

华北电力大学

硕士学位论文

基于 GridLAB-D 和 Matlab 的配电网可靠性评 估模型研究

Based on GridLAB-D and Matlab distribution network reliability evaluation model research

邱世超

2015 年 12 月

国内图书分类号:TM732
国际图书分类号:621.3

学校代码: 10079
密级: 公开

硕士学位论文

基于 GridLAB-D 和 Matlab 的配电网可靠性评估模型研究

硕 士 研 究 生: 邱世超

导 师: 任惠

申 请 学 位: 工学硕士

学 科: 电气工程

专 业: 电力系统及其自动化

所 在 学 院: 电气与电子工程学院

答 辩 日 期: 2016 年 3 月

授予学位单位: 华北电力大学

Classified Index: TM732
U.D.C: 621. 3

Thesis for the Master Degree

**Based on GridLAB-D and Matlab distribution network
reliability evaluation model research**

Candidate:	Qiu Shichao
Supervisor:	Ren Hui
School:	School of Electrical and Electronic Engineering
Date of Defence:	March, 2016
Degree-Conferring-Institution:	North China Electric Power University

华北电力大学硕士学位论文原创性声明

本人郑重声明：此处所提交的硕士学位论文《基于 GridLAB-D 和 Matlab 的配电网可靠性评估模型研究》，是本人在导师指导下，在华北电力大学攻读硕士学位期间独立进行研究工作所取得的成果。据本人所知，论文中除已注明部分外不包含他人已发表或撰写过的研究成果。对本文的研究工作做出重要贡献的个人和集体，均已在文中以明确方式注明。本声明的法律结果将完全由本人承担。

作者签名：

日期： 年 月 日

华北电力大学硕士学位论文使用授权书

《基于 GridLAB-D 和 Matlab 的配电网可靠性评估模型研究》是本人在华北电力大学攻读硕士学位期间在导师指导下完成的硕士学位论文。本论文的研究成果归华北电力大学所有，本论文的研究内容不得以其它单位的名义发表。本人完全了解华北电力大学关于保存、使用学位论文的规定，同意学校保留并向国家有关部门或机构送交论文的复印件和电子版本，同意学校将学位论文的全部或部分内
容编入有关数据库进行检索，允许论文被查阅和借阅。本人授权华北电力大学，可以采用影印、缩印或扫描等复制手段保存、可以公布论文的全部或部分内容。

本学位论文属于(请在以下相应方框内打“√”)：

保密☐，在 年解密后适用本授权书

不保密☐

作者签名：

日期： 年 月 日

导师签名：

日期： 年 月 日

摘要

近年来，居民因生活水平的提高对电力系统供电的可靠性要求也愈来愈高，而配电网供电的可靠性在整个电力系统供电可靠性中占有相当重要的地位，因此提高配电网的供电可靠性是提高用户用电可靠性需求的关键环节。而随着分布式发电技术的迅速发展以及相关理论的日趋成熟，大规模的分布式电源并入配网运行成为当下电力系统新的发展趋势，配网的可靠性评估模型也产生了重要的变化。因此，本文通过 GridLAB-D 和 Matlab 的联合仿真，既实现了配网的潮流计算，又完成了配电网供电可靠性的评估。

本文首先详细的介绍了到目前为止常见的配电系统可靠性评估的方法和评估指标。接着阐述了 DG 在配电网的连接方式、并网方式以及运行方式。并以风力发电和光伏发电为研究对象，建立了其在配网中的发电模型，同时为了能够及时的响应调度命令，给出了风力发电和光伏发电的功率控制模型，为后续配网可靠性评估提供输入。其次，详细的介绍了 GridLAB-D 软件仿真的优点、功能使用方法及可靠性分析过程，并总结了分析过程中该软件目前所存在的缺陷。最后以 Matlab 软件平台为基础，提出基于配网区域编码的概念，并以此为基础分别给出包含 DG 与不包含 DG 的配网出现故障后的可靠性评估算法与模拟流程，通过编写的相关程序对算例进行仿真，实现了提出的算法，验证了此方法的正确性与有效性。

关键词：GridLAB-D；Matlab；配电网；可靠性评估模型；

Abstract

In recent years, with the improvement of living standards, people demanding to the power supply reliability of the power system are also increasingly. Since the reliability of the power distribution network in the whole power system occupies an important position, thus improve the power supply reliability of distribution network is a key link to improve user electricity reliability requirements. With the rapid development of distributed generation technology matures and related theories, mass of DG into distribution network as a new development trend of the present power system operation. Therefore, this article through the GridLAB-D and Matlab joint simulation, both realized distribution network power flow calculation, and completed the assessment of the distribution network power supply reliability.

This paper describes in detail the methods and evaluation index of common distribution system reliability evaluation. Then this paper expounds the ways of DG in distribution network connection mode, interconnection and operation mode. In wind power and photovoltaic power generation as the research object, establish its power generation model. At the same time, in order to be able to timely response scheduling command, this paper gives the power control model of wind power and photovoltaic power, provide input for the subsequent distribution network reliability assessment. Secondly, detailed introduces the advantages GridLAB-D simulation software, functions using methods and reliability analysis, and summarizes the analysis process of the software currently exists defects. Finally based on the Matlab software platform, the paper proposed the concept of distribution network partition codes and respectively gives the distribution network containing DG or not containing DG reliability assessment model and the algorithm flow. Through relevant program written to the simulation of numerical examples, implements the algorithm, and verify the correctness and effectiveness of the method.

Keywords: GridLAB-D; Matlab; Distribution network; Reliability evaluation model

目 录

摘 要	I
Abstract	II
第 1 章 绪 论	1
1.1 研究背景及意义	1
1.2 国内外配网可靠性评估研究现状	1
1.2.1 国外研究现状	1
1.2.2 国内研究现状	2
1.3 配电网可靠性评估的基础理论	2
1.3.1 配电网可靠性指标	2
1.3.1.1 元件可靠性相关参数	3
1.3.1.2 负荷点可靠性指标	3
1.3.1.3 系统可靠性指标	3
1.3.2 配电系统可靠性评估的方法	5
1.4 论文主要的研究工作与结构	8
第 2 章 分布式发电技术的相关研究	10
2.1 分布式电源分类及特点综述	10
2.2 风力发电及功率控制模型的建立	11
2.2.1 风速模型的建立	11
2.2.2 风机传递函数模型	11
2.2.3 风机功率控制模型	13
2.2.3.1 风机有功控制模型	13
2.2.3.2 风机无功控制模型	14
2.3 光伏发电及功率控制模型的建立	15
2.3.1 光伏发电模型	15
2.3.1.1 光伏电池板模型	15
2.3.1.2 平面辐射模型	17
2.3.1.3 不同朝向电池板接收辐射光照度模型	17
2.3.2 光伏发电功率控制模型	18
2.4 DG 对配电网可靠性评估的影响因素	20
2.4.1 分布式电源与配电网连接方式	20
2.4.2 分布式电源并网的方式	20
2.4.3 分布式电源存在的运行方式	21
2.4.4 DG 在配电网中的等效电源模型	22
2.5 本章小结	22
第 3 章 基于 GridLAB-D 的配电网可靠性评估模型	24
3.1 GridLAB-D 软件介绍	24
3.2 软件模块介绍	25
3.3 软件功能介绍	31
3.4 可靠性评估分析计算	33
3.4.1 算例仿真	33
3.4.2 仿真结果分析验证	35
3.5 本章小结	36

第 4 章 基于区域编码的配电网可靠性评估模型	37
4.1 配电网分区原则的基本概念	37
4.1.1 配网分区结构的相关定义	38
4.1.2 馈线分区的编码规则	39
4.2 FMEA 表的建立	41
4.2.1 故障区域划分	41
4.2.2 故障区域的判别方法	42
4.2.3 FMEA 表的形成	43
4.3 配电网可靠性评估的流程	44
4.3.1 元件可靠性模型	44
4.3.2 元件状态持续时间抽样	44
4.3.3 评估流程	45
4.4 算例仿真	46
4.4.1 评估系统的原始数据	46
4.4.2 系统可靠性指标计算结果	48
4.5 本章小结	49
第 5 章 含 DG 的配电网可靠性评估模型	50
5.1 引言	50
5.2 计及 DG 的配电网故障区域分析	50
5.2.1 配网故障影响区域划分	51
5.2.2 故障影响区域查找算法	52
5.3 含 DG 的配网系统可靠性评估流程	53
5.3.1 时间轴比较同步抽样	53
5.4 仿真算例	55
5.4.1 算例结构与参数	55
5.4.2 系统可靠性指标计算结果	57
5.5 本章小结	58
第 6 章 本文总结与展望	59
6.1 全文总结	59
6.2 论文展望	59
参考文献	61
攻读硕士学位期间发表的论文及其它成果	63
致 谢	65

第 1 章 绪 论

1.1 研究背景及意义

随着我国社会的经济迅速发展，人们的生活水平发生了质的飞跃，居民对供电的可靠性及电能质量的要求也愈来愈高。而电力系统的供电可靠性能够直接的反映出供电系统对居民的持续供电能力，因此提高电力系统的供电可靠性、加强可靠性研究迫在眉睫。因配电系统位于电力系统的末端，同时与用户及发输电系统直接相连，肩负着向用户供应及分配电能的重要任务。而且配电系统所包含的设备数量较大，网架结构分散、运行方式较为特殊，对单一故障发生较为敏感，若配电系统进行设备检修或出现设备故障，会直接造成系统向用户进行供电的中断，对居民用电带来显著的影响。根据相关人员的不完全统计，大约百分之八十以上的用户停电事故是来源于配网环节出现元件故障^[1]。因此配电网供电可靠性研究是整个电力系统的可靠性研究中占有相当重要的地位，同时也是提高用户用电可靠性需求的关键环节^[2,3]。

此外，随着分布式电源供电所带来的优势日渐突出，大规模的分布式发电并入配网也成为了新的发展趋势，这必然会给配电网带来许多新的问题，配电网的可靠性评估的模型以及算法也发生了相应的改变^[4,5]。因此，研究配电网的可靠性评估的模型和算法具有重要的现实意义。

1.2 国内外配网可靠性评估研究现状

1.2.1 国外研究现状

在配电网可靠性的评估研究方面，国外起步较为靠前，研究工作以综合数据的相关统计分析为主。研究最早的是前苏联，在上个世纪 30 年代时就开始了对城市可靠性研究工作；在此之后，1959 年加拿大组建了供电连续性委员会，并完成一些实际评估指标的制定。1965 年，因美国东北地区出现了大停电事故，也迅速的组建了电力系统的可靠性研究委员会。从上个世纪 70 年代，日本和其它的一些欧美国家也陆续开展了对配电网的可靠性评估的相关统计工作，并获得了较为可观的成果。文献[6]为了更好的体现 DG 接入配网对其所带来的影响分析，采用 DISREL 软件完成了系统可靠性相关指标的计算；文献[7]为了实现对含有风

力和光伏发电接入的配电网的可靠性的评估分析,从解析法和模拟法两方面入手重点分析了不同的孤岛运行方式以及系统出现故障元件系统内孤岛的形成概率;文献[8]在确定系统内用电用户总数量的情况下,较为详细的分析了 DG 不同的接入位置对配电网可靠性所产生的影响;文献[9]对配电网的可靠性指标计算提出了新的解析计算方法,该方法能够同时将 DG 的后备及并网两种运行方式考虑在内;文献[10]研究了 DG 存在意识的孤岛划分,并得出孤岛的形成是 DG 能够提高配电网供电可靠性的主要因素。

1.2.2 国内研究现状

我国对配电网的可靠性研究起步于上个世纪 80 年代,因缺乏相关的数据统计与分析方法,故发展较慢。在 1989 年,能源部电力可靠性管理中心所颁布的《供电系统电力客户供电可靠性统计方法》意味着我国配电网可靠性评估的研究进入了一个新的里程。截止到现在,经过技术人员的相关研究,我国在这方面也取得了较大的成果。文献[11]为了将系统元件以及各负荷初始的参数不确定等因素考虑在内,在含 DG 的配电网可靠性的评估分析中引入了区间数学算法;文献[12]将 DG 出力以及各负荷水平的动态性考虑在内,重点分析了系统内孤岛运行方式下各孤岛的可靠性分析;文献[13]为了方便确定出孤岛的供电范围,提出了基于 Prim 含 DG 的配电网的孤岛划分的方法;文献[14]给出了含 DG 区域节点的可靠性评估模型,运用模拟法对配电网内不同 DG 以及 DG 处于不同的运行方式下对系统可靠性评估的影响进行了分析;文献[15]给出考虑了系统结构特点、系统故障恢复的不同等级的新型孤岛划分的算法。

1.3 配电网可靠性评估的基础理论

1.3.1 配电网可靠性指标

对复杂配电网进行可靠性评估时,一般通过采用计算多个相关的可靠性指标来定量的反应系统的可靠性水平^[16-19]。配电网可靠性评估指标因标准不同会有不同的分类,按照评估的对象不同,我们常用的分为负荷点可靠性指标和系统可靠性指标^[20]。其中,负荷点的可靠性指标主要描述的是单个负荷点的可靠性程度,常用于对系统中的用户可靠性进行分析。而系统可靠性指标是对整个评估系统可靠程度的一种定性描述,其一般由负荷点的可靠性指标计算而来。本文按照我国可靠性准则建设中的可靠性指标分类分别介绍。

1.3.1.1 元件可靠性相关参数

元件的可靠性参数主要分为故障率和修复时间，主要是对元件可靠程度描述的重要体现。同时也是对系统进行可靠性评估的重要基础，元件的可靠性相关参数一般由统计分析得来。

1) 故障率 λ ：在单位运行时间内，元件因出现故障而不能正常实现其连续功能的次数。

$$\lambda = \frac{\text{既定时间内元件故障出现的次数}}{\text{元件运行总时间}} \quad (1-1)$$

2) 元件修复率 μ ：对元件的修复时间求取倒数即可作为元件的修复率。所谓的元件修复时间是指因某元件出现故障而致使停电到故障元件因更换设备或进行修复而恢复正常供电所需要的时间。时间包括故障定位时间、核查时间和矫正时间。

$$\mu = \frac{\text{既定时间内元件故障修复次数}}{\text{元件维修占用总时间}} \quad (1-2)$$

1.3.1.2 负荷点可靠性指标

负荷点可靠性指标主要是用来体现对各个负荷点能够连续供电的可靠性程度，其指标包含负荷点平均故障率、负荷点平均故障修复时间和负荷点年平均停运时间。它们均反应的是某种概率分布下的期望值，而不是确定值。具体含义如下：

1) 平均故障率 λ_i

负荷点平均故障率是指在给定的时间区间内（此区间通常为一年），因系统中某些元件出现的故障而造成负荷点停电次数的期望值。单位为次/年。

2) 负荷点平均故障修复时间 γ_i

负荷点平均故障修复时间是指因元件故障造成负荷点停电的时间到负荷点恢复供电所经过的时间的平均值。单位为小时/次。该指标由下列公式计算得到。

$$\gamma_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \quad (1-3)$$

3) 负荷点年平均停运时间 U_i

负荷点年平均停运时间是指在给定的时间区间内（此区间通常为一年），负荷点持续停运时间的总期望值。单位为小时/年。

1.3.1.3 系统可靠性指标

在配电系统当中，负荷点所接用户的数目不同及平均负荷的大小不同，但负荷点的可靠性指标是相同的。在对配电网可靠性评估过程中，负荷点的可靠性指标并不能完全能描述出整个系统的停电严重程度及其重要性。因此需要通过从整个系统层面上建立系统的可靠性指标。截止到目前，系统可靠性评估常用的指标有：

1) 系统平均停电频率指标 SAIFI (System Average Interruption Frequency

Index) 是指每个由系统供电的用户在单位时间内 (通常为一年) 经受的平均停电次数。该指标单位为次/户·年。

$$SAIFI = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1-4)$$

其中: N_i 为负荷点 i 的用户总数目。

注意: 当系统故障停电持续时间较短时, 一般在 5 分钟之内^[21], 此时的系统故障一般被认为是系统瞬时故障, 需要采用瞬时平均停电频率指标 MAIFI (momentary average interruption frequency index, MAIFI) 来描述系统的可靠程度。

2) 系统平均停电持续时间指标 SAIDI (system average interruption duration index) 指每个由系统供电的用户在一年当中经受的平均停电持续时间。该指标单位为小时/户·年。

$$SAIDI = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (1-5)$$

在国内, 该指标通常也称为用户平均停电时间 AIHC (average interruption hours of customer)。

3) 用户平均停电频率指标 CAIFI (customer average interruption frequency index) 指在一年之内每个受停电所影响的用户所经受的平均停电次数。该指标单位为次/户·年。

$$CAIFI = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{停电用户总数目}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum M_i} \quad (1-6)$$

其中: M_i 为负荷点 i 上因故障所停电的用户总数目。

注意: SAIFI 指标与该指标存在的区别仅仅是分母上的值不同。此外, 计算该指标时, 无论在一年之中遭受停电影响的用户停电次数存在多少, 其对应计数只为一次。在国内, 该指标通常也称为停电用户平均停电次数 AICA (average interruption hours of customer)。

4) 用户平均停电持续时间指标 CAIDI (customer average interruption duration index) 指在一年之内每个受停电所影响的用户所经受的平均停电持续时间。该指标单位为小时/次数。在国内, 该指标通常也称为故障停电平均持续时间 AID (average interruption duration)。

$$CAIDI = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户停电的总次数}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (1-7)$$

5) 平均供电可用率指标 ASAI (average service availability index) 是指在一年之内用户所经受的不停电总时间与用户所要求的供电的总时间之比, 时间单位为小时数。单位用户在一年之内要求总供电时间为 8760 小时。该指标单位为%。在国内, 该指标通常也称为供电可靠率 RS (reliability on service)。

$$ASAI = \frac{\text{用户实际供电小时数}}{\text{用户要求供电小时数}} = \frac{8760 \times \sum N_i - \sum U_i N_i}{8760 \times \sum N_i} = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (1-8)$$

因此, ASAI 指标可以通过 SAIDI 指标经过计算得到。

6) 系统总电量不足指标 ENS (Energy Not Supplied Index) 是指在一年当中由于元件故障停运造成向用户提供电量的缺额均值。该指标单位为 kWh/年或 MWh/年。

$$ENS = \text{系统总的电量不足} = \sum L_{a(i)} U_i \quad (1-9)$$

其中: $L_{a(i)}$ 负荷点 i 所接入负荷的平均值。

7) 系统平均电量不足指标 AENS (average energy not supplied) 是指一年中因系统元件等故障停电造成用户供电不足, 系统单位用户相对损失电量的期望值。该指标单位为 kWh/户·年或 MWh/户·年。

$$AENS = \frac{\text{系统总的电量不足}}{\text{用户总数目}} = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (1-10)$$

1.3.2 配电系统可靠性评估的方法

截止到目前为止, 在算法、指标和模型的研究上, 我国对配电系统的可靠性评估的分析研究已经取得了显著的成果。对于配电系统可靠性评估算法的研究上, 大致可以分为解析法和模拟法两大类。

1) 解析法

在日常工作当中, 解析法是相对比较来说使用最为常见的一种方法。它是考虑配电系统中的元件故障出现的概率为基础, 对预想故障事件所引发的后果进行分析研究, 接着建立整个系统的可靠性评估的数学模型, 从而计算得出负荷点以及系统可靠性的指标。解析法的优点在于其逻辑关系比较明确, 计算的速度相对较快, 在系统规模较小且网络结构较为简单的情况下该方法能快速精确的计算出相关可靠性指标。然而其不足之处在于当评估系统规模较为庞大且网络结构较为复杂的情况下, 很难准确的构造出系统的数学模型, 同时, 系统评估的计算工作量会随着评估系统的规模呈现指数关系的增长。常见的配电系统可靠性评估解析法有:

(1) 故障模式后果影响分析法 (FMEA) [22-24]

FMEA 法可靠性评估的核心思想是: 首先进行枚举预想的故障元件, 对故障元件的出现会引起哪些系统的改变进行分析, 然后列出因故障元件的出现所导致停运的负荷点和受影响的线路, 接着利用元件的初始可靠性数据, 建立故障模式后果影响分析表。此过程遍历系统中的所有元件, 依照逻辑关系进行相应的叠加从而得到各负荷点以及系统的可靠性指标。该方法的优点在于原理比较清晰简单易懂, 模型准确。适用于简单的辐射型配电网, 然而对于元件较多, 结构较为复杂的配电网进行可靠性评估时, 故障的情况会因操作模式的增加而出现大幅度增长的情况, 计算量也会成倍增加, 对停电用户的影响分析也变得十分困难。因此, 该方法对那些含有分支馈线的复杂配电网进行可靠性分析存在一定的困难。

(2) 最小路法 [25,26]

最小路法的核心原理为：首先确定电源到负荷点供电的最短路径，其次对于某特定的负荷点根据评估配电网当中的元件是否隶属在最短路径上将划分为两类，即最小路元件和非最小路元件。然后将配电网中处于非最小路上的元件对特定负荷点的影响转化到相应最小路的元件上。最后以负荷点为起点，根据最小路径向上追溯，沿途计算各元件等效的可靠性指标，从而得到各负荷点以及系统的可靠性评估。该方法的优点是可以在配电网可靠性评估中全面的将分段断路器、隔离开关、分支保护以及计划检修等影响考虑在内。缺点是当对网络结构较为复杂配电网进行可靠性评估时，需要耗费大量的时间去求取最小路且计算量较为复杂，对非最小路元件的转化也较为困难。

（3）网络等值法^[27,28]

网络等值法是由 P. Wang 和 R. Billinton 所提出的一种利用可靠性等值的方法将复杂的配电网转化为较为简单的辐射型配电网，进而进行简化计算。该方法的核心理论为：首先以评估的配电网系统中的馈线数为处理原则进行分层，同时确定馈线所连接的隔离开关、熔断器、分段断路器以及分支线等划分为一层，任意一层均可等值为等效相应的分支线，因此从系统最末层依次逐层向上进行等值，即可将复杂配电网等值成简单辐射性的网络。等效评估方法分为两部分，即向上等效过程和向下等效过程。在向上等效过程中，用相应的下级等效分支线串在上级馈线中来替代下层元件对上层元件的可靠性影响。在向下等效过程中，用等效的串联元件串在下级馈线首端来替代上层元件对下层元件可靠性的影响。该方法的缺点在于虽然能求取到系统的可靠性指标，但却不利于求取负荷点可靠性指标，如需求取此指标还需要按原过程进行等效还原，计算量相当的大。

（4）最小割集法^[29]

最小割集法的基本思想在于配电系统网络的故障模式与该系统的最小割集息息相关，因此可以通过对配电网进行最小割集的求取而计算出该网络的可靠性指标。其中，系统的最小割集指的是造成整个系统失效的最小系统元件的集合，该集合中的元件必须都处于失效状态。此评估方法的优点是避免了对系统的全部状态进行分析计算，只将计算分析的范围缩减到最小割集内，很大程度的减少了计算量。

（5）故障遍历法^[30]

故障遍历法是利用故障枚举的思想、采用遍历技术来确定负荷点发生故障类型的可靠性评估方法。它的核心思想是首先以故障点的故障时间不同，将故障点分为四类，即故障的时间未受故障影响、故障时间为隔离时间、故障时间是隔离时间和切换操作时间之和以及故障时间是故障修复时间。然后以各个故障点作为起点，采用树的后向搜索技术来确定相关断路器的动作，利用树的广度优先遍历技术来确定隔离开关的隔离范围，利用树的深度优先遍历技术来确定负荷点故障的类型，如此遍历所有故障时间，从而算出系统的可靠性指标。

2) 蒙特卡洛模拟法

蒙特卡洛模拟法是概率模拟的一种方法。该方法的核心思想是以系统元件的可靠性参数作为基础,通过计算机产生一定概率的随机数来对系统元件的运行状态进行相应的抽样,从而模拟出系统运行的随机状态。即通过数值计算方法来模拟系统实际的运行状态,最后对大量模拟的结果进行统计分析,从而得到系统的可靠性指标。该方法的优点在于:更容易对负荷随机下的波动、气候的随机变化以及元件的随机故障等随机因素进行模拟,计算结果较为精确的贴近实际^[31,32]。其次,在要求的计算精度下,该方法的模拟抽样次数与评估系统规模的大小无关,计算的程序结构较为简单,且更容易捕获那些发生概率较小但对系统损害程度较大的故障事件,因此更适用于规模较大结构较为复杂的配电系统可靠性评估。

(1) 非序贯蒙特卡洛法

该方法又称为状态抽样法,一般不将系统的时序性和元件的修复状态考虑在内,只需按照抽样的次数来完成相关的指标统计。此方法的核心思想是首先对系统的每一个元件进行随机抽样,生成在 $[0, 1]$ 此区间均匀分布的随机数(对于那些存在多状态的元件,可以产生多个随机数),接着将产生的随机数值和元件处于各种状态的概率数值进行对比以确定元件所处的状态,从而进行抽样可以得出整个系统所处的状态。对于一个确定的系统状态,进行分析判断该系统此时是否处于失效的状态,对于处于失效状态的系统则可以进行系统的可靠性评估。该方法的优点在于各次的抽样不存在关联,过程较为简单,收敛速度快,算法简单较易实现,且可以很方便的对任意时间段进行模拟^[33]。缺点为该方法不能计及系统的时序相关特性,故而所计算出的系统平均失效持续时间和系统失效频率指标都是近似估计的指标。

(2) 序贯蒙特卡洛法

和非序贯蒙特卡洛法相比,序贯蒙特卡洛法是将系统时序性考虑在内一种仿真方法。该方法的核心思想是以系统内元件故障和修复的模型为基础获得启停顺序,从而获得系统的各个运行状态。接着按照系统内各元件不同的状态转移率来计算系统进入和离开各个状态的时间,最后根据仿真年限计算出系统的可靠性指标的平均值即可完成分析。此方法的优点在于能比较真实的完成负荷、气候和季节等各种时序的变化因素和不同实时矫正控制策略等的模拟,更能较为灵活的完成状态持续时间各种分布的模拟,其评估的结果更为符合实际现状,可应用于生产上的模拟。不足之处在于该方法计算量较大,需要相当长的仿真时间和足够大的应用内存空间,且模拟的流程较为复杂,尤其对大型的组合电力系统当中的应用尤其困难。

根据以上的叙述不难看出,解析法和模拟法之间各自存在优点和缺点,各有所长,于是可以轻松的联想到对这两种方法采取结合的方式,使其都能发挥各自的优点,这就是混合法的由来,该方法也成为近年来研究领域的热点。

1.4 论文主要的研究工作与结构

通过将 GridLAB-D 与 Matlab 软件的联合，可以实现 GridLAB-D 实现配网潮流计算，Matlab 实现配网故障后的可靠性评估的控制目标。配网在故障情况下对分布式电源进行控制，实现局部负荷的供电恢复，这些由控制中心实现调控。配网控制中心的控制调节行为由 Matlab 程序模拟，配网潮流变化由 GridLAB-D 仿真实现。仿真平台示意如下图所示。

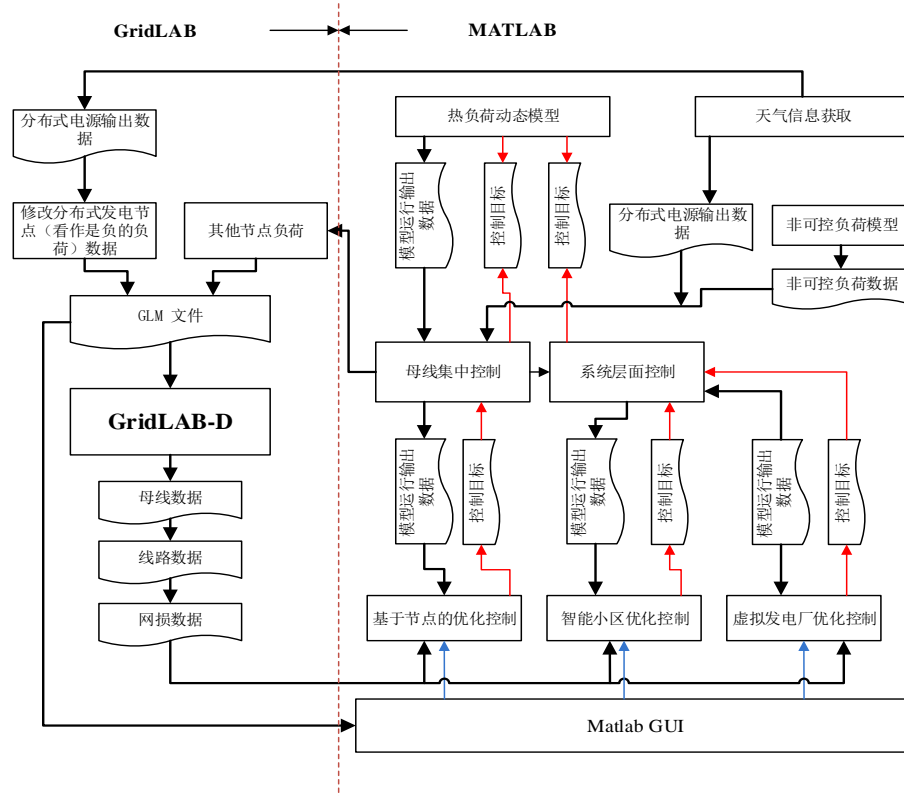


图 1-1 联合仿真平台

当配网系统内出现故障元件（如配网某线段停运），配网需要进行切换操作，切换操作会造成配网连接的改变，由 Matlab 修改相应的 GridLAB-D 仿真输入 GLM 文件，由 GridLAB-D 进行配网侧新的潮流计算，模拟系统的运行，同时 Matlab 重新对出现故障后的配网进行可靠性评估。其它对于负荷及分布式电源的调控，则由 Matlab 软件的相关程序实现。本文主要研究的内容与结构如下：

第一章对该课题研究的背景及意义进行了一定论述，阐述了对配电系统供电可靠性进行评估的重要性，并详细的介绍了到目前为止常见的配电系统可靠性评估的方法和评估指标。

第二章研究了各类分布式发电的特点，并详细的阐述了 DG 在配电网的连接方式、并网方式以及运行方式。并以风力发电和光伏发电为研究对象，建立了其在配网中的发电模型，同时为了能够及时的响应调度命令，还给出了风力发电和光伏发电的功率控制模型。

第三章重点研究了 GridLAB-D 软件，对其内部所包含的模块、各模块程序的编写以及所能实现的功能进行了详细的分析与介绍。以 IEEE 13 Node Test Feeder 为算例对该系统进行了可靠性分析计算并进行了结果验证，最后给出该软件对配网进行可靠性评估分析过程中所存在的问题与缺陷。

第四章利用 Matlab 软件在对复杂配电网供电可靠性评估上，提出了基于区域编码的配网可靠性评估的概念，对确定的配网结构详细介绍了进行区域划分的原理、类别与编码信息。通过配网区域划分与结构编码可以较为方便的简化对配网系统的可靠性的评估分析，最后给出了不含 DG 的配网可靠性评估的模型与算法。

第五章针对目前存在的大规模 DG 并入配网的现象，研究了 DG 接入配网后的故障模式区域影响划分的分析过程，对系统出现故障元件的状态时所形成的孤岛区域进行了划分。最后运用时间轴比较同步抽样的方法给出含 DG 的配网可靠性评估的模型与算法。

第 2 章 分布式发电技术的相关研究

本章建立了风力发电系统和光伏发电系统出力模型和功率控制模型,当配网出现故障后,该模型可响应调度命令调控分布式电源的出力,为后续配网供电可靠性的评估提供 DG 出力时序序列。

2.1 分布式电源分类及特点综述

分布式发电技术的迅速发展以及相关理论的日趋成熟,使得现代电力系统步入了一个全新的发展时代,同时大量的分布式电源并入电网运行也成为当下电力系统新的发展趋势。分布式发电(Distributed Generation, DG)通常的定义是指分布在用户负荷附近,向附近用户进行供电且与当地环境兼容、能节约能源的模块化、分散化的小型发电系统,其发电功率一般在几千瓦和几十兆瓦之间。DG 可以脱离公共电网直接向附近的少量用户负荷提供一部分电能,同时还可以与配电系统进行连接,同公共电网一起向用户负荷供应电能。分布式发电系统是能最大化的利用当地的资源与环境的效益、能最优化的利用能源的使用效率的一种新型能源系统。

常见的分布式电源包含:光伏发电、风力发电、微型燃气轮机、燃料电池、海洋发电、储能发电、垃圾发电、生物质能发电等等。分布式发电的优势特点为^[34]:

经济性较高:因分布式电源的地理位置一般为用户侧附近,距离负荷中心较为接近,所以输配电网络的损耗与建设的成本相应的也大大降低。同时分布式电源的投资成本较低且见效快、占地较少、建设的周期短、风险小,有利于能快速的解决当地供电短缺等问题。

环保性能较好:分布式发电技术能充分和广泛的利用风力、水力、天然气、潮汐等清洁可再生能源原料,从而降低了对石化等能源的损耗、减少了固体废弃物与有害气体的排放。同时安装在用户附近分布式电源减少了远距离高压输电线的建设,从而减少了电磁污染有利于环境的保护。

供电可靠灵活:分布式电源发电的形式多样,可以避免对单一能源使用过度,在某种程度上缓解了地球的能源危机。此外分布式发电设备模块较小,设备启停迅速,调节比较灵活。同时各个分布式电源位置较为独立分散,其受突发事件或意外灾难影响几率较小,可提高系统供电的可靠性,还能及时满足削峰填谷等不同需求。

由上可知,分布式发电具有的这些独特的优势是传统的发电方式所不具备的,

这也是近年来分布式发电技术迅速发展的重要动力。本文就风力发电和光伏发电为介绍，重点分析了其发电的相关模型。

2.2 风力发电及功率控制模型的建立

2.2.1 风速模型的建立

众所周知风力发电机组的动力源泉来源于风速，因此在对包含风力发电机组的配电网供电可靠性进行分析的重要环节是对风速模型的建立。到目前为止风速模型的模拟主要分为两大类^[35]，即风速时序模型的模拟与风速的分布拟合模型。所谓的风速的分布拟合模型是先假设自然中的风速是满足一定的概率密度，建立相关的函数，其次根据所测的历史风速数据对函数的参数进行不断修正与完善，能够反映风速短时期内的整体趋势。该模型主要包含有瑞利分布、Weibull 分布以及 Pearson 分布^[36]。风速时序模型的输出是按照时间序列变化，主要含有 AR、MA、ARMA 和 ARIMA 模型。本文采用 ARMA（自回归滑动平均模型）的风速模型进行模拟。风速的实时序列模型为：

$$V_t = \mu_t + \sigma_t a_t \quad (2-1)$$

$$a_t = \phi_1 x_{t-1} + \cdots + \phi_n x_{t-n} + a_t - a_{t-1}\theta_1 - a_{t-2}\theta_2 - \cdots - a_{t-m}\theta_m \quad (2-2)$$

式中： V_t 为风速的实时序列， θ_i （ $i=1\cdots n$ ）是风速滑动平均系数， ϕ_j （ $j=1\cdots n$ ）是风速的自回归系数； μ_t 是依据某一地区风速统计数据所得到的风速的平均值， σ_t 是风速的分布标准差， x_t 是时间序列数。 a_t 是服从均值是 0，方差是 σ_a^2 正态分布的声噪系数。公式中的这些数据通常从确定的地区历史风速统计数据中获得^[37]。

2.2.2 风机传递函数模型

风速的时序序列来决定风电机组的实时出力，两者之间的定量描述关系如图 2-1 所示。其中 V_{ci} 是风电机组的切入风速， V_{co} 是风电机组的切出风速， V_r 是风电机组的额定风速对应于风机的出力为额定功率。只有当风速满足 $V_{ci} \leq V \leq V_{co}$ 时风机才能正常工作。风速低于 V_{ci} 风机不启动，风速高于 V_{co} 为了保护风电机组，风机停止工作。当 $V_{ci} \leq V \leq V_r$ 此时风机的出力是非线性的， $V_r \leq V \leq V_{co}$ 此时风机的出力为额定功率。

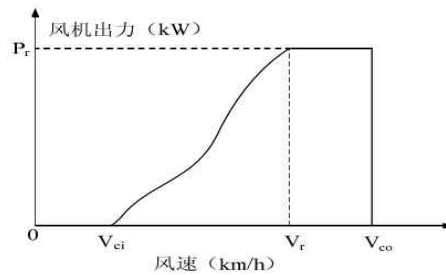


图 2-1 风机的风速-有功功率曲线

风机的传递函数等效模型如图 2-2 所示^[38], 风速划分为低风速和高风速, 其中低风速为 12m/s 以下, 高风速为 12m/s 及以上的风速。低风速时通过一阶低通滤波器, 通过风机的风速-有功功率曲线转换成输出功率。高风速时需要附加传递函数来实现。其中 T_{low} 为 7s, T_0 为 0.5s, k_{high} 为 0.06, d 为 0.3。

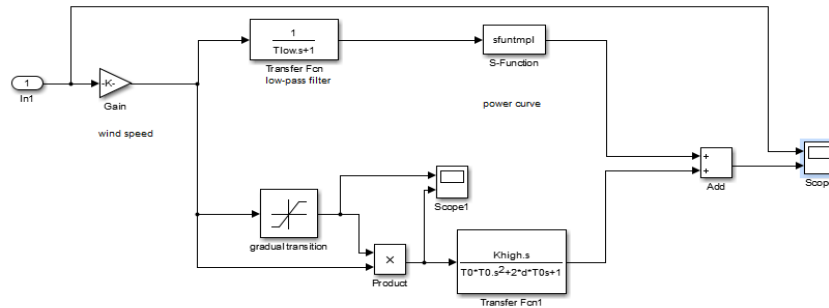


图 2-2 风机传递函数等效模型

对于给定风速, 该模型输出曲线如图 2-4 所示。通过采样可以得到风机出力的时序序列。

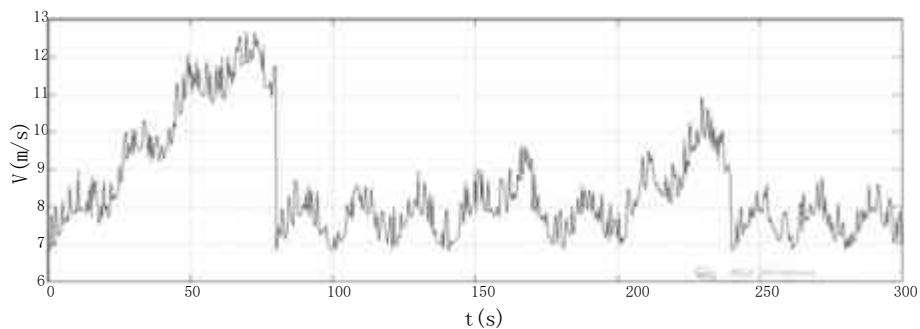


图 2-3 风速曲线

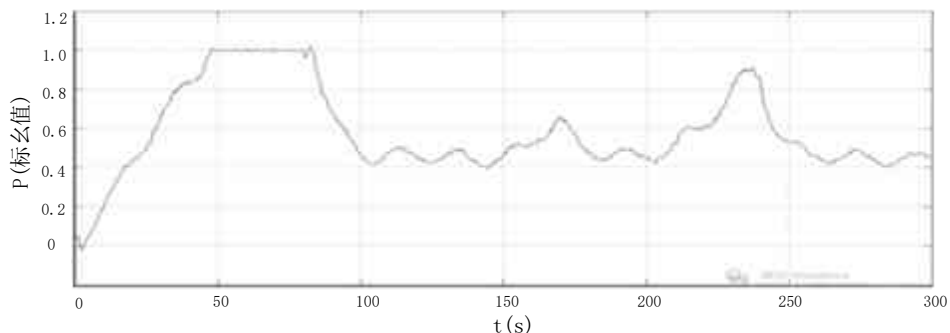


图 2-4 风功率功率输出

2.2.3 风机功率控制模型

2.2.3.1 风机有功控制模型

由于电网环境也存在多变的情况,因此在某些状况下也要求电网运行人员对风电场发出的有功功率进行一定的控制。模型中考虑有功输出控制的三种模式如下:

1) **Full 模式**: 在此控制模式下,风机有功出力全部送入电网。

2) **Limited 模式**: 在此控制模式下,风机的输出功率不能高于给定的有功限值。即该限值在一定时段内为一个常量。采用 **Limited 模式** 可以防止线路过载,可以通过将风机的部分叶片切出来实现。

3) **Balancing 模式**: 在此控制模式下,风机的有功输出只能为其最大的有功输出的某一百分比。在此模式下,风机的部分叶片同样从风中切出,风功率维持不变的特定的那部分功率,即为平衡功率。

图 2-5 给出了三种控制模式下的控制模型。图中给出了 **full 模式** 和 **balancing 模式** (上半部分) 和 **limited 模式** (下半部分)。

(1) **In4** 输入为 1, 即进入 **full 模式**, 此时 **In1** 输入系数为 1。

(2) **In4** 输入为 0, 即进入 **Balancing 模式**, 此时 **In2** 输入系数先假设为 0.5。

(3) **In4** 输入为 -1, 即进入 **Limited 模式**, 保证输出的有功功率不大于给定的上限值。计算 $\text{In2}/\text{In3}$ 。如果 **In2** 大于 **In3**, 相除的结果是一个大于 1 的值, 经 **Fcn** 变换为 $\text{In3}/\text{In2}$, 在后面的 **Product** 模块与 **In2** 相乘输出就是 **In3**。如果 **In2** 小于 **In3**, 相除的结果是一个小于 1 的值, 此时 **Limiter** 的输出就应该是 1, 经 **Fcn** 变换为 1, 在后面的 **Product** 模块与 **In2** 相乘输出就是 **In2**。

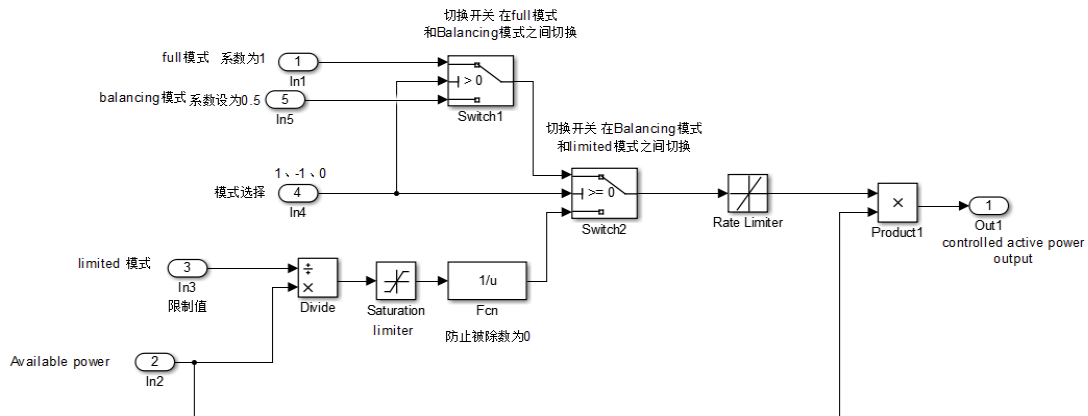


图 2-5 风机有功控制模型

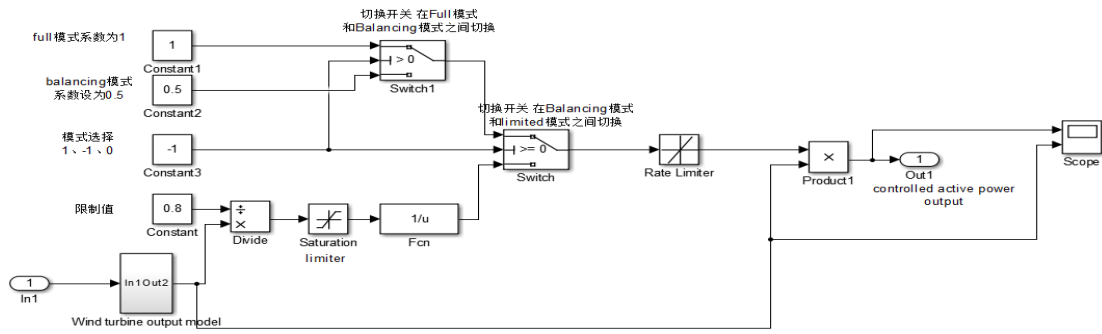


图 2-6 风机输出与有功受控联合模型

2.2.3.2 风机无功控制模型

大部分电网运行人员都要求风电场能够对它的无功功率输出进行一定的控制，以便于其能够为电网提供辅助服务，即电压控制。这项服务对于风场的运行人员来说也具有非常大的经济价值。因此，无论是在正常的运行环境下，还是在电网发生扰动的环境下都必须合理地控制风场无功功率的输出。

无功功率产生的两种控制方式如下：

第一，运行在恒定功率因数条件下或者是连续运行在两个极限功率因数（感性 0.975 到容性 0.975）之间；

第二，运行在恒电压控制模式下，即通过控制无功功率的瞬时输出值，维持特定节点电压在其参考值附近。

正如风机并网条件中的要求所指出的，上述无功控制的第一种模式和第二种模式之间的快速转换必须可行。例如 EON 的并网条件中要求：当电网电压低于其额定值的 60% 以下时，要由第一种运行模式转化到第二种运行模式。

无功功率模型中考虑的两种工作模式如下：

- 1、定功率因数模式，例如功率因素为 1，即无功输出为 0。
- 2、无功功率调控模式，以维持某个节点的电压，或在系统扰动时，提供无功支持。

由于无功功率是电网电压和无功电流的乘积，因此，控制无功功率等同于控制无功电流。定功率因素模式的无功电流参考值根据给定的功率因素和有功功率模型的输出计算。无功功率调控模式下，所需的无功电流由 droop 控制计算。

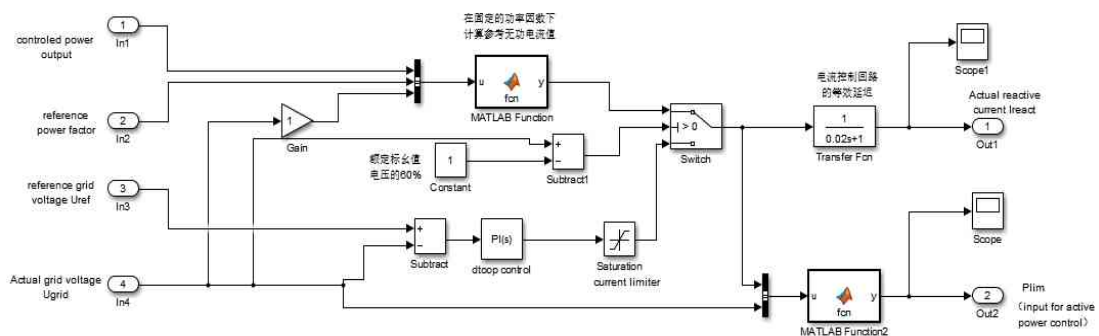


图 2-7 无功电流控制模型

其中：In1 端口为希望风机输出的有功功率；In2 端口为参考的功率因数；In3 端口为电网电压的额定参考值；In4 输入端口为电网电压。

实际无功电流由参考无功电流通过一个等效延时 Tictrl 而得，该时间常数代表着发电机的电流控制回路。大部分的电力系统仿真软件包都支持 PI 控制，这个模型中所使用的 PI 控制和其他无异。

无功功率模型的结构不依赖于发电机的技术种类，然而时间常数 Tictrl 却和发电机的技术种类有很大关系。无功功率控制的速度和风场所能提供的最大无功量和发电机的种类、电力电子装置的类型以及额外的无功补偿设备有关。无功电流控制速度的模型为一个等效时间常数 Tictrl，Tictrl 的取值要看发电技术的种类。建议取值如下：

Tictrl=20ms，此时发电机采用同步发电机，通过一个 PWM 变换器和电网相连，该 PWM 为一个全功率变换器，对电流实行全控模式；

Tictrl=200ms，此时发电机采用双馈感应式发电机，在这种发电机类型下，功率的交换是通过定子和转子共同来完成的，但是大部分都是通过定子来完成的。定子电流通过和转子电流的相互电磁作用而受到控制，转子电流反过来由 PWM 变换器进行控制，变换器的容量仅占风机额定容量的 30% 左右。因为相互之间的电磁作用较慢，所以电流控制的速度也较慢，因此 Tictrl 的取值较大。

2.3 光伏发电及功率控制模型的建立

2.3.1 光伏发电模型

2.3.1.1 光伏电池板模型

光伏电池板的结构近似于二极管的 PN 结。由电子学理论，其发电原理为光生伏打效应。即：当光伏电池上出现光照时，PN 结的两端就会产生电压，因单个的光伏电池输出功率较小，故光伏发电系统需要将一定数量的光伏电池板进行串并联来构成光伏阵列。因此，光伏阵列的模型由光伏电池板模型进行相应的串并联即可获得。由光伏电池板的相关特性经相应变换所得等效电路如图 2-8 所示。

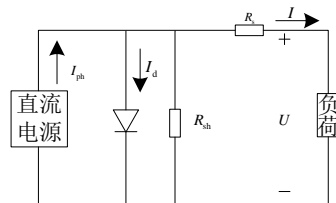


图 2-8 光伏电池等效电路图

由等效电路可得光伏电池板相应的 U-I 的关系特性^[38]：

$$I = I_{ph} - I_d \left[e^{\frac{q(U+IR_s)}{AKT}} - 1 \right] - \frac{U + IR_s}{R_{sh}} \quad (2-3)$$

式中：\$I\$ 为电池板输出的光伏电流；\$U\$ 为电池板输出的光伏电压；\$R_s\$ 为等效串联电阻，\$R_{sh}\$ 为等效并联电阻，\$\Omega\$；\$T\$ 为光伏电池板表面的绝对温度；\$K\$ 是波尔兹曼常数；\$A\$ 为光伏电池板的拟合因数，其值为 1.5；\$q\$ 为电荷电量；\$I_d\$ 为光伏电池板的逆向饱和漏电流。

因鉴于实际应用，故本文所采用光伏电池板的工程应用模型，该模型对光伏电池板的 \$U\$-\$I\$ 特性进行了相应的近似简化，近似点如下：

1、实际状态下，公式中的 \$(U+IR_s)/R_{sh}\$ 与光生电流大小相比，数值较小，故将其进行忽略。

2、实际状态下，二极管的正向疏通电阻远远大于 \$R_s\$，故假设 \$I_{sh}=I_{sc}\$。

同时定义最大功率点：\$I=I_m\$，\$U=U_m\$；在开路状态：\$I=0\$，\$U=U_{oc}\$。因此光伏电池板的 \$U\$-\$I\$ 特性可以简化为：

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{U}{C_2 U_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} \quad (2-4)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{U_m}{C_2 U_{oc}} \right) \quad (2-5)$$

$$C_2 = \left(\frac{U_m}{U_{sc}} - 1 \right) \left[\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]^{-1} \quad (2-6)$$

其中 \$C_1\$、\$C_2\$ 的求取根据光伏电池板的生产厂家提供相应的技术参数即可获得，通过该模型即可确定相应的 \$U\$-\$I\$ 曲线。然而在非标准条件下，开路电压、短路电流、最大功率点电压以及电流都要做出如下相应的修正：

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (2-7)$$

$$\Delta S = \frac{S}{S_{ref}} - 1 \quad (2-8)$$

$$U'_{oc} = U_{oc} (1 - c \Delta T) (1 + b \Delta S) \quad (2-9)$$

$$I'_{sc} = \frac{I_{sc} S}{S_{ref}} (1 + \alpha \Delta T) \quad (2-10)$$

$$I'_m = \frac{I_m S}{S_{ref}} (1 + \alpha \Delta T) \quad (2-11)$$

$$U'_m = U_m (1 - c \Delta T) (1 + b \Delta S) \quad (2-12)$$

其中：\$S_{ref}\$ 为太阳辐射度的参考值，为 \$1000 \text{ MW/m}^2\$；\$T_{ref}\$ 为光伏电池板温度参考值，为 \$25^\circ\text{C}\$；\$a\$、\$b\$、\$c\$ 为常数，\$a=0.0025/^\circ\text{C}\$，\$b=0.5\$，\$c=0.00288/^\circ\text{C}\$。\$I'_{sc}\$、\$U'_{oc}\$、\$I'_m\$、\$U'_m\$ 分别为 \$I_{sc}\$、\$U_{oc}\$、\$I_m\$、\$U_m\$ 在不同光照强度以及环境温度下的修正值。

2.3.1.2 平面辐射模型

晴天条件下，直射光照强度 S_z 与散射光照强度 S_s 在任意时刻任意水平面上的理论值用数学模型进行模拟：

$$S_z = S_{Xi} \tau_z \cos \theta_z \quad (2-13)$$

$$S_s = S_{Xi} \tau_s \cos \theta_z \quad (2-14)$$

$$S_{Xi} = H_0 \left(1 + 0.033 \cos \frac{X_i}{365} 360^\circ \right) \quad (2-15)$$

式中： θ_z 为天顶角； τ_z 和 τ_s 分别是直射与散射辐射的光照透明度； S_{Xi} 为一年之中第 X_i 天在大气层外所测得的光照辐射强度（在法相平面上求取），单位为 W/m^2 ； H_0 为地外辐射值（即太阳常数），受日地距离影响，其平均值为 $1367 W/m^2$ 。 X_i 为年日序数。

水平面上的总辐射光照度为：

$$S_c = S_z + S_s \quad (2-16)$$

水平面总辐射模型如图 2-9 所示：

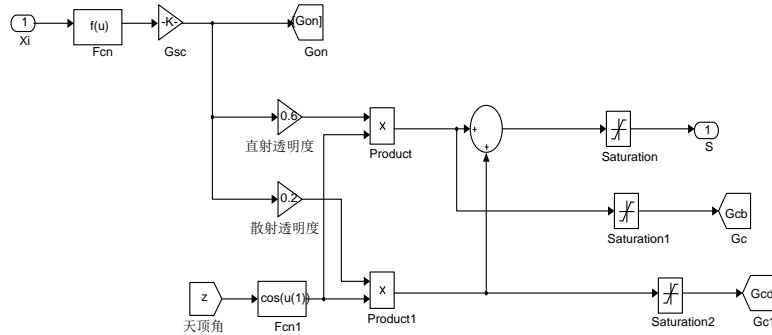


图 2-9 水平面总辐射度仿真模型

2.3.1.3 不同朝向电池板接收辐射光照度模型

任意方位朝向电池板上的太阳辐射光照度的计算需要水平面上的直射光照度数据和散射光照度数据，可以通过下面的计算方法进行计算：

$$S_t = S_c \frac{1 + \cos \beta}{2} + \frac{S_c}{\sin \theta_z} [\cos \delta \cos \omega (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma) + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega + \sin \delta (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma)] \quad (2-17)$$

其中： S_t 为电池板总辐射光照度， γ 为电池板方位角（偏东为正值，偏西为负值）， β 为电池板的倾斜角， δ 为太阳赤纬角， ω 为太阳时角， ψ 为电池板的所在当地纬度。

$$\delta = 0.006981 - 0.399912 \cos \xi + 0.07057 \sin \xi - 0.006758 \cos(2\xi) + 0.000907 \sin(2\xi) - 0.002697 \cos(3\xi) + 0.00148 \sin(3\xi) \quad (2-18)$$

在一天 24 小时内地球自转 360 为一周，即每自转一小时的角度为 15 度，正午的时角为 0，所以其它任意时刻对应的时角数值为离正午的时间差数乘以 15。上午时角为正值，下午时角为负值。

$$\omega = 15(X_j - 12)/180 \cdot \pi \quad (2-19)$$

式中： X_j 为小时序数，其值为 1-24。

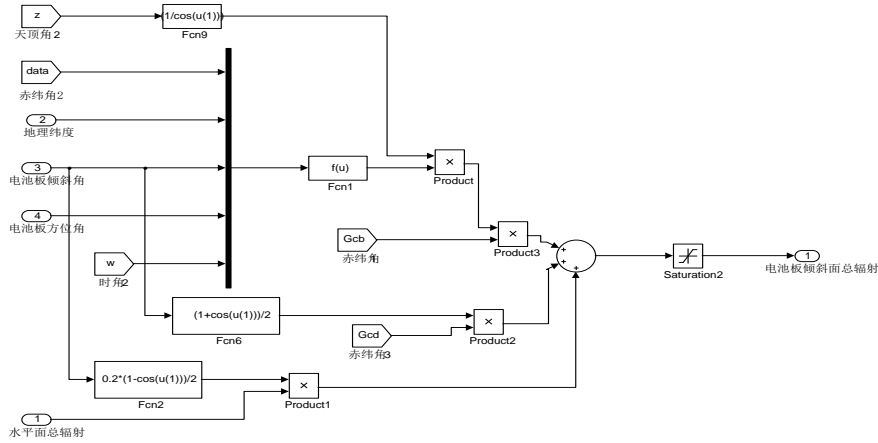


图 2-10 任意方位朝向电池板接收光照仿真模型

通过单块电池板模型我们可以方便的对光伏电站任意一面区域的集体电池板进行输出仿真，只是将单块电池板的输出乘以相应的个数即可。由此可以方便的得到光伏出力的时序序列。

2.3.2 光伏发电功率控制模型

由于光伏发电功率输出受外界环境影响较为敏感，输出功率具有波动性和随机性。当并网的光伏发电功率相对较小，那么其对电网所造成的影响相对较轻，效果不明显。但随着光伏发电容量的不断增加，其对电网安全稳定运行也会带来日益显著的影响，如电网调频和备用容量的规划等。

为了增加光伏发电在当今电网当中的渗透率，降低其并网对电网电压所带来的不利影响，同时还要及时的响应调度命令，所以需要对光伏发电系统发出的有功和无功功率进行一定的控制。光伏发电的有功控制模型思想与风力发电有功控制模型思想相同，将图 2-5 的功率输入换成光伏输出即可，故在此不再重复叙述。

大功率光伏发电系统接入电网会引起并网点电压产生越限的问题，为了保证电力系统安全稳定运行，同时防止并网点电压越限，并网的光伏发电系统需要发出相应的无功功率来向电网电压进行支撑。无功功率控制模式的建模与控制的目的的是为实现无功功率独立控制，系统输出无功功率能快速准确跟踪无功给定调节量的变化。无功功率控制策略如下：

(1) 定功率因数控制策略

该控制策略的思想为：无功功率的参考值与光伏的有功功率出力的大小比值为恒定的常数 C 。该方法控制简单，用于光伏发电系统出力较小的情况。

(2) 变功率因数控制策略

该控制策略与定功率因数的区别主要在于其功率因数随光伏发电系统的有功出力大小而改变，其表达式为：

$$\cos = \begin{cases} C_1 & \dots\dots P \leq P_2 \\ \frac{C_1 - C_2}{P_1 - P_2} (P_1 - P_2) + C_1 & \dots\dots P_1 \leq P \leq P_2 \\ C_2 & \dots\dots P \geq P_2 \end{cases} \quad (2-20)$$

式中： $P_1=P_M/2$ ， $C_1=1$ ， $P_2=P_M$ ， $C_2=0.9$ ；即当光伏发电系统的有功输出少于额定功率一半时，光伏发电系统无功功率参考值为 0；当达到额定功率时，光伏发电系统运行在功率因数为 0.9（滞后）的情况。该控制策略用于光伏发电系统出力大且处于用电高峰时期，在这种情况下，需要大量的无功支撑来防止出现并网点电压越限的情况。

(3) Q(U)控制策略

Q(U)的控制策略是根据并网点电压的幅值来设定光伏发电系统无功功率的参考值。并网点电压幅值的波动是光伏出力同负载消耗相互作用的体现，根据电压幅值大小合理确定无功参考值，相比于上述两种控制策略来说，对电压的控制更为直接。无功功率参考值表达式为：

$$Q = \begin{cases} Q_{\max} & \dots\dots U < U_1 \\ \frac{Q_{\max}}{U_1 - U_2} (U - U_1) + Q_{\max} & \dots\dots U_1 \leq U \leq U_2 \\ 0 & \dots\dots U_2 \leq U \leq U_3 \\ \frac{Q_{\max}}{U_3 - U_4} (U - U_3) & \dots\dots U_3 \leq U \leq U_4 \\ -Q_{\max} & \dots\dots U \geq U_4 \end{cases} \quad (2-21)$$

式中： U_1 、 U_2 、 U_3 、 U_4 均为电压标么值，其大小分别为 0.95、0.98、1.02、1.05； Q_{\max} 为光伏发电系统的额定无功功率。

当并网点电压值大于 1.02pu 时，光伏发电系统开始吸收无功，当并网点电压值大于 1.05pu 时，为了防止并网点电压越限，光伏发电系统依据自身容量的大小最大限度的吸收相应的无功。此外在傍晚光伏发电系统有功出力较低甚至为 0 的情况下，光伏发电系统可以发出相应大小的无功功率来对线路的无功进行补偿。

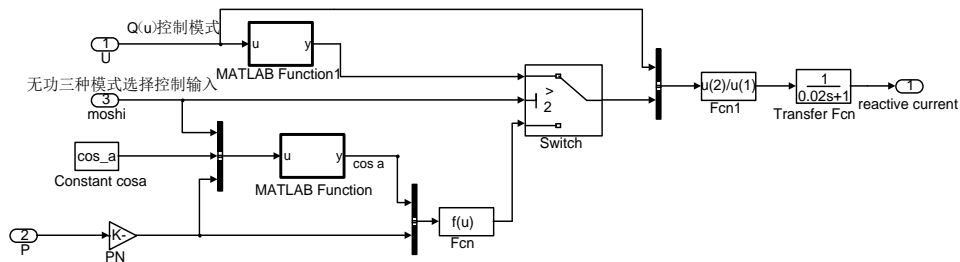


图 2-11 光伏无功三种控制模式模型

输入端口 3 为控制无功控制模式的输入：

- 1、若 3 输入端口输入为 1，模型进入定功率因数控制模式；
- 2、若 3 输入端口输入为 2，模型进入变功率因数控制方式；
- 3、若 3 输入端口输入为 3，模型进入 Q(U)控制模式；

2.4 DG 对配电网可靠性评估的影响因素

2.4.1 分布式电源与配电网连接方式

一般所接入分布式电源的配电网电压等级为 10-110kV，因配电网之间的电压等级有所差别，所以配电网对分布式电源的接入方式要求也有所不同。在实际当中，分布式电源常见的接入方式有两种：

1) 分布式电源通过集中母线的方式接入配电网。在这种接入方式下，分布式电源与系统电源所起作用相同，调度较为简单，但对配电网可靠性提高无改善的作用，仅仅当出现故障而引发系统电源失去供电情况下作用才较为明显。

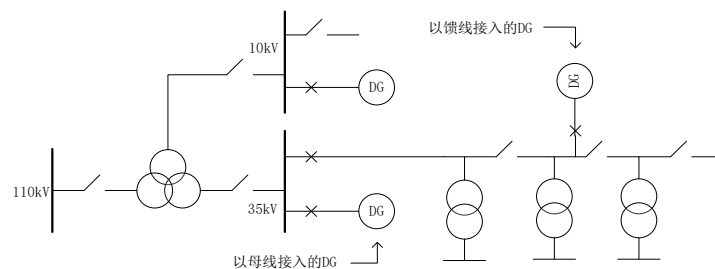


图 2-12 分布式电源与配电网的连接方式

2) 分布式电源通过分支馈线的方式接入配电网。在这种接入方式下，能使能源来源广泛以及 DG 安装方式十分灵活等优点得到充分的发挥，此外，当系统出现故障时，分布式电源能快速的向附近的供电用户继续供电，从而达到缩短部分负荷的停电持续时间，从而可以起到改善系统可靠性的作用。

2.4.2 分布式电源并网的方式

常见的分布式电源采取的并网结构为直接并联接入主电网或采取联络开关切换操纵的方式完成并网。

1) 分布式电源直接并联接入主电网。在此种并网方式下，分布式电源和系统主电源同时为负荷用户进行供电，当这两个电源任意一个发生故障而无法进行供电时，另一个电源继续为负荷用户进行供电，这样负荷点将会得到不间断的持续供电。但此种并网方式要求分布式电源和主电源都配有较高的安全保护装置，来防止出现短路电流而造成对电源的损害。

2) 分布式电源采用联络开关切换操纵接入主电网。在此种并网方式下，系统主电源和分布式电源只有一侧是参与向负荷点进行供电的，两者之间互为备用的关系。当系统主电源出现故障而无法向负荷点进行供电时，经由联络开关的倒闸操作投入分布式电源为负荷点进行供电，因此负荷点出现短时供电中断的状况是无法避免的，其产生的中断持续时间即为联络开关的倒闸时间。此种并网方式

存在很大的优点, 在于与并联的方式相比较, 该方式能够大量节约分布式发电的成本, 只在需要的时候投入使用, 削减了维护的费用。

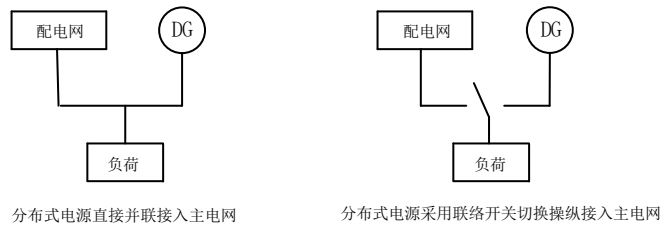


图 2-13 DG 并网的方式

2.4.3 分布式电源存在的运行方式

常见的分布式电源的运行方式概括主要包含分布式电源并网运行、分布式电源为系统电源的备用电源、系统电源为分布式电源的备用电源三种运行方式。

(1) 分布式电源并网运行

这种运行方式下, 分布式电源和系统电源同时向各个负荷点进行供电, 此时配电网由单一的辐射型网络转变成多个电源同负荷点相连接的网络, 使负荷点可以从多个方向得到供电, 两者互为备用电源。该种运行方式对提高负荷点供电的可靠性存在着一定的利弊, 若保护控制技术较为妥当, 能保证在系统出现故障情况下负荷点的正常供电, 则能提高系统得靠性。反之, 则会降低系统可靠性。

(2) 分布式电源为系统电源的备用电源

在配电网系统出现故障而终止向部分负荷点进行供电的情况下, 通过一定的倒闸开关操作, 启动相应的分布式电源向负荷继续供电直到系统故障清除。此时的分布式电源相当于配电网系统备用的联络点。该种运行方式在协调合理的情况下可以一定程度上增大配电系统的供电可靠性指标, 提高系统可靠性^[39]。该运行方式存在着经济性投资较高的问题, 为了实现系统出现故障时进行少量的切负荷, 需要投资大量的分布式电源, 经济性较差。

(3) 系统电源为分布式电源的备用电源

该运行方式下, 分布式电源向电网中的负荷进行独立供电, 因分布式电源的供电能力存在一定的极限且负荷存在相应的波动性, 故需要强大的系统电源作为供电支撑才可以改善配电网的电能质量, 保证分布式电源的输出与波动负荷时时平衡。若分布式电源的供电能力无法满足负荷的需求时, 缺额的电量由系统电源来完成补充; 若分布式电源的供电能力超出负荷的需求时, 多余的电量输送到配电网当中。由此可以看出, 在此运行方式中, 分布式电源的供电经济性得到了很大程度的提高, 但对整个系统的可靠性却没有相应的提高。

2.4.4 DG 在配电网中的等效电源模型

由于分布式电源的种类不一，故其在配电网中的等效电源模型也有所不同，常见的分布式电源的等效电源模型分为三种，分别如下：

（1）等效为配网变电站模型

在分布式电源等效为配网变电站模型的情况下，分布式电源被称为 PDG，即输出的功率没有任何限制，可以将其考虑为整个配电网的备用电源。因此，在该模式下配电网的可靠性评估可以运用传统的解析方法来完成计算，当配电网当中出现元件故障时，那么配电网中故障范围内未与 DG 相连接的负荷的停电时间即为故障的修复时间，与 DG 存在联络的负荷点故障的停电时间为故障隔离和负荷转带所需要的倒闸操作的时间之和。因 DG 出力无限制，故不存在孤岛划分的相关问题，即孤岛内的 DG 出力可以满足全部的负荷需求，这对配电网的可靠性有着明显的提高，但对 DG 的出力状态过于理想化。

（2）等效为发电机组模型

在分布式电源等效为拥有额定容量的发电机模型的情况下，分布式电源被称为 EDG。因 DG 输出功率受到其额定功率的限制，故在孤岛内那些在 DG 额定容量之内的负荷可以满足供电需求，所以在故障发生的状态下需要采取相应的措施来分析那些仅由 DG 来进行供电的配网孤岛，从而保证孤岛内部的稳定运行和供需平衡。在这种 DG 的等效模型下，电气距离和 DG 较近即孤岛范围内的负荷点的可靠性水平可以得到明显的提高，但对在电气距离和 DG 较远的负荷点的可靠性水平的提高却没有贡献。

（3）等效为多运行状态的发电机模型

将 DG 等效为多运行状态的发电机模型主要是考虑以风能和太阳能资源为发电动力的分布式电源，此类分布式电源被称为 SDG。因风能和太阳能等天气的不可控性，会造成此类分布式电源的输出存在较大的随机性和波动性，势必存在故障发生时孤岛是否能够形成以及孤岛的 formed 范围的问题。因此，在计算配网可靠性评估采用模拟法时，为了得到较高的精度需要将电源进行模拟的时间划分的越精细越好。故采用此类输出波动较大的分布式电源，需要正确的建立其可靠性评估模型，这对配网的可靠性评估存在着重要的意义。

2.5 本章小结

随着分布式发电技术的迅速发展，大规模 DG 并入电网运行也成为当下电力系统新的发展趋势。因此本章首先对各类 DG 发电的特点进行了叙述，同时在 DG 与配网的连接方式、并网方式以及运行方式基础上详细的阐述了 DG 接入配网后

对系统的可靠性分析产生的影响。最后以风力发电和光伏发电为研究对象，建立了其发电模型，为了 DG 发电能够及时的响应调度命令调整输出给出了其功率控制模型，为 DG 接入配电网后的供电可靠性分析奠定基础。

第3章 基于 GridLAB-D 的配电网可靠性评估模型

3.1 GridLAB-D 软件介绍

GridLAB-D 是由 PNNL (美国西北太平洋西北国家实验室) 以及学术界和工业界共同开发的开放代码仿真平台, 主要应用是针对智能配电系统的模拟仿真分析, 可以向电网运行和设计人员提供重要价值的相关数据。特别是在配电级别潮流的计算上, 该软件能提供一个详细的三相建模平台和几个有效的功率流算法, 如牛顿拉普逊算法和 FBS 算法, 这些算法相对于传统的定限次的差分运算具有很大的优越性, 如: 能更加准确的处理复杂问题; 增宽了处理时间范围, 从秒级到年级; 能非常方便的连接新建模型或第三方软件。在不同的仿真条件下, 它能进一步提供各种接口以研究各种配电网元件稳定状态的特征, 例如母线注入功率、线路功率流, 或母线电压。GridLAB-D 可以对各种家用负荷进行建模, 例如洗碗机、冰箱, 空调, 烘干机等, 还有 thermostat-控制负荷。

GridLAB-D 具有如下功能:

- 1、Three-Phase Unbalanced Load Flow (meshed and radial) 三相不平衡潮流计算;
- 2、End-Use Load Behavior of Thousands of Devices 终端负荷的动态行为;
- 3、Distributed Automation Design and Evaluation 配网自动化设计和评估;
- 4、Load Management Strategies 负荷管理策略;
- 5、Retail Markets 零售电力市场;
- 6、Volt-VAR Optimization and Control 无功优化和控制;
- 7、Distributed Generation and Storage 分布式发电和储能;
- 8、Rate Structure Evaluation 电价结构评估。

GridLab-D 具有如下的特点:

- 1、无法进行优化潮流计算, 显示不方便, 输入不方便;
- 2、风机/光伏等的模型自己开发比较困难, 但是可以通过 player 文件读入;
- 3、可以与 Matlab 进行联合仿真, 由 GridLAB-D 对配网进行仿真, 而由 Matlab 对分布式电源及可控负荷进行仿真, 修改分布式电源的输出和负荷。

在“加快电网现代化建设”和“大力支持现代电网一体化基础性关键技术的模拟”这两个发展目标下, “智能电网技术”的有效执行是实现目标的关键所在。目前所面临的重重困难之一便是无法估算出在本地区内的电力基础设施的规模。

鉴于此,GridLAB-D 作为一款配电网仿真和分析软件,便可以给电网设计和运营人员提供有价值的数据。该软件可以提供服务给那些希望利用新能源技术的公司。这款软件拥有先进的模块技术和高性能算法来交付最新终端模块技术。它不仅为用户提供了电能分配自动化模块,还集成了很多电力系统分析手段。

GridLAB-D 给用户提供了自由的仿真环境,它可以和许多三方数据和管理工具相结合使用。GridLAB-D 以其先进的算法作为核心,对于各独立装置的实时状态的确定数量可以通过以万计来衡量,对于其中的每一个装置可以通过差分方程或多重差分方程描述出各自求解所得出的时间与状态。此先进的算法同传统的有限差分模拟器相比存在的优点在于^[40]:

- 1、它可以更准确的处理复杂的问题;
- 2、具有非常宽处理时间的范围,时间可以从秒级到年级;
- 3、可以很方便的与新模型或者第三方软件连接;
- 4、仿真功能都包含在 GridLAB-D 的系统中的模块里;
- 5、潮流计算和控制,其中包括分布式发电(DG)和能量储存;
- 6、终端技术、控制和设备;
- 7、系统中,收集每个物体的特点性质的数据,以及管理包含天气和电气界限在内的边界条件;
- 8、在电力运营方面,包括低频减载系统紧急情况处理以及配网自动化系统的紧急情况处理;
- 9、另外,计划中要研发的新模块将提供新的功能,如模拟每天,每周或者每个季度的需求走向,价格反应还有合同选择等方面的消费行为;负荷分配自动化,提供减载方案以及紧急情况的处理诸如此类的操作。

3.2 软件模块介绍

1. 记录模块(tape module)

Player:player 是该软件读取数据的一种输入方式,player 还是 parent 的最新更新名字。

Shaper:shaper 是该软件读取数据的另一种输入方式。

Recorder:Recorder 是该软件收集数据的一种方法。它可以实现对同一个对象中的多项数据进行收集,并采用 gnuplot 的形式完成输出。

Collector:Collector 是收集数据的另一种方法。Collector 与 Recorder 的不同是,它记录的是一组对象的数据。

2. 市场模块 (market module)

该模块能够实现将买方或者卖方所提供的价格进行整合,调整供求关系达到平衡状态,保证买卖双方基本上都达到预期的价格。举个简单例子,在图 4-1 中,若 1 号发电机产量为 $3 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 2 号发电机产量为 $1.5 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 两者电量单价均为 $0.5 \text{ 美元} / \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。假设 1 号用户在打算购买 $2.5 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电量的基础上最多支付 $0.60 \text{ 美元} / \text{ kW} \cdot \text{h}$, 2 号用户 2 在想购买 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电量的基础上最多支付 $0.80 \text{ 美元} / \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。那么使用该模块所能实现的平衡过程如下图所示。

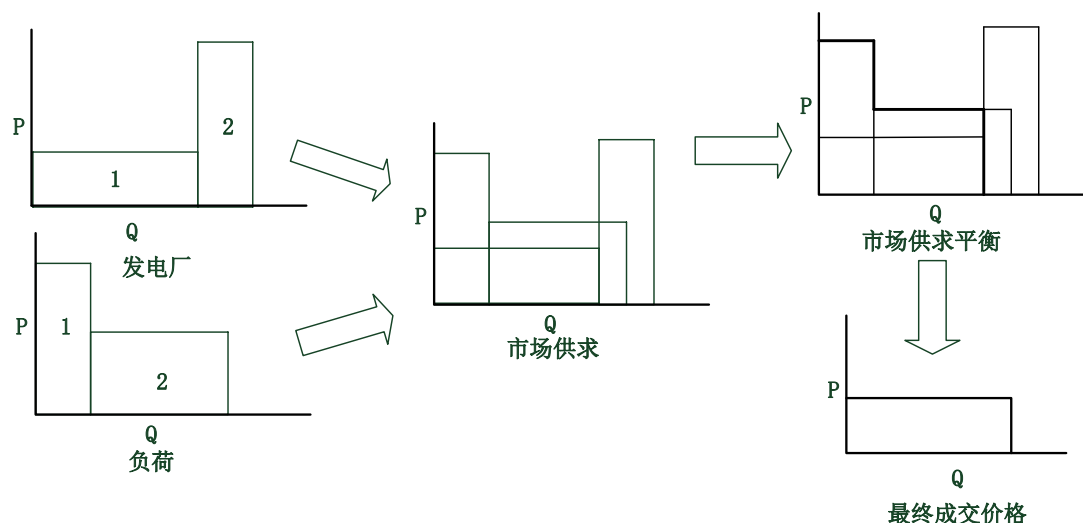


图 3-1 市场模块示意图

3. 潮流模块(powerflow module)

1) 该模块能够完成电力系统的潮流计算,在系统内各个发电机与负荷的电压给定情况下,自动的完成各个节点电压值的计算,并依据各负载的情况依次计算出电流值。

2) 该模块主要包含两个对象即节点与连接,其它对象均由这两个对象继承而来。负荷、电容器以及电表构成节点。开关、变压器、熔丝、继电器、地线以及架空线构成链接。

4. 天气模块(climate module)

该模块产生的原因是由于电力系统运行过程中的数据易遭受各种天气的影响。天气数据包含有:经度、纬度、湿度、日照、风向。

5. 数据建模

GridLAB-D 软件所支持的可运行文件为其特有的 GLM 文件,其中 GLM 文件中普遍包含有申明实用类、定义模型结构、建立初始条件、定义边界条件、确定仿真停止时间、指定输出结果等内容,下图简单概述了一个典型的 GLM 文件的结构和包含内容:

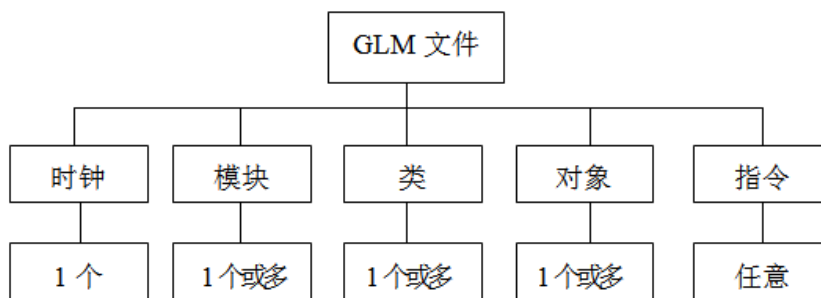


图 3-2 GLM 文件结构

上文叙述的那些模块，是构成 GridLAB-D 的主要功能。任一模块当中均包含若干个对象、类，通过实例化对象当中的类，仿真网络拓扑就能形成，才能完成所需要的系统仿真。通过构建配电网的线路和变压器模型，才能使用潮流模块进行潮流计算。

6. 线路模型

建模前首先需要完成两种对象的定义，因实际线路中，包含架空线与埋地电缆这两种。

为了表现线路自身的属性，定义第一种对象。架空线在第一种对象中需要完成两变量的定义，即导线几何半径与阻抗大小；而地下电缆需要完成导体的直径、外直径、阻抗、绝缘部分的直径与阻抗还有保护层阻抗等变量。线路的距离属性我们用第二种对象来定义。在一条三相四线的线路当中，需要定义任意一相和其它两相以及和 N（中性线）之间的距离。

一条线路具体的配置是我们需要完成定义的第三种对象。在定义配置过程当中，需要令其选择使用之前的两种对象。首先配置该线路的导线自身属性，需要每一相逐个定义。然后，来配置该线路的距离属性。

最后为了完成具体线路的构建，还需要我们实现该线路的相、名字、始末节点、该线长度以及线路所使用的配置文件等变量的定义。

以架空线 630-632 为例：

```

object overhead_line_conductor:6010 {      //定义导线的几何半径和阻抗
    geometric_mean_radius 0.031300;
    resistance 0.185900;
}
object line_spacing:500601 {                //定义线路的距离属性
    distance_AB 2.5;
    distance_AC 4.5;
    distance_BC 7.0;
    distance_BN 5.656854;
    distance_AN 4.272002;
}
    
```

```

        distance_CN 5.0;
    }
    object line_configuration:601 {           //定义一条线路的配置
        conductor_A overhead_line_conductor:6010;
        conductor_B overhead_line_conductor:6010;
        conductor_C overhead_line_conductor:6010;
        conductor_N overhead_line_conductor:6020;
        spacing line_spacing:500601;
    }
    object overhead_line:630632 {           //构建具体线路从 630 节点至 632 节点
        phases ABCN;
        name 630-632;
        from 630;
        to 632;
        length 2000;
        configuration line_configuration:601;
    }

```

通过在输入文件中包含上述语句，就能够建立一条完整的线路的模型。

7. 变压器建模

对于变压器模型的构建也需要提前完成其配置的定义。需要定义的变量包含：变压器原/副两边和自身的电阻抗、连接方式（星接或角接）、安装的类型、容量的大小。在具体变压器模型的构建当中需要完成变压器各相、名字、始末点和配置文件等变量的说明。

例：

```

    object transformer_configuration:400 {   //定义变压器配置
        connect_type WYE_WYE;
        install_type PADMOUNT;
        power_rating 500;
        primary_voltage 4160;
        secondary_voltage 480;
        resistance 0.011;
        reactance 0.02;
    }
    object transformer:633634 {             //搭建变压器 633634
        phases ABCN;
        name 633-634;
        from 633;
        to 634;
    }

```

```
configuration transformer_configuration:400;
}
```

8. 节点/负荷建模

构建节点模型前要先定义节点的配置。在此过程中需要完成节点的名字、节点的相、三相各自电压值以及电压常量等变量的定义。

如果还要接入负荷的话,对象中还需要在节点的基础上说明以下量:负载的名字,所接节点位置,各相负荷量。

例:

```
object node {                                     //构建节点 634
    name 634;
    phases ABCN;
    voltage_A 480.000+0j;
    voltage_B -240.000-415.6922j;
    voltage_C -240.000+415.6922j;
    nominal_voltage 480.000;
}
object load {                                     //接入负荷
    name l645;
    parent 645;
    phases BCN;
    voltage_A 2401.7771;
    voltage_B -1200.8886-2080.000j;
    voltage_C -1200.8886+2080.000j;
    constant_power_B 170000+125000j;
    nominal_voltage 2401.7771;
}
```

9. 输入/输出文件

因目前位置该软件不存在良好的输入界面,故对于仿真的数据输入要按指定的格式进行网络拓扑生成与仿真功能的添加。最终的文件后缀为 glm。输入文件的组成部分如图 3-6 所示。

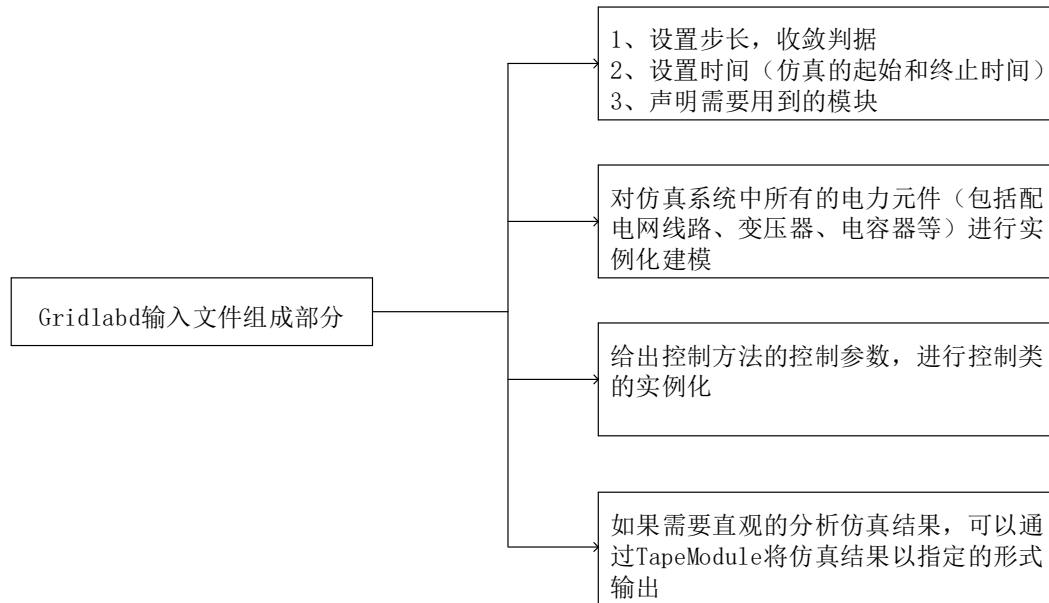


图 3-6 GridLAB-D 输入文件组成部分

输入文件例：

以 671_constant_power_changeA.csv 文件中的数据修改 671 节点 A 相功率

```

object player {
    parent l671;
    property constant_power_A;
    file 671_constant_power_changeA.csv;
    loop 100;
}
    
```

671_constant_power_changeA.csv 文件数据格式如下，该文件为从 0 时起
每一小时改变一次有功功率，在 09:00 时 DG 接入量等于负荷：

```

2000-01-01 00:00:00 EST,292500+520000j
2000-01-01 01:00:00 EST,260000+520000j
2000-01-01 02:00:00 EST,227500+520000j
2000-01-01 03:00:00 EST,195000+520000j
2000-01-01 04:00:00 EST,162500+520000j
2000-01-01 05:00:00 EST,130000+520000j
2000-01-01 06:00:00 EST,97500+520000j
2000-01-01 07:00:00 EST,62500+520000j
2000-01-01 08:00:00 EST,32500+520000j
2000-01-01 09:00:00 EST,0+520000j
    
```

输出文件：

输出文件可以使用 Tape Module 中的两个类 recorder 和 collector 来进行描述
和指定。需要定义类参数如下表所示：

表 3-1 Recorder、Collector 对比

类名	Recorder		Collector	
属性及说明	parent	指定观测对象	property	指定输出属性的整合方式
	property	指定观测对象的输出属性	trigger	指定开始记录的条件
	trigger	指定开始记录的条件	file	指定输出文件的名称和属性
	file	指定输出文件的名称和属性	limit	数据写入次数的限值
	limit	数据写入次数的限值		指定对象搜寻的范围
	interval	数据写入的时间间隔	interval	数据写入的时间间隔
	output	指定数据输出的形式		

输出文件例：

输出线路 630-632 线损到 powerloss_630632.csv 文件，写入间隔 3600 秒

```
object recorder {
    parent 630-632;
    property power_losses.real,power_losses.imag;
    file powerloss_630632.csv;
    interval 3600;
}
```

3.3 软件功能介绍

1. 潮流计算

基于 GridLAB-D 的配网潮流计算主要文件为输入文件 “.glm”。在输入文件中，节点的连接关系，线路的参数，以及分布式电源的接入位置以及输出，需要记录的运行参数等均在输入文件定义为不同的对象。对象的属性参数可以在给定输入文件时设定好，也可以通过仿真平台中的 “player” 机制，在特定的时间按特定的数值进行修改。仿真运行的时间段也在输入文件中指定。编辑好输入文件（例如输入文件为：house1.glm）之后，即可运行下述语句：

```
host% gridlabd house1.glm
host%
```

GridLAB-D 可以与 Matlab 进行交互，实现联合仿真。因此一些难以在 GridLAB-D 中实现的内容可以在 Matlab 中编程实现。

2. 短路计算及可靠性分析

GRIDLAB-D 具有可靠性模块 (MODULE RELIABILITY)，可以针对输入文件指定的配网系统进行单相接地短路、两相接地短路、相间短路和三相短路计算，可以记录短路发生后测量量的稳态值，可以计算标准的配网可靠性指标 SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, 和 MAIFI。

1) 模块整体设置

该可靠性模块具有一个用户可以指定的两个模块级设置。这两个模块设置参数分别为 `maximum_event_length` 和 `report_event_log`。

`maximum_event_length` 为指定任何对象产生系统故障状态的最大持续时间，若任意一随机故障超过此限制值时，将阈值到 `maximum event length` 的值。

`report_event_log` 属性定义了包含一系列可能发生故障事件的数据列表，输出文件包含故障时间的开始时间及结束时间等相关信息。

输入文件例：

```
module reliability {
    maximum_event_length 300s;
    report_event_log TRUE;
}
```

2) 可靠性模块组成

可靠性模块由指标部分和事件定义部分组成，这两部分进行交互以产生特定或随机事件并完成相关指标的记录。

指标部分：该部分确定可靠性的相关指标并进行输出，相关指标的计算由内部特定的模块完成。和前面所介绍的 `powerflow` 模块一样，为 `power_metrics` 模块。

输入文件例：

```
object metrics {
    name test_metrics;
    module_metrics_object powermetrics;
    metrics_of_interest "SAIFI,SAIDI";
    customer_group "groupid=METEROBS";
    metric_interval 5 s;
    report_interval 1 yr;
}
```


表 3-2 相关指标参数

属性名	类别	单位	描述
report_file	字符型	N/A	事件记录及指标计算写入的文件名
customer_group	字符型	N/A	制定的客户标准（即对象规格）
module_metrics_object	指标对象	N/A	链接指标计算模块
metrics_of_interest	字符型	N/A	在输出文件中所显示的计算指标
metric_interval	双精度型	seconds	计算指标时间间隔
report_interval	双精度型	seconds	报表时间间隔

事件定义部分（Eventgen）：该部分在输入文件中产生故障事件来测试系统的可靠性，该诱发事件的产生会在输出文件中产生可靠性指标。可以手动设定确定性事件，也可以随机产生故障事件。

输入文件例：

设定随机故障事件：

```
object eventgen {
    name RandEvent;
    parent MetricsObj;
    target_group "class=line AND groupid=FAULTY";
    fault_type "DLG-X";
}
```

设定确定性事件：

```
object eventgen {
    name DeterEvent;
    parent MetricsObj;
    fault_type "DLG-X";
    manual_outages "nodeB,2000-01-01 5:00:00,2000-01-02 6:00:00";
}
```

3.4 可靠性评估分析计算

3.4.1 算例仿真

GridLAB-D 软件可以对某一特定网络在一段时间内进行可靠性评估，以 IEEE 13 Node Test Feeder 为算例进行仿真验证。根据用户规程假设该网络每一负荷节点用户数目为 1，仿真时间为 24 小时，计算该段时间内该网络出现各种故障的可靠性指标。另外，GridLAB-D 在计算系统可靠性时，默认时间段为 1 年，所有时间单位默认是分钟。GridLAB-D 在模拟故障时，有多少次故障需要在程序中明确指出。

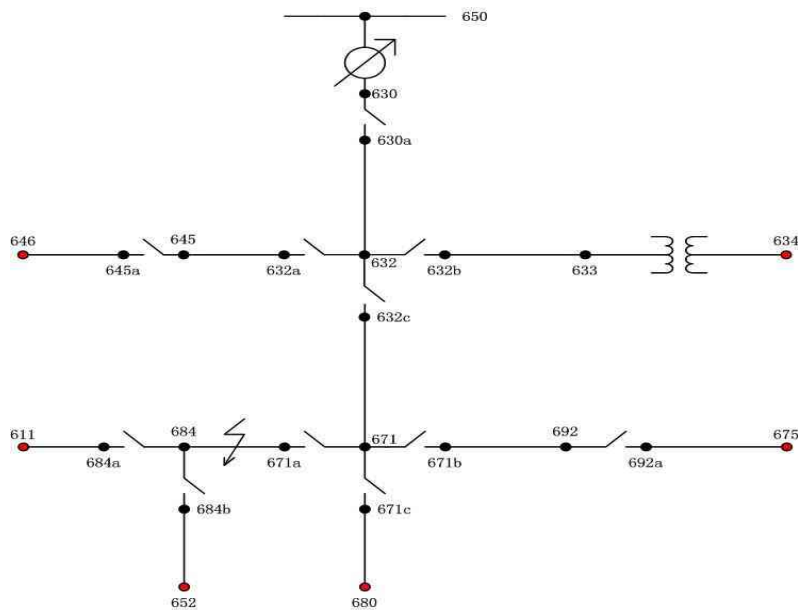


图 3-7 算例结构图

算例 1、该网络只发生一次故障，故障发生点 671a-684，故障类型为三相短路。（故障停电持续时间 6 小时 30 分钟零 2 秒）

故障程序设置：

```
object eventgen {
    name TLG;
    parent testmetrics;
    fault_type "TLG";
    manual_outages "overhead_line_671a-684,2014-12-24 0:00:02,2014-12-24
06:30:04";
}
```

算例 2、该网络发生两次故障，故障发生点 671a-684，故障类型为三相短路。（第一次故障停电持续时间 6 小时 30 分钟零 2 秒，第二次故障持续时间 6 个小时）

故障程序设置：

```
object eventgen {
    name TLG;
    parent testmetrics;
    fault_type "TLG";
    manual_outages "overhead_line_671a-684,2014-12-24 0:00:02,2014-12-24
06:30:04";
}
object eventgen {
    name TLG11;
    parent testmetrics;
```

```

    fault_type "TLG";
    manual_outages "overhead_line_671a-684,2014-12-24 10:00:00,2014-12-24
16:00:00";
}

```

3.4.2 仿真结果分析验证

算例 1 仿真结果：

表 3-3 系统可靠性指标

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
0.33333	130.01111	390.03333	0.999753

GridLAB-D 可靠性指标手算验证：

$$\begin{aligned}
 SAIFI &= \frac{\text{故障用户数目}}{\text{总用户数目}} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{2}{6} = 0.33333 \\
 SAIDI &= \frac{\text{用户停电时间持续总和}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{(6 \times 60 + 30 + 2/60) \times 2}{6} \\
 &= 130.01111 \\
 CAIDI &= \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{130.01111}{0.33333} = 390.03333 \\
 ASAI &= \frac{\text{实际供电总时户数}}{\text{要求供电总时户数}} = 1 - \frac{SAIDI}{8760 \times 60} = 0.999753
 \end{aligned}$$

算例 2 仿真结果：

表 3-4 系统可靠性指标

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
0.66667	250.01111	375.01667	0.999524

GridLAB-D 可靠性指标手算验证：

$$\begin{aligned}
 SAIFI &= \frac{\text{故障用户数目}}{\text{总用户数目}} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{4}{6} = 0.66667 \\
 SAIDI &= \frac{\text{用户停电时间持续总和}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \\
 &= \frac{\left(6 \times 60 + 30 + \frac{2}{60}\right) \times 2 + 6 \times 60 \times 2}{6} = 250.01111 \\
 CAIDI &= \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{250.01111}{0.66667} = 375.01667 \\
 ASAI &= \frac{\text{实际供电总时户数}}{\text{要求供电总时户数}} = 1 - \frac{SAIDI}{8760 \times 60} = 0.999524
 \end{aligned}$$

3.5 本章小结

本章对 GridLAB-D 软件包含的功能模块及各模块功能实现的程序编写进行了全面的介绍，以 IEEE 13 Node Test Feeder 系统为仿真算例进行了可靠性分析，并对仿真结果进行了验证，可以得到该软件对配网系统供电可靠性评估分析具有较为方便的特点，但该软件也存在相应的缺陷如：

1) 网络各个负荷节点默认用户数目为 1 个，不能模拟一个负荷节点所接大量用户的情况。

2) 该软件可以定义随机故障出现的位置，但不能模拟配电系统随机故障的次数，一段时间内故障次数的出现需要在程序当中进行手动设定。

3) 该软件不能计算含 DG 情况下配电网的可靠性指标，因为出现故障时，改软件会自动将所有 DG 进行切除。

GridLAB-D 计算可靠性时用的软件内部程序，可以很方便的计算这些可靠性指标，但对于上述缺陷无法对内部程序进行修改来解决这些问题。因此对于含 DG 的配网进行可靠性评估时，该软件不能试用，故还需运用 Matlab 软件。

第 4 章 基于区域编码的配电网可靠性评估模型

4.1 配电网分区原则的基本概念

当今的配电网系统主要是由馈线（馈线是电缆、架空线的总称）、配电变压器、熔断器、隔离开关和断路器等元件所构成的整体。其中开关元件的数量居多且其作用相当重要，主要起到能够快速的将故障进行隔离，同时能够保证非故障区域的相关元件保持持续供电的状态。如图 4-1 所示，当任意一条馈线上的某元件出现故障状态，在对故障元件所在区域隔离后该条馈线上的非故障部分可以通过联络开关相应的闭合操作与相连馈线进行转接从而达到恢复供电的状态。在简单辐射配电网典型结构图中，主干线的首端通过 CB（断路器）和系统主电源（通常为上一级变电站的低压级母线）进行连接，主干线包括馈线段 1、2、3、4；分支线包括馈线段 5、6、7、8、9、10；T1、T2、T3 均为配电变压器；S1、S2、S3、S4 为隔离开关，其中常闭开关 S1、S2、S4 又被称为分段开关，具有馈线分段的作用，而常开开关 S3 处于馈线的末端和系统的备用电源相联络，故 S3 又被称为联络开关。分支馈线段 8 的首端 F 为熔断器，其作用为当分支馈线段出现故障时能够较为迅速的将分支馈线与主干线进行隔离，防止故障扩展到主干线上与其它分支馈线上，保证其它馈线的正常供电。

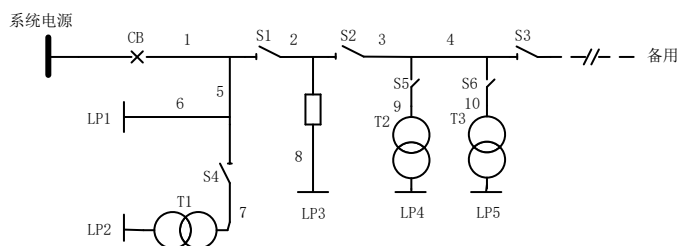


图 4-1 简单辐射配电网典型结构图

另外，通过相应的研究分析可以进一步的发现，在配电网中处于同一个开关元件后面的所有元件，其故障影响存在相同的现象。例如，在图 4-1 所示的配电网结构当中，无论故障元件出现在馈线段 3、4、9、10 之间的任意哪一处，在故障元件能够修复的前一段时间内，馈线段 3、4、9、10 这片区域都是被隔离的，馈线段 1、2、5、6、7、8 而继续由主电源进行相应的供电。鉴于此发现，为了能够对配电网的故障模式影响的分析过程进行简化，本文提出了基于配电网馈线分区的概念^[41]。

所谓配网同一馈线分区是指在配网中具有相同的入口元件（开关元件或保护装置）的所有元件集合，而且每一个馈线分区应该只包含一个入口元件^[42]。那

负荷节点是指和负荷直接相连接的节点；连接节点是指在配网潮流流入的方向上处于开关和连接通路起点的节点，通常在配网所有节点当中将开关节点和负荷节点排除在外剩余的节点均为连接节点；源节点是指配网中系统主电源所接入的节点；联络节点是指系统与其它备用电源之间通过联络线的接入点。在图 4-3 所示的结构中，开关节点是节点 1、3、5、9 和 11；负荷节点是 LP1、LP2、LP3、LP4 和 LP5；连接节点为：节点 0、2、4、6、7、8、10、12、13；节点 0 为源节点；节点 7 既是联络节点又是连接节点。

4.1.2 馈线分区的编码规则

根据上面对配电网拓扑结构的馈线分区原则和各节点划分的定义可以分析出，配网内馈线分区的起点即为开关节点且两者是一一对应的，因此各个馈线区可将开关节点作为代表，若能将配电网中的各个开关节点的位置通过编码的形式表示出来，那么对于一个特定的配电网拓扑结构就可以通过转化成编码的形式形象的表现出来，分析就会大大的简化。本文通过采用下面的分层、分支以及分级的原则对配电网中各节点的拓扑结构进行相应的划分，从而更方便的实现配网的编码。

1、分层原则是指若开关节点和一个馈线区进行相连的数量是两个及两个以上或数量为一个但开关元件为断路器、熔断器，那么在开关节点处进行分层处理。

2、分支原则是指因两个及两个以上的开关节点而采取分层处理时，那么此时接着作分支处理。

3、分级原则是指若和配网中某一个馈线区相连接的开关元件是隔离开关，那么此时作分级处理。

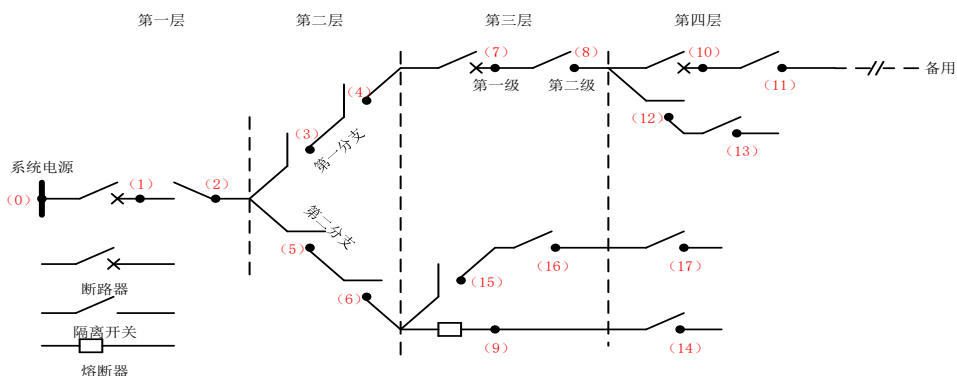


图 4-4 配电网各节点划分规则示意图

根据前面所述划分的规则，本文对配电网内的各开关节点的编码采用长度为 $n \times 3 + 2$ 的一维数组，其中 n 代表该节点在配网节点划分的拓扑结构中的层数，数组的前两位为标识位，其余均是信息位，每一位均为一个数字，配电网中每一个开关节点所处的位置以及同其它各个开关节点的拓扑关系均由编码中的信息

位形象的表示出来。编码数组的结构中包含的信息有：

馈线区分序号：在同一变电站所出的几条馈线上，该序号用来识别开关节点隶属于哪一条馈线；节点层级区分序号：用来识别开关节点隶属于配网结构划分结构中所处于哪一个层级；上层连接识别序号：用来识别馈线中该节点所在层中首端节点与该馈线上一层之间的连接关系，现定义若连接开关为隔离开关，序号则为 1，若连接开关为断路器，序号则为 2，若连接开关为熔断器，序号则为 3；层内所属支路序号：用来识别节点在该馈线该层内隶属于哪一个支路；当层内所属级别序号：用来确定节点在该馈线该层内所在支路上的级别。其中对于母线节点的编码采用只有标识位的方式，并定义母线节点所在的层级为 0。此外配电网当中所有节点的编码具有继承的属性，例如对于一个处于 5 层的节点，第 5 层的编码序号为具体信息编码以反映其在配电网内的属性，该节点前 4 层的编码序号则和该馈线所连接上一层结构中最后一个节点的编码序号完全一样。以图 4-4 的节点分布为例，应用上述编码规则，所得出的具体编码如表 4-1 所示。

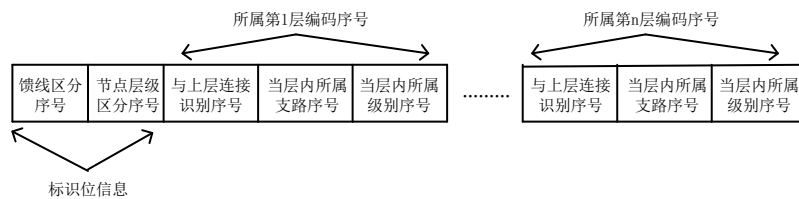


图 4-5 编码数组结构示意图

表 4-1 相关节点的编码数组

节点的序号	节点的编码	节点的序号	节点的编码
0	1, 0	9	1, 3, 2, 1, 2, 1, 2, 2, 3, 2, 1
1	1, 1, 2, 1, 1	10	1, 4, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 1
2	1, 1, 2, 1, 2	11	1, 4, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 2
3	1, 2, 2, 1, 2, 1, 1, 1	12	1, 4, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 2, 1
4	1, 2, 2, 1, 2, 1, 1, 2	13	1, 4, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 2, 2
5	1, 2, 2, 1, 2, 1, 2, 1	14	1, 4, 2, 1, 2, 1, 2, 2, 3, 2, 1, 1, 4, 1
6	1, 2, 2, 1, 2, 1, 2, 2	15	1, 3, 2, 1, 2, 1, 2, 2, 1, 3, 1
7	1, 3, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 1	16	1, 3, 2, 1, 2, 1, 2, 2, 1, 3, 2
8	1, 3, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2	17	1, 4, 2, 1, 2, 1, 2, 2, 3, 2, 1, 2, 3, 1

根据前面所述，开关节点是馈线分区的代表，两者具有一一对应的关系，故馈线区的编码信息和其内部开关节点的编码信息完全相同，从而间接的确定了配电网中连接通路、连接节点和负荷节点的编码信息。故对于确定的一馈线区，其内部当中的非开关节点得编码原则如下：

- 1、任意确定的一馈线区，其内部的所有负荷节点、连接节点和连接通路的

编码信息都相同，且都等同于所处的馈线区编码信息。

2、因配电网中某一开关元件出现故障时等同于其所连接的两个馈线区同时出现故障，故运用二维数组对其进行编码，每一个维度中的编码信息均为此开关节点连接馈线区中的编码信息。

表 4-2 配网系统的编码信息

编码信息	馈线区域序号	连接通路	节点序号	开关通路
1, 0	无	无	0	CB
1, 1, 2, 1, 1	1	馈线线路 1, 5, 6	1, 2, 8, LP1	CB, S1, S4
1, 2, 2, 1, 1, 1, 2, 1	2	馈线线路 7, 配电变 压器 T1	9, 10, LP2	S4
1, 2, 2, 1, 1, 1, 1, 1	3	馈线线路 2	3, 4	F, S1, S2
1, 3, 2, 1, 1, 1, 1, 1,	4	馈线线路 8	11, LP3	F
1, 3, 2, 1				
1, 3, 2, 1, 1, 1, 1, 1,	5	馈线线路 3, 4	5, 6, 7	S2, S5, S6
1, 1, 1, 1				
1, 4, 2, 1, 1, 1, 1, 1,	6	馈线线路 9, 配电变	12, 14, LP4	S5
1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1		压器 T2		
1, 4, 2, 1, 1, 1, 1, 1,	7	馈线线路 10, 配电变	13, 15, LP5	S6
1, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 1		压器 T3		

4.2 FMEA 表的建立

4.2.1 故障区域划分

若配电网中某元件出现故障状态时，根据故障元件发生的区域不同，需要对配电网各类区域进行划分，以便统计各类负荷的可靠性指标，划分原则如下：

1、I 类区域

I 类区域的划分即为配网故障元件所在的区域，该区域范围内负荷受故障元件的影响较大，元件不修复负荷不能正常供电，故 I 类区域负荷的停电时间为配网故障元件进行修复的时间。

2、II 类区域

II 类区域是指在配网正向潮流方向上，位于 I 类区域下游的区域。其中考虑 B 类区域内是否具有和其它馈线区域的联络，又将此区域划分为 II_m 区域（此区域具有联络）与 II_n 区域（此区域无联络）。故 II_m 区域范围内的负荷所遭受的停

电时间是负荷进行转带的时间与故障元件隔离的时间的总和，II n 区域范围内负荷停电的时间与 I 类区域负荷停电时间相同即为故障元件进行修复的时间。

3、III类区域

III类区域与 II 类区域划分相反，在 I 类区域的上游，该类区域范围内的负荷在将配网故障元件进行隔离后还能够和系统电源构成回路得到供电，故III类区域范围内的负荷所遭受的停电时间即为故障元件的隔离时间。

4、IV类区域

IV类区域为不受故障元件影响的区域，即配网中除去 I 、 II 、 III类区域后剩下的区域，该区域范围内的负荷停电的时间为 0。例如在图 4-3 所示的配电网结构中，若故障元件发生在馈线段 8 上，熔断器产生动作断开， 负荷点 3 遭受停电，在馈线段 8 之外的所有元件即为IV类区域。

4.2.2 故障区域的判别方法

根据前面的叙述配网中开关通路元件和非开关元件的编码信息维度不同，故两者采用不同的识别方式。

对于非开关元件出现故障的状况，区域识别的流程为：

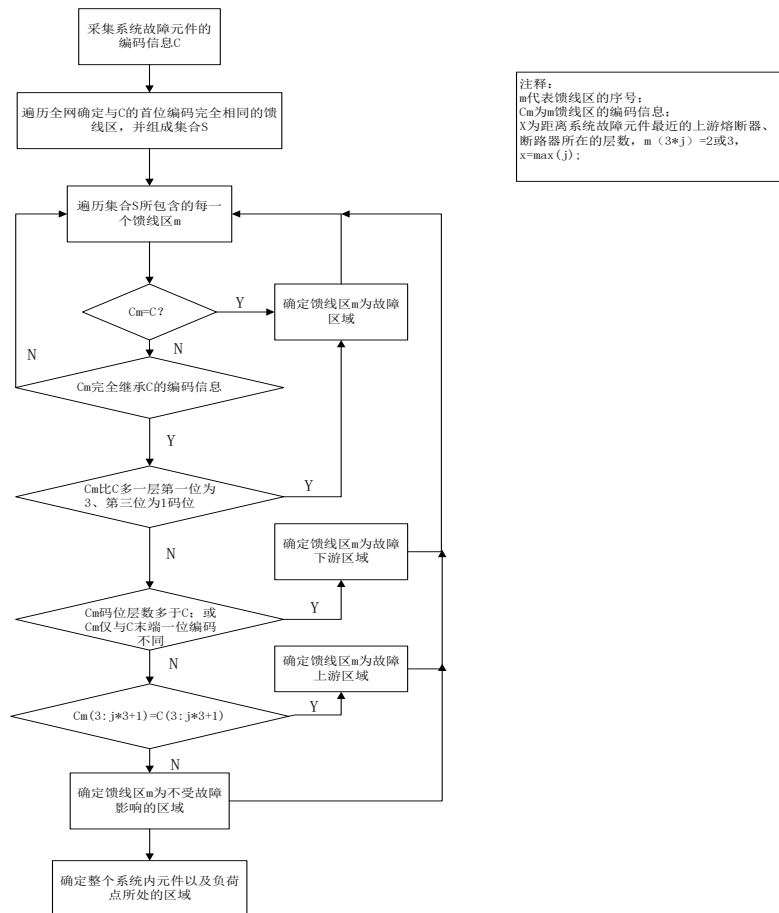


图 4-6 非开关元件故障区域识别流程图

对于开关通路元件出现故障的状况，区域识别的思想是先采用各自识别，再进行合并的方法。所谓的各自识别是指假设系统内某一开关通路元件出现故障对于其所连接的 i 号馈线区和 j 号馈线区分别采用图 4-6 的流程进行区域识别得到区域划分，并分别进行相关记录。即 i 号馈线区出现故障，整个系统各类区域集合记录为 I_i 、 II_i 、 III_i 、 IV_i ； j 号馈线区出现故障，整个系统各类区域集合记录为 I_j 、 II_j 、 III_j 、 IV_j 。合并过程是指将两个出现故障的馈线区所造成的区域划分集合进行一定的整合。所以当系统开关通路元件出现故障时，I 类区域是 I_i 和 I_j 集合的并集，即 $I_{ij} = I_i \cup I_j$ ；IV 类区域为 IV_i 和 IV_j 集合的交集，即 $IV_{ij} = IV_i \cap IV_j$ ；II 类区域的集合为 $II_{ij} = II_i (\overline{I_j}) \cup II_j (\overline{I_i})$ ，其中， $II_i (\overline{I_j})$ 表示的意思是在 II_i 集合中除去包含 I_j 集合的部分；在整个系统馈线区域中除去 I、II、IV 集合的部分，剩余的即为 III 类区域。

4.2.3 FMEA 表的形成

采用上面所述的故障分析与查找方法依次遍历系统内各个元件，获取系统出现故障后系统内各个负荷点的停电时间，并统一存放就得到该系统的 FMEA 表。其中：TTR 是故障元件修复的时间；ST 是故障元件的隔离时间；SRT 是故障元件隔离的时间与负荷转带的时间的总和。

表 4-3 图 4-3 所示系统的 FMEA 表

系统内故障 元件	系统内各负荷点的停电时间					系统内故障 元件	系统内各负荷点的停电时间				
	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5		LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
馈线线路 1	TTR	TTR	SRT	SRT	SRT	配变 T2	ST	ST	ST	TTR	ST
馈线线路 2	ST	ST	TTR	SRT	SRT	配变 T3	ST	ST	ST	ST	TTR
馈线线路 3	ST	ST	ST	TTR	TTR	系统电源	SRT	SRT	SRT	SRT	SRT
馈线线路 4	ST	ST	ST	TTR	TTR	断路器 CB	TTR	TTR	SRT	SRT	SRT
馈线线路 5	TTR	TTR	SRT	SRT	SRT	隔离开关 S1	TTR	TTR	TTR	SRT	SRT
馈线线路 6	TTR	TTR	SRT	SRT	SRT	隔离开关 S2	ST	ST	TTR	TTR	TTR
馈线线路 7	ST	TTR	ST	ST	ST	隔离开关 S4	TTR	TTR	SRT	SRT	SRT
馈线线路 8	0	0	TTR	0	0	隔离开关 S5	ST	ST	ST	TTR	TTR
馈线线路 9	ST	ST	ST	TTR	ST	隔离开关 S6	ST	ST	ST	TTR	TTR
馈线线路 10	ST	ST	ST	ST	TTR	熔断器 F	ST	ST	TTR	SRT	SRT
配变 T1	ST	TTR	ST	ST	ST						

4.3 配电网可靠性评估的流程

4.3.1 元件可靠性模型

对配电网当中所包含的大部分元件如发电机、变压器、输电线路、电容器、电抗器、保护元件、母线等都被认为是可进行修复的元件。一般通过“运行-失效-运行”的循环过程来完成这些元件的状态变化。这些可修复元件的平均无故障运行时间（MTTF）、平均故障修复时间（MTTR）与其本身的故障率（ λ 故障次数/年）、修复率（ μ 修复次数/年）满足以下关系式：

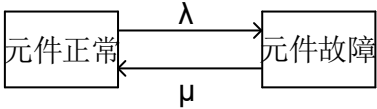
$$\begin{cases} MTTR = \frac{1}{\lambda} \\ MTTF = \frac{1}{\mu} \end{cases} \quad (4-1)$$


图 4-7 系统内元件停运的模型

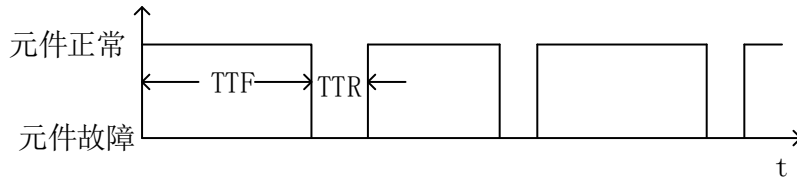


图 4-8 系统元件状态变化的循环过程图

4.3.2 元件状态持续时间抽样

在配电网可靠性评估过程当中，通常认定系统元件连续两次故障之间无直接关联（元件不存在记忆性），且元件的无故障运行和修复时间均服从指数分布，概率密度函数如下：

$$\begin{cases} f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \\ g(t) = \mu e^{-\mu t} \end{cases} \quad (4-2)$$

式中： $f(t)$ 为系统元件 t 时刻出现故障的概率； $g(t)$ 为系统元件 t 时刻修复完成概率。

由概率的相关知识可得出系统元件无故障运行时间与故障修复完成时间的概率分布函数：

$$\begin{cases} F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \\ G(t) = 1 - e^{-\mu t} \end{cases} \quad (4-3)$$

对公式 4-3 进行求导得出：

$$\begin{cases} F'(t) = e^{-\lambda t} \\ G'(t) = e^{-\mu t} \end{cases} \quad (4-4)$$

式中： $F'(t)$ 为系统元件无故障运行时间至少为 t 的概率； $G'(t)$ 为系统元件故障修复的时间至少为 t 的概率。从公式 4-4 中可看出， $F'(t)$ 与 $G'(t)$ 都是大于等于 0 小于等于 1 的数，故可以采取在 $[0, 1]$ 区间产生随机数再运用反函数变化的方法，得到的服从指数分布随机数来代表被抽样的元件无故障运行时间与故障修复的时间。

$$\begin{cases} TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln F'(t) = -\frac{1}{\lambda} \ln R(t) \\ TTR = -\frac{1}{\mu} \ln G'(t) = -\frac{1}{\mu} \ln R(t) \end{cases} \quad (4-5)$$

式中： R_t 为在区间 $[0, 1]$ 中均匀分布随机数。由公式 (4-5) 就能实现对配网中各元件状态持续时间此随机变量的抽样。

4.3.3 评估流程

采用状态连续时间抽样的方法对不含 DG 的复杂配电网可靠性评估流程如下：

- 1、首先初始化数据，读入配网结构信息，根据系统结构的编码信息，建立系统内所有元件出现故障状态下的 FMEA 表。
- 2、设定模拟时间 t 初值为 0，并设定仿真年限。
- 3、对待评估的系统内所有元件在 $[0, 1]$ 区间产生一个随机数，并依据元件模型内的故障率转化为无故障的运行时间 TTF 并记录。
- 4、遍历系统所有元件的 TTF 找出最小值（假设该元件序号为 i ），对元件 i 再在 $[0, 1]$ 区间产生一个随机数，并根据元件模型内的修复率转化为故障的修复时间 TTR_i 。
- 5、对 FMEA 表进行读取，查找系统内元件 i 故障时所能影响到的负荷点，并对系统内各个负荷点的停电持续时间、停电的次数以及负荷点遭受的缺额供电量信息进行记录。
- 6、对元件 i 重新产生一个随机数并转化成 i 元件新的 TTF。
- 7、调整模拟时间 t ，令 $t=t+TTF_i+TTR_i$ ，并与仿真年限进行对比判断，若达到了仿真年限，结束模拟过程，统计系统在仿真年限内各个负荷点的可靠性指标的平均值。若未达到仿真年限，那么继续重复 3-7 的过程。
- 8、完成系统的可靠性指标的计算。

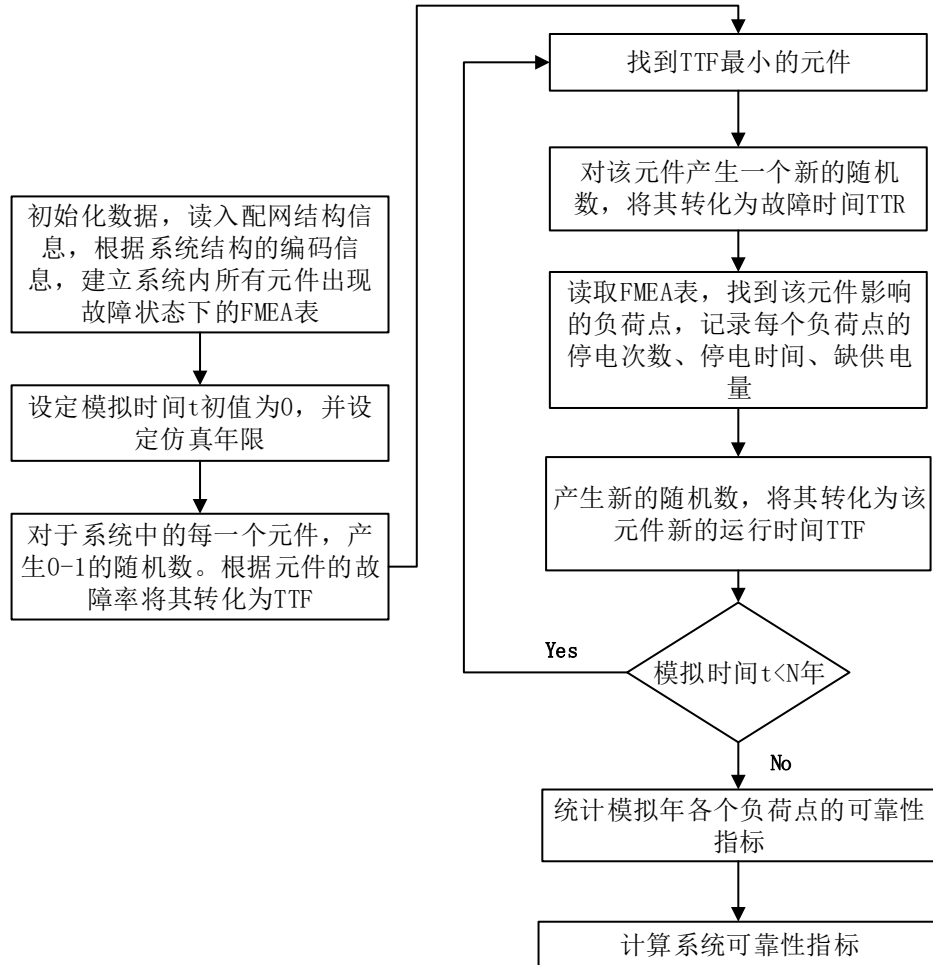


图 4-9 不包含 DG 配网可靠性评估模拟流程图

4.4 算例仿真

4.4.1 评估系统的原始数据

本章的算例系统是在 IEEE RBTS BUS6^[43]的基础上做了适当的结构调整，其结构图如图 4-10 所示。算例系统由一条 10kV 的母线、四条主馈线（分别是 F1、F2、F3、F4）、40 个负荷点、38 台配电变压器、64 条馈线段以及若干个断路器、隔离开关和熔断器构成。其中主馈线 F1、F2 之间因存在联络开关故可以实现负荷转带。

线路参数：系统馈线型号均为 LGJ-240，线路电阻大小为 $0.132 \Omega/\text{km}$ ，线路电抗大小为 $0.357 \Omega/\text{km}$ ，流经线路的最大电流为 600A。

可靠性分析前提假设：算例系统内的开关元件均能 100%可靠动作；所有元件均是能够修复的；系统多重故障不再考虑范围内；人为、设备计划的检修等因素不在考虑范围内；若系统某馈线出现故障，熔断器动作其范围内的负荷可以得

到保护，但不影响系统内范围外负荷的供电；系统内各开关能够同步动作，ST与SRT均为1小时。

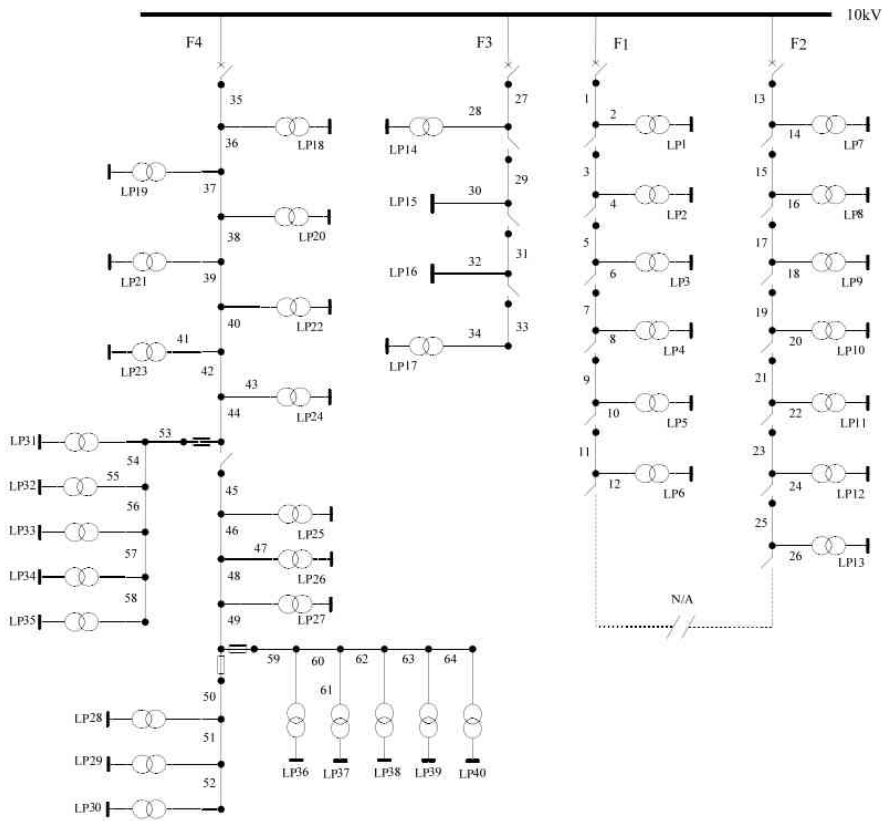


图 4-10 算例系统网路结构图

表 4-4 算例系统可靠性数据

元件名称	母线	馈线线路	配电变压器
元件平均故障率	0.01 (次/年·km)	0.065 (次/年·km)	0.013 (次/年·台)
元件平均修复时间	5 (小时)	5 (小时)	25 (小时)

表 4-5 算例系统内各馈线段的长度

长度 (km)	馈线段的编号
0.6	2, 3, 8, 9, 12, 13, 17, 19, 20, 24, 25, 28, 31, 34, 41, 47
0.75	1, 5, 6, 7, 10, 14, 15, 22, 23, 26, 27, 30, 33, 43, 61
0.8	4, 11, 16, 18, 21, 29, 32, 55
0.9	38, 44
1.6	37, 39, 42, 49, 54, 62
2.5	36, 40, 52, 57, 60
2.8	35, 46, 50, 56, 59, 64
3.2	45, 51, 53, 58, 63
3.5	48

表 4-6 算例系统内各负荷点数据

负荷点序号	负荷大小 (kW)	负荷点序号	负荷大小 (kW)
1, 3, 9	1236.9	15	3505.6
2, 4, 11	1141.8	16	1931.7
5, 6	1500	32, 37	250.9
7, 8, 10	1080.3	20, 30, 34	326.7
12, 13	1304.1	21, 35	343.2
25, 28, 31, 36	168.8	24, 40	398.1
27, 29, 33, 39	170.5	26, 38	368.7
14, 17	986.3	19	190.3
18, 23	180.1	22	217.4

4.4.2 系统可靠性指标计算结果

根据前面所叙述的基于配网区域划分编码的算法利用 Matlab 软件编写相应的程序对该算例进行仿真，仿真年限为 1 万年，仿真结果如下：

表 4-7 算例系统内各负荷点的可靠性指标

负荷点序号	故障率 (次/a)	停电时间 (h/a)	负荷点序号	故障率 (次/a)	停电时间 (h/a)
LP1	0.6160	1.0484	LP21	1.9121	6.2991
LP2	0.6160	1.0296	LP22	1.9121	6.2991
LP3	0.6160	1.0410	LP23	1.9121	6.2991
LP4	0.6160	1.0196	LP24	1.9121	6.2991
LP5	0.6160	1.0185	LP25	1.9121	9.5105
LP6	0.6160	0.9976	LP26	1.9121	9.5105
LP7	0.7189	1.1031	LP27	1.9121	9.5105
LP8	0.7189	1.1952	LP28	2.5123	12.5096
LP9	0.7189	1.1371	LP29	2.5123	12.5096
LP10	0.7189	1.0690	LP30	2.5123	12.5096
LP11	0.7189	1.1595	LP31	2.9015	11.2105
LP12	0.7189	1.0872	LP32	2.9015	11.2105
LP13	0.7189	1.1289	LP33	2.9015	11.2105
LP14	0.3863	0.7972	LP34	2.9015	11.2105
LP15	0.3863	1.1956	LP35	2.9015	11.2105
LP16	0.3863	1.5667	LP36	2.8605	14.1950
LP17	0.3863	1.9505	LP37	2.8605	14.1950
LP18	1.9121	6.2991	LP38	2.8605	14.1950
LP19	1.9121	6.2991	LP39	2.8605	14.1950
LP20	1.9121	6.2991	LP40	2.8605	14.1950

表 4-8 算例系统综合可靠性指标

SAIFI (次/户·年)	SAIDI (h/户·年)	CAIDI (次/户·年)	ASAI	ENSMWh/年	AENS kWh/户·年)
1.6435	6.4182	3.9051	0.9993	87.357	2.1839

根据仿真结果可以得出该算法可以较为方便的实现对配电网（不含 DG）供

电可靠性的评估分析。

4.5 本章小结

本章主要详细介绍了配网区域划分的原则和各系统内各区域的编码信息的组成规则,通过以配网划分后的区域作为最小单位可以较为方便的实现对配网出现故障后的影响分析,大大的节省了分析工作量,提高了系统评估效率。再此基础上,给出了不含 DG 的配电网供电可靠性的评估模型及算法模拟流程,最后以改变后的 IEEE RBTS BUS6 系统为算例进行了仿真验证该算法的适用性。

第 5 章 含 DG 的配电网可靠性评估模型

5.1 引言

随着大规模分布式电源的并网，原有配电网的网架结构和运行方式都发生了巨大的改变，此时配电网变成多电源和负荷点的互联系统。为了更好的实现配电网的可靠性评估，需要对其评估模型和方法进行相应的修正。本文将第二章分布式电源的模型作为 DG 输入与第四章基于配网区域划分编码的可靠性评估模型的基本框架进行结合，提出了含 DG 的配电网可靠性评估模型与算法并加以验证。

5.2 计及 DG 的配电网故障区域分析

本文 DG 采取通过馈线的方式大量接入配电网，含多个 DG（包含风力发电、光伏发电等）接入的配电网的细化接线结构如图 5-1 所示。

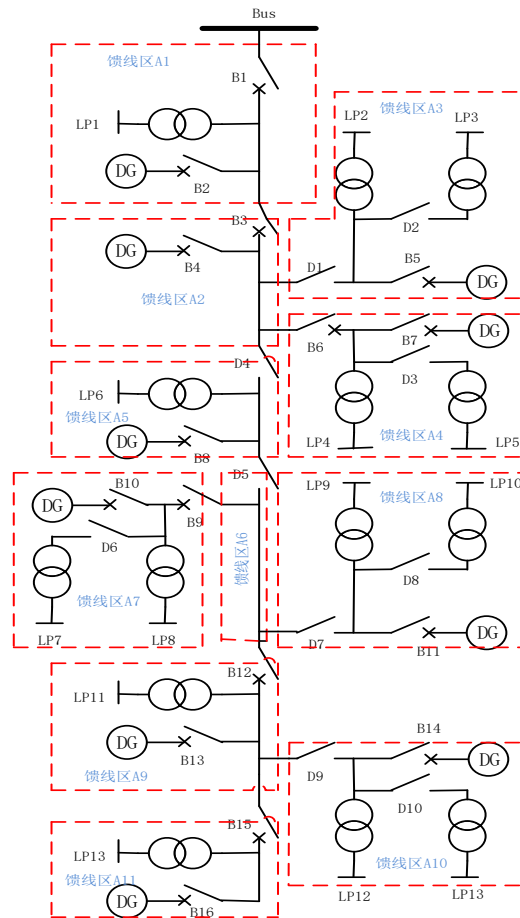


图 5-1 含 DG 的配电网细化结构图

在 DG 接入配电网的故障影响分析过程当中，不仅要考虑配电网中传统的非电源元件故障所造成的后果之外，还要考虑接入 DG 的故障对配电网供电所造成的影响。考虑 DG 都是以断路器与配网进行相连，当配网中出现 DG 故障，断路器能够及时动作来切除 DG，若系统电源容量充足那么系统内的各个负荷点均不会遭受停电影响。当配网中传统的非电源元件出现故障时，系统内的负荷点才存在遭受停电的风险，此时还需要特加考虑配网主动孤岛的形成以及孤岛的运行方式。主动孤岛的形成需要对 DG 的出口断路器的保护逻辑具有较高的要求，动作时间要低于并网连接断路器，此时的 DG 才会继续向就近的负荷点供电不至于退出运行。主动孤岛的形成过程如图 5-2 所示。

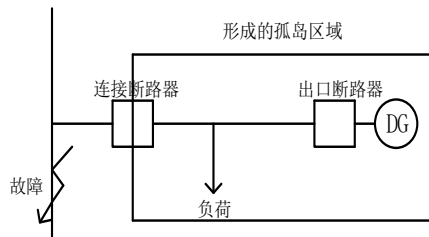


图 5-2 主动孤岛的形成过程

5.2.1 配网故障影响区域划分

根据第四章所述的馈线分区原则，可将图 5-1 所示的配网系统的结构图划分成 11 个馈线区域，即 $A_1 - A_{11}$ 。以 A_5 区域内出现非电源元件的故障为例，体现含 DG 接入的配网系统故障影响区域划分原则。此时，图 5-1 所示系统内应动作的断路器为 $B_3 - B_6$ 、 B_8 、 B_9 、 B_{11} 与 B_{12} 。根据故障元件对含 DG 的配电网内各负荷点的供电影响不同，现将配电网划分成以下区域，其中 TTR 为故障元件的修复时间，SRT 为故障元件的隔离时间与负荷转带的时间总和。定义如下：

系统修复区域：该区域为系统内故障元件所处的区域，此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 TTR。在图 5-1 中，修复区域为 A_5 。

系统零区域：该区域的负荷点正常运行，不会遭受系统故障元件的影响，此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 0。在图 5-1 中，零区域为 A_1 。

系统上游隔离区域：该区域是在配网正向潮流方向上，位于故障元件上游的区域。此区域内的各个负荷点在系统故障元件隔离之前是无法获得供电的。此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 SRT。在图 5-1 中，系统上游隔离区域为 A_2 和 A_3 。

系统上游无时差孤岛运行区域：该区域和系统上游隔离区域相同，位于故障元件上游，且当系统出现故障元件由于相关断路器的动作能够瞬时进入孤岛运行，由 DG 向就近负荷点供电，故此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 0，孤岛运行的时间为 TTR。在图 5-1 中，系统上游无时差孤岛运行区域为 A_4 。

系统下游隔离区域：该区域是在配网正向潮流方向上，位于故障元件下游的区域。当系统发生元件故障，故障元件隔离之前，该区域无法进入孤岛运行方式，区域内负荷点无法得到供电；故障元件隔离之后，该区域通过与下游的其它馈线区域联通构成大范围的孤岛。此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 SRT，孤岛运行的时间为 TTR 与 SRT 之差。在图 5-1 中，系统下游隔离区域为 A₆ 和 A₈。

系统下游无时差孤岛运行区域：该区域和系统上游无时差孤岛运行区域相类似，此区域范围内的各个负荷点停电的时间为 0。在图 5-1 中，系统下游无时差孤岛运行区域为 A₇、A₉、A₁₀、A₁₁。其中 A₇ 范围内各负荷点的孤岛运行的时间为 SRT，A₉、A₁₀、A₁₁ 范围内各负荷点的孤岛运行的时间为 TTR 与 SRT 之差。

5.2.2 故障影响区域查找算法

定义：配电网内任一馈线区的编码信息和其内部包含的所有 DG、出口断路器的编码信息完全相同。

1、遍历整个配电网内全部断路器开关节点所处馈线区的编码信息，不包含 DG 的出口断路器。

2、依据编码信息的继承属性，建立集合 S_i。（注释：S_i 为以馈线区 i 内断路器开关节点作为根节点，所有能够与馈线区 i 形成连通区域的馈线区集合）。

3、采集故障元件所处馈线区的编码信息，采用图 4-6 流程，划分 I、II、III、IV 类区域。（注释：其中 I 类区域即为修复区域、IV 类区域为零区域）。

4、对 II 类区域的集合 S 进行组别划分，能形成连通的区域为一组，不能形成连通的区域自身为一组。

5、该组入口的开关元件为断路器。

6、是，该组内所有馈线区域为系统下游无时差孤岛运行区域。

7、否，该组内所有馈线区域为系统下游隔离区域。

8、对 III 类区域的集合 S 进行组别划分，能形成连通的区域为一组，不能形成连通的区域自身为一组。

9、遍历 III 类区域所有馈线区的编码信息，搜索出编码信息长度最短馈线区并建立集合 K。

10、K 内所有馈线区域为系统上游隔离区域。

11、除去集合 K，对 III 类区域内剩余的馈线区域进行判断。

12、该馈线区域入口的开关元件为断路器。

13、是，该馈线区域为系统上游无时差孤岛运行区域。

14、否，该馈线区域为系统上游隔离区域。

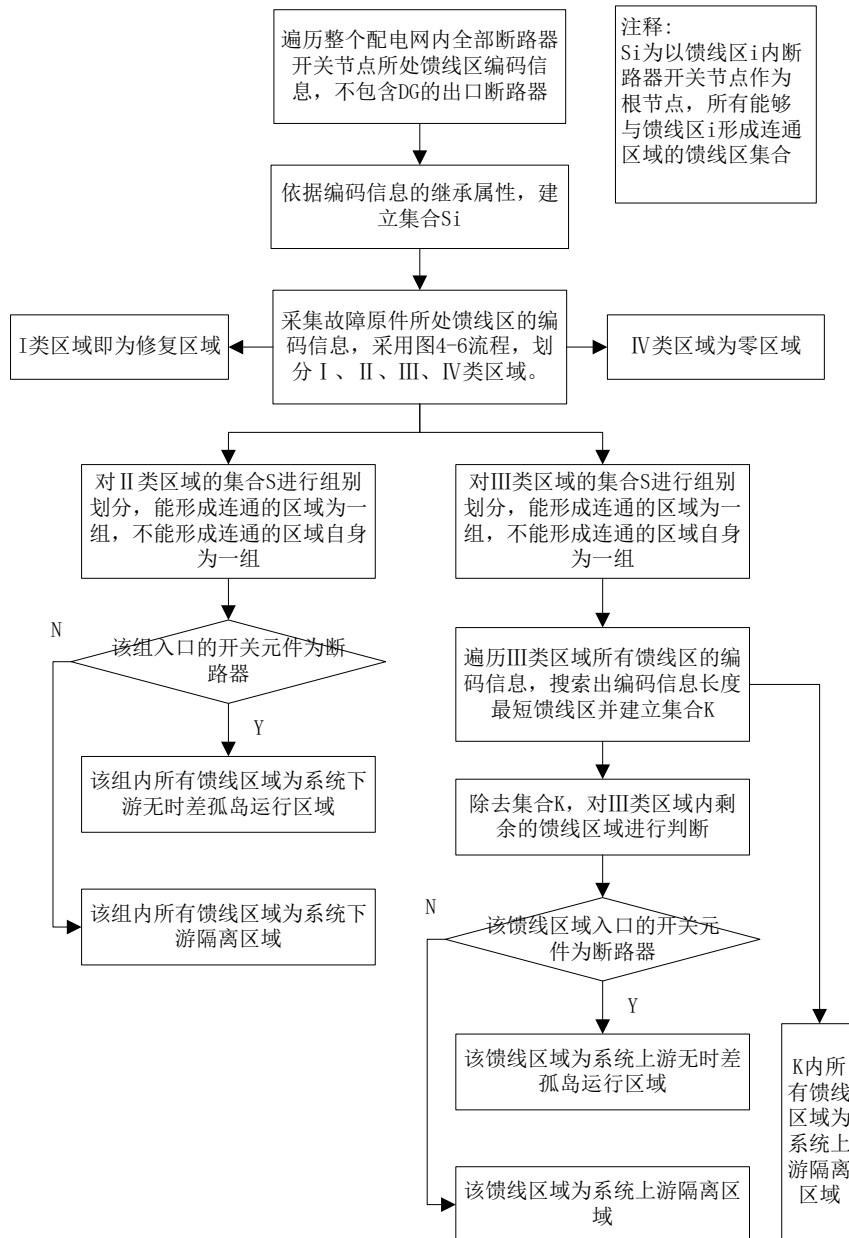


图 5-3 故障区域查找算法流程图

5.3 含 DG 的配网系统可靠性评估流程

5.3.1 时间轴比较同步抽样

因配电网内安装的 DG 较为分散且数量较多，当系统内部出现非电源元件的故障造成失效，若此时 DG 也出现故障无法供电，那么会加重附近用户停电的风险。因此在对含 DG 的配电网进行可靠性评估的同时，需要将 DG 故障与非电源元件的故障都考虑在内。为了提高可靠性评估的准确率，本文采用时间轴比较的同步抽样方法，能够更好的实现系统内非电源元件与 DG 的同步抽样。

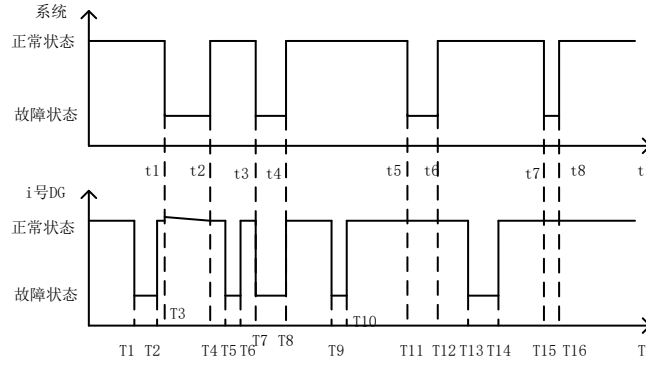


图 5-4 系统与 DG 时间轴比较的示意图

所谓的时间轴比较同步抽样法是指：在同一时间轴 t 内，比较系统非电源元件与各个 DG 的状态序列，来判别系统出现故障时对应系统内各个 DG 的运行状态，来确定出孤岛运行方式是否能够形成。通过此方法可以实现配网系统内所有元件能够同步抽样。

5.3.2 可靠性评估流程

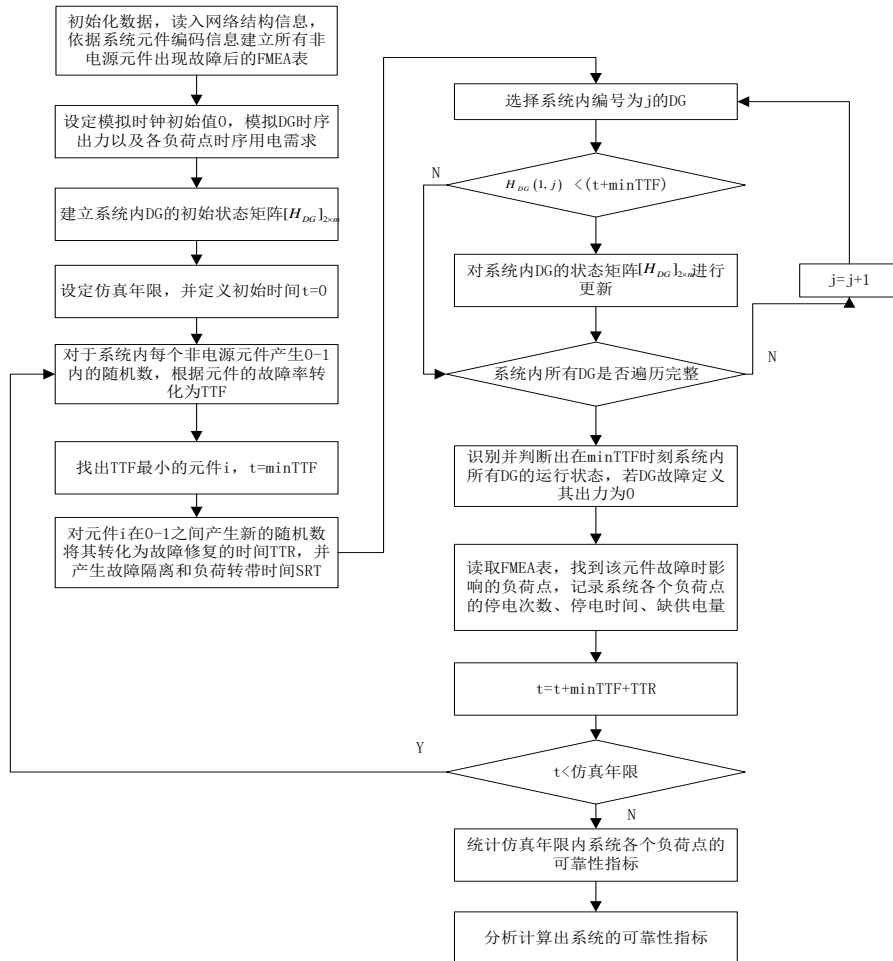


图 5-5 含 DG 的配电网可靠性评估流程图

注释：

1、 $[H_{DG}]_{2 \times m}$ 为系统内所有 DG 的状态矩阵，DG 总数量为 m 。其中 $H_{DG}[1, j]$ 的值代表 DG 的首次无故障运行的时间，若 $H_{DG}[1, j]$ 时刻内 DG 状态为运行状态，那么 $H_{DG}[2, j]$ 值为 1，相反若 $H_{DG}[1, j]$ 时刻内 DG 状态为停运状态，那么 $H_{DG}[2, j]$ 值为-1。

2、在流程图中 $H_{DG}[1, j] < (t + \min TTF)$ ，若 $H_{DG}[2, j]$ 此时值为 1，对 j 号 DG 抽样得到其 TTF 值；若 $H_{DG}[1, j]$ 此时值为-1，对 j 号 DG 抽样得到其 TTR 值。 $H_{DG}[1, j]$ 累加获得值来更新 $H_{DG}[1, j]$ 的值，每次抽样时 $H_{DG}[2, j]$ 自乘-1 来更新 $H_{DG}[2, j]$ 的值。该过程一直持续到 $H_{DG}[1, j] < (t + \min TTF)$ 条件不满足为止。

5.4 仿真算例

5.4.1 算例结构与参数

采用 IEEE-RBTS BUS6 系统内主馈线 F4 为仿真验证测试系统，对该馈线上的各个负荷点进行相关的计算，从而得到馈线 F4 的系统可靠性相关指标。为了方便各负荷点及馈线数据记录，对其编号进行了修改，修改后的系统图如下所示。该仿真系统包含有：母线 1 条、馈线线路 30 条、负荷节点 23 个、配电变压器 23 个、DG5 个、断路器 10 个、若干隔离开关、熔断器，并认为系统内断路器与熔断器都能可靠的动作。风机以及光伏阵列均匀分布在这些 DG 当中。

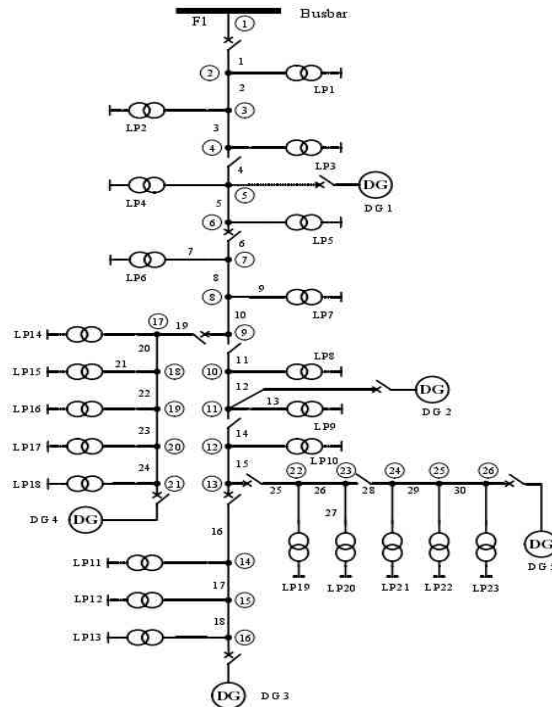


图 5-7 修改后仿真系统图

仿真相关参数：

风机参数：规定每台机组参数都完全相同。历史统计的平均风速为 11m/s，风速的分布标准差为 5.02m/s，切入风速为 2.5m/s；切除风速为 25m/s；额定风速 10m/s；风机的额定出力是 200kW。由第二章所建风速模型所得全年的风速实时的数据曲线如下所示。

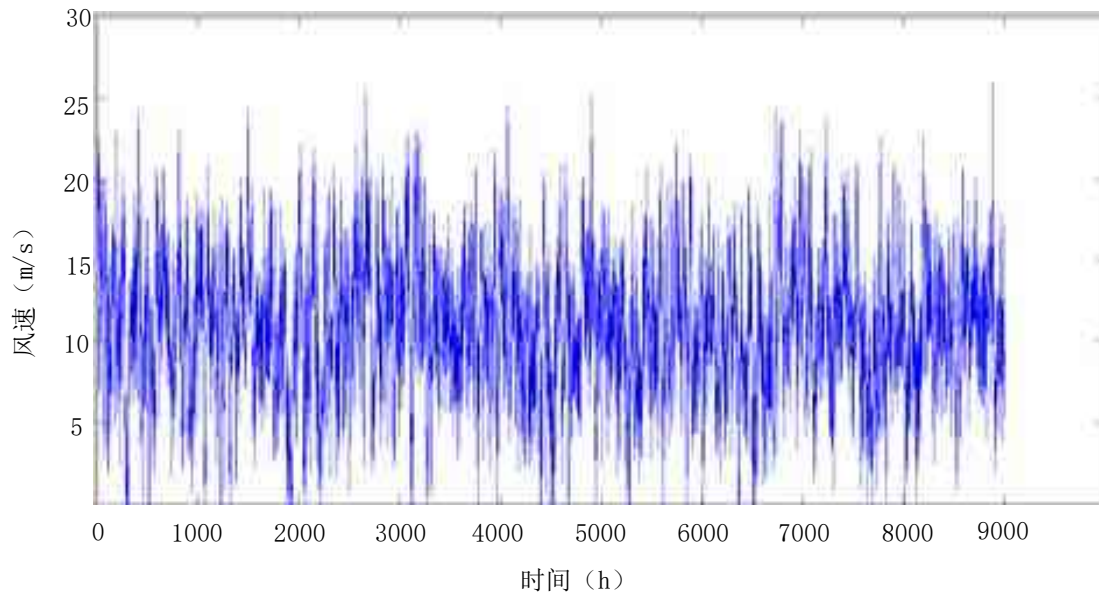


图 5-8 全年风速数据实时曲线

光伏阵列参数：单块电池板的参数完全相同，相关电池板技术参数为： I_m 为 7.63A， I_{sc} 为 8.37A， U_m 为 17.7V， U_{oc} 为 22.1V， S_{ref} 为 $1000\text{MW}/\text{m}^2$ ， T_{ref} 为 25°C 。a、b、c 为常数， $a=0.0025/^\circ\text{C}$ ， $b=0.5$ ， $c=0.00288/^\circ\text{C}$ 。光伏组件全年接收光照强度实时数据如下图所示。

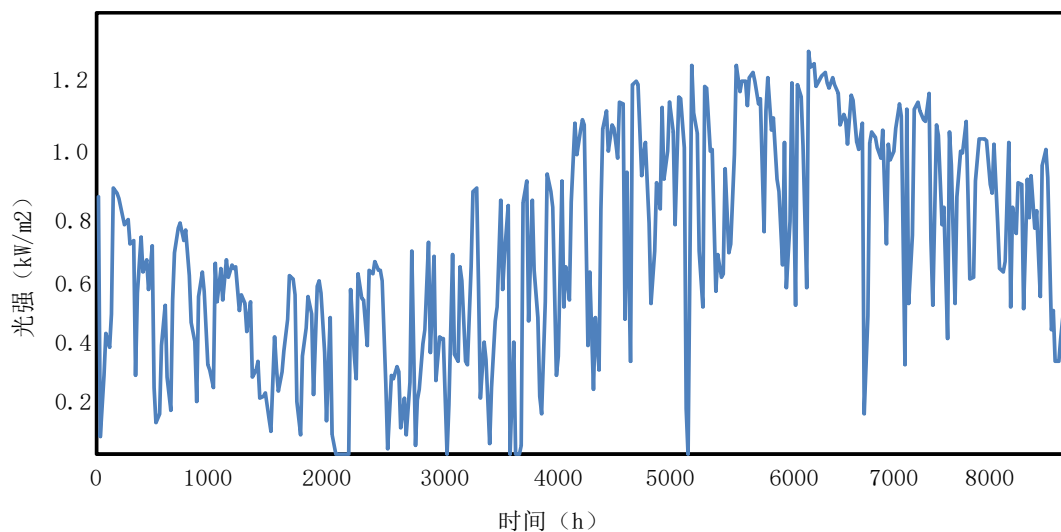


图 5-9 全年光伏数据实时曲线

设备可靠性参数如表 5-1 所示，故障隔离与负荷的转带时间是 1 小时。

表 5-1 设备可靠性相关参数

元件名称	故障率	平均修复时间（小时）
馈线线路	0.065 次/年×km	5
配变变压器	0.015 次/年	5
DG	5 次/年	5

表 5-2 系统内各负荷点数据

负荷点 序号	负荷点 峰值 (kW)	负荷点 均值 (kW)	所接用 户数（户 数）	负荷点 序号	负荷点 峰值 (kW)	负荷点 均值 (kW)	所接用 户数（户 数）
LP1	296.4	165.9	147	LP12	283.1	158.5	76
LP2	322.9	180.8	126	LP13	651.7	250.1	1
LP3	651.7	250.1	1	LP14	277.6	155.4	79
LP4	686.0	263.3	1	LP15	502.5	192.9	1
LP5	369.8	207.0	132	LP16	283.1	158.5	76
LP6	296.4	165.9	147	LP17	651.7	250.1	1
LP7	796.5	305.7	1	LP18	686.0	263.3	1
LP8	277.6	155.4	79	LP19	277.6	155.4	79
LP9	737.5	283.1	1	LP20	502.5	192.9	1
LP10	283.1	158.5	76	LP21	737.5	283.1	1
LP11	277.6	155.4	79	LP22	283.1	158.5	76
LP23	796.5	305.7	1				

5.4.2 系统可靠性指标计算结果

表 5-3 系统内各负荷点的可靠性指标

负荷点序号	故障率（次 /a）	停电时间 （h/a）	负荷点序号	故障率（次 /a）	停电时间 （h/a）
LP1	1.5086	3.3370	LP12	0.4622	4.9150
LP2	1.5086	3.3370	LP13	0.4622	4.9150
LP3	1.5086	3.3370	LP14	2.2976	3.8974
LP4	1.5086	3.3370	LP15	2.2976	3.8974
LP5	1.5086	3.3370	LP16	2.2976	3.8974
LP6	1.5086	3.3370	LP17	2.2976	3.8974
LP7	1.5086	3.3370	LP18	2.2976	3.8974
LP8	1.5086	4.6318	LP19	1.4085	5.2176
LP9	1.5086	4.6805	LP20	1.2954	5.3141
LP10	1.5086	3.8423	LP21	1.4653	5.3779
LP11	0.5803	5.5642	LP22	1.0058	5.2681
LP23	0.8449	5.3177			

表 5-4 系统可靠性指标

SAIFI (次/户· 年)	SAIDI (h/ 户·年)	CAIDI次/户· 年)	ASAI	ENS kWh/年	AENS kWh/ 户·年)
1.4441	5.6137	3.8873	0.9994	2.988×10^4	25.2574

上述结果与第四章算例系统中主馈线 F4 所对应的负荷点可靠性指标计算结果相对比可以看出, DG 接入配网后对就近的负荷点供电的可靠性有明显的提高, 但对系统的整体的供电可靠性没有明显的提高。通过结果的显示, 该算法对含 DG 的配电网供电的可靠性评估具有一定的适用性。

5.5 本章小结

以第四章提出的配网区域划分与编码原理为基础, 利用第二章的 DG 发电模型的出力序列作为配网 DG 输入, 本章重新对计及 DG 的配电网进行了故障模式下的影响过程进行了分析, 重新定义了系统出现故障后的区域划分类别与区域查找算法。最后运用时间轴比较同步抽样的方法给出含 DG 的配网可靠性评估的模型与算法, 以改进的 IEEE-RBTS BUS6 系统内主馈线 F4 为仿真验证测试系统, 进行仿真计算, 得出系统的可靠性评估指标。

第 6 章 本文总结与展望

6.1 全文总结

本文以传统的配网可靠性评估的方法与评估指标为基础,通过与国内外配网可靠性评估研究现状相结合,分别从 GridLAB-D 软件与 Matlab 软件平台上研究了配网供电可靠性的评估模型与算法,并获得了一定的成果。现对本文所获得的研究成果总结如下:

1、对传统的配网可靠性评估的方法与评估的指标进行了总结与归纳,详细的分析了各评估方法的优缺点,为本文后续配网供电性的可靠性评估奠定基础。

2、针对目前大规模分布式电源并网运行的新趋势,本文从 DG 与配网的连接方式、并网方式以及运行方式和 DG 所等效的电源模型这些方面重点较为详细的介绍了 DG 接入配网对配电网的供电可靠性所带来的影响。同时以风力与光伏发电为研究对象,建立了基于传递函数的稳态等效出力模型与有功无功控制模型(为了能够响应调度命令,及时调整 DG 输出),成为本文后续研究工作的前提。

3、详细的介绍了 GridLAB-D 软件特点、内部功能模块、系统重要元件的模型建立以及程序编写方法,以 IEEE 13 Node Test Feeder 系统为算例对其进行可靠性评估分析并加以验证,通过分析可以发现该软件能大大简化不包含 DG 配网可靠性评估过程,但对含 DG 配网可靠性评估分析存在一定的缺陷。

4、提出了基于配网区域划分并进行结构编码的评估概念与算法。当系统出现故障元件时,依据故障元件对系统内各个负荷点的影响不同,对包含 DG 与不包含 DG 的配网进行故障区域影响划分并进行区域编码,对系统区域进行划分能够大大的简化系统可靠性评估分析过程,提高工作效率。

5、以改编后 IEEE RBTS Bus6 系统为仿真算例,给出了含 DG 与不含 DG 接入的配网系统可靠性评估模拟流程,通过 Matlab 软件编写的相应程序进行仿真,通过仿真结果对比可以结论,合理的分布式电源的接入能明显提高系统各个负荷点供电的可靠性,对系统整体的供电可靠性有所提高。同时间接的论证了本文算法的适用性与有效性。

6.2 论文展望

为了加强对配网供电可靠性的评估研究,使配网的可靠性评估分析过程更具体化、更贴近实际、更具有针对性,在本文所获取的研究成果之后,仍存在一定的工作需要加强深入研究:

1、由于分布式发电种类较多、运行的特性复杂，接入配网之后会造成系统保护控制过程更加复杂化，因此需要完善其它分布式电源的出力模型以及分析各 DG 在系统内出力之间的影响，加强完善因系统保护配置和保护逻辑不同会对系统出现故障后的影响区域分析过程。

2、加强对 GridLAB-D 软件的研究，寻找是否能和其它软件相联合，通过联合仿真平台来解决目前该软件对含 DG 的配网可靠性评估过程中所存在的缺陷。

3、研究将系统内各个负荷点的负荷转移的影响考虑在内，建立 DG 出力与负荷波动的时序综合模型，同时将含 DG 配网系统的潮流计算相结合进行系统供电的可靠性评估，会更加准确计算出系统的可靠性水平。

参考文献

- [1] 陈文高. 配电系统可靠性实用基础. 中国电力出版社, 1998.
- [2] Billinton R, Billinton J. Distribution system reliability indice. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(1) : 561-568.
- [3] 陈堂, 赵祖康, 陈星莺等. 配电系统及其自动化技术. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [4] Archer B A, Davies J B. System islanding considerations for improving power system restoration at Manitoba hydro. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computing Engineering, May 12-15, 2002, Canadal: 60-65.
- [5] 王建, 李兴源, 邱晓燕. 含有分布式发电装置的电力系统研究综述. 电力系统自动化, 2005, 29(24):90-96.
- [6] Chowdhury A. A., Agarwal S. K., Koval D.O.. Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2003, V39(5): 1493-1498
- [7] M.Atwa, E.F.E1-Saadany, M.M.A. Salama, R. Seethapathy, M.Assam, S.Conti. Adequacy Evaluation of Distribution System Including Wind/Solar DG During Different Modes of Operation[J]. IEEE TRANSACTION ON POWER SYSTEMS , VOL.26 , NO.4 , NOVEMBER2011.
- [8] Nuntiya Chaiyabut, Parnjit Damrongkulkamjorn. Impact of Customer Scattering on Distribution System Reliability with Distributed Generation[C] . TENCON 2010-2010 IEEE Region 10 Conference, 2010 , page(s): 568—573.
- [9] In-Su Bae, Jim-O Kim. Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 785-790.
- [10] Barke P.P., De Mello R. W.. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems[C]. I. Radial distribution systems, Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE,2000: 1645-1656
- [11] 钱科军, 袁越, ZHOU Cheng-ke. 分布式发电对配电网可靠性的影响研究[J] . 电网技术, 2008, 32(11): 74—78.
- [12] 孙瑜, Math Bollen, Graham Ault. 孤岛状态下含分布式电源的配电系统可靠性分析[J]. 电网技术, 2008, 32 (23) :77—81.
- [13] 董晓峰, 陆于平. 基于改进 Prim 算法的分布式发电孤岛划分方法[J] . 电网技术, 2010, 34 (9): 195—201.
- [14] 雷振, 韦钢, 蔡阳, 张鑫. 含分布式电源区域节点的配电网模型和可靠性计算[J] . 电力系统自动化, 2011, 35(1): 39—43.
- [15] 王杰, 张振. 分布式发电条件下孤岛划分及运行控制的研究[J].江苏电机工程, 2010, 29(6): 11-16
- [16] DL/T861-2004. 电力系统可靠性基本名词术语[S]. 北京:中国电力出版社,2004
- [17] 郭永基. 电力系统可靠性原理和应用(上、下)[M]. 北京:清华大学出版社,1986
- [18] R. 别林登[加]著, 周家启, 任震译. 电力系统可靠性评估[M]. 重庆:科学技术文献出版社重庆分社, 1986
- [19] 潘仲立. 可靠性分析的理论基础[M]. 武汉: 水利电力出版社, 1986.
- [20] R.Billinton, J. E. Billinton. Distribution System Reliability Indices. IEEE Trans.

- on Power Delivery. 1989, 4(1): 561-568.
- [21]Transmission and Distribution Committee of the IEEE PES. IEEE Std 1366-2003. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. USA: 2004.5.
- [22]JBILLINTON R., ALLAN R. N.. Reliability Evaluation of Engineering Systems[M]. New York: Plenum Press, 1984
- [23]HENLEY E. J.,HIROMITSU K.. Reliability Engineering and Risk Assessment[M]. Englewood Cliffs, New York: Prentice-Hall, 1981
- [24]BILLINTON R.,ALLAN R. N.. Reliability Evaluation of Power Systems[M]. New York: Plenum Press, 1984
- [25]张小娟, 李泽荣, 张重远, 董俊波. 基于最小路法的配电网可靠性评估[J].电网与清洁能源, 2010, 26(8): 24-28
- [26]别朝红, 王锡凡. 配电系统的可靠性分析[J]. 中国电力,1997(5): 10-13
- [27]郭飞, 陈炳华, 相中华. 基于递归算法的复杂辐射状配电网可靠性计算[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(5): 51-55
- [28]Billinton R., Wang P.Reliability network equivalent Approach to Distribution system reliability Evaluation[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1998, V145(2): 149-153
- [29]相晓鹏, 邵玉槐. 基于最小割集法的配电网可靠性评估算法. 电力学报, 2006, 21(2):149-153.
- [30]谢开贵, 周平, 周家启, 等. 基于故障扩散的复杂中压配电网可靠性评估算法. 电力系统自动化, 2001, 25(4) :45-48.
- [31]赵渊, 徐耀, 吴彬.大电力系统可靠性评估的蒙特卡洛仿真及概率密度估计. 重庆大学学报(自然科学版), 2007, 30(12): 16-20.
- [32]宋晓通, 谭震宇. 改进的重要抽样法在电力系统可靠性评估中的应用. 电网技术, 2005, 29(13): 56-59.
- [33]李文沅 著, 周家启, 卢继平, 胡小正, 颜伟, 谢开贵 译. 电力系统风险评估——模型、方法和应用. 北京: 科学出版社, 2006.
- [34]梁才浩, 段献忠. 分布式发电及其对电力系统的影响[J]. 电力系统自动化, 2001,25 (6) :53—56.
- [35]李玉敦, 谢 贵. 含多个风电场的电力系统可靠性评估[J].电力科学与技术学报,2011, 26(1): 73-76, 103
- [36]丁明, 吴伟, 吴红斌, 茆美琴, 张颖媛. 风速概率分布参数预测及应用[J]. 电网技术, 2008, 32(14): 10-14
- [37]R.Billinton, H.Chen, R.Ghajar. Time-series Models for Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind Energy. Microelectronics Reliability, 1996, 36(9): 1253-1261.
- [38]Volker Quaschnig, Roll Hanitsch. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells [J]. Solar Energy, 1996, 56(6): 513-520.
- [39]R.E.Brown, L.A. Freeman. Analyzing. the Reliability Impact of Distributed Generation. Proceedings of the IEEE Summer Meeting, pp. 1031-1018, July 2001.
- [40]Sara Ghaemi, Simon Schneider. Potential analysis of Residential Demand Response using GridLAB-D. 06700477.pdf
- [41]R.P.Broadwater, H.E.Shaalan, A.Oka et al. Distribution system reliability and restoration analysis. Electric Power System Research, 1994, 29(3): 203-211.
- [42]Y.M.Atwa, E.F.El-Saadany, Anne-Claire Guise. Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-based DG During Different Modes of

- Operation. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 78-86.
- [43] R.N.Allan, R.Billinton, I.Sjarief. A Reliability Test System for Educational Purposes basic Distribution System Data and Results. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(2): 813-830.
- [44] 言大伟, 韦钢, 雷振, 宗琳. 基于网络划分方法的配电系统可靠性评估. 中国电力, 2010, 43(5): 21-25.
- [45] 王旭东, 林济铿. 基于网络化简的含分布式电源的配电网可靠性分析. 电力系统自动化, 2010, 34(4): 38-43.
- [46] Bialasiewicz. J. T, Renewable Energy Systems With Photovoltaic Power Generators: Operation and Modeling. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2008, 55(7): 2752-758.
- [47] Weixing Li, Peng Wang, Zhimin Li, Yingchun Liu. Reliability Evaluation of Complex Radial Distribution Systems Considering Restoration Sequence and Network Constraints. IEEE Trans. on Power Delivery, 2004, 19(2): 753-758.
- [48] 王成山, 谢莹华, 崔坤台. 基于区域非序贯仿真的配电系统可靠性评估. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 39-43.
- [49] L.T.Carmen. Composite Reliability Evaluation by Sequential Monte Carlo Simulation on Parallel and Distributed Processing Environment. IEEE Trans. on Power Systems, 2001, 16(2): 203-209.
- [50] 丁明, 张静, 李生虎. 基于序贯蒙特卡罗仿真的配电网可靠性评估模型. 电网技术, 2004, 28(3): 38-42.

攻读硕士学位期间发表的论文及其它成果

- [1] 导师外第一作者，《基于建筑光伏功率控制的模型研究》，电测与仪表，稿件编号 20151020007（已录用）
- [2] 第五发明人，发明专利《一种用于追踪风功率预测的蓄电池容量配置系统》，专利号：201510299521.6（已受理）

致 谢

时光飞逝，岁月如梭，三年的研究生求学生涯稍纵即逝。回想起自己的学习生涯，有太多的收获令人兴奋，也有少许的遗憾令人伤感，无论结果如何，二十年求学的酸甜苦辣将成为自己一生的回忆与享受不尽的财富。回想起自己的严师与挚友，千言万语都表达不出自己此时的心情。

此刻，将我最诚挚的谢意与最深沉的感激送给我的导师任惠教授，任老师严谨的治学态度、诲人不倦的师者风范、务实的作风深深影响着我，使我受益匪浅。本次毕业论文是在我的导师任惠教授的精心指导和亲切关怀下完成的。从论文的选题到策略的确立，再到论文的修改，都凝聚着任老师的辛勤工作和心血。再次对任老师致以最崇高的敬意，感谢任老师三年来对我们学习和生活上的关怀和照顾，任老师的言传身教和无私关怀在我们的成长历程中留下了深深的烙印，时刻鞭策着我们前进。再次祝愿任老师身体健康、工作顺利、生活幸福！

其次，我还要十分的感谢我的父母，感谢他们二十多年来对我的关爱和支持，是他们给了我不断拼搏的信心与勇气，鼓励我勇敢的面对挫折和乐观的面对失败，用自己的奋斗和努力去绘画自己的精彩人生。

最后，我还要向在百忙之中挤出时间来为我的论文进行评审和参加毕业论文答辩的各位老师致以深深的感谢与敬意！