

[岸电工程]

海上油田群岸电工程并网接入技术研究

文/孟才植

中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司

在推进绿色低碳化发展的进程中，海上油气行业进行能源结构的转型升级。海上油气田由自发电模式逐步转变为岸电供电模式。在研究论证海上油田供电方式切换方法的过程中，形成了既能保障海上油田连续平稳生产运行，又可实现供电方式切换的岸电并网接入技术。岸电并网接入技术主要由供配电设备分析、电网参数调整及应急调控保护等方面组成，包含了可行性分析、机组控制模式改变、电网潮流调度保护及并网应急处置逻辑等关键技术。岸电并网接入技术可以实现不停产的海上油田供电电源切换，完成由自有发电机供电转为由岸电供电的能源结构转型，并关停以原油等为燃料的海上发电机，为海上油田大规模接入岸电提供技术支撑。

海上油气田由海上平台电站进行电力供应，海上平台发电机的燃料来源主要为油气田开发生产出的原油、天然气。随着海上油气开采规模的扩大，海上油气生产设施逐渐增加，用电需求也逐步增大。海上平台电站的单台发电机组额定功率从6 MW、10 MW等逐渐增大至25 MW，单平台电站最大供电能力达75 MW。与此同时，海上形成小规模油田群电网，海上电站的重要性逐渐增强。而海上电站的运行稳定性不足，由于海上电站故障造成的油气产量损失较大。现阶段海上油气田使用的发电机组主要依靠进口，设备检修费用较高，检修周期较长。海上电站的运行稳定性及故障检修周期给海上油气田连续运行带来一定的影响。

随着海上油田天然气环网、低压气回收装置及天然气干化装置等设备的推广应用，海上油气田的天然气外输能力得到提高。而海上平台电站消耗的天然气减少了油气外输量。在碳达峰、碳中和背景下，减少海上发电机对一次能源燃烧产生的碳排放，引入陆地电网电能，既能达到节能减排的目的，

又能提高生产运行稳定性。

国外已有通过岸电为海上油气田供电的先例，如挪威TROLL项目。我国探索尝试在渤海海域开展海上油气田岸电应用项目。在岸电设备设施完成设计、建造、调试及验收等阶段后，需要进行海上油气田岸电接入工作。在接入过程中，如何既能保障设备运行稳定、油气生产不中断，又能实现海上油气田供电主电源的切换。如何平稳将海上已处于生产运行状态的油田生产设施接入岸电系统是海上油田专业技术人员重点关注的问题。

岸电接入方式

1. 海上油田群岸电供电结构

现阶段海洋石油已形成几十兆瓦至上百兆瓦的油田群电力网络，最大的海上油田群用电规模近200 MW。基于用电负荷及距岸距离，选用高压交流输电工程。海上油田群岸电电网主要由陆地开关站、高压海底复合电缆、海上电力平台及海上用电平台等组成。海洋石油生产设施主要用电设备属于

二级用电负荷。参考《供配电系统设计规范》，两路电源向二级用电负荷供电较为合适。海上油田群岸电系统采用两端供电式、放射式电力系统方式。其中，放射式电网通过海底互联线路将两区域电网连通，并通过快切技术实现两路电源互为备用。海上油田群岸电供电结构如图1所示。



图1 海上油田群岸电供电结构示意图

2. 接引岸电方式

海上油田群岸电工程经过论证、设计、建造及调试等环节后，需要将陆地电网的电能输送至海上油田用电负荷。海上平台如何首次接引岸电，是在以上环节后的关键一步。岸电应用工程初期形成两种接入方式，分别是海上生产设施停产接入与不停产接入。

海上生产设施停产接入岸电是指海上油气田先主动停产及停电，停止海上自有电站的供电，再逐级闭合岸电主供电线路开关，实现岸电逐级供电，最后恢复海上生产设施用电负荷。停产接入岸电的方式操作较为容易，电网振荡风险基本不存在。由于生产流程设备已主动关停，电能质量波动也不会对电压敏感型设备产生影响。但停产接入的方式对海上油田的油气产量及井下设备具有一定影响。一方面，海上油田的停产及逐级恢复的时间较长，产量损失较大；另一方面，停运海上普遍使用的井下潜油电泵会造成地层油气工况改变，恢复投运后可能带来长期的产量下降。井下电泵停运后容易受到井下介质影响，出现井下电泵故障等。

海上生产设施不停产接入岸电是指海上油气田

局部停产或者全部不停产的情况下，通过海上电网与岸电系统进行同期并网，随后进行负荷转移，逐步降低海上油田自有电站的带载，最后将海上油气田全部用电负荷转移至岸电电源，实现供电主电源的平稳切换。此方式较小影响或不影响海上生产设施产量，能够保障海上用电负荷的连续运行。但不停产接入岸电的方式存在电网振荡、电压突变等风险。由于海上油田用电负荷较高，引起电网振荡后，可能引发陆地局部电网供电质量变化。电压突变将影响海上油田电压敏感型设备的运行。停产接入岸电方式需要经过设备可行性评估、电网参数调整及调控逻辑优化等关键技术分析与实施，进而保障切换过程的平稳。

供配电设备运行分析

1. 设备工况分析

以海上电站平台为主，在岸电接入后，供电电源由自有发电机转为岸电。海上电站平台电力潮流的方向发生改变，原进行外输供电的变压器、海底电缆及断路器等转变为主电源链路。设备的重要程度发生改变，设备的带载率也发生变化。设备带载率在岸电工程的设计阶段已完成校核，在岸电接引工程实施前，需要根据设备维保及运行数据再次评估确认设备的可靠性。

在岸电并网接入切换方案制定时，需要重点关注并网波动是否在电网设备可承受范围。若变压器等设备存在影响其带载和抗冲击能力的问题，需要先完成设备检修恢复再进行并网接入。岸电并网接入过程中采用准同期方式，可能出现负荷波动的情况。并网方案制定时，需要关注海上平台自有发电机的抗扰能力，合理调配各机组带载，使机组抗冲击能力处于较为优化的状态。结合发电机运维及基础数据，评估确定其承受的带载波动范围，为调控及应急逻辑调整作为数据基础。电网末端受电平台需要关注电压参数，并网接入前将电压调整至合理范围，避免电压波动造成电压敏感型设备的停机与故障。

2. 操控有效性分析

由于供用电方向变化，需对配电盘的操作电源及联锁逻辑进行梳理校核。海上平台配电盘通常由进线电源侧互感器引出合闸电源，由平台不间断电

源系统提供分闸电源。在岸电工程中,需要由现场技术人员核实岸电主供电线路断路器是否具备双侧合闸电源。若未由原受电侧引出合闸电源,需先进行改造。对于组网变压器,需要核实其高压侧与低压侧断路器的联锁逻辑,重点分析是否存在合闸抑制逻辑,并进行改造。在岸电并网接入过程中,配电设备仍处于带电状态,操控有效性不会影响并网操作,但为后续运维操作的顺利,相关改造在岸电接引应用前完成较为合适。

电网参数分析

1. 自发电机参数调整

(1) 机组运行模式

海上油田发电机通常具备Droop、Isoch及Load控制模式。Droop模式即有差控制模式,多机组并列运行或电力组网工况下使用有差控制模式。Isoch模式即无差控制模式,单台发电机在网运行时采用无差模式控制发电机。Load模式即负载模式,在海上油田群电力组网工况下使用。在海上油田岸电并网接入时,需要先进行负荷转移,再将发电机退出运行。因此需要平稳调控发电机的运行,才能稳步实现海上油田负荷转移及主电源切换。

岸电并网接入前,将海上电网发电机组调整至Load模式,不具备Load模式的机组可以调整至Droop模式。海上各电站机组投入能量管理系统控制,并处于负载调度模式,由能量管理系统给定各机组负载值。各电站留存单台发电机处于负载均分模式,即此机组负载可变,用于承接海上油田生产负载的小范围波动。合理调配各机组实际带载情况。根据机组运行性能,将各机组调控至抗负载冲击能力较均衡的运行工况。可以适当降低处于负载均分模式下机组的带载,适当提高其抗冲击能力。在并网后,立即将处于负载均分模式的发电机调整至负载调度模式,避免机组过度加载。随即进行平稳负载转移,逐步降低各机组带载,直至海上油田负载全部转移至岸电,最终实现自有发电机退网关停并将电网供电电源切换至岸电。

(2) 调差系数设置

岸电并网接入时,需要保证海上油田发电机组的稳定运行,平稳进行负载转移。并网及负载转移过程存在有功功率及电网频率波动的风险。调差系

数是机组带载与抗扰能力的一个关键指标,标志着随频率的升降发电机组发出功率减少或增加的多寡,能直接体现出当频率发生扰动时,机组对有功的支撑能力。

发电机组的调差系数由以下公式计算

$$\delta = -\frac{\Delta f}{\Delta P_G} \quad (1)$$

在电网负载突变时,若调差系数偏小,则此机组按照有差模式承接的负载突变较大。在实际运行时,调差系数小表现为机组负载调整较快,机组带载调整时易出现波动,机组稳定性略低。在海上油田并网接入时,岸电系统容量远大于海上油田机组。若由海上发电机组承接电网负载突变,可能出现机组负载振荡,导致电网异常。因此,需要将海上发电机组调差系数适当调大。通常可以在发电机的控制逻辑中整定发电机调差系数,机组逻辑中以标么值的形式设置。

调差系数的标么值形式由以下公式计算

$$\delta_* = -\frac{\Delta f / f_N}{\Delta P_G / \Delta P_{GN}} = \delta \frac{P_{GN}}{f_N} \quad (2)$$

在海上油田并网接入时,可以根据机组长期运行工况下的设置参数,适当提高调差系数。调差系数的调整也需要考虑机组调速机构的限制,并不可以无限扩大。《电力系统网源协调技术规范》中规定同步发电机组中火电机组的调差系数范围为4%~5%。

(3) 调度指令周期调整

海上电网能量管理系统具有自动调整发电机带载的功能。根据调度工况,能量管理系统可以自动进行逻辑分析,发出机组调整信号,进行机组的运行工况调整。在岸电并网接入时,能量管理系统处于正常运行状态,应避免能量管理系统造成的机组负载频繁调整。可以适当延长能量管理系统发出调频、调压信号的周期,同时适当缩短能量管理系统发出调整信号的脉宽。通过延长周期和缩短脉宽,降低能量管理系统对海上电站机组的调整速率,增加机组运行的稳定。由于岸电接入后,岸电系统具有较强的抗扰动能力。因此,降低海上电站机组响应速率并不会对电网抗冲击性造成较大影响。

2. 同期并网参数分析设置

电网同期并网的理想条件是待并电网的电压、

频率、相位及相序均保持一致。而实际进行并网操作时无法满足理想条件。若并网条件偏差较大,将会在电网内形成冲击电流与冲击转矩,对电网内发电机、变压器等设备产生损坏,甚至有可能导致电网振荡与瓦解。通常在电网并列操作时,需要同时满足电压差值在5%以内、频率差值在0.1 Hz以内、相角差值在20°以内且相序相同的要求。

由于陆地电网通过高压海底电缆向海上油田供电,若岸电并网时两侧电压差较大,在电网内会产生无功性质的环流。若电压差较小,无功环流会产生一定的均压作用。对于海上油田岸电并网引入工程,均压环流主要在海上发电机组产生效果,会牵引海上机组输出电压至电压与岸电同步。由于岸电工程中的海底电缆长度约为几十千米,海底电缆会产生一定的压降。在岸电并网接入前,需要根据电网情况核算海底电缆压降。结合岸电电源电压、变压器档位等参数,分析预估同期点的电压情况。经过计算,若偏差较大,可以通过调节变压器档位、调控海上发电机组电压等措施进行调整。

经过以下公式可以计算海底电缆压降为

$$\Delta U = K_1 I (R \cos \varphi + \sin \varphi) \quad (3)$$

式中, K_1 为相位系数,通常取 $\sqrt{3}$;功率因数一般取0.8。

相序需要在建造调试阶段进行测试与校对。岸电系统频率参数比较稳定,通过调节海上电站频率,进而满足频差要求。并网调整时,优先选择手动调频、调压方式,避免因同期装置自动调整信号周期与机组反应速度不匹配造成的电网波动。电压、频率及相位条件通过同期装置进行识别判断,满足条件后由同期装置发出合闸指令。

应急调控保护逻辑

1. 潮流方向保护逻辑

岸电并网接入需要先进行同期并网,再逐步转移海上油田自有发电机的负荷,最后完成发电机退出运行。为避免海上电站向陆地电网反送电,需要进行调控逻辑的调整。借助海上油田群电网中已使用的能量管理系统,可以实现潮流方向的逻辑判断与自动分闸操作。采集岸电接入主断路器位置的电力数据,当发生反向送电时,通过逻辑控制立即远程自动分断发电机主断路器。

2. 并网应急处置逻辑

一般经过同期装置的限定与判断,可以平稳并网,岸电相当于无穷大电网。由于海上油田电网装机容量较小,并网过程中机组振荡的风险仍然存在。在并网引入岸电操作时,需要重点关注电网波动,进行专人值守与应急操作准备。若单台机组波动,可以立即将此机组的主断路器分闸,强制机组应急退网。

根据机组波动情况可以分级进行应急准备。若机组振荡在小范围内,且没有趋于减小的情况,首先将机组退出能量管理系统,使机组不接收调速、调压信号,机组保持现有设定值运行。若机组仍无振荡减弱趋势,尝试将机组适当减速减载,在负载低点分断机组主断路器。若单机组振荡范围较大,且没有减弱趋势,将振荡机组立即退出电网,避免造成大范围振荡。若在网机组处于较大范围振荡,应立即分断岸电断路器,避免电网振荡对陆地电网运行质量造成影响。

结束语

海洋石油进行能源结构转型,建设绿色、低碳及可持续的海上油气生产基地。电能供应方式是其中重要的一部分。通过技术创新,提供优化方案,解决实际问题。不停产的岸电并网接入技术重点对供配电设备分析、电网参数调整和应急调控保护等方面进行分析与设计,为海洋石油岸电接入工作提供了一种统筹经济性与可靠性的方案,对于在海上油田群推广应用岸电技术具有借鉴与参考价值。EA

(收稿日期: 2022-06-20)

参考文献

- [1] 高璇, 刘国峰, 李雪. 海上油气田岸电应用设计要点分析[J]. 电气应用, 2020, 39(3): 74-77.
- [2] 万光芬, 徐正海, 胡意茹. 海上油田群岸电无功补偿应用研究[J]. 电工技术, 2022(1): 65-68.
- [3] 江海洋, 李倩, 李天琦, 等. 基于改进皮尔逊矩相关系数的一次调频关键参数核辨识方法[J]. 机电工程技术, 2019, 48(7): 180-184.
- [4] 王凡, 李海峰, 胥国毅, 等. 调频关键参数对电网频率特性的影响及其灵敏度分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 1-8.