



内蒙古电力(集团)有限责任公司阿拉善电业局
INNER MONGOLIA POWER(GROUP)CO.,LTD ALSHA ELECTRIC POWER BUREAU



江苏省电力设计院
JIANGSU ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE

阿拉善地区“十四五”输电网规划



内蒙古电力（集团）有限责任公司阿拉善电业局

中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

2020年8月

阿拉善地区“十四五”输电网规划

阿拉善电业局

批 准: 刘鉴钧

审 核: 杨 勇

编 写: 王维兵 段柯利 朱精武

张晨宇 王晓灵 翁 玮

王东杰 闫根喜 阿咪娜

江苏省电力设计院

批 准: 吴廷军

审 核: 卫银忠 刘代刚

校 核: 王震东 甄宏宇

编 写: 刘代刚 何悦 孙顺祥

江苏省工程勘察设计出图专用章	
中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司	
资质证书	A132015910
编 号	
江苏省住房和城乡建设厅监制(A)	
有效期至二〇二〇年九月三十日	

内蒙古电力（集团）有限责任公司阿拉善电业局

中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

2020年6月

工程咨询单位甲级资信证书

资信类别： 专业资信

单位名称： 中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

住 所： 南京市渡江路10号

统一社会信用代码： 91320000134750691H

法定代表人： 蔡升华 技术负责人： 查申森

证书编号： 9132000013475069 有效期至： 2021年09月29日
1H-18ZYJ18

业 务： 电力（含火电、水电、核电、新能源）， 电子、信息工程（含通信、广电、信息化）， 建筑， 生态建设和环境工程



发证单位：



2018年09月30日

中华人民共和国国家发展和改革委员会监制

目 录

1	前言	1
2	规划编制依据、范围与原则	2
2.1	编制依据	2
2.2	规划设计范围	3
2.3	规划设计水平年	3
2.4	规划设计边界条件	4
2.5	规划设计原则	7
3	电网现状	9
3.1	电网概况	9
3.2	设计水平年投产计划	20
3.3	电网存在问题	21
3.4	电网风险论述	22
3.5	“十三五”修编规划执行情况总结	24
4	电力需求预测	29
4.1	阿拉善地区国民经济发展分析及预测	29
4.2	电力市场发展概况	38
4.3	电力市场需求预测	49
5	电源规划	58
5.1	编制依据	58
5.2	电源建设的指导思想和规划思路	58
5.3	阿拉善地区自用电源建设规划	59
6	送、受电规划	61
6.1	受电规划	61
6.2	送电规划	62
7	电力平衡	66
7.1	电力平衡主要原则	66
7.2	电力平衡分析	66
7.3	电源需求	74
8	规划目标及规划原则	76
8.1	规划目标	76

8.2	规划原则	76
9	变电站规划	80
9.1	规划原则	80
9.2	变电容量分析	82
9.3	变电站规划方案	87
10	网架规划及电网结构论证	94
10.1	阿拉善地区网架规划及电网结构论证	94
10.2	阿拉善地区风险点解决措施	97
10.3	阿拉善电网电压治理措施	99
10.4	额济纳地区供电可靠性提升措施	100
10.5	局部地区限电问题解决措施	102
10.6	阿拉善主网架评价及适应性分析	103
11	电气计算	104
11.1	计算条件	104
11.2	潮流计算	104
11.3	短路电流计算	105
11.4	暂态稳定计算	108
11.5	无功平衡计算	111
12	投资估算	116
12.1	经济指标和依据	116
12.2	输变电项目投资估算	117
12.3	省级电网输配电价格核定原则	120
13	阿拉善新能源发展规划	122
13.1	新能源开发布局	122
13.2	新能源开发时序	123
13.3	新能源外送通道规划	128
13.4	规划网架新能源外送能力分析	132
14	环境影响及保护措施	136
14.1	环境影响	136
14.2	社会影响	142
15	节能降耗与新技术应用	145
15.1	系统节能分析	145

15.2	变电站节能分析.....	146
15.3	站内建筑物节能分析.....	148
15.4	线路节能分析.....	150
15.5	新技术应用.....	152
16	结论和建议.....	156
16.1	结论.....	156
16.2	建议.....	157
17	潮流附图	159
18	稳定附图	174

1 前言

本次规划坚持电网建设与经济社会发展需求相适应，坚持电网建设适度超前原则；坚持以市场需求为导向、以安全稳定为基础、以经济效益为中心的原则，做到科学论证、技术先进；坚持输电网规划与政府规划统筹结合，将电网规划融入政府整体规划之中；坚持全面谋划与突出重点相协调，既要衔接上级电网发展需求，又要满足地区电网发展需求；坚持战略性与操作性相统一，增强规划宏观性、战略性、指导性，突出规划的针对性和约束力，做到规划可操作、项目可落实。

本次规划在《阿拉善电网“十三五”规划修编》的基础上，编制《阿拉善地区“十四五”输电网规划》。本次规划设计报告紧密结合阿拉善电网特点、国民经济发展进程和趋势，充分考虑阿拉善电网覆盖范围内产业发展的实际性、特殊性，遵循以市场为导向、以安全稳定为基础、以经济效益为中心的原则，总结分析阿拉善电网“十二五”、“十三五”期间电力消费情况，根据阿拉善电网“十四五”期间的电力需求和产业布局发展，提出了阿拉善电网2025年发展目标、规划思路及设计原则，推荐了阿拉善电网220kV及以上电压等级网架的建设方案，并展望2030年。对2025年阿拉善电网网架进行潮流、稳定、短路等电气计算，校核网架方案的合理性。提出“十四五”期间阿拉善电网220kV及以上电网建设规模及投资估算，为下阶段开展输变电工程前期工作和远景规划打下基础。

电网作为关系国计民生的重要基础设施，在整个社会和经济发展的作用举足轻重。本次规划将指导阿拉善地区“十四五”期间输电网建设，科学合理制定电网投资项目，明确阿拉善电网定位，加强阿拉善电网与蒙西主网联络，提升电网供电可靠性，解决重要用户供电，促进新能源消纳等。使电网建设适应国民经济和社会发展需要，更好地促进阿拉善经济社会发展。

2 规划编制依据、范围与原则

2.1 编制依据

- 1、《关于下达蒙西电网 2019 年规划专题研究调整计划的通知》内电计划[2019]238 号
- 2、阿拉善地区“十四五”输电网规划报告编制项目中标（成交）候选人公示（JZ-2020-DY001）
- 3、《内蒙古电网内电源发展和布局研究报告》2019 年
- 4、《蒙西电网主网架发展思路及重大问题研究》2019 年 12 月
- 5、《蒙西地区“十四五”负荷预测研究》
- 6、《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第 599 号）
- 7、《国家能源局关于印发<防止电力生产事故的二十五项重点要求>的通知》（国能安全[2014]161 号）
- 8、《阿拉善地区国民经济和社会发展“十四五”规划（纲要）》
- 9、《内蒙古电力（集团）有限责任公司电网规划管理标准》2016 年
- 10、《阿拉善地区“十三五”电网发展规划》，2015 年 7 月
- 11、《阿拉善地区输电网“十三五”规划修编》，2018 年 7 月
- 12、《输电网规划内容深度规定》（Q/ND 10101 01-2016）
- 13、《输电网规划设计（技术）标准》
- 14、《电网技术标准 第一分册 规划部分》（Q/ND 10101 02-2016）
- 15、《电力系统设计技术规程》（DL/T 5429-2009）
- 16、《电力系统电压和无功电力技术导则》（DL/T 1773-2017）
- 17、《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）
- 18、《城市电力规划规范》（GB/50293-1999）

- 19、《电力系统设计内容深度规定》（DL/T5444-2010）
- 20、《电力系统安全稳定计算技术规范》（DL/T 1234-2013）
- 21、《电力系统安全稳定导则》（DL755-2001）
- 22、《十八项目电网重大反事故措施》（Q/ND 10702 07-2019）
- 23、《电力建设工程概算定额》（最新版）
- 24、《设备材料信息价》（最新版）
- 25、阿拉善地区“十四五”期间重大项目表、地区发展总体规划和地区发展的控制性详细规划、国民经济和社会发展规划相关资料

2.2 规划设计范围

阿拉善电网位于蒙西电网的最西部，覆盖阿拉善全境。本规划设计覆盖阿拉善巴彦浩特地区、腾格里地区、阿拉腾地区、乌素图地区、额济纳地区、阿右旗地区、敖伦布拉格等地区的 220kV 及以上电网。

工作内容主要包括：（1）分析电网目前存在的主要问题；（2）电力市场需求分析；（3）电源规划；（4）送、受电规划；（5）电力平衡及电力流分析；（6）变电容量需求分析及布点研究；（7）“十四五”期间阿拉善电网主网架规划方案研究；（8）相关的电气计算分析；（9）“十四五”期间输变电建设项目建议及投资估算；（10）阿拉善新能源发展规划等。

本次规划的目的：综合考虑各个地区“十四五”期间负荷增长情况，统筹考虑电网发展需要，研究解决电网事故风险点，优化网架结构，重要负荷供电及新能源汇集送出等重大问题。

2.3 规划设计水平年

本次规划基准年为 2020 年，规划水平年为 2025 年，展望至 2030 年。

2.4 规划设计边界条件

蒙西电网位于华北电网的北部，是华北电网的组成部分和主要送电端。蒙西电网供电区域为自治区西部的六市二盟，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、锡林郭勒盟。

目前蒙西电网已基本形成了“三横四纵”的 500kV 主干网架结构，各盟市供电区域均形成 220kV 主供电的网架结构。蒙西电网实现了除阿拉善外其余每个盟市至少 2 座 500kV 变电站，形成了以吉兰太~乌海~布日都~响沙湾~永圣域~丰泉和河套~德岭山~春坤山~武川~旗下营~汗海两个西电东送通道为主干；以乌海、响沙湾、永圣域、丰泉变为电源点，通过河套~华润金能~千里山~乌海、响沙湾~高新~包北~春坤山、宁格尔~永圣域~旗下营、丰泉~汗海~灰腾梁~塔拉串式网络向周边地区供电的 500kV 网架结构。

根据《蒙西电网主网架“十三五”发展规划研究》、《内蒙古电网“十三五”主网架规划衔接研究报告》及《蒙西电网主网架发展思路及重大问题研究》初步方案，内蒙古电网将形成“四横五纵”坚强的 500kV 电网网架结构，西电东送及南北互供能力都得到大幅提高。四横：1、定远营~吉兰太~乌海~布日都~红庆河~川掌；2、过三梁~响沙湾~永圣域~丰泉；3、阿拉腾敖包~祥泰~河套~德岭山~春坤山~武川~旗下营~察右后旗~汗海；4、锡西~东苏~塔拉~宝拉格。五纵：1、阿拉腾敖包~定远营~腾格里；2、乌后旗~河套~祥泰~千里山~棋盘井~乌海~岗格庙；3、百灵~春坤山~包北~梅力更~高新~响沙湾~布日都~红庆河~乌审；4、锡西~察右中~武川~旗下营~盛乐~永圣域~常胜~宁格尔~川掌；5、塔拉~灰腾梁~白音高勒~汗海~庆云~丰泉。

到 2025 年蒙西电网将优化形成“三横五纵”坚强的 500kV 电网网架结

构。“三横”具体是阿拉腾敖包～祥泰～河套～德岭山～春坤山～武川～察右中～汗海、腾格里～定远营～吉兰太～乌海～乌布开关站～布日都～响沙湾～永圣域～盛乐～旗下营～察右后～汗海、忙哈图～乌审～甘迪尔～川掌～宁格尔～丰二～丰泉，“五纵”具体是乌后～河套～祥泰～千里山～横盘井～乌海～忙哈图、巴中～德岭山～过三梁～乌布开关站～乌审、百灵～春坤山～包北～梅力更～高新～响沙湾～布日都～甘迪尔、锡西～察右中～武川～金山～永圣域～常胜～宁格尔、东乌～宝拉格～塔拉～灰腾梁白音高勒～德义～汗海～宏图～庆云～巨宝庄～丰泉。使蒙西电网结构既能满足电力流由西至东汇集送出，也能满足南北互供的需要。

根据蒙西电网发展规划的指导原则，随着 500kV 电网的不断加强和完善，蒙西电网各分供电区之间功率交换主要由 500kV 电网承担，220kV 电网逐步向地区供电网转化，分区之间的 220kV 线路的功能由目前起主网作用逐步转变成互为备用的性质。因此随着蒙西电网西起阿拉善，东至锡林郭勒盟的“三横五纵”500kV 骨干网架的形成，蒙西电网内部各分供电区之间的 220kV 联络线将逐步解开运行。

目前阿拉善电网仅定远营、吉兰太 2 座 500 千伏变电站，阿拉善电网通过两个横向通道与蒙西主网联络，一个是 500kV 定远营～吉兰太～乌海通道，另一个是降压 220kV 运行的阿拉腾敖包开闭站～祥泰通道，此外还有一个 220kV 千里山～巴音毛道馈供通道。随着“十二五”及“十三五”期间阿拉善地区新能源项目大规模发展，阿拉善电网逐步由基本自平衡向新能源送端电网方向转化。

本次规划的电压等级为 220kV～500kV、设计水平年最大负荷 1950MW、展望年最大负荷 2430MW、“十四五”增速 5.8%。

2.5 规划设计原则

本次规划设计注重电网规划的连续性，充分考虑阿拉善地区负荷发展、电源结构和布局，根据蒙西电网“十三五”规划、阿拉善电网“十三五”规划和蒙西电网主网架发展思路研究结论，结合近几年规划执行情况及面临的新问题，通过优化调整提出阿拉善电网“十四五”网架方案和输变电项目，切实体现电网规划设计“粗细适宜、远近结合、滚动调整”的原则。本次规划的电网结构遵循如下原则：

1、坚持“安全第一”的原则，逐步贯彻执行“N-1”可靠性准则。采取措施预防电网可能发生的稳定破坏、电网瓦解、大面积停电等恶性事故。贯彻“电力系统设计技术规程”，电网满足“电力系统安全稳定导则”，兼顾国务院 599 号令的具体要求，从网架结构优化的角度加强防范电力安全事故。

2、坚持适度超前发展的原则。经济发展电力先行，电网规划需适应电力市场和电源布局等诸多不确定的因素，应综合考虑，适度超前且具有较强的适应能力，即电网结构应能够适应系统的发展和变化，应能够适应不同运行方式的潮流变化，具有一定的灵活性。做到统一规划、分步实施，远近结合。

3、坚持以市场需求为导向，以市场容量定电网规模，以市场分布定电网结构。做到科学论证、技术先进。注重资源的合理利用和优化配置，注重电网建设与运行的整体效益，努力实现电力系统安全可靠、经济合理、清洁环保、灵活高效。

4、坚持电网规划与政府规划统筹结合。在规划开展中要积极响应政府规划工作思路，充分听取和吸纳各界意见建议，增强规划编制的科学性、协调性，确保电网规划与政府整体发展规划统筹协调，确保电网发展规划可落地实施。

5、坚持全面谋划与突出重点相协调。既要全面统筹输电网发展的各方面，推动蒙西电网整体发展，又要适应阿拉善电网发展需求，突出重点建设方向和补齐薄弱环节。

6、坚持战略性与操作性相统一。重点研究未来五年规划，并展望 2030 年电网发展。增强规划宏观性、战略性、指导性，突出规划的针对性和约束力，做到规划可操作、项目可落实。按照“五年规划、三年滚动、年度实施”的原则，对规划进行调整。

7、贯彻分层分区的原则。规划电网应结构简明、层次清晰，应有利于实现合理的分层分区，便于调度、运行和管理。无功配置和潮流流向合理，能够满足各级电源送出和负荷供电需求。

8、送电电源应适当联合与分组，形成相对独立的多个送电通道，避免送电回路落点过于集中。同一方向的重要输电通道应尽可能分散走廊，减少易发生严重自然灾害的同一气象带内的重要输电通道数量。

9、加强电网的技术改造，推进技术进步，积极应用成熟的先进技术，坚持“增容、升压、换代、优化通道”电网改造新思路，积极应用成熟的先进技术，提高电网规划、建设、运行和管理的自动化及现代化水平。

10、进一步探索和应用电网建设的新技术，使电网技术装备水平再上一个新的台阶。积极采用大容量变压器、大截面导线、串联补偿技术、电压控制技术、灵活交流输电技术、柔性直流输电技术，改善电网安全稳定水平，提高长距离线路的输送能力。提高电网控制水平和调度控制大电网运行的能力，推进电网二次系统数字化、信息化、智能化进程。

11、坚持环境保护原则，电网的规划发展应与环境开发和发展协调一致，严格依据国家相关法律法规，电力发展规划建设应满足环保标准。

3 电网现状

3.1 电网概况

阿拉善电网目前以 500kV 吉兰太变、500kV 定远营变和 220kV 阿拉腾敖包开关站为主电源点，位于蒙西电网末端，供电区域覆盖阿拉善三旗四区二十七万平方公里范围，包括东南西北中五个供电区。

2019 年阿拉善地区全社会用电量 114.06 亿 kWh，同比增长 15.9%，地区全社会最大负荷 1360MW，同比增长 12.4%。

2019 年阿拉善地区 220kV 及以上电网地理接线图见附图 1。

3.1.1 电源现状

截至 2019 年底，阿拉善电网发电装机容量累计 3055.6MW，包括：火力发电厂 9 座，总装机容量 1763.6MW；风力发电场 6 座，总投产容量为 578MW；光伏电站 21 座，装机容量 705MW；低温余热电厂 2 座，装机容量 9MW。具体项目统计表见表 3.1-1。各类型机组所占比重及发电量情况见表 3.1-2、表 3.1-3 及图 3.1-1。各供电区电源分布情况见表 3.1-4 和图 3.1-2。电源接入电压等级分布情况见表 3.1-5 和图 3.1-3。

表 3.1-1 阿拉善电网电源装机统计表 单位：kV、MW

序号	发电厂名称	机组类型	分布	接入电压等级	装机容量	单机组合	性质
1	乌斯太热电厂	火电	东部供电区	220	600	2×300	公用
2	东源热电厂	火电	东部供电区	220	150	3×50	自备
3	中盐自备电厂	火电	东部供电区	220	270	2×135	自备
4	哈伦热电厂	火电	中部供电区	220	660	2×330	公用
5	兰太自备电厂	火电	东部供电区	35	30	2×15	自备
6	太西焦化电厂	火电	东部供电区	10	11.6	2×5.8	公用
7	吉兰泰碱厂自备电厂	火电	西部供电区	10	18	3×6	自备
8	兴泰自备电厂	火电	东部供电区	6	18	3×6	自备
9	兴泰瓦斯自备电厂	火电	东部供电区	6	6	1×6	自备

阿拉善地区“十四五”输电网规划

序号	发电厂名称	机组类型	分布	接入电压等级	装机容量	单机组合	性质
10	瀛海建材低温余热电厂	低温余热	中部供电区	35	4.5	1×4.5	公用
11	松塔水泥低温余热电厂	低温余热	中部供电区	35	4.5	1×4.5	公用
12	洁源风电场	风电	西部供电区	220	99		公用
13	大红嘉尔嘎勒风电场	风电	南部供电区	220	100		公用
14	中铝宁能巴兴图风电场	风电	中部供电区	220	200		公用
15	银星风电场	风电	中部供电区	110	99		公用
16	北控厢和图风电场	风电	南部供电区	110	50		公用
17	天风风电场	风电	西部供电区	35	30		公用
18	哈伦金星光伏	光伏	中部供电区	220	50		公用
19	晟辉光伏	光伏	中部供电区	110	100		公用
20	塔尔岭光伏	光伏	东部供电区	110	100		公用
21	巴润别立光伏	光伏	中部供电区	110	40		公用
22	木仁高勒光伏	光伏	中部供电区	110	40		公用
23	中节能腾格里光伏	光伏	南部供电区	110	20		公用
24	中电投陶力光伏	光伏	西部供电区	110	40		公用
25	中节能光伏	光伏	南部供电区	110	50		公用
26	中节能光伏	光伏	南部供电区	35	10		公用
27	金太阳光伏	光伏	中部供电区	35	35		公用
28	大唐兰山光伏	光伏	东部供电区	35	30		公用
29	智伟光伏	光伏	东部供电区	35	30		公用
30	艾里格光伏	光伏	西部供电区	35	30		公用
31	苏泊淖尔光伏	光伏	西部供电区	35	50		公用
32	呼都格光伏	光伏	西部供电区	10	10		公用
33	蒙草光伏	光伏	东部供电区	10	10		公用
34	恩菲赛汉陶来光伏	光伏	西部供电区	35	10		公用
35	振发努日盖光伏	光伏	西部供电区	35	10		公用
36	中民和平光伏	光伏	北部供电区	35	10		公用
37	星晨策克光伏	光伏	西部供电区	35	20		公用
38	晟浩特莫图光伏	光伏	中部供电区	35	10		公用
合计					3055.6		

表 3.1-2 阿拉善电网电源类型构成 单位：MW

序号	电源类型	总装机容量	所占比例
1	火电	1763.6	57.7%
2	风电	578	18.9%
3	光伏	705	23.1%
4	低温余热	9	0.3%
5	合计	3055.6	100%

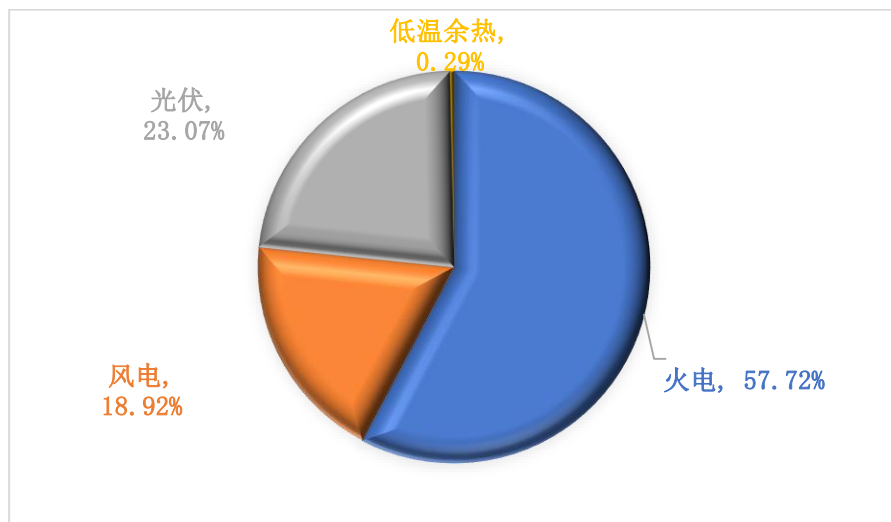


图 3.1-1 阿拉善各类型电源装机所占比重

表 3.1-3 阿拉善电网各类型电源发电量情况统计表

序号	类型	发电量 (亿 kWh)	发电量占比 (%)	利用小时数 (h)
1	火电	67.0	79.0	5321
2	风电	7.2	8.5	1248
3	光伏	10.6	12.5	1591
合计		84.8	100	8160

由各类型电源装机及发电量情况可知，阿拉善电网火电装机比重最大，在 58%左右，2019 年发电量占比达到 79%。依托地区丰富的风光资源，近年来阿拉善地区新能源装机容量不断增加，到 2019 年底地区新能源装机（风

电及光伏)所占比重已接近 42%。

表 3.1-4 阿拉善电网各供电区电源分布情况统计表 单位: MW

序号	电源供区分布	装机容量	所占比例
1	东部供电区	1255.6	41.1%
2	西部供电区	317	10.4%
3	南部供电区	230	7.5%
4	北部供电区	10	0.3%
5	中部供电区	1243	40.7%
合计		3055.6	100%

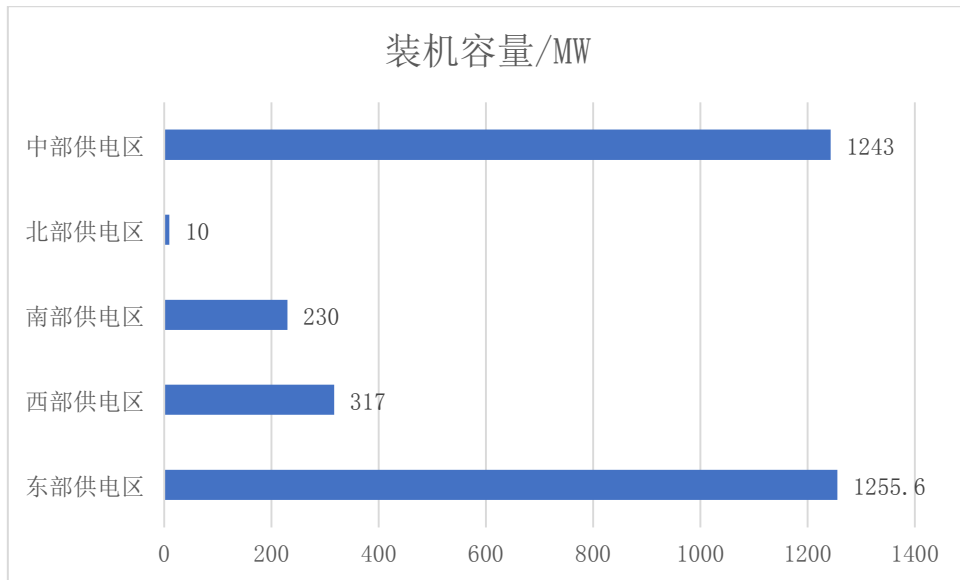


图 3.1-2 阿拉善电网各供区电源装机情况统计图

由各供电区电源装机情况可知,阿拉善电网电源主要分布在东部和中部供电区,装机占比达到 79.7%。北部供电区电源装机少,装机容量占比仅 0.3%。

表 3.1-5 阿拉善电网电源接入电压分布情况统计表 单位: kV, MW

序号	电源接入电压等级	装机容量	所占比例
1	220	2129	69.7%
2	110	539	17.6%
3	35	314	10.3%

序号	电源接入电压等级	装机容量	所占比例
4	10	49.6	1.6%
5	6	24	0.8%
合计		3055.6	100%

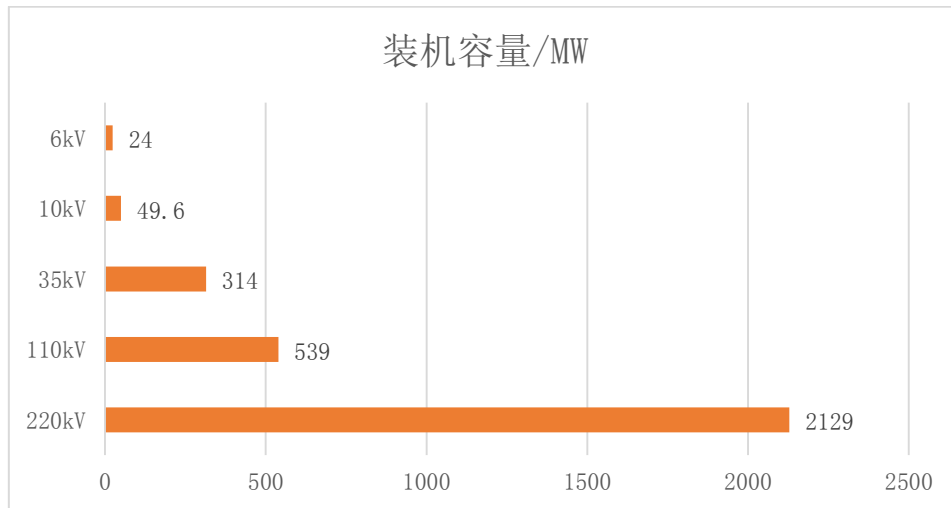


图 3.1-3 阿拉善电网电源接入电压等级分布情况统计图

由各地区电源接入电压等级分布情况可知，阿拉善电网电源主要接入电压等级为 220kV，其装机容量占比达到 69.7%。110kV 及 35kV 电源装机容量占比共 27.9%。6kV 及 10kV 电源接入容量较小，占比仅为 2.4%。

3.1.2 输变电规模

截至 2019 年底，阿拉善电网现有 500kV 变电站 2 座（500kV 吉兰太变和 500kV 定远营变），主变 5 台，变电容量 3750MVA。500kV 吉兰太变分别通过乌吉一线（乌海变～吉兰太变）、凤吉线（凤凰岭电厂～吉兰太变）与内蒙古 500kV 主网联络。500kV 定远营变通过吉远双回线（吉兰太变～定远营变）与主网联络。阿拉善电网 500kV 变电站明细表见表 3.1-6。

表 3.1-6 阿拉善电网 500kV 变电站明细表 单位：MVA、kV、Mvar

变电站	主变编号	额定容量	额定电压	低压电容器	低压电抗器	归属
吉兰太变	1	750	500/230 ± 8 × 1.25%/36	300	180	公用
	2	750	500/230 ± 8 × 1.25%/36			
	3	750	500/230 ± 8 × 1.25%/36			
定远营变	2	750	500/230 ± 8 × 1.25%/36	240	180	公用
	3	750	500/230 ± 8 × 1.25%/36			

截至 2019 年底，阿拉善电网现有 220kV 变电站 13 座，其中公用变电站 11 座（包含 1 座 220kV 开闭站），主变 20 台，变电容量 3090MVA；用户变电站 2 座，主变 8 台，变电容量 1410MVA。阿拉善电网 220kV 变电站明细表见表 3.1-7。

表 3.1-7 阿拉善电网 220kV 变电站明细表 单位：MVA、Mvar

序号	变电站	主变编号	额定容量	归属
1	贺兰山	1	120	公用
		2	120	
2	乌斯太	1	180	公用
		2	150	
		3	150	
		4	180	
3	金诺	1	90	公用
		2	120	
4	雅布赖	1	120	公用
		2	120	
5	额济纳	1	120	公用
		2	120	
6	巴音敖包	1	180	公用
		2	240	
7	巴音毛道	1	180	公用
		2	180	
8	葡萄墩	1	180	公用

序号	变电站	主变编号	额定容量	归属
		2	180	
9	阿右旗	1	180	公用
10	宏泰	1	180	公用
11	阿拉腾敖包开闭站			公用
12	中盐	1	200	用户
		2	200	
		3	200	
		4	180	
		5	180	
13	庆华	1	150	用户
		2	150	
		3	150	
合计		28 台	4500	

截至 2019 年底，阿拉善电网现有 110kV 变电站 25 座，全部为公用变电站，主变 50 台，变电容量 1897.5MVA。阿拉善电网 110kV 变电站明细表见表 3.1-8。

表 3.1-8 阿拉善电网 110kV 变电站明细表 单位：MVA、Mvar

序号	变电站	主变编号	额定容量	归属
1	乌素图	1	40	公用
		2	40	
		3	40	
2	上井子	1	40	公用
		2	40	
3	铁板井	1	40	公用
		2	40	
4	巴彦浩特	1	40	公用
		2	40	
5	机场	1	40	公用
		2	40	
6	腰坝	1	40	公用
		2	40	
		1	40	

阿拉善地区“十四五”输电网规划

序号	变电站	主变 编号	额定容量	归属
7	矿山	2	40	公用
8	诺尔公	1	40	公用
		2	40	
9	吉兰泰	1	40	公用
		2	40	
10	伊克尔	1	31.5	公用
		2	40	
11	四十一公里	1	40	公用
		2	40	
12	达莱呼布	1	40	公用
		2	31.5	
13	李井滩	1	40	公用
		2	40	
14	腾格里	1	31.5	公用
		2	63	
15	营盘水	1	40	公用
		2	40	
16	哈达贺休	1	40	公用
		2	40	
17	策克	1	40	公用
		2	40	
18	建国营	1	20	公用
		2	20	
19	黑鹰山	1	20	公用
		2	40	
20	松山	1	40	公用
		2	40	
21	中泉子	1	40	公用
		2	40	
22	梭梭井	1	20	公用
		2	20	
23	北滩	1	40	公用
		2	40	
24	乌力吉	1	40	公用
		2	40	
25	厢根达来	1	40	公用
合计		50 台	1897.5	

截至 2019 年底，阿拉善电网相关 500kV 线路 5 条，分别是乌吉双回线（乌海~吉兰太）、凤吉线（凤凰岭电厂~吉兰太）和吉远双回线（吉兰太~定远营），具体参数见表 3.1-9。

表 3.1-9 阿拉善电网 500kV 线路参数表 单位：km

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
1	乌吉 I 线	吉兰太	乌海	JL/G1A-4×400	56.44	公用
2	乌吉 II 线	吉兰太	乌海	JL/G1A-4×400	50.562	公用
3	凤吉线	吉兰太	凤凰岭电厂	JL/G1A-4×400	52.747	公用
4	吉远 I 线	吉兰太	定远营	JL/G1A-4×400	124.166	公用
5	吉远 II 线	吉兰太	定远营	JL/G1A-4×400	121.93	公用
合计					405.845	

截至 2019 年底，阿拉善电网 220kV 线路共 37 条，长度 2849.759km，具体参数见表 3.1-10。

表 3.1-10 阿拉善电网 220kV 线路参数表 单位：km

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
1	吉贺 I 线	吉兰太	贺兰山	LGJ-400/35	123.26	公用
2	吉太 I 线	吉兰太	乌斯太	2×LGJ-300/25	1.786	公用
3	吉太 II 线	吉兰太	乌斯太	LGJ-400/35	1.762	公用
4	吉太 III 线	吉兰太	乌斯太	2×LGJ-300/25	1.715	公用
5	定贺 I 线	定远营	贺兰山	2×LGJ-300	9.86	公用
6	定贺 II 线	定远营	贺兰山	2×JL/G1A-300/25	5.337	公用
				2×LGJ-400	3.996	公用
7	贺金线	贺兰山	金诺	LGJ-400/35	161.38	公用
8	定阿线	定远营	阿拉腾敖包	4×JL/G1A-400/35	166.19	公用
				2×JL/G1A-240/30	1.345	公用
				2×JL/G1A-300/30	1.771	公用
9	阿金 I 线	阿拉腾敖包	金诺	2×JL/G1A-240/30	16.758	公用
10	阿金 II	阿拉腾敖包	金诺	2×JL/G1A-240/30	16.616	公用
11	祥阿 I 线	祥泰	阿拉腾敖包	4×JL/G1A-400/35	232.89	公用
				2×JL/G1A-400/35	1.447	公用
12	祥阿 II 线	祥泰	阿拉腾敖包	4×JL/G1A-400/35	232.83	公用
				2×JL/G1A-400/35	1.348	公用
13	金雅 I 线	金诺	雅布赖	LGJ-400/35	202.59	公用
14	雅右 I 线	雅布赖	阿右旗	2×LGJ-240/30	96.52	公用
				4×JL/G1A-400/35	282.31	公用

阿拉善地区“十四五”输电网规划

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
15	腾右线	阿拉腾敖包	阿右旗	2×JL/G1A-400/35	7.97	公用
16	吉敖Ⅰ线	吉兰太	巴音敖包	2×LGJ-300/25	10.35	公用
17	吉敖Ⅱ线	吉兰太	巴音敖包	2×LGJ-300/25	10.69	公用
18	定葡Ⅰ线	定远营	葡萄墩	2×LGJ-300	159.23	公用
19	定葡Ⅱ线	定远营	葡萄墩	2×LGJ-300/25	15.886	公用
				4×LGJ-400/35	142.84	公用
20	金泰线	金诺	宏泰	LGJ-2×240/30	133.4	公用
21	泰额线	宏泰	额济纳	LGJ-2×240/30	315.7	公用
22	千巴Ⅰ线	千里山	巴音毛道	2×LGJ-400/35	88.443	公用
23	千巴Ⅱ线	千里山	巴音毛道	2×LGJ-400/35	88.443	公用
24	盐太Ⅰ回	吉兰太	中盐电厂	2×LGJ-300/25	2.7	用户
25	盐太Ⅱ回	吉兰太	中盐电厂	2×LGJ-300/25	2.7	用户
26	斯太Ⅰ回	乌斯太电厂	乌斯太	2×LGJ-400/35	2.111	用户
27	斯太Ⅱ回	乌斯太电厂	乌斯太	2×LGJ-400/35	2.111	用户
28	哈定Ⅰ线	定远营	哈伦热电厂	2×LGJ-630/45	22.35	用户
29	哈定Ⅱ线	定远营	哈伦热电厂	2×LGJ-630/45	22.35	用户
30	东敖Ⅰ线	东源热电厂	巴音敖包	2×LGJ-400	9.66	用户
31	东敖Ⅱ线	东源热电厂	巴音敖包	2×LGJ-400	9.66	用户
32	吉庆Ⅰ线	吉兰太	庆华	2×LGJ-400/35	7.651	用户
33	吉庆Ⅱ线	吉兰太	庆华	2×LGJ-400/35	7.655	用户
34	洁阿线	洁源	阿拉腾敖包	2×JL/G1A-240/30	56.08	用户
35	哈金线	哈伦热电厂	金星哈伦光伏	LGJ-630/80	5.247	用户
36	大葡线	大红嘉尔嘎勒	葡萄墩	2×LGJ-240	51.31	用户
37	中定线	中铝宁能巴兴图	定远营	JL/G1A-2×240/30	113.47	用户
合计					2849.7	

截至 2019 年底，110kV 线路共 48 条，长度 1761.476km。具体参数见表 3.1-11。

表 3.1-11 阿拉善电网 110kV 线路参数表 单位：km

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
1	太图Ⅰ线	乌斯太	乌素图	LGJ-240	3.169	公用
2	太图Ⅱ线	乌斯太	乌素图	LGJ-240	3.169	公用
3	敖北Ⅰ线	巴音敖包	北滩	LGJ-300/25	30.55	公用
4	敖北Ⅱ线	巴音敖包	北滩	LGJ-300/25	30.55	公用
5	敖四线	巴音敖包	四十一公里	LGJ-185	42.36	公用
6	贺巴线	贺兰山	巴彦浩特	LGJ-150	6.742	公用
7	机场线	贺兰山	机场	LGJ-150/20	7.695	公用

阿拉善地区“十四五”输电网规划

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
8	贺润线	贺兰山	腰坝	LGJ-240/30	39.568	公用
9	润厢线	腰坝	厢和图	LGJ-150/20	38.922	公用
10	李厢线	李井滩	厢根达来	LGJ-150/20	61.089	公用
11	葡李线	葡萄墩	李井滩	LGJ-150/20	42.55	公用
12	葡里Ⅰ线	葡萄墩	腾格里	LGJ-150/20	9.325	公用
				LGJ-240/30	2.89	
13	葡里Ⅱ线	葡萄墩	腾格里	LGJ-240/30	12.8	公用
14	诺吉线	金诺	吉兰泰	LGJ-120/20	104.247	公用
15	诺巴线	金诺	诺尔公	LGJ-120/20	7.917	公用
16	诺巴Ⅱ线	金诺	诺尔公	LGJ-185/25	5.7	公用
17	雅中线	雅布赖	中泉子	LGJ-185/30	8.9	公用
18	雅中Ⅱ线	雅布赖	中泉子	LGJ-240	9.7	公用
19	雅上线	雅布赖	上井子	LGJ-150/20	99.64	公用
20	右上Ⅰ线	阿右旗	上井子	LGJ-150/20	4.9	公用
21	右上Ⅱ线	阿右旗	上井子	LGJ-150/20	4.837	公用
22	右铁线	阿右旗	铁板井	LGJ-150/20	39.59	公用
23	额哈线	额济纳	哈达贺休	LGJ-150/25	85.471	公用
24	额策线	额济纳	110kV策克	LGJ-240/30	88.087	公用
25	额达线	额济纳	达莱呼布	LGJ-120/20	4.436	公用
26	额达Ⅱ线	额济纳	达莱呼布	LGJ-240/25	5.2	公用
27	额东线	额济纳	建国营	LGJ-120/20	40.412	公用
28	建鹰线	建国营	黑鹰山	LGJ-150/20	192.078	公用
29	建梭线	建国营	梭梭井	LGJ-150/20	45.5	公用
				LGJ-120/20	53.23	
30	四矿线	四十一公里	矿山	LGJ-150/25	28.428	公用
31	四吉线	四十一公里	吉兰泰	LGJ-120/20	80.1	公用
32	特伊线	巴彦浩特	伊克尔	LGJ-150/25	40	公用
33	伊矿线	伊克尔	矿山	LGJ-150/25	57.667	公用
34	伊松线	伊克尔	松山	LGJ-150/25	11.6	公用
35	矿松线	矿山	松山	LGJ-185/30	26	公用
36	场润线	机场	腰坝	LGJ-150/20	35.547	公用
37	腾营线	腾格里	营盘水	LGJ-150/20	73.936	公用
38	泰力线	宏泰	乌力吉口岸	LGJ-300/25	89.09	公用
39	泵站线	葡萄墩	三泵	LGJ-150/20	13.798	公用
40	塔四线	四十一公里	塔尔岭光伏	LGJ-300	55.414	用户
41	高伊线	木仁高勒光伏	伊克尔	LGJ-240/35	1.35	用户
42	贺银线	贺兰山	银星风电	LGJ-300	77.045	用户
43	晟贺线	晟辉光伏	贺兰山	LGJ-300	3.7	用户
44	中李线	中节能	李井滩	LGJ-150	4.897	用户
45	巴润线	巴润别立光伏	腰坝	LGJ-150/20	3	用户
46	中葡线	中节能光伏	葡萄墩	LGJ-300/25	0.8	用户
47	北葡线	北控厢和图	葡萄墩	JL/GIA-185/30	21.3	用户

序号	线路名称	两侧厂站		导线型号	长度	归属
48	中金线	中电投陶力光伏	金诺	JL/GIA-240/30	6.58	用户
合计					1761.476	

3.1.3 与周边电网（地区）送、受电情况

(1) 通过定远营~吉兰太~乌海双回 500kV 线路与乌海电网相连，为阿拉善电网与蒙西主网间的第一条主要联络通道。

(2) 通过吉兰太~凤凰岭电厂单回 500kV 线路与乌海电网相连。

(3) 通过阿拉腾敖包开关站~祥泰双回 220kV 线路与巴彦淖尔电网相连，为阿拉善电网与蒙西主网间的第二条主要联络通道，远期随阿拉腾敖包升压为 500kV 变电站后，该通道随之升压 500kV，阿拉善地区供电能力及供电可靠性将进一步提高。

(4) 通过巴音毛道~千里山双回 220kV 线路与乌海电网相连，500kV 千里山变通过双回辐射状结构向 220kV 巴音毛道站供电。

3.2 设计水平年投产计划

(1) 电源项目

设计水平年（2020 年）计划投产的电源项目包括 3.5 万千瓦分散式风电项目，其中 2 万千瓦风电建设在南部供电区，1.5 万千瓦风电建设在东部供电区。

(2) 输变电项目

设计水平年（2020 年）计划投产的输变电工程包括 220kV 宗别立输变电工程和中盐吉兰泰氯碱化工有限公司 220kV 变电站改扩建项目。

220kV 宗别立输变电工程，主变规模 $2 \times 180\text{MVA}$ ，220kV 接入系统方案：220kV 宗别立变 π 入 220kV 吉兰太~贺兰山线路，同时新建吉兰太~宗

别立第二回 220kV 线路。

中盐吉兰泰氯碱化工有限公司 220kV 变电站改扩建项目，主变规模 $2 \times 240\text{MVA}$ ，220kV 接入系统方案：出两回 220kV 线路接入吉兰太，出 1 回 220kV 线路接入中盐变。

3.3 电网存在问题

（1）电网结构相对坚强，事故风险点依然存在

目前阿拉善电网网架结构相对坚强，但电网事故风险点依然存在。对正常方式和检修方式下 220kV 及以上系统元件跳闸引起的电网安全事故风险进行梳理，按照内蒙古电力公司企业标准《安全生产事故调查处理管理办法》电网事件等级划分，构成四级电网事件及以上风险点共计 1 处。需要采取措施解决事故风险点。

（2）局部区域电压调整困难

阿拉善局部地区变电站接带负荷较轻，高电压远距离输电线路充电功率较大，电网电抗补偿不足，造成系统运行电压偏高、电压调整困难。在阿拉腾敖包地区同时存在高电压和低电压问题，在阿右旗地区存在高电压问题，电抗器故障停运可能会影响电网正常运行或检修工作安排，新能源并网点的电压偏高。需要采取合理措施，增加系统调压手段。

（3）新能源开发提速，电网外送能力需进一步提升

阿拉善地区电网位于蒙西电网末端，目前仅有定远营、吉兰太 2 座 500kV 变电站，通过 500kV 定远营~吉兰太~乌海和 220kV 阿拉腾敖包开关站~祥泰两个通道与蒙西主网相连。2019 年阿拉善地区负荷有一定增长，但并网电源规模也在持续增长，富余电力需要送至蒙西主网消纳。随着新能源电力大规模开发，阿拉善电网将逐步由自平衡转变为新能源送端电网。而阿拉

善盟大规模新能源基地距离蒙西主网均超过百公里，为支撑大规模新能源电力外送，需对现有主网架进行加强。

(4) 部分地区电网供电可靠有待进一步提升

目前，额济纳地区仍由 220kV 金诺~宏泰~额济纳单回线供电，供电距离长达 450km，接带额济纳地区 1 座 220kV 变、6 座 110kV 变和 10 座 35kV 变，担负着额济纳政区、策克口岸以及黑鹰山等地的供电任务。在发生线路故障情况下，造成整个额济纳地区停电，影响范围较广，供电可靠性有待提升。

(5) 局部地区限电问题较为突出，供电能力需进一步提升

目前，500kV 吉兰太变电站供电能力有限，正常降压为 620~1300MW 之间，在一台主变停电或 500kV #1/#2 母线停电的情况下，主变控制限额将降低至 600~640MW。因此，当吉兰太变 220kV 母线所接带发电厂开机容量一定时，从 500kV 侧流向 220kV 侧的潮流若达到特定值则会超过主变降压限值。为了满足该地区的供需平衡，考虑到发电厂出力不足，需要对用户侧采取限电措施。

3.4 电网风险论述

依据国务院令第 599 号《电力安全事故应急处置和调查处理条例》、内蒙古电力公司企业标准《Q/ND 208010105-2018 安全生产事故调查处理管理办法》和《关于印发内蒙古电网 2019 年运行安全问题梳理及解决措施的通知》（内电运〔2019〕49 号），从电网结构变化角度能够进行预判的电网事故风险点，对正常方式和检修方式下 220kV 及以上系统元件跳闸引起的电网安全事故风险进行梳理。

本次梳理运行方式共计 96 条，分析以正常方式和母线、变压器、线路三类元件停电方式为基本单位对风险点条目数进行分类统计。

按照国务院令第 599 号《电力安全事故应急处置和调查处理条例》事故等级划分，构成一般事故以上风险点共计 9 处，阿拉善电业局所属设备风险点 4 处，用户及发电厂站内设备风险点 5 处；按照内蒙古电力公司企业标准《安全生产事故调查处理管理办法》电网事件等级划分，构成四级及以上电网事件风险点共计 4 处，阿拉善电业局所属设备风险点 1 处，用户及发电厂站内设备风险点 3 处。

（一）依据国务院令第 599 号令风险划分

依据国务院令第 599 号《电力安全事故应急处置和调查处理条例》，构成一般事故以上风险点共计 10 处，其中，1 处造成电网减供负荷，6 处造成损失供热机组，其中有 3 处为同时造成电网损失负荷和损失供热机组。

按照安全职责范围划分，阿拉善电业局所属设备风险点 5 处，用户及发电厂站内设备风险点 5 处。按照事故等级划分，重大事故风险点 1 处，较大事故风险点 7 处，一般事故风险点 2 处。采取措施后，重大事故风险点消除，较大风险点增加为 8 处，一般风险点 2 处。

表 3.4-1 2019 年电网损失负荷一般事故以上风险点分地区统计表

分级	一般事故等级以上	电网损失负荷	损失供热机组 风险点	电网损失负荷和损失 供热机组
数量	10	1	6	3

（二）依据内蒙古电力公司企业标准风险划分

按照内蒙古电力公司企业标准《安全生产事故调查处理管理办法》电网事件等级划分，构成四级及以上电网事件风险点共计 4 处。详见表 3.4-3。

按照安全职责范围划分，阿拉善电业局所属设备风险点 1 处。按照事故等级划分，三级电网事件风险点 2 处、四级电网事件风险点 2 处（较 599 号令多 150 兆瓦以下的县级市电网减供负荷条款）。

表 3.4-2 2019 年四级及以上电网事件风险点分地区统计表

分级	二级	三级	四级	合计
数量	0	2	2	4

表 3.4-3 阿拉善电网四级及以上安全风险点统计表

序号	电压等级	运行方式	电网及安全风险描述	电网运行影响	事故影响	风险等级(599号令)	风险等级(安全事故调查规程)
一、阿拉善电业局所属设备风险点							
1	220kV	220kV 乌斯太变 220kV I、II 母之一停电	220kV 乌斯太另一条 220kV 母线跳闸	220kV 乌斯太变全停；220kV 乌斯太热电厂机组全停	损失负荷 391MW(39.1%)；同一变电站两台以上主变跳闸；损失供热机组两台	一般事故	四级电网事件
二、用户及发电厂站内设备风险点							
1	220kV	220kV 中盐变 220kV III、IV 母之一停电	220kV 中盐变 220kV 另一条母线跳闸	220kV 中盐变全停；中盐吉兰太电厂机组全停	损失负荷 485MW(48.5%)；同一变电站两台以上主变跳闸；损失供热机组两台	较大事故	三级电网事件
2	220kV	220kV 盐太 I、II 回线之一停电	220kV 盐太 I、II 回线另外一回跳闸或线路两侧所在母线跳闸	220kV 中盐变全停；中盐吉兰太电厂机组全停	损失负荷 485MW(48.5%)；同一变电站两台以上主变跳闸；损失供热机组两台	较大事故	三级电网事件
3	220kV	220kV 中盐变 220kV I、II 母之一停电	220kV 中盐变 220kV 另一条母线跳闸	5、6、7 号主变停电（正常 2 台主变运行，1 台主变备用）	损失负荷 330MW(33%)；同一变电站两台以上主变跳闸	一般事故	四级电网事件

3.5 “十三五”修编规划执行情况总结

3.5.1 电力市场预测对比

阿拉善电网“十三五”修编规划中采用高、中、低三种负荷增长率进行负荷预测。根据预测结果，在高、中、低三种增长情况下，到2019年阿拉善电网最大负荷将达到1330、1300、1260MW，而2019年阿拉善电网实际负荷为1360MW，高于“十三五”修编规划中的高增长率的负荷预测值。

根据阿拉善电网“十三五”修编规划中全社会用电量预测结果，到2019年阿拉善全社会用电量将达到97亿kWh，而2019年地区电网实际用电量达到114.06亿kWh，高于“十三五”修编规划中的全社会用电量预测值。

3.5.2 规划项目建设情况

(1) 电源项目

根据阿拉善电网“十三五”规划中的电源建设安排，截至2019年底，阿拉善电网中已建成投产的项目包括火电1项、风电4项、光伏7项，总装机容量1109.5MW，未建成投产项目包括额济纳电厂，该项目调整至“十四五”期间建成。具体电源项目建设情况见表3.4-1。

表 3.4-1 阿拉善电源项目建设情况 单位：MW

序号	项目	装机容量	建设情况
一	火电		
1	巴彦浩特热电厂	660	已建成
2	额济纳电厂	100	未建成
二	风电		
1	阿右旗洁源风电场二期风电场	49.5	已建成
2	天风风电场	30	已建成
3	庆华腾格里风电场	100	已建成
4	中铝宁夏风电场	200	已建成
三	太阳能光伏		
1	阿拉善智伟光伏电站	10	已建成
2	国电艾里格光伏电站	10	已建成
3	蒙草光伏电站投	10	已建成

序号	项目	装机容量	建设情况
4	振发光伏电站投	10	已建成
5	恩菲光伏电站投	10	已建成
6	中民和平光伏电站（巴音毛道）投	10	已建成
7	祺通光伏电站（置换为腾格里中节能3期）	10	已建成

（2）输变电工程

根据阿拉善电网“十三五”修编规划的输变电项目安排与实际输变电工程投产情况，截至2019年底，阿拉善地区220kV及以上输变电工程建设情况见表3.4-2。

表 3.4-2 阿拉善“十三五”输变电工程建设情况

序号	工程名称	建设情况	情况说明
500kV 输变电工程			
1	定远营开闭站升压工程	已建成	无
2	腾格里 500 千伏输变电工程	调整至十五五	更名为孟克 500 千伏输变电工程，提升阿左旗南部电网供电能力，完善 220kV 供电网络，满足天元锰业大用户的供电需求，延伸 500kV 主网架覆盖范围
3	阿拉腾敖包 220kV 开闭站升压工程	调整至十四五	升压为阿拉腾敖包 500kV 变电站，提升阿拉善电网向西北部负荷供电能力，加强阿拉善 500kV 主网架结构，构建阿拉善 500kV 供电环网，完善阿拉善中部和西北部 220kV 网架
220kV 输变电工程			
1	苏宏图 220kV 输变电工程	已建成	更名为宏泰变
2	宗别立 220kV 输变电工程	在建	计划 2020 年投产
3	向德 220kV 输变电工程	调整至十四五	调整至十四五，满足巴音敖包工业园区新增负荷用电需求
4	岗格 220 千伏输变电工程	调整至十四五	调整至十四五，满足供电区内新能源消纳，缓解贺兰山主变升压压力，满足巴银铁路用电需求
5	高勒 220kV 输变电工程	调整至十四五	调整至十四五，满足乌兰布和产业园区负荷增长用电需求，缓解乌斯太变 110kV 侧

序号	工程名称	建设情况	情况说明
			供电压力，解决乌斯太变全停事故风险

3.5.3 规划执行情况总结

2018年到2019年，阿拉善宏观经济总体运行平稳、稳中有进，工业生产总体平稳，企业效益改善，为用电量增长提供了最主要的支撑。在高载能行业、非优待大工业平稳较快增长的支撑下，中盐、复产企业瑞钢联、新投产瑞信等化工企业成为电量增长最主要的动力；服务业保持较快增长，市场活力持续迸发，拉动服务行业用电量保持快速增长势头，一般工商业用电量增长率保持在5%；随着国家城镇化率和居民生活电气化水平持续提高，新一轮农网改造升级持续推进等因素的共同作用下，天气因素对城乡居民生活用电的影响程度逐年提高，尤其是空调的普及、居民取暖“煤改电”的快速推广，进一步扩大了天气因素对城乡居民用电的影响。随着外部经济环境的变化，阿拉善全社会实际用电量及最高供电负荷值与“十三五”修编规划预测值存在一定偏差。2018年全社会用电量实际值为98.39亿kWh，2019年实际用电量114.06亿kWh，均高于“十三五”修编规划预测水平。“十三五”规划修编预测到2020年阿拉善地区最大用电负荷推荐方案为1380MW，“十三五”增速为6.87%。而2016~2019年期间，阿拉善地区实际最大负荷为1360MW。高于十三五修编预测负荷水平。

“十三五”修编规划安排建设的阿拉善地区电源项目中，火电方面巴彦浩特电厂660MW机组已建设完成，额济纳旗庆华2×50MW机组为在建项目，接入系统通过中国电力规划总院审查，机组以双回220kV线路接入220kV额济纳变。新能源建设安排中，风电项目已全部建成，装机容量379.5MW；光伏已建成项目装机容量70MW。截至2019年底，全盟发电装机容量累计

3055.6MW，包括火力发电厂 9 座，总装机容量 1763.6MW；风力发电场 6 座，总投产容量为 578MW；光伏电站 21 座，装机容量 705MW；低温余热电厂 2 座，装机容量 9MW。

“十三五”规划安排建设的输变电工程中，500kV 项目已完成 1 项（定远营开闭站升压工程），另有阿拉腾开闭站升压工程和孟克输变电工程分别调整至“十四五”和“十五五”期间建成。“十三五”阿拉善地区规划建设 220kV 变电站 5 座，新增变电容量 1860MVA，新建 220kV 线路 228.5km，投资合计 9.14 亿元。2016~2020 年期间，阿拉善地区实际建设 220kV 变电站 2 座，新增变电容量 540MVA，新建 220kV 线路 98.5km，实际投资 3.1 亿元。截至 2019 年底，阿拉善电网形成了 500kV 吉兰太~500kV 定远营、500kV 祥泰~220kV 阿拉腾敖包开闭站、220kV 阿拉腾敖包~500kV 定远营的两横一纵的供电结构，正常运行方式下南北网分区运行，北网由 500kV 祥泰变带出，南网主要通过 500kV 吉兰太变和 500kV 定远营变带出。

目前阿拉善电网已经形成了坚强的网架结构，但电网事故风险点较为严重，四级及以上电网事件风险点共计 4 处，可针对具体事故风险点采取应对措施，以降低事故等级，减少负荷损失比例。另一方面，考虑目前地区变电站接带负荷普遍较轻，高电压远距离输电线路充电功率较大，系统运行电压普遍偏高，可通过优化无功补偿配置，降低运行电压。对 220kV 乌斯太 #1、#2 主变低压侧短路电流依然较大的问题，建议在 #1、#2 主变低压侧加装可控限流电抗器。

4 电力需求预测

4.1 阿拉善地区国民经济发展分析及预测

4.1.1 阿拉善地区总体情况

阿拉善位于内蒙古自治区最西部，东、东北与乌海、巴彦淖尔、鄂尔多斯三市相连，南、东南与宁夏回族自治区毗邻，西、西南与甘肃省接壤，北与蒙古国交界，边境线长 735 公里。全盟总面积 27 万平方公里，总人口 25 万人，在内蒙古自治区 12 个盟市中面积最大、人口最少。阿拉善是以蒙古族为主体、汉族占多数的边疆少数民族地区，有蒙古族、汉族、回族、满族等 28 个民族，其中蒙古族人口占比 28%。阿拉善辖阿拉善左旗、阿拉善右旗、额济纳旗 3 个旗，阿拉善高新技术产业开发区、乌兰布和生态沙产业示范区、腾格里经济技术开发区、策克口岸经济开发区 4 个自治区级开发区，共有 31 个苏木镇，199 个嘎查村。盟行政公署驻阿拉善左旗巴彦浩特镇，为全盟政治、经济、文化中心。

“十三五”以来，阿拉善围绕全面建成小康社会目标，落实“五位一体”总体布局、“四个全面”战略布局和“8337”发展思路，坚持发展第一要务，树立“创新、协调、绿色、开放、共享”发展理念，走生态立盟、工业强盟、旅游富民之路，努力把阿拉善建设成为边疆少数民族地区充满活力、独具特色的生态经济样板区。

4.1.2 阿拉善地区经济发展情况

4.1.2.1 阿拉善经济发展概况

“十二五”以来，阿拉善紧紧围绕科学发展主题，坚定不移稳增长、转方式、调结构、惠民生，深入挖掘发展潜力，不断释放发展活力，砥砺奋进，

综合经济实力持续增强。2015年，地区生产总值达到322.58亿元，“十二五”年均增长10.3%，人均地区生产总值达到13.3万元；一般公共预算收入达到32.73亿元，“十二五”年均增长7.2%；城乡500万元以上固定资产投资达到348.22亿元，五年累计完成投资1243亿元，是“十一五”的2.7倍。较好完成了“十二五”规划《纲要》确定的发展目标，为全面建成小康社会打下了坚实基础。

“十三五”以来，全盟认真贯彻落实“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念，牢牢守住发展和生态两条底线，加快推进供给侧结构性改革，抓好各项工作安排部署，全盟经济发展实现了稳中有进，稳中提质的态势，为“十三五”完美收官奠定良好的基础。2018年，阿拉善地区生产总值284亿元，同比增长9.0%。其中：第一产业增加值同比增长3.8%；第二产业增加值同比增长10.6%；第三产业增加值同比增长7.5%，三次产业比例4.7:59.0:36.3。2018年，阿拉善地区规模以上工业增加值同比增长12.6%；全年社会消费品零售总额完成82.9亿元，同比增长8.0%；全年城乡500万元以上固定资产投资额同比下降8.7%；全年全盟进出口总额51.1亿元，同比增长17.7%；地方财政总收入47.3亿元，同比增长17.3%；一般公共预算收入24.3亿元，同比增长11.8%；全年全盟全体居民人均可支配收入35854元，同比增长7.9%。

2005~2018年阿拉善国民经济生产总值发展情况见表4.1-1所示,国民生产总值增长趋势见图4.1-1。

表4.1-1 2005~2018年阿拉善国民经济发展情况 单位：亿元

年份	GDP (2005 年价)	增长率
2005	64.63	---
2006	79.37	22.8%
2007	96.19	21.2%

阿拉善地区“十四五”输电网规划

年份	GDP (2005 年价)	增长率
2008	120.53	25.3%
2009	148.25	23.0%
2010	177.75	19.9%
“十一五” 年均增长率		22.4%
2011	212.41	19.5%
2012	240.87	13.4%
2013	264.96	10.0%
2014	287.75	8.6%
2015	309.33	7.5%
“十二五” 年均增长率		11.7%
2016	333.46	7.8%
2017	346.46	3.9%
2018	377.64	9.0%
“十三五” 前三年年均增长率		6.9%

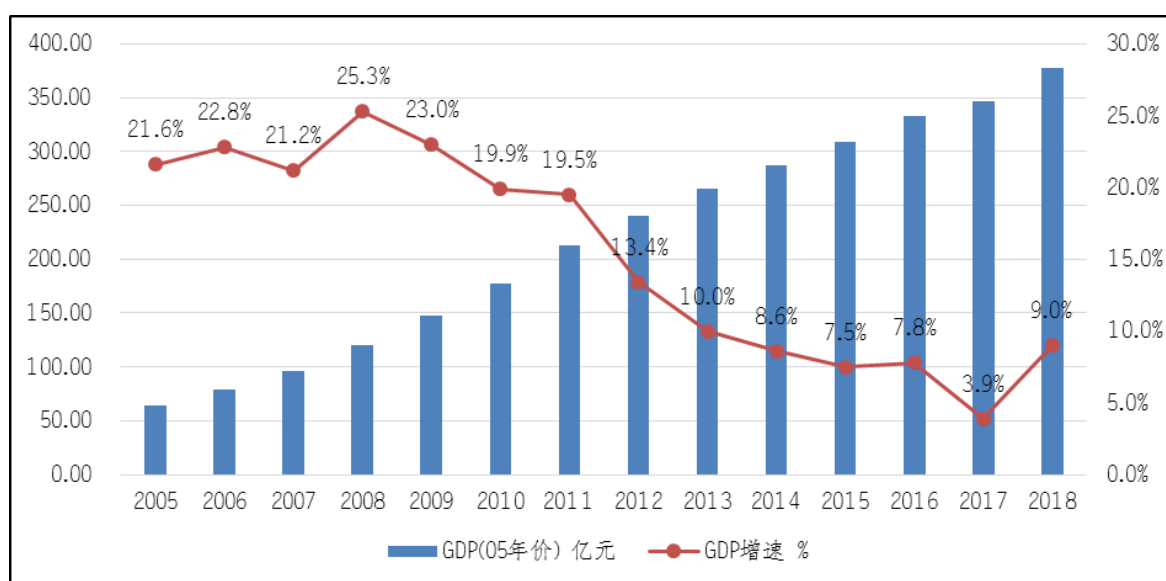


图 4.1-1 2005 ~ 2018 年阿拉善国民经济增长趋势

从以上图表可以看出，“十一五”期间，阿拉善经济快速增长，地区生产总值始终保持两位数的增速，年均增速为 22.4%；“十二五”以来，增速有所放缓，但依然保持稳步快速增长，年均增速为 11.7%；“十三五”以来，

全国经济发展进入新常态，阿拉善经济增速进一步放缓，前三年年均增长率6.9%。

4.1.2.2 三大产业发展情况

阿拉善各产业增速及产业结构变化见表 4.1-2、表 4.1-3 及图 4.1-2。

表 4.1-2 2005 ~ 2018 年阿拉善各产业增速 单位：%

年份	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
一产增速	5.4%	3.5%	4.8%	4.4%	3.4%	4.6%	3.8%	3.8%	4.6%	3.8%
二产增速	25.0%	25.5%	21.0%	14.5%	10.6%	9.4%	7.9%	8.1%	4.3%	10.6%
三产增速	20.2%	8.7%	14.4%	9.0%	7.7%	5.0%	6.9%	7.7%	3.3%	7.5%

表 4.1-3 2005 ~ 2018 年阿拉善各产业占比 单位：%

年份	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
一产占比	6.5%	2.8%	2.5%	2.4%	2.6%	2.6%	3.7%	3.7%	6%	4.7%
二产占比	57.9%	81.1%	82.4%	83.0%	80.8%	80.1%	68.0%	66.4%	57%	59.0%
三产占比	34.7%	16.1%	15.1%	14.6%	16.6%	17.2%	28.3%	29.9%	37%	36.3%

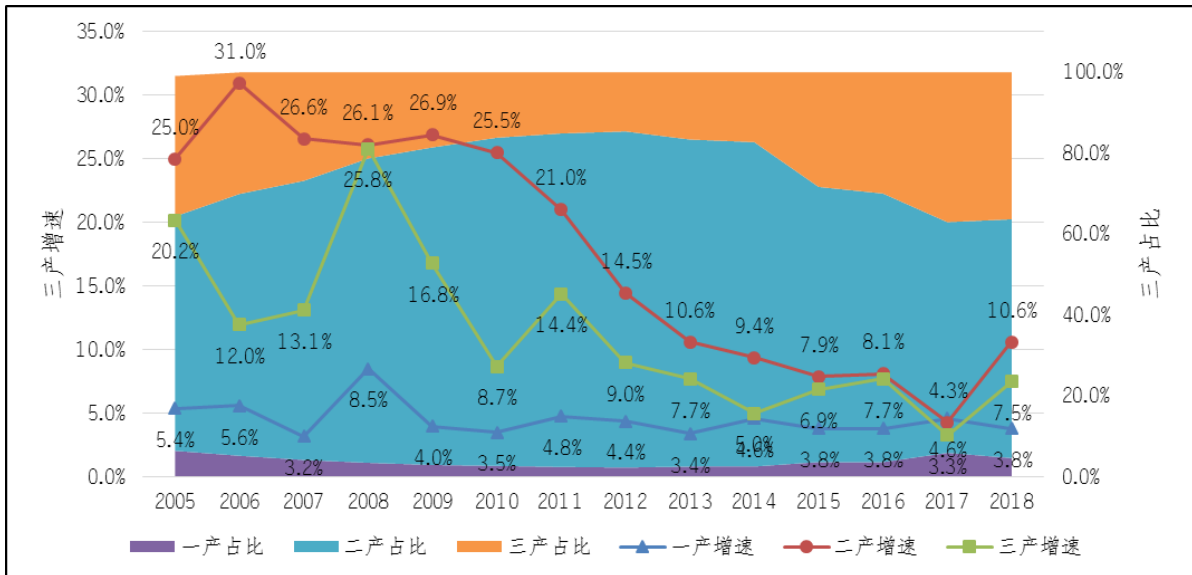


图 4.1-2 2005 ~ 2018 年阿拉善各产业增速及产业结构变化

总的来看，阿拉善第一产业 GDP 在全盟所占比重较小，近年来稳定在

2%~6%之间。二产长期以来一直是阿拉善的支柱产业，“十一五”期间，阿拉善第二产业发展迅猛，增速保持在20%以上，二产占比迅速上升，“十二五”二产增速有所放缓，2017年受全国经济下行影响，阿拉善二产增速跌至4.3%，2018年回升至10.6%。第三产业GDP保持平稳的增长势头，“十三五”以来随着阿拉善产业结构调整，三产占比逐步增大。

4.1.2.3 经济发展特点

阿拉善经济社会的发展定位是：面向国内国际两个市场，充分发挥自身优势，探索内陆边疆少数民族地区开放开发、全面转型的新途径，努力“打造国际通道和旅游目的地、建设国家级示范区和基地”。

在功能定位上：要把阿拉善建设成为国家重要的生态功能示范区。重塑空间结构，优化生产力布局，走生态立盟、绿色发展之路，加快生态环境综合治理步伐，加快经济发展方式转型步伐，促进人口资源环境相均衡、经济社会生态效益相统一，筑牢北方生态安全屏障，形成独具特色的生态经济样板区。

在开放定位上：要把阿拉善打造成为服务丝绸之路经济带和中蒙俄经济走廊的重要通道——“阿拉善通道”。以综合立体交通走廊为纽带，以口岸为重点，以重点城镇、经济合作区、产业园区为载体，构建全方位对外开放开发合作新格局。

在产业定位上：——要把阿拉善打造成为国际旅游目的地。打响做强“苍天圣地阿拉善”旅游品牌，加快全域游、自驾游、度假游精品示范区建设，尽快将文化旅游业培育壮大成为全盟战略性支柱产业。

——要把阿拉善打造成为国家重要的清洁能源示范基地。发挥风光资源富集优势，科学规划引领、统筹协调推进、规范有序布局、以点带面建设、技术创新驱动、政策先行先试等多措并举，推进我盟清洁能源产业快速发展。

——要把阿拉善打造成为国家重要的军民融合空天基地。实施军民融合发展战略，统筹经济建设与国防建设协调发展，形成全要素、多领域、高效益的军民融合发展格局。

——要把阿拉善打造成为国家重要的沙产业示范基地。以乌兰布和生态沙产业示范区为重点，坚持规模发展、龙头带动、科技支撑，提升沙产业发展的质量和效益。

4.1.3 阿拉善地区经济发展预测

4.1.3.1 GDP 总量预测

根据《阿拉善国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，“十三五”期间，阿拉善地区生产总值年均增长目标为 8%，因此，预计“十三五”末期阿拉善地区 GDP 年均增长 8%。“十四五”期间阿拉善地区经济增量出现爆发性的增长可能性较小，在产业结构调整优化及经济总量的平稳增加的大背景下，地区经济增速将进一步放缓，预计 2020 年到 2025 年阿拉善 GDP 年均增长 6.5%，2025 年到 2030 年阿拉善 GDP 年均增长 6%，阿拉善 GDP 发展预测见表 4.1-4 及图 4.1-3。

表 4.1-4 2018~2030 年阿拉善地区生产总值发展预测 单位：亿元

年份	2018	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
GDP (05 年价)	378	440	469	500	532	567	604	808
增速	9%	8.0%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.0%

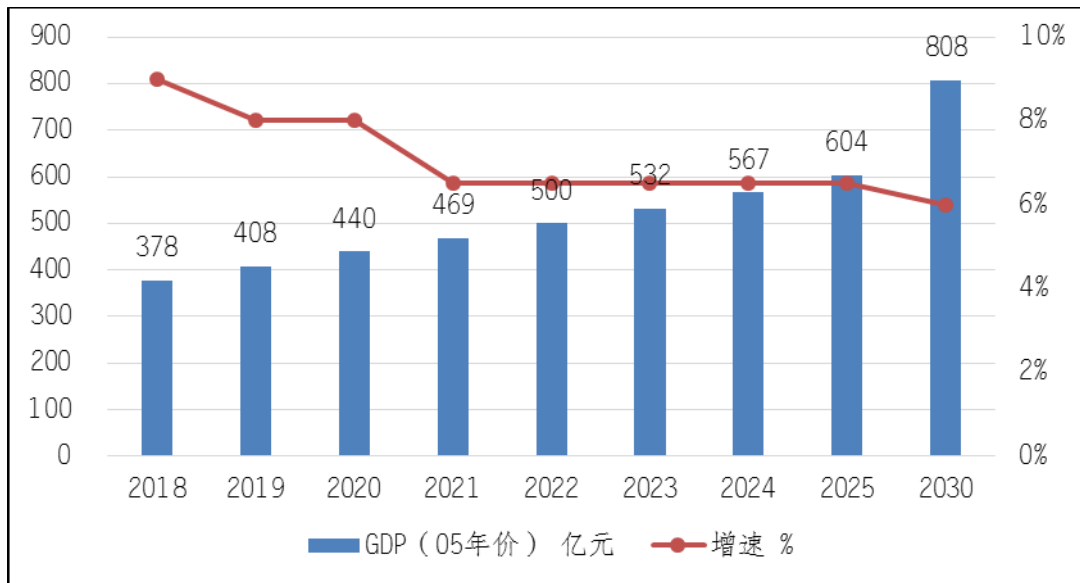


图 4.1-3 2020 ~ 2030 年阿拉善地区生产总值发展预测

4.1.3.2 产业结构预测

在《2019 年阿拉善政府工作报告》中，将制造业作为壮大实体经济的重要抓手，提出全力保持经济稳定增长，加快推动制造业发展。同时“阿拉善通道”是丝绸之路经济带和中蒙俄经济走廊的重要通道，以综合立体交通走廊为纽带，阿拉善将以口岸为重点，以重点城镇、经济合作区、产业园区为载体，构建全方位对外开放开发合作新格局。因此，在“十四五”期间，第二产业依然将会是阿拉善的发展重点，二产占比将保持在较高水平。随着阿拉善加快经济发展方式转型步伐，“打造国际通道和旅游目的地、建设国家级示范区和基地”，文化旅游业将逐步培育壮大成为全盟战略性支柱产业，可以预见，“十五五”期间，三产将快速崛起，成为阿拉善经济发展的另一支点，三产占比快速提升，二产占比逐步回落。阿拉善 GDP 三产占比预测见表 4.1-5 及图 4.1-4。

表 4.1-5 2018 ~ 2030 年阿拉善产业结构发展预测 单位：%

年份	2018	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测

一产占比	4.7%	5.0%	5.0%	5.0%	4.9%	4.8%	3.7%	3.2%
二产占比	59.0%	63.4%	63.3%	63.2%	63.2%	63.2%	63.2%	58.2%
三产占比	36.3%	31.6%	31.7%	31.8%	31.9%	32.0%	33.1%	38.6%

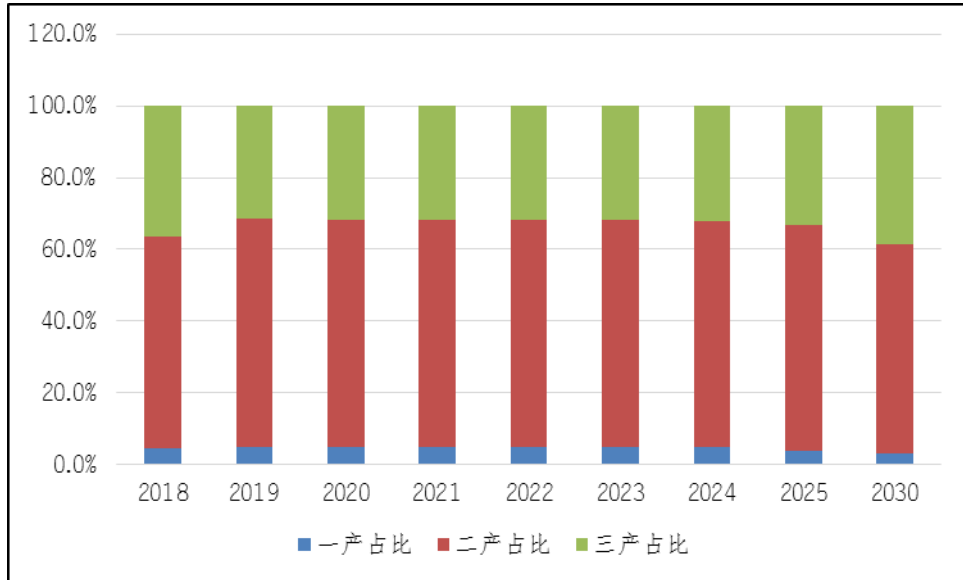


图 4.1-4 2020~2030 年阿拉善产业结构发展预测

4.1.3.3 人口预测

阿拉善地广人稀，人口基数较小，常住人口发展较为稳定。2005~2019年，阿拉善常住人口呈稳定增长趋势，略高于全国人口自然增长率。2019年阿拉善常住人口以达到 25.07 万人，预计未来阿拉善常住人口将长期保持稳定增长的趋势，预计 2025 年将达到 26.3 万人，2030 年将达到 27.1 万人。阿拉善常住人口发展及预测见表 4.1-6 及图 4.1-5。

表 4.1-6 2005~2030 年阿拉善地区常住人口发展及预测 单位：万人

年份	2005	2010	2015	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	实绩	实绩	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
常住人口	21.2	23.1	24.4	25.1	25.3	25.5	25.7	25.9	26.1	26.3	27.1
平均增速	-	1.76%	1.03%	0.73%	0.80%	0.80%	0.80%	0.80%	0.80%	0.80%	0.60%

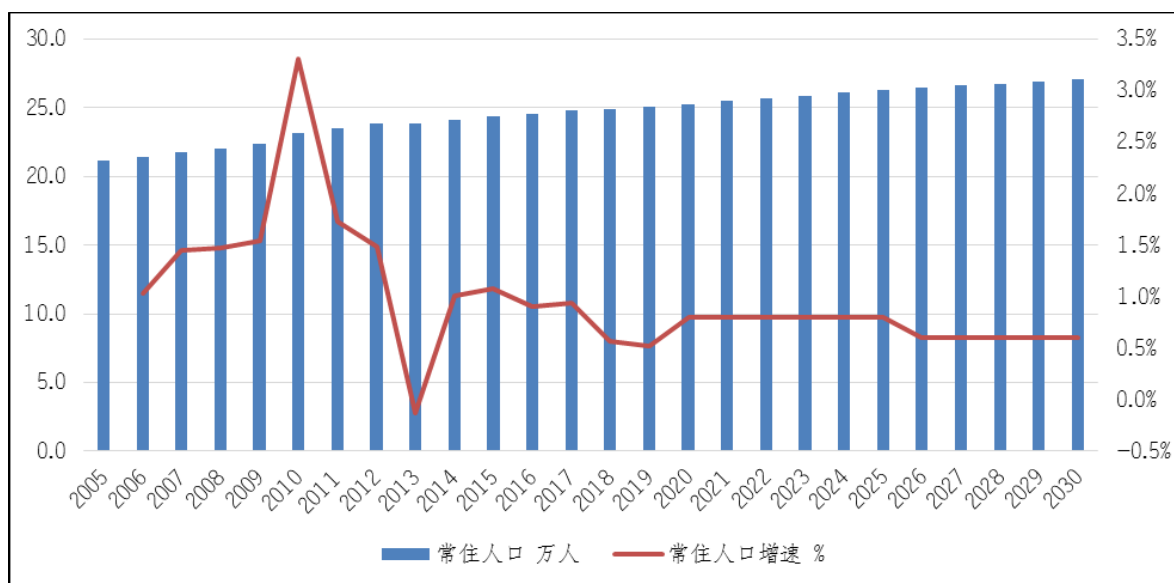


图 4.1-5 2005 ~ 2030 年阿拉善地区常住人口发展及预测

4.1.4 影响需求预测的主要因素分析

阿拉善建盟以来，经过近四十年的接力发展，煤化工、盐化工、精细化工等特色优势产业优化升级，口岸物流、文化旅游稳步发展，清洁能源、沙产业等新兴产业正在兴起，新的经济增长点不断凸现。同时，基础设施条件持续改善，生态环保建设不断加强，投资环境进一步优化，阿拉善未来发展潜力巨大。

“十三五”以来，我国经济发展进入新常态，呈现新的阶段性特征，各项事业带来新的发展机遇。总体看，阿拉善仍处于可以大有作为的重要战略机遇期，机遇与挑战并存、机遇大于挑战、有利因素多于不利因素。国家“四个全面”战略布局的确立，为做好各项工作提供了总遵循、总抓手、总方略，中央出台了一系列定向调控政策，深入实施西部大开发和民族区域自治政策，为阿拉善经济社会发展提供了良好的政策环境。国家全面深化改革，实施创新驱动发展战略和供给侧结构性改革，推动大众创业、万众创新，为阿拉善破除体制机制障碍、释放制度红利、激发发展活力、转换发展动力带来新机遇。国家实施“一带一路”、京津冀协同发展、长江经济带三大战略和

加快推进“中蒙俄经济走廊”建设，对阿拉善融入“呼包银榆”“宁蒙陕甘”“小三角”经济区以及“兰新经济带”、实现全方位开放拓展了新空间。国家推动能源革命，实施“中国制造 2025”和“互联网+”行动计划，促进产业结构和消费结构全面升级；自治区“8337”发展思路深入实施，加快“五大基地”建设，进一步加大基础设施建设、生态环境保护、统筹城乡区域发展、构建产业发展新体系、深化开放合作等领域的投资力度，为阿拉善推动建设阿拉善国家级清洁能源示范等基地、加快产业转型升级、开拓国内市场提供了新契机。

与此同时阿拉善欠发达、生态脆弱、守土戍边的基本盟情没有根本改变，受宏观环境、发展阶段、经济结构等多重因素影响，发展不平衡、不协调、不可持续问题突出。

未来阿拉善将顺应形势任务发展变化，把握经济发展新常态下的新情况、新特点，尊重规律，与时俱进，切实贯彻五大发展理念。主动适应新常态下经济结构从增量扩能为主转向调整存量、做优增量并举的变化，优化产业布局，促进产业集中集聚集约发展，着力推动传统产业新型化、新兴产业规模化、支柱产业多元化，形成多元发展、多极支撑的现代产业体系。

4.2 电力市场发展概况

4.2.1 电力消费分析

4.2.1.1 全社会用电量

2019 年阿拉善地区全社会用电量累计 114.06 亿千瓦时，同比增长 15.93%。其中：一产用电量 0.90 亿千瓦时，同比增长 0.7%；二产用电量 107.00 亿千瓦时，同比增长 16.3%；三产用电量 4.56 亿千瓦时，同比增长 15.2%；城乡居民生活用电 1.60 亿千瓦时，同比增长 2.1%。

近年来阿拉善国民经济保持着持续、快速、健康的发展，各产业、行业用电量呈逐步上升趋势，呈现出强劲的发展趋势。2005~2019年间，阿拉善电网全社会用电量如表4.2-1及图4.2-1所示。

表 4.2-1 阿拉善 2005~2019 年全社会用电量及增长率 单位：亿千瓦时

年份	历史用电量	增长率	占全国比重
2005	20.29	---	0.081%
2006	24.96	23.02%	0.087%
2007	33.73	35.14%	0.103%
2008	37.72	11.83%	0.109%
2009	41.15	9.09%	0.111%
2010	49.56	20.44%	0.118%
“十一五”增长率		19.67%	---
2011	71.18	43.62%	0.151%
2012	75.25	5.72%	0.151%
2013	77.13	2.50%	0.142%
2014	83.57	8.35%	0.148%
2015	75.01	-10.24%	0.129%
“十二五”增长率		1.05%	---
2016	81.39	8.51%	0.133%
2017	86.52	6.30%	0.133%
2018	98.39	13.71%	0.142%
2019	114.06	15.93%	0.158%
“十三五”前四年年均增长率		11.04	---

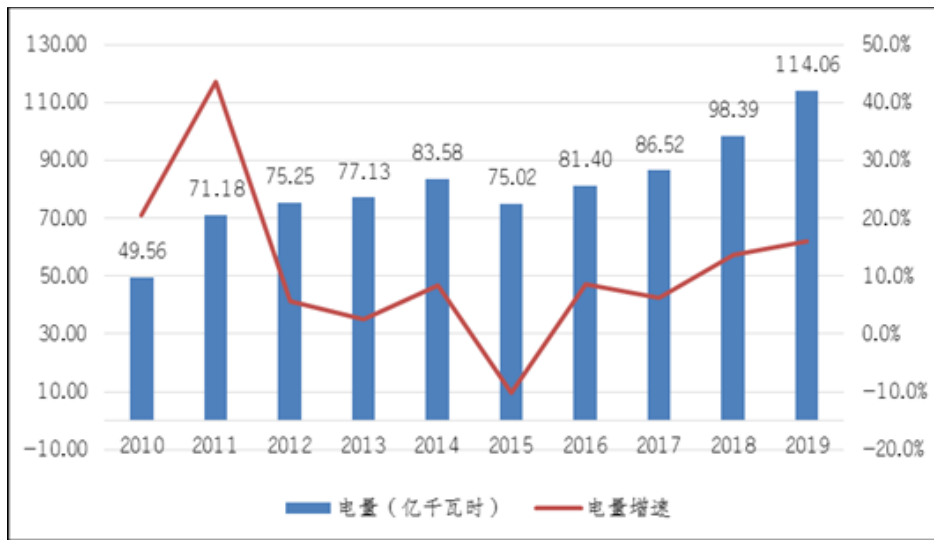


图 4.2-1 阿拉善 2010~2019 年全社会用电量及增长率

4.2.1.2 分产业用电量

分产业来看，随着阿拉善乌斯太工业园区、腾格里工业园区、贺兰山周边经济带的逐步建设，第二产业在全社会用电量中比例居高不下；同时随着经济发展方式转型步伐加快，第三产业在社会用电量中比例不断攀升；而第一产业及居民生活用电占比一直在低位波动。

2010 年~2019 年，一、二、三产和居民生活用电比重从 2.2:94.2:1.4:2.1 调整为 0.8:93.8:4.0:1.4，与 2010 年相比，第一产业用电比重下降近 1.4 个百分点，第二产业用电比几乎持平，第三产业用电比重上升 3.6 个百分点左右，居民生活用电比重下降 0.7 个百分点左右。2010 年~2019 年阿拉善分产业及居民生活用电量见表 4.2-2，增速见表 4.2-3，用电结构见表 4.2-4 及图 4.2-2~4.2-4。

表 4.2-2 2010~2019 年阿拉善分产业及居民生活用电量 单位：亿千瓦时

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
全社会用电量	49.56	71.18	75.25	77.13	83.58	75.02	81.40	86.52	98.39	114.06
一产电量	1.10	1.09	0.64	0.68	0.75	0.96	0.88	0.83	0.89	0.90

阿拉善地区“十四五”输电网规划

二产电量	46.68	67.78	70.68	72.43	78.57	69.84	75.67	79.94	91.97	107.00
三产电量	0.72	1.00	1.35	1.39	1.46	2.20	2.31	2.80	3.96	4.56
居民生活用电	1.06	1.31	2.59	2.64	2.80	2.02	2.55	2.95	1.57	1.60

表 4.2-3 2010~2019 年阿拉善分产业及居民生活用电量增速 单位：%

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
全社会用电量增速	20.4%	43.6%	5.7%	2.5%	8.4%	-10.2%	8.5%	6.3%	13.7%	15.9%
一产电量增速	---	-1.5%	-41.3%	5.9%	10.2%	29.3%	-9.3%	-4.7%	7.2%	0.7%
二产电量增速	---	45.2%	4.3%	2.5%	8.5%	-11.1%	8.3%	5.6%	15.1%	16.3%
三产电量增速	---	39.3%	34.5%	3.1%	5.6%	49.9%	5.2%	21.5%	41.1%	15.2%
居民生活用电增速	---	23.8%	97.6%	1.9%	6.1%	-27.7%	26.0%	15.7%	-46.8%	2.1%

表 4.2-4 2010~2019 年阿拉善分产业及居民生活用电量占比 单位：%

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
一产电量占比	2.2%	1.5%	0.8%	0.9%	0.9%	1.3%	1.1%	1.0%	0.9%	0.8%
二产电量占比	94.2%	95.2%	93.9%	93.9%	94.0%	93.1%	93.0%	92.4%	93.5%	93.8%
三产电量占比	1.4%	1.4%	1.8%	1.8%	1.8%	2.9%	2.8%	3.2%	4.0%	4.0%
居民生活用电占比	2.1%	1.8%	3.4%	3.4%	3.3%	2.7%	3.1%	3.4%	1.6%	1.4%

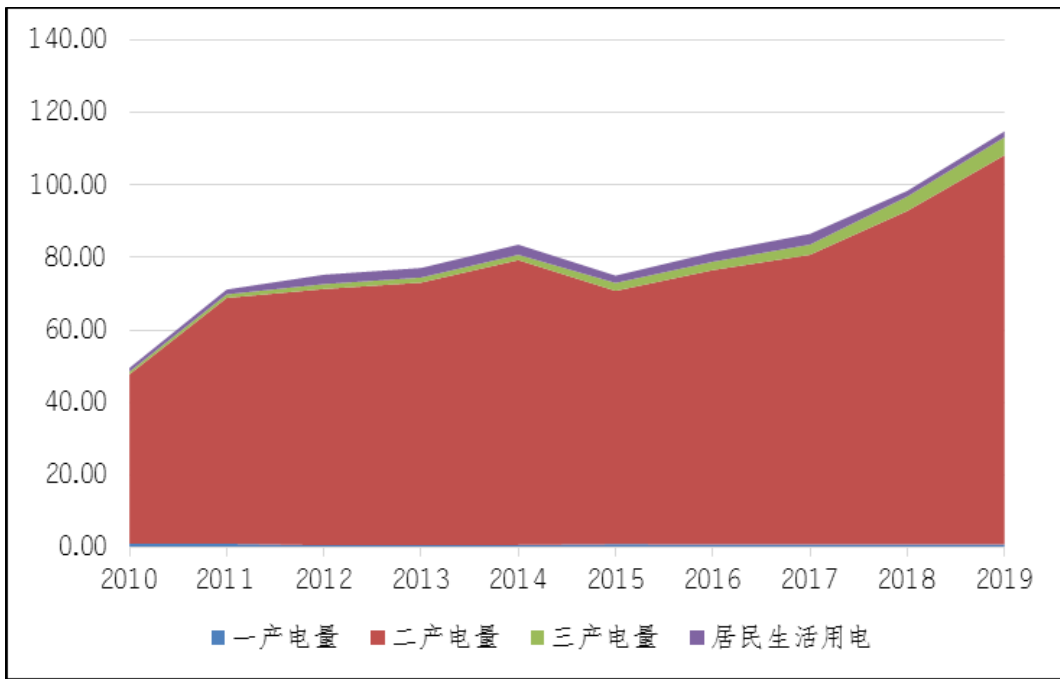


图 4.2-2 2010年~2019年分产业用电量

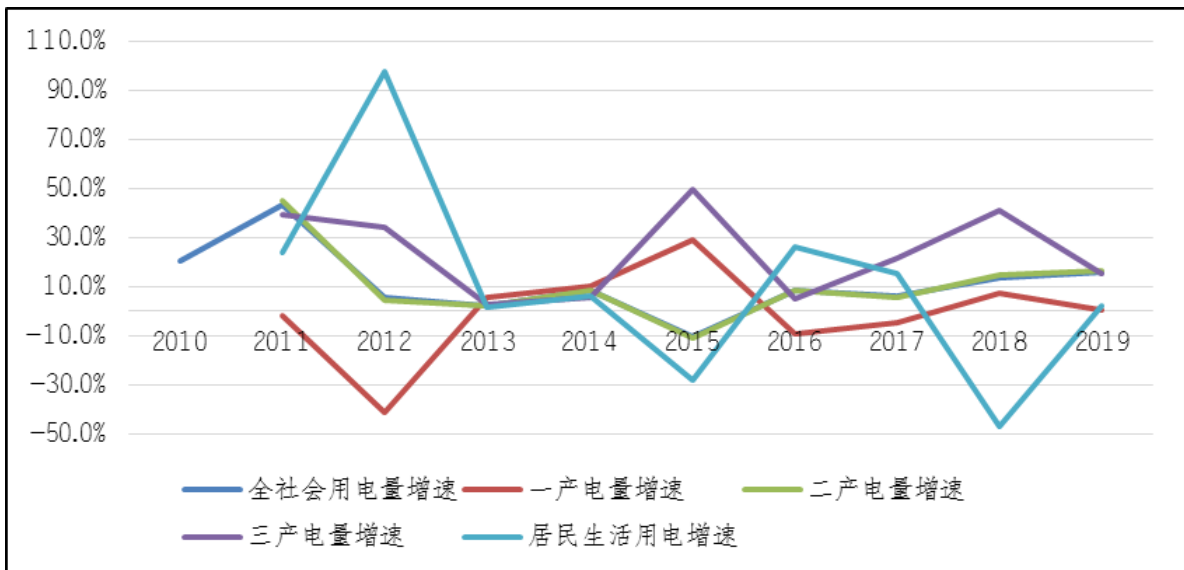


图 4.2-3 2010年~2019年分产业用电量增速

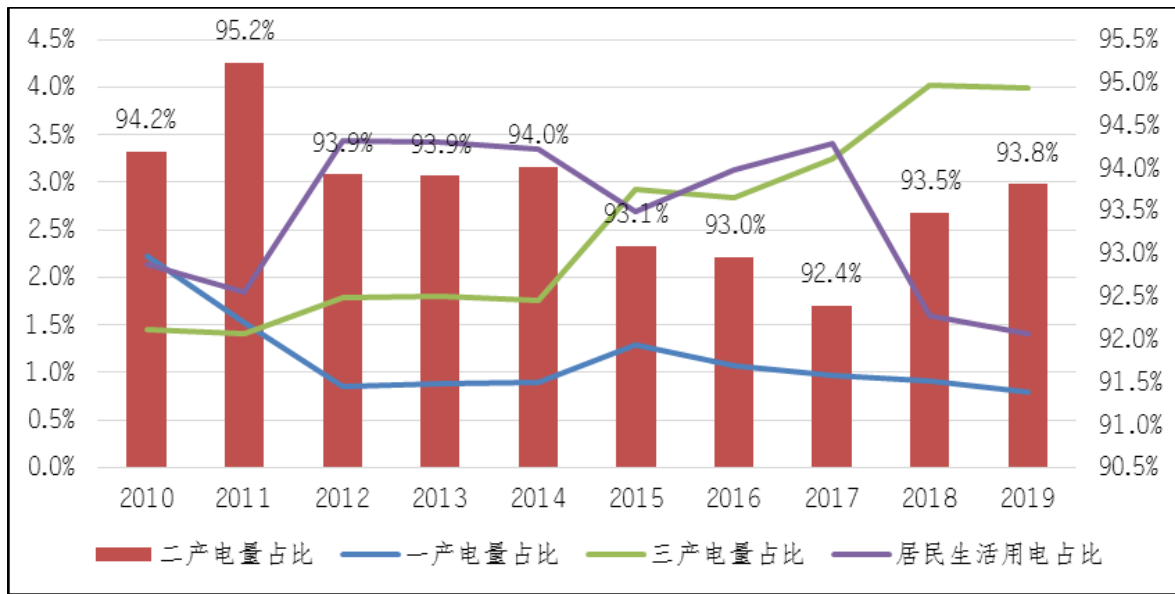


图 4.2-4 2010年~2019年分产业用电量占比

4.2.2 负荷情况分析

4.2.2.1 区域最高负荷

2005~2019年阿拉善电网最大负荷及增长率如表 4.2-5 及图 4.2-5 所示。

表 4.2-5 2005~2019年阿拉善电网最大负荷及增长率 单位：MW

年份	最大负荷	增长率
2005	316	-
2006	355	12.34%
2007	570	60.56%
2008	577	1.23%
2009	607	5.20%
2010	783	29.00%
“十一五”年均增长率		19.90%
2011	999	27.59%
2012	1075	7.61%
2013	1200	11.63%
2014	1150	-4.17%
2015	990	-13.91%

年份	最大负荷	增长率
“十二五”增长率		-0.18%
2016	1020	3.03%
2017	1090	6.86%
2018	1210	11.01%
2019	1360	12.40%
“十三五”前四年年均增长率		8.26%

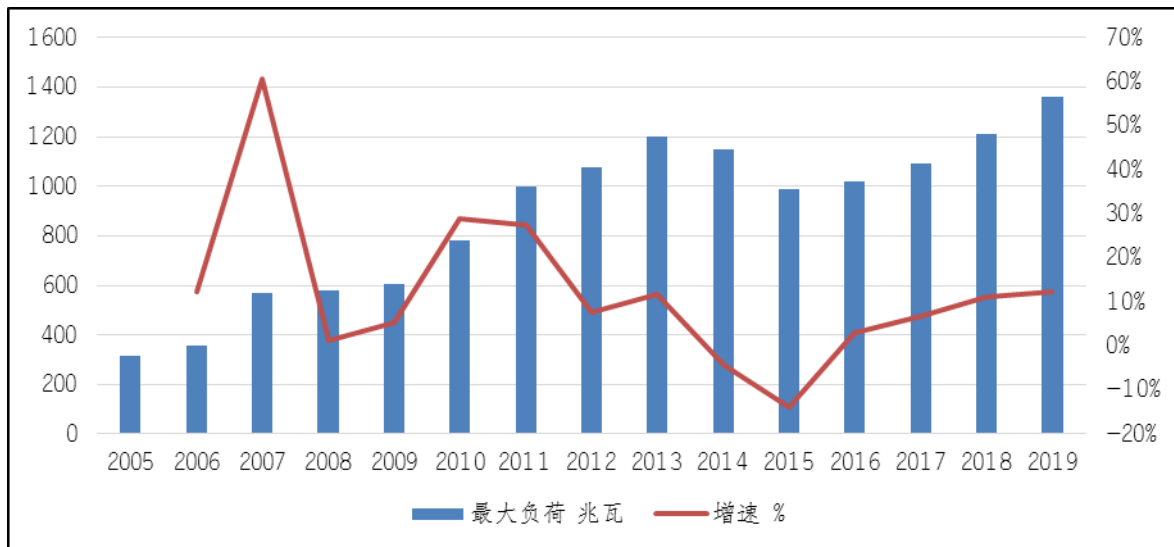


图 4.2-5 2005 ~ 2019 年阿拉善电网最大负荷及增长率

从以上图表可以看出，随着地区经济的不断发展，阿拉善最大负荷整体上呈上升趋势。2008 年，受国际金融危机的波及，阿拉善地区经济也受到较大影响，阿拉善电网负荷增速大幅下降，负荷水平与 2007 年基本持平。到 2009 年，在国家实施扩大内需、促进经济增长的一系列政策的推动下，在整体经济复苏的带动下，阿拉善 2009 年到 2010 年经济得到全面恢复和快速发展，用电负荷随之出现大幅增长。“十二五”前期，阿拉善电网最大负荷持续上升，随着宏观经济形势的变化，2014~2015 年阿拉善电网最大负荷增速趋于缓慢。“十三五”以来，阿拉善电网最大负荷再次呈现稳步增长的趋势。

4.2.2.2 负荷特性

根据历史最大负荷、最小负荷及日电量统计，得到 2015~2019 年间阿拉善电网负荷特性参数，见表 4.2-6 及图 4.2-6-图 4.2-8。

表 4.2-6 2005~2019 年阿拉善电网负荷特性 单位：MW

年份	指标	最大值	最小值	平均值
2015	峰谷差	305	67	118.65
	日负荷率	96%	86%	92%
	日最小负荷率	90%	60%	81%
2016	峰谷差	244	59	123.82
	日负荷率	96%	79%	90%
	日最小负荷率	91%	66%	81%
2017	峰谷差	252	83	141.77
	日负荷率	95%	80%	91%
	日最小负荷率	88%	65%	81%
2018	峰谷差	262	81	136.90
	日负荷率	95%	87%	93%
	日最小负荷率	91%	69%	84%
2019	峰谷差	418	57	156.34
	日负荷率	96%	84%	93%
	日最小负荷率	95%	64%	85%

注：控制月为最大负荷所在月份。

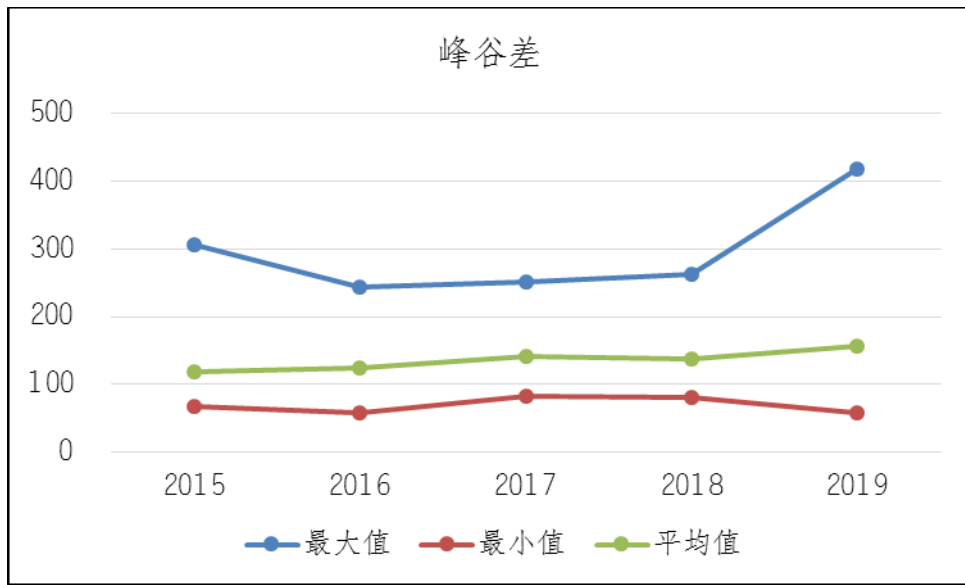


图 4.2-6 2015~2019年阿拉善电网负荷峰谷差变化

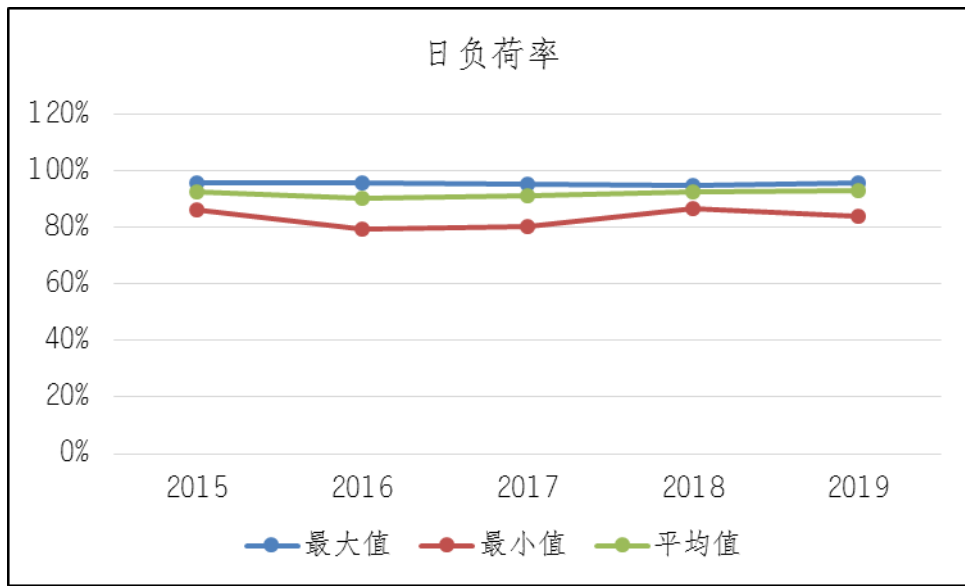


图 4.2-7 2015~2019年阿拉善电网负荷日负荷率变化

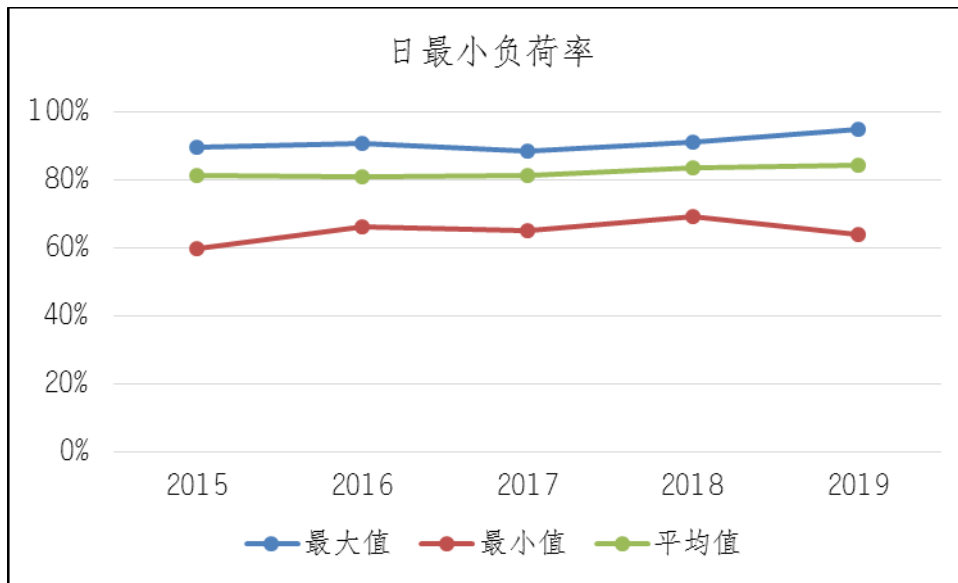


图 4.2-8 2015~2019年阿拉善电网负荷日最小负荷率特性

由于阿拉善电网用电结构导致。阿拉善电网二产用电量占比长期维持在 90%以上，连续性生产工艺用电量比重很高，因此不论是利用小时数还是日负荷率均非常高。近年来，阿拉善电网日负荷率平均值一直在 90%以上，日最小负荷率一直在 80%以上，且略有上升趋势。预计未来一段时间将保持在高位。

4.2.2.3 最大负荷利用小时数

根据历史用电负荷、全社会用电量情况，得到 2005~2019 年间阿拉善电网最大负荷利用小时数，见表 4.2-7 及图 4.2-9。

表 4.2-7 2005~2019年阿拉善电网最大负荷利用小时数 单位：小时

年份	利用小时数
2005	6389
2006	7031
2007	5918
2008	6537
2009	6779
2010	6386

年份	利用小时数
2011	7107
2012	6977
2013	6428
2014	7267
2015	7577
2016	7979
2017	7938
2018	8131
2019	8387

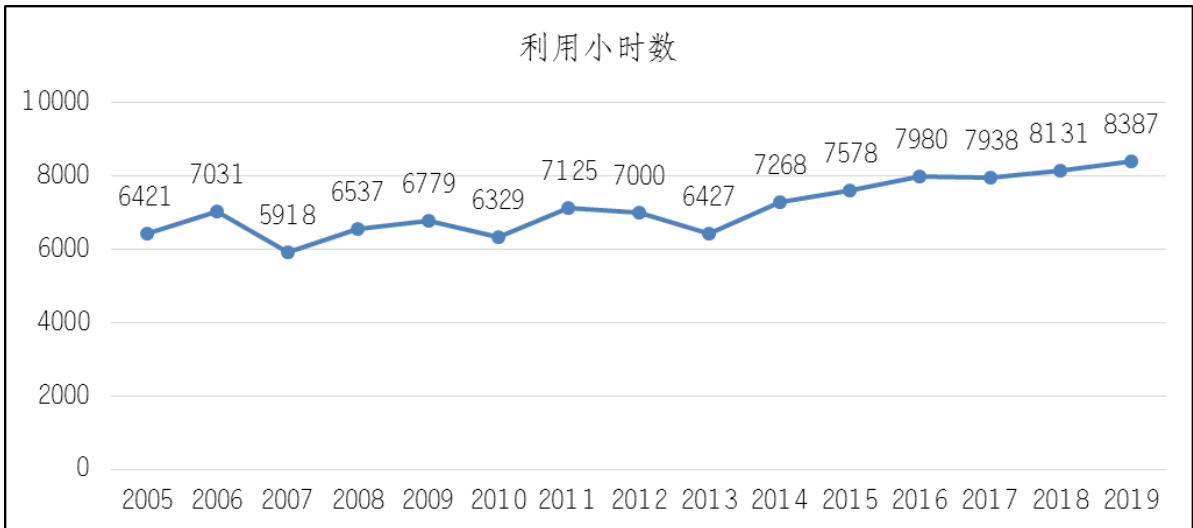


图 4.2-9 2005 ~ 2019 年阿拉善电网最大负荷利用小时数

近年来，阿拉善第二产业发展迅猛，对地区的经济贡献逐年提高，从阿拉善电网最大负荷利用小时数统计图表中可以看出，“十一五”及“十二五”期间最大负荷利用小时数基本维持在 6000 小时之上。“十三五”以来，随着工业用电占比的提升，阿拉善地区最大负荷利用小时数不断攀高，均在 7900 小时以上，2018 年更是突破了 8000 小时。预计“十四五”期间，阿拉善电网最大负荷利用小时数将保持在高位，远景随着产业结构的优化、旅游业发展及科技进步带动生产效率提高，大负荷利用小时数将逐步下调。

4.3 电力市场需求预测

4.3.1 全社会用电量预测

4.3.1.1 弹性系数法

电力弹性系数是电量平均增长率与国内生产总值之间的比值，该方法旨在分析电力弹性系数有单位国内生产总值电耗之间的关系，根据国内生产总值增长速度结合电力弹性系数得到规划期末的总用电量。2005~2018年间电力弹性系数情况如表 4.3-1 所示，电力弹性系数变化曲线如图 4.3-1，考虑到单年度电力弹性系数变化较大，而弹性系数表征的是一段时期内国民经济发展与电力增长的关系，因此对 5 年内求平均弹性系数，并绘制修正后的电力弹性系数变化曲线如图 4.3-1。

表 4.3-1 2005~2018 年阿拉善电力弹性系数历史数据 单位：亿千瓦时

年份	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
全社会用电量	20.29	49.56	71.18	75.25	77.13	83.58	75.02	81.40	86.52	98.39
GDP 增速	21.6%	19.9%	19.5%	13.4%	10.0%	8.6%	7.5%	7.8%	3.9%	9.0%
电量增速	--	20.4%	43.6%	5.7%	2.5%	8.4%	-10.2%	8.5%	6.3%	13.7%
弹性系数	--	1.03	2.24	0.43	0.25	0.97	-1.37	1.09	1.62	1.52
五年年均弹性系数	--	0.87	1.07	0.86	0.90	1.07	0.74	0.29	0.38	1.38*

注：2018 年年均弹性系数为十三五以来年均弹性系数。

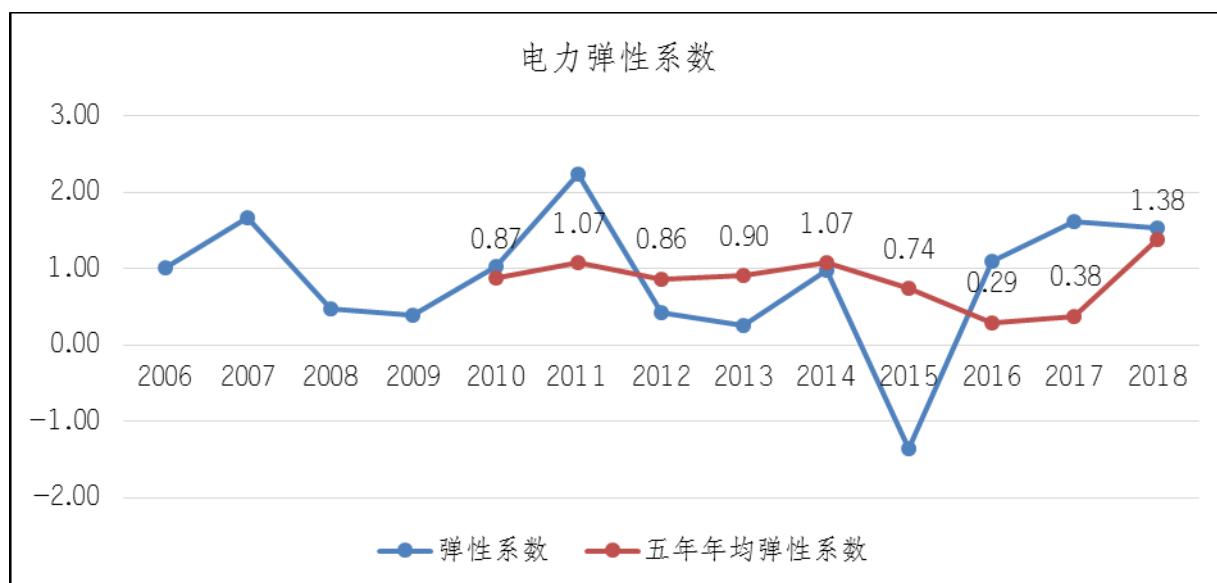


图 4.3-1 2005 ~ 2018 年阿拉善电网电力弹性系数

根据国内国际发展经验，区域处于工业化加速阶段，电力增长速度普遍超前于经济增长速度，电力弹性系数大于 1；当工业发展趋于稳定成熟后，电力增长速度将逐渐趋缓，电力弹性系数降到 1 以下。纵观阿盟“十二五”以来的弹性系数，逐年观察发现波动较大，这主要是由于电力建设与经济增长节奏不同所致，呈明显的波动性。从 5 年平均电力弹性系数来看，阿盟电力弹性系数较为稳定，长期在 1 左右波动，“十三五”期间，阿盟将制造业作为壮大实体经济的重要抓手，提出全力保持经济稳定增长，加快推动制造业发展。随着二产的再发展，阿盟“十三五”以来电力弹性系数呈现抬头趋势，预计“十三五”末期，阿盟电力弹性系数还将保持在 1 左右。随着科技进步和产业结构调整的逐步完成，“十四五”期间平均电力弹性系数将略有下调为 0.8 左右，“十五五”期间将继续下调至 0.7 左右。

根据前述国民经济和社会发展中速增长及上述电力弹性系数预测结果见表 4.3-2，按照电力弹性系数预测法，预计 2020 年、2025 年和 2030 年阿拉善全社会用电量约为 123.2 亿千瓦时、158.7 亿千瓦时和 $129 \times 108\text{kWh}$ 。

“十三五”期间年均增长率为 6.34%；“十四五”期间年均增长率为 4.81%。

表 4.3-2 全社会用电量中增长率预测结果（电力弹性系数法） 单位：亿千瓦时

年份	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
GDP 增速	9.0%	-	8.0%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.0%
弹性系数	1.52	-	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7
电量增速	13.7%	15.9%	8.0%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	4.2%
全社会用电量	98.39	114	123.2	129.6	136.3	143.4	150.9	158.7	195.0

注：2019年 GDP 数据未公布，电量数据已公布，GDP 相关不进行预测，电量相关为实际数据，下同。

4.3.1.2 产值单耗法

分产业单耗法采用产值单耗法分别针对第一产业、第二产业、第三产业用电量进行预测，采用家用电器年用电单耗法对居民生活用电进行预测，最后取四项的累计和为全社会用电量预测值。

“十二五”以来，阿拉善地区二产单耗及三产单耗一直相对稳定，一产单耗迅速下降，人均居民生活用电震荡上升趋势。表 4.3-3 给出了 2005~2018 年阿拉善各产业及居民用电历史数据，图 4.3-2 为 2005~2018 年阿拉善各产业单耗及人均居民用电变化趋势图。

表 4.3-3 阿拉善各产业产值单耗和人均用电历史数据 单位：kWh/万元、kWh/人

年份	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
一产单耗	2359	2237	2037	1120	972	990	837	709	401	504
二产单耗	4763	3239	3873	3534	3384	3407	3321	3420	4048	4128
三产单耗	116	250	312	383	316	295	251	231	219	289
人均居民生活用电	571	457	557	1083	1105	1161	830	1036	1188	628

注：产值单耗均按 2005 年价计算，下同

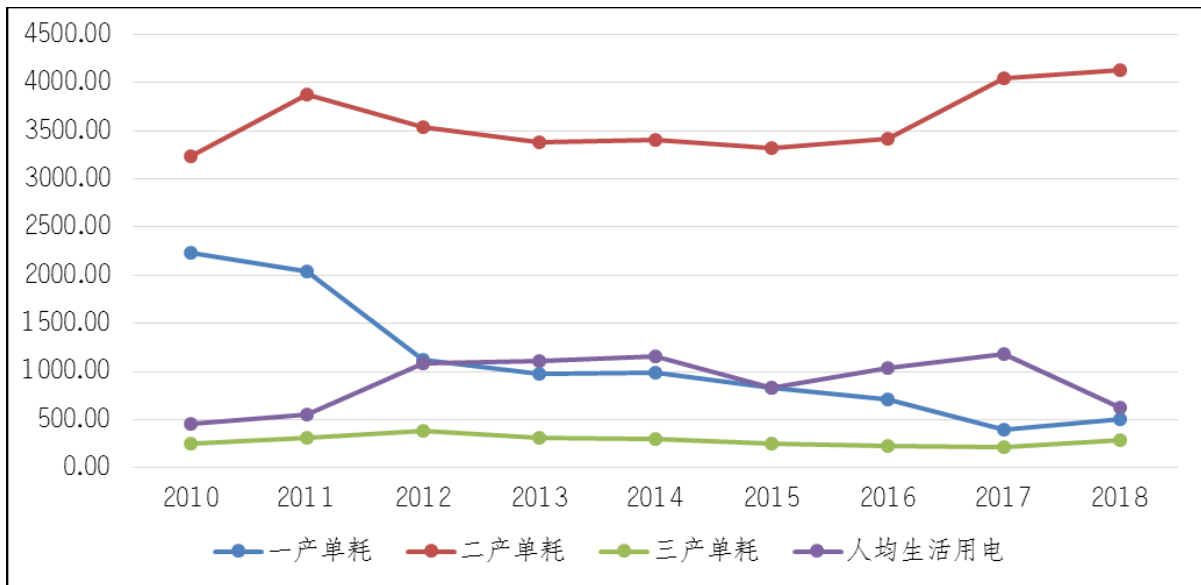


图 4.3-2 阿拉善各产业单耗及人均居民用电变化趋势

从以上图表可以看出，随着现代农牧业进一步发展，产业化程度提高，第一产业产值用电单耗将缓慢下降并维持在一个较低的水平，第一产业用电单耗从 2005 年的 2359kWh/万元下降至 2018 年 504kWh/万元，预计到 2020 年第一产业产值用电单耗为 494kWh/万元。2025 年第一产业产值用电单耗为 469kWh/万元。2030 年第一产业产值用电单耗为 444kWh/万元。

2005 ~ 2018 年阿拉善第二产业产值用电单耗一直处于较高水平，由 4763kWh/万元变为 4128kWh/万元。阿拉善地区工业以非金属矿物制品业、非金属矿采选业、化学原料和化学制品制造业为主，均属于高耗能产业，同时阿盟将制造业作为壮大实体经济的重要抓手，在“十四五”期间以上工业将继续作为支柱性产业，因此，未来二产单耗会震荡缓慢下降，但依然保持在较高水平。预计 2020 年到 2030 年期间第二产业产值用电单耗在 4000 ~ 4120kWh/万元之间。

“十一五”至“十二五”初期阿拉善第三产业产值用电单耗迅速上升，由 116kWh/万元上升到 383kWh/万元。“十二五”末期至“十三五”以来，阿拉善第三产业产值用电单耗逐渐下降，小幅震荡。预计 2020 年到 2030 年期间

第三产业产值用电单耗在 260 ~ 300kWh/万元之间。

结合历年人均生活用电增长情况，随着居民生活水平的不断提高，地区居民用电将继续保持增长，预计 2020 年到 2030 年期间第三产业产值用电单耗在 800 ~ 1590kWh/万元之间。

根据分产业产值单耗法，考虑中增长，作出 2020 年 ~ 2030 年阿拉善全社会及全行业用电量预测，见表 4.3-4。

表 4.3-4 全社会用电量中增长预测结果（分产业产值单耗法） 单位：亿千瓦时

年份	2018	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
电量	98.4	121.3	129.7	138.5	147.7	157.4	167.2	205.6
一产电量	0.89	0.90	0.91	0.93	0.95	0.98	1.00	1.27
二产电量	92.0	113.74	121.66	129.93	138.55	147.73	156.95	191.07
三产电量	3.96	4.65	4.91	5.18	5.48	5.79	6.13	8.97
居民生活	1.57	2.02	2.24	2.46	2.69	2.92	3.16	4.34

根据上述分产业产值单耗法预测结果，预计 2020 年阿拉善全社会用电量约为 121.3 亿千瓦时，2025 年阿拉善全社会用电量约为 167.2 亿千瓦时，到 2030 年阿拉善全社会用电量约为 205.6 亿千瓦时。

4.3.1.3 回归分析法

回归分析法是时序外推法的一种，是根据到目前为止的历史资料数据所呈现出的趋势和规律，用数学的方法进行延伸、外推，对未来的各时序值做出预测，这是一种让历史告诉未来的预测方法。时序中明显的趋势部分，可以用回归法建立模型进行预测。回归法的任务是寻找因变量 y 与自变量（解释变量） x 之间存在的相关关系及其回归方程 $y=f(S, X)$ ，这里 S 为回归模型的参数向量。按自变量的多少可分为一元回归分析和多元回归分

析；按照自变量与因变量之间的回归方程的类型可分为线性回归分析和非线性回归分析。

一元线性回归分析时基于曲线拟合的预测方法，即根据自变量与因变量的记录值，确定适当的函数类型及相应参数，拟合一条最佳曲线，然后将此曲线外延至未来的适当时刻，在已知自变量取值时得到因变量的预测值。通过对阿拉善地区全社会用电量与国民生产总值进行分析，得出阿拉善电网全社会用电量与国民生产总值相关性很高，采用幂函数对气进行拟合，相关系数高达为 0.9765，可采用一元回归分析模型。

建立阿拉善地区全社会用电量与地区生产总值的一元线性回归分析模型：

$$y = f(S, X) = ax^b$$

其中， $a = 0.650, b = 0.8594$ 。回归分析见图 4.3-3。

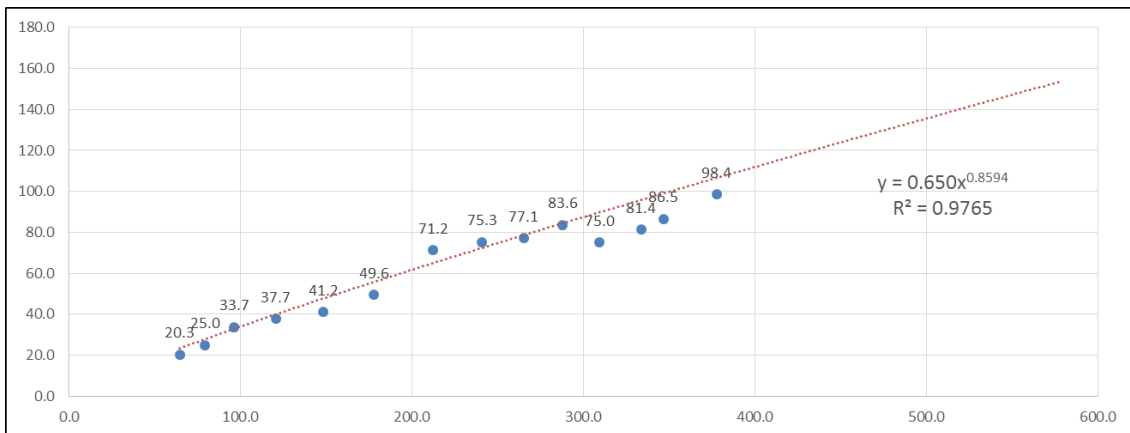


图 4.3-3 线性回归分析法全社会用电量变化趋势

根据经济预测，预计“十三五”末期阿拉善地区 GDP 年均增长 8%，“十四五”期间阿拉善 GDP 年均增长 6.5%，“十五五”期间 GDP 年均增长 6%，用回归法计算出 2020~2030 年地区全社会用电量。表 4.3-5 给出 2015 年~2023 年全社会用电量线性回归预测法预测结果。

表 4.3-5 全社会用电量线性回归预测值 单位：亿千瓦时

年份	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
项目	实绩	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
GDP 预测	378	407.86*	440	469	500	532	567	604	808
电量预测	106.6	113.5	121.3	128.0	135.1	142.7	150.6	159.0	204.2

注：GDP 为 2005 年价，2019 年 GDP 为预测值。

4.3.1.4 推荐方案

在对阿拉善地区分别通过电力弹性系数法、分行业产值单耗法、时间序列法、回归分析法进行预测的基础上，结合地区经济社会发展和用电量增长趋势，提出阿拉善全社会用电量综合预测高、中、低三个方案，并将中方案作为推荐方案。阿拉善全社会用电量预测结果如表 4.3-6 所示。

表 4.3-6 阿拉善全社会用电量预测结果 单位：亿千瓦时

方案	项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
高方案	全社会电量	114.1	122	130	139	149	158	168	209
	增速	15.9%	7.1%	6.5%	7.2%	6.7%	6.3%	6.0%	4.5%
	年均增速	-	10.2%	-	-	-	-	6.5%	4.5%
中方案	全社会电量	114.1	121	128	136	144	153	161	200
	增速	15.9%	6.4%	5.5%	6.2%	6.0%	6.0%	5.3%	4.5%
	年均增速	-	10.1%	-	-	-	-	5.8%	4.5%
低方案	全社会电量	114.1	121	127	135	143	151	159	195
	增速	15.9%	6.0%	5.5%	6.2%	5.8%	5.5%	5.3%	4.2%
	年均增速	-	10.0%	-	-	-	-	5.6%	4.2%

根据推荐方案，预计到 2020 年，全盟全社会用电量将达到 121 亿千瓦时，“十三五”期间年均增长 10.1%；到 2025 年，全盟全社会用电量将达到 161 亿千瓦时，“十四五”期间年均增长 5.8%，展望到 2035 年全盟全社会用电量将达到 200 亿千瓦时，年均增长约为 4.5%。

4.3.2 电力负荷预测

基于全社会用电量及最大负荷利用小时数预测结果，对阿拉善电力负荷进行预测，高、中、低三个预测方案，并将中方案作为推荐方案。见表 4.3-7。

表 4.3-7 阿拉善负荷预测 单位：MW

方案	项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
高方案	最大负荷	1360	1480	1570	1690	1800	1910	2030	2540
	增速	12.4%	8.8%	6.1%	7.6%	6.5%	6.1%	6.3%	4.6%
	年均增速	-	8.4%	-	-	-	-	6.5%	4.6%
中方案	最大负荷	1360	1470	1550	1650	1740	1850	1950	2430
	增速	12.4%	8.1%	5.4%	6.5%	5.5%	6.3%	5.4%	4.5%
	年均增速	-	8.2%	-	-	-	-	5.8%	4.5%
低方案	最大负荷	1360	1460	1540	1640	1730	1830	1920	2380
	增速	12.4%	7.4%	5.5%	6.5%	5.5%	5.8%	4.9%	4.4%
	年均增速	-	8.1%	-	-	-	-	5.6%	4.4%

根据推荐方案，预计到 2020 年，阿拉善地区最大负荷将达到 1470MW，“十三五”期间年均增长 8.2%；到 2025 年，阿拉善地区最大负荷将达到 195MW，“十四五”期间年均增长 5.8%，展望到 2030 年，阿拉善地区最大负荷将达到 2430，年均增长约为 4.5%。

在推荐方案的基础上，结合阿拉善各供电区历史负荷情况及经济发展状况，对阿拉善各供电区的负荷进行预测，预测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 阿拉善全网及各主要分供电区负荷预测 单位：MW

序号	地区	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	年均增长	2030	年均增长
1	东部供区	970	1049	1117	1194	1277	1363	1446	6.6%	1847	5.0%
	乌斯太	970	1049	1117	1194	1277	1363	1446	6.6%	1847	5.0%
2	南部供区	97	102	104	108	110	113	115	2.4%	128	2.1%
	腾格里	97	102	104	108	110	113	115	2.4%	128	2.1%
3	西部供区	163	178	183	192	200	208	215	3.9%	252	3.2%
	阿拉腾	48	51	52	53	54	56	56	2.0%	61	1.7%
	阿右旗	51	56	58	61	64	66	69	4.0%	81	3.4%
	额济纳旗	64	70	74	78	81	86	90	5.1%	110	4.0%

阿拉善地区“十四五”输电网规划

4	北部供区	13	15	16	17	19	21	23	8.7%	31	6.8%
	敖伦布拉格	13	15	16	17	19	21	23	8.7%	31	6.8%
5	中部供区	117	125	130	135	140	145	149	3.4%	172	2.9%
	巴彦浩特	117	125	130	135	140	145	149	3.4%	172	2.9%
6	全盟合计	1360	1470	1550	1650	1740	1850	1950	5.8%	2430	4.5%

5 电源规划

5.1 编制依据

- (1) 国家发改委项目核准和同意开展电源项目前期工作的有关文件；
- (2) 《内蒙古电网电源发展和布局研究报告》2019年
- (3) 《阿拉善风光热综合新能源基地规划研究》
- (4) 各种电源项目开工建设情况和前期工作开展情况；
- (5) 内蒙古电力集团公司对阿拉善地区电源项目接入系统的审查意见。

5.2 电源建设的指导思想和规划思路

电源建设要依托全盟丰富的煤炭、风能、太阳能资源，积极运用节水、脱硫等先进成熟的技术措施，推进高参数、大容量机组的使用，适时建设一批大型火电基地，同时重点考虑阿拉善目前仍然由分散小锅炉供热为主，分散供热，浪费能源、污染环境，因此，有必要尽快实施热电联产工程。

根据国家大力发展清洁能源的政策，充分利用阿拉善丰富的风能资源和太阳能资源，加快可再生能源的基础设施建设，努力将阿拉善列入西北三省清洁能源发电的试点地区，推动阿拉善作为内蒙古大规模风与光互补发电的沙漠生态治理示范基地的进程。在电网运行条件和电价承受能力允许的范围内，加快风电开发的步伐，建设一批 100MW 及以上的大型风电场。此外，阿拉善太阳能资源也相当丰富，随着太阳能发电技术的不断成熟，应积极推进太阳能发电项目；此外要大力发展外送电源，积极开拓外部市场。在满足地区用电的基础上，加速建设地区电网与蒙西电网的联络，保证地区电源所发电力的可靠送出；大力发展农电，积极拓展电网向农村、牧区发展，建设社会主义新农村、新牧区；根据全区发展县域经济的指导思想，进一步加强和完善旗、县、区的电网结构，为旗、县、区经济发展做出贡献。

5.3 阿拉善地区自用电源建设规划

根据以上主要原则，提出阿拉善电网“十四五”期间电源建设安排。“十四五”期间阿拉善电网计划建设额济纳电厂 $2 \times 50\text{MW}$ 机组；计划建设分散式风电项目 4 个，总容量 75MW ；计划建设集中式风电项目 1 个，总容量 1600MW 。各项目预计投运时间见下表 5.3-1。

表 5.3-1 阿拉善电网“十四五”期间电源建设安排 单位：MW

序号	项目	性质	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
一	火电装机							
1	庆华额济纳热电厂	核准					100	100
	小计						100	100
二	风电装机							
1	腾格里经济技术开发区佳合 20 兆瓦分散式风电项目	核准	20	20	20	20	20	20
2	阿拉善高科新能源有限公司 15 兆瓦分散式风电项目	核准	15	15	15	15	15	15
3	2020 年 2 万分散式风电指标一	核准			20	20	20	20
4	2020 年 2 万分散式风电指标二	核准			20	20	20	20
5	敖伦布拉格 160 万千瓦风电项目	核准			1600	1600	1600	1600
	小计		35	35	1675	1675	1675	1675
三	光伏装机							
四	总计		35	35	1675	1675	1775	1775

根据表 5.3-1，“十四五”期间年阿拉善电网计划投产装机容量为 1740MW ，扣除直接外送的敖伦布拉格风电 1600MW ，网内投产机组总容量为 140MW 。阿拉善地广人稀，绝大多数为荒漠地区，风光资源良好，但缺乏水资源。因此，阿拉善电网不适宜发展大规模的火电项目，在建项目为额济纳旗庆华 $2 \times 50\text{MW}$ 机组，接入系统已通过中国电力规划总院审查，方案为双回 220kV 线路接入额济纳 220kV 变。

新能源发电项目对于水的需求不大，阿拉善地区风光资源良好，大力发

展风力发电和太阳能发电优势明显。因此“十四五”期间阿拉善电网电源项目发展应以新能源为主，并适当提高新能源开发总量。

6 送、受电规划

风电和光伏是洁净的可再生能源，大力开发可再生能源是合理调整电源结构的重要举措，是我国能源发展战略的重要组成部分。为鼓励风电和光伏发电的发展，我国出台了一系列优惠政策，发展风电和光伏成为国家可持续发展战略的必然要求。依托丰富的风光资源，蒙西电网风电及光伏发电装机发展势头迅猛，但受蒙西电网内部市场较小，外送电力有限，系统调峰能力不足等因素影响，新能源装机存在弃风弃光的现象。

阿拉善电网位于蒙西电网最西部，覆盖地域广，供电范围大，负荷增长较为平稳，“十三五”末期电力基本实现自平衡并略有富裕。阿拉善新能源风、光、光热资源丰富，可开发总量大，且具备大规模集中开发条件。“十四五”期间随着新能源项目的开发，阿拉善电网将逐步出现电力富余情况。因此，在“十四五”期间，阿拉善电网将定位为内部自用电平衡、新能源集中开发汇集外送。

6.1 受电规划

目前阿拉善电网与蒙西电网通过 2 个横向通道联网运行。一个是定远营~吉兰太~乌海 500kV 双回路通道；另一个是祥泰~阿拉腾敖包 220kV 开关站 220kV 双回路通道（500kV 建设降压 220kV 运行）。

为了加强阿拉善电网与蒙西主网联络，规划在“十四五”中期升压阿拉腾敖包开关站及祥泰~阿拉腾敖包双回线；为了满足腾格里地区供电需要，建设孟克 500kV 变电站，并新建孟克~定远营 500kV 双回线。至此，阿拉善电网将与蒙西主网形成祥泰~阿拉腾敖包和乌海~吉兰太~定远营~孟克两个双回路 500kV 横向通道，供电可靠性明显提升。

根据第七章电力平衡分析结果，在不考虑新能源出力的情况下，“十四

五”初期阿拉善电网将从主网受进电力约 280MW，随着负荷逐年增长，至 2025 年达到 812MW。因此，“十四五”期间，在不考虑新能源出力的情况下，阿拉善电网存在较大电力缺口。

6.2 送电规划

6.2.1 浩雅～上海庙新能源汇集外送通道

2018 年 4 月 12 日，国家能源局《关于内蒙古鄂尔多斯上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地规划建设有关事项的复函》（国能函新能〔2018〕44 号）中明确了上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地一期风电建设规模 3800MW，光伏建设规模 200MW。

2018 年 5 月 7 日，内蒙古自治区发改委《关于做好上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地规划建设工作的通知》（内发改能源字〔2018〕477 号）中对上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地一期新能源建设布局进行了进一步的明确，风电 3800MW 及光伏 200MW 建设规模的具体分布确定为：阿拉善建设风电 1600MW，巴彦淖尔市建设风电 1600MW，鄂尔多斯市建设风电 600MW、光伏 200MW。

根据《内蒙古鄂尔多斯上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地规划报告评审意见》，上海庙配套新能源目前较为确定的基地为阿拉善敖伦布拉格、巴彦淖尔市海力素和鄂尔多斯杭锦旗三个基地，分布如图 6.2-1 所示。

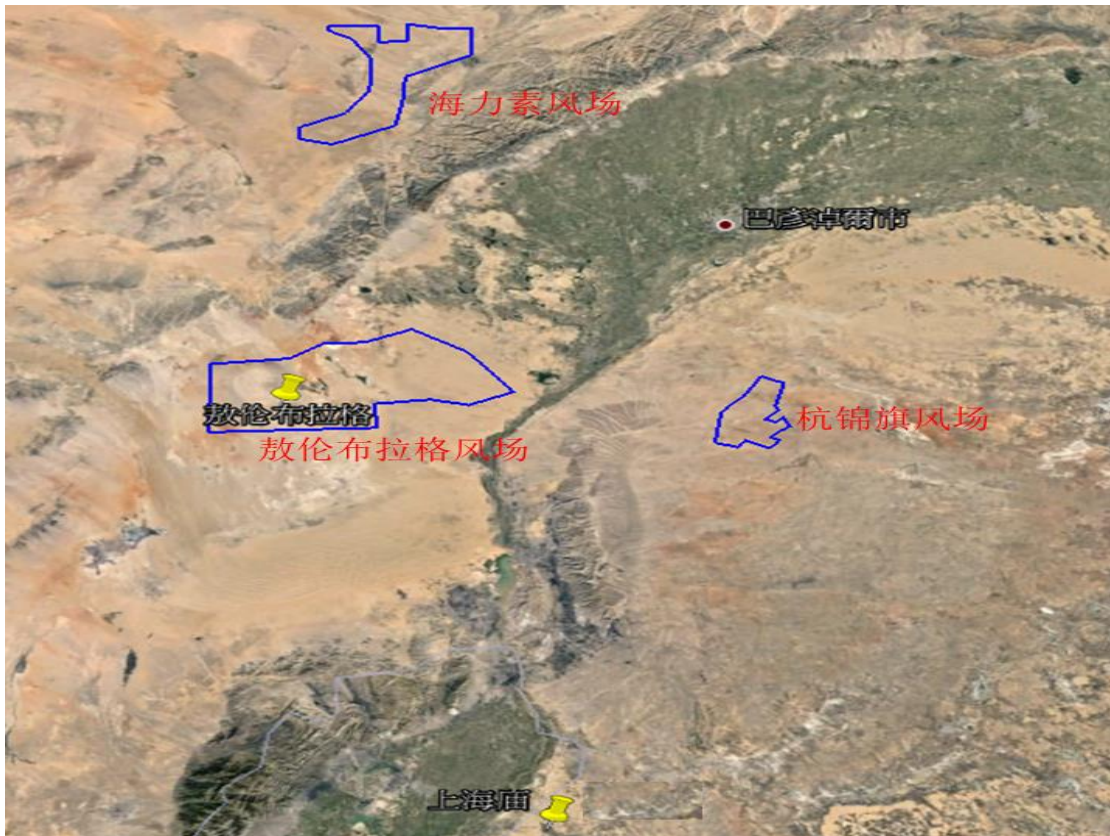


图 6.2-1 配套新能源基地初步拟选场址分布图

阿拉善敖伦布拉格本期配套新能源项目规模 1600MW，因新能源分布地区距离上海庙换流站较远，约 230km，已确定新建 500kV 浩雅变汇集敖伦布拉格地区风电，采用 1 回 500kV 线路送至上海庙汇流站，为配套新能源项目的接入提供条件，满足配套新能源容量的送出。

目前，阿拉善 160 万千瓦风电场已于 2019 年 9 月 28 日在敖伦布拉格镇开工建设，计划于 2022 年投产。



图 6.2-2 浩雅汇集新能源送出示意图

6.2.2 向周边电网供电

阿拉善电网属于蒙西电网的西端，地区西南临甘肃，东、南与宁夏隔贺兰山相望，电网的建设不仅应着眼于本地区的发展需求，更应发挥蒙西电网电价、资源、土地等优势，在有条件的情况下，进一步拓宽市场，扭转阿拉善电网投资回报率低的局面。因此在满足当地电网负荷、新能源送出的前提下，为了尽量兼顾将来为周边地区有意向接入的大用户项目的可靠供电。

目前宁夏地区天元锰业集团在宁夏执行大工业 330kV 到户价为 0.42 元/千瓦时，由于经济大环境及市场行情等原因，近年来企业已无力承担过高的生产成本，多处于停产或亏损生产的状态，降低电力成本迫在眉睫。该公司的主要产品及规模为年产 80 万吨电解金属锰、30 万吨稀土铬铁、200 万吨水泥、360 万立方商品混凝土、20 万吨硫酸、1500 吨二氧化硒、1.5 万吨福美钠等，2016 年用电负荷达到 1320MW。受蒙西电网电价低的利好因素影响，该公司有意向跨省通过蒙西电网供电，但受葡萄墩变供电能力及其他

因素的制约，目前未进一步开展工作。因此腾格里 500kV 变投运后，将成为蒙西电网向外延伸的“桥头堡”，不仅具有维护自身电力市场的作用，同时可以为类似天元锰业这样的企业供电提供必要的条件。

6.2.3 向口岸和蒙古国供电

阿拉善境内目前拥有策克和乌力吉两个口岸，实现中国与蒙古国互联互通。

其中，策克口岸位于内蒙古额济纳旗境内，与蒙古国南戈壁省西伯库伦口岸对应。对外辐射蒙古国南戈壁、巴音洪格尔、戈壁阿尔泰、前杭盖、后杭盖五个畜产品、矿产品资源较为富集的省区。是阿拉善对外开放的唯一国际通道，是内蒙古、陕、甘、宁、青五省区所共有的陆路口岸，同时也是内蒙古第三大口岸。随着国家“一带一路”战略实施和继续深入推进西部大开发战略宏观背景下，策克口岸发展将进度入快车道。目前已通过 35kV 策克~那林苏海线路向蒙古国供电，随着策克口岸蒙古国边境的煤矿不断开发，用电需求将不断增大。因此，可以利用边境口岸实现向蒙古供电，开拓国外电力市场。

6.2.4 外送蒙西主网

根据第七章电力平衡分析结果，在考虑新能源满出力的情况下，“十四五”期间阿拉善电网电力有较大富余，初期将向蒙西主网送出电力约 1038MW，随着负荷逐年增长，向蒙西电网外送电力逐渐下降，至 2025 年下降为 545MW。因此，“十四五”期间，在新能源出力较大情况下，阿拉善电网将向蒙西主网送电约 545~1039MW。

因此，“十四五”期间，在考虑新能源满出力的情况下，阿拉善电网存在存在一定电力盈余。

7 电力平衡

7.1 电力平衡主要原则

- (1) 选取负荷预测中方案对应的最高用电负荷进行电力平衡。
- (2) 厂用电率按照 8%考虑，网损率按照 2%考虑。
- (3) 电网总备用容量按最高发电负荷的 17%考虑（负荷备用 3%，事故备用 8%，检修备用 6%）。
- (4) 新能源考虑 0%、30%、70%、100%参与平衡。
- (5) 受阻容量：
 供热机组：受阻按照 8%考虑；
 气电：根据实际运行情况考虑受阻容量；
 水电：小水电调节性能差，按照全部受阻考虑。

7.2 电力平衡分析

7.2.1 电力平衡

(一) 阿拉善电网总体电力平衡

根据阿拉善电网的电源建设进度安排及负荷预测（中方案），按照电力平衡的有关原则，做出 2020~2025 年及 2030 年阿拉善电网电力平衡，见表 7.2-1。

表 7.2-1 2020~2025 年及 2030 年阿拉善电网电力平衡 单位：MW

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
1	最高用电负荷	1470.0	1550.0	1650.0	1740.0	1850.0	1950.0	2430.0
2	最高发电负荷	1633.3	1722.2	1833.3	1933.3	2055.6	2166.7	2700.0
3	需要装机容量	1911.0	2015.0	2145.0	2262.0	2405.0	2535.0	3159.0
	备用率	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%

阿拉善地区“十四五”输电网规划

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
	综合备用容量	277.7	292.8	311.7	328.7	349.4	368.3	459.0
4	电网实际装机	3090.6	3090.6	3130.6	3130.6	3230.6	3230.6	3230.6
4.1	火电	1772.6	1772.6	1772.6	1772.6	1872.6	1872.6	1872.6
4.2	风电	613.0	613.0	653.0	653.0	653.0	653.0	653.0
4.3	光伏	705.0	705.0	705.0	705.0	705.0	705.0	705.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	141.8	141.8	141.8	141.8	149.8	149.8	149.8
7	年末可用装机容量一（新能源装机全容量计入）	2948.8	2948.8	2988.8	2988.8	3080.8	3080.8	3080.8
	年末可用装机容量二（新能源装机70%容量计入）	2553.4	2553.4	2581.4	2581.4	2673.4	2673.4	2673.4
	年末可用装机容量三（新能源装机30%容量计入）	2026.2	2026.2	2038.2	2038.2	2130.2	2130.2	2130.2
	年末可用装机容量四（不计新能源装机容量）	1630.8	1630.8	1630.8	1630.8	1722.8	1722.8	1722.8
8	电力平衡一（新能源装机全容量计入）	1037.8	933.8	843.8	726.8	675.8	545.8	-78.2
	电力平衡二（新能源装机70%容量计入）	642.4	538.4	436.4	319.4	268.4	138.4	-485.6
	电力平衡三（新能源装机30%容量计入）	115.2	11.2	-106.8	-223.8	-274.8	-404.8	-1028.8
	电力平衡四（不计新能源装机容量）	-280.2	-384.2	-514.2	-631.2	-682.2	-812.2	-1436.2
9	实际备用率（新能源装机全容量计入）	80.5%	71.2%	63.0%	54.6%	49.9%	42.2%	14.1%
	实际备用率（新能源装机70%容量计入）	56.3%	48.3%	40.8%	33.5%	30.1%	23.4%	-1.0%
	实际备用率（新能源装机30%容量计入）	24.1%	17.6%	11.2%	5.4%	3.6%	-1.7%	-21.1%
	实际备用率（不计新能源装机容量）	-0.2%	-5.3%	-11.0%	-15.6%	-16.2%	-20.5%	-36.2%

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
	量)							

阿拉善电网在“十四五”期间新增电源装机容量约 140MW（不含敖伦布拉格 1600MW 风电项目，该项目为新能源外送项目，不接入蒙西电网）。从阿拉善电网总体电力平衡结果可以看出，考虑新能源装机按 70%及以上容量计入平衡时，“十四五”期间阿拉善电网呈现电力盈余的局面，盈余装机容量在 138~934MW 范围内，预计至 2030 年出现电力缺口，缺口范围为 78~486MW。若新能源装机按 30%容量计入平衡，则 2022~2025 年阿拉善电网存在电力缺口，缺口容量在 107~405MW 范围内，至 2030 年缺口达到 1029MW。考虑新能源装机不计入平衡时，“十四五”期间各年阿拉善电网均存在电力缺口，缺口范围为 384~812MW，预计 2030 年缺口范围达到 1436MW。

（二）阿拉善电网分区域电力平衡

阿拉善电网供电的区域包括东部供电区、南部供电区、西部供电区、北部供电区四个区域，其中除东部供电区是阿拉善工业集中区域，南部供电区向盟行署所在地巴彦浩特供电，其他供区均在偏离中心地带，地广人稀。

根据各个供电区的电源装机安排和负荷预测（中方案）进行阿拉善电网分区电力平衡分析，只考虑目前计划建设的电源项目，五个供电区域的电力平衡结果见表 7.2-2 至 7.2-5。

表 7.2-2 2020 年~2025 年及 2030 年东部供电区电力平衡 单位：MW

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
1	最高用电负荷	1048.6	1116.7	1194.4	1276.6	1363.0	1445.9	1847.4
2	最高发电负荷	1165.1	1240.8	1327.1	1418.4	1514.4	1606.6	2052.7
3	需要装机容量	1363.1	1451.7	1552.7	1659.6	1771.8	1879.7	2401.7
	备用率	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	198.1	210.9	225.6	241.1	257.4	273.1	349.0
4	电网实际装机	1286.6	1286.6	1306.6	1306.6	1306.6	1306.6	1306.6

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
4.1	火电	1061.6	1061.6	1061.6	1061.6	1061.6	1061.6	1061.6
4.2	风电	15.0	15.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
4.3	光伏	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	84.9	84.9	84.9	84.9	84.9	84.9	84.9
7	年末可用装机容量一（新能源装机全容量计入）	1201.7	1201.7	1221.7	1221.7	1221.7	1221.7	1221.7
	年末可用装机容量二（新能源装机70%容量计入）	1134.2	1134.2	1148.2	1148.2	1148.2	1148.2	1148.2
	年末可用装机容量三（新能源装机30%容量计入）	1044.2	1044.2	1050.2	1050.2	1050.2	1050.2	1050.2
	年末可用装机容量四（不计新能源装机容量）	976.7	976.7	976.7	976.7	976.7	976.7	976.7
8	电力平衡一（新能源装机全容量计入）	-161.5	-250.1	-331.0	-437.9	-550.2	-658.1	-1180.0
	电力平衡二（新能源装机70%容量计入）	-229.0	-317.6	-404.5	-511.4	-623.7	-731.6	-1253.5
	电力平衡三（新能源装机30%容量计入）	-319.0	-407.6	-502.5	-609.4	-721.7	-829.6	-1351.5
	电力平衡四（不计新能源装机容量）	-386.5	-475.1	-576.0	-682.9	-795.2	-903.1	-1425.0

由东部供电区电力平衡结果可知，由于该地区处于阿拉善中心，负荷占比大，且随着该供电区的不断发展建设，现有及计划新增装机已无法满足地区负荷日益增长的需求，“十四五”期间乌斯太供电区持续存在电力缺口，缺额范围为250~903MW。预计2030年该供电区电力缺口在1180~1425MW范围内。

表 7.2-3 2020 年~2025 年及 2030 年西部供电区电力平衡 单位: MW

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
1	最高用电负荷	177.6	183.5	192.2	199.5	207.9	215.2	252.1
2	最高发电负荷	197.3	203.9	213.6	221.7	231.0	239.1	280.1
3	需要装机容量	230.9	238.5	249.9	259.4	270.3	279.8	327.7
	备用率	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	33.5	34.7	36.3	37.7	39.3	40.6	47.6
4	电网实际装机	341.0	341.0	441.0	441.0	441.0	441.0	441.0
4.1	火电	42.0	42.0	142.0	142.0	142.0	142.0	142.0
4.2	风电	129.0	129.0	129.0	129.0	129.0	129.0	129.0
4.3	光伏	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	3.4	3.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
7	年末可用装机容量一(新能源装机容量全容量计入)	337.6	337.6	429.6	429.6	429.6	429.6	429.6
	年末可用装机容量二(新能源装机容量 70%容量计入)	247.9	247.9	339.9	339.9	339.9	339.9	339.9
	年末可用装机容量三(新能源装机容量 30%容量计入)	128.3	128.3	220.3	220.3	220.3	220.3	220.3
	年末可用装机容量四(不计新能源装机容量)	38.6	38.6	130.6	130.6	130.6	130.6	130.6
8	电力平衡一(新能源装机容量全容量计入)	106.8	99.1	179.8	170.3	159.4	149.9	101.9
	电力平衡二(新能源装机容量 70%容量计入)	17.1	9.4	90.1	80.6	69.7	60.2	12.2
	电力平衡三(新能源装机容量 30%容量计入)	-102.5	-110.2	-29.5	-39.0	-49.9	-59.4	-107.4
	电力平衡四(不计新能源装机容量)	-192.2	-199.9	-119.2	-128.7	-139.6	-149.1	-197.1

由西部供电区电力平衡结果可知，该地区电源中光伏装机占比较大。当新能源装机 70%及以上计入平衡时，“十四五”期间该供电区一直处于装机盈余状态，盈余装机容量在 9.4~179.8MW 范围内，预计 2030 年盈余装机容量 12.2~101.9MW。当新能源装机 30%及以下计入平衡时，2021~2025 年供电区内呈现电力缺口，缺额装机容量在 29.5~199.9MW 范围内，预计 2030 年缺额装机容量 107.4~197.1MW。

表 7.2-4 2020 年~2025 年及 2030 年南部供电区电力平衡 单位：MW

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
1	最高用电负荷	227.6	234.1	242.9	249.7	257.3	263.4	299.1
2	最高发电负荷	252.9	260.1	269.9	277.4	285.9	292.6	332.3
3	需要装机容量	295.9	304.3	315.8	324.6	334.5	342.4	388.8
	备用率	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	43.0	44.2	45.9	47.2	48.6	49.7	56.5
4	电网实际装机	1453.0	1453.0	1473.0	1473.0	1473.0	1473.0	1473.0
4.1	火电	669.0	669.0	669.0	669.0	669.0	669.0	669.0
4.2	风电	469.0	469.0	489.0	489.0	489.0	489.0	489.0
4.3	光伏	315.0	315.0	315.0	315.0	315.0	315.0	315.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5
7	年末可用装机容量一（新能源装机全容量计入）	1399.5	1399.5	1419.5	1419.5	1419.5	1419.5	1419.5
	年末可用装机容量二（新能源装机 70%容量计入）	1164.3	1164.3	1178.3	1178.3	1178.3	1178.3	1178.3
	年末可用装机容量三（新能源装机 30%容量计入）	850.7	850.7	856.7	856.7	856.7	856.7	856.7
	年末可用装机容量四（不计新能源装机容量）	615.5	615.5	615.5	615.5	615.5	615.5	615.5
8	电力平衡一（新能源装机全容量计入）	1103.6	1095.2	1103.7	1094.9	1084.9	1077.1	1030.6

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
	电力平衡二（新能源装机 70%容量计入）	868.4	860.0	862.5	853.7	843.7	835.9	789.4
	电力平衡三（新能源装机 30%容量计入）	554.8	546.4	540.9	532.1	522.1	514.3	467.8
	电力平衡四（不计新能源装机容量）	319.6	311.2	299.7	290.9	280.9	273.1	226.6

由南部供电区电力平衡结果可知，“十四五”期间该供电区一直处于装机盈余状态，盈余装机容量在 273.1~1103.7MW 范围内，预计 2030 年盈余装机容量 226.6~1030.6MW。

表 7.2-5 2020 年~2025 年及 2030 年北部供电区电力平衡 单位：MW

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
1	最高用电负荷	14.9	15.8	16.9	18.8	20.7	22.5	31.4
2	最高发电负荷	16.5	17.6	18.8	20.9	23.0	25.0	34.8
3	需要装机容量	19.4	20.6	22.0	24.4	26.9	29.3	40.8
	备用率	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	2.8	3.0	3.2	3.6	3.9	4.3	5.9
4	电网实际装机	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
4.1	火电	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.2	风电	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.3	光伏	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	年末可用装机容量一（新能源装机全容量计入）	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	年末可用装机容量二（新能源装机 70%容量计入）	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
	年末可用装机容量三（新能源装机 30%容量计	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0

序号	项目	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
	入)							
	年末可用装机容量四(不计新能源装机容量)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	电力平衡一(新能源装机全容量计入)	-9.4	-10.6	-12.0	-14.4	-16.9	-19.3	-30.8
	电力平衡二(新能源装机70%容量计入)	-12.4	-13.6	-15.0	-17.4	-19.9	-22.3	-33.8
	电力平衡三(新能源装机30%容量计入)	-16.4	-17.6	-19.0	-21.4	-23.9	-26.3	-37.8
	电力平衡四(不计新能源装机容量)	-19.4	-20.6	-22.0	-24.4	-26.9	-29.3	-40.8

由北部供电区电力平衡结果可知,该地区用电负荷低、装机容量小,“十四五”期间存在少量电力缺口,缺额范围为10.6~29.3MW。预计2030年该供电区电力缺口在30.8~40.8MW范围内。

7.2.2 电力流

根据7.2.1节阿拉善电网电力平衡的计算结果,形成的主要结论如下:

(1) 考虑新能源装机容量全计入方式下,阿拉善“十四五”期间呈现装机容量盈余局面,电力流由阿拉善电网流向蒙西主网,输送潮流在545.8~933.8MW之间。

(2) 考虑新能源装机70%容量计入方式下,阿拉善“十四五”期间呈现装机容量盈余局面,电力流由阿拉善电网流向蒙西主网,输送潮流在138.4~538.4MW之间。

(3) 考虑新能源装机30%容量计入方式下,阿拉善2021年存在少量装机盈余容量,电力流由阿拉善电网流向蒙西主网,输送潮流约11.2MW;“十

四五”中后期存在电力缺口，电力流由蒙西主网流向阿拉善电网，输送潮流在 106.8 ~ 404.8MW 之间。

(4) 不考虑新能源装机时，阿拉善“十四五”期间各年均存在电力缺口，电力流由蒙西主网流向阿拉善电网，输送潮流在 384.2 ~ 812.2MW 之间。

7.3 电源需求

结合阿拉善各供电区电力平衡分析及电源布局等，得到“十四五”期间各地区推荐建设容量如下：

(一) 东部供电区电源需求

东部供电区现有电源装机 1271.6MW(包含火电 1061.6MW、光伏 210MW)，2020 年 220kV 宗别立变投产后，木仁高勒光伏由南部供电区调整至东部供电区。2020 ~ 2025 年新增电源安排包括风电 35MW。根据该供电区电力平衡分析结果，“十四五”期间该供电区一直存在电力缺口。若新能源装机以全容量计入时，需新增电源装机 658.1MW；若新能源装机以 70%容量计入时，需新增电源装机 731.6MW；若新能源装机以 30%容量计入时，需新增电源装机 829.6MW；若不计新能源装机容量，需新增电源装机 903.1MW。

(二) 西部供电区电源需求

西部供电区现有电源装机 341MW(包含火电 42MW、风电 129MW、光伏 170MW)，2020 ~ 2025 年新增电源安排包括火电 100MW。根据该供电区电力平衡分析结果，若新能源装机以 70%及以上容量计入时，“十四五”期间时期该供电区一直处于装机盈余状态，无需新增电源。若新能源装机 30%容量计入时，“十四五”期间该供电区存在电力缺口，需新增电源装机 59.4MW。若不计新能源装机容量，“十四五”期间该供电区电力缺口更大，需新增电源装机 149.1MW。

(三) 南部供电区电源需求

南部供电区现有电源装机 1433MW（包含火电 669MW、风电 449MW、光伏 315MW），2020~2025 年新增电源安排包括风电 40MW。根据该供电区电力平衡分析结果，“十四五”期间该供电区一直处于装机盈余状态且盈余容量较大，无需新增电源。

（四）北部供电区电源需求

北部供电区现有电源装机 10MW（光伏），“十四五”期间无新增电源安排。根据该供电区电力平衡分析结果，“十四五”期间该供电区一直存在少量电力缺口。若新能源装机以 100%、70%、30%和 0%容量计入时，分别需新增电源装机 19.3MW、22.3MW、26.3MW、29.3MW。

（五）中部供电区电源需求

中部供电区现有电源装机 1203MW（包含火电 669MW、风电 299MW、光伏 235MW），“十四五”期间无新增电源安排。根据该供电区电力平衡分析结果，“十四五”期间该供电区一直处于装机盈余状态且盈余容量较大，无需新增电源。

8 规划目标及规划原则

8.1 规划目标

加强 500kV 电网与蒙西主网联络，完善内部 500kV 网架，逐步构建布局覆盖全境的 500kV 网架，逐步建成 500kV 供电环网，提升 500kV 电网供电可靠性，满足新能源电力汇集外送需求，解决 500kV 电网同杆 N-2 故障导致全站停电等重大风险点，将 500kV 电网发展为下级 220kV 电网主要电源点。

220kV 电网结构应以 500kV 变电站为中心，合理划分供电区，实现分片供电。每个供电区实现至少有两座及以上 500kV 变电站，或一座 500kV 变电站和一座及以上 220kV 主力电厂。向城市或者工业园区供电的 220kV 电网应尽量建设为可靠性较强的环形供电网络，向边远地区供电的 220kV 电网可以采用双回路馈供网络，以有效解决 220kV 电网供电风险，提升 220kV 电网供电可靠性。正常方式下各分区间相互独立运行，没有潮流交换，相邻供电区之间应至少保持一个 220kV 备用联络通道。

为了满足新能源电力并网需求，由以前的分散就地消纳转变为大规模集中上网外送，并网电压等级采用 220kV 或 500kV。

8.2 规划原则

8.2.1 基本原则

1、坚持“安全第一”的原则，逐步贯彻执行“N-1”可靠性准则。贯彻“电力系统设计技术规程”、“电力系统安全稳定导则”、国务院 599 号令的具体要求，从网架结构优化的角度加强防范电力安全事故。

2、坚持适度超前发展的原则。经济发展电力先行，电网规划需适应电

力市场和电源布局等诸多不确定的因素，应综合考虑，适度超前且具有较强的适应能力。

3、坚持以市场需求为导向，以市场容量定电网规模，以市场分布定电网结构。注重资源的合理利用和优化配置，注重电网建设与运行的整体效益。

4、推动电网设备标准化、序列化、体系化。加强电网的技术改造，推动技术进步，逐步淘汰落后设备，积极应用标准设备，坚持“增容、升压、换代”电网改造新思路，提高电网设备标准化、序列化、体系化水平。

5、控制短路电流水平，为电网运行留有一定裕度。500kV 电网短路水平按 63kA 控制，220kV 电网短路水平按 50kA 控制。

6、500kV 重要供电通道发生同杆“N-2”故障，电网不发生 599 号令规定的一般及以上电力安全事故。

7、500kV 变电站 500kV 或 220kV 母线任何 1 条母线检修，相邻的另 1 条母线故障，电网不发生 599 号令规定的一般及以上电力安全事故。

8、220kV 电网应贯彻分层分区的原则。220kV 电网应结构简明、层次清晰，应有利于实现合理的分层分区，便于调度、运行和管理。无功配置和潮流流向合理，能够满足各级电源送出和负荷供电需求。

9、220kV 备用联络线是分区电网在正常或检修时发生严重多重事故时重要的安全保障，220kV 电网分层分区应重视备用联络通道建设，应按照分区电网的强弱不同，合理配置足够的分区 220kV 备用联络线。分区内 500kV 主变检修时，通过合上备用联络线重构电网，能够满足 500kV 主变 N-1-1 安全稳定校核要求。

10、500kV 系统在正常运行方式下，最高运行电压不得超过系统额定电压的 110%；最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、电压稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。发电厂 220kV 母线和 500kV 变电站的中压侧母线在正常运行方式下，电压允许偏差为系统额定电压的 0% ~ +10%，

在事故运行方式下为系统额定电压的-5% ~ +10%。

8.2.2 规定与技术要求

(一) 500kV 电网

(1) 新建 500kV 变电站主变压器规模原则上按 $4 \times 1000\text{MVA}$ 配置，可留有扩建余地。在变电站建设初期，可考虑建设 750MVA 变压器。对现有规模较小的老旧 500kV 变电站，可结合电网规划进行超规模扩建或整体式增容改造。

(2) 新建 500kV 变电站 500kV 出线原则按 8 回配置，初期建设 2~4 回；220kV 出线按 16 回配置，初期建设 2~6 回。

(3) 500kV 线路建设应选择 LGJ-4×400、LGJ-4×630、LGJ-4×800 标准化序列。

(4) 500kV 变电站并联电容补偿和低压并联电抗补偿容量宜分别不超过主变容量 30%，每台主变可按 4 组配置，分期装设。

(5) 500kV 输电线路长度超过 100km，应根据系统分析计算，安装线路高抗平衡充电功率。

(二) 220kV 电网

(1) 新建 220kV 变电站主变压器规模原则上按 $3 \times 240\text{MVA}$ 或 $4 \times 180\text{MVA}$ 配置。在变电站建设初期，可考虑建设 180MVA 变压器。对现有规模较小的老旧 220kV 变电站，可结合电网规划进行超规模扩建或整体式增容改造。

(2) 新建 220kV 变电站 220kV 出线原则按 8 回配置，初期建设 2~4 回；110kV 出线按 14 回配置，初期建设 2~6 回；35kV 出线按 8 回配置。

(3) 220kV 线路应选择 LGJ-400、LGJ-2×300、LGJ-2×400、LGJ-2×630 标准化序列。

(4) 220kV 变电站低压无功补偿总容量不宜超过主变容量 30%，每台主变可按 4~6 组配置，分期装设。

9 变电站规划

9.1 规划原则

(一) 容载比

容载比是某一供电区域,变电设备总容量(kVA)与对应的总负荷(kW)的比值。合理的容载比与恰当的网架结构相结合,对于故障时负荷的有序转移,保障供电可靠性,以及适应负荷的增长需求都是至关重要的。同一供电区域容载比应按电压等级分层计算,但对于区域较大且区域内负荷发展水平极度不平衡的地区,也可区分电压等级计算容载比。计算各电压等级容载比时,该电压等级发电厂的升压变压器容量及直供负荷容量不应计入,该电压等级用户专用变电站的变压器容量和负荷也应扣除,另外,部分区域之间仅进行故障时功率交换的联络变压器容量,如有必要也应扣除。

容载比是保障电网发生故障时,负荷能否顺利转移的重要宏观控制指标。负荷增长率低,网络结构联系紧密,容载比可适当降低;负荷增长率高,网络结构联系不强(如为了控制电网的短路水平,网络必须分区分列运行时),容载比应适当提高,以满足电网供电可靠性和负荷快速增长的需要。容载比也是城网规划时宏观控制变电总容量,满足电力平衡,合理安排变电站布点和变电容量的重要依据。

容载比与变电站的布点位置、数量、相互转供能力有关,即与电网结构有关,容载比的确定要考虑负荷分散系数、平均功率因数、变压器运行率、储备系数等复杂因素的影响,在工程中可采用实用的方法估算容载比,公式如下:

$$R_s = \sum S_{ei} / P_{max}$$

式中:

RS ——容载比，kVA / kW；

Pmax ——该电压等级的全网最大预测负荷；

Sei ——该电压等级变电站 i 的主变容量。

电网作为地区的重要基础设施，应适度超前发展，以满足地区经济增长和社会发展的需要。保障地区电网安全可靠和满足负荷有序增长，是确定地区电网容载比时所要考虑的重要因素。在《城市电力网规划设计导则中》（Q/GDW156）规定，根据经济增长和社会发展的不同阶段，对应的地区电网负荷增长速度可分为较慢、中等、较快三种情况，相应各电压等级地区电网的容载比如表 9.1-1 所示，宜控制在 1.5~2.2 范围之内。

表 9.1-1 各电压等级城网容载比选择范围

地区电网负荷增长情况	较慢增长	中等增长	较快增长
年负荷平均增长率（建议值）	小于 7%	7~12%	大于 12%
500kV 及以上	1.5~1.8	1.6~1.9	1.7~2.0
220~330kV	1.6~1.9	1.7~2.0	1.8~2.1
35~110kV	1.8~2.0	1.9~2.1	2.0~2.2

根据负荷预测结果所计算出各供电区“十四五”、“十五五”负荷增速，参考表 9.1-1 推荐结果，对阿拉善各供电区容载比选择结果见表 9.1-2 所示。

表 9.1-2 各供电区容载比

序号	地区	十四五增长率	容载比选择	十五五增长率	容载比选择
1	巴彦浩特供电区	3.44%	1.9~2.0	2.91%	1.9~2.0
2	腾格里供电区	2.37%	1.9~2.0	2.14%	1.9~2.0
3	阿拉腾供电区	2.00%	1.9~2.0	1.67%	1.9~2.0
4	敖伦布拉格供电区	8.65%	2.0~2.1	6.82%	2.0~2.1
5	乌斯太供电区	6.64%	2.0~2.1	5.02%	2.0~2.1
6	阿右旗供电区	4.03%	1.9~2.0	3.37%	1.9~2.0
7	额济纳旗供电区	5.14%	2.0~2.1	4.02%	1.9~2.0
	全盟合计	5.80%	2.0~2.1	4.53%	1.9~2.0

（二）变电站接入系统方案原则

1、变电站布点应尽量靠近负荷中心。

2、变电站应根据周边电网现状，就近接入电网。

3、变电站接入系统方案应结合近期、远期电网发展规划来拟定，可为近远期电网结构建设提供条件。

4、变电站接入系统方案应考虑供电可靠性，向城市和工业园区供电需满足“N-1”原则，向边远地区供电可考虑双回路馈供。

9.2 变电容量分析

9.2.1 500kV变电容量分析

本节对阿拉善电网的 500kV 变电容量进行平衡计算，分析规划期内阿拉善电网 500kV 变电容量的建设需求。根据阿拉善盟电网负荷预测水平及电源建设安排，按照相关规定，电源备用率按 17%考虑，2019 年~2030 年阿拉善电网 500kV 变电容量分析结果见表 9.2-1。

表 9.2-1 阿拉善地区 500kV 变电容量需求分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	1360	1470	1550	1650	1740	1850	1950	2430
220kV 及以下公用常规机组容量	1773	1773	1773	1773	1773	1873	1873	1873
220kV 及以下公用常规机组供电能力	1218	1218	1218	1218	1218	1287	1287	1287
需从 500kV 电网供电容量	142	252	332	432	522	563	663	1143
现状 500kV 变电容量	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750
现状容载比	26.4	14.9	11.3	8.7	7.2	6.7	5.7	3.3
规划 500kV 变电容量	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750	3750
规划容载比	26.4	14.9	11.3	8.7	7.2	6.7	5.7	3.3

注：1、平衡中不计入地区新能源装机；2、500kV 浩雅变为风电外送升压汇集站，在变电容量分析中均不考虑。3、远景电源考虑已核准和规划项目。4、远景变电站仅考虑“十四五”规划新增站。

从阿拉善盟变电容量需求分析结果可知，总体来看，阿拉善地区 500kV 容载比较高，若维持现有 500kV 变电站，则至 2025 年阿拉善地区 500kV 容载比约 5.7；展望至 2030 年，随着负荷的增长降压压力增大，容载比降至

3.3. “十四五”期间，阿拉善地区无新增 500kV 变电站，该供区 220kV 统调机组中备用 17%方式下，预计 2019 年~2030 年阿拉善地区电网 500kV 主变可满足地区负荷的供电需求。

由于阿拉善地区幅员辽阔，负荷中心较为集中，而可再生能源接入较为分散，因此，不同主变运行状态差距较大；同时考虑供电距离及电网安全性等因素，不应完全按照容载比来规划新建站，而需综合考虑各影响因素。考虑阿拉善地区工业负荷集中于乌斯太地区，因此，针对东部供区进行 500kV 变电容量需求分析。2019 年~2030 年东部供区 500kV 变电容量分析结果见表 9.2-2。

表 9.2-2 东部供区 500kV 变电容量需求分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	970	1049	1117	1194	1277	1363	1446	1847
220kV 及以下公用常规机组容量	1062	1062	1062	1062	1062	1062	1062	1062
220kV 及以下公用常规机组供电能力	730	730	730	730	730	730	730	730
需从 500kV 电网供电容量	241	319	387	465	547	633	716	1118
现状 500kV 变电容量	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250
现状容载比	9.4	7.1	5.8	4.8	4.1	3.6	3.1	2.0
规划 500kV 变电容量	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250
规划容载比	9.4	7.1	5.8	4.8	4.1	3.6	3.1	2.0

从东部供区变电容量需求分析结果可知，若维持现有 500kV 变电站，则至 2025 年东部地区 500kV 容载比约 3.1；展望至 2030 年，容载比降至 2.0，变电容量较为紧张。乌斯太地区的工业园区是阿盟重要的工业中心和产业支柱，是未来阿拉善盟负荷增长重心，对供电可靠性要求较高，因此“十五五”期间，可考虑在乌斯太地区新增一座 500kV 变电站，以保障阿盟经济稳定持续的发展。

9.2.2 220kV 变电容量分析

截至 2019 年底，阿拉善电网现有 220kV 变电站 13 座，其中公用变电

站 11 座（包含 1 座 220kV 开闭站），主变 20 台，变电容量 3090MVA；用户变电站 2 座，主变 8 台，变电容量 1410MVA。分供电区变电站现状规模统计见表 9.2-3。

表 9.2-3 阿拉善地区 2019 年供电区 220kV 变电站规模统计

序号	地区	变电站（座数）	主变台数	主变容量
1	阿左旗供电区	5	7	990
1.1	巴彦浩特	1	2	240
1.2	腾格里	1	2	360
1.3	阿拉腾	3	3	390
2	敖伦布拉格供电区	1	2	360
3	乌斯太供电区	2	6	1080
4	阿右旗供电区	2	3	420
5	额济纳旗供电区	1	2	240
6	全盟合计	11	20	3090

为了估算阿拉善电网各供电区对于 220kV 变电容量的需求，按照前述的阿拉善电网 2020 年~2030 年负荷预测推荐方案以及电源安排，对 2020 年~2030 年阿拉善分区做了 220kV 变电容量的需求分析。

9.2.2.1 东部供电区

东部供电区为乌斯太供电区，由 500 千伏吉兰太变带出，接带 220 千伏乌斯太、巴音敖包等变电站，承担乌斯太、巴音敖包周边负荷供电任务。东部供电区 220kV 变电容量分析见下表 9.2-4。

表 9.2-4 东部供电区 220kV 变电容量分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	970	1049	1117	1194	1277	1363	1446	1847
220kV 直供用户负荷	500	510	520	530	540	550	560	570
110kV 及以下公用常规机组容量	42	42	42	42	42	42	42	42
110kV 及以下公用常规机组供电能力	29	29	29	29	29	29	29	29
需从 220kV 电网供电容量	441	510	568	636	708	784	857	1249
现状 220kV 变电容量	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
现状容载比	2.45	2.12	1.90	1.70	1.53	1.38	1.26	0.86
规划 220kV 变电容量	1080	1440	1920	1920	2280	2280	2280	2280

规划容载比	2.45	2.82	3.38	3.02	3.22	2.91	2.66	1.83
-------	------	------	------	------	------	------	------	------

东部供电区负荷占阿拉善总负荷 70% 以上，是阿拉善工业负荷发聚集区，用电需求稳定、负荷增长快，对供电可靠性要求较高。2019 年乌斯太供电区容载比为 2.45；随着该区域负荷的快速增长，若不新增变电容量，2025 年乌斯太供电区容载比仅 1.26，亟需在“十四五”期间规划新增变电站。根据现有规划，“十四五”期间新增向德、高勒 2 个变电站，2025 年容载比为 2.66，根据现有规划至 2030 容载比为 1.83，因此“十五五”期间东部供区还需新增 220kV 变电站。

9.2.2.2 西部供电区

西部区为阿拉腾敖包供电区，由 500 千伏祥泰变带出，“十四五”期间规划 220 千伏阿拉腾敖包开闭站升压为 500 千伏阿拉腾敖包变电站，以其为中心，接带 220 千伏金诺变、雅布赖变、阿右旗变及额济纳变，承担阿拉腾敖包地区、阿右旗及额济纳旗及周边的负荷供电任务。西部供电区变电容量分析见下表 9.2-5。

表 9.2-5 西部供电区 220kV 变电容量分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	163	178	183	192	200	208	215	252
220kV 直供用户负荷	0	0	0	0	0	0	0	0
110kV 及以下公用常规机组容量	42	42	42	42	42	42	42	42
110kV 及以下公用常规机组供电能力	29	29	29	29	29	29	29	29
需从 220kV 电网供电容量	134	149	155	163	171	179	186	223
现状 220kV 变电容量	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
现状容载比	7.82	7.06	6.79	6.43	6.15	5.86	5.63	4.70
规划 220kV 变电容量	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
规划容载比	7.82	7.06	6.79	6.43	6.15	5.86	5.63	4.70

注：阿拉腾敖包为该供电区开关站，未来升压。

阿拉腾敖包、阿右旗及额济纳地区均负荷较小，可再生能源接入有限总体变电容量较宽裕，“十四五”期间暂无新增变电容量需求。但为满足博源工业园区用电需求和电厂接入需求，解决周边居民通电用电需求，远景考虑

新建博源变电站。

9.2.2.3 南部供电区

南部供电区现状由 500 千伏定远营变带出，接带葡萄墩、贺兰山等变电站，独立成片，承担腾格里、巴彦浩特及周边地区的负荷供电任务。南部供电区变电容量分析见下表 9.2-6。

表 9.2-6 南部供电区 220kV 变电容量分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	214	228	234	243	250	257	263	299
220kV 直供用户负荷	0	0	0	0	0	0	0	0
110kV 及以下公用常规机组容量	9	9	9	9	9	9	9	9
110kV 及以下公用常规机组供电能力	6	6	6	6	6	6	6	6
需从 220kV 电网供电容量	208	221	228	237	243	251	257	293
现状 220kV 变电容量	600	600	600	600	600	600	600	600
现状容载比	2.88	2.71	2.63	2.53	2.46	2.39	2.33	2.05
规划 220kV 变电容量	600	600	600	600	600	600	600	600
规划容载比	2.88	2.71	2.63	2.53	2.46	2.39	2.33	2.05

南部供电区总体变电容量略有紧张，现状容载比基本可以满足需求，“十四五”期间暂未规划新增变电容量需求。随着巴银铁路的建设，远景考虑规划建设岗格变电站。

9.2.2.4 北部供电区

北部区为敖伦布拉格供电区，由 500 千伏千里山变带出，接带 220 千伏巴音毛道变，承担阿左旗北部负荷供电任务。北部供电区变电容量分析见下表 9.2-7。

表 9.2-7 北部供电区 220kV 变电容量分析 单位：MW、MVA

项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
最高供电负荷	13	15	16	17	19	21	23	31
220kV 直供用户负荷	0	0	0	0	0	0	0	0
110kV 及以下公用常规机组容量	0	0	0	0	0	0	0	0

110kV 及以下公用常规机组供电能力	0	0	0	0	0	0	0	0
需从 220kV 电网供电容量	13	15	16	17	19	21	23	31
现状 220kV 变电容量	360	360	360	360	360	360	360	360
现状容载比	28.70	24.18	22.76	21.31	19.14	17.42	15.97	11.48
规划 220kV 变电容量	360	360	360	360	360	360	360	360
规划容载比	28.70	24.18	22.76	21.31	19.14	17.42	15.97	11.48

北部供电区负荷较小，新能源接入也不大，总体变电容量较宽裕，从容载比来看，无新增变电容量需求。

9.3 变电站规划方案

9.3.1 500kV项目

(1) 浩雅 500 千伏输变电工程

建设必要性：

①满足敖伦布拉格配套新能源项目的接入和送出需求

根据内蒙古自治区发改委《关于做好上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地规划建设工作的通知》（内发改能源字〔2018〕477号）中对上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地一期新能源建设布局进行了进一步的明确，明确阿拉善建设风电 160 万千瓦。目前，已确定将 160 万千瓦风电分四个 40 万千瓦风电场建设，分别采用一回 220kV 线路接入 500kV 浩雅变电，由浩雅变升压至 500kV 送至上海庙汇流站。

②合理开发内蒙古西部地区新能，促进内蒙古经济可持续发展

内蒙古上海庙周边地区风能、太阳能资源较为丰富，建设条件优越，适宜规模化集中开发。做好地区新能源开发利用工作，对增加清洁能源供应、加快治理大气污染、促进内蒙古经济可持续发展、推动能源生产和消费革命具有重要意义。

建设规模：本期主变容量 $2 \times 750\text{MVA}$ ，500kV 出线 1 回；远期主变容量 $4 \times 750\text{MVA}$ ，500kV 出线 2 回。

接入系统方案：本工程不接入蒙西电网，直接建设 1 回 500kV 出线至上海庙换流站，线路长度约 230km，导线截面 4×400 。



图 9.3-1 接入系统方案示意图

9.3.2 220kV项目

9.3.2.1 东部供电区

(1) 向德 220 千伏输变电工程

建设必要性：巴音敖包工业园区是内蒙古自治区 20 个省级重点开发区之，目前该园区企业均通过巴音敖包 220kV 变电站供电，最大供电负荷约 150MW。根据工业园区大用户报装情况，将新增负荷约 175MW，220kV 巴

音敖包变现状为(120+240)MVA主变,主变N-1下供电能力将大幅下降,无法满足新增负荷用电需求。因此,为了满足巴音敖包工业园区新增负荷用电需求,提高地区电网接带能力,为新增负荷发展提供较大空间,2021年建设向德220千伏输变电工程是必要的。

建设规模:本期主变容量 $2 \times 240\text{MVA}$,220kV出线2回;远期主变容量 $3 \times 240\text{MVA}$,220kV出线8回。

接入系统方案:新建220kV金湖~向德双回线。线路长度折单约33km,导线截面 2×400 。



图 9.3-2 接入系统方案示意图

(2) 高勒 220 千伏输变电工程

① 解决乌斯太供电压力及安全风险

现状乌斯太共有 4 台主变,总容量 660MVA,2019 年夏季最大负荷达到 391MW,负载率 62%,负载率较高。根据各主变降压情况(见表 1),#2、#3、4#主变已接近满载,#1 主变负载率较低。目前#1、#2 主变均为返厂大修重新投入运行状态,#3 主变长期处于带病运行状态。且乌斯太 110kV 母线由#3、#4 主变带出,#1、#2 主变(无 110kV 电压等级)不带 110kV 母

线，若考虑#4主变发生N-1故障，则3#主变负载率将达到120%，已经过载，需要采取负荷转移或者限电措施。

另外，由于乌斯太负荷较重，在发生一条220千伏母线停电另一回母线故障跳闸情况下，乌斯太变将全部停电，损失约391MW负荷，同时接于此站的220千伏乌斯太热电厂2台300MW供热机组也将同时停电，构成一般电网事故（依据国务院599号文）。

因此，需要在乌斯太地区规划建设一座220kV变电站，优化负荷分布，减轻乌斯太主变接带负荷，降低设备运行压力，降低电网事故风险并缓解有序用电形势。

表1 乌斯太各主变降压情况

变电站	主变	容量 (MVA)	稳定极限 (MW)	平均负荷 (MW)	最大负荷 (MW)	最大负载率
乌斯太变	#1	180	153	60	82	48%
	#2	150	127	130	135	95%
	#3	150	127	80	135	95%
	#4	180	153	90	161	94%

表2 阿拉善电网风险点

电网运行方式	安全风险描述	电网运行影响	事故影响	风险等级
乌斯太220kV I、II母之一停电	乌斯太220kV另一条母线跳闸	乌斯太变全停；乌斯太热电厂机组全停	损失负荷391MW(39.1%)；同一变电站两台以上主变跳闸；损失供热机组两台	一般电网事故

②满足瑞达化工瑞信110kV用户变接入用电需求

根据《内蒙古瑞达化工集团有限公司瑞信110千伏变电站临时供电方案审核会议纪要》，瑞达化工集团现有运行负荷为81.38MW，本期扩产建设项目的负荷预计约为49MW，建设完成后总的运行负荷预计达到130.38MW，用电等级110kV。考虑到目前供区内220kV乌斯太变中压测110kV间隔已经用完，现在仅能以临时供电方案利用110kV锋威硅业~乌斯太线路接入乌斯太变（阿高管函[2020]63号），但考虑到乌斯太变现有#3、

#4 主变负荷平均负荷已达 170MW，瑞达集团负荷全部负荷投运后乌斯太 #3、#4 主变负荷将达到 300MW，完全无法满足 N-1 供电要求，待 220kV 高勒变投产后，推荐新建高勒~瑞达化工 110kV 用户站双回线作为瑞信 110kV 变电站最终接入方案，将瑞信负荷全部切转由高勒变供电。因此，为了满足新增负荷接入需要，有必要新建 220kV 高勒变。

③满足瑞钢联 110kV 用户变接入用电需求

阿拉善盟瑞钢联实业发展有限责任公司现有 8 台 12.5MVA 半封闭矿热炉，用电等级 35kV，供电电源来自 220kV 乌斯太站 3 回线和 110kV 乌素图站 1 回线。现计划淘汰原有 8 台 12.5MVA 半封闭矿热炉，在原址建设 4×30MVA 硅锰矿热炉项目，并配套建设 42MW 尾气发电项目，同时计划建设年产 1000 万块新型墙体材料环保免烧砖项目、收购内蒙古聚普科技有限公司建设 4×300 m³富锰渣高炉项目等。随着厂区内负荷的稳步增长和自备电厂的建设，建成投产后厂区用电负荷将达 84MW，瑞钢联计划将原有的 35kV 供电电压升级改造为 110kV 电压，在厂区内建设一座 110kV 用户变，并通过双回 110kV 线路接入电网。

目前，该地区仅有一座系统站 220kV 乌斯太变，其中压测负荷已经较重，现有 #3、#4 主变已无多余容量对瑞钢联进行供电。因此，有必要新建高勒 220kV 变电站满足瑞钢联 110kV 用户变的接入和用电需求。

④解决庆华变无法回购的供电问题

考虑到乌兰布和园区负荷的发展情况，内蒙古电力公司一直考虑回购庆华 220kV 用户变电站，以期在乌兰布和工业园区形成一南一北两座 220kV 变电站供电格局，后来因业主原因回购事宜未能谈拢，导致乌兰布和工业区现在仅有乌斯太一座 220kV 变电站 4 台主变供电，供电负荷重，运行安全风险大。因此，规划建设 220kV 高勒变电站为乌兰布和第二座 220kV 变电站，有利于提高乌兰布和工业园区的供电可靠性，同时为园区新增负荷提供

接入条件。

综上所述，为了满足乌兰布和产业园区新增负荷的用电需求，满足瑞信和瑞钢联两座 110kV 用户变的接入，缓解乌斯太变供电压力，解决乌斯太变全停事故风险，解决庆华无法回购的遗留问题，2023 年建设高勒 220 千伏输变电工程是必要的。

建设规模：本期主变容量 $2 \times 180\text{MVA}$ ，220kV 出线 2 回；远期主变容量 $3 \times 240\text{MVA}$ ，220kV 出线 8 回。

推荐接入系统方案：新建 220kV 吉兰太 ~ 高勒双回线。线路长度折单约 20km，导线截面 2×400 。

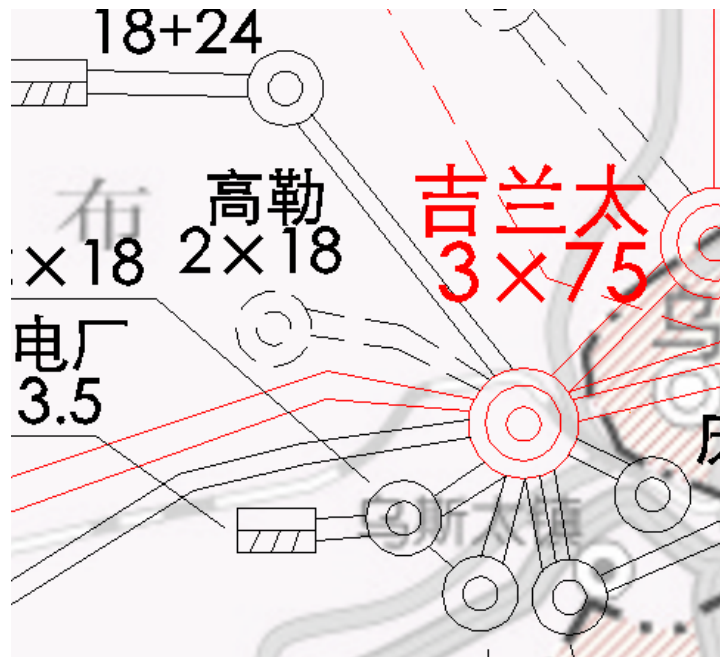


图 9.3-3 接入系统方案示意图

9.3.2.2 北部供电区

(1) 浩雅 160 万千瓦风电汇集送出工程

建设必要性：根据内蒙古自治区发改委《关于做好上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地规划建设工作的通知》（内发改能源字〔2018〕477 号）中对上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基

地一期新能源建设布局进行了进一步的明确，明确阿拉善建设风电 160 万千瓦。目前，已确定将 160 万千瓦风电分四个 40 万千瓦风电场建设，分别采用一回 220kV 线路接入 500kV 浩雅变电，由浩雅变升压至 500kV 送至上海庙汇流站。因此，2023 年建设敖伦布拉格 160 万千瓦风电汇集 220kV 送出工程是必要的。

建设规模：四个风电场分别新建 220kV 单回路至 500kV 浩雅变。线路长度折单约 48.5km，导线截面 2×400 。

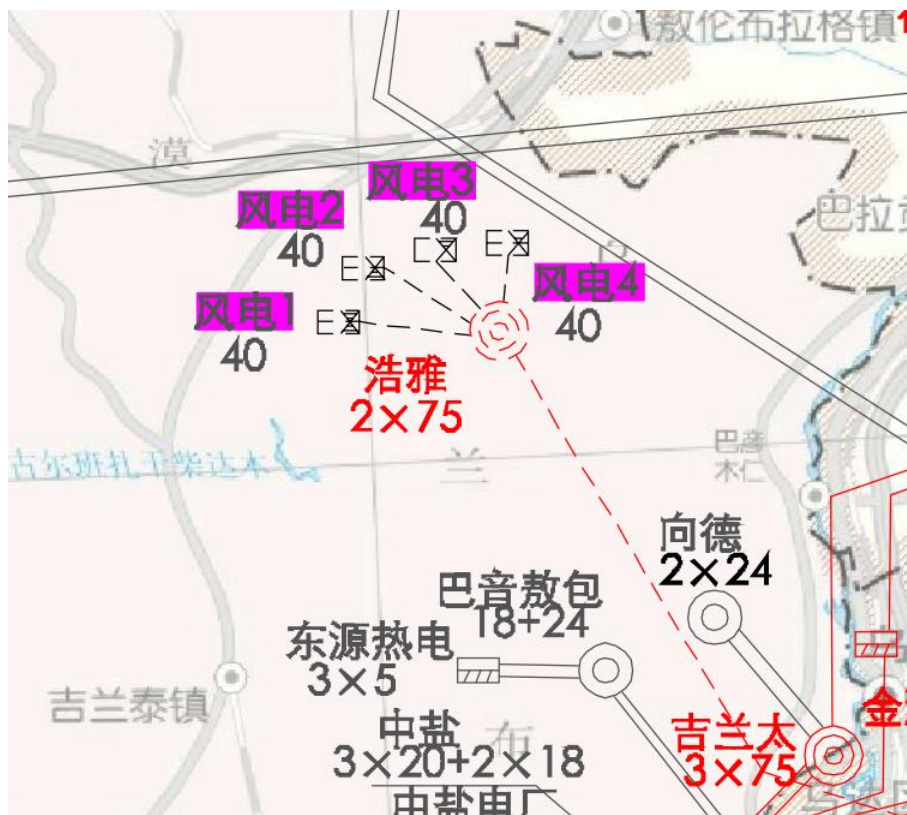


图 9.3-4 接入系统方案示意图

10 网架规划及电网结构论证

10.1 阿拉善地区网架规划及电网结构论证

10.1.1 500kV主网架结构

阿拉善地域广阔，各个变电站供电范围太大，相互兼顾性较差，不能依据常规变电容量供需分析进行 220kV 布点，同时考虑该地区风光资源丰富，新能源项目开发适宜，在风光资源丰富地带建站供新能源项目接入系统需要。

“十四五”期间阿拉善将在敖伦布拉格镇建设浩雅 500kV 变电站，该变电站仅用于新能源汇集送出，不接入阿拉善电网。阿拉善 500kV 电网仍通过 500kV 定远营~吉兰太~乌海通道与蒙西主网相连。

建议结合阿拉善新能源开发进度和并网消纳需求，适时将 220kV 阿拉腾敖包开闭站升压建设为 500kV 变电站，并同时升压祥泰~阿拉腾敖包双线和定远营~阿拉腾敖包单线，完善阿拉善 500kV 供电网络，提高 500kV 电网供电可靠性，满足负荷供电和新能源消纳需求。

10.1.2 220kV电网结构

10.1.2.1 供电区划分

对于各个 220kV 分区而言，原则上分别以 500kV 变电站为中心向四周辐射建设 220kV 变电站，负责向片区内的负荷供电和汇集新能源电力。

根据以上原则，结合阿拉善电网历史发展脉络以及“十四五”期间规划情况，将阿拉善电网 220kV 供电区划分为东、西、南、北、四个供电区。各供电区现状描述如下。

东部供电区：为乌斯太供电区，为阿拉善负荷集中区域，以工业负荷为

主。以 500 千伏吉兰太变为中心，接带 220 千伏乌斯太、巴音敖包等变电站，承担乌斯太、巴音敖包周边负荷供电任务。

西部供电区：为阿拉腾敖包供电区，由 500 千伏祥泰变带出，以阿拉腾敖包开闭站为中心，接带 220 千伏金诺变、宏泰变、雅布赖变、阿右旗变及额济纳变，承担阿拉腾敖包地区、阿右旗及额济纳旗及周边的负荷供电任务。

南部供电区：为巴彦浩特+腾格里供电区，由 500 千伏定远营变带出，接带贺兰山和葡萄墩 220 千伏变，承担定远营和腾格里地区的负荷供电任务。

北部供电区：为敖伦布拉格供电区，由 500 千伏千里山变带出，接带 220 千伏巴音毛道变，承担阿左旗北部负荷供电任务。

10.1.2.2 供电区发展规划

各供电区“十四五”期间发展规划如下。

东部供电区：新建 220kV 向德和高勒输变电工程，2 座变电站建成投运后，将有效解决“十四五”期间乌斯太供电区容载比不足问题，对乌兰布和工业园区和巴音敖包工业园区未来的快速发展提供了有力的保障。供电区内逐渐完善 220kV 网架，220kV 电网联系紧密，有效提高乌斯太供电区供电可靠性。供电区通过 220kV 宗别立~贺兰山单回路作为备用联络线。

西部供电区：仍由 500kV 祥泰变带出，由于该地区供电容量充足，“十四五”期间暂未安排新建项目，电网结构维持不变。通过金诺~贺兰山，阿拉腾敖包~定远营两个单回线路与南部供电区联络。

南部供电区：由于该地区供电容量充足，“十四五”期间暂未安排项目，电网结构维持不变。通过贺兰山~宗别立单回线路与东部供电区联络；通过金诺~贺兰山，阿拉腾敖包~定远营两个单回线路与西部供电区联络。

北部供电区：该供电区目前由 500kV 千里山供电，可以满足“十四五”

期间用电需求，暂未安排新建项目。

到 2025 年，阿拉善电网将拥有 500kV 吉兰太、定远营、浩雅（不接入阿拉善电网）3 座 500kV 变电站，形成 4 个相对独立的 220kV 供电区。

各分区内电网结构如下：

东部供电区：发展为以三角供电环网为主，维持部分辐射供电结构。

西部供电区：阿右旗仍维持单回路环网，宏泰和额济纳地区仍维持单回路链式供电结构。

南部供电区：仍维持双回路辐射状供电结构。

北部供电区：仍维持双回路辐射状供电结构。

阿拉善电网 2025 年规划方案 220kV 及以上电网接线示意图见图册。

10.1.3 规划网架2030年展望

在“十五五”期间，阿拉善地区将逐步加大新能源电力开发规模，阿拉善电网无法就地消纳，需要通过 500kV 电网外送；同时乌斯太地区仅有一座 500kV 变电站供所有工业负荷，供电压力较大且可靠性较低，考虑乌斯太地区布局第二座 500kV 变电站。因此，为了满足新能源电力在“十五五”期间并网外送需求，根据阿拉善风光资源分布，考虑升压建设阿拉腾敖包开闭站，在额济纳地区布点 500kV 居延变电站，在苏宏图地区布点玛瑙山 500kV 变电站，在阿右旗布点 500kV 伊和呼都格变电站，在腾格里地区布点孟克（腾格里）500kV 变电站，在塔木素地区布点±800kV 塔木素换流站；为了解决乌斯太地区工业负荷供电需求和可靠性问题，在乌斯太布局 500kV 乌兰毛道变。届时阿拉善 500kV 电网将形成“三横一纵”主网架结构，同时考虑各 500kV 变电站周边负荷供电和新能源项并网需求，分别布点了适量的 220kV 变电站。

阿拉善电网 2030 年展望 220kV 及以上电网接线示意图见图册。

10.2 阿拉善地区风险点解决措施

根据《安全事故调查规程》中对电网事故级别分类，阿拉善电网所属四级及以上风险点 1 处，需要对电网四级及以上事故采取应对措施，以降低事故等级，减少负荷损失比例。具体措施见表 10.2-1。

表 10.2-1 阿拉善电网四级及以上风险解决措施

序号	电压等级	运行方式	电网及安全风险描述	电网运行影响	未采取措施			采取措施			
					事故影响	风险等级(599号令)	风险等级	具体措施	事故影响	风险等级(599号令)	风险等级
1	220kV	220kV 乌斯太变 220kV I、II 母之一停电	220kV 乌斯太另一条 220kV 母线跳闸	220kV 乌斯太变全停; 220kV 乌斯太热电厂机组全停	损失负荷 391MW(39.1%); 同一变电站两台以上主变跳闸; 损失供热机组两台	一般事故	四级电网事件	新建 220kV 高勒变, 切转乌斯太中压侧负荷	损失负荷 195MW(19.5%); 一座变电站两台以上主变跳闸;	无	五级电网事件

10.3 阿拉善电网电压治理措施

阿拉善局部地区高电压远距离输电线路充电功率较大，系统运行电压偏高。若部分电抗器故障停运，甚至会影响电网正常运行或检修工作安排。其中 220kV 腾右线电压问题较为突出。

针对阿拉善局部地区的电压偏高问题，建议主要通过合理配置无功补偿装置予以解决。根据 11.5 节的无功平衡分析结果，建议新增的 220kV 变电站按常规配置低抗，220kV 阿拉腾敖包开关站新增 30Mvar 高抗，220kV 阿右旗变新增母线高抗 30Mvar，220kV 宏泰变新增低抗 12Mvar，220kV 葡萄墩变新增低抗 30Mvar，220kV 贺兰山变新增低抗 10Mvar，220kV 巴音毛道变新增低抗 40Mvar。通过高抗和低抗配合补偿长距离线路充电功率，至 2025 年地区 220kV 电网感性无功补偿度为 117%，可以满足无功补偿的要求。

根据 2025 年潮流计算结果可知，通过合理投切无功补偿装置，考虑新能源出力 0%、30%、70%、100%时，在大负荷正常开机方式下，地区 220kV 变电站最高电压 229.6kV、最低电压 221.3kV；在大负荷小开机方式下，地区 220kV 变电站最高电压 229.5kV、最低电压 221.4kV；在小负荷大开机方式下，地区 220kV 变电站最高电压 232.4kV、最低电压 222.0kV。综上，通过合理的投切无功补偿装置，能达到在各种运行方式下 220kV 变电站母线电压在合理运行范围内的目的。

另一方面，建议继续强化无功设备运维和系统电压监视，完善电压无功管理措施及事故应急处理预案，确保变电站无功补偿设备运行维护效果良好，制定相应的规章制度，使其对设备运行维护工作予以约束，提高无功补偿设备运行维护效果，进而提升电网抵御高电压运行风险能力。

10.4 额济纳地区供电可靠性提升措施

额济纳地区现有一座 220kV 变电站，6 座 110kV 变电站，220kV 变电容量 240MVA，110kV 变电容量 371.5MVA，担负着额济纳政区、策克口岸以及黑鹰山等地的供电任务。2019 年 220kV 额济纳变最大降压负荷 57MW，负载较轻。现状由 220kV 金诺~宏泰~额济纳单回线路供电，线路长度约 450km，供电可靠性较低，供电安全风险较大。

在 220kV 金诺~宏泰~额济纳单回线路发生故障情况，220kV 额济纳全站停电，将损失负荷 57MW，构成电网五级事件，虽然损失负荷较少，但停电影响范围比较广泛，造成整个额济纳地区无电可用。

额济纳地区供电可靠性提升主要分两个阶段实施：

第一阶段：考虑到在“十四五”初期建设额济纳地区线路加强工程经济效益较低的情况下，可优先考虑通过“源+网+荷+储”技术来提高该地区的供电可靠性。

目前国内有连云港连岛综合能源服务示范岛工程，于 2018 年开工建设，计划 2020 年建成。连岛是江苏最大的城市化海岛，面积 76 平方千米，海岸线长 17.66 千米，通过 6.7 千米长的拦海大堤与大陆相连，全岛居民 2379 户，定位国际旅游岛，同时拥有临海高端商业和港口运输业，负荷种类齐全，2017 年全岛最大负荷 42.74MW。目前，全岛电力仅通过双回 110kV 线路和 1 回 35kV 线路供电，供电可靠性低，与用户稳定用能需求存在一定差距。依托连岛丰富的太阳能、风能、波浪能等自然资源，开发光伏、风电以及建设相配套的储能，构建“源+网+荷+储”能源网络，服务全岛电网调峰调频和客户需求响应，支撑新能源消纳，最终解决全岛供电可靠性问题。

建议在额济纳地区建设源网荷储微电网系统，充分利用原有的新能源系统，新建一定规模的储能系统和小型柴油机组，以保证微电网系统能够在

并网和离网方式下运行，以提高额济纳地区供电可靠性。考虑柴油发电机作为主电源，储能主要负责调频，附加调峰功能，储能容量配置必须利用新能源充电，确保系统稳定性，并保证一定经济性。储能容量配置不单独配置调峰容量。对于储能系统，储能充放电倍率可选择 1C，即储能配置为 30MW/30MWh 磷酸铁锂电池储能，可同时满足电量平衡和储能调频需求。对于柴油机组，考虑柴油发电机的经济运行负荷率在 70-80%左右，柴发额定功率按 24MW 配置，可选择 12 台 2MW 的柴油发电机。采用储能+柴发组合的优势在于：(1)考虑并网线路检修或者电网停电后维持孤岛供电稳定性，储能可平抑新能源和负荷波动，保证微网频率和电压稳定性，同时提升孤岛方式下电能质量；(2)配置储能，充分利用新能源的富裕电量，减小柴油发电机的油耗、污染和噪声；(3)正常运行时，储能也可以平抑负荷和新能源波动，改善额济纳电能质量；如果新能源有弃电现象，储能可以进行存储，实现电能的时空平移；(4)储能 PCS 具有动态无功支撑能力，也有利于提高电压稳定性。

通过源网荷储协调优化，可精准控制社会可中断的用电负荷和储能资源，解决清洁能源消纳过程中电网波动性问题，提高电网安全运行水平，在事故时可以支撑负荷用电，避免了故障修复过程中的电力中断，以保证供电可靠性，减少用户断电造成的经济损失。因此，在经济效益可观的前提下，可以优先考虑通过源网荷储协调互动提升额济纳地区供电可靠性问题。

第二阶段：“十五五”期间在额济纳地区规划布点 500kV 居延变，以居延变为中心加强周边 220kV 网架，可以有效提高额济纳地区供电可靠性，彻底解决目前额济纳地区的单回线长距离供电风险。

另外，在额济纳地区也可以考虑采用柔直背靠背方式来提额济纳地区的供电可靠性。目前 110kV 东风变通过两回至 220kV 金塔的 110kV 线路供电，并通过一回 110kV 至额济纳变作为备用电源。建议在东风变附近建设

50MW 背靠背柔性直流换流阀，背靠背柔直换流站单开断环入东风~额济纳 110kV 线路，换流站两端分别一回线接入 110kV 东风变和 220kV 额济纳变 110kV 侧。当 220kV 金诺~宏泰~额济纳单回线路故障时，可通金塔~东风~柔直背靠背向额济纳地区 85% 的负荷供电；当金塔~东风线路 N-2 故障时，航天城基地可通过背靠背柔直，由额济纳直接供电。

10.5 局部地区限电问题解决措施

目前，500kV 吉兰太变电站供电能力有限，正常降压为 620~1300MW 之间，在一台主变停电或 500kV #1/#2 母线停电的情况下，主变控制限额将降低至 600~640MW。因此，当吉兰太变 220kV 母线所接带发电厂开机容量一定时，从 500kV 侧流向 220kV 侧的潮流若达到特定值则会超过主变降压限值。为了满足该地区的供需平衡，考虑到发电厂出力不足，需要对用户侧采取用限电措施。

地区限电问题的解决主要分两个阶段实施：

第一阶段：制定合理的有序用电方案，对用户侧进行轮流限电。根据《阿拉善盟有序用电实施方案》要求，中盐吉兰泰氯碱化工有限公司与地区高载能用户按照 1:1 限荷，各高载能用户轮流限荷。该阶段通过有序用电方案的实施，保证吉兰太主变运行在稳定极限范围内，但不可避免的也会造成电量的损失。

第二阶段：在 500kV 金湖变电站投运后，将 500kV 吉兰太变的部分间隔进行切改，由金湖变接带部分负荷，从而优化负荷分布，降低吉兰太变的供电压力。另外，建议结合吉兰太变接带负荷的发展情况，考虑“十五五”期间在乌斯太地区规划建设第二座 500kV 变电站，进一步提升该地区 500kV 变电站供电能力，最终达到避免对用户进行用电负荷限制的目的。

10.6 阿拉善主网架评价及适应性分析

经过“十四五”发展，阿拉善电网仍维持 500kV 定远营~吉兰太~乌海/金湖通道和 220kV 阿拉腾敖包~祥泰通道与蒙西主网相连。可以满足规划条件下阿拉善电网与蒙西主网潮流交换需求。在敖伦布拉格建设 500kV 浩雅新能源汇集站，将风电电力汇集后直接送至上海庙换流站，提升了阿拉善电网新能源送出总量和水平。

220kV 电网以 500kV 变电站为中心划分 4 个独立供电区。220kV 供电区内基本形成以 500kV 变电站为中心辐射供电网络，逐步发展构建环形供电网络，在负荷发展较快地区布置新建 220kV 变电站，提高了地区电网供电质量和可靠性，同时促进供电区内新能源并网消纳。各供电区之间至少保留 1~2 回 220kV 备用联络线路，实现严重故障方式下供电支援。

11 电气计算

11.1 计算条件

11.1.1 计算水平年

本报告中计算水平年按 2025 年水平年考虑。

11.1.1 计算负荷和电源

参见前述电力负荷预测和电力平衡，内蒙古电网及阿拉善电网均采用 2025 年中负荷水平及电源装机进度。

阿拉善电网全网正常开机方式考虑所有火电机组按 17% 留备用；大开机方式采用所有火电机组满出力；小开机采用所有火电机组 50% 出力；新能源分别考虑 0%、30%、70%、100% 出力。小负荷考虑高峰负荷的 60%。

11.1.2 计算工具及模型

(1) 计算程序

采用中国电力科学研究院引进开发的《BPA 潮流计算程序》(4.5.5 版)、《BPA 暂态稳定计算程序》(V5.4.2 版)、《BPA 短路电流计算程序》(V2.8.2 版) 进行计算。

(2) 发电机和负荷模型

发电机采用内蒙古调通中心提供的发电机详细模型，计及励磁系统、调速器作用模型；负荷采用 40% 恒定阻抗，60% 感应电动机的综合负荷模型。

11.1.3 计算故障模拟

故障地点：选取地区重要联络 500kV 及 220kV 线路两端发生故障。

故障类型及保护动作时序：500kV 线路，对双回及多回路线路，故障型式为三相短路故障不重合，故障时序为：0.1s 发生三相短路故障，故障发生 0.1s 后故障线路两端同时跳开关。220kV 线路，对双回及多回路线路，故障型式为三相短路故障不重合，故障时序为：0.1s 发生三相短路故障，故障发生 0.12s 后故障线路两端同时跳开关；对单回路线路，故障型式为单相短路故障重合，故障时序为：0.1s 发生单相短路故障，故障发生 0.12s 后故障线路两端同时跳开关，故障发生 1s 后重合。

各机组的相对摆角以盘山电厂等值机作为参考。

11.2 潮流计算

根据规划方案，做出 2025 年阿拉善电网潮流分布。

至 2025 年阿拉善电网新投火电机组考虑庆华额济纳热电厂(2×50MW)。新能源项目仅考虑已经核准的项目。

下面针对各种开机方式进行潮流分析。

(1) 潮流分析

附图 17.1~17.4 为阿拉善电网大负荷下火电正常开机，新能源分别出力 0%、30%、70%、100%时，阿拉善地区的潮流图。由图可见，大负荷火电正常开机下，阿拉善地区电网（乌斯太供电区除外）供需基本平衡。新能源出力由 0%增至 100%时，阿拉腾~祥泰两回线由受入 86.0MW 变为送出 207.7MW，乌海~吉兰太两回由向乌海送出 28.8MW 变为送出 729.0MW，金湖~吉兰太两回由向金湖送出 44.8MW 变为 212.0MW。

附图 17.5~17.8 为阿拉善电网大负荷下火电小开机，新能源分别出力 0%、30%、70%、100%时，阿拉善地区的潮流图。由图可见，大负荷火电小开机下，随着新能源出力由 0%增至 100%，阿拉善电网与主网相连的通道由全部从主网受电转变为全部向主网送电。阿拉腾~祥泰两回线送出由受入

132.8MW 变为送出 162.2MW，乌海～吉兰太两回由受入 309.9MW 变为送出 391.5MW，金湖～吉兰太两回由受入 72.6MW 变为送出 95.2MW。

附图 17.9～17.12 为阿拉善电网小负荷下火电大开机，新能源分别出力 0%、30%、70%、100%时，阿拉善地区的潮流图。由图可见，小负荷火电大开机下，阿拉善地区电网电力总体盈余，以外送为主。新能源出力由 0% 增至 100%时，阿拉腾～祥泰两回线送出由 14.0MW 升至 289.4MW，乌海～吉兰太两回线送出由 623.0MW 升至 1321.3MW，金湖～吉兰太两回线送出由 213.9MW 升至 379.3MW。

(2) 线路 N-1

针对小负荷大开机新能源 100%出力方式下，吉兰太～定远营的双回线路发生 N-1 故障，阿拉善南部供区仅由定远营～吉兰太 1 回 550kV 线路供电，此时定远营需要投 120Mvar 电容补偿，可以保证各个变电站的电压水平合格。定远营～吉兰太单回 500kV 线路输送潮流约 1270.3MW，见附图 17.13。

针对小负荷大开机新能源 100%出力方式下，阿拉腾～祥泰的双回线路发生 N-1 故障，阿拉善西部供区仅由阿拉腾～祥泰 1 回 220kV 线路供电，此时西部供区电压跌落较大，需及时调整片区内各站无功补偿，保证各个变电站的电压水平合格。阿拉腾～祥泰单回 220kV 线路输送潮流约 298.8MW，见图 17.14。

金诺～宏泰～额济纳仅由 1 回 220kV 线路串供，虽在末端接入额济纳热电，但无法孤网运行，若发生 N-1 故障，则将有部分变电站失电。

(3) 主变 N-1

考虑阿拉善负荷最重区域在乌斯太工业园区，除此以外其他区域均负荷均较小；尤其南部供区电源项目较多，在大开机方式下属于电力外送状态。在小负荷、大开机新能源 100%时，500kV 定远营变升压达 1269.7MW，主变

负载率达 84.6%；220kV 贺兰山变升压达 196.1MW，主变负载率达 81.7%。下面就大开机方式下重点主变进行“N-1”故障校验。

由图 11.2-15 可见，小负荷、大开机新能源 100%时，若定远营主变发生 N-1 故障，主变升压达 1269.7MW，达到主变容量 1.69 倍，超过主变容量 1.3 倍。建议小负荷时将哈伦电厂停一台机，或将定远营下级电厂切割部分至其他供区。小负荷、大开机新能源 100%时，哈伦电厂停一台机，定远营主变发生 N-1 故障潮流图见 17.15，此时定远营主变升压达 943.8MW，达到主变容量 1.26 倍，不超过主变容量 1.3 倍。

小负荷、大开机新能源 100%出力时，贺兰山主变升压达 196.5MW，主变负载率达 81.7%，此时若发生主变 N-1 故障，主变升压潮流将达到主变容量 1.64 倍，有严重隐患。建议将贺兰山下级电源切割部分至其他 220kV 变电站，或扩建贺兰山第三台主变。

综上所述，阿拉善盟电网规模相对较小，负荷容量也相对较小，最重的区域为吉兰太工业园。乌斯太供电区以吉兰太 500kV 变为依托，采用环网、辐射状供电结构，供电缺额需通过吉兰太 500kV 变电站降压供给。除乌斯太供电区外，其他供电区负荷较小，地区盈余电力均通过定远营~吉兰太、阿拉腾~祥泰两个通道送至内蒙古主网，正常开机方式下地区 220kV 电网中各线路潮流均较轻，各站点电压水平较好。考虑地区各种电源项目各开机方式下，网内各变电站接带正常负荷及小负荷情况下，规划网架均可以满足各供电区的区域电力输送要求，可以保证 2025 年地区负荷发展的用电需求。

11.3 短路电流计算

11.3.1 计算考虑的运行方式

阿拉善电网 2025 年规划方案下，网内电源全部采用大开机方式。

11.3.2 短路电流计算结论

短路电流计算的主要目的是选择新增断路器的额定断流容量，校验已有断路器的适应性，以针对实际情况提出限制短路电流的有效措施。阿拉善电网 2025 年规划方案实施后的短路电流计算结果见表 11.3-1。

表 11.3-1 阿拉善电网规划方案 2023 年短路水平结果表 单位：kA

厂站名	电压等级 (kV)	三相	单相
吉兰太	500	29.40	29.49
	220	39.04	46.13
定远营	500	13.58	12.25
	220	21.20	22.96
阿拉腾敖包	220	4.22	4.66
巴音敖包	220	27.69	26.95
乌斯太电厂	220	35.73	39.32
乌斯太	220	37.62	43.17
宗别立	220	9.76	9.27
向德	220	19.00	16.13
高勒	220	19.00	16.13
贺兰山	220	17.22	16.24
葡萄墩	220	4.76	5.22
巴音毛道	220	9.13	9.06
金诺	220	3.99	4.53
宏泰	220	2.37	2.82
雅布赖	220	1.68	2.14
阿右旗	220	1.70	2.11
额济纳	220	2.19	2.10

短路电流计算结果显示，500kV 金湖变投产后 220kV 五福变转为由金湖变馈供，君正热电也随之切割，因此吉兰太片区短路电流控制较好。

根据 2025 年阿拉善电网规划网架结构，开展短路电流计算，计算结果显示东部供电区短路水平最高，吉兰太 220kV 三相短路电流为 39.04kA，单相短路电流为 46.13kA，其他供电区短路水平仍有较大裕度。阿拉善电网 500kV 及 220kV 变的 220kV 侧短路电流均在其开关遮断容量允许范围之内。

11.4 暂态稳定计算

11.4.1 计算考虑的运行方式

考虑阿拉善电网火电机组大开并且新能源项目 100%出力方式下，电网各供电区之间交换潮流较重，针对该方式进行线路稳定计算。

11.4.2 暂态稳定计算

根据规划方案，做出 2025 年阿拉善电网暂态稳定计算，分析存在的稳定问题，提出解决措施。稳定计算见附图 18.1 ~ 18.10。

表 11.4-1 2025 年方案大负荷的暂态稳定计算结果表（额济纳热电未加装 PSS）

名称	故障方式	故障点	稳定结果	切除时间	附图
阿拉腾~阿右旗 220kV 线路	三相短路	阿拉腾	失稳	两端 0.12s	18.1
宏泰~额济纳 220kV 线路	单相短路	额济纳	失稳	两端 0.12s	18.2
宏泰~金诺 220kV 线路	单相短路	宏泰	失稳	两端 0.12s	18.3

表 11.4-2 2025 年方案大负荷的暂态稳定计算结果表（额济纳热电加装 PSS）

名称	故障方式	故障点	稳定结果	切除时间	附图
阿拉腾~阿右旗 220kV 线路	三相短路	阿拉腾	稳定	两端 0.12s	18.4
宏泰~额济纳 220kV 线路	单相短路	额济纳	稳定	两端 0.12s	18.5
宏泰~金诺 220kV 线路	单相短路	宏泰	稳定	两端 0.12s	18.6

表 11.4-3 2025 年方案小负荷方式的暂态稳定计算结果表（额济纳热电未加装 PSS）

名称	故障方式	故障点	稳定结果	切除时间	附图
雅布赖~金诺 220kV 线路	三相短路	雅布赖	失稳	两端 0.12s	18.7

阿拉腾~阿右旗 220kV 线路	三相短路	阿拉腾	失稳	两端 0.12s	18.8
宏泰~额济纳 220kV 线路	单相短路	额济纳	失稳	两端 0.12s	18.9
宏泰~金诺 220kV 线路	单相短路	额济纳	失稳	两端 0.12s	18.10

表 11.4-4 2025 年方案小负荷方式的暂态稳定计算结果表（额济纳热电加装 PSS）

名称	故障方式	故障点	稳定结果	切除时间	附图
雅布赖~金诺 220kV 线路	三相短路	雅布赖	稳定	两端 0.12s	18.11
阿拉腾~阿右旗 220kV 线路	三相短路	阿拉腾	稳定	两端 0.12s	18.12
宏泰~额济纳 220kV 线路	单相短路	额济纳	稳定	两端 0.12s	18.13
宏泰~金诺 220kV 线路	单相短路	额济纳	稳定	两端 0.12s	18.14

表 11.4-5 2025 年方案小负荷方式的暂态稳定计算结果表（额济纳热电减出力）

名称	故障方式	故障点	稳定结果	切除时间	附图
雅布赖~金诺 220kV 线路	三相短路	雅布赖	稳定	两端 0.12s	18.15
阿拉腾~阿右旗 220kV 线路	三相短路	阿拉腾	稳定	两端 0.12s	18.16
宏泰~额济纳 220kV 线路	单相短路	额济纳	稳定	两端 0.12s	18.17
宏泰~金诺 220kV 线路	单相短路	额济纳	稳定	两端 0.12s	18.18

通过计算，2025 年规划网架方案实施，庆华额济纳电厂 2×50MW 机组投产后，阿拉善电网各变电站接带规划负荷以及小负荷方式下，地区相关 220kV 线路单瞬和三相短路故障下，系统均可保持稳定，均能满足暂态稳定的要求，对地区电网各点 220kV 母线电压波动也较小。

但需要注意由于金诺~宏泰~额济纳单线较长，电网易失稳，经计算在额济纳热电出力减半（50%出力）时系统稳定；额济纳热电满出力运行时，加装 PSS 装置后系统稳定；因此建议额济纳热电加装 PSS 装置。

11.5 无功平衡计算

11.5.1 无功配置要求

根据《电力系统无功及电压技术导则》的要求，变电站内无功补偿配置容量应满足各种运行方式下，系统无功功率能够分层分区就地平衡的基本要求，确保各电压等级层面的无功电力平衡，减少无功在各电压等级之间的穿越。

500kV 变电站配置高、低压并联电抗器以补偿 500kV 线路的充电功率，应避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率。一般情况下，高、低压并联电抗器的总容量补偿系数不宜低于 0.9。

在 330kV 及以上线路中配置高抗，补偿度通常取 40%~80%，80~100% 补偿度是一相断开或两相断开谐振区，应尽量避免。

11.5.2 220kV 电网感性无功平衡

截至 2019 年，阿拉善地区公用 220kV 变电站感性无功补偿设备安装容量共 408Mvar（低抗 198Mvar、高抗 210Mvar）。本轮规划考虑新增的 220kV 变电站按常规配置低抗，220kV 阿拉腾敖包开关站新增 30Mvar 高抗，220kV 阿右旗变新增母线高抗 30Mvar，220kV 宏泰变新增低抗 12Mvar，220kV 葡萄墩变新增低抗 30Mvar，220kV 贺兰山变新增低抗 10Mvar，220kV 巴音毛道变新增低抗 40Mvar，以控制运行电压。

按照上述配置方案，对 2025 年阿拉善地区 220kV 侧进行了感性无功平衡计算，详见表 11.5-1。

表 11.5-1 2025 年阿拉善地区 220kV 侧感性无功平衡计算结果 单位：km, Mvar

变电站名称	线路名称	线路长度	线路充电功率	需补偿无功容量	现状高抗	现状低抗	新增高抗	新增低抗
	祥阿 I 线	234.35	55.61	55.61	150	0	30	0

阿拉善地区“十四五”输电网规划

变电站名称	线路名称	线路长度	线路充电功率	需补偿无功容量	现状高抗	现状低抗	新增高抗	新增低抗
阿拉腾敖包	祥阿 II 线	234.18	55.58	55.58				
	阿金 I 线	16.76	3.34	1.67				
	阿金 II 线	16.62	3.31	1.66				
	腾右线	282.31	67.05	33.53				
	定阿线	169.31	40.10	40.10				
	洁阿线	56.08	11.18	11.18				
	合计	1009.60	236.18	199.32				
补偿度	90.31%							
金诺	金雅 I 线	202.59	31.29	15.65	30	80	0	0
	贺金线	161.38	24.93	12.46				
	金泰线	133.40	26.60	13.30				
	阿金 I 线	16.76	3.34	1.67				
	阿金 II 线	16.62	3.31	1.66				
	合计	530.75	89.48	44.74				
补偿度	245.86%							
雅布赖	金雅 I 线	202.59	31.29	15.65	0	48	0	0
	雅右 I 线	96.52	19.25	9.62				
	合计	299.11	50.54	25.27				
补偿度	189.94%							
额济纳	泰额线	315.70	62.96	31.48	30	18	0	0
	庆额 I 线	60.00	12.16	12.16				
	庆额 II 线	60.00	12.16	12.16				
	合计	435.70	87.27	55.79				
补偿度	86.03%							
阿右旗	雅右 I 线	96.52	19.25	9.62	0	20	30	0
	腾右线	282.31	67.05	33.53				
	合计	378.83	86.30	43.15				
补偿度	115.87%							
宏泰	泰额线	315.70	62.96	31.48	0	12	0	12
	金泰线	133.40	26.60	13.30				
	合计	449.10	89.57	44.78				
补偿度	53.59%							
葡萄墩	定葡 I 线	159.24	31.76	15.88	0	10	0	30
	定葡 II 线	158.73	37.10	18.55				
	大葡线	51.31	10.23	10.23				
	合计	369.27	79.09	44.66				
补偿度	89.57%							

阿拉善地区“十四五”输电网规划

变电站名称	线路名称	线路长度	线路充电功率	需补偿无功容量	现状高抗	现状低抗	新增高抗	新增低抗
贺兰山	定贺 I 线	9.86	1.97	1.97	0	10	0	10
	定贺 II 线	9.33	1.87	1.87				
	贺金线	161.38	24.93	12.46				
	贺宗线	60.00	9.27	4.63				
	合计	240.57	38.04	20.94				
补偿度	95.52%							
宗别立	吉宗 I 线	60.00	9.27	9.27	0	0	0	20
	吉宗 II 线	60.00	9.27	9.27				
	贺宗线	60.00	9.27	4.63				
	合计	180.00	27.80	23.17				
补偿度	86.32%							
高勒	勒吉 I 线	10.00	2.03	2.03	0	0	0	10
	勒吉 II 线	10.00	2.03	2.03				
	合计	20.00	4.05	4.05				
补偿度	246.78%							
巴音敖包	吉敖 I 线	10.35	2.06	2.06	0	0	0	0
	吉敖 II 线	10.69	2.13	2.13				
	东敖 I 线	9.66	1.96	1.96				
	东敖 II 线	9.66	1.96	1.96				
	合计	40.36	8.11	8.11				
补偿度	0.00%							
向德	金向 I 线	16.50	3.34	3.34	0	0	0	10
	金向 II 线	16.50	3.34	3.34				
	合计	33.00	6.69	6.69				
补偿度	149.57%							
乌斯太	吉太 I 线	1.79	0.36	0.36	0	0	0	0
	吉太 II 线	1.76	0.27	0.27				
	吉太 III 线	1.72	0.34	0.34				
	斯太 I 回线	2.11	0.43	0.43				
	斯太 II 回线	2.11	0.43	0.43				
	合计	9.49	1.83	1.83				
补偿度	0.00%							
巴音毛道	千巴 I 线	88.44	17.92	17.92	0	0	0	40
	千巴 II 线	88.44	17.92	17.92				
	合计	176.89	35.84	35.84				
补偿度	111.61%							
合计				513.56	210	198	60	132

变电站名称	线路名称	线路长度	线路充电功率	需补偿无功容量	现状高抗	现状低抗	新增高抗	新增低抗
补偿度				116.83%				

根据 220kV 感性无功平衡结果可知，“十四五”规划方案实施后，至 2025 年按上述无功配置方案，地区 220kV 电网感性无功补偿度为 117%，可以满足无功补偿的要求。

11.5.3 220kV 电网容性无功平衡

截至 2019 年，阿拉善地区公用 220kV 变电站容性无功补偿设备安装容量共 384.5Mvar。本轮规划考虑新增 220kV 变电站按每台主变配置 2 组低压电容器。

按照上述配置方案，对 2025 年阿拉善地区 220kV 侧进行了容性无功平衡计算，详见表 11.5-2。

表 11.5-2 2025 年阿拉善地区 220kV 侧容性无功平衡计算结果 单位：Mvar

	大负荷大开机	大负荷小开机	小负荷大开机	小负荷小开机
一、总无功出力	2327.6	1652.8	2327.6	1652.8
1、发电机无功出力（实际开机容量，功率因数按 0.85 滞后考虑）	1349.5	674.7	1349.5	674.7
2、线路充电功率	513.6	513.6	513.6	513.6
3、现有无功补偿容量	384.5	384.5	384.5	384.5
4、规划新增无功补偿容量	80.0	80.0	80.0	80.0
二、总无功负荷	1351.1	1242.2	897.7	788.9
1、无功负荷（负荷功率因数按 0.9 考虑）	944.4	944.4	566.7	566.7
2、发电机变压器无功损耗（开机容量*10%）	217.7	108.9	217.7	108.9
3、线路、变压器无功损耗（无功负荷*20%）	188.9	188.9	113.3	113.3
三、容性无功平衡	976.5	410.6	1429.8	864.0
四、补偿度	172.28%	133.06%	259.27%	209.52%

根据 220kV 容性无功平衡结果可知，“十四五”规划方案实施后，至 2025 年按上述无功配置方案，在大负荷大开机、大负荷小开机、小负荷大开机和小负荷小开机四种情况下，阿拉善地区 220kV 电网容性无功补偿度

分别为 172.28%、133.06%、259.27%、209.52%，可以满足无功补偿的要求。

12 投资估算

12.1 经济指标和依据

项目投资估算以国家能源局 2013 年发布的《电力建设工程概算定额》中关于建筑工程、电气设备按照工程及送电线路工程方面为依据。根据项目所在区域，结合近年开展的输变电工程实际造价，500kV 及 220kV 输变电项目投资估算综合造价如表 12.1-1 所示。

表 12.1-1 500kV 项目投资估算标准

序号	项目		综合造价（万元）	
1	新建一座 2 台 1200MVA 主变的变电站		30000	
2	新建一座 2 台 750MVA 主变的变电站		24000	
3	扩建 1 台主变 1200MVA 主变		8000	
	扩建 1 台主变 750MVA 主变		5000	
4	500kV 架空线路（单公里）JL/G1A-4×400	单回路	180	
		同塔双回路	300	

表 12.1-2 220kV 项目投资估算标准

序号	项目			综合造价（万元）	
1	新建一座 2 台 240MVA 主变的变电站		GIS	13000	
			常规	11000	
2	新建一座 3 台 180MVA 主变的变电站		GIS	14000	
			常规	13000	
3	新建一座 2 台 180MVA 主变的变电站		GIS	12000	
			常规	10000	
4	新建一座 220kV 开关站			4000	
5	扩建 1 台 240MVA			2000	
6	扩建 1 台 180MVA			1800	
7	220kV 出线间隔			280	
8	所处地区			城区及近郊、矿区	其它地区
	220kV 架空线路/单回每公里	2×630	单回路	200	150
			同塔双回	300	220

序号	项目			综合造价（万元）	
		2 × 400	单回路	150	110
			同塔双回	250	170
		2 × 300	单回路	120	100
			同塔双回	200	150
		2 × 240	单回路	100	90
			同塔双回	160	140
9	220kV 电缆	隧道 (含电缆本体)	截面 2500	2700	

变电站项目分类如下：

- A: 接带新增负荷；
- B: 优化网架结构；
- C: 增加供电可靠性；
- D: 增加电网布点，为地区提供电源支撑；满足新能源集中地区汇集送出。

12.2 输变电项目投资估算

根据上述投资估算原则，作出阿拉善电网“十四五”期间建设输变电项目投资估算，见表 12.2-1 ~ 4。

由表可见，阿拉善电网“十四五”期间 500kV 输变电工程共 1 项，新增变电容量 1500MVA，新增线路长度 230km，投资总计约 65400 万元；220kV 输变电工程共 3 项，新增变电容量 840MVA，新增线路长度 101.5km，投资总计约 34900 万元。

阿拉善地区“十四五”输电网规划

表 12.2-1

阿拉善地区 500kV 建设项目表

单位: MVA, km, mm²

序号	工程名称	建设必要性	建设方案	主变			线路		项目分类	投产年	备注
				主变台数	单台容量	新增容量	长度	截面			
1	浩雅 500kV 输变电工程	满足敖伦布拉格地区 160 万千瓦新能源风电汇集升压送至上海庙换流站需求	建设 2×750MVA 主变, 500kV 侧单回线路接入上海庙换流站。	2	750	1500	230	4×400	D	2023	纳入国家规划

表 12.2-2

阿拉善地区 500kV 建设项目投资估算

单位: MVA, km, 万元

序号	工程名称	规模		投产时间	项目分类	投资							
		变电容量	线路长度			2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	总投资	其中“十四五”投资
1	浩雅 500kV 输变电工程	1500	230	2023	D				45780	19620		65400	65400
2	合计	1500	230			0	0		45780	19620		65400	65400

表 12.2-3

阿拉善地区 220kV 建设项目表

单位: MVA, km, mm²

序号	工程名称	变电站类型	建设必要性	建设方案	主变			线路				项目分类	投产年	
					主变台数	单台容量	新增容量	架空		电缆				敷设方式
								长度	截面	长度	截面			
合计														
1	向德 220 千伏输变电工程	常规	满足新增负荷供电需求, 缓解现有变电站供电压力	新建双回线接入 500kV 金湖变	2	240	480	2 × 16.5	2 × 400			A	2021	
2	浩雅 160 万千瓦风电汇集送出工程	常规	满足敖伦布拉格 160 万	新建 220kV 线路接入浩雅 500kV 变电站				48.5	2 × 400			D	2023	
3	高勒 220 千伏输变电工程	常规	满足新增负荷供电需求, 缓解现有变电站供电压力	新建双回线接入 500kV 吉兰太变	2	180	360	2 × 10	2 × 400			A	2023	

表 12.2-4

阿拉善地区 220kV 建设项目投资估算

单位: MVA, km, 万元

序号	工程名称	规模		投产时间	项目分类	投资						其中“十四五”投资	
		变电容量	线路长度			2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年		总投资
1	向德 220 千伏输变电工程	480	2 × 16.5	2021	A		10587.5	4537.5				15125	15125
2	浩雅 160 万千瓦风电汇集送出工程		48.5	2022	D			5092.5	2182.5			7275	7275
3	高勒 220 千伏输变电工程	360	2 × 10	2023	A				8750	3750		12500	12500
4	合计	840	101.5				10587.5	9630	10932.5	3750		34900	34900

12.3 省级电网输配电价格核定原则

12.3.1 核定原则

省级电网输配电价，是指省级电网企业在其经营范围内为用户提供输配电服务的价格。核定区域电网输电价格遵循以下原则：

（一）促进电网企业高质量发展。

立足保障电力安全可靠供应，强化电网企业成本约束，以严格的成本监审为基础，按照“准许成本加合理收益”方法核定输配电准许收入；健全激励约束机制，促进电网企业加强管理降低成本，为用户提供安全高效可持续的输配电服务，助力行业 and 用户提高能效降低能耗。

（二）实现用户公平分摊成本。

基于各类用户对输配电系统成本的耗费，兼顾其他公共政策目标，确定输配电价格，优化输配电价结构。

（三）严格规范政府定价行为。

明晰定价规则，规范定价程序，科学确定方法，最大限度减少自由裁量权，提高政府定价的法治化、规范化、透明度。

12.3.2 “十四五”投资效率

预计新增输配电固定资产基于提高投资效率的要求，按照不高于历史单位电量固定资产的原则核定（国家政策性重大投资除外），低于历史单位电量固定资产的，按预计数核定。计算公式如下：

预计新增单位电量固定资产=预计新增输配电固定资产原值÷预计新增输配电电量。

截至 2019 年底，阿拉善电业局固定资产原值 60.2 亿，年末净值为 26.9 亿，全社会用电量 114.06 亿千瓦时，投资效率为 0.24。根据表 12.3-1 计

算结果，阿拉善电业局 2018 年投资效率为 0.26，2017 年投资效率为 0.30，说明阿拉善电网单位电量所需投资额逐年下降，投资效益不断提高。

表 12.3-1 阿拉善电业局历史投资效率 单位：亿、亿千瓦时

	2017	2018	2019
原值	55.5	56.2	60.2
净值	26.1	25.4	26.9
电量	86.52	98.39	114.06
投资效率	0.30	0.26	0.24

“十四五”期间，阿拉善电业局输电网新增输变电工程投资总额 10.03 亿，新增全社会用电量 40 亿千瓦时，“十四五”期间输电网投资效率为 0.25，说明“十四五”期间阿拉善电网投资效率高于“十三五”。

13 阿拉善新能源发展规划

13.1 新能源开发布局

阿拉善地域广袤，新能源资源丰富，具备基地式、规模化开发条件。随着阿拉善新能源开发消费比重不断提升，电力对其能源转型的引领作用将更加突出。为充分利用阿拉善丰富的新能源资源，破解开发布局、消纳转换等环节的不平衡不充分问题，延长产业链条，提高综合利用效率，实现能源与经济的协调可持续发展，实现传统能源经济向现代能源经济的跃升转变，亟待因地制宜、超前谋划，开展阿拉善风光热综合新能源基地规划研究工作。

（一）新能源开发布局原则

生态优先 优先满足生态环保约束，促进新能源开发与生态治理相结合。

源网协调 优先布局在距离蒙西主网较近的地区。

多元并举 集中式和分布式开发并举 充分考虑微网、制氢等新技术。

提质增效 优先资源和经济性好的地区，配套储能等提升发展质量。

（二）新能源开发布局方向

阿拉善新能源风光热资源丰富，对新能源开发初步布局方向如下：

风电：重点在阿拉善左旗及右旗北部和额济纳旗境内未利用地范围内集中开发。总共规划 6 个风力发电基地，可开发总量约 6000 万千瓦。

光伏：在阿拉善北部与风电项目打捆开发作为外送通道新能源配套项目；在黄河沿线结合重点工业园区发展，开发本地消纳光伏，推动黄河流域生态保护和经济高质量发展。总共规划 11 光伏发电基地，可开发总量约 2810 万千瓦。

光热：集中布置于阿拉善左旗乌斯太镇北侧区域和右旗东北侧区域。总共规划 3 光热发电基地，可开发总量约 1250 万千瓦。

储能：在新能源外送通道、本地消纳的新能源电源侧和新能源汇集的电网侧配置一定容量的储能，提高系统消纳能力，提升外送通道利用率。

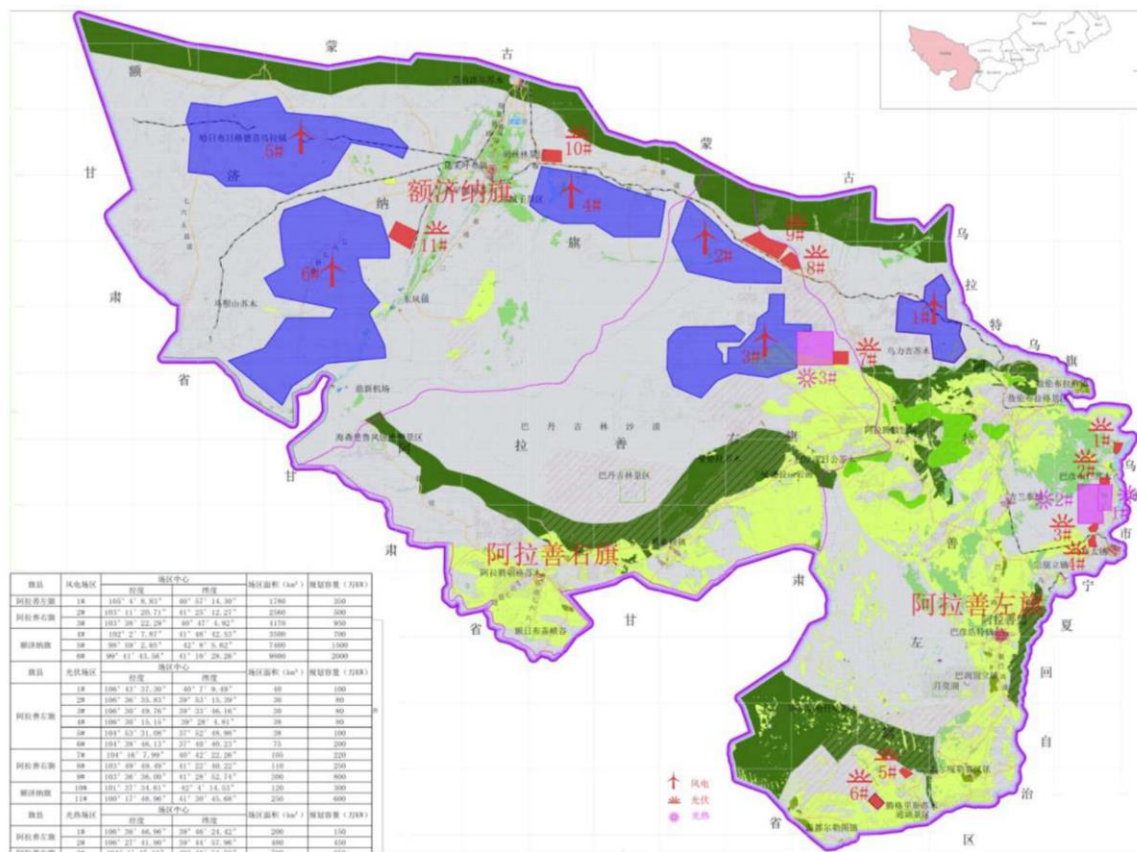


图 13.1-1 阿拉善新能源开发布局示意图

13.2 新能源开发时序

阿拉善新能源风、光、光热资源丰富，可开发体量大，由于阿拉善负荷体量小，大部分新能源需外送，新能源开发时序规划如下：

1、风电开发时序

本次规划开发风电 1550 万千瓦，占风电可开发容量的 28.6%，主要位于 1~3 号风场区，额济纳地区由于送出困难暂不考虑开发。“十四五”期间规划开发总容量 550 万千瓦，其中就地消纳 150 万千瓦，外送 400 万千瓦；中长期规划开发总容量 1000 万千瓦，其中就地消纳 200 万千瓦，外送 800

万千瓦。

表 13.2-1 风电开发时序 单位：平方公里、万千瓦

名称	开发面积	可开发容量	自用容量	外送容量	位置	时序
1#风场区	1780	350	150	200	左旗	十四五
2#风场区	2560	500	0	500	右旗	十四五 200 万 中长期 300 万
3#风场区	5330	950	200	500	右旗	中长期
总计	9670	1700	350	1200		

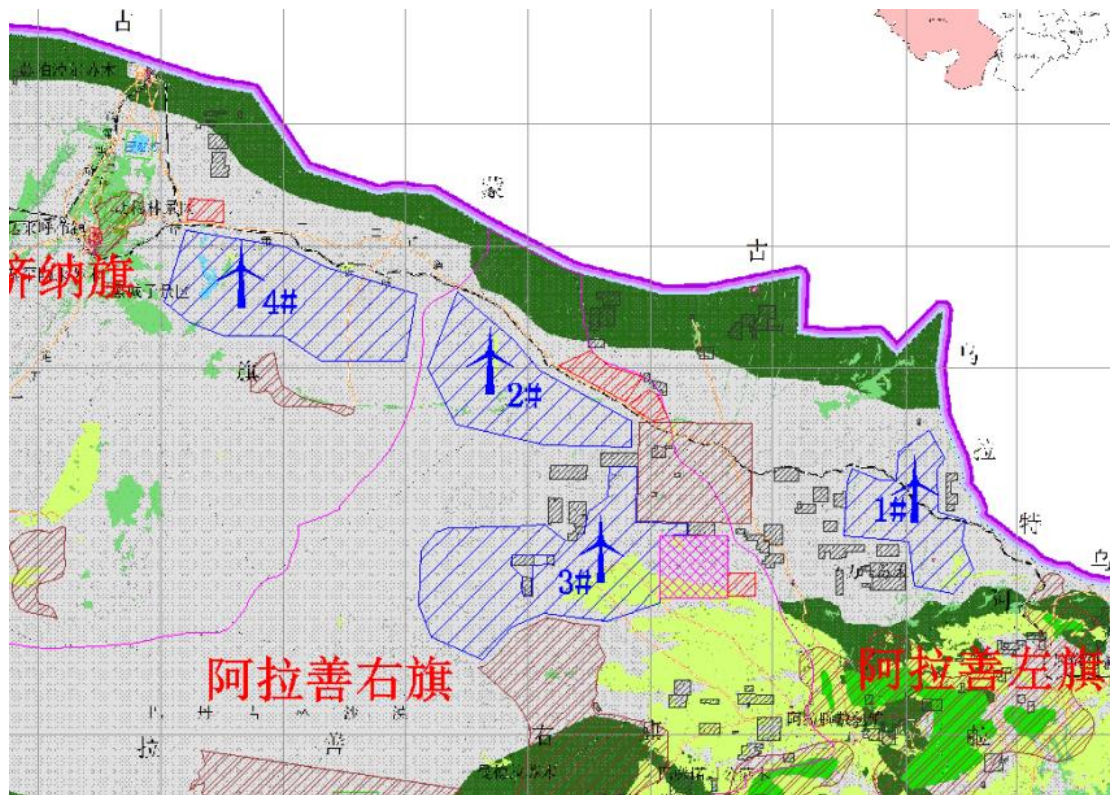


图 13.2-1 阿拉善风电开发布局示意图

2、光伏开发时序

本次规划开发光伏 860 万千瓦，占光伏可开发容量的 30.6%，主要位于 1~7 号光伏场区，阿右旗和额济纳地区由于送出困难暂不考虑开发。“十四五”期间规划开发总容量 260 万千瓦，其中就地消纳 260 万千瓦，无外送；中长期规划开发总容量 600 万千瓦，其中就地消纳 200 万千瓦，外送 400 万千瓦。

表 13.2-2 光伏开发时序 单位：平方公里、万千瓦

名称	开发面积	可开发容量	自用容量	外送容量	位置	时序
1#光伏场区	40	100	0	100	左旗	中长期
2#光伏场区	30	80	0	80	左旗	中长期
3#光伏场区	30	80	80	0	左旗	十四五
4#光伏场区	30	80	80	0	左旗	十四五
5#光伏场区	38	100	100	0	左旗	十四五
6#光伏场区	75	200	200	0	左旗	中长期
7#光伏场区	105	220	0	220	右旗	中长期
总计	356	860	460	400		

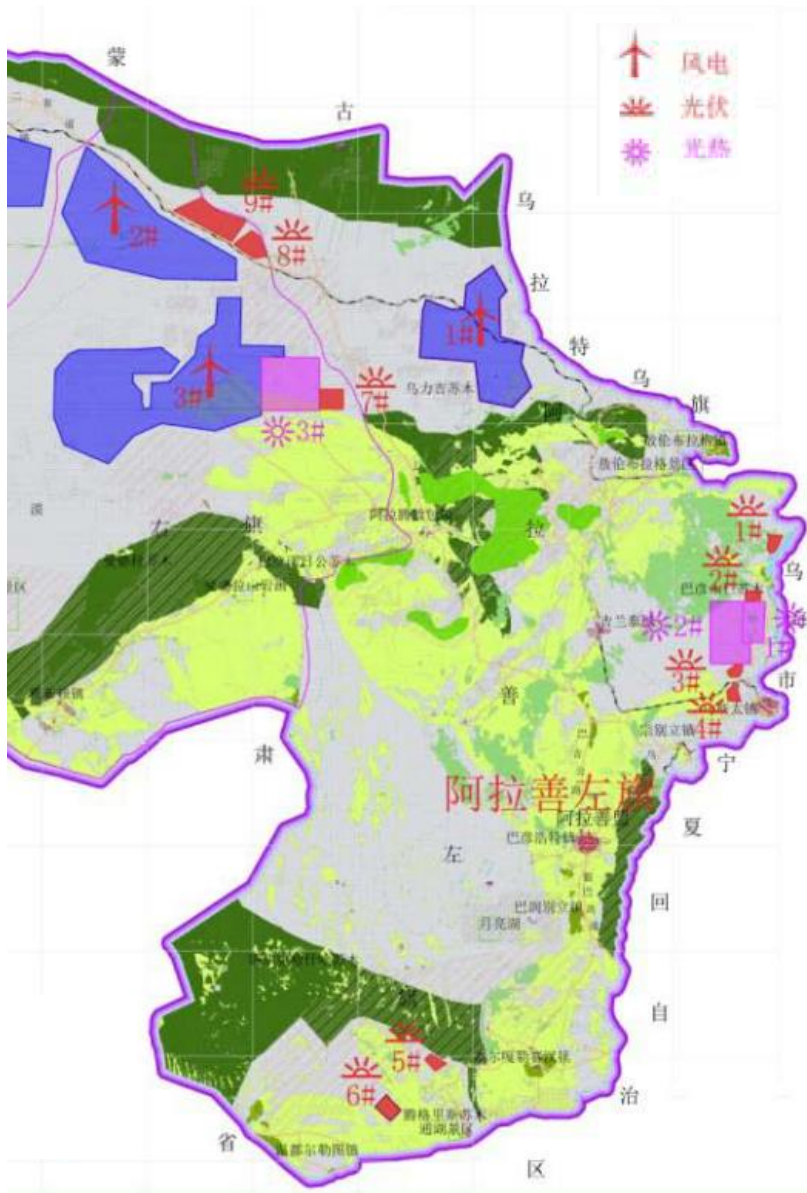


图 13.2-2 阿拉善光伏开发布局示意图

3、光热开发时序

本次规划开发光热 650 万千瓦，占光热可开发容量的 52.0%，主要位于 1~3 光热场区。“十四五”期间规划开发总容量 20 万千瓦，就地消纳，示范效应；中长期规划开发总容量 630 万千瓦，其中就地消纳 30 万千瓦，外送 600 万千瓦。

光热项目采用大基地的型式进行规划建设，考虑到光热电站的耗水量（示范基地太阳能热发电项目年利用小时数按 4000h 计，设计耗水指标 $0.10\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 计），中长期光热基地建设需要新建取水点，对基地供水工程开展专项设计，进行供水工程水资源论证和防洪影响评价等评价论证，并取得黄委的同意。

表 13.2-3 光热开发时序 单位：平方公里、万千瓦

名称	开发面积	可开发容量	自用容量	外送容量	时序
1#光热场区	200	150	20	0	十四五
2#光热场区	480	450	30	0	中长期
3#光热场区	700	650	0	600	中长期
总计	1380	1250	50	600	

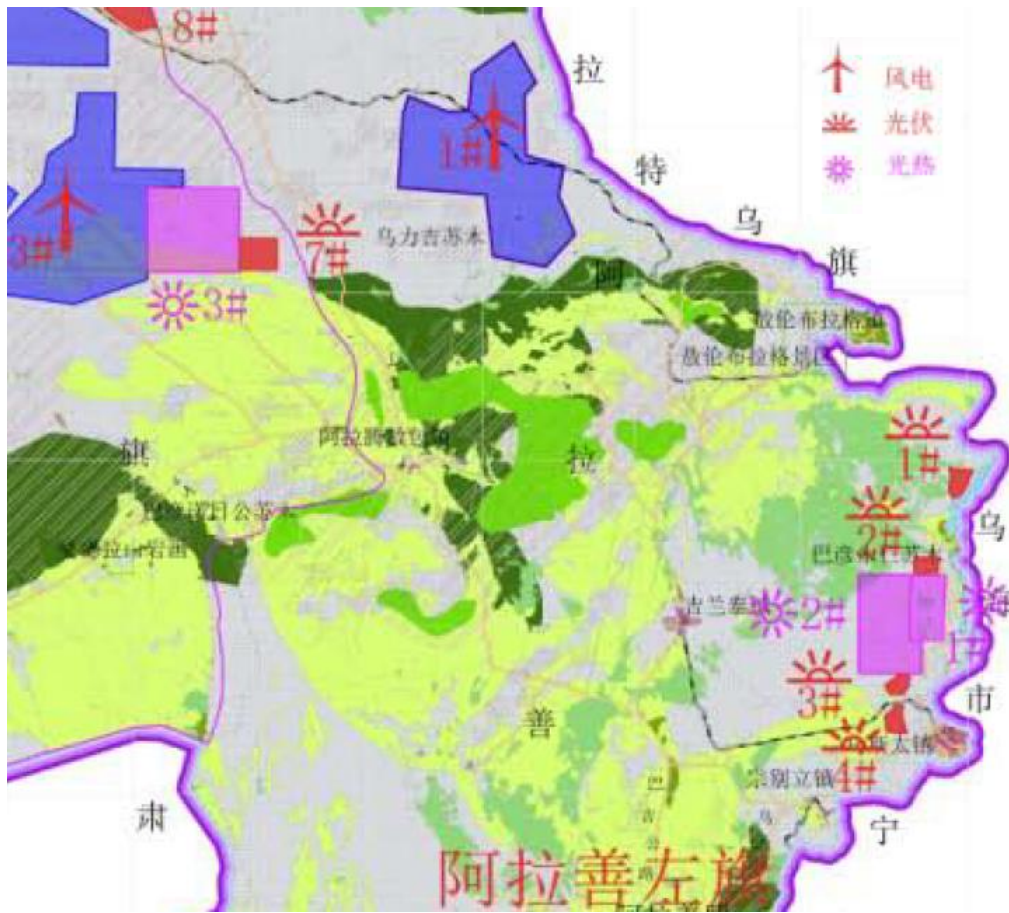


图 13.2-3 阿拉善光热开发布局示意图

4、配套储能开发时序

规划外送新能源配套储能 200 万千瓦；在新建的本地消纳 460 万千瓦光伏侧配置 0~92 万千瓦储能；在新能源汇集的 220kV 变电站开展电网侧储能试点，配置 5 万千瓦储能。

表 13.2-4 光热开发时序 单位：万千瓦

项目	容量	时序
外送新能源配套储能	200	
本地消纳新能源电源侧储能	0~52	近期
	0~40	中长期
电网侧储能	5	

5、小结

考虑生态环保约束、水资源约束、电网送出条件等因素，阿拉善地区规

划开发风电规模 1550 万千瓦，其中自用 350 万千瓦、外送 1200 万千瓦；开发光伏规模 860 万千瓦，其中自用 460 万千瓦、外送 400 万千瓦；开发光热规模 650 万千瓦，其中自用 50 万千瓦、外送 600 万千瓦。开发总量合计 3060 万千瓦。

表 13.2-1 阿拉善新能源开发规划 单位：万千瓦

时间	消纳方式	风电	光伏	光热
十四五	自用	150	260	20
	外送	400	0	0
中长期	自用	200	200	30
	外送	800	400	600
合计		1550	860	650

13.3 新能源外送通道规划

目前，蒙西周边已建成的上海庙-山东、锡盟“一交一直”通道等均为“点对网”送电模式，从实际运行情况来看，特高压直流通道“点对网”送电方式缺乏送端电网有效支撑，新能源汇集及系统稳定运行面临多方面挑战；且蒙西电网周边特高压接入点匮乏，难以进一步实施“点对网”方式送电。因此，统筹考虑直流稳定运行与新能源电力远距离汇集需求，“十四五”蒙西电网规划新增电力外送通道暂按“网对网”方式考虑。网对网送电可提升直流稳定运行水平，但大容量送电通道接入蒙西主网，必然助增系统短路电流水平，且直流故障将对交流电网造成冲击。



图 13.3-1 “十四五”外送方式选择示意图

(一) 阿拉善新能源“十四五”外送规划

“十四五”期间蒙西综合能源保障基地初步规划新增 1-3 条大型综合能源输电通道，起点考虑在鄂尔多斯地区，就地建设煤电基地，并汇集杭锦旗、阿拉善、巴彦淖尔和包北等地区新能源共同送出，每条通道配套新能源装机规模约 600~700 万千瓦。结合外送直流起点位置，阿拉善新能源电力可考虑打捆鄂尔多斯煤电共同送出。

结合区域位置，在阿拉善左旗、右旗规划建设 400 万千瓦风电，与鄂尔多斯煤电打捆共同外送。初步考虑选择鄂西综合能源基地外送通道参与外送。为提高送受端安全稳定水平提高输电通道利用效率，鄂西综合能源基地外输电方式采用 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流送电方式，规模暂按 800 万千瓦考虑。



图 13.3-2 “十四五”规划新增外送通道示意图

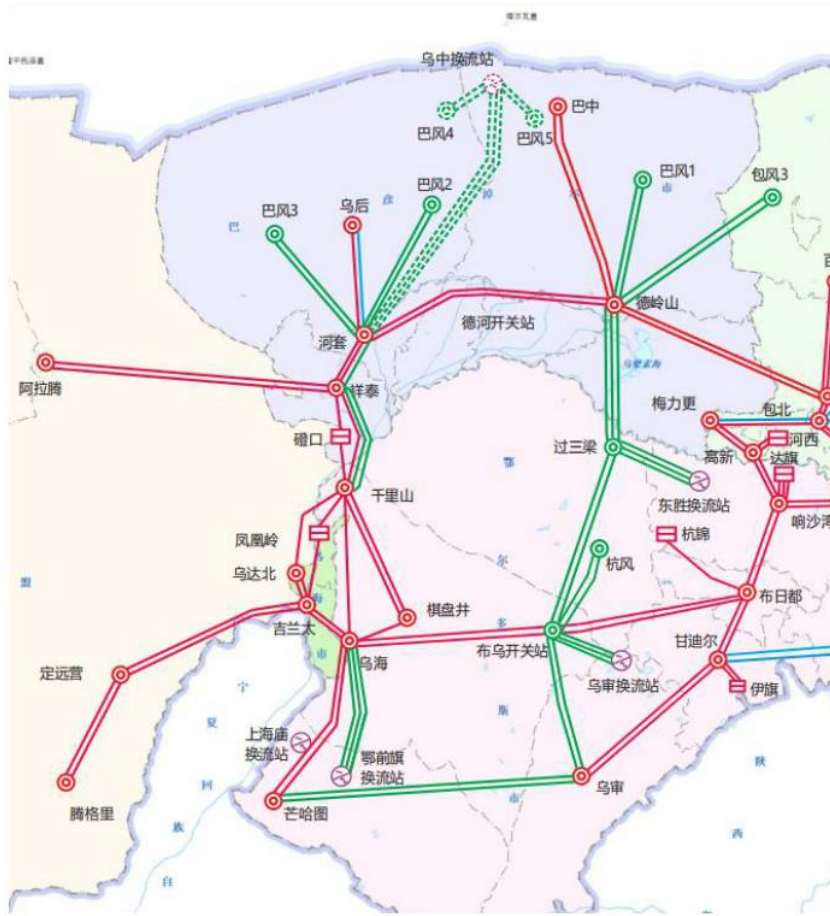


图 13.3-3 “十四五”外送通道示意图

(二) 阿拉善新能源中长期外送规划

中长期外送均衡考虑各类电源，考虑到地区风资源较好，利用小时数较高。特别是阿右旗阿地区，风资源方面年平均风功率密度 $404.47\text{W}/\text{m}^2$ ，年满发时数在 2200 小时以上；太阳能资源方面年最大日照时数 3513 小时，年平均日照时数 3154 小时，属太阳能资源最丰富的一类地区（年太阳辐射总量 $6680\text{--}8400\text{MJ}/\text{m}^2$ ），开发前景非常广阔，规划建设新能源基地主要分布在阿右旗阿拉腾敖包镇和塔木素布拉格苏木境内。中长期外送规划配套光热装机 600 万千瓦、风电装机 800 万千瓦，光伏电站装机 400 万千瓦，储能装置 200 万千瓦（4 小时）。

外送方式采用“网对网”方式，考虑在阿盟境内建设一座 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流换流站，通道容量为 1000 万千瓦，初步选址于阿拉腾敖包镇，采用

网汇新能源风、光、光热电源等形式，利用特高压直流输电将阿盟中西部地区电力远距离送至湖南电网。

另外，阿右旗和额济纳旗南部地区风光资源丰富，且距离甘肃境内国家电网距离较近，该部分地区可以考虑建设一定容量风电场，采用 220kV 及以上电压等级直接接入甘肃国家电网，利用国家电网实现阿右旗和额济纳旗南部地区风光电力的消纳和外送，支撑地区经济发展。初步考虑在阿右旗南部和额济纳南部各规划 100 万集中式风电场送入甘肃电网。

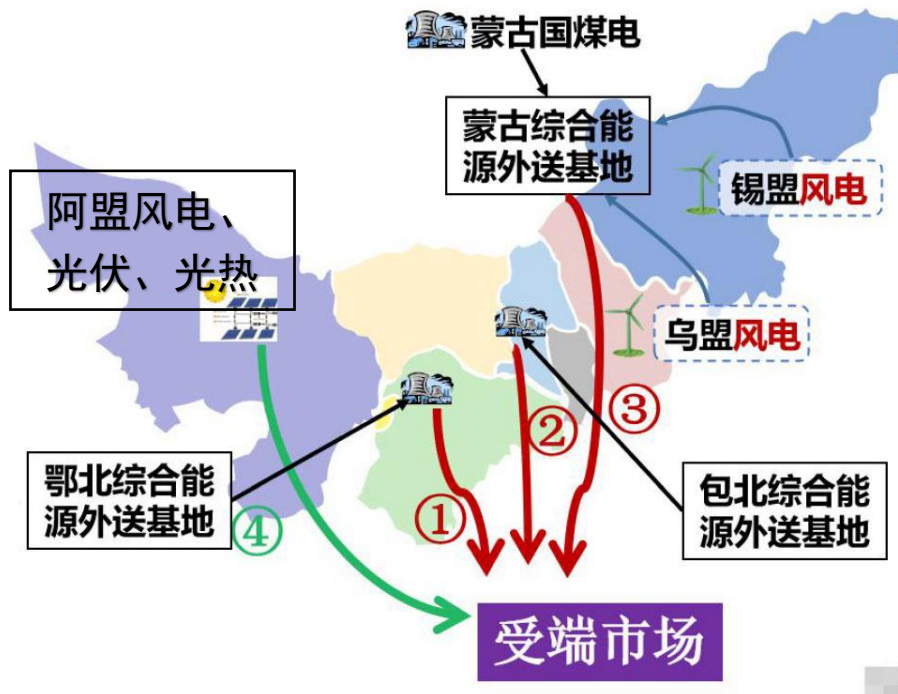


图 13.3-4 中长期外送通道展望

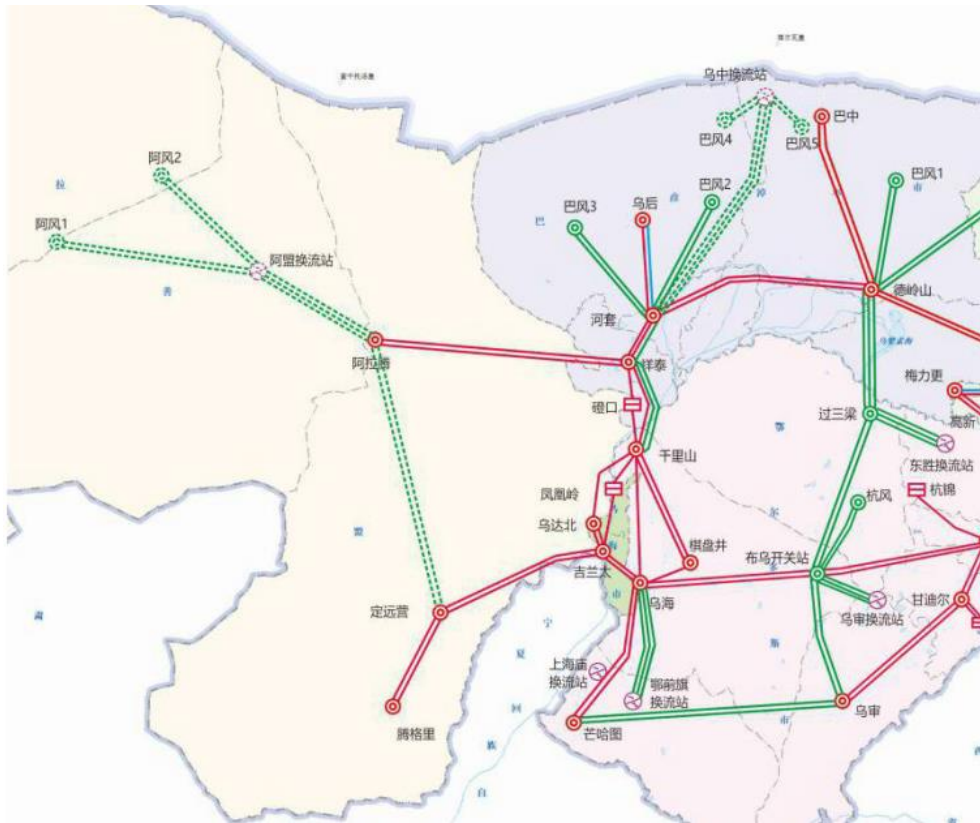


图 13.3-5 中长期外送方式示意图

13.4 规划网架新能源外送能力分析

13.4.1 “十四五”期间外送能力分析

“十四五”期间，阿拉善规划开发新能源总量为 830 万千瓦，其中有 550 万千瓦风电位于北部和西部供区，考虑其中 200 万千瓦风电接入 220kV 阿拉腾敖包开关站，350 万千瓦风电接入 500kV 祥泰变。根据西部供区电力平衡结果（表 13.4-2），考虑新能源 70% 出力情况下，2025 年需外送电力 146 万千瓦。根据“十四五”规划网架，西部供区通过 220kV 阿拉腾敖包~祥泰双回线（LGJ-4×400）与蒙西主网相连，通道最大输送能力可达 200 万千瓦，可以满足新能源电力送出需求。

根据阿拉善电力平衡结果（表 13.4-1），考虑新能源 70% 出力情况下，2025 年需外送电力 350 万千瓦，其中 146 万千瓦电力由西部供区外送至蒙

西主网，剩余 204 万千瓦新能源电力需由南部和东部供区外送。根据“十四五”规划网架，南部和东部供区通过 500kV 定远营~吉兰太~乌海/金湖双回线（LGJ-4×400）与蒙西主网相连，通道最大输送能力可达 250 万千瓦（考虑 N-1），可以满足新能源电力安全送出。

13.4.2 中长期外送能力分析

中长期阿拉善规划开发新能源总量为 2230 万千瓦，考虑“十四五”规划开发情况总计可达到 3060 万千瓦，根据周边电网情况规划 530 万千瓦新能源直接接入蒙西主网，其中有 1820 万千瓦电源位于西部供区。根据西部供区电力平衡结果（表 13.4-2），考虑新能源 70% 出力情况下，中长期需外送电力 1409 万千瓦。根据中长期规划网架，西部电网通过 500kV 阿拉腾敖包~祥泰双回线（LGJ-4×400）、500kV 阿拉腾敖包~定远营双回线（LGJ-4×400）、500kV 玛瑙山~乌后双回线（LGJ-4×400）三个交流通道与主网相连，并规划塔木素换流站（1000 万千瓦）直流送电湖南，交直流通道外送能力基本可以满足要求。

根据阿拉善电力平衡结果（表 13.4-1），考虑新能源 70% 出力情况下，中长期阿拉善外送电力 1665 万千瓦。根据中长期规划网架，阿拉善电网与主网联络通道为 500kV 玛瑙山~乌后双回线（LGJ-4×400）、500kV 阿拉腾敖包~祥泰双回线（LGJ-4×400）、500kV 定远营~吉兰太~乌海/金湖双回线（LGJ-4×400），以及塔木素换流站（1000 万千瓦）直流送电湖南，交直流通道外送能力基本可以满足要求。

表 13.4-1 阿拉善电力平衡

序号	项目	2020	2025	2030	2035
1	最高用电负荷	1470.0	1950.0	2430.0	2870.0
2	最高发电负荷	1633.3	2166.7	2700.0	3188.9
3	需要装机容量	1911.0	2535.0	3159.0	3731.0

阿拉善地区“十四五”输电网规划

	备用率	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	277.7	368.3	459.0	542.1
4	电网实际装机	3090.6	8030.6	18280.6	28530.6
4.1	火电	1772.6	1872.6	1872.6	1872.6
4.2	风电	613.0	2653.0	7653.0	12653.0
4.3	光伏	705.0	3505.0	8755.0	14005.0
5	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0
6	受阻容量	141.8	149.8	149.8	149.8
7	年末可用装机容量一 (新能源装机全容量计入)	2948.8	7880.8	18130.8	28380.8
	年末可用装机容量二 (新能源装机 70%容量计入)	2553.4	6033.4	13208.4	20383.4
	年末可用装机容量三 (新能源装机 30%容量计入)	2026.2	3570.2	6645.2	9720.2
	年末可用装机容量四 (不计新能源装机容量)	1630.8	1722.8	1722.8	1722.8
8	电力平衡一 (新能源装机全容量计入)	1037.8	5345.8	14971.8	24649.8
	电力平衡二 (新能源装机 70%容量计入)	642.4	3498.4	10049.4	16652.4
	电力平衡三 (新能源装机 30%容量计入)	115.2	1035.2	3486.2	5989.2
	电力平衡四 (不计新能源装机容量)	-280.2	-812.2	-1436.2	-2008.2

表 13.4-2 西部供电区电力平衡

序号	项目	2020	2025	2030	2035
1	最高用电负荷	177.6	215.2	252.1	297.7
3	最高发电负荷	197.3	239.1	280.1	330.8
4	需要装机容量	230.9	279.8	327.7	387.1
	备用率	17%	17%	17%	17%
	综合备用容量	33.5	40.6	47.6	56.2
5	电网实际装机	341.0	2441.0	11541.0	20641.0
5.1	火电	42.0	142.0	142.0	142.0
5.2	风电	129.0	2129.0	7129.0	12129.0
5.3	光伏	170.0	170.0	4270.0	8370.0
7	退役容量	0.0	0.0	0.0	0.0
8	受阻容量	3.4	11.4	11.4	11.4
9	年末可用装机容量一 (新能源装机全容量计入)	337.6	2429.6	11529.6	20629.6

阿拉善地区“十四五”输电网规划

	年末可用装机容量二 (新能源装机 70%容量计入)	247.9	1739.9	8109.9	14479.9
	年末可用装机容量三 (新能源装机 30%容量计入)	128.3	820.3	3550.3	6280.3
	年末可用装机容量四 (不计新能源装机容量)	38.6	130.6	130.6	130.6
10	电力平衡一 (新能源装机全容量计入)	106.8	2149.9	11201.9	20242.6
	电力平衡二 (新能源装机 70%容量计入)	17.1	1460.2	7782.2	14092.9
	电力平衡三 (新能源装机 30%容量计入)	-102.5	540.6	3222.6	5893.3
	电力平衡四 (不计新能源装机容量)	-192.2	-149.1	-197.1	-256.4

14 环境影响及保护措施

14.1 环境影响

依据环境保护相关法律法规、技术导则、行业标准，结合内蒙古地区环境特点，分析电网方案对环境的影响，考虑电网规划占地布局、线路走廊、生态环境等指标。

14.1.1 环境保护原则

(1) 要求电网规划设计应符合国家环境保护、水土保持和生态环境等相关法律、法规以及工程环境保护、水土保持方案书的要求。

(2) 新建输变电工程对环境的电磁影响应遵照现行行标 HJ/T24《500kV 超高压输变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》的要求进行控制，应符合现行国标 GB8702-2014《电磁环境控制限值》、GB9175《环境电磁波卫生标准》、GB15707《高压交流架空送电线无线电干扰限值》、GB7349《高压架空输电线、变电站无线电干扰测量方法》等的规定。噪声对周围环境的影响必须按现行国标 GB3096《城市区域环境噪声标准》的规定进行控制。

(3) 新建输变电工程的水土保持方案编制必须符合现行国标 GB16453《水土保持综合治理技术规范》的有关规定以及现行行标 SL204《开发建设项目水土保持方案技术规范》的要求。

(4) 环境影响评价和编制水土保持方案中采用的手段与方法所涉及到的标准和规范主要有：

a) 环境影响评价中采用的手段与方法所涉及到的标准和规范：

HJ/T10.2-1996《电磁辐射监测仪器和方法》和 GB/T7349—2002《高压架空输电线、变电站无线电干扰测量方法》对电磁辐射射频段测量方法的规定；

GB16203-1996《作业场所工频电场卫生标准》对工频电场测量方法的规定；

GB/T14623-1993《城市区域环境噪声》中对环境噪声测量方法的规定；

GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》；

HJ/T2.1~2.3-1993《环境影响评价技术导则》；

HJ/T2.4-1995《环境影响评价技术导则声环境》；

HJ/T19-1996《环境影响评价技术导则非污染生态影响》；

HJ/T10.3-1996《辐射防护管理导则电磁辐射环境影响评价方法与标准》；

HJ/T24-1998《500kV超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》。

b) 编制水土保持方案中采用的手段与方法所涉及到的标准、规范和规定：

国务院国发〔2000〕第38号文《全国生态环境保护纲要》；

关于印发《全国水土保持预防监督纲要》的通知，水保〔2004〕332号；

SL204-98《开发建设项目水土保持方案技术规范》；

GB/T16453.1~16453.6-1996《水土保持综合治理技术规范》；

SL277-2002《水土保持监测技术规程》；

SL190-96《土壤侵蚀分类分级标准》；

SL73.6-2001《水利水电工程制图标准 水土保持图》；

GB50201-94《防洪标准》；

《电力建设工程概算定额》。

14.1.2 环境影响因素分析

14.1.2.1 变电站环境影响因素分析

(1) 电磁影响：变电站内的高压线以及电气设备等带电设备附近会感应产生工频电场、工频磁场；站内各种电气设备、导线、金具、绝缘子串亦可能产生局部电晕放电，这些都可成为无线电干扰源，通过出线顺着导线方向以及通过空间垂直方向朝着变电站外传播干扰波。

(2) 噪声：站内电气设备在运行时会产生噪声，主要有断路器操作时产生的噪声；带电的导线、金具以及绝缘子产生的电磁噪声；变压器、电抗器运行时产生的噪声等。变电站的噪声主要以中低频为主。

(3) 变电站施工期间，由于地表的开挖、工程车辆的行驶、施工人员的施工、生活活动等，施工区域将产生水土流失、生产废水、粉尘、噪声、弃土、弃渣、生活垃圾、生活废水等，对环境将会造成一定影响。但施工期对环境的影响是小范围的、短暂的、且可逆的。随着施工期的结束，对环境的影响也将消失。

14.1.2.2 输电线路环境影响因素分析

表 14.1-1 送电线路工程运行期环境影响因子识别

序号	项目	环境影响
1	土地占用	塔基永久占地改变土地使用功能
2	工频电场、工频磁场、无线电干扰	采取措施后，影响较小
3	噪声	采取措施后，能满足标准
4	水土保持	采取措施后，基本无影响
5	农业生产	采取措施后，基本无影响
6	生态环境	采取措施后，基本无影响
7	景观	不涉及景观敏感区域
8	人体健康	采取措施后，满足相应的环境保护标准
9	交通运输	按规定设计，无影响
10	文化遗址	无影响

11	保护区	不涉及自然保护区
----	-----	----------

表 14.1-2 送电线路工程施工期环境影响因子识别

序号	项目	环境影响
1	土地占用	塔基占地及施工临时用地改变土地功能
2	拆迁安置	无拆迁
3	水土流失	土石方开挖, 植被清除, 建筑物修建等易造成水土流失
4	生态	植被破坏, 对生物多样性、生产力、生物量和野生动物栖息有一定的影响
5	施工噪声	对声环境有一定影响
6	施工扬尘	对空气环境有一定影响
7	施工期间的生活污水	对环境有一定影响
8	施工期间的废水排放	对环境有一定影响
9	农业生产	有一定影响
11	景观	影响很小
12	交通	运输影响很小
13	文化遗址及风景名胜	无影响
14	邮电通讯线和电力线	满足相关保护规定
15	水文状态及洪水	无影响
16	自然保护区	不涉及自然保护区

14.1.2.3 污染特性分析

(1) 工频电场特性分析

变电站及输电线路高压电力设施运行中在周围空间产生工频电场, 因交流电频率极低, 具有如下静电场的一些特性:

- a) 电场强度大小与输电线相对于大地的电压成正比。
- b) 电场中的导电物体 (如建筑物、树林等) 会使电场严重畸变, 产生

屏蔽作用。

(2) 工频磁场特性分析

a) 工频磁场强度的大小仅与电流大小有关，而与电压无关。

b) 50Hz 的工频磁场能很容易穿透大多数的物体（如建筑物或人），且不受这些物体的干扰。

c) 由于三相交流输电线中各相电流的有效值相等、相位互差 120° ，所以在距输电线较远处产生的工频磁场相互抵消，近似为零。

(3) 电晕特性分析

当导线表面电场强度超过空气击穿强度时，会产生电晕放电。高压输电线路产生的无线电干扰来源主要包括：导线表面电晕放电；绝缘子电晕；火花放电以及接触不良和触点松动产生火花。其中前两类干扰通常是沿线分布，是长期存在的；后一类干扰通常是局部的和短暂出现的，对于中等电压的木横担或全木杆线路，这类干扰产生较为频繁，对于水泥杆和铁塔，由接触不良产生的干扰相对较少。

电晕放电有如下特性：

a) 电晕放电受线路自身状况的影响。电压越高，电晕放电就越强；导线直径大，电晕放电就越弱；导线的表面光洁度越高，电晕放电也就越弱。

b) 电晕放电与环境因素有关。空气污染越严重，电晕放电就越强；相对空气密度越小，电晕放电就越强；相对空气湿度越大、风速越大，电晕放电越强；在降雨、降雪时，亦会使电晕放电加剧。

c) 电晕放电主要对无线电通信和广播产生干扰。一般情况下，电晕放电的频率范围为 $0.1 \sim 100\text{MHz}$ ，频率在 $0.15 \sim 0.2\text{MHz}$ 时干扰值最大，随着频率增加，干扰值迅速减小。由于调幅广播的频段为 $0.5 \sim 1.65\text{MHz}$ ，正好是处于输电线路电晕干扰的频段，因此输电线路电晕干扰主要影响对象是沿线路两侧居民无线电广播、电视的接收。

(4) 噪声特性分析

噪声主要来源于变电站，运行期间噪声污染源主要有变电站站内电气设备在运行时会产生各种噪声，主要有主变压器、带电导线、金具以及绝缘子产生的噪声等，其声压值在 60~75dB(A)。

14.1.3 环境保护的措施

根据阿拉善电网十四五规划方案，依据相关的环境保护法律法规及设计技术规程，从规划选线、选站开始，采取一系列的措施，从源头上避免、预防输变电工程建设对环境的影响。

(1) 对规划变电站及线路进行科学的选线、选址，尽可能避让环境保护敏感目标，从源头上减缓工程建设对环境的影响。

(2) 积极采用环保方案以及利于环境保护的新技术。在变电站站址选择中，变电站的进出线方向尽量避开居民密集区。位于城市区域的变电站，建议采用与周边环境高度协调的设计方案。通过推广同塔双回路、同塔多回路技术以及紧凑型输电技术，减少输电线路走廊占用、压缩输电线路走廊宽度，节约土地资源、减小对环境的影响。

(3) 严格执行环境保护相关法律法规，严格执行国家的法律法规，所有建设项目均执行环境影响评价制度；加强工程项目的竣工环境保护验收，通过查漏补缺，完善环境保护措施。

在工程实施过程中，具体措施包括：

(1) 按要求在设计阶段，作相应的环境影响评价、环境保护工程设计和编制水土保持方案报告。

(2) 输变电工程的设计中应充分考虑场强、无线电干扰、可听噪声等对环境的影响，满足各限值要求，也可对电磁干扰、噪声、水土保持等方面采取必要的防治措施，减少其对周围环境的影响。输电线路在选线过程应尽

可能避开民居。

(3) 输变电的建设和选线应符合国家《全国生态环境保护纲要》的有关要求。根据绿化规划应因地制宜在输变电工程站区、塔基区、施工道路等周边地区种植草皮，恢复植被。线路经过经济作物或林区时，宜采取跨越设计。

(4) 山区线路应采用全方位高低腿加高低基础相组合，以适应地形发生的变化，减少塔位处植被的破坏。

(5) 在输变电工程相应区域设置警告标志。

规划方案实施过程中各项环境保护措施最终均应以具体工程的环境影响评价文件及环境保护行政主管部门的批复文件为准。

建议相关建设单位在工程前期阶段尽快委托有资质的单位进行工程的环境影响评价，并将环评文件及环评批复文件中的防治措施纳入工程设计中。

14.2 社会影响

14.2.1 社会影响分析

从社会效益角度看，电网规划的实施，有利于优化能源资源配置，提高能源效率；有利于环境保护；满足地区国民经济和社会快速发展对电力的需求；对促进地区国民经济和社会持续发展、维护民族团结、促进地区社会和谐稳定及促进地区的大气环境保护等具有重要意义。

随着电网规划项目的建成，可以增强地区电网“十四五”期间的电力供应能力，有力地支持地区国民经济和社会发展的需要；有利于建设资源节约型、环境友好型电力行业，符合国家“节能减排”的政策要求。

电网规划项目的建设采用大量环保和节能降耗措施，具有良好的节能作用和环保效益。

电网规划项目建设期和运行期都可以为当地人口提供就业机会，如直接从事工程建设的就业机会、为工程服务的第三产业就业机会等，还有地区工业在电网建设的带动下，加速发展所提供的新的就业机会。就业人口的增加，也会对人口素质的整体提高起到积极的推动作用。

规划项目的建设还将带动和拉动上下游产业链的进一步发展，实现国家提倡的“循环经济”模式，有利于促进经济良性发展。使得当地政府在发展经济、改善公共设施、文化教育、医疗卫生和社会保障等方面的能力进一步得到强化，对推动地区国民经济持续发展具有重要意义。

电网规划项目的建设，改善了区域基础设施和电力供应，增强了区域经济实力。电网项目的建设和运营将给政府部门和当地群众带来了丰厚的财政收入和就业机会，将会带动当地加工制造业、运输业、服务业、地方材料供应等多种产业的发展，必将为当地社会环境和人文条件所接受，规划电厂与周边社会环境是适宜的。

14.2.2 电网规划与环境保护、国民经济发展、土地利用规划、生态保护等规划的协调性分析

(1) 环境保护协调性分析

“电力建设应坚持可持续发展战略，做到电力与环境保护同步规划、同步实施、同步发展。”“环境保护规划、计划必须纳入电力发展规划、计划，采取有利于环境保护的经济、技术措施，使电力与环境保护同步规划、同步实施、同步发展。”“电力建设、生产和供应必须依法保护环境，采用新技术，推行文明、清洁生产，减少有害物质排放，防治环境污染和其它公害。”

本次规划中坚持电网规划与资源、环境相协调，注重环保和节水、节地，大量采用节能、环保措施及材料，有效改善生态环境，实现电网的可持续发展。

（2）规划与地区国民经济和社会发展的协调性分析

本次规划编制是在地区十四五社会经济发展规划的基础上开展，电网网架的强化和延伸，可以提高地区供电能力和供电可靠性，满足地区社会和经济发展对电力供应的需求，服务于地区经济发展，符合国民经济和社会发展的总体要求。

（3）规划与土地利用总体规划的相容性分析

土地资源开发保护的总要求是：土地资源利用必须始终坚持“十分珍惜、合理利用土地和切实保护耕地”的基本国策，遵循“在保护中开发，在开发中保护”的原则，保持耕地总量动态平衡，促进土地资源利用结构和布局的调整和优化。

本次规划建设用地所占用的土地基本上为未利用土地，不占用农田、林地和房屋，规划区内多为荒漠荒地、荒草地。因此，该规划充分体现了合理利用土地资源，切实保护耕地的精神和要求。

15 节能降耗与新技术应用

15.1 系统节能分析

科学和先进的电网规划指导是具体的输变电工程节能降耗的基础，是保证电网长期安全稳定、经济运行的前提。从电网长期连续运行的特点出发，合理组织电网运行方式，最大限度的节省和利用煤炭资源，加强网损管理，是确保线路、变压器经济运行的必要前提。

15.1.1 接入系统方案合理

十四五期间规划新建及扩建的变电站可以充分满足远期地区负荷用电的要求和各区域接带新能源能力，同时可保证地区供电可靠性以及地区电压水平等电能质量提高。变电站容量规划远近期有效的结合，避免短时间扩建变电站的重复建设，保证电网安全稳定运行，节约投资。

推荐的接入考虑充分利用现有线路，就近接入，新建线路较短，线路投资相对较省。接入系统方案的潮流分布均匀，正常和 N-1 方式下，各线路潮流均在经济输送范围内，没有过载线路。接入系统方案电网结构清晰，安全可靠，可满足周边地区供电增长及新能源建设汇集的需求，提高地区电网可靠性。

15.1.2 导线截面的合理选择

规划新建线路所选用导线均采用高导电率的钢芯铝绞线，可以达到同等截面铜导线导电率的 61~63%，线损较小，经济合理。导线截面可以满足本期及远景地区各变电站之间潮流交换要求，变电站出线导线截面选择合理。

15.1.3 无功装置设备的合理配置

为避免变电站的电压波动较大，对规划中新增及扩建主变无功补偿装置容量进行合理配置，保证在各种运行方式下变电站及其供电的中低压变电站电压合格，避免地区电网间大容量的无功流动，保证无功分层分区就地平衡。从而达到合理配置无功装置，优化全网电能损耗，为调度优化运行创造条件。

15.2 变电站节能分析

14.2.1 主变压器的合理选择

主变压器在分配和输送电能环节上起着不可或缺的作用，同时变压器在运行时也必然产生能源损耗。变压器的损耗主要包括电流流过线圈而产生的负载损耗（铜损）以及由于电磁感应效应在铁芯中产生的空载损耗（铁损），此外还包括漏磁产生的杂散损耗合风扇、油泵等辅助设施运行时产生的辅助损耗。因此，科学、合理的选择主变压器的结构型式和主要参数，可以有效降低设备的运行损耗。

在变压器设计上，要求厂家对铁芯、绕组、金属结构和油箱进行优化，尽可能的降低主变压器的空载损耗，适当降低主变压器的负载损耗，使漏磁得到控制。

（1）优化变压器铁芯

铁芯迭装采用高质量、低损耗、晶粒取向进口硅钢片，全斜接缝，多阶梯叠积，通过优化设计，均匀铁芯中磁通密度，既降低空载损耗，同时也降低噪声和局部过热。

（2）优化变压器绕组

内绕组（低压）采用自粘性换位导线，其余绕组采用组合导线等单根尺寸小的导线，降低附加损耗。

通过优化设计，对绕组的发热和温升进行计算，优化结构，使油流分布均匀，绕组具有良好的冷却，避免局部过热。

使用特殊的换位形式：优化螺旋式绕组换位，饼式绕组中组合导线内部换位，并绕导线换位，从而降低负载损耗。

（3）优化变压器油箱

油箱上铺设磁屏蔽，通过优化设计，计算屏蔽的厚度、高度和截面积，降低杂散损耗及避免局部过热。油箱磁屏蔽、形成漏磁通路，降低杂散损耗。

（4）改善制作工艺

在一定位置如夹件、支板、拉板等部位采用非导磁材料，在硅钢片的剪切过程中减少毛刺的产生，并采用不迭上铁轭等工艺，减少主变损耗。

鉴于以上对降低变压器损耗方法的分析，鼓励厂家优先选用高性能、低损耗的电工产品，从根源上确保节能措施的落实。此外，为了降低变压器散热器的损耗，优先选用效能高、功率小、噪声低的风扇组，把辅助损耗降到最小。

14.2.2 导体的合理选择

在选择导体时，也考虑降低其电能损耗的因素。导体截面越小，导体单位长度的电阻就越大，电流流过导体的损耗就越大。因此，在选择导体时，不但按照导体长期允许载流量来选择导体，而且对全年负荷利用小时数大、母线较长、传输容量大的回路中的导体，按照经济电流密度来选择截面。由于按照经济电流密度选择的导体截面要大于按照导体长期允许载流量选择的导体截面，从而减小导体电阻，降低运行时的电能损耗。

14.2.3 站用变压器的合理选择

在站用变的选择上，设计严格按照变电站的实际用电负荷并考虑同时

率计算站用变的负荷。合理选择站用变压器的容量，根据季节与负荷特性及时调整变压器分接头开关，提高变压器的负荷率，可以充分发挥变压器潜力。为节省不必要的能源浪费，在站用变压器选择中尽可能的降低空载损耗（铁损），适当降低主变压器的负载损耗（铜损）。

14.2.4 合理规划照明设施

照明作为站用负荷的主要部分，通过选用高效率的光源，合理布置灯度，户外选用光控开关，建筑物内部分采用声控延时开关等手段，可以很好的达到节能的目的。

（1）户内部分

荧光灯是一种热阴极、低压汞蒸汽放电灯，利用放电产生的紫外线，通过涂敷在玻管内壁的荧光粉转化成可见光。荧光灯的输入能量包括：可见光 25%、热辐射 30%，热传导和对流 45%。通过采用紧凑型高效荧光灯，较原有常规荧光灯照度提高 17%，节约能耗 10%，节能效果明显。

（2）户外部分

高压钠灯的发光体—电弧管是采用透明多晶氧化铝陶瓷管与铌管封接而成，电弧管内加入钠和汞，同时充入一定氙气。通电后，灯内氙气产生电离，随着电弧管温度的升高，钠与汞蒸气参与放电，同时光输出逐步增加，在 5-10 分钟后光的输出达到最大植。高压钠灯内必需配置镇流器利用内装热开关断开瞬时在镇流器两端产生一个反电势将高压钠灯点燃。250W 高压钠灯，光通量 221m，发光效率 88lm/w，节约能耗 37.5%。

15.3 站内建筑物节能分析

15.3.1 消防、采暖

根据工程实际，建议主建筑采暖采用电热辐射器，个别房间利用空调器

作为尖峰和备用热源。以分散采暖代替大型电锅炉作为热源，提高电能的利用率。取消站区采暖管道，减少热损失，充分利用空调作为采暖设备时电能热效率大幅提升的特点。

空调选择不低于 2.9 级的设备，大大提高电能的采暖热效率。全站通风用风机均选用高效电机，电机与风机直接连接，提高电能的利用效率。

变压器消防利用泡沫喷雾代替水喷雾灭火消防，取消消防水泵，可以有效节约电能消耗。同时，还可以节约钢材和混凝土用量，节省土方开挖量，并节约用水，间接节能非常可观。

根据工程实际，站区组织排水充分利用地形特点，直接将雨水排到站外低处，省去排水泵和排水泵房，直接节约排水泵电能消耗和建设排水泵房所需混凝土，以及节省土方。

15.3.2 建筑

(1) 建筑本体的节能降耗

进行建筑物布置设计时，利用冬季日照，避开冬季主导风向，夏季考虑自然通风的利用，使建筑物在冬季最大限度的利用太阳辐射的能量，降低采暖负荷；夏季最大限度的减少太阳辐射的热，并利用自然通风降温冷却，降低空调制冷负荷。

根据变电站设计规范及实际工程应用情况，当采用空调设施时，建筑层高可适当降低。一般而言，主控制室及通讯机房层高为 3.0 米，配电装置室高度在满足安装及检修运行条件下，尽量降低高度，可以有效节约建筑材料，实现了建筑节能。

(2) 门窗节能

外门窗是建筑能耗散失的最薄弱部位，其能耗占建筑总能耗的比例较大，其中隔热损失为 1/3，冷风渗透为 1/3。所以，在保证日照、采光、通

风、瞭望要求的条件下，尽量减小建筑物的外门窗洞口的面积，提高外门窗的气密性，减少空调外渗，提高外门窗的隔热性能。减少外门窗本身的散热量，其节能措施有：

a: 控制建筑物的窗墙比。

b: 使用断桥铝合金中空玻璃窗、中空 Low-E 玻璃，改善门窗的隔热性能。要求门窗的气密性不小于 4 级 ($1.5 > g_1 > 0.5$; $4.5 > g_2 > 1.5$)，隔声性能不低于 4 级 ($35 < R_0 < 4$) 的。

(3) 墙体节能

墙体是建筑物外围护结构的主体，其所用材料的保温性能直接影响建筑物的耗热量。为保证节能效果，内墙设计建议采用烧结多孔砖，外墙采用烧结多孔砖节能墙体。

(4) 屋面节能

在改进建筑外墙、外门窗的保温性能后，还必须加强屋面保温隔热的措施，建筑屋面采用聚苯板保温材料。既避免屋面重量、厚度过大，又易于保温节能。

15.4 线路节能分析

15.4.1 导线材质选择

输电线路电力损耗包括电阻损耗、电晕损耗和绝缘子的泄漏损耗，其中最主要的是电阻损耗(平原区约 95%以上)和电晕损耗，其他泄漏损耗的数量较小，可以忽略不计。线路电阻损耗主要与电流、导线电阻相关。结合工程实际，采取诸多节能降耗措施，从而提升输电线路的整体能效水平。

通过优化选取导线截面方案，采用高导电率的钢芯铝绞线，可以达到同等截面铜导线导电率的 61~63%，线损较小，经济合理。同时，能满足工程的电气、机械性能要求，经济合理。

15.4.2 导线分裂根数和间距的选择

若导体的材质相同，在相同截面下分裂导线的载流量与常规单根导线载流量的倍数是与分裂的根数有关。若采用两根则倍数为 1.189，载流量提高分别为 19%。为满足可听噪声和无线电干扰限值要求，可以通过增加相导线分裂根数，减小导线表面场强来达到。

导线采用适当的相分裂导线间距。影响导线表面电位梯度的因素有电压水平、导线对地高度等，导线分裂间距也是因素之一。有关资料表明子导线分裂间距大约是子导线直径的 10 倍时，导线表面电位梯度显示最小值；小于 10 倍，导线表面电位梯度增加很快；在 10 倍-20 倍的范围内，导线表面电位梯度增加很小。所以从导线表面电位梯度方面来考虑，子导线分裂间距为导线直径的 11-20 倍比较合适。据国际大电网会议所作的国际咨询，为有效降低尾流效应，减小次档距振荡，分裂间距 D 和子导线直径 d 的比值 D/d 不宜小于 12~13。

另外，电晕损耗的大小还取决于气象条件，内蒙古中西部常年干燥，阴雨天气少。在电晕损耗方面，将会得到较好的预期。

15.4.3 采用节能金具

采用铸铁和螺栓组合成的耐张线夹和悬垂线夹(包括防振锤)，用这种材料制成的金具在导线中通过交变电流时形成一个闭合的磁回路，铁磁物质在交变磁场作用下反复磁化的过程中，其磁感应强度的变化总是滞后于磁场强度的变化，这就是所谓磁滞现象。在反复磁化的过程中，由于磁畴的反复转向，铁磁物质内部的分子摩擦发热而造成能量损耗。构成闭合回路的电力金具在反复磁化过程中，因为磁畴反复转向导致的这种功率损耗，就是所谓的磁滞损耗。这一交变磁场在金具内部也会产生感应电动势和感应电流，即涡流，由于钢铁材料电阻的存在，必然产生有功功率损耗，即涡流损耗。

当电流增大时，磁滞损耗随磁通密度的 1.6 ~ 2.0 次方上升，涡流损耗随磁通密度的 2.0 次方上升。涡流和磁滞损耗产生的热量使金具内的导线温度升高，使该处导线的机械强度下降，加之线路振动，导线就会在线夹处断股，缩短了线路的运行年限。据有关资料介绍，导线中通过 400A 电流时，铁磁线夹比铝合金线夹温度高 17℃，损耗多 30W。

为了防止电晕和涡流损失，导线悬垂线夹采用铝合金材料制造的防晕线夹，绝缘子串加装均压屏蔽环，耐张绝缘子串导线端安装椭圆型均压屏蔽环。均压环采用铝合金材质。导线间隔棒采用铝合金方框形阻尼间隔棒，其结构简单、重量轻，方便施工，有很好的防振性、抗锈蚀性和防电晕功能，能长久的安全运行。

15.4.4 合理配置地线组合

结合工程实际，选用 OPGW 和分流线、普通地线的组合方式，同时还采用 OPGW 及分流线逐塔接地，普通地线分段绝缘、中间接地的运行方式，即每个耐张段中间设立一个接地点，耐张塔两侧互不连通，地线通过绝缘子与塔绝缘。这种地线组合和运行方式的合理配置所带来的节能效果也是不容忽视的。

通过上述节能降耗措施，来达到依靠科学技术、降低消耗，合理利用资源，提高资源利用效率，切实保护生态环境。推广采用节能、降耗、节水、环保的先进技术设备和产品，强制淘汰消耗高、污染大、质量差的落后生产能力、工艺和产品，有利于资源节约和综合利用，从源头杜绝能源浪费。

15.5 新技术应用

为适应阿拉善地区经济发展及居民生活用电的需要，全面贯彻落实“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念，将进一步探索和应用电网建

设的新技术，使电网技术装备水平再上一个新的台阶。可通过积极采用大容量变压器、大截面导线、串联补偿技术、灵活交流输电技术、柔性直流输电等新技术，改善电网安全稳定水平，提高长距离线路的输送能力。

（1）大容量变压器

阿拉善新能源光热资源丰富，可开发体量大，由于全盟自用电源体量小，大部分新能源需外送，可适时建设大容量变压器，解决现有部分变电站主变存在的新能源出力受限问题。

（2）大截面导线和耐热导线

一般情况下，短距离输电线路的输电能力主要取决于线路的热容量限制。因此需根据负荷密度和输电容量选择合适的线路型号和导线截面，如在负荷密度高、输电距离短和走廊紧张的地区采用大截面耐高温导线和同杆并架技术，可以提高单位走廊的输电能力。

（3）紧凑型输电技术

紧凑型输电是通过对导线的优化排列，缩小相间距离、将三组导线置于同一塔窗内，三相导线间无瓶子接地构件，增加相分裂根数，减少波阻抗、增加电容、大幅度提高自然输送功率，有效压缩电线走廊的一项新的输电技术。

紧凑型线路的结构决定了其可以显著提高单回线路的远距离输电能力，且其工程本体单位造价与常规线路相比仅提高 5%左右，因此，这一技术近年在远距离、大容量输电工程中得到推广应用。由于蒙西地区地域辽阔，电源分布不均，“西电东送、南电北送”的格局直接造成蒙西 500kV 电网承担着大容量、长距离的电力输送任务。由于 500kV 输电线路相对较长，线路稳定极限大多受暂态稳定极限的制约，采用紧凑型线路对提高蒙西电网系统稳定的作用十分明显。

（4）串联补偿技术

串联补偿技术是一种提高稳定极限的经济有效手段。在输电线中间加入串联电容器能减小线路电抗，缩小线路两端的相角差，从而获得较高的稳定裕度及传输较大的功率。

固定串补不能灵活调整阻抗以响应系统运行条件的变化，在实际应用中可能引起次同步谐振问题而限制串补度的提高。可控串补是通过控制晶闸管的触发角实现对串联阻抗的平滑控制，在提高系统传输能力、控制系统潮流、抑制系统振荡、提高暂态稳定性等方面有广泛的用途。

串补技术是比较成熟的技术，在国内外得到了大量的应用。可控串补装置的研究也已取得初步成果。

串补技术主要用于长距离、大容量输电线路中，由于蒙西电网 500kV 线路长度相对较长，因此，串补技术具有广阔的应用前景。

（5）灵活交流输电技术

灵活交流输电技术是在传统交流输电系统的基础上，应用电力电子技术的最新成就以及现代控制技术，实现对交流输电系统参数以及网络结构的灵活快速控制，以期实现输送功率的合理分配，降低功率损耗和发电成本，大幅度提高系统稳定性。

尽管 FACTS 技术具有无可比拟的优越性，但由于 FACTS 控制器目前还没有足够成熟的理论和商业成套设备，大规模进入商业运营还尚需时日。

（6）柔性直流输电技术

柔性直流输电是以 IGBT 等可控关断型电力电子器件和 PWM 技术或 MMC 为基础的第三代直流输电技术，是常规直流输电技术的换代升级。相比于交流输电和常规直流输电，柔性直流输电系统在传输能量的同时，还能灵活地调节与之相连的交流系统电压，具有可控性好、运行方式灵活、适用场合多等显著优点。

受环境条件限制，清洁能源发电一般装机容量小、供电质量不高且远离

主网。阿拉善新能源光热资源丰富，可开发体量大，利用柔性直流输电技术与主网实现互联是充分利用可再生能源的最佳方式，有利于保护环境。

同时，可以利用柔直背靠背技术，实现与甘肃电网连接，提高额济纳地区供电可靠性。

（7）源网荷储技术

在新能源外送通道、本地消纳的新能源电源侧和新能源汇集的电网侧配置一定容量的储能，能够提高系统消纳能力，提升外送通道利用率。

为提高额济纳地区供电可靠性，可在额济纳地区建设源网荷储微电网系统，充分利用原有的新能源系统，新建一定规模的储能系统和小型柴油机组，以保证微电网系统能够在并网和离网方式下运行，以提高额济纳地区供电可靠性。考虑柴油发电机作为主电源，储能主要负责调频，附加调峰功能，储能容量配置必须利用新能源充电，确保系统稳定性，并保证一定经济性。

16 结论和建议

16.1 结论

(1) 地区供电负荷预测结果，根据阿拉善地区 2006 年至 2019 年期间国内生产总值以及全社会用电量增长率，分别考虑地区经济高速增长、中增长速度和低增长速度，采用电力弹性系数法、分产业产值单耗法、回归分析等方法，预测到 2020~2025、2030 年全社会用电量。综合上述方法提出阿拉善供电负荷预测高、中、低三个方案，并将中方案作为推进方案。

高方案：2025 年达到 2030MW，到 2030 年达到 2540MW。

中负荷：2025 年达到 1950MW，到 2030 年达到 2430MW。

低负荷：2025 年达到 1920MW，到 2030 年达到 2380MW。

(2) 由阿拉善地区全网电力平衡结果可知，新能源装机以 30%容量计入地区平衡，“十四五”期间阿拉善全盟基本可以保持发用电平衡。根据分区域电力平衡结果：东部供电区负荷较重，“十四五”期间存在较大电力缺口；西部供电区、南部供电区和北部供电区，由于新能源装机较少，“十四五”期间存在一定程度电力缺口；中部供电区由于有哈伦热电厂以及大量新能源装机，“十四五”期间有较多电力盈余。

(3) 输变电项目及投资估算：“十四五”期间阿拉善盟电网 500kV 项目 1 个，新增变电容量 1500MVA，新建线路折单 230km，投资合计 6.54 亿；220kV 项目共 3 个，新增变电容量 840MVA，新建线路折单 101.5km，投资合计 3.49 亿。

(4) 经过“十四五”发展，阿拉善电网通过 500kV 定远营~吉兰太~乌海/金湖通道和 220kV 阿拉腾敖包~祥泰通道与蒙西主网相连，可以满足规划条件下阿拉善电网与蒙西主网潮流交换需求。“十四五”期间在敖伦布拉

格地区建设 500kV 浩雅新能源汇集站接入上海庙换流站，提升了阿拉善电网新能源送出总量和水平。

(5) 经过“十四五”发展，220kV 电网以 500kV 变电站为中心划分 4 个独立供电区。220kV 供电区内基本形成以 500kV 变电站为中心辐射供电网络，逐步发展构建环形供电网络，在负荷发展较快地区布置新建 220kV 变电站，提高了地区电网供电质量和可靠性，同时促进供电区内新能源并网消纳。供电区之间至少保留 1~2 回 220kV 备用联络线路，实现严重故障方式下供电支援。

(6) 经过“十四五”发展，阿拉善电网新能源外送能力有所提升，“十四五”期间阿拉善电网基本可以满足 480 万千瓦新能源并网送出需求，另有 350 万千瓦新能源直接接入蒙西主网。中长期阿拉善电网基本可以满足 3000 万千瓦新能源并网送出需求。

(7) 经过“十四五”发展，阿拉善电网事故风险点得到改善，阿右旗地区电压偏高问题得到解决，额济纳地区供电可靠性提升有措施，电网输送能力得到提升，提升了电网对新能源电力支撑和消纳能力。

16.2 建议

(1) 建议结合阿拉善新能源开发进度，适时实施阿拉腾敖包开关站升压工程，并同步升压阿拉腾敖包~祥泰双线和阿拉腾敖包~定远营单回线，以使阿盟 500kV 主网架形成“两横一纵”结构，两个横向通道通过一个纵向通道进行支援，并且可使阿盟 500kV 主网架与蒙西电网构成环形供电网络。提高 500kV 电网运行可靠性。

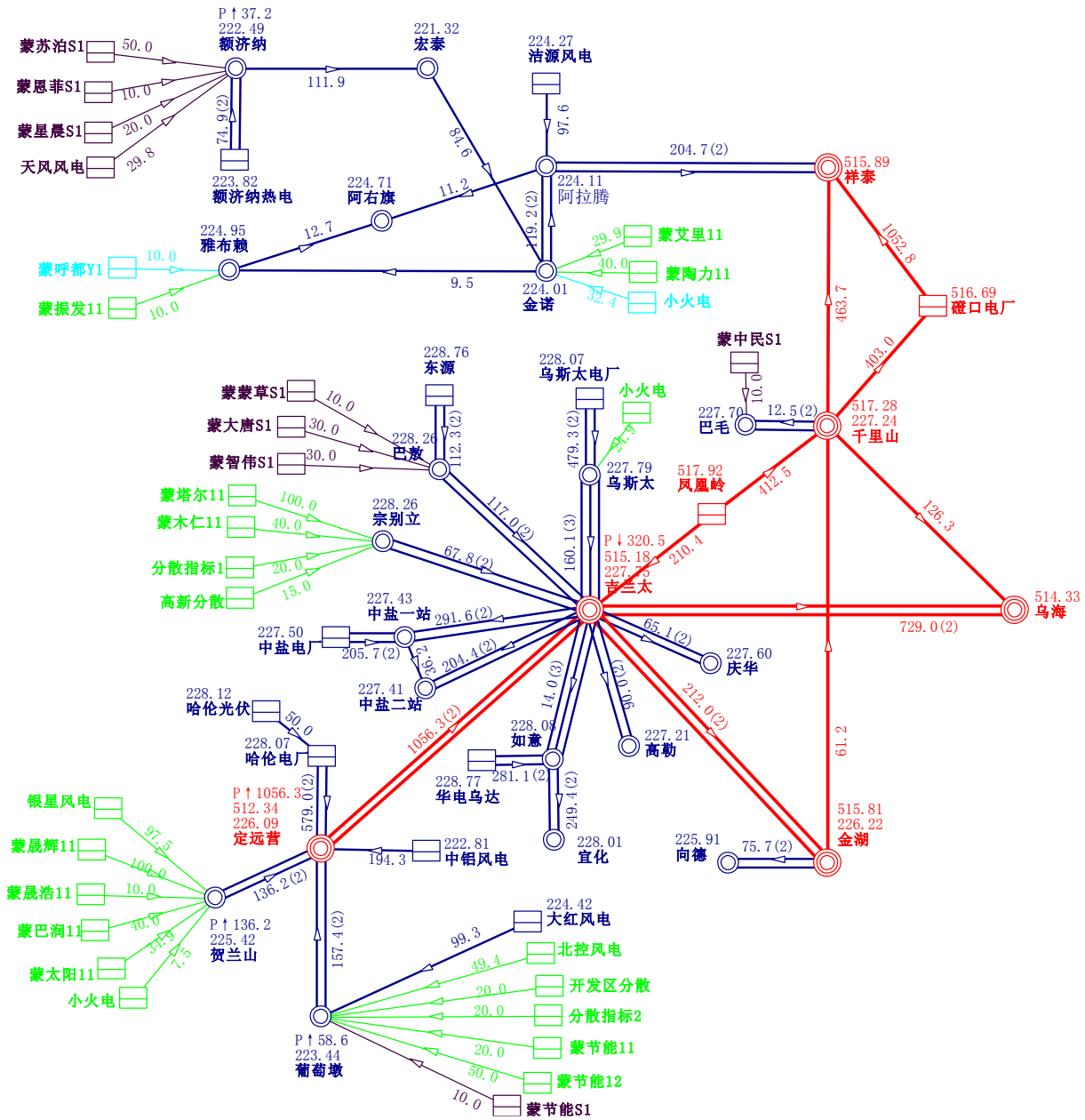
(2) 在电网发展建设中，在行政区、工业区和负荷集中地区应优先考虑构建 220kV 环形供电网络，减少辐射馈供结构。对重要负荷供电建议考虑从系统 220kV 变电站辐射供电，不宜直接由 500kV 变电站馈供，以节省

500kV 变电站 220kV 出线间隔。

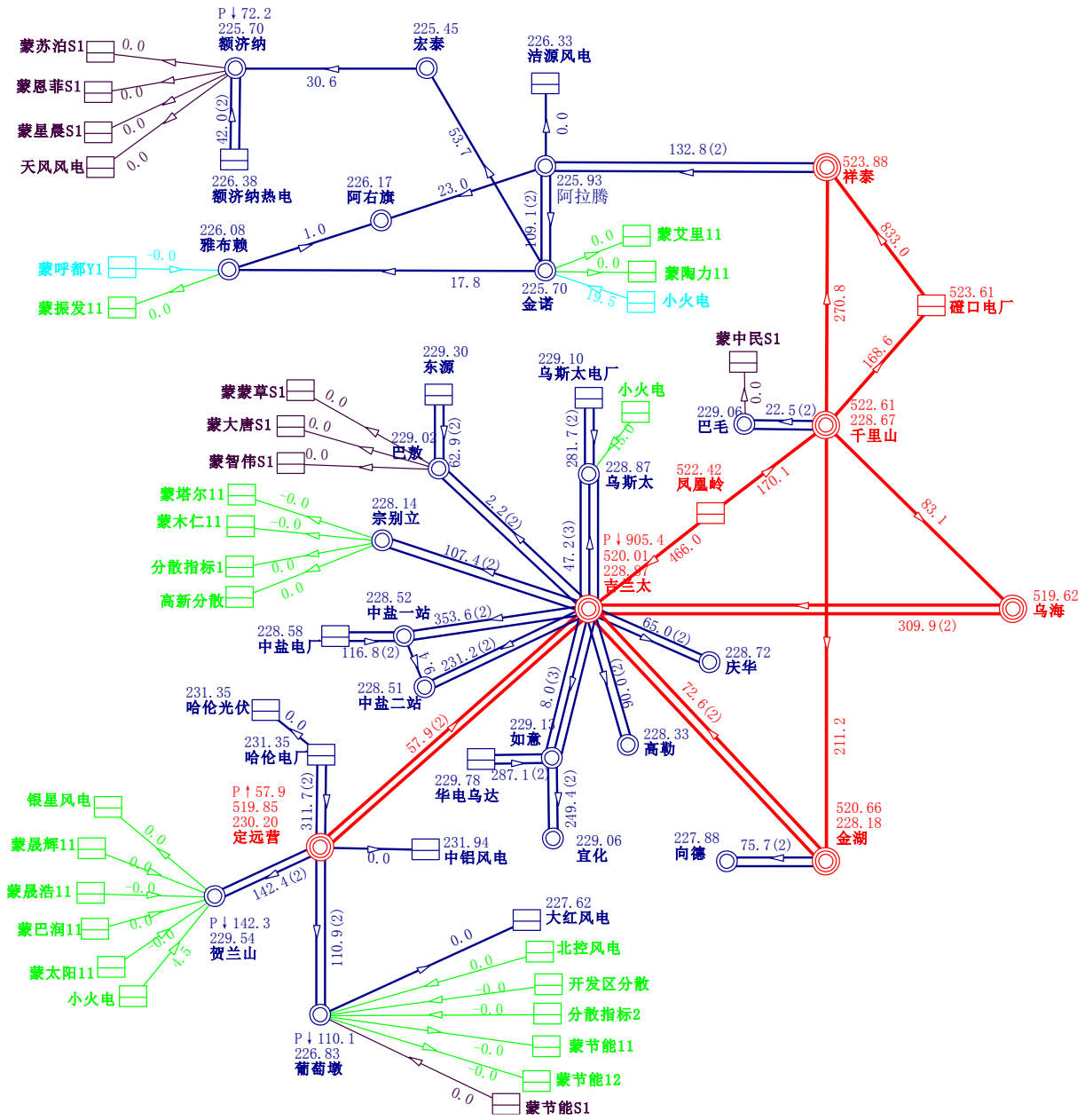
(3) 针对乌斯太地区工业负荷集中，负荷体量大，供电方式以 500kV 变电站直接馈供为主的现状情况，存在 500kV 变电站全停导致整个供电区 220kV 电网全部停电风险，建议开展网架优化专题研究，考虑“十五五”期间在乌斯太规划建设第二座 500kV 变电站，完善 220kV 供电网络。

(4) 针对 220kV 贺兰山变中压侧新能源电力接入较多、主变升压负载较重的情况，建议尽快实施贺兰山扩主变工程或者提前新建 220kV 岗格输变电工程，以解决贺兰山主变重载问题。

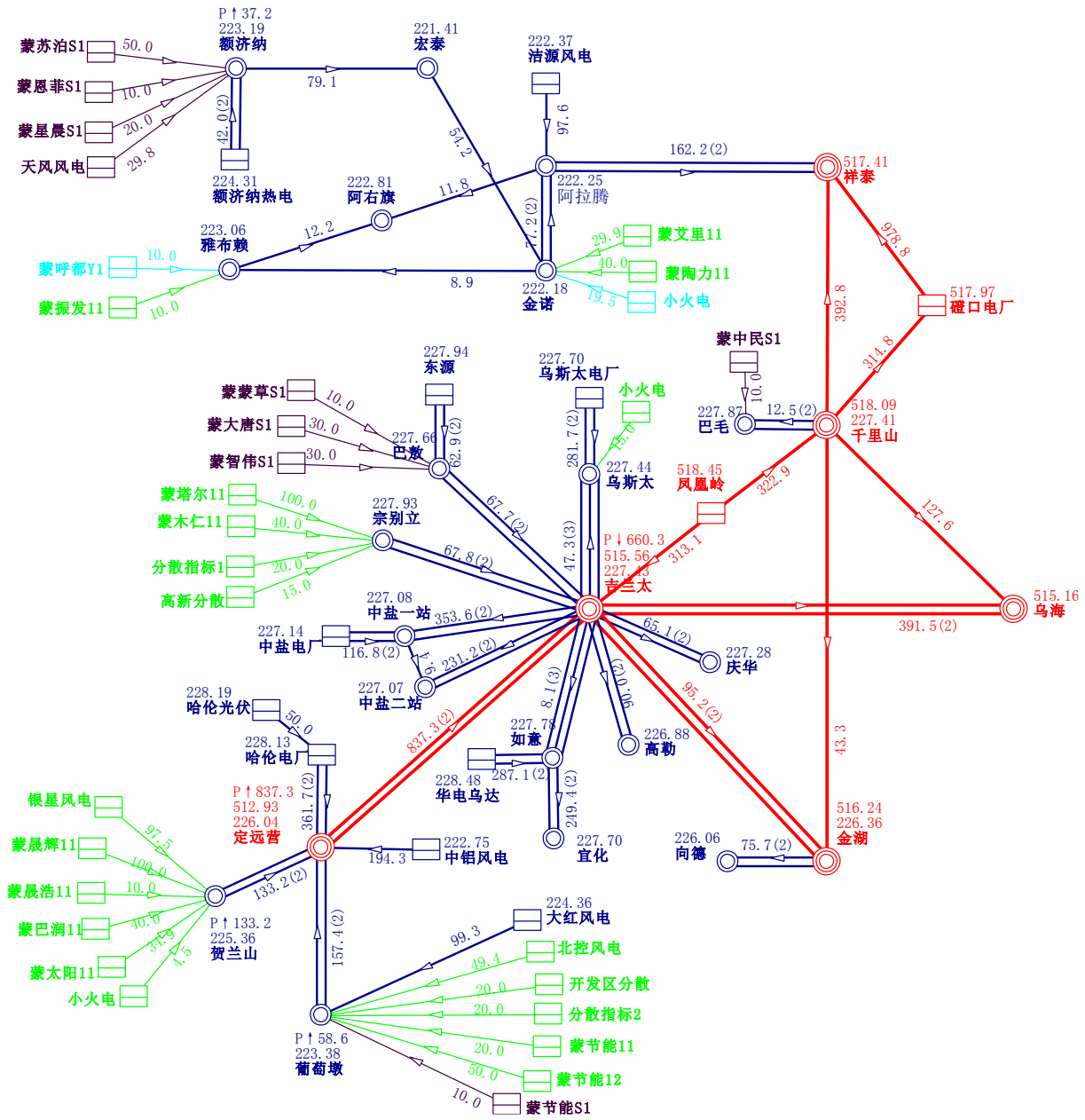
17.4 大负荷、正常开机新能源 100%



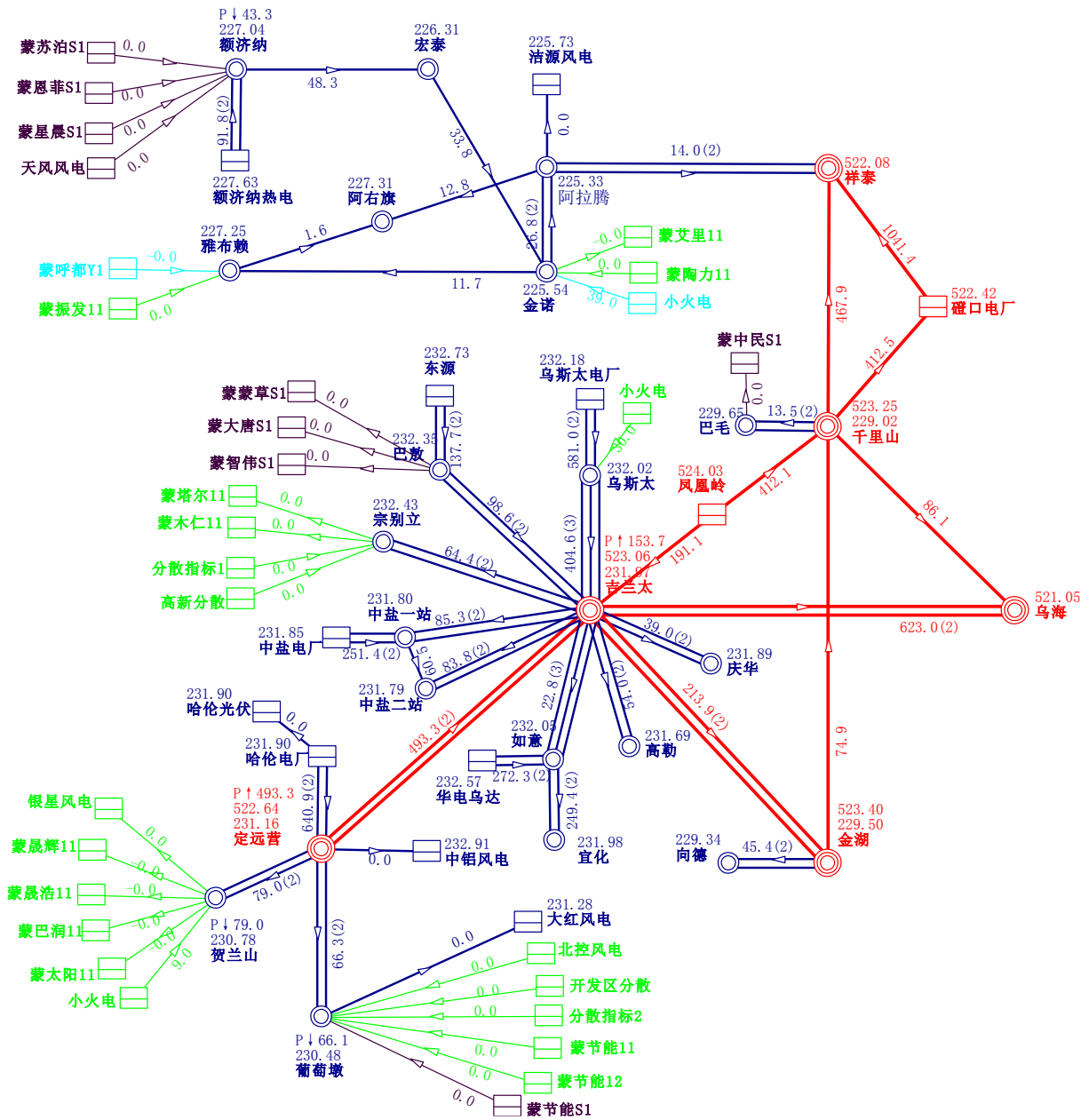
17.5 大负荷、小开机新能源 0%



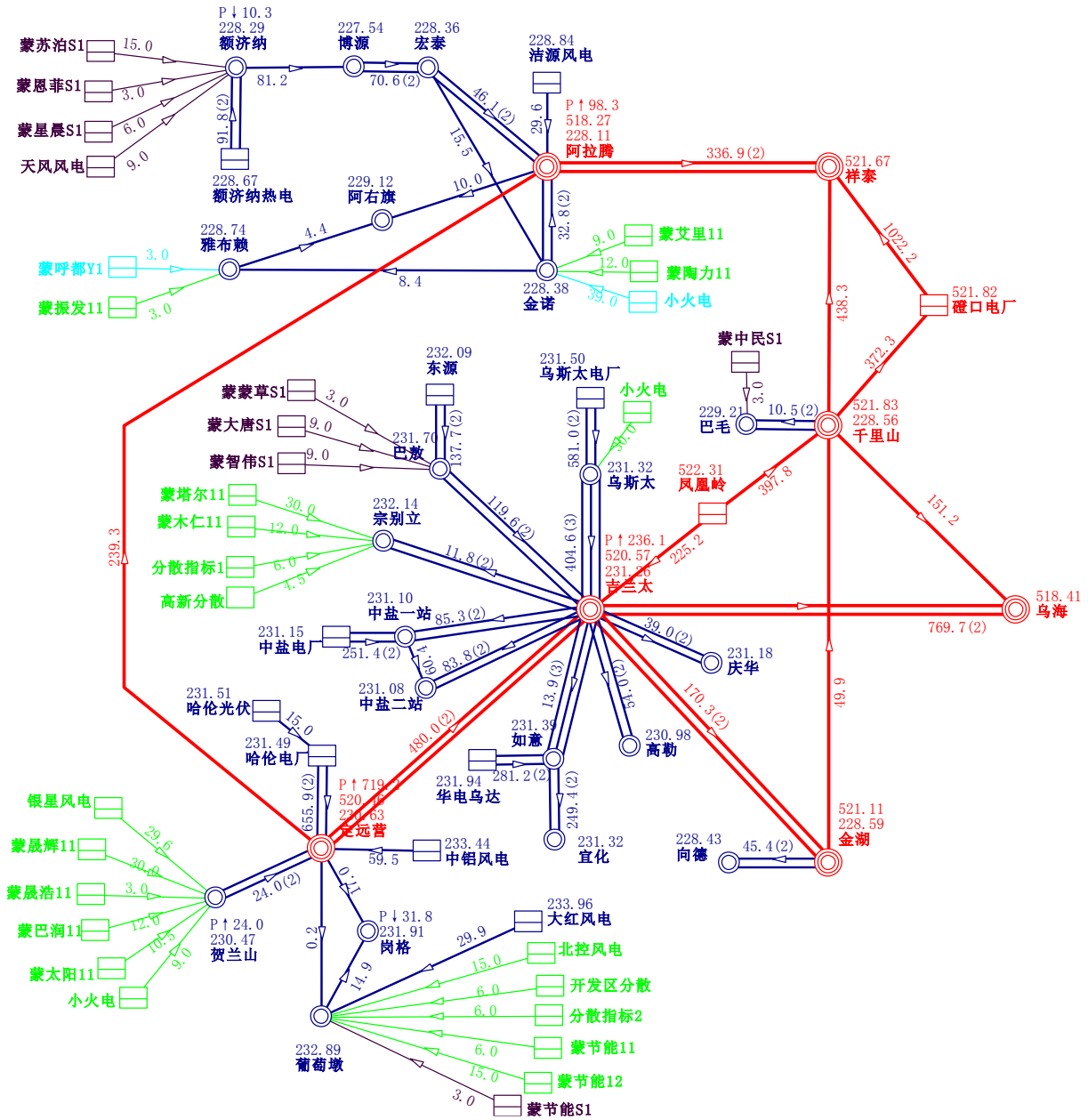
17.8 大负荷、小开机新能源 100%



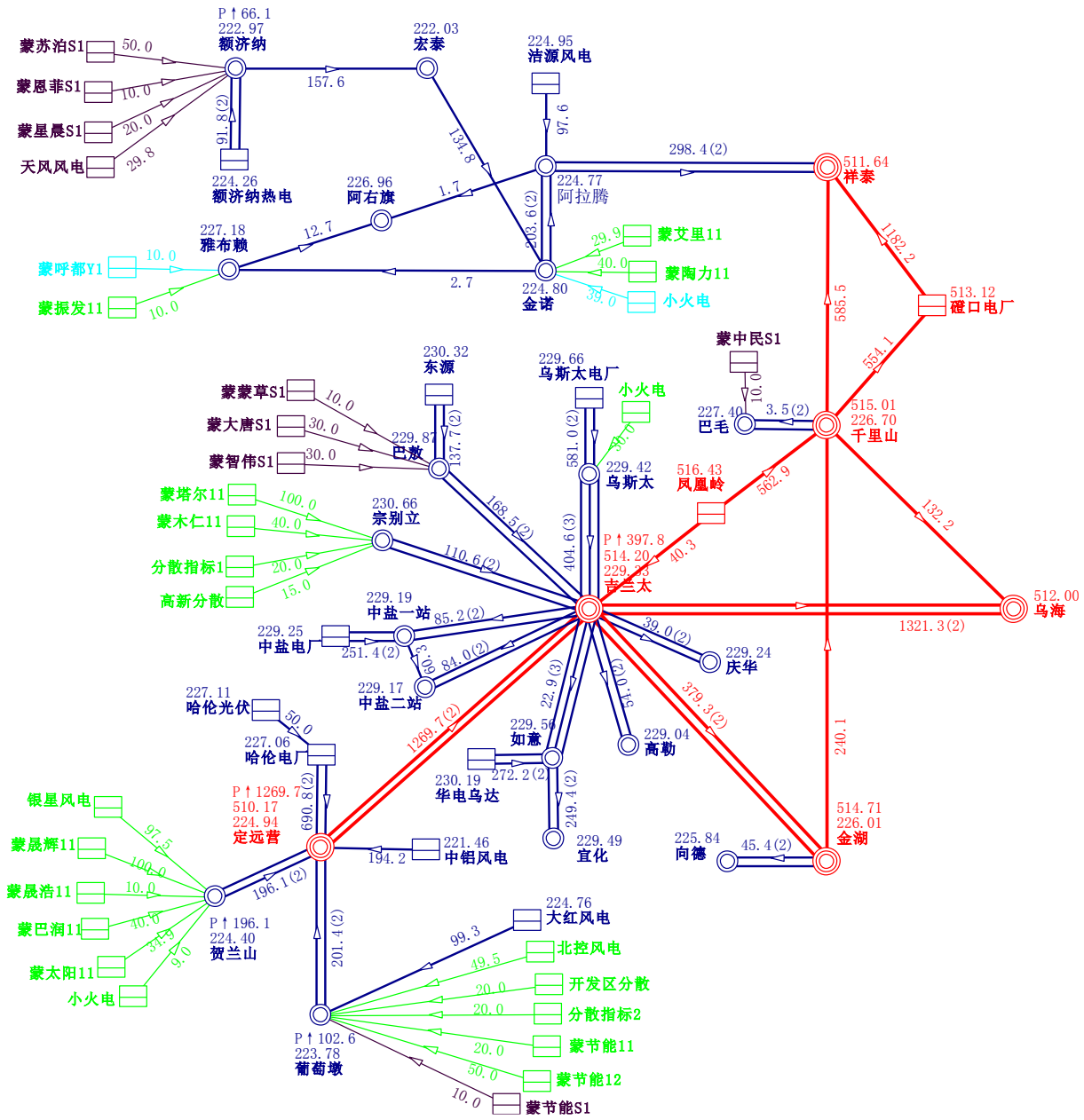
17.9 小负荷、大开机新能源 0%



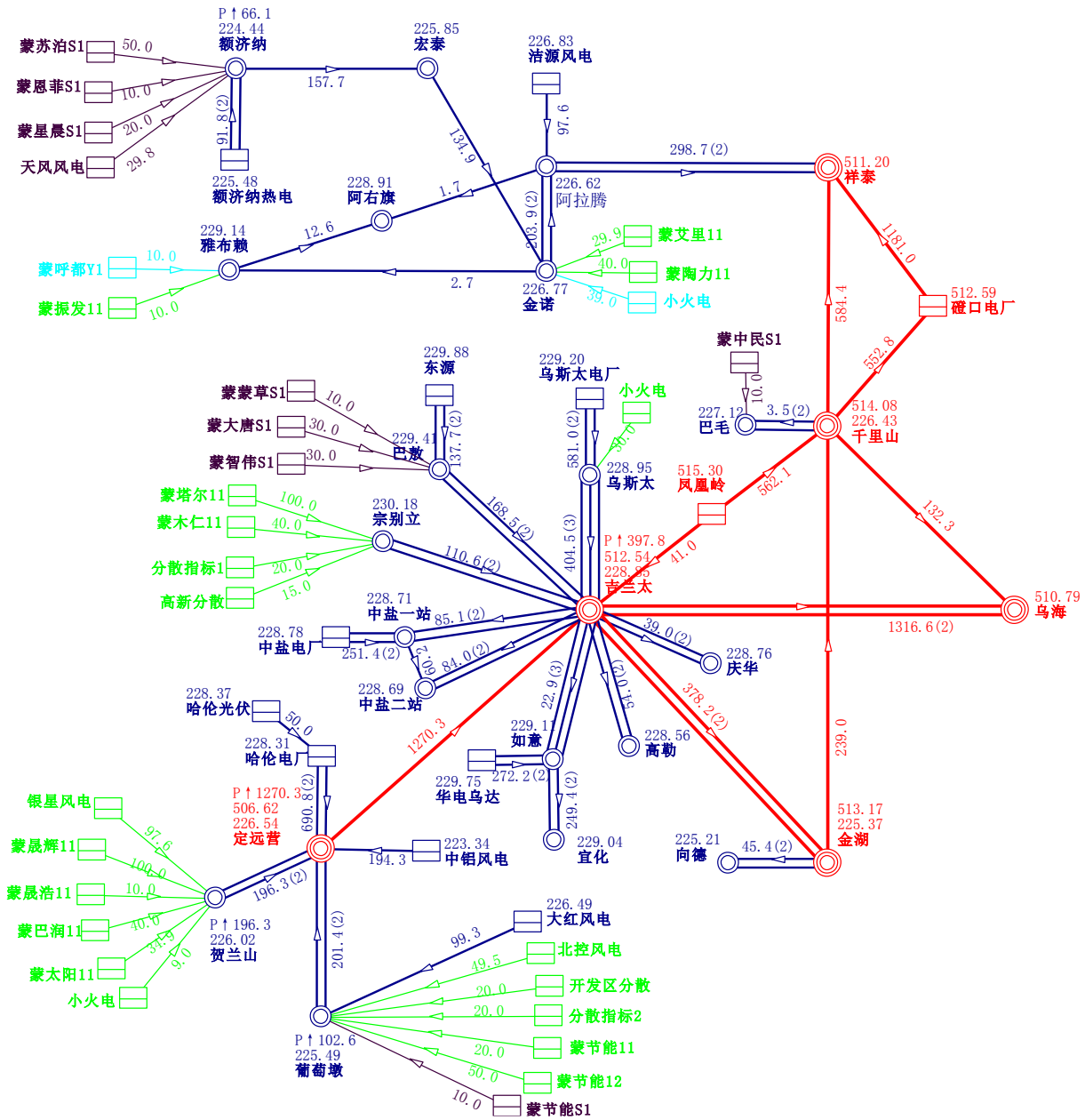
17.10 小负荷、大开机新能源 30%



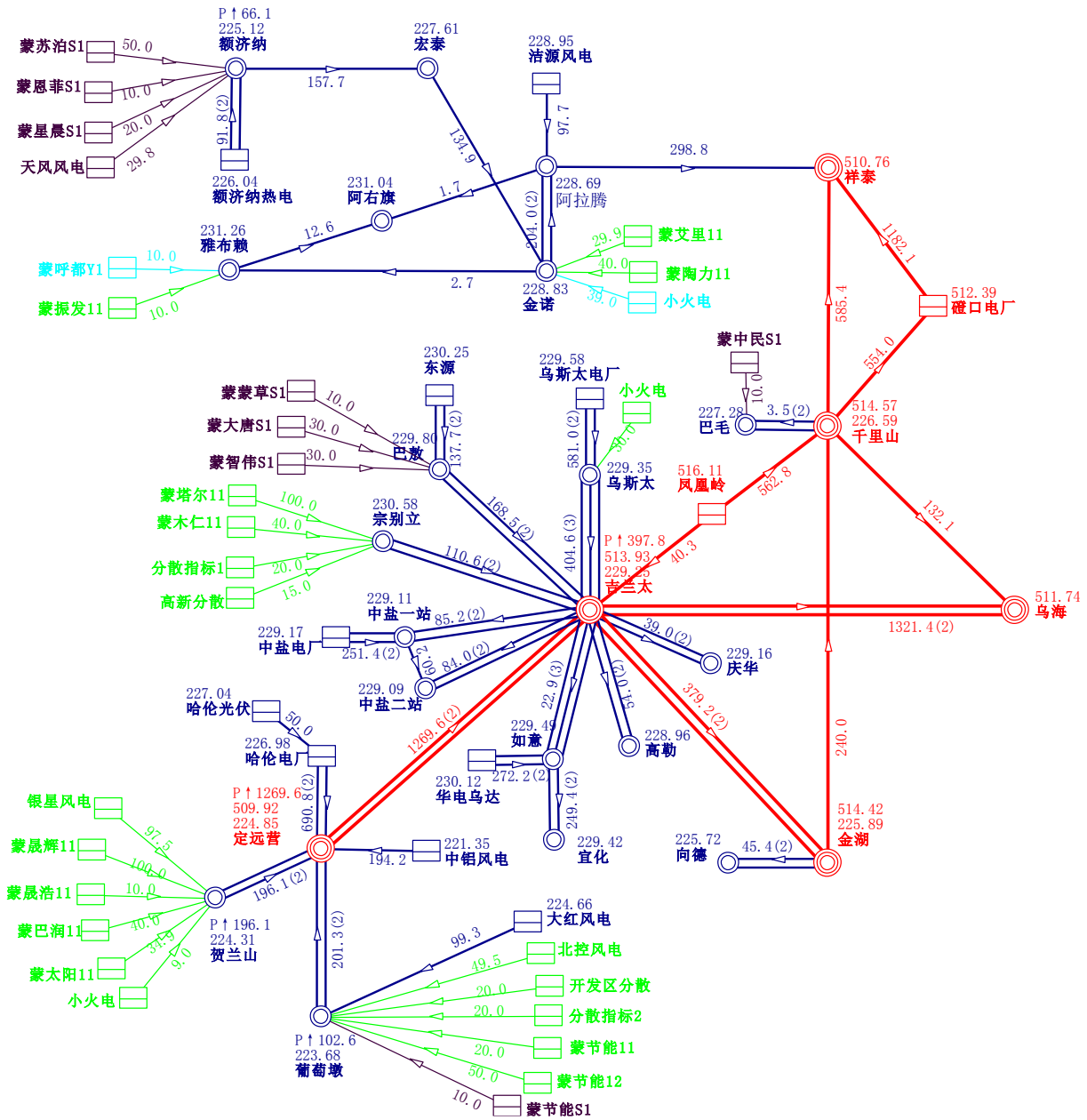
17.12 小负荷、大开机新能源 100%



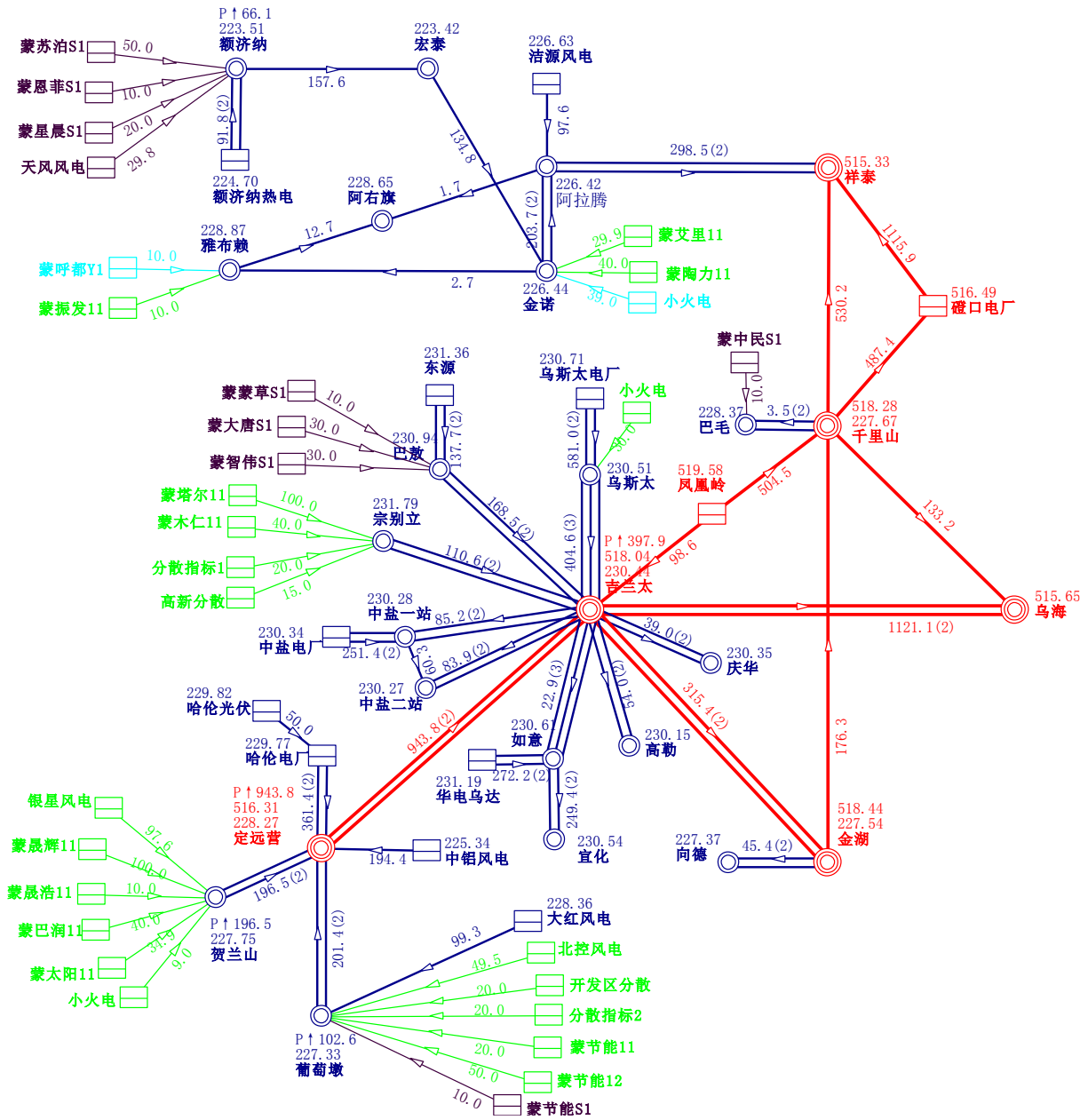
17.13 小负荷、大开机新能源 100%-定远吉兰 N-1



17.14 小负荷、大开机新能源 100%-阿拉祥泰 N-1

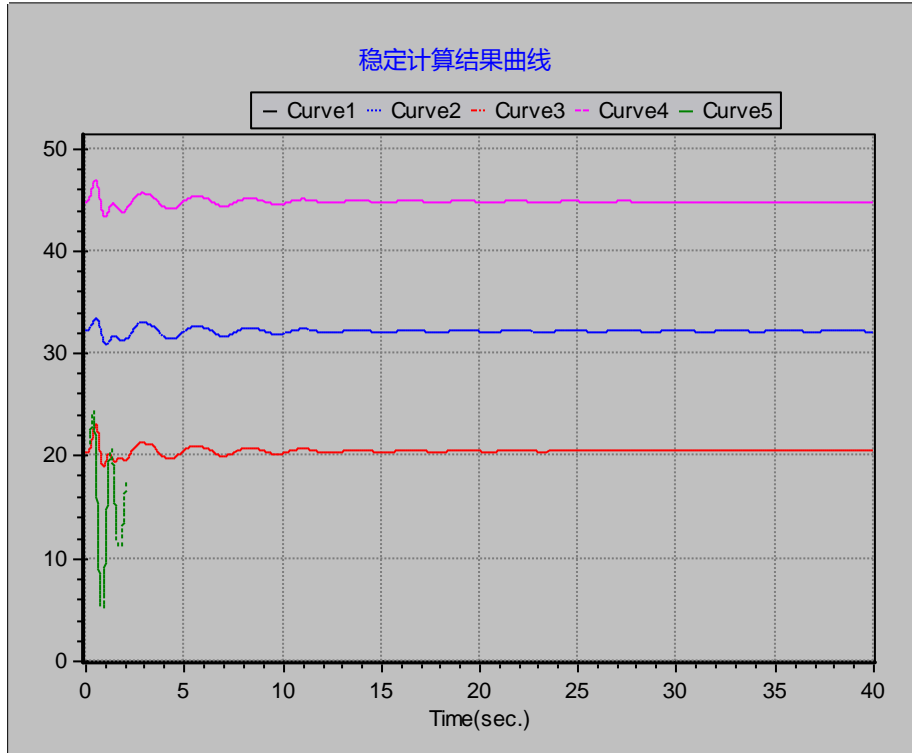


17.15 小负荷、大开机新能源 100%-定远营主变 N-1，哈伦停一台机



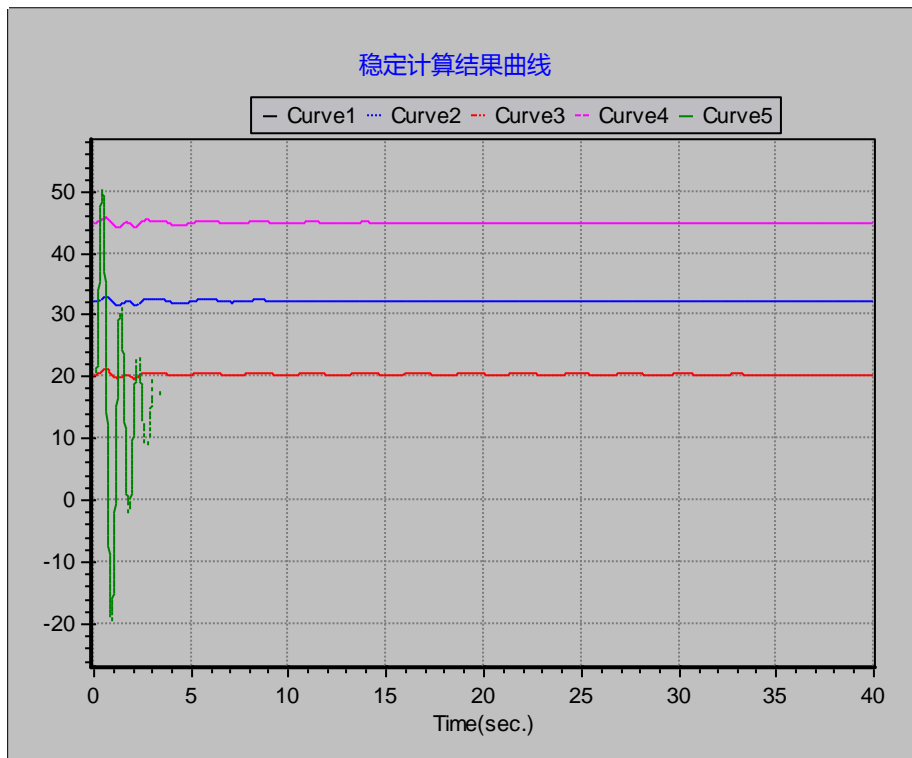
18 稳定附图

18.1 阿拉腾~阿右旗 220kV 线路

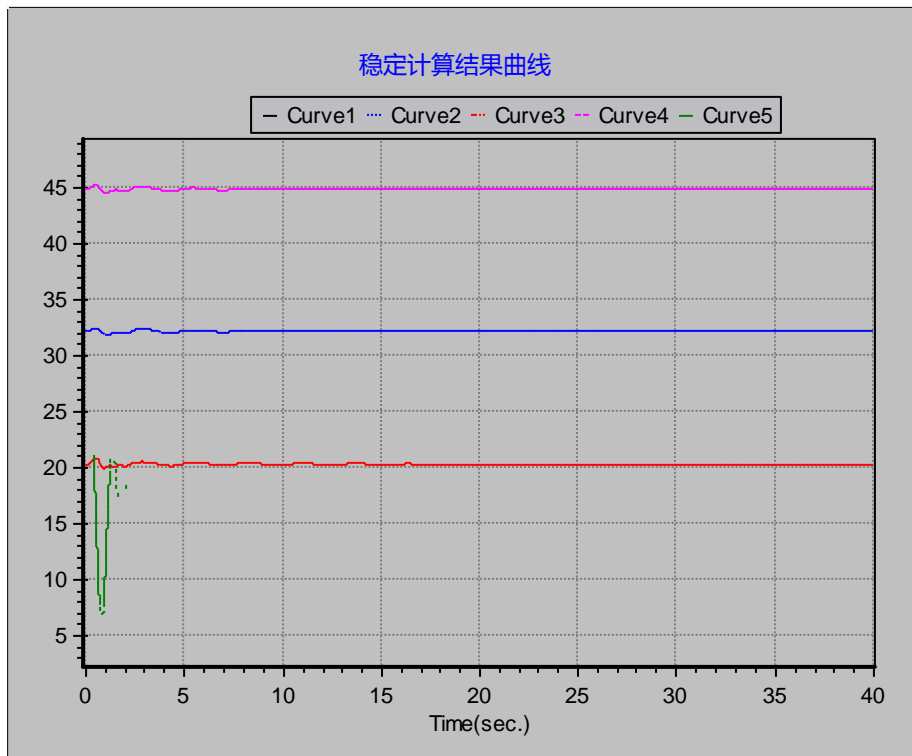


注：curve1~5 分别为乌斯太热电厂、中盐电厂、东源热电、哈伦热电厂、庆华额济纳热电厂发电机功角曲线，下同。

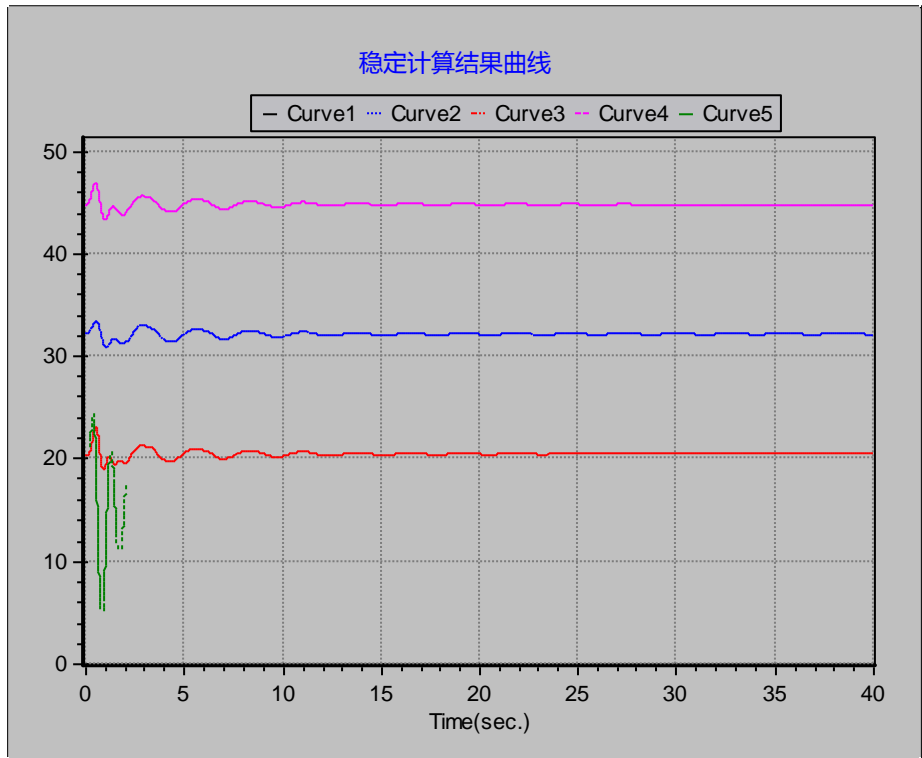
18.2 宏泰~额济纳 220kV 线路



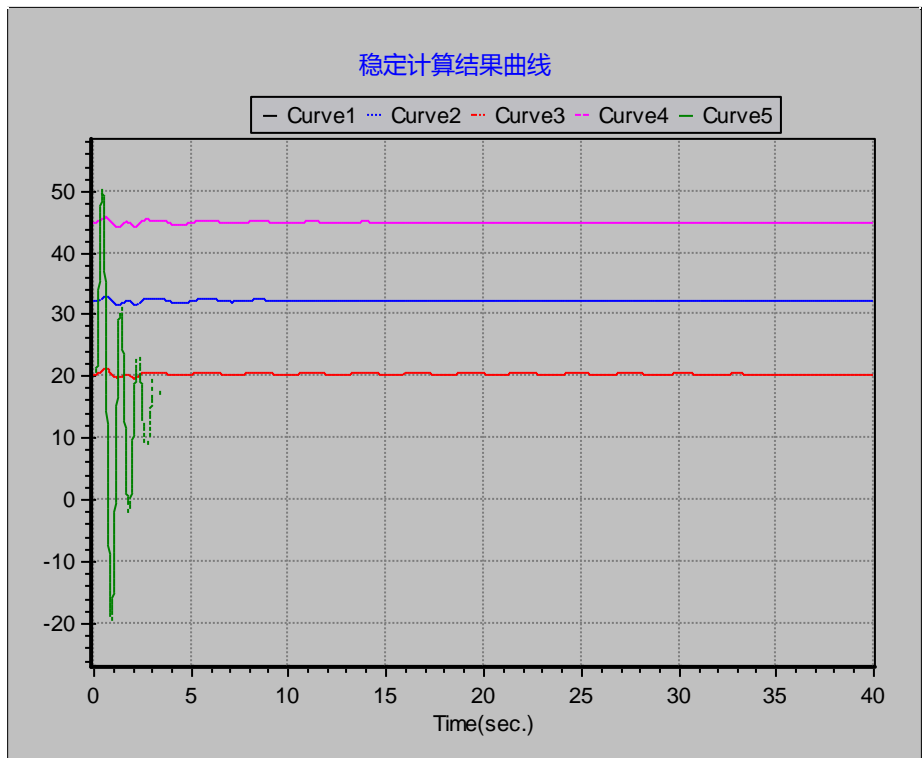
18.3 宏泰~金诺 220kV 线路



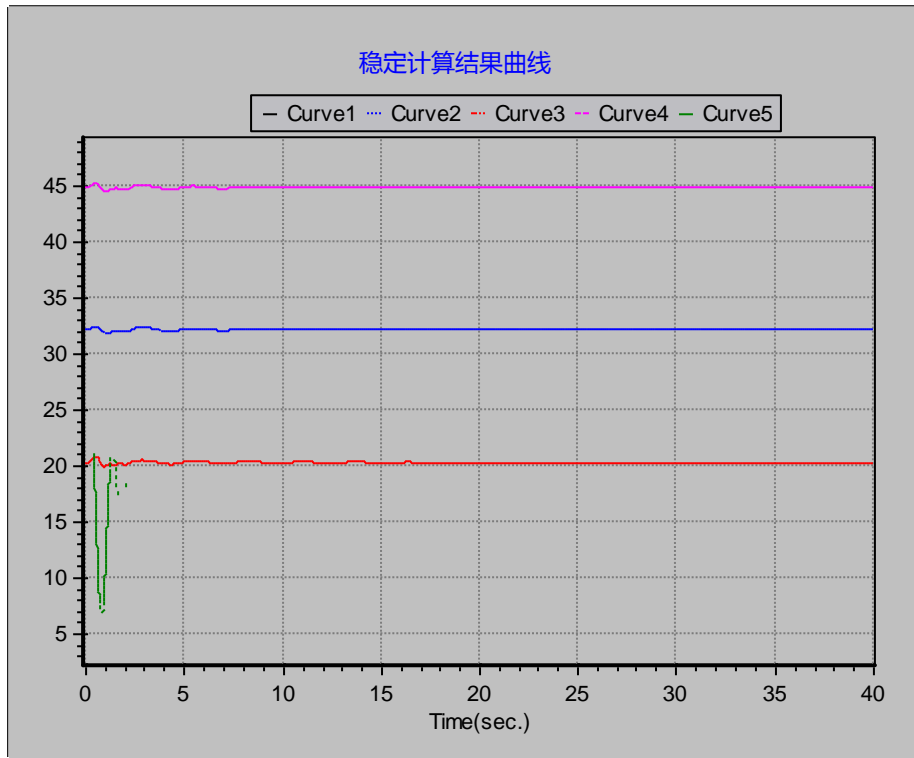
18.4 阿拉腾~阿右旗 220kV 线路



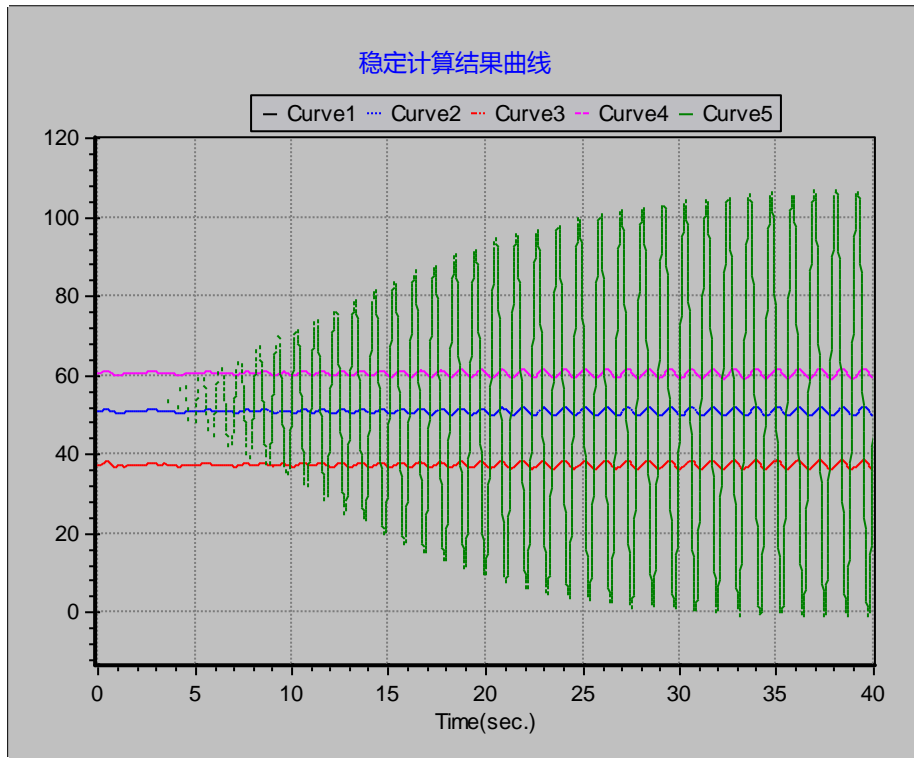
18.5 宏泰~额济纳 220kV 线路



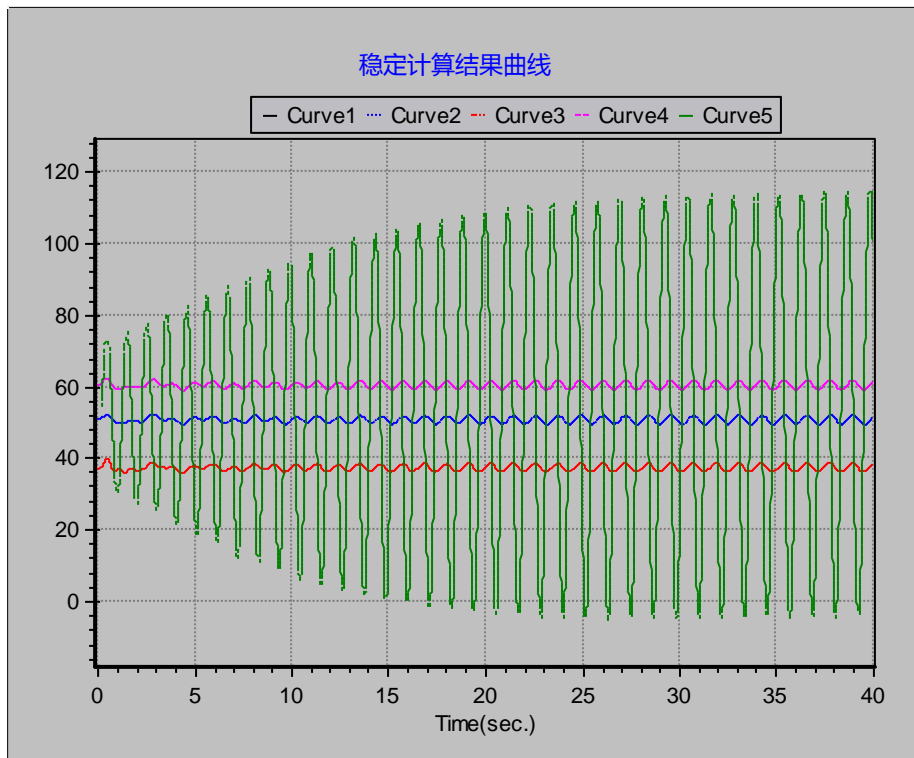
18.6 宏泰~金诺 220kV 线路



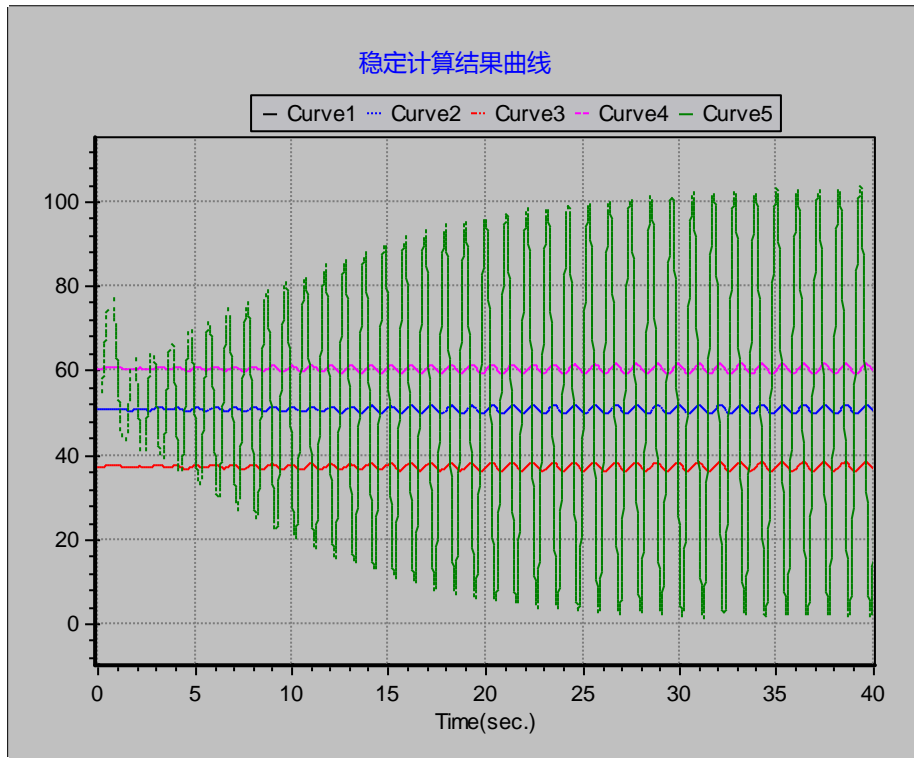
18.7 雅布赖~金诺 220kV 线路



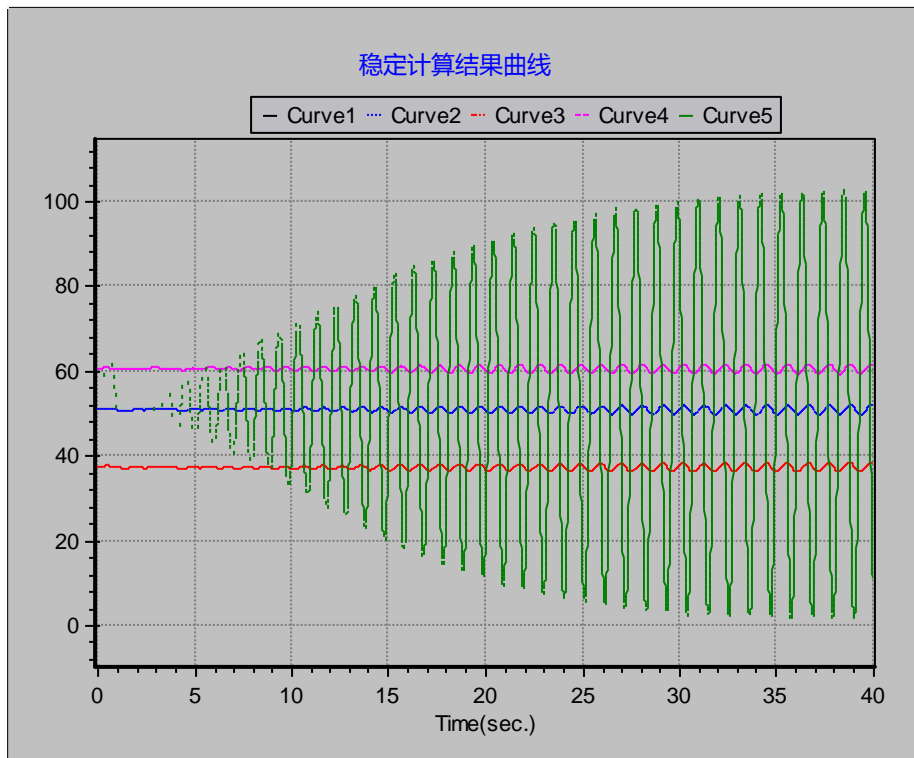
18.8 阿拉腾~阿右旗 220kV 线路



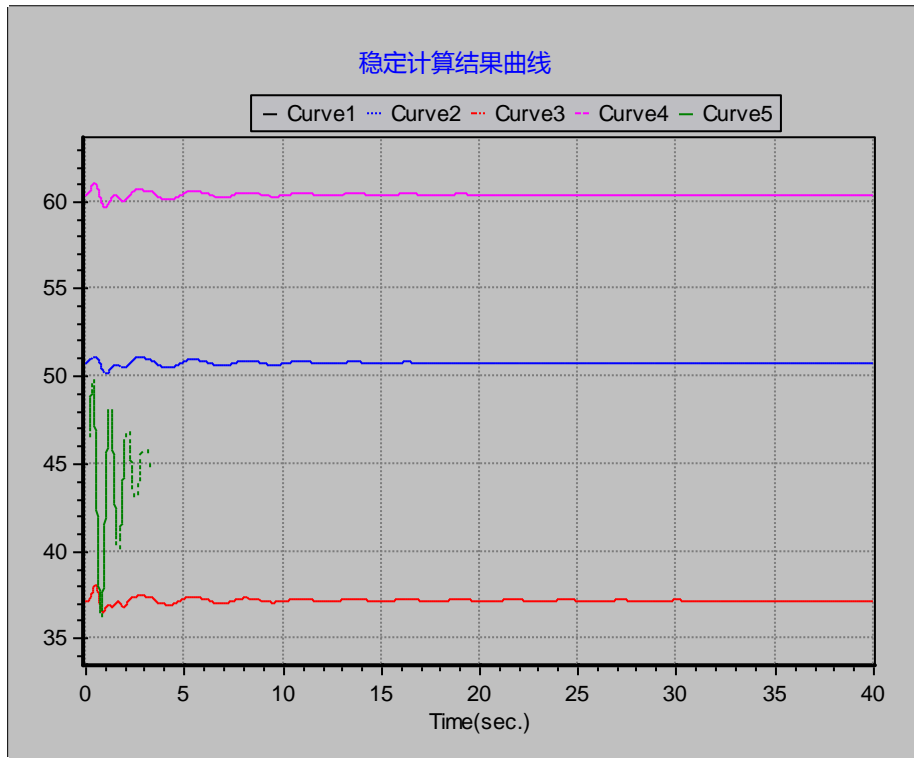
18.9 宏泰~额济纳 220kV 线路



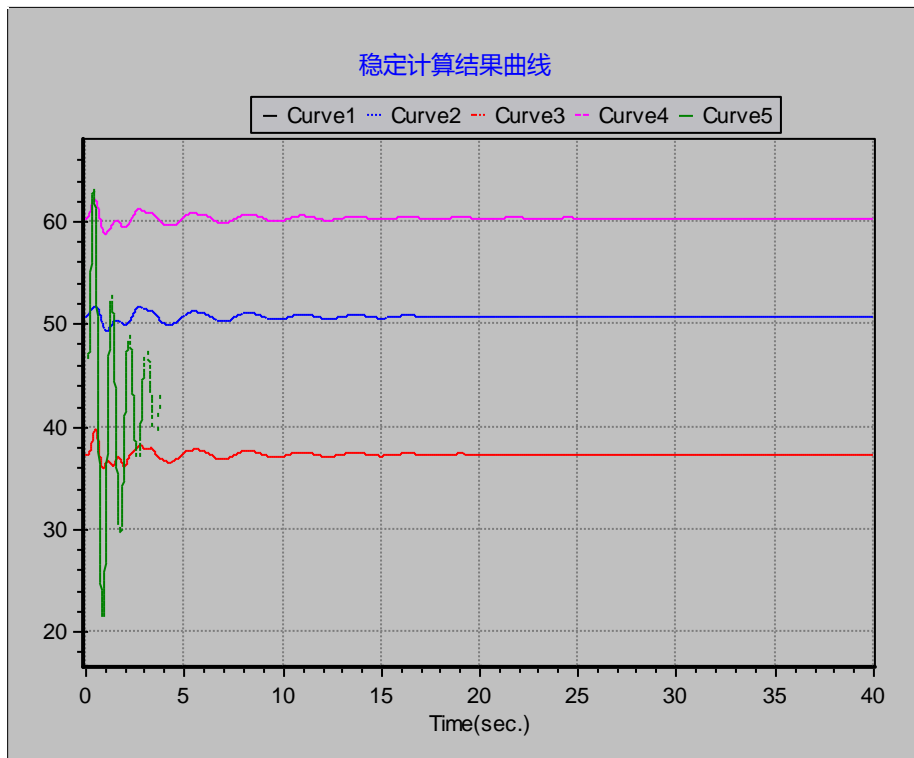
18.10 宏泰~金诺 220kV 线路



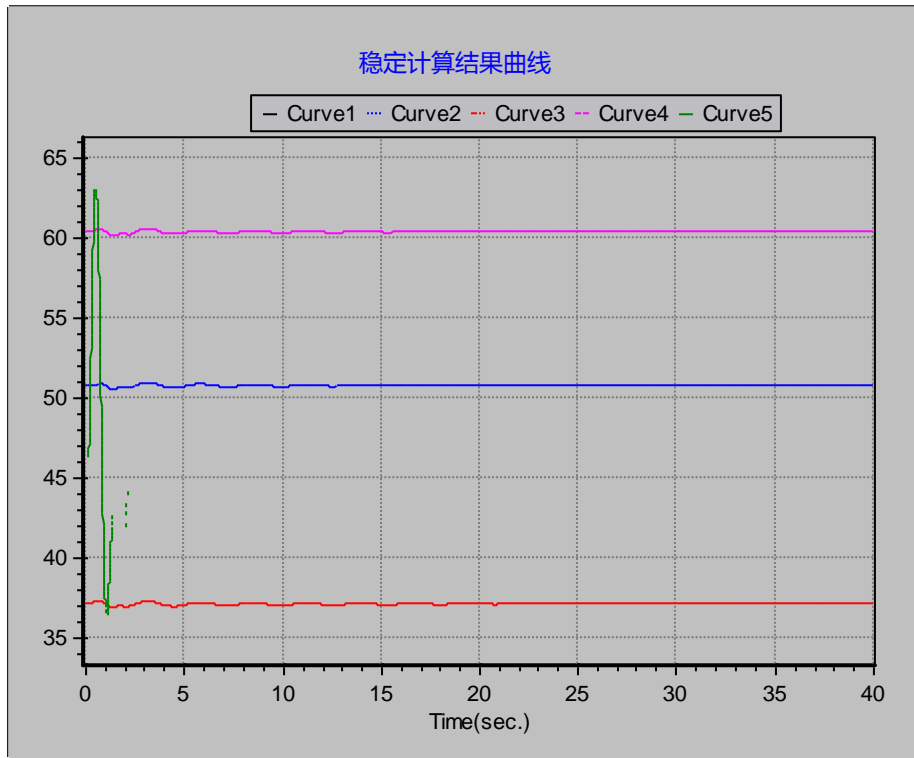
18.11 雅布赖~金诺 220kV 线路



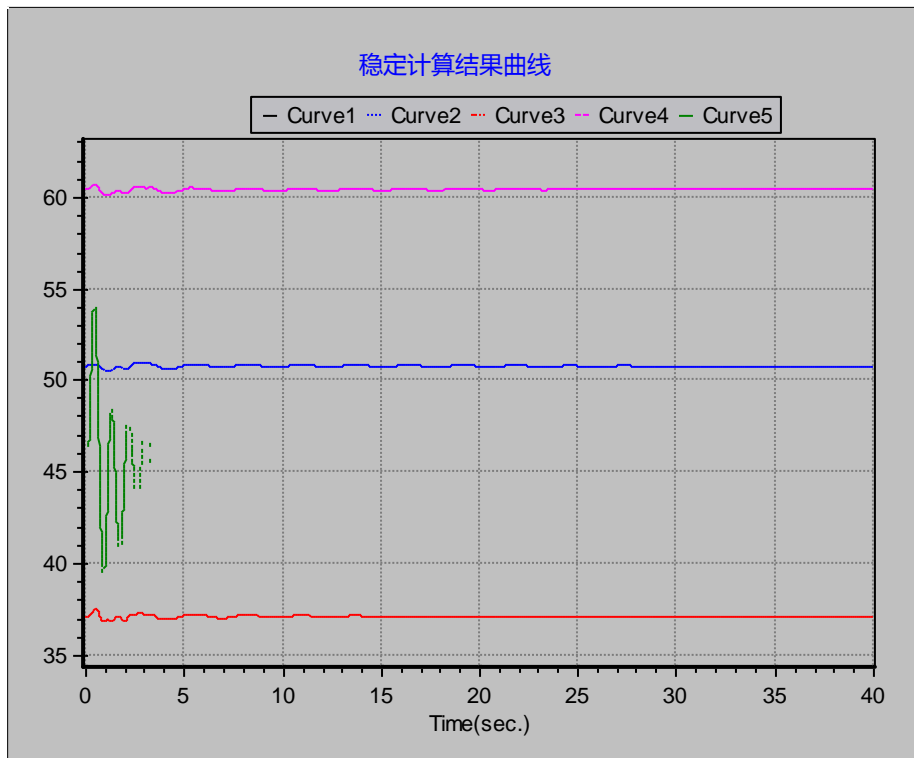
18.12 阿拉腾~阿右旗 220kV 线路



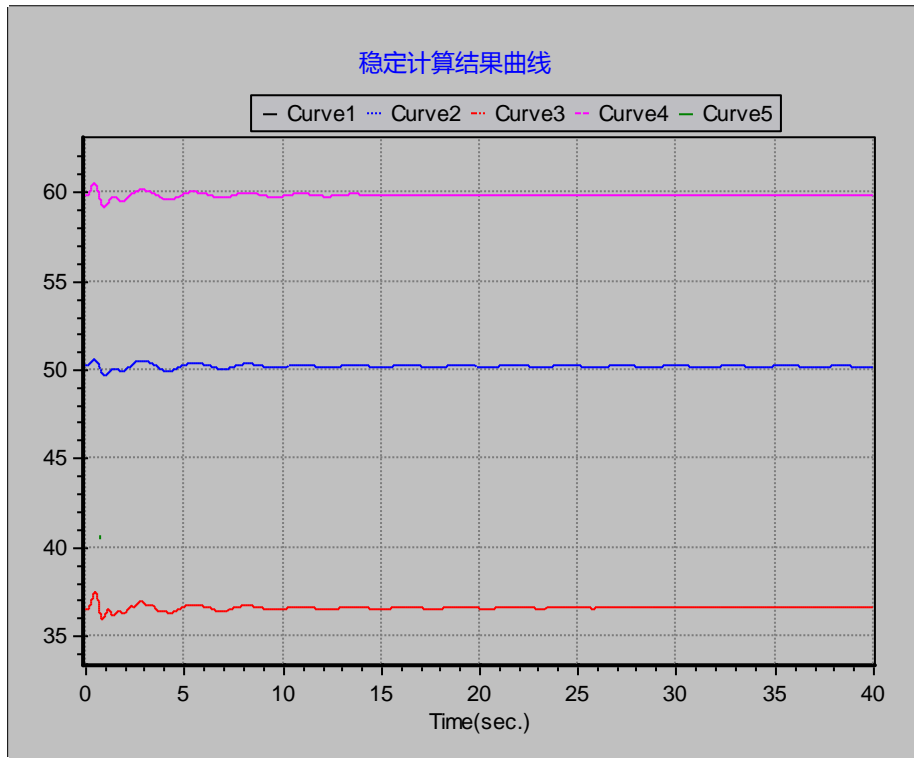
18.13 宏泰~额济纳 220kV 线路



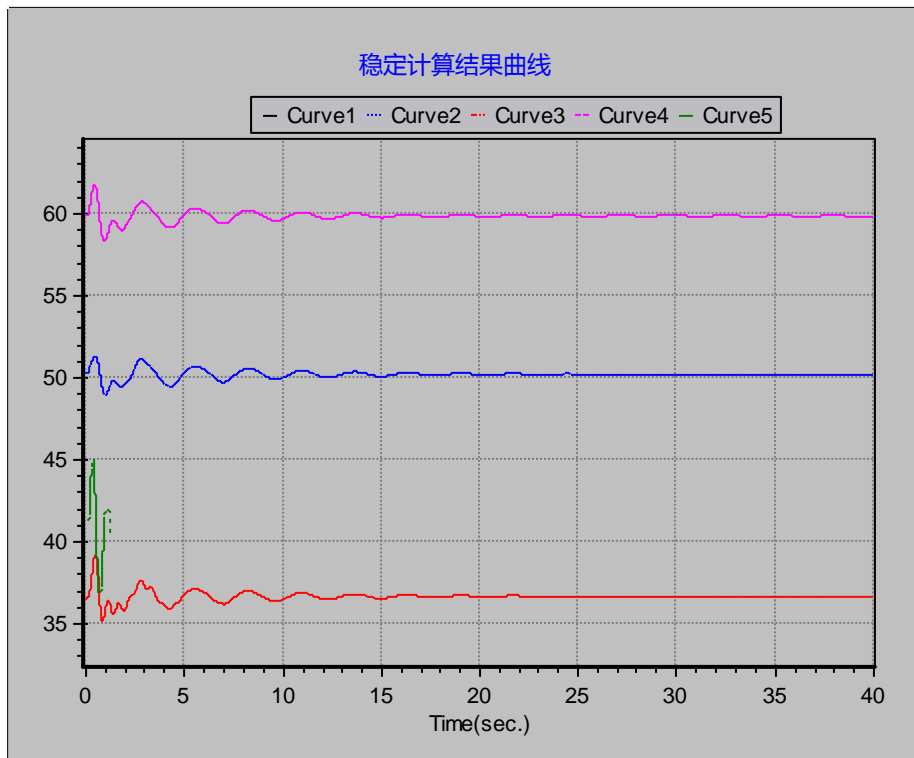
18.14 宏泰~金诺 220kV 线路



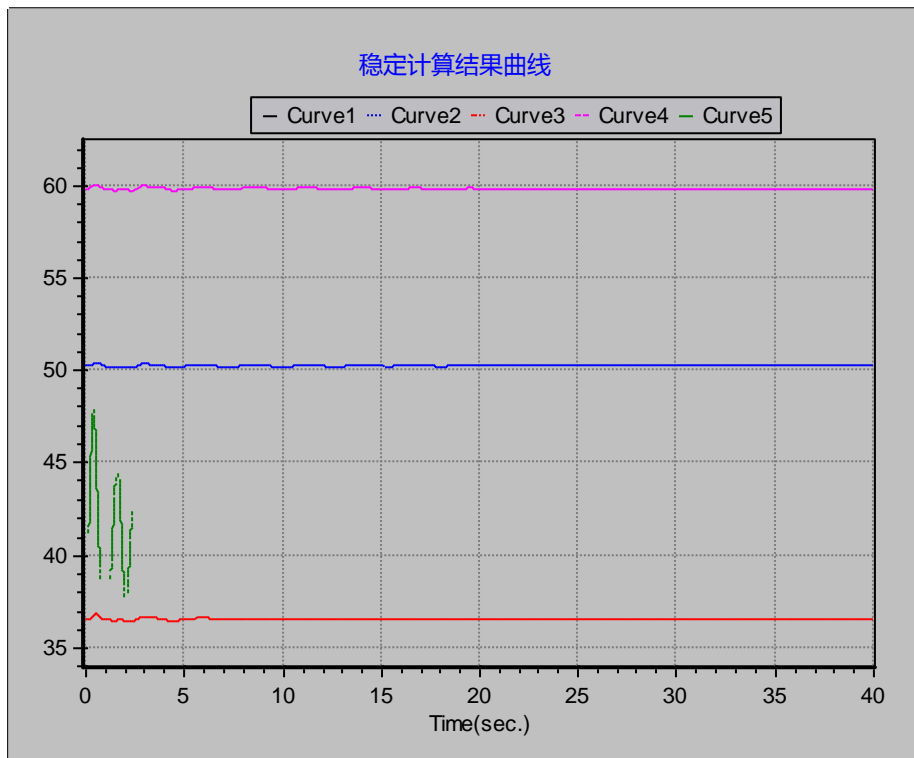
18.15 雅布赖~金诺 220kV 线路



18.16 阿拉腾~阿右旗 220kV 线路



18.17 宏泰~额济纳 220kV 线路



18.18 宏泰~金诺 220kV 线路

