



सत्यमेव जयते

वार्षिक रिपोर्ट
ANNUAL REPORT
2021-22

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	पृष्ठ सं. Page No.
अध्याय 1 Chapter 1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य और संगठनात्मक स्थापना Introduction, Constitution, Functions and Organizational setup of North-Eastern Regional Power Committee	1-7
1.1	परिचय Introduction	1
1.2	उ.पू.क्षे.वि. समिति का संविधान Constitution of NERPC	3
	उ.पू.क्षे.वि. समिति का कार्य Functions of NERPC	4
1.3	1.3.1 वाणिज्यिक Commercial	4
	1.3.2 प्रचालन Operational	4
	1.3.3 सुरक्षा Protection	5
	1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन Monitoring and Data Management	6
	1.3.5 टेलीमेट्री Telemetry	7
अध्याय Chapter 2	क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance	8-20
2.1	स्थापित क्षमता Installed Capacity	8
2.2	उत्पादन Generation	10
2.3	माँग Demand	10
2.4	ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता Energy Requirement Vs. Availability	12
2.5	अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter-regional Energy Exchange	13
2.6	आवृत्ति Frequency	13
2.7	वोल्टेज Voltage	14
2.8	संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factors	14
2.9	प्रणाली भार गुणांक System Load Factors	15
2.10	समांतर प्रचालन Synchronous Operation	15
2.11	जलाशय स्तर Reservoir Levels	15
2.12	विद्युत कटौती Power Cuts	15
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 क्षेत्र विद्युत का आवंटन Allocation of Central Sector Power	19

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
अध्याय Chapter 3	ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances	21-24
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 (डी.एस.एम)/Deviation Settlement Mechanism (DSM)	27
4.3	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम) देय DSM Payable	28
4.4	पारेषण शुल्क Transmission Tariff	29
अध्याय Chapter 5	संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन Operation, Protection, Communication & System Studies	31-40
5.1	यूएफआर प्रणाली UFR Scheme	31
5.2	विशेष सुरक्षा योजना Special Protection Scheme	31
5.3	यूएफ रिले का निरीक्षण Inspection of UF relays	37
5.4	दीपायन योजना Islanding Scheme	37
5.5	विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) Power System Development Fund(PSDF)	37
अध्याय Chapter 6	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें Meetings of North Eastern Regional Power Committee	41-51
6.1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक North Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	41
6.2	तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	42
6.3	वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक Commercial Committee (CC) Meeting	45
6.4	संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	47
6.5	संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	50
6.6	उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेट्री (नेटेस्ट) बैठक North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST) Meeting	51
अध्याय Chapter 7	रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification	52-53
7.1	जारी की गई रिपोर्ट Reports issued	52

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
7.2	पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन Certification of Transmission Availability	52
अध्याय Chapter 8	राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy	54
8.1	हिंदी प्रशिक्षण Hindi Training	54
8.2	हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग Hindi Correspondence & application	54
8.3	राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक Meeting of Official Language implementation committee	54
8.4	हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां Hindi Week & other Hindi related activities	54

सं. No.	अनुलग्नक Annexures	पृष्ठ सं. Page No.
I	31.03.2022 को उ.पू.क्षे.वि.स. के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2022	56-58
II	31.03.2022 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnel of NERPC Secretariat as on 31.03.2022	59
III	31.03.2022 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2022	60
IV	वर्ष 2021-22 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2021-22	61
V	वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2021-22	62
VI A&B	वर्ष 2021-22 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2021-22	63-65
VII	वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2021-22	66
VIII	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water Level and Energy Content of major Reservoirs	67
IX	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy	68
X	यूएफआर लोड शेडिंग विवरण UFR based load shedding details	69-73
XI	दीपायन योजना तथ्य Islanding Scheme details	74
XII	पीएसडीएफ वित्त-पोषित योजनाओं की स्थिति Status of PSDF Funded Schemes	75-83
XIII	वर्ष 2021-22 के दौरान आयोजित समितियों की बैठकों की सूची List of meetings during the year 2021-22	84
प्रदर्श Exhibits		
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	85
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	86
II	31.03.2022 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31.03.2022	87
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during last five years	88
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	89
V	वर्ष 2021-22 में माहवार उच्चतम माँग/माँग पूर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2021-22	90
VI	वर्ष 2021-22 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता/उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2021-22	91
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	92
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	93
IX	वर्ष 2021-22 में प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs in 2021-22	94-96
X	वर्ष 2021-22 में प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs in 2021-22	97

31.03.2022 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2022



श्री नैफिउ रिओ,
माननीय मुख्य मंत्री एवं
विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार
अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति

Shri Neiphu Rio,
Hon'ble Chief Minister &
Minister of Power, Govt. of Nagaland

Chairman, North Eastern Regional Power Committee



श्री चाओना मेन
माननीय उप.मुख्य मंत्री एवं विद्युत
मंत्री,
अरुणाचल प्रदेश सरकार
Shri Chowna Mein
Hon'ble Dy. CM & Minister of
Power,
Govt. of Arunachal Pradesh



श्री बिमल बोरा
माननीय विद्युत मंत्री,
असम सरकार
Shri Bimal Bora
Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Assam



श्री टी.एच. बिश्वजीत सिंह
माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार
Shri Th. Biswajit Singh,
Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Manipur



श्री आर लालजिरलियाना,
माननीय ऊर्जा मंत्री, मिजोरम सरकार
Shri R. Lalzirliana,
Hon'ble Minister of Power, Govt. of
Mizoram



श्री प्रेस्टन तिनसॉंग
उप. सीएम और माननीय ऊर्जा मंत्री
मेघालय सरकार
Shri Prestone Tynsong
Hon'ble Dy. CM and Minister of
Power, Govt. of Meghalaya



श्री जिशनु देब वर्मा
माननीय उप मुख्यमंत्री & विद्युत मंत्री,
त्रिपुरा सरकार
Shri Jishnu Dev Varma
Hon'ble Dy. CM & Minister of
Power,
Govt. of Tripura



श्री बी के आर्य, आईएस (सीपीईएस)
सदस्य (जीओ&डी)
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
Shri B. K. Arya, IES (CPES)
Member (GO&D),
Central Electricity Authority



श्री कलिंग तायेंग, आईएस
आयुक्त और सचिव (विद्युत),
अरुणाचल प्रदेश सरकार
Shri K. Tayeng, IAS
Commissioner & Secretary (Power),
Govt. of Ar. Pradesh



श्री निरज वर्मा , आईएस
प्रधान सचिव (विद्युत), असम सरकार
Shri Niraj Verma, IAS
Principal Secretary (Power),
Govt. of Assam



श्री शैलेश कु. चौरसिया, आईएस
सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार
Shri Sailesh Kr. Chourasia, IAS
Secretary (Power),
Govt. of Manipur



श्री (डॉ) शकील पी. अहमद, आईएस
प्रमुख सचिव (विद्युत), मेघालय सरकार
Shri (Dr.) Shakil P. Ahammed, IAS
Principal Secretary (Power),
Govt. of Meghalaya



श्री के.डी. वीज़ो , आईटीएस
प्रमुख सचिव (विद्युत),
नगालैण्ड सरकार
Shri K. D. Vizo, ITS
Principal Secretary (Power),
Govt. of Nagaland



श्री ह. ललेंगमविअ

आयुक्त और सचिव (विद्युत),
मिजोरम सरकार
Shri H. Lalengmawia, IAS
Commissioner & Secretary (Power),
Govt. of Mizoram

श्री बृजेश पाण्डेय, आईएएस
सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार
Shri Brijesh Pandey, IAS
Secretary (Power),
Govt. of Tripura

श्री गीते किरणकुमार दिनकरराव, आईएएस
अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक,
टीएसईसीएल,
Shri Gitte Kirankumar Dinkarrao, IAS
CMD, TSECL



श्री. डी.पी. वहलांग, आईएएस
अध्यक्ष, एमईईसीएल,
मेघालय सरकार
Shri. D. P. Wahlang, IAS
CMD, MeECL
Govt. of Meghalaya

श्री विजय कुमार सिंह,
अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक,
नीपको लिमिटेड
Shri Vijay Kumar Singh,
Chairman & Managing Director
NEEPCO Ltd.

श्री चंदन कुमार मंडल,
निदेशक (वाणिज्य),
एनटीपीसी
Shri Chandan Kumar Mondol
Director (Coml.),
NTPC



श्री वाइ.के.चौबे
निदेशक (टकनीकी),
एनएचपीसी
Shri Y. K. Chaubey
Director (Technical),
N.H.P.C.

श्रीमती सीमा गुप्ता,
निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड
Smt. Seema Gupta
Director (Operation),
Powergrid

श्री राजीव कुमार मिश्रा,
अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, पीटीसी।
Shri Rajib Kumar Mishra,
Chairman & Managing Director
PTC.



श्री। मोहित भार्गव,
सीईओ, एनवीवीएनएल
Shri Mohit Bhargava
CEO, NVVNL



श्री जिष्णु बरुआ, आईएएस
अध्यक्ष
एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल
Shri Jishnu Baruah, IAS
Chairman
AEGCL/APGCL/APDCL



श्री सानिल नंबूदरीपाद
एमडी, ओ.टी.पी.सी
Shri Sanil Nambudiripad
MD, OTPC



श्री. देबज्योति दास,
प्रबन्धक निदेशक, एईजीसीएल
Shri. Debajyoti Das
MD, AEGCL



श्री बिभु भुइयां,
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.जी.सी.एल.
Shri Bibhu Bhuyan
MD, APGCL



श्री राकेश कुमार, आईएएस
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल.
Shri Rakesh Kumar, IAS
MD, APDCL



श्री एस. आर. नरसिम्हन,
अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, पोसोको
Shri S. R. Narasimhan,
Chairman & Managing Director
POSOCO



श्री नबरुन रॉय
कार्यपालक निदेशक,
एनईआरएलडीसी
Shri Nabarun Roy
Executive Director
NERLDC



श्री ब्रीफली लिंगखोई, आईईएस (सीपीईएस)
सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत
समिति
Shri Brieflee Lyngkhai, IES (CPES)
Member Secretary
North Eastern Regional Power Committee

अध्याय / CHAPTER 1

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

Introduction, Constitution, Functions and Organizational setup 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 में बेहतर स्थायित्व,
3. बेहतर विश्वसनीयता,
4. बेहतर उपलब्धता
5. तकनीकी और आर्थिक कारणों से बेहतर चालन,
6. आपूर्ति की बेहतर गुणवत्ता
7. ग्रिड अनुशासन में 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 अर्थात् (आरईबी) पूर्वी, उत्तर पूर्वी, उत्तरी, दक्षिणी और पश्चिमी, आरईबी क्रमशः कोलकाता, शिलांग, दिल्ली, बंगलौर और मुंबई में अपने मुख्यालय के साथ स्थापित किया। राज्यों के प्रतिनिधियों के साथ ये आरईबी 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 large pool of 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 for the promotion of 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, नामतः अरुणाचल प्रदेश, असम, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड और त्रिपुरा शामिल हैं।

तत्पश्चात सत्र के दशक के दौरान केन्द्रीय सेक्टर जनरेटिंग कंपनी के आगमन के साथ, इन सार्वजनिक उपक्रमों के प्रतिनिधियों को भी आरईबी में सदस्यों के रूप में शामिल कर लिया गया था। इस प्रकार पांच आरईबी देश के संपूर्ण विद्युत क्षेत्र को कवर करते हैं। एक वर्ष की अवधि हेतु राज्य विद्युत बोर्ड (एसईबी) के अध्यक्ष, चक्रानुसार क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड (आरईबी) के अध्यक्ष के रूप में एक वर्ष की अवधि हेतु कार्य करते हैं। पूर्वोत्तर क्षेत्र में, जहाँ संबंधित राज्यों के विद्युत मंत्री बोर्ड के सदस्य हैं, चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु एनईआरईबी 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 केंद्र सरकार के एक प्रस्ताव द्वारा निर्धारित क्षेत्रों में विद्युत व्यवस्था के एकीकृत संचालन की सुविधा के लिए **क्षेत्रीय विद्युत समितियों (आरपीसी)** की स्थापना की गई। इसके अलावा अधिनियम में प्रावधान है कि क्षेत्रीय विद्युत समिति समय समय पर, क्षेत्र की एकीकृत ग्रिड के सुचारु संचालन और विद्युत व्यवस्था की दक्षता और अर्थव्यवस्था हेतु संबंधित मामलों को सुनिश्चिति प्रदान करे। दिनांक 25 मई, 2005 भारत सरकार के उपरोक्त प्रावधान के अनुसरण में उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) का गठन किया गया।

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.

1.2 एनईआरपीसी का संविधान

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विभिन्न विद्युत एजेंसियों जैसे एईजीसीएल, एपीजीसीएल, एपीडीसीएल, त्रिपुरा की टीएसईसीएल, एमईपीटीसीएल, एमईपीजीसीएल, एमईपीडीसीएल, एमएसपीसीएल, एमएसपीडीसीएल, टीएसईसीएल, टीपीजीएल अन्य तीन राज्य सरकारों अरुणाचल प्रदेश, मिजोरम, नागालैंड के विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत उपयोगिताओं, अर्थात् नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन लिमिटेड (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कार्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड (पीजीसीआईएल), नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी), ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कारपोरेशन (ओटीपीसी), नॉर्थ ईस्टर्न रीजनल लोड डिस्पैच सेंटर (एनईआरएलडीसी), पावर ट्रेडिंग कंपनी और आइपीपीएस के प्रतिनिधि एनईआरपीसी के सदस्य हैं। एमओपी द्वारा दिनांक 03.12.2021 को जारी हालिया संकल्प में, सेंट्रल ट्रांसमिशन यूटिलिटी (सीटीयू) और एक प्राइवेट ट्रांसमिशन लाइसेंसधारियों के एक प्रतिनिधि को भी एनईआरपीसी के सदस्य के रूप में शामिल किया गया है।

एनईआरपीसी की अध्यक्षता चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु पूर्वोत्तर क्षेत्र के राज्य के नाम के वर्णमाला क्रम में घटक राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 31.03.2022 को एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. नैफिउ रिओ, माननीय मुख्य मंत्री एवं कार्य प्रभारी विद्युत मंत्री नगालैण्ड सरकार हैं। 31.03.2022को एनईआरपीसी के सदस्यों का विवरण **अनुलग्नक-I** पर 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 ए) के एक अधिकारी है। सदस्य सचिव, एनईआरपीसी सचिवालय के प्रशासनिक और तकनीकी प्रधान है। 31.03.2022को बी. लिंगखोई सदस्य सचिव हैं। 31.03.2022तक सचिवालय के अन्य कार्मिक **अनुलग्नक-II** में दिए गये हैं जबकि **अनुलग्नक-III** पदों की मंजूरी और 31.03.2022तक उनका भरण दर्शाता है।

1.2 Constitution of NERPC:

The various power sector agencies in the North-Eastern Region e.g. AEGCL, APGCL, APDCL, MePTCL, MePGCL, MePDCL, MSPCL, MSPDCL, TSECL, TPGL, Power Departments of the other three State Governments i.e. Arunachal Pradesh, Mizoram, Nagaland and Central Sector Power utilities, namely North Eastern Electric Power Corporation Ltd.(NEEPCO), National Hydroelectric Power Corporation Ltd.(NHPC), National Thermal Power Corporation Ltd.(NTPC), ONGC Tripura Power Corporation Ltd.(OTPC), Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL), North Eastern Regional Load Dispatch Centre (NERLDC) and representatives of Power Trading Cos. and IPPs are members of NERPC. In the recent resolution issued by MoP dated 03.12.2021, Central Transmission Utility (CTU) and a representative of a Pvt Transmission Licensees have also been included as member of the 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 NE Region. The Chairman of NERPC as on 31.03.2022 is Shri Neiphu Rio, Hon'ble Chief Minister & I/C Power, Govt. of Nagaland. Members of the NERPC as on 31.03.2022 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) Service (CPES). Member Secretary is the administrative and technical head of NERPC Secretariat with the powers of the Head of Department. As on 31.03.2022 Shri B. Lyngkhoi is Member Secretary of NERPC. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2022 are given in **Annexure-II** whereas **Annexure-III** shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2022.

1.3 एनईआरपीसी का कार्य

एनईआरपीसी द्वारा निष्पादित विभिन्न कार्य मोटे तौर पर निम्नलिखित रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है:

- ❖ वाणिज्यिक
- ❖ प्रचालन
- ❖ संरक्षण
- ❖ टेलीमेट्री और
- ❖ निगरानी और डेटा प्रबंधन

1.3.1 वाणिज्यिक:

1. वाणिज्यिक उप-समिति की बैठकों की कार्यसूची /कार्यवृत्त और अनुवर्ती कार्यवाही तैयार करना।
2. साप्ताहिक डीएसएम,आरआरएस,एजीसी और रिएक्टिव विद्युत लेखा प्रकाशन
3. मासिक क्षेत्रीय विद्युत खाता संकलन और प्रकाशन
4. मासिक क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लेखा (आरटीए) और क्षेत्रीय ट्रांसमिशन विचलन लेखा (आरटीडीए) संकलन और प्रकाशन
5. मासिक प्रगति रिपोर्ट तैयार करना
6. अंतः क्षेत्रीय और अन्तरक्षेत्रीय विद्युत हस्तांतरण के व्यापारिक मुद्दों से संबंधित कार्य।
7. केन्द्रीय 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 प्रचालन:

1. कार्यपालन योजना
2. संसाधनों के उपयोग के अनुकूलन द्वारा क्षेत्रीय ग्रिड के सुरक्षित और आर्थिक ऑपरेशन के लिए सामान्य नीति का निरूपण।
3. ओसीसी की बैठकों के लिए एजेंडा नोट व मिनट्स बनाना तथा पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
4. ग्रिड प्रचालन के लिए आरएलडीसी के साथ समन्वय
5. ग्रिड ऑपरेशन के बारे में दैनिक जानकारी प्रदान करने के लिए क्षेत्रीय इलेक्ट्रिक पावर सिस्टम सूचना केंद्र के रूप में कार्य करना।

1.3 Functions of NERPC:

Different functions performed by NERPC can be broadly categorized as:

- ❖ Commercial
- ❖ Operational
- ❖ Protection
- ❖ Telemetry and
- ❖ Monitoring and Data Management

1.3.1 Commercial:

1. Preparation of Agenda notes and Minutes of Commercial Sub-committee meetings and follow up action.
2. Issue of Weekly DSM, RRAS, AGC 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. ग्रिड परिचालन के सम्बन्ध में दैनिक संचालन में उठाए गए मुद्दों की कार्यदलों का समन्वय।
7. टीसीसी/आरपीसी बैठकों के निर्णयों पर एजेंडा नोट्स, कार्यवृत्त और अनुवर्ती कार्रवाई तैयार करना।
8. प्रणाली विश्लेषण को पूर्ण करना और ग्रिड व्यवधान का विश्लेषण करना।
9. क्षेत्र के लिए पारेषण लाइन, तत्वों, जेनरेशन स्टेशन के उपकरण की सुरक्षा योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
10. क्षेत्र के ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया, प्रचालन प्रक्रिया, दीपायन योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
11. 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 मामलों पर दिए गए सिफारिशों के कार्याव्ययन 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. रिएक्टिव प्रतिपूर्ति अपेक्षाओं की समीक्षा का अध्ययन।
9. कहीं और कभी भी जरूरत पड़ने पर पीक स्थिति और ऑफ पीक स्थिति में प्रचालन लोड प्रवाह अध्ययन।
10. जैसे और कभी भी जरूरत पड़ने पर शोर्ट सर्किट अध्ययन।
11. जैसे और कभी भी आवश्यकता पड़ने पर मुख्य घटनाओं जैसे ग्रिड व्यवधान अथवा ऐसे ही मुद्दों पर अल्पकालिक स्थायित्व अध्ययन।
12. रिएक्टरों की जरूरत की पहचान आवश्यकता पड़ने पर।

6. Coordinating the task forces of operational issues that arose in day-to-day operation of the grid.
7. Preparation of agenda notes, Minutes and follow-up action on the decisions thereof of TCC/RPC meetings.
8. Carrying out system studies and analysis of Grid disturbance.
9. Study and finalization of protective scheme for Transmission line, equipment at substations and generating station for the Region.
10. Study and finalization of Black Start Procedure, Operating Procedure, Islanding Schemes for the Region.
11. Transmission Availability Certification.

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. 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 अनुपुस्क 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 आवश्यकतानुसार।
7. संचालन समन्वय समिति की सहायता से क्षेत्र की पारेषण प्रणाली तत्वों और उत्पादन इकाइयों के लिए समन्वित रखरखाव अनुसूची तैयार करना ।
8. लोड पूर्वानुमाना

इसके अतिरिक्त विद्युत मंत्रालय संकल्प दिनांकित 25/05/2005 पैरा(6) के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा निम्नलिखित कार्यों का निर्वहन करना ।

- I. ग्रिड के प्रदर्शन में सुधार के लिए क्षेत्रीय स्तर का कार्य विश्लेषण करना।
- II. अन्तरराज्यीय/अन्तरक्षेत्रीय विद्युत पारेषण की सुविधा प्रदान करना।
- III. सीटीयु/एसटीयु के साथ अन्तरराज्यीय/ अन्तःराज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित सभी कार्यों की योजना को सुविधाजनक बनाना।
- IV. 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।

1.3.4 Monitoring and Data Management:

1. To prepare annual reports, Load Generation 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 coordination committee;
8. Load forecasting.

Further, as per **Para (6) of the MoP Resolution dated 03.12.2021**; NERPC shall discharge the following functions:

- I. To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance.
- 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.
 - IIIA- To provide views on the inter-state transmission system planned by CTU within 45 days of receipt of the proposal.
- 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. वार्षिक/मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना बनाना।
- VI. ग्रिड के स्थिर संचालन के लिए सुरक्षा के अध्ययन सहित संचालन योजना का अध्ययन करना।
- VII. 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।
- VIII. क्षेत्र में विद्युत व्यवस्था के संचालन में दक्षता और अर्थव्यवस्था से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति तैयार करना ।

1.3.5 टेलीमेट्री

1. पूर्वोत्तर क्षेत्र के एसएलडीसीओं में स्काडा का उन्नयन और कार्यान्वयन ।
2. पूर्वोत्तर क्षेत्र के विभिन्न ग्रिड तत्वों की टेलीमिटरिंगस्थिति की निगरानी और उसमें सुधार के लिए कार्य करना ।
3. मौजूदा संचार प्रणाली की निगरानी ।
4. पूर्वोत्तर क्षेत्र में ओपीजीडब्ल्यू के विभिन्न परियोजनाओं का निगरानी।
5. संचार प्रणाली की उन्नयन और सुदृढीकरण की योजना बनाना।
6. पूर्वोत्तर क्षेत्र में संचार प्रणाली को मजबूत करने के लिए वीएसएटी जैसे अन्य संचार मोड की खोज और कार्यान्वयन।

- V. To undertake planning of outage of Transmission System on monthly basis.
- VI. To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.
- 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.

1.3.5 Telemetry:

1. Upgradation and implementation of SCADA system for SLDCs of NER.
2. Monitoring telemetry status of various grid elements of NER and working for the improvement of the same.
3. Monitoring of existing communication network.
4. Monitoring of various OPGW project in NER.
5. Planning for upgradation and strengthening of communication network.
6. Exploring and implementing various other communication mode such as VSAT for strengthening communication system in NER.



22वीं एनईआरपीसी बैठक, गुवाहाटी / 22nd NERPC Meeting, Guwahati.

अध्याय / CHAPTER – 2

क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance

2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2022 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयंत्रों की कुल स्थापित क्षमता 5042 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 855, 2184, 1836 और 167 मेगावाट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयंत्रों का योगदान हैं। 31/03/2022 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता **प्रदर्श-II** में दर्शया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 130 मेगावाट पृथक क्षमता है, जिसमें पनबिजली 74 मेगावाट और जी.टी./डीजल 52 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2022 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 5172 मेगावाट है। (सभी राज्यों में पृथक पीढ़ी सहित)।

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

पिछले पांच वर्षों में एनईआर में स्थापित क्षमता नीचे दी गई है:

2.1 Installed Capacity:

Total installed capacity of the power generating stations in North Eastern Region (NER) connected to the Regional Grid is 5042 MW as on 31st March, 2022 out of which 855 MW, 2184 MW, 1836 MW and 167 MW are contributed by thermal, hydel, gas turbine and solar stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2022 is shown in **Exhibit-II**. Apart from this, there is around 130 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 74 (MW), GT/Diesel 52 (MW) and 4 (MW) Solar. So, total installed capacity of the region as on 31st March, 2022 is 5172 MW (including isolated generation in all states).

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

Installed Capacity in NER over last five years is given below:

वर्ष Year	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)				
	ग्रिड Grid	विलगित Isolated	योग Total	New Addition	% Change
2017-18	3702	129.75	3831.75	179.65	4.92%
2018-19	3702	129.75	3831.75	0	0.00%
2019-20	4175	143	4318	486.25	12.69%
2020-21	4771	130	4901	583	13.50%
2021-22	5042	130	5172	271	5.53%

उत्तर पूर्वीक्षेत्र में स्थापित क्षमता Installed Capacity in North Eastern Region

राज्यों में 31 मार्च 2022 की स्थिति के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड (मेगावाट में) की स्थापित क्षमता:-

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31st March, 2022:**

स्थापित क्षमता (ग्रिड)
Installed Capacity (GRID)

संघटक /Constituents	स्थापित क्षमता (ग्रिड) Installed Capacity (GRID)				
	थर्मल Thermal		पनबिजली Hydel	RES	कुल Total
	Coal	Gas/Oil			
केंद्रीय क्षेत्र Central Sector					
1.नीपको NEEPCO					
a) खांदोंग KHANDONG		-	50		50
b) कोपिलि KOPILI	-	-	200		200
c) कोपिलि Stage-II KOPILI Stage-II	-	-	25		25
d) एजीबीपीपी AGBPP	-	291	-		291
e) एजीटीपीपी AGTPP		135	-		135
f) डोयांग DOYANG	-	-	75		75
g) रंगनदी RANGANADI	-	-	405		405
h) मोनारचक MONARCHAK		101	-	5	106
i) तुरिएल Turial			60		60
j) पारे Pare			110		110
k) Kameng			600		600
2. एनएचपीसी NHPC	-				
a) लोकताकLOKTAK	-	-	105		105
3. ओटीपीसी OTPC					
a) पलटनाPALATANA	-	727	-		727
4. एनटीपीसी NTPC		-	-		
a) बीजीटीपीपी BgTPP	750				750
कुल केंद्रीय क्षेत्र Total Central Sector:	750	1254	1630	5	3639
राज्य क्षेत्र State Sector					
1.अरुणाचल प्रदेश Arunachal Pradesh			24		24
2. असम + डीएनएफ ASSAM + DLF		390	107	162	659
3. मेघालय MEGHALAYA	105		355		460
4. मिजोरम MIZORAM		23	29		52
5.त्रिपुरा TRIPURA		169	15		184
6. नगालैण्ड NAGALAND			24		24
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector:	105	582	554	162	1403
कुल एनईआर ग्रिड Total NER Grid	855	1836	2184	167	5042

2.2 उत्पादन:

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

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

2.2 Generation:

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

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

राज्य States/ Utilities	सकल ऊर्जा उत्पादन Gross Energy Generation (MU)				
	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
ASEB	1488.04	1488.84	1484.3	1321	1315
MeECL	1233.3	979.02	1068.1	992.6	729.1
Tripura	638.81	634.74	737.7	537	574
Nagaland	88.84	87.37	76.01	68	66.8
Mizoram	18.51	23.12	28.79	17.3	12.2
Arunachal Pradesh				13.1	13.1
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector	3467.5	3213.09	3394.9	2949	2710.2
Kopili+Khandong+Kopili-II	1433.5	1324.7	1010.5	53.2	286
Doyang	274.3	231.4	180.9	245.6	101
AGBPP	1598.5	1639.4	1722.1	1353.2	1787
AGTPP	688.2	650.6	806.6	809.2	924
Monarchak	677.54	681.1	720	460.2	718
Ranganadi	1416.8	1052	1289.5	1362.2	1154
Turial	-	143.2	176.9	150.5	137
Pare	-	327.3	471.4	629.2	431
Loktak	827.2	602.6	357.9	621.5	456
Kameng				1479.5	1471
Palatana	4052.7	4708.4	3885	5088.2	4125
BgTPP	1531	2842.1	3717	2836.4	4105
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector	12499.74	14202.8	14337.8	15088.9	15695
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र Total NER	15967.24	17415.89	17732.7	18037.9	18405.2

2.3 माँग:

वित्तीय वर्ष 2021-22 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति प्रदर्श-V में दर्शाया गया है और वर्ष 2021-22 के दौरान दर्शाया राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है

2.3 Demand:

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2021-22 is depicted in **Exhibit-V** and the statewise data for the FY 2021-22 is furnished in the following page:

वित्तीय वर्ष 2021 -22 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति/Peak Demand and Peak Demand met during 2021 -22. (in MW)													
States	Particulars	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	Peak Demand	174	155	141	193	182	186	162	169	146	164	196	143
	Demand Met	142	138	141	162	153	156	140	142	146	164	168	143
असम Assam	Peak Demand	1908	1951	2061	2104	2109	2104	2126	1636	1475	1505	1499	1911
	Demand Met	1823	1871	1988	2034	2019	2104	2121	1636	1475	1505	1499	1855
मणिपुर Manipur	Peak Demand	208	208	212	206	206	210	219	223	245	258	257	225
	Demand Met	208	206	210	206	206	210	217	223	244	258	256	225
मेघालय Meghalaya	Peak Demand	357	329	322	317	331	328	367	377	390	407	404	371
	Demand Met	357	329	322	317	331	327	367	377	390	407	404	369
मिजोरम Mizoram	Peak Demand	111	107	105	102	107	116	128	131	144	156	169	124
	Demand Met	111	107	105	102	107	116	128	131	144	150	156	124
नागालैंड Nagaland	Peak Demand	153	150	158	149	168	173	155	152	155	145	157	149
	Demand Met	148	143	150	145	149	153	151	152	152	139	143	149
त्रिपुरा Tripura	Peak Demand	300	307	287	297	303	305	327	253	227	224	227	285
	Demand Met	300	306	287	296	303	305	327	253	227	224	227	285
उ.पू.क्षेत्र NER	Peak Demand	2993	3043	3126	3117	3175	3290	3427	2784	2715	2802	2810	3102
	Demand Met	2938	2987	3053	3053	3115	3231	3360	2751	2707	2795	2794	3079

2.4 ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता:

वित्तीय वर्ष 2021-22 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता प्रदर्श-VI में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2021-22 के दौरान विस्तृत राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

2.4 Energy Requirement vs Availability:

The energy requirement Vs availability in NER during 2021-22 is depicted in **Exhibit-VI** and the statewise data for the FY 2021-22 is furnished in the following table:

वित्तीय वर्ष 2021 -22 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता/Energy Requirement vs availability during 2021 -22. (in MU)													
States	Particulars	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Energy Req.	65.1	60.1	63.2	76.7	79.3	74.2	72.3	68.1	76.4	85.9	78.0	75.4
	Availability	64.9	59.8	63.2	76.7	79.3	74.2	72.0	68.1	76.4	85.9	78.0	75.4
असम Assam	Energy Req.	854.2	843.5	999.5	1110.0	1125.0	1132.0	996.0	762.0	759.7	760.5	691.9	808.7
	Availability	835.3	843.5	999.5	1110.0	1125.0	1132.0	996.0	762.0	759.7	760.5	691.9	808.7
मणिपुर Manipur	Energy Req.	73.8	76.5	76.5	81.0	80.8	79.0	82.0	81.7	101.0	109.1	94.4	83.1
	Availability	73.5	76.1	76.3	80.8	80.8	78.9	82.0	81.7	101.0	109.1	94.4	83.1
मेघालय Meghalaya	Energy Req.	164.2	164.3	161.8	200.7	175.6	164.6	179.4	196.0	223.4	224.7	201.6	200.0
	Availability	151.2	164.3	161.5	200.7	175.5	164.6	179.4	196.0	223.4	224.7	201.6	200.0
मिजोरम Mizoram	Energy Req.	52.2	52.4	52.3	51.7	50.1	48.4	57.2	60.7	58.9	60.2	51.5	59.9
	Availability	51.9	52.1	50.9	50.5	49.3	47.9	53.6	57.8	58.6	60.2	51.5	59.7
नागालैंड Nagaland	Energy Req.	62.1	69.3	74.2	78.1	80.0	75.0	75.3	66.0	69.9	68.2	63.5	69.6
	Availability	61.7	69.1	74.2	78.1	80.0	75.0	75.3	66.0	69.9	68.2	63.5	69.6
त्रिपुरा Tripura	Energy Req.	149.2	131.0	126.7	143.6	145.8	148.6	128.2	118.6	137.7	127.8	96.6	123.8
	Availability	149.0	130.8	126.7	143.6	145.8	148.6	128.2	118.6	137.7	127.8	96.6	123.8
उ.पू.क्षेत्र NER	Energy Req.	1420.7	1397.1	1554.2	1741.9	1736.4	1721.9	1590.3	1352.8	1426.8	1436.6	1277.7	1420.3
	Availability	1387.7	1396.0	1552.3	1740.5	1736.0	1721.5	1586.8	1350.2	1426.8	1436.6	1277.7	1420.3

2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय:

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

वर्ष Year	उत्तर पूर्वी क्षेत्र से पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुद्ध निर्यात Net Export from NER to ER	एनईआर से एनआर. को निवल निर्यात Net Export from NER to NR
2017-18	-3272.45	3189
2018-19	-1226.7	1980.9
2019-20	-1258.74	553.67
2020-21	-519.18	597.48
2021-22	-1246.67	2284.7

माह-वार वर्ष 2021-22 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय अनुलग्नक-IV में दी गई है।

2.5 Inter Regional Energy Exchange:

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

Month-wise inter regional energy exchange during 2021-22 is given in Annex-IV.

2.6 आवृत्ति

वर्ष 2021-22 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 2021-22 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 (हर्ट्ज में) Grid Frequency in Hz			आवृत्ति अन्तर समय (प्रतिशत में) Frequency Range in %age of time		
	Max	Min	Aver	<49.9	49.9 – 50.05	> 50.05
	Apr-21	50.29	49.69	50.00	7.96	75.06
May-21	50.28	49.63	50.00	6.64	74.50	17.92
Jun-21	50.27	49.64	50.01	5.31	76.07	18.62
Jul-21	50.26	49.51	50.01	5.35	75.05	19.59
Aug-21	50.22	49.53	50.00	7.68	76.92	15.40
Sep-21	50.23	49.50	50.01	4.18	77.01	18.82
Oct-21	50.29	49.50	49.99	11.10	74.50	14.39
Nov-21	50.27	49.63	50.00	8.02	74.09	17.89
Dec-21	50.34	49.62	50.00	6.92	73.14	19.95
Jan-22	50.28	49.65	50.00	5.84	75.65	18.51
Feb-22	50.26	49.54	50.00	5.97	76.72	17.30
Mar-22	50.30	49.54	49.98	14.50	73.91	11.59

2.7 वोल्टेज प्रोफाइल

वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफाइल नीचे दिए गए हैं:

2.7 Voltage Profile:

Voltage profile at major grid sub-stations of NER during 2021-22 are given below:

आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों Sub-Station	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage (in kV)	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage (in kV)
1	Misa 400 kV	419	389
2	Balipara 400kV	419	387
3	Bongaigaon 400 kV	422	392
4	Silchar 400kV	422	386
5	Misa 220kV	423	382
6	AGBPP 220kV	425	394
7	Mokokchung 220 kV	240	200
8	Aizawl 132 kV	238	202
9	Kahilipara 132 kV	140	124
10	Imphal 132kV	140	119

2021-22 के दौरान एनईआर के उपर्युक्त प्रमुख ग्रिड सब-स्टेशनों पर मासिक-वार वोल्टेज प्रोफाइल अनुबंध-V में दिए गए हैं और एक ग्राफिकल प्रतिनिधित्व प्रदर्शनी- VIII में दिखाया गया है।

Month-wise voltage profiles at the above-mentioned major grid sub-stations of NER during 2021-22 are given at **Annex-V** 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:

वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विद्युत संयन्त्रों के मासिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक **अनुलग्नक-VIA** और वर्ष 2021-22 के वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता **अनुलग्नक-VIB** में दर्शाया गया है ।

2.8 Plant Availability Factor:

Monthly plant availability factor of the power stations of NER during 2021-22 is depicted in **Annex-VIA** and the annual plant availability for year 2021-22 is furnished in **Annex-VIB**.

2.9 प्रणाली भार गुणांक (सिस्टम लोड फैक्टर):

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

2.10 समांतर प्रचालन:

एनईआर प्रणाली पूर्वी क्षेत्र से एसी तुल्यकालिक मोड के द्वारा जुड़े हैं:

1. 400 केवी नई सिलिगुड़ी- बोंगगाइगाउन फीडर I एवं II
2. 400 केवी अलिपुरद्वार - बोंगगाइगाउन फीडर I एवं II
3. 220 केवी अलिपुरद्वार - सलाकाटी फीडर I एवं II

एनईआर प्रणाली पूर्वी/उत्तरी क्षेत्र से डीसी तुल्यकालिक मोड के द्वारा जुड़े हैं:

1. +/- 800 केवी बिस्वनाथ चारियालि- अलिपुरद्वार - आग्रा बाइपोल

2.11 जलाशय स्तर:

वर्ष 2021-22 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख जलाशयों का जल स्तर ऊर्जा सामग्री के साथ प्रत्येक माह के अन्त में अनुलग्नक-VIII में दर्शाया गया है। वर्ष 2021-22 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर प्रदर्श IX में चित्रित है और वर्ष 2021-22 के लिए ऊर्जा सामग्री प्रदर्श-X में दर्शाया गया है।

2.12 विद्युत कटौती:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में कोई अधिसूचित विद्युत कटौती नहीं थीं। उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के घटक राज्य पीक आवर तथा सूखे मौसम के दौरान उपलब्धता से अधिक मांग और प्रणाली बाध्यता के चलते लोड शेडिंग का आश्रय लिया है।

2.9 System Load Factor:

The annual load factor of NER system for last three years with detailed data is furnished in Annexure-VII. NER being predominantly hydro based, the load curves are upward bow-shaped.

2.10 Synchronous Operation:

NER grid is connected to ER in AC synchronous mode via:

1. 400kV New Siliguri-Bongaigaon feeders I & II.
2. 400kV Alipurduar-Bongaigaon feeders I & II.
3. 220kV Alipurduar-Salakati feeder I & II.

NER grid is connected in DC asynchronous mode with ER/NR grid via:

1. +/- 800 kV Biswanath Chariali – Alipurduar – Agra Bipole.

2.11 Reservoir Levels:

Water levels of major reservoirs of NER for the year 2021-22 along with energy content at the end of each month are furnished in Annex-VIII. The water levels of major reservoirs of NER for last year are depicted in Exhibit-IX and energy content for the year 2021-22 is depicted in Exhibit- X.

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, system constraints during peak hours and lean season.

2.13 इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन:

वर्ष 2021-22 के दौरान उपलब्ध नई जेनेरेशन इकाईयों व पारेषण लाइनों की सूची नीचे दी गई है:

2.13 Units & Transmission Lines Commissioned:

The details of Generation & Transmission lines which are commissioned in NER during 2021-22 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1	132 kV SAMAGURI-KHALOIGAON CIRCUIT 1	AEGCL	10.04.2021
2	132 /33 25 MVA TRANSFORMER AT PANISOKUA	AEGCL	19.04.2021
3	132/33kV, 50 MVA TX AT DHALIGAON	AEGCL	10.04.2021
4	132 kV Teok – Nazira line	AEGCL	07.06.2021
5	132 kV Teok – Jorhat (Garmur) line	AEGCL	07.06.2021
6	132/33 kV Transformer 1 at Teok S/S	AEGCL	07.06.2021
7	132/33 kV Transformer 2 at Teok S/S	AEGCL	07.06.2021
8	132/33 kV Transformer 1 at Dullavcherra S/S	AEGCL	11.06.2021
9	132/33 kV Transformer 2 at Majuli S/S	AEGCL	20.06.2021
10	400 kV Palatana - SM Nagar (TSECL)	PGCIL	01.07.2021
11	220/132 kV, 160 MVA ICT	AEGCL	10.07.2021
12	400 kV Palatana - SM Nagar (ISTS) Line 1	PGCIL	11.07.2021
13	Main Bus I at Jiribam (GIS)	PGCIL	27.07.2021
14	Main Bus II at Jiribam (GIS)	PGCIL	27.07.2021
15	132/33 kV, 25 MVA ICT 2 at Pailapool S/s	AEGCL	29.07.2021
16	220/132 kV, 100 MVA ICT 2 at Agia S/s	AEGCL	31.07.2021
17	Haflong (PG) GIS Bus 1 & 2	PGCIL	18.08.2021
18	LILO of 132 kV Agartala – Dhalabil line at 132/33 kV Mohanpur SS	TSECL	26.08.2021
19	220/132 kV 100 MVA Tranformer 1 at Namrup GSS	AEGCL	28.08.2021
20	132/133 kV 31.5 MVA Tranformer 1 at Chapakhowa	AEGCL	30.08.2021
21	132/33 kV Rupai – Chapakhowa line	AEGCL	30.08.2021
22	132/33 kV, 16 MVA transformer 1 at Panchgram	AEGCL	06.09.2021
23	132/33 kV, 31.5 MVA transformer 1 & 2 at Mohanpur	TSECL	09.09.2021
24	33/11 kV, 10 MVA transformer 1 at Mohanpur	TSECL	09.09.2021
25	132/33 kV, 3 MVA transformer 1 at Khandong	NEEPCO	10.09.2021
26	132 kV Rupai-Ledo Line 1	AEGCL	16.09.2021
27	132/33 kV, 31.5 MVA ICT 1 at Ghoramari SS	AEGCL	09.10.2021
28	132/33 kV SANKARDEVNAGAR GSS	AEGCL	20.11.2021
29	132 kV Agia - Nangalbibra II Line	MePTCL	25.11.2021
30	132 kV Nangalbibra 2 Bay at Agia Substation	MePTCL	25.11.2021
31	132 kV Agia 2 Bay at Nangalbibra Substation	MePTCL	25.11.2021
32	132/33 kV, 12.5 MVA ICT 1 at Sihmui SS	P&D Mizoram	01.12.2021
33	132 kV Main Bus at Sihmui SS	P&D Mizoram	01.12.2021
34	132/33 kV, 25 MVA ICT 1 at Wokha	DoP Nagaland	20.12.2021
35	132kV IOCL-NARENGI	IOCL	31.12.2021
36	220/132 kV, 160 MVA ICT 1 at Dimapur SS	PGCIL	19.01.2022
37	220/132 kV, 160 MVA ICT 2 at Dimapur SS	PGCIL	20.01.2022
38	220 kV New Mariani (PG) - Mariani (AEGCL)	PGCIL	29.01.2022
39	132/33 kV, 50 MVA ICT 2 at KHALOIGAON GSS	AEGCL	04.02.2022
40	220/132 kV, 3x 10 MVA ICT 3 at Mokochung (PG) GSS	PGCIL	05.03.2022

2.14 उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2021-22 के दौरान उत्पादन संयन्त्रों और पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति की स्थिति नीचे दी गई है:

2.14 Progress of Construction of Generation Units & Transmission Elements:

The status of progress of construction of Generating Stations and Transmission elements during 2021-22 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)	आजा अनुसूची Commissioning Schedule	सम्बोधन Remarks
A. नीपको NEEPCO				
Subansiri Lower HEP, Ar Pradesh	8	8x250	February, 2023	1 st Unit in February, 2023

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति						
Progress of Transmission Lines in the Region						
Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आजा अनुसूची Comm. Schedule		Stringing completed- ckm	सम्बोधन Remarks
			Schedule	Revised		
A. एईजीसीएल AEGCL:						
1	132 kV DC Sonapur-Jagi Road Tr. Line.	51.75	Nov-13		48.75	Forest issue. 3km left
2	BTPS (Salakati) - APM line S/C on D/C tower	42	Aug-17			Forest Clearance issue.
3	Agia- Sonapur (Hatchingmari) S/C line on D/C tower	108.08	Apr-17			ROW issue
4	220 kV S/C line on D/C tower from Sonabil to Biswanath Chariali	39.6	Jun-17			Work under progress
5	132 kV D/C Amingaon-Hazo TL	28.04	Dec-20		4.5	Work under progress
6	220 kV D/C Tinsukia-Behiating (NERPSIP)	52.86	Dec-20		19.14	Work under progress
7	220kV D/C Rangia- Amingaon (NERPSIP)	28.67	Dec-18	Sep-22		Work under progress
B. डीओपी अरुणाचल प्रदेश DoP Arunachal Pradesh:						
1	Likabali – Niglok 132 kV S/c line (CSST&D for AP)	66.05	Dec-22	Dec-23	4	Work under progress
2	Pasighat Old – Mariyang 132 kV S/c line (CSST&D for AP)	48.25	Dec-22	Dec-23		Work under progress
3	Palin – Koloriang 132 kV S/c (CSST&D for AP)	33.88	Dec-22	Dec-23		Forest Clearance awaited.
4	Ziro (PG) – Palin 132 kV S/c (CSST&D for AP)	37.43	Dec-22	Dec-23		Work under progress
5	Maio - Namsai (PG) 132 kV S/c (CSST&D for AP)	41.1	Dec-22	Dec-23		Forest Clearance awaited.
C. एमएसपीसीएल MSPCL:						
1	132kV S/C (On D/C Tower) Rengpang-Tamenglong Line (NERPSIP)	21.4	Dec-20	Sep-22		Under Construction

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति						
Progress of Transmission Lines in the Region						
Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Stringing completed- ckm	सम्बोधन Remarks
			Schedule	Revised		
D. मीईसीएल MeECL:						
1	220kV D/C Killing (Byrnihat)-Mawngap-New Shillong (NERPSIP)	126.5	Dec-18	Aug-22		ROW issue
2	LILO of Rongkhon Ampati at Praharinagar	20	Mar-20			Tendering for the LILO is under process.
E. पी एंड ई मिजोरम P&E Mizoram:						
1	132 kV S/C Lungsen – Chawngte (NERPSIP)	30.66	Jun-20			Work is in progress
2	132kV S/C W. Phaileng – Marpara (NERPSIP)	50.26	Jun-20	Sep-22		Work is in progress
3	132 kV S/C Chawngte - S. Bungtlang (NERPSIP)	34	Jun-20	Sep-22		Work is in progress
F. डीओपी नागालैंड DoP Nagaland:						
1	220kV S/C New Kohima to Mokokchung via Wokha (NERPSIP)	86.63	Dec-18	Aug-22	17.6	RoW at one location
2	132kV S/C Wokha- Zunheboto – Mokokchung (NERPSIP)	50.29	Dec-18	Aug-22		Work is in progress
3	132kV S/C Tuensang - Longleng. (NERPSIP)	29.14	Dec-18	Aug-22		Work is in progress
G. टीएसईसीएल TSECL:						
1	132 kV Monarchak-Surajmani Nagar D/C	50	May-20	Oct-22		Work is in progress
2	132kV S/C Bagafa to Satchand (NERPSIP)	29.6	Mar-20			Work is in progress
H. पावर ग्रिड POWERGRID:						
1	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariali D/C I	335	Aug-13	Nov-22		Work is in progress
2	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariali D/C II	348	Aug-13	Feb-23		Work is in progress

2.15 केंद्रीय क्षेत्रक उर्जा आवंटन :

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विभिन्न भागों में स्थित नीपको, ओटीपीसी, एनटीपीसी और एनएचपीसी के केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) इस क्षेत्र में विद्युत के मुख्य स्रोत हैं। वर्ष 2021-22 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 2710.2 मेगा यूनिट (14.73%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 15695 मेगा यूनिट (85.27%) 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, OTPC, NTPC and NHPC located in various parts of NER are the main source of power in the region. During 2021-22 States generated nearly 2710.2 MU (14.73%) and CS generation was nearly 15695 MU (85.27%). 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)

Organization	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
Ar. Pradesh	67.0	92.7	133.3	153.8	144.8	140.0	115.5	97.6	86.4	74.0	73.3	85.1
ASEB	581.9	791.6	818.2	927.0	860.4	843.2	732.2	719.3	679.9	580.7	582.3	633.4
Manipur	67.7	104.6	105.0	140.0	130.5	124.3	94.4	88.3	93.2	83.8	85.8	92.7
MeECL	50.4	122.3	97.9	103.8	122.1	114.0	99.7	131.2	138.0	119.1	120.5	132.3
Mizoram	48.8	69.3	65.9	78.4	70.8	69.3	59.1	59.0	57.7	50.1	56.1	66.5
Nagaland	54.4	74.9	76.8	92.2	81.3	80.1	70.9	68.5	66.3	73.5	71.7	78.8
TSECL	92.4	202.8	149.5	210.6	197.1	193.1	177.0	167.3	172.8	162.4	149.2	172.5
PGCIL-HVDC	1.0	1.7	1.0	1.7	0.8	0.9	0.8	1.0	0.9	0.7	0.9	0.8

एनईआर में केंद्रीय क्षेत्र के उत्पादन स्टेशनों (सीएसजी) से संचयी भारत औसत शेयर आवंटन (% में) नीचे दिया गया है। यह सीएसजी विभिन्न कारणों जैसे ग्रिड में नई इकाइयों को जोड़ने, लाभार्थी राज्यों से आवश्यकताओं में परिवर्तन आदि के कारण भारत सरकार के आदेशों के अनुसार समय-समय पर आवंटन परिवर्तन साझा करते हैं।

Cumulative weighted Average Share allocation (in %) from Central Sector Generating Stations (CSGS) in the NER is given below. This CSGS share allocation changes from time to time as per Gol orders due to various reasons like addition of new Units in the grid, changes in requirements from the beneficiary States etc.

31.03.2022 को सीएसजीएस में संचयी भारत औसत शेयर आवंटन निम्नानुसार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on 31.03.2022 is as follows:

Percentage Share Allocation of the constituents of NER

Constituent	North Eastern Region Power Stations												
	Baramura	Kopili	Kopili - II	Khandong	Ranganadi	Doyang	Loktak	Pare	Kameng	AGBPP	AGTCCPP	BgTPP	OTPC
Ar. Pradesh	0	5.191	5.992	4.194	18.462	6.852	4.94	18.873	13.8333	5.694	6.702	5.1325	3.03
Assam	0	53.455	52.355	56.285	43.328	43.808	29.445	40.51	10.8333	56.503	43.72	57.42	33.058
Manipur	25	7.395	6.945	6.555	8.373	7.865	42.508	8.355	0	8.105	8.225	7.505	7.1625
Meghalaya	0	17.395	13.675	16.905	11.505	11.455	0	13.33	2.5	11.815	12.633	11.78	10.882
Mizoram	25	4.61	6.04	3.94	5.7	5.25	5.02	5.765	0	5.41	6	5.415	5.785
Nagaland	0	6.147	5.735	6.653	5.335	17.967	6.435	5.4	1.5	5.805	5.737	4.93	7.1625
Tripura	50	5.807	9.258	5.468	7.297	6.803	11.652	7.7675	0	6.668	16.983	7.6175	26.997
HVDC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0
NER	100	100	100	100	100	100	100	100	28.6666	100	100	100	94.077

The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2022 is:

Constituent	Eastern Region Central Sector Power Stations				
	Farakka I & II	Farakka III	Kahalgaon I	Kahalgaon II	Talcher
Ar. Pradesh	0.191917	0	0.191747	0	0.196898
Assam	2.455737	0	2.104847	5.093479	2.095419
Manipur	0	0	0	0	0
Meghalaya	0	0	0	0	0
Mizoram	0.141736	0	0.14161	0	0.141736
Nagaland	0.429803	0	0.42446	0	0.424823
Assam (NVTN Coal Power)	0.091912	0.091912	0.091912	0.091912	0.091912
NER	3.311105	0.091912	2.954576	5.185391	2.950788



22वीं गुवाहाटी में एनईआरपीसी की टीसीसी बैठक / 22nd TCC Meeting of NERPC at Guwahati

अध्याय CHAPTER 3

ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances

1 अप्रैल 2021 से 31 मार्च 2022 के दौरान पीसीसी और उप समूह बैठक में लिए गए एनईआर राज्यों में ग्रिड की गड़बड़ी को दूर करने और उसके समाधान हेतु लिए गए प्रमुख निर्णय

Highlight for the Grid Disturbance in NER region and major actions taken as per decisions of the PCC and sub-group meeting from 1st April 2021 to 31st March 2022 are given below.

State	Load Loss in 2021-22 (MU)	Load Loss in 2020-21 (MU)
Ar. Pradesh	1.5823	1.0022
Assam	0.4962	0.5908
Manipur	0.1611	0.2922
Meghalaya	0.211	0.113
Mizoram	0.479	0.2849
Nagaland	0.228	0.1526
Tripura	0.572	0.6115

एनईआर राज्यों में ग्रिड की गड़बड़ी को दूर करने के लिए पीसीसी/उप-समूह की बैठकों में निम्नलिखित कार्रवाई का सुझाव दिया गया/उठाया गया:

1. अरुणाचल प्रदेश:

- चिम्पू में जोन-4 के समय को चिम्पू के सभी फीडरों के लिए रिमोट एंड के जेड-2 के साथ समन्वयित किया जाना है।
- चिंपू में बस बार सुरक्षा लागू की जाएगी। चिंपू स््यूडो बीबी प्रोटेक्शन में जेड -4 का उपयोग करके बस बार सुरक्षा के कार्यान्वयन तक लागू किया जाना है।

Following actions were suggested/taken in the PCC/Sub-group Meetings to address Grid Disturbances in NER states:

1. Arunachal Pradesh:

- Zone-4 timings at Chimpu are to be co-ordinated with Z-2 of remote end for all the feeders at Chimpu.
- Bus Bar protection to be implemented at Chimpu. Till implementation of Bus bar protection at Chimpu pseudo-BB protection using Z-4 to be implemented.

- 132 केवी चिम्पू लाइन के लिए पारे एचईपी पर बी/यू हाईसेट अक्षम किया जाएगा।
- एनडीटीएल के लिए पारे में रिले का त्वरित जेड-3 ऑपरेशन के लिए परीक्षण किया जाएगा।
- निरजुली लाइन के लिए लेखी में टीएमएस को 132 केवी निरजुली-गोहपुर लाइन के जेड-3 समय विलंब के साथ समन्वयित किया गया है।

2. असम:

- 220 केवी बीटीपीएस-सलाकाटी डीसी के लिए सलाकाटी में जेड3 प्रतिबाधा मूल्य की समीक्षा की जानी चाहिए, सबसे लंबी लाइन को ध्यान में रखते हुए 220 केवी बीटीपीएस रंगिया डीसी की नई कमीशन की गई।
- बीटीपीएस के आईसीटी टीएमएस को सलाकाटी में जेड-3 सेटिंग के साथ समन्वय में संशोधित किया जाएगा।
- रंगिया में आईसीटी को एन-1 मानदंड को पूरा करने के लिए 2x200 एमवीए में अपग्रेड किया जाएगा।
- बीटीपीएस में 220 केवी बीटीपीएस-सलाकाटी डी/सी लाइनों के लिए पोलारिटी की जांच की जाएगी।
- एन.लखीमपुर डी/सी के लिए गोहपुर में जेड-2 का समय घटाकर 350 एमएस किया जाना है, वाहक संचार का परीक्षण किया जाना है।
- 132 केवी पवोई- गोहपुर ई/एफ हाईसेट का पवोई छोर अक्षम कर दिया गया है।
- पंचग्राम में 132 केवी लमशॉंग के डीपी रिले को टाइम सिंक किया जाएगा।
- 5 कोर सीटी की खरीद के साथ काहिलीपारा में बीबी संरक्षण लागू किया जाएगा।
- सुरक्षित और विश्वसनीय संचालन के लिए दोहरी मुख्य योजना का उपयोग करने के लिए एईजीसीएल द्वारा तिनसुकिया में 220 केवी बस-2 को जल्द से जल्द चार्ज करने की आवश्यकता है।

3. मणिपुर:

- निंगथौखोंग में 132 केवी निंगथौखोंग - चुराचंदपुर डी/सी के लिए दूरी सेटिंग्स की समीक्षा की जाएगी।

- B/U highset at Pare HEP for 132kV Chimpu line to be disabled.
- Relay at Pare for NDTL to be tested for accelerated Z-3 operation.
- TMS at Lekhi for Nirjuli line has been Coordinated with Z-3 time delay of 132 kV Nirjuli – Gohpur line.

2. Assam:

- Z3 impedance value at Salakati for 220 kV BTPS- Salakati DC needs to be reviewed considering newly commissioned longest line of 220 kV BTPS Rangia DC.
- BTPS's ICT TMS to be revised in co-ordination with Z-3 setting at Salakati.
- ICTs at Rangia to be upgraded to 2x200 MVA to meet N-1 criteria.
- Polarity for 220kV BTPS-Salakati D/C lines to be checked at BTPS.
- Z-2 timing at Gohpur for N. Lakhimpur D/C has to be reduced to 350ms, carrier communication to be tested.
- Pavo end of 132kV Pavo- Gohpur E/F highset has been disabled.
- DP relay at Panchgram for 132kV Lumshnong to be time synced.
- BB protection to be implemented at Kahilipara with procurement of 5 core CTs.
- 220kV Bus-2 at Tinsukia needs to be charged at the earliest by AEGCL to utilize the double main scheme for safe and reliable operation.

3. Manipur:

- Distance settings for 132kV Ningthoukhong- Churachandpur D/C to be reviewed at Ningthoukhong.

- लोकताक स्टेशन में डीसी अर्थ फाल्ट को ठीक किया जाएगा।
- युरेम्बम में बीबी सुरक्षा लागू की जाएगी। युरेम्बम में जेड-4 सेटिंग को घटाकर 200 एमएस किया जाएगा।
- याइङ्गपोकपी-1 के लिए युरेम्बम में ओ/सी सेटिंग को संशोधित किया जाएगा।
- 132 केवी लोकतक-इंफाल के लिए लोकतक में सिंगल फेज एआर सक्षम। इंफाल के अंत में 3पीएच एआर 1.5 एस डेड टाइम के साथ सक्षम है।
- निंगथौखोंग फीडर के लिए इंफाल में जेड-3 का समय 500 एमएस तक संशोधित किया जाएगा।
- निंगथौखोंग फीडर के लिए लोकतक में जेड-4 को 350 एमएस में संशोधित किया जाएगा।
- डाउनस्ट्रीम सिस्टम के साथ 132 केवी करोंग पर रिले समन्वय किया जाना है।

4. मेघालय:

- खराबी के बाद बदले गए पंचग्राम के लिए लुमशनोंग में बी/यू रिले।
- 132 केवी लुमशनोंग-पंचग्राम के लिए कैरियर इंटरट्रिप को तुरंत लागू किया जाएगा।
- एनईआईजीआरआईएचएमएस, मुस्टेम, खलीहरियत (एमई) बी/यू रिले सेटिंग्स को उचित ग्रेडिंग प्रदान करने के लिए समन्वयित किया जाना है।
- 132 केवी उमियम के लिए एलडीपी - उमियम एसटीजी -I रिले को संस्थापित और चालू किया जाना है।
- फॉल्ट की दूरस्थ निकासी को रोकने के लिए एमईपीजीसीएल/एमईपीटीसीएल द्वारा उमियम एसटीजी -I, उमियम एसटीजी - III, उमियम एसटीजी -IV के लिए समन्वय किया जाना है।

5. मिजोरम:

- जुआंगतुई में रिले समन्वय पूरा किया गया। पी एंड ईडी मिजोरम द्वारा संशोधित सेटिंग्स सबमिट करने के बाद एनईआरटीएस को मूल जेड-2/3 समय सेटिंग पर वापस लौटाया जाएगा।

- DC Earth Fault in Loktak Station to be rectified.
- BB protection to be implemented at Yurembam. Z-4 setting at Yurembam to be reduced to 200ms.
- O/C setting at Yurembam for Yaingangpokpi-I to be revised.
- Single phase AR enabled at Loktak for 132kV Loktak- Imphal. At Imphal end 3-ph AR enabled with 1.5sec dead time.
- Z-3 timing at Imphal for Ningthoukhong feeder to be revised to 500ms.
- Z-4 at Loktak for Ningthoukhong feeder to be revised to 350ms.
- Relay coordination to be done at 132kV Karong along with downstream system.

4. Meghalaya:

- B/U relay at Lumshnong for Panchgram replaced after maloperation.
- Carrier intertrip to be immediately implemented for 132kV Lumshnong-Panchgram.
- At NEIGRIHMS, Mustem, Khliehriat (ME) B/U relay settings to be co-ordinated to provide proper grading.
- LDP for 132kV Umiam – Umiam Stg-I relays to be installed and commissioned.
- Co-ordination to be done for Umiam Stg-I, Umiam Stg- III, Umiam Stg-IV by MePGCL/MePTCL to prevent remote clearance of fault.

5. Mizoram:

- Relay co-ordination completed at Zuangtui. NERTS to revert back to original Z-2/3 time settings after revised settings are submitted by P&ED Mizoram.

- उचित विश्लेषण के उद्देश्य से डीआर मानकीकरण (जुआंगतुई में) किया जाना है।
- आइजोल में खराब बी/यू रिले के कारण 132 केवी आइजोल-कोलासिब में खराबी। खराब रिले को ठीक किया जाना है।

6. नागालैंड:

- 132 केवी डीएचईपी-सानिस लाइन में खराबी के लिए गैर-ऑपरेशन के लिए सुरक्षा प्रणाली की स्वस्थता, सानिस में सर्किट ब्रेकर की जाँच की जानी चाहिए।
- मोकोकचुंग (पीजी)-मोकोकचुंग (एनएजी)-डीएचईपी-सानिस-वोखा-कोहिमा के लिए रिले सेटिंग्स की समीक्षा की जाएगी।
- कोहिमा में 132केवी दीमापुर-कोहिमा के दोषपूर्ण सीबी को बदला जाएगा।
- कोहिमा में वोखा सीबी के एमटी रिले और कंट्रोल स्विच को बदला गया।
- 132 केवी करोंग-कोहिमा के लिए कारोड और कोहिमा में जेड-2 का समय 200 एमएस में बदला जाएगा।

7. त्रिपुरा:

- पलटाना में 400/132 केवी आईसीटी और 132 केवी पलटाना-उदयपुर में लागू की जाने वाली सेटिंग्स की समीक्षा की गई।
- रोखिया में 132 केवी मुख्य बस के पोस्ट इंसुलेटर पर उल्लंघन (लता) के कारण कई दोष। पुनः घटना से बचने के लिए स्विचयार्ड उपकरण के भीतर उचित वनस्पति निकासी की जानी चाहिए।
- मोनार्चक लाइन के लिए उदयपुर में रिले के गैर-संचालन की जांच की जाएगी।

- DR standardization (at Zuangtui) to be done for proper analysis purpose.
- Maltripping of 132kV Aizawl- Kolasib due to defective B/U relay at Aizawl. Defective relay to be rectified.

6. Nagaland:

- Healthiness of protection system, Circuit Breakers at Sanis to be checked for non operation for fault in 132kV DHEP-Sanis line.
- Relay settings for Mokokchung (PG)-Mokokchung (NAG)- DHEP-Sanis-Wokha-Kohima to be reviewed.
- Faulty CB of 132kV Dimapur- Kohima at Kohima to be replaced.
- MT relay & control switch of Wokha CB at Kohima replaced.
- Z-2 timing at Karong and Kohima for 132kV Karong- Kohima to be changed to 200ms.

7. Tripura:

- 400/132kV ICTs at Palatana & 132kV Palatana-Udaipur reviewed settings to be implemented.
- Multiple faults due to infringement(creeper) on post insulator of 132kV Main Bus at Rokhia. Proper vegetation clearance within switchyard equipment to be done to avoid re-occurrence.
- Non operation of relay at Udaipur for Monarchak line to be checked.

अध्याय CHAPTER 4

वाणिज्य और उर्जा लेखा क्रियाएं

Commercial and Energy Accounting Activities

4.1 क्षेत्रीय उर्जा लेखा (आरईए):

एबीटी पर सीईआरसी विनियमों को एनईआर में 01.11.2003 से लागू किया गया था। समय-समय पर नवीनतम सीईआरसी विनियमों के आधार पर आरईए तैयार किए जाते हैं। एबीटी के प्रमुख घटक निम्नलिखित हैं:

1. क्षमता शुल्क - मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएएफएम) के आधार पर मासिक संचयी आधार।
2. ऊर्जा शुल्क - अभिकल्प ऊर्जा पर आधारित मासिक आधार।
3. प्रोत्साहन - मासिक आधार पर प्राप्त मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएएफएम) में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक (टीएएफएम) पर आधारित मासिक आधार।
5. डी.एस.एम.- वास्तविक उत्पादन/आहरण पर आधारित साप्ताहिक आधार।
6. रिएक्टिव शुल्क - वीएआर के उपभोग / अंतः क्षेपण पर आधारित साप्ताहिक आधार, मुख्य रूप से वोल्टेज नियंत्रण के लिए।
7. कंजेशन शुल्क -अंतर क्षेत्रीय / आंतरिक क्षेत्रीय कॉरिडोर / कुल हस्तांतरण क्षमता (टीटीसी) के सीमा से अधिक लिंक में विद्युत प्रवाह पर आधारित साप्ताहिक आधार।

ग्रिड अनुशासन को बनाये रखने के लिये डी.एस.एम., रिएक्टिव शुल्क और कंजेशन शुल्क सीईआरसी द्वारा वाणिज्यिक उपाय के रूप में लगाया गया हैं।

क्षेत्रीय उर्जा लेखाएँ मासिक आधार पर औसत घोषित क्षमता (डीसी), इस क्षेत्र से और बाहर के क्षेत्र से संचयी अंश आवंटन, आइएसजीएस का वास्तविक उत्पादन , और एक माह के लिए लाभार्थियों के वास्तविक आहरण के संकलन द्वारा तैयार की जाती है।

4.1 Regional Energy Accounts (REA):

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

1. Capacity Charge - Monthly on the basis of Annual Fixed Cost (AFC).
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 as per PoC rates as notified by CERC and based on Transmission Availability Factor for the Month (TAFM)
5. DSM-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 corridor / 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 drawal of beneficiaries for a month.

तापीय संयंत्रों के लिए पूरे दिन का औसत डीसी (एक्स बस मे.वा.में) को उस दिन का डीसी माना जाता है, जबकि पनबिजली संयंत्रों 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 हैं। लाभार्थियों के साथ, आइएसजीएस, सीटीयू आदि से निर्मित बिलों का भुगतान मासिक क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के आधार पर होता है।

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

31.03.2019 को केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन के तापीय और पनबिजली विद्युत संयंत्रों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र में वार्षिक निश्चित शुल्क और अभिकल्प ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार 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.

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

The Annual Fixed Charges and Design Energy for thermal and hydro power stations of Central Sector Generators in the North Eastern Region as on 31.03.2022 are as follows:

विद्युत संयंत्र 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	120.2764
कोपिली -II KOPILI -II	25	86.3	12.2577
खण्डोंग KHANDONG	50	277.61	40.4858
आरएचईपी RHEP	405	1509.69	272.6449
डीएचईपी DHEP	75	227.24	108.4121
लोकताक LOKTAK	105	448	150.2829
PARE	110		
KAMENG	600		
एजीबीपीपी AGBPP	291	NA	296.5691
एजीटीपीपी AGTPP	130	NA	71.7633
पालाताना PALATANA	726.6	NA	899.0405
बोंगैगओन BONGAIGAON	750	NA	472.8975

4.2 विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)

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 डी. एस. एम. 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, डी.एस. एम्. 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 2021-22 के दौरान लागू डीएसएम दरें निम्नानुसार हैं:

Average Frequency of the time block (Hz)		Charges for Deviation (Paise/kWh)
Below	Not Below	
	50.05	0.0
50.05	50.04	Slope determined by joining the price at Not Below 50.05 Hz and identified price at 50.00 Hz
.	.	
.	.	
50.02	50.01	
50.01	50.00	Daily (simple) average Area Clearing Price discovered in the Day Ahead Market segment of power exchange
50.00	49.99	Slope determined by joining the price identified at 50.00 Hz and price at below 49.85 Hz
49.99	49.98	
.	.	
49.86	49.85	
49.85		800.00

4.2 Deviation Settlement Mechanism (DSM)

Deviation Settlement Mechanism (DSM) Charges is one of the important parts 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 2021-22 were as under:

Note:

- **Area Clearing Price:** means the price of a time block electricity contract established on the Power Exchange after considering all valid purchase and sale bids in particular area(s) after market splitting, i.e. dividing the market across constrained transmission corridor(s).
- **क्षेत्र समाशोधन मूल्य:** का अर्थ है बाजार विभाजन के बाद विशेष क्षेत्र (क्षेत्रों) में सभी वैध खरीद और बिक्री बोलियों पर विचार करने के बाद पावर एक्सचेंज पर स्थापित एक टाइम ब्लॉक बिजली अनुबंध की कीमत, यानी बाजार को बाधित ट्रांसमिशन कॉरिडोर में विभाजित करना।

एक जनरेटर के लिए, विचलन वास्तविक पीढ़ी (एक्स-बस) और शेड्यूल पीढ़ी (एक्स-बस) के बीच का अंतर है, जबकि एक लाभार्थी के लिए, यह वास्तविक निकासी (परिधि) और शेड्यूल निकासी (परिधि) के बराबर है। विचलन प्रभार उस विशेष समय-ब्लॉक के लिए ग्रिड आवृत्ति के अनुरूप विचलन के प्रभार के साथ विचलन को गुणा करके प्राप्त किया जाता है। विचलन शुल्क के अलावा, मात्रा सीमा के उल्लंघन के कारण घटकों को अतिरिक्त विचलन शुल्क देय है। इसके अलावा, एक दिशा (सकारात्मक या नकारात्मक) में निरंतर विचलन के लिए ज़ीरो क्रॉसिंग उल्लंघन (जेडसीवी) शुल्क लगाया जाता है। क्षेत्रीय इकाई को अपने विचलन के संकेत को 7वीं बार ब्लॉक तक सही करना होगा। एक घटक डीएसएम प्रभार प्राप्त/भुगतान कर सकता है जो इस पर निर्भर करता है कि उसने ग्रिड आवृत्ति को सहायता/कम किया है या नहीं।

4.3 विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.) देय:

वित्तीय वर्ष 2021-2220 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र के देय विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) (रूपये करोड़ों में) अधोलिखित हैं:

For a Generator, Deviation is the difference between actual generation (Ex-bus) and Schedule generation (Ex-bus), whereas for a beneficiary, it is equal to actual drawal (periphery) and schedule drawal (periphery). Deviation charge is obtained by multiplying the Deviation with Charge for Deviation corresponding to the Grid Frequency for that particular time-block. In addition to the Deviation Charge, constituents are payable Additional Deviation Charge on account of violation of volume limit. Further, Zero Crossing Violation (ZCV) charges are imposed for sustained deviation in one direction (positive or negative). The regional entity has to correct its sign of its deviation latest by 7th time block. A constituent may receive / pay DSM charge depending on whether it has assisted/ undermined the grid frequency.

4.3 Deviation Settlement Mechanism (DSM) Payable:

The Deviation Settlement Mechanism (DSM) payable (in Rupees Crore) of North-Eastern Region for the financial year 2021-22 is given as below:

(आंकड़े रुपये लाखों में Figures in Rs. Crore)

Name of state	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-1.24	0.57	-0.46	-0.60	-2.11	-1.81	-3.94	-1.35	-3.53	-3.43	-1.23	1.77
असम Assam	-5.43	-3.19	-4.17	-6.16	-5.34	-3.52	-4.27	-1.34	-1.14	-0.19	-1.12	-2.49
मणिपुर Manipur	-0.11	0.07	0.22	-0.33	-0.89	-0.17	-0.71	-0.44	-0.63	-0.05	0.44	0.61
मैघालय Meghalaya	-1.28	1.46	1.53	1.53	2.75	0.86	0.83	0.03	-1.16	-0.69	-0.49	0.62
मिज़ोरम Mizoram	-0.73	0.31	0.01	0.38	0.45	0.41	1.48	1.33	1.29	0.60	1.45	2.47
नागालैण्ड Nagaland	-0.66	0.54	0.77	0.85	0.56	1.08	-0.71	0.49	0.27	-0.16	0.25	0.95
त्रिपुरा Tripura	-6.44	2.18	1.27	-0.42	3.76	2.08	1.72	3.89	3.87	3.00	3.59	3.99
PGCIL-HVDC	0.06	0.02	0.01	0.00	-0.06	-0.05	-0.09	0.07	0.08	0.05	0.10	0.09

(-) indicates DSM receivable (in Rs. Crores)

वित्तीय वर्ष 2021-2220 के लिए डी. एस. एम. ऊर्जा का विस्तृत आंकड़ा अनुलग्नक-IX में सुसज्जित है।

The detail data of DSM energy is furnished in Annexure-IX for the financial year 2021-22.

4.4 पारेषण शुल्क:

पारेषण प्रभारों को केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (अंतर राज्य पारेषण प्रभारों और हानियों का बंटवारा) विनियम, 2020 के अनुसार साझा किया जाना है। नए साझाकरण नियम 01.11.2020 से लागू हुए।

वर्ष 2021-22 के लिए डीआईसी के लिए पारेषण प्रभार (रु./किलोवाट) नीचे दिए गए हैं:

4.4 Transmission Tariff:

The transmission charges are to be shared as per the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2020. The new sharing regulations came into effect from 01.11.2020.

The Transmission Charges in (Rs. /Kwhr) for the DICs for the year 2021-22 are as given below:

Name of state	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
Ar. Pradesh	0.451	0.415	0.421	0.416	0.400	0.483	0.408	0.397	0.406	0.391	0.430	0.479
असम Assam	0.375	0.413	0.426	0.397	0.411	0.490	0.398	0.416	0.434	0.409	0.413	0.389
Manipur	0.386	0.405	0.434	0.398	0.369	0.448	0.376	0.390	0.404	0.398	0.454	0.404
Meghalaya	0.337	0.386	0.369	0.379	0.349	0.418	0.352	0.360	0.385	0.403	0.407	0.391
Mizoram	0.411	0.453	0.551	0.470	0.414	0.486	0.437	0.433	0.434	0.423	0.465	0.387
Nagaland	0.546	0.584	0.621	0.594	0.575	0.645	0.583	0.555	0.577	0.557	0.615	0.545
Tripura	0.397	0.464	0.552	0.477	0.434	0.482	0.437	0.436	0.434	0.419	0.466	0.418
PGCIL-HVDC	0.375	0.413	0.426	0.396	0.410	0.489	0.398	0.415	0.433	0.409	0.412	0.388

TRANSMISSION CHARGES in Rs./Kwhr

*Under CERC (Sharing of inter-state transmission charges and losses) Regulation, 2020

(ii) वर्ष 2021-22 के लिए संघटकों के लिए केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (अंतरराज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों का बंटवारा) विनियम, 2020 के अनुसार विचलन के लिए पारेषण शुल्क (हजार रुपये में):

(ii) Transmission Charges (in thousand rupees) for Deviation as per the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2020 for the constituents for the year 2021-22:

DICs (Demand):	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
ARUNACHAL PRADESH	43.08	41.51	662.33	1528.77	1170.05	4897.28	1421.52	0.00	0.00	0.00	0.00	85.89
ASSAM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.31	35.03	13.28	0.00
MANIPUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MEGHALAYA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIZORAM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NAGALAND	41.50	0.00	0.00	9.61	14.25	112.09	9.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRIPURA	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PGCIL-HVDC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

DICs (Injection):	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
AGBPP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGTCCPP	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.73	0.00	0.00	0.00	6.33	0.00
BGTPP	73.53	0.16	4.37	7.06	1.89	10.10	2.46	8.32	8.79	0.00	45.22	15.51
Palatana	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.66	0.00	0.00	0.00
Doyang	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kopili	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kopili2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Khandong	67.55	0.00	68.57	82.72	67.26	53.07	40.09	6.61	0.00	0.00	0.00	0.00
Ranganadi	13.14	141.11	120.10	69.48	48.91	29.88	24.81	27.78	6.10	1.18	0.00	8.97
Loktak	4.95	8.40	12.40	3.75	14.96	3.10	1.79	6.93	4.48	1.09	0.43	3.87
Pare	34.74	119.17	136.64	113.82	90.49	49.06	83.11	40.93	28.10	19.06	2.47	18.87
Kameng	0.00	138.56	81.45	337.44	31.85	57.30	10.60	28.72	1.49	11.75	9.91	11.84



43वीं सीसी बैठक, गुवाहाटी / 43rd CC Meeting, Guwahati.

अध्याय CHAPTER 5

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

5.1 यूएफआर प्रणाली:

राष्ट्रीय विद्युत समिती के सुझावों के आधार पर क्षेत्र में व्याप्त उच्च कमी की स्थिति जो की लीन हाइड्रो स्थिति में पूरे क्षेत्र में उत्पन्न होती है उसको डिफेन्स मेकानिजम के तहत यूएफआर लगा कर नियंत्रित किया जा सकता है। जिससे करीब 400 मेगावाट (स्टेज-I: 100 मेगावाट, स्टेज-II :100 मेगावाट और स्टेज-III:100 मेगावाट और स्टेज-IV 100 मेगावाट) भार राहत प्रदान कर सकते हैं। यूएफआर के जरिए प्रत्येक राज्य के लिए निर्धारित भार राहत का विवरण अनुसंगनक-X में दिया गया है:

5.2 विशेष सुरक्षा योजना:

सीईए के पारेषण योजना मानदंड, 2013 के अनुसार, अत्यधिक/दुर्लभ लेकिन विश्वसनीय आकस्मिकताओं में ग्रिड की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए प्रतिकूल प्रभाव को कम करने के लिए उपयुक्त रक्षा तंत्र तैयार करने की आवश्यकता है। उपरोक्त के अनुरूप, पूर्वोक्त क्षेत्र में निम्नलिखित विशेष सुरक्षा योजना (एसपीएस) लागू की गई है:

एसपीएस - 1

आकस्मिकता: पलटाना जीबीपीपी के दोनों मॉड्यूल की ट्रिपिंग। इस एसपीएस की आवश्यकता: इससे पहले पलटाना जीबीपीपी दक्षिण असम के 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिपिंग के बाद एनईआर एटीसी/टीटीसी में वृद्धि हुई।

एसपीएस-1 के तहत कार्रवाई: निचले असम के 132 केवी फीडरों को 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिप करना।

31/03/2020 को स्थिति: एसपीएस को निष्क्रिय कर दिया गया है। निम्नलिखित कारणों से इसकी आवश्यकता नहीं है-

5.1 UFR Scheme:

Based on the recommendations of the National Electricity Committee, the situation of high shortage prevailing in the area which occurs in the entire area in lean hydro condition. UFRs may be installed under defense mechanism to provide total load relief of 400 MW (Stage-I: 100 MW, Stage-II: 100 MW, Stage-III: 100 MW & Stage-IV: 100MW). The State wise load relief through UFR shall be as given in Annexure-X:

5.2 Special Protection Scheme:

As per CEA's Transmission Planning Criteria, 2013, to ensure security of the grid in extreme/rare but credible contingencies suitable defence mechanisms needs to be designed to mitigate the adverse impact. In line with the above, following Special Protection Scheme (SPS) have been implemented in NER:

SPS - 1

Contingency: Tripping of both modules of Palatana GBPP.

Requirement of this SPS: Earlier after tripping of Palatana GBPP South Assam drawl from 400/132kV Silchar (PG) led to increased NER ATC/TTC.

Action under SPS-1: Tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar (PG).

Status as on 31/03/2022: The SPS has been disabled. It is not required due to following reasons-

- चूंकि, असम विद्युत प्रणाली के दक्षिणी भाग का भार बढ़ गया है, इसलिए निचले असम में लाइनों को खुली स्थिति में रखना वांछनीय नहीं है।
- पलटाना में दोनों मॉड्यूलों के ट्रिपिंग के परिणामस्वरूप एनईआर-ईआर टीटीसी/एटीसी के उल्लंघन के मामले में अंतर-क्षेत्रीय लाइन प्रवाह का प्रबंधन करने के लिए, एनईआरएलडीसी द्वारा सलाह के अनुसार वास्तविक समय में लोड शेडिंग करना आवश्यक है।
- दोनों पलटाना मॉड्यूल के बंद होने की स्थिति में, एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग की ओर आयात 300-500 मेगावाट तक रहता है और एसपीएस-1 द्वारा लोड शेडिंग एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग के अस्तित्व को सुनिश्चित नहीं कर सकता है।

एसपीएस -2

आकस्मिकता: 400 केवी पलटाना-सिलचर डी/सी की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में हों। इस एसपीएस की आवश्यकता: एकमात्र 400 केवी कॉरिडोर के ट्रिपिंग के कारण पलटाना जीबीपीपी में 132 केवी की ओर से निकासी में बाधा।

एसपीएस-2 के तहत कार्रवाई: पलटाना में 2x125 एमवीए आईसीटी की ट्रिपिंग, 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से निचले असम के 132 केवी फीडर की ट्रिपिंग।

31.03.2022तक: विशेषज्ञ समिति द्वारा सुझाए गए संशोधनों में सिलचर में एसपीएस लोडिंग को हटाना शामिल है।

एसपीएस - 3

आकस्मिकता: 400 केवी सिलचरअजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट दोनों की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में हों।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 400 केवी सिलचर केवल दो स्टेशनों अर्थात अजारा, बिरनीहाट से 400 केवी पर 400 केवी सिलचर-अजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट से जुड़ा है।

- Since, load of the Southern part of Assam Power System has increased, so it is not desirable to keep lines in lower Assam in open condition.
- To manage the Inter-Regional line flow in case of tripping of both modules at Palatana resulting in violation of NER-ER TTC/ATC, load shedding is required to be carried out in real time as advised by NERLDC.
- In case of outage of both Palatana Modules, import towards Southern Part of NER Grid remains to the tune of 300-500 MW and load shedding by SPS-1 cannot ensure survival of the Southern Part of NER Grid.

SPS -2

Contingency: Tripping of 400kV Palatana-Silchar D/C when both modules of Palatana in service.

Requirement of this SPS: Constraint in generation evacuation from 132kV side at Palatana GBPP due to tripping of sole 400kV corridor.

Action under SPS-2: Tripping of 2x125 MVA ICTs at Palatana, tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar (PG).

As on 31.03.2022: Modifications suggested by expert committee include removal of SPS loading at Silchar. It also recommended NERLDC to disable SPS-2 if 400kV Palatana-SM Nagar is in service.

SPS- 3

Contingency: Tripping of both 400kV SilcharAzara & 400kV Silchar-Byrnihat when both modules of Palatana in service.

Requirement of this SPS: 400kV Silchar is connected only to two stations viz Azara, Byrnihat at 400kV via 400kV Silchar-Azara and 400kV Silchar-Byrnihat.

दोनों लाइनों के ट्रिप होने के कारण उत्तरी हिस्से में बिजली की निकासी ठप हो गई है एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग में एनईआर ग्रिड और लोड उत्पादन बेमेल।

दक्षिणी ग्रिड में कई जेनरेटरों की सुरक्षा के लिए पलटाना जीबीपीपी की एक या अधिक इकाइयों की ट्रिपिंग की आवश्यकता होती है।

एसपीएस-3 के तहत कार्रवाई: सिलचर गेटफ्लो पर आधारित पलटाना जीबीपीपी में एक या अधिक मॉड्यूल की ट्रिपिंग।

31.03.2022 तक: इस एसपीएस को पीसीसी विशेषज्ञ समिति की सिफारिश पर सेवामुक्त किया गया है।

एसपीएस-4

आकस्मिकता: 400kV सिलचर-अजारा और 400kV सिलचर-बिरनीहाट दोनों की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में नहीं हैं।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से पूरे दक्षिण असम निकासी ने एनईआर एटीसी/टीटीसी में वृद्धि की। एसपीएस-4 के तहत कार्रवाई: निचले असम के 132 केवी फीडरों को 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिप करना।

31/03/2020 को स्थिति: इस एसपीएस को निष्क्रिय कर दिया गया है।

एसपीएस -5

आकस्मिकता: जब अजारा में 400/220 केवी आईसीटी के एलवी से एचवी की ओर 60 मेगावाट से अधिक रिवर्स पावर प्रवाहित होती है।

इस एसपीएस की आवश्यकता: जब अजारा में 400/220 केवी 315 एमवीए आईसीटी में बिजली उलटी दिशा में प्रवाहित होती है, यानी एलवी की तरफ से एचवी की तरफ, तो इससे 220 केवी सलाकाटी-बीटीपीएस डी/सी लाइनों की ओवरलोडिंग हो सकती है। इस प्रकार एक एसपीएस को आईसीटीएस की यात्रा करने की आवश्यकता होती है जैसे ही एक रिले रिवर्स दिशा में 60 मेगावाट से अधिक प्रवाह पर उठाएगी।

Tripping of both the lines results in throttling of power evacuation to northern part of NER grid and load generation mismatch in Southern part of NER grid.

To safeguard multiple generators in the southern grid tripping of one or more units of Palatana GBPP is required.

Action under SPS-3: Tripping of one or more modules at Palatana GBPP based on Silchar Gateflow.

As on 31.03.2022: This SPS has been decommissioned on recommendation of the PCC expert Committee.

SPS-4

Contingency: Tripping of both 400kV Silchar-Azara & 400kV Silchar-Byrnihat when both modules of Palatana not in service.

Requirement of this SPS: Entire South Assam drawl from 400/132kV Silchar (PG) led to increased NER ATC/TTC.

Action under SPS-4: Tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar (PG).

Status as on 31/03/2022: This SPS has been deactivated.

SPS -5

Contingency: When reverse power flow greater than 60 MW from LV to HV side of 400/220kV ICT at Azara.

Requirement of this SPS: When power flows in the reverse direction in 400/220kV 315MVA ICTs at Azara i.e., from the LV side to HV side, then it may lead to overloading of 220kV Salakati-BTPS D/C lines. Thus, an SPS is required to trip the ICT as soon as a relay would pick up upon flow greater than 60MW in the reverse direction.

एसपीएस-5 के तहत कार्रवाई: अजारा (एईजीसीएल) में 400/220 केवी, 2x315 एमवीए आईसीटी की ट्रिपिंग।

Action under SPS-5: Tripping of 400/220kV, 2x315 MVA ICTs at Azara (AEGCL).

31/03/2022 को स्थिति: सेवा में और कार्यात्मक।

Status as on 31/03/2022: In-service and functional.

एसपीएस -6

आकस्मिकता: जब 132 केवी उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइन ट्रिप।

SPS -6

Contingency: When 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C line trips.

इस एसपीएस की आवश्यकता: 132 केवी उमियाम कक्षा-I से कक्षा-III डी/सी लाइन मेघालय बिजली प्रणाली के लिए अपनी खुद की पीढ़ी (आंशिक) की ड्राइंग और ग्रिड से बिजली खींचने के लिए महत्वपूर्ण लाइन है। इस लाइन (लाइनों) के ट्रिपिंग से अन्य 132 केवी ग्रिड कनेक्टिविटी अर्थात् 132 केवी खलीहरियत-बदरपुर और 132 केवी आगिया-मेंदीपाथर से अधिक निकासी के साथ एटीसी/टीटीसी का उल्लंघन होता है।

Requirement of this SPS: 132kV Umium stg-I to stg-III D/C line is critical line for Meghalaya power system for drawing of its own generation(partial) and also to draw power from Grid. Tripping of this line(s) leads to violation of ATC/TTC with overdrawl from other 132kV grid connectivity viz 132kV Khliehriat-Badarpur and 132kV Agia-Mendipathar.

एसपीएस-6 के तहत कार्रवाई: स्टेज-I पावर स्टेशन पर मावफलांग फीडर- 1 और 2 की ट्रिपिंग द्वारा लोड में कमी।

Action under SPS-6: Load reduction by tripping of Mawphlang feeder- 1 & 2 at Stage-I power station.

31.03.2022की स्थिति: सेवा में और कार्यात्मक। इसके अलावा, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया:

Status as on 31.03.2022: In-service and functional. Further, Expert committee of NERPC suggested following modifications:

- मवांगप में 30 मेगावाट की लोड शेडिंग की आवश्यकता है।
- खांडोंग शटडाउन की वापसी के बाद इसे लागू करने के लिए एमईपीटीसीएल।

- Load shedding of 30MW is required at Mawangap.
- MePTCL to implement the same after the return of Khandong shutdown.

एसपीएस -7

आकस्मिकता: जब 220 केवी बीटीपीएस-सलकाती डी/सी ओवरलोड हो जाता है या एक सर्किट के आउटेज के मामले में दूसरा सर्किट ओवरलोड हो जाता है (यानी 600A से अधिक लोड हो रहा है) ।

SPS -7

Contingency: When 220kV BTPS-Salakati D/C gets overloaded OR in case of outage of one circuit the other circuit gets overloaded (i.e., loading greater than 600A).

इस एसपीएस की आवश्यकता: 220 केवी बीटीपीएस-सलाकाटी डी/सी सामान्य रूप से बीटीपीएस पक्ष में मांग को पूरा करता है और लाइन के बार-बार ओवरलोड होने की संभावना अधिक होती है। ओवरलोडिंग (और इस तरह ट्रिपिंग) से बचने के लिए और बिजली आपूर्ति में निरंतरता बनाए रखने के लिए, बीटीपीएस (या आगे) में कई लोड को ट्रिप करना पड़ता है।

220 केवी अगिया-अजारा एस/सी और 220 केवी अगिया-बोको एस/सी, दोनों सर्किट अगिया छोर पर ट्रिप करने के लिए सिग्नल भेजा जाना है।

एसपीएस-7 के तहत कार्रवाई: 132 केवी बीटीपीएस-धालीगांव I और II लाइनों की ट्रिपिंग।

31.03.2022की स्थिति: सेवा में और कार्यात्मक।

एसपीएस -8

आकस्मिकता: जब सिलचर (पीजी) यात्राओं में दो 400/132 केवी आईसीटी में से एक आईसीटी।

इस एसपीएस की आवश्यकता: दक्षिण असम लोड को सिलचर में 400/132 केवी, 2*200 एमवीए आईसीटी से जाता है। किसी एक आईसीटी के ट्रिपिंग के परिणामस्वरूप अन्य आईसीटी के माध्यम से संपूर्ण भार प्रवाह होता है जो संभव नहीं है (एन-1 मानदंड को भी पूरा नहीं करता है)। इसलिए दक्षिण असम के लोड में कमी की आवश्यकता है।

एसपीएस-8 के तहत कार्रवाई: दक्षिण असम क्षेत्र के भार में कमी।

31.03.2022की स्थिति: निष्क्रिय।

एसपीएस -9

आकस्मिकता: 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट लाइन का ट्रिपिंग।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट के ट्रिपिंग पर, एजीटीसीसीपी की पूरी शक्ति को खाली नहीं किया जा सकता है और निकासी गलियारे में कई इकाइयों / अन्य लाइनों के ट्रिपिंग की ओर जाता है। इसलिए, 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट के ट्रिपिंग पर एक जीटीजी (जीटीजी -3) को ट्रिप करना है।

Requirement of this SPS: 220kV BTPS-Salakati D/C normally caters to demand in BTPS side and the line has high chance to be frequently overloaded. To avoid overloading (and thus tripping) and to maintain continuity in power supply, numerous loads in BTPS (or onwards) has to be tripped.

In case of over loading, a signal to be sent from BTPS to Agia to trip 220kV Agia-Azara S/C and 220kV Agia-Boko S/C, both circuits at Agia end.

Action under SPS-7: Tripping of 132kV BTPS-Dhaligaon I & II lines.

Status as on 31.03.2022: In-service and functional.

SPS -8

Contingency: When one ICT of the two 400/132kV ICTs at Silchar (PG) trips.

Requirement of this SPS: South Assam load is catered via 400/132kV, 2*200 MVA ICTs at Silchar. Tripping of any one ICT results in entire load flow via other ICT which is not possible (also does not fulfill N-1 criteria). So load reduction of South Assam is required.

Action under SPS-8: Load reduction of South Assam area.

Status as on 31.03.2022: Deactivated.

SPS -9

Contingency: Tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat line.

Requirement of this SPS: Upon tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat, entire power of AGTCCPP cannot be evacuated and leads to tripping of multiple units/other lines in evacuation corridor. Hence, one GTG (GTG-3) is to trip upon tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat.

एसपीएस-9 के तहत कार्रवाई: एजीटीसीसीपीपी पर जीटीजी-3 की ट्रिपिंग।

132 केवी एजीटीसीसीपीपी पी के बारी डी/सी के चालू होने के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने एस पी एस को निष्क्रिय करने का सुझाव दिया।

31.03.2022की स्थिति: निष्क्रिय।

एसपीएस -10

आकस्मिकता: दोनों 400 केवी बीजीटीपीपी- बोंगाईगांव डी/सी लाइनों की ट्रिपिंग।

इस एसपीएस की आवश्यकता: जब 400 केवी बीजीटीपीपी- बोंगाईगांव डी/सी लाइन ट्रिप हो जाती है और यदि बीजीटीपीपी का उत्पादन 600 मेगावाट से अधिक है तो 400/220 केवी 2x315 एमवीए आईसीटी के माध्यम से बिजली खाली नहीं की जा सकती है।

एसपीएस-10 के तहत कार्रवाई: यदि उस समय 600 मेगावाट से अधिक का उत्पादन होता है, तो बीजीटीपीपी पर उत्पादन घटाकर 600 मेगावाट किया जाएगा।

31.03.2022की स्थिति: एसपीएस 15.10.2020 से सेवा में है

एसपीएस -11

आकस्मिकता: 132 केवी मोनार्चक-उदयपुर या 132 केवी मोनार्चक-रोखिया लाइन का ट्रिपिंग।

इस एसपीएस की आवश्यकता: जब मोनार्क का उत्पादन 65 मेगावाट और 132 केवी मोनार्कक-उदयपुर या 132 केवी मोनार्कक-रोखिया लाइन ट्रिप से अधिक गेटर है तो बिजली निकासी के लिए मोनार्क में उत्पादन को घटाकर 65 मेगावाट करने की आवश्यकता है।

एसपीएस-11 के तहत कार्रवाई: यदि मोनार्चक में किसी भी लाइन के ट्रिपिंग से पहले 65 मेगावाट से अधिक है, तो मोनार्चक में एसटीजी को ट्रिप कर दिया जाएगा।

31.03.2022 की स्थिति: एसपीएस 19.01.2022 से सेवा में है।

Action under SPS-9: Tripping of GTG-3 at AGTCCPP.

Subsequent to commissioning of 132kV AGTCCPP-P K Bari D/C, the expert committee of NERPC suggested the SPS to be deactivated.

Status as on 31.03.2022: Deactivated.

SPS -10

Contingency: Tripping of both 400kV BgTTP-Bongaigaon D/C lines.

Requirement of this SPS: When 400kV BgTTP-Bongaigaon D/C lines trips and if generation of BgTTP is greater than 600MW then the power cannot be evacuated through 400/220kV 2x315MVA ICTs.

Action under SPS-10: if generation greater than 600MW at that instant, then generation to be reduced to 600MW at BgTTP.

Status as on 31.03.2022: The SPS is in service since 15.10.2020

SPS -11

Contingency: Tripping of 132 kV Monarchak-Udaipur or 132 kV Monarchak – Rokhia line.

Requirement of this SPS: When generation of Monarchak is greater than 65 MW and 132 kV Monarchak- Udaipur or 132 kV Monarchak – Rokhia line trips then the generation at Monarchak needs to be reduced to 65 MW for power evacuation.

Action under SPS-11: If before tripping of either of the line generation at Monarchak is greater than 65 MW, then STG at Monarchak will be tripped

Status as on 31.03.2022: The SPS is in service since 19.01.2022

5.3 यूएफ रिले का निरीक्षण:

आवश्यकता पड़ने पर यूएफ रिले का निरीक्षण किया जाता है। विभिन्न राज्यों में महामारी प्रतिबंध के कारण 2021-22 के दौरान कोई निरीक्षण नहीं किया जा सका।

5.4 दीपायन योजना :

अध्यक्ष, सीईए की अध्यक्षता में विद्युत मंत्रालय द्वारा 03.08.2012 को गठित जांच समिति की सिफारिशों के अनुसार देश के सभी क्षेत्रों में द्वीप योजना स्थापित करने का सुझाव दिया गया था। ब्लैकआउट की स्थिति में इन द्वीपों से स्टार्टअप पावर की उपलब्धता के साथ कम समय में सिस्टम को बहाल कर दिया जाएगा। एनईआर में कुछ उत्पादन इकाइयों की आवृत्ति सेटिंग द्वीपीय योजना के लिए 47.9 हर्ट्ज की अनुशंसित आवृत्ति से काफी अधिक है। तो, 2 द्वीप योजनाएँ दोनों को तत्काल 48.8 हर्ट्ज की आवृत्ति के साथ लागू किया गया है। विवरण अनुबंध-XI में दिया गया है।

5.5 विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ):

विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) का गठन केंद्रीय विनियामक आयोग (विद्युत प्रणाली विकास निधि) विनियम, 2010 दिनांक 4.जून, 2010 के तहत किया गया है।

निम्नलिखित विनियामक शुल्क पीएसडीएफ को जमा किया जा रहा है:

- जमाव राहत नियम के मुताबिक ब्याज के साथ जमाव शुल्क प्राप्त करने के हकदार क्षेत्रीय संस्थाओं को देय राशि जारी करने के बाद जमाव शुल्क खाता में क्रेडिट के लिए हकदार है।
- विद्युत बाजार के नियमों के अनुसार विद्युत विनियमों में बाजार विभाजन के फलस्वरूप विभिन्न क्षेत्रों की बाजार कीमतों में अंतर से उत्पन्न जमाव राशि।
- विचलन निपटान तंत्र विनियमों के अनुसार दावों के अंतिम निपटारे के बाद क्षेत्रीय विचलन पूल खाता निधि के क्रेडिट के लिए खड़े विचलन निपटारे शुल्क।

5.3 Inspection of UF relays:

Inspections of UF Relays are carried as and when required. During 2021-22 no inspection could be done due to pandemic restriction in various States.

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 will be restored in a short time with the availability of startup 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, 2 islanding schemes have been implemented both with a frequency of 48.8 Hz instantaneously. The details are given in **Annexure-XI**.

5.5 Power System Development Fund (PSDF):

Power System Development Fund (PSDF) has been constituted vide Central Electricity Regulatory Commission (Power System Development Fund) Regulations, 2010 dated 4th June 2010.

Following regulatory charges are being credited to PSDF:

- Congestion Charges standing to the credit of the "Congestion Charge Account" after release of amounts payable to Regional Entities entitled to receive congestion charges along with interest, if any, in accordance with the Congestion Relief Regulations.
- Congestion amount arising from the difference in the market prices of different regions as a consequence of market splitting in power exchanges in accordance with Power Market Regulations.
- Deviation Settlement Charges standing to the credit of the "Regional Deviation Pool Account Fund" after final settlement of claims in accordance with Deviation Settlement Mechanism Regulations.

- ग्रिड कोड के अनुसार प्रतिक्रियाशील ऊर्जा शुल्क खाते के क्रेडिट के लिए खड़े आरएलडीसी प्रतिक्रियाशील ऊर्जा शुल्क।
- एसटीओए अग्रिम द्विपक्षीय लेनदेन में सीईआरसी (अंतरराज्यीय संचरण में खुली पहुंच) विनियम, 2008 और इसके संशोधन के अनुसार स्पष्ट नीलामी प्रक्रिया से उत्पन्न अतिरिक्त संचरण शुल्क।
- समय समय पर केंद्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित किए जाने वाले अन्य शुल्क।

क्षेत्रीय विद्युत समितियां, उत्पादक कंपनियां, संचरण लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और भार प्रेषण केंद्रों का जैसा भी मामला हो, पीएसडीएफ से वित्त सहायता के लिए योजनाओं को एनएलडीसी को नोडल एजेंसी के रूप में जमा करेंगे। एनएलडीसी इन योजनाओं को तकनीकी जांच के लिए मूल्यांकन समिति को पेश करेगा। केविप्र के अध्यक्ष की अध्यक्षता में और सीईआरसी से संचार के बाद मूल्यांकन समिति की सिफारिश के आधार पर पीएसडीएफ के तहत धन की संवितरण सचिव (विद्युत) के नेतृत्व में अंतर - मंत्रालयी निगरानी समिति द्वारा स्वीकृत की जाएगी।

विद्युत प्रणाली विकास निधि निम्नलिखित प्रयोजनों के लिए उपयोग किया जाएगा (विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) के संचालन के लिए योजना के संबंध में कैबिनेट अनुमोदन और उसमें जमा धन के उपयोग के संबंध में विद्युत मंत्रालय के पत्र सं. 29/9/2010-R&R (Vol. II) दिनांक 10.01.2014 के अनुसार):

1. अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली (आइएसटीएस) और अंतर-राज्य प्रणाली में congestion से मुक्त होने के लिए भार प्रेषण केंद्रों द्वारा परिचालन प्रतिक्रिया के आधार पर रणनीतिक महत्व की आवश्यक संचरण प्रणाली तैयार करना जो कि आइएसटीएस के लिए प्रासंगिक है।
2. ग्रिड में वोल्टेज प्रोफाइल में सुधार हेतु शंट कैपेसिटर्स, श्रेणी प्रतिकारियों और अन्य प्रतिक्रियाशील ऊर्जा जनित्रों का संस्थापन।
3. क्षेत्रीय आधार पर सुरक्षा लेखा परिक्षा में पहचाने गए विसंगतियों को सही स्थापित करने के लिए मानक और विशेष सुरक्षा योजनाओं, अग्रगामी और प्रदर्शनकारी परियोजनाओं की स्थापना।

- RLDC Reactive Energy charges standing to the credit of Reactive Energy Charges Account in accordance with the Grid Code.
- Additional Transmission Charges arising out of the explicit auction process in STOA Advance Bilateral transactions in accordance with the CERC (Open Access in interstate transmission) Regulations, 2008 and amendments thereof.
- Such other charges as may be notified by the Central Commission from time to time.

Regional Power Committees, Generating Companies, Transmission Licensees, Distribution Licensees and Load Dispatch Centers as the case may be, shall submit the schemes to NLDC as Nodal Agency for funding from PSDF. NLDC would pose these schemes to the Appraisal Committee for technical Scrutiny. Based on the recommendations of the Appraisal Committee headed by chairperson, CEA and communication of the CERC, the disbursement of the funds under PSDF shall be sanctioned by an inter-ministerial Monitoring Committee headed by Secretary, Power.

The Power System Development Fund will be utilized for the following purposes (as per MoP letter vide No. 29/9/2010-R&R (Vol. II) dated 10th January, 2014 in respect of the Cabinet Approval regarding the scheme for operationalization of the Power System Development Fund (PSDF) and utilization of funds deposited therein):

- 1) Creating necessary transmission systems of strategic importance based on operational feedback by Load Despatch Centers for relieving congestion in Inter-State Transmission Systems (ISTS) and intra-state system which are incidental to the ISTS.
- 2) Installation of shunt capacitors, series compensators and other reactive energy generators for improvement of voltage profile in the Grid.
- 3) Installation of standard and special protection schemes, pilot and demonstrative projects, and for setting right the discrepancies identified in the protection audits on regional basis.

4. जमाव से राहत के लिए संचरण और वितरण प्रणाली का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण ।
5. उपर्युक्त उद्देश्यों के सफलता के लिए कोई अन्य योजना/ परियोजना, जैसे तकनीकी अध्ययन और क्षमता निर्माण आदि आयोजित करना।

राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र (एनएलडीसी) सीईआरसी(पीएसडीएफ) विनियम, 2014 के तहत योजना के कार्यान्वयन के लिए नोडल एजेंसी है।

निगरानी समिति के रूप में जाने जाने वाले एक अंतर मंत्रालयीय निगरानी समिति का गठन भारत सरकार द्वारा (विद्युत मंत्रालय) ने सचिव , विद्युत की अध्यक्षता में किया है। निगरानी समिति मूल्यांकन समिति की सिफारिश और केंद्रीय आयोग के संचार के आधार ओर मंजूरी के लिए ऐसी परियोजनाओं पर (या उनकी संशोधित लागत) पर विचार करेगी कि ऐसी परियोजनाएं सीईआरसी(पीएसडीएफ) नियम, 2014 में परिभाषित इन नियमों के सिद्धांतों के अनुरूप है और उन्हें प्राथमिकता दी गई है।

मूल्यांकन समिति भारत सरकार (विद्युत मंत्रालय) द्वारा संवीक्षा (तकनीकी आर्थिक मूल्यांकन) और पीएसडीएफ से वित्त सहायता के लिए विभिन्न परियोजना प्रस्तावों के प्राथमिकता के लिए गठित की गई है।

डीपीआर प्रस्तुत करने का दिशा निर्देश:

मूल्यांकन समिति ने अपनी सातवीं बैठक में समानता लाने का सुझाव दिया था कि एनएलडीसी वेबसाइट के माध्यम से इकाइयों को स्पेयर, कर आदि के संबंध में सुझाए गये दिशानिर्देशों के साथ एक मॉडल डीपीआर उपलब्ध कराया जा सकता है। इस संबंध में 08.09.15 को आयोजित बैठक में मूल्यांकन समिति द्वारा विचार विमर्श किया गया था। समिति द्वारा निम्नलिखित दिशानिर्देशों की सिफारिश की गई थी:

- सीईआरसी द्वारा अधिसूचित टैरिफ विनियम 2014-19 के तहत निर्दिष्ट स्पेयर

4) Renovation and Modernization (R&M) of transmission and distribution systems for relieving congestion.

5) Any other scheme/project in furtherance of the above objectives, such as, conducting technical studies and capacity building, etc.

National Load Dispatch Center (NLDC) is the Nodal Agency for the implementation of the scheme under CERC (PSDF) Regulations 2014.

Government of India (Ministry of Power) has constituted an Inter-Ministerial Monitoring Committee under the Chairmanship of Secretary (Power) to be known as Monitoring Committee. The Monitoring Committee will consider such projects (or their revised costs) for sanction based on the recommendation of the Appraisal Committee and communication of the Central Commission that such projects are in line with the principles defined in CERC (PSDF) Regulation, 2014 and have been prioritized in accordance with the principles envisaged in these regulations.

Appraisal Committee has been constituted by the Government of India (Ministry of Power) for scrutiny (techno-economic appraisal) and prioritization of the various projects proposals for funding from PSDF.

Guidelines for submission of DPR:

The Appraisal Committee, in its seventh meeting had suggested bringing uniformity, that a model DPR along with suggested guidelines with regard to spares, taxes etc may be made available to the entities through NLDC website. The matter was deliberated by the Appraisal Committee in the meeting held on 8.9.2015. The committee had recommended the following guidelines:

- Spares as specified under the Tariff Regulations for 2014-19 notified by CERC

- परियोजना लागत में राज्य कर, प्रवेश कर आदि को सम्मिलित न करना
- योजना के मंजूरी के बाद ही लेटर ऑफ अवार्ड (एलएओ) की नियुक्ति
- आपूर्ती और निर्माण एक दूसरे के अनुरूप हो
- वित्त मंत्रालय के सार्वजनिकवित्त प्रबंधन प्रणाली के साथ इसे जोड़ने के लिए प्रत्येक योजना के लिए अलग बैंक खाता खोलना
- Non consideration of state taxes, entry tax, etc in the project cost
- Placement of the Letter of Award (LOA) only after approval of the scheme.
- Supply and erection shall commensurate with each other.
- Opening of a separate bank account for each scheme for linking of the same with Public Finance Management System (PFMS) of Ministry of Finance.

पीएसडीएफ के तहत वित्त पोषित विभिन्न योजनाओं के कार्यान्वयन की स्थिति अनुबंध XII में दी गई है।

The Implementation status of various schemes funded under PSDF is given at **Annexure -XII**.

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 में 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 अर्थात् ओसीसी पीसीसी सीसीएम टीसीसी 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 आम सहमति से लिये गये निर्णयों को लागू किया गया। वर्ष 2021-22 के दौरान आयोजित विभिन्न समितियों की बैठक की सूची **अनुलग्नक-XIII** पर हैं।

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

यह सर्वोच्च निकाय की बैठक है और इसके सदस्य पूर्वोत्तर क्षेत्र के सभी सात राज्यों के बिजली मंत्री, एसईबी के अध्यक्ष, अन्य केंद्रीय उपयोगिताओं के बहुत उच्च स्तरीय अधिकारी और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी हैं। प्रमुख मुद्दों पर नीतिगत निर्णय इस निकाय द्वारा अपनी बैठकों में लिए जाते हैं। 2021-22 के दौरान, एनईआरपीसी की एक (अर्थात् 22वीं) बैठक आयोजित की गई थी।

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, CCM, 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 2021-22 are at **Annexure-XIII**

6.1 North Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting:

This is the meeting of the highest body and its members are Ministers of Power of all the seven States of NE Region, Chairmen of the SEBs, very high-level officers of the other central Utilities and Member Secretary, NERPC. The policy decisions on major issues are taken by this body in its meetings. During 2021-22, one (ie., 22nd) NERPC meeting was held.

6.2 तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की

बैठक:

तकनीकी समन्वय समिति विद्युत समिति का सर्वोच्च तकनीकी मंच है और इसमें संबंधित घटकों के शीर्ष/तकनीकी प्रमुख शामिल होते हैं। वर्ष 2021-22 के दौरान टीसीसी की एक (अर्थात 22वीं) बैठक हुई।

20वीं टीसीसी और एनईआरपीसी बैठक में लिए गए प्रमुख निर्णय/कार्रवाई इस प्रकार हैं:

स्वीकृतियां:

क. नई परियोजनाएं

- फोरम ने डीओपी, अरुणाचल से तवांग जिले में लुमला को जोड़ने के लिए, अरुणाचल प्रदेश, भूटान में 600 मेगावाट के खोलोंगचु हाइड्रो इलेक्ट्रिक पावर स्टेशन के साथ विश्वसनीयता में सुधार के लिए प्रस्ताव पर चर्चा की। फोरम ने डीओपी अरुणाचल प्रदेश सीईए को प्रस्ताव भेजेगा क्योंकि इसमें अंतरराष्ट्रीय संपर्क शामिल है।
- फोरम ने असम की निम्नलिखित अंतर्राज्यीय योजनाओं को मंजूरी दी:
 - i. 220केवी न्यू धालीगांव सबस्टेशन की स्थापना, 132/33 केवी घिलमोरा एस/एस, 132/33केवी एस/एस मोडर्टोली में, 132/33केवी ग्रिड एस/एस लखीपू (टिक्रिकिला) की स्थापना।
 - ii. ट्रांसफार्मर की क्षमता वृद्धि - 220/132/33 केवी सरुसजाई सबस्टेशन, 132/33 केवी सिबसागर सब-स्टेशन, 132/33 केवी शिशुग्राम सब-स्टेशन, 132/33 केवी समगुरी सब-स्टेशन, 220/132 केवी कुकुरमारा सब-स्टेशन, 132/33 केवी अगला सब-स्टेशन, 132/33 केवी खलोईगांव सब-स्टेशन, आदि।
 - iii. महत्वपूर्ण टैन्समिशन लाइनों का पुनर्निर्माण - 132 केवी सोनाबिल-डिपोटा एस/सी लाइन, 132 केवी सोनाबिल-पावोई एस/सी लाइन, 132 केवी सोनाबिल-गोहपुर एस/सी लाइन, 132 केवी पवोई-गोहपुर एस/सी लाइन, 132 केवी काहिलीपारा-अमिनगाँव दोनों लाइन सेक्शन के साथ एक सर्किट कामाख्या के माध्यम से और दूसरा शिशुग्राम, आदि के माध्यम से।
 - iv. एईजीसीएल द्वारा मौजूदा स्टेशनों के बीच इंटरकनेक्टिंग लाइनें - 220 केवी रोटा - सोनाबिल डी/सी लाइन और 132 केवी बोकाजन- दीफू एस/सी लाइन।
- फोरम ने मणिपुर प्रणाली में निम्नलिखित महत्वपूर्ण लाइनों के पुनः संचालन को मंजूरी दी:
 - i. 132 केवी इंफाल-यूरेम्बम डी/सी लाइन

6.2 Technical Co-ordination Committee (TCC)

Meeting:

The Technical Co-ordination Committee is the highest technical forum of the Power Committee and is comprised of the apex/technical heads of the respective constituents. During the year 2021-22, one (ie., 22nd) TCC meeting was held.

Major decisions/actions taken in 22nd TCC and 22nd NERPC Meeting are as follows:

Approvals:

A. New Projects

- Forum discussed the proposal from DoP, Ar. Pradesh to connect Lumla in Tawang district, Ar. Pradesh with 600 MW Kholongchu Hydro Electric Power Station in Bhutan to improve reliability. Forum requested DoP Ar. Pradesh to send the proposal to CEA as it entails International Connectivity.
- Forum approved the following Intra-State Schemes of Assam:
 - i. Establishment of 220kV New Dhaligaon Substation, Establishment of 132/33kV Ghilamora S/S, 132/33kV S/S at Modertoli, 132/33kV Grid S/S at Lakhipu (Tikrikilla).
 - ii. Capacity augmentation of Transformers - 220/132/33kV Sarusajai Substation, 132/33kV Sibsagar Sub-station, 132/33kV Sishugram Sub-station, 132/33kV Samaguri Sub-station, 220/132kV Kukurmara Sub-station, 132/33kV Agla Sub-station, 132/33kV Khaloigaon Sub-station, etc.
 - iii. Reconductoring of Important transmission lines - 132kV Sonabil-Depota S/C line, 132kV Sonabil-Pavoi S/C line, 132kV Sonabil-Gohpur S/C line, 132kV Pavoi-Gohpur S/C line, 132kV Kahilipara – Amingaon both line sections with one circuit via Kamakhya and other via Sishugram, etc.
 - iv. Interconnecting lines between existing stations - 220kV Rowta – Sonabil D/C line and 132kV Bokajan- Diphu S/C line by AEGCL.
- Forum approved the reconductoring of following important lines in Manipur System:
 - i. 132kV Imphal-Yurembam D/C line

- ii. 132 केवी लैमताक - निंगथौखोंग एस/सी लाइन
- iii. 132 केवी युरेम्बम-याइङ्ङ्पोकपी डी / सी लाइन
- फोरम ने मेघालय की निम्नलिखित अंतर्राज्यीय सुदृढीकरण योजनाओं को मंजूरी दी:
- i. 132 केवी न्यू शिलांग - सोहरा डी/सी लाइन
- ii. 220 केवी न्यू शिलांग - नंगलबिब्रा डी/सी लाइन
- फोरम ने चम्फाई (मिजोरम) से कनेक्टिविटी को मजबूत करने के लिए दूसरी 132 केवी ख्वाजावल से चम्फाई एस/सी लाइन के निर्माण को मंजूरी दी। अंतर्राज्यीय योजना के तहत बनाई जाने वाली लाइन।
 - फोरम ने टीएसीईएलसी द्वारा निम्नलिखित 132 केवी इंटर-स्टेट लाइन्स/सेक्शन के पुनः संचालन को मंजूरी दी, जिसमें एचटीएलएस कंडक्टर की क्षमता 800A है:
- i. 132केवी सुरजमणिनगर (टीएसीईएलसी) से सुरजमणिनगर (आईएसटीएस) के लिलो पॉइंट तक
- ii. 132केवी बोधजंगनगर (टीएसीईएलसी) से सुरजमणिनगर (आईएसटीएस) के लिलो पॉइंट तक
- iii. 132केवी सुरजमणिनगर (टीएसीईएलसी) से बोधजंगनगर (टीएसीईएलसी)
- iv. 132केवी एंबासा (टीएसीईएलसी) से लिलो पॉइंट ऑफ पी.के. बारी (आईएसटीएस)
- v. 132केवी पी.के.बारी (टीएसीईएलसी) से पी.के. बारी (आईएसटीएस)
- vi. 132 केवी पी.के.बारी (टीएसीईएलसी) से कुमारघाटा
- फोरम ने 22वीं नेटस्ट बैठक में सहमति के अनुसार विश्वसनीय संचार योजनाओं की डीपीआर को मंजूरी दी।
 - फोरम ने 132 केवी लेशका खलीहरियत लाइन के एक सर्किट के ट्रिपिंग के कारण लेशका के उत्पादन को सीमित करने के लिए एसपीएस की शुरुआत को मंजूरी दी।
 - फोरम ने 400 केवी डी/सी पलटाना ट्रांसमिशन सिस्टम में टीएलएस की स्थापना को मंजूरी दी।
 - फोरम ने एचटीएलएस पैंथर कंडक्टर के साथ 132 केवी डीएचईपी-मोकोकचुंग के पुनः संचालन को मंजूरी दी।
 - फोरम ने एचटीएलएस पाथर कंडक्टर के साथ निम्नलिखित 66 केवी टैन्समिशन लाइन के पुनः संचालन को मंजूरी दी:
- i. नागार्जन- सिंगरिजन सीकेटी-1
- ii. नागार्जन- सिंगरिजन सीकेटी-2
- iii. सिंगरिजन चुमुकेदिमा एस/सी
- iv. सिंगरिजन - गणेशनगर एस/सी

- ii. 132kV Leimatak – Ningthoukhong S/C line
- iii. 132kV Yurembam-Yaingangpokpi D/C line
- Forum approved the following Intra-State Strengthening Schemes of Meghalaya:
 - i. 132kV New Shillong – Sohra D/C line
 - ii. 220kV New Shillong – Nangalbibra D/C line
 - Forum approved the construction of second 132kV Khawzawl to Champhai S/C line to strengthen connectivity to Champhai (Mizoram). The line to be constructed under Intra-state scheme.
 - Forum approved re-conductoring of following 132kV intra-state lines/section by TSECL with HTLS conductor having ampacity of 800A:
 - i. 132kV Surjamaninagar (TSECL) to LILO point of Surjamaninagar (ISTS)
 - ii. 132kV Bodhjunnagar (TSECL) to LILO point of Surjamaninagar (ISTS)
 - iii. 132kV Surjamaninagar (TSECL) to Bodhjunnagar (TSECL)
 - iv. 132kV Ambassa (TSECL) to LILO point of P.K. Bari (ISTS)
 - v. 132kV P.K. Bari (TSECL) to LILO point of P.K. Bari (ISTS)
 - vi. 132kV P.K. Bari (TSECL) to Kumarghat (PG).
 - Forum approved the DPR of Reliable Communication Schemes as agreed in the 22nd NETeST meeting.
 - Forum approved the introduction of SPS to limit the generation of Leshka on the account of tripping of one circuit of 132 kV Leshka Khleihriat D/C line.
 - Forum approved the installation of TLSA in 400kV D/C Palatana Transmission System.
 - Forum approved the re-conductoring of 132kV DHEP-Mokokchung with HTLS Panther conductor.
 - Forum approved the re-conductoring of the following 66kV Transmission line with HTLS Panther conductor:
 - i. Nagarjan- Singrijan Ckt-1
 - ii. Nagarjan- Singrijan Ckt-2
 - iii. Singrijan Chumukedima S/C
 - iv. Singrijan - Ganeshnagar S/C

• फोरम ने पावरग्रिड के 132 केवी सबस्टेशनों के लिए बस बार प्रोटेक्शन को शामिल करने की मंजूरी दी:

- i. 132 केवी मेलरिएट एसएस
- ii. 220 केवी मोकोकचुंग एसएस के 132 केवी बे
- iii. 132 केवी तेजू एसएस
- iv. 132 केवी नामसाई एसएस
- v. 132 केवी जिरो एसएस
- vi. 132 केवी 400 केवी बालीपारा एसएस का साइड

• बोंगाईगांव एस/एस में 400 केवी 50 एमवीएआर बस रिएक्टर-I और II और 400 केवी 50 एमवीएआर बोंगाईगांव - बालीपारा-II लाइन रिएक्टर के प्रतिस्थापन के लिए फोरम को मंजूरी दी गई।

• पूर्वोत्तर क्षेत्र में क्षेत्रीय/राज्य स्तर पर स्काडा/ईएमएस प्रणालियों के उन्नयन के लिए मंच को मंजूरी।

• एनईआर में राज्य उपयोगिताओं के लिए चयनित दूरस्थ स्थानों में वीसैट संचार की स्थापना के लिए फोरम को मंजूरी दी गई।

• एनईआर के चयनित सबस्टेशनों में नए आरटीयू की तैनाती के लिए फोरम को मंजूरी दी गई।

ख. मौजूदा परियोजनाएं - उन्नयन/प्रणाली में सुधार

• फोरम ने 132 केवी जीरो से जीरो-न्यू (यज़ाली), 132 केवी जीरो-न्यू से पॉलिन, 132 केवी पॉलिन से कोलोरियांग के साथ-साथ याज़ाली, पॉलिन, कोलोरियांग में 132/33 केवी स्टेशनों की स्थिति को नोट किया। पावरग्रिड से व्यापक योजना के तहत इन कार्यों में तेजी लाने का अनुरोध किया गया था।

• फोरम ने पावरग्रिड को सीएसएसटी एंड डीएस-एपी परियोजना के तहत ट्रांसमिशन लाइनों के संचालन और रखरखाव के बाद परीक्षण और नैदानिक उपकरण और उपकरण शामिल करने की सलाह दी।

• फोरम ने पावरग्रिड को एनईआरपीएसआईपी और व्यापक योजना के तहत ट्रांसमिशन लाइन, ईएचवी सब-स्टेशन और डीएमएस पैकेज में अतिरिक्त सामग्री शामिल करने की सलाह दी।

• फोरम ने पावरग्रिड को भवन निर्माण के लिए विद्युत मंत्रालय के साथ हाथ मिलाने और सीबीआईएस परियोजना के तहत प्रत्येक राज्य में अत्याधुनिक प्रशिक्षण केंद्र को लैस करने का निर्देश दिया।

• Forum approved the incorporation of Bus Bar Protection for 132kV substations of POWERGRID:

- i. 132kV Melriat Ss
- ii. 132kV Bays of 220kV Mokokchung Ss
- iii. 132kV Tezu Ss
- iv. 132kV Namsai Ss
- v. 132kV Ziro Ss
- vi. 132kV Side of 400kV Balipara Ss

• Forum approved for the replacement of 400kV 50 MVAR Bus Reactor-I & II and 400kV 50 MVAR Bongaigaon - Balipara-II line reactor at Bongaigaon S/S.

• Forum approved for the upgradation of SCADA/EMS systems at Regional/State Level in NER.

• Forum approved for the establishment of VSAT Communication in selected remote locations for State Utilities in NER.

• Forum approved for deployment of new RTUs in selected substations of NER.

B. Existing Projects – Upgradation/System Improvement

• Forum noted the status of 132kV Ziro to Ziro-New (Yazali), 132kV Ziro-New to Palin, 132kV Palin to Koloriang alongwith 132/33kV stations at Yazali, Palin, Koloriang. POWERGRID was requested to expedite these works under Comprehensive scheme.

• Forum advised POWERGRID to include testing and diagnostic tools and equipment for post commissioning operation and maintenance of Transmission Lines under the CSST&DS-AP project.

• Forum advised POWERGRID to include spare materials in Transmission line, EHV sub-station and DMS package under NERPSIP and comprehensive scheme.

• Forum directed POWERGRID to take up with MoP for construction of the building and equip the State-of-the-Art training Center in each state within the CBIS Project.

- फोरम ने एआर के महत्वपूर्ण आईएसटीएस प्रस्ताव की नवीनतम कार्यान्वयन स्थिति को नोट किया। प्रदेश अर्थात् 220 केवी डी/सी कथलगुरी-नमसाई और 132 केवी डी/सी रोइंग-चापाखोवा।
- फोरम ने मणिपुर में (ए) गैम्फाज़ोल और (बी) तामेंगलॉंग और 33/11 केवी सबस्टेशनों पर (ए) लैम्फेल और (बी) तक्येल में 132/33 केवी सबस्टेशनों की नवीनतम कार्यान्वयन स्थिति को नोट किया।
- फोरम ने 132केवी आरएचईपी-निरजुली-लेखी लाइन को सीधा करने और पारे एचईपी में एलआईएलओ हिस्से के उन्नयन से संबंधित कार्यों की नवीनतम स्थिति को नोट किया।
- फोरम ने 21वीं टीसीसी/एनईआरपीसी बैठक में निर्णय के अनुसार एनईआर में ईएचवी प्रणाली की आपातकालीन बहाली के लिए मोबाइल सब-स्टेशन की खरीद की स्थिति को नोट किया।

संकल्प:

- आरपीसी ने सरकार से अनुरोध करने के लिए एक संकल्प अपनाया। भारत सरकार ने एनईआर के लिए विशेष विचार के रूप में क्षेत्र में छोटी पनबिजली परियोजनाओं को टैप करने के लिए एमएनआरई या किसी फंड से पहले की योजना को पुनर्जीवित करने के लिए।

6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

एक वाणिज्यिक समिति की बैठक (42वां, 43वां और 44वां) सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई वे नीचे दिए गए हैं:

1. एआर के बीच मौजूदा बिजली लेनदेन तंत्र के संबंध में। 33 केवी और 11 केवी फीडरों के माध्यम से प्रदेश और असम में निम्नलिखित निर्णय लिया गया:
 - किए जाने वाले कनेक्शन के सभी बिंदुओं के लिए संयुक्त क्षेत्र निरीक्षण और एनईआरपीसी/एनईआरएलडीसी को प्रस्तुत की जाने वाली निरीक्षण रिपोर्ट।
 - आर. प्रदेश और असम ने आईटीबीपी कैंप, भालुकपोंग, असम को बिजली आपूर्ति के संबंध में अंतरराज्यीय मीटरिंग के रूप में भौगोलिक सीमा पर स्थापित मुख्य मीटर को पारस्परिक रूप से लेने का निर्णय लिया।

- Forum noted the latest implementation status of important ISTS proposal of Ar. Pradesh namely 220 kV D/C Kathalguri-Namsai and 132 kV D/C Roing-Chapakhowa.
- Forum noted the latest implementation status of 132/33 kV substations at (a) Gamphazol and (b) Tamenglong and 33/11 kV substations at (a) Lamphel and (b) Takyel in Manipur.
- Forum noted the latest status of works related to straightening of 132kV RHEP-Nirjuli-Lekhi line and upgradation of LILO portion at Pare HEP.
- Forum noted the status of procurement of mobile sub-station for emergency restoration of EHV system in NER as decided in 21st TCC/NERPC meeting(s).

Resolutions:

- The RPC adopted a Resolution to request Govt. of India to revive the earlier scheme from MNRE or any fund to tap the small hydro projects in the region as a special consideration for NER.

6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

Three Commercial Committee meetings (42nd, 43rd & 44th) were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

1. With regard to the existing power transaction mechanism between Ar. Pradesh and Assam through 33kV & 11kV feeders, the following were decided:
 - Joint field inspection for all the point of connection to be done and the inspection report to be submitted to NERPC/NERLDC.
 - Ar. Pradesh and Assam mutually decided to take main meter installed at geographical boundary as Interstate metering in respect of power supply to ITBP Camp, Bhalukpong, Assam.

• संबंधित राज्य नमसांग टी एस्टेट, डिब्रूगढ़ में बिजली आपूर्ति के लिए पीपीए पर हस्ताक्षर करने के लिए सहमत हुए।

• एपीडीसीएल/एईजीसीएल डीओपी, एआर द्वारा किए गए प्रस्ताव पर सहमत हुए। मौजूदा 33 केवी सुनपुरा-चापाखोवा लाइन के माध्यम से असम के 132/33 केवी चापाखोवा जीएसएस से अरुणाचल प्रदेश के तेज-सुनपुरा क्षेत्र को बिजली आपूर्ति के संबंध में।

2. फोरम में बकाया बकाया, भुगतान सुरक्षा तंत्र के रूप में पर्याप्त साख पत्र (एलसी) खोलने और बनाए रखने, समाधान विवरण की स्थिति आदि से संबंधित मुद्दों पर चर्चा की गई।

3. फोरम ने लोकतक पावर स्टेशन (105 मेगावाट) के संबंध में बिजली खरीद समझौते (पीपीए) के नवीनीकरण पर चर्चा की।

4. मंच ने एमओपी/एमएनआरई के लिए राज्यों की बाध्य संस्थाओं के अनुपालन विवरण पर चर्चा की। यह सलाह दी गई कि मासिक निगरानी के लिए इस मुद्दे को ओसीसी फोरम में लिया जाए।

5. प्रतिभागियों के लाभ के लिए सीईआरसी के विभिन्न विनियमों/ड्राफ्ट विनियमों जैसे सहायक सेवाएं, डीएसएम आदि का आयोजन किया गया।

6. प्रारूप सीईआरसी कनेक्टिविटी और जीएनए विनियम 2021 की मुख्य विशेषताओं का अध्ययन करने के लिए कार्यशाला का आयोजन किया गया था। एनईआर घटकों द्वारा की गई टिप्पणियों को नोट किया गया था और टिप्पणियां/टिप्पणियां माननीय सीईआरसी को प्रस्तुत की गई थीं।

7. फोरम ने क्षेत्रीय पारेषण विचलन खाते (आरटीडीए) की गणना करते समय हाइड्रो स्टेशनों के लिए पीक सीजन पर विचार करने के लिए कार्यप्रणाली को अंतिम रूप दिया।

• The concerned states agreed to sign PPA for Power supply at Namsang Tea Estate, Dibrugarh.

• APDCL/AEGCL agreed to the proposal made by DoP, Ar. Pradesh regarding power supply to Tezu - Sunpura area of Arunachal Pradesh from 132/33kV Chapakhowa GSS of Assam through the existing 33kV Sunpura-Chapakhowa line.

2. Issues related to outstanding dues, Opening and Maintaining of adequate Letter of Credit (LC) as Payment Security Mechanism, status of reconciliation statements, etc were discussed in the forum.

3. The forum discussed Renewal of Power Purchase Agreement (PPA) in respect of Loktak Power Station (105 MW).

4. The forum discussed RPO Compliance details of Obligated Entities of States to the MOP/MNRE. It was advised that the issue may be taken in OCC forum for monthly monitoring.

5. Presentation on Various Regulations/Draft Regulations of CERC viz., Ancillary Services, DSM etc were made for the benefit of participants.

6. A Workshop was organized to study the salient features of Draft CERC Connectivity and GNA Regulations 2021. The observations made by NER constituents were noted and comments/observations were submitted to Hon'ble CERC.

7. The forum finalized the methodology for consideration of Peak Season for Hydro Stations while calculation of Regional Transmission Deviation Account (RTDA).

6.4 संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की

बैठक:

राज्य विद्युत बोर्ड/विद्युत विभाग, केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत पारेषण और क्षेत्र में उत्पादन एजेंसियों के नामितों द्वारा प्रतिनिधित्व की जाने वाली संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की प्रत्येक माह में एक बार बैठक होती है। वर्ष 2021-22 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 177वीं से 188वीं ओसीसी बैठकें आयोजित की गईं। ओसीसी बैठकों में उत्पादन अनुसूची, आपातकालीन आवश्यकताओं सहित बिजली की आवश्यकताएं, केन्द्रीय क्षेत्र आवंटन, कमी, उत्पादन इकाइयों और ट्रांसमिशन लाइनों के लिए रखरखाव और शटडाउन अनुसूची जैसे विषयों पर चर्चा की गई और उन्हें अंतिम रूप दिया गया। एसपीएआर के कार्यान्वयन की स्थिति, स्काडा/ईएमएस प्रणाली के उन्नयन/विस्तार, नई पारेषण लाइनों के चालू होने की प्रगति/स्थिति, राज्य और केन्द्रीय क्षेत्र में उत्पादन इकाइयों और संबद्ध पारेषण प्रणाली आदि की समीक्षा की गई।

आरपीसी बैठकों में लिए गए निर्णयों के क्रियान्वयन की निगरानी की गई। फ्रीक्वेंसी लोड शेडिंग योजना के तहत, उत्पादन और पारेषण तत्वों की लंबी आउटेज पर नियमित रूप से चर्चा की गई।

ग्रिड के सुचारू संचालन के लिए उत्पादन और पारेषण तत्वों की शीघ्र बहाली का अनुसरण किया गया। ग्रिड के समग्र प्रदर्शन की समीक्षा की गई और आवश्यक सुधार के लिए निर्णय लिए गए। महीने के दौरान सिस्टम में गड़बड़ी और भविष्य में ऐसी घटनाओं की पुनरावृत्ति से बचने के लिए उपचारात्मक उपायों पर चर्चा की गई।

इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई वे नीचे दिए गए हैं:

1. मंच ने राज्य उपयोगिताओं द्वारा की जाने वाली 19वीं एनईआरपीसी बैठक के अनुसार संशोधित स्वचालित अंडर फ्रीक्वेंसी लोड शेडिंग योजना के संबंध में कार्यान्वयन की स्थिति की समीक्षा की।

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 2021-22, 177th to 188th 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 repetition of such incidences in future were discussed.

The main issues discussed in these meetings are given below:

1. The forum reviewed the implementation status with regard to the revised Automatic Under Frequency Load Shedding scheme as per 19th NERPC Meeting to be done by the state utilities.

2. सीडीएसी के साथ उपयोगिताओं द्वारा तारा उपकरणों के प्रदर्शन से संबंधित मुद्दों को उठाया गया था। सीडीएसी से डिवाइस की रिपोर्टिंग संबंधी समस्याओं को हल करने का अनुरोध किया गया था। इसके अलावा, सीडीएसी से नए तारा उपकरणों की प्रति यूनिट लागत के साथ एनईआर में सभी तारा उपकरणों की एमसी लागत तैयार करने और साझा करने का अनुरोध किया गया था।
3. फोरम ने 132 केवी एसएम नगर (टीएसईसीएल) - एसएम नगर (आईएसटीएस) लाइन में ओवरलोडिंग के मुद्दे पर चर्चा की और आवश्यक उपाय सुझाए गए। मामले को आगे की चर्चा के लिए एनईआरपीसीटीपी के पास भेजा गया था।
4. फोरम में एसईएम/डीसीडी खरीद और स्थापना से संबंधित मद्दों पर चर्चा की गई।
5. संबंधित उपयोगिताओं के लिए शेड्यूलिंग वास्तविक निकासी/इंजेक्शन और विचलन से संबंधित मुद्दों पर चर्चा की गई और सुझाव दिए गए।
6. मंच में शटडाउन प्रबंधन से संबंधित विभिन्न परिचालन मुद्दों पर चर्चा की गई और उनका समाधान किया गया।
7. उत्पादन इकाइयों की प्राथमिक आवृत्ति प्रतिक्रिया के आवधिक परीक्षण के लिए अनुसूची तैयार की गई थी।
8. पीएसडीएफ के तहत वित्त पोषित परियोजनाओं की स्थिति जैसे नवीनीकरण और उन्नयन, समस्त, एडीएमएस आदि की मंच द्वारा नियमित रूप से निगरानी की जाती थी।
9. मंच द्वारा ब्लैक स्टार्ट एंड रिस्टोरेशन एक्सरसाइज और रिएक्टिव पावर कैपेबिलिटी टेस्टिंग की अनुसूची तैयार की गई और समय-समय पर निगरानी की गई।
10. एजीबीपीपी में ट्रॉली को सिंक्रोनाइज़ करने में कठिनाई के मुद्दे पर सदस्यों द्वारा चर्चा की गई और समस्या को ठीक करने के लिए सुझाव दिए गए।
11. फोरम ने 400 केवी मारियानी एस/एसएन पर विशेष ट्रिपिंग लॉजिक की स्थिति को नोट किया।
12. फोरम ने कोविड-19 के दौरान एनईआर में ऑक्सीजन संयंत्रों को विश्वसनीय बिजली आपूर्ति और बिजली की अतिरेक की निगरानी की।
13. सदस्यों ने अपर असम पावर सिस्टम से संबंधित एन-1 विश्वसनीयता मुद्दों पर चर्चा की। फोरम ने संबंधित उपयोगिताओं से 220 केवी मारियानी-न्यू मारियानी लाइन और 220 केवी समागुरी-मारियानी-1 को जल्द से जल्द लाने का अनुरोध किया ताकि एन-1 विश्वसनीयता समस्या को कम किया जा सके।
2. Issues related to the performance of TARA devices were taken up by the utilities with CDAC. CDAC was requested to resolve reporting issues of the device. Further, CDAC was requested to prepare and share AMC cost of all TARA devices in NER along with per unit cost of new TARA devices.
3. The forum discussed the overloading issue in 132 kV SM Nagar (TSECL) - SM Nagar (ISTS) line and necessary measures were suggested. The matter was referred to NERPCTP for further discussion.
4. Items related to SEM/DCD procurement and installation were discussed in the forum.
5. Issues concerning scheduling, actual drawl/injection and deviations were discussed for concerned utilities and suggestions were given.
6. Various operational issues pertaining to shutdown management were discussed and resolved in the forum.
7. Schedule for periodic testing of primary frequency response of generating units was prepared.
8. Status of projects funded under PSDF such as Renovation and Upgradation, SAMAST, ADMS etc were regularly monitored by the forum.
9. Schedule for Black Start & Restoration Exercise and Reactive Power Capability testing was prepared by the forum and monitored periodically.
10. Issue regarding difficulty with respect to synchronizing trolley at AGBPP was discussed by the members and suggestions to rectify the problem were made.
11. The forum noted the status of special tripping logic at 400kV Mariani S/S.
12. The forum monitored the reliable power supply and redundancy of power to the oxygen plants in NER during COVID-19.
13. Members discussed the N-1 reliability issues concerning Upper Assam Power System. The forum requested the concerned utilities to bring 220kV Mariani-New Mariani line and 220kV Samaguri-Mariani-I at the earliest to alleviate N-1 reliability issue.

14. फोरम ने पूर्वोत्तर क्षेत्र में लंबित विभिन्न पारेषण लाइन कमीशनिंग/पुनर्स्थापन/पुनर्निर्माण परियोजनाओं के कार्यान्वयन की स्थिति की निगरानी की।
15. फोरम ने पूर्वोत्तर क्षेत्र में स्थापित किए जाने वाले विभिन्न उप-स्टेशनों की स्थिति की नियमित रूप से समीक्षा की।
16. फोरम ने नोट किया कि पीक आवर्स के दौरान 132 केवी रंगिया बस में लो वोल्टेज की समस्या देखी गई। एईजीसीएल से उपलब्ध कैपेसिटर बैंकों को सेवा में लगाने का अनुरोध किया गया था।
17. जीआईएस उन्नयन परियोजना के लिए दीमापुर का शटडाउन अनुक्रम तैयार किया गया और मंच द्वारा निगरानी की गई।
18. उप-समिति द्वारा मोनार्क जीबीपीपी में एसपीएस के कार्यान्वयन की स्थिति की निगरानी की गई थी।
19. 132 केवी आरएचईपी-जीरोडापोरिजो-अलॉग-पासीघाट-रोइंग-तेजू-नामसाई के लंबे रेडियल लिंक के कारण नामसाई में कम वोल्टेज की समस्या पर मंच द्वारा चर्चा की गई और आवश्यक सुझाव दिए गए।
20. राज्य उपयोगिताओं ने अपने-अपने राज्यों में एडीएमएस योजना की स्थिति प्रस्तुत की और योजना के लाभों पर प्रकाश डाला।
21. फोरम ने 132 केवी रंगिया-मोटोंगा और 132 केवी गेलेफू-सलकाती के लिए सिंगल फेज ऑटो-रिक्लोजर के कार्यान्वयन की स्थिति को नोट किया।
22. फोरम ने विद्युत क्षेत्र में बेहतर मौसम पूर्वानुमान के लिए आईएमडी द्वारा एडब्ल्यूएस की स्थापना स्थिति को नोट किया।
23. फोरम ने एईजीसीएल सब-स्टेशनों के लिए थर्ड पार्टी प्रोटेक्शन ऑडिट निर्धारित किया, ताकि एईजीसीएल ऑडिट निष्कर्षों के आधार पर नवीनीकरण और उन्नयन की योजना बना सके। टीम में एनईआरपीसी, एनईआरएलडीसी और एनईआरटीएस के अधिकारी शामिल थे।
24. फोरम ने 132 केवी मेलरियट (पीजी) -जुआंगतुई लाइन ट्रिप के दौरान 132 केवी आइजोल (पीजी)-लुआंगमुअल लाइन के ओवरलोडिंग के कारण मिजोरम के जुआंगतुई क्षेत्र के एन-1 विश्वसनीयता मुद्दे पर चर्चा की। फोरम द्वारा अतिरिक्त 132 केवी मेलरियट जुआंगतुई लाइन और 132 केवी आइजोल-मेलरियाट लाइन का प्रस्ताव रखा गया था। अनुसमर्थन/योजना के लिए सीटीयू के साथ उठाया जाने वाला मामला।
25. फोरम ने देखा कि चूंकि कई एनईआर राज्य एन-1 सुरक्षित नहीं हैं, इसलिए राज्य टीटीसी/एटीसी उल्लंघन तब

14. The forum monitored the implementation status of various transmission line commissioning/restoration/reconducting projects pending in NER.
15. The forum regularly reviewed the status for various Sub-Stations to be commissioned in NER.
16. The forum noted that low voltage issue was observed at 132kV Rangia Bus during peak hours. AEGCL was requested to put the available Capacitor Banks in service.
17. Shutdown sequence of Dimapur for GIS upgradation project was prepared and monitored by the forum.
18. Implementation status for SPS at Monarchak GBPP was monitored by the sub-committee.
19. Low Voltage issue at Namsai due to the long radial link of 132kV RHEP-ZiroDaporizo-Along-Pasighat-Roing-Tezu-Namsai was discussed by the forum and necessary suggestions were made.
20. State Utilities presented the status of ADMS scheme in their respective states and highlighted the benefits of the scheme.
21. The forum noted the implementation status of Single-Phase Auto-Reclosure for 132kV Rangia- Motonga and 132kV Gelephu-Salakati.
22. Forum noted the installation status of AWS by IMD for better weather forecasting in power sector.
23. The forum scheduled the Third-Party Protection Audit for AEGCL Sub-stations, so that AEGCL may plan for Renovation and Upgradation based on the Audit findings. The team included officials from NERPC, NERLDC and NERTS.
24. The forum discussed the N-1 reliability issue of Zuangtui area of Mizoram due to overloading of 132 kV Aizawl (PG)-Luangmual line when 132 kV Melriat (PG)-Zuangtui line trips. The proposal for additional 132kV Melriat-Zuangtui line and 132kV Aizawl-Melriat line was made by the forum. Matter to be taken up with CTU for ratification/planning.
25. The forum observed that since many NER states are not N-1 secure, state TTC/ATC violation occurs even when drawl is within schedule value. The forum requested all the

भी होता है, जब निकासी निर्धारित मूल्य के भीतर होती है। फोरम ने सभी एनईआर राज्यों से इस मुद्दे को संबोधित करने की संभावनाओं का पता लगाने का अनुरोध किया जैसे नए गलियारों की योजना बनाना, मौजूदा नेटवर्क का विस्तार करना, टीटीसी/एटीसी सीमा, आदि के भीतर अनुसूचित निकासी को प्रतिबंधित करना।

26. फोरम ने टीएसईसीएल से 132 केवी एसएम नगर एस/एस में देखी गई गंभीर डीसी अर्थ फॉल्ट को ठीक करने का अनुरोध किया।

27. फोरम ने 400 केवी कामेंग एस/एस पर अपर्याप्त एमवीएआर इंजेक्शन/अवशोषण के मुद्दे को नोट किया। नीपको ने बताया कि इस मामले को आईएम के साथ उठाया गया है।

28. फोरम ने गुवाहाटी द्वीप योजना के संबंध में कार्यान्वयन की स्थिति की निगरानी की।

29. फोरम ने पूर्वोत्तर क्षेत्र में विभिन्न आईएसटीएस विस्तार योजना की स्थिति पर चर्चा की।

6.5 संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक:

संरक्षण समिति में राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियों के संरक्षण अभियंताओं द्वारा प्रतिनिधित्व किया जाता है। इस समिति का उद्देश्य विभिन्न ग्रिड व्यवधान, उत्पादन और संचरण से संबंधित विभिन्न संरक्षण स्किमों, पुराने रिले को बदलने से संबंधित, अक्सर होने वाले फॉल्ट, रिले स्थापना का समन्वय आदि का विश्लेषण करना है। 55 वीं संरक्षण समन्वय समिति की बैठक इस वित्तीय वर्ष के दौरान सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में चर्चा के

मुख्य मुद्दों का विवरण नीचे दिया गया है:

- 1 संरक्षण योजनाओं के मानकीकरण के लिए पारेषण लाइनों, ट्रांसफार्मरों, रिएक्टरों आदि और रिले सेटिंग्स के विभिन्न सुरक्षा विवरण प्रस्तुत करना।
- 2 समय पर पूर्ण करने के लिए तृतीयपक्ष सुरक्षा लेखापरीक्षा किया गया।
- 3 विक्षोभ रिकॉर्डर चैनलों के मानकीकरण के लिए अंतिम योजना तैयार की गई थी।

NER states to explore possibilities of addressing this issue like planning of new corridors, augmentation of existing network, restricting the scheduled drawl within the TTC/ATC limit, etc.

26. The forum requested TSECL to rectify severe DC Earth Fault observed at 132kV SM Nagar S/S.

27. The forum noted the issue of inadequate MVAR injection/absorption at 400kV Kameng S/S. NEEPCO informed that the matter was taken up with OEM.

28. The forum monitored the implementation status with regard to the Guwahati Islanding Scheme.

29. The forum discussed the status of various ISTS expansion scheme in NER.

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. 56th and 57th Protection Co-ordination Committee meetings was held during this financial year under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC.

The main issues discussed in these meetings were as below:

- 1 Submission of various protection details of transmission lines, transformers, reactors etc. and relay settings for standardization of Protection Schemes.
- 2 Monitoring of Third-Party protection audit was done for timely completion.
- 3 Final plan for Standardization of Disturbance Recorder Channels were formulated.

- 4 सबस्टेशन के लिए 220 वी डीसी बैटरी सिस्टम के साथ-साथ पीएलसीसी उपकरण के लिए 48 वी डीसी बैटरी सिस्टम की स्वस्थता।
- 5 सिंगल फेज ऑटो-रिक्लोजर योजना पर चर्चा की गई और आईएसटीएस लाइनों के लिए इसे सफलतापूर्वक लागू किया गया।
- 6 लाइन डिफरेंशियल प्रोटेक्शन (एलडीपी) को स्थापित / कार्यान्वित करने के लिए छोटी लाइनों की पहचान।
7. डाउनस्ट्रीम के साथ बेहतर रिले सेटिंग समन्वय के लिए सबस्टेशनवार रिले सेटिंग्स की समीक्षा की गई।

6.6 उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेट्री (एन ई टी ई एस टी) बैठक

15वीं टीसीसी और एनईआरपीसी बैठक के दौरान एनईआरपीसी की उप-समिति के रूप में नेटेस्ट को मंजूरी दी गई थी। वर्ष 2021-22 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 20वीं, 21वीं और 22वीं नेटेस्ट बैठक आयोजित की गई।

समिति का मुख्य उद्देश्य प्रणाली के सुचारू संचालन के लिए मौजूदा संचार प्रणाली के सुधार और उन्नयन के साथ-साथ बिजली क्षेत्र में नवीनतम संचार प्रौद्योगिकी के कार्यान्वयन की निगरानी करना है।

इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई वे इस प्रकार थे:

1. एनईआर राज्यों के स्काडा ईएमएस के उन्नयन के लिए डीपीआर को अंतिम रूप दिया गया और अनुमोदन के लिए टीसीसी आरपीसी बैठक में रखा गया।
2. एनईआर राज्यों में वीसैट संचार की स्थापना के लिए डीपीआर को अंतिम रूप दिया गया और अनुमोदन के लिए टीसीसी आरपीसी बैठक में रखा गया।
3. एनईआर राज्यों के लिए नए आरटीयू के लिए डीपीआर को अंतिम रूप दिया गया और अनुमोदन के लिए टीसीसी आरपीसी बैठक में रखा गया।
4. एसएलडीसी में एससीएडीए/आईटी प्रणाली में साइबर सुरक्षा पहलू पर प्रत्येक बैठक में चर्चा और समीक्षा की जाती है।

- 4 Healthiness of 220 V DC battery system for substation as well as 48 V DC battery system for PLCC equipment.
- 5 Single Phase Auto- Reclosure scheme was discussed & successfully implemented for ISTS lines.
- 6 Identification of short lines to install/implement Line Differential Protection (LDP).
- 7 Substation wise Relay settings was reviewed for better relay setting co-ordination with downstream.

6.6 The North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST) Meeting:

The NeTest was approved as a sub-committee of NERPC during the 15th TCC&NERPC meeting. During the year 2021-22, 20th, 21st and 22nd NeTest meeting were held under the chairmanship of the Member Secretary, NERPC.

The main objective of the committee is to monitor the implementation of latest communication technology in power sector along with improvement and upgradation of existing communication system for smooth operation of the system.

The main issues discussed in these meetings were as below:

1. The DPR for the upgradation of SCADA EMS of NER states was finalized and put up in TCC RPC meeting for approval.
2. The DPR for the establishment of VSAT communication in NER states was finalized and put up in TCC RPC meeting for approval.
3. The DPR for new RTUs for NER states was finalized and put up in TCC RPC meeting for approval.
4. Cyber Security aspect in SCADA/IT system at SLDCs is discussed and reviewed in every meeting.

अध्याय CHAPTER 7

रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification

7.1 जारी की गई रिपोर्ट:

एनईआरपीसी सिस्टम ऑपरेशनल डेटा, लोड जेनरेशन बैलेंस डेटा, सिस्टम स्टडी डेटा आदि के संबंध में विभिन्न रिपोर्ट जारी करता रहा है। एनईआरपीसी द्वारा जारी विभिन्न रिपोर्टों की सूची नीचे दी गई है:-

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

7.2 पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन

सीईआरपीसी टैरिफ विनियम 2014-19 के अनुसार अधिसूचना संख्या एल-1/144/2013/सीईआरपीसी दिनांक 21-02-14, 01-04-14 से प्रभावी, पावरग्रिड, एनईटीसी, केएमटीएल और एनईआर II ट्रांसमिशन लिमिटेड के तत्वों का उपलब्धता प्रमाण पत्र एनईआर में एनईआरपीसी सचिवालय द्वारा मासिक आधार पर जारी किया गया था। वर्ष 2021-22 के लिए पारेषण तत्वों की उपलब्धता का विवरण नीचे दिया गया है:

7.1 Reports Issued:

NERPC has been issuing various reports regarding system operational data, load generation balance data, system studies data etc. The list 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 Tariff Regulations 2014-19 vide notification No. L-1/144/2013/CERC dated 21-02-14 effective from 01-04-14, Availability Certificate of elements of Powergrid, NETC, KMTL and NER II Transmission Limited in NER was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability of transmission elements for the year 2021-22 are as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत- क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत- क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional NETC elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत- क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional KMTL elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत- क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional NER-II Transmission Ltd. elements in NER (in %)
Apr-21	99.78	99.97	100.00	96.86
May-21	99.83	99.83	100.00	99.17
Jun-21	99.91	100.00	100.00	99.24
Jul-21	99.85	99.82	100.00	99.61
Aug-21	99.90	100.00	100.00	100.00
Sep-21	99.78	99.97	99.97	99.93
Oct-21	99.89	99.78	100.00	99.45
Nov-21	99.85	99.97	99.91	94.18
Dec-21	99.91	99.80	100.00	98.28
Jan-22	99.90	100.00	99.96	100.00
Feb-22	99.81	100.00	100.00	99.89
Mar-22	99.82	100.00	100.00	100.00

अध्याय CHAPTER 8

राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy

8.1 हिंदी प्रशिक्षण:

कार्यालय के 64 % कर्मचारियों को हिंदी का कार्यसाधक ज्ञान है। शेष कर्मचारियों को जल्द हिंदी प्रशिक्षण के लिए नामित किया जाने का सुझाव दिया गया है। साथ ही इस कार्यालय के यूडीसी /एलडीसी को हिंदी टाइपिंग के लिए भी नामांकित करने का सुझाव दिया गया है।

8.2 हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग :

राजभाषा विभाग, गृह मंत्रालय, भारत सरकार के वार्षिक कार्यक्रम के निर्धारित लक्ष्यों को प्राप्त करने की कोशिश निरंतर जारी है। वर्ष 2021-22 के दौरान 'क', 'ख' और 'ग' क्षेत्र को हिंदी पत्राचार का प्रतिशत 82%, 76% और 78% रहा। कार्यालय में प्रयुक्त सभी रबड़ की मोहरें, स्टैम्प आदि द्विभाषी हैं। सभी कंप्यूटरों को यूनिकोड समर्थित कर दिए गए हैं। रजिस्ट्रारों और सेवा पंजिकाओं के शीर्षक द्विभाषी हैं। इस कार्यालय के वेबसाइट आंशिक रूप से द्विभाषी हैं।

8.3 राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक :

वर्ष 2021-22 के दौरान राजभाषा कार्यान्वयन समिति की दो बैठकों का आयोजन किया गया।

8.4 हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां:

वर्ष के दौरान हिंदी सप्ताह 14.09.2021 से 20.09.2021 तक मनाया गया। इन दिनों अनेक प्रतियोगिताओं जैसे निबंध लेखन, अनुवाद, काव्य वाचन आदि का आयोजन किया गया और कर्मचारियों को हिंदी के प्रति जागरूक एवं प्रोत्साहित किया गया। हिंदी के ज्ञान को विस्तार करने के उद्देश्य से कार्यालय के मुख्य प्रवेश द्वार पर ब्लैक-बोर्ड पर रोज़ हिंदी का एक शब्द उसके अंग्रेजी अर्थ के साथ दर्शाया जा रहा है।

अनुलग्नक और प्रदर्श
Annexures and Exhibits

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग, मेघालय के सदस्य
CONSTITUENTS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE
SHILLONG (MEGHALAYA)

अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति Chairman, NERPC		
<p>श्री नैफिउ रिओ, माननीय मुख्यमंत्री एवं (प्रभारी) विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार, कोहिमा। Shri Neiphiu Rio Hon'ble Chief Minister & I/C Power, Govt. of Nagaland, Kohima.</p>		
सदस्य Members (as on 31.03.2022)		
1.	<p>श्री चाओना मेन माननीय उप.मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री, अरुणाचल प्रदेश सरकार</p>	<p>Shri Chowna Mein, Hon'ble Dy. Chief Minister and Minister of Power, Govt. of Arunachal Pradesh, Itanagar.</p>
2.	<p>श्री बिमल बोरा माननीय विद्युत मंत्री, असम सरकार, गुवाहाटी</p>	<p>Shri Bimal Bora Hon'ble Minister of Power, Govt. of Assam, Guwahati.</p>
3.	<p>श्री टीएच.बिश्वजीत सिंह माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार इम्फाल</p>	<p>Shri Th. Biswajit Singh, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Manipur, Imphal.</p>
4.	<p>श्री आर लालजिरलियना, माननीय विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार, आइजोल</p>	<p>Shri R. Lalzirliana, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Mizoram, Aizawl.</p>
5.	<p>श्री प्रेस्टन तिनसोंग उप. सीएम और माननीय ऊर्जा मंत्री मेघालय सरकार, शिलांग</p>	<p>Shri Prestone Tynsong, Hon'ble Dy. CM and Minister of Power, Govt. of Meghalaya Shillong</p>
6.	<p>श्री जिशु देव वर्मा माननीय उप मुख्यमंत्री विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।</p>	<p>Shri Jishnu Dev Varma Hon'ble Dy. Chief Minister and Minister of Power, Govt. of Tripura, Agartala.</p>
7.	<p>श्री बी के आर्य, आईईएस (सीपीईएस) सदस्य (जीओ&डी) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, नई दिल्ली</p>	<p>Shri B. K. Arya, IES (CPES) Member (GO&D), Central Electricity Authority, New Delhi.</p>
8.	<p>श्री कलिंग तायेंग, आईएएस आयुक्त और सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर।</p>	<p>Shri Kaling Tayeng, IAS Commissioner & Secretary (Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.</p>

9.	श्री नीरज वर्मा, आईएएस मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार, दिसपुर, गुवाहाटी।	Shri Niraj Verma, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
10.	श्री शैलेश कु. चौरसिया, आईएएस सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल।	Shri Sailesh Kr. Chourasia, IAS Secretary (Power), Govt. of Manipur, Imphal.
11.	डॉ शकील पी. अहमद, आईएएस प्रमुख सचिव (विद्युत), मेघालय सरकार, शिलांग।	Dr. Shakil P. Ahammed, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Meghalaya, Shillong
12.	श्री एच. ललेंगमविया, आई.ए.एस. आयुक्त और सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार, आइजोल।	Shri H. Lalengmawia, IAS Commissioner & Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13.	श्री के.डी. विज्ञो, आई.टी.एस प्रमुख सचिव (विद्युत), नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri K. D. Vizo, ITS Principal Secretary (Power), Govt. of Nagaland, Kohima.
14.	श्री बृजेश पाण्डेय, आईएएस सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।	Shri Brajesh Pandey, IAS Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15.	श्री जिष्णु बरुआ, आईएएस अध्यक्ष एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल असम सरकार गुवाहाटी	Shri Jishnu Baruah, IAS Chairman AEGCL/APGCL/APDCL Guwahati Govt. of Assam
16.	श्री. देबज्योति दास, प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri. Debajyoti Das Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17.	श्री बिभु भुइयां, प्रबंध निदेशक, एपीजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri Bibhu Bhuyan Managing Director, APGCL Govt. of Assam, Guwahati.
18.	श्री राकेश कुमार, आईएएस प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल. असम सरकार गुवाहाटी	Shri Rakesh Kumar, IAS Managing Director, APDCL Govt. of Assam, Guwahati.
19.	श्री डोनाल्ड फिलिप्स वहलांग, आईएएस अध्यक्ष, एमईईसीएल मेघालय सरकार, शिलांग	Shri Donald Phillips Wahlang, IAS Chairperson, MeECL Govt. of Meghalaya Shillong

20.	श्री विजय कुमार सिंह, अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग।	Shri Vijay Kumar Singh, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd., Shillong.
21.	श्री वाइ.के.चौबे निदेशक (टकनीकी), एन एच पी सी, फरीदाबाद (हरियाणा)।	Shri Y. K. Chaubey, Director (Technical), N.H.P.C., Faridabad (Haryana).
22.	श्री चंदन कुमार मंडल, निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri Chandan Kumar Mondol, Director (Commercial), NTPC, New Delhi
23.	श्रीमती सीमा गुप्ता निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड, नई दिल्ली।	Smt. Seema Gupta, Director (Opn.), POWERGRID, New Delhi.
24.	श्री। मोहित भार्गव, सीईओ, एन वी वी एन एल, नई दिल्ली।	Sh. Mohit Bhargava CEO, NVVNL, New Delhi.
25.	श्री सानिल नंबूदरीपाद प्रबंधक निदेशक, ओ.टी.पी.सी., नई दिल्ली।	Shri Sanil Namboodiripad Managing Director, OTPC, New Delhi.
26.	श्री गीते किरणकुमार दिनकरराव, आईएएस अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, टीएसईसीएल,	Shri Gitte Kirankumar Dinkarrao, IAS Chairman & Managing Director TSECL
27.	श्री नबरून रॉय कार्यपालक निदेशक एनईआरएलडीसी, शिलांग।	Shri Nabarun Roy Executive Director N.E.R.L.D.C. Shillong
28.	श्री एस. आर. नरसिम्हन, अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, पोसोको।	Shri S. R. Narasimhan, Chairman & Managing Director, POSOCO
29.	श्री राजीव कुमार मिश्रा, अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, पीटीसी।	Shri Rajib Kumar Mishra Chairman & Managing Director, PTC.
30.	श्री ब्रीफली लिंगखोई, आईईएस (सीपीईएस) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग।	Shri Brieflee Lyngkhoi, IES (CPES) Member Secretary N.E.R.P.C Shillong

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक (31.03.2022 को)
PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2022)

Sr. No	Designation	नाम	Name
1.	सदस्य सदस्य सचिव Member Secretary	श्री ब्रीफली लिंगखोई	Shri Brieflee Lyngkhoi
2.	अधीक्षण अभियंता Superintending Engineer	श्री एस.एम.आईमोल	Shri S. M. Aimol
3.	सहायक सचिव Assistant Secretary	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
4.	कार्यकारी अभियंता Executive Engineer	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
		श्री सादिक ईमाम	Shri Sadiq Imam
		श्री.अभिजीत अग्रवाल	Shri Abhijeet Agrawal
5.	सहायक कार्यकारी अभियंता Assistant Executive Engineer	श्री एस.रंजन	Shri Shaishav Ranjan
		श्री विकास शंकर	Shri Vikash Shankar
		श्री दिनेश कुमार सिंह	Shri Dinesh Kumar Singh
6.	सहायक अभियंता Assistant Engineer	श्री राजिब दास	Shri. Rajib Das
		श्री शिवम चतुर्वेदी	Shri. Shivam Chaturvedi

ऊपर के अतिरिक्त बी और सी समूह के सात (8) अधिकारी
उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समितिकी शक्ति है।

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

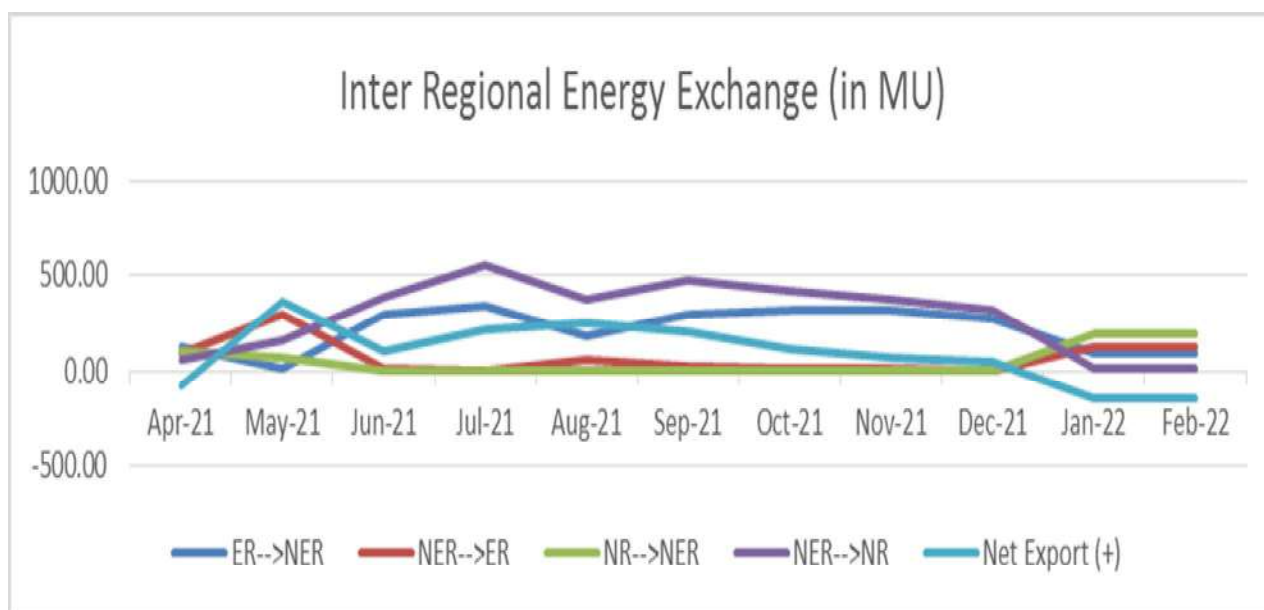
**31.03.2022 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति
और भरण**

POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.2022

क्र. सं S. N.	पद का नाम Name of the Post	स्वीकृत Sanctioned	भरण Filled	रिक्त Vacant
1	सदस्य सचिव Member Secretary	1	1	0
2	अधीक्षण अभियंता Superintending Engineer	2	1	1
3	कार्यपालक अभियंता/ सहायक सचिव Executive Engineer/ Assistant Secretary	3	3	0
4	सहायक निदेशक-I Assistant Director-I	4	3	1
5	सहायक निदेशक-II Assistant Director-II	2	2	0
6	आशुलिपिक जीआर-I Stenographer Gr. I	1	0	1
7	हिंदी अनुवादक जीआर- II Hindi Translator Gr. II	1	1	0
8	सहायक Assistant	1	0	1
9	यूडीसी U.D.C.	1	1	0
10	एलडीसी L.D.C.	3	1	2
11	चालक Driver	1	0	1
12	दफ्तरी MTS	7	5	2
	कुल Total:	27	18	9

वर्ष 2021-22 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय
INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2021-22

Month	ER-->NER	NER-->ER	NR-->NER	NER-->NR	Net Export (+)
					/Net import (-)
Apr-21	127.50	90.13	99.00	61.52	-74.85
May-21	18.90	297.24	71.94	159.02	365.42
Jun-21	299.00	19.70	0.00	385.90	106.60
Jul-21	344.80	6.66	0.00	550.47	212.33
Aug-21	177.70	54.04	0.00	372.27	248.61
Sep-21	291.30	23.22	0.00	477.09	209.01
Oct-21	314.30	12.48	0.00	421.48	119.66
Nov-21	314.30	12.48	0.00	375.67	73.85
Dec-21	276.30	3.71	0.00	322.80	50.21
Jan-22	88.50	125.84	193.00	14.71	-140.95
Feb-22	88.50	125.84	193.00	14.71	-140.95
Mar-22	0.70	323.79	314.00	0.00	9.09
Total FY 21-22	2341.80	1095.13	870.94	3155.64	1038.03



वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल
VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2021-22

Month	Misa (PG)		Balipara (PG)		Bongaigaon (PG)		BNC(PG)		Byrnihat (MePTCL)		Silchar (PG)		AGBPP 220 kV		Mokokchung 220 kV		Kahilipara 132 kV		Imphal 132 kV	
	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
Apr-21	418	389	416	387	419	392	416	386	422	382	425	395	236	202	238	202	140	125	139	119
May-21	417	397	416	396	419	400	417	390	421	401	422	398	236	215	230	210	138	127	139	129
Jun-21	415	396	414	397	415	400	416	391	420	401	419	397	235	220	230	216	138	124	137	130
Jul-21	416	395	412	394	414	395	412	393	421	401	419	401	235	210	236	211	137	127	138	128
Aug-21	414	393	414	395	415	396	416	395	419	411	417	397	236	215	230	210	138	127	138	128
Sep-21	418	392	413	391	415	396	416	392	419	400	417	398	238	213	237	207	138	127	138	129
Oct-21	415	396	414	395	415	399	418	392	420	391	418	394	236	219	232	213	139	126	138	123
Nov-21	411	404	415	404	421	408	415	406	423	412	411	399	233	224	226	222	135	129	139	133
Dec-21	417	394	415	395	419	402	419	393	420	401	421	398	240	200	229	215	138	124	139	127
Jan-22	418	393	418	395	422	392	422	395	422	395	421	398	240	200	229	215	139	127	138	127
Feb-22	419	392	419	396	422	401	420	399	419	395	422	394	237	209	231	211	139	128	136	122
Mar-22	419	395	418	391	419	401	417	390	420	401	419	398	240	216	229	219	138	125	136	125
Max	419	389	419	387	422	392	422	386	423	382	425	395	240	200	238	202	140	125	140	119
Min	389	389	387	387	392	392	386	386	382	382	394	394	200	200	202	202	124	124	119	119

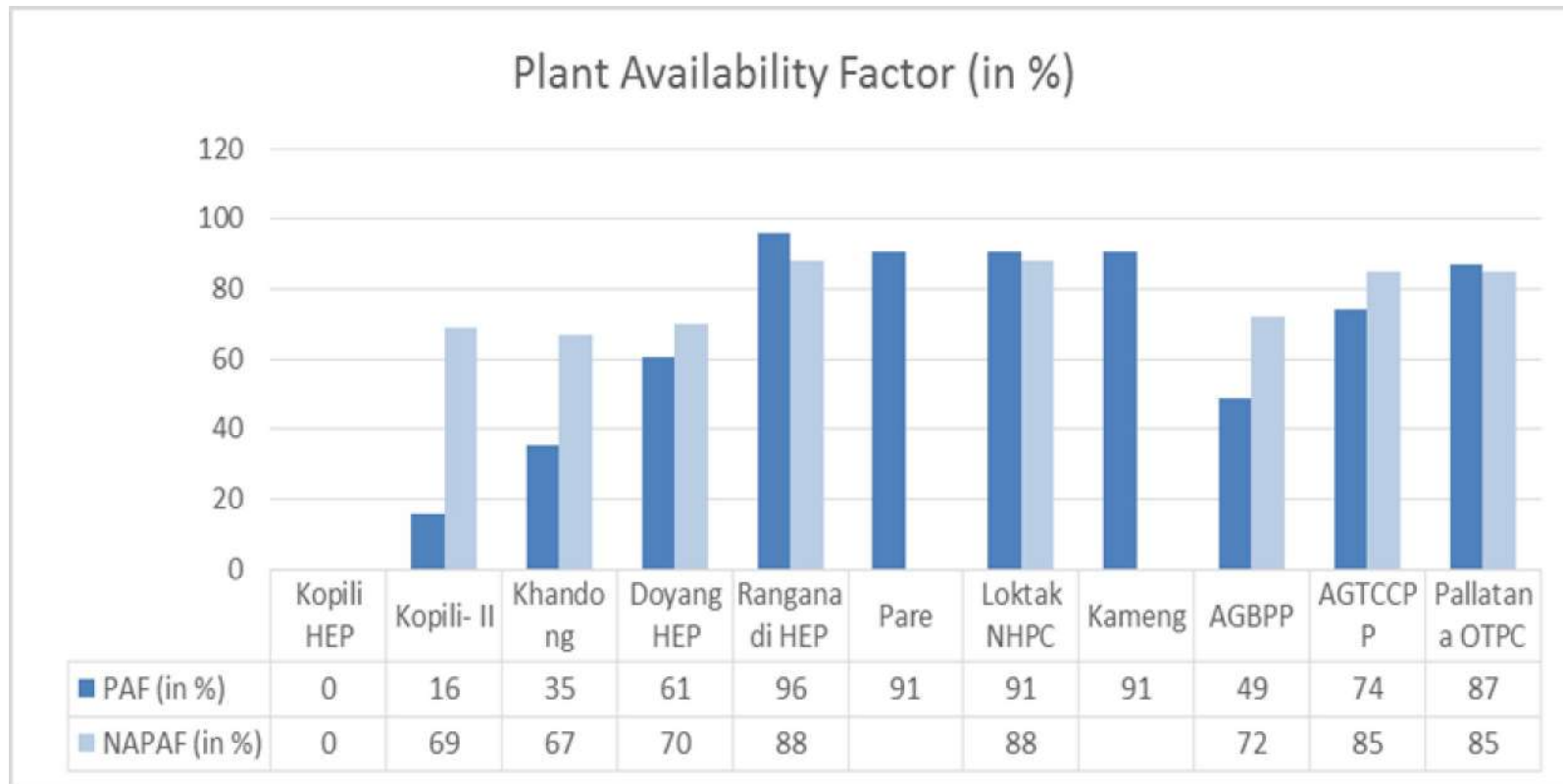
अनुलग्नक /Annexure-VIA

वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयंत्रों के संयंत्र उपलब्धता गुणांक
PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2021-22

Sl. No.	Name of Plant	Apr-21		May-21		Jun-21		Jul-21		Aug-21		Sep-21	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Kopili- II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Khandong	33.5	97.7	25.9	90.4	34.8	98.6	36.6	99.1	36.5	99.2	35.4	99.2
4	Doyang HEP	4.3	51.3	2.9	30.9	5.9	45.5	17.5	63.5	23.6	69	15.8	86.6
5	Ranganadi HEP	36.9	93.3	81.1	100.1	108.5	99.1	115.5	100	134.7	100.05	125.7	99.3
6	Pare	14.7	101.2	40.2	101.9	60.6	102.9	62.3	102.4	69.4	103.1	66.9	103.4
7	Loktak NHPC	21.3	101.2	23.8	101.2	36.3	101.2	40.8	101.2	77.5	101.2	66.2	97.8
8	Kameng	0	29.4	0	65.3	113.6	76	113.6	95	113.6	66.1	113.6	69.2
9	AGBPP	92.8	65	105.9	80	102.4	78.6	103.2	72.5	103.1	66.8	90.2	68.9
10	AGTCCPP	61.2	90.9	61	87.8	60.3	89.1	61.5	90.3	59.5	80.4	58.3	80.9
11	Pallatana OTPC	91.3	17.1	238.9	44.7	244	47.7	304.5	57.7	431.2	77.5	424.7	81.1
12	BgTPP	319.9	98.7	194.4	103.3	257.4	103.2	193.4	103.2	264.5	82.5	278.6	87.9
Sl. No.	Name of Plant	Oct-21		Nov-21		Dec-21		Jan-22		Feb-22		Mar-22	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Kopili- II	1.9	14.6	4.1	70	4.2	81.7	0.8	19.6	0	0	0	0
3	Khandong	36	98.6	22.5	89.2	9.8	77.5	4.2	23.2	0	0	0	0
4	Doyang HEP	7.6	89.1	6.3	87.6	5.6	74.8	4	53	3.9	53.4	3.2	41.2
5	Ranganadi HEP	68.1	98.9	40.2	99.8	31	88.9	28.2	83.4	31.2	95	37.8	92.6
6	Pare	38	101.5	20.6	101.2	15.1	101.2	13.1	80	13.8	85	15.8	101.2
7	Loktak NHPC	77.5	97.9	10.5	101.2	27.7	101.2	32.5	101.2	20.9	75.9	20.4	86
8	Kameng	113.6	65.3	113.6	65	113.6	71	113.6	82.2	113.6	87.7	113.6	79.1
9	AGBPP	100.3	65.2	98.6	70.3	100.3	72.7	104.2	70.8	102	72	86.8	71.3
10	AGTCCPP	62.1	81	59.2	81.4	60.1	80	59.3	79.6	58	81.8	48	61.2
11	Pallatana OTPC	418.9	75.5	378.1	71.4	407	72.6	406.5	72.5	343.7	69.3	435.9	80.9
12	BgTPP	270.7	83.6	277.4	104.8	280.4	96	181.1	68.8	297.6	97.2	324.7	87.2

अनुलग्नक /Annexure-VIB

Annual PAF for 2021-22						
Sl. No	Name of Plant	Installed Capacity (MW)	Design Energy (GWh)	Energy Generated (MU)	PAF (in %)	NAPAF (in %)
1	Kopili HEP	200	1186.14	0	0	0
2	Kopili- II	25	86.3	11	16	69
3	Khandong	50	277.61	275	73	67
4	Doyang HEP	75	227.24	101	63	70
5	Ranganadi HEP	405	1509.69	1154	96	88
6	Pare	110		431	99	
7	Loktak NHPC	105	448	456	97	88
8	Kameng	600		1471	71	
9	AGBPP	291	NA	1787	69	72
10	AGTCCPP	130	NA	924	80	85
11	Pallatana OTPC	726.6	NA	4125	64	85
12	BgTPP	750	NA	4105	65	85



लोड गुणांक Load Factor

Month	Year 2017-18			Year 2018-19			Year 2019-20			Year 2020-21			Year 2021-22		
	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor
	(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)	
Apr	1170.5	2258.0	72.0	1259.8	2600.0	67.3	1197.6	2847.7	58.4	976.3	2464.0	55.0	1387.7	2993.1	64.4
May	1339.1	2472.0	72.8	1174.6	2709.0	60.2	1294.5	2758.2	65.2	1190.8	2752.0	60.1	1396.0	3043.0	63.7
Jun	1396.1	2499.0	77.6	1385.8	2640.0	72.9	1476.5	2922.4	70.2	1424.5	2940.0	67.3	1552.3	3126.2	69.0
Jul	1471.0	2507.0	78.9	1536.4	2899.0	73.6	1482.2	2938.1	70.1	1523.6	2972.0	71.2	1740.5	3117.2	77.5
Aug	1525.7	2529.0	81.1	1618.0	2976.0	75.5	1480.6	2939.9	69.9	1657.5	3104.0	74.2	1736.0	3175.4	75.9
Sep	1526.1	2629.0	80.6	1526.6	2921.0	72.6	1471.0	2944.5	69.4	1564.9	3294.0	66.0	1721.5	3289.5	72.7
Oct	1450.7	2596.0	75.1	1402.3	2790.0	69.8	1470.4	2988.5	68.3	1618.2	3140.0	71.6	1586.8	3426.6	64.3
Nov	1268.9	2443.0	72.1	1285.0	2672.0	66.8	1229.7	2714.3	62.9	1313.3	2862.0	63.7	1350.2	2784.0	67.4
Dec	1258.7	2333.0	72.5	1322.9	2541.0	72.3	1224.6	2539.5	67.0	1353.0	2701.0	69.6	1426.8	2715.0	73.0
Jan	1311.0	2339.0	75.3	1309.1	2575.0	70.6	1266.9	2619.6	67.2	1287.7	2660.0	67.2	1436.6	2801.7	71.2
Feb	1113.6	2387.0	69.4	1193.7	2480.0	66.8	1193.5	2655.8	62.4	1211.9	2669.0	63.1	1277.7	2810.0	63.2
Mar	1295.2	2283.0	76.3	1290.5	2540.0	70.6	1196.7	2593.0	64.1	1343.0	2852.0	65.4	1420.3	3102.2	63.6

वर्ष 2021-22 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2021-22

Months	Khandong				Kopili				Loktak			
	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU
Apr-21	719.3 mtr	704 mtr	712.5	10	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.4	50
May-21	719.3 mtr	704 mtr	714.8	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.38	49
Jun-21	719.3 mtr	704 mtr	723.6	23	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	766.72	22
Jul-21	719.3 mtr	704 mtr	722.8	22	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	766.74	22
Aug-21	719.3 mtr	704 mtr	723	23	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.11	38
Sep-21	719.3 mtr	704 mtr	721.25	20	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.25	44
Oct-21	719.3 mtr	704 mtr	724.6	24	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.06	36
Nov-21	719.3 mtr	704 mtr	721	20	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.33	47
Dec-21	719.3 mtr	704 mtr	715.25	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.43	51
Jan-22	719.3 mtr	704 mtr	709.5	7	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.41	50
Feb-22	719.3 mtr	704 mtr	715.25	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767	33
Mar-22	719.3 mtr	704 mtr	715.25	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	766.98	32
Months	Barapani				Gumti				Doyang			
	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU
Apr-21	981.46	960.12	971.3	19	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	320	25
May-21	981.46	960.12	971.96	20	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	320.7	26
Jun-21	981.46	960.12	967.22	12	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	306.9	2
Jul-21	981.46	960.12	971.44	19	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	306.9	2
Aug-21	981.46	960.12	976.24	27	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	312.5	12
Sep-21	981.46	960.12	978.09	31	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	319.05	23
Oct-21	981.46	960.12	979.07	32	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	319.3	24
Nov-21	981.46	960.12	978.6	31	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	319.15	23
Dec-21	981.46	960.12	977.55	30	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	317.2	20
Jan-22	981.46	960.12	975.94	27	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	314.65	15
Feb-22	981.46	960.12	972.6	21	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	310.9	9
Mar-22	981.46	960.12	970.2	17	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	308.7	5

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा
Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy

Organization	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22
Ar. Pradesh	2.41	-2.53	0.07	1.37	4.00	4.16	5.85	3.77	9.36	9.30	2.89	-3.06
ASEB	10.96	11.11	14.09	18.95	9.70	7.94	3.95	3.00	1.45	-0.95	0.31	2.43
Manipur	-0.15	-0.58	-0.79	0.86	1.63	-0.09	1.04	0.69	1.36	-0.25	-1.43	-1.25
MeECL	3.41	-6.10	-4.43	-6.68	-5.26	-2.44	-0.73	0.07	3.41	2.18	0.95	-1.38
Mizoram	1.77	-1.41	-0.50	-1.43	-1.13	-1.12	-3.70	-4.15	-3.86	-2.14	-3.62	-4.20
Nagaland	1.62	-2.23	-2.56	-2.98	-1.61	-4.21	0.44	-1.61	-0.83	0.34	-0.69	-1.71
TSECL	15.17	-12.92	-5.50	-1.66	-8.74	-6.72	-6.98	-12.43	-11.76	-9.78	-9.20	-7.53
PGCIL-HVDC	-0.17	-0.09	-0.01	-0.02	0.12	0.13	0.12	-0.21	-0.23	-0.15	-0.25	-0.16

(-) indicates underdrawl
(Figures in MU)

यूएफआर आधारित लोड शेडिंग तथ्य
UFR based load shedding details

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
1	Ar. Pradesh	20	At SMS Smelters (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – I (49.2 Hz)	5	5	0
			At Platinum Alloys (11 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – II (49.0 Hz)	5	5	0
			At Satyam Ispat Ltd. (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – III (48.8 Hz)	5.5	5.5	0
			At Nirjuli feeder (11 KV Lekhi feeder – 1 No.)	Stage – IV (48.6 Hz)	4.5	4.5	0
2	Assam	220	At Gossaigaon (132 KV Dhaligoan - Gossaigoan - Gauripur)	Stage – I (49.2 HZ)	16	66.5	0
			At Rangia & Rowta (132 KV Rangia - Sipajhar - Rowta)		12		
			At Dhemaji (132 KV Gohpur – Nalkata – Dhemaji)		11		
			At Majuli (132 KV Nalkata – Majuli)		2.5		
			At Chandrapur (132 KV Kahilipara - Chandrapur - Baghjap)		15		
			At Sankardevnagar (132 KV Sankardevnagar - Diphu)		10		

2	Assam	220	At Diphu (132 KV Samaguri – Sankardev – Diphu)	Stage – II (49.0 Hz)	11	61	0
			At Gohpur (132 KV Samaguri – B. Chariali – Gohpur)		8		
			At Rupai (132 KV Tinsukia – Rupai + AP Load)		17		
			At Jogighopa (132 KV Dhaligoan – Jogighopa)		7		
			At Sankardevnagar (132 KV Samaguri – Sankardevnagar)		18		
			At Gossaigoan (132 KV Dhaligoan – Gossaigoan)	Stage – III (48.8 Hz)	7	59	0
			At Rowta (132 KV Depota – Rowta)		18		
			At Chandrapur (132 KV Kahilipara – Chandrapur)		12		
			At Nalkata (132 KV Gohpur – Nalkata)		11		
			At Bokakhat (132 KV Jorhat – Bokakhat)		11		
			At Sishugram (132 KV Sarusajai – Sishugram)	Stage – IV (48.6 Hz)	45	57	0
			At Ledo (132 KV Tinsukia – Ledo)		12		

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
3	Manipur	20	At Yurembam (33 KV Yurembam - Mantripukhri)	Stage – I (49.2 Hz)	5	5	0
			At Yaingangpokpi (33 KV Yaingangpokpi - Napetpalli)	Stage – II (49.0Hz)	6	6	0
			At Kongba (33 KV Kongba – Mongsangei)	Stage – II (48.8Hz)	5	5	0
			At Kakching (33 KV Kakching – Wangjing)	Stage – II (48.6Hz)	4	4	0
4	Meghalaya	60	At Mawphlang (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – I (49.2 Hz)	15	15	0
			At Khliehriat (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – II (49.0 Hz)	12		
			At Nongstoin (33 KV Nongstoin – Mairang)		3		
			At Nangalbibra (33 KV Mendipathar – Nangalbibra)	Stage – III (48.8 Hz)	6.5	15	0
			At Rongkhon (33 KV Garobadha I – Rongkhon)		8.5		
			At Mawlai (33 KV Mawlai – Nongthymmai)	Stage – IV (48.6 Hz)	7.5	15	0
			At NEHU (33 KV NEHU – Happy Valley)		7.5		

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
5	Mizoram	20	At 132 KV Khawiva (33 KV Khawiva – Sazaikawn)	Stage – I (49.2 Hz)	2.38	5.09	0
			At Bukpui (33 KV Bukpui – Chhingchhip)		2.71		
			At Zuangtui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – I)	Stage – II (49.0 Hz)	5.31	5.31	0
			At Zuangtui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – II)	Stage – III (48.8 Hz)	4	5.1	0
			At Tlangnuam (33 KV Tlangnuam – Aibawk)		1.1		
			At Chawnpui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – I)	Stage – III (48.6 Hz)	3	5.2	0
			At Zuangtui (11 KV Zuangtui – Chaltlang)		2.2		
6	Nagaland	20	At Mokokchung (66 KV Mokokchung – Tuli)	Stage – I (49.2 Hz)	6	6	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – AP –I)	Stage – II (49.0 Hz)	4.5	4.5	0
			At Kohima (132 KV Kohima – Wokha)	Stage – III (48.8 Hz)	5	5	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – Refferal Hospital)	Stage – IV (48.6 Hz)	4.5	4.5	0

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
7	Tripura	40	At 66/33/11kV Badharghat (33 KV Badarghat - Bishalghar)	Stage – I (49.2 Hz)	6	26.05	0
			At 132/66/33/11 KV Rabindra Nagar (33 KV Rabindra Nagar - Melaghar)		3.65		
			At 132/33 KV Surjamani Nagar (33 KV Surjamaninagar - Jungalia-Bishalgarh)		16.4		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Mohanpur)	Stage – II (49.0 Hz)	9	14.5	0
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Durjoy Nagar)		7.5		
			At 66/33/11kV Badharghat (33 KV Badarghat - Stadium)	Stage – III (48.8 Hz)	12	23.5	0
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - College Tilla)		11.5		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Banamalipur)	Stage – IV (48.6 Hz)	18	18	0

दीपायन योजना/ISLANDING SCHEMES

SN	Islanding Scheme	Lines required to be opened	UFR Location	Implementing Agency
1	<p>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)]</p>	(a) 220 kV New Mariani (PG) – AGBPP	UFR-1 [At New Mariani (PG)]	POWERGRID
		(b) 220 kV New Mariani (PG) – Misa		
		(c) 220 kV Mariani – Misa	UFR-2 [At Mariani, Samaguri of AEGCL]	AEGCL
		(d) 220 kV Mariani – Samaguri		
		(e) 132 kV Mokukchung – Mariani		
		(f) 132 kV Dimapur (PG) – Bokajan	UFR-3 [At Dimapur (PG)]	POWERGRID
2	<p>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)]</p>	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		

पूर्वोत्तर क्षेत्र में पीएसडीएफ द्वारा वित्त पोषित प्रमुख परियोजनाएं MAJOR PSDF FUNDED PROJECTS IN NER

पूर्वोत्तर क्षेत्र में पीएसडीएफ द्वारा वित्त पोषित प्रमुख परियोजनाएं निम्नलिखित हैं:

1. स्वचालित मांग प्रबंधन योजना (एडीएमएस)

सीईआरसी ने आदेश दिनांक 31/12/2015 द्वारा सभी राज्य एसएलडीसी को एडीएमएस योजना लागू करने का निर्देश दिया था। तदनुसार, सभी राज्य उपयोगिताओं ने डीपीआर तैयार कर पीएसडीएफ फंडिंग के लिए प्रस्तुत किया है। इस योजना के तहत, विशिष्ट परिस्थितियों के ट्रिगर होने पर फीडरों के ट्रिपिंग के माध्यम से मांग प्रबंधन की कल्पना की गई थी (सीईआरसी आईईजीसी विनियमन के अनुसार):

- एसएलडीसी/एसईबी/वितरण लाइसेंसधारी और थोक उपभोक्ता जब भी सिस्टम की आवृत्ति 49.8 हर्ट्ज तक गिरती है, तो वह नेट ड्रॉल शेड्यूल के भीतर ग्रिड से अपने नियंत्रण क्षेत्र के आहरण को प्रतिबंधित करने के लिए कार्रवाई की सूचना देगा।
- एसएलडीसी/एसईबी/वितरण लाइसेंसधारी और थोक उपभोक्ता यह सुनिश्चित करेंगे कि आवश्यक लोड शेडिंग को नियंत्रण क्षेत्र में किया जाता है ताकि कोई अधिक निकासी न हो।
- प्रत्येक उपयोगकर्ता/एसटीयू/एसएलडीसी आकस्मिक प्रक्रिया तैयार करेगा और ऐसी व्यवस्था करेगा जिससे सामान्य और/या आकस्मिक स्थिति में आरएलडीसी/एसएलडीसी के निर्देशानुसार मांग वियोग हो सके। इन आकस्मिक प्रक्रियाओं और व्यवस्थाओं को उपयोगकर्ता/एसटीयू द्वारा नियमित रूप से अद्यतन किया जाएगा और आरएलडीसी/एसएलडीसी द्वारा निगरानी की जाएगी। आरएलडीसी/एसएलडीसी किसी भी उपयोगकर्ता/एसटीयू को ग्रिड सुरक्षा के हित में, यदि आवश्यक हो, उपरोक्त प्रक्रियाओं/व्यवस्थाओं को संशोधित करने के लिए निर्देशित कर सकता है।

Following are the major PSDF funded projects in NER:

1. Automatic Demand Management Scheme (ADMS)

CERC vide order dated 31/12/2015 had directed all the state SLDC to implement ADMS scheme. Accordingly, all state utilities have prepared the DPR and submitted for PSDF funding. Under the scheme, it was envisioned to have demand management by way of tripping of feeders upon triggering of specific conditions namely (as per CERC IEGC regulation):

- The SLDC/SEB/Distribution Licensee and Bulk Consumer shall intimate action to restrict the drawl of its control area from the grid within the net drawl schedule whenever the system frequency falls to 49.8 Hz.
- The SLDC/SEB/Distribution Licensee and Bulk Consumer shall ensure that the requisite load shedding is carried out in its control area so that there is no overdrawl.
- Each user/STU/SLDC shall formulate contingency procedure and make arrangement that will enable demand disconnection to take place, as instructed by RLDC/SLDC, under normal and/or contingent condition. These contingency procedure and arrangements shall regularly be updated by user/STU and monitored by RLDC/SLDC. RLDC/SLDC may direct any user/STU to modify the above procedures/arrangements, if required, in the interest of grid security and the concerned user/STU shall abide by this direction.

- एसएलडीसी संबंधित एसईबी/वितरण लाइसेंसधारियों के माध्यम से स्वचालित मांग प्रबंधन जैसे घूर्णी लोड शेडिंग, मांग प्रतिक्रिया के लिए अत्याधुनिक मांग प्रबंधन योजना तैयार और कार्यान्वित करेगा।
- निर्धारित बैंड के भीतर आवृत्ति को बनाए रखने और ग्रिड सुरक्षा को बनाए रखने के लिए, इंटरप्टिबल लोड को लोड के 4 समूहों में व्यवस्थित किया जाएगा, अनुसूचित बिजली कटौती/लोड शेडिंग के लिए, अनिर्धारित लोड शेडिंग के लिए लोड, फ्रीक्वेंसी रिले के माध्यम से लोड किए जाने वाले लोड और आरपीसी स्तर द्वारा पहचानी गई किसी भी एसपीएस योजना पर लोड किया जाना है। इन भागों को इस प्रकार समूहीकृत किया जाएगा कि भार के विभिन्न समूहों के बीच कोई अतिव्याप्ति न हो।

28 और 29 नवंबर, 2018 को गुवाहाटी में आयोजित 19वीं टीसीसी/एनईआरपीसी बैठक में, एनईआरपीसी द्वारा सभी सात राज्यों के लिए एनईआरपीसी द्वारा सामान्य निविदा को मंजूरी के साथ-साथ अनुमोदित किया गया था। सात राज्यों के लिए पायलट एडीएमएस के लिए पीएसडीएफ वित्त पोषण के लिए विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार से स्वीकृति दिनांक 24.05.2019 के आदेश (आदेशों) द्वारा सूचित की गई थी। तत्पश्चात 04.06.2019 को एनईआरपीसी द्वारा सात एनईआर राज्यों के लिए एडीएमएस के कार्यान्वयन के लिए पुरस्कार जारी किया गया।

31.03.2022 तक, परियोजना को सफलतापूर्वक पूरा कर लिया गया है।

2. नवीनीकरण और उन्नयन

31.07.2012 के बाद, पूरे देश में ग्रिड डिस्टर्बेंस, भारत सरकार ने सिस्टम में कमियों का विश्लेषण और सिफारिश करने के लिए श्री रामकृष्ण समिति की स्थापना की थी। विद्युत मंत्रालय के तहत गठित टास्क फोर्स ने पत्र संख्या 11/48/2012-पीजी दिनांक 13 दिसंबर 2012 ने अपनी रिपोर्ट में एनईआर में सभी सबस्टेशनों (132 केवी और ऊपर) के लिए विस्तृत थर्ड पार्टी प्रोटेक्शन ऑडिट की सिफारिश की थी।

- The SLDC through respective SEBs/ Distribution Licensees shall also formulate and implement state of the art demand management scheme for automatic demand management like rotational load shedding, demand response.

- In order to maintain the frequency within the stipulated band and maintaining the grid security, the interruptible loads shall be arranged in 4 groups of loads, for scheduled power cuts/load shedding, loads for unscheduled load shedding, loads to be shed through under frequency relay and loads to be shed at any SPS scheme identified by RPC level. These loads shall be grouped in such a manner that there is no overlapping between different groups of loads.

In the 19th TCC/NERPC meeting held on 28th and 29th November, 2018 at Guwahati, common tendering by NERPC for all the seven states was approved along with award by NERPC. Sanction from the Ministry of Power, Government of India for PSDF funding for pilot ADMS for the seven states was conveyed by vide order(s) dated 24.05.2019. Thereafter award for implementation of ADMS for seven NER states was issued by NERPC on 04.06.2019.

As on 31.03.2022, the project has been successfully completed.

2. Renovation and Upgradation

Subsequent to 31.07.2012, Grid Disturbance in the entire country, Government of India had set up Shri RamaKrishna Committee to analyze and recommend deficiencies in the system. The task force constituted under Ministry of Power vide letter No. 11/48/2012-PG dated 13th December 2012 in its report had recommended (amongst others) detailed 3rd party protection audit for all substations (132kV and above) in NER.

तदनुसार, 2014-15 में एनईआरएलडीसी द्वारा विस्तृत सुरक्षा लेखापरीक्षा की गई थी और लेखापरीक्षा समिति द्वारा बिजली व्यवस्था के नवीनीकरण और उन्नयन के लिए कई सिफारिशों की गई थीं। इसके बाद, सभी राज्य उपयोगिताओं/एसटीयू/राज्य उत्पादन कंपनियों ने सुरक्षा प्रणालियों के लिए आर एंड यू के लिए डीपीआर तैयार किया और पीएसडीएफ फंडिंग के लिए प्रस्तुत किया।

भारत सरकार, विद्युत मंत्रालय ने निम्नलिखित आदेशों के तहत सबस्टेशनों की सुरक्षा और नियंत्रण प्रणाली के लिए आर एंड यू के लिए पीएसडीएफ फंडिंग को मंजूरी दी:

1. एईजीसीएल, असम के लिए आदेश दिनांक 11.05.2015 और 28.10.2015 के तहत
2. डाक विभाग नागालैंड के लिए आदेश दिनांक 11.05.2015 के तहत
3. MePTCL, मेघालय के लिए, आदेश दिनांक 04.08.2015
4. पी एंड ईडी, मिजरोरम के लिए, आदेश दिनांक 28.10.2015
5. टीएसईसीएल, त्रिपुरा के लिए, आदेश दिनांक 05.01.2016 के तहत
6. MePGCL, मेघालय के लिए, आदेश दिनांक 05.01.2016
7. एमएसपीसीएल, मणिपुर के लिए, आदेश दिनांक 05.09.2016 के तहत
8. डीओपी अरुणाचल प्रदेश के लिए, आदेश दिनांक 05.09.2016

31.03.2022 की स्थिति:

- अरुणाचल प्रदेश: परियोजना के तहत नैदानिक उपकरणों की आपूर्ति और सभी पहलुओं में पूर्ण। पीएलसीसी और संचार के लिए: उपकरणों की आपूर्ति पूरी हो गई है, स्थापना प्रगति पर है। सबस्टेशन उपकरण और अर्थिंग के लिए एलओए प्रदान किया जाता है। कार्य प्रगति पर है।

Accordingly, in 2014-15 detailed protection audit was carried out by NERLDC and multiple recommendations for renovation and upgradation of power system were made by the audit committee. Thereafter, all the State Utilities/STUs/State Generating Companies prepared the DPR for R&U for protection systems and submitted for PSDF funding.

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for R&U for protection and control systems of substations vide following orders:

1. For AEGCL, Assam, vide order dated 11.05.2015 and 28.10.2015
2. For DoP Nagaland, vide order dated 11.05.2015
3. For MePTCL, Meghalaya, vide order dated 04.08.2015
4. For P&ED, Mizoram, vide order dated 28.10.2015
5. For TSECL, Tripura, vide order dated 05.01.2016
6. For MePGCL, Meghalaya, vide order dated 05.01.2016
7. For MSPCL, Manipur, vide order dated 05.09.2016
8. For DoP Arunachal Pradesh, vide order dated 05.09.2016

Status as on 31.03.2022:

- Arunachal Pradesh: Diagnostic tools under the project supplied and complete in all aspects. For PLCC & communication: supply of equipment completed, installation is under progress. For Substation equipment and earthing LoA is awarded. Work is under progress.

- असम: सभी पुरस्कार जारी किए गए। 8 स्टेशनों में सीआरपी और एसएस के काम को छोड़कर पूरा किया गया काम जिसे फिर से सौंप दिया गया है और मैसर्स सीमेंस को सौंप दिया गया है।
- मणिपुर: सभी पुरस्कार जारी किए गए। नैदानिक उपकरण सभी पहलुओं में आपूर्ति और पूर्ण। निष्पादन के विभिन्न चरणों के तहत अन्य भाग अर्थात् सबस्टेशन उपकरण और अर्थिंग, पीएलसीसी और संचार उपकरण।
- मेघालय: एमईपीजीसीएल के लिए, सभी पहलुओं में काम पूरा। एमपीटीसीएल के लिए, सभी पहलुओं में पूर्ण कार्य।
- मिजोरम: सभी पहलुओं में कार्य पूर्ण और उपयोगिता द्वारा प्रस्तुत किए जाने वाले अंतिम उपयोग।
- नागालैंड: सभी पहलुओं पर काम पूरा।
- त्रिपुरा: सभी पहलुओं में कार्य पूर्ण और उपयोगिता द्वारा प्रस्तुत किए जाने वाले अंतिम उपयोग।

3. समस्त

जुलाई, 2016 के बाद समग्र (विद्युत में लेन-देन का निर्धारण, लेखा, मीटरिंग और निपटान) पर एफओआर (नियामकों का मंच) रिपोर्ट के बाद परियोजना को पूरे 7 एनईआर राज्यों के लिए अवधारणाबद्ध किया गया था। इसके लिए निम्नलिखित कार्रवाई की गई और इसकी सूचना दिनांक 28.11.2018, 29.11.2018 को आयोजित 19वीं टीसीसी/एनईआरपीसी बैठक में दी गई:

- Assam: All awards were issued. Work completed except CRP and SAS work in 8 stations which have been retendered and awarded to M/s SIEMENS.
- Manipur: All awards were issued. Diagnostic tools supplied and complete in all aspects. Other portions namely Substation equipment & earthing, PLCC & communication equipment under various stages of execution.
- Meghalaya: For MePGCL, work complete in all aspects. For MePTCL, work complete in all aspects.
- Mizoram: Work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility.
- Nagaland: Work complete in all aspects.
- Tripura: Work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility.

3. SAMAST

Subsequent to July, 2016 FOR (Forum of Regulators) report on SAMAST (Scheduling, Accounting, Metering and Settlement of Transactions in Electricity) the project was conceptualised for all the 7 NER states as a whole. For this the following actions were taken and the same was intimated in the 19th TCC/NERPC meeting held on 28.11.2018, 29.11.2018:

1. एनईआर में सभी एनईआर राज्यों में समग्र कार्यान्वयन के लिए समावेशी दृष्टिकोण अपनाया गया था और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी द्वारा गठित समस्त समूह ने सभी एसएलडीसी और विक्रेताओं के साथ विभिन्न बैठकें आयोजित की हैं।

2. 16.04.2018 को शिलांग में आयोजित फोरम ऑफ रेगुलेटर्स की तकनीकी समिति की बैठक में इस मामले पर चर्चा की गई और यह निर्णय लिया गया कि:

- एनईआरपीसी डीपीआर को अंतिम रूप देने के लिए एक नोडल एजेंसी के रूप में कार्य करेगा और सभी एनईआर राज्यों के लिए थोक/एकल निविदाएं भी करेगा।
- एनईआरपीसी सभी एनईआर राज्यों के लिए थोक/एकल टेंडरिंग करने के लिए संबंधित सरकारों का अनुमोदन प्राप्त करने के लिए प्रत्येक राज्य के साथ प्रयास करेगा।

3. पीएसडीएफ फंडिंग के लिए 30.05.2018 को तैयार और प्रस्तुत सभी राज्यों की विस्तृत परियोजना रिपोर्ट।

4. इसके बाद, एनईआरपीसी के ओसीसी और सीसी मंचों में सहमति के अनुसार, निविदा की प्रक्रिया शुरू करने के लिए हार्डवेयर, सॉफ्टवेयर और सभी संबंधित वस्तुओं के तकनीकी विनिर्देशों को अंतिम रूप देने के लिए एनईआर उपयोगिताओं के सदस्यों को शामिल करते हुए विभिन्न समितियों का गठन किया गया था।

5. जैसा कि 16.05.2018 को समग्र समूह के साथ बैठक के दौरान माननीय अध्यक्ष, असम एसईआरपीसी द्वारा सुझाया गया था, समग्र परियोजना में बोली लगाने वाले के चयन के लिए क्यूसीबीएस (गुणवत्ता और लागत आधारित प्रणाली) का पालन करने का निर्णय लिया गया था क्योंकि कभी-कभी केवल एल 1 मानदंड चयन गुणवत्ता सुनिश्चित नहीं करता है।

1. Inclusive approach was adopted in NER for SAMAST implementation in all NER States and SAMAST Group formed by Member Secretary, NERPC has organized various meetings with all SLDCs and vendors.

2. Matter was discussed in Technical Committee meeting of Forum of Regulators (FOR) held at Shillong on 16.04.2018 and it was decided that:

- NERPC will act as a Nodal Agency to finalize the DPR and also to carry out bulk/single tendering for all the NER States.
- NERPC will pursue with each State to get the approval of the respective Govts., to carry out bulk/single tendering for all the NER states.

3. Detailed Project Report of all States prepared and submitted for PSDF funding on 30.05.2018.

4. Subsequently, as agreed in OCC and CC forums of NERPC, various Committees were formed comprising of members from NER utilities to finalise technical specs of hardware, software and all related items to commence the process of tendering.

5. As suggested by Hon'ble Chairperson, Assam SERC during the meeting with SAMAST Group on 16.05.2018, it was decided to follow QCBS (Quality and Cost Based System) for selection of bidder in SAMAST project as at times only L1 criteria of selection does not ensure quality.

6. पीएसडीएफ द्वारा निधि के अनुमोदन पर, एनईआर का समस्त समूह निविदा के साथ आगे बढ़ेगा और उसके बाद; समग्र के लिए एलओए संबंधित राज्यों के लिए एनईआरपीसी द्वारा जारी किया जाएगा।

7. एनईआरपीसी के ओसीसी फोरम में, समग्र के कार्यान्वयन की निगरानी के लिए एनईआर के समस्त एसएलडीसी प्रमुखों और सदस्यों को शामिल करते हुए एक परियोजना निगरानी समिति का गठन करने का निर्णय लिया गया था।

एनईआरपीसी सचिवालय द्वारा एनईआर के सभी राज्यों से संबंधित समग्र (क्यूसीबीएस पर आधारित) के लिए सामान्य थोक निविदा के लिए 19वीं टीसीसी/एनईआरपीसी को मंजूरी दी गई।

एनईआरपीसी शिलांग में 30.08.2019 को आयोजित समग्र में, निविदा के महत्वपूर्ण खंडों को अंतिम रूप दिया गया और यह भी निर्णय लिया गया कि निविदा को दो भागों में विभाजित किया जाएगा:

(i) मीटर और एएमआर (ऑटोमेटेड मीटर रीडिंग) के लिए एनआईटी - इसमें एसएलडीसी में संचार उपकरणों सहित सभी सबस्टेशन उपकरण आपूर्ति, स्थापना और कमीशनिंग शामिल होगी।

(ii) एसएलडीसी में आईटी इन्फ्रास्ट्रक्चर और सॉफ्टवेयर के लिए एनआईटी - इसमें एसएलडीसी के सभी सर्वर और संबंधित हार्डवेयर शामिल होंगे, साथ ही साथ सभी सॉफ्टवेयर भी शामिल होंगे।

असम और मेघालय के लिए पीएसडीएफ की मंजूरी के बाद 12.12.2019 को निम्नलिखित निविदाएं प्रकाशित की गईं:

(i) असम और मेघालय के उत्तर पूर्वी राज्यों में राज्य उपयोगिताओं के विभिन्न सबस्टेशनों पर समस्त दिशानिर्देशों के अनुसार 0.2 एस क्लास एबीटी प्रकार के ऊर्जा मीटर और ऑटोमेटेड मीटर रीडिंग (एएमआर) समाधान की आपूर्ति, स्थापना, परीक्षण और कमीशनिंग।

6. On approval of fund by PSDF, SAMAST Group of NER would go ahead with tendering and subsequent to that; LOA for SAMAST would be issued by NERPC for respective States.

7. In the OCC forum of NERPC, it was decided to constitute a Project Monitoring Committee comprising of all SLDC heads and members of SAMAST Group of NER for monitoring implementation of SAMAST.

The 19th TCC/NERPC approved for common bulk tendering for SAMAST (based on QCBS) pertaining to all states of NER by NERPC Secretariat.

In the Special Meeting on SAMAST held on 30.08.2019 at NERPC Shillong, crucial clauses of the tender were finalised and it was also decided that the tender would be split into two parts as follows:

(i) NIT for Meter and AMR (Automated Meter Reading) - This would cover all Substation equipment supply, installation and commissioning whilst also including communication devices at SLDC.

(ii) NIT for IT Infrastructure and Software at SLDC - This would cover all the servers and associated hardware at SLDC whilst also including all the SAMAST software.

After PSDF approval for Assam & Meghalaya the following tender(s) were published on 12.12.2019:

(i) Supply, Installation, Testing and Commissioning of 0.2 S Class ABT type energy meters and Automated Meter Reading (AMR) solution as per SAMAST guidelines at various substations of state utilities in the North Eastern States of Assam, and Meghalaya.

(ii) पूर्वोत्तर राज्यों अरुणाचल प्रदेश, असम, मेघालय, मणिपुर, मिजोरम में स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर में शेड्यूलिंग, अकाउंटिंग, मीटरिंग और सेटलमेंट ऑफ ट्रांजैक्शन (समस्त) सिस्टम के हिस्से के रूप में आईटी समाधान की आपूर्ति, स्थापना, परीक्षण और कमीशनिंग, नागालैंड और त्रिपुरा।

एलओए 23.09.2021 को रखा गया था। 31 मार्च 2022 तक यह परियोजना एनईआर के सात राज्यों में निष्पादन के विभिन्न चरणों में है।

4. संधारित्र स्थापना

राज्य बिजली व्यवस्था के कुछ हिस्सों में वोल्टेज परिदृश्य में सुधार के लिए कैपेसिटर बैंक स्थापित करने की आवश्यकता है।

- मणिपुर: 20.03.2020 को परियोजना को मंजूरी दी गई। यह परियोजना मणिपुर में निष्पादन के विभिन्न चरणों में है।
- मिजोरम: प्रस्ताव टीईएसजी को प्रस्तुत किया गया। मिजोरम टीईएसजी द्वारा उठाए गए सवाल का जवाब देगा।
- त्रिपुरा: डीपीआर तैयार करने के चरण के तहत

5. लाइन डिफरेंशियल प्रोटेक्शन

10 किमी से कम लंबाई की 132 केवी लाइनों में और समान विद्युत लंबाई वाली 220 केवी लाइनों के लिए, पीएसडीएफ ने डिफरेंशियल प्रोटेक्शन की स्थापना के लिए धन प्रदान किया है जो कम लंबाई के लिए उच्च चयनात्मकता और लाइन दोषों के तेजी से अलगाव को सुनिश्चित करेगा।

31.03.2022 की स्थिति:

- असम: लाइनों की पहचान की गई। डीपीआर तैयार करने के चरण के तहत।

(ii) Supply, Installation, Testing and Commissioning of IT solution as part of Scheduling, Accounting, Metering and Settlement of Transaction (SAMAST) system at State Load Dispatch Centre in the North Eastern States of Arunachal Pradesh, Assam, Meghalaya, Manipur, Mizoram, Nagaland and Tripura.

LOA was placed on 23.09.2021. As on 31st March, 2022 the project is under various stages of execution in the seven states of NER.

4. Capacitor Installation

For improvement of voltage scenario in certain pockets of state power system, capacitor banks needs to be installed.

- Manipur: Project approved on 20.03.2020. The project is under various stage of execution in Manipur.
- Mizoram: Proposal submitted to TESSG. Mizoram to reply to query raised by TESSG.
- Tripura: Under DPR preparation stage

5. Line Differential Protection

In 132kV lines of length less than 10 km and for 220kV lines having similar electrical length, PSDF has granted funds for installation of differential protection scheme which shall ensure higher selectivity and faster isolation of line faults for short length.

Status as on 31.03.2022:

- Assam: Lines were identified. Under DPR preparation stage.

- मणिपुर: 132 केवी इंफाल-यूरेम्बम-III को संशोधित डीपीआर में शामिल किया जाएगा। डीपीआर तैयार करने के चरण के तहत।
- मेघालय: परियोजना का निष्पादन किया जा रहा है।
- मिजोरम: संशोधित डीपीआर जिसमें 132 केवी आइजोल-लुआंगमुअल और 132 केवी खमजावल-खवीवा दोनों शामिल हैं।
 - नागालैंड: लाइनों की पहचान की गई। डीपीआर तैयार करने के चरण के तहत।
 - त्रिपुरा: डीपीआर तैयार करने के चरण के तहत।

6. पीडीएमएस

30 और 31 जुलाई 2017 को राष्ट्रव्यापी ग्रिड गड़बड़ी के बाद एमओपी ने पत्र संख्या 11/48/2012-पीजी दिनांक 13 दिसंबर 2012 के माध्यम से आकस्मिकताओं के तहत पावर सिस्टम विश्लेषण पर एक टास्क फोर्स का गठन किया। टास्क फोर्स ने अपनी रिपोर्ट में सभी आरपीसी में रिले/प्रोटेक्शन सेटिंग्स के लिए डेटाबेस बनाने की सिफारिश की थी।

विभिन्न उप-समिति की बैठकों में संरक्षण डेटा बेस के मामले पर चर्चा की गई थी और सदस्यों ने एनईआरपीसी से अनुरोध किया था कि उपरोक्त कार्य बल की सिफारिश के अनुसार परियोजना को जल्द से जल्द लागू किया जाना चाहिए। 15.11.2016 को आयोजित 126वीं ओसीसी बैठक के दौरान, मेसर्स पीआरडीसी ने परियोजना के विभिन्न पहलुओं के बारे में सदस्यों की शंकाओं को स्पष्ट किया।

- 28.07.2017 को आयोजित 134वीं ओसीसी बैठक में उप-समिति ने निर्णय लिया कि एनपीसी, सीईए द्वारा सुझाए गए अनुसार डीपीआर को अंतिम रूप देने के लिए एनईआरएलडीसी, एनईआरटीएस, एनईईपीसीओ, एमईईसीएल और एनईआरपीसी की एक टीम का गठन किया जाए। तदनुसार, सदस्य सचिव, एनईआरपीसी द्वारा डीपीआर उप-समिति का गठन किया गया था।

- Manipur: 132kV Imphal- Yurembam-III to be included in revised DPR. Under DPR preparation stage.
- Meghalaya: Project is under execution.
- Mizoram: Revised DPR including both 132kV Aizawl- Luangmual and 132kV Khamzawl- Khawiva to be submitted.
- Nagaland: Lines identified. Under DPR preparation stage.
- Tripura: Under DPR preparation stage.

6. PDMS

Subsequent to nation-wide Grid Disturbance on 30th & 31st July 2017 MoP vide letter No. 11/48/2012-PG dated 13th December 2012, constituted a Task Force on Power System Analysis under Contingencies. The Task Force in its report had recommended creation of database for relay/protection settings in all RPCs.

The matter of protection data base had been discussed in various sub-committee meetings and members requested NERPC that the project should be implemented at the earliest as per the recommendation of Task Force mentioned above. During the 126th OCC meeting held on 15.11.2016, M/s PRDC clarified the doubts of members regarding different aspects of the project.

- In 134th OCC meeting held on 28.07.2017 the Sub-Committee decided that a team from NERLDC, NERTS, NEEPCO, MeECL and NERPC will be constituted to finalise DPR as suggested by NPC, CEA. Accordingly, the DPR sub-committee was constituted by Member Secretary, NERPC.

- पारदर्शिता बनाए रखने के लिए, डीपीआर उप-समूह ने उपरोक्त परियोजना से संबंधित विक्रेताओं को बुलाने और उनके उत्पादों को प्रस्तुत करने का निर्णय लिया। तदनुसार 11.09.2017 को शिलांग में एनईआरपीसी सचिवालय द्वारा मेसर्स सीमेंस, मेसर्स पीआरडीसी, एनईआरएलडीसी, एनईआरटीएस, मेपीटीसीएल और एनईआरपीसी के प्रतिभागियों के साथ बैठक बुलाई गई।
- 13.09.2017 को आयोजित 136वीं ओसीसी बैठक में डीपीआर की पुष्टि की गई और टीसीसी/आरपीसी अनुमोदन के लिए सिफारिश की गई।
- 11.09.2017 और 13.09.2017 को हुई बैठकों के परिणामों के आधार पर, डीपीआर उप-समूह ने डीपीआर को अंतिम रूप देने के लिए एनईआरपीसी सचिवालय शिलांग में 18.09.2017 को फिर से एक बैठक की।
- 10 और 11 अक्टूबर 2017 को आयोजित 18वीं टीसीसी एनईआरपीसी बैठक ने डीपीआर को मंजूरी दी।

विद्युत मंत्रालय ने आदेश दिनांकित। 27 जुलाई, 2018 ने पीएसडीएफ से 100% वित्त पोषण के साथ एनईआर के लिए "सुरक्षा डेटा बेस प्रबंधन प्रणाली के विकास" के लिए स्वीकृति और अनुमोदन की सूचना दी। इसके बाद, "पूर्वोत्तर क्षेत्र के लिए वेब-आधारित सुरक्षा डेटाबेस प्रबंधन सॉफ्टवेयर और सुरक्षा सेटिंग गणना उपकरण की खरीद" के लिए एनआईटी और निविदा आईडी-01/2018 के साथ एनईआरपीसी द्वारा 31 जुलाई, 2018 को जारी किया गया था।

एनईआरपीसी मूल्यांकन समिति (विभिन्न उपयोगिताओं के सदस्यों के साथ) द्वारा उचित मूल्यांकन के बाद 01 अक्टूबर, 2018 को मैसर्स पीआरडीसी लिमिटेड को एलओए जारी किया गया था।

पूरे एनईआर डेटाबेस निर्माण और नेटवर्क मॉडलिंग के पूरा होने के बाद पीडीएमएस परियोजना को माननीय अध्यक्ष, एनईआरपीसी और मंत्री (विद्युत), सरकार द्वारा एनईआर बिजली प्रणाली को समर्पित किया गया था। मेघालय के 14 फरवरी, 2020 को गुवाहाटी में।

वर्तमान में पीडीएमएस सेवा में है और मूल रूप से वांछित सभी जरूरतों को पूरा कर रहा है।

- To maintain transparency, the DPR Sub-group decided to call the vendors related to the above project and to present their products. Accordingly, the meeting was convened by NERPC Secretariat at Shillong on 11.09.2017 with participants from M/s SIEMENS, M/s PRDC, NERLDC, NERTS, MePTCL and NERPC.
- In 136th OCC meeting held on 13.09.2017 the DPR was ratified and recommended for TCC/PC approval.
- Based on the outcome of meetings on 11.09.2017 & 13.09.2017, the DPR Sub-Group again held a meeting on 18.09.2017 at NERPC Secretariat Shillong to finalise DPR.
- The 18th TCC and NERPC meeting held on 10th and 11th October 2017 approved the DPR.

Ministry of Power vide order dated. 27th July, 2018 conveyed sanction and approval for "Development of Protection Data Base Management System" for NER with 100% funding from PSDF. Thereafter, NIT for "Procurement of Web-based Protection Database Management Software and Protection Setting Calculation Tool for North Eastern Region" and with Tender ID-01/2018 was issued by NERPC on 31st July, 2018.

After due evaluation by NERPC Evaluation Committee (with members from various utilities) the LoA was issued to M/s PRDC Ltd. on 01st October, 2018.

After completion of entire NER database building and Network modelling the PDMS project was dedicated to NER power system by Hon'ble Chairman, NERPC & Minister (Power), Govt. of Meghalaya on 14th February, 2020 at Guwahati.

Presently PDMS is in-service and catering to all the needs as originally desired.

वर्ष 2021-22 के दौरान बैठकों की सूची
LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2021-22

OCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	177th OCC Meeting	22.04.2021	Shillong (Online)
2	178th OCC Meeting	21.05.2021	Shillong (Online)
3	179th OCC Meeting	18.06.2021	Shillong (Online)
4	180th OCC Meeting	16.07.2021	Shillong (Online)
5	181th OCC Meeting	20.08.2021	Shillong (Online)
6	182nd OCC Meeting	21.09.2021	Shillong
7	183rd OCC Meeting	21.10.2021	Sohra
8	184th OCC Meeting	26.11.2021	Guwahati
9	185th OCC Meeting	15.12.2021	Guwahati
10	186th OCC Meeting	21.01.2022	Shillong (Online)
11	187th OCC Meeting	16.02.2022	Shillong (Online)
12	188th OCC Meeting	16.03.2022	Guwahati

CC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	42nd CC Meeting	05.08.2021	Shillong (Online)
2	43rd CC Meeting	17.12.2021	Guwahati
3	44th CC Meeting	17.03.2022	Guwahati

PCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	56th PCC Meeting	21.04.2021	Shillong (Online)
2	57th PCC Meeting	15.02.2022	Shillong (Online)

NETeST Meeting

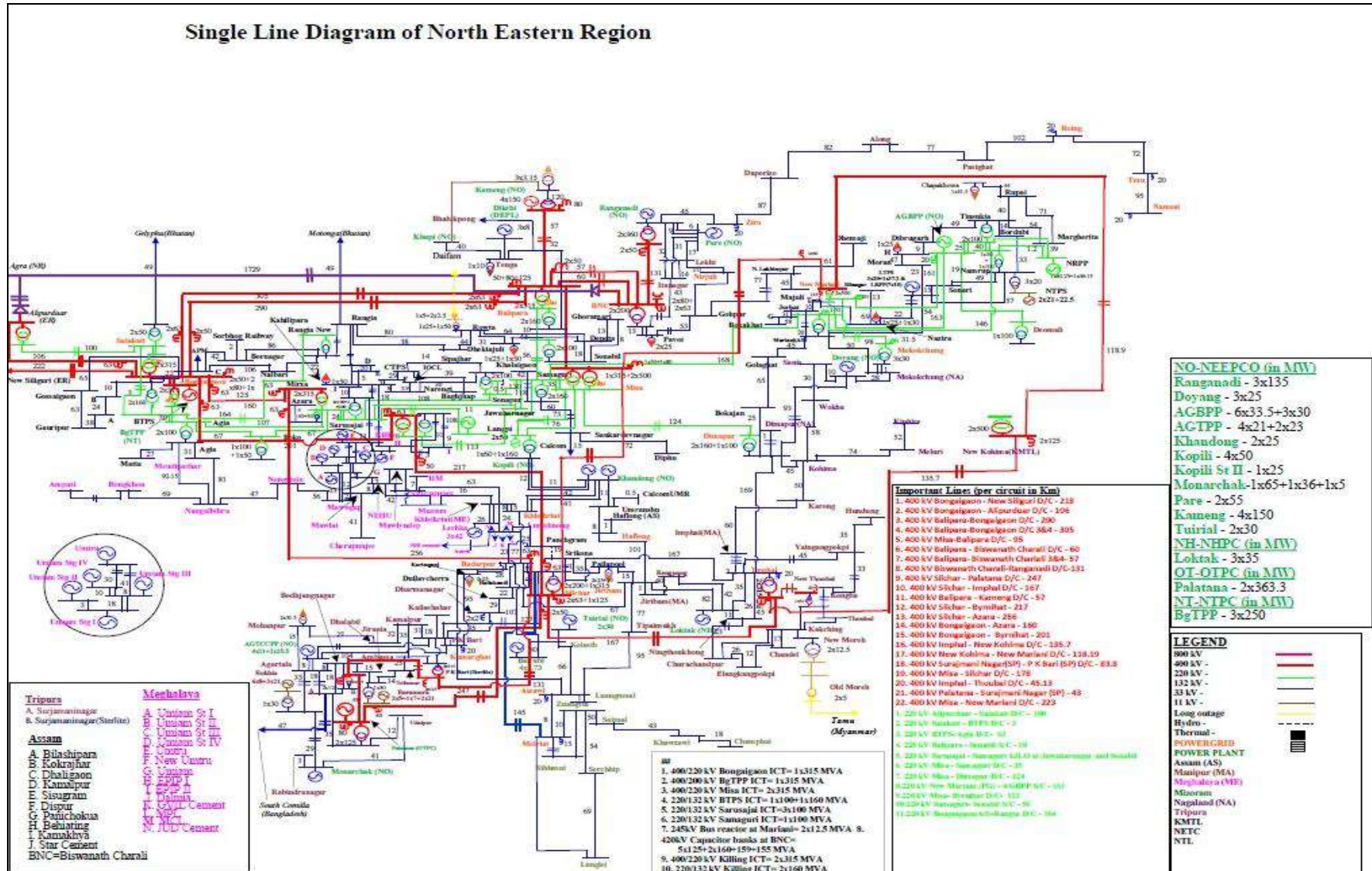
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	20th NETeST Meeting	20.04.2021	Shillong (Online)
2	21st NETeST Meeting	25.11.2021	Guwahati
3	22nd NETeST Meeting	17.03.2022	Guwahati

NERPC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	22nd TCC & NERPC Meeting	26.03.2022 & 28.03.2022	Guwahati

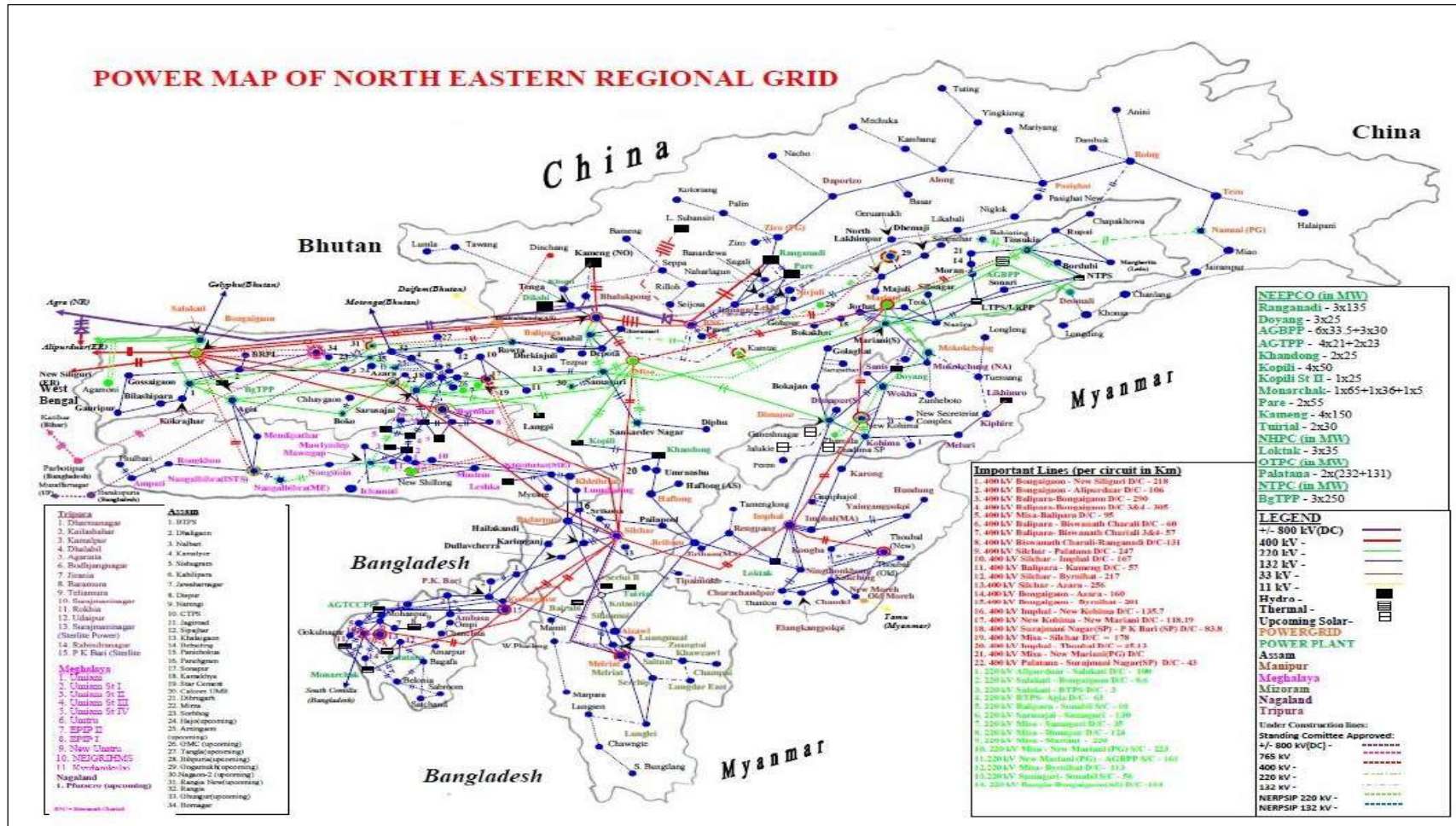
The Single Line Diagram of the North Eastern Regional Grid as on 31.03.2022 is given below

प्रदर्श Exhibit-I (A)

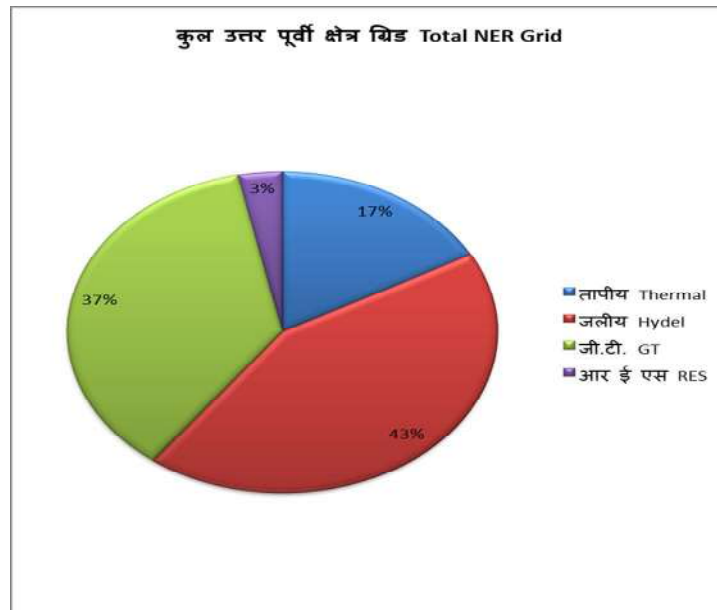
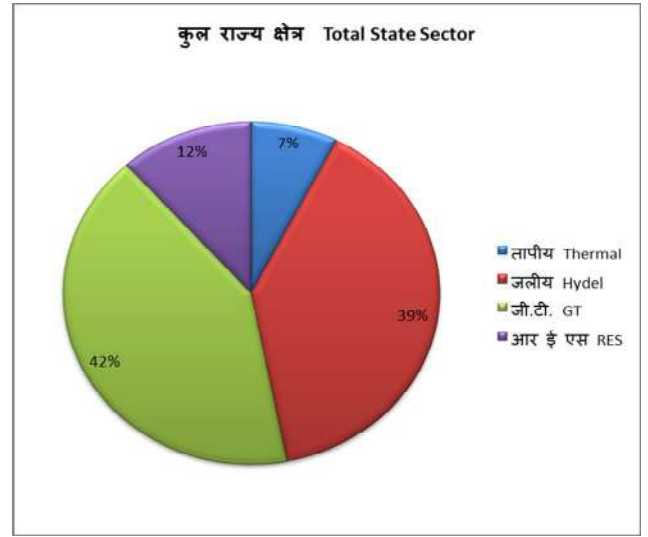
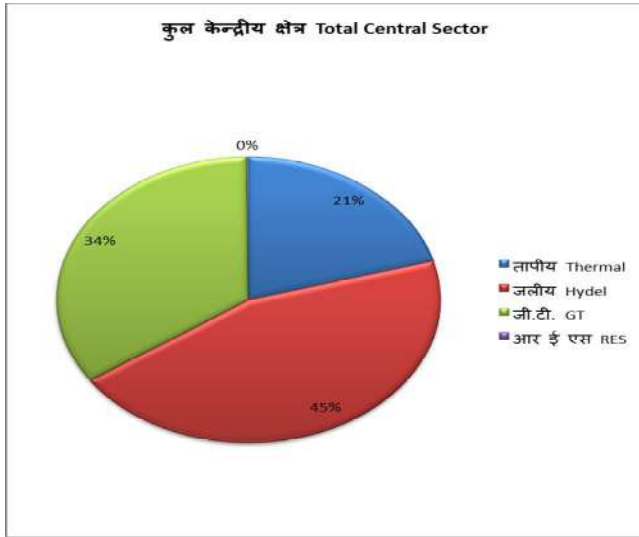


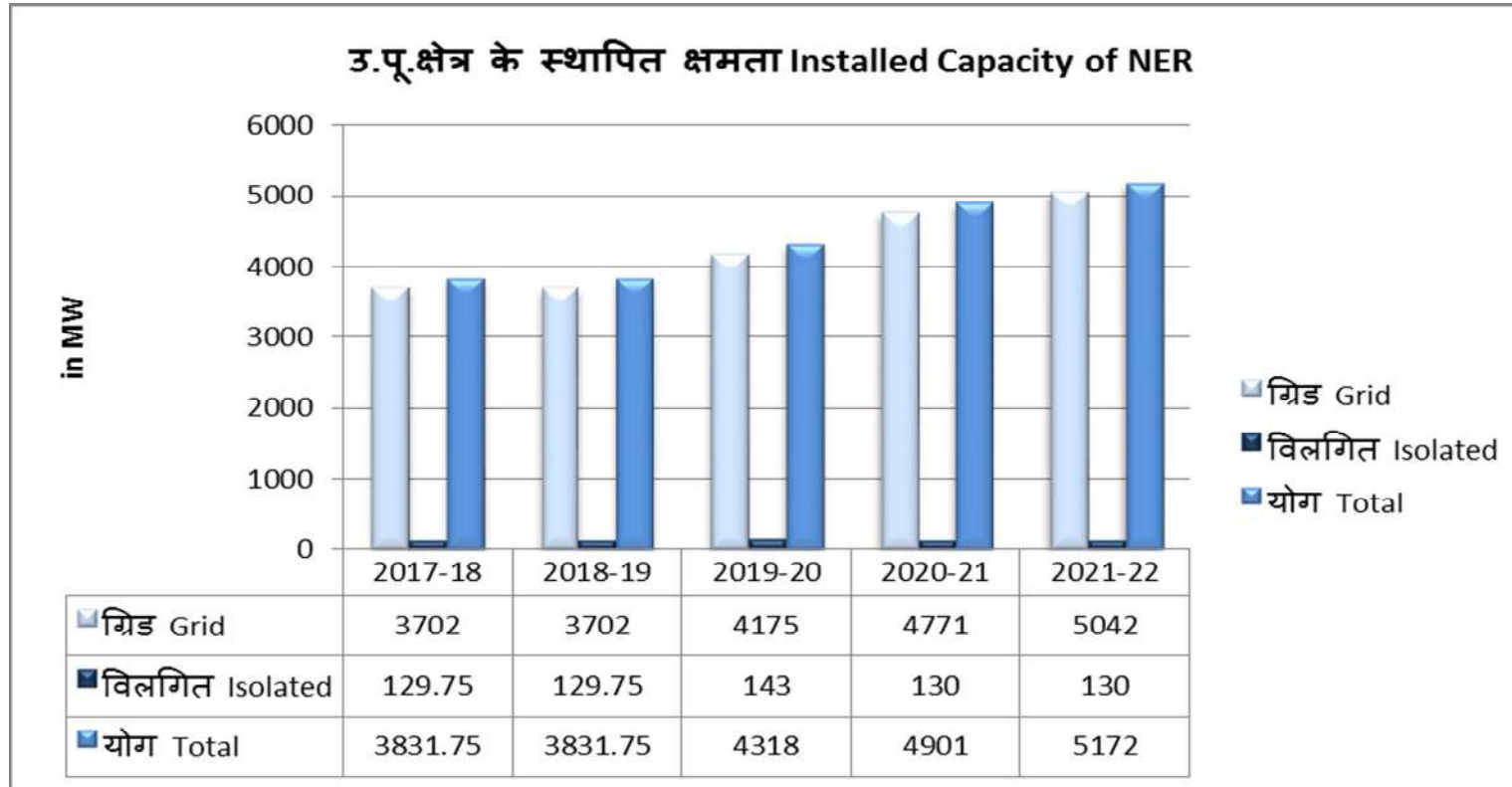
The Power Map of the North Eastern Regional Grid as on 31.03.2022 is given below

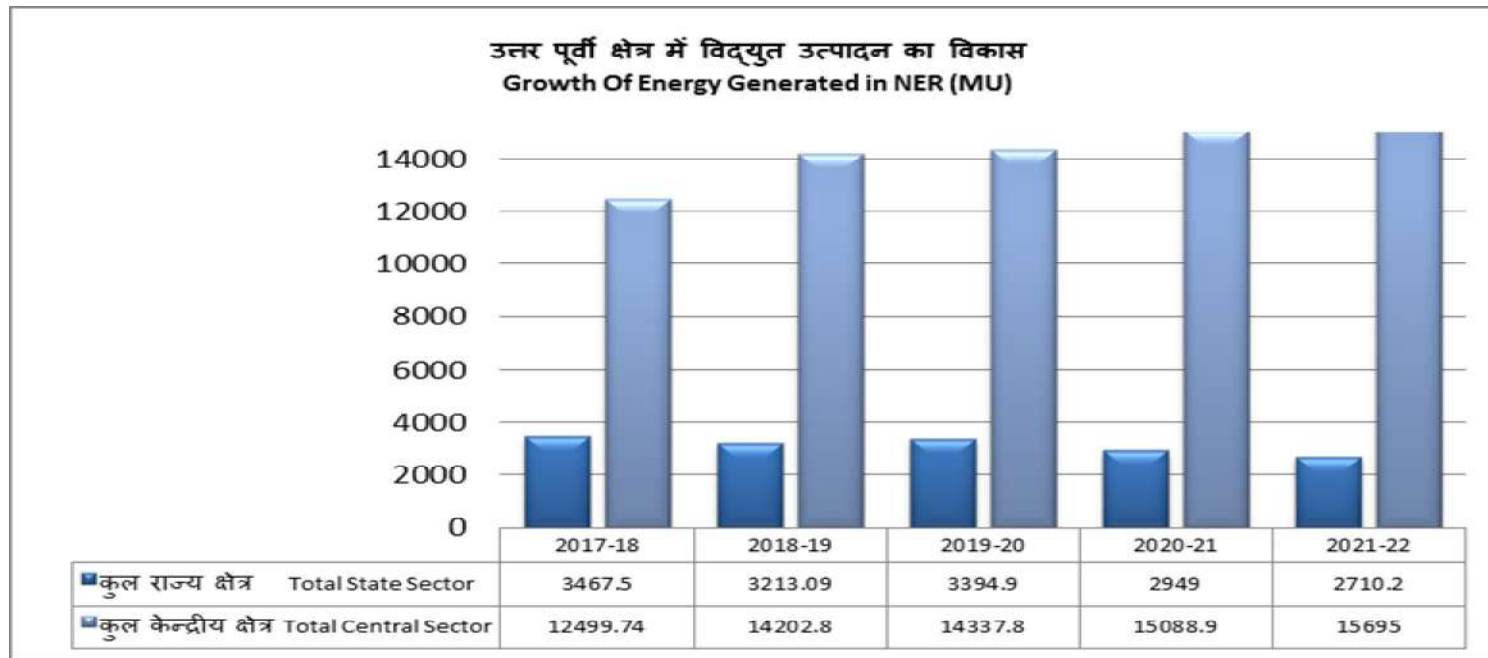
प्रदर्श Exhibit-I (B)

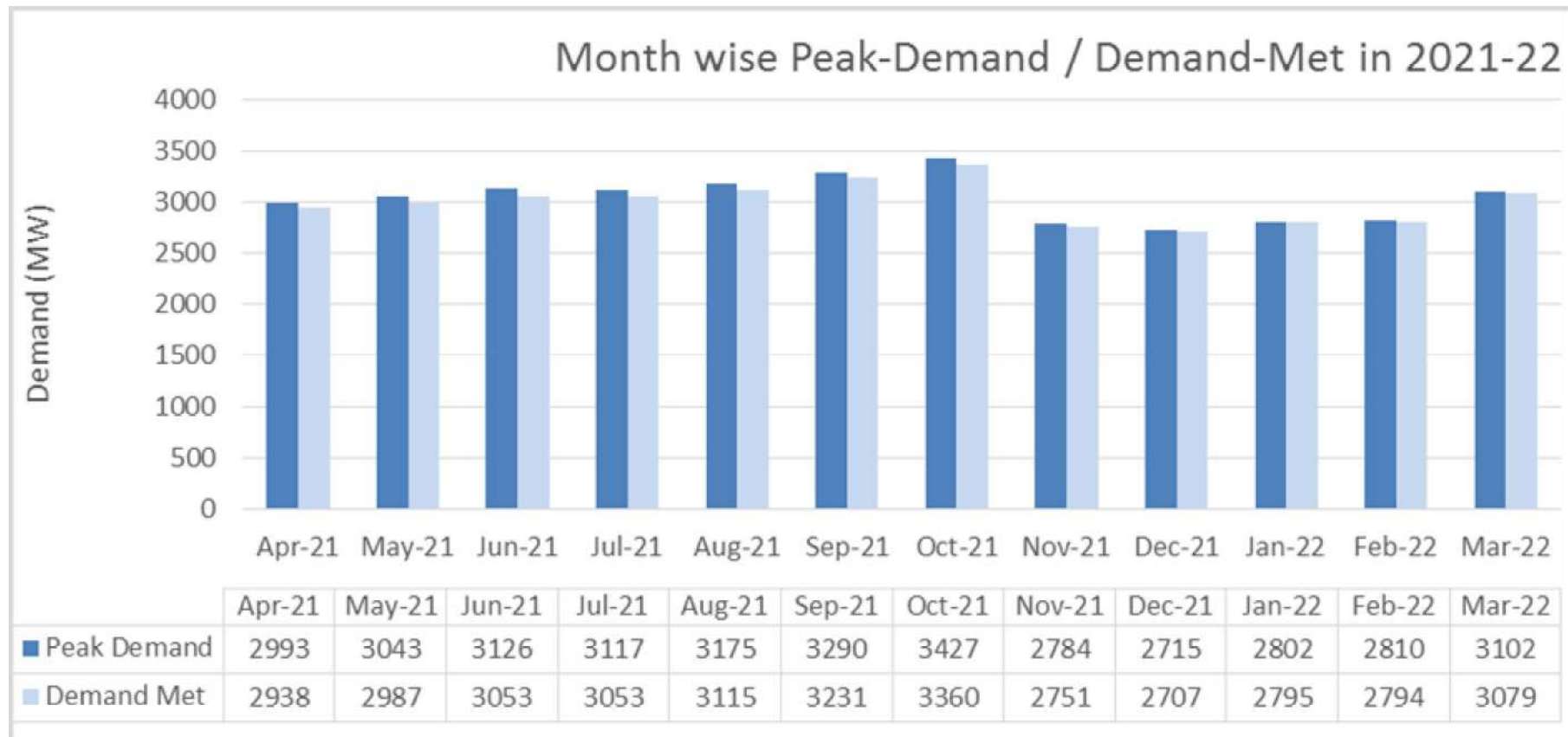


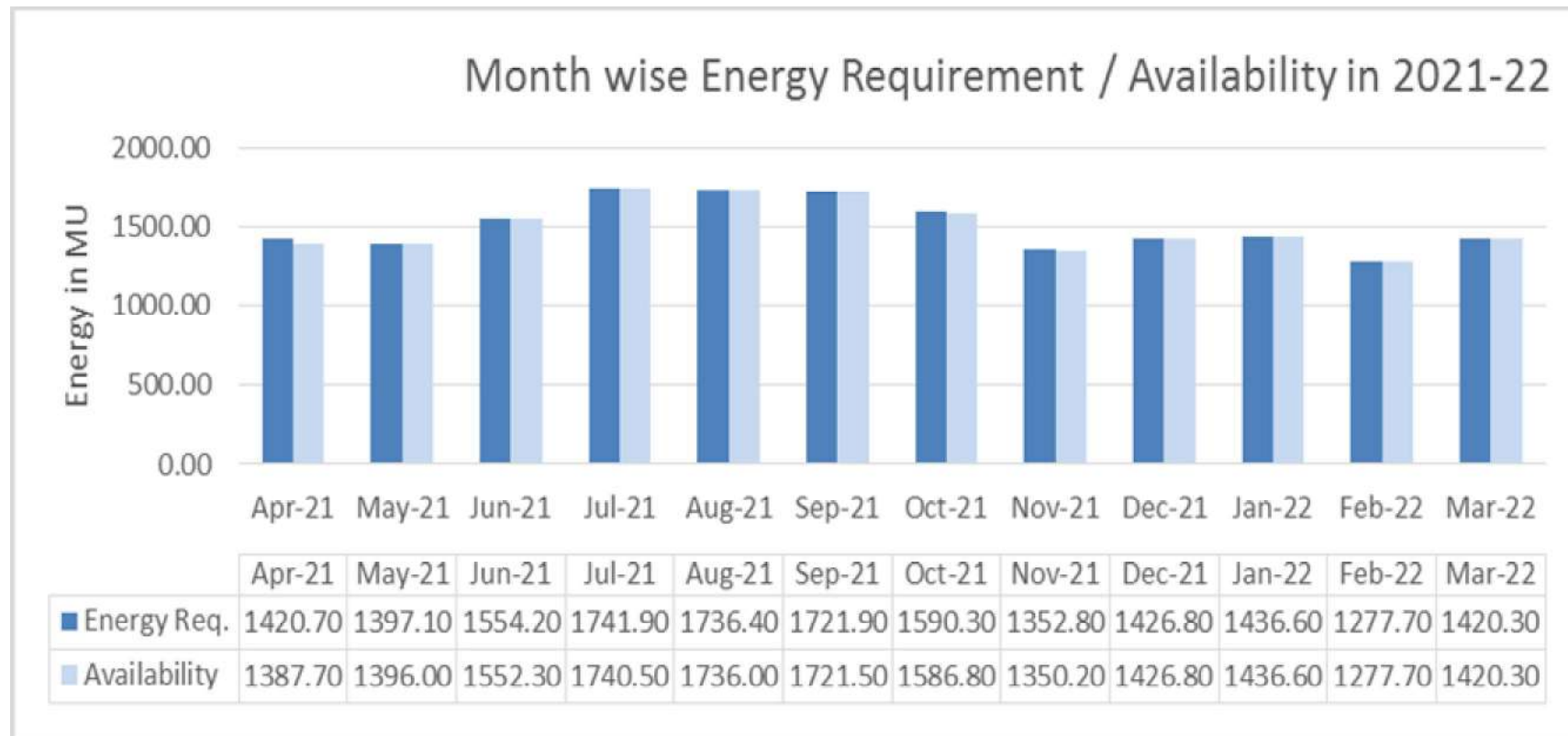
31.03.2022 को उत्तर पूर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)
Installed Capacity (MW) of NER as on 31.03.2022



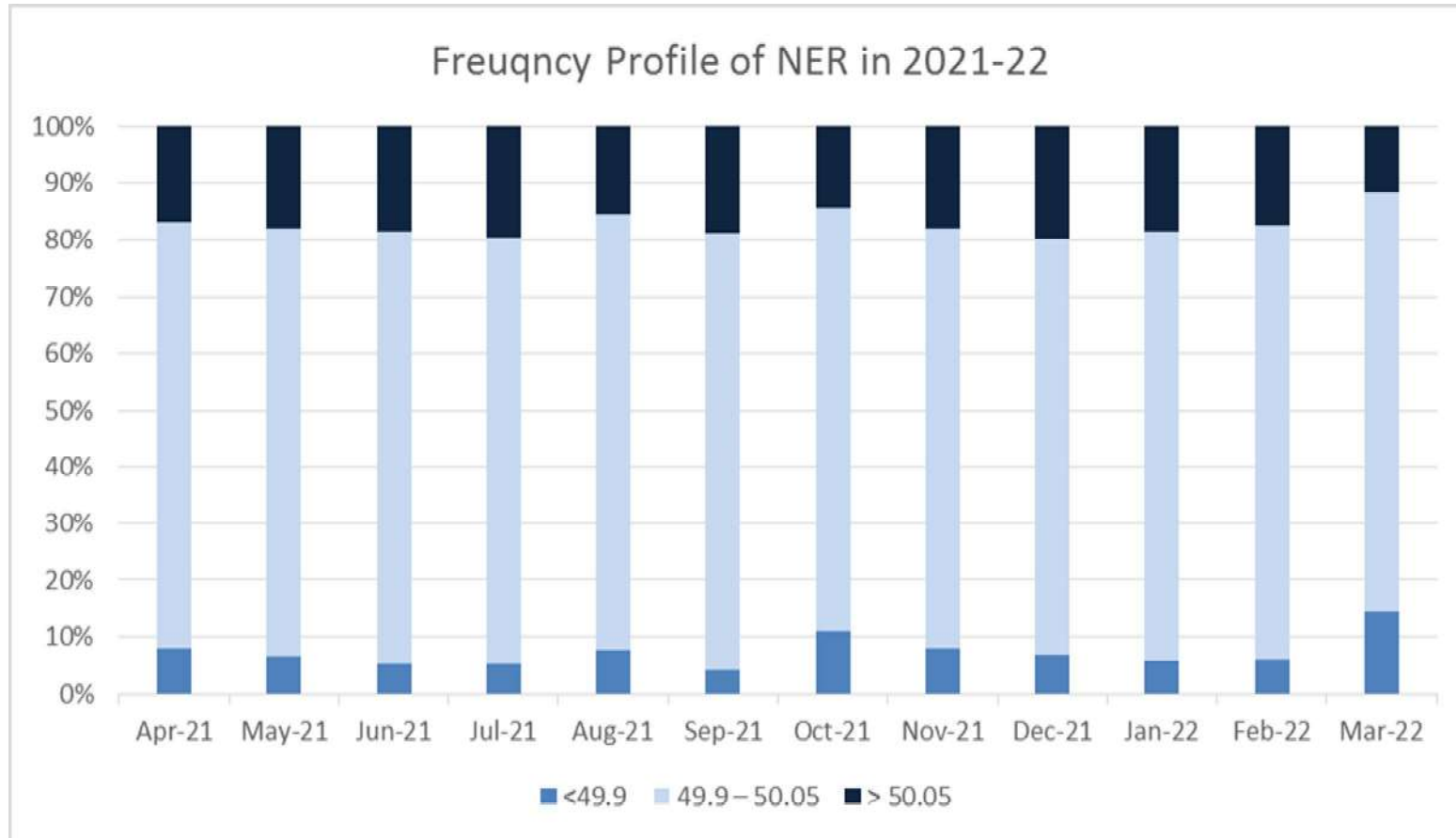




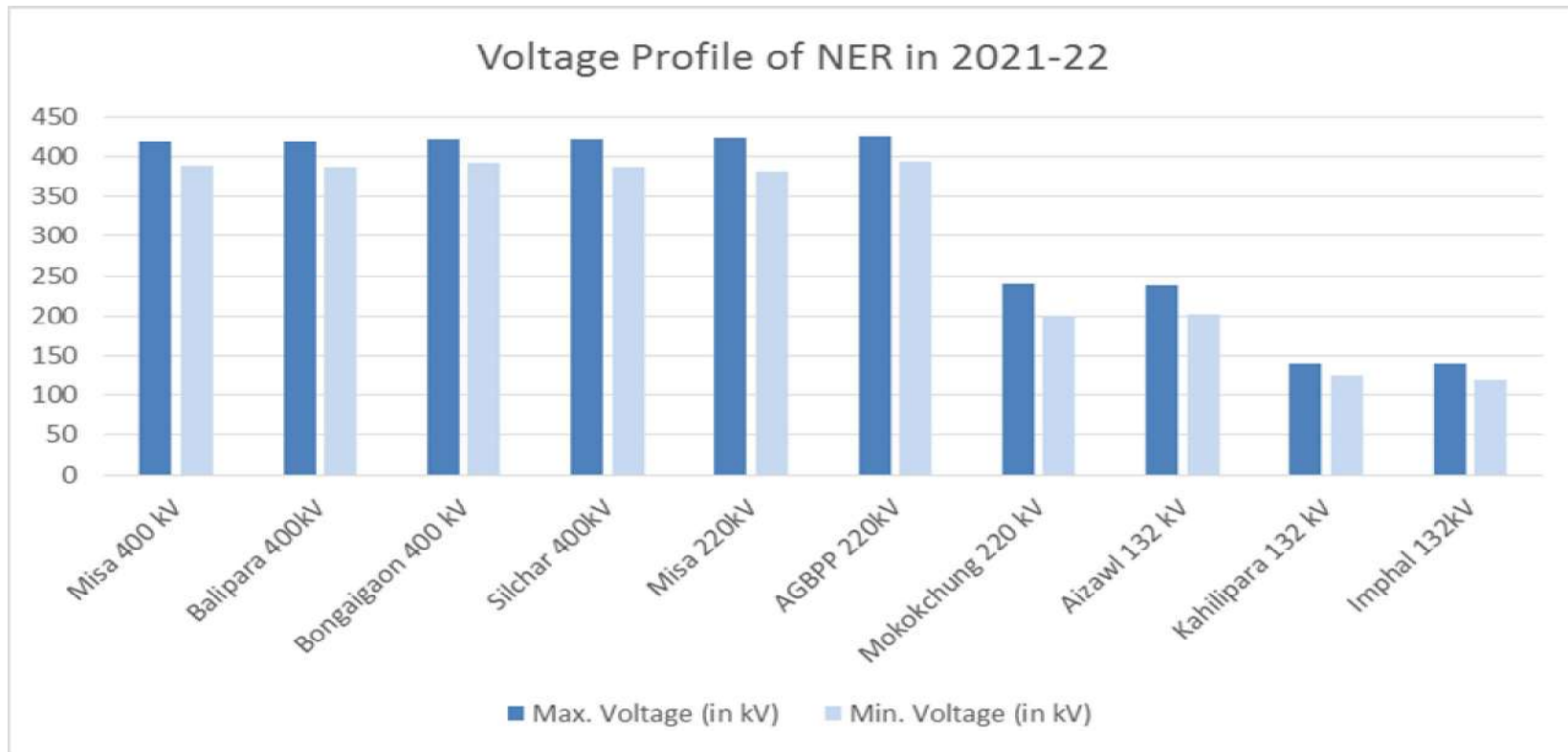




प्रदर्श Exhibit-VII



प्रदर्श Exhibit-VIII



प्रदर्श Exhibit-IX

