

呼和浩特城市规模化应用光伏发电 发展规划研究报告

中国科学院电工研究所

呼和浩特市经济社会发展研究中心

内蒙古电力科学院

二〇一〇年三月

课题组长： 马胜红

副组长： 李绍强

刘锦国

报告主编： 刘鑫

报告参编： 陈光明

尚永红

孙李平

尹柏青

刘海涛

余致新

陈东兵

张亚彬

熊 燕

课题组其他成员： 李莉、冯德、赵贵廷、李斌、白胜、杨茂荣、

徐双信

致 谢

受国家能源局委托和美国能源基金会资助，中国科学院电工研究所、呼和浩特市经济社会发展研究中心和内蒙古电力科学院组成课题组，经近一年的共同努力，合作完成了“呼和浩特城市规模化应用光伏发电发展规划”的研究报告。

在项目的实施过程中，内蒙古自治区发展与改革委员会、呼和浩特市有关领导、呼和浩特市发展改革委员会、呼和浩特市招商局、呼和浩特市规划局、呼和浩特市建设局、呼和浩特市环保局、内蒙古电力集团总公司、内蒙古华德新技术公司、内蒙古工业大学的领导和专家们对项目实施给予了大力的支持。

美国能源基金会不仅对本项研究给予了主要的经费支持，并安排国际专家提供高水平的咨询服务，特别安排组织了课题组主要成员以及国内有关专家到德国和意大利的学习考察，以保证本项目的顺利实施。

本课题组对项目研究内容进行了综合全面的研究和深入分析，并获得多位专家的宝贵建议和意见，使得报告更加充实和完善。

谨此，向美国能源基金会及所有对本项目给予指导、支持的部门和单位，以及为本报告的研究成果付出辛勤劳动的人们表示最诚挚的感谢！也因无法一一列出而表示歉意。

如果报告内含错误和不足，则应由课题组承担责任。

目 录

| | |
|------------------------|-----------|
| 1. 项目背景和目标 | 1 |
| 1.1 项目名称 | 1 |
| 1.2 研究的编制依据 | 1 |
| 1.3 项目提出的理由和过程 | 1 |
| 1.3.1 中国能源、电力、环境状况 | 1 |
| 1.3.2 太阳能发电的发展预测 | 5 |
| 1.3.3 城市规模化光伏发电应用的重要意义 | 6 |
| 1.3.4 开展城市规模化光伏应用的条件 | 9 |
| 1.4 项目实施目标和成果 | 16 |
| 1.4.1 实施目标 | 16 |
| 1.4.2 成果 | 17 |
| 2. 呼和浩特市概况 | 18 |
| 2.1 呼和浩特市社会经济情况 | 18 |
| 2.2 气候和太阳能资源 | 19 |
| 2.3 建筑条件、应急避难场所和城郊荒地资源 | 22 |
| 2.4 基础设施 | 22 |
| 2.5 人力资源情况 | 23 |
| 2.6 电力供应与建设情况 | 23 |
| 2.6.1 内蒙古西部电网现状 | 23 |
| 2.6.2 呼和浩特市电网现状 | 24 |
| 2.6.3 负荷及用电量预测 | 24 |
| 2.7 当地环境及排放情况 | 27 |
| 2.7.1 当地环境状况 | 27 |
| 2.7.2 节能减排规划 | 28 |
| 2.8 光伏发电技术应用情况及相关政策 | 28 |
| 2.8.1 呼和浩特市光伏发电技术应用情况 | 28 |
| 2.8.2 相关政策 | 29 |
| 3. 项目建设的总体方案 | 31 |
| 3.1 总体思路 | 31 |
| 3.2 太阳能光伏发电应用示范工程 | 31 |
| 3.2.1 建筑光伏发电系统 | 31 |

| | | |
|-----------|----------------------------|-----------|
| 3.2.2 | 城郊荒地光伏发电系统 | 34 |
| 3.2.3 | 应急体系中的光伏电源 | 37 |
| 3.2.4 | 项目实施规划 | 41 |
| 3.3 | 项目实施机构、方案及对比分析 | 42 |
| 3.3.1 | 电网公司主体运营模式 | 42 |
| 3.3.2 | 发电公司主体运营模式 | 43 |
| 3.3.3 | 屋顶业主独立投资模式 | 43 |
| 3.3.4 | 运营模式比较 | 44 |
| 3.4 | 城市光伏分布式电源建设所需的配套政策、机制与技术标准 | 45 |
| 3.4.1 | 应用指导规范 | 45 |
| 3.4.2 | 呼和浩特市建筑光伏发电系统实施规范 | 45 |
| 3.4.3 | 关于呼和浩特市城郊荒地光伏电站建设要求 | 46 |
| 3.4.4 | 关于呼和浩特市应急光伏电源建设实施办法 | 46 |
| 3.4.5 | 相关技术标准框架 | 46 |
| 3.5 | 光伏发电应用技术的培训 | 47 |
| 3.5.1 | 教育与培训的必要性和意义 | 47 |
| 3.5.2 | 建立培训基地的设想 | 47 |
| 3.5.3 | 教育与培训实施方案 | 48 |
| 3.6 | 建设光伏发电产业设想 | 49 |
| 3.6.1 | 高纯硅材料 | 50 |
| 3.6.2 | 太阳能电池、光伏组件制造 | 50 |
| 3.6.3 | 光伏发电的配套产业 | 50 |
| 3.6.4 | 光伏发电系统的建设与维护 | 50 |
| 3.6.5 | 实施方案 | 51 |
| 4. | 项目投资估算 | 52 |
| 4.1 | 项目投资估算 | 52 |
| 4.1.1 | 建筑光伏并网发电系统投资估算 | 52 |
| 4.1.2 | 城郊荒地光伏发电系统投资估算 | 52 |
| 4.1.3 | 应急体系中的光伏电源投资估算 | 53 |
| 4.2 | 财务分析 | 53 |
| 4.2.1 | 建筑光伏并网发电项目财务分析 | 53 |
| 4.2.2 | 城郊并网光伏发电项目财务分析 | 54 |
| 4.2.3 | 应急光伏电源财务分析 | 54 |
| 4.2.4 | 财务评价结论 | 54 |

| | |
|--------------------------------------|------------|
| 5. 项目效益分析 | 56 |
| 5.1 环境效益 | 56 |
| 5.2 社会效益 | 56 |
| 5.3 关于 CDM 的申请 | 57 |
| 6. 结论与建议 | 59 |
| 6.1 结论 | 59 |
| 6.1.1 以建筑光伏为主的的城市光伏发电是光伏发电应用的重要组成部分 | 59 |
| 6.1.2 在中国开展城市规模化光伏发电应用示范项目十分必要 | 59 |
| 6.1.3 我国已具备开展城市光伏发电应用项目的条件 | 60 |
| 6.1.4 呼和浩特市具有实施城市规模化光伏发电应用的综合优势和条件 | 60 |
| 6.1.5 呼和浩特市规模化应用光伏发电实施方案 | 61 |
| 6.1.6 项目建设投融资及效益 | 61 |
| 6.2 建议 | 61 |
| 6.2.1 抓紧进行前期准备，尽快上报立项 | 61 |
| 6.2.2 抓紧进行前期普查调研等基础性信息资料准备工作 | 62 |
| 6.2.3 加大地方政府在优惠政策法规方面的支持和财税资金方面的扶持力度 | 62 |
| 6.2.4 建立光伏项目质量管理体系 | 62 |
| 附属报告 | 64 |
| 附件 | 123 |

1. 项目背景和目标

1.1 项目名称

呼和浩特城市规模化应用光伏发电发展规划

1.2 研究的编制依据

我国支持可再生能源发展的政策正在逐步完善，为落实国家发展可再生能源发电的总体要求和为可再生能源电力发展创造良好环境，提高在电力能源消费中的比重，国家能源局决定选择典型城市，通过实施城市规模化应用光伏发电示范项目，制定符合我国国情的城市光伏应用项目的机制、规范、标准及其他相关激励政策，进而在其他城市推广应用。

在拥有良好资源、产业和区位优势呼和浩特市开展城市规模化应用光伏发电示范项目，符合《呼和浩特市光伏产业发展规划纲要（2010-2020）》和《呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定》的要求，可以加快呼和浩特市经济发展模式的转变和能源结构的调整，实现该市“新能源之都”的战略目标。

按照国家能源局的安排，美国能源基金会资助提供项目前期研究资金，并由国际专家提供国际先进政策、技术方面的咨询支持，以保证本项目的顺利实施。中国科学院电工研究所、呼和浩特市经济社会发展研究中心、内蒙古电力科学院以及当地有关专家组成课题组共同完成该项目的规划研究。

1.3 项目提出的理由和过程

1.3.1 中国能源、电力、环境状况

1.3.1.1 中国能源状况

我国人均化石能源拥有量很低，煤炭人均拥有量为世界平均水平的1/2，石油、天然气人均拥有量仅为世界平均水平的1/15。2008年我国一次能源消费总量从1990年的10.4亿吨标准煤增长到28.5亿吨标准煤，跃居世界第二大能源消费国；能源净进口量达到2.5亿吨标准煤，约占当年一次能源消费总量10%，如图1-1所示。

随着我国全面建设小康社会的推进，工业化程度提高，人民生活不断改善，未来能源需求将持续快速增长。按照现有化石能源资源探明储量和社会发展速度，能源供应的可持续发展已经提到了议事日程，我国的能源形势严峻。

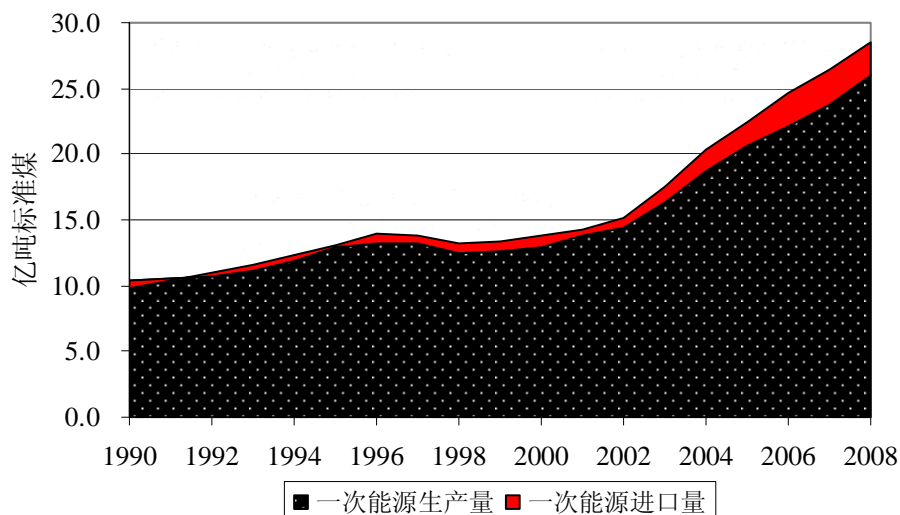


图1-1 中国能源生产量与进口量对比

1.3.1.2 中国电力状况

中国的电力结构不合理，严重依赖火电的局面亟待改变。2008年全国全口径发电量达到34,334亿千瓦时，其中火电发电量为27,793亿千瓦时，占全部发电量的80.95%，如图1-2。

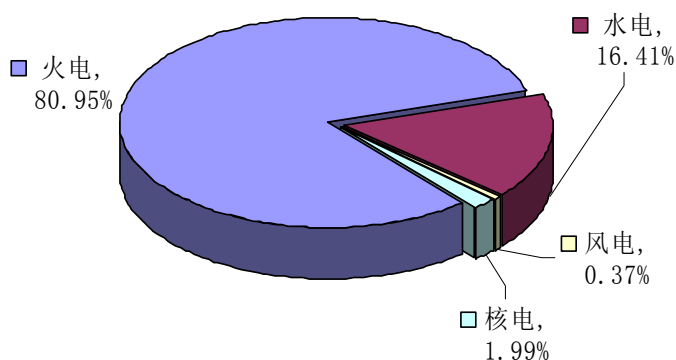


图1-2 2008年我国发电量构成

长期以来我国以煤炭为主的能源结构，导致了生态环境日益恶化，发展可再生能源已迫在眉睫。

我国十分重视可再生能源的利用和发展。2009年9月22日，国家主席胡锦涛在联合国气候变化峰会开幕式上发表题为《携手应对气候变化挑战》的重要讲话，提出“大力发展可再生能源和核能，争取到2020年非化石能源占一次能源消费比重达到15%左右”的目标。

随着国民经济的高速发展，中国电力消费量也保持了较高的增长速度，加快可再生能源建设势在必行，图1-3为2002-2009年中国电力消费量增长趋势图。受金融危机影响，从2008年9、10月份开始，我国电力形势从连续6年的高速增长转变为用电量大幅下降，电力消费量年增速仅为5.6%。进入2009年，用电量逐步回升，下半年增长呈现提速趋势，

年电力消费量为**3.64**万亿千瓦时。《全国电力供需与经济运行形势分析预测报告（2009-2010）》分析，受各种促进经济增长的积极因素影响，预计**2010**年全国全年电力消费量将达到**3.97**万亿千瓦时左右，全年电力消费量同比增长**9%**。

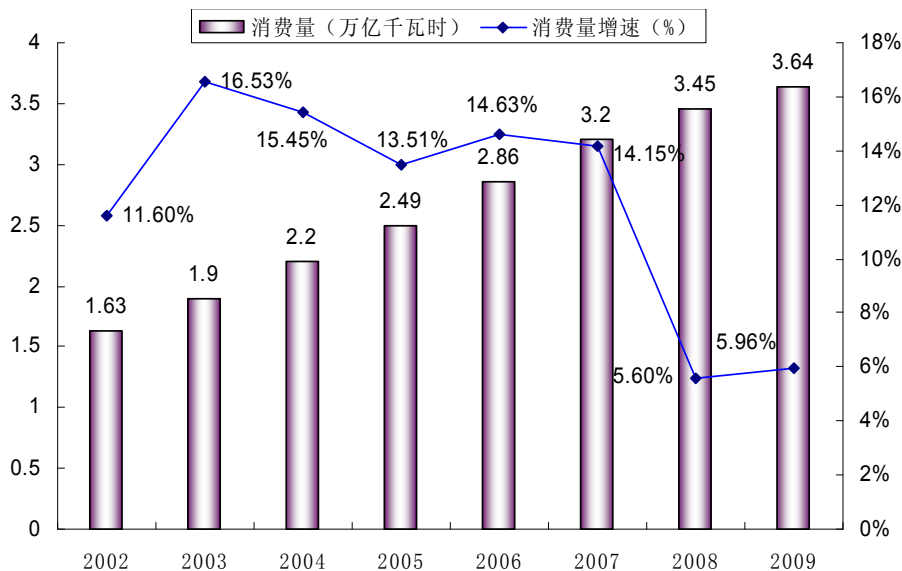


图1-3 中国电力消费量增长趋势图

1、 国家电网公司专家预测

综合分析和比较产值单耗法、人均用电量法、增长率法、数学模型法等各种方法的预测结果，结合现有经济形势并展望至**2030**年，得到**2010-2030**年全社会用电量基准方案：

2010年全国全社会用电量将达到**3.97**万亿千瓦时，“十一五”期间年均增长**9.9%**；**2012**年全国全社会用电量**4.81**万亿千瓦时，年均增长**10.1%**；**2015**年全国全社会用电量将达到**5.97**万亿千瓦时，“十二五”期间年均增长**8.5%**；**2020**年全国全社会用电量达到**7.67**万亿千瓦时，“十三五”期间年均增长**5.1%**；**2030**年全国全社会用电量达到**10.37**万亿千瓦时，**2021-2030**年期间年均增长**3.1%**。

参照我国历年最大负荷利用小时数，考虑各地区的经济增长、用电结构变化、地理位置及气候特点、需求侧管理措施的实施情况、电价水平、产业结构等因素，最大负荷利用小时数将呈逐年降低趋势。预计**2010**年最大负荷利用小时数为**6,200**小时左右，**2020**年约为**6,100**小时左右，**2030**年约为**6,000**小时左右。

根据预测的全社会用电量，最大负荷预测到**2010**年将达到**6.34**亿千瓦，“十一五”期间年均增长**10.4%**；**2012**年将达到**7.8**亿千瓦，年均增长**10.9%**；**2015**年将达到**9.89**亿千瓦，“十二五”期间年均增长**9.3%**；**2020**年将达到**12.7**亿千瓦，“十三五”期间年均增长**5.2%**；**2030**年将达到**17.2**亿千瓦，**2020-2030**期间年均增长**3.1%**。

2、 电力企业联合会专家预测

2007年电力企业联合会理事长赵希正指出，到2020年我国全社会电力消费量将超过6万亿千瓦时。

按照我国现有经济发展和资源状况，在充分考虑煤电、水电和核电发展的情况下，未来我国仅靠这些能源仍然不能满足全部电力供应需求，因此加快可再生能源电力建设不仅是优化能源结构、满足电力需求、改善生态环境、实现可持续发展的必由之路，也是国家能源战略安全的保障。

1.3.1.3 中国环境状况

中国现有以煤电为主的的电力能源结构不仅加速化石能源资源的枯竭，而且造成日益严重的环境、经济问题及社会负面影响。燃煤产生的二氧化硫导致了严重的酸雨发生，全国发生酸雨的面积占到了国土面积的三分之一，2008年监测的477个城市（县）中，出现酸雨的有252个，占52.8%；燃煤排放大量二氧化碳带来全球变暖的温室效应。

据有关部门统计，全国烟尘排放量的70%、二氧化硫排放量的85%、氮氧化物排放量的67%和二氧化碳排放量的80%都来自于燃煤，表1-1是中国燃煤发电排放的SO₂数量。2008年，中国二氧化硫排放为2,321.2万吨，烟尘排放为901.6万吨，工业粉尘排放为584.9万吨。

表1-1 中国燃煤火电排放SO₂统计

| 年份 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 燃煤火电年排放SO ₂ （万吨） | 1,200 | 1,300 | 1,350 | 1,259 | 1,150 |
| 全国SO ₂ 年排放（万吨） | 2,255 | 2,549 | 2,589 | 2,467 | 2,321 |
| 百分率% | 53.2 | 51.0 | 52.1 | 51.0 | 49.6 |

图1-4所示是中国不同部门二氧化碳排放量统计图，2007年，电力和供热部门的二氧化碳排放量占全国排放量的50%。根据国际能源署《燃料燃烧二氧化碳排放2009》报告，2007年中国二氧化碳排放量为60亿吨，占全球排放的21%，居世界第一，即使中国温室气体排放以年2.9%的速度缓慢增长，到2030年，温室气体排放量仍将会是2007年的两倍。

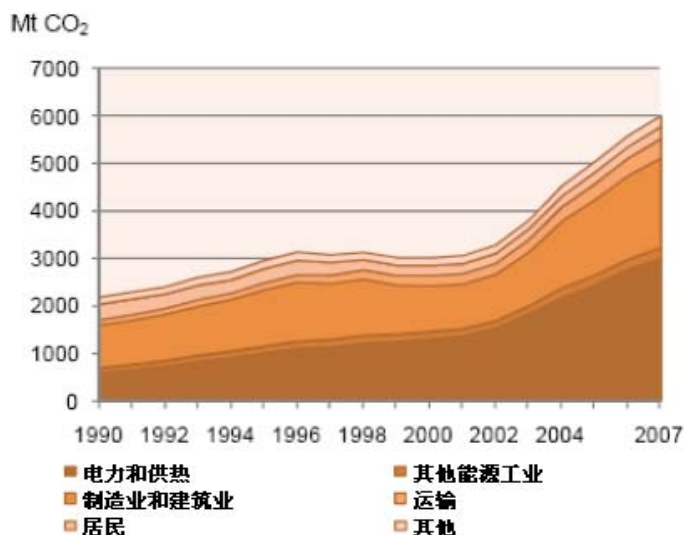


图1-4 中国不同部门二氧化碳排放量

作为负责任大国，中国必须采取有效措施解决环境问题。2009年11月25日，国务院总理温家宝在国务院常务会议正式对外宣布控制温室气体排放的行动目标：到2020年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降40%–45%。

1.3.2 太阳能发电的发展预测

2007年，国家发展和改革委员会在《可再生能源中长期发展规划》中明确提出加快发展包括太阳能在内的可再生能源，降低煤炭在整个能源消费中的比重，力争到2010年使可再生能源消费量达到能源消费总量的10%，到2020年达到15%。太阳能是可再生能源中的重要组成部分，具体目标是：2010年太阳能发电装机容量达到30万千瓦，2020年达到180万千瓦。

根据IEA对太阳能发电平均水平的预测，到2050年全球电力需求的12%由太阳能发电供给。以此推算，到2050年我国太阳能发电量需达到约1.1万亿千瓦时。太阳能发电按照年满发小时数1,500小时计算，则太阳能发电装机容量应达到约7.3亿千瓦。随着安装容量的不断增加，太阳能发电在电力结构中的作用越来越明显，图1-5为太阳能年发电量发展趋势预测。

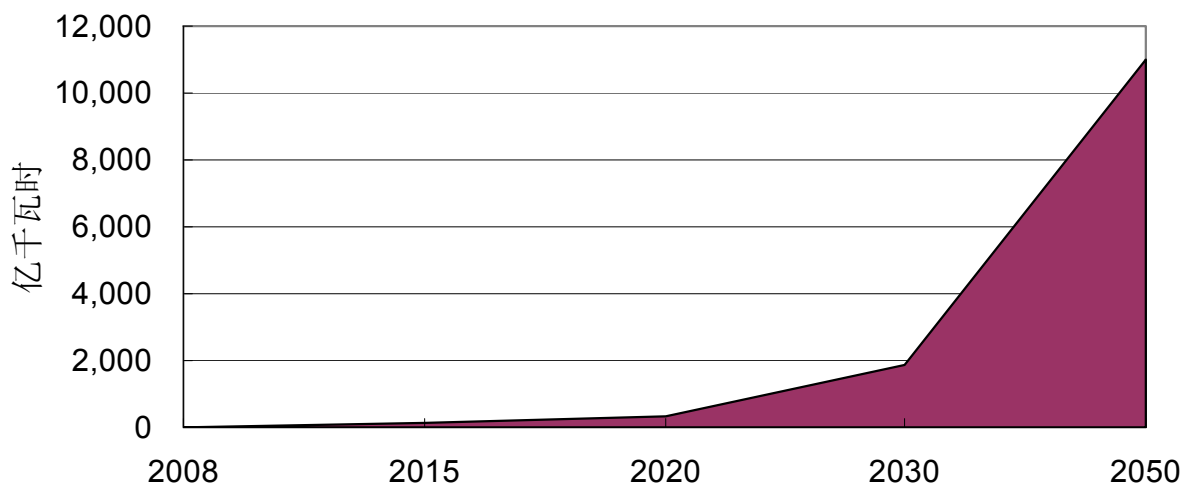


图1-5 中国太阳能年发电量发展趋势预测

1.3.3 城市规模化光伏发电应用的重要意义

1. 开展城市规模化光伏发电应用的必要性

1) 优化电力结构

要实现到2020年我国非化石能源占一次能源消费的比重达15%和满足未来用电需求和电力系统可持续发展的战略要求，优化电力结构刻不容缓。

2) 保持光伏产业可持续发展

截至2008年底，中国光伏系统的累计装机容量达到140兆瓦（不足世界累计安装量的1%）。2008年中国光伏系统的安装量总计约40兆瓦，仅为当年太阳电池生产量2,000兆瓦的2%，意味着太阳电池产量的98%需要出口。国内光伏企业面临着市场完全依赖国外市场的困境，要保持国内光伏企业长期健康可持续发展，必须尽快扩大国内光伏应用市场。

3) 提高城市电力供应的安全性

城市规模化光伏发电应用，可以直接接入城乡配电网，避免了长距离输电，是城市电力系统的有益补充；同时，这种应用方式启停方便，负荷调节灵活，各系统相互独立，可弥补集中供电系统在安全稳定性方面的不足，保障电力供应。

4) 促进建设资源节约型、环境友好型城市

城市是电力消费的主要场所，城市利用电力的方式和效率对城市的生态环境和社会经济发展具有影响作用。随着我国工业化、城镇化进程的加快，将会出现更多的新兴城市。因此必须全面贯彻落实科学发展观，推进生态文明建设，努力形成节约资源能源和保护生态环境的产业结构、增长方式和消费模式，推进以能源节约、新型能源推广和二氧化碳排放强度降低为主要标志的低碳发展模式，带动和促进经济可持续发展，缓解生态压力，

建设资源节约型、环境友好型社会，促进人与自然的和谐发展。

5) 保护环境和节能减排

我国二氧化碳排放量居世界第一，甲烷、氧化亚氮等温室气体的排放量也居世界前列。为保护、提高我国的环境质量，积极开发利用太阳能等清洁能源是必不可少的。

6) 启动建设应急光伏电源项目，完善应急机制

在人口集中的城市开辟应急避难场所，给灾难中的民众以临时安身之地，便于救助与安置。应急电源可以在常规电源失效时发挥关键作用，保证通讯、急救、避难所等设施的电力供应。安装太阳光伏发电电源，不依赖常规能源，无消耗，无污染，安全可靠、免维护，电网断电时可提供基本需求的应急电力，保障电力供应。

2. 城市规模化应用光伏发电示范项目的必要性

1) 促进光伏发电在城市规模化应用

建筑光伏发电系统是在建筑上，主要是屋顶上安装太阳光伏发电系统，通过公共电网末端并入的光伏分布式电源，是太阳光伏发电在城市推广利用的最佳形式，欧、美、日光伏发电应用在城市的推广利用主要是从建筑光伏系统起步的，目前技术已成熟，管理也步入制度化。

屋顶光伏发电系统是太阳能发电系统与建筑结合的早期形式，由德国率先提出，先是示范应用进而逐步推广：1991-1995年，实施1,000光伏屋顶计划；1995-1998年经过技术和经验积累提出10万屋顶计划；2000年德国政府制定“可再生能源法”；到2003年秋天，完成10万屋顶计划总装机容量300兆瓦；为了进一步加快发展光伏发电系统的推广，2004修正可再生能源法，制定更加吸引私人投资光伏发电系统的上网电价补贴计划；2008年德国修改上网电价方案，加快了固定电价逐年下降的速度；截至2008年底，德国光伏发电系统累计装机容量5.3GWp。在德国的带动下，世界各国纷纷效仿德国政策制定本国建筑光伏发展计划。

德国的发展经验证明，在城市发展太阳光伏综合示范应用工程的效果是很好的，特别是将光伏发电系统与建筑结合，可降低系统成本，不占用土地，非常益于建设低碳城市。同时，通过示范应用项目，既可充分展示我国太阳能光伏发电技术的水平，为大规模利用太阳能积累实际经验和数据，对我国太阳能光伏发电市场的发展是非常重要的。

2) 制定符合国情的城市光伏应用项目的机制、规范、标准和投融资激励政策

国外的光伏激励政策

建筑光伏发电系统在城市光伏技术应用中具有巨大前景，在欧、美、日本等国家已经

得到了广泛应用。各国光伏应用市场的激励政策可分为：第一种是给予固定的有投资效益的上网电价，代表国家是德国；第二种是给予占初始投资成本一定比例的财政补贴，代表国家是日本；第三种就是如美国加利福尼亚州将两种激励政策混合执行，如表1-2所示。其他的激励政策还包括低贷款利率和减税等。

表1-2 国外部分国家的激励政策

| 类型 | 国家 | 激励政策 |
|--------|------|--|
| 电价侧补贴 | 德国 | 2004年上网电价法，电价0.45-0.62欧元/千瓦时，有效期20年，每年递减5-6.5%；2008年德国通过法案，2009年、2010年每年的网电价下调8%，2011年开始每年下调10%。 |
| | 西班牙 | 2006年，电价0.23-0.44欧元/千瓦时，有效期25年，计划到2010年总装机容量达到400兆瓦。 |
| 投资侧补贴 | 日本 | 1994年，给予太阳能发电系统安装成本50%的补贴，分10年递减到零；类似“净电量计费法”支付零售电价；商业银行给予低息贷款优惠。 |
| 混合补贴模式 | 美国加州 | 2006年，对光伏发电系统按每瓦补贴成本（约70%），补贴金额逐年下降；采用“净电量计量法”对光伏上网电量超过用电量时支付零售电价购买多余部分；购买的光伏系统价格30%的税收减免，最高限额2,000美元。 |

2004年，德国政府启动上网电价法，即政府强制性给予太阳能电力高于常规能源的上网电价，强制电网或电力传输公司购买，再由全民分摊补贴，该种补贴模式实施后，西班牙、意大利、希腊、法国等欧洲国家也都引入上网电价法，对并网光伏市场的高速增长起到了至关重要的作用。。

日本政府在1994-2003年间实施投资侧补贴，即对安装光伏系统直接进行补贴，促使2004年日本光伏累计安装量达1,100兆瓦，成为当时全球光伏安装容量最大的国家。

2006年，美国加利福尼亚州开始实施混合两种扶持政策的补贴方案，对中小系统实施投资补贴或上网电价法，对大系统实施上网电价法，初始上网电价0.39美元/千瓦时，维持5年，逐年降低。

目前我国推行的“金太阳”工程就是采用投资侧补贴这种激励方式，通过项目的实施也在一定程度上促进了光伏发电的城市化应用，但这种激励方式一方面增加了财政支出和纳税人的负担，另一方面也容易产生只注重设备安装容量，而忽略了设备实际发电效果的情况。根据国际经验，从长远来看电价侧补贴是更为有效的推动光伏发电应用的政策，要保证光伏电站20年甚至更长时间的正常运行，不仅要关注其建设质量，更应该注重电站的实际运行效果，将补贴通过上网电价的形式分摊到每一年，根据实际的发电量进行补贴，

能够进一步促使项目业主做好运行维护工作，有力地保障光伏发电项目的持续推广。

目前，我国太阳能光伏发电的发展水平总体处于示范起步阶段，国家和部分地方政府也在开展城市太阳能光伏并网发电示范和逐步推广利用的项目。然而，这些孤立的、局部的、小规模的光伏示范项目，并没有调整城市太阳能利用的整体环境和大规模综合应用的模式，也不可能解决诸如技术标准和规范、投资方式和渠道、电价补贴及其操作方法政策等一系列问题。

因此，我国急需在典型城市实施整体规划、规模化城市太阳能光伏综合利用示范项目，形成完整的推进机制，具体落实可再生能源法的实际操作问题，形成太阳能光伏利用的政策、制度、技术标准、工程技术、工程实施等在一个城市中的综合体现，从单个项目示范转换为全方位、综合的项目示范。大规模地推进开发我国城市太阳能光伏市场已经提到议事日程。

通过建设城市大型光伏应用综合示范工程，可研究在并网条件下，分布式电源系统的优化集成与匹配设计技术、分布式电源微网系统并网关键技术，明确接入系统短路电流限制、保护配置、电压控制方式、电能质量指标等技术规范和标准，加强对分布式电源整体性能和对电力系统安全稳定的影响的研究，从整体上研究分布式电源在我国的发展模式。

1.3.4 开展城市规模化光伏应用的条件

1.3.4.1 基础条件

粗略估计我国房屋总建筑面积约400亿平方米，其中现有建筑屋顶可利用面积总计约3.16亿平方米，按照每平方米100瓦，年运行1000小时计算，每年就可以提供316亿千瓦时的电能（见表1-3）。

表1-3 我国内地各省区可利用屋顶安装光伏发电量估算表

| 序号 | 省份 | 太阳能资源 | 可利用屋顶面积 | 发电量和装机容量估算 | |
|----|-----|-------------|---------|-------------|-------------|
| | | 千瓦时/平方米·年 | 万平方米 | 发电量 亿千瓦时 | 装机容量 万千瓦 |
| 1 | 广东 | 1,200-1,400 | 3,300 | 28-54 | 355-670 |
| 2 | 江苏 | 1,300-1,450 | 2,750 | 24-45 | 295-555 |
| 3 | 山东 | 1,400-1,500 | 2,300 | 22-40 | 265-500 |
| 4 | 河南 | 1,300-1,400 | 1,900 | 17-30 | 205-390 |
| 5 | 浙江 | 1,250-1,300 | 1,700 | 14-26 | 170-315 |
| 6 | 河北 | 1,450-1,700 | 1,450 | 15-28 | 190-350 |
| 7 | 四川 | 1,000-1,800 | 1,400 | 15-30 | 200-370 |
| 8 | 湖南 | 1,000-1,200 | 1,400 | 11-20 | 130-245 |
| 9 | 安徽 | 1,250-1,400 | 1,300 | 12-21 | 140-260 |
| 10 | 辽宁 | 1,300-1,500 | 1,250 | 12-22 | 145-270 |
| 11 | 湖北 | 1,000-1,350 | 1,200 | 10-18 | 120-225 |
| 12 | 广西 | 1,100-1,350 | 1,180 | 10-18 | 120-220 |
| 13 | 江西 | 1,250-1,350 | 1,150 | 9-17 | 115-210 |
| 14 | 福建 | 1,250-1,450 | 1,050 | 9-17 | 110-210 |
| 15 | 黑龙江 | 1,250-1,400 | 850 | 7-14 | 90-170 |
| 16 | 云南 | 1,200-1,700 | 750 | 8-15 | 100-190 |
| 17 | 上海 | 1,300 | 750 | 6-12 | 75-145 |
| 18 | 山西 | 1,400-1,650 | 700 | 7-14 | 90-170 |
| 19 | 北京 | 1,600 | 700 | 7-14 | 90-170 |
| 20 | 陕西 | 1,100-1,650 | 700 | 7-13 | 90-165 |
| 21 | 重庆 | 1,000-1,200 | 700 | 5-10 | 65-120 |
| 22 | 内蒙 | 1,250-1,800 | 550 | 6-13 | 65-125 |
| 23 | 吉林 | 1,350-1,450 | 650 | 6-12 | 75-140 |
| 24 | 贵州 | 1,000-1,300 | 500 | 4-8 | 55-100 |
| 25 | 甘肃 | 1,300-1,900 | 350 | 4-9 | 45-85 |
| 26 | 新疆 | 1,500-2,050 | 350 | 4-8 | 55-80 |
| 27 | 天津 | 1,450-1,500 | 300 | 3-5 | 35-65 |
| 28 | 海南 | 1,300-1,600 | 200 | 2-4 | 25-45 |
| 29 | 青海 | 1,700-2,050 | 100 | 1.5-2.5 | 15-25 |
| 30 | 宁夏 | 1,600-1,700 | 100 | 1-2 | 10-20 |
| 31 | 西藏 | 1,300-2,150 | 50 | 0.5-1 | 5-10 |

注：发电量按太阳能资源最高值进行估算；发电量和装机容量分别按薄膜电池和单晶硅电池组件考虑。

在《可再生能源中长期发展规划》和《可再生能源发展“十一五”规划》中规划：我国到2010年安装屋顶并网光伏系统1,000套，累计容量5万千瓦；到2020年安装2万套，累计安装100万千瓦。

1.3.4.2 产业条件

近年来，我国光伏产业发展迅猛，在“光明工程/送电到乡工程”的激励和30亿政府投资引导下，中国光伏产业从2002年开始规模化发展，经过多年快速发展，已形成从多晶硅材料到光伏应用产品的完整产业链。截至2009年6月底，我国已有19家企业多晶硅项目投产，另有10多家企业正在建、扩建多晶硅项目，总规划产能预计到2010年，将超过10万吨。到2008年底，从事硅锭/硅片生产的企业60多家，年产量达到20,000吨；太阳能电池生产企业60余家，年产量2,000兆瓦，年增长16.5%，继续保持世界第一大太阳能电池生产国的地位；销售额达到2,000亿元，就业人数约10万人。形成一批具有国际竞争力和国际知名度的光伏生产企业，2008年全球十大太阳能电池企业排名中，中国大陆的生产企业就占据了三个席位，已形成具有规模化、国际化、专业化的产业链条。中国的光伏产业已经为国内大规模光伏应用做好了准备。

1.3.4.3 工程技术条件

截至到2008年底，中国光伏发电累计装机容量为140兆瓦，如表1-4所示。这些项目建设也为我国光伏发电技术的应用奠定了技术基础。

表1-4 中国2006-2008年光伏发电累计装机和市场分布

| 市 场 | 累计安装量 (兆瓦) | | | 累计市场份额 (%) | | |
|-------|------------|------|------|------------|------|------|
| | 2006 | 2007 | 2008 | 2006 | 2007 | 2008 |
| 农村电气化 | 33 | 42 | 48 | 41.3 | 42 | 34.3 |
| 通信&工业 | 27 | 30 | 35 | 33.8 | 30 | 25 |
| 光伏产品 | 16 | 22 | 30 | 20 | 22 | 21.4 |
| 城市并网 | 3.8 | 5.6 | 26.1 | 4.8 | 5.6 | 18.6 |
| 开阔地并网 | 0.2 | 0.4 | 0.9 | 0.3 | 0.4 | 0.6 |
| 合 计 | 80 | 100 | 140 | 100 | 100 | 100 |

我国现已建成的一些较大的城市太阳能光伏并网发电示范项目有：深圳园博会的1兆瓦并网光伏发电示范工程、保定1.5兆瓦五星级饭店并网光伏电站、上海世博会园区中国馆和主题馆兆瓦级光伏并网发电系统、奥运鸟巢105千瓦光伏并网电站、上海临港新城兆瓦级光伏电站、上海太阳能工程中心兆瓦级光伏电站以及无锡1.2兆瓦机场并网光伏系统等。

另外在“金太阳示范工程”的大力支持下，2009年已经申请获批的工程项目容量达298兆瓦。

表1-5 各省金太阳示范工程目录（单位：千瓦）

| | | | |
|-----|-----------|------------|----------|
| 北京市 | 18,155.35 | 河南 | 20,690.3 |
| 天津市 | 23,825 | 湖北 | 14,800 |
| 河北 | 5,341.6 | 湖南 | 21,933.8 |
| 山西 | 461 | 广东 | 13,182.2 |
| 内蒙古 | 12,719 | 深圳市 | 12,707.8 |
| 辽宁 | 12,500 | 四川 | 311.58 |
| 黑龙江 | 622.08 | 云南 | 7,465.56 |
| 上海市 | 7,393 | 陕西 | 3,797.5 |
| 江苏 | 15,615.2 | 宁夏 | 3,000 |
| 浙江 | 27,281.58 | 青海 | 730 |
| 安徽 | 16,602.8 | 新疆 | 2,172.19 |
| 福建 | 14,676.26 | 西藏 | 1,000 |
| 江西 | 21,694 | 新疆兵团 | 3,000 |
| 山东 | 8,000 | 总后勤部 | 8,800 |
| 总计 | | 298,477.72 | |

这些项目都表明了我国已经具备了开展大规模城市建筑光伏并网光伏发电的工程技术条件。

1.3.4.4 政策条件

1. 国家政策

《中华人民共和国可再生能源法》实施以来，我国相继出台一系列与可再生能源相关的价格、税收、强制性市场配额和并网接入政策：

国家发改委《可再生能源中长期发展规划》，发改能源[2007]2174号，2007-8-31

国家发改委《可再生能源发展“十一五”规划》，发改能源[2008]610号，2008-3-3

国家发改委《可再生能源产业发展指导目录》，发改能源[2005]2517号，2005-11-29

国家发改委《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，发改价格[2006]7号，2006-6-1

国家发改委《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，发改价格[2007]44号，2007-8-31

国家发改委《可再生能源发电有关管理规定》，发改能源[2006]13号，2006-1-5

财政部《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》，财建[2006]237号，2006-6-20

财政部《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》，财建[2009]128号，

2009-3-23

财政部关于印发《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》的通知，财建[2009]129号，2009-3-23

财政部、科技部、国家能源局《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》，财建[2009]397号，2009-7-16

我国已具备建立城市大型太阳能示范工程的政策环境。2006年，财政部与建设部联合印发了《关于推进可再生能源在建筑中应用的实施意见》、《可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法》、《可再生能源建筑应用示范项目评审办法的通知》等文件，明确支持推荐可再生能源建筑应用示范，规定了具体示范补助方法及操作程序，并决定在工作基础较好的北京、内蒙古、深圳、辽宁和山东5个省（区、市）组织示范推广。

2009年3月，财政部联合建设部发出《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》以及《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法的通知》，2009年7月，财政部、建设部和国家能源局联合发布了《关于实施金太阳示范工程的通知》，首批太阳能光电建筑应用补助资金共计12.7亿元。这一系列的鼓励政策出台将有利地促进太阳能发电在我国的应用，同时也有利于我国太阳能产业的可持续发展。

2. 地方政策

继财政部、国家发改委等政府部门出台可再生能源激励和扶持政策，各省、市也纷纷出台鼓励和扶持城市太阳能光伏应用的规划和政策，以下列出部分省、市的规划和鼓励政策：

2009年4月22日，云南省昆明市《昆明市促进太阳能产业升级发展的意见》：到2015年，城镇太阳能供热系统与建筑一体化应用占新建城市建筑的95%以上，城镇普及率达到70%以上，农村普及率达到35%以上，全市太阳能光伏应用达到200兆瓦以上。

2009年5月11日，浙江省《关于加快光伏等新能源推广应用与产业发展意见》：实施百万屋顶发电计划，应用光伏发电的公共建筑、企业厂房、住宅小区等屋顶面积达100万平方米，形成50兆瓦以上的发电能力。

2009年6月19日，江苏省《江苏省光伏发电推进意见》：到2011年，力争在全省建成光伏并网发电装机容量400兆瓦，其中，屋顶光伏电站装机容量260兆瓦，建筑一体化光伏电站装机容量10兆瓦，地面光伏电站装机容量130兆瓦。

2009年7月30日，广东广州市《广州市新能源和可再生能源发展规划（2008—2020）》逐步推进太阳能光伏发电，制定具有可操作性的太阳能光伏发电并网电价收购细则，启动

光伏发电城市应用工程，在白云国际机场周边限制建设区和广州市主要标志性建筑物上安装光伏发电系统，到2010年光伏并网发电示范项目装机容量5000千瓦，2020年达到10万千瓦。

2009年10月14日，陕西省《陕西省太阳能开发中长期规划》：到2020年，太阳能建筑一体化工程总面积将达到150万平方米。建设大型并网太阳能发电示范站总装机容量为150兆瓦，其中，包括大型并网太阳能光伏电站和1,000个城市太阳能屋顶光伏发电示范工程。

2009年12月15日，山东省《关于促进新能源产业加快发展的若干政策的通知》：支持并网太阳能光伏电站和光伏与LED结合的公共照明示范工程建设。太阳能光伏电站重点支持装机容量300千瓦以上，在居住建筑、政府办公建筑和大型公共建筑上采用太阳能屋顶、光伏幕墙等方式，与建筑工程进行同步设计、施工的太阳能光伏建筑一体化项目。3年建成30个太阳能光伏建筑一体化项目，容量30兆瓦以上；实施地面光伏电站示范工程，建设1-2个兆瓦级地面光伏电站。在公共照明方面实施“百万盏照明”工程，重点支持和组织实施60个光伏与LED结合的照明示范项目，3年全省推广LED灯100万盏，容量5万千瓦。太阳能光伏建筑一体化示范项目按照每瓦10元，太阳能光伏与LED结合照明示范项目按照每瓦5元补贴。

2009年12月30日，深圳市《深圳新能源产业振兴发展规划（2009-2015年）》：制定太阳能光伏建筑一体化实施方案，率先在公共建筑、市政工程、高档住宅等新建建筑实施太阳能光伏建筑一体化工程，加快推进创益科技产业园（1兆瓦）、杜邦工业园（1.1兆瓦）等BIPV项目，提高应用水平，扩大光伏发电规模。到2015年，太阳能光伏建筑一体化装机容量20兆瓦以上。

2010年1月7日，北京市《北京市加快太阳能开发利用促进产业发展指导意见》：推行2万千瓦光伏屋顶工程，按照“支持高端、先申先得”的原则，到2012年12月31日前，对前20兆瓦与建筑结合的太阳能光伏并网发电及风光互补项目，除享受国家优惠政策外，由市财政根据项目建成后的实际发电效果，按照每年1元/瓦的标准给予连续3年补助。

综上所述，我国已初步具备建设城市大型太阳能综合示范工程的各方面条件，应尽快建立大型示范工程，解决制约城市太阳能发展的一系列因素，全面推进城市太阳能综合利用的发展进程。

1.3.4.5 呼和浩特实施城市规模化光伏示范工程的优势条件

1. 政策优势

作为少数民族地区和西部大开发战略中重要的中心城市之一，呼和浩特市实行民族区

域自治政策和西部大开发政策。

同时，呼和浩特市政府十分重视太阳能资源的开发利用和发展；制定出台了《呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定》和《呼和浩特市光伏产业发展规划纲要（2010-2020年）》，为呼和浩特市光伏应用市场的发展奠定了基础。

2. 区位和资源优势

呼和浩特市由蒙西电网供电，架构相对独立，管理层次少，政策机制和管理办法的制定相对简单易行；呼和浩特市电力负荷增长迅速，能有效消纳光伏电力。

呼和浩特市太阳能资源丰富，陆、空交通便捷，邮电通信顺畅，各级开发区众多，劳动力素质较高，服务配套周到，具备开发和利用太阳能发电技术的基础和条件。

3. 产业优势

随着内蒙古神舟硅业有限责任公司10,500吨多晶硅项目投资建设及一期项目的投产、内蒙古大陆光伏材料有限责任公司18,000吨多晶硅项目、内蒙古中环光伏材料有限公司单晶硅、硅片项目的开工建设，内蒙古晟纳吉光伏材料有限公司太阳能电池单晶硅棒及切片等产品的投产，呼和浩特市形成了以多晶硅材料为主，单晶硅、硅片产业相配套的光伏原材料制造产业集群。

呼和浩特市有完善的化工产业配套企业，中海油内蒙古天野化工股份有限公司、内蒙古三联化工股份有限公司等大型化工企业，硅化工、有机化工等中小型化工企业，为光伏制造产业提供原料支撑。

目前，已建成内蒙古神舟硅业光伏基地100千瓦并网光伏发电项目。在建项目有金山开发区5兆瓦并网光伏电站项目、内蒙古神舟硅业基地1兆瓦并网光伏发电项目、内蒙古日月太阳能科技有限责任公司2兆瓦示范项目等。

1.3.4.6 中国开发建筑光伏面临的问题

截至2008年底，我国建筑光伏安装容量达到26兆瓦，但大多属于示范性项目，没有形成有效的商业运行模式；现行的光伏项目运行机制和补贴政策，尚不足以保障城市建筑光伏系统大规模可持续的商业开发。因此，在我国规模化推广建筑光伏发电应用项目还存在如下问题有待解决：

1. 金太阳工程明确的50%-70%补贴标准与美日等国家基本接近，也是属于投资侧补贴，如果按照未来2-3年新增500兆瓦的光伏项目，国家补贴金额将达到100亿元左右；政府是否能在财政预算中每年保证如此大的预算值得探讨；投资侧补贴更要注意杜绝只注重设备安装容量，而忽略实际发电效果的情形。

2. 需要形成一套切实可行的项目运行机制。由于建筑光伏发电技术在国内是较新的应用方式，涉及到建筑屋顶使用、项目业主组成、项目运行模式、项目申请审批程序、运行维护管理及结算等一系列的问题，因此需要一套切实可行的运行机制对上述工作进行管理和监督，以保证项目健康有序的开发。
3. 需进一步完善并网技术标准。建筑光伏发电系统由于是在用户侧并网发电，直接影响末端用户的用电质量和安全，因此需要尽快制定和完善相关国家标准，为建筑光伏发电系统的设计、安装、并网及运行等各方面提供有力的技术保障。
4. 需要制定上网电价。尽管已有政策规定太阳能发电实行政府定价，但国家尚未出台全国统一的太阳能发电电价上网政策；需尽快制定光伏发电上网电价实施细则确定上网电价，推进规模化建筑光伏并网发电系统的应用。

1.4 项目实施目标和成果

1.4.1 实施目标

本项目的实施目标之一是完成呼和浩特城市规模化应用光伏发电发展规划研究报告；借鉴国际上成功的政策与措施，依据“可再生能源法”和已经制订的国家有关政策规定，提出并制定符合我国国情的城市光伏应用项目在实际操作中的制度、规范、标准、程序等必要的机制和其他相关激励政策，为在呼和浩特市实施光伏应用示范项目奠定坚实基础。

本项目的实施目标之二是制定呼和浩特市建设建筑光伏发电系统、城郊荒地光伏发电系统和光伏应急电源三部分光伏应用示范工程规划，到2012年实现呼和浩特市光伏发电电量达到全市电力消费总量的1%；到2015年争取实现光伏发电电量达到全市电力消费总量的1.5%。综合考虑各方面条件，本项目确定到2012年，各个部分光伏发电系统的总装机容量目标如表1-6所示。

表1-6 2012年总装机容量目标 单位：兆瓦

| 项目 | 装机容量 |
|------------|------|
| 建筑光伏发电系统 | 15 |
| 城郊荒地光伏发电系统 | 60 |
| 光伏应急电源 | 2 |

本项目的实施目标之三是在完成上述目标之后，使城市光伏规模化应用进入切实可操作阶段，进而推广应用至全国。

1.4.2 成果

1. 完成呼和浩特市主要公共建筑屋顶情况调查报告；
2. 完成呼和浩特市城郊可用于光伏发电的盐碱荒地情况调查报告；
3. 在项目调研和国外相关政策、标准、规范、信息和资料收集基础上，完成呼和浩特市规模化应用光伏发电示范项目的规划研究报告。
4. 制定城市规模化应用光伏发电示范项目管理办法。
 - (1) 呼和浩特城市建筑光伏发电工程准入规范
 - (2) 呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目实施办法
5. 依据我国现有相关标准和管理规范，参考国际经验，提出需要新建的标准目录纲要和管理规范建议稿。
 - (1) 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网运行管理规定
 - (2) 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网技术要求
 - (3) 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网逆变器技术规范
 - (4) 呼和浩特市建筑光伏发电工程验收规范
 - (5) 呼和浩特城市建筑光伏发电电能计量及结算办法
 - (6) 呼和浩特城市建筑光伏发电技术监督暂行管理办法
6. 规划到2012年，建筑光伏发电系统、光伏应急电源和城郊荒地光伏发电系统三部分示范工程的总装机容量达到77兆瓦，年发电量达到呼和浩特市年用电需求的1%。
7. 规划建立光伏发电培训基地和培训体系，培养光伏从业人员，以缓解未来大规模发展光伏发电出现的人才短缺；提高全民全社会对光伏发电的认识，利于规模化光伏发电应用的发展。

2. 呼和浩特市概况

2.1 呼和浩特市社会经济情况

呼和浩特位于华北西北部、内蒙古自治区中部的土默川平原，东经110°46′-112°10′，北纬40°51′-41°8′，是内蒙古自治区的首府，是全区政治、经济、科技、文化和教育中心。

呼和浩特地处环渤海经济圈、西部大开发、振兴东北老工业基地三大战略交汇处，是“呼包银”经济带核心及“呼包鄂”金三角中心，是国家级能源基地、国际物流中心集散地。



图2-1 呼和浩特市区位图

呼和浩特市土地总面积为1.7万平方公里。其中，建成区面积160平方公里，辖新城区、回民区、玉泉区、赛罕区市内四区及土默特左旗、托克托县、和林格尔县、清水河县、武川县五个旗县和一个国家级的经济技术开发区。全市常住人口263.5万，市区人口170万，是以蒙古族为自治民族，汉族占多数，回、满、达斡尔、鄂温克等36个民族聚居的城市，是国家历史文化名城、中国优秀旅游城市、全国民族团结进步模范城和“中国乳都”。



图2-2 呼和浩特市行政区划图

近年来，呼和浩特市经济保持了快速协调健康发展良好态势。2008年，全市地区生产总值达1316.4亿元，地方财政总收入达158.3亿元，城乡居民收入分别达20,267元和7,051元，其中地区生产总值在西部11个省会城市中居第4位，城乡居民收入均居第1位，在全国27个省会城中分别居第19、第5和第9位，荣膺“全球增长20强城市”、“中国经济实力百强城市”和“中国旅游竞争力百强城市”称号。

2007年，呼和浩特市确定了“向东看”发展战略，同时提出打造“一核双圈”、（一核：即二环路以内的城市核心区；双圈：即以五个旗县所在地为节点，以50公里为半径的半小时经济圈和半小时城镇圈）推进城乡一体化进程。这些不断完善的发展思路，要把呼和浩特市建成具有较高的综合服务功能和辐射带动力的区域性中心城市。

呼和浩特市现已构筑了以乳业为核心的现代化农牧业体系，以高科技、高附加值为特征的新型工业体系，以生产性服务业、旅游业为主的现代服务业体系等优势产业体系。形成了乳业、电力、IT制造业、生物制药、冶金化工、机械制造等六大产业集群和乳品、火电、生物发酵三大产业基地。呼和浩特市优质高纯硅矿资源储量大、品质高，适合发展多晶硅产业，已引进神舟硅业、南京大陆多晶硅等多家硅产业和光伏产业项目。

2.2 气候和太阳能资源

呼和浩特属中温带大陆性季风气候，冬季漫长严寒，夏季短暂炎热，春秋两季气候变化剧烈。年平均气温由北向南递增，北部大青山区仅在2℃左右，南部达到6.7℃。最冷月

平均气温-12.7-16.1℃，最热月平均气温17-22.9℃。北部山区无霜期为75天，低山丘陵区无霜期为110天，南部平原区无霜期为113-134天。年平均降水量为335.2-534.6毫米。年主导风向是西北风和西南风，其中5-9月主导风向为西南风，其余月份主导风向为西北风。

表2-1 极端天气特征值

| 极端天气现象 | 数据值 | 发生时间 | 说明 | |
|----------------------|--------|---------|--------|--------|
| 最高气温(℃) | 36.7 | 2005.6 | - | |
| 最低气温(℃) | -35.6 | 2003.1 | - | |
| 最大日降雨量(mm) | 79.4 | 2002.6 | - | |
| 最大风速m/s | 22.2 | 2007.5 | 风向为NNW | |
| 一年中极端恶劣天气发生情况(10年平均) | 极端天气类型 | 经常发生的时间 | 持续时间 | 每年发生几次 |
| | 雷电 | 3-9月 | 2小时 | 4.1 |
| | 暴风 | 4-5月 | - | 3.3 |
| | 沙尘 | 3-5月 | 1天 | 1.7 |
| | 连续阴雨 | 6-7月 | 3-4天 | - |

呼和浩特市太阳辐射强，日照时数多，大部分地区年日照时数在2,800-3,000小时。根据距离呼和浩特城区约70公里的土默特左旗气象站(E 111°09'、N 40°41')记录，1999-2008年平均年太阳辐射量为1,319千瓦时/平方米，年日照时数为2,863小时，如表2-2:

表2-2 近10年(1999-2008)平均太阳辐射数据表

| 月份 | 太阳辐射量 兆焦/平方米 | 太阳辐射量 千瓦时/平方米 | 日照小时数 小时 | 每月最大风速 米/秒 | 白天最高温度 ℃ |
|----|-----------------|------------------|-------------|---------------|-------------|
| 1 | 221.24 | 61.46 | 180.7 | 13.20 | 2.52 |
| 2 | 275.13 | 76.43 | 198.3 | 15.16 | 9.53 |
| 3 | 409.57 | 113.77 | 245.5 | 17.18 | 19.19 |
| 4 | 496.21 | 137.84 | 268.6 | 16.32 | 27.55 |
| 5 | 596.4 | 165.67 | 294.5 | 19.46 | 32.04 |
| 6 | 558.75 | 155.21 | 291.3 | 15.88 | 34.28 |
| 7 | 545.31 | 151.48 | 265.4 | 16.88 | 34.47 |
| 8 | 498.1 | 138.36 | 255.3 | 15.84 | 32.05 |
| 9 | 381.22 | 105.89 | 252.2 | 16.52 | 29.66 |
| 10 | 333.2 | 92.56 | 244.8 | 15.98 | 22.16 |
| 11 | 239.66 | 66.57 | 195.3 | 14.96 | 13.5 |
| 12 | 196.34 | 54.54 | 171.0 | 13.98 | 6.32 |
| 合计 | 4,751.13 | 1,319.76 | 2,862.8 | - | - |

为了更进一步详查呼和浩特市城区的光照情况，2009年9月，中国科学院电工研究所 在呼和浩特市安装了两套小型气象数据采集系统，负责监测水平太阳辐射、40° 倾斜斜面

太阳辐射、空气温度、风速风向数据。分别安装于内蒙古电力科学研究院贵宾楼顶（N40°47'、E111°40'）和神舟硅业办公楼顶（N40°47'、E111°32'），如图2-3所示：



图2-3 气象数据采集系统

目前系统已经记录了从2009年10月到2010年2月的气象数据。经过初步整理，两套气象数据采集系统记录的太阳辐射数据如下表2-3：

表2-3 神舟硅业太阳辐射数据 单位：千瓦时/平方米

| 月份 | 神舟硅业 | | 内蒙电科院 | | 土默特左旗气象站 |
|----------|--------|-----|--------|-----|----------|
| | 40° 斜面 | 水平面 | 40° 斜面 | 水平面 | 水平面 |
| 2009年10月 | 171 | 116 | 168 | 120 | 93 |
| 2009年11月 | 112 | 66 | 116 | 65 | 67 |
| 2009年12月 | 92 | 45 | 93 | 44 | 55 |
| 2010年1月 | 101 | 45 | 111 | 53 | 61 |
| 2010年2月 | 98 | 53 | 105 | 57 | 76 |
| 总计 | 574 | 324 | 593 | 340 | 352 |

注：详见附件二

从上表可以看出两套系统测出的2009年10月至2010年2月水平面太阳总辐射量分别为324千瓦时/平方米和340千瓦时/平方米，与由土默特左旗气象站提供的对应月份（1月、2月、10月、11月、12月）十年平均（1999-2008）水平太阳总辐射数据总和352千瓦时/平方米相差-7.95%和-3.4%，比较接近。南向40度斜面的太阳总辐射值较水平面分别高出74.7%和77.3%。

实测结果表明：采用土默特左旗气象站多年监测太阳总辐射值进行规划设计是可行的，相对应地采用1.75作为南向40度斜面的太阳总辐射值的增量系数也是可行的。

2.3 建筑条件、应急避难场所和城郊荒地资源

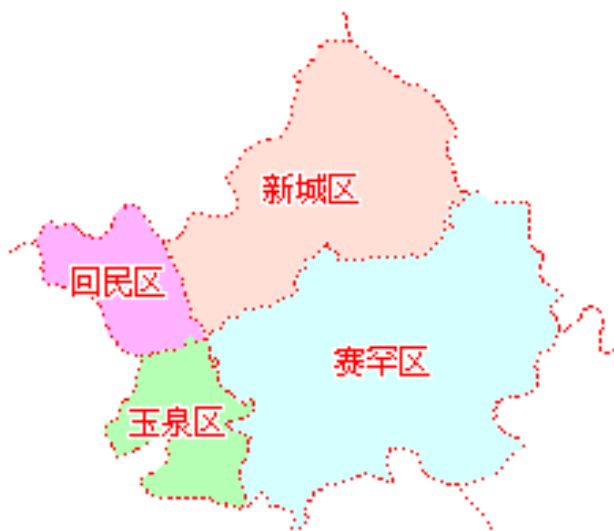


图2-4 呼和浩特市城区区划图

根据本项目调查结果（详见附件三）呼和浩特市新城區、回民區、玉泉區、賽罕區四城区现有房屋建筑面积约6,400万平方米，屋顶面积约为1,000万平方米，按照可利用屋顶面积为屋顶面积的15%计算，则呼和浩特市可利用屋顶面积见表2-4。

表2-4 呼和浩特市建筑条件 单位：万平方米

| 城区 | 建筑面积 | 屋顶面积 | 可利用屋顶面积 |
|-----|-------|-------|---------|
| 回民区 | 1,409 | 235 | 35 |
| 赛罕区 | 2,421 | 403 | 60 |
| 新城區 | 1,624 | 271 | 40 |
| 玉泉区 | 939 | 156 | 24 |
| 合计 | 6,393 | 1,065 | 159 |

据本项目调查统计（详见附件四），呼和浩特市城郊无开发利用价值的荒地共27处，总占地面积221平方公里。

目前，呼和浩特市规划的城市应急避难场所主要以大型公园和广场为主。据本项目调查统计（详见附件五），配备有应急电源的主要是市政部门、医疗部门、通讯部门、消防部门、交通指挥中心、广场、体育场馆和公园等共计33个单位和场所，这些应急电源是为了满足特殊时期最基本日常生活、指挥、照明、通讯、急救等的综合性应急负载需求。

2.4 基础设施

呼和浩特是我国实施西部大开发战略中重要的中心城市之一。陆、空交通便捷，邮电通信顺畅，电力充裕，电力输送方便经济，各级开发区众多，劳动力素质较高，服务配

套周到，十分有利于生产要素迅速转化成生产力优势。

呼和浩特地理位置优越，东距首都北京440公里，北距内陆开放口岸二连浩特490公里，西至包头150公里，距准格尔大型能源基地100多公里，西南距鄂尔多斯天然气田300公里。呼和浩特是国家45个公路主枢纽城市之一，京兰铁路、京兰高速公路、110国道、209国道横贯全市，呼准铁路、呼准高速公路的建设，成为沟通北京，通往大西北的重要通道。呼和浩特机场有通往国内主要城市的航线40余条，有达蒙古国首都乌兰巴托和俄罗斯赤塔的国际航线两条，通往俄罗斯和东欧诸国的货用包机航线，有通往香港的直达航线。2005年3月，成功开通了呼和浩特至德国法兰克福铁路专列，由呼和浩特至俄罗斯、东西欧的物流运输仅15天。

呼和浩特毗邻黄河，水利资源较为充足地下水资源储量大，总量为14.34亿立方米。工业用水主要采用引黄入呼。

目前，呼和浩特市拥有10个各具特色的开发区和工业园区，享受现行的国家级、省级经济技术开发区的各项政策，基础设施齐备，是招商引资的重要载体和发展区域。

2.5 人力资源情况

目前，呼和浩特市没有常设的自治区级光伏发电培训机构；虽然有光伏技术的短期培训但规模和效果有限；尚未建立完善的培训机制；仍缺少设置光伏发电应用及相关专业的大中专学校。

作为内蒙古自治区首府，呼和浩特市集中了众多大中专院校和科研院所，各类人才聚集，现有各类科研院所137所，高等院校17所，中等专业学校34所。专业涉及农牧林水、化工、电力、冶金、电子信息以及社会科学等各个领域。这些研究院所和大中专学校也为光伏培训中心的建立奠定了基础。

2.6 电力供应与建设情况

2.6.1 内蒙古西部电网现状

内蒙古西部电网（蒙西电网）西起阿拉善盟，东至锡林郭勒盟，包括呼和浩特市、包头市、乌海市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、阿拉善盟、锡林郭勒盟。目前，内蒙古电网已形成“两横三纵”的500千伏主干网架结构，东部通过丰泉-万全-顺义、汗海-沽源-平安城两条500千伏外送通道与华北网相联；各盟市供电区域均形成220千伏主供电的网架结构。

截止到2008年底，内蒙古西部电网铭牌装机（6兆瓦以上）容量28,260.08兆瓦。火电

厂76座，装机容量26,332.10兆瓦；水电站1座，装机容量540兆瓦，风力发电场25座，装机容量1,387.98兆瓦。

截止到2008年底，内蒙古西部电网投运500千伏变电站13座，主变17台，总变电容量12,750兆伏安；220千伏变电站83座，主变压器144台，总变电容量20,279兆伏安。

截止到2008年底，内蒙古电网共投运500千伏线路34回，线路总长度3,325.292公里；220千伏线路241回，线路总长度6,393.756公里。

2.6.2 呼和浩特市电网现状

呼和浩特地区电网在蒙西电网中位于枢纽位置，是蒙西电网的重要组成部分，其供电区域包括4个城区（新城区、回民区、玉泉区和赛罕区）和4个旗县区（土默特左旗、托克托县、和林格尔县和武川县）。此外，呼市地区的清水河县目前由薛家湾供电局供电，乌兰察布市的四子王旗现由呼市地区电网供电。呼市地区电网西连包头电网，东接乌兰察布电网，南面通过永圣域500千伏变电站与万薛地区相连。

截止2008年底，呼市地区电网有5座火力发电厂，即呼和浩特发电厂（2×50兆瓦）、丰泰电厂（2×200兆瓦）、金桥热电厂（2×300兆瓦）和大唐呼和浩特热电厂（2×300兆瓦）、天野化工电厂（1×16兆瓦），总装机容量1716兆瓦。500千伏变电站1座，即永圣域变，变电容量750兆伏安；已投运的220千伏变电站9座，主变14台，即呼东郊变（2×120兆伏安）、昭君变（2×120兆伏安）、乌素图变（2×120兆伏安）、燕山营变（1×90兆伏安+1×120兆伏安）、台阁牧变（2×150兆伏安）、可镇变（1×150兆伏安）、鼓楼变（1×180兆伏安）、云中变（1×180兆伏安）和台吉营变（1×120兆伏安），变电总容量1,860兆伏安。

呼市地区电网现已形成以乌素图220千伏变、呼东郊220千伏变、昭君220千伏变、永圣域500千伏变和台阁牧220千伏变为顶点的五边形环网。

2008年，呼市地区电网夏季最高供电负荷达970兆瓦，冬季最高供电负荷为895兆瓦。

2.6.3 负荷及用电量预测

2.6.3.1 内蒙古西部电网负荷预测

内蒙古自治区抓住国家“西部大开发”的历史机遇，依托资源、区位等优势条件，不断加快发展步伐，国民经济持续快速增长，呈现了经济结构更趋优化、经济效益明显提高、发展后劲不断增强的良好发展态势。

内蒙古自治区经济和社会的快速发展，带动了电力需求的持续快速增长。“十五”期间，全区全社会用电量年平均增长率达到21.3%。2006年内蒙古自治区全社会用电量为

878.1187×108千瓦时，较上年增长31.5%。2007年内蒙古自治区全社会用电量为1,160.21×108千瓦时，较上年增长32.12%。2008年内蒙古自治区全社会用电量为1,220.57×108千瓦时，较上年增长5.2%。

其中内蒙古电网蒙西供电区内电力需求多年来一直保持快速增长。1990年至2005年，电网全社会用电量年均增长14.7%，其中“八五”期间年均增长10.8%，“九五”期间年均增长7.97%，“十五”期间年均增长25.9%。2005年蒙西电网全社会用电量达到542.30×108千瓦时，2006年蒙西电网全社会用电量达701.52×108千瓦时，比上年增长29.36%，2007年蒙西电网全社会用电量约912.66×108千瓦时，比上年增长30.10%。2008年蒙西电网全社会用电量约965.95×108千瓦时，比上年增长5.8%。

受国内外经济环境急剧变化的影响，2008年四季度以来，自治区工业增速明显回落，煤炭、钢铁、有色金属等产品价格大幅下跌，不少企业停产或半停产，蒙西地区电力负荷明显降低。2009年是蒙西地区面临严峻挑战的一年，国内外经济形势急剧变化，席卷全球的金融危机尚未见底，不确定因素和风险隐患明显增加，外部经济环境异常严峻。但是随着国家实施扩大内需、促进经济增长的一系列政策和措施的实施和自治区一批重大建设工程的启动，对能源、原材料的需求将逐步扩大以及国内外企业重组、产业结构调整步伐加快，蒙西地区的电力负荷将保持平稳增长。

根据蒙西地区经济的发展趋势，对蒙西电网进行电力负荷预测，见表2-5。

表2-5 蒙西电网电力负荷预测

单位:兆瓦

| 序号 | 地区 | 2008年 | 2009年 | 2010年 | 十一五 增长率 | 2011年 | 2012年 | 2013年 | 2014年 | 2015年 | 十二五 增长率 |
|-----|--------|-------|-------|-------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|
| 1 | 呼和浩特 | 895 | 950 | 1,100 | 12.89% | 1,250 | 1,430 | 1,640 | 1,860 | 2,100 | 13.81% |
| 2 | 包头 | 2,682 | 2,880 | 3,300 | 9.19% | 3,800 | 4,370 | 4,900 | 5,500 | 6,000 | 12.70% |
| 3 | 鄂尔多斯中部 | 678 | 700 | 780 | 13.18% | 910 | 1,120 | 1,330 | 1,560 | 1,800 | 18.20% |
| 4 | 薛家湾地区 | 628 | 650 | 695 | 6.51% | 810 | 930 | 1,110 | 1,300 | 1,500 | 16.63% |
| 4.1 | 薛家湾 | 393 | 400 | 435 | 4.03% | 500 | 580 | 680 | 780 | 900 | 15.65% |
| 4.2 | 准旗 | 235 | 250 | 260 | 11.63% | 310 | 350 | 430 | 520 | 600 | 18.20% |
| 5 | 乌海电网 | 2,152 | 2,300 | 2,590 | 8.54% | 2,940 | 3,320 | 3,790 | 4,240 | 4,700 | 12.66% |
| 5.1 | 乌海市 | 965 | 1,000 | 1,200 | 5.95% | 1,300 | 1,450 | 1,630 | 1,800 | 2,000 | 10.76% |
| 5.2 | 鄂尔多斯西部 | 795 | 890 | 930 | 16.68% | 1,100 | 1,250 | 1,410 | 1,560 | 1,700 | 12.82% |
| 5.3 | 阿拉善 | 392 | 410 | 460 | 3.36% | 540 | 620 | 750 | 880 | 1,000 | 16.80% |
| 6 | 乌兰察布电网 | 1,330 | 1,435 | 1,550 | 9.92% | 1,780 | 1,980 | 2,190 | 2,600 | 3,050 | 14.50% |
| 6.1 | 乌兰察布市 | 1,205 | 1,300 | 1,400 | 10.24% | 1,600 | 1,770 | 1,935 | 2,300 | 2,700 | 14.04% |

| 序号 | 地区 | 2008年 | 2009年 | 2010年 | 十一五 增长率 | 2011年 | 2012年 | 2013年 | 2014年 | 2015年 | 十二五 增长率 |
|-----|--------|-------|--------|--------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| 6.2 | 锡西网 | 125 | 135 | 150 | 7.19% | 180 | 210 | 255 | 300 | 350 | 18.47% |
| 7 | 巴彦淖尔 | 987 | 1,000 | 1,090 | 12.09% | 1,200 | 1,270 | 1,400 | 1,540 | 1,700 | 9.30% |
| 8 | 锡林电网 | 228 | 240 | 260 | 14.01% | 300 | 410 | 520 | 660 | 800 | 25.21% |
| 9 | 合计 | 9,580 | 10,155 | 11,365 | 9.90% | 12,990 | 14,830 | 16,880 | 19,260 | 21,650 | 13.76% |
| 10 | 综合供电负荷 | 8,718 | 9,241 | 10,342 | | 11,821 | 13,495 | 15,361 | 17,527 | 19,702 | |
| 11 | 最高供电负荷 | 8,850 | 9,380 | 10,500 | 12.14% | 12,000 | 13,700 | 15,600 | 17,800 | 20,000 | 13.75% |

由表2-4可以看出，蒙西电网最高供电负荷2009年为9,380兆瓦，到2010年全网最高供电负荷将达到10,500兆瓦，“十一五”期间年均增长率为12.14%；到2015年预计蒙西电网最高供电负荷将达到20,000兆瓦，“十二五”期间净增负荷达9,500兆瓦，“十二五”期间年均增长率为13.75%。

2.6.3.2 呼市地区电网负荷预测

在国家实施西部大开发战略的有利形势下，呼和浩特市利用该地区有利的地理位置，加大改革开放的力度，制定切实可行的优惠政策，吸引大批工业企业来此投资，目前已经形成了金川、金山、金桥、如意、裕隆等几个经济开发区，另外还在武川、托克托县、清水河地区建设循环经济的工业园区，地区电力负荷增长迅速。“十五”期间呼和浩特市全社会用电量年平均增长率为11.03%。

参考上述呼市地区近几年经济发展情况，预测出呼市地区电网“十一五”及“十二五”期间的电力负荷参见表2-4。从表中可以看出，2010年呼市地区负荷预计约1,100兆瓦，“十一五”增长率12.89%，到2015年地区最高供电负荷可达2,100兆瓦，“十二五”增长率为13.81%。

2.6.3.3 呼市用电量预测

呼和浩特市坚持走新型工业化道路，把发展非矿产资源依赖型和高科技产业作为主攻方向，着力提升新型工业化发展水平。目前，全市已形成乳业、电力、电子信息、生物制药、冶金化工、机械制造六大优势产业。2008年，呼和浩特市地区生产总值完成1,316.17亿元，同比增长13.6%。呼和浩特市2004~2008年三次产业、居民生活用电量及其增长情况见表2-6。

表2-6 呼和浩特市2004~2008年全社会用电量统计表 单位：亿千瓦时

| | 2004 | 2005 | 增速 | 2006 | 增速 | 2007 | 增速 | 2008 | 增速 | 平均增速 |
|---------|-------|-------|-----|-------|------|-------|------|-------|------|------|
| 全社会用电量 | 30.18 | 46.79 | 55% | 62.52 | 34% | 78.19 | 25% | 82.92 | 6% | 29% |
| 其中：第一产业 | 3.55 | 4.9 | 38% | 12.43 | 154% | 7.75 | -38% | 5.91 | -24% | 13% |
| 第二产业 | 16.7 | 29.6 | 77% | 42 | 42% | 54 | 28% | 58 | 7% | 36% |
| 第三产业 | 4.56 | 6.42 | 41% | 7.04 | 10% | 8.18 | 16% | 10.1 | 23% | 22% |
| 居民生活 | 5.37 | 5.86 | 9% | 7.35 | 25% | 7.74 | 5% | 8.44 | 9% | 12% |

从表中可以看出，呼和浩特市2004年~2006年全社会用电量增长较快，2007~2008年增速有所放缓，尤其在2008年由于经济不景气的影响全年增速只有6%，2005~2008年平均增速为29%。

考虑到城市经济和社会发展综合因素，预测呼和浩特市2011年~2015年全社会用电量见表2-7。

表2-7 呼和浩特市2011年-2015年全社会用电量预测表 单位：亿千瓦时

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|-----|-------|--------|--------|--------|--------|
| 高方案 | 97.86 | 107.65 | 118.42 | 130.26 | 143.28 |
| 中方案 | 91.21 | 98.51 | 106.39 | 114.9 | 124.1 |
| 低方案 | 85.66 | 92.17 | 99.18 | 106.72 | 114.83 |

2.7 当地环境及排放情况

2.7.1 当地环境状况

根据《2008年度呼和浩特市环境状况公告》，城区五个空气自动监测站的监测结果表明：二氧化硫年日均值为0.049毫克/立方米；二氧化氮年日均值为0.046毫克/立方米；可吸入颗粒物（PM₁₀）年日均值0.070毫克/立方米。根据《环境空气质量标准》（GB3095-1996），二类地区（居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区）二氧化硫日平均浓度限值为0.15毫克/立方米、二氧化氮为0.08毫克/立方米、可吸入颗粒物为0.15毫克/立方米，二氧化硫、二氧化氮、可吸入颗粒物年日均值均达到国家二级空气质量标准。

根据环境保护部呼和浩特空气质量日报2009年分析数据，呼和浩特市首要污染物为二氧化硫和可吸入颗粒物。

燃煤发电是二氧化硫和可吸入颗粒物排放的主要来源，如表2-8所示。目前，呼和浩特市总装机规模650万千瓦，在建电力项目总装机规模为309.9万千瓦，必须严格控制燃煤

发电厂的污染物排放。

表2-8 燃煤发电污染物排放情况 单位：吨

| 项目 \ 年度 | 2006 | 2007 | 2008 |
|---------|-----------|----------|-----------|
| 化学需氧量 | 443 | 362.13 | 790.72 |
| 氨氮排放量 | | 3.4 | 16.3 |
| 二氧化硫排放量 | 110,695.8 | 90,372.7 | 62,965.89 |
| 氮氧化物排放量 | 101,574 | 94,762 | 76,566 |
| 烟尘排放量 | 30,368.1 | 7,721 | 6,829 |

2.7.2 节能减排规划

为了在保持经济快速增长、人民群众生活水平显著提高的情况下，仍然保持全市环境质量稳定，主要污染物排放总量得到控制，使得城市环境质量不断改善，建设资源节约型和环境友好型社会。呼和浩特市政府印发了《关于加快产业结构调整削减污染物排放总量的若干意见》（呼政发[2007]59号）文件。

该文件中提出：“按照内蒙古自治区人民政府与市人民政府签订的《呼和浩特市“十一五”主要污染物排放总量削减目标责任书》目标要求，到2010年，主要污染物二氧化碳和化学耗氧量要在2005年基础上分别削减18.76%和5.19%。

到2010年，全市二氧化硫排放总量必须控制在9.4万吨以内，其中火电行业二氧化硫排放量不超过6.4万吨。为了确保这一目标的完成，在加快发展清洁能源的同时，重点要加快燃煤电厂脱硫步伐。”

2.8 光伏发电技术应用情况及相关政策

2.8.1 呼和浩特市光伏发电技术应用情况

呼和浩特市正在实施城市建设“十年巨变”的宏伟目标，将使城市建设布局更加合理、功能更加完善、特色更加鲜明、生态更加良好、管理更加科学、环境更加优美，成为国家森林城市和环保模范城。

目前，已建成内蒙古神舟硅业光伏基地100千瓦并网光伏发电项目。在建的项目有：金山开发区5兆瓦并网光伏电站项目、内蒙古神舟硅业基地1兆瓦并网光伏发电项目、内蒙古日月太阳能科技有限责任公司2兆瓦示范项目等，如表2-9。

表2-9 呼和浩特市光伏发电技术应用情况 单位：千瓦

| 序号 | 项目名称 | 地理位置 | 类型 | 建设时间 | 建设规模 | 进展 |
|----|---------------------------|-------------|------------------|------|-------|----|
| 1 | 内蒙古大陆多晶硅工厂屋顶太阳能发电示范项目 | 托县 | 并网发电 | 2009 | 1,000 | 前期 |
| 2 | 内蒙古神舟生产基地光电建筑一体项目 | 金桥 | 并网发电 | 2009 | 1,196 | 前期 |
| 3 | 内蒙古日月太阳能科技有限责任公司光伏金太阳示范项目 | 如意南区 | 并网发电 | 2009 | 2,000 | 前期 |
| 4 | 香岛生态农庄园金太阳工程 | 新城保合少镇 | 并网发电 | 2009 | 2,000 | 前期 |
| 5 | 科技部3-5千瓦太阳能光伏并网示范项目 | 新城区 | 并网发电 | 2006 | 3 | 完成 |
| | | 赛罕区 | | | 3 | 完成 |
| 6 | 风力发电/太阳能路灯示范 | 东二环内蒙古发改委院内 | 100W太阳能+100W风力发电 | 2009 | 15台 | 完成 |

2.8.2 相关政策

1. 《呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定》

《呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定》从组织领导、行政服务、用地、用电用水用气支持、税收、行政事业性收费、企业融资、技术创新平台建设、人才培养、培训和激励机制等多方面给予优惠。

同时，在太阳能光伏市场应用方面明确指出：“对光电建筑应用示范工程，积极实施国家“太阳能屋顶计划”，抓一批重点项目，每年建设不低于5兆瓦，并优先选择政府机关、学校、医院、机场、青少年活动中心等公共建筑，政府给予10元/瓦的配套补贴，以弥补光电应用的初始投入，以后年度补助根据产业发展情况调整。”

2. 《呼和浩特市节约能源和污染减排“十一五”规划》（讨论稿）

“促进可再生能源利用。结合城市居住和公共建筑的建设与改造，实施水源、地源、风能以及太阳能光电、光热系统与建筑一体化示范工程。对已执行50%节能标准的新建建筑工程、建筑科技示范工程、可再生能源应用工程，可享受20-50元/平方米城市设施配套费减免政策。”

3. 《呼和浩特市光伏产业发展规划纲要（2010-2020年）》

“每年实现替代常规能源110万吨标准煤、减少排放二氧化碳280万吨、二氧化硫9,300吨、氮氧化物8,100吨；

提高新能源占比，到2020年光伏发电装机容量占我市总装机容量的15%以上，占全国光伏发电5%左右。

光伏发电应用。依托市区及金山、武川等地在建或拟建的BIPV、光伏电站、风电场等项目，打造若干光伏发电示范应用区和风光互补发电示范区。1) 重点发展城市光伏建筑一体化和光伏照明示范应用，在学校、医院、机场、青少年活动中心、政府机关等公共建筑建设太阳能光伏建筑一体化的示范应用；选择高速公路、城市主干道、公园、广场、住宅小区、大型建筑景观照明等，重点建设一批太阳能照明示范工程，扩大太阳能应用市场。2) 大力推进武川县风光互补发电，在风力发电项目中，选择太阳能光照资源充足、输电线路合理的风电场，重点建设风光互补电站。3) 推进太阳能荒漠电站建设，在我市未利用荒地中，靠近有足够承载能力的主干电网和距离用电负荷中心较近的地方，重点建设太阳能荒漠电站。”

4. 《呼和浩特市社会主义新农村建设规划纲要》(征求意见稿)

“加强农网建设和改造，全面实施“村村通电、户户用电”工程，采取接入延伸电网、新能源集中村落供电系统和新能源户用独立供电系统等供电模式，增强农村电网的配送能力，逐步解决农村通电、用电问题。

积极发展风能、太阳能、小水电等适合农村特点的清洁能源，推广“以电代燃料”、太阳能热水器等可再生能源技术，使农村的可再生能源开发利用与环境保护有机结合，为农民提供清洁的生活能源。”

3. 项目建设的总体方案

3.1 总体思路

根据对未来呼和浩特市全社会用电量的预测，综合考虑高、中、低三套方案，到2012年呼市用电量将达到约100亿千瓦时。按照呼和浩特市光伏系统年发电1,300小时计算，为了实现光伏发电电量占呼市年用电量的1%的目标，需要安装光伏发电系统余额77兆瓦。

呼和浩特市光伏发展规划所包括的项目有建筑光伏发电系统、城郊荒地光伏发电系统和应急体系中的光伏电源三部分。根据呼市建筑屋顶可利用面积、城郊可利用开阔地面积和应急体系中所需电源容量，规划到2012年的装机容量如下：

表3-1 2012年呼和浩特市光伏装机容量

| 项目 | 装机容量 |
|------------|------|
| 建筑光伏发电系统 | 15兆瓦 |
| 城郊荒地光伏发电系统 | 60兆瓦 |
| 应急体系中的光伏电源 | 2兆瓦 |

在实施这一个规模化示范项目后，总结经验，完善试行的机制、制度和规范，进而推进后续拓展项目，到2015年实现光伏发电电量占呼市年用电量的1.5%的目标。

3.2 太阳能光伏发电应用示范工程（2010-2012）

3.2.1 建筑光伏发电系统

3.2.1.1 容量规划

屋顶光伏发电系统属于建筑光伏一体化中的建筑附加光伏（BAPV）类型。即是把封装好的光伏组件(平板或曲面板)安装在已建成的建筑物的屋顶上，并将其接入电网末端用户侧的分布式发电系统。这是积少成多的开发利用太阳能的方式，目前全世界装机总规模已经很大，技术成熟，管理也已经制度化。

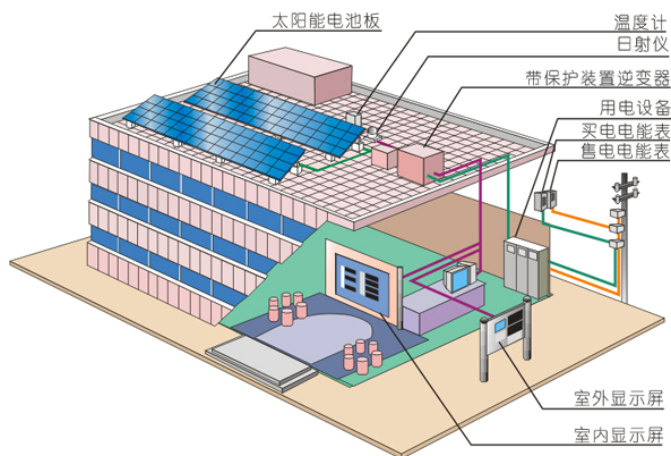


图3-1 屋顶光伏发电系统

本报告中将呼和浩特市分为回民区、赛罕区、新城区和玉泉区四个城区，分片利用现有建筑屋顶，实施建筑光伏发电系统并网发电项目。根据调查显示，呼和浩特市现有房屋建筑面积约6,400万平方米，屋顶面积约1,000万平方米，以15%的可开发比例计算，建筑光伏发电系统的可开发潜力为160兆瓦，详细见下表

表3-2 呼和浩特市各城区光伏屋顶开发容量

| 项目 | 规划区域 | 建筑面积 (万平方米) | 屋顶面积 (万平方米) | 可开发容量 (兆瓦) |
|--------------|------|----------------|----------------|---------------|
| 屋顶并网 光伏发电 | 回民区 | 1,409 | 235 | 35 |
| | 赛罕区 | 2,421 | 403 | 61 |
| | 新城区 | 1,624 | 271 | 41 |
| | 玉泉区 | 939 | 156 | 23 |
| 总计 | | 6,393 | 1,065 | 160 |

建筑光伏发电系统潜力计算公式：

$$S_d = S_j / 6$$

$$G = S_d \times 15\% \times 100W / m^2$$

其中：

S_j——房屋建筑面积；

S_d——屋顶面积；

6 ——建筑面积一般按照6层楼计算；

15%——可利用的屋顶面积所占的比例；

100W/m²——光伏系统的安装密度。

本着优先开发城市公共建筑和公益建筑的原则，根据对呼和浩特市有条件安装建筑光伏发电系统的建筑统计，呼和浩特市可优先开发的建筑光伏发电系统的容量如下：

表3-3 呼和浩特市各区规划安装容量

| 项目 | 规划区域 | 建筑面积 (万平方米) | 屋顶面积 (万平方米) | 安装容量 (兆瓦) |
|--------------|------|----------------|----------------|--------------|
| 建筑并网 光伏发电 | 回民区 | 80 | 13 | 2 |
| | 赛罕区 | 200 | 33 | 5 |
| | 新城区 | 240 | 40 | 6 |
| | 玉泉区 | 80 | 13 | 2 |
| 总计 | | 600 | 100 | 15 |

计划三年完成，到2012年，四城区将有100万平方米的屋顶安装上光伏发电系统，总

容量达到15兆瓦。

3.2.1.2 发电量预测

对于发电量的测算所需要的太阳辐射数据，选择表2-2中土默特左旗气象站所提供的1999-2008年呼和浩特市平均年太阳辐射量1,319千瓦时/平方米为依据。

并网光伏系统的在能量传输过程中存在各种损耗，使得所发电力不能100%送入电网。本项目光伏发电系统的各项损耗如下表3-4：

表3-4 光伏发电系统各项损耗

| | |
|----------|---------|
| 温度损耗 | ~7-9% |
| 逆变器损耗 | ~5% |
| 光伏阵列匹配损耗 | ~1% |
| 直流线路损耗 | ~1% |
| 污物损耗 | ~1-3% |
| 连接损耗 | ~0.5% |
| 总计 | ~16-20% |

由表3-5得出光伏发电系统总损耗为18%，即系统效率为82%。

呼和浩特市位于北纬40度左右，考虑在追求系统最大发电量的情况下，选择光伏阵列安装角度为40度，根据太阳辐射数据和82%的系统效率，初步测算四个区的建筑光伏系统第一年发电量，如表3-5所示

表3-5 各城区第一年发电量测算 单位：万千瓦时

| 月份 | 太阳辐射 | 回民区 | 赛罕区 | 新城区 | 玉泉区 | 累计 |
|-----|----------|-----|-----|-----|-----|-------|
| | | 2兆瓦 | 5兆瓦 | 6兆瓦 | 2兆瓦 | |
| 1月 | 61.46 | 19 | 47 | 57 | 19 | 142 |
| 2月 | 76.43 | 20 | 51 | 61 | 20 | 153 |
| 3月 | 113.77 | 26 | 65 | 78 | 26 | 194 |
| 4月 | 137.84 | 31 | 77 | 92 | 31 | 230 |
| 5月 | 165.67 | 32 | 81 | 97 | 32 | 244 |
| 6月 | 155.21 | 30 | 74 | 89 | 30 | 223 |
| 7月 | 151.48 | 28 | 70 | 84 | 28 | 210 |
| 8月 | 138.36 | 25 | 64 | 76 | 25 | 191 |
| 9月 | 105.89 | 23 | 57 | 68 | 23 | 170 |
| 10月 | 92.56 | 21 | 54 | 64 | 21 | 161 |
| 11月 | 66.57 | 18 | 44 | 53 | 18 | 132 |
| 12月 | 54.54 | 17 | 41 | 50 | 17 | 124 |
| 总计 | 1,319.78 | 290 | 724 | 869 | 290 | 2,173 |

如表3-6所示，4个城区15兆瓦光伏发电系统第一年共可发电约2173万千瓦时，按系

统25年输出衰减20%计算，末期年发电量约为1,756万千瓦时。25年运行期各年发电量如表3-7所示，系统年平均发电量为1,964万千瓦时，总发电量约为4.9亿千瓦时。

表3-6 系统25年发电量计算

| 年 | 发电量 (万千瓦时) | 年 | 发电量 (万千瓦时) | 年 | 发电量 (万千瓦时) |
|---|---------------|----|---------------|----|---------------|
| 1 | 2,173 | 10 | 2,016 | 19 | 1,860 |
| 2 | 2,155 | 11 | 1,999 | 20 | 1,843 |
| 3 | 2,138 | 12 | 1,982 | 21 | 1,825 |
| 4 | 2,121 | 13 | 1,964 | 22 | 1,808 |
| 5 | 2,103 | 14 | 1,947 | 23 | 1,790 |
| 6 | 2,086 | 15 | 1,929 | 24 | 1,773 |
| 7 | 2,069 | 16 | 1,912 | 25 | 1,756 |
| 8 | 2,051 | 17 | 1,895 | | |
| 9 | 2,034 | 18 | 1,877 | | |

3.2.2 城郊荒地光伏发电系统

3.2.2.1 容量规划

建设开阔地并网光伏发电系统是太阳能光伏发电战略发展的必由之路，是光伏发电的发展方向，已逐步转变为世界光伏发电的主流。目前全世界已有大量的开阔地并网光伏电站建成发电。实践证明，开阔地并网光伏发电技术成熟，经济效益、环境效益和社会效益明显，将成为未来电力的主力之一。

利用呼和浩特郊区的荒地资源和丰富太阳辐射资源优势，充分发挥光伏发电安装维护简便灵活、可模块化组合的技术特点，根据场区特点，建设规模化的并网光伏电站，为城郊电网和住户提供一定的绿色电力供应。

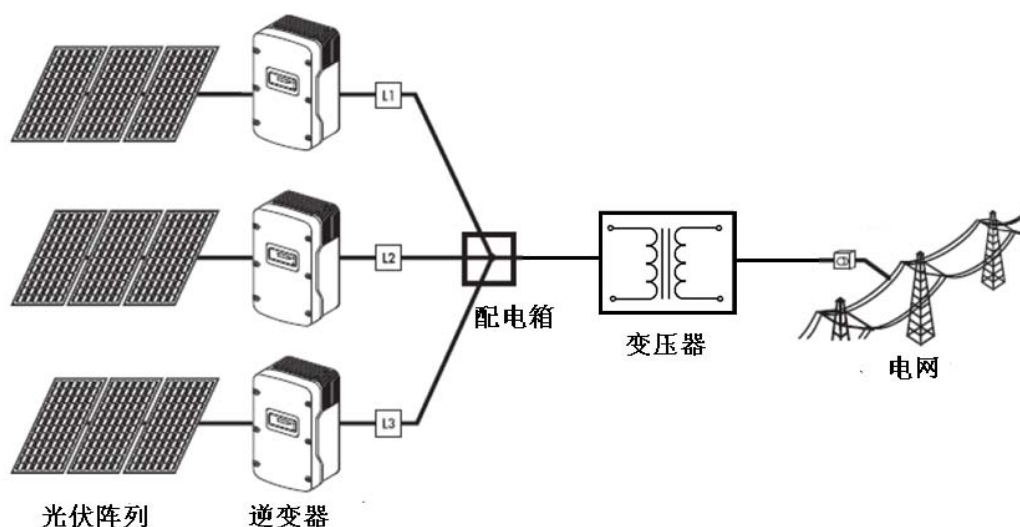


图3-2 城郊荒地光伏发电系统结构图

呼和浩特市郊区有并网光伏发电潜力的荒地共调查27处，总占地221平方公里（详细信息见表3-7）。根据每平方公里30兆瓦估算，可开发容量约为6,600兆瓦。

表3-7 呼和浩特市郊区有并网光伏发电潜力的荒地调查表

| 序号 | 名称 | 场区面积 (平方公里) | 入网条件 | | 气象站 | |
|----|---------------------|----------------|-----------------|-------------|-----|------------|
| | | | 最近变电站 距离(公里) | 等级 (万千伏) | 名称 | 距离 (公里) |
| 1 | 南崞县营村太岁营自然村西 | 6 | 1 | 50 | 托县 | 30 |
| 2 | 张宗村东南 | 0.67 | 1 | 3.5 | 托县 | 26 |
| 3 | 保号营村西 | 1.3 | 1 | 3.5 | 托县 | 25 |
| 4 | 什力圪图村南 | 6.67 | 6 | 50 | 托县 | 38 |
| 5 | 北斗林盖村东南 | 0.87 | 4 | 3.5 | 托县 | 30 |
| 6 | 伍什家镇新河村 | 1 | 6 | 3.5 | 托县 | 15 |
| 7 | 双河镇张四壕村 | 1.5 | 7 | 3.5 | 托县 | 7 |
| 8 | 新营子镇合同营行政村杨三窑自然村 | 2 | 7.5 | 3.5 | 托县 | 20 |
| 9 | 伍什家镇大北窑村 | 1.9 | 8 | 3.5 | 托县 | 20 |
| 10 | 伍什家镇树林行政村主力汗自然村 | 0.67 | 12 | 3.5 | 托县 | 15 |
| 11 | 官士夭村北滩 | 3 | 15 | 3.5 | 托县 | 15 |
| 12 | 乃同营村西北滩 | 3 | 15 | 3.5 | 托县 | 10 |
| 13 | 伞盖村南滩 | 2.5 | 15 | 3.5 | 托县 | 10 |
| 14 | 伍什家镇伍什家村 | 1.33 | 18 | 3.5 | 托县 | 18 |
| 15 | 武川县上秃亥乡六合营滩 | 6.9 | 14.5 | 22 | 武川县 | 22 |
| 16 | 武川县西乌兰不浪镇东后河村委会北区 | 35 | 3 | 11 | 武川县 | 47 |
| 17 | 武川县西乌兰不浪镇什拉兔村委会西北区 | 53 | 1.5 | 5 | 武川县 | 53 |
| 18 | 武川县得胜沟乡 | 2.3 | 7 | 5 | 武川县 | 32 |
| 19 | 双玉城村委会 | 15 | 5.2 | 11 | 武川县 | 50 |
| 20 | 武川县西乌兰不浪镇什拉兔村委会大滩北区 | 41 | 4 | 5 | 武川县 | 58 |
| 21 | 公忽词村委会上三号村南 | 5.5 | 3.6 | 11 | 武川县 | 53 |
| 22 | 清水河县经济开发区宏河镇乡 | 1.5 | 1 | 110 | 清水河 | 23 |
| 23 | 和林县盛乐镇古力半村南 | 4 | 3 | 110 | 和林县 | 30 |
| 24 | 和林县城关镇榆西头村东北面 | 6.67 | 8 | 110 | 和林县 | 45公里 |
| 25 | 和林县舍必崖乡舍必崖乡村 | 5.33 | 12 | 110 | 和林县 | 30 |
| 26 | 和林县舍必崖乡大早赖村西及周边 | 7.33 | 4.5 | 110 | 和林县 | 30 |
| 27 | 和林县舍必崖迭力素村及周边 | 5.33 | 4.5 | 110 | 和林县 | 30 |

按照所调查荒地与电网的距离分成5个级别，各级别可开发潜力如下表3-8:

表3-8 荒地距电网距离分类统计表

| 距变压器距离（公里） | 荒地面积(平方公里) | 理论可开发容量（兆瓦） |
|------------|------------|-------------|
| 1~3 | 101 | 3,030 |
| 3~5 | 60 | 1,800 |
| 5~10 | 37 | 1,110 |
| 10~15 | 13 | 387 |
| 15~18 | 10 | 295 |

作为呼和浩特市城郊并网光伏发电的第一批项目，计划在距离最近变压器1~3公里的范围内选择条件合适的荒地，到2012年建设总容量60兆瓦的并网光伏电站。电站所发电力将通过升压变压器接入当地电网，主要提供当地居民白天生活用电。

3.2.2.2 发电量预测

城郊并网光伏发电系统发电量的测算所需要的太阳辐射数据，选择表2-2中土默特左旗气象站所提供的1999-2008年平均年太阳辐射量1,319千瓦时/平方米为依据。

并网光伏系统的在能量传输过程中存在各种损耗，使得所发电力不能100%送入电网。本项目光伏发电系统的各项损耗如下表3-9：

表3-9 光伏发电系统各项损耗

| | |
|----------|---------|
| 温度损耗 | ~7-9% |
| 逆变器损耗 | ~5% |
| 光伏阵列匹配损耗 | ~1% |
| 直流线路损耗 | ~1% |
| 交流线路损耗 | ~2% |
| 污物损耗 | ~1-3% |
| 连接损耗 | ~0.5% |
| 总计 | ~16-20% |

由表3-10得出光伏发电系统总损耗为20%，即系统效率为80%。

呼和浩特市位于北纬40度左右，考虑在追求系统最大发电量的情况下，选择光伏阵列安装角度为40度，根据太阳辐射数据和80%的系统效率，初步测算60兆瓦城郊并网光伏系统第一年发电量，如表3-10所示

表3-10 城郊并网光伏系统第一年发电量测算 单位：万千瓦时

| 月份 | 太阳辐射 | 发电量 |
|-----|---------|---------|
| 1月 | 61.46 | 590.5 |
| 2月 | 76.43 | 620.9 |
| 3月 | 113.77 | 768.6 |
| 4月 | 137.84 | 889.1 |
| 5月 | 165.67 | 927.4 |
| 6月 | 155.21 | 842.1 |
| 7月 | 151.48 | 798.5 |
| 8月 | 138.36 | 732.6 |
| 9月 | 105.89 | 668.2 |
| 10月 | 92.56 | 649.2 |
| 11月 | 66.57 | 550.2 |
| 12月 | 54.54 | 518.8 |
| 总计 | 1319.78 | 8,556.1 |

如表3-10所示，60兆瓦城郊荒地光伏发电系统第一年共可发电约8,556万千瓦时，按系统25年输出衰减20%计算，末期年发电量约为6,913万千瓦时。25年运行期各年发电量如表3-11所示，系统年平均发电量为7,734万千瓦时，总发电量约为19.3亿千瓦时。

表3-11 系统25年发电量计算

| 年 | 发电量 (万千瓦时) | 年 | 发电量 (万千瓦时) | 年 | 发电量 (万千瓦时) |
|---|---------------|----|---------------|----|---------------|
| 1 | 8,556 | 10 | 7,940 | 19 | 7,324 |
| 2 | 8,488 | 11 | 7,872 | 20 | 7,256 |
| 3 | 8,419 | 12 | 7,803 | 21 | 7,187 |
| 4 | 8,351 | 13 | 7,735 | 22 | 7,119 |
| 5 | 8,282 | 14 | 7,666 | 23 | 7,050 |
| 6 | 8,214 | 15 | 7,598 | 24 | 6,982 |
| 7 | 8,145 | 16 | 7,529 | 25 | 6,913 |
| 8 | 8,077 | 17 | 7,461 | | |
| 9 | 8,009 | 18 | 7,392 | | |

3.2.3 应急体系中的光伏电源

2004年9月，党的十六届四中全会进一步明确提出，要建立健全社会预警体系，形成统一指挥、功能齐全、反应灵敏、运转高效的应急机制，提高保障公共安全和处置突发事件的能力。

国家标准《地震应急避难场所场址及配套设施》（GB21734—2008）第6条“设施配置”的第6.1.4款也明确提出：“应急供电设施应设置保障照明、医疗、通讯用电的具有多

路电网供电系统或太阳能供电系统，或配置可移动发电机应急供电设施”。

电力是生活和工作的基本需求，建立健全有效的电力安全应急机制，正确、有效和快速地处置和应对电力突发事件，对维护国家安全、社会稳定和人民生命财产安全具有十分重要的意义。

目前，国内很多城市正在建设应急避难场所，大部分避难场所都采用柴油发电机组作为应急备用电源。柴油发电机组由于它的稳定性、便携性、实用性，得到了广泛的应用，但是燃料供应和高噪声又是柴油机发电的重要不足之处。

光伏发电具有安装方便、规模灵活的特点。在大电网断电之后，光伏发电可以继续供电，为救灾、应急和维持受灾群众基本生活提供重要的保障。因此，在应急避难所及公共场所安装太阳能光伏发电系统作为应急电源，在灾难来临时提供必要的电力供应，以保证通讯、指挥、医疗等重要机构的供电，可以提高防灾减灾水平，将灾害带来的损失降到最低，最大限度地减少人民群众的生命和财产损失。在灾后重建阶段，光伏发电系统仍然可以提供电力。

3.2.3.1 应急系统的光伏应用

1、 应急避难场所的光伏电源应用

目前呼和浩特市已规划的城市应急避难场所主要以大型公园及广场为主，场所规划了必要的开阔地，作为棚宿区提供给灾难时的大量避难人群居住。每一个应急避难场所在灾难时都是人群的主要集中地和救助中心，这就要求场所能够提供包括日常生活、指挥、照明、通讯、急救等的综合性电源。根据避难场所的特点，应急电源在其中的应用可以分为以下两个方面：

- 集中式供电电源。提供统一的工作照明、通讯调度、控制管理、及医疗急救。
- 分散式供电电源。提供独立的道路照明、信号指示、生活用电、及特殊设备用电。

针对以上的电源形式，太阳能光伏发电与应急电源可以有以下几种结合方式：

a). 在应急场所的景观建筑、房屋楼宇、广告牌、休息区及其他具有覆盖面积的设施顶部安装光伏系统，所发电力并入交流电网，同时可为蓄电池充电。

特点：

- 非紧急时期所发电力可以提供公园广场的照明和日常用电，降低场所对传统电力的消耗，达到节能目的。
- 可以代替电网对作为能源储备电源的蓄电池充电，时常保证蓄电池处于满充状态。
- 紧急时期（公共电网崩溃）可以代替公共电网提供大量的电力供应，保障紧急时期

的白天正常工作能耗，同时为夜间的电力消耗储备能源。

- 简洁美观，没有额外占地，不破坏景区环境。

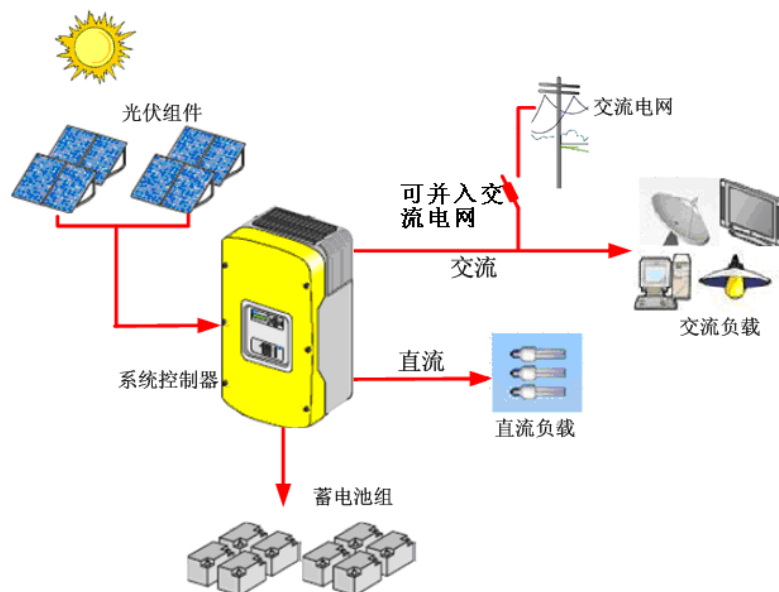


图3-3 集中式应急光伏电源系统构成

b). 配备一定数量的便携式光伏系统，以提供避难人群分散的生活照明及基本生活用电。便携式光伏系统目前多用于西部牧民家庭，白天展开小型太阳能电池板，给内置的蓄电池充电，夜间蓄电池提供照明用电。

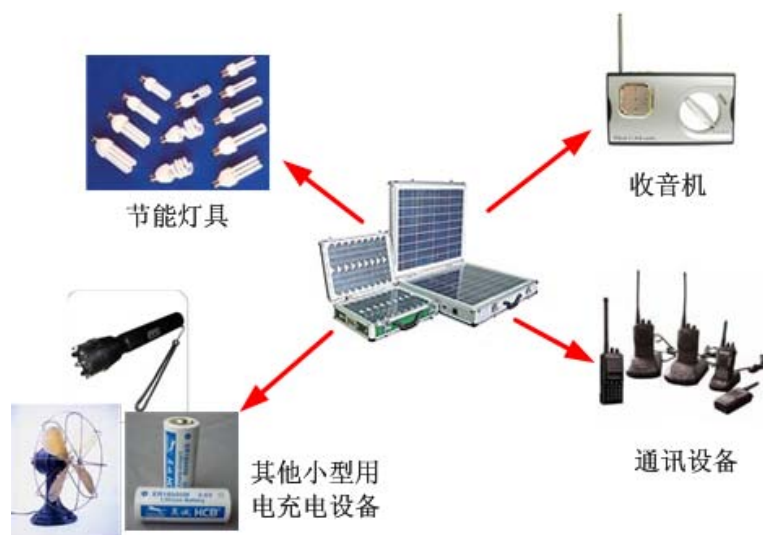


图3-4 便携式应急光伏电源系统构成

特点:

- 便携式光伏系统是提供以每个帐篷为单位的群体的夜间照明、广播收音、小型设备充电的电源系统。
- 白天时，便携式光伏系统给内置蓄电池充电，保障夜间的照明和其他小型设备的用

电。

- 系统体积小，方便移动，能够满足分散的小群体用电需求。
- 结构简单，价格便宜，系统大小可根据使用要求灵活设计。

c). 对应急避难场所的路灯、指示牌及信号灯进行光伏改造。可以直接改造成使用太阳能电力的设备；也可以使用混合电力，平时通过电网供电，应急时使用太阳能供电。

d). 对于紧急医疗救护和通讯控制的特殊设备，可根据设备的用电特点和应急时的供电要求，配置相应的光伏电源。可专门设计相应的太阳能电池板和系统控制器，平时作为常规储备，需要在空地展开就可直接对设备进行电力供应。

2、学校、体育场馆应急光伏电源应用

学校和体育场馆在紧急时期也被规划为应急避难场所。由于这两处设施简单，空间面积有限，主要分为建筑和操场两个部分。可以配备一定数量的光伏应急电源，以保证应急时的夜间照明和必要通讯用电。

学校和体育场平时的电力消耗主要是照明，由屋顶光伏系统产生的电力可以在很大程度上提供白天照明的电力需求，起到了很好的节能效果，同时在学校安装光伏系统也具有一定教育意义。

3、医院急救应急光伏电源应用

医院急救应急电源主要保证突发事件来临时，医院的手术室、抢救室、急诊病房照明和必要设备的电力供应。可以选择在医院楼房屋顶集中安装光伏系统，并与现有的应急电源对接，在每次电力消耗之后通过太阳能充电，这样保证了在电网长时间瘫痪期间的电力延续。

4、交通、火警的应急通讯及指挥光伏电源

对于交通和火警系统，主要是保障在紧急时期照明和通讯设备的电力供应，由于这些设备用电量不大，并且移动性高，建议以配置相应的便携式系统为主。保障通讯设备及时有效的电力补充。

3.2.3.2 容量规划

根据调查，呼和浩特市现配有应急电源的有市政部门、医疗部门、通讯部门、消防部门、交通指挥中心、广场、体育场馆和公园等，共33个单位和场所。其中的应急负载主要包括照明设备、办公设备及通讯设备等。紧急情况下应保证部分设备正常运转，以应对突发事件，所以应急电源容量约为负载容量的10%~15%。

按照国家对应急避难场所的用电要求，满足特殊时期最基本日常生活、指挥、照明、

通讯、急救等的综合性应急负载需求，呼和浩特市所需应急电源总量约为2,000千瓦(即2兆瓦)，详细见下表：

根据各个部门和场所应急负载的不同，所需配置的应急电源容量如下表：

表3-12 呼和浩特市各部门光伏应急电源规划容量

| 单位/场所 | 估算容量 (千瓦) | 单位/场所 | 估算容量 (千瓦) |
|---------|--------------|--------|--------------|
| 政府机关 | 310 | 交通指挥中心 | 100 |
| 110指挥中心 | 100 | 急救中心 | 130 |
| 通讯部门 | 1,200 | 广场公园 | 220 |
| 总计 | | 2,060 | |

由于考虑光伏应急电源不以发电上网为目的，主要保证维持蓄电池的满充状态和在应急时期保障小区域范围内的电源供应，因此在报告中不对其发电量进行计算。

根据以上预测建筑光伏发电系统与城郊荒地光伏发电系统2012年发电总量为1.07亿千瓦时，约占当年呼和浩特市用电量预测值的1%。

3.2.4 项目实施规划

根据建筑光伏发电系统、城郊荒地光伏发电系统和应急体系中的光伏电源三项示范工程的分布特点和相关建设条件，在呼和浩特市政府的统一规划指导下，结合呼和浩特市城市规划以及城市光伏并网相关制度规范的制定情况，同时结合电网、配套产业和地方的经济等条件，分期进行开发建设，保障示范项目的顺利实施。

各年度目标如下：

第一阶段（2010年）：根据相关要求和规定尽快上报项目规划，并着手准备进行项目可行性研究及项目实施的前期准备工作。进一步详查和整理相关信息，为项目的实施提供基础性的信息资料。根据资料做好呼和浩特市光伏发电的中、远期的整体规划工作，明确提出城市光伏发电应用分类、布局及实施方法。呼和浩特市政府组织相关部门和单位，制定并出台城市光伏发展的纲领性文件，设立相应机构，规范实施程序、步骤及管理要求，并完善并网规范与标准。充分做好城市规模化光伏发电示范项目的前期工作。

第二阶段（2011年）：在各项规范制度的指导下，完成5兆瓦建筑光伏发电系统和20兆瓦城郊荒地光伏发电系统的招标建设工作。通过项目的开展进一步检验各项规范、制度和标准的合理性，并予以完善。

第三阶段（2012年）：在上一年工作的基础上总结经验，完成10兆瓦建筑光伏发电系统、40兆瓦城郊荒地光伏发电系统和2兆瓦应急光伏电源的招标建设工作。实现总体规划

目标。

以上三个阶段完成之后，呼和浩特市发展和改革委员会应组织相关部门和单位对示范项目的实施情况进行评估，并针对项目实施过程中的问题及各项规范制度的合理性进行深入探讨，总结经验，进而形成一套完善的项目管理机制，能够向其他城市推广。

第四阶段（2015年），在积累了大量项目经验的基础上，完善试行的机制、制度和规范，根据呼和浩特市光伏开发潜力以及我国届时光伏发展应用水平，争取到2015年再建设20兆瓦建筑光伏发电系统和60兆瓦城郊荒地光伏发电系统，使光伏系统总发电量达到当年全社会用电量的1.5%左右。

3.3 项目实施机构、方案及对比分析

城市规模化建筑光伏应用是目前世界上大规模利用光伏技术发电的重要市场，一些发达国家都将其作为重点项目积极推进。光伏发电技术和建筑相结合的发电方式所产生的电力在用户侧并入电网，实现原地发电、就近用电，可以节省发电与送电的电网投资；不但能够有效地减少建筑能耗，而且由于其发电时段与人类白天用电时段相一致，在一定程度上能够提供白天城市用电需求。

建筑光伏发电系统在城市光伏技术应用中具有巨大前景，在欧美、日本等国家已经得到了广泛应用。截至2008年底，国内建筑光伏的安装容量达到26兆瓦，但大多属于示范项目；国际经验表明：由国家财政拨款，从投资侧补贴不如电价补贴的效果好，后者更易于形成有效的商业运行模式。在我国推广城市建筑光伏的规模化应用，首先必须明确什么样的业主公司有项目的开发权，如何组织项目的审批和建设实施，特别是建设完成后的管理维护责任，及发电量计量和电价结算方式，以实现城市光伏系统不但能够大规模地建设，还能够持续地安全运营。

作为城市规模化应用光伏发电的先导示范项目，考虑电力公司在项目实施中的不可替代的重要作用，本报告初步提出呼和浩特市建筑光伏发电工程的建设及管理与运行维护工作可以采用电网公司主体运营，发电公司主体运营和屋顶业主独立投资三种模式供选择。

3.3.1 电网公司主体运营模式

项目业主可由内蒙古电力（集团）有限责任公司单独，或与国内大型发电企业以及有实力的光伏发电产品生产企业联合，成立呼和浩特城市太阳能光伏发电有限责任公司，负责项目建设及后期系统的运行、维护和管理的工作，其中内蒙古电力（集团）有限责任公司为投资主体，将光伏发电系统作为电网的削峰电源管理。

呼和浩特城市太阳能光伏发电有限责任公司在先期示范工程中，主要使用呼和浩特辖

区内国有大中型企业厂房、企事业及政府办公楼等建筑物屋顶，采用呼和浩特市政府征用，给予适当补偿方式，统一管理，打包开发。

项目采用统一申报、审批、设计、采购、施工的方案，以国家各项相关制度标准为要求实施监管和验收，确保项目的建设水平和运行质量。

项目建成后可通过内蒙古电力公司下属供电局单位，以远程监控或现场巡检的方式，对系统的运行状况进行监督，并记录发电量。及时发现系统设备运行异常及故障，通知维护人员进行现场检修。

3.3.2 发电公司主体运营模式

由国内大型发电企业单独或与内蒙古电力（集团）有限责任公司联合组成光伏发电有限责任公司，负责项目建设及后期系统的运行、维护和管理的工作，其中大型发电企业为投资主体。

项目实施方法可将呼和浩特市以行政区域为单位，划分为4个区域，根据各区实际情况规定可开发容量，分别打包进行各区的建筑光伏发电项目招标工作。由4个胜出的公司独立负责各自区域的项目开发。

4个业主公司先期工程主要使用呼和浩特辖区内国有大中型企业厂房、企事业及政府办公楼等建筑物屋顶，采用呼和浩特市政府征用，给予适当补偿方式，每个区的项目独立进行申报、审批和采购”，由内蒙古电力设计院统一设计，政府相关部门集中监管，以国家各项相关制度标准为要求实施监管和验收，实现投资相对独立、实施相对统一的目的。

如果业主公司由发电企业单独构成，则项目建成后可委托内蒙古电力公司对发电系统的运行状况和发电量进行监控，如发现发电异常或故障，及时通知业主公司维护人员进行检修，并付给电力公司相应费用。如果电力公司以提供运营维护的方式入股，负责系统运行状况监控、巡查维修、发电量计量等工作，则不需要再付给相应费用。

3.3.3 屋顶业主独立投资模式

以屋顶所有者为业主，各自申请注册成立屋顶太阳能光伏发电有限责任公司，负责各自发电项目的申报、建设、管理、运行，具有独立法人地位。

业主公司聘请有资质的单位对各自屋顶的光伏发电系统进行设计。并由政府和电网公司相关部门进行验收，颁发并网许可证书。

项目实现投资自愿、建设自由、盈亏自理的目的。自主进行维护，事故风险自担，或由保险公司承担。

3.3.4 运营模式比较

以上三种经营方式各有其特点，如表3-13所示，将其在项目实施过程中的各环节的优劣进行简单比较：

表3-13 三种运营方式特点比较

| | 电网公司主体运营 | 发电公司主体运营 | 屋顶业主独立投资 |
|----------|-----------------|-----------------|----------|
| 业主个数 | 单一业主 | 四个区每区一个业主 | 多业主 |
| 屋顶性质 | 企业厂房、企事业及政府办公楼等 | 企业厂房、企事业及政府办公楼等 | 各自屋顶 |
| 屋顶使用方式 | 政府无偿征用 | 政府无偿征用 | 自主使用 |
| 运作方式 | 政府指定 | 分区招标 | 独自申请 |
| 申报程序 | 简单 | 简单 | 复杂 |
| 审批程序 | 简单 | 简单 | 复杂 |
| 管理成本 | 低 | 低 | 高 |
| 质量控制 | 容易 | 容易 | 较难 |
| 运行质量监控 | 容易 | 容易 | 较难 |
| 运营维护成本 | 较低 | 低 | 高 |
| 发电量计量 | 简单 | 简单 | 较复杂 |
| 电费结算 | 简单 | 简单 | 较复杂 |
| 厂网分离原则 | 不符合 | 符合 | 符合 |
| 屋顶所有者积极性 | 低 | 低 | 高 |
| 市场竞争 | 不利 | 有利 | 有利 |

通过上表的比较，呼和浩特城市规模化应用光伏发电作为城市光伏推广的示范项目，建议考虑单一或少量业主的方式，选择公益性建筑或者企事业及政府办公楼等，产权结构较为简单的屋顶进行开发，避免所有权争议。有利于项目的开展和电站后期运行维护管理。另外，由于并网发电与电网密不可分，应当充分考虑电网公司在项目运行维护、发电量计量和电费结算中的重要作用，通过有效的制度使电网公司积极地参与到城市光伏发电的推广过程中来，明确收益与责任，保障系统安全并网和送出电力的质量，减少电量计量和电费结算过程中的成本投入。

在各项政策机制、国家标准完善之后，逐步放开，允许更多的机构和屋顶业主参与城市光伏发电系统的商业项目。可以采用发电公司控股，电网公司参股，屋顶业主收租，打包建设，打包运营，打包管理。电量由电网公司计量，生成清单，核准电量，项目公司的收益由电量和电价决定。

3.4 城市光伏分布式电源建设所需的配套政策、机制与技术标准

城市规模化光伏应用与市政工程及设施紧密相连，与城市的生活、生产活动密切相关。呼和浩特市规模化应用光伏发电包括建筑光伏系统、城郊荒地光伏电站等由项目业主投资建设及管理运行的商业化项目，以及应急光伏电源等非商业性公益应用光伏发电系统，需有针对性地分别制订相应的配套政策、机制、相关标准和技术规范要求，保证项目健康有序、规模化顺利实施及可持续发展。

3.4.1 应用指导规范

根据《呼和浩特市光伏产业发展规划纲要(2010年~2020年)》以及《进一步加快光伏产业发展的若干规定》的原则精神，制订若干应用指导规范，作为城市规模化光伏应用的纲领性文件和实施依据。主要文件如：

- 1). 呼和浩特市城市光伏发电技术规模化应用的决定
- 2). 呼和浩特城市光伏发电技术规模化应用专项发展规划

呼和浩特城市光伏发电包括建筑光伏发电、城郊荒地光伏发电和应急电源三部分的内容。

3.4.2 呼和浩特市建筑光伏发电系统实施规范

依据国家有关的法规政策精神，在有关部门已有的规定要求基础上，制订“呼和浩特市建筑光伏发电系统管理办法”，全面规范呼和浩特市建筑光伏发电系统建设的原则、要求、管理、资金财务等方面的实施要求，具有通用性、可操作性的特点。规范应包括下列内容：

- 1). 呼和浩特市建筑光伏发电系统建设准入制度要求；
- 2). 约定呼和浩特市建筑光伏发电系统建设的投资要求和电力使用；
- 3). 规范呼和浩特市建筑光伏发电系统建设的实施程序；
- 4). 呼和浩特市建筑光伏发电系统的建设规程与要求；
- 5). 呼和浩特市建筑光伏发电系统的验收、运行维护及计量和结算办法；
- 6). 明确建筑物所有者、项目业主、电网公司相互关系及各方的责任、权利和义务。

鉴于建筑光伏发电系统与作为其载体的建筑物有密切联系，除了对光伏发电系统部分有严格的质量要求之外，还应在设计、施工和验收的过程中对与建筑结合部分进行严格规定。在此过程中必须充分考虑地方建设部门的建议和意见，根据国家有关规定，对建筑物承重、支架与楼顶的连接固定、阵列摆放位置以及美观等方面进行具体要求，保障系统的

运行安全和修理维护的便利。

3.4.3 关于呼和浩特市城郊荒地光伏电站建设要求

国家已出台关于开阔地光伏电站的建设的法规和配套的政策规定，宜遵照执行。为充分利用呼市的太阳能资源及城郊荒漠荒地资源，应根据呼和浩特市的具体情况，制订“呼和浩特市城郊荒地光伏电站管理办法”，以推进呼和浩特市光伏发电的规模化应用，促进城郊经济发展，增加城郊农牧民收入，提高生活水平。要按照国家有关规定，并考虑由地方政府给予适当的优惠政策和补贴措施，保障投资者获得一定的经济效益。呼和浩特市城郊荒地光伏电站建设要求应包括下列内容：

- 1). 建设城郊荒地光伏电站的意义及安装场地的规定；
- 2). 城郊荒地光伏电站建设的投融资要求及电力使用的规定；
- 3). 城郊荒地光伏电站建设的实施程序；
- 4). 城郊荒地光伏电站的建设规程与要求；
- 5). 城郊荒地光伏电站的管理、运行维护及计量和结算办法；
- 6). 城郊荒地光伏电站相关各方的相互关系及责任、权利和义务。

3.4.4 关于呼和浩特市应急光伏电源建设实施办法

应急光伏电源建设是一项公益性的项目，主要目的是要保证紧急状况下的用电需求，具有明显的社会意义。制订“呼和浩特市应急光伏电源建设管理办法”，规范和指导呼和浩特市应急光伏电源建设的原则、要求、管理、资金财务等方面的实施要求，确保应急光伏电源的建设质量和可靠的管理维护，使之能在应急状态下发挥作用。实施办法应包括下列内容：

- 1). 建设应急光伏电源的重要意义、安装建设的场所与范围；
- 2). 应急光伏电源的资金来源及使用；
- 3). 应急光伏电源系统建设的要求和规定；
- 4). 应急光伏电源系统的日常管理维护及应急使用；
- 5). 应急光伏电源相关各方的关系及责任、权利和义务。

3.4.5 相关技术标准框架

制订相关技术标准对于保证项目质量、充分发挥效益具有重要意义。在我国已颁布实行的大量光伏技术标准中，与系统整体性能质量相关的技术标准和规范尚不全面且不完

整，有关并网光伏发电方面的技术标准，缺项较多。本先导示范项目需根据城市光伏发电不同的应用模式，参照我国现有相关标准和管理规范，提出针对性强的技术标准和质量管理规范。需制订的主要文件如：

- 1). 并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法(国标-已制定完成待出版)；
- 2). 并网光伏发电系统安全规范(国标-已制定完成待出版)；
- 3). 光伏系统并网性能测试方法(国标-已制定完成待出版)；
- 4). 国家电网公司光伏电站系统接入电网技术规定（试行）
- 5). 呼和浩特市光伏并网系统管理办法；
- 6). 呼和浩特市建筑光伏技术设计规范；
- 7). 呼和浩特市应急光伏电源系统技术设计要求。

3.5 光伏发电应用技术的培训

3.5.1 教育与培训的必要性和意义

1. 随着国家对太阳能光伏发电规模化发电事业的不断重视和财政投入的加大，相关的政策、法规的制定者、执行者需要对光伏发电知识有深入系统的学习和理解；与光伏发电业务有关的财务、税务、工商、质量技术监督、金融、融投资等人员，有必要了解和熟悉光伏发电的知识。
2. 与发达国家相比，我国的光伏规模化发电的应用推广相对落后，直接从事光伏发电的研究开发人员、工程技术人员数量不足，影响我国光伏发电的大规模发展。
3. 光伏开发潜力较高地区和未来的发电受益地区，需要对用户、从业人员进行系统的专门的培训和知识普及。
4. 我国光伏发电需要的专业人才培养分为两块：职业培训与学历教育。职业培训可以在短期内培训技术操作人员，学历教育可以持续不断的培养高素质专业人才，这两方面在未来光伏发电应用推广中缺一不可。

建立光伏发电培训基地，通过培训和教育的方式传播和普及光伏发电知识，一方面能够增加光伏从业人员，以缓解未来大规模发展光伏发电出现的人才短缺，另一方面能够提高全社会对光伏发电的充分认识，更加有利于促进光伏发电事业大规模的发展。

3.5.2 建立培训基地的设想

1、 建立光伏发电培训基地的目的

- 1) 普及太阳能光伏发电知识，为了适应光伏发电发展的人才需求；

- 2) 合理利用人力资源，促进就业，与经济社会发展相协调；
- 3) 适应呼和浩特市光伏发电发展的需要、提高从业人员的综合素质；
- 4) 促进光伏发电行业有序、快速发展；
- 5) 发挥光伏发电培训的综合示范效应；

2、呼和浩特市太阳能光伏发电的教育现状

- 1) 缺少专门设置光伏及相关专业的大中专学校
- 2) 没有常设的自治区级光伏发电培训机构
- 3) 为数不多的短期培训规模且效果有限
- 4) 不同的项目管理机手，只有简单的上岗培训，没有继续培训的计划
- 5) 尚未建立完善的培训机制

3、光伏发电人员培训计划

建立太阳能发电培训中心。中心不但注重培训直接从事太阳能发电和供电的专业人员，对于与太阳能发电和供电间接相关人员也需培训，人员包括：政府公务员、政策管理人员、经济学者、融投资者等；而且还要面向普通老百姓，宣传、教育、普及太阳能发电基本知识，使大家科学的、积极地，可靠的使用可再生能源，为人类造福。

首先培训教师30人，其中：光伏发电理论10人，光伏发电系统10人，光伏现场管理与维护5人，光伏发电设备营销5人。

由上述教师组成太阳能发电职业培训学校，每年可办普通培训班10期，每期2个班（每班30人），每年可培训学员600人，学员可获得培训证书。每年可办综合培训班6期，每期2个班（每班30人），每年可培训学员360人，学员考试合格可得到相关职业上岗证书。每年培训学员总数：960人

3.5.3 教育与培训实施方案

1、总体指导思想

以邓小平理论和“三个代表”的重要思想为指导，贯彻落实中央关于“科学发展观”和“可再生能源中长期规划”的一系列方针、政策；以太阳光伏发电人才培养可持续发展为目标，为太阳能发电绿色电力市场和服务体系培养合格人才，保证绿色电力的逐步推广与使用，为建立人与自然和谐的资源节约型社会做贡献。

培训机制要与太阳能光伏发电的国家监管体系和服务管理体系紧密结合；确实可行的培训计划，具有高素质的师资队伍，优秀的培训教材，完善的设施和条件以及严格的监督检查和质量评估标准等，培训工作要制度化、系统化、经常化。

2、 目标及任务

- 1) 确立呼和浩特市太阳能发电可持续培训机制总体指导思想;
- 2) 初步建立呼和浩特市太阳能发电可持续培训机制, 制定总体计划和培训科目, 确定师资队伍和接受培训的人员数量的规模;
- 3) 具体实施呼和浩特市太阳能光伏发电培训任务
 - 组建专门的培训基地(培训中心)。培训基地设施包括: 独立光伏系统的完整设备(光伏电池方阵, 蓄电池组、逆变器、控制器和负载)。测量光伏电池I-V曲线的平台。测量蓄电池充放电容量的平台。测量逆变器、控制器的输出、输入及效率的平台。测量负载效率的对比平台。独立光伏发电屋顶实训系统。
 - 制订培训计划和实施细则。
 - 编撰培训教材。对现有的太阳能光伏发电的图书及相关资料进行收集和整理, 对所收集到的相关图书资料进行归类分析; 编写适合内蒙古培训体系需要的教材。
 - 建设教师队伍。培训机构设专职教师, 同时聘请大学、研究机构从事光伏发电的专家学者作为培训教师, 高级班教师必须具有教授以上职称, 中、初级班教师必须具有中级专业技术以上职称。
 - 建立考核评估体系。督导整个培训工作, 检查培训中出现的问题, 评估光伏发电培训的综合效益, 建立评估评价体系。培训教师的选聘和遴选要严格执行规章制度。

3、 建立培训机构的步骤

第一步, 向国家提交关于呼和浩特市太阳能光伏发电的相关优惠政策建议, 光伏发电的管理服务综合体系建立的改革方案建议, 资金筹措和信贷等建议等等;

第二步, 申请成立: 呼和浩特市太阳能光伏发电培训机构(培训中心);

第三步, 筹建培训机构, 组织编写教材, 制定规章制度;

第四步, 培训机构正式成立。

3.6 建设光伏发电产业设想

通过呼和浩特城市规模化应用光伏发电示范项目的实施, 带动光伏产业发展, 延伸产业配套, 逐步发展硅材料、硅片、太阳电池、组件封装、系统集成等产业, 建立完整产业链, 形成规模化、集约化发展的光伏产业格局, 将呼和浩特市打造为高标准的光伏发电产业基地。

3.6.1 高纯硅材料

高纯度多晶硅是太阳能光伏产业的上游产品、关键环节。呼和浩特市具备发展多晶硅的优势。一是硅矿石资源丰富，呼和浩特市硅矿石资源储量大，品质高，大部分矿床硅矿石品位达到97%以上，属于优质的多晶硅生产原料，适合发展多晶硅产业。二是当地工业用电价格低，呼和浩特市电力装机容量4641兆瓦，电源稳定、电力成本相对低廉，工业电价比国内中东部地区低30%左右。

利用金桥、托克托、金山工业园区的电力、化工产业等优势，打造光伏原材料多晶硅产业。重点建设神舟硅业万吨级多晶硅项目和大陆多晶硅项目，鼓励多晶硅生产企业进行企业联盟、强强联合。提高多晶硅项目的引入门槛，重点引入企业实力雄厚、研发能力强、技术先进的大型企业。到2015年，争取实现多晶硅产能达到3万吨。

3.6.2 太阳电池、光伏组件制造

以呼和浩特市城市并网光伏项目带动本市光伏产业发展，吸引国内外光伏企业投资建厂，逐步发展太阳电池、组件封装产业。

通过技术引进，对外招商引资，与各大院校合作研发等方式建设一批主导企业。利用如意、金山、金川等工业园区电子信息、新材料、新能源产业聚集的优势，打造联接上下游产业链的电池片及组件企业集群。扩大晶体硅电池生产规模，开发高转换率的太阳能晶体硅电池，突破组件封装生产设备的关键技术，提高组件封装技术水平。到2015年，争取实现硅片、电池产能3000兆瓦，光伏组件产能1000兆瓦。

3.6.3 光伏发电的配套产业

利用原有工业基础条件，在金桥、金山、金川、武川等工业园区和经济开发区发展光伏配套产业，开发和研制太阳能光伏发电系统配套设备，如大功率逆变器、控制器、蓄电池、支架系统等配套部件；引进和完善硅材料和硅片配套：制氯、制氢、切割液、线锯、石墨制品、坩埚、氮化硅等；电池配套：导电浆料、氨水、酸等；组件配套：光伏玻璃、焊带、EVA、组件边框、接线盒、连接器等部件。打造较为完整的光伏配套产业，与光伏制造产业形成产业集群优势。

3.6.4 光伏发电系统的建设与维护

呼和浩特城市规模化应用光伏发电示范项目包括建筑光伏系统、应急体系中的光伏电源、城郊荒地光伏发电系统。利用本项目的带动，加大投入，形成3-4家从事建筑光伏、

光伏电源项目研发、设计、安装、调试、运行、维护的系统工程公司，各公司分区作业，保证光伏发电系统长期、安全、可靠的可持续运行。在建筑光伏、光伏电源的建设与维护等方面取得经验，便于光伏发电应用的大规模开展。

3.6.5 实施方案

1. 建设高标准光伏产业基地

培育光伏产业龙头企业，形成全市光伏龙头企业、骨干企业、配套企业的梯次结构。引导和鼓励企业进行联合重组，通过上市融资、收购兼并等方式做大做强。发挥企业在产业发展中的主体作用，加强内部管理，优化生产流程，提高技术水平，增强企业核心竞争力。

重点建设以金桥、金山、金川、武川经济开发区的光伏产业集聚区，形成太阳能光伏孵化、转化、成长、壮大的块状产业集群。按照重点突破、分步实施、有序推进的原则，加快光伏产业集聚区内重大基础设施和配套设施建设，完善综合服务功能。引导关联产业向“大、高、精、新”方向发展，形成高标准光伏产业基地。

2. 加大光伏发电应用

通过呼和浩特城市规模化应用光伏发电示范项目的实施，启动光伏发电应用市场。依托市区及土左旗（金山）、武川县、和林县、托县、清水河县等地在建或拟建的BIPV、光伏电站等项目，打造若干光伏发电应用示范区。重点发展城市建筑光伏，在学校、医院、政府机关、青少年活动中心等公共建筑建设建筑光伏系统。选择广场、体育场馆和公园等应急场所建设光伏电源，完善应急体系的电源建设。利用城郊荒地资源，靠近用电负荷中心的地方，建设城郊荒地光伏发电系统，扩大光伏发电应用。

4. 项目投资估算

4.1 项目投资估算

考虑到光伏系统价格正处于快速下降阶段，远期变化不可预见因素很多，本报告的投资估算只考虑第一阶段，即至2012年。

4.1.1 建筑光伏并网发电系统投资估算

呼和浩特市光伏发展规划到2012年建筑光伏系统装机容量达到15兆瓦。

建筑光伏发电系统工程建设费由以下三部分组成：光伏系统设备购置和安装工程费、建筑工程费和工程建设其他费用。光伏系统设备购置和安装工程费，包括光伏组件、逆变器、电缆、汇流箱、五金固定件、监控及通讯装置、电力系统接入和电能计量装置等的购置费以及相应设备的安装工程费，合计29,200万元，占总投资比例约74%。建筑工程费用包括光伏组件基础支架的基础和屋面处理等，合计4,700万元，占总投资12%。工程建设其他费用包括屋顶使用费、前期工作费、勘察设计费，人员培训费、场地准备及临时设施费和生产准备费等，合计5,400万元，占总投资14%。

建筑光伏总投资39,300万元，单位千瓦投资2.6万元。

4.1.2 城郊荒地光伏发电系统投资估算

呼和浩特市光伏发展规划到2012年城郊荒地光伏发电系统装机容量达到60兆瓦。

城郊荒地光伏发电系统工程建设费用由以下三部分组成：光伏系统设备购置和安装工程费、建筑工程费和工程建设其他费用。光伏系统设备购置和安装工程费，包括光伏组件、逆变器、升压变压器、配电系统、电力接入、直流防雷配电柜、电缆、汇流箱、支架、五金固定件、监控及通讯装置和电能计量装置等的购置费以及相应设备的安装工程费，合计87,000万元，占总投资73%。建筑工程费用包括光伏组件基础支架的基础、升压变压器基础、主控机房、逆变器房、道路工程和场地处理等，合计13,500万元，占总投资11%。工程建设其他费用包括土地使用费、前期工作费、勘察设计费，人员培训费、场地准备及临时设施费和生产准备费等，合计19,500万元，占总投资16%。

城郊荒地光伏系统总投资120,000万元，单位千瓦投资2万元。

4.1.3 应急体系中的光伏电源投资估算

根据呼和浩特市光伏发展规划，到2012年应急光伏电源装机容量达到2兆瓦。

应急光伏电源工程建设费用由以下部分组成：光伏系统设备购置和安装工程费、建筑工程费和工程建设其他费用。光伏系统设备购置和安装工程费，包括光伏组件、逆变器、控制器、蓄电池、直流防雷配电柜、电缆、汇流箱、支架、五金固定件、监控及通讯装置和电能计量装置等的购置费以及相应设备的安装工程费，合计8,000万元，占总投资80%。建筑工程费用包括光伏组件基础支架的基础、蓄电池房、逆变器房和屋顶（或地面）处理等，合计600万元，占总投资6%。工程建设其他费用包括土地使用费、前期工作费、勘察设计费，人员培训费、场地准备及临时设施费和生产准备费等，合计1,400万元，占总投资14%。

应急光伏系统工程总投资合计10,000万元，单位千瓦投资5万元。

上述三类光伏发电系统投资估算见表4-1。

表4-1 三类光伏发电系统投资估算 单位：万元

| | 设备购置及安装工程费 | | 建筑工程费 | | 工程建设其他费 | | 总投资 | 单位千瓦投资 |
|--------|------------|-----|--------|-----|---------|-----|---------|--------|
| | 金额 | 比例 | 金额 | 比例 | 金额 | 比例 | | |
| 建筑光伏 | 29,200 | 74% | 4,700 | 12% | 5,400 | 14% | 39,300 | 2.6 |
| 城郊荒地光伏 | 87,000 | 73% | 13,500 | 11% | 19,500 | 16% | 120,000 | 2 |
| 应急光伏 | 8,000 | 80% | 600 | 6% | 1,400 | 14% | 10,000 | 5 |

4.2 财务分析

4.2.1 建筑光伏并网发电项目财务分析

建筑光伏项目规模15兆瓦，平均年上网电量1,964万千瓦时，计算期26年，包括建设工期1年和正常运营期限25年。

建设项目总投资中资本金占30%，贷款占70%，贷款偿还年限15年，贷款利息按照5.94%计算。

固定资产投资折旧采用15年平均折旧，固定资产残值率按5%计算。

维修费率按照工程总投资的1%计算。

职工定额按照50人计算，职工平均年工资和福利60,000元。

其他费用按照每年20万元计算。

企业所得税按照25%计算。

测算依据是以保证企业成本费用，税金，盈余公积金以及实现自有资金内部收益率8%，测算得出不含增值税上网电价2.2元/千瓦时，含增值税上网电价2.3元/千瓦时。

投资回收期12.3年。

运营期间25年内发电收入10.6亿元，缴纳企业所得税7,000万元，平均每年缴纳税金280万元。

4.2.2 城郊并网光伏发电项目财务分析

城郊荒地光伏项目规模60兆瓦，平均年上网电量7,734万千瓦时，计算期26年，包括建设工期1年和正常运营期限25年。

建设项目总投资中资本金占30%，贷款占70%，，贷款偿还年限15年，贷款利息按照5.94%计算。

企业所得税按照25%计算。

固定资产投资折旧采用15年平均折旧，固定资产残值率按5%计算。

维修费费率安装工程总投资的0.5%计算。

职工定额按照75人计算，职工平均年工资和福利90,000元。

其他费用按照每年30万元计算。

测算依据是以保证企业成本费用，税金，盈余公积金以及实现自有资金内部收益率8%，测算得出不含增值税上网电价1.4元/千瓦时，含增值税上网电价1.5元/千瓦时。

投资回收期14.5年。

运营期间25年发电收入27亿元，缴纳企业所得税11,700万元，平均每年缴纳税金468万元。

4.2.3 应急光伏电源财务分析

由于应急光伏电源属于国家公益事业性设施，不考虑其电价，仅进行投资估算，电价和税收不另行测算。

4.2.4 财务评价结论

财务评价结果表明本工程具有：

1、 建筑光伏发电项目和城郊荒地光伏发电项目，满足贷款偿还要求，具有较强的清偿能力。

2、 盈利能力：按项目资本金财务内部收益率8%测算，建筑光伏项目经营期上网电

价为2.3元/千瓦时，投资回收期为12.3年；城郊荒地光伏发电项目经营期上网电价为1.5元/千瓦时，投资回收期为14.5年，项目具有一定的盈利能力。

综上所述，本项目如果能够获得上述上网电价，投资者应具有还贷能力和一定的盈利。

5. 项目效益分析

5.1 环境效益

新能源和可再生能源没有或很少有损害大气和生态环境的污染物排放，是与人类赖以生存的生态环境相协调的清洁能源、绿色能源，在城市中积极加以推广应用，可以减少二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物以及粉尘等污染物的排放量，对减轻我国的大气污染和保护生态环境发挥很大的作用，既减少了化石能源的消耗，又提高了城市生态环境质量。

到2012年呼和浩特市太阳能光伏示范工程项目建成后，建筑光伏年平均发电量约为1,964万千瓦时，城郊并网光伏年平均发电量约为7,734万千瓦时，按照与火力发电相比，可再生能源每发1千瓦时的绿色电力就可以替代350克标准煤，同时避免了350克标煤燃烧所造成的二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物、粉尘等有害物质的排放计算，共可替代33,940吨标准煤，减少84,594吨二氧化碳排放，减少2,550吨二氧化硫排放，减少1,270吨氮氧化物排放，减少23,084吨粉尘排放，如表5-1所示。

表5-1 呼和浩特市城市光伏示范工程环境效益 单位：吨

| 污染物类型 | 建筑光伏 | 城郊荒地光伏 | 合计 |
|-------|--------|--------|--------|
| 二氧化碳 | 17,128 | 67,446 | 84,594 |
| 二氧化硫 | 516 | 2,034 | 2,550 |
| 氮氧化物 | 257 | 1,013 | 1,270 |
| 粉尘 | 4,675 | 18,409 | 23,084 |

5.2 社会效益

太阳能光伏发电技术在呼和浩特市的示范工程项目将会带来显著的社会效益，体现在如下几个方面：

1. 大力发展太阳能，向世界展示了中国为实现2020年中国非化石能源占一次能源消费比重达到15%和单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降40%—45%的目标所做出的努力，以及在发展清洁能源、减少温室气体、改善民生等方面的实际行动，提升国际影响力。
2. 提高城市形象——将使呼和浩特市成为大规模光伏发电应用的示范城市，体现呼和浩特市政府近年来对绿色能源发展的重视，反映呼和浩特市坚持环境与经济和谐发展的城市文化理念。
3. 丰富城市电力供应类型，改善能源安全状况——在城市开发可再生能源，必将丰富城市的能源供应类型，提高能源供应的安全性。

4. 有助于制定符合我国国情的城市光伏应用的激励政策，建立可操作的有效机制、相关规范/标准和投融资机制，使城市光伏规模化应用进入切实可操作阶段，从而促进可再生能源在我国城市的广泛应用。
5. 可以宣传普及光伏发电和节能减排的科学知识和方法，提高全民的节能减排意识和能力，提倡崇尚节约、科学文明的生活方式，形成节约资源、减少污染、保护环境的社会风气。
6. 开拓经济领域，创造就业机会。可再生能源的开发和利用可带动相关产业的快速发展，成为城市经济的新增长领域，可为城市提供1.5万人的就业岗位。
7. 太阳能光伏应急电源的示范性应用，可以在发生紧急情况时避免由于少量大规模电源点的破坏而造成的全网失效，对社会安全有特殊意义，光伏应急电源的建设可为40万人提供特殊时期的电力支持。
8. 稳定和提高城市市民的生活水平——可再生能源的发展改变了生化能源短缺造成城市能源支出增加、城市市民生活水平降低的状况；可再生能源与建筑的结合提高建筑物的科技含量，体现“以人为本”的建筑理念，同时使生态环境质量得到改善，实现人与社会和谐发展。

5.3 关于CDM的申请

根据联合国气候变化框架公约确立的“共同但有区别的责任”的原则，《京都议定书》议定书允许发达国家通过提供资金支持和技术转让在发展中国家实施具有温室气体减排效果的项目。清洁发展机制(CDM)就是一种发达国家与发展中国家之间的项目合作机制，发达国家将通过开展CDM并购买减排量完成其减排二氧化碳的义务，发展中国家将通过CDM出售减排指标获得收益。

计算太阳能光伏并网发电站的二氧化碳减排量，需要有一个比较的基准。指在没有太阳能光伏并网发电项目活动的情况下，同等数量的电量要由火力发电厂提供给电网，火力发电厂的排放量即为基准线减排量。而太阳能光伏并网发电站建成后，无二氧化碳排放，因此本项目的二氧化碳排放量就是基准线的排放量。

基准线排放量的计算：

$$BE = EG \times EF$$

式中：BE为基准线排放量，吨二氧化碳/年；

EG为项目活动每年提供给电网的电量，兆瓦时；

EF为项目活动替代电网电量的基准线排放因子，吨二氧化碳/兆瓦时。

根据2009年9月国家发改委公布的基准线排放因子数值，本项目所在地属华北区域电网，因而 $EF=0.8806$ 吨二氧化碳/兆瓦时。

到2012年，建筑光伏应用示范工程为15兆瓦、城郊并网光伏电站为60兆瓦，年平均发电量约为9,698万千瓦时，则通过上式可计算出二氧化碳排放量为8.54万吨。

太阳能光伏发电示范工程通过申请CDM，不仅获得环境效益，还可以引进先进的技术、获得可观的经济效益，实现社会和经济的可持续发展。

6. 结论与建议

6.1 结论

6.1.1 以建筑光伏为主的城市光伏发电是光伏发电应用的重要组成部分

我国光伏应用已由边远地区的离网电源和解决特殊领域供电转向并网发电和替代常规能源发展，其主要形式包括大型并网光伏电站（荒漠电站）和以建筑光伏为主的城市分布式光伏发电系统。城市经济发达，电力负荷集中，有大量的建筑物屋顶可供利用，既不影响建筑物的使用功能，又能获得电力供应；并且由于建筑光伏系统在电网末端接入电网系统，不存在电力输送的问题，无需对输电线路进行大量的扩容改造。德国、日本、美国等发达国家并网光伏发电的规模化应用都是首先从城市建筑光伏的大量应用开始。

我国的太阳能发电仍处于起步阶段，与国际水平仍存在一定差距，还缺乏规模化、市场化、商业化运作的实践经验。国家有关部门推出“金太阳工程”，拉开了我国城市光伏发电规模化应用的序幕。选择典型城市，有计划、有目标地开展具有一定规模的城市分布式光伏发电实用化试点应用，系统深入地研究解决有关电网安全、电力调度和运行等方面的技术、经济问题，取得项目建设、管理、运行维护等方面的经验，对我国城市光伏发电应用的规模化、健康有序、可持续发展，具有先导和示范意义。

6.1.2 在中国开展城市规模化光伏发电应用示范项目十分必要

面对全球能源和环境问题日益严重的压力，大力开发可再生能源发电是大势所趋。太阳能光伏发电由于资源优势和其自身特点，必将占据未来电力体系中十分重要的地位。世界上光伏发电推广较为领先的国家，前期的光伏项目都是从城市建筑光伏发展起来的。经过多年的发展，已经形成了较为完善的技术和管理体系。

借鉴国外经验，在我国开展城市规模化光伏发电应用示范项目，能够优化城市的电力结构，以满足未来用电需求和电力系统可持续发展的战略要求；能够提高城市电力供应的安全性；能够开拓国内市场，保持我国光伏企业长期健康可持续发展；有助于节能减排，有效地宣传环保意识，建设资源节约型、环境友好型社会；还能够对国家应急系统电力供应提供支持，在电网断电时提供应急基本电力需求保障。

通过示范应用项目，可充分展示我国太阳能光伏发电技术的水平，为大规模利用太阳能积累实际经验和数据，对我国太阳能光伏发电市场的发展是非常重要的。

通过在典型城市实施整体规划、规模化城市太阳能光伏综合利用示范项目，形成完整

的推进机制，具体落实可再生能源法的实际操作问题，形成太阳能光伏利用的政策、制度、技术标准、工程技术、工程实施等在一个城市中的综合体现，从单个项目示范转换为全方位、综合的项目示范，大规模地推进开发我国城市太阳能光伏市场。

通过建设城市大型光伏应用综合示范工程，可研究在并网条件下，分布式电源系统的优化集成与匹配设计技术、分布式电源微网系统并网关键技术，明确接入系统短路电流限制、保护配置、电压控制方式、电能质量指标等技术规范和标准，加强对分布式电源整体性能和对电力系统安全稳定的影响的研究，从整体上研究分布式电源在我国的发展模式。

6.1.3 我国已具备开展城市光伏发电应用项目的条件

我国拥有巨量的城市屋顶面积，建筑光伏发电系统开发潜力巨大。近年来我国光伏产业发展迅速，已经形成一批具有国际竞争力和国际知名度的光伏生产企业，为国内大规模光伏应用做好了准备。到目前为止我国已经建设了一定数量的城市光伏发电系统，2009年“金太阳示范工程”也已经审批了全国约300兆瓦的建筑屋顶光伏工程，已经形成了基本的建筑光伏项目工程技术条件。

至《可再生能源法》颁布以来，国家有关部门已经制订了11个政策文件，以推动并网光伏发电大规模的开发应用。各省市政府部门也分别推出了各自地区的光伏产业和光伏发电促进政策和建议，已经为城市光伏发电应用项目的开展形成了有力的政策支持。

综上所述，我国已初步具备建设城市大型太阳能综合示范工程的基本条件，应尽快建立大型示范工程，解决制约城市光伏发展的一系列问题，全面推进城市太阳能综合利用的发展进程。

6.1.4 呼和浩特市具有实施城市规模化光伏发电应用的综合优势和条件

作为内蒙古自治区首都的呼和浩特是内蒙的第一大城市，具有一定的城市规模和经济规模。呼市太阳能资源丰富，全年日照时数在2800~3100小时，太阳总辐射能达1,300千瓦时/平方米。城市陆、空交通便捷，邮电通信顺畅，各级开发区众多，劳动力素质较高，服务配套周到，具备开发和利用太阳能发电技术的基础和条件。

呼和浩特电网位于蒙西电网枢纽位置，紧邻华北、京津塘地区，是蒙西电网输出华北电网的接口，具有明显的区位优势。蒙西电网供电，相对独立于国家大电网，便于可再生能源电力的管理和调度，政策机制和管理办法的制定相对简单易行。

呼和浩特市具有较好的光伏技术基础和产业基础，已经形成了以多晶硅材料为主，单晶硅、硅片产业相配套的光伏原材料制造产业集群。目前在建的并网光伏发电项目有金山开

发区5MWp光伏电站、神舟硅业基地1MWp并网光伏、内蒙古日月太阳能科技有限责任公司2兆瓦示范项目等。

当地政府有强烈的发展光伏发电应用的意愿，已制订出台一系列政策规定予以大力支持，如《呼和浩特市光伏产业发展规划纲要（2010~2020）》、《呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定》等，具有明显的综合优势和条件实施城市规模化光伏发电应用。

6.1.5 呼和浩特市规模化应用光伏发电实施方案

呼和浩特城市规模化光伏发电应用的实施内容，包括项目建设和配套法规政策的制订两部分。项目建设的内容包括太阳能光伏发电应用示范工程建设、培育及建立太阳能光伏发电产业链、光伏发电相关能力建设如各级各类人员的培养及培训等。其中的示范工程建设分为三种类型，即：建筑光伏发电系统、城郊荒地光伏发电应用、应急体系中的光伏电源。而城市光伏分布式电源建设所需的配套政策、机制与技术标准则包括应用指导规范、投资及价格政策、建设与管理规程、相关技术标准框架四部分内容。实现到2012年呼和浩特市光伏发电系统总发电量占城市年用电量的1%，2015年1.5%的目标。

6.1.6 项目建设投融资及效益

呼和浩特城市规模化光伏应用分为建筑光伏发电、城郊并网光伏发电和光伏应急电源三块，根据目前系统设备购置和安装工程费、建筑工程费和工程建设其他费用的初步估算，投资15兆瓦的建筑光伏发电系统需39,300万元，单位千瓦投资2.6万元；60兆瓦的城郊并网光伏发电系统需120,000万元，单位千瓦投资2万元；2兆瓦的光伏应急电源需10,000万元，单位千瓦投资5万元。

除应急光伏电源属于国家公益事业性设施，不考虑投资回收和盈利，其余两项考虑保证企业成本费用，税金，盈余公积金以及实现自有资金内部收益率8%，测算得出建筑光伏项目经营期上网电价约为2.3元/千瓦时，投资回收期为12.3年；城郊荒地光伏发电项目经营期上网电价约为1.5元/千瓦时，投资回收期为14.5年。

6.2 建议

6.2.1 抓紧进行前期准备，尽快上报立项

a) 根据有关要求和规定,尽快上报“呼和浩特城市规模化应用光伏发电发展规划研究报告”，并着手准备进行项目可行性研究及项目实施的前期准备工作。

b) 做好呼和浩特市光伏发电的中、远期的整体规划工作，明确提出城市光伏发电应用

分类布局及各阶段目标。

c) 确立指导思想，设立相应机构，制订纲领性、指导性的章程规定，规范实施程序、步骤及管理要求。

6.2.2 抓紧进行前期普查调研等基础性信息资料准备工作

根据城市规模化应用光伏发电示范项目内容和要求，进一步开展详查和调研，做好相关信息资料的收集和分析整理，为项目的实施提供基础性的信息资料。如各相关地点的太阳辐射及其他气象数据、电力负荷情况、电力供需现状及发展、输配电线路现状及发展规划、建筑物屋顶现状及发展、市政建设现状及发展规划、应急电源现状与需求、相关产业现状及发展规划、教育与相关人才现状及需求、有关法规政策的现状及执行实施情况等等。摸清相关情况，有充足的信息资料，才能科学、合理地进行规划和布局，保证城市光伏发电规模化应用能够健康有序地可持续发展。

6.2.3 加大地方政府在优惠政策法规方面的支持和财税资金方面的扶持力度

目前光伏发电的成本较高，光伏电价高于常规发电电价，除了国家支持而外，还需要当地政府在法规政策方面的优惠措施及财税减免和资金补贴，以推动城市光伏发电规模化应用。

我国已有以《可再生能源法》为主体的法律法规体系，为城市光伏发电的发展提供了法律依据和保障。国家有关部门和机构制订了一系列配套政策法规和具体执行的制度和规定，从政策层面予以支持和鼓励，并具体给予财政资金方面的扶持，但在整体上仍不能适应城市规模化光伏发电应用的发展形势。建议呼和浩特市政府针对不同的项目类型，制订详细具体的、可操作性强的优惠政策和规定，给予更多的财政支持，以调动有关单位和机构及全体市民的积极性，真正把城市规模化光伏发电应用工作作好，形成规模，发挥效益，健康、稳步、可持续发展。

6.2.4 建立光伏项目质量管理体系

为了保证光伏产品的质量，我国已经初步建立了光伏产品的质量认证机构。2003年，国家认证认可监督管理委员会2003年批准成立鉴衡认证中心、致力于可再生能源产品认证。该中心认证的主要依据是国际权威认证机构TUV采用的IEC标准，我国仍未建立起适合我国国情的光伏产业标准体系。

目前国际上光伏项目的实施情况表明，与光伏组件相关的IEC国际标准较目前的光伏

产品发展水平相对落后，其中规定的实验室检测指标不能充分涵盖光伏组件自然条件下的质量要求，即使满足IEC标准的光伏产品，也不能保证其在实际工况下20年的使用寿命。另外，光伏项目的质量保障并不仅仅局限于光伏组件的质量要求，为了实现20年的使用寿命，必须对整个项目的设备部件、系统设计、施工安装和运行维护都作出相应的质量规定。

因此根据国际上光伏项目实施的相关经验以及我国的实际情况，为保障呼和浩特市规模化光伏发电示范项目的成功实施，建议在呼和浩特市成立“光伏项目质量管理委员会”。该委员会由呼和浩特市发改委为组织机构，成员组成包括市电力、建筑、环境等与光伏项目密切相关的政府主管部门以及光伏组件和设备生产商以及建筑业主。由该委员会制定光伏项目实施过程中所有设备部件、系统设计、施工安装和运行维护的认证制度与认证标准，设计认证标志，所有到达质量认证标准并取得此认证标志的企业和公司才能参与呼和浩特市光伏开发项目。

附属报告

电网相关标准制度

内蒙古电力科学研究院

二〇一〇年三月

前 言

“呼和浩特城市规模化应用光伏发电示范项目”是根据国家能源局安排，由中国科学院电工研究所组织的国家示范项目，按照内蒙古电力（集团）有限责任公司、呼和浩特市发展和改革委员会的要求，内蒙古电力科学研究承担“呼和浩特城市光伏发电与电网相关政策及技术标准”的起草工作，项目工作组的主要人员：牛继荣、安中全、赵桂廷、刘锦国、余致新、尹柏清、刘海涛。

目 录

- 1、 呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目实施办法
- 2、 呼和浩特城市建筑光伏发电工程准入规范
- 3、 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网运行管理规定
- 4、 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网技术要求
- 5、 呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网逆变器技术规范
- 6、 呼和浩特城市建筑光伏发电电能计量及结算办法
- 7、 呼和浩特市建筑光伏发电工程验收规范
- 8、 呼和浩特城市建筑光伏发电技术监督暂行管理办法

说明：上述规章制度已经由内蒙古电力（集团）有限责任公司相关职能部门进行了内部讨论和初步审查。待项目批准实施后，可以按照正式审批程序由政府主管部门和内蒙古电力（集团）有限责任公司颁布试行。

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目 实施办法 (报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本办法负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本标准主要起草人：刘锦国 赵桂廷 薛守洪

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目 实施办法

(报审稿)

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目是国家发展和改革委员会下达的试验项目，为使项目顺利实施，特制定本实施办法。

第一章 总则

第一条 适用范围

本办法只试用于呼和浩特市建筑光伏发电示范项目，对开阔地光伏发电，可参照国家有关规定执行。

第二章 项目实施

第二条 实施区域

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目应在公共建筑物较密集且维修半径较小的区域实施，实施区域初步确定在呼和浩特市二环内及如意、金川、金桥三个开发区内公共建筑物屋顶实施，为降低项目施工难度，暂不考虑坡屋顶建筑物。

第三条 屋顶使用

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目公共建筑物屋顶由呼和浩特市人民政府相关部门统一征用，并按发电量收入的5%支付租赁费；业主自有屋顶采用免费自主使用的原则。

第三章 项目投资

第四条 投资原则

根据厂网分开的原则，电网企业不作为呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目的投资主体，示范期间只允许专业发电公司或企事业单位屋顶业主投资建设。

第五条 投资资格

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目采用按城市行政区划（新城区、赛罕区、回民区、玉泉区）分片实施的方案进行，每区片的投资资格，由呼和浩特市发展和改革委员会通过招投标方式确定，招标原则由发展和改革委员会另行规定。

第六条 投资实体

通过招投标方式取得投资资格的投资人，须在呼和浩特市注册成立城市光伏发电公

司，作为建筑光伏发电示范项目实施的法人单位。

第四章 项目建设

第七条 入网申报

注册成立的城市光伏发电公司在项目实施前，需向内蒙古电力（集团）有限责任公司相关部门提交入网申请，申请批准后方可进行项目可行性研究及接入系统设计。

第八条 接入系统设计

由于公共建筑物配电系统的差异性，致使城市建筑光伏发电系统接入变得异常复杂，因此，呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目接入系统设计在示范期间必须由熟悉配电系统状况的呼和浩特供电局所属设计部门统一设计。

第九条 接入系统安装

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目接入系统安装涉及企事业单位的停电及原有系统的改造，特别是电能计量系统必须由供电部门确认并加装铅封，因此，在示范期间必须由熟悉配电系统状况的呼和浩特供电局所属市区各供电分局进行改造、安装、调试。

第五章 质量控制

第十条 施工监理

为了确保呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目工程质量，在项目实施过程中必须委托有资质的监理公司进行全程施工、安装监理。

第十一条 质量验收

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目需按《呼和浩特城市建筑光伏发电工程验收规范》相关规定进行质量验收，验收不合格的项目，坚决不予并网发电。

第六章 维护及监督

第十二条 运行维护

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目采用谁投资谁维护的运行维护模式。

第十三条 技术监督

根据电力技术监督属地化管理的原则，呼和浩特城市建筑光伏发电企业必须接受内蒙古电力技术监督检测中心的电力技术监督管理。

第七章 附则

第十四条

本实施办法需经呼和浩特市发展和改革委员会审查后颁布实施。

第十五条

本实施办法最终解释权属于呼和浩特市发展和改革委员会。

呼和浩特城市建筑光伏发电工程

准入规范

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

为加强呼和浩特市建筑光伏发电工程管理，促进呼和浩特市光伏发电产业发展，保证光伏发电质量，结合我市实际情况，特制定呼和浩特市建筑光伏发电工程准入规范。

本标准由呼和浩特市发展和改革委员会提出并归口。

本标准的起草单位：内蒙古电力科学研究院。

本标准的主要起草人：刘海涛、薛守洪、李强。

本标准由呼和浩特市光伏发电技术管理委员会负责解释。

呼和浩特城市建筑光伏发电工程

准入规范

(报审稿)

1. 范围

本标准规定了呼和浩特城市建筑光伏发电工程准入规范的有关管理要求和技术要求、承建商准入要求、光伏组件准入要求等内容。

本标准适用于呼和浩特城市建筑光伏发电工程。

2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。

| | |
|--------------------|-----------------------------|
| GB/T 19939-2005 | 光伏系统并网技术要求 |
| GB/Z 19964-2005 | 光伏电站接入电力系统技术规定 |
| GB/T 20046-2006 | 光伏(PV)系统电网接口特性 |
| GB/T 16895.32-2008 | 建筑物电气装置 第7-712部分:特殊装置或场所的要求 |
| GB/T 20321.1-2006 | 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器: 技术条件 |
| GB/T 3859.1 | 半导体变流器基本要求的规定 |
| GB/T 3859.2 | 半导体变流器 应用导则 |

3. 管理要求

3.1 凡在我市开展的建筑光伏发电工程，均应严格遵守本标准。

3.2 推动研究、开发和应用新的光伏发电技术，鼓励引进国内外先进技术；禁止使用已明显落后或不再适用、需要淘汰或技术性、安全性、有效性、经济性、法律等方面与保障公民健康及公共利益不相适应的技术。

3.3 由呼和浩特市发展和改革委员会牵头成立呼和浩特市光伏发电技术管理委员会（由电力系统、大专院校、科研院所等光伏发电领域内的专家组成），全面负责项目的理论和技术论证，并提供权威性的评价。包括：提出光伏发电项目准入政策建议；提出光伏发电相关的技术规范和准入标准；对项目实施效果和社会影响评估，以及其他与技术准入有关的咨询工作。

3.4 规范呼和浩特城市建筑光伏发电工程准入规范中的要求，凡引进我市尚未建设的建筑

光伏发电项目，首先须由具有建筑光伏工程咨询资质的咨询公司进行可行性研究，在确认其安全性、有效性方面评定的基础上，本着实事求是的科学态度经专家集中讨论后，填写“呼和浩特市建筑光伏项目申请表”（附件1）交呼和浩特市光伏发电技术管理委员会进行审核评估。

3.5 开展呼和浩特市建筑光伏项目必须提交以下相关材料：

3.5.1 企业基本情况(包括企业资质、工程业绩、技术人员、设备和技术条件等) 以及企业机构合法性证明材料复印件；

3.5.2 项目相关的技术条件、设备条件、项目负责单位资质证明以及技术人员情况；

3.5.3 项目相关规章制度、技术规范和操作规程；

3.5.4 项目可行性报告。

3.6 未经呼和浩特市光伏发电技术管理委员会批准而擅自开展的项目，按照相关法律法规进行处罚，并承担相应法律责任。

3.7 项目如需接入电网时，业主应向内蒙古电力公司提交“呼和浩特市建筑光伏项目入网申请表”并与电力公司签订并网协议、并网调度协议、购售电协议和供用电合同。

4. 技术要求

4.1 光伏承建项目的规模应不小于10kW；

4.2 项目设计单位应具备电气设计资质和房屋建筑设计资质；

4.3 项目的设计规模大于100kW时需有独立的监理公司全程进行施工质量监管；

4.4 项目原则上提倡自发自用、就地消耗，当条件不允许时其自用比例应占到发电容量的70%以上；

4.5 项目如需接入电网时，其并网技术要求需满足“呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网技术要求”中相关要求。

4.6 项目新入网的计量装置须报内蒙古电力公司及其相关部门和有关单位。

4.7 每个计量点均应装设电能计量装置，其设备配置和技术要求符合DL/T 448-2000《电能计量装置技术管理规程》以及相关标准、规程要求。

5. 承建商准入要求

5.1 承建商应具备建筑光伏工程施工资质，并提供企业基本情况证明材料。

5.2 承建商应建立施工过程中的质量管理体系。

6. 光伏组件准入要求

工程设备及组件需有经国家太阳能光伏产品质量监督检验中心颁发的UL认证及相关国际、国内具有光伏产品认证的机构颁发的认证方可进入内蒙古光伏发电市场。

7. 附件1

呼和浩特市建筑光伏项目申请表

| 业主信息 | | | |
|-----------------|---|------------|---|
| 公司（姓名） | | 地 址 | |
| 邮 编 | | 电 话 | |
| 传 真 | | 预开工时间 | |
| 光伏发电站信息 | | | |
| 光伏发电站地点 | | 项目承建商 | |
| 建筑物名称 | | 公司名称 | |
| 详细地址 | | 地 址 | |
| 邮 编 | | 邮 编 | |
| 电 话 | | 电 话 | |
| 传 真 | | 传 真 | |
| 新建发电站的技术数据 | | 已有发电站的技术数据 | |
| 发电容量（kW） | | 发电容量（kW） | |
| 建筑一体化 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | 建筑一体化 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> |
| 建筑物附加 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | 建筑物附加 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> |
| 是否和已有的发电站建在同一屋顶 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | | |
| 是否独立不并网 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | | |
| 是否100%全部并网 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | | |
| 是否部分电量并网 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | | |
| 备注： | | | |
| 申请人签字（盖章）： | | 审批单位（盖章）： | |
| 年 月 日 | | 年 月 日 | |

呼和浩特城市建筑光伏发电系统 并网运行管理规定

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本规定的附录为资料性附录。

本标准负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本标准主要起草人：尹柏清、赵喜、张鹏、吴志敏、邓昆玲

呼和浩特城市建筑光伏发电系统 并网运行管理规定

(报审稿)

第1章 总则

第1条 为保证呼和浩特城市光伏发电系统安全并网和并网后可靠运行，促进光伏发电与电网的协调，制定本规定。

第2条 本规定适用条件：

1) 光伏发电系统主要是指接入内蒙古电网运行以自发自用为主的建筑光伏发电系统，其他类型光伏发电系统可参照执行；

2) 光伏发电系统的容量要求：建筑光伏发电安装容量 P_n 满足 $10\text{kW} \leq P_n < 100\text{kW}$ 。

第3条 本规定主要包括：光伏发电的并网管理、运行管理和监管。

第2章 并网管理

第4条 业主提出建设光伏发电系统的申请应符合《呼和浩特城市建筑光伏发电工程准入规范》的要求并获得政府相关部门批准。

第5条 业主或承建商向当地供电单位计划部门提出接入电网的申请，申请表具体内容和格式可参照附录。申请中至少应包括如下内容：

- 1) 业主和承建商的姓名、地址、联系方式等基本资料；
- 2) 光伏发电系统的兴建地址、所用建筑的平面图、建筑所用土地的编号；
- 3) 光伏发电系统承建单位资质（与电力工作相关的人员资质）；
- 4) 光伏发电系统的容量，光伏建造类型等技术数据；
- 5) 并网意愿（全部并网还是部分并网）；

第6条 供电单位根据实际情况做出是否许可的批复，批复中包括以下主要内容：

- 1) 是否许可；
- 2) 如果不许可说明原因；
- 3) 如果许可则在批复中注明光伏发电系统接入的具体位置、电压等级、具体配电变压器、是否需要扩容、计量方式、对光伏发电系统接入电网部分工作设计、施工和调试单

位的要求、要求上报的资料等。

第7条 光伏发电系统接入电网的相关工作（包括设计、施工、调试、关口计量、通讯等）必须由具有相应资质且符合电网要求的单位来完成。

第8条 业主必须接受电网提出的要求，与电网签订购售电合同（包括发电量读取、电费支付方式等）、并网调度协议，光伏发电系统不得无协议并网运行。

第9条 光伏发电系统并网逆变器、计量装置、隔离开关等必须符合《呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网技术要求》、《呼和浩特城市建筑光伏发电逆变系统技术规范》及电网的其他相关规定；并网逆变器必须经过入网检测试验合格后方允许并网，测试单位必须具有相应资质且符合内蒙古电网要求。

第10条 光伏发电系统的设计、安装、测试等必须按照电网的要求进行。

第3章 运行管理

第1条 并入电网的光伏发电系统要严格遵守国家法律、国家标准、电力行业标准及内蒙古电网的相关规定。

第2条 光伏发电系统并入电网运行要以电网安全为原则，在不危及光伏发电系统自身安全且在调度部门同意的情况下，光伏发电系统应能向电网可靠提供电能；如果有因光伏发电系统影响电网的安全的情况发生，电网有权要求光伏发电系统从电网切除。

第3条 光伏发电系统的保护、逆变系统、隔离开关等设备运行、检修管理制度等均应符合内蒙古电网的有关制度。

第4条 并网光伏发电系统值班电话、值班人员或日常维护人员的联系方式必须上报当地调度部门，以确保与当地调度部门保持联络。

第5条 关口计量仪表宜采用远程计量方式，关口计量仪表的数据采集、维护和管理由当地电网相关部门负责，其他单位无权对关口计量仪表进行操作。

第6条 与关口计量相关的通讯设备的维护由当地电网相关部门负责。

第7条 进行光伏发电系统接入点电气设备、线路的检修、维护时，须得到调度部门的同意，并且在安全措施中要注意考虑双电源或多电源情况。

第8条 光伏发电单位必须具有相应的组织机构，编制相应的运行维护规程，光伏发电

的运行、维护应在当地供电部门备案，运行、维护人员必须经过电力部门培训并取得相应资质。

第4章 监管

第1条 电网负责对光伏发电系统发电进行监管，任何单位和个人以任何光伏发电以外形式的发电来谋取光伏电价补贴的现象，一经发现，扣减当年全部发电量。

第2条 业主和维护人员未经电力调度部门授权而擅自操作关口计量仪表的，按照电网的相关规定给予处罚。

第3条 光伏发电业主必须按照内蒙古电力监督检测中心的要求，委托有资质的单位定期对光伏发电出口的电能质量进行测试，如果有超标情况发生则按测试报告要求实施治理。否则，因光伏发电造成并网点电能质量超标的，按照电网的相关法则进行处罚。

附 录

光伏发电并网申请表

| | | | | | | |
|----------------------------------|--|---|---------------|--|---|--|
| 业主基本资料 | 公司名称 (姓名) | | | | 法人 | |
| | 地址 | | | | 邮编 | |
| | 电话 | | 传真 | | 电子邮箱 | |
| 承建商基本资料 | 公司名称 (姓名) | | | | 法人 | |
| | 资质 | | | | | |
| | 地址 | | | | 邮编 | |
| | 电话 | | 传真 | | 电子邮箱 | |
| 光伏发电系统数据 | 安装容量 | | 类型 | 建筑 <input type="checkbox"/> 开阔地 <input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> | | |
| | 地址 | | | | 光伏发电系统 用地土地编号 | |
| 光伏 模件 数据 及逆 变器 数量 | 生产商 | | | | 组件数 | |
| | 型号 | | 逆变器(三 相)数量 | | 逆变器(单 相)数量 | |
| 运行形式 | 部分并网 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | | 全部并网 | 是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> | |
| 单个 光伏 模件 数据 | 功率 | | 电压 | | 逆变器数据 | |
| | 输出功率 | | 输出电压 | | | |
| 申请单位(人) | 签字(盖章): 申请时间: | | | | | |
| 审 批 意 见 | 许可 <input type="checkbox"/> , 批复内容: <div style="text-align: right;"> 审批单位(盖章): 审批时间: </div> | | | | | |
| | 不许可 <input type="checkbox"/> , 原因说明: <div style="text-align: right;"> 审批单位(盖章): 审批时间: </div> | | | | | |
| 备注 | | | | | | |

呼和浩特城市建筑光伏发电系统 并网技术要求

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本标准参考了GB/T 19939-2005《光伏系统并网技术要求》、GB/Z 19964-2005《光伏电站接入电力系统技术规定》、Q/GDW 156-2006《城市电力网规划设计导则》、《光伏（PV）并网系统安全要求（报批稿）》和其他有关标准。

本标准的术语与有关标准协调一致。

本标准负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本标准主要起草人：尹柏清、赵喜、张鹏、邓昆玲、吴志敏。

呼和浩特城市建筑光伏发电系统

并网技术要求

(报审稿)

1. 范围

本标准规定了容量为10kW ~ 100kW的光伏系统接入低压配电网（电压等级为380/220V）的技术要求。当光伏发电系统容量大于100kW时，参照GB/Z 19964的要求执行。

本标准适用于通过静态逆变器接入内蒙古电网、以自发自用为主的建筑光伏发电系统，在上述容量范围内的其他光伏发电系统亦可参照执行。

2. 规范性引用文件

下列文件对于本规范的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新有效版本适用于本标准。

| | |
|--------------------|--|
| GB/T 2297 | 太阳光伏能源系统术语 |
| GB/T 19939 | 光伏系统并网技术要求 |
| Q/GDW 15 6-2006 | 城市电力网规划设计导则 |
| GB/Z 19964-2005 | 光伏电站接入电力系统技术规定 |
| GB/T 20046 | 光伏(PV)系统电网接口特性 |
| GB/T 12325 | 电能质量 供电电压允许偏差 |
| GB/T 14549 | 电能质量 公用电网谐波 |
| GB/T 15543 | 电能质量 三相电压允许不平衡度 |
| GB/T 15945 | 电能质量 电力系统频率允许偏差 |
| SJ/T 11127 | 光伏(PV)发电系统的过电压保护-导则 |
| GB/T 16895.32-2008 | 建筑物电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源供电系统 |
| GB 16895.3-2004 | 建筑物电气装置 第5-54部分：电气设备的选择和安 装接地配置、保护导体和保护联结导体 |

3. 基本规定

建筑光伏发电系统接入电网应以不影响电网电能质量为原则。

建筑接入电网的光伏发电系统最小规模不小于10kW。

建筑光伏发电系统的容量不宜超过配电线路容量的30%。

短路比（接入点短路电流与光伏发电系统额定电流之比）不低于10。

建筑光伏发电系统接入点的短路容量不应超过断路器的遮断容量。

4. 接入电网方式

建筑光伏发电系统宜采用分散式的小型单相逆变器（输出电压220V）接入电网。

建筑光伏发电系统宜采用分散方式就近接入电网。

建筑光伏发电系统应有明显的并网点，且并网点必须受调度部门管理。

5. 电能质量

建筑光伏系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量应受控，在电压偏差、频率、谐波和功率因数方面应满足实用要求并符合标准。出现偏离标准的越限状况，系统应能检测到这些偏差并将光伏系统与电网安全断开。

5.1 电压

5.1.1 电压偏差

并网点电压为380/220V供电系统，电压偏差不允许超过电网额定电压的+7%，-10%。
电网额定电压：三相为380V，单相为220V。

5.1.2 电压畸变

谐波电压限值：电压总畸变率不大于4%，奇次谐波电压含有率不超过3.2%，偶次谐波电压含有率不超过1.6%。

5.1.3 电压三相不平衡度

当采用多个单相逆变器分相接入380V系统时要考虑三相不平衡，要求同一并网点三相之间接入容量的偏差小于10%。

光伏系统并网运行(仅对三相输出)时，电网接口处的三相电压不平衡度不应超过GB/T 15543的规定，即负序电压不平衡度不超过2%，短时不得超过4%。

5.2 频率偏差

光伏系统并网时应与电网同步运行。电网额定频率为50Hz，光伏系统并网后的频率允

许偏差应符合GB/T 15945的规定，即电力系统正常运行条件下频率偏差限值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。

5.3 谐波电流

为避免对连接到电网的其他设备造成不利影响，要求光伏系统的输出应有较低的电流畸变，正常运行时，各次谐波应限制在表1所列的百分比之内。

表1 各次谐波畸变限值

| 谐波分类 | 谐波次数 | 畸变限值 (%) |
|------|--------|----------|
| 奇次 | 3-9次 | <3.2 |
| | 11-15次 | <1.6 |
| | 17-21次 | <1.2 |
| | 23-33次 | <0.5 |
| 偶次 | 2-8次 | <0.8 |
| | 10-32次 | <0.4 |

5.4 功率因数

当逆变器输出有功功率大于其额定功率的50%时，功率因数应不小于0.98（超前或滞后），输出有功功率在20%~50%之间时，功率因数应不小于0.95（超前或滞后）。

5.5 直流分量

光伏系统并网运行时，逆变器向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的1%。

6. 启/停

当光伏发电系统值班人员接到调度部门指令需要从电网切除时，光伏发电系统应能通过手动方式从电网切除；当电网故障或其他原因造成逆变器失去并网测量信号时，逆变器应能够自动将光伏发电系统与电网切除。

由于电网故障造成电网电压、频率超限导致光伏发电系统停止向电网送电后，在电网工作电压和频率恢复到特定的范围后一段时间内光伏发电系统不允许向电网线路送电，送电延时取值范围为5min。

由于光伏发电系统自身问题造成光伏发电系统停止向电网送电时，光伏发电值班人员须向调度部门汇报情况并在调度部门同意后方可恢复并网。

7. 保护

光伏发电系统自身及电网异常或故障时，为保证设备和人身安全，光伏发电系统应具有相应的保护功能，具体如下。

7.1 过压/欠压保护

过压/欠压保护的要求应符合表2中的要求。“V”代表光伏发电系统并网点电压，“ V_N ”代表电网额定电压。

表 2 异常电压的响应

| 电压（在电网连接端） | 最大分闸时间 |
|--|--------|
| $V < 50\% \times V_N$ | 0.1s |
| $50\% \times V_N \leq V < 85\% \times V_N$ | 2.0s |
| $85\% \times V_N \leq V \leq 110\% \times V_N$ | 连续运行 |
| $110\% \times V_N < V < 135\% \times V_N$ | 2.0s |
| $135\% \times V_N \leq V$ | 0.05s |

无论是大气雷电放电还是电网电压波动引起的过电压，光伏发电系统应通过屏蔽、接地、装设避雷器和保护装置等方法减小过电压。

7.2 频率保护

光伏发电系统应装设过/欠频率保护装置，当并网点频率超出49.5~50.2Hz范围时，应在0.2秒内停止向电网线路送电。允许范围和延时是为了避免因短时扰动造成的过多跳闸。

7.3 防孤岛效应

光伏发电系统出现“孤岛效应”时会威胁人员、设备（用户设备及光伏发电系统逆变器）的安全，光伏发电系统并网逆变器必须装设防孤岛效应保护，且在电网失压2s以内停止向电网线路送电。逆变器“孤岛效应”的检测方法应该简单可靠，至少装设一种主动和被动孤岛效应保护。

7.4 防雷

光伏发电系统和并网接口设备的防雷和接地，应符合SJ/T 11127中的规定。

7.5 接地

光伏发电设备接地应满足GB 16895.3-2004及电力系统相关要求。

7.6 短路保护

光伏系统对电网应设置短路保护，当电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的150%，并在0.1s以内将光伏发电系统与电网断开。

7.7 隔离

对于接入低压配电网的小型光伏系统，建议采用空气开关将逆变器交流侧与电网可靠隔离。

8. 安全防护

建筑光伏所用电气装置要做好安全防护工作，具体参照GB/T 16895.32的要求执行。

9. 调度

接入低压电网的建筑光伏发电系统原则上不设计调度自动化系统，但在特殊情况时调度部门有权通过电话等方式对光伏发电系统进行调度。

10. 并网调试及测试

10.1 光伏发电系统的并网调试应由具备相应资质且符合电网要求的单位进行，调试应按国家和内蒙古电网相关规定执行，调试方案得到电网相关部门的许可，结束后应向电网部门提交报告。

10.2 光伏发电系统在规划和设计初期必须委托有资质的单位进行接入电网的电能质量评估，评估报告须经过内蒙古电力监督检测中心审核并作为接入电网方案的一部分。

10.3 光伏发电系统接入电网应由具备相应资质且符合电网要求的单位进行特性、电能质量等方面的测试，测试内容要求符合国家及内蒙古电网相关规定。

呼和浩特城市建筑光伏发电系统 并网逆变器技术规范

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本标准参考了 GB/T 20321.1-2006《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器：技术条件》、DB37/T 729-2007《光伏电站技术条件》、JB/T 7143.1《风力发电机组用逆变器技术条件》、《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法（报批稿）》和其他有关标准。

本标准的术语与有关标准协调一致。

本标准负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本标准主要起草人：尹柏清、赵喜、张鹏、吴志敏、邓昆玲

呼和浩特城市建筑光伏发电系统

并网逆变器技术规范

(报审稿)

1. 范围

本规范规定了并网运行光伏发电系统逆变器的技术要求、测试方法和验收等内容。

本规范适用于低压（380/220V）配电系统光伏发电并网逆变器。

2. 规范性引用文件

下列文件对于本规范的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新有效版本适用于本规范。

| | |
|-------------------|------------------------|
| GB/T 2297 | 太阳光伏能源系统术语 |
| GB/T 19939 | 光伏系统并网技术要求 |
| GB/T 20046 | 光伏(PV)系统电网接口特性 |
| GB/T 20321.1-2006 | 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器：技术条件 |
| GB/T 20321.2-2006 | 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器：试验方法 |
| GB/T 14549 | 电能质量 公用电网谐波 |
| GB/T 15543 | 电能质量 三相电压允许不平衡度 |
| JB/T 7143.1 | 风力发电机组用逆变器技术条件 |
| GB/T 17626.2-6 | 电磁兼容 试验和测量技术 |
| GB/T 3859.1 | 半导体变流器基本要求的规定 |
| GB/T 3859.2 | 半导体变流器 应用导则 |
| DB37/T 729-2007 | 光伏电站技术条件 |

3. 并网逆变器基本参数

3.1 额定输出参数：额定容量、交流电压、频率和波形等。

3.2 额定输入参数：逆变器的额定输入直流电压。

3.3 软件版本。

具体参数可参照附录“并网光伏发电专用逆变器技术参数表”。

4. 输出功率型谱

逆变器输出功率额定值优先在下列数值中选取（单位 kW）。

7.1 单相逆变器单元

1.5； 2.5； 3； 5； 6。

7.2 三相逆变器单元

10； 30； 50； 100； 250； 500； 1000。

5. 技术要求

7.1 一般要求

5.1.1 环境条件

逆变器在下列环境条件下应能连续、可靠地工作：

- 1) 环境温度： $-40^{\circ}\text{C}\sim+65^{\circ}\text{C}$
- 2) 空气相对湿度应小于 85(在空气温度为 $20^{\circ}\text{C}\pm 5^{\circ}\text{C}$ 时)；
- 3) 海拔高度不超过 1800 m；
- 4) 运行地点无导电、爆炸尘埃，没有腐蚀金属和破坏绝缘的气体；
- 5) 运行地点无振动和冲击。

5.1.2 技术指标

1) 输出电压

- a) 逆变器输出电压为交流 50Hz 正弦波，输出电压具有自动调节功能。
- b) 逆变器交流输出端单相电压的允许偏差为额定电压的+10%、-15%，三相电压的允许偏差为额定电压的 $\pm 10\%$ ，超出此范围时用户应与制造商协商。电网额定电压：三相为 380V，单相为 220V。

2) 输出频率

逆变器并网时应与电网同步运行。逆变器交流输出端频率的允许偏差为 $\pm 0.5\text{Hz}$ ，电网额定频率为 50Hz。

3) 输出电流谐波分量

逆变器输出电流谐波满足表 1 要求。

表 1 逆变器输出谐波电流限值

| 谐波分类 | 谐波次数 | 谐波含量限值 (%) |
|------|--------|------------|
| 奇次 | 3-9次 | <3.2 |
| | 11-15次 | <1.6 |
| | 17-21次 | <1.2 |
| | 23-33次 | <0.5 |
| 偶次 | 2-8次 | <0.8 |
| | 10-32次 | <0.4 |

4) 效率

逆变器最大效率应不低于 95%。在额定输出状态下，其输出容量不大于 2kVA 的逆变器，效率应大于或等于 85%；大于 2kVA 的逆变器，效率应大于或等于 90%。

5) 温升

逆变器在额定负载及正常使用条件下，其主要零部件的温升为：

- a) 电力半导体功率无器件（晶闸管、整流管、场效应管等）用温度计法测量时，温升应符合有关标准规定；
- b) 变压器及电抗器用电阻法测量时，E 级绝缘温升应不超过 75℃，A 级绝缘温升应不超过 60℃；
- c) 导体器件连接的塑料绝缘导线、橡胶导线，温升应不超过 45℃。

5.1.3 保护功能

逆变器一般应配置极性反接保护、交流侧过/欠压保护、过/欠频保护、短路保护、过载保护、直流侧过/欠压保护、接地保护。

1) 极性反接保护

当光伏方阵的极性接反时，逆变器应能保护而不会损坏。极性正接后，逆变器应能正常工作。

2) 交流侧过/欠压保护

当逆变器交流输出端电压超出 5.1.2 节规定的电压范围时，逆变器应停止向电网供电，同时发出告警信号和指示。此要求适用于多相系统中的任何一相。

逆变器应能检测到异常电压并做出反应。电压的方均根值在逆变器交流输出端测量，其值应满足表 2 的条件，其中“V”代表逆变器输出交流电压，“ V_N ”代表电网额定电压。

表2 异常电压的响应

| 电压（逆变器交流输出端） | 最大跳闸时间 |
|---|--------|
| $V < 50\% \times V_N$ | 0.1s |
| $50\% \times V_N \leq V < 85\% \times V_N$ | 2.0s |
| $85\% \times V_N \leq V \leq 110\% \times V_N$ | 继续运行 |
| $110\% \times V_N < V < 135\% \times V_N$ | 2.0s |
| $135\% \times V_N \leq V$ | 0.05s |
| 最大跳闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向电网供电的时间。主控与监测电路应切实保持与电网的连接，从而继续监视电网的状态，使得“恢复并网”功能有效。 | |

3) 过/欠频保护

当逆变器交流输出端电压的频率超出 5.1.2 节规定的频率范围时，逆变器应在 0.2s 内停止向电网供电，同时发出告警信号和指示。

4) 短路保护

当检测到输出侧发生短路时，逆变器应能自动保护且保护动作时间小于 0.5s。

5) 过载保护

当光伏方阵输出的功率超过逆变器允许的最大直流输入功率时，逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处，在持续工作 7 小时或温度超过允许值的任何一种情况下，逆变器应停止向电网供电。恢复正常后，逆变器应能正常工作。

6) 直流侧过/欠压保护

当直流侧输入电压偏离逆变器允许的直流工作电压范围时，逆变器应在 0.1s 内停机，同时发出警示信号。直流侧电压恢复到允许范围后，逆变器应能正常工作。

7) 接地保护

光伏发电系统要按照配电系统要求配备必要的接地保护。

5.1.4 绝缘电阻与介电强度

- 1) 逆变器的输入电路对地、输出电路对地以及输入电路与输出电路间的绝缘电阻应不小于 $1M\Omega$ ；
- 2) 电路与外壳之间应能承受正弦 50Hz、1500V 电压，历时 1min 的试验而不击穿。
- 3) 当有特殊要求时根据实际情况而定。

5.1.5 防护等级

应符合 GB 4208 规定。室内型应不低于 IP20；室外型应不低于 IP54。

5.1.6 负载能力

额定电流输出时，逆变器连续可靠工作时间应大于或等于 4h；120%额定电流输出时，逆变器连续可靠工作时间应大于或等于 1min。

5.1.7 空载损耗

在输入电压为额定值，负载为零时，逆变器空载损耗应不超过额定容量的 3%。

5.1.8 振动与自由跌落

- 1) 将样机置于振动试验台上，承受振动的频率为 20Hz，振幅峰值为 0.38mm，加速度峰值为 6.0m/s^2 ；
- 2) 自由跌落冲击高度为 25mm，样机底面与水泥地面夹角不大于 3° ，自由跌落次数为 2 次。

5.1.9 噪声

逆变器噪声应小于或等于 65dB(A)。

5.1.10 通讯

逆变器应设置本地通讯接口。

7.2 并网逆变器特殊要求

并网逆变器通常主要由逆变器和并网保护器两大部分构成，它不仅可将太阳能电池方阵发出的直流电转换为交流电，并且还可对频率、电压、电流、相位、有功与无功、同步、电能品质(电压波动、高次谐波)等进行控制。并网逆变器还应具有如下特殊功能：

5.2.1 最大功率点跟踪功能

太阳辐射能量一天中是不断变化的，逆变器应该能够自动跟踪最大功率点，并使线路的损耗达到最小。

5.2.2 逆变器的启/停

根据日照条件，尽量发挥太阳能电池方阵输出功率的潜力，在此范围内实现自动开始和停止。

逆变器启动运行时，输出功率应缓慢增加即输出功率变化率应不超过 1000W/s ，且输出电流无冲击现象。

5.2.3 同步控制功能

网逆变器与独立逆变器不同之处是，它不仅可将太阳能电池方阵发出的直流电转换为交流电，还必须具有同步控制功能。

5.2.4 孤岛效应保护

逆变器应具有防孤岛效应保护功能。若逆变器并入的电网供电中断，逆变器应在 **2s** 内停止向电网供电，同时发出告警信号和指示。

5.2.5 恢复并网保护

由于超限状态导致逆变器停止向电网供电后，在电网的电压和频率恢复到正常范围后一定时间（**10s-5min**）内，逆变器不应向电网供电。

7.3 通讯

逆变器应设置至少 **2** 个以上的本地通讯接口。

6. 并网逆变器的试验

7.1 试验环境

6.1.1 温度：**5℃~35℃**；

6.1.2 相对湿度：**45%~75%**；

6.1.3 气压：**86kPa~106kPa**。

7.2 试验项目

并网逆变器的测试项目见表 3。

表 3 并网逆变器试验项目

| 序号 | 检验项目 | 型式检验 | 出厂检验 | 交接验收试验 | 备注 |
|----|----------------|------|------|--------|----|
| 1 | 外观及机体检查 | √ | √ | √ | |
| 2 | 逆变效率试验 | √ | √ | √ | |
| 3 | 谐波测试 | √ | √ | √ | |
| 4 | 功率因数测定试验 | √ | √ | √ | |
| 5 | 直流分量测定试验 | √ | | √ | |
| 6 | 噪声试验 | √ | | | |
| 7 | 电磁兼容试验 | √ | | | |
| 8 | 电压暂降、短时中断抗扰度试验 | √ | | | |
| 9 | 交流侧过/欠压保护试验 | √ | √ | √ | |
| 10 | 交流侧过/欠频保护试验 | √ | | √ | |
| 11 | 防孤岛效应保护试验 | √ | √ | √ | |
| 12 | 恢复并网试验 | √ | | √ | |
| 13 | 输出短路保护试验 | √ | | √ | |
| 14 | 极性反接保护试验 | √ | √ | √ | |
| 15 | 过载保护试验 | √ | | √ | |
| 16 | 直流过/欠压保护试验 | √ | √ | √ | |
| 17 | 接地保护试验 | | √ | √ | |
| 18 | 通讯接口试验 | √ | √ | √ | |
| 19 | 启/停试验 | √ | √ | √ | |
| 20 | 绝缘电阻测定试验 | √ | | √ | |
| 21 | 绝缘强度测定试验 | √ | √ | √ | |
| 22 | 防护等级试验 | √ | | | |
| 23 | 有功功率控制试验 | √ | √ | √ | |
| 24 | 低温工作试验 | √ | √ | | |
| 25 | 高温工作试验 | √ | | | |
| 26 | 温升试验 | √ | | | |
| 27 | 振动与自由落体试验 | √ | | | |

7. 验收

验收采取文件验收、现场检查及抽查试验的方式。

7.1 文件验收

主要包括：安装工程量总表、工程说明、测试记录、竣工图纸、竣工检验记录、工程量变更表、重大工程事故报告表、已安装的设备明细表、开工报告、停工报告、验收证书、其它。

竣工技术文件要保证质量，做到外观整洁、内容齐全数据准确、标记详细、竣工图纸

可利用设计单位提供的图纸复核移交，对于图纸变更部分，应用红笔在原图上修正，如在原图纸上无法表示，则应补充图纸。

7.2 现场检查验收项目及内容

竣工验收时应现场检查本标准技术要求中的各条目，由建设单位工地代表随工检验合格并签证的项目交工时不再重复检验，如验收组织认为必要时，可再复检或进行抽查试验。

附 录

并网光伏发电专用逆变器技术参数表

| | | |
|-------|------------------|--|
| 制造厂家 | | |
| 型号 | | |
| 软件版本号 | | |
| 直流侧参数 | 最大直流电压 (V) | |
| | 最大功率电压跟踪范围 (V) | |
| | 最大直流功率 (kW) | |
| | 最大输入电流 (A) | |
| | 最大输入路数 | |
| 交流侧参数 | 额定输出功率 (kW) | |
| | 额定电网电压 (V) | |
| | 允许电网电压范围(V±%) | |
| | 额定电网频率 (Hz) | |
| | 允许电网频率范围 (Hz±%) | |
| | 功率因数 | |
| | 电流总谐波畸变率 THD (%) | |
| 系统 | 最大逆变效率 (%) | |
| | 防护等级 | |
| | 夜间自耗电 | |
| | 允许环境温度 | |
| | 允许相对湿度 | |
| | 允许最高海拔 | |
| 保护功能 | 过/欠压保护 (有/无) | |
| | 过/欠频保护 (有/无) | |
| | 防孤岛效应保护 (有/无) | |
| | 恢复并网保护 (有/无) | |
| | 输出短路保护 (有/无) | |
| | 低电压穿越 (有/无) | |
| | 暂态电压保护 (有/无) | |
| | 防反放电保护 (有/无) | |
| | 极性反接保护 (有/无) | |
| | 过载保护 (有/无) | |
| | 直流过/欠压保护 (有/无) | |
| 要求 安全 | 绝缘电阻 | |
| | 绝缘强度 | |
| 通讯接口 | | |
| 电磁兼容 | 传导发射 | |
| | 辐射发射 | |
| | 静电放电抗扰度 | |
| | 射频电磁场辐射抗扰度 | |

| | | |
|------|---------------|--|
| | 电快速瞬变脉冲群抗扰度 | |
| | 浪涌（冲击）辐射抗扰度 | |
| | 射频场感应的传导骚扰抗扰度 | |
| | 电压暂降、短时中断抗扰度 | |
| 尺寸 | 宽x高x深（mm） | |
| | 重量（Kg） | |
| 文件要求 | 用户手册（有/无） | |
| | 说明书（有/无） | |
| | 产品合格证（有/无） | |
| | 保修卡（有/无） | |

呼和浩特城市建筑光伏发电 电能计量及结算办法

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本办法参考了 GB/T19939-2005 《光伏系统并网技术要求》、GB/Z19964-2005 《光伏电站接入电力系统技术规定》、Q/GDW156-2006 《城市电力网规划设计导则》和其他有关标准。

本办法的术语与有关标准协调一致。

本办法负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本办法主要起草人：段前伟、李航、余佳

本办法由呼和浩特市光伏发电技术管理委员会负责解释。

呼和浩特规模化光伏发电 计量装置管理办法

(报审稿)

一、总则

为保证光伏发电计量装置的准确与可靠运行，体现公开、公正、公平的原则维护购售电双方的利益特制定本管理办法。

二、范围

1. 本办法规定容量为 100MW 以下的光伏系统接入低压配电网（电压等级为 380/220V）的技术要求。
2. 本办法适用于通过静态逆变器之后与电网连接的以自发自用为主要目的的建筑光伏发电系统。

三、规范性引用文件

| | |
|------------------|---|
| GB17215.322-2008 | 交流电测量设备 特殊要求 第 22 部分：静止式有功电能表 (0.2S 级和 0.5S 级) |
| DL/T448-2000 | 电能计量装置技术管理规程 |
| DL/T614-2007 | 多功能电能表 |
| DL/T645-2007 | 多功能电能表通信协议 |
| DL/T5202-2004 | 电能量计量系统设计技术规程 |
| DL/T743-2001 | 电能量远方终端 |

四、并网管理

1. 内蒙古电力公司营销部是光伏发电并网电能计量装置技术管理职能部门，负责并网关口电能计量点的确定、电能计量装置的配置管理以及现场关口电能计量装置的组织验收工作（或委托属地供电单位营销部组织相关单位验收）。
2. 按照 DL/T448-2000《电能计量装置技术管理规程》以及内电营销【2004】28 号《内蒙古电网发电企业关口电能计量装实施细则》的要求，每个计量点均应装设电能计量装置，其设备和技术指标配置应符合上述标准、规程规定。

3. 电能表采用静止式多功能电能表，技术性能符合 GB/T17883 《0.2S 和 0.5S(1)级静止式交流有功电度表》和 DL/T614 《多功能电能表》的要求,同时必须满足《内蒙古电力公司电能表技术规范》(Q/NMDW-YX-005-2009)、《内蒙古电力公司多功能通讯规约》(Q/NMDW-YX-006-2009)的规定，并满足《内蒙古电力公司电能量信息采集及监控平台系统数据传输规约》(Q/NMDW-YX-001-2009)、《内蒙古电力公司低压电力集中抄表系统数据传输规约》(Q/NMDW-YX-004-2009)的要求接入内蒙古电力公司电能采控平台系统，实现电能量信息远程采集、分析和营业用电应用管理。
4. 内蒙古电科院电能计量中心是光伏发电并网电能计量装置技术机构，负责并网关口电能计量装置的周期校验和故障处理、技术监督检查工作（或可委托属地供电单位计量中心进行管理）。用户无权随意变动和更改电能计量装置。
5. 对新装、换装及现场校验后应对计量装置加封，并请用户在工作凭证上签章。
6. 使用中的电能表应按 DL/T448-2000 《电能计量装置技术管理规定》按规定进行抽检轮换。
7. 每月的电量应由各供电单位采集应用，年供电量应上报内蒙古电力有限责任公司营销部、财务部。
8. 计量装置应由供电单位进行管理与检修，用户无权随意变动和更改电力计量装置。

五、技术要求

1. 电能表应安装在逆变器的交流侧，应采用静止式交流有功电度表并有止逆功能。
2. 如果发电功率大于直通式电能表需加装 0.2S 级电流互感器。

六、计量装置的安装

建筑光伏发电接入系统的计量装置，必须由所属供电分局进行改造安装。

七、计量装置的验收

建筑光伏发电系统的计量装置的验收，需由内蒙古电力科学研究院组织授权，供电局计量检测中心验收。

呼和浩特城市建筑光伏发电工程 验收规范

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本标准以 DL/T 1101 -2009 《35kV——110kV 变电站自动化验收规范》及 IEC 61215-2005 《地面用晶体硅光伏组件(PV)-设计鉴定和定型》为依据而制定。

本标准由呼和浩特市发展和改革委员会提出并归口。

本标准的起草单位：内蒙古电力科学研究院。

本标准的主要起草人：刘海涛 陈世慧 关勇。

本标准由呼和浩特市光伏发电技术管理委员会负责解释。

呼和浩特城市建筑光伏发电工程

验收规范

(报审稿)

1. 范围

本标准规定了呼和浩特城市建筑光伏发电工程的验收管理、验收流程、验收内容和要求等。

本标准适用于呼和浩特城市建筑光伏发电工程新建、改造工程的验收工作。

2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。

| | |
|--------------------|-------------------------------|
| GB/T 19939-2005 | 光伏系统并网技术要求 |
| DL/T 448-2000 | 电能计量装置技术管理规程 |
| GB/Z 19964-2005 | 光伏电站接入电力系统技术规定 |
| GB/T 16895.32-2008 | 建筑物电气装置 第 7-712 部分:特殊装置或场所的要求 |
| GB 50171-1992 | 电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范 |
| DUT 995-2006 | 继电保护和电网安全自动装置检验规程 |
| GB/T 20321.1-2006 | 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器: 技术条件 |
| GB/T 3859.1 | 半导体变流器基本要求的规定 |
| IEC 61215-2005 | 地面用晶体硅光伏组件(PV)-设计鉴定和定型 |

3. 验收管理

3.1 基本要求

新建建筑光伏发电工程全部竣工后,必须进行竣工验收,未经验收或验收不合格,不得交付使用。验收工作应遵循出厂验收、现场验收、整体考核验收的顺序进行。经出厂验收工作组确认合格后,设备方可出厂。现场验收完毕后,对验收过程中发现的问题应限期解决,遗留问题解决后,验收工作组针对遗留问题进行重新验收。

3.2 验收组织

3.3.1 项目验收工作由呼和浩特市光伏发电技术管理委员会负责总体组织。项目各阶段验

收组织工作的单位在验收条件具备后，应立即启动该阶段验收流程，根据各阶段的验收内容和性质，及时组织成立相应的验收工作组。组员由各投资方、建设、监理、施工、调试、生产、设计、制造厂等有关单位的代表组成。涉及到电网部分的内容由内蒙古电力公司负责组织相关对口部门进行验收。

3.3.2 验收工作组在验收开始前做好各项准备工作，验收大纲经审查通过后，进入验收过程。验收工作组设领导小组和工作小组。领导小组主要负责验收的管理、协调、监督指导工作；工作小组设测试组和资料审查组，主要负责项目的具体验收工作，其成员应具备相应的专业技术水平，对工作范围内的设备进行过培训，熟悉验收过程，责任意识强。

3.3 验收责任

验收工作组负责电气安装工程质量检查记录、设备和系统试验记录、图纸资料和技术文件等的审查和移交(对建设单位已经签字验收的应认可)，并办理设备、材料、备品、专用工具等的清点移交工作。

3.3.1 设备供应单位职责如下：

- a). 负责项目出厂验收申请报告的编制工作；
- b). 负责项目出厂验收大纲的编制工作；
- c). 负责项目出厂验收组织工作；
- d). 负责项目出厂验收报告的编制工作；
- e). 参加项目现场验收大纲的编制工作；
- f). 参加项目现场验收工作；
- g). 参加项目整体考核验收大纲的编制工作；
- h). 参加项目整体考核验收工作。

3.3.2 设备使用单位职责如下：

- a). 参加项目出厂验收工作；
- b). 负责项目现场验收、整体考核验收大纲的编制工作；
- c). 负责项目三个阶段验收大纲的审核工作；
- d). 负责项目现场验收组织工作；
- e). 负责项目整体考核验收申请报告的编制工作；

- f). 负责项目整体考核验收组织和验收工作；
- g). 负责项目现场验收、整体考核验收报告的编制工作。

3.3.3 设备安装、调试单位职责如下：

- a). 负责现场验收申请报告的编制工作；
- b). 参加项目现场验收大纲的编制工作；
- c). 参加项目现场验收工作；
- d). 参加项目整体考核验收大纲的编制工作；
- e). 参加项目整体考核验收工作。

4. 出厂验收

4.1 出厂验收具备条件

- 4.1.1 设备供应单位已按照系统的配置要求在工厂环境下完成了软件开发、系统集成及调试工作。
- 4.1.2 设备供应单位已搭建模拟测试环境，提供了合格的测试设备，并完成相关技术资料的编写。
- 4.1.3 设备供应单位已完成产品质量检验测试，并已达到合同及相关技术规范的要求。
- 4.1.4 设备供应单位已将质量检验报告和出厂验收申请报告提交设备使用单位。
- 4.1.5 设备供应单位已编写出厂验收大纲，并经出厂验收工作组审核确认后，形成正式文本。

4.2 出厂验收大纲

4.2.1 出厂验收大纲的编制。设备供应单位应根据项目招标技术文件、项目投标技术应答书、项目合同技术协议书及技术联络会形成的技术文件以及相关技术规范，编制项目出厂验收大纲，并提交出厂验收工作组审核确认。

4.2.2 出厂验收大纲的内容。设备供应单位编制的出厂验收大纲包括(但不限于)以下内容。

a)系统文件及资料包括(但不限于)以下内容：

- 1) 设备清单及配置情况说明；
- 2) 产品鉴定证书；
- 3) 产品出厂试验报告；
- 4) 产品技术说明书、使用与维护说明书；

- 5) 产品原理图、各控制对象的逻辑框图;
- 6) 屏柜安装、布置及端子接线图(图集及软件备份);
- 7) 有关设备的型式试验报告(包括 EMC 试验报告);
- 8) 质量检验报告;
- 9) 项目招标技术文件;
- 10) 项目投标技术应答书;
- 11) 合同技术协议书;
- 12) 技术联络会纪要及备忘录(技术部分);
- 13) 设计变更说明文件(设计变更情况下有效);
- 14) 出厂验收申请报告。

b) 出厂验收测试项目

- 1) 出厂验收测试项目由设备供应单位参照项目设计要求选取并报请出厂验收工作组审批, 至少应包括外观检查、功能测试、性能测试、连续通电稳定性测试等内容以及出厂验收工作组提出的其他测试内容;
- 2) 出厂验收测试中, 如某项测试内容涉及被测点数较多时, 可采取抽测方式进行。当采用抽测方式进行测试时, 每项抽测点数不得少于被测项目点数总量的三分之一。被抽测的项目应全部合格, 否则应改为全部测试。

4.3 出厂验收合格条件

出厂验收达到以下要求时, 可认为出厂验收通过, 设备方可出厂。

- 4.3.1 系统文件及资料齐全;
- 4.3.2 所有软、硬件设备型号、数量、配置均符合项目合同技术协议书要求;
- 4.3.3 出厂验收结果满足本标准要求, 测试结果应无缺陷、偏差项。

4.4 出厂验收报告

出厂验收报告应包含以下内容:

- a). 出厂验收测试记录及分析报告;
- b). 出厂验收缺陷、偏差消除及调整记录;
- c). 出厂验收结论。

5. 现场验收

5.1 现场验收具备条件

5.1.1 系统硬件设备和软件系统已在现场完成安装、调试工作。

5.1.2 设备安装、调试单位完成安装图纸和资料的编制以及安装设备的调试，相关图纸及资料正确，并已提交设备使用单位。

5.1.3 与系统相关的辅助设备(电源、接地、防雷等)已安装调试完毕。

5.1.4 设备安装、调试单位已经将现场验收申请报告提交项目设备使用单位。

5.1.5 设备安装、调试单位已会同设备供应单位共同完成现场验收大纲的编写工作，项目现场验收大纲已由现场验收工作组审核并确认。

5.2 现场验收准备

5.2.1 项目现场验收组织部门在验收前批准现场验收申请报告，并组建现场验收工作组。

5.2.2 现场验收工作组在验收前组织有关人员审查验收大纲、竣工图纸和安装、调试报告。

5.2.3 现场验收前，设备安装、调试单位应把设备的安装使用情况向设备使用单位的值班人员交底，设备使用单位的运行部门按有关规定办理好验收工作许可手续，应模拟进行一次预演习以确保操作正确无误。

5.3 现场验收大纲

5.3.1 现场验收大纲的编制

设备安装、调试单位及设备供应单位负责根据出厂验收大纲以及相关设备、环境的配置情况编制现场验收大纲，由项目现场验收工作组审核批准认可，并形成现场验收大纲正式文本。

5.3.2 现场验收大纲的内容

现场验收大纲应至少包括(但不限于)以下内容:

a). 系统文件及资料。在出厂验收大纲相关内容的基础上增加以下内容:

- 1) 产品合格证书;
- 2) 生产许可证;
- 3) 质量保证体系文件;
- 4) 系统建设报告;
- 5) 设备现场安装、调试报告;
- 6) 系统测点清册;

- 7) 系统设计及施工图纸;
- 8) 系统备品、备件清单;
- 9) 专用测试仪器及工具清单;
- 10) 现场验收申请报告。

b). 现场验收测试内容。现场验收的主要目的是检验系统的各项功能是否实现,系统的性能指标是否达到。现场情况下不能进行的测试项目和不必要测试的项目需经验收工作组同意。现场测试过程不允许采取抽测方式,应采用逐点全部测试方式,测试过程应包含到一次设备的二次回路。

5.4 现场验收合格条件

现场验收达到以下要求时,可认为现场验收通过:

- 5.4.1 系统文件及资料完整、齐全。
- 5.4.2 所有软、硬件设备型号、数量、配置等与出厂验收结果一致。
- 5.4.3 现场验收各项结果满足本标准要求,测试结果应无缺陷、偏差项。

5.5 现场验收报告

现场验收报告应包含以下内容:

- a) 现场验收测试记录、统计及分析报告;
- b) 现场验收缺陷和偏差记录;
- c) 现场验收结论。

6. 整体考核验收

6.1 整体考核验收具备条件

- 6.1.1 系统现场验收合格,现场验收的遗留问题已经处理并经验收测试小组重新测试通过。
- 6.1.2 系统现场验收后3个月内运行正常,设备使用单位提交试运行报告。
- 6.1.3 整体考核验收申请报告经过整体考核验收工作组审核并确认。
- 6.1.4 整体考核验收大纲已形成正式文本。

6.2 整体考核验收大纲

- 6.2.1 整体考核验收大纲的编制。依照本标准所列验收内容的规定,针对系统运行过程中

出现的问题，由设备使用单位负责组织设备供应单位及设备安装、调试单位共同编制整体考核验收大纲。整体考核验收大纲应经整体考核验收工作组审核确认后，形成整体考核验收大纲文本。

6.2.2 整体考核验收内容。整体考核验收内容包括现场验收大纲所列的系统性能测试部分、现场验收遗留问题、试运行中发现的问题等。

6.3 整体考核验收合格条件

6.3.1 系统在3个月的试运行期间运行稳定可靠，未出现系统运行异常等问题。

6.3.2 系统性能指标的测试结果满足本标准相关条款的规定。

6.3.3 在整体考核验收测试中，测试结果应无缺陷、偏差项。

6.4 整体考核验收流程

6.4.1 设备使用单位的运行部门在系统满足整体考核验收条件后，向整体考核验收工作组提交整体考核验收申请报告、整体考核验收大纲、试运行报告。

6.4.2 整体考核验收工作组会同设备供应单位及设备安装、调试单位进行整体考核验收。

6.4.3 验收应按照整体考核验收大纲所列各项测试内容，进行逐项测试、记录。

6.4.4 测试完成后，由整体考核验收工作小组编写整体考核验收报告。设备使用单位根据整体考核验收结论报上级主管部门批复。

6.5 整体考核验收报告

整体考核验收报告应包括以下内容：

- a) 整体考核验收大纲；
- b) 整体考核验收测试报告；
- c) 整体考核验收测试统计及分析报告；
- d) 项目文件审查报告；
- e) 试运行报告；
- f) 整体考核验收结论。

7. 验收内容和要求

7.1 对于并网型光伏电站其接入电网运行时应遵循的一般原则与技术要求按《国家电网公司 光伏电站接入电网技术规定（试行）》及《呼和浩特城市建筑光伏发电系统并网

技术要求》中相关标准进行验收。

7.2 电能量计量系统进行验收。计量点均应装设电能计量装置，其设备配置和技术要求需满足《呼和浩特城市建筑光伏发电电能计量及结算办法》标准中的相关要求。

7.3 防雷系统

防雷系统作为建筑光伏项目中十分重要的组成部分，尤其对于雷电多发地区，对其的验收工作应作为一项重点工作。光伏系统的防雷和接地，应满足 **SJ/T 11127-1997**《光伏（PV）发电系统的过电压保护-导则》中的相关规定。

7.4 光伏系统并网性能测试方法

逆变器作为光伏系统并网的关键部件，对其的性能的测试是光伏系统并网性能的重要依据。具体测试方法可参照 **RAL-GZ 966** 认证体系中 **P1** 和 **P2** 中的内容进行测试。

7.5 光伏组件及其他PV设备的验收

根据现场安装环境及设计使用年限，光伏设备质量验收工作需检查产品是否取得国家太阳能光伏产品质量监督检验中心颁发的 **UL** 认证或者国际、国内具有光伏产品认证的机构颁发的认证。

8. 附则

8.1 建筑光伏基本建设工程的保修期自移交试生产后为一年(进口设备应按与供货厂家签订的合同办理)。在此期间暴露的缺陷，根据缺陷的性质与分类，由有关责任单位负责处理。

呼和浩特城市建筑光伏发电 技术监督暂行管理办法

(报审稿)

二〇一〇年三月

前 言

本办法负责起草单位：内蒙古电力科学研究院

本标准主要起草人：刘锦国 赵桂廷 陈世慧

本标准由呼和浩特市光伏发电技术管理委员会负责解释。

呼和浩特城市建筑光伏发电 技术监督暂行管理办法

(报审稿)

呼和浩特城市建筑光伏发电示范项目是国家发展和改革委员会下达的试验项目，为使项目顺利实施，特制定本暂行管理办法。

第一章 总 则

第一条 建筑光伏发电是可再生能源发电的重要组成部分，是国家新能源产业政策重点支持的项目。为做好“呼和浩特建筑光伏发电”示范项目，发挥技术监督在电力生产中的基础管理作用，保障呼和浩特建筑光伏发电设备安全、稳定、经济运行。根据《中华人民共和国电力法》、国家电监会《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）、《电力工业技术监督工作规定》（电安生〔1996〕430号）、《电力技术监督导则》（DL/T1051—2007）和《水利、电力部门电测、热工计量仪表和装置检定管理规定》（国函〔1986〕59号文）等有关法规和标准，结合呼和浩特建筑光伏发电示范项目，特制定本暂行管理办法。

第二条 本办法所指的城市建筑光伏发电技术监督，是指依据国家及行业现行标准，采用规范的测试方法和管理手段，对城市建筑光伏发电建设、生产及电能的传输过程中，使用的电力设备及其构成系统的健康水平以及与安全、质量、经济运行有关的参数、性能、指标，进行监测、检查、验证及评价，以确保电力设备及系统在安全、稳定、经济的工作状态下运行。

第三条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，实行技术监督责任制，按照“依法监督、分级管理、行业归口”的原则，对呼和浩特建筑光伏发电规划、建设和生产实施全过程技术监督和管理。

第四条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督工作以质量为中心，以标准为依据，以计量为手段，建立质量、标准、计量三位一体的电力技术监督体系。

第五条 呼和浩特建筑光伏发电企业应按国家和行业标准开展电力技术监督工作，履行相应的技术监督职责。

第六条 呼和浩特建筑光伏发电企业的电力设备都应符合国家、行业相关的技术标准。

第七条 内蒙古电力工业技术监督管理实施属地化管理原则，凡是并入内蒙古电网的呼和浩特建筑光伏发电企业都必须接受电力技术监督管理。

第八条 本办法适用于所有并入内蒙古电网的呼和浩特建筑光伏发电企业。

第二章 机构与职责

第九条 内蒙古自治区经济委员会（以下简称自治区经委）是自治区电力行业技术监督的行政主管部门，负责指导、协调我区的电力技术监督管理工作，负责对技术监督执行单位的技术监督工作进行考核和评估。

第十条 内蒙古电力技术监督检测中心是自治区经委授权履行电力技术监督职能的单位，负责我区电力行业技术监督日常归口管理、技术指导和协调工作。

第十一条 内蒙古电力技术监督检测中心接受自治区经委对电力技术监督工作的领导，呼和浩特市区内所有并网建筑光伏发电企业必须接受内蒙古电力技术监督检测中心的监督、管理和指导。

第十二条 自治区经委的职责

（一）指导、监督内蒙古电力技术监督检测中心认真贯彻执行国家和自治区的有关法律、法规及电力行业有关技术规程、标准等。

（二）制定全区电力行业技术监督的方针政策，负责组织、指导内蒙古电力技术监督检测中心制定、修订技术监督有关规定并批准执行。

（三）检查指导建筑光伏发电企业的技术监督工作，协调各方面的关系。

（四）定期组织召开全区电力技术监督工作会议，总结、交流电力技术监督工作经验，通报电力技术监督工作信息，部署下阶段技术监督工作任务。

第十三条 内蒙古电力技术监督检测中心的职责

（一）贯彻执行国家、自治区有关电力技术监督的法律、法规以及电力行业有关技术规程、规则、标准和制度等规定，依法公开、公平、公正地开展技术监督工作，并定期向上级主管部门报告工作情况。

(二) 建立、健全呼和浩特建筑光伏发电技术监督体系，监督、检查、督促和指导呼和浩特建筑光伏发电企业开展电力技术监督工作。

(三) 制定呼和浩特建筑光伏发电技术监督年度工作计划，开展监督检查、信息服务、技术培训、技术咨询、异常分析、监督报表统计等工作；开展内蒙古电力技术监督检测中心承担的试验、分析、检验、测试、检查、校验等方面的工作；开展建筑光伏发电设备并网特项试验工作。

(四) 制定、修订呼和浩特建筑光伏发电技术监督有关规定，上报主管部门批准后执行。

(五) 组织开展呼和浩特建筑光伏发电技术监督考核，定期通报考核情况。

(六) 参与呼和浩特建筑光伏发电设备事故和电网事故的调查分析，提出反事故措施建议，发现重大问题及时向上级有关部门汇报。

(七) 对呼和浩特建筑光伏发电工程中的重点环节进行技术监督检查，及时提出需要整改的意见和要求。

(八) 对进入电网的光伏发电设备、材料等进行监督检查，对不合格品可在行业内进行通报，并及时向上级有关部门反映。

(九) 不断完善和更新建筑光伏发电技术监督测试手段和装备，研究和推广应用新技术。

(十) 掌握呼和浩特建筑光伏发电企业受监设备和计量装置的技术参数，指导呼和浩特建筑光伏发电企业建立健全设备、技术参数和计量标准装置的技术档案。

(十一) 根据光伏发电技术发展和生产、运行出现的新情况，提出充实、延伸建筑光伏发电技术监督工作范围和建议。

第十四条 呼和浩特建筑光伏发电企业的职责

(一) 贯彻执行国家和自治区有关电力技术监督的法律、法规及电力行业有关技术规程、规则、标准和制度等规定。

(二) 建立健全本单位建筑光伏发电技术监督组织体系和标准体系，落实各级监督部门、人员责任和考核制度。

(三) 接受、配合内蒙古电力技术监督检测中心开展建筑光伏发电技术监督工作，并制定本单位建筑光伏发电技术监督实施细则和有关技术措施，接受国家授权的有关技术机构依法开展各项检验检测工作。

(四) 按照规定的技术标准，建立健全检测手段，并配备相应的技术人员。

(五) 实行电力技术监督分级管理责任制，按规定检测所管辖设备，对设备的维护和检修质量负责，并建立健全设备技术档案。发现问题应及时处理，重大问题及时报送电力技术监督执行单位。

(六) 加强对本单位技术监督人员的培训，不断提高技术监督人员专业水平。

(七) 对受监电力设备和技术参数检测报表及指标情况按规定格式及时报送内蒙古电力技术监督检测中心

第三章 建筑光伏发电技术监督的范围和内容

第十五条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督主要工作范围包括：工程可行性研究、规划、设计、设备采购招标、制造、安装、调试、交接、验收、运行、检修及技术改造等实施全过程、全方位的技术监督。特别要加强基建交接验收过程的技术监督。

第十六条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督主要工作内容包括：绝缘（接地系统）、电测、继电保护、电能质量、金属共5项技术监督。

第四章 建筑光伏发电技术监督管理

第十七条 装机总容量在2MW及以上建筑光伏发电企业属于由内蒙古电力技术监督中心强制技术监督的单位，都必须与内蒙古电力技术监督中心签订技术监督服务合同。

第十八条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督工作实行责任制，签定建筑光伏发电技术监督服务合同后，由于技术监督工作执行不力而发生失监、漏监、误监，导致重大设备安全事故的，按照各自职责划分，合同双方承担相应责任。未签定建筑光伏发电技术监督服务合同，造成技术监督工作真空或断档，影响电网安全、稳定运行的，建筑光伏发电企业承担相应责任。

第十九条 呼和浩特建筑光伏发电企业从事技术监督的专业技术人员必须经过培训和考核，取得相应的资质证书，做到持证上岗。

第二十条 呼和浩特建筑光伏发电技术监督工作实行监督报告签字验收和责任处理制度，技术监督项目及指标情况应按规定格式和时间如实报送内蒙古电力技术监督中心，重要问题应进行专题报告。

第二十一条 建立健全设备质量全过程监督的签字验收制度，对质量不符合规定要求的设备材料以及安装、检修、改造等工程，电力技术监督人员有权拒绝签字，并可越级上报。

第二十二条 由于技术监督不当或自行减少监督项目、降低监督指标、超期检测、延长试验周期而造成重大损失和发生事故的，追究当事者的管理和安全责任。

第二十三条 建立技术监督预警、告警制度，对重要技术监督问题，及时发出预警、告警及整改通知单，督促责任单位整改。

第二十四条 对严重影响电力系统安全的问题，实行专项监督，直至消除安全隐患。

第二十五条 建立健全呼和浩特建筑光伏发电建设、生产全过程技术档案，技术资料应完整和连续，并与实际相符。

第二十六条 在建筑光伏发电技术监督工作中，如有争议，可向上级主管部门提出协调申请，经协调后双方须按协调意见执行。

第五章 附则

第二十七条 本办法需经自治区经委批准后方可施行。

附件

附件一. 编制依据文件资料清单

附件二. 呼和浩特市光伏产业发展规定和规划

1. 呼和浩特市人民政府进一步加快光伏产业发展的若干规定
2. 呼和浩特市光伏产业发展规划纲要

附件三. 太阳总辐射资料

1. 土默特左旗气象站太阳总辐射资料
2. 呼和浩特市太阳辐射数据处理

附件四. 呼和浩特市建筑屋顶调查

1. 呼和浩特市房屋建筑面积的数据来源说明
2. 呼和浩特市房屋建筑并网光伏系统安装容量估算
3. 内蒙古呼和浩特市房屋建筑统计表
4. 内蒙古呼和浩特市（2009年）房屋建筑调查表
5. 有规模应用光伏潜力的屋顶建筑状况调查表

附件五. 呼和浩特市周边荒地调查

附件六. 呼和浩特市应急避难场所调查

1. 呼和浩特市应急避难场所调查表
2. 呼和浩特市应急避难场所安装容量估算
3. 呼和浩特市应急单位负载情况调查表