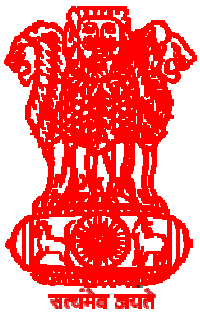


वार्षिक रिपोर्ट

ANNUAL REPORT

2013-14

भारत सरकार GOVERNMENT OF INDIA

विद्युत मंत्रालय MINISTRY OF POWER

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति

NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE

शिलांग SHILLONG

विषय सूची CONTENTS

सं. **No.**			विवरण **Description**	पेज सं. **Page No.**
अध्याय **Chapter 1**			**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य, संगठनात्मक स्थापना और बजट Introduction, Constitution, Functions, Organizational setup and Budget of North- Eastern Regional Power Committee**	**1-7**
1.1	**परिचय** Introduction			1
1.2	**एनईआरपीसी के संविधान** Constitution of NERPC			3
1.3	**एनईआरपीसी का कार्य** Functions of NERPC			3
	1.3.1	**वाणिज्यिक** Commercial		4
	1.3.2	**प्रचालन** Operational		4
	1.3.3	**संरक्षण** Protection		5
	1.3.4	**निगरानी और डेटा प्रबंधन** Monitoring and Data Management		6
1.4	**एनईआरपीसी के बजट** Budget of NERPC			7
अध्याय **Chapter 2**			**क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance**	**8-19**
2.1	**स्थापित क्षमता** Installed Capacity			8
2.2	**उत्पादन** Generation			9
2.3	**माँग** Demand			10
2.4	**ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता** Energy Requirement Vs. Availability			11
2.5	**अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय** Inter-regional Energy Exchange			13
2.6	**आवृत्ति** Frequency			13
2.7	**वोल्टेज** Voltage			14
2.8	**संयन्त्र भार गुणांक** Plant Load Factors			14
2.9	**प्रणाली भार गुणांक** System Load Factors			15
2.10	**समांतर उद्यम** Parallel Operation			15
2.11	**जलाशय स्तर** Reservoir Levels			16
2.12	**विद्युत कटौती** Power Cuts			16
2.13	**इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन** Units & Transmission Lines Commissioned			16
2.14	**उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति** Progress of construction of Generating Units & Transmission Elements			17
2.15	**केंद्रीय विद्युत का आवंटन** Allocation of Central Sector Power			21

सं. **No.**	विवरण **Description**	पेज सं. **Page No.**
अध्याय **Chapter 3**	ग्रिड व्यवधान **Grid Disturbances**	**23-24**
अध्याय **Chapter 4**	**वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ** **Commercial and Energy Accounting Activities**	**25-30**
4.1	**क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए)** Regional Energy Accounting (REA)	25
4.2	**विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम)** Deviation Settlement Mechanism (DSM)	27
4.3	**डीएसएम देय** DSM Payable	28
4.4	**पारेषण शुल्क** Transmission Tariff	29
अध्याय **Chapter 5**	**प्रचालन, संरक्षण, संचार और प्रणाली का अध्ययन** **Operation, Protection, Communication & System Studies**	**31-35**
5.1	**यूएफआर प्रणाली** UFR Scheme	31
5.2	**विशेष संरक्षण प्रणाली** Special Protection Scheme	34
5.3	**यूएफ रिले का निरीक्षण** Inspection of UF relays	34
5.4	**दीपायन योजना** Islanding Scheme	35
5.5	**नए एसएलडीसी का निर्माण** Setting up of new SLDCs	35
अध्याय **Chapter 6**	**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें** **Meetings of North-Eastern Regional Power Committee**	**36-40**
6.1	**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक** North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	36
6.2	**तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक** Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	37
6.3	**वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक** Commercial Committee (CC) Meeting	38
6.4	**संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक** Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	39
6.5	**संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक** Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	40
अध्याय **Chapter 7**	**रिपोर्ट एवं प्रमाणन** **Reports & Certification**	**41**
7.1	**रिपोर्ट** Reports issued	41
7.2	**पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन** Certification of Transmission Availability	41

सं. No.	अनुलग्नक Annexures	पेज सं. Page No.
I	31/03/2014 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2014	44-46
II	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnal of NERPC Secretariat as on 31.03.2014	47
III	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2014	48
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष 2013-14 के दौरान वित्तीय बजट Financial budget of NERPC during the year 2013-14	49
V	वर्ष 2013-14 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2013-14	50
VI	वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2013-14	51
VII	वर्ष 2013-14 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2013-14	52
VIII	वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2013-14	54
IX	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water level and Energy Content of major Reservoirs	55
X	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) ऊर्जा Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy	56
XI	दीपायन योजना Islanding Scheme	57
XII	वर्ष 2013-14 के दौरान आयोजित समितियों की बैठक List of meetings during the year 2013-14	58
	प्रदर्श Exhibits	
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	60
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	61
II	31/03/2014 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31-03-2014	62
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during five years	63
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	64
V	वर्ष 2013-14 में माहवार उच्चतम माँग / माँग पुर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2013-14	65
VI	वर्ष 2013-14 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता / उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2013-14	66
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	67
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	68
IX	वार्षिक भार गुणांक वक्र Annual Load Factor Curve	69
X	प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs	70-71
XI	प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs	72

31/03/2014 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EARTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2014

श्री मानिक दे
माननीय विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार एवं
अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति
Shri Manik Dey
Hon'ble Minister of Power, Govt. of Tripura &
Chairman, North Eastern Regional Power Committee

श्री टन्गा बयालिंग,
माननीय विद्युत मंत्री, अरुणाचल प्रदेश सरकार
Shri Tanga Byaling,
Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Arunachal Pradesh

श्री प्रद्युत बोरडोलोई,
माननीय विद्युत मंत्री, असम सरकार
Shri Pradyut Bordoloi,
Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Assam

श्री ओ.आई.सिंह,
माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार
Shri O. I. Singh
Hon'ble Chief Minister & Minister of Power,
Govt. of Manipur

श्री लाल थानहावला,
माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार
Shri Lal Thanhawla,
Hon'ble Chief Minister & Minster of Power,
Govt. of Mizoram

31/03/2014 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EARTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2014

श्री नैफ्यु रिओ,
माननीय विद्युत मंत्री, नगालैण्ड सरकार
Shri Neiphiu Rio,
Hon'ble Chief Minister & Minister of Power,
Govt. of Nagaland

श्री क्लेमेंट मारक,
माननीय विद्युत मंत्री, मेघालय सरकार
Shri Clement Marak
Hon'ble Minister of Power
Govt. of Meghalaya

श्री पी. के.पाहवा
सदस्य (जी ओ एण्ड डी), केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
Shri P. K. Pahwa
Member (GO&D),
Central Electricity Authority

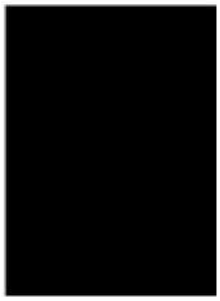
श्री ए. गोयल, आई ए एस
आयुक्त एवं सचिव (विद्युत) , असम सरकार
Shri A. Goel, IAS
Commissioner & Secretary (Power),
Govt. of Assam

श्री के.तायेंग, आई ए एस
सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार
Shri K. Tayeng, IAS
Secretary (Power), Govt. of Ar. Pradesh

श्री राजेश अग्रवाल, आई ए एस
प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार
Shri Rajesh Agrawal, IAS
Principal Secretary of Power,
Govt. of Manipur

31/03/2014 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EARTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2014

श्री बी.के. देव वर्मा, आई ए एस
प्रधान सचिव (विद्युत), मेघालय सरकार
Shri B. K. Deb Verma, IAS
Commissioner & Secretary (Power),
Govt. of Meghalaya



अभि.लियांचुंगनुंङा
सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार
Er. Lianchungnunga
Secretary (Power),
Govt. of Mizoram

श्री.एल.किरे, आई.एफ.एस
प्रधान सचिव विद्युत, नगालैqड सरकार
Shri L.Kire, IFS
Principal Secretary of Power,Govt. of Nagaland

श्री एस.आर.कुमार, आई ए एस
प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार
Shri S. R. Kumar, IAS
Principal Secretary of Power,
Govt. of Tripura

श्री के.वी ईअपेन, आई ए एस,
अध्यक्ष, असम राज्य विद्युत बोर्ड
Shri K.V, Eapen, IAS
Chairman,
Assam State Electricity Board

श्री जी.के. दास,
प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार
Shri G.K. Das
Managing Director, AEGCL
Govt. of Assam

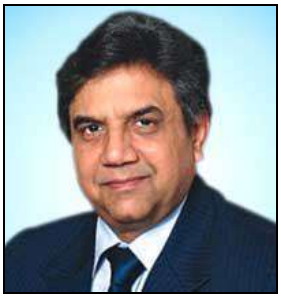
31/03/2014 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EARTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2014

श्री डब्लू.एम.एस. परिआत, आई ए एस,
अध्यक्ष, मेघालय राज्य विद्युत बोर्ड
Shri W.M.S. Pariat, IAS
Chairman,
Meghalaya State Electricity Board

श्री एस.के.राय,
अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक, टीएसईसीएल
Shri S.K. Ray,
Chairman &.Managing Director
TSECL

श्री पी. सी. पंकज,
अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड
Shri P. C. Pankaj,
Chairman & Managing Director
NEEPCO Ltd.

श्री ए.बी.एल. श्रीवास्तव
निदेशक (वित्त), एन.एच.पी.सी.
Shri A.B.L. Srivastava
Director (Finance),
N.H.P.C.



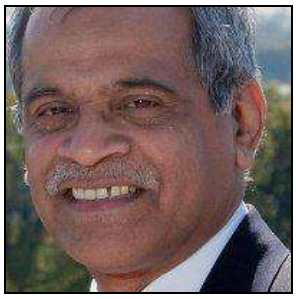
श्री आई.जे. कपूर,
निदेशक (वाणिज्य), एनटीपीसी
Shri I.J. Kapoor
Director (Commercial), NTPC

श्री आर.एन. नायक
निदेशक (ऑपरेशन और परियोजनाएं), पावरग्रिड
Shri R.N. Nayak
Director (Opn. & Projects),
POWERGRID

31/03/2014 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EARTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2014

श्री ए. के. अग्रवाल
सी.ई.ओ., एनवीवीएनएल
Sh. A.K. Agrawal
C.E.O., NVVNL

श्री दीपक अमिताभ, आई ए एस
निदेशक (ऑपरेशन),
पावर ट्रेडिंग कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड
Shri Deepak Amitabh , IAS
Director (Operation),
Power Trading Corporation of India Ltd



श्री एस.के. सोनी,
कार्यकारी निदेशक (ओ एस), एन.एल.डी.सी.
Shri S.K. Soonee,
Executive Director (OS), NLDC

श्री टी. एस. सिंह
महाप्रबन्धक, एनईआरएलडीसी
Shri T.S. Singh
General Manager
N.E.R.L.D.C.

श्री एस. के. मोहापात्र, आई ई एस (सी पी ई एस)
सदस्य सचिव (प्रभारी), उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति
Shri S. K. Mohapatra, IES (CPES)
Member Secretary I/C
North Eastern Regional Power Committee

अध्याय / CHAPTER 1

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य, संगठनात्मक स्थापना और बजट

Introduction, Constitution, Functions, Organizational setup and Budget of North-Eastern Regional Power Committee

1.1 परिचय:

पूर्व साठ के दशक के दौरान, क्षेत्रीय आधार पर देश में विद्युत प्रणाली की योजना के लिए भारत सरकार द्वारा एक निर्णय लिया गया था। तकनीकी कारणों से विभिन्न लाभों के संदर्भ में क्षेत्रीय ग्रिड में राज्य ग्रिड का अंतर संबंध के माध्यम से क्षेत्र के पारेषण प्रणाली एवं जेनेरेशन के एक समन्वित अभियान को बढ़ावा देने के निर्णय का दृढ़ता से समर्थन किया:

1. विद्युत संसाधनों का इष्टतम उपयोग
2. प्रणाली मे बेहतर स्थायित्व,
3. बेहतर विश्वसनीयता,
4. बेहतर उपलब्धता
5. तकनीकी और आर्थिक कारणों से बेहतर चालन,
6. आपूर्ति की बेहतर गुणवत्ता,
7. ग्रिड अनुशासन मे सुधार,
8. विद्युत-अधिशेष क्षेत्र से विद्युत-घाटा क्षेत्र की उन्नत सेवा,
9. प्रणाली के अनुरक्षण और भविष्य के विकास के लिए समन्वित योजना
10. अनुभवी कर्मियों के एक बड़े समूह का निर्माण जो नियमित संपर्क से अनुभव बांटने में सक्षम

अतएव, वर्ष 1964 में एक कार्यकारी संकल्प के माध्यम से संबंधित राज्य सरकारों की सहमति से, भारत सरकार ने पांच क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों अर्थात (REBs) पूर्वी, उत्तर पूर्वी, उत्तरी, दक्षिणी और पश्चिमी, REBs क्रमश: कोलकाता, शिलांग, दिल्ली, बंगलौर और मुंबई में अपने मुख्यालय के साथ स्थापित किया। राज्यों के प्रतिनिधियों के साथ ये REBs क्षेत्रीय आपरेशन की अवधारणा को बढ़ावा देने के लिए जिम्मेदार थे।

1.1 Introduction:

During the early sixties, a decision was taken by the Government of India to plan the Power System in the country on regional basis. The technological considerations strongly supported the decision to promote a coordinated operation of the entire generation and transmission system of the region through inter-connection of State Grids into Regional Grid for various benefits in terms of:

1. Optimum utilization of energy resources
2. Improved stability of the system,
3. Improved reliability,
4. Improved availability
5. Improved operation both from technical and economical considerations,
6. Improved quality of supply,
7. Improved grid discipline,
8. Improved service to an electricity-deficit area from an electricity-surplus area,
9. Coordinated planning for both maintenance & future growth of the system
10. Sharing of experience of a large pool of experienced personnel through regular interaction.

Therefore, Government of India, with the concurrence of concerned State Governments, established five **Regional Electricity Boards (REBs)** viz., Eastern, North-Eastern, Northern, Southern and Western REBs with their Headquarters at Kolkata, Shillong, Delhi, Bangalore and Mumbai respectively, in the year 1964 through an executive resolution. These REBs with representatives of the States as members were responsible to promote the concept of regional operation.

पूर्वोत्तर क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड **भारत सरकार के संकल्प संख्या EL.II-35 (10)/163 दिनांक 12-3-1964** के अनुसरण में गठित किया गया था। पूर्वोत्तर क्षेत्र में सात राज्य, नामत: अरुणाचल प्रदेश, असम, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड और त्रिपुरा शामिल हैं।

तत्पश्चात सत्तर के दशक के दौरान केंद्रीय सैक्टर जनरेटिंग कंपनी के आगमन के साथ, इन सार्वजनिक उपक्रमों के प्रतिनिधियों को भी REBs में सदस्यों के रूप में शामिल कर लिया गया था। इस प्रकार पांच REBs देश की संपूर्ण विद्युत क्षेत्र को कवर करते हैं। एक वर्ष की अवधि हेतु राज्य विद्युत बोर्ड (SEB) के अध्यक्ष, चक्रानुसार क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड (REB) के अध्यक्ष के रूप में एक वर्ष की अवधि हेतु कार्य करते हैं। पूर्वोत्तर क्षेत्र में, जहाँ संबन्धित राज्यों के विद्युत मंत्रीं बोर्ड के सदस्य हैं, चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु NEREB के अध्यक्ष के रूप में कार्य करते हैं।

इसके बाद भारत सरकार ने गजट अधिसूचना संख्या **23/24/99-R&R (vol XV)**, दिनांक **10 जून, 2003** के माध्यम से विद्युत अधिनियम, 2003 अधिनियमित किया। **विद्युत अधिनियम 2003** की परिकल्पना के अनुसार केन्द्र सरकार के एक प्रस्ताव द्वारा निर्धारित क्षेत्रों में विद्युत व्यवस्था के एकीकृत संचालन की सुविधा के लिए **क्षेत्रीय विद्युत समितियों (RPCs)** की स्थापना की गयीं। इसके अलावा, अधिनियम में प्रावधान है कि क्षेत्रीय विद्युत समिति समय समय पर, क्षेत्र की एकीकृत ग्रिड के सुचारू संचालन और विद्युत व्यवस्था की दक्षता और अर्थव्यवस्था हेतु संबंधित मामलों को सुनिश्रिचति प्रदान करे। दिनांक 25 मई, 2005 भारत सरकार के उपरोक्त प्रावधान के अनुसरण में उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (NERPC) का गठन किया गया। यह अधिसूचना दिनांक 29 नवम्बर 2005 को संकल्प संशोधन किया गया था। क्षेत्र के पारेषण प्रणाली (ट्रांसमिशन सिस्टम) का विद्युत नक्शा **प्रदर्श - I(A) & I (B)** में दर्शया गया है।

The North-Eastern Regional Electricity Board was constituted in pursuance to the **Govt. of India's Resolution No.EL.II-35 (10)/163 dated 12-3-1964**. The North-Eastern Region comprises seven States, namely Arunachal Pradesh, Assam, Manipur, Meghalaya, Mizoram, Nagaland and Tripura.

Later on, with the advent of the Central Sector Generating Companies and Central Transmission Company during the seventies alongside the State Sector Generating Companies, the representatives of these PSUs were also included as members in the REBs. The five REBs thus cover the entire Power Sector of the country. The Chairman of an SEB functions as Chairman of an REB by rotation for a period of one year, except for the North-Eastern Region where Power Ministers of the Constituent States are members of the Board and hence functions as Chairman of NEREB by rotation for a period of one year.

Thereafter, Government of India enacted the Electricity Act, 2003 through Gazette notification no. 23/24/99-R&R (vol XV), dated 10th June, 2003**. The Electricity Act 2003** envisages establishment of **Regional Power Committee(s) (RPCs)** by a resolution of the Central Government for a specified region for facilitating the integrated operation of the power system in that region. Further, the act provides that the Regional Power Committee may, from time to time, agree on matters concerning the smooth operation of the integrated grid and economy and efficiency in the operation of the power system of that region. In pursuance of the aforesaid provision Government of India vide their resolution dated 25th May, 2005 established the North Eastern Regional Power Committee (NERPC). This Notification was amended vide resolutions dated 29th November, 2005. A power map showing the transmission systems of the region is given at **Exhibits-I (A)** & **I (B).**

1.2 एनईआरपीसी का संविधान

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विभिन्न विद्युत एजेंसियों जैसे असम की AEGCL, APGCL, 3 DISCOMs, त्रिपुरा की TSECL, मेघालय की मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड, अन्य चार राज्य सरकारों अरुणाचल प्रदेश, मणिपुर, मिजोरम, नागालैंड के विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियां, अर्थात् नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड यानी (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कार्पोरेशन इंडिया लिमिटेड (पीजीसीआईएल), नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी), ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कारपोरेशन (ओटीपीसी), नॉर्थ ईस्टर्न रीजनल लोड डिस्पैच सेंटर (एनईआरएलडीसी), पॉवर ट्रेडिंग Cos. और IPPs के प्रतिनिधि एनईआरपीसी के सदस्य हैं।

एनईआरपीसी की अध्यक्षता चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु क्षेत्र के राज्य के नाम के वर्णमाला क्रम में घटक राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 01/04/2013 से एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. मानिक दे, माननीय विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार हैं। 31/03/2014 तक एनईआरपीसी के सदस्यों को **अनुलग्नक-I** में दिया गया है।

एनईआरपीसी का सचिवालय शिलांग में स्थित है और सदस्य सचिव, जो केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, भारत सरकार के विद्युत मंत्रालय द्वारा नियुक्त किया जाता है और वह केन्द्रीय विद्युत अभियांत्रिकी सेवा (समूह- क) के एक अधिकारी है। सदस्य सचिव, एनईआरपीसी सचिवालय के प्रशासनिक और तकनीकी प्रधान है। 31/03/2014 तक सचिवालय के अन्य कार्मिक **अनुलग्नक-II** में दिए गये हैं जबकि **अनुलग्नक-III** पदों की मंजूरी और 31/03/2014 तक उनका भरण दर्शाता है।

1.3 एनईआरपीसी के कार्य :

एनईआरपीसी द्वारा विभिन्न निष्पादित कार्य मोटे तौर पर निम्नलिखित रूप में वर्गीकृत किये जा सकते है:

- वाणिज्यिक
- आपरेशनल और
- निगरानी और डेटा प्रबंधन

1.2 Constitution of NERPC:

The various power sector agencies in the North-Eastern Region e.g. AEGCL, APGCL, three (3) DISCOMs of Assam, TSECL of Tripura, MeECL of Meghalaya, Power Departments of the other four State Governments i.e. Arunachal Pradesh, Manipur, Mizoram, Nagaland and Central Sector Power Generating and Transmission agencies, namely North Eastern Electric Power Corporation Ltd.(NEEPCO), National Hydro - electric Power Corporation(NHPC), Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL), National Thermal Power Corporation (NTPC), ONGC Tripura Power Corporation (OTPC), North Eastern Regional Load Dispatch Centre (NERLDC), representatives of Power Trading Cos. and IPPs are members of NERPC.

Chairmanship of NERPC is held by Hon'ble Ministers of Power of the constituent States for a period of one year by rotation in alphabetical order of the name of the State of the Region. The Chairman of NERPC w.e.f. 01.04.2013 is Shri Manik Dey, Hon'ble Power Minister, Govt. of Tripura. Members of the NERPC as on 31.03.2014 are given at **Annexure-I.**

The Secretariat of NERPC is located at Shillong and is headed by Member Secretary, who is appointed by Central Electricity Authority, Ministry of Power, Govt. of India and he is an officer of Central Power Engineering (Group-A) Services. Member Secretary is the administrative and technical head of NERPC Secretariat with the powers of the Head of Department. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2014 are given in **Annexure-II** whereas **Annexure-III** shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2014.

1.3 Functions of NERPC:

Different functions performed by NERPC can be broadly categorized as:

- Commercial
- Operational and
- Monitoring and Data Management

1.3.1 वाणिज्यिक:

1. वाणिज्यिक उप-समिति की बैठकों की कार्यसूची/कार्यवृत्त और अनुवर्ती कार्यवाही तैयार करना।
2. साप्ताहिक यूआई और रिएक्टिव विद्युत लेखा प्रकाशन
3. मासिक क्षेत्रीय विद्युत खाता निर्माण और प्रकाशन
4. मासिक क्षेत्रीय प्रेषण लेखा (आरटीए) और क्षेत्रीय प्रेषण विचलन लेखा (आरटीडीए) निर्माण और प्रकाशन
5. मासिक प्रगति रिपोर्ट तैयार करना
6. अंतः क्षेत्रीय और अन्तरक्षेत्रीय विद्युत हस्तांतरण के व्यापारिक मुद्दों से संबंधित कार्य।
7. केंद्रीय क्षेत्र के विद्युत शुल्क के निर्धारण से उत्पन्न मुद्दों का व्यवस्थापन।
8. क्षेत्रीय विद्युत प्रणाली की तकनीकी व्यावसायिक समस्याओं पर कार्य बलों और समितियों का समन्वय।

1.3.2 आपरेशनल:

1. कार्यपालन योजना
2. संसाधनों के उपयोग के अनुकूलन द्वारा क्षेत्रीय ग्रिड के सुरक्षित और आर्थिक ऑपरेशन के लिए सामान्य नीति का निरूपण।
3. एजेंडा नोट, कार्यवाही, ओसीसी बैठकों के लिए व्यवस्था की तैयारी और कार्यवाही के पालन हेतु सहायता करना।
4. आरएलडीसी के साथ समन्वय ।
5. ग्रिड ऑपरेशन के बारे में दैनिक जानकारी प्रदान करने के लिए क्षेत्रीय विद्युत उर्जा प्रणाली सूचना केंद्र के रूप में कार्य करना।
6. ग्रिड परिचालन के सम्बन्ध में दैनिक संचालन में उठाए गए मुद्दों की कार्यदलों का समन्वय।
7. टीसीसी /आरपीसी बैठकों के लिए एजेंडा नोट, कार्यवृत्त और पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
8. प्रणाली विश्लेषण को पूर्ण करना और ग्रिड व्यवधान का विश्लेषण करना।

1.3.1 Commercial:

1. Preparation of Agenda notes and Minutes of Commercial Sub-committee meetings and follow up action.
2. Issue of Weekly UI and Reactive Energy Accounts
3. Preparation and Issue of Monthly Regional Energy Account
4. Preparation and issue of monthly Regional Transmission Account (RTA) and Regional Transmission Deviation Account (RTDA)
5. Preparation of Monthly progress Reports
6. Works relating to the commercial issues of intra-regional and inter-regional power transfer.
7. Settling of the issues arising out of revision and fixation of tariff for the Central Sector power.
8. Coordinating the Task Forces and Committees on Techno-commercial problems of the Regional Power System.

1.3.2 Operational:

1. Operational Planning.
2. Formulation of general policy for safe and economic operation of the Regional Grid by optimizing resource utilization.
3. Preparation of agenda notes and minutes of OCC meetings and follow up actions.
4. Coordination with RLDC regarding day-to-day Grid Operation.
5. Working as Regional Electric Power System Information Center to provide information to CEA.
6. Coordinating the task forces of operational issues raised in day-to-day operation of the grid.
7. Preparation of agenda notes, Minutes and follow-up action on the decisions of TCC/RPC meetings.
8. Carrying out system studies and analysis of Grid disturbance.

9. क्षेत्र के लिए पारेषण लाइन, तत्वों, जेनेरेशन स्टेशन के उपकरण के सुरक्षा योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।

10. ब्लेक स्टार्ट प्रक्रिया, प्रचालन प्रक्रिया,दीपायन योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना ।

11. सीटीयू का पारेषण उपलब्धि प्रमाणन।

1.3.3 सुरक्षा:

1. क्षेत्र में व्याप्त प्रणाली बाधाओं का विश्लेषण ।
2. संरक्षण सुरक्षा रिले योजनाओं की समीक्षा ।
3. रिले समन्वय योजनाएं ।
4. दीपायन योजनाएं ।
5. स्वचालित अधो–आवृत्ति लोड शेडिंग योजनाएं ।
6. क्षेत्र में ग्रिड व्यवधान जांच समिति द्वारा उपर्युक्त मुद्दों के समुद्यम हेतु सिफारिशों के कार्यांव्यन की समीक्षा ।
7. संभावित उत्पादन परिवर्धन तथा पारेषण प्रणाली और प्रणाली में निम्न वोल्टता स्थिति को ध्यान में रखते हुए क्षेत्र में केपेसिटर के मात्राओं के निर्धारण का अध्ययन ।
8. रिएक्टीव प्रतिपूर्ति अपेक्षाओं की समीक्षा का अध्ययन ।
9. कहीं और कभी भी जरुरत पड़ने पर पीक स्थिति और ओफ–पीक स्थिति आदि में प्रचालन लोड प्रवाह अध्ययन ।
10. जैसे और कभी भी जरुरत पड़ने पर शोर्ट सर्किट अध्ययन ।
11. जैसे और कभी भी आवश्यक्ता पड़ने पर मुख्य घटनाओं जैसे ग्रिड व्यवधान अथवा ऐसे ही मुद्दों पर अल्पकालिक स्थायित्व अध्ययन ।
12. रिएक्टरों की जरुरत की पहचान आवश्यक्ता पड़ने पर ।

9. Study and finalization of protective scheme for Transmission line, equipment at substations and generatiing station–for the Region.
10. Study and finalization of Black Start Procedure, Operating Procedure, Islanding Schemes for the Region
11. Transmission Availability Certification of CTU.

1.3.3 Protection:

1. Analysis of system disturbances in the region.
2. Review of protective relaying schemes.
3. Relay co-ordination schemes.
4. Islanding schemes.
5. Automatic under frequency load shedding schemes.
6. Review of the implementation of recommendations made by the Inquiry Committee of the grid disturbance in the region concerning the above matters.
7. Studies for assessment of the quantum of capacitors required in the region taking into account the expected additions in the generation and transmission systems and the low voltage conditions in the system.
8. Studies for review of reactive compensation requirement.
9. Operational load flow studies, as and when required, for peak conditions-off peak conditions etc.
10. Short-circuit studies as and when required.
11. Transient stability studies for major events like grid disturbances or other issues as and when necessary.
12. Identification of requirement of reactors as and when required.

1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन:

1. वार्षिक रिपोर्ट, लोड उत्पत्ति शेष रिपोर्ट आदि तैयार करना।
2. डाटा संकलन, उसका विश्लेषण और प्रलेखन।
3. इकाईयों और इस क्षेत्र में पारेषण लाइनों एवं जनरेटिंग इकाईओं के निर्माण की प्रगति की निगरानी करना।
4. उत्तर पूर्वी क्षेत्र की हाइड्रो एवं तापीय विद्युत संयन्त्रों का दैनिक, मासिक और वार्षिक आधार पर उत्पादन, पीएलएफ, उनकी अनुपुरक खपत, और उपलब्धता आदि के आधार पर निगरानी करना।
5. तापीय विद्युत संयन्त्रों के मापदंड से नीचे प्रदर्शन के कारणों की जाँच करना और इस क्षेत्र में तापीय इकाईयों के प्रदर्शन का विश्लेषण करना।
6. विद्युत सर्वेक्षण कार्य के साथ संबद्ध करना आवश्यक अनुसार।
7. इस क्षेत्र की कार्यपालन समन्वय समिति की सहायता से इस क्षेत्र के लिए समन्वित रखरखाव अनुसूची तैयार करना।
8. लोड पूर्वानुमान।

इसके अतिरिक्त **विद्युत मन्त्रालय संकल्प दिनांकित 25/05/2005 अनुच्छेद (6)** के अनुसार; उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति निम्नलिखित कार्यों का निर्वहन करना।

अ) ग्रिड के प्रदर्शन में सुधार के लिए क्षेत्रीय स्तर का कार्य विश्लेषण करना।

1.3.4 Monitoring and Data Management:

1. To prepare annual reports, Load Generaion Balance Report (LGBR) etc.
2. To collect data, analysis thereof & documentation.
3. To monitor progress of construction of Generating units and Transmission lines in the region.
4. Monitoring the performance of Hydro & Thermal power stations of North-Eastern Region, daily, monthly and yearly basis based on their generation, PLF, auxiliary consumption and availability, etc.
5. Investigating the reasons for low performance of Thermal power stations and Performance analysis of thermal units in the region.
6. To associate with power survey works as and when necessary;
7. To prepare coordinated maintenance schedule for transmission system elements and generating units of the region with the help of operation coordinating committee;
8. Load forecasting.

Further, as per **Para (6) of the MoP Resolution dated 25.05.2005**; NERPC shall discharge the following functions:

i. To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance

आ) अन्तरराज्यीय/अन्तरक्षेत्रीय विद्युत पारेषण की सुविधा प्रदान करना।

इ) सीटीयू/एसटीयू के साथ अन्तरराज्यीय/ अन्त: राज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित सभी कार्यों की योजना को सुविधाजनक बनाना।

ई) क्षेत्र में विद्युत की आपूर्ति के लिए वार्षिक आधार पर उन सभी अन्तरराज्यीय उत्पादक कंपनियों के साथ विभिन्न उत्पादन कंपनियों के उत्पादन मशीनों के रखरखाव के नियोजन का समन्वय करना एवं मासिक आधार पर रखरखाव कार्यक्रम की समीक्षा करना।

उ) वार्षिक / मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना बनाना।

ऊ) ग्रिड के स्थिर संचालन के लिए सुरक्षा के अध्ययन सहित संचालन योजना का अध्ययन करना।

ऋ) प्रणाली की अध्ययन समिति द्वारा प्रतिक्रियाशील प्रतिफल की आवश्यकता की समीक्षा के माध्यम से उचित वोल्टेज को बनाए रखने के लिए और स्थापित संधारित्रों के निगरानी के लिए, योजना बनाना।

ऌ) क्षेत्र में विद्युत व्यवस्था के संचालन में दक्षता और अर्थव्यवस्था से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति तैयार करना।

1.4 एनईआरपीसी के बजट:

वर्तमान में, एनईआरपीसी के दो बड़े बजट हेड है, अर्थात्, क्षेत्रीय समन्वय केन्द्र (2801-गैर योजना) और लोड डिस्पैचिंग स्टेशन (2801-गैर योजना) हैं, जिसके तहत सभी व्यय किया जाता है| 2013-14 के दौरान कुल स्वीकृत बजट . 14,138,000/- तथा कुल वास्तविक व्यय . 13,760,135/- था। व्यय का विवरण **अनुलग्नक-**IV पर हैं ।

ii. To facilitate inter-state/inter-regional transfer of power.

iii. To facilitate all functions of planning relating to inter-state/intra-state transmission system with CTU/STU.

iv. To coordinate planning of maintenance of Generating Machines of various Generating Companies supplying electricity to the Region on annual basis and also to undertake review of maintenance programme on monthly basis.

v. To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.

vi. To undertake planning of outage of Transmission System on monthly basis.

vii. To undertake planning for maintaining proper voltages through review of Reactive Compensation requirement through System Study Committee and monitoring of installed capacitors

viii. To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.

1.4 Budget of NERPC:

Presently, NERPC has two major Budget Heads, namely, Regional Co-ordination Centre (2801-Non-Plan) and Load Dispatching Station (2801-Non-Plan) under which all the expenditures are done. Total Sanctioned Budget/Expenditure during 2013-14 was . **14,138,000/-** against the actual expenditure of . **13,760,135/-**. The details of the expenditure are at **Annexure-IV.**

अध्याय / CHAPTER – 2

क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन
Regional Grid Performance

2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2014 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयन्त्रों की कुल स्थापित क्षमता 2691.70 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 161.20, 1342.70 और 1187.80 मेगावाट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयन्त्रों का योगदान हैं। 31/03/2014 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता **प्रदर्श-II** में दर्शाया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 124 मेगावाट एकाकी क्षमता है, जिसमें पनबिजली 64 मेगावाट और जी.टी./ डीजल 60 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2014 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 2815.70 मेगावाट है।

राज्यों में 31 मार्च 2014 की स्थिति के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड (मेगावाट मे) की स्थापित क्षमता:-

2.1 Installed Capacity:

Total installed capacity of the power generating stations in North Eastern Region (NER) connected to the Regional Grid is 2691.70 MW as on 31st March, 2014 out of which 161.20, 1342.70 and 1187.80 MW are contributed by thermal, hydel and gas turbine stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2014 is shown in **Exhibit-II**. Apart from this, there is around 124 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 64 (MW) and GT/ Diesel 60 (MW). So, total installed capacity of the region as on 31st March, 2014 is 2815.70 MW (including isolated generation in all states).

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31st March, 2014**:-

संघटक/**Constituents**	स्थापित क्षमता (ग्रिड) **Installed Capacity (GRID)**			
	तापीय **Thermal**	जलीय **Hydel**	जी.टी. **GT**	योग **Total**
केन्द्रीय क्षेत्र Central Sector				
1. नीपको **NEEPCO**				
a) खानदोंग KHANDONG		50.00	-	50.00
b) कोपिली KOPILI		200.00	-	200.00
c) कोपिली KOPILI Stage-II		25.00	-	25.00
d) एजीबीपीपी AGBPP		-	291.00	291.00
e) एजीटीपीपी AGTPP		-	84.00	84.00
f) दोयांगDOYANG		75.00	-	75.00
g) रंगानदी RANGANADI		405.00	-	405.00
2. एनएचपीसी **NHPC**				
a) लोकतक LOKTAK		105.00	-	105.00
3.ओटीपीसी OTPC			363.30	363.30
a) पालाटाना PALATANA				
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector:		**860.00**	**738.30**	**1598.30**
राज्य क्षेत्र State Sector				
1. असम ASSAM + DLF	60.00	104.00	301.00	465.00
2. मेंघालय MEGHALAYA	78.20	314.70	-	392.90
3. मिजोंरम MIZORAM	23.00	25.00	-	48.00
4. त्रिपुरा TRIPURA	-	15.00	148.50	163.50
5. नागालैण्ड NAGALAND	-	24.00	-	24.00
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector :	**161.20**	**482.70**	**449.50**	**1093.40**
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड Total NER Grid	**161.20**	**1342.70**	**1187.80**	2691.70

पिछले पाँच वर्षों के दौरान इस क्षेत्र की स्थापित क्षमता को नीचे दर्शाया गया है। इसको ग्राफ रूप में **प्रदर्श-III** में दर्शाया गया है।

The total installed capacity of the region during last five years is as given below. A graphical representation is also shown in **Exhibit-III**.

वर्ष Year	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)		
	ग्रिड Grid	विलगित Isolated	योग Total
2009-10	2033.12	162.04	2195.16
2010-11	2054.12	162.04	2216.16
2011-12	2133.32	161.48	2294.80
2012-13	2232.82	175.73	2408.55
2013-14	2691.70	124.00	2815.70

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत आपूर्ति की स्थिति
Power Supply Position in North-Eastern Region

2.2 उत्पादन:

पिछले पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के अवयवों द्वारा विद्युत उत्पादन नीचे दर्शाया गया है:

2.2 Generation:

Energy generation by the constituents of NER during last five years is given below:

राज्य States/ Utilities	सकल ऊर्जा उत्पादन Gross Energy Generation (MU)				
	2009-10	**2010-11**	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
ASEB	1759.98	1702.31	1816.79	1800.068	1849.654
MeECL	555.28	408.88	478.57	706.42	869.92
Tripura	659.64	713.28	822.75	803.828	750.887
Nagaland	85.39	74.40	77.11	96.297	104.401
Mizoram	0.00	0.00	0.00	34.969	39.936
कुल राज्य क्षेत्र *Total State Sector*	**3060.29**	**2898.88**	**3195.22**	**3441.582**	**3614.798**
Kopili+Khand+Kopili-II	934.00	947.53	1184.69	924.44	973.19
Doyang	183.00	255.67	229.43	213.321	245.792
AGBPP	1743.00	1829.34	1763.24	1680.16	1726.442
AGTPP	662.00	644.21	665.92	632.71	641.627
Ranganadi	1033.00	1405.84	974.81	1239.905	980.902
Loktak	382.00	604.69	524.21	588.221	639.804
Palatana				106.24	996.551
कुल केन्द्रीय क्षेत्र *Total Central Sector*	**4937.00**	**5687.28**	**5342.30**	**5384.997**	**6204.308**
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र Total NER	**7997.29**	**8586.16**	**8537.52**	**8826.579**	**9819.106**

पिछले पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास प्रदर्श-IV में दर्शाया गया है।

Growth of energy generation in NER during last five years is depicted in **Exhibit-IV**.

2.3 माँग:

वर्ष 2013-14 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पुर्ति प्रदर्श-V में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2012-13 और 2013-14 के दौरान आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है:

2.3 Demand:

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2013-14 is depicted in **Exhibit-V** and the data for the FY 2012-13 and 2013-14 are furnished below:

मेगावाट में उच्चतम माँग
Peak Demand in MW

	अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मेघालय Meghalaya	मिजोरम Mizoram	नागालैंड Nagaland	त्रिपुरा Tripura	उ.पू.क्षेत्र NER
Apr-12	106	1053	105	275	65	100	180	1822
Apr-13	97	1159	99	290	65	82	210	1899
May-12	100	1104	110	271	65	90	185	1851
May-13	105	1249	122	289	64	102	216	1993
Jun-12	116	1186	116	272	64	100	181	1988
Jun-13	111	1257	117	272	70	99	225	2101
Jul-12	112	1109	117	280	65	96	181	1946
Jul-13	108	1262	118	269	60	102	220	1984
Aug-12	105	1171	120	287	65	101	211	1960
Aug-13	113	1314	120	272	63	109	221	2158
Sep-12	115	1144	118	281	65	100	201	1998
Sep-13	105	1329	125	296	67	103	216	2164
Oct-12	105	1124	117	263	68	110	216	1927
Oct-13	115	1266	114	278	61	99	254	2140
Nov-12	104	1197	115	288	68	94	194	1921
Nov-13	120	1169	124	300	66	96	208	2046
Dec-12	110	1147	122	306	75	109	213	1948
Dec-13	125	1153	130	312	80	105	194	2009
Jan-13	110	1072	119	312	74	99	198	1943
Jan-14	118	1089	129	343	84	107	201	2096
Feb-13	110	1023	115	335	67	89	220	1934
Feb-14	119	1163	129	295	79	104	207	2025
Mar-13	105	1119	110	334	68	98	215	1947
Mar-14	123	1218	134	286	83	100	245	2110
Annual Peak Demand	116 125	1197 1329	122 134	335 343	75 84	110 109	220 254	1998 2164

मेगावाट में माँग पुर्ति
Demand met in MW

	अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मेघालय Meghalaya	मिजोरम Mizoram	नागालैंड Nagaland	त्रिपुरा Tripura	उ.पू.क्षेत्र NER
Apr-12	103	1019	104	269	60	98	177	1704
Apr-13	95	1012	98	273	64	80	206	1718
May-12	98	1093	107	256	64	86	183	1698
May-13	100	1102	113	286	62	100	212	1810
Jun-12	114	1052	113	268	62	95	179	1770
Jun-13	106	1118	116	271	68	96	220	1900
Jul-12	110	1072	112	279	61	94	178	1762
Jul-13	104	1188	117	269	59	101	220	1973
Aug-12	103	1095	119	275	62	97	178	1789
Aug-13	111	1210	118	271	62	103	209	1920
Sep-12	112	1073	114	278	64	97	197	1805
Sep-13	103	1220	124	285	65	100	217	1987
Oct-12	101	1098	110	264	65	107	216	1864
Oct-13	113	1220	111	276	60	99	250	2048
Nov-12	103	1105	114	285	66	93	193	1815
Nov-13	120	1155	123	298	65	96	207	1966
Dec-12	109	1148	120	301	73	105	205	1853
Dec-13	124	1065	129	313	79	104	191	1890
Jan-13	105	1055	118	310	70	95	198	1815
Jan-14	116	1079	129	330	82	106	201	1925
Feb-13	109	995	112	330	67	87	215	1845
Feb-14	116	1085	128	296	77	104	206	1929
Mar-13	104	1023	108	320	67	96	214	1752
Mar-14	122	1164	133	278	81	99	245	1995
Annual Peak	114	1148	120	330	73	107	216	1864
Demand Met	124	1220	133	330	82	106	250	2048

2.4 <u>ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता</u>:

वित्तीय वर्ष 2013-14 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता **<u>प्रदर्श-VI</u>** में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2012-13 और 2013-14 के दौरान विस्तृत आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

2.4 <u>Energy Requirement vs Availability:</u>

The energy requirement Vs availability in NER during 2013-14 is depicted in **<u>Exhibit-VI</u>** and the data for the FY 2012-13 and 2013-14 are furnished below:

आवश्यक ऊर्जा Energy Requirement in MU

	अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मेघालय Meghalaya	मिजोरम Mizoram	नागालैंड Nagaland	त्रिपुरा Tripura	उ.पू.क्षेत्र NER
Apr-12	52.54	484.33	32.93	146.36	28.07	41.87	79.18	865.28
Apr-13	36.00	535.16	36.13	127.96	35.36	33.26	98.44	902.30
May-12	40.92	524.08	35.05	150.61	31.60	33.78	90.10	906.13
May-13	42.59	596.24	46.49	141.74	33.17	46.51	87.16	993.90
Jun-12	48.26	575.97	40.67	133.42	31.95	40.57	87.39	958.23
Jun-13	39.62	687.29	45.08	146.47	34.13	46.69	91.64	1090.91
Jul-12	52.23	614.36	50.38	146.17	34.41	52.23	96.50	1046.29
Jul-13	38.38	741.55	46.26	145.09	36.15	45.55	107.01	1159.99
Aug-12	51.05	647.69	54.34	137.03	36.04	44.56	102.63	1073.78
Aug-13	39.95	740.86	43.60	142.61	36.26	44.36	109.12	1156.76
Sep-12	51.61	603.11	53.23	136.70	34.15	47.79	100.37	1026.96
Sep-13	40.21	729.43	45.54	139.78	34.93	47.52	105.14	1142.56
Oct-12	50.66	584.07	54.93	153.54	35.36	49.99	100.38	1028.93
Oct-13	42.61	676.20	45.48	148.78	37.80	43.85	108.98	1103.69
Nov-12	44.60	521.54	53.97	146.71	33.98	45.00	101.54	947.35
Nov-13	44.93	580.29	46.46	156.87	39.25	44.49	104.35	1016.64
Dec-12	50.63	552.13	52.92	160.44	35.75	49.82	96.51	998.19
Dec-13	51.79	591.31	50.45	168.19	43.02	50.36	105.70	1060.82
Jan-13	47.59	523.17	55.51	176.99	35.95	50.57	102.00	991.76
Jan-14	49.51	612.27	51.71	179.57	41.65	50.87	93.00	1078.59
Feb-13	42.70	475.97	40.91	155.12	30.55	44.93	87.86	878.05
Feb-14	43.98	547.02	46.37	146.63	37.37	45.08	81.23	947.68
Mar-13	31.88	499.06	43.06	160.70	35.49	43.75	94.11	916.06
Mar-14	49.04	601.50	50.19	150.92	34.59	48.33	91.54	1026.12

ऊर्जा उपलब्धता/उपभोग Energy Availability/Consumed in MU

	अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मेघालय Meghalaya	मिजोरम Mizoram	नागालैंड Nagaland	त्रिपुरा Tripura	उ.पू.क्षेत्र NER
Apr-12	51.76	418.07	29.25	108.69	26.63	40.06	71.78	746.24
Apr-13	33.42	483.06	33.79	117.02	33.86	31.39	90.15	822.69
May-12	35.92	455.10	35.95	105.91	29.91	37.71	84.76	788.87
May-13	39.98	550.85	43.89	120.28	31.16	44.41	80.82	911.40
Jun-12	44.38	210.07	40.67	121.56	28.35	40.46	82.85	868.34
Jun-13	37.43	648.30	42.68	130.46	32.19	44.81	85.86	1021.73
Jul-12	48.94	564.65	48.60	137.36	31.15	49.98	91.40	972.08
Jul-13	36.01	698.57	44.50	137.76	35.02	44.36	100.13	1096.35
Aug-12	51.13	597.57	52.65	130.28	33.68	43.41	95.93	1004.64
Aug-13	37.79	698.09	41.48	134.88	35.28	42.86	100.81	1091.19
Sep-12	50.80	559.99	51.49	125.31	31.03	47.00	93.15	958.77
Sep-13	37.82	680.01	42.16	129.68	33.22	45.81	97.39	1066.10
Oct-12	50.00	554.95	53.24	134.27	33.30	49.00	94.34	969.10
Oct-13	40.46	645.62	42.10	138.29	36.30	42.09	105.39	1050.25
Nov-12	44.50	447.20	51.27	142.41	33.71	44.20	80.27	873.56
Nov-13	41.83	563.83	43.54	136.82	37.77	42.78	99.58	966.15
Dec-12	50.11	474.45	51.21	153.95	35.29	46.53	80.14	891.67
Dec-13	48.76	556.87	46.72	146.66	41.60	48.40	101.13	990.13
Jan-13	47.48	470.98	53.49	156.79	35.00	48.14	81.15	897.03
Jan-14	46.93	571.58	47.89	157.47	39.49	48.73	91.62	1003.71
Feb-13	42.61	414.68	40.77	145.52	30.43	41.14	75.11	790.25
Feb-14	41.72	506.66	43.57	130.52	36.03	43.27	79.60	881.37
Mar-13	37.00	447.41	39.62	147.33	33.06	41.26	88.54	834.22
Mar-14	46.00	560.35	46.86	129.69	32.76	46.05	89.75	951.45

2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय:

पिछले पाँच वर्षों के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में और पूर्वोत्तर क्षेत्र के मध्य में अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय मेगायूनिट के रूप में नीचे प्रस्तुत हैं:

2.5 Inter Regional Energy Exchange:

During the last five years inter regional energy exchanges in MU between NER and ER are as given below:

वर्ष Year	उत्तर पूर्वी क्षेत्र से पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुद्ध निर्यात Net Export from NER to ER
2009-10	-676.450
2010-11	-693.611
2011-12	-1825.800
2012-13	-2502.892
2013-14	-2222.140

माहवार वर्ष 2013-14 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय **अनुलग्नक-V** में दी गई है।

Month-wise inter regional energy exchange during 2013-14 is given in **Annex-V.**

2.6 आवृत्ति:

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति पार्श्व चित्र **प्रदर्श-VII** में वर्णित है। यह देखा गया है कि पिछले दो वर्षों की तुलना में गत वर्ष आवृत्ति पार्श्व चित्र में काफी सुधार हुआ है।

2.6 Frequency:

Frequency profile of NER grid during 2013-14 is depicted in **Exhibit-VII.** It has been observed that frequency profile has improved considerably during last couple of years in comparison with previous years.

माह Month	ग्रिड की आवृत्ति (हर्टज में) Grid Frequency in Hz			आवृत्ति अन्तर समय(प्रतिशत में) Frequency Range in %age of time			आवृत्ति विचरण सूचकांक Frequency Variation Index		
	Max	Min	Aver	<49.5	49.5 – 50.2	> 50.2	Max	Min	Aver
Apr-13	56.67	49.29	50.02	5.87	91.79	5.54	0.500	0.120	0.241
May-13	50.94	49.33	50.06	1.38	87.32	11.30	0.470	0.120	0.213
Jun-13	50.77	49.05	50.08	1.72	80.79	17.49	1.210	0.140	0.323
Jul-13	50.63	49.02	50.07	0.16	85.35	14.50	0.780	0.130	0.239
Aug-13	50.64	49.37	50.11	1.07	75.46	23.46	1.560	0.160	0.381
Sep-13	50.62	49.23	50.02	1.09	90.05	8.86	0.380	0.110	0.203
Oct-13	50.63	49.28	50.04	0.79	89.23	9.98	0.470	0.120	0.212
Nov-13	50.51	49.48	50.02	1.17	91.23	7.60	0.310	0.120	0.183
Dec-13	50.69	49.33	50.01	1.97	88.66	9.37	0.480	0.140	0.229
Jan-14	50.67	49.40	50.03	0.65	89.92	9.43	0.460	0.110	0.181
Feb-14	50.71	49.37	50.05	24.68	69.98	5.34	0.530	0.080	0.213
Mar-14	50.73	49.08	50.01	14.32	51.40	34.28	0.530	0.070	0.133

2.7 वोल्टेज:

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफ़ाइल नीचे दिए गए हैं:

2.7 Voltage Profile:

Voltage profile at major grid sub-stations of NER during **2013-14** are given below:

आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों Sub-Station	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage
1	Bongaigaon 400 kV	423	381
2	Balipara 400 kV	422	373
3	Misa 400 kV	424	388
4	Misa 220 kV	232	209
5	Salakati 220 kV	241	207
6	Haflong 132 kV	138	121
7	Aizawl 132 kV	138	119
8	Kumarghat 132 kV	139	121

उपर्युक्त उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफाइल **अनुलग्नक-VI** में दिए गए हैं और। इसका ग्राफ रूप **प्रदर्श- VIII** में दर्शाया गया है।

Voltage profiles at the above mentioned major grid sub-stations of NER during 2013-14 are given at **Annex-VI** and a graphical representation is shown in **Exhibit- VIII**.

IEGC मानदण्ड Norms:

प्रणाली वोल्टेज System Voltage	किलोवोल्ट kV	पी.यू. PU
400 kV	380-420	0.95-1.05
220 kV	198-245	0.90-1.11
132 kV	122-145	0.92-1.10

2.8 संयन्त्र उपलब्धता गुणांक:

पिछले तीन वर्षों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) की तापीय विद्युत संयन्त्रों के वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक **अनुलग्नक-VII** में दर्शाया गया है और वर्ष 2013-14 का विस्तृत आँकड़ा भी **अनुलग्नक-VII** में प्रस्तुत है।

2.8 Plant Availability Factor:

Annual Plant availability factor of the power stations of NER for 2013-14 are depicted in **Annex-VII** and also the detail data of year 2013-14 is furnished in **Annex-VII**.

2.9 प्रणाली भार गुणांक (सिस्टम लोड फैक्टर):

पिछले तीन वर्षों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) प्रणाली का वार्षिक भार गुणांक को **प्रदर्श-IX** में दर्शाया गया है और विस्तृत आँकड़ा **अनुलग्नक- VIII** में प्रस्तुत हैं। उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) मुख्य रूप से जल आधारित है, भार झुकाव ऊपर की ओर धनुषाकार है।

2.9 System Load Factor:

The annual load factor of NER system for last three years is depicted in **Exhibit-IX** and the detailed data furnished in **Annexure-VIII**. NER being predominantly hydro based, the load curves are upward bow shaped.

2.10 समांतर प्रचालन:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) प्रणाली, समकालीन पूर्वोत्तर क्षेत्रीय ग्रिड, पश्चिमी क्षेत्रीय और उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय ग्रिड के साथ 400 किलोवाट बोंगईगांव - नई सिलीगुड़ी डी/सी लिंक व 220 किलोवाट सालाकटी/बीरपारा डी/सी लिंक के माध्यम से अगस्त, 2006 से जुड़ी है तथा "**NEW**" ग्रिड के रूप में जानी जाती है। उत्तर पूर्वी क्षेत्र एवं पूर्वोत्तर क्षेत्र के मध्य इस अंतर - संबंध के कारण मानसून सत्र के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) की अतिरिक्त विद्युत, पूर्वोत्तर क्षेत्र (ईआर), जो मुख्य रूप से तापीय है, को निर्यात किया जाता है, और सर्दियों के दौरान जब उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) अपनी पनबिजली संयन्त्रों से उत्पादन में कमी का सामना करता है, तब पूर्वोत्तर क्षेत्र (ईआर) से विद्युत आयात किया जाता है।ओटीपीसी के द्वारा पालाटाना जीबीपीपी,त्रिपुरा में (1x363.3 मेगावाट) उत्पादन के परिवर्धन से परिस्थिति में सुधार हुआ हैं ।

2.10 Parallel Operation:

NER system is running in synchronism with Eastern Regional Grid, Western Regional and Northern Regional Grid through AC links of 400 kV Bongaigaon – New Siliguri D/C & 220 kV Salakati-Birpara D/C lines since August, 2006 which is known as "NEW" Grid. Due to inter-connection between NER & ER, during monsoon season, the surplus power of NER is exported to ER which is predominantly thermal , and during winter when NER faces shortage due to reduction in own generation from its hydel stations, power is imported from ER. The scenario has improved after addition of generation (1x363.3MW) at Pallatana GBPP in Tripura by OTPC.

2.11 जलाशय स्तर:

वर्ष 2013-14 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख जलाशयों का जल स्तर ऊर्जा सामग्री के साथ प्रत्येक माह के अन्त में **अनुलग्नक- IX** में दर्शया गया है। 2013-14 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर **प्रदर्श X** में चित्रित है और वर्ष 2013-14 के लिए ऊर्जा सामग्री **प्रदर्श-XI** में दर्शया गया है।

2.12 विद्युत कटौती:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में कोई अधिसूचित विद्युत कटौती नहीं थीं। उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के घटक राज्य दिन - प्रतिदिन की विद्युत की उपलब्धता व माँग के अनुसार भार संतुलित करते थे।

2.13 इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन:

वर्ष 2013-14 के दौरान उपलब्ध नई जेनेरेशन इकाईयों व पारेषण लाइनों की सूची नीचे दी गयी है:

2.11 Reservoir Levels:

Water levels of major reservoirs of NER for the year 2013-14 along with energy content at the end of each month are furnished in **Annex-IX**. The water levels of major reservoirs of NER for 2013-14 are depicted in **Exhibit-X** and energy content for the year 2013-14 is depicted in **Exhibit- XI**.

2.12 Power Cuts:

There were no notified power cuts. The constituent States of NER resorted to load shedding on day to day basis due to more demand than availability of power, during peak hours and lean season

2.13 Units & Transmission Lines Commissioned:

The detail of Generation & Transmission lines which are commissioned in NER during 2013-14 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1.	132 kV Agia-Nangalbibra S/C line	MePTCL	06.08.13
2.	LILO of Imphal-Ningthoukhong S/C line	POWERGRID	01.09.13

2.14 उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्पादन संयन्त्रों और पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति की स्थिति नीचे दी गयी है:

2.14 Progress of Construction of Generation Units & Transmission Elements:

The status of progress of construction of Generating Stations and Transmission elements during 2013-14 is given below:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में उत्पादन योजनाओं की प्रगति
Progress of Generation Projects in NER

उत्पादन योजनाओं के नाम Name of the Generation Scheme	इकाईयों की संख्या No. of Units	क्षमता Capacity (MW)	आज्ञा अनुसूची Commissioning Schedule	सम्बोधन REMARKS
A. नीपको NEEPCO				
1. Monarchak TGBPP	2	67+34	2014	Activities in progress
2. Tuirial HEP Mizoram	2	2 X 30	Dec-2015	Activities in progress
3. Kameng HEP Ar. Pradesh	4	4X150	Mar-2017	Activities in progress
4.Agartala Gas Turbine Plant-Combined Cycle Extension Project	2	2 x 25.6	Mar-2015	LOI for the EPC contract for Main Plant and Equipment (Package-I) and Generator Transformer and Switchward (Package-II) was palced on 31.07.12.
5. Pare HEP, Ar. Pradesh	2	2 x 55	Sep-2015	Activities in progress
B. एनएचपीसी NHPC				
1. Subansiri Lower HEP,Ar Pradesh	8	8x250	2016-18	Activities in progress
C. एनटीपीसी NTPC				
1. Bongaigaon TPS	3	3X250	2015-16	Activities in progress
D. ओटीपीसी OTPC				
1. Palatana CCGT, Module II	1	363.3	May-2014	Activities in progress
F. एपीजीसीएल APGCL				
1. Namrup Replacement Power project	2	70+30	2014-2015	Activities in progress
G.अठेना डेम्वे पावर Athena Demwe Power				
1. Demwe Lower	6	5x342+40	2016-17	
H. एमईपीजीसीएल MePGCL				
1. Ganol S.H.P	3	3x7.5	Oct-2015	LOI issued on 22nd Dec,2012. Work Order is being issued
2. New Umtru HEP	2	2x20	2014-15	Slow progress of civil works
3. Lakroh M.H.P	1	1.5		Delayed due to rain

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति
Progress of Transmission Lines in the Region

	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com-pleted(nos)	Tower erected	Stringing complted-ckm	सम्बोधन REMARKS
			Ann. Pl	Ant / revd					
	A. एईजीसीएल की लाइनें Lines under AEGCL :								
1	LILO of 400 kV Silchar-Bongaigaon D/C at Kukurmara	7		Jun-14	14	14	14	7	Deposited work given to PGCIL on 12.10.2011.Work is in progress.
2	220kV BTPS(NTPC)-Rangia D/C	322	Mar-13	Dec-14	508	354	211	0	Work held-up for ROW problem
3	220 kV BTPS-Agia-Sarusajai II	65		Dec-14	195	195	195	0	Out of 397 Ckm 1st ckt & 67 km of 2nd ckt Energised.
4	LILO of one Ckt. of 220kV Samaguri - Sarusajai D/C line at Sonapur sub-station	55	Dec-13	Jun-14	41	3	0	0	Work in progress
5	LILO of 220kV Balipara (PGCIL) - Samaguri line at Sonabil sub-station	14	Dec-13	Jun-14	21	8	0	0	Work in progress
6	220kV Namrup - Mariani line on D/C tower	160	Dec-13	Jun-14	448	398	257	0	Work in progress
7	132 kV Silchar - Hailakandi (Contingency arrangement)	50		Jun-14	65	65	65	39	Line test charged on Ju14
8	132kV Samaguri - Nagaon line on D/C tower	42	Jan-13	Mar-14	142	142	142	42	Completed
9	132 kV Nazira - Mariani(Gamur) S/C	34		Apr-14	117	117	117	34	Stringing Completed
10	132 kV Samaguri-Lanka S/C	61		Jun-14	205	205	205	55	Work in progress
11	LILO of one circuit of 132kV Tinsukia - Margherita D/C line at Rupai (Doomdooma) S/S	31	Jan-13	Jun-14	109	99	95	20	Work in progress
12	LILO of 132kV Depota - Gohapur S/C line at Sonabil sub-station	8	Nov-13	Jun-14	8	0	0	0	Work in progress
13	LILO of 132kV Jorhat - Bokakhat S/C line at Jorhat (West) sub-station	10	Nov-13	Jun-14	20	20	101	0	Work in progress
14	LILO of 132kV Namrup - Tinsukia S/C line at Bordubi sub-station	12	Nov-13	Jun-14	25	25	0	0	Work in progress
15	LILO of 132 kV CTPS-Kahelipara/Narengi 2xS/C at Sonapur	89		Jun-14	176	23	0	0	Work in progress
16	132kV Agia - Matia (Dudhnoi) S/C line on D/C tower	24	Nov-13	Jun-14	74	71	9	0	Work in progress
17									
18	132kV Kukurmara-Azara line on D/C tower	5	Dec-11	Jun-14	22	3	0	0	Contract agreement signed
19	132kV BTPS-Kokrajhar line on D/C tower	10	Dec-13	Jun-14	39	16	5	0	Work in progress
20	132kV Kokrajhar-Bilashipara-Gauripur line on D/C tower	61		Mar-14	198	43	4	0	Work in progress
21	132 kV Kukurmara-Boko	25		Jun-14	162	0	0	0	Survey could not be completed due to ROW problem.
	B. एमईपीटीसीएल की लाइनें Lines under MePTCL :								
1	132 kV Rongkhon-Ampati D/C	33		Mar-14	103	70	56	0	Acquisation of land for substation in the final stage
2	132 kV New Umtru-Norbong(EPIP II) S/C	6		Jun-14	0	0	0	0	Survey Completed
3	LILO of 132 kV Mawlai-Cherrapunjee D/C at Mawngap	10		Mar-14	15	13	5	0	Work delayed due to ROW problem. Overall status is 80% comleted.

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति
Progress of Transmission Lines in the Region

	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com-pleted(nos)	Tower erected	Stringing complted-ckm	सम्बोधन REMARKS
			Ann. Pl	Ant / revd					
	C. TSECL **Lines:**								
1	400 kV P K Bari-Surjayamani Nagar D/C	260		Mar-14	0	0	0	0	Fund not yet tied up. Proposed under World Bank Financing /SPA/NEC.
2	132 kV Monarchak-Surajmani Nagar D/C	42		Jun-14	150	11	0	0	Work in progress
3	132 kV Surjyamani Nagar-Badarghat D/C	6		Mar-14		0	0	0	Fund proposed in World Bank.
4	132 kV Surjyamani Nagar(TSECL)-Rokhia D/C	20		Jun-14	0	0	0	0	3.598 km line in forest land for which TSECL will supply for forest clearance. LOA issued
5	132 kV Surjyamani Nagar-Udaipur D/C	50		Jun-14	50	50	0	0	Proposed under NEC.
6	132 kV Gamai Tilla - Dhalabil	31		Mar-14	107	101	78	17	Row Problem
7	132 kV P K Bari - Kanchanpur S/C	47		Jun-14	113	80	41	9	All works completed in non forest land. Stage I clearance received and compliance for conditions completed
8	LILO of Rokhia - Udaipur at Melaghar for connection of Monarchak	20		Mar-14	40	0	0	0	

	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com-pleted(nos)	Tower erected	Stringing complted-ckm	सम्बोधन REMARKS
			Ann. Pl	Ant / revd					
	D. Lines under POWERGRID :								
1	+/- 800kv HVDC Bipole Biswanath Chariyali - Agra	3483	Aug-13	Mar-15	4334	4089	3184	1258	Matching with HVDC Converter
2	LILO of (+/-) 800 kV HVDC Biswanath Chariyali-Agra at Alipurduar	24		Dec-15	60				
3.	400 kV Bongaigaon-Balipara D/C	609	Feb-13	Mar-14	834	829	812	485	Site works severe affected due to disturbance in Assam. Forest clearance received in Sep'13.
4	400 kV Kameng-Balipara D/C	110	Feb-13	Mar-15	142	63	15	0	Matching with Gen. of Kameng
5	400kV Balipara - Biswanath Chariyali D/C	130	Aug-13	Mar-15	165	165	158	110	Site works deferred due to disturbance in Assam
6	400kV Lower Subansari-Biswanath Charrali line-I	334	Feb-13	Mar-15	444	329	228	64	Matching with Gen. Project
7	400kV Lower Subansari-Biswanath Charrali Line-II	340	Feb-13	Mar-15	465	327	196	35	Matching with Gen. Project
8	400 kV Bongaigaon-Siliguri (ENICL) D/C	444		Jun-14	610	593	577	286	Issues from point 1 to 6 already intimated in last month, 7. Due to MoEF circular dtd 13-02-12 (Post bid) the Forest Clearance is delayed 02-12 (Post bid) the Forest Clearance is delayed resulting into time & cost overrun. 8. There are Severe RoW problem
9	LILO of 400 kV Bongaigaon-Siliguri D/C at Alipurduar	16		Dec-15	39				
10	LILO of 400 kV Ranganadi-Balipara D/C at Biswanath Chariyali	54	Aug-13	Mar-15	77	76	72	46	Site works deferred due to disturbance in Assam
11	400kV Silchar-Imphal(PG) D/C (Charged at 132kV)	333	Dec-12	Jun-14	471	397	277	115	Severe ROW problem in Manipur
12	400 kV Silchar-Melriat(New) D/C (Charged at 132)	286	Dec-12	Dec-14	436	216	158	81	Stage-II forest clearance issued by MoEF, on July 08,2013.No fronts available.
13	400 kV Silchar-P K Bari D/C (Charged at 132 kV)	256	Dec-12	Mar-14	373	373	373	219	ROW problem
14	220 kV Mariani(PG) - Mokokchung D/C	56	Dec-12	Jun-14	156	127	98	21	Severe ROW problem in Nagaland
15	LILO of 220 kV Birpara-Salakati D/C at Alipurduar	8	Nov-12	Jan-15	20				
16	132 kV Mokokchung (PG)-Mokokchung(Nagaland) D/C	2	Dec-12	Jun-14	10	3	0	0	ROW problem
17	132 kV Aizawl (PG) - Zemabawk at Melriat (PG)	30		Dec-14	45	0	0	0	
18	132 kV Melriat(PG)-Sihmui D/C	12		Dec-14	30	0	0	0	Stage-I forest clearance awaited
19	132 kV Pasighat-Roing S/C	70	Dec-12	Mar-15	345	187	93	12	Stringing commenced from Nov'13. stage-I forest clearance received on 20/06/2013 progress affected due to ROW problem (geogrephical condition).
20	132 kV Tezu-Roing S/C	60	Apr-11	Mar-15	246	102	74	17	Stage-I forest clearance received on 01/08/2013.
21	132 kV Tezu-Namsai S/C	90	Dec-12	Mar-15	331	114	86	16	Stage-I Forest clearance received on 01/08/2013.

2.15 केन्द्रीय विद्युत का आवंटन:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विभिन्न भागों में स्थित नीपको और एनएचपीसी के केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) इस क्षेत्र में विद्युत के मुख्य स्रोत हैं। वर्ष 2013-14 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 3,626.096 मेगा यूनिट (36.89%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 6,204.244 मेगा यूनिट (63.11%) था। केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) से राज्यों को आवंटन अधिकार नीचे दिए गए हैं। राज्यों द्वारा वास्तविक आहरण, केन्द्रीय क्षेत्र (सीएस) के उत्पादन की उपलब्धता के आधार पर और राज्यों की अपनी आवश्यकता अथवा अन्य वाणिज्यिक नीतियों के आधार पर भिन्न हो सकती है।

2.15 Allocation of Central Sector Power:

Central Sector Generating Stations (CSGS) of NEEPCO and NHPC located in various parts of NER are the main source of power in the region. During 2013-14 States generated nearly 3,626.096 MU (36.89%) and CS generation was nearly 6,204.244 MU (63.11%). Scheduled Entitlements of the States from the CSGS are furnished below. Actual drawal by the States varies from the entitlement depending on the availability of CS generation and States own requirement or other commercial policies.

Entitlement **आंकड़े एम. यू. में Figures in MU**

माह Month	अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मेघालय Meghalaya	मिजोरम Mizoram	नागालैंड Nagaland	त्रिपुरा Tripura
Apr-13	26.612	202.236	25.088	53.106	18.614	24.941	25.462
May-13	46.287	321.033	48.921	85.799	28.909	40.026	40.567
Jun-13	45.110	342.350	53.770	93.010	29.150	40.970	41.140
Jul-13	60.440	415.34	66.790	113.580	37.050	52.470	51.990
Aug-13	55.430	368.11	60.840	99.100	33.280	47.870	47.600
Sep-13	49.690	342.496	57.665	90.810	31.029	43.711	44.911
Oct-13	40.216	327.299	53.965	89.089	27.756	39.440	41.000
Nov-13	34.456	312.921	46.202	84.273	25.485	35.493	36.182
Dec-13	29.698	287.189	41.640	75.674	22.953	32.404	32.686
Jan-14	32.070	330.319	45.113	89.967	26.281	36.751	82.404
Feb-14	29.180	285.559	38.918	76.967	23.197	32.006	78.138
Mar-14	30.998	302.715	40.872	81.861	24.171	33.324	81.477

भारत सरकार के आदेश दिनांक 28/03/2014 से प्रभावी के आधार पर एनईआर में केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) में संचयी भारित माध्य अंश (% में) आवंटन नीचे दी गई है। इस केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र अंश का, समय समय पर विभिन्न कारणों से जैसे ग्रिड में नई इकाईयों का समावेश, लाभार्थी राज्यों की आवश्यकताओं में परिवर्तन आदि भारत सरकार के आदेश के अनुसार आवंटन बदल जाता है।

Cumulative weighted Average Share allocation (in %) from Central Sector Generating Stations (CSGs) in the NER, based on Govt. of India order w.e.f. 28.03.2014 is given below. This CSGs share allocation changes from time to time as per GoI orders due to various reasons like addition of new Units in the grid, changes in requirements from the beneficiary States etc.

दिनांक 31/03/2014 तक के रूप में केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र का संचयी भारित माध्य अंश का आवंटन इस प्रकार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on **31.03.2014** is as follows:

Percentage Share Allocation of the constituents of NER

राज्य States	कोपिली Kopili (200MW)	कोपिली-II Kopili-II (25 MW)	खानदोंग Khandong (50 MW)	रंगानदी RHEP (405 MW)	दोयांग DHEP (75 MW)	एजीबीपीपी AGBPP (291 MW)	एजीटीपीपी AGTPP (84MW)	लोकतक Loktak (105 MW)	पालाताना Pallatana (363.3MW)
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	5.191	5.992	4.194	18.462	6.852	5.694	6.132	4.940	3.030
असम Assam	53.455	52.355	56.285	43.328	43.808	56.503	45.585	29.445	33.058
मणिपुर Manipur	7.395	6.945	6.555	8.373	7.865	8.105	8.313	30.115	5.785
मेंघालय Meghalaya	17.395	13.675	16.905	11.505	11.455	11.815	11.813	12.393	10.882
मिजोंरम Mizoram	4.610	6.040	3.940	5.700	5.250	5.410	5.980	5.020	3.030
नागालैण्ड Nagaland	6.147	5.735	6.653	5.335	17.967	5.805	5.377	6.435	3.719
त्रिपुरा Tripura	5.807	9.258	5.468	7.297	6.803	6.668	16.800	11.652	26.997
कुल	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	86.501

Percentage Share Allocation of the constituents of NER The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2014:

राज्य States	Farakka (1600MW)	Kahalgaon-I (840 MW)	Kahalgaon-II (1000 MW)	Talcher (1000 MW)	Farakka-III (500MW)
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	0.19	0.19	0.00	0.20	0.00
असम Assam	1.98	1.67	4.27	1.64	5.00
मेंघालय Meghalaya	0.60	0.59	1.35	0.60	0.00
मिजोंरम Mizoram	0.14	0.14	0.00	0.14	0.00
नागालैण्ड Nagaland	0.43	0.42	0.00	0.42	0.00
असम ण.व.व.ण. कोयला बिजली Assam N.V.V.N. Coal Power	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09

अध्याय CHAPTER 3

ग्रिड व्यवधान
Grid Disturbances

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में 1 अप्रैल 2013 से 31 मार्च 2014 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में हुई प्रमुख ग्रिड व्यवधान की घटनाओं के विवरण नीचे दिए गए हैं। व्यवधान का असर ग्रिड में आंशिक रूप में था।

The details of the occurrences of major grid disturbances occurred during the period from 1st April 2013 to 31st March 2014 in North Eastern Region are given below. The type of the disturbance(s) was of partial in nature only.

सं **Sl. No.**	घटनाओं के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of Occurrence**	प्रभावित क्षेत्र **Areas affected**	कारण **Causes**	मरम्मत के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of restoration**
1.	29/09/13 at 16:26 Hrs	Tripura, Assam	At 1626 Hrs 400 kV Balipara-Bongaiaon-I & 400 kV Balipara-Bongaiongaon-II Tripped. Due to tripping of these lines, NER Grid isolated from rest of NEW grid.	29/09/13 at 16:42 Hrs
2.	19/12/13 at 17:43 Hrs	Part of Assam & Meghalaya,	Lower Assam, Capital Load of Assam & Nangalbibra Load of Meghalaya, Langpi Generation (Part of NER Grid), Birpara Load (Part of ER Grid), East Bhutan Load, West Bhutan Load, Chukha System was connected with rest of NEW Grid through 220 kV Birpara - Binaguri I & II, 220 kV Samaguri - Sarusajai I & II & 400/220 kV, 315 MVA ICT at Bongaigaon as 400/220 kV, 200 MVA ICT at Malbase was not in service. Before the incident, NER Grid was importing around 460 MW through 400 kV Bongaigaon – Binaguri D/C lines and 42 MW through 400 kV Salakati – Birpara D/C lines. At 17:40:30 Hrs, 220 kV Birpara – Binaguri I tripped on DP, Z-I, B-E, 46.85 km, 58.56% from Birpara while power flow was 144 MW. This resulted in overloading of 220 kV Birpara – Binaguri II (222 MW power flow), which subsequently tripped at 17:43 Hrs. As a result, entire power flow shifted through 400 kV Binaguri – Bongaigaon D/C (794 MW) line causing overloading of the 400/220 kV 315 MVA ICT at Bongaigaon, which tripped on HV side Over Current Protection (450 MW loading) 67R at 17:43:40 Hrs. At 17:43:50 Hrs, 220 kV Balipara – Samaguri Line tripped at Samaguri (164 MW flow) on overcurrent. At 17:43:53.629 Hrs, the 220 kV Misa – Samaguri II tripped at Misa on Over Current (165 MW) Protection 67B. At 17:43:53.832 Hrs, 220 kV Misa – Samaguri I tripped at Misa on Over Current (165 MW) Protection 67B.	19/12/13 at 19:04 Hrs

सं **Sl. No.**	घटनाओं के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of Occurrence**	प्रभावित क्षेत्र **Areas affected**	कारण **Causes**	मरम्मत के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of restoration**
			This resulted in tripping of 220 kV D/C Samaguri – Sarusajai lines at Samaguri on overloading. Tripping of all these elements resulted in blackout of power of above system. There was, however, no tripping of 220 kV Samaguri – Mariani line	
3.	31/12/13 at 14:23 hrs	Southern part of NER Grid comprising of South Assam, Mizoram, Tripura and Manipur	Tripping of 220 kV Misa – Byrniahat I & II led to overloading of 132 kV Badarpur - Khliehriat, 132 kV Jiribam - Haflong and 132 kV Imphal - Dimapur which tripped on O/C. This caused isolation of Southern part of NER Grid from rest of NER Grid. Frequency of this islanded system shot up to 51.40 Hz causing tripping of STG 1 of Palatana.	31/12/13 at 14:40 hrs
4.	11/01/14 at 11:05 hrs	Load loss occurred in Capital area of Assam system.	At 1105 Hrs, 220 kV Sarusajai - Samaguri D/C tripped & after that at 1110 Hrs, 220 kV Sarusajai – Agia and 220 kV Sarusajai – Boko also tripped. Due to these trippings load crash occurred in capital area of Assam.	11/01/14 at 11:36 hrs
5.	29/01/14 at 04:06 hrs	Southern part of NER Grid comprising of Tripura, South Assam, Manipur, Mizoram and part of Meghalaya separated from rest of NER Grid together with generation of Palatana and Loktak.	At 04:06:49 Hrs 400 kV Silchar – Byrnihat tripped which caused tripping of 132 kV Badarpur – Khliehriat at 04:07:23 Hrs on overloading. After tripping of these two elements, 132 kV Dimapur – Imphal and 132 kV Jiribam – Haflong also tripped at 04:07:25 Hrs on overloading. Tripping of these lines led to isolation of southern part of NER Grid comprising of South Assam, Tripura, Mizoram, Manipur along with Palatana, AGTPP & Loktak generation and isolated system frequency shot up beyond 51 Hz. This isolation caused tripping of Palatana generation at 04:07:49 Hrs & Loktak generation at 04:08:09 Hrs respectively on over frequency. SPS-I at Silchar operated due to tripping of Palatana generation.	29/01/14 at 04:12 hrs
6.	19/03/14 at 12:15 Hrs	Whole of NER Grid except 220/132 kV Balipara ICT loads.	At around 1215 Hrs, 400 kV RHEP – Balipara I tripped followed by tripping of 400 kV RHEP – Balipara II. After this, 400/220 kV, 315 MVA ICT I & II at Misa tripped from 220 kV end, followed by tripping of 220 kV Misa – Samaguri I and II from Samaguri end and tripping of 220 kV Balipara – Samaguri from Samaguri end, leading to separation of NER grid from Samaguri and Misa stations. Separated island collapsed due to Load/generation mismatch after islanded operation for around 14 seconds.	19/03/14 at 13:13 Hrs

अध्याय CHAPTER 4

वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ
Commercial and Energy Accounting Activities

4.1 क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए):

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में उपलब्धता आधारित दरों पर सीईआरसी नियमों को जो कि 01/11/2003 से प्रभावी है लागू किया गया। क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाएँ समय समय पर नवीनतम सीईआरसी विनियमों का उपयोग करके तैयार किया गया है। निम्नलिखित उपलब्धता आधारित दरों के प्रमुख घटक हैं:

1. क्षमता शुल्क - मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक के आधार पर मासिक संचयी आधार।
2. ऊर्जा शुल्क - अभिकल्प ऊर्जा पर आधारित मासिक आधार।
3. प्रोत्साहन - मासिक आधार पर और प्राप्त मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक पर आधारित मासिक आधार।
5. अनियत आदान (यू. आई.) - वास्तविक उत्पादन/आहरण पर आधारित साप्ताहिक आधार।
6. रिएक्टिव शुल्क - वीएआर/अंतः क्षेपण के उपभोग पर आधारित साप्ताहिक आधार।
7. कंजेशन शुल्क - विद्युत प्रवाह पर आधारित साप्ताहिक आधार अंतर्राज्यिक/ अंत: राज्यिक कॉरिडोर/ टीटीसी सीमा से अतिवृधि लिंक ।

ग्रिड अनुशासन को बनाये रखने के लिये डीएसएम शुल्क, रिएक्टिव शुल्क और कंजेशन शुल्क CERC द्वारा लगाया गया हैं।

क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाएँ मासिक आधार पर औसत घोषित क्षमता (डीसी), इस क्षेत्र से और बाहर के क्षेत्र से संचयी अंश आवण्टन,आइएसजीएस (ISGS)की वास्तविक उत्पादन है, और एक माह के लिए लाभार्थियों के वास्तविक आहरण के संकलन द्वारा तैयार किया गया है।

4.1 Regional Energy Accounts (REA):

The CERC regulations on ABT were implemented in NER w.e.f 01.11.2003. REAs were prepared by using the latest CERC regulations from time to time. The following are the major components of ABT:

1. Capacity Charge - Monthly Cumulative basis based on Plant Availability Factor for the Month (PAFM)
2. Energy Charges - Monthly basis based on design energy
3. Incentives - Monthly basis and included in the monthly PAFM achieved
4. Transmission Charges - Monthly basis based on Transmission Availability Factor for the Month (TAFM)
5. Unscheduled Interchange - Weekly basis based on actual generation/drawal
6. Reactive Charges - Weekly basis based on consumption/injection of VAR, Mainly for voltage control.
7. Congestion Charges – weekly basis based on Power flow on the inter-regional / intra-regional corrider / link exceeding Total Transfer Capability (TTC) limit.

DSM charges, Reactive Charges and Congestion Charges are being imposed by CERC as commercial measure to maintain Grid Discipline.

REAs are prepared on monthly basis by compiling the average Declared Capacity (DC), Cumulative share allocation from the region and outside the region, actual generation of ISGS, and actual drawl of beneficiaries for a month.

तापीय संयन्त्रों के लिए, औसत दिन के लिए डीसी (मेगावाट में) माना जाता है, जबकि पनबिजली संयन्त्रों के लिए, डीसी कम से कम 3 घंटे के लिए डीसी के रूप में दिन के लिए माना जाता है। माहवार क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं में क्षेत्र में सीजीएस से अनुसूचित ऊर्जा और अनुसूचित द्विपक्षीय समाशोधन (लेन-देन) भी परिलक्षित होते है। लाभार्थियों के साथ आइएसजीएस (ISGS) ,सीटीयू (CTU) आदि से निर्मित बिलों का निषीदन मासिक क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के आधार पर होता है।

For thermal stations, average DC for the day (in ex-bus MW) is considered as DC for that day while for hydro stations, DC for at least 3 hours declared continuously is considered as DC for the day. Scheduled energy from CGSs within the region and Scheduled Bilateral Exchanges are also reflected in the monthly REAs. The settlements of bills are made by ISGS, CTU etc with the beneficiaries on the basis of monthly REAs.

अगर कोई विसंगति, घटक या एनईआरपीसी के घटक सदस्य आवश्यक कार्रवाई के लिए क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के जारी होने की तारीख से पंद्रह (15) दिन के भीतर सूचित कर सकते है।

If there is any discrepancy, the constituents or Trader member of NERPC may intimate within fifteen (15) days from the date of issue of REAs for needful.

31/03/2014 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय और पनबिजली विद्युत संयन्त्रों की केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन की वार्षिक क्षमता और अभिकल्प ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार है:

The Annual Capacity Charges and Design Energy for thermal and hydro power stations of Central Sector Generators in the North Eastern Region as on **31.03.2014** are as follows:

विद्युत संयन्त्र Power Stations	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)	अभिकल्प ऊर्जा (जीडब्लूएच) Design Energy (GWh)	वार्षिक नियत प्रभार (. करोड़) Annual Fixed Charge (. Crore)
कोपिली KOPILI	200	1186.14	88.4572
कोपिली –II KOPILI -II	25	86.3	13.2283
खण्डोंग KHANDONG	50	277.61	50.5062
आरएचईपी RHEP	405	1509.69	295.3547
डीएचईपी DHEP	75	227.24	80.4132
एजीबीपीपी AGBPP	291	लागू नहीं NA	244.5831
एजीटीपीपी AGTPP	84	लागू नहीं NA	71.7633
लोकताक LOKTAK	105	448.00	107.1660
पालाटाना PALLATANA	363.3	लागू नहीं NA	374.2272

4.2 विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम)

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) प्रभार एक उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) तंत्र का एक महत्वपूर्ण भाग है। प्रचलित बाजार की स्थितियों को ध्यान में रखते हुए सीईआरसी द्वारा डीएसएम दरों का निर्धारण किया जाता है ताकि ग्रिड आवृत्ति एक वांछनीय स्तर पर अवलम्बित की जा सके। उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) का मुख्य उद्देश्य ग्रिड अनुशासन बनाए रखना है जहाँ, डीएसएम एक महत्वपूर्ण घटक के रूप में कार्य कर रहा है। यह भी अधिशेष और घाटे के क्षेत्रों के मध्य अंतर दिन विद्युत समाशोधन हेतु एक समझौता तंत्र के रूप में कार्य करता है।

वर्ष 2013-14 के दौरान लागू डीएसएम दरों का विवरण नीचे इस प्रकार है:

4.2 Deviation Settlement Mechanism (DSM)

Deviation Settlement Mechanism (DSM) Charges is one of the important part of Availability Based Tariff (ABT) mechanism. DSM rates are fixed by CERC considering the prevailing market conditions so that grid frequency is maintained at a desirable level. The main aim of ABT is to maintain Grid Discipline and supply of quality power, where DSM is acting as an important commercial tool in achieving the above objective. It also acts as a settlement mechanism for intra day power transfer between the surplus and deficit areas.

The DSM rates applicable during the year 2013-14 were as under:

(सीईआरसी आदेश. संख्या एल-1/132/2013/सीईआरसी दिनांकित 20 जून 2013 के अनुसार)
(Vide CERC's order no. L-1/132/2013/CERC dated 20th June, 2013)

समय ब्लॉक का औसत आवृत्ति Average frequency of time block	डीएसएम दर (पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा) DSM rate (Paisa per kWH)
50.05 हर्टज और ऊपर 50.05 Hz and above	0
50.05 हर्टज से नीचे और 50.00 हर्टज तक Below 50.05 Hz and up to 50.00 Hz	0.01 हर्टज स्टेप में रेखीय (इस सीमा के भीतर प्रत्येक 0.01 हर्टज स्टेप 35.60 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा के बराबर है) Linear in 0.01 Hz step (each 0.01 Hz step is equivalent to 35.60 paisa per kWH within this range)
50.00 हर्टज और 49.95 हर्टज के मध्य Between 50.00 Hz and 49.95 Hz	0.01 हर्टज स्टेप में रेखीय (इस सीमा के भीतर प्रत्येक 0.01 हर्टज स्टेप 155.40पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा के बराबर है) Linear in 0.01 Hz step (each 0.01 Hz step is equivalent to 155.40 paisa per kWH within this range)
49.95 हर्टज से नीचे Below 49.95 Hz	1110.40

उत्पादन के लिए, डीएसएम ऊर्जा वास्तविक उत्पादन (पूर्व बस) और निर्धारित उत्पादन (पूर्व बस) के मध्य अन्तर है, जबकि एक लाभार्थी के लिए यह वास्तविक (परिधि) आहरण और निर्धारित (परिधि) आहरण के मध्य अन्तर के बराबर है। डीएसएम प्रभार डीएसएम दर के साथ डीएसएम ऊर्जा के गुणन से प्राप्त की जाती है। डीएसएम दर केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) के द्वारा अधिसूचित एक आवृत्ति निर्भर ऊर्जा दर है। घटक डीएसएम प्रभार की भुगतान/प्राप्ति पर निर्भर करता है जो ग्रिड आवृत्ति को सहायता प्रदान की है/कम आँका है, पर निर्भर करता है।

4.2 <u>विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम (डीएसएम) देय</u>:

वित्तीय वर्ष 2013-14 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र हेतु विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) देय (रूपये लाखों में) अधोलिखित हैं।

For a Generator, DSM energy is the difference between actual generation (Ex-bus) and Schedule generation (Ex-bus), whereas for a beneficiary, it is equal to actual drawl (periphery) and schedule drawl (periphery). DSM charge is obtained by multiplying the DSM energy with DSM rate. DSM rate is a frequency dependent energy rate notified by Central Electricity Regulatory Commission (CERC). A constituent may receive / pay DSM charge depending on whether it has assisted/ undermined the grid frequency.

4.3 <u>Deviation Settlement Mechanism (DSM) Payable:</u>

The Deviation Settlement Mechanism (DSM) payable (in Rupees Lakhs) of North-Eastern Region for the financial year 2013-14 is given as below:

(आंकड़े रुपये लाखों में Figures in . Lakhs)

	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Aug-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dec-13	Jan-14	Feb-14	Mar-14
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-153.3	54.8	-04.0	59.0	-19.0	56.3	-144.8	-319.2	-445.7	-265.5	-231.6	-320.0
असम Assam	-246.9	423.7	-467.0	-825.0	-417.0	-746.5	-251.0	-228.7	-732.3	-131.6	-286.5	-195.9
मणिपुर Manipur	-145.7	103.0	73.0	144.0	59.0	128.6	13.4	-58.1	-246.3	-129.6	-80.3	-122.3
मेंघालय Meghalaya	-182.9	-11.5	96.0	38.0	-06.0	146.6	-86.3	-143.5	-200.1	-158.9	-198.2	-320.1
मिजोंरम Mizoram	-126.9	13.6	-17.0	28.0	04.0	42.6	-105.6	-157.1	-197.8	-142.2	-65.5	-98.5
नागालैण्ड Nagaland	-115.5	24.2	-27.0	-24.0	-58.0	23.8	-51.0	-114.1	-161.2	-105.3	-47.0	-69.5
त्रिपुरा Tripura	-88.7	186.5	-2[redacted]0	-72.0	-149.0	-194.1	33.8	-12.5	-176.7	146.5	-10.9	-396.6

(-) indicates DSM payable (in . Lakhs)

वित्तीय वर्ष **2013-14** के लिए विचलन निपटान तंत्र (डीएसएम) का विस्तृत आँकड़ा **<u>अनुलग्नक-</u>**<u>X</u> में सुसज्जित है।

The detail data of DSM energy is furnished in **<u>Annexure-X</u>** for the financial year 2013-14.

4.4 पारेषण शुल्क:

सीईआरसी के सं.एल– 1/44/2010–सीईआरसी दिनांकित 15.06.2010 में घोषित सीईआरसी विनियम 2010 (अंतर राज्य पारेषण शुल्क और हानि का सहभाजन) 01.07.2011 से लागू किया गया। उपरोक्त विनियम तथा इसके उत्तर्वर्ती संशोधनों में से कोइ भी उत्तर पूर्वी क्षेत्र में पारेषण शुल्क के निर्धारण का आधार बनेगा । वर्ष 2013-14 के पिछले तिमाही का पीओसी दर इस प्रकार है :

4.4 Transmission Tariff:

Central Electricity Regulatory Commission vide No.L-1/44/2010-CERC dt. 15.06.2010 notified the CERC(Sharing of Interstate Transmission Charges and Losses) Regulations 2010 which came into effect from 01.07.2011. The above stated regulations and subsequent amendments thereof, if any forms the basis for determination of transmission charges in NER. The PoC Rates for last quarter of 2013-14 is given below :

Slabs for PoC Rates – North Eastern Region (January to March, 2014)

Sl. No.	Name of Entity	Slab Rate (₹/MW/Month)	Slab Rate (Paisa/Unit)
1	Arunachal Pradesh W	118280	16.34
2	Assam W	118280	16.34
3	Manipur W	118280	16.34
4	Meghalaya W	118280	16.34
5	Mizoram Inj	118280	16.34
6	Mizoram W	118280	16.34
7	Nagaland W	118280	16.34
8	Palatana	118280	16.34
9	Tripura Inj	118280	16.34
10	Arunachal Pradesh Inj	88280	12.34
11	Assam Inj	88280	12.34
12	Manipur Inj	88280	12.34
13	Meghalaya Inj	88280	12.34
14	Nagaland Inj	88280	12.34
15	Ranganadi	88280	12.34
16	Tripura W	88280	12.34

(i) साल 2013-14 में लाभार्थियों के लिए पारेषण प्रभार

(i) Transmission Charges for the constiuents for the year 2013-14:

Month	Arunachal Pradesh	ASEB	Manipur	MeECL	Mizoram	Nagaland	Tripura
Apr-13	22314098.24	137956152.78	20962753.76	33995639.38	14055937.65	17825332.63	17050568.29
May-13	22314098.24	137956152.78	20962753.76	33995639.38	14055937.65	17825332.63	17050568.29
June-13	22314098.24	137956152.78	20962753.76	33995639.38	14055937.65	17825332.63	17050568.29
July-13	22437985.16	127626376.50	21096953.90	34192450.46	14140500.83	15239703.96	17163471.92
Aug-13	22415580.66	127891158.33	21096953.90	34111010.55	14117972.90	15190445.66	17163471.92
Sep-13	22394576.45	127176935.37	21096953.90	33863426.27	14096852.95	14551505.62	17163471.92
Oct-13	20060125.40	131649787.08	19965456.69	32172361.25	13332240.38	15667796.74	16180696.81
Nov-13	20060125.40	131548368.52	19965456.69	32145284.49	13332240.38	15667796.74	16180696.81
Dec-13	20060125.40	131548368.52	19965456.69	32145284.49	13332240.38	15667796.74	16180696.81
Jan-14	27784276.36	163138868.72	25196574.91	45341926.21	16334892.15	20880721.76	34967342.48
Feb-14	28027364.74	165790741.77	25601799.41	46214834.44	16577980.54	21179057.47	36858390.15
Mar-14	28041958.39	165909900.22	25626126.78	46256473.95	16592574.18	21196967.85	36971917.89

अध्याय CHAPTER 5

संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन
Operation, Protection, Communication & System Studies

5.1 यूएफआर प्रणाली:

विस्तृत विचार विमर्श के आधार पर उच्च कमी की स्थिति में जो कि सर्वप्रचलित दुर्बल जलःस्थिति को ध्यान में रखते हुए टीसीसी ने रक्षा प्रणाली के लिये UFR की सिफारिश की जिसके द्वारा कुल 120 मेगावाट (स्टेज-I: 60 मेगावाट, स्टेज-II : 30 मेगावाट और स्टेज-III: 30 मेगावाट) भार राहत प्राप्त होगा। प्रत्येक राज्य के लिये निर्धारित भार राहत का विवरण निम्न है:

5.1 UFR Scheme:

Based on the detailed deliberations the TCC recommended that in view of high shortfall conditions that prevail throughout the region in lean hydro conditions, UFRs may be installed under defense mechanism to provide total load relief of 120 MW (Stage-I: 60 MW, Stage-II: 30 MW and Stage-III: 30 MW). The State wise load relief through UFR shall be as given below:

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की टीसीसी द्वारा अनुशंसित यूएफआर योगदान
UFR contribution recommended by TCC of NERPC

(आँकड़े मेगावाट में Figures in MW)

लोड राहत Load relief	**चरण Stage-I (48.8 Hz)**	**चरण Stage-II (48.5 Hz)**	**चरण Stage-III (48.2 Hz)**	**योग Total**
परिमाण Quantum	60	30	30	120

लोड राहत का वितरण Distribution of load relief	अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	असम Assam	मणिपुर Manipur	मिजोंरम Mizoram	मेघालय Meghalaya	नागालैण्ड Nagaland	त्रिपुरा Tripura	**योग Total**
चरण Stage-I (48.8 Hz)	3	35	3	3	8	3	5	**60**
चरण Stage-II (48.5 Hz)	-	15	-	-	8	-	7	**30**
चरण Stage-III (48.2 Hz)	-	15	-	-	8	-	7	**30**

आवश्यक कुल भार राहत प्राप्त करने के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र के उपर्युक्त घटक राज्यों के स्थानों की पहचान की गयी है। मणिपुर को छोड़कर सभी राज्यों में यूएफ रिले स्थापित किया जा चुका है।

The NER constituents' States have identified the locations to achieve the the required total load relief as above. Accordingly the UF relays have already been installed by all constituent states in the Region except Manipur.

लेकिन केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण,नई दिल्ली में

दिनांक 16/07/2013 को आयोजित दूसरी एनपीसी बैठक में चर्चा के बाद समिति ने सभी राज्यों में यूएफआर आधारित लोड शेडिंग के मात्रा और चरणों के संशोधन का निर्णय लिया,जिसके अनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण,के पत्र दिनांक 22/07/2013 के द्वारा एनईआर में यूएफआर आधारित लोड शेडिंग के मात्र निम्न्लिखित चार चरणों मे आवश्यक बताया :

But after discussion in 2nd NPC meeting, held on 16th July 2013 at CEA, New Delhi, the committee has decided to revise the quantum and stages of UFR based load shedding in all regions. Accordingly the CEA, vide their letter dated 22.07.2013, has communicated that following quantum of UFR based load shedding is required for NER in four stages.

क्र.सं **Sl. No**	चरण **Stages**	आवृत्ति **Frequency (in Hz)**	**Amount of Load shedding (in MW)**
1	Stage – I	49.2	100
2	Stage – II	49.0	100
3	Stage – III	48.8	100
4	Stage – IV	48.6	100
Total Load Shedding			**400**

इसके साथ एनपीसी ने तीन महीनों के अन्दर कार्यावित करने और मासिक प्रगति रिपोर्ट नियमित रूप से कें.वि.प्रा को संचारित करने का निर्देश दिया।

ओसीसी और पीसीसी मंच पर विचार विमर्श के बाद यूएफआर आधारित लोड शेडिंग की मात्रा उत्तर पूर्वी राज्यों में सभी संघटकों के विभिन्न स्तरों पर आवश्यक्ता (एनईआरपीसी के विशेष टीसीसी बैठक 2009 में अपनाए गए सूत्र के आधार पर) निम्न प्रकार से निर्धारित किया गया है:

Further NPC has also requested for implementation within three months and monthly progress report of implementation should be communicated to CEA regularly.

After deliberation in OCC and PCC forum, the quantum of UFR based load shedding required at different stages by each constituents in NER (as per the formula adopted in Special TCC meeting of NERPC held in 2009) has been worked out as below:

क्र सं SN	चरण Stages	Frequency (in Hz)	राज्य-वार लोड शेडिंग State-wise Load Shedding	कुल लोड शेडिंग (मेगा वाट में) Total Load shedding (in MW)
1	Stage-I	49.2	Arunachal = 5 MW Assam = 55 MW Manipur = 5 MW Meghalaya = 15 MW Mizoram = 5 MW Nagaland = 5 MW Tripura = 10 MW	100
2	Stage-II	49.0	- do -	100
3	Stage-III	48.8	- do -	100
4	Stage-IV	48.6	- do -	100
	Total Load Shedding		**Assam: 220MW (4x55MW)**	**400**
			Meghalaya: 60MW(4x15MW)	
			Tripura: 40MW (4x15MW)	
			Ar. Pradesh: 20MW (4x5MW)	
			Manipur: 20MW (4x5MW)	
			Mizoram: 20MW (4x5MW)	
			Nagaland: 20MW (4x5MW)	

सभी संघटकों ने उपर्युक्त प्रस्ताव को स्वीकारा । संघटकों से अनुरोध है कि उपर्युक्त यूएफआर आधारित लोड शेडिंग की मात्रा से संबंधित सभी प्रदायकों को पहचानकर उनकी सूचि प्रस्तुत करें।

All constituents have agreed to the above proposal. The constituents are requested to identify and furnish the list of feeders for above quantum of UFR based load shedding.

5.2 विशेष सुरक्षा प्रणाली:

महत्वपूर्ण इएचवी लाइनों में ट्रिपिंग के कारण ग्रिड व्यवधान को रोकने के लिए पालाटानाजीबीपीपी लाइन की कमीशनिंग के कारण विशेष सुरक्षा योजना (एसपीएस) संशोधित करने का प्रस्ताव रखा गया।

ओटीपीसी के पालाटाना उत्पादन यूनिट# 1. (363.3 मेगावाट) से संबंधित निम्नलिखित चार प्रणाली संरक्षण योजना (एसपीएस) पूर्वी राज्यों के लिय आयोजन किया गया:

स्थिति 1: ओटीपीसी, पालाटाना के उत्पादन यूनिट में ट्रिपिंग ।

स्थिति 2: 400 केवी डी /सी पालाटाना - सिलचर लाइन में ट्रिपिंग (ओटीपीसी संयंत्र, पालाटाना के जनन के समय) ।

स्थिति 3: 400 केवी डी /सी सिलचर - बर्निहाट लाइन में ट्रिपिंग (ओटीपीसी संयंत्र, पालाटाना के जनन के समय) ।

स्थिति 4: 400 केवी डी /सी सिलचर - बर्निहाट लाइन में ट्रिपिंग (ओटीपीसी संयंत्र, पालाटाना के अभाव में) ।

5.2 Special Protection Scheme:

In order to prevent frequent grid disturbances due to tripping of important EHV lines, the Special Protection Scheme (SPS) proposed was modified due to commissioning of Pallatana GBPP

The following four (4) System Protection Scheme (SPS) associated with generating Unit#1 (363.3MW) of OTPC at Palatana has been planned for NER:

Case 1: Tripping of generating unit of OTPC at Palatana

Case 2: Tripping of 400 kV D/C Palatana- Silchar line (with generation from OTPC's plant at Palatana)

Case 3: Tripping of 400 kV Silchar-Byrnihat line (with generation from OTPC's plant at Palatana)

Case 4: Tripping of 400 KV Silchar – Byrnihat line (without generation from OTPC's plant at Palatana)

5.3 यूएफ रिले का निरीक्षण:

यूएफ रिले का निरीक्षण जब और जैसे जरूरत पड़ने पर किया जाता है।

5.3 Inspection of UF relays:

Inspections of UF Relays are carried as and when required.

5.4 दीपायन योजना :

03.08.2012 को विद्युत मंत्रालय , केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के अध्यक्ष के अध्यक्षता में गठित जांच समिति के सिफरिशनुसार देश के सभी प्रदेशों में दीपायन योजना गठित करने का सुझाव दिया गया था। ब्लेकआउट के समय पर इन दीपायनों में उपलब्ध सटार्ट _ अप पावर से प्रणाली को कम समय में फिर से चालू किया जा सकता है । उत्तर पूर्वी क्षेत्र के कुछ जेनेरेटिंग यूनिटों के आवृत्ति सेटिंग सिफारिश की गई दीपायन प्रणाली के आवृत्ति 47.9 हर्ट्स से अधिक उच्च है। इसलिए दो दीपायन प्रणाली 48.8 हर्ट्स आवृत्ति के साथ 500 ms विलम्बता के साथ कार्यावित किया गया है। इसका विवरण **अनुसंलग्नक-XI** में दिया गया है:

5.4 Islanding Scheme:

As per recommendations of the enquiry committee constituted on 03.08.2012 by the Ministry of Power under chairmanship of Chairman, CEA it was suggested to set up islanding schemes in all regions of the country. In the event of blackout system is restored in a short time with the availability of start-up power from these islands. The frequency setting of some generating units in NER is much higher than the recommended frequency of 47.9 Hz for islanding scheme. So two islanding schemes have been implemented with a frequency of 48.8 Hz with 500ms delay. The details are given in **Annexure-XI.**

5.5 नए भार प्रेक्षण केंद्रों की स्थापना :

12वीं एनईआरपीसी बैठक के निर्णयनुसार नए एसएलडीसीओं का स्थापना अरुणाचल प्रदेश , मणिपुर ,मिजोरम और नागालेण्ड में किया जा रहा है और असम , मेघालय और त्रिपुरा में स्थित वर्तमान में कार्य कर रहे एसएलडीसीओं का उन्नयन किया जा रहा है । 09.12.13 को शिलांग में आयोजित विशेष टीसीसी बैठक में विचार विमर्श के बाद यह तय हुआ था कि पावर ग्रिड एससीएडीए / ईएमएस प्रणाली के विस्तारण / उन्नयन कार्यों में आगे बढ़ेगा और इसका निवेश सीईआरसी द्वारा तय किया गया प्रशुल्क में वसूल करेगा।

5.5 Setting up of new SLDCs:

As per decision of 12th NERPC meeting new SLDCs are being setup in the states of Arunachal Pradesh, Manipur, Mizoram, Nagaland and existing SLDCs in the states of Assam, Meghalaya and Tripura are being upgraded. At special TCC meeting held in Shillong on 9-2-2013, after deliberation it was agreed that POWERGRID should go ahead with the implementation of Expansion/Upgradation of SCADA/EMS System at NERLDC and SLDCs of North Eastern Region and investment shall be recovered as tariff determined by CERC.

अध्याय CHAPTER 6

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें
Meetings of North-Eastern Regional Power Committee

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति अपनी विभिन्न स्थायी समितियों की बैठकों मे सामरिक संचालन की योजना बनाने, विद्युत के आदान-प्रदान के लिए, वाणिज्यिक व्यवस्था और बकाया / विवादों और अन्य अनसुलझे तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों के समाधान के लिए विभिन्न स्थायी समितियों अर्थात ओसीसी, पीसीसी और विद्युत समिति की बैठकों में चर्चा की गयी। ये बैठकें नियमित रूप से सभी घटकों की सहमति से उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के तत्वावधान में समय समय पर सुविधानुसार आयोजित की गयी। इन बैठकों में इष्टतम विद्युत की आपूर्ति और क्षेत्र के घटकों को अधिकतम लाभ देने के लिये आमसहमति से लिये गये निर्णयों को लागू किया गया। वर्ष 2013-14 के दौरान आयोजित विभिन्न समितियों की बैठक की सूची **अनुलग्नक-XII** पर हैं।

6.1 उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (NERPC) की बैठक:

य़ह सर्वोच्च निकाय और उनके सदस्यों जो कि इन क्षेत्रों के सातों राज्यों के विद्युत मंत्री है, राज्य विद्युत परिषदों के अध्यक्षों, अन्य सम्बन्धित केन्द्रीय क्षेत्र संगठन के अत्यधिक उच्च स्तर के अधिकारी और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की बैठक है। इस समिति के द्वारा बैठकों में प्रमुख मुद्दों पर नीतिगत निर्णय लिया गया। वर्ष 2013-14 के दौरान श्री एम.के चौधरी ,निदेशक (तकनीकी), टीएसईसीएल , के अध्यक्षता में दिनांक 04/09/2013 को अगरटाला, त्रिपुरा में 14 वीं टीसीसी बैठक आयोजित की गयी। 14वीं एनईआरपीसी बैठक की कार्यावृत्त एनईआरपीसी सदस्यों में जारी की गई और उनके द्वारा अनुमोदित भी किया गया ।

NERPC's interactions with its constituents for strategic operational planning & commercial arrangements for exchange of power and settling of dues/disputes and other unresolved technical and commercial issues are discussed in the meetings of various Standing Committees viz. OCC, PCC, TCC and Power Committee meetings set up for the purpose. These meetings under the aegis of NERPC were held regularly and periodically with the convenience and consent of all the constituents and important decisions taken or arrived at these meetings are implemented, for optimum supply of power and to give maximum benefits to the constituents of the Region. The list of various meeting of different committees held during 2013-14 are at **Annexure-XII**.

6.1 North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting:

This is the meeting of the highest body and its members are Minister of Power of all the seven States of this Region, Chairmen of the SEBs, very high-level officers of the other related central sector organisation and Member Secretary, NERPC. The policy decisions on major issues are taken by this body in its meeting. During 2013-14, only 14th TCC meeting was held on 04.09.2013 at Agartala, Tripura under the Chairmanship of Shri M.K.Choudhary,Director (Tech), TSECL . The minutes of 14th NERPC was circulated amongst NERPC members and the same was approved.

6.2 तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक:

तकनीकी समन्वय समिति, जो कि विद्युत समिति के मुख्य तकनीकी समिति है, जिनमें सम्बन्धित घटकों के राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों/निगमों के सदस्य और प्रधान मुख्य अभियन्ता सम्मिलित है। वर्ष 2013-14 के दौरान, एक टीसीसी बैठक अध्यक्ष श्री एम. के. चौधुरी, निदेशक (तकनीकी), टीएसईसीएल की अध्यक्षता में आयोजित की गयी। इस बैठक में निम्नलिखित प्रमुख मुद्दों पर चर्चा हुई।

6.2 Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting:

The Technical Co-ordination Committee, which is the main technical committee of the Power Committee comprising of the Members & Principal Chief Engineers of SEBs/Power Departments/ Corporations of the respective constituents. During the year 2013-14, one TCC meeting were held under the Chairmanship of Shri M.K. Choudhury, Director (Tech), TSECL. The following major issues were discussed:

1 Setting up / Up-gradation of SLDCs in NER.
2 Additional requirements of OPGW based communication for Central sector Sub-stations and Generating Stations and other large Generating Stations in NER.
3 Grid Security Expert System (GSES).
4 Installation of Harmonic Filters.
5 Rmedial Measures taken in NER after major grid disterbances in July 30-31, 2013 based on recommendations of enquiry committee.
6 System Protection Scheme (SPS) associated with Unit # I of OTPC, Pallatana.
7 Implementation of Islanding Scheme in NER.
8 Requisition based scheduling.
9 Impementation of CEA Regulations.
10 Construction of Transmission Line from Surajamaninagar to Silchar via P.K. Bari by POWERGRID.
11 NER Strengthening Scheme-II
12 Proposal of Study Tour.
13 Procurement of SEM/DCD for 2013-2014.
14 Status of LC requirement against Poc Billing.
15 Opening of LC against UI charges Liability.
16 Replacement of defective Insulator Springs in Transmission Lines of POWERGRID in NER.
17 Proposal for Implementation of State of art PABX System.
18 Unified Real Time Dynamic State Measurement (URTDSM) Scheme.
19 Board Fund Contribution for FY 2013-14.
20 Audit of Board Fund of NERPC.

6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

एक वाणिज्यिक समिति की बैठक (20वीं) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गयी। इस बैठक में नीचे दर्शाये गये मुख्य मुद्दों पर चर्चा किया गया:

6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

One Commercial Committee meetings (20^{th}) was held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

1. Outstanding dues against constituents in respect of UI, transmission Charges, Energy charges and NERLDC's fees and charges bills.
2. Methodology adopted in REA for calculating scheduled energy to beneficiaries from of Central Generating Station.
3. Certification of Open Cycle Generation of AGBPP.
4. Requisition based scheduling.
5. Grid Security Expert System (GSES):
6. Metering Issues.
7. Expansion and Up-gradation of SCADA/EMS System and setting up new SLDCs of North Eastern Region.
8. Establishment of OPGW communication link.
9. Independent third party audit of protection system.
10. Unified Real Time Dynamic State Measurement (URTDSM) Scheme.
11. LC requirement against PoC billing as per Cl. No. 3.6 of BCD (Billing Collection and Disbursement) Procedures of CERC order No. L-1/44/2010-CERC, Dtd. 29.04.11

6.4 संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक:

संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) जिसका प्रतिनिधित्व राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियों के नामितों द्वारा किया जाता है, प्रत्येक माह में एक बार बैठक करते हैं। वर्ष 2013-14 के दौरान 84वीं से 95वीं ओसीसी बैठकें सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गयी। ओसीसी बैठकों में उत्पादन अनुसूची, आपातकालीन आवश्यकताओं सहित विद्युत आवश्यकताएँ, केन्द्रीय क्षेत्र आवंटन, खामियों और रखरखाव और उत्पादन इकाईयों और पारेषण लाइनों हेतु बंद अनुसूची जैसे विषयों पर चर्चा की गयी और अंतिम रूप दिया गया। एसपीएआर के कार्यव्यन की स्थिति, एससीएडीए/ईएमएस प्रणाली का उन्नयन/ विस्तार, राज्य और केंद्रीय सेक्टर पर नए पारेषण लाइनो6 की कमीशनिंग, उतपादन यूनिटों, तथा संबंधित पारेषण प्रणालियों की प्रगति/ स्थिति आदि की समिक्षा की गई।

आरपीसी बैठकों में लिए गए निर्णयों की प्रगति पर निगरानी रखी गयी। आवृत्ति लोड शेडिंग योजना, उत्पादन सयंत्र और पारेषण तत्वों की लम्बी आउटेज के बारे में नियमित रूप से चर्चा की गयी और जल्दी बहाली के लिए अननुशीलन किया गया। ग्रिड के समग्र प्रदर्शन की समीक्षा की गयी और उसके आवश्यक सुधार हेतु निर्णय लिया गया। माह के दौरान प्रणाली में गड़बड़ी और गड़बड़ी से बचने के सुधारात्मक उपायों पर चर्चा हुई।

6.4 Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting:

The Operation Coordination Committee (OCC) represented by nominees from the State Electricity Boards/Electricity Department, Central Sector Power Transmission and Generation Agencies in the region, meet once in every month. During the year 2013-14, 84th to 95th OCC meetings were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. In the OCC meetings the subjects like Generation Schedule, Power requirements including emergency requirements, Central Sector allocation, shortfalls, maintenance and shutdown schedule for generating units and transmission lines were discussed and finalized. The status of implementation of SPAR, upgradation/ expansion of SCADA/EMS system, progress/status of commissioning of new transmission lines, generating units and associated transmission system in the state and central sector etc. were reviewed.

The implementation of decisions taken in RPC meetings was monitored. Under Frequency Load Shedding Scheme, long outage of the generating and transmission elements were discussed regularly Early restoration of generation and transmission elements was pursued for smooth operation of grid. The overall performance of the Grid was reviewed and decisions were taken for necessary improvement. System disturbances during the month and remedial measures to avoid repeatation of such incidences in future were discussed.

6.5 संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक:

संरक्षण समिति राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियों के संरक्षण अभियन्ताओं द्वारा प्रतिनिधित्व किया जाता है। इस समिति का उद्देश्य विभिन्न ग्रिड व्यवधान,उत्पादन और प्रेषण संबंधित संरक्षण मुद्दों जैसे संरक्षण योजना, पुराने रिलेओं का प्रतिस्थापन, अक्सर गलतियाँ घटने वाले विषयों, रिले स्थापना का समन्वय आदि का विश्लेषण करना है। 8वीं से 19वीं सुरक्षा समन्वय समिति की बैठकें इस वित्तीय वर्ष के दौरान प्रत्येक माह सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित किया गया। इन बैठकों में चर्चा के मुख्य मुद्दों का विवरण नीचे दिया गया है:

6.5 Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting:

The Protection Committee is represented by Protection Engineers of State Electricity Boards/Electricity Departments and Central Sector Power generation and transmission Agencies. Objective of this Committee is to analyze grid disturbances, discuss protection issues relating to generation and transmission system like protection schemes, replacement of old relays, frequently occurring faults, co-ordination of relay setting etc. 8th to 19th Protection Co-ordination Committee meetings were held during this financial year every month under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings were as below:

1. Standardization of Protection Scheme for Generating Stations in NER.
2. Implementation of Islanding Scheme in NER.
3. Major Grid Disturbances during the year.
4. Independent third party audit of protection system .
5. Activation of Earth Fault Protection of Numerical Relay.
6. Low Frequency Oscillations in NER.
7. Line, Generator, Bus bar, LBB, Reactor, GT, UAT, SAT, Excitation Trasformer Protection.
8. SPS scheme for Pallatana.
9. Automatic demand management, Implementation of Islanding Scheme.
10. T-Connection at various points in NER Grid.
11. Installation of Harmonic Filter.
12. Review for implemation of Single Pole Auto Reclose Scheme (SPAR) in various lines.
13. Up-gradation of existing CTs in NER network.
14. Installation of 2nd Distance Protection Relay for 220KV and above System.
15. Details of Installations and self-certification (by STUs and CTUs) in respect of operationalisation of Under Frequency Relays (UFRs) in NER systems and additional requiremant of UFR and df/dt relays.

अध्याय CHAPTER 7

रिपोर्ट एवं प्रमाणन
Reports & Certification

7.1 रिपोर्ट

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति ग्रिड प्रचालन, भार उत्पादन संतुलन, प्रणाली विश्लेषण इत्यादि पर रिपोर्ट जारी करती हैं। विभिन्न रिपोर्टों का विवरण निम्नलिखित हैं:

अ) मासिक विद्युत आपुर्ति की स्थिति
ब) मासिक प्रगति रिपोर्ट
स) भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट
द) वार्षिक रिपोर्ट

7.2 पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन

सीईआरसी के द्वारा अधिसूचित L-7/145(160)-2008-CERC दिनांक 19-01-09 और 01-04-09 से प्रभावी के अंतर्गत पावरग्रिड एवं एनईटीसी लाइनों व उपकरणों का मासिक उपलब्धता प्रमाण पत्र उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत सचिवालय द्वारा वर्ष 2013-14 के लिये जारी किया गया। वर्ष 2013-14 के लिये मासिक उपलब्धता का विवरण निम्नलिखित हैं:

7.1 Reports Issued:

NERPC has been issuing various reports regarding system operational data, load generation balance data, system studies data etc. The details of various reports issued by NERPC are given below: -

a) Monthly Power Supply Position;
b) Monthly Progress Reports;
c) Load Generation Balance Report;
d) Annual Report.

7.2 Certification of Transmission Availability:

As per CERC Regulations 2009 vide notification No. L-7/145(160)-2008-CERC dated 19-01-09 effective from 01-04-09, Availability Certificate of Power grid, NETC element in NER during 2013-14 was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability for the year 2013-14 is as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतः-क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिये संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)
April-2013	99.9442
May-2013	99.9619
June-2013	99.9602
July-2013	99.8752
August-2013	99.9296
September-2013	99.9693
October-2013	99.9371
November-2013	99.9631
December-2013	99.9368
January-2014	99.9387
February, 2014	99.9157
March - 2014	99.9485

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतः-क्षेत्रीय एनईटीसी अवयवों के लिये संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional NETC elements in NER (in %)
April-2013	96.6902
May-2013	98.9714
June-2013	99.9952
July-2013	99.8753
August-2013	99.9627
September-2013	99.5183
October-2013	99.8914
November-2013	99.8451
December-2013	99.9987
January-2014	99.9961
February, 2014	99.8786
March - 2014	99.9946

******

अनुलग्नक
ANNEXURES
&
प्रदर्श
EXHIBITS

अनुलग्नक /Annexure -I

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति,
शिलांग, मेघालय
का
संविधान

CONSTITUTION
OF
NORTH EASTERN REGIONAL POWER
COMMITTEE
SHILLONG (MEGHALAYA)

अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति
श्री मानिक दे,
माननीय विद्युत मन्त्री,
त्रिपुरा *सरकार*

Chairman, NERPC
Shri Manik Dey,
Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Tripura,

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य (31.03. 2014 को)
Members of the North Eastern Regional Power Committee (As on 31.03. 2014)

1	**श्री टन्गा बयालिंग,** **माननीय विद्युत मंत्री,** **अरुणाचल प्रदेश सरकार,** **ईटानगर।**	Shri Tanga Byaling, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Arunachal Pradesh, Itanagar.
2	**श्री प्रद्युत बोरडोलोई,** **माननीय विद्युत मंत्री,** **असम सरकार,** **दिसपुर, गुवाहाटी।**	Shri Pradyut Bordoloi, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
3	**श्री ओ. आई. सिंह,** **माननीय विद्युत मंत्री,** **मणिपुर सरकार, इम्फाल।**	Shri O. I. Singh Hon'ble Chief Minister & Minister of Power, Govt. of Manipur, Imphal.
4	**श्री लाल थानहावला,** **माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री,** **मिजोरम सरकार,** **आइजोल।**	Shri Lal Thanhawla, Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Mizoram, Aizawl.
5	श्री नैफ्यु रिओ, **माननीय विद्युत मंत्री,** **नगालैण्ड सरकार,** **कोहिमा।**	Shri Neiphiu Rio, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Nagaland, Kohima
6	श्री क्लेमेंट मारक **माननीय विद्युत मंत्री,** मेघालय **सरकार।**	**Shri Clement Marak** Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya,
7	**श्री पी. के.पाहवा,** **सदस्य (जी ओ एण्ड डी),** **केंद्रीय मंत्री विद्युत प्राधिकरण, नई दिल्ली।**	Shri P. K. Pahwa, Member (GO&D), Central Electricity Authority, New Delhi.

8	श्री के.तायेंग, आई ए एस सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर।	Shri K. Tayeng, IAS Secretary (Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.
9	श्री ए. गोयल, आई ए एस आयुक्त और सचिव (विद्युत), असम सरकार, दिसपुर, गुवाहाटी।	Shri A. Goel, IAS Commissioner & Secretary (Power), Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
10	श्री राजेश अग्रवाल, आई ए एस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल।	Shri Rajesh Agrawal, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Manipur, Imphal.
11	श्री बी.के. देव वर्मा, आई ए एस प्रधान सचिव (विद्युत) मेघालय सरकार, शिलांग।	Shri B.K.Dev Varma, IAS Principal Secretary (Power) Govt. of Meghalaya, Shillong.
12	अभि.लियांचुंगनुंङा, सचिव (विद्युत) मिजोरम सरकार, आइजोल।	Er. Lianchungnunga, Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13	श्री.एल.किरे, आई एफ़ एस प्रधान सचिव विद्युत, नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri L.Kire, IFS Principal Secretary of Power, Govt. of Nagaland, Kohima.
14	श्री एस. आर. कुमार, आई ए एस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।	Shri S. R. Kumar, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15	श्री के.वी ईअपेन, आई ए एस, अध्यक्ष, असम राज्य विद्युत बोर्ड, गुवाहाटी।	Shri K.V, Eapen, IAS Chairman, ASEB, Guwahati.
16	श्री जी.के. दास प्रबंध निदेशक, ए ई जी सी एल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri G.K. Das Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17	श्री डब्लू.एम.एस. परिआत, आई ए एस, अध्यक्ष, मेघालया राज्य विद्युत बोर्ड, शिलांग।	Shri W.M.S. Pariat, IAS Chairman , MeSEB, Shillong.
18	श्री एस.के.राय, अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक, टी एस ई सी एल, अगरतला।	Shri S.K. Ray, Chairman &.Managing Director TSECL, Agartala.

19	श्री पी. सी. पंकज अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग।	Shri P. C. Pankaj, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd., Shillong.
20	श्री ए.बी.एल. श्रीवास्तव निदेशक (वित्त), एन एच पी सी, फरीदाबाद (हरियाणा)।	Shri A.B.L. Srivastava Director (Finance), N.H.P.C., Faridabad (Haryana).
21	श्री आई.जे. कपूर, निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri I.J. Kapoor. Director (Commercial), NTPC, New Delhi
22	श्री आर.एन. नायक निदेशक (ऑपरेशन और परियोजनाएं), पावरग्रिड, नई दिल्ली।	Shri R.N. Nayak Director (Opn. & Projects), POWERGRID, New Delhi.
23	श्री ए. के. अग्रवाल सी.ई.ओ. एन वी वी एन एल, नई दिल्ली।	Sh. A.K. Agrawal C.E.O. NVVNL, New Delhi.
24	श्री दीपक अमिताभ, आई ए एस निदेशक (ऑपरेशन), पावर ट्रेडिंग कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड, नई दिल्ली।	Shri Deepak Amitabh , IAS Director(Operation), Power Trading Corporation of India Ltd., New Delhi.
25	श्री एस.के. सोनी, कार्यकारी निदेशक (ओएस), एन. एल. डी. सी., नई दिल्ली।	Shri S.K. Soonee, Executive Director (OS), NLDC, New Delhi.
26	श्री टी. एस. सिंह अपर महाप्रबन्धक एन ई आर एल डी सी, शिलांग।	Shri T.S. Singh Addl. General Manager N.E.R.L.D.C. Shillong
27	श्री एस. के. मोहापात्र, आई ई एस (सी पी ई एस) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग।	Shri S. K. Mohapatra, IES (CPES) Member Secretary I/C N.E.R.P.C Shillong

अनुलग्नक /Annexure -II

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक (31/03/2014 को)
PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2014)

सदस्य सचिव (कार्य प्रभारी) :

1. श्री एस.के.राय माहोपात्र

अधीक्षण अभियंता:

1. श्री ब्रीफली लिंगखोई

सहायक सचिव:

1. श्री लालरिनसंगा

कार्यकारी अभियंता:

1. श्री लालरिनसंगा
2. श्री एस. एम. झा
3. श्री एस. मंगसोथांग आईमोल

सहायक कार्यकारी अभियंता:

सहायक अभियंता:

ऊपर के अतिरिक्त बी, सी और डी समूह सेनौ (9) आधिकारी उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की शक्ति है।

Member Secretary i/c:

1. Shri S.K. Ray Mohapatra

Superintending Engineer:

1. Shri Brieflee Lyngkhoi

Assistant Secretary:

1. Shri Lalrinsanga

Executive Engineer:

1. Shri Lalrinsanga
2. Shri S. M. Jha
3. Shri S. Mangsothang Aimol

Assistant Executive Engineer:

Assistant Engineer:

In addition to the above, eight (8) official of Group B,C & D are also on the strength of NERPC.

अनुलग्नक /Annexure -III

31.03.14 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों को संस्तुति और भरण
POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.14

क्र. सं **S. N.**	पद का नाम **Name of the Post**	स्वीकृत **Sanctioned**	भरण **Filled**	रिक्त **Vacant**	टिप्पणियां **Remarks**
1	सदस्य सचिव **Member Secretary**	1	0	1	
2	अधीक्षण अभियंता **Superintending Engineer**	2	2	0	
3	कार्यपालक अभियंता **Executive Engineer**	5	3	2	
4	सहायक निदेशक-I **Assistant Director - I**	6	0	6	
5	सहायक निदेशक-II **Assistant Director - II**	1	0	1	
6	तकनीकी अधिकारी **Technical Officer**	1	0	1	
7	आशुलिपिक जीआर-I **Stenographer Gr. I**	1	1	0	
8	हिंदी अनुवादक **Hindi Translator**	1	0	1	
9	हिंदी अनुवादक जीआर. द्वितीय **Hindi Translator Gr. II**	1	0	1	
10	सहायक **Assistant**	1	0	1	
11	यूडीसी **U.D.C.**	1	1	0	
12	एलडीसी **L.D.C**.	3	1	2	
13	चालक **Driver**	1	0	1	
14	दफतरी **Daftary**	1	0	1	
15	परिचर / चपरासी **Attendant/Peon**	3	3	0	
16	चौकीदार **Chowkidar**	3	1	2	
	कुल Total:	**31**	**12**	**19**	

अनुलग्नक /Annexure -IV

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष 2013-14 के दौरान वित्तीय बजट

FINANCIAL BUDGET OF NERPC DURING THE YEAR 2013-14

वर्ष 2013-14 के दौरान स्वीकृत बजट और उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा किया गया वास्तविक व्यय इस प्रकार है:

The Sanctioned Budget and Actual Expenditure incurred by the NERPC during the year 2013-14 was as follows:

(. हजार में / . in Thousand)

विवरण Particulars	स्वीकृत बजट Sanctioned Budget 2013-14	वास्तविक व्यय Actual Expenditure 2013-14
Regional Co-ordination Centre (2801-NON-PLAN)		
Medical	200.000	80.792
Salary	4250.000	4249.874
Overtime Allowances	9.000	9.000
Travelling Expenditure	820.000	819.940
Tech. Improvement Scheme in GM	-	-
Office Expenditure	750.000	749.988
Total	**6029.000**	**5909.594**
Load Despatching Station (2801-NON-PLAN)		
Medical	90.000	38.887
Salary	4800.000	4793.294
Overtime Allowances	9.000	9.000
Travelling Expenditure	700.000	699.942
Office Expenditure	1520.000	1519.715
Advertisement/Publicity	450.000	250.000
Other Charges	540.000	539.703
Total	**8109.000**	**7850.541**
Aggregate Total	**14138.000**	**13760.135**

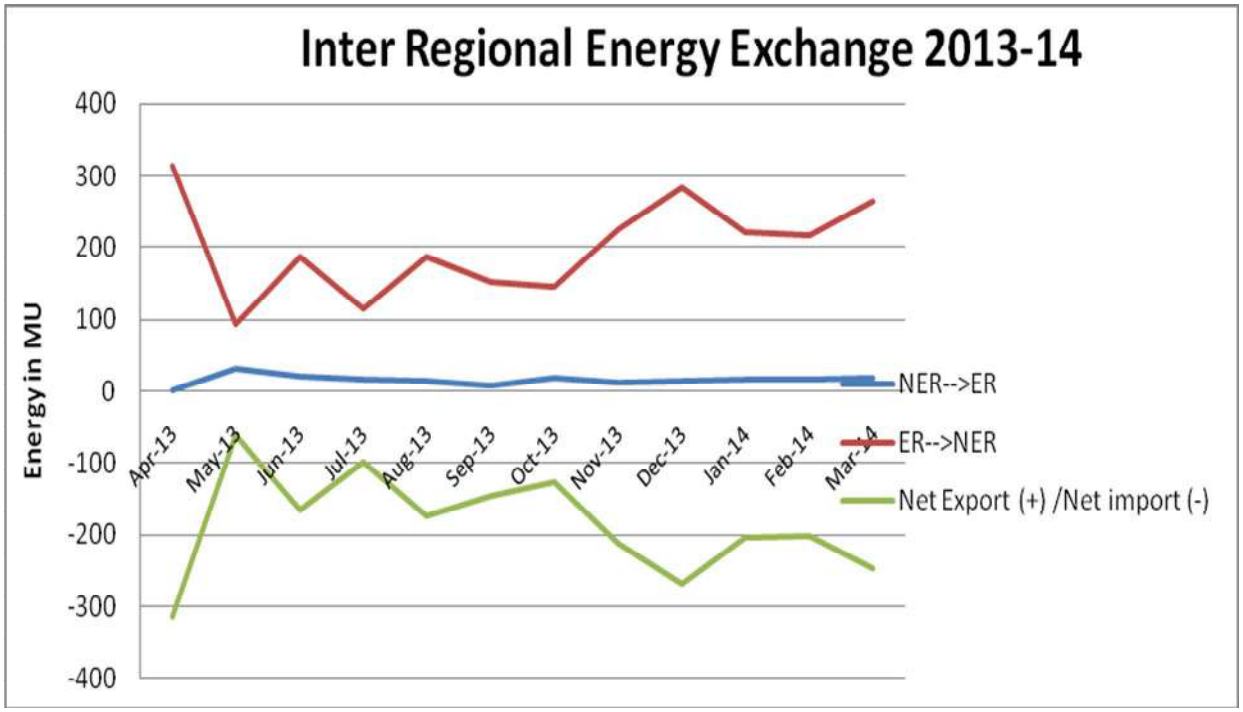
अनुलग्नक /Annexure -V

वर्ष 2013-14 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय

INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2013-14

Figures in MU

Month	NER-->ER	ER-->NER	Net Export (+) /Net import (-)
Apr-13	1.17	314.69	-313.52
May-13	31.67	93.97	-62.30
Jun-13	20.76	187.18	-166.42
Jul-13	16.78	115.33	-98.55
Aug-13	13.41	187.80	-174.39
Sep-13	7.59	153.29	-145.70
Oct-13	19.17	146.53	-127.36
Nov-13	12.37	225.99	-213.62
Dec-13	14.83	283.76	-268.93
Jan-14	17.26	221.12	-203.86
Feb-14	17.05	218.06	-201.01
Mar-14	19.52	266.00	-246.48
Total FY 13-14	**191.58**	**2413.72**	**-2222.14**



अनुलग्नक /Annexure -VI

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल

VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2013-14

	Bongaigaon 400 kV		Balipara 400kV		Misa 400kV		Misa 220kV		Salakati 220kV		Haflong 132 kV		Aizawl 132 kV		Kumarghat 132kV	
	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max(kV)	Min(kV)	Max (kV)	Min(kV)
Apr-13	414	381	412	378	424	392	232	212	241	215	138	126	136	119	135	124
May-13	415	385	419	391	423	388	226	210	233	219	137	126	137	121	136	124
Jun-13	415	385	422	390	424	389	226	210	233	215	137	124	138	121	136	125
Jul-13	423	384	420	394	424	394	229	212	231	214	136	123	136	120	134	123
Aug-13	412	389	421	382	424	390	225	209	239	212	138	124	135	122	134	123
Sep-13	415	386	421	388	424	391	224	210	230	207	136	121	135	122	134	123
Oct-13	413	390	414	388	417	393	223	212	229	210	136	128	135	119	135	126
Nov-13	415	390	416	388	418	392	229	212	229	209	137	126	135	122	135	121
Dec-13	415	384	417	373	419	393	224	213	230	211	138	125	136	123	139	128
Jan-14	412	384	418	389	420	392	224	212	227	211	136	126	136	123	135	126
Feb-14	411	384	414	386	419	393	226	210	231	211	136	126	136	123	135	128
Mar-14	412	384	418	388	421	392	225	211	233	213	136	124	136	121	135	127
Max	**423**		**422**		**424**		**232**		**241**		**138**		**138**		**139**	
Min	**381**		**373**		**388**		**209**		**207**		**121**		**119**		**121**	
Average	**400**		**402**		**407**		**219**		**222**		**131**		**129**		**130**	

अनुलग्नक /Annexure -VII

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयन्त्रों के संयन्त्र उपलब्धता गुणांक

PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2013-14

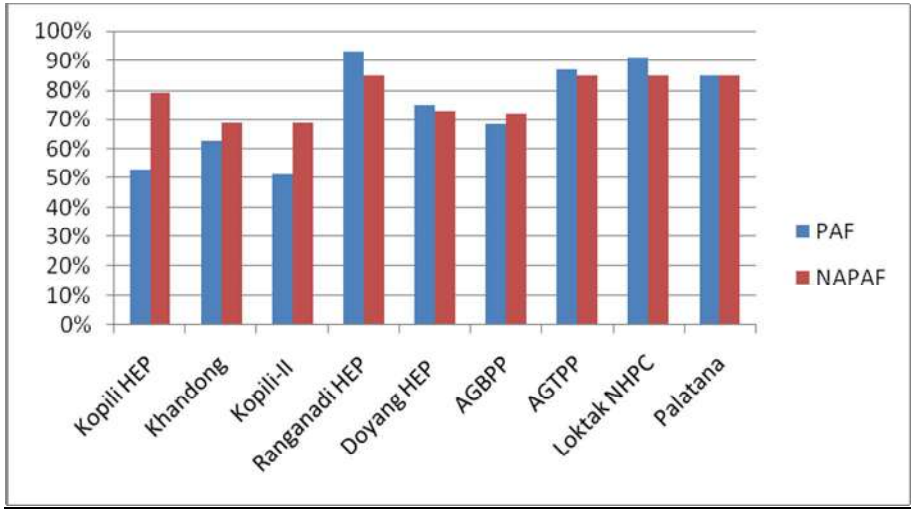
Sl. No.	Thermal Plant	Installed Capacity	Apr-13		May-13		Jun-13		Jul-13		Aug-13		Sep-13	
			Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	200	22.84	53%	61.63	51%	69.45	51%	111.64	85%	66.28	50%	63.26	46%
2	Khandong & Kopili-II	75	6.83	62%	30.93	67%	42.84	86%	36.82	79%	32.06	67%	43.33	86%
3	Ranganadi HEP	405	49.87	100%	117.43	100%	106.37	99%	158.24	100%	151.53	100%	126.22	100%
4	Doyang HEP	75	1.13	23%	25.14	63%	24.24	65%	47.57	83%	53.30	96%	39.08	90%
5	AGBPP	291	151.33	73%	150.24	70%	142.87	69%	164.19	78%	142.22	67%	140.70	68%
6	AGTPP	84	54.00	89%	55.17	88%	47.16	77%	56.18	89%	56.24	90%	54.12	90%
7	Loktak NHPC	105	7.44	56%	48.53	84%	68.57	101%	74.61	101%	73.37	101%	73.51	101%

Sl. No.	Thermal Plant	Installed Capacity	Oct-13		Nov-13		Dec-13		Jan-14		Feb-14		Mar-14	
			Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	200	102.26	81%	109.60	83%	66.60	82%	37.04	38%	0.00	0%	4.30	15%
2	Khandong & Kopili-II	75	33.93	75%	10.93	65%	9.34	52%	7.15	30%	1.63	37%	2.40	20%
3	Ranganadi HEP	405	80.30	100%	52.55	91%	36.12	74%	29.62	2%	33.65	86%	39.00	86%
4	Doyang HEP	75	24.84	87%	7.35	90%	6.60	87%	6.21	83%	5.33	77%	5.00	56%
5	AGBPP	291	119.96	56%	143.10	69%	150.33	70%	151.23	71%	138.88	72%	131.40	61%
6	AGTPP	84	56.74	91%	54.56	89%	53.69	84%	48.71	77%	49.86	87%	55.20	89%
7	Loktak NHPC	105	76.25	101%	58.06	80%	56.36	96%	39.04	89%	30.36	78%	33.70	101%

अनुलग्नक /Annexure -VII

Contd.....

Annual PAF for 2013-14						
Sl. No	Thermal Plant	Installed Capacity (MW)	Design Energy (GWh)	Gen (MU)	PAF	NAPAF
1	Kopili HEP	200	1186.14	714.90	53%	79%
2	Khandong	50	277.61	179.42	63%	69%
3	Kopili-II	25	86.30	78.77	51%	69%
4	Ranganadi HEP	405	1509.69	744.23	93%	85%
5	Doyang HEP	75	227.24	245.79	75%	73%
6	AGBPP	291	NA	1726.45	68%	72%
7	AGTPP	84	NA	641.63	87%	85%
8	Loktak NHPC	105	448.00	639.80	91%	85%



अनुलग्नक /Annexure -VIII

Load factor for 2011-12

Month	Energy available (MU)	Peak Demand (MW)	Load Factor
Apr-11	748.83	1762	59.02
May-11	792.10	1725	61.72
Jun-11	850.23	1758	67.17
Jul-11	925.24	1920	64.77
Aug-11	942.79	1905	66.53
Sep-11	936.45	1876	69.34
Oct-11	881.29	1909	62.05
Nov-11	800.05	1745	63.68
Dec-11	786.19	1767	59.81
Jan-12	807.90	1699	63.90
Feb-12	742.76	1813	58.87
Mar-12	818.41	1859	59.17

Load factor for 2012-13

Month	Energy available (MU)	Peak Demand (MW)	Load Factor
Apr-12	746.24	1822	56.88
May-12	807.21	1851	58.61
Jun-12	872.76	1988	60.97
Jul-12	973.00	1946	67.20
Aug-12	1004.88	1960	68.91
Sep-12	962.43	1998	66.90
Oct-12	975.91	1927	68.07
Nov-12	881.80	1921	63.75
Dec-12	945.80	1948	65.26
Jan-13	924.82	1943	63.97
Feb-13	790.25	1934	60.80
Mar-13	835.84	1947	57.70

Load factor for 2013-14

Month	Energy available (MU)	Peak Demand (MW)	Load Factor
Apr-13	822.69	1899	60.17
May-13	911.40	1993	61.47
Jun-13	1021.73	2101	67.54
Jul-13	1096.35	1984	74.27
Aug-13	1091.19	2158	67.96
Sep-13	1066.10	2164	68.42
Oct-13	1050.25	2140	65.96
Nov-13	966.15	2046	65.59
Dec-13	990.13	2009	66.24
Jan-14	1003.71	2096	64.36
Feb-14	881.37	2025	64.77
Mar-14	951.45	2110	60.61

Load Factor for Three years

Month	2011-12	2012-13	2013-14
Apr	59.02	56.88	60.17
May	61.72	58.61	61.47
Jun	67.17	60.97	67.54
Jul	64.77	67.20	74.27
Aug	66.53	68.91	67.96
Sep	69.34	66.90	68.42
Oct	62.05	68.07	65.96
Nov	63.68	63.75	65.59
Dec	59.81	65.26	66.24
Jan	63.90	63.97	64.36
Feb	58.87	60.80	64.77
Mar	59.17	57.70	60.61

अनुलग्नक /Annexure -IX

वर्ष 2013-14 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2013-14

	Khandong				Kopili				Loktak			
Months	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy
	(m)	(m)	(m/ft)	MU	(m)	(m)	(m)	MU	(m)	(m)	(m)	MU
Apr-13	719.30	704.00	709.15	4.50	609.50	592.83	596.69	15	768.50	766.20	766.38	0.00
May-13	719.30	704.00	719.30	21.93	609.50	592.83	603.05	49.2	768.50	766.20	767.54	62.50
Jun-13	719.30	704.00	717.15	19.58	609.50	592.83	609.20	98.2	768.50	766.20	767.45	55.00
Jul-13	719.30	704.00	719.30	21.93	609.50	592.83	608.73	94.3	768.50	766.20	768.13	149.00
Aug-13	719.30	704.00	719.30	21.93	609.50	592.83	609.52	98.20	768.50	766.20	768.97	250.00
Sep-13	719.30	704.00	714.80	14.49	609.50	592.83	609.59	98.20	768.50	766.20	768.97	250.00
Oct-13	719.30	704.00	715.80	17.08	609.50	592.83	609.27	98.20	768.50	766.20	768.84	250.00
Nov-13	719.30	704.00	713.90	11.94	609.50	592.83	603.55	53.20	768.50	766.20	768.56	250.00
Dec-13	719.30	704.00	710.40	6.10	609.50	592.83	599.90	28.90	768.50	766.20	768.10	155.00
Jan-14	719.30	704.00	706.80	1.76	609.50	592.83	597.81	18.70	768.50	766.20	767.81	84.33
Feb-14	719.30	704.00	707.20	3.13	609.50	592.83	599.03	25.50	768.50	766.20	767.45	55.00
Mar-14	719.30	704.00	705.05	0.39	609.50	592.83	599.77	28.90	768.50	766.20	766.85	22.50

	Barapani				Gumti				Doyang			
Months	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy
	(ft)	(ft)	(ft)	MU	(m)	(m)	(m)	MU	(m)	(m)	(m)	MU
Apr-13	3220.00	3150.00	3168.39	7.71	93.55	83.60	83.75	1.31	333.00	306.00	308.65	2.65
May-13	3220.00	3150.00	3168.62	7.82	93.55	83.60	88.00	8.6	333.00	306.00	310.30	5.5
Jun-13	3220.00	3150.00	3178.20	12.43	93.55	83.60	88.95	11.7	333.00	306.00	310.45	5.5
Jul-13	3220.00	3150.00	3176.06	11.46	93.55	83.60	89.20	12.36	333.00	306.00	323.50	33
Aug-13	3220.00	3150.00	3193.30	23.87	93.55	83.60	90.00	15.07	333.00	306.00	323.05	33
Sep-13	3220.00	3150.00	3204.67	33.38	93.55	83.60	91.10	19.79	333.00	306.00	321.45	27.2
Oct-13	3220.00	3150.00	3207.27	36.20	93.55	83.60	91.10	19.79	333.00	306.00	321.35	27.2
Nov-13	3220.00	3150.00	3201.87	30.06	93.55	83.60	90.15	15.42	333.00	306.00	320.35	24.3
Dec-13	3220.00	3150.00	3191.50	21.90	93.55	83.60	89.00	11.70	333.00	306.00	318.40	18.90
Jan-14	3220.00	3150.00	3182.97	15.77	93.55	83.60	87.75	8.02	333.00	306.00	315.80	13.50
Feb-14	3220.00	3150.00	3177.61	12.16	93.55	83.60	86.05	4.08	333.00	306.00	312.95	8.50
Mar-14	3220.00	3150.00	3172.48	9.55	93.55	83.60	84.35	1.92	333.00	306.00	309.30	4.05

अनुलग्नक /Annexure -X

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) ऊर्जा

Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy

(Figures in MU)

Organization	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Aug-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dec-13	Jan-14	Feb-14	Mar-14
Ar. Pradesh	7.014	-3.992	-0.060	-6.180	0.070	-2.256	8.690	15.887	22.329	15.846	14.148	14.225
ASEB	6.931	-34.560	26.500	61.610	27.340	40.463	8.447	9.468	30.593	3.750	12.466	3.302
Manipur	6.891	-8.323	-8.290	-14.760	-9.250	-8.377	-3.359	1.991	10.711	6.399	2.882	2.198
MeSEB	8.693	-0.567	-5.590	-2.390	-0.050	-7.461	6.505	9.526	12.027	10.120	12.265	13.154
Mizoram	5.795	-0.641	0.040	-3.030	-2.200	-2.568	5.446	7.225	7.741	7.157	3.643	4.389
Nagaland	4.362	-1.952	1.020	0.810	3.020	-1.588	2.234	5.636	8.518	6.440	2.353	2.207
Tripura	2.893	-11.671	18.650	5.200	11.880	11.567	-4.097	0.344	9.689	-11.155	-2.739	12.766

(-) indicates underdrawl

अनुलग्नक /Annexure -XI

SN	Islanding Scheme	Lines required to be opened	UFR Location	Implementing Agency
1	**ISLAND AT 48.80 Hz:** Island comprising of generating units of AGBPP (Gas), NTPS (Gas) & LTPS (Gas) and loads of Upper Assam system & Deomali area (Ar. Pradesh) **[Total Generation: 380-400MW and load: 200MW (off peak)-300MW (peak)]**	220 kV New Mariani (PG) – AGBPP	UFR-1 [At New Mariani (PG)]	**POWERGRID**
		220 kV New Mariani (PG) – Misa		
		220 kV Mariani – Misa	UFR-2 [At Mariani, Samaguri of AEGCL]	**AEGCL**
		220 kV Mariani – Samaguri		
		132 kV Mokukchung – Mariani		
		132 kV Dimapur (PG) – Bokajan	UFR-3 [At Dimapur (PG)]	**POWERGRID**
2	**ISLAND AT 48.20 Hz:** Island comprising of generating units of AGTPP (Gas), generating units at Baramura (Gas), Rokhia (Gas) & Gumati (Hydro) and loads of Tripura system & Dullavcherra area (Assam) **[Total Generation: 150-160MW and load: 110MW (off-peak)-150MW (peak)]**	132 kV Palatana – Udaipur	UFR-1 [At Palatana]	**OTPC**
		132 kV Palatana – Surjamani Nagar		
		132 kV Silchar – Dullavcherra	UFR-2 [At Silchar]	**POWERGRID**
		132 kV AGTPP – Kumarghat	UFR-3 [At Kumarghat]	**POWERGRID**
		132 kV P K Bari – Kumarghat		
3	**ISLAND AT 47.90 Hz:** Isolation of NER from NEW grid at ER-NER boundary with rest of the generation and load of NER	To be decided after system study		

अनुलग्नक /Annexure -XII

वर्ष 2013-14 के दौरान बैठकों की सूची

LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2013-14

बैठकें Meetings	दिनांक Date	स्थान Venue

North Eastern Regional Power Committee:

Technical Co-ordination Committee:

1. 14th TCC Meeting	04.09.13	The Pragna Bhawan, Agartala, Tripura

Operation Co-ordination Committee:

1. 84th OCC Meeting	09.04.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
2. 85th OCC Meeting	09.05.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
3. 86th OCC Meeting	07.06.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
4. 87th OCC Meeting	09.07.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
5. 88th OCC Meeting	07.08.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
6. 89th OCC Meeting	13.09.13	Shillong Club, Shillong
7. 90th OCC Meeting	04.10.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
8. 91st OCC Meeting	15.11.13	Hotel Donyi Polo Ashok, Itanagar
9. 92nd OCC Meeting	06.12.13	Hotel Pragati Manor, Guwahati
10. 93rd OCC Meeting	21.01.14	Hotel Sun View, Guwahati
11. 94th OCC Meeting	18.02.14	Hotel Nandan, Guwahati
12. 95th OCC Meeting	12.03.14	Hotel Nandan, Guwahati

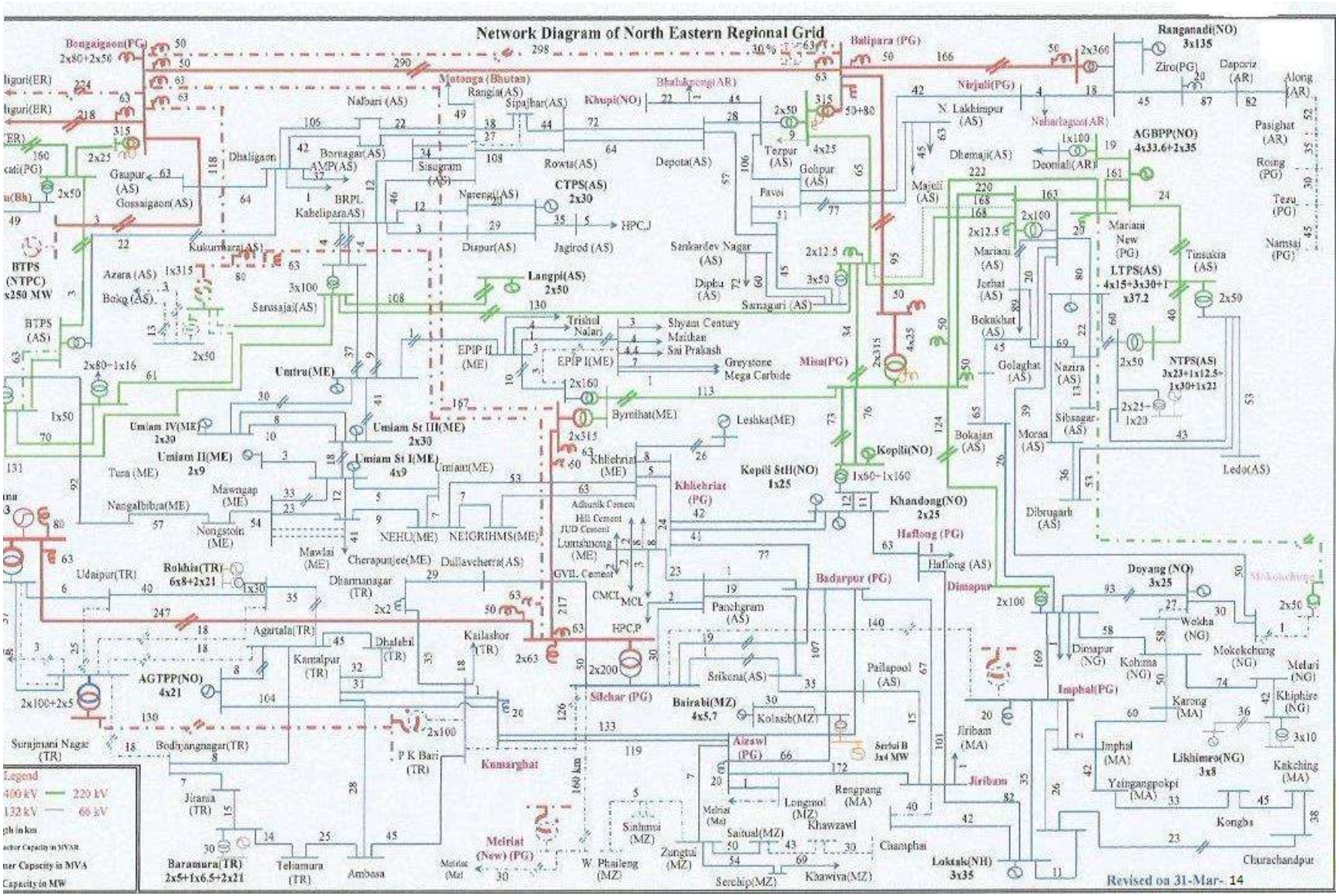
Commercial Committee:

1. 20th CC Meeting	21.06.13	Spring Valley Resort, Sonapur, Guwahati

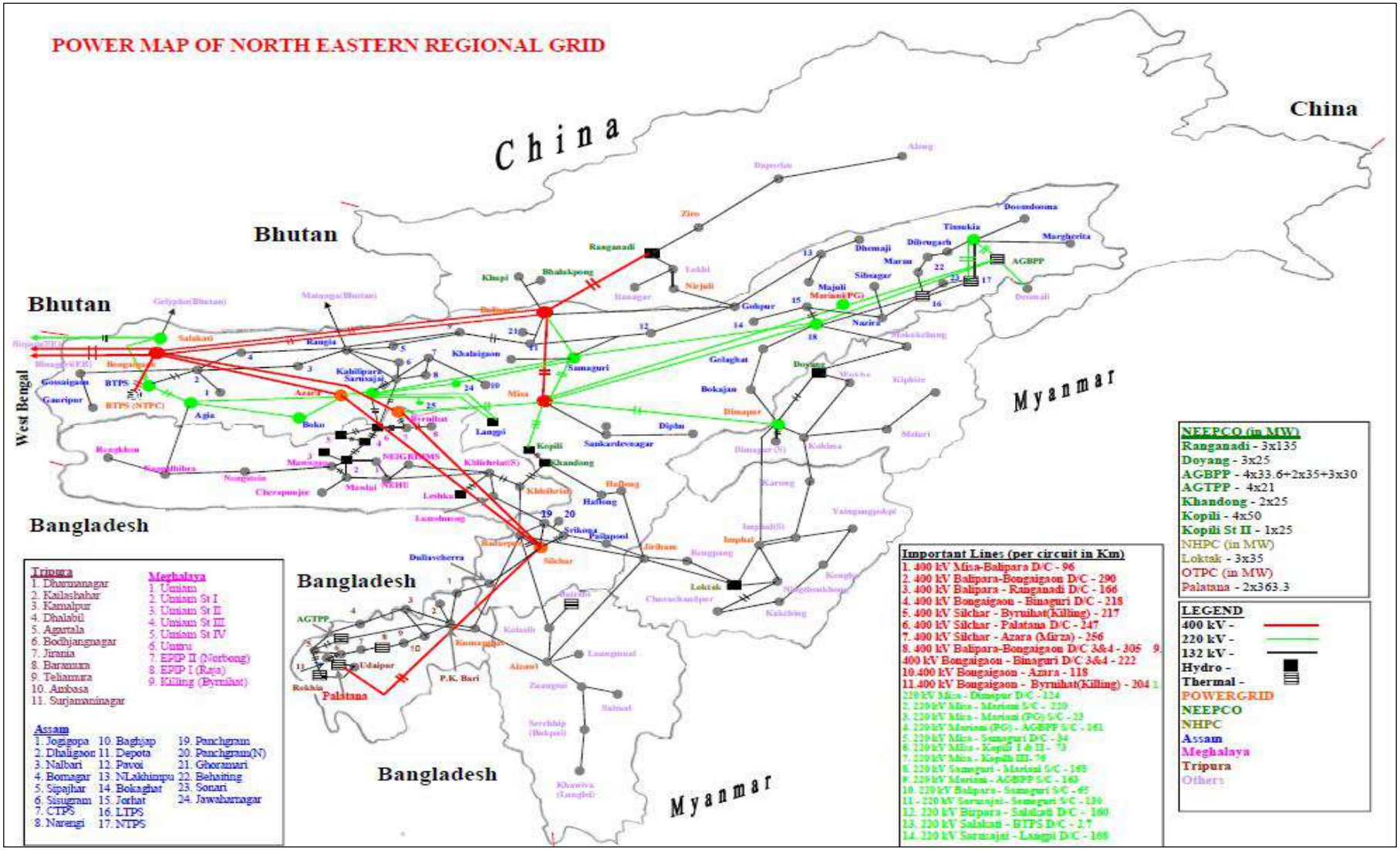
Protection Committee:

1. 8th PCC Meeting	10.04.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
2. 9th PCC Meeting	10.05.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
3. 10th PCC Meeting	08.06.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
4. 11th PCC Meeting	10.07.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
5. 12th PCC Meeting	08.08.13	Hotel Grand Starline,Guwahati
6. 13th PCC Meeting	13.09.13	Shillong Club, Shillong
7. 14th PCC Meeting	04.10.13	Hotel Grand Starline, Guwahati
8. 15th PCC Meeting	15.11.13	Hotel Donyi Polo Ashok, Itanagar
9. 16th PCC Meeting	06.12.13	Hotel Pragati Manor, Guwahati
10. 17th PCC Meeting	21.01.14	Hotel Sun View, Guwahati
11. 18th PCC Meeting	18.02.14	Hotel Nandan, Guwahati
12. 19st PCC Meeting	12.03.14	Hotel Nandan, Guwahati

प्रदर्श Exhibit-I (A)

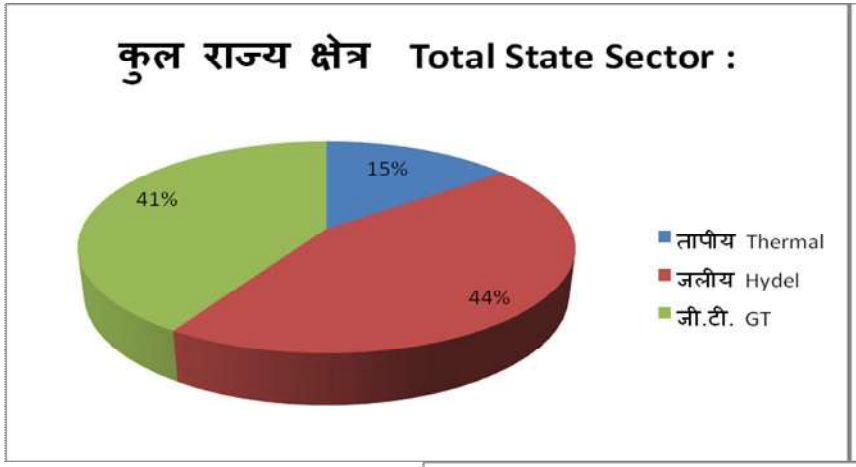


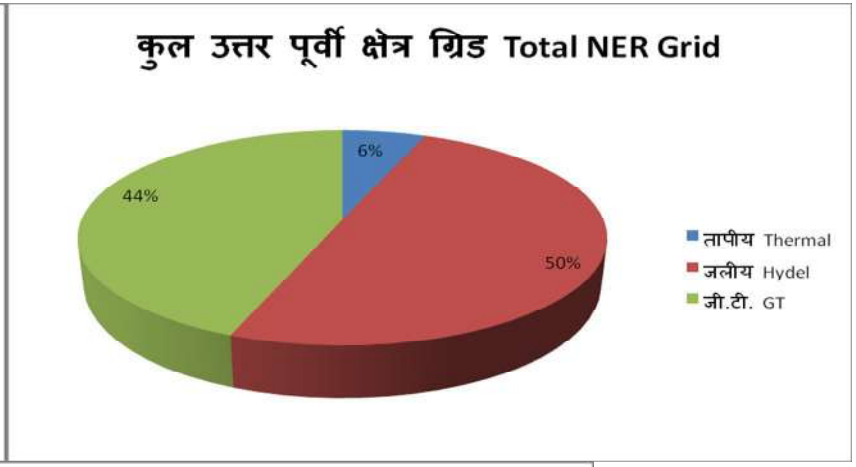
प्रदर्श Exhibit-I (B)

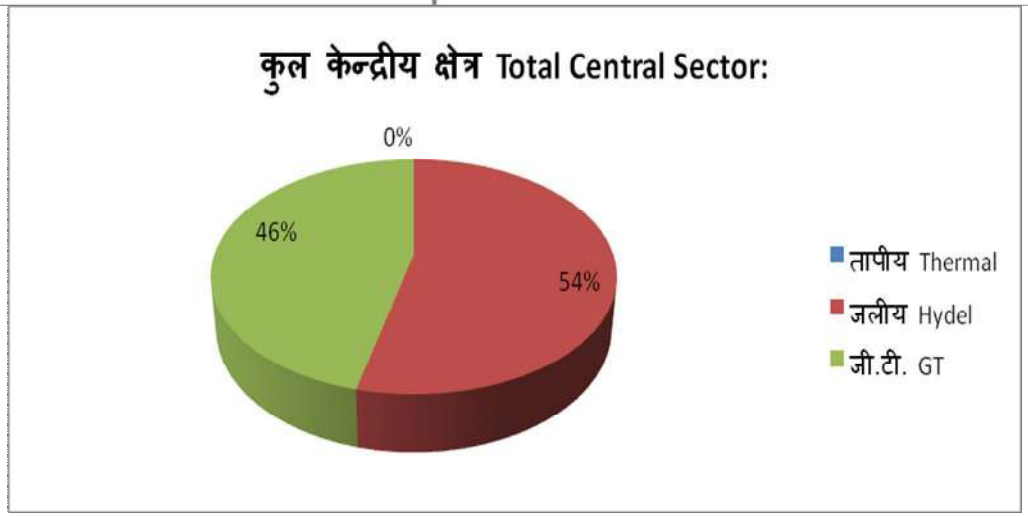


प्रदर्श Exhibit-II

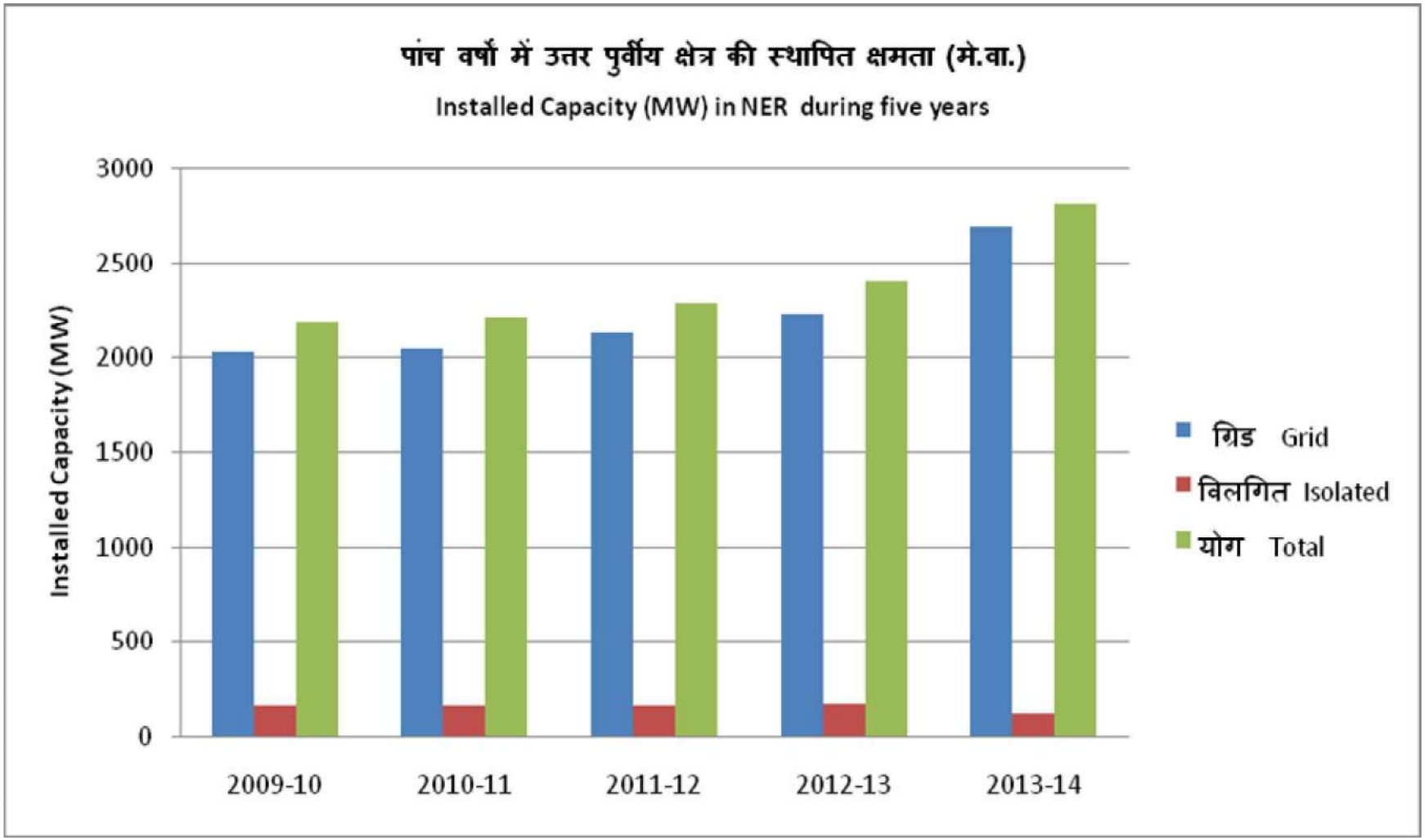
31/03/2014 को उत्तर पुर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)
Installed Capacity (MW) of NER as on 31-03-2014





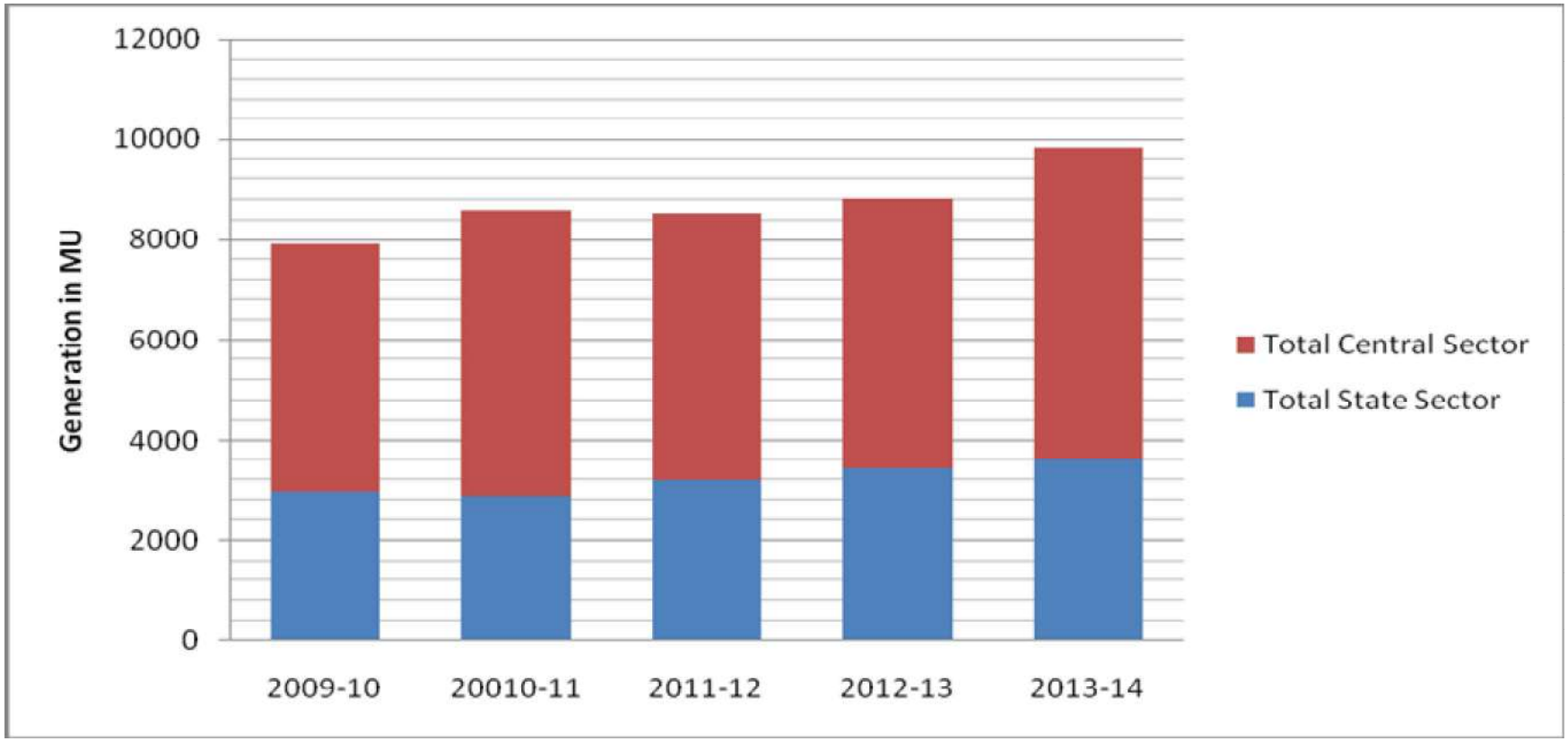


प्रदर्श Exhibit-III



प्रदर्श Exhibit-IV

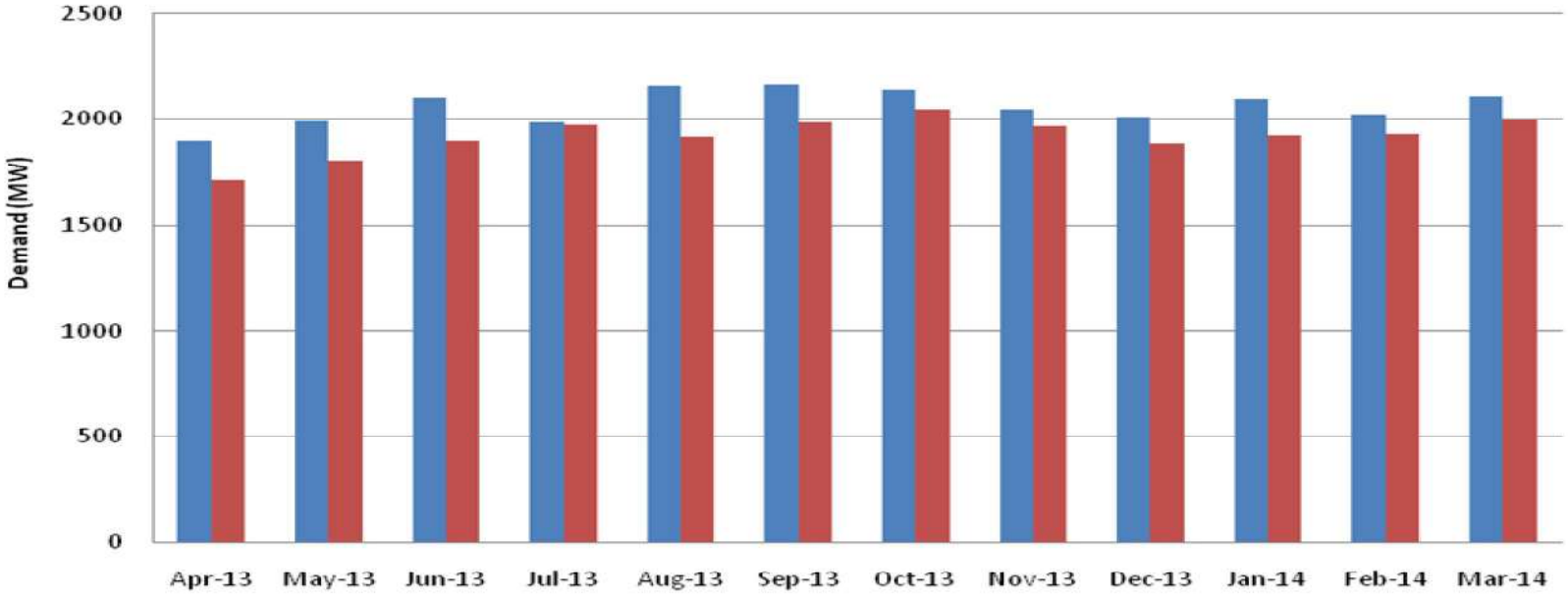
उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास
Growth of Energy Generated in NER



प्रदर्श Exhibit-V

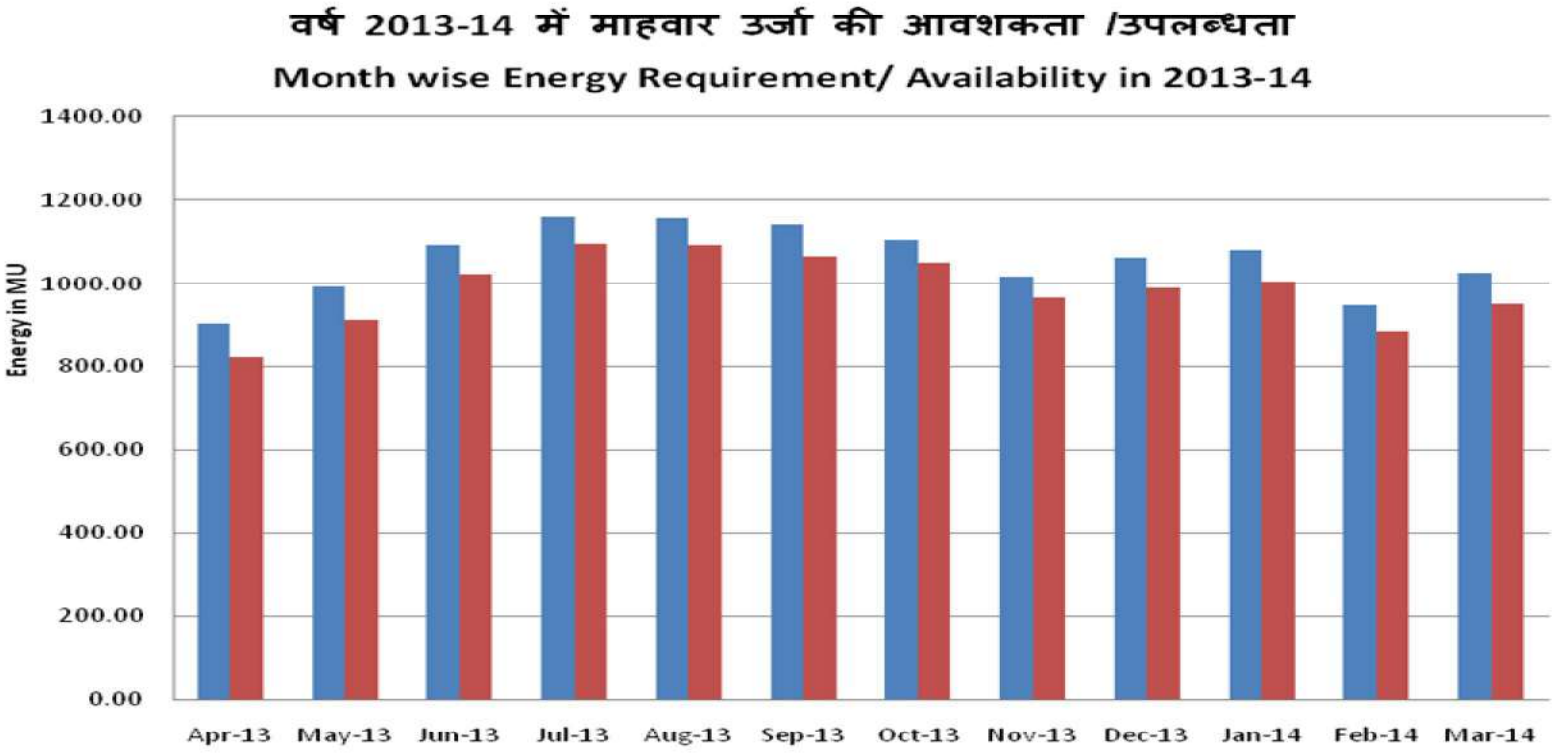
वर्ष 2013-14 में माहवार उच्चतम मांग/ मांग पुर्ति

Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2013-14



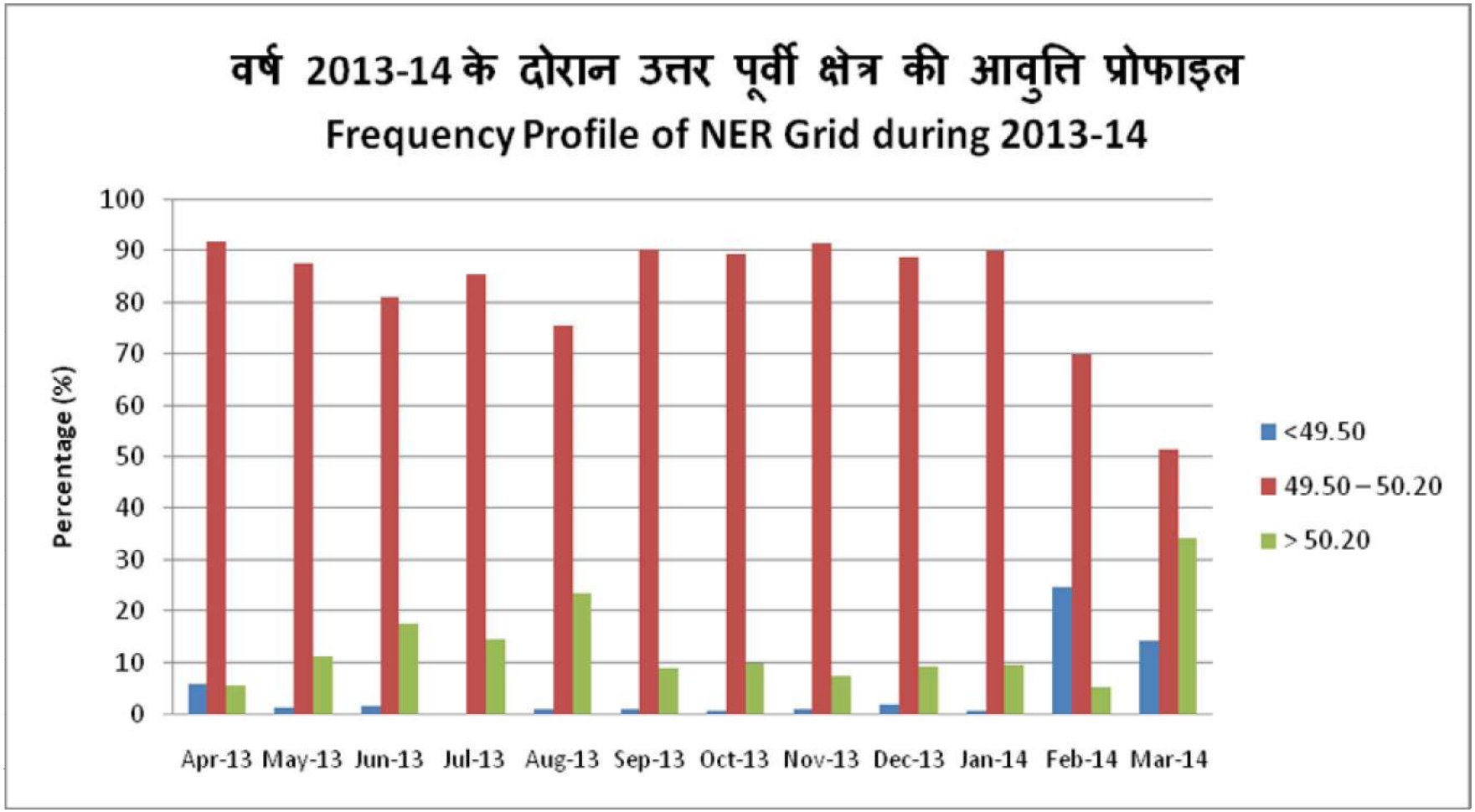
	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Aug-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dec-13	Jan-14	Feb-14	Mar-14
Peak Demand	1899	1993	2101	1984	2158	2164	2140	2046	2009	2096	2025	2110
Demand Met	1718	1810	1900	1973	1920	1987	2048	1966	1890	1925	1929	1995

प्रदर्श Exhibit-VI

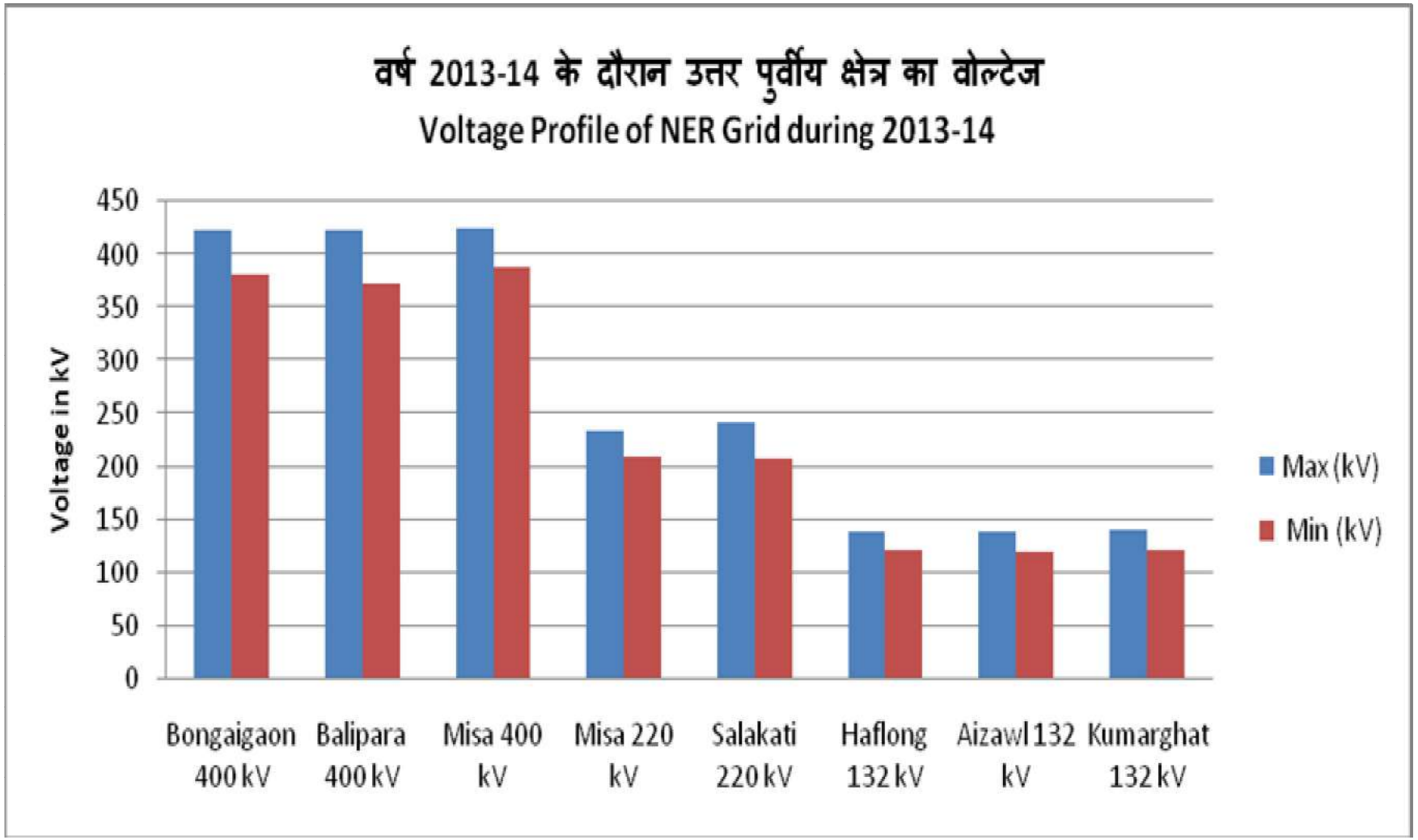


	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Aug-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dec-13	Jan-14	Feb-14	Mar-14
Energy Requirement	902.30	993.90	1090.91	1159.99	1156.76	1142.56	1103.69	1016.64	1060.82	1078.59	947.68	1026.12
Energy Availability	822.69	911.40	1021.73	1096.35	1091.19	1066.10	1050.25	966.15	990.13	1003.71	881.37	951.45

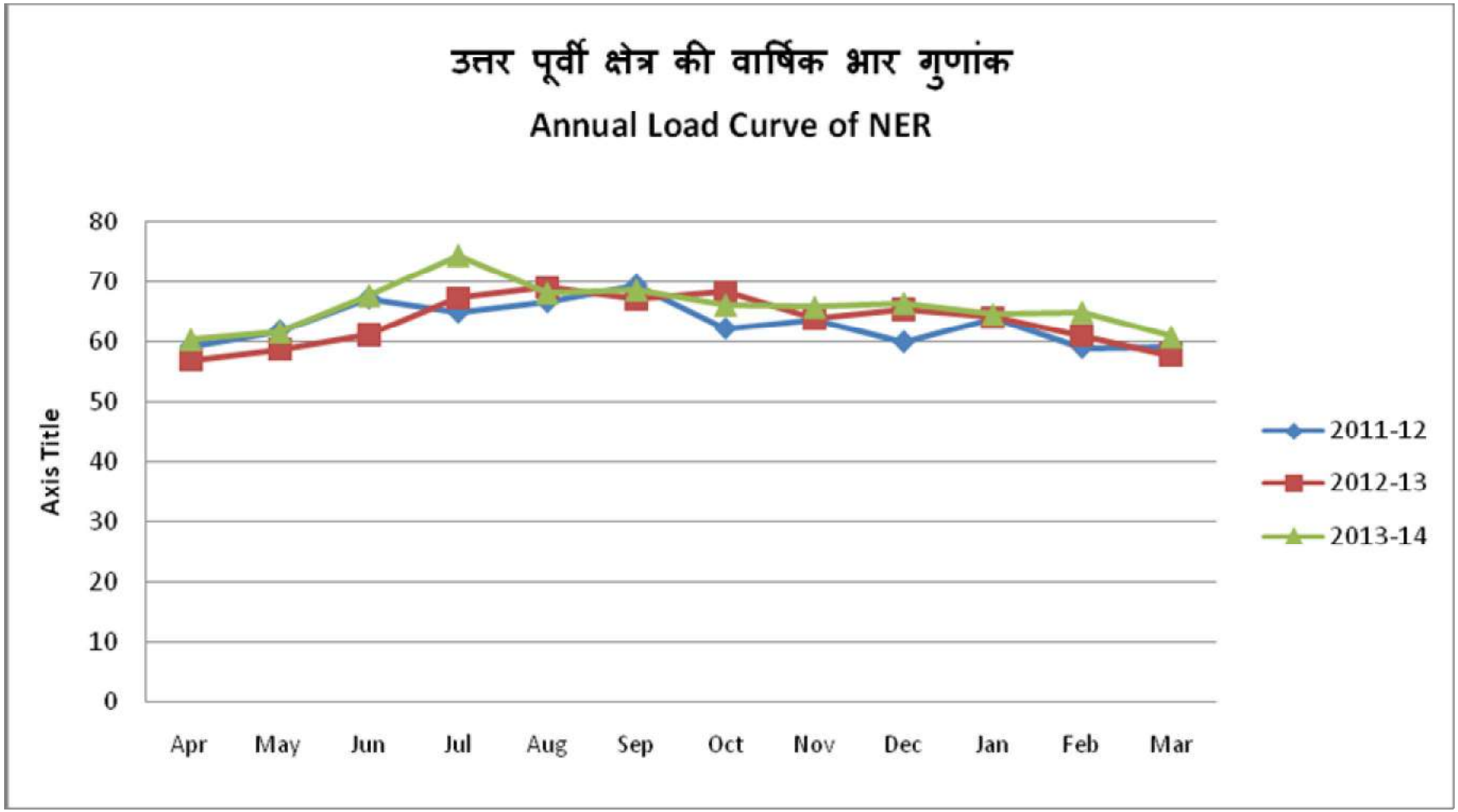
प्रदर्श Exhibit-VII



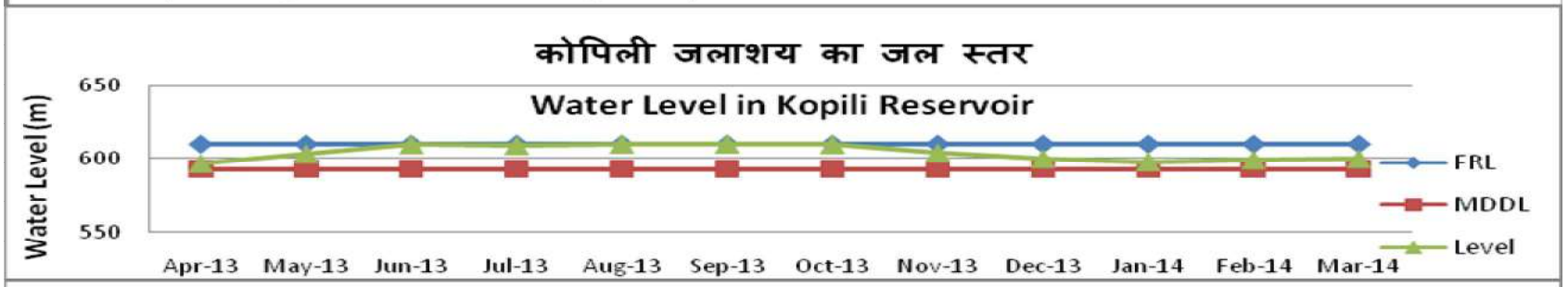
प्रदर्श Exhibit-VIII



प्रदर्श Exhibit-IX

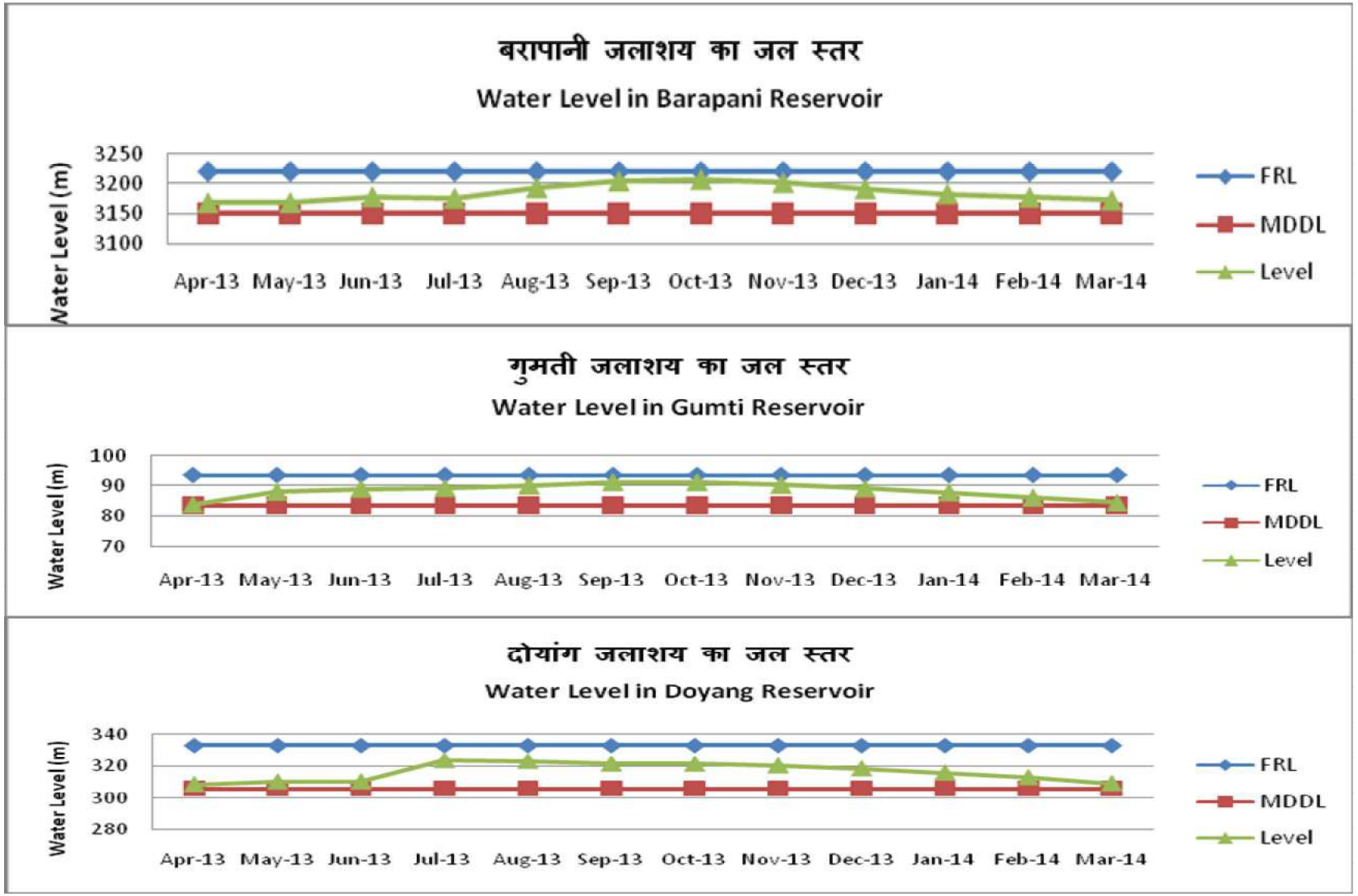
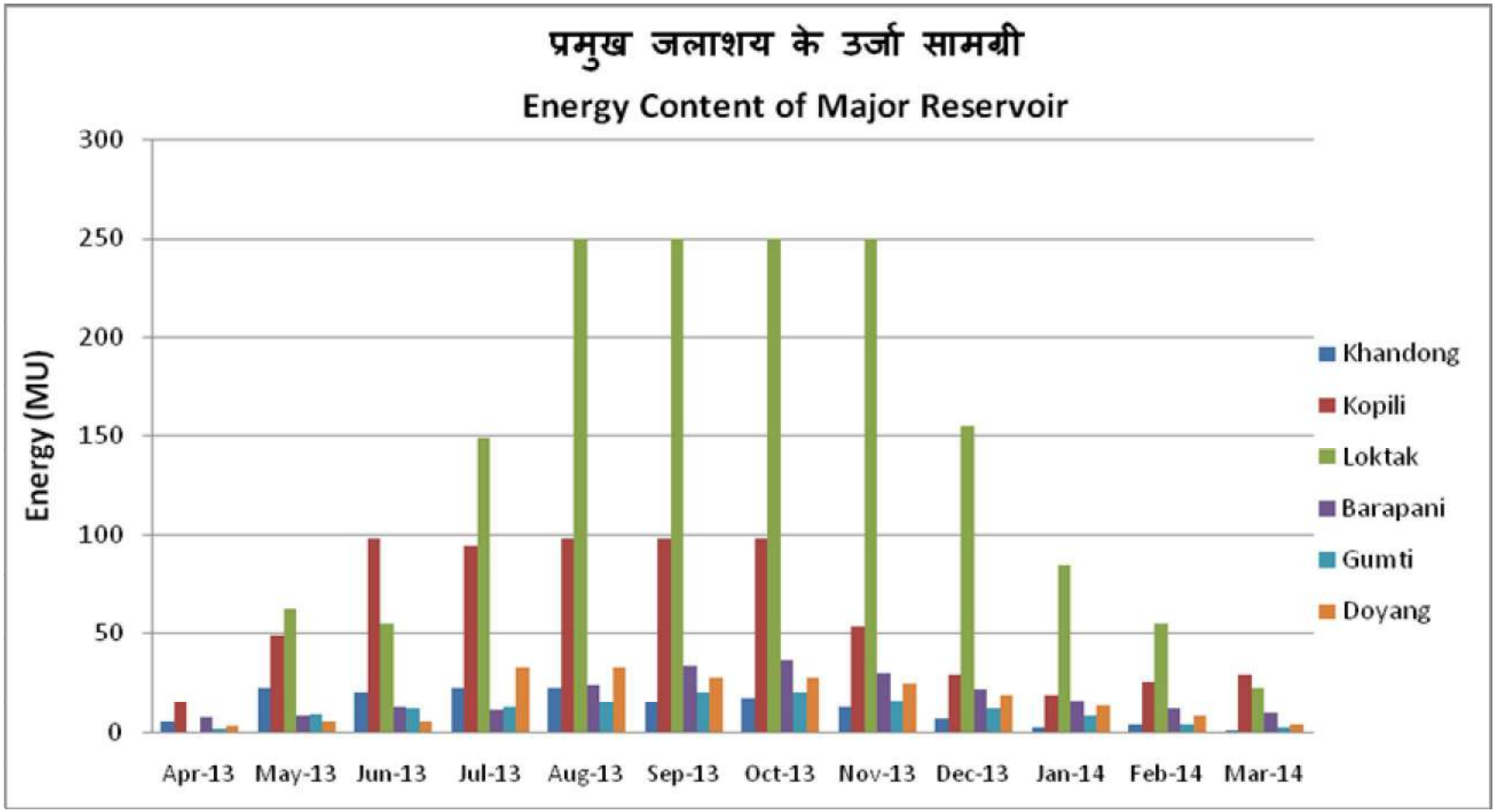


प्रदर्श Exhibit-X



प्रदर्श Exhibit-X

Contd.....



प्रदर्श Exhibit-XI