

海上油田岸电电网运维管理策略分析

吴必章（中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司，天津 300459）

摘要：随着海上油田高质量发展需要，绿色开发海洋石油深入进行，由原孤岛电站改造为岸电供电网是必然发展结果，如何实现清洁、高效、安全可靠的海上油田电力系统，对海上电网智能化和精细化管理提出更高要求，也将成为海上油田运维阶段建立和完善相关技术管理工作重点和难点。本文针对海缆输配电以及海上油田电力系统的特点，进行电网安全稳定控制措施分析，在 EMS 的应用基础上，结合电网基本理论和国家规范，探讨岸电电力组网运维管理原则和电网智能化方案，提升电网的可靠性及智能化管理水平。

关键词：海上油田；岸电；EMS 能量管理；智能化电网

海上油田电网基本采用原油或伴生天然气作为燃料的自发电形式的孤岛电站。电站装机容量小，发电效率较低，而且发电机组绝大部分都是进口设备，备件采购周期长、维保成本高，同时存在因国际环境因素备件无法保障及时提供等风险，无法保障油田安全可靠生产。为改变海上油田各管理中心孤岛电站供电容量小、安全可靠性能差、抗冲击能力差、因电网失电关断停产频次高和运维工作量大、成本高等现状，尤其是为了提供清洁高效电能系统、推进绿色发展能源理念，利用陆地大电网（简称“岸电”）为海上油田提供安全可靠电能成为必然选择。

1 油田群岸电组网概况

海上油田群电网由中心平台装设发电机、输电变压器，通过海缆给各采油平台供电。岸电开发扩容组网后，从国家电网引入 220kV 电源至陆地开关站，通过海底电缆输送至海上变电站，再经过 35、10.5、0.4 和 0.23kV 等各级变压给油田群用电负荷。同时经由 110kV 海底电缆互联组成双电源环网，提高供电可靠性，岸电扩容电网示意图 1。

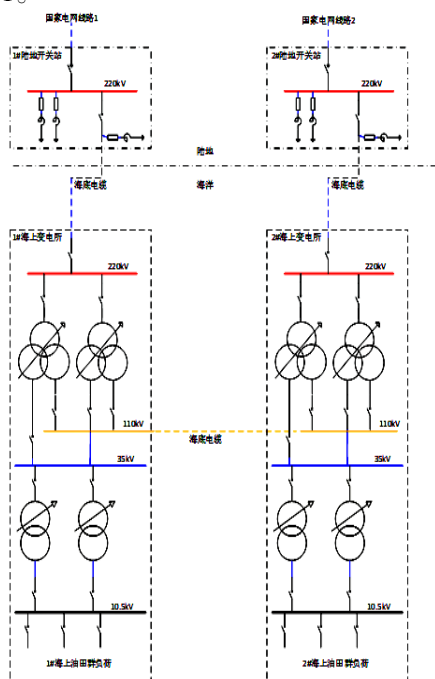


图 1 岸电扩容电网示意图

2 油田群岸电电网运维管理策略

油田群岸电电网实施和投运后油田群由原一期电力系统和二期电力系统独立运行变为以海上变电站为中心，单母线放射状电网结构，电力调度和电流潮流分布出现了系统性变化，电网运维管理策略相应做出调整。

2.1 岸电电网安全稳定控制措施

2.1.1 电抗器、电容器的配置

根据油田电网结构、负荷需求，海缆结构选型、通过电网潮流分布计算分析，因海缆对地电容很大，其相对地充电电流远大于一般架空输电线路，因此，要满足电压控制和无功平衡补偿，对于长距离线路电缆两端必须装设高压并联电抗器对电缆电容电流进行补偿，电容采用成套装置，内装串联电抗器、电容器组、避雷器和放电线圈，以改善电缆中电容电流分布，达到或优于国家电网对企业供电线损率的考核要求。

2.1.2 合闸涌流抑制器的配置

岸电扩容改造后，中心平台原输电变压器，变成配电变压器，导致原副边线圈与铁芯位置改变，合闸励磁涌流将增加 3 倍左右。过大的励磁涌流冲击将会对电滑环、海缆、开关等回路设备造成危害，而且会导致继电保护装置误动。在变压器原边开关增加合闸涌流抑制器控制，选择在电压峰值，磁通为零时合闸将有效避免涌流的产生；在变压器内部有剩余磁通时，判别剩磁的极性和数值，在预期的磁通等于剩余磁通的瞬间合闸，有效抑制涌流的产生。

2.1.3 FPS0 电网两级变压器分列运行控制

岸电扩容改造后，中心平台电力负荷由采油平台分别通过海缆分别给 6.3kV 母联 A/B 段供电，需要在 10.5kV 开关侧加 PT，改造变压器原副边开关合闸联锁；由于国家电网相关规范以及短路阻抗原因，A/B 段采用分断分列运行方式，需要对工艺低压盘，船体中压盘和低压盘进线开关和母联开关进行三选二逻辑控制改造，确保变压器分列运行。

2.1.4 岸电电网应急管理措施

针对安全稳定控制措施和电网结构特点，需进行电网各类故障仿真计算，根据各类故障制定相应的应急管理措施：

①陆地开关站故障时,油田群生产关断如何避免,或者是如何在最短时间恢复生产,关键是两个油田海上变电站 110kV 连接海缆开关联锁控制管理、油田群总负荷突增对海缆和海上变电站的冲击是否安全,需要在计算载荷的基础上编制倒闸操作程序,要令和受令规范操作程序;

②各管理中心和各平台组成的小配电系统故障切换负荷时,例如变压器故障、进行注水泵投切时,对各级母线的压降波动需要精细化管理,完善有载调压操作管理制度,防止影响其他设备负荷正常运行。

2.2 电网智能化管理解决方案

建立智能电网用户端配电管理系统,通过先进的传感器和测量技术、借助现代数字技术、信息通信技术、电力电子技术以及现代控制理论技术对电网进行改造和管理,做好各级母线潮流监测和控制,确保各级开关综合保护器整定值安全有效、稳定可靠,实现供配电网事件监控和智能预警和综合性诊断、电力容量分析和潮流分布调度功能,大负荷抑制功能和低压设备管理功能,为预测维修策略提供有效支撑。提供安全可靠、经济、高效、质优电能满足海上智能化油田生产需求。

2.2.1 电网智能化基本框架功能

海上电网智能化其核心是电气控制智能化和电气监测管理智能化。其基本结构和功能总体上分为三层,即智能设备层、变电站层和数据分析处理层。通过各类互感器、传感器建立直接联系,有效采集电网系统的稳态、暂态运行信息,通过数据分析处理,实现电网系统的在线监测、预警、动态安全分析以及紧急状态下的故障诊断隔离、分级卸载等自愈功能。形成电气设备综合监测系统、能耗在线监测系统、电网在线监测系统。

2.2.2 EMS(能量管理系统)结构功能

当前 EMS 核心控制策略中的功率调度和优先脱扣功能会在孤岛运行阶段必不可少。岸电双电源构成环网建设完成后,依托数据处理中心和通讯系统,提升和拓展 EMS 功能。需要重点进行“大负荷抑制”管理,进入大负荷抑制设置界面,可定义大负荷(注水泵)额定有功、额定无功、有功倍数、无功倍数、抑制旁通、优先脱扣旁通等,并可查看抑制情况。“CASE”事件管理依然是 EMS 电网日常运维管理的主要任务之一,可定义各个设备脱扣级别、分级卸载级别、可查看热备值、卸载标记位、卸载级别、累计卸载有功值等。是实施有效监控设备运行动态工况和掌握电力潮流分布的有效途径。

2.2.3 海缆在线监测系统

建立海缆在线监测系统是有效管控海缆的必要措施。利用复合海缆中的冗余光纤,对海缆进行温度、应力、扰动的实时监测,发现海缆温升异常、海缆受力异常、海缆扰动异常时及时触发预警、进行海缆故障定位。按照一缆一策程序进行相应处理。日常运营管理调用 AIS 数据,实时监测船舶的情况,靠近海缆时及时预警;实时进行海缆监测,进行异常情况监测。

3 岸电组网管理控制策略分析

3.1 合法合规性管理原则

岸电组网管理控制模式是基于全新的电能供给侧变化引起的电网潮流变化进行的管控策略、运维模式的调整。合法合规使用岸电,以及与曹妃甸电网的运行管理,是否需要调令员以及配套的电力调度操作程序、通讯途径以及存档文件方式等,是否需要进行相关岗位的取证培训,根据岸电关联公司和国家行业规范做好安排。建章立制,明确日常维护管理及配电操作标准程序,明确履行岗位职责班组人员,以及绩效考核目标,保障高效电网运营管理,为油田安全稳产、增产保驾护航。

3.2 电压质量监测与统计

220kV 变电站的 110kV、35kV 母线电压正常运行时允许偏差为 $-3\% \sim +7\%$ 。220kV 及以上电压等级的母线电压,属于电网电压质量监测范围,应由电力公司调度部门负责确定电压质量监测点。岸电属于 B 类供电质量监测点,应根据相关管理条例规定进行电网电压质量统计。监测点电压合格率是实际运行电压在允许偏差范围内累计运行时间与对应的总运行时间的百分比。岸电供电公司电压合格率统计时应按照 B 类供电电压合格率与对应监测点数的加权平均值。年度电网和供电电压合格率要求分别达到 99.0% 和 98.0% 以上。同时,电压监测仪表应列入电测仪表技术监督范围,以确保书记准确、可靠和有效。海上应严格执行电压质量监测统计工作,采取措施提高电压质量。

3.3 有功功率及功率因素控制基本策略

岸电接入后,功率因素控制必须符合国家电网规定范围内,原则上应以电网总有功功率(频率)的盈亏为平衡点,调整 35kV 集中补偿装置,同时调整在 0.4kV 母线侧集中进行无功补偿,提升功率因素及母线电压达到《电力系统和无功电力管理条例》相关规定,避免被增收电费。应积极探讨提高功率因素措施,减少电费,并提高各级配电设备容量裕度。建立无功补偿装置管理台账,定期维护保养,保持电容器及电抗器可用率达到 96% 以上。

综上所述,海上油田电网运维管理,尤其是在岸电工程施工和生产同步进行,在有限的空间、运输受海况极大的限制不利条件下,开展岸电扩容及智能化改造,实行同步设计、同步施工、同步验收、同步投运、同步维护保养,面临全方位的考验。需要全员积极参与、全程跟踪管理;需要有序组织,高效发挥现场一线员工、技师工作室技能优势,确保油田电网安全可靠运行,为七年行动计划,为后续油田高质量发展、绿色发展、创建智能油田打下坚实基础。

参考文献:

- [1] 张继芬.海上石油平台电网安全稳定控制系统[J].石油勘探与开发,2009-04.
- [2] 杜明军.南方主电网和海南电网联网海底光缆建设探讨[J].电力系统通讯,2005,26(4):66.68.