

## (12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 101931238 A

(43) 申请公布日 2010.12.29

(21) 申请号 201010158852.5

(22) 申请日 2010.04.29

(71) 申请人 浙江省电力试验研究院

地址 310014 浙江省杭州市下城区朝晖八区  
华电弄1号

申请人 浙江省电力试验研究院技术服务中心

(72) 发明人 赵波 张雪松 郭力 童杭伟

(74) 专利代理机构 浙江翔隆专利事务所 33206  
代理人 张建青

(51) Int. Cl.

H02J 3/28 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

权利要求书 1 页 说明书 4 页 附图 4 页

(54) 发明名称

基于主从策略的微网系统协调控制方法

(57) 摘要

本发明公开了一种以蓄电池储能系统作为主电源的微网系统协调控制方法。现有的逆变产品和技术难以组成微网,难以满足微网系统稳定运行的需要。本发明将微网内的蓄电池储能系统作为微网独立运行时主电源,控制微网频率和电压保持恒定,分布式电源跟随微网电压和相角进行功率控制;微网控制系统根据外部电网的状态,控制储能双向逆变器在并网控制模式和独立运行模式之间有效地相互切换。本发明微网中的电源具有强鲁棒性和快速性,可实现电能的双向流动和灵活的潮流控制,满足了微网系统稳定运行的需要。

1. 基于主从策略的微网系统协调控制方法,所述的微网包括蓄电池储能系统、一组或者多组光伏发电系统、重要负载和非重要负载、以及微网控制系统和微网并网断路器,所述的蓄电池储能系统包括蓄电池组和双向逆变器,所述的电源系统和负载均接在母线上,其特征在于:

将微网内的蓄电池储能系统作为微网独立运行时主电源,控制微网频率和电压保持恒定,光伏发电系统跟随微网电压和相角进行功率控制;微网控制系统根据外部电网的状态,控制储能用双向逆变器在并网控制模式和独立运行模式之间进行有效地相互切换;

微网独立运行时,如果光伏发电系统的出力小于负载,则储能用双向逆变器工作在孤网放电状态,放电大小由微网内的负载需求决定;如果光伏发电系统的出力大于负载,则储能用双向逆变器工作在孤网充电状态,将光伏发电系统的多余电力充入蓄电池组中;微网独立运行时,如果蓄电池组的电量即将充满,则需要切除部分分布式电源,如果蓄电池组的电量即将耗尽,则需要切除部分非重要负载,是否切除电源和负载由微网控制系统根据蓄电池组的荷电状态决定。

2. 根据权利要求 1 所述的基于主从策略的微网系统协调控制方法,其特征在于所述的微网控制系统检测微网并网断路器电网侧的电压作为判断外部电网是否发生故障的依据。

3. 根据权利要求 1 或 2 所述的基于主从策略的微网系统协调控制方法,其特征在于所述的微网控制系统由 SCADA 层、控制层和现场层组成,SCADA 层包括上位机和历史数据库,上位机用于监测整个微网的运行状态,历史数据库用于存储历史运行数据;控制层包括数据采集站和模式控制站,系统信息通过硬接线的方式,连接到本地 IO 控制器,完成数据采集。

4. 根据权利要求 1 或 2 所述的基于主从策略的微网系统协调控制方法,其特征在于所述的微网控制系统控制微网并网断路器的开合,通过与光伏并网逆变器通讯、关断一组或者多组光伏发电系统,通过打开某些非重要负载的并网开关、切除部分负载。

## 基于主从策略的微网系统协调控制方法

### 技术领域

[0001] 本发明属于电力系统分布式发电微网系统领域,尤其是一种以蓄电池储能系统作为主电源的微网系统协调控制方法。

### 背景技术

[0002] 将分布式发电供电系统以微网的形式接入大电网并网运行,与大电网互为支撑,是发挥分布式发电供电系统效能的最有效方式。微网是指由分布式电源、储能装置、能量变换装置、相关负载和监控、保护装置汇集而成的小型发配电系统,是一个能够实现自我控制、保护和管理的自治系统,既可以与大电网并网运行,也可以孤立运行。

[0003] 国内外在微网控制策略和控制模式方面,主要提出了三种控制策略:PQ控制策略、PV控制策略和V/f控制策略;同时,存在对微网的三种控制模式:对等控制模式、主从控制模式和基于多Agent的分层控制模式。目前开发的分布式电源的电力电子接口单元主要采用了电压源型电压控制PWM技术,核心的控制策略为功率(或频率)下垂控制策略。电力电子接口单元除了可以感知所在连接点的电压、电流信息之外,还可以接受中央控制器的电压、功率(有功、无功)设定指令。不论是光伏并网逆变器,还是储能并网逆变器,由于逆变控制装置功能单一,只能适用于独立分布式发电系统的并网控制,与微网系统的控制要求还有较大的距离。微网由于是多种能源的组合,供电和负载节点在地域上具有分散性,电能的传输具有波动性和不确定性,因此,要求微网中的逆变电源能够适应这些条件的变化,具有强鲁棒性和快速性,且要求可实现电能的双向流动和灵活的潮流控制。现有的逆变产品和技术难以组成微网,难以满足微网系统稳定运行的需要,到目前为止,适应于微网的多功能逆变控制技术仍为空白。

### 发明内容

[0004] 本发明的目的是克服上述现有技术的不足,针对以蓄电池储能系统作为主电源的微网系统,提供一种基于主从策略的微网系统协调控制方法,以满足微网系统稳定运行的需要。

[0005] 为此,本发明采用如下的技术方案:基于主从策略的微网系统协调控制方法,所述的微网包括蓄电池储能系统、一组或者多组光伏发电系统、重要负载和非重要负载、以及微网控制系统和微网并网断路器,所述的蓄电池储能系统包括蓄电池组和双向逆变器,所述的电源系统和负载均接在母线上,其特征在于:

[0006] 将微网内的蓄电池储能系统作为微网独立运行时主电源,控制微网频率和电压保持恒定,光伏发电系统跟随微网电压和相角进行功率控制;微网控制系统根据外部电网的状态,控制储能用双向逆变器在并网控制模式和独立运行模式之间进行有效地相互切换;

[0007] 微网独立运行时,如果光伏发电系统的出力小于负载,则储能用双向逆变器工作在孤网放电状态,放电大小由微网内的负载需求决定;如果光伏发电系统的出力大于负载,则储能用双向逆变器工作在孤网充电状态,将光伏发电系统的多余电力充入蓄电池组中;

微网独立运行时,如果蓄电池组的电量即将充满,则需要切除部分分布式电源,如果蓄电池组的电量即将耗尽,则需要切除部分非重要负载,是否切除电源和负载由微网控制系统根据蓄电池组的荷电状态决定。

[0008] 上述的基于主从策略的微网系统协调控制方法,微网控制系统检测微网并网断路器电网侧的电压作为判断外部电网是否发生故障的依据。微网控制系统可以控制微网并网断路器的开合,控制储能用双向逆变器在并网运行模式和独立运行模式之间的切换,此外还可以通过光伏并网逆变器通讯,关断一组或者多组光伏发电系统,通过打开某些非重要负载的并网开关,切除部分负载。

[0009] 上述的基于主从策略的微网系统协调控制方法,微网控制系统由 SCADA 层、控制层和现场层组成,SCADA 层包括上位机和历史数据库,上位机用于监测整个微网的运行状态,历史数据库用于存储历史运行数据;控制层包括数据采集站、模式控制站,系统信息通过硬接线的方式,连接到本地 IO 控制器,完成数据采集。

[0010] 本发明以蓄电池储能系统作为主电源的微网为实施对象,提出了微网模式转换控制策略和微网独立运行时的稳定控制方法,具有以下有益效果:微网中的所有逆变电源能够适应多种条件的变化,具有强鲁棒性和快速性,且实现了电能的双向流动和灵活的潮流控制,满足微网系统稳定运行的需要。

[0011] 下面结合说明书附图和具体实施方式对本发明作进一步说明。

#### 附图说明

[0012] 图 1 是本发明以蓄电池储能系统作为主电源的微网系统结构图。

[0013] 图 2 是本发明微网并网运行时蓄电池组功率控制的原理图。

[0014] 图 3 是本发明微网独立运行时蓄电池组电压频率控制的原理图。

[0015] 图 4 是本发明微网控制系统的结构示意图。

[0016] 图 5 是本发明微网独立运行时,微网控制系统切除光伏发电或者非重要负载的流程示意图。

#### 具体实施方式

[0017] 如图 1 所示,微网内由一组或者多组光伏发电系统、蓄电池储能系统、重要和非重要负载、以及微网控制系统和微网并网断路器组成,所述的蓄电池储能系统由蓄电池组和双向逆变器组成,所有的电源和负载都接在低压 0.4kV 母线上。微网控制系统检测微网并网断路器电网侧的电压作为判断外部电网是否发生故障的依据。微网控制系统可以控制微网并网断路器的开合,控制储能用双向逆变器在并网运行模式和独立运行模式之间的切换,此外还可以通过光伏并网逆变器通讯,关断一组或者多组光伏发电系统,通过打开某些非重要负载的并网开关,切除微网内的部分负载。

[0018] 如图 1 所示,光伏发电系统和蓄电池储能系统采用相同的并网逆变器结构。该逆变器由两级功率模块组成,一级为双向 BOOST\_BUCK 电路构成的 DC/DC 功率模块,另一级为 DC/AC 功率模块,DC/DC 和 DC/AC 功率模块通过直流母线电容解耦。

[0019] 储能用双向逆变器的直流侧允许工作电压范围 200 ~ 700V;直流正负母线电压水平为 750V;逆变侧为双向 DC/AC 变换器,开关频率为 4KHz,最后双向逆变器经 LCL 滤波器接

入交流母线。

[0020] 储能用双向逆变器（即蓄电池组用的双向逆变器），即可以工作在并网模式也可以工作在孤网模式。并网运行时，交流电网为其提供电压和频率参考，双向 DC/AC 功率模块采用功率控制，可分别控制能量在两个功率模块上双向流动。以直流母线电压为参考，考虑以下两种情况。

[0021] 1) 蓄电池储能系统向交流母线放电时

[0022] DC/DC 功率模块输出功率称为前级功率，DC/AC 功率模块输出功率称为后级功率，当前级功率大于后级功率时，剩余能量将注入直流母线电容，使直流母线电压  $U_{dc\_bus}$  升高；当前级功率小于后级功率时，直流母线电容将释放能量，使直流母线电压降低；当前级功率等于后级功率时，直流母线电容电压将保持不变。

[0023] 2) 蓄电池储能系统从交流母线取电进行并网充电时

[0024] DC/AC 功率模块输入功率称为前级功率，DC/DC 功率模块输入功率称为后级功率，当前级功率大于后级功率时，剩余能量将注入直流母线电容，使直流母线电压  $U_{dc\_bus}$  升高；当前级功率小于后级功率时，直流母线电容将释放能量，使直流母线电压降低；当前级功率等于后级功率时，直流母线电容电压将保持不变。

[0025] 如图 2 所示，并网放电时，DC/DC 功率模块采用恒流控制，DC/AC 功率模块采用直流母线电压外环、交流侧电流内环的控制策略，控制直流母线电压  $U_{dc\_bus}$  保持恒定。并网充电时，前级 DC/DC 功率模块一般采用两种控制方式，即恒压充电方式和恒流充电方式。恒压充电时控制蓄电池组直流电源端电压维持恒定，恒流充电时控制输入直流电源的电流维持恒定。DC/AC 功率模块则控制直流母线电压  $U_{dc\_bus}$  保持恒定。

[0026] 该系统独立运行时，双向 DC/AC 功率模块可为交流母线提供电压和频率参考。如图 3 所示，DC/AC 功率模块控制逆变器出口经滤波器后的端电压幅值和频率保持恒定。DC/DC 模块采用电压外环和电流内环构成的双环控制，确保直流母线电压  $U_{dc\_bus}$  恒定。微网独立运行时，如果光伏发电的出力小于负载，则储能用双向逆变器工作在孤网放电状态，电流由蓄电池组经双向 DC/AC 功率模块流向微网内其他负载。如果光伏发电的出力大于负载，则储能用双向逆变器工作在孤网充电状态，电流由微网内光伏发电经双向 DC/DC 功率模块流向蓄电池组。

[0027] 如图 4 所示，微网控制系统由 SCADA 层、控制层和现场层组成。SCADA 层包括上位机和历史数据库，上位机用于监测整个系统的运行状态，历史数据库用于存储历史运行数据；控制层包括数据采集站、模式控制站和功率控制站，系统信息主要通过硬接线的方式，连接到本地 I/O 控制器，完成数据采集。微网控制系统不仅可以与储能用双向逆变器、光伏并网逆变器进行通讯，读取逆变器的工作状态，向逆变器下达相应的控制指令，还可以控制微网并网断路器和负载开关的开断。

[0028] 下面以如图 1 所示的系统来说明微网的模式切换过程。在外部故障情况下，微网断开与外部电网的连接，独立运行；当外部故障消除，微网又可以重新并网运行。微网外部故障指 10kV 进线故障或 10kV/0.4kV 变压器故障。微网控制系统以微网并网断路器电网侧电压作为判断依据，当发生 10kV 进线故障或 10kV/0.4kV 变压器故障时，0.4kV 母线电压会发生跌落，微网内部失压。微网模式转换逻辑如下：

[0029] (1) 当外部系统故障时，微网内 0.4kV 母线电压跌落，所有并网分布式电源在检测

电压低于保护整定值后,断开与电网的连接;(2) 储能用双向逆变器断开内部并网接触器,进入并网待机状态;(3) 微网控制系统检测到微网并网断路器电网侧电压跌落(欠压整定值可参考双向储能逆变器的交流欠压电压整定值)后,延时 3 秒后打开微网并网断路器,此处延时的目的是为了躲开上级备自投装置或者自动重合装置,并确保微网内所有分布式电源已经退出运行,储能用双向逆变器内部接触器打开。如果外部系统发生短时故障,或者备自投装置动作(动作时间在 2 秒之内),微网控制系统在 2 秒内检测外部电网电压重新恢复正常,则不再跳开微网并网断路器。由于储能用双向逆变器仍然工作在并网待机状态,因此经过一定时间(整定参考值为 10 秒),检测并网点电压正常后,重新并网运行;(4) 如果微网控制系统检测到并网断路器电网侧母线电压延时 3 秒跌落,则跳开微网并网断路器,同时向双向逆变器下达模式转换指令,双向逆变器从待机状态转入孤网放电状态;(5) 如果外部电网恢复正常,则微网控制系统在检测到外部电网电压正常并延时 3 秒后,首先向双向逆变器下达转入待机状态指令,双向逆变器从孤网状态转入待机状态,微网控制系统在检测到双向逆变器已经进入待机状态后,经过短延时(考虑到微网内其它分布式电源陆续退出运行),闭合微网并网断路器;然后向双向逆变器下达模式转换指令,从待机状态转入并网模式。双向逆变器经过一定时间(整定参考值为 10 秒),检测并网点电压正常,重新并网运行。

[0030] 如图 5 所示,微网控制系统根据检测得到的蓄电池组端口电压,实时判断电池的荷电状态。当微网独立运行时,如果微网内光伏发电系统出力大于负载,则双向逆变器工作在孤网充电模式。如果在当前时刻检测到蓄电池组的荷电状态即将充满,则需要切除部分光伏发电系统。如果在下一时刻切除部分光伏发电系统后,仍检测到蓄电池组的荷电状态上升,则继续切除部分光伏发电系统,直到检测到蓄电池组的荷电状态呈现下降趋势。

[0031] 如果微网独立运行时,当微网内光伏发电出力小于负载时,则双向逆变器工作在孤网放电模式。如果在当前时刻检测到蓄电池组的荷电状态即将放电完毕,则需要切除部分非重要负载。如果在下一时刻切除部分非重要负载后,仍检测到蓄电池组的荷电状态呈现下降趋势,则继续切除负载,直到检测到蓄电池组的荷电状态呈现上升趋势。

[0032] 基于安时计量法的蓄电池荷电状态估算公式如下:

[0033] 如果充放电起始时蓄电池的荷电状态为  $SOC_0$ ,那么当前状态的 SOC 为:

$$[0034] \quad SOC = SOC_0 - \frac{Q}{C} \quad (1)$$

[0035] ,式中, $Q$  为蓄电池已放出的电量(Ah); $C$  为蓄电池的容量(Ah),表示在给定温度  $T$  和放电电流  $I$  下蓄电池能够放出的最大电量。

$$[0036] \quad Q = \int \eta d\tau \quad (2)$$

[0037] ,式中, $\eta$  为充放电效率,不是常数,针对特定种类的蓄电池通过大量实验得到。此外,由于蓄电池的容量受多种因素影响,利用安时计量法计算 SOC 时需要对其进行修正。

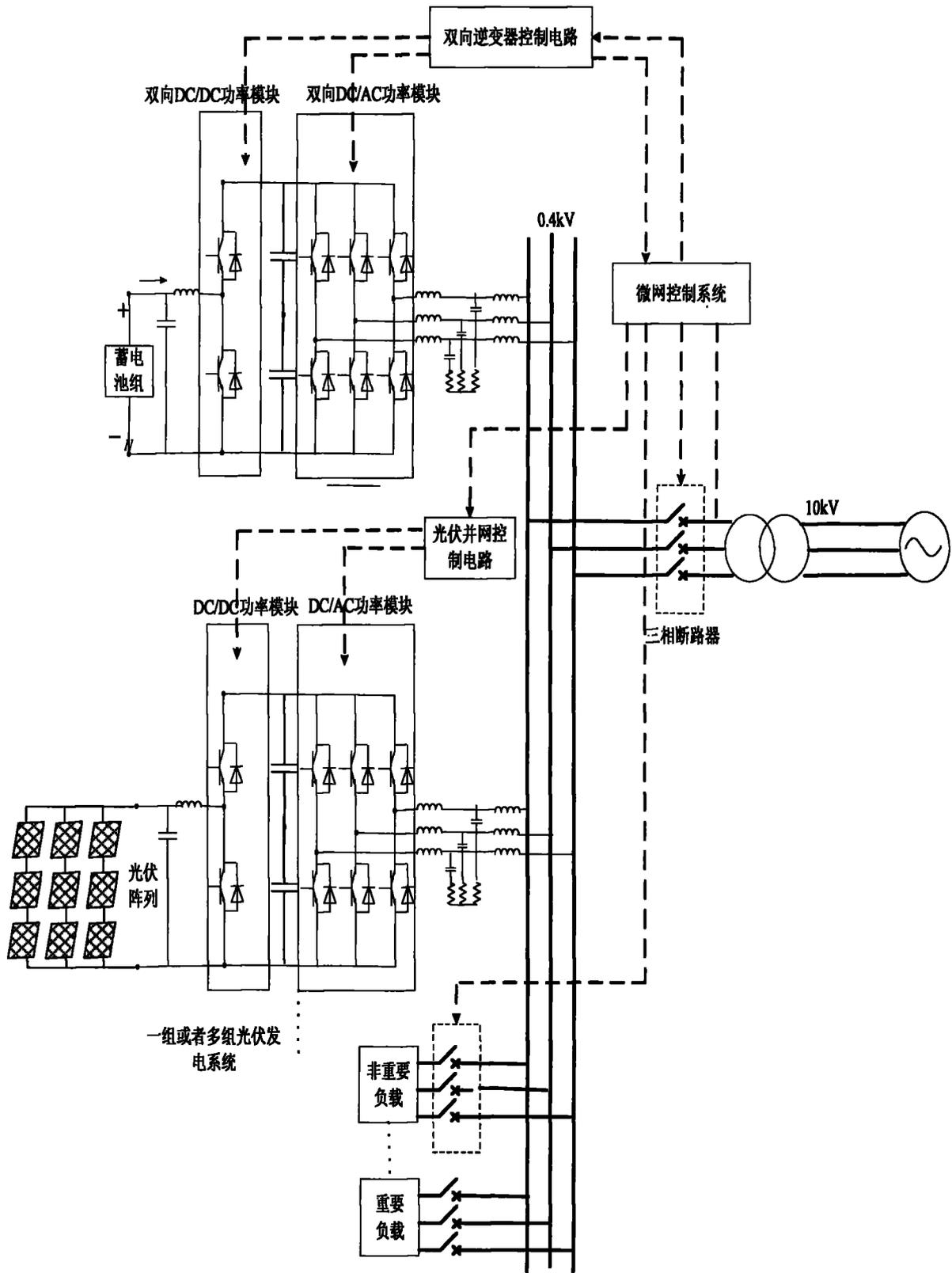


图 1

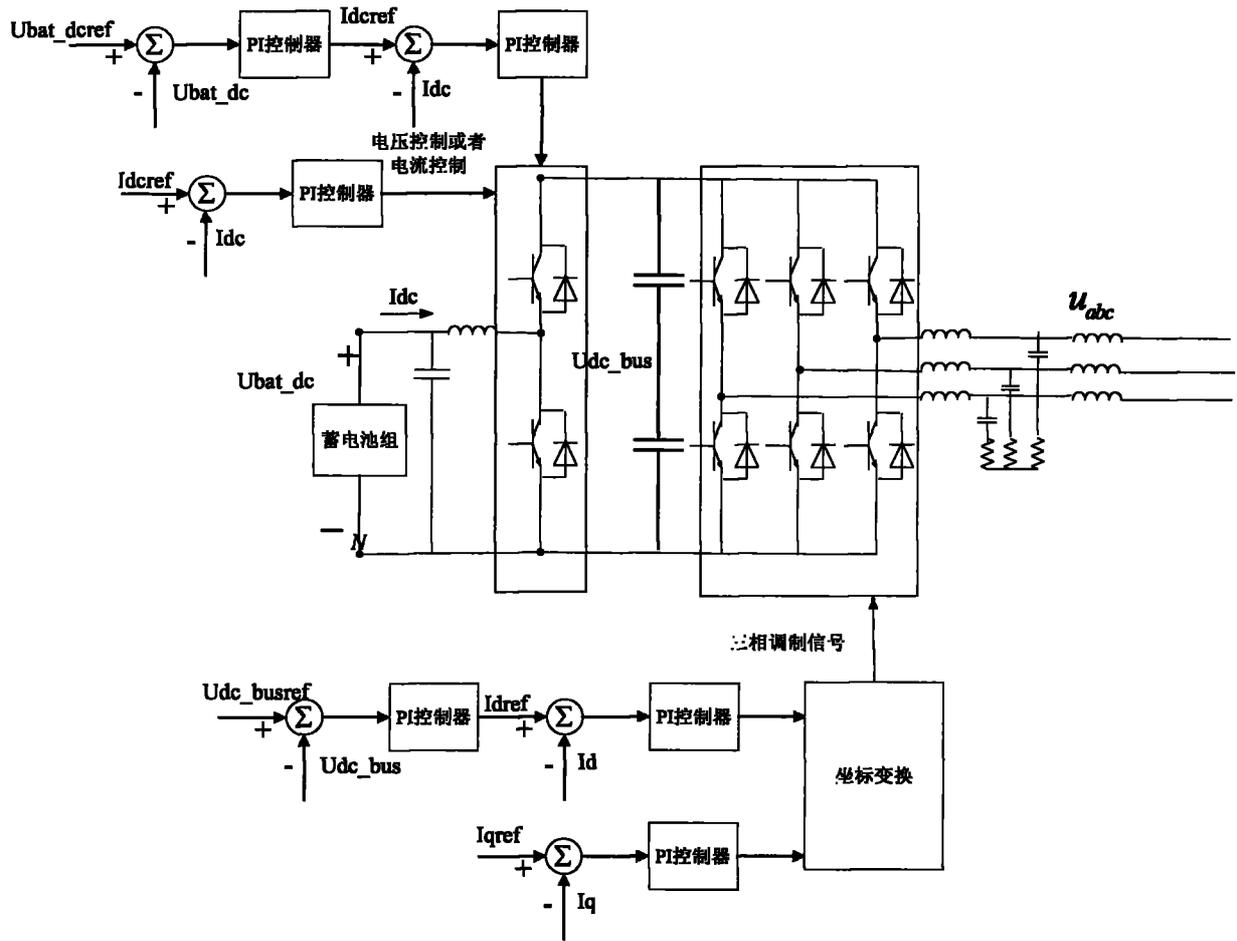


图 2

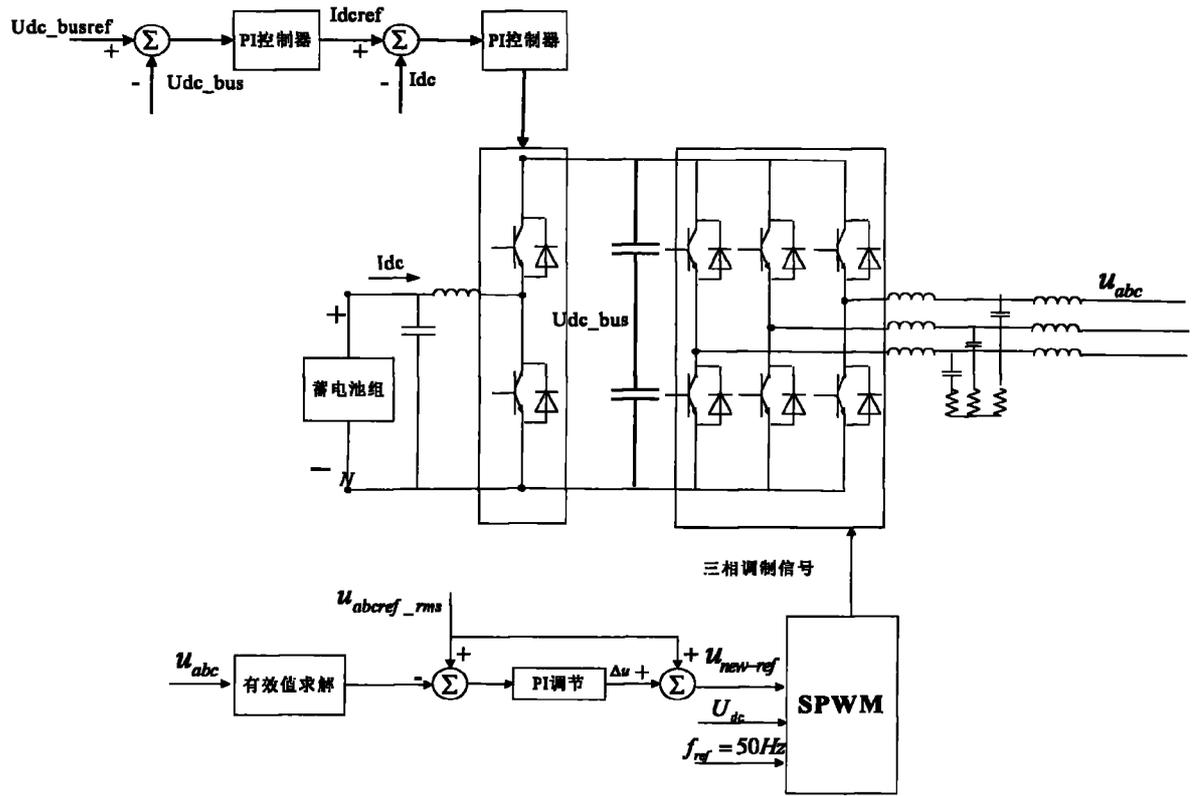


图 3

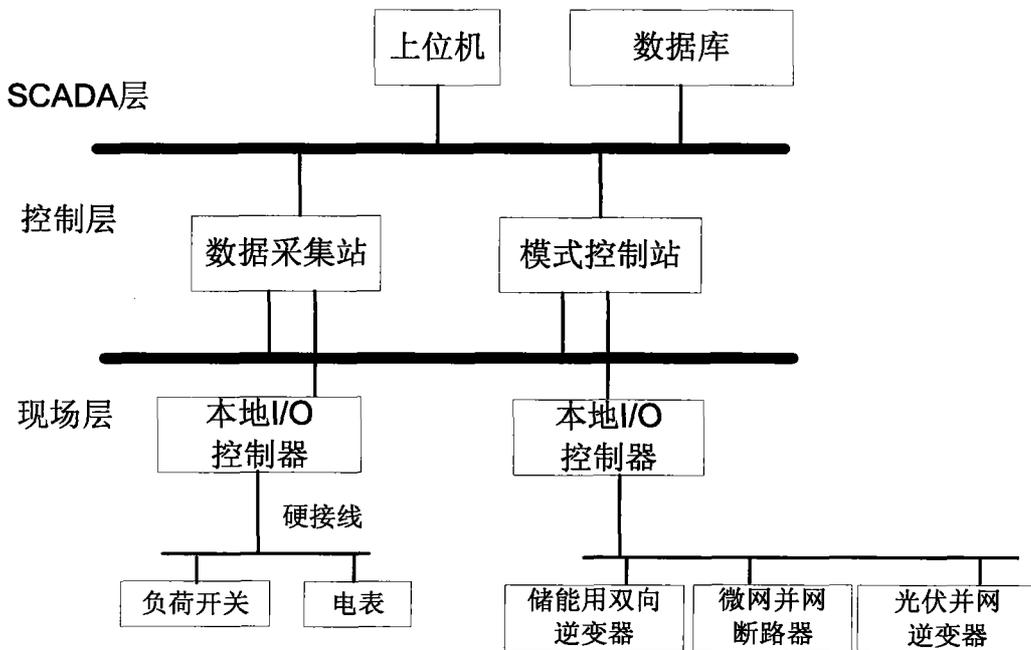


图 4

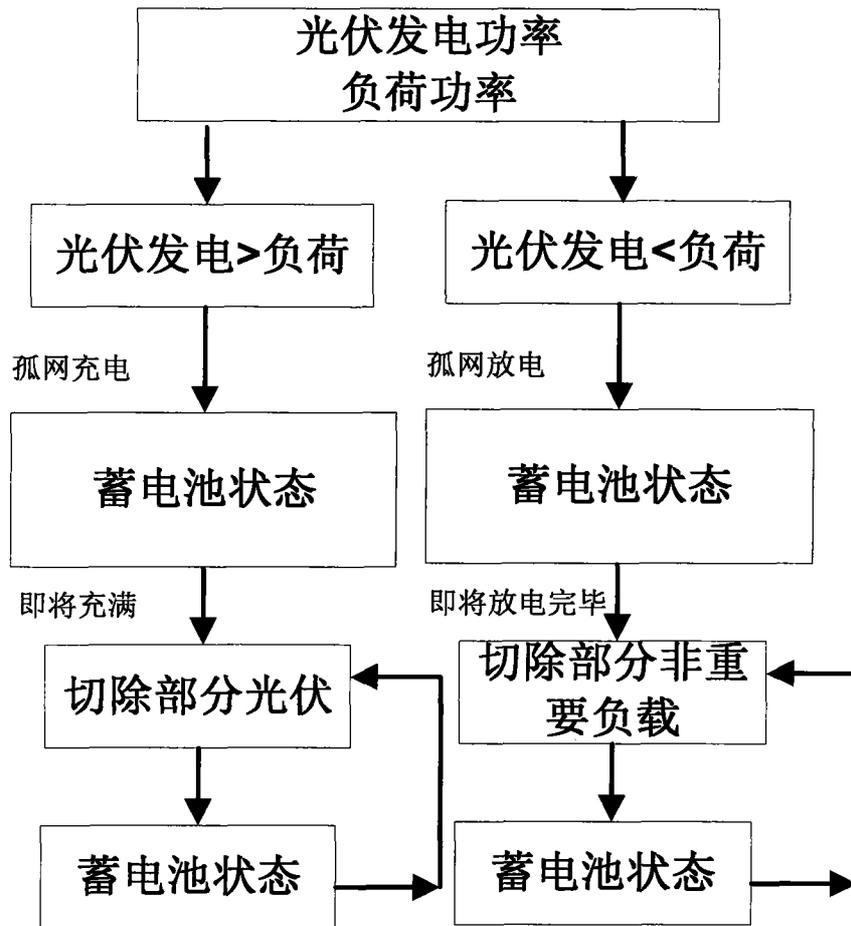


图 5