

基于VSC-HVDC异步互联系统联网转孤岛运行稳定控制策略

陈启超¹,李 晖¹,吴文传²,刘 杰³,张 怡³,王 菲¹,索之闻¹,蒋维勇¹

(1. 国网经济技术研究院有限公司,北京 102209;

2. 清华大学 电机系 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室,北京 100084;

3. 国家电网有限公司,北京 100031)

摘要:以渝鄂背靠背柔性直流工程为案例,对交流联络线 $N-2$ 故障跳开形成柔直+交流近区局域电网孤岛运行方式下系统存在的主要稳定问题及其特征进行分析。建立了能够准确反映渝鄂柔性直流系统、九盘地区电网实际特性的电磁暂态仿真模型,重点围绕联网转孤岛的暂态特性展开了研究,对开机、负荷以及机组旋备关键影响因素进行了敏感性分析。通过时域仿真分析法给出了不同运行方式下、不同应对措施下,保障联网转孤岛系统稳定运行的交流联络线潮流预控范围,并据此提出了九盘地区联网转孤岛运行的稳控策略,为渝鄂柔性直流系统的安全稳定运行提供了技术支撑。

关键词:异步联网;柔性直流输电;孤岛;附加频率控制;功率紧急控制;稳定控制策略

中图分类号:TM 721.1

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202003026

0 引言

柔性直流输电VSC-HVDC(Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current transmission)技术具有谐波含量小、有功/无功独立灵活可控、功率调节及反转迅速等优点^[1-4],在交流电网间异步互联、大规模新能源并网等领域具有广泛的应用前景,灵活多样的控制特性使其能够连接弱交流系统甚至是孤岛运行。

目前针对VSC-HVDC联接孤岛运行的研究可从2个方面分为4种类型:一是根据孤岛内是否有电源分为有源孤岛和无源孤岛,前者孤岛内电压主要由发电机提供,后者则完全由VSC-HVDC提供;二是根据孤岛形成方式分为规划孤岛和故障孤岛^[5],前者是在规划设计阶段就提出将孤岛方式作为一种正常运行方式,后者则由于VSC-HVDC近区电网与交流主网联系薄弱或处于建设过渡期等原因,存在故障后联网转孤岛运行的可能。对于规划中的有源孤岛,研究主要关注于联接弱系统的控制方法与稳定性机理以及新能源电场送出等方面^[6-9];而对于规划中的无源孤岛,研究主要集中于为系统提供虚拟惯量和阻尼以及故障穿越等^[10-11]。也有许多文献对故障后联网转无源孤岛运行的判断策略和VSC-HVDC控制模式转换展开了研究^[12-13],而关于故障后联网转有源孤岛的运行方式较少涉及。鉴于呼辽、锦苏直流的投运,已有一些文献对常规直流故障后带有

源孤岛运行的频率稳定性与功率输送能力进行了分析^[14-16],为VSC-HVDC孤岛研究提供了一些思路参考。

西南与华中电网异步联网后,即存在典型的故障后形成有源孤岛运行的工况。渝鄂背靠背VSC-HVDC工程在原有南、北500 kV交流联网通道上各建设1座背靠背柔性直流换流站,将西南电网与华中电网异步隔离,解决了西南水电外送直流故障导致的原西南—华中联网系统暂态失稳问题。工程投运后,北通道渝侧为万县—九盘VSC-HVDC链式的电网结构。若万盘线发生 $N-2$ 严重故障断开,将会形成VSC-HVDC带九盘地区交流网孤岛运行状态。

故障后联网转孤岛暂态恢复过程中产生的频率问题、电压问题可能会导致系统失稳。本文以渝鄂VSC-HVDC工程九盘地区为例,对联络线发生 $N-2$ 严重故障断开后,系统联网转孤岛运行的稳定特性展开研究,分析稳定性影响因素。在建立能够准确反映渝鄂VSC-HVDC系统、九盘地区电网实际特性的电磁暂态仿真模型的基础上,采用时域仿真分析法对系统故障恢复特性进行分析,并提出九盘地区联网转孤岛运行的稳定控制策略,为渝鄂VSC-HVDC孤岛运行试验方案制定和实施提供了工作支撑,为后续的现场调试提供了技术依据,也为电网的调度运行提供了参考。

1 联网转孤岛运行稳定性影响因素分析

VSC-HVDC近区电网潮流示意图如图1所示(规定图中所示潮流方向为正)。图中, P_{Line} 为交流联络线功率; P_G 为近区电网机组出力; P_L 为负荷; P_H 为VSC-HVDC传输功率。某一时刻交流联络线发生

收稿日期:2019-09-04;修回日期:2020-01-20

基金项目:国家电网公司科技项目(XT71-18-036)

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC(XT71-18-036)

三相永久性 N-2 故障跳开后,形成 VSC-HVDC+交流近区电网孤岛运行方式。下面分别对联网转孤岛运行时系统稳定性的影响因素进行分析。

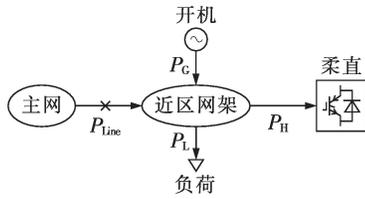
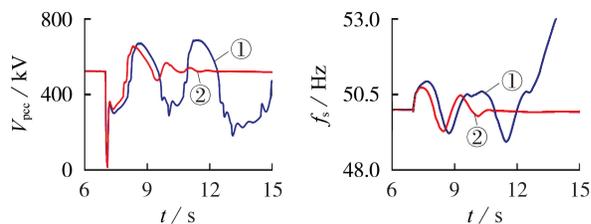


图1 VSC-HVDC 近区电网潮流示意图
Fig.1 Schematic diagram of power flow nearby VSC-HVDC

1.1 开机容量

对于图 1 所示的故障后被动形成的有源孤岛运行方式,VSC-HVDC 并未设计控制模式切换,仍为定有功功率或定直流电压控制,系统电压完全由岛内发电机组提供。一方面,系统电压故障后的快速恢复对采用双闭环控制的柔直稳定运行起决定性作用;另一方面柔直的故障恢复特性也会对系统电压的稳定产生影响,如柔直控制的锁相环节在故障期间电压跌落为 0 时实现软锁相,而故障清除后需要对并网点电压进行重新锁相,比例积分(PI)调节过程中若电压支撑能力不足则会导致孤岛系统失稳。同时,内环解耦控制输出量中电压 dq 轴分量所占比重较高,柔直的功率跟踪特性也会反作用于交流系统,对系统电压恢复特性产生影响。大扰动后,换流站并网点电压的波动特性,即表征了孤岛系统的电压稳定水平。若孤岛系统电压支撑能力强,则电压可快速提升恢复;若支撑能力弱,则电压单调或经起伏波动缓慢提升;若支撑能力不足,则电压持续跌落或经起伏波动后失去稳定。

不同开机容量条件下的仿真对比如图 2 所示,图中 V_{pec} 为并网点电压, f_s 为系统频率,约束条件为 $P_{Line}=0, P_H=0$ 。可以看出,当开机容量为 600 MW 时,孤岛系统电压的支撑能力明显不足,经过起伏波动后失稳;而增加开机容量后,电压经过波动后趋于稳



(a) VSC-HVDC 并网点电压 (b) 系统频率
① 开机容量为 600 MW, ② 开机容量为 650 MW

图2 不同开机方式下系统故障恢复特性对比

Fig.2 Comparison of fault recovery characteristics under different generating schemes

定,孤岛能够恢复稳定运行。

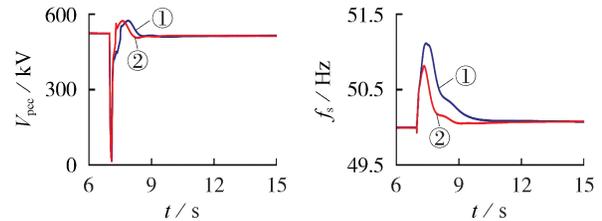
1.2 强励电压倍数

开机容量确定情况下,机组的励磁能力也会影响电压的恢复特性。短路故障发生后发电机机端电压大幅下降,机组励磁系统强励,即励磁调节器快速调整以输出最大励磁电流的特殊运行方式,为系统提供无功功率,支持系统电压恢复。机组励磁系统的强励电压倍数 K_V 是励磁系统主要的大干扰性能指标^[17],可用式(1)表示。

$$K_V = \frac{U_{EN}}{U_P} \quad (1)$$

其中, U_{EN} 、 U_P 分别为励磁顶值电压和额定励磁电压。

提高机组强励电压倍数可有效提高孤岛系统的暂态稳定性。不同 K_V 条件下的仿真对比如图 3 所示。可以看出,当 K_V 由 3.5 提升至 6 时,故障后系统电压恢复更快,频率动态特性随之得到明显改善。



(a) VSC-HVDC 并网点电压 (b) 系统频率
① $K_V=3.5$, ② $K_V=6$

图3 不同 K_V 条件下系统故障恢复特性对比

Fig.3 Comparison of fault recovery characteristics under different values of K_V

1.3 VSC-HVDC 输电占比

稳态运行时,VSC-HVDC 传输的有功功率为给定参考值,是固定的,对送端交流系统相当于恒功率负荷,对受端交流系统相当于恒功率源,其输电占比对孤岛系统的静态特性并无影响。但 VSC-HVDC 各种附加控制改变了系统故障后的暂态恢复特性,使得输电占比对联网转孤岛运行的稳定性有较大影响。孤岛系统 VSC-HVDC 送电比例 σ_s 与受电比例 σ_r 分别用式(2)和式(3)表示。

$$\sigma_s = \frac{P_G - P_L}{P_G} \times 100\% \quad (2)$$

$$\sigma_r = \frac{P_L - P_G}{P_L} \times 100\% \quad (3)$$

以送端系统为例,设定 $P_G=665$ MW、 $P_{Line}=0$,不同负荷条件下的仿真对比如图 4 所示。可以看出,随着 P_L 的增加,对应的 VSC-HVDC 送电比例 σ_s 减小,在故障后转为孤岛运行的暂态恢复过程中,无论是 VSC-HVDC 并网点电压还是系统频率,波动都有所减小。

机组旋备也会改变送电比例 σ_s 。设定 $P_{Line}=0$ 、 $P_L=330$ MW,不同机组旋备条件下的仿真对比如图 5

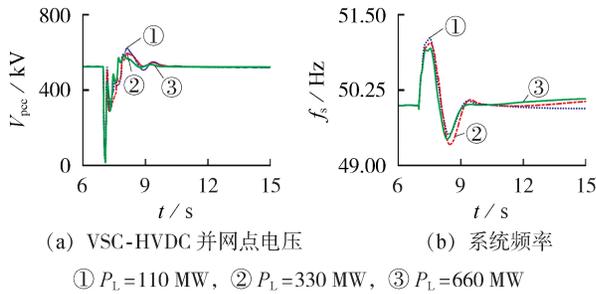


图4 不同负荷条件下系统故障恢复特性对比

Fig.4 Comparison of fault recovery characteristics under different load conditions

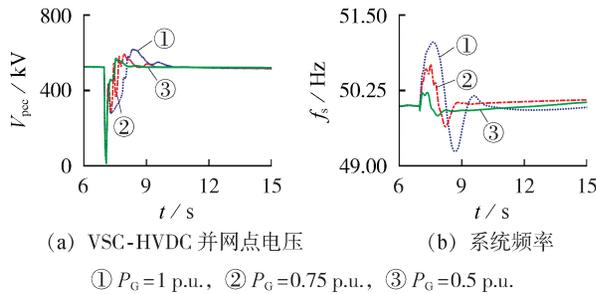


图5 不同机组储备条件下系统故障恢复特性对比

Fig.5 Comparison of fault recovery characteristics under different unit output conditions

所示。可以看出,随着机组储备的增加,对应的VSC-HVDC送电比例 σ_s 减小,同样会改善系统的故障恢复特性,且效果更明显。

1.4 等值惯性时间常数

开机容量、强励电压倍数和VSC-HVDC输电占比都会影响电压暂态特性,从而间接对频率暂态特性产生影响,而直接影响孤岛频率特性的主要为系统的转动惯量。将孤岛系统中的 n 台发电机聚合成1台等值机,其惯性时间常数 H_Σ 即为交流系统的等值惯性时间常数,如式(4)所示。

$$H_\Sigma = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{Ni}}{S_{ac}} \quad (4)$$

其中, S_{Ni} 、 H_i 分别为第 i 台发电机的额定容量和此容量为基准下的惯性时间常数; S_{ac} 为孤岛交流系统容量。

根据等值机的转子运动方程可得:

$$\Delta f = \frac{(P_m^* - P_e^*) f_0}{2H_\Sigma} \Delta t \quad (5)$$

其中, P_m^* 、 P_e^* 分别为发电机机械功率和电磁功率的标么值; f_0 为系统额定频率。

相同功率差额条件下,孤岛交流系统的转动惯量越大,频率稳定性越好,而转动惯量主要由岛内开机决定。

1.5 交流联络线功率

根据式(5)可知,直接影响孤岛频率稳定性的还

有系统所承受的不平衡功率,即联网转孤岛运行过程中损失的交流联络线功率 P_{Line} 。当交流系统的运行方式确定后,即网架结构、开机水平、负荷、机组出力确定后,故障后孤岛系统的频率暂态特性主要由故障前交流联络线传输的功率决定,可将其作为稳控量并制定相应的稳控策略。

2 VSC-HVDC控制对系统联网转孤岛运行稳定的影响

VSC-HVDC具有可控性强的优点,其控制功能可根据交流系统运行状态或参数的变化自动调整自身的运行参数,如输送功率、直流电压等,在保证直流设备安全稳定基础上实现对系统运行性能的改善。一些控制策略及控制参数会直接改变系统故障后的暂态恢复特性,对联网转孤岛运行的稳定产生决定性作用。

2.1 附加频率控制

联网转孤岛运行后,VSC-HVDC的附加频率控制可根据频率变化自动调节传输的有功功率,迅速平衡孤岛系统的功率不平衡量,保证系统能够稳定运行。其具体的控制结构如图6所示。图中, f_Y 、 f_E 为两侧交流系统的频率; T_f 为滤波器时间常数; Δf_{max} 、 Δf_{min} 为频率偏差限幅; $\pm \varepsilon$ 为死区阈值; ΔP 为输出的调节量; ΔP_{max} 、 ΔP_{min} 为输出限幅; $G(s)$ 为控制环节的传递函数。

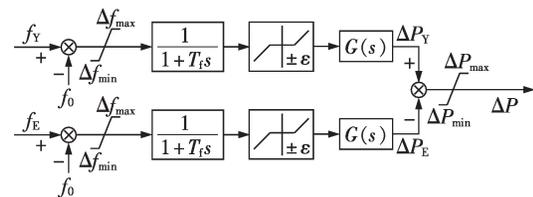


图6 VSC-HVDC附加频率控制设计

Fig.6 Design of VSC-HVDC additional frequency control

工程中已实际应用的控制方案主要分为基于一阶惯性环节和基于PI环节2种,具体分别如图7(a)、(b)所示。图中, T 为一阶惯性环节的时间常数; K_p 、 K_i 分别为PI环节的比例和积分参数。

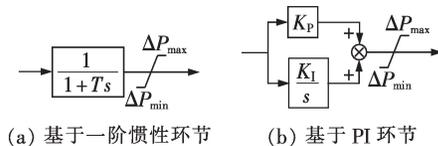


图7 典型附加频率控制环节

Fig.7 Typical additional frequency control link

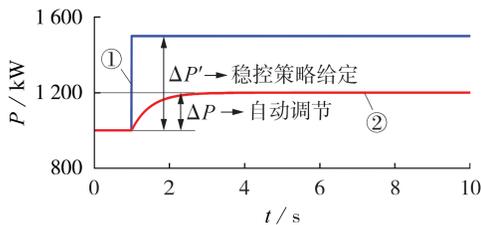
对于两端均配置附加频率控制的渝鄂VSC-HVDC工程,其存在两侧逆向调节的情况,此时采取PI控制进行无差调节,可能在小扰动下就达到输出限幅,过耗附加频率控制器的调节能力。因此其附

加频率控制设计采取基于一阶惯性环节的方案,实现自动有差调节,起到一次调频作用,且可通过参数设计使其调节速度快于机组调速器,利用VSC-HVDC快速灵活的调节能力,保证孤岛系统的频率稳定。具体参数参考复奉、锦苏、宾金三大直流送端换流站的频率控制器配置^[18]。

2.2 功率紧急控制

VSC-HVDC附加频率控制的调节能力有限,当孤岛系统的功率不平衡量超出其调节范围时,需启动功率紧急控制。功率紧急控制与正常功率调节方式相同,都是通过改变有功功率参考值,区别是调节速率不同。功率紧急控制无论是速升、速降还是反转,调节速率可达0.01 p.u./ms,远高于正常功率调节速率,充分发挥了VSC-HVDC响应速度快的优势。

有别于附加频率控制,功率紧急控制由安稳控制触发,属于系统的第二道防线控制措施。且其调节量严格依赖于稳控策略,无法对频率进行实时连续调节,二者输出的调节特性如图8所示。功率紧急控制调节范围更宽,但未必能够精确地补齐功率差额,因此需要附加频率控制的配合。



① 功率紧急控制, ② 附加频率控制

图8 附加频率控制与功率紧急控制调节特性对比

Fig.8 Comparison of adjustment characteristic between additional frequency control and power emergency control

2.3 故障穿越控制

交流系统发生短路故障时,为了避免桥臂过流导致换流器闭锁,VSC-HVDC将启用交流故障穿越控制,即根据交流电压跌落程度进行等比限值内环电流参考值,使得VSC-HVDC在此控制策略下的功率特性不仅与有功功率参考值相关,还与电压跌落程度、比值系数有关。故障穿越控制会导致故障期间电磁功率降低,故障消失后电磁功率也恢复较慢,增大了故障后发电机的加速面积,发电机暂态稳定特性变差^[19]。

3 算例仿真建模

与大电网相比,VSC-HVDC孤岛系统是个精密小系统,各种干扰引起的变化可能会导致系统运行状态量严重偏离额定值,控制器与系统设备的电气特性可能穿越至较宽范围运行,对其进行分析时,需对孤岛系统进行详细建模。以渝鄂工程九盘

地区为例,基于PSCAD/EMTDC仿真软件建立电磁暂态仿真模型,对VSC-HVDC近区联网转孤岛运行特性进行分析。九盘地区具体电网结构如图9所示。

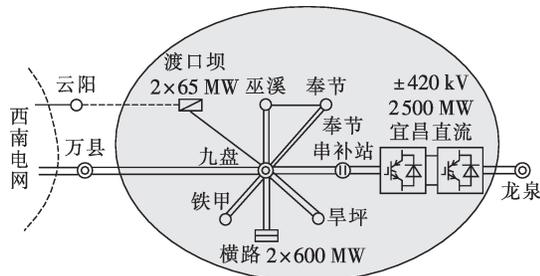


图9 九盘地区电网结构示意图

Fig.9 Grid structure of Jiupan area

3.1 交流系统建模

对于渝侧交流系统,遵循近区电网详细建模、远端等值的处理方式,保留了以九盘变电站为核心的辐射线路,包括220 kV巫溪、奉节、铁甲、早坪变电站及负荷;横路和渡口坝的发电机组以及励磁系统、调速系统、电力系统稳定器系统和升压变压器,其他部分做等值处理。鄂侧电网全部采用等值处理。发电机组参数均根据机电暂态程序PSASP中的参数输入,负荷模型采用“40%恒阻抗+60%恒功率模型”,输电线路采用集中参数模型。

九盘地区的最大开机容量为1330 MW,即横路2台火电机组(2x600 MW)与渡口坝2台水电机组(2x65 MW)全部开机运行;最大负荷约为420 MW,最小负荷约为110 MW;横路机组的最小出力为0.5 p.u.。选取典型方式进行仿真计算对比,经校核,在PSCAD环境下建立九盘近区交流网络电磁暂态模型,在潮流、电压、短路电流水平方面均与PSASP计算结果相一致,暂态响应特性也非常接近。

3.2 VSC-HVDC系统建模

3.2.1 VSC-HVDC主回路和参数

渝鄂VSC-HVDC工程采用的是基于半桥模块化多电平变换器(MMC)的单换流器双极接线方案,由2个背靠背换流单元并联而成,具体的系统主接线结构如图10所示。每个单元额定传输功率为1250 MW,直流侧额定电压为±420 kV。换流变压器均采用单相三绕组结构,额定容量为460 MV·A。桥臂电

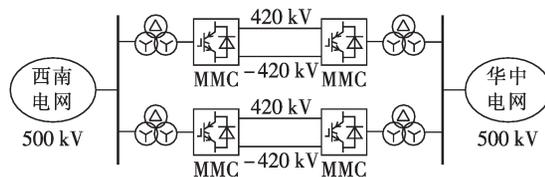


图10 渝鄂VSC-HVDC系统主接线结构示意图

Fig.10 Main circuit structure of Yu-E VSC-HVDC system

抗器选择 140 mH。

3.2.2 MMC 建模

MMC 每个桥臂串联了 500 个半桥子模块,对其仿真建模很难兼具精准性与高效性。本文采取了一种 MMC 行为模型^[20],该模型整合了 MMC 闭锁状态与解锁状态的运行特性,降低了建模的复杂度和调试难度。其优点是可在仿真精度与仿真速度之间取得良好的平衡,既能够精确模拟 MMC 各种稳态与暂态行为以满足系统研究需求,又具有较高的仿真效率。

3.2.3 VSC-HVDC 控制系统建模

VSC-HVDC 控制系统模型采用从实际控制保护程序编译而来的动态链接库,可实现与工程相一致的动态特性,仿真步长为 100 μ s、仿真时长为 10 s 条件下实际仿真时间约为 13 min。根据其功能划分可分为 3 个层级,分别为双单元层、单单元层和换流器层。具体控制功能如图 11 所示。

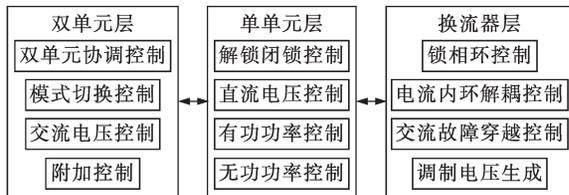


图 11 VSC-HVDC 控制系统功能分层

Fig.11 Function layer of VSC-HVDC control system

VSC-HVDC 单元采用基于直接电流控制的矢量控制,具有快速的电流响应特性和良好的限流能力。矢量控制由外环控制策略和内环控制策略组成。外环控制主要包括有功功率类控制和无功功率类控制;内环控制采用正序电流与负序电流分别解耦控制。

VSC-HVDC 矢量电流控制主体结构图如附录中图 A1 所示,此外还包括负序解耦控制、环流抑制控制以及附加控制等控制环节,此处不再详述。

4 仿真分析

采用所搭建的电磁暂态仿真模型对九盘地区故障后联网转孤岛运行的稳定特性开展分析。选取最严苛的运行方式对保证系统稳定运行的联络线潮流预控范围进行探究,并以此为稳控量给出联网转孤岛运行的稳定控制策略。运行方式选择为 $P_c=665$ MW、 $P_l=110$ MW,即横路、渡口坝各开 1 台机且不留旋备,负荷最小方式。

4.1 联络线潮流预控范围

故障后联网转孤岛运行时,系统可根据故障前联络线潮流采取不同的应对措施,以保证联网转孤岛能够恢复稳定运行。考虑电网基 I 轮低频减载装置的动作频率一般为 49 Hz,汽轮发电机组调速系

统的超速保护 OPC(Overspeed Protection Controller)动作定值为 103%,因此设定频率稳定范围为 49~51.5 Hz。通过时域仿真对联络线潮流预控范围展开详细分析。

4.1.1 附加频率控制调节

故障前 P_{Line} 为 170 MW 与 -270 MW 的仿真结果分别如图 12 和图 13 所示。 $P_{Line}=170$ MW 时,故障恢复期间系统频率最低至 49 Hz,若 P_{Line} 继续增加,存在触发系统低频减载风险; $P_{Line}=-270$ MW 时,故障恢复期间系统频率最高达到 51.5 Hz,若 P_{Line} 继续减小,则存在触发机组 OPC 动作导致系统失稳的风险。根据仿真分析可知,联网转孤岛后不采取措施、仅依靠 VSC-HVDC 附加频率控制自动调节,保障系统稳定运行的 P_{Line} 预控范围为 -270~170 MW。

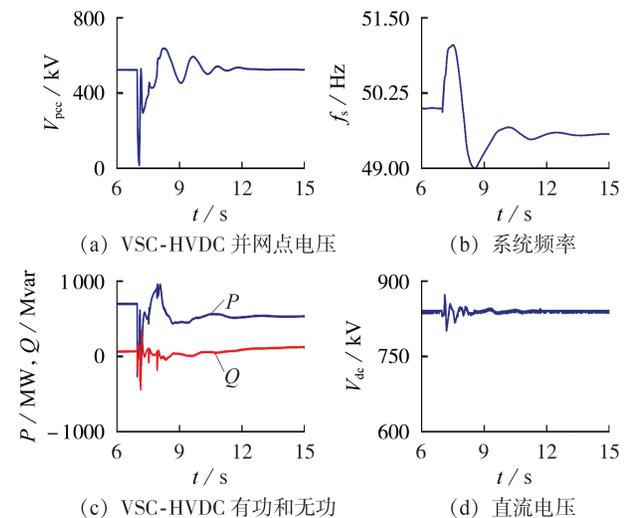


图 12 $P_{Line}=170$ MW 时联网转孤岛的仿真波形

Fig.12 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation when $P_{Line}=170$ MW

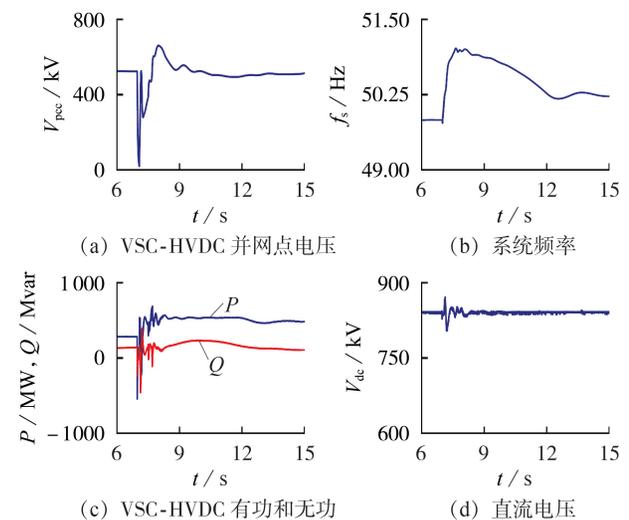


图 13 $P_{Line}=-270$ MW 时联网转孤岛的仿真波形

Fig.13 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation when $P_{Line}=-270$ MW

4.1.2 功率紧急控制调节

随着交流联络线功率增大,超出附加频率控制调节范围后,必须通过稳控措施启动VSC-HVDC的功率紧急控制进行调节,并配合附加频率控制,才能够保证系统可恢复稳定运行。故障前 P_{Line} 为830 MW与-670 MW的仿真结果分别如图14和附录中图A2所示。

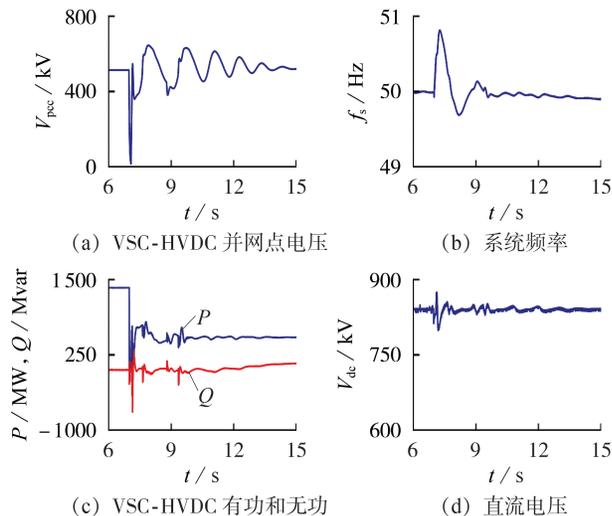


图14 $P_{Line}=830$ MW时联网转孤岛的仿真波形

Fig.14 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation when $P_{Line}=830$ MW

当 $P_{Line}=830$ MW时,VSC-HVDC在故障发生后300 ms接到稳控指令速降功率830 MW。故障恢复期间系统频率最高为50.8 Hz,最低为49.7 Hz,并网电压波动较大,若 P_{Line} 继续增加,系统电压将失稳; $P_{Line}=-670$ MW时,VSC-HVDC在故障发生后300 ms接到稳控指令迅速反转功率传输方向,故障恢复期间系统频率最高达51.5 Hz,若 P_{Line} 继续减小,存在触发机组OPC动作导致系统失稳的风险。根据仿真分析可知,联网转孤岛后稳控措施动作,保障系统稳定运行的 P_{Line} 预控范围为-670~830 MW。

在实际电网运行中,为降低孤岛风险对联络线潮流的限制,提高500 kV送电通道的利用效率,促进西南水电外送消纳,可增加开机拓宽交流联络线潮流预控范围。对横路开2机、渡口坝开1机方式进行仿真分析,故障前 P_{Line} 为1 345 MW与-630 MW的仿真结果分别如附录中图A3和图A4所示。

$P_{Line}=1 345$ MW时,VSC-HVDC在故障发生后300 ms接到稳控指令速降功率1 345 MW,系统频率最高为50.8 Hz。故障前 P_{H} 已达到额定运行功率2 500 MW; $P_{Line}=-630$ W时,VSC-HVDC在故障发生后300 ms接到稳控指令速升功率630 MW。故障恢复期间,系统频率最高达51.5 Hz,若 P_{Line} 继续减小,存在触发机组OPC动作导致系统失稳的风险。根据仿真分析可知,增加开机后,保障系统稳定运行的

P_{Line} 预控范围为-630~1 345 MW。

根据前文的分析可知,增加开机后系统转动惯量增加,频率稳定性提升,交流联络线预控范围也应有所拓宽。但对比上述仿真结果可知, $P_{Line}>0$ 时,增加开机的确将预控范围由830 MW提升至1 345 MW,而当 $P_{Line}<0$ 时,交流联络线预控功率变化不大,主要是因为VSC-HVDC的故障穿越控制限制了其有功功率的调节速度。由附录中图A2(c)与图A4(c)可见,故障后VSC-HVDC有功功率的速升速度明显慢于图8所示的0.01 p.u./ms,因此导致频率上升过快,与2.3节的分析相符。

由于形成孤岛后岛内呈功率盈余状态,因此考虑切机加功率紧急控制的稳控策略,加快有功功率调节速度,具体仿真结果如附录中图A5所示。故障前 $P_{Line}=-1 250$ MW、 $P_{H}=-95$ MW,故障后300 ms采取切横路1台机并反转VSC-HVDC功率传输方向的稳控措施。故障恢复期间,系统频率最高达51.5 Hz。

切机加功率紧急控制的稳控策略有效将 P_{Line} 的预控范围由-630 MW拓宽至-1 250 MW,但所增加量输送的是西南电网内部九盘地区加开的横路机组功率,VSC-HVDC传输功率 P_{H} 并未有所提升,与枯期华中送电西南的需求不符。根据4.1节的分析可知,可采取提高机组旋备的方式来提高VSC-HVDC受电比例,改善故障后系统的暂态特性,进而大幅提升西南受电通道的输送能力。

4.2 联网转孤岛稳定控制策略

根据上述仿真分析,可以得到九盘地区联网转孤岛的具体稳控策略如表1所示。由于仿真研究所选取的是机组满发、负荷最小的极端运行方式,因此所得到的交流通道潮流限值范围为最严苛情况。在此限值范围内的其他运行方式下,VSC-HVDC传输功率可根据开机、负荷条件做相应的调整。

表1 联网转孤岛稳控策略

Table 1 Stability control strategy for conversion from grid-tied to island operation

开机方式	万盘线潮流限值/MW	稳控措施量/MW	稳控措施
	170	无	无
横路1机+	-270	无	无
渡口坝1机	830	830	回降柔直
	-670	670	反转柔直
横路2机+	1 345	1 345	回降柔直
渡口坝1机	-1 250	1 250	切1机+反转柔直

5 结论

(1)本文对交流联络线N-2故障后VSC-HVDC近区交流电网联网转孤岛运行系统的暂态特性展开了研究,重点关注了联网转孤岛过程中存在的电压问题与频率问题,对影响系统故障恢复特性的关键

因素进行了敏感性分析。分析表明,增加孤岛内开关与机组旋备,可有效降低故障恢复过程中的电压与频率波动。

(2)在运行方式已确定的情况下,根据所采取的应对措施不同,预控交流联络线在相应的范围内,可保障联网转孤岛后系统能够恢复稳定运行。

(3)采取切机+柔直附加控制的稳控措施,联网转孤岛过程系统的暂态特性要优于仅采取柔直附加控制的稳控措施。

(4)对于渝鄂VSC-HVDC工程,因孤岛风险而预控万盘线潮流会导致交流通道输送能力受限,不利于丰期西南水电外送,也不利于枯期华中对西南的支援,建议加紧对网架补强工程的建设。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] SHAH R, PREECE R, BARNES M. The impact of voltage regulation of multiinfeed VSC-HVDC on power system stability [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2018, 33(4): 1614-1627.
- [2] ARANI M F M, MOHAMED Y A I. Analysis and performance enhancement of vector-controlled VSC in HVDC links connected to very weak grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 684-693.
- [3] ZHANG L, HARNEFORS L, NEE H. Modeling and control of VSC-HVDC links connected to island systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 783-793.
- [4] FLOURENTZOU N, AGELIDIS V G, DEMETRIADES G D. VSC-based HVDC power transmission systems: an overview[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(3): 592-602.
- [5] 肖湘宁, 李伟, 罗超, 等. 特高压直流孤岛运行特性与稳定控制研究综述[J]. 电工技术学报, 2017, 32(10): 1-11.
XIAO Xiangning, LI Wei, LUO Chao, et al. Survey on operational characteristics and stability control of ultra-HVDC transmission system in islanded mode[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(10): 1-11.
- [6] 郭琦, 郭海平, 黄立滨. 电网电压前馈对柔性直流输电在弱电网下的稳定性影响[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 139-144.
GUO Qi, GUO Haiping, HUANG Libin. Effect of grid voltage feedforward on VSC-HVDC stability in weak power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 139-144.
- [7] 杨金刚, 袁志昌, 李顺昕, 等. 经柔性直流输电并网的大型风电场频率控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6): 109-114.
YANG Jingang, YUAN Zhichang, LI Shunxin, et al. Frequency control strategy for large-scale wind farm grid-connection through VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 109-114.
- [8] 郭春义, 殷子寒, 王焯, 等. 一种适用于MMC-HVDC联接弱受端交流电网的附加频率-电压阻尼控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(17): 5020-5028.
GUO Chunyi, YIN Zihan, WANG Ye, et al. A supplementary frequency-voltage damping control for MMC-HVDC system connected to weak AC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(17): 5020-5028.
- [9] 梅念, 苑宾, 李探, 等. 接入孤岛新能源电场的双极柔直换流站控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3575-3582.
MEI Nian, YUAN Bin, LI Tan, et al. Study on control strategy of bipolar VSC station connected to islanded renewable power plant[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3575-3582.
- [10] 肖亮, 徐政, 刘昇, 等. 向无源网络供电的MMC-HVDC送端交流故障穿越策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(15): 89-98.
XIAO Liang, XU Zheng, LIU Sheng, et al. AC fault ride-through strategy of MMC-HVDC connected to passive networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(15): 89-98.
- [11] 江斌开, 王志新, 包龙新, 等. 连接无源网络的VSC-HVDC优化虚拟同步机控制及参数分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(22): 6542-6549.
JIANG Binkai, WANG Zhixin, BAO Longxin, et al. An improved virtual synchronous generator control strategy parameters analysis for VSC-HVDC connected to a passive network[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(22): 6542-6549.
- [12] 董云龙, 凌卫家, 田杰, 等. 舟山多端柔性直流输电控制保护系统[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(7): 169-175.
DONG Yunlong, LING Weijia, TIAN Jie, et al. Control & protection system for Zhoushan multi-terminal VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 169-175.
- [13] 管敏渊, 张静, 刘强, 等. 柔性直流输电系统的联网和孤岛运行通用控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(15): 103-109.
GUAN Minyuan, ZHANG Jing, LIU Qiang, et al. Generalized control strategy for grid-connected and island operation of VSC-HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(15): 103-109.
- [14] 周煜智, 徐政, 董恒锋. 直流孤岛送电系统的功率输送能力分析[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(10): 93-99.
ZHOU Yuzhi, XU Zheng, DONG Huanfeng. Power transmission capability analysis of DC island transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 93-99.
- [15] 王伟华, 韩民晓, 吴娅妮, 等. 伊穆直流孤岛特性试验电磁暂态仿真分析[J]. 电网技术, 2017, 41(3): 698-707.
WANG Huawei, HAN Minxiao, WU Yani, et al. Electromagnetic transient simulation and analysis for Yimu HVDC project islanding system commissioning[J]. Power System Technology, 2017, 41(3): 698-707.
- [16] 贺静波, 张剑云, 李明节, 等. 直流孤岛系统调速器稳定问题的频域分析与控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 137-143.
HE Jingbo, ZHANG Jianyun, LI Mingjie, et al. Frequency domain analysis and control for governor stability problem in islanded HVDC sending systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 137-143.
- [17] 周云, 严正, 李乃湖, 等. 多机系统发电机组强励电压倍数优化配置算法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(11): 113-121.
ZHOU Yun, YAN Zheng, LI Naihu, et al. Optimal FEVR configuration of generation units in multi-machine power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 113-121.
- [18] 王菲, 刘建琴, 韩丰, 等. 应用直流调制改善水电能源基地交流电网运行特性[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3911-3916.
WANG Fei, LIU Jianqin, HAN Feng, et al. Application of DC modulation to improving operation characteristics of hydropower base grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3911-3916.
- [19] 于钊, 李兆伟, 张怡, 等. 提高系统暂态稳定性的柔性直流受端电网故障穿越策略整定[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(22): 78-89.
YU Zhao, LI Zhaowei, ZHANG Yi, et al. Fault ride-through strategy setting of flexible HVDC receiving-end power grid for transient stability improvement[J]. Automation of Electric

Power Systems, 2018, 42(22): 78-89.

[20] 孙谦浩, 李亚楼, 宋强, 等. 基于桥臂基波平均开关函数的MMC模型在直流电网仿真中的应用[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(8): 24-30.

SUN Qianhao, LI Yalou, SONG Qiang, et al. Application of MMC model based on arm fundamental wave average switching function in DC grid simulation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8): 24-30.



陈启超

(E-mail: cq7@163.com);

李 晖(1981—), 男, 河南信阳人, 教授级高级工程师, 博士, 主要研究方向为电网规划设计、大规模新能源接入的电力系统规划与运行;

吴文传(1973—), 男, 浙江金华人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为大电网能量管理系统、主动配电网运行调度与自律控制、大规模可再生能源发电运行调控。

(编辑 李莉)

作者简介:

陈启超(1983—), 男, 黑龙江哈尔滨人, 博士, 主要研究方向为柔性直流输电技术、电力系统稳定分析与控制

Stability control strategy for conversion from grid-tied to island operation of asynchronous interconnected power grids based on VSC-HVDC

CHEN Qichao¹, LI Hui¹, WU Wenchuan², LIU Jie³, ZHANG Yi³, WANG Fei¹, SUO Zhiwen¹, JIANG Weiyong¹

(1. State Power Economic Research Institute, Beijing 102209, China;

2. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments, Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

3. State Grid Corporation of China, Beijing 100031, China)

Abstract: Taking Yu-E back to back VSC-HVDC project as the case, the main system stability issues and characteristics under VSC-HVDC island operation formed by AC tie-line $N-2$ faults are analyzed. An electromagnetic transient simulation model is established, which can accurately reflect actual characteristics of Yu-E VSC-HVDC system and power grid of Jiupan district. The transient characteristics for conversion from grid-tied to island operation are emphatically researched, and the sensitivity analysis of the key influencing factors of generating scheme, load condition and unit backup is carried out. By means of time-domain simulation analysis method, the precontrol range of AC tie-line power flow under different operation modes and different measures is given to ensure the system stability for conversion from grid-tied to island operation. On this basis, the stability control strategy for conversion from grid-tied to island operation in Jiupan district is proposed, which provides technical support for the safe and stable operation of Yu-E VSC-HVDC system.

Key words: asynchronous interconnection; VSC-HVDC; island; additional frequency control; power emergency control; stability control strategy

附录

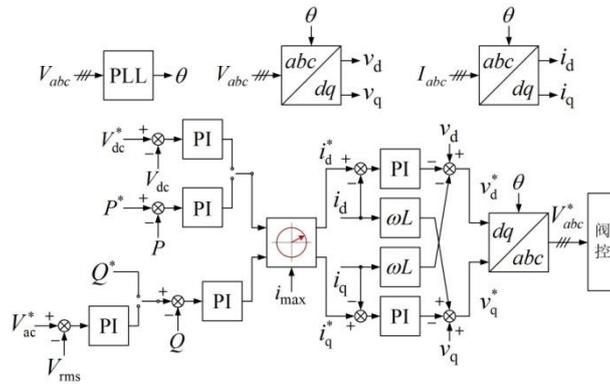


图 A1 VSC-HVDC 矢量电流控制结构图

Fig.A1 Vector current control diagram of VSC-HVDC

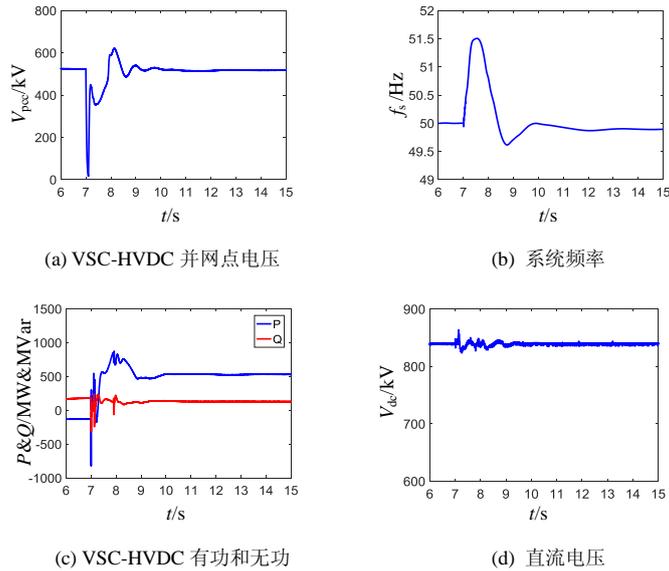
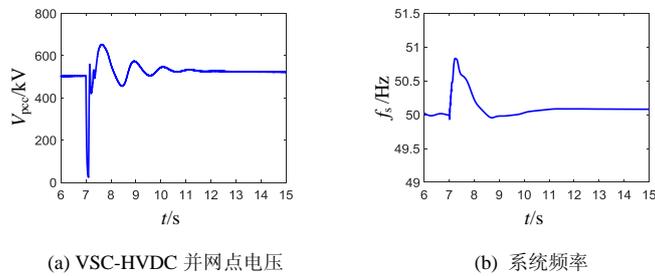
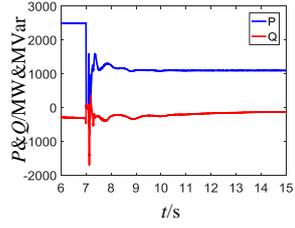


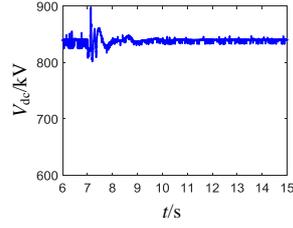
图 A2 $P_{\text{Line}}=-670$ MW 时联网转孤岛的仿真波形

Fig.A2 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation under $P_{\text{Line}}=-670$ MW





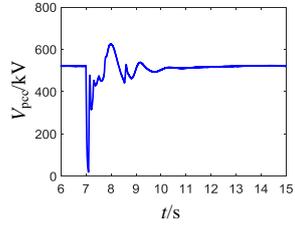
(c) VSC-HVDC 有功和无功



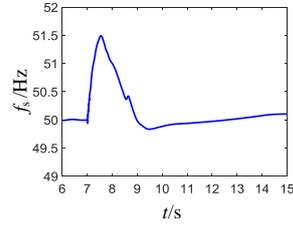
(d) 直流电压

图 A3 $P_{Line}=1\ 345\ MW$ 时联网转孤岛的仿真波形

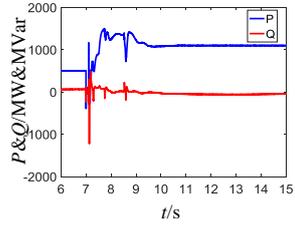
Fig.A3 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation under $P_{Line}=1\ 345\ MW$



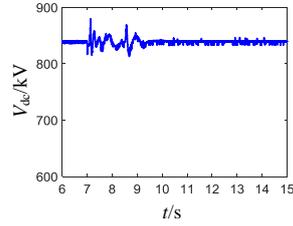
(a) VSC-HVDC 并网点电压



(b) 系统频率



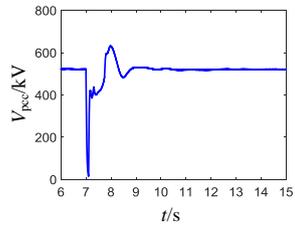
(c) VSC-HVDC 有功和无功



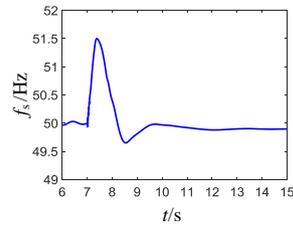
(d) 直流电压

图 A4 $P_{Line}=-630\ MW$ 时联网转孤岛的仿真波形

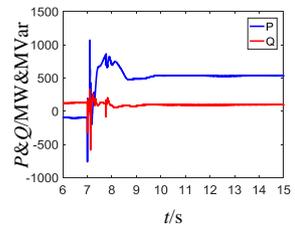
Fig.A4 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation under $P_{Line}=-630\ MW$



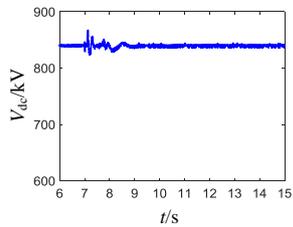
(a) VSC-HVDC 并网点电压



(b) 系统频率



(c) VSC-HVDC 有功和无功



(d) 直流电压

图 A5 $P_{Line}=-1\ 250\ MW$ 时联网转孤岛的仿真波形

Fig.A5 Simulative waveforms for conversion from grid-tied to island operation under $P_{Line}=-1\ 250\ MW$