

电力辅助服务两个细则的背景、现状与展望

文福拴, IEEE Fellow

浙江大学电气工程学院/海南研究院 教授

IET Energy Conversion and Economics 主编

《电力系统自动化》副主编

Smart Power & Energy Security 副主编

致谢

浙江大学博士生王韵楚准备了本报告的部分内容，特此致谢！

三轮27年（1998-2025）的电力市场改革

- 1998年，第一轮电力市场改革，省级市场，单一购买者模式
 - 国家经贸委《关于深化电力工业体制改革有关问题的意见》（国办发〔1998〕146号），选择上海、浙江、山东、辽宁、吉林、黑龙江六省（直辖市）进行“厂网分开，竞价上网”的试点。
 - 浙江省级电力市场等；浙江省级电力市场自2000年1月1日至2002年12月31日，实际运行三年。
- 2003年，第二轮电力市场改革，国务院5号文件(《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号）要求建立“区域电力市场”，单一购买者模式，后期允许大用户直购电
 - 东北区域市场（因出现32亿元不平衡资金被叫停）
 - 华东区域市场

三轮27年（1998-2025）的电力市场改革

- 2015年，第三轮电力市场改革，《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》
- 2023年12月，山西和广东电力现货市场正式运行；2024年6月，山东电力现货市场正式运行；2024年9月，甘肃电力现货市场正式运行；2025年2月，蒙西电力现货市场正式运行。
- 市场化建设进展明显比预期的慢。

“国有企业**做大**” 与 “电力市场改革”

- 2022-06-13, 人民日报, “**理直气壮**做强做优**做大**国有企业”
- 2023-03-21, 国资委: “**进一步**做强做优**做大**国有资本和国有企业”。
- 2024-09-24, 国资委: “**持续推动**国有资本和国有企业做强做优**做大**”。
- 2025-03-16, 《求是》杂志2025年第6期刊发, 国资委: “**坚定不移**做强做优**做大**国有资本和国有企业”。
- 电力市场改革: 要求发电公司数量大、每家公司的市场份额小(市场占有率指标)
- 国有企业 与 市场竞争: 天然的优势还是劣势?
- 新加坡的电力市场改革: 客观条件很差, 为什么电力市场改革可以成功?
- 中国电力市场改革频繁显现的“症状”:
 - “明目张胆的勾结”与“心照不宣的勾结”
 - 美其名曰: 为了“国有资产保值增值”
 - 恶性竞争

电力市场改革的反思

- 体制：在电源侧的竞争主体中国企占主导地位
- 改革的路径：缺乏立法支持
 - 优点：通过中央和国务院发文的方式实施电力工业市场化改革，灵活性大，发现问题可以快速调整；
 - 缺点：政策反复摇摆，缺乏稳定性，导致市场化改革的进程明显慢于其它国家。
 - 很多国家的电力市场改革从启动到运行一般需要5-10年时间；我们已经用了27年时间，只有山西、广东、山东、甘肃、蒙西的电力现货市场正式运行。
 - 中国电力市场建设节奏：到2025年初步建成，到2030年基本建成。

“弃风弃光”、“风光配储”与“辅助服务市场”

- 国内经常出现“弃风弃光”，国外则很少出现。为什么？
- 行政手段的“风光配储”政策不可持续，广受诟病（该政策已被取消）。
- “弃风弃光”与辅助服务市场
- 辅助服务市场能否先于电力现货市场建立？
 - 曾经是个有普遍争议的问题；认为“不能”的依据：需要电力现货市场为辅助服务市场提供价格信号；
 - 2015年以来的第三轮电力市场改革实践，说明辅助服务市场可先于电力现货市场建立。

辅助服务作为有价商品在中国的发展：

电监市场[2006]42号和43号文件

- 国家电力监管委员会于2006年11月7日发布了《发电厂并网运行管理规定》(电监市场〔2006〕42号)和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场[2006]43号文件)。
- 国家电监会要求6个区域电监局围绕42号和43号文件制定辅助服务的“两个细则”：1) 考核细则 (收取辅助服务费用)；2) 补偿细则 (分配辅助服务费用)。
- 允许6个区域电监局制定不同的细则。
- 电监市场[2006]43号文首次明确了对发电公司提供的几种类型的辅助服务要给予经济补偿。此前，发电公司必须按调度机构要求免费提供辅助服务。

辅助服务作为有价商品在中国的发展：

电监市场[2006]42号和43号文件

- 并网发电厂提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。
- 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。包括一次调频、基本调峰、基本无功调节等。基本辅助服务不进行补偿。
 - 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，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。
 - 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、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。
 - 基本无功调节是指发电机组在规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。

辅助服务作为有价商品在中国的发展：

电监市场[2006]42号和43号文件

- 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**自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动**等。**有偿辅助服务应予以补偿。**
 - **自动发电控制（AGC）。**指发电机组在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度交易机构下发的指令，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。
 - **有偿调峰。**指发电机组超过规定的调峰深度进行调峰，及火力发电机组按电力调度交易机构要求在规定时间内完成启停机（炉）进行调峰所提供的服务。
 - **备用。**是指为了保证可靠供电，电力调度交易机构指定的发电机组通过预留发电容量所提供的服务。备用分为旋转备用和非旋转备用。初期，只对旋转备用进行补偿。
 - **有偿无功调节。**指电力调度交易机构要求发电机组超过规定的功率因数范围向电力系统注入或吸收无功功率所提供的服务。
 - **黑启动。**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发电机组所提供的恢复系统供电的服务。

辅助服务作为有价商品在中国的发展：

电监市场[2006]42号和43号文件

- 从总体上讲，“两个细则”（尤其是“考核细则”）是行政措施，不是市场行为。
- 属于发电公司之间的相互补偿。电网公司负责获取和调度辅助服务，但不涉及利益。
- “考核”和“补偿”细则中的很多参数都是预先确定的。
- “考核”收取的费用与发电机组运行情况有关，是可变的。
- 以“考核”收取的费用为基础的补偿水平自然也是可变的。
- 基于“两个细则”确定的对发电公司的补偿力度总体不足，无法充分引导发电公司提供辅助服务。这样，就无法最大可能的避免弃风弃光。

为什么国外没有调峰辅助服务品种？

- 国家电监会/国家能源局所定义的辅助服务产品中，都包括“调峰”辅助服务。
- 在国外的电力辅助服务市场中，没有“调峰”辅助服务这种品种。原因：**没有必要，“调频”和“备用”辅助服务可以覆盖“调峰”。**
- 在中国，“调峰”是一种主要的辅助服务品种。

“调频”、“调峰”和“备用”之间的相关性与界定

- “调频”、“调峰”和“备用”都是给系统运行提供运行调节服务的，是相关的。
- 电监市场[2006]42号和43号文件对“调频”、“调峰”和“备用”的定义是宏观的、不够明确和具体。
- 围绕电监市场[2006]42号和43号文件精神，在六个区域电力监管局所发布的“两个细则”中，对“调频”、“调峰”和“备用”的具体定义都有所不同。
- 怎样适当界定“调频”、“调峰”和“备用”？
- 要求：覆盖整个调节时间区间，相互不重叠，但要衔接。怎样定义“调频”、“调峰”和“备用”的容量边界？在系统实际运行过程中，怎样计量这三类辅助服务产品的实际调节量？
- 国网能源研究院在2023年的一个项目报告中，认为“调峰”是电能量市场的一种产品，这是一种新的观点，但与国家电监会和国家能源局的定义不一致。

辅助服务两个细则的新发展：

国能发监管规〔2021〕60号和61号文件

- 2021年12月21日，国家能源局发布了《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），分别是以电监市场[2006]42号和43号文件为基础修订的。
- 主要的修订包括：
 - 扩大电力辅助服务新主体。由发电公司扩大到包括新型储能、自备电厂、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、聚合商、虚拟电厂等主体。
 - 规范辅助服务分类。对电力辅助服务进行重新分类，分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务，其中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，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。
 - 丰富电力辅助服务新品种。新增转动惯量、爬坡、稳定切机服务、稳定切负荷服务等辅助服务新品种。
 - 完善用户分担共享新机制。逐步建立电力用户参与辅助服务分担共享机制。

辅助服务两个细则的新发展：

国能发监管规〔2021〕60号和61号文件

- **转动惯量**：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。
- **爬坡(灵活调节产品)**：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（**系统净负荷=系统总负荷-间歇性电源的发电出力**）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。

“调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡”

五种品种的相关性与界定

- 都是给系统运行提供运行调节服务的，是相关的。
- “转动惯量”和“爬坡(灵活调节产品)”：国能发监管规〔2021〕60号和61号文件所定义的两类新的辅助服务产品，都主要是为了解决间歇性可再生能源发电（风电、光伏等）出力波动所导致的系统运行安全问题。
- 随着间歇性可再生能源发电（风电、光伏等）在电力系统中的占比逐步提高，传统的火电机组逐步关停，会导致系统惯量不足，进而引起频率突变和系统的频繁调节（出现频率毛刺）。“转动惯量”就是为了解决这个问题。
- 怎样用市场方式获取“转动惯量”服务？需要明确惯性产品的定义、提供方和需求方、交易机制等。

“调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡” 五种品种的相关性与界定

- **爬坡(灵活调节产品)**: 主要是为了应对间歇性可再生能源发电(风电、光伏等)在电力系统中的占比逐步提高所导致的系统净负荷的快速变化所引起的所谓“鸭子曲线”(峰谷差增大), **属于跨时段的辅助服务品种**, 在美国加州和中部电力市场已经实施了多年。
- 这五种辅助服务产品应该怎样适当界定? 这是一个需要认真研究的重要问题。
 - 要求: 覆盖整个调节时间区间, 相互不重叠, 但要衔接; 也要考虑“爬坡(灵活调节产品)”的跨时段特征。

六个区域能监局对“转动惯量”定义的异同

- 华中、南方、华北和西北区域对于转动惯量的定义相同，华东和东北区域在**基本转动惯量**和**有偿转动惯量**的定义上与其他地区不同，并且东北区域还引入了**虚拟惯量响应**的概念。
- 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。（**华中、南方、华北、西北**）
- 基本转动惯量是指在系统经受扰动时，发电侧并网主体利用发电所必须的旋转设备，根据自身惯量特性提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。**火电、水电、核电**等发电厂提供的转动惯量为**基本转动惯量**。有偿转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体在基本转动惯量外，提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。（**华东、东北**）
- 虚拟惯量响应是指在系统频率突变时，**变速风电机组、光伏逆变器、新型储能电站储能变流器模拟同步发电机组的惯量特性**，通过有功功率的快速控制，提供响应系统频率变化率的快速正阻尼功率调节，阻止系统频率的突变。（**东北**）

华北区域 转动惯量补偿

- 按并网主体进行补偿，并网主体转动惯量性能和参数应满足有关规定和标准的要求，按**并网容量、运行时间**进行补偿。

$$R_{\text{转动惯量}} = P_{\text{容量}} \times t_{\text{运行}} \times Y_{\text{补偿}}$$

P: 主体并网容量 (MW)

t: 并网运行时间 (h)

Y: 补偿标准 0.1元 /MWh

华东区域 转动惯量补偿

- 并网主体利用非发电所必须的旋转设备或可提供惯量响应的非同步设备惯量特性，阻止系统频率突变。火电、水电、核电等发电必须的转子等设备相应转动惯量不予补偿。根据转动惯量、并网时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times \frac{t_{\text{并网时间}}}{t_{\text{月度时间}}}$$

J : 转动惯量

Y : 补偿标准2元/kg·m²·月

华中区域 转动惯量补偿

- 当相关省（市）电网非同步电源渗透率>40%时，对水电、火电、同步调相机给予转动惯量补偿；其他类型并网主体暂不纳入转动惯量补偿。
- （一）根据水电、火电的转动惯量、补偿时间等给予补偿，补偿计算公式如下：

$$J = \frac{10^6 \times P_n \times T_J}{(2\pi f)^2}$$

J : 转动惯量

Y : 补偿标准1元/kg·m²

M : 一次调频合格率不小于75%时取1

$$C_{\text{补偿}} = M \times J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

- （二）根据同步调相机的额定容量、补偿时间等给予转动惯量补偿，补偿计算公式如下：

$$C_{\text{补偿}} = S_n \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

S_n : 额定容量

Y : 补偿标准100元/MVar

东北区域 转动惯量补偿

- 电力调度机构调管范围内的风电、光伏和新型储能，为系统提供满足《东北区域电力并网运行管理实施细则》附件6 技术指标的惯量响应服务，可以获得相应补偿。惯量响应服务按场站计量。考虑到存量机组改造时间，自本规则正式执行6个月后，风电、光伏和新型储能惯量响应开始补偿。
- 参与虚拟惯量响应服务补偿的新能源场站，根据实际月度上网电量按照50元/万千瓦时进行补偿。
- 参与虚拟惯量响应服务补偿的新型储能，根据装机容量按照月度0.8万元/万千瓦进行补偿。
- 有偿惯量响应服务所需补偿费用由不具备惯量响应功能的风电、光伏、新型储能、电力用户分摊。

南方区域 转动惯量补偿

- 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：

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

$E_k(i)$ ：并网机组*i*的动能（MW·s）

$R_G(i)$ ：并网机组*i*的惯量补偿系数（s）为 $R_G = E_k / P$ ，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 ：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 ：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_g ：转动惯量补偿标准，目前取0.0054元/MW·s²·h。

T ：并网主体补偿时间（h）。

P_{asy} ：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， $P_{asy}=10$ 。

西北区域 转动惯量补偿

- 在非同步电源（风电、光伏等电力电子化并网电源）发电占比较高时，对在低负荷运行，为系统提供转动惯量的水（含抽蓄）、火电机组（含光热）、分布式调相机（不含通过政府相关部门核定的输配电价等固定方式实现成本回收的分布式调相机）等同步并网设备及具备惯量支撑能力的新能源、储能等电力电子化并网设备提供相应补偿。
- 同步并网类主体转动惯量补偿规则如下：（同南方区域）

$$F_G = E_K(i) \times [R_G(i) - R_K] \times R_t \times R_S \times T \times P_{asy} \quad \text{补偿标准: } 0.0005 \text{分} / \text{MW} \cdot \text{s}^2 \cdot \text{h}$$

- 具备惯量响应功能的电力电子化并网类主体（构网型电化学储能、飞轮储能等）惯量补偿由额定装机容量及全网非同步电源发电电力占比决定。全月非同步电源发电电力占比超过50%、60%、70%，且西北全网火电机组平均负荷率低于50%的积分时长达到30小时，每万千瓦容量分别补偿3分、5分、7分。（1分=1000元）

六个区域能监局对“转动惯量”补偿的异同

区域	补偿主体	补偿影响因素	补偿标准
华北	性能满足要求的所有并网主体	机组容量、运行时间	0.1元 /MWh
华东	非发电必须的旋转设备或非同步设备（火电、水电、核电不补偿）	转动惯量、并网时间	2元/kg·m ² ·月
华中	水电、火电、同步调相机	水电、火电：转动惯量、并网时间 同步调相机：额定容量、补偿时间	水电、火电：1元/kg·m ² 同步调相机：100元/MVar
东北	参与虚拟惯量响应服务的风电、光伏、新型储能	风电、光伏：月度上网电量 新型储能：装机容量	风电、光伏：50元/万kWh 新型储能：0.8万元/万kW
南方	水电、火电、核电、同步调相机、抽水蓄能	动能、惯量补偿系数、准入门槛、补偿时间、惯量稀缺系数	0.0054元/MW·s ² ·h
西北	同步：水（含抽蓄）、火电机组（含光热）、分布式调相机 非同步：新能源、储能等	同步：同南方区域 非同步：装机容量、非同步电源占比	同步：0.5元/MW·s ² ·h 非同步：300-500元/万kW

六个区域能监局对“爬坡”定义的异同

- 华中、南方、华北区域对于爬坡的定义相同，华东和东北区域规定了调节速率需超过1.5%（含1.5%）额定容量/分钟，西北区域明确提及同时应对新能源及负荷波动，并详细说明了发电主体需通过自动发电控制装置响应区域控制偏差，按照一定调节速率实时调整有功功率。
- 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。（华中、南方、华北）
- 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，调节速率超过1.5%（含1.5%）额定容量/分钟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。（华东、东北）
- 爬坡是指为应对新能源及负荷波动，具备较强调节能力的并网主体能够通过自动发电控制装置自动响应区域控制偏差，按照一定调节速率实时调整有功功率，以维持系统功率平衡所提供的服务。（西北）

华中区域 爬坡辅助服务补偿

- 电力调度机构应根据系统安全需要，合理确定爬坡并网主体。满足爬坡性能指标要求的并网主体参与爬坡辅助服务可获得爬坡辅助服务补偿费用。
- 具备向上或者向下爬坡能力的并网主体，按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿计算公式如下：

$$C = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡预备补偿}} + M_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

M : 实际爬坡里程

t : 爬坡预备时间，取0.5h

Y : 爬坡预备补偿标准取35元/MWh；爬坡补偿标准取15元/MWh

B : 速率及精度满足要求取1

n : 爬坡次数

华东区域 爬坡辅助服务补偿

- 补偿条件：电力调度机构提前30分钟以上，要求并网主体预留向上爬坡或者向下爬坡能力，并网主体爬坡能力超过1.5%额定容量/分钟，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。
- 补偿费用：根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum^n \left(L_i \times t \times Y_{\text{爬坡准备补偿}} + L_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \right)$$

L : 实际爬坡里程

t : 爬坡预备时间，取1h

Y : 爬坡预备补偿标准取50元/MWh；爬坡补偿标准取15元/MWh

n : 爬坡次数

东北区域 爬坡辅助服务补偿

- 补偿条件：电力调度机构提前30分钟以上，要求并网主体预留向上爬坡或者向下爬坡能力，并网主体爬坡能力超过1.5%额定容量/分钟，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。
- 补偿费用：根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum^n \left(L_i \times t \times Y_{\text{爬坡准备补偿}} + L_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \right)$$

L : 实际爬坡里程

t : 爬坡预备时间，取1h

Y : 爬坡预备补偿标准取40元/MWh；爬坡补偿标准取10元/MWh

n : 爬坡次数

- 爬坡服务所需补偿费用由并网新能源场站及电力用户分摊。

西北区域 爬坡辅助服务补偿

- 对参与电网自动联络线调节的常规火电、水电机组提供的爬坡辅助服务进行补偿。
- 爬坡容量指机组在跟踪联络线模式下，AGC 单元每次响应AGC 控制指令后结束时的实际出力值与响应指令时的出力值之差的绝对值。某时间段内的总爬坡容量为该时间段内AGC单元正确响应AGC 控制指令的爬坡容量之和，AGC 出现反向调节应不予补偿。计算公式为：

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

D_j : AGC 单元第 j 次的调节功率，单位为兆瓦
 n : 调节次数。

西北区域 爬坡辅助服务补偿

- 综合爬坡性能指标 (k)，用于衡量AGC 单元响应AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 (k_1)、响应时间 (k_2) 和调节精度 (k_3) 三个因子。
 - 调节速率 k_1 ：指AGC单元响应AGC控制指令的速率， $k_1 = \text{AGC 单元实际速率} / \text{标准调节速率}$ ，其中标准调节速率按火电、水电各自标准。
 - 响应时间 k_2 ：指AGC单元响应AGC控制指令的时间延迟， $k_2 = 1 - (\text{AGC单元响应延迟时间} / 5\text{min})$ ，AGC单元响应延迟时间指AGC单元AGC动作与AGC单元接到AGC命令的延迟时间。
 - 调节精度 k_3 ：指AGC单元机组响应AGC控制指令的精准度， $k_3 = 1 - (\text{AGC单元调节误差} / \text{AGC单元调节允许误差})$ ，其中，AGC单元调节误差指AGC单元响应AGC控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量，AGC单元调节允许误差为其额定出力的1.5%。
 - 综合爬坡性能指标 k ：指AGC单元响应AGC控制指令的综合性能表现， $k = 0.2 \times (3 \times k_1 + k_2 + k_3)$ ，不同时间周期内AGC单元综合爬坡性能指标 k 的算术平均即对应统计周期内的综合爬坡性能指标 k 。

西北区域 爬坡辅助服务补偿

● 非第一调频厂爬坡补偿计算方式

- 爬坡补偿以1小时为一个单位周期进行统计。AGC 单元爬坡收益计算公式如下：

$$\sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_t \times k_d^{i,t})$$

T: 爬坡辅助服务的单位计算周期数

D: 市场主体*i*在*t*时段的爬坡容量

p: 单位计费周期*t*内的爬坡补偿分数，暂定为0.15 分/万千瓦

k: 综合爬坡性能指标平均值

● 第一调频厂爬坡补偿收益计算方式

- 爬坡补偿以1小时为一个单位计费周期进行统计。调频机组综合爬坡性能需满足 $k \geq 0.6$,若不满足爬坡性能要求，则不予补偿。AGC 单元爬坡收益计算公式如下：

$$\sum_{t=1}^T (S_t \times p_t)$$

T: 爬坡辅助服务的单位计算周期数

p: 时段*t*投入第一调频模式的机组容量

S: 第一调频厂单位周期补偿分数，暂定为0.005分/万千瓦

南方区域 爬坡辅助服务补偿

- 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。

华北区域 爬坡辅助服务补偿

- 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国家能源局华北监管局同意后，启动相关省（区）爬坡辅助服务，并合理给予爬坡辅助服务提供主体补偿。

山东电力爬坡辅助服务交易规则（试行）

（2024年3月1日起正式执行）

- 爬坡辅助服务市场根据开展时间分为日前交易和日内交易。现阶段爬坡辅助服务市场采用日前申报、日内实时市场出清的方式，仅开展日内交易组织，并与实时电能量市场联合出清。
- 申报信息：爬坡服务速率（不报价）；交易标的：爬坡服务容量
- 需求确定：t时段上（下）爬坡需求=t时段系统净负荷向上（下）变化量+t时段负荷预测误差上（下）限+t时段新能源出力预测误差下（上）限。
- 出清规则：基于实时市场出清安全约束经济调度（SCED）模型，增加爬坡相关变量和约束

$$\min \text{原目标函数} + M_r \sum_{t=1}^T [Slack_{urc,t} + Slack_{drc,t}] \quad \text{s.t.} \begin{cases} \sum_{i=1}^N urc_{i,t} + Slack_{urc,t} \geq FRP_t^{up} & t=1 \cdots T \\ urc_{i,t} \leq R_i^{up} & i=1 \cdots N, t=1 \cdots T \\ MCP_t^{urc} = \lambda_t^{urc} \end{cases}$$

- 补偿标准：按中标容量和出清价格结算 $F_i^C = \sum_{t=1}^{96} F_{i,t}^C = \sum_{t=1}^{96} MCP_{i,t}^{urc} \cdot urc_{i,t}^* + \sum_{t=1}^{96} MCP_{i,t}^{drc} \cdot drc_{i,t}^*$

六个区域能监局对“爬坡”辅助服务补偿的异同

区域	补偿主体	补偿影响因素	补偿标准
华中	性能满足要求的所有并网主体	爬坡准备时间、爬坡里程	准备时间0.5h、预备补偿35元/MWh、爬坡补偿15元/MWh
华东			准备时间1h、预备补偿50元/MWh、爬坡补偿15元/MWh
东北			准备时间1h、预备补偿40元/MWh、爬坡补偿10元/MWh
西北	参与电网自动联络线调节的常规火电、水电	非第一调频厂：爬坡容量（即爬坡里程）、性能指标-调节速率、响应时间、调节精度 第一调频厂：机组容量、性能指标（作为门槛）	非第一调频厂：0.15分/万千瓦 第一调频厂：0.005分/万千瓦
南方	暂不启动		
华北			

国家能源局：《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》

2024年10月8日发布

- 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，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。
 - 没有包括“转动惯量”。
 - “转动惯量”只能采用“辅助服务两个细则”获取和补偿？
- 有功控制服务品种包括：调峰服务（仅限于现货市场未连续运行地区）、调频服务、备用服务、爬坡服务等。
- 调峰服务是指运营主体根据调度指令跟踪系统负荷及新能源出力变化，调减发电出力（包括设备启停），为其他主体提供发电空间的服务。

国家能源局：《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》

2024年10月8日发布

- 调峰服务费用根据市场竞争确定的出清价格和中标调峰出力计算，或出清价格和启停次数计算。
- 调频服务费用为调频里程、性能系数、出清价格三者乘积（**没有调频容量费用？**）。
- 备用服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。
- 爬坡服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。

“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则：合理吗？

- 按照“谁提供、谁获利”的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。这没有争议。
- 辅助服务市场费应按照“谁受益、谁承担”原则，结合电力现货市场建设情况，综合考虑经营主体和用户承受能力，建立辅助服务费用传导机制。对这点有不同意见。
- “谁引起、谁承担”似乎更为合理

需求侧响应 与 辅助服务：区别与联系

- 需求侧响应：不是一个新概念，比“辅助服务市场”的提出早20年左右。
- 需求侧响应可以采用行政手段获取，如采用邀约的方式，但很难确定合适的价格水平；也可以采用市场竞价方式。
- 在需求侧可以参与电力市场特别是辅助服务市场的情况下，按用户响应的速度和容量，可考虑参与不同类型的辅助服务（调频、调峰、备用等）。
- 不需要同时研究需求侧响应和辅助服务的获取机制。
- 品种齐全且适当界定的辅助服务市场是提升对间歇性新能源发电消纳能力、避免“弃风弃光”的有效途径。

谢谢！
欢迎批评指正！