

西藏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 为保障西藏电力系统安全、优质、经济运行，规范西藏并网主体电力辅助服务管理，根据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）和国家有关法律法规，结合西藏电力系统实际，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，由并网主体提供的辅助服务，包括：一次调频、调峰、自动发电控制（AGC）、无功调节、备用、黑启动等。

第三条 本细则适用于西藏区、地两级调度机构装机容量 20 兆瓦及以上的直调发电厂（不含火电、燃机、燃油机组、自备电厂），以及装机容量 10 兆瓦及以上集中式光伏、光热、光储、风电电站等发电侧并网主体，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)等负荷侧并网主体的电力辅助服务管理。电网公司所属电厂所有机组同等参与提供辅助服务,不参与结算。

第四条 新建发电厂完成以下工作之后的当月开展辅助服务管理。水力并网主体按《水电工程验收规程》(NB/T 35048-2015)要求完成负荷连续运行时纳入。风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》(GB/T 31997-2015)、《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796-2012)、《风光储联合发电站调试及验收标准》(GB/T 51311-2018)完成工程验收,第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。其它并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

新型储能及负荷侧并网主体参与辅助服务补偿应具备的相关条件由电力调度机构制定,并报能源监管机构。

第五条 能源监管机构负责对辅助服务的调用、考核及补偿等情况实施监管。电力调度机构按照调度管辖范围具体实施辅助服务的调用、考核和补偿情况统计等工作。

第六条 已通过辅助服务市场交易的品种,在辅助服务市场运行期间执行辅助服务市场规则相关规定,在本细则中不重复补偿。

第二章 定义与分类

第七条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第八条 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，并网主体必须提供的辅助服务，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。基本辅助服务不进行补偿。

(一)基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标范围为小扰动时，并网主体通过调速系统的自动反应，新能源和新型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)基本调峰是指发电侧并网主体、新型储能在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发用电功率调整所提供的服务。

水电机组的基本调峰能力为其额定容量的45%（基本调峰下限为其额定容量的45%，基本调峰上限为当前水头下的机组技术允许出力）；生物质、综合利用机组按实际能力提供基本调峰。光伏、风电等并网主体在电网安全受到影响时，应参与系统调峰。

(三)基本无功调节是指发电侧并网主体、新型储能在一定的功率因数范围内向电力系统注入或吸收无功功率所提供的服务。

水电机组在发电工况时，在迟相功率因数0.9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。

第九条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、有偿旋转备用、黑启动等。

（一）自动发电控制（AGC）是指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电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的的服务。

（二）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标范围为大扰动时，并网主体合理利用各类频率调节办法，短时间内快速改变出力，以满足电力系统频率安全要求的的服务。

（三）有偿调峰是指发电侧并网主体按电力调度指令超过基本调峰范围进行的深度调峰；新型储能放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态进行调峰；可调节负荷上调用电功率，增加用电所提供的服务。

（四）有偿无功调节是指并网主体在迟相功率因数低于0.9的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数低于0.97

的情况下从电力系统吸收无功功率，以及并网主体在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

（五）有偿旋转备用是指为了保证可靠供电，电力调度机构指定的并网主体通过预留一定的发电容量所提供的服务。

（六）自动电压控制（AVC）服务是指并网主体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，为满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（七）黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动能力的并网主体所提供的恢复系统供电的服务。

（八）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，并网主体自动与电网解列所提供的服务。

第十条 对于因电厂自身原因造成被迫开、停机的情况，将一律不参与调峰和备用补偿。

第三章 提供与调用

第十一条 并网主体有义务提供辅助服务，且应履行以下职责：

（一）提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，每年10月31日前提供有资质单位出具的本年度辅助服务能力测试报告。并网主体性能参数发生变化影响辅助服务能力时，须于3个

工作日内汇报调度机构，并重新进行辅助服务能力测试和验证，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告，测试期间不纳入辅助服务。

（二）负责厂内设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求辅助服务的能力。

（三）根据电力调度指令提供辅助服务。

（四）配合完成参数校核，并认真履行辅助服务考核和补偿结果。

第十二条 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，由电力调度机构根据并网主体特性和电网情况，合理安排并网主体承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

第十三条 电力调度机构调用并网主体提供辅助服务时，应履行以下职责：

（一）根据电网情况、安全导则、调度规程，根据“按需调度”的原则组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

（二）根据相关技术标准和管理办法对辅助服务执行情况进行记录和计量、考核和补偿情况统计等工作。

（三）定期公布辅助服务调用、考核及补偿情况。

（四）及时答复并网主体的问询。

(五)定期对辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送能源监管机构。

第四章 考核与补偿

第十四条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因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《西藏电力并网运行管理实施细则》。

第十五条 有偿调峰服务补偿，在调峰困难时段（11:00-16:00），水电站发电出力低于并网机组基本调峰下限之和的，按低于并网机组基本调峰下限之和的少发电量给予补偿；储能电站按调峰困难时段（11:00-16:00）所储存的电量的比例给予补偿。

每台机组每5分钟按以下规则计算补偿：水电站实际出力<并网机组基本调峰下限之和(上下不浮动)，则补偿；储能电站储存电力，则补偿。

如水电站因机组设备问题造成实际出力低于基本调峰下限，不予补偿。

运行调峰补偿费用：

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $F_{\text{运行}}$ 为运行调峰补偿费用， $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为光伏上网电价。

运行调峰深度贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = \begin{cases} |P_{\min} - P_{\text{实际}}| \times \frac{5}{60} (\text{MWh}), & \text{水电} \\ |P_{\text{充电}}| \times \frac{5}{60} \times \frac{1}{5} (\text{MWh}), & \text{储能} \end{cases}$$

式中： P_{\min} 为水电站并网机组基本调峰下限之和， $P_{\text{实际}}$ 为电站发电出力， $P_{\text{充电}}$ 为储能电池充电功率（储能电站应上传调度机构储能装置电池SOC曲线，进行实施监控电池运行状态）。

第十六条 自动发电控制（AGC）按照单元（单机、全厂或多个并网主体组成的计划单元）参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行补偿。自动发电控制（AGC）投其它控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$\text{AGC补偿费用 (元)} = \begin{cases} \text{abs}(\Delta P) \times K \times 0.2 \text{元/MW} & (1.8 \geq K \geq 0.9 \text{或} < 0) \\ 0 & (0 \leq K < 0.9) \end{cases}$$

其中， ΔP （MW）为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能指标k”定义见《西藏电力并网运行管理实施细则》。

第十七条 有偿无功服务补偿

（一）有偿无功服务按机组计量。每台机组每5分钟按以下

规则计算补偿：

1.母线电压在电压曲线范围以内时：

(1) 当机组迟相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围，按无功增量补偿。

(2) 当机组进相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围时，且不超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，按无功增量补偿。

2.母线电压超出电压曲线范围时：

(1) 当电厂母线运行电压越电压曲线下限时：

当机组迟相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围，按无功增量补偿。

(2) 当电厂母线运行电压越电压曲线限定值的上限时：

当机组进相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围时，且不超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，按无功增量补偿。

3.无功增量=| 实际运行无功出力 | - | 要求功率因数的无功出力 |

$$\text{要求功率因数的无功出力} = P_{\text{实际}} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos\Phi \times \cos\Phi}}{\cos\Phi}$$

其中， $\cos\Phi$ 为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量 \times 5/60

有偿无功补偿费用（元）=提供有偿无功电量（MVarh）×50元/MVarh

（二）水电机组在低负荷调相运行工况下提供有偿无功服务，其补偿费用（元）= $Y_{\text{调相}} \times P_N \times t_{\text{调相}}$ ，其中， P_N 为发电机组额定容量（单位为MW）， $t_{\text{调相}}$ 为机组调相运行时间（单位为小时）， $Y_{\text{调相}}$ 为调相运行补偿标准取20元/MWh。 $t_{\text{调相}}$ 依据电力调度机构要求机组调相运行的起始和结束时间来计算。

第十八条 装设AVC装置的机组AVC投运率在98%以上、AVC调节合格率在95%以上的，按机组容量和投用时间进行补偿，低于上述指标的不进行补偿：

$$\text{补偿费用} = (\lambda_{\text{调节}} - 95\%) \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组AVC调节合格率； P_N 为机组容量（MW）； Y_{AVC} 为AVC补偿标准，取0.1元/MWh； T_{AVC} 为机组AVC投用时间，单位为小时。

第十九条 旋转备用服务补偿

对承担系统旋转备用的水电机组在丰水期时段（16:00-次日11:00）所提供的系统必须旋转备用予以补偿。各电厂每5分钟按以下规则计算旋转备用贡献量和补偿费用：

（一）旋转备用贡献量

电厂旋转备用贡献量：

$$W_{\text{旋备}} = G_{\text{电厂}} \times 5/60 \quad (\text{MWh})$$

$$G_{\text{电厂}} = \begin{cases} 0 & ; (P_{\text{max}} - P_{\text{实时}}) < B_{\text{电厂}} \\ B_{\text{电厂}} & ; (P_{\text{max}} - P_{\text{实时}}) \geq B_{\text{电厂}} \end{cases}$$

式中：

$W_{\text{旋备}}$ 为电厂的旋转备用贡献量；

$G_{\text{电厂}}$ 为电厂补偿旋转备用；

P_{max} 为电厂发电能力，即当前所有并网运行机组额定容量之和；

$P_{\text{实时}}$ 为电厂实时有功；

$B_{\text{电厂}}$ 为电厂旋备阈值：

$$B_{\text{电厂}} = B_{\text{电网}} \times P_N / P_{\text{主力}}$$

式中：

$B_{\text{电网}}$ 为系统必须旋转备用量。在柴拉直流受电方式下，藏中电网主力机组旋转备用总和不低于最大单机容量；在柴拉直流外送方式下，原则上要求藏中电网主力机组旋转备用总和不低于藏中电网负荷的 3%。系统必须旋转备用由承担系统备用的主力电

厂根据电厂额定容量占比分配。各电厂旋转备用分配原则每年以文件形式下发，同时随着电网稳定运行规定更新实时发布。

$P_{\text{主力}}$ 为承担系统旋备的主力电厂额定容量之和。

P_N 为电厂额定容量。

（二）补偿费用

$$\text{补偿费用: } F_{\text{旋备}} = W_{\text{旋备}} \times C_{\text{旋备}}$$

式中：

$F_{\text{旋备}}$ 为电厂旋备补偿费用； $W_{\text{旋备}}$ 为旋转备用贡献量；

$C_{\text{旋备}}$ 为旋转备用补偿价格，水电机组取20元/MWh。

如因机组设备问题造成实际发电能力无法达到 P_{max} ，不予补偿。

第二十条 黑启动服务补偿

具备黑启动的发电机组应每年做一次黑启动试验，试验期间应邀请相关人员现场认证，提交黑启动试验报告，并经电力调度机构认可。

电力调度机构按照电网结构指定黑启动机组，与黑启动机组所在发电公司签订黑启动服务合同，合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护

成本、黑启动试验成本、方案编制与评审成本、人员培训成本等给予补偿，按5000元/月；黑启动成功后获得50万元/次的调用补偿费用。若在电力系统发生事故或其他紧急情况需要被指定的黑启动电源以外的其他并网主体（不限《两个细则》参与主体）提供黑启动服务，并且黑启动成功的，一次性补偿该电站50万元的调用补偿费用和12个月黑启动补偿资金。指定黑启动电源以外的电站不参与黑启动考核。待条件具备后根据电网运行需要以市场竞价方式确定黑启动服务。

第二十一条 电力用户签订的带负荷曲线电能量交易，应承担相应电力辅助服务的责任和费用，参照发电企业标准进行补偿和分摊，随电力用户电费一并结算。

第五章 计量与结算

第二十二条 并网主体必须接受电力调度能量管理系统（EMS）监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

第二十三条 辅助服务统计数据包括电能量计量采集装置数据、电力调度自动化系统记录的发电负荷指令和省（市）间联络线交换功率指令、实际有功（无功）出力，日发电计划曲线（含修改）、省（市）间联络线交换功率曲线、电网频率、电压曲线等。

第二十四条 辅助服务补偿费用由电网企业单独记帐，实行专项管理。并网主体所有考核费用全部用于补偿提供有偿辅助服务的电厂，辅助服务补偿费用不足部分按当月各发电侧并网主体实际上网电量比例分摊，富余部分按当月考核费用等比例返还。

第二十五条 根据各并网主体上月并网运行应考核费用、辅助服务应补偿费用及应分摊费用，计算出各并网主体上月最终应获得或应支出的费用，由电网企业根据结算关系，与并网主体月度电费一并结清。当月上网电量不足扣罚考核电量的发电侧并网主体，剩余部分记账顺延至次月结算。

第六章 信息披露

第二十六条 每日10:00前，电力辅助服务管理技术支持系统应向所有并网主体披露前一日辅助服务相关信息。每月3日前(节假日顺延)，电力辅助服务管理技术支持系统生成各并网主体各项辅助服务补偿情况。每个并网主体的相关信息均应向所有并网主体公布，确保运行结果公允，运行结果可追溯。各并网主体应在每月8日前完成初步核对，如存在异议，应在每月8日前向电力调度机构提出复核申请。

第二十七条 电力调度机构应在每月10日前向电力交易机构推送各并网主体辅助服务补偿费用、分摊费用、结算费用等信息，由电力交易机构通过信息披露平台向所有并网主体公示。信息披

露平台不具备公示条件时，可暂由电力调度机构在技术支持系统向所有并网主体披露。并网主体对结算结果有疑问，应在3个工作日内向相应电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的3个工作日内，应进行核实并予以答复。

第二十八条 若发生异议，确需调整结算结果的，电力调度机构应立即报告能源监管机构，调整结果应重新公示3日。无异议后，电力调度机构将结果盖章推送给电力交易机构，电力交易机构出具结算依据。特殊情况下，结果需要能源监管机构审核发文的，电力调度机构将结果报送能源监管机构，电力交易机构根据能源监管机构文件出具结算依据。

第二十九条 每月25日前，电力调度机构向各并网主体印发上月“两个细则”分析报告和统计结果。

第七章 监督与管理

第三十条 能源监管机构负责西藏电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，组织电网企业和并网主体确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。

第三十一条 并网主体对辅助服务调用、统计和补偿等情况有疑问，经与电力调度机构协商后仍有争议的，可以向能源监管

机构提出申诉，由能源监管机构依法协调或裁决。

第三十二条 电力调度机构应在每月25日前以正式文件向能源监管机构报送上月“两个细则”分析报告和统计结果。

第三十三条 能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，可以采取现场或非现场方式对本细则执行情况开展检查，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能源监管机构举报。

第三十四条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体辅助服务管理，不得擅自调整算法和参数，确保数据真实、准确和及时，应保存辅助服务管理数据至少两年。

第八章 附则

第三十五条 本细则由华中能源监管局负责解释。

第三十六条 本细则自发布之日起施行，有效期三年。

西藏电力并网运行管理实施细则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为保障西藏自治区电力系统安全、优质、经济运行，维护电力企业的合法权益，促进电网经营企业和并网主体协调发展，根据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）和国家有关法律法规、行业标准，结合西藏电力系统实际情况，制定本实施细则。

第二条 本细则适用于西藏区、地两级调度机构装机容量 20 兆瓦及以上的直调发电厂（不含火电、燃机、燃油机组、自备电厂），以及装机容量 10 兆瓦及以上集中式光伏、光热、光储、风电电站等发电侧并网主体，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）等负荷侧并网主体的电力并网运行管理。电网公司所属电厂暂参与考核，不参与结算。

第三条 新建并网主体完成以下工作之后的当月开展并网运行管理。水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048-2015）要求完成负荷连续运行时纳入。风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997-2015）、《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）、《风光储联合发电站调试及验收标准》（GB/T 51311-2018）完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。其它并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第四条 并网主体并网运行管理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。

第五条 能源监管机构依法对并网主体并网运行管理情况实施监管。电力调度机构按照调度管辖范围具体实施并网主体的并网运行管理工作。

第二章 运行管理

第一节 安全管理

第六条 电力调度机构按其调度管辖范围负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。并网主体、电网企业应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

第七条 发电侧并网主体中涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、励磁系统和电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。有关运行和检修管理、操作票和工作票等制度，应符合国家、行业等有关规定和具体要求。其他并网主体的规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。

第八条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故措施，对并网发电厂一、二次设备中存在影响电力系统安全运行的问题，并网发电厂应与电力调度机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。对于未按期完成整改的并网发电厂，每逾期一天，每项按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。光储电站额定容量按照光伏板额定容量计算。

第九条 电力调度机构应制定防止电网大面积停电事故预案，合理设置黑启动电源，制定黑启动方案，还应针对电网方式变化和特点组织电网联合反事故演习和实施必要的黑启动试验。

并网发电厂要按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，积极配合落实事故处理预案；要制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案和内部黑启动方案，报电力调度机构备案；并根据电力调度机构的要求参加电网联合反事故演习。对于未按期制定事故处理预案的并网发电厂，每逾期一天，按全厂额定容量×1小时计为考核电量，月累计考核电量不超过并网发电厂全厂当月上网电量的1%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，按全厂额定容量×2小时计为考核电量。

电力调度机构确定为黑启动电源的发电厂，因电厂原因不能提供黑启动（不含计划检修），扣罚该厂当月黑启动补偿资金，并按全厂额定容量×2小时计为考核电量。

电力调度机构检查发现电厂不具备黑启动能力，而电厂隐瞒不报的，扣罚该电厂前12个月黑启动补偿资金并按全厂额定容量×24小时计为考核电量。

电力调度机构在系统发生事故或其他紧急情况需要确定为黑启动电源的发电厂提供黑启动服务，而电厂无法提供该服务或无法达到合同约定的技术标准，扣罚该电厂前24个月黑启动补偿资金，按全厂额定容量×48小时计为考核电量，并追究电厂相应责任。

第十条 并网主体发生事故后，应积极配合调查和分析，并

提供所需的故障录波数据、事故时运行状态和有关数据资料。并网主体拒绝配合的，拒不改正的或者提供虚假材料、隐瞒事实的，按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

第二节 调度管理

第十一条 并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家能源局和国家工商总局制订的《并网调度协议》《购售电合同》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，无协议（合同）不得并网运行。合同签订后按能源监管机构要求备案。双方达不成协议的，由能源监管机构协调。

第十二条 电网企业和并网主体应按照《电力企业信息报送规定》（国家电监会 13 号令）《电力企业信息披露规定》（国家电监会 14 号令）等文件要求及时报送和披露相关信息。

第十三条 并网主体应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。接受调度指令的并网主体值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

并网主体出现下列情况之一者，每次视情节计算考核电量，

并报能源监管机构备案。

1.不执行或无故拖延执行调度指令,按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量;

2.在调度管辖设备上发生误操作事故,未在2小时内向电力调度机构汇报事故经过或谎报,按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量;

3.未经电力调度机构同意,擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态,以及与电网安全稳定运行有关的机组调速系统(一次调频)、励磁系统(包括PSS)、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC、相量测量装置(PMU)、继电保护装置、安全防护设备等的参数或整定值(危及人身及主设备安全的情况除外),按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量;

4.风电场、光伏电站因继电保护或安全自动装置动作导致解列的风电机组或光伏逆变器,不得擅自启动并网,未经电力调度机构值班调度员同意擅自并网的,每次按照全场(站)额定容量 $\times 5$ 小时计为考核电量;

5.调度管辖设备发生事故或异常,10分钟内未向电力调度机构汇报(可先汇报事故或异常现象,详细情况待查清后汇报),按全厂额定容量0.3小时计为考核电量;

6.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况,按全厂额

定容量×0.3 小时计为考核电量；

7.未如实向电力调度机构反映设备运行状态或运行信息，按全厂额定容量×0.2 小时计为考核电量。

第十四条 电力调度机构对风电场、光伏电站功率预测结果按日进行统计、考核，发电受限时段、经电力调度机构批准同意的功率预测相关系统检修期间功率预测结果不计入考核。光储电站以“白天（09:00-19:00）储存，夜间发电”模式运行的，功率预测暂不参与考核（光储电站应上传调度机构储能装置电池 SOC 曲线，进行实施监控电池运行状态）。

（一）日前功率预测

1.风电场次日 0-24h 日前功率预测准确率应大于等于 80%，小于 80%时按以下公式考核：

$$\text{日前准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap} \times \sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

$$\text{日前准确率日考核电量} = (80\% - \text{准确率}) \times P_N \times 1 \text{ (小时)}$$

式中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为 i 时刻的日前功率预测值， Cap 为风电场可用容量， n 为样本个数， P_N 为风电场额定容量。

2.光伏电站次日 0-24h 日前功率预测准确率应大于等于 85%，小于 85%时按以下公式考核：

$$\text{日前准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap} \times \sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

日前准确率日考核电量 = (85% - 准确率) × P_N × 0.2 (小时)

式中：P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率，P_{Pi} 为 i 时刻的功率预测值，Cap 为光伏电站可用容量，n 为发电时段样本个数，P_N 为光伏电站额定容量。

(二) 超短期功率预测

1. 风电场超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于 85%，小于 85% 时按以下公式考核：

$$\text{超短期准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap} \times \sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

超短期准确率日考核电量 = (85% - 准确率) × P_N × 1 (小时)

式中：P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率，P_{Pi} 为超短期功率预测第 4 小时 (i 时刻) 的预测值，Cap 为风电场可用容量，n 为发电时段样本个数，P_N 为风电场额定容量。

2. 光伏电站超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于 90%，小于 90% 时按以下公式考核：

$$\text{超短期准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap} \times \sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

超短期预测准确率日考核电量= $(90\% - \text{准确率}) \times P_N \times 0.2$ (小时)

其中： P_{Mi} 为*i*时刻的实际功率， P_{Pi} 为超短期功率预测第4小时（*i*时刻）预测值， Cap 为光伏电站可用容量， n 为发电时段样本个数， P_N 为光伏电站额定容量。

第十五条 并网主体应参与电力系统调峰，基本调峰能力必须达到机组技术参数要求的指标。

在调度指令要求机组提供基本调峰服务，但机组无法满足基本技术要求时，按每台次缺额容量×调度要求调峰时间（小时）计为考核电量。

第十六条 并网发电机组（含10MW及以上的风电场、10MW及以上集中式光伏电站）必须具备一次调频功能。

（一）投运率考核

并网发电机组（清洁能源）应投入一次调频功能，不得擅自退出机组的一次调频功能。一次调频功能未投运，月考核计算方式为：

$$\text{考核电量 } F = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_N$$

式中， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，水电1%，新能源为0.5%，其他电源1%； T_0 为一次调频当月未投运小时数（经调度同意退出时间段可不统计）， P_N 为并网发电机组或新能源场站并网额定

容量 (MW)。

(二) 性能考核

孤网情况下对所有并网发电机组实施一次调频性能考核。在电网频率越过机组一次调频人工死区 (Δfsq) 及发生大扰动期间进行一次调频性能考核时,原则上具体参数以电力调度机构 PMU 数据计算结果为准,机组侧 PMU 相关信号具备对应接入条件。机组一次调频性能考核包括 K 贡献率指数、响应滞后时间 T 指数 (详见附件)。其中电网最大频率偏差 $< 0.13\text{Hz}$ 为小扰动,电网最大频率偏差 $\geq 0.13\text{Hz}$ 为大扰动。

孤网下大扰动考核,考核电量 $F_2 = \delta_{\text{死区系数}} \times (B \times P_N \times N_2)$

式中:若 $\Delta fsq < 0.04\text{Hz}$, $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1;若 $\Delta fsq \geq 0.04\text{Hz}$, $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 2。 P_N 为机组额定容量或新能源场站并网额定容量 (MW), B 为 0.3 小时, N_2 为大扰动下的不合格次数 (计算详见附件)。

(三) 传送虚假信号

并网发电机组 (含新能源场站) 传送虚假一次调频投运信号的,一经发现,每次考核电量:

$$F = T_{\text{考核}} \times P_N$$

式中, P_N 为机组额定容量或新能源场站并网额定容量 (MW), $T_{\text{考核}}$ 为 1 小时。

第十七条 并网发电厂额定容量 20MW 以上水电站/机组(经

调度机构认可不需参与 AGC 调整的机组除外) 和额定容量在 10MW 及以上的新能源场站应具有 AGC 功能, 不具备此项功能者, 每月按全厂额定容量×10 小时考核; 具备此项功能者但与主站未完成联调的, 每月按全厂额定容量×5 小时考核。

并网发电机组 AGC 的投运率和调节精度、调节范围、响应速度等应满足要求。加装 AGC 设备的并网发电厂应保证其正常运行, 不得擅自退出并网机组的 AGC 功能。对并网发电机组提供 AGC 服务的考核内容, 包括: AGC 投运时间、调节范围、调节速率、调节精度等。

(一) 投运率考核

AGC 的月投运率必须达到 99% 以上。每低于 1 个百分点(含不足一个百分点), 按全厂额定容量×0.5 小时计考核电量。经调度机构同意、非电厂原因或因新设备投运期间 AGC 子站配合调试原因造成的 AGC 装置退出时间段, 不纳入考核范围。未经电力调度机构许可, 在发电时段擅自退出 AGC 功能的, 按照额定装机×20 小时考核; 擅自修改站内 AGC 参数设置导致 AGC 调节不满足调度要求的, 每次计考核电量全厂额定容量×10 小时。

AGC 投运率 = (AGC 子站投入闭环运行时间/水电站(新能源电站) AGC 应投入闭环运行时间) ×100%

(二) 性能考核

表 1 独立储能 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (额定容量的百分数)	调节范围上限 (额定容量的百分数)	调节速率 V_0
储能电站	-100%	100%	100% P_N /min

表 2 水电厂 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (额定容量的百分数)	调节范围上限 (额定容量的百分数)	调节速率 V_0
全厂方式	最低振动区上限	100%	30% P_N /min (P_N 取最大机组额定容量)
单机方式	最低振动区上限	100%	20% P_N /min

表 3 风电场、光伏电站 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (额定容量的百分数)	调节范围上限 (额定容量的百分数)	调节速率 V_0
全厂方式	20%	100%	10% P_N /min

1. 指令响应速度性能指标: $k_1 = \frac{\Delta P \times T_0 \times (P_z - P)}{\text{abs}(\Delta P_z) \times \Delta T \times \text{abs}(P_z - P)}$

其中: P 为调节过程实际出力 (MW); ΔP_z 为调节过程最终指令-初始出力 (MW); ΔP 为实际调节过程中的调节幅度 (MW); ΔT 为实际调节过程的调节时间 (s); P_z 为调节过程中任意一点的指令, P 为该点对应的实际出力, $\frac{\Delta P \times (P_z - P)}{\text{abs}(P_z - P)}$ 小于 0, 该调节过程为反调节; 大于 0, 该调节过程为正调节 (调节过程定义详见附件)。

调节过程计算参数 T_0 计算公式为：

$$T_0 = T_1 + \frac{abs(\Delta Pz) \times 60}{V_0}$$

T_1 ：调节补偿时间，独立储能：0 秒，其它清洁能源机组：取 0 ~ 3 秒。

V_0 ：机组升降速率（对应表 1、表 2 数据要求，管理系统对电厂机组类型进行分类设置，单位：MW/min）。

2.精度性能指标：

$$k_2 = \begin{cases} 0.01/e; e > 0.01 \\ 1; e \leq 0.01 \end{cases}$$

其中， e 为调节过程调节精度。调节精度算法统计机组有功首次进入调节死区后的三个机组出力点与指令的差值和机组额定容量的比值的平均值（进入死区时刻为第一个采样点），若因新的指令原因，导致本次调节过程不能继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

$$e = \frac{\sum_{i=1}^N abs(P_z - P_i) / P_N}{N} \quad (1 \leq N \leq 3)$$

P_N ：控制模式为单机模式时， P_N 为被控制的该单机额定容量；控制模式为全厂模式时， P_N 为全厂机组额定容量。机组指令及机组有功在 D5000 数据库中按照 5 秒的间隔存储。

3.调节死区

当机组实际负荷进入 AGC 指令有效死区，此次有效事件结束。单机模式：单机模式：100MW 及以下为 1.5MW；100MW 以上为 2MW；全厂模式：均为 2MW。

4. 综合性能指标： $k = \beta \times k_1 \times k_2$

其中：水电 β 为 1，其它清洁能源 β 为 1。

指令低于表 1 表 2 所规定的“调节范围下限”，该调节过程水电 $k=1$ ，其它清洁能源 $k=1$ 。

5. 日均综合性能指标： $k_d = \frac{\sum_{i=1}^N k(i)}{N}$

其中 $k(i)$ 为第 i 次调节过程的综合性能指标； N 为当日调节过程次数。

机组日均调节性能水电 k_d 小于 1，每日按 30MWh/台计为考核电量（光伏风电不参与日均 k_d 考核）。

AGC 考核计算数据以调度端数据为准，机组或电厂有功出力采样周期不小于 5 秒。若有效调节过程中机组或电厂 AGC 退出，仍然算有效调节过程进行考核计算。

（三）在电网出现异常或由于安全约束限制电厂出力，导致机组 AGC 功能达不到投入条件时，不考核该机组 AGC 服务。

（四）对于灯泡贯流式水电机组的 AGC 性能考核指标，以具备技术检验资质的单位出具的 AGC 调节实验报告数据为准。

（五）传送 AGC 虚假信号或数据，一经发现，每次计考核

电量全场额定容量×10 小时。

第十八条 新能源场站有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电力调度机构确定。

(一) 风电场有功功率变化最大限值

表 5 风电场有功功率变化最大限值

风电场额定容量 /MW	10min 有功功率变化最大限 值	1min 有功功率变化最大限 值
<30	10	3
30 ~ 150	额定容量/3	额定容量/10
>150	50	15

风电场因风速降低或风速超出切出风速而引起的有功功率变化超出限值的不予考核，10 分钟有功功率变化值被考核后将不再考核此时间段内 1 分钟有功功率变化值。

(二) 光伏电站有功功率变化最大限值

光伏电站 1 分钟有功功率变化最大限值为该电站额定容量的 1/10。光伏电站因为太阳能辐照度降低而引起的有功功率变化超出限值的不予考核。

(三) 10 分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{考核电量}} = \sum (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 1/6 \text{ 小时}$$

1 分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{考核电量}} = \sum^i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 1/60 \text{ 小时}$$

式中： $P_{i,c}$ 为 i 时段内超限值的功率变化值， P_{lim} 为功率变化限值。

第十九条 对于电网稳定运行规定明确参与系统旋转备用的电厂必须预留足够旋转备用容量，对未达到旋备阈值的电厂按照旋备差值进行考核。按以下规则计算各电厂考核旋转备用和每5分钟旋转备用考核量：

电厂旋转备用考核量：

$$K_{\text{旋备}} = K_{\text{电厂}} \times 5/60 \text{ (MWh)}$$

$$K_{\text{电厂}} = \begin{cases} B_{\text{电厂}} - B_{\text{实时}}; & B_{\text{实时}} < B_{\text{电厂}} \\ 0 & ; B_{\text{实时}} \geq B_{\text{电厂}} \end{cases}$$

$$B_{\text{实时}} = P_{\text{max}} - P_{\text{实时}}$$

式中： $K_{\text{旋备}}$ 为电厂旋转备用考核量； $K_{\text{电厂}}$ 为电厂考核旋转备用； $B_{\text{电厂}}$ 为电厂旋备阈值，同《西藏电力辅助服务管理实施细则》；

$B_{\text{实时}}$ 为电厂实际旋备量； P_{max} 为电厂发电能力，同《西藏电力辅

助服务管理实施细则》； $P_{\text{实时}}$ 为电厂实时有功，即电厂并网运行机组实时有功之和。

因 AGC 向上调整导致旋转备用不足不纳入考核。

第二十条 并网主体应严格执行电力调度机构的励磁系统及电力系统稳定器（PSS）、调速系统、继电保护、安全自动装置、自动化设备和通信设备等的有关系统参数管理规定。并网主体应按电力调度机构的要求书面提供设备（装置）参数，并对所提供设备（装置）参数的完整性和正确性负责。设备（装置）参数整定值应按照电力调度机构下达的整定通知单执行或满足电力调度机构的要求。并网主体改变设备（装置）状态和参数，应经电力调度机构同意。

第二十一条 并网发电厂发电机组的自动励磁调节装置的低励限制、强励功能应正常投运，不得擅自退出。并网发电厂应在电力调度机构的指挥下，按规定进行发电机组进相试验，在发电机允许条件下，进相深度应满足电网运行的需要。

并网发电厂应具备 AVC 功能（经调度机构认可不需参与 AVC 调整的机组除外）并提供基本无功调节服务。

电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂进行如下考核：

- 1.因电厂（含新能源厂站）自身原因，达不到基本无功调节服务标准要求的，每日按全厂额定容量×1 小时计为考核电量；
- 2.电力调度机构根据调度规程下达并网发电厂（含新能源厂

站) 母线电压曲线并对电厂母线电压合格率进行考核。

月度母线电压合格率应不小于 99.5%，每降低 0.1 个百分点，按照全厂额定容量×1 小时计考核电量。

月度母线电压合格率 (%) = 全厂并网运行时月度母线电压合格时间 (小时) / 全厂月并网运行时间 (小时) × 100%

3. 电厂 AVC 月投运率必须达到 90% 以上。每低于 1 个百分点 (含不足一个百分点)，按全厂额定容量×0.5 小时计考核电量。经调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

4. 机组 (含新能源厂站) 无功出力或进相深度达到规定的技术要求后，电压仍不合格，免于考核。

5. 机组励磁系统性能包括进相能力达不到要求，电压曲线考核加倍。

第二十二条 光伏、风电装机容量 10 兆瓦及以上厂站，新能源汇集站公共并网点必须配置适当容量的无功补偿装置，用于调节风电场、光伏电站公共并网点及送出线路的电压，无故不按照设计要求安装无功补偿装置者，按全厂额定容量×2 小时/月考核。无功补偿装置整体按照电力调度机构调度指令进行操作，不得擅自投退，否则按全厂额定容量×0.5 小时/次考核。

第二十三条 光伏、风电装机容量 10 兆瓦及以上厂站机组、逆变器、动态无功补偿设备等应具备频率、电压耐受能力，以及

高、低压故障穿越能力，并满足《光伏电站接入电力系统技术规定》、《风电场接入电力系统技术规定》及电力调度机构运行规定等的技术要求。电力调度机构定期或不定期抽查，不符合要求者每次按全厂额定容量×0.5 小时考核。在电力调度机构下达限期整改、试验及测试书面通知后，逾期不能完成者，每月按全厂额定容量×1 小时考核。

第二十四条 电力调度机构对并网发电厂非计划停运情况进行统计和考核。

非计划停运，是指发电机处于不可用而又不是计划停运的状态。根据机组停运紧急程度，非计划停运分为以下 5 类：

第 1 类非计划停运——机组跳闸、需立即停运或被迫不能按规定立即投入运行的状态（如启动失败）；

第 2 类非计划停运——机组虽不需立即停运，但需在 6 小时以内停运的状态；

第 3 类非计划停运——机组可延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态；

第 4 类非计划停运——机组可延迟至 72 小时以后，但需在下次计划停运前停运的状态；

第 5 类非计划停运——计划停运的机组因故超过计划停运期限的。

电力调度机构对并网发电厂非计划停运实施统计和考核的标准如下：

（一）第1类非计划停运发生一次按机组额定容量 \times 1小时计为考核电量；第2类非计划停运发生一次按机组额定容量 \times 0.5小时计为考核电量；第3类非计划停运发生一次按机组额定容量 \times 0.3小时计为考核电量；第4、5类非计划停运发生一次按机组额定容量 \times 0.2小时计为考核电量。

（二）机组非计划停运期间，按 $0.02 \times$ 机组额定容量 \times 停运时间计为考核电量。

（三）机组未在调度规定的时间内完成并网（解列），导致偏离发电计划曲线的，按照日发电计划偏差相关条款考核。机组无法开出的，纳入非计划停运考核，比照第1类非计划停运考核计算考核电量。

（四）非电厂原因导致的非计划停运，包括电厂送出线路跳闸、稳控装置正确动作切机等，不计入考核。

（五）发电厂发生非计划停运，自电力调度机构同意该电厂转为计划检修或转备用状态开始，不再按非计划停运考核。

第二十五条 风电场、光伏电站因自身原因造成风机、光伏逆变器大面积脱网，若一次脱网总容量达到或超过其电站并网容量的10%，每次按照全厂额定容量 \times 10小时计为考核电量。配有

已投运的规模化储能装置(兆瓦级及以上)的风电场、光伏电站,以风电场、光伏电站上网出口为脱网容量的考核点。

并网风电场、光伏电站除满足国家、行业、国网公司规定的电网适应性要求外,还应满足系统频率低于47赫兹,10秒不脱网,高于52赫兹,10秒不脱网。电网过电压120%额定电压,4秒不脱网,电网欠电压70%额定电压,4秒不脱网,若一次脱网容量达到或超过其电站并网容量的10%,每次按照全厂额定容量×10小时计为考核电量。配有已投运的规模化储能装置(兆瓦级及以上)的风电场、光伏电站,以风电场、光伏电站逆变器或变流器作为脱网容量的考核点。

第三节 检修管理

第二十六条 并网主体应按《发电企业设备检修导则》(DL/T838-2003)及调度规程的规定,向电力调度机构提出年度、月度及日常检修申请,并按照电力调度机构下达的年度、月度、日常检修计划严格执行。并网主体应按照电力调度机构批准的检修工期按时完成检修任务。

第二十七条 电力调度机构应统筹安排并网主体及其外送输变电设备的检修,尽可能安排并网主体外送输变电设备与并网主体检修同时进行。

第二十八条 并网主体涉网的继电保护及安全自动装置、自

动化及通信等二次设备的检修管理应按照所属电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与并网主体一次设备的检修相配合，原则上不应影响一次设备的正常运行。

第二十九条 并网主体提出临时检修计划或必须变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其它并网主体的检修计划统筹安排，无法安排临时检修或变更检修计划，应及时通知并网主体，并说明原因。

第三十条 电力调度机构根据电网运行情况变更并网主体检修计划，包括并网主体检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电力调度机构应提前与并网主体协商。对推迟计划检修期间，发生并网主体的设备故障或影响本细则规定的指标完成时，不对该机组进行考核处理；由于推迟计划检修引起的发电设备故障（非电厂责任）而需增加计划检修项目、工期时，电力调度机构应批准其延长计划检修工期。

第三十一条 并网主体检修工作由于电厂自身原因出现以下情况之一，每次按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

- 1.未按调度规程规定报送年、月、日检修计划；
- 2.计划检修工作不能按期完工，但未办理延期手续；

- 3.设备检修期间，办理延期申请超过一次；
- 4.擅自增加（或减少）工作内容而未办理申请手续的；
- 5.计划检修工作临时调整；
- 6.未经调度同意开展临时检修工作。

第四节 技术指导和管理

第三十二条 继电保护考核

（一）并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置及其二次回路（包括保护装置、故障录波器、故障信息管理系统、故障测距装置、直流电源、断路器、保护屏柜、二次电缆、电流互感器、电压互感器等）运行应遵循国家标准、电力行业标准、规程及反事故措施要求。并网主体涉及机网协调保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理，应按照电力调度规程和专业管理规定执行。对于不执行规程规定的，每条按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（二）并网主体应配合电网企业及时改造、更换到年限的继电保护及安全自动装置。未按规定改造、更换继电保护及安全自动装置，每月按全厂容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核，直至完成更换为止。

（三）由于并网主体原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核；造成电

网事故的，每次按全厂额定容量×3小时计为考核电量。并网主体若发生继电保护装置跳闸原因不明的事故，每次按全厂额定容量×2小时的标准进行不正确动作的补充考核。

(四)并网主体应及时对运行中继电保护和安全自动装置的异常信号和缺陷进行处理，若因电厂侧装置原因未及时处理，造成继电保护和安全自动装置退出运行超过24小时，每次按全厂额定容量×0.5小时的标准进行考核。

(五)并网主体不能按规定时间要求报送电厂继电保护和安全自动装置动作报告、故障录波、检验计划、运行分析月报等，每次按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量。

(六)对以下管理要求未能达标者，每项按全厂额定容量×0.2小时计为考核电量：

1. 所属继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

2. 与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相匹配。

3. 并网电厂内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护相匹配。在系统状态改变时，应按电力调度机构的要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。

4.并网电厂按继电保护技术监督规定，定期向电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结报告。

5.并网电厂应每年对所辖设备的整定值进行全面复算和校核，并向调度机构报送整定值校核报告。

(七)以下要求未能达标者，每项按全厂额定容量×0.2小时计为考核电量，每项考核电量最高不超过5万千瓦时：

1.继电保护主保护月投运率≥99.5%。继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = (TMD/SMD) \times 100\%$$

式中：RMD 为主保护月投运率；

TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；

SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2.安全自动装置月投运率≥99%。安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = (TSS/SSS) \times 100\%$$

式中：RSS 为安全自动装置月投运率；

TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；

SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

3.故障录波月完好率≥98%。故障录波月完好率计算公式为：

$$RSR = (NSR/NRE) \times 100\%$$

式中：RSR 为故障录波月完好率；

NSR 为该月故障录波完好次数；

NRE 为该月故障录波应评价次数。

4.故障录波与主站月联通率 $\geq 98\%$ ，计算公式为：

$$LTR = (ZAT/ZDT) \times 100\%$$

式中：LTR 为故障录波与主站月联通率；

ZAT 为统计周期内总通信时长；

ZDT 为因厂端设备原因造成的通信中断时长。

(八) 由于并网电厂继电保护、安全自动装置异常，造成涉网一次设备被迫停运，每次按 300MWh 计为考核电量。

第三十三条 通信考核

(一) 光纤设备月运行率、通信电源设备月运行率、调度程控交换机和调度电话月运行率应不低于 99.95%，调度电话月可通率应不低于 100%，每降低 1 个百分点（含不到 1 个百分点），按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时考核。

通信电路(光纤、交换机设备)运行率 = $\{1 - \Sigma[\text{中断路数(路)} \times \text{电路故障时间 (min)}] / [\text{实用路数 (路)} \times \text{全月日历时间 (min)}]\} \times 100\%$ 。

调度电话月可通率 = $\{1 - \Sigma[\text{中断路数 (路)} \times \text{电路故障时间 (min)}] / [\text{实用路数 (路)} \times \text{全月日历时间 (min)}]\} \times 100\%$ 。

(二)并网主体通信设备故障引起线路主保护单套运行时间超过 8 小时,或引起安全自动装置非计划停用时间超过 72 小时,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。并网主体通信设备故障引起继电保护或安全自动装置误动、拒动,造成电网事故,或造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(三)并网主体通信电路非计划停运(不可抗力除外),造成远跳及过电压保护、远方切机(切负荷)装置由双通道改为单通道,时间超过 8 小时,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(四)并网主体通信出现下列情形的(不可抗力除外),每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

1.未经许可对电网调度和发供电设备运行有影响的通信设施进行操作。

2.造成继电保护和安全装置误动、拒动但未造成电网事故或未影响电网事故处理。

3.引起调度自动化或调度电话业务中断时间 4 小时以上。

4.造成电网与并网主体通信电路全部中断。

5.与电力调度机构直接关联的通信光缆连续故障时间超过 24 小时。

- 6.通信电源全部中断。
- 7.录音设备失灵，影响电网事故分析。
- 8.未经许可改变通信系统运行方式。

(五)并网主体至电力调度机构不具备两个及以上完全独立的通信传输通道要求的，必须在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改，逾期未完成的按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

第三十四条 自动化考核

(一)远动链路双通道中断时间超过10分钟，按50MWh计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加30分钟按50MWh计为考核电量。远动链路单通道中断的，中断时间超过2小时，按50MWh计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加2小时按50MWh计为考核电量。考核总量不超过并网主体当月上网电量的2%。

(二)并网主体计量点所安装的主、副电能表电量数据采集完整率与准确率应达到100%，每降低1%(含不到1个百分点)，按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(三)相量测量装置连续故障(相量数据中断)时间超过4小时，考核电量按100MWh计为考核电量。如设备故障仍未处理解决，每超过4小时，按50MWh计为考核电量。电网事故时，

并网电厂未能正确提供 PMU 量测数据，影响事故分析的，每次按 100MWh 计为考核电量。

（四）对自动化信息传输不完整的，限期整改。未按要求进行整改的，每日按 10MWh 计为考核电量。

（五）并网主体未经调度许可，擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量；已办理自动化检修工作票，但未履行电话开工、竣工手续的，每次按 20MWh 计为考核电量。

（六）事故时遥信误动、拒动，每次按全厂额定容量×0.5 小时计为考核电量。

（七）遥测量数据跳变且跳变幅度大于 30MW，每次按 20MWh 计为考核电量。

（八）并网主体自动化设备（含网络和安全防护设备）配置和运行工况不满足国家、行业相关规定和电网安全运行要求的，应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改，逾期未完成的按每日 10MWh 计考核电量。

（九）故障计算时间以调度主站侧自动记录的厂站自动化设备实际故障开始时刻为起始时刻，以电力调度机构主站系统接收到正确自动化信息时刻为截止时刻。

第三十五条 励磁系统和 PSS 装置考核

(一) 按要求应配置而未配置 PSS 装置的机组，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。励磁系统以及电力系统稳定器强励水平、放大倍数、时间常数等技术性能参数未达到国家和行业有关标准要求，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

(二) 发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 月投运率应达到 100%。每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按该机组容量×1 小时计为考核电量。

(三) 火电机组强励倍数不小于 1.8 倍，水电机组强励倍数不小于 2.0 倍，达不到要求的，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

第三十六条 调速系统以及一次调频系统考核

(一) 按要求应配置而未配置调速系统装置的机组，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

(二) 发电侧并网主体并网 3 个月内未按照国家和行业有关标准要求开展涉网试验，每月按该机组容量×5 小时计为考核电量。

第三十七条 并网主体高压侧或升压站电气设备发生事故，每次按全厂额定容量×0.5 小时计为考核电量。

第三十八条 水电厂水库调度考核

(一) 并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业有

关规定和电力调度机构的调度规程有关规定的要求，向电力调度机构及时报告对电厂发电能力及安全运行造成重大影响的突发情况；定期报送丰水期、平水期、枯水期气象水文趋势预报、年度运行方式等。每迟报或漏报一项，按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

（二）电力调度机构及并网水电厂应做好水调自动化系统的建设及运行管理工作，制定水调自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行。电力调度机构及水电厂应加强水调自动化系统维护，并网主体应按规定向电力调度机构水调自动化系统自动传送水库运行相关信息，保证管理范围内通信通道的畅通，保证上传信息的准时、合格，数据合格率不得低于 95%，否则每项数据按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

（三）并网水电厂发生影响水电机组正常运行的水库调度事件后，应及时汇报电力调度机构，未及时报告每次按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

（四）并网水电厂应加强日前发电能力预测，对于日前发电能力预测偏差超过 10%，导致交直流联络线计划调整较频繁，按照装机容量 $\times 0.2$ 小时考核。

（五）并网水电厂应每月 10 日前报送下月来水预测、水库应用计划和月度可调电量，月度来水预测准确率应不低于 95%。未按时报送的每次按 50MWh 计为考核电量；准确率低于 95%的，

分区间累加考核，95%-90%（含90%），每降低一个百分点，按照装机容量×0.1小时考核；90%-85%（含85%），每降低一个百分点，按照装机容量×0.2小时考核；准确率处于85%-80%（含80%），每降低一个百分点，按照装机容量×0.5小时考核；准确率低于80%的，每降低一个百分点，按照装机容量×1小时考核。

第三十九条 风电场、光伏电站应开展功率预测工作，保证功率预测系统的稳定运行，按要求及时、完整、准确向电力调度机构传送现场气象信息、发电设备运行信息和预测信息。

（一）风电场、光伏电站应按照电力调度机构要求报送调度侧功率预测建模所需的历史数据，未及时报送或错报、漏报，每次按照全场站额定容量×1小时考核。

（二）风电场（光伏电站）应安装满足相关技术标准的测风塔（光伏气象站）及其配套设备，按照要求将气象信息数据及场站理论功率、可用功率、单机信息按调度要求传送至电力调度机构。全场站每项数据合格率应大于等于99%，每项数据每降低1%（含不到1个百分点），按照全场站当月上网电量的0.1%考核，当月单项数据累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的2%。

第四十条 新建、扩建新能源电站累计并网额定容量超过10兆瓦及以上后6个月内向电力调度机构报送并网性能测试（检测）及评价报告，逾期未报送并网性能测试（检测）及评价报告，每月按照全厂额定容量×5小时持续考核。

第三章 考核实施

第四十一条 并网主体并网运行考核的基本原则：每月对并网主体进行考核；同一事件适用于不同条款的考核取考核电量最大的一款。

第四十二条 并网运行考核的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有国家认证资质机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，能量管理系统（EMS）、并网主体调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统的实时数据，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第四十三条 并网主体应考核费用和考核总费用的计算公式为：

$$X_i = P_i * Q_i$$

其中， P_i ：核定上网电价，含税，不含政府补贴； Q_i ：考核电量； X_i ：并网主体应考核费用。

并网主体并网运行管理考核费用全部作为辅助服务补偿资金来源。具体管理办法见《西藏电力辅助服务管理实施细则》。

第四章 信息披露

第四十四条 每日10:00前，电力并网运行管理技术支持系统

应向所有并网主体披露前一日辅助服务相关信息。每月3日前(节假日顺延), 电力并网运行管理技术支持系统生成各并网主体各项考核情况。每个并网主体的考核信息均应向所有并网主体公布, 确保考核结果公允, 考核结果可追溯。各并网主体应在每月8日前完成初步核对, 如存在异议, 应在每月8日前向电力调度机构提出复核申请。

第四十五条 电力调度机构应在每月10日前向电力交易机构推送各并网主体运行考核费用等信息, 由电力交易机构通过信息披露平台向所有并网主体公示。信息披露平台不具备公示条件时, 可暂由电力调度机构在技术支持系统向所有并网主体披露。并网主体对结算结果有疑问, 应在3个工作日内向相应电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的3个工作日内, 应进行核实并予以答复。

第四十六条 若发生异议, 确需调整结算结果的, 电力调度机构应立即报告能源监管机构, 调整结果应重新公示3日。无异议后, 电力调度机构将结果盖章推送给电力交易机构, 电力交易机构出具结算依据。特殊情况下, 结果需要能源监管机构审核发文的, 电力调度机构将结果报送能源监管机构, 电力交易机构根据能源监管机构文件出具结算依据。

第四十七条 每月25日前, 电力调度机构向各并网主体印发

上月“两个细则”分析报告和统计结果。

第五章 监督与管理

第四十八条 能源监管机构负责监管本细则的实施。并网主体可以通过12398监管热线、电子邮箱、厂网联席会议等多种方式反馈问题和线索。能源监管机构依法依规调解并网运行管理争议，可根据实际需要，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。

第四十九条 并网主体对辅助服务调用、统计和补偿等情况有疑问，经与电力调度机构协商后仍有争议的，可以向能源监管机构提出申诉，由能源监管机构依法协调或裁决。

第五十条 电力调度机构应在每月25日前以正式文件向能源监管机构报送上月“两个细则”分析报告和统计结果。

第五十一条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。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。

第五十二条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构按月向能源监管机构报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。

第五十三条 能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，可以采取现场或非现场方式对本细则执行情况开展检查，对违反

本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能源监管机构举报。

第五十四条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体运行管理，不得擅自调整算法和参数，确保数据真实、准确和及时，应保存并网运行管理数据至少两年。

第六章 附则

第五十五条 本细则规定的违规情况，未经特别申明，均指由并网主体责任引起的，非并网主体责任引起的不予考核。

第五十六条 本细则由华中能源监管局负责制定、修订和解释。

第五十七条 本细则自发布之日起实施，有效期三年。

AGC 调节过程定义

一、指令 P_z 与出力 P 曲线发生交叉，或指令 P_z 与出力 P 之差越过死区范围，调节过程开始。

二、指令 P_z 与出力 P 曲线再次发生交叉，或指令 P_z 与出力 P 之差进入死区范围，调节过程结束。

三、过程结束时的出力与过程开始时的出力之差为调节幅度 ΔP 。过程结束时的指令与过程开始时的出力之差为 ΔP_z 。过程结束时的时间与过程开始时的时间之差为调节过程调节时间 ΔT (s)。

四、统计中明确 ΔT ：独立储能小于 3 秒、水电小于 10 秒、光伏风电小于 30 秒的调节过程被认为是随机波动，不纳入调节过程统计、考核与补偿。

五、 P_z 为调节过程中任意一点的指令， P 为该点对应的实际出力， $\frac{\Delta P * (P_z - P)}{abs(P_z - P)}$ 小于 0，该调节过程为反调节；大于 0，该调节过程为正调节。即指令曲线在出力曲线之上，要求机组加出力，为升过程，如机组加出力， ΔP 大于 0，为正调节，否则为反调。

一次调频指标计算、考核度量方法

一、机组一次调频性能评价指标

1. 一次调频贡献率 K 指数

(1) 小扰动 $< 0.13\text{Hz}$ 一次调频贡献率 K 指数

$K > \alpha_1$ (取 2 位有效数字), $N_{\text{贡献率}}$ 取 1, 反之 $N_{\text{贡献率}}$ 取 0 (α_1 系数按机组类型分类: 储能类型清洁能源取 0.35。)

$$N_1 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i))$$

式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次贡献率合格; n 为满足考核条件的当月调频次数。

(2) 大扰动 $\geq 0.13\text{Hz}$ 一次调频贡献率 K 指数

$K \geq \alpha_2$ (取 2 位有效数字), $N_{\text{贡献率}}$ 取 1, 反之 $N_{\text{贡献率}}$ 取 0 (α_2 系数按机组类型分类: 水电取 0.5, 储能类型清洁能源取 0.7。)

若电网频率大扰动, 不合格 N_2 算法为:

$$N_2 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i))$$

式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次贡献率合格; $T_{\text{响应滞后时间}}(i)$ 为第 i 次响应滞后时间合格; n 为满足考核条件的当月调频次数。

(3) 反调一次调频贡献率 K 指数

在调频事件有效统计内，若 $K < 0$ ，定义机组一次调频反调，小扰动或大扰动事件中单次调频不合格考核电量 $\times 2$ 。

其中单次调频不合格电量定义：

若 N_1 或 N_2 为 1， F_1 式中的 $A \times P_N$ 或 F_2 式中的 $B \times P_N$ 为单次调频不合格考核电量。

2. 响应滞后时间 T 指数

额定水头在 50 米及以上的水电机组，其一次调频的负荷响应滞后时间，应小于 4 秒；额定水头在 50 米以下的水电机组，其一次调频的负荷响应滞后时间，应小于 10 秒。

风电场、光伏电站自频率越过新能源发电厂频率死区开始到发电出力可靠的向频率方向开始变化所需的时间均不超过 3 秒。

储能类型清洁能源系统一次调频有功功率的滞后时间应不大于 2 秒。

满足条件， $T_{\text{响应滞后时间}}$ 取 1，反之 $T_{\text{响应滞后时间}}$ 取 0。

三、评价指标具体计算方法

1. 一次调频贡献率 K 的算法

一次调频贡献率 $K = (\text{一次调频实际贡献量} / \text{一次调频理论贡献量}) \times 100\%$ ，即：

$$K = \frac{H_i}{H_e} \times 100\%$$

2.一次调频理论贡献电量的算法

理论一次调频积分电量 H_e 表示为:

$$H_e = \int_{t_0}^{t_i} \Delta P(\Delta f, t) dt$$

$$\Delta P(\Delta f, t) = -\frac{\Delta f(t)}{f_n \times K_c} \times MCR$$

其中:

$\Delta f(t)$ —对应 t 时刻, 电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ (调频人工死区) 的数值, 高频为正值, 低频为负值。

MCR —机组 (新能源场站) 额定有功出力。

f_n —电网额定频率 50Hz。

f_t —对应 t 时刻的电网频率 (Hz)。

K_c —机组 (新能源场站) 的速度变动率或调差率。

3.一次调频实际贡献电量的算法

当系统频率偏差超过各机组规定的范围时, 统计程序自动启动, 以机组 (新能源场站) 一次调频死区点的实际发电 P_0 为基点 (取前 5 秒有功出力平均值, 包含 P_0), 向后积分发电变化量, 直至系统频率恢复到机组动作死区以内。即机组 (新能源场站) 的一次调频实际贡献电量 H_i 表示为:

$$H_i = \int_{t_0}^{t_i} (P_t - P_0) dt$$

式中:

H_i : 机组（新能源场站）一次调频实际贡献电量；高频少发或低频多发电量为正，高频多发或低频少发电量为负。

t_0 : 系统频率超过机组（新能源场站）一次调频动作死区的时刻。

t_t : 系统频率进入机组（新能源场站）一次调频动作死区的时刻。

P_t : t 时刻机组（新能源场站）实际发电有功功率。

P_0 : t_0 时刻机组（新能源场站）实际发电有功功率；（取 t_0 时刻前 5 秒平均值）。

注 1: Δt : 积分时长。 $\Delta t = t_t - t_0$, 其取值如下:

$$\Delta t = \begin{cases} \Delta t & (\Delta t < 60s) \\ 60s & (\Delta t \geq 60s) \end{cases}$$

其物理意义为：积分时长最长为 60 秒,如果在 60 秒之内,频率返回到死区之内,则积分到返回死区时刻为止。

注 2: 大扰动发生时,电网频率越过机组调频人工死区持续时间 > 0 秒开始数据计算,直接给予有效调频性能事件统计。

注 3: 考核系统频率及机组有功出力的采样周期应小于 50 毫秒。

注 4: 针对一次调频越死区扰动事件,考核系统应具备离线分析功能。

4.机组一次调频合格率的算法

机组一次调频月度合格率 $Q = (\text{一次调频当月合格次数} / \text{一次调频当月总调频次数}) \times 100\%$ ，即：

$$Q = \frac{N_{\text{当月合格次数}}}{N_{\text{当月调频总次数}}} \times 100\%$$

机组月度总调频次数应剔除免考核次数进行统计。

5.机组一次调频投运率的算法

机组一次调频月投运率 (%) = 一次调频月投运时间 (小时) $\times 100\%$ / 机组月并网运行时间 (小时)