

# 新能源大基地风光储接入系统安全性分析及解决方案

王栓虎 薛标文 刘建宇

(北京京能清洁能源电力股份有限公司内蒙古分公司)

**摘要:** 随着全球能源结构的转型与可再生能源的快速发展, 风能和光伏能作为新能源的重要组成部分, 正被广泛应用于电力系统中。特别是新能源大基地的建设, 将风光储接入系统作为核心组成部分, 承载着大规模清洁能源的输送和分配任务。然而, 这种大规模的新能源接入也带来了新的挑战, 其中最为突出的是系统的安全性问题。新能源大基地的风光储接入系统在运行过程中, 面临着来自多方面的安全隐患, 包括电力负荷的波动、设备故障、数据通信的安全性问题, 以及潜在的网络攻击等。这些问题不仅影响系统的稳定性, 还可能对电力供应的可靠性和安全性构成威胁。因此, 对新能源大基地风光储接入系统的安全性进行深入分析, 探讨其面临的主要风险并提出有效的解决方案, 显得尤为重要。本文将系统地分析风光储接入系统在实际运行中的安全隐患, 结合具体案例提出改进措施, 以期提高系统的安全性和可靠性, 为新能源的稳定利用提供科学支持。

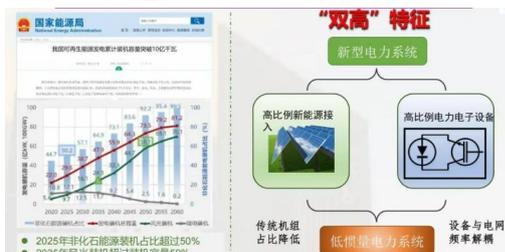
**关键词:** 新能源; 风光储; 接入系统; 安全性分析; 解决方案; 电力系统

**中图分类号:** TD 91

## 一、背景及趋势

当前, 随着沙戈荒大能源基地开发、海上风电开发、分布式光伏发展, 光伏、风电等可再生能源有序取代传统能源, 并逐步构建成清洁低碳、安全高效的新型能源体系。2023年, 全国新增风光等新能源装机 2.93 亿千瓦。截止 2024 年 3 月底, 全国发电装机容量 29.9 亿千瓦, 其中太阳能发电装机容量 6.6 亿千瓦、风电装机容量 4.6 亿千瓦风光装机总容量达到 11.2 亿千瓦。预计“十四五”全国新能源装机超过 15 亿千瓦。

传统以同步发电机为主体的电力系统, 也将向高比例新能源、高比例电力电子装备的“双高”新型电力系统转变。针对新能源大基地项目, 电网供应随机负荷比可控电源供应随机负荷要难得多。较长的输电线路, 大面积使用的风电变流器、光伏逆变器、SVG 无功调节设备, 也将会极大降低电力系统惯量, 惯量不足将可能引发严重的频率问题。



目前, 针对新能源接入系统时, 负荷低谷期发电量过剩, 负荷高峰期发电量不足, 储能几乎成为唯一的解决途径, 储能调节负荷波峰波谷能量缺口, 储能系统是负荷柔性可调节的关键支撑。

## 二、风光储接入系统安全性分析

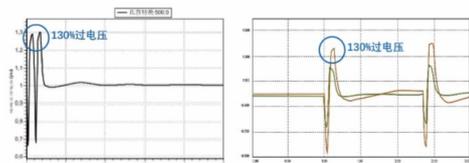
因为新能源具有低可控和低转动惯量等特性, 随着其渗透率的不断提升, 发生故障时传统新能源系统无法像同步发电机组一样, 主动进行电压和频率支撑, 越来越难以适应新型电力系统发展的要求, 给电力系统的安全

全稳定运行带来了极大挑战。

### 1. 高压直流传输加剧送端暂态过电压

特高压直流输电是我国能源“西电东送”战略的重要载体, 随着清洁能源大基地的规模化发展, 高比例新能源经特高压直流外送需求不断提高。然而, 受特高压直流系统换相失败等故障的影响, 送端电网容易产生暂态过电压问题。在高比例新能源的弱同步支撑环境下, 同步电源不足, 使得新能源无功响应特性对并网点电压分布的影响增大。相比同步机组的瞬时稳压功能, 传统的风机、光伏电站由于故障穿越过程中的无功响应速度较慢、调压能力较弱, 导致直流换相失败期间不仅无法有效抑制暂态过电压, 反而会因控制时延导致无功反调、加剧并网点过电压问题, 制约了新能源发电的接入与消纳能力。

我国目前已积累了丰富的特高压直流输电工程的建设与运营经验, 其中, 青豫、天中、鲁固等工程均因暂态过电压的问题使得发电能力受限。以鲁固直流为例, 仿真结果表明, 在新能源大发、直流换相失败时, 送端电网首先进入低电压状态, 新能源机组会进入低电压穿越工况发出无功; 直流控制策略调整后, 送端无功过剩将导致其进入高电压状态, 但新能源设备无法立即吸收无功, 将进一步抬高过电压水平, 最终过电压可能达到 1.3p.u. 以上, 导致风电、光伏设备过电压脱网。



### 2. 交流电网远距离传输导致系统电压不稳定

以新能源为主的送出经交流电网进行远距离输送后, 当无功功率不能满足系统需求时, 会造成系统电压

不稳定。尤其是当交流输电线路故障时，由于阻抗突增，导致输电线路的传输极限下降。同步机组具备瞬时稳压功能，同时能够维持相位不突变，因此在交流线路故障时具备较强的无功功率和有功功率控制能力，以维持PV曲线运行在电压稳定区。

常规新能源电站在运行过程中一般只控功率不控相位，且无主动调压的能力，这就导致在交流线路发生故障的瞬间，无法进行必要的有功功率和无功功率控制。当新能源输送容量超过一定限值时，造成系统电压稳定裕度不足，容易引发“电压崩溃”的现象。为了维持电压稳定性，系统需要限制光伏电站送出功率不超过静态稳定极限，从而限制了新能源的送出能力。

### 3. 新能源送端低惯量系统导致频率稳定控制难度加大

新能源大规模集中接入和特高压直流的大规模应用，导致送端逐步从以机械电磁系统为主的传统电力系统，向含高比例电力电子器件的新型电力系统转变，系统惯量不断降低。同步机组在系统受到有功扰动时，由于发电机转子轴系可提供强大的惯性支撑系统不失步，瞬时响应系统有功不平衡，从而保持系统频率稳定。而低惯量系统由于出力不确定性强、有功功率支撑能力弱，频率稳定问题日益突出。

比如英国在当地时间2019年8月9日下午5点左右，就发生大规模停电事故。事故起源于雷击造成线路停运，导致霍恩风电场意外脱网及小巴福德电站燃气机组的意外停机，超过了电网的频率调节能力。事故前根据英国电网惯量（ $H=210\text{GVA}\cdot\text{s}$ ）计算出频率变化率为 $0.135\text{Hz/s}$ ，触发了部分新能源的保护启动阈值导致进一步脱网，扩大了事故范围。最终造成频率下降到 $48.8\text{Hz}$ ，触发了低频减载动作，使得英格兰与威尔士大部分地区停电，约有100万人受到停电影响。

### 4. 多种功率调节设备的共同作用引发宽频振荡问题

随着新能源比例的不断提高，电力电子设备之间及其与电网之间由于多种功率调节设备的共同作用，可能在更宽的频带上产生弱阻尼甚至负阻尼现象，引发电气量随时间周期产生波动，从而导致宽频振荡问题。同步机组的振荡一般由励磁控制系统振荡、调速系统振荡、轴系扭振荡等引起，振荡频率主要为低频振荡和次同步振荡。大规模新能源并网后，由于电力电子设备存在多种控制模式，系统振荡问题将更加复杂，如：常规新能源通过交流远距离送出时，存在因系统阻尼不足而导致的低频振荡问题；为适应交流远距离输电场景，串联电容补偿装置成为提高输电能力的重要技术，串补激增和电力电子设备间的相互作用容易引发次同步振荡问题。例如，2015年以来，中国新疆哈密地区也频繁出现风电机组参与的次同步振荡，频率在 $20\sim 40\text{Hz}$ 内变化，次同步振荡功率穿越多级电网，甚至激发汽轮机组轴系扭振

和特高压直流功率骤降的事故。

### 5. 新能源孤岛运行可靠性和稳定性不足

我国电力系统经历多年快速发展，供电可靠性已达到国际先进水平，全年无中断供电已成为社会各界的普遍体验。个别较发达国家因为设施老旧、维护不当、人员短缺等问题，机组故障率逐年恶化，在部分区域供电量甚至不足需求量的60%，每天停电6-10小时。在此背景下，从可靠性与经济性角度考虑，采用风储、光储等新能源供电成为改善电力供应的新选择。

长期以来，风电、光伏发电系统作为对同步发电机组的补充，不主动承担电力系统中的扰动。而对于以新能源为主孤岛电网，抗扰是新能源无法逃避的责任。从传统电力系统的角度，新能源孤岛系统具有低惯量、低短路容量的特点，维持稳定的频率和电压是首当其冲的挑战。不仅如此，风电、光伏采用电力电子变换器作为发电单元，向系统引入了复杂的交-直耦合问题。例如交流电压的异常波动由于缺乏隔离，窜扰至直流侧导致交直流功率控制矛盾，从而引发大面积脱网；电网投入感性电机、变压器类负载或者电网短路扰动期间会产生大量谐波，干扰直流电压控制，也可能造成大面积的脱网事故；风电、光伏等新能源单机容量较小，系统异常停电后难以快速黑启；IGBT过流能力弱，发电单元暂态功角特性缺乏普适定义，从而导致系统内发电站运行失步等等。

## 三、解决方案

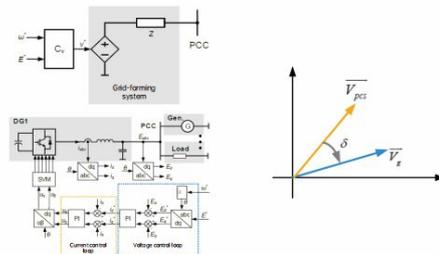
新能源发电系统与传统的同步发电机组系统有着很大的不同，只有解决了存在的不足，新能源系统才能健康稳定运行。

### 3.1 电压稳定重构

同步机组具备暂态特性，在故障瞬间维持内电势不变，可瞬时发出或者吸收大量的无功；同步机组还具备暂态特性，在系统发生严重故障导致电压大幅跌落时，励磁系统进入强励状态，可为系统提供紧急无功电压支撑。在新能源高渗透率下，电压稳定问题突出，需要重构电压主动支撑能力

#### (1) 电压构建技术

借鉴同步机组的电压建立过程，通过输入给定的电压和相位，以实现从传统的电流控制向电压控制的转变，因此在电力系统中的外特性表现为电压源，能够具备电压构建的能力。



## (2) 大电流暂态支撑技术

同步机组由于次暂态电抗、暂态电抗较小,同时定、转子具备一定的过载能力,因此在故障期间可以立即发出额定容量数倍的无功功率支撑电网。而电力电子设备基本不具备过流能力,因此常规的风光储系统在故障穿越期间只能提供约等于额定电流的无功电流。这就风储、光储、或者是 SVG 需要快速响应,并提供大电流暂态支撑。

### 3.2 频率稳定重构技术

同步机组具有较大的转动惯量,通过对机械转矩的调节,可瞬时发出或者吸收大量的有功功率,提供响应系统频率变化率的短时有功功率支撑;同步机组还具备调速系统,通过调频器实现对电网频率偏差的响应,在系统发生严重故障导致频率大幅跌落时,同步机组进行一次调频,提供响应系统频率偏差的持续有功功率支撑。在新能源高渗透率下,电网的惯量和一次调频能力都在不断下降,频率稳定问题突出,需要重构频率主动支撑能力。

#### (1) 虚拟惯量支撑技术

通过给定系统虚拟转动惯量  $J$  和阻尼系数  $D$ ,从控制策略上模拟同步机组的机械运动方程,而风储、光储中的变流器可等效为发电机,从而实现同步机组两阶模式的等效。系统频率变化通常由不平衡功率冲击引起,在此过程中,系统也将感受到不平衡功率的作用,在不平衡转矩的作用下,主动快速将转子动能的变化以电磁功率的形式注入电网,实现对系统的惯量支撑。

#### (2) 主动快速一次调频技术

风电、光伏的一次调频响应可通过模拟同步机组的调速器,通过检测频差计算机械功率的偏差指令,实现有功功率和系统频率的下垂控制。目前部分国家和地区已经出台了相关构网型控制技术对于功率振荡抑制的要求,如欧洲部分光储系统并网需要提供 0.3~2Hz 的有功 POD 和无功 POD 能力。无论是低频振荡、次同步振荡还是超同步振荡,核心是需要提供可控阻尼形成功率振荡抑制的功能,以应对高比例电力电子设备接入带来的宽频振荡风险。

### 3.3 大批量黑启动技术

黑启动指在整个电力系统因外部或内部故障停运进入全部失电状态后,仅通过系统内部具有黑启动能力的电源,进而带动电力系统内部无黑启动能力的电源,逐步扩大系统的恢复范围,最终重启电力系统直至恢复全部供电的过程。

传统发电厂中,单台发电机组普遍容量较大,一台机组黑启动以后通常足以带动大范围的变压器、线路以及厂用电负载,因此就黑启动过程中的电气过程而言,操作相对简便。对于储能系统,由于通常其受控的最小子阵容量仅 2.5~6MW,单一储能子阵功率太小。任何负载

投入或者变压器投入,都很容易导致过载使得系统再次崩溃。因此对于 10MW 以上的孤岛电网,多个储能子阵必须要实现同步黑启,一次性提供足够大的容量,才能够为后续的负载和机组投入提供基础。

实现多个储能子阵的同步黑启需要克服两个主要挑战,一是电压建立的同步性,二是应对变压器和负载投入造成的冲击。黑启动过程中,各个储能 PCS 以电压控制为目标,但由于指令同步性以及电压控制精度的问题,各个 PCS 建立电压的过程并不完全一致,而是容易出现压差。由于储能子阵内部、子阵之间电气距离较短,微小的压差就容易产生比较明显的环流,从而导致 PCS 过流关机。

### 3.4 100%电力电子系统故障穿越技术

在常规并网新能源场景中,故障穿越往往是实现技术复杂度最高,对电力系统运行裕度影响最大的环节。对于 100%新能源孤岛电网也是如此,但 100%电力电子系统中故障穿越的内涵和挑战要比并联大电网场景下丰富、严峻得多。

#### 3.5 主动谐波抑制技术

传统电力系统主要通过谐波电流控制,减少向电网注入谐波电流。然而在弱电网运行环境下,多个新能源电站接入同一并网点(PCC)会增大 PCC 节点谐波电流,同时由于系统谐波阻抗变大,导致谐波电压不断增大。因此,现有的谐波电流控制方式只能尽量避免恶化电网谐波电压,而并不能改善电网谐波电压。

面对防止电力系统出现故障的电压构建、频率稳定、黑启动、故障穿越、主动谐波抑制等技术,新能源因单台机组体量小、无功支撑能力不足、传输距离远、线路阻抗计算复杂等问题,难以整体协同控制,根本无法保障电力系统稳定。大规模储能系统的接入,不仅能在在电力需求低时储存能量,在需求高时释放能量,来解决风电和光伏发电的间歇性和不稳定性问题,更重要的作用是通过储能系统的大能量支撑,可以重构电源结构和功能。如构建构网型风储、光储系统,通过控制释放直流侧风光储系统能量,将其等效为同步机惯量机械能或阻尼能量,提供惯量响应与振荡抑制,使系统具备更好的频率支撑和惯量支撑能力;在电压支撑方面,系统通过功率同步控制机制,自行构建交流侧电压幅值与相位,增强电压支撑能力。

## 四、结论及展望

以风电、光伏发电为主的新能源装机占比呈逐年上涨趋势。维持电网稳定性的难度也逐渐加大,电网作为一个巨大的惯性系统,需要时刻保持惯性和有功功率平衡。火电机组逐渐退出历史舞台,水电机组因受季节影响较为严重,现有的新能源机组基本不具备惯量支撑能力,因为电网的稳定运行遭受严峻考验。

面对挑战,亟需建设友好型智能电网以完成能源系

统的智能化整合，为应对这一挑战，确保电力系统的安全稳定运行，构网技术应运而生。而通过“构网+储能”的模式，能够有效提升电网的稳定性和新能源的消纳能力。构网型储能主要在于虚拟同步机（VSG）对储能蓄电池的电压输出控制，能够自主设定电压参数，输出稳定的电压与频率，增强电力系统的稳定性。大规模储能搭配虚拟同步技术可显著提升电网的转动惯量和阻尼率，有效缓解电网运行中的波动问题，从而为建设友好型智能电网奠定坚实基础。

构网型储能技术作为一种新兴技术，正在逐步取代传统的跟网型储能技术、SVG、调相机，具有广阔的应用前景和重要的战略意义。通过这些创新技术的引入和大批量应用，有利于维护电网稳定性，促进新能源消纳以及支持电网智能化管理。通过不断的技术创新和优化，构网型储能技术有望在未来的电力系统中发挥更加重要的作用，为实现能源结构转型和电网稳定运行提供坚实的技术支撑。三

#### 参考文献：

[1]郝木凯.风光储系统物理建模技术研究[D].合肥工业大学,2012.DOI:10.7666/d.Y2177458.

[2]蔡梦路.含高比例新能源的孤网直流供电系统受端频率控制研究[D].华北电力大学(北京),2023.

[3]魏亮,黎皓,李双良.风光储一体化项目技术经济性分析与研究[J].风力发电,2022(5):1-7.

[4]李明轩,范越,汪莹,等.新能源大基地风光储容量协调优化配置[J].电力自动化设备,2024(003):044.

[5]张明理,王璐,徐建源,等.风光储联合发电系统复合控制策略研究[J].2022.DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2018.01.010.

王栓虎，男，1980年8月16日，汉，中国，研究方向：电力设备并网运行技术、电气安装调试技术。

薛标文，男，1974年12月14日，汉，中国。研究方向：电力设备并网运行技术、电气安装调试技术。

刘建宇，男，1996年1月，汉族，研究方向，内蒙古通辽市新能源发电