

兴安直流双极闭锁反事故措施实时仿真研究

张建设, 韩伟强, 黄立滨

(南方电网技术研究中心, 广州 510623)

Real-time Simulation Study on Anti-accident Measures of Bipolar Block in Xing-An HVDC Project

ZHANG Jian-she, HAN Wei-qiang, HUANG Li-bin

(CSG Technology Research Center, Guangzhou 510623, China)

Abstract: Detail analysis on “5•5” Xing-An HVDC bipolar block suggests that there is potential risk of bipolar block to the HVDC system due to the configuration of the same tower for both DC transmission line and the earthing electrode line. A closed-loop experimental system with the real-time digital simulator (RTDS) and Xing-An DC actual control & protection devices are therefore built up, and a lot of real-time simulation experiments of HVDC control & protection fault recovery functions have been done. The experiments include electrode current balance protection recovery function and values adjustment, the DC line existing fault recovery logic and mode adjustment, and association impact of recovery function adjustment on control and protection. From the view of DC control & protection, measures are proposed to effectively prevent “5•5” like HVDC bipolar block.

Key words: Xing-An HVDC; HVDC block; real-time simulation; anti-accident measure; fault recovery; electrode current balance protection

摘要: 对“5•5”兴安直流双极闭锁故障的分析显示, 由于兴安直流采用接地极线路与直流输电线路同塔架设, 存在着双极闭锁潜在风险。因此, 搭建了由实时数字仿真器(RTDS)与兴安直流实际的控制保护装置组成的闭环实验系统, 针对直流控制保护故障重启功能进行大量实时仿真实验, 内容包括实现接地极线路电流不平衡保护重启及定值调整, 调整直流线路现有故障重启逻辑和模式, 以及重启功能调整后对控制保护的关联影响等。从直流控制保护的角度提出了有效地防止类似“5•5”兴安直流双极闭锁的措施。

关键词: 兴安直流; 直流闭锁; 实时仿真; 反事故措施; 故障重启; 接地极电流平衡保护

2008年5月5日兴安直流双极相继闭锁。事故前兴安直流双极运行, 直流功率1800 MW, 兴仁站为主控站, 有功控制为P-Mode, 无功控制为Q-Mode, 换流变分接头控制为角度模式。现场故障录波和SER信号显示, 以极I直流线路故障时刻为0 ms (02:46:33) 计, 双极相继闭锁过程如下^[1]:

极I直流线路故障后行波保护(WFDPL)及电压突变量保护(27DU/DT)动作, 将极I闭锁并进行故障再启动, 283 ms极I重启不成功转闭锁。随后, 宝安站接地极电流不平衡保护(60EL-1)动作(时限500 ms), 1179 ms后将极II转闭锁。

过程中, 已处在闭锁状态的极I直流过压保护(59/37DC-1)在1026 ms动作。直流线路故障测距故障点距宝安站142.998 km。对兴安直流巡线发现2170号塔(距宝安站143.876 km)的极I直流线路和接地极线路均有放电痕迹。另外, 兴仁站、宝安站极I线路避雷器动作次数各增加1次。

1 接地极线与输电线同塔的风险分析

兴安直流工程接地极线路与直流输电线路同塔架设, 宝安站接地极线约189 km, 同塔架设段约183 km, 部分杆塔结构如图1所示, 避雷线为0°保护角设计。其中接地极线路绝缘子片(3片)按35 kV标准设计, 同时绝缘子片加装招弧角保护, 按0.85保护系数设置, 空气间隙约34 cm, 棒-棒冲击击穿电压约150 kV, 远低于输电线路耐压水平。

这样,一旦输电线路遭雷击故障,接地极线路也将同时故障^[2]。

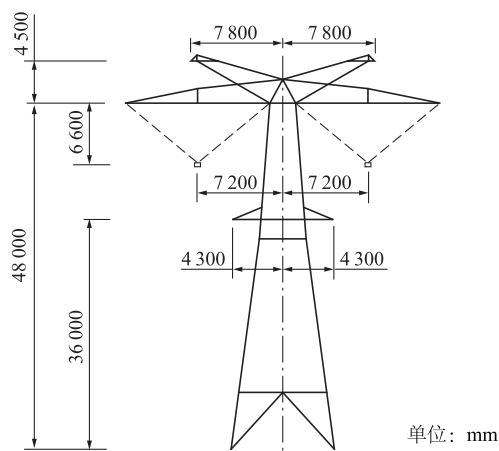


图1 宝安站接地极线路与直流线路同塔(部分)设计结构
Fig. 1 Design Structure of Earthing Electrode Line in Bao'an Converter Station and DC Transmission Line built in the Same Tower

南方电网直流运行90%以上为双极平衡运行方式,接地极线路电压低,且电流接近为零(小于额定电流的1%),在双极运行下接地极线路耐雷水平低所导致的接地极线路故障基本不造成后果;另外,如果发生一个极故障的同时接地极也故障,当重启成功为双极运行后,接地极线路故障电流迅速减小,续流可由招弧角灭弧使接地极线路故障消失,也基本不造成后果。因此,接地极线路与直流输电线路同塔架设有暴露出大的问题。

但类似“5·5”在同塔范围内极I线路故障重启不成功,而招弧角间歇放电具有不平衡性,使其中一回接地极线路短路,在单极大地方式下接地极线路所持续的故障电流较大,招弧角已无法灭弧断流,接地极线路电流不平衡保护将会动作,导致兴安直流正常运行的另一极闭锁,即双极相继闭锁。

2 故障及防范措施研究与仿真实验

“5·5”兴安直流双极闭锁故障过程及保护动作评价已比较清楚^[1-4],这里主要进行补充分析。本仿真实验研究除另有说明外,兴安直流功率均为其故障闭锁前水平。

2.1 适当提高直流线路故障重启时间

直流故障去游离时间(电流为零状态)一般认为在100~300 ms范围,目前直流线路故障重启时间设定为200 ms,实际去游离时间约150~160 ms。

可将兴安直流极I、极II重启的时间适当提高,如250 ms时实际去游离时间约200 ms(见图2),比现有的故障去游离时间增加约40~50 ms,有利于故障恢复,至少可将易遭雷击故障的极I重启时间适当延长到250 ms。从所获知的稳定分析报告^[4],此项重启时间调正满足了电网稳定要求。

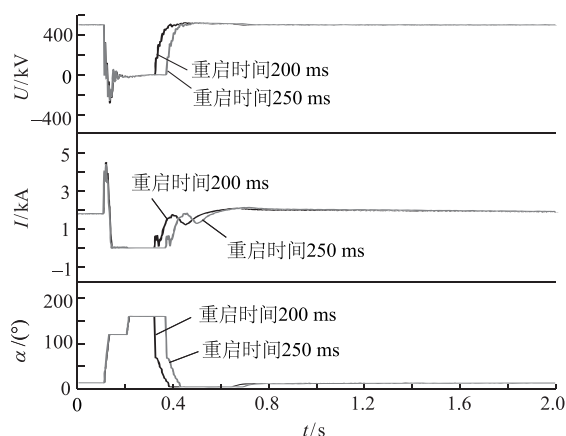


图2 直流故障重启200 ms和250 ms电流电压仿真波形
Fig. 2 DC Voltage and Current Simulation with DC Fault Recovery Times of 200 ms and 250 ms

2.2 调整直流线路故障重启次数

“5·5”直流双极相继闭锁的过程可以分成两个阶段:先是极I直流线路故障后,故障启动一次不成功,极I转闭锁;随后,接地极线路电流不平衡保护一段动作闭锁正常运行的极II。因此,极I直流线路故障再启动成功十分必要。

目前直流线路故障重启次数设为1次,为提高线路重启成功率,可以增加重启次数(软件功能允许设置5次)。通过仿真实验发现,当将直流线路重启设为2次时,第2次重启成功或不成功,功能逻辑正常,尚未发现需要修正控制保护逻辑。因此,至少可将易遭雷击故障极I重启设为2次(电网稳定应作必要的校核),考虑到此时重启过程延长,接地极电流不平衡保护动作时延应适当调正。

2.3 降低故障重启电压

目前直流线路故障重启设置为500 kV全压重启,也可以选择400 kV或350 kV降压重启。从理论上分析降压重启对直流故障线路恢复有帮助。实验发现,不同电压重启时的电压上升速率基本相同(图3),对于绝缘特性仍在恢复中,击穿电压低于重启电压设定水平的情况降压重启效果不大。

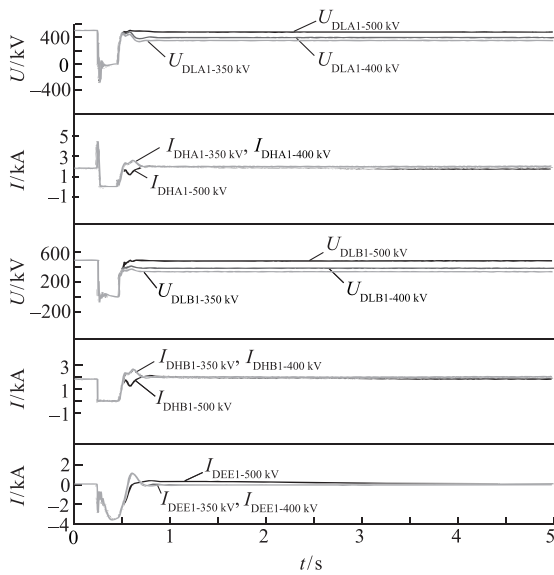


图 3 不同重启电压下直流电压、电流和接地极合电流比较
Fig. 3 Comparison of DC Voltage, Current and Earthing Electrode Sum-current under Different DC Recovery Voltages

2.4 接地极线路电流不平衡保护重启及定值调整

接地极线路电流不平衡保护 60EL 保护动作方程为: $|I_{DEE1}-I_{DEE2}|>\Delta$ 。目前 60EL 保护动作出口方式为: 向极控发请求双极电流平衡命令(双极模式 I 段)和极闭锁(双极模式 II 段及单极大地模式 I 段), 保护定值如下表 1^[1,5]。其中对双极模式, 接地极线路电流不可能出现 $I_{DEE}>550$ A, 其高定值一般不产生作用, 因此只需关注 22.5 A 低定值段。目前 60EL 不具有故障重启功能。

表 1 兴安直流接地极电流不平衡保护定值表

Tab.1 Xing-An HVDC Earthing Electrode Current Balance Protection Settings

运行方式	动作值/A	I 段延时/ms	II 段延时/ms	备注
双极模式	120	500(平衡双极电流)	2 000 (极闭锁)	$I_{DEE}>550$ A $I_{DEE}<550$ A
单极模式	120	500(极闭锁)	-	$I_{DEE}>550$ A $I_{DEE}<550$ A

注: 表中 $I_{DEE}=\max(I_{DEE1}, I_{DEE2})$

对类似“5·5”兴安直流故障, 极 I 重启不成功闭锁后, 60EL 动作时, 单极模式出口方式由目前极闭锁调整为对正常的极 II 线路故障再启动顺序操作, 极 II 瞬时闭锁期间使接地极线路故障电流短时断流灭弧从而消除接地极线路故障, 使极 II 保持正常运行, 避免类似“5·5”双极相继闭锁事故。

2.4.1 60EL 保护出口方式更改效果

为校验 60EL 保护出口方式更改效果, 进行如下实验: 极 I、极 II 直流线路均设定一次全压重启, 重启时间 200 ms; 60EL 保护单极模式出口设定为重启。0 s 极 I 直流线路和接地极线路故障开始, 持续 0.3 s, 极 I 重启 1 次不成功闭锁, 60EL-1 动作使极 II 重启成功, 逻辑正确(见图 4 和图 5)。

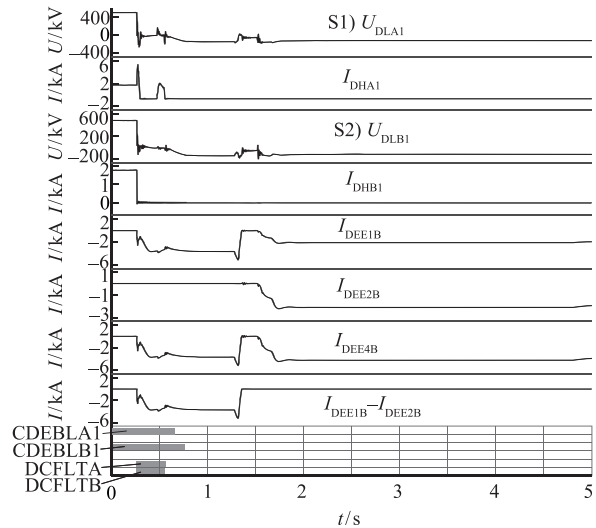


图 4 极 I 重启不成功

Fig. 4 Unsuccessful Recovery in Pole I

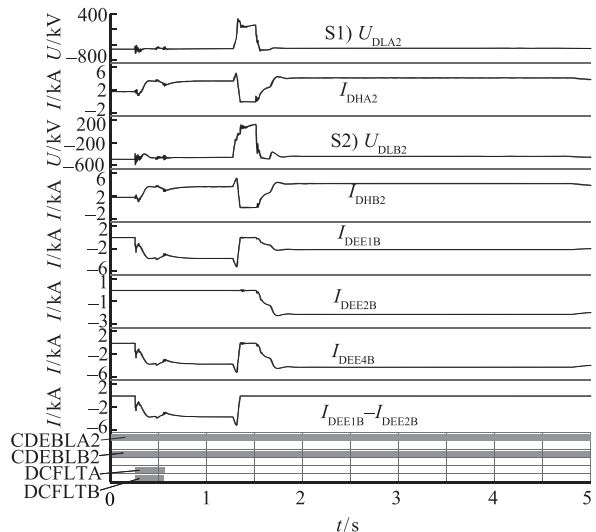


图 5 60EL 重启极 II 恢复运行

Fig. 5 Operation in Pole II after 60EL Successful Recovery

2.4.2 60EL 保护重启对控制保护系统影响

为校验 60EL 保护出口设为重启(指单极模式, 下同)后对控制保护系统整体影响, 进行如下实验:

(1) 双极运行, 极 I 直流重启设为 2 次, 重启

时间 200 ms, 60EL 出口设为重启。0 s 极 I 直流线路和接地极线路故障开始, 持续 0.3 s, 极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警, 启动双极平衡, 逻辑正确。

(2) 在 (1) 基础上将极 C 直流线路重启设为 2 次, 并将接地极线路故障持续时间延长至 3 s。

实验结果: 极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警启动平衡双极电流, 过程中 60EL-2 动作闭锁双极。

实验揭示: 在一极故障重启成功过程中, 如果接地极线路故障没有消除, 其不平衡保护的定值段 (22.5 A, 2 s) 存在将双极误闭锁的潜在危险。

(3) 极 I 单极运行, 直流线路设为 2 次全压重启, 重启时间 200 ms, 60EL-1 设为重启。0 s 极 I 直流线路故障开始, 持续 0.3 s, 1 s 接地极线路故障开始, 持续 0.55 s。极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 动作不再重启, 极 I 闭锁。

(4) 双极运行, 将极 I 直流线路设为 2 次全压重启, 重启时间 200 ms, 60EL 出口设为重启。0 s 极 I 直流线路故障开始, 持续 0.3 s, 0.6 s 接地极故障开始, 持续 0.8 s。极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警并启动双极平衡。表明如果极 I 重启成功, 若接地极故障随着不平衡电流降低而消除, 直流将保持双极运行。

(5) 在 (4) 基础上将接地极线路故障时间间隔延至 2.5 s, 故障持续 3 s (大于 60EL-2 动作时限)。极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警启动平衡双极电流, 过程中 60EL-2 动作闭锁双极。表明故障重启成功过程中, 如果接地极故障再次产生不被消除, 直流仍存在双极闭锁的风险。

(6) 在 (5) 基础上将故障间隔延至 6 s。实验结果: 极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警启动平衡双极电流, 双极正常运行, 表明故障重启成功且状态比较稳定或正常双极运行工况下接地极线路故障, 对双极运行不够成危害。

通过以上实验可以发现 60EL 二段动作特性与接地极故障工况密切相关。直流线路故障重启过程中, 接地极线路电流将逐渐衰减至零, 若在 60EL-2 保护时限前接地极线路故障仍没有消失, 60EL-2 可能动作将直流双极闭锁, 对此应高度关切。

2.4.3 60EL 保护二段时限更改影响

直流线路故障重启成功转为双极运行过程中,

接地极线路电流不平衡保护一段因定值较高, 接地极线路实际电流又小, 基本不会动作, 但二段定值门槛低 (目前按 22.5 A, 2 s 整定), 接地极故障工况对其影响需进一步仿真实验。

(1) 双极运行, 极 I 两次全压重启, 重启时间 200 ms; 60EL-1 出口重启, 二段时限改为 10 s。0 s 极 I 直流和接地极线路故障, 持续 0.3 s, 接地极线路故障持续 12 s。极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警并启动双极平衡, 60EL-2 保护不动作, 两极恢复运行正常, 如图 6 和图 7。

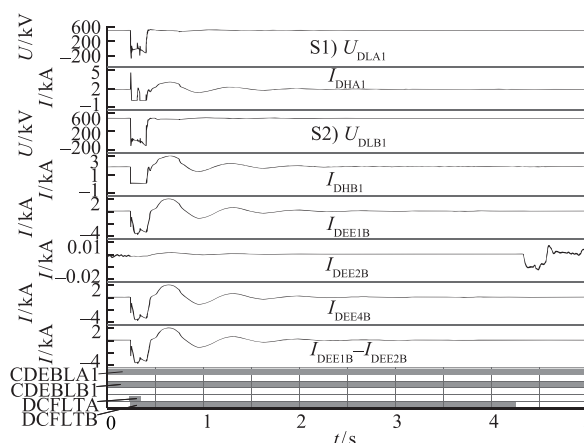


图 6 60EL-2 延长后极 I 工况

Fig. 6 Situation in Pole I after the Extension of 60EL-2 Time

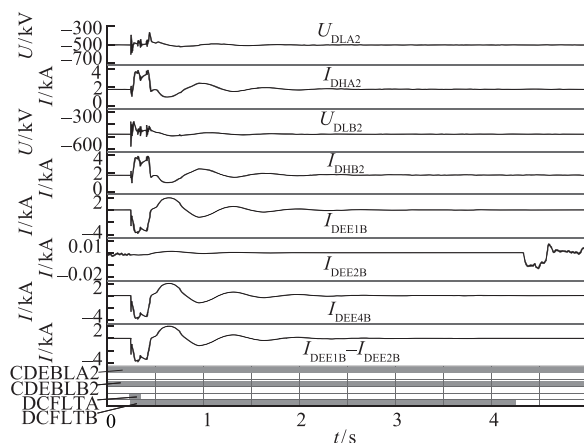


图 7 极 II 运行工况

Fig. 7 Situation in Pole II

(2) 在 (1) 基础上将接地极故障持续 6 s, 60EL-2 时限设为 5 s。实验结果: 极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL 保护二段动作将双极闭锁。

(3) 其他不变, 对接地极线路故障持续时间设为 10 s, 60EL 保护二段出口时限分别设为 8 s/7.5

s/7.25 s/7.05 s, 7 s 是 60EL 保护二段动作使双极恢复过程被闭锁的分界, 直流输送功率变化还会带来一定影响。

2.4.4 不同接地极线接地电阻影响

直流双极运行, 极 I 设定二次全压重启, 重启时间 200 ms; 60EL 保护一段设为重启, 二段时限 5s。故障时序: 0 s 极 I 直流线路故障持续 0.3 s, 接地极线路 0 s 故障开始, 持续 6 s。

实验结果: 当故障接地电阻 10 Ω 时, 极 I 第一次重启不成功, 第二次重启成功; 60EL-1 告警, 启动双极平衡, 两极运行正常; 当故障接地电阻 5 Ω 时, 60EL 保护二段动作, 闭锁直流双极。

60EL 二段时间定值为 5 s 时, 不同接地极线路接地电阻下接地极不平衡电流比较如图 8 所示。

在故障重启成功过程, 为避免接地极线路不平衡电流 60EL 二段动作, 仿真实验表明, 接地极线故障电阻对 60EL 二段动作时间的影响不明显。

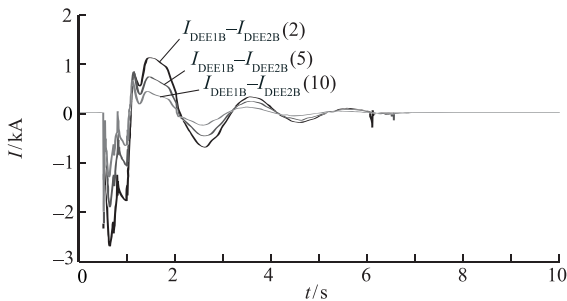


图 8 不同接地电阻情况下接地极不平衡电流比较
Fig. 8 Earthing Electrode Imbalance Current Comparison under Different Ground Resistances

3 结论

(1) 兴安直流采用接地极线路与直流输电线路同塔架设, 双极闭锁潜在风险较大, 应当有针对性地采取防范措施。研究和仿真实验表明, 将接地极线路不平衡保护一段出口改为重启, 调整二段时限, 同时将直流线路故障重启功能适当调整等, 对提高直流线路故障重启成功率, 防止类似“5·5”直流双极闭锁是比较有效措施。

(2) 建议将兴安直流极 I、极 II 线路故障重启的时间提高到 250 ms, 至少将易遭雷击故障的极 I 故障重启时间适当延长到 250 ms。

(3) 建议将兴安直流易遭雷击故障的极 I 线路故障重启次数设定为 2 次, 同时进行电网稳定校核;

线路故障降压重启方式建议暂不采用。

(4) 通过对仿真实验室兴安直流控制保护装置 60EL 逻辑作适当调正后, 已实现重启功能, 并实验验证了其控制保护整体功能逻辑的适应性。兴安直流接地极线路电流不平衡保护 60EL 重启对于防止“5·5”直流双极闭锁最为有效, 建议作必要电网稳定性校核后在两侧实施, 至少可在宝安侧先实施。

(5) 为防止直流重启成功过程中, 接地极线路电流不平衡保护 60EL 二段将直流双极闭锁, 建议兴安直流接地极线路电流不平衡保护定值、时限做适当调整, 特别是采取上述措施后, 更需要合理配合。如果极 I 故障重启时间 250 ms, 故障重启次数 2 次, 则其一段时限应大于 500 ms, 如改为 1 s。另外, 60EL 二段闭锁直流双极的低定值时限建议设为 5~8 s, 动作定值为 22.5 A。进一步的研究应考虑正常不平衡电流和测量误差等因素, 与招弧角灭弧电流值配合。

参考文献:

- [1] 2008 年 5 月 5 日兴安直流双极闭锁专题分析报告[R]. 广州: 中国南方电网电力调度通信中心, 2008.
Analysis report of “5.5” Xing-An HVDC bipolar block [R]. Guangzhou: CSG Power Dispatching & Communication Center, 2008.
- [2] 2008 年 05 月 05 日兴安直流宝安侧极 1 线路故障、接地极线路故障闭锁报告[R]. 广州: 超高压输电公司广州局, 2008.
“5.5” Xing-An HVDC block report for Pole 1 and electrode lines fault [R]. Guangzhou: CSG EHV Power Transmission Company, 2008.
- [3] “5·5”兴安直流双极闭锁反事故措施实时仿真研究报告[R]. 广州: 南方电网技术研究中心, 2008.
Real-time simulation studies report on anti-accident measures of “5.5” Xing-An HVDC bipolar block [R]. Guangzhou: CSG Technology Research Center, 2008.
- [4] 直流接地极不平衡保护出口逻辑修改方案稳定计算校核报告[R]. 广州: 南方电网技术研究中心, 2008.
Stability calculation checking report for DC electrode imbalance protection logic modification [R]. Guangzhou: CSG Technology Research Center, 2008.
- [5] Guizhou-Guangdong II Line 500 kV DC Transmission Project: DC Protection Parameters and Settings [R]. Guangzhou: CSG Technology Research Center, CSG/GG2/EB5.351.XS-a.

收稿日期: 2008-07-06

作者简介:

张建设(1979-), 男, 工程师, 博士, 从事交直流电力系统仿真和 RTDS 应用研究工作。

韩伟强(1962-), 男, 高级工程师, 硕士, 长期从事电力系统仿真和生产运行管理及研究工作。

黄立滨(1974-), 男, 工程师, 硕士, 从事电力系统仿真和 RTDS 应用研究工作。

(本文责任编辑 张亚拉)