

含分布式储能系统的交直流混合配电网负荷恢复策略

尹航¹,刘友波¹,高红均¹,袁晓冬²,陈亮²,刘俊勇¹

(1. 四川大学电气工程学院,四川成都 610065;2. 国网江苏省电力科学研究院,江苏南京 210000)

摘要:当交直流混合配电网发生故障时,可通过合理调用故障区域内的分布式储能系统,配合制定合理的电压源型换流器控制策略,确保重要负荷持续稳定供电。针对交直流混合配电网特殊的网架结构和电气特性,构建了交直流混合配电网负荷恢复模型,所提出的负荷恢复模型以负荷中断时长和电量缺额最小为目标函数,通过嵌入贪婪搜索机制的快速非支配排序的遗传算法(NSGA-II)进行求解,得到故障状态下分布式储能及电压源型换流器的最优控制策略。最后通过算例验证了所提方法的有效性,在配电网发生故障后能够快速形成负荷恢复方案,且系统在故障状态下的充裕度随着储能容量的提升而提高。

关键词:交直流混合配电网;分布式储能系统;电压源型换流器;负荷恢复;NSGA-II

中图分类号:TM 714

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202106005

0 引言

配电网故障恢复是指当配电网发生故障后,利用一定的故障恢复策略对配电网中的联络开关和分段开关进行操作,实现恢复失电负荷最多,同时满足恢复后配电网具有连通性、辐射状、馈线不过载等特点^[1]。配电网故障恢复是一个多目标、多约束的非线性优化问题,传统的配电网故障恢复求解方法主要有启发式搜索方法以及遗传算法^[2]、禁忌搜索算法^[3]、蚁群算法^[4]和多代理方法^[5]等智能优化算法。启发式搜索方法将专家知识转化为相应的处理规则,但系统的初始状态对搜索结果影响很大,算法稳定性较差。智能优化算法将故障恢复描述为多目标规划问题,并以概率寻优方式进行求解,对于处理复杂网络问题具有很大的优势,但由于该类方法需要大量迭代,计算时间较长。现在配电网中直流负荷越来越多,且以风电、光伏为代表的分布式电源在电网中的渗透率不断提高,给传统交流电网带来了严峻挑战,而直流系统由于具有损耗低、电能质量高、功率控制容易、输电容量大以及环境污染小等优势,近年来受到广泛的关注和研究^[6-8]。因此,交直流混合配电网具备交流及直流电网的优势,能够实现交流及直流负荷的分区互给,促进分布式电源的消纳,将是未来主动配电网的重要实现形式之一。

目前已有较多文献对配电网故障恢复问题进行了研究。文献[9]提出了配电网供电恢复的混沌免疫算法,但其并未考虑分布式电源的接入。文献[10]提出考虑时序特性的含分布式电源配电网故障动态恢复模型,以失电量之和最小、开关操作次数最

少为目标,结合改进二进制粒子群优化算法和枚举法进行求解。除风电、光伏等传统分布式电源以外,主动配电网内还存在可控负荷、电动汽车、储能等调度资源,这些可调控资源能为配电网故障后的负荷恢复提供支撑,但其也使故障恢复优化问题更加复杂。文献[11]将电动公交车站、公共充电站、签订停电协议的电力用户作为可调度资源,建立了包含可控负荷和不可控负荷的配电网故障恢复模型,并引入多代理系统求取全局最优恢复策略。文献[12]同样将电动汽车作为可调控资源,进一步考虑了电网和交通网的信息耦合关系,提出了融合电网和交通网的局域能源互联网多故障修复策略,实现了故障恢复和故障抢修的有机统一。文献[13]考虑分布式电源、储能装置、储热装置、储气罐和电动汽车等具有不同物理特性的设备接入,提出基于主从博弈理论的能源互联配电网故障恢复模型,算例结果表明与传统配电网相比,能源互联配电网在故障恢复期间具有更高的供电可靠性。现有文献对配电网故障恢复问题中不同能源、不同设备的影响研究已较为全面,但主要针对交流配电网,鲜有文献对交直流混合配电网故障恢复问题进行研究。交直流混合配电网作为未来智能配电网的一种重要形式,其网络结构相对传统交流电网更为复杂。在故障恢复策略中交流配电网一般通过改变支路开关及联络开关状态进行故障恢复,而在交直流混合配电网中,还能够通过改变换流器的状态来进行故障恢复,并且交直流混合配电网还需要额外计及直流网络电压约束以及换流站等约束条件。文献[14]提出了交直流混合配电网故障恢复优化模型,并着重分析了交直流混合配电网与传统交流配电网在目标函数和约束条件上的差异,但未考虑分布式电源接入,也未分析分布式储能系统(DESS)等可调控资源对故障恢复的影响。

收稿日期:2020-07-16;修回日期:2021-04-08

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0903300)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0903300)

综上所述,目前尚未有文献研究含分布式电源和可调控资源的交直流混合配电网故障恢复策略。为此,本文提出一种含DESS的交直流混合配电网负荷恢复策略。由于DESS输出功率具有稳定可控的特点,在配电网发生故障后能够提供额外的电能支撑,在故障恢复过程中扮演着重要角色,本文将DESS作为可调控资源进行建模。以负荷中断时长和电量缺额最小为目标函数建立多目标交直流负荷恢复模型,该模型计及交直流潮流、电压源型换流器(VSC)等约束条件,同时为了提高模型求解效率,提出一种嵌入贪婪搜索机制的快速非支配排序的遗传算法(NSGA-II)对模型进行求解。仿真算例表明所提方法能够在交直流混合配电网发生故障后快速形成负荷恢复策略,并验证了负荷恢复方案的有效性。

1 交直流混合配电网

1.1 交直流混合配电网基本结构

传统交流配电网结构^[15]由2条10 kV中压配电线路通过1个断路器(通常为断开状态)相连接,如附录A图A1所示。在该结构中直流负荷以及直流电源只能通过交/直转换装置连接在中压配电线路上,功率转换效率及电压可控程度较低。交直流混合配电网的典型结构通过在直流负荷以及直流电源较为集中的区域两侧配置VSC,将该区域设为直流线路,如附录A图A2所示。该结构不仅能降低电网损耗、提高电能质量,还可提高该区域内功率的输送效率。

1.2 VSC调节方式

对于交直流混合配电网,VSC可以快速控制注入交流网络的有功、无功功率,并且改变潮流方向。

对于有功功率,有如下2种控制方式:①定有功功率,VSC注入交流网络的有功功率为恒定值;②定直流电压,VSC通过调整注入交流网络的有功功率保持VSC所连的直流节点的电压恒定。

对于无功功率,有如下2种控制方式:①定无功功率,VSC注入交流网络的无功功率为恒定值;②定交流电压,VSC通过调整注入交流网络的无功功率保持VSC所连交流节点的电压幅值恒定。

因此,与有源网络连接时,VSC控制模式可分为如下4种:①控制直流电压、无功功率恒定(U_d-Q_s);②控制直流电压、交流电压恒定(U_d-U_s);③控制有功功率、无功功率恒定(P_s-Q_s);④控制有功功率、交流电压恒定(P_s-U_s)。

1.3 VSC稳态模型

VSC等值电路图如图1所示,由等值阻抗及理想VSC组成。图中, $P_{ak,t}$ 、 $Q_{ak,t}$ 和 $P_{dk,t}$ 分别为 t 时刻交流侧节点 k 处有功功率、无功功率以及直流侧有功

功率; $Q_{ck,t}$ 为VSC的无功出力; $U_{ak,t}$ 为交流母线电压幅值; $U_{ck,t}$ 为VSC等值内电势幅值; $U_{dk,t}$ 为直流母线电压幅值; R_k 、 X_k 分别为交流线路电阻、电抗。

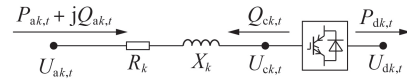


图1 VSC等值电路

Fig.1 Equivalent circuit of VSC

由图1所示VSC等值电路可得:

$$P_{ak,t} - I_{k,t}^2 R_k = P_{dk,t} \quad (1)$$

$$Q_{ak,t} - I_{k,t}^2 X_k = -Q_{ck,t} \quad (2)$$

$$Q_{ck,\min} \leq Q_{ck,t} \leq Q_{ck,\max} \quad (3)$$

其中, $Q_{ck,\max}$ 、 $Q_{ck,\min}$ 分别为VSC无功出力的上、下限; $I_{k,t}$ 为交流线路电流。 $U_{ck,t}$ 的表达式为:

$$U_{ck,t} = \sqrt{3} \mu M_{ck,t} U_{dk,t} / 3 \quad (4)$$

其中, μ 为直流电压利用率,当调制方式为空间矢量脉宽调制时, $\mu=0.866$; $M_{ck,t}$ 为VSC调制度,其取值上限和下限分别为1和0。由于 $M_B = 2U_B^{AC} / U_B^{DC}$ (M_B 、 U_B^{AC} 、 U_B^{DC} 分别为VSC调制度、交流母线电压幅值、直流母线电压幅值的基准值),进行标么化处理并根据调制度的取值范围,式(4)可改写为:

$$U_{ck,t}^* \leq U_{dk,t}^* \quad (5)$$

其中, $U_{ck,t}^*$ 、 $U_{dk,t}^*$ 分别为 $U_{ck,t}$ 、 $U_{dk,t}$ 的标么值。

1.4 交直流混合配电网负荷恢复能力评估指标

为了评估由于故障而产生的对交直流混合配电网区域用户的影响,本文定义负荷中断时长及电量缺额这2个指标,并对不同重要等级负荷赋予不同的权重系数进行加权处理,使这2个指标全面反映负荷恢复能力的综合满意度。

当配电网发生故障时,由于故障区域内不同类型的用户因停电事故而造成的损失存在较大差别,为了综合衡量由于故障而给故障区域用户带来的影响,本文根据不同用户的重要程度,将其分为特级重要、重要及一般用户,所对应的权重系数分别为1.0、0.7和0.3。

负荷中断时长指标 T_{ILO} 能够衡量故障发生后配电网区域内每个用户的平均中断时长,其根据不同负荷的重要程度加权求得,如式(6)所示。

$$T_{ILO} = \sum_{t \in T_{\text{fault}}} \sum_{n \in \Omega^c} \alpha_{t,n} \mu_n T_t N_n / \sum_{n \in \Omega^c} N_n \quad (6)$$

其中, n 为节点编号; Ω^c 为节点的集合; T_{fault} 为故障期间的时刻集合; N_n 为节点 n 处的负荷数量; T_t 为时间间隔; $\alpha_{t,n}$ 为0-1变量,表示 t 时刻节点 n 的恢复供电情况,其取值为0表示该节点处于停电状态,为1表示该节点已恢复供电; μ_n 为节点 n 处用户的权重系数。

电量缺额指标 E_{IENS} 用于衡量因系统发生故障而导致的总电能损失量,如式(7)所示。

$$E_{\text{IENS}} = \sum_{t \in T_{\text{fault}}} \sum_{n \in \Omega^c} \alpha_{t,n} \mu_n T_t L_{t,n} \quad (7)$$

其中, $L_{t,n}$ 为 t 时刻节点 n 的负荷总用电量。

当配电网区域内发生故障时,通过制定合理的 DESS 与 VSC 控制策略使配电网的重构及转供能力得到提升。 T_{ILO} 及 E_{IENS} 这 2 个指标能够反映故障下系统的转供及负荷恢复能力,指标值越小表示故障停运对用户的影响越小,故障状态下系统的综合满意度更高。

2 交直流混合配电网负荷恢复模型

2.1 交流配电网支路潮流模型

传统交流辐射状配电系统拓扑如附录 A 图 A3 所示。假设交流配电系统三相平衡,则其 DisFlow 支路潮流模型为:

$$\sum_{i \in u(j)} \left(P_{ij,t} - \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2} r_{ij} \right) = P_{j,t} + \sum_{k \in v(j)} P_{jk,t} \quad (8)$$

$$\sum_{i \in u(j)} \left(Q_{ij,t} - \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2} x_{ij} \right) = Q_{j,t} + \sum_{k \in v(j)} Q_{jk,t} \quad (9)$$

$$V_{i,t}^2 = V_{j,t}^2 + 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) - (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2} \quad (10)$$

$$P_{j,t} = P_{j,t}^L - P_{j,t}^{\text{DC}} - P_{j,t}^{\text{ESS}} \quad (11)$$

$$Q_{j,t} = Q_{j,t}^L - Q_{j,t}^{\text{DC}} \quad (12)$$

其中, r_{ij} 、 x_{ij} 分别为支路 ij 电阻、电抗; $V_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 的电压幅值; $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 流向节点 j 的有功功率和无功功率; $P_{j,t}^L$ 、 $Q_{j,t}^L$ 分别为 t 时刻节点 j 处负荷的有功功率和无功功率; $P_{j,t}^{\text{DC}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{DC}}$ 分别为 t 时刻节点 j 处分布式电源的有功功率和无功功率; $P_{j,t}^{\text{ESS}}$ 为 t 时刻节点 j 处 DESS 的放电功率; $u(j)$ 为以 j 为末端节点的支路首端节点集合; $v(j)$ 为以 j 为首端节点的支路末端节点集合; $P_{j,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为 t 时刻节点 j 处有功功率和无功功率。

2.2 目标函数

基于本文所提负荷恢复能力评估指标,建立以负荷中断时长最小(式(13))、电量缺额最小(式(14))为目标函数的交直流混合配电网多目标负荷恢复模型。

$$\min f_1 = \min T_{\text{ILO}} = \sum_{t \in T_{\text{fault}}} \sum_{n \in \Omega^c} \alpha_{t,n} \mu_n T_t N_n / \sum_{n \in \Omega^c} N_n \quad (13)$$

$$\min f_2 = \min E_{\text{IENS}} = \sum_{t \in T_{\text{fault}}} \sum_{n \in \Omega^c} \alpha_{t,n} \mu_n T_t L_{t,n} \quad (14)$$

2.3 交流配电网约束

交流网络节点潮流方程见式(8)~(12)。节点电压安全约束为:

$$\begin{cases} V_{i,t}^{\text{ref}}(1-\varepsilon) \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{\text{ref}}(1+\varepsilon) & i \neq 1 \\ V_{1,t} = V_{1,t}^{\text{ref}} \end{cases} \quad (15)$$

其中, V^{ref} 为节点电压参考值; ε 为节点电压允许偏差量。

线路载流量的约束条件为:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq S_{ij,\text{max}}^2 \quad (16)$$

其中, $S_{ij,\text{max}}$ 为交流支路 ij 的载流量上限。

拓扑辐射的约束条件为:

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = \alpha_i \quad (17)$$

$$\sum_{j \in N(i)} \beta_{ij} = 1 \quad (18)$$

$$\sum_{l=1}^{N_B} \alpha_l = N \quad (19)$$

其中, β_{ij} 为支路 ij 的二进制变量,其取值为 0 表示节点 j 不是节点 i 的父节点,为 1 表示节点 j 是节点 i 的父节点; α_l 为 0-1 变量,表示支路 l 连通性,其取值为 0 表示支路 l 断开,为 1 表示支路 l 闭合; $N(i)$ 为所有与节点 i 相连的节点集合; N_B 为支路总数; N 为节点总数。

2.4 直流配电网约束

直流网络节点潮流方程为:

$$P_{i,t}^{\text{dc}} + P_{i,t}^{\text{DC}} + P_{i,t}^{\text{ESS}} - P_{i,t}^{\text{L}} - V_{i,t}^{\text{dc}} \sum_{j \in N^{\text{dc}}} G_{ij,t}^{\text{dc}} V_{j,t}^{\text{dc}} = 0 \quad i \in N^{\text{dc}} \quad (20)$$

其中, N^{dc} 为直流网络节点集合; $G_{ij,t}^{\text{dc}}$ 为 t 时刻直流网络中支路 ij 的导纳值; $V_{i,t}^{\text{dc}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dc}}$ 分别为 t 时刻直流网络节点 i 电压、有功功率。

直流侧支路功率的双向约束条件为:

$$-S_{ij,\text{max}}^{\text{dc}} \leq P_{ij,t}^{\text{dc}} \leq S_{ij,\text{max}}^{\text{dc}} \quad i, j \in N^{\text{dc}} \quad (21)$$

其中, $S_{ij,\text{max}}^{\text{dc}}$ 为直流支路 ij 的载流量上限; $P_{ij,t}^{\text{dc}}$ 为 t 时刻直流支路 ij 流过的有功功率。此外,直流侧电网运行约束还包括节点电压安全约束。

2.5 VSC 约束

在 1.3 节所示的 VSC 稳态模型的基础上, VSC 的运行约束主要包含式(22)所示的载流量约束以及式(23)所示的无功调节量约束。

$$(P_{i,t}^{\text{VSC}})^2 + (Q_{i,t}^{\text{VSC}})^2 \leq (S_{i,\text{max}}^{\text{VSC}})^2 \quad (22)$$

$$-Q_{i,\text{max}}^{\text{VSC}} \leq Q_{i,t}^{\text{VSC}} \leq Q_{i,\text{max}}^{\text{VSC}} \quad (23)$$

其中, $P_{i,t}^{\text{VSC}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{VSC}}$ 分别为 t 时刻 VSC 节点 i 的有功功率和无功功率; $Q_{i,\text{max}}^{\text{VSC}}$ 为 VSC 节点 i 的无功调节上限; $S_{i,\text{max}}^{\text{VSC}}$ 为 VSC 节点 i 的载流量上限。

2.6 DESS 运行约束

由于本文考虑的场景为故障后利用 DESS 作为备用电源进行负荷恢复, DESS 在负荷恢复过程中仅考虑其放电状态, DESS 模型可以简化为:

$$P_{\text{ess},\text{min}} \leq P_{\text{dis},t} \leq P_{\text{ess},\text{max}} \quad (24)$$

$$S_{\text{SOC},t} = S_{\text{SOC},t-1} - \frac{P_{\text{dis},t-1}}{\eta_{\text{dis}}} \Delta t \quad (25)$$

$$S_{\text{SOC},\text{min}} \leq S_{\text{SOC},t} \leq S_{\text{SOC},\text{max}} \quad (26)$$

其中, $P_{\text{ess,max}}, P_{\text{ess,min}}$ 分别为 DESS 输出功率 $P_{\text{dis},t}$ 的上、下限; η_{dis} 为 DESS 的放电效率; $S_{\text{SOC,max}}, S_{\text{SOC,min}}$ 分别为 DESS 的荷电状态 $S_{\text{SOC},t}$ 上、下限; Δt 为时间间隔。

2.7 负荷转供连续性约束

负荷转供连续性的约束条件为:

$$\alpha_{n,t} \geq \alpha_{n,t-1} \quad (27)$$

转供连续性约束考虑了转供时段间的关联性,其实质是对某负荷用户的电力转供一旦开始,须确保转供过程能够持续至故障修复时刻为止,即每一用户在一次故障事故中仅容许停电1次。相较于对各时段独立优化转供路径的传统网络重构方法,这一约束条件规避了重构过程中可能导致的用户多次停电问题,确保了转供策略在工程实际中的可行性。

3 模型求解算法

第2节所建模型为非线性混合整数规划模型,存在较强的非线性,如交流配电网支路潮流、VSC内部损耗等。对于此类问题的求解,现有方法(如枚举法)的求解效率较低,而凸规划优化方法虽然求解效率较高,但其值域变化可能会产生过于乐观的场景。同时考虑到配电网发生故障后需要快速形成负荷转供方案,以上方法均难以适用,为此本文提出一种嵌入贪婪搜索机制的 NSGA-II, 并对其求解。

3.1 优化模型与控制变量编码策略

本文中的优化问题可以转化为求满足等式约束以及不等式约束的目标函数最小值的多目标优化模型,其数学表达式如下:

$$\begin{cases} \min f(x_c, x_s) = \min \{f_1(x_c, x_s), f_2(x_c, x_s)\} \\ \text{s.t. } h_z(x_c, x_s) = 0 \quad z = 1, 2, \dots \\ g_z(x_c, x_s) \leq 0 \quad z = 1, 2, \dots \end{cases} \quad (28)$$

其中, $f(x_c, x_s)$ 为优化目标函数, x_c 为决策变量, x_s 为状态变量; $f_1(x_c, x_s), f_2(x_c, x_s)$ 分别为负荷中断时长、电量缺额指标的子目标函数; $h_z(x_c, x_s), g_z(x_c, x_s)$ 分别为第 z 个目标函数的等式、不等式约束条件。

本文中控制变量为各支路开关状态、DESS 各时刻的输出功率以及 VSC 的控制模式。其中支路开关状态和 VSC 控制模式采用整数编码, DESS 各时刻输出功率采用实数连续编码, 控制变量的混合编码方案可表示为:

$$x = \{S_1, S_2, \dots, S_{N_B}, P_{\text{dis},1,t}, P_{\text{dis},2,t}, \dots, P_{\text{dis},N_E,t}, V_1, V_2, \dots, V_{N_M}\} \quad (29)$$

其中, $S_i (i=1, 2, \dots, N_B)$ 为支路开断状态; $P_{\text{dis},i,t} (i=1, 2, \dots, N_E, N_E$ 为 DESS 总数) 为 DESS 的输出功率; $V_i (i=1, 2, \dots, N_M, N_M$ 为 VSC 总数) 为 VSC 的控制模式。

3.2 多目标函数处理及最优解选取

NSGA-II 具有较强的变量处理能力,能够最大限度保持负荷中断时长和电量缺额2个优化目标之间的独立性,具有较好的全局寻优能力,进而获得优化 Pareto 解集。为了从优化解集中挑选出最优解,使用模糊隶属度函数,通过模糊隶属度函数的大小反映决策者对该目标优化的满意程度,综合各目标函数的模糊隶属度来求取最优解^[20]。

首先遍历 Pareto 解集,通过式(30)计算 Pareto 解集中第 k 个解中第 z 个目标函数的隶属度 u_z^k 。

$$u_z^k = \begin{cases} 1 & F_z = F_z^{\min} \\ \frac{F_z^{\max} - F_z}{F_z^{\max} - F_z^{\min}} & F_z^{\min} < F_z < F_z^{\max} \\ 0 & F_z = F_z^{\max} \end{cases} \quad (30)$$

其中, F_z 为第 z 个目标函数的值; F_z^{\max}, F_z^{\min} 分别为第 z 个目标函数取值的上、下限。

然后根据决策者偏好设置权重值,并计算多个目标函数最优解的隶属度加权值。所得的最大值即为对应的 Pareto 最优解。本文设计等权重,计算式如下:

$$u^k = \sum_{z=1}^{N_{\text{obj}}} \lambda_z u_z^k / \sum_{k=1}^{N_p} \sum_{z=1}^{N_{\text{obj}}} \lambda_z u_z^k \quad k = 1, 2, \dots, N_p \quad (31)$$

其中, N_p 为种群规模; λ_z 为第 z 个目标函数的取值权重; N_{obj} 为目标函数数量; u^k 为隶属度函数值。

3.3 贪婪搜索

1) 建立优先列表:按备供电源容量由大到小顺序创建优先级由高到低的列表,对于每个备供电源,当其遇到多个可转供的负荷节点时,为保障重要负荷的持续供电,按负荷节点的重要等级进行排序,当节点重要程度相同时,优先转供负荷量大的节点。

2) 贪婪路径搜索:对于每个备用电源首先判断与其相连的节点是否满足转供要求,若满足,则将该节点计入已转供负荷节点集,然后依次搜索与已转供负荷集中相连的负荷节点编号,根据其优先级程度依次进行转供。

3) 转供连续性约束:传统算法仅凭借在各个时间断面下分别搜索最优转供路径将难以考虑各个时间断面之间的关联性,即难以满足转供时间连续性约束条件。为解决这一问题,从故障修复完成时刻向故障发生时刻搜索,对于每个节点,一旦搜索到其不能恢复供电的时段便立即停止该节点的搜索。

3.4 算法流程

利用嵌入贪婪搜索机制的 NSGA-II 求解本文中优化模型的步骤如图2所示。

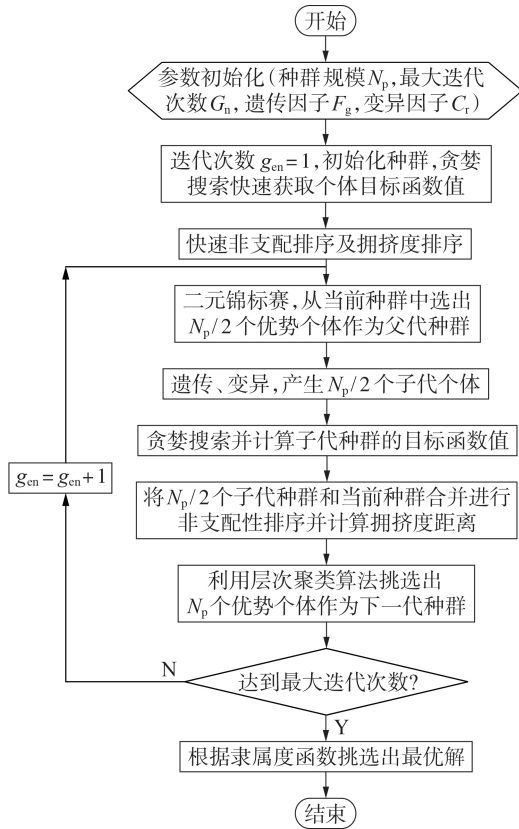


图 2 算法流程图

Fig.2 Flowchart of proposed method

4 算例分析

4.1 算例参数

算例采用的拓扑结构如附录 A 图 A4 所示, 2 个基于 IEEE 33 节点的交流区域通过直流区域耦合形成 71 节点的柔性直流配电网拓扑结构, 该拓扑结构中可连通及可开断支路信息如附录 A 表 A1 所示。该算例中 2 个 DESS 分别位于节点 9 以及节点 37, DESS 的额定容量均为 200 kW·h, 最大输出功率均为 180 kW。3 个分布式光伏发电装置分别位于节点 4、节点 34 以及节点 60, 其中光伏数据通过 Homer 软件仿真获得, 选取甘肃兰州地区夏季典型日出力数据如附录 A 图 A5 所示。电压上、下限分别为 1.05、0.95 p.u.。算例中采取的典型日负荷曲线及两侧变电站出口联络线最大时序供电出力曲线如附录 A 图 A6 所示, 本文算例中采用的最小时间尺度为 5 min。

4.2 基本算例分析

假设节点 0 处发生故障, 故障发生时刻为 12:00, 故障修复需用时 2 h。算法参数设置如下: 种群规模为 100; 最大迭代次数为 120; 变异因子为 0.8; 交叉因子为 0.4。根据优化结果进行非支配性排序, 所得 Pareto 前沿如图 3 所示, 并根据式 (30) 计算出各目标函数的隶属度, 所得优化结果如表 1 所示。

从表 1 中可以看出, VSC₁ 采用 P_s-Q_s 控制模式,

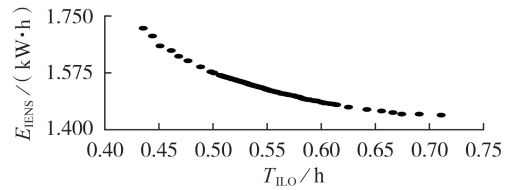


图 3 Pareto 前沿

Fig.3 Pareto frontier

表 1 优化结果

Table 1 Optimal results

断开支路	闭合支路	$E_{IENS} / (kW \cdot h)$	T_{ILO} / h	控制模式	
				VSC ₁	VSC ₂
1-2, 11-12, 49-50	7-20, 11-21, 48-68	15160	0.586	P _s -Q _s	U _d -Q _s

VSC₂ 采用 U_d-Q_s 控制模式, 这是因为当节点 0 处发生故障时, 整个区域的主供电电源来自右侧交流区域, 此时 VSC₂ 离主供电电源更近, 采取 U_d-Q_s 控制模式能够有效调节直流侧电压, 而 VSC₁ 采用 P_s-Q_s 控制模式则能够更好地调节两侧的交流功率。

由于故障区域内存在 3 个分布式电源, 其输出功率的波动性及不确定性将加剧故障对配电网的影响程度。通过在故障区域内加装 DESS 并通过 VSC 控制区域间功率流动, 不仅可以平抑分布式电源出力波动带来的影响, 还可以为故障区域提供额外的电能支撑。故障期间 DESS₁ 和 DESS₂ 的输出功率如图 4 所示 (时间间隔为 5 min), 其中 DESS₁ 在整个故障期间输出功率整体较为平缓, 功率峰值出现在故障中期, 而 DESS₂ 的放电功率随着故障持续时间推移而逐渐增加, 在 13:45—14:00 这段期间达到最大输出功率, 这是由于本文中设定了供电连续性约束, 即要求用户在故障持续期间最多只能停电一次, 由于本算例中节点 0 处发生故障, 左侧交流区域内仅含有 DESS₂, DESS₂ 需要在故障后期加大功率输出以满足左侧交流区域供电连续性约束, 供电连续性约束降低了故障期间因重复停电所产生的开关倒闸操作成本, 同时也提高了电网运行的安全性。

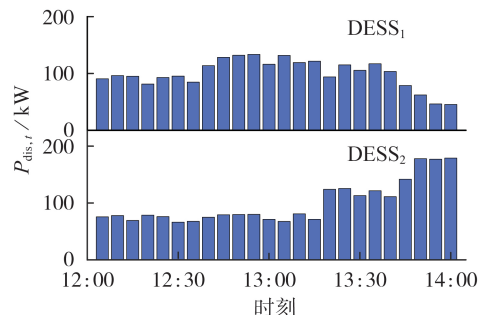


图 4 DESS 输出功率

Fig.4 Output power of DESS

故障时段 VSC 的功率曲线如图 5 所示。在故障持续时间, VSC₂ 工作在整流状态, VSC₁ 工作在逆变状

态。这是因为当节点0处发生故障时,左侧交流区域仅含有DESS₂和1个分布式电源,其输出功率远远无法满足左侧交流区域紧急用电需求,此时通过VSC将右侧交流区域电能输入左侧交流区域来平衡紧急故障下整个配电网区域的紧急用电需求,从而最大限度地降低用户平均停电时间,减少电能损失。

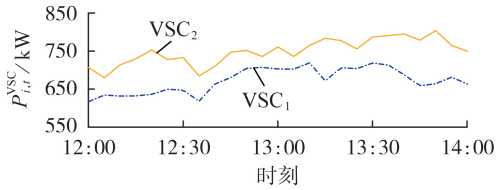


图5 VSC功率曲线

Fig.5 Power curves of VSC

故障发生时,DESS的荷电状态具有随机性,为了模拟故障发生时候DESS的初始荷电状态对负荷恢复的支撑能力的影响,设故障发生时,DESS的初始荷电状态在0~100%范围内波动,所得计算结果如图6所示。由图可知,随着DESS容量的增加, E_{IENS} 及 T_{ILO} 这2个指标的数值均有所下降,当DESS的荷电状态为100%时2个指标值相较于没有DESS接入时下降了约10%,表明DESS接入能够有效降低由于故障发生给配电网带来的影响。

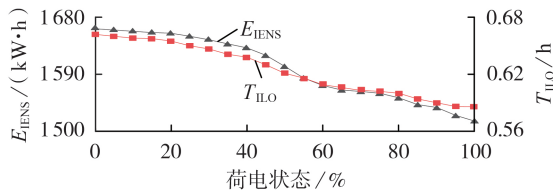


图6 E_{IENS} 及 T_{ILO} 优化结果

Fig.6 Optimal results of E_{IENS} and T_{ILO}

4.3 不同故障场景下运行策略分析

为了分析不同故障场景下本文所提方法的有效性,本节分别针对故障发生位置、故障发生时间、故障持续时间以及可用备用电源资源进行分析,具体分析场景设置如下:①支路12-13发生故障,故障起始时刻为12:00,故障持续时间为2h;②支路12-13发生故障,故障起始时刻为18:00,故障持续时间为2h;③支路12-13发生故障,故障起始时刻为12:00,故障持续时间为4h;④支路12-13发生故障,故障起始时刻为12:00,故障持续时间为2h,故障发生时DESS₁和DESS₂的容量均为额定容量的50%。4种场景的优化配置结果如表2所示。

对比4.2节的基本算例,场景①的 E_{IENS} 和 T_{ILO} 均有所减少。这是由于在场景①中,故障发生位置为支路12-13,当故障发生后,通过转供操作闭合支路8-14和支路54-64重新形成辐射状拓扑结构,其左侧交流主供电源可以为故障区域提供电量支撑。场景

表2 优化配置结果

Table 2 Optimal configuration results

场景	断开支路	闭合支路	控制模式		$E_{IENS} / (\text{kW}\cdot\text{h})$	T_{ILO} / h
			VSC ₁	VSC ₂		
①	51-52	8-14, 54-64	P_s-Q_s	U_d-Q_s	653	0.238
②	45-46	8-14, 54-48	P_s-Q_s	U_d-Q_s	1036	0.421
③	3-4, 51-52	8-14, 7-20, 54-64	P_s-Q_s	U_d-Q_s	856	0.286
④	3-4, 51-52	8-14, 7-20, 54-64	P_s-Q_s	U_d-Q_s	779	0.267

②中,由于其故障发生时刻为18:00,此时为负荷晚高峰期,负荷用电需求高,当支路12-13发生故障后,虽然通过转供操作能够对部分区域供电,但由于此时负荷需求量大,并且傍晚时刻光照强度低,光伏出力大约只有中午时刻的1/9, E_{IENS} 和 T_{ILO} 明显劣于场景①中的指标值。场景③中故障持续时间延长了1倍,而DESS还是额定容量,虽然故障期间光伏出力较高,但仍无法支撑故障区域内负荷的用电需求,因此 E_{IENS} 和 T_{ILO} 相较于场景①中的指标值有所提高;场景④中,将区域内2个DESS的初始容量均设定为额定容量的50%,此时与场景③相类似。但在场景③中,随着故障时间的推移,用电负荷需求增大,故障区域内可用电源所能提供的电能越来越不能够满足区域内需求,因此场景④中 E_{IENS} 和 T_{ILO} 相较于场景③中的指标值小。对比场景①、④的结果可以看出,DESS在紧急故障下为故障区域内的负荷提供额外的电能支撑,通过转供能操作进行更大面积的电力负荷恢复。

4.4 不同算法对比

目前对于多目标问题的求解思路主要分为3类:①基于Pareto支配关系进行求解,这类方法主要包括NSGA-II、多目标粒子群优化算法(MOPSO)及多目标蚁群算法(MOACO);②基于分解步骤进行求解,这类方法主要包括基于分解步骤的多目标进化算法(MOEA/D);③将多目标问题通过简单加权转化为单目标问题进行求解,这也是MOEA/D的雏形,但该方法每次只能获得1个解,显然对于多目标优化问题而言,不可能存在1个解使所有目标最优,因此本文不予考虑。

为了验证本文所提算法的有效性,本节选取MOPSO与MOEA/D求解4.2节中的基本算例,将所得结果与本文所提的嵌入贪婪搜索机制的NSGA-II进行比较,种群规模为50,最大迭代次数为80次,3种算法计算结果如表3所示。

从表3可以看出,3种算法对于指标的计算结果基本一致,但是在计算时间上面,本文所提算法占有较大优势,计算速度相比MOEA/D大约提升了1倍,比MOPSO约提升了1.2倍。这是由于本文所提算法在局部贪婪搜索过程中,采取逐步获得最优解的方

表 3 不同算法的比较结果

Table 3 Results comparison among algorithms

算法	$E_{IENS} /$ (kW·h)	$T_{ILO} /$ h	迭代计算 次数	平均计算时间 / s
本文算法	15 160	0.586	20	43.88
MOPSO	15 035	0.579	20	96.54
MOEAD	15 089	0.583	20	82.35

法,而不是从整体最优加以考虑,虽然获得的不是整体的最优解,但是在极大提高计算效率的过程中能够获得整体最优解的近似解。

4.5 转供策略分析

为了验证连续性约束在实际负荷转供中的重要性,本节根据 4.2 节基本算例中的优化配置结果,得出故障时段内各节点恢复供电状态与传统仅考虑单一时间断面下的负荷恢复操作进行对比,对比结果见附录 A 图 A7(为方便展示,图 A7 中仅选取部分节点)。

采用传统方法时, $E_{IENS}=14\ 866\text{ kW}\cdot\text{h}$, $T_{ILO}=0.579\text{ h}$;而采用本文方法时, $E_{IENS}=15\ 160\text{ kW}\cdot\text{h}$, $T_{ILO}=0.586\text{ h}$ 。采用传统方法时,由于其每次操作仅考虑单个时间断面,虽然其优化结果 E_{IENS} 和 T_{ILO} 相对本文所提方法较小,并且能够最大限度地利用故障区域内的可用资源进行转供,但由于各个时间断面之间没有关联,如图 A7 中节点 21、节点 24 及节点 25 在故障持续期间均存重复停电的情况,会造成断路器等开关设备存在多次开合闸等操作,严重危害电网的安全稳定运行。而采用本文方法时,由于考虑负荷转供的连续性约束,即在故障持续期间,每个负荷仅会存在 1 次停电的情况,一旦该节点被恢复供电,那么该节点将会被一直持续供电直到故障修复完成。

5 结论

本文提出的含 DESS 的交直流混合配电网负荷恢复策略综合了 DESS 与 VSC 在故障下能够额外提供电能支撑与灵活供电模式方面的优势,能够适应各种场景下的负荷恢复情形。71 节点系统算例分析表明,以 E_{IENS} 与 T_{ILO} 最小为目标函数的考虑负荷恢复连续性的多目标负荷恢复优化模型,并通过嵌入贪婪搜索机制的 NSGA-II 进行求解,能够最大限度地利用故障区域内的可用资源进行负荷恢复,减少用户因频繁停电而产生的影响。且由于本文方法在约束条件中考虑负荷恢复的连续性约束,在实际工程中更具有可行性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 庞清乐,高厚磊,李天友. 基于负荷均衡的智能配电网故障恢复[J]. 电网技术,2013,37(2):342-348.
PANG Qingle,GAO Houlei,LI Tianyou. Load balancing based

fault service restoration for smart distribution grid[J]. Power System Technology,2013,37(2):342-348.

- [2] 巩伟峰,房鑫炎. 基于混合编码方式的配电网故障恢复算法研究[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(6):104-108.
GONG Weizheng,FANG Xinyan. Research of distribution system service restoration algorithm based on hybrid encoding[J]. Power System Protection and Control,2012,40(6):104-108.
- [3] SHIN D J,KIM J O,KIM T K, et al. Optimal service restoration and reconfiguration of network using genetic-tabu algorithm[J]. Electric Power Systems Research,2004,71(2):145-152.
- [4] 张钊,封亚琴. 一种新型的配电网供电恢复重构寻优算法[J]. 电网技术,2008,32(7):51-55,65.
ZHANG Zhao,FENG Yaqin. A novel optimization reconfiguration algorithm for power supply restoration of distribution network[J]. Power System Technology,2008,32(7):51-55,65.
- [5] 杨丽君,刘建超,曹良品,等. 基于黑板模型的配电网故障恢复多代理协作机制设计[J]. 电力系统自动化,2012,36(6):85-89.
YANG Lijun,LIU Jianchao,CAO Liangjing, et al. Multi-agent coordinated mechanism design of distribution network fault restoration based on blackboard model[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(6):85-89.
- [6] 苗璐,林卫星,姚良忠,等. 多端口背靠背式直流-直流换流系统[J]. 中国电机工程学报,2015,35(5):1023-1031.
MIAO Lu,LIN Weixing,YAO Liangzhong, et al. Multiport back-to-back DC-DC converting systems[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(5):1023-1031.
- [7] 宋强,赵彪,刘文华,等. 智能直流配电网研究综述[J]. 中国电机工程学报,2013,33(25):9-19.
SONG Qiang,ZHAO Biao,LIU Wenhua, et al. An overview of research on smart DC distribution power network[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(25):9-19.
- [8] BLAABJERG F,CHEN Z,KJAER S B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2004,19(5):1184-1194.
- [9] 雷绍兰,王士彬,胡晓倩,等. 配电网供电恢复的混沌免疫算法[J]. 高电压技术,2009,35(6):1492-1496.
LEI Shaolan,WANG Shibin,HU Xiaoqian, et al. Chaotic optimization integrated with artificial immune algorithm for distribution service restoration after faults[J]. High Voltage Engineering,2009,35(6):1492-1496.
- [10] 齐郑,张首魁,李志,等. 考虑时间尺度的含 DG 配电网故障动态恢复策略[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(16):31-38.
QI Zheng,ZHANG Shoukui,LI Zhi, et al. Dynamic service restoration strategy considering time scale for distribution network with DGs[J]. Power System Protection and Control,2017,45(16):31-38.
- [11] 杨丽君,张广超,吕雪姣,等. 考虑可控负荷的含分布式电源配电网短时故障供电恢复[J]. 电力自动化设备,2016,36(11):11-17,26.
YANG Lijun,ZHANG Guangchao,LÜ Xuejiao, et al. Power restoration considering controllable load for short-time fault of distribution network with DGs[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(11):11-17,26.
- [12] 吕雪姣,杨丽君,安立明,等. 融合交通网的局域能源互联网多故障修复策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(7):32-38.
LÜ Xuejiao,YANG Lijun,AN Liming, et al. Multi-fault repair and recovery strategy for local energy internet integrated with transportation network[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(7):32-38.
- [13] 马天祥,贾伯岩,卢志刚,等. 基于主从博弈理论的能源互联配电网多能互补协调故障恢复方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):38-47.

- MA Tianxiang, JIA Boyan, LU Zhigang, et al. Multi-energy complement and coordinated post-contingency recovery method of distribution energy networks based on master-slave game theory [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(5):38-47.
- [14] 马天祥, 王春英, 贾静然, 等. 基于二进制粒子群算法的交直流混合配电网故障恢复方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(9):112-119.
- MA Tianxiang, WANG Chunying, JIA Jingran, et al. Fault recovery method for AC/DC hybrid distribution network based on binary particle swarm optimization algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(9):112-119.
- [15] 张璐, 唐巍, 梁军, 等. 基于VSC的交直流混合中压配电网功率-电压协调控制[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(22):6067-6075.
- ZHANG Lu, TANG Wei, LIANG Jun, et al. Power-voltage coordinated control in hybrid AC/DC medium voltage distribution networks based on VSC[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(22):6067-6075.
- [16] 盛万兴, 叶学顺, 刘科研, 等. 基于NSGA-II算法的分布式电源与微电网分组优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(18):4655-4662.

SHENG Wanxing, YE Xueshun, LIU Keyan, et al. Optimal allocation between distributed generations and microgrid based on NSGA-II algorithm[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(18):4655-4662.

作者简介:



尹航

尹航(1994—),男,重庆人,硕士研究生,主要研究方向为交直流混合配电网优化运行、运行可靠性评估(**E-mail**:suiyue0828@163.com);

刘友波(1983—),男,四川成都人,副教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为电力系统人工智能技术、电力市场、主动配电网与储能利用、电网投资规划(**E-mail**:liuyoubo@scu.edu.cn);

高红均(1989—),男,重庆人,副教授,博士,研究方向为配电网规划、综合能源系统优化与市场交易等(**E-mail**:gaohongjun@scu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Load recovery strategy of AC/DC hybrid distribution network with distributed energy storage systems

YIN Hang¹, LIU Youbo¹, GAO Hongjun¹, YUAN Xiaodong², CHEN Liang², LIU Junyong¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Research Institute, Nanjing 210000, China)

Abstract: When a fault occurs in the AC/DC hybrid distribution network, the DESS (Distributed Energy Storage System) in the fault area can be reasonably invoked, and a reasonable VSC (Voltage Source Converter) control strategy can be formulated to ensure continuous and stable power supply for important loads. Aiming at the special grid structure and electrical characteristics of AC/DC hybrid distribution network, a load recovery model of AC/DC hybrid distribution network is established. The proposed load restoration model takes minimum load interruption duration and power shortage as the objective function, and it is solved by a fast non-dominated sorting genetic algorithm embedded in a greedy search mechanism to obtain the optimal control strategy of DESS and VSC under fault conditions. Finally, an example is used to verify the effectiveness of the proposed method. After a fault occurs in the distribution network, a load restoration scheme can be quickly formed, and the adequacy of system under fault conditions increases with the increase of DESS capacity.

Key words: AC/DC hybrid distribution network; distributed energy storage systems; voltage source converter; load recovery; NSGA-II

附录 A

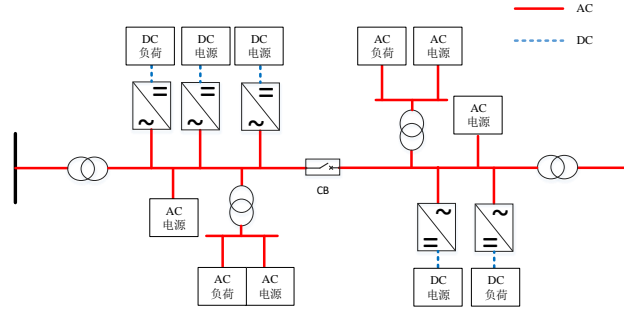


图 A1 传统中压配电网

Fig.A1 Traditional medium voltage distributed network

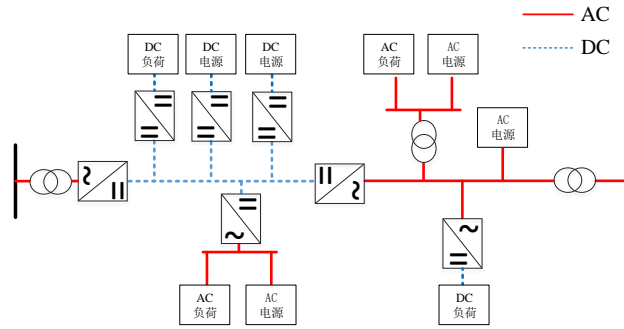


图 A2 交直流混合配电网

Fig.A2 Hybrid AC/DC distributed grid

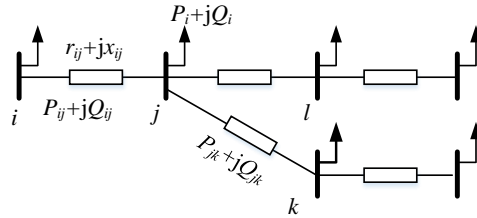


图 A3 交流配电系统示意图

Fig.A3 Schematic diagram of AC distributed system

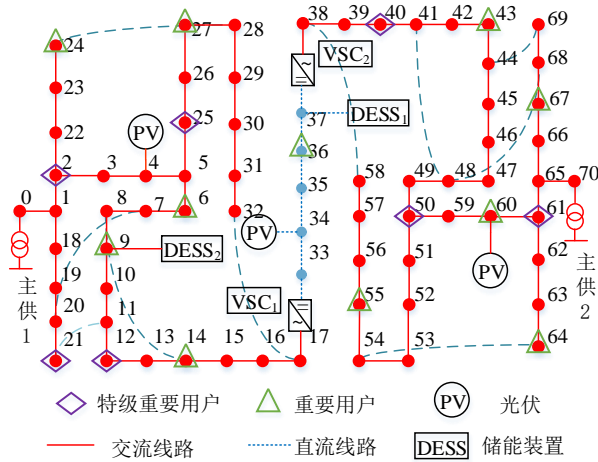


图 A4 算例结构

Fig.A4 Test network structure

表 A1 开关支路
Table A1 Breakable branch

支路编号	可开断支路	支路编号	可开断支路
1	7-20	6	48-68
2	11-21	7	44-69
3	8-14	8	41-48
4	24-28	9	54-64
5	17-32	10	38-58

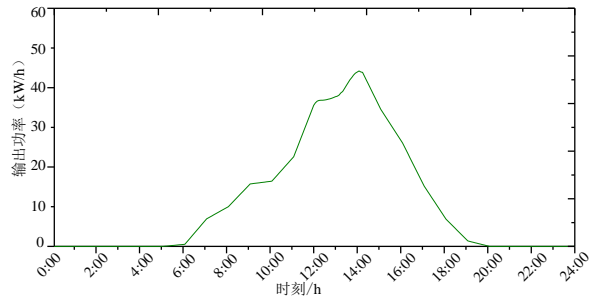


图 A5 典型日光伏功率曲线
Fig.A5 Power curve of typical daily photovoltaic

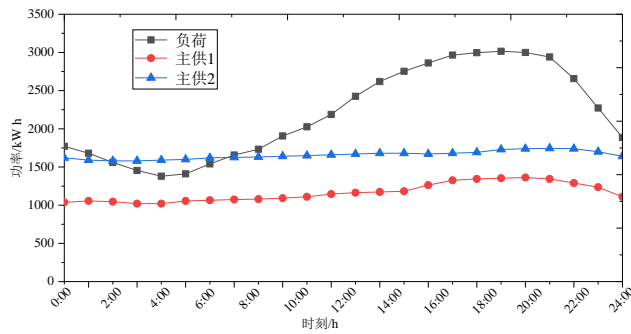


图 A6 负荷及电源功率曲线
Fig.A6 Power curve of load and sources

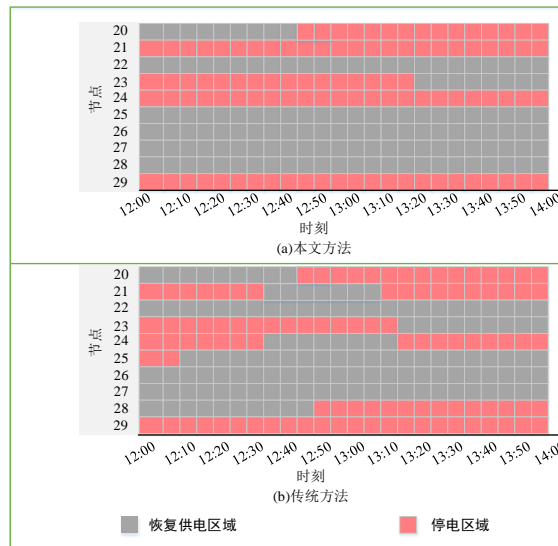


图 A7 负荷转供策略对比
Fig.A7 Comparison of load transfer strategies