



सत्यमेव जयते

वार्षिक रिपोर्ट
ANNUAL REPORT
2019-20

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	9-22
2.1	स्थापित क्षमता Installed Capacity	9
2.2	उत्पादन Generation	11
2.3	माँग Demand	11
2.4	ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता Energy Requirement Vs. Availability	13
2.5	अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter-regional Energy Exchange	14
2.6	आवृत्ति Frequency	14
2.7	वोल्टेज Voltage	15
2.8	संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factors	15
2.9	प्रणाली भार गुणांक System Load Factors	16
2.10	समांतर प्रचालन Synchronous Operation	16
2.11	जलाशय स्तर Reservoir Levels	16
2.12	विद्युत कटौती Power Cuts	16
2.13	इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन Units & Transmission Lines Commissioned	17
2.14	उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति Progress of construction of Generating Units & Transmission Elements	18
2.15	केंद्रीय क्षेत्र विद्युत का आवंटन Allocation of Central Sector Power	21

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
अध्याय Chapter 3	ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances	24-26
अध्याय Chapter 4	वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ Commercial and Energy Accounting Activities	27-32
4.1	क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए) Regional Energy Accounting (REA)	27
4.2	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम)/Deviation Settlement Mechanism (DSM)	29
4.3	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम) देय DSM Payable	30
4.4	पारेषण शुल्क Transmission Tariff	31
अध्याय Chapter 5	संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन Operation, Protection, Communication & System Studies	34-43
5.1	यूएफआर प्रणाली UFR Scheme	34
5.2	विशेष सुरक्षा योजना Special Protection Scheme	34
5.3	यूएफ रिले का निरीक्षण Inspection of UF relays	40
5.4	दीपायन योजना Islanding Scheme	40
5.5	नए एसएलडीसि का निर्माण Setting up of new SLDCs	40
5.6	विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) Power System Development Fund(PSDF)	41
अध्याय Chapter 6	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें Meetings of North-Eastern Regional Power Committee	44-53
6.1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	44
6.2	तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	45
6.3	वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक Commercial Committee (CC) Meeting	48
6.4	संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	49
6.5	संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	52
6.6	उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेटरी (नेटेस्ट) बैठक North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST)	53
अध्याय Chapter 7	रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification	54-55
7.1	जारी की गई रिपोर्ट Reports issued	54

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
7.2	पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन Certification of Transmission Availability	54
अध्याय Chapter 8	राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy	56
8.1	हिंदी प्रशिक्षण Hindi Training	56
8.2	हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग Hindi Correspondence & utilization	56
8.3	राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक Meeting of Official Language implementation committee	56
8.4	हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां Hindi Week & other Hindi related activities	56

सं. No.	अनुलग्नक Annexures	पृष्ठ सं. Page No.
I	31.03.2020 को उ.पू.क्षे.वि.स. के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2020	58-60
II	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnel of NERPC Secretariat as on 31.03.2020	61
III	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2020	62
IV	वर्ष 2019-20 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2019-20	63
V	वर्ष 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2019-20	64
VI	वर्ष 2019-20 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2019-20	65-67
VIIA&B	वर्ष 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2019-20	68
VIII	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water Level and Energy Content of major Reservoirs	69
IX	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy	70
X	यूएफआर लोड शेडिंग विवरण UFR based load shedding details	71-75
XI	दीपायन योजना तथ्य Islanding Scheme details	76
XII	पीएसडीएफ वित्त-पोषित योजनाओं की स्थिति Status of PSDF Funded Schemes	77-82
XIII	वर्ष 2019-20 के दौरान आयोजित समितियों की बैठकों की सूची List of meetings during the year 2019-20	83
प्रदर्श Exhibits		
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	84
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	85
II	31/03/2020 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31-03-2020	86
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during five years	87
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	88
V	वर्ष 2019-20 में माहवार उच्चतम माँग/माँग पूर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2019-20	89
VI	वर्ष 2019-20 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता/उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2019-20	90
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	91
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	92
IX	वर्ष 2019-20 में प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs in 2019-20	93-95
X	वर्ष 2019-20 में प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs in 2019-20	96

31/03/2020 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2020



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

Shri Neiphu Rio,
Hon'ble Chief Minister &
Minster 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 तोपोन कुमार गोगोइ
माननीय विद्युत मंत्री,
असम सरकार
Shri Topon Kumar Gogoi
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 मुख्य मंत्री एवं
विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार
Shri R. Lalzirliana,
Hon'ble Minister of Power, Govt. of
Mizoram

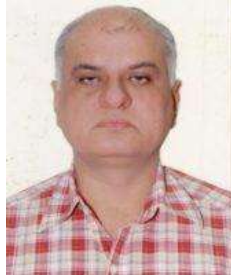


श्री जेम्स पी के संगमा ,
माननीय विद्युत मंत्री
मेघालय सरकार
Shri James P. K. Sangma
Hon'ble Minister of Power, Govt. of
Meghalaya

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



श्री दिनेश चंद्र ,आईईएस
सदस्य (जीओ&डी)
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
Shri Dinesh Chandra, IES
Member(GO&D),
Central Electricity Authority



श्री जी एस मीणा ,आईईएस
आयुक्त (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार
Shri G.S. Meena, IAS
Commissioner (Power), Govt. of Ar.
Pradesh



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



श्री के.एच.रघुमनी , आईईएस
प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार
Shri Kh. Raghmani, IAS
Principal Secretary (Power),
Govt. of Manipur



श्री विजय कुमार, आईईएस,
आयुक्त एवं सचिव(विद्युत),
मेघालय सरकार
Shri Vijay Kumar, IAS
Commissioner & Secretary(Power),
Govt. of Meghalaya

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



<p>श्री ह. ललेंगमविअ सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार Shri H. Lalengmawia, IAS Secretary (Power), Govt. of Mizoram</p>	<p>श्री एस.के.राकेश, आईएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार Shri Manoj Kumar, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Tripura</p>
--	---



<p>श्रीमती ए.निकोला, अध्यक्ष, एमईईसीएल, मेघालय सरकार Smti. A. Nikhla Chairperson, MeECL Govt. of Meghalaya</p>	<p>श्री वी.के.सिंह, अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड Shri V. K. Singh, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd.</p>	<p>श्री ए. के. गुप्ता, निदेशक (वाणिज्य), एनटीपीसी Shri A. K. Gupta Director (Coml.), NTPC</p>
--	--	---



<p>श्री वाइ.के.चौबे निदेशक (तकनीकी), एनएचपीसी Shri Y.K. Chaubey Director (Technical), N.H.P.C.</p>	<p>श्रीमती सीमा गुप्ता, निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड Smt. Seema Gupta Director (Operation), Powergrid</p>
--	---



श्री अरुन कुमार गर्ग
सीईओ, एनवीवीएनएल
Sh. Arun Kumar Garg
CEO, NVVNL



श्री वाइ.के.पिपरसेनिया,आइएएस,
अध्यक्ष
एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल
Shri V.K. Pipersenia, IAS
Chairman AEGCL/APGCL/APDCL



श्री एस. गांगुली
एमडी, ओ.टी.पी.सी
Shri S. Ganguly
MD,OTPC



श्री ध्रुवज्योति हज़ारिका
प्रबन्धक निदेशक, एईजीसीएल
Shri. Dhruvajyoti Hazarika
MD, AEGCL

श्रीमती कल्याणी बरुआ
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.जी.सी.एल.
Smti. Kalyani Baruah
MD, APGCL



श्री राजेश अग्रवाल,आइएएस
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल.
Shri Rajesh Agarwal, IAS
MD, APDCL



श्री वी.सुरेश
कार्यपालक निदेशक, एनईआरएलडीसी
Shri V. Suresh
Executive Director
NERLDC



श्री ए.के.ठाकुर, आईईएस (सीपीईएस)
सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय
विद्युत समिति
Shri A.K. Thakur, 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 अर्थात (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 सत्तर के दशक के दौरान केन्द्रीय सैक्टर 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। क्षेत्र के पारेषण प्रणाली (ट्रांसमिशन सिस्टम) का विद्युत नक्शा प्रदर्श - I(A) & I(B) में दर्शाया गया है:

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

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

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

1.2 एनईआरपीसी का संविधान

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विभिन्न विद्युत एजेंसियों जैसे एईजीसीएल, एपीजीसीएल, एपीडीसीएल, त्रिपुरा की टीएसईसीएल, एमईपीटीसीएल, एमईपीजीसीएल, एमईपीडीसीएल, एमएसपीसीएल, एमएसपीडीसीएल, अन्य तीन राज्य सरकारों अरुणाचल प्रदेश, मिजोरम, नागालैंड के विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत ट्रांसमिशन एजेंसियों, अर्थात् नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कारपोरेशन 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। एनईआरपीसी की अध्यक्षता चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु क्षेत्र के राज्य के नाम के वर्णमाला क्रम में घटकर राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 31.03.2020 को एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. नैफिउ रिओ, माननीय मुख्य मंत्री एवं कार्य प्रभारी विद्युत मंत्री नगालैण्ड सरकार हैं। 31.03.2020 को 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। 31.03.2020 को श्री. पी.के. मिश्रा सदस्य सचिव हैं। 31.03.2020 तक सचिवालय के अन्य कार्मिक अनुलग्नक-II में दिए गये हैं जबकि अनुलग्नक-III पदों की मंजूरी और 31.03.2020 तक उनका भरण दर्शाता है।

1.2 Constitution of NERPC:

The various power sector agencies in the North-Eastern Region e.g. AEGCL, APGCL, APDCL, TGBPP, MePTCL, MePGCL, MePDCL, MSPCL, MSPDCL, TSECL, Power Departments of the other three State Governments i.e. Arunachal Pradesh, Mizoram, Nagaland and Central Sector Power Generating and Transmission agencies, namely North Eastern Electric Power Corporation Ltd.(NEEPCO), National Hydroelectric Power Corporation(NHPC), National Thermal Power Corporation (NTPC), ONGC Tripura Power Corporation (OTPC), Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL), North Eastern Regional Load Dispatch Centre (NERLDC), representatives of Power Trading Cos. and IPPs are members of NERPC.

Chairmanship of NERPC is held by Hon'ble Ministers of Power of the constituent States for a period of one year by rotation in alphabetical order of the name of the State of the Region. The Chairman of NERPC as on 31.03.2020 is Shri Neiphui Rio, Hon'ble Chief Minister & I/C Power, Govt. of Nagaland. Members of the NERPC as on 31.03.2020 are given at Annexure-I.

The Secretariat of NERPC is located at Shillong and is headed by Member Secretary, who is appointed by Central Electricity Authority, Ministry of Power, Govt. of India and he is an officer of Central Power Engineering (Group-A) Services. Member Secretary is the administrative and technical head of NERPC Secretariat with the powers of the Head of Department. As on 31.03.2020 Shri A.K. Thakur is Member Secretary of NERPC. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2020 are given in Annexure-II whereas Annexure-III shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2020.

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 मिनिट्स 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 नोट, मिनट और पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
8. प्रणाली विश्लेषण को पूर्ण करना और ग्रिड व्यवधान का विश्लेषण करना।
9. क्षेत्र के लिए पारेषण लाइन, तत्वों, जेनेरेशन 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. सीटीयू का पारेषण उपलब्धि प्रमाणन।

1.3.3 सुरक्षा:

1. क्षेत्र में व्याप्त प्रणाली बाधाओं का विश्लेषण।
2. संरक्षण सुरक्षा रिले योजनाओं की समीक्षा।
3. रिले समन्वय योजनाएं।
4. दीपायन योजनाएं।
5. स्वचालित अधो-आवृत्ति लोड शेडिंग योजनाएं।
6. क्षेत्र में ग्रिड व्यवधान जांच समिति द्वारा उपर्युक्त 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 अफ 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 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 of CTU.

1.3.3 Protection:

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

1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन:

1. वार्षिक रिपोर्ट लोड उत्पत्ति शेष रिपोर्ट आदि तैयार करना।
2. डाटा संकलन, उसका विश्लेषण और प्रलेखन।
3. 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 अनुपूरक 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. इस क्षेत्र की कार्यपालन समन्वय समिति की सहायता से इस क्षेत्र के लिए समन्वित रखरखाव अनुसूची तैयार करना।
8. लोड पूर्वानुमान।

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 coordinating committee;
8. Load forecasting.

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

- I. To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance.
- II. To facilitate inter-state/inter-regional transfer of power.
- III. To facilitate all functions of planning relating to inter-state/intra-state transmission system with CTU/STU.
- IV. To coordinate planning of maintenance of Generating Machines of various Generating Companies supplying electricity to the Region on annual basis and also to undertake review of maintenance programme on monthly basis.

- | | |
|--|---|
| <p>V. ग्रिड के स्थिर संचालन के लिए सुरक्षा के अध्ययन सहित संचालन योजना का अध्ययन करना।</p> <p>VI. वार्षिक/मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना बनाना।</p> <p>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।</p> <p>VIII. क्षेत्र में विद्युत व्यवस्था के संचालन में दक्षता और अर्थव्यवस्था से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति तैयार करना ।</p> | <p>V. To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.</p> <p>VI. To undertake planning of outage of Transmission System on monthly basis.</p> <p>VII. To undertake planning for maintaining proper voltages through review of Reactive Compensation requirement through System Study Committee and monitoring of installed capacitors.</p> <p>VIII. To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.</p> |
|--|---|

1.3.5 टेलीमीटरी

1. पूर्वोत्तर क्षेत्र के एसएलडीसीओं में SCADA का उन्नयन और कार्यान्वयन ।
2. पूर्वोत्तर क्षेत्र के विभिन्न ग्रिड तत्वों की टेलीमीटरिंग स्थिति 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।

1.3.5 Telemetry:

1. Upgradation and implementation of SCADA system for SLDC's 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.



२०वीं एनईआरपीसी बैठक, शिलांग / 20th NERPC Meeting, Guwahati.

अध्याय / CHAPTER – 2

क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance

2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2018 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयंत्रों की कुल स्थापित क्षमता 3702 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 652.5, 1389.7 और 1649.8 मेगावाट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयंत्रों का योगदान हैं। 31/03/2018 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता प्रदर्श-II में दर्शया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 129.75 मेगावाट isolated क्षमता है, जिसमें पनबिजली 77.75 मेगावाट और जी.टी./ डीजल 52 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2018 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 3831.75 मेगावाट है।

राज्यों में 31 मार्च 2018 की स्थिति के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड (मेगावाट में) की स्थापित क्षमता:-

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।

2.1 Installed Capacity:

Total installed capacity of the power generating stations in North Eastern Region (NER) connected to the Regional Grid is 4175.1 MW as on 31st March, 2020 out of which 855, 1577 and 1733.1 MW are contributed by thermal, hydel and gas turbine stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2020 is shown in Exhibit-II. Apart from this, there is around 143 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 87 (MW) and GT/ Diesel 52 (MW). So, total installed capacity of the region as on 31st March, 2020 is 4318.1 MW (including isolated generation in all states).

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31st March, 2020**:-

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

वर्ष Year	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)				
	ग्रिड Grid	विलगित Isolated	योग Total	New Addition	% change
2015-16	3477.1	124	3601.10	361.93	11.17%
2016-17	3528.1	124	3652.10	51	1.42%
2017-18	3702	129.75	3831.75	179.65	4.92%
2018-19	3702	129.75	3831.75	0	0
2019-20	4175.1	143	4318.1	486.35	11.26%

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

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		130	-		130
f) डोयांग DOYANG	-	-	75		75
g) रंगनदी RANGANADI	-	-	405		405
h) मोनारचक MONARCHAK		101	-	5	106
i) तुरिएल Turial			70		70
j) पारे Pare			110		110
2. एनएचपीसी NHPC	-				
a) लोकताकLOKTAK	-	-	105		105
3. ओटीपीसी OTPC					
a) पलटनाPALATANA	-	726.6	-		726.6
4. एनटीपीसी NTPC					
a) बीजीटीपीपी BgTPP	750				750
कुल केंद्रीय क्षेत्र Total Central Sector:	750	1248.6	1040	5	3043.6
राज्य क्षेत्र State Sector					
1.अरुणाचल प्रदेश Arunachal Pradesh			24		24
2. असम + डीएलएफ ASSAM + DLF		291	107	5	403
3. मेघालय MEGHALAYA	105		355		460
4. मिजोरम MIZORAM		24	12		36
5.त्रिपुरा TRIPURA		169.5	15		184.5
6. नगालैण्ड NAGALAND			24		24
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector :	105	484.5	537	5	1131.5
कुल एनईआर ग्रिड Total NER Grid	855	1733.1	1577	10	4175.1

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)						
	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
ASEB	1849.654	1919.388	1843.07	1670.47	1488.04	1488.84	1484.3
MeECL	869.92	846.33	925.14	829.84	1233.3	979.02	1068.1
Tripura	750.887	761.611	719.34	657.44	638.81	634.74	737.7
Nagaland	104.401	84.351	89.31	107.86	88.84	87.37	76.01
Mizoram	39.936	23.966	13.88	31.52	18.51	23.12	28.79
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector	3614.798	3635.646	3590.74	3297.13	3467.5	3213.09	3394.9
Kopili+Khand+Kopili-II	973.19	717.294	954.1	1192.2	1433.5	1324.7	1010.5
Doyang	245.792	165.309	176.4	257.9	274.3	231.4	180.9
AGBPP	1726.442	1741.064	1709.2	1572.7	1598.5	1639.4	1722.1
AGTPP	641.627	628.664	871.1	902.3	688.2	650.6	806.6
Monarchak	-	-	95.6	158.2	677.54	681.1	720
Ranganadi	980.902	1109.496	1280	1249.1	1416.8	1052	1289.5
Turial	-	-	-	-	-	143.2	176.9
Pare	-	-	-	-	-	327.3	471.4
Loktak	639.804	372.43	537.5	741.1	827.2	602.6	357.9
Palatana	996.551	2664.316	3479.2	4773.9	4052.7	4708.4	3885
BgTPP	-	-	114.8	1633	1531	2842.1	3717
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector	6204.308	7398.573	9218.1	12480.4	12499.74	14202.8	14337.8
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र	9819.106	11034.219	12808.84	15777.53	15967.24	17415.89	17732.7

2.3 माँग:

वित्तीय वर्ष 2019-20 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति प्रदर्श-V में दर्शाया गया है और वर्ष 2019-20 के दौरान दर्शाया राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है

2.3 Demand:

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2019-20 is depicted in Exhibit-V and the statewise data for the FY 2019-20 is furnished in the following page:

वित्तीय वर्ष 2019 -20 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति/Peak Demand and Peak Demand met during 2019 -20. (in MW)

States	Particulars	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Peak Demand	139	140	146	137	156	156	137	151	139	125	158	154
	Demand Met	136	138	144	134	152	152	137	146	139	117	130	128
असम Assam	Peak Demand	1910	1935	2032	2021	2193	2134	1964	1727	1592	1582	1603	1677
	Demand Met	1667	1673	1791	1793	1956	1900	1770	1508	1380	1366	1370	1430
मणिपुर Manipur	Peak Demand	197	183	188	182	191	189	197	224	216	220	226	210
	Demand Met	188	181	182	175	184	182	183	201	216	218	216	200
मेघालय Meghalaya	Peak Demand	336	329	367	333	333	336	338	363	364	371	368	343
	Demand Met	337	325	367	332	333	336	338	350	365	371	370	343
मिजोरम Mizoram	Peak Demand	116	102	101	102	93	93	102	107	125	127	133	111
	Demand Met	113	100	99	100	91	91	102	107	125	127	132	111
नागालैंड Nagaland	Peak Demand	157	130	144	168	186	173	151	149	167	181	164	157
	Demand Met	131	128	140	151	169	156	148	148	153	159	150	142
त्रिपुरा Tripura	Peak Demand	292	297	320	298	301	299	291	258	224	229	221	254
	Demand Met	291	295	311	297	300	298	291	257	224	229	222	252
उ.पू.क्षेत्र NER	Peak Demand	2848	2758	2922	2938	2940	2945	2989	2714	2539	2620	2656	2593
	Demand Met	2780	2674	2861	2861	2861	2861	2878	2639	2530	2588	2592	2509

2.4 ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता:

वित्तीय वर्ष 2019-20 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता प्रदर्श-VI में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2019-20 के दौरान विस्तृत राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

2.4 Energy Requirement vs Availability:

The energy requirement Vs availability in NER during 2019-20 is depicted in **Exhibit-VI** and the statewise data for the FY 2019-20 is furnished in the following table:

वित्तीय वर्ष 2019 -20 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता/Energy Requirement vs availability during 2019 -20. (in MU)													
States	Particulars	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Energy Req.	62.29	60.57	68.53	69.14	67.67	57.99	57.28	56.17	62.19	69.26	61.93	59.70
	Availability	61.90	60.15	68.12	68.78	67.20	57.65	56.99	55.83	61.91	68.97	61.68	59.41
असम Assam	Energy Req.	753.86	815.71	965.11	955.07	947.54	994.32	949.63	724.35	663.34	684.06	660.99	689.64
	Availability	695.98	734.44	917.09	899.10	899.10	899.10	899.10	704.41	654.09	669.16	648.06	668.33
मणिपुर Manipur	Energy Req.	62.39	70.68	70.30	74.66	74.69	74.64	74.62	75.02	91.07	95.37	84.34	75.79
	Availability	61.33	70.13	69.74	74.19	74.19	74.19	74.19	74.54	90.64	94.96	83.86	75.42
मेघालय Meghalaya	Energy Req.	168.74	162.11	168.61	171.31	171.31	171.31	171.16	174.48	186.99	212.95	188.49	164.33
	Availability	158.62	153.71	168.18	171.21	171.21	171.21	171.21	174.53	183.73	198.11	181.93	160.03
मिजोरम Mizoram	Energy Req.	44.52	46.37	46.66	55.97	56.10	56.00	55.97	49.71	58.43	60.75	57.30	59.20
	Availability	44.05	45.98	46.31	55.61	55.61	55.61	55.61	49.37	58.15	60.44	57.02	58.97
नागालैंड Nagaland	Energy Req.	58.74	65.56	70.09	70.13	70.43	70.09	70.04	66.07	73.39	71.59	63.63	64.42
	Availability	58.26	64.98	69.60	69.70	69.70	69.70	69.70	65.67	73.10	71.20	63.14	64.11
त्रिपुरा Tripura	Energy Req.	118.96	167.53	147.79	144.83	150.07	144.48	143.76	105.35	102.91	104.02	97.75	110.45
	Availability	117.43	165.07	137.45	143.56	143.56	143.56	143.56	105.37	102.95	104.01	97.77	110.47
उ.पू.क्षेत्र NER	Energy Req.	1269.51	1388.52	1537.10	1541.12	1537.82	1568.84	1522.46	1251.17	1238.32	1297.99	1214.44	1223.52
	Availability	1197.57	1294.46	1476.48	1482.15	1480.57	1471.02	1470.36	1229.70	1224.58	1266.85	1193.46	1196.73

2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमयः

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	Net Export from NER to NR
2014-15	-1909.818	-
2015-16	-1134.602	-386.52
2016-17	- 2096.98	1698.34
2018-19	-3272.45	3189.00
2019-20	-1258.74	553.67

माह-वार वर्ष 2019-20 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय **अनुलग्नक-V** में दी गई है।

2.6 आवृत्ति:

वर्ष 2019-20 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।

2.5 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 2019-20 is given in **Annex-V**.

2.6 Frequency:

Frequency profile of NER grid during 2019-20 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			आवृत्ति विचरण सूचकांक Average Frequency Variation Index
	Max	Min	Aver	<49.9	49.9 – 50.05	> 50.05	
	Apr-19	50.29	49.65	48.33	7.23	70.92	
May-19	50.33	49.65	50.00	7.23	70.92	21.85	0.044
Jun-19	50.31	49.63	50.00	7.23	70.92	21.85	0.052
Jul-19	50.32	49.64	50.00	7.50	68.62	23.87	0.042
Aug-19	50.32	49.55	50.00	7.28	72.67	20.04	0.042
Sep-19	50.27	49.62	50.01	4.57	75.25	20.18	0.042
Oct-19	50.31	49.67	50.01	3.28	77.06	19.66	0.042
Nov-19	50.27	49.65	50.01	4.07	73.62	22.26	0.042
Dec-19	50.34	49.65	50.00	6.48	71.67	21.85	0.042
Jan-20	50.27	49.69	50.00	6.48	75.01	18.51	0.042
Feb-20	50.33	49.68	50.00	7.06	73.95	18.99	0.042
Mar-20	50.17	49.71	49.98	14.26	71.18	14.56	0.042

2.7 वोल्टेज प्रोफाइल

वर्ष 2019-20 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 2019-20 are given below:

आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage
	Sub-Station		
1	Misa 400 kV	431	388
2	Balipara 400kV	424	386
3	Bongaigaon 400 kV	420	383
4	Silchar 400kV	422	384
5	Misa 220kV	240	210
6	AGBPP 220kV	241	196
7	Mokokchung 220 kV	241	214
8	Aizawl 132 kV	142	117
9	Kahilipara 132 kV	142	117
10	Imphal 132kV	140	119

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

Voltage profiles at the above-mentioned major grid sub-stations of NER during 2019-20 are given at Annex-VI and a graphical representation is shown in Exhibit- VIII.

IEGC मानदण्ड Norms:

प्रणाली वोल्टेज	किलोवोल्ट	पी.यू.
System Voltage	kV	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 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विद्युत संयन्त्रों के मासिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक अनुलग्नक-VIIA और वर्ष 2019-20 के वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता अनुलग्नक-VIIB में दर्शाया गया है।

2.8 Plant Availability Factor:

Monthly Plant availability factor of the power stations of NER during 2019-20 is depicted in Annex-VIIA and the annual plant availability for year 2019-20 is furnished in Annex-VIIB.

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-VIII 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 2019-20 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख जलाशयों का जल स्तर ऊर्जा सामग्री के साथ प्रत्येक माह के अन्त में अनुलग्नक-IX में दर्शाया गया है। वर्ष 2019-20 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर प्रदर्श IX में चित्रित है और वर्ष 2019-20 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 furnished in Annexure-VIII. 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 2019-20 along with energy content at the end of each month are furnished in Annex-IX. The water levels of major reservoirs of NER for last year are depicted in Exhibit-IX and energy content for the year 2019-20 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 2019-20 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 2019-20 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1	3x3.15 MVA, 132/33 kV Station Service Transformer at Kameng Substation	NEEPCO	01.04.19
2	400 kV, 63 MVAR Line Reactor at Bongaigaon Substation for 400 kV Bongaigaon - New Siliguri I Line (Replaced)	PGCIL	08.04.19
3	400 kV, 63 MVAR Line Reactor at Bongaigaon Substation for 400 kV Bongaigaon - Azara Line (Replaced)	PGCIL	14.04.19
4	400kV GIS BUS-I of Misa Sub Station	PGCIL	25.07.19
5	400kV GIS BUS-II of Misa Sub Station	PGCIL	30.07.19
6	Bongaigaon (AS) - Rangia I	AEGCL	01.08.19
7	Bongaigaon (AS) - Rangia II	AEGCL	01.08.19
8	132 kV Balipara - Tenga S/C & 132 kV Khupi - Tenga S/C after LILO of 132 kV Balipara - Khupi at Nichipur	DSEPL	01.08.19
9	400/220 kV, ICT-3 at Misa	PGCIL	01.08.19
10	3 x 8 MW Dikshi HEP - Unit I	DEPL	23.09.19
11	3 x 8 MW Dikshi HEP - Unit II	DEPL	19.09.19
12	3 x 8 MW Dikshi HEP - Unit III	DEPL	19.09.19
13	132/33 kV, 50 MVA ICT-I at Nalbari	AEGCL	19.10.19
14	132 kV Imphal (PG)-Imphal (MA) III Line	MSPCL	06.11.19
15	132/33 KV 50 MVA Transformer of Sipajhar(Assam)	AEGCL	09.11.19
16	132/33 KV 50 MVA Transformer of Nalkata(Assam)	AEGCL	16.11.19
17	132/33 KV 50 MVA Transformer of Srikona(Assam)	AEGCL	25.11.19
18	2*20 MVA Transformers at Mawlyndep(Meghalaya)	MePTCL	13.12.19
19	315 MVA ICT-I at BgTPP(Charged from 400 kV side only)	NTPC	17.12.19
20	50 MVA Transformer at Dhemaji(Assam) (Idle charged)	AEGCL	25.12.19
21	315 MVA ICT-I at BgTPP	NTPC	23.01.20
22	Kameng Unit 1 (150 MW)	NEEPCO	26.01.20
23	Kameng Unit 2 (150 MW)	NEEPCO	12.01.20
24	132/33 kV, 50 MVA ICT-I at Depota	AEGCL	10.02.20
25	132/33 kV, 50 MVA ICT-I at Azara GSS	AEGCL	20.02.20
26	132/33 kV, 50 MVA ICT-I at Narengi GSS	AEGCL	20.02.20
27	132 kV Mirza - Azara Line	AEGCL	19.02.20
28	132/33 kV, 50 MVA ICT-I at Azara GSS	AEGCL	02.03.20
29	132 kV Barnagar - Sorbhog Railway Traction Line	AEGCL	17.03.20
30	220/132 kV, 160 MVA ICT I at Balipara(PG)	PGCIL	31.03.20

2.14 उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2019-20 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 2019-20 is given below:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में उत्पादन योजनाओं की प्रगति				
Progress of Generation Projects in NER				
उत्पादन योजनाओं के नाम Name of the Generation Scheme	इकाईयों की संख्या No. of Units	क्षमता Capacity (MW)	आज्ञा अनुसूची Commissioning Schedule	सम्बोधन REMARKS
A. नीपको NEEPCO				
Kameng HEP Ar. Pradesh	4	4X150	U1 & U2 first time charged on 26.01.20 & 12.01.20 Respectively	
B. एनएचपीसी NHPC				
Subansiri Lower HEP, Ar Pradesh	8	8x250	Date is uncertain	Local issue

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति Progress of Transmission Lines in the Region				
Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	आजा अनुसूची Comm. Schedule		सम्बोधन REMARKS
		Schedule	Revised	
A. असम राज्य विद्युत बोर्ड की लाइनें Lines under AEGCL :				
1	132 kV DC Sonapur-Jagiroad (Baghjaap) Tr.		DEC-20	Forest clearance issue
2	132kV Kukurmara (Mirza)-Azara T/L (S/C on D/C)		MAR-20	ROW issue from various Institutions which has been settled.Negotiation is on for settling ROW at One LOC, falls in acommunity land
3	132kV Hailakandi- Karimganj line on D/C tower		DEC-20	Erstwhile Contractor has been terminated due to non Performance,work is started departmentally.
4	132kV BTPS (Salakati) - APM line S/C on D/C tower		MAR-20	2 nos. of locatios forest clearance cant be applied for due to non submission of Topo sheet by M/s GB at Dhaligaon Section. FRA-2006 Certificate not yet been received from the DC Kokrajhar
5	LILO to Barpeta GSS from 132 kV Dhaligaon-Bornagar Line (Package-A)		APR-20	ROW issue.
6	132kV Agia- Sonapur (Hatchingmari) S/C line on D/C tower		MAR-20	Package A: ROW issue at LoC no. 70-77 & 131-133,Package B: Most of the LoC are water logged.
7	220 kV S/C line on D/C tower from Sonabil to Biswanath Chariali		DEC-20	work under progress
8	132kV Barnagar- Barpeta line on D/C tower		AUG-19	Detail Survey Completed.
9	2nd Ckt Stringing of 132 kV Transmission line from Samaguri to Khaligaon (Package-A)		DEC-20	40% supply completed. Waterlogging issue
10	2nd Ckt Stringing of 132 kV Transmission line from Kokrajhar to Bilasipara (Package-B)		DEC-20	50% supply completed. Waterlogging issue
11	220 kV Sonabil - Biswanath Chariali		MAR-20	RoW issues at many locations.
12	220 kV Amguri solar park - Mariani line (GEC-II)		MAR-20	RoW issues at many locations.
13	220 kV D/C Tinsukia-Behiating		DEC-20	Under Construction
14	132 kV S/C (on D/C Tower) Dhemaji-Silapathar TL		DEC-20	Under Construction
15	132 kV S/C (on D/C Tower) Rupai - Chapakhowa TL		DEC-20	Under Construction
16	132 kV D/C Kahilipara-Guwahati Medical College TL		DEC-20	Under Construction
17	132 kV D/C Amingaon-Hazo TL		DEC-20	Under Construction
18	LILO of 132 kV S/C Rangia-Rowta TL		DEC-20	Under Construction
19	LILO of 132 kV S/C Golaghat-Bokajan at Sarupathar		DEC-20	Under Construction
20	132 kV D/C Sonabil-Tezpur TL		DEC-20	Under Construction
21	LILO of 132 kV S/C Jorhat-Nazira at Teok		DEC-20	Under Construction
22	LILO of 132 kV S/C Kamalpur-Sishugram at Amingaon		DEC-20	Under Construction
23	LILO of 132 kV S/C Kamalpur-Khamakhya at Amingaon		DEC-20	Under Construction
B. मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड की लाइनें Lines under MeECL :				
1	LILO of 132 kV NEIGRIHMS - Khliehriat at Lad Nongkrem		DEC 19	Delay is due to delay in supply of materials for line by the vendor.
2	LILO of 132 kV Rongkhon - Ampati at Praharnagar		MAR 20	Survey works for 132 kV LILO is completed. Materials procurement is under process. Tendering for the LILO is under process.

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line लम्बाई Length (ckt kms)	आजा अनुसूची Comm. Schedule		सम्बोधन REMARKS
		Schedule	Revised	
C: Lines under Manipur				
1	400 kV Imphal (MSPCL)- Thoubal D/C			Foundation: Completed; Erection: 136/137; Stringing: 42.5/45.1
2	132 kV Kakching -Moreh			Test Charged not commissioned.
3	132 kV Imphal (PG) -Imphal (MSPCL)			Foundation: Completed; Erection: Completed; Stringing: 0.5/1
D. TSECL Lines:				
1	132 kV Monarchak-Surajmani Nagar D/C		MAY 20	RoW Issues Foundation: 145/152; Erection: 128/152; Stringing: 15.5 KM completed
2	132 kV Surajmani Nagar-Udaipur D/C		JUN 15	Proposed under NEC.
3	132 kV Surajmani Nagar-Badarghat D/C		AUG 16	Fund proposed in World Bank.
E. Lines under POWERGRID :				
1	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C I	Aug-13	Mar-22	RoW issues
2	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C II	Aug-13	Mar-22	RoW issues
3	Phulbari (Meghalaya) - Ampati	Dec-18	Sep-19	
4	LILO of 132 kV Zemabawk - W.Phaileng at Sihhmui			Approval from State Govt. obtained
F. Line under Sterlite				
1	400 kV Silchar- Misa D/C	Nov-20	Apr-20	PGCIL bays at Silchar and Misa end has to be expedite so as to match with the transmission line schedule

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 2019-20 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 3394.9 मेगा यूनिट (19.14%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 14337.8 मेगा यूनिट (80.86%) 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 2019-20 States generated nearly 3394.9 MU (19.14%) and CS generation was nearly 14337.8 MU (80.86%). 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-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
Ar. Pradesh	58.7	102.8	92.1	121.4	99.3	102.9	85.8	68.3	64.5	64.2	54.9	63.5
ASEB	646.2	817.5	771.6	897.0	747.9	820.3	720.5	666.8	635.2	651.8	560.7	605.6
Manipur	88.7	123.3	116.6	130.5	115.6	104.2	95.2	99.0	88.6	86.3	73.0	81.4
MeECL	52.8	61.9	120.8	152.5	127.8	132.4	91.4	70.0	2212.7	71.1	52.1	60.0
Mizoram	56.0	76.8	72.0	84.8	69.5	70.9	62.9	58.5	56.4	57.8	49.1	53.6
Nagaland	62.8	80.2	80.5	93.1	79.8	80.3	70.5	65.2	63.7	64.4	54.2	59.7
TSECL	175.9	214.7	202.6	220.8	178.5	177.6	158.1	143.0	139.3	145.6	106.5	115.0
PGCIL-HVDC	1.6	1.5	1.5	1.6	1.2	1.4	1.6	1.6	1.7	1.7	1.5	1.6

भारत सरकार के आदेश दिनांक 02.02.2014 से प्रभावी के आधार पर एनईआर में केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) में संचयी भारत माध्य अंश (% में) आवंटन नीचे दी गई है। इस केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र अंश का, समय समय पर विभिन्न कारणों से जैसे ग्रिड में नई इकाईयों का समावेश, लाभार्थी राज्यों आवश्यकताओं में परिवर्तन आदि भारत सरकार के आदेश के अनुसार आवंटन बदल जाता है।

Cumulative weighted Average Share allocation (in %) from Central Sector Generating Stations (CSGs) in the NER, based on Govt. of India order w.e.f. 02.02.2014 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.

31.03.2020 को सीएसजीएस में संचयी भारत औसत शेयर आवंटन निम्नानुसार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on 31.03.2020 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	AGBPP	AGTCCPP	BgTPP	OTPC
Ar.Pradesh	0	5.191	5.992	4.194	18.462	6.852	4.94	18.873	5.694	6.702	5.1325	3.0303
Assam	0	53.455	52.355	56.285	43.328	43.808	29.445	40.51	56.503	43.72	57.42	33.058
Manipur	25	7.395	6.945	6.555	8.373	7.865	42.508	8.355	8.105	8.225	7.505	5.7851
Meghalaya	0	17.395	13.675	16.905	11.505	11.455	0	13.33	11.815	12.633	11.647	10.882
Mizoram	25	4.61	6.04	3.94	5.7	5.25	5.02	5.765	5.41	6	5.415	3.0303
Nagaland	0	6.147	5.735	6.653	5.335	17.967	6.435	5.4	5.805	5.737	4.93	3.719
Tripura	50	5.807	9.258	5.468	7.297	6.803	11.652	7.7675	6.668	16.983	7.6175	26.997
HVDC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.33	0
NER	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99.997	86.501

The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2020 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



20 वीं टीसीसी बैठक, गुवाहाटी / 20th TCC Meeting, Guwahati.

अध्याय CHAPTER 3

ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances

1 अप्रैल 2018 से 31 मार्च 2019 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में हुई प्रमुख ग्रिड व्यवधान की घटनाओं के विवरण नीचे दिए गए हैं। ग्रिड में व्यवधान का असर आंशिक रूप से था।

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 2019 to 31st March 2020 are given below.

State	Load Loss in 2019-20 (MU)	Load Loss in 2018-19 (MU)
Arunachal Pradesh	0.8815	1.166
Assam	0.6150	0.395
Manipur	0.4255	0.926
Meghalaya	0.0380	0.061
Mizoram	0.4313	0.265
Nagaland	0.5334	0.695
Tripura	3.2330	0.379

पीसीसी/उप-समूह की बैठकों में एनईआर राज्यों में ग्रिड की गड़बड़ी को दूर करने का निर्णय:

1. अरुणाचल प्रदेश:

- 132केवी बालीपारा-खुपी लाइन के सभी टी-कनेक्शन को एलआईएलओ में परिवर्तित किया जाएगा।
- 132केवी बालीपारा-खुपी लाइन में पीएलसीसी की स्थापना और वाहक सहायता प्राप्त ट्रिपिंग को सक्रिय किया जाएगा।
- गलत सीटी कनेक्शन जिसके कारण 132केवी पारे-चिंपू लाइन को ठीक किया गया था।

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

1. Arunachal Pradesh:

- All T-connections of 132kV Balipara-Khupi line to converted to LILO.
- Installation of PLCC throughout the 132kV Balipara-Khupi line and activation of carrier aided tripping.
- Wrong CT connection which caused 132kV Pare-Chimpu line was rectified.

- रंगनाडी में किसी भी तरह की ट्रिपिंग को रोकने के लिए 4केए की सेटिंग के साथ रंगनाडी फीडर के लिए जीरो में अर्थ फॉल्ट रिले के गैर-दिशात्मक तात्कालिक तत्व।

- जीरो (पीजी) में 132 केवी आरएचईपी-जीरो के लिए ओ/सी ई/एफ रिले समन्वय 132 केवी जीरो-डापोरिजो के साथ किया गया था।

2. असम:

- 132केवी पंचग्राम लाइन के लिए बदरपुर में जोन 3टाइमिंग को 600 मिसे पर रखा गया ताकि व्यापक जोन 3 ट्रिपिंग से बचा जा सके।

- पंचग्राम में 132केवी हैलाकांडी-पंचग्राम को अक्षम करने के लिए ओ/सी उच्च सेट गैर-दिशात्मक सुरक्षा।

- पंचग्राम और लुमशनोंग छोर पर बैकअप सुरक्षा सेटिंग्स की समीक्षा की गई।

- पंचग्राम और लुमशांग में ओ/सी, ई/एफ रिले के लिए टीएमएस बदला गया।

- श्रीकोना-पैलापोल-जिरीबाम लिंक के ओ/सी ई/एफ रिले समन्वय की सिफारिश की गई थी।

3. मणिपुर:

- निंगथौकोंग में अर्थ फॉल्ट रिले को दिशात्मक बनाया गया।

- 132केवी लोकतक के लिए निंगथौकोंग में ई/एफ रिले के टीएमएस को संशोधित किया गया।

- 132केवी लोकतक-निंगथौकोंग की सीटी पोलरिटी संशोधित।

- 132केवी लोकतक-निंगथौकोंग पर अर्थ फॉल्ट की हाई सेट सेटिंग को संशोधित कर सीटी अनुपात का 7.5 गुना कर दिया गया, यानी सीटी (600A) का प्राइमरी करंट।

- 132केवी इंफाल (PG) 1 और 2 लाइन अक्षम के लिए 132केवी इंफाल पर तात्कालिक उच्च सेट ओ/सी।

- 132केवी युरेम्बम-करोंगो के लिए डी.पी. सेटिंग्स और ओ/सी सेटिंग्स संशोधित।

- एसपीएआर को कैरियर एडेड डीईएफ ऐ.आर.ओ. में शामिल किया गया। 400केवी सिलचर-इंफाल डी/सी.

- Non directional instantaneous element of Earth Fault relay at Ziro for Ranganadi feeder kept in service with a setting of 4 kA to prevent any tripping at Ranganadi.

- O/C E/F relay co-ordination for 132kV RHEP-Ziro at Ziro (PG) was done with 132kV Ziro-Daporizo.

2. Assam:

- Z-3 timing at Badarapur for 132 kV Panchgram line kept at 600 msec to avoid widespread Z-3 tripping.

- O/C high set non-directional protection for 132kV Hailakandi-Panchgram to be disabled at Panchgram.

- Backup Protection Settings at Panchgram and Lumshnong end was reviewed.

- TMS changed for O/C, E/F @ Panchgram & Lumshnong.

- O/C E/F Relay coordination of Srikona – Pailapol – Jiribam link was recommended.

3. Manipur:

- Earth fault relay at Ningthoukong made directional.

- TMS of E/F relay at Ningthoukong for 132kV Loktak revised.

- CT polarity of 132kV Loktak-Ningthoukong revised.

- High set setting of Earth fault on 132kV Loktak-Ningthoukhong revised to 7.5 times of CT Ratio i.e. Primary Current of CT (600A).

- Instantaneous high set O/C at 132 kV Imphal(MSPCL) for 132 kV Imphal(PG) 1 & 2 lines disabled.

- DP settings & O/C settings for 132kV Yurembam-Karong revised.

- SPAR incorporated in carrier aided DEF i.r.o. 400kV Silchar-Imphal D/C.

4. मेघालय:

- 132केवी खलीहरियत-खलीहरियत-II के लिए खलीहरियात (PG) में जोन 3 का समय 750ms में बदल दिया गया था।
- दोनों सिरों पर 400केवी सिलचर-बिरनीहाट के लिए सिंगल फेज ऑटो-रिक्लोजर का परीक्षण किया जाएगा।

5. मिजोरम:

- 132/33केवी इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफॉर्मर के कोलासिब सब-स्टेशन पर हाई वोल्टेज सर्किट ब्रेकर को ठीक किया गया।
- आइजोल में बैक-अप सुरक्षा की सेटिंग विशेषताओं को निश्चित समय से बदलकर आईडीएमटी कर दिया गया है।

6. नागालैंड:

- 132केवी दोयांग-सैनिस-वोखा-कोहिमा-इम्फाल लिंक के लिए तात्कालिक हाई सेट ओवरकरंट अर्थ फॉल्ट को दिशात्मक/अक्षम किया जाएगा।
- 132केवी कोहिमा S/Sn पर डबल कंडक्टर और डबल जम्परिंग के साथ बस सुदृढीकरण।

7. त्रिपुरा:

- $I > 1$ ट्रिप को एजीटीसीसीपी पर यूनिटों के डिस्टर्बेस रिकॉर्डर आउटपुट में कॉन्फिगर किया गया है, जिसे चेक किया जाना है क्योंकि $I > 1$ ट्रिप कमांड के लिए ब्रेकर नहीं खुला।
- मोनारचक में जीबीसी मोटर के लिए नकारात्मक चरण अनुक्रम रिले सेटिंग्स की समीक्षा।
- द्वीपीय योजना-II के तहत अतिरिक्त यूएफआर आधारित लोड शेडिंग के लिए फीडरों की पहचान।
- 400केवी पलटाना-सिलचर डी/सी के लिए कमजोर जोड़ों की पहचान।
- एसपीएस-2 के सक्रिय होने पर पलटाना में 132केवी बस कपलर ब्रेकर खोला जाएगा। आईसीटी के एचवी साइड सर्किट ब्रेकर को खोलने/हटाने की पुरानी योजना।

4. Meghalaya:

- Zone 3 timing at Khliehriat(PG) for 132kV Khliehriat-Khliehriat-II was changed to 750ms.
- Single phase auto-reclosure to be tested for 400kV Silchar-Byrnihat at both ends.

5. Mizoram:

- High Voltage Circuit Breaker at Kolasib Sub-station of 132/33kV Interconnecting transformer rectified.
- Setting characteristics of Back-up protection at Aizawl changed from Definite time to IDMT.

6. Nagaland:

- Instantaneous high set overcurrent earth fault for 132kV Doyang – Sainis – Wokha-Kohima-Imphal link to be made directional/disabled.
- Bus strengthening with double conductor and double jumpering to be done at 132kV Kohima S/Sn.

7. Tripura:

- $I > 1$ trip configured in disturbance recorder output of Units at AGTCCPP to be checked since Breaker did not open for $I > 1$ trip command.
- Review of negative phase sequence relay settings for GBC motor at Monarchak.
- Identification of feeders for additional UFR based load shedding under Islanding Scheme-II.
- Identification of weak joints for 400kV Palatana-Silchar D/C.
- Upon SPS-2 activation 132kV Bus Coupler Breaker to be opened at Palatana. Old scheme of opening of HV side circuit breaker of ICTs to be disabled/removed.

अध्याय CHAPTER 4

वाणिज्य और उर्जा लेखा क्रियाएं

Commercial and Energy Accounting Activities

4.1 क्षेत्रीय उर्जा लेखा (आरईए):

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में उपलब्धता आधारित दरों पर सीईआरसी नियमों को जो कि 01.11.2003 से प्रभावी है लागू किया गया। क्षेत्रीय उर्जा लेखाएँ समय समय पर नवीनतम सीईआरसी विनियमों का उपयोग करके तैयार किया गया है। उपलब्धता आधारित दरों के प्रमुख घटक निम्नलिखित हैं:

1. क्षमता शुल्क - मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएफएम) के आधार पर मासिक संचयी आधार।
2. उर्जा शुल्क - अभिकल्प उर्जा पर आधारित मासिक आधार।
3. प्रोत्साहन - मासिक आधार पर प्राप्त मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएफएम) में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक (टीएफएम) 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 है।

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 were prepared by using 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 31.03.2020 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
एजीबीपीपी AGBPP	291	लागू नहीं NA	296.5691
एजीटीपीपी AGTPP	130	लागू नहीं NA	71.7633
लोकताक LOKTAK	105	448	150.2829
पारे PARE	110		
पालाटाना PALATANA	726.6	लागू नहीं NA	742
बोंगैगओन BONGAIGAON	750	NA	1222.8483

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 2019-20 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 part of Availability Based Tariff (ABT) mechanism. DSM rates are fixed by CERC considering the prevailing market conditions so that grid frequency is maintained at a desirable level. The main aim of ABT is to maintain Grid Discipline and supply of quality power, where DSM is acting as an important commercial tool in achieving the above objective. It also acts as a settlement mechanism for intra day power transfer between the surplus and deficit areas.

The DSM rates applicable during the year 2019-20 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 7^{वीं} 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 2016-2017 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र के देयविचलन 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 2019-20 is given as below:

(आंकड़े रुपये लाखों में Figures in Rs. Crore)

Name of state	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-5.50	-8.86	0.98	4.40	-0.39	2.16	1.75	-0.72	-1.23	-2.47	0.20	0.55
असम Assam	-10.09	-8.87	-6.65	-7.91	-5.14	-3.53	-5.56	-2.37	-3.23	-1.03	-2.06	-1.30
मणिपुर Manipur	-2.11	-3.35	-0.70	-0.41	-0.89	-0.28	-0.44	-0.57	-0.46	-0.09	0.31	0.24
मेंघालय Meghalaya	-1.24	-1.08	0.28	1.27	0.41	0.59	-0.59	-1.02	-5.37	-5.24	0.65	-1.46
मिज़ोरम Mizoram	-1.78	-2.81	1.02	1.34	0.95	0.63	0.48	0.07	-0.48	-0.18	-0.45	0.01
नागालैण्ड Nagaland	-3.32	-1.58	0.36	0.97	0.34	0.73	0.68	0.39	0.17	-0.69	-0.46	-0.11
त्रिपुरा Tripura	-5.21	-1.03	1.08	2.52	-1.28	0.22	0.56	2.99	2.31	0.61	1.30	0.41
PGCIL-HVDC	-0.04	-0.07	-0.02	-0.01	-0.03	0.00	0.03	0.05	0.09	0.10	0.07	0.06

वित्तीय वर्ष 2016-2017 के लिए डी. एस. एम. ऊर्जा का विस्तृत आँकड़ा अनुलग्नक-X में सुसज्जित है।

The detail data of DSM energy is furnished in Annexure-X for the financial year 2019-20.

4.4 पारेषण शुल्क:

केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, 01.07.2011 से प्रभावी सीईआरसी विनियम 2010 (अंतर राज्य पारेषण शुल्क और हानि का सहभाजन) के विनियम 17(2) के अनुरूप त्रैमासिक रूप में पीओसी दर सूचित करता है। उपरोक्त विनियम तथा इसके उत्तरवर्ती संशोधनों में से कोई भी उत्तर पूर्वी क्षेत्र में पारेषण शुल्क के निर्धारण का आधार बनेगा। वर्ष 2019-20 का पीओसी दर नीचे दिया गया है :

(i) साल 2019-20 में लाभार्थियों के लिए अनुमोदित दीर्घकालिक और अनुमोदित माध्यमिक इंजेक्शन और निकासी के लिए पारेषण प्रभार (₹./किलोवाटघंटा में):

4.4 Transmission Tariff:

Central Electricity Regulatory Commission notifies the PoC charges quarterly in accordance with Regulation 17(2) of Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010 which came into effect from 01.07.2011. The above stated regulations and subsequent amendments thereof, if any forms the basis for determination of transmission charges in NER.

(i) Transmission Charges in (Rs./Kwhr) for the constituents for Approved Long term and Approved Medium Term Injection and Withdrawal the year 2019-20:

Month	Ar. Pradesh	ASEB	Manipur	MeECL	Mizoram	Nagaland	Tripura	HVDC BNC
Apr-19	0.23	0.55	0.29	0.17	0.29	0.42	0.17	0.55
May-19	0.22	0.53	0.28	0.16	0.28	0.41	0.16	0.53
Jun-19	0.23	0.55	0.29	0.17	0.29	0.42	0.17	0.55
Jul-19	0.29	0.54	0.29	0.22	0.29	0.35	0.16	0.54
Aug-19	0.29	0.54	0.29	0.22	0.29	0.35	0.16	0.54
Sep-19	0.30	0.56	0.30	0.23	0.30	0.36	0.17	0.56
Oct-19	0.17	0.45	0.36	0.36	0.36	0.36	0.17	0.45
Nov-19	0.17	0.47	0.37	0.37	0.37	0.37	0.17	0.46
Dec-19	0.17	0.45	0.36	0.36	0.36	0.36	0.17	0.45
Jan-20	0.21	0.44	0.36	0.29	0.36	0.51	0.14	0.44
Feb-20	0.23	0.47	0.39	0.31	0.39	0.55	0.15	0.47
Mar-20	0.21	0.44	0.36	0.29	0.36	0.51	0.14	0.44

TRANSMISSION CHARGES in Rs./Kwhr

(ii) साल 2019-20 में लाभार्थियों के लिए अनुमोदित इंजेक्शन/निकासी से हुए विचलन के लिए पारेषण प्रभार (रुपये करोड़ों में):

(ii) Transmission Charges in (Thousand Rs.) for Deviation from approved Injection / Withdrawal for the constituents for the year 2019-20:

DICs(Demand)	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
Ar. Pradesh	305.0	141.9	70.1	726.4	156.6	294.2	49.6	58.9	73.9	30.3	27.5	7.1
ASEB	3385.4	858.6	638.8	3415.1	837.7	1212.2	351.1	517.1	710.1	213.2	261.7	16.6
Manipur	443.8	123.3	86.7	547.8	145.3	207.9	50.1	69.9	94.8	30.0	35.0	3.2
MeECL	678.4	188.0	133.5	851.2	248.6	334.0	77.7	107.5	146.4	45.7	53.9	4.4
Mizoram	319.6	86.3	61.4	369.4	87.4	135.7	35.2	50.2	68.2	21.4	25.1	2.2
Nagaland	291.2	80.7	56.5	354.6	93.7	134.3	32.7	45.8	62.2	19.6	22.9	2.0
TSECL	453.8	122.9	90.6	836.1	435.2	400.7	60.3	70.0	95.6	29.7	35.2	2.8
PGCIL-HVDC	29.4	3.5	3.4	10.0	0.9	2.3	1.6	2.8	3.9	1.0	1.4	0.0
BgTPP U#3*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

• Start-up power

DICs(Injection)	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
Loktak	5	9	9	0	0	43	36	0	1	55	24	31
Khandong	17	2	20	0	0	15	55	77	75	19	47	76
Kopili	33	5	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DHEP	17	14	14	8	7	17	7	12	27	77	73	69
RHEP	568	121	547	10	42	13	21	78	121	200	162	127
AGTPP-CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AGBPP	0	0	0	0	0	0	0	0	57	0	0	0
Kopili-II	1	0	2	0	0	0	2	3	1	3	3	3
Palatana	0	0	0	7	0	42	6	0	18	0	84	74
BgTPP	8893	96	75	600	0	104	75	147	186	6	14	0
PARE HEP	2	0	1	0	2	1	1	3	4	8	6	4



38वीं सीसी बैठक, गुवाहाटी / 38th CC Meeting at 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-XI 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, पूर्वोत्तर 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 की अब आवश्यकता नहीं है-

5.1 UFR Scheme:

Based on the recommendations of the National Power Committee (NPC) that in view of high shortfall conditions that prevail throughout the region in lean hydro conditions, UFRs may be installed under defense mechanism to provide total load relief of 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-XI:

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 31/03/2020: SPS is no longer required due to-

- 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।

एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने इस एसपीएस को बंद करने की सिफारिश की 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।

31.03.2020 तक: 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 अर्थात् अजारा, बिरनीहाट से 400 केवी पर 400 केवी सिलचर-अजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट से जुड़ा है। 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।

- 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.

It has been recommended by expert committee of NERPC to decommission this SPS.

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 31.03.2020: Modifications suggested by expert committee include removal of SPS loading at Silchar.

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. 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.

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।

31.03.2020 तक: पावरग्रिड द्वारा कार्यान्वयन के लिए विशेषज्ञ समिति द्वारा सुझाए गए संशोधन।

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: एसपीएस की अब आवश्यकता नहीं है-

- 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।

एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने इस एसपीएस को बंद करने की सिफारिश की है।

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 31.03.2020: Modifications suggested by expert committee taken up for implementation by POWERGRID.

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 31/03/2020: SPS is no longer required due to-

- 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.

It has been recommended by expert committee of NERPC to decommission this SPS.

एसपीएस -5

आकस्मिकता: जब अज़ारा 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 अज़ारा 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।

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

31/03/2020 को स्थिति: सेवा में और कार्यात्मक।

एसपीएस -6

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

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 अर्थात 132 केवी खलीहरियत-बदरपुर और 132 केवी आगिया-मेंदीपाथर से अधिक निकासी के साथ एटीसी/टीटीसी का उल्लंघन होता है।

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

31.03.2021 की स्थिति: जैसा कि मेघालय द्वारा सूचित किया गया है कि लोड कॉन्फिगरेशन में परिवर्तन हुआ है, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया:

- 132 केवी के उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइनों के डबल सर्किट के ट्रिपिंग के लिए, उमियाम I के पास 30 मेगावाट लोड शेडिंग की जानी है।
- 132 केवी उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइनों के सिंगल सर्किट के ट्रिपिंग के लिए, उमियाम के पास 20 मेगावाट लोड शेडिंग की जानी है।

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 ICTS as soon as a relay would pick up upon flow greater than 60MW in the reverse direction.

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

Status as on 31/03/2020: In-service and functional.

SPS -6

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

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.

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

Status as on 31.03.2021: As informed by Meghalaya there has been change in load configuration, expert committee of NERPC suggested following modifications:

- For tripping of double circuit of 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C lines, 30 MW load shedding is to be done near Umiam I.
- For tripping of single circuit of 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C lines, 20 MW load shedding is to be done near Umiam.

- उमियाम के पास 30 मेगावाट और उमियाम कक्षा-I के पास अतिरिक्त 30 मेगावाट लोड की पहचान की जा रही है।

एसपीएस -7

आकस्मिकता: जब 220 केवी बीटीपीएस-सलाकाती 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)।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 220 केवी बीटीपीएस-सलाकाती 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।

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

31.03.2021 की स्थिति:

सिस्टम में 220 केवी बीटीपीएस-रंगिया डी/सी जोड़े जाने के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया: - ओवर लोडिंग के मामले में, बीटीपीएस से अगिया को 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 -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 के माध्यम से पूरा किया 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।

- Identification of 30 MW load near Umiam and additional 30 MW load near Umiam Stg-I is on-going.

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).

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.

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

Status as on 31.03.2021:

After 220kV BTPS-Rangia D/C was added to the system, expert committee of NERPC suggested following modifications: -

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.

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.

31.03.2021 की स्थिति:

सिलचर में तीसरे आईसीटी की स्थापना के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने एसपीएस को सेवामुक्त करने का निर्णय लिया।

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।

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

31.03.2021 की स्थिति:

एजीटीसीसीपी-अगरतला डी/सी पुनर्संचालन के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया:

संशोधित ट्रिगरिंग स्थिति: 132केवी एजीटीसीसीपी -अगरतला डी/सी लाइन दोनों का ट्रिपिंग।

एसपीएस-9 के तहत कार्रवाई: 84 मेगावाट उत्पादन में कमी की मात्रा को लागू किया जाना है।

Status as on 31.03.2021:

Subsequent to installation of 3rd ICT at Silchar, expert committee of NERPC decided to decommissioned the SPS.

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.

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

Status as on 31.03.2021:

Subsequent to AGTCCPP-Agartala D/C reconductoring, the expert committee of NERPC suggested the following modifications:

Modified Triggering Condition: Tripping of both 132kV AGTCCPP-Agartala D/C line.

Action under SPS-9: 84 MW Generation reduction quantum to be implemented.

5.3 यूएफ रिले का निरीक्षण:

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

5.4 दीपायन योजना :

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

5.5 नए भार प्रेक्षण केंद्रों की स्थापना :

12वीं एनईआरपीसी बैठक के निर्णय के अनुसार अरुणाचल प्रदेश, मणिपुर, मिजोरम, नागालैंड राज्यों में नए एसएलडीसी स्थापित किए जा रहे हैं और असम, मेघालय और त्रिपुरा राज्यों में मौजूदा एसएलडीसी को अपग्रेड किया जा रहा है। 09-02-2013 को शिलांग में आयोजित विशेष टीसीसी बैठक में, विचार-विमर्श के बाद यह सहमति हुई कि पावरग्रिड को पूर्वोत्तर क्षेत्र के एनईआरएलडीसी और एसएलडीसी में स्काडा/ईएमएस सिस्टम के विस्तार/उन्नयन के कार्यान्वयन के साथ आगे बढ़ना चाहिए और निवेश की वसूली की जाएगी। सीईआरसी द्वारा निर्धारित टैरिफ। पूर्वोत्तर राज्यों के लिए स्काडा/ईएमएस प्रणाली का उन्नयन पूरा कर लिया गया है। एनईआर के सभी एसएलडीसी में स्काडा/ईएमएस सिस्टम पूरी तरह से कार्य कर रहे हैं।

5.3 Inspection of UF relays:

Inspections of UF Relays are carried as and when required.

5.4 Islanding Scheme:

As per recommendations of the enquiry committee constituted on 03.08.2012 by the Ministry of Power under chairmanship of Chairman, CEA it was suggested to set up islanding schemes in all regions of the country. In the event of blackout system is restored in a short time with the availability of 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-XII.

5.5 Setting up of new SLDCs:

As per decision of 12th NERPC meeting new SLDCs are being setup in the states of Arunachal Pradesh, Manipur, Mizoram, Nagaland and existing SLDCs in the states of Assam, Meghalaya and Tripura are being upgraded. At special TCC meeting held in Shillong on 09-02-2013, after deliberation it was agreed that POWERGRID should go ahead with the implementation of Expansion/Upgradation of SCADA/EMS System at NERLDC and SLDCs of North Eastern Region and investment shall be recovered as tariff determined by CERC. The Upgradation of SCADA/EMS System has been completed for the NER states. The SCADA/EMS systems are fully functional in all the SLDCs of NER.

5.6 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:

- Congestion राहत नियम के मुताबिक ब्याज के साथ Congestion शुल्क प्राप्त करने के हकदार क्षेत्रीय संस्थाओं को देय राशि जारी करने के बाद Congestion 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 Congestion 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।
- 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।

5.6 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.
- 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.

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।
4. Congestion 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।

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):

- i) 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.
- ii) Installation of shunt capacitors, series compensators and other reactive energy generators for improvement of voltage profile in the Grid.
- iii) 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.
- iv) Renovation and Modernization (R&M) of transmission and distribution systems for relieving congestion.
- v) 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.

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
- 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 सार्वजनिक वित्त प्रबंधन प्रणाली के साथ इसे जोड़ने के लिए प्रत्येक योजना के लिए अलग बैंक खाता खोलना

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

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 to bring 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
- 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.

The Implementation status of various schemes funded under PSDF is given Annexure XIII.

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 अर्थात ओसीसी पीसीसी 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 2019-20 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 और उनके सदस्यों जो कि इन क्षेत्रों के सातों राज्यों के विद्युत मंत्री हैं, राज्य विद्युत परिषदों के अध्यक्षों, अन्य सम्बन्धित केन्द्रीय क्षेत्र संगठन के अत्यधिक उच्च स्तर के अधिकारी और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की बैठक है। इस समिति के द्वारा बैठकों में प्रमुख मुद्दों पर नीतिगत निर्णय लिया गया। वर्ष 2019-20 के दौरान एनईआरपीसी की एक बैठक (18वीं) आयोजित की गई।

NERPC's interactions with its constituents for strategic operational planning & commercial arrangements for exchange of power and settling of dues/disputes and other unresolved technical and commercial issues are discussed in the meetings of various Standing Committees viz. OCC, PCC, TCC and Power Committee meetings set up for the purpose. These meetings under the aegis of NERPC were held regularly and periodically with the convenience and consent of all the constituents and important decisions taken or arrived at these meetings are implemented, for optimum supply of power and to give maximum benefits to the constituents of the Region. The list of various meeting of different committees held during 2019-20 are at Annexure-XIV

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

This is the meeting of the highest body and its members are Minister of Power of all the seven States of this Region, Chairmen of the SEBs, very high-level officers of the other related central sector organisation and Member Secretary, NERPC. The policy decisions on major issues are taken by this body in its meeting. During 2019-20, one (20th) NERPC meetings was held.

6.2 तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की

बैठक:

तकनीकी समन्वय समिति, जो संबंधित घटकों के शीर्ष तकनीकी प्रमुखों से युक्त विद्युत समिति की मुख्य तकनीकी समिति है। वर्ष 2019-20 के दौरान टीसीसी की एक (20वीं) बैठक हुई।

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

स्वीकृतियां:

क. नई परियोजनाएं

- 132केवी बदरपुर, 132केवी खलीहरियात, 132/33केवी निरजुली और 132केवी इंफाल स्टेशन को सिंगल मेन ट्रांसफर स्कीम से डबल मेन ट्रांसफर स्कीम में बदलना।
- 132 केवी डी/सी रोइंग-चापाखोवा डी/सी लाइनों की स्थापना।
- 132केवी रोइंग-तेजू-नामसाई नाम के दूरस्थ स्टेशनों के लिए वीसैट लिंक भविष्य के एफओ सिस्टम को अतिरिक्त प्रदान करते हैं।
- बांग्लादेश को 160 मेगावाट बिजली हस्तांतरण से संबंधित एसपीएस को मंजूरी दी गई थी।
- सिलीगुड़ी-बोंगाईगांव लाइन को ट्विन एचटीएलएस कंडक्टर के साथ दोनों सिरों पर लाइन बे उपकरण में अपेक्षित संशोधनों के साथ फिर से जोड़ना।
- अगामोनी 220/132केवी, 2x160 एमवीए में नए सबस्टेशन पर 220 केवी डी/सी अलीपुरद्वार-बोंगाईगांव लाइन के दोनों सर्किट के लिलो का कार्यान्वयन।
- अंतर्राज्यीय योजना के रूप में एईजीसीएल और एमईपीटीसीएल द्वारा एचटीएलएस कंडक्टर के साथ उमहू-काहिलीपारा और उमहू-सरुसजाई 132केवी डी/सी लाइन का पुनः संयोजन।
- काहिलीपारा का एलआईएलओ - मेघालय की अंतर्राज्यीय योजना के रूप में एमईपीटीसीएल द्वारा एमईपीटीसीएल के किलिंग एस/एस पर उमहू 132केवी डी/सी लाइनें।
- असम अंतर्राज्यीय पारिषद प्रणाली को मजबूत करने के लिए निम्नलिखित सिफारिशों को मंजूरी दी गई: सिलचर में खाली 132केवी लाइन बे का उपयोग करते हुए घुंघर 132केवी सबस्टेशन को सिलचर (पॉवेग्रिड) सबस्टेशन से जोड़ा जाएगा।

6.2 Technical Co-ordination Committee (TCC)

Meeting:

The Technical Co-ordination Committee, which is the main technical committee of the Power Committee comprising of the apex technical heads of the respective constituents. During the year 2019-20, one (20th) TCC meetings was held.

Major decisions/actions taken in 20th TCC and NERPC Meeting are as follows:

Approvals:

A. New Projects

- Conversion of 132kV Badarpur, 132kV Khliehriat, 132/33kV Nirjuli and 132kV Imphal Station from Single main transfer Scheme to Double Main Transfer Scheme.
- Establishment of 132kV D/C Roing - Chapakhowa D/C lines.
- VSAT links for remote stations namely 132kV Roing-Tezu-Namsai to provide redundancy to future FO system.
- SPS pertaining to 160MW power transfer to Bangladesh was given approval.
- Reconductoring of Siliguri – Bongaigaon line with Twin HTLS conductor along with requisite modifications in line bay equipment at both ends.
- Implementation of LILO of both circuit of 220kV D/c Alipurduar – Bongaigaon line at new substation at Agamoni 220/132kV, 2x160MVA.
- Reconductoring of Umtru – Kahilipara and Umtru – Sarusajai 132kV D/c line with HTLS conductor by AEGCL and MePTCL as intra-state scheme.
- LILO of Kahilipara - Umtru 132kV D/c lines at Killing S/S of MePTCL by MePTCL as intra-state scheme of Meghalaya.
- Following recommendations were approved for Assam Intra-State transmission system strengthening:
 - Ghungur 132kV substation to be connected to Silchar(Powegrid) Substation utilizing the vacant 132kV line bays at Silchar.

- रोवटा 220 केवी सबस्टेशन कनेक्शन प्रस्तावित रंगिया 400/220 केवी, 2x500 एमवीए सबस्टेशन के साथ।
- इस तरह के आईसीटी/रिएक्टरों की विफलता की आकस्मिकता की देखभाल करने के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र में अतिरिक्त 400/220 केवी, 500 एमवीए आईसीटी और अतिरिक्त 420 केवी, 125 एमवीएआर रिएक्टर रखने के लिए फोरम को मंजूरी दी गई।
- आईएसटीएस और राज्य उपयोगिता संचार के लिए यू-एनएमएस की स्थापना के लिए सैद्धांतिक मंजूरी दी गई।

ख. मौजूदा परियोजनाएं - उन्नयन/प्रणाली में सुधार

- कथलगुड़ी में 20 एमवीएआर 220 केवी लाइन रिएक्टर की स्थापना के लिए अंतिम संशोधित परियोजना लागत को मंजूरी दी गई थी।
- पीओसी टैरिफ में 400 केवी डी/सी पलटाना-सिलचर लाइन के 9 संवेदनशील स्थानों में स्थायी सुरक्षा कार्यों को शामिल करने के एनईटीसी के प्रस्ताव को मंजूरी दी गई।
- पीजीसीआईएल से एईजीसीएल को एईजीसीएल के मारियानी जीएसएस में दो 220 केवी बे के स्वामित्व का हस्तांतरण।
- नीपको और डाक विभाग, अरुणाचल प्रदेश के बीच बालीपारा-खुपी-किमी 132 केवी एस/सी से जुड़ी पारेषण परिसंपत्तियों की प्रक्रिया को अंतिम रूप दिया गया।
- मीसा (पावरग्रिड) एस/एस में दो नंबर के तृतीयक के साथ 33 केवी स्तर पर 100 एमवीएआर (4x25 एमवीएआर) रिएक्टर की कनेक्टिविटी का संशोधन। मीसा (पावरग्रिड) एस/एस में किसी भी आईसीटी के बंद होने की स्थिति में रिएक्टरों की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए 400/220 केवी आईसीटी।
- दीक्षित एचईपी (24 मेगावाट) के लिए बिजली निकासी पद्धति जैसा कि पहले एनईआरएससीटी में चर्चा की गई थी, को मंजूरी दी गई थी।

फोरम ने एनईआर में निम्नलिखित चल रही परियोजनाओं की नवीनतम स्थिति को नोट किया:

- पूर्वोत्तर क्षेत्र में एफओ विस्तार और मेगावाट अवकाश परियोजना।
- यूआरटीडीएसएम परियोजना की प्रगति।
- 220/132 केवी सलाकाटी उपकेन्द्र का उन्नयन कार्य।
- आईएमडी द्वारा विद्युत क्षेत्र के लिए मौसम का पूर्वानुमान।

- Rowta 220kV Substation connection with proposed Rangia 400/220kV, 2x500 MVA substation.
- Forum approved to keep spare 400/220kV, 500MVA ICT and spare 420kV, 125MVA reactors in NER region to take care of contingency of failure of such ICTs/reactors.
- In-principle approval for the establishment of U-NMS for ISTS and state utility communication was given.

B. Existing Projects – Upgradation/System Improvement

- Final revised Project cost for installation of 20 MVAR 220 kV Line Reactor at Kathalguri was approved.
- NERC's Proposal for inclusion of permanent protection works in 9 number of Vulnerable locations of 400 kV D/C Palatana -Silchar line in PoC tariff was approved.
- Transfer of ownership of two 220kV bays at Mariani GSS of AEGCL from PGCIL to AEGCL.
- Handing over procedure of transmission assets associated with Balipara-Khupi-Kimi 132kV S/c between NEEPCO and DoP, Arunchal Pradesh was finalized.
- Modification of connectivity of 100MVAR (4x25MVAR three phase) reactor at 33kV level at Misa (POWERGRID) S/s with tertiary of two nos. of 400/220kV ICTs to ensure availability of reactors in the event of outage of any ICTs at Misa (POWERGRID) S/s.
- Power evacuation methodology for Dikshi HEP (24 MW) as discussed in 1st NERSCT was approved.

Forum noted the latest status of the following on-going projects in NER:

- FO expansion and MW vacation project in NER.
- Progress of URTDSM project.
- Up-gradation works of 220/132kV Salakati sub-station.
- Weather Forecasting for Power Sector by IMD.

- एनईआर क्षेत्र में जेनरेटरों की प्रतिक्रियाशील शक्ति क्षमता परीक्षण।
- पीएसडीएफ के तहत पूर्वोत्तर क्षेत्र की योजनाओं की स्थिति।
- विभिन्न चालू और चालू आईएसटीएस एस/एसएन से एसटीयू द्वारा डाउनस्ट्रीम सिस्टम विकास।
- सिलचर-बिरनीहाट-अजारा-बोंगईगांव को जोड़ने वाली पलटाना पीढ़ी के लिए संशोधित एसपीएस-3 योजनाओं के क्रियान्वयन की स्थिति।
- पलटाना जनरेशन स्विचयार्ड में 132केवी लाइन बे के कार्यान्वयन की स्थिति।

संकल्प:

1. पावर सिस्टम डेवलपमेंट फंड (PSDF) से विश्वसनीय संचार और डेटा अधिग्रहण योजना के लिए 100% वित्त पोषण।
2. चौथी डीएसएम संशोधन व्यवस्था के तहत 1 जनवरी, 2019 से 2 जून, 2019 की अवधि के लिए राज्यों पर वित्तीय बोझ को 1 जनवरी, 2019 से भूतलक्षी प्रभाव से 5वें डीएसएम संशोधन को लागू करके राहत दी जानी है।
3. फोरम ने संकल्प लिया कि सिक्किम को पूर्वोत्तर क्षेत्र में होने के कारण एनईआरपीसी के प्रासंगिक खंड में संशोधन करके एनईआरपीसी की पूर्ण सदस्यता प्रदान की जा सकती है।

- Reactive Power Capability testing of Generators in NER region.
- Status of NER schemes under PSDF.
- Downstream system development by STUs from various commissioned and on-going ISTS S/Sn.
- Implementation status of revised SPS-3 schemes for Palatana Generation connecting Silchar-Byrnihat-Azara-Bongaigaon.
- Implementation status of 132kV line bay at Palatana Generation Switchyard.

Resolutions:

1. 100% funding for Reliable Communications and Data Acquisition scheme from Power System Development Fund (PSDF).
2. Financial burden on the states for the period 1st January, 2019 to 2nd June, 2019 under 4th DSM Amendment regime is to be relieved by implementing 5th DSM Amendment retrospectively, with effect from 1st January, 2019 onwards.
3. Forum resolved that Sikkim being in NE Region can be granted full membership of NERPC by amending the relevant clause of NERPC.

6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

एक वाणिज्यिक समिति की बैठक (38वीं) सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई, वे नीचे दिए गए हैं:

1. एनईआर में समग्र कार्यान्वयन: कार्यान्वयन में व्यावहारिक व्यवहार्यता के लिए, समग्र समूह द्वारा वस्तु-दर-वस्तु ब्रेकअप की जांच की जानी है। समस्त के लिए एनआईटी के दायरे के संबंध में, एनएलडीसी से टीईएसजी को उत्तर की प्रतीक्षा है।
2. "वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा बिजली खरीद समझौतों के तहत भुगतान सुरक्षा तंत्र के रूप में पर्याप्त साख पत्र (एलसी) को खोलने और बनाए रखने" पर एमओपी आदेश पर विचार-विमर्श दिनांक: 28 जून, 2019। सीसी सदस्यों ने आदेश पर विस्तार से चर्चा की।
3. कामेंग एचईपी- 2 यूनिट (2x150 मेगावाट) के चालू होने के बाद बिजली की बिक्री अगस्त-19 में होने की उम्मीद है। कामेंग एचईपी की बिजली के आवंटन के मुद्दे पर विस्तार से चर्चा की गई। असम और नागालैंड ने कामेंग एचईपी के आवंटित हिस्से से अतिरिक्त बिजली लेने की अपनी इच्छा का संकेत दिया।
4. 33 केवी और 11 केवी के माध्यम से एपी को बिजली आपूर्ति के लिए मासिक बिलिंग पद्धति पर सहमति, ट्रांसमिशन और यूआई शुल्क पर विचार-विमर्श।
5. संस्थाओं की विभिन्न बकाया देय राशियों और संबंधित प्रदाताओं के लिए ऋण सीमा में वृद्धि पर विस्तार से विचार-विमर्श। कथलगुड़ी में लाइन रिएक्टर की स्थापना के लिए।
6. कथलगुड़ी में लाइन रिएक्टर की स्थापना के लिए लागत में वृद्धि, एनईआरपीसी फोरम में डालने के लिए सीसी द्वारा समर्थित।

6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

One Commercial Committee meetings (38th) were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

1. SAMAST implementation in NER: For practical feasibility in implementation, item by item breakup, to be checked by SAMAST group. Regarding Scope of NIT for SAMAST, awaiting reply from NLDC to TESSG.
2. Deliberations on MOP Order on "Opening and maintaining of adequate Letter of Credit (LC) as Payment Security Mechanism under Power Purchase Agreements by Distribution Licensees" dated: 28th June, 2019. The CC members discussed the order in detail.
3. Kameng HEP- Sale of power subsequent to commissioning of 2 units (2x150 MW) expected in August-19. The issue regarding allocation of Power of Kameng HEP was discussed in details. Assam and Nagaland indicated their willingness to take additional power from the unallocated share of Kameng HEP.
4. Monthly Billing Methodology agreed for Power Supply to AP through 33KV & 11 KV, deliberations on transmission and UI charges.
5. Detail deliberations on various outstanding dues of the entities and enhancement of Line of Credit to the concerned providers.
6. Cost Escalation for installation of Line Reactor at Kathalguri, endorsed by CC to put up in NERPC Forum.

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 2019-20 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 155वीं से 166वीं 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. सी-डैक के तहत तारा उपकरणों की स्थापना से संबंधित रियल टाइम एनर्जी असेसमेंट प्रोजेक्ट पूरा किया गया। इसके अतिरिक्त, डब्ल्यूबीईएस शेड्यूल और एसएमएस अलर्ट ऐप के साथ तारा उपकरणों का एकीकरण पूरा होने के विभिन्न चरणों में था।

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 2019-20, 155th to 166th 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 was 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. Real Time Energy Assessment project involving the installation of TARA Devices under C-DAC was completed. Additionally, integration of TARA devices with WBES schedule & SMS alert app was under various stages of completion.

2. 2019-20 में पूर्वोत्तर राज्यों के यूएफआर और डीएफ/डीटी रिले के स्वास्थ्य की जांच के लिए आवधिक निरीक्षण किया गया।
3. वर्ष के दौरान विभिन्न एनईआर राज्यों के लिए पीडीएमएस नेटवर्क मॉडलिंग और डेटाबेस निर्माण पूरा होने के विभिन्न चरणों में था। पूर्ण नेटवर्क मॉडलिंग और डेटाबेस निर्माण के बाद एनईआर की पीडीएमएस परियोजना श्री द्वारा एनईआर पावर सिस्टम को समर्पित की गई थी। जेम्स के संगमा, अध्यक्ष एनईआरपीसी और माननीय मंत्री (विद्युत), सरकार। 14.02.2020 को मेघालय के।
4. अनेक स्टेशनों पर तुल्यकालन सुविधा की अनुपलब्धता नोट की गई। सिंक्रोस्कोप की खरीद का पता लगाया गया था।
5. पीएमयू में फेज शिफ्ट की त्रुटियों को ठीक करने के लिए बोंगाईगांव बनाम प्रत्येक स्टेशन के लिए फेज तुलना का मैट्रिक्स तैयार किया गया था। सुधार कार्य किए गए।
6. आरएचईपी में उच्च वोल्टेज की समस्या के कारण बार-बार 400 केवी बीएनसी-रंगनाडी लाइन खुलने से बचने के लिए, आरएचईपी में 80 एमवीएआर बस रिएक्टर की स्थापना का निर्णय लिया गया और एनईआरपीसीटीपी/टीसीसी/आरपीसी को संदर्भित किया गया।
7. सभी एनईआर एसएलडीसी के लिए मासिक आरएमएसई डेटा का उपयोग करके लोड पूर्वानुमान त्रुटि की निगरानी द्वारा एसएलडीसी द्वारा सटीक लोड पूर्वानुमान।
8. विभिन्न एनईआर जेनरेटर्स के लिए ब्लैक स्टार्ट और रिस्टोरेशन प्रक्रिया मॉक अभ्यास की अनुसूची को अंतिम रूप दिया गया। विभिन्न परिचालन मुद्दों पर चर्चा की गई और अभ्यास को सफलतापूर्वक संचालित करने के लिए उपाय किए गए।
9. अगरतला पीएमयू में देखी गई कम आवृत्ति और वोल्टेज दोलनों के मुद्दे को संबोधित करने के लिए, सभी चार इकाइयों के लिए एजीटीसीसीपीपी में डीवीएआर की स्थापना की गई थी।
10. एनईआर में सभी आईएसजीएस की प्रतिक्रियाशील शक्ति क्षमता परीक्षण आयोजित किया गया और आगे के अध्ययन किए गए।
11. ग्रिड घटनाओं के लिए जनरेटर आरजीएमओ प्रदर्शन विश्लेषण का विश्लेषण किया गया था और उत्पादन स्टेशनों को भविष्य की घटनाओं में वांछित प्रतिक्रिया प्रदान करने की सलाह दी गई थी।
2. Periodic Inspection to check the healthiness of UFR & df/dt relays of the NER states was conducted in 2019-20.
3. PDMS network modelling and database building for various NER states was in various stage of completion during the course of the year. After full network modelling & database building the PDMS project of NER was dedicated to NER Power System by Sh. James K. Sangma, Chairman NERPC & Hon'ble Minister (Power), Govt. of Meghalaya on 14.02.2020.
4. Non-availability of synchronization facility at numerous stations was noted. Procurement of synchroscope was explored.
5. To correct the Phase shift errors in PMU, the matrix of phase comparison for each stations vs Bongaigaon was prepared. Rectification works were undertaken.
6. To avoid frequent 400 KV BNC-Ranganadi line opening due to high voltage issue at RHEP, installation of 80 MVAR bus reactor at RHEP was decided and referred to NERPCTP/TCC/RPC.
7. Accurate load forecasting by SLDCs by monitoring of load forecast error using monthly RMSE data for all NER SLDCs.
8. Schedule for Black Start & Restoration Procedure Mock exercise for various NER Generators were finalized. Various operational issues were discussed and measures were taken to successfully conduct the exercise.
9. To address the low frequency and voltage oscillations issue as observed in Agartala PMU, DVAR installation at AGTCCPP for all the four units was done.
10. Reactive power capability testing of all ISGS in NER was conducted and further studies were undertaken.
11. Generator RGMO performance analysis for Grid events was analysed and generating stations were advised to provide the desired response in future events.

12. विभिन्न एनईआर उप-स्टेशनों के लिए बस विन्यास मुद्दों पर चर्चा के लिए लिया गया और निम्नलिखित प्रगति की गई:

ए) रंगनाडी एचईपी में 400केवी बस-ए के लिए पैंटोग्राफ आइसोलेटर्स के चार सेट, एक सेट सीटी (बस कपलर), एक सेट सीवीटी (बस-ए) आदि की खरीद शुरू की गई थी।

बी) लोकतक में 132केवी ट्रांसफर बस को 31.10.2019 को चार्ज किया गया था।

सी) सूरजमणिनगर में 132केवी बस-1 और बस-2 दोनों में 132केवी लाइनों का वितरण विश्वसनीय संचालन के लिए किया गया था।

13. एनईआर ग्रिड के दक्षिणी हिस्से को मजबूत करने के लिए परियोजनाओं की नियमित निगरानी, जो पलटाना जीबीपीपी से बिजली की अविश्वसनीय निकासी के कारण ग्रिड की गड़बड़ी की चपेट में है।

14. लाइन ओवरलोडिंग / भीड़भाड़ के मुद्दों पर चर्चा की गई और समस्या को कम करने के लिए आवश्यक सुझाव दिए गए।

15. टीजीबीपीपी में उत्पादन की निकासी को प्रभावित करने वाली दोनों लाइनों (132 केवी मोनार्कक-उदयपुर और 132 केवी मोनार्क-रोखिया) के ट्रिपिंग के मामले में मोनार्क का द्वीप गठन और ट्रिपिंग के मामले में मोनार्क पीढ़ी की सुरक्षित निकासी के लिए योजना किसी एक लाइन (132 केवी मोनार्कक-उदयपुर या 132 केवी मोनार्कक-रोखिया) का विश्लेषण किया गया।

16. बस वोल्टेज को अनुमेय सीमा के भीतर बनाए रखने के साथ-साथ सिस्टम के नुकसान को कम करने के उद्देश्य से, मंच में ट्रांसफार्मर टैप ऑप्टिमाइज़ेशन अध्ययन आयोजित और चर्चा की गई।

17. फोरम में 400 केवी सिलचर-अजारा और 400 केवी सिलचर-ब्यार्निहाट के लिए 1-चरण और 3-चरण ऑटो-रिक्लोजर योजना पर चर्चा की गई। अजारा में सिंगल फेज एआर के गैर-संचालन को सुधारने की सिफारिश की गई थी।

18. 220 केवी सकलति-बीटीपीएस डी/सी को एचटीएलएस कंडक्टर के साथ अपग्रेड करने को लाइन ओवरलोडिंग के कारण सैद्धांतिक मंजूरी दी गई थी।

19. एनईआर में 400 केवी सब-स्टेशनों पर उच्च वोल्टेज अवधि का प्रबंधन करने के लिए बिश्वनाथ-चारियाली में फैक्ट्स उपकरणों की स्थापना।

12. Bus configuration issues for various NER sub-stations were taken for discussion and following progress was made:

a. For 400kV Bus-A at Ranganadi HEP procurement of Four sets of Pantograph isolators, One Set CT(Bus Coupler), One set CVT(Bus-A) etc was initiated.

b. 132kV Transfer Bus at Loktak was charged on 31.10.2019.

c. Distribution of 132kV lines in both 132kV Bus-1 and Bus-2 at Surajmaninagar was done for reliable operation.

13. Regular monitoring of projects for strengthening of Southern part of NER grid which is vulnerable to Grid Disturbances due to unreliable evacuation of power from Palatana GBPP.

14. Line overloading/congestion issues were discussed and necessary suggestions were made to alleviate the problem.

15. Island formation of Monarchak in case of tripping of both lines (132 kV Monarchak-Udaipur & 132 kV Monarchak- Rokhia) affecting the evacuation of generation at TGBPP & scheme for safe evacuation of Monarchak generation in case of tripping of any one line (132 kV Monarchak-Udaipur or 132 kV Monarchak- Rokhia) was analysed.

16. With the aim of maintaining bus voltages within permissible limit as well as to minimize system losses, Transformer Tap Optimization studies were conducted and discussed in the forum.

17. 1-phase and 3-phase Auto-reclosure scheme for 400kV Silchar-Azara & 400kV Silchar – Byrnihat was discussed in the forum. Non-operation of single phase AR at Azara was recommended to be rectified.

18. Upgradation of 220 kV Sakalati – BTPS D/C with HTLS conductor was given in principle approval due to line overloading.

19. Installation of FACTS devices at Biswanath-Chariali to manage high voltage duration at 400kV sub-stations in NER.

20. पेनस्टॉक की विफलता के कारण कोपिली जलविद्युत परियोजना में क्षतिग्रस्त परिसंपत्तियों के पुनर्स्थापन कार्यों के लिए योजना तैयार की गई थी।
21. स्वस्थता और गर्म पुर्जों की उपलब्धता से संबंधित मामलों पर चर्चा की गई और गर्म पुर्जों का वास्तविक समय में मॉक टेस्ट आयोजित करने के प्रस्ताव पर सहमति बनी।
22. आईएसजीएस इकाइयों के दोलनों के उचित विश्लेषण के लिए पीएमयू की स्थापना के प्रस्ताव पर फोरम में चर्चा की गई।

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। 53 वीं से 54 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 तृतीय-पक्ष सुरक्षा लेखापरीक्षा का अनुश्रवण किया गया।
- 3 सबस्टेशन के लिए 220 वी डीसी बैटरी सिस्टम के साथ-साथ पीएलसीसी उपकरण के लिए 48 वी डीसी बैटरी सिस्टम की स्वस्थता।
- 4 विक्षोभ रिकॉर्डर चैनलों के मानकीकरण के लिए अंतिम योजना तैयार की गई थी।
- 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।

20. Plan was formulated for restoration works of the damaged Assets at Kopili HEP due to failure of Penstock.
21. Matter related with healthiness and availability of hot spares were discussed and proposal to conduct real time mock test of hot spares was agreed.
22. Proposal for Installation of PMUs for proper analysis of oscillations for ISGS units was discussed in the forum.

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. 53rd and 54th Protection Co-ordination Committee meetings were 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 Healthiness of 220 V DC battery system for substation as well as 48 V DC battery system for PLCC equipment.
- 4 Final plan for Standardization of Disturbance Recorder Channels were formulated.
- 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. डाउनस्ट्रीम के साथ बेहतर रिले सेटिंग समन्वय के लिए सबस्टेशन वार रिले सेटिंग्स की समीक्षा की गई।

7 Substation wise Relay settings was reviewed for better relay setting co-ordination with downstream.

6.6 उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेट्री (नेटेस्ट) बैठक

15वीं टीसीसी और एनईआरपीसी बैठक के दौरान एनईआरपीसी की उप-समिति के रूप में नेटेस्ट को मंजूरी दी गई थी। वर्ष 2019-20 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 13वीं से 16वीं 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. वर्ष के दौरान एनईआर के सभी सात राज्यों में एसएलडीसी का उन्नयन सफलतापूर्वक पूरा किया गया।
2. एनईआर में यूआरटीडीएसएम चरण II को सफलतापूर्वक लागू किया गया था।
3. आईएसटीएस और राज्य उपयोगिता संचार नेटवर्क के लिए एकीकृत तरीके से केंद्रीकृत पर्यवेक्षण के लिए अत्याधुनिक यू-एनएमएस प्रणाली की स्थापना 14वीं नेटेस्ट बैठक में की गई थी।
4. MePTCL के किलिंग सबस्टेशन पर VSAT पायलट प्रोजेक्ट को सफलतापूर्वक लागू किया गया था। आवाज और डेटा संचार प्रदर्शन दोनों संतोषजनक थे। 16वें NETeST फोरम में इस पर चर्चा की गई और NER के लिए वैकल्पिक मार्ग के रूप में VSAT प्रस्तावित किया गया।
5. आरओडब्ल्यू जैसे कई मुद्दों का सामना करने के बावजूद माइक्रोवेव वेकेशन और एनईआर एफओ परियोजना के कार्यान्वयन में पर्याप्त प्रगति हुई है।

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 2019-20, 13th to 16th 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. Upgradation of SLDCs in all seven states of NER was completed successfully during the year.
2. URTDSM phase II was successfully implemented in NER.
3. Establishment of state of the art U-NMS system for centralized supervision for ISTS and state utility communication network in a unified manner was proposed in 14th NETeST meeting.
4. VSAT pilot project was successfully implemented on Killing substation of MePTCL. Both voice and data communication performance were satisfactory. The same was discussed in 16th NETeST forum and VSAT as alternate path for NER was proposed.
5. Substantial progress was made in the implementation of Microwave Vacation and NER FO project despite facing several issue such as ROW.

अध्याय CHAPTER 7

रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification

7.1 जारी की गई रिपोर्ट:

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

- मासिक विद्युत आपूर्ति की स्थिति
- मासिक प्रगति रिपोर्ट
- भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट
- वार्षिक रिपोर्ट

7.2 पारिषण उपलब्धता का प्रमाणन

सीईआरसी के द्वारा अधिसूचित विनियम L-1/144/2013/CERC दिनांकित 21-02-14 और 01-04-14 से प्रभावी के अंतर्गत पावरग्रिड लाइनों व उपकरणों का मासिक उपलब्धता प्रमाण पत्र उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत सचिवालय द्वारा वर्ष 2019-20 के लिये जारी किया गया। वर्ष 2019-20 के लिये मासिक उपलब्धता का विवरण निम्नलिखित हैं:

7.1 Reports Issued:

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

- Monthly Power Supply Position;
- Monthly Progress Reports;
- Load Generation Balance Report;
- Annual Report.

7.2 Certification of Transmission Availability:

As per CERC Regulations 2014-19 vide notification No. L-1/144/2013/CERC dated 21-02-14 effective from 01-04-14, Availability Certificate of Power grid, NETC element in NER during 2019-20 was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability for the year 2019-20 are as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतः-क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)
Apr-19	99.7041
May-19	99.9510
Jun-19	99.8351
Jul-19	99.9043
Aug-19	99.8392
Sep-19	99.8976
Oct-19	99.8492
Nov-19	99.9157
Dec-19	99.9325
Jan-20	99.9423
Feb-20	99.8157
Mar-20	99.9084

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतः-क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional NETC elements in NER (in %)
Apr-19	99.5592
May-19	99.9241
Jun-19	99.8667
Jul-19	100
Aug-19	99.7986
Sep-19	100
Oct-19	99.5769
Nov-19	99.6649
Dec-19	99.9949
Jan-20	100
Feb-20	99.9279
Mar-20	100

अध्याय CHAPTER 8

राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy

8.1 हिंदी प्रशिक्षण:

कार्यालय के 65% 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 2019-20 के दौरान 'क', 'ख' और 'ग' क्षेत्र को हिंदी पत्राचार का प्रतिशत 80%, 76% और 79% 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 2019-20 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 पखवाड़ा 14.09.2020 से 28.09.2020 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 मुख्य मंत्री 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 31.03.2020)		
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 तोपोन कुमार गोगोइ माननीय विद्युत मंत्री, असम सरकार, गुवाहाटी</p>	<p>Shri Topon Kumar Gogoi 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 मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार आइजोल</p>	<p>Shri R. Lalzirliana, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Mizoram, Aizawl.</p>
5.	<p>श्री जेम्स पी के संगमा , माननीय विद्युत मंत्री मेघालय सरकार शिलांग</p>	<p>Shri James K Sangma, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya Shillong</p>
6.	<p>श्री जिशु देब वर्मा माननीय उप मुख्यमंत्री विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।</p>	<p>Shri Jishnu Deb Verma Hon'ble Dy. Chief Minister and Minister of Power, Govt. of Tripura, Agartala.</p>
7.	<p>श्री दिनेश चंद्र ,आईईएस सदस्य (जीओ&डी) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण</p>	<p>Shri Dinesh Chandra, IES Member (GO&D), Central Electricity Authority, New Delhi.</p>

	नई दिल्ली	
8.	श्री जी एस मीणा, आई ए एस आयुक्त (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर।	Shri G.S. Meena, IAS Commissioner(Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.
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 केएच रघुमनी, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल।	Shri Kh. Raghumani, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Manipur, Imphal.
11.	श्री विजय कुमार, आईएएस आयुक्त एवं सचिव (विद्युत) मेघालय सरकार, शिलांग।	Dr. Vijay Kumar, IAS Commissioner & Secretary (Power) Govt. of Meghalaya Shillong.
12.	श्री एच. ललेंगमविअ, आई.ए.एस. सचिव (विद्युत) मिजोरम सरकार, आइजोल।	Shri H. Lalengmawia, IAS Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13.	श्री के.डी. विज्ञो, आई.टी.एस सचिव (विद्युत), नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri K. D. Vizo, ITS Secretary (Power), Govt. of Nagaland, Kohima.
14.	श्री मनोज कुमार, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।	Shri Manoj Kumar, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15.	श्री वाइ.के.पिपरसेनिआ, आईएएस, अध्यक्ष ईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल असम सरकार गुवाहाटी	Shri V.K. Pipersenia, IAS Chairman AEGCL/APGCL/APDCL Guwahati Govt. of Assam
16.	श्री ध्रुवज्योती हज़ारिका प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri. Dhruvajyoti Hazarika Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17.	श्रीमती कलयाणी बरुवा प्रबंध निदेशक, एपीजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Smti. Kalyani Baruah Managing Director, APGCL Govt. of Assam, Guwahati.

18.	श्री राजेश अग्रवाल, आईएएस प्रबंधक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल. असम सरकार गुवाहाटी	Shri Rajesh Agarwal, IAS Managing Director, APDCL Govt. of Assam, Guwahati.
19.	श्रीमती ए. निकोला अध्यक्ष, एमईईसीएल मेघालय सरकार, शिलांग	Smti. A. Nikhla Chairperson, MeECL Govt. of Meghalaya Shillong
20.	श्री वी.के. सिंह, अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग।	Shri V. K. 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 ए. के. गुप्ता निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri A. K. Gupta. Director (Commercial), NTPC, New Delhi
23.	श्रीमती सीमा गुप्ता निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड, नई दिल्ली।	Smt. Seema Gupta Director (Opn.), POWERGRID, New Delhi.
24.	श्री अरुन कुमार गर्ग सीईओ, एन वी वी एन एल, नई दिल्ली।	Sh. Arun Kumar Garg CEO, NVVNL, New Delhi.
25.	श्री एस. गंगुली प्रबंधक निदेशक, ओ.टी.पी.सी., नई दिल्ली।	Shri S. Ganguly Managing Director, OTPC, New Delhi.
26.	श्री वी.सुरेश कार्यपालक निदेशक एनईआरएलडीसी, शिलांग।	Shri V. Suresh Executive Director N.E.R.L.D.C. Shillong
27.	श्री ए.के.ठाकुर, आईईएस (सीपीईएस) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग।	Shri A.K. Thakur, IES (CPES) Member Secretary N.E.R.P.C Shillong

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक (31.03.2020 को)
PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2020)

Sr. No	Designation	नाम	Name
1.	सदस्य सदस्य सचिव Member Secretary	श्री ए.के ठाकुर	Shri A. K. Thakur
2.	अधीक्षण अभियंता Superintending Engineer	श्री ब्रीफली लिंगखोई	Shri Brieflee Lyngkhoi
		श्री एस.एम.आईमोल	Shri S.M. Aimol
3.	सहायक सचिव Assistant Secretary	श्री फारूक इकबाल	Shri Farooque Iqbal
4.	कार्यकारी अभियंता Executive Engineer	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
		श्री फारूक इकबाल	Shri Farooque Iqbal
5.	सहायक कार्यकारी अभियंता Assistant Executive Engineer	श्री सादिक ईमाम	Shri Sadiq Imam
		श्री.अभिजीत अग्रवाल	Shri Abhijeet Agrawal
		श्री एस.रंजन	Shri Shaishav Ranjan

ऊपर के अतिरिक्त बी, सी और डी समूह के सात (8) अधिकारी उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की शक्ति हैं।

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

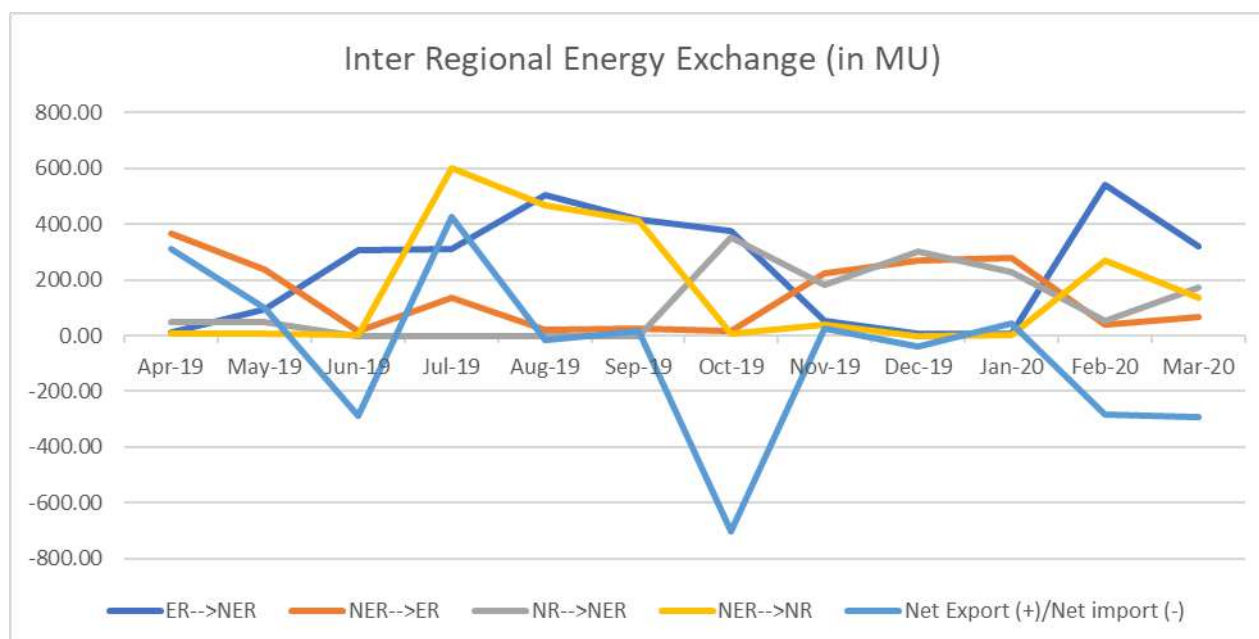
**31.03.20 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और
भरण**

POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.20

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	2	0
3	कार्यपालक अभियंता/ सहायक सचिव Executive Engineer/ Assistant Secretary	3	2	1
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	1	0
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	4	3
	कुल Total:	27	18	9

वर्ष 2019-20 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय
INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2019-20

Month	ER-->NER	NER-->ER	NR-->NER	NER-->NR	Net Export (+)
					/Net import (-)
Apr-19	12.20	366.18	50.00	6.00	309.98
May-19	93.30	235.93	50.00	6.00	98.63
Jun-19	306.70	17.98	0.00	0.14	-288.58
Jul-19	310.90	134.25	0.00	600.59	423.94
Aug-19	505.10	19.57	0.00	467.60	-17.93
Sep-19	418.90	23.82	0.00	412.00	16.92
Oct-19	375.00	14.58	350.00	7.00	-703.42
Nov-19	51.40	221.45	184.00	37.00	23.05
Dec-19	6.00	268.90	300.00	0.00	-37.10
Jan-20	6.00	278.73	228.00	0.17	44.90
Feb-20	539.10	39.75	54.00	270.18	-283.17
Mar-20	320.10	64.82	174.00	136.99	-292.29
Total FY 19-20	2944.70	1685.96	1390.00	1943.67	-705.07



वर्ष 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल
VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2019-20

Month	Misa (PG)		Balipara (PG)		Bongaigaon (PG)		Silchar (PG)		Misa 220 kV		AGBPP 220 kV		Mokokchung 220 kV		Aizawl 132 kV		Kahilipara 132 kV	
	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
Apr-19	423	393	422	390	420	383	422	385	231	216	239	196	235	225	142	117	141	127
May-19	423	392	419	387	413	388	420	392	229	211	236	234	237	215	140	119	142	126
Jun-19	431	388	417	391	410	383	418	384	227	213	238	225	235	215	139	125	142	117
Jul-19	420	393	417	390	410	383	420	394	229	216	237	223	235	219	139	130	142	133
Aug-19	416	395	413	393	408	391	417	392	227	215	235	215	232	214	138	129	139	131
Sep-19	416	395	413	393	408	391	417	392	227	215	235	215	232	214	138	132	139	132
Oct-19	422	388	420	386	419	385	419	393	226	216	235	219	234	224	138	128	138	132
Nov-19	422	396	421	393	419	387	419	394	230	212	240	216	236	217	138	126	138	128
Dec-19	424	393	423	392	419	398	419	398	240	210	241	218	238	215	139	126	139	129
Jan-20	422	395	421	392	416	398	421	398	234	215	241	214	241	216	138	125	138	128
Feb-20	425	391	424	388	419	397	419	399	230	213	241	217	241	216	139	126	138	125
Mar-20	421	395	419	403	414	404	421	398	238	210	240	234	227	218	137	129	138	132
Max	431		424		420		422		240		241		241		142		142	
Min	388		386		383		384		210		196		214		117		117	

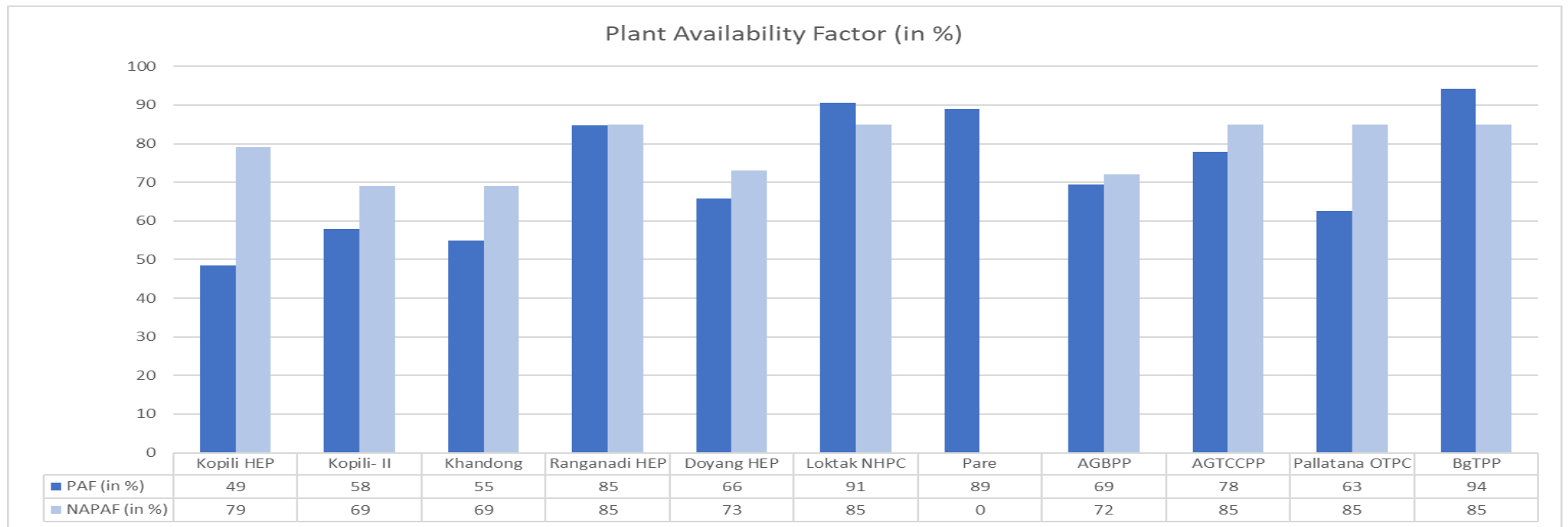
अनुलग्नक /Annexure-VIA

वर्ष 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयंत्रों के संयंत्र उपलब्धता गुणांक
PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2019-20

Sl. No.	Name of Plant	Apr-19		May-19		Jun-19		Jul-19		Aug-19		Sep-19	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	22.4	88.05	126.3	93.11	115.3	84.73	140.2	97.61	144.9	98.34	139	97.88
2	Kopili- II	2.3	77.71	14.9	85.57	14	82.22	16.2	89.08	15.2	88.43	14.8	89.23
3	Khandong	4.1	62.81	31.3	87.4	27.1	80.2	33.8	90.81	31	86.82	20.6	81.78
4	Ranganadi HEP	8.4	4.49	164.4	99.65	121.4	100.09	253.8	101.42	171.9	99.14	197.2	99.25
5	Doyang HEP	1.8	22.94	3.7	41.56	9.5	59.47	22.9	62.79	29.7	78.63	27	84.87
6	Loktak NHPC	31.1	96.07	31.1	88.21	40.1	92.37	36.9	101.21	47.3	73.6	7.5	66.6
7	Pare	6.9	48.27	56	101.01	48.7	101.13	81.9	105.42	61.8	101.99	72.2	105.39
8	AGBPP	136.1	66.88	149.4	72.7	141.3	69.75	165.6	73.57	134.3	66.77	113.4	59.21
9	AGTCCPP	51.3	62.26	64.6	75.39	57	64.58	53.6	64.07	51.4	60.64	56	71.05
10	Pallatana OTPC	408.6	83.87	464.3	89.65	440.7	85.18	454.6	86.83	356.6	68.18	342.7	68.81
11	BgTPP	349.2	97.21	256.1	89.52	342.8	91.31	341.1	95.26	263.1	71.87	143.6	86.58
Sl. No.	Name of Plant	Oct-19		Nov-19		Dec-19		Jan-20		Feb-20		Mar-20	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	28.5	21.91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Kopili- II	3.1	20.2	4.2	26.4	14.8	83.02	4.2	50.77	0	0	0	0
3	Khandong	4.4	19.74	0	0	4.8	16.24	25.3	86.21	7.8	45.4	0	0
4	Ranganadi HEP	128.3	100.01	68.1	100.01	49.9	100.01	40.7	89.47	31.9	44.97	53.5	75.68
5	Doyang HEP	34.4	90.01	21.1	93.45	12	87.44	7.7	64.74	6.5	58	4.6	45.2
6	Loktak NHPC	20.1	100.01	50.8	101.21	34.5	100.13	17	88.57	18.8	84.23	22.7	94.81
7	Pare	51.6	101.48	27	94.28	19.3	101.01	15.2	101.01	12.9	54.24	17.9	50.62
8	AGBPP	122.4	58.77	160.5	77.88	130.5	60.94	162.9	76.45	154.7	77.99	151	72.75
9	AGTCCPP	80.5	92.65	75	84.9	75.8	85.56	82.9	93.64	76.6	89.61	81.9	89.24
10	Pallatana OTPC	299.6	56.34	255.5	49.72	258.5	48.12	274.5	50.94	157.9	31.56	171.5	31.71
11	BgTPP	288.8	93.96	339.7	100.93	383.6	100.13	378.5	103.18	334.3	99.58	296.2	100.34

अनुलग्नक /Annexure-VIB

Annual PAF for 2019-20						
Sl. No	Name of Plant	Installed Capacity(MW)	Design Energy(GWh)	Gen (MU)	PAF (in %)	NAPAF (in %)
1	Kopili HEP	200	1186.14	716.6	49	79
2	Kopili- II	25	86.3	103.7	58	69
3	Khandong	50	277.61	190.2	55	69
4	Ranganadi HEP	405	1509.69	1289.5	85	85
5	Doyang HEP	75	227.24	180.9	66	73
6	Loktak NHPC	105	448	357.9	91	85
7	Pare	110		471.4	89	
8	AGBPP	291	NA	1722.1	69	72
9	AGTCCPP	130	NA	806.6	78	85
10	Pallatana OTPC	726.6	NA	3885	63	85
11	BgTPP	750	NA	3717	94	85



लोड गुणांक Load Factor

Month	Year 2015-16			Year 2016-17			Year 2017-18			Year 2018-19			Year 2019-20		
	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	959.1	2220.0	60.0	1035.8	2479.0	58.0	1170.5	2258.0	72.0	1259.8	2600.0	67.3	1197.6	2847.7	58.4
May	1087.0	2573.0	56.8	1019.0	2487.0	55.1	1339.1	2472.0	72.8	1174.6	2709.0	60.2	1294.5	2758.2	65.2
Jun	1115.5	2356.0	65.8	1172.4	2479.0	65.7	1396.1	2499.0	77.6	1385.8	2640.0	72.9	1476.5	2922.4	70.2
Jul	1240.6	2520.0	66.2	1260.1	2474.0	68.5	1471.0	2507.0	78.9	1536.4	2899.0	73.6	1482.2	2938.1	70.1
Aug	1220.7	2437.0	67.3	1420.8	2435.0	78.4	1525.7	2529.0	81.1	1618.0	2976.0	75.5	1480.6	2939.9	69.9
Sep	1223.1	2442.0	69.6	1336.0	2430.0	76.4	1526.1	2629.0	80.6	1526.6	2921.0	72.6	1471.0	2944.5	69.4
Oct	1251.5	2401.0	70.1	1322.2	2466.0	72.1	1450.7	2596.0	75.1	1402.3	2790.0	69.8	1470.4	2988.5	68.3
Nov	1141.3	2372.0	66.8	1169.8	2376.7	68.4	1268.9	2443.0	72.1	1285.0	2672.0	66.8	1229.7	2714.3	62.9
Dec	1111.6	2355.0	63.4	1192.1	2245.0	71.4	1258.7	2333.0	72.5	1322.9	2541.0	72.3	1224.6	2539.5	67.0
Jan	1135.4	2367.3	64.5	1274.8	2329.7	73.5	1311.0	2339.0	75.3	1309.1	2575.0	70.6	1266.9	2619.6	67.2
Feb	1087.0	2401.0	65.1	1118.9	2242.5	74.2	1113.6	2387.0	69.4	1193.7	2480.0	66.8	1193.5	2655.8	62.4
Mar	1163.6	2442.0	64.1	1178.8	2236.2	70.9	1295.2	2283.0	76.3	1290.5	2540.0	70.6	1196.7	2593.0	64.1

वर्ष 2019-20 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2019-20

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-19	719.3 mtr	704 mtr	708.9	4.5	609.5 mtr	592.83 mtr	598	18.7	768.5 mtr	766.2 mtr	769.2	250
May-19	719.3 mtr	704 mtr	716.2	17.1	609.5 mtr	592.83 mtr	602.2	43.6	768.5 mtr	766.2 mtr	766.6	16.3
Jun-19	719.3 mtr	704 mtr	724.2	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	605	62.3	768.5 mtr	766.2 mtr	768	120
Jul-19	719.3 mtr	704 mtr	724.2	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	605	62.3	768.5 mtr	766.2 mtr	768	120
Aug-19	719.3 mtr	704 mtr	724.2	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	605	62.3	768.5 mtr	766.2 mtr	768	120
Sep-19	719.3 mtr	704 mtr	724.2	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	605	62.3	768.5 mtr	766.2 mtr	768	120
Oct-19	719.3 mtr	704 mtr	724.2	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	605	62.3	768.5 mtr	766.2 mtr	768	120
Nov-19	719.3 mtr	704 mtr	725.1	39.8	609.5 mtr	592.83 mtr	0	-	768.5 mtr	766.2 mtr	768	110
Dec-19	719.3 mtr	704 mtr	721.8	30.5	609.5 mtr	592.83 mtr	0	-	768.5 mtr	766.2 mtr	767.7	75.5
Jan-20	719.3 mtr	704 mtr	710.4	7	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.73	77
Feb-20	719.3 mtr	704 mtr	707.1	3	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.9	97
Mar-20	719.3 mtr	704 mtr	709.5	6	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.1	37
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-19	3220 ft	3150 ft	3168.5	8.1	93.55 mtr	83.6 mtr	90.6	38	333 mtr	306 mtr	306.5	0
May-19	3220 ft	3150 ft	3166.5	7.3	93.55 mtr	83.6 mtr	88.4	38	333 mtr	306 mtr	306.8	0
Jun-19	3220 ft	3150 ft	3179.7	50	93.55 mtr	83.6 mtr	90.5	15.4	333 mtr	306 mtr	314	10.1
Jul-19	3220 ft	3150 ft	3179.7	50	93.55 mtr	83.6 mtr	90.5	15.4	333 mtr	306 mtr	314	10.1
Aug-19	3220 ft	3150 ft	3179.7	50	93.55 mtr	83.6 mtr	90.5	15.4	333 mtr	306 mtr	314	10.1
Sep-19	3220 ft	3150 ft	3179.7	13.3	93.55 mtr	83.6 mtr	90.5	15.4	333 mtr	306 mtr	314	10.1
Oct-19	3220 ft	3150 ft	3179.7	13.3	93.55 mtr	83.6 mtr	90.5	15.4	333 mtr	306 mtr	314	10.1
Nov-19	3220 ft	3150 ft	3212.4	42.4	93.55 mtr	83.6 mtr	89	11.7	333 mtr	306 mtr	312.2	8.5
Dec-19	3220 ft	3150 ft	3197.5	27.8	93.55 mtr	83.6 mtr	91	19.4	333 mtr	306 mtr	317.5	17
Jan-20	3220 ft	3150 ft	3187.66	19	93.55 mtr	83.6 mtr	88.4	10	333 mtr	306 mtr	314.65	13
Feb-20	3220 ft	3150 ft	3184	17	93.55 mtr	83.6 mtr	89.7	14	333 mtr	306 mtr	311.1	7
Mar-20	3220 ft	3150 ft	3175.2	11	93.55 mtr	83.6 mtr	86.9	6	333 mtr	306 mtr	307.5	2

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

Organization	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	Jan-20	Feb-20	Mar-20
Ar. Pradesh	-10.46	-16.68	-6.90	-17.68	-2.06	-10.85	-7.59	2.21	3.59	7.34	-0.69	-2.51
ASEB	9.22	10.68	15.84	23.33	14.22	10.84	17.75	8.45	8.51	2.24	7.11	4.47
Manipur	-1.93	1.42	1.12	0.13	2.03	0.35	1.46	2.24	0.85	-0.23	-1.25	-0.95
MeECL	1.89	-0.68	-1.46	-6.83	-2.61	-2.43	1.63	4.25	16.79	16.29	-2.48	5.94
Mizoram	-2.90	-3.37	-4.38	-5.53	-3.75	-2.77	-1.85	-0.68	1.26	0.33	1.42	-0.25
Nagaland	-0.11	-0.91	-2.18	-4.22	-1.46	-3.26	-2.97	-1.73	-1.04	1.53	1.27	0.14
TSECL	1.03	-8.64	-8.22	-14.05	-1.08	-5.06	-4.57	-12.46	-8.74	-4.81	-4.52	-1.60
PGCIL-HVDC	-0.07	-0.01	0.02	0.03	0.08	0.00	-0.12	-0.21	-0.31	-0.34	-0.24	-0.25

(-) 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)	St nbage – 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	15	0
			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)</p> <p>[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)</p> <p>[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		

MAJOR PSDF FUNDED PROJECTS IN NER

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):

- a) 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.
- b) 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.
- c) 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.
- d) 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.
- e) 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 31.03.2020, the project is under various stages of execution in the seven states of NER.

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. 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:

- a) For AEGCL, Assam, vide order dated 11.05.2015 and 28.10.2015
- b) For DoP Nagaland, vide order dated 11.05.2015
- c) For MePTCL, Meghalaya, vide order dated 04.08.2015
- d) For P&ED, Mizoram, vide order dated 28.10.2015
- e) For TSECL, Tripura, vide order dated 05.01.2016
- f) For MePGCL, Meghalaya, vide order dated 05.01.2016
- g) For MSPCL, Manipur, vide order dated 05.09.2016
- h) For DoP Arunachal Pradesh, vide order dated 05.09.2016

Status as on 31.03.2020:

- Arunachal Pradesh: Diagnostic tools under the project supplied and complete in all aspects. For PLCC & communication equipments award issued and contract signed. For Substation equipment and earthing NIT floated and award to be done.
- Assam: 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.
- 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 and final utilization to be submitted by the utility. For MePTCL, work complete in all aspects.
- Mizoram: Work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility.
- Nagaland: Substation equipments & earthing, supply of diagnostic tools complete in all aspects. PLCC & communication equipment in various stages of execution.
- 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:

- a.** 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.
- b.** Matter was discussed in Technical Committee meeting of Forum of Regulators (FOR) held at Shillong on 16.04.2018 and it was decided that:
 - i. NERPC will act as a Nodal Agency to finalize the DPR and also to carry out bulk/single tendering for all the NER States.
 - ii. 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.
- c.** Detailed Project Report of all States prepared and submitted for PSDF funding on 30.05.2018.
- d.** 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.
- e.** 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.
- f.** 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.
- g.** 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) 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

As on 31st March'2020 the above tenders are under evaluation.

4. Capacitor Installation

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

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for installation of reactive power solution for MSPCL, Manipur substations vide following order vide order dated 20.03.2020.

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 which shall ensure higher selectivity and faster isolation of line faults for short length.

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for installation of reactive power solution for Meghalaya substations vide following order vide order dated 24.05.2019.

Status as on 31.03.2020:

- Assam: Lines were identified. Under DPR preparation stage.
- Manipur: 132kV Imphal-Imphal and 132kV Jiribm-Jiribam were proposed. Under DPR preparation stage
- Meghalaya: 60% claim submitted
- Mizoram: 132kV Aizawl - Luangmual and 132kV Kawmzawl – Khawiva were identified for the scheme.
- Nagaland: Lines identified. Under DPR preparation stage.
- Tripura: Lines not yet identified.

6. PDMS

Subsequent to nation-wide Grid Disturbance on 30th & 31st July 2017 MoP vide letter No. 11/48/2012-PG dated the 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 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 be constituted to finalise DPR as suggested by NPC, CEA. Accordingly, the DPR sub-committee was constituted by Member Secretary, NERPC.
- 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/RPC 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 2019-20 के दौरान बैठकों की सूची
LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2019-20

OCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	155th OCC Meeting	10.04.2019	Guwahati
2	156th OCC Meeting	15.05.2019	Guwahati
3	157th OCC Meeting	04.06.2019	Guwahati
4	158th OCC Meeting	12.07.2019	Guwahati
5	159th OCC Meeting	09.08.2019	Cherrapunjee
6	160th OCC Meeting	04.09.2019	Guwahati
7	161st OCC Meeting	22.10.2019	Guwahati
8	162nd OCC Meeting	15.11.2019	Kaziranga
9	163rd OCC Meeting	17.12.2019	NERLDC
10	164th OCC Meeting	21.01.2020	Guwahati
11	165th OCC Meeting	14.02.2020	Guwahati
12	166th OCC Meeting	06.03.2020	Guwahati

CC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	38th CC Meeting	23.07.2019	Guwahati

PCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	53rd PCC Meeting	11.07.2019	Guwahati
2	54th PCC Meeting	22.01.2020	Guwahati

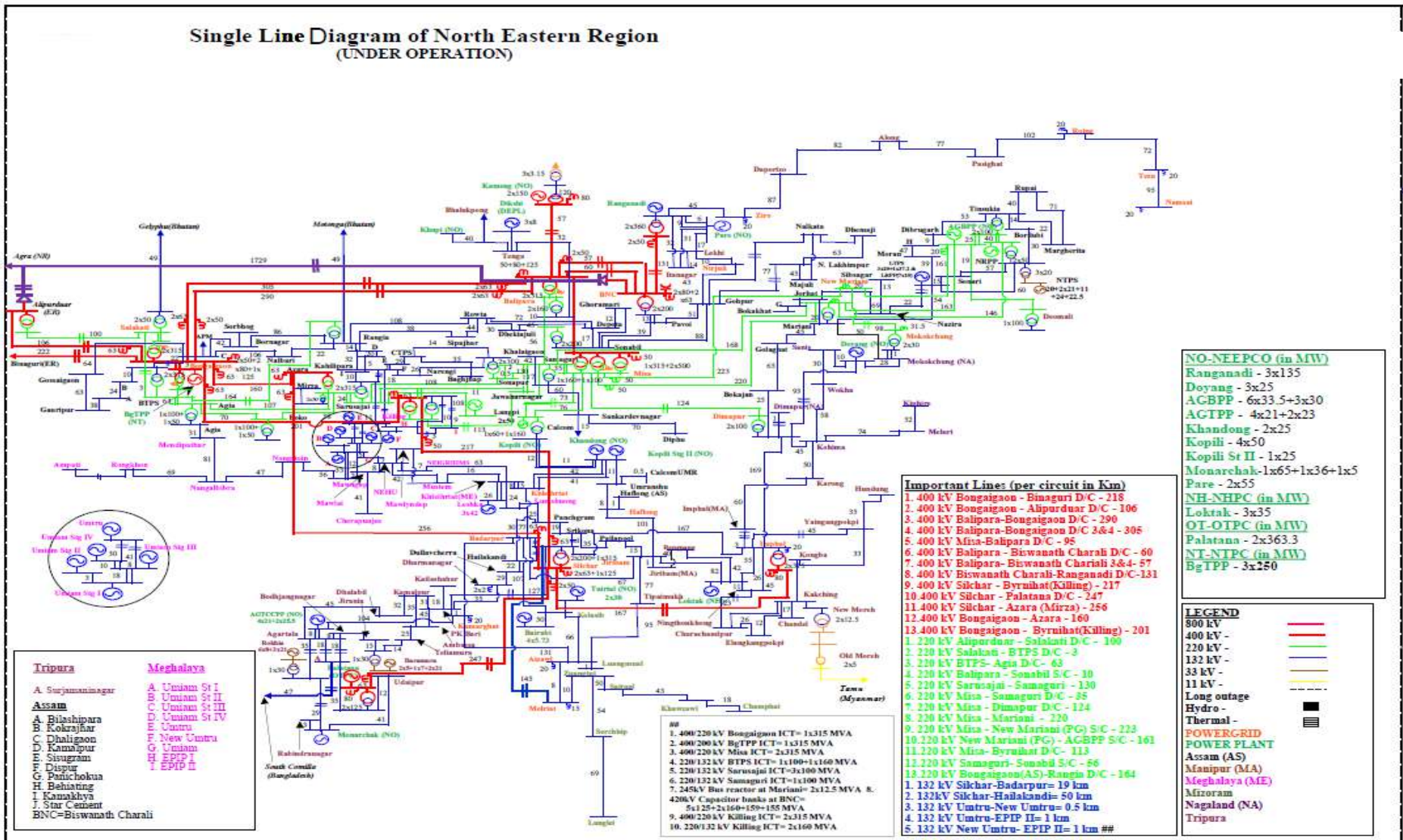
NETeST Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	13th NETeST Meeting	09.04.2019	Guwahati
2	14th NETeST Meeting	11.07.2019	Guwahati
3	15th NETeST Meeting	21.10.2019	Guwahati
4	16th NETeST Meeting	20.02.2020	Guwahati

NERPC Meeting

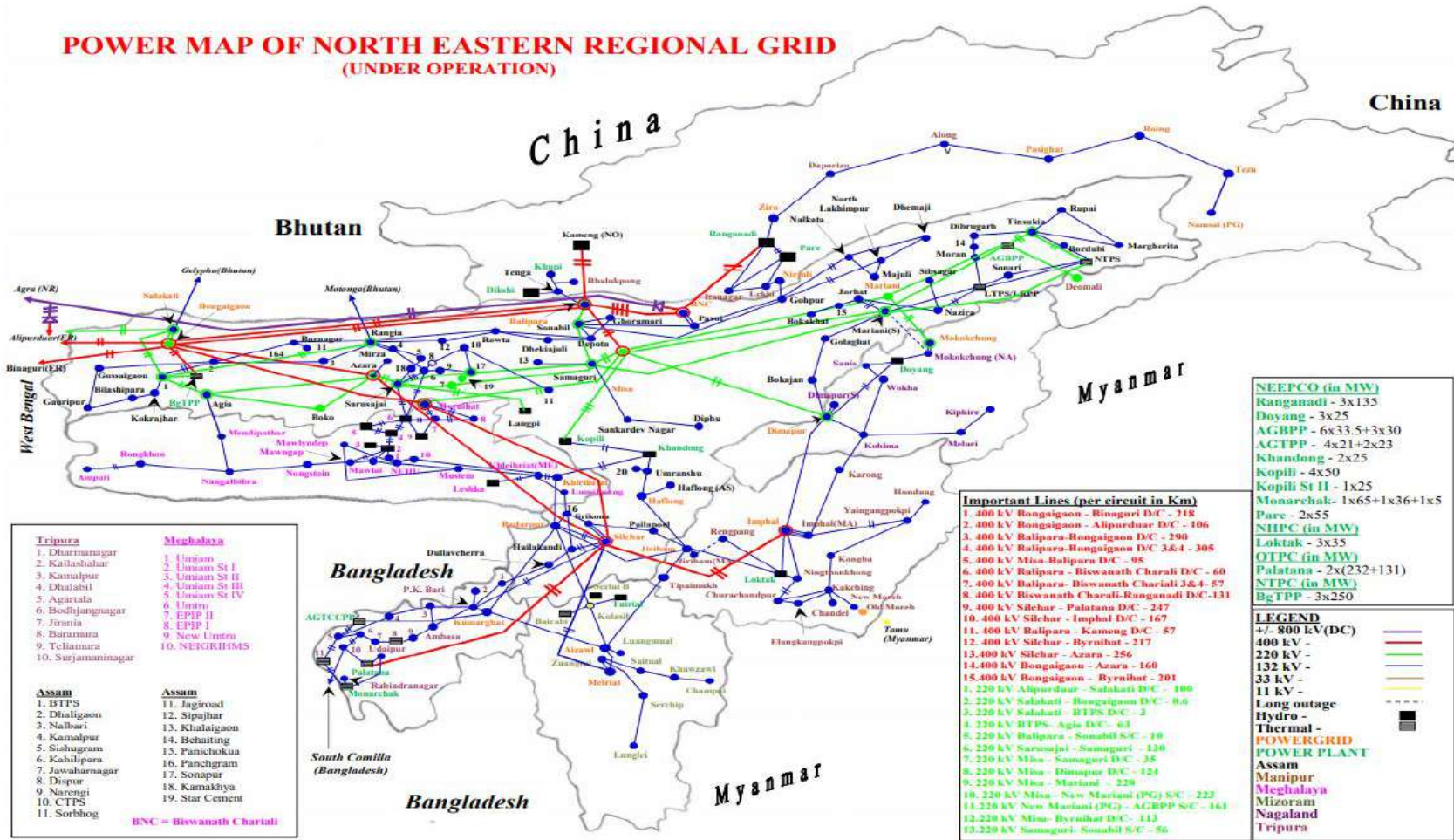
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	20th TCC & NERPC Meeting	12.09.2019	Guwahati

As on 31.03.2020



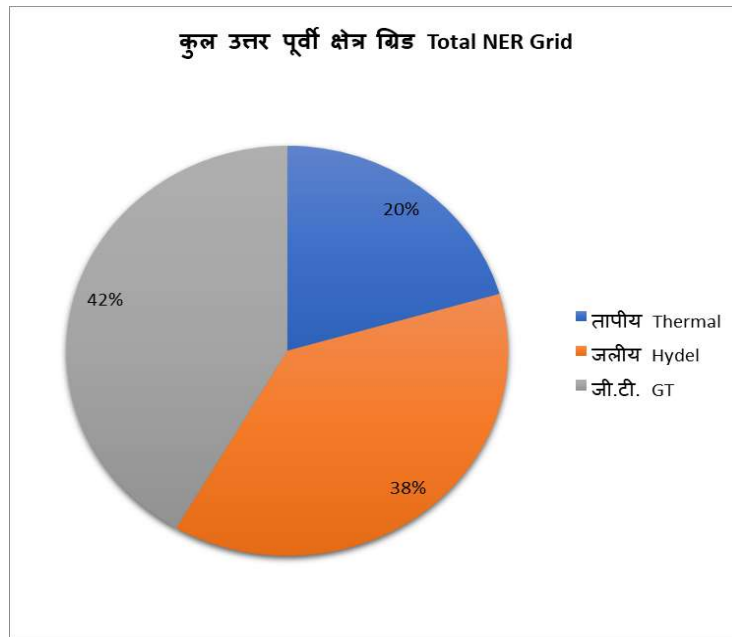
As on 31.03.2020

प्रदर्श Exhibit-I (B)

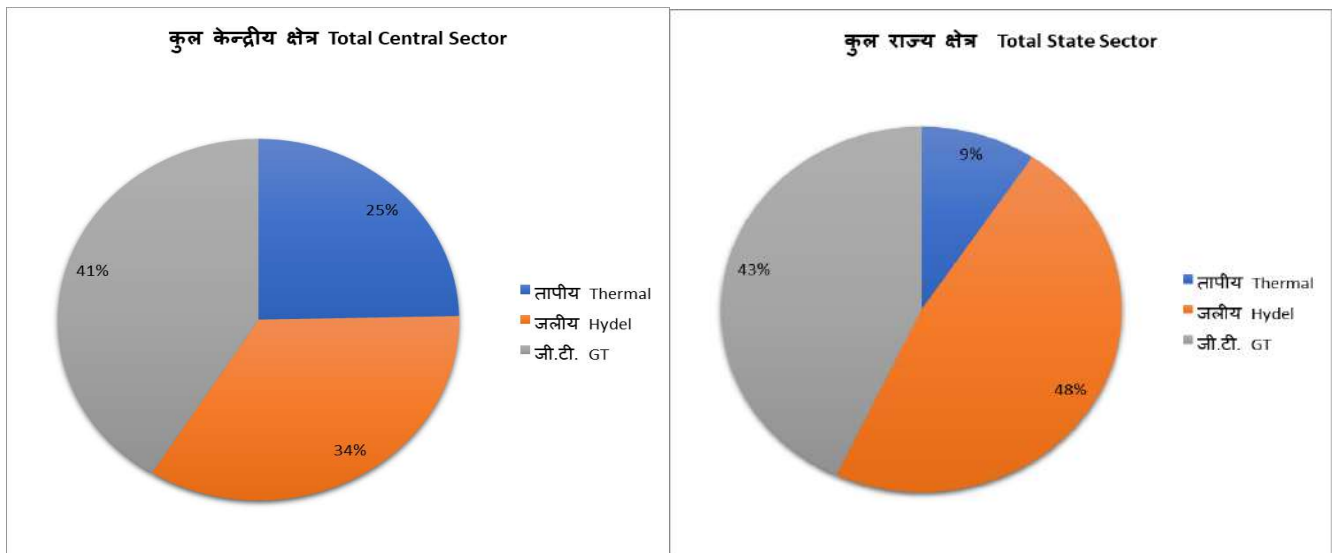


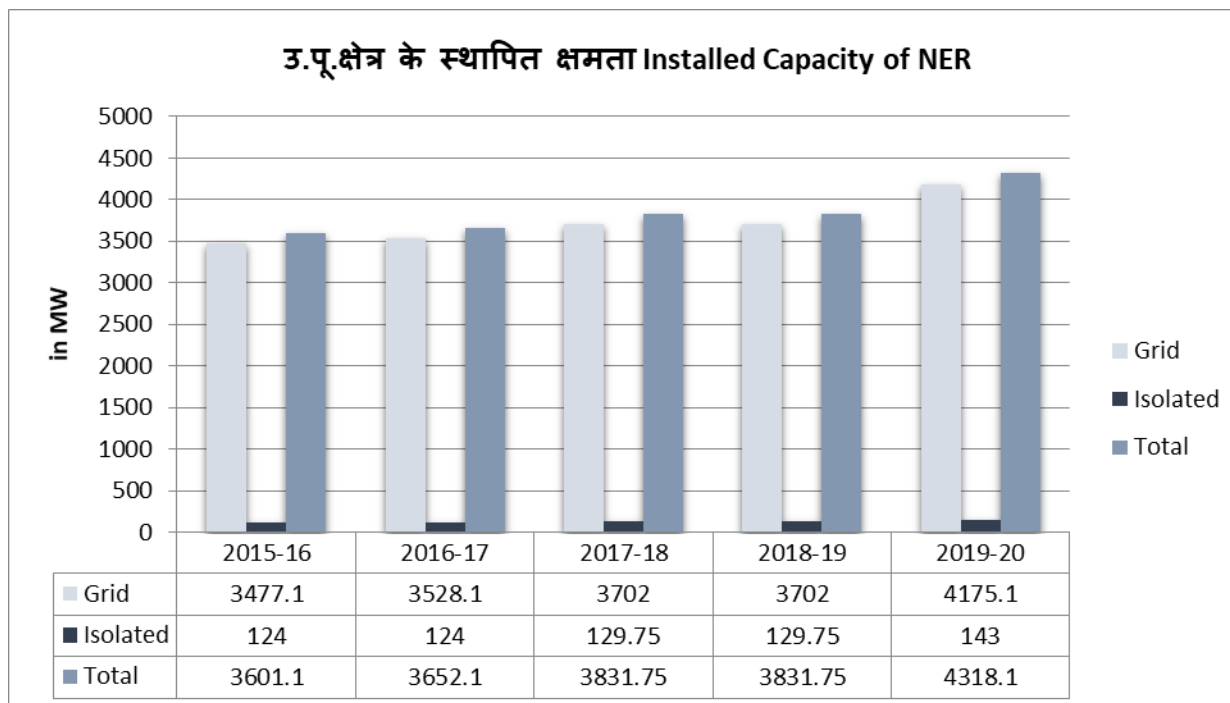
31/03/2020 को उत्तर पूर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)

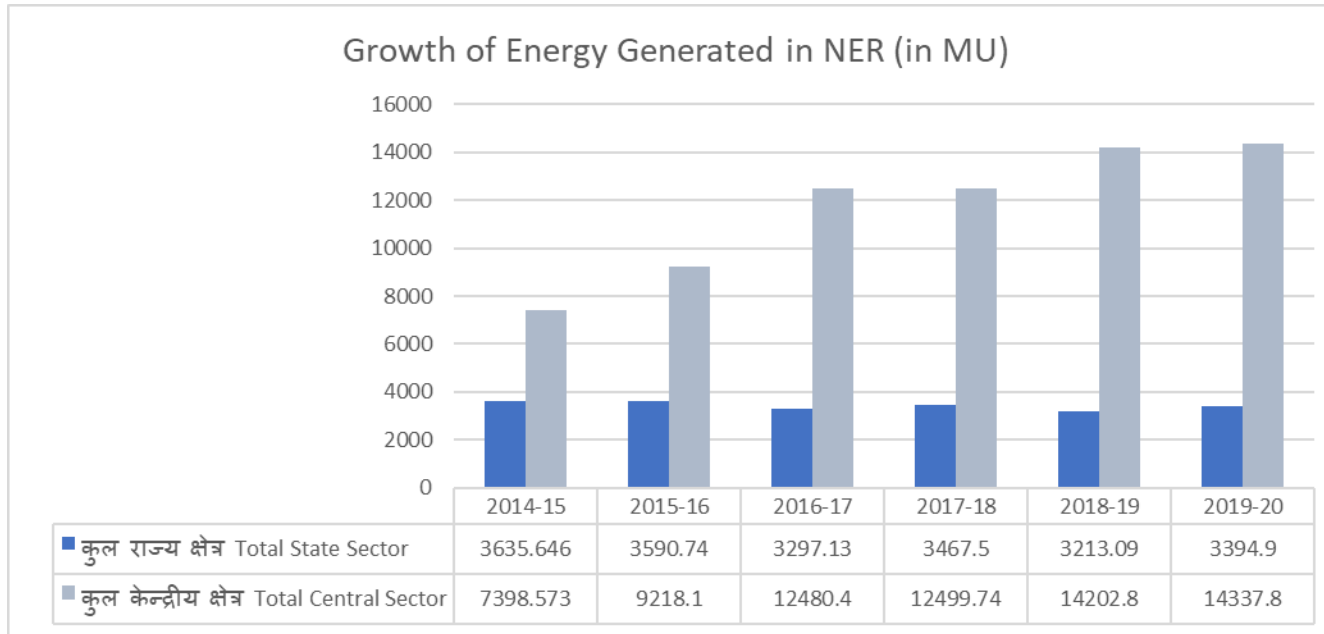
Installed Capacity (MW) of NER as on 31-03-2020

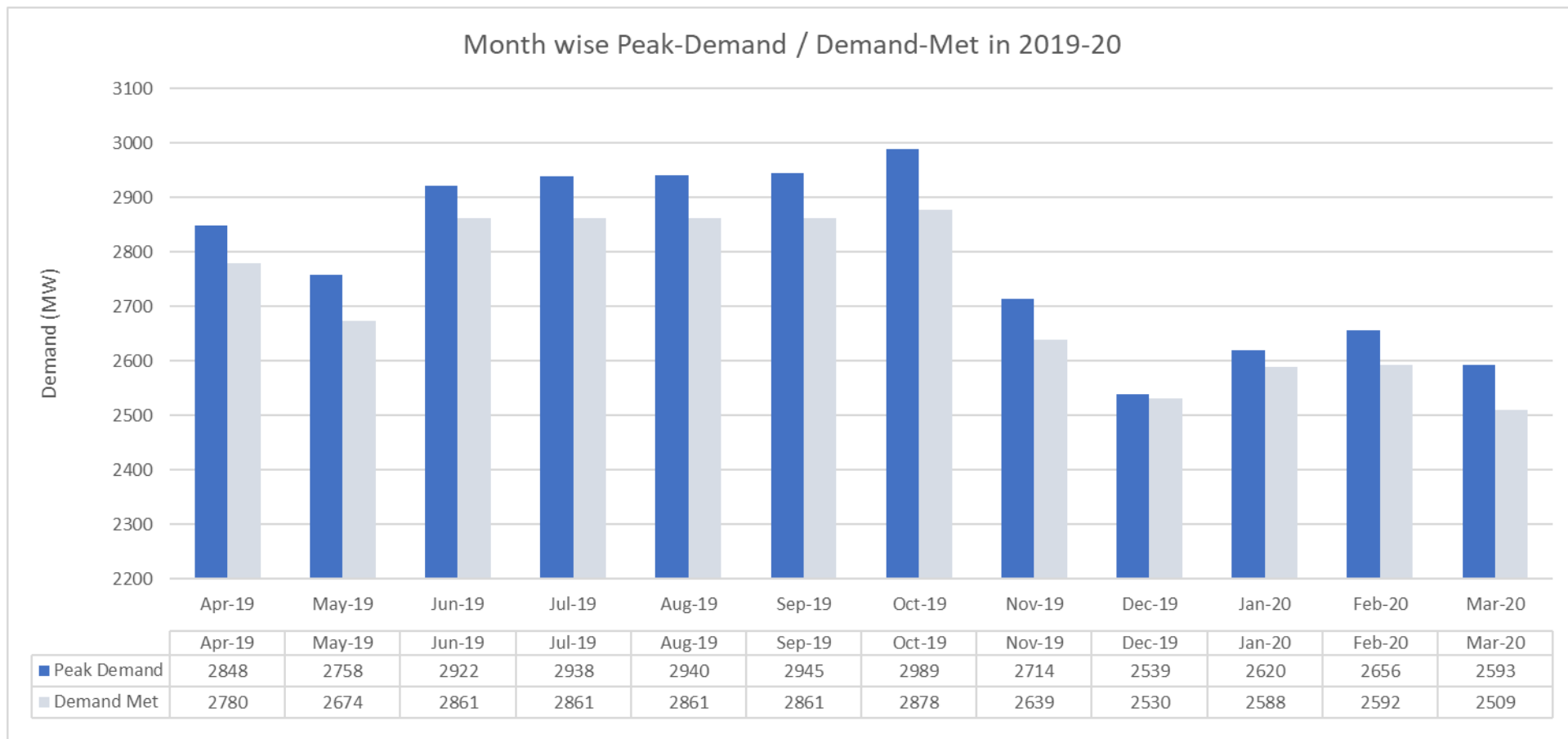


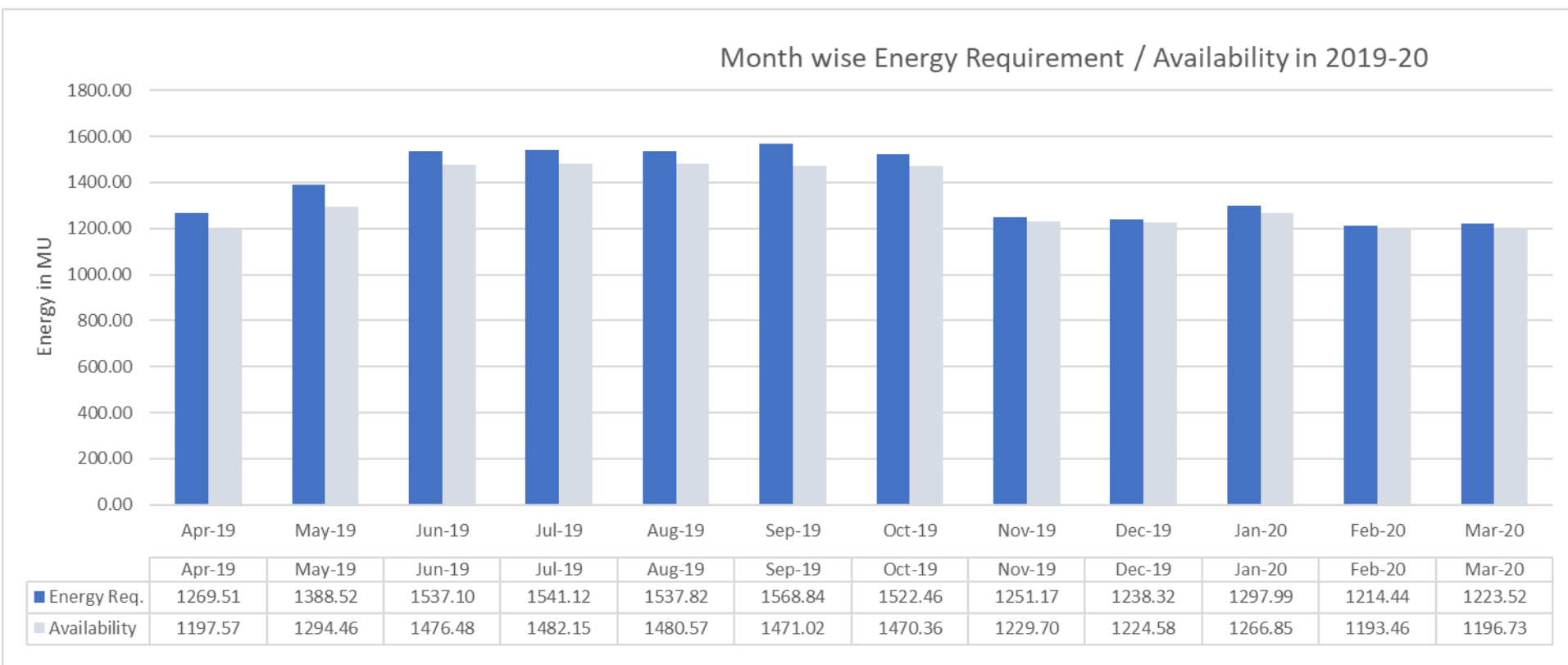
00

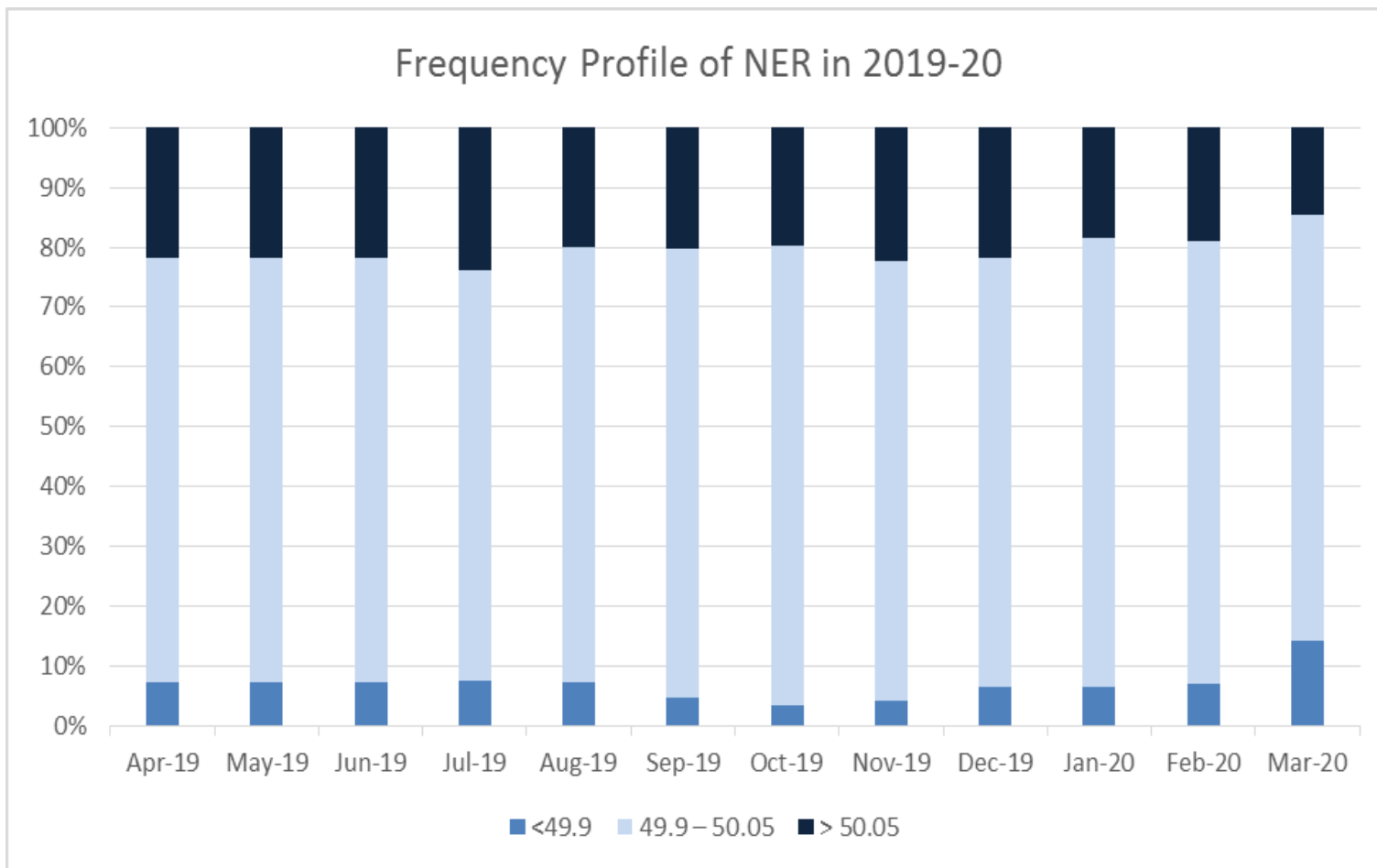


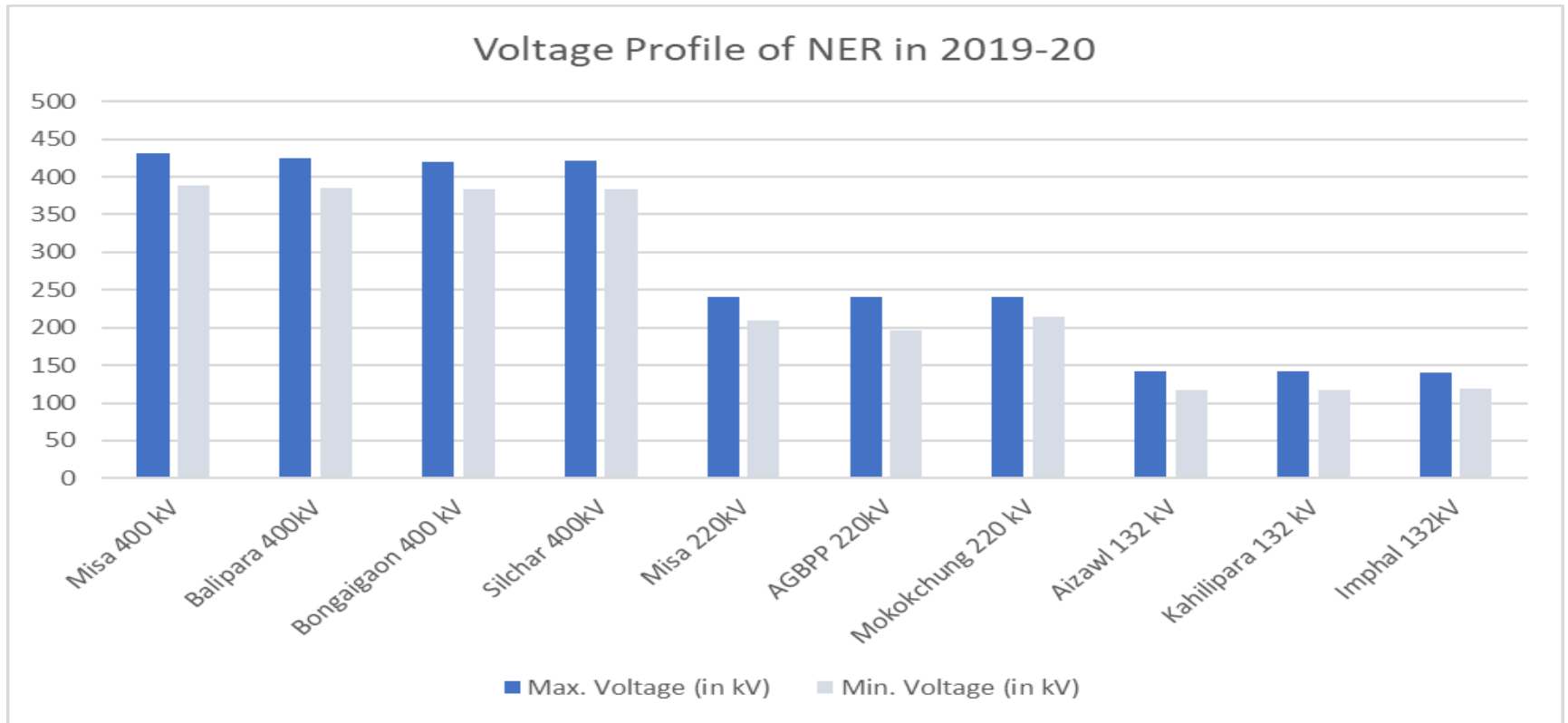




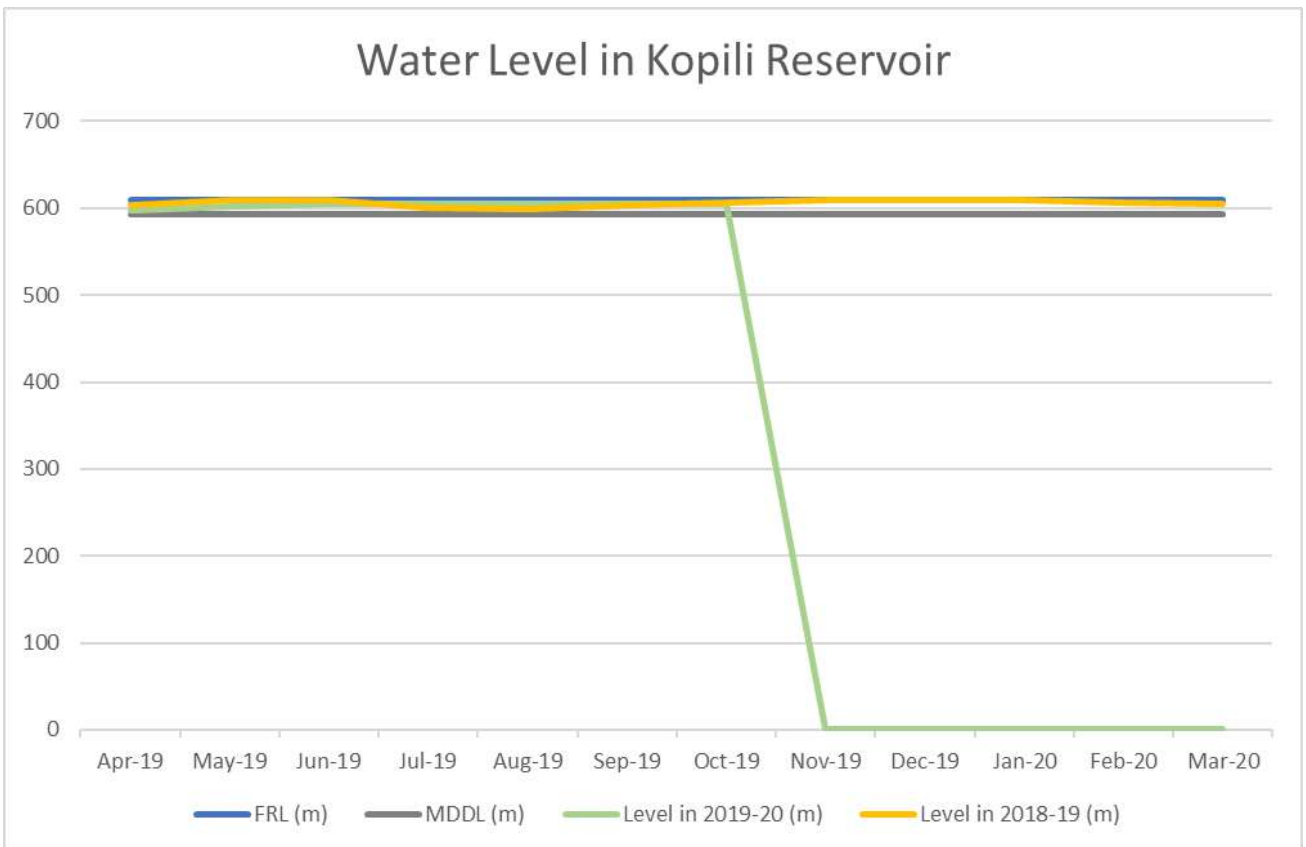
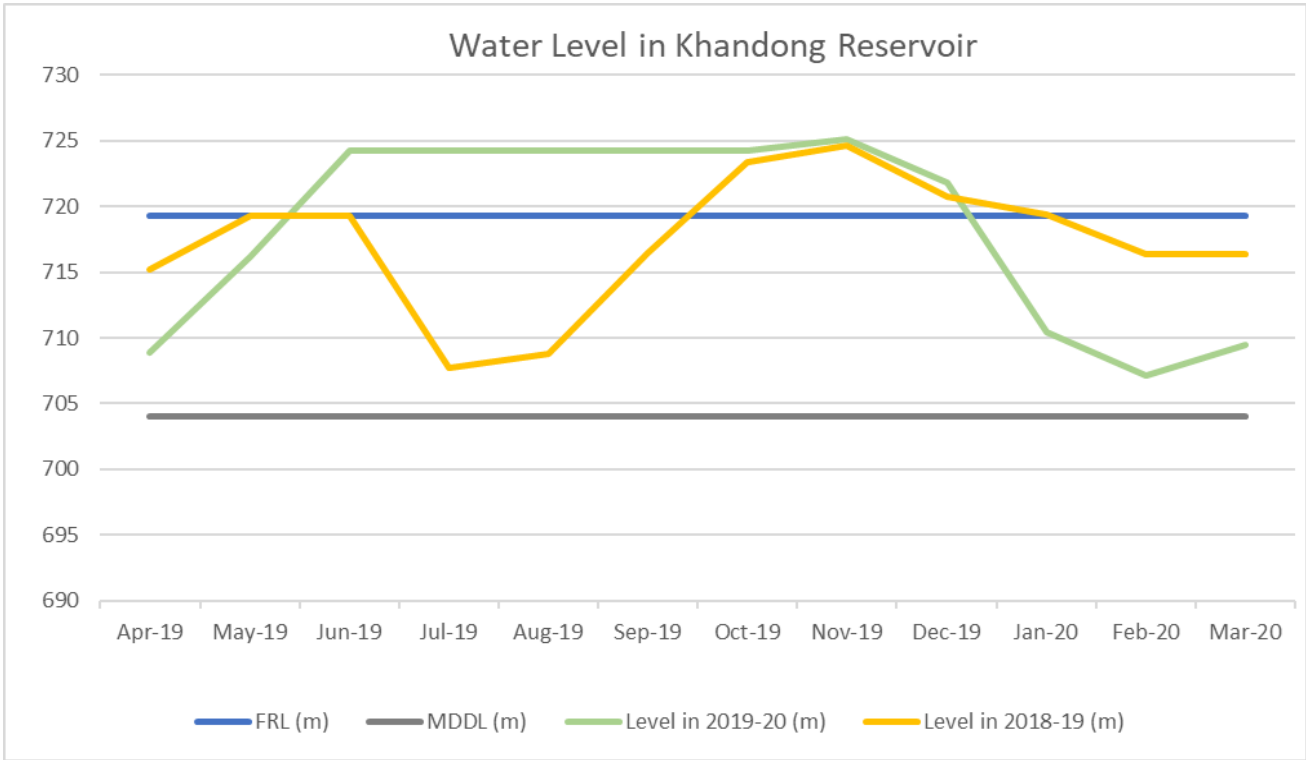




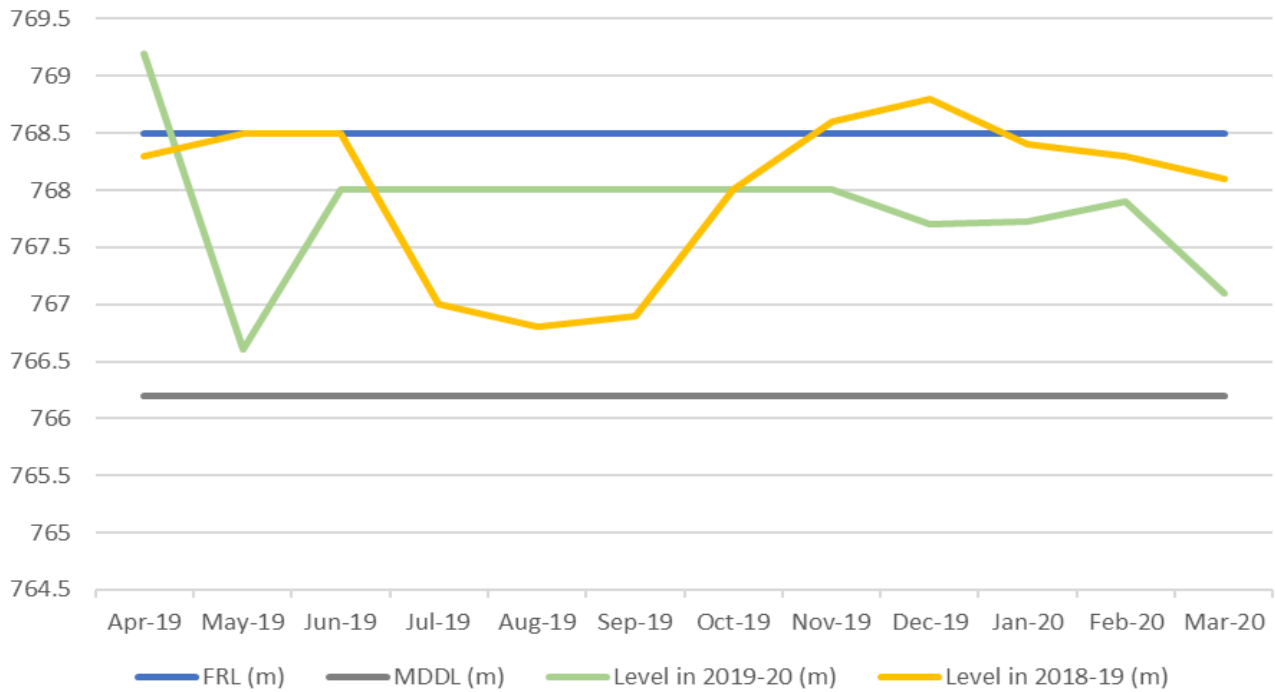




प्रदर्श Exhibit-IX



Water Level in Loktak Reservoir



Water Level in Barapani Reservoir

