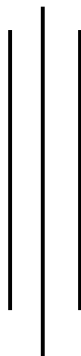


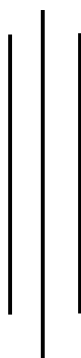


नेपाल विद्युत प्राधिकरण

(नेपाल सरकारको स्वामित्व)



"श्वेत पत्र"



काठमाडौं, भाद्र २०६३

नेपाल विद्युत प्राधिकरण
श्वेतपत्र - २०६३

१. पृष्ठभूमि

उर्जा कुनै पनि राष्ट्रको आर्थिक विकाशको लागि आवश्यक पर्ने मुख्य पूर्वाधारहरु मध्येको एक हो । उर्जाको यथोचित विकास बिना राष्ट्र सम्मुन्नतशील हुन सक्दैन । राष्ट्र निर्माणको लागि आवश्यक पर्ने विद्युतिय उर्जा उपलब्ध गराउन वि.सं.२०४२ भाद्र १ गते तत्कालिन विद्युत विभाग, साना जल विद्युत विकास समिति र नेपाल विद्युत कर्पोरेशनलाई एकीकरण गरी नेपाल विद्युत प्राधिकरणको स्थापना भएको हो । आफ्नो स्थापना बर्षमा करिव २ लाख ग्राहक संख्या, १०३ मेगावाट जडित क्षमता र ३८ करोडको आयबाट शुरु भएको नेपाल विद्युत प्राधिकरण हाल करिव १३ लाख ग्राहकसंख्या, ६०० मेगावाट जडित क्षमता र १४ अरब रुपैयां भन्दा बढी आयको स्थितिमा आइपुग्दासम्म लामो फड्को मारिसकेको छ । यसरी विद्युतको क्षेत्रमा अग्रणी संस्थाको रुपमा स्थापित भइसकेको नेपाल विद्युत प्राधिकरणले वर्तमान अवस्था र भावी कार्यक्रमबारे सबै सरोकारवालालाई जानकारी गराउने उद्देश्यले यो श्वेत पत्र जारी गरीएको छ ।

२. कार्यक्षेत्र

नेपाल विद्युत प्राधिकरण ऐन २०४१ मा व्यवस्था भए अनुसार यसको कार्यक्षेत्र निम्न अनुसार रहेको छ ।

- क) विद्युत आपूर्ति सम्बन्धी दीर्घकालीन र अल्पकालीन नीति निर्धारण गर्न नेपाल सरकारलाई सिफारिस गर्ने ।
- ख) प्रचलित कानुन बमोजिम विद्युत उत्पादन, प्रसारण वा वितरण गरी विद्युत आपूर्ति गर्ने ।
- ग) विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरण प्रणाली तथा तत्सम्बन्धी अन्य कार्यको योजना तर्जुमा गर्ने र तर्जुमा भएको योजनाको कार्यान्वयन गर्न आवश्यक विद्युत उत्पादन केन्द्र, रुपान्तरण केन्द्र, वितरण केन्द्र, प्रसारण र वितरण लाईन तथा तत्सम्बन्धी सुविधाहरुको निर्माण संचालन, संरक्षण र सम्बर्द्धन गर्ने ।
- घ) औद्योगिक तथा कृषि विकास तथा जनताको सुविधाको लागि आर्थिक दृष्टिले उपयुक्त क्षेत्रमा उपयुक्त स्तरको विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरणको व्यवस्था गर्ने ।
- ङ) विद्युत महसुल र विद्युतसम्बन्धी अन्य सेवा शुल्क निर्धारण गर्ने ।
- च) विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरण सम्बन्धमा आवश्यक अनुसन्धान कार्य गर्ने गराउने ।
- छ) विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरण सम्बन्धमा दक्ष जनशक्ति तयार गर्न उच्च तालिम तथा अध्ययनको प्रबन्ध गर्ने गराउने ।
- ज) विद्युत उत्पादन, प्रसारण वा वितरण कार्यसंग सम्बन्धीत प्राविधिक सल्लाह र परामर्श प्रदान गर्ने ।

३. संगठनात्मक स्वरुप

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको कार्य सञ्चालनका लागि ८ सदस्यिय सञ्चालक समितिको व्यवस्था छ जसमा जलश्रोत मन्त्री अध्यक्ष रहने व्यवस्था छ । सञ्चालक समितिमा जलश्रोत सचिव, अर्थ सचिव, जलश्रोत विज्ञ, ग्राहक वर्गको प्रतिनिधि एवं उद्योग क्षेत्रको प्रतिनिधि सदस्य र कार्यकारी निर्देशक सदस्य सचिव रहन्छन् । दैनिक कार्य सञ्चालनका लागि सरकारले कार्यकारी निर्देशक नियुक्त गर्दछ ।

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको संगठनात्मक ढांचा निम्नानुसार छ ।

- १) उत्पादन व्यवसाय समूह
- २) प्रसारण तथा प्रणाली सञ्चालन व्यवसाय समूह

- ३) वितरण तथा ग्राहक सेवा व्यवसाय समूह
- ४) इन्जिनियरिङ्ग सेवा व्यवसाय समूह
- ५) विद्युतीकरण व्यवसाय समूह

यसका अतिरिक्त योजना, अनुगमन तथा सूचना प्रविधि, अर्थ, प्रशासन र आन्तरिक लेखा परिक्षण संस्थागत अंगको रूपमा केन्द्रिय स्तरमा रहेका छन् भने मध्य मर्स्याङ्गदी जलविद्युत परियोजना समेत सोभै कार्यकारी निर्देशक अन्तर्गत रहेको छ ।

४. वर्तमान स्थिति

४.१ विद्युत उत्पादन संरचना

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको स्वामित्वमा राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड संग आबद्ध भएका ठूला तथा साना गरी १५ वटा विभिन्न क्षमताका जलविद्युत उत्पादन केन्द्रहरु रहेका छन् भने ३ वटा तापिय विद्युत उत्पादन केन्द्रहरु छन् । यसका अतिरिक्त राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड संग नजोडिएको ३० वटा साना जलविद्युत केन्द्रहरु पनि रहेका छन् । नीजि क्षेत्रका स्वतन्त्र विद्युत उत्पादक (IPP) हरुका राष्ट्रिय ग्रिडमा जोडिएको ११ वटा जलविद्युत केन्द्रहरु रहेका छन् । नेपाल विद्युत प्राधिकरण तथा नीजि क्षेत्रको स्वामित्वमा रहेका विद्युत केन्द्रहरुको जडित क्षमता निम्न बमोजिम रहेको छ ।

ने.वि.प्रा. तर्फ	जडित क्षमता (मेगावाट)
जलविद्युत	: ४०८
तापिय विद्युत	: ५५
नीजि क्षेत्र तर्फ	
जलविद्युत	: १४८
कूल जडित क्षमता	: ६११

राष्ट्रिय प्रसारण ग्रीडमा जोडिएका विद्युत केन्द्रहरुको कुल जडित क्षमता ६११ मेगावाट रहेता पनि जलविद्युत केन्द्रहरुमा सुख्खा याममा पानीको मात्रा घट्न जाने हुँदा उत्पादन क्षमतामा धेरै कमी हुन गइ विद्युत आपूर्तिमा कठिनाई पर्ने गर्दछ । गत आ.व.को विद्युतको उच्चतम माग ६०३ मेगावाट रहेको थियो । सुख्खा याममा माग आपूर्ति गर्न नसकि अधिकतम ७० मेगावाट लोड सेडिङ्ग गर्नु परेको थियो ।

४.२ प्रसारण प्रणाली

विद्युत उत्पादन केन्द्रहरुबाट उत्पादित विद्युतलाई भार केन्द्रहरु सम्म लगी तल्लो भोल्टेजमा रूपान्तर गरेर वितरण लाइनद्वारा ग्राहकलाई विद्युत सेवा उपलब्ध गराउन राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिडको रूपमा ६६ के.भि. र १३२ के.भि. भोल्टेजका प्रसारण लाइनहरु रहेका छन् । राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड पूर्वमा अनारमनि देखि पश्चिममा महेन्द्रनगर सम्म फैलिएको छ । विद्युत रूपान्तरणको लागि कुल ३३ वटा प्रसारण सबस्टेशनहरु रहेका छन् । प्रसारण लाइन एवं सबस्टेशनहरुको क्षमता निम्न बमोजिम रहेको छ ।

१३२ के.भि. प्रसारण लाइन	:	१८८१ सर्किट कि.मि.
६६ के.भि. प्रसारण लाइन	:	५६१ सर्किट कि.मि.
कुल सवस्टेशन क्षमता	:	१०८९ एम.भि.ए

४.३ वितरण प्रणाली तथा ग्राहक सेवा

नेपाल विद्युत प्राधिकरणले हालसम्म देशका ७२ जिल्लामा विद्युत सेवा उपलब्ध गराएको छ भने ग्राहक संख्या १३ लाख रहेको छ । कूल ग्राहक संख्याको ९६ प्रतिशत ग्राहस्थ ग्राहक, १.८ प्रतिशत औद्योगिक ग्राहक र २.२ प्रतिशत अन्य ग्राहकहरु रहेका छन् । बाँकी रहेका ३ जिल्लाहरु मध्ये मुगु र हुम्लामा आ.व. २०६४।६५ मा सम्पन्न हुने गरि साना जलविद्युत आयोजनाहरु निर्माणाधीन छन् भने सोलुखुम्बुमा छुट्टै सार्वजनिक कम्पनीबाट विद्युत सेवा उपलब्ध भइरहेको छ ।

४.४ विद्युत खरिद सम्भौता

४.४.१ हाल स्वतन्त्र विद्युत उत्पादक (IPPs) हरुका निम्न जलविद्युत केन्द्रहरुबाट नेपाल विद्युत प्राधिकरणले विद्युत खरिद गरिरहेको छ :

क्र.सं.	जलविद्युत केन्द्र	जडित क्षमता (मे.वा.)	औषत खरिद दर रु.(२०६२/६३)
१.	खिम्ती	६०.०	५.९९(US \$.०८०८८)
२.	भोटेकोशी	३६.०	६.००(US \$.०८२०४८२)
३.	फिमरुक	१२.३	४.१२
४.	आँधिखोला	५.१	२.९८
५.	चिलिमे	२०.०	५.९९
६.	इन्द्रावति	७.५	४.७८
७.	पिलुवाखोला	३.०	४.४४
८.	सुनकोशी सानो	२.६	४.४४
९.	चाकुखोला	१.५	४.४४
१०.	रैराङ्ग	०.५	४.४४
११.	साङ्गे	०.१८३	४.४४

विद्युत खरीद सम्भौता (PPA) का लागि ४४ (१५६,४०९ कि.वा.) वटा आवेदनहरु प्राप्त भएको छ । सो मध्ये ७ वटा आयोजनाहरु (९,९७९ कि.वा.) को प्राविधिक कमिटीबाट पुनरावलोकन गरी Connection Agreement को लागि सम्बन्धित व्यवसायमा पठाइएकोमा रिडी-२४०० कि.वा. र सेती-II-९७९ कि.वा. को Connection Agreement सम्पन्न भई PPA सम्पन्न हुने क्रममा छ ।

बाँकी मध्ये ११ वटा आयोजनाहरु (४७,६८२ कि.वा.) को सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदन पुनरावलोकन गर्ने कार्य भै रहेको छ । ७ वटा आयोजनाहरु (५०,४७१ कि.वा.) को सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदन पुनरावलोकन गर्ने कार्य निकट भविष्यमा नै प्रारम्भ गरिने छ । अन्य ७ वटा आयोजनाहरु (२०,२८० कि.वा.) को आयोजना प्रवर्द्धकहरुसंग सम्पर्क हुन नसकेकोले PPA सम्बन्धी कारवाही अगाडी बढाउन सकिएको छैन । यस अतिरिक्त १२ वटा आयोजनाहरु (२७,९९७ कि.वा.) को कारवाही प्रसारण समस्याका कारण अगि बढाउन सकिएको छैन ।

४.४.२ विद्युत खरीद सम्भौता, PPA को लागि कारवाहीको प्रक्रिया

निजी क्षेत्रका आयोजनाहरूबाट विद्युत खरिद सम्झौता (PPA) का प्राप्त निवेदनहरूको निम्नानुसार कारवाही हुने प्रावधान गरिएको छ ।

- आवेदनहरूको दर्ता तथा सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदनको पूर्णता र Consistency को सम्बन्धमा विभागबाट रुजु गर्ने ।
- १०० किलोवाट देखि ५००० किलोवाट सम्मका जल विद्युत आयोजनाहरूबाट उत्पादिन विद्युत नेपाल विद्युत प्राधिकरणले तोकेको दर रेटमा खरिद गर्ने ।
- ५ मेगावाट भन्दा बढी क्षमताका आयोजनाहरूको हकमा प्रबर्द्धक कम्पनीको तर्फबाट प्राधिकरणमा प्रस्तुतीकरण गर्ने व्यवस्था गर्ने र प्राप्त उचित प्रतिक्रिया र सुझावहरू सम्बोधन हुने गरी सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदन परिमार्जन गराउने ।
- प्राधिकरणका सम्बन्धित विज्ञहरूको प्राविधिक कमिटी गठन गरी आयोजना सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदनको घनिभुत रूपमा रिभ्यू गराई आयोजना सम्भाव्य भए नभएको यकिन गर्ने साथै प्राधिकरणका आवश्यकता अनुकूल आयोजनाको डिजाइन नभएको भए सो गराउने । आयोजना सम्बन्धी जोखिमहरूको न्यूनिकरण गरी डिजाइन परिमार्जन गर्न आवश्यक राय सुझाव प्रबर्द्धक कम्पनीलाई उपलब्ध गराउने ।
- नेपाल विद्युत प्राधिकरणको प्रणालीमा विद्युत प्रवाह हुन सक्ने आयोजनाहरूबाट प्राविधिक कमिटीको कार्य सम्पन्न भई सकेपछि सो कमिटीको प्रतिवेदन सहितको आधारमा Connection Agreement को लागि सम्बन्धित व्यवसायमा अनुरोध गरी पठाउने ।
- Connection Agreement प्राप्त भएपछि PPA मस्यौदा तयारी तथा वार्ता कमिटीबाट आवेदक कम्पनीसँग वार्ता गरी प्राधिकरणका नीति अनुरूप PPA को मस्यौदा तयार पश्चात विद्युत खरिद विक्री सम्झौता हुने ।
- तर सामुदायिक विद्युतीकरणको क्षेत्र भित्र पर्ने सामुदायिक ग्राहकहरूलाई विद्युत बेच्ने आधारमा बन्ने आयोजनाहरूबाट उत्पादित विद्युत खरीदको लागि PPA नगर्ने ।

माथी उल्लेखित कार्य सम्पन्न गर्नको लागि निम्नानुसार शुल्क लिएर कारवाही गर्ने व्यवस्था रहेको छ :

१ मेगावाटसम्म क्षमताको आयोजना	- रु. ७५,०००/-
१ देखि ५ मेगावाट क्षमतासम्मको आयोजना	- रु. १,५०,०००/-
५ देखि १० मेगावाट क्षमतासम्मको आयोजना	- रु. ३,००,०००/-
१० मेगावाट भन्दा माथिको आयोजना	- रु. ४,५०,०००/-

४.५ भारतसंग विद्युत आदान/प्रदान

२१ वटा स्थानहरूबाट विभिन्न भोल्टेज स्तरमा भारतसंग विद्युत आदान प्रदान गर्ने सुविधा रहेको छ । हाल केही स्थानहरूबाट मात्र विद्युत आदान प्रदान भइरहेको छ । गत आ.ब. २०६२।६३ मा भारतबाट २६६ मेगावाट घण्टा विद्युत ऊर्जा आयात गरिएको थियो भने भारत तर्फ १०१ मेगावाट घण्टा निर्यात गरिएको थियो ।

४.६ वित्तिय अवस्था

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको हालको वित्तिय अवस्था उत्साहजनक छैन । आ.ब. ०४८।०४९ सम्म घाटामा सञ्चालित यस प्राधिकरणको विद्युत महशुलमा समसामयिक समायोजन लगायत अन्य क्षेत्रमा गरिएका सुधारहरूको फलस्वरूप आ.ब. ०४९।५० देखि ०५६।५७ सम्म नाफामा सञ्चालन भएको थियो । तर विद्युत आपूर्तिको लागतको तुलनामा महँगो विद्युत खरिद दर, सरकारले तोकेको उच्च

व्याज दर, उच्च चुहावट प्रतिशत एवं विगत पाँच वर्ष देखि विद्युत महशुलमा कुनै समायोजन हुन नसकेको आदि कारणहरूले गर्दा आय कम हुन गई विगत पाँच वर्ष देखि घाटा सहँदै आएको छ । गत आ.व.२०६२/०६३ मा संस्थाले रु. २ अरब ४७ करोड घाटा व्यहोर्नु पर्ने अनुमान छ । गत ५ वर्षहरूको आय व्ययको स्थिति निम्न बमोजिम देखिन्छ :

४.६.१ आयको स्थिति

	२०६२/६३	२०६१/६२	२०६०/६१	२०५९/६०	२०५८/५९
विद्युत विक्री (गेगावाट घण्टा)	२०६६.२७	१९१८.४	१७९५.२	१६९६.८	१५३४.३
विद्युत आय (रु. १० लाखमा)	१३४१६.३	१२६०५.२	११८७४.७	११०१२.६	९४७६.२
विविध आय (रु. १० लाखमा)	५९६.५	६५९.१	६७१.४	५१२.१	४५९.६
कूल आमदानी (रु. १० लाखमा)	१४०१२.९	१३२६४.३	१२५४६.१	११५२५.१	९९३५.८

गत आ.व. २०६२/६३ मा कूल आमदानी १४ अरब १ करोड हुने अनुमान छ । जसमा ९५ प्रतिशत आमदानी विद्युत विक्रीबाट र बाँकी ५ प्रतिशत विविधबाट प्राप्त हुने अनुमान छ ।

४.६.२ संचालन संभार खर्च

गत आ.व. २०६२/६३ को कूल आमदानी १४ अरब १ करोड मध्ये संचालन संभारमा रु. १२ अरब ८८ करोड खर्च हुने अनुमान छ जुन आयको करिव ९१ प्रतिशत हुन आउँछ । व्याज अधिको संचालन नाफा रु १ अरब १३ करोड हुने अनुमान भए तापनि उक्त रकम सरकारलाई तिर्नु पर्ने ऋणको व्याज ३ अर्ब २८ करोडको दाँजोमा न्यून हुन गई २ अर्ब ४७ करोड कूल घाटा हुन जाने अनुमान छ । गत ५ वर्षको व्याज सहितको कूल खर्चहरूको नाफा नोक्सान र बाँडफाँडको स्थिति निम्न प्रकार रहेको छ ।

(क) नाफा नोक्सान (रु. दश लाखमा)

विवरण	२०६२/६३	२०६१/६२	२०६०/६१	२०५९/६०	२०५८/५९
खुद नाफा/नोक्सान	- २४७३	- १३१३	- १७६०	- १९५४	- ८६१

आ.व.२०५६/५७ मा नेपाल विद्युत प्राधिकरण रु. १८ करोड ५० लाख नाफामा रहेको थियो ।

(ख) व्यय भार (प्रतिशत)

विवरण	२०६२/६३	२०६१/६२	२०६०/६१	२०५९/६०	२०५८/५९
कर्मचारी खर्च	११	१०	१०	११	१२
संचालन संभार	९	९	८	८	८
विद्युत खरिद	४१	४०	४०	३३	४२
ह्रास खर्च	१०	१२	१२	१३	१३
रोयल्टी	५	६	४	५	५
अन्य	३	३	४	६	७
व्याज	२०	२०	२२	२४	१३

कूल खर्चको २० प्रतिशत भार बोकेको कर्मचारी खर्च र संचालन संभार खर्चमा नियन्त्रण गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरण प्रयत्नशिल छ । प्राधिकरणको नियन्त्रण भन्दा बाहिरको खर्चहरूमा कमी

ल्याउन विद्युत क्षेत्रमा हुने लगानी सम्बन्धी नीतिमा सुधार तथा कार्यशैलीमा परिवर्तन गर्न आवश्यक छ ।

खर्चमा भएको वार्षिक वृद्धिलाई दृष्टिगत गर्दा विद्युत खरिद, रोयल्टी तथा ऋणको व्याज, लागत वृद्धिको प्रमुख कारकत्वको रूपमा रहेको देखिन्छ । वार्षिक खर्चको औषत वृद्धिदरको हिसावले पछिल्ला ५ वर्षमा कर्मचारी खर्च ६ प्रतिशतले, संचालन संभार खर्च १३ प्रतिशतले वृद्धि भएकोछ भने रोयल्टी, विद्युत खरिददर तथा व्याज क्रमशः ११, ९ र २४ प्रतिशतले बढेको देखिन्छ ।

४.६.३ विद्युत विक्रीको बाण्डफाण्ड

विगत ५ वर्षमा विद्युत विक्री औषत ६.१ प्रतिशतले वृद्धि भएको छ भने विक्री आम्दानी औषत ७.१ प्रतिशतले बढेको छ । आ.व. २०६२/६३ को कूल विक्रीमा ग्राहक वर्गिकरण अनुसार खपत र विक्री आयको स्थिति निम्न बमोजिम रहेको छ :

ग्राहक वर्ग	खपत% (कुलखपतको)	विक्री आय% (कुलआयको)
ग्राहस्थ	३९.२१	३८.२८
औद्योगिक	३८.८८	३६.१२
व्यापारिक	५.९७	८.१२
अन्य	११.०५	१३.४४
भारत विक्री	४.८९	४.०४

४.६.४ विद्युत विक्रीको औषत लागत र औषत विक्री आय

औषत आय र विक्री लागतको स्थिति र यसबाट प्रति युनिट व्यहोर्नु परेको घाटाको विवरण निम्न बमोजिम रहेको छ :

विवरण	२०६२/६३	२०६१/६२	२०६०/६१	२०५९/६०	२०५८/५९
औषत आय रु. (रिवेट सहित)	६.४९	६.५७	६.६१	६.४८	६.१७
विक्री लागत,रु.	७.८२	७.३८	७.६२	७.३२	७.२६
प्रति युनिट खुद नाफा/नोक्सान रु. (विविध आम्दानी बाहेक)	(१.३३)	(०.८१)	(१.०१)	(०.८४)	(१.०९)

४.७ श्रोत, साधनको अवस्था

विद्युत सेवा उपलब्ध गराउन व्यवस्था गरिएका भौतिक संरचनाहरु जस्तै विद्युत गृहहरु, प्रसारण प्रणाली, वितरण प्रणाली, कार्यालय भवनहरु तथा अन्य सम्पत्तिहरु गरी नेपाल विद्युत प्राधिकरणको कूल सम्पत्ति करिव ६२ अरब ४२ करोड रुपैयां (Revalued – Net) रहेको छ । प्राधिकरण संग विभिन्न किसिमका कूल ७७९ वटा सवारी साधनहरु रहेका छन् जस मध्ये १० वटा सवारी साधनहरु अन्य निकायको प्रयोगमा रहेका छन् । अन्य निकायमा प्रयोगमा रहेका सवारी साधनहरुमा ४ वटा सवारी साधन सुरक्षा निकायमा, ५ वटा जलश्रोत मन्त्रालयमा र १ वटा अख्तियार दुरुपयोग अनुसन्धान आयोगमा छन् ।

४.८ जनसाधनको अवस्था

कूल स्विकृत दरबन्दी १०३१४ रहेकोमा हाल ७८३२ स्थायी, ७०० अस्थायी/करार र १००८ ज्यालादारी गरी जम्मा ९५४० जना कार्यरत रहेका छन् । विगत केही वर्ष यता नेपाल विद्युत प्राधिकरणको कार्य क्षेत्र बढ्दै गईरहे पनि कार्यरत कर्मचारी संख्यामा वृद्धि भएको छैन । विगत ५ वर्षमा कार्यरत कर्मचारीको संख्या तल देखाइए अनुसार छ ।

आर्थिक वर्ष	स्विकृत दरबन्दी	स्थायी	अस्थायी/करार /म्यादी	ज्यालादारी	जम्मा कार्यरत
२०५८/५९	१००७३	७५४४	१०९५	११५१	९७९०
२०५९/६०	१००७२	७४१३	१०७०	१३७७	९८६०
२०६०/६१	१००७३	७४००	९३०	१३४३	९६७३
२०६१/६२	१०३१७	७९९९	७४९	१११९	९७७९
२०६२/६३	१०३१४	७८३२	७००	१००८	९५४०

५. विद्युत आपूर्तिको अवस्था

गत वर्षदेखि विद्युत माग र आपूर्तिमा असन्तुलन भएको कारण नेपाल विद्युत प्राधिकरण आपूर्ति व्यवस्थाको लागि लोड सेडिङ गर्न बाध्य रहेको छ । हाल कालिगण्डकी 'ए' को एउटा मेशिन नियमित मर्मतका लागि भाद्र महिनाको तेस्रो सातादेखि करिब ५० दिन बन्द गरिने भएकोले ४८ मे.वा.विद्युत उत्पादन कम हुने तथा कुलेखानी जलाशयको पानी संचय गर्न थप ४५ मे.वा. गरी करिब ९३ मे.वा. बराबरको विद्युत कटौति गरिनेछ । यसकारणले प्रत्येक ग्राहकको भाद्रको तेस्रो सातादेखि साताको एक दिन बेलुकी ७ बजे देखि ९.३० सम्म साढे दुई घण्टा विद्युत कटौती हुनेछ ।

कुलेखानी जलाशयमा जलस्तर १५३० मिटर हुनु पर्नेमा हालको जलस्तर वृद्धिक्रम हेर्दा १५१० मीटर पुग्ने अनुमान छ । यस्तो अवस्था रहेमा २०६३ पौषमा दैनिक सात लाख यूनिट, माघमा चौध लाख यूनिट र फाल्गुनमा अठार लाख यूनिट नपुग हुने अनुमान छ । फलस्वरूप पौष महिनामा एक ग्राहकलाई दैनिक ३ घण्टा, माघमा दैनिक ५ घण्टा, फाल्गुनमा दैनिक ९ घण्टा र चैत्रमा दैनिक ४ घण्टा सम्म विद्युत कटौति गर्नुपर्ने अनुमान छ । तर भारतबाट ५० मे.वा. थप विद्युत आयात गर्न सकेमा सो विद्युत कटौति माघमा ३ घण्टा फाल्गुनमा ४ घण्टा र चैत्रमा १ घण्टा मात्र हुने अनुमान छ ।

यसको अतिरिक्त हेटौँडा, विरगञ्ज ६६ के.भि. प्रसारण लाइन क्षमताको कारणले विरगञ्ज क्षेत्रमा अहिले पनि राति २-३ घण्टा विद्युत कटौति गर्ने गरिएको छ । कुलेखानी जलाशयमा पानी संचय गर्न कुलेखानी विद्युत केन्द्र बन्द गरिएपछि विरगञ्ज क्षेत्रमा दिनको समयमा पनि २-३ घण्टा थप विद्युत कटौति हुनेछ । निर्माणधिन पथलैया-परवानीपुर १३२ के.भि. प्रसारण लाईन यहि माघ सम्ममा निर्माण सम्पन्न भए पछि कुलेखानी जलविद्युत केन्द्र बन्द गरिए पनि विरगञ्ज क्षेत्रमा माथि उल्लेखित दिन तथा रात दुवैको विद्युत कटौति हट्ने छ ।

६. समस्या र चुनौतिहरू

एकातिर विद्युतको बढ्दो मागलाई आपूर्ति गर्न विद्युत आयोजनाहरूको निर्माण गर्न आवश्यक साधन र श्रोत जुटाउन प्रमुख चुनौतिको रुपमा रहेको छ भने अर्को तिर बढ्दो विद्युत मागलाई सस्तो र सर्वशुलभ रुपमा पुरा गर्नु पर्ने आवश्यकता अर्को चुनौतिको रुपमा रहेको छ । नेपाल विद्युत प्राधिकरण समक्ष प्रमुख रुपमा निम्न समस्याहरू र चुनौतीहरू रहेका छन् :

६.१ माग र आपूर्तिको असन्तुलन

आगामि दिनहरुमा विद्युत मागको आपूर्ति गर्ने सम्बन्धमा नेपाल विद्युत प्राधिकरणका लागि चुनौति रहने छ । नयाँ उत्पादन केन्द्रहरुको निर्माणको अभावमा बढ्दो माग पूरा गर्न सकिने अवस्था रहने छैन । नेपाल विद्युत प्राधिकरणले प्रक्षेपित गरेको ५ वर्षको विद्युत माग, क्षमता र आपूर्तिको स्थिति तल दिएको छ ।

तालिका (क) : विद्युत उर्जा (GWh)

	२००६/०७	२००७/०८	२००८/०९	२००९/१०	२०१०/११
माग	२८९७.२	३१३६.९	३४२८.३	३६९८.६	४०५६.६
उपलब्ध जलविद्युत	३१६२.६	३५८०.७	३६६७.७	३९७२.२	४६३५.८
जलविद्युत उत्पादन	२७५८.८	३०१८.५	३२१२.८	३४८०.४	३८६५
तापिय विद्युत उत्पादन	१५	१२.७	४५.९	४३.१	४०.४
आयात	११८.६	१०३.६	१५७.८	१५६.१	१३६.७
जलविद्युत बचत (वर्षायाममा)	४०३.९	५६२.२	४५५	४९१.७	७७०.८
न्यून विद्युत उजा (सुख्खायाममा)	४.९	२	११.९	१९.१	१४.५

तालिका (ख) : सुख्खायामको माग-आपूर्ति (MW)

	२००६/०७	२००७/०८	२००८/०९	२००९/१०	२०१०/११
कुल जलविद्युत क्षमता	४५२.२	५२४.७	५२४.७	५३४.७	६११.८
तापिय विद्युत क्षमता	४९.०	४९.०	४९.०	४९.०	४९
आयात	५०.०	५०.०	५०.०	५०.०	५०
कुल विद्युत क्षमता	५५१.२	६२३.७	६२३.७	६३३.७	७१०.८
सुख्खायामको उच्चतम माग	६१७.७	६६८.७	७३८.७	७९६.९	८६५.८
बचत/न्यून	-६६.५	-४५.०	-११५	-१६३.२	-१५५

नोट : १. Spinning Reserve को आवश्यकता समावेश नगरीएको
२. सुख्खा मौसम मा आधारित

दशौं योजनामा नेपाल विद्युत प्राधिकरणले १०० मे.वा. र निजी क्षेत्रबाट २१४ मे.वा. गरी जम्मा ३१४ मे.वा. क्षमता थप गर्ने लक्ष्य रहेकोमा विभिन्न कारणहरुले आयोजनाहरु सम्पन्न हुन सकेन । मध्यमस्याङ्गदी (७० मे.वा.) को निर्माण ११ औं योजनाको पहिलो वर्षमा सम्पन्न हुने छ भने कुलेखानी तेश्रो (१४ मे.वा.) र चमेलीया (३० मे.वा.) दशौं योजनाको अन्तमा शुरु भएको छ । यस अवधिमा नीजि क्षेत्रको प्रक्षेपित २१४ मेगावाट मध्ये ३५.२८ मेगावाट सम्पन्न भएको छ भने थप ४.४ मेगावाट सम्पन्न हुने अनुमान गरिएको छ ।

६.२ प्रसारण समस्या

६.२.१ आन्तरिक

राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिडको हेटौडा-वर्दघाट १३२ के.भी. प्रसारण लाईन खण्डको क्षमता कम भएको कारण विद्युत प्रवाहमा कठिनाई भएकोछ । विद्युत खपत हुने भार केन्द्रहरु मूख्यतया काठमाण्डौ, विरगंज र विराटनगर क्षेत्रहरु रहेकोले उत्पादित विद्युतको ठूलो अंश यिनै क्षेत्रहरुमा प्रवाह हुन्छ । त्यस क्षेत्रको अन्य प्रसारण लाईनमा फल्ट आई ट्रिप हुदा ठूलो क्षमताका विद्युत उत्पादन केन्द्रहरु जस्तै कालीगण्डकी एवं मस्याङ्गदी वाट उत्पादित पूरै विद्युत हेटौडा-वर्दघाट भएर यी क्षेत्रहरुमा

प्रवाह हुनु पर्ने भएकोले उक्त प्रसारण लाईन Bottleneck को रूपमा देखिएको छ । वुटवल देखि दुहवी तथा अनारमनी सम्मको प्रसारण लाईन ज्यादै लामो रहेको र पूर्वि क्षेत्रमा कुनै ठूला जल विद्युत केन्द्रहरु नभएकोले त्यस क्षेत्रको पूरै विद्युत माँग आपूर्ति गर्न पश्चिम क्षेत्रमा रहेका जल विद्युत केन्द्रहरुबाट विद्युत प्रवाह गर्नु पर्दा त्यस क्षेत्रमा न्यून भोल्टेज हुने गरेकोले पानी भएको अवस्थामा पनि पश्चिम क्षेत्रको जल विद्युत केन्द्रहरुको पानी खेर फाल्नु परेको छ ।

६.२.२ नेपाल-भारत विद्युत आदान प्रदानमा प्रसारण समस्या

नेपाल र भारत विच हाल १३२ के.भि.मा गण्डक र दुहवीबाट करिव ५० मेगावाट विद्युत आदान प्रदान भै रहेको छ । विद्युत आदान-प्रदानको यो सिमा १५० मेगावाट गर्न वि.सं. २०५६ मा वुटवल-आनन्दनगर, परवानीपुर-मोतिहारी र ढल्केवार-सीतामढी १३२ के.भि. प्रसारण लाईन निर्माण गर्नु पर्ने भनि पहिचान गरिएको भएता पनि यस विषयमा दुई देश विच ठोस निर्णय हुन नसक्दा आ-आफ्नो क्षेत्रमा निर्माण गर्नु पर्ने प्रसारण लाईन निर्माण हुन सकेको छैन ।

६.२.३ वातावरण अध्ययनको स्विकृति

वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन प्रतिवेदन स्विकृती हुनको लागि निर्धारित प्रकृया पुरा गर्न लामो समय (न्यूनतम १.५ वर्ष) लाग्ने गरेकोले आयोजना कार्यान्वयनमा ढिलो हुने गरेको छ ।

६.२.४ Right of way

प्रसारण लाइनको Right of way मा पर्ने जग्गा बापत दिइने क्षतिपूर्ति निर्धारित मूल्यको १० प्रतिशत दिने गरीएकोमा अधिकांश जग्गा धनिहरुबाट विवाद भैरहने हुनाले आयोजनाको कार्यान्वयनमा ढिलाइ हुने गरेको छ ।

६.३ विद्युत चुहावट

नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्यमान समस्याहरु मध्ये विद्युत चुहावट प्रमुख समस्याको रूपमा रहेको छ । नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत चुहावट प्रतिशत स्थापनाको शुरुको वर्षहरुको दाँजोमा कमी आएता पनि आशा गरे जस्तो सफलता प्राप्त गर्न सकिएको छैन । गत आ.व. २०६२/६३ को चुहावट प्रतिशत २४.७ रहेको छ । उत्पादन तथा प्रसारण प्रणालीको संयुक्त चुहावट ६ प्रतिशत रहेको देखिन्छ भने बाँकि वितरण प्रणालीमा रहेको देखिन्छ ।

आ.व.	चुहावट प्रतिशत	आ.व.	चुहावट प्रतिशत
२०४२/०४३	२९.००	२०५३/०५४	२४.९२
२०४३/०४४	२८.४०	२०५४/०५५	२३.४०
२०४४/०४५	२४.९०	२०५५/०५६	२२.९०
२०४५/०४६	२५.००	२०५६/०५७	२३.९०
२०४६/०४७	२८.००	२०५७/०५८	२३.६०
२०४७/०४८	२५.००	२०५८/०५९	२४.५६
२०४८/०४९	२३.७०	२०५९/०६०	२३.६६
२०४९/०५०	२५.२०	२०६०/०६१	२३.०१
२०५०/०५१	२४.९०	२०६१/०६२	२४.८३
२०५१/०५२	२५.०६	२०६२/०६३	२४.७०
२०५२/०५३	२४.६१		

वितरण प्रणालीमा चुहावट प्रतिशत बढी हुनुका निम्न मुख्य कारणहरु रहेका छन् :

(१) प्राविधिक चुहावट

- ३३ के.भि., ११ के.भि. तथा ४०० भोल्टका वितरण लाइन अत्यधिक लामो हुनु ।
- वितरण लाइनमा साना साइजका कण्डक्टर प्रयोग भई ओभर लोड हुनु ।
- वितरण ट्रान्सफरमरहरु उपयुक्त साइज एवं लोड सेण्टरमा जडान नहुनु ।
- लामा सिंगल फेज वितरण लाइन निर्माण गरिनु ।
- वितरण प्रणालीमा पावर फ्याक्टर कम हुनु ।
- वितरण ट्रान्सफरमरहरुमा फेज ब्यालेन्स नहुनु ।

(२) अप्राविधिक चुहावट

- शान्ती सुरक्षाको कारणले ग्रामिण ईलाकाहरुमा निगरानीको अभावमा हुकिंग तथा मिटर बिगारी विद्युत चोरी बढेको ।
- शान्ती सुरक्षाको कारण करिव एक लाख ग्राहकहरुको मिटर रिडिङ हुन नसकेको ।
- नियोजित गलत मिटर रिडिङ तथा विलिङ ।

विद्युत चुहावट नियन्त्रणमा निम्न समस्याहरु बिद्यमान रहेका छन् :

- प्रणाली सुदृढिकरणको लागि आवश्यकता अनुसार लगानीको व्यवस्था हुन नसक्नु ।
- लाइन बिस्तार तथा ग्रामिण विद्युतीकरणमा पूंजी अभावको कारणले स्तरीय वितरण लाइन निर्माण गर्न नसकिनु ।
- गूलेरीयामा अनाधिकृत रुपमा ३ थान १०० के.भि.ए. र १ थान ५०० के.भि.ए. को ट्रान्सफरमर जडान गरी बिना मिटर विद्युतीकरण गरिनु ।
- कतिपय सुरक्षा निकायहरुमा मिटर जडान नगरी विद्युत प्रयोग गरिनु ।
- धेरै ठाउँमा मिटर रिडिङ तथा विलिङ गर्ने कर्मचारीलाई सुरक्षाको प्रत्याभुति नहुनु
- नियोजित गलत मिटर रिडिङ तथा विलिङको अनुगमन संयन्त्र कमजोर रहनु ।

६.४ स्वतन्त्र विद्युत उत्पादक, IPP को विद्युत प्रसारण

नीजि क्षेत्रका साना जलविद्युत आयोजना विकास कर्ताले PPA का लागि पेश गरेका प्रस्तावहरुमा उत्पादीत विद्युत राष्ट्रिय ग्रिड सम्म प्रसारण गर्ने अध्ययन समावेश हुने नगरेको ले सो समस्याको समाधान खोज्न लामो समय लाग्ने गरेको छ । प्रसारण कारणले हाल निम्न करिडोरमा थप PPA गर्न नसकिने अवस्था रहेको छ ।

- सुनकोशी करिडोर
- मेची करिडोर
- घरान-धन्कुटा तिर्तिरे करिडोर
- त्रिशुली-चिलिमे करिडोर
- पोखरा-म्याग्दी तातोपानी करिडोर
- लम्जुङ्ग करिडोर

६.५ वित्तिय अवस्था

वित्तीय अवस्था कमजोर हुनका प्रमुख कारण हरु निम्न छन् :

६.५.१ विद्युत खरिद

खरिद लागतको दाँजोमा औषत विक्री दर कम भएकोले प्रति युनिट विक्रिमा औषत रु. २।८३ को दरले घाटा व्यहोर्नु परेको छ । यो घाटा हिमाल पावर लिमिटेड, भोटेकोशी पावर कम्पनी तथा चिलिमे जलविद्युत कम्पनीको हकमा क्रमशः रु. ३।१३, ३।२७ र ३।२४ रहेको छ । भारत बाट आयात गरी विक्रि हुने विद्युतमा पनि प्रतियुनिट करिब रु. २।६० को घाटा रहेको छ । अर्को तर्फ 'लेउ या तिर' को शर्तको कारण वर्षातको समयमा आफ्ना उत्पादन केन्द्रहरुलाई क्षमता भन्दा कममा सञ्चालन गरेर भए पनि नीजि क्षेत्रबाट विद्युत खरिद गर्नु परेकोले आफ्ना उत्पादन कम गर्न बाध्य भई उत्पादन लागतमा वृद्धि हुन गएकोछ । गत वर्ष हिमाल पावर लिमिटेड, भोटेकोशी पावर कम्पनी तथा चिलिमे जलविद्युत कम्पनीबाट खरिद गरिएको विद्युतमा मात्र रु.१ अरब ७५ करोड ने.वि.प्रा.ले घाटा बेहोर्नु परेको तथ्याङ्क रहेको छ ।

६.५.२ ऋणको व्याज

कूल खर्चको करिब २० प्रतिशतको अंश रहेको व्याज खर्च अर्को समस्याको रुपमा रहेको छ । नेपाल सरकार मार्फत प्राप्त हुने बैदेशिक ऋण तथा अनुदान समेतमा सरकारले १०.२५ प्रतिशत व्याज लिइराखेकोमा प्राधिकरणले ७ प्रतिशत व्याजदर कायम गर्न गरेको प्रयासमा हालै ८ प्रतिशत कायम भएको छ ।

६.५.३ अनुदानबाट निर्मित आयोजना

अनुदानमा निर्माण भएका आयोजनाहरु सिमित प्रतिस्पर्धाको कारणले धेरै महङ्गो हुने भएको र सो को पनि संवा र व्याज सरकारलाई तिर्नु पर्ने हुनाले विद्युत विक्रि लागतमा प्रतिकूल असर परेको छ ।

६.५.४ विद्युत रोयल्टी

विद्युत ऐन २०४९ अनुसार विद्युत उत्पादनमा Generation Point को विक्रि मुल्यमा रोयल्टी लाग्ने व्यवस्था रहेको छ । IPP हरुले सोहि व्यवस्था अनुसार Generation Point कै विक्री मुल्यमा रोयल्टी तिरिरहेको छ भने नेपाल विद्युत प्राधिकरणले ग्राहकलाई विक्री गरिने औषत मुल्यमा Generation Point मा उत्पादित हुने उर्जामा रोयल्टी बुझाउनु परेको छ । यसबाट प्रतिवर्ष प्राधिकरणलाई करिब रु. २० करोड थप भार परेको छ ।

६.५.५ बाँकी बक्यौता

सडकवृत्ति महशुल वापत नगरपालिकाहरु र गा.वि.स.हरूसँग उठाउन बाँकी बक्यौता करिब १ अरब ६४ करोड र विद्युत महशुल वापत सरकारी बक्यौता करिब रु. ३६ करोड गरी जम्मा २ अरब रुपैयां पुगिसकेको छ ।

६.५.६ नगद प्रवाह

बहुदै गएको घाटा एवं बक्यौताको कारण एकातर्फ नयाँ निर्माण हुने आयोजनालाई आन्तरिक श्रोतबाट जुटाउन नेपाल विद्युत प्राधिकरणलाई कठिनाई भइरहेको छ भने अर्को तर्फ पछिल्लो केही वर्षहरुमा नगद प्रवाह न्यून हुन गएको छ ।

६.५.७ महशुल समायोजन

विगत ५ वर्ष देखि विद्युत महशुल दरमा समयानुकूल समायोजन नभएको कारण नेपाल विद्युत प्राधिकरणको वित्तीय स्थितिमा नकारात्मक प्रभाव परेको छ ।

७. विद्युत माग आपूर्ति गर्न प्रस्तावित आयोजनाहरु

बढ्दो विद्युत माग पुरा गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरण तथा नीज क्षेत्रबाट निर्माण गर्न प्रस्ताव गरिएका आयोजनाहरु निम्न बमोजिम छ :

आ.ब.	आयोजनाहरु	कुल क्षमता (मे.वा.)	Comments
२००६/०७	बरम्ची	०.९९	IPP, PPA Concluded
	खुदी	३.४५	IPP, PPA Concluded
	सिस्ने खोला	०.७५	IPP, PPA Concluded
	सालीनदी	०.२३२	IPP, PPA Concluded
२००७/०८	मध्य मस्याङ्गदी	७०	NEA, Under Construction
	फेमे	०.९५	IPP, PPA Concluded
	थोप्पल खोला	१.४	IPP, PPA Concluded
	तादी खोला	०.९७	IPP, PPA Concluded
२००८/०९	तल्लो इन्द्रावती	४.५	IPP, PPA Concluded
	तल्लो न्यादी	४.५	IPP, PPA Concluded
	मर्दी	३.१	IPP, PPA Concluded
२००९/१०	कुलेखानी तेश्रो	१४	NEA, Action Plan Project
	दरम खोला	५	IPP, PPA Concluded
	मैलुङ्ग	५	IPP, PPA Concluded
	माथिल्लो मोदी	१४	IPP, PPA Concluded
	मादी -१	१०	IPP, PPA Concluded
	माथिल्लो माई खोला	३	IPP, PPA Concluded
२०१०/११	चमेलिया	३०	NEA, Action Plan Project
	मेवा	१८	Private
	हेवा	१०	Private
	तल्लो मोदी	१९	Private
	माथिल्लो मादी	२०	Private
	सान्जेन	११	Private
२०११/१२	कावेली-ए	३०	Private
	माथिल्लो मस्याङ्गदी - ए	५०	Private
	माथिल्लो त्रिशुली ३ ए	६१	NEA, Action Plan Project
२०१२/१३	माथिल्लो तामाकोशी	३०९	NEA, Action Plan Project
२०१३/१४	तमोर	८३	Private
	माथिल्लो सेती (ST)	१२२	NEA, Action Plan Project
	कन्काई (ST)	९०	NEA, Action Plan Project
	माथिल्लो कर्णाली	७५	NEA-Private Joint Venture
२०१४/१५	पश्चिम सेती	७५	Private
२०१७/१८	लिखु-४	५१	Private
	माथिल्लो मोदी -ए	४२	NEA-Private Joint Venture
	रहुघाट	२७	NEA, Action Plan Project
२०१८/१९	दुध कोशी -१ (ST)	३००	
२०२०/२१	आँधी खोला (ST)	१८०	

प्रस्तावित यी आयोजनाहरु मध्ये कुनै आयोजनाको निर्माण हुन नसक्ने भएमा वा प्रणालीको माग बृद्धिको दर प्रक्षेपण गरिए भन्दा बढ्ने देखिएमा माथिल्लो त्रिशुली ३ वि (४५ मेगावाट), बुढी गंगा (२० मेगावाट) जस्ता सम्भाव्य आयोजनाहरुको लागि लगानी जुटाइ निर्माण प्रारम्भ गरिनेछ । रघुघाट (२७ मेगावाट) भारत सरकारबाट प्राप्त हुने सहूलियत ऋणबाट चाँडै नै कार्यान्वयन गर्न प्रयास गरिनेछ ।

क्र.सं.	प्रसारण लाइन	आयोजना समाप्त हुने मिति
१	विरगंज कोरिडोर १३२ के.भी. प्र.ला.	२००६।०७
२	बुटवल सुनौली १३२ के.भी. प्र.ला.	२००७।०८
३	थानकोट भक्तपुर १३२ के.भी.प्र.ला.	२००७।०८
४	खिस्ती ढल्केवार २२० के.भी.प्र.ला.	२००७।०८
५	कोहलपुर लमही शिवपुर बुटवल खिस्ती ढल्केवार २२० के.भी. दोश्रो सर्किट प्र.ला.	२००७।०८
६	हेटौडा वर्दघाट २२० के.भी. प्र.ला.	२००९।१०
७	वर्दघाट बुटवल २२० के.भी. प्र.ला.	२०११।१२
८	हेटौडा थानकोट २२० के.भी.	२०११।१२
९	भरतपुर हेटौडा २२० के.भी. दोश्रो सर्किट थप्ने	२०११।१२

नेपाल विद्युत प्राधिकरणले निर्माण गर्ने प्रस्तावित जलविद्युत आयोजनाहरु र प्रसारण लाइनहरु तथा प्रणाली सुदृढीकरणको लागि कूल अनुमानित १ अरब डलर खर्च लाग्ने देखिन्छ । प्रस्तावित आयोजनाहरुको संक्षिप्त लागत विवरण तल दिए अनुसार छ ।

(क) सन् २०१२।१३ सम्म निर्माण सम्पन्न हुने उत्पादन तथा प्रसारण लाईन आयोजनाहरु:

क्र.सं.	आयोजनाहरु	लागत (मिलियन यु.एस.डलर)		कूल लागत (मिलियन यु.एस.डलर)	वित्तिय श्रोत (प्रतिबद्धता भएको र अनुरोध गरिने)
		उत्पादन	प्रसारण		
१.	कुलेखानी तेस्रो	२०.२३	१.५०	२१.७३	ने.स., ने.वि.प्रा.
२.	चमेलिया	६७.६१	११.१९	७८.८०	कोरिया, ओपेक, ने.स., ने.वि.प्रा.
३.	माथिल्लो त्रिशुली ३ ए	९४.८७	११.५	१०६.३७	चीन, ने.स., ने.वि.प्रा.
४.	रघुघाट			७०.२८	भारत सरकारको सहूलियत ऋण
५.	माथिल्लो तामाकोशी	४१७.४७	२७.९	४४५.३७	ने.स., ने.वि.प्रा. र नीजि क्षेत्र
६.	माथिल्लो सेती	१९८.२६	१४	२१२.२६	ने.स., ने.वि.प्रा., ए.वि.वै.
७.	माथिल्लो त्रिशुली ३ वि	६८.००		६८.०	ने.स., ने.वि.प्रा., नीजि क्षेत्र
	कूल जम्मा (क)	८६६.४४	६६.०९	१००२.७	

(ख) प्रणाली सुदृढीकरण आयोजना:

क्र.सं.	आयोजनाहरू	कूल लागत (मिलियन यु.एस.डलर)	वित्तिय श्रोत (प्रतिबद्धता भएको र अनुरोध गरिने)
८	देवीघाट ज.वि.केन्द्र सुदृढीकरण	६.५	भारत सरकार
९	हेटौडा बर्दघाट २२० के.भि. डबल सर्किट लाइन	४७.००	ने.स., ने.वि.प्रा. जापान
१०	बुटवल कोहलपूर १३२ के.भि. दोश्रो सर्किट लाइन	५.५०	ने.स., ने.वि.प्रा., ए.वि.वै.
११	चपली १३२/६६/११ सव्स्टेशन	७.६०	ने.स., ने.वि.प्रा., जापान
१२	मध्य मर्स्याङ्दी- डुम्रे- दमौली १३२ के.भि. लाइन	२.५०	ने.स., ने.वि.प्रा., नर्वे, ए.वि.वै.
१३	काबेली दुहवी १३२ के.भि. लाइन	१८.५०	ने.स., ने.वि.प्रा., वि.वै.
	कूल जम्मा (ख)	८१.१०	
	कूल जम्मा (क र ख)	१०९०.३	

उक्त आयोजनाहरू कार्यान्वयन गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरणले जुटाउन पर्ने आर्थिक श्रोतको लागि स्थानीय एवं अन्तर्राष्ट्रिय दातृ संस्थाबाट उपलब्ध गर्न सरकारसँग अनुरोध गरि विशेष पहल गर्नेछ ।

यसको अलावा नेपालमा हाल भै रहेको विद्युत संकट समाधान गर्न र नेपाल-भारत विच भविष्यमा आवश्यक पर्ने सक्ने विद्युत आदान-प्रदान क्षमतामा वृद्धि गर्न भारतसँग सहमती कायम गरि २२० के.भी.मा निम्न Cross Border Interconnection Link line नेपाल सरकार र ने.वि.प्रा.को संयुक्त लगानीमा निर्माण गरिनेछ ।

- बुटवल-आनन्दनगर खण्डको करिव ७६ कि.मि. लामो प्रसारण लाईन मध्ये नेपाल तर्फको करिव २२ कि.मि. लामो बुटवल-सुनौली खण्ड ।
- ढल्केवार-सीतामढी खण्डको करिव ६० कि.मि. प्रसारण लाईन मध्ये नेपाल तर्फको करिव ३० कि.मि. लामो ढल्केवार-भित्तामोड खण्ड ।
- अनारमणी-सिलगढी खण्डको करिव ६५ कि.मि. प्रसारण लाईन मध्ये नेपाल तर्फ पर्ने करिव २५ कि.मि.खण्ड ।

यी सबै आयोजनाहरू सम्पन्न भए पछि सन् २०१४ देखि विद्युत क्षमता केहि मात्रामा जगेडा भै माग भन्दा आपूर्ति बढी हुने देखिएको ले निकासी विक्रिमा जोड दिइने छ ।

८. प्रतिबद्धता

८.१ प्रस्तावित आयोजनाहरूको निर्माणकार्य यथाशिघ्र शुरु गर्न आवश्यक लगानीको लागि स्थानीय स्रोतको परिचालन एवं अन्तर्राष्ट्रिय वित्तिय संस्था एशियाली विकास बैंक, विश्व बैंक र अन्य दातृसंस्थाहरू संग सहकार्य गरी आवश्यक लगानी जुटाइने छ ।

- ८.२ नेपाल विद्युत प्राधिकरणको सहभागितामा निर्माण गरिने आयोजनाहरूको लागि स्थानीय स्रोतहरूको परिचालन गर्न विद्युत बण्ड निष्कासन गरिने छ ।
- ८.३ निजीक्षेत्रको लगानी प्रोत्साहनको लागि विद्युत खरिद सम्झौता (PPA) लाई सरलीकरण गर्न परिमार्जित नीति तथा कार्यविधि बनाई कार्यान्वयन गरिनेछ ।
- ८.४ सूनकोशी कोरिडोरमा आउने स-साना IPP हरूबाट उत्पादन हुने विद्युत प्रसारण गर्न चाकु सुनकोशी ३३ के.भि. डबल सर्किट लाइन निर्माण तथा लामोसांघुमा ६६।११ के.भि. र १३२।३३ के.भि. को थप ट्रान्सफरमर जडान गरिनेछ ।
- ८.५ विद्युत माग र आपूर्ति असन्तुलन व्यवस्थापनका लागि निम्न कार्यक्रमहरू अगाडि बढाइने छ ।
- १) विद्युत माँग नियन्त्रण गर्न Demand Side Management कार्य योजना तयार गरि लागु गरिने छ र उपभोक्ताहरूलाई विद्युत खपतमा मितव्ययिता गर्न चेतनामूलक कार्यक्रम तयार गरी व्यापक प्रचार प्रसार गरिनेछ ।
 - २) भारतबाट थप विद्युत आयात गर्न निम्न प्रयास गरिने छ ।
 - क) पूर्वमा दुहवी-कटैया १३२ के.भी लाईनबाट थप ५० मेगावाट विद्युत आयात गर्न प्रयास गरिनेछ ।
 - ख) टनकपुरबाट प्राप्त हुने वार्षिक ७ करोड यूनिट विद्युत बढी आवश्यक हुने हिउँदको समयमा प्राप्त गर्न पहल गरिने छ ।
- ८.६ चुहावट नियन्त्रण कार्य
- विद्युत चुहावट तथा दुरुपयोग नियन्त्रण अभियानको रूपमा संचालन गरिनेछ । "नेपाल विद्युत प्राधिकरणको आगामी अभियान: विद्युत चुहावटमा नियन्त्रण " भन्ने नाराका साथ आगामी २ वर्ष भित्र विद्युत चुहावट २० प्रतिशतमा ल्याइनेछ । अप्राविधिक चुहावट नियन्त्रणका लागि निम्न कार्यहरूमा विशेष जोड दिइनेछ :
१. बढी हुकिंग भएको तथा निरिक्षण गर्न कठिनाइ भएको स्थानहरूमा ग्राहक बर्ग, नागरिक समाज, स्थानीय प्रशासन, सात राजनैतिक दल र ने.क.पा. माओवादी समेतको सहयोग लिइ हुकिंग हटाउने तथा निरिक्षण कार्यलाई व्यापक बनाइने छ र मिटर रिडिंग हुन नसकेको स्थानहरूमा मिटर रिडिंग गरिने छ ।
 २. नियोजित गलत मिटर रिडिंग तथा विलिंगमा संलग्न ग्राहक तथा कर्मचारीहरूलाई कडा भन्दा कडा कारवाही गरिनेछ ।
- ८.७ वितरण तथा ग्राहकसेवामा निम्न सुधारहरू गरिने छ :
- सबै वितरण केन्द्रहरूमा कम्प्यूटराईज्ड विलिङ्ग प्रणाली लागु गरिने छ ।
 - नयाँ ग्राहक कनेक्सन ग्राहकले सम्पर्क गरेको सात दिन भित्र गरिने छ ।
 - नो लाईट सेवा शहरी क्षेत्रमा दुई घण्टा, ग्रामिण क्षेत्रमा ६ घण्टा र गाडी नजाने ठाउँमा दूरी हेरी यथासिघ्र सेवा उपलब्ध गराइनेछ ।
 - थप केहि वितरण केन्द्रहरूमा टोकन प्रणालीबाट विद्युत महशुल लिइने व्यवस्था मिलाइनेछ ।
- ८.८ वित्तीय अवस्थामा सुधार ल्याउन निम्न कार्यहरू गरिने छ :
- ८.८.१.सरकारसंगको ऋणको व्याजदर पुनरावलोकन
- नेपाल सरकार मार्फत वैदेशिक स्रोतबाट प्राप्त हुने ऋण तथा अनुदानमा व्याज दर ८ प्रतिशत र स्थानीय स्रोतको ऋण लगानीमा नेपाली रुपैयाँमा लगानी भएको हकमा ६.५ प्रतिशत व्याजदर

कायम हुने निर्णय भएकोछ । सो कायम भएको ब्याजदर अझ घटाउन एवं अनुदान मार्फत प्राप्त लगानीको पूंजीकरण बजार मुल्यमा कायम गर्न र ऋणभार पनि सोही अनुरूप कायम गर्न सरकारसंग पहल गरिनेछ ।

८.८.२ विद्युत रोयल्टी प्रकृत्यामा पुनरावलोकन

निजी क्षेत्रहरुले जस्तै Generation Point को विक्रि मुल्यमा रोयल्टी तिर्ने व्यवस्था हुन नेपाल विद्युत प्राधिकरणबाट विद्युत विकास विभाग लाई अनुरोध गरिसकिएको हुंदा सोही अनुसार कार्यान्वयनको लागि पहल गरिनेछ ।

८.८.३ विद्युत महशुल समायोजन

नेपाल विद्युत प्राधिकरणले विद्युत महशुलमा समयानुकूल समायोजन गर्न विगत ५ वर्षदेखि विद्युत महशुल निर्धारण आयोगमा पटक पटक निवेदन पेश गर्दा पनि समायोजन हुन सकेको छैन । महशुल समायोजनको लागि प्रयत्नशिल रहनेछ ।

८.८.४ सडकवृत्ति तथा सरकारी बक्यौता

सडकवृत्ति तथा सरकारी बक्यौता नेपाल सरकारको सहयोग लिई असुल गरिनेछ ।

८.९ प्रशासनिक सुधारका कार्यक्रमहरुलाई अघि बढाई कर्मचारीहरुको कार्यसम्पादन क्षमतामा अभिवृद्धि गरि प्रदान गरिने सेवालाई छिटो छरितो बनाइनेछ ।

८.१० प्रसारण लाइनको Right of Way मा पर्ने जग्गाको क्षतिपुर्ति सम्बन्धि स्पष्ट नीति ल्याउन पहल गरिनेछ ।

८.११ वातावरणीय मुल्यांक प्रतिवेदन स्विकृति हुने प्रकृत्यामा सुधार गर्न नेपाल सरकारलाई अनुरोध गरिने छ ।

८.१२ निर्माणधिन मध्यमशर्याङ्गदी जलविद्युत आयोजनामा थप व्यवधान हुन नदिई २००७ डिसेम्बर सम्ममा पहिलो यूनिट संचालनमा ल्याईने छ ।

माथि जाहेर गरिएका प्रतिवद्धताहरुको कार्यान्वयनले ने.बि.प्रा.लाई सक्षम, जिम्मेवार र सफल संस्थाको रुपमा स्थापित गर्न मद्दत पुग्नेछ भन्नेमा हामी विश्वस्त छौं । देशको करिव ३९ प्रतिशत जनताको पहुँचमा मात्र सिमित रहेको विद्युत सेवा देशका सबै जनता सामु द्रुततर गतीमा पुर्‍याउन यसले थप उत्साह प्रदान गर्नेछ । यस अठोटमा नेपाल विद्युत प्राधिकरण सम्बन्धित सबैबाट सहयोग र शुभेच्छा प्राप्त हुने आशा राख्दछ ।

मध्य मस्यार्ङ्गदी जलविद्युत परियोजनाको अध्यावधिक विवरण

पृष्ठभूमि

मध्य मस्यार्ङ्गदी जलविद्युत परियोजना निर्माणको लागि मित्रराष्ट्र जर्मन सरकारबाट सन् १९९९ (वि.सं. २०५६) मा Deutch Mark (DM) २५० मिलियन बराबरको अनुदान सहयोग प्राप्त हुने भएपछि परियोजना निर्माण उन्मुख भएको हो । सन् २००५ को हिउँदयामको माग पूरा गर्ने लक्ष्यसाथ जुन, २००१ देखि ४३ महिनाभित्र (डिसेम्बर, २००४) सक्नेगरी परियोजनाको निर्माण आरम्भ गरिएको परिप्रेक्ष्यमा विभिन्न बाधा अवरोधहरु पार गर्दै ६० महिना वितिसक्दा हालसम्म करिब ७६ प्रतिशत काम सम्पन्न हुनसकेको छ । तर यस दौरानमा शुरुमा अपेक्षा गरिएको निर्माण अवधि तथा लागत अनुमानमा भने उल्लेखनीय वृद्धि हुन गएको छ ।

परियोजनाको अध्ययन तथा लागत अनुमान

सन् १९९७ मा जर्मन परामर्शदाता Lahmeyer द्वारा जडित क्षमता ६१.२ मेगावाट निर्धारण गरी परियोजनाको Feasibility Study सम्पन्न गरिएको थियो ।

फेब्रुवरी, १९९९ मा टेन्डर डिजाइन तथा टेन्डर डकुमेन्ट तयार गर्न जर्मन परामर्शदाता Fichtner Joint Venture (FJV) नियुक्त गरिएको र त्यसैको आधारमा निर्माण कार्यको बोलपत्र आव्हान गरिएको थियो । Tender Design तयार गर्ने क्रममा परामर्शदाता FJV ले पूर्व अध्ययनमा प्रस्तावित संरचनाहरुको डिजाइनमा परिवर्तन गरी परियोजनाको जडित क्षमता ६१.२ मेगावाटबाट बढाई ७२ मेगावाट पुर्याएको र सोको लागि यूरो २१२ मिलियनको लागत इष्टिमेट तयार पारेको थियो ।

परियोजनाको विस्तृत डिजाइन तथा निर्माण सुपरिवेक्षण (Detailed Design and Construction Supervision) कार्य गर्न परामर्शदाता FJV सँग दोस्रो चरणको (Stage-II) परामर्शसेवा सम्झौता सन् २००० को डिसेम्बरमा सम्पन्न भए अनुसार परामर्शदाताले विस्तृत डिजाइनका कार्यहरु आरम्भ गरेको थियो । टेन्डर डिजाइनमा परिवर्तन गरी विस्तृत डिजाइन कार्य मे, २००२ मा सम्पन्न भएतापनि डिजाइन परिवर्तन काम FJV ले हालसम्म पनि गर्दै आएको छ ।

परियोजनाको वातावरणीय प्रभाव अध्ययन तथा अनुगमन गर्न स्वदेशी परामर्शदाता TAEC/NESS Joint Venture (TN-JV) सन् १९९९ मा नियुक्त गरिएको थियो ।

परियोजनाको मुख्य निर्माण कार्यलाई विभिन्न १० वटा लटहरुमा विभाजन गरी प्रत्येक कार्यका लागि छुट्टाछुट्टै ठेकेदारहरु नियुक्त भएका छन् ।

वित्तिय व्यवस्था

- तत्कालिन श्री ५ को सरकार तथा जर्मन सरकार/KfW बीच मिति २२ जुलाई, १९९९ (०६ श्रावण, २०५६) मा DM २५० मिलियन (यूरो १२७.८२ मिलियन) को अनुदान सहयोगका लागि वित्तिय सम्झौता (Financial Agreement) सम्पन्न भएको । बाँकि रकम तत्कालिन श्री ५ को सरकार तथा ने.वि.प्रा.द्वारा व्यहोरिने सहमति पनि उक्त सम्झौताहरुमा उल्लेख भएको ।

- उक्त वित्तिय सम्झौताको आधारमा १२ अक्टोबर, १९९९ मा ने.वि.प्रा. तथा दातृसंस्था (KfW) बीच KfW ले अनुमान गरेको लागत यूरो १७४.६० मिलियनको आधारमा Project Agreement सम्पन्न भएको । जसअनुसार, KfW द्वारा उक्त लागत अनुमान १७४.६० मिलियन यूरो मध्ये यूरो १२७.८२ मिलियन व्यहोर्ने र बाँकि रकम यूरो ४६.७८ मिलियन तत्कालिन श्री ५ को सरकार तथा ने.वि.प्रा. ले व्यहोर्ने सहमति भएको ।
- परियोजनाको लागत विभिन्न कारणले क्रमशः बढ्दै गई परामर्शदाता FJV ले लागत अनुमान सन् २००४ मा यूरो २२९ मिलियन, सन् २००५ मा यूरो २४९, र सन् २००६ मा यूरो २७३.४ मिलियन पुर्‍याएको ।
- तत्कालिन श्री ५ को सरकार तथा जर्मन सरकार/KfW बीच जनवरी, २००५ मा यूरो २१.२४ मिलियन र जनवरी, २००६ मा यूरो १२.६ मिलियन थप अनुदान सहायताका लागि वित्तिय सम्झौताहरू सम्पन्न भएपछि अनुदान सहयोग रकम जम्मा यूरो १६१.६६ मिलियन भएको ।
- तत्कालिन श्री ५ को सरकार/ने.वि.प्रा. तथा जर्मन सरकार/KfW बीच परियोजनाबाट प्रभावित क्षेत्रमा सामाजिक तथा वातावरणीय कार्यहरू (स्वास्थ्य, शिक्षा, खानेपानी तथा सरसफाई, सडक/पुल, ग्रामिण विद्युतीकरण आदि) कार्यान्वयन गर्न छरछिमेक सहयोग कार्यक्रम (Neighbourhood Support Program) को लागि नोभेम्बर, २००२ मा यूरो २.५ मिलियनको वित्तिय सम्झौता सम्पन्न भए अनुरूप उक्त विकास निर्माण कार्यहरू गरिएका छन् ।

मुख्य ठेकेदारहरूको छनौट, ठेक्का सम्झौता तथा आधार मूल्य (Base Cost)

परियोजना कार्यहरू विभिन्न १० वटा लट (Lot C4, Lot C5, Lot C6, Lot C, Lot M, Lot E, Lot SS1, Lot SS2 र Lot TRL) हरूमा विभाजन गरिएको र लट SS2 बाहेक अन्य ९ लटहरूको लागि ठेक्कापट्टाहरू प्राविधिक तथा आर्थिक प्रस्तावहरू आव्हान गरी KfW को सहमतिमा प्रत्येक Lot का लागि छुट्टाछुट्टै ठेक्का सम्झौताहरू सम्पन्न गरिएका हुन । अनुदानका शर्त अनुसार मुख्य लटहरूका कार्यका लागि जर्मन वा युरोपियन मूलका ठेकेदारहरूबीच सिमित प्रतिस्पर्धा गराइएको थियो ।

KfW को सहमतिमा सम्पन्न ठेक्का सम्झौताहरू तथा परामर्श सेवा सम्झौताहरू सम्पन्न भएपछि परियोजनाको आधार मूल्य (Base Cost) यूरो १४९.९ मिलियन कायम भएको हो ।

हालको भौतिक प्रगति तथा निर्माण अवधि

ठेकेदारले १३ नोभेम्बर २००३ मा निर्धारित समयमा भुक्तानी नपाएको कारण देखाइ एकतर्फि रुपमा ठेक्का तोडेको थियो । निर्माण कार्य पुन संचालन गर्न नेपाल विद्युत प्राधिकरण र ठेकेदार विच १९ डिसेम्बरमा जर्मनीमा Heads of Agreement (HoA) र २० जनवरी, २००४ मा काठमाडौंमा Memorandum of Agreement (MoA) सम्पन्न भएको थियो । उक्त सहमति अनुसार १५ डिसेम्बर, २००६ सम्ममा परियोजना सम्पन्न हुनुपर्नेमा सो हुन नसक्ने भएकोछ ।

आगामी दिनहरूमा विना बाधा अवरोध कार्य संचालन हुनसकेमा २००७ को डिसेम्बरमा एउटा Unit संचालनमा ल्याउने लक्ष्यका साथ अहिले काम संचालन भइरहेको छ । दोश्रो यूनिट मार्च, २००८ सम्ममा संचालन हुने अनुमान छ ।

संशोधित लागत अनुमान तथा नपुग रकम (Funding Gap)

परियोजनाको प्रगतिसँगै लागतमा पनि निरन्तर वृद्धि हुन थालेपछि लागत वृद्धिकै अनुपातमा KfW द्वारा अनुदान उपलब्ध हुन नसक्ने आशय व्यक्त गरिएको र थप रकम तत्कालिन श्री ५ को सरकार/ने.वि.प्रा. ले व्यवस्था गर्नुपर्ने देखिएको पृष्ठभूमिमा इन्जिनियर FJV ले मार्च, २००५ मा जम्मा यूरो २४८.७५ मिलियनको संशोधित लागत अनुमान तयार पारेको थियो । उक्त लागत अनुमान अनुसारको वित्तिय स्रोत जुटाउन दातृसंस्था KfW, World Bank, अर्थ मन्त्रालय र ने.वि.प्रा. का प्रतिनिधिहरूको सहभागितामा १८ जुलाई, २००५ मा अर्थ मन्त्रालयमा आयोजना गरिएको Stakeholder's Meeting मा संशोधित लागत निम्न स्रोतहरूबाट व्यहोर्ने सहमति भएको थियो ।

स्रोत	रकम (मिलियन यूरो)
KfW	: १६१.६६
ने.वि.प्रा.	: ४०.९
तत्कालिन श्री ५ को सरकार	: १५.४५
Bridge Financing (NEA)	: ३.०
PRSC Replacement (तत्कालिन श्री ५ को सरकार)	: १०.०
Power Bond	: १७.७४
जम्मा	२४८.७५

तत्पश्चात: हाल परामर्शदाता FJV ले परियोजनाको लागत पूनः संशोधन गरी देहाय अनुसार जम्मा रकम यूरो २७३.४१ मिलियन प्रस्तुत गरेको र उक्त वृद्धि अनुसार नेपाल सरकार/ने.वि.प्रा. लाई यूरो २४.६६ मिलियन (Additional Funding Gap) को थप आर्थिक भार पर्न गएको छ ।

Contract Price	:	Euro 149.78 Million
Variations	:	Euro 51.30 Million
Claims	:	Euro 43.46 Million
Physical Contingencies	:	Euro 9.08 Million
Price Contingencies	:	Euro 19.79 Million
Total		Euro 273.41 Million

उक्त रकम निम्न स्रोतहरूबाट व्यहोरिने :

KfW	:	Euro 161.66 Million
नेपाल सरकार र ने.वि.प्रा.	:	Euro 87.09 Million (लागत Euro 248.75 M हुँदा)
Additional Funding Gap	:	Euro 24.66 Million (लागत Euro 273.41 M हुँदा)
जम्मा		Euro 273.41 Million

KfW द्वारा Committed जम्मा रकम यूरो १६१.६६ मिलियन मध्ये करिब यूरो ४७.९ मिलियन उपलब्ध हुन बाँकि रहेको अवस्थामा संशोधित लागत अनुमान अनुसार नेपाल सरकार/ने.वि.प्रा. ले व्यहोर्नुपर्ने रकम पहिला खर्च गर्नुपर्ने शर्त राखि १७ जुन, २००५ पछि गरिएका कार्यहरूको खर्च नव्यहोर्ने भनि सोही मितिदेखि Disbursement रोक्का (Freeze) गरेको हुँदा सो मिति पछि गरिएका कार्यहरूको भुक्तानी नेपाल सरकार/ने.वि.प्रा. को स्रोतबाट व्यहोरिएको छ । नेपाल सरकार/ने.वि.प्रा. ले व्यहोर्नुपर्ने (Funding Gap) थप रकम परियोजनाको खातामा सुरक्षित नभएको भनि ठेकेदारहरूले भविष्यमा गर्ने कार्यहरू वापतको भुक्तानी सुनिश्चित गर्न ने.वि.प्रा. लाई दबाव दिइरहेको अवस्था छ ।

परियोजनाको लागतमा उल्लेखनिय वृद्धि हुनुका मुख्य कारणहरु निम्नप्रकार देखिएका छन् :

- दाताका शर्त अनुसारको यूरोपेली मापदण्ड बमोजिम निर्माण कार्य गराउँदा खर्च बढि लाग्ने ।
- देशमा विद्यमान प्रतिकुल शान्ति सुरक्षाको वातावरण (वन्द, हडताल, नाकाबन्दी, कर्फ्यु आदि) का कारणहरुले निर्माण कार्यहरु अवरुद्ध वा बन्दभएको अवधि बापत ठेकेदारका दावीहरु (Claims) ।
- सिभिल कार्यको ठेक्का सम्झौता गर्न ४१ दिनको ढिलाई लगायत अन्य विषयहरुमा ठेकेदारका दावीहरु ।
- Tender Design मा परामर्शदाता FJV ले अनुमान गरेको कामका परिमाण कम (Underestimated) रहेको । वास्तविक Quantities बढि भएको र नयाँ निर्माण कार्य गर्दै जाँदा समेत नयाँ कामहरु (Variation) थप भएको ।
- HoA/MoA कार्यान्वयनद्वारा संशोधित निर्माण कार्यहरुको थप खर्च ।
- मूल्य वृद्धि (Price Escalation) को रकम ठेकेदारलाई भुक्तानी दिनुपर्ने सम्झौतामा प्रावधान भएता पनि सम्बन्धित ठेक्का सम्झौतामा रकम समावेश नभएको ।
- परामर्शदाताको करार व्यवस्थापन/प्रशासन कमजोर रहेको ।
- ने.वि.प्रा.परियोजना व्यवस्थापन/प्रशासनका कमि कमजोरीहरु रहेको ।
- सम्बन्धित उच्चस्तरमा हुने निर्णयमा ढिलाई हुने गरेको ।
- छरछिमेक सहयोग कार्यक्रमको अतिरिक्त स्थानीय जनताहरुबाट थप विकास निर्माण तथा विभिन्न प्रकारका क्षतिपूर्ति सम्बन्धी अनगिन्ती मागहरु आउने गरेको सो पूरा गर्न नसकेको कारणबाट स्थानीय जनताहरुबाट विभिन्न बाधा अवरोध आएको ।

ठेकेदारका दावीहरु

शान्ति सुरक्षा, डिजाइन परिवर्तन लगायत अन्य विभिन्न कारणहरुले गर्दा सिभिल निर्माण कार्यका ठेकेदार DDC-JV ले जुलाई, २००६ सम्ममा करिब यूरो १०२.८ मिलियन थप भुक्तानी पाउनु पर्ने माग दावी पेश गरेको छ ।

Lot C4 - क्याम्प निर्माण कार्यका ठेकेदारले Change in Legislation को कारण देखाई रकम रु १,२१,७३,५८१ को दावी पेश गरेको ।

त्यसैगरि अन्य लट (Lot E, Lot HSS, Lot M, Lot SS1, Lot SS2) का कार्यहरुका ठेकेदारहरुले पनि निर्माण कार्य अवरुद्ध भएका कारण लगायत अन्य विषयहरुमा करिब यूरो ९ मिलियन दावी पेश गरेका छन् ।

Arbitration तथा Amicable Settlement

- सिभिल निर्माण कार्यका ठेकेदार DDC-JV ले माग दावी गरेका विषयहरु उपर परामर्शदाता FJV ले गरेको मूल्याङ्कन, निर्धारण, निर्णय वा भुक्तानी सिफारिस ने.वि.प्रा. तथा ठेकेदार दुवैलाई मान्य नभएको र ठेकेदार DDC-JV ले अन्तर्राष्ट्रिय मध्यस्थकर्ता International Court of Arbitration (ICA) of the International Chamber of Commerce (ICC) मा यूरो ३६.६ मिलियन र ने.रु. ३१३.१५ मिलियनको मुद्दा पेश गरेको हुँदा Arbitration को प्रकृया आरम्भ भईसकेको छ ।

- Lot C4- क्याम्प निर्माण कार्यका ठेकेदार Tundi-Lama JV ले दावी पेश गरेको उपरोक्त रकममा वृद्धि गरी ने.रु. ५.३७ करोडका लागि निजले Arbitration शुरु गरेको हुँदा हाल उक्त दावी उपर नेपाल मध्यस्थता परिषद (NEPCA) मा Arbitration आरम्भ भएको छ ।

म्याद थप तथा लागत वृद्धिको विश्लेषण

FJV को हाल अनुमान अनुसार परियोजनाको कूल लागत यूरो २७३.४० मिलियन पुगेको र हाल पनि डिजाईनमा फेरवदल हुँदै रहेको अवस्थामा निर्माण सम्पन्न हुन अबै करिव २ वर्ष समय लाग्ने हुँदा यूरो २७३.४ मिलियनबाट अबै वृद्धि हुँदैन् भन्न सकिने अवस्था देखिँदैन् । यसरी लागत र समय वृद्धि हुनाको कारण कुनै एकपक्ष वा विषयमात्र नभई परियोजनाको अध्ययन, डिजाइन तथा निर्माणको क्रममा प्रत्यक्ष वा परोक्ष सम्बन्ध वा प्रभाव भएका वा पारेका सबै Key Players तथा Stakeholders (दातृसंस्था, परामर्शदाता, ने.वि.प्रा./परियोजना व्यवस्थापन, श्री ५ को सरकार/नेपाल सरकार अन्तर्गतका विभिन्न निकायहरु, राजनैतिक दलहरु, ने.क.पा.-माओवादी, नागरिक समाज, गैह्र सरकारी संघ संस्थाहरु, ठेकेदारहरु तथा स्थानीय जनताहरु) को भूमिकाको समष्टिगत असर (Compounding Effect) हो भन्ने तथ्य परियोजना कार्यान्वयनको दौरानमा घटेका घटनाहरु (Events) तथा विभिन्न Key Players/Stakeholders को भूमिकाको विश्लेषणद्वारा स्पष्ट देखिएको छ ।