

智能电网各项功能的实现

益阳电力勘测设计院有限公司 谭嘉图

智能电网被形象比喻为电力系统的“中枢神经系统”，智能电网各项功能的实现，有赖于在完善各项基础技术的基础上，将其有效应用到电网运作的各环节，实现分散控制和集中控制的协调。本文从智能控制中心、智能变电站、智能线路、智能保护系统、智能需求侧管理等5个角度介绍智能电网的功能。

智能控制中心

随着电网的发展，电网控制中心装备的系统种类不断增多，从调度自动化系统(SCADA/EMS)到电能计量系统(TMR)各类系统的有机配合，使控制中心成为电网运行不可或缺的“大脑”。然而面对日益复杂的电网和不断新增的系统，传统的电网控制中心已无法满足监控电网、维护电网安全的需要。中国输电网对控制中心提出的主要挑战如下：

①特高压电网调度和控制：随着举世瞩目的特高压骨干电网建设的快速推进，未来中国互联电网的运行特性将发生深刻变化，各级输电网的联合调度和控制将是一项重大挑战，在世界上无先例可循。

②大型风电基地接入后的调度和控制：中国计划将建成若干个千万千瓦级的风电基地，这些大容量、间歇性的绿色电源接入后，输电网的调度和控制同样是一项重大挑战。

③控制中心信息可靠性：输电网控制中心自动化程度越来越高，功能也越来越复杂，导致对信息基础的依赖达到了一个前所未有的高度，现有信息基础存在可靠性等瓶颈问题，亟待突破。

④输电网和控制中心的运行风险：输电网互联规模的扩大，电力设施的老化，以及各类自然灾害(台风、地震、冰灾等)频发，致使输电网及其控制中心的运行风险

不断加大。

智能控制中心(SCC)是现有的EMS、DMS、SCADA、虚拟电厂(virtual power plant)等技术的再升级和结合。中国智能输电网的SCC的概念，必须即具备可靠、弹性、协调、绿色、高效和智能等特征，其特征分析如下：

①可靠(Reliability)：指信息基础的高可靠性和控制中心自身的强自愈能力，是控制中心决策可靠性和正确性的基础保证；

②弹性(Resilience)：提高防御严重事故、自然灾害和人为打击的能力，提高电网和控制中心自身的风险防范意识和风险决策能力；

③协调(Coordination)：解决国家、区域、省等多级控制中心的协调控制问题，支持未来全国跨区特高压骨干网的可靠高效运行；

④绿色(Green)：支持接入风能和太阳能等绿色能源，解决中国大规模风电基地接入后的电网调度和控制问题，节约能源，降低CO和污染物排放；

⑤高效(Efficiency)：支持分步、自治的控制决策，支持综合PMU信息和RTU信息的协调控制决策，提高对电网事故扰动的快速反应和决策能力；

⑥智能(Intelligence)：具备机器自学和自适应能力，降低快速发展中的巨型复杂输电网的运行调度对人工经验的依赖。

智能变电站

智能变电站系统可分为站控层、间隔层和设备层，各层之间的联系均采用光缆。智能变电站系统融入了现代计算机技术、现代通信技术、光电技术及具有丰富运行经验的GIS技术、测控技术和继电保护技术。

智能变电站主要具有4种能力：自治、实时建模、协调、操作自动化。

1、自治能力。变电站能在必要时调整AVR(automatic voltage regulator)的定值以减小线损、提高电能质量和电压稳定性。在智能电网中，分布式发电渗透率将增加，微网、虚拟电厂等技术将逐步得到应用，配网中AVR的调整方式将适应这个趋势。

智能检修是智能变电站的重要特点。它能监测分析变电站设备(如变压器、母线、避雷器、隔离开关和断路器、互感器等)的状态，实现状态检修，从而优化资产使用和节约人力成本。

此外，智能变电站还能实现预警报警、自动故障诊断和处理等功能。

2、实时建模能力。变电站能实时监测辖区运行状态，辨识设备和网络模型，从而为控制中心提供决策依据。

3、协调能力。变电站应服从控制中心指令，因此应有专门的系统协调变电站自治和控制中心指令之间的关系。

4、操作自动化。变电站能在微机的控制下取代操作人员进行倒闸、开闭地刀等操作。

2009年9月，华北电网第一座220千伏数字化智能变电站——郭家屯变电站正式投入运行，实现了由传统变电站向数字化智能变电站转型的重大革命，华北电网公司在建设统一坚强智能电网的道路上又向前迈进了一步。郭家屯220千伏数字化智能变电站位于唐山玉田县，占地面积38.8亩，远景规划18万千伏安变压器3台，220千伏出线4回，110千伏出线14回，10千伏出线12回。与国内同类变电站相比，郭家屯变电站是首座完全意义上的数字化智能变电站，首次在220千伏电压等级实现了测控、保护一体化，首次以分散录波方式解决集中录波难题，首次实现全站一、二次设备顺序控制，首次实现分步分散就地布置的数字化变电站，首次以网络化方式实

现变压器非电量保护，首次实现对一次设备的智能化集成改造和完善，首次实践过程层采样值组网传输，首次实现过程层设备分布式就地安装，首次实现保护自动闭环测试，首次实现电能计费功能、继电保护信息管理系统与监控系统一体化设计。

郭家屯变电站的数字化智能设计，使传统的操作模式发生了根本性改变，启动中，由于站内的所有硬压板全部被软压板取代，运行值班人员在进行倒闸操作时无需去现场进行压板投退，而是远程遥控操作，这样不仅节省了大量人力，更可以避免以往由人为因素造成的压板接触不好等二次回路的问题；同时，站内设备的运行工况可全部上传至站控层的监测后台，值班员可随时全面了解设备的运行状况。

数字化变电站是智能电网的基础。数字化变电站是要求信息用统一的规约去达到互联、互通、互操作的目标，这个信息会延伸出更多的效益，减少工作人员的运行维护，提高工作效率。现在数字化变电站处于科技项目或者试点阶段，各大电网公司还没有大面积推广，特别是一次设备智能化的实现都没有哪一个公司把它作为强制性政策去实施。而电力系统是一个很保守的行业，更注重的是安全性和可靠性，新技术的使用到了决策层，要慢慢消化接受，等待更成熟的技术和产品出现才会逐步推广。现在南方电网在数字化变电站的建设方面主要偏重二次设备网络化的建设，如新建的变电站，在间隔层/变电站层等二次设备上面做一些尝试，电子式互感器的大规模推广仍然有待时日。

智能线路

在智能线路中，基础设施技术水平将会提高，在线监控和智能检修会投入应用。(1)基础设施。特高压、HVDC、VSC-HVDC、FACTS、高温超导等技术会更多地投入使用，从而使线路获得更高的输电容量。合理利用其中的某些设备可以实现提高电能质量、阻尼系统振荡等功能。(2)远程监控和智能检修。目前的线路检修经常需要检修人员实地勘察，这将消耗大量的人力物力并具有一定的危险性。智能电网能实时远程监测线路上的电压、电流、功率、频率、覆冰、绝缘、污闪、植

被、弧垂、杆塔应力、设备状态等；并利用相关信息实现状态检修，进行故障定位、自动融冰等操作。

线路巡检管理是有效保证电力输配电线路及其设备安全稳定运行的一项基础工作。传统的巡检监督管理方法难以有效监督巡检人员，导致经常出现由于巡检不到位、处理不及时而引发的线路事故。因此，现场迫切需要一种实用、方便、有效的线路巡检管理系统。

近年来出现的智能线路巡检管理系统，是通过在杆塔上安装信息钮、信息螺栓或条形码等自动识别器件，后台采用计算机进行集中管理，以有效杜绝人为因素影响，有利于及时、客观地考核巡检人员的工作。日常巡检的整个流程如图1所示。但仍存在以下局限性：①安装较为复杂，而且长期暴露在野外，容易遭到损坏。②填写缺陷票仍由巡检人员现场手工完成，费时、费力且缺陷票填写内容不规范。

智能保护系统

传统保护装置的定值大多采用人工现场设置的方式。而智能保护装置能实时接收控制中心的整定结果，从而更及时准确地配合电网的运行，并节省人力成本。此外，多代理技术也有望得到应用。

导致电网大面积停电的原因很多，涉及电网结构、运行管理、自动装置和人员培训等多个方面。其中，由级联事件和人为处理不当而演变成的“大停电”事故，日益引起人们的关注。级联事件的演变与人为处理密切相关，许多小停电事故发展到大停电事故往往是人为处理不当所致。随着大电网的发展，旨在保证大电网安全运行，由美国电力研究院（EPRI）参与研发的、突出自愈功能的智能电网结构（IntelliGrid Architecture）应运而生。

SPID是由美国国防部牵头，有EPRI和华盛顿大学等单位参与，投资3000万美元、历时5年完成的一项前期工作。它是美国就电力、电信、金融、交通等影响国民经济的巨大的复杂系统所开展的政府—工业—大学协同研究项目（GICUR）之一。整个项目将于2025年完成，最终达到具有承受、应对各种意外及快速恢复的自愈能力。图2为SPID中灵活分区配置图。SPID是通过事件响应、网络重构和自适应卸负荷，来实现SHG的战略目标。

为制止级联跳闸，快速实现恢复控制的大电网灵活

分区战略现已被推广使用。如加拿大魁北克电网把全网分成5个子系统，巴西国家电网则把全网分成34个子系统。此外，从最近召开的俄美研讨班上获悉，俄罗斯的统一动力系统也已有了灵活分区计划。

SPID的自愈战略理念，在SHG的研发中得到继承和发展。由自动输电和配电系统组成、支持高效可靠提供和传输电力的智能电网体系结构，其目标是构建一个具有处理紧急和灾变能力的SHG，并能适应当前和今后的电力公用事业环境、市场要求和用户需要。

事件响应的快速仿真决策，既不同于传统的预防性控制的静态安全分析和安全对策，也较由基于PMU的WAMS所组成的动态安全性评估（DSA）有所发展，主要增加了故障发展快速仿真的实时预测功能，为调度员提供紧急状态下的决策支持。预测功能包括故障引发的系统震荡和级联事件的发展，如存在可能导致大面积停电的高风险时，将实施主动解列灵活分区、以及有关系统的分布协调/自适应控制。

研发实现快速仿真的预测方法有两个方向，一是静态模型和动态特性相结合的分析计算，二是基于信号分析的实时直接测量推算。这两个方向对量测信号的精度、数据交换的速度和分析计算方法都提出了较高要求，且都有许多研究课题，如模型分析应能实现并行计算、信号分析要求PMU的精度达到0.001 Hz等。

SHG主要是从用户角度出发，提供安全、优质和廉价的电力供应。因此，大电网的建设运行与SHG的理念和方法相结合，将能实现目标一致的功能互补。特别是当前较为成熟、业已推广的灵活分区、故障发展预测、新能源开发、协调/自适应控制、电力电子技术的应用，以及从需求侧管理走向需求侧竞价、充分发挥负荷的潜在功率产品价值，对大电网的规划建设和运行管理，不无启示和借鉴作用。

智能需求侧管理

智能电网的主要功能体现在两大方面，一个是电力需求侧管理，另一个是电网可靠性管理。需求侧管理是需要有技术和设备投入的，需要一个投资机制的支撑，需要创建一种盈利模式，需要一个专业化管理团队来执行。

就需求侧管理的技术而言，分布式能源是最主要的技术构成。所谓分布式能源技术就是分布在需求侧的能源梯级利用，以及资源综合利用、可再生能源和储能技术。通过在需求现场根据用户对各种能源配置状况和不同的能源需求，实现温度对口供能，将输送环节的损耗降至最低，从而实现能源利用效能的最优化。24年以前，中国著名的能源动力专家，中国科学院工程热物理研究所所长吴仲华院士在为中共中央书记处进行题为《中国的能源问题及其依靠科学技术解决的途径》的科学讲座中提出：能源利用必须“分配得当、各得所需、温度对口、梯级利用”，才能达到最有效利用的目标。并强调只有如此才能“解决中国经济高速发展能源供应不足的重要课题”。而分布式能源技术能够实现吴院士生前的希望。

分布式能源是能源需求侧管理的主要技术手段，也正是需求侧管理催生了分布式能源技术的发展，而分布式能源又进一步将需求侧管理推进到一个更高的境界，使需求侧管理不仅能够“节流”，而且还能“开源”，进一步扩大了它的盈利空间，使其更加富有吸引力。

智能需求侧管理融合了高级量测体系(advanced-metering infrastructure)、微网、定制电力(custompower)等技术。

1、高级量测体系。高级量测体系(AMI)是一个用来测量、收集、储存、分析和运用用户用电信息的完整的网络和系统。AMI技术的四大组成部分(即智能电表、广域通信网络、量测数据管理系统和用户户内网络)、AMI的作用及其和智能电网的关系。通过广域通信网络,AMI把用户和电力公司紧密相连,为将来配电自动化等智能电网功能的实现奠定了基础。AMI实现的系统范围的测量和可视性能够大幅提升现有电力公司的运行机制和资产管理流程。电力公司应抓住AMI技术开发和实施这一难得的机会,规划和建立通用的满足未来系统高级应用的通信基础设施和集成信息系统,以便提升产业和引导电网向智能电网方向发展。

2、微网。微型电网是为整合分布式发电的优势，削弱分布式发电对电网的冲击和负面影响，而提出的一种新的分布式能源组织方式和结构，由美国首先发明的一个名称。国际上对微型电网的定义不尽相同，但各种

方案均认为：微型电网应该是由各种微能源(风力、太阳能、柴油发电机组、燃料电池、微型燃气轮机、微水电等)、储能装置(蓄电池、超级电容器、飞轮等)、负荷以及控制保护系统组成的集合；具有并网运行和独立运行能力，能够实现即插即用和无缝切换；根据实际情况，系统容量一般为数千瓦至数兆瓦；通常接在低压或中压配电网中。

3、定制电力。定制电力是将电力电子装置或称静态控制器用于配电系统，向电能质量敏感的用户提供的电力达到用户所需可靠性水平和电能质量水平。这些用户电力设备（或称控制器）采用先进的大功率电力电子器件以及基于计算机的测控技术，使用户供电可靠性和电能质量提高到所要求的水平。定制电力技术又称为用户电力（CP，Custom Power）技术或配电灵活交流输电（DFACTS）技术。



图1 日常巡检流程

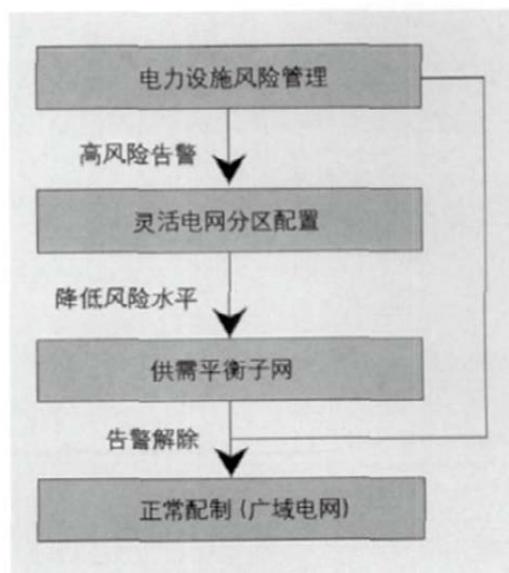


图2 灵活分区配置图