

北京交通大学

硕士学位论文

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略研究

Research on Generation-Grid-Load-Energy Storage Interactive
Operation Strategy for Power Distribution System with High
Penetration of Distributed Photovoltaic

作者：张文浩

导师：吴俊勇

北京交通大学

2023 年 5 月

北京交通大学

硕士学位论文

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略研究

Research on Generation-Grid-Load-Energy Storage Interactive
Operation Strategy for Power Distribution System with High
Penetration of Distributed Photovoltaic

作者姓名：张文浩

学 号：20121532

导师姓名：吴俊勇

职 称：教授

学位类别：工学

学位级别：硕士

学科专业：电气工程

研究方向：电力系统及其自动化

北京交通大学

2023 年 5 月

摘要

工业革命以来，传统能源的大量使用引起了全球气候变暖等一系列问题。为应对环境危机，我国提出了“碳达峰、碳中和”的发展目标，电力行业将构建以新能源为主体的新型电力系统作为重要的发展方向。近年来，随着分布式光伏渗透率的不断提高，配电网运行中出现的功率返送、电压越限等问题也日趋突出。

本文在华北电力科学研究院“源网荷储互动对分布式光伏消纳能力提升效果研究”研究课题的支撑下，以冀北地区存在严重功率返送现象的配电系统为研究对象，开展含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略研究。具体研究内容如下：

首先，本文研究了分布式光伏、配电网、典型柔性负荷、储能系统的数学模型，基于 OpenDSS 与 Matlab 软件搭建可以实现源网荷储互动运行的配电系统仿真平台。分析了含高比例分布式光伏配电系统所面临的关键问题，建立可以实现源网荷储互动运行的能量管理系统。

然后，本文基于博弈论提出促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略。根据含高比例分布式光伏配电系统内各主体的理性追求，建立了售电合作商与负荷聚合商促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动动态合作博弈模型，并且构建了源网荷储互动电量交易流程。通过算例分析，验证了本文源网荷储互动电量交易策略能够有效促进分布式光伏就地消纳、增加各主体运营收益。

在此基础上，提出了促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略。针对配电网中分布式光伏和需求侧资源在时间维度与空间维度的不匹配问题，定义了配电网动态极限承载能力，为配电网内需求响应资源赋予时间特性和空间特性，为配电系统促进分布式光伏就地消纳电量调度与有功/无功协调控制的两阶段优化提供“桥梁”，并且给出了配电网动态极限承载能力的求解方法。建立了日前两阶段源网荷储互动优化运行框架，第一阶段制定能够促进分布式光伏就地消纳、供需双方收益达到均衡的电量交易方案；第二阶段通过配电系统有功/无功协调控制跟踪第一阶段的电量交易方案，优化配电系统运行状态，实现了电量交易和配网优化运行的快速解耦求解。

通过算例分析表明，本文所提方法能够有效解决高比例分布式光伏所带来的功率返送、电压越限等关键问题，实现配电系统优化运行。

关键词：分布式光伏消纳；源网荷储互动；博弈论；配电网优化；需求响应

ABSTRACT

Since the industrial revolution, the massive use of traditional energy sources has caused a series of problems such as global warming. In order to cope with the environmental crisis, China has put forward the development goal of "carbon peak, carbon neutral", and the important development direction of the power industry is to build a new power system with new energy as the mainstay. In recent years, with the increasing amount of distributed photovoltaic installations, the problems of power return and voltage crossing limits in the operation of distribution networks are becoming more and more serious.

This paper is supported by the "Research on the effect of generation-grid-load-energy storage interaction on the improvement of distributed photovoltaic consumption capacity" project of North China Electric Power Research Institute. This paper takes a 10kV distribution system in the northern Hebei region with severe power return phenomenon as the research object, and conducts research on generation-grid-load-energy storage interactive operation strategy for power distribution system with high penetration of distributed photovoltaic. The specific research content is as follows:

Firstly, this paper studies the mathematical models of distributed photovoltaic, distribution network, typical flexible load and energy storage system, and builds a distribution system simulation platform based on OpenDSS and Matlab software that can realize the interactive operation of generation-grid-load-energy storage. This paper analyzes the key problems faced by the distribution system containing a high percentage of distributed photovoltaic, and establishes an energy management system that can realize generation-grid-load-energy storage interaction.

Then, this paper proposes a generation-grid-load-energy storage interactive power trading strategy based on game theory to promote the local consumption of distributed photovoltaic. Based on the rational pursuit of each subject in the distributed photovoltaic distribution system containing a high proportion of distributed photovoltaic, this paper establishes a dynamic cooperative game model of generation-grid-load-energy storage interaction between electric energy sales partner and load aggregator to promote the local consumption of distributed photovoltaic, and constructs a generation-grid-load-energy storage interactive power trading process. The

analysis of the arithmetic example verifies that that the generation-grid-load-energy storage interactive power trading strategy can promote the local consumption of distributed photovoltaic and increase the operating income of each subject.

On this basis, this paper proposes a day-ahead two-stage generation-grid-load-energy storage interactive operation strategy to promote the local consumption of distributed photovoltaic. In view of the mismatch between the time and space dimensions of distributed photovoltaic and demand-side resources in the distribution network, this paper defines the dynamic loadability of distribution network, assigns time and space characteristics to the demand response resources in the distribution network, and provides a "bridge" for the two-stage optimization of the power dispatch and active/reactive power coordination control of the distribution system to promote the local consumption of distributed photovoltaic. And the solution method of dynamic loadability of distribution network is given. This paper establishes a two-stage framework for optimal operation of generation-grid-load-energy storage interaction. In the first stage, a power trading scheme that can promote local consumption of distributed photovoltaic and equalize the revenue of both supply and demand is formulated. In the second stage, the active/reactive power coordinated control of the distribution system is used to track the electricity trading scheme of the first stage, optimize the operation state of the distribution system, and realize the fast decoupling solution of the electricity trading and the optimal operation of the distribution network.

The analysis of cases shows that the proposed method can effectively solve the key problems such as power return and voltage overrun caused by high proportion of distributed photovoltaic, realize the optimal operation of the distribution system.

KEYWORDS: Distributed photovoltaic consumption; Generation-grid-load-energy storage interaction; Game theory; Distribution network optimization; Demand respond

目 录

1 绪论.....	1
1.1 研究背景与意义.....	1
1.1.1 分布式光伏发展背景.....	1
1.1.2 行业发展现状与趋势.....	2
1.1.3 含高比例分布式光伏配电系统关键问题	2
1.2 国内外研究现状.....	4
1.2.1 配电系统优化运行控制策略.....	4
1.2.2 博弈论在配电系统中的应用.....	6
1.2.3 源网荷储互动促进分布式光伏消纳.....	7
1.3 本文主要工作.....	9
2 含高比例分布式光伏配电系统建模与运行状态分析.....	13
2.1 基于 Open DSS 与 Matlab 的配电系统建模	13
2.1.1 Open DSS 配电网仿真平台.....	13
2.1.2 分布式光伏发电系统.....	14
2.1.3 配电网无功补偿系统.....	16
2.1.4 需求侧柔性负荷.....	17
2.1.5 储能系统.....	20
2.2 含高比例分布式光伏配电系统运行状态分析	21
2.2.1 含高比例分布式光伏配电系统建模.....	22
2.2.2 高比例分布式光伏对配电系统运行状态的影响	27
2.3 考虑源网荷储互动的能量管理系统架构	30
2.3.1 源网荷储互动运行过程.....	30
2.3.2 源网荷储互动运行控制系统.....	30
2.4 本章小结.....	32
3 基于博弈论的配电系统光伏消纳电量交易策略	33
3.1 促进分布式光伏消纳的电量交易策略	33
3.1.1 传统集中式电量交易模式.....	33
3.1.2 基于博弈论的配电侧电力市场.....	35
3.1.3 源网荷储互动电量交易策略.....	37
3.2 促进分布式光伏消纳的动态合作博弈模型	40
3.2.1 售电合作商模型.....	40
3.2.2 负荷聚合商模型.....	42
3.2.3 Stackelberg 均衡解存在性证明.....	43
3.2.4 合作联盟收益分配.....	45

3.3 算例分析	46
3.3.1 系统参数设置	46
3.3.2 分布式光伏就地消纳效果分析	48
3.3.3 经济效益分析	50
3.4 本章小结	51
4 促进光伏消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略	53
4.1 配电网动态极限承载能力	53
4.1.1 DLDN 定义及实用性分析	53
4.1.2 DLDN 数学模型	54
4.1.3 DLDN 求解算法	56
4.2 日前两阶段源网荷储互动优化运行策略	59
4.2.1 日前两阶段源网荷储互动运行框架	59
4.2.2 配电系统有功/无功协调控制模型	60
4.2.3 配电系统无功控制模型	61
4.3 源网荷储互动优化运行策略求解	62
4.3.1 配电系统控制策略求解算法	62
4.3.2 源网荷储互动运行流程	65
4.4 算例分析	66
4.4.1 DLDN 评估结果分析	67
4.4.2 配电系统运行状态分析	69
4.4.3 经济效益分析	77
4.5 本章小结	78
5 总结与展望	81
5.1 总结	81
5.2 工作展望	82
参考文献	83

1 绪论

1.1 研究背景与意义

1.1.1 分布式光伏发展背景

随着人类社会的快速发展，传统的石油、煤等能源由于不可再生与容易引起环境危机等特点将无法适应人类社会未来的文明程度，面对资源枯竭与环境危机，能源转型已经是世界各国面临的重要问题，从有碳到无碳发展是世界能源转型的必然趋势^[1]。中国人口数量较多，能源消耗量巨大，所面临的能源问题与环境问题更加严峻，国家统计局发布的《中国统计年鉴 2022》中指出，2021 年我国能源消耗量达到了 52.4 亿吨标准煤，较上一年增长速度达到 5.1%，其中煤炭与石油占能源消费总量的比重为 74.5%^[2]。我国电力行业对于火力发电的依赖程度极大，据中国电力企业联合会公布的《2022 年全国电力工业统计快报一览表》数据显示，2022 年全国发电量 83886 亿千瓦时，其中火力发电量占比达到 69.7%^[3]。火力发电消耗大量的传统能源，产生的一系列环境问题直接影响人民生活质量与幸福指数、制约我国经济发展，因此我国电力行业推动能源转型、构建以新能源为主体的新型电力系统迫在眉睫。

为有效推动我国实现能源转型，国家出台了一系列政策鼓励新型能源发展。2021 年十三届全国人大四次会议表决通过的《国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出我国要加快非化石能源发展，坚持分布式与集中式共同发展，大力提升光伏、风电发电规模，明确加快发展东中部分布式能源^[4]。国家发展和改革委员会发布的《“十四五”现代能源体系规划》中指出“十四五”时期是为实现“碳达峰、碳中和”打基础的关键时期，要加快分散式风电和分布式光伏建设，计划到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39% 左右，并且要加快能源系统调整以适应新能源的大规模发展^[5]。截至 2022 年我国新能源发展已经取得了显著的成果，风电、太阳能发电装机量占总发电装机量比重已经达到 29.5%，发电量比重达到了 11%，并且仍在高速增加。世界上许多国家光伏发电发展主要是以分布式为主，而我国以国家主导、政策推动的建设方式，目前建设的光伏以集中式为主^[6]。2021 年国家能源局印发了《国家能源局综合司关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，通知中指出开展“整县光伏”建设有利于整合资源，能够助力实现“碳达峰、碳中和”与乡村振兴两大国家重

大战略，通知提出多项措施为“整县光伏”建设提供保障。随着国家层面的政策支持增多，我国多个地区分布式光伏建设增速十分明显。

1.1.2 行业发展现状与趋势

近年来，我国政府推动加快分布式光伏建设，2018年9月，我国光伏发电装机容量为16474万千瓦，其中分布式光伏装机量为4680万千瓦，仅占总光伏发电装机量的28.4%^[7]。截至到2022年9月，我国光伏发电装机容量达到35806万千瓦，其中分布式光伏装机量已经达到14242万千瓦，占总光伏发电装机量的39.7%，分布式光伏装机量同比增长速度高达51.5%，河北、山东、江苏、浙江、河南的分布式光伏装机量都已经达到千万千瓦的级别，山东分布式光伏装机量达到2885万千瓦^[8]。根据国家发展和改革委员会等部门联合发布的《“十四五”可再生能源发展规划》中所制定的发展目标，2025年可再生能源消费总量达到10亿吨标准煤左右，可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右，并且明确提出要全面推进分布式光伏开发，实施“千家万户沐光行动”，在新建厂房等合适建筑积极推进光伏建筑一体化开发，目标建成1000个左右光伏示范村^[9]。

此外，在一系列政策的推动下，我国分布式光伏建设示范项目取得了显著的成果。2022年5月，江苏常熟龙腾特钢分布式光伏项目三期工程并网，总装机容量达到50兆瓦，年发电量达5000万千瓦时，是江苏省目前最大跨度弧形光伏建筑一体化项目。2022年9月，山东省华能冠县整县分布式光伏首批试点项目实现并网发电，该项目利用镇政府等公共优质资源开发建设，采用“自发自用，余电上网”模式，项目容量12兆瓦，年发电量可达1435万千瓦时。2022年11月，武汉市北湖污水处理厂分布式光伏电站项目全容量并网，是目前国内最大的污水处理厂分布式光伏发电项目，项目容量23.7兆瓦，年发电量可达2200万千瓦时，所提供的绿色清洁电能可直接用于污水处理厂生产用电。分布式光伏建设方式灵活，可在居民家庭、政府机关等小型建筑建设小容量分布式光伏、也可在大型工厂等建筑物上建设容量较大的分布式光伏电站，目前分布式光伏建设仍存在巨大发展空间，在国家政策扶持下，未来我国配电侧分布式光伏建设将会取得更加显著的成果。

1.1.3 含高比例分布式光伏配电系统关键问题

分布式光伏在配电网中安装具有很强的位置随机性与容量随机性，并且光伏发电本身与温度、光照强度等自然因素相关性较强，随着配电网中分布式光伏的

渗透率不断增加，配电网运行特性也发生了本质的变化，传统的“源随荷动”电网调度方式已无法满足含高比例分布式光伏配电网的运行需求。含高比例分布式光伏配电系统目前面临的关键问题包括光伏发电量较大时段无法实现就地消纳、配电网功率返送严重、配电网内部电压越限危害电网安全、经济效益受损等多个方面。以下对亟需解决的关键问题进行详细说明。

(1) 分布式光伏发电无法就地消纳，配电网功率返送严重：传统电网运行调度方式是根据负荷变化调整发电厂的发电量，维持电网供需平衡，潮流方向是单向的，配电网中电量由变电站经过各条配电线路流向电力负荷。随着分布式光伏在配电网中渗透率不断增加，配电网由内部无电源系统逐渐转变为内部多电源系统，光伏发电量与温度、光照强度等外界自然因素密切相关，导致配电网由传统的负荷侧随机性系统转变为电源侧与负荷侧均具有随机性的“源荷双侧随机性”系统^[10]。源荷双侧随机性导致了光伏发电量与负荷用电量在很大程度上不匹配，光伏发电量小于负荷用电量时配电网从外部电网吸收电量，光伏发电量大于负荷用电量时就会出现配电网向上级电网返送电量的情景。与此同时，受一天内环境因素变化规律的影响，配电网内部分布式光伏发电的一般性规律近似于“拱桥型”，中午时段发电量较大，早晚时段发电量较少。并且，由于配电网占地面积较小，内部各个位置光照强度等条件差异性小，导致中午时段各位置分布式光伏会同时出现满发，极容易出现配电网内部光伏发电量远大于负荷用电量的情况，配电网向上级输电网返送电量^[11]。以上所述两方面均会引起含高比例分布式光伏配电网内部光伏无法就地消纳，配电网出现功率返送的情况。

(2) 配电网内部电压越限严重危害电网安全，影响电能质量：配电网电压越限问题是限制分布式光伏建设的关键问题，也是含高比例分布式光伏配电系统运行中亟需解决的问题。输电网由于电阻参数远小于电抗参数，导致输电网的电压变化与输送的无功功率密切相关，受到输送的有功功率的影响较小，因此为了减少输电网内无功功率的输送，经常采用无功功率就地补偿的方法调整电压^[12]。与此不同，配电网电阻参数与电抗参数比值较大，无法忽略电阻的影响，导致配电网内输送的有功功率对电压会有较大的影响^[13]。对于含高比例分布式光伏配电网，光伏发电会使配电网内部功率流向发生明显改变，由此会造成内部电压发生显著的变化，特别是对于存在严重功率返送时，会造成配电网内部电压越限，经常性的电压越限会损坏电力设备，危害电网安全，电能质量不达标也会对电力用户产生一系列负面影响^[14]。

(3) 配电网内部存在严重电量损耗，光伏产生的经济效益较低：含高比例分布式光伏配电系统内网络损耗与分布式光伏接入容量、接入位置、运行特性等因素密切相关^[15]。目前我国分布式光伏建设处于快速发展的阶段，配电网内安装分布

式光伏时对其所造成的负面影响考虑不够充分，导致含高比例分布式光伏配电系统中存在较大的网络损耗，影响经济效益。居民家庭等个人场地安装光伏是发展分布式光伏的基础，能推动个人场地安装光伏最直接的动力是安装光伏所带来的经济效益。然而，随着电力市场的逐渐开放，配电网内部各主体均追求自身利益的最大化，目前含高比例分布式光伏配电网中光伏所发电力能进行自由交易的商品属性缺失，传统的集中式电量交易方式已经无法满足未来多主体参与的电力市场，导致了光伏产生的经济效益达不到预期，甚至影响分布式光伏消纳^[16]。

综上所述，随着分布式光伏在配电网中渗透率不断提高，光伏发电在减少化石能源消耗的同时也产生了一系列负面的问题。为了推动分布式光伏建设，需要能够优化配电网运行方式，解决功率返送、电压越限等关键问题。因此，本文结合目前电力市场、储能系统等先进技术，开展含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略研究。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 配电系统优化运行控制策略

为了维护配电网运行安全，优化配电网运行状态，国内外众多学者对配电系统优化运行控制策略开展了一系列研究。针对风力发电(Wind Power Generation, WPG)接入配电网引起的电压频繁波动，电能质量降低等问题，文献[17]基于蒙特卡罗方法建立了风力发电模型，引入能够连续进行调节的静止无功补偿器(Static Var Compensator, SVC)，结合传统的柴油发电机作为辅助调节手段，以网络损耗、静止无功补偿器安装费用以及柴油发电机运行费用作为优化目标建立配电网多目标无功优化模型，并且利用遗传算法(Genetic Algorithm, GA)进行求解，能够应对分布式风力发电引起的电压波动问题。电力系统优化运行是一个复杂的非线性问题，针对电力系统无功优化求解困难、容易陷入局部最优解等问题，文献[18]提出了改进的多种群蚁群优化算法，通过多种关键信息交互的方式，求解多目标、非线性、强耦合的动态无功优化问题，实现了无功优化模型准确的求解。可再生能源发电具有很强的波动性、随机性，给电力系统有功调度造成了一定的困难，为了维持电力系统功率平衡，文献[19]-[20]提出了含可再生能源电力系统有功功率优化调度方法，充分考虑可再生能源发电预测误差，利用多时间尺度协调控制、多时段耦合约束来应对可再生能源出力的波动性，通过有功控制维护电力系统安全稳定。

随着电力电子技术、信息通讯技术、储能技术等高新技术的进步与发展，为

了解决可再生能源消纳问题、配电网运行方式落后与可靠性不高等问题，主动配电网 (Active Distribution Network, ADN) 技术开始逐步发展^[21]。主动配电网内包含可控负荷、储能设备、无功补偿装置等各类可调节资源，可以利用网络通讯技术实现潮流控制，能够促进可再生能源消纳，优化配电网运行状态^[22]。为了实现主动配电网自我调节以应对各类复杂场景，文献[23]-[25]研究了主动配电网的优化运行控制策略。其中，文献[23]结合主动配电网特性与分布式可再生能源发电特性，将主动配电网运行成本最低作为优化目标，利用智能单粒子优化算法 (Intelligent Single Particle Optimizer, ISPO) 求解分布式可再生能源、联络开关等可控资源的控制方案，实现了主动配电网的经济运行。文献[24]研究了主动配电网优化控制中的区域划分、信息交互、控制模式切换技术，提出了主动配电网分层管理方法与协调控制策略，所提方法上层优化可以给出长时间尺度的控制策略，下层局部控制可以在短时间尺度迅速响应各种实时扰动，分层优化最大程度上消纳分布式可再生能源。在主动配电网分层管理方案的基础上，针对可再生能源波动性强、预测难度大的特点，文献[25]提出了区域独立自治、区域协同自治等多种主动配电网分层分布控制方法，实现了主动配电网的局部协调控制。

近年来，随着分布式可再生能源在配电网中的渗透率不断提高，配电网运行状态更加复杂，面临着电压越限、损耗增加等全新的问题，针对高比例分布式可再生能源接入配电网，文献[26]研究总结了分布式电源接入、拓扑结构变化、需求侧管理对主动配电网电压特性的影响。分布式光伏导致电压越限是含高比例分布式光伏配电网面临的关键问题，文献[27]提出了一种考虑分布式可再生能源出力和负荷用电量不确定性的配电网鲁棒电压控制方法，通过求解满足电网运行约束条件下的分布式光伏出力范围，来保证配电网安全运行，提高分布式光伏消纳能力。储能系统具有灵活的调节能力，文献[28]-[29]在传统配电网可调节资源的基础上，利用储能系统提高配电网内可再生能源消纳率，降低网络损耗，提高电力用户满意度。其中文献[28]将分布式电源、储能系统与柔性负荷作为可调节资源，并且对配电网中各类可调节资源参与配电网优化运行的优先级进行设定，利用改进的粒子群算法 (Modified Particle Swarm Optimization, MPSO) 求解提高分布式可再生能源利用率的运行策略。文献[29]提出了一个可以实现有功/无功协调控制的两阶段鲁棒优化算法，第一阶段求解离散无功功率补偿器等无法快速调控设备的控制方案，第二阶段求解可以应对可再生能源波动与负荷需求不确定性的连续可调设备的控制方案，所得控制方案能够降低配电网运行成本、应对各类电网运行场景。文献[30]利用人工智能方法，提出基于数据驱动与深度学习的配电网无功优化方法，通过离线训练获得可以在线制定配电网运行策略的神经网络，大幅度减少了无功控制策略的求解时间。文献[31]针对配电网内各类可调节设备协调控制困难等

问题，提出一种基于深度强化学习的配电网无功优化策略，所提方法不进行准确的潮流计算，适用于复杂配电系统制定实时优化控制方案。随着需求侧可调节潜力不断增加，需求侧资源也逐渐成为配电网有功/无功协调控制的控制对象，文献[32]-[33]提出一种考虑电动汽车协调充电策略的主动配电网多时段优化调度方法，通过控制电动汽车充电既提高了电力用户的用电满意度，又实现了配电网运行削峰填谷。文献[34]针对含有可再生能源、储能系统和电动汽车的配电网，将减少网络损耗，优化配电网电压分布和增加储能和电动汽车聚合商效益作为控制目标，利用粒子群算法求解具有包含多种约束的优化模型，降低了储能系统运行成本。

综上所述，随着分布式可再生能源在配电网中渗透率逐渐增加，配电网运行也出现了安全性与可靠性受损、电能质量降低等问题。为了优化配电网运行状态，国内外研究学者从配电网无功优化方案、有功/无功协调优化方案和优化算法等多个角度开展研究，提出了保证配电网安全稳定性，提高电能质量的配电网优化运行策略，对分布式可再生能源发展具有重要作用。但是，传统的配电网优化运行方案均为集中式控制模式，配电网运营方制定运行策略，控制各类可调节资源，可以实现配电网利益最大化。随着电力市场逐渐开放，配电网内各主体均产生了个性化追求，传统的集中式控制模式不再完全适用于未来的配电场景，配电系统中各利益主体在市场环境下的协调优化、互动运行方法是非常重要的研究内容^[35]。

1.2.2 博弈论在配电网中的应用

博弈论(Game Theory)是现代数学和经济学的一个重要内容，主要用于研究多个主体参与决策，并且各主体所做决策相互影响时，各决策主体如何利用自身所掌握的信息，通过调整自身行为实现自身利益最大化^[36]。博弈论起初被应用于军事、经济、工程等领域，随着电力市场的逐渐开放，博弈论在电力系统中首先被应用到电力交易中，之后在电力系统规划、电力系统调度和需求响应等方向都起到了重要作用^{[37]-[38]}。文献[39]针对博弈论参与配电侧需求响应开展研究，提出通过需求响应聚合商(Demand Response Aggregator, DRA)与发电厂进行 Stackelberg 博弈的方法制定合理的需求响应方案，在澳大利亚配电市场中验证了所提方法的可行性。文献[40]研究利用非合作博弈调动消费侧响应能力对提高配电网中分布式光伏渗透率的促进作用，研究结果表明通过博弈的方法制定实时电价可以调动需求侧资源的响应能力，进而促进分布式光伏消纳，降低需求侧的用电成本。文献[41]-[43]均研究了在需求侧电力市场中，基于博弈论实现对柔性负荷进行控制，达到削峰填谷、增加电力用户收益的目的。其中文献[41]将需求响应资源划分为价格型和激励型两种类型，分析负荷的综合特性，基于 Stackelberg 博弈求解动态电价

与柔性负荷运行计划，实现需求响应资源参与主动配电网优化运行。文献[42]针对大量电动汽车接入配电网引起电动汽车充电聚合商(Electric Vehicle Aggregator, EVA)之间利益产生冲突的问题，基于动态非合作博弈建立配电网运营商主导下的电动汽车充电实时调度框架，能够实现降低电动汽车充电成本、维护配电网运行安全。文献[43]研究了在电力现货市场中如何通过 Stackelberg 博弈降低市场效率损失，提出了基于均衡分析的最低市场效率损失模型和求解方法，缓解了电力市场交易中电力供给紧张时出现的峰值电价问题。文献[44]研究了利用博弈论实现需求响应在促进风电消纳中的应用，针对需求响应补偿费用问题，建立了电力用户和售电公司之间的讨价还价博弈模型，在此基础上，分析了不同的需求侧资源对促进风电消纳起到的作用。

配电网运行过程中，不仅要基于博弈论实现电力市场环境下的需求响应，还需要保证配电网运行的安全稳定性，基于此，文献[45]-[46]将电力网络分为主网、配电网、微电网三个层次，将配电网与微电网作为两个利益主体构建两阶段双层联合优化调度模型，将配电网优化运行与微电网优化运行作为两个问题求解，能够维持配电网与微电网的收益均衡，提高配电网运行的安全稳定性。在此基础上，文献[47]考虑了不同微电网均具有个性化追求，基于博弈论提出一种考虑配网潮流的集中式交易模式，仿真结果表明所提方法能够在满足配电网潮流约束的前提下制定微电网交易策略。文献[48]提出了一种考虑配电网安全约束的分散式 Peer-to-Peer (P2P) 能源交易框架，允许配电网内相邻节点之间直接进行能源交易，所提方法能够减少网络损失，提高电网运行安全性。文献[49]研究了超高比例分布式可再生能源通过微电网形式并网，微电网之间存在更多竞争需求时，利用双层非合作博弈模型提高配电网和多微电网协调运营过程中分布式可再生能源的参与度，所提模型可以在保证配电网运行安全的前提下，解决多微电网与配电网协同运行的交易决策问题。文献[50]针对配电侧电力市场逐渐开放，配电网内多主体之间存在利益冲突，提出了含分布式电源和储能系统的配电系统多主体协调调度策略，将有功调度与无功调度结合，提高配电网电能质量。

综上所述，博弈论目前在配电系统中的应用主要集中于电量交易领域，随着配电侧电力市场的逐渐开放，分布式可再生能源在配电网中的渗透率不断提高，配电系统中各方主体对于追求自身利益最大化的需求不断提升，配电系统内经常出现严重的供需不匹配问题^[51]，如何利用博弈论制定能够调动各主体参与优化配电网运行状态的电力市场交易机制亟需进一步研究。

1.2.3 源网荷储互动促进分布式光伏消纳

传统的含分布式可再生能源配电网优化运行研究面临的主要场景是配电网中安装的分布式电源对配电网潮流产生了一定的影响，通过配电网有功/无功控制策略降低配电网运行成本、改善配电网运行状态。我国《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出要大力推动分布式光伏建设，随着“整县光伏”项目的推进，我国将出现大量的含高比例分布式光伏配电系统，配电网运行状态将发生巨大变化，如何提高配电系统中分布式光伏的消纳能力是目前面临的重大问题。配电网对于分布式光伏的接纳能力受到供电可靠性、线路载流和电压越限等多重因素影响，其中电压越限是含高比例分布式光伏配电网所面临最普遍的问题^[52]。为了提高配电网对于分布式光伏的消纳能力，传统的研究思路是对配电网进行有功/无功协调控制，文献[53]研究了利用光伏逆变器无功功率裕度解决大规模分布式光伏接入配电网引起的电压越限问题，基于光伏逆变器提出了含高比例分布式光伏配电网节点电压就地控制方法，所提方法可以在逆变器容量不多的情况下实现较好的电压调节效果。在此基础上，国内外学者提出利用源网荷储互动运行促进分布式光伏就地消纳，文献[54]研究了配电网内分布式电源、网络重构、柔性负荷以及储能系统对于配电网优化运行产生的影响，提出了基于优化算法的源网协调控制方法和考虑电力市场机制的源网荷储协调优化运行方法，实现了源网荷储协调运行背景下的配电网运行状态优化。文献[55]针对直流配电网存在的源荷双侧随机性问题，提出了直流配电网源网荷储互动多目标优化运行方法，研究结果表明源网荷储互动运行能够降低直流配电网运行成本、改善电能质量，能够提高直流配电网中分布式光伏消纳能力。

为了最大程度上利用配电网中的分布式可再生能源，文献[56]研究了配电网中各类可调节资源的运行条件及相互作用，提出了以可再生能源利用率最大化和系统总运行成本最小化为目标的源网荷储全时协同优化运行机制，利用需求响应和储能系统增强了不同资源之间的自协调和自平衡能力，所提方法提高了可再生能源利用率，增加了电网运行的经济效益。利用源网荷储互动运行应对分布式可再生能源波动带来的负面影响时，不同的可调资源属于不同的利益主体，源网荷储资源之间复杂的耦合关系导致运行困难，针对此问题，文献[57]引入通信领域的层状结构，提出一种考虑源网荷储资源有效互动的日前分层调度方法，实现了配电网中不同利益主体的合作共赢。文献[58]提出一种基于二阶锥规划的源网荷储互动运行策略，发挥分布式电源的调节作用和柔性负荷、储能系统的响应能力，提高了配电系统运行的经济性和可再生能源的消纳率。文献[59]针对江苏电网部分地区可再生能源消纳困难、电网中主变压器存在功率返送的现象，研究了引导储能电站和电源、电网、负荷进行互动的电力市场交易机制，所设计的源网荷储互动交易系统能够促进可再生能源消纳，并且能够提高电网运行的经济性和安全可靠性。

文献[60]利用改进的多目标粒子群算法，设计了多时间尺度主动配电网源网荷储互动控制策略，所提方法能够提高配电系统应对可再生能源波动的能力，进而促进可再生能源消纳。文献[61]对主动配电网利用网络重构的“源网”互动方法和充分调动需求侧资源、储能系统的“源网荷储”互动运行方法促进可再生能源消纳效果进行对比，研究结果表明“源网荷储”互动能够充分调动配电网各类资源，对优化配电网运行状态效果更佳。文献[62]介绍了微电网背景下源网荷储互动运行框架，研究利用电动汽车参与源网荷储互动，通过仿真结果表明电动汽车参与源网荷储互动能够促进可再生能源消纳，并且能够提高供电可靠性。

综合上述国内外研究现状可以看出，目前对于利用源网荷储互动运行促进分布式光伏消纳的研究仍处于起步阶段，研究重点集中于利用源网荷储互动运行应对可再生能源发电的波动性与随机性问题。随着以新能源为主体的新型电力系统建设，源网荷储互动运行将成为电力系统运行的常态^[63]，对于电力系统配电侧，如何调动配电网内各主体参与源网荷储互动的积极性、如何利用源网荷储互动解决高比例分布式光伏接入配电网时的功率返送和如何保证源网荷储互动运行的安全稳定性等问题都是目前重点的研究内容。

1.3 本文主要工作

本文针对存在严重功率返送现象的含高比例分布式光伏配电系统，从配电系统建模与运行状态分析、促进分布式光伏消纳的电量交易策略和源网荷储互动运行策略三个方面展开研究，力求能够通过源网荷储互动运行解决含高比例分布式光伏配电系统所面临的功率返送、电压越限等问题。本文主要研究内容与章节安排如下所述：

第1章阐述了本文的研究背景与意义，分析了分布式光伏的发展现状、未来的发展趋势和含高比例分布式光伏配电系统运行时亟需解决的关键问题。总结了国内外学者在配电系统优化运行控制策略、博弈论在电力系统中的应用和源网荷储互动运行促进分布式光伏消纳方面取得的成果，分析了含高比例分布式光伏配电系统优化运行的进一步研究方向，最后确定了本文的研究内容、研究思路和章节安排。

第2章基于冀北地区某10kV配电网实测数据对含高比例分布式光伏配电系统进行建模和运行状态分析。首先对OpenDSS配电网仿真平台进行介绍，对配电系统内分布式光伏、配电网、柔性负荷和储能系统等各组成部分数学模型及建模方法进行分析，利用OpenDSS&Matlab仿真软件搭建配电系统仿真平台。其次利用配电网运行实测数据和仿真结果研究含高比例分布式光伏配电网运行中面临的实

际问题。在此基础上，对配电系统源网荷储互动运行过程进行分析，建立能够实现源网荷储互动运行的能量管理系统。

第3章基于博弈论研究多利益主体共同参与下的配电系统光伏消纳电量交易策略，结果表明有电力市场参与的电量交易可以有效促进分布式光伏就地消纳。首先对配电系统内传统的集中式电量交易模式进行分析。随后提出了促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略，建立了由分布式光伏运营商与配电网运营商合作构成的售电合作商博弈模型和聚合了需求侧资源的负荷聚合商博弈模型，对博弈均衡解的存在性进行了证明，并且利用Shapley值法对合作商产生的收益进行二次分配。利用k-means聚类算法对实测的光伏发电数据进行聚类，获得几种典型的配电网功率返送场景。利用典型功率返送场景进行算例仿真，分析源网荷储互动电量交易策略对促进分布式光伏就地消纳的有效性。

第4章提出了促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略。首先定义配电网动态极限承载能力的概念，并且给出了求解配电网动态极限承载能力的数学模型和算法，赋予了配电网内需求响应资源时间特性和空间特性，为源网荷储互动运行中电量交易与有功/无功协调控制提供“桥梁”。随后提出了促进分布式光伏就地消纳的两阶段源网荷储互动运行框架，建立了适用于源网荷储互动运行的配电系统优化控制模型，给出了源网荷储互动运行策略求解算法，实现了配电系统内促进分布式光伏就地消纳的电量调度与有功/无功协调控制的有机统一。最后，基于改进的冀北地区某10kV配电系统进行算例分析，验证所提配电网动态极限承载能力的必要性和两阶段源网荷储互动运行策略的实用性。

第5章对全文内容进行总结，并对后续研究内容进行了展望。

本文研究内容的总体框架如图1-1所示。

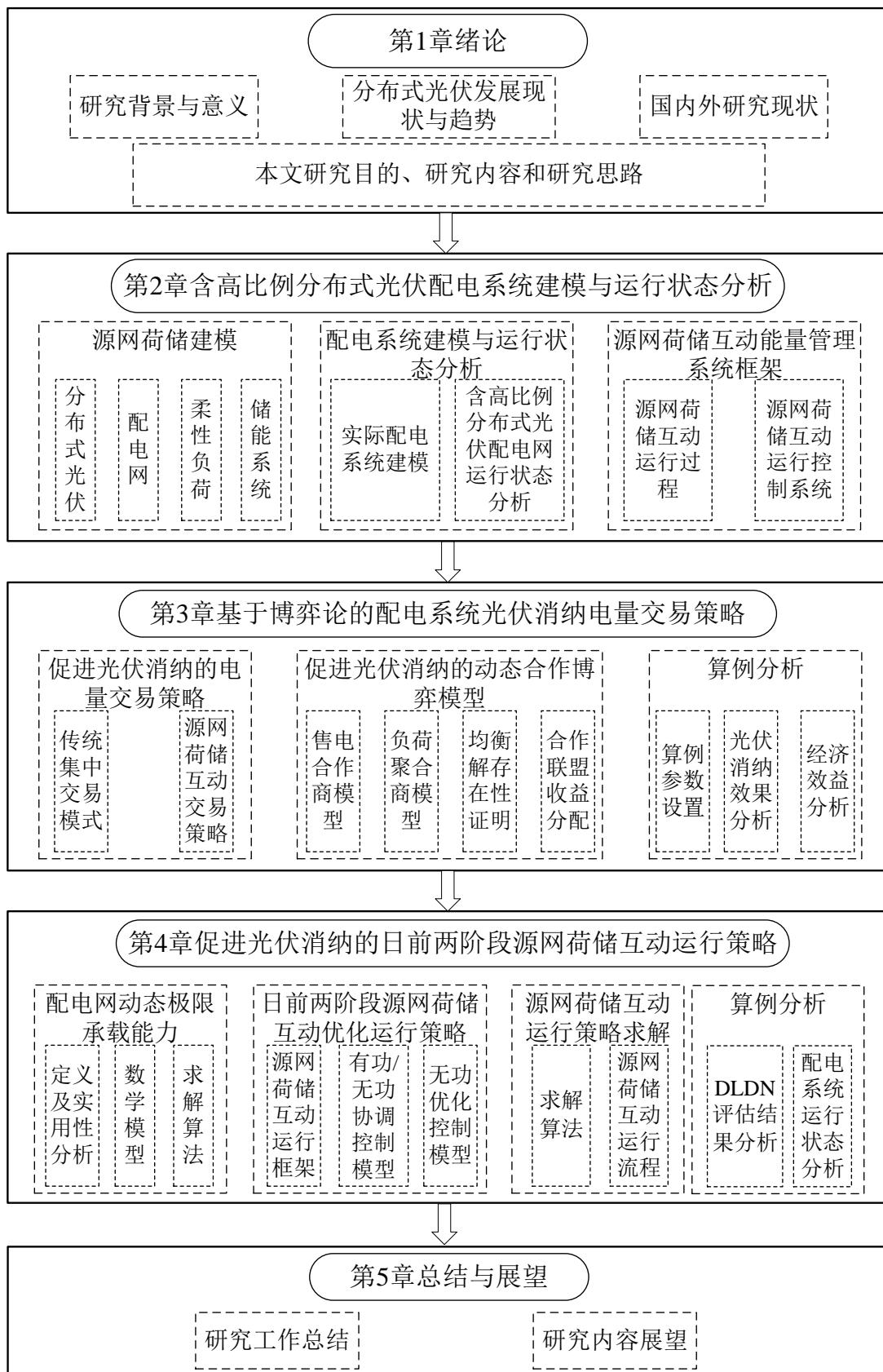


图 1-1 研究内容总体框架

Fig.1-1 The overall framework of research content

2 含高比例分布式光伏配电系统建模与运行状态分析

2.1 基于 OpenDSS 与 Matlab 的配电系统建模

2.1.1 OpenDSS 配电网仿真平台

The Open Distribution System Simulator(OpenDSS)是美国电力协会(Electric Power Research Institute, EPRI)研发的一个功能全面的配电系统仿真平台。OpenDSS 仿真平台能够支持基于有效值的配电网稳态分析用于配电网规划或配电网运行,为了适应电力系统未来的发展方向,OpenDSS 的功能还包括有分布式可再生能源发电分析、电能传送网络损耗分析、谐波分析等。为了支持不同的研究需求,OpenDSS 仿真平台可以进行不同时间尺度的仿真分析,包括有瞬时潮流计算模式(Snapshot)、全天潮流计算模式(Daily)和全年潮流计算模式(Yearly)等。并且,OpenDSS 仿真平台不仅可以独立得进行配电网仿真,还提供了组件对象模型(Component Object Model, COM)接口,通过 COM 接口可以实现利用 Matlab 等第三方软件调用 OpenDSS 仿真平台进行配电网优化运行等功能扩展^[64]。

OpenDSS 仿真平台中包含有输电线路、变压器、发电机、负荷等各类组成配电网的基础元件,各类元件通过节点相连接后构成完整的配电网结构,进一步通过设置仿真参数与模式实现配电网潮流仿真。利用 OpenDSS 仿真平台进行配电网建模通过程序语言实现,首先需要设计配电网结构和各类设备参数,在此基础上,可以在一个独立的 DSS 文件内实现某一类设备的建模后通过主程序调用此类设备,也可以直接在主程序中对各类设备建模,完成设备建模之后通过节点将不同的设备进行有序连接实现配电网结构的搭建,之后根据仿真需要对光伏、负荷、储能等需要设置控制参数的设备赋予仿真参数,最后设置仿真模式和需要输出的仿真结果。利用 OpenDSS 仿真平台进行配电网仿真框架如图 2-1 所示。

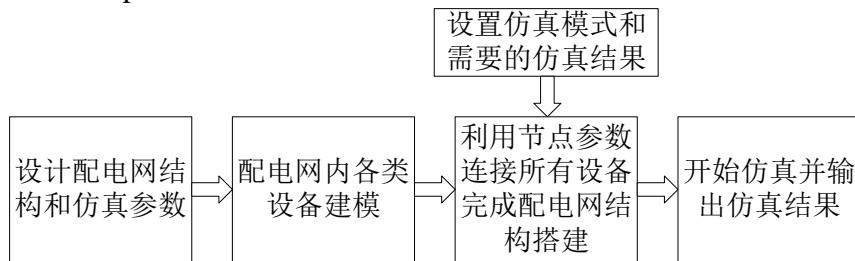


图 2-1 基于 OpenDSS 仿真平台的配电网仿真框架

Fig.2-1 Distribution network simulation framework based on OpenDSS simulation platform

基于上述功能和仿真流程, OpenDSS 可以完全仿真出实际配电网运行状态,

被国内外众多学者应用于配电网规划、配电网优化运行和分布式可再生能源发电分析等研究领域^{[65]-[68]}。

2.1.2 分布式光伏发电系统

随着分布式光伏在配电网中的渗透率不断提高，光伏发电对配电网的影响也逐渐增大，为了对含高比例分布式光伏配电系统展开一系列研究，必须要能够对光伏发电系统进行研究和准确建模。光伏发电系统主要由光伏发电板、逆变器和逆变器控制单元等部分组成，光伏发电板通过串并联可以构成光伏发电阵列，光伏发电阵列发出直流电接入光伏逆变器，光伏逆变器在逆变器控制单元的作用下将直流电转变为能够进行并网的交流电，光伏逆变器输出的电能经过滤波器后减少谐波污染，最后经过升压电路达到并网条件后并入电网。光伏发电并网过程中需要通过最大功率点跟踪 (Maximum Power Point Tracking, MPPT) 来维持光伏发电阵列持续工作在最大功率输出状态^[69]。典型的光伏发电系统结构如图 2-2 所示。

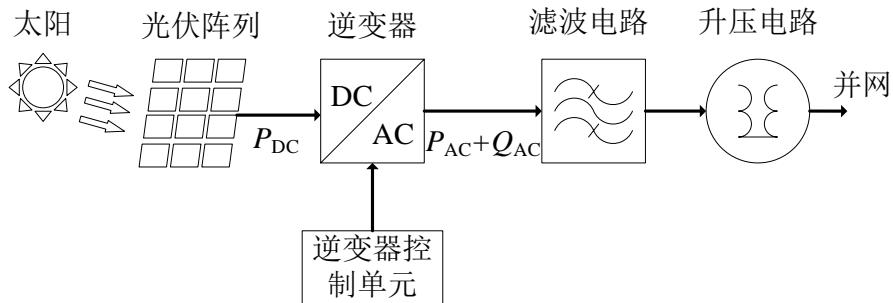


图 2-2 典型光伏发电系统结构

Fig.2-2 Typical photovoltaic power generation system structure

在 OpenDSS 配电网仿真平台中，光伏阵列输出直流功率 P_{DC} 的数学模型为：

$$P_{DC} = P_{mpp} I_{irr} C_{PT}(T) \quad (2-1)$$

P_{mpp} 为光伏阵列在特定温度下光照强度为 1kW/m^2 时能够发出的最大额定功率，在 OpenDSS 仿真平台中，可以根据光伏系统装机容量设置 P_{mpp} 参数。

I_{irr} 为光照强度，光伏阵列的发电原理是光生伏特效应(Photovoltaic Effect)，因此光伏阵列的输出电流与光照强度密切相关。当环境温度稳定时，光伏阵列输出电流与光照强度呈正相关，而输出电压变化不大，导致光伏阵列输出的功率与光照强度呈现明显正相关关系。

T 为环境温度，光伏阵列输出电压受到环境温度的影响较大。当光照强度稳定时，光伏阵列输出电压与环境温度呈负相关，而输出电流变化不大，导致光伏阵列输出的功率与环境温度呈现负相关关系。在 OpenDSS 仿真平台中，研究人员通过设置校正因子曲线 C_{PT} 来表示环境温度对光伏阵列额定功率的矫正特性， C_{PT} 特

性示意图如图 2-3 所示。

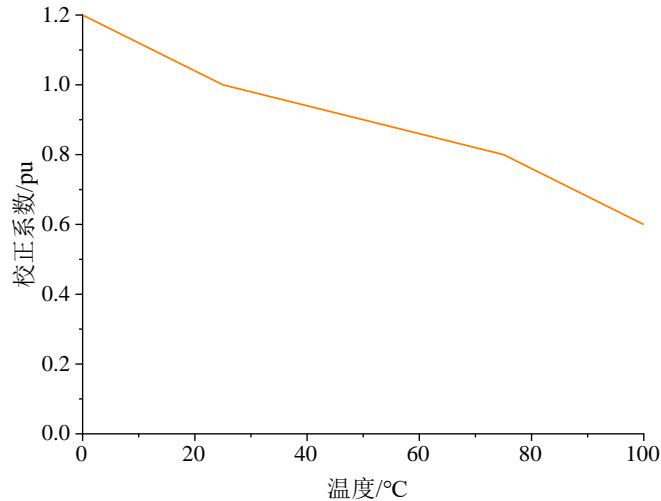


图 2-3 环境温度对光伏阵列额定功率的矫正特性

Fig.2-3 Correction characteristics of ambient temperature on rated power of photovoltaic array

在 OpenDSS 配电网仿真平台中，研究人员可以直接调用已经集成的逆变器模块，仅需通过设置逆变器容量、工作效率等运行参数来完成调用，不需要设计复杂的控制系统。光伏逆变器输出有功功率 P_{AC} 的数学模型为：

$$P_{AC} = P_{DC} E_{ff} \quad (2-2)$$

E_{ff} 为逆变器的工作效率，逆变器工作效率与光伏阵列发电功率 P_{DC} 和逆变器容量的比值呈正相关。在 OpenDSS 仿真软件中，研究人员设置 E_{ff} 特性示意图如图 2-4 所示。

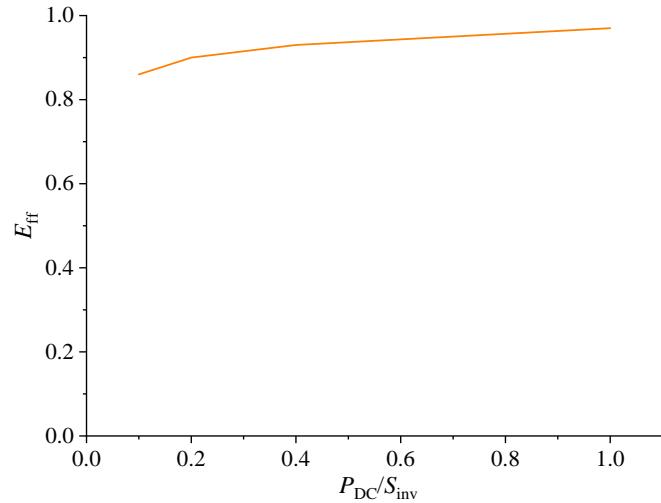


图 2-4 光伏逆变器工作效率特性

Fig.2-4 Efficiency characteristics of photovoltaic inverter

为了适应不同的研究需求，OpenDSS 仿真平台内的逆变器模块包含有两种工作模式，第一种工作模式为输出恒定无功功率，在这种工作模式下，逆变器会优先输出设定的无功功率；第二种工作模式为恒定功率因数，在这种工作模式下，

逆变器会优先根据研究人员设定的功率因数输出无功功率。光伏逆变器无功功率输出受到的约束为：

$$Q_{AC,max} = \pm \sqrt{S_{inv}^2 - P_{AC}^2} \quad (2-3)$$

式中， $Q_{AC,max}$ 为光伏逆变器可以输出的最大无功功率； S_{inv} 为光伏逆变器的容量。光伏逆变器容量一般比额定有功功率容量增加 0%~10%，因此光伏逆变器具有较强的无功功率调节能力，能够参与优化配电系统运行状态。

2.1.3 配电网无功补偿系统

电力系统运行过程中不仅需要保证有功功率供需平衡，还需要维持系统无功功率的平衡。配电网中大部分负荷都是消耗感性无功功率的感性负荷，无功功率在电力网络中传输会产生网络损耗和电压损耗，影响电网运行的经济性和电能质量。因此，在配电网内设置一定数量的无功电源对电网运行过程中所需要的无功功率进行就地补偿可以优化电网的无功功率分布、减少无功功率传输过程中产生的网络损耗和电压损耗、改善电能质量、提高电网运行的安全稳定性^[70]。配电网中常用的无功功率补偿装置有电容器组 (Capacitor Bank, CB) 和静止无功补偿器 (Static Var Compensator, SVC)。

(1) 电容器组 (CB)

电容器组由多个电容器串并联构成，只能向电力系统提供感性无功功率，在使用过程中可以分组投入或切除，不能进行连续调节。电容器组装机容量灵活可调，可以在固定位置集中使用，也可以进行分散装设，并且投资成本低、安装维护便捷，在配电网中被广泛应用。电容器组输出无功功率与接入位置的电压和投入电容器的容抗相关。电容器组输出无功功率数学模型为：

$$Q_{CB} = \frac{U_{CB}^2}{X_{CB}} \quad (2-4)$$

$$X_{CB} = \frac{1}{\omega C_{CB}} \quad (2-5)$$

式中， Q_{CB} 为电容器组输出的感性无功功率大小； U_{CB} 为电容器组接入位置的电压； X_{CB} 为电容器组的容抗； ω 为电力系统工作频率； C_{CB} 为电容器组投入的电容值。

(2) 静止无功补偿器 (SVC)

静止无功补偿器 (SVC) 是由电容器和可控硅控制的可调电抗器并联构成，通过可控硅控制可以实现连续调整电抗器吸收的感性无功功率，实现整个装置连续得改变无功功率大小和方向。含高比例分布式光伏配电网中存在较为严重功率返

送、电压越限等问题，需要配置能够连续控制的无功补偿装置。静止无功补偿器不含旋转元件、运行可靠性高、运行维护方便，在含高比例分布式光伏配电网中配置较为合理^[71]。静止无功补偿器工作原理如图 2-5 所示。

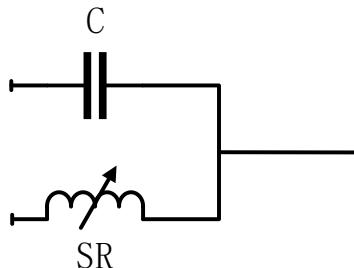


图 2-5 静止无功补偿器工作原理

Fig.2-5 Working principle of static var compensator

2.1.4 需求侧柔性负荷

电力系统传统的调度模式为“源随荷动”，通过调节发电侧跟随负荷变动的控制方式维持系统内部供需平衡。随着分布式可再生能源在配电网中的渗透率逐渐增加，由于可再生能源发电具有强烈的随机性和波动性，电网逐渐变成了具有“源荷双侧随机性”特点的复杂系统，传统的“源随荷动”控制方案已无法应对目前的复杂场景^[72]。需求响应(Demand Response, DR)技术为解决具有“源荷双侧随机性”特点配电系统面临的功率返送、电压越限等问题提供了新的思路。需求响应主要是指电力用户、系统运营商等需求侧主体根据电力价格或者其他激励措施调整自身的用电行为，响应系统的调整需求。传统需求响应技术主要应用于存在电力供应不足现象的电力系统中，通过在用电高峰时段削减电力用户用电需求达到削峰填谷的目的。

含高比例分布式光伏配电系统所面临的场景与传统电网面对的场景相反，由于光伏发电量一般在中午时段达到最高峰，导致电量供需平衡关系由传统的“供小于求”转变为“供大于求”，需求响应的作用也由传统的削峰填谷转变为促进可再生能源就地消纳。根据冀北某 10kV 配电网运行数据，本文选取空调(Air Conditioning)、电动汽车(Electric Vehicle)、电热水器(Electric Water Heater)和大型冷库(Large Cold Storage)作为参与源网荷储互动的需求侧资源，对四类需求侧资源分别进行建模。

(1) 空调

空调负荷是配电系统中广泛存在的温控型柔性负荷，夏季光伏发电量与空调负荷的使用情况有明显相关性，空调负荷对于促进分布式光伏就地消纳可以起到

十分重要的作用。空调负荷模型不仅与自身的物理特性相关，还受到环境温度、房屋面积和湿度等因素的影响。因此，空调负荷建模时要考虑描述空调本身耗电功率与制冷(热)量关系的电热转化方程和描述室内温度与空调制冷(热)量关系的房屋建筑热力学模型。本文重点在于研究源网荷储互动运行策略，对于如何实现柔性负荷精准控制要求较低，因此，本文选用计算简单、快捷的一阶等效热参数(Equivalent Thermal Parameters, ETP)空调模型开展研究^[73]。空调一阶等效热参数模型如图 2-6 所示。

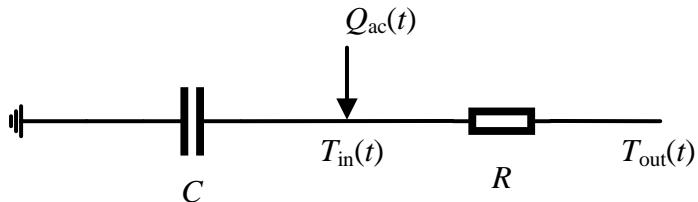


图 2-6 空调一阶等效热参数模型

Fig.2-6 Air conditioning first-order equivalent thermal parameter model

其中， $T_{in}(t)$ 和 $T_{out}(t)$ 分别为 t 时刻的室内温度和室外温度，单位均为°C； R 为等效热阻，单位为°C/W； C 为等效热容，单位为 J/°C； $Q_{ac}(t)$ 为 t 时刻空调的制冷/制热量。

空调一阶等效热参数数学模型为：

$$T_{in}(t+1) = T_{out}(t+1) - \eta_{ac} P_{ac}(t)R - (T_{out}(t+1) - \eta_{ac} P_{ac}(t)R - T_{in}(t))e^{-\Delta t/RC} \quad (2-6)$$

式中， η_{ac} 为空调的能效比； $P_{ac}(t)$ 为 t 时刻空调消耗的功率； Δt 为时间间隔，配电网调度时间间隔为 15min，因此，本文设置 Δt 为 15min。

人体处于一定的温度范围内均具有较高的舒适度，因此空调耗电功率具有相应的调节潜力，基于空调一阶等效热参数模型可以实现空调耗电功率可调节潜力评估和运行状态控制。空调负荷参与分布式光伏消纳的潜力评估和控制方法参考文献[74]所述。

(2) 电热水器

电热水器具有较强的保温能力，在分布式光伏发电量过剩时段将储存的热水进行升温可以减少后续电能消耗，具有与储能系统类似的在时间尺度上转移电能的能力，能够有效促进分布式光伏就地消纳。电热水器的用电功率与用户设定温度、当前时刻热水器内部温度、热水器出(注)水量、入水口注入热水器的水温等因素相关。热水器内部水温具有一定的可调节范围，因此热水器用电功率具有一定的调节潜力^[75]。设定一个电热水器内部水温允许可调范围为 $T_{w,min} \sim T_{w,max}$ ，当电热水器内部水温降至 $T_{w,min}$ 时，电热水器处于通电加热状态；当电热水器内部水温升至 $T_{w,max}$ 时，电热水器处于断电保温状态；当电热水器内部水温处于 $T_{w,min}$ 和 $T_{w,max}$ 之间时，可以根据需要对电热水器是否加热进行控制。因此，电热水器用电功率数

学模型为：

$$P_w(t) = \begin{cases} 0 & T_w(t) \geq T_{w,\max} \\ P_{w,N} & T_w(t) \leq T_{w,\min} \\ S_w(t)P_{w,N} & T_{w,\min} < T_w(t) < T_{w,\max} \end{cases} \quad (2-7)$$

式中， $P_w(t)$ 为 t 时刻电热水器的用电功率； $T_w(t)$ 为 t 时刻电热水器内部水温； $P_{w,N}$ 为电热水器的额定功率； $S_w(t)$ 为 0-1 开关变量，决定电热水器的工作状态。

电热水器内部水温变化数学模型为：

$$T_w(t+1) = \frac{T_w(t)(V_w - r_w(t)\Delta t)}{V_w} + \frac{T_{w,in}r_w(t)\Delta t}{V_w} + \eta_w P_w(t) - v_w \quad (2-8)$$

式中， V_w 为电热水器内部容积，单位为 gal； $r_w(t)$ 为 t 时刻电热水器的水流速度，单位为 gal/min； η_w 为电热水器的加热温度系数，即单位时间内电热水器消耗单位功率电能可以使水温升高值，单位为 °C/kW； $T_{w,in}$ 为热水器注入水的水温，单位为 °C； v_w 为单位时间内电热水器水温的自然降低速度，与环境温度、热水器保温能力等因素相关。

(3) 电动汽车

近年来，随着汽车行业的变革，电动汽车发展十分迅速，据公安部统计，截至 2022 年底，我国新能源汽车数量已经达到 1310 万辆，其中纯电动车数量达到 1045 万辆。根据我国《新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年)》，到 2035 年，纯电动汽车将会成为我国销售车辆的主流，新能源汽车数量将迎来大幅增长^[76]。电动汽车充电时停车时间往往稍长于充电所需要的基本时间，因此，可以在停车时间内对电动汽车充电过程进行调控^[77]，利用电动汽车消纳分布式光伏可以极大程度上减少碳排放，并且对维护电网安全运行、提高电能质量等均具有积极效果。本文为了降低调度成本、提高充电效率，对电动汽车充电过程进行控制时设定电动汽车只能以额定不变功率进行充电，并且电动汽车不具备向外放电能力。

电动汽车充电功率受到额定充电功率、电动汽车是否接入充电桩和充电控制策略共同决定，充电功率数学模型为：

$$P_{ev}(t) = P_{ev,N}L_{ev}(t)S_{ev}(t) \quad (2-9)$$

$$SOC_{ev}(t+1) = SOC_{ev}(t) + \frac{P_{ev}(t)\Delta t}{E_{ev}}\eta_{ev} \quad (2-10)$$

式中， $P_{ev}(t)$ 为电动汽车 t 时刻的充电功率，单位为 kW； $P_{ev,N}$ 为电动汽车额定充电功率，单位为 kW； $L_{ev}(t)$ 为 0-1 变量，表示电动汽车 t 时刻的是否接入充电桩； $S_{ev}(t)$ 为 0-1 变量，表示电动汽车 t 时刻的充电控制策略。当电动汽车预计剩余充电时间仅能完成最低充电需求时，保证电动汽车持续充电直至达到充电需求；当电动汽车预计剩余充电时间能够超额完成最低充电需求时，可以对充电策略进行控

制。 $SOC_{ev}(t)$ 为电动汽车 t 时刻的荷电状态； E_{ev} 为电动汽车的电池容量，单位为 kWh； η_{ev} 为电动汽车充电效率。

(4) 大型冷库

需求侧资源除了包含有空调、电动汽车、电热水器等家用型柔性负荷，还包含商用型和工业型等大型柔性负荷，大型柔性负荷数量少、用电需求明确，对大型柔性负荷控制更加便捷。随着我国冷链物流行业的快速发展，用于储存各类生鲜的大型冷库数量在逐渐增加。按照控制温度对冷库种类进行划分可以分为冷冻冷库、低温冷库、中温冷库和高温冷库，不同温度级别的冷库具备不同的功能。例如，低温冷库的温度范围一般控制在-20℃到-10℃，用于水产、禽肉类食品的冷藏；高温冷库的温度范围一般控制在-5℃到 5℃，用于水果蔬菜类物品保鲜^[78]。冷库耗电量大，运行温度具有一定的调节范围，并且具有较强的保温能力，参与促进分布式光伏消纳能够降低运行成本。大型冷库制冷过程与空调制冷过程类似，为简化仿真模型，本文利用一阶等效热参数模型实现对大型冷库制冷过程仿真。

2.1.5 储能系统

储能系统(Energy Storage System, ESS)能够灵活得进行充放电模式切换，能够实现能量在时间和空间上的转移，在含高比例分布式光伏配电网中对于应对可再生能源波动、促进可再生能源就地消纳、维护电网安全稳定和提高电能质量均能起到至关重要的作用。为了推动储能行业发展，国家发展改革委等部门印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，方案中指出新型储能是建设以新能源为主体新型电力系统的重要技术，要推进源网荷储一体化协同发展，推动新型储能与新能源协同优化运行^[79]。储能系统由变流器、控制开关、蓄电池等元件组成，典型的储能系统结构如图 2-7 所示。

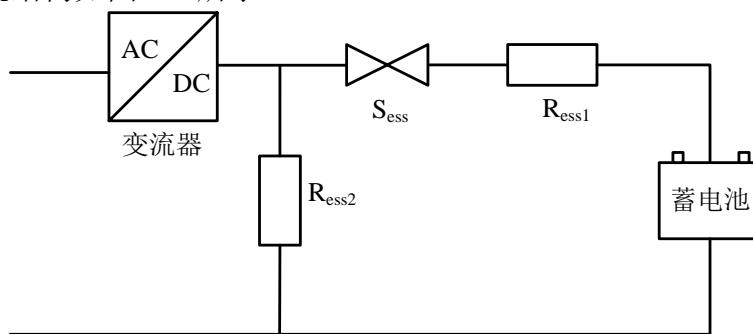


图 2-7 典型储能系统结构

Fig.2-7 Typical energy storage system structure

图中，变换器可以实现电能交流和直流之间的双向变换； S_{ess} 表示控制开关，可以实现储能系统充电、放电和不工作三种状态的切换； R_{ess1} 表示储能系统充/放

电过程产生的损耗； R_{ess2} 表示储能系统不工作时产生的自然损耗，储能系统自然损耗一般较小。

通过对变流器进行控制可以将储能系统有功和无功功率解耦，实现储能系统四象限快速调节^[80]。在含高比例分布式光伏配电系统中，储能系统四象限快速调节能力对于有功功率供需平衡和电能质量提升均能起到重要作用。储能系统四象限快速调节能力如图 2-8 所示。

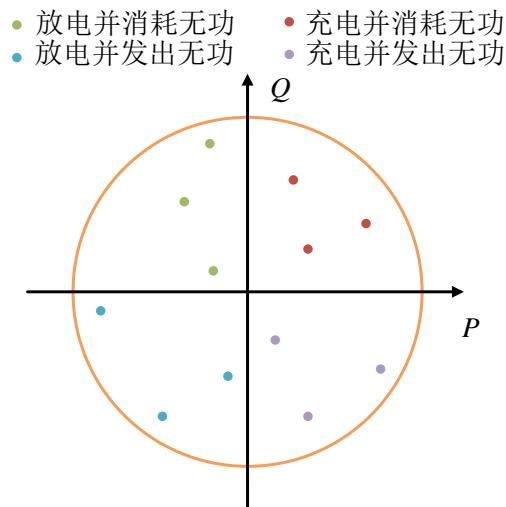


图 2-8 储能系统四象限快速调节能力示意图

Fig.2-8 Energy storage system four quadrant fast adjustment capability diagram

储能系统数学模型为：

$$-P_{dis}^{\max} \leq P_{ess}(t) \leq P_{ch}^{\max} \quad (2-11)$$

$$\begin{cases} SOC_{ess}(t+1) = SOC_{ess}(t) + \frac{P_{ess}(t)\eta_{ess,ch}\Delta t}{E_{ess}} & P_{ess}(t) > 0 \\ SOC_{ess}(t+1) = SOC_{ess}(t) + \frac{P_{ess}(t)\Delta t}{\eta_{ess,dis}E_{ess}} & P_{ess}(t) < 0 \end{cases} \quad (2-12)$$

$$SOC_{ess}^{\min} \leq SOC_{ess} \leq SOC_{ess}^{\max} \quad (2-13)$$

$$(P_{ess})^2 + (Q_{ess})^2 \leq (S_{ess}^{\max})^2 \quad (2-14)$$

$$Q_{ess}^{\min} \leq Q_{ess} \leq Q_{ess}^{\max} \quad (2-15)$$

式中， $SOC_{ess}(t)$ 为 t 时刻储能系统的荷电状态； $P_{ess}(t)$ 为 t 时刻储能系统的充/放电功率； E_{ess} 为储能系统容量； $\eta_{ess,ch}$ 为储能系统的充电效率； $\eta_{ess,dis}$ 为储能系统的放电效率； SOC_{ess}^{\min} 、 SOC_{ess}^{\max} 为储能系统允许的最低、最高荷电状态； Q_{ess} 为储能系统输出的无功功率； S_{ess}^{\max} 为储能系统逆变器容量； Q_{ess}^{\min} 、 Q_{ess}^{\max} 为储能系统无功功率最小值和最大值。

2.2 含高比例分布式光伏配电系统运行状态分析

2.2.1 含高比例分布式光伏配电系统建模

本文在华北电力科学研究院“源网荷储互动对分布式光伏消纳能力提升效果研究”研究课题的支撑下，基于冀北地区某 10kV 配电网实际运行数据，开展配电网建模研究。配电网整体结构如图 2-9 所示。

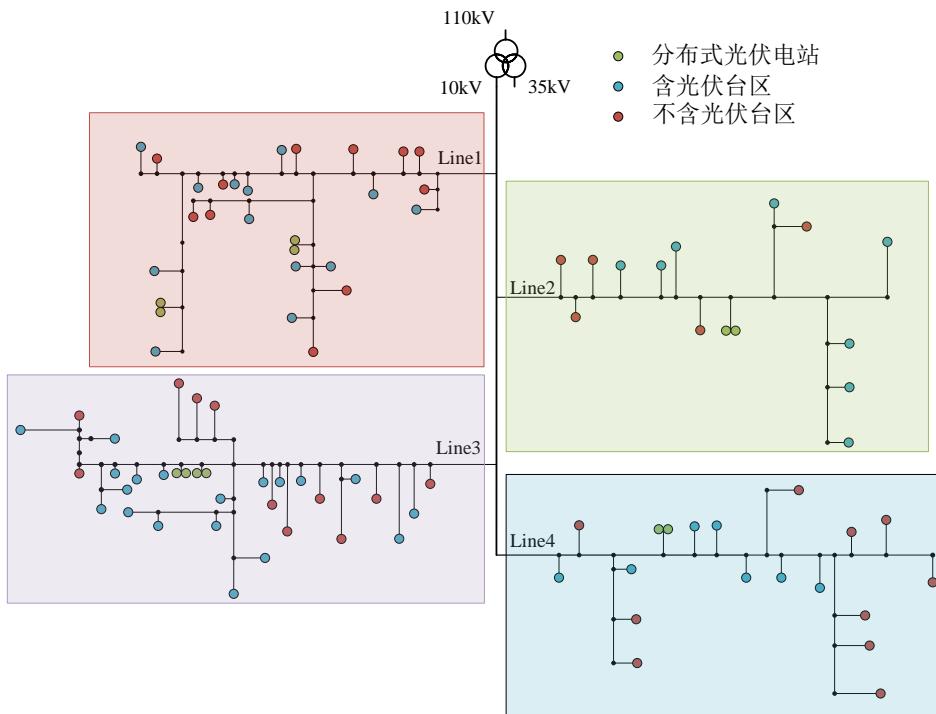


图 2-9 冀北地区某 10kV 配电网结构

Fig.2-9 The 10 kV distribution network structure in northern Hebei

该配电网有 4 条配电线路，内部包含有 12 个分布式光伏电站、83 个电力用户台区，配电网全年用电功率峰值为 6312kW。45 个电力用户台区安装有分布式光伏，分布式光伏装机总量达到了 8624kW，基于文献[81]对分布式光伏渗透率的定义，该配电网光伏装机渗透率超过了 120%。

线路 Line 1 内各台区分布情况如图 2-10 所示，该条配电线路包含有 4 个分布式光伏电站，24 个电力用户台区，其中 12 个电力用户台区安装有分布式光伏，分布式光伏装机总量达到了 2304kW。

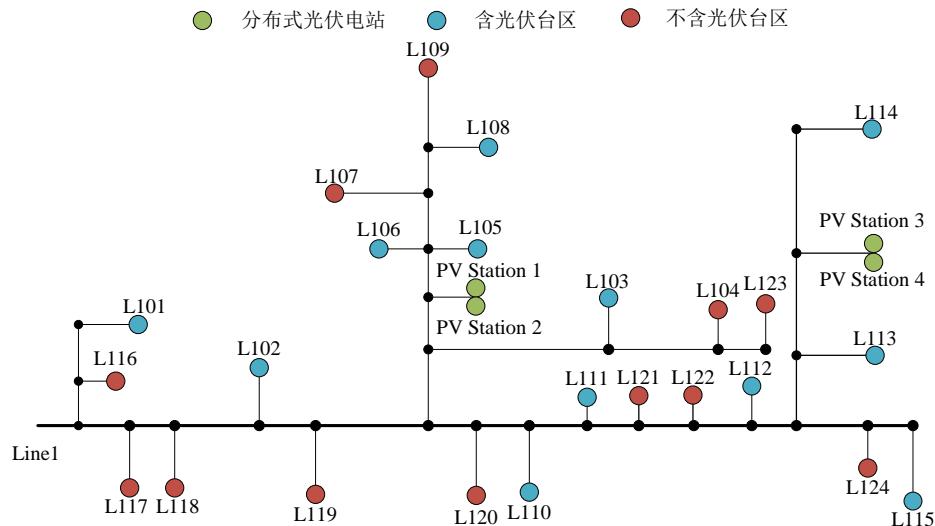


图 2-10 线路 Line 1 内各台区分布情况

Fig.2-10 The distribution of each station area in Line 1

线路 Line 1 内各台区变压器容量及分布式光伏装机量等参数如表 2-1 所示。

表 2-1 线路 Line 1 内各台区参数

Tab.2-1 Parameters of stations in Line 1

台变名称	台变容量/kVA	光伏装机量/kW	最大负荷/kW	空调数量	电热水器数量	电动汽车充电桩数量	大型冷库数量
L101	150	20	96.73	113	11	0	0
L102	400	20	228.53	126	12	45	0
L103	100	20	53.24	67	13	0	0
L104	100	0	61.39	88	17	0	0
L105	100	40	61.03	78	17	0	0
L106	600	200	300.13	80	11	70	0
L107	150	0	85.40	122	28	0	0
L108	100	60	65.13	95	10	0	0
L109	100	0	65.71	80	16	0	0
L110	100	70	136.58	74	14	0	0
L111	200	154	90.97	76	13	0	0
L112	200	190	244.64	71	14	45	0
L113	400	190	92.55	116	13	0	0
L114	200	100	208.58	120	23	0	1
L115	200	40	83.54	113	24	0	0
L116	100	0	70.24	105	23	0	0
L117	50	0	11.62	95	13	0	0
L118	50	0	11.62	67	11	0	0
L119	50	0	11.62	113	11	0	0
L120	50	0	11.62	126	12	0	0
L121	200	0	67.55	67	13	0	0
L122	200	0	11.62	88	17	0	0
L123	200	0	119.57	78	17	0	0
L124	80	0	15.00	0	0	0	0
PV Station 1	400	400	0	0	0	0	0
PV Station 2	200	200	0	0	0	0	0
PV Station 3	400	400	0	0	0	0	0
PV Station 4	200	200	0	0	0	0	0

线路 Line 2 内各台区分布情况如图 2-11 所示，该条配电线路包含有 2 个分布式光伏电站，13 个电力用户台区，其中 8 个电力用户台区安装有分布式光伏，分布式光伏装机总量达到了 1305kW。

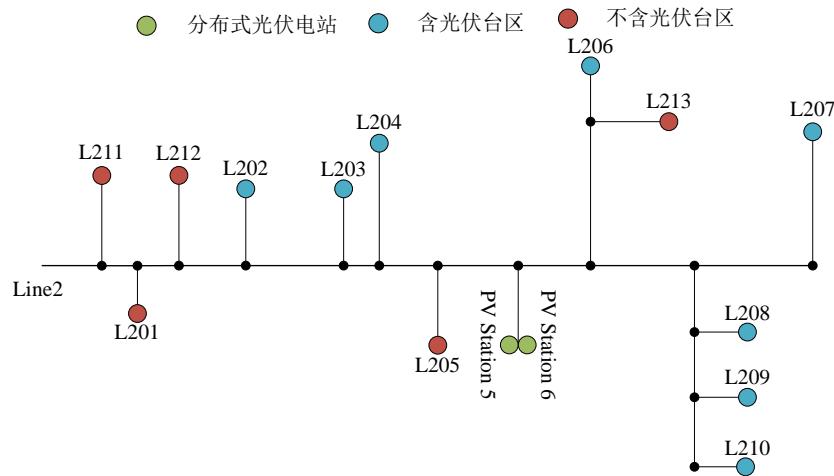


图 2-11 线路 Line 2 内各台区分布情况

Fig.2-11 The distribution of each station area in Line 2

线路 Line 2 内各台区变压器容量及分布式光伏装机量等参数如表 2-2 所示。

表 2-2 线路 Line 2 内各台区参数

Tab.2-2 Parameters of stations in Line 2

台变名称	台变容量/kVA	光伏装机量/kW	最大负荷/kW	空调数量	电热水器数量	电动汽车充电桩数量	大型冷库数量
L201	200	0	123.83	126	20	0	0
L202	100	50	74.73	124	17	0	0
L203	400	150	265.84	101	16	50	0
L204	100	250	87.20	95	22	0	0
L205	100	0	75.31	120	18	0	0
L206	100	50	62.39	90	14	0	0
L207	100	80	80.30	109	24	0	0
L208	400	50	215.15	74	15	45	0
L209	100	25	64.36	92	16	0	0
L210	100	50	87.28	124	22	0	0
L211	160	0	80.77	76	10	0	0
L212	30	0	20.02	126	20	0	0
L213	100	0	51.39	124	17	0	0
PV Station 5	400	400	0	0	0	0	0
PV Station 6	200	200	0	0	0	0	0

线路 Line 3 内各台区分布情况如图 2-12 所示，该条配电线路包含有 4 个分布式光伏电站，30 个电力用户台区，其中 19 个电力用户台区安装有分布式光伏，分布式光伏装机总量达到了 3265kW。

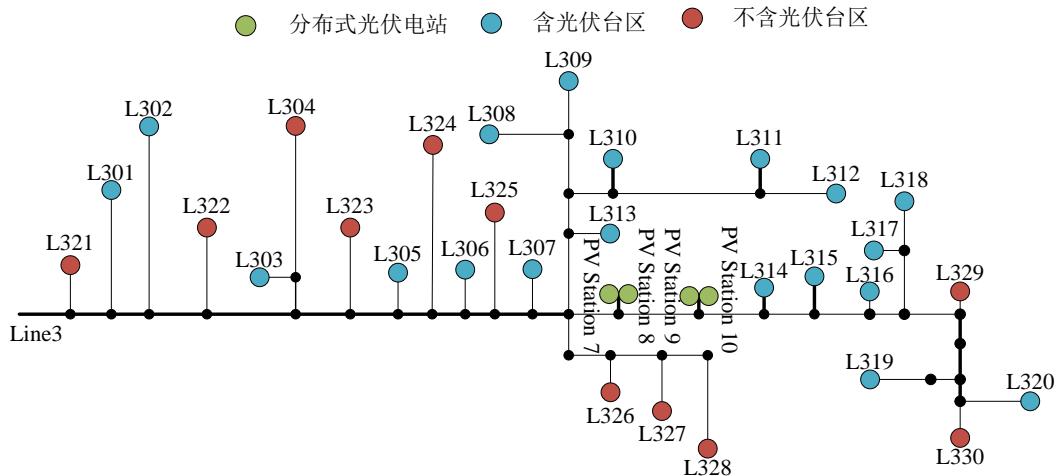


图 2-12 线路 Line 3 内各台区分布情况

Fig.2-12 The distribution of each station area in Line 3

线路 Line 3 内各台区变压器容量及分布式光伏装机量等参数如表 2-3 所示。

表 2-3 线路 Line 3 内各台区参数

Tab.2-3 Parameters of stations in Line 3

台变名称	台变容量/kVA	光伏装机量/kW	最大负荷/kW	空调数量	电热水器数量	电动汽车充电桩数量	大型冷库数量
L301	100	140	67.68	78	11	0	0
L302	100	70	58.11	78	14	0	0
L303	500	70	226.20	111	15	50	0
L304	100	0	69.98	107	18	0	0
L305	100	140	59.50	63	11	0	0
L306	100	110	85.41	126	14	0	0
L307	100	100	52.03	65	15	0	0
L308	100	70	55.97	88	10	0	0
L309	200	250	73.20	80	14	0	0
L310	300	70	174.03	86	13	30	0
L311	100	110	72.06	97	14	0	0
L312	100	110	60.09	76	11	0	0
L313	100	200	70.16	82	11	0	0
L314	100	110	60.10	78	12	0	0
L315	300	30	173.44	103	14	30	0
L316	200	200	85.42	109	25	0	0
L317	200	35	83.46	118	27	0	0
L318	200	105	77.04	116	16	0	0
L319	200	110	74.60	90	15	0	0
L320	100	35	64.48	82	18	0	0
L321	500	0	237.41	90	14	0	0
L322	30	0	16.06	109	14	0	0
L323	30	0	16.06	95	16	0	0
L324	630	0	290.19	71	16	0	0
L325	50	0	23.43	78	11	0	0
L326	315	0	121.14	78	14	0	0
L327	250	0	145.13	111	15	0	0
L328	250	0	97.17	107	18	0	0
L329	80	0	34.50	63	11	0	0
L330	100	0	109.16	126	14	0	0
PV Station 7	400	400	0	0	0	0	0

PV Station 8	200	200	0	0	0	0
PV Station 9	400	400	0	0	0	0
PV Station 10	200	200	0	0	0	0

线路 Line 4 内各台区分布情况如图 2-13 所示，该条配电线路包含有 2 个分布式光伏电站，16 个电力用户台区，其中 6 个电力用户台区安装有分布式光伏，分布式光伏装机总量达到了 1750kW。

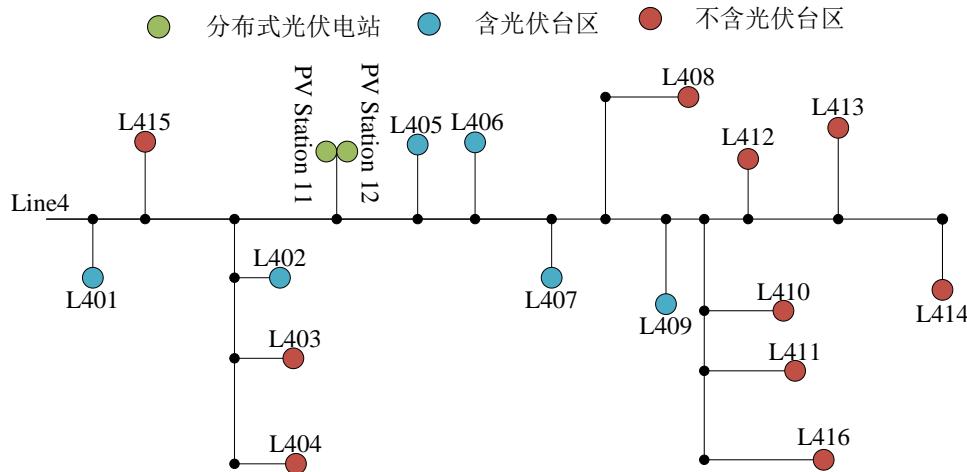


图 2-13 线路 Line 4 内各台区分布情况

Fig.2-13 The distribution of each station area in Line 4

线路 Line 4 内各台区变压器容量及分布式光伏装机量等参数如表 2-4 所示。

表 2-4 线路 Line 4 内各台区参数

Tab.2-4 Parameters of stations in Line 4

台变名称	台变容量/kVA	光伏装机量/kW	最大负荷/kW	空调数量	电热水器数量	电动汽车充电桩数量	大型冷库数量
L401	200	100	84.10	118	20	0	0
L402	600	150	316.96	90	20	70	0
L403	100	0	62.83	111	10	0	0
L404	100	0	53.78	78	15	0	0
L405	200	250	112.27	97	14	0	0
L406	100	100	62.30	92	15	0	0
L407	200	150	112.56	105	15	0	0
L408	100	0	69.87	107	19	0	0
L409	400	400	245.17	105	18	50	0
L410	100	0	63.84	74	12	0	0
L411	100	0	54.82	88	10	0	0
L412	200	0	48.70	74	11	0	0
L413	100	0	43.54	67	11	0	0
L414	100	0	46.55	65	15	0	0
L415	200	0	86.58	122	27	0	0
L416	125	0	63.94	92	10	0	0
PV Station 11	400	400	0	0	0	0	0
PV Station 12	200	200	0	0	0	0	0

该冀北地区 10kV 配电网是一个典型的含高比例分布式光伏配电网，该配电网面临的功率返送等问题具有一定的代表性，本文基于此 10kV 配电网开展研究，力求能够为解决含高比例分布式光伏配电网面临的普遍性问题做出一份贡献。

2.2.2 高比例分布式光伏对配电系统运行状态的影响

本文对冀北地区某 10kV 配电网实际运行数据进行分析，并且利用 OpenDSS 配电网仿真平台对该配电网进行建模。配电网实际运行数据和仿真结果表明该配电网面临严重的功率返送、电压越限等问题。

(1) 功率返送

本文所研究配电网全年用电功率峰值为 6312kW，分布式光伏装机总量达到 8624kW，分布式光伏渗透率超过了 120%，配电网内 PV Station 1 分布式光伏电站全年发电情况如图 2-14 所示。

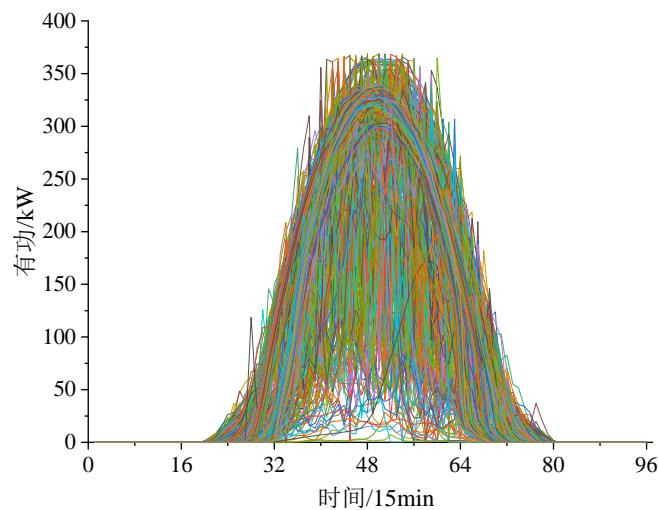


图 2-14 分布式光伏电站全年发电情况

Fig.2-14 Annual power generation of distributed photovoltaic power plants

由于外界环境因素影响，分布式光伏发电呈现中午时段发电量大，早晚时段发电量小的特点，且具有较强的波动性。配电网内环境因素相差不大，分布式光伏会同时出现发电高峰，导致配电网无法消纳光伏发电，造成功率返送。

目前，我国最为常见的电能交易方式仍是电力用户直接从配电网运营商购买电能，为应对传统电力系统存在的供需不平衡问题，配电网运营商通常采用分时电价政策实现削峰填谷，从而降低运行成本。冀北地区夏季分时电价政策如图 2-15 所示^[82]。传统分时电价的制定原则是电力负荷在中午时段用电量超过了电网的承受能力，需要对负荷进行削减。因此，传统分时电价一般是中午时段价格高、晚上时段价格低。然而，对于含高比例分布式光伏配电网，中午时段电能最为过剩，电价在此阶段较高，导致电力用户用电欲望降低，加剧了功率返送现象。

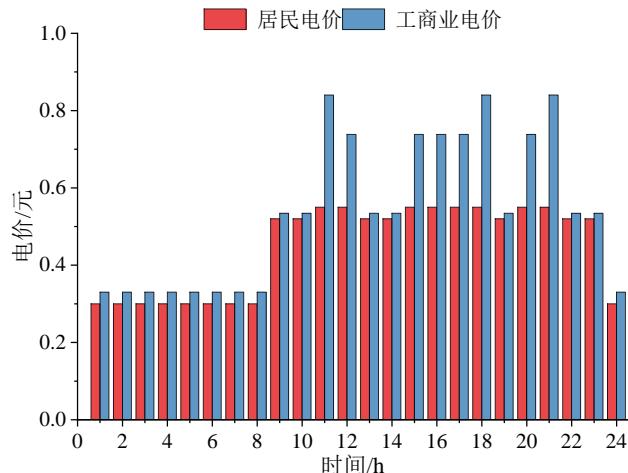


图 2-15 冀北地区夏季分时电价政策

Fig.2-15 Summer time-of-use electricity price policy in northern Hebei

本文所研究配电网内功率返送典型场景如图 2-16 所示。

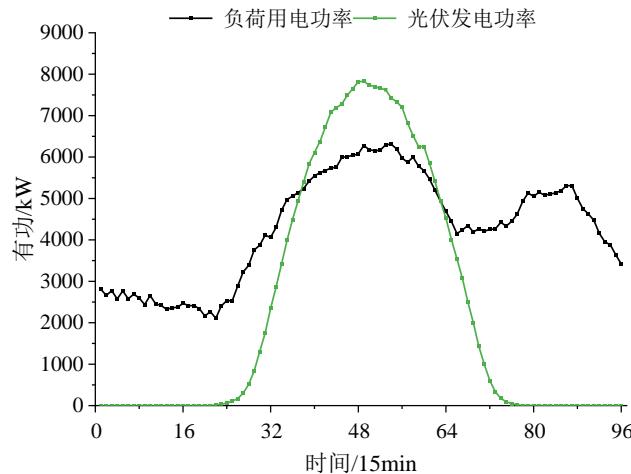


图 2-16 功率返送典型场景

Fig.2-16 Typical scenario of power return

从上午 9 点 30 分一直到下午 15 点 30 分，配电网持续向上级电网返送电量，最大返送功率达到了 1582kW，全天返送电量达到了 5459kWh。配电网向上级电网返送电量会改变电网潮流，影响电力系统安全，损害电网运行经济效益。

(2) 电压越限

传统无源配电网电量从变电站向线路末端负荷单向流动，电压也逐渐下降，分布式光伏接入配电网后会改变潮流分布、影响配电网内部电压。分布式光伏接入配电网简化等值电路如图 2-17 所示。图中， U_{L1} 为配电线路首端电压； U_{L2} 为配电线路光伏接入点电压； P_L 和 Q_L 分别为配电线路首端向末端传输的有功功率和无功功率； P_{PV} 和 Q_{PV} 分别为分布式光伏发出的有功功率和无功功率； P_{Load} 和 Q_{Load} 分别为负荷消耗的有功功率和无功功率； R_L 和 X_L 分别为配电线路的电阻和电抗。

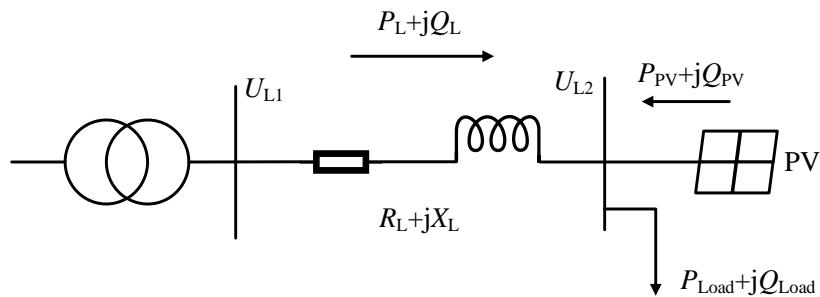


图 2-17 分布式光伏接入配电网简化等值电路

Fig.2-17 Simplified equivalent circuit of distributed photovoltaic access to distribution network

分布式光伏接入配电网后功率平衡关系为:

$$P_L + P_{PV} = P_{Load} \quad (2-16)$$

$$Q_L + Q_{PV} = Q_{Load} \quad (2-17)$$

输电线路首末两端电压损耗为:

$$\Delta U_L = U_{L1} - U_{L2} = \frac{P_L R_L + Q_L X_L}{U_{L1}} \quad (2-18)$$

联立公式可得电压损耗为:

$$\Delta U_L = \frac{(P_{Load} - P_{PV})R_L + (Q_{Load} - Q_{PV})X_L}{U_{L1}} \quad (2-19)$$

配电网内线路阻抗比 R_L/X_L 较大, 有功功率与无功功率传输均会对电压产生影响。由电压损耗公式可以得出, 当功率返送现象严重时, 电压损耗将会变为负值, 将导致光伏接入点处电压升高。利用光伏发电系统逆变器剩余容量消耗无功功率有助于降低功率返送引起的电压升高。在图 2-16 所描述的功率返送典型场景下, 本文所研究配电网内各节点电压仿真结果如图 2-18 所示。

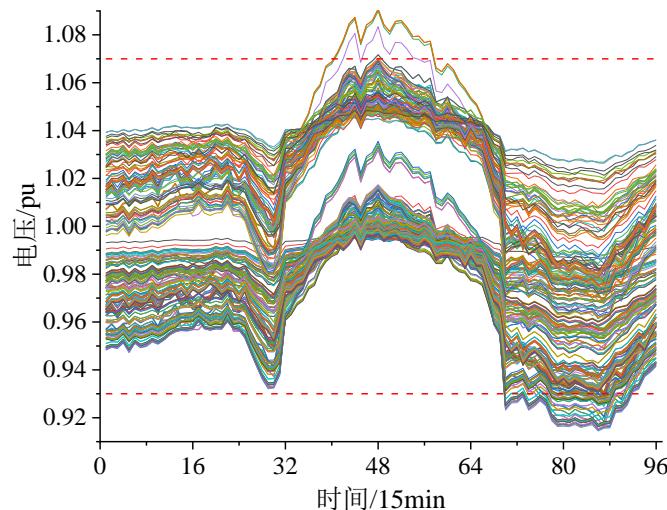


图 2-18 典型场景下配电网内节点电压仿真结果

Fig.2-18 Simulation results of node voltage in distribution network under typical scenarios

我国《电能质量供电电压允许偏差》(GB12325-90)规定, 电网在正常运行情况

下，10kV 及以下高压供电和低压电力用户的电压允许偏差为额定电压的 $+7\% \sim -7\%$ ，低压照明用户的电压允许偏差为额定电压的 $+5\% \sim -10\%$ 。本文所研究配电网典型运行场景下多个节点电压偏差已经超出国家标准规定的允许电压偏差，分布式光伏对配电网运行安全和电能质量影响极大。

(3) 网络损耗量大

含分布式光伏配电网内网络损耗与光伏装机容量、位置等因素密切相关。当分布式光伏装机量小于负荷用电量时，随着光伏装机量的增加，配电网内功率流动逐渐减少，网络损耗随之减少。分布式光伏发电量与负荷用电量基本相等，配电网内功率流动量最小时，网络损耗达到最低值。然而，当分布式光伏装机量继续增加，配电网内出现功率返送现象，配电网内功率流动将逐渐增大，网络损耗也将逐渐增大^[83]。在含高比例分布式光伏配电网中，功率返送现象严重，导致网络损耗量大，损害电网运行经济效益。

2.3 考虑源网荷储互动的能量管理系统架构

2.3.1 源网荷储互动运行过程

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行过程主要包括数据处理、策略制定和策略实施三个阶段。

(1) 数据处理

首先需要利用气象预测数据、光伏发电历史数据、负荷用电历史数据等对分布式光伏发电情况和负荷用电需求进行预测。

(2) 策略制定

基于预测数据制定能够促进分布式光伏就地消纳、维护电网运行安全稳定、提高电能质量和增加经济收益的源网荷储互动运行策略。本文所研究含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略见第 3 章、第 4 章所述。

(3) 策略实施

将源网荷储互动运行策略向配电系统内各主体发布，利用源网荷储互动运行控制系统实施互动运行策略，并对源网荷储互动运行产生的经济效益进行二次分配。本文建立源网荷储互动运行控制系统见 2.3.2 小节所述。

2.3.2 源网荷储互动运行控制系统

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行控制系统如图 2-19 所示。

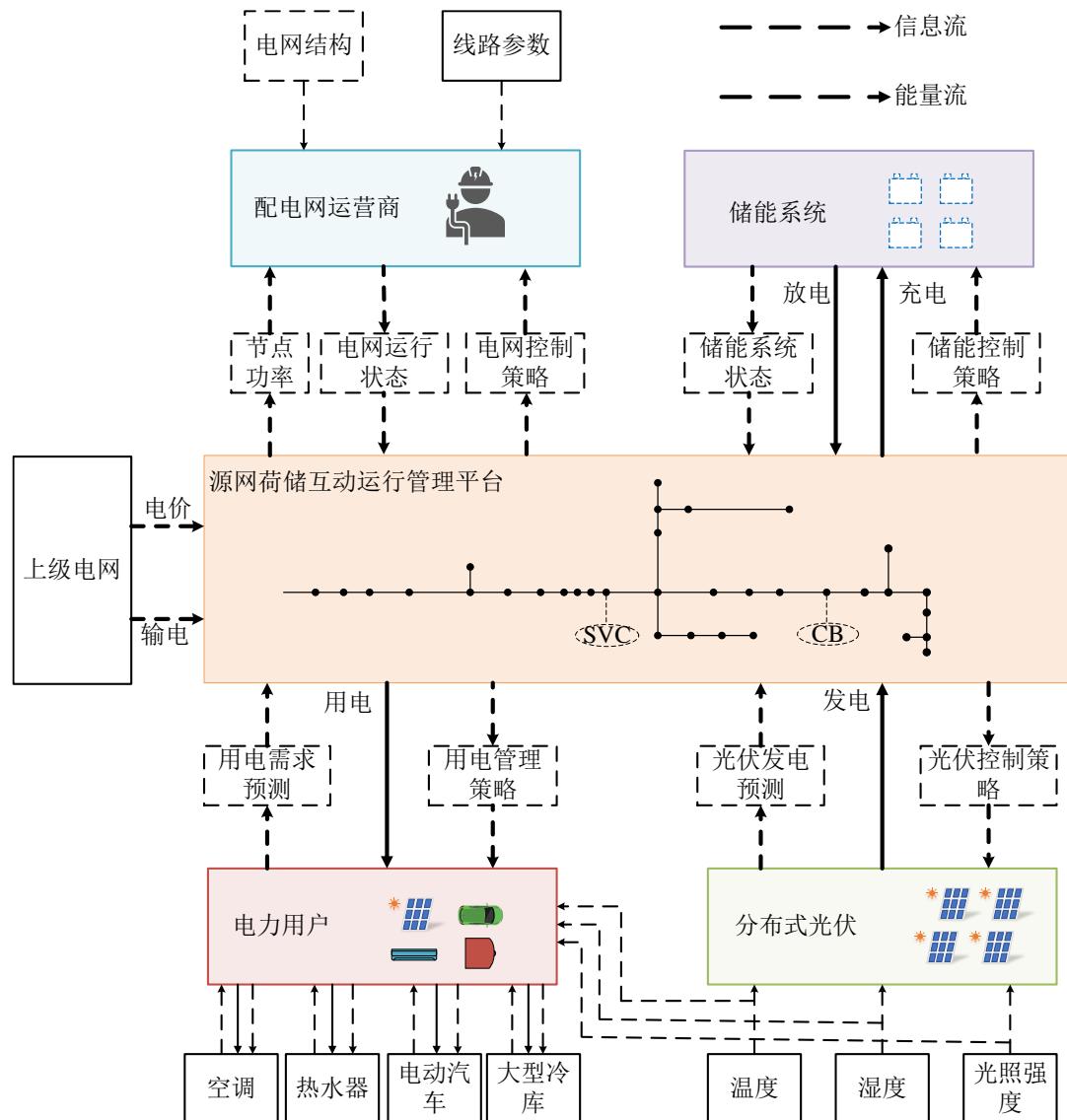


图 2-19 含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行控制系统

Fig.2-19 Interactive operation control system of generation-grid-load-energy storage with high proportion distributed photovoltaic power distribution system

在设备运行层面，需求侧管理主体需要对管辖的空调、电动汽车、电热水器等负荷进行用电需求预测和调节潜力评估，并且根据源网荷储互动运行平台下发的用电侧管理策略对各类柔性负荷用电量进行控制。分布式光伏管理系统需要对分布式光伏发电情况进行预测，并根据光伏控制策略对光伏逆变器运行进行控制。储能系统管理主体需要对储能系统剩余容量进行评估，并对储能系统有功/无功分别进行控制。配电网运营主体负责评估配电网运行安全和电能质量，根据电网控制策略对所管理的无功补偿装置进行控制。

在系统运行层面，分布式光伏管理主体、储能系统管理主体、需求侧管理主体分别将光伏发电预测数据、储能系统状态和负荷侧用电需求信息上传源网荷储

互动运行管理平台。源网荷储互动运行平台将收集到的节点功率信息传递给配电网运营商，配电网运营商结合电网结构、线路参数分析电网运行状态并反馈给源网荷储互动运行管理平台，源网荷储互动运行平台根据收集到的信息制定源网荷储互动运行策略，将控制指令下发给不同的控制主体，能够高效、安全地实现源网荷储互动运行。

2.4 本章小结

本章首先对 OpenDSS 配电网仿真平台的功能进行总结，介绍了基于 OpenDSS 仿真平台与 Matlab 软件的配电系统建模方法和流程。对配电系统内分布式光伏、电容器组、静止无功补偿器、空调、电热水器、储能系统等各类装置进行建模。

随后对冀北地区某 10kV 配电系统进行建模，通过配电系统实际运行数据和 OpenDSS 仿真平台的仿真结果对含高比例分布式光伏配电系统运行状态进行分析。并且，研究了配电网内出现功率返送、电压越限和网络损耗增加现象的根本原因。最后提出了源网荷储互动运行能量管理系统架构。本章研究内容为后续章节开展研究奠定了坚实的理论基础。

3 基于博弈论的配电系统光伏消纳电量交易策略

在第 2 章含高比例分布式光伏配电系统运行状态分析的基础上，本章从配电网内电量交易模式出发，首先对传统的集中式电量交易模式进行分析。随后介绍了博弈论的特点与作用，基于博弈论提出了促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略，建立了售电合作商与负荷聚合商促进分布式光伏就地消纳的动态合作博弈模型。并且，从理论上对博弈均衡解的存在性进行了证明，提出了售电合作商与负荷聚合商博弈的求解方法和收益分配原则。最后利用冀北地区某 10kV 配电网面临实际场景分析源网荷储互动电量交易策略对于促进光伏就地消纳的有效性。

3.1 促进分布式光伏消纳的电量交易策略

在配电侧电力市场逐渐开放的背景之下，制定合理的电量交易策略是促进分布式光伏就地消纳的关键。在公平的电力市场环境中，电能价格与供需关系密切相关，电能供需双方不再简单地以固定的电价进行交易，而是根据分布式光伏发电量和用户侧用电需求进行谈判制定电价。通过电量交易谈判，需求侧利用自身用电需求的弹性完成分布式光伏消纳，能够实现多主体收益均衡。

3.1.1 传统集中式电量交易模式

目前我国电力市场机制的主要参与者仍是发电企业、售电公司等大型公司，电力用户参与电力市场交易较少，电力市场运行模式主要为单边竞价模式^{[84]-[85]}。特别是在配电侧，电力交易主要仍是采用电价固定的集中式交易模式^[86]。我国目前广泛采用的配电侧集中式电量交易模式如图 3-1 所示。

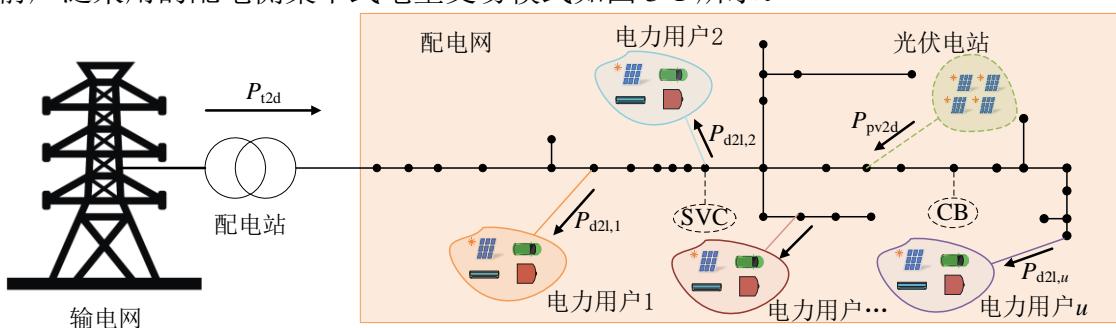


图 3-1 配电侧集中式电量交易模式示意图

Fig.3-1 Schematic diagram of centralized electricity trading mode on distribution side

在含分布式光伏配电网中，配电网运营商以固定的新能源上网电价和输电网销售电价购买电能，并将收购的电能以预定的价格出售给电力用户，配电网运营商负责保证供电可靠性和电能质量。电能是一种销售过程需要维护系统安全的特殊商品，集中式电量交易模式下，配电网运营商几乎具有垄断地位。配电网运营商在集中式电量交易模式下一个调度周期 Δt 内的收益模型为：

$$U_d = \rho_{d2l} \sum_{u=1}^{N^{\text{use}}} P_{d2l,u} \Delta t - C_d \quad (3-1)$$

$$C_d = \alpha_d \sum_{u=1}^{N^{\text{use}}} P_{d2l,u} \Delta t \quad (3-2)$$

式中， U_d 为配电网运营商在一个调度周期内产生的经济收益； $P_{d2l,u}$ 为配电网运营商向第 u 个电力用户售电的功率； N^{use} 为配电网内电力用户的数量； ρ_{d2l} 为配电网运营商向电力用户售电的电价； C_d 为配电网运营商一个调度周期内产生的运行成本； α_d 为配电网运营商运行成本系数。

随着分布式光伏在配电网中的渗透率不断增加，配电网内分布式光伏无法就地消纳的情况严重。参考文献[87]设定光伏发电商以固定的电价直接向电力用户售电，电力用户无法消纳部分电量以固定电价出售给电网。目前配电网内分布式光伏运营商主要与电网运营商进行直接交易，因此本文设定在集中式电量交易模式下，分布式光伏运营商以固定的电价向配电网运营商出售电能，配电网内无法就地消纳的光伏发电量将以固定电价出售给上级电网运营商。分布式光伏运营商在集中式电量交易模式下一个调度周期内的收益模型为：

$$U_{\text{pv}} = \begin{cases} \rho_{\text{pv2d}} P_{\text{pv2d}} \Delta t - C_{\text{pv}} & P_{\text{pv}} \leq \sum_{u=1}^{N^{\text{use}}} P_{d2l,u} \\ \rho_{\text{pv2t}} P_{\text{pv2t}} \Delta t + \rho_{\text{pv2d}} P_{\text{pv2d}} \Delta t - C_{\text{pv}} & P_{\text{pv}} > \sum_{u=1}^{N^{\text{use}}} P_{d2l,u} \end{cases} \quad (3-3)$$

$$C_{\text{pv}} = \alpha_{\text{pv}} P_{\text{pv}} \Delta t \quad (3-4)$$

式中， U_{pv} 为分布式光伏运营商在一个调度周期内产生的经济效益； P_{pv} 为分布式光伏发电功率； ρ_{pv2d} 为分布式光伏运营商向配电网运营商售电的电价； P_{pv2d} 为分布式光伏运营商向配电网运营商售电的功率； ρ_{pv2t} 为分布式光伏运营商向上级电网运营商售电的电价； P_{pv2t} 为分布式光伏运营商向上级电网运营商售电的功率； C_{pv} 为分布式光伏运营商一个调度周期内产生的运行成本； α_{pv} 为分布式光伏运营商运行成本系数。

电力用户作为电力市场中电能最终的消费者，在集中式电量交易模式下无法参与电能价格制定，仅能被动地以固定电价购买电能。电力用户在集中式电量交易模式下一个调度周期内的用电成本模型为：

$$C_1 = \rho_{\text{d2l}} \sum_{u=1}^{N^{\text{use}}} P_{\text{d2l},u} \Delta t \quad (3-5)$$

C_1 为配电网内所有电力用户在一个调度周期内产生的用电费用。

随着分布式光伏在配电网中渗透率不断增加、电力市场机制快速发展，配电网内分布式光伏运营商和电力用户等主体均有了更多的理性追求，集中式电量交易模式逐渐无法适应配电网的发展需求。

3.1.2 基于博弈论的配电侧电力市场

为了能够应对电力行业的发展需要，我国制定了一系列电力市场改革制度^[90]。构建高效的电力市场运营模式需要对市场主体、市场结构、市场规则和管理模式等关键内容进行设计，使得电力市场内电能生产者、电能传输者和电能消耗者等主体能够通过协商、竞价等方式完成电能交易。保证各主体均能够自主、长期地参与电力市场运营是电力市场体系建设的关键。

博弈论是研究解决多个决策主体之间存在利益冲突，并且决策行为产生相互影响时的决策方法和决策均衡问题。也就是在一个决策问题中有多个参与主体，每个决策主体均有自身的理性追求和为了实现自身理性追求可以采取的策略，并且每个主体所做出的决策都会对其他主体的理性追求和决策方案产生影响时，如何得出所有主体收益均衡的决策方案。如图 3-2 所示，一个完整的博弈问题包含有参与者、策略和收益三个基本要素，以下分别对博弈问题中的要素进行分析。

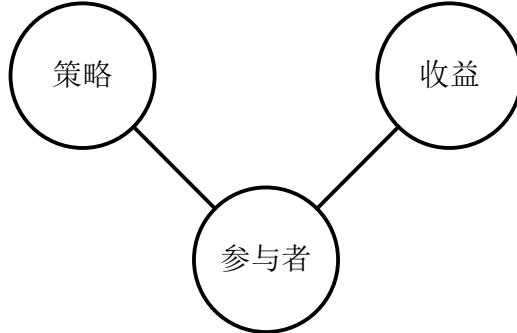


图 3-2 博弈问题三要素

Fig.3-2 Three elements of game problem

(1) 参与者 (Players)

有权在博弈活动中决定自身行为的个人或者集体称为博弈的参与者，在一个博弈活动中可以有两个参与者进行双方博弈，也可以有多个参与者进行多方博弈，每个参与者都是理性地追求自身利益最大化。

(2) 策略 (Strategies)

每个参与者在追求自身利益最大化和应对其他参与者行为时所做出的具体行

动称为策略。博弈具有多种类型，不同的博弈模式中参与者在做出自身的策略时有一定的先后顺序，博弈中的决策顺序与参与者所处的地位相关，并且会对博弈结果产生重要的影响。

(3) 收益 (Payoffs)

博弈活动中各个参与者在调整自身策略时所追求的目标就是收益，收益能够体现出博弈的局势和参与者的利益，是每个参与者参加博弈活动的动力。

博弈具有多种类型，依据博弈的参与者数量可分为单方博弈、双方博弈和多方博弈。根据博弈中各参与者做出策略的顺序可以分为静态博弈和动态博弈。根据参与者之间的关系可以分为合作博弈和非合作博弈。常见的博弈分类方法如表 3-1 所示。

表 3-1 常见的博弈分类方法

Tab.3-1 Common game classification methods

博弈分类依据	参与者之间是否存在协议	参与者是否同时进行决策	参与者信息是否共享	参与者是否完全理性
是	合作博弈	静态博弈	完全信息博弈	完全理性博弈
否	非合作博弈	动态博弈	不完全信息博弈	不完全理性博弈

同一个博弈可以具备多种特点，其中基于参与者关系的合作博弈和非合作博弈是博弈特点最重要的因素。在合作博弈中，参与者之间存在强有力的合作协议和共同的理性追求，参与者在做出自身的策略时需要受到合作协议的约束，并且合作收益需要进行二次分配。目前常用的合作收益分配方法包括 Shapley 值法和核仁理论等。在非合作博弈中，各个参与者之间不存在合作协议约束，参与者仅根据自身所追求的收益调整自身的策略，为自身争取更大的利益。根据博弈过程参与者的行为主是否有先后顺序，非合作博弈可以划分为动态非合作博弈和静态非合作博弈。其中，参与者同时做出决策或者参与者不掌握在其之前做出决策的参与者采用何种策略称为静态非合作博弈；参与者做出决策时有先后顺序，参与者能够掌握在其之前做出决策的参与者采用何种决策并且能够基于此调整自身决策的称为动态非合作博弈，典型的动态非合作博弈模型为 Stackelberg 博弈^[91]。

含高比例分布式光伏配电系统中所涉及的电力市场机制包含多个参与主体，每个参与主体均追求自身收益的最大化，并且多个主体之间相互制约、相互影响，与博弈论所研究内容高度契合，因此本文基于博弈论开展促进分布式光伏就地消纳电量交易策略研究。促进分布式光伏就地消纳电量交易过程中需要借助博弈理论还原电能的商品属性，制定供需双方均能接受的均衡电量交易方案，基于博弈论的配电侧电力市场建设基本原理如图 3-3 所示。

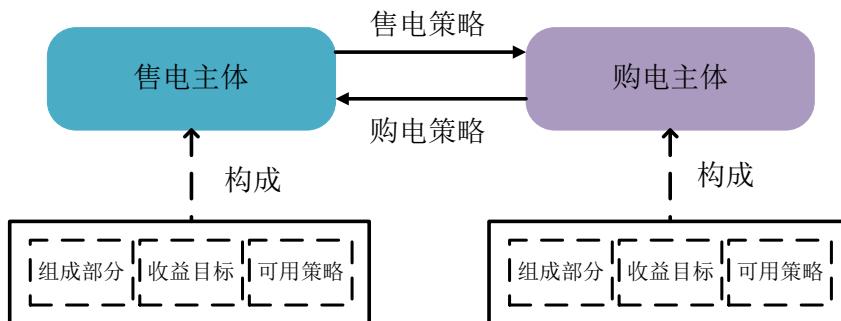


图 3-3 基于博弈论的配电侧电力市场建设基本原理

Fig.3-3 The basic principle of distribution side electricity market construction based on game theory

3.1.3 源网荷储互动电量交易策略

含高比例分布式光伏配电系统目前所面临的问题涉及功率返送、电压越限等多个方面。为了能够应对配电系统目前所面临的复杂场景，需要调动分布式光伏运营商、配电网运营商、电力用户、储能系统等多个主体共同参与，实现源网荷储互动运行。在含高比例分布式光伏配电系统中，分布式光伏运营商、配电网运营商、电力用户和储能系统各主体的地位、个体理性追求和参与配电侧源网荷储互动电量交易时可以采取的策略如下所述：

(1) 分布式光伏运营商

分布式光伏运营商在参与源网荷储互动过程中追求提高可再生能源利用率、增加分布式光伏发电产生的经济效益。根据国家发展和改革委员会、国家能源局推动开展绿色电力交易试点工作的通知，为了促进分布式光伏就地消纳、提升分布式光伏运营收益，允许分布式光伏运营商直接向电力用户售电。推动分布式光伏运营商与电力用户直接进行交易，有助于提高可再生能源消纳率、降低电力用户用电成本。

(2) 配电网运营商

为了构建以新能源为主体的新型电力系统，配电网中分布式光伏渗透率不断提升，造成了严重的功率返送、电压越限等一系列问题，影响电网的安全稳定运行。并且，由于分布式光伏发电和负荷用电需求均存在较强的波动性，配电网运营商在销售电能过程中制定合理的调度方案较为困难。配电网运营商在获取售电收益的同时，亟需缓解分布式光伏带来的电网安全和电能质量问题。

(3) 电力用户

随着我国电力需求侧管理工作的推进，电力用户主动参与电网运行调度的能力得到了极大的提升。电力用户在传统电力市场交易中完全处于被动地位，被动接受售电方所制定的电能价格，在传统需求响应制度之下也是完全按照售电方的

需求调整自身负荷。随着分布式光伏大量接入配电网，配电系统经常出现“供大于求”的局面，可再生能源发电的波动性也给传统的“源随荷动”电网调度方式带来了极大的困难。电力用户用电需求具备一定的可调节潜力，在此种场景下的电量交易中非常具有谈判优势。

单一电力用户负荷量少、可调节潜力小，无法达到参与电力市场交易的最低限制^[92]。并且单一电力用户直接参与电力市场会造成交易效率低下、控制过程复杂等问题。因此，需要引入负荷聚合商(Load Aggregator, LA)代理用户参与源网荷储互动电量交易。负荷聚合商能够利用专业技术将中小规模的需求侧资源进行整合，对所整合资源的可调节潜力进行评估，并且利用所整合的资源参与电力市场交易和电力系统运行，为用户和自身赚取一定的利润。本文所研究用户侧柔性负荷包括空调、电热水器、电动汽车和大型冷库，负荷聚合商整合需求侧资源后可调节潜力模型为：

$$P_{\text{LA,load}}^{\max} = P_{\text{base}} + P_{\text{ac}}^{\max} + P_{\text{w}}^{\max} + P_{\text{ev}}^{\max} + P_{\text{cs}}^{\max} \quad (3-6)$$

$$P_{\text{LA,load}}^{\min} = P_{\text{base}} + P_{\text{ac}}^{\min} + P_{\text{w}}^{\min} + P_{\text{ev}}^{\min} + P_{\text{cs}}^{\min} \quad (3-7)$$

式中， P_{base} 为负荷聚合商所聚合的所有电力用户的基本用电功率； P_{ac}^{\max} 、 P_{ac}^{\min} 分别为负荷聚合商所聚合空调的最大用电功率和最小用电功率； P_{w}^{\max} 、 P_{w}^{\min} 分别为负荷聚合商所聚合电热水器的最大用电功率和最小用电功率； P_{ev}^{\max} 、 P_{ev}^{\min} 分别为负荷聚合商所聚合电动汽车的最大用电功率和最小用电功率； P_{cs}^{\max} 、 P_{cs}^{\min} 分别为负荷聚合商所聚合大型冷库的最大用电功率和最小用电功率； $P_{\text{LA,load}}^{\max}$ 、 $P_{\text{LA,load}}^{\min}$ 分别为负荷聚合商所聚合所有电力用户的最大用电功率和最小用电功率。

(4) 储能系统

储能系统具有极高价值的四象限可调节潜力，国家能源局等部门鼓励储能系统参与电力市场和电网调度运行。本文将负荷聚合商作为分布式储能系统的投资和运维主体，负荷聚合商通过控制分布式储能系统增大自身的调节柔性以提升在源网荷储互动电量交易中的竞争力。负荷聚合商将储能系统作为自身可调控资源后可调节潜力模型为：

$$P_{\text{LA}}^{\max} = P_{\text{LA,load}}^{\max} + P_{\text{ess,ch}}^{\max} \quad (3-8)$$

$$P_{\text{LA}}^{\min} = P_{\text{LA,load}}^{\min} - P_{\text{ess,dis}}^{\max} \quad (3-9)$$

式中， $P_{\text{ess,ch}}^{\max}$ 、 $P_{\text{ess,dis}}^{\max}$ 分别为储能系统的最大充电功率和最大放电功率； P_{LA}^{\max} 、 P_{LA}^{\min} 分别为负荷聚合商聚合需求侧柔性负荷和储能系统后的最大用电功率和最小用电功率。

针对含高比例分布式光伏配电系统内分布式光伏运营商、配电网运营商、电力用户、储能系统目前所面临的问题和需求，本文基于博弈论提出一种配电系统需求侧促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动动态合作博弈框架。源网荷储互

动态合作博弈框架如图 3-4 所示。

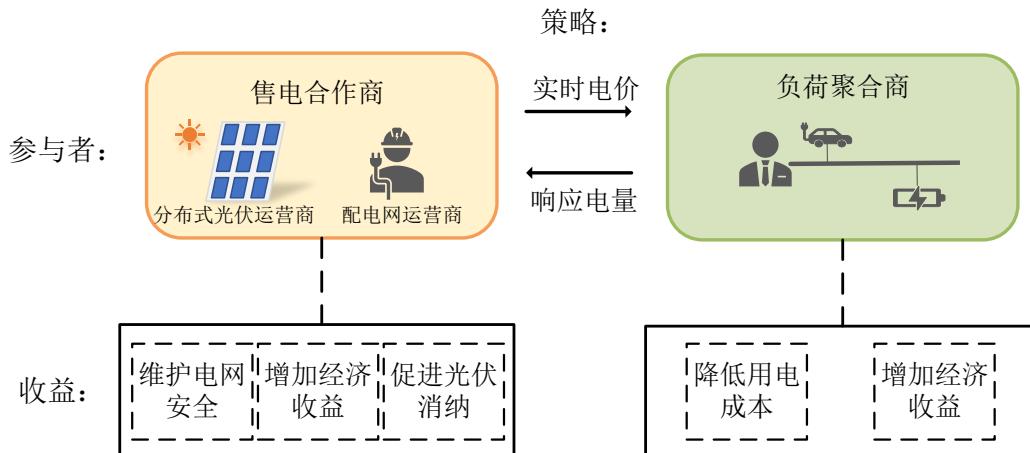


图 3-4 源网荷储互动动态合作博弈框架

Fig.3-4 Generation-grid-load-energy storage interactive dynamic cooperative game framework

分布式光伏运营商的个体理性追求为售电所获收益最大；配电网运营商的个体理性追求为运营收益最大、分布式光伏对电网安全影响最小。分布式光伏运营商与配电网运营商同属于售电主体，且有着共同的理性追求，因此两者通过签署合作协议组成售电合作商 (Electric Energy Sales Partner, EESP) 参与电力市场。

在进行促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动动态合作博弈电量交易过程中，售电合作商与负荷聚合商之间的博弈存在决策的先后顺序，售电合作商先根据分布式光伏发电情况向负荷聚合商提供售电策略(电能销售价格)，在博弈中处于领导者地位。负荷聚合商后根据自身用电调节潜力和售电合作商提供的售电策略确定自身的购电策略(购电量)并反馈给售电合作商，处于跟随者地位。售电合作商与负荷聚合商依据自身的收益追求和对方的策略不断调整自身的策略，最终双方收益能够达到均衡，得到双方均能接受的电能交易方案。

结合配电网调度过程，本文将一天划分为 96 个时段。在所有负荷维持用户正常用电需求情况下，将含高比例分布式光伏配电系统每个时段运行状况划分为 3 种场景，如表 3-2 所示。

表 3-2 含高比例分布式光伏配电系统运行状况

Tab.3-2 Operation status of distributed photovoltaic power distribution system with high proportion

场景	状况
场景I	当前时段向上级电网返送电能
场景II	当前时段不返送，下一时段向上级电网返送电能
场景III	当前时段与下一时段均不向上级电网返送电能

在场景I情况下，需要促进分布式光伏就地消纳，售电合作商与负荷聚合商进行博弈的边界条件为：

$$\begin{cases} P_{\min} = P_N \\ P_{\max} = \min \{P_{LA}^{\max}, P_{pv}^{\max}\} \end{cases} \quad (3-10)$$

式中, P_{\min} 、 P_{\max} 分别为售电合作商与负荷聚合商进行博弈时电能交易功率的下限和上限; P_N 为电力用户正常总用电需求; P_{pv}^{\max} 为分布式光伏最大可发电功率。

在场景II情况下, 需要提前预留需求侧资源促进光伏消纳的调节潜力, 售电合作商与负荷聚合商进行博弈的边界条件为:

$$\begin{cases} P_{\min} = P_{LA}^{\min} \\ P_{\max} = P_N \end{cases} \quad (3-11)$$

在场景III情况下, 维持电力用户的正常用电需求, 不使用需求侧资源参与电力市场交易。促进分布式光伏就地消纳电量交易流程如图 3-5 所示。

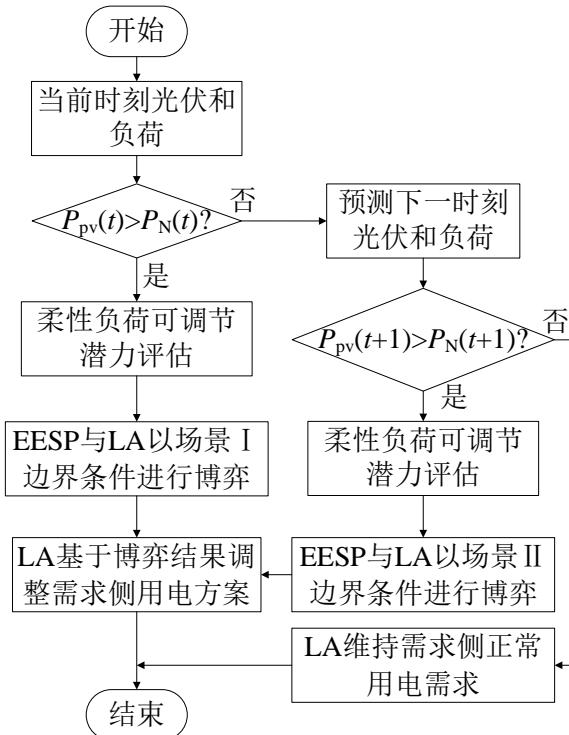


图 3-5 促进分布式光伏就地消纳电量交易流程

Fig.3-5 The process of promoting distributed photovoltaic local consumption power trading

3.2 促进分布式光伏消纳的动态合作博弈模型

本小节基于 3.1.3 小节提出的源网荷储互动电量交易策略建立售电合作商和负荷聚合商促进分布式光伏就地消纳的动态合作博弈模型, 并且证明博弈均衡解的存在性, 提出合作收益分配方案。

3.2.1 售电合作商模型

分布式光伏运营商与配电网运营商通过合作构成售电合作商，在分布式光伏造成功率返送的背景之下，售电合作商理性追求主要包括促进分布式光伏消纳、提高运营收益。售电合作商收益模型可表示为：

$$\max U_{\text{EESP}} = E_{\text{in}} - C_{\text{om}} - C_{\text{de}} \quad (3-12)$$

式中， U_{EESP} 为售电合作商的个体理性追求； E_{in} 为售电合作商向负荷聚合商售电所获得的收入； C_{om} 为售电合作商在售电过程中所产生的综合运行成本； C_{de} 为售电合作商售电量与分布式光伏发电量偏差产生的经济惩罚。

售电合作商售电收入由电能价格和电能交易量两部分决定，售电合作商售电收入可以表示为：

$$E_{\text{in}} = \rho_{\text{sell}} P_{\text{sell}} \Delta t \quad (3-13)$$

式中， ρ_{sell} 为售电合作商售电价格； P_{sell} 为售电合作商售电功率。在源网荷储互动运行动态合作博弈框架中，电能价格由售电合作商决定，电能交易量由负荷聚合商决定。

售电合作商在进行促进分布式光伏就地消纳售电过程中需要付出分布式光伏发电成本、需求响应成本等各种运行成本，运行成本与售电量密切相关。本文将售电合作商参与促进分布式光伏消纳电量交易时的成本模型建立为售电量的二次函数模型^[86]。售电合作商运行成本可以表示为：

$$C_{\text{om}} = \alpha_{\text{om}} (P_{\text{sell}} \Delta t)^2 + \beta_{\text{om}} P_{\text{sell}} \Delta t + \gamma_{\text{om}} \quad (3-14)$$

式中， α_{om} 、 β_{om} 和 γ_{om} 分别为售电合作商运行成本的二次项系数、一次项系数和常数项系数，能够代表售电合作商在进行促进分布式光伏就地消纳电量交易过程中充分考虑自身各类成本的综合运行成本。

售电合作商在 3.1.3 小节所定义的场景I情况下的需求为提高柔性负荷用电量，从而减少光伏返送；在场景II情况下的需求为削减柔性负荷用电量，从而为后续光伏返送时段预留柔性负荷上调潜力。售电合作商售电量与分布式光伏发电量偏差产生的经济惩罚可以表示为：

$$C_{\text{de}} = \varepsilon (P_{\text{sell}} \Delta t - P_{\text{pv}} \Delta t)^2 \quad (3-15)$$

式中， ε 为大于 0 的惩罚系数，和售电量与分布式光伏发电量偏差对售电合作商造成的经济损失相关。根据售电合作商的运行状态调整 ε ，可以适应售电合作商的个性化售电需求。

售电合作商参与促进分布式光伏消纳电量交易过程作为领导者给出售电价，售电价格受到电能价格边界条件约束：

$$\rho_{\text{sell}}^{\min} \leq \rho_{\text{sell}} \leq \rho_{\text{sell}}^{\max} \quad (3-16)$$

$\rho_{\text{sell}}^{\min}$ 和 $\rho_{\text{sell}}^{\max}$ 为负荷聚合商与售电合作商进行博弈时的电能价格边界条件，电能交易过程电价必须在此范围之内。

3.2.2 负荷聚合商模型

传统需求响应过程由系统发布自身需求后具有调节潜力的主体通过内部竞价获得需求响应权，电力用户等具有响应能力的主体始终处于被动接受系统需求的地位。在促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易过程中，负荷聚合商通过调用需求侧资源实现功率返送部分的分布式光伏就地消纳获得需求响应收益。参考文献[88]中综合考虑用户满意度等因素，将需求侧资源参与电网优化调度时的收益建立为需求侧资源所供电能的二次函数模型。本文在进行促进分布式光伏就地消纳电量交易的过程中，将负荷聚合商所能获得的需求响应收益模型建立为负荷聚合商所能供电能的二次函数模型。

根据参考文献[85]中所分析的消费者需求曲线一般是一条向下的曲线，负荷聚合商维持高收益时电能交易价格与电能交易量的关系呈负相关，如图 3-6 所示。因此，当光伏发电量较大、售电合作商售电价格较低时，负荷聚合商通过提高需求侧资源用电量可以增大需求响应收益；当光伏发电量不足、售电合作商售电价格较高时，负荷聚合商通过削减需求侧柔性负荷用电量可以增大需求响应收益。

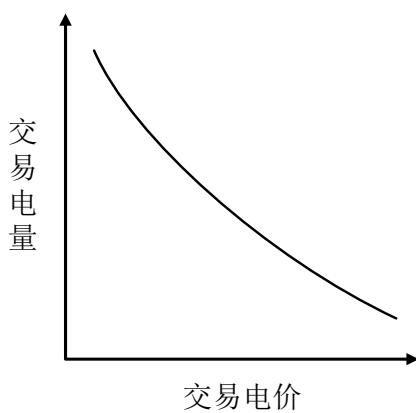


图 3-6 负荷聚合商维持高收益时电能交易价格与电能交易量的关系

Fig.3-6 The relationship between electricity trading price and electricity trading volume when load aggregators maintain high returns

负荷聚合商与售电合作商在进行促进分布式光伏就地消纳电量交易博弈过程中，当售电合作商给出最低售电电价，负荷聚合商购电量为需求侧资源可调节潜力上限 $P_{\max} \Delta t$ 时可以获得最大的收益。随着售电合作商给出的售电价格逐渐增加，负荷聚合商获得最大收益时的购电量将逐渐减少。当售电合作商给出最高售电电价，负荷聚合商购电量为需求侧资源可调节潜力下限 $P_{\min} \Delta t$ 时可以获得最大的收益。因此，负荷聚合商收益模型可表示为：

$$\max U_{LA} = a_{la} (P_{buy} \Delta t)^2 + b_{la} P_{buy} \Delta t + c_{la} \quad (3-17)$$

$$a_{la} = \frac{\phi P_{max}}{-(P_{max} - P_{min})^2 \Delta t} \quad (3-18)$$

$$b_{la} = \frac{2\phi P_{max}}{(P_{max} - P_{min})^2} \left(\frac{P_{max} - P_{min}}{\rho_{sell}^{min} - \rho_{sell}^{max}} \rho_{buy} + \frac{P_{max} \rho_{sell}^{max} - P_{min} \rho_{sell}^{min}}{\rho_{sell}^{max} - \rho_{sell}^{min}} \right) \quad (3-19)$$

$$c_{la} = \phi P_{max} \Delta t - \frac{\phi P_{max} \Delta t}{(P_{max} - P_{min})^2} \left(\frac{P_{max} - P_{min}}{\rho_{sell}^{min} - \rho_{sell}^{max}} \rho_{buy} + \frac{P_{max} \rho_{sell}^{max} - P_{min} \rho_{sell}^{min}}{\rho_{sell}^{max} - \rho_{sell}^{min}} \right)^2 \quad (3-20)$$

式中, U_{LA} 为负荷聚合商的个体理性追求; ρ_{buy} 为负荷聚合商购电价格; P_{buy} 为负荷聚合商购电功率; ϕ 为大于 0 的常数, 是由博弈双方共同制定的需求响应补偿参数。

负荷聚合商参与促进分布式光伏消纳电量交易过程作为跟随者给出购电量, 购电功率受到需求侧资源可调节潜力约束:

$$P_{min} \leq P_{buy} \leq P_{max} \quad (3-21)$$

3.2.3 Stackelberg 均衡解存在性证明

本文所建立的售电合作商与负荷聚合商之间的博弈是参与者具有决策顺序的 Stackelberg 博弈, 博弈均衡策略可表述为: 博弈参与者在博弈过程中得到该策略时, 所有参与者都不能通过单独调整自身策略而获得更多的收益, 则该策略称为博弈均衡策略。售电合作商与负荷聚合商进行博弈时, 双方收益达到均衡时的电能交易策略需要满足:

$$\begin{cases} U_{EESP}(\rho_{sell}^*, P_{buy}^* \Delta t) \geq U_{EESP}(\rho_{sell}, P_{buy}^* \Delta t) \\ U_{LA}(\rho_{sell}^*, P_{buy}^* \Delta t) \geq U_{LA}(\rho_{sell}, P_{buy}^* \Delta t) \end{cases} \quad (3-22)$$

式中, $(\rho_{sell}^*, P_{buy}^* \Delta t)$ 表示售电合作商与负荷聚合商博弈的电能交易均衡策略; ρ_{sell}^* 为售电合作商的均衡售电策略; P_{buy}^* 为负荷聚合商的均衡购电策略。

售电合作商与负荷聚合商进行博弈制定出均衡策略 $(\rho_{sell}^*, P_{buy}^* \Delta t)$ 时, 售电合作商作为博弈领导者首先发布售电电价 ρ_{sell}^* 作为自身的博弈策略, 随后负荷聚合商作为跟随者根据售电合作商发布的售电策略调整用电策略至 P_{buy}^* 作为自身的博弈策略, 此时博弈参与者的收益达到均衡, 得到博弈均衡策略 $(\rho_{sell}^*, P_{buy}^* \Delta t)$ 。根据 Stackelberg 博弈确定均衡策略的过程, 利用逆推法可以证明 Stackelberg 博弈均衡策略的存在。

在多参与者参与的 Stackelberg 博弈中存在定理: 当:

- (1) 每个博弈参与者的策略集合在欧式空间 (Euclidean Space) 里都是非空、封闭、有界的凸集;
- (2) 对于博弈过程中领导者的最优策略, 跟随者有与之对应的最优策略;
- (3) 对于博弈过程中跟随者的最优策略, 领导者有与之对应的最优策略;

时, Stackelberg 博弈存在均衡解。

基于上述定理, 本文从以下三个方面证明所建立售电合作商与负荷聚合商之间博弈均衡解的存在性:

(1) 售电合作商的售电策略受到电价波动范围的上下限约束, 售电合作商的策略集合为 $\{\rho_{\text{sell}} \mid \rho_{\text{sell}}^{\min} \leq \rho_{\text{sell}} \leq \rho_{\text{sell}}^{\max}\}$ 。负荷聚合商的用电策略受到需求侧资源可调节潜力的约束, 负荷聚合商的策略集合为 $\{P_{\text{buy}} \mid P_{\min} \leq P_{\text{buy}} \leq P_{\max}\}$ 。凸集的定义为: 在欧式空间中, 凸集是对于集合中任意两点, 连接两点的线段仍属于该集合。

因此, 动态合作博奕电量交易参与者的策略集合在欧式空间里都是非空、封闭、有界的凸集。满足 Stackelberg 博弈均衡解存在性定理的条件(1)。

(2) 证明针对售电合作商的最优售电策略 ρ_{sell}^* , 负荷聚合商具有唯一的最优用电策略 P_{buy}^* 。负荷聚合商的动态合作博奕收益函数 U_{LA} 对电能交易量 $P_{\text{buy}}\Delta t$ 求导可得:

$$\frac{\partial U_{\text{LA}}}{\partial(P_{\text{buy}}\Delta t)} = 2a_{\text{la}}P_{\text{buy}}\Delta t + b_{\text{la}} \quad (3-23)$$

令一阶偏导数等于 0, 可以得到对于售电合作商的最优售电策略 ρ_{sell}^* , 负荷聚合商与之对应的最佳用电策略为:

$$P_{\text{buy}}^* = \left(\frac{P_{\max} - P_{\min}}{\rho_{\text{sell}}^{\min} - \rho_{\text{sell}}^{\max}} \rho_{\text{sell}}^* + \frac{P_{\max}\rho_{\text{sell}}^{\max} - P_{\min}\rho_{\text{sell}}^{\min}}{\rho_{\text{sell}}^{\max} - \rho_{\text{sell}}^{\min}} \right) \quad (3-24)$$

然后, 负荷聚合商的动态合作博奕收益函数 U_{LA} 对电能交易量 $P_{\text{buy}}\Delta t$ 进行二次求导可得:

$$\frac{\partial^2 U_{\text{LA}}}{\partial(P_{\text{buy}}\Delta t)^2} = 2a_{\text{la}} \quad (3-25)$$

a_{la} 小于 0, 即 U_{LA} 对电能交易量的二次偏导小于 0, 证明负荷聚合商的动态合作博奕收益函数 U_{LA} 为凹函数, $P_{\text{buy}}^*\Delta t$ 为负荷聚合商对应售电合作商最优售电策略的唯一最优用电策略。因此, 满足 Stackelberg 博弈均衡解存在性定理的条件(2)。

(3) 证明对于负荷聚合商的最优购电策略 $P_{\text{buy}}^*\Delta t$, 售电合作商具有唯一的最优售电策略 ρ_{sell}^* 。将负荷聚合商的最优购电策略代入售电合作商的收益目标函数内可得:

$$U_{\text{EESP}} = -(\alpha_{\text{om}} + \varepsilon)(P_{\text{buy}}^*\Delta t)^2 + (2\varepsilon P_{\text{pv}}\Delta t + \rho_{\text{sell}} - \beta_{\text{om}})P_{\text{buy}}^*\Delta t - \varepsilon(P_{\text{pv}}\Delta t)^2 - \gamma_{\text{om}} \quad (3-26)$$

然后, 售电合作商的动态合作博奕收益函数 U_{EESP} 对售电价格 ρ_{sell} 进行二次求导可得:

$$\frac{\partial^2 U_{\text{EESP}}}{\partial(\rho_{\text{sell}})^2} = -2(\alpha_{\text{om}} + \varepsilon)\left(\frac{\partial(P_{\text{buy}}^*\Delta t)}{\partial\rho_{\text{sell}}}\right)^2 + 2\frac{\partial(P_{\text{buy}}^*\Delta t)}{\partial\rho_{\text{sell}}} \quad (3-27)$$

U_{EESP} 在负荷聚合商的最优购电策略 $P_{\text{buy}}^*\Delta t$ 下对售电策略 ρ_{sell} 二次求导小于 0,

证明售电合作商收益函数为凹函数，针对负荷聚合商的最优购电策略，售电合作商具有与之对应的唯一最优售电策略。因此，满足 Stackelberg 博弈均衡解存在性定理的条件(3)。

综上所述，本文所建立促进分布式光伏消纳的动态合作博弈模型存在唯一的博弈均衡解。

3.2.4 合作联盟收益分配

分布式光伏运营商与配电网运营商通过签署合作协议构成售电合作商联盟，两者通过合作获取更多的收益后如何对收益进行分配是维持联盟稳定的关键。

适用于合作博弈中联盟收益分配的方法包括谈判集分配法、核仁分配法和 Shapley 值分配法等。Shapley 值法是美国博弈论研究学者 SHAPLEY 于 1953 年提出，用于解决多主体参与的合作博弈收益分配问题。基于 Shapley 值的合作联盟收益分配方法是利用联盟内各个成员对联盟总收益的边际贡献度进行收益分配，Shapley 值法能够反映参与者对合作联盟收益贡献的大小，能够保证分配的公平性，得出唯一的分配方案，从而提高参与者参与合作联盟的主动性。因此本文以 Shapley 值法作为售电合作商联盟收益的分配方法。

对于一个基本要素包括决策者和效益函数的合作博弈问题 (M, v) ：

M 表示参与者的集合， $|M| = m$ ， m 表示参与决策的参与者数量， v 表示收益函数。对于任意参与者组成的联盟用 S 表示， $|S|$ 表示联盟 S 内参与者的数量，联盟 S 总收益可以表示为 $v(S)$ 。在联盟 S 内，参与者 k 的边际贡献度可以表示为：

$$r_k(S) = v(S) - v(S / k) \quad (3-28)$$

式中， $r_k(S)$ 表示在联盟 S 内，参与者 k 对联盟总收益的边际贡献值； $v(S / k)$ 表示不包含参与者 k 时，其他参与者组成联盟可以获得的收益。

在联盟 S 内，Shapley 值法是根据每个参与者在联盟内所做的贡献进行收益分配，参与者 k 的 Shapley 值计算公式为：

$$\begin{aligned} \varphi_k(v) &= \sum_{S \subseteq M, k \in S} \frac{(|S|-1)!(m-|S|)!}{m!} [v(S) - v(S / k)] \\ &= \sum_{S \subseteq M, k \in S} h(S) [v(S) - v(S / k)] \end{aligned} \quad (3-29)$$

Shapley 值表示了参与者在所有可能组合下边际贡献度的平均值。

在利用 Shapley 值法进行合作收益分配时需要满足条件：

$$\varphi_k(v) \geq \varphi_k(l_k) \quad (3-30)$$

$$\sum_{k \in S} \varphi_k(v) = \varphi_S \quad (3-31)$$

式中, $\varphi_k(l_k)$ 表示参与者 k 单独运行不参与合作博弈时可以获得的收益; φ_s 表示合作联盟可以获得的总收益。

3.3 算例分析

利用冀北地区某 10kV 配电网典型运行场景进行算例分析, 验证本文所提源网荷储互动电量交易策略对促进分布式光伏就地消纳的有效性。

3.3.1 系统参数设置

本文将冀北地区某 10kV 配电网夏季典型用电情况作为算例分析的负荷用电场景, 如图 3-7 所示。

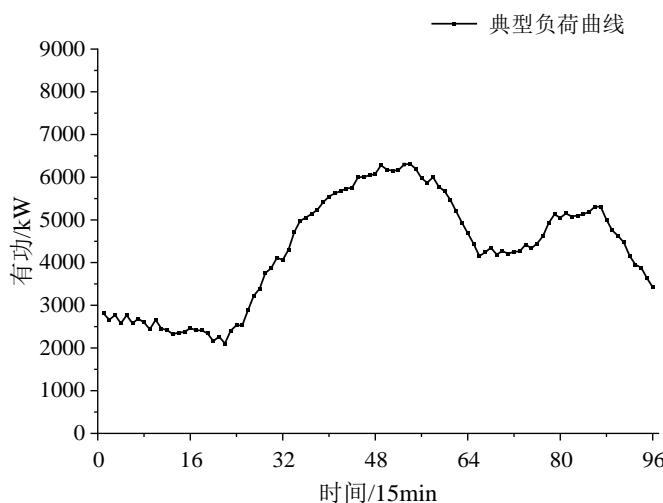


图 3-7 夏季负荷典型用电场景

Fig.3-7 Typical electricity scene of summer load

负荷聚合商所能控制的各类柔性的数量及需求设定见表 3-3。

值得说明的是, 对于冬季配电系统中包含有大量电采暖负荷, 本文所提方法仍然适用。

表 3-3 柔性负荷数量及需求设定

Tab.3-3 Flexible load quantity and demand setting

柔性负荷	数量	单台设备功率最大可调范围/kW	需求设定
空调	6500	0~2	$T_{out} < 30^{\circ}\text{C}: 24 \sim 28^{\circ}\text{C}; T_{out} > 30^{\circ}\text{C}: 20 \sim 26^{\circ}\text{C}$
热水器	1077	0~2.1	$0.8T_{w,N} \sim 1.2T_{w,N}$
电动汽车	485	0~6	停车时间内满足充电量需求
大型冷库	1	0~200	-18~-12°C

T_{out} 为外部环境温度; $T_{w,N}$ 为热水器设定温度。

负荷聚合商在需求侧可调节资源的基础上建设 9 个储能系统, 储能系统总最大功率达到 1450kW, 总容量达到 2900kWh, 储能系统 SOC 调节范围均为 0.1~0.9, 初始 SOC 设为 0.3, 充放电效率均为 0.9。

由于分布式光伏发电具有强烈的波动性, 为了验证本文所提促进分布式光伏消纳源网荷储互动电量交易策略能够应对分布式光伏发电波动的各类场景, 利用 k-means 聚类算法对实测的光伏发电返送场景进行聚类, 得到存在严重功率返送时典型的光伏发电场景进行算例分析。关于 k-means 聚类算法已经有较多学者进行研究^[94], 本文不再进行过多阐述。利用负荷典型用电场景和 k-means 聚类得出的分布式光伏发电场景构成三种典型功率返送场景, 如图 3-8 所示。

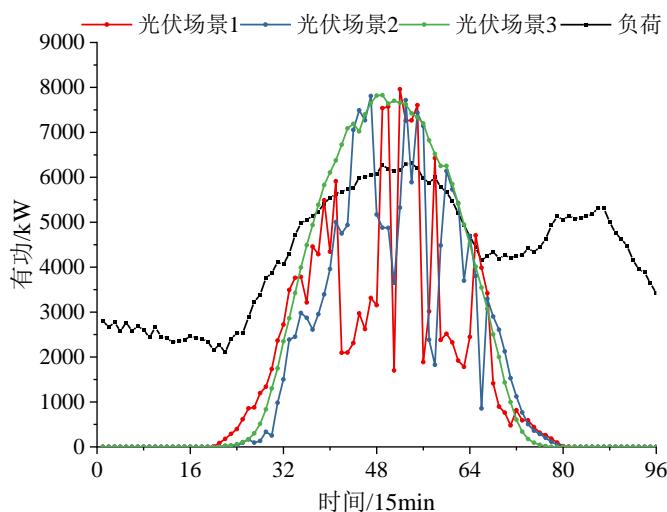


图 3-8 三种典型功率返送场景

Fig.3-8 Three typical cases of power flow return

配电侧集中式电量交易模式中配电网运营商售电价格 ρ_{d2l} 采用 2.2.2 小节所述冀北地区夏季分时电价。

配电网运营商运行成本参数如表 3-4 所示。

表 3-4 配电网运营商运行成本参数

Tab.3-4 Operational cost parameters of distribution network operators

参数	成本系数 α_d	
	$P_{t2d} \geq 0$	$P_{t2d} < 0$
数值	200 元/MWh	350 元/MWh

P_{t2d} 为上级电网向配电网输送电能的功率。配电系统向上级电网返送电能造成电压越限等一系列问题会导致运行成本增加。

配电侧集中式电量交易模式中分布式光伏运营商成本系数 α_{pv} 为 50 元/MWh; 分布式光伏运营商向配电网运营商售电的价格 ρ_{pv2d} 为 150 元/MWh; 分布式光伏运

营商向上级电网运营商售电的价格 ρ_{pv2t} 为 100 元/MWh。

本文所提促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易模式中，售电合作商参与市场博弈的运行成本参数如表 3-5 所示。

表 3-5 售电合作商参与市场博弈的运行成本参数

Tab.3-5 Operation cost parameters of EESP in market game

参数	二次系数 α_{om}	一次系数 β_{om}	常数项系数 γ_{om}
数值	10 元/MWh ²	150 元/MWh	25 元

售电合作商与负荷聚合商共同制定的需求响应补偿参数 ϕ 为 100 元/MWh。电能价格边界条件 ρ_{sell}^{\min} 为 300 元/MWh, ρ_{sell}^{\max} 为 600 元/MWh。

3.3.2 分布式光伏就地消纳效果分析

本文在 3.2 小节建立的售电合作商模型和负荷聚合商模型均为带约束的二次规划模型，并且证明了在电价约束和需求侧资源调节潜力约束下博弈模型均衡解的存在性，本文利用商业求解器 YALMIP&CPLEX 求解博弈均衡解。

光伏发电场景 1 情况下售电合作商与负荷聚合商通过源网荷储互动所得电量交易方案如图 3-9 所示。

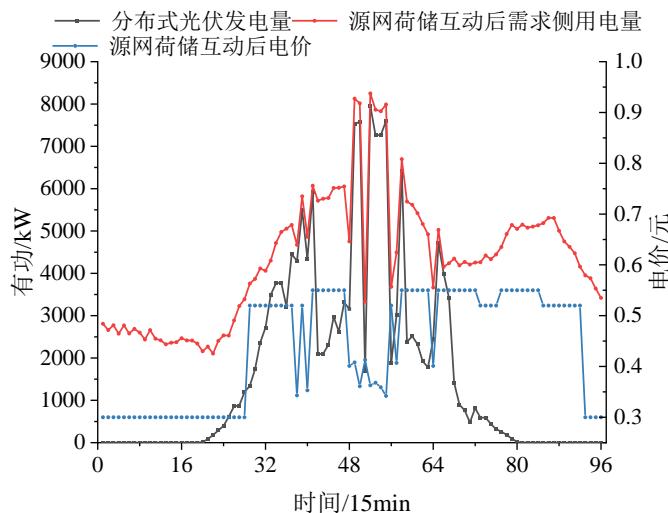


图 3-9 光伏发电场景 1 博弈后电量交易方案

Fig.3-9 The power trading scheme after gaming in photovoltaic scenario 1

分析图 3-8 和图 3-9，光伏发电场景 1 情况下第 39 时段首次出现功率返送现象，售电合作商与负荷聚合商在第 38 时段启动博弈，提前削减需求侧用电量，为后续功率返送预留出调节潜力。双方通过博弈制定出的电量交易方案导致 39 时段电力用户用电需求增加，不再出现功率返送问题。与此相反，第 48 时段通过削减负荷后第 49 时段仍出现较大功率返送问题，第 49 时段售电合作商与负荷聚合商利用

提前预留出的需求侧调节潜力制定出消纳光伏的电量交易方案。本文所提源网荷储互动电量交易策略能够制定出促进分布式光伏就地消纳、售电合作商与负荷聚合商收益达到均衡的电量交易方案。

光伏发电场景 2 情况下售电合作商与负荷聚合商通过源网荷储互动所得电量交易方案如图 3-10 所示。

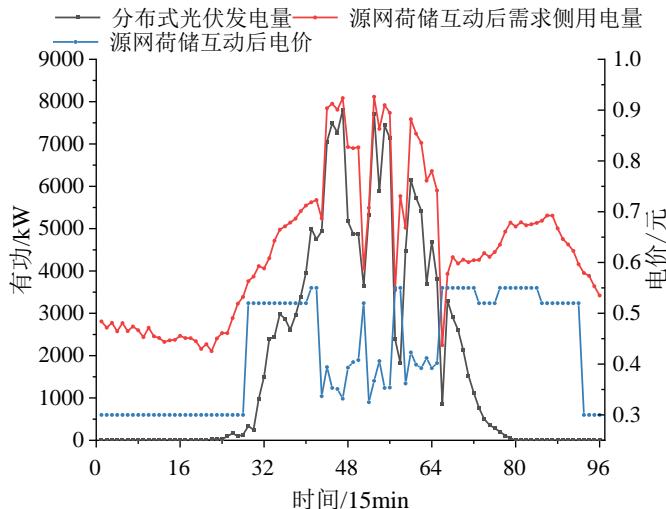


图 3-10 光伏发电场景 2 博弈后电量交易策略

Fig.3-10 The power trading scheme after gaming in photovoltaic scenario 2

光伏发电场景 3 情况下售电合作商与负荷聚合商通过源网荷储互动所得电量交易方案如图 3-11 所示。

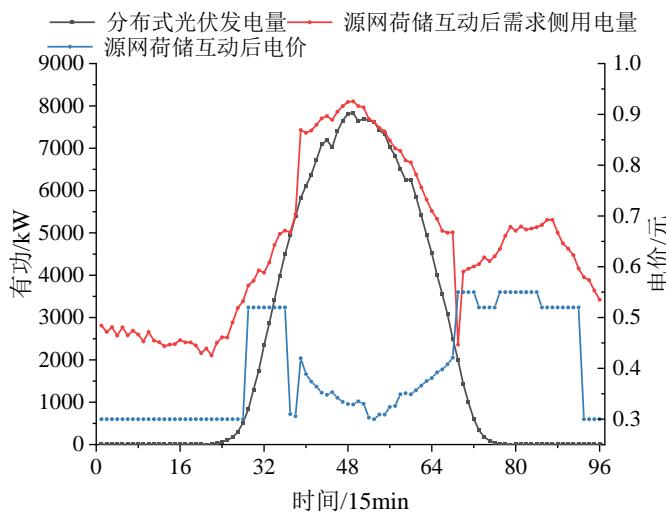


图 3-11 光伏发电场景 3 博弈后电量交易策略

Fig.3-11 The power trading scheme after gaming in photovoltaic scenario 3

分析图 3-10~图 3-11，在光伏发电场景 2 和场景 3 情况下，本文所提源网荷储互动电量交易策略均能有效促进分布式光伏就地消纳。证明了本文所提源网荷储互动电量交易策略对于促进分布式光伏就地消纳的有效性。

3.3.3 经济效益分析

在三种光伏发电场景下，配电网运营商、分布式光伏运营商采用集中式电量交易模式时的全天总收益和电力用户全天总用电费用如表 3-6 所示。电力用户用电费用采用负收益表示。

表 3-6 集中式电量交易模式三种光伏发电场景各主体全天总效益

Tab.3-6 The total full-day benefits of each subject in three photovoltaic scenarios under centralized power trading model

主体	收益/元		
	场景 1	场景 2	场景 3
配电网运营商	27340.36	27175.82	23865.00
分布式光伏运营商	3905.04	4332.56	5369.65
电力用户	-50219.36	-50219.36	-50219.36

功率返送会给配电网造成一系列负面影响，采用集中式电量交易方式时，分布式光伏不能给各主体带来额外的经济效益，反而会损害配电网运营商的收益。

在三种光伏发电场景下，分布式光伏运营商与配电网运营商通过合作组成售电合作商的全天运营收益如表 3-7 所示。

表 3-7 源网荷储互动交易模式三种光伏发电场景售电合作商全天总效益

Tab.3-7 The total full-day benefits of EESP in three photovoltaic scenarios under generation-grid-load-energy storage interactive trading mode

主体	收益/元		
	场景 1	场景 2	场景 3
售电合作商	38866.98	37800.82	35497.63

基于 3.2.4 小节所述合作联盟收益分配方法对售电合作商收益进行分配，配电网运营商在合作联盟中的收益分配如表 3-8 所示。

表 3-8 配电网运营商在合作联盟中的收益分配

Tab.3-8 The income distribution of distribution network operators in cooperative alliance

参数	场景 1		场景 2		场景 3	
	配电网运营商	售电合作商	配电网运营商	售电合作商	配电网运营商	售电合作商
$v(S)$	27340.36	38866.98	27175.82	37800.82	23865.00	35497.63
$v(S/k)$	0	3905.04	0	4332.56	0	5369.65
$r_k(S)$	27340.36	34961.94	27175.82	33468.26	23865.00	30127.98
$h(S)$	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
$r_k(S)h(S)$	13670.18	17480.97	13587.91	16734.13	11932.50	15063.99
收益/元	31151.15		30322.04		26996.49	

分布式光伏运营商在合作联盟中的收益分配如表 3-9 所示。

表 3-9 分布式光伏运营商在合作联盟中的收益分配

Tab.3-9 The income distribution of distributed photovoltaic operators in cooperative alliance

参数	场景 1		场景 2		场景 3	
	分布式光 伏运营商	售电合作 商	分布式光 伏运营商	售电合作 商	分布式光 伏运营商	售电合作 商
$v(S)$	3905.04	38866.98	4332.56	37800.82	5369.65	35497.63
$v(S / k)$	0	27340.36	0	27175.82	0	23865.00
$r_k(S)$	3905.04	11526.62	4332.56	10625.00	5369.65	11632.63
$h(S)$	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
$r_k(S)h(S)$	1952.52	5763.31	2166.28	5312.50	2684.825	5816.315
收益/元	7715.83		7478.78		8501.14	

在三种光伏发电场景下，负荷聚合商全天收益和电力用户全天总用电费用如表 3-10 所示。负荷聚合商通过将需求侧资源聚合管理后参与配电侧电力市场交易，促进了可再生能源就地消纳，自身获得了收益，同时降低了电力用户用电成本。

表 3-10 源网荷储互动交易模式三种光伏发电场景负荷聚合商和电力用户全天总效益

Tab.3-10 The total full-day benefits of LA and users in three photovoltaic scenarios under generation-grid-load-energy storage interactive trading mode

主体	收益/元		
	场景 1	场景 2	场景 3
负荷聚合商	2087.95	4037.99	6090.06
电力用户	-47729.72	-46965.54	-45103.14

在三种光伏发电场景下，分布式光伏运营商和配电网运营商收入均增加、电力用户用电成本降低、负荷聚合商获得了一定的收益，配电系统内各主体均获得了分布式光伏带来的经济效益，证明了本文所提源网荷储互动电量交易策略的稳定性。

综上所述，本文所提出的促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易策略能够依据分布式光伏发电量与需求侧资源可调节潜力制定出促进分布式光伏就地消纳、双方收益达到均衡的电量交易方案。并且，源网荷储互动电量交易策略能够增加配电网运营商和分布式光伏运营商的收益、降低电力用户的用电成本，有利于分布式光伏的发展和建设。

3.4 本章小结

本章在第 2 章含高比例分布式光伏配电系统运行分析的研究基础上，针对能

够促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略展开研究。首先总结了目前集中式电量交易模式在含高比例分布式光伏配电系统中应用存在的问题。在此基础上结合配电系统内存在严重功率返送现象时各主体的个体理性追求，提出了促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略。并且，建立了售电合作商和负荷聚合商参与促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动的动态合作博弈数学模型，从理论上证明了所建立博弈模型 Stackelberg 均衡解的存在性，给出了合作联盟收益的分配方法。

结合配电系统实际运行数据，本章通过 k-means 聚类得出三种分布式光伏造成功率返送的典型场景进行算例分析。仿真结果表明本章所提基于博弈论的配电系统光伏消纳电量交易策略能够充分发挥配电侧电力市场的调节作用，促进分布式光伏就地消纳、增加配电系统内各主体运营收益。验证了本章所提基于博弈论的配电系统光伏消纳电量交易策略的有效性和稳定性。

4 促进光伏消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略

在第 3 章中，针对含高比例分布式光伏配电系统存在的严重功率返送问题，提出了促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略，能够促进分布式光伏就地消纳、增加分布式光伏带来的经济效益。然而，单一的电力市场机制无法实现配电系统的调度运行，配电系统在调度运行的过程中必须考虑配电网实际结构和潮流。

在第 3 章研究的基础上，本章首先提出了赋予需求侧资源“时间特性”和“空间特性”的配电网动态极限承载能力 (Dynamic Loadability of Distribution Network, DLDN)，并且建立了数学模型，给出了求解算法。在此基础上，提出了促进分布式光伏就地消纳的两阶段源网荷储互动运行策略，第一阶段通过源网荷储互动电量交易制定出能同时保证配电系统安全和促进光伏就地消纳的电量交易方案；第二阶段在上层电量交易方案的指导下实现配电系统优化运行，将配电系统促进分布式光伏消纳电量交易与有功/无功协调控制有机统一。最后，基于改进的冀北地区 10kV 配电系统验证两阶段源网荷储互动运行策略对于促进分布式光伏就地消纳、维护电网安全、提高电能质量和增加经济效益方面的有效性。

4.1 配电网动态极限承载能力

4.1.1 DLDN 定义及实用性分析

电力用户拥有大量的柔性负荷为需求侧赋予了极大的可调节潜力，传统需求响应制度多用于“削峰填谷”，通过削减负荷应对电力系统“供小于求”的局面。无源配电网中，电能由配电网馈线根节点单方向流向负荷，电能供应不足时段削减负荷不会对配电网运行安全和电能质量产生威胁。因此，目前对于需求侧可调节潜力的研究普遍仅考虑需求响应资源的“时间特性”，研究电力系统具有“削峰”需求时段需求响应资源的向下调节潜力。

在含高比例分布式光伏配电系统中，大量的分布式电源导致配电网潮流发生了本质的变化，配电系统出现了严重的功率返送和电压越限等问题。利用需求侧资源促进分布式光伏消纳必须充分考虑配电网实际潮流和需求侧资源在配电网中的空间分布，需求侧资源可调节潜力与分布式光伏在空间分布上可能出现的不匹配示意图如图 4-1 所示。

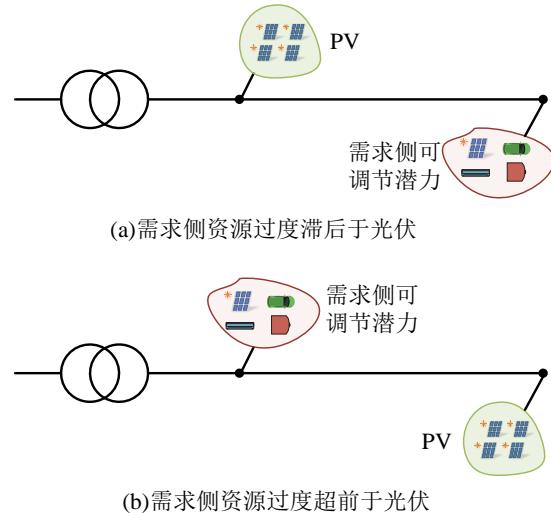


图 4-1 需求侧资源与分布式光伏在空间分布上不匹配示意图

Fig.4-1 The schematic diagram of the mismatch between demand-side resources and distributed photovoltaics in spatial distribution

在图 4-1 图(a)中, 需求侧资源可调节潜力在空间分布上滞后于分布式光伏较远距离, 发挥此处需求侧资源可调节潜力促进分布式光伏消纳可能会出现线路传输功率较大导致电压越下限的现象; 在图 4-1 图(b)中, 需求侧资源可调节潜力在空间分布上超前于分布式光伏较远距离, 发挥此处需求侧资源可调节潜力促进分布式光伏消纳可能无法完全消除光伏发电由电网末端向电网首端返送出现的电压升高现象。因此, 负荷聚合商对需求侧资源可调节潜力的评估结果不能直接应用于配电系统促进光伏消纳电量交易。

针对上述问题, 本文定义配电网动态极限承载能力为: 配电网在满足潮流及电压约束等各类运行安全约束条件下, 充分调节柔性负荷及储能等可控设备, 馈线可以承受的需求侧资源向上和向下调节潜力的极限。

动态极限承载能力是以馈线为单位进行统计和计算的, 是馈线在满足所有安全运行约束条件下, 一条馈线上所有台区的各类需求响应资源向上和向下调节功率总和的最大值和最小值。配电网动态极限承载能力给出了配电网馈线中所有台区(空间特性)在所有时段(时间特性)满足安全运行和电能质量要求的需求侧资源的可利用范围, 赋予了需求侧资源时间特性和空间特性, 可以充分体现需求侧资源与分布式光伏在时间和空间上的匹配程度, 为电力系统调度提供安全边界, 能够确保售电合作商与负荷聚合商的电量交易结果满足配电系统安全稳定与电能质量要求。

4.1.2 DLDN 数学模型

配电网动态极限承载能力需要充分考虑需求侧资源可调节潜力、配电网结构、配电网潮流、无功补偿设备、分布式光伏发电系统等因素。求解配电网动态极限承载能力上限的数学模型为：

$$\begin{cases} \text{目标函数: 式(4-1)} \\ \text{s.t.(4-3) ~ (4-13)} \end{cases}$$

求解配电网动态极限承载能力下限的数学模型为：

$$\begin{cases} \text{目标函数: 式(4-2)} \\ \text{s.t.(4-3) ~ (4-13)} \end{cases}$$

其中，求解配电网动态极限承载能力上限的目标函数为：

$$\max P_u(t) = \sum_{r=1}^{N^{\text{reg}}} (P_r(t) + \Delta P_{r,u}(t)) \quad (4-1)$$

求解配电网动态极限承载能力下限的目标函数为：

$$\min P_d(t) = \sum_{r=1}^{N^{\text{reg}}} (P_r(t) - \Delta P_{r,d}(t)) \quad (4-2)$$

式中， $P_u(t)$ 、 $P_d(t)$ 分别为 t 时刻配电网能够承受的需求侧资源的上调极限功率和下调极限功率； $P_r(t)$ 为 t 时刻配电网中台区 r 内各类负荷的原始用电总功率； $\Delta P_{r,u}(t)$ 、 $\Delta P_{r,d}(t)$ 分别为 t 时刻配电网中台区 r 内需求侧资源的上调功率和下调功率； N^{reg} 为配电网台区数。

配电网内各台区功率调节范围受到需求侧资源可调节潜力约束为：

$$0 \leq \Delta P_{r,u}(t) \leq \Delta P_{r,u}^{\max}(t) \quad (4-3)$$

$$0 \leq \Delta P_{r,d}(t) \leq \Delta P_{r,d}^{\max}(t) \quad (4-4)$$

$\Delta P_{r,u}^{\max}(t)$ 、 $\Delta P_{r,d}^{\max}(t)$ 分别为 t 时刻配电网台区 r 内需求侧资源在满足用电需求约束条件下的功率上调极限和功率下调极限。

配电网台区内总用电功率受到台区变压器功率传输容量约束为：

$$P_{r,\min} \leq P_r(t) + \Delta P_{r,u}(t) - P_r^{\text{PV}}(t) \leq P_{r,\max} \quad (4-5)$$

$$P_{r,\min} \leq P_r(t) - \Delta P_{r,d}(t) - P_r^{\text{PV}}(t) \leq P_{r,\max} \quad (4-6)$$

式中， $P_r^{\text{PV}}(t)$ 为 t 时刻配电网台区 r 内分布式光伏发电功率； $P_{r,\max}$ 、 $P_{r,\min}$ 为配电网台区 r 变压器的允许传输功率上下限。

配电网运行过程中潮流约束为：

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{N^i} (U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})) = P_i \\ \sum_{j=1}^{N^i} (U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})) = Q_i \\ P_i = P_i^{\text{line}} + P_i^{\text{dis}} - P_i^{\text{Load}} \\ Q_i = Q_i^{\text{line}} + Q_i^{\text{dis}} - Q_i^{\text{Load}} \end{cases} \quad (4-7)$$

式中, P_i 、 Q_i 为节点*i*注入的有功、无功功率; U_i 、 U_j 为节点*i*和与其相连节点*j*的电压; G_{ij} 、 B_{ij} 为节点*i*与节点*j*之间的电导、电纳; θ_{ij} 为节点*i*与节点*j*之间的电压相角差; N^i 为与节点*i*相连的支路数; P_i^{line} 、 Q_i^{line} 为与节点*i*相连线路注入的有功、无功功率; P_i^{dis} 、 Q_i^{dis} 为节点*i*所接入分布式光伏、分布式储能、无功补偿装置等注入的有功、无功功率; P_i^{Load} 、 Q_i^{Load} 为节点*i*的有功、无功负荷。

含高比例分布式光伏配电网面临严重的电压越限问题, 电压约束为:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (4-8)$$

式中, U_{\max} 和 U_{\min} 分别为配电网运行过程中节点电压允许的上限和下限。根据我国《电能质量供电电压允许偏差》(GB12325-90)相关规定, 求解配电网动态极限承载能力过程中设置节点下限允许电压 $U_{\min} = 0.93U_N$ 、节点上限允许电压 $U_{\max} = 1.07U_N$, U_N 为节点额定电压。

分布式光伏发电系统运行约束:

$$(P_{\text{pv}})^2 + (Q_{\text{pv}})^2 \leq (S_{\text{pv}}^{\max})^2 \quad (4-9)$$

$$Q_{\text{pv}}^{\min} \leq Q_{\text{pv}} \leq Q_{\text{pv}}^{\max} \quad (4-10)$$

式中, Q_{pv} 为分布式光伏无功功率输出; S_{pv}^{\max} 为分布式光伏逆变器容量; Q_{pv}^{\min} 、 Q_{pv}^{\max} 为分布式光伏允许输出的无功功率最小值和最大值。

本文在进行源网荷储互动运行过程中分布式光伏跟踪最大功率点输出有功功率, 通过控制逆变器功率因数调整分布式光伏系统传输的无功功率, 逆变器运行功率因数调整范围设定在 ± 0.9 。

电容无功补偿器(CB)约束:

$$Q_{\text{CB}} = k_{\text{CB}} Q_{\text{CB}}^1 \quad (4-11)$$

$$0 \leq k_{\text{CB}} \leq k_{\text{CB}}^{\max} \quad (4-12)$$

Q_{CB}^1 为一组电容补偿器无功补偿量; k_{CB} 为电容补偿器投入的档位; k_{CB}^{\max} 为电容无功补偿器最大档位。

静止无功补偿器(SVC)约束:

$$Q_{\text{SVC}}^{\min} \leq Q_{\text{SVC}} \leq Q_{\text{SVC}}^{\max} \quad (4-13)$$

Q_{SVC}^{\max} 、 Q_{SVC}^{\min} 为静止无功补偿器功率补偿上限和下限。

4.1.3 DLDN 求解算法

配电网动态极限承载能力求解过程涉及到潮流计算, 是典型的单目标非凸非线性问题, 本文配电网潮流利用 OpenDSS 仿真平台进行求解, 利用 OpenDSS 仿真嵌入智能优化算法(Intelligent Optimization Algorithm)的方式求解配电网动态极限承载能力。OpenDSS 仿真平台嵌入智能优化算法求解配电网动态极限承载能力

时的每次迭代过程均由 OpenDSS 仿真平台进行潮流计算，能够保证配电网潮流约束，并且通过 OpenDSS 与 Matlab 之间的 COM 接口能够将潮流计算所求解的节点电压等结果传输到智能优化算法中保证相关约束。因此，利用 OpenDSS 嵌入智能优化算法能够在满足 4.1.2 小节所建立配电网动态极限承载能力模型各项约束的条件下求得配电网动态极限承载能力。常用的智能优化算法有粒子群优化算法 (Particle Swarm Optimization, PSO)、遗传算法 (Genetic Algorithm, GA) 等。其中，遗传算法是一种基于进化论和遗传学提出的高效的全局搜索优化算法。

遗传算法中问题的解都由基因组成的染色体构成，染色体的集合构成种群，种群表示优化问题解的集合。优化问题求解过程中染色体通过选择、交叉和变异得到子代染色体。根据进化论适者生存的理念，子代染色体中适应度较高的会被保留，适应度较差的会被剔除。经过多代遗传和进化，后代染色体适应度会逐渐提升，最终获得适应度较高的染色体，即问题的较优解或最优解。遗传算法运行过程中比较重要的步骤包括：

(1) 初始化种群

遗传算法初始化种群即初始化问题解的集合，需要依据问题可行解的分布范围产生。初始化种群对于遗传算法求解过程较为关键，合适的初始化种群能够提高运算效率，相反，不合适的初始化种群可能降低求解速度，甚至可能导致无法求出最优解。

(2) 适应度函数

适应度函数与所求解问题密切相关，适应度函数的计算值为适应度值，是遗传算法中决定染色体优劣的关键。在遗传和进化过程中，适应度值高的后代被保留，适应度值低的后代被剔除。在适应度函数的评判标准下，经过多代遗传后逐渐生成适应度值较高的后代。

(3) 选择

遗传算法中的选择过程就是在实现优胜劣汰，依据每个后代的适应度值，选择适应度值高的后代保留。遗传算法中常用的选择策略包括有轮盘赌选择法和锦标赛选择法，不同的选择策略都是依据适应度值进行筛选，适应度值越高的后代越容易在筛选中保留。

(4) 交叉

遗传算法交叉运算是模拟生物学遗传中染色体交叉基因互换过程，两个染色体通过交换部分基因形成新的染色体，常见的交叉方法有单点交叉、双点交叉等。交叉运算是遗传算法产生后代数据的主要过程，遗传算法运行过程要设置合适的交叉概率，合适的交叉概率能够提高算法求解效率，避免算法陷入局部最优解。交叉过程基本原理如图 4-2 所示。

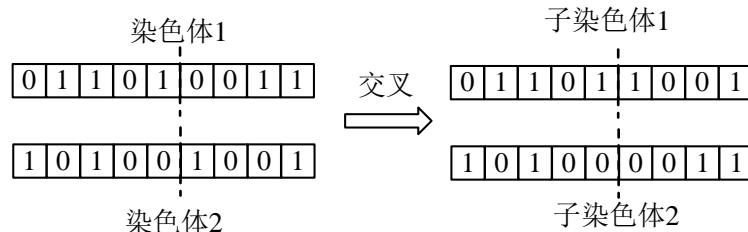


图 4-2 遗传算法交叉过程示意图

Fig.4-2 Genetic algorithm cross process diagram

(5) 变异

遗传算法中变异运算是模拟生物学遗传中染色体的基因突变，染色体内部分基因发生突变形成新的染色体。变异运算和交叉运算相互配合能够提高种群的多样性，设置合适的变异概率能够提高算法的全局搜索能力和求解效率。变异过程基本原理如图 4-3 所示。



图 4-3 遗传算法变异过程示意图

Fig.4-3 Genetic algorithm mutation process diagram

DLDN 求解流程如图 4-4 所示：

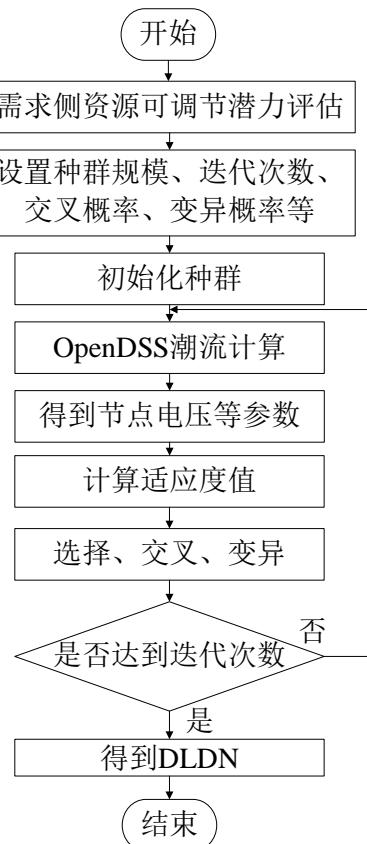


图 4-4 DLDN 求解流程

Fig.4-4 The solution process of DLDN

本文在利用遗传算法求解配电网动态极限承载能力过程中，种群数设置为 100，迭代次数设置为 200，交叉概率设置为 0.8，变异概率设置为 0.05。

4.2 日前两阶段源网荷储互动优化运行策略

4.2.1 日前两阶段源网荷储互动运行框架

含高比例分布式光伏配电系统运行过程中面临的问题包括配电系统向上级电网返送电能、电压升高和电网运行安全性受影响等。本文在第 3 章依托电力市场制度提出了能够促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略，能够调动配电系统内各主体促进分布式光伏就地消纳的积极性，解决了可再生能源无法就地消纳的问题。在此基础上，为了确保通过源网荷储互动得出的促进分布式光伏就地消纳电量交易方案在实施过程能够维持电网运行安全和电能质量，在 4.1 小节提出了配电网动态极限承载能力。为了能够制定出同时满足促进分布式光伏消纳、维护配电系统安全稳定和电能质量等多种需求的源网荷储互动运行方案，本小节提出了促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行框架如图 4-5 所示。

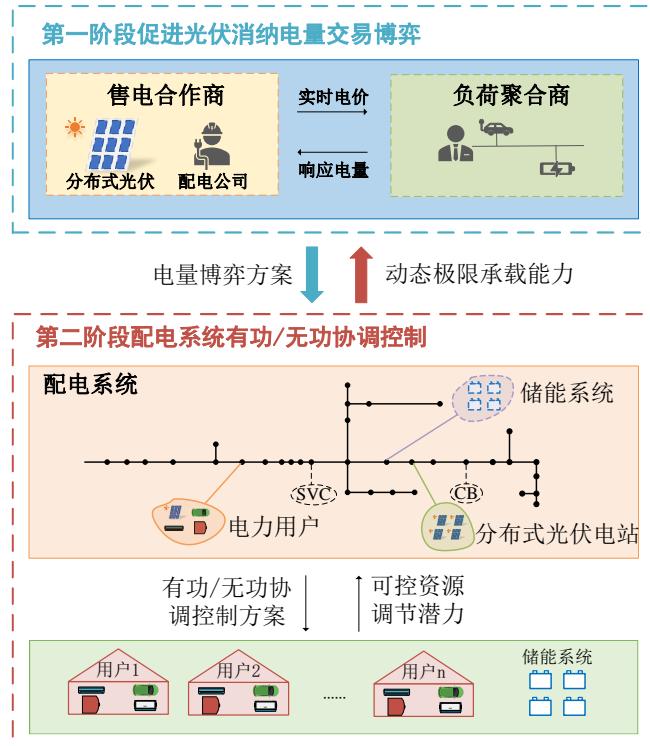


图 4-5 日前两阶段源网荷储互动运行框架

Fig.4-5 Day-ahead two stage generation-grid-load-energy storage interactive operation framework

在第一阶段促进分布式光伏就地消纳电量交易博弈过程中，分布式光伏与配

电网运营商签署合作协议组成的售电合作商与负荷聚合商通过动态合作博弈制定能够促进分布式光伏就地消纳、保证电网运行安全的均衡电量交易方案。售电合作商与负荷聚合商进行博弈的交易电量边界条件 $P_{\min} \Delta t$ 和 $P_{\max} \Delta t$ 由负荷聚合商所管理的需求侧资源可调节潜力、用户正常用电需求、分布式光伏最大发电功率和配电网动态极限承载能力共同决定。通过第一阶段动态合作博弈制定出可以保证配电系统安全稳定与电能质量的促进分布式光伏消纳电量交易方案，将电量交易方案传递给第二阶段。

在第二阶段，通过源网荷储互动运行控制系统对配电系统进行有功/无功协调控制，保证配电系统内总用电量与第一阶段制定的电量交易方案相同，并且能够优化配电系统运行状态。通过本文所建立的促进分布式光伏就地消纳两阶段源网荷储互动运行框架能够将促进分布式光伏就地消纳电量交易方案和配电系统优化运行方案快速解耦求解，能够制定出同时实现促进分布式光伏就地消纳、维护配电网安全、提高电能质量、各主体收益均衡的源网荷储互动运行方案。

需要指出的是，根据 3.1.3 节源网荷储互动模式分析，本章所提出的目前两阶段源网荷储互动策略仅在分布式光伏造成功率返送(表 3-2 的场景I)或者需要为可能出现的功率返送做准备的时段(表 3-2 的场景II)才启动，分布式光伏没有造成功率返送的正常时段(表 3-2 的场景III)仅通过无功协调控制实现配电网的优化运行即可。

4.2.2 配电系统有功/无功协调控制模型

本文所建立的配电系统有功/无功协调控制模型用于两阶段源网荷储互动的第二阶段跟踪第一阶段的电能交易方案，并且调用配电网内需求侧柔性负荷、储能系统、分布式光伏逆变器和无功补偿装置等资源优化配电系统运行状态。配电系统有功/无功协调控制模型优化目标包括总用电量与第一阶段电量交易策略偏差最小、有功损耗最少、储能系统运行成本最少；决策变量包括有配电网各台区内柔性负荷与储能系统用电量、电容无功补偿器(CB)投切组数、静止无功补偿器(SVC)补偿功率、分布式光伏和储能系统的功率因数。

配电系统有功/无功协调控制目标函数包括以下三个方面：

目标函数 1: 第二阶段配电系统内有功控制需要以第一阶段电量交易方案为指导，因此将第二阶段配电系统内用电总量与第一阶段得到的电能交易方案偏差最小作为优化目标：

$$\min F_{a,1} = \left| \sum_{r=1}^{N^{\text{reg}}} P_r - P^* \right| \Delta t \quad (4-14)$$

式中, P^* 为售电合作商与负荷聚合商通过促进分布式光伏就地消纳动态合作博弈得出的电能交易功率。

目标函数 2: 含高比例分布式光伏配电系统是一个内部包含多个电源的系统, 内部无序的功率流动可能会增加网络损耗、损害经济效益, 因此在第二阶段有功/无功协调控制将网络损耗最少作为优化目标:

$$\min F_{a,2} = \sum_{l=1}^{N^L} P_{\text{loss}}^l \Delta t \quad (4-15)$$

式中, P_{loss}^l 为配电网中设备 l 的有功损耗; N^L 为配电系统中所有存在有功损耗的设备数。

目标函数 3: 储能系统在目前阶段仍然存在建设成本、运行维护成本高等问题, 负荷聚合商需要优先调用柔性负荷资源, 减少储能系统使用频率, 因此将储能系统运行维护成本最少作为优化目标:

$$\min F_{a,3} = \varphi_{\text{ess}} \sum_{e=1}^{N^{\text{ess}}} |P_{\text{ess}}^e| \Delta t \quad (4-16)$$

式中, P_{ess}^e 为储能系统 e 的功率; N^{ess} 为储能系统数量; φ_{ess} 为储能系统单位运行成本。

配电系统有功/无功协调控制约束条件包括有以下几个方面:

(1)配电网潮流约束:

公式 (4-7);

(2)电压约束:

公式 (4-8);

配电系统有功/无功协调控制过程设置节点下限允许电压 $U_{\min} = 0.93U_N$ 、节点上限允许电压 $U_{\max} = 1.07U_N$ 。

(3)分布式光伏发电系统运行约束:

公式 (4-9)、(4-10);

(4)储能系统运行约束:

公式 (2-11) ~ (2-15);

(5)电容无功补偿器运行约束:

公式 (4-11)、(4-12);

(6)静止无功补偿器运行约束:

公式 (4-13);

4.2.3 配电系统无功控制模型

分布式光伏发电量与环境因素密切相关，配电系统内并非全天均会出现功率返送问题。为了维护电力用户正常用电习惯和需求，本文所设计的日前两阶段源网荷储互动运行策略仅在分布式光伏造成功率返送或需要为功率返送提前做准备的时段发挥作用。分布式光伏发电量不会造成严重功率返送的情况下仅由售电合作商调用自身可控的无功补偿设备、分布式光伏逆变器优化配电网运行状态。配电网无功优化目标函数包含以下两个方面：

目标函数 1：配电网正常运行情况下运营商需要通过降低网络损耗来减少运行维护成本，因此将网络损耗最少作为优化目标：

$$\min F_{b,1} = \sum_{l=1}^{N^L} P_{\text{loss}}^l \Delta t \quad (4-17)$$

目标函数 2：配电网正常运行情况下运营商需要优化电能质量，保障电网运行安全，因此将配电网内节点电压偏差最小作为优化目标：

$$\min F_{b,2} = \sum_{i=1}^{N^{\text{node}}} |U_i - U_N| \quad (4-18)$$

式中， N^{node} 为配电网内节点总数。

配电系统无功优化过程中决策变量仅包含无功补偿装置运行状态和光伏逆变器功率因数；约束条件包括配电网潮流约束、电压约束、分布式光伏发电系统运行约束、电容器组运行约束、静止无功补偿器运行约束。具体的约束条件参考第 4.1.2 小节，此处不再赘述。

4.3 源网荷储互动优化运行策略求解

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略求解过程中涉及需求侧柔性负荷可调节潜力评估、配电网动态极限承载能力评估、配电侧源网荷储互动电量交易和配电系统有功/无功协调控制等内容，本节重点对配电系统控制策略求解算法和含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程进行说明。

4.3.1 配电系统控制策略求解算法

配电系统优化运行控制策略求解过程涉及到多目标非凸非线性问题的求解，在 4.1.2 小节研究的基础上，本文选择利用 OpenDSS 仿真平台嵌入多目标非支配排序遗传算法 NSGA-II 的方法求解配电系统优化运行控制策略。OpenDSS 仿真平台嵌入 NSGA-II 算法求解配电系统优化运行控制策略时的每次迭代过程均由 OpenDSS 仿真平台进行潮流计算，并通过 OpenDSS 与 Matlab 之间的 COM 接口将

潮流计算结果传输到 NSGA-II 算法中保证相关约束，能够制定出满足配电系统各项约束的优化运行控制策略。

2000 年 Deb 等人在 NSGA 算法的基础上通过引入快速非支配排序等技术，提出了具有精英保留机制的快速非支配排序遗传算法 NSGA-II。NSGA-II 算法具有计算复杂度低、寻优能力强等优点。NSGA-II 算法涉及到的几个重要内容包括：

(1) Pareto 支配关系：

在最小化优化问题中，对于 w 个优化目标 $f_p(x), p = 1 \dots w$ ，任意给定两个决策变量 x_a 和 x_b ，称 x_a 支配 x_b 时需要满足以下两个条件：

- 1) 对于所有的优化目标， x_a 不比 x_b 差，即 $f_p(x_a) \leq f_p(x_b), p = 1 \dots w$ ；
- 2) 至少存在一个优化目标， x_a 比 x_b 好，即 $\exists p \in 1, 2 \dots w$ ，使得 $f_p(x_a) < f_p(x_b)$ ；

(2) 快速非支配排序方法

快速非支配排序方法就是依据 Pareto 支配关系对所有决策变量进行快速划分等级的方法。快速非支配排序方法主要包括以下几个步骤：

- 1) 计算每个决策变量的被支配个数 n_p 和每个决策变量所支配的决策变量集合 $S_p, p = 1 \dots w$ ；
- 2) 将种群中 $n_p = 0$ 的决策变量放入 Pareto 等级 1，并在种群中移除；
- 3) 在剩余种群中选择不被支配的决策变量放入下一 Pareto 等级；
- 4) 重复步骤 3，直至将所有决策变量划分 Pareto 等级；

种群内决策变量 Pareto 等级示意图如图 4-6 所示。

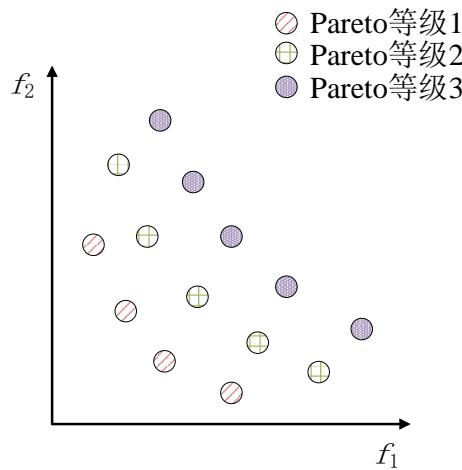


图 4-6 Pareto 等级示意图

Fig.4-6 Pareto Level Diagram

(3) 拥挤度计算

为了避免算法在求解过程中决策变量在某一范围聚集，造成最终解集过度集中，利用拥挤度判断每个决策变量周围决策变量的分布情况。拥挤度的计算过程为将同一 Pareto 等级的决策变量在所有优化方向上求与其相邻的决策变量距离之

和。

(4) 精英保留策略

为了能够筛选更加优秀的决策变量, NSGA-II 中通过精英保留策略来优化后代决策变量。精英保留策略具体步骤包括有:

- 1) 将父代种群和子代种群合并形成临时种群;
- 2) 对临时种群进行快速非支配排序和拥挤度计算, 根据每个决策变量的 Pareto 等级和拥挤度形成新的父代种群;

NSGA-II 优化算法是在遗传算法的基础上发展起来, 算法流程与遗传算法有相似之处, 利用 NSGA-II 算法求解配电系统控制策略具体流程如图 4-7 所示。

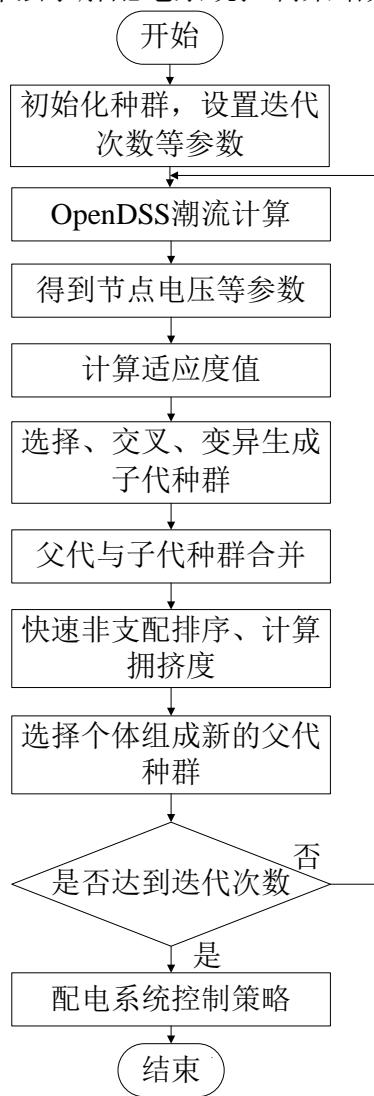


图 4-7 配电系统控制策略求解流程

Fig.4-7 The solving process of distribution system control strategy

在配电系统优化运行控制策略求解过程中, NSGA-II 算法可以求得一组推荐的 Pareto 最优解集, Pareto 解集中的不同解在多个优化目标中表现出不同的优势,

本文采用加权法得到唯一的推荐最优解。

$$\min F = \lambda_1 F_1 + \lambda_2 F_2 + \lambda_3 F_3 \quad (4-19)$$

式中, λ_1 、 λ_2 和 λ_3 分别为优化目标 F_1 、 F_2 和 F_3 的权重, 工程应用中可以根据需要调整。本文制定有功/无功协调控制策略时 λ_1 取 0.5, λ_2 取 0.2, λ_3 取 0.3; 制定无功控制策略时, λ_1 、 λ_2 均取 0.5。

4.3.2 源网荷储互动运行流程

依据 3.1.3 小节所划分的含高比例分布式光伏配电系统运行过程面临的三种场景, 制定含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程。

在场景I情况下, 为了促进分布式光伏就地消纳, 配电系统首先评估配电网动态极限承载能力上限。在此基础上, 售电合作商与负荷聚合商进行促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易, 制定能够促进分布式光伏就地消纳的均衡电量交易方案。参与源网荷储互动电量交易的边界条件为:

$$\begin{cases} P_{\min} = P_N \\ P_{\max} = \min \{P_{\text{pv}}^{\max}, P_u\} \end{cases} \quad (4-20)$$

在场景II情况下, 为了能对即将到来的功率返送现象预留出需求侧调节潜力, 配电系统首先评估配电网动态极限承载能力的下限。在此基础上, 售电合作商与负荷聚合商进行预备性源网荷储互动电量交易, 制定出能够预留需求侧可调节潜力的电量交易方案。参与源网荷储互动电量交易的边界条件为:

$$\begin{cases} P_{\min} = P_d \\ P_{\max} = P_N \end{cases} \quad (4-21)$$

在场景I和II情况下, 第一阶段售电合作商与负荷聚合商通过源网荷储互动电量交易制定出的双方收益达到均衡的电能交易量 $P^* \Delta t$; 在第二阶段, 售电合作商与负荷聚合商以跟随电能交易量 $P^* \Delta t$ 、减少网络损耗和降低储能系统运行成本为目标制定配电系统有功/无功协调控制方案。

在场景III情况下, 优先保障电力用户正常用电需求, 仅由售电合作商通过对自身可直接控制的无功补偿装置和光伏逆变器功率因数进行调整, 减少网络损耗、提高电能质量。

含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程如图 4-8 所示。

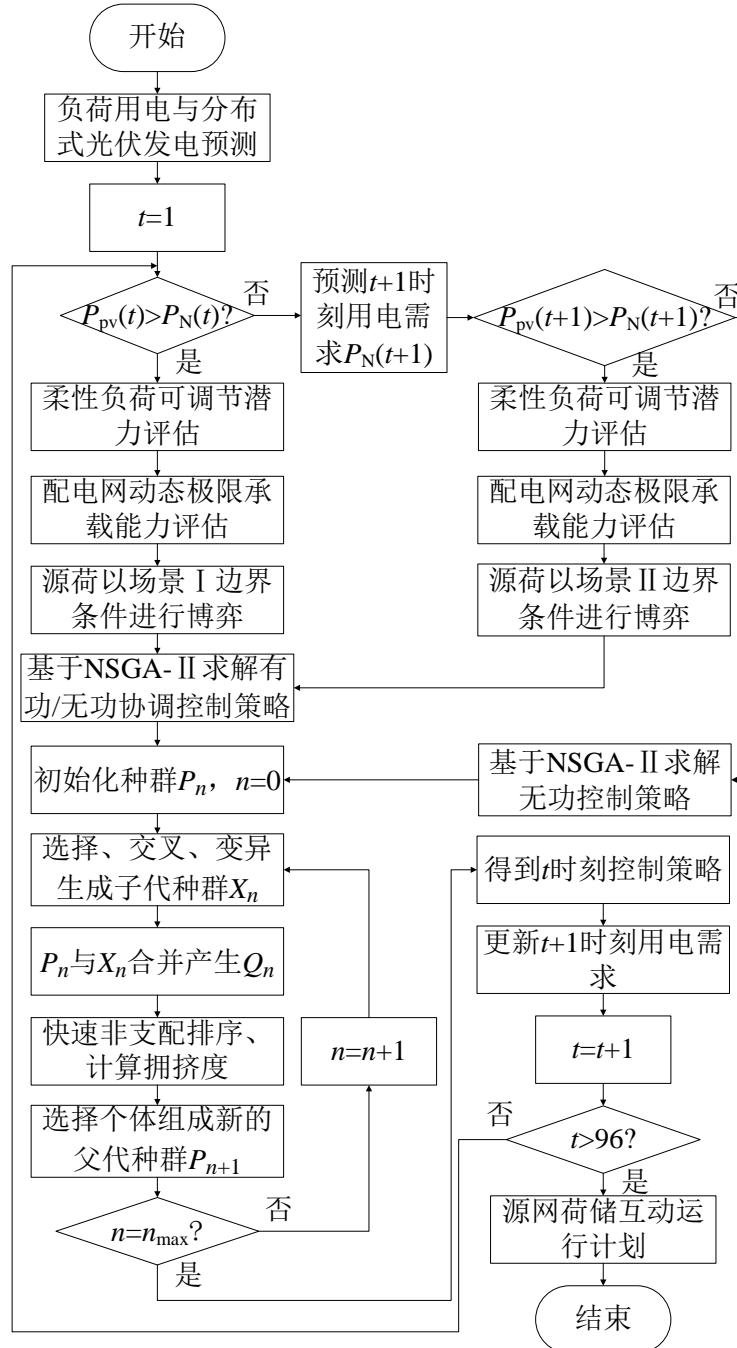


图 4-8 含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程

Fig.4-8 Generation-grid-load-energy storage interactive operation process of distributed photovoltaic power distribution system with high proportion

4.4 算例分析

本章基于改进的冀北地区 10kV 配电系统进行算例分析，配电系统结构如图 4-9 所示。每台电容补偿器组内包含有 5 组电容器，每组电容器容量为 15kvar，每

台电容补偿器组最大输出 75kvar 无功功率；每台静止无功补偿器容量为 300kvar。配电系统内分布式光伏与需求侧资源分布情况参考 2.2.1 小节所述。

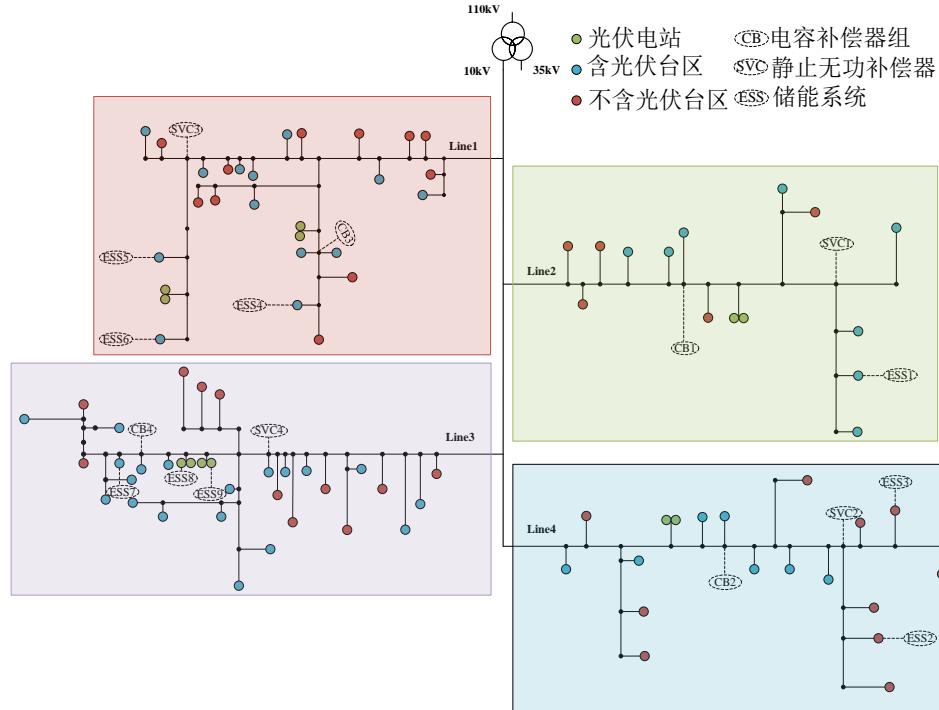


图 4-9 改进的冀北地区 10kV 配电系统结构

Fig.4-9 The improved structure of 10kV distribution system in northern Hebei

本文基于每条配电线路内分布式光伏系统装机容量对储能系统进行配置，储能系统参数如表 4-1 所示。

表 4-1 储能系统参数

Tab.4-1 Energy storage system parameters

名称	ESS1	ESS2	ESS3	ESS4	ESS5	ESS6	ESS7	ESS8	ESS9
安装台区	L209	L411	L413	L108	L113	L114	L316	PV Station 10	PV Station 8
额定功率/kW	100	100	50	200	200	200	200	200	200
额定容量/kWh	200	200	100	400	400	400	400	400	400

4.4.1 DLDN 评估结果分析

基于上述算例，首先针对典型时段验证本文所提配电网动态极限承载能力的实用性。在分布式光伏发电场景 3 情况下，第 37 时刻不存在功率返送现象，第 38 时刻出现功率返送现象。根据本文所提含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程，在第 37 时段启动源网荷储互动削减电力用户用电需求，为后续时段功率返送现象预留可调节潜力。第 37 时段首先对配电网动态极限承载能力下限进

行评估,如图 4-10 所示为光伏发电场景 3 情况下第 37 时段配电网动态极限承载能力下限评估结果。

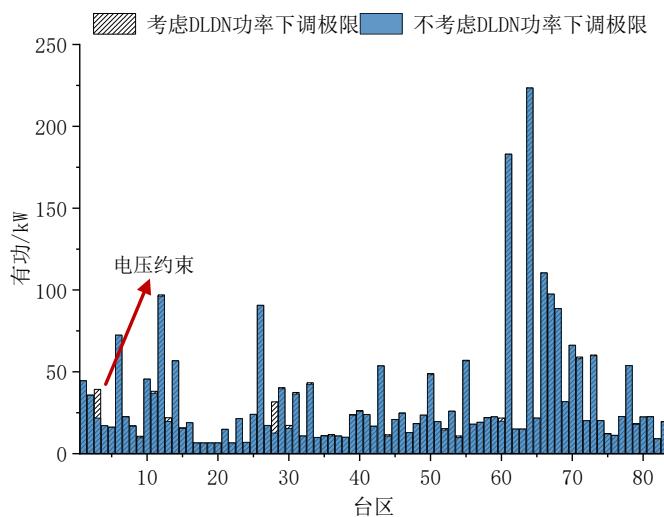


图 4-10 典型时段 DLDN 下限评估结果

Fig.4-10 Evaluation results of DLDN lower limit in typical periods

根据仿真结果可以明显得出光伏发电场景 3 情况下第 37 时段需要削减柔性负荷时,部分台区考虑配电网动态极限承载能力时的最低用电量无法降低到不考虑配电网动态极限承载能力的最低用电量。

分布式光伏发电场景 3 情况下,第 39 时段光伏发电造成功率返送,售电合作商与负荷聚合商通过博弈制定能够促进分布式光伏就地消纳的电能交易方案。根据含高比例分布式光伏配电网源网荷储互动流程,首先需要对配电网动态极限承载能力上限进行评估,如图 4-11 所示为光伏发电场景 3 情况下第 39 时段配电网动态极限承载能力上限评估结果。

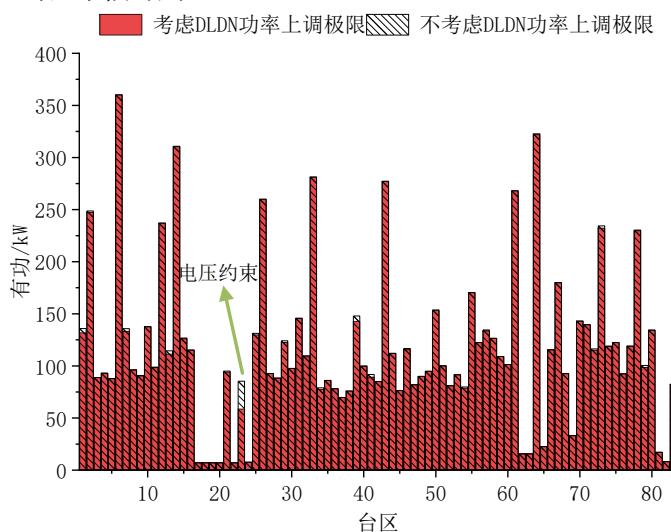


图 4-11 典型时段 DLDN 上限评估结果

Fig.4-11 Evaluation results of DLDN upper limit in typical periods

根据仿真结果可以明显得出光伏发电场景 3 情况下第 39 时段需要发挥柔性负荷用电潜力促进分布式光伏就地消纳时，部分台区考虑配电网动态极限承载能力时的最高用电量无法增加到不考虑配电网动态极限承载能力的最高用电量。

光伏发电场景 3 情况下配电网动态极限承载能力对售电合作商与负荷聚合商电能交易方案的影响如图 4-12 所示。

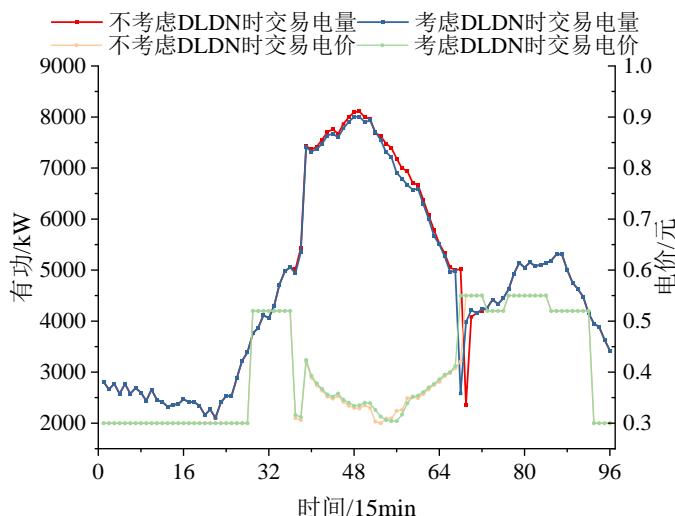


图 4-12 DLDN 对电量交易方案的影响

Fig.4-12 The Impact of DLDN on Energy Trading Schemes

考虑配电网动态极限承载能力时，售电合作商与负荷聚合商进行促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易过程受到配电系统运行安全等条件限制，所得到的均衡电量交易方案与不考虑配电网动态极限承载能力时电能交易方案存在明显差异。售电合作商与负荷聚合商进行源网荷储互动电量交易时不能直接以不考虑配电网动态极限承载能力的需求侧资源可调节潜力作为边界条件，通过本文所定义配电网动态极限承载能力限制电能交易边界条件能够保证配电网运行安全。验证了本文所定义配电网动态极限承载能力的实用性与必要性。

4.4.2 配电系统运行状态分析

本小节基于 3.3.1 小节聚类得出的三种功率返送典型场景，验证所研究源网荷储互动运行策略对优化配电系统运行状态的有效性。

分布式光伏发电场景 1 情况下，通过源网荷储互动运行第一阶段制定的电量交易方案如图 4-13 所示。

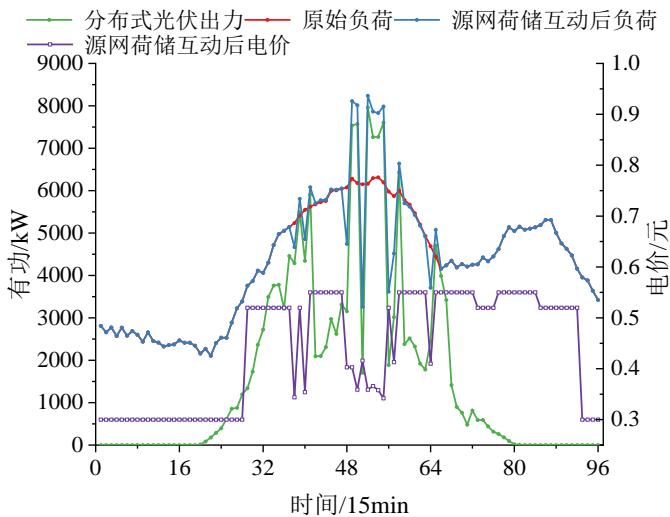


图 4-13 光伏发电场景 1 第一阶段电量交易方案

Fig.4-13 The first stage electricity trading scheme in photovoltaic scenario 1

第 1 到第 38 时段，配电系统内不存在功率返送问题，第 39 时段首次出现 10kV 配电系统向 110kV 电网返送电能的情况。前 37 个时段保障电力用户正常用电需求，售电合作商优化配电网运行状态，第 38 时段首次启动促进分布式光伏就地消纳两阶段源网荷储互动运行。第一阶段制定出了促进分布式光伏就地消纳的均衡电量交易方案。

第二阶段根据第一阶段制定的电量交易方案制定配电系统有功/无功协调控制方案，在此过程得到一组配电系统运行方案 Pareto 最优解集，第 38 时段配电系统有功/无功协调控制策略 Pareto 最优解集如图 4-14 所示。

- 有功/无功协调控制策略Pareto最优解集
- 利用加权法得到的唯一推荐最优解

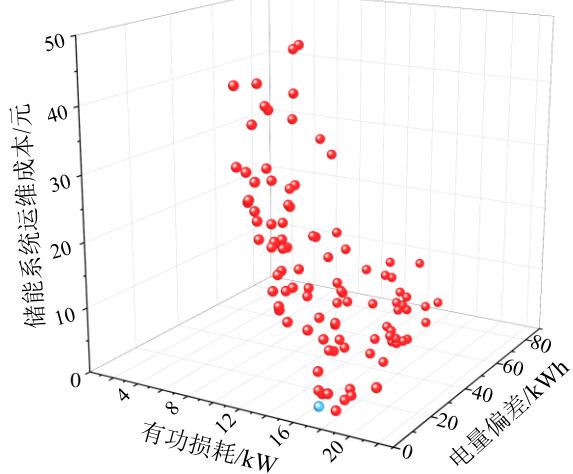


图 4-14 典型时段有功/无功协调控制 Pareto 最优解集

Fig.4-14 The Pareto optimal solution set of active/reactive power coordinated control in typical period of photovoltaic scenario 1

利用加权法可以得到唯一推荐的最优解，根据唯一推荐最优解对配电系统内

各类资源进行调度，配电系统内负荷和储能系统调度方案如图 4-15 所示。

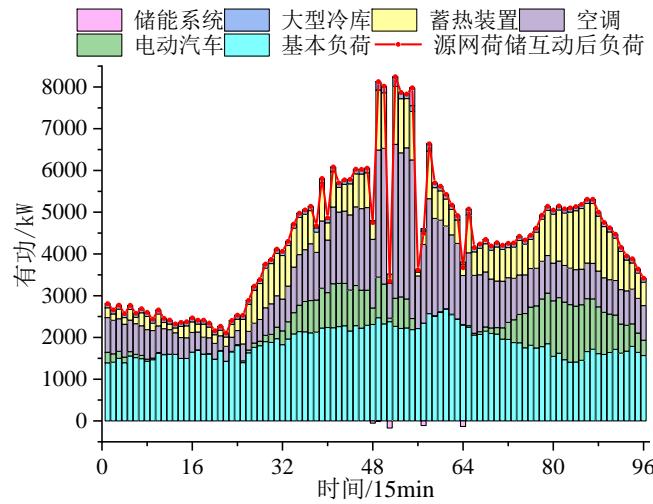


图 4-15 光伏发电场景 1 负荷和储能系统调度方案

Fig.4-15 Load and energy storage system scheduling scheme in photovoltaic scenario 1

分析图 4-13 和图 4-15 配电系统内电能调度过程，分布式光伏发电场景 1 情况下，所有时段通过源网荷储互动运行均能制定出促进分布式光伏就地消纳的均衡电量交易方案，并且能够根据电量交易方案制定出配电系统内需求侧资源和储能系统的优化调度方案。

配电系统内电容无功补偿器组、静止无功补偿器、光伏系统和储能系统的无功功率补偿情况如图 4-16 所示。

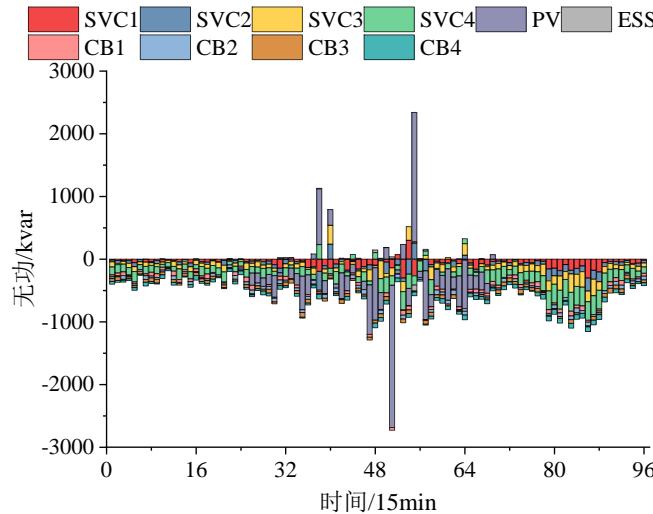


图 4-16 光伏发电场景 1 各系统无功补偿方案

Fig.4-16 Reactive power compensation schemes for each system in photovoltaic scenario 1

分析图 4-16 无功补偿情况，由于配电系统内负荷大量消耗无功功率，无功补偿装置需要发出无功功率保证无功功率平衡。当配电系统内出现严重功率返送现象，光伏逆变器、储能系统逆变器等无功补偿装置会通过消耗无功功率降低电压，有助于消除电压越限问题。由于分布式光伏装机量较大，分布式光伏逆变器能够

提供较大的无功功率，并且能够实现双向连续调节，对优化配电系统内无功功率分布、改善电能质量能够起到重要作用。

光伏发电场景 1 情况下，源网荷储互动后配电系统内各节点电压如图 4-17 所示。

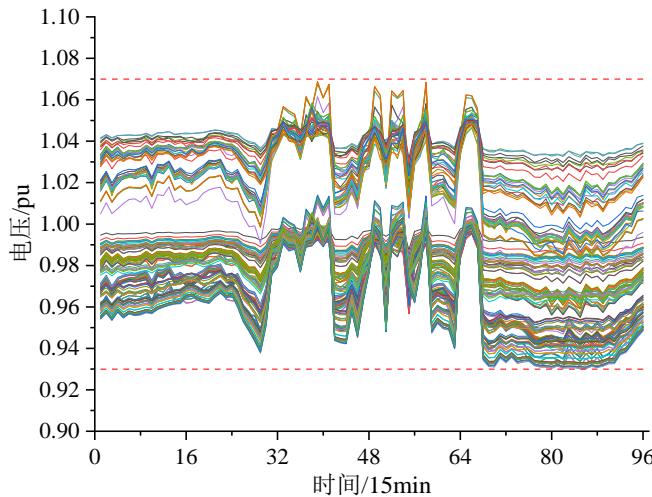


图 4-17 光伏发电场景 1 互动运行后各节点电压

Fig.4-17 The voltage at each node after interactive operation in photovoltaic scenario 1

分析图 4-17 配电系统内各节点电压，本文所提源网荷储互动运行方案能够消除电压越限问题，提高电能质量。

光伏发电场景 1 情况下，源网荷储互动运行前后配电系统内网络损耗情况如图 4-18 所示。

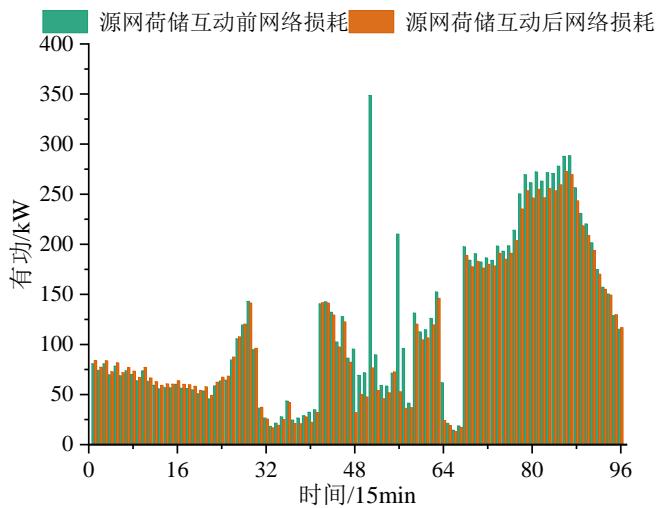


图 4-18 光伏发电场景 1 互动运行前后网络损耗情况

Fig.4-18 The network loss before and after interactive operation in photovoltaic scenario 1

分析图 4-18 配电系统内网络损耗，光伏发电场景 1 情况下，本文所提源网荷储互动运行方案能够将配电系统内网络损耗降低 8.58%，从而降低系统运行成本、增加运营收益。

分布式光伏发电场景 2 情况下源网荷储互动运行第一阶段电量交易方案如图 4-19 所示，各类需求侧资源和储能系统调度方案如图 4-20 所示。

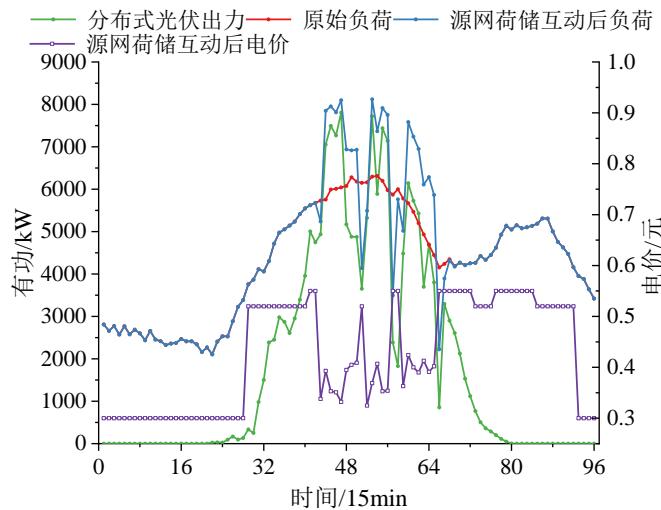


图 4-19 光伏发电场景 2 第一阶段电量交易方案

Fig.4-19 The first stage electricity trading scheme in photovoltaic scenario 2

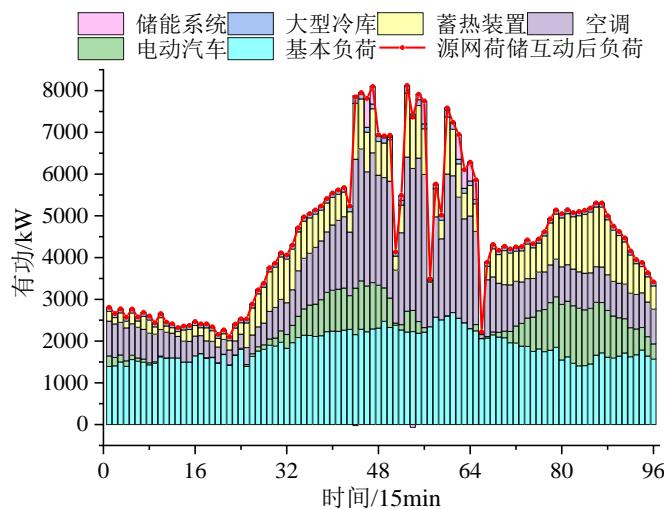


图 4-20 光伏发电场景 2 负荷和储能系统调度方案

Fig.4-20 Load and energy storage system scheduling scheme in photovoltaic scenario 2

分析图 4-19~图 4-20，光伏发电场景 2 情况下，分布式光伏发电存在严重的波动性，本文所提源网荷储互动运行策略能够应对光伏发电剧烈波动的情况，实现分布式光伏就地消纳。

光伏发电场景 2 情况下无功补偿方案如图 4-21 所示，源网荷储互动后配电网内节点电压如图 4-22 所示，源网荷储互动运行前后网络损耗如图 4-23 所示。

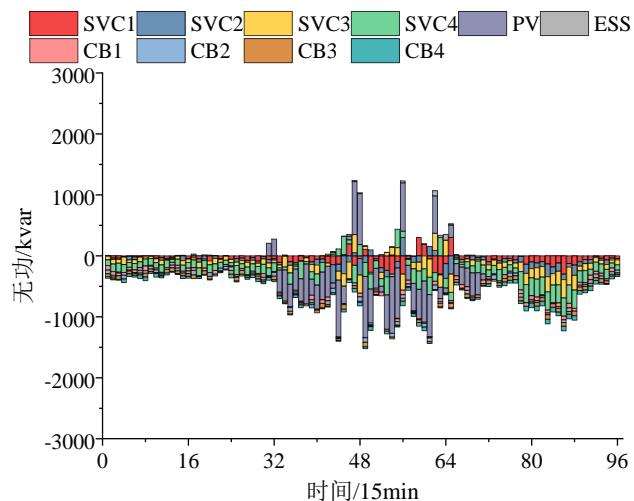


图 4-21 光伏发电场景 2 各系统无功补偿方案

Fig.4-21 Reactive power compensation schemes for each system in photovoltaic scenario 2

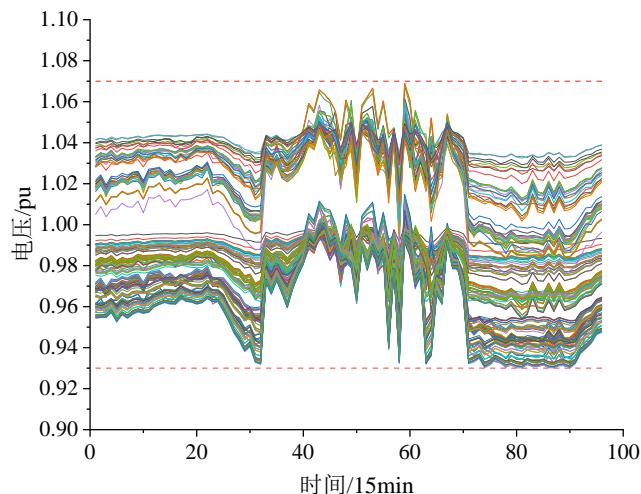


图 4-22 光伏发电场景 2 源网荷储互动运行后配电系统内各节点电压

Fig.4-22 The voltage at each node after interactive operation in photovoltaic scenario 2

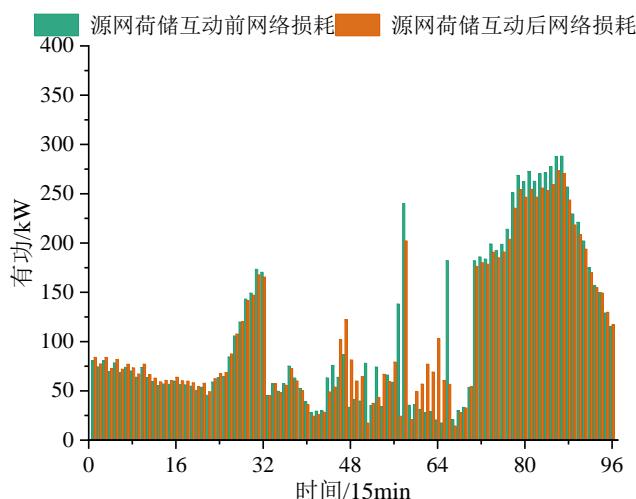


图 4-23 光伏发电场景 2 源网荷储互动运行前后配电系统内网络损耗情况

Fig.4-23 The network loss before and after interactive operation in photovoltaic scenario 2

分析图 4-21~图 4-23, 光伏发电场景 2 情况下本文所提源网荷储互动运行策略能够消除配电系统内电压越限问题, 并且能够将网络损耗降低 1.59%。

分布式光伏发电场景 3 情况下源网荷储互动运行电量交易方案如图 4-24 所示, 各类需求侧资源和储能系统调度方案如图 4-25 所示。

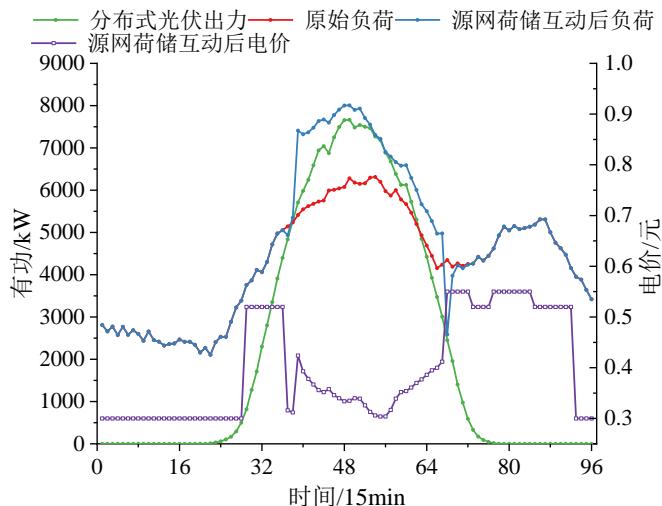


图 4-24 光伏发电场景 3 第一阶段电量交易方案

Fig.4-24 The first stage electricity trading scheme in photovoltaic scenario 3

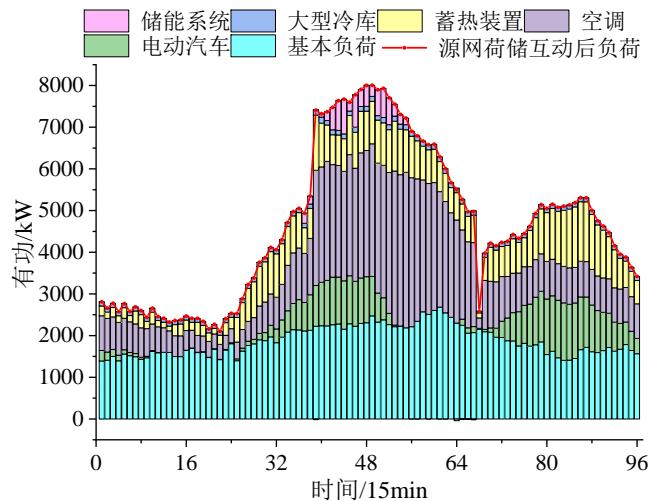


图 4-25 光伏发电场景 3 负荷和储能系统调度方案

Fig.4-25 Load and energy storage system scheduling scheme in photovoltaic scenario 3

分析图 4-24~图 4-25, 光伏发电场景 3 情况下分布式光伏发电持续输出较大功率, 本文所提源网荷储互动运行策略能够应对光伏发电持续较大的情况。

光伏发电场景 3 情况下无功补偿方案如图 4-26 所示, 源网荷储互动后配电网内节点电压如图 4-27 所示, 源网荷储互动运行前后网络损耗如图 4-28 所示。

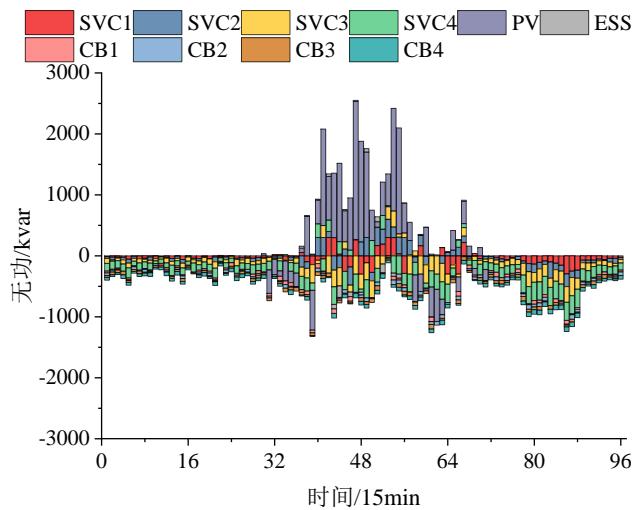


图 4-26 光伏发电场景 3 各系统无功补偿方案

Fig.4-26 Reactive power compensation schemes for each system in photovoltaic scenario 3

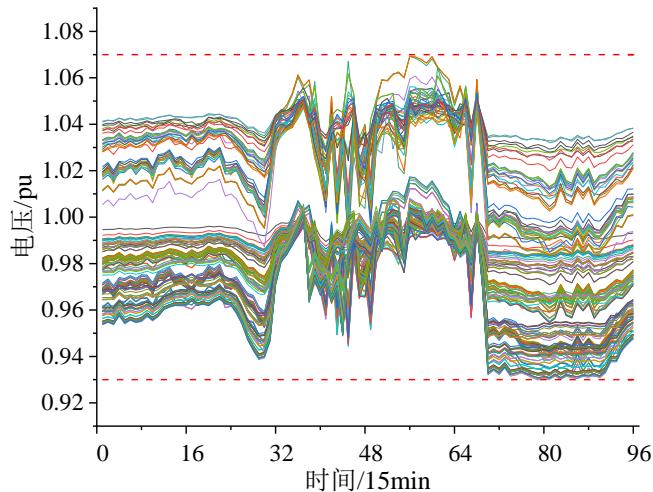


图 4-27 光伏发电场景 3 源网荷储互动运行后配电系统内各节点电压

Fig.4-27 The voltage at each node after interactive operation in photovoltaic scenario 3

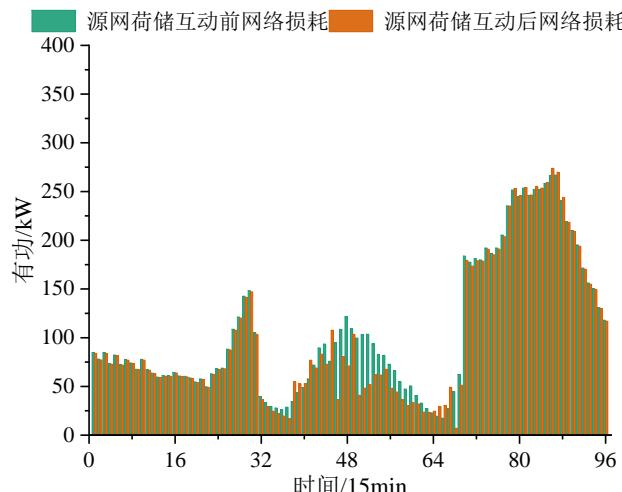


图 4-28 光伏发电场景 3 源网荷储互动运行前后配电系统内网络损耗情况

Fig.4-28 The network loss before and after interactive operation in photovoltaic scenario 3

分析图 4-26~图 4-28, 光光伏发电场景 3 情况下本文所提源网荷储互动运行策略能够保证配电系统电压在正常范围内, 并且能够将网络损耗降低 4.95%。

在三种分布式光伏发电典型场景下, 本文所提含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略均能调动需求侧柔性负荷与储能系统等资源, 通过源网荷储互动运行制定出能够同时促进分布式光伏就地消纳、消除电压越限、减少网络损耗的配电系统运行方案。

三种典型场景下的仿真结果验证了本文所提源网荷储互动运行策略对于促进分布式光伏消纳、维护电网运行安全、提高电能质量的有效性。

4.4.3 经济效益分析

在三种光伏发电场景下, 分布式光伏运营商与配电网运营商通过合作组成售电合作商的全天运营收益如表 4-2 所示。

表 4-2 考虑 DLDN 时三种光伏发电场景售电合作商全天总效益

Tab.4-2 The total benefits of EESP in three photovoltaic power generation scenarios in the whole day when considering DLDN

主体	收益/元		
	场景 1	场景 2	场景 3
售电合作商	38853.36	37795.63	35562.96

基于 3.2.4 小节所述合作联盟收益分配方法对售电合作商收益进行分配, 配电网运营商在合作联盟中的收益分配如表 4-3 所示。

表 4-3 考虑 DLDN 时配电网运营商在合作联盟中的收益分配

Tab.4-3 Income distribution of distribution network operators in cooperative alliance when considering DLDN

参数	场景 1		场景 2		场景 3	
	配电网运营商	售电合作商	配电网运营商	售电合作商	配电网运营商	售电合作商
$v(S)$	27340.36	38853.36	27175.82	37795.64	23865.00	35562.97
$v(S/k)$	0	3905.04	0	4332.56	0	5369.65
$r_k(S)$	27340.36	34948.32	27175.82	33463.08	23865.00	30193.32
$h(S)$	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
$h(S)r_k(S)$	13670.18	17474.16	13587.91	16731.54	11932.50	15096.66
收益/元	31144.34		30319.45		27029.16	

分布式光伏运营商在合作联盟中的收益分配如表 4-4 所示。

表 4-4 考虑 DLDN 时分布式光伏运营商在合作联盟中的收益分配

Tab.4-4 Income distribution of distributed photovoltaic operators in cooperative alliance when considering DLDN

参数	场景 1		场景 2		场景 3	
	分布式光 伏运营商	售电合作 商	分布式光 伏运营商	售电合作 商	分布式光 伏运营商	售电合作 商
$v(S)$	3905.04	38853.36	4332.56	37795.64	5369.65	35562.97
$v(S/k)$	0	27340.36	0	27175.82	0	23865.00
$r_k(S)$	3905.04	11513.00	4332.56	10619.82	5369.65	11697.97
$h(S)$	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
$h(S)r_k(S)$	1952.52	5756.50	2166.28	5309.91	2684.825	5848.985
收益/元	7709.02		7476.19		8533.81	

负荷聚合商全天收益和电力用户全天总用电费用如表 4-5 所示。电力用户用电费用采用负收益表示。

表 4-5 考虑 DLDN 时三种光伏发电场景负荷聚合商和电力用户全天总效益

Tab.4-5 Total benefits of load aggregators and power users in three photovoltaic power generation scenarios when considering DLDN

主体	收益/元		
	场景 1	场景 2	场景 3
负荷聚合商	2082.85	4029.56	5876.93
电力用户	-47714.36	-46956.77	-45094.56

根据仿真结果可以看出,光伏发电场景 1 情况下配电网运营商收益由 27340.36 元增加到 31144.34 元,分布式光伏运营商收益从 3905.04 元增加到 7709.02 元,电力用户用电成本由 50219.36 元降低到 47714.36 元,负荷聚合商获得收益 2082.85 元;光伏发电场景 2 情况下配电网运营商收益由 27175.82 元增加到 30319.45 元,分布式光伏运营商收益从 4332.56 元增加到 7476.19 元,电力用户用电成本降低到 46956.77 元,负荷聚合商获得收益 4029.56 元;光伏发电场景 3 情况下配电网运营商收益由 23865.00 元增加到 27029.16 元,分布式光伏运营商收益从 5369.65 元增加到 8533.81 元,电力用户用电成本降低至 45094.56 元,负荷聚合商获得收益 5876.93 元。

三种分布式光伏发电场景下配电系统内各主体运营收益均增加,验证了本文所提方法对于提高含高比例分布式光伏配电系统经济收益的有效性和稳定性。

4.5 本章小结

本章在第 3 章基于博弈论的配电系统光伏消纳电量交易策略的研究基础上，对能够同时实现促进分布式光伏消纳、维护电网运行安全、提高电能质量的源网荷储互动运行策略开展研究。首先针对目前含高比例分布式光伏配电系统内调用需求侧资源时存在的无法保证配电网安全和电能质量问题，提出了配电网动态极限承载能力的概念，赋予了配电网内需求响应资源时间特性和空间特性，为促进分布式光伏就地消纳源网荷储互动电量交易提供保障配电网安全稳定和电能质量的边界条件，为配电系统促进分布式光伏就地消纳电量调度与有功/无功协调控制的两阶段优化提供“桥梁”。并且，建立了配电网动态极限承载能力的数学模型，给出了求解算法。

其次，提出了促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略，第一阶段基于博弈论制定能够促进分布式光伏就地消纳、供需双方收益达到均衡、保证能够在配电网安全前提下完成调度的电量交易方案；第二阶段通过配电系统有功/无功协调控制跟踪第一阶段的电量交易方案，优化配电系统运行状态。并且，提出了含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行流程和求解算法。基于改进的冀北地区 10kV 配电系统进行算例分析，仿真结果表明，本文提出的两阶段源网荷储互动运行策略能够将电量交易方案和配电系统优化控制方案快速解耦求解，能够制定出同时实现促进分布式光伏就地消纳、维护配电网安全、提高电能质量的源网荷储互动运行方案。

5 总结与展望

5.1 总结

分布式光伏在配电网中的渗透率不断提升，传统的分时电价政策限制了配电网内分布式光伏的消纳，配电网内出现了功率返送、电压越限、经济效益受损等一系列问题。如何同时实现促进分布式光伏就地消纳、维护配电网运行安全和电能质量、增加配电网内各主体运营收益是含高比例分布式光伏配电网目前面临的关键问题。本文以含高比例分布式光伏配电网为研究背景，提出通过源网荷储互动运行促进分布式光伏就地消纳、优化配电网运行状态。本文的主要工作和研究成果如下：

(1) 利用 OpenDSS 配电网仿真平台和 Matlab 仿真软件对冀北地区某含高比例分布式光伏 10kV 配电网进行建模，通过配电网实际运行数据和仿真结果分析含高比例分布式光伏配电网运行中面临的问题。研究了配电网内空调、电热水器、电动汽车、大型冷库的运行特性，建立了分布式光伏、无功补偿设备、各类需求侧柔性负荷和储能系统参与源网荷储互动的数学模型。在此基础上设计了能够实现源网荷储互动的能量管理系统，搭建了源网荷储互动运行仿真平台。

(2) 提出基于博弈论的配电网光伏消纳电量交易策略，算例结果表明，有电力市场参与的电量交易有利于促进分布式光伏的就地消纳。首先对配电网集中式电量交易模式和博弈论在配电侧电力市场中能够起到的作用进行分析，提出了促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动电量交易策略。建立了促进分布式光伏就地消纳的售电合作商和负荷聚合商博弈模型，能够根据分布式光伏发电情况和需求侧资源可调节潜力制定出各方收益均衡的促进分布式光伏就地消纳电量交易方案。证明了博弈模型均衡解的存在性，给出了合作收益分配方法，并通过算例验证了所提方法对于促进分布式光伏就地消纳的有效性和稳定性。

(3) 提出促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略。首先提出了配电网动态极限承载能力，给出了评估方法，赋予配电网内需求侧资源时间特性和空间特性，为配电网促进分布式光伏就地消纳的电量交易提供可以保证配电网安全稳定运行的边界条件。在此基础上，提出了促进分布式光伏就地消纳的日前两阶段源网荷储互动运行策略，实现了电量交易和配网优化运行的快速解耦求解，将配电网电量交易博弈与有功/无功协调控制有机统一，能够制定出促进分布式光伏就地消纳的源网荷储互动运行方案。并且，提出了含高比例分布

式光伏配电系统源网荷储互动运行流程和运行策略求解算法。

(4) 采用改进的冀北地区某 10kV 配电系统和本文所搭建的源网荷储互动运行仿真平台验证所研究含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略的有效性。仿真结果表明，本文所提出的配电网动态极限承载能力具有较强的实用性，所提出的源网荷储互动运行策略能够同时实现促进分布式光伏就地消纳、保证配电网安全稳定与电能质量、增加各主体运营收益。本文所研究内容能够有效应对含高比例分布式光伏配电系统面临的一系列关键问题。

5.2 工作展望

本文所研究的含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略对于含高比例分布式光伏配电系统运行具有一定的借鉴意义，但由于本人能力和研究时间的限制，仍有许多工作有待完善：

(1) 本文在制定源网荷储互动运行策略过程中，较为依赖分布式光伏运营商对光伏发电的预测数据和负荷聚合商对负荷用电需求的预测数据。准确的可再生能源发电预测方法、负荷用电需求预测方法和柔性负荷可调节潜力评估方法对本文所提源网荷储互动运行策略非常重要。因此，在后续的研究中，可以重点针对可再生能源发电精确预测方法、需求侧柔性负荷可调节潜力评估方法开展研究。

(2) 在制定源网荷储互动运行策略过程中，本文选用将 OpenDSS 配电系统仿真嵌入智能优化算法进行求解，能够充分考虑到配电网结构和潮流，所得到的策略较为准确。随着配电系统运行数据的不断增加，可以针对利用大数据和人工智能方法简化源网荷储互动运行策略求解流程开展研究。根据配电系统运行状态和历史数据通过人工智能算法直接匹配与之契合的源网荷储互动运行策略，能够提高求解效率。

参考文献

- [1] 邹才能,何东博,贾成业,等.世界能源转型内涵、路径及其对碳中和的意义[J].石油学报,2021,42(02):233-247.
- [2] 国家统计局.中国统计年鉴—2022[EB/OL].(2023-02-15)[2023-02-17].
<http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2022/indexch.htm>.
- [3] 中国电力企业联合会.2022年全国电力工业统计快报一览表[EB/OL].(2023-01-18)[2023-02-17].
<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-317446>.
- [4] 中国人大网.中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要[EB/OL].(2021-03-13)[2023-02-17].
<http://www.npc.gov.cn/npc/kgfb/202103/bf13037b5d2d4a398652ed253cea8eb1.shtml>.
- [5] 国家能源局.“十四五”现代能源体系规划[EB/OL].(2022-01-29)[2023-02-17].
http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c_1310524241.htm.
- [6] 王文静,王斯成.我国分布式光伏发电的现状与展望[J].中国科学院院刊,2016,31(02):165-172.
- [7] 国家能源局.2018年前三季度光伏建设运行情况[EB/OL].(2018-11-19)[2023-02-17].
http://www.nea.gov.cn/2018-11/19/c_137617256.htm.
- [8] 国家能源局.2022年前三季度光伏发电建设运行情况[EB/OL].(2022-10-27)[2023-02-17].
http://www.nea.gov.cn/2022-10/27/c_1310671519.htm.
- [9] 国家发展改革委.“十四五”可再生能源发展规划[EB/OL].(2022-06-01)[2023-02-17].
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202206/t20220601_1326719.html.
- [10] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等.兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J].电力自动化设备,2016,36(02):102-111.
- [11] 赵波,肖传亮,徐琛,等.基于渗透率的区域配电网分布式光伏并网消纳能力分析[J].电力系统自动化,2017,41(21):105-111.
- [12] 肖健.电力系统中无功控制方法的比较研究[D].兰州交通大学,2011.
- [13] 徐添锐,丁涛,李立,等.适应三相不平衡主动配电网无功优化的二阶锥松弛模型[J].电力系统自动化,2021,45(24):81-88.
- [14] 王颖,文福拴,赵波,等.高密度分布式光伏接入下电压越限问题的分析与对策[J].中国电机工程学报,2016,36(05):1200-1206.
- [15] 缪立恒.分布式光伏接入对配电网稳态运行影响的研究[D].华北电力大学,2015.
- [16] 樊宇琦,丁涛,孙瑜歌,等.国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J].中国电机工程学报,2021,41(05):1729-1752.
- [17] 陈琳,钟金,倪以信,等.含分布式发电的配电网无功优化[J].电力系统自动化,2006(14):20-24.
- [18] 周鑫,诸弘安,马爱军.基于多种群蚁群算法的多目标动态无功优化[J].电网技术,2012,36(07):231-236.
- [19] 张伯明,吴文传,郑太一,等.消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J].电力系统自动化,2011,35(01):1-6.
- [20] 蔺海明,刘天琪,李兴源.考虑风电出力和负荷不确定性的电力系统有功优化潮流[J].电网技术,2013,37(06):1584-1589.
- [21] Zheng Chen, Xiangning Xiao, Chao Luo. New Technologies of Active Distribution Network in

- Smart Grid[C]//Proceedings of 2013 IEEE 4th International Conference on Electronics Information and Emergency Communication. Beijing, China, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013: 231-234.
- [22] 尤毅,刘东,于文鹏,等.主动配电网技术及其进展[J].电力系统自动化,2012,36(18):10-16.
- [23] 尤毅,刘东,钟清,等.主动配电网优化调度策略研究[J].电力系统自动化,2014,38(09):177-183.
- [24] 刘东,陈云辉,黄玉辉,等.主动配电网的分层能量管理与协调控制[J].中国电机工程学报,2014,34(31):5500-5506.
- [25] 钟清,张文峰,周佳威,等.主动配电网分层分布控制策略及实现[J].电网技术,2015,39(06):1511-1517.
- [26] 陈旭,张勇军,黄向敏.主动配电网背景下无功电压控制方法综述[J].电力系统自动化,2016,40(01):143-151.
- [27] 王永杰,吴文传,张伯明,等.有功无功协调的主动配电网鲁棒电压控制[J].电力系统自动化,2016,40(09):29-34.
- [28] 沙熠,邱晓燕,宁雪姣,等.协调储能与柔性负荷的主动配电网多目标优化调度[J].电网技术,2016,40(05):1394-1399.
- [29] Hongjun Gao, Junyong Liu, Lingfeng Wang. Robust Coordinated Optimization of Active and Reactive Power in Active Distribution Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4436-4447.
- [30] 石琛.基于数据驱动和深度学习的配电网无功优化技术研究[D].北京交通大学,2020.
- [31] 倪爽,崔承刚,杨宁,等.基于深度强化学习的配电网多时间尺度在线无功优化[J].电力系统自动化,2021,45(10):77-85.
- [32] Xiaojun Zhu, Haiteng Han, Shan Gao, et al. A Multi-Stage Optimization Approach for Active Distribution Network Scheduling Considering Coordinated Electrical Vehicle Charging Strategy[J]. IEEE Access, 2018, 6: 50117-50129.
- [33] Liu Zifa, Li Jieyu, Liu Yunyang, et al. Collaborative Optimized Operation Model of Multi-Character Distribution Network Considering Multiple Uncertain Factors and Demand Response[J]. Energies, 2022, 15(12): 4244-4250.
- [34] 刘自发,刘云阳,王新月,等.考虑可再生能源的配电网储能和电动汽车运行优化研究[J].中国电机工程学报,2022,42(05):1813-1826.
- [35] 徐韵,颜湘武,李若瑾,等.电力市场环境下含“源-网-荷-储”互动的主动配电网有功/无功联合优化[J].电网技术,2019,43(10):3778-3789.
- [36] Hans P. Game Theory: A Multi-Leveled Approach[M]. New York: Springer Science & Business Media, 2008.
- [37] 卢强,陈来军,梅生伟.博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5009-5017.
- [38] 刘晓峰,高丙团,李扬.博弈论在电力需求侧的应用研究综述[J].电网技术,2018,42(08):2704-2711.
- [39] Ehsan Nekouei, Tansu Alpcan, Deb Chattopadhyay. Game-Theoretic Frameworks for Demand Response in Electricity Markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 748-758.
- [40] Ge Wang, Qi Zhang, Hailong Li, et al. Study on the promotion impact of demand response on distributed PV penetration by using non-cooperative game theoretical analysis[J]. Applied Energy, 2016, 185(2):1869-1878.

- [41] 黄伟,李玟萱,车文学.基于 Stackelberg 模型的主动配电网动态电价需求响应设计[J].电力系统自动化,2017,41(14):70-77.
- [42] 陈吕鹏,潘振宁,余涛,等.基于动态非合作博弈的大规模电动汽车实时优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(24):32-40.
- [43] 陈中瑶,林凯颖,王蓓蓓,等.单侧放开市场中基于 Stackelberg 均衡分析的最低效率损失需求响应激励机制设计[J].电网技术,2022,46(05):1790-1800.
- [44] 陈睿欣.基于博弈论的需求响应研究及其在促进风电消纳中的应用[D].北京交通大学,2016.
- [45] 黄张浩,张亚超,郑峰等.基于不同利益主体协调优化的主动配电网日前-实时能量管理方法[J].电网技术,2021,45(06):2299-2308.
- [46] Yixin Liu, Li Guo, Chengshan Wang. A robust operation-based scheduling optimization for smart distribution networks with multi-microgrids[J]. Applied Energy, 2018, 228(15):130-140.
- [47] 游祥,李华强,陆杨,等.考虑配网潮流的多微网集中式交易定价策略[J].电网技术,2022,46(04):1297-1309.
- [48] Lingling Wang, Quan Zhou, Zhan Xiong. Security Constrained Decentralized Peer-to-Peer Transactional Energy Trading in Distribution Systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(01): 188-197.
- [49] 孙文瑶.间歇式清洁能源超高比例渗透的配电网调度方法研究[D].沈阳农业大学,2022.
- [50] 孙峰洲.含高比例分布式新能源的柔性配电网优化运行研究[D].浙江大学,2021.
- [51] 陈玥,刘锋,魏韡等.需求侧能量共享:概念、机制与展望[J].电力系统自动化,2021,45(02):1-11.
- [52] 董逸超,王守相,闫秉科.配电网分布式电源接纳能力评估方法与提升技术研究综述[J].电网技术,2019,43(07):2258-2266.
- [53] 蔡永翔,张璐,唐巍,等.考虑逆变器无功充裕性的含高比例户用光伏低压配电网电压控制策略[J].电网技术,2017,41(09):2799-2808.
- [54] 罗羽垚.源网荷储协调的主动配电网日前优化运行方法[D].湖南大学,2018.
- [55] 权然,金国彬,陈庆,等.源网荷储互动的直流配电网优化调度[J].电力系统及其自动化学报,2021,33(02):41-50.
- [56] Gao Yang, Ai Qian. Demand-side Response Strategy of Multi-microgrids Based on an Improved Co-evolution Algorithm[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 903-910.
- [57] Sun Bing, Jing Ruipeng, Zeng Yuan, et al. Distributed optimal dispatching method for smart distribution network considering effective interaction of source-network-load-storage flexible resources[J]. Energy Reports, 2023, 9: 148-162.
- [58] Mi Yang, Chen Yuyang, Yuan Minghan, et al. Multi-Timescale Optimal Dispatching Strategy for Coordinated Source-Grid-Load-Storage Interaction in Active Distribution Networks Based on Second-Order Cone Planning[J]. Energies, 2023, 16(3): 1356-1362.
- [59] 冯迎春,范洁,宋莉.基于源网荷储互动的电力市场平台设计探讨[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会.中国电机工程学会电力市场专业委员会 2019 年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集.北京:中国学术期刊电子出版社, 2019:288-292.
- [60] 李枫.基于源—网—荷—储的主动配电系统优化运行研究[D].扬州大学,2020.
- [61] 孙浩锋.“源网荷储”协调的主动配电网运行优化分析[D].郑州大学,2021.
- [62] 王明明.微电网源网荷储协调优化调度策略研究[D].南京邮电大学,2022.

- [63] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(08):2806-2819.
- [64] 石琛.基于数据驱动和深度学习的配电网无功优化技术研究[D].北京交通大学,2020.
- [65] 李鹏,孙充勃,王成山,等.基于 OpenDSS 的智能配电网仿真与模拟平台及其应用[J].中国电力,2013,46(11):12-16.
- [66] 雷振,吴琴芳,叶剑烽,等.基于 OPENDSS 仿真平台的分布式光伏接入对配电网的影响分析[J].供用电,2015,32(09):69-73.
- [67] 徐珂,聂萌,王洋,等.OpenDSS 在分布式光伏接入配电网仿真分析中的应用[J].电力信息与通信技术,2018,16(11):88-92.
- [68] Ali Hariri, Alvi Newaz, Md Omar Faruque. Open-source python-OpenDSS interface for hybrid simulation of PV impact studies[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2017, 11(12): 3125-3133.
- [69] 刘东冉,陈树勇,马敏,等.光伏发电系统模型综述[J].电网技术,2011,35(08):47-52.
- [70] 吴俊勇,夏明超,徐丽杰等.电力系统分析[M].北京,清华大学出版社,2014.
- [71] 崔艳.配电网无功补偿技术的研究和应用[D].华北电力大学,2014.
- [72] 杨胜春,刘建涛,姚建国,等.多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略[J].中国电机工程学报,2014,34(22):3664-3673.
- [73] 裴从仙子.大规模空调负荷集群的需求响应与优化互动研究[D].北京交通大学,2018.
- [74] 陈璨,杜维柱,白恺等.空调温控负荷集群参与光伏消纳的潜力评估与互动框架[J/OL].现代电力:1-11[2023-02-20].<https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0332>.
- [75] 宁佳.基于源网荷态势的电力智能需求侧响应技术研究[D].东南大学,2018.
- [76] 臧金环,李春玲.《新能源汽车产业发展规划(2021—2035 年)》调整解读[J].汽车工艺师,2021(Z1):32-34.
- [77] 魏輝,陈玥,刘锋,等.基于主从博弈的智能小区代理商定价策略及电动汽车充电管理[J].电网技术,2015,39(04):939-945.
- [78] 刘瑞恒.大型冷库智能控制与监控系统的研究与应用[D].兰州理工大学,2021.
- [79] 国家发展改革委.“十四五”新型储能发展实施方案 [EB/OL].(2022-03-21)[2023-02-18].
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202203/t20220321_1319772.html.
- [80] 贾兆昊,张峰,丁磊.考虑功率四象限输出的配电网储能优化配置策略[J].电力系统自动化,2020,44(02):105-113.
- [81] 赵波,肖传亮,徐琛,等.基于渗透率的区域配电网分布式光伏并网消纳能力分析[J].电力系统自动化,2017,41(21):105-111.
- [82] 河北省发展改革委.2021-2022 年河北电网销售电价表[EB/OL].(2020-11-24)[2023-02-18].
<http://hbdrc.hebei.gov.cn/web/web/xxgkwgfwj/2c94738475feb9d01760359689341bc.htm>.
- [83] 王翠.配电网分布式光伏消纳能力研究[D].华北电力大学,2019.
- [84] 庞博.电力市场运营理论与模式探讨[D].华北电力大学(北京),2008.
- [85] 袁泉,张蔷,禤培正等.南方(以广东起步)电力现货市场双边交易仿真分析研究[J].广东电力,2022,35(06):10-17.
- [86] 曾鸣,成欢.兼容广义需求侧资源的配电网经济运行研究[J].黑龙江电力,2014,36(06):471-476+481.
- [87] 涂青宇,苗世洪,张迪,等.分布式发电市场化环境下基于价格型需求响应的农村光伏交易模式研究[J].电工技术学报,2020,35(22):4784-4797.

- [88] 向恩民,高红均,刘畅,等.基于供需双侧博弈互动的园区多能运营商能源交易优化决策[J].中国电机工程学报,2021,41(08):2744-2757.
- [89] 王怡,王小君,孙庆凯,等.基于能量共享的综合能源系统群多主体实时协同优化策略[J].电力系统自动化,2022,46(04):56-65.
- [90] 国家发展改革委.关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL].(2022-01-28)[2023-02-18].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html.
- [91] Harri Ehtamo. Dynamic noncooperative game theory[J]. Journal of Economic Dynamics and Control, 1997, 21(6): 1113-1116.
- [92] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, et al. Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets[J]. IET generation, transmission & distribution, 2007, 1(1): 104-110.
- [93] 龚钢军,张心语,张哲宁,等.基于区块链动态合作博弈的多微网共治交易模式[J].中国电机工程学报,2021,41(03):803-819.
- [94] 王千,王成,冯振元,等.K-means 聚类算法研究综述[J].电子设计工程,2012,20(07):21-24.

学位论文数据集

表 1.1: 数据集页

关键词*	密级*	中图分类号	UDC	论文资助				
分布式光伏消纳；源网荷储互动；博弈论；配电网优化；需求响应	公开							
学位授予单位名称*		学位授予单位代码*	学位类别*	学位级别*				
北京交通大学		10004	工学	硕士				
论文题名*		并列题名		论文语种*				
含高比例分布式光伏配电系统源网荷储互动运行策略研究				中文				
作者姓名*	张文浩	学号*		20121532				
培养单位名称*		培养单位代码*	培养单位地址	邮编				
北京交通大学		10004	北京市海淀区西直门外上园村 3 号	100044				
学科专业*		研究方向*	学制*	学位授予年*				
电气工程		电力系统及其自动化	3 年	2023 年				
论文提交日期*	2023 年 5 月 25 日							
导师姓名*	吴俊勇		职称*	教授				
评阅人	答辩委员会主席*		答辩委员会成员					
	张大海							
电子版论文提交格式 文本(√) 图像() 视频() 音频() 多媒体() 其他()								
推荐格式: application/msword; application/pdf								
电子版论文出版(发布)者		电子版论文出版(发布)地		权限声明				
论文总页数*	93							
共 33 项, 其中带*为必填数据, 为 21 项。								