

电厂电气一次系统接线研究

邹 阳

江西赣能股份有限公司丰城发电厂 江西 丰城 331100

摘 要：随着电力需求不断增长和电网结构的日益复杂，电厂电气一次系统接线的合理性对供电质量与安全影响重大。本文围绕此展开研究，先剖析一次系统基础理论，涉及组成、功能及典型接线模式等。接着针对接线优化设计，明确供电可靠性与设备选型等约束条件，提出基于可靠性、经济性的优化方法并进行仿真验证。最后通过案例分析，为电厂电气一次系统接线的科学设计与优化提供参考。

关键词：电厂电气一次系统；接线；优化设计

引言：在当今能源需求持续增长、电网规模不断扩大的背景下，电力供应的稳定与高效至关重要。电厂作为电力生产的核心基地，其电气一次系统接线方式直接影响着电能的质量与传输效率。合理的接线设计不仅能保障电厂的安全稳定运行，降低故障发生概率，还能有效提升经济效益。然而，随着新技术、新设备的不断涌现，传统接线模式面临诸多挑战。因此，深入研究电厂电气一次系统接线具有重要的现实意义。

1 电厂电气一次系统基础理论

1.1 电气一次系统组成与功能

(1) 主接线系统：作为系统核心，串联发电机、变压器、母线、断路器等核心设备。发电机将机械能转化为电能，主变压器实现电压等级变换以适配电网传输，母线承担电能汇集与分配功能，断路器则在故障时快速切断电路，保障系统安全。(2) 厂用电系统：为电厂自身设备供电，包含高压/低压厂用变压器和配电装置。高压厂变将主变低压侧电压降至厂用高压等级，满足大型辅机（如引风机）需求；低压厂变进一步降压，为照明、水泵等低压设备供电，配电装置则实现厂用电的分配与控制。(3) 过电压保护与接地系统：抵御雷击、操作过电压等异常电压，通过避雷器、避雷针等设备限制过电压幅值；接地系统（如接地网）则降低接地电阻，保障人身和设备安全，防止跨步电压、接触电压超标。

1.2 典型接线模式分析

(1) 单母线分段接线：将母线分为两段，每段接独立电源，适用于中小容量电厂。优点是接线简单、投资低；缺点是单段母线故障时，该段负荷全停，可靠性较低。(2) 双母线接线：设置工作母线和备用母线，通过母线隔离开关实现切换。可靠性提升机制在于，任一母线故障时，负荷可切换至备用母线，避免停电，适用于中大容量电厂。(3) 3/2断路器接线：每两条回路共用

三台断路器，形成“串”型结构，适用于高压大容量电厂（如500kV及以上电压等级）。其特点是供电可靠性极高，任一断路器故障不影响回路供电，且检修方便。

(4) 角形接线：将断路器和隔离开关组成闭合的角形，无需母线，适用于小型电厂或变电站。优点是接线简化、减少设备数量；缺点是扩展能力差，回路数量增加后操作复杂。

1.3 接线模式选择原则

(1) 可靠性指标：核心关注设备故障率和故障恢复时间，如大容量主力电厂需选择故障率低、恢复快的3/2断路器接线，避免大面积停电；小型电厂可适当降低要求，选择角形接线。(2) 经济性指标：需计算投资成本（设备、土建费用）和运行损耗（母线、变压器损耗），如单母线分段接线投资远低于双母线，适合预算有限的中小电厂；但需权衡长期运行损耗，避免因低价选择高损耗设备。(3) 灵活性指标：包括系统扩展性（如未来是否增加机组、回路）和检修便利性，如双母线接线扩展性优于单母线分段，便于后期增容；3/2断路器接线检修时无需停运回路，灵活性更高^[1]。

2 电厂电气一次系统接线优化设计

2.1 设计目标与约束条件

(1) 供电可靠性要求：供电可靠性是优化设计的首要目标，需通过关键指标量化评估。其中，N-1准则是核心要求，即系统中任一关键设备（如断路器、母线段）或回路故障停运时，剩余设备和回路需能保障全部负荷正常供电，避免非计划停电。例如，在3/2断路器接线优化中，需确保单台断路器故障时，对应回路仍可通过其余两台断路器维持供电，严格符合N-1准则。同时，全停概率也是重要指标，需通过统计分析和模拟计算，将系统因接线设计缺陷导致整体停电的概率控制在极低水平（如年全停概率低于0.001），尤其对于承担区域主力供

电任务的大型电厂，需进一步降低全停风险，保障电网整体稳定^[2]。（2）设备选型规范：设备选型是接线优化的硬性约束，需与接线模式匹配且满足运行参数要求。断路器容量需根据系统最大短路电流确定，例如在220kV厂用电系统接线优化中，需计算变压器、母线故障时的短路电流峰值，选择开断电流、额定电流符合要求的断路器，避免因容量不足导致故障时无法可靠灭弧。母线载流量则需结合系统最大负荷电流设计，如单母线分段接线中，每段母线的载流量需覆盖该段所有负荷的额定电流总和，并预留10%-20%的裕量，防止母线因过载发热损坏；对于采用矩形铝母线的系统，还需通过热稳定校验，确保在短路电流作用下母线不会因过热变形。

2.2 接线模式优化方法

（1）基于可靠性的优化：通过定量分析工具识别接线薄弱环节，提升系统抗风险能力。蒙特卡洛模拟通过随机生成设备故障场景（如断路器失效、母线短路），重复模拟数千次系统运行状态，统计不同接线模式下的供电中断时间、负荷损失率等指标，例如对比双母线与3/2断路器接线在10000次模拟中的停电频率，选择可靠性更优的方案。故障树分析（FTA）则从“系统全停”等顶事件出发，逐层分解导致故障的中间事件（如母线故障、保护拒动），构建逻辑树状图，计算各接线模式下顶事件发生的概率，例如分析角形接线中“两台相邻断路器同时故障”的概率，判断其是否满足可靠性要求，进而优化接线结构，如增加备用断路器减少故障连锁风险^[3]。（2）基于全生命周期成本的经济性评估（LCC模型）：突破传统仅关注初始投资的局限，综合计算接线方案从设计、建设到运维、报废的全周期成本。LCC模型涵盖三部分核心成本：一是初始投资成本，包括设备采购（如3/2断路器接线的断路器数量多于双母线，初始投资更高）、土建施工（母线廊道建设费用）；二是运行维护成本，如断路器定期检修费用、母线损耗电费（截面更大的母线损耗更低，但初始投资更高）；三是故障损失成本，即因接线不可靠导致停电造成的经济损失（如大型电厂停电每小时损失可达数十万元）。通过LCC模型计算不同接线模式的总成本现值，例如对比单母线分段（低初始投资、高故障损失）与双母线（高初始投资、低故障损失）的15年全周期成本，选择总成本最低的优化方案。

2.3 仿真验证与参数调整

（1）短路电流计算与设备选型校验：基于节点阻抗矩阵法或对称分量法，计算系统在不同故障类型（三相短路、两相短路）下的短路电流值，校验设备参数是否

达标。例如在10kV厂用电系统接线优化后，需计算高压厂变低压侧三相短路电流，若计算值为31kA，需确认所选断路器的额定开断电流（如31.5kA）是否满足要求，同时校验母线的动稳定电流（需大于短路冲击电流），若母线动稳定电流不足，需增大母线截面或调整母线布置方式（如采用管型母线提升抗电动力能力）。（2）暂态稳定性分析：模拟系统动态过程，确保接线优化后系统在扰动下仍能保持稳定。发电机并网暂态分析需通过电磁暂态仿真软件（如PSCAD/EMTDC），模拟发电机通过优化后的主接线并网时的电压波动、冲击电流，例如验证双母线接线在并网过程中，母线电压偏差是否控制在±5%额定值内，避免因电压波动过大导致并网失败。故障切除暂态分析则模拟故障发生后（如母线短路），保护系统动作切除故障的过程，分析发电机功角、母线电压的恢复情况，例如若3/2断路器接线在故障切除后，发电机功角摇摆超过稳定极限，需调整保护动作时间（如将断路器跳闸时间从0.08s缩短至0.05s），或优化母线阻尼装置参数，提升系统暂态稳定性^[4]。

3 案例研究—以某 2×660MW 燃煤电厂为例

3.1 电厂概况与原始接线方案

（1）电厂类型：该电厂为大型燃煤火力发电厂，装设2台660MW超临界汽轮发电机组，承担区域基荷供电任务，年发电量约7.92×109kWh，接入220kV区域电网，同时配套10kV厂用电系统为锅炉、汽轮机等辅机供电。

（2）原始主接线图与设备参数：主接线采用单母线分段接线，220kV母线分为Ⅰ、Ⅱ两段，每段母线分别连接1台主变压器（容量720MVA，变比242/20kV）、2回出线（至区域电网220kV变电站）及1台高压厂用变压器（容量40MVA，变比20/10.5kV）；10kV厂用电系统同样采用单母线分段接线，每段母线接入2台低压厂用变压器（容量16MVA，变比10.5/0.4kV）。关键设备参数：220kV断路器额定开断电流40kA，母线载流量2000A；10kV断路器额定开断电流31.5kA，母线载流量1250A。

3.2 存在问题分析

（1）可靠性短板：原始单母线分段接线存在明显单点故障隐患。当220kV某段母线（如Ⅰ段）发生短路故障时，该段母线连接的主变、出线及高压厂变均需停运，导致对应机组停机且2回出线供电中断，不符合N-1准则；10kV厂用电系统单段母线故障时，该段低压辅机（如给水泵、送风机）失电，需启动备用柴油发电机供电，恢复时间长达30-40分钟，存在机组非计划停运风险。（2）经济性缺陷：经济性方面存在两大问题。一是损耗过高：220kV单母线分段接线中，母线分支多、电流

路径长,年母线损耗约86万kWh;10kV低压厂变负载率长期处于85%以上,远超60%-70%的经济负载率,年变压器损耗达120万kWh。二是扩展困难:若未来规划新增1台660MW机组,原始接线需新增母线分段及大量隔离开关,且需停运原有母线进行改造,施工周期长达2个月,影响电厂正常发电。

3.3 优化方案设计

(1) 方案一:双母线分段改造:保留原有220kV、10kV母线分段结构,新增220kV备用母线(Ⅲ段)及10kV备用母线(Ⅲ段),形成“工作母线+备用母线”的双母线分段接线。220kV侧每段工作母线与备用母线间装设2组母线隔离开关,故障时可通过隔离开关切换负荷;10kV侧新增2台低压厂用备用变压器(容量16MVA),接入备用母线,实现厂用电双重供电。同时更换220kV断路器为额定开断电流50kA型号,提升故障切断能力。

(2) 方案二:3/2接线+分布式电源接入:220kV主线改为3/2断路器接线,每2回出线(含主变回路)共用3台断路器,形成2个“断路器串”,取消母线分段;10kV厂用电系统保留单母线分段,但接入2台2MW屋顶光伏逆变器(分布式电源),通过SVG无功补偿装置实现光伏与厂用电协同运行。设备改造方面,新增220kV断路器3台(额定开断电流50kA),更换10kV母线为载流量1600A的矩形铝母线,适配光伏接入后的电流增量。

3.4 方案对比与选型

(1) 可靠性对比:方案一(双母线分段)故障率较原始方案降低65%,母线故障恢复时间缩短至5-8分钟;方案二(3/2接线)故障率降低90%,因3/2接线无母线故障风险,且任一断路器故障不影响回路供电,恢复时间仅2-3分钟,可靠性更优。(2) 经济性对比:初始投资方面,方案一约2800万元(含备用母线、隔离开关),方案二约4200万元(含新增断路器、光伏装置);年运

行成本方面,方案一母线及变压器损耗降至150万kWh(年节省电费84万元),方案二因光伏自发自用及低损耗接线,年损耗降至95万kWh(年节省电费112万元),且可获得光伏补贴约36万元/年,方案二全生命周期(20年)成本更低。(3) 灵活性对比:方案一扩建需新增母线分段,仍需停运部分回路,扩建接口有限;方案二3/2接线支持“串”型扩展,新增机组仅需新增1个“断路器串”,无需停运原有系统,且光伏接入为未来新能源消纳预留空间;检修影响方面,方案一检修母线需切换至备用母线,影响10%-15%负荷,方案二检修断路器可通过其余断路器带负荷,无负荷损失,灵活性更优。综合考虑电厂基荷供电的高可靠性需求及长期经济性,选择方案二(3/2接线+分布式电源接入)。

结束语

综上所述,本次电厂电气一次系统接线研究通过详细分析不同接线形式的特点与适用场景,结合实际工程需求和运行数据,系统探讨了接线方案对电厂运行可靠性、经济性和灵活性的影响。研究结果表明,科学合理的接线设计需统筹考虑设备选型、故障恢复能力及扩展空间。未来,随着智能电网技术和新能源接入的发展,接线模式需进一步优化创新,以适应更高标准的电力供应要求,为电厂安全稳定运行提供坚实保障。

参考文献

- [1]王娜.火力发电厂电气一次设备故障及排查重点[J].中国高新科技.2021,(07):65-66.
- [2]王帅.论电厂电气一次系统接线设计[J].建筑理论,2025,(06):73-74.
- [3]迟飞远.电厂电气一次系统接线设计分析[J].建筑技术科学,2021,(10):107-108.
- [4]齐凯.火力发电厂电气一次设计技术分析[J].机电工程技术.2020,(07):70-71.