电工况时，在迟相功率因数 0.95 至 1 范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数 0.95 至 1 范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第七条 有偿辅助服务是指并网发电厂在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括一次调频、有偿调峰、自动发电控

制（AGC）、自动电压控制（AVC）、旋转备用、调停备用、有偿无功调节和黑启动等。

（一）一次调频：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，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。由于目前西北电网机组一次调频性能差异较大，承担该项服务义务不均，为改善全网频率质量，促进发电厂加强一次调频管理，将一次调频确定为有偿服务。

（二）自动发电控制（AGC）：当发电机组在规定的出力调整范围内，跟踪调度自动控制指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

务。

（三）自动电压控制（AVC）：在自动装置的作用下，发电厂的无功出力、变电站和用户的无功补偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自动闭环调整，使全网达到最优的无功和电压控制的过程。本办法规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电机在规定的无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（四）有偿无功调节：火电、水电机组在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.97 的情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在迟相功率因数小于 0.95 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于

0.95 的情况下从电力系统吸收无功功率，以及风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。

（五）有偿调峰分为深度调峰和启停调峰：深度调峰是指燃煤火电机组有功出力在其额定容量 50%以下的调峰运行方式。启停调峰指并网发电机组由于电网调峰需要而停机（电厂申请低谷消缺除外），并在 72 小时内再度开启的调峰方式。

（六）旋转备用：是指为了保证可靠供电，电力调控机构指定的并网机组通过预留发电容量所提供的服务，且必须能够实时调用。

（七）调停备用：燃煤发电机组按电力调度指令要求超过 72 小时的调停备用。

（八）黑启动：电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力的发电机组（厂）所提供的恢复系统供电的服务。

（九）稳控装置切机服务：因系统原因在发电厂设置的稳控装置正确动作切机后应予以补偿。

第八条 对于机组因供热、防冻等要求造成被迫开机的情况，将一律不参与调峰和备用补偿。

第三章 提供与调用

第九条 并网发电厂有义务提供辅助服务，且应履行以下职责：

(一) 负责厂内设备的运行维护，确保具备提供符合规定技术标准要求的辅助服务的能力。

(二) 提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告。

(三) 配合完成参数校核，并认真履行辅助服务考核和补偿结果。

(四) 根据电力调度指令提供辅助服务。

(五) 并网发电厂应按要求委托具备国家认证资质的机构测试发电机组性能参数和辅助服务能力，测试结果报能源监管机构和电力调控机构备案。

第十条 为保证电力系统平衡和安全，辅助服务的调用遵循“按需调用”的原则，由电力调控机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

第十一条 电力调控机构调用并网发电厂提供辅助服务时，应履行以下职责：

(一) 根据电网情况、安全导则、调度规程，根据“按需调用”的原则组织、安排辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对并网发电厂辅助服务执行情况进行记录和计量，统计考核和补偿的情况。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿统计等情况。

(四) 及时答复并网发电企业的问询。

(五) 定期将辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送能源监管机构。

第四章 考核与补偿

第十二条 对基本辅助服务不进行补偿,对提供的有偿辅助服务进行适当补偿。当并网发电厂因其自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核;当并网发电厂因其自身原因不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受考核,具体考核办法见《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十三条 对有偿辅助服务的补偿,实行打分制,按照分值计算相应补偿费用。

第十四条 一次调频服务补偿:

(一) 并网同步发电机组一次调频服务补偿按照一次调频月度动作积分电量进行补偿。并网同步发电机组一次调频服务补偿按照一次调频月度动作积分电量 150 分/万千瓦时补偿。

一次调频月度动作积分电量: 电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ (水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算) 时起到恢复至 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ (水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算) 时止, 实际发电出力与起始实际发电出力之差的积分电量, 高频少发或低频多发电量为正值, 反之, 高频多发或低频少发电量为负值。一次调频月度动作积分电量为当月每一次电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ (水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算) 时一次调频电量的代数和。

(二) 新能源场站一次调频服务补偿按照场站改造成本、月度一次调频实际贡献原则进行补偿。

第十五条 有偿调峰服务补偿

(一) 深度调峰根据机组实际发电出力确定。由于发电机组自身原因造成出力低于基本调峰下限的不予补偿。深度调峰计量以发电机组为单位。

(二) 提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿。少发电量的具体计算公式为：

$$W = \int (K_B P_N - P) dt \quad (K_B P_N > P)$$

其中： K_B 为基本调峰系数 50%；

P_N 为机组额定容量；

P 为机组实际有功出力。

火电机组按少发电量每万千瓦时补偿 3 分。

(三) 常规燃煤发电机组按调度指令要求在 72 小时内完成启停调峰，每次按 20 分/万千瓦补偿；燃气机组按调度指令要求完成启停调峰，每次按 10 分/万千瓦补偿；水电机组按调度指令要求启停机，每次按 0.2 分/万千瓦补偿。

(四) 已实施辅助服务市场化的省（区）按照市场规则执行，不再依据此条进行补偿。

第十六条 旋转备用服务补偿

(一) 对火电（含供热期经调峰能力核定后的热电机组）以及承担西北电网系统备用的水电机组提供旋转备用进行补偿。

(二) 火电机组旋转备用供应量定义为：因电力系统需要，当发电机组实际出力低于最大可调出力、高于 50% 额定出力时，最大可调出力减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分电量，按照以下标准补偿：

1. 机组实际出力大于 70%额定出力，低于最大可调出力的，燃煤火电机组按 0.07 分/万千瓦时补偿。

2. 机组实际出力大于 50%额定出力，低于 70%额定出力的，燃煤火电机组按 0.35 分/万千瓦时补偿。

（三）经调峰能力核定后的热电机组旋转备用供应量定义为：因电力系统需要，当发电机组供热期实际出力低于核定的调峰能力上限（若电厂上报上限高于核定上限，以上报上限为准）、高于 50%额定出力时，其调峰能力上限减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分电量，按 0.07 分/万千瓦时补偿。

（四）燃气、水电机组实际出力低于 70%额定出力时，额定出力的 70%减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分，按 0.01 分/万千瓦时补偿。

（五）并网发电机组运行当日由于电厂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。

第十七条 自动发电控制（AGC）服务补偿，AGC 补偿可按机组计量也可按电厂计量；

（一）可用率补偿：月可用率达到 98%以上，每提高 1%补偿 1 分/万千瓦。

（二）调节容量补偿：

火电机组 AGC 单机模式下：调节容量补偿应按日统计 AGC 机组在 AGC 指令下的实际最大出力和最小出力，计算调节容量，按 0.2 分/万千瓦补偿；全厂模式下：调节容量补偿应按日统计投入厂级 AGC 的所有机组在 AGC 指令下的实际最大总出力和最小总出力，计算调节容量，按 0.2 分/万千瓦补偿。

水电机组 AGC 单机模式下：调节容量补偿应按日统计 AGC 机组在 AGC 指令下的实际最大出力和最小出力，计算调节容量，按 0.1 分/万千瓦补偿；全厂模式下：调节容量补偿应按日统计投入厂级 AGC 的所有机组在 AGC 指令下的实际最大总出力和最小总出力，计算调节容量，按 0.1 分/万千瓦补偿。

（三）贡献电量合格率补偿：

火电机组：贡献电量合格率补偿=火电贡献合格率×6 分/万千瓦。

水电机组：贡献电量合格率补偿=水电贡献合格率×1 分/万千瓦。

其中，贡献电量合格率是指按月统计机组 AGC 历次下发指令期间实际贡献电量累积值与理论贡献电量累积值（即每次贡献电量代数和）的比率。实际贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值。理论贡献电量是指在调节速率为标准速率的前提下，AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值（计算贡献电量时，实际功率与 AGC 指令目标功率同向为正，反向为负）

（四）免补偿条款

若常规电源因 AGC 设备优化或按照调控机构要求进行 AGC 相关性能试验的，试验期间给予免补偿；

第十八条 自动电压控制（AVC）

（一）水电、火电 AVC 补偿按机组计量，风电场、光伏电站 AVC 补偿按场站计量。

（二）水电、火电装设 AVC 装置的机组，若 AVC 投运率达

到 98%以上，且 AVC 调节合格率达到 99%以上，按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿。装设 AVC 装置的风电场、光伏电站，若 AVC 投运率达到 98%以上，且 AVC 调节合格率达到 95%以上，按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿。

水电、火电机组补偿电量= $(K - 99\%) \times P_N \times t$

其中：K 为机组实际 AVC 调节合格率；

P_N 为机组容量（万千瓦）；

t 为机组 AVC 投运时间，单位为小时。

风电场、光伏电站补偿电量= $(K - 95\%) \times P_N \times t$

其中，K 为风电场、光伏电站实际 AVC 调节合格率；

P_N 为风电场、光伏电站容量（万千瓦）；

t 为风电场、光伏电站 AVC 投运时间，单位为小时。

（三）水电、火电上述各项补偿分数不大于 10 分/万千瓦，风电场、光伏电站上述各项补偿分数不大于 5 分/万千瓦。

第十九条 有偿无功服务补偿

（一）根据调度指令，发电机组通过提供必要的有偿无功服务保障电厂母线电压满足要求，或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时，水电、火电机组按比迟相功率因数 0.85 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.97 多吸收的无功电量，以及机组调相运行时发出的无功电量补偿；风电场风电机组、光伏电站并网逆变器按比迟相功率因数 0.95 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.95 多吸收的无功电量，以及风电场风电机组、光伏电站并网逆变器调相运行

时发出的无功电量补偿。

(二) 水电、火电机组无功电量的具体计算公式为：

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (|Q| - P \tan(\cos^{-1}(0.85))) dt & \cos \varphi < 0.85; Q > 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} (|Q| - P \tan(\cos^{-1}(0.97))) dt & \cos \varphi < 0.97; Q < 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} |Q| dt & P = 0 \end{cases}$$

其中：P 为机组有功出力；

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(三) 风电场风电机组、光伏电站并网逆变器无功电量的具体计算公式为：

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (|Q| - P \tan(\cos^{-1}(0.95))) dt & \cos \varphi < 0.95; Q > 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} (|Q| - P \tan(\cos^{-1}(0.95))) dt & \cos \varphi < 0.95; Q < 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} |Q| dt & P = 0 \end{cases}$$

其中：P 为风电场、光伏电站有功出力；

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(四) 火电机组按 1 分/万千乏时补偿；水电机组按 0.5 分/万千乏时补偿；风电场、光伏电站按 1 分/万千乏时补偿。

(五) 每月补偿分数最高不大于 10 分/万千瓦。

第二十条 调停备用服务补偿

燃煤发电机组在停机备用期间，每天按 1 分/万千瓦补偿，最多补偿 7 天。

已实施辅助服务市场化的省（区）按照市场规则执行，不再依据此条进行补偿。

第二十一条 黑启动服务补偿

（一）黑启动服务用于补偿弥补发电机组用于黑启动服务改造新增的投资成本、维护费用以及每年用于黑启动测试和人员培训的费用。

（二）具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力的发电机组应自行申报并提交具备国家认证资质机构黑启动能力检验报告，并且每年做一次黑启动实验，经电力调控机构认可，并报能源监管机构备案。对调控机构按照电网结构指定的黑启动机组按水电机组每月 1 分/万千瓦，火电机组每月 2 分/万千瓦，全厂最高 300 分/月补偿。待条件具备后以市场竞价方式确定黑启动服务。

第二十二条 稳控装置切机补偿

（一）区域稳控装置动作减出力或切机后，按每次补偿 40 分/万千瓦。为提升本电厂送出能力的稳控装置所切机组不予补偿。

（二）对于纳入跨区超特高压直流安全稳定控制系统切机范围、且非直流配套电源的发电厂、新能源场站，若有新增安控装置，则按照新投运的安全自动装置套数，一次性给予 300 分/套的补偿。若在原有安控装置进行改造，则按照改造的套数，

一次性给予 30 分/套的补偿。

第五章 计量与结算

第二十三条 电力调控机构负责对并网运行管理及辅助服务调用的情况进行计量，以电力调控机构和发电厂共同认可的计量数据及调度记录等为准。

计量数据包括电能计量装置的数据、电力调控机构的调度自动化系统记录的发电负荷指令、实际有功（无功）出力、日发电计划曲线、电压曲线、电网频率等。

第二十四条 电力调控机构负责组织各有关电力企业建设相应技术支持系统。技术支持系统主站设在电力调控机构，进行计量、统计等，并据此进行相关结算。发电企业应设立子站，进行查询与信息反馈。

第二十五条 遵循专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则，全网统一标准，按调管范围对辅助服务调用情况进行统计、计算，分省平衡、结算。

第二十六条 辅助服务补偿费用主要来源于以下方面：全部并网运行管理考核费用；发电机组调试运行期差额资金的 50%；符合国家有关法律法规规定的其他资金。上述费用减去辅助服务补偿所需总金额的差额部分由各省（区）内发电企业按照上网电量的比例进行分摊。

计算公式如下：

第 i 个电厂需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}i} = R_{\text{总分摊}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

其中， $R_{\text{总分摊}}$ 等于月度辅助服务补偿所需费用差额；

F_i 为第 i 个电厂月度上网电量；

N 为当月上网发电厂的总数。

辅助服务补偿所需总费用与并网运行管理考核总费用依照并网发电企业并网考核与辅助服务补偿分值计算，每分对应金额均为 1000 元。

则某并网发电企业结算金额 = $1000 \times (\Sigma \text{有偿辅助服务补偿分数} - \Sigma \text{并网运行管理考核分数}) + \text{分摊费用}$ 。

第二十七条 各级电力调控机构负责其直调发电厂（站）辅助服务补偿的评分工作。各省（区）电力调控中心负责本省（区）电网内全部发电厂（站）考核、补偿分值汇总和分摊计算工作。

各省（区）调控机构将本省（区）电网内各电厂的并网运行管理考核分、辅助服务补偿分以及纳入辅助服务补偿的发电机组调试运行期差额资金等按照第二十六条规定合并计算出各电厂考核补偿结算金额。

第二十八条 考核补偿结算金额按月统计，在下月电费结算中兑现，月结月清，过期不追溯。当月上网电量不足扣罚考核电量，剩余部分记账顺延至次月结算，年度结清。

第六章 监督与管理

第二十九条 电力调控机构、电网经营企业、并网发电厂应

按照能源监管机构的要求报送相关信息资料。电力调控机构、电网经营企业按规定向并网发电厂披露相关信息。信息披露应当采用网站、会议、简报等多种形式，季度、年度信息披露应当发布书面材料。

第三十条 各级电力调控机构负责其直调发电厂及所属地区调管电厂的辅助服务补偿评分工作，并于每月第3个工作日前向并网发电厂披露上月各直调电厂及所属地区调管电厂并网考核与辅助服务补偿情况明细。并网发电厂对考核和补偿情况如有疑义，应在公布后2个工作日内向相应电力调控机构提出复核。电力调控机构经核查后，在接到问询的2个工作日内予以答复。并网发电厂经与调控机构协商后仍有争议的，可向属地能源监管机构提出申诉裁决。

第三十一条 西北电力调控机构应于每月第7个工作日前将上月所调管电厂并网考核与辅助服务补偿情况和明细报西北能源监管局，经西北能源监管局审核后，由各省（区）电力调控机构负责对辖区内所有电厂进行统一分摊计算。

第三十二条 各省（区）电力调控机构于每月第15个工作日前将上月本省（区）电网内发电厂运行管理考核与辅助服务补偿情况和明细（含各电厂当月考核补偿项目内容、分值计算及全网各考核补偿项目情况）以正式文件和电子版本形式报属地能源监管机构审核。各属地能源监管机构于每月第20个工作日前公布上月发电厂并网运行管理考核结果。各省（区）电力公司应于次月底前在厂网电费结算中予以兑现。

第三十三条 各级电力调控机构应每季度总结分析辅助服

务补偿开展情况,并于下季度首月 20 日前书面报属地能源监管机构。

第三十四条 并网发电厂与电力调控机构、电网经营企业之间因辅助服务调用、统计及结算等情况存在争议的,由能源监管机构依法进行调解和裁决。其中,并网发电厂与区域电力调控机构之间存在争议的,由区域能源监管机构依法进行调解和裁决。

第三十五条 能源监管机构依法履行职责,可以采取定期或不定期的方式对辅助服务补偿情况进行现场检查,电力调控机构、电网企业、并网发电厂应予以配合。现场检查措施包括:

(一) 询问被检查单位的工作人员,要求其对被检查事项作出说明;

(二) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料,对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存;

(三) 对检查中发现的违法行为,可以当场予以纠正或者要求限期改正。

第三十六条 电力调控机构、电网企业、并网发电厂违反有关规定的,能源监管机构应依法查处并予以记录,造成重大损失和重大影响的,能源监管机构可以处罚并对相关单位的主管人员和直接责任人员提出处理意见和建议。

第七章 附 则

第三十七条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第三十八条 本细则由国家能源局西北监管局根据实际运行情况及时修订。

第三十九条 本细则自 2019 年 1 月 1 日起执行。原执行的《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（西电监办〔2015〕28 号）同时废止。