



1. 一种变电站 - 调度中心两级分布式恢复控制方法, 其特征在于, 该方法包括以下步骤:

(1) 在每一个需要备用电源自投的变电站的综合自动化系统中建立与变电站运行方式相对应的控制模型;

(2) 将上述控制模型上送至电网调度中心的能量管理系统, 分别形成电网调度中心的电网电源备用自投的控制模型;

(3) 在电网调度中心, 通过电网调度中心能量管理系统的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟, 对模拟结果中发生备用电源侧过载的备用自投发出报警;

(4) 变电站综合自动化系统向电网调度中心的能量管理系统发送一个通信监测信号, 电网调度中心的能量管理系统向变电站综合自动化系统返回上述通信监测信号, 变电站通过上述通信监测信号实时判断通信质量, 若通信正常, 则进行步骤 (5), 若通信中断或出现错误, 则变电站采取“本地控制”方式, 变电站利用综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息, 驱动上述控制模型, 由变电站利用综合自动化系统下发指令驱动开关动作;

(5) 变电站根据综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息, 并将所述的信息与上述变电站运行方式的控制模型的动作条件进行比较, 若不满足动作条件, 则重复步骤 (4), 若满足动作条件, 则向电网调度中心发送确认报文, 电网调度中心接收到确认报文后, 根据上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断备用自投闭锁条件是否满足, 若满足备用自投闭锁条件, 则向变电站下发闭锁信号, 若不满足备用自投闭锁条件, 则电网调度中心的能量管理系统对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟, 若模拟结果中不发生备用电源侧过载, 则向变电站综合自动化系统下发允许动作信号, 若模拟结果中发生备用电源侧过载, 则通过线性规划模型计算得到变电站可恢复的负荷量, 并将该负荷量下发到变电站综合自动化系统, 变电站综合自动化系统根据上述变电站的控制模型, 驱动变电站的开关动作。

## 一种变电站 - 调度中心两级分布式恢复控制方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及一种变电站 - 调度中心两级分布式恢复控制方法,属于电力系统调度自动化技术领域。

### 背景技术

[0002] 电力系统备用电源自动投切装置,或简称备自投,是为提高电网的安全、可靠运行所采取的一种重要措施,是电网实现恢复控制的重要方法。当工作电源因故障不能供电时,该自动装置应能迅速将备用电源自动投入使用或将用户切换到备用电源上。典型的备用自投有单母线进线备投、分段断路器备投、变压器备投、进线及桥路备投、旁跳断路器备投等。

[0003] 目前广泛采用的备自投装置是采用微机技术开发的备自投装置,这种装置安装在变电站中,通过网络把本地的遥测和遥信信号接入装置中,装置根据接入的遥测和遥信信号判断是否需要发出电源切换的控制命令,控制命令通过本地的执行机构执行。但是,这种安装在变电站内的备自投装置,存在如下问题:

[0004] (1) 成本高,维护代价大。由于需要在每个变电站都安装备自投装置,因此总体投资成本很高。另外,装置分散在各变电站中,需要定期维护,因此维护成本大。

[0005] (2) 备自投装置的备自投策略无法考虑远方备用电源侧设备的安全性。备自投装置只能考虑了本地变电站母线电压或进线电流,而无法考虑远方备用电源侧主变的容载比、线路的热稳定极限等,易导致备用电源侧过负荷跳闸,导致故障的进一步扩大。

[0006] (3) 备自投装置的备自投策略无法与安全控制装置协调。电网中存在大量的安全控制装置,如低频减载装置、高频切机等。由于备自投装置自动采集本地的信息,因此无法判断电源丢失是故障引起的,还是诸如低频减载装置等安全自动控制装置的动作触发的,若是安全自动控制装置的动作结果,则备自投装置不应动作。

[0007] 本申请人曾经提出过专利授权号为 ZL 200810105981.0,名称为“一种基于 EMS 的电网备用电源自投控制方法”的相关方法,其核心思想是把备自投的功能集中在电网调度中心实现。但实践表明该方法也存在一定局限性:

[0008] (1) 集中式备自投控制完全依赖于电网调度中心的能量管理系统以及电网调度中心与变电站之间的通信。如果电网调度中心的通讯通道、计算平台、数据库、应用功能等其中任何一个环节出现问题,电网调度中心关于备自投系统的集中式控制决策都无法正常进行,此时集中式控制方式将完全失效。集中式控制存在安全隐患。

[0009] (2) 集中式备自投对电网调度中心与变电站之间的通信的可靠性要求较高。在信息采集以及指令下发的过程中,如果通信中断或出现异常,备自投的动作策略将受到影响。

[0010] (3) 集中式备自投通过 SCADA 系统采集遥信、遥测数据作为判据,形成策略后通过遥控下发指令,在数据采集以及指令下发的过程中存在延迟,这都将造成备自投动作的延时。另外采集过程中的数据的准确性也将影响到备自投的动作策略。

## 发明内容

[0011] 本发明的目的是针对传统备自投装置以及集中式备自投系统中存在的问题,提出了变电站——调度中心两级分布式恢复控制方法,当电网出现故障导致变电站停电时,可以自动把负荷切换到备用电源上。

[0012] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式恢复控制方法,包括以下步骤:

[0013] (1) 在每一个需要备用电源自投的变电站的综合自动化系统中建立与变电站运行方式相对应的控制模型;

[0014] (2) 将上述控制模型上送至电网调度中心的能量管理系统,分别形成电网调度中心的电网电源备用自投的控制模型;

[0015] (3) 在电网调度中心,通过电网调度中心能量管理系统的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,对模拟结果中发生备用电源侧过载的备自投发出报警;

[0016] (4) 变电站综合自动化系统向电网调度中心的能量管理系统发送一个通信监测信号,电网调度中心的能量管理系统向变电站综合自动化系统返回上述通信监测信号,变电站通过上述通信监测信号实时判断通信质量,若通信正常,则进行步骤(5),若通信中断或出现错误,则变电站采取“本地控制”方式,变电站利用综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,驱动上述控制模型,由变电站利用综合自动化系统下发指令驱动开关动作;

[0017] (5) 变电站根据综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,并将所述的信息与上述变电站运行方式的控制模型的动作条件进行比较,若不满足动作条件,则重复步骤(4),若满足动作条件,则向电网调度中心发送确认报文,电网调度中心接收到确认报文后,根据上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断备自投闭锁条件是否满足,若满足备自投闭锁条件,则向变电站下发闭锁信号,若不满足备自投闭锁条件,则电网调度中心的能量管理系统对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,若模拟结果中不发生备用电源侧过载,则向变电站综合自动化系统下发允许动作信号,若模拟结果中发生备用电源侧过载,则通过线性规划模型计算得到变电站可恢复的负荷量,并将该负荷量下发到变电站综合自动化系统,变电站综合自动化系统根据上述变电站的控制模型,驱动变电站的开关动作。

[0018] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式恢复控制方法,其特点是,在变电站综合自动化系统中建立与变电站运行方式对应的备用电源自投控制模型,并将模型上送至电网调度中心,形成电网调度中心的备用电源自投控制模型。根据变电站综合自动化系统和电网能量管理系统间的通信情况该系统采取不同的控制方式。若发现两者间的通信中断或出现错误,变电站采取“本地控制”方式。在“本地控制”方式下,变电站利用综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,驱动变电站内的控制模型,由变电站利用综合自动化系统下发指令驱动开关动作。当通信可靠时,变电站内控制模型满足动作条件时需向电网调度中心发送确认报文,电网调度中心备自投软件上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断是否发出闭锁或允许信号,并对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,计算分析动作后是否出现备用电源侧过载。若变电站收到允许动作信号,则根据变电站侧的备自投模型驱动开关动

作实现恢复控制,否则不启动。本发明方法具有如下优点:

[0019] 1、只需针对每个需要备用电源自投的变电站,在变电站综合自动化系统中建立对应的控制模型,不需要安装装置和对装置进行维护,可以大大降低投资和成本。

[0020] 2、电网电源备用自投控制模型中的动作条件信息的在变电站内部采集,能保证信息的可靠性及实时性。

[0021] 3、变电站将电网电源备用自投控制模型上送至电网调度中心,电网调度中心可以获取变电站内部无法获取的电网的其它实时信息,包括安全稳定控制装置动作信息、设备检修信息等,形成调度中心的电网电源备用自投控制模型,因此可以实现备用自投系统与安全稳定装置的协调,保证备用自投不会误动。

[0022] 4、在电网调度中心,通过电网调度中心的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,对模拟结果中发生备用电源侧过载的备用自投发出报警,能有效保证备用自投动作的安全性。

[0023] 5、在电网调度中心出现故障或者通信信道出现问题时,系统将处于自治控制模式,能保证备用自投系统正确动作。

[0024] 6、当电网电源备用自投满足动作条件时,利用电网调度中心的能量管理系统,可以对电网备用电源自投的动作进行模拟,分析动作后是否会出现备用电源侧过载,在过载时能给出可恢复的负荷量,避免发生过载引起更大规模的停电事故,因此提高了电网整体的安全运行水平。

#### 附图说明

[0025] 图 1 是本发明提出的变电站 - 调度中心两级分布式恢复控制方法的流程框图。

#### 具体实施方式

[0026] 本发明提出的变电站 - 调度中心两级分布式恢复控制方法,其流程框图如图 1 所示,包括以下步骤:

[0027] (1) 在每一个需要备用电源自投的变电站的综合自动化系统中建立与变电站运行方式相对应的控制模型;

[0028] (2) 将上述控制模型上送至电网调度中心的能量管理系统,分别形成电网调度中心的电网电源备用自投的控制模型;

[0029] (3) 在电网调度中心,通过电网调度中心能量管理系统的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,对模拟结果中发生备用电源侧过载的备用自投发出报警;

[0030] (4) 变电站综合自动化系统向电网调度中心的能量管理系统发送一个通信监测信号,电网调度中心的能量管理系统向变电站综合自动化系统返回上述通信监测信号,变电站通过上述通信监测信号实时判断通信质量,若通信正常,则进行步骤 (5),若通信中断或出现错误,则变电站采取“本地控制”方式,变电站利用综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,驱动上述控制模型,由变电站利用综合自动化系统下发指令驱动开关动作;

[0031] (5) 变电站根据综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以

及变电站内部的开关位置信息,并将所述的信息与上述变电站运行方式的控制模型的动作条件进行比较,若不满足动作条件,则重复步骤(4),若满足动作条件,则向电网调度中心发送确认报文,电网调度中心接收到确认报文后,根据上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断备用自投闭锁条件是否满足,若满足备用自投闭锁条件,则向变电站下发闭锁信号,若不满足备用自投闭锁条件,则电网调度中心的能量管理系统对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,若模拟结果中不发生备用电源侧过载,则向变电站综合自动化系统下发允许动作信号,若模拟结果中发生备用电源侧过载,则通过线性规划模型计算得到变电站可恢复的负荷量,并将该负荷量下发到变电站综合自动化系统,变电站综合自动化系统根据上述变电站的控制模型,驱动变电站的开关动作。

[0032] 以下结合附图,详细介绍本发明的内容:

[0033] (1) 在每一个需要备用电源自投的变电站的综合自动化系统中建立与变电站运行方式相对应的控制模型:

[0034] 该控制模型包含基本属性,包括备用自投的名称,所在厂站,投退状态,闭锁状态以及动作延时。在基本属性定义的基础上,每个控制模型又由充电条件、动作条件、闭锁条件和动作序列等环节组成。

[0035] 其中充电条件环节决定备用自投是否投入运行,即充电条件满足则该控制模型投入运行,否则退出。而动作条件环节用于判定备用自投是否进入起动的状态。闭锁条件环节用于判定备用自投能否进入起动的状态,若闭锁条件满足则备用自投不能进入或退出起动的状态。当起动的状态持续时间超出动作时延,则该备用自投控制模型驱动动作序列环节。

[0036] 每个环节由一系列判据按照一定的逻辑关系式组成。每个判据由测点值与定值按比较类型进行比较,满足判定且达到指定延时后该判据成立。

[0037] 动作序列环节由备用自投满足动作条件后执行的开关动作序列组成。

[0038] (2) 将上述控制模型上送至电网调度中心的能量管理系统,根据电网调度中心的全局信息,分别形成电网调度中心的电网电源备用自投的控制模型:

[0039] 变电站将备用自投控制模型中一些信息,包括备用自投名称,所在厂站,动作涉及的开关信息发送至电网调度中心,在电网调度中心可以获取开关的检修信息,安稳装置动作信息等,补充闭锁信息形成相应的电网调度中心内的控制模型。

[0040] 变电站和电网调度中心之间一般通过调度数据网进行通信,通信协议可以选择104规约、TASE2.0规约、E语言文件等多种方式;

[0041] (3) 在电网调度中心,通过电网调度中心的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,对模拟结果中发生备用电源侧过载的备用自投发出报警。

[0042] 电网调度中心可以安排改变相应区域的电网运行方式,消除相应的报警。

[0043] (4) 变电站综合自动化系统向电网调度中心的能量管理系统发送一个通信监测信号,电网调度中心的能量管理系统向变电站综合自动化系统返回上述通信监测信号,变电站通过返回的通信监测信号实时判断通信质量,若通信正常,则进行步骤(5),若通信中断或出现错误,则变电站采取“本地控制”方式,变电站利用综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,驱动上述控制模型,由变电站利用综合自动化系统下发指令驱动开关动作;。

[0044] (5) 变电站根据综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,并将所述的信息与上述变电站运行方式下的控制模型的动作条件进行比较,若满足动作条件,则向电网调度中心发送确认报文,电网调度中心接收到确认报文后,根据上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断备用自投闭锁条件是否满足,若满足则向变电站下发闭锁信号,若不满足,则电网调度中心的能量管理系统对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,若模拟结果中不发生备用电源侧过载,则向变电站综合自动化系统下发允许动作信号,若模拟结果中发生备用电源侧过载,则通过线性规划模型计算得到变电站可恢复的负荷量,并将该负荷量下发到变电站综合自动化系统,变电站综合自动化系统根据上述变电站的控制模型,驱动变电站的开关动作。

[0045] 本发明方法中,采用的电网能量管理系统(EMS)是安装在电网调度中心,对电网进行实时监控、评估与控制的计算机系统,实现对电网安全评估与优化控制。综合自动化系统是安装在变电站,对变电站进行实时监控、测量、保护的运行控制系统。

[0046] 以下结合附图介绍本发明方法的一个实施例:

[0047] 如图1给出的变电站——调度中心两级分布式恢复控制流程图,下面以一名为龙岗站的110kV变电站的备用电源自投为例,说明本发明方法的具体实方法。

[0048] 步骤一、首先在龙岗站的综合自动化系统中建立龙岗站的备用电源自投的控制模型,该控制模型包含基本属性,包括备用自投的名称,所在厂站,投退状态,闭锁状态以及动作延时。在基本属性定义的基础上,每个备用自投控制模型又由充电条件、动作条件、闭锁条件和动作序列等环节组成。

[0049] 本例中备用自投的名称为龙岗站备用自投,所在厂站为龙岗站,投退状态为投入,闭锁状态为可动作,动作延时为2s。

[0050] 备用自投的充电条件如表1所示:

[0051] 表1 龙岗站充电条件逻辑:A&B&C&(D|E)&F

[0052]

逻辑事件	描述
A	龙岗 110kV1M 电压大于 80.5kV
B	龙岗 110kV2M 电压大于 80.5kV
C	植岗线电压大于 80.5kV
D	坪岗 I 线 1182 开关在合位
E	坪岗 II 线 1280 开关在合位
F	植岗线 1385 开关在分位

[0053] 备用自投的闭锁条件如表2所示:

[0054] 表2 龙岗站闭锁条件逻辑:A|B

[0055]

逻辑事件	描述
A	龙岗站母差保护动作
B	龙岗站失灵保护动作

[0056] 备自投的动作条件如表 3 所示：

[0057] 表 3 龙岗站动作条件逻辑： $A \& B \& C \& D \& (E | F)$

[0058]

逻辑事件	描述
A	龙岗 110kV1M 电压小于 17.5kV
B	龙岗 110kV2M 电压小于 17.5kV
C	坪岗 I 线电流小于 10A
D	坪岗 II 线电流小于 10A
E	坪岗 I 线保护动作
F	坪岗 II 线保护动作

[0059] 备自投的动作序列如表 4 所示：

[0060] 表 4 龙岗站动作序列

[0061]

动作顺序	描述
1	跳开坪岗 I 线 1182 开关
2	跳开坪岗 II 线 1280 开关
3	合上植岗线 1385 开关

[0062] 步骤二、将上述控制模型上送至电网调度中心的能量管理系统，根据电网调度中心的全局信息，分别形成电网调度中心的电网电源备用自投的控制模型。

[0063] 本例中将上传内容包括备自投名称：龙岗站备自投；

[0064] 所在厂站：龙岗站。

[0065] 动作开关：

[0066] 1、名称：坪岗 I 线 1182 开关，动作：打开；

[0067] 2、名称：坪岗 II 线 1280 开关，动作：打开；

[0068] 3、名称：植岗线 1385 开关，动作：闭合。

[0069] 变电站和电网调度中心之间一般通过 104 规约进行通信。



[0070] 电网调度中心可以获取开关的检修信息,安稳装置动作信息等,补充闭锁信息形成相应的备自投调度中心模型。

[0071] 本例中调度中心可以得到该 110kV 站形成备自投控制模型的闭锁条件如下:

[0072] 表 5 龙岗站调度中心闭锁条件逻辑: A|B|C

[0073]

逻辑事件	描述
A	低频减载装置动作
B	低压减载装置动作
C	植岗线 1385 开关检修

[0074] 步骤三、在电网调度中心,通过电网调度中心的安全分析软件按一定周期对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,对模拟结果中发生备用电源侧过载的备自投发出报警。本例中,采取周期为 10min,遍历所有的备自投,进行预想动作模拟,对动作后可能发生备用电源侧过载的备自投在系统中给出报警。

[0075] 步骤四、变电站综合自动化系统向电网调度中心的能量管理系统发送一个通信监测信号,电网调度中心的能量管理系统向变电站综合自动化系统返回上述通信监测信号,变电站通过返回的通信监测信号实时判断通信质量,若通信中断或出现错误,则变电站采取“本地控制”方式。若通信正常,进入步骤五。

[0076] 在本例中,通信监测信号的频率为 1Hz。龙岗站综合自动化系统和电网调度中心的能量管理系统间的通信正常。

[0077] 步骤五、变电站根据综合自动化系统采集的来自变电站的电网母线电压和线路电流以及变电站内部的开关位置信息,并将所述的信息与上述变电站运行方式下的控制模型的动作条件进行比较,若满足动作条件,则向电网调度中心发送确认报文,电网调度中心接收到确认报文后,根据上述电网调度中心的电网电源备用自投控制模型判断备自投闭锁条件是否满足,若满足则向变电站下发闭锁信号,若不满足,则电网调度中心的能量管理系统对上述电网电源备用自投的控制模型中的开关动作进行模拟,若模拟结果中不发生备用电源侧过载,则向变电站综合自动化系统下发允许动作信号,若模拟结果中发生备用电源侧过载,则通过线性规划模型计算得到变电站可恢复的负荷量,并将该负荷量下发到变电站综合自动化系统,变电站综合自动化系统根据上述变电站的控制模型,驱动变电站的开关动作。

[0078] 在本实施例中,龙岗站综合自动化系统采集到龙岗 110kV1M 电压为 112.7kV,龙岗 110kV2M 电压为 113.6kV,植岗线电压为 112.8kV,坪岗 I 线 1182 开关在合位,坪岗 II 线 1280 开关在合位,植岗线 1385 开关在分位。龙岗站控制模型中的充电条件满足,备自投投入运行。

[0079] 运行一段时间后,龙岗 110kV1M 电压变为 1.5kV,龙岗 110kV2M 电压变为 1.8kV,坪岗 I 线电流为 0.5A,坪岗 II 线电流为 0.7A,坪岗 I 线保护动作,龙岗站控制模型中的动作条件满足,发出一个动作确认报文到电网调度中心,电网调度中心根据电网调度中心的龙

岗站控制模型,检查此时是否存在闭锁信号。检查结果表明:此时没有低频减载装置以及低压减载装置动作信号,植岗线 1385 开关处于正常状态。利用电网调度中心能量管理系统的安全分析功能校核控制策略的安全性:

[0080] 模拟龙岗站备自投动作,打开坪岗 I 线 1182 开关以及打开坪岗 II 线 1280 开关,闭合植岗线 1385 开关,功率都转移到备用电源侧,进行潮流计算,判断是否存在线路过载。如果满足电网的安全运行要求,则下发允许动作信号至龙岗站综合自动化系统,变电站综合自动化系统下发遥控指令驱动开关动作。如果存在线路过载,对于线路  $k$ ,通过建立如下线性规划模型计算控制策略的校正方案:

$$\begin{aligned}
 [0081] \quad & \min \sum_i C_{Di} P_{Di} \\
 [0082] \quad & s.t. \begin{cases} \sum_i G_{k-i} P_{Di} + P_k \leq \bar{P}_k, k=1,2,\dots,L \\ i \in D \end{cases}
 \end{aligned}$$

[0083] 其中,  $C_{Di}$  是切除负荷  $i$  的单位成本,  $G_{k-i}$  是切除负荷  $i$  对线路  $k$  的功率的灵敏度,  $P_{Di}$  是负荷  $i$  的负载,  $P_k$  是线路  $k$  当前的有功潮流,  $\bar{P}_k$  是线路  $k$  的功率上限,  $D$  代表备用电源自投动作后恢复供电的负荷集合。

[0084] 本例中,模拟动作分析的结果表明打开坪岗 I 线 1182 开关以及打开坪岗 II 线 1280 开关,闭合植岗线 1385 开关之后不存在线路过载,下发允许动作信号至龙岗站综合自动化系统,综合自动化系统接收到动作允许信号之后,下发遥控指令驱动开关动作。

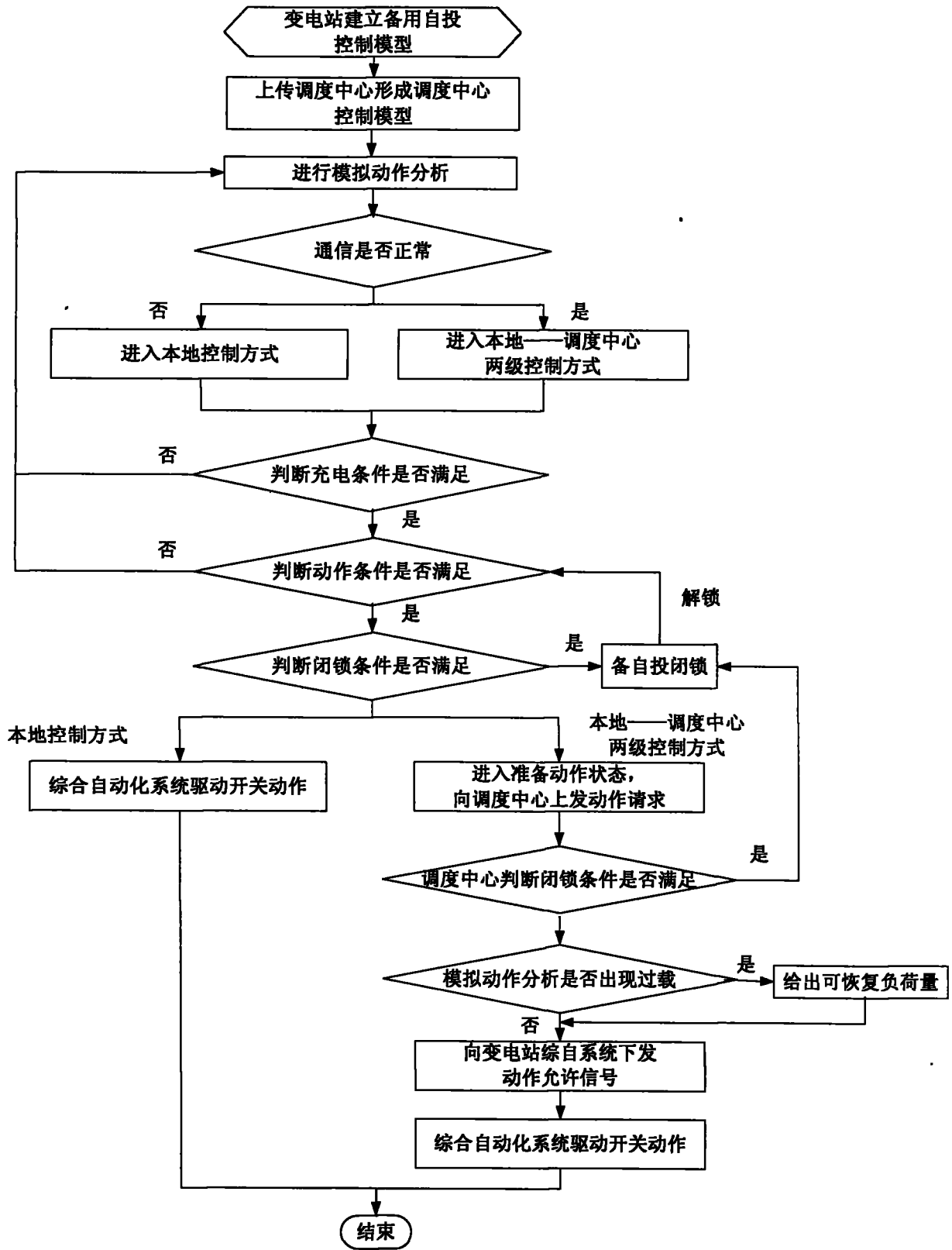


图 1