

## 摘 要

内蒙古乌海市作为西部新兴能源工业城市，依托高载能产业及重化工工业用电的强劲需求，地区年供电量从 1998 年的 12.7 亿千瓦时增长到 2007 年的 68.5 亿千瓦时。随着地区用电负荷快速增长，网架建设相对滞后，乌海电网局部用电矛盾突显，安全供电能力和抗事故风险能力降低，本文在乌海地区现有网架结构基础上，通过电网潮流计算研究乌海现有网架条件下的地区供电薄弱点和新增负荷接入面临的瓶颈制约因素，并提出近期电网的整改意见以满足新增负荷的接入，结合电网实际分析电网运行中存在的安全供电隐患并通过调整运行方式以实现最优供电模式，从全网角度进行科学分析和明确远期电网规划方向，为乌海电网的网架结构合理发展，供电能力的进一步增强，以及提高地区电网的安全可靠供电能力提供详实的科学理论参考。

**关键词：**乌海电网，负荷增长，网架薄弱，供电能力

## ABSTRACT

As an emerging industrial energy city in the western region of Inner- Mongolia , Wuhai depends on the rich mineral resources. In recent years WuHai attracted investors from all over the country to develop high energy and chemical industry vigorously. Wuhai region's largest electricity load soared from 160,000 KW in 1998 to 1.1 million KW in 2007 ,the growth of power supply is from 1.27 billion kwh in 1998 to 68.5 billion kWh in 2007. Within 9 years the electricity consumption maintains an average annual growth rate of more than 22 per cent. With the rapid growth in electricity load, the grid construction has lagged behind it and Wuhai local electricity grid highlights more and more contradictions. This paper was on the basis of Wuhai grid structure, Under Wuhai conditions of the existing grid we find these weak points of wuhai power supply capacity and faced constraints through the power flow calculation. we proposed the rectification views and the direction of long-term power system planning. For the expanding sales of local grid and additional load has effective access, we made a scientific research to keep Wuhai grid with a safe and reliable condition. Meanwhile we made a informative reference about its sustainable development in future.

Zhou Ya Guang(Electrical engineering)

Directed by prof. Chang Xianrong

**KEY WORDS:** Wuhai power grid, Load growth, Power supply ability

# 声 明

本人郑重声明：此处所提交的硕士学位论文《乌海电网供电能力的计算与分析》，是本人在华北电力大学攻读硕士学位期间，在导师指导下进行的研究工作和取得的研究成果。据本人所知，除了文中特别加以标注和致谢之处外，论文中不包含其它人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含为获得华北电力大学或其它教育机构的学位或证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中作了明确的说明并表示了谢意。

学位论文作者签名： 周亚光 日期： 2009.1.16

## 关于学位论文使用授权的说明

本人完全了解华北电力大学有关保留、使用学位论文的规定，即：①学校有权保留、并向有关部门送交学位论文的原件与复印件；②学校可以采用影印、缩印或其它复制手段复制并保存学位论文；③学校可允许学位论文被查阅或借阅；④学校可以学术交流为目的，复制赠送和交换学位论文；⑤同意学校可以用不同方式在不同媒体上发表、传播学位论文的全部或部分内容。

(涉密的学位论文在解密后遵守此规定)

作者签名： 周亚光 导师签名： 李峰  
日期： 2009.1.16 日期： 2009.1.16

## 第一章 引言

### 1.1 课题的提出

内蒙古乌海市作为建市 30 周年的西部新兴工业城市，因地区有着丰富的煤炭，石灰石，硅石等矿产资源以及黄河丰富水资源，吸引了全国各地投资商来乌海大力发展高载能及化工工业，乌海地区最大供电负荷从 1998 年的 16 万千瓦猛增到 2007 年的 110 万千瓦，年供电量从 1998 年的 12.7 亿千瓦时增长到 2007 年的 68.5 亿千瓦时，9 年内的供电负荷和供电电量年均增幅达到了 22% 以上，地区发电机组容量也由 1995 年末装机容量 32 万千瓦增长至 2007 年末的 292 万千瓦，变电容量也由 240MVA 增长至 2520MVA，期间高耗能负荷及电量均占到 80% 以上的绝对比重<sup>[1]</sup>。地区电源点建设和电网建设也在用电需求激增的拉动下得到飞速发展，地区网架结构也由上世纪末 110KV 三角单环网发展到今天 220KV 双回路四角环闭环运行，乌海电网也由最初的内蒙古西部末端受电端小网转变为内蒙古电网西部重要电源支撑点和送电端，通过 500KV 布乌双回线路与系统相连并向内蒙古主网源源不断输送着强大功率。随着 2007 年国家宏观经济新一轮调控和环保要求，我国东部和沿海发达地区的化工工业逐步向西部转移，乌海地区因自身优势重新吸引着大批用电新客户投资重化工行业，乌海电网局部用电矛盾凸显，许多不合理的网架局部结构一方面造成新增负荷不能就地接入，影响了我局增供扩销和即时为新建企业送电，另一方面局部电网结构与所辖新投电源容量不匹配，造成新投电厂外送电力受阻，新投机组低效率发电。还有局部不合理网架接带的部分高载能企业在早晚高峰间歇性限电也给当地政府的招商引资声誉带来不好影响<sup>[2][3]</sup>。本文在乌海地区已有网架结构基础上，通过统计地区已有负荷分布和所辖变电站，输电线路等设备承载能力，将近期新增负荷按其不同电网地理位置接入点分析，通过采用电网潮流计算，找出乌海在现有网架基础上的地区供电薄弱环节以及新增负荷不能就地接入的瓶颈制约因素，提出近期电网的整改意见和远期电网规划方向，为乌海电网实现近期新增负荷的接入且确保电网的安全可靠供电和可持续发展提供详实的科学研究理论。

### 1.2 乌海地区电网概况

乌海供电区域的主要范围为乌海市、阿拉善盟，巴盟临河以东以及鄂尔多斯市西部的鄂托克旗及鄂托克前旗，位于内蒙古自治区西南部，地处黄河上游，东南、北三面与鄂尔多斯市相连，西与阿拉善盟为邻，西南邻黄河与宁夏回族自治区石嘴山市隔水相望，是华北和西北两个经济区的结合部和沿黄经济带的中间环节。该区域总面积 30.5 万平方公里，人口 65 万，有汉、蒙、回、满等 25 个民族。

改革开放以来,乌海先后被国务院确定为内蒙古自治区经济改革试点市,建设部确定为工矿城市改革试点区,1998年8月又被自治区政府确定为高载能工业区<sup>[4]</sup>。

### 1.3 乌海电网所辖设备概况

乌海电网位于内蒙古电网最西端,是内蒙古电网的重要组成部分。乌海电网目前最高运行电压等级为500kV,经500kV布乌双回与内蒙古电网联网运行。乌海电网不仅承担着乌海地区供电任务,而且还承担着周边阿盟地区、巴盟临河地区、鄂尔多斯棋盘井地区的供电任务。

#### 1.3.1 输电线路情况

截止到2007年底,乌海地区电网直接管辖已投运的220kV线路26条,总长度650.099Km。直接管辖已投运的110kV线路30条,总长度282.204Km。直接管辖已投运的35kV线路16条,总长度147.807 Km。

#### 1.3.2 变电容量情况

截止到2007年底,乌海地区电网共投运直辖220KV变电站7座,主变13台,变电总容量2010MVA。用户自建220KV变电站1座,主变2台,变电总容量350MVA。共投运直辖110KV变电站14座,主变28台(含顺达站3、4号主变),变电总容量1055MVA(含顺达站3、4号主变的容量)。共投运直辖35KV变电站5座,主变9台,变电总容量52.65MVA。

#### 1.3.3 乌海电网发电装机容量情况

到目前为止,乌海电网发电厂总装机容量为2939MW,具体大电厂(中调管辖)装机情况见附表。

### 1.4 乌海电网存在的突出问题

#### 1.4.1 网架建设滞后地区负荷增长

乌海电网位于内蒙古自治区电网的最西端,是内蒙古电网的重要组成部分,电网覆盖范围为乌海市及周边鄂尔多斯及阿拉善地区。目前,地区电网最高电压等级为500千伏,通过达乌(达拉特—乌海)500千伏双回线路与蒙西电网连接,地区主网为220千伏双环网结构。

根据地方经济发展规划及重点行业的发展走势,可以采用弹性系数法、用电单耗法以及时间序列法分别预测今后几年全社会电量需求,结合地方企业自备电厂的规模发展变化,分别可以给出高低中三个方案。以中方案为例,预测到2012年地

区最大供电负荷将达到 185 万千瓦、全社会用电量 170 亿千瓦时、售电量 150 亿千瓦时、市场占有率达到 88%，分别下表 1—1 为中方案预测表。

表 1-1 乌海地区 2007—2012 年电力电量预测表 单位：亿千瓦、万千瓦时、%

年份	最大供电负荷	同比	全社会用电量	同比幅度	售电量	同比幅度	市场占有率	同比幅度
2007	105	5	87.5	18.22	70	17.34	80	0.9
2008	130	25	100	14.29	85	21.43	85	5
2009	145	15	115	11.5	100	17.65	86.95	1.95
2010	160	15	130	13.04	115	15	85.19	-1.75
2011	170	10	150	15.38	130	13.03	86.5	1.31
2012	185	15	170	13.33	150	15.39	88.2	1.73

乌海地区现有 220 千伏变电站 7 座，变电容量为 195 万千伏安，110 千伏变电站 12 座，变电容量为 84 万千伏安。地区发电装机容量 260 万千瓦，全部为火力发电，其中统调发电厂 3 座、装机容量 199 万千瓦，最大单机容量 33 万千瓦，企业自备电厂 7 座、装机容量 61 万千瓦，最大单机容量 15 万千瓦。2007 年地区最大发电负荷为 185 万千瓦，统调机组利用小时数为 7000 小时。随着乌海地区负荷的快速增长，地区网架供电能力已不能满足新增负荷需要。

表 1-2 2007 年乌海地区电网限电情况 单位：天，MW

项目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
天数	5	6	0	7	6	0	10	10	9	0	7	8
限荷	80	60	0	50	40	0	40	40	40	0	45	45
原因	停机	主变过载	无	线路过载	刀闸发热	无	晚高峰	晚高峰	晚高峰	无	主变过载	主变过载

从 2007 年全网限电情况分析，主要原因是负荷快速增长导致诸多变电站和部分输电线路接近满载运行，遇到设备检修，机组停机，断面过载或夏季灌溉高峰，冬季采暖用电高峰时便被迫限电，网架建设和变电站扩容改造已刻不容缓，否则随着 2008 年新负荷的启动和电源点机组投运，会严重制约我局增供扩销电量任务的完成，也严重影响网内电厂的全额功率发电，影响乌海当地经济健康可持续发展。

## 1.4.2 局域电网供需矛盾突出

乌海电网按城区分布可划为三个供电区域，即乌达，海南和海勃湾供电区，高载能工业园区主要集中在乌达和海南区，随着高载能负荷的增长，这两个供电区供电矛盾日渐显露，急需对电网薄弱环节进行改造，以满足新增负荷可靠供电。

(1)乌达供电区 220KV 顺达枢纽站变电压力过大，承担电网过重供电区域。

乌达地区现有 220KV 变电站两座，顺达站为枢纽变，容量为 2\*150MVA 变压器，现处于满载运行状态，不仅承担着乌达工业园区 80%高载能企业供电，而且还承担着乌达地区市政，阿盟以及四个自备电厂的供电联络任务，已不能满足 N-1 可靠供电要求，顺达站主设备运行异常或跳闸将直接导致乌达地区大面积限电或停电，以及四个自备电厂与系统解网，并且由于乌达地区电网运行方式单一，通过调整方式可转移恢复供电的负荷仅占极少部分。乌达地区另一座 220KV 五福变电站已由宁夏电网切回内蒙古电网，其 220KV 母线已成为乌海电网主网架枢纽接点，目前五福站有 2\*150MVA 主变，承担的仅仅是部分高载能负荷，建议将顺达接带的部分重要变电站和用户切至五福站，且两站 110KV 部分通过电网改造能互为事故备用，这样会极大提高乌达地区供电的安全性和可靠性。

(2)海南供电区高载能负荷及新增负荷过于集中于单一变电站

海南供电区主要是高载能负荷和矿山负荷，乌海快速新增的高载能负荷主要集中在 220KV 黄河站，宝山站和 110KV 西来峰，地区变四个变电站，现这四个站全部满载运行且新增负荷仍需接入，220KV 黄河站为枢纽站，不仅承担高载能负荷，而且承担着海南大部分矿山的供电任务，供电压力较大。110KV 西来峰站因负荷过重，上级供电线路径径不满足载流量额定要求造成西来峰站长期分裂运行，抗事故风险能力极弱，全年经常由于设备异常，故障造成对其所属用户间歇性限电，西来峰站电源端改造或转移负荷已急需解决。

(3)海勃湾供电区 220KV 伊和枢纽站变电压力过大，承担过重供电区域

海勃湾供电区是乌海市政府所在地，高载能负荷仅占很少比例，市政负荷占大多数，随着城市建设力度加大，城区面积进一步扩大，随着海勃湾工商业日渐繁荣，220KV 伊和枢纽站 2\*120MVA 基本处于满载状态，承担着越来越大面积的市区供电，新建城区变电站，建设现代城市合理供电网络是海勃湾供电区面临的问题。

## 1.5 本文的主要工作

- (1) 分析乌海电网现有网架结构，接线方式以及运行特点。
- (2) 分析在乌海现有网架基础上负荷分布特性及相应容载比。
- (3) 分析乌海电网在新增用电负荷需求下，找出局部网架结构存在供电薄弱环节并针对新增负荷接入提出电网整改意见，运用潮流计算论证新增负荷接入方案的

可行性。

- (4) 分析乌海电网的整体供电能力以及电网安全运行水平以及乌海区域电网与内蒙古主网架的协调发展关系，为乌海电网的远景规划提供科学研究参考。

## 第二章 乌海电网生产运行及安全状况分析

### 2.1 乌海电网 2007 年度生产运行情况

2007 年, 电网内新建的电源项目蒙西电厂 1、2 号发电机组相继投产发电。电网结构日趋合理, 投运了 220kV 祥和变电站 1 号主变, 完成了 220kV 原伊公线、乌伊线切改进入祥和变电站的工作。宝山变电站扩建了 3 号主变, 极大地缓解了西来峰园区变电容量不足的局面。随着 2008 年基建项目的不断投产和变电站主变的扩建, 电网规模不断变大, 供电能力不断增强, 能够较好地满足广大电力用户的需求。

### 2.2 乌海电网 2007 年度安全生产状况分析

2007 年, 接入乌海电网的新建电源项目蒙西电厂  $2 \times 300\text{MW}$  机组相继投产发电, 220kV 祥和变电站 1 号主变已送电带负荷, 相应的线路切改工程也已基本完毕。新地站、千峰站倒至祥和站运行。220kV 宝山变电站 3 号主变及卧宝线已投入运行, 2 号主变由原来的 150MVA 更换为 180MVA, 缓解了宝山站主变的压力。电网网架结构得到了极大的加强和优化。无论从电源方面, 还是从电网方面、用户端方面都极大地保证了电网的总体电压水平。祥和站的建成投运极大地提高了乌海以北的供电电压水平和供电可靠性, 彻底改变了运行多年的伊和站—海站—乌海热电厂—新地站 110kV 系统环网运行的局面, 解环运行, 形成辐射状供电的格局。既提高了运行的经济性和可靠性, 又提高了运行的电压水平。至此, 乌海电网的两个 110kV 环网全部解环运行, 电网结构更趋于合理。大乌海电网与内蒙古电网的联络由以前的 220kV、500kV 电磁环网联络变为现在的双回 500kV 线路、双 500 kV 主变联络。220 kV 与 500 kV 的电磁环网也在临隆线和临前线处解开。2007 年 4 月底, 220 kV 五福变电站及海神电厂由宁夏电网切回内蒙电网运行, 彻底结束了我局从宁夏购电的历史, 接入内蒙电网后给内蒙电网的末端增加了一个新的电源支撑, 提高了电网的电压水平, 尤其是乌达地区和阿盟地区。500 kV 吉兰太变电站的投运更有益于阿盟和乌海电网的安全和高电压水平运行。彻底结束了往年电网末端无电源支撑, 处于低电压水平运行的被动局面。2007 年新投运的变电站祥和变电站、滨河变电站都按照设计要求加装了足够的无功补偿装置, 使电网无功补偿达到一个新的水平, 无功补偿率达到 12.1%。我局 2007 年还在 110 kV 哈图乌素变电站安装了 VQC 装置(无功电压自动调节装置), 用以提高哈站的电压合格率。与山西振中电力软件有限公司合作, 新上一套“乌海电网无功电压优化自动控制系统”, 对电网的电压进行在线监测与控制, 也有利于电网的经济运行。这套系统正常运行后, 乌海电网的无功



电压管理水平将上一个新的台阶。按照内蒙古电力公司的统一要求，加大了高载能用户无功补偿的整治力度，提高了用户的功率因素，提高了电网的电压水平。调度员和变电站值班员严密监视，并及时调整主变分头和投退电容器，确保了乌海地区电网各站电压在合格范围之内。电网的总体电压水平已大为提高，但局部电压因负荷波动较大仍需频繁调整，这就需要运行人员加强监视，及时加以调整。无功电压管理人员加强分析与研究，研究新设备，研究新情况，定期对电网进行理论计算，提出改进的办法与措施，并及时付诸实施。

2007年，我们在无功电压方面主要是按照“抑制主网电压过高、调整局部电压偏低、提高综合电压合格率”的方针来开展工作的，严格按照上级调度的要求，调整220 kV变电站的主变分头，合理投退电容器，防止电网电压过高给设备带来的威胁。主要是在电网高峰负荷过后、高载能用户出炉时间和低谷段内，电压很容易超上限，这就需要采取必要的调压手段来控制电压，保证电网设备的安全运行。同时，我们也通过改变运行方式，加大对自备电厂及用户的管理，实现用户侧的“无功就地平衡”，提高用户的功率因素，防止无功的长距离输送和无功倒流，合理调整管辖变电站的主变分头和对电容器的投退，保证电网的电压合格率和用户侧的电压在合格范围之内。

### 第三章 乌海电网负荷供需分析

#### 3.1 乌海地区现有负荷统计分析

2007年，乌海地区电网供电量完成 72.978 亿 kWh，售电量完成 70.11 亿 kWh，同比增长 16.84%，完成内蒙电力公司下达售电量激励目标的 107.66%。线损率累计完成 3.93%。各项经营指标的实际完成情况均好于电力公司年初下达的指标。

表 3-1 2007 年乌海地区电网分月供电量统计 (MWh)

时间	蒙西网部分	宁夏网部分	合计
1 月	510538	63371	573909
2 月	527872	103457	631329
3 月	496637	102342	598979
4 月	550767	8524	559291
5 月	611422		611422
6 月	584509		584509
7 月	619631		619631
8 月	644009		644009
9 月	661902		661902
10 月	679350		679350
11 月	678398		678398
12 月	684397		684397
合计	7123562	174238	7297800

2007年，乌海地区电网最大日供电负荷 1083.9MW，出现在 12 月 2 日。“日平均最大负荷”的最大值为 992.2 MW。最大负荷较去年没有明显的提高。但是，平均负荷增长很快，负荷曲线比较平稳，负荷率比较高。特别是从 6 月份开始，电网负荷大幅增长，平均负荷都在 900MW 左右，给全年电量任务的完成打下了坚实的基础。2007 年 7 月份以来，由于乌海地区新建发电机组的不断投运，同时高载能行业在国家宏观调控和环保治理结束后生产较为稳定，高载能产品市场火热，高载能用户全在满负荷生产，乌海电网全天候处于最大运行方式。为了发挥区域经济优势，有效满足当地高载能负荷增长需要，结合地区电网实际接线方式和运行特点进行分析与计算，为电网的安全可靠运行提供科学详实数据，确保乌海电网满足地区大负荷需求和电网稳定要求<sup>[5]-[10]</sup>。

表 3-2 地区高载能实时负荷分析

站名	高耗能用户	炉子容量 KW	总计 (KW)	站名	高耗能用户	炉子容量 KW	总计 (KW)
伊和站	铅矿	2*6300	12600	地区变	新世纪	12500+3*6300	37700
顺达站	铅矿	2*6300	82000		宝山	6300	
	海鑫	12500+17500		西来峰	丰燕	2*6300	68000
	益隆	12500			西龙	2*6300	
	宏宇	12500			鹏祥	2*6300	
	荣亨	7000			宝光	2*6300	
黄河站	三美	4*12500	94100		蒙金	2*6300	
	宝港	2*6300		神华	5000		
	龙兴	2*6300		乌达站	兴达	16500	16500
	新世纪	3*6300		大桥站	海昌	2*6300	31400
宝山站	大田	12500	新地站		广远	6300	
	皇冠	8000			虹飞	12500	
	永飞	8000		满都拉	6300	6300	
	金星	8000	哈站	海丰	3*12500	50000	
	宝祥	6300		丰源	12500		
	铸成	6300	五幅站	海晶	12500	25000	
	兴德	6300		如意	2*18000		
	浩瀚	6300		利尔	2*12500		
	华炼	2*6300		金河	15000		
	地天泰	2*10000		龙田	12500		
	三菱	12500+7500		昕源	18500		
	茂盛	2*8000		总计高耗能负荷为：700MW			
	王冠	6300					
勇发	3*6300						

表 3-3 乌海电网变电容量与负荷分析

站名	主变容量 MVA	总负荷 MW	基础负荷 MW	高耗能负荷	
	可带负荷 cos Φ=0.9			生产负荷 MW	生产负荷 MW
伊和站	2×120	119.8	24	12.6	0
	216				
总计	240	119.8	24	12.6	16.3
顺达站	2×150	177.9	31	98.5	60
总计	300	160	31	99	86.2
顺达站	2×150	177.9	31	98.5	60
总计	300	206.6	10	94.1	16.3
全网	1410	817.1	116	700	336

站名	主变容量 MVA	总负荷 MW	基础负荷 MW	高耗能负荷	
				生产负荷 MW	生产负荷 MW
甘德尔	40	5.7	5.7	0	
新地站	40+20	18.6	12.3	满都拉	6.3
				蒙西	新增 10
乌兰站	40	8.2	8.2	0	
海站	2 × 31.5	14.4	14.4	0	
骆驼山	40	3.3	3.3	0	
巴音站	50	33	8	0	
总计	293	83.2	51.9	16.3	
乌达站	2 × 31.5	5	8	12	
大桥站	2×40	51.4	0	51.4	
大化	3×50	88	7	50	
总计	293	36.4	8	43.4	
地区变	3×40	43.7	5.7	0	
哈站	3×40	55.8	12.3	满都拉	6.3
				蒙西	新增 10
明珠站	40	8.2	3	0	
总计	280	102.5	21	81.5	
				16.3	

接带其他变电站负荷

### 3.2 乌海地区新增负荷统计及接入情况

#### 3.2.1 乌海地区新增负荷统计

与大户局核实，高耗能有如下新增用户：

表 3-4 新增用户容量统计表

厂名	新增容量 KW	投产情况
勇发	2*6300	10月初恢复
汇丰	2*12500	10月初恢复(多经租用)
蒙西	10000	新投产 500 万吨水泥生产线
海天	7500	10月
三美	2*17500	10月底在哈站接带负荷生产
磊银	12500+6300	10月
总计	108.9MW	

如上述用户能在 10 月底投产，将新增负荷 108.9MW。

#### 3.2.2 新增负荷接入电网情况分析

##### (1)站名:110KV 新地站

新增负荷:蒙西水泥厂新投产 500 吨生产线,用网 18MW。

接带分析:由 35KV 新蒙 I II 回接带,新地主变 1\*40MW+1\*20MW,现负荷为 18.6MW,接带没问题。

##### (2)站名:220KV 顺达站

新增负荷:海天 1\*8000KVA 电石炉

接带分析:由顺达 35KV 顺荣线 356 间隔接带,顺达 3#B,4#B 均为 63MVA,现总负荷 87MW,接入满足要求。

##### (3)站名:220KV 宝山站

新增负荷:勇发 2\*6300KVA 硅铁炉

接带分析:宝山站 2\*150MW,现负荷 169MW,接入没问题。

##### (4)站名:110KV 西来峰

新增负荷:磊银 1×12500+2×6300KVA 硅铁炉

接带分析:磊银由 35KV 西宁 I /II 回供电,现西来峰变电站已满载,不满足接入条件。

接入建议:考虑到宝山站仍有较大的变电余量 90MW,建议切改该用户至宝山站接带。

(5)站名: 110KV 哈站

新增负荷: 三美  $2 \times 17500\text{KW}$  硅铁炉

接带分析: 三美由 35KV 出线间隔接带,哈站主变为  $40\text{MW}+20\text{MW}+40\text{MW}$ , 现负荷  $55.8\text{MW}$ ,接入后 2#B 过载,不满足要求。

接入建议: <1> 更换哈站 2#B 为  $40\text{MVA}$ 。

<2> 改由黄河变新间隔接带。

(6)站名: 220KV 黄河站

新增负荷: 汇丰  $2 \times 12500\text{KW}$  电石炉

接带分析: 黄河站主变为  $2 \times 150\text{MW}$ ,现有负荷  $206.6\text{MW}$ ,三美负荷的接入和丰源  $25\text{MW}$  停产负荷的启动, 负荷累计  $291.6\text{MW}$ , 不满足接入要求。

接入建议: 调整黄河站、西来峰、地区变运行方式

<1>将地区变重新倒回至海厂接带(切走地变  $40\text{MW}$  负荷)

<2>西来峰恢复原分段运行,110KV 伊西线接带西来峰 110KV I 段母线, 1# 主变, 2# 主变, 10KV 母线及出线, 35KV I 段母线及出线负荷, 总计  $50\text{M}$  负荷(伊和站主变满足要求,伊和站现有负荷  $119.8\text{MW} + 50\text{MW} = 169.8\text{MW}$ )。

<3>海西线, 海地 II 回, 地西线接带地区变, 西来峰 110KV II 段母线, 3# 主变及 35KV II 段母线及出线, 总计  $73\text{MW}$  负荷, 海电厂满足要求。

## 第四章 乌海电网潮流计算及 N-1 静态安全稳定

### 4.1 乌海电网潮流计算

潮流计算是电力系统分析中的一种最基本的计算。对于大电网的潮流计算，目前已有比较完善的软件可使用。《电力系统分析综合程序》(PSASP)是通过给定电网结构、参数、发电机、负荷等元件的运行条件进行潮流计算、网损计算、短路计算等计算的软件。本论文应用了 PSASP 的使用方法，然后用 PSASP 对实际乌海电网进行分析，具体步骤如下：建立基础元件数据库，确定网架结构，定义方案，定义潮流作业然后进行调试来完成潮流计算。在潮流计算过程中，由于求解方程无解、原始数据不合理等原因潮流出现不收敛，则通过检查数据、更换算法等措施进行调试使潮流收敛；但潮流也可能收敛到不合理的解，比如电压偏低或偏高，则通过调节变压器分接头等方法对电压进行调整，使潮流最终趋于合理<sup>[11][17]</sup>。

#### 4.1.1 乌海地区电网的潮流计算与分析一

本次计算选取的数据为 2007 年 4 月 30 日乌海地区电网实际运行负荷情况。海勃湾电厂开机方式为 6 台机组正常运行，5、6 号机上海厂 III、IV 段母线，1、2、3、4 号机上海厂 I、II 段母线。I、II 段母线与 III、IV 段母线无电气联系。乌达电厂开机方式为 4 大机。华电乌达热电两台 150MW 机组运行，海神电厂两台 150MW 机组运行。蒙华泰两台 200MW 机组运行。电网结构发生的变化如下：220kV 五福变电站从宁夏网倒回蒙西网接带，吉福 I、II 回接带五福变电站，五福变电站通过神福 I、II 回线路与海神热电联络，建成了 500kV 吉兰泰站与 220kV 顺达站通过 220kV 吉顺 I、II 回联络。参见潮流计算图 1，具体计算结果分析如下：

- (1) 以上运行方式下，220kV 五福变电站接回内蒙古电网运行后，乌海地区电网各线路潮流均满足要求，各站电压均在正常范围内，电压水平较高。详见附图“2007 年五福站接回内蒙电网正常运行方式”计算。
- (2) 此次计算一个明显的特点是整个乌海电网网架结构趋于完善，送电能力大幅度加强。变压器及线路过负荷情况较少，电压水平较去年有了提高。
- (3) 从潮流图可以看出：220kV 五福变电站由宁夏网切回蒙西网后，改善了以前由于落福线线路长，造成网损增大的历史局面，保证乌海电网的安全稳定运行。

#### 4.1.2 乌海地区电网的潮流计算与分析二

本次计算选取的数据为 2007 年 10 月 31 日乌海地区电网实际运行负荷情况。海勃湾电厂开机方式为 4 台机组正常运行，5、6 号机上海厂 III、IV 段母线，3、4

号机上海厂 I、II 段母线。I、II 段母线与 III、IV 段母线无电气联系。乌达电厂开机方式为 4 大机。华电乌达热电两台 150MW 机组运行，蒙华泰两台 200MW 机组运行。电网结构发生的变化如下：220kV 伊公线切改为 220kV 祥公线、祥伊 I 回，参见潮流计算图 2，具体计算结果如下：

- (1) 220kV 祥和变电站投运后，乌海地区电网各线路潮流均满足要求，各站电压均在正常范围内，电压水平较高。详见附图“2007 年乌海电网祥和站投运全网正常运行方式”计算。
- (2) 220kV 祥和站投运后，接带新地站的一部分负荷，减轻了伊和站的供电压力。

#### 4.1.3 乌海电网全网正常运行方式下的潮流计算与分析

本次计算选取的数据为 2007 年 12 月 31 日乌海地区电网实际运行负荷情况。海勃湾电厂开机方式为 4 台机组正常运行，乌达电厂开机方式为 4 大机。华电乌达热电两台 150MW 机组运行，蒙华泰两台 200MW 机组运行。电网结构发生的变化如下：220kV 乌伊线切改为 220kV 乌祥线、祥伊 II 回，110KV 滨河变电站已冲击送电。参见潮流计算图 3，具体计算结果如下：

- (1) 乌海地区电网各联络线潮流分布较合理，各站电压均在正常范围内，电压水平比较好。详见附图“2007 年乌底乌海电网全网正常运行方式”计算。
- (2) 潮流较重的线路有华顺线 (266.3)、海黄线 (193.8)，随着卧龙岗、宝山二站负荷的增长，伊卧线、海卧线潮流增大，华顺线潮流减轻。
- (3) 从潮流图可以看出顺达站、黄河站负荷较重，又缺乏电源的有效支撑，电压水平较低，以上电压水平较低的变电站应做好容性补偿工作，并合理调整变压器分头，使各变电站电压运行于正常水平。
- (4) 潮流图中，110kV 变电站电压基本在正常范围内，电压不合格时可通过主变分头进行电压调整。
- (5) 由潮流图可以看出，顺达变最大负荷已经达到 260MW 左右，随着负荷的增长，主变将过载；黄河变最大负荷已经达到 220MW 左右，随着负荷的增长，主变将接近满载，黄河 3#变投产后，主变重载情况将减轻。伊和变最大负荷接近 200MW 左右，随着负荷的增长，主变将过载。

#### 4.1.4 几种特殊方式下的潮流计算与分析

- (1) 220kV 黄顺线运行，220kV 海黄线检修或跳闸的潮流计算与分析：

从潮流图看出，海黄线停电，由黄顺线接带 190MW 的负荷，黄顺线导线型号 LGJ-2×240 接带负荷的能力为 464MW，海黄线停电，潮流转移到黄顺线上不过负荷。参见潮流计算图 4，详见附图“2007 年底海黄线停电运行方式”的潮流图。



(2) 220kV 海乌 I 回检修或故障时的潮流计算与分析:

海乌 I 回停电, 由潮流图看出海乌 II 回接带 479.5MW 的负荷, 海乌 II 回导线型号 LGJ-2×240 接带负荷的能力为 464MW, 海乌 I 回停电, 海乌 II 回线路将过负荷或发生跳闸。详见“2007 年底乌海电网海乌 I 回停电或跳闸运行方式”潮流计算图 5。

(3) 220kV 祥伊 II 回运行, 220kV 祥伊 I 回检修或故障时的潮流计算与分析:

从潮流图看出, 祥伊 I 回停电, 由祥伊 II 回接带 147MW 的负荷, 祥伊 II 回导线型号 LGJ-2×240 接带负荷的能力为 464MW, 祥伊 I 回停电, 潮流转移到祥伊 II 回上不过负荷。详见附图“2007 年底乌海电网祥伊 I 回停电运行方式”的潮流图 6。

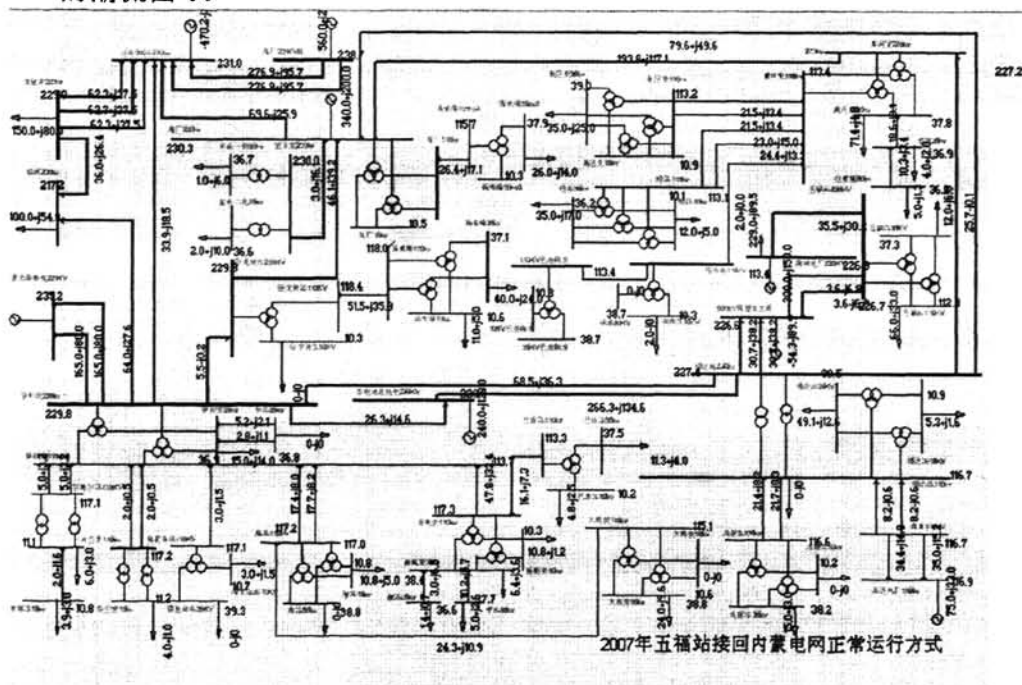


图 4-1 潮流图

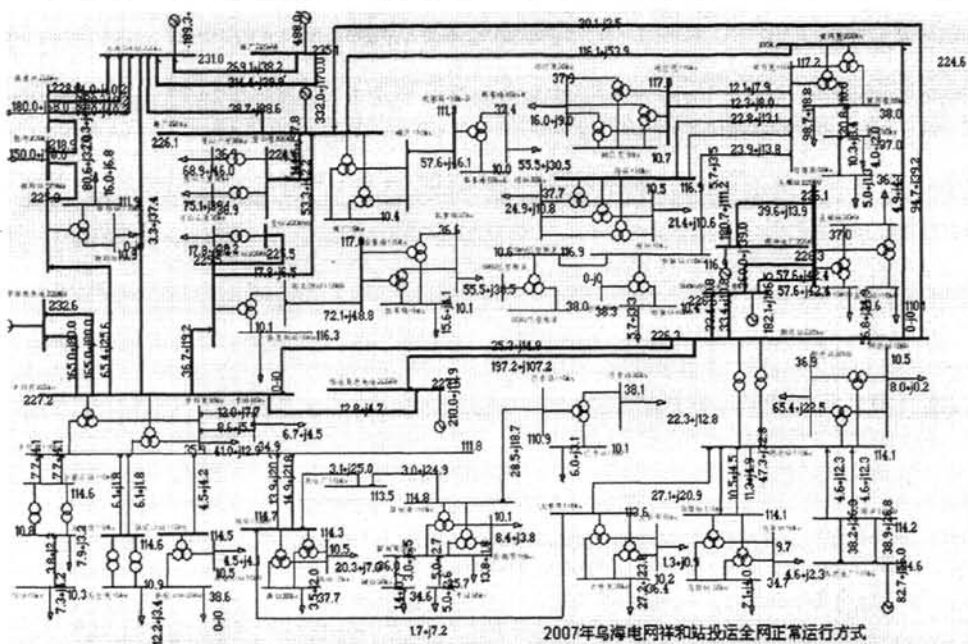


图 4-2 潮流图

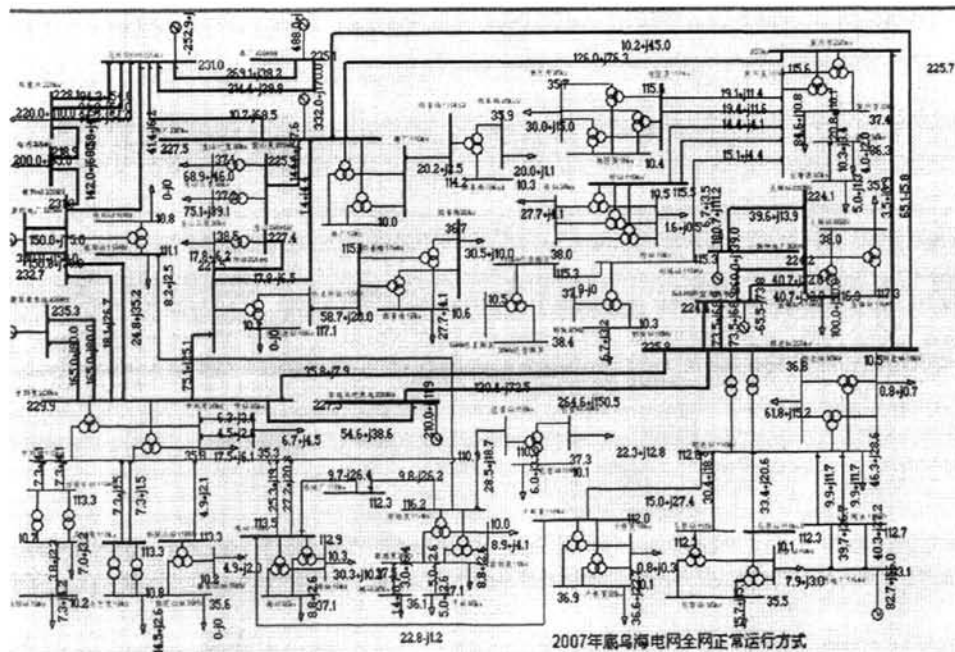


图 4-3 潮流图

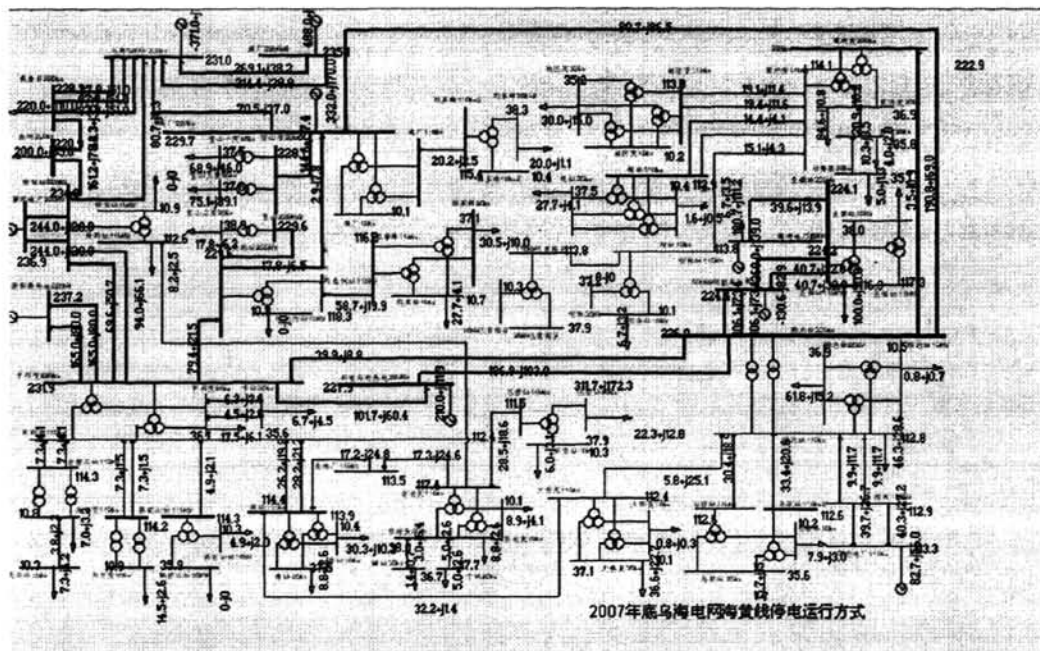


图 4-4 潮流图

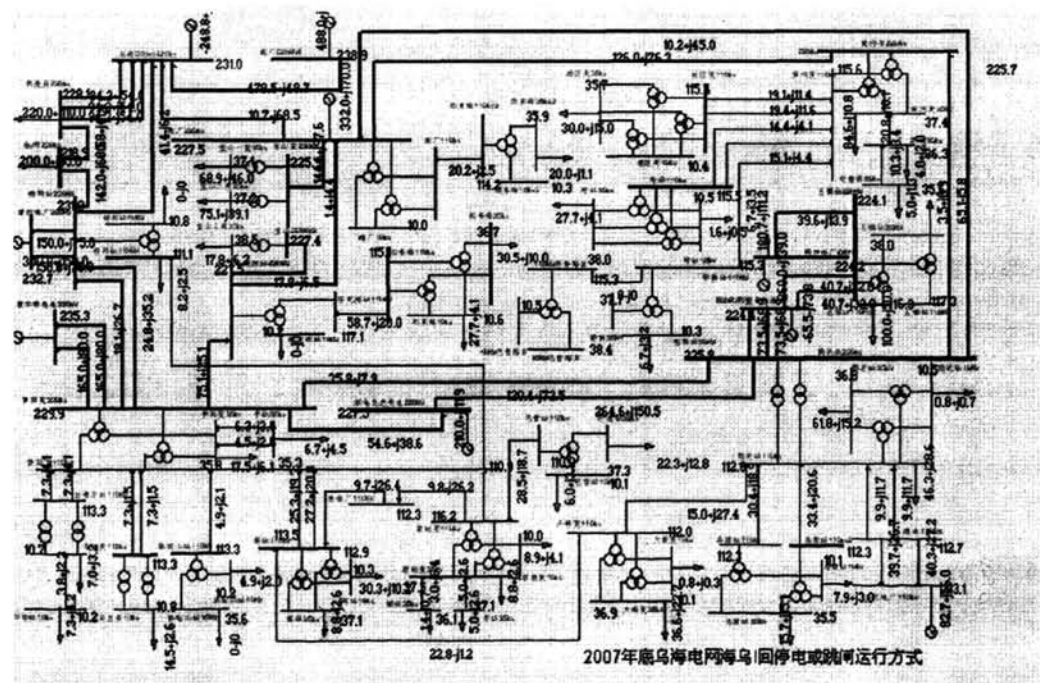


图 4-5 潮流图

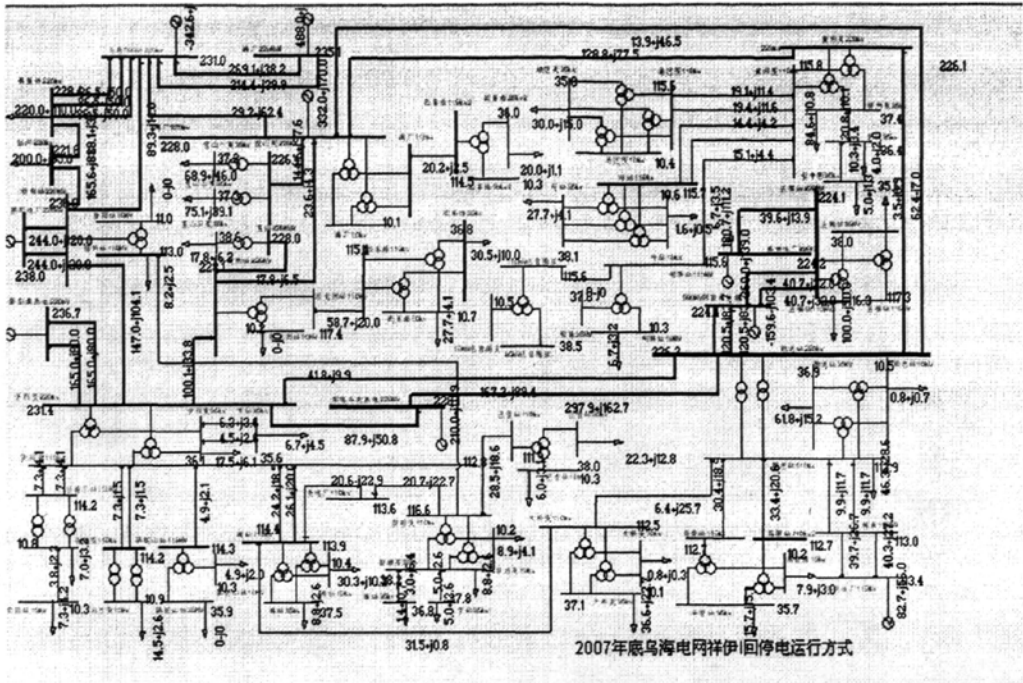


图 4-6 潮流图

#### 4.1.5 新增负荷接入电网后潮流计算与分析

计算选取的数据为 2007 年 4 月 2 日乌海地区电网实际运行负荷 817.1MW，海勃湾电厂开机方式为 6 台机组正常运行。乌达电厂开机方式为 4 大机。华电乌达热电两台 150MW 机组运行。蒙华泰两台 200MW 机组运行，新增用户负荷是 108.9MW，合理安排自备电厂机组检修，增加用网负荷 179MW。

系统总负荷增加到 1105MW 时主要站主变负荷情况参见下表：

表 4-1 “乌海电网实现百万负荷运行方式”主变负荷表

站名	变压器名称	主变容量 (MVA)	计算所带有功值 (MW)	备注
顺达站	1#	150	133.168	满载
顺达站	2#	150	133.168	满载
顺达站	3#	63	43.471	不过负荷
顺达站	4#	63	44.788	不过负荷
宝山站	1#	150	100.957	不过负荷
宝山站	2#	150	100.957	不过负荷

黄河站	1#	150	154.328	过负荷
黄河站	2#	150	154.328	过负荷
伊和站	1#	120	67.364	不过负荷
伊和站	2#	120	66.172	不过负荷
祥和变	1#	150	45.561	不过负荷
西来峰站	1#	40	27.528	不过负荷
西来峰站	2#	20	14.565	不过负荷
西来峰站	3#	40	38.325	过负荷
地区变	1#	31.5	10.958	不过负荷
地区变	2#	31.5	11.289	不过负荷
地区变	3#	40	13.929	不过负荷
哈站	1#	40	29.42	不过负荷
哈站	2#	20	8.682	不过负荷
哈站	3#	40	17.911	不过负荷

系统总负荷增加到 1105MW 时各主要线路承载负荷情况:

表 4-2 “乌海电网实现百万运行方式”线路负荷

线路名称	导线型号	极限负荷 (MW)	计算带负荷 (MW)	备注
海黄线	LGJ-2*240	403	196	不过负荷
海伊线	LGJ-2*240	403	48.725	不过负荷
海顺线	LGJ-2*240	403	52.2	不过负荷
海宝线	LGJ-2*240	403	241.799	不过负荷
华伊线	LGJ-2*240	403	65.696	不过负荷
华顺线	LGJ-2*240	403	65.696	不过负荷
黄顺线	LGJ-2*240	403	124.348	不过负荷
海和 I	LGJ-2*240	403	165	不过负荷
海和 II	LGJ-2*240	403	165	不过负荷

伊顺线	LGJ-2*240	403	70.916	不过负荷
顺桥线	LGJ-185	84.1	31.557	不过负荷
伊新线	LGJ-185	84.1	32.33	不过负荷
黄哈 I 回	LGJ-185	84.1	35.13	不过负荷
黄哈 II 回	LGJ-185	84.1	35.13	不过负荷
黄地 I 回	LGJ-185	84.1	21.929	不过负荷
黄地 II 回	LGJ-185	84.1	21.929	不过负荷
海西线	LGJ-185	84.1	73.875	不过负荷
海西线	LGJ-185	84.1	32.099	不过负荷

选取负荷为 1105MW 时，各站主变、线路及电压分析如下：

- (1) 新地站如果增加 10MVA 的负荷，新地站的电压相应降低，可以通过调节新地 1#,2#B 分接头位置或调节上级伊和站的 110KV 侧主变的分头来改善新地站的电压水平。
- (2) 顺达站如果增加 7.5MVA 的负荷,顺达站能正常运行。
- (3) 西来峰站预计新增加 18.8MVA 的负荷，考虑到西来峰站 3#主变过载，把这部分负荷加到宝山站中做计算,保证了西来峰站能正常运行,而且电压在合格范围内。
- (4) 哈站预计新增加 35MVA 的负荷，考虑到哈站会出现过负荷情况，把这部分加到黄河站的 35KV 侧接带做计算，确保哈站的正常运行。
- (5) 从计算结果中看出，线路布局比较合理，能满足负荷增加到百万的情况。
- (6) 负荷增加到百万，乌海地区电压分布比较合理，边缘电压偏低，可以改变变压器分接头、投退电容器可以解决。

#### 4.2 乌海电网正常方式下 N-1 静态安全稳定<sup>[18]-[22]</sup>

2007 年 4 月底，220KV 五福变电站及海神电厂切入内蒙电网运行，乌海电网结束了从宁夏购电的历史。大乌海电网通过 500KV 布乌 I、II 回和内蒙古主电网相连接，通过 500KV 乌海变电站给乌海地区电网、鄂尔多斯棋盘井地区、巴彦淖尔临河东郊变和三盛公变、阿盟 500KV 吉兰太变电站供电。和内蒙古电网的电磁合环已在巴彦淖尔隆兴昌变处解开，也就是说，大乌海地区电网和内蒙古主网已经没有 220KV 联系，主要靠 500KV 相联系。500KV 乌海变电站、海厂、黄河站、顺达站、500KV 吉兰太变电站形成电磁环网运行。同时，海厂、卧龙岗站、黄河站、顺达站、

伊和站、祥和站等形成 220KV 环网运行，并且环中套环。大乌海地区电网发展趋势是 500KV 环网运行，220KV 呈辐射状供电。待 500KV 乌吉 II 回和 500KV 吉兰太变电站 2 号主变投运后，以上所述的电磁环网也必将解环运行。特别是 2007 年底，220KV 祥和变电站建成投运以及原 220KV 乌伊线、伊公线的切改形成新的 220KV 乌祥线、祥伊 I、II 线、祥公线后投运，进入 220KV 祥和站以及乌海地区 220KV 环形网络运行，极大地提高了乌海电网运行的可靠性和经济性，同时也优化了乌海以北电网的网络结构，给新建成的蒙西发电厂提供了上网支撑。宝山 3 号主变以及 220KV 卧宝线的建成投运缓解了西来峰地区由于变电容量不足造成的用电紧张局面。

海勃湾地区由 220kV 伊和变电站经 110kV 伊勃 I 回、伊勃 II 回送电至海勃湾变电站，通过 110KV 伊新线送电至 110KV 新地变电站和几个 35KV 变电站，海勃湾变电站通过 110KV 海热线送电至蒙华乌海热电厂，并形成 110kV 四角环网运行（此环网在 2008 年将解环运行，祥和变电站通过双回线路带新地站运行）。新地变电站通过 110KV 新巴线送电至 110KV 巴音变电站。祥和变电站通过 110KV 祥峰线给千峰变电站送电。伊和变电站通过 110KV 伊甘 I、II 回线路送电至 110KV 甘德尔站。伊和变电站通过 110KV 伊兰 I、II 回线路给 110KV 乌兰站送电，伊和变电站通过 110kV 伊西线向西来峰变电站送电作为备用电源，同时作为骆驼山变电站的备用电源。伊和站通过 110kV 伊骆线给骆驼山变电站送电。

海南地区由 220KV 黄河变电站通过黄地 I、II 回线路给地区变电站送电；110KV 卧西 II 回线和 110KV 海地西线路各带西来峰站 110KV I 段母线、1、2 号主变和 110KV II 段母线、3 号主变；黄河站通过黄明线给明珠变电站送电，明珠变电站通过明巴线给新建的 110KV 巴音陶亥变电站送电；黄河站通过 110KV 黄哈 I、II 回线路给哈图乌素变电站送电，通过 35KV 黄老线给老石旦变电站送电；海勃湾电厂通过 220KV 海宝线给 220KV 宝山站送电。

乌达地区由 220KV 顺达变电站经顺乌 I 回、顺乌 II 回给乌达站及乌四线供电，乌达站通过乌新五线路、乌研线路与乌达矿务局电网并网。220KV 吉顺 I、II 线送电至阿盟 500KV 吉兰太变电站，与 500KV 乌吉 I 回线路形成电磁环网。海神电厂通过 220KV 神福 I、II 线与五福变电站联络，五福变电站通过 220KV 吉福 I、II 线与 500KV 吉兰太变电站联络。海神电厂通过神慧线给慧通变电站送电。乌达电厂经乌吉 I、II 回，顺碱 I、II 回与顺达站连接给海吉氯碱送电并与系统并网。顺达站通过 110KV 顺桥线给 110KV 大桥站送电。

根据乌海地区电网目前现状、负荷情况及电网发展，对乌海地区电网 N-1 静态安全分析如下：

- (1) 伊和变电站 1、2 号主变中任何一台主变检修或故障，另外一台主变都将过负荷，不满足 N-1 要求。

- (2) 伊勃 I 回、伊勃 II 回线路中,任意线路检修或故障时,都不影响海勃湾地区正常供电,满足 N-1 要求。
- (3) 110kV 海热线检修或故障时,可保证新地站、碱柜站、千钢站正常供电。满足 N-1 要求。
- (4) 110kV 热新线检修或故障时,可保证新地站、碱柜站、千钢站正常供电。满足 N-1 要求。
- (5) 110KV 伊新线检修或故障时,海热线、热新线(或祥新 I、II 回线路)正常运行可保证新地站、千站、碱柜站正常供电。满足 N-1 要求。
- (6) 110KV 新巴线检修或故障时,110KV 巴音站都将停电。不满足 N-1 要求。
- (7) 110KV 祥峰线检修或故障时,110KV 千峰站都将停电。不满足 N-1 要求。
- (8) 110KV 伊兰 I、II 回线中任一条线路检修或故障时,不影响 110KV 乌兰站供电。满足 N-1 要求。
- (9) 110KV 伊甘 I、II 回线中任一条线路检修或故障时,不影响 110KV 甘德尔站供电。满足 N-1 要求。
- (10) 110KV 伊骆线检修或故障时,可将 110KV 骆驼山站负荷倒至伊西 T 接线运行。满足 N-1 要求。
- (11) 110KV 黄明线检修或故障时,110KV 明珠变电站将停电,不满足 N-1 要求。
- (12) 海站主变容量  $2 \times 31.5\text{MVA}$ ,任一台主变检修或故障时,按现负荷情况,都不影响正常供电,满足 N-1 要求。
- (13) 新地变电站主变容量  $40+20\text{MVA}$ ,任一台主变检修或故障时,将千钢负荷转移到海站 35KV 供电后,由于蒙西水泥厂负荷的增大,仍将造成部分限负荷,不满足 N-1 要求。
- (14) 乌兰变电站主变容量为  $2 \times 40\text{MVA}$ ,其中一台检修或故障时,另外一台不过负荷,满足 N-1 要求。
- (15) 甘德尔变电站主变容量为  $2 \times 40\text{MVA}$ ,其中一台检修或故障时,另外一台不过负荷,满足 N-1 要求。
- (16) 110kV 伊西线正常方式为备用线路,其停电检修不影响正常供电。满足 N-1 要求。
- (17) 110kV 西来峰变电站 有三台主变,该站任一台主变检修或故障都将造成大量限电。不满足 N-1 要求。
- (18) 110kV 海地西线路和卧西线路正常方式带西来峰站负荷,其中一条检修或故障,可以用伊西线路接带其负荷,满足 N-1 要求。
- (19) 110kV 黄哈 I、II 回线路中,任一线路检修或故障时,按现负荷情况,将造成哈站部分限电。不满足 N-1 要求。
- (20) 地区变电站任一台主变检修或故障时,将造成部分限电,不满足 N-1 要求。
- (21) 哈站 1#变、2#、3#主变中任一台变检修或故障时,都将造成限电,不满足 N-1 要



- 求。
- (22) 顺乌 I、II 回线路中任一回故障或检修时,可由另一回线带乌达站、阿盟地区负荷,按现负荷情况,不需要限负荷,满足 N-1 要求。
  - (23) 110KV 顺桥线故障或检修时,可将大桥变负荷转移至海大线带,但是,得避峰一部分负荷。不满足 N-1 要求。
  - (24) 顺碱 I、II 回及乌吉 I、II 回中任一回线路检修或故障时,不影响海吉和乌达电厂供电。满足 N-1 要求。
  - (25) 阿乌素图站由福图 I、II 回送电。其中任一回检修或故障时不影响其供电。满足 N-1 要求。
  - (26) 110KV 乌四线给阿盟四十一公里站送电。其检修或故障时都将造成停电。不满足 N-1 要求。
  - (27) 乌达站主变容量  $2 \times 31.5$  MVA,任一主变检修或故障,都将造成乌达站少量避峰。不满足 N-1 要求。
  - (28) 大桥变有二台主变 (40MVA),其检修或故障时都将不影响供电。满足 N-1 要求。
  - (29) 220KV 顺达变电站有两台 220kV 主变,任一主变检修或故障都将造成部分限电,不满足 N-1 要求。另两台 110kV 主变检修或故障将造成部分限电。不满足 N-1 要求。
  - (30) 220KV 黄河变电站有二台主变, ( $2 \times 150$ MVA) 其中一台检修或故障时,根据目前现状有可能造成避峰。不满足 N-1 要求。
  - (31) 220KV 宝山变电站有两台 180MVA 和一台 150MVA 变压器。其中一台检修或故障时,都将造成停电或限电。不满足 N-1 要求。
  - (32) 220KV 卧龙岗变电站有一台 180MVA 主变。其检修或故障时,都将造成全站停电,不满足 N-1 要求。
  - (33) 220KV 祥和变电站有一台 180MVA 主变。其检修或故障时,都将造成全站停电,不满足 N-1 要求。
  - (34) 220KV 海宝线或卧宝线检修或故障时,都将造成宝山站 1、2 号主变或 3 号主变停电,不满足 N-1 要求。
  - (35) 220KV 神福 I、II 线或吉福 I、II 线中的任一条线路检修或故障时,不影响海神电厂、无福站的正常运行,满足 N-1 要求。
  - (36) 110KV 骆驼山变电站一台主变,其检修或故障时,都将造成停电。不满足 N-1 要求。
  - (37) 110KV 明珠变电站一台主变,其检修或故障时,都将造成停电。不满足 N-1 要求。
  - (38) 220KV 神福 II 回线路检修或故障,都将造成海神电厂停机或压出力。不满足 N-1 要求。

(39) 110KV 巴音陶亥变电站有一台 40MVA 变压器，其检修或故障，都将造成停电。不满足 N-1 要求。

(40) 110KV 黄地 I、II 回线路并带地区变负荷，其中有一条线路检修或故障，不影响地区变的供电。满足 N-1 要求。

110KV 滨河变电站有一台 50MVA 主变，其停电或故障检修都将造成全站停电，不满足 N-1 要求。

### 4.3 乌海电网稳定计算分析

#### 4.3.1 计算目标网架分类

(1) 目前网架，即达乌环网（500kV 达布乌线路+220kV 临棋线+220kV 临三线）仍运行，海厂 5# 机接入，海厂扩建 3（4）母，海厂与系统的联络方式仍保持现有方式。

(2) 考虑到大乌海地区电源点的投运，如蒙华泰热（2X200MW），（1X150MW），华电乌达鄂绒自备电厂（2X300MW），如果 500kV 高布乌 II 回线在以上电源点投运前还不能投运，那么达乌环网不具备解环运行的条件，还得继续运行，而此时海厂 6# 机可能将接入海厂 3（4）母运行。见潮流图 2。

(3) 与 2 相比，只是将海厂 220kV1、2 母线与 3、4 母线分裂运行，乌海地区 220kV 环网解环运行。见潮流图 3。

(4) 4、500kV 高布乌 II 回投运，大乌海地区将在 220kV 临河变电站解环，解环方式为断开临河—前锋线路、临河—隆兴昌线路，考虑蒙华泰热（2X200MW），华电乌达（2X150MW），鄂绒自备电厂（2X300MW），海厂 5、6 号机接入 3（4）母，海厂母线不分段。见潮流图 4。

(5) 与 4 相比，海厂 220kV1、2 母线与 3、4 母线分裂运行。见潮流图 5。

(6) 与 4 相比，新建一回海厂 3（4）母—乌海 500kV 变电站一回 220kV 线路，同时将海厂—乌海 I（II）回海厂侧（海厂 I 或 II 母）切改至海厂 3（4）母，海厂 220kV1、2 母线与 3、4 母线分裂运行。见潮流图 5。

#### 4.3.2 基于各种网架下的计算分析

➤ 方式 1-1：大乌海地区装机结构海勃湾 5 机，蒙华泰 1 机，华电乌达 1 机，鄂绒自备 0 机，机组全开。大乌海地区负荷 1010MW。网架结构见潮流图 4-1，大乌海地区 220kV 线路发生 N-1 三永故障，系统稳定；布乌线东送极限

120MW。

- 方式 1-2: 大乌海地区装机结构海勃湾 5 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1010MW。网架结构见潮流图 4-2, 大乌海地区 220kV 线路发生 N-1 三永故障, 系统稳定; 布乌线东送极限 120MW。目前网架结构(海厂 5#机、6#机投运)。
- 方式 2-1: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 1 机, 华电乌达 1 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1010MW。网架结构见潮流图 4-3, 海厂—乌海 220kV 线路海厂侧发生三永故障, 丰镇机组、锡盟地区小机组加速失步, 汗海、丰镇、顺义、万全、岱海出现低电压, 系统失稳。布乌线东送极限不高。

在潮流图 4-1 下, 海厂—乌海线路海厂侧发生三永故障, 稳定输出信息: 电压较低的前 50 个节点如下:

表 4-3 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压 pu	起始时间	终止时间	总时间
1I锡南21 230.0	246.00	0.0207	110.00	178.00	68.00
1I巴彦21 230.0	246.00	0.0207	110.00	178.00	68.00
1I正蓝21 230.0	186.00	0.0530	106.00	178.00	72.00
1I兴和21 230.0	258.00	0.0851	38.00	94.00	56.00
1I七台21230.0	258.00	0.0852	38.00	94.00	56.00
1I汗海21 230.0	258.00	0.0852	38.00	94.00	56.00
1I温都21 230.0	258.00	0.0853	38.00	94.00	56.00
1I丰镇DD 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇KD 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇D2 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇K2 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇51 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇D1 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I丰镇K1 525.0	78.00	0.0866	42.00	94.00	52.00
1I兴广21 230.0	258.00	0.0878	38.00	94.00	56.00
1I前进21 230.0	258.00	0.0928	38.00	94.00	56.00
1I丰镇21 230.0	114.00	0.1013	46.00	90.00	44.00
1I明安21 230.0	222.00	0.1142	106.00	178.00	72.00
1I汗海51 525.0	258.00	0.1229	38.00	94.00	56.00

华北电力大学工程硕士学位论文

1I 汗海K1 525.0	258.00	0.1229	38.00	94.00	56.00
1I 平地21 230.0	114.00	0.1341	42.00	94.00	52.00
1D 顺万52 525.0	78.00	0.1496	42.00	94.00	52.00
1D 顺万K2 525.0	78.00	0.1498	42.00	94.00	52.00
1I 德胜21 230.0	258.00	0.1509	38.00	94.00	56.00
1I 高顺21 230.0	258.00	0.1512	38.00	94.00	56.00
1D 顺万51 525.0	182.00	0.160	42.00	94.00	52.00
1D 顺万K1 525.0	82.00	0.1603	42.00	94.00	52.00
1D 顺万53 525.0	82.00	0.1685	42.00	94.00	52.00
1D 顺万K3 525.0	82.00	0.1687	42.00	94.00	52.00
1I 永圣K1 525.0	258.00	0.1701	38.00	94.00	56.00
1I 永圣51 525.0	258.00	0.1704	38.00	94.00	56.00
1I 集宁21 230.0	258.00	0.1756	38.00	94.00	56.00
1I 凉城21 230.0	114.00	0.1817	42.00	90.00	48.00
1I 准厂51 525.0	258.00	0.2360	38.00	94.00	56.00
1I 永圣21 230.0	258.00	0.3304	38.00	90.00	52.00
1I 昭君21 230.0	258.00	0.3350	42.00	90.00	48.00
1I 呼东21 230.0	258.00	0.3365	42.00	90.00	48.00
1I 燕山21 230.0	150.00	0.3489	42.00	90.00	48.00
1I 岱海51 525.0	82.00	0.3546	50.00	98.00	48.00
1I 岱海K1 525.0	82.00	0.3546	50.00	98.00	48.00
1I 岱海K2 525.0	82.00	0.3546	50.00	98.00	48.00
1D 万全21 230.0	82.00	0.3562	46.00	94.00	48.00
1D 万丰52 525.0	82.00	0.3648	46.00	94.00	48.00
1D 万丰51 525.0	82.00	0.3648	46.00	94.00	48.00
1D 万全K1 525.0	82.00	0.3651	46.00	94.00	48.00
1D 万全K2 525.0	82.00	0.3651	46.00	94.00	48.00
1D 万全51 525.0	82.00	0.3651	46.00	94.00	48.00
1D 万顺53 525.0	82.00	0.3653	46.00	94.00	48.00
1D 万顺51 525.0	82.00	0.3653	46.00	94.00	48.00
1D 万顺52 525.0	82.00	0.3654	46.00	94.00	48.00

功角差最大的两台机是 11 丰镇 G3 和 11 锡一 G1，最大功角差 9909 度。

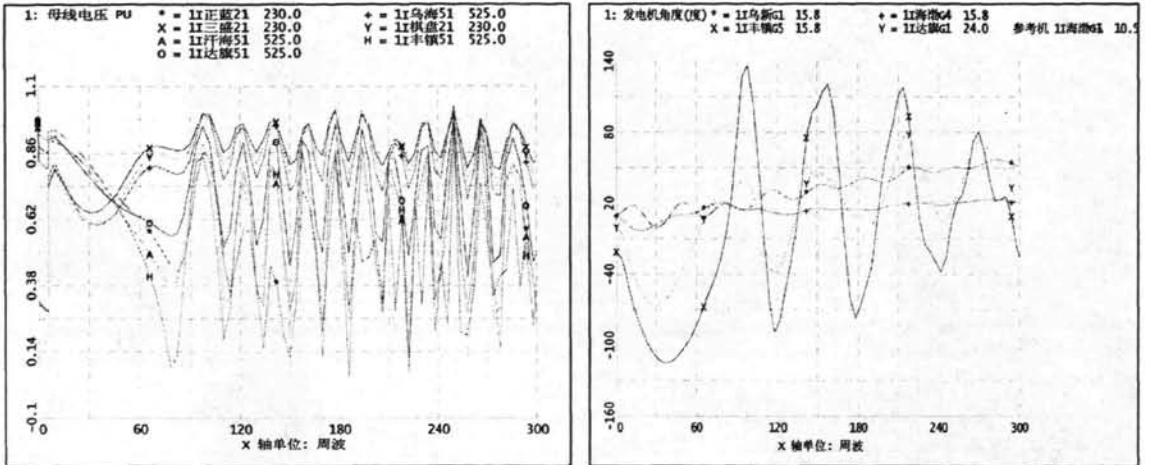


图 4-7 功角偏差图

- 方式 2-2: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1010MW。网架结构见潮流图 2-2, 海厂—乌海、海厂—顺达 220kV 线路发生三永故障, 系统失稳; 布乌线东送极限不高。

1、达乌环网合环运行, 海厂母线分裂运行

- 方式 3-1: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1174MW。网架结构见潮流图 3-1, 伊和—乌海、伊和—三盛公 220kV 线路发生三永故障, 系统失稳; 布乌线东送极限不高。乌海—海厂三期线路发生 N-1 三永故障, 另一回线路过负荷。在潮流图 3-1 下, 伊和—乌海线路伊和侧发生三永故障, 稳定输出信息:
- 方式 3-2: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1174MW, 保留海厂—乌海一回线路。网架结构见潮流图 3-2, 大乌海地区 220kV 线路发生 N-1 三永故障, 系统稳定; 布乌线东送极限不高。
- 方式 3-3: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 0 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1174MW, 在方式 3-1 基础上增加乌海—海厂 3 (4) 母一回线路。网架结构见潮流图 3-3, 伊和—乌海、伊和—三盛公 220kV 线路发生三永故障, 系统失稳; 布乌线东送极限不高。乌海—海厂三期线路发生 N-1 三永故障, 其余两回线路不过负荷。

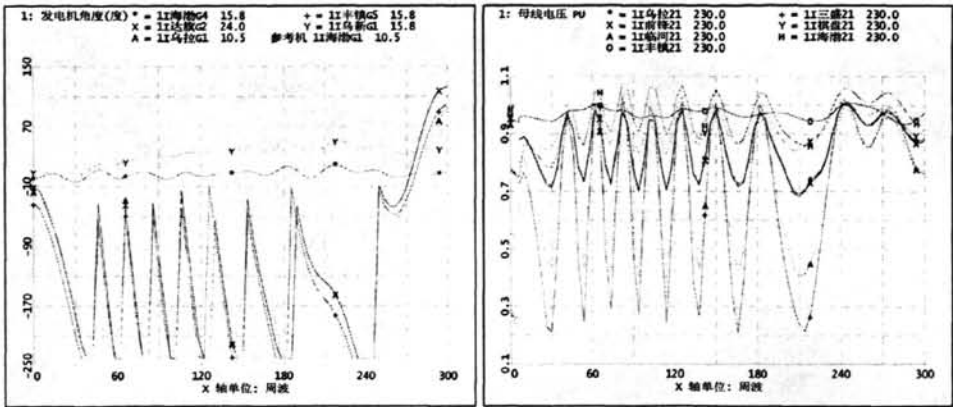


图 4-8 功角偏差图

2、500kV 高布乌 II 回投产，达乌环网解环运行，海厂母线并列运行

- 方式 4-1: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机，蒙华泰 2 机，华电乌达 2 机，鄂绒自备 1 机，机组全开。大乌海地区负荷 1340MW，鄂绒电厂向蒙西主网输送电力不得超过 100MW（鄂绒装机容量的 15%），网架结构见潮流图 4-1。卧龙岗断面极限与宝山 I、II、卧龙岗负荷有关：负荷为 0MW 时，断面极限为 1083MW；负荷为 230MW，断面极限为 904；负荷为 300MW，断面极限为 843MW。控制方案：只要控制卧龙岗断面极限在  $840 \times 90\%$ ，大乌海地区 220kV 线路发生 N-1 三永故障，系统稳定，也就是说宝山、卧龙岗需就地消化负荷 300MW 左右。以下是针对海厂—乌海海厂侧发生三永故障，分别考虑鄂绒电厂向蒙西主网输送电力 100MW 和 200MW 时的稳定输出信息：在网架 4-1 下，海厂—乌海线路海厂侧发生三永故障，稳定输出信息：

①鄂绒电厂向蒙西主网输送电力 100MW：

电压较低的前 50 个节点如下：

表 4-4 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于 0.7500 的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
1I临河21 230.0	30.00	0.5724	10.00	62.00	52.00
1I棋盘21 230.0	34.00	0.5862	14.00	62.00	48.00
1I乌海21 230.0	34.00	0.5961	14.00	62.00	48.00
1I鄂绒21 230.0	34.00	0.6037	14.00	62.00	48.00
1I乌海51 525.0	34.00	0.6069	14.00	62.00	48.00
1I乌海K1 525.0	34.00	0.6069	14.00	62.00	48.00
1I乌斯21 230.0	30.00	0.6076	14.00	58.00	44.00
1I吉兰51 525.0	34.00	0.6076	14.00	62.00	48.00
1I吉兰21 230.0	30.00	0.6098	14.00	58.00	44.00

华北电力大学工程硕士学位论文

1I三盛21	230.0	30.00	0.6106	10.00	62.00	52.00
1I鄂电21	230.0	34.00	0.6117	14.00	62.00	48.00
1I顺达21	230.0	30.00	0.6311	14.00	58.00	44.00
1I乌审21	230.0	42.00	0.6364	18.00	66.00	48.00
1I乌兰21	230.0	42.00	0.6375	18.00	66.00	48.00
1I杭锦21	230.0	42.00	0.6388	22.00	66.00	44.00
1I东胜21	230.0	42.00	0.6403	22.00	66.00	44.00
1I布日21	230.0	42.00	0.6491	22.00	62.00	40.00
1I宝山21	230.0	30.00	0.6536	14.00	54.00	40.00
1I卧龙21	230.0	30.00	0.6557	14.00	54.00	40.00
1I乌北21	230.0	30.00	0.6587	14.00	54.00	40.00
1I乌新21	230.0	30.00	0.6619	14.00	54.00	40.00
1I伊和21	230.0	30.00	0.6647	14.00	54.00	40.00
1I海渤21	230.0	30.00	0.6730	18.00	50.00	32.00
1I布日K1	525.0	42.00	0.6734	26.00	62.00	36.00
1I布日51	525.0	42.00	0.6734	26.00	62.00	36.00
1I乌热21	230.0	30.00	0.6816	18.00	50.00	32.00
1I杨四21	230.0	50.00	0.6917	34.00	66.00	32.00
1I长胜21	230.0	50.00	0.6977	38.00	66.00	28.00
1I宁格21	230.0	50.00	0.7013	38.00	62.00	24.00
1I薛家21	230.0	50.00	0.7013	38.00	66.00	28.00
1I准格21	230.0	50.00	0.7020	38.00	62.00	24.00
1I万家21	230.0	50.00	0.7032	38.00	62.00	24.00
1I明安21	230.0	50.00	0.7037	38.00	62.00	24.00
1I前房21	230.0	50.00	0.7046	38.00	62.00	24.00
1I兴广21	230.0	50.00	0.7050	38.00	62.00	24.00
1I清水21	230.0	50.00	0.7092	38.00	62.00	24.00
1I正蓝21	230.0	50.00	0.7113	42.00	62.00	20.00
1I燕山21	230.0	50.00	0.7120	38.00	62.00	24.00
1I永圣K1	525.0	50.00	0.7120	38.00	62.00	24.00
1I永圣51	525.0	50.00	0.7120	38.00	62.00	24.00
1I兴和21	230.0	50.00	0.7130	42.00	62.00	20.00
1I温都21	230.0	50.00	0.7136	42.00	62.00	20.00
1I和林21	230.0	50.00	0.7150	38.00	62.00	24.00
1I七台21	230.0	50.00	0.7151	42.00	62.00	20.00
1I汗海21	230.0	50.00	0.7156	42.00	62.00	20.00
1I永圣21	230.0	50.00	0.7174	38.00	62.00	24.00
1I达旗K1	525.0	46.00	0.7207	38.00	58.00	20.00
1I达旗51	525.0	46.00	0.7208	38.00	58.00	20.00
1I高新51	525.0	46.00	0.7242	34.00	58.00	24.00
1I高新K1	525.0	46.00	0.7242	34.00	58.00	24.00

②鄂绒电厂向蒙西主网输送电力200MW：  
电压较低的前50个节点如下：

表 4-5 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
1I德胜21 230.0	300.00	0.0172	50.00	106.00	56.00
1I高顺21 230.0	300.00	0.0173	50.00	106.00	56.00
1I前进21 230.0	294.00	0.0200	38.00	106.00	68.00
1I凉城21 230.0	294.00	0.0250	46.00	106.00	60.00
1I卓资21 230.0	300.00	0.0294	54.00	106.00	52.00
1I集宁21 230.0	294.00	0.0347	42.00	106.00	64.00
1I汗海K1 525.0	298.00	0.0348	38.00	106.00	68.00
1I汗海51 525.0	298.00	0.0348	38.00	106.00	68.00
1I汗海K2 525.0	298.00	0.0348	38.00	106.00	68.00
1I桑根K1 525.0	298.00	0.0363	42.00	106.00	64.00
1I桑根51 525.0	298.00	0.0363	42.00	106.00	64.00
1I巴彦21 230.0	298.00	0.0367	42.00	106.00	64.00
1I桑根21 230.0	298.00	0.0370	42.00	106.00	64.00
1I锡南21 230.0	298.00	0.0385	42.00	106.00	64.00
1I永圣K1 525.0	300.00	0.0435	38.00	110.00	72.00
1I永圣51 525.0	300.00	0.0437	38.00	110.00	72.00
1I正蓝21 230.0	298.00	0.0453	38.00	106.00	68.00
1I明安21 230.0	298.00	0.0480	38.00	106.00	68.00
1I兴广21 230.0	298.00	0.0523	38.00	106.00	68.00
1I兴和21 230.0	298.00	0.0542	38.00	106.00	68.00
1I温都21 230.0	298.00	0.0542	38.00	106.00	68.00
1I七台21 230.0	298.00	0.0544	38.00	106.00	68.00
1I汗海21 230.0	298.00	0.0545	38.00	106.00	68.00
1I丰镇51 525.0	154.00	0.0886	42.00	106.00	64.00
1I丰变K4 525.0	154.00	0.0888	42.00	106.00	64.00
1I丰变51 525.0	154.00	0.0890	42.00	106.00	64.00
1I丰变K1 525.0	154.00	0.0894	42.00	106.00	64.00
1I丰变K2 525.0	154.00	0.0894	42.00	106.00	64.00
1I平地21 230.0	294.00	0.0900	46.00	106.00	60.00
1I丰变21 230.0	250.00	0.0988	50.00	106.00	56.00



1I丰镇21 230.0	250.00	0.1255	54.00	106.00	52.00
1I宁格51 525.0	300.00	0.1316	38.00	106.00	68.00
1I准厂51 525.0	300.00	0.1425	38.00	106.00	68.00
1I清水21 230.0	300.00	0.1507	34.00	106.00	72.00
1I杨四21 230.0	300.00	0.1507	34.00	126.00	92.00
1I万家21 230.0	300.00	0.1512	34.00	110.00	76.00
1I燕山21 230.0	300.00	0.1525	34.00	106.00	72.00
1I和林21 230.0	300.00	0.1527	38.00	106.00	68.00
1I永圣21 230.0	300.00	0.1533	38.00	106.00	68.00
1I宁格21 230.0	300.00	0.1540	34.00	110.00	76.00
1I前房21 230.0	300.00	0.1566	34.00	110.00	76.00
1I长胜21 230.0	300.00	0.1602	34.00	126.00	92.00
1I薛家21 230.0	300.00	0.1611	34.00	110.00	76.00
1I准格21 230.0	300.00	0.1628	34.00	110.00	76.00
1I昭君21 230.0	300.00	0.1900	38.00	106.00	68.00
1I乌审21 230.0	94.00	0.2013	18.00	126.00	108.00
1I乌兰21 230.0	94.00	0.2016	18.00	126.00	108.00
1I杭锦21 230.0	94.00	0.2021	18.00	126.00	108.00
1I东胜21 230.0	94.00	0.2026	18.00	126.00	108.00
1I乌海K1 525.0	114.00	0.2036	14.00	130.00	116.00

\*\*\* WARNING 最低电压(0.0172pu)超过了限制值(0.570pu)。

功角差最大的两台机是1I丰镇G5和1C陡二GG，最大功角差10473度，  
临河220kV母线最低电压0.34pu，低于0.75pu持续时间128周，  
系统不稳定（方式）。

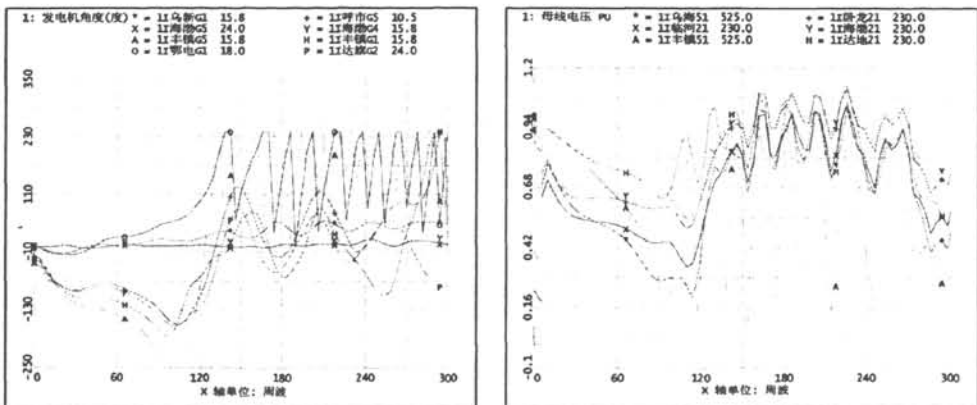


图 4-9 功角偏差图

### 3、500kV 高布乌 II 回投产，达乌环网解环运行，海厂母线分裂运行

➤ 方式 5-1: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 2 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1340MW, 鄂绒电厂向蒙西主网输送电力按 200MW 考虑 (鄂绒装机容量的 33%), 网架结构见潮流图 5-1。在潮流图 5-1 下, 顺达—吉兰太 220kV 线路顺达侧发生三永故障, 系统失稳; 如果控制鄂绒电厂向蒙西主网输送电力不超过 120MW, 顺达—吉兰太线路顺达侧发生三永故障系统稳定。以下是针对顺达—吉兰太线路顺达侧发生三永故障, 分别考虑鄂绒电厂向蒙西主网输送电力 120MW 和 200MW 时的稳定输出信息:

①鄂绒电厂向蒙西主网输送电力 120MW:

电压较低的前 50 个节点如下:

表 4-6 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
1I临河21 230.0	34.00	0.6058	14.00	54.00	40.00
1I乌斯21 230.0	38.00	0.6473	22.00	54.00	32.00
1I吉兰21 230.0	38.00	0.6497	22.00	54.00	32.00
1I三盛21 230.0	30.00	0.6501	18.00	50.00	32.00
1I棋盘21 230.0	34.00	0.6565	18.00	54.00	36.00
1I乌海21 230.0	34.00	0.6707	22.00	54.00	32.00
1I吉兰51 525.0	38.00	0.6798	22.00	54.00	32.00
1I乌海51 525.0	38.00	0.6848	26.00	54.00	28.00
1I乌海K1 525.0	38.00	0.6849	26.00	54.00	28.00
1I鄂绒21 230.0	34.00	0.6941	22.00	50.00	28.00
1I鄂电21 230.0	34.00	0.7142	26.00	50.00	24.00
1I乌北21 230.0	30.00	0.7290	26.00	38.00	12.00
1I乌兰21 230.0	42.00	0.7295	34.00	50.00	16.00
1I乌审21 230.0	42.00	0.7300	34.00	50.00	16.00
1I杭锦21 230.0	42.00	0.7313	34.00	50.00	16.00
1I东胜21 230.0	42.00	0.7326	34.00	50.00	16.00
1I卧龙22 230.0	34.00	0.7343	30.00	46.00	16.00
1I伊和21 230.0	30.00	0.7395	26.00	38.00	12.00
1I布日21 230.0	42.00	0.7423	38.00	46.00	8.00
1I顺达21 230.0	30.00	0.7496	30.00	34.00	4.00
1I乌热21 230.0	30.00	0.7548	0.00	0.00	0.00
1I乌新21 230.0	30.00	0.7553	0.00	0.00	0.00
1I海渤22 230.0	34.00	0.7616	0.00	0.00	0.00
1I宝山21 230.0	30.00	0.7650	0.00	0.00	0.00
1I卧龙21 230.0	30.00	0.7663	0.00	0.00	0.00
1I布日K1 525.0	42.00	0.7688	0.00	0.00	0.00

1I布日51 525.0	42.00	0.7689	0.00	0.00	0.00
1I海渤21 230.0	30.00	0.7837	0.00	0.00	0.00
1I德岭21 230.0	42.00	0.8129	0.00	0.00	0.00
1I隆兴21 230.0	42.00	0.8142	0.00	0.00	0.00
1I杨四21 230.0	42.00	0.8157	0.00	0.00	0.00
1I高新51 525.0	42.00	0.8196	0.00	0.00	0.00
1I高新K1 525.0	42.00	0.8196	0.00	0.00	0.00
1I长胜21 230.0	42.00	0.8200	0.00	0.00	0.00
1I薛家21 230.0	42.00	0.8233	0.00	0.00	0.00
1I达旗51 525.0	42.00	0.8233	0.00	0.00	0.00
1I达旗K1 525.0	42.00	0.8233	0.00	0.00	0.00
1I准格21 230.0	42.00	0.8238	0.00	0.00	0.00
1I宁格21 230.0	42.00	0.8245	0.00	0.00	0.00
1I万家21 230.0	42.00	0.8255	0.00	0.00	0.00
1I前房21 230.0	42.00	0.8257	0.00	0.00	0.00
1I清水21 230.0	42.00	0.8298	0.00	0.00	0.00
1I德岭51 525.0	42.00	0.8298	0.00	0.00	0.00
1I燕山21 230.0	42.00	0.8310	0.00	0.00	0.00
1I和林21 230.0	42.00	0.8333	0.00	0.00	0.00
1I永圣21 230.0	42.00	0.8355	0.00	0.00	0.00
1I昭君21 230.0	42.00	0.8452	0.00	0.00	0.00
1I兴广21 230.0	42.00	0.8479	0.00	0.00	0.00
1I永圣51 525.0	42.00	0.8483	0.00	0.00	0.00
1I永圣K1 525.0	42.00	0.8483	0.00	0.00	0.00

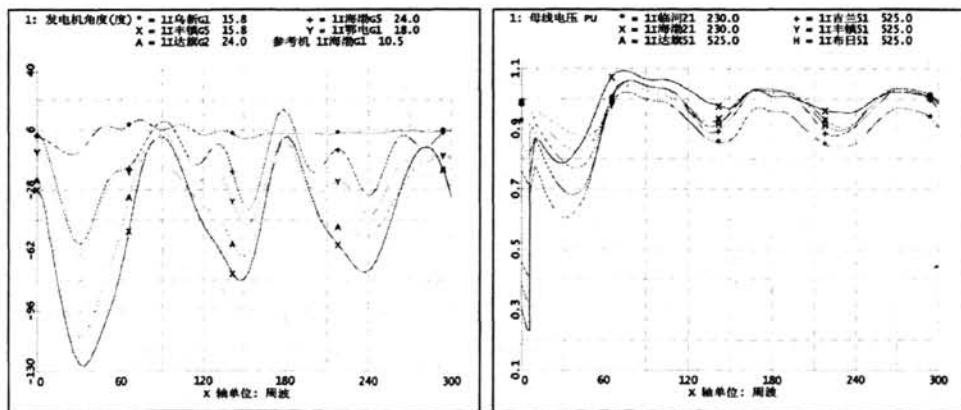


图 4-10 功角偏差图

②鄂绒电厂向蒙西主网输送电力 200MW:

电压较低的前 50 个节点如下:

表 4-7 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
1I乌斯21 230.0	206.00	0.0694	18.00	102.00	84.00
1I吉兰21 230.0	206.00	0.0696	18.00	102.00	84.00
1I吉兰51 525.0	206.00	0.0729	22.00	102.00	80.00
1I乌海51 525.0	206.00	0.0734	22.00	102.00	80.00
1I乌海K1 525.0	206.00	0.0736	22.00	102.00	80.00
1I乌海21 230.0	114.00	0.1929	18.00	102.00	84.00
1I棋盘21 230.0	114.00	0.2028	18.00	102.00	84.00
1I鄂绒21 230.0	114.00	0.2500	22.00	102.00	80.00
1I鄂电21 230.0	114.00	0.2795	22.00	102.00	80.00
1I卧龙22 230.0	114.00	0.2925	26.00	102.00	76.00
1I海渤22 230.0	114.00	0.3387	30.00	102.00	72.00
1I临河21 230.0	114.00	0.4161	14.00	102.00	88.00
1I乌审21 230.0	150.00	0.4673	26.00	102.00	76.00
1I乌兰21 230.0	150.00	0.4681	26.00	102.00	76.00
1I杭锦21 230.0	150.00	0.4691	26.00	102.00	76.00
1I东胜21 230.0	150.00	0.4702	26.00	102.00	76.00
1I布日21 230.0	150.00	0.4767	30.00	102.00	72.00
1I布日K1 525.0	150.00	0.4944	34.00	98.00	64.00
1I布日51 525.0	150.00	0.4945	34.00	98.00	64.00
1I三盛21 230.0	114.00	0.5701	18.00	102.00	84.00
1I高新51 525.0	222.00	0.6462	46.00	98.00	52.00
1I高新K1 525.0	222.00	0.6462	46.00	98.00	52.00
1I德岭21 230.0	222.00	0.6516	46.00	98.00	52.00
1I隆兴21 230.0	222.00	0.6576	46.00	98.00	52.00
1I德岭51 525.0	222.00	0.6595	50.00	98.00	48.00
1I达旗51 525.0	222.00	0.6702	46.00	98.00	52.00
1I达旗K1 525.0	222.00	0.6703	46.00	98.00	52.00
1I乌北21 230.0	206.00	0.7059	26.00	46.00	20.00
1I伊和21 230.0	206.00	0.7204	26.00	46.00	20.00
1I杨四21 230.0	62.00	0.7292	50.00	82.00	32.00
1I长胜21 230.0	62.00	0.7347	54.00	78.00	24.00
1I薛家21 230.0	62.00	0.7383	54.00	74.00	20.00
1I宁格21 230.0	62.00	0.7384	54.00	74.00	20.00
1I准格21 230.0	62.00	0.7389	54.00	74.00	20.00
1I乌热21 230.0	206.00	0.7394	30.00	38.00	8.00
1I顺达21 230.0	30.00	0.7396	26.00	42.00	16.00

1I万家21	230.0	62.00	0.7404	54.00	74.00	20.00
1I前房21	230.0	62.00	0.7414	54.00	74.00	20.00
1I乌新21	230.0	34.00	0.7445	30.00	38.00	8.00
1I前锋21	230.0	222.00	0.7462	222.00	226.00	4.00
1I清水21	230.0	62.00	0.7462	58.00	70.00	12.00
1I昆河21	230.0	222.00	0.7479	222.00	226.00	4.00
1I高新21	230.0	222.00	0.7483	222.00	226.00	4.00
1I燕山21	230.0	62.00	0.7487	62.00	66.00	4.00
1I希望21	230.0	222.00	0.7498	222.00	226.00	4.00
1I永圣51	525.0	62.00	0.7500	62.00	66.00	4.00
1I永圣K1	525.0	62.00	0.7500	0.00	0.00	0.00
1I希铝21	230.0	222.00	0.7505	0.00	0.00	0.00
1I和林21	230.0	62.00	0.7516	0.00	0.00	0.00
1I乌拉21	230.0	222.00	0.7526	0.00	0.00	0.00

\*\*\* WARNING 最低电压(0.0694pu)超过了限制值(0.570pu)。

上述方式下,功角差最大的两台机是 1I 乌新 G1 和 1E 滦河 GG,最大功角差 4767 度,临河 220kV 母线最低电压 0.42pu, 低于 0.75pu 持续时间 88 周, 系统不稳定。

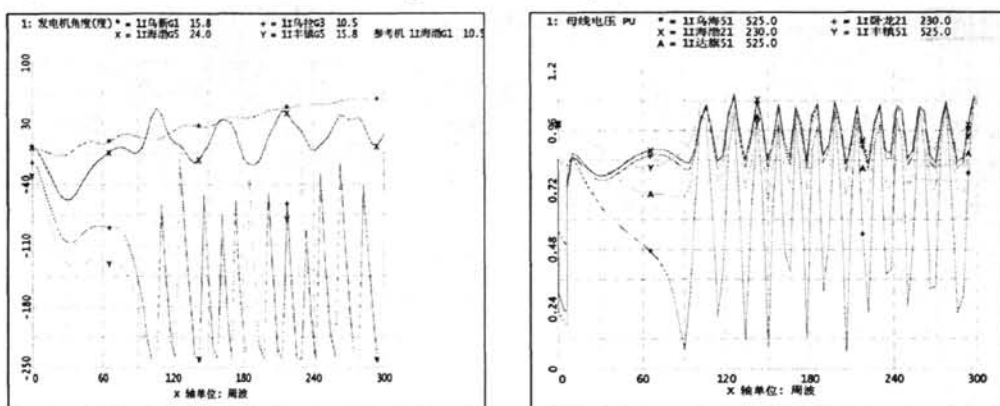


图 4-11 功角偏差图

- 方式 5-2: 大乌海地区装机结构海勃湾 6 机, 蒙华泰 2 机, 华电乌达 2 机, 鄂绒自备 2 机, 机组全开。大乌海地区负荷 1340MW, 鄂绒电厂向蒙西主网输送电力按 200MW 考虑(鄂绒装机容量的 33%), 网架结构见潮流图 5-1。在潮流图 5-2 下, 乌海—棋盘井线路乌海侧发生三永故障, 系统临界稳定, 大乌海其余 220kV 线路发生 N-1 三永故障, 系统稳定。乌海—吉兰太 500kV 线路发生三永故障、吉兰太主变、乌海主变掉闸系统稳定。

以下是在方式 5-2 下设置的典型故障得到的稳定输出信息:

## ①伊和一乌海线路伊和侧发生三永故障：

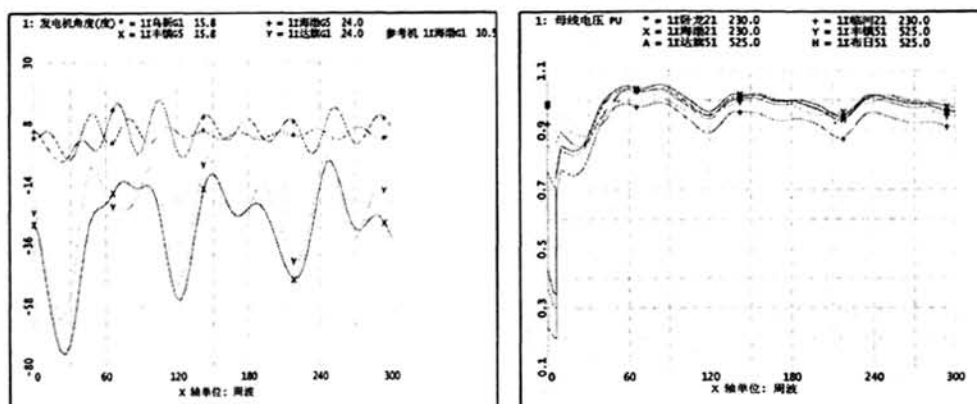


图 4-12 功角偏差图

## ②乌海—棋盘井线路乌海侧发生三永故障：

电压较低的前 50 个节点如下：

表 4-8 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
1I临河21 230.0	30.00	0.5943	10.00	66.00	56.00
1I棋盘21 230.0	30.00	0.6046	10.00	66.00	56.00
1I乌海K1 525.0	34.00	0.6128	14.00	66.00	52.00
1I乌海51 525.0	34.00	0.6128	14.00	66.00	52.00
1I乌审21 230.0	42.00	0.6153	18.00	66.00	48.00
1I乌兰21 230.0	42.00	0.6163	18.00	66.00	48.00
1I杭锦21 230.0	42.00	0.6177	18.00	66.00	48.00
1I东胜21 230.0	42.00	0.6191	18.00	66.00	48.00
1I吉兰51 525.0	34.00	0.6196	14.00	62.00	48.00
1I乌海21 230.0	30.00	0.6255	14.00	62.00	48.00
1I布日21 230.0	42.00	0.6276	18.00	66.00	48.00
1I乌斯21 230.0	34.00	0.6319	14.00	62.00	48.00
1I吉兰21 230.0	34.00	0.6342	14.00	62.00	48.00
1I三盛21 230.0	30.00	0.6359	14.00	62.00	48.00
1I鄂绒21 230.0	30.00	0.6370	14.00	62.00	48.00
1I布日K1 525.0	42.00	0.6511	22.00	66.00	44.00
1I布日51 525.0	42.00	0.6512	22.00	66.00	44.00
1I鄂电21 230.0	30.00	0.6520	14.00	62.00	48.00
1I顺达21 230.0	34.00	0.6556	14.00	58.00	44.00
1I卧龙22 230.0	30.00	0.6607	14.00	54.00	40.00
1I宝山21 230.0	30.00	0.6738	18.00	58.00	40.00
1I卧龙21 230.0	30.00	0.6750	18.00	58.00	40.00

1I杨四21	230.0	50.00	0.6786	34.00	66.00	32.00
1I海渤22	230.0	30.00	0.6788	18.00	50.00	32.00
1I乌北21	230.0	30.00	0.6838	18.00	54.00	36.00
1I长胜21	230.0	50.00	0.6847	34.00	66.00	32.00
1I乌新21	230.0	30.00	0.6860	18.00	54.00	36.00
1I宁格21	230.0	50.00	0.6882	34.00	66.00	32.00
1I薛家21	230.0	50.00	0.6884	34.00	66.00	32.00
1I准格21	230.0	50.00	0.6892	34.00	66.00	32.00
1I伊和21	230.0	30.00	0.6896	18.00	54.00	36.00
1I明安21	230.0	50.00	0.6898	38.00	66.00	28.00
1I万家21	230.0	50.00	0.6900	34.00	66.00	32.00
1I前房21	230.0	50.00	0.6915	34.00	66.00	32.00
1I兴广21	230.0	50.00	0.6922	38.00	66.00	28.00
1I达旗K1	525.0	46.00	0.6959	34.00	62.00	28.00
1I达旗51	525.0	46.00	0.6959	34.00	62.00	28.00
1I清水21	230.0	50.00	0.6960	34.00	66.00	32.00
1I正蓝21	230.0	50.00	0.6968	38.00	62.00	24.00
1I海渤21	230.0	30.00	0.6974	18.00	54.00	36.00
1I永圣51	525.0	50.00	0.6974	38.00	62.00	24.00
1I永圣K1	525.0	50.00	0.6974	38.00	62.00	24.00
1I燕山21	230.0	50.00	0.6988	38.00	66.00	28.00
1I高新51	525.0	46.00	0.7001	30.00	62.00	32.00
1I高新K1	525.0	46.00	0.7002	30.00	62.00	32.00
1I兴和21	230.0	50.00	0.7003	38.00	62.00	24.00
1I温都21	230.0	50.00	0.7008	38.00	62.00	24.00
1I和林21	230.0	50.00	0.7016	38.00	62.00	24.00
1I德岭21	230.0	46.00	0.7019	30.00	62.00	32.00
1I七台21	230.0	50.00	0.7025	38.00	62.00	24.00

方式 5-3: 与方式 5-2 相比, 网络拓补完全一样, 除乌海一卧龙岗 II 发生三永故障, 其余两回不过热以外, 其他稳定行为与方式 5-2 相同。方式 5-3 下顺达—吉兰太线路顺达侧发生三永故障的稳定输出信息 (临界稳定):

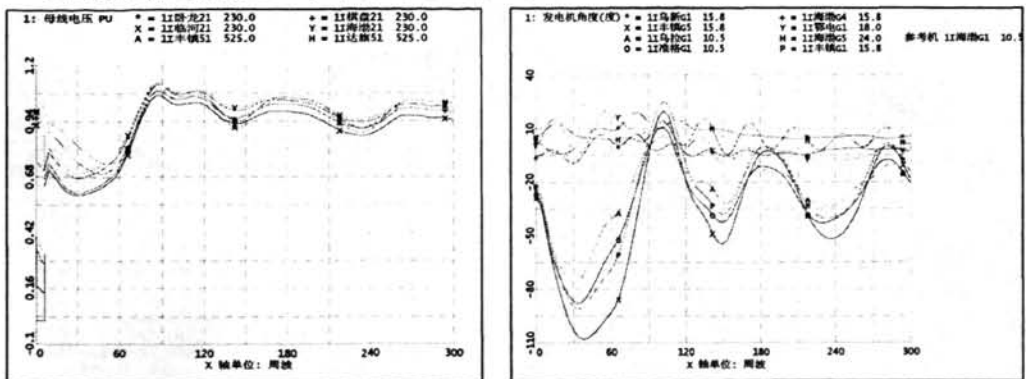


图 4-13 功角偏差图

电压较低的前 50 个节点如下：

表 4-9 电压较低的节点

最低电压列表			电压低于0.7500的列表		
节点	时间(CYC)	最低电压pu	起始时间	终止时间	总时间
11临河21 230.0	34.00	0.6121	14.00	54.00	40.00
11三盛21 230.0	30.00	0.6533	18.00	50.00	32.00
11乌斯21 230.0	38.00	0.6586	22.00	54.00	32.00
11吉兰21 230.0	38.00	0.6610	22.00	54.00	32.00
11棋盘21 230.0	34.00	0.6669	22.00	50.00	28.00
11乌海21 230.0	34.00	0.6815	22.00	50.00	28.00
11吉兰51 525.0	38.00	0.6917	26.00	50.00	24.00
11乌海51 525.0	38.00	0.6968	26.00	50.00	24.00
11乌海K1 525.0	38.00	0.6968	26.00	50.00	24.00
11鄂绒21 230.0	34.00	0.7035	22.00	50.00	28.00
11鄂电21 230.0	34.00	0.7231	26.00	46.00	20.00
11卧龙22 230.0	34.00	0.7253	26.00	46.00	20.00
11乌北21 230.0	30.00	0.7308	26.00	38.00	12.00
11乌兰21 230.0	38.00	0.7383	34.00	46.00	12.00
11乌审21 230.0	38.00	0.7389	34.00	46.00	12.00
11杭锦21 230.0	38.00	0.7401	34.00	46.00	12.00
11伊和21 230.0	30.00	0.7411	26.00	38.00	12.00
11东胜21 230.0	38.00	0.7413	34.00	46.00	12.00
11顺达21 230.0	30.00	0.7507	0.00	0.00	0.00
11布日21 230.0	38.00	0.7509	0.00	0.00	0.00
11海渤22 230.0	34.00	0.7530	0.00	0.00	0.00
11乌热21 230.0	30.00	0.7564	0.00	0.00	0.00
11乌新21 230.0	30.00	0.7566	0.00	0.00	0.00
11宝山21 230.0	30.00	0.7653	0.00	0.00	0.00
11卧龙21 230.0	30.00	0.7666	0.00	0.00	0.00
11布日K1 525.0	38.00	0.7773	0.00	0.00	0.00
11布日51 525.0	38.00	0.7773	0.00	0.00	0.00
11海渤21 230.0	30.00	0.7836	0.00	0.00	0.00
11德岭21 230.0	42.00	0.8191	0.00	0.00	0.00
11杨四21 230.0	42.00	0.8199	0.00	0.00	0.00



1I隆兴21 230.0	42.00	0.8202	0.00	0.00	0.00
1I长胜21 230.0	42.00	0.8242	0.00	0.00	0.00
1I高新51 525.0	42.00	0.8265	0.00	0.00	0.00
1I高新K1 525.0	42.00	0.8265	0.00	0.00	0.00
1I薛家21 230.0	42.00	0.8275	0.00	0.00	0.00
1I准格21 230.0	42.00	0.8280	0.00	0.00	0.00
1I宁格21 230.0	42.00	0.8287	0.00	0.00	0.00
1I万家21 230.0	42.00	0.8297	0.00	0.00	0.00
1I前房21 230.0	42.00	0.8298	0.00	0.00	0.00
1I达旗51 525.0	42.00	0.8299	0.00	0.00	0.00
1I达旗K1 525.0	42.00	0.8299	0.00	0.00	0.00
1I清水21 230.0	42.00	0.8339	0.00	0.00	0.00
1I燕山21 230.0	42.00	0.8351	0.00	0.00	0.00
1I德岭51 525.0	42.00	0.8366	0.00	0.00	0.00
1I和林21 230.0	42.00	0.8373	0.00	0.00	0.00
1I永圣21 230.0	42.00	0.8395	0.00	0.00	0.00
1I昭君21 230.0	42.00	0.8490	0.00	0.00	0.00
1I兴广21 230.0	42.00	0.8525	0.00	0.00	0.00
1I永圣51 525.0	42.00	0.8531	0.00	0.00	0.00
1I永圣K1 525.0	42.00	0.8531	0.00	0.00	0.00

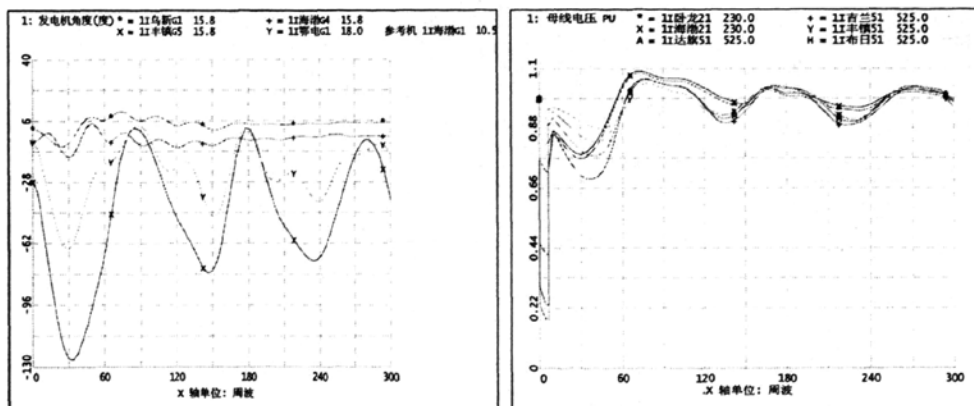


图 4-14 功角偏差图

### 4.3.3 计算结论

经过 5 种大方式计算，可以得出以下结论：

- (1) 达乌环网合环运行，海厂母线并列运行，鄂绒电厂不开机（潮流图 4-1），海厂

- 三期单机运行，大乌海地区内部 220kV 线路发生 N-1 三永故障，系统稳定；海厂三期双机运行，海厂—乌海、海厂—顺达线路发生三永故障，系统失稳。
- (2) 达乌环网合环运行，海厂母线分裂运行，鄂绒电厂不开机（潮流图 4-1），伊和—乌海、伊和—三盛公线路发生三永故障，系统失稳；若海乌一回存在（潮流图 4-2），大乌海地区内部 220kV 线路发生 N-1 三永故障，系统稳定；
- (3) 达乌环网解环运行，海厂母线并列运行，须控制鄂绒电厂向蒙西主网输送电力不大于 100MW，卧龙岗断面极限不大于  $843 \times 90\%$  才能保证电网安全稳定运行。
- (4) 达乌环网解环运行，海厂母线分裂运行，须控制鄂绒电厂向蒙西主网输送电力不大于 120MW（其装机的 20%）才能保证电网的安全稳定运行；若保留海厂—乌海一回线路，须控制鄂绒电厂向蒙西主网输送电力不大于 200MW，才能保证电网安全稳定运行。
- (5) 达乌环网解环运行，会提高布乌线的稳定极限。
- (6) 不论达乌环网解环与否，布乌线西送，大乌海地区内部线路发生 N-1 三永故障，系统稳定。
- (7) 推荐解环方式采用潮流图 4-2 所示的网架。
- (8) 如果采用潮流图 4-2 所示的方案，海厂 5#、6# 机最好直接接入乌海，不要通过卧龙岗变电站，减少故障率。

## 第五章 乌海地区电网供电能力及存在问题

### 5.1 潮流断面分布受限

#### 5.1.1 电力东送

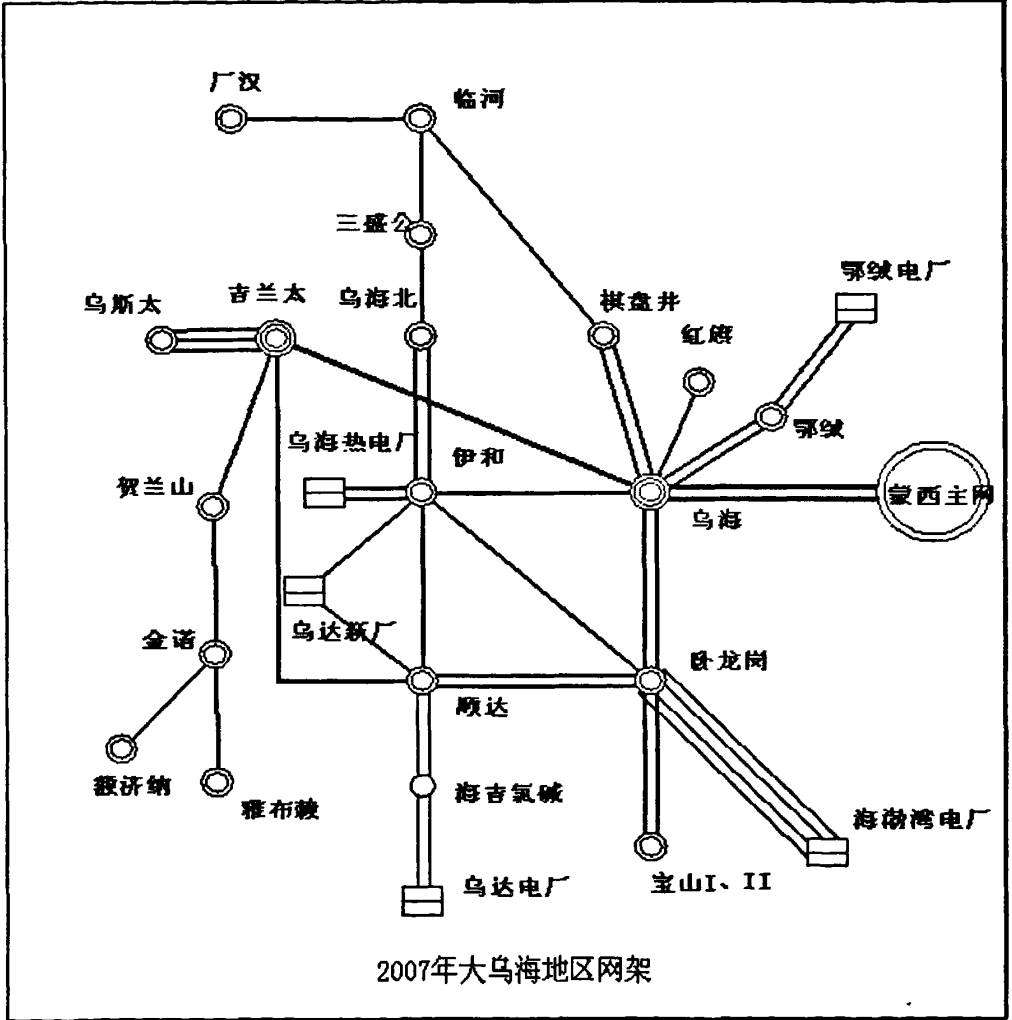


图 5-1 乌海地区网架图

大乌海地区电网发电厂总装机容量合计 2875.5MW (包括鄂绒两台 330 MW 机组), 而该地区 (乌海、阿拉善地区、鄂尔多斯棋盘井、巴彦淖尔临河地区) 最大负荷仅为 1800MW, 发电装机容量远远大于地区负荷, 两者相差 1000MW, 而 500kV 布乌双回极限输送能力仅为 500MW, 导致大乌海地区电网发电机组窝出力大约 500MW。功率因素 0.95 时, 包括厂用电, 除去鄂绒变、临河变、三盛公变、棋盘井变、

阿盟地区,乌海地区实际供电能力 1093(1160)MW,功率因素 0.9 时,包括厂用电,除去鄂绒变、临河变、三盛公变、棋盘井变、阿盟地区,乌海地区实际供电能力 869(900)MW。

### 5.1.2 地区供电能力问题

乌海地区电网发电厂装机容量合计 2215.5MW, 220kV 变电容量为 1590MVA,加上由海勃湾电厂 110kV 供电的地区变电站与西来峰变电站,乌海地区电网的供电能力仅为 1560MW (功率因数取 0.9),且主要分布在海南区与乌达区,海勃湾区供电能力不到 200 MW,限制了负荷的发展。

## 5.2 电网设备容量受限

### 5.2.1 母线过载问题

顺达站 220kV 母线在有些运行方式下(如单母线大负荷运行方式)穿越电流超出了母线允许安全电流,母线严重过载。

### 5.2.2 变电容量不足问题

220kV 顺达站、伊和站在 2005 年都已满负荷运行,而且顺达站在乌达发电厂停两台机情况下已经发生过负荷现象,应引起有关人员的高度重视。如果按装见容量统计,顺达站、伊和站过负荷情况将更为严重。110kV 变电站中,西来峰变电站已满负荷运行,如按负荷装见容量统计,西来峰变电站容载比只有 0.8,主变过负荷极为严重。按负荷装见容量统计,地区变、乌达站都已过负荷运行,哈站、大桥站已满负荷运行。现在受高载能市场不景气影响,大量高载能厂家停产,上述问题暴露不太明显,如高载能市场有所好转,部分高载能厂家恢复生产,上述问题的存在将严重制约乌海电网负荷的增长。

### 5.2.3 供电可靠性差,远远不能满足 N-1 供电要求

220KV 五福变电站、宝山变电站,110kV 巴音变电站、明珠变电站、永安变电站均为单回线供电,且站内均为单台主变运行,110kV 甘德尔变电站、乌兰变电站、骆驼山变电站站内均为单台主变供电,供电可靠性差。

乌海电网设备远远不能满足 N-1 要求,6 座 220KV 变电站(包括用户自建 220 kV 变电站 1 座)均不能满足 N-1 要求,13 座 110kV 变电站中仅有 1 座变电站(海勃湾变电站)满足 N-1 要求,其余 12 座变电站中均不能满足 N-1 要求。

#### 5.2.4 遮断容量不足问题

顺达变电站 10kV 出线遮断容量不满足要求，正常运行时，10kV I、II 段只能分列运行，既不经济，也不安全。随着电网不断发展，电源点不断建设，越来越多的设备将无法满足遮断容量要求。

### 5.3 地区电网方式调整及配电网管理薄弱

#### 5.3.1 西来峰变电站运行方式

110kV 西来峰变电站自建成投运以来，一部分由伊和变电站 110kV 伊西线供电，一部分由 110kV 海西线、地西线供电，为避免电磁环网，110kV I、II 段、35kV I、II 段母线一直分段运行，110kV、35kV I、II 段在倒方式时需电磁合环，不仅运行方式不够灵活，而且可靠性、经济性都比较差。

#### 5.3.2 电压问题

随着 2005 年 500 kV 布乌双回线、500 kV 乌海变电站 2 号主变的投运，乌海电网的电压水平得到很大程度的提高，基本能够保证各站电压在合格范围内。但是受乌海电网负荷特性影响（80%以上为高载能负荷），负荷低谷时，在乌海地调用尽所有的调压手段后，由海勃湾发电厂接带的西来峰变电站 110kV II 段母线及地区变电站 110kV 母线电压仍然过高，经常达到 119kV 以上，只能汇报内蒙中调，由内蒙中调安排调整。

#### 5.3.3 企业自备电厂设备管理

乌海电网企业自备电厂数量已达到 5 家，总装机容量 231.5 MW，并入电网已多年，多数企业自备电厂仅靠单回线与电网联络，安全可靠性能很差，其中有些电厂远动、通信设备年久失修，与乌海地调直通电话已坏，远动信号已无法上传至乌海地调，已不具备并网运行条件。

#### 5.3.4 配网 10kV 手拉手结线达不到互供电要求

为提高乌海电网 10kV 网络供电可靠性，乌海电网 10kV 网络海勃湾区已实现三处手拉手供电，海勃湾变电站 10kV391、3911、3915 配电线路分别与乌兰变电站 9105、9111、9113（9115）形成手拉手结线，但由于受配电线路截面、配电线路出线 CT 变比等限制，还不能完全实现负荷互带。乌海市将在海勃湾区西部、黄河东岸建设滨河区，乌海市政府也将迁至滨河区，滨河区将要大发展，该地区的供电问题需尽快考虑解决。

## 第六章 近期乌海地区电网改造建议

### 6.1 近期乌海电网动态概况

2007年,乌海电网220千伏主网架状况变化较大,一方面五福220千伏变电站由宁夏电网倒回蒙西网、接入500千伏吉兰泰运行,另一方面卧龙岗220千伏输变电工程投运后,地区主网结构对发电厂的依赖进一步减弱,网架配置更为经济合理。年内受国家节能减排政策影响,先后关停海勃湾电厂2\*10万千瓦机组及乌海热电2\*1.5万千瓦机组,新投发电设备有北方公司蒙西电厂2\*30万千瓦机组,乌海电网统调装机容量达236万千瓦。

2007年,乌海电网220千伏输变电工程在建项目较多,其中新建祥和220千伏工程一期18万千伏安主变、扩建黄河、宝山及卧龙岗变电站各一台18万千伏安主变。但是在各项工程投产前,电网220千伏变电容量总体上比较紧张。2007年,地区电网潮流输送受阻的地方主要有是:达旗-布日都-乌海500千伏双回线路与临河至乌海间220千伏线路构成的弱电磁环网,该弱电磁环网限制了乌海地区、阿盟地区、鄂尔多斯接入大乌海地区、鄂尔多斯布日都地区及巴盟地区的供电能力。在没有任何措施的情况下,达乌断面(500千伏达乌+220千伏伊临+220千伏临棋)的输送极限在40万千瓦左右,考虑布日都和乌海安全自动装置的作用,达乌断面的最大输送能力可提高至57万千瓦左右。在临河500千伏变电站投产之前,该弱电磁环将无法打开,影响地区外送电力。

### 6.2 乌海电网薄弱环节改造建议

建议尽快安排设计更换顺达站220kV母线,解决顺达站220kV母线过载问题。加快建设220KV五福变电站、220KV宝山变电站二期工程,将顺达站部分切改至五福变电站接带,将西来峰部分负荷倒至宝山站接带,以缓解顺达站、西来峰站的供电压力。加快卧龙岗220KV变电站建设,将骆驼山110KV变电站、明珠110KV变电站切改至卧龙岗220KV变电站接带,缓解220kV伊和变电站的供电压力。建议在220kV卧龙岗变电站送出工程中,考虑送西来峰两回线路,解决西来峰变电站110kV、35kV I、II段母线分段运行问题,提高该站的可靠性、经济性、灵活性。加快建设乌海北220KV变电站,主要接带新地110KV变电站、巴音110KV变电站、千峰110KV变电站负荷,以缓解伊和220KV变电站的压力。建议在乌海市即将建设的滨河区新建一座220kV或110kV变电站,以彻底解决滨河区供电问题。建议加快实施海勃湾城区配网改造,解决限制配网实现手拉手互供的线路截面小、配电线路出线CT变小等问题,真正实现乌海电网10kV配电网络手拉手供电,以提高乌

海电网 10kV 网络供电可靠性。由于电网新投运的电源项目和变电站、线路不断增多，电网的短路电流和短路容量不断增大，有些变电站的设备已经无法满足电网要求，出现遮断容量不足的问题，必须及时加以更换。否则，将影响到电网的安全运行。由于大乌海电网日趋面临“供大于求”的供电形势和高载能市场的滑坡，电力公司应积极与发电公司协商，出台更加优惠的政策，积极扶持大乌海地区开发负荷，解决乌海电网“窝电”问题。

### 6.3 乌海电网无功优化技术改造建议<sup>[23][24]</sup>

电压是衡量电能质量的重要指标，随着电网的发展和新增高载能负荷的陆续投入，由于高载能负荷有其特定的生产规律，乌海电网电压波动趋势与幅值已经和高载能负荷的生产特性紧密相关，因而从全网不同区域和变电站的运行电压数据已经呈现很大的不协调，高载能负荷集中的宝山站，黄河站，顺达站，五福站随着高载能负荷的启停炉，电压波动幅值很高，甚至固定时段严重超越电压上限，靠主变分头的调节已不能解决电压合格率问题，必须靠投退大容量补偿电容器方式才能有效控制电压在合格水平，因频繁投退电容器而导致电容器故障的变电站有增加的趋势。建议我局根据高载能负荷的生产特性并结合高载能分布密集的变电站进行无功优化技术改造，将固定大容量的无功补偿电容器安装在负荷稳定的城市中心变电站，在高载能负荷集中的变电站安装 VQC 智能分组投切电容器，并且从管理方法上安排高载能负荷错峰生产，形成不同的启停炉生产时段，以保证全网电压水平整体平稳。

### 6.4 乌海电网安全稳定技术措施运用建议<sup>[25][31]</sup>

乌海电网从其地理接线分析，厂站分布过于密集，输电线路都较短，尤其高载能负荷都距电源点很近，因此高载能输电线路或者厂内高压电气的短路故障都对所属变电站主变和电网冲击很大，建议所有高载能用户出线加装限流电抗器，以降低短路电流，并且对高载能用户进线开关保护定值严格整定，时限按 0S 控制，以保证用户厂内高压设备发生短路故障时快速切除故障电流和与站内出线开关实现双重保护。对顺达、五福、宝山、黄河变电站 35KV 母线出线均为高载能负荷的特点，要求其站内 35KV 母线分裂运行且出线开关重合闸均退出运行，采取以上措施的目的就是最大可能的降低高载能线路短路对变电站设备和电网的冲击。

## 第七章 结论

乌海地区高载能负荷的快速增长对地区电网的供电能力和安全运行水平提出更高要求,乌海电网局部供电能力甚至不能满足当地负荷增长的需要,严重影响了我局的增供扩销和当地经济的发展,本文结合乌海现有网架进行分析,采用科学计算手段分析得出乌海电网的供电薄弱环节,并提出整改意见和合理电网规划方案,总结本文工作,取得如下成果和结论:

1. 在研究课题的过程中,对乌海现有网架(包括主干线路、主变、地区装机、负荷分布等)进行科学准确统计,建立潮流计算数据库,全面掌握乌海地区电网潮流分布和现有供电能力。
2. 结合新增负荷和预计新增负荷分布进行科学统计与分类,并采用科学计算考证乌海电网承受大负荷的供电能力水平,得出地区 220KV 主网架传输线路满足要求,220KV 部分枢纽站主变容量需要增容,部分 110KV 供电区域存在瓶颈的结论,近期可采用调整电网运行方式和部分电网切改方案的实施以满足新增负荷的接入,远期则通过新建或改建变电站,合理规划建设电网以满足地区未来负荷发展需要。
3. 对乌海电网的安全运行水平和供电可靠性进行分析研究,并根据乌海电网和内蒙古主网的联络接线方式进行分析,指出短期内乌海外送电力因联络通道而受限,只有最大开发乌海供电区当地负荷,实行负荷就地消化才能解决乌海本地电厂窝出力现象。
4. 结合乌海中长期负荷增长预测和电源点建设项目合理规划乌海电网的发展框架,把乌海电网建设成为既能满足区域内不断增长负荷供电需要,也能满足网内电厂外送电力的需要。

最后由于作者水平有限,错误和不足在所难免,恳请各位专家和学者批评指正!



## 参考文献

- [1] 岳航, 连众. 乌海电网运行状况分析. 内蒙古电力技术, 2004, 22(2): 4~5
- [2] 王刚, 纳彬. 乌海电网的建设及发展规划. 内蒙古电力技术, 2004, 22(2): 14~15
- [3] 王波安. 浅谈乌海电网降低网损率的措施. 内蒙古电力技术, 2007, 25(4): 56~58
- [4] 张红光, 万江, 王如祥. 乌海地区供电能力分析. 内蒙古电力技术, 2001,3(6): 14~16
- [5] 国家电网公司. 供电可靠性管理实用技术. 北京: 中国电力出版社, 2008, 23~60
- [6] 范绍彭. 电气运行. 北京: 中国电力出版社, 2006, 120~161
- [7] 王永干. 电力市场概论. 北京: 中国电力出版, 2002, 56~60
- [8] 郭永基. 电力系统及电力设备的可靠性. 电力系统自动化, 2001, 4(17): 24~28
- [9] 王主丁, 杨秀苔, 蒲心懋, 等. 复杂输电网络规划优化模型及其两步算法的研究. 电力系统及其自动化学报, 1994, 5(01): 45~49
- [10] Borgulya I; A ranking method for multiple-criteria decision-making [M];International Journal of Systems Science; 1997 年
- [11] Yager R R; A procedure for ordering fuzzy subsets of the unit interval [M];Information Sciences; 1981 年
- [12] Barney, J.B., "Strategic factor markets: Expectations, luck and business strategy" Management Science 1996 pp. 1231-1241
- [13] 赵颖, 王琳. 提高青岛电网供电可靠性的研究. 山东电力技术, 2008, 1: 43~46
- [14] 孙士云, 刘宗宾, 胡泽红, 等. 昆明城市电网供电能力模糊评估. 昆明理工大学学报, 2008, 33(1): 65~69
- [15] 陈健瑜. 提高广东电网供电可靠率的措施分析. 工程技术, 2008, 4: 53
- [16] 张海青. 磴口地区电网的供电研究: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学电力工程系, 2003
- [17] 裴长生, 郭若颖, 郭秀玲, 等. 2000~2002 年太原电网供电可靠性分析. 电力学报, 2003, 18(2): 152~155
- [18] Chen,Homin;Chen,Tain-Jy, "Asymmetric strategic alliances" Journal of Business Research 2002 pp. 1007-1013
- [19] R.A.Jones,et al,Staged Tests Increase Awareness of ArcFlash Harzards in Electrical Equipment,IEEE Petroleum and Chemical Indutry Conference,September 1997

- [20] 肖海南. 苏州市城市中低压电网供电能力评估的研究: [硕士学位论文]. 南京: 南京理工大学动力工程系, 2002
- [21] 沈如刚. 电力系统无功功率综合优化一、二次规划法. 电机工程技术学报, 1998, 16(5): 14~17
- [22] 杨济三. 静止无功补偿和高压直流控制系统的研制. 电力电子技术, 1994, 8(3): 1~6
- [23] 邱丽萍. 城市电网最大供电能力评估算法研究: [硕士学位论文]. 北京: 中国电力科学研究院, 2006
- [24] Ota h, kitayama y, ito h. development of transient stability control system(TSC system) based on on-line stability calculation. IEEE transactions on power systems, 1996,11(3):1163~1472
- [25] Joe air jiang, ying hong lin. An adaptive PMU base fault detection/location technique for transmission lines-part 2: PMU impenmentation and performance evaluation. IEEE transmission on power delivery/IEEE power engineering society, 200015(4):1136~1146
- [26] A Radovanovic, Using the internet in networking of synchronized phasor measurement unit. International Journal of Electrical Power&Energy System,2001, 23(3):245~250
- [27] Stanton, Stewart E Slivinshy. Application of phasor measurements and partial energy analysts in stabilizing larger disturbances. IEEE Transactions on Power Systems, 1998,10(1):297~306
- [28] Kosterev, D N Esztergalyos, J Stigers. A Feasibility Sturdy of using Synchronized phasor measurements for generator dropping controls in the Colstrip system. IEEE transactions on power systems, 1998, 13(3): 755~761
- [29] 方勇杰, 范文涛. 在线预决算的暂态稳定控制系统. 电力系统自动化, 1999, 23(1): 23~25
- [30] 孙光辉. 区域稳定控制中的若干技术问题. 电力系统自动化, 1999, 23(3): 65~69
- [31] 余颐鑫, 王成山. 电力系统稳定性理论和方法. 北京: 科学出版社, 1999

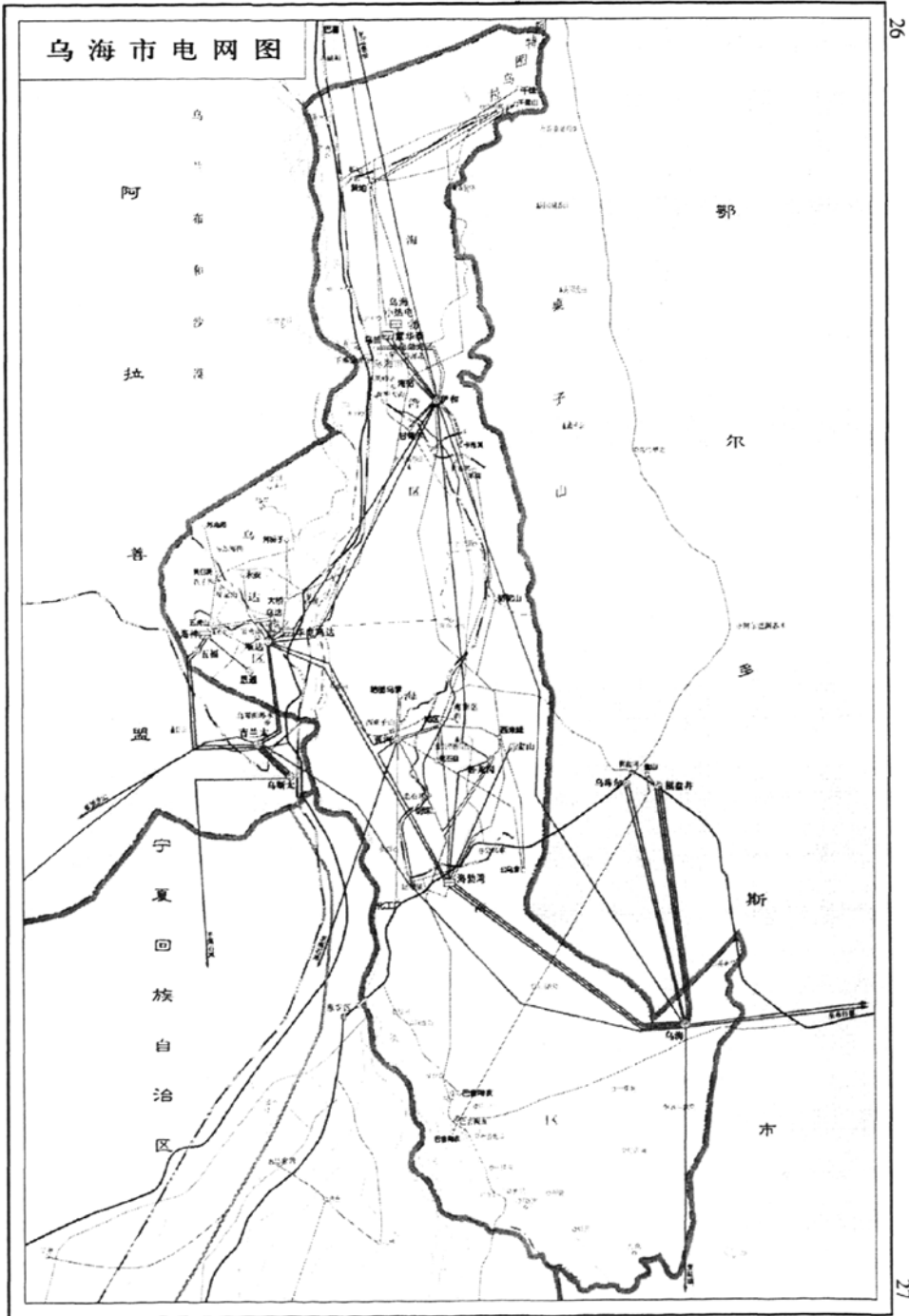
## 致 谢

本文是在导师常鲜戎教授的精心指导下完成的。在整个工程硕士课程学习阶段和课题研究阶段，始终得到导师、任课老师及研究生院老师们的关心和帮助，几年来，作者学业上的点滴进步都凝聚着恩师们的心血。老师们渊博的知识、严谨求实的学风和忘我奉献的精神使我终生受益。

值此论文完成之际，谨向老师们表示衷心地感谢和崇高的敬意！

另外在论文撰写期间，得到了乌海电业局总工程师刘侠高工的大力支持和技術上的帮助，在此一并表示深深谢意！

附录



附表1 乌海地区电网直辖输电线路参数一览表

2007 年底乌海地区电网直辖 220KV 线路参数表				
序号	名称	两侧厂站	导线型号	长度 (km)
1	乌祥线	乌海 500 站—祥和站	LGJ-400	81.3
2	祥公线	祥和站—巴盟三盛公站	LGJ-400	75.5
3	祥伊 I 回	祥和站—伊和站	2×LGJ-400	25.6
4	祥伊 II 回	祥和站—伊和站	2×LGJ-240	25.396
5	海卧线	海厂—卧龙岗站	2×LGJ-240	5.89
6	临棋线	临河东郊变—棋盘井	2×LGJ-240	115.00
7	华伊线	乌达华电—伊和站	2×LGJ-240	28.824
8	华顺线	乌达华电—顺达站	2×LGJ-240	4.955
9	伊顺线	伊和站—顺达站	2×LGJ-240	32.00
10	海顺线	海厂—顺达站	2×LGJ-240	25.978
11	海宝线	海厂—宝山站	2×LGJ-240	9.277
12	卧宝线	卧龙岗站—宝山站	2×LGJ-240	3.876
13	海乌 I 线	海厂—乌海 500 站	2×LGJ-240	30.487
14	海乌 II 线	海厂—乌海 500 站	2×LGJ-240	32.205
15	海乌 III 线	海厂—乌海 500 站	2×LGJ-240	32
16	海黄线	海厂—黄河站	2×LGJ-240	13.05
17	黄顺线	黄河站—顺达站	2×LGJ-240	16.937
18	海和 I 回	蒙华泰—伊和站	2×LGJ-240	8.971
19	海和 II 回	蒙华泰—伊和站	2×LGJ-240	8.971
20	吉顺 II 线	吉兰泰 500 站—顺达站	2×LGJ-300	11.055
21	吉顺 I 线	吉兰泰 500 站—顺达站	2×LGJ-300	9.84
22	神福 I 回	海神电厂—五福站	2×LGJ-300	3.251
23	神福 II 回	海神电厂—五福站	2×LGJ-300	3.246
24	卧伊线	卧龙岗站—伊和站	2×LGJ-240	36.4
25	吉福 I 回	吉兰泰 500 站—五福站	2×LGJ-300	5.045
26	吉福 II 回	吉兰泰 500 站—五福站	2×LGJ-300	5.045

2007 年底乌海地区电网直辖 110KV 线路参数表

序号	名称	两侧厂站	导线型号	长度(km)
1	新巴线	新地站—巴音站	LGJ-185	7.946
2	伊兰 I 回	伊和站—乌兰站	LGJ-185	11.686
3	伊兰 II 回	伊和站—乌兰站	LGJ-185	11.686
4	伊勃 I 回	伊和站—海站	LGJ-185	4.856
5	伊勃 II 回	伊和站—海站	LGJ-185	4.524
6	伊新线	伊和站—新地站	LGJ-185	23.529
7	伊西线	伊和站—西来峰站	LGJ-185	29.78
8	卧西 II 回	海厂—西来峰站	LGJ-185	5.058
9	顺乌 I 回	顺达站—乌达站	LGJ-185	1.979
10	顺乌 II 回	顺达站—乌达站	LGJ-185	1.931
11	海热线	海站—乌海热电厂	LGJ-150	7.73
12	热新线	乌海热电厂—新地站	LGJ-150	19.275
13	海大线	海站—大桥站	LGJ-150	23.78
14	黄地 I 回	黄河变—地区变电站	LGJ-185	3.273
15	黄地 II 回	黄河变—地区变电站	LGJ-185	3.232
16	黄哈 I 回	黄河变—哈站	LGJ-185	3.378
17	黄哈 II 回	黄河变—哈站	LGJ-185	3.093
18	地西线	地区站—西来峰站	LGJ-185	9.536
19	海地 II 回	海厂—地区站	LGJ-185	14.29
20	顺桥线	顺达站—大桥站	LGJ-185	4.63
21	伊甘 I 回	伊和站—甘德尔站	LGJ-185	4.769
22	伊甘 II 回	伊和站—甘德尔站	LGJ-185	4.769
23	伊骆线	伊和站—骆驼山站	LGJ-185	13.927
24	顺永线	顺达站—永安站	LGJ-185	10.48
25	伊西 T 接线	伊和站—西来峰站—骆驼山站	LGJ-185	6.572
26	黄明线	黄河站—明珠站	LGJ-185	11.063
27	黄汇线	黄河站—汇丰硅电	LGJ-185	14.236
28	黄化线	黄河站—海化	LGJ-150	11.2
29	明巴线	明珠站—巴音陶亥站	LGJ-185	11.875

2007 年底乌海地区电网直辖 35KV 线路参数表

序号	名称	两侧厂站	导线型号	长度(km)
1	伊卡 I 回	伊和站—卡站	LGJ-95	6.501
2	伊卡 II 回	伊和站—卡站	LGJ-95	9.068
3	乌河线	乌达电厂—河拐站	LGJ-95	8.49
4	海千线	海站—千站	LGJ-95	21.75
5	新千线	新地站—千站	LGJ-120	5.2
6	碱合线	碱站—满都拉合金厂	LGJ-95	1.865
7	新合线	新地站—满都拉合金厂	LGJ-185	12.055
8	地宝线	地区变—宝山电石厂	LGJ-150	2.349
9	地老线	顺达站—乌达站	LGJ-95	5.584
10	黄老线	黄河站—老站	LGJ-95	3.6
11	老化线	老站—化工厂	LGJ-95	9.36
12	老化分支	T 接拉站	LGJ-95	1.988
13	乌化线	乌达站—二厂	LGJ-185	17.594
14	伊黄线	伊和变—二厂站	LGJ-240	5.69
15	卡亨线	卡站—亨通厂	LGJ-95	7.143
16	棋巴线	伊盟盘山变—巴音陶亥站	LGJ-185	29.57

附表2 目前乌海电网直辖变电站变电容量

2007 年底乌海地区电网直辖变电站变电容量 (单位: MVA)				
总容量		220KV	110KV	35KV
3117.65		2010	1055	52.65
序号	厂站名称	主变编号	额定容量	额定电压
1	伊和站	1	120	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 38.5 / 10.5$
		2	120	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 38.5 / 10.5$
2	顺达站	1	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 10.5$
		2	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 10.5$
3	黄河站	1	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 \pm 2 \times 2.5\% / 38.5 / 10.5$
		2	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 \pm 2 \times 2.5\% / 38.5 / 10.5$
4	宝山站	1	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5$
		2	180	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5$
		3	180	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5$
5	五福站	1	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 38.5 / 10.5$
		2	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 38.5 / 10.5$
6	卧龙岗站	1	180	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 10.5$
7	祥和站	1	180	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 121 / 10.5$
8	慧通站(用户站)	1	150	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 / 10.5$
		2	200	$220 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 / 10.5$
9	海站	1	31.5	$110 \pm 3 \times 2.5\% / 35 \pm 3 \times 2.5\% / 10$
		2	31.5	$110 \pm 3 \times 2.5\% / 35 \pm 3 \times 2.5\% / 10$
10	新地站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		2	20	$121 + 4 \times 1.25\% / 35 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121 - 12 \times 1.25\% /$
11	乌兰站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$
		2	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$
12	地区站	1	31.5	$121 + 4 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121 - 12 \times 1.25\% /$
		2	31.5	$121 + 4 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121 - 12 \times 1.25\% /$
		3	40	$121 + 4 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121 - 12 \times 1.25\% /$
13	哈站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		2	20	$110 \pm 2 \times 2.5\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		3	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$



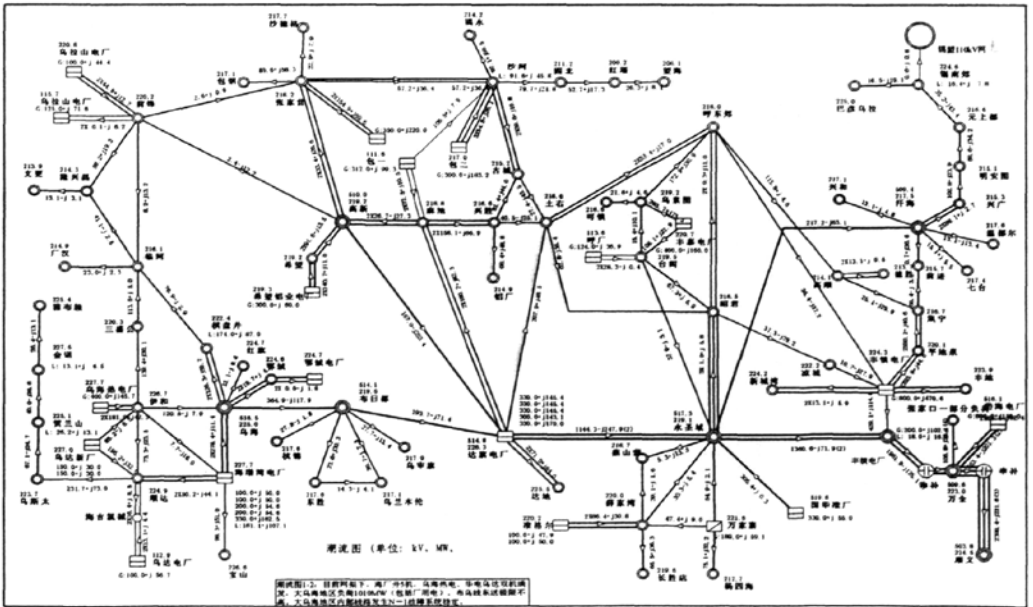
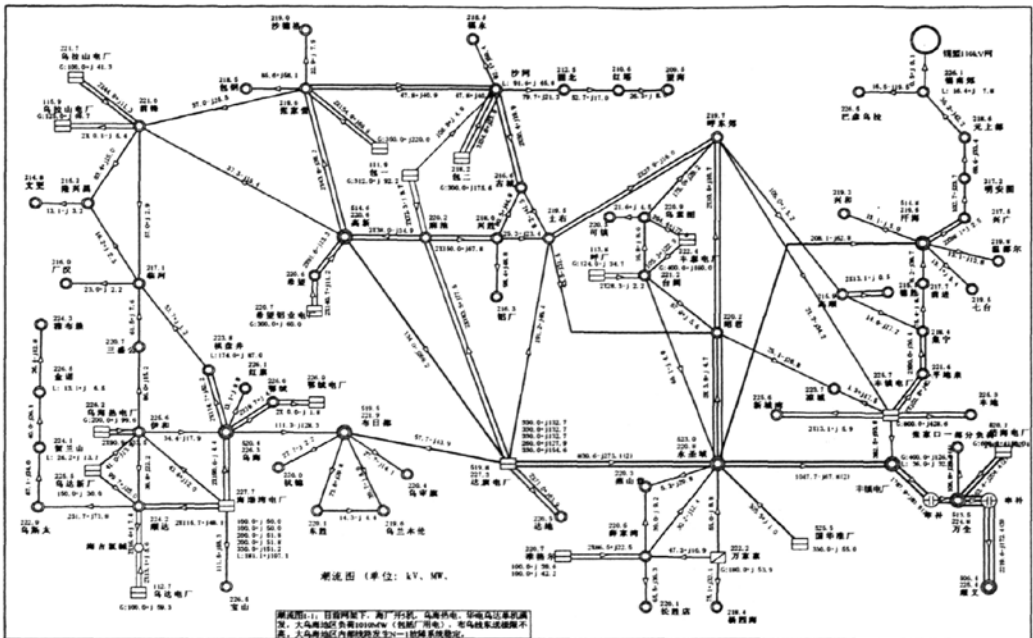
14	西来峰站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		2	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		3	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
15	乌达站	1	31.5	$121+4 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121-12 \times 1.25\% /$
		2	31.5	$121+4 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121-12 \times 1.25\% /$
16	大桥站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		2	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
17	顺达站	3	63	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
		4	63	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
18	甘德尔站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$
		2	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$
19	骆驼山站	1	40	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
20	永安站	1	20	$121+4 \times 1.25\% / 35 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$ $121-12 \times 1.25\% /$
21	明珠站	1	20	$110 \pm 2 \times 2.5\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
22	滨河站	1	50	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$
23	巴音陶亥站	1	50	$110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$
24	老石旦站	1	10	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 10.5 / 6.3$
		2	6.3	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 10.5 / 6.3$
25	拉僧庙站	1	4	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 10.5$
		2	4	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 10.5$
26	河拐子站	1	6.3	$35 \pm 5\% / 10.5$
27	千钢站	1	3.2	$35 \pm 5\% / 6.3$
		2	5.6	$35 \pm 5\% / 6.3$
28	卡布其站	1	6.3	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 6.3$
		2	6.3	$35 \pm 3 \times 2.5\% / 6.3$
29	巴乡站	1	3.15	$35+2 \times 5\% (-1 \times 5\%) / 10.5$
		2	6.3	$35+2 \times 5\% (-1 \times 5\%) / 10.5$

附表3 2007年底乌海地区电网发电厂统计

序号	发电厂名称	装机 (MW)	最大可调出力 (MW)	单机组合 (MW)	接入电压等级 (kV)
1	海勃湾电厂	1060	1060	2×200+2×330	220
2	蒙华泰乌海热电厂	400	400	2×200	220
3	华电乌达热电厂	300	300	2×150	220
4	蒙西电厂	600	600	2×300	220
5	乌达电厂	112	112	2×6+4×25	110
6	大漠电厂	50	50	2×25	35
7	海神电厂	300	300	2×150	220
8	乌达矸电	24	24	2×6+12	35
9	海化电厂	15	15	2×1.5+12	110
10	西水泥电厂	18	18	3×6	10
11	蒙西水泥电厂	42	42	3×6+2×12	35
12	千钢电厂	18	18	3×6	110
13	合计	2939			

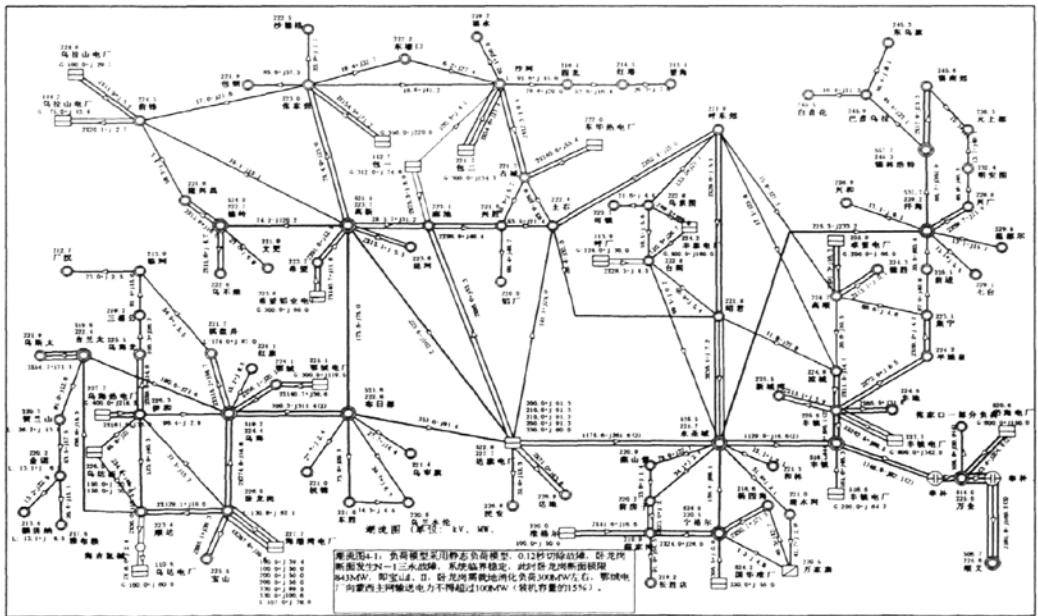
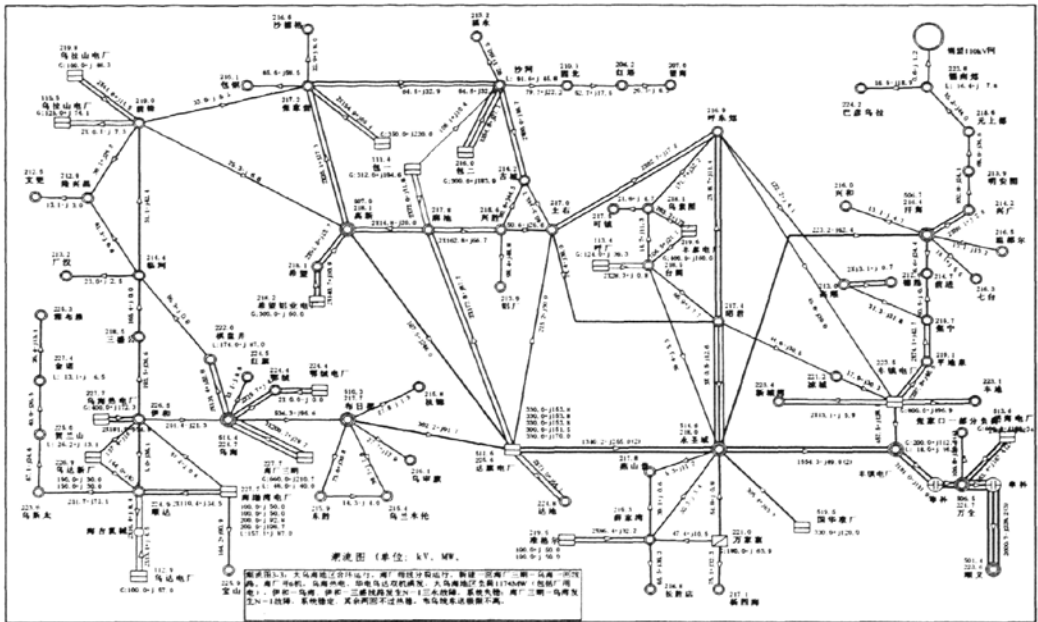
附表 4 网内自备电厂情况

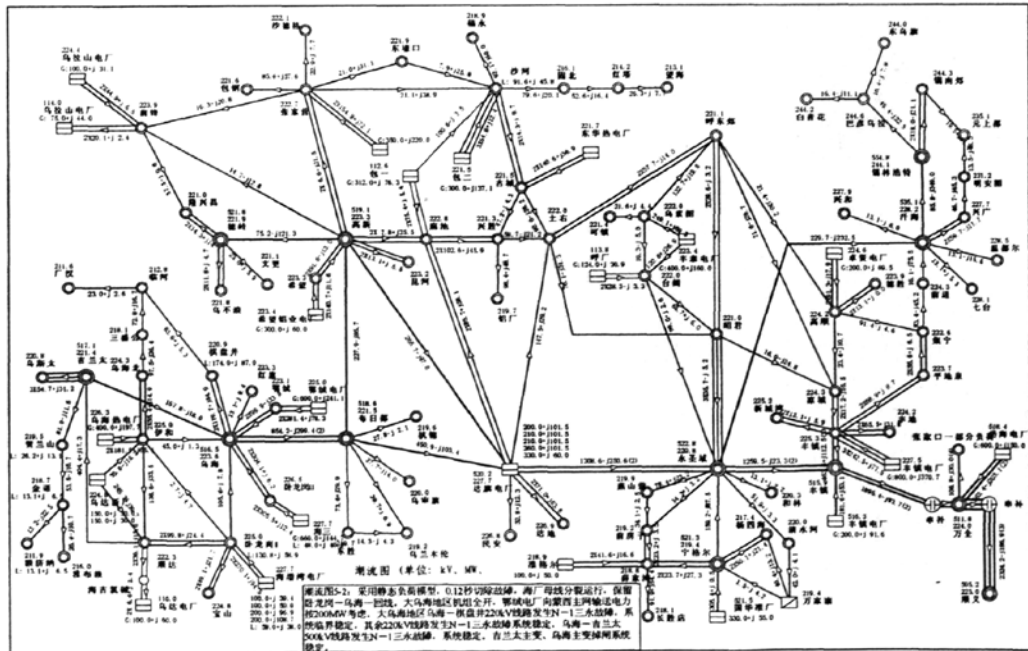
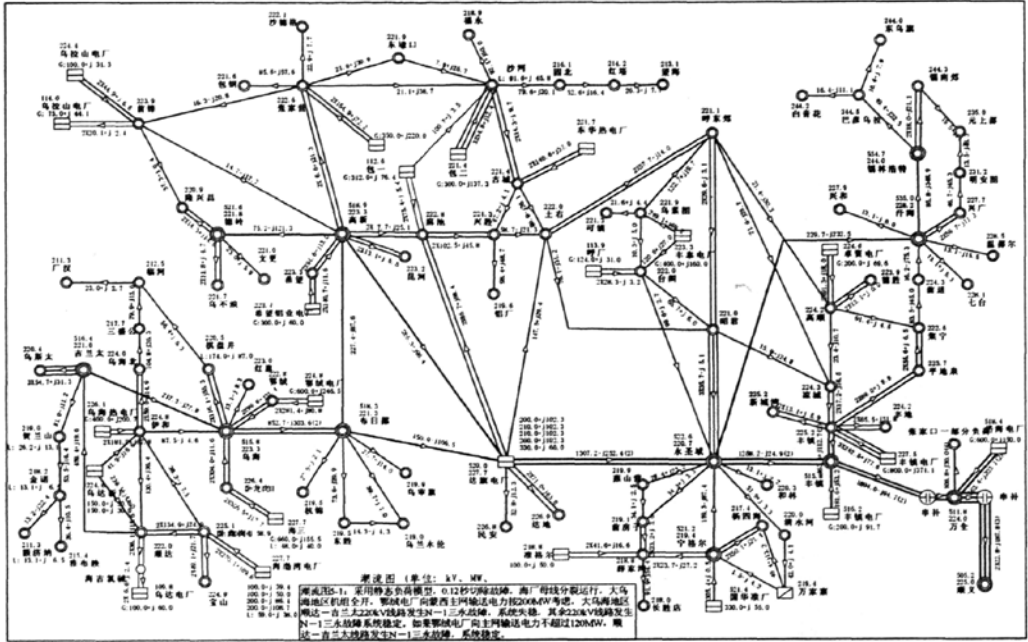
厂名	机组台数	开机方式	端口出力	交换功率
乌达电厂	4*25MW+2*6MW	4 台大机	90MW	送网 8MW
乌矿矸电	2*6MW+12MW	全开	23 MW	送网 14MW
大漠电厂	2*25MW	全开	42MW	
海化电厂	2*1.5MW+12MW	一大一小	10MW	用网 2.5MW
西水电厂	3*6MW	2 台	11MW	用网 11MW
蒙西电厂	2*12MW+3*6MW	全开	42MW	用网 8MW
千钢电厂	3*6MW	1 台	6MW	用网 9.7MW
海神电厂	2*150MW	1 台	150MW	送网 20MW
合计	603MW			













## 攻读工程硕士学位期间发表的学术论文和参加科研情况

- [1]周亚光.《乌海电网弧光接地过电压研究》，内蒙古石油化工，已发表；
- [2]周亚光.《大乌海地区电网现状分析》，内蒙古电力技术，已发表。