



清华大学环境学院  
School of Environment, Tsinghua University



# 北京市可再生能源与电 动汽车协同效应研究

Study on the Synergetic Effect  
Between Renewable Electricity  
and Electric Vehicles in Beijing

清华大学环境学院

2023.12.7

School of Environment, Tsinghua University

December 7, 2023

## 致谢

本研究由清华大学环境学院鲁玺教授课题组统筹撰写，由能源基金会提供资金支持。

## **ACKNOWLEDGEMENT**

This report is a product of Professor Xi Lu from School of Environment, Tsinghua University and is funded by Energy Foundation China.

# 目 录

1 项目背景与目标.....	1
1.1 项目背景.....	1
1.1.1 项目开展的政策环境及相关背景 .....	1
1.1.2 现状和发展趋势 .....	1
1.1.3 现有工作的不足之处及待解决的问题 .....	2
1.2 研究目标.....	2
1.3 研究技术路线.....	2
2 北京市各充换电模式发展现状调研 .....	3
2.1 概述.....	3
2.2 不同充换电模式技术经济参数比较及发展状况.....	3
2.3 北京市电动汽车发展政策调研梳理.....	5
2.3.1 电动汽车保有量规划 .....	5
2.3.2 充换电基础设施建设目标 .....	6
2.3.3 有序充换电支持政策 .....	7
2.4 北京市充换电设施基础信息数据库构建.....	7
3 北京市风光可再生能源资源分布及供应特征分析 .....	8
3.1 概述.....	8
3.2 风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟.....	10
3.2.1 数据来源 .....	10
3.2.2 风速数据计算与降尺度校正 .....	10
3.2.3 风机发电功率计算 .....	10
3.2.4 风电装机潜力与发电潜力计算 .....	12
3.2.5 风电出力曲线模拟及特性分析 .....	13
3.3 光伏发电资源动态供应潜力与变化特征模拟.....	13
3.3.1 光伏电站建设影响与限制因素 .....	13
3.3.2 光伏阵列倾角与方位角 .....	14
3.3.3 光伏发电量及装机量计算 .....	15

3.3.4	光伏出力曲线模拟及特性分析 .....	17
3.4	北京市屋顶光伏潜力评估.....	19
3.5	京津唐电网风力发电、太阳能发电装机量预测.....	20
4	北京市电动汽车充换电需求时空分布特征模拟.....	21
4.1	概述.....	21
4.2	北京市电动汽车发展状况预测.....	21
4.3	电动汽车用能需求空间分布模拟.....	22
4.4	电动汽车用能需求时间规律模拟.....	23
4.4.1	充电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟 .....	23
4.4.2	换电模式下电动汽车用能需求时间规律模拟 .....	24
5	北京市电动汽车有序充换电与可再生能源协同消纳多维动态效益评估.....	24
5.1	概述.....	24
5.2	考虑电动汽车有序充换电的电力系统优化模型.....	25
5.3	情景设置.....	26
5.4	北京市换电站优化选址及容量配置方案.....	27
5.5	电动汽车优化调度场景下电动汽车充电负荷分布.....	28
5.6	电动汽车优化调度场景下电网效益.....	29
5.7	电动汽车优化调度场景下环境效益.....	32
5.8	不同电价机制下电动汽车需求响应潜力分析.....	34
6	研究结论.....	36
7	政策建议.....	38
7.1	可再生能源与电动汽车规划协同.....	38
7.2	可再生能源与电动汽车运行协同.....	39
7.3	可再生能源与电动汽车管理协同.....	40
8	项目成果.....	41
	参考文献.....	42

# 1 项目背景与目标

## 1.1 项目背景

### 1.1.1 项目开展的政策环境及相关背景

交通电气化是我国实现碳达峰目标与碳中和愿景的关键措施。在城市交通部门大规模以电能替代燃油使用，能够有效减低能源对外依存度并减少温室气体排放。近年来全球电动汽车产业迎来快速发展，据国际能源署发布的最新报告显示，截至 2022 年底全球电动汽车总保有量已超过 2600 万辆，到 2030 年预计将至少达到 2.4 亿辆<sup>[1]</sup>。我国新能源汽车产业也进入了持续高速发展阶段，自 2015 年起新能源汽车产销量与保有量连续八年居全球首位。2020 年 10 月国务院办公厅颁布的《新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）》提出，到 2025 年我国新能源汽车销量将达到新车销售总量的 20% 左右。

### 1.1.2 现状和发展趋势

交通系统中电动汽车的大规模普及将为城市电力系统运行带来巨大变革。截至 2022 年底，北京市新能源汽车保有量超过 60 万辆；北京市“十四五”规划提出大力推进交通电气化，到 2025 年全市新能源汽车累计保有量力争达到 200 万辆。大量增长的电动汽车充电负荷不仅会提高北京市电力需求，也将对北京地区电网运行产生重大冲击，甚至影响交通电气化的碳减排效应。据相关研究预测，到 2035 年北京市电动汽车无序充电负荷将使全市峰值电力负荷提高 3.8%-11.9%，在局部区域电动汽车集中充放电对配电网造成的影响将更为严重。而如果通过科学有序的充换电调度为电动汽车补给电力，不仅能够减小对电网的冲击，也能够形成可观的储能潜力，为北京市可再生能源的发展和利用提供空间与机遇。北京市“十四五”规划强调未来将切实转变城市能源发展方式，落实可再生能源优先的理念，构建高比例、大规模可再生能源电力系统。北京市未来的电力需求将主要依靠区内分布式光伏发电和风电以及外部可再生能源调入来满足。北京市发改委 2020 年发布的《关于进一步支持光伏发电系统推广应用的通知》要求新建区域、新建建筑优先应用光伏发电，通过财政补贴进一步加强对分布式光伏发电的支持力度。然而，太阳能、风能等可再生能源发电水平受天气系统与地理环境的影响，具有固有的随机性与波动性，易出现供给与需求不平衡、不协调现象，面临着利用率低与“弃风”、“弃光”严重等新挑战，使得可再生能源二氧化碳减排效益难以发挥。因此，如

何理解并定量刻画城市电力交通与风光可再生能源的协同利用机制，充分发挥电动汽车对可再生能源的消纳作用是北京市及我国其他城市绿色低碳转型以及实现碳达峰与碳中和目标的关键课题。

### 1.1.3 现有工作的不足之处及待解决的问题

本项目中存在的主要障碍与问题在于研究涉及交通网络、电力网络与大气环境三个复杂系统的交互以及能量流、碳排放流、资金流之间的耦合。传统的针对单一系统的研究方法难以准确定量刻画可再生能源与城市电力交通之间的协同利用机制及环境影响。研究亟需的关键科学问题包括：

- (1) 城市可再生能源资源时空分布特征分析；
- (2) 城市电力交通能源消费动态需求定量刻画；
- (3) 高比例可再生能源与电动汽车协同消纳多维动态影响评估。

通过解决以上科学问题，本项目将为北京市电动汽车充换电基础设施近期以及中长期规划布局提供技术支持，为北京市运用峰谷电价、实时电价、充电优惠等政策鼓励新能源汽车与电网高效互动提供理论依据，为北京市可再生能源产业与新能源汽车产业综合发展政策制定提供参考，从而支撑北京市坚强智慧城市电网建设、温室气体排放控制以及能源发展方式绿色低碳智慧转型。

## 1.2 研究目标

(1) 本研究项目将以北京市为例，从交通系统与能源系统角度探究城市碳达峰与碳中和路径，推动我国智慧低碳城市建设；

(2) 研究成果将能够有效支撑未来高比例风光可再生能源供电系统建设，提高可再生能源消纳利用率，促进我国能源绿色低碳转型进程；

(3) 研究结果将有效论证高比例风光可再生能源情景下电动汽车全生命周期碳减排效益以及经济收益，助力电动汽车产业良性发展；

(4) 研究将为北京市及其他城市推进电动汽车充换电站、充电桩等电动汽车基础设施规划布局及投融资政策制定提供参考，并为电动汽车有序充换电参与电力需求侧管理与电力市场服务相关政策设计提供依据。

## 1.3 研究技术路线

本项目技术路线图如下图所示。

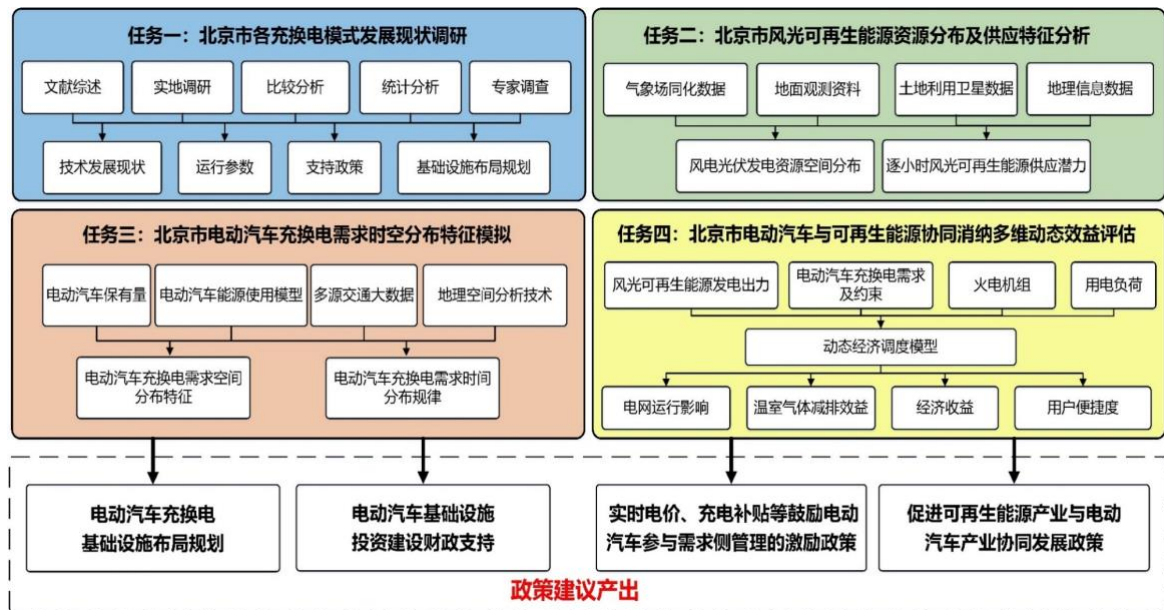


图1-1 项目技术路线图

## 2 北京市各充换电模式发展现状调研

### 2.1 概述

本部分研究内容利用文献综述、实地调研、比较分析、统计分析、专家调查等手段，针对快速充电、慢速充电、换电模式三类电动汽车充换电模式开展调研。在技术层面，对各充换电模式的技术发展现状以及运行参数进行调研；在产业层面，对各充换电模式的商业模式、基础设施布局与规划、营运现状、支持政策开展调研。

### 2.2 不同充换电模式技术经济参数比较及发展状况

目前电动汽车的主流充电补能方式主要可以分为充放电模式与换电模式<sup>[2, 3]</sup>。在充放电模式中，电动汽车本身就是充放电的载体，用户可以通过家用充电设备、充电站、充电桩等实现电动汽车与电网的互动。电动汽车的充放电模式包括快速充电与常规充放电（慢速充电），前者一般采用直流充电机进行充电，充电时间在一小时以内，较适合部署于城市公共充电站、公共停车场、城际高速公路等地点以满足电动汽车用户的应急需求；后者一般采用交流充电机进行充电，充满电池大致需要 6-8 小时，有利于电池的保养维护且对配电网冲击较小，较适宜部署于住宅小区或办公区供长时间停泊的私家车充电使用。充放电模式的优点是发展较为成熟、成本较低，已经实现了一定规模的应用。但充放电模式也存在着较为明显的缺陷：快速充电模式的充电设施成本较高，且较大的

充电电流会影响电池性能，同时将对电网造成短期内的较大负荷，尤其是快速充电模式中用户的充电行为较为集中，这将对电网的稳定性造成影响<sup>[4]</sup>；对于慢速充电，电池容量及充电时间的瓶颈使得其难以满足电动汽车用户的应急需求或长距离行驶需求，从而限制了其推广应用。另外在充放电模式中，电动汽车用户的决策具有很强的分散性与随机性，将给电网运行带来不确定性<sup>[3]</sup>。

表2-1 不同充换电模式比较

	慢充模式	快充模式	换电模式
等待时间	6-8 小时	0.5-1 小时	20 秒-5 分钟
充电功率	3 kW-10 kW	30 kW-100 kW	20 kW-60 kW
电池寿命	寿命较长	寿命短	寿命较长
服务能力	3-6 辆/桩	20-40 辆/桩	120-332 辆/站
电网影响	可在负荷低谷时期充电，对电网影响较小	功率较大，充电过程突发性强，对电网冲击大	能够对负荷起到削峰填谷作用，改善负荷特性
建设成本	约 2000-3000 元/桩	7-10 万元/桩	200-300 万元/站
用户体验	较差，等待时间较长，适合家充与目的地充电	较好，等待时间长于加油，适合途中临时补电	极好，与燃油车类似
购车成本	初次购买成本高	初次购买成本高	初次购车成本低

换电模式是指通过换电站更换电池为电动汽车提供行驶所需电能，并在换电站中对电池进行集中的充放电实现与电力系统的交互。与充放电模式相比，换电模式能够迅速补给电能，并且有利于电池的统一管理与保养维护；同时，集中式充放电也有效避免了电动汽车并网带来的负荷不确定性，能够充分发挥电动汽车电池的调峰功能，使其在电力负荷削峰填谷以及大规模可再生能源并网中发挥重要作用<sup>[5]</sup>，并降低电力系统与电动汽车的整体排放。从经济角度来看，目前电动汽车的电池在电车成本中占比较大，换电模式的推广将有效降低电动汽车车主的购车费用，用户将不用购买电池而只需支付租赁费用；就换电站本身而言，则可以通过收取电池租金获得一定利润。换电站的另外一个利润来源是峰谷电价差，即换电站可以在电价较高时尽量放电，电价较低时尽量充电，从而降低运行成本甚至实现盈利。如果未来能够实行实时电价政策，充换电站集中充放电的优势将进一步得到发挥。电池的标准化是换电模式运行的基础，也是目前换电模式发展面临的主要问题，相应的电池技术标准亟需建立。另外，换电模式中换电站等基础设施的建设需要较高的投资成本，这也给电动汽车换电模式的发展带来了阻碍<sup>[3]</sup>。目前



普遍认为，换电模式优先适用场景包括具有高频次快速补电需求的出租车、网约车以及重型卡车等<sup>[6]</sup>。

从以上分析中可以看到，充放电模式与换电模式各有优缺点，表 2-1 总结了各种电动汽车补能技术的主要特点与优劣。而我国电动汽车补能方式的政策导向也在近年来发生了多次转变：2010 年 7 月，政府多部委联合召开的“全国私人购买新能源汽车试点工作会议”提出，电动汽车的充电方式应以慢速充电与分散式充电为主，并不建议大规模建设集中式快速充电设备<sup>[7]</sup>。在 2011 年前，电动汽车充电模式主要以“慢充为主，快充为辅”为导向发展；2011 年国家电网公司提出将电动汽车充换电站的基本商业模式确定为“换电为主、插电为辅、集中充电、统一配送”<sup>[8,9]</sup>，为换电模式的发展提供了有利契机；2013 年，国家电网公司对电动汽车充换电技术政策进行调整，提出“主导快充、兼顾慢充、引导换电、经济实用”<sup>[9,10]</sup>，主要是考虑到换电模式较高的投资成本。频繁的政策导向调整反映了我国电动汽车市场的不成熟与相关研究的不完善。“十三五”时期我国换电模式发展较为缓慢，但自 2020 年一系列支持政策发布以来，电动汽车换电模式也进入了发展快车道，其中标志性事件是 2021 年 10 月工信部发布《关于启动新能源汽车换电模式应用试点工作的通知》，推动换电模式在 11 个城市开展试点应用<sup>[11]</sup>。不同时期我国对不同充换电模式发展政策导向的多次调整一方面表明了我国电动汽车产业仍未进入成熟阶段，另一方面也说明了三类充换电模式各有优劣，单一补能模式无法形成主导。有鉴于此，2020 年 10 月颁布的《新能源汽车产业发展规划(2021—2035 年)》针对不同电动汽车使用场景提出了差异化发展原则：对于居民区充电服务实行“智能有序慢充为主、应急快充为辅”，对于高速公路和城乡公共充电网络实行“适度超前、快充为主、慢充为辅”，同时大力鼓励尚处于起步阶段的换电模式推广应用<sup>[12]</sup>。根据中国电动汽车充电基础设施促进联盟发布的数据，截至 2022 年底，全国公共类充电桩 179.7 万台，其中直流充电桩 76.1 万台、交流充电桩 103.6 万台；全国充电站保有量 11.1 万座，换电站保有量 1973 座<sup>[13]</sup>。

## 2.3 北京市电动汽车发展政策调研梳理

### 2.3.1 电动汽车保有量规划

(1) 2021 年，《北京市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出：到 2025 年全市新能源汽车累计保有量力争达到 200 万辆，汽车电动

化率由目前的 6%提升至 30%。

### 2.3.2 充换电基础设施建设目标

(1) 2016 年,《北京市电动汽车充电基础设施专项规划(2016-2020 年)》提出:到 2020 年城市核心区等重点区域充电服务半径小于 0.9 公里,全市范围平均服务半径小于 5 公里。

(2) 2020 年,《北京市加快新型基础设施建设行动方案(2020-2022 年)》提出:到 2022 年新建不少于 5 万个电动汽车充电桩,建设 100 个左右换电站。

(3) 2022 年,《北京市深入打好污染防治攻坚战 2022 年行动计划》提出:构建“以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅”的充电设施网络;重点研究现有小区充电基础设施优化布局,推进高速公路服务区快充站实现全覆盖,加快推动公交车等行业车辆、大型客车和中重型货车充电站、出租车换电站及加氢站建设。

(4) 2022 年,《北京市“十四五”时期能源发展规划》提出:全力推动充换电基础设施建设。到 2025 年,累计建成各类充电桩 70 万个,平原地区公共充电设施平均服务半径小于 3 公里。开展新能源汽车换电模式应用试点工作。

(5) 2022 年,《北京市“十四五”时期城市管理发展规划》提出:要提升居家出行用户体验,缓解电动汽车充电焦虑。构建以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅的电动汽车充电设施网络,形成车桩相随、场景互补、智能高效、安全便捷的服务体系。要求“十四五”期间北京全市电动汽车充电桩累计建成量达到 70 万个,平原地区电动汽车公共充电设施平均服务半径小于 3 公里,核心区小于 0.9 公里。平原地区换电站平均服务半径小于 5 公里。推动居住区电动汽车充电设施实现“应装尽装”、单位内部电动汽车充电设施实现“应建尽建,有序使用”、社会公用电动汽车充电设施实现“好找好用”。

(6) 2022 年,《北京市“十四五”时期电力发展规划》提出:按照“优化布局保增量、规范管理活存量、问题导向补短板”的总体发展思路,构建“以居住地、办公地充电为主,社会公用快速补电为辅”的充电设施网络,形成效率高、体验优的服务体系,力争到 2025 年,全市充电桩总规模达到 70 万个,换电站规模达到 310 座,平原地区电动汽车公共充电设施平均服务半径小于 3 公里。有序推动首都功能核心区加油站向充电站、换电站转型。推动在“三城一区”等区域建立充电示范区,构建乡镇公共充电基础保障网络,满足农村农民、乡村旅游电动汽车充电需求。

### 2.3.3 有序充换电支持政策

(1) 2022 年，国家发改委、国家能源局发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》提出：深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

(2) 2022 年，国家发改委等九部门联合发布的《“十四五”可再生能源发展规划》提出：利用大数据和智能控制等新技术，将波动性可再生能源与电动汽车充放电互动匹配，实现车电互联。采用现代信息技术与智能管理技术，整合分散的电动汽车充电设施，通过电力市场交易等促进可再生能源与电动汽车互动发展。

(3) 2022 年，《北京市“十四五”时期能源发展规划》提出：挖掘电动汽车等需求响应资源，完善辅助服务市场机制，积极引导用户参与电力需求侧响应。

(4) 2022 年，《北京市“十四五”时期电力发展规划》提出：推动电动汽车智能充放电。完善负荷高峰时段电动汽车有序响应市场机制，探索设计电动汽车参与电力市场的商业模式，积极引导电动汽车用户参与电力系统调峰。推广电动汽车智能有序充电技术，探索智能充放电技术应用模式，开展智能充放电试点建设；鼓励运营商参与充电桩智能化升级改造，推进居住区、企事业单位、工业园区、公交场站、物流园区等场景有序充电，引导车辆有序充放电，增强新能源消纳能力与电力保障能力。

## 2.4 北京市充换电设施基础信息数据库构建

“十三五”期间，北京市电动汽车充电桩已达到 23 万个、换电站达到 159 座，其中私人自用充电桩 17.5 万个，社会公用充电桩 2.9 万个，单位内部充电桩 1.9 万个，业务专用充电桩 0.7 万个，社会公用充电桩中快充桩占比由 2015 年底的 33% 提升至 2020 年底的 65%，形成了桩站适度超前、车桩（站）协同发展的良好局面。截至 2020 年底，北京市已形成全市平原地区平均服务半径小于 5 公里的社会公用充电网络，其中中心城区、北京经济技术开发区、延庆冬奥区域等重点区域建成区充电服务半径已小于 0.9 公里。这些都为后续北京市推广电动汽车的有序充换电调度进而促进电力部门可再生能源的高效利用和深度脱碳奠定了良好的基础。

本研究基于 E 充网（北京充电设施统一管理平台）获取了北京市快慢充电设施地理信息和数量信息，构建了北京市充换电设施基础信息数据库。截至 2020 年 1 月，共获取 2133 个充电站数据，共计包含 14592 个快充桩和 7675 个慢充桩。其区域分布如下图所示。快慢充比例为 1.9:1，以 60-90kW 的快充桩和 7kW 的慢充桩为主。这表明北京

市公用充电设施已形成快充桩为主的建设格局。从下图可以发现，所有区域的快充桩数目均高于慢充桩。从区域分布来看，快充桩与慢充桩均主要分布于朝阳、海淀、丰台、通州等面积较大、人口较密集的区域，其中朝阳区拥有数量最多的快充桩与慢充桩。而门头沟、平谷、延庆等外围区域中快慢充桩比例较为悬殊，以快充桩占绝对主导。

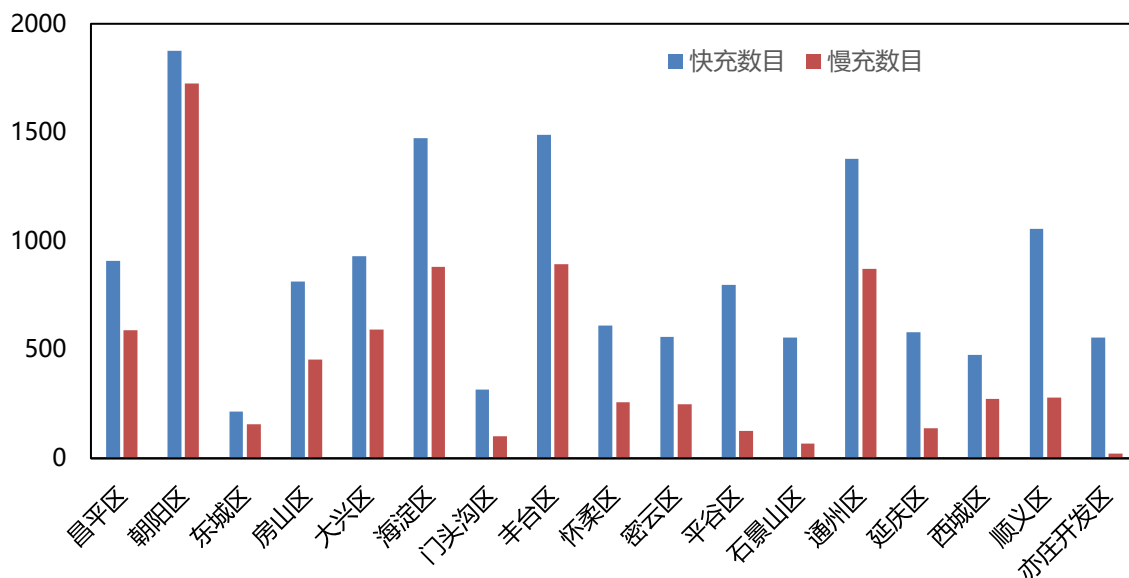


图2-1 北京市各区域公共充电桩分布图

### 3 北京市风光可再生能源资源分布及供应特征分析

#### 3.1 概述

本研究基于长时序高时空分辨率气象数据、土地利用类型空间数据、高分辨率地形数据，构建风光可再生能源发电潜力精细评估模型，系统评估北京市和周边地区的光伏发电、风力发电资源动态供应潜力与变化特征，并输出逐小时风光可再生能源供应潜力，提供北京市及周边地区风力发电与光伏发电的装机规模潜力精细化系统评估成果，并计算得到风电、光伏发电小时级出力曲线。研究中风力发电以及光伏发电资源精细评估模型总体技术路线图如下图所示。

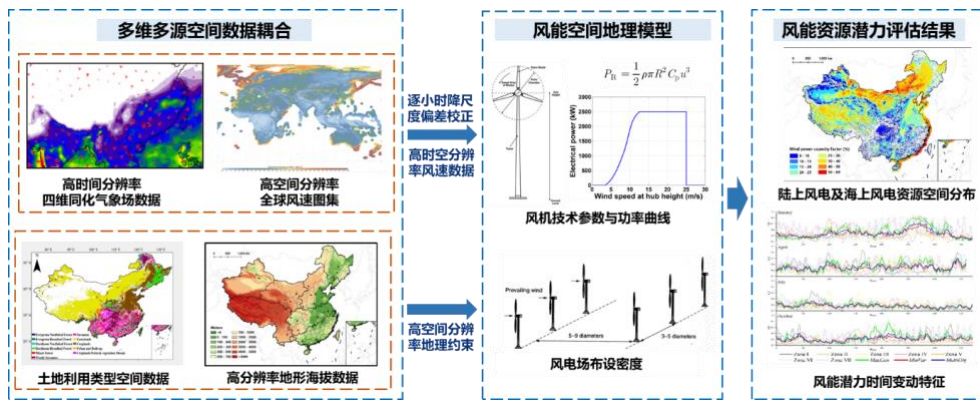


图3-1 基于“大数据+空间地理模型”与降尺度校正的风力发电资源精细评估模型

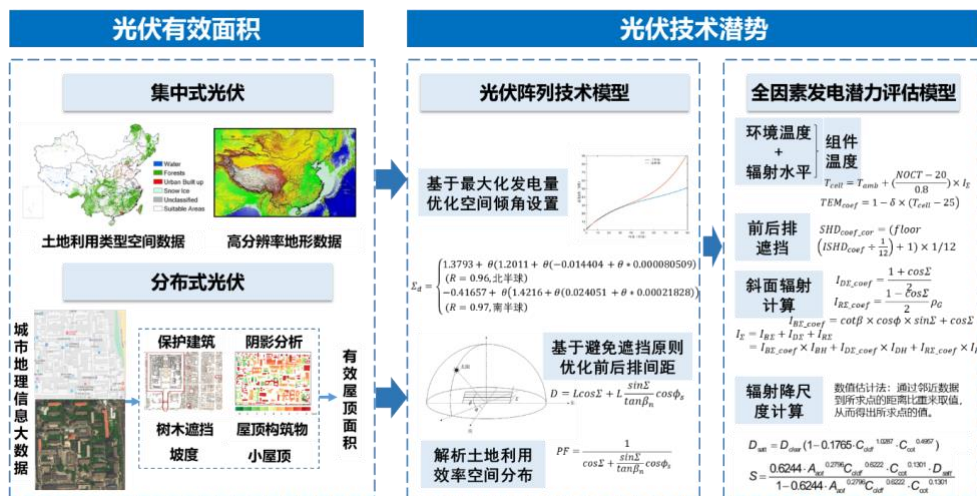


图3-2 基于“大数据+空间地理模型”与降尺度校正的光伏发电资源精细评估模型

考虑到北京市较高的外受电比例，研究基于京津唐电网开展风电光伏资源分布及供应特征分析以及后续的电力调度模拟。京津唐电网是华北电网中相对独立的电网控制区，其管辖范围为北京电网、天津电网以及包括河北省北部唐山、张家口、秦皇岛、承德和廊坊五市在内的冀北电网，如下图所示。

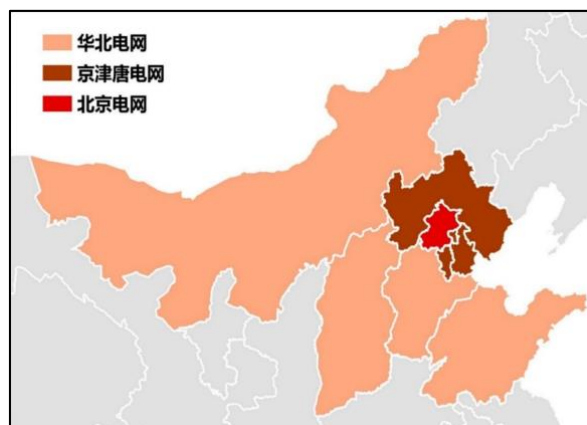


图3-3 京津唐电网及华北电网覆盖范围示意图

## 3.2 风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟

### 3.2.1 数据来源

本研究使用 NASA 开发的 Goddard 地球观测系统模型第五版 (GEOS-5) 的数据同化系统 (DAS) 提供的气象场数据开展风力发电资源动态供应潜力与变化特征模拟<sup>[14]</sup>。GEOS-5 模型是一种高分辨率的全球气候模型, 它将实地观测数据与数学模型结合, 实现高精度的气候状况预测, GEOS-FP 气象资料是其中的产品之一。该数据库提供的风速数据空间分辨率为经度  $0.3125^\circ \times$  纬度  $0.25^\circ$ , 在中纬度地区大致相当于  $31.25 \text{ km} \times 25 \text{ km}$ , 时间分辨率为逐小时尺度<sup>[15]</sup>。研究从 GEOS-FP 气象资料中提取了全年逐小时距地表 10 m 高度处风速、距地表 50 m 高度处风速以及气温、气压等数据用于建模分析。

### 3.2.2 风速数据计算与降尺度校正

研究中采用幂律风速廓线模式对风机轮毂高度处的风速进行计算<sup>[16]</sup>, 如下式所示:

$$V(z) = V_{50} \left( \frac{z}{z_{50}} \right)^\alpha \quad (1)$$

式中,  $z$  为风机轮毂高度, 研究中取为 100 m;  $z_{50}$  为参考高度 50 m;  $V(z)$  为风机轮毂高度处风速;  $V_{50}$  为从 GEOS-FP 气象资料中提取的 50 m 高度处风速;  $\alpha$  为风切变系数, 其值取决于层结稳定度与地表粗糙度, 本研究中  $\alpha$  的取值基于从 GEOS-FP 气象资料中提取的 50 m 高度处风速和 10 m 高度处风速利用上述幂律廓线公式计算得到。

在现有研究中, 高空间分辨率的全球风速图集 (Global Wind Atlas, GWA) <sup>[17, 18]</sup> 常被应用于数据的合并与风速偏差校准, 以获得最佳的空间和时间分辨率<sup>[19-21]</sup>。本研究采用 GWA 3.0 的多年平均 100 m 高度处风速资料<sup>[22]</sup> (空间精度为经度  $0.0025^\circ \times$  纬度  $0.0025^\circ$ ) 对利用 GEOS-FP 气象资料计算得到的同高度处风速进行逐小时降尺度偏差校正, 修正后的数据保留了 GEOS-FP 气象资料的高时间精度以及 GWA 数据的高空间精度。改进的高时空分辨率风速数据将进一步整合, 以经度  $0.0625^\circ \times$  纬度  $0.0625^\circ$  的空间分辨率输出, 并应用于风电功率计算以及风能潜力估算。

### 3.2.3 风机发电功率计算

计算得到逐小时风机轮毂高度处风速后, 研究采用 GE 2.5 MW 风机的功率曲线及技术参数计算风机发电功率, 其切入风速、额定风速、切出风速分别为 3 m/s、13 m/s、25 m/s, 叶片直径与轮毂高度均为 100 m, 其功率曲线如下图所示。

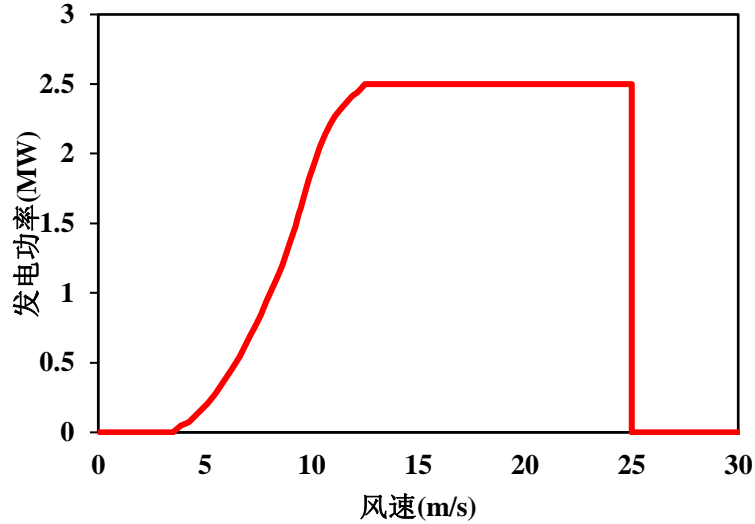


图3-4 GE 2.5 MW 风机的功率曲线

在应用功率曲线时，需考虑空气密度的影响，将风机轮毂高度处风速转化为标准状况下的风速，如下式所示<sup>[23]</sup>：

$$V_{corrected} = \left( \frac{P}{1.225RT} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot V_{original} \quad (2)$$

式中， $V_{original}$ 与 $V_{corrected}$ 分别为原始风速以及修正后风速； $P$ 和 $T$ 表示风机轮毂高度处的气压和温度，通过 GEOS-FP 气象资料获取； $R$ 是大气气体常数，对于干燥空气取值为  $287.05 \text{ N}\cdot\text{m}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ 。

在实际风电场中各风机之间会因气流干扰而相互影响运行工况，从而造成输出功率的损耗，因此需根据风电场中的风机布置情况进行发电功率修正，研究中风机输出功率的平均损耗率取为 10%<sup>[24]</sup>。

研究中采用容量因子（Capacity factor, CF）表征各格点对应网格内风力发电资源情况，其定义为某一时段内风电场实际发电量与理论最大发电量的比值。利用逐小时逐网格风机发电功率，可计算得到逐小时逐网格风力发电势容量因子，如下式所示：

$$CF_{i,t} = \frac{P_{real_{i,t}}\Delta t}{P_{rated_{i,t}}\Delta t} \times 100\% \quad (3)$$

式中， $CF_{i,t}$ 为  $t$ 时刻网格  $i$ 对应的风电容量因子； $\Delta t$ 为单位时间间隔，研究中取为 1 小时； $P_{real_{i,t}}$ 为根据修正后风速与风机功率曲线计算得到的  $t$ 时刻网格  $i$ 内风机发电功率； $P_{rated_{i,t}}$ 为网格  $i$ 内风机额定装机容量。

研究计算得到京津唐区域风力发电容量因子分布如下图所示。可以发现，京津唐区

域风电容量因子高值主要分布在张家口和承德等北部地区，此外包括天津、秦皇岛和唐山在内的沿海地区的风电资源也较为丰沛，而北京地区本地的风能资源较为有限。

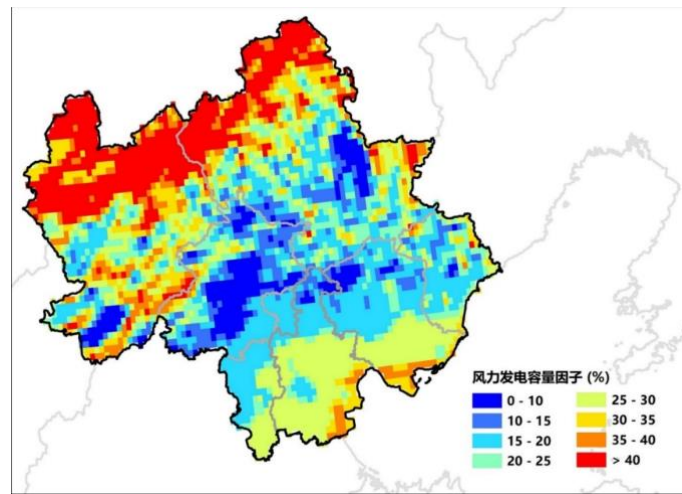


图3-5 京津唐电网区域风力发电容量因子分布图

### 3.2.4 风电装机潜力与发电潜力计算

为选取适宜开发风电场的区域，计算风电装机潜力与发电潜力时必须考虑地理条件约束。研究基于 MODIS 土地利用类型数据集排除风电开发受限区域，包括森林、水体、被雪或冰川永久覆盖的地区以及城市和已开发地区<sup>[24, 25]</sup>，同时参考全球数字高程模型（GTOPO30）<sup>[26]</sup>的陆地地形数据，排除坡度大于 20% 的区域。研究参考 2020 年 10 月财政部、发展改革委、国家能源局发布的关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知中有关风电项目合理利用小时数的相关规定，在风电装机潜力与发电潜力计算中排除年均利用小时数小于 1800 小时（IV 类资源区合理年均利用小时数，平均风电容量因子约为 20.5%）的区域。研究同时根据京津唐电网现存风力发电开发工程项目及风电场规划中风机布置情况，将陆上风电开发单位面积装机密度取为 5 MW/km<sup>2</sup>。

基于以上自然地理条件约束、风电资源限制以及各格点对应网格内多年平均风电容量因子计算结果，可计算京津唐电网内风电装机潜力及发电潜力，如下式所示：

$$CP = \sum(Area_i \times LUR_i \times D_{max}) \quad (4)$$

$$GP = \sum(Area_i \times LUR_i \times D_{max} \times CF_i \times Hour) \quad (5)$$

式中，CP、GP 分别为京津唐电网风电装机潜力及发电潜力； $CF_i$  为京津唐电网覆盖的网格  $i$  的多年平均风电容量因子； $Area_i$  为网格  $i$  的面积； $LUR_i$  为网格  $i$  内适宜风电开发的



土地利用效率（Land Utilization Rate），其取值综合考虑了网格内自然地理条件约束以及风电资源限制情况等多源信息； $D_{max}$ 为风力发电机最大铺设密度，研究中根据京津唐电网现存风力发电开发工程项目及风电场规划确定； $Hour$ 为一年小时数，研究中取为 8760 小时。

### 3.2.5 风电出力曲线模拟及特性分析

根据逐小时风能发电潜势容量因子网格数据，研究进一步计算京津唐电网逐小时风能发电潜势容量因子，以表征长序列小时级风电出力曲线模拟结果，计算公式如下所示：

$$\overline{CF}_t = \frac{\sum_i CF_{i,t} \times (Area_i \times LUR_i)}{\sum (Area_i \times LUR_i)} \quad (6)$$

式中， $\overline{CF}_t$ 为  $t$ 时刻京津唐电网风力发电潜势容量因子； $CF_{i,t}$ 为  $t$ 时刻京津唐电网覆盖的网格  $i$ 所对应的风电潜势容量因子； $Area_i$ 与 $LUR_i$ 定义与式（4）及式（5）中相同。

京津唐电网全年风力发电容量因子模拟结果如图 3-8（a）所示。图 3-9 展示了京津唐电网风力发电容量因子的季节变化特征与日内变化特征。可以发现，京津唐地区风力发电在冬春季出力较高，而在夏秋季尤其是 7-8 月为低谷期<sup>[27]</sup>，这主要是受到东亚季风的影响<sup>[28, 29]</sup>。而从日内变化特征来看，京津唐电网地区平均风电容量因子于凌晨 4 点左右开始下降，在 7-8 点左右出现最小值并保持相对较低值，到下午 3 点左右出现急剧上升，直到晚上 7 点左右达到峰值，并剩余时间内保持相对较高值。这一变化特征反映了由太阳辐射驱动的昼夜循环的影响<sup>[30]</sup>。

## 3.3 光伏发电资源动态供应潜力与变化特征模拟

### 3.3.1 光伏电站建设影响与限制因素

表3-1 土地再分类覆盖类型

编号	土地覆盖类型	利用系数 (%)
1	森林	0
2	郁闭灌丛、热带多树草原	1
3	草地、稀疏灌丛、热带稀树草原	2
4	裸地或低植被覆盖地	2
5	农田、农田/自然植被镶嵌地	0.2
6	城市建设用地	1
7	水体、永久湿地、冰雪覆盖地	0

光伏电站建设适宜布设在坡度小的平坦开阔地区。基于实践经验，本研究选取 5% 作为容许最大坡度值。坡度数据来自 SRTM 雷达测绘，原始雷达信号经处理后生成数字高程模型，数据点精度约为 30 m，高程数据处理转化后生成坡度数据<sup>[31]</sup>。此外，光伏电站的选址需要考虑土地利用类型的适宜程度以及土地使用成本。水体、湿地等不适宜地面光伏电站的开发；沙漠等土地利用价值低且廉价的土地适合开发。本研究利用的土地利用类型数据 MODIS MCD12Q1 Type 1 来自地球观测系统（EOS）Terra 和 Aqua 卫星搭载的中分辨率成像光谱仪（MODIS）<sup>[32]</sup>。其时间覆盖跨度为 2001-2017 年。结合我国实际情况，根据 17 种土地覆盖类型对于光伏电站建设的适宜程度，本研究将森林、水体、永久湿地、冰雪覆盖地划为不适宜建设区域，其他区域设为可行区域。考虑各可行区域的适宜程度和土地利用情况，赋予每一类土地覆盖类型合理的利用系数，将利用情况类似的土地覆盖类型归为一类，表 3-1 归纳了具体再分类情况的分类系数。结合以上坡度、土地覆盖类型限制因素，通过 ArcGIS 空间计算得到光伏电站建设可行区域。

### 3.3.2 光伏阵列倾角与方位角

光伏阵列倾角是光伏阵列模型极为重要的参数。光伏阵列倾角的布设将进一步决定光伏阵列的土地利用率及装机容量。光伏阵列最为广泛应用的为固定式倾角，因其建设成本与维护成本较低，技术上实现也最为简单。光伏阵列倾角是光伏阵列模型极为重要的参数。光伏阵列倾角的布设将进一步决定光伏阵列的土地利用率及装机容量。已有多种软件能够对依据经纬度信息计算光伏阵列最佳布设倾角，如 RETScreen 等。本研究对全国 360 个主要城市的最佳光伏布设倾角<sup>[33]</sup>与城市所在纬度进行线性拟合，拟合结果如下图所示，最佳倾角与纬度的线性相关系数为 0.8002。

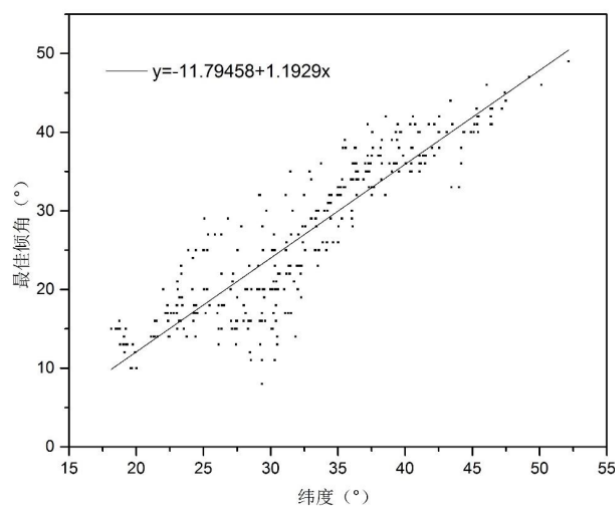


图3-6 最佳光伏铺设倾角拟合曲线

针对纬度大于 15° 的地区，本研究采用拟合的公式确定光伏阵列倾角，在纬度小于 15° 的地区利用纬度值作为光伏阵列布设倾角。光伏阵列倾角等于纬度时，太阳辐射在昼夜等分日的正午能够垂直到达光伏发电板。公式（7）为光伏阵列倾角的选择方案：

$$\text{Tilt} = \begin{cases} \text{latitude}, 0 < \text{latitude} \leq 15 \\ 1.1929 \times \text{latitude} - 11.79458, \text{latitude} \geq 15 \end{cases} \quad (7)$$

其中：Tilt—光伏阵列倾角；latitude—纬度。

光伏阵列倾斜面法线在地平面的投影与正北方向的夹角为光伏阵列的方位角。光伏阵列方位角的选择将影响光伏发电板对太阳辐射的接收。由于我国位于北半球，根据工程经验，本研究选取 0° 作为方位角。

根据光伏电站建设工程经验，光伏阵列间距的确定原则是保证全年白天光伏板之间不存在遮挡。由于在冬至日太阳高度角最低，最容易产生阴影遮挡，因此本研究根据冬至日下午三时的太阳高度角与方位角，设定此时相邻光伏板不发生遮挡的前提条件，光伏阵列间距计算公式如下：

$$D = L \cos \Sigma + L \frac{\sin \Sigma}{\tan \beta_n} \cos \phi_s \quad (8)$$

其中：D—光伏阵列间距；L—光伏板长度； $\Sigma$ —光伏阵列倾角； $\beta_n$ —冬至日下午三时太阳高度角； $\phi_s$ —冬至日下午三时太阳方位角。

根据光伏阵列倾角与间距，进一步推算土地利用效率。土地利用效率是指单位土地面积上布设光伏发电板的有效面积。其计算公式如下：

$$PF = \frac{1}{\cos \Sigma + \frac{\sin \Sigma}{\tan \beta_n} \cos \phi_s} \quad (9)$$

式中各符号含义如前所述。

### 3.3.3 光伏发电量及装机量计算

光伏本研究将分别计算光伏阵列直射、散射、反射三种辐射量并加总计算总辐射。研究将 ERA5 数据进行降尺度，采用 5 km 分辨率逐小时太阳直射与散射数据，计算相应转换系数与阵列表面太阳辐射量。

#### （1）光伏阵列表面太阳直射辐射

$$I_{bc\_coef} = \cot \beta \times \cos \phi_s \times \sin \Sigma + \cos \Sigma \quad (10)$$

其中： $I_{bc\_coef}$ —直射辐射转换系数。其余符号含义如前所述。

$$I_{D\theta} = I_{DH} \times I_{bc\_coef} \quad (11)$$

其中： $I_{D\theta}$ —光伏阵列表面太阳直射辐射； $I_{DH}$ —地面直射辐射。

(2) 光伏阵列表面太阳散射辐射

$$I_{dc\_coef} = \frac{1+\cos\Sigma}{2} \quad (12)$$

其中： $I_{dc\_coef}$ 为散射辐射转换系数。其余符号含义如前所述。

$$I_{d\theta} = I_{dH} \times I_{dc\_coef} \quad (13)$$

其中： $I_{d\theta}$ —光伏阵列表面太阳散射辐射； $I_{dH}$ —地面散射辐射。

(3) 光伏阵列表面太阳反射辐射

$$I_{rc\_coef} = \frac{1-\cos\Sigma}{2} \rho_G \quad (14)$$

其中： $I_{rc\_coef}$ —为反射辐射计算系数； $\rho_G$ —为地面反射率，此处取 0.2。

$$I_{R\theta} = I_H \times I_{rc\_coef} \quad (15)$$

其中： $I_{R\theta}$ —光伏阵列表面太阳反射辐射； $I_H$ —地面总辐射。

(4) 光伏阵列表面太阳总辐射

$$I_{\theta} = I_{D\theta} + I_{d\theta} + I_{R\theta} \quad (16)$$

式中各符号含义如前所述。

(5) 小时发电量与装机潜力

基于以上模型参数分析，小时发电量具体计算公式为：

$$E_h = Area \times PF \times P_{Wp} \times I_{\theta} \times (1 - SHD_{coef}) \times (1 - TEM_{coef}) \times SYS_{coef} \quad (17)$$

其中： $P_{Wp}$ —单位光伏面积的峰值功率，W/m<sup>2</sup>； $Area$ —光伏电站面积，等于可行区域面积与土地利用系数的乘积； $SYS_{coef}$ —系统效率，本分析取 80.96%； $SHD_{coef}$ —遮挡效率损失； $TEM_{coef}$ —温度效率损失。

装机潜力的计算公式为：

$$C_p = Area \times PF \times P_{Wp} \quad (18)$$

(6) 温度及遮挡效率损失计算

本研究分析采用的光伏电池峰值功率温度系数为-0.41%/°C，即相对于标准测试条件<sup>1</sup>，光伏电池表面温度每升高 1°C，光伏发电出力水平与峰值功率相比将下降 0.41%。

光伏电池表面温度计算公式如下：

$$T_{cell} = T_{amb} + \left( \frac{NOTC-20}{0.8} \right) \times S \quad (19)$$

其中： $T_{cell}$ —光伏电池表面温度； $T_{amb}$ —周围环境温度； $NOTC$ —太阳能电池标称工作温

<sup>1</sup> 标准测试条件，Standard Test Condition，指 AM=1.5，辐照度为 1000W/m<sup>2</sup>，工作温度为 25°C 的测试条件。

度，本研究为  $44^\circ$ ； $S$ —光伏电池表面日光辐射强度，千瓦/平方米。

温度校正系数计算公式如下：

$$TEM_{COEF} = 1 - 0.41\% \times (T_{cell} - 25^\circ) \quad (20)$$

式中各符号含义如前所述。

逐时遮挡系数计算方法如下：

$$D = \sin\Sigma \times \cot\beta \times \cos\phi_s \quad (21)$$

其中： $D$ —单位面积光伏板在正南方向的投影长度与光伏阵列垂直投影长度之差； $\Sigma$ —倾角； $\beta$ —太阳高度角； $\phi_s$ —太阳方位角。

$$\beta_{tmp} = \text{atan}(\tan\beta/\cos\phi_s) \quad (22)$$

其中： $\beta_{tmp}$ —太阳高度角在正南方向的投影； $\beta$ —太阳高度角； $\phi_s$ —太阳方位角。

$$SHD_{coef} = (D - d) \times \frac{\sin\beta_{tmp}}{\sin(\pi - \beta_{tmp} - \Sigma)} \quad (23)$$

其中： $\Sigma$ —倾角； $\beta_{tmp}$ —太阳高度角在正南方向的投影； $\beta$ —太阳高度角； $\phi_s$ —太阳方位角； $d$ —冬至日下午三时单位面积光伏板在正南方向的投影长度与光伏阵列垂直投影长度之差（此时恰好无遮挡）。

京津唐电网区域光伏发电的容量因子分布如下图所示。可以发现，包括北京市在内的京津唐电网区域光伏发电容量因子均在 20% 以上，具有较好的光照资源条件。总体而言光伏发电容量因子呈自西向东、自北向南减少趋势，张家口与承德两市光伏资源最佳。

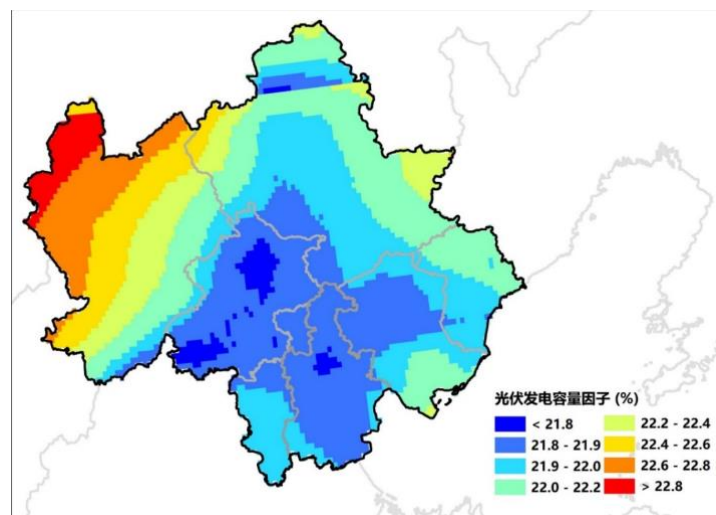


图3-7 京津唐电网区域光伏容量因子分布

### 3.3.4 光伏出力曲线模拟及特性分析

本研究中，光伏出力曲线模拟方法与风电出力曲线模拟相同，公式如下所示：

$$\overline{CF}_t = \frac{\sum_i CF_{i,t} \times (Area_i \times LUR_i)}{\sum (Area_i \times LUR_i)} \quad (24)$$

式中， $\overline{CF}_t$ 为  $t$  时刻京津唐电网光伏潜势容量因子； $CF_{i,t}$ 为  $t$  时刻京津唐电网覆盖网格  $i$  所对应的光伏潜势容量因子；其他定义与上文相同。

京津唐电网全年光伏发电容量因子模拟结果如图 3-8 (b) 所示。图 3-9 展示了京津唐电网光伏发电容量因子的季节变化特征与日内变化特征。总体来说，京津唐区域光伏发电在春季出力较高而冬季出力最低，而日内变化特征呈现显著的单峰分布，峰值出力集中在正午。

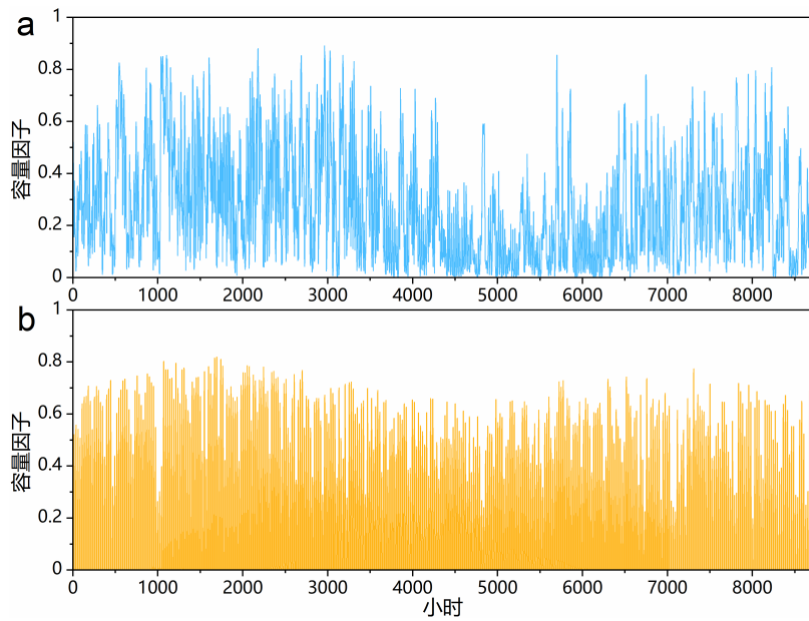


图3-8 京津唐电网全年 (a) 风力发电与 (b) 光伏发电小时级出力时序曲线

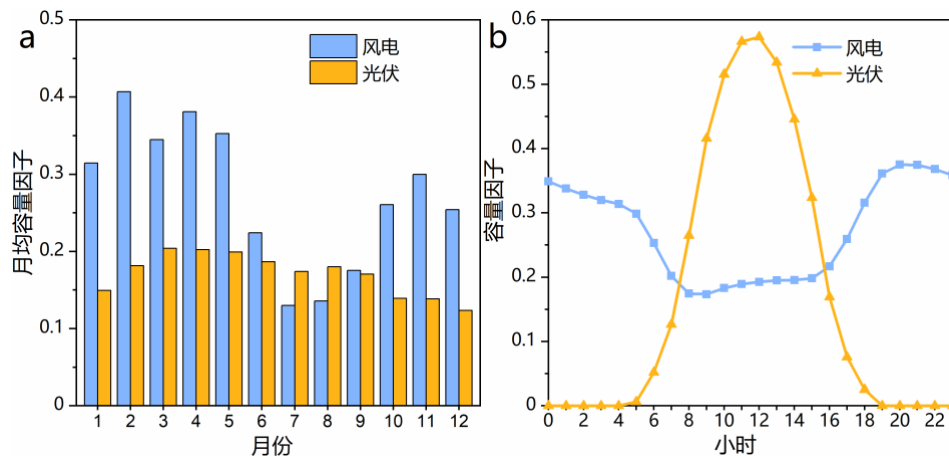


图3-9 京津唐电网风力发电与光伏发电 (a) 各月份平均容量因子与 (b) 日内出力时序曲线

### 3.4 北京市屋顶光伏潜力评估

研究针对北京市进行了逐建筑尺度的屋顶光伏潜力评估，对于北京市六环以内区域，研究首先爬取了百度地图的建筑轮廓数据并进行 3D 空间建模，共爬取了 425896 个建筑轮廓；同时根据获取的北京市路网数据，进行北京市街区空间的绘制，并利用 AOI、POI、房产数据结合的方法，对建筑功能属性进行逐一识别，共分为居住建筑、公共建筑、商业建筑、工业建筑四类。同时，利用了云量、云光学厚度、气溶胶光学厚度结合等数据，采用降尺度方法将逐小时 25 km 分辨率的 GEOS-5 辐射数据转换为逐小时 5 km 分辨率的辐射数据。

进而，本研究针对北京市六环以内每一栋爬取的建筑，分析了不同因素对其屋顶光伏有效面积的影响。研究共提取北京市六环内 235 km<sup>2</sup> 的总建筑屋顶面积，其中居住建筑 111.9 km<sup>2</sup>，公共建筑 57.4 km<sup>2</sup>，商业建筑 32.2 km<sup>2</sup>，工业建筑 33.4 km<sup>2</sup>。可利用面积分析结果显示，北京市六环内的建筑总可利用面积为 125 km<sup>2</sup>，其中居住建筑 51.5 km<sup>2</sup>，公共建筑 31.4 km<sup>2</sup>，商业建筑 18.2 km<sup>2</sup>，工业建筑 23.6 km<sup>2</sup>。在各种影响因素中，建筑阴影与屋顶结构所导致的可利用面积损失最大，分别为 26.6 km<sup>2</sup> 与 75.7 km<sup>2</sup>。同时，屋顶可利用面积损失由市中心（二环内）到郊区（五至六环）逐渐减小，有效屋顶面积的损失比例由二环内的 57% 下降到五至六环区域的 42%。

结合有效面积的分析结果，研究对北京市六环区域内的屋顶光伏装机与发电潜力进行了分析。结果显示，北京市六环区域内屋顶光伏总装机容量为 11.1 GW，北京市六环内的总装机潜力相当于北京市 2020 年光伏总装机量的 18.3 倍；年发电潜力为 15.4 TWh，相当于区域内 2019 年总电力消费的 20.8%。在光伏稳定供电的日间小时，即上午九点至下午四点，屋顶光伏发电潜力占用电需求的 49.9%，而在屋顶光伏集中出力的午间时段，即中午十二点至下午两点，屋顶光伏潜力占用电需求的 63.3%。

下图进一步从单位土地面积光伏潜力与街道层面人均光伏潜力揭示了北京市屋顶光伏潜力的空间分布情况。研究范围内光伏潜力土地利用密度分布范围为 0 kWh/m<sup>2</sup> 至 36 kWh/m<sup>2</sup>，平均值为 7.2 kWh/m<sup>2</sup>。其中，四环以内的区域因其建筑密度较大普遍光伏潜力较高。同时五至六环区域也存在着一些光伏潜力密度较高区域，如东南的亦庄开发区与西部的首钢工业园区。该类区域的特点为集中了较高密度的工业建筑，且单体建筑屋顶面积较大、建筑屋顶可利用比例较高。在人均光伏潜力方面，各街道平均人均光伏潜力为 1030.8 kWh/人，略小于 2019 年北京市 1168.3 kWh 的人均居民生活用电量。与

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/697126015133006044>