

नेपाल विद्युत प्राधिकरण

र

तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लिमिटेड

बीच भएको

तामाकोशी-V (पाँचौ) जलविद्युत आयोजना (८६.०६७मे.वा.)

(विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र अनुसार क्षमता ९९.८ मे.वा.)

(PRoR)

बाट उत्पादन हुने

विद्युत खरीद-विक्री सम्बन्धी सम्झौता
(Power Purchase Agreement)



काठमाडौं, नेपाल
२०७९, मंसिर



बिषय - सुची

| | पेज |
|--|-----|
| प्रस्तावना | १ |
| १. परिभाषा र व्याख्या | १ |
| २. सम्झौताको अवधी | ६ |
| ३. आयोजना संचालन हुनु अघिका कार्यहरु | ६ |
| ४. आयोजनाको निर्माण एवं परीक्षण | ६ |
| ५. विद्युत खरीद बिक्री | ७ |
| ६. सिन्क्रोनाइज गर्ने सम्बन्धी व्यवस्था | ८ |
| ७. Black Start तथा Off Grid Mode मा संचालन गर्ने सम्बन्धी व्यवस्था | ८ |
| ८. संचालन विधि | ८ |
| ९. आयोजनाको संचालन, सम्भार सम्बन्धी अन्य कुराहरु | ९ |
| १०. विद्युत नदिएमा वा नलिएमा क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने | १० |
| ११. मिटरिड व्यवस्था | १२ |
| १२. विद्युत खरीद मूल्यदर | १३ |
| १३. बिल र भुक्तानी | १५ |
| १४. समन्वय समिति | १५ |
| १५. काबु बाहिरको परिस्थिति | १६ |
| १६. कम्पनीले दायित्व पुरा नगरेको मानिने अवस्था | १७ |
| १७. प्राधिकरणले दायित्व पुरा नगरेको मानिने अवस्था | १७ |
| १८. विघटन वा हक हस्तान्तरण सम्बन्धी व्यवस्था | १८ |
| १९. दायित्व पुरा नगरेको सूचना | १८ |
| २०. कम्पनीले दायित्व पुरा नगरेको भनी प्राधिकरणले सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था | १८ |
| २१. प्राधिकरणले दायित्व पुरा नगरेको भनी कम्पनीले सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था | १९ |
| २२. दायित्व पुरा नगरेको सूचना पछिको व्यवस्था | १९ |
| २३. सम्झौता रद्द भएको सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था | १९ |
| २४. सम्झौता रद्द हुने अन्य अवस्था | १९ |
| २५. प्राधिकरणको उद्घोषण | २० |
| २६. कम्पनीको उद्घोषण | २० |
| २७. बीमा गर्नु पर्ने | २० |
| २८. बीमाको प्रमाण पत्र पेश गर्ने | २१ |
| २९. विवाद समाधान | २१ |
| ३०. आयोगद्वारा विवाद समाधान | २१ |
| ३१. लागु हुने कानून | २१ |
| ३२. सम्झौतामा संशोधन | २१ |
| ३३. वार्षिक प्रतिवेदन | २१ |
| ३४. सम्झौता हस्तान्तरण | २१ |
| ३५. असल नियतले काम गर्ने | २२ |
| ३६. प्राधिकरणले निरीक्षण गर्न सक्ने | २२ |



नेपाल विद्युत प्राधिकरण



तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.



| | |
|---|----|
| ३७. गोपनीयता | २२ |
| ३८. विविध | २३ |
| ३९. सम्पर्क ठेगाना | २५ |
| अनुसूची १ | २६ |
| आयोजनाको मुख्य रूपरेखा | २६ |
| अनुसूची २.१ | ३० |
| विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिड ज.वि.आ. को Plant Flow सहित) | ३१ |
| अनुसूची २.२ | |
| अनुसूची २.३ | ३२ |
| अनुसूची २.३ | ३२ |
| अनुसूची ३ | ३४ |
| दफा १०.१ (क) को लागि क्षतिपुर्ति रकम निर्धारण गर्ने सुत्र | ३४ |
| अनुसूची ४ | ३६ |
| आयोजना निर्माण तालिका | ३६ |
| अनुसूची ५ | ३७ |
| आयोजना स्थलको नक्सा | ३७ |
| अनुसूची -६ | ३८ |
| Connection Agreement | ३८ |



नेपाल विद्युत प्राधिकरण

तामाकोशी जलविद्युत कं.लि.



प्रस्तावना

कम्पनी ऐन, २०६३ बमोजिम स्थापना भएको तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लिमिटेड (यसपछि “कम्पनी” भनिएको) ले बागमती प्रदेश दोलखा जिल्लाको बिगु गाउँपालिकामा अवस्थित तामाकोशी खोलाको पानीबाट ८७,००० किलोवाट क्षमताको पिकिङ्ग रन अफ रिभर (PRoR) तामाकोशी-V (पाँचौं) जलविद्युत आयोजना निर्माण तथा संचालनको लागि विद्युत ऐन, २०४९ बमोजिम विद्युत उत्पादनको अनुमति पत्र (वि.वि.वि. ०७३/०७४ वि.उ.स. १९३) र आयोजनाको क्षमता ९९,८०० किलोवाट हुनेगरी सैद्धान्तिक सहमति प्राप्त उक्त आयोजनाबाट उत्पादन हुने ८६,०६७ किलोवाट विद्युत शक्ति नेपाल विद्युत प्राधिकरण ऐन २०४१ बमोजिम स्थापना भएको नेपाल विद्युत प्राधिकरण (यस पछि “प्राधिकरण” भनिएको) लाई प्राधिकरणको प्रसारण प्रणाली भएको ठाउँमा पुऱ्याई बिक्री गर्न मन्जुर गरेको, प्राधिकरणले पनि उक्त आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति खरीद गरी लिन मन्जुर गरेको र दुबै पक्ष बीच कनेक्सन एग्रीमेन्ट पनि सम्पन्न भइसकेकोले तल उल्लेखित शर्त बन्देजका अधिनमा रही विद्युत शक्ति खरीद-बिक्री गर्न दुवै पक्षको आपसी सहमति र समझदारी तथा विद्युत नियमन आयोगको १६७ औं बैठक (पत्र मिति २०७९।१।१० च.नं.१०७)को सहमति अनुसार यो सम्झौतामा हस्ताक्षर गरी दुई/दुई प्रति लियौं दियौं ।

१. परिभाषा र व्याख्या

- १.१ विषय वा प्रसंगले अर्को अर्थ नलागेमा यस सम्झौतामा
- क) “आयोग” भन्नाले विद्युत नियमन आयोग ऐन, २०७४ बमोजिम गठित विद्युत नियमन आयोगलाई सम्झनु पर्दछ ।
 - ख) “आयोजना” (Project) भन्नाले तामाकोशी खोलाको पानीबाट ९४,८०० किलोवाट क्षमताको विद्युत शक्ति उत्पादन गर्नको लागि अनुसूची १ (आयोजनाको मुख्य रूपरेखा) अनुसार निर्माण भई कम्पनीको स्वामित्वमा संचालन हुने पिकिङ्ग रन अफ रिभर (PRoR) तामाकोशी-V (पाँचौं) जलविद्युत आयोजना जलविद्युत आयोजना सम्झनु पर्दछ ।
 - ग) “विद्युत केन्द्र” (Power Station) भन्नाले विद्युत शक्ति उत्पादन गर्नको निमित्त आयोजना अन्तर्गत बागमती प्रदेश दोलखा जिल्लाको बिगु गाउँपालिकामा निर्माण हुने तामाकोशी-V (पाँचौं) जलविद्युत आयोजनाको उत्पादन केन्द्र सम्झनु पर्दछ र यस शब्दले सो विद्युत केन्द्रमा जडित टर्बाइन, जेनेरेटर तथा अन्य मेशिन उपकरणहरू समेतलाई जनाउँदछ ।
 - घ) “डेलिभरी प्वाइन्ट” (Delivery Point) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन र प्राधिकरणले सो विद्युत शक्ति लिनको लागि प्रयोग गरिने बिन्दुलाई जनाउँछ । यो बिन्दु मिति २०७७।०६।२९ मा सम्पन्न भएको कनेक्सन एग्रीमेन्टको EXHIBIT-2 & 3 (Attachments) र यस सम्झौताको अनुसूची ६ मा देखाइए अनुसार न्यू खिम्ती सबस्टेशनको २२० के.भी. बसबारलाई सम्झनु पर्दछ ।
 - ङ) “प्रसारण सुविधाहरू” (Interconnection Facilities) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत शक्ति प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन विद्युत केन्द्र देखि अप्पर तामाकोशी-न्यू खिम्ती २२० के.भी. प्रसारण लाइनको टावरमा Loop In Loop Out सम्म प्रसारण लाईन र सो सबस्टेशन भित्र कम्पनीबाट निर्माण जडान हुने कनेक्सन एग्रीमेन्टको EXHIBIT-3 (Attachment) मा देखाइए अनुसारको विद्युत प्रसारण व्यवस्था तथा मिटरिङ्ग सुविधाहरू (CT PT तथा अन्य मिटरिङ्ग सम्बन्धी सामानहरू समेत) लाई सम्झनु पर्दछ ।
 - च) “सम्झौता” (Agreement) भन्नाले यो सम्झौता, यस सम्झौतामा समावेश गरिएका अनुसूचिहरू र सो को संशोधनहरू समेतलाई जनाउँदछ ।
 - छ) “सेवासंग सम्बन्धित विवेकपूर्ण प्रचलनहरू” (Prudent Utility Practices) भन्नाले नेपालको परिप्रेक्ष्यमा विद्युत सेवासंग सम्बन्धित संस्थाहरूद्वारा प्रयोग गरिने सामान्यतः अन्तर्राष्ट्रिय स्तरमा



स्वीकार्य हुने र विद्युत सेवाका लागि अपनाइने डिजाइन, निर्माण, परीक्षण, संचालन तथा मर्मत तथा संभार सम्बन्धि प्रचलन, तरिका, प्रविधि एवं स्तर सम्झनु पर्दछ।

- ज) “व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति” (Commercial Operation Date) भन्नाले यस संभौता र कनेक्सन एग्रीमेन्ट अनुसार आयोजना र प्रसारण सुविधाहरु निर्माण सम्पन्न भई कम्पनीले विद्युत केन्द्रमा जडित सबै उत्पादन ईकाइहरुबाट सफलतापूर्वक परीक्षण उत्पादन गरे पछि व्यापारिक प्रयोजनको लागि प्राधिकरणलाई विद्युत विक्री शुरु गरेको भनी समन्वय समितिबाट तोकिएको मिति सम्झनु पर्दछ। यसरी तोकिएको मिति आयोजनाबाट प्रथम पटक उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई विद्युत उपलब्ध गराएको दिन देखि १५ दिनको सन्तोषजनक परीक्षण उत्पादन सम्पन्न हुनु भन्दा अगाडीको मिति हुने छैन। तर आयोजनाबाट १५ दिनसम्म सन्तोषजनक रुपमा परीक्षण उत्पादन सम्पन्न नभएको खण्डमा थप परीक्षण उत्पादन पछि समन्वय समितिले १५ दिनसम्म सन्तोषजनक रुपमा परीक्षण उत्पादन सम्पन्न भएको भनी निर्धारण गरी अन्य मिति तोकन सक्नेछ।
- झ) “व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति” (Required Commercial Operation Date) भन्नाले कम्पनीले व्यापारिक प्रयोजनको लागि विद्युत शक्ति उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई विद्युत विक्री गर्न तोकिएको मिति विक्रम सम्बन्धित विक्रम सम्बन्धित २०८५ साल आषाढ २० गते (तदनुसार जुलाई ४, २०२८) वा दफा १५ अनुसारको काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएमा दुवै पक्षको सहमतिमा व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने भनी तोकिएको मिति सम्झनु पर्दछ।
- ञ) “परीक्षण उत्पादन” (Test Generation) भन्नाले यो सम्भौता र कनेक्सन एग्रीमेन्टको प्रावधान अनुसार प्रसारण सुविधाहरुको निर्माण, जडान तथा परीक्षण कार्य सन्तोषजनक रुपमा सम्पन्न भई आयोजनाको उत्पादन इकाइहरुबाट प्रथम पटक विद्युत शक्ति उपलब्ध गराएको दिन देखि व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति सम्म आयोजनाबाट तोकिएको गुणस्तरको विद्युत उत्पादन गरी डेलिभरी प्वाइण्टमा सन्तोषजनक रुपमा विद्युत शक्ति उपलब्ध गराउने कार्यलाई सम्झनु पर्दछ।
- ट) “समन्वय समिति” (Co-ordinating Committee) भन्नाले यस सम्भौताको दफा १४ बमोजिम गठन हुने समन्वय समिति सम्झनु पर्दछ।
- ठ) “उत्पादन इकाई” (Generating Unit) भन्नाले विद्युत केन्द्रमा विद्युत शक्ति उत्पादन गर्न जडित टर्बाइन र जेनेरेटरको सेट सम्झनु पर्दछ।
- ड) “कन्ट्र्याक्ट इनर्जी” (Contract Energy) भन्नाले कम्पनीले आयोजनाबाट उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई डेलिभरी प्वाइण्टमा उपलब्ध गराउने भनी निर्धारण गरिएको निम्नानुसारको मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ।
- रोल्वालिड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसूचि २.२ अनुसार निर्धारण गरिएको सो अनुसूचिको Table-II को Column H मा उल्लेखित मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ।
 - रोल्वालिड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसूचि २.१ अनुसार निर्धारण गरिएको सो अनुसूचिको Table-II को Column H मा उल्लेखित मासिक विद्युत उर्जा (kWh) को परिमाणलाई सम्झनु पर्दछ।
- ढ) “वित्तीय व्यवस्था समापन मिति” (Financial Closure Date) भन्नाले आयोजनाको Estimated Total Project Cost रकम मध्ये कम्तिमा २०% (बीस प्रतिशत) बराबरको इक्विटी लगानी रकम (Equity Investment) को सम्बन्धमा गरिने शेयर धनीहरु बिचको सम्भौता वा कबूलियत (Shareholders Agreement) को मिति र बाँकी लगानी अर्थात ऋण रकम लगानी गर्ने संस्था/संस्थाहरु तथा कम्पनी बीच सम्पन्न भएको ऋण सम्भौता (Loan Agreement) को मिति मध्ये पछिल्लो मितिलाई सम्झनु पर्दछ।
- ण) “परिवहन शुल्क” (Wheeling Charge) भन्नाले कम्पनीले उत्पादन गरेको विद्युत शक्ति



प्राधिकरणको स्वामित्वमा रहेको प्रसारण तथा वितरण प्रणाली मार्फत तेश्रो पक्ष (व्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) लाई विक्री वितरण गर्दा सो प्रसारण तथा वितरण प्रणाली प्रयोग भएबापत कम्पनीले प्राधिकरणलाई बुझाउनु पर्ने प्राधिकरणबाट निर्धारित परिवहन शुल्क सम्भन्नु पर्दछ।

- त) “आर्थिक वर्ष” (Fiscal Year) भन्नाले श्रावण १ गतेदेखि आषाढ मसान्त सम्मको बाह्र (१२) महिना सम्भन्नु पर्दछ।
- थ) “महिना” (Month) भन्नाले विक्रम सम्वत् अनुसारको महिनाको पहिलो दिनको १२:०० बजे बाट शुरु भई अर्को महिनाको पहिलो दिनको १२:०० बजे सम्मको अवधि सम्भन्नु पर्दछ।
- द) “संचालन विधि” (Operating Procedures) भन्नाले यस सम्झौताको आधारमा दफा ८ अनुसार तयार हुने डकुमेन्टलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- ध) “सुख्खायाम” (Dry Months) भन्नाले विक्रम सम्वत् अनुसारको मंसीर १६ देखि जेष्ठ १५ सम्मको उर्जा कूल उर्जाको ३०% वा सोभन्दा बढी भएमा मंसीर १६ देखि जेष्ठ १५ सम्मको अवधिलाई सुख्खायाम सम्भन्नु पर्दछ।
- न) “वर्षायाम” (Wet Months) भन्नाले सुख्खायाम बाहेक विक्रम सम्वत् अनुसारका अन्य अवधिलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- प) “खरीद दर” (Purchase Price) भन्नाले कम्पनीबाट प्राधिकरणलाई डेलिभरी प्वाइण्टमा व्यापारिक उत्पादन शुरुहुने मितिदेखि उपलब्ध गराउने कन्ट्र्याक्ट इनर्जी बापत दफा १२.१ मा तोकिए अनुसारको प्रति किलोवाट घण्टा (kWh) को नेपाली रुपैयामा निर्धारण हुने मूल्यलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- फ) “प्राविधिक सीमा” (Technical Limits) भन्नाले यस सम्झौताको अनुसूचि १ र Operating Procedures मा उल्लेख भए अनुसार हुनेछ।
- ब) “तेश्रो पक्ष” (Third Party) भन्नाले कम्पनी र प्राधिकरण बाहेक अन्य संस्था वा व्यक्ति सम्भन्नु पर्दछ।
- भ) “पक्ष” (Party) भन्नाले प्रसङ्ग अनुसार प्राधिकरण वा कम्पनी वा दुवै लाई सम्भन्नु पर्दछ।
- म) “अतिरिक्त उर्जा (Excess Energy)” भन्नाले निम्नानुसारको उर्जालाई जनाउँछ।
- रोल्वालिङ जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसूची २.४ को Table II को Column E1 मा तोकिएको भन्दा बढी क्षमता वा Column H मा तोकिएको भन्दा बढी परिमाणमा उत्पादन भई डेलिभरी हुने उर्जालाई जनाउँछ।
 - रोल्वालिङ जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसूची २.३ को Table II को Column E1 मा तोकिएको भन्दा बढी क्षमता वा Column H मा तोकिएको भन्दा बढी परिमाणमा उत्पादन भई डेलिभरी हुने उर्जालाई जनाउँछ।
- तर अतिरिक्त उर्जा सहित डेलीभरी हुने उर्जाको परिमाण Availability Declaration र Dispatch Instruction अनुसारको परिमाण भन्दा बढी हुने छैन।
- य) “मिटरिङ्ग प्वाइन्ट” भन्नाले कनेक्सन एग्जिमेन्टको EXHIBIT-3 (Attachment) मा देखाईए अनुसार मेन तथा चेक मिटरहरु जडान हुने बिन्दुहरुलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- र) “मौजुदा क्षमता” (Available Capacity) भन्नाले दफा ९.६ अनुसार निर्धारण हुने आयोजनाबाट उत्पादन र डेलिभरी हुन सक्ने विद्युत शक्तिलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- ल) “काबू बाहिरको परिस्थिति” (Force Majeure Event) भन्नाले दफा १५ अनुसारको अवस्थालाई सम्भन्नु पर्दछ।



- व) "Black Start" भन्नाले प्राधिकरणको केन्द्रीय विद्युत प्रणाली (ग्रीड) बाट विद्युत केन्द्र विच्छेद भएको अवस्थामा ग्रीडको सप्लाई बेगर आयोजनाले आफ्नै Auxiliary जेनेरेटरको माध्यम वा अन्य तरिकाबाट मेशिनहरु चलाई डेलिभरी प्वाइन्टमा तोकिएको भोल्टेज लेभलमा विद्युत प्रवाह गर्ने कार्यलाई जनाउनेछ।
- श) "Off Grid Mode मा संचालन" भन्नाले प्राधिकरणको केन्द्रीय विद्युत प्रणाली (ग्रीड) सँग आवद्ध नभएको अवस्थामा आयोजनाबाट विद्युत उत्पादन तथा प्रसारण गर्ने कार्यलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- ष) "Scheduled Outage" भन्नाले दफा ९.२ अनुसार लिइने Outage लाई सम्भन्नु पर्दछ।
- स) "कार्यालय दिन" (Business Day) भन्नाले प्राधिकरणमा बिदा नहुने दिनहरुको कार्यालय समय सम्भन्नु पर्दछ।
- ह) "भौतिक निर्माण कार्य शुरु" (Construction Start) भन्नाले आयोजनाको विद्युत गृह, हेड वर्क्स, डिसिल्टिङ्ग बेसिन, हेडरेस क्यानल, फोरबे, पेन स्टक पाइप, सुरुङ जस्ता मुख्य संरचनाहरुको लागि आवश्यक पर्ने जग्गा र क्याम्पिङ्ग साइटको व्यवस्था गरी यी मध्ये कुनै एक प्रमुख संरचनाको भौतिक निर्माण कार्य शुरु गर्ने कार्यलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- क्ष) "कनेक्सन एग्रिमेन्ट" भन्नाले प्राधिकरण र कम्पनी बीच मिति २०७७/०६/२९ मा सम्पन्न भएको कनेक्सन एग्रिमेन्ट/समझदारी पत्र (Memorandum of Understanding) र सो को संशोधन समेतलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- त्र) "जडित क्षमता" (Installed Capacity) भन्नाले अनुसूचि २.३ को Table-I मा उल्लेख भए अनुसारको जडित क्षमतालाई सम्भन्नु पर्दछ।
- ज्ञ) "Availability Declaration" भन्नाले कम्पनीले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति देखिका महिनाहरुको लागि आयोजनाबाट घण्टा घण्टामा उत्पादन गरी डेलिभरी प्वाइन्टमा उपलब्ध गराउन सक्ने विद्युत उर्जा भनि तोकिएको ढाँचामा प्राधिकरणलाई दिने लिखित सूचनालाई सम्भन्नु पर्दछ।
- कक) "पिक आवर" भन्नाले बेलुकी ५ बजे देखि १० बजे सम्म वा प्राधिकरणद्वारा समय समयमा तोकिने उच्च माग हुने बढीमा दिनको ६ (छ) घण्टाको समयावधीलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- कख) "नियमित मर्मत सुधार" भन्नाले सेवासंग सम्बन्धित विवेकपूर्ण प्रचलनहरु सम्मत हुने गरी प्राधिकरणले घटिमा ७ कार्यालय दिनको पूर्व सूचना (लिखित) दिई गरिने मर्मत, सुधार वा विस्तार सम्बन्धी कार्यलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- कग) "Dispatch Instruction" भन्नाले दफा ९.४ मा व्यवस्था भए अनुसार प्राधिकरणको तोकिएको निकायले आयोजनाको संचालनको सम्बन्धमा कम्पनीलाई समय समयमा दिने निर्देशनलाई सम्भन्नु पर्दछ।
- कघ) "Forced Outage" भन्नाले निम्न मध्ये कुनै अवस्था परी उत्पन्न हुने Outage को कारणले प्राधिकरणले आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत डेलिभरी प्वाइन्टमा लिन नसकेको अवस्थालाई सम्भन्नु पर्दछ :
- प्राधिकरणको विद्युत प्रणालीमा यस आयोजना तथा कनेक्सन प्वाइन्टसम्मका प्रसारण लाईनमा जोडिने अन्य विद्युत केन्द्रहरु बाहेकको कारणले आइपरेको फल्टको कारणले हुने ट्रिपिङ्ग,
 - Scheduled Outage वा नियमित मर्मत सुधार अन्तर्गत नपरेका प्राधिकरणद्वारा गरिने अन्य मर्मत सुधारका कार्यहरु।
- तर काबु बाहिरको परिस्थिति परी सोको कारणले हुने Outage लाई Forced Outage मानिने छैन।
- कड) "आकस्मिक मर्मत संभार" भन्नाले विद्युत केन्द्रमा गडबडी आई सम्भावित ठूलो दुर्घटनाबाट बचन विद्युत केन्द्र तत्काल Shutdown गरी मर्मत संभार गर्नु पर्ने अवस्था सृजना भै कम्पनीद्वारा गर्नु पर्ने

मर्मत संभारलाई सम्भन्नु पर्दछ ।

- कच) “कनेक्सन प्वाइण्ट” (Connection Point) भन्नाले आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन प्रयोग गरिने प्राधिकरणको सबस्टेशनको बसबार रहने बिन्दुलाई जनाउँछ । यो बिन्दु कनेक्सन एग्जिभिटको EXHIBIT-3 (Attachment) र यस सम्झौताको अनुसूची ६ मा देखाइए अनुसार अप्पर तामाकोशी-न्यू खिम्ती २२० के.भी. प्रसारण लाईनमा Loop In Loop Out Section को २२० के.भी. बसबारलाई सम्भन्नु पर्दछ ।
- कछ) “Peak Energy” भन्नाले बेलुकी ५ बजे देखि १० बजेसम्म वा प्राधिकरणद्वारा समय समयमा तोकिएको उच्च माग हुने बढीमा दिनको ६ (छ) घण्टाको समयावधीको उर्जालाई सम्भन्नु पर्दछ ।
- कज) “Non Peak Energy” भन्नाले सुख्खायाममा प्राधिकरणद्वारा समय समयमा तोकिएको उच्च माग हुने Peak Hour बाहेकको समयावधीको उर्जालाई सम्भन्नु पर्दछ ।
- कझ) “थप उर्जा (Additional Energy) ” भन्नाले रोल्वालिङ जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसूची २.४ को Table II को Column J मा उल्लेख भएको उर्जा र रोल्वालिङ जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसूची २.३ को Table II को Column J मा उल्लेख भएको उर्जा लाई सम्भन्नु पर्दछ ।

१.२ यस सम्झौतामा लेखिएका कुराहरुको व्याख्या गर्दा :

- क) एक बचनले बहु बचन र बहु बचनले एक बचनलाई समेत जनाउँनेछ ।
- ख) दफा भन्नाले सम्झौताको दफालाई जनाउनेछ ।
- ग) विक्रम सम्बत अनुसार उल्लेखित मिति र तदनुसार कोष्ठ भित्र दिइएको अंग्रेजी मितिमा कुनै फरक परेमा विक्रम सम्बत् अनुसारको मिति नै मान्य हुनेछ ।
- घ) सम्झौताको दफा र अनुसूची बाभिएमा सम्झौताको दफा बमोजिम हुनेछ ।
- ङ) अंक र तदनुसार कोष्ठ भित्र दिइएको अक्षरमा फरक परेमा अक्षर मान्य हुनेछ ।
- च) अनुसूची भन्नाले यस सम्झौताको अनुसूची र सोको संशोधन समेतलाई जनाउनेछ ।

१.३ अनुसूची (Schedules) :

यस सम्झौतामा समावेश भएका निम्न अनुसूचिहरु यस सम्झौताका अभिन्न अंग हुनेछन् ।

अनुसूचि -१ (Schedule-1) : आयोजनाका मुख्य रुपरेखा (Salient Features of the Project)

अनुसूचि -२.१ (Schedule 2.1) : विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow बाहेक)

अनुसूचि -२.२ (Schedule 2.2) : विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow समेत)

अनुसूचि -२.३ (Schedule 2.3) : अतिरिक्त विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow बाहेक), Probability of Exceedence $Q_{40\%}$ भन्दा कम

अनुसूचि -२.४ (Schedule 2.4) : अतिरिक्त विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow समेत), Probability of Exceedence $Q_{40\%}$ भन्दा कम

अनुसूचि -३ (Schedule 3) : दफा १०.१ को लागि क्षतिपूर्ति निर्धारण गर्ने सूत्र

अनुसूचि -४ (Schedule 4) : आयोजना निर्माण तालिका

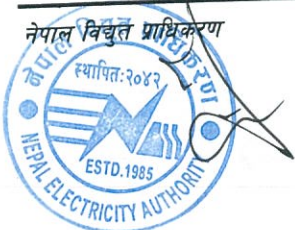
अनुसूची -५ (Schedule 5) : आयोजना स्थलको नक्सा

अनुसूची -६ (Schedule 6) : Connection Agreement

रोल्वालिङ जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आए पश्चात अनुसूचि -२.१ र अनुसूचि -२.३ स्वतः



- रद्द हुनेछैन ।
- १.४) कनेक्सन एग्रिमेन्ट यस सम्झौताको एक अभिन्न अंग हुनेछ तर यो सम्झौता र कनेक्सन एग्रिमेन्टका प्रावधानहरु आपसमा बाझिएमा बाझिएको हद सम्म यस सम्झौताको व्यवस्थाहरु मान्य हुनेछ ।
२. सम्झौताको अवधी
- २.१ यो सम्झौता दुवै पक्षले हस्ताक्षर गरेको मिति देखि लागु हुनेछ र आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) ले ३० (तीस) वर्ष वा विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्र (Generation License) को अवधी मध्ये जुन घटी छ सो समयसम्म कायम रहनेछ ।
- २.२ सम्झौताको अवधि समाप्त हुनु ६ (छ) महिना अघि देखि छलफल शुरु गरी दुवै पक्षको समझदारी भएपश्चात आयोगको सहमति लिई सम्झौताको अवधी थप गर्न सकिनेछ ।
३. आयोजना संचालन हुनु अघिका कार्यहरु
- ३.१ कम्पनीले देहायका कागजातहरु देहाय बमोजिमको समयावधि भित्र प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउने छ :
- क) आयोजनाबाट परीक्षण शुरु गर्ने समय तालिका र सो परीक्षणका विधिहरु (Test Procedures) परीक्षण शुरु गर्ने मिति भन्दा ३० (तीस) दिन अगावै;
- ख) विद्युत केन्द्रमा जडान हुने प्रमुख उपकरणहरुको निर्माताले दिएको स्पेसिफिकेसन (Specification) र त्यसको सुरक्षा व्यवस्था (Protective Scheme and Protective Relay Settings) सम्बन्धि कागजातहरु (Documents) विद्युत केन्द्र प्राधिकरणको विद्युत प्रणाली सँग सिंक्रोनाइज हुने दिन भन्दा ६० (साठ्ठि) दिन अगावै ।
- तर उपरोक्त विवरणहरु मध्ये कनेक्सन एग्रिमेन्ट अन्तर्गत परेका विवरणहरु पुनः पेश गर्नु आवश्यक हुने छैन ।
- ३.२ आयोजना र प्राधिकरणको नजिकको सब-स्टेशन/विद्युत गृह बीच भ्वाइस तथा डाटा कम्युनिकेशनको लागि व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति अगावै आयोजनाको क्षमता, अवस्थिती (Project Location), डेलिभरी भोल्टेज, प्राधिकरणको विद्युत प्रणाली संचालनको आवश्यकता र उपलब्ध प्रविधिहरुको आधारमा दुवै पक्षको आपसी सहमतिमा कंपनीको खर्चमा भरपर्दो संचार प्रणाली स्थापित गरिनेछ । आयोजना तथा प्राधिकरण बिचको संचार प्रणाली भरपर्दो बनाउन एकले अर्को पक्षलाई सहयोग गर्नेछ ।
४. आयोजनाको निर्माण एवं परीक्षण
- ४.१ आयोजनाको डिजाइन, निर्माण, परीक्षण तथा कमिशनिङ गर्ने सम्पूर्ण जिम्मेवारी कम्पनीको हुनेछ । आयोजनाको परीक्षण तथा कमिशनिङ कार्य गरिंदा प्राधिकरणसंग समन्वय गरी प्राधिकरणको विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा वितरण कार्यमा सकेसम्म प्रतिकुल असर नपर्ने गरी गर्नु गराउनु पर्नेछ । आयोजनाको प्रमुख परीक्षण कार्यहरु (Load Throw Test, Black Start and Off Grid Mode Operation Test, etc.) प्राधिकरणद्वारा खटाइने इन्जिनियरहरुको रोहवरमा हुनु पर्नेछ । टेष्टिङ तथा कमिशनिङ विधि र समय तालिकाको सम्बन्धमा कम्पनीले प्राधिकरणलाई समय मै जानकारी गराउनु पर्नेछ ।
- ४.२ आयोजनाको परीक्षण तथा कमिशनिङ गर्ने कार्यमा आवश्यकता अनुसार प्राधिकरणले गर्न सक्ने सहयोग कम्पनीलाई गर्नेछ । यसरी सहयोग गर्दा प्राधिकरणको तर्फबाट खटिने कर्मचारीलाई भत्ता सुविधाको व्यवस्था कम्पनीले गर्नेछ ।
- ४.३ आयोजनाको प्रसारण सुविधाहरु, संरचनाहरु र आयोजनामा जडान हुने उपकरणहरु/प्रणालीहरुको निर्माण जडान गर्ने क्रममा प्राधिकरणको विद्युत प्रसारण तथा वितरण लाइनहरु बन्द गर्नु पर्ने भएमा सो बापत प्राधिकरणको नियमानुसार लाग्ने शटडाउन दस्तुर कम्पनीले



प्राधिकरणलाई बुझाउनु पर्नेछ। यस्तो शटडाउन लिएको कारणले विद्युत खरीद-बिक्री सम्भौता भएका अन्य कम्पनीहरूलाई प्राधिकरणले कुनै हर्जाना वा क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने अवस्था आइपरेमा सोको सोधभर्ना समेत कम्पनीले प्राधिकरणलाई भुक्तानी गर्नेछ।

४.४ कम्पनीले विद्युत केन्द्रबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति निर्धारित डेलिभरी प्वाइण्टसम्म पुऱ्याउनको लागि प्राधिकरणलाई मान्य हुने खालको निर्माण, व्यवस्था एवं परिक्षणको कार्य सम्पन्न गरी व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्ममा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) पर्ने गरी आयोजनाको निर्माण तथा परिक्षणको कार्य सम्पन्न गर्नु पर्नेछ। काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक कम्पनीबाट हुनु पर्ने उपरोक्त कार्यहरू समयमै सम्पन्न हुन नसकि व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्ममा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) नपरेमा कम्पनीले प्राधिकरणलाई हर्जाना तिर्नु पर्नेछ। साथै प्राधिकरणले पनि कम्पनीबाट आपूर्ति हुने विद्युत शक्ति लिनको लागि प्राधिकरणबाट हुनुपर्ने कार्यहरू सोहि समय भित्र पुरा गरी सक्नु पर्नेछ। समयमै आयोजनाको निर्माण एवं अन्य आवश्यक कार्य सम्पन्न गरी आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने भनी कम्पनीले सूचना दिई सकेपछि साइटको सयुक्त नापजाँचबाट उपकरणहरूको प्राविधिक सिमाभित्र रही गरिएका :

क) आयोजनाले सम्पन्न गरेको Dry Tests का नतिजाहरूको अध्ययन तथा प्रमाणीकरण

ख) Black Start परिक्षण तथा

ग) उपलब्ध लोडसम्मको प्राविधिक तवरले सम्भव हुने अवधीसम्मको Off Grid Mode Operation Test बाट व्यहोरा ठिक ठहरिएमा काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक प्राधिकरणको कारणले आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्म व्यापारिक उत्पादन शुरु हुन नसकेमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई हर्जाना तिर्नु पर्नेछ।

यसरी कम्पनीले प्राधिकरणलाई अथवा प्राधिकरणले कम्पनीलाई तिर्नु पर्ने हर्जाना निम्न सूत्र अनुसार हिसाव गरिनेछ:

हर्जाना रकम रु. = $0.05 \times$ कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको आधारमा गणना गर्दा आउने व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति र व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति बीचको दिन अन्तरको अवधीको उर्जा \times व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (COD) मा लागू हुने खरीद दर।

प्राधिकरणले लिनु पर्ने यस्तो हर्जाना रकम विद्युत खरीद बापत प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नु पर्ने रकमबाट कट्टा गरी लिन सकिने छ। तर यसरी कट्टा गर्दा प्राधिकरणले कम्पनीलाई महिना महिनाको विद्युत खरीद बापत भुक्तानि गर्नु पर्ने रकमको पचास प्रतिशत भन्दा बढि नहुने गरी किस्ताबन्दिमा पहिलो बिलदेखि यस्तो हर्जाना पुरा असुल नभएसम्म कट्टा गर्दै जानेछ। प्राधिकरणले हर्जाना तिर्नु पर्ने अवस्थामा पनि यथोचित किस्ताबन्दिमा भुक्तानी गरिने छ।

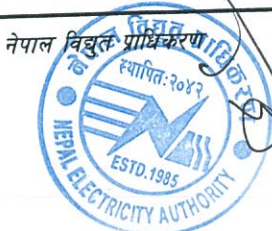
तर माथि उल्लेखित हर्जाना सम्बन्धी व्यवस्थालाई व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (RCOD) को समग्र परिस्थितिको मूल्यांकन गरी न्यायोचित व्यवस्था गर्न सकिने छ।

५. विद्युत खरीद बिक्री

५.१ (क) काबु बाहिरको परिस्थितिमा बाहेक अन्य अवस्थामा प्राधिकरणले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मितिदेखि प्रत्येक महिना आयोजनाबाट उत्पादन हुने Availability Declaration अनुसार कन्ट्र्याक्ट इनर्जी परिमाण सम्मको उर्जा खरीद गर्नु पर्नेछ।



- (ख) काबु बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएमा खरीद गर्नु पर्ने उर्जाको हिसाब समानुपातिक आधार (Prorata Basis) मा निर्धारण गरिनेछ ।
- (ग) कम्पनीले पनि आयोजनाबाट उत्पादित विद्युत शक्ति डेलिभरी प्वाइण्टसम्म पुऱ्याउने व्यवस्था मिलाउनु पर्नेछ ।
- ५.२ आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत शक्ति प्राधिकरणको पूर्व स्वीकृति विना अन्य निकायलाई बिक्री गर्न वा यस्तो अधिकार सुम्पिन पाइने छैन ।
- ५.३ आयोजनाको परीक्षण उत्पादनको क्रममा प्राधिकरणले प्राप्त गर्ने विद्युत उर्जा बापत प्राधिकरणले कम्पनीलाई कुनै रकम भुक्तानी गर्नुपर्ने छैन ।
६. **सिन्क्रोनाइज गर्ने सम्बन्धी व्यवस्था**
 आयोजनाको उत्पादन इकाइहरू प्राधिकरणको विद्युत प्रणाली सँग सिन्क्रोनाइज गर्ने सम्बन्धमा संचालन विधि (Operating Procedures) मा व्यवस्था भए अनुसार हुनेछ ।
७. **Black Start तथा Off Grid Mode मा संचालन गर्ने सम्बन्धी व्यवस्था**
 ७.१ प्राधिकरणले आफ्नो विद्युत प्रणालीको आवश्यकता अनुसार आयोजनालाई Black Start गर्न र Off Grid Mode मा संचालन गर्न प्राधिकरणले कम्पनीलाई आवश्यक निर्देशन दिन सक्ने छ । कम्पनीले यस्तो निर्देशनको पालना गरी आयोजना संचालन गर्नेछ ।
 ७.२ दफा ७.१ अनुसार Black Start गर्न वा Off Grid Mode मा संचालन गर्न दिएको निर्देशन अनुसार कम्पनीले कार्य नगरेमा यसरी कार्य नभएको अवधिको लागि सो, अवधिमा प्राधिकरणले लिनु पर्ने विद्युत नलिन/लिन नसके बापत दफा १०.१ मा जे लेखिएको भए पनि प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने छैन ।
 ७.३ दफा ७.१ अनुसार आयोजनालाई Off Grid Mode मा संचालन गराउनु पर्दा सो सम्बन्धमा आयोजनाको सो बेलाको क्षमता र प्राविधिक सीमाको विचार गरी लोड मिलाउने र अन्य समन्वय गर्ने कार्य प्राधिकरणको हुनेछ ।
 ७.४ दफा ७.३ अनुसार प्राधिकरणले उचित प्रकारले समन्वय नगरी दिएको कारणले आयोजना Off Grid Mode मा संचालन हुन नसकेमा वा कम क्षमतामा संचालन भएमा यसरी संचालन हुन नसकेको वा कम क्षमतामा संचालन भएको अवधिको लागि दफा ७.२ को प्रावधान लागू हुने छैन ।
८. **संचालन विधि**
 ८.१ कम्पनीले विद्युत केन्द्रबाट परीक्षण उत्पादन शुरु गर्नु भन्दा ६० (साठौं) दिन पहिले नै यो संभौता र कनेक्सन एग्जिमेण्टका प्रावधानहरूको आधारमा संचालन विधि (Operating Procedures) को मस्यौदा तयार गरी प्राधिकरणमा पेश गर्नु पर्नेछ ।
 ८.२ दफा ८.१ बमोजिम मस्यौदा प्राप्त भए पछि आयोजनाको डिजाईन, प्राधिकरणको विद्युत प्रणाली र यो संभौताको प्रावधानहरूको आधारमा कम्पनीले पेश गरेको मस्यौदालाई आवश्यकता अनुसार परिमार्जन गरी व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति अगावै समन्वय समितिले संचालन विधि (Operating Procedures) को टुंगो लगाउनेछ ।
 ८.३ आयोजनालाई प्राधिकरणको विद्युत प्रणालीसँग आवद्ध गरी सम्भौताको प्रावधान अनुसार आयोजना र प्रसारण सुविधाहरूको संचालन तथा मर्मत सम्भार गर्दा पालना गर्नु पर्ने विधिहरू (Procedures), Dispatch Instruction र मिटरिङ तथा विलिङ्ग Procedures लगायत सम्भौता कार्यान्वयन सँग सम्बन्धित अन्य कुराहरू संचालन विधिमा उल्लेख



हुनेछन् । तर यस संभौता संग बाभिने गरी संचालन विधि (Operating Procedures) मा प्रावधानहरु रहेको अवस्थामा यस सम्भौताका प्रावधानहरु लागु हुनेछ ।

९. आयोजनाको संचालन, सम्भार सम्बन्धी अन्य कुराहरु

- ९.१ कम्पनीले आयोजनाको सञ्चालन तथा मर्मत सम्भार गर्दा यस सम्भौता र यस संभौताको प्रयोजनको लागि गरिने अन्य सहायक संभौता (कनेक्सन एग्रिमेण्ट, संचालन विधि, बैठक माइन्टुटहरु) को अधिनमा रही गर्नेछ ।
- ९.२ (क) कम्पनीले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति भन्दा ४५ (पैंतालिस) दिन पहिले नै आयोजनाको सम्भार गर्ने र त्यसको लागि विद्युत शक्तिको आपूर्ति बन्द हुने मिति र समय सहितको पहिलो आर्थिक वर्षको Outage तालिका प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउनु पर्नेछ । कम्पनीबाट पेश गरिएको वार्षिक Outage तालिका र प्राधिकरणको Outage तालिकाको आधारमा समन्वय समितिले आवश्यक छलफल गरी व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति अगावै पहिलो आर्थिक वर्षको लागि Scheduled Outage को टुंगो लगाउनेछ । त्यस पछि प्रत्येक वर्ष जेष्ठ मसान्त भित्र आगामी १ (एक) आर्थिक वर्ष भित्र पर्ने वार्षिक Outage तालिका प्राधिकरणमा पेश गर्नु पर्नेछ । कम्पनीबाट पेश गरिएको वार्षिक Outage तालिका र प्राधिकरणको Outage तालिकाको आधारमा समन्वय समितिले आवश्यक छलफल गरी दुबै पक्षको Outage सम्बन्धी वास्तविक आवश्यकतालाई विचार गरी आर्थिक वर्ष शुरु हुनु अगावै सो वर्षको Scheduled Outage को टुंगो लगाउनेछ ।
- (ख) दुबै पक्षले Outage को अवधी सकेसम्म छोटो हुने गरी मर्मत सुधारको कार्य गर्ने गराउने छ । सामान्यतया विद्युत उत्पादनमा असर पर्ने खालका मर्मत सुधारका कार्यहरु सुख्खा याममा वा पिक आवरमा गरिने छैन ।
- (ग) Scheduled Outage मा तोकिएको समय सीमा भन्दा नबढ्ने गरी तोकिएको कार्य सम्पन्न गर्नु पर्नेछ । तर तोकिएको समय सीमा भन्दा कम समयमा कार्य सम्पन्न भएमा तोकिएको मर्मत सुधारका कार्य सम्पन्न गर्न लागेको वास्तविक समयावधीलाई Scheduled Outage को समयावधीको रूपमा निर्धारण हुनेछ ।
- ९.३ कम्पनीले व्यापारिक उत्पादन (Commercial Operation) शुरु भएको मितिबाट ६ (छ) महिना भित्र आयोजना सम्बन्धी यथार्थ नक्साहरु (As Built Drawings) प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउने छ ।
- ९.४ आयोजनाबाट विद्युत शक्ति प्राधिकरणलाई प्राप्त हुन शुरु भएपछि Dispatch Instruction जारी गरी उत्पादन (Generation) तल माथि गर्न, तोकिएको समय सम्म बन्द गर्न, Black Start गर्न, Off-grid Mode मा संचालन गर्न वा संचालन सम्बन्धि अन्य निर्देशन दिने अधिकार प्राधिकरणलाई हुनेछ । प्राधिकरणबाट Dispatch Instructions जारी गर्दा प्राधिकरणको विद्युत प्रणालीको आवश्यकता, Availability Declaration, प्राविधिक सीमा लगायतलाई आधार बनाइनेछ ।
- ९.५ क) कम्पनीले हरेक महिनाको लागि उपलब्ध हुने विद्युत शक्ति तथा उर्जा खुलाई तोकिएको ढाँचामा Availability Declaration भरी सो महिना शुरु हुनु कम्तिमा ३० (तीस) दिन अगावै प्राधिकरणको तोकिएको निकाय समक्ष पेश गर्नेछ । यसरी Availability Declaration गरीसकेपछि जलवायु (Hydrology) को कारणले Declaration गरेको विद्युत उर्जामा थपघट हुने देखिएमा कन्ट्र्याक्ट महिना शुरु हुनु कम्तिमा ७ (सात) दिन अगावै संशोधित Availability Declaration पेश गर्न सक्नेछ । प्राधिकरणले पछिल्लो संशोधित Availability Declaration लाई मान्यता दिनेछ । यसरी Availability



Declaration पेश नभएमा रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसुची २.२ र रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसुची २.१ अनुसार Availability Declaration भएको मानिने छ ।

ख) Availability Declaration को आधारमा हुन आउने मासिक उर्जा कन्ट्र्याक्ट इनर्जी भन्दा बढी वा घटी हुन सक्नेछ । तर Scheduled Outage को कारणले बाहेक वर्षा याममा र सुख्खा याममा कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको क्रमशः ६० (साठ्ठी) प्रतिशत र ९० (नब्बे) प्रतिशत भन्दा घटी हुने गरी Availability Declaration गर्न पाइने छैन । यसै गरी कुनै पनि समयमा जडित क्षमता भन्दा बढी हुने गरी Availability Declaration गर्न पाइने छैन ।

९.६ क) रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसुची २.२ Table II को Column E मा उल्लेख भए अनुसारको क्षमता भन्दा बढी नहुने गरी Availability Declaration मा उल्लेख हुने क्षमताको आधारमा मौजुदा क्षमता निर्धारण हुनेछ । तर Outage अवधिको मौजुदा क्षमता निर्धारण गर्नु पर्दा रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा आएपछि अनुसुची २.२ Table II को Column E मा उल्लेख भए अनुसारको वा Availability Declaration मा उल्लेख हुने क्षमता मध्ये जुन घटी छ सो भन्दा बढी नहुने गरी निम्नानुसार मौजुदा क्षमता निर्धारण हुनेछ :

– Outage शुरु हुनु ठीक अगाडी र लगतै पछिको Outage अवधिकै परिमाणको समयावधीको प्रत्येक घण्टा (Clock Hour) को सामान्य अवस्थाको विद्युत डेलिभरीको औषत,

ख) रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसुची २.१ Table II को Column E मा उल्लेख भए अनुसारको क्षमता भन्दा बढी नहुने गरी Availability Declaration मा उल्लेख हुने क्षमताको आधारमा मौजुदा क्षमता निर्धारण हुनेछ । तर Outage अवधिको मौजुदा क्षमता निर्धारण गर्नु पर्दा रोल्वालड जलविद्युत आयोजना सञ्चालनमा नआउनजेल अनुसुची २.१ Table II को Column E मा उल्लेख भए अनुसारको वा Availability Declaration मा उल्लेख हुने क्षमता मध्ये जुन घटी छ सो भन्दा बढी नहुने गरी निम्नानुसार मौजुदा क्षमता निर्धारण हुनेछ :

– Outage शुरु हुनु ठीक अगाडी र लगतै पछिको Outage अवधिकै परिमाणको समयावधीको प्रत्येक घण्टा (Clock Hour) को सामान्य अवस्थाको विद्युत डेलिभरीको औषत,

९.७ महिना पुरा हुनु अगाडी नै सो महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी वा Availability Declaration बराबरको उर्जा आयोजनाबाट उत्पादन भई प्राधिकरणलाई आपूर्ति भएको अवस्थामा पनि सो महिनाका बाँकि दिनहरुमा मौजुदा क्षमता अनुसार कम्पनीले विद्युत उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई डेलिभरी गर्ने कार्य जारी राख्नु पर्नेछ ।

९.८ आकस्मिक मर्मत सम्भार गर्नु पर्दा प्राधिकरणले आकस्मिक मर्मत संभारको अवस्था सृजना भएको/नभएको संबन्धमा छानबिन गरी आवश्यक निर्णय लिनेछ । यस्तो अवस्था सृजना भएको २४ घण्टाभित्र कम्पनीले प्राधिकरणलाई जानकारी गराउनु पर्ने छ । साथै उक्त मर्मत कार्य सम्पन्न भए पश्चात सो को जानकारी प्राधिकरणलाई गराई प्राधिकरणको Dispatcher संग समन्वय गरेर मात्र विद्युत केन्द्र पुनः संचालनमा ल्याउनु पर्नेछ ।

१०. विद्युत नदिएमा वा नलिएमा क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने

१०.१(क) प्राधिकरणले प्रत्येक महिना आयोजनाबाट कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको परिमाण सम्मको Availability Declaration अनुसारको इनर्जी खरीद गरी लिनेछ ।



आ.व. वि.सं. २०८९/९० सम्ममा आयोजनाबाट व्यापारीक उत्पादन शुरु भएमा प्राधिकरणले आषाढदेखि कार्तिक महिनासम्म प्रत्येक महिना कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको परिमाणसम्मको Availability Declaration को ९० (नब्बे) प्रतिशत उर्जा खरीद गरी लिनेछ। बाँकी १० (दश) प्रतिशत उर्जा Reserve Margin को रुपमा राखी भार प्रेषण केन्द्रको निर्देशन बमोजिम खरीद गर्न सक्नेछ।

यस अनुसार प्राधिकरणले लिनु पर्ने उर्जा Forced Outage को कारणले लिन नसकेमा वा Dispatch Instruction को कारणले नलिएमा अनुसूची ३ को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्नेछ। Reserve Margin को रुपमा राखिएको उक्त उर्जा सम्बन्धमा प्राधिकरणको भार प्रेषण केन्द्रको निर्देशन बमोजिम आयोजना संचालन गर्नुपर्दा अनुसूची ३ को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नुपर्ने छैन।

तर आ.व. वि.सं. २०८९/९० सम्ममा आयोजनाबाट व्यापारीक उत्पादन शुरु नभएमा प्राधिकरणको भार प्रेषण केन्द्रको निर्देशन बमोजिम आयोजना संचालन गर्नुपर्दा अनुसूची ३ को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने छैन।

१०.१(ख) आयोजनाको अनुसूची २.३ र अनुसूची २.४ को Column J मा उल्लेखित परिमाणसम्मको उत्पादित थप उर्जा (Additional Energy) प्राधिकरणलाई आवश्यक परेमा प्राधिकरणको भार प्रेषण केन्द्रको निर्देशन बमोजिम उल्लेखित सम्झौता उर्जाको दररेट (दफा १२.१) मा खरिद गरी लिन सक्नेछ। प्राधिकरणको पूर्व स्विकृति (प्राविधिक रुपले सम्भव भएमा) प्राप्त गरी प्रवर्द्धकले उक्त उर्जा प्राधिकरण बाहेक अन्यत्र विक्री गर्न चाहेमा प्राधिकरणले तोकेको प्रसारण शुल्क (Wheeling Charge) लिई प्रसारण संरचना प्रयोग गर्न दिन सक्नेछ।

१०.२ कन्ट्र्याक्ट इनर्जी वा Availability Declaration को आधारमा गणना हुने मासिक उर्जा मध्ये जुन घटी छ सो को ८० (अस्सी) प्रतिशत भन्दा कम नहुने गरी प्रत्येक महिना कम्पनीले आयोजनाबाट विद्युत उत्पादन गरी प्राधिकरणलाई विद्युत आपूर्ति गर्नु पर्नेछ। प्राधिकरणको कारण वा Schedule Outage वा आकस्मिक मर्मत संभार वा काबू बाहिरको परिस्थितिको कारण बाहेक अन्य कारणले यसरी तोकिएको परिमाण सम्मको विद्युत कम्पनीले आपूर्ति गर्न नसकेमा वा नगरेमा निम्न सूत्र अनुसार कम्पनीले प्राधिकरणलाई क्षतिपूर्ति स्वरुप रकम भुक्तानी गर्नु पर्नेछः

क्षतिपूर्ति रकम, रु.

$$= [0.5 \times \text{सो महिना कम्पनीबाट प्राधिकरणलाई आपूर्ति हुनु पर्ने बढीमा कन्ट्र्याक्ट इनर्जी सम्मको Availability Declaration अनुसारको विद्युत उर्जा-सोही महिनामा कम्पनीले उपलब्ध गराएको उर्जा-सोही अवधीमा प्राधिकरणको कारणले वा Scheduled Outage वा आकस्मिक मर्मत संभार वा काबू बाहिरको परिस्थितिको कारणले आयोजनाबाट उपलब्ध हुन नसकेको उर्जा}] \times \text{सो महिनाको प्रति किलोवाट घण्टा विद्युत उर्जा खरीद दर};$$

यसरी हिसाब गर्दा क्षतिपूर्ति रकम ऋणात्मक भएमा क्षतिपूर्ति रकमलाई शून्य मानिने छ। क्षतिपूर्ति रकम बील रकम भन्दा बढी भएमा बील रकम भन्दा बढी भएको क्षतिपूर्ति रकम कम्पनीले प्राधिकरणलाई तिर्नु पर्ने छैन।

यस्तो क्षतिपूर्ति रकम प्राधिकरणले बिलको भुक्तानी दिँदा कट्टा गर्न सक्नेछ।



१०.३ सुख्वायामको उर्जा वार्षिक सम्भौता उर्जाको ३० % वा सो भन्दा जतिसुकै बढी उल्लेख गरिएको भए तापनि आयोजना सञ्चालनमा आएपश्चात सुख्वायाममा न्यूनतम ३० % उर्जा आपूर्ति गरेको नपाइएमा क्षतिपूर्ति बापत सुख्वायामको उर्जा ३० % हुने गरी हिसाव गर्दा हुन आउने कूल वार्षिक उर्जाभन्दा बढी आपूर्ति भएको उर्जाबापतको कुनै रकम भुक्तानी गरिने छैन र भुक्तानी गरिसकेको अवस्थामा समेत सो रकम अर्को आर्थिक वर्षको मासिक बिलमा समायोजना गरिनेछ । उल्लेखित क्षतिपूर्तिबापतको रकम निर्धारण निम्न सूत्रको आधारमा गरिनेछ:

क्षतिपूर्तिबापत समायोजन गर्नुपर्ने रकम, रु.

= [कूल आपूर्ति गरिएको वार्षिक उर्जा - (सुख्वायाममा आपूर्ति गरिएको जम्मा उर्जा/०.३०)] × सो आर्थिक वर्षको वर्षायामको विद्युत उर्जा खरीद दर;

तर सुख्वायामको ६ महिनाको उर्जा ३० % नपुगेमा उक्त सूत्रको आधारमा निर्धारण हुने क्षतिपूर्ति र मासिक सम्भौता उर्जा आपूर्ति गर्न नसकेमा सो बापत निर्धारण हुने वर्षभरिको क्षतिपूर्ति रकममध्ये जुन बढी हुन्छ सो रकम समायोजन गरिनेछ ।

उपरोक्त सूत्रमा कूल आपूर्ति गरिएको वार्षिक उर्जा हिसाव गर्दा बढीमा अनुसूची २, Table II को Column H को कूल सम्भौता उर्जा मात्र लिइनेछ ।

१०.४ यस दफा १० मा उल्लेख भए अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई वा कम्पनीले प्राधिकरणलाई क्षतिपूर्ति तिर्ने व्यवस्था आयोजनाबाट व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति देखि लागू हुनेछ ।

११. मिटरिड व्यवस्था

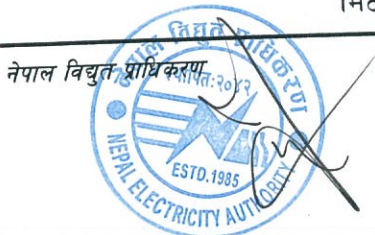
११.१(क) कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराएको विद्युत उर्जा मापनको निमित्त प्राधिकरणको मापदण्ड अनुसार Main Meter सेट (सि.टि.पि.टि.हरु सहित) कम्पनीको खर्चमा विद्युत केन्द्र पहिलो पटक सिन्क्रोनाइज हुने मिति अगावै मिटरिड प्वाइन्टमा जडान गरिनेछ । मेन मिटर संगै सोही स्पेशिफिकेसन र निर्माताको चेक मिटर जडान गरिने छ । चेक मिटरको खरीद तथा जडान खर्च कम्पनीबाट ब्यहोरिने छ ।

(ख) मेन तथा चेक दुवै मिटरहरु र सि.टि.पि.टि. हरु जडान हुनु अगाडी दुवै पक्षलाई मान्य हुने सुविधा सम्पन्न स्वदेशी अथवा विदेशी मिटर टेष्टिङ प्रयोगशालाबाट तोकिएको गुणस्तर अनुसार भएको प्रमाणित हुनु पर्नेछ । यसरी गरिने टेष्टिङ कार्यमा प्राधिकरणका संबन्धित विभागका ईन्जिनियरले अनिवार्य रूपले Witness गर्नु पर्नेछ । यसरी परिक्षण अवलोकन गर्ने कार्यको आवश्यक खर्च र सो मा खटिने कर्मचारीहरुको भत्ताको व्यवस्था कम्पनीबाट गरिनेछ ।

(ग) मिटरहरु तथा सि.टी.पी.टी.हरुको स्पेशिफिकेसन प्राधिकरणले तोके अनुसार हुनेछ ।

११.२ प्रत्येक महिनाको पहिलो दिन, जेष्ठ १६ गते र मंसीर १६ गते दिनको १२:०० बजे दुवै पक्षको रोहबरमा मेन तथा चेक मिटरको मिटर रिडिङ गरी तोकिएको ढाँचामा मिटर रिडिङ विवरण तयार गरिनेछ र सोही आधारमा उक्त महिनाको विद्युत उर्जाको बिक्रीको परिमाण निर्धारण गरिनेछ । तर यसरी बिक्रीको परिमाण निर्धारण गर्दा अतिरिक्त उर्जा खरीद गर्नको लागि प्राधिकरणले आदेश (Dispatch Instruction) जारी नगरेको अवस्थामा अनुसूची २ Table II को Column E मा उल्लेख भए अनुसारको क्षमता भन्दा बढी क्षमतामा उत्पादन भएको उर्जा कट्टा गरी हिसाव गरिनेछ ।

११.३ कुनै पनि महिना मेन र चेक मिटरले देखाउने उर्जामा ०.२ प्रतिशत भन्दा बढी ०.५ प्रतिशत सम्म भिन्नता देखिएमा दुवै मिटरको औसतको आधारमा बिलिङ हुनेछ, र यथाशिघ्र प्राधिकरणको मिटर टेष्टिङ ल्याव अथवा दुवै पक्षलाई मान्य स्वदेशी अथवा विदेशी प्रयोगशालाले निर्धारण गरे



बमोजिम सो महिनाको बिलिंग समायोजन हुनेछ । तर ०.२ प्रतिशत सम्मको फरक हुँदाको अवस्थामा मेन मिटरले देखाउने विद्युत उर्जाको आधारमा बिलिंग हुनेछ । कथंकदाचित दुवै मिटरले देखाउने उर्जामा ०.५ प्रतिशत भन्दा बढि भिन्नता भएमा वा दुवै मिटर एकै समयमा खराब भएमा Operating Procedures मा व्यवस्था भए अनुसार बिलिंग हुनेछ । तर खराब भएको मिटर कम्पनीले ३ महिनाभित्र प्रतिस्थापन गर्नु पर्नेछ ।

११.४ प्राधिकरणले वा कम्पनीले चाहेको बखत जडित मेन तथा चेक मिटरिंग उपकरणहरु टेष्ट गरी आवश्यकता अनुसार Calibration गर्न सकिनेछ । यसरी टेस्टिङ तथा Calibration गर्दा लाग्ने खर्च मेन मिटर र इन्स्ट्रुमेन्ट ट्रान्सफरमरहरुको हकमा कम्पनीले र चेक मिटरको हकमा प्राधिकरणले व्यहोर्ने छ । कुनै एक मिटर विग्रंदा वा भिकिंदा दोस्रो मिटर (मेन अथवा चेक) ले देखाएको विद्युत उर्जाको आधारमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नेछ ।

११.५ मेन तथा चेक मिटरहरुमा लगाउने सिल तथा मिटरिंग सम्बन्धि अन्य व्यवस्थाहरु संचालन विधि (Operating Procedures) मा उल्लेख भए अनुसार हुनेछ ।

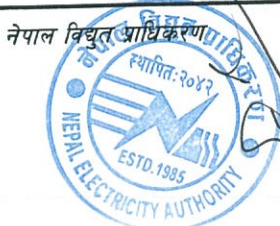
११.६ माथि उल्लेख भए अनुसार निर्धारण हुने विद्युत उर्जाको परिमाणबाट कनेक्सन एग्रीमेण्टमा व्यवस्था भए अनुसार हुन आउने Line Loss कट्टा गरी बांकी हुन आउने उर्जालाई मात्र कम्पनीबाट प्राधिकरणलाई बिक्री भएको विद्युत उर्जा मानिने छ र सोहि अनुसार कम्पनीले प्राधिकरणलाई बील गर्नेछ ।

११.७ (क) कनेक्सन प्वाइन्ट बाहेक अन्य प्वाइन्टबाट दफा ३८.४ अनुसार प्राधिकरणले आयोजनाबाट उत्पादन भएको विद्युत लिने भएमा यसरी विद्युत लिने प्वाइन्टमा प्राधिकरणको खर्चमा उपयुक्त गुणस्तरको मेन मिटर राख्न आवश्यक हुनेछ र सोही ठाउँमा कम्पनीले चाहेमा मेन मिटरकै स्पेसिफिकेशन र निर्माता अनुसारको चेक मिटर राख्न सकिने छ । यस सम्बन्धी अन्य व्यवस्था संचालन विधिमा उल्लेख भए अनुसार हुनेछ ।

(ख) दफा ११.७ (क) अनुसार प्राधिकरणले अन्य प्वाइन्टबाट विद्युत लिने अवस्थामा सो बापतको Line Loss को छुट्टै हिसाब गरिने छ ।

१२. विद्युत खरीद मूल्यदर

१२.१ प्राधिकरणले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मितिदेखि हरेक महिना कम्पनीले आयोजनाबाट उत्पादन गरी उपलब्ध गराएको कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको परिमाणसम्मको उर्जा वापत निम्नानुसारको खरीद दरले हुन आउने रकम कम्पनी वा दफा ३४ अनुसारको अगुवा बैंक वा वित्तीय संस्थालाई बुझाउने छ । साथै व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) बाट एक वर्ष पुगेको महिनाको लगत्तै पछिको महिनादेखि लागु हुनेगरि प्रत्येक वर्षको लागि ३ (तीन) प्रतिशतका दरले ८ (आठ) पटकसम्म साधारण मूल्यवृद्धि दिई निम्न तालिका अनुसार विद्युत उर्जा खरीद दर कायम गरिएको छ ।

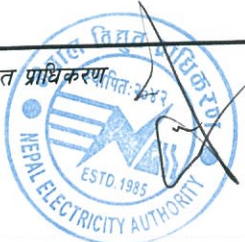


| अवधि (व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (COD) कायम भएको महिना लगत्तै पछिको महिनालाई पहिलो महिना मानी अवधि गणना हुनेगरि) | सुख्वायाम (मंसीर १६ देखि जेष्ठ १५ सम्म) रु. प्रति युनिट | वर्षायाम (जेष्ठ १६ देखि मंसीर १५ सम्म) रु. प्रति युनिट |
|--|---|--|
| पहिलो महिना देखि १२ औं महिनासम्म | ८१४० | ४१८० |
| १३ औं महिनादेखि २४ औं महिनासम्म | ८६५ | ४१९४ |
| २५ औं महिनादेखि ३६ औं महिनासम्म | ८९० | ५१०९ |
| ३७ औं महिनादेखि ४८ औं महिनासम्म | ९१६ | ५१२३ |
| ४९ औं महिनादेखि ६० औं महिनासम्म | ९४१ | ५१३८ |
| ६१ औं महिनादेखि ७२ औं महिनासम्म | ९६६ | ५१५२ |
| ७३ औं महिनादेखि ८४ औं महिनासम्म | ९९१ | ५१६६ |
| ८५ औं महिनादेखि ९६ औं महिनासम्म | १०१६ | ५१८१ |
| ९७ औं महिनादेखि सम्भौता अवधिसम्म | १०४२ | ५१९५ |

यस सम्भौताको अनुसूची-२ मा रहेको उर्जा तालिकामा ६ घण्टाको Daily Peaking उल्लेख भएतापनि माथिल्लो तटीय आयोजनाको टेलरेसको पानी प्रयोग गरी विद्युत उत्पादन हुने भएकोले विद्युत नियमन आयोगद्वारा जारी विद्युत खरिद विक्रि तथा अनुमति प्राप्त व्यक्तिले पालना गर्नु पर्ने शर्त सम्बन्धी विनियमावली २०७६ को विनियम १२ बमोजिम RoR को विद्युत खरिद दर सरह हुने गरी दररेट कायम गरिएको छ।

माथि जेसुकै लेखिएको भएता पनि व्यापारिक उत्पादन शुरु हुनपर्ने मिति Required Commercial Operation Date (RCOD) को तुलनामा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति Commercial Operation Date (COD) ढिलो हुन गएमा विद्युत उर्जा खरीद दर निम्नानुसार बार्षिक मूल्य बृद्धि दिई कायम गरिने छ।

- RCOD को तुलनामा COD ६ महिनाभन्दा बढी १८ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ७ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ।
- RCOD को तुलनामा COD १८ महिनाभन्दा बढी ३० महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ६ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ।
- RCOD को तुलनामा COD ३० महिनाभन्दा बढी ४२ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ५ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ।
- RCOD को तुलनामा COD ४२ महिनाभन्दा बढी ५४ महिनासम्म ढिलो हुन गएमा जम्मा ४ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ।
- RCOD को तुलनामा COD ५४ महिनाभन्दा बढी ढिलो हुन गएमा जम्मा ३ वटा मात्र मूल्यबृद्धि दिईनेछ।



(Handwritten signature)



- १२.२ प्राधिकरणले Dispatch Instruction जारी गरी अतिरिक्त उर्जा (Excess Energy) खरीद गरेमा सोको हकमा दफा १२.१ अनुसारको खरीद दरको ५०% (पचास प्रतिशत) दरमा कम्पनीले बिलिङ्ग गर्ने र प्राधिकरणले भुक्तानी गर्नेछ ।
- १२.३ मासिक बिलिंग गर्दा कम्पनीले प्राधिकरणबाट विद्युत उर्जा लिएको देखिएमा विद्युत उर्जा लिने भोल्टेज लेभलको व्यापारिक वर्गका ग्राहकहरूलाई लागू हुने प्राधिकरणको प्रचलित Normal Hour को विद्युत महशुल दरले उर्जा शुल्क मात्रको हिसाव गरी आउने रकम मात्र कम्पनीले प्राधिकरणलाई भुक्तानी गर्नेछ, वा सो रकम मासिक बिलिंगमा समायोजन गरिनेछ ।
- १२.४ व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति अगावै आयोजनाको निर्माण तथा परीक्षण कार्य सम्पन्न भएमा प्राधिकरणले आफ्नो Existing ग्रीड प्रणालीमा प्रवाह हुन सक्ने सम्मको विद्युत उर्जा आवश्यकता अनुसार Dispatch Instruction जारी गरी आयोजनाबाट लिन सक्नेछ । यसरी विद्युत लिए बापत दफा १२.१ र १२.२ मा तोकिएको मूल्यमा प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नेछ । तर सो अवस्थामा उर्जा नलिए वा नदिए बापत कम्पनीले प्राधिकरणलाई वा प्राधिकरणले कम्पनीलाई कुनै क्षतिपूर्ति तिर्नु पर्ने छैन ।

१३. बिल र भुक्तानी

कम्पनीले प्रत्येक महिनामा अधिल्लो महिनामा उपलब्ध गराएको दफा ११ बमोजिमको विद्युत उर्जा र त्यस बापतको विद्युत महसुल समेत उल्लेख भएको बिल तोकिएको ढाँचामा प्राधिकरण समक्ष पेश गर्नेछ । प्राधिकरणले बिल प्राप्त भएको ४५ (पैंतालिस) दिन भित्र सो बिलको भुक्तानी गर्नु पर्नेछ । उक्त समय भित्र प्राधिकरणले बिल बमोजिमको महसुल भुक्तान नगरेमा सो रकमको वार्षिक ६% (छ प्रतिशत) का दरले हुने ब्याज रकम समेत भुक्तान गर्नु पर्नेछ । कम्पनीले पठाएको बिलमा कुनै विवाद उत्पन्न भएमा वा बिलमा उल्लेखित रकम प्राधिकरणलाई मान्य नभएमा प्राधिकरणले त्यसरी मान्य नभएको रकमका सम्बन्धमा कारण सहित सूचना दिई विवादित रकम कटाई बाँकी रकम भुक्तानी दिनेछ । प्राधिकरणले त्यसरी मान्य नभएको विवादित रकमका सम्बन्धमा कम्पनीले बिल पेश गरेको मितिले बढीमा ९० (नब्बे) दिन भित्र दुबै पक्ष बसी आपसी सहमतिबाट विवादको समाधान गरिनेछ । विवाद समाधान भएपछि प्राधिकरणले कट्टा गरेको रकम मध्ये तिर्नु पर्ने ठहर भएको रकम मात्र विवाद समाधान भएको मितिले ७ (सात) कार्यालय दिन भित्र प्राधिकरणले भुक्तानी दिनेछ । यसरी ७ (सात) कार्यालय दिन भित्र सो रकम भुक्तानी नभएमा यस दफामा उल्लेख भए अनुसारको दरमा ब्याज रकम समेत भुक्तानी गर्नेछ । बिल पेश गरेको मितिले सात दिन भित्र भुक्तानी पाउन कम्पनीले अनुरोध गरेको अवस्थामा प्राधिकरणले भुक्तानी योग्य बिल रकमको तीन प्रतिशत छुट (Rebate) कट्टा गरी सात दिन भित्र भुक्तानी गर्न सक्नेछ । यस विद्युत खरीद सम्झौता बमोजिम भुक्तानी गर्नु पर्ने रकममा प्रचलित कानून बमोजिम प्राधिकरणले कर कट्टी गर्नु पर्ने भए, सो रकम कट्टी गरेर मात्र भुक्तानी दिईने छ ।

१४. समन्वय समिति

आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत खरीद गर्ने सम्बन्धमा यस सम्झौता बमोजिम हुनु पर्ने कार्यहरूको समन्वय गर्न दुबै पक्षका दुई/दुई जना (आ-आफ्नो पक्षबाट नियुक्त वा मनोनयन गरेका व्यक्ति) प्रतिनिधिहरू रहेको एउटा समन्वय समिति गठन गरिनेछ । यस्तो समन्वय समितिको अध्यक्ष एक/एक आर्थिक वर्षको पालो गरी (तर पहिलो र दोश्रो आ.व.को अध्यक्ष कम्पनीको हुने) समन्वय समिति आफैले समन्वय समिति सदस्यहरू मध्येबाट चयन गर्नेछ । अध्यक्षले आवश्यकता अनुसार ३ (तीन) महिनामा कम्तिमा एक पटक बोलाए बमोजिम समन्वय समितिको बैठक बस्नेछ । यस सम्झौता अनुसार आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत खरीद गर्ने सम्बन्धमा आइपर्ने समस्याहरू, आयोजना परीक्षण गर्ने सम्बन्धी व्यवस्था, मेन तथा चेक मिटर र सो संग सम्बन्धित इन्स्ट्रुमेन्ट ट्रान्सफरमर (सि.टि.पि.टि.)हरू टेष्ट गर्ने, क्यालिब्रेसन गर्ने सम्बन्धि कार्य, सञ्चालन विधि (Operating



Procedures) को आवश्यक सुधार, सम्भार कार्यको समन्वय, सुरक्षा सम्बन्धी योजना तथा प्रविधिको पुनरावलोकन, ब्यापारिक उत्पादन शुरु मिति तोक्ने, आकस्मिक मर्मत संभार, काबू बाहिरको परिस्थितिबाट उत्पन्न भएको समस्याको सम्बन्धमा चालिने कदमहरु इत्यादि सर्वसम्मतिको आधारमा यो समन्वय समितिले समाधान गर्नेछ। यसरी समस्याको समाधान हुन नसकेमा दफा २९ अनुसार समस्याको समाधान गरिनेछ। समन्वय समितिको बैठक सम्बन्धी अन्य व्यवस्था समन्वय समिति आफैले तय गर्नेछ।

१५. काबू बाहिरको परिस्थिति

१५.१ यस सम्झौताको प्रयोजनको लागि काबू बाहिरको परिस्थिति भन्नाले यस सम्झौताको कार्यान्वयन गर्न देहायको कुराहरु मध्ये सबै वा कुनै घटना घटी कुनै पक्षले आफुले पूरा गर्नु पर्ने काम वा दायित्व पूरा गर्न सम्भव नभएको वस्तुनिष्ठ रूपमा प्रमाणित हुने परिस्थिति सम्झनु पर्नेछ :-

- (क) दैवी प्रकोप एवं प्राकृतिक विपत्ती (भूकम्प, आगलागी, ज्वालामुखी विष्फोटन, पहिरो, बाढी (अनुसूची १ मा उल्लेख भएको एक सय वर्षको Design Flood Discharge भन्दा बढी), आँधीवेहरी, अनावृष्टि (सरकारी स्तरमा घोषणा भएमा वा आयोजनाको Catchment Area मा हुनु पर्ने औषत वर्षा को आधि भन्दा कम वर्षा भएको भनी सम्बन्धित सरकारी निकायबाट प्रमाणित भएमा), चट्याङ्ग वा अन्य यस्तै कारणले भएको दुर्घटना,
 - (ख) Radioactive Contamination भएमा,
 - (ग) कुनै महामारी रोग फैलिएमा,
 - (घ) लडाईं, आन्तरिक विद्रोह, हडताल, बन्द वा नाकाबन्दी र यस्तै कारणबाट उत्पन्न विध्वंसात्मक कार्य,
- तर यसले कम्पनी, सो संग सम्बन्धित पक्ष वा प्राधिकरणमा हुने बन्द र हडताललाई जनाउने छैन।
- (ङ) खण्ड (क) देखि (घ) बमोजिमका कारणले श्रमिक, मालसामानहरु वा सेवा उपलब्ध हुन नसकी आयोजना निर्माण, परिक्षण वा कमिशनिङ्ग र संचालन गर्न नसकेमा।

१५.२ दफा १५.१ अनुसारको अवस्था उत्पन्न भई काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको कुरा दावी गर्नेले अर्को पक्षलाई त्यस्तो परिस्थिति उत्पन्न भएको ७ (सात) कार्यालय दिन भित्र विवरण सहित सूचना गरी सक्नु पर्नेछ। यसरी तोकिएको समय भित्र विवरण सहितको सूचना नदिएमा काबू बाहिरको परिस्थिति परेको मानिने छैन। त्यस्तै गरी काबू बाहिरको परिस्थिति अन्त्य भए पछि यसरी अन्त्य भएको सूचना समेत अनावश्यक रूपमा ढिलाई नगरी काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको कुरा दावी गर्नेले अर्को पक्षलाई दिनु पर्नेछ। काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको सूचना दिएको समयमा त्यस्तो अवस्थाको अन्त भइ सकेको भएमा काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको अवधी खुलाई एकै पटक सूचना दिनु पर्नेछ।

१५.३ दफा १५.२ अनुसार काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको सूचना प्राप्त गर्ने पक्षले सो सूचनामा उल्लेख भएको व्यहोरा यस सम्झौताको प्रावधान सम्मत नभएको लागेमा यसरी सूचना प्राप्त भएको मितिले ६० (साठ्ठि) कार्यालय दिन भित्र सूचना दिने पक्षलाई लिखित रूपमा जानकारी गराउनु पर्ने छ। यसरी तोकिएको समयभित्र जानकारी दिने काम नभएमा सूचनामा उल्लेख भए अनुसार काबू बाहिरको परिस्थिति सूचना प्राप्त गर्ने पक्षलाई मान्य भएको मानिनेछ।

१५.४ दफा १५.३ अनुसार काबू बाहिरको परिस्थितिका सम्बन्धमा विवाद उत्पन्न भएमा दफा २९ को विवाद समाधानको प्रक्रिया अपनाई विवाद समाधान गरिनेछ।



(Handwritten signature)



- १५.५ काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको अबस्थामा त्यसको असरलाई कम गर्न र त्यसबाट हुने क्षतिलाई न्यून गर्न वा वैकल्पिक व्यवस्था गर्न दुबै पक्षले एक अर्कालाई सहयोग गर्नु पर्नेछ ।
- १५.६ दफा १५.१ मा उल्लेख भए बमोजिमको कुनै कारण परी काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भई कुनै पक्षले यस सम्झौता बमोजिम पुरा गर्नु पर्ने काम वा दायित्व पुरा गर्न ढिलाई भएमा त्यसरी काबू बाहिरको परिस्थितिबाट ढिला भएको अवधि बराबरको समय सो कार्य पुरा गर्न बढाईने छ ।
- १५.७ यस सम्झौतामा अन्यथा उल्लेख भएकोमा बाहेक काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भई कुनै पक्षले आफूले पूरा गर्नु पर्ने दायित्व पूरा गर्न नसके बापत दोश्रो पक्षलाई कुनै क्षतिपूर्ति वा हर्जाना बुझाउनु पर्ने छैन ।

१६. कम्पनीले दायित्व पूरा नगरेको मानिने अवस्था

१६.१ देहायको अवस्थामा कम्पनीले पूरा गर्नु पर्ने दायित्व पूरा नगरेको मानिनेछ :

- क) दफा ३४ को प्रावधान अनुसार बाहेक कम्पनीले यस सम्झौता बमोजिम पूरा गर्नु पर्ने दायित्वमा असर पर्ने गरी कम्पनीको हक, अधिकार तथा सम्पत्ति मध्ये केही वा सबै हक, अधिकार तथा सम्पत्ति अरुलाई हस्तान्तरण गरेमा ।
- ख) यस सम्झौता अनुसार कम्पनीले प्राधिकरणमा बुझाउनु पर्ने कार्य प्रगति प्रतिवेदन नबुझाएमा ।
- ग) सम्झौता भएको मितिले २४ (चौबिस) महिना भित्र भौतिक निर्माण कार्य शुरु नगरेमा ।
- घ) प्राधिकरणको काम, कर्तव्य तथा दायित्वमा असर पर्ने गरी कम्पनीले प्राधिकरणलाई गलत, असत्य सूचनाहरु प्रवाहित गरेमा ।
- ङ) व्यापारिक उत्पादन शुरु भई सकेपछि प्राधिकरणलाई कुनै लिखित पूर्व सूचना नदिई लगातार ७ (सात) दिन वा सो भन्दा बढी अवधि सम्म आयोजनाबाट उत्पादन बन्द भएमा ।
- च) यस सम्झौता अनुसार कम्पनीले गर्नु पर्ने अन्य कामहरु मुनासिब कारण विना तोकिएको समय भित्र नगरेमा ।
- छ) प्राधिकरणको कारणले वा काबू बाहिरको परिस्थिति परेको कारणले बाहेक अन्य कारणले सुख्खायामको पूरा अवधि भरी नै आयोजनाबाट प्राधिकरणलाई विद्युत उपलब्ध नभएमा ।
- ज) प्राधिकरणको कारणले वा काबू बाहिरको परिस्थितिको कारणले बाहेक व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्ममा व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) नपरेमा ।
- झ) आयोजनालाई Off Grid Mode मा संचालन गर्न आवश्यक भई सोहि अनुसार प्राधिकरणले दिएको निर्देशन अनुसार कम्पनीले Off Grid Mode मा संचालन गर्न नसकेमा वा नगरेमा ।
- ञ) आयोजनालाई Black Start गर्न आवश्यक भई सोहि अनुसार प्राधिकरणले दिएको निर्देशन अनुसार कम्पनीले Black Start गर्न नसकेमा वा नगरेमा ।
- ट) कनेक्सन एग्जिमेन्ट अनुसार कम्पनीले गर्नु पर्ने कार्यहरु तोकिएको समयावधि भित्र नभएमा ।

१७. प्राधिकरणले दायित्व पूरा नगरेको मानिने अवस्था

१७.१ देहायका अवस्थामा प्राधिकरणले दायित्व पूरा नगरेको मानिनेछ :

- क) यस सम्झौता बमोजिम प्राधिकरणले पूरा गर्नु पर्ने दायित्वमा असर नपर्ने गरी प्राधिकरण विखण्डन वा विघटन भएकोमा बाहेक अन्य किसिमले प्राधिकरणको विखण्डन भएमा वा विघटन भएमा ।
- ख) यस सम्झौता अनुसार प्राधिकरणले गर्नु पर्ने कार्यहरु तोकिएको समय भित्र नगरी सो को मुनासिब कारणको जानकारी मुनासिब समयभित्र कम्पनीलाई नदिएमा ।



ग) कनेक्सन एग्रिमेन्ट अनुसार प्राधिकरणले गर्नु पर्ने कार्यहरु तोकिएको समयावधि भित्र नभएमा ।

१८. विघटन वा हक हस्तान्तरण सम्बन्धी व्यवस्था

दफा १६.१ (क) वा दफा १७.१ (क) को अवस्था उत्पन्न हुने भएमा त्यस्तो अवस्था व्यहोर्ने पक्ष (पहिलो पक्ष) ले दोश्रो पक्षलाई समयमै सूचना गर्नु पर्नेछ । सूचना पछि दफा १६.१ (क) वा १७.१ (क) को अवस्था लागु हुन अगावै दुवै पक्षको आपसी सहमतिबाट नयाँ अवस्थाको सम्बन्धमा उपयुक्त र आवश्यक व्यवस्था गर्न सक्नेछन् । दफा १६.१ (क) वा १७.१ (क) को अवस्था लागु हुनु अगावै यस्तो सहमती हुन नसकेमा दोश्रो पक्षले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) दिई यो सम्झौता रद्द गर्न सक्ने छ ।

१९. दायित्व पुरा नगरेको सूचना

दफा १६.१ (क), (भ), (ज) र १७.१ (क) बाहेक दफा १६ र १७ का अन्य अवस्थाहरु परी कुनै पक्षले दायित्व पुरा नगरेको अवस्था उत्पन्न भएमा अर्को पक्षले दायित्व पुरा नगर्ने पक्षलाई दायित्व पुरा नगरेको व्यहोरा सहितको सूचना (Notice of Default) दिनु पर्नेछ ।

२०. कम्पनीले दायित्व पुरा नगरेको भनी प्राधिकरणले सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था

२०.१ दफा १६.१ (ख), (ग) वा (च) को अवस्था परी दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा यसरी सूचना जारी भएको मितिबाट ९० (नब्बे) दिन भित्र प्राधिकरणलाई चिन्त बुझ्ने गरी त्यस्तो अवस्थाको कम्पनीबाट निराकरण नभएमा प्राधिकरणले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) जारी गरी यो सम्झौता रद्द गर्न सक्ने छ ।

२०.२ दफा १६.१ (घ) को अवस्था परी दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा पहिलो पटकलाई प्राधिकरणले लिखित रुपमा सचेत गराउने र कम्पनीले यस्तो अवस्था दोहरिन नदिने प्रतिबद्धता लिखित रुपमा दिनु पर्नेछ । यस पछि पनि दफा १६.१ (घ) को अवस्था दोहरिएमा सोको कारणबाट प्राधिकरणलाई पर्न गएको हानी नोक्सानीको हिसाब गरी सो बराबर क्षतिपूर्ति रकम पत्र प्राप्त भएको मितिले ४५ (पैतालिस) दिन भित्र कम्पनीले प्राधिकरणलाई बुझाउनु पर्नेछ । प्राधिकरणले कम्पनीलाई बुझाउनु पर्ने रकमबाट सो रकम कट्टा गर्न पनि सकिने छ ।

२०.३ दफा १६.१ (ङ) को अवस्था परी दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा सो अवधीको कन्ट्र्याक्ट इनर्जीको शतप्रतिशत परिमाणलाई दफा १२.१ अनुसारको विद्युत खरीद दरले हिसाब गरी आउने रकम समेत पत्र प्राप्त भएको मितिले ४५ (पैतालिस) दिन भित्र कम्पनीले प्राधिकरणलाई बुझाउनु पर्नेछ । प्राधिकरणले कम्पनीलाई बुझाउनु पर्ने रकमबाट सो रकम कट्टा गर्न पनि सकिने छ ।

२०.४ दफा १६.१ (छ) को अवस्था परी दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भए पछि तोकिएको म्याद भित्र दायित्व पुरा गर्न नसक्नुको कारण बारे कम्पनीले दिएको जवाफ प्राधिकरणलाई मुनासिब नलागेमा प्राधिकरणले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) जारी गरि यो सम्झौता रद्द गर्न सक्ने छ ।

२०.५ दफा १६.१ (ज) को अवस्था परी प्राधिकरणबाट कम्पनीले दायित्व पुरा नगरेको सूचना जारी भएको एक महिना भित्र दायित्व पुरा गर्न नसक्नुको कारण बारे आयोजनाको भौतिक प्रगति विवरण सहित कम्पनीले जवाफ दिनु पर्नेछ । उक्त जवाफ प्राधिकरणलाई मुनासिब नलागेमा प्राधिकरणले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) लिखित रुपमा जारी गरी यो सम्झौता रद्द गर्न सक्ने छ ।

२०.६ दफा १६.१ (झ) र १६.१ (ञ) को अवस्था परेमा दफा ७ मा व्यवस्था भए अनुसार हुनेछ ।



- २०.७ दफा १६.१ (ट) को अवस्था परि दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा यसरी सूचना जारी भएको मितिबाट ९० (नब्बे) दिन भित्र प्राधिकरणलाई चित्त बुझ्ने गरी त्यस्तो अवस्थाको कम्पनीबाट निराकरण नभएमा प्राधिकरणले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) जारी गरी यो सम्झौता रद्द गर्न सक्ने छ ।
२१. प्राधिकरणले दायित्व पूरा नगरेको भनी कम्पनीले सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था
- २१.१ दफा १७.१ (ख) को अवस्था परी दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा कम्पनीलाई चित्त बुझ्ने गरी ९० (नब्बे) दिन भित्र प्राधिकरणले त्यस्ता अवस्थाको निराकरण गर्नेछ । सो नभएमा कम्पनीले लिखित सूचना दिई यो सम्झौता रद्द गर्न सक्नेछ ।
- २१.२ दफा १७.१ (ग) को अवस्था परि दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएको अवस्थामा यसरी सूचना जारी भएको मितिबाट ९० (नब्बे) दिन भित्र कम्पनीलाई चित्त बुझ्ने गरी त्यस्तो अवस्थाको प्राधिकरणबाट निराकरण नभएमा कम्पनीले सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) जारी गरी यो सम्झौता रद्द गर्न सक्नेछ ।
२२. दायित्व पूरा नगरेको सूचना पछिको व्यवस्था
- दायित्व पूरा नगरेको सूचना जारी भएपछि यस सम्झौतामा कुनै प्रावधान लागु नहुने भनी उल्लेख भएकोमा बाहेक अन्य अवस्थामा यो सम्झौताको प्रावधानहरु सम्झौता रद्द भएको सूचना (Notice of Termination) जारी नभए सम्म यथावत लागु रहनेछ ।
२३. सम्झौता रद्द भएको सूचना जारी गरे पछिको व्यवस्था
- २३.१ कुनै एक पक्षबाट सम्झौता रद्द भएको सूचना जारी भएपछि अर्को पक्षले आफुलाई चित्त नबुझेमा ३० (तीस) दिन भित्र दफा ३० को प्रावधान अनुसार उपचारको प्रक्रियामा जान सक्नेछ । यसरी तोकिएको अवधि भित्र सम्झौता रद्द भएको सूचना प्राप्त गरेको पक्षले आयोग मार्फत उपचारको प्रक्रियामा गएको लिखित सूचना अर्को पक्षलाई नदिएमा सम्झौता रद्द भएको मानिनेछ ।
- २३.२ सम्झौता रद्द भएको सम्बन्धमा आयोग समक्ष पेश भएको अवस्थामा सम्झौता रद्द भएको सूचना जारी भएको मिति देखि आयोगबाट निर्णय नभए सम्मको अवधिको कुनै पक्षको पनि अर्को पक्ष प्रति यस सम्झौता बमोजिमको अधिकार र दायित्व रहने छैन ।
- २३.३ यो सम्झौता रद्द भएको सूचना जारी भए पछि आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत कम्पनीले तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) लाई विक्री-वितरण गर्न चाहेमा प्राधिकरणले प्राविधिक रुपमा सम्भव भए सम्म आफ्नो प्रशासन/वितरण प्रणाली मार्फत परिवहन शुल्क लिई विक्री वितरण गर्न दिन सक्नेछ ।
- २३.४ सम्झौता रद्द भइसकेपछि पनि यो सम्झौता रद्द हुनु पूर्व एक पक्षले अर्को पक्षसंग सम्झौता बमोजिम लिनु दिनु पर्ने रैरकम भुक्तानी गर्नु पर्ने दायित्वबाट दुवै पक्ष मुक्त हुनेछैन ।
२४. सम्झौता रद्द हुने अन्य अवस्था
- २४.१ दुवै पक्षले आपसी सहमतीमा यो सम्झौता जुन सुकै बेला रद्द गर्न सक्नेछन् ।
- २४.२ नेपालको प्रचलित कानून अनुसार सम्झौता रद्द गर्नु पर्ने अवस्था आइपरेमा यो सम्झौता रद्द हुनेछ ।
- २४.३ दफा १५ अनुसारको काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भई लगातार १८० (एक सय असी) दिनसम्म सो को निराकरणको प्रयास नभएमा काबू बाहिरको परिस्थिति उत्पन्न भएको सूचना प्राप्त गर्ने पक्षले यो सम्झौता रद्द गर्न सक्नेछ ।
- २४.४ Connection Agreement/Memorandum of Understanding रद्द वा खारेज भएमा यो सम्झौता स्वतः रद्द हुनेछ ।
- २४.५ यस सम्झौताको दफा ३८.२ को अवस्था आइ परेमा यो सम्झौता रद्द हुनेछ ।



२५. प्राधिकरणको उद्घोषण

२५.१ प्राधिकरण, देहायका कुरा कम्पनीलाई उद्घोषण गर्दछः

- (क) प्राधिकरण, नेपाल विद्युत प्राधिकरण ऐन, २०४१ बमोजिम संस्थापित संगठित संस्था हो र प्राधिकरणलाई प्रचलित कानून बमोजिम यो सम्झौताको पक्ष भई सम्झौतामा हस्ताक्षर गर्न र सम्झौताको प्रति आदान प्रदान गर्न चाहिने सबै अधिकार तथा अख्तियार प्राप्त छ।
- (ख) यो सम्झौता गर्न र यस सम्झौता बमोजिमका सबै कामहरू सम्पादन गर्न प्राधिकरणलाई अधिकार प्राप्त छ र त्यसको लागि पूरा गर्नु पर्ने कार्यविधि पूरा गरी सकिएको छ।
- (ग) यो सम्झौता कानूनतः वैध छ र यसमा लेखिएका कुराहरू प्राधिकरणले बाध्यात्मक रूपमा पालना गर्नु पर्नेछ।
- (घ) यो सम्झौतालाई प्रत्यक्षतः प्रतिकूल असर पर्ने गरी प्राधिकरणका नाममा कुनै मुद्दा मामिला कुनै अदालत, सरकारी निकाय वा मध्यस्थता समक्ष पेश वा दर्ता भएको छैन।
- (ङ) प्राधिकरणले यो सम्झौता गर्न पेश गरेका सबै कागजातहरू आधिकारिक (Authentic) र सत्य छन्।

२६. कम्पनीको उद्घोषण

२६.१ कम्पनी, देहायका कुरा प्राधिकरणलाई उद्घोषण गर्दछः

- (क) कम्पनी, कम्पनी ऐन २०६३ अन्तर्गत संस्थापित संगठित संस्था हो र कम्पनीलाई प्रचलित कानून बमोजिम यो सम्झौताको पक्ष भई सम्झौतामा हस्ताक्षर गर्न र सम्झौताको प्रति आदान प्रदान गर्न चाहिने सबै अधिकार तथा अख्तियार प्राप्त छ।
- (ख) यो सम्झौता गर्न र यस सम्झौता बमोजिमका सबै कामहरू सम्पादन गर्न कम्पनीलाई अधिकार प्राप्त छ र त्यसको लागि पूरा गर्नु पर्ने कार्यविधि पूरा गरी सकिएको छ।
- (ग) यो सम्झौता कानूनतः वैध छ र यसमा लेखिएका कुराहरू कम्पनीले बाध्यात्मक रूपमा पालना गर्नु पर्नेछ।
- (घ) यो सम्झौतालाई प्रत्यक्षतः प्रतिकूल असर पर्ने गरी कम्पनीका नाममा कुनै मुद्दा मामिला, कुनै अदालत, सरकारी निकाय वा मध्यस्थता समक्ष पेश वा दर्ता भएको छैन।
- (ङ) कम्पनीले यो सम्झौता गर्न पेश गरेका सबै कागजातहरू आधिकारिक (Authentic) र सत्य छन्।

२७. बीमा गर्नु पर्ने

२७.१ कम्पनीले व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति भन्दा अगाडी देहायका सबै कुराहरूको बीमा गरी राख्नु पर्नेछ।

- (क) ठेकदारको सबै जोखिमहरू, कुल ठेक्का अंकको मूल्य भन्दा कम नहुने गरी,
- (ख) तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) को दायित्व,
- (ग) कामदार तथा कर्मचारीलाई क्षतिपूर्ति दिनु पर्ने रकम र यस्तै अन्य रकम,
- (घ) प्रचलित कानून बमोजिम गर्नु पर्ने अन्य बीमा

२७.२ व्यापारिक उत्पादन शुरु भएको मितिले ३ महिना भित्र कम्पनीले आयोजनाको देहाय बमोजिमको बीमा गर्नुपर्नेछ।

- क) आयोजनाको संरचना, मेशिन तथा औजार तथा उपकरणहरू आयोजनाको पुर्नस्थापना मूल्य भन्दा कम नहुने गरी,
- ख) तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) को दायित्व,



(Handwritten signature)



- ग) कामदार तथा कर्मचारीलाई क्षतिपूर्ति दिनु पर्ने रकम र यस्तै अन्य रकम,
घ) प्रचलित कानून बमोजिम गर्नु पर्ने अन्य बीमा ।

२८. बीमाको प्रमाण पत्र पेश गर्ने

कम्पनीले प्रत्येक आर्थिक वर्ष शुरु भएको एक महिना भित्र दफा २७ बमोजिमको बीमा तथा बीमा नवीकरण अद्यावधिक बनाएको प्रमाणपत्र प्रतिलिपि प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउनु पर्नेछ ।

२९. विवाद समाधान

२९.१ कम्पनी र प्राधिकरण बीच यस सम्झौतामा लेखिएका कुनै कुराका सम्बन्धमा कुनै विवाद उत्पन्न भई समन्वय समितिबाट निराकरण हुन नसकेमा त्यस्तो विवादलाई आपसी समझदारीबाट न्यायसंगत तरिकाले समाधान गर्न दुवै पक्षले एक/एक जना प्रतिनिधि नियुक्त गर्नेछन् ।

२९.२ दफा २९.१ बमोजिम नियुक्त प्रतिनिधिहरूले छलफल शुरु गरेको ३० (तीस) दिन भित्र सो विवाद समाधान गर्न नसकेमा त्यस्तो विवादका सम्बन्धमा विचार गर्न दुवै प्रतिनिधिले आफ्नो कार्यकारी प्रमुख समक्ष पेश गर्नु पर्नेछ । यसरी कार्यकारी प्रमुख समक्ष पेश गरिएकोमा कार्यकारी प्रमुखहरूले आफु कहाँ पेश भएको ४५ (पैंतालिस) दिन भित्र सहमतिमा पुग्नु पर्नेछ । यसरी सहमति हुन नसकेमा सोको ६० (साठ्ठी) दिन भित्र अथवा दुवै पक्षको आपसी सहमति अनुसार कायम भएको समयवधी भित्र कुनै पक्षले अर्को पक्षलाई लिखित सूचना दिई त्यस्तो विवादको विषय आयोग समक्ष पेश गर्न सक्नेछ ।

२९.३ यस सम्झौताको कार्यान्वयनका सम्बन्धमा उठेको कुनै पनि विवाद सकेसम्म चाँडो न्यायसंगत तरिकाले र असल नियतबाट समाधान गर्न प्रयत्नशील रहन दुवै पक्ष मञ्जुर गर्दछन् । साथै विवाद सँग सम्बन्धित सत्रै अभिलेख, सूचना र तथ्याङ्क समेत उपलब्ध गराउन दुवै पक्ष मञ्जुर गर्दछन् ।

३०. आयोगद्वारा विवाद समाधान

दफा २९ मा उल्लेखित प्रक्रिया बमोजिम विवाद समाधान हुन नसकेमा विवाद उठेको समयमा आयोगबाट विवाद समाधान हुनेछ ।

३१. लागु हुने कानून

यो सम्झौता प्रचलित नेपाल कानून बमोजिम लागु हुनेछ र सम्झौताको व्याख्या तथा कार्यान्वयन प्रचलित नेपाल कानून बमोजिम नै हुनेछ ।

३२. सम्झौतामा संशोधन

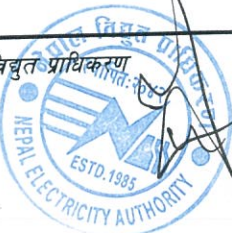
यो सम्झौता आयोगको सहमति लिई संशोधन गर्न सकिनेछ ।

३३. वार्षिक प्रतिवेदन

कम्पनीले आफ्नो लेखा परीक्षण भएको आर्थिक विवरण सहितको वार्षिक प्रतिवेदनको प्रतिहर प्राधिकरणलाई प्रत्येक वर्ष उपलब्ध गराउनेछ ।

३४. सम्झौता हस्तान्तरण

३४.१ कम्पनीले आयोजना निर्माणको लागि बैंक वा वित्तीय संस्थाहरूबाट ऋण लिन सक्नेछ । बैंक वा वित्तीय संस्थाहरूबाट कम्पनीले ऋण लिई आयोजना निर्माण गरेको अवस्थामा कुनै कारणबाट बैंक वा वित्तीय संस्थाले कम्पनीलाई ऋण दिँदा गरेको सम्झौता अनुसार कम्पनीले दायित्व पूरा नगरेको उल्लेख गरी बैंक वा वित्तीय संस्थाले यो सम्झौताबाट



कम्पनीले प्राप्त गरेको हक, अधिकार र दायित्व बैंक वा वित्तीय संस्थाको नाममा नामसारी गरी दिन अनुरोध भइ आएका कम्पनीको हक, अधिकार र दायित्व बैंक वा वित्तीय संस्थाको नाममा हस्तान्तरण गर्न प्राधिकरणले सहमति दिन सक्नेछ।

- ३४.२ दफा ३४.१ बमोजिम बैंक वा वित्तीय संस्थाको नाममा कम्पनीको हक, अधिकार र दायित्व हस्तान्तरण भई गएको अवस्थामा बैंक वा वित्तीय संस्थाले त्यस्तो हक, अधिकार र दायित्व प्राधिकरणको स्वीकृतिमा कुनै तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) लाई हस्तान्तरण गर्न सक्ने छ। तर प्राधिकरणसंग मुद्दा चलिरहेको वा प्राधिकरणले कालो सूचीमा राखेको वा नीतिगत कारणबाट यस्तो स्वीकृति दिन नमिल्ने अवस्थामा बैंक वा वित्तीय संस्थाको अनुरोध बमोजिम त्यस्तो हस्तान्तरणको स्वीकृति दिन प्राधिकरण बाध्य हुने छैन।
- ३४.३ यस सम्झौता बमोजिम बैंक वा वित्तीय संस्थाले तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) लाई यो सम्झौताको हक, अधिकार र दायित्व हस्तान्तरण गरिएको अवस्थामा यस्तो तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) सँग हस्तान्तरण अघिको यस सम्झौता बमोजिमको शर्त र प्रक्रिया नै राखि प्राधिकरणले आयोगको पूर्व स्वीकृति लिई नयाँ सम्झौता गरी लिन दिन सक्नेछ। त्यस्तो सम्झौता पछिको काम कारवाही सोही सम्झौता बमोजिम हुनेछ। तर यसरी सम्झौता गर्दा दुबै पक्षको सहमतिमा आयोगको पूर्व स्वीकृति लिई कुनै शर्त वा प्रक्रिया परिवर्तन गर्न कुनै बाधा पर्ने छैन।
- ३४.४ कम्पनीले ऋण लिई आयोजना निर्माण गरेको अवस्थामा कम्पनीले बैंक वा वित्तीय संस्थालाई बुझाउनु पर्ने त्यस्तो ऋण को साँवा ब्याज वा अन्य कुनै आर्थिक दायित्वको भुक्तानीको लागि बैंक वा वित्तीय संस्थाले प्राधिकरण संग अनुरोध गरेमा यस सम्झौता बमोजिम कम्पनीले प्राप्त गर्ने भुक्तानीको रकम सिधै ऋण दिने अगुवा बैंक वा वित्तीय संस्थाको नाममा प्राधिकरणले भुक्तानी दिन सक्नेछ।
- ३४.५ यस सम्झौता बमोजिम बैंक वा वित्तीय संस्थाको नाममा वा बैंक वा वित्तीय संस्थाको अनुरोध बमोजिम कुनै तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) को नाममा यो सम्झौता हस्तान्तरण भएको अवस्थामा पनि हस्तान्तरण अघिको दायित्व बाट कम्पनी मुक्त हुने छैन।

३५. असल नियतले काम गर्ने

- ३५.१ यो सम्झौता कार्यान्वयन गर्ने र यस सम्झौता बमोजिमको उद्देश्य प्राप्तिको लागि आवश्यक अन्य कामहरु गर्ने सम्बन्धमा दुबै पक्षले दुबै पक्षको हित हुने गरी असल नियतले काम गर्ने छन्।
- ३५.२ यो सम्झौतामा पूर्वअनुमान गर्न नसकिएको अवस्था पनि आउन सक्नेछ भन्ने कुरा लाई दुबै पक्षले मान्यता दिएका छन्। त्यस्तो अवस्था आईपरेमा दुबै पक्षले असल नियतले सरसल्लाह गरी के गर्ने भन्ने कुराको निष्कर्ष छिट्टै निकाल्ने प्रयत्न गर्ने छन्।

३६. प्राधिकरणले निरीक्षण गर्न सक्ने

प्राधिकरणले पूर्व सूचना दिई आयोजनाको सुरक्षा, तथा दैनिक काममा बाधा नपर्ने गरी आयोजनाको निर्माण, उत्पादन र संचालन सम्बन्धी व्यवस्थाहरुको निरीक्षण गर्न गराउन सक्नेछ।

३७. गोपनीयता

यो विद्युत खरीद विक्री सम्झौता र यो सम्झौता अन्तर्गत दुबै पक्ष बीच आदान प्रदान हुने कागजपत्रहरु प्रचलित कानूनको अधिनमा रही दुबै पक्षको सहमति बिना कुनै तेश्रो पक्ष (ब्यक्ति वा संस्था वा कम्पनी) लाई प्रकाश गरिने वा जानकारी दिइने छैन।



३८. विविध

- ३८.१ आयोजनाको निर्माण तथा संचालन सम्बन्धी सम्पूर्ण जिम्मेवारी कम्पनीको हुनेछ।
- ३८.२ आयोजनाको विद्युत उत्पादन अनुमति पत्र (वि.वि.वि.०७३/०७४ वि.उ.स. १९३) मा व्यवस्था भए बमोजिम वित्तीय व्यवस्था (Financial Closure) समापन गर्न मिति २०८०।०२।०८ गतेसम्मको अवधि कायम गरिएको छ। उक्त मितिसम्ममा वित्तीय व्यवस्था समापन हुन नसकी समयसीमा विस्तारका लागि कारवाही भइरहेको आशयको पत्र सम्बन्धित सरकारी निकायबाट जारी भएको अवस्थामा कम्पनीले उक्त आशय पत्र जारी भएको मितिले ७ (सात) दिनभित्र प्राधिकरणमा पेश गरेमा अन्यथा निर्णय भएकोमा बाहेक उक्त जानकारी पेश गरेको मितिले १ (एक) वर्षसम्म सम्भौता रद्द गरिने छैन। यस बमोजिम तोकिएको समयमा आयोजनाको वित्तीय व्यवस्था समापन भएको विवरण सहितको जानकारी प्राधिकरणमा प्राप्त नभएमा यो सम्भौता खारेज हुनेछ र दफा ३८.१५ अनुसार कम्पनीले बुझाएको निशर्त परफरमेन्स जमानत (Performance Guarantee) जफत हुनेछ। तर विद्युत उत्पादनको अनुमति पत्रमा उल्लेखित वित्तीय व्यवस्थाको समय सीमालाई नेपाल सरकारको निर्णयबाट पछि विस्तार गरिएमा यस सम्भौताको हकमा पनि सोही विस्तारित समयसीमा नै कायम हुनेछ।
- ३८.३ व्यापारिक उत्पादन शुरु हुने मिति (Commercial Operation Date) अगावै कम्पनी विघटन भएमा यो सम्भौताको सिलसिलामा कम्पनीद्वारा प्राधिकरणलाई बुझाइएको Performance Guarantee जफत हुनेछ।
- ३८.४ कम्पनीको स्विचयार्डबाट नजिकै पर्ने लोड सेन्टरमा प्राधिकरणले आफ्नो वितरण ट्रान्सफरमर राखि विद्युत वितरण गर्न चाहेमा कम्पनीले सोको लागि आवश्यक सहयोग प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउने छ। यसरी विद्युत लिए बापत दफा १२ र १३ को प्रावधान अनुसार प्राधिकरणले कम्पनीलाई भुक्तानी गर्नेछ।
- ३८.५ आयोजना निर्माण सम्बन्धी प्रगति प्रतिवेदन कम्तिमा चौमासिक रूपमा कम्पनीले प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउने छ।
- ३८.६ कारणबस कम्पनीले आयोजना संचालन गर्न असक्षम भै आयोजनाबाट विद्युत उत्पादन हुन नसक्ने अवस्था भएमा सोको संचालन अभिभारा लिन वा आयोजना खरीद गर्न प्राधिकरण बाध्य हुने छैन।
- ३८.७ कम्पनीले विद्युत उत्पादन तथा बिक्री गरे बापत प्रचलित कानून बमोजिम बुझाउनु पर्ने रोयल्टी, कर तथा अन्य दस्तुरहरु कम्पनी आफैले बुझाउने छ।
- ३८.८ आयोजना निर्माणको क्रममा तथा आयोजना संचालन-संभारको क्रममा दैवी प्रकोपले गर्दा कुनै क्षति हुन गएमा सो को सम्पूर्ण दायित्व कम्पनीको हुनेछ।
- ३८.९ कम्पनीले प्रचलित कानून बमोजिम नेपाल सरकारबाट लिनु पर्ने अनुमति पत्र तथा स्वीकृतिहरु लिई त्यसलाई नविकरण गराउनु पर्ने भए नविकरण गराई अध्यावधिक बनाई राख्नु पर्नेछ। त्यसरी अनुमति पत्र वा स्वीकृति पत्र प्राप्त गर्न प्राधिकरणको सहयोग आवश्यक परेमा प्राधिकरणले उपलब्ध गराउन सक्ने सहयोग उपलब्ध गराउनेछ।
- ३८.१० यो सम्भौताका प्रावधानहरु संग नबाफिने गरी कनेक्सन एग्रिमेन्ट अनुसार आ-आफ्नो पक्षबाट हुनु पर्ने कार्यहरु कनेक्सन एग्रिमेन्ट अनुसार गर्ने गराउने छन्।
- ३८.११ कनेक्सन एग्रिमेन्ट अनुसार प्रसारण सुविधाहरु अन्तर्गत निर्माण हुने सिभिल संरचना तथा विद्युतिय उपकरणहरुको स्पेशिफिकेशन तथा Drawings कनेक्सन एग्रिमेन्ट गर्ने



प्राधिकरणका सम्बन्धित बिभागबाट पूर्व स्वीकृति लिई निर्माण जडान कार्य हुनु पर्नेछ । साथै आयोजनाबाट उत्पादन हुने विद्युत उर्जा प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउन कनेक्सन एग्रीमेण्टको प्रावधान बमोजिम निर्माण गर्नु पर्ने प्रसारण सुबिधाहरु तथा यसका लागि कनेक्सन विन्दुमा गर्नु पर्ने आवश्यक निर्माण कार्यहरुको सम्पूर्ण खर्च कम्पनीले व्यहोर्ने छ ।

- ३८.१२ यस सम्झौतामा अन्यथा लेखिएको अवस्थामा बाहेक कम्पनीले आयोजनाबाट स्तरीय विद्युत उत्पादन गरी डेलिभरी गर्ने कार्य निरन्तर रुपमा गर्नु पर्नेछ ।
- ३८.१३ निर्माताको कारखाना वा प्रयोगशालामा आयोजनाको मुख्य उपकरणहरुको प्रमुख परिक्षण कार्यको अवलोकन (Witness) गर्नको लागि प्राधिकरणले आफ्नो इन्जिनियरहरु/ कर्मचारीहरु खटाउनेछ । यसरी परिक्षण अवलोकन गर्ने कार्यमा खटिने कर्मचारीहरुको आवश्यक खर्च तथा भत्ताको व्यवस्था कम्पनीबाट गरिनेछ ।
- ३८.१४ यस सम्झौताको प्रावधान बमोजिम कम्पनीले प्राधिकरणलाई कुनै पनि सूचना दिनु पर्दा कार्यकारी निर्देशकलाई संबोधन गरी विद्युत ब्यापार बिभाग, ने.बि.प्रा.लाई अनिवार्य रुपमा बोधार्थ दिनु पर्नेछ ।
- ३८.१५ यो सम्झौता गर्दा कम्पनीले प्राधिकरणमा व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति भन्दा ९० (नब्बे) दिन पछिसम्म म्याद कायम रहने गरी रु. ५,००,००,०००/- (अक्षरुपी रु. पाँच करोड मात्र) को निशर्त परफरमेन्स जमानत (Performance Guarantee) व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्म आयोजनाको साइटमा भौतिक प्रगति ५० प्रतिशत वा सो भन्दा बढी भएमा उक्त परफरमेन्स जमानत प्राधिकरणले फुकुवा गर्नु पर्नेछ । व्यापारिक उत्पादन शुरु गर्नु पर्ने मिति (Required Commercial Operation Date) सम्म साइटमा आयोजनाको भौतिक प्रगति ५० प्रतिशत भन्दा कम भएमा उक्त परफरमेन्स जमानत जफत हुनेछ । व्यापारिक उत्पादन शुरु हुनु अगावै कम्पनीको कारणले यो सम्झौता रद्द भएमा वा दफा ३८.२ वा दफा ३८.३ को अवस्था आएमा पनि उक्त बैक जमानत जफत हुनेछ ।
- ३८.१६ दफा ३८.१५ मा उल्लेखित आयोजनाको भौतिक प्रगति मापन गर्ने कार्यको लागि आवश्यक विधी र प्रकृया समन्वय समितिले निर्धारण गरे बमोजिम हुनेछ ।
- ३८.१७ कम्पनीले मेन मीटर र चेक मीटरको लागि कम्तिमा Two Core सहितको CT र PT Unit मिटरिङ्ग प्वाइन्टमा जडान गर्नेछ ।
- ३८.१८ व्यापारिक उत्पादन (COD) भएको प्रत्येक ५ वर्ष पूरा भए पछि प्रवर्द्धक कम्पनीको अनुरोधमा जलवायु (Hydrology) मा भएको परिवर्तन अनुसार जडित क्षमता भन्दा बढी नहुने गरी दुवै पक्षको सहमतिमा प्रत्येक महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Contract Energy) थपघट गर्न सकिनेछ । तर सुख्खा यामको कूल इनर्जी र वर्षा यामको कूल इनर्जी भन्दा बढि हुने गरि कन्ट्र्याक्ट इनर्जी परिवर्तन गर्न पाईने छैन । यस प्रयोजनको लागि कम्पनीले प्रत्येक चौमासिक रुपमा त्रिशुली खोलाको गेजिङ्ग स्टेशनको डिस्चार्ज डाटा प्राधिकरणलाई उपलब्ध गराउनु पर्नेछ ।



(Handwritten signature)



३९. सम्पर्क ठेगाना

एक पक्षले अर्को पक्षलाई सम्पर्क गर्दा निम्न ठेगानामा सम्पर्क गर्नु पर्नेछ । कुनै कारणबस ठेगाना परिवर्तन भएमा सो मितिले १५ दिन भित्रमा जानकारी दिनु पर्नेछ ।

श्री कार्यकारी निर्देशक
नेपाल विद्युत प्राधिकरण
दरबारमार्ग, काठमाण्डौ
पो.ब. न.१००२० टि. नं.४१५३००७

श्री तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.
दरबारमार्ग, काठमाण्डौ
टि. नं.५२४५०६१

यो सम्झौता दुवै पक्षको अधिकार प्राप्त अधिकारीहरूबाट तल उल्लेख गरिएका साक्षीहरूको रोहबरमा चार सप्कल प्रतिहरूमा हस्ताक्षर गरी मिति विक्रम सम्बत २०७९ साल मंसिर १४ गते (तदनुसार November 30, 2022) का दिन नेपाल विद्युत प्राधिकरण, दरबारमार्गमा सम्पन्न भयो ।

नेपाल विद्युत प्राधिकरणका तर्फबाट

नाम : कुलमान घिसिङ

दर्जा : कार्यकारी निर्देशक

दस्तखत :

मिति : २०७९।०८।१४

साक्षी :

नाम : प्रदीप कुमार थिके

दर्जा : उपकार्यकारी निर्देशक

योजना अनुगमन तथा सू.प्र. निर्देशनालय

दस्तखत :

मिति : २०७९।०८।१४



तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.का तर्फबाट

नाम : विनोद भण्डारी

दर्जा : प्रमुख कार्यकारी अधिकृत

दस्तखत :

मिति : २०७९।०८।१४

साक्षी :

नाम : सुनिल सुवेदी

दर्जा : इन्जिनियर

दस्तखत :

मिति : २०७९।०८।१४



अनुसूची १

आयोजनाको मुख्य रूपरेखा

(Salient Features of the Project)

Tamakoshi V Hydropower Project (TKHEP)

1 Project Location

| | |
|---------------------------|--|
| Province | : Bagmati |
| Zone | : Janakpur |
| District | : Dolakha |
| Intake Site | : Cascade project of Upper Tamakoshi HEP (Interconnection between TKHEP and Upper Tamakoshi is at Gongar) |
| Powerhouse Site | : Jamune and Suri Dovan Approx. 7.0 Km upstream |
| Geographical Co-ordinates | : |
| Latitude | : 86°14'30"E to 86°10'30"E |
| Longitude | : 27°49'50"N to 27°45'00"N |

2 General

| | |
|------------------------------------|---|
| Name of River | : Tamakoshi River |
| Nearest Town | : Singati |
| Type of Scheme | : Run of River (ROR) |
| Rated Gross Head | : 174.00 m |
| Net rated Head | : 162.48 m |
| License Capacity | : 99.8 MW |
| PPA Capacity | : 86.067 MW (With Rolwaling HEP) 70.442 MW (Without Rolwaling HEP) |
| Average Annual Energy after Outage | : 508.691 GWh (With Rolwaling HEP) 418.078 GWh (Without Rolwaling HEP) |

3 Hydrology

| | |
|------------------------------|---|
| Catchment Area | : 2139 km ² at Intake site and 2460km ² at powerhouse site |
| Mean Annual Discharge | : 69.51 m ³ /sec |
| Design Discharge (at 40%PoE) | : 58.62 m ³ /sec with Rolwaling HEP 46.82 m ³ /sec without Rolwaling HEP |
| Design Flood Discharge | : 6000 m ³ /sec |
| Average Annual Precipitation | : 2331 mm |

4 Overall outage and Losses (Auxiliary consumption, TL Loss & Annual forced

Approx. 2 %



पेज (२६)

तामाकोशी जलविद्युत कं.लि.

(Handwritten signature)



outage)

5 Head Pond Details

| | |
|--------------------------------------|------------------|
| Length | : 74.01m |
| Width | : 6.80 to 12.77m |
| Water level at plant rated condition | : 1,158.00 masl |
| Maximum depth | : 14.00m |
| Invert elevation at end wall | : 1,144.00 masl |

6 Headrace Pipe/Tunnel

| | |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| Type | : Circular type |
| Internal Diameter | : concrete lining=5.60m |
| Length | : 8.13 km |
| Steel Thickness/Type of Lining | : Concrete lining thickness = 0.40 m |
| Nos. of Anchor Blocks | : None (Full length is tunnel) |

7 Surge Tank

| | |
|------------------------|---|
| Type | : Circular |
| Internal Diameter | : 15.0 m |
| Diameter of orifice | : 2.5m |
| Up Surge Level | : 1179.30 masl |
| Down Surge Level | : 1130.50 masl |
| Normal Operation Level | : Highest regulated water level (HRWL)=1158 m |

8 Steel Penstock Pipe

| | |
|-------------------------|---|
| Type | : Steel lined shaft |
| Internal Diameter | : 4.20 m |
| Length | : 152.72 m (Including bends) : 32.58 m (Horizontal part) |
| Steel Thickness | : 17 mm to 36 mm |
| Nos. of Anchor Blocks | : Underground powerhouse (No anchor blocks) |
| Nos. of Saddle Supports | : Underground powerhouse (No anchor blocks) |

9 Powerhouse

| | |
|---------------------|----------------------|
| Type | : Underground Cavern |
| Size (L x W) | : L=69.00m, W=18.0m |
| Height | : H=33.14m |
| Turbine Floor Level | : 975.15 masl |

10 Tailrace

| | |
|------|-----------------|
| Type | : Circular type |
|------|-----------------|



Tailrace Length : 404.36 m
 Size (W x D) : Diameter = 5.60 m
 Tailrace Water Level : 984.00m (Normal Operation Tail-water Level)

11 Turbine

Type : Francis
 Number : 4 (3* 32.5 MW + 5.1 MW)
 Rated Output Capacity per unit : 32.5 MW
 Turbine Axis Level : 974.0 masl (Vertical Axis)
 Smaller Unit axis Level : 976.6 masl (Horizontal Axis)
 Net Head : 162.48 m
 Discharge per Unit Big Unit : 19.80 m³/sec
 Small Unit Discharge : 3.3 m³/sec
 Efficiency : 94 %

12 Governor

Type : PID type designed in accordance with latest IEC standard
 Adjustment for Speed Drop : Power will be controlled at an accuracy of not less than 1%

13 Generator

Type : IM8425/W41
 Rated Output Capacity per Unit : 3*38 MVA+ 1*6 MVA
 Power Factor : 0.85
 Generation Voltage : 11KV
 Frequency : 50 Hz
 No of Units : 4
 Excitation System : Static type
 Efficiency : 98.0%

14 Transformer

Type : 3-phase oil immersed ,outdoor
 Rated Capacity : 2 Transformer-40MVA ; 1 Transformer-44 MVA
 Voltage Ratio : 230/11KV
 No of Units : 3
 Vector Group : YNd11
 Frequency : 50 Hz
 Efficiency : 99%



15 Transmission Line

| | |
|----------------|--|
| Voltage Level | : 220 kV, Double circuit (Twin Conductor) |
| Length | : 4*1.7 km ckt km upto LILO Point (between AP 17/0 and AP 18/0 of Tamakoshi-New Khimti s/s) |
| Conductor Type | : Twin BISON |
| From | : Powerhouse |
| To | : LILO point and then common T/L (Upper Tamakoshi + Tamakoshi V) up to New Khimti Substation |

16 Project Cost Estimate

| | |
|---------------------------|----------------------------------|
| Total Cost of the Project | : Base Cost – NPR 16,576,203,904 |
|---------------------------|----------------------------------|

| | |
|-------------------------------|-----------|
| 17 Construction Period | : 4 years |
|-------------------------------|-----------|

| | |
|------------------|---|
| 18 Other: | : |
|------------------|---|

Note: Dimensions given above are approximate values. Dimensions and other minor details given above which do not adversely affect the performance of the Project as required by or envisaged in this PPA, may change during detail engineering and construction phase, provided that such deviations/changes are approved by Coordination Committee.



(Signature)



अनुसूची २.१

विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिड ज.वि.आ. को Plant Flow बाहेक)

Table I

| | | | |
|--|-------|------------------------------|-------|
| Installed Capacity (kW) | 99800 | Rated Turbine Efficiency | 94% |
| PPA Capacity (kW) | 70442 | Rated Generator Efficiency | 98% |
| Design Discharge (m ³ /s) | 46.82 | Rated Transformer Efficiency | 99% |
| Gross Head (m) | 174.0 | Combined Efficiency | 91.2% |
| Outage + Losses + Self Consumption (%) | | | 2% |

Table II

| Month | No. of Days* | Diverted Discharge from UTKHEP (m ³ /sec) | Plant Flow (m ³ /sec) | Net Head (m) | Average Power (kW) | Maximum Power (kW) | Monthly Generation before Outage & Losses (kWh) | Outage Including Losses (kWh) | Total Contract Energy (kWh) |
|-------------------------|--------------|--|----------------------------------|--------------|--------------------|--------------------|---|-------------------------------|-----------------------------|
| | A | B1 | C | D | E | E1 | F | G | H = F-G |
| Baishakh | 31 | 23.55 | 23.55 | 171.53 | 36,505 | 70,442 | 26,888,221 | 537,764 | 26,350,456 |
| Jestha | 31 | 55.28 | 46.82 | 166.50 | 70,442 | 70,442 | 51,884,736 | 1,037,695 | 50,847,041 |
| up to 15 th | 15 | | | | | | | | 24,603,407 |
| 16 th onward | 16 | | | | | | | | 26,243,634 |
| Ashadh | 32 | 66.00 | 46.82 | 166.50 | 70,442 | 70,442 | 53,558,437 | 1,071,169 | 52,487,268 |
| Shrawan | 31 | 66.00 | 46.82 | 166.50 | 70,442 | 70,442 | 51,884,736 | 1,037,695 | 50,847,041 |
| Bhadra | 31 | 66.00 | 46.82 | 166.50 | 70,442 | 70,442 | 51,884,736 | 1,037,695 | 50,847,041 |
| Ashwin | 31 | 66.00 | 46.82 | 166.50 | 70,442 | 70,442 | 51,884,736 | 1,037,695 | 50,847,041 |
| Kartik | 30 | 43.21 | 43.21 | 167.50 | 65,407 | 70,442 | 46,621,872 | 932,437 | 45,689,434 |
| Mangsir | 29 | 24.61 | 24.61 | 171.37 | 38,113 | 47,048 | 26,261,152 | 525,223 | 25,735,929 |
| up to 15 th | 15 | | | | | | | | 13,311,688 |
| 16 th onward | 14 | | | | | | | | 12,424,241 |
| Paush | 30 | 17.56 | 17.56 | 172.29 | 27,341 | 34,511 | 19,488,356 | 389,767 | 19,098,589 |
| Magh | 29 | 14.23 | 14.23 | 172.61 | 22,197 | 29,769 | 15,294,604 | 305,892 | 14,988,711 |
| Fagun | 30 | 13.08 | 13.08 | 172.71 | 20,415 | 29,508 | 14,551,771 | 291,035 | 14,260,736 |
| Chaitra | 30 | 14.76 | 14.76 | 172.57 | 23,018 | 36,155 | 16,407,495 | 328,150 | 16,079,345 |
| Total | 365 | | | | | | 426,610,851 | 8,532,217 | 418,078,634 |

नोट: १) यस टेबलमा दिइएको भन्दा फरक दिन संख्या परेका महिनाहरूमा यस टेबलको आधारमा निस्कने प्रति दिनको कन्ट्र्याक्ट इनर्जीले महिनाको वास्तविक दिन संख्यालाई गुणा गरी सो महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी निर्धारण गरिनेछ।

२) संभौताको बुँदा ३८.१८ मा व्यवस्था भए अनुसार व्यापारिक उत्पादन (COD) भएको प्रत्येक ५ वर्ष पूरा भएपछि प्रत्येक महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Contract Energy) परिवर्तन गर्न सकिनेछ।

Table III

| | | |
|--|-------------|---------|
| सुख्खा याम (मंसिर १६ देखि जेष्ठ १५ सम्म) को कूल इनर्जी (kWh) | 127,805,486 | 30.57% |
| बर्षा याम (जेष्ठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म) को कूल इनर्जी (kWh) | 290,273,148 | 69.43% |
| जम्मा (kWh) | 418,078,633 | 100.00% |

अनुसूची २.२

विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow समेत)

Table I

| | | | |
|--|-------|------------------------------|-------|
| License Capacity (kW) | 99800 | Rated Turbine Efficiency | 94% |
| PPA Capacity (kW) | 86067 | Rated Generator Efficiency | 98% |
| Design Discharge (m ³ /s) | 58.62 | Rated Transformer Efficiency | 99% |
| Gross Head (m) | 174.0 | Combined Efficiency | 91.2% |
| Outage + Losses + Self Consumption (%) | | | 2% |

Table II

| Month | No. of Days* | Flow From Rolwaling (m ³ /sec) | Diverted Discharge from UTKHEP (m ³ /sec) | Plant Flow (m ³ /sec) | Net Head (m) | Average Power (kW) | Maximum Power (kW) | Monthly Generation before Outage & Losses (kWh) | Outage Including Losses (kWh) | Total Contract Energy (kWh) |
|-------------------------|--------------|---|--|----------------------------------|--------------|--------------------|--------------------|---|-------------------------------|-----------------------------|
| | A | B | B1 | C | D | E | E1 | F | G | H = F-G |
| Baishakh | 31 | 5.60 | 23.55 | 29.15 | 170.22 | 44,841 | 86,067 | 33,027,843 | 660,557 | 32,367,286 |
| Jestha | 31 | 11.80 | 55.28 | 58.62 | 162.48 | 86,067 | 86,067 | 63,393,854 | 1,267,877 | 62,125,977 |
| up to 15 th | 15 | | | | | | | | | 30,060,957 |
| 16 th onward | 16 | | | | | | | | | 32,065,020 |
| Ashadh | 32 | 11.80 | 66.00 | 58.62 | 162.48 | 86,067 | 86,067 | 65,438,817 | 1,308,776 | 64,130,041 |
| Shrawan | 31 | 11.80 | 66.00 | 58.62 | 162.48 | 86,067 | 86,067 | 63,393,854 | 1,267,877 | 62,125,977 |
| Bhadra | 31 | 11.80 | 66.00 | 58.62 | 162.48 | 86,067 | 86,067 | 63,393,854 | 1,267,877 | 62,125,977 |
| Ashwin | 31 | 11.80 | 66.00 | 58.62 | 162.48 | 86,067 | 86,067 | 63,393,854 | 1,267,877 | 62,125,977 |
| Kartik | 30 | 10.24 | 43.21 | 53.45 | 164.21 | 79,318 | 86,067 | 56,537,674 | 1,130,753 | 55,406,921 |
| Mangsir | 29 | 5.02 | 24.61 | 29.63 | 170.14 | 45,558 | 57,801 | 31,391,022 | 627,820 | 30,763,201 |
| up to 15 th | 15 | | | | | | | | | 15,912,001 |
| 16 th onward | 14 | | | | | | | | | 14,851,200 |
| Paush | 30 | 3.61 | 17.56 | 21.17 | 171.42 | 32,795 | 41,742 | 23,376,150 | 467,523 | 22,908,627 |
| Magh | 29 | 2.99 | 14.23 | 17.22 | 171.88 | 26,747 | 35,640 | 18,430,022 | 368,600 | 18,061,422 |
| Fagun | 30 | 2.83 | 13.08 | 15.91 | 172.01 | 24,731 | 35,398 | 17,628,465 | 352,569 | 17,275,896 |
| Chaitra | 30 | 3.01 | 14.76 | 17.77 | 171.82 | 27,592 | 44,333 | 19,667,618 | 393,352 | 19,274,266 |
| Total | 365 | | | | | | | 519,073,028 | 10,381,461 | 508,691,567 |

नोट: १) यस टेबलमा दिइएको भन्दा फरक दिन संख्या परेका महिनाहरूमा यस टेबलको आधारमा निस्कने प्रति दिनको कन्ट्र्याक्ट इनर्जीले महिनाको वास्तविक दिन संख्यालाई गुणा गरी सो महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी निर्धारण गरिनेछ।

२) संभौताको बुँदा ३८.१८ मा व्यवस्था भए अनुसार व्यापारिक उत्पादन (COD) भएको प्रत्येक ५ वर्ष पूरा भएपछि प्रत्येक महिनाको कन्ट्र्याक्ट इनर्जी (Contract Energy) परिवर्तन गर्न सकिनेछ।

Table III

| | | |
|--|-------------|---------|
| सुख्खा याम (मंसिर १६ देखि जेष्ठ १५ सम्म) को कूल इनर्जी (kWh) | 154,799,653 | 30.43% |
| बर्षा याम (जेष्ठ १६ देखि मंसिर १५ सम्म) को कूल इनर्जी (kWh) | 353,891,913 | 69.57% |
| जम्मा (kWh) | 508,691,567 | 100.00% |

अनुसूची २.३

विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिङ ज.वि.आ. को Plant Flow बाहेक), Probability of

Exceedence $Q_{40\%}$ भन्दा कम

Table I

| | | | |
|--|-------|------------------------------|-------|
| Installed Capacity (kW) | 99800 | Rated Turbine Efficiency | 94% |
| PPA Capacity (kW) | 94800 | Rated Generator Efficiency | 98% |
| Design Discharge (m ³ /s) | 66.00 | Rated Transformer Efficiency | 99% |
| Gross Head (m) | 174.0 | Combined Efficiency | 91.2% |
| Outage + Losses + Self Consumption (%) | | | 2% |

Table II

| Months | No. of days | Discharge for power generation (m ³ /s) | Net Head (m) | Power (kW) | Maximum Power (kW) | Monthly Generation before outage and losses (kWh) | Outage and losses (kWh) | Net Energy (kWh) | Contract Energy for 70.442 MW | Additional Wet Energy, kWh |
|---------|-------------|--|--------------|------------|--------------------|---|-------------------------|------------------|-------------------------------|----------------------------|
| | A | C | D | E | E1 | F | G | H | I | J |
| Baisakh | 31 | 23.55 | 171.22 | 36,439 | 94,291 | 26,839,627 | 536,793 | 26,302,834 | 26,350,456 | 0 |
| Jestha | 31 | 55.28 | 162.58 | 81,219 | 94,291 | 59,822,729 | 1,196,455 | 58,626,274 | 50,847,041 | 7,779,233 |
| Asadh | 32 | 66.00 | 158.09 | 94,291 | 94,291 | 71,691,503 | 1,433,830 | 70,257,673 | 52,487,268 | 17,770,405 |
| Shrawan | 31 | 66.00 | 158.09 | 94,291 | 94,291 | 69,451,144 | 1,389,023 | 68,062,121 | 50,847,041 | 17,215,080 |
| Bhadra | 31 | 66.00 | 158.09 | 94,291 | 94,291 | 69,451,144 | 1,389,023 | 68,062,121 | 50,847,041 | 17,215,080 |
| Ashwin | 31 | 66.00 | 158.09 | 94,291 | 94,291 | 69,451,144 | 1,389,023 | 68,062,121 | 50,847,041 | 17,215,080 |
| Kartik | 30 | 43.21 | 166.69 | 65,090 | 94,291 | 46,396,417 | 927,928 | 45,468,488 | 45,689,434 | 0 |
| Mangsir | 29 | 24.61 | 171.05 | 38,041 | 46,924 | 26,212,115 | 524,242 | 25,687,873 | 25,735,929 | 0 |
| Poush | 30 | 17.56 | 172.07 | 27,306 | 34,454 | 19,463,471 | 389,269 | 19,074,202 | 19,098,589 | 0 |
| Magh | 29 | 14.23 | 172.44 | 22,175 | 29,728 | 15,279,540 | 305,591 | 14,973,949 | 14,988,711 | 0 |
| Falgun | 30 | 13.08 | 172.55 | 20,396 | 29,469 | 14,538,290 | 290,766 | 14,247,524 | 14,260,736 | 0 |
| Chaitra | 30 | 14.76 | 172.39 | 22,994 | 36,092 | 16,390,381 | 327,808 | 16,062,574 | 16,079,345 | 0 |
| | 365 | | | | | 504,987,504 | 10,099,750 | 494,887,754 | 418,078,634 | 77,194,878 |



अनुसूची २.४

विद्युत शक्ति तथा उर्जा तालिका (रोल्वालिड ज.वि.आ. को Plant Flow समेत), Probability of

Exceedence $Q_{40\%}$ भन्दा कम

Table I

| | | | |
|--|-------|------------------------------|-------|
| Installed Capacity (kW) | 99800 | Rated Turbine Efficiency | 94% |
| PPA Capacity (kW) | 94800 | Rated Generator Efficiency | 98% |
| Design Discharge (m ³ /s) | 66.00 | Rated Transformer Efficiency | 99% |
| Gross Head (m) | 174.0 | Combined Efficiency | 91.2% |
| Outage + Losses + Self Consumption (%) | | | 2% |

Table II

| Months | No. of days | Discharge for power generation (m ³ /s) | Net Head (m) | Power (kW) | Maximum Power (kW) | Monthly Generation before outage and losses (kWh) | Outage and losses (kWh) | Net Energy (kWh) | Contract Energy for 86.067 MW | Additional Wet Energy, kWh |
|---------|-------------|--|--------------|------------|--------------------|---|-------------------------|------------------|-------------------------------|----------------------------|
| | | | | | | | | | | |
| Baisakh | 31 | 29.15 | 170.00 | 44,783 | 94,800 | 32,985,156 | 659,703 | 32,325,453 | 32,367,286 | 0 |
| Jestha | 31 | 66.00 | 158.99 | 94,800 | 94,800 | 69,825,888 | 1,396,518 | 68,429,370 | 62,125,977 | 6,303,393 |
| Asadh | 32 | 66.00 | 158.99 | 94,800 | 94,800 | 72,078,336 | 1,441,567 | 70,636,769 | 64,130,041 | 6,506,729 |
| Shrawan | 31 | 66.00 | 158.99 | 94,800 | 94,800 | 69,825,888 | 1,396,518 | 68,429,370 | 62,125,977 | 6,303,393 |
| Bhadra | 31 | 66.00 | 158.99 | 94,800 | 94,800 | 69,825,888 | 1,396,518 | 68,429,370 | 62,125,977 | 6,303,393 |
| Ashwin | 31 | 66.00 | 158.99 | 94,800 | 94,800 | 69,825,888 | 1,396,518 | 68,429,370 | 62,125,977 | 6,303,393 |
| Kartik | 30 | 53.45 | 163.70 | 79,071 | 94,800 | 56,362,081 | 1,127,242 | 55,234,839 | 55,406,921 | 0 |
| Mangsir | 29 | 29.63 | 169.91 | 45,496 | 57,695 | 31,348,586 | 626,972 | 30,721,615 | 30,763,201 | 0 |
| Poush | 30 | 21.17 | 171.26 | 32,764 | 41,691 | 23,354,331 | 467,087 | 22,887,244 | 22,908,627 | 0 |
| Magh | 29 | 17.22 | 171.73 | 26,724 | 35,604 | 18,413,938 | 368,279 | 18,045,660 | 18,061,422 | 0 |
| Falgun | 30 | 15.91 | 171.87 | 24,711 | 35,361 | 17,614,117 | 352,282 | 17,261,835 | 17,275,896 | 0 |
| Chaitra | 30 | 17.77 | 171.67 | 27,568 | 44,276 | 19,650,448 | 393,009 | 19,257,439 | 19,274,266 | 0 |
| | 365 | | | | | 551,110,546 | 11,022,211 | 540,088,335 | 508,691,567 | 31,720,302 |




अनुसूची ३

दफा १०.१ (क) को लागि क्षतिपूर्ति रकम निर्धारण गर्ने सुत्र

NEA shall pay compensation to the Company pursuant to Article 10.1 subject to the conditions specified herein and in accordance with the following formula:

$$\text{Compensation Amount (Rs.)} = \text{Undelivered Energy} \times \text{Purchase Price}$$

Purchase Price is defined in Article 1.

'Undelivered Energy' shall be calculated differently for the case of Forced Outage and for Non-dispatch case as given hereunder:

Case I: *Forced Outage of NEA line(s) occurs which prevent the Project from generating & delivering according to the Available Capacity:*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i)$$

to the extent that

(ME+UE) is equal to or less than 80% of the smaller of Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month;

Where,

UC = Undelivered Capacity (kW) = Available Capacity – Capacity Delivered
= 0, if negative.

ME = Energy delivered by Company as recorded by the Meter

UE = Undelivered Energy (in the Month) in kWh;

n = Number of Forced Outage in the Month;

PT = Prorated Time in Hours;

$$= \left(\frac{\text{Available Capacity} - \text{Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E of Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Forced Outage Hours}$$

Case II: *NEA issues Dispatch Instructions to Project to generate less than the Available Capacity:*

$$UE = \sum_{i=1}^n (UC_i \times PT_i);$$



Where,

UC = (Available Capacity – the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered);

$$PT = \left(\frac{\text{Available Capacity – the greater of Capacity Dispatched and Capacity Delivered}}{\text{Monthly Capacity as specified in Column E of Table II of Schedule 2}} \right) \times \text{Nondispatched Hours}$$

Notwithstanding the provisions under both cases given above in this Schedule, Compensation Amount shall be considered equal to zero if and so long as the following conditions hold true:

- the cumulative of PT (Prorated Time) is equal to or less than 'N' hours in the Fiscal Year, where N= 72 hrs;
- the dispatched and delivered energy in the month is equal to or greater than 100% of the smaller of Contract Energy and the energy according to Availability Declaration for the Month. In such event, Forced Outage Hours and Nondispatched Hours shall be considered as zero.

Furthermore, the reduction in the delivery of power from the Project shall not be considered for calculation of Compensation Amount if and as long as such reduction is caused by Force Majeure Event or Scheduled Outage or by Company or by Company's contractors;

'Available Capacity' is defined in Article 1.

'Nondispatched Hours' shall mean the duration in hours for which the Project is required to generate power less than the Available Capacity pursuant to a Dispatch Instruction.



(Handwritten signature)



अनुसूची ४
आयोजना निर्माण तालिका
(Project Construction Schedule)



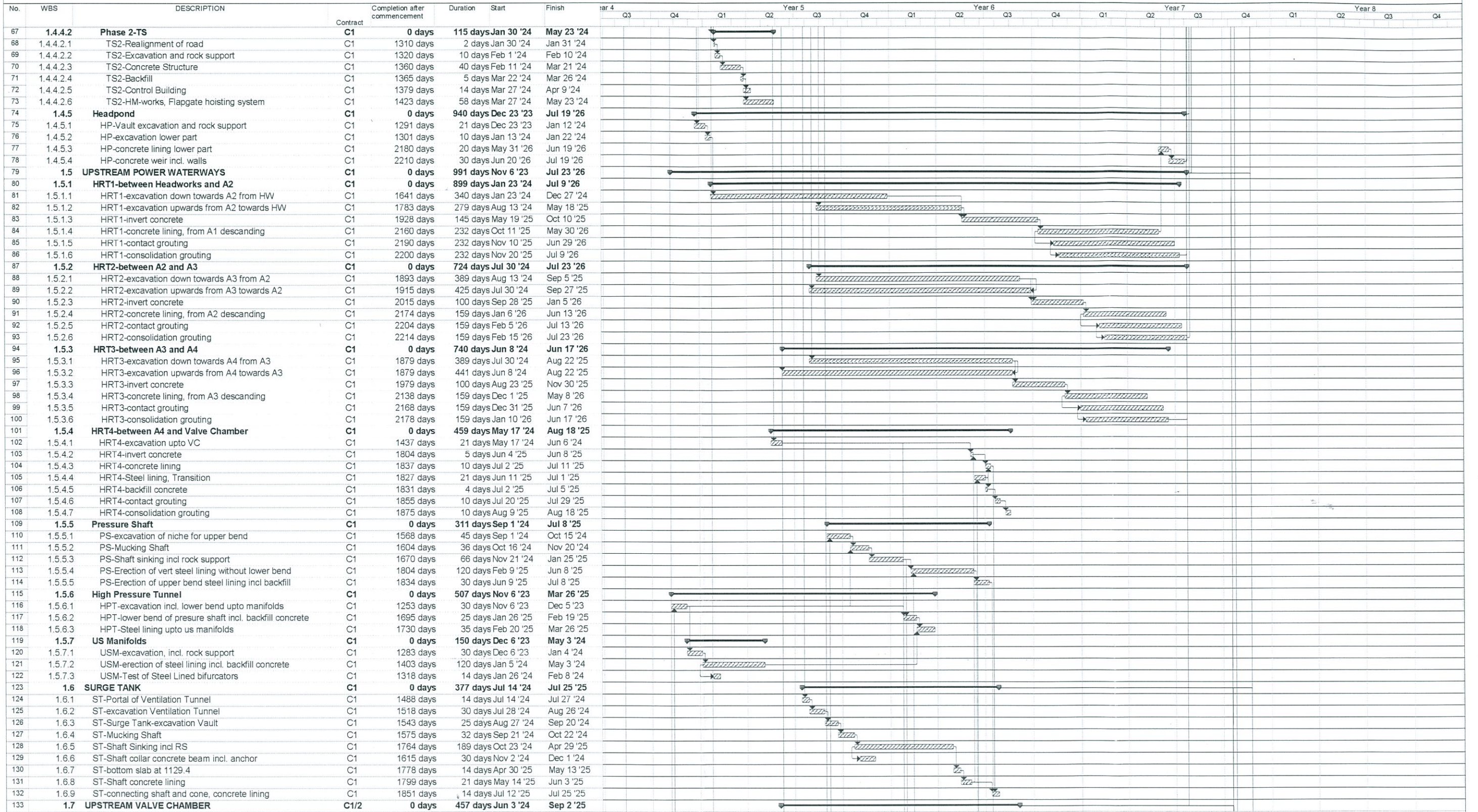
नेपाल विद्युत प्राधिकरण

पेज (३६)

तामाकोशी जलविद्युत कं.लि.



CONSTRUCTION TIME SCHEDULE CONTRACTS 1 and 2



LEGEND Critical Task / Path: [Symbol] Task: [Symbol] Milestone: [Symbol] Summary: [Symbol]

All Tasks Activities



TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
PROJECT DEVELOPMENT DEPARTMENT
ENGINEERING SERVICES DIRECTORATE
NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY



TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
DETAILED ENGINEERING DESIGN

| Prepared | Name | Date |
|----------|-------------|----------|
| Reloff | Reloff | 20.12.18 |
| Drawn | Reloff | 07/2019 |
| Checked | Reloff | 07/2019 |
| Approved | Dr. Moeller | 07/2019 |
| Replaces | Drawg. No: | |

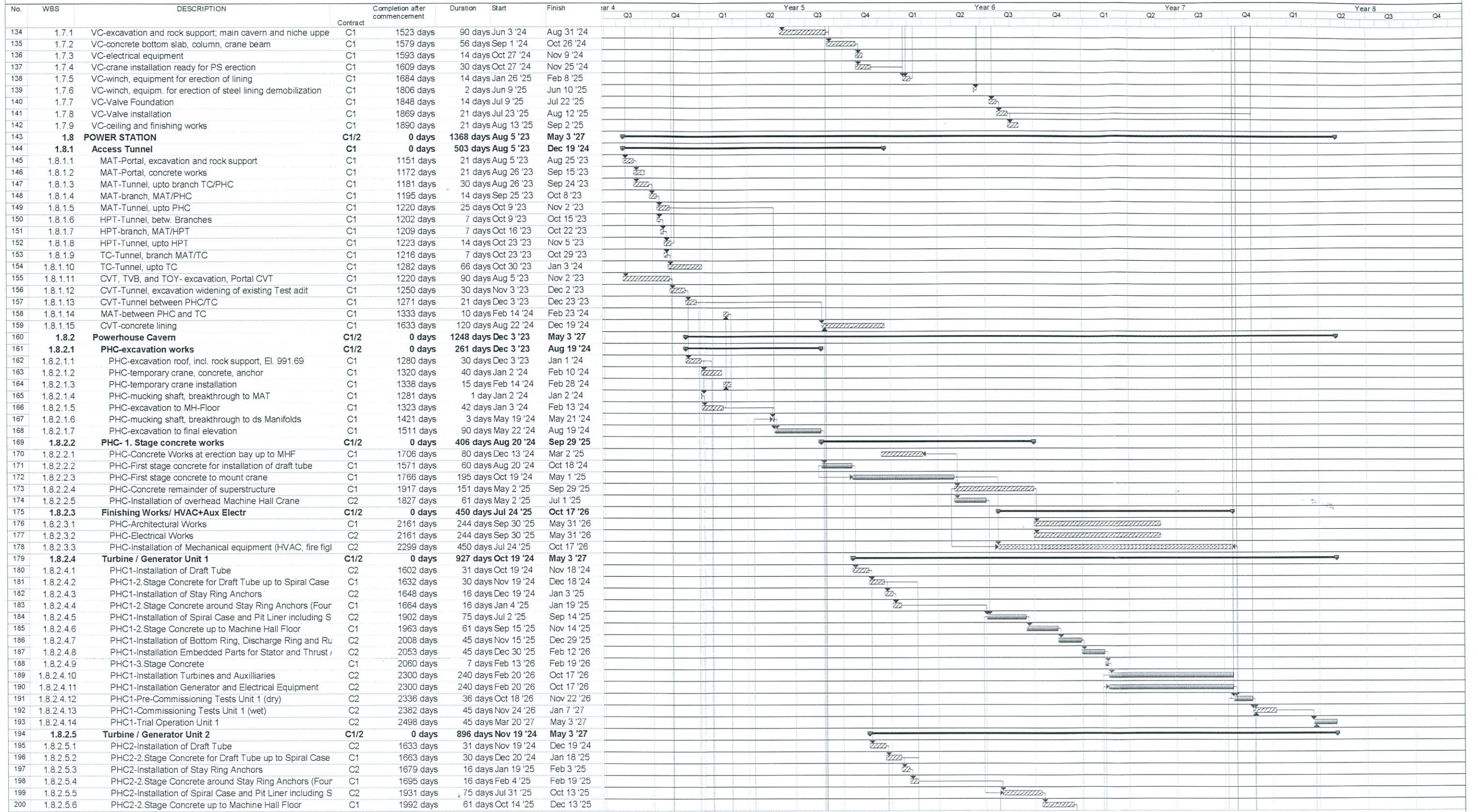
Scale A:1

| Drawg. No. | Title |
|------------|-------|
| | |
| | |
| | |
| | |



GENERAL PROJECT INFORMATION
CONSTRUCTION TIME SCHEDULE CONTRACTS 1, 2 AND 3
PROJECT DRAWING
Drawg. No: ST-00053-03-4960-Y 1017 REV. 0

CONSTRUCTION TIME SCHEDULE CONTRACTS 1 and 2



LEGEND Critical Task / Path: [Solid Line] Task: [Hatched Line] Milestone: [Diamond] Summary: [Dashed Line]

All Tasks Activities



| Reference Drawings | |
|--------------------|-------|
| Draw. No. | Title |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

| Revisions | | |
|-----------|------|-------|
| No. | Name | Notes |
| | | |
| | | |
| | | |

TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
PROJECT DEVELOPMENT DEPARTMENT
ENGINEERING SERVICES DIRECTORATE
NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY

TRACTEBEL ENGINEER
with the trusted experience of QUANTUM INTERNATIONAL

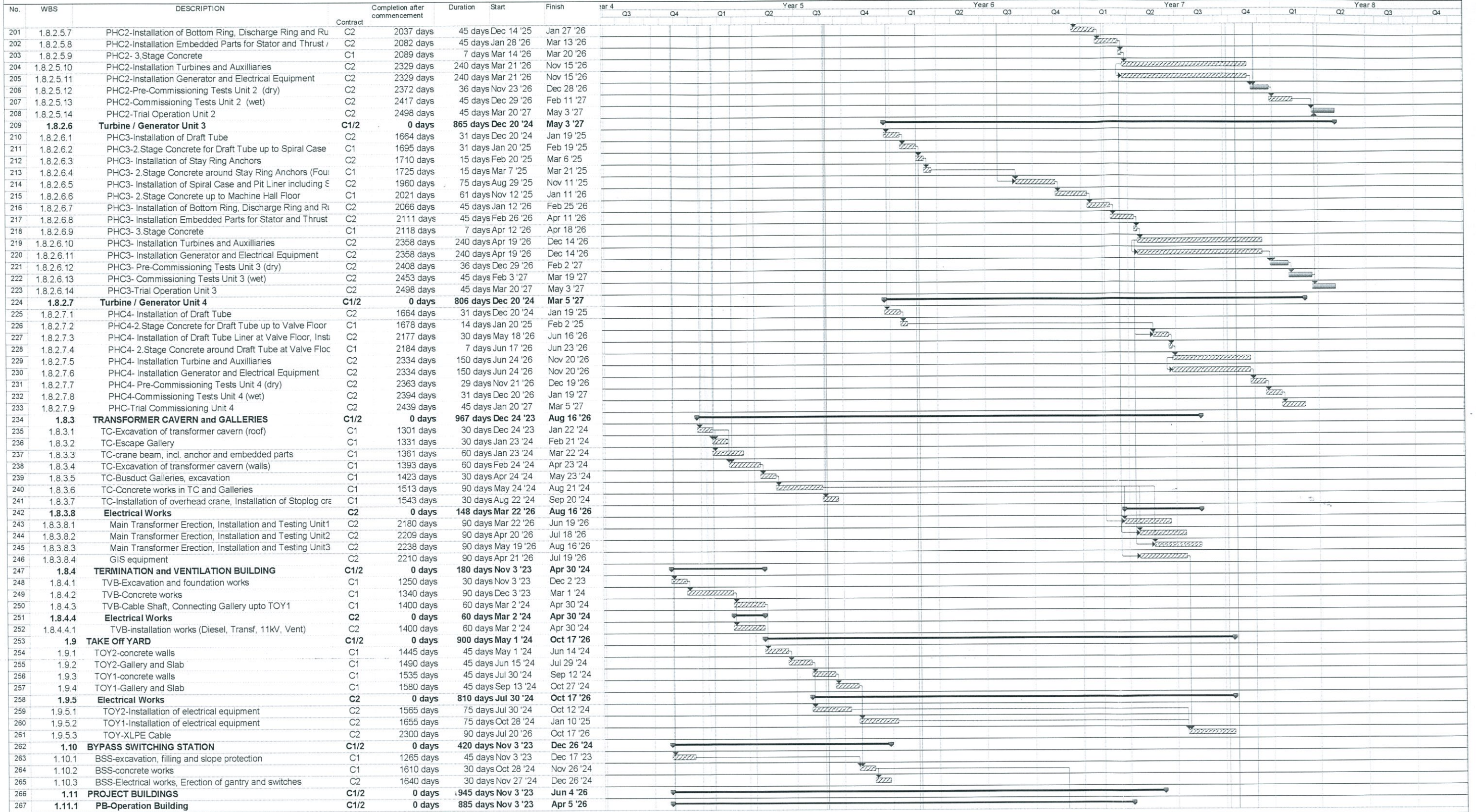
TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
DETAILED ENGINEERING DESIGN

| Name | Date |
|-----------------------|----------|
| Prepared: Rajoff | 20.12.18 |
| Drawn: Rajoff | 07/2019 |
| Checked: Rajoff | 07/2019 |
| Approved: Dr. Moeller | 07/2019 |
| Replaces Draw. No: | |

Scale A3: []

Draw. No.: 31-00053-00-4900-Y 1017 REV. 0

CONSTRUCTION TIME SCHEDULE CONTRACTS 1 and 2



LEGEND Critical Task / Path: Task: Milestone: Summary:

All Tasks Activities



TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
PROJECT DEVELOPMENT DEPARTMENT
ENGINEERING SERVICES DIRECTORATE
NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY

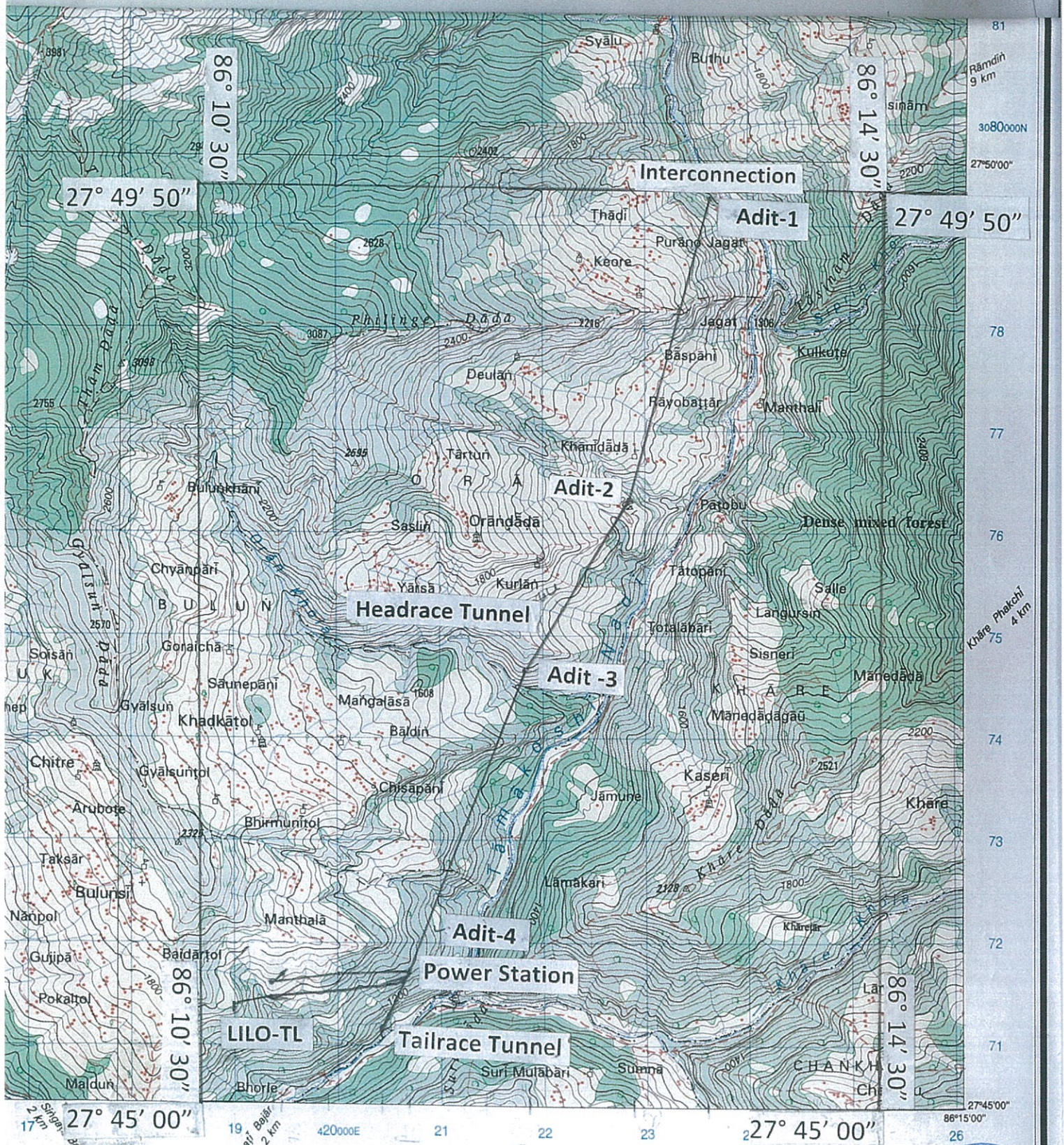
TRACTEBEL

TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT
DETAILED ENGINEERING DESIGN

| Prepared | Name | Date | DETAILLED DESIGN |
|-----------------|-------------|----------|--|
| Drawn | Reloff | 20.12.18 | GENERAL PROJECT INFORMATION CONSTRUCTION TIME SCHEDULE CONTRACTS 1, 2 AND 3 |
| Checked | Reloff | 07/2019 | |
| Approved | Dr. Moeller | 07/2019 | |
| Replaces | Dr. Moeller | 07/2019 | |
| PROJECT DRAWING | | | Scale A3: Draw. No. 31-00053-00-4960-Y 1017 REV. 0 |
| Name Date Notes | | | |

अनुसूची ५
आयोजना स्थलको नक्सा
(Project Location Map)





TAMAKOSHI V HYDROELECTRIC PROJECT

LOCATION DIAGRAM



अनुसूची -६

Connection Agreement



नेपाल विद्युत प्राधिकरण

[Handwritten signature]

पेज (३८)



तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.

[Handwritten signature]



नेपाल विद्युत प्राधिकरण

(नेपाल सरकारको स्वामित्व)
प्रशासन निर्देशनालय

ग्रिड सञ्चालन विभाग

१५/११/२०७९/०८/१३

पत्र संख्या : २०७९।०८० च.नं.४४९

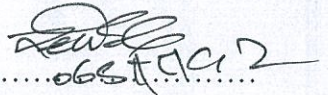
मिति: २०७९।०८।१२

श्री विद्युत व्यापार विभाग
ने.वि.प्रा., दरबारमार्ग

| |
|----------------------------|
| तामाकोशी ज. वि. कम्पनी लि. |
| दर्ता नं. १४६ |
| मिति २०६९/०८/१३ |

विषय: Memorandum of Understanding को म्याद थप सम्बन्धमा ।

उपरोक्त सम्बन्धमा त्यहांबाट ने.वि.प्रा. संचालक समितिको मिति २०७९।०५।०६ गते बसेको ६८५ औं बैठकको निर्णय अनुसार गठित कमिटीको मिति २०७९।०७।१८, को सिफारिश अनुसार श्री तामाकोशी जलविद्युत कं लि. बाट निर्माण हुने तामाकोशी पाचौं जलविद्युत आयोजना (९९.८ मे.वा.) लाई ग्रिडमा जोड्नका लागि मिति २०७९।०६।२९ मा भएको Memorandum of Understanding को म्याद सकिएको मिति २०७८।०६।२९ देखि मिति २०७९।०९।२८ (१५ महिना) सम्म श्री कार्यकारी निर्देशक ज्यूको मिति २०७९।०८।०७ को निर्णय अनुसार म्याद थप गर्न स्वीकृत भएकोले सो म्याद थप गरि माइन्सूटको सकल प्रति यसै पत्र साथ पठाइएको व्यहोरा अनुरोध छ ।


.....०६९/०८/१२.....
सचिचदानन्द यादव
निर्देशक

बोधार्थः

✓ श्री तामाकोशी जलविद्युत कं लि. ।

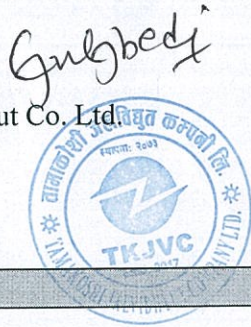
MINUTES OF MEETING

A meeting was held on 28th November, 2022 (12th Mangsir, 2079) between Grid Operation Department, NEA, (hereinafter called the "Grid Owner") and M/S Tamakoshi Jal Vidhyut Co. Ltd., Kathmandu, (hereinafter called the "Grid User") regarding time extension of Memorandum of Understanding on Grid Connection Agreement dated 2077/06/29 (hereinafter called the "MOU") for 99.8MW Tamakoshi V Hydropower Project (hereinafter called the "Project").

Presence

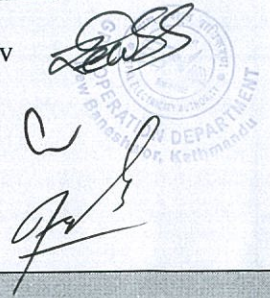
Grid User Representatives:

- 1. Mr. Sunil Subedi
Engineer
Tamakoshi Jal Vidhyut Co. Ltd.



Grid Owner Representatives:

- 1. Mr. Sachidanand Yadav
Director, GOD
- 2. Mr. Lunar Shrestha
Deputy Manager
- 3. Mr. Ananta Upreti
Asst. Manager



Background

Upon request of the Grid User the Nepal Electricity Authority (NEA) has approved to extend the term of MOU following the recommendation of Permanent Committee formed by 685th NEA Board Meeting decision dated 2071/05/06 by fifteen (15) months which was expired on 2078/06/29. After the discussion, both the Grid Owner and the Grid User agreed the following points. The Minutes of Meeting (MOM) shall be part of the MOU.

Agreed Points:

- 1. The term of MOU shall be up to 2079/09/28 and accordingly the clause 3.1 of MOU shall be amended.
- 2. All other clauses of MOU and Minutes of Meeting (MOM) dated 2077/06/29 incorporated in the MOU shall remain unchanged.
- 3. The NEA GRID CODE 2005(amended) shall govern this minute of meeting (MOM).

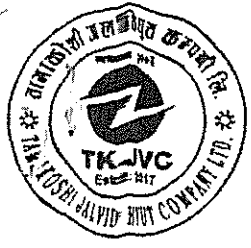
Handwritten signature of Sunil Subedi.



Handwritten signature of Sachidanand Yadav.

Handwritten signature of Lunar Shrestha.





दस्ता नं. १६४८६२/०७३/०७४

तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लिमिटेड



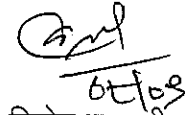
च.नं. १३२

मिति : २०७९/०८/०९

श्री विद्युत व्यापार विभाग
नेपाल विद्युत प्राधिकरण
दरवारमार्ग, काठमाण्डौ

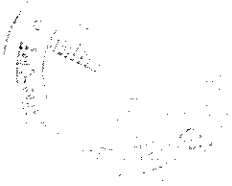
विषय : तामाकोशी पाँचौं जलविद्युत आयोजनाको वित्तीय व्यवस्थापन तथा विद्युत खरिद विक्री सम्झौता सम्पन्न गर्ने म्याद थप गरिएको सम्बन्धमा ।

उपरोक्त सम्बन्धमा विद्युत विकास विभाग वाट मिति २०७९/०८/०७ मा प्रेषित तामाकोशी पाँचौं जलविद्युत आयोजनाको वित्तीय व्यवस्थापन तथा विद्युत खरिद विक्री सम्झौता सम्पन्न गर्ने म्याद मिति २०८०/०२/०८ सम्म थप गरिएको व्यहोराको पत्र यसै पत्र साथ आवश्यक कार्यार्थ पेश गरिएको व्यहोरा अनुरोध छ ।



विनोद भण्डारी

प्रमुख कार्यकारी आधिकृत



ओखरबोट मार्ग, थापागाउँ, नयाँबानेश्वर, काठमाण्डौ, नेपाल ।

फोन नं. ९७७-०१-५२४५०६९/६३/६७ • Email: tamakoshi5@nea.org.np • info.tkjvc5@gmail.com



नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ नन्त्रालय
विद्युत विकास विभाग

फोन नं.:

४५३४१११
४५११५३७
४५११५०१
४५३९३३२

अनुमतिपत्र महाशाखा

फ्याक्स: ४५३९२०३

पोस्ट बक्स नं.: २५००७

सानोगौचरण, काठमाडौं, नेपाल

२०७९/०८/०७

मिति:

सं.: ०७९/८०

नं.: ५२६

विषय:-

तामाकोशी - V (पाँचौं) जलविद्युत आयोजनाको सम्बन्धमा ।

श्री तामाकोशी जलविद्युत कम्पनी लि.

ओखरबोट मार्ग, थापागाउँ, नयाँ बानेश्वर, काठमाडौं ।

फोन: ०१-५२४५०६९/६३/६७

प्रस्तुत विषयमा तहाँबाट प्रवर्द्धित तामाकोशी - V (पाँचौं) जलविद्युत आयोजनाको वित्तीय व्यवस्थापन तथा विद्युत खरिद विक्री सम्झौता सम्पन्न गर्ने म्याद थपको लागि पेश भएको निवेदन उपर कारवाही हुँदा मिति २०७९/०२/२६को मा.मन्त्रिस्तर निर्णयको अधिनमा रही वित्तीय व्यवस्थापन तथा विद्युत खरिद विक्री सम्झौता सम्पन्न गर्ने म्याद मिति २०८०/०२/०८ सम्म थप गरिएको व्यहोरा विभागको मिति २०७९/०८/०७को निर्णयानुसार अनुरोध छ ।

साथै, उद्योग दर्ता पेश भएको परिप्रेक्षमा उक्त उद्योग दर्ता पेश भएको मिति २०७९/०६/२५ सम्म उद्योग दर्ता पेश गर्ने म्याद थप गरिएको व्यहोरा समेत सोहि निर्णयानुसार अनुरोध छ ।

(सकृय न्यौपाने)

इन्जिनियर



नेपाल विद्युत प्राधिकरण

(नेपाल सरकारको स्वामित्व)
प्रशासन निर्देशनालय

ग्रिड सञ्चालन विभाग

पत्र संख्या : ग्रि.सं.वि./ २०७८/०७९ च.नं... १११८

मिति: २०७९/०२/१०

श्री विद्युत व्यापार विभाग,
ने.वि.प्रा., दरवारमार्ग काठमाडौं।

विषय: कनेक्सन एग्रिमेण्ट एमेन्डमेण्ट पठाईएको बारे।

उपरोक्त सम्बन्धमा तामाकोशी हाईड्रोपावर लि. बाट प्रवर्द्धन गरिएको तामाकोशी पाँचौं जलविद्युत आयोजना (९४.८ /९९.८ मे.वा.) को श्री विद्युत व्यापार विभागको मिति २०७९/०१/२९, च.नं.१०४२ को पत्र अनुसारको मिति २०७९/०२/१० गते का दिन यस विभागले उक्त प्रवर्द्धकसंग निम्नानुसार कनेक्सन एग्रिमेण्ट Amendment गरि सो को प्रति यसै साथ संलग्न गरि पठाईएको व्यहोरा अनुरोध छ।

(सच्चिदानन्द यादव)
निर्देशक

बोधार्थ :

श्री प्रणाली योजना विभाग
ने.वि.प्रा. दरवारमार्ग, काठमाडौं।

✓ श्री प्रणाली संचालन विभाग
ने.वि.प्रा. दरवारमार्ग, काठमाडौं।

श्री तामाकोशी हाईड्रोपावर लि.
काठमाडौं।

नयाँबानेश्वर, काठमाण्डौ ३४

फोन नं. : ४६२२४४७, ४६२०४८६, ४६२९४६५, ४६२०६९९, फ्याक्स: ४६२०५८६

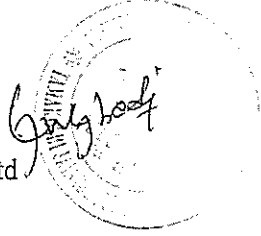
-Email: gridnea@vlink.com.np

MINUTES OF MEETING

A meeting was held on May 24, 2022 (2079/02/10) between Grid Operation Department, NEA, hereinafter called the Grid Owner, and M/S Tamakoshi Jalvidyut Co. Ltd Kathmandu, Nepal hereinafter called the Grid User regarding the amendment of Memorandum of Understanding (MOU) on Grid Connection dated October 15, 2020 (2077/06/29) of 94.8 MW (94.8 MW Maximum Generation Capacity, 99.8 MW Installed Capacity) Tamakoshi V Hydropower Project (hereinafter called the Project) to evacuate its power to the NEA's 220/132 kV New Khimti S/S and Line Loss Sharing.

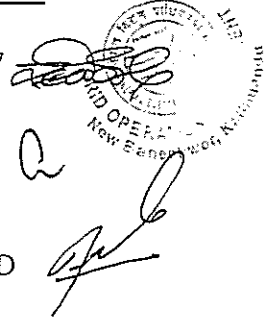
Grid User Representatives:

1. Mr. Sunil Subedi
Engineer,
Tamakoshi Jalvidyut Co. Ltd



Grid Owner Representatives:

1. Mr. Sachidanand Yadav
Director, GOD
2. Mr. Lunar Shrestha
Deputy Manager, GOD
3. Mr. Ananta Upreti
Assistant Manager, GOD



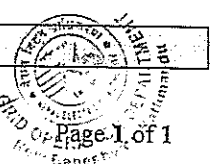
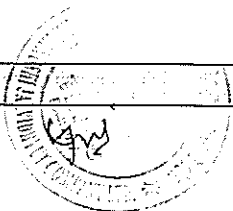
Agenda:

1. Evacuating Tamakoshi V Hydropower Project power to the NEA's 220/132 kV New Khimti S/S.
2. Transmission Line Loss sharing after LILO connection of Tamakoshi V Hydropower Project in Gongar-New Khimti 220 kV transmission line.

AGREED POINTS

The Tamakoshi V Hydropower Project 94.8 MW (94.8 MW Maximum Generation Capacity, 99.8 MW Installed Capacity) signed the Memorandum of Understanding (MOU) on Grid Connection dated October 15, 2020 (2077/06/29) to deliver its power to 220 kV bus bar of New Khimti Substation of NEA. The committee formed by Managing Director's decision dated 2077/10/07 has recommended the transmission line loss sharing by Tamakoshi V Hydropower Project after LILO connection in Gongar-New Khimti 220 kV for evacuating its power to the NEA's 220/132 kV New Khimti S/S.

1. The Delivery point of the project shall be 220 kV bus bar of NEA's 220/132 kV New Khimti S/S. (Clause : 1 of Minute of Meeting of MOU dated 2077/06/29 has been amended by this clause).
2. EXIBIT-2 (User's Single Line Diagram), EXIBIT-3 (Connection Delivery Point diagram), EXIBIT-10 (Metering Scheme), of the Memorandum of Understanding (MOU) dated October 15, 2020 (2077/06/29) have been amended as per the attached respective Exhibits and Annex.
3. The transmission line loss sharing by Tamakoshi V Hydropower Project after LILO connection in Gongar- New Khimti 220 kV for evacuating its power to the NEA's 220/132 kV New Khimti S/S shall be as per recommendation of Committee (Formed by Managing Director's Decision dated 2077/10/07). The Committee Report dated 2079/01/02 on Line Loss Sharing after LILO connection of Tamakoshi V Hydropower Project in Gongar- New Khimti 220 kV for evacuating its power to the NEA's 220/132 kV New Khimti S/S shall remain as an Annex-7 of the Connection Agreement dated October 15, 2020 (2077/06/29).
4. The Memorandum of Understanding and Minutes of Meeting signed on October 15, 2020 (2077/06/29) during the signing of MOU shall be applicable as far as it is not amended. (new clause added)
5. Both parties agreed on above clauses and the NEA GRID CODE 2005 governs this minute of meeting.



27. PROJECT SPECIFIC CONDITIONS**MINUTES OF MEETING**

A meeting was held on 15th October, 2020 (29th Ashwin, 2077) between Grid Operation Department, NEA (hereinafter called the "Grid Owner") and M/S Tamakoshi Jal Vidhyut Co.Ltd., Kathmandu, Nepal(hereinafter called the "Grid User") regarding Power Evacuation Issues of the 94.8 MW (94.8 MW-Maximum Generation Capacity, 99.8MW- Installed Capacity) Tamakoshi V Hydropower Project (hereinafter called the Project);

Grid User Representatives:

1. Mr.Sunil Subedi
Engineer
Tamakoshi Jal Vidhyut Co.Ltd.

**Grid Owner Representatives:**

1. Mr. Dirghayu Kumar Shrestha
Director,GOD
2. Mr. Lunar Shrestha
Deputy Manager,GOD
3. Mr. Ananta Upreti
Asst. Manager,GOD

AGREED POINTS

The Grid Owner has reviewed the application for Connection Agreement proposal submitted by the Grid User. The Grid Owner and the Grid User had a meeting for Power Evacuation Issues of the Project to be developed by the Grid User and agreed as follows:

1. The Delivery Point of the Project shall be 220 kV Upper Tamakoshi-New Khimti Transmission Line arranging Loop In Loop Out connection.
2. The Connection Point of the Project shall be 220 kV Upper Tamakoshi-New Khimti Transmission Line arranging Loop In Loop Out connection.
3. The Grid User shall build approximately 1.4 km long 220 kV Double Circuit Transmission Line using ACSR "2*Bison" conductor transmission Line to connect Project to the 220kV Upper Tamakoshi- New Khimti Transmission Line arranging Loop In Loop Out connection. After then used 220kV Upper Tamakoshi – New Khimti Transmission Line upto New Khimti Substation.
4. The developer of Tamakoshi V Hydropower Project (94.8MW Maximum Generation Capacity, 99.8MW-Installed Capacity) needs to install required necessary bays and other necessary equipments at its own cost for looping in and looping Out at NEA's 220kV Upper Tamakoshi – Khimti Transmission Line.
5. The Grid User, itself, shall manage the land for the construction of Line Bays if NEA will be unable to provide the space at the connection Substation.
6. The Grid User's Connection Facilities have been as shown in EXHIBIT-3 of the Memorandum of Understanding.
7. The Grid User shall submit the drawings and specifications of the equipment to the Grid Owner and Power Trade Department for approval. The Grid user shall also submit the data of the equipment as per the NEA GRID CODE before commissioning of the Project.

Signature

Signature

Signature

Signature

8. In case of any line fault on the Transmission Line (from the Project up to the Delivery Point), the Grid Owner shall inform and isolate the Grid User's Connection Facilities from the Grid User's faulty line until the fault cleared.
9. The Grid User shall carry out any extension/modification works of the Grid Owner's control room for the installation of the Grid User's control equipment if the available space is either inadequate or required for NEA's future extension.
10. The Grid User shall install a separate Battery and Battery Charger to provide the DC supply for its equipment. The Grid User shall carry out any extension/modification works of the Grid Owner's Battery room for the installation of the Grid User's Battery and Battery Charger if the available space is either inadequate or it is required for NEA's future extension.
11. The transient stability analysis of the Project will be carried out by System Planning Department of NEA and if any necessary reinforcement is required in NEA Grid shall be carried out by the concerned party (NEA or Grid User).

12. Other Provisions:

- 12.1 The Project will only be connected at 220 kV 220 kV Double Circuit Transmission Line using ACSR "2*Bison" conductor transmission Line to connect Project to the 220kV Upper Tamakoshi- New Khimti Transmission Line arranging Loop In Loop Out connection. iFY 2025/26 AD provided all the conditions specified below in clauses 12.1.1 to 12.1.2 are met or satisfied:

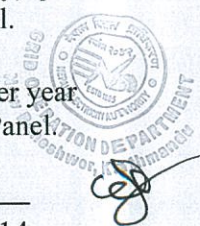
12.1.1 The following transmission Projects are deemed critical and must be completed before commissioning of Tamakoshi V Hydropower Project (94.8 MW) for evacuation of power from the project. i.e. F.Y. 2025/26

- The 220kV D/C transmission line connecting Upper Tamakoshi – New Khimti and associated substation.
- The connection of 220kV transmission link between New Khimti and Khimti- Dhalkebar 220kV transmission line.

12.2 The Grid User shall build approximately 1.4 km long 220 kV Double Circuit Transmission Line using ACSR "2*Bison" conductor transmission Line to connect Project to the 220kV Upper Tamakoshi- New Khimti Transmission Line arranging Loop In Loop Out connection. After then used 220kV Upper Tamakoshi – New Khimti Transmission Line upto New Khimti Substation.

13. The Grid User shall pay the following Rental charge and operation charge to NEA effective from the Commercial Operation Date (COD) of the project.

- a. NRs. 432,000.00 (Nepalese Rupees four hundred thirty two thousand only) per year per Bay, if NEA provides land to the Grid User for the construction of 220 kV Bay at the connection point.
- b. NRs. 108,000.00 (Nepalese Rupees One hundred eight thousand only) per year per Panel for providing space to install the Grid User's Control Panel.
- c. NRs. 108,000.00 (Nepalese Rupees One hundred eight thousand only) per year per Panel for the operation charge of the Grid User's Control and Relay Panel.



14. The Grid User shall pay shutdown charge to NEA as per NEA rules during interconnection of the Project. The Grid User shall apply to Grid Owner for the shutdown at least 15 days before the actual date of shutdown.
15. The financial impacts related to:
- Transmission System infrastructures and their permissible loading issues.
 - Non/Late commissioning of transmission line and associated Substations.
 - System operation and Power/Energy Dispatch issues.

shall be specified in the Power Purchase Agreement(PPA).

16. Both parties agreed on above clauses and the NEA GRID CODE 2005(amended) governs this MOU.



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



[Handwritten signature]