

西北区域电力并网运行管理实施细则

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，促进源网荷储协同互动，规范电力并网运行管理，保障西北电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，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，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》（国能发监管规〔2021〕60号）等有关法律法规政策文件、技术标准，结合西北电力系统实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于西北电力系统内由省级及以上电力调度机构直接调度的各类型并网主体，以及由地调直调的风电、光伏，由地调直调的装机容量 50MW 及以上的水电站、生物质能发电厂、光热发电厂。地调直调的装机容量 50MW 以下的水电站及其余并网主体参照本细则执行。

本细则所指的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（本规则中新型储能指独立新型储能，下同）。其中，发电侧并网主体指火电、水电等常规发电机组以及风电、

光伏发电、光热发电、抽水蓄能（以下简称“抽蓄”）、自备电厂、生物质能电厂等。负荷侧并网主体指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。新型储能指电化学、压缩空气、飞轮储能等。

第三条 新建常规发电机组、新型储能等并网主体通过整套启动试运后纳入本细则管理，新建新能源场站通过带电启动试运后纳入本细则管理（其中，分批投运的新能源通过带电启动试运后分批纳入本细则管理），光热电站待后续条件成熟后纳入本细则管理。配套相关二次系统调试入网后即纳入本细则管理。新建负荷侧并网主体完成并网接入调度认证程序后立即纳入本细则管理。

第四条 西北区域能源监管机构依法对电力并网运行管理及考核情况实施监管。电力调度机构在能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施电力并网运行管理及统计分析等工作。

第二章 安全管理

第五条 并网主体、电网企业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，共同维护电力系统安全稳定运行。电力调控机构按各自调度管辖范围负责电网运行的组织、指挥、指导和协调。相关电化学储能并网主体严格落实《国家能源局综合司关于加强电化学储能电

站安全管理的通知》（国能综通安全〔2022〕37号）要求，积极参加国家级电化学储能电站安全监测信息平台建设，在确保安全前提下推动有关工作。

第六条 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，参照国家有关部门制订的《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。

第七条 发电侧并网主体以及新型储能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、继电保护故障信息子站、故障录波器、通信设备、自动化系统和设备、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、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等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合能源监管机构及西北区域电力调控机构有关安全管理的规定。以上制度不完善者，应限期整改，对未按期完成整改的发电侧并网主体以及新型储能并网主体，按10分/项每月考核。

第八条 并网主体应落实相应调控机构制定的反事故措施。对涉及并网主体一、二次设备的反事故措施，并网主体应与相关调控机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。对于因并网主体自身原因未按期完成整改的，按60分/月考核。

第九条 并网主体应按照西北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。发电侧并网主体应制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案，并按相关调控机构要求按期报送，调控机构确定的黑启动电厂同时还须报送黑启动方案，未按要求报送的按 30 分/次考核。并网主体应定期根据方案开展反事故演习，还应根据相关调控机构的要求参加电网联合反事故演习，以提高并网主体对事故的反应速度和处理能力。对于无故不参加电网联合反事故演习的并网主体，按 60 分/次考核。

第十条 并网主体应按规定参加厂网联席会议，参加相关调控机构召开的有关专业工作会议。不按要求参加的，按 60 分/次考核。

第十一条 发生事故后，并网主体应按《西北区域电力安全信息报送规定》等相关规定及时向能源监管机构和相应调控机构汇报事故情况，否则按 30 分/次考核。瞒报、谎报者，按 60 分/次考核。

第十二条 并网主体应按能源监管机构及相关调控机构要求报送和披露相关信息。不及时报送或报送虚假信息按 30 分/次考核。

第十三条 并网主体应严格服从相关调控机构的指挥，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调控机构值班调度人员报告并说明理由，由调控机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。对于无故延缓执行调度指令、违背和拒不执行调度指令的并网主体，按 500 分/次考核，并由调控机构根据《电网调度管理条例》给予通报，追究相关责任人的责任。有争议的可向能源监管机构申诉。

第十四条 并网主体被调管设备各项操作应按照调度规程和相关规定执行，对于未经调控机构同意擅自并网或解列、擅自变更调控机构调管设备状态、擅自在调控机构调管设备上工作等不符合规定的操作按并网主体额定容量 10 分/万千瓦考核。

第十五条 考虑到不同时段电网供需变化，定义电网运行的三个时段：

（一）新能源大发时段为 10:00 至 16:00；

（二）用电高峰时段为 6:00 至 9:00、17:00 至 22:00；

（三）其他时段为 0:00 至 6:00、9:00 至 10:00、16:00 至 17:00、22:00 至 24:00；

（四）新疆电网，新能源大发时段为 11:00 至 17:00，用电高峰时段为 7:00 至 10:00、18:00 至 23:00，其他时段为 0:00 至 7:00、10:00 至 11:00、17:00 至 18:00、23:00 至 24:00。

第三章 有功调节管理

第十六条 一次调频管理

对并网主体一次调频的考核内容包括：一次调频调度管理考核、一次调频技术指标考核、一次调频动作性能考核。

（一）调度管理考核

并网发电主体、新型储能应投入一次调频功能，且一次调频投退信号必须接入相应调控机构自动化系统。并网主体不得擅自退出机组一次调频功能，否则按 10 分/小时考核。

并网新能源场站应按照相关要求按期完成一次调频功能改造，未按期完成改造单位，按照下表进行考核：

场站容量P（万千瓦）	考核分值
$P \leq 20$	20 分/月
$20 < P \leq 50$	P分/月
$P > 50$	50 分/月

（二）一次调频技术指标考核

并网主体一次调频的人工死区、转速不等率、最大负荷限幅、响应时间均应满足一定标准，若任意一项不满足标准，每项按 10 分/月考核。

技术标准如下：

1. 一次调频的人工死区：电液型汽轮机调节控制系统的火电机组、光热机组死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 内；机械、液压调节控制系统的火电机组死区控制在 $\pm 0.1\text{Hz}$ 内；水电机组、抽蓄

机组死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 内；风电死区控制在 $\pm 0.1\text{Hz}$ 内；光伏死区控制在 $\pm 0.06\text{Hz}$ 内。

2. 转速不等率：火电机组、光热机组转速不等率不大于 5%，水电机组、抽蓄机组转速不等率（永态转差率）不大于 3%。风电转速不等率不大于 2%，光伏转速不等率不大于 3%。

3. 一次调频的最大调整负荷限幅

（1）水电机组、抽蓄机组除振动区及空化区外不设置限幅；

（2）额定容量 600MW 及以上的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 6\%$ ；

（3） $350 \leq$ 额定容量 $< 600\text{MW}$ 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 8\%$ ；

（4） $100 \leq$ 额定容量 $< 350\text{MW}$ 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 10\%$ ；

（5）额定容量 100MW 以下的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 8\%$ ；

（6）燃气机组、光热电站参与一次调频的负荷调整幅度参照火电机组；

（7）额定容量运行的火电机组，应参与一次调频，增负荷方向最大调频负荷幅度不小于机组额定容量的 5%；

（8）电网高频扰动情况下，新能源场站有功功率降至额

定负荷的 10%时可不再向下调节；

(9) 电网低频扰动情况下，新能源场站根据实时运行工况参与电网频率快速响应。

4. 一次调频的响应特性要求

(1) 一次调频的负荷响应滞后时间指运行机组从电网频率越过该机组一次调频的死区开始，到该机组的负荷开始变化所需的时间。

火电机组、光热机组：应小于 3s；

水电机组、抽蓄机组：额定水头在 50m 及以上的水电机组，一次调频响应滞后时间应小于 4s，额定水头在 50m 以下的水电机组，一次调频响应滞后时间应小于 10s。

风电、光伏：应小于 2s；

(2) 常规电源一次调频的负荷调整幅度应在 15 秒内（直流锅炉、循环硫化床锅炉要求 25 秒内）达到理论计算的一次调频的最大负荷调整幅度的 90%；风电一次调频的负荷调整幅度应在 12 秒内达到理论计算的一次调频的最大负荷调整幅度的 90%。光伏一次调频的负荷调整幅度应在 5 秒内达到理论计算的一次调频的最大负荷调整幅度的 90%。

(3) 在电网频率变化超过常规电源一次调频死区时开始的 45 秒内，机组实际出力与响应目标偏差的平均值应在理论计算的调整幅度的 $\pm 5\%$ 内。

在电网频率变化超过风电、光伏一次调频死区时开始的 15

秒内，风电、光伏实际出力与响应目标偏差的平均值应在理论计算的调整幅度的 $\pm 5\%$ 内。

（三）一次调频动作性能考核

定义大频差为电网发生频率超过 $50 \pm 0.08\text{Hz}$ 的扰动，小频差为电网发生频率不超过 $50 \pm 0.08\text{Hz}$ 的扰动。

定义并网主体一次调频合格率 I ，计算公式如下：

$$I = (I_r + I_c) / 2$$

其中： I_r 为并网主体一次调频出力响应合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至并网主体一次调频应动作时间内（如果时间超过60秒，则按60秒计算），机组实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

I_c 为并网主体一次调频贡献电量合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至并网主体一次调频应动作时间内（如果时间超过60秒，则按60秒计算），机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。一次调频出力响应合格率与贡献电量合格率上限为100%，超出100%则按100%计算，若一次调频出力响应合格率或贡献电量合格率超出120%，记为一次调频过调节。

1. 常规电源一次调频小频差考核

当电网发生频率超过常规电源死区且低于 $50 \pm 0.08\text{Hz}$ 时，开展火电、燃气机组、光热机组、水电、抽蓄机组一次调频小频差考核。

其中火电、燃气机组、光热机组单次小频差扰动一次调频合格率应不小于 80%，低于 80%记作本次动作不合格。按照月度平均动作次数合格率考核，合格率应不小于 70%。

火电、燃气、光热机组一次调频月度平均动作次数合格率考核分数 = $(70\% - \lambda_{\text{合格率}}) * 100 * \alpha_{\text{运行}} * 0.4$ 分/万千瓦；

其中： $\lambda_{\text{合格率}}$ 为机组一次调频月度平均动作次数合格率；

$\alpha_{\text{运行}}$ 为机组月度扰动系数，定义为本月机组实际运行出现的扰动次数/本月总扰动次数。

水电、抽蓄机组按照一次调频动作次数考核，单次小频差扰动一次调频合格率应不小于 80%，低于 80%时机组按 0.5 分/万千瓦考核。

2. 常规电源一次调频大频差考核

当电网发生频率超过 $50 \pm 0.08\text{Hz}$ 大频差扰动时，开展火电、燃气机组、光热机组、水电、抽蓄机组一次调频大频差考核。单次大频差扰动机组一次调频合格率应不小于 80%，低于 80%时机组按 8 分/万千瓦考核。

3. 风电、光伏、新型储能一次调频动作性能考核

当电网发生频率超过风电、光伏、新型储能死区时，开展风电、光伏、新型储能一次调频考核。单次扰动并网主体一次调频合格率应不小于 60%，低于 60%时按下表考核。

合格率	考核分
$30\% \leq \text{合格率} < 60\%$	$4 + (60\% - \text{合格率}) \times 20$ 分/万千瓦

合格率<30%	10分/万千瓦
---------	---------

4. 一次调频过调节考核:

火电机组发生一次调频小频差过调节时, 该次一次调频记为不合格, 火电机组发生一次调频大频差过调节时, 按 0.5 分/万千瓦进行考核。

水电、新型储能与新能源机组发生一次调频过调节(大频差或小频差)时, 按 0.5 分/万千瓦进行考核。

第十七条 自动有功控制(AGC)管理

(一) 常规电源及光热、抽蓄 AGC 管理

除已列入关停计划的机组外, 并网主体单机 200MW(其中新疆、青海 100MW)及以上火电机组(不含背压式热电机组), 单机 20MW及以上、全厂容量 50MW及以上水电机组(不含灯泡贯流式水电机组)或水电厂应具有AGC功能, 在投入商业运营前应与调控机构的调度控制系统进行联调, 满足电网对机组的调整要求。

对并网发电机组提供AGC服务的考核内容包括: AGC调度管理考核、AGC调节性能考核。

1. AGC调度管理考核

并网发电机组不具备AGC功能按 200 分/月考核。机组AGC参数发生变化后, 发电企业应及时完成相关设备改造, 并在相关调控机构配合下完成AGC试验和测试, 逾期不能完成AGC试验和测试或逾期不能完成试验报告编制并上报相应调控机构的,

按 10 分/天考核。若调控机构要求，对发电厂 AGC 相关性能进行测试或试验的，发电企业应按期完成试验测试，并出具试验报告，逾期不能完成者，按 10 分/天考核。

2. AGC 单机模式投入下调节性能考核

(1) 可用率考核

要求并网机组 AGC 月可用率应达到 98%，每降低 0.1% 按 0.1 分/万千瓦考核。

对于投入单机模式的机组，AGC 可用率 = (AGC 实际运行小时数 / AGC 全月理论可用小时数) × 100%。

其中，全月理论可用小时数为当月 AGC 可正常运行的理论时长，不包括机组启停机过程中超过调节上下限时段、机组停机时段、AGC 设备试验、计划检修、故障抢修时段。

(2) 投退频次考核

若机组 AGC 造成短时频繁投退，在进行可用率考核的同时，AGC 投退状态每改变一次按 5 分考核（短时频繁投退，是指在任意 6 小时时间段内，因电厂原因造成机组 AGC 状态改变次数 n 大于等于 6，认定为频繁投退，且考核分计为 $5 * n$ ）。

(3) 调节速率考核

AGC 平均调节速率是指，选取负荷变化至 AGC 负荷指令目标变化幅度 10% 和 90% 的两个负荷点，其连线斜率的绝对值。

$$\text{平均调节速率} = \left[\text{Abs} \left(\frac{M_{90\%} - M_{10\%}}{T_{90\%} - T_{10\%}} \right) \right] \times 100\%$$

(单位: 机组调节容量占额定有功功率的比例/分钟)

其中:

$M_{10\%}$ = 机组初始时刻实际出力 + (机组目标出力 - 机组初始时刻实际出力) * 10%;

$M_{90\%}$ = 机组初始时刻实际出力 + (机组目标出力 - 机组初始时刻实际出力) * 90%;

$T_{10\%}$ 为机组出力达到 $M_{10\%}$ 的时间;

$T_{90\%}$ 为机组出力达到 $M_{90\%}$ 的时间。

AGC月平均调节速率是指机组当月历次平均调节速率的平均值。

水电机组平均调节速率考核分 = 当月大指令平均调节速率考核分 × 当月大指令调节次数占比 + 当月小指令平均调节速率考核分 × 当月小指令调节次数占比。

其中, 对于大指令调节(调节量大于 25%装机容量), 要求平均调节速率不低于每分钟装机容量的 50%, 每降低 1 个百分点按 0.5 分/万千瓦计入大指令平均调节速率考核分, 对于小指令调节(调节量不大于 25%装机容量), 要求平均调节速率不低于每分钟装机容量的 25%, 每降低 1 个百分点按 0.5 分/万千瓦计入小指令平均调节速率考核分。

火电机组按照不同机组标准, 月调节速率每降低 0.1 个百分点按 1 分/万千瓦考核。

其中, 直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为每分钟机组

装机容量的 1.5%；带中间储仓式制粉系统的火电机组为每分钟机组装机容量的 2.0%；循环流化床火电机组和燃用特殊煤种（如煤矸石电厂）为每分钟机组装机容量的 1%；燃气机组为每分钟机组装机容量的 3.5%；超临界定压运行直流炉机组为每分钟机组装机容量的 2.0%，其他类型直流炉机组为每分钟机组装机容量的 1.5%。

（4）响应时间考核

AGC响应时间是指自AGC指令开始变化时刻引起，至机组实际负荷开始变化，且变化幅度超过负荷稳态偏差允许范围（火电机组稳态偏差是指不超过装机容量的 $\pm 0.5\%$ ，水电机组稳态偏差是指不超过装机容量的 $\pm 1\%$ ），并在趋势上不再返向的时刻之间的时间差。

AGC响应时间按照响应时间月度合格率进行考核。机组AGC响应时间月度合格率应不低于 98%。

AGC响应时间合格率=（该机组当月AGC响应时间合格次数/该机组当月AGC调节总次数） $\times 100\%$ 。

其中：采用直吹式制粉系统的火电机组AGC响应时间 ≤ 60 秒；采用中储式制粉系统的火电机组AGC响应时间 ≤ 40 秒；循环流化床火电机组AGC响应时间 ≤ 100 秒；水电机组的AGC响应时间 ≤ 10 秒。

AGC响应时间考核分数=（98% $-\lambda_{\text{合格率}}$ ） $\times 100 \times P_c \times \alpha_{\text{运行}} \times 0.25$

其中： $\lambda_{\text{合格率}}$ 为机组AGC月度平均合格率；

$\alpha_{\text{运行}}$ 为机组月度运行系数，定义为本月机组实际运

行小时/本月日历小时数；

P_C 为机组额定容量。

3. AGC厂级模式投入下调节性能考核

(1) 厂内两台及以上机组均满足AGC投入条件时，方可投入厂级AGC。投入厂级AGC情况下，所有考核项目均按照投入厂级AGC的机组总装机容量计算。

(2) 厂级模式下AGC投退频次、可用率、调节速率、响应时间考核标准与单机模式相同。

4. 火电机组深度调峰期间AGC管理要求

此处火电机组深度调峰期间，是指火电机组为配合电网调整需要，机组出力低于50%额定容量的时段。

(1) 深度调峰期间，AGC投退频次、机组可用率考核与单机模式标准相同。

(2) 深度调峰期间，机组平均调节速率考核标准与单机模式标准相同。考核分数在原有单机模式考核分数的基础上乘以深调考核系数 m 。

深调考核系数 m 取值范围如下：

调节范围 p (占装机容量百分比)	深调考核系数 m
$40\% \leq p < 50\%$	0.8
$30\% \leq p < 40\%$	0.7
$20\% \leq p < 30\%$	0.5
$p < 20\%$	0.3

(3) 深度调峰期间AGC响应时间标准应按照正常调节期间响应时间标准的 1.5 倍计算，其余考核方式不变。

5. 免考核条款

(1) 若出现设备缺陷故障，导致AGC无法投运时，电厂可向调控机构汇报并及时提交书面故障抢修申请，调控机构可在申请的抢修时段内给予免考核，其中同一原因导致的抢修申请，只能提交一次，不能申请延期改期。任一电厂每月抢修总额度不超过 12 小时。

(2) 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，试验期间给予免考核。

(3) 机组启、停机过程中不进行AGC考核。

(4) 机组一次调频与AGC同时动作期间，不进行AGC考核。

6. 光热机组 AGC 考核参照其他类型直流炉火电机组执行、抽蓄机组 AGC 考核参照水电机组执行。

7. 常规电源及光热、抽蓄 AGC 考核总分上限根据机组 AGC 月可用率情况按下表执行。

机组 AGC 月可用率	机组 AGC 考核总分上限 (分/万千瓦)
90% < 机组 AGC 月可用率 ≤ 100%	30
70% < 机组 AGC 月可用率 ≤ 90%	60
40% < 机组 AGC 月可用率 ≤ 70%	80
0 < 机组 AGC 月可用率 ≤ 40%	100

(二) 新能源（风电、光伏）AGC 管理

1. 新能源（风电、光伏）AGC 调度管理考核

总装机容量在 10MW 及以上的新能源场站必须配置有功功率自动控制系统 (AGC), 接收并自动执行电力调控机构远方发送的有功功率控制信号。调控机构应对调管范围内的总装机容量在 10MW 及以上的新能源场站有功控制系统运行性能进行统计和考核, 不具此项功能者, 每月按 40 分/万千瓦考核。

2. 新能源 (风电、光伏) AGC 调节性能考核

(1) 风电场、光伏的有功功率控制系统可用率应达到 100%, 每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。

风电场、光伏的有功功率控制系统可用率=场站有功功率自动控制系统闭环时间/新能源出力大于样板机或样板逆变器总容量的时间*100%。

(2) 贡献电量合格率: 风电、光伏贡献电量合格率应达到 90%, 每降低 1%按 0.2 分/万千瓦考核。

其中, 贡献电量合格率是指按月统计新能源机组 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 AGC 指令目标功率同向且偏差在装机容量 1%以内的实际功率曲线与初始功率之差的积分值。理论贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间目标指令曲线与初始功率之差的积分值。

贡献电量合格率考核仅针对功率上升阶段因电网安全原因需调减功率的阶段, 因环境因素变化导致的功率下降速率过

快不予考核。贡献电量合格率考核不针对机组出力不大于 10% 装机容量的阶段。

当全月主站下发调节指令次数为 0 时，该场站 AGC 贡献电量合格率为 100%。

(3) 响应时间：≤ 60s

要求响应时间合格的次数与总调节次数的比值应满足 99%，每降低 1%按 0.25 分/万千瓦考核。

响应时间考核不针对机组出力上升阶段且出力不大于 20% 装机容量的阶段。

3. 免考核条款

(1) 若出现设备缺陷故障，导致 AGC 无法投运时，场站可向调度汇报并及时提交书面故障抢修申请，调控机构可在申请的抢修时段内给予免考核，其中同一原因导致的抢修申请，只能提交一次，不能申请延期改期。任一场站每月抢修总额度不超 48 小时。

(2) 若新能源场站因 AGC 设备优化或按照调控机构要求进行 AGC 相关性能试验的，试验期间给予免考核。

(3) 新能源场站因资源条件或电网调整需要，无法达到 AGC 考核标准，对 AGC 给予免考核。

(4) 新能源场站完成带电启动试运后应在 30 天内完成 AGC 联调，联调期间给予免考核。新能源场站带电启动试运结束前已按要求完成 AGC 系统调试的，AGC 系统不再给予 30 天的

免考核时间。

4. 新能源（风电、光伏）AGC 考核总分不超过 40 分/万千瓦。

（三）新型储能 AGC

适用于调度机构直接调度的容量为 6 兆瓦/1 小时及以上的独立新型储能电站。

1. 可用率考核

要求并网机组 AGC 月可用率应达到 98%，每降低 1%按 0.2 分/万千瓦考核。

$AGC \text{ 可用率} = (AGC \text{ 实际运行小时数} / AGC \text{ 全月理论可用小时数}) \times 100\%$ 。

其中，全月理论可用小时数为当月 AGC 可正常运行的理论时长，不包括新型储能启停过程中超过调节上下限时段、新型储能停运时段、AGC 设备试验、计划检修、故障抢修时段。

2. 投退频次考核

若新型储能 AGC 造成短时频繁投退，在进行可用率考核的同时，AGC 投退状态每改变一次按 5 分考核（短时频繁投退，是指在任意 6 小时时间段内，因新型储能自身原因造成新型储能 AGC 状态改变次数 n 大于等于 6，认定为频繁投退，且考核分计为 $5 * n$ ）。

注：响应时间与调节速率可待国家相关标准出台后参照执行。

第十八条 并网主体日发电计划曲线管理

并网主体应严格执行调控机构下达的机组日发电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式的安排。调控机构根据电网情况需要修改发电曲线时，应提前 15 分钟通知并网主体。

（一）火电、水电、光热、储能、抽蓄发电企业应严格执行调控机构下达的 96 点日发电计划曲线（或实时调度曲线）。当电厂实际发电出力与计划曲线（或实时调度曲线）值的偏差超出 $\pm 2\%$ 时，视为不合格，计入月度偏差绝对值积分电量；偏差超出 $\pm 5\%$ 时，超出的部分将取绝对值后乘以 3 倍计入月度偏差绝对值积分电量。月度偏差绝对值积分电量按 2 分/万千瓦时考核。

（二）尾气余能回收利用发电厂实际发电出力与计划曲线（或实时调度曲线）值的偏差超出 $\pm 10\%$ 时，视为不合格，计入月度偏差绝对值积分电量。月度偏差绝对值积分电量按 2 分/万千瓦时考核。

（三）下列情况，经调控机构同意可免于考核：

1. 机组投入 AGC 功能参与电网频率、联络线等调整期间；
2. 火电、水电、光热、储能、抽蓄等并网主体启停期间；
3. 一次调频正常动作导致的偏差；
4. 当出现系统事故等紧急情况，机组按照调令或调规紧急调整出力时；
5. 并网主体发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，纳

入机组非计划停运考核，免于发电计划曲线考核。

第十九条 并网主体调峰管理

(一) 对火电机组日前申报的用电高峰时段、其他时段顶峰能力进行考核管理，火电机组最大发电能力负荷率按以下公式计算：

$$R_i = \frac{P_i^m}{P_C} \times 100\%$$

其中： i 是用电高峰时段、其他时段点数；

P_i^m 是第 i 点机组日前最大发电能力申报值；

P_C 是机组额定容量。

1. 在机组最大发电能力负荷率小于 95%时进行考核， $95\% > R_i \geq 80\%$ 部分的功率积分电量在用电高峰时段按 0.5 分/万千瓦时进行考核、在其他时段按 0.1 分/万千瓦时进行考核， $80\% > R_i$ 部分的功率积分电量在用电高峰时段按 1.5 分/万千瓦时进行考核、在其他时段按 0.2 分/万千瓦时进行考核。

2. 供热机组供热期间实际运行中，若日前申报最大发电能力低于考虑供热后能源监管机构核定的最大发电能力与额定容量 95%两者的较小值，则在用电高峰时段，对实际最大发电能力低于考虑供热后核定的最大发电能力与额定容量 95%两者的较小值部分产生的积分电量，在用电高峰时段按 1.5 分/万千瓦时考核、在其他时段按 0.2 分/万千瓦时进行考核。

(二) 对火电机组日前申报的下调峰能力进行考核管理。

火电机组申报的出力下限高于并网调度协议约定的或监

管机构核定的机组正常运行调峰能力下限，减少的调峰电量按0.5分/万千瓦时考核。减少的调峰电量计算：

$$W = \sum (P'_{i\min} - P_{i\min}) \times T$$

其中， W 为减少的调峰电量；

$P_{i\min}$ 为机组正常运行调峰能力下限；

$P'_{i\min}$ 为机组申报出力下限；

i 为 1-96 个时间段；

T 为时间段划分（15min）

（三）当机组发生日内出力受阻时，对未达申报调峰能力考核按机组受阻的时段和受阻时长进行考核。计算公式：

$$Z = Z_t + Z_q + Z_c$$

其中， Z_t 为受阻时段考核分，具体分档如下：

受阻时段	其他	新能源大发时段	高峰时段
考核分	2.5分/万千瓦	1.5分/万千瓦	4分/万千瓦

Z_c 为受阻时长考核分，具体分档如下：

受阻时长	小于 2h	2h 到 4h	大于 4h
考核分	1分/万千瓦	1.5分/万千瓦	2分/万千瓦

Z_q 为申报受阻时间节点考核分，具体分档如下：

提前申报时间	4h 及以上	2h 到 4h	小于 2h
考核分	1.5分/万千瓦	2.5分/万千瓦	4分/万千瓦

（四）发电侧主体未向电力调度机构申报日内出力受阻，且未能按调度指令提供顶峰服务，经调度机构抽查或系统记录判定，发现一次，当天日内出力受阻考核按原考核分 2 倍考核；累计发现三次及以上，影响日前平衡安排的，当月日内出力受阻考核按原考核分 2 倍考核。

（五）火电机组在调度机构要求的启停机前后 3 个小时内的调峰能力申报免于考核。

第四章 无功调节管理

第二十条 并网主体无功管理总体要求

(一) 常规电源及光热、抽蓄无功要求

并网主体应按电力调度的指令，在发电机组性能允许的范围内，通过无功调节，保证母线电压合格。发电机组的进相运行深度应满足所在电网安全运行的需要。并网主体采用有偿无功控制时需征得电力调控机构同意。并网主体发电机组应具备辅机高低电压穿越能力。抽蓄机组的无功要求同常规水电机组；光热机组的无功要求同常规火电机组。

(二) 新能源（风电场、光伏电站）及新型储能无功要求

接入 35kV 及以上电压等级的风电场、光伏电站及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。风电机组、光伏逆变器以及动态无功补偿设备等应具备高、低压故障穿越能力，并满足《光伏发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》等的技术要求。

10(6)kV 及以上电压等级的新型储能电站公共并网点必须配置适当容量的无功补偿装置，用于调节新型储能电站公共并网点及送出线路的电压。纳入调度管辖范围内的并网运行储能电站应具备高、低电压穿越能力，并满足《电化学储能接入电

网技术规定》等的技术要求。

第二十一条 并网主体无功性能要求

所有并网主体有义务共同维护电网电压合格，保证电能质量符合《电力系统安全稳定导则》《电力系统技术导则》等国家标准。

（一）常规电源、光热、抽蓄无功性能要求

1. 并网常规电源、光热、抽蓄应按规定进行发电机组进相试验，机组进相深度应满足机组设计参数和相关规定要求，否则按机组每月 2 分/万千瓦考核。并网主体应具备辅机高低电压穿越能力，发电机组辅机变频器在投运、改造时应提供满足相关技术规范或规定的高、低电压穿越能力测试报告，否则按每项 2 分/万千瓦每月考核。

2. 并网常规电源、光热、抽蓄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。并网主体不得擅自退出发电机组的自动励磁调节装置或低励限制、强励功能。否则按 10 分/项每次考核。

（二）新能源（风电场、光伏电站）及新型储能无功性能要求

1. 风电场安装的风电机组、光伏电站安装的并网逆变器、新型储能电站安装的变流器应满足功率因数在超前 0.95 到滞后 0.95 的范围内动态可调，否则按场站每月 2 分/万千瓦考核。

2. 接入 35kV 及以上电压等级的风电场、光伏电站的风电

机组、光伏逆变器及动态无功补偿装置等应具备高、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》；接入 10(6)kV 及以上电压等级的新型储能电站的变流器及动态无功补偿装置等应具备高、低压故障穿越能力，并满足《电化学储能接入电网技术规定》等的技术要求。不符合要求者，应限期进行技术改造。在调控机构下达限期试验及测试书面通知后，逾期不能完成者，按每月 10 分/万千瓦考核。

电力调控机构抽查或抽检时发现风电场、光伏电站、新型储能电站的风电机组、光伏逆变器、储能变流器及动态无功补偿设备等高、低压故障穿越能力以及涉网参数等不满足电网安全运行相关技术要求，而风电场、光伏电站、新型储能电站没有提前汇报电力调控机构时，按每次 20 分/万千瓦考核。

第二十二条 并网主体无功调节管理

并网主体应按电力调度的指令，在发电机组和新型储能性能允许的范围内，通过无功调节，保证母线电压合格。发电机组和新型储能的进相运行深度应满足所在电网安全运行的需要。并网主体采用有偿无功控制时需征得电力调控机构同意。

并网主体无功调节按如下方式进行考核：

（一）电力调控机构按月向直调并网主体下发母线电压曲线，并作为无功辅助服务考核的依据。并网主体按照电力调控机构下达的电压曲线进行无功控制。

1. 电力调控机构统计计算各并网主体母线电压月合格率，并网主体月度电压曲线合格率：750kV（500kV）及330kV应达到100%，220kV应达到99.90%，110kV应达到99.80%，每降低0.1%按10分/月考核。

2. 电压曲线合格率计算方法：母线电压值在调控机构下达电压曲线上下限范围内为合格点，超出范围的点记为不合格点。调控机构调度控制系统每5分钟采集发电厂母线电压，以判定该考核点电压是否合格。电压合格率= $(D_{\text{总点数}} - D_{\text{不合格点}}) / D_{\text{总点数}} \times 100\%$ 。

（二）免考核条款

1. 若并网主体已经按照机组最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

2. 并网主体的AVC装置投入运行，并已与电力调控机构主站AVC装置联合闭环在线运行的电厂不参与无功管理考核。

（三）并网主体无功调节考核总分不超过10分/万千瓦。

第二十三条 并网主体无功补偿装置管理

接入35kV及以上电压等级的风电场、光伏电站和新能源汇集站公共并网点，接入10（6）kV及以上电压等级的新型储能电站按设计要求配置适当容量的无功补偿装置，用于调节风电场、光伏电站、新型储能电站公共并网点及送出线路的电压。

对无功补偿装置的考核内容包括：

（一）无故不按照设计要求安装无功补偿装置者，按每月

10分/万千瓦考核。

(二)无功补偿装置必须按照电力调控机构调度指令进行操作,不得擅自投退,否则按每次1分/万千瓦考核;装置月整体可用率应达到90%,每降低1%按5分/月考核。无功补偿装置可用率按如下公式计算:

无功补偿装置可用率=(装置可用小时数/升压站带电小时数)×100%

(三)并网主体无功补偿装置考核总分不超过10分/万千瓦。

第二十四条 并网主体自动电压控制管理

除已列入关停计划的机组外,单机200MW(其中新疆、青海100MW)及以上火电机组(含燃气机组),单机20MW及以上、全厂容量50MW及以上水电机组或水电厂,抽蓄电站,单机50MW及以上光热电站,接入35kV及以上电压等级的风电场、光伏电站和新能源汇集站,接入10(6)kV及以上电压等级的新型储能电站均应具备AVC功能。

新投运并网常规、光热、抽蓄、新能源(风机、光伏)及新型储能场站在并网前应具备AVC功能、完成厂站内调试,具备与电力调控机构相应AVC系统闭环联调的条件,并在投产后30日内与电力调控机构相应AVC系统闭环运行。

(一)对并网主体提供AVC服务的考核内容包括:AVC调度管理考核、AVC投运率考核、AVC调节合格率考核。

1. 并网主体不具备 AVC 功能按每月 10 分/万千瓦考核。加装 AVC 设备的并网主体应保证其正常运行，不得擅自退出并网机组的 AVC 功能，并网主体 AVC 功能已正式投运后由于 AVC 设备故障问题导致退出 AVC 功能的按 5 分/小时考核。并网常规电源及光热、抽蓄和新能源（风机、光伏）及新型储能场站的 AVC 调节容量发生变化时，相关单位应提前一周报相应调控机构备案，未及时报送按每次 5 分/万千瓦考核。

2. AVC 月投运率应达到 98%，每降低 1%按 2 分/万千瓦每月考核。并网常规电源及光热、抽蓄 AVC 月投运率按机组进行考核，全厂成组投入的 AVC，AVC 月投运率按全厂统计考核；新能源（风电场、光伏电站）及新型储能电站 AVC 月投运率按全厂统计考核。

3. 调控机构通过 AVC 系统按月统计考核并网主体 AVC 装置调节合格率。调节合格率应达到 99%，每降低 1%，风电、光伏、光热、新型储能按 0.25 分/万千瓦考核，其他并网主体按 1 分/万千瓦考核。

4. 并网主体 AVC 的投运率、调节合格率技术标准如下：

(1) AVC 投运率=并网主体投入 AVC 闭环运行时间/并网主体满足 AVC 运行时间 × 100%。（火电机组并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-机组深调最小出力，水电和抽蓄机组并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-0%额定出力，光热等其他类型机组并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为

100%额定出力-最小技术出力，风电场、光伏电站、新型储能电站并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-0%额定出力。并网常规电源和新能源及新型储能电站出力满足 AVC 运行时间，应不含期间因电网运行需要按照相应调控机构调度指令退出 AVC 的运行时间。)

(2)AVC 调节合格率=执行合格点数/调控机构下发调节指令次数×100%。

(二)并网主体自动电压控制考核总分不超过 10 分/万千瓦。

(三)原则上通过 220 千伏及以上电压等级汇集接入的大型新能源场站机组并网发电时段均应进行 AVC 考核(各业主单位按照接入该汇集系统的装机容量比例分摊考核分数)，其他情况可根据电网实际运行需要确定考核范围。

(四)新能源场站完成带电启动试运后应在 30 天内完成 AVC 系统调试，调试期间给予免考核。新能源场站带电启动试运结束前已按要求完成 AVC 系统调试的，AVC 系统不再给予 30 天的免考核时间。

第五章 事故应急及恢复管理

第二十五条 被确定为黑启动电源的并网主体(常规电源、抽蓄、光热、风电场、光伏电站、新型储能等)，每年 1 月 15

日前应将上年度黑启动电源运行维护、技术人员培训等情况报送能源监管机构和电力调控机构。能源监管机构、电力调控机构每年对黑启动相关设施和技术人员培训情况进行检查。提供黑启动的并网主体，在电网需要提供黑启动服务时必须按要求实现自启动。

对黑启动电源进行如下考核：

（一）电力调控机构确定为黑启动的并网主体，因并网主体自身原因不能提供黑启动时，并网主体应及时汇报所属电力调控机构，并按每月 2 分/万千瓦考核。

（二）电力调控机构检查时发现并网主体不具备黑启动能力，而没有汇报电力调控机构，按每次 5 分/万千瓦考核。

（三）电力调控机构在系统发生事故或其他紧急情况需要确定为黑启动的并网主体提供黑启动服务，而并网主体没能提供该服务，按火电机组（含光热）每次 200 分/万千瓦、水电机组（含抽蓄）每次 100 分/万千瓦考核，新能源场站（风电场、光伏电站）及新型储能电站每次 200 分/万千瓦考核。

第六章 非计划停运管理

第二十六条 调控机构对发电侧及新型储能并网主体非计划停运/脱网情况进行统计和考核。

（一）凡常规电源及抽蓄并网主体因自身原因，发生下列

情况之一者，纳入并网主体非计划停运/脱网考核范围：

1. 正常运行机组直接跳闸和被迫停运，按机组非计划停运及后续并网的不同时间，参照不同标准进行考核：

(1) 用电高峰时段，正常运行机组直接跳闸和被迫停运，按额定容量 20 分/万千瓦考核。

(2) 新能源大发时段，正常运行机组直接跳闸和被迫停运，考核规则如下表：

停机后当日并网时间	新能源大发时段内	用电高峰时段前	用电高峰时段内， 旋备相比发电负荷		用电高峰后并网
			5%及以上	5%以下	
是否统计非停次数	否	否	否	是	是
考核分（分/万千瓦）	2	5	10	10	10

备注：新能源大发时段发生正常运行机组直接跳闸和被迫停运，在新能源大发时段外并网的，应在 1 小时内能够达到最小技术出力，否则统计非停次数，按额定容量 10 分/万千瓦考核。

(3) 其他时段，正常运行机组直接跳闸和被迫停运，统计非停次数，按额定容量 10 分/万千瓦考核。

2. 停运机组并网(运行机组解列)时间较调度指令要求提前或推后 2 小时以上，按额定容量 5 分/万千瓦考核。

3. 火电机组缺煤(气)、环保投料等停机，火电机组跳闸或迫停后不按调度指令启机，机组停机期间，在用电高峰时段对机组停机情况进行考核。具体考核量为 50%额定容量在用电高峰时段的积分电量，考核分值 2 分/万千瓦时。

4. 各级调控机构按其调度管辖范围可以批准并网主体机组利用负荷低谷进行消缺（低谷时段为：当日 23:00-次日 06:00, 10:00-17:00），该机组停运不计作非计划停运，但超出低谷消缺工期（以并网时间计）的按额定容量 5 分/万千瓦考核。若自低谷时段结束时间起，超过 24 小时未提交故障抢修申请的，按额定容量 10 分/万千瓦考核。

（二）风电场、光伏电站、光热电站、新型储能电站因自身原因造成大面积脱网、发生直接跳闸或被迫停运，一次脱网或跳闸、停运装机容量大于该电场总装机容量 30%或大于 90MW 的，按脱网容量 10 分/万千瓦考核。

（三）凡并网主体内输变电设备因自身原因，发生下列情况之一者，纳入输变电设备非计划停运考核范围：

1. 输变电设备直接跳闸和被迫停运，影响发电出力的，按并网主体额定容量 1 分/万千瓦考核。

2. 输变电设备直接跳闸和被迫停运，不影响发电出力的，按并网主体额定容量 0.5 分/万千瓦考核。

（四）下列情况不纳入机组非计划停运考核：

1. 机组在检修后启动过程（从并网至机组带至最低技术出力期间）中发生一次停运。

2. 稳控装置正确动作切机。

第七章 检修管理

第二十七条 并网主体应按《发电企业设备检修导则》（DL/T838）及区域内相应调控机构《电力系统调度规程》和电网发电设备检修管理办法等规定，向调控机构提出发输变电设备的年度、月度、周、日检修申请。

（一）不按时提交年度、月度、周、日前检修计划，按全厂额定容量 1 分/万千瓦考核。

（二）因自身原因月度（周）、年度计划中要求调整（含新增、变更工期、取消）检修计划的工作，分别按全厂额定容量 5 分/万千瓦、3 分/万千瓦考核。

（三）机组及输变电设备直接跳闸和被迫停运超过 24 小时未恢复，且停运后 24 小时内未提交故障抢修申请，机组按额定容量 10 分/万千瓦考核，输变电设备按全厂额定容量 1 分/万千瓦考核。

（四）逾期检修工作应提前提交故障抢修申请，在计划完工结束时间前 24 小时内未提交，机组按额定容量 5 分/万千瓦考核，输变电设备按全厂额定容量 0.5 分/万千瓦考核。

（五）检修计划（含故障抢修、延期申请等）上报后，因申请内容不准确，导致检修票退票的，按全厂额定容量 3 分/万千瓦考核。

第二十八条 并网主体按照调控机构批准的检修工期按时保质地完成检修任务，发生检修延期时，按照以下标准进行考

核:

(一) 机组及输变电设备计划检修期间, 调控机构可批准延期申请一次。

(二) 因自身原因, 机组检修不能按调度最终批复的工期完工时, 按第二十九条标准进行考核; 输变电设备检修工作不能按调度最终批复的工期完工时, 按第三十条标准进行考核。

(三) 并网主体谎报检修完工的, 加大考核力度, 在本条(一)和(二)规则考核结果后提高 1.5 倍系数。

第二十九条 机组发生故障抢修, 判断停机时间周期:

(一) 停机时间不超过 7 天:

故障抢修考核分数= $P_c \times T/24$

其中: P_c 是机组额定容量(万千瓦); T 是机组停机时间至并网时间周期(小时)。

(二) 停机时间超过 7 天:

故障抢修考核分数= $P_c \times 7 + P_c \times (T - 7 \times 24) / 24 \times 1.5$

其中: P_c 是机组额定容量(万千瓦); T 是用机组停机时间至并网时间周期(小时)。

备注: 机组发生故障抢修, 正常提交检修票(提前 3 天)的按照本条(一)和(二)规则进行考核; 紧急停机提交检修票(3 天内), 加大考核力度, 在(一)和(二)规则考核结果后提高 1.2 倍系数; 故障停机后提交检修票的按照(一)和(二)规则进行考核基础上增加非停考核。

(三) 并网主体谎报故障抢修完工的, 加大考核力度, 在本条(一)和(二)规则考核结果后提高 1.5 倍系数。

第三十条 输变电设备发生故障抢修考核：

（一）输变电设备故障抢修，影响发电出力的，按第二十九条标准进行考核。

（二）输变电设备故障抢修，不影响发电出力的，按全厂额定容量 5 分/万千瓦考核。

第三十一条 机组计划检修“较差”考核

机组计划检修后，累计运行时长不足 120 天出现故障停机的，评价为检修“较差”机组，机组按额定容量 K 分/万千瓦考核，K 计算依据故障停机时长 D（天数）进行分档取值，标准如下：

故障停机时长 D（天数）	K 计算标准
$D \leq 5$ 天	$K = 0.5 \times D / \text{天}$
$5 \text{ 天} < D \leq 15 \text{ 天}$	$K = 1.5 \times D / \text{天}$
$D > 15$ 天	$K = 2 \times D / \text{天}$

第八章 燃料管理

第三十二条 并网燃煤电厂应加强燃料管理，在迎峰度夏、迎峰过冬等保电时段，燃煤库存偏低的发电企业应积极汇报相关政府部门，协调增加燃煤库存，提升电厂保供能力。

（一）燃煤电厂存煤可用天数

燃煤电厂存煤可用天数计算方法为：

可用天数 = 电厂存煤 ÷ 日耗煤基准值。

日耗煤基准值根据燃煤电厂前 30 天平均耗煤量确定。

其中，电厂存煤指厂存煤，包括距厂 5km 以内的自用或租用堆场存煤，不含在途煤。对于坑口电厂，以及供煤煤矿与电厂距离不大于 50 公里且有 1 年及以上长期供应合同的电厂，其供煤煤矿用于供应该电厂的存煤可计入电厂存煤。

（二）数据申报要求

各燃煤电厂应按电力调控机构要求如实申报存煤量和可用天数，对于未按要求及时向电力调控机构报送数据的情况，参照第十二条考核，对于报送数据虚假的情况，常态下每次按全厂装机容量 2 分/万千瓦考核，迎峰度夏、度冬期间每次按全厂装机容量 5 分/万千瓦考核。

第九章 技术指导和管理

第三十三条 调控机构应按照能源监管机构的要求和有关规定，开展并网主体技术指导和管理工作。

第三十四条 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、继电保护故障信息子站，故障录波器、通信设备、自动化系统和设备、励磁系统及 PSS 装置、调速系统、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网技术设备（AGC、AVC）等应纳入调控机构运行管

理，其选择、配置、技术性能和参数应达到国家及行业有关规定和安全性评价要求，其技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求，并按调控机构有关设备参数管理的规定执行。

第三十五条 调控机构按其管辖范围对并网主体继电保护和自动装置开展技术指导和管理工作。

(一) 常规电源及光热相关技术指导和管理

1. 常规电源及光热并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和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），在工程的设备选型、设计、安装、调试、验收、运行维护阶段均应遵循国家、行业标准、规程及反事故措施要求。对于不执行上述标准、规程、规定的，每条按全厂容量 0.5 分/万千瓦考核；造成后果的，每条按全厂容量 1 分/万千瓦考核。

2. 常规电源及光热并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置管理（包括发电机组涉及机网协调的保护运行管理、定值管理、反措管理），应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理要求及相关技术规范执行。未按规定执行的，每条按全厂容量 0.5 分/万千瓦考核；造成后果的，每条按全厂容量 1 分/万千瓦考核。

3. 对因常规电源及光热并网主体继电保护和自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，相关

调控机构应按调度管辖范围组织有关单位进行调查分析，制定反事故措施，并监督实施。并网主体不能提供完整的故障录波数据影响电网事故调查，每次按并网主体全厂容量 1 分/万千瓦考核。

4. 常规电源及光热并网主体应按国家、地方、行业标准和有关规定开展继电保护专业技术监督工作，并定期向相关调控机构报告本单位继电保护技术监督情况，对发现的重大问题及时上报并进行整改。未开展技术监督工作或重大问题未整改者，按 100 分/次考核。

5. 常规电源及光热并网主体应积极配合电网企业进行继电保护及安全自动装置的技术改造，对达到更换年限或不满足运行要求的继电保护及安全自动装置应及时更换。技术改造的继电保护及安全自动装置应符合国家、行业的标准和调控机构有关规程规定。设备未按期改造，每月按全厂容量 1 分/万千瓦考核，直至完成更换；造成后果的，每月按全厂容量 3 分/万千瓦考核。不满足规程规定的，不予投入运行。

6. 110kV 及以上升压站应配置故障录波器，发电厂保护及录波信息管理系统应随一次设备同步投入运行。对不满足要求的或厂站端信息不能及时、可靠上传的，应限期整改。未按要求进行整改的，每项每天按并网主体全厂容量 0.1 分/万千瓦考核。

7. 常规电源及光热并网主体应做好继电保护和安全自动

装置检修现场安全管理，严格执行现场作业相关规程规定，做好安全措施，规范作业。检修期间，由于安全措施不到位、操作不规范等原因，致使检修作业存在安全风险的，每次按 50 分考核，引发不安全事件的每次按 100 分考核。

8. 常规电源及光热并网主体继电保护和安全自动装置不正确动作，或者因继电保护原因造成一次设备被迫停运，每次按并网主体全厂容量 3 分/万千瓦考核；造成电网事故的，每次按并网主体全厂容量 10 分/万千瓦考核。

9. 常规电源及光热并网主体继电保护和安全自动装置应正确投退，未正确投退者按每次全厂容量 2 分/万千瓦考核。因未正确投退等原因，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作，每次按并网主体全厂容量 10 分/万千瓦考核。

10. 常规电源及光热并网主体未按要求时间完成现场继电保护和安全自动装置定值整定或在规定时间内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每次按并网主体全厂容量 0.2 分/万千瓦考核，同时按并网主体全厂容量 0.1 分/万千瓦每天对超时时间进行考核。

11. 常规电源及光热并网主体未按计划完成继电保护和安全自动装置隐患排查整改，超过计划时间的每天按全厂容量 0.1 分/万千瓦考核。

12. 常规电源及光热并网主体应按照《继电保护和电网安

全自动装置检验规程》(DL/T 995)开展继电保护和安全自动装置检验工作,由于并网主体原因导致超期未检的,每台每月按照全厂容量0.1分/万千瓦考核。

(二) 新能源相关技术指导和管理

1. 新能源场站继电保护和安全自动装置的配置整定应符合《光伏电站继电保护技术规范》(GB/T 32900)、《并网风电场继电保护配置及整定技术规范》(DL/T 1631)及相关规定,站内涉网保护定值应与电网保护定值相配合,满足电网运行要求。

2. 新能源场站应具备快速切除站内汇集系统单相故障的保护措施,汇集线系统中的母线应配置母差保护。对不满足要求的,限期整改。未按要求进行整改的,每项每天按并网主体全厂容量0.1分/万千瓦考核。

3. 新能源场站继电保护和安全自动装置的其他技术指导与管理工作要求参照常规电源相关规定执行。

(三) 新型储能及抽水蓄电站相关技术指导和管理

1. 新型储能电站(包括电化学、压缩空气、飞轮等)继电保护和安全自动装置配置及整定应符合相关国家、行业标准要求。

2. 抽水蓄电站继电保护的配置整定应符合《抽水蓄能发电电动机变压器组继电保护配置导则》(GB/T 32898)《抽水蓄能电站发电电动机变压器组继电保护整定计算规范》(DL/T 2380)

及相关规定。

3. 新型储能及抽蓄电站涉网保护定值应与电网保护定值相配合，满足电网运行要求。

4. 新型储能及抽蓄电站继电保护和安全自动装置的其他技术指导与管理工作要求可参照常规电源部分相关规定执行。

5. 新型储能电站各项性能参数应符合国家、行业标准有关规定，额定容量、最大充放电时间与并网调度协议一致。因电池寿命衰减、异常、故障等造成性能参数发生变化，电站需上报电力调度机构，并在3个月内完成整改。逾期未完成整改者，每月按照30分/万千瓦考核。

第三十六条 调控机构按其管辖范围对并网主体通信设备开展技术指导和管理工作。

所有并网主体通信设备的配置及运行维护应满足调控机构有关规程和规定。

常规电源、集中式新能源（风电、光伏、光热）、储能（新型储能及抽蓄电站）类并网主体还应满足以下要求：

（一）并网主体至电网之间的通信系统应满足：同一条220kV及以上线路的两套继电保护和同一系统的有主/备关系的两套安全自动装置通道应由两套独立的通信传输设备分别提供，并分别由两套独立的通信电源供电，重要线路保护及安全自动装置通道应具备两条独立的路由，满足“双设备、双电源、双路由”的要求。

(二) 并网主体至电网调控机构的调度交换业务及调度自动化实时业务信息的传输应具有两条不同路由的通信通道(主/备双通道)。

(三) 并网主体内通信光缆应采用不同路由的电缆沟(竖井)进入通信机房和主控室。

(四) 并网主体应按调控机构要求完成调度管辖范围内通信设备的运行维护、方式执行、缺陷处理及重大问题整改。

(五) 因并网主体原因造成通信故障时,应按相应调控机构的通信设备应急预案进行处理和抢修。故障处理完成后,并网主体应及时提交故障处理报告。

(六) 并网主体应落实电厂通信系统的运维责任,可自建班组或委托其他具备资质的单位开展运维工作,确保电厂通信系统安全稳定运行。

(七) 调控机构按其调度管辖范围对并网主体进行如下考核:

1. 由于并网主体通信原因,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,每次按全厂容量 5 分/万千瓦考核。

2. 未明确落实通信运维责任的,每发现一次按全厂容量 1 分/万千瓦考核。

3. 未按照电网调控机构要求按时(最迟不超过 12 个月)完成通信系统改造及问题整改的,每月按全厂容量 0.5 分/万

千瓦考核。

4. 并网主体的调度电话业务全部中断，每次按全厂容量 0.5 分/万千瓦考核；调度电话业务全部中断且持续时间 1 小时以上，每次按全厂容量 1 分/万千瓦考核；调度电话业务全部中断且持续时间 4 小时以上，每次按全厂容量 2 分/万千瓦考核。

5. 由于并网主体通信原因，造成并网主体通信出现下列情形的，每次按全厂容量 5 分/万千瓦考核。

(1) 并网主体的调度电话业务、调度数据网业务全部中断；

(2) 一条 220 千伏以上线路两套主保护通信通道全部不可用；

(3) 造成 220 千伏以上线路一套主保护的通信通道全部不可用，且持续时间 2 小时以上；

(4) 同一系统有主/备关系的两套安全自动装置的通信通道全部不可用；

(5) 一套安全自动装置的通信通道全部不可用，且持续时间 24 小时以上；

(6) 承载 220 千伏以上线路保护、安全自动装置或省级以上电力调度控制中心调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆故障，且持续时间 8 小时以上；

(7) 通信电源系统或空气调节系统故障，造成承载电力

通信网业务的通信设备（设施）停运。

6. 由于并网主体通信原因，造成并网主体通信出现下列情形的，每次按全厂容量 2 分/万千瓦考核。

（1）并网主体的调度数据网业务全部中断；

（2）承载 220 千伏以上线路保护、安全自动装置或省级以上电力调度控制中心调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆故障；

（3）通信电路非计划停用（不可抗力除外），造成线路保护、安全自动装置由双通道改为单通道且持续时间 24 小时以上；

（4）调度交换录音系统故障，造成 7 天以上数据丢失或影响电网事故调查处理；

（5）未经许可，并网主体擅自操作与电网调控机构有直接关联的通信设备（设施）；

（6）未按电网调控机构要求，在规定期限内完成调度管辖范围内通信设备的缺陷处置及隐患整改。

第三十七条 调控机构按其管辖范围对并网主体自动化及电力监控系统网络安全设备开展技术指导和管理工作的。

（一）并网主体应满足《中华人民共和国网络安全法》《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令 14 号）和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）等

要求，在生产控制大区与广域网的纵向连接处部署经过国家指定部门认证的电力专用纵向加密装置或加密认证网关及相应设备，在生产控制大区与管理信息大区之间部署经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置，确保并网主体电力监控系统的安全。

（二）并网前应按国家、行业及所属调度机构颁发的有关技术规范标准配备自动化及网络安全设备，其功能、设备信息和性能参数的设置应该满足所属调度机构主调及备调系统调度自动化的技术要求。自动化及网络安全系统或设备应同时通过两个不同的接入网接入相应调控机构主站系统，满足双通道要求。接入的各类自动化及网络安全信息（远动、PMU、电量等）应满足调控机构对接入信息的要求，每套接入网设备应满足双归接入要求。并网主体自动化及网络安全设备应采用冗余配置的UPS或直流电源供电。自动化及网络安全设备应配置双电源模块，且由两路不同电源供电。以上不满足要求应限期整改，过逾期未整改每项按并网主体全厂容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦每天考核。自动化及网络安全系统或设备不满足运行要求或存在安全隐患，应按照电网公司要求及时完成整改，未按时完成的，每项每月按并网主体全厂容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

（三）并网主体应根据电力调度机构要求报送自动化及网络安全系统或设备运行情况、检修试验计划、运行统计分析等报表、机组并网前的相关图纸资料、检修试验的相关报告等，

逾期报送或不报的，每次按装机容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。并网主体自动化及网络安全系统或设备故障时，应按相应调控机构自动化及网络安全设备运行管理规程进行处理和抢修。故障处理完成后3日内，并网主体未向相关调控机构提交故障报告的，按2分/天考核。因并网主体人员工作失误，导致上报数据资料错误，每次按并网主体全厂容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

(四)并网主体自动化及网络安全专业管理(包括运行维护管理、缺陷及异常管理、定值管理、试验检验管理、装置管理、专业岗位设置等)，应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。对于未及时执行调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规范及发文要求的，每项每月按装机容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核；因此造成异常事件或事故的，每次按装机容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦考核。未按要求完成自动化及电力监控系统网络安全专项工作及资料报送的，按50分/次考核。

(五)调控机构按其调度管辖范围对并网主体进行如下考核：

1. 并网主体应向调控机构准确、实时、完整传送要求的自动化信息和网络安全监测信息，未按要求进行整改的，每项每天按并网主体全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦考核。对调控机构下发的指令不执行的，每次按并网主体全厂容量 $\times 5$ 分/万千瓦考核。
2. 并网主体应保障网络安全防护装置及边界访问控制策

略满足运行要求，未达到要求的，每项每天按并网主体全厂容量 $\times 1$ 分考核。

3. 并网主体未按照要求定期开展电力监控系统安全防护评估、网络安全等级保护测评或密码应用安全性评估，每次按并网主体全厂容量 $\times 2$ 分/万千瓦考核；电厂未设置电力监控系统安全防护专职管理人员的，按10分/月考核。生产控制大区与互联网违规互联的，每次按并网主体全厂容量 $\times 20$ 分/万千瓦考核；生产控制大区和管理信息大区违规互联的，每次按并网主体全厂容量 $\times 5$ 分/万千瓦考核；在电力监控系统中违规接入无线网卡、手机或可访问互联网的设备，每次按并网主体全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦考核；电力监控系统安全防护方案与网络结构不一致的，每次按并网主体全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦考核；使用被国家通报存在重大安全漏洞的软、硬件设备，操作系统未采取加固措施存在高危漏洞或用户帐户及口令设置不符合要求的，每次按并网主体全厂容量 $\times 2$ 分/万千瓦考核；电力监控系统感染病毒、蠕虫、木马等恶意代码的，每次按并网主体全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦考核；并网主体发生不符合安全访问策略的事件，或被调控机构监测到紧急告警，或紧急、重要告警未按照时限要求分析和处置的，按10分/次考核；经由并网主体电力监控系统向调度机构主站发起网络攻击的，每次按并网主体全厂容量 $\times 50$ 分/万千瓦考核；由于并网主体电力监控系统安全防护原因造成电网事故的，每次按并网主体全厂容量 \times

100 分/万千瓦考核。

4. 并网主体设备故障时遥信误动、拒动，每次按并网主体全厂容量 $\times 5$ 分/万千瓦考核；正常运行时遥信频繁误动，每次按并网主体全厂容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。连续三日及以上出现遥信频繁误动时，每次按并网主体全厂容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

5. 并网主体遥测月合格率、遥信月合格率低于 99.5% 时，每降低 1% 按并网主体全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。安全防护设备在线率低于 100%，纵向加密装置退出密通状态或未经许可旁路等情况造成通信加密率低于 100%，每降低 0.1% 按并网主体全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。重要数据（机组 P、Q、U、母线 U、出线 P、Q、开关及重要刀闸状态、AGC、AVC 投退状态等）异常或缺失，每个数据按并网主体全厂容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦每天考核。

6. 并网主体自动化系统或设备造成量测数据跳变、实时数据长时间不刷新或错误的，按并网主体全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦每天考核。

7. 并网主体 PMU 中断或 PMU 量测数据存在缺陷，每天按并网主体全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦考核。电网事故时并网主体未能正确提供 PMU 量测数据影响事故分析的，每次按并网主体全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。

8. 并网主体（含 35 千伏及以上）电能量采集终端中断或

电量数据存在缺陷,每天按并网主体全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦考核。

9. 并网主体遥信、遥测、顺序事件记录(SOE)运行异常的, AGC 控制异常或自动化设备运行异常的, 每项按装机容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

10. 并网主体自动化交流采样装置应按照运行管理规定开展精度校验, 并提交交流采样装置精度校验报告, 未按时开展精度校验或未提交精度校验报告的, 每台设备每月按并网主体全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦考核。

11. 并网主体自动化系统或设备检修, 以及技术变更应严格按照相关规程和规定实施。未提报自动化检修申请私自开展工作的, 或未履行自动化检修申请相关内容、私自扩大工作范围的, 按 50 分/次考核。未按批准工期办理开工、竣工手续的, 每项按 10 分/次考核。

第三十八条 调控机构按其管辖范围对并网常规电源励磁系统和 PSS 装置开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网常规电源的励磁系统和 PSS 装置的各项技术性能参数应达到《同步发电机励磁系统建模导则》(GB/T 40589-2021)《电力系统稳定器整定试验导则》(GB/T 40591-2021)《大型汽轮发电机交流励磁系统技术条件》(DL/T 843-2010)等国家和行业有关标准的要求。调控机构有权督促并网主体进行相关试验。

(二) 并网常规电源单机 100MW 及以上火电机组和单机 40MW 及以上水电机组应配置 PSS 装置, 并网主体其他机组应根据西北电网稳定运行的需要配置 PSS 装置。按要求应配置 PSS 装置的并网主体未配置 PSS 装置, 按全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦每月考核。

(三) 发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 可投运率应达到 100%, 每降低 1% 按机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦每月考核。

(四) 火电机组深度调峰期间, PSS 应正常投入, 投运率考核与发电机组正常运行时标准相同。

(五) 强励倍数不小于 1.8 倍, 否则, 按机组容量 1 分/万千瓦考核。

(六) 运行机组应定期进行励磁系统复核试验, 试验应包括励磁系统调节性能和 PSS 阻尼校核试验, 复核周期不超过 5 年。测试结果不满足《同步发电机励磁系统建模导则》《电力系统稳定器整定试验导则》要求的应重新试验。逾期未进行复核试验或试验结果不满足要求的按照每月 10 分/万千瓦考核。

第三十九条 调控机构按其管辖范围对并网常规电源调速系统开展技术指导和管理工作。

(一) 并网常规电源调速系统的各项技术性能参数应达到《同步发电机调速系统参数实测及建模导则》(GB/T 40593-2021)《汽轮机电液调节系统性能验收导则》(DL/T

824-2002)《水轮机电液调节系统及装置基本技术规程》(DL/T 563-1995)等国家和行业有关标准的要求。调度机构有权督促并网主体进行相关试验。不满足相关要求的,按每项10分/万千瓦每月考核。

(二)运行机组应定期进行调速系统性能复核试验,试验应包括调节系统动态调节性能试验和一次调频试验,复核周期不超过5年。复核试验完成后应向电网调度机构提供试验报告。测试结果不满足《同步发电机调速系统参数实测与建模导则》要求的应重新试验。逾期未进行复核试验或试验结果不满足要求的按照每月10分/万千瓦考核。

第四十条 调控机构按其管辖范围对新能源场站开展功率预测的技术指导和管理工作的。

(一) 整体要求

风电场、光伏电站应具备功率预测功能,预测周期及预测准确性符合国家相关规定及电力调控机构相关要求。功能不具备或者预测周期不满足要求的按照每月500分考核。由于业务功能需要进行功率预测系统升级改造的需限期完成,逾期未完成按每月50分考核。

风电场、光伏电站应按要求向电力调控机构报送中期、短期、超短期功率预测数据文件,有效数据上传率应大于95%,若未达标,每降低1%按全场容量×2分/万千瓦考核,由于电网原因造成上传率未达标的不予考核。

对于影响功率预测系统相关工作的,给予每月 24 小时或 3 个月 1 次、每次不超过 72 小时免考。

整体要求考核总分每月不超过 500 分。

(二) 新能源短期预测

风电场、光伏电站向电力调度机构报送的短期(次日零时到未来 72 小时)预测曲线,应满足风电场不超过 25%、光伏电站不超过 20%的预测偏差,对于超出预测偏差范围的预测曲线,根据偏差积分电量,参照不同时段对应的考核分值,计算考核量。

根据预测数据对实时调度影响的程度不同,对每日报送数据中的 D-1、D-2、D-3 预测曲线,在计算得到对应曲线考核量后,按照不同权重进行加权,进而得到该日短期预测的考核总分。

(1) 预测偏差计算及考核点的确定

预测曲线偏差计算公式:

$$E_i = \frac{P_i^r - P_i^n}{P_i^r} \times 100\%$$

其中: i 是点数;

n 是 96 点(每日预测数据包含 96 个数据点);

P_i^n 是第 i 点可用功率预测值;

P_i^r 是第 i 点的实际功率。

免考核条件:出力受限时段,与之对应的预测数据不予考核;风电场 E_i 绝对值小于 25%、光伏电站 E_i 绝对值小于 20%的预测点不予考核。

当 P_i^r 与 P_i^n 均在装机容量的 3% 以内，则不予考核。

(2) 偏差积分电量计算

每日预测数据包含 96 个数据点，单一预测点偏差积分电量计算公式：

$$\text{风电: } D_j = \begin{cases} 0.25(P_j^n - 1.25P_j^r) & (P_j^n > 1.25P_j^r) \\ 0 & (0.75P_j^r \leq P_j^n \leq 1.25P_j^r) \\ 0.25(0.75P_j^r - P_j^n) & (P_j^n < 0.75P_j^r) \end{cases}$$

光伏：

$$D_j = \begin{cases} 0.25(P_j^n - 1.2P_j^r) & (P_j^n > 1.2P_j^r) \\ 0 & (0.8P_j^r \leq P_j^n \leq 1.2P_j^r) \\ 0.25(0.8P_j^r - P_j^n) & (P_j^n < 0.8P_j^r) \end{cases}$$

其中： P_j^n 是第 j 点可用功率预测值；

P_j^r 是第 j 点的实际功率。

(3) 不同时段对应的考核分值

出现在不同时段偏差积分电量，参照下表计算考核分值。

	E (风) $\leq -25\%$ E (光) $\leq -20\%$	$-25\% \leq E$ (风) $\leq 25\%$ $-20\% \leq E$ (光) $\leq 20\%$	$25\% \leq E$ (风) $20\% \leq E$ (光)
新能源大发时段	0.05 分/万千瓦时	不考核	0.1 分/万千瓦时
用电高峰时段	0.15 分/万千瓦时	不考核	0.05 分/万千瓦时
其他时段	0.05 分/万千瓦时	不考核	0.05 分/万千瓦时

(4) 短期预测考核分计算

预测的单日曲线考核量计算公式：

$$Q = \sum D_j K_j$$

其中： D_j 为第 j 点的偏差积分电量；

K_j 是第 j 点对应时段考核分值；

单日短期预测考核总分计算公式：

$$M = 0.6Q_{D-1} + 0.3Q_{D-2} + 0.1Q_{D-3}$$

其中： Q_{D-1} 为 $D-1$ 日预测曲线考核量；

Q_{D-2} 为 $D-2$ 日预测曲线考核量；

Q_{D-3} 为 $D-3$ 日预测曲线考核量。

(三) 新能源超短期预测

新能源超短期预测考核指标为新能源场站的超短期预测曲线第 1、2、3、4 小时调和平均数准确率，考核指标标准如下表所示。

	第 1 小时调和平均数准确率	第 2 小时调和平均数准确率	第 3 小时调和平均数准确率	第 4 小时调和平均数准确率
风电	80%	75%	70%	65%
光伏	85%	80%	75%	70%

新能源超短期预测考核分数为第 1、2、3、4 小时调和平均数准确率考核分数之和，调和平均数准确率考核分数为重点时段调和平均数准确率考核分数与其他时段调和平均数准确率考核分数之和。若重点时段（用电高峰时段、新能源大发时段）未达标，每减少 1%按全场装机容量 $\times 0.0015$ 分/万千瓦考核，若其他时段未达标，每减少 1%按全场装机容量 $\times 0.0003$ 分/万千瓦考核。

重点时段调和平均数准确率公式为：

$$E = 1 - 2 \times \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{P_i^r}{P_i^r + P_i^n} - 0.5 \right| \times \frac{|P_i^r - P_i^n|}{\sum_{i=1}^n |P_i^r - P_i^n|} \right)$$

其中： i 是点数；

n 是重点时段总点数；

P_i^n 是第 i 点可用功率预测值；

P_i^r 是第 i 点的实际功率。

当 P_i^r 和 P_i^n 均在装机容量的 3% 以内时，该点不计入误差计算。

其他时段调和平均数准确率公式为：

$$E = 1 - 2 \times \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{P_i^r}{P_i^r + P_i^n} - 0.5 \right| \times \frac{|P_i^r - P_i^n|}{\sum_{i=1}^n |P_i^r - P_i^n|} \right)$$

其中： i 是点数；

n 是其他时段总点数；

P_i^n 是第 i 点可用功率预测值；

P_i^r 是第 i 点的实际功率。

当 P_i^r 和 P_i^n 均在装机容量的 3% 以内时，该点不计入误差计算。

（四）新能源可用功率

新能源理论发电功率指在当前风、光资源条件下，所有发电机组均可正常运行时能够发出的功率；可用发电功率指考虑场内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。可用发电功率的积分电量为可用电量，可用电量的日准确率应不小于 97%，每降低 1% 按全场装机容量 $\times 0.02$ 分/万千瓦考核，若发现谎报、瞒报现象，每次按全场装机容量 10 分/万千瓦考核。

$$P_E = \left(1 - \frac{|E_M - E_T|}{E_M} \right) \times 100\%$$

其中： E_M 为当日新能源场站非限电时段实际发电量；

E_T 为当日新能源场站非限电时段可用电量。

当 E_M 与 E_T 均小于本场站装机满发电量（装机容量*24小时）的3%时，不再对可用电量准确率进行考核。

（五）新能源场站功率预测指标总分不超过100分/万千瓦。

（六）新能源场站完成带电启动试运后应在30天内完成功率预测系统调试，调试期间给予免考核。新能源场站带电启动试运结束前已按要求完成功率预测系统调试的，功率预测系统不再给予30天的免考核时间。

（七）开展电力现货市场试点的地区可视当地现货市场规则对新能源场站功率预测考核标准进行适当调整。

第四十一条 调控机构按其管辖范围对并网水电厂开展水量调度和管理工作的。

（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调度规程有关规定的要求。调控机构按照调度管辖范围负责水库调度运行管理和考核工作。

（二）并网水电厂应严格执行调控机构水量调度指令，未按照要求执行水量调度指令的电厂，一经发现，按500分/次考核。

（三）并网水电厂应做好水调自动化系统（或水情测报系统）的建设管理工作，并保证系统（及相关通信通道）安全、

稳定、可靠，并网水电厂应按规定向调度机构报送水情信息及水务计算结果，并保证传送或转发信息的完整性、准确性、可靠性、及时性，未按要求进行信息上报的电厂，每次按该电厂全厂容量×2分/万千瓦考核。

（四）并网水电厂应根据调度机构要求开展各类数据、报告、总结报送，在发生重大水库调度事件时，及时上报事故报告，对未按要求完成上报的电厂，按照50分/次考核，若因电厂未及时上报水库调度事件造成影响安全的其它后果，按500分/次考核。

第四十二条 调控机构按其管辖范围对并网主体涉及网源协调保护进行技术指导和管理。

（一）并网主体发电机定子过电压保护、转子过负荷保护、定子过负荷保护、失磁保护、失步保护、过激磁保护、频率异常保护、一类辅机保护、超速保护、顶值限制与过励限制、低励限制、过激磁限制等应满足国家、行业等有关规定和具体要求。

（二）并网主体发电机组涉及网源协调保护的相关技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求。

（三）相关保护配置等不满足国家、行业等有关规定和具体要求的，每次每项按1分/万千瓦每月考核。

第四十三条 调控机构按其管辖范围对并网主体设备参数进行管理。

并网主体应严格执行相关调控机构的励磁系统、调速系统、AGC、自动化系统和设备、通信设备等有关系统参数管理规定。

（一）并网主体应按相关调度机构的要求书面提供设备（装置）参数和相关的网源资料，设备（装置）参数应按照国家、行业等标准及调度机构要求进行整定。并网主体改变设备（装置）状态和参数前，应经相关调度机构批准。未按照要求及时提供参数和资料，按照 30 分/月考核；未按照要求进行整定的并网主体，按照 30 分/月考核；对于擅自改变设备（装置）的状态和参数的并网主体，按 200 分/次考核；造成电网事故的，除依据《电网调度管理条例》追究相关责任人责任外，按 500 分/次考核。

（二）新（改、扩建）机组应按规定完成励磁、PSS、调速系统实测建模试验，并于试验完成后 30 个工作日内向相应调控机构提交通过审核认证的相关报告，否则调度可将其视为不具备并网条件，未按规定完成试验并提交报告按每项 10 分/万千瓦每月考核。

（三）新建机组应按规定完成一类辅机高低电压穿越能力验证试验，并于试验完成后 10 个工作日内向相应调控机构提交相关试验报告，否则调度可将其视为不具备并网条件，未按规定完成试验并提交报告按每项 10 分/万千瓦每月考核。

（四）汽轮发电机组频率异常保护应满足《电网运行准则》

中频率异常运行能力的要求；水轮发电机频率异常运行能力应优于汽轮发电机，否则按每项 10 分/万千瓦每月考核。

（五）并网发电机组应满足以下协调关系：励磁系统转子电流过负荷限制与转子过电流保护，遵循转子电流过负荷限制先于转子过电流保护动作的原则；励磁系统 V/Hz 限制与发变组过激磁保护，遵循 V/Hz 限制先于过激磁保护动作的原则；励磁系统低励限制与发变组失磁保护，遵循低励限制先于失磁保护动作的原则；汽轮发电机组还应满足过频保护与汽轮机超速保护控制（OPC）协调关系，遵循 OPC 先于过频保护动作的原则，否则按每项 5 分/万千瓦每月考核。

（六）如因风电场安装的风电机组、光伏电站安装的并网逆变器、新型储能电站安装的变流器及动态无功补偿装置高、低压故障穿越能力以及涉网参数不满足电网安全运行相关技术要求导致发生脱网事故，按照每次 10 分/万千瓦脱网容量考核。

（七）在系统接线或运行方式发生变化，或调控机构下发最新系统母线等值阻抗以及其它需要的情况下，发电企业内部与电网有关的继电保护和安全稳控装置，应按调控机构规定和要求及时校核更改保护定值及运行状态，修编现场运行规定，并向相应调控机构上报备案。无故延期按 50 分/天考核，未及时修编现场运行规定按 20 分/天考核，造成事故的按 500 分/次追加考核。

第四十四条 调控机构按其管辖范围对并网电厂新（改、扩）建设备工作开展技术指导和管理工作。

（一）发电机组在开展新建、改造、扩建工程时，改变了相关设备技术参数的，需按新设备投产流程办理相关接入系统手续。

（二）并网电厂应按调度机构的规定及时上报新（改、扩）建设备相关资料，并按要求完成相关测试、试验，对未按要求完成资料上报的电厂，按照 50 分 / 次考核；对未按要求开展相关试验的电厂，按照 100 分 / 次考核。

第四十五条 本章除新能源功率预测项目外的其他条款中不足 1 天按 1 天计，不足 1% 的按 1% 计。

第十章 考核实施

第四十六条 新能源汇集站的考核，由汇集站各业主按照接入该汇集站的装机容量比例分摊。单机 1MW 及以下小风机为主力机型的风电场的一次调频、AGC、AVC、无功、功率预测管理考核减半处理。

第四十七条 考核的基本原则：全网统一评价标准；按月度以省（区）为单位分别考核。

第四十八条 各级电力调控机构负责其直调发电厂及所属地区调度调管电厂的并网运行管理考核评分工作。

第四十九条 发电厂并网运行管理考核分值折算为电费，每分对应金额均为 1000 元，全部用于辅助服务补偿。考核统计及结算依据《西北区域电力辅助服务管理实施细则》相关规定执行。

第十一章 信息披露与监督管理

第五十条 电力调控机构、并网主体应按照能源监管机构的要求报送相关文件、资料，向并网主体披露相关信息。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。

第五十一条 各级电力调控机构应建立相应的考核技术支持系统，并网主体建设相应配套设施以保证考核顺利实施。

第五十二条 并网主体与电力调控机构、电网企业之间因并网考核、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。其中，并网主体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。

第五十三条 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并网考核情况进行现场检查，电力调控机构、电网企业、并网主体应予以配合。现场检查措施包括：

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；

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；

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。

第五十四条 电力调控机构、电网企业、并网主体违反有关规定的，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。

第十二章 附 则

第五十五条 本细则中涉及到的各种违规情况考核，不作为减免当事人法律责任的依据。

第五十六条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第五十七条 本细则有效期 5 年，国家能源局西北监管局根据实际运行情况适时修订。

第五十八条 本细则自印发之日起模拟运行，正式施行时间另行通知。模拟运行期间按照本细则进行数据统计、模拟考核返还、信息发布，西北区域并网发电厂运行考核管理实际仍执行《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》（西北监能市场〔2018〕66号）《〈西北区域发电厂并网运行管理实施细则〉〈西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉补充规则》（西北监能市场〔2022〕1号）。