नेपाल सरकार

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय

विद्युत विकास विभाग

सानोगौचरण, काठमाडौँ

३३ औं वार्षिकोत्सव =२०८३=

"ऊर्जा समृद्धिको आधार,
प्रशारण विस्तार, उज्यालो भविष्यको सार"

श्रावण १, २०८३

नेपाल सरकार

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय

विद्युत विकास विभाग

सानोगौचरण, काठमाडौँ

३३ औं वार्षिकोत्सव स्मारिका–२०८३

प्रमुख सल्लाहकारहरू:

श्री मन देवी श्रेष्ठ

श्री गोकर्ण राज पन्थ
श्री बाबुराज अधिकारी
श्री नूतन प्रकाश शर्मा
श्री सुनिल पौडेल

स्मारिका प्रकाशन समिति एवं सम्पादन मण्डल:

श्री सूर्य देव गुप्त
श्री सन्दिप न्यौपाने
श्री बद्री कुइकेल
श्री विशाल श्रेष्ठ
श्री रिवाज भण्डारी
श्री प्रमोद ढकाल
श्री बिरेन्द्र पण्डित
श्री अनुशा अधिकारी

स्मारिका प्रकाशनमा सहयोग गर्नुहुने कर्मचारीहरू:

श्री गोपी साह
श्री बसन्त कुमार
श्री जागुराम चौधरी
श्री सुनिता खनाल
श्री सुवर्ण खनाल
श्री गोपाल कडरिया
श्री कोमल पराजुली
श्री रविन लामिछाने
श्री जीवन रानामगर
श्री सुजन निरौला

Front Cover and Back cover Photo Courtesy: *Er. Sandeep Neupane*

Back cover photo: *Saptakoshi High Dam Multipurpose Project*

मुद्रण प्रति :

© विद्युत विकास विभाग, सानो गौचरण काठमाडौं।

प्रकाशक

नेपाल सरकार

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय

विद्युत विकास विभाग

सानोगौचरण, काठमाडौं

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय

सिंहदरबार, काठमाडौं
नेपाल।

प.सं.:

च.नं.:

शुभकामना सन्देश

ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय अन्तर्गतको विद्युत विकास विभागको ३३औं स्थापना दिवसको सुखद अवसरमा विभागका सम्पूर्ण पूर्व तथा वर्तमान कर्मचारी, ऊर्जा क्षेत्रका सरोकारवाला तथा शुभेच्छुकहरूमा हार्दिक बधाई तथा शुभकामना व्यक्त गर्दछु।

विद्युत विकास विभागले तीन दशकभन्दा लामो समयदेखि नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको विकास, विस्तार र व्यवस्थापनमा महत्वपूर्ण भूमिका निर्वाह गर्दै आएको छ। जलविद्युत् आयोजनाहरूको पहिचान र अध्ययन, विद्युत् उत्पादन, प्रसारण तथा वितरणसम्बन्धी अनुमतिपत्र एवम् आयोजना निरीक्षण तथा अनुगमनका माध्यमबाट विभागले देशको ऊर्जा क्षेत्रलाई सुदृढ बनाउन तथा आर्थिक विकासको आधार निर्माण गर्न उल्लेखनीय योगदान पुर्याउँदै आएको छ।

नेपालले हाल ऊर्जा क्षेत्रमा महत्वपूर्ण उपलब्धिहरू हासिल गरिरहेको छ। विद्युत् उत्पादनमा उल्लेखनीय वृद्धि, छिमेकी मुलुकहरूसँगको ऊर्जा व्यापार विस्तार तथा निजी क्षेत्रको सक्रिय सहभागिताले नेपालको ऊर्जा क्षेत्रलाई नयाँ उचाइतर्फ अग्रसर गराएको छ। यद्यपि, उत्पादनसँगै विद्युत् खपत वृद्धि, आन्तरिक तथा बाह्य बजार विकास, रणनीतिक प्रसारण लाइन निर्माण तथा ऊर्जा पूर्वाधारको दिगो विकास आगामी दिनका प्रमुख चुनौती र अवसरका रूपमा रहेका छन्।

सरकारले आगामी १० वर्षमा ३० हजार मेगावाट विद्युत् उत्पादन गर्ने महत्वाकांक्षी लक्ष्य अंगीकार गरेको परिप्रेक्ष्यमा विभागको भूमिका अझै अहम् बनेको छ। जलविद्युतका साथै सौर्य, वायु तथा अन्य नवीकरणीय ऊर्जाका स्रोतको विकास, लगानीमैत्री वातावरण निर्माण, सुशासन प्रवद्र्धन तथा प्रविधिमैत्री सेवा प्रवाह मार्फत् विभागले ऊर्जा क्षेत्रको रूपान्तरणमा नेतृत्वदायी भूमिका खेल्ने विश्वास लिएको छु। यस अवसरमा विभागका सम्पूर्ण कर्मचारीको समर्पण, कार्य दक्षता तथा सेवा प्रवाह प्रति हार्दिक धन्यवाद व्यक्त गर्दछु। साथै, आफ्नो सीप र अनुभवको अधिकतम् उपयोग गर्दै डिजिटल युगको परिवर्तनलाई आत्मसात गरी ऊर्जा क्षेत्रलाई समयानुकूल रूपमा अघि बढाउन र नवप्रवद्र्धन गर्न सबैलाई आग्रह गर्दछु।

लगानी सुरक्षालाई सुनिश्चित गर्दै सुशासन, पारदर्शिता र जवाफदेहितालाई सुदृढ बनाउन तथा डिजिटल प्रणाली मार्फत सेवा प्रवाहलाई थप प्रभावकारी बनाउनु सरकारको ध्येय रहेको छ। सोही अनुरुप आगामी दिनमा विभागले अझ सशक्त, पारदर्शी, उत्तरदायी र नवप्रवर्तनशील संस्थाका रूपमा आफूलाई स्थापित गर्दै नेपालको ऊर्जा समृद्धिको यात्रामा महत्वपूर्ण योगदान पुर्याउने छ भन्ने विश्वासका साथ विभाग परिवारलाई ३३औं स्थापना दिवसको पुनः बधाई तथा शुभकामना।

२०८३ असार, २५

विराज भक्त श्रेष्ठ
मन्त्री

टेलिफोन : ९७७-१-४२११५१६, ४२११८८६, ४२११४२६, ४२११५१८
इमेल: info@moewri.gov.np
वेबसाइट: https://www.moewri.gov.np

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय

सिंहदरबार, काठमाडौं
नेपाल।

प.सं.:
च.नं.:

शुभकामना

विद्युत विकास विभागले आफ्नो स्थापनाको ३३औं वर्ष पूरा गरेको सुखद अवसरमा विभाग परिवारप्रति हार्दिक बधाई तथा शुभकामना व्यक्त गर्न पाउँदा म अत्यन्त हर्षित छु। नेपालको जलविद्युत तथा समग्र विद्युत क्षेत्रको विकास, निजी क्षेत्रको लगानी प्रवर्द्धन, विद्युत आयोजनाको अनुमतिपत्र व्यवस्थापन, नियामकीय सहजीकरण तथा विद्युत सम्बन्धी नीति, योजना र कार्यक्रमहरूको प्रभावकारी कार्यान्वयनमा विद्युत विकास विभागले विगत तीन दशकभन्दा लामो अवधिदेखि निर्वाह गर्दै आएको भूमिका अत्यन्त महत्वपूर्ण र प्रशंसनीय रहेको छ। ऊर्जा क्षेत्रको विकास यात्रामा विभागले पुऱ्याएको योगदानले नेपाल आज विद्युत उत्पादनमा उल्लेखनीय प्रगति हासिल गर्दै विद्युत निर्यात गर्ने राष्ट्रका रूपमा स्थापित हुँदै गएको छ। यस उपलब्धिले ऊर्जा सुरक्षा, हरित आर्थिक विकास तथा क्षेत्रीय ऊर्जा व्यापार विस्तारका लागि समेत महत्वपूर्ण आधार तयार गरेको छ।

पछिल्ला वर्षहरूमा विद्युत उत्पादन क्षमतामा उल्लेखनीय वृद्धि भएको छ। यससँगै सरकारको प्राथमिकता अब विद्युत उत्पादनमा मात्र सीमित नरही प्रसारण तथा वितरण पूर्वाधारको सुदृढीकरण, आन्तरिक विद्युत खपत अभिवृद्धि, विद्युतीकरणको विस्तार, हरित औद्योगिकीकरण तथा विद्युतको क्षेत्रीय व्यापार प्रवर्द्धन तर्फ केन्द्रित भएको छ। उत्पादन, प्रसारण, वितरण र उपभोगबीचको सन्तुलित विकासमार्फत विद्युत क्षेत्रलाई राष्ट्रिय आर्थिक समृद्धिको प्रमुख आधारका रूपमा स्थापित गर्ने हाम्रो साझा लक्ष्य रहेको छ।

नेपाल सरकारले सन् २०३५ सम्म करिब ३०,००० मेगावाट विद्युत उत्पादन, आन्तरिक खपतको उल्लेखनीय विस्तार तथा विद्युत निर्यातमार्फत राष्ट्रिय अर्थतन्त्रमा ऊर्जा क्षेत्रको योगदान अभिवृद्धि गर्ने लक्ष्य लिएको सन्दर्भमा उक्त लक्ष्य हासिल गर्न विद्युत विकास विभागको भूमिका अझ महत्वपूर्ण रहनेछ। लगानीमैत्री वातावरण निर्माण, सेवा प्रवाहमा पारदर्शिता, डिजिटल प्रविधिमा आधारित सेवा प्रणालीको विकास, सुशासनको प्रवर्द्धन तथा समयबद्ध निर्णय प्रक्रियामार्फत निजी क्षेत्रको विश्वास अभिवृद्धि गर्न विभागले अझ प्रभावकारी भूमिका निर्वाह गर्नुपर्ने आवश्यकता रहेको छ। आगामी दिनमा पनि यही उत्साह, ऊर्जा र प्रतिबद्धताका साथ कार्यसम्पादनलाई अझ प्रभावकारी बनाउँदै लैजाने विश्वास लिएको छु।

टेलिफोन : ९७७-१-४२११५१६, ४२११८८६, ४२११४२६, ४२११५१८
इमेल: info@moewri.gov.np
वेबसाइट: https://www.moewri.gov.np

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
सिंहदरबार, काठमाडौं
नेपाल।

प.सं.:

च.नं.:

अन्त्यमा, विद्युत विकास विभागका सम्पूर्ण कर्मचारी, पूर्व कर्मचारी तथा सरोकारवाला निकायहरूलाई हालसम्मको समर्पित योगदानका लागि हार्दिक धन्यवाद व्यक्त गर्दै ३३औं स्थापना दिवसको अवसरमा पुनः हार्दिक बधाई तथा शुभकामना व्यक्त गर्दछु। विभागले आगामी दिनमा समेत सक्षम, उत्तरदायी, पारदर्शी र परिणाममुखी संस्थाका रूपमा आफ्नो भूमिकालाई अझ प्रभावकारी बनाउँदै नेपालको ऊर्जा सुरक्षा, हरित ऊर्जा विकास, निजी क्षेत्रको लगानी प्रवर्द्धन तथा समृद्ध राष्ट्र निर्माणमा महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउनेछ भन्ने पूर्ण विश्वास व्यक्त गर्दछु।

धन्यवाद।

वि.स.२०८३ असार २६ गते शुक्रवार
नेपाल सम्वत् ११४६

सरिता दवाडी
सचिव

टेलिफोन : ९७७-१-४२११५१६, ४२११८८६, ४२११४२६, ४२११५१८
इमेल: info@moewri.gov.np
वेबसाइट: https://www.moewri.gov.np

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
विद्युत विकास विभाग
(..)

फोन नं.: ४५३४११९, ४५११५३७, ४५१९५०१, ४५३९३६२
Email: info@doed.gov.np
सानोगौचरण, काठमाडौं, नेपाल

पत्र संख्या:-
चलनी नं.:-

महानिर्देशकको मन्तव्य

नेपालको जलविद्युत विकासमा एकद्वार नीति अन्तर्गत सर्वेक्षण तथा उत्पादन अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने, अनुगमन तथा निरीक्षण गर्ने, रोयल्टी सङ्कलन गर्ने लगायतका सेवा प्रवाह गर्दै आएको विद्युत विकास विभागले आफ्नो स्थापनाबाट ३३ वर्ष सफलतापूर्वक पूरा गरी ३४ औं वर्षमा प्रवेश गरेको यस विशेष अवसरमा विभागका सम्पूर्ण कर्मचारी, निजी क्षेत्रका उद्यमी, विकास साझेदार तथा सम्पूर्ण सरोकारवालाप्रति हार्दिक बधाई तथा शुभकामना व्यक्त गर्दछु।

नेपालको विद्युत क्षेत्रको विकासमा निजी क्षेत्रको उल्लेखनीय सहभागिता स्थापित गराउने, लगानीमैत्री वातावरण निर्माण गर्ने तथा विद्युत आयोजनाको अनुमतिपत्र व्यवस्थापन, सहजीकरण र अनुगमनमा विभागले निर्वाह गरेको भूमिका अत्यन्त महत्वपूर्ण रहेको छ। आज नेपाल विद्युत उत्पादनमा आत्मनिर्भरताको दिशामा अघि बढ्दै वर्षायाममा उत्पादित विद्युत छिमेकी मुलुक भारत तथा बंगलादेशमा निर्यात गर्न सफल भएको छ। यसले राष्ट्रिय अर्थतन्त्रमा सकारात्मक योगदान पुऱ्याउनुका साथै ऊर्जा सुरक्षालाई समेत थप मजबुत बनाएको छ।

विभागले हालसम्म जारी गरेको उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र अन्तर्गत जलविद्युत तर्फ २४४ वटा आयोजना (कुल १२,२७६.३३ मेगावाट) तथा सौर्य ऊर्जा तर्फ ८२ वटा आयोजना (कुल १,९७२.५ मेगावाट) रहेका छन्। त्यसैगरी प्रसारण लाइन तर्फ ४०० के.भी.का ५८३.८७२ कि.मी., २२० के.भी.का ९११.३२० कि.मी., १३२ के.भी.का १,०८५.१८८ कि.मी. तथा ३३ के.भी.का ३३७.९८० कि.मी. बराबरको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्रदान गरिएको छ।

त्यसैगरी, उत्पादन अनुमतिपत्र अन्तर्गत हालसम्म जलविद्युत तर्फ २६४ वटा आयोजना (कुल १२,३३६.८ मेगावाट) तथा सौर्य ऊर्जातर्फ १० वटा आयोजना (कुल ७४.६ मेगावाट) लाई अनुमतिपत्र प्रदान गरिएको छ। प्रसारण लाइनतर्फ ४०० के.भी.का १,०९७.००६ कि.मी., २२० के.भी.का ६५६.१८७ कि.मी., १३२ के.भी.का १,६०८.०८४ कि.मी., ६६ के.भी.का १८.२११ कि.मी. तथा ३३ के.भी.का ९९४.५५७ कि.मी. बराबरका आयोजनाहरूले प्रसारण अनुमतिपत्र प्राप्त गरेका छन्।

चालु आर्थिक वर्षमा विभागले जलविद्युत तर्फ ९९ वटा आयोजना (कुल ३,२११.४९१ मेगावाट) र सौर्य ऊर्जा तर्फ ७ वटा आयोजना (कुल ३११ मेगावाट) लाई सर्वेक्षण अनुमतिपत्र जारी गरेको छ। साथै,

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
विद्युत विकास विभाग

फोन नं.: ४५३४११९, ४५११५३७, ४५१९५०१, ४५३९३६२
Email: info@doed.gov.np
सानोगौचरण, काठमाडौं, नेपाल

(...)

पत्र संख्या:-
चलनी नं.:-

प्रसारण लाइनतर्फ २२० के.भी.का १७९ कि.मी., १३२ के.भी.का २७०.१५८ कि.मी. तथा ३३ के.भी.का १३२.७ कि.मी. बराबरका आयोजनालाई सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्रदान गरिएको छ। उत्पादन अनुमतिपत्रको हकमा जलविद्युत तर्फ २९ वटा आयोजना (१,८५७.६ मेगावाट) र सौर्य तर्फ ३ वटा आयोजना (३१.२ मेगावाट) तथा प्रसारण लाइनको हकमा ४०० के.भी.का ४५८.२०६ कि.मी., २२० के.भी.का २८.८२५ कि.मी., १३२ के.भी.का ९२.३१५ कि.मी. र ३३ के.भी.का ७६.२२८ कि.मी. बराबरका प्रसारण लाइन आयोजनालाई अनुमतिपत्र प्रदान गरिएको छ।

यसैगरी, विभागले सरदरमा वार्षिकरूपमा करिब रु. ३ देखि ३.५ अर्ब बराबर रोयल्टी सङ्कलन गरी नेपाल सरकारको राज्यकोषमा योगदान पुर्याउदै आएको छ। यसबाट प्राप्त हुने रकम प्रदेश तथा स्थानीय तहमा समेत बाँडफाँड भई प्रदेश र स्थानीय तहको आर्थिक सुदृढीकरण तथा विकासमा समेत महत्वपूर्ण योगदान पुग्दै आएको छ।

नेपाल सरकारले आगामी १० वर्षमा ३०,००० मेगावाट विद्युत उत्पादन गर्ने महत्वाकांक्षी लक्ष्य लिएको छ। यस लक्ष्यको सफल कार्यान्वयनमा विद्युत विकास विभागको भूमिका अझ प्रभावकारी, उत्तरदायी र परिणाममुखी रहनेछ भन्ने विश्वास विभागले लिएको छ।

३३औं वार्षिकोत्सवको यस सुखद अवसरमा विभागको सफल यात्रामा प्रत्यक्ष तथा अप्रत्यक्ष रूपमा योगदान पुऱ्याउनुहुने सम्पूर्ण राष्ट्रसेवक कर्मचारी, निजी क्षेत्रका लगानीकर्ता, विकास साझेदार तथा सम्पूर्ण सरोकारवाला प्रति हार्दिक आभार व्यक्त गर्दछु। आगामी दिनमा पनि समन्वयात्मक, पारदर्शी, सुशासनयुक्त र सेवामुखी कार्यसम्पादनमार्फत नेपालको ऊर्जा समृद्धिको यात्रामा विभागले अझ प्रभावकारी भूमिका निर्वाह गर्दै जाने प्रतिबद्धता व्यक्त गर्दछु।

मन देवी श्रेष्ठ
महानिर्देशक

महानिर्देशक, विद्युत विकास विभाग

विषय सूची

१.	विद्युत विकास विभागको गठन र कार्यक्षेत्र	१
२.	विद्युत आयोजनाको अनुमतिपत्र सम्बन्धी व्यवस्थाको सरलीकृत व्याख्या	४
३.	विद्यमान वातावरण संरक्षण ऐन तथा नियमावलीमा भएको प्रावधान तथा त्यसको सरलीकृत विश्लेषण	११
४.	विद्युत आयोजनाका लागि सुविधा सिफारिस सम्वन्धी आवश्यक प्रक्रिया तथा सम्बन्धित विवरण	१६
५.	विभागको ३३ औँ वार्षिकोत्सवमा सम्मानित हुने विद्युत आयोजनाहरू	२०
६.	विद्युत विकास विभागद्वारा प्रकाशित मापदण्ड एवम् अध्ययन प्रतिवेदन	२१
७.	विद्युत विकास विभाग अन्तर्गत अध्ययन भएका जलविद्युत आयोजनाहरूको संक्षिप्त विवरण	२८
८.	विभागद्वारा आ.व. २०८२/८३ मा सञ्चालित कार्यक्रमहरूको समिक्षा	३०
९.	वातावरणीय अध्ययन सम्बन्धि कार्यहरू	३२
१०.	रोयल्टी व्यवस्थापन तथा बाँडफाँड	४१
११.	विद्युत विकास विभागको राजश्व संकलनको अवस्था	४६
१२.	विद्युत आयोजनाहरूको अनुमतिपत्र सम्बन्धी विवरणहरू (२०८३/०३/१५ सम्म)	५२
१३.	बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना	५९
१४.	सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देशीय आयोजना तथा सुनकोशी स्टोरेज कम डाईभर्सन आयोजना	६२
१५.	लेख तथा रचनाहरू	६९
संस्मरणका लागि केही तस्बिरहरू		११८
३२ औँ वार्षिक उत्सवका झलकहरू		११९

विद्युत विकास विभागको सँगठन संरचना

महानिर्देशक
रा.प.प्रथम/इन्जि./(सिभिल/इले/ जियो)/(हा.पा./ज.इले/ ई.जियो)-१

आयोजना अध्ययन महाशाखा
उप–महानिर्देशक
रा.प.प्रथम/इन्जि./(सि./इले/ जियो)(हापा/ ज.इले / ई.जियो)-१

कोशी बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा.- २

गण्डक बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा. - २

कर्णाली महाकाली बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा.- २

भौगर्भिक अध्ययन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/जियो/इन्जि.जियो.-१
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/जियो/इन्जि.जियो.- १

जलविज्ञान शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हाईड्रोलोजी.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/सिभिल/हाईड्रोलोजी.-१

इलेक्ट्रोमेकेनिकल शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/मेका/ज.मेका. - १

अनुमतिपत्र महाशाखा
उप-महानिर्देशक
रा.प.प्रथम/इन्जि./(सिभिल/इले/ जियो)/(हा.पा./ ज.इले/ ईन्जि./जियो)-१

सर्वेक्षण अनुमतिपत्र शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- २

उत्पादन अनुमतिपत्र शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा. -२

प्रशारण लाइन अनुमतिपत्र शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - २

डिजाईन तथा गुणस्तर पुनरालोकन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा.- २
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - १

वैकल्पिक ऊर्जा शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १

उर्जा दक्षता शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - १

योजना, वातावरण तथा आयोजना विकास सम्झौता
उप–महानिर्देशक
रा.प.प्रथम/इन्जि./(सिभिल/इले/जियो)/ (हा.पा./ज.इले/इन्जि./जियो)-१

योजना, विकास सहायता तथा प्रदेश समन्वय शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - १

आयोजना विकास सम्झौता शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा. - २
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - २

वातावरण शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा. - २
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/जियो/इन्जि.जियो.- १
वातावरणविद /रा.प.तृ./विविध/विविध - १

आयोजना अनुगमन, सुविधा सिफारिस तथा विद्युत प्रणाली व्यवस्थापन महाशाखा
उप–महानिर्देशक
रा.प.प्रथम (इन्जि./ इले/ज.इले)-१

आयोजना अनुगमन तथा सुविधा सिफारिस शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा- १
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/मेका/ज.मेका.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./ इन्जि/सिभिल/हा.पा- २
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - ३
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/मेका/ज.मेका. - १

रोयल्टी तथा विद्युत प्रणाली व्यवस्थापन शाखा
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/सिभिल/हा.पा.- १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - ३
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/मेका/ज.मेका. - १

प्रशासन शाखा
उ.स.(प्र)/रा.प.द्वि./प्रशासन/सा.प्र. - १
शा.अ./रा.प.तृ./प्रशासन/सा.प्र. - १
क.अधिकृत/रा.प.तृ./विविध/विविध - १
क.अपरेटर/रा.प.अनं.प्र./विविध/विविध-६
ना.सु./रा.प.अनं.प्र./प्रशासन/सा.प्र. - ५
ड्रा.कम मेकानिक्स /
रा.प.अनं.प्र./इन्जि/मेका/ज.मेका. - ३
ह.स.चा. (श्रेणी विहिन) - ८
का.स. (श्रेणी विहिन) - १0

आर्थिक प्रशासन शाखा
उ.स./रा.प.द्वि./प्रशासन/लेखा- १
ले.अ./रा.प.तृ./प्रशासन/लेखा - १
ले.पा./रा.प.अनं.प्र./प्रशासन/लेखा - 1

कानून शाखा
उप सचिव (कानून) /रा.प.द्वि./न्याय/कानून– १
ना.सु./रा.प.अनं.प्र./प्रशासन/सा.प्र. – १

आयोजना कार्यान्वयन समुह
सु..इ./रा.प.प्रथम/इन्जि./सिभिल/ हा.पा.-२
सु.इ./रा.प.प्रथम/ इन्जि/इले/ज.इले.-१
सु.इ./रा.प.प्रथम/ इन्जि/जियो/इन्जि.जियो.-१
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/सिभिल/हा.पा. - ४
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/इले/ज.इले. - १
सि.डि.इ./रा.प.द्वि./इन्जि/मेका/ज.मेका. - १
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/सिभिल/हा.पा. - ६
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/इले/ज.इले. - २
इन्जिनियर/रा.प.तृ./इन्जि/जियो/इन्जि.जियो. - १
सव-इन्जिनियर/रा.प.अनं.प्र./इन्जि/सिभिल/ हा.पा. - १

विभागको कूल १२७ दरबन्दी रहेकोमा ११४ पदपुर्ति भएको र १३ पद रिक्त रहेको छ। यसमा राजपत्रांकित तर्फ ७ वटा तथा राजपत्र अनंकित तर्फ ६ वटा पद रिक्त रहेको छ।

१. विद्युत विकास विभागको गठन र कार्यक्षेत्र

१.१ पृष्ठभूमि

अर्थतन्त्ररुपी इन्जिनलाई चलायमान बनाइ राख्न एउटा इन्धनको रूपमा विद्युतलाई लिन सकिन्छ,जो जनताको दैनिक जीवनसँग जोडिएको खुशी हो, मुलुकको आर्थिक समृद्धिको लागि अपरिहार्य कच्चा पदार्थ हो, अझै भन्नु पर्दा विद्युत निकासीयोग्य वस्तु पनि हो। नेपालमा विद्युतको उपलब्धता आर्थिक विकासको मेरुदण्ड मात्र होइन, जनताको जीवनस्तर र जीवनशैलीको निर्धारक तत्व पनि हो। विश्वमै विद्युत उत्पादनका विभिन्न सम्भाव्य श्रोतहरू पहिचान भएता पनि नेपालमा अपार जल-सम्पदा र आकर्षक हेड (उचाई)ले गर्दा पहिचान भएका अन्य श्रोतहरू भन्दा जलविद्युतमा नै सरकार तथा आम लगानीकर्ताहरूको प्राथमिकता रही आएको छ। उत्तरतर्फ रहेको हिमरुपी विशाल जलाशय भण्डार, छोटो दूरीमा उच्च हेड लिइ ठुलो मात्रामा ऊर्जा बोकी उत्तर-दक्षिण बग्ने खोलानालाहरू प्रकृतिबाट नेपाललाई प्राप्त वरदान हुन्।

जलसम्पदाले भरिपूर्ण हाम्रो मुलुकमा जलविद्युत विकासको प्रचुर सम्भावना हुँदाहुँदै, झन्डै शताब्दी लामो विद्युत विकासको इतिहास भएर पनि उल्लेख्य मात्रामा विद्युत उत्पादन हुन नसकेको तत्कालीन अवस्थामा विद्युत क्षेत्रमा स्वदेशी तथा विदेशी लगानीकर्ताहरूलाई आकर्षित गर्न र विद्युतको सर्वेक्षण, उत्पादन, प्रसारण वा वितरणलाई नियमित गरी विद्युत शक्तिको विकास गर्न र विद्युत सेवालाई गुणस्तरीय एवम् सुरक्षायुक्त गर्न भनी जलविद्युत विकास नीति, २०४९ ल्याइएको थियो। सो नीतिलाई कार्यन्वयन गर्न तदअनुसार विद्युत ऐन, २०४९ तथा विद्युत नियमावली, २०५० कार्यान्वयनमा ल्याइएको थियो। सोही ऐनको दफा ३६ मा भएको व्यवस्था अनुरूप जलविद्युतको विकास गर्ने, गराउन र यसको विकासमा निजी क्षेत्रका उद्यमीलाई प्रोत्साहित गर्न तथा विद्युत विकास सम्बन्धी कामहरूको अनुगमन गर्न भनी तत्कालीन जलश्रोत मन्त्रालय अन्तर्गतको विभागीय इकाईको रूपमा विद्युत विकास केन्द्रको स्थापना वि.सं. २०५० श्रावण १ मा भएको हो। विद्युत विकास केन्द्रलाई मिति २०५६ माघ २४ को नेपाल सरकार (मन्त्रिपरिषद्) को निर्णयानुसार "विद्युत विकास विभाग" नामकरण गरिएको थियो। हाल ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय अन्तर्गत रहेको यस विभागले ऊर्जा क्षेत्रसँग सम्बन्धित नीति तथा नियमहरूको कार्यान्वयनमा मन्त्रालयलाई सहयोग गर्ने, विद्युतमा लगानीको लागि निजी क्षेत्रलाई प्रोत्साहन, प्रवर्द्धन र सहजीकरण गर्ने, जलविद्युत आयोजनाहरूको सम्भाव्यता तथा वातावरणीय अध्ययन तथा अनुगमन एवम् नियमन गर्ने निकायको रूपमा काम गर्दै आईरहेको छ।

१.२. विभागको उद्देश्य र कार्यक्षेत्र

विद्युत क्षेत्रको विकास तथा विस्तार गर्नु एवम् विद्युत विकासमा निजी क्षेत्रको समेत लगानी प्रवर्द्धन गर्दै राष्ट्रिय तहमा विद्युत क्षेत्रको आर्थिक प्रभावकारिता वृद्धि गरी मुलुकको विकासमा टेवा पुऱ्याउनु यस विभागको उद्देश्य रहँदै आएको छ। सो उद्देश्य पूरा गर्नको लागि नेपाल सरकार कार्य विभाजन नियमावली अनुसार विभागले देहाय बमोजिमका मुख्य कार्यहरू गर्ने गरेको छ।

- जलविद्युत आयोजनाहरूको सर्वेक्षण, सम्भाव्यता अध्ययन र छनौट गर्ने,
- द्विपक्षीय एवं बहुपक्षीय बृहत र मझौला आयोजनाहरूको प्रवर्द्धन गर्ने,
- निजी क्षेत्रसँग सरकारले आयोजनाको विकास (निर्माण, संचालन र हस्तान्तरण) का लागि गर्नुपर्ने सम्झौताहरूको प्रारूप तयार गर्ने,
- नदी बेसिनहरूको गुरुयोजनाहरू तयार गर्ने,
- विद्युत विकासमा निजी क्षेत्रको सहभागिताको लागि प्रवर्द्धन र विकास गर्ने,
- निजी क्षेत्र एवं सार्वजनिक संस्थाका प्रवर्द्धकहरूलाई अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने र सो कार्यमा मन्त्रालयलाई सघाउने तथा

अनुमतिपत्र प्राप्त संस्थाहरूलाई आवश्यक सुविधाहरू प्रदान गर्ने,

- विद्युत क्षेत्रका विभिन्न कार्यहरूको गुणस्तर मापदण्ड तयार गरी लागू गराउने तथा सोको अनुगमन तथा निरीक्षण गर्ने,
- विद्युत विकास सम्बन्धी गतिविधिहरूको अनुगमन तथा मुल्याङ्कन गर्ने र सो कार्यमा मन्त्रालयलाई सघाउने,
- जलविद्युत आयोजनाहरूको विकास र निर्माण गर्ने, र
- प्रतिस्पर्धाको माध्यमबाट जलविद्युत आयोजनाहरूको विकास, निर्माण एवं संचालन गर्न योग्य, सक्षम र अनुभवी संस्थाहरूको मुल्याङ्कन गरी सिफारिस गर्ने

१.३ साविक विद्युत विकास विभागको संरचना र दरवन्दी

सुरुमा जलस्रोत मन्त्रालय अन्तर्गत विभागीय ईकाइको रुपमा विद्युत विकास केन्द्रको स्थापना वि.सं. २०५० साल साउन १ गते भएको हो । प्रारम्भमा उक्त केन्द्रमा तत्कालिन पञ्चेश्वर बहुउद्देशीय आयोजना, कर्णाली (चिसापानी) बहुउद्देशीय आयोजना एवं जलस्रोत मन्त्रालयको आयोजना कार्यान्वयन समूहमा रहेका कर्मचारीहरूलाई मिलान गरी ७० जना प्राविधिक र ५२ जना अप्राविधिक गरी कूल १३२ जना कर्मचारीहरूको दरवन्दी रहने गरी केन्द्र स्थापना भएको थियो ।

तत्कालीन विभागमा जम्मा ३ वटा महाशाखाहरू र प्रत्येक महाशाखा अन्तर्गत २/२ वटा शाखाहरूको अतिरिक्त प्रशासन शाखा तथा आर्थिक प्रशासन शाखा रहेका थिए । विभागले विद्युत महशुल निर्धारण आयोग तथा विद्युत विकास कोषको सचिवालयको कामको अतिरिक्त केन्द्रीयस्तरका सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देशीय आयोजना तथा पञ्चेश्वर बहुउद्देशीय आयोजना सञ्चालन गर्दै आएको थियो । प्राविधिक तर्फ ६९ र अप्राविधिक तर्फ ३६ कर्मचारी गरी जम्मा १०५ जनाको दरबन्दी कायम गरिएको थियो । तत्पश्चात विभागको पुनर्संरचना गरी प्राविधिक तर्फ ७१ र अप्राविधिक तर्फ ३२ गरी १०३ जनाको दरबन्दी कायम गरिएको थियो । तत्पश्चात पुन:विभागको कार्यबोझको कारणले नेपाल सरकार, मन्त्रिपरिषद्को मिति २०७१।०२।०२ गतेको निर्णयानुसार प्राविधिक १०१ र अप्राविधिक ४८ रहने गरी १४९ दरवन्दी स्वीकृत भएको थियो । यस नयाँ संरचना अन्तर्गत ४ वटा महाशाखाहरू र प्रत्येक महाशाखा अन्तर्गत ४।४ वटा शाखाहरू, प्रशासन शाखा, आर्थिक प्रशासन शाखा र कानून शाखा रहेका थिए ।

१.४ विभागको पुनर्संरचना र हालको दरबन्दी

नेपालको संविधान २०७२ बमोजिम संघीय लोकतान्त्रिक गणतन्त्र नेपालको मुल संरचना संघ, प्रदेश र स्थानीय तह गरी ३ तहको भएको हुँदा सोही बमोजिम समायोजन ऐन, २०७४ को प्रावधान अनुसार संघ, प्रदेश र स्थानीय तहमा सेवा प्रवाहका लागि आवश्यक पर्ने संगठन संरचना तथा कर्मचारी दरवन्दी निर्धारण गर्न तोकिए बमोजिम गठन भएको संगठन तथा व्यवस्थापन सर्वेक्षण समितिबाट यस विभागको पनि पुनर्संरचना गरी नयाँ संगठन संरचना र सोही अनुरुप प्राविधिक तर्फ ८६ र अप्राविधिक तर्फ ४१ गरी कूल १२७ दरवन्दी पारित भएको छ । यस विभागमा देहाय बमोजिम चार महाशाखाहरू, आयोजना कार्यान्वयन समूह, प्रशासन शाखा, आर्थिक प्रशासन शाखा तथा कानून शाखा रहेका छन् । यसको अतिरिक्त सप्तकोशी उच्चबाँध बहुउद्देश्यीय परियोजना तथा सुनकोशी स्टोरेज कम डाईभर्सन आयोजना, पञ्चेश्वर बहुउद्देश्यीय आयोजना, बुढीगंङ्गा जलविद्युत आयोजना र नौमुरे बहुउद्देश्यीय आयोजना विभाग अन्तर्गत रहँदै आएका छन् ।

१.५ विभाग अन्तर्गतका महाशाखा तथा शाखाहरू

क. आयोजना अध्ययन महाशाखा

अ. कोशी बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा

आ. गण्डक बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा

इ. कर्णाली महाकाली बेसिन आयोजना अध्ययन तथा डिजाईन शाखा

ई. भौगर्भिक अध्ययन शाखा

उ. जलविज्ञन शाखा

ऊ. इलेक्ट्रोमेकानिकल शाखा

ख. अनुमतिपत्र महाशाखा

अ. सर्वेक्षण अनुमतिपत्र शाखा

आ. उत्पादन अनुपतिपत्र शाखा

इ. प्रशारण लाइन अनुमतिपत्र शाखा

ई. डिजाईन तथा गुणस्तर पुनरावलोकन शाखा

उ. वैकल्पिक ऊर्जा शाखा

ऊ. ऊर्जा दक्षता शाखा

ग. योजना, वातावरण तथा आयोजना विकास सम्झौता महाशाखा

अ. योजना, विकास सहायता तथा प्रदेश समन्वय शाखा

आ. आयोजना विकास सम्झौता शाखा

इ. वातावरण शाखा

घ. आयोजना अनुगमन, सुविधा सिफारिश तथा विद्युत प्रणली व्यवस्थापन महाशाखा

अ. आयोजना अनुगमन तथा सुविधा सिफारिस शाखा

आ. रोयल्टी तथा विद्युत प्रणाली व्यवस्थापन शाखा

ङ. अन्य शाखाहरू

- प्रशासन शाखा
- आर्थिक प्रशासन शाखा
- कानून शाखा

च. आयोजना कार्यान्वयन समूह

२. विद्युत आयोजनाको अनुमतिपत्र सम्बन्धी व्यवस्थाको सरलीकृत व्याख्या

२.१ विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र कसरी प्राप्त गर्ने?

दरखास्त पेश

- विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची -२ बमोजिम तोकिएको ढाँचामा विद्युत विकास विभाग समक्ष दरखास्त दिने।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम ४ मा उल्लेख भए अनुरुपका विवरण र सोही नियमावलीको अनुसूची-११ मा उल्लेख भए अनुरुपको अनुमतिपत्र दस्तुर दरखास्त साथ समावेश गर्ने।

आर्थिक तथा प्राविधिक क्षमताको विवरण

- विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० मा उल्लेख भएका विवरण तथा प्रचलित निर्देशिका अनुरुपका कागजात विवरण विभागमा पेश गर्ने।

चेक जाँच

- माथि उल्लेख भए अनुरुपका विवरण, कागजात र दस्तुर सहितको दरखास्त पेश भए पश्चात विभागमा तोकिएको पदाधिकारीबाट उक्त दरखास्त उपर चेकजाँच/छानबिन हुने।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको दरखास्त साथमा पेश भएका विवरण/कागजात/दस्तुर अपुग वा हेरफेर गर्नुपर्ने भएमा सो पेश गर्न प्रचलित निर्देशिका बमोजिम थप समय प्रदान हुने।

अनुमतिपत्र प्रदान

- नियमानुसार पेश गर्नुपर्ने विवरण र थप कागजात प्रवर्द्धकबाट पेश भएमा सामान्यतया दुई वर्ष अवधिका लागि विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्रदान गरिने।

२.२ सर्वेक्षण अनुमतिपत्र नवीकरण कसरी गर्ने ?

दरखास्त पेश गर्ने

- अनुमतिपत्रको म्याद समाप्त हुनु अगावै विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची ११ मा उल्लेख भए बमोजिमको दस्तुर एवं प्रचलित निर्देशिका अनुरुपका विवरण सहित विभाग समक्ष नवीकरणको दरखास्त पेश गर्नु पर्नेछ ।

प्रगति विवरण पेश गर्ने

- प्रचलित निर्देशिका अनुरुप प्रगति पुष्ट्याई हुने विवरण, प्रतिवेदनहरू एवं आगामी वर्ष गरिने कार्यको कार्यतालिका संलग्न गर्नुपर्नेछ ।

प्रगति विवरण चेक जाँच तथा नवीकरण

- आयोजनाको प्रगति नपुग रहेको खण्डमा प्रवर्द्धकलाई पन्ध्र दिनको समयावधि दिई नपुग विवरण/प्रतिवेदनहरू माग गरिन्छ र सो समयमा पनि विवरणहरू पेश नभएमा वा पेश भएको विवरण सन्तोषजनक नभएमा पुन: सात दिनको समयावधि दिई विवरणहरू माग गरिन्छ ।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको विवरण/प्रतिवेदनबाट आयोजनाको प्रगति सन्तोषजनक देखिएमा उक्त आयोजनाको सर्वेक्षण अनुमितपत्रको म्याद पाँच वर्ष ननाघ्ने गरी एक वर्षको लागि थप गरिन्छ ।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको आयोजनाको कार्य प्रगति सन्तोषजनक नदेखिएमा त्यस्तो आयोजनाको लागि प्रदान गरिएको अनुमतिपत्र नवीकरण गरिने छैन र अनुमतिपत्र नवीकरण नगर्ने निर्णय गर्नुअघि सम्बन्धित प्रवर्द्धकलाई सफाई पेश गर्न पन्ध्र दिनको समय दिइनेछ ।

२.३ सर्वेक्षण अनुमतिपत्र संशोधन कसरी गर्ने ?

दरखास्त पेश गर्ने

- विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र संशोधनका लागि प्रचलित निर्देशिका बमोजिम दरखास्त दिनुपर्ने ।

कारण खुल्ने प्राविधिक प्रतिवेदन

- सर्वेक्षणको अनुमतिपत्र प्राप्त प्रवर्द्धकले आयोजनाको क्षमता, प्रारूप, संरचना, एलाइनमेन्ट, स्रोत, सर्वेक्षण क्षेत्र, शर्त समेतमा थपघट वा संरचना स्थानान्तरण मध्ये कुनै कार्य गर्नका लागि अनुमतिपत्र संशोधन गर्न चाहेमा सोको स्पष्ट कारण खुलाई संशोधन गर्नुपर्ने कारण खुल्ने कागजात तथा विवरण सहित विभागमा निवेदन दिनुपर्ने ।

दस्तुर बुझाउने

- माथि उल्लेख भए बमोजिम अनुमतिपत्र संशोधन गर्दा वृद्धि भई कायम हुन आउने जडित क्षमता विद्युत नियमावली २०५०को अनुसूची-११ मा तोकिएको दस्तुर सीमा भन्दा बढी हुने भएमा बढी हुन आएको क्षमता अनुसारको दस्तुर सर्वेक्षण अनुमतिपत्र जारी भएको मिति देखि नै नपुग हुन आउने दस्तुर बापतको रकम बुझाउनु पर्ने ।

२.४ विद्युत उत्पादनको अनुमतिपत्र कसरी प्राप्त गर्ने?

दरखास्त

- विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची-६ बमोजिम तोकिएको ढाँचामा कुनै आयोजनाको विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र बहाल रहेको अवधि भित्रै विद्युत विकास विभाग समक्ष दरखास्त दिने।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम ४ मा उल्लेख भए अनुरुपका विवरण र सोही नियमावलीको अनुसूची -११ मा उल्लेख भएअनुरुपको अनुमतिपत्र दस्तुर दाखिला गरी सोको रसिद दरखास्त साथ समावेश गर्ने।

कागजात चेकजाँच

- विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० मा उल्लेख भएका विवरणका अलावा प्रचलित निर्देशिकामा उल्लेख भएका विवरण विभागमा पेश गर्ने।
- आयोजनाको सम्भाव्यता अध्ययन, स्वीकृत वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन तथा कनेक्सन एग्रिमेन्ट वा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता अनिवार्य पेश गर्नु पर्ने।
- प्रवर्द्धकबाट दरखास्त साथमा पेश भएका विवरण/कागजात/दस्तुर चेकजाँच गरी अपुग वा हेरफेर गर्नुपर्ने भएमा सो पेश गर्न प्रचलित निर्देशिका बमोजिम थप समय प्रदान हुने।
- थप प्रदान गरिएको समयमा विभागबाट माग गरिएको कागजात/विवरणहरू पेश नभएमा प्रचलित निर्देशिका,नियम र ऐनको व्यवस्था बमोजिम दरखास्त रद्द गरिने।

सार्वजनिक सूचना प्रकाशन

- प्रचलित निर्देशिका,नियम र ऐन बमोजिम आवश्यक कागजात पेश भएको अवस्थामा वा प्रचलित निर्देशिकामा भएको व्यवस्था वमोजिम स-शर्त उत्पादन अनुमतिपत्र जारी गर्न सकिने अवस्था भएमा कारवाही अगाडी बढाईने।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम १६ वमोजिम सरोकारवालाहरूबाट राय सुझाव तथा प्रतिक्रियाको लागि ३५ दिने सार्वजनिक सूचना प्रवर्द्धक स्वयंको खर्चमा प्रकाशन हुन विभागबाट स्वीकृति प्रदान गरिने।

अनुमतिपत्र जारी

- उक्त सूचना प्रकाशन अवधि भित्र कुनै राय, सुझाव, गुनासो, प्रतिक्रिया वा उजुरी प्राप्त भए सो सम्बन्धमा कारवाही सम्पन्न गरी वा अनुमतिपत्रको शर्तमा राखी र यदि कुनै राय, सुझाव, प्रतिक्रिया वा उजुरी प्राप्त नभए विद्युत ऐन, २०४९ को दफा (४) को उपदफा २ र विद्युत नियमावली, २०५०को नियम १७ वमोजिम ३५ वर्ष बहाल अवधि रहने गरी विद्युत उत्पादनको अनुमतिपत्र जारी गरिने।

२.५ वैकल्पिक विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त कसरी गर्ने ?
(सौर्य, वायु, जैविक ऊर्जा, हाईड्रोजन प्रविधि, चुम्बकीय प्रविधि, भुतापीय प्रविधि वा अन्य)

दरखास्त

- विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त गर्न चाहने प्रवर्द्धकले विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची -२ बमोजिम तोकिएको ढाँचामा विद्युत विकास विभाग समक्ष दरखास्त दिने।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम ४ मा उल्लेख भएअनुरुपका विवरण र सोही नियमावलीको अनुसूची-११ मा उल्लेख भएअनुरुपको अनुमतिपत्र दस्तुर दरखास्त साथ समावेश गर्ने (सौर्य र वायु ऊर्जाको लागि रु. १०,००० प्रति मेगावाट प्रति बर्ष र खनिज तेल, कोइला, आणविक, बायोमास, फोहर लगायत अन्य कुनै साधनबाट उत्पादन हुने विद्युत ऊर्जाको लागि रु. १५,००० प्रति मेगावाट प्रति बर्ष)
- विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० र प्रचलित निर्देशिका,कार्यविधी अनुरुप प्रवर्द्धकको विवरण, प्रारम्भिक अध्ययन (Desk Study) प्रतिवेदन, आर्थिक क्षमता सम्बन्धी विवरण, परामर्शदाता संस्थाको विवरण तथा आयोजना सिंचाई योग्य जमिन र निकुन्ज तथा आरक्षण क्षेत्र नपर्ने भनि सम्बन्धित निकायको सिफारिस सहित विभागमा दरखास्त पेश गर्नु पर्ने।

कागजात चेकजाँच

- माथि उल्लेख भएअनुरुपका विवरण, कागजात र दस्तुर सहितको दरखास्त पेश भए पश्चात विभागमा तोकिएको पदाधिकारीबाट उक्त दरखास्त उपर चेकजाँच/छानबिन हुने।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको दरखास्त साथमा पेश भएका विवरण/कागजात/दस्तुर अपुग वा हेरफेर गर्नुपर्ने भएमा सो पेश गर्न प्रचलित निर्देशिका बमोजिम थप समय प्रदान हुने।

अनुमतिपत्र जारी

- नियमानुसार पेश गर्नुपर्ने विवरण र थप कागजात प्रवर्द्धकबाट पेश भएमा प्रचलित निर्देशिका,कार्यविधी बमोजिम विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र एक बर्ष अवधिका लागि प्रदान गरिने।

२.६ वैकल्पिक विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र नवीकरण कसरी गर्ने ?

दरखास्त

- सर्वेक्षण अनुमतिपत्र नवीकरण वा संशोधनका लागि विद्युत नियमावाली, २०५० र प्रचलित निर्देशिका बमोजिम दरखास्त दिनुपर्ने।

नवीकरण

- सर्वेक्षण अनुमतिपत्र नवीकरणका हकमा रितपूर्वक र नियमानुसार पेश भएका निवेदन उपर चेकजाँच गरी एक पटकमा एक वर्षका लागि र अधिकतम पाँच वर्ष ननाघ्ने गरी अनुमतिपत्र नवीकरण गरिने।

२.७ विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र कसरी प्राप्त गर्ने?

दरखास्त पेश

- विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची -३ बमोजिम तोकिएको ढाँचामा विद्युत विकास विभाग समक्ष दरखास्त दिने ।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम ५ मा उल्लेख भएअनुरुपका विवरण र सोही नियमावलीको अनुसूची -११ मा उल्लेख भएअनुरुपको अनुमतिपत्र दस्तुर दरखास्त साथ समावेश गर्ने ।

आर्थिक तथा प्राविधिक क्षमताको विवरण

- विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० मा उल्लेख भएका विवरणका अलावा प्रचलित निर्देशिका अनुरुपको आर्थिक क्षमता वा हैसियत पुष्टी हुने विवरण प्राविधिक क्षमता सम्बन्धी विवरण विभागमा पेश गर्ने ।विद्युत उत्पादनको अनुमतिपत्र जारी भएका आयोजनाको विद्युत गृहबाट उत्पादित विद्युत प्रसारण (Power Evacuate) गर्ने प्रयोजनका लागि सोही आयोजनाका प्रवर्द्धकले माग गरेको विद्युत प्रसारण अनुमतिपत्र जारी गर्दा आर्थिक क्षमता सम्बन्धी थप विवरण पेश गर्नु नपर्ने ।

चेक जाँच

- माथि उल्लेख भए अनुरुपका विवरण, कागजात र दस्तुर सहितको दरखास्त पेश भए पश्चात विभागमा तोकिएको पदाधिकारीबाट उक्त दरखास्त उपर चेकजाँच/छानबिन हुने ।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको दरखास्त साथमा पेश भएका विवरण/कागजात/दस्तुर अपुग वा हेरफेर गर्नुपर्ने भएमा सो पेश गर्न प्रचलित निर्देशिका बमोजिम थप समय प्रदान हुने ।

अनुमतिपत्र प्रदान

- नियमानुसार पेश गर्नुपर्ने विवरण र थप कागजात प्रवर्द्धकबाट पेश भएमा विद्युत प्रचलित निर्देशिका बमोजिम सामान्यतया दुई वर्ष अवधिका लागि विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्रदान गरिने ।

२.८ विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र नवीकरण कसरी गर्ने ?

दरखास्त पेश गर्ने

- अनुमतिपत्रको म्याद समाप्त हुनु अगावै विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची ११ मा उल्लेख भए बमोजिमको दस्तुर एवं प्रचलित निर्देशिकामा भएको फारमहरू यथार्थपरक रूपमा भरी विभाग समक्ष नविकरणको दरखास्त पेश गर्नु पर्नेछ।

प्रगति विवरण पेश गर्ने

- प्रचलित निर्देशिका बमोजिम भरिएको फारामहरूमा उल्लेख भएको प्रगति पुष्ट्याई हुने विवरण, प्रतिवेदनहरू एवं आगामी वर्ष गरिने कार्यको कार्यतालिका संलग्न गर्नु पर्नेछ।

प्रगति विवरण चेक जाँच तथा नवीकरण

- आयोजनाको प्रगति नपुग रहेको खण्डमा प्रवर्द्धकलाई पन्ध्र दिनको समयावधि दिई नपुग विवरण/प्रतिवेदनहरू माग गरिन्छ र सो समयमा पनि विवरणहरू पेश नभएमा वा पेश भएको विवरण सन्तोषजनक नभएमा पुन: सात दिनको समयावधि दिई विवरणहरू माग गरिन्छ।
- प्रवर्द्धबाट पेश भएको विवरण/प्रतिवेदनबाट आयोजनाको प्रगति सन्तोषजनक देखिएमा उक्त आयोजनाको सर्वेक्षण अनुमितपत्रको म्याद पाँच वर्ष ननाघ्ने गरी एक वर्षको लागि थप गरिन्छ।
- प्रवर्द्धकबाट पेश भएको आयोजनाको कार्य प्रगति सन्तोषजनक नदेखिएमा त्यस्तो आयोजनाको लागि प्रदान गरिएको अनुमतिपत्र नवीकरण गरिने छैन र अनुमतिपत्र नवीकरण नगर्ने निर्णय गर्नुअघि सम्बन्धित प्रवर्द्धकलाई सफाई पेश गर्न पन्ध्र दिनको समय दिइनेछ।

२.९ विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र संशोधन कसरी गर्ने ?

दरखास्त पेश गर्ने

- विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र संशोधनका लागि प्रचलित निर्देशिका बमोजिम दरखास्त दिनुपर्ने।

कारण खुल्ने प्राविधिक प्रतिवेदन

- सर्वेक्षणको अनुमतिपत्र प्राप्त प्रवर्द्धकले आयोजनाको क्षमता, संरचना, एलाइनमेन्ट, सर्वेक्षण क्षेत्र, शर्त प्रक्रिया समेतमा थपघट वा संरचना स्थानान्तरण मध्ये कुनै कार्य गर्नका लागि अनुमतिपत्र संशोधन गर्न चाहेमा सोको स्पष्ट कारण खुलाई संशोधन गर्नुपर्ने कारण खुल्ने कागजात तथा विवरण सहित विभागमा निवेदन दिनुपर्ने।

२.१० विद्युत प्रसारणको अनुमतिपत्र कसरी प्राप्त गर्ने?

दरखास्त

- विद्युत नियमावली, २०५० को अनुसूची-७ बमोजिम तोकिएको ढाँचामा आयोजनाको विद्युत प्रसारणको सर्वेक्षण अनुमतिपत्र बहाल रहेको अवधि भित्रै विद्युत विकास विभाग समक्ष दरखास्त दिने।
- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम १३ मा उल्लेख भए अनुरुपका विवरण र सोही नियमावलीको अनुसूची-११ मा उल्लेख भएअनुरुपको अनुमतिपत्र दस्तुर दाखिला गरी सोको रसिद दरखास्त साथ समावेश गर्ने।

कागजात चेकजाँच

- विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० मा उल्लेख भएका विवरणका अलावा प्रचलित निर्देशिकामा उल्लेख भएका विवरण विभागमा पेश गर्ने।
- प्रसारण लाइनको रुट नक्शा, आवश्यक पर्ने Right of Way (Single Line Diagaram सहित), प्रसारण लाइनको डेढ कि.मी. क्षेत्रभित्रका विद्युत सम्बन्धी संरचनाहरू देखिने नक्शा समावेश गर्ने। आयोजनाको सम्भाव्यता अध्ययन सम्पन्न, वातावरणीय अध्ययन स्वीकृत तथा कनेक्सन एग्रिमेन्ट वा विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता सम्पन्न भए पश्चात मात्र दरखास्त उपर कारवाही हुने।
- माथि उल्लेख भए अनुरुपका विवरण, कागजात र दस्तुर सहितको दरखास्त पेश भए पश्चात विभागमा तोकिएको पदाधिकारीबाट उक्त दरखास्त उपर चेकजाँच/छानबिन हुने।

सार्वजनिक सूचना प्रकाशन

- विद्युत नियमावली, २०५० को नियम १६ वमोजिम सरोकारवालाहरूबाट राय सुझाव तथा प्रतिक्रियाको लागि ३५ दिने सार्वजनिक सूचना प्रवर्द्धक स्वयंको खर्चमा प्रकाशन हुन विभागबाट स्वीकृति प्रदान गरिने।

अनुमतिपत्र जारी

- उक्त सूचना प्रकाशन अवधि भित्र कुनै राय, सुझाव, गुनासो, प्रतिक्रिया वा उजुरी प्राप्त भए सो सम्बन्धमा कारवाही सम्पन्न गरी वा अनुमतिपत्रको शर्तमा राखी र यदि कुनै राय, सुझाव, प्रतिक्रिया वा उजुरी प्राप्त नभए विद्युत ऐन, २०४९ को दफा (४) को उपदफा २ र विद्युत नियमावली, २०५०को नियम १७ वमोजिम २५ वर्ष बहाल अवधि रहने गरी विद्युत प्रसारणको अनुमतिपत्र जारी गरिने।

३. विद्यमान वातावरण संरक्षण ऐन तथा नियमावलीमा भएको प्रावधान तथा त्यसको सरलीकृत विश्लेषण

प्रचलित वातावरण संरक्षण ऐन, २०७६ वि.सं.२०७६ कार्तिक १ र वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ वि.सं. २०७७ आषाढ १ गते देखि लागू भएको छ। तत्पश्चात उक्त नियमावलीको प्रथम संसोधन २०७८ जेष्ठ १० गते राजपत्रमा प्रकाशित भई लागू भएको थियो। वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ अनुसार उक्त नियमावलीको अनुसूची-१ मा परेका विद्युत आयोजना तथा विद्युत प्रसारण लाइन आयोजनाहरूले संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन, अनुसूची-२ मा परेका आयोजनाहरूले प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण र अनुसूची-३ मा परेका आयोजनाहरूले वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नुपर्ने व्यवस्था रहेको छ।

विद्युत आयोजना तथा प्रसारण लाइन आयोजनाहरूले वातावरणीय अध्ययन, प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण र वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नु पर्ने अवस्था तपसिलको तालिकामा उल्लेख गरिएको छ।

संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची १)	प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची २)	वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची ३)
(क) वन क्षेत्र (८) विद्युत प्रसारण लाइन बाहेक अन्य प्रयोजनको लागि १ हेक्टर सम्मको वन क्षेत्र, वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र तथा वातावरण संरक्षण क्षेत्रको वन को जग्गा प्रयोग गर्ने	**(क) वन क्षेत्र** (७) विद्युत प्रसारण लाइन बाहेक अन्य प्रयोजनको लागि १ हेक्टर भन्दा बढी ५ हेक्टर सम्मको वन क्षेत्र, वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र तथा वातावरण संरक्षण क्षेत्रको वनको जग्गा प्रयोग गर्ने	**(क) वन क्षेत्र** (५) विद्युत प्रसारण लाइन बाहेक अन्य प्रयोजनको लागि ५ हेक्टर भन्दा बढी वन क्षेत्र, वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र तथा वातावरण संरक्षण क्षेत्रको वनको जग्गा प्रयोग गर्ने
(क) वन क्षेत्र (१४) वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र, वातावरण संरक्षण क्षेत्र वा रामसारमा सूचीकृत सिमसार क्षेत्र मा १ मे.वा. भन्दा कम क्षमताका जलविद्युत आयोजना निर्माण गर्ने	**(क) वन क्षेत्र** (११) वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र, वातावरण संरक्षण क्षेत्र वा रामसारमा सूचीकृत सिमसार क्षेत्रमा १ मे.वा. भन्दा बढी २५ मे.वा. क्षमता सम्मको जलविद्युत आयोजना निर्माण गर्न	**(क) वन क्षेत्र** (८) वन संरक्षण क्षेत्र, संरक्षण क्षेत्र, मध्यवर्ती क्षेत्र, वातावरण संरक्षण क्षेत्र वा रामसारमा सूचीकृत सिमसार क्षेत्रमा २५ मे.वा. भन्दा बढी क्षमताको जलविद्युत आयोजना निर्माण गर्न
(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र (१) ६६ के.भी. सम्मको विद्युत प्रसारण लाइन आयोजनाका लागि वन क्षेत्र प्रयोग गर्ने	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (१) विद्युत प्रसारण लाईन र सबस्टेसन निर्माण अन्तर्गत: (क) १३२ के.भी. वा सो भन्दा बढी क्षमतको विद्युत प्रसारण लाइन निर्माण गर्ने, (ख) विद्यमान २२० के.भी. वा सो भन्दा बढी क्षमताको विद्युत प्रसारण लाइन बाट ट्याप गरि नयाँ आउटडोर सबस्टेसन निर्माण गर्ने	**(क) वन क्षेत्र** (१२) राष्ट्रिय निकुन्ज, बन्यजन्तु आरक्ष, सिकार आरक्ष क्षेत्र भित्र कुनै प्रस्ताव कार्यान्वयन गर्ने

संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची १)	प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची २)	वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नु पर्ने आयोजनाहरू (अनुसूची ३)
(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र (२) चुम्बकीय ऊर्जा बाट विद्युत उत्पादन गर्ने (२क) पहाडी क्षेत्रमा १ देखी २० मे.वा. सम्म तथा तराई क्षेत्रमा १ देखी १५ मे.वा. सम्म क्षमता भएको सौर्य ऊर्जाबाट विद्युत उत्पादन गर्ने ।	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (२) विद्युत उत्पादन अन्तर्गत: १. १ देखि ५० मे.वा क्षमता सम्मको जलविद्युत उत्पादन आयोजना निर्माण गर्ने २. १ देखि ५ मे.वा. क्षमता सम्मको खनिज तेल वा ग्यास बाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (१) विद्युत उत्पादन अन्तर्गत: १. ५० मे.वा भन्दा बढी क्षमताको जलविद्युत उत्पादन आयोजना निर्माण गर्ने २. कोइला वा आणविक विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने ३. ५ मे.वा. भन्दा बढी क्षमताको खनिज तेल वा ग्यास बाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने
	(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र (५) २५ देखि १०० जना सम्म स्थायी बसोवास भएका जनसंख्या विस्थापित गर्ने कुनै पनि जलश्रोत विकास कार्य गर्ने	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (३) १०० जना भन्दा बढी स्थायी बसोवास भएका जनसंख्या विस्थापित गर्ने कुनै पनि जलश्रोत विकास कार्य गर्ने
(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र (७) नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र (क) पहाडी क्षेत्रमा १ देखि २० मेगावाटसम्म र तराई क्षेत्रमा १ देखि १५ मेगावाटसम्म क्षमता भएको सौर्य ऊर्जाबाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (७) नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र : (क) पहाडी क्षेत्रमा २० भन्दा बढी ५० मेगावाटसम्म र तराई क्षेत्रमा १५ भन्दा बढी ४० मेगावाटसम्म क्षमता भएको सौर्य ऊर्जाबाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने (ख) १ देखि १० मे.वा क्षमता सम्मको वायु ऊर्जा बाट विद्युत उत्पादन आयोजना संचालन गर्ने (ग) ०.५ देखि २ मे.वा क्षमता सम्मको जैविक ऊर्जा बाट विद्युत उत्पादन आयोजना संचालन गर्ने (घ) चिनी उद्योग क्षेत्र भित्रको उखु पेलीसकेपछि निस्किने खोस्टा (Bagasse) बाट विद्युत सहउत्पादन (Cogeneration) हुने आयोजना सञ्चालन गर्ने	**(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (४) बहुउद्देश्यीय जलाशयको निर्माण गर्ने **(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (५) एउटा जलाधार क्षेत्र बाट अर्को जलाधार क्षेत्रमा पानी फर्काइ (इन्टर बेसिन वाटर ट्रान्सफर) उपयोग गर्ने **(च) ऊर्जा, जलश्रोत तथा सिँचाइ क्षेत्र** (६) नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र : (क) पहाडी क्षेत्रमा ५० मे.वा. तथा तराई क्षेत्रमा ४० मे.वा. भन्दा बढी क्षमता भएको सौर्य ऊर्जाबाट विद्युत उत्पादन गर्ने । (ख) १० मे.वा भन्दा बढी क्षमताको वायु ऊर्जा बाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने (ग) २ मे.वा भन्दा बढी क्षमताको जैविक ऊर्जा बाट विद्युत उत्पादन आयोजना सञ्चालन गर्ने

संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन, प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण र वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्दा विद्यमान वातावरण संरक्षण ऐन, २०७६; वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७; राष्ट्रिय वातावरण प्रभाव मुल्याङ्कन निर्देशिका, २०५०; Hydropower EIA manual 2018; विद्युत विकास विभागका वातावरणीय अध्ययन सम्बन्धी म्यानुअलहरू लगायत अन्य सान्दर्भिक ऐन नियम, निर्देशिका, म्यानुअल लगायतका दस्तावेजहरू अनुसार गर्नुपर्ने हुन्छ । उक्त अध्ययन गर्ने प्रक्रियाको सरलीकृत विश्लेषण तल उल्लेख गरिएको छ ।

माथि उल्लेखित वातावरणीय अध्ययन गर्दा अध्ययन प्रतिवेदनहरू नेपाली भाषामा तयार पार्नु पर्ने हुन्छ तर विदेशी लगानी भएको आयोजनाहरूको हकमा भने वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदनको भाषा नेपाली अथवा अंग्रेजी हुन सक्नेछ ।

३.१ संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन तथा प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण अध्ययन सम्बन्धमा:

कार्यसूची तयार गर्दा स्थलगत अध्ययन गरी प्रस्ताव सम्बन्धी वातावरणीय मुद्दाहरू संकलन गरि कार्यसूचीमा समावेश गरी तोकिएको ढाँचामा सम्बन्धित निकायमा पेश गर्नु पर्ने छ। कार्यसूची स्वीकृति पश्चात स्थलगत अध्ययन, सरोकारवाला सँग छलफल, अन्तरक्रिया, अन्तर्वार्ता लगायतका अन्य अध्ययन विधि अनुसार अध्ययन गरी तथा वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ को नियम ६ बमोजिम सार्वजनिक सुनुवाई गरी संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन तथा प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण प्रतिवेदनको मस्यौदा तयार पर्नुपर्नेछ। उक्त मस्यौदा प्रतिवेदन तयार भइ सके पछि वातावरण संरक्षण नियमावली,२०७७ को नियम ७ को उपनियम २ बमोजिम सूचना टाँस गरी मुचुल्का तयार गर्नुपर्ने छ र तत्पस्चात सोहि नियमको उपनियम ३ बमोजिम स्थानीय पत्रिकामा सूचना प्रकाशन गर्नुपर्ने छ। त्यसपछि सरोकारवालाबाट प्राप्त रायसुझाव संलग्न गरी संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन तथा प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण अध्ययन प्रतिवेदन तयार गरी वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ को नियम ८ को उप-नियम ८ बमोजिम सम्बन्धित स्थानीय तह र सम्बन्धित विषयगत कार्यालयको सिफारिस संलग्न गरी स्वीकृतिको लागि सम्बन्धित निकाय (विद्युत विकास विभाग) मा पेश गर्नु पर्ने छ। यद्यपी, संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययनको हकमा भने सम्बन्धित विषयगत कार्यालयको सहमति लिनु पर्ने छैन।

३.२ वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन अध्ययन सम्बन्धमा :

क्षेत्र निर्धारण तथा कार्यसूची तयार गर्दा वातावरण संरक्षण नियमावलीको नियम ४ को उपनियम २ वमोजिम सूचना प्रकाशित गरी रायसुझाव संकलन गरी तथा स्थलगत अध्ययन गरी प्रस्ताव सम्बन्धी वातावरणीय मुद्दाहरू संकलन गरी क्षेत्र निर्धारण तथा कार्यसूचीमा समावेश गरी सम्बन्धित निकाय मार्फत वन तथा वातावरण मन्त्रालयमा पेश गर्नुपर्ने छ। क्षेत्र निर्धारण तथा कार्यसूची स्वीकृति पश्चात स्थलगत अध्ययन, सरोकारवालासँग छलफल, अन्तरक्रिया, अन्तर्वार्ता लगायतका अन्य अध्ययन विधि अनुसार अध्ययन गरी तथा वातावरण संरक्षण नियमावली को नियम ६ बमोजिम सार्वजनिक सुनुवाई गरी वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन प्रतिवेदनको मस्यौदा तयार पर्नुपर्ने छ। उक्त मस्यौदा प्रतिवेदन तयार भइ सके पछि वातावरण संरक्षण नियमावलीको नियम ७ को उपनियम २ बमोजिम सूचना टाँस गरी मुचुल्का तयार गर्नु पर्ने छ र तत्पश्चात सोहि नियमको उपनियम ३ बमोजिम राष्ट्रिय पत्रिकामा सूचना प्रकाशन गर्नु पर्ने छ। त्यसपछि सरोकारवालाबाट प्राप्त रायसुझाव संलग्न वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन अध्ययन प्रतिवेदन तयार गरी वातावरण संरक्षण नियमावलीको नियम ८ को उप-नियम ८ बमोजिम सम्बन्धित स्थानीय तह र सम्बन्धित विषयगत कार्यालयको सिफारिस संलग्न गरी स्वीकृतिको लागि सम्बन्धित निकाय मार्फत वन तथा वातावरण मन्त्रालयमा पेश गर्नु पर्ने छ।

३.३ पूरक वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन, परिमार्जित प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण तथा परिमार्जित संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन सम्बन्धि व्यवस्था:

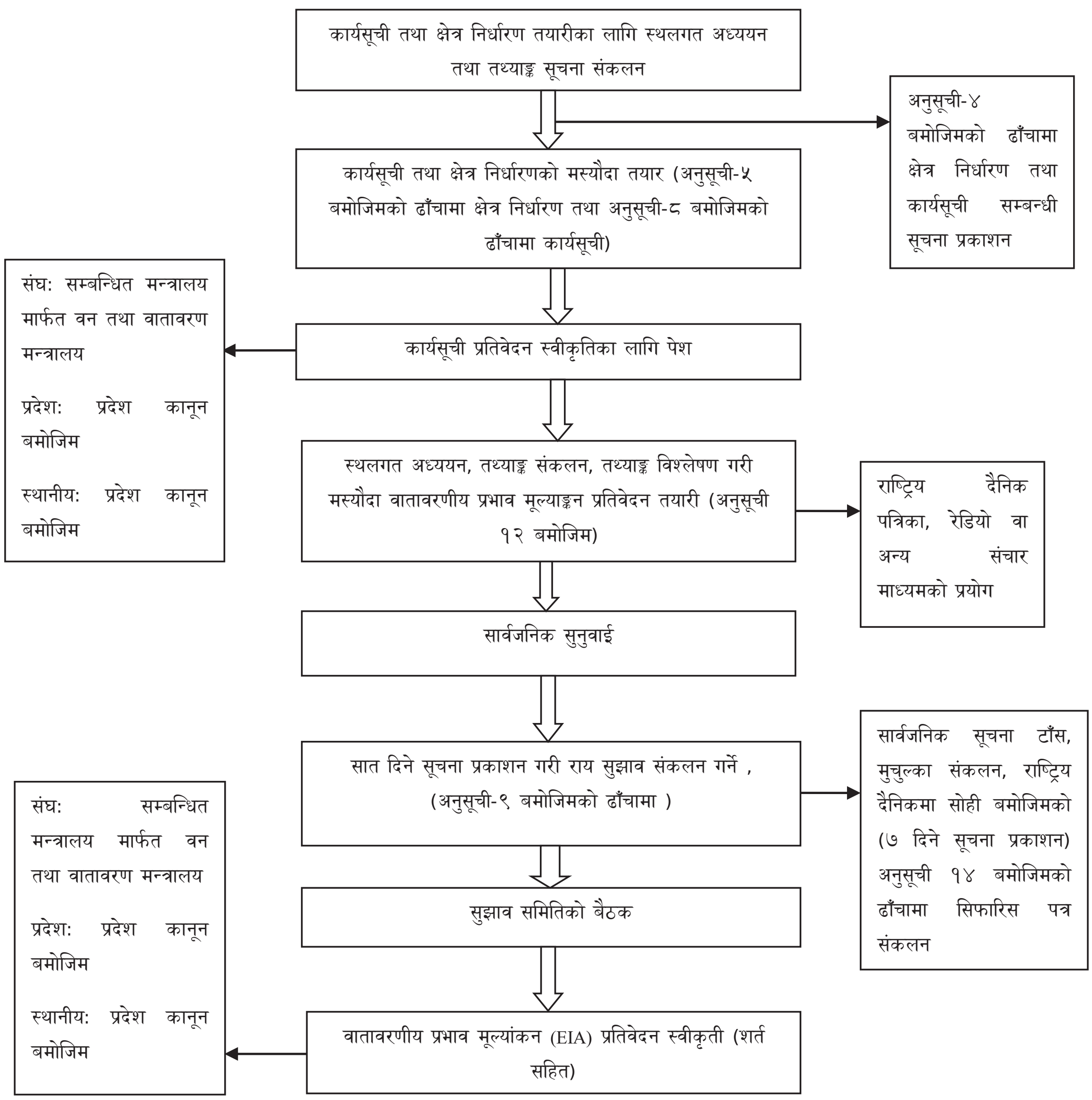
एकपटक स्वीकृत भइ सकेको संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन वा प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण प्रतिवेदनमा केहि भौतिक पूर्वाधार डिजाइन क्षमता अभिवृद्धि वा स्वरूप परिमार्जन गर्नुपर्ने वा संरचना स्थान्तरण वा फेरबदल गर्नुपर्ने भएमा वा आयोजनाको क्षमता घटेमा वा रुख कटानको संख्या थपघट गर्नुपर्ने भएमा सम्बन्धित निकायबाट स्वीकृत वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन परिमार्जन गर्न वातावरण संरक्षण नियमावलीको नियम १२ बमोजिम स्वीकृति लिई थप अध्ययन गरी प्रतिवेदन परिमार्जन गरी स्वीकृतिको लागि सम्बन्धित निकाय (विद्युत विकास विभाग) समक्ष पेश गर्नुपर्ने हुन्छ।

एक पटक वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन स्वीकृत भइसकेको कुनै आयोजनाको भौतिक पूर्वाधार, डिजाइन वा स्वरुपमा केहि परिमार्जन गर्नु परेमा, संरचना स्थानान्तरण वा फेरबदल गर्नु परेमा, वनक्षेत्र थप गर्नु परेमा वा आयोजनाको क्षमता वृद्धि गर्नु परेमा त्यस्तो कार्य गर्दा वातावरणमा प्रतिकूल प्रभाव पर्ने वा नपर्ने, त्यस्तो प्रभावलाई कुनै उपायद्वारा निराकरण वा न्यूनीकरण गर्न सकिने वा नसकिने सम्बन्धमा यकिन गर्न प्रस्तावकले वातावरण संरक्षण नियमावलीको नियम ११ अनुसार पूरक वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नु पर्ने हुन्छ। तर एक पटक स्वीकृत भइसकेको वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कनमा केहि

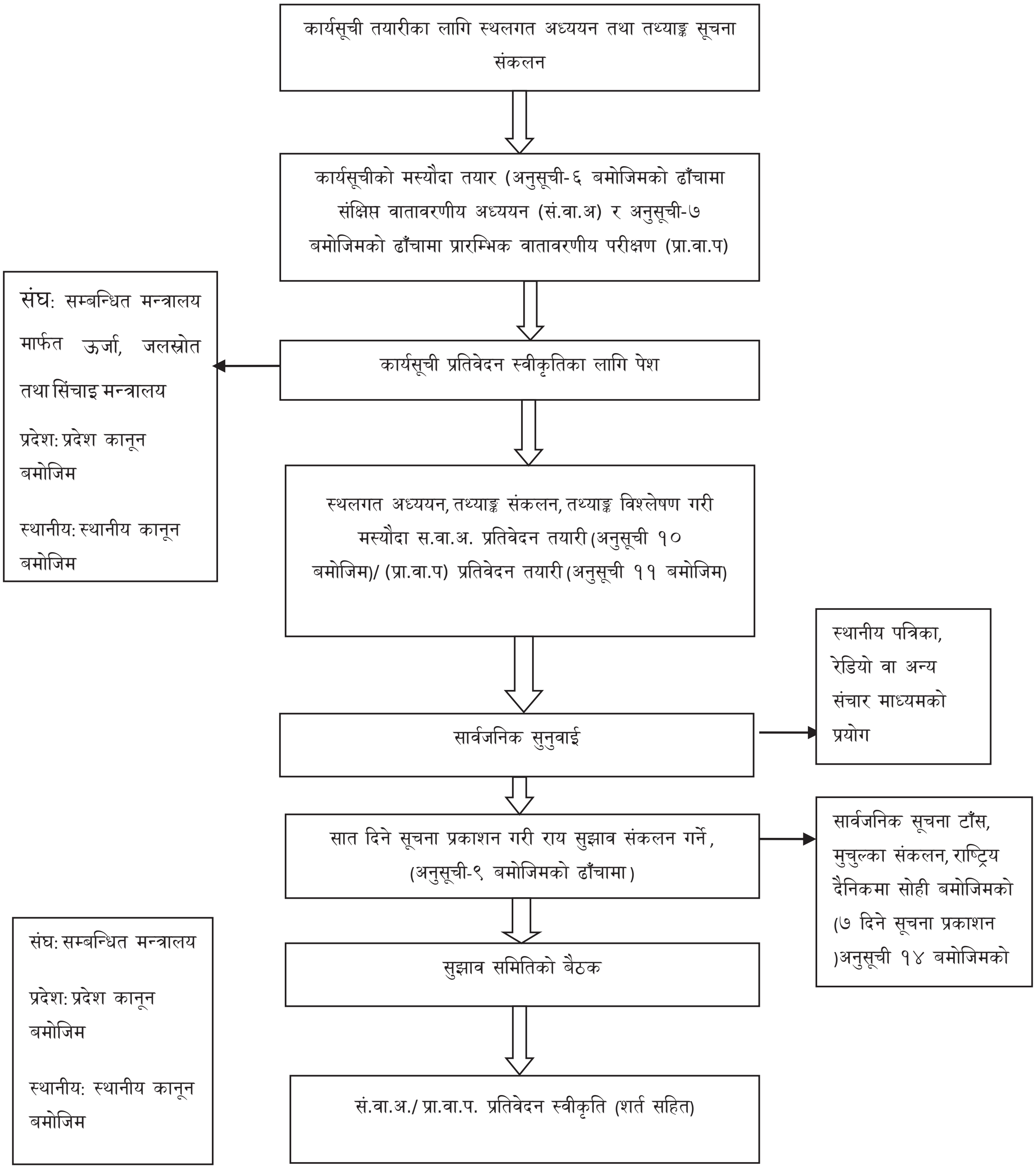
परिवर्तन गर्नुपर्ने भएता पनि पूरक वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन गर्नु पर्ने अवस्था नदेखिएमा वातावरण संरक्षण नियमावली को नियम ११ को उपनियम ६ अनुसार वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन प्रतिवेदनमा रहेको वातावरणीय व्यवस्थापन योजना परिमार्जन गरी सम्बन्धित निकाय (विद्युत विकास विभाग) समक्ष स्वीकृति प्रक्रियाको लागि पेश गर्न सकिने छ।

३.४ वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन स्वीकृति प्रक्रिया:

वातावरण संरक्षण ऐन, २०७६ तथा वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ बमोजिम तयार गरी विद्युत विकास विभागमा पेश भएका वातावरणीय अध्ययन सम्बन्धी प्रतिवेदनहरू तत्कालिन श्री ऊर्जा मन्त्रालयबाट जारी "जलविद्युत तथा प्रसारण लाइन आयोजनाहरूको प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण तथा वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन सम्बन्धी कार्यविधि २०७३" अनुसार पुनरावलोकन गरी स्वीकृत-योग्य संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययन/प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षणको कार्यसूची र प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षण प्रतिवेदन स्वीकृतिको लागि श्री ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय सिफारीश हुनेछ भने वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कनको क्षेत्र निर्धारण तथा कार्यसूची र वातावरणीय प्रभाव मुल्याङ्कन प्रतिवेदनहरू श्री ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय मार्फत स्वीकृतिको लागि श्री वन तथा वातावरण मन्त्रालयमा सिफारिश हुनेछ।



तस्बिर ३.१: वातावरणीय प्रभाव मूल्यांकनको स्वीकृति प्रक्रिया, (वातावरणीय प्रभाव मूल्याङ्कनका लागि स्थानीय र विषयगत कार्यालयको सिफारिस आवश्यक हुने)



तस्बिर ३.२: प्रा.वा.प./सं.वा.अ. को स्वीकृति प्रक्रिया,[संक्षिप्त वातावरणीय अध्ययनको लागि स्थानीय तहको मात्र सिफारिस आवश्यक हुने र प्रारम्भिक वातावरणीय परीक्षणका लागि स्थानीय र विषयगत कार्यालयको सिफारिस आवश्यक हुने]

३.५ अन्य

अदालतको परमादेश बमोजिम कुनै पनि विकास आयोजना निर्माण गर्दा **वातावरण संरक्षण तथा उपचार समिति गठन** गरी **सामाजिक तथा वातावरणीय न्याय** कायम राख्ने गरी आयोजना कार्यान्वयन गर्ने।

४. विद्युत आयोजनाका लागि सुविधा सिफारिस सम्वन्धी आवश्यक प्रक्रिया तथा सम्बन्धित विवरण

४.१ भन्सार महशुल, मु.अ.क. (VAT) तथा अन्त:शुल्क सुविधा सिफारिस सम्वन्धी व्यवस्था :

प्रचलित आर्थिक ऐन/विधेयक बमोजिम भन्सार महशुल, अन्त शुल्क तथा मूल्य अभिवृद्धि कर छुट सुविधा सिफारिसको लागि अनुमतिपत्र प्राप्त विद्युत आयोजनाको प्रवर्द्धक कम्पनीले तोकिएको ढाँचामा तपसिल बमोजिमको कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि सहितको निवेदन पेश गर्नुपर्ने छ ।

तपसिल:

- पैठारी हुन लागेको सामानको बिल बिजक भर्पाई (Invoice) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको प्याकिङ लिस्ट (Packing List) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको ढुवानी (Transport) र बीमा (Insurance) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको Country of Origin/Certificate of Origin को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- भुक्तानी प्रकृया सम्बन्धी बैकिङ्ग कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- उत्पादन/प्रसारण/वितरण अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि,
- कम्पनी दर्ता, उद्योग दर्ता प्रमाणपत्र र कम्पनीको प्रवन्धपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- स्थायी लेखा दर्ता (PAN) प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- अघिल्लो आर्थिक वर्षको कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- BOQ खुल्ने आपूर्तिकर्ता कम्पनीसँगको सम्झौता (Contract) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता (PPA) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- वित्तिय व्यवस्थापन (Financial Closure) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप),
- पत्राचार गर्ने अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमूना हस्ताक्षर एवं सो सम्बन्धमा कम्पनी सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रतिलिपि,
- Proforma Invoice for LC Opening सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको प्रवर्द्धक कम्पनी र परामर्शदाता कम्पनीबाट छाप, सही भएको BOQ सहितको विस्तृत इन्जिनियरिङ्ग डिजाइन प्रतिवेदन (Detail Engineering Design Report) स्वीकृत भएको कागजातको प्रमाणित प्रतिलिपि
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू ।

४.२ आयोजनामा खपत नहुने मालबस्तुको मास्टर लिस्ट स्वीकृति सम्वन्धी व्यवस्था :

प्रचलित आर्थिक ऐन बमोजिम विद्युत आयोजनाहरुको निर्माणकार्य सम्पन्न भइसकेपछि फिर्ता लैजाने शर्तमा हाल नियमानुसार लाग्ने भन्सार महशुल एवं मू.अ.कर लगायतका दस्तुर वापत बैंक ग्यारेण्टी राखी सामान जाँचपास गर्ने सामानहरूको मास्टर लिस्ट स्वीकृतिका लागि अनुमतिपत्र प्राप्त विद्युत आयोजनाको प्रवर्द्धक कम्पनीले तपसिल बमोजिमको कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि सहितको निवेदन पेश गर्नुपर्ने छ ।

तपसिल:

- सामानको विवरण तथा सोको स्पेसिफिकेसन, प्रति इकाई मूल्य, परिमाण, जम्मा मूल्य, Country of Origin, Used/ New, भन्सार विन्दु खुल्ने मास्टर लिस्ट,
- आयोजनाको परामर्शदाता कम्पनीबाट मास्टर लिस्ट सम्वन्धी सिफारिस पत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- अर्थ मन्त्रालयबाट जारी भएको राजस्व छुटका लागि अर्थ मन्त्रालय पठाउने विवरण सम्बन्धी फारम,
- उत्पादन/ प्रसारण अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि,
- कम्पनी दर्ता, उद्योग दर्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- स्थायी लेखा दर्ता (PAN) प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- अघिल्लो आर्थिक बर्षको कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आपूर्तिकर्ता कम्पनीसँगको सम्झौता (Contract) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता (PPA) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- वित्तिय व्यवस्थापन (Financial Closure) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको विस्तृत इन्जिनियरिंग डिजाइन प्रतिवेदन (Detail Engineering Design Report),
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप),
- पत्राचार गर्न अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमूना हस्ताक्षर एवं सो सम्बन्धमा कम्पनीको सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रतिलिपि, र
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू।

४.३ आयोजनामा खपत नहुने मालबस्तु बैंक ग्यारेन्टीमा आयातको सुविधा सिफारिस सम्वन्धी व्यवस्था :

प्रचलित आर्थिक ऐन/विधेयक बमोजिम यस विभागबाट मन्त्रालय मार्फत अर्थ मन्त्रालयमा सिफारिस भई अर्थ मन्त्रालयबाट स्वीकृत मास्टर लिस्ट बमोजिमका सामानहरुमा आयोजनाको निर्माण कार्य सम्पन्न भइसकेपछि फिर्ता लैजाने शर्तमा हाल नियमानुसार लाग्ने कर दस्तुर वापत बैंक ग्यारेण्टी राखी सामान जाँचपास गर्न दिने व्यवस्थाका लागि अनुमतिपत्र प्राप्त विद्युत आयोजनाका प्रवर्द्धक कम्पनीले तपसिल बमोजिमका कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि सहितको निवेदन पेश गर्नुपर्ने छ।

तपसिल:

- पैठारी हुन लागेको सामानको बिल बिजक भर्पाई (Invoice) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको प्याकिङ लिस्ट (Packing List) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको ढुवानी (Transport) र बीमा (Insurance) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पैठारी हुन लागेको सामानको Country of Origin/Certificate of Origin को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- भुक्तानी प्रकृया सम्बन्धी बैकिङ्ग कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको प्रवर्द्धक कम्पनी र परामर्शदाता कम्पनीबाट छाप, सही भएको स्वीकृत विस्तृत इन्जिनियरिङ्ग डिजाइन प्रतिवेदन (Detail Engineering Design Report),
- अर्थ मन्त्रालयबाट स्वीकृत मास्टर लिस्ट (पत्र सहित) को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप),
- पत्राचार गर्न अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमूना हस्ताक्षर एवं सो सम्बन्धमा कम्पनीको सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रतिलिपि, र
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू।

४.४ विदेशी मुद्रा विनिमय सुविधा सिफारिश सम्बन्धी व्यवस्था :

विद्युत आयोजनाको लागि विदेशी मुद्रा विनिमय सुविधा सिफारिस सम्बन्धी कार्य 'विद्युत आयोजनाका लागि विदेशी विनिमय सुविधा सिफारिस सम्बन्धी निर्देशिका २०७४' वमोजिम हुनेछ।

४.५ विष्फोटक पदार्थ खरिद आयात स्वीकृति (NOC) म्याद थप तथा सुविधा सिफारिश सम्बन्धी व्यवस्था:

विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरणसँग सम्बन्धित निर्माणकार्यको लागी आवश्यक विष्फोटक पदार्थ खरिद तथा आयात स्वीकृति तथा NOC म्याद थप सिफारिसको लागि अनुमतिपत्र प्राप्त विद्युत आयोजनाका प्रवर्द्धक कम्पनीले तपसिल बमोजिमका कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि सहितको निवेदन पेश गर्नुपर्ने छ।

<u>तपसिल:</u>

विष्फोटक पदार्थ खरिद/आयात स्वीकृति सम्बन्धी:

- Brand Name खुल्ने गरी नेपाली सेना र भारत (आपूर्तिकर्ता कम्पनीको नाम सहि) बाट खरिद गरिने विष्फोटक पदार्थहरुको परिमाण खुल्ने तालिका,
- परामर्शदाता कम्पनीबाट प्रमाणित विष्फोटक पदार्थको खपत तालिका, लागत अनुमान र परिमाण Detail Explosive Estimate/Blasting Assessment Report),
- विष्फोटक पदार्थ प्रयोग गर्नुपर्ने कडा चट्टान (Hard Rock) को प्रमाणित परिमाण,
- विष्फोटक पदार्थ प्रयोग गर्न Blasting Pattern को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको Executive Summary Report को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- Project Layout Plan with cross sectional drawings of geological map,
- नेपाली सहजकर्ता मार्फत खरिद/आयात गर्ने भए सो सहजकर्तासँग भएको सम्झौताको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- उत्पादन/प्रसारण/वितरण अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि,
- कम्पनी दर्ता, उद्योग दर्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- स्थायी लेखा दर्ता (PAN) प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- अघिल्लो आर्थिक वर्षको कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता (PPA) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- वित्तिय व्यवस्थापन (Financial Closure) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको विस्तृत इन्जिनियरिंग डिजाइन प्रतिवेदन (Detail Engineering Design Report),
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप),
- पत्राचार गर्न अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमूना हस्ताक्षर एवं सो सम्बन्धमा कम्पनीको सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रतिलिपि,
- ढुवानीकर्ता परिचयपत्र आवश्यक भए ढुवानीकर्ताको नाम, पद, नागरिकताको प्रमाणपत्रको प्रतिलिपि र २ प्रति पासपोर्ट साइजको फोटो र
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू।

विष्फोटक पदार्थ सम्बन्धी NOC म्याद थप सम्वन्धी:

- आयात स्वीकृत भएको, हालसम्म आयात गरिएको र आयात हुन बाँकी रहेको परिमाण खुल्ने तालिका,
- हालसम्म आयात गरिएको विष्फोटक पदार्थहरुको भन्सार जाँचपास/बिल बिजक को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- भारतीय राजदूतावासबाट जारी भई म्याद सकिएको No Objection Certificate (NOC) को प्रमाणित प्रतिलिपि,
- पत्राचार गर्न अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमुना हस्ताक्षर एवंम् सो सम्वन्धमा कम्पनी सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप) र विष्फोटक पदार्थ खरिद/ आयात गर्ने Schedule,
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू ।

४.६ सञ्चार सुविधा अनुमतिको लागि सिफारिस माग सम्बन्धी व्यवस्था :

विद्युत उत्पादन, प्रसारण र वितरणसँग सम्बन्धित संरचनाको निर्माणकार्य तथा सञ्चालनको लागी आवश्यक सञ्चार सामाग्री प्रयोगको स्वीकृति सिफारिसको लागि अनुमतिपत्र प्राप्त विद्युत आयोजनाको प्रवर्द्धक कम्पनीले तपसिल बमोजिमको कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि सहितको निवेदन पेश गर्नुपर्ने छ ।

तपसिल:

- सामान खरिद गर्न आवश्यक पर्ने Proforma Invoice/Quotation सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- खरिद हुने सामानको Specification Sheet सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- संचार उपकरण प्रयोग गरिने ठाउँको चार किल्ला खुल्ने Topographic Map सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- उत्पादन/प्रसारण अनुमतिपत्रको प्रतिलिपि,
- कम्पनी दर्ता, उद्योग दर्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- स्थायी लेखा दर्ता (PAN) प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- अघिल्लो आर्थिक वर्षको कर चुक्ता प्रमाणपत्रको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आपूर्तिकर्ता कम्पनीसँगको सम्झौता (Contract) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- विद्युत खरिद बिक्री सम्झौता (PPA) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- वित्तिय व्यवस्थापन (Financial Closure) सम्बन्धी कागजातहरूको प्रमाणित प्रतिलिपि,
- आयोजनाको अद्यावधिक प्रगति प्रतिवेदन (अनुमतिपत्रमा उल्लेख भए अनुरुप),
- पत्राचार गर्न अख्तियार प्राप्त व्यक्तिको नाम, पद, नमूना हस्ताक्षर एवं सो सम्बन्धमा कम्पनी सञ्चालक समितिबाट भएको निर्णयको प्रतिलिपि, र
- आवश्यकता बमोजिम माग गरिएका थप कागजात तथा विवरणहरू ।

५. विभागको ३३ औ वार्षिकोत्सवमा सम्मानित हुने विद्युत आयोजनाहरू

तालिका ५.१ विभागको ३३ औ वार्षिकोत्सवमा सम्मानित हुने जलविद्युत आयोजनाहरूको विवरण

क्र.सं.	आयोजनाको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	जिल्ला	नदी/खोला	व्यापारिक उत्पादन मिति
१.	साँगु खोला १ जलविद्युत आयोजना	५.५	श्री हिम पर्वत हाइड्रोपावर लिमिटेड	दोलखा	साँगु खोला	२०८२/०४/०८
२.	राहुघाट मंगले जलविद्युत आयोजना	३७	श्री तुँदी पावर कम्पनी लिमिटेड	म्याग्दी	राहुघाट खोला	२०८२/०४/२०
३.	तल्लो सोलु जलविद्युत आयोजना	८२	श्री सोलु हाइड्रोपावर लिमिटेड	सोलुखुम्बु	सोलु खोला	२०८२/०४/२४
४.	काबेली ३ क्यासकेड जलविद्युत आयोजना	२१.९३	श्री काबेली हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेड	ताप्लेजुङ	काबेली खोला	२०८२/०५/०८
५.	ठुलो खोला जलविद्युत आयोजना	२१.३	श्री संयुक्त उर्जा लिमिटेड	म्याग्दी	ठुलो खोला	२०८२/०५/०९
६.	बुकु-कापटी जलविद्युत आयोजना	५	श्री हिम स्टार उर्जा कम्पनी लिमिटेड	ओखलढुंगा/सोलुखुम्बु	बुकु खोला	२०८२/०५/१४
७.	माथिल्लो पिलुवा ३ जलविद्युत आयोजना	४.९५	श्री माबिलुङ्ग इनर्जी लिमिटेड	संखुवासभा	पिलुवा खोला	२०८२/०६/०४
८.	मध्य भोटेकोशी जलविद्युत आयोजना	१०२	श्री मध्य भोटेकोशी जलविद्युत कम्पनी लिमिटेड	सिन्धुपाल्चोक	भोटेकोशी नदी	२०८२/०६/२०
९.	साँगु खोला जलविद्युत आयोजना	२०	श्री हिम पर्वत हाइड्रोपावर लिमिटेड	दोलखा	साँगु खोला	२०८२/०६/२५
१०.	माथिल्लो राहुघाट जलविद्युत आयोजना	४८.५	श्री तुँदी पावर कम्पनी लिमिटेड	म्याग्दी	राहुघाट खोला	२०८२/०७/०७
११.	माथिल्लो गडीगाड जलविद्युत आयोजना	१.५५	श्री शैलेश्वरी पावर नेपाल लिमिटेड	डोटी	गडीगाड	२०८२/०७/०९
१२.	दरम खोला जलविद्युत आयोजना	९.६	श्री दरम खोला हाइड्रो इनर्जी लिमिटेड	बाग्लुङ्ग	दरम खोला	२०८२/०७/२३
१३.	खोरुगां खोला जलविद्युत आयोजना	४.८	श्री रिलायवल हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा. लिमिटेड	तेह्रथुम	खोरुगां खोला	२०८२/०९/०१
१४.	मादमे खोला जलविद्युत आयोजना	२४	श्री मादमे खोला हाइड्रोपावर लिमिटेड	कास्की	मादमे खोला	२०८२/०९/१२
१५.	माथिल्लो ठुलो खोला ए जलविद्युत आयोजना	२२.५	श्री ठुलो खोला हाइड्रोपावर लिमिटेड	म्याग्दी	ठुलो खोला	२०८२/१२/१६
१६.	बुकु खोला जलविद्युत आयोजना	६	श्री एपोलो हाइड्रोपावर लिमिटेड	ओखलढुंगा/सोलुखुम्बु	बुकु खोला	२०८२/१२/१८
१७.	लोवर इर्खुवा खोला जलविद्युत आयोजना	१४.१५	श्री लोवर इर्खुवा हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेड	भोजपुर	इर्खुवा खोला	२०८२/१२/२७
१८.	सिद्धि खोला जलविद्युत आयोजना	१०	श्री सिद्धि खोला हाइड्रोपावर कम्पनी लिमिटेड	इलाम	सिद्धि खोला	२०८३/०१/२४
१९.	मेवा खोला जलविद्युत आयोजना	५०	श्री युनाइटेड मेवा खोला हाइड्रोपावर लिमिटेड	ताप्लेजुङ	मेवा खोला	२०८३/०२/२८
२०.	हिदी खोला जलविद्युत आयोजना	६.८२	श्री ह्वाइट लोटस पावर लिमिटेड	लमजुङ्ग	हिदी खोला	२०८३/०३/१२
	कुल जडित क्षमता (मेगावाट):	**४९७.६०**				

तालिका ५.२ विभागको ३३ औँ वार्षिकोत्सवमा सम्मानित हुने सौर्य विद्युत आयोजनाहरूको विवरण

क्र.सं.	आयोजनाको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	जिल्ला	व्यापारिक उत्पादन मिति
१.	ग्रिड आबद्ध सौर्य विद्युत आयोजना, दुहवी	८	श्री ग्लोबल इनर्जी एण्ड कन्स्ट्रक्सन प्रा. लिमिटेड	मोरङ	२०८२/१०/२८
२.	सोलार PV प्रोजेक्ट, ढल्केबर	५	श्री ग्रिन इन्फ्रास्ट्रक्चर प्रा. लिमिटेड	धनुषा	२०८३/०२/३०
	कुल जडित क्षमता (मेगावाट):	**१३**			

६. विद्युत विकास विभागद्वारा प्रकाशित मापदण्ड एवम् अध्ययन प्रतिवेदन

विद्युत विकास विभागको स्थापनाकालदेखि हालसम्म भएका आयोजना पहिचान, आयोजनाको अध्ययन निर्माण तथा विद्युत क्षेत्रको लागि उपयोगी हुने निर्देशिका, Guidelines इत्यादी प्रकाशन सम्बन्धि कार्यहरुको जानकारी निम्नानुसार रहेको छ।

६.१ विद्युत विकास विभागबाट प्रकाशित म्यानुअल (Manual) तथा Guidelines/मापदण्ड

- Manual for Preparing Scoping Document for Environmental Impact Assessment (EIA) of Hydropower Projects 2001
- Manual for Preparing Terms of Reference (TOR) for Environmental Impact Assessment (EIA) of Hydropower Projects, with Notes on EIA Report Preparation, 2001
- Manual for Public Involvement in the Environmental Impact Assessment (EIA) Process of Hydropower Projects, 2001
- Manual for Preparing Environmental Management Plan (EMP) for Hydropower Projects, 2002
- Manual for Developing and Reviewing Water Quality Monitoring Plans and Results for Hydropower Projects 2002
- Manual for Conducting Public Hearings in the Environmental Impact Assessment Process for Hydropower Projects, 2004
- Manual for Addressing Gender Issues in Environmental Impact Assessment/Initial Environmental Examination for Hydropower Projects, 2005
- Guideline for Power System Optimization of Hydropower Projects, 2015
- Guidelines for Operation and Maintenance of Hydropower Plants, Substations and Transmission Lines, 2017
- Guidelines for Study of Hydropower Projects, 2018
- Power-House Design Guidelines for Hydropower Projects, 2018
- Design Guidelines for Headworks of Hydropower Projects
- Inspection Guidelines for Powerplant, Substation and Transmission line
- Design Guidelines for Water Conveyance System of Hydropower Projects
- Manual for Reviewing Scoping Document, Terms of Reference (TOR) and Environmental Impact Assessment (EIA) Reports for Hydropower Projects.
- Manual for Preparing Initial Environmental Examination (IEE) Report for Hydropower Projects.
- Manual for Prediction, Rating, Ranking and Determination of Significant Impacts in Environmental Impact Assessment (EIA) of Hydropower Projects

६.२ विद्युत विकास विभागबाट प्रकाशित म्यानुअल (Manual) तथा Guidelines/मापदण्ड

- Guideline for Hydro Tunnel Support System
- Guideline for Estimation of Explosive Quantity for Hydro Tunnel Construction
- Guideline for Study of Effect of PRoR Hydropower Project on Downstream Projects in the context of Nepal

६.३ विद्युत विकास विभागबाट तयार गरिएका Database Software हरू

- GIS Based License Management System
- Royalty Management System
- GIS Representation of Reservoir Projects
- Online License Application System
- Environment Database

६.४ विद्युत विकास विभागबाट अध्ययन सम्पन्न भएका र अध्ययनको क्रममा रहका आयोजनाहरू

यस विभागको नामकरण भए पछि विभागले अध्ययन सम्पन्न गरेका तथा अध्ययनको विभिन्न चरणमा रहेका ज.वि.आ.हरूको विवरण निम्नानुसार रहेको छ ।

तालिका ६.१ अध्ययन सम्पन्न भएका आयोजनाहरूको विवरण

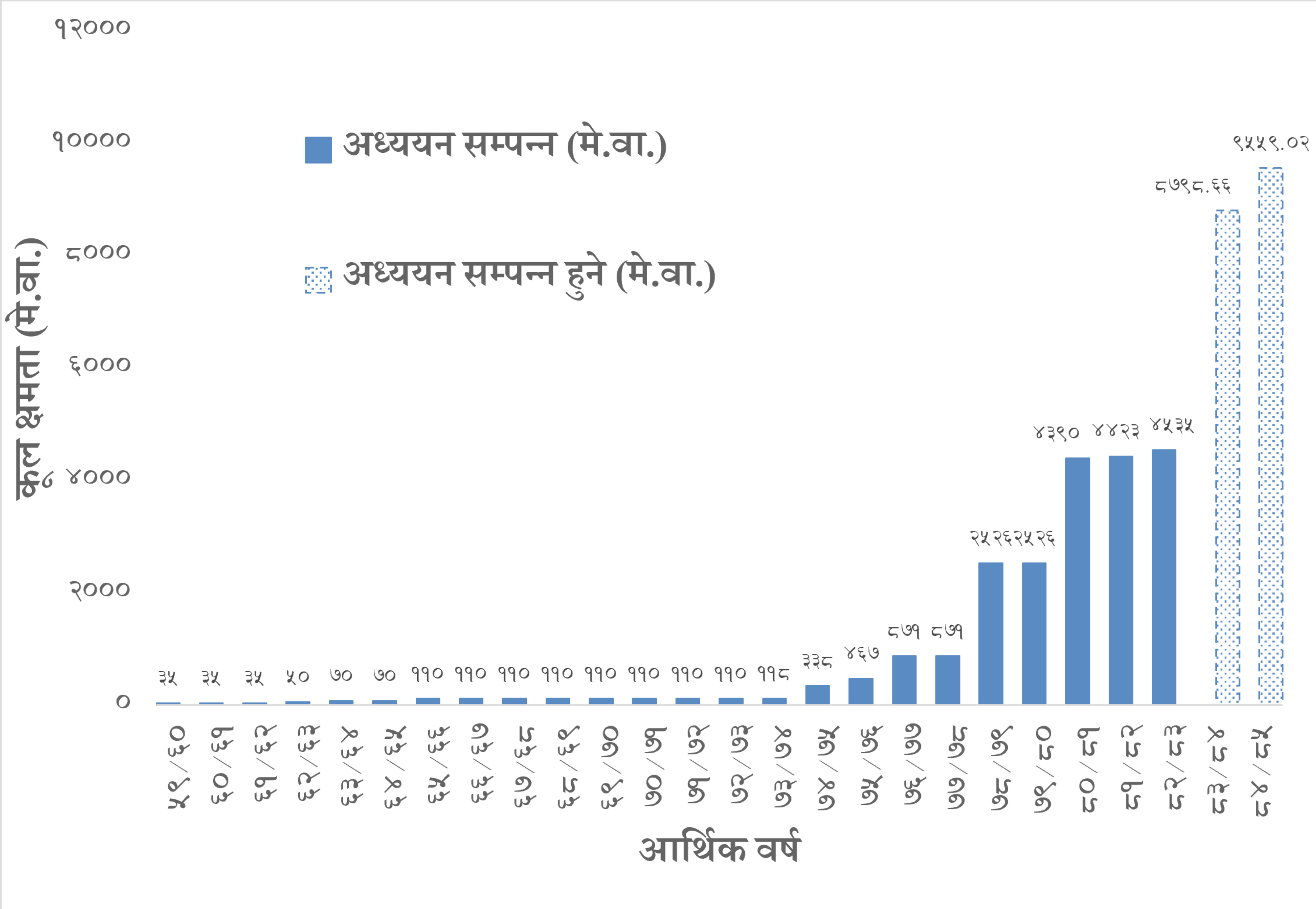
S.N.	Project Name	Type of Scheme	District	Province	Installed Capacity (MW)
1	Arun-4 HPP	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	490.2
2	Beni-Kaligandaki HPP	RoR	Parbat	Gandaki	50.53
3	Bheri Khola HPP	RoR	Jumla	Karnali	4.1
4	Budhiganga Hydropower Project	PROR	Achham	Sudurpashchim	20
5	Dotigad HPP	RoR	Doti	Sudurpashchim	2.52
6	Dudhkoshi-4 HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	47
7	Dudhkoshi-5 HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	110
8	Humla Karnali HPP	PROR	Humla	Karnali	61.02
9	Ikhuwa Khola	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	30
10	Inkhu Khola HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	21.4
11	Jawa Khola HPP	RoR	Jumla	Karnali	15.25
12	Kankai Multipurpose Project	Storage	Jhapa	Koshi	60
13	Kawadi Khola HPP	RoR	Humla	Karnali	30
14	Kawadi-1 HPP	RoR	Humla	Karnali	33.3
15	Khare Khola HPP	RoR	Dolakha	Bagmati	14.47
16	Loti Karnali (Darma) HPP	PROR	Humla	Karnali	49.5
17	Lower Apsuwa Khola HPP	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	45
18	Lower Arun HPP	PROR	Sankhuwasabha	Koshi	474.25

S.N.	Project Name	Type of Scheme	District	Province	Installed Capacity (MW)
19	Lower Chameliya HPP	RoR	Darchula	Sudurpashchim	20
20	Lower Chepe	RoR	Lamjung	Gandaki	8.74
21	Lower Hongu HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	30.2
22	Lower Solu Khola HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	40
23	Lungri Khola HPP	RoR	Rolpa	Lumbini	6
24	Madi Khola HPP	RoR	Rolpa	Lumbini	12.98
25	Maiwa Khola HPP	RoR	Taplejung	Koshi	12.5
26	Maya Khola HPP	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	5
27	Mewa Khola HPP	RoR	Taplejung	Koshi	10
28	Middle Inkhu HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	27.9
29	Myagdi Khola HPP	RoR	Myagdi	Gandaki	15.2
30	Naumure Multipurpose Project	Storage	Arghakhanchi	Lumbini	281.04
31	Nyaurigad HPP	RoR	Jumla	Karnali	4.01
32	Pikhuwa Khola HPP	RoR	Bhojpur	Koshi	6.11
33	Rupagad HPP	RoR	Dolpa	Karnali	8.63
34	Sankhuwa 1 HPP	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	40.82
35	Sankhuwa Khola HPP	RoR	Sankhuwasabha	Koshi	41.06
36	Sarda Babai HPP	Storage	Salyan	Karnali	93
37	Saru Khola	Storage	Jajarkot	Karnali	12.3
38	Seti River-6 HPP	Storage	Doti	Sudurpashchim	309
39	Singati Khola HPP	RoR	Dolakha	Bagmati	25
40	Siwa Khola HPP	RoR	Taplejung	Koshi	26.86
41	Solu Khola HPP	RoR	Solukhumbu	Koshi	15.25
42	Upper Jhimruk	Storage	Pyuthan	Lumbini	97.7
43	Upper Chameliya	RoR	Darchula	Sudurpashchim	53.85
44	Sunkoshi-2	Storage	Sindhuli	Bagmati	978
45	Sunkoshi-3	Storage	Kabhrepalanchok	Bagmati	683
46	Hima Khola HPP	PROR	Jumla	Karnali	10.8
47	Kokhajhor Storage	Storage	Sindhuli	Bagmati	63
48	Tila River HPP	RoR	Jumla	Karnali	38.07
49	Dadagaon Khalanga Bheri HPP	PRoR	Jajarkot and West Rukum	Karnali	97.43
Grand Total				RoR	1341.95
				PROR	713.00
				Storage	2577.04

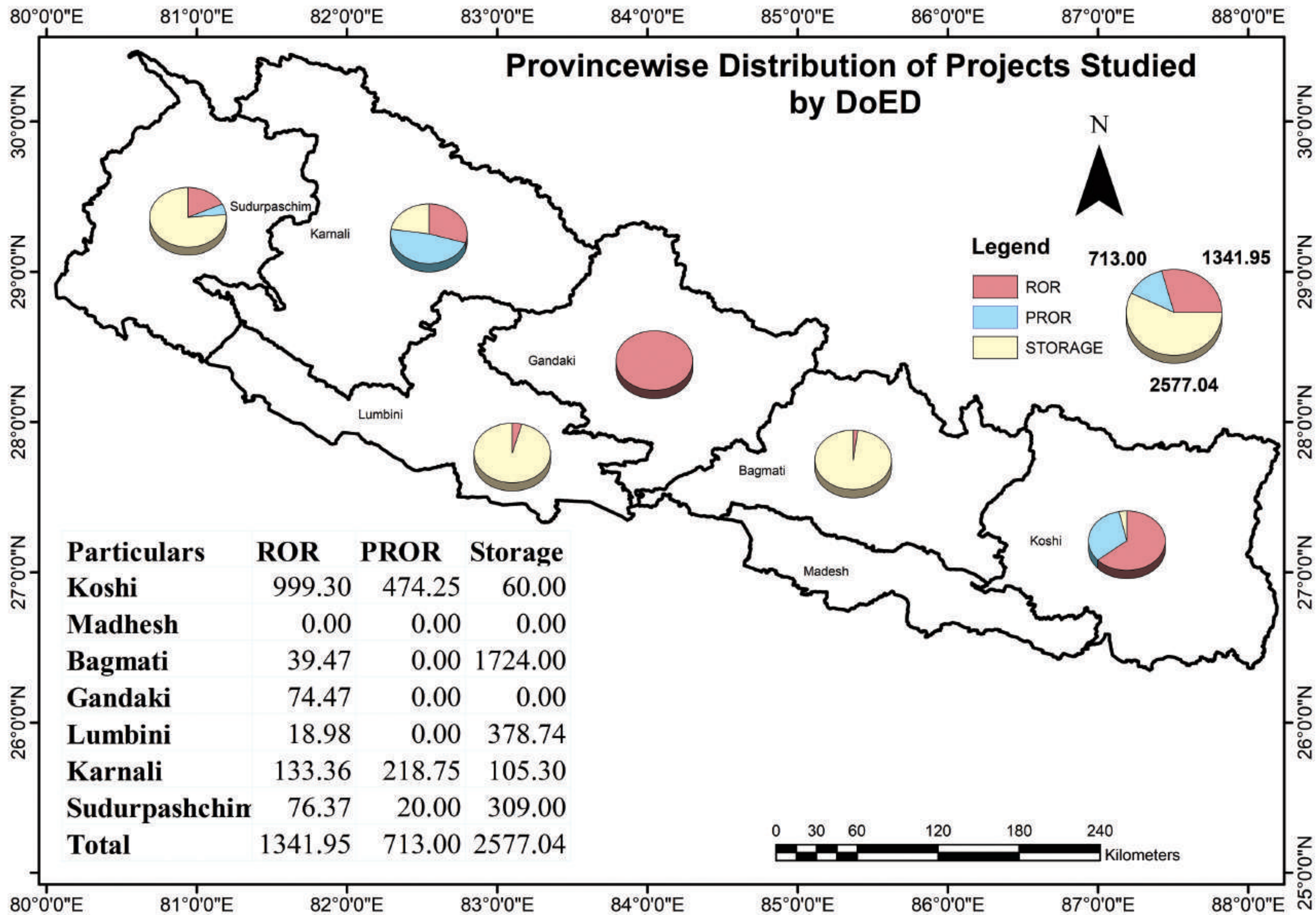
तालिका ६.२ अध्ययन भइरहेका आयोजनाहरूको विवरण

SN	Project Name	Type of Scheme	District	Province	Installed Capacity (MW)
1	Bharbung Storage HPP	Storage	Dolpa	Karnali	325
2	Dandagau Khalanga Bheri HEP	PROR	Jajarkot	Karnali	97.43
3	Humla Karnali-Cascade	PROR	Humla	Karnali	681.2
4	Kaligandaki 2 Storage	Storage	Syangja	Gandaki	650
5	Kaligandaki Storage HPP	Storage	Parbat	Gandaki	640
6	Khimti Those Shivalaya	Storage	Ramechhap	Bagmati	1216
7	Lower Badigad	Storage	Gulmi	Lumbini	273.4
8	Madi Siti HPP	Storage	Lamjung	Gandaki	119
9	Manahari Khola MPP	Storage	Makawanpur	Bagmati	55.15
10	Marsyangdi 3	PROR	Lamjung	Gandaki	42
11	Mugu Karnali	PROR	Mugu	Karnali	89.35
12	Super Budhigandaki HEP	RoR	Gorkha	Gandaki	34.93
13	Tom Dogar HEP (Budhi Gandaki)	RoR	Gorkha	Gandaki	40.2
14	Yanma Khola HPP	RoR	Taplejung	Koshi	65
15	Surnayagad Storage HPP	Storage	Dadeldhura	Sudurpashchim	194.1
16	Bheri-2 PROR HPP	PROR	Jajarkot	Karnali	211.02
17	Upper Karnali B PROR HPP	PROR	Dailekh	Karnali	136.48
18	Chera-1 Storage HPP	Storage	Jajarkot	Karnali	169.5
19	Ghatganga PROR HPP	PROR	Bajhang	Sudurpashchim	49.26
				RoR	140.13
Grand Total				PROR	1306.74
				Storage	3642.15

तस्बिर ६.१ आर्थिक वर्ष अनुसार विभागबाट अध्ययन सम्पन्न भएको/हुने आयोजनाहरूको Cumulative जडित क्षमता विवरण

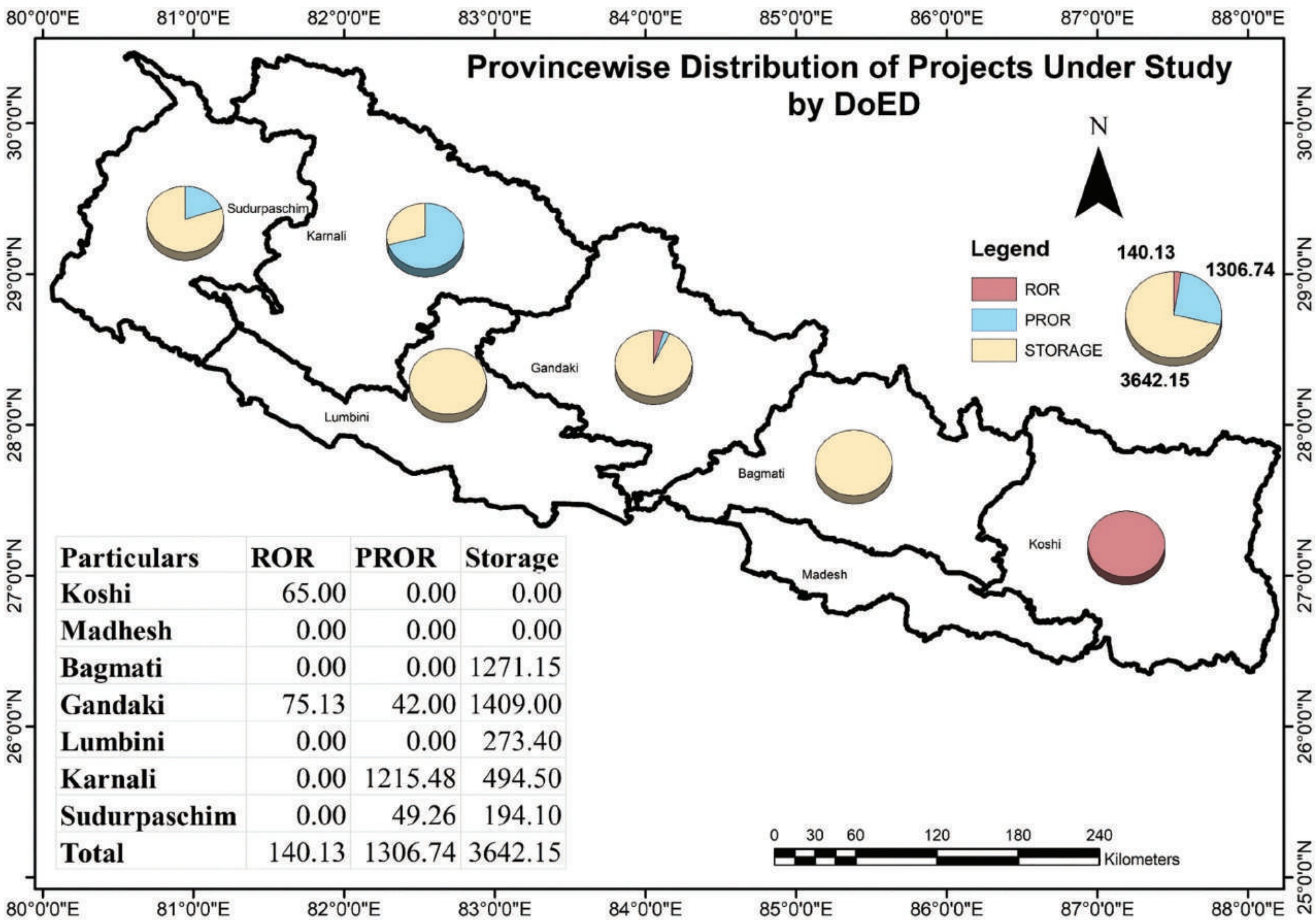


तस्बिर ६.२ विभागद्वारा अध्ययन सम्पन्न भएका जलविद्युत आयोजनाहरूको प्रदेशगत कुल जडित क्षमता (मे.वा.)



Particulars	ROR	PROR	Storage
Koshi	999.30	474.25	60.00
Madhesh	0.00	0.00	0.00
Bagmati	39.47	0.00	1724.00
Gandaki	74.47	0.00	0.00
Lumbini	18.98	0.00	378.74
Karnali	133.36	218.75	105.30
Sudurpashchin	76.37	20.00	309.00
Total	1341.95	713.00	2577.04

तस्बिर ६.३ विभागद्वारा अध्ययन भइरहेका जलविद्युत आयोजनाहरूको प्रदेशगत कुल जडित क्षमता (मे.वा.)



Particulars	ROR	PROR	Storage
Koshi	65.00	0.00	0.00
Madhesh	0.00	0.00	0.00
Bagmati	0.00	0.00	1271.15
Gandaki	75.13	42.00	1409.00
Lumbini	0.00	0.00	273.40
Karnali	0.00	1215.48	494.50
Sudurpaschim	0.00	49.26	194.10
Total	140.13	1306.74	3642.15

७. विद्युत विकास विभाग अन्तर्गत अध्ययन भएका जलविद्युत आयोजनाहरूको संक्षिप्त विवरण

Name of Project	Source	Type of Scheme	Project Location (Districts)	Design Discharge (m^3/s)	Total Reservoir Capacity (MCM)	Tunnel Length (m)	Transm-ission line length (km)	Connection point (location)	Installed Capacity (MW)	Dry season Energy (GWh)	Total Annual Energy (GWh)	Total Cost without IDC (MNRs)	EIRR	Access Road (km)
अरुण-४ जलविद्युत आयोजना	Arun River	RoR	Sankhuwasabha	253.5		9305	4.51	Haitar	490.2	324	2137	64,700.72	15.03	Accessible
इखुवा खोला जलविद्युत आयोजना	Ikhuwa Khola	RoR	Sankhuwasabha	6.02		3624	37	Tumlingtar	30	40.72	181.74	5,410.12	15.05	8.1
इंखु खोला जलविद्युत आयोजना	Inkhu Khola	RoR	Solukhumbu	9.45		4732.8	13.2	Nele	21.4	36.924	123.238	4,115.64	13.76	20.5
कन्काई बहुउद्देशीय आयोजना	Kankai River	Multi-purpose Storage	Ilam and Jhapa	102	1689.97	440	16	Anarmani Substation	60	1368.27	2412.51	136,112.94	5.42	Accessible
कावेली-३ जलविद्युत आयोजना	Kabeli Khola	RoR	Taplejung	7.3		1411	18.35	Amarpur Substation	21.93	19.32	123.97	3,434.6	16.24	Accessible
जवा खोला जलविद्युत आयोजना	Jawa Khola	RoR	Jumla	12.65		6133	13.525	Lamra Substation	15.25	34.34	96.78	3,398.27	14.93	Accessible
डोटीगाड जलविद्युत आयोजना	Doti Gad	RoR	Dadeldhura	2		97	12	Amargadhi	2.52	2.04	12.84	487.87	12.01	14
तल्लो अप्सुवा खोला जलविद्युत आयोजना	Apsuwa Khola	RoR	Sankhuwasabha	8.65		4233.6	25	Tumlingtar	45	86.06	274.48	8,700.08	20	21
तल्लो अरुण जलविद्युत आयोजना	Arun River	PROR	Sankhuwasabha	253.15		12,404	5.8	Sitalpati	474.25	781	1744	92,220.69	12.19	24
तल्लो चमेलिया जलविद्युत आयोजना	Chameliya River	RoR	Darchula/Baitadi	36.38		5840	7	Balanch (NEA)	20	21.06	124.06	4,300	15	Accessible
तल्लो चेपे जलविद्युत आयोजना	Chepe Khola	RoR	Lamjung and Gorkha	6.76		1171.6 (canal) +2229.4	16	Udipur	8.74	9.62	50.55	1,834.62	12.12	9
तल्लो होङ्गु खोला जलविद्युत आयोजना	Hongu Khola	RoR	Solukhumbu	20.2		2700	9.97	Nele	30.2	55.89	175.05	5,827.605	28.88	23.5
दुधकोशी-४ जलविद्युत आयोजना	Dudhkoshi River	RoR	Solukhumbu	43.49		4447	14.34	Tinla	47	96.25	290.27	8,647	14.94	6.6
दुधकोशी-५ जलविद्युत आयोजना	Dudhkoshi River	RoR	Solukhumbu	52.46		6114	5.8	Dudhkoshi 4 Substation	110	99.36	617.76	20,167	17.34	7.4
नौमुरे बहुउद्देशीय आयोजना	West Rapti River	Multi purpose Storage	Arghakhanchi and Pyuthan	154	1066.85	18	55	New Lamahi	218.34 (Main Dam) +8 (Re-reg) +54.7 (Diversion)	305.90 + 14.61 + 173.92	874.00 +38.90 +362.81	125,564.43	10.4	Accessible
न्याउरीगाड जलविद्युत आयोजना	Nyaurigad	RoR	Jumla	5.92		558+ 2904	14.6	Jumla Substation	4.01	8.176	24.064	1,319	9.93	0.6
पिखुवा खोला जलविद्युत आयोजना	Pikhuwa Khola	RoR	Bhojpur	5.16			5	Bhojpur Bazaar	6.11	5.86	34.972	1,359.54	10.49	8.5
बेनी कालिगण्डकी जलविद्युत आयोजना	Kali Gandaki River	RoR	Myagdi and Parbat	108		3537	13	Kushma	50.53	86.3	284.79	10,803.71	22.86	Accessible
भेरी खोला जलविद्युत आयोजना	Bheri Khola	RoR	Jumla	5.2		279+ 3851.2	20	Jumla substation	4.1	8.26	25.06	1,871	8.91	1.17
माडी खोला जलविद्युत आयोजना	Madi Khola	RoR	Rolpa	19.8		4678	35	Ghorahi	12.98	24.81	77.26	3,916.815	11.97	9

Name of Project	Source	Type of Scheme	Project Location (Districts)	Design Discharge (m^3/s)	Total Reservoir Capacity (MCM)	Tunnel Length (m)	Transm-ission line length (km)	Connection point (location)	Installed Capacity (MW)	Dry season Energy (GWh)	Total Annual Energy (GWh)	Total Cost without IDC (MNRs)	EIRR	Access Road (km)
माथिल्लो झिमरुक जलाशययुक्त आयोजना	Jhimruk Khola	Multipurpose Storage	Pyuthan	43	118.95 (Main Dam)		60	Motipur Substation	33 (Main Dam) + 6.7 (Re-reg) + (Diversion)	29.2 + 7.13 + 34.36 = 70.69	108.2 + 26.73 + 183.40 = 318.33	31,346.23	11.23	Accessible
मैवा खोला जलविद्युत आयोजना	Maiwa Khola	RoR	Taplejung	7.12		4080	1.285	Change, Taplejung	12.504	24.04	74.65	3,182.55	13.93	Accessible
म्याग्दी खोला जलविद्युत आयोजना	Myadgi	RoR	Myagdi	37.5		4523	16.55	Kushma Substation	15.2	30.21	90.46	3,848.8	13.32	Accessible
रुपगाढ जलविद्युत आयोजना	Rupagad	RoR	Dolpa	3.25		4309	20	Thuli Bheri HEP Switchyard	8.625	14.399	44.389	1,645.75		8
लुङ्ग्री खोला जलविद्युत आयोजना	Lungri Khola	RoR	Rolpa	5.75		3825+ 4060	14	Powerhouse of Madi Khola HPP	6	5.87	31.56	1,200.1	14.32	1.82
लोती कर्णाली (दार्मा) जलविद्युत आयोजना	Loti Karnali	PROR	Humla	13.7		7867	34	Mugu Karnali substation	49.5	118.03	313.77	10,467.25	17.38	11.2
सङ्खुवा खोला जलविद्युत आयोजना	Sankhuwa Khola	RoR	Sankhuwasabha	15.68		4567	17.5	Tumlingtar	41.06	70.69	233.92	8,084.14	22.04	10.016
सङ्खुवा खोला-१ जलविद्युत आयोजना	Sankhuwa Khola	RoR	Sankhuwasabha	8.83		578+ 4958	25	Tumlingtar	40.82	85.41	255.08	8,347	17.3	15.6
सरू खोला जलविद्युत आयोजना	Saru Khola	RoR	Jajarkot	7.3		6280	27	Nala Gad (Rimna)	12.3	10.98	67.71	3,877.66	16.17	
सिवा खोला जलविद्युत आयोजना	Siwa Khola	RoR	Taplejung	26.86		4721	12	Change, Taplejung	26.86	46.08	153.52	4,407.51	16.23%	1.56
सुनकोशी-२ जलविद्युत आयोजना	Sunkoshi River	Storage	Ramechhap, Sindhuli, Kavre	1048	1807	1200		Mantridada, Sindhuli	978	593.84	2908.04	213,505.6	12.15	Accessible
सुनकोशी-३ जलविद्युत आयोजना	Sunkoshi River	Storage	Ramechhap, Sindhuli, Kavre, Sindhupalchok	490	1769	534	41.9	Mantridada, Sindhuli	683	652.25	2426.66	178,124.47	10.85	Accessible
सेती नदि-६ जलाशययुक्त आयोजना	Seti River	Storage	Achham and Doti	300	548	167.5	29.4	Betan Substation	309	361.96	1023.02	98,262.93	11.69	26.8
हुम्ला कर्णाली जलविद्युत आयोजना	Humla Karnali	PROR	Humla	61.02			32	Humla Karnlai Cascade's switchyard	61.02				13.76	Accessible via Simikot-Hilsa Road
अपर चमेलिया जलविद्युत आयोजना	Chameliya river	RoR	Darchula	7.12		5588	32	Balanch Substation	53.85	107.50	319.21	11,832.82 (including IDC)	17.77	29.040 Km Road construction needed
कवाडी-१ जलविद्युत आयोजना	Kawadi	RoR	Bajuraand Humla	9.23		5176.65	30	Mugu Karnali Hub	30	66.62	185.30	6,409.02	14.17	Accessible
मिडिल इन्खु ज.वि.आ.	Inkhu	RoR	Solukhumbu	7.9		4146.35	25	Tingla Substation	27.9	50.45	164.56	4,857.93	17.99	
खोखाजोर स्टोरेज ज.वि.आ.	Khokajor Khola	Storage	Kavre and Sindhuli		166.894	7488	7	Faparbari	63	114.7	307.4	29,937.655	9.66	
हिमा खोला जलविद्युत आयोजना	Hima Khola	PROR	Jumla	9.6		5.71	21	Jumla Substation	10.8	16.14	37.5	4,142. 67	9.22	
तिला जलविद्युत आयोजना	Tila	ROR	Jumla and Kalikot	52.51		4.16	30.2	Jumla Substation	38.07	89.39	244.85	7,711.34	18.94	
डाँडा गाउँ खालंगा भेरी जलविद्युत आयोजना	Thuli Bheri	PRoR	Jajarkot and West Rukum	141.28	2.346	6097.15	17.8	Nalgad Substation	97.43	168.87	523.58	24,692	9.66	

८. विभागद्वारा आ.व. २०८२/८३ मा सञ्चालित कार्यक्रमहरूको समीक्षा

विद्युत क्षेत्रसँग सम्बन्धित सरकारी नीति तथा कार्यक्रमहरू कार्यान्वयन गर्न ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालयलाई सहयोग गर्ने विभागको दायित्व रहेको छ। निजी क्षेत्रलाई जलविद्युत आयोजनाहरूमा लगानी गर्न प्रोत्साहित गर्ने, प्रवर्द्धन गर्ने लगायतका कामहरू यस विभागले गर्दै आएको छ। यसका अतिरिक्त विभागद्वारा साना, मझौला र ठूलाका साथै जलाशययुक्त एवं बहुउद्देश्यीय आयोजनाहरूको अध्ययन गरी आयोजना बैङ्क समेत तयार हुँदै आइरहेको छ। यस विभागले नेपाल सरकारबाट वार्षिक रुपमा बजेट प्राप्त गरी विभिन्न कार्यक्रमहरू सञ्चालन गर्दै आइरहेको छ।

८.१ आ.व २०८२/८३ मा सञ्चालित कार्यक्रमहरू

विभागमा आ.व २०८२/८३ मा सञ्चालित कार्यक्रमहरू पहिलो र दोस्रो प्राथमिकताक्रम गरी जम्मा पाँचवटा कार्यक्रमहरू छन्। कार्यक्रमको विवरण यस प्रकार छ।

तालिका ८.१ विभागद्वारा आ.व. २०८२/८३ मा सञ्चालित कार्यक्रमहरूको प्राथमिकताक्रम

पहिलो प्राथमिकता (P1)	दोश्रो प्राथमिकता (P2)
१. विद्युत विकास विभाग २. जलविद्युत आयोजना अध्ययन ३. बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना	१. सप्तकोशी उच्च बाध बहुद्देश्यीय आयोजना २. पञ्चेश्वर बहुउद्देश्यीय आयोजना

आ.व. २०८२/८३ मा विद्युत विकास विभाग अन्तर्गत सञ्चालित कार्यक्रमको कूल प्राप्त बजेट रु ३१,८९५ लाख रहेकोमा आगामी आ.व. २०८३/८४ को लागि रु ३२,२५८ लाख विनियोजित भएको छ। आ.व. २०८२/८३ मा सञ्चालित यी कार्यक्रमहरूको प्राप्त बजेटको विवरण यसप्रकार रहेको छ।

तालिका ८.२ विद्युत विकास विभाग र अन्तर्गतका निकायको आ.व ०८२/८३ को बजेट सारांश (रू. लाखमा)

खर्च शीर्षक	कार्यक्रम	चालु	पुँजीगत	जम्मा
३०८०१०११	विद्युत विकास विभाग	९७६	१००	१०७६
३०८०११०४	जलविद्युत आयोजना अध्ययन	-	३५६६	३५६६
३०८०११०२	सप्तकोशी बहुउद्देश्यीय आयोजना	१५०	४५२	६०२
३०८०११०३	पञ्चेश्वर बहुउद्देश्यीय आयोजना	१०३	२२	१२५
३०८०११०६	बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना	३१४	२६२१३	२६५२७
जम्मा		**१५४३**	**३०३५३**	**३१८९६**

तालिका ८.३: आ.व २०८२/८३ को मिति २०८३/०३/२५ सम्मको वित्तीय प्रगति

ब.उ.शि.नं.	आयोजना र कार्यक्रम	वित्तीय प्रगति (%)
३०८०१०११	विद्युत विकास विभाग	७७.५०
३०८०११०४	जलविद्युत आयोजना अध्ययन	६६.४३
विद्युत विकास विभागको समग्र वित्तीय प्रगति		**६९.१६**

८.२ आ.व. २०८३/८४ मा विनियोजित बजेट

तालिका ८.४ विद्युत विकास विभाग र अन्तर्गतका निकायको बजेट सारांश (रू. लाखमा)

खर्च शीर्षक	कार्यक्रम	चालु	पुँजीगत	जम्मा
३०८०१०११	विद्युत विकास विभाग	९६१	५४	१०१५
३०८०११०४	जलविद्युत आयोजना अध्ययन	-	१७०४	१७०४
३०८०११०२	सप्तकोशी बहुउद्देश्यीय आयोजना	१३६	९	१४५
३०८०११०३	पंचेश्वर बहुउद्देश्यीय आयोजना	९७	२३	१२०
३०८०११०६	बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना	२८७	२८९८७	२९२७४
जम्मा		१४८१	३०७७७	३२२५८

९. वातावरणीय अध्ययन सम्बन्धि कार्यहरू

विभागको योजना, वातावरण तथा आयोजना विकास सम्झौता महाशाखा अन्तर्गत रहेको वातावरण शाखाबाट विद्युत आयोजनाहरूको वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन मुख्यत: वातावरण संरक्षण ऐन, २०७६ र वातावरण संरक्षण नियमावली, २०७७ एवं प्रस्ताव अनुसार आकर्षित हुने प्रचलित कानून अनुसार पुनरावलोकन गरि/गराई उक्त प्रतिवेदनहरू स्वीकृत गर्ने निकाय समक्ष सिफारिस गर्ने कार्य हुने गर्दछ। यस क्रममा चालू आ.व. को हाल सम्म (२०८२ श्रावण १ देखि २०८३ असार २० सम्म) कुल १८३ वटा विभिन्न वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन स्वीकृतिको लागि सिफारिस गरिएको छ।उक्त कार्यको समष्टिगत विवरण **तालिका ९.१** मा र आयोजनागत विस्तृत विवरण **तालिका ९.४** मा प्रस्तुत गरिएको छ।

त्यसै गरि वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन स्वीकृत भए पश्चात प्रस्ताव कार्यान्वयनमा जाने म्याद ३ वर्ष गुज्रिसकेपछि नियमानुसार प्रस्ताव कार्यान्वयन गर्न सकिने म्याद अधिकतम २ वर्ष थप हुन सक्ने प्रावधान अनुसार प्रस्तावकबाट माग भइ आए बमोजिम १४ वटा वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदनको म्याद थपको लागि सिफारिस गरिएको छ। साथै क्षेत्र निर्धारण र/वा कार्यसूची स्वीकृत भएको मिति देखि २ वर्ष भित्र पेश गर्नुपर्ने वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन पेश गर्न नसकेका प्रवर्द्धकको निवेदन बमोजिम नियमानुसार प्रतिवेदन पेश गर्नलाई प्राप्त हुन सक्ने थप १ वर्ष म्याद थपको लागि ४ वटा आयोजनाको फाइल सिफारिस गरिएको छ।यसको विवरण **तालिका ९.२** मा प्रस्तुत गरिएको छ।

विभागबाट विद्युत आयोजनाको अनुमति पत्र जारी हुनुपूर्व लिनुपर्ने राष्ट्रिय निकुन्ज तथा वन्यजन्तु संरक्षण विभागको सहमतिको लागि कुल ३९ वटा सिफारिस गरिएको छ **(तालिका ९.३)**।

तालिका ९.१ स्वीकृतिका लागि सिफारिस भएका वातावरणीय अध्ययनको समष्टिगत विवरण (२०८२ श्रावण देखि २०८३ असार २० सम्म) विवरण

क्र.सं.	अध्ययनको किसिम	जलविद्युत	प्रशारण लाइन	सौर्य विद्युत	अन्य (सडक/पुल/भवन)	जम्मा
१	ToR for BES	०	९	११	१	२१
२	ToR for IEE	१६	२२	१४	२	५४
३	SD/ToR	६		४		१०
४	BES		७	१	१	९
५	IEE	९	१५	७	२	३३
६	EIA	५				५
७	RBES	१				१
८	RIEE	२३	९	३		३५
९	SEIA	६	१			७
१०	REMP	६	२			८
जम्मा		७२	६५	४०	६	१८३

तालिका ९.२ : म्याद थपका लागि सिफारिस सम्बन्धि विवरण (२०८२ श्रावण १ देखि २०८३ असार २० सम्म)

सिफारिसको किसिम	BES	IEE	EIA	Total
वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन (BES/IEE/EIA) बमोजिम प्रस्ताव कार्यान्वयनको लागि म्याद थप सिफारिस	०	१०	४	१४
वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदन(BES/IEE/EIA) पेश गर्ने सम्बन्धि म्याद थप सिफारिस	०	१	३	४

तालिका ९.३ : विद्युत आयोजनाको अनुमति पत्र जारी पूर्व आवश्यक सहमतिको लागि सिफारिस सम्बन्धि विवरण (२०८२ श्रावण १ देखि २०८३ असार २० सम्म)

संरक्षित क्षेत्रको नाम	अध्ययन सहमति सिफारिस संख्या		
	मुख्य क्षेत्र	मध्यवर्ती क्षेत्र (निकुन्ज र वन्यजन्तु आरक्ष क्षेत्रको)	जम्मा
Annapurna Conservation Area	६		६
Apinampa Conservation Area	१		१
Chitwan National Park	०	१	१
Banke National Park	०	०	०
Bardiya National Park	०	०	०
Dhorpatan Hunting Reserve	२	०	२
Gaurishankar Conservation Area	४		४
Kanchanjunga Conservation Area	१		१
Koshi Tappu wildlife Reserve	०	१	१
Langtang National Park	२	१	३
Makalu Barun National Park	७	७	१४
Manaslu Conservation Area	४		४
Sagarmatha National Park	०	१	१
Shey Phoksundo National Park	१	०	१
Shivpuri Nagarjun National Park	०	०	०
जम्मा			३९

तालिका ९.४ स्वीकृतिका लागि सिफारिस भएका वातावरणीय अध्ययन प्रतिवेदनहरूको विवरण

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
१	Jagdulla A PROR Project (106 MW)	Jagdulla Hydropower Company Limited	REMP	HPP
२	Super Tallo Bagmati 132 kV TL Project	Super Bagmati Hydropower P. Ltd.	IEE	TL
३	Myagdi Khola HPP (65 MW)	Hydro Village Limited	SEIA	HPP
४	Isuwa Khola PROR Cascade 132 kV TL Project	Isuwa Energy P Ltd.	IEE	TL
५	Mathillo Tadi Khola-Samundratar 33kV TL	Suryakunda Hydroelectric Pvt. Ltd	ToR for BES	TL
६	Lankhuwa Khola Small HPP (5 MW) 33 kV TL	Sabhapokhari Hydro Power (P) Ltd.	RBES	HPP
७	Upper Taksu Sana Jalwidyut Aayojana (PROR), 6.30 MW	Veritas Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	HPP
८	Dandagaun Khalanga Bheri HPP (97.43 MW)	Department of Electricity Development	EIA	HPP
९	Palun Khola Sana Jalwidyut Aayojana (21 MW)	Palun Khola Hydropower Limited	RIEE	HPP
१०	Kalika Kaligandaki Hydropower Project (38.16 MW)	Maulakalika Hydropower Company	EMP	HPP
११	Doodh Pokhari Chepe Hydropower Project (11 MW)	Doodh Pokhari Chepe Hydropower P. Ltd.	RIEE	HPP
१२	Darbang Myagdi (25 MW)-Dandakhet Substation 132 kV TL	Dhaulagiri Kalika Hydro	IEE	TL
१३	MCA-N (ETP) 400 kV Transmission Line Project	Millennium Challenge Account Nepal (MCA -Nepal)	EMP	TL
१४	Nijgadh-Harnaiya 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
१५	Hewa Khola A 9.9 MW	Habitat Power Company Pvt. Ltd.	Second RIEE	HPP
१६	Sabha Khola B HPP (32.25 MW)	Orbit Energy Private Limited	Second RIEE	HPP
१७	Sabha Khola C HPP (9.9 MW)	Orbit Energy Private Limited	RIEE	HPP
१८	Upper Piluwa-1 HPP	Devi Hydropower Pvt. Ltd.	RIEE	HPP
१९	Dudhkoshi Dam Toe 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
२०	Shyam Khola HEP 33kV TL Project	S.K. Energy Development Pvt. Ltd.	ToR for IEE	TL
२१	Dododhara-New Attariya (Daiji) 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	IEE	TL
२२	Lamahi Chhinchu 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	IEE	TL
२३	Dudhkoshi Storage HPP 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	IEE	TL
२४	Mewa Khola HPP 132 kV TL	Union Mewa Hydro Ltd.	ToR for IEE	TL
२५	Super Tamor HPP (166 MW)	Crystal Power Development P. Ltd.	EMP	HPP
२६	Lamahi Saurya Widyut Ayojana (10 MW)	Prime Power Ltd.	IEE	Solar

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
२७	Upper Trishuli-1 HPP (216 MW)	Nepal Water and Energy Development Company (NWEDC)	SEIA	HPP
२८	Lower Hewa Khola -A (6.9 MW)	Panch Khapan Hydropower P. Ltd.	ToR for IEE	HPP
२९	Mathillo Maya Khola Hydropower Project (5MW)	Waleng Tumhok Hydropower Pvt. Ltd.	IEE	HPP
३०	Upper Irkhuwa(14.5 MW) -Sitalpati Substation 33 kV Double Circuit TL	Aarati Power Company Ltd.	BES	TL
३१	Tallo Madhya Rawakhola HEP 33 kV TL	Lower Mid Rawakhola Hydropower Project Pvt. Ltd	BES	TL
३२	Surkhet-Dailekh 132 kV TL	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
३३	Dhalkebar Solar Project (20 MW)	Terra Sol Energy Company Pvt. Ltd.	SD/ToR	Solar
३४	Palun Khola Sana Jalwidyut Aayojana (21 MW) 132 kV TL	Palun Khola Hydropower Limited	ToR for IEE	TL
३५	Sitalpati Saurya Widyut Ayojana	Himalayan Solar Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
३६	Super Taksar Pikhuwa HPP (9.5 MW)	Taksar Cascade Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	HPP
३७	Upper Tila PROR HPP (72 MW)	Nepal Electricity Authority	SD/ToR	HPP
३८	Mugu Karnali HPP 89.35 MW	Department of Electricity Development	EIA	HPP
३९	Bhotekoshi 1 HPP 132 kV TL	Electro Power Co. Ltd.	ToR for IEE	TL
४०	Jagdulla A PROR Project (124.35 MW)	Jagdulla Hydropower Company Limited	SD / ToR	HPP
४१	Manang Marsyandi Hydropower Project (135 MW) 220 kV TL	Manang Marsyandi Hydropower Company P. Ltd.	ToR for IEE	TL
४२	Mewa Khola HPP (24.4 MW)	Union Mewa Hydro Ltd.	Second RIEE	HPP
४३	Manahari Multipurpose Project (55 MW)	Department of Electricity Development	SD/ToR	HPP
४४	Ikhuwa Khola HPP (40 MW) 132 kV TL	Upper Arun Hydroelectric Limited	ToR for IEE	TL
४५	Super Ghalemdi HPP (9.14 MW)	Super Ghalemdi Hydropower Pvt Ltd	RIEE	HPP
४६	Palpa Saurya Widyut Ayojana	Go Green Energy Pvt. Ltd	SD/ToR	Solar
४७	Mathillo Chhujung Khola HPP (50.5 MW)	White Flower Energy Pvt. Ltd.	SD/ToR	HPP
४८	Syarpu Small Hydropower Project (3.3 MW) 33 kV TL	Syarpu Power Company Limited	ToR for BES	TL
४९	Ranma Khola HPP (36.6 MW)	Dhorpatan Ranma Hydropower Ltd.	ToR for IEE	HPP
५०	Parwanipur Pokhariya 132kV TL	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
५१	Mathillo Mugu Karnali (306 MW)	Elevate Energy P. Ltd.	EIA	HPP
५२	Commercial Building of NEA At Dhangadhi, Bhairahawa, Pokhara, Birganj & Biratnagar)	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	Building

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
५३	Rapti-Dobhan Sauryawidyut Aayojana (30 MW)	Lamahi Energy Pvt. Ltd.	SD/ToR	Solar
५४	Kapilvastu Saurya Widyut Ayojana (30 MW)	Prime Power Ltd.	IEE	Solar
५५	Bharbung Storage HPP	Department of Electricity Development	EIA	HPP
५६	Tamor- Mewa HEP (128 MW) -Dhunge Sanghu 220 kV TL	Spark Hydroelectric Company Limited	ToR for IEE	TL
५७	Super Machha Khola Hydropower Project (4.6 MW)	Budhigandaki Hydropower P. Ltd.	RIEE	HPP
५८	Aurahi Saurya Widyut Aayojana (5 MW)	Sunlight Renewable Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
५९	Mathillo Siwa Khola HPP (8.74 MW)	Aabiskar Holdings And Investment Company	ToR for IEE	HPP
६०	Dhanushadham Saurya Widyut Aayojana (9.5 MW)	Eco Global Power Development Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
६१	Aurahi-2 Saurya Widyut Aayojana (9.5 MW)	Eco Global Power Development Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
६२	Damak-Keraun-Biratnagar 132 kV TL	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
६३	Janki Sauryawidyut Aayojana (5 MW)	Kalika Sun Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
६४	Beldiya Saurya Widyut Ayojana (10 MW)	Kalika Sun Light Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
६५	Phukot Karnali PROR HEP E-Flow Plant 33 kV TL	Vidhut Utpadan Company Limited	ToR for BES	TL
६६	Madhya Chamelia Hydropower Project (35 MW)	Darchula Power P. Ltd.	SEIA	HPP
६७	Khorunga Khola (4.8 MW) 33 kV TL	Reliable Hydropower Company Pvt. Ltd.	BES	TL
६८	Palpa Solar Pv 132 kV TL	Go Green Energy Pvt. Ltd	IEE	TL
६९	Mathillo Junbesi Khola HEP (5.875 MW) 33 kV & 132 kV TL	Gurkhas Himlayan Hydro Pvt. Ltd	ToR for IEE	TL
७०	Sabha A HPP (9 MW)	Standard H Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	HPP
७१	Daraundi Nadi PROR (9.84 MW) 33 kV TL	Manakamana Daraundi Hydropower Companu Limited	ToR for BES	TL
७२	Upper Sardi Khola HPP (2.90 MW)	Mandakini Hydropower Ltd.	RIEE	HPP
७३	Luja Khola Cascade HPP (9.8 MW)	Silk Power Pvt. Ltd.	IEE	HPP
७४	Chhinchhu Dododhara 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
७५	Induwa Khola PROR HPP 132 kV TL	Vision Tesla Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	TL
७६	Mathillo Myagdi HEP (20 MW)	Hydro Empire Pvt Ltd	RIEE	HPP
७७	Tallo Modi - Naya Modi 132 kV TL	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
७८	Banke Wind Power Project (10 MW)	Banke Wind Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	WPP
७९	Parwanipur Saurya Widyut Ayojana (8 MW)	Api Power Company Ltd.	IEE	Solar

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
८०	Bhotekoshi 1 HPP 132 kV TL	Electro Power Co. Ltd.	IEE	TL
८१	Gandak Nepalganj 220 kV TL (Gandak-Parasi Section)	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
८२	Garuda Saurya Widyut Aayojana (5 MW)	Sunlight Renewable Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
८३	Pikhuwa Khola (Khawa) HEP 6.74 MW	Aspire Power Company Pvt. Ltd.	IEE	HPP
८४	Bhairavnath Saurya Widyut Aayojana	Bhairavnath Green Energy	ToR for BES	Solar
८५	Madhya Daram Khola A HPP (4.02 MW)	White Gold Multi Energy Pvt. Ltd	RIEE	HPP
८६	Ganeshman Saurya Widyut Ayojana (9.5 MW)	Eco Global Power Development Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
८७	Dudhkoshi 5 (110 MW)	Independent Power Company (Nepal) P. Ltd	SEIA	HPP
८८	Madhya Super Daraundi HEP 33 kV TL	Barpak Daraundi Hydropower Pvt. Ltd.	RIEE	TL
८९	Middle Kaligandaki HPP (66.3 MW)	Hydro Support P. Ltd.	SEIA	HPP
९०	Lahan Saurya Widyut Ayojana (10 MW)	Eco Sun Power Development Pvt Ltd	ToR for IEE	Solar
९१	Super Thulo Khola HPP (9.83 MW)	Panchakot Hydro Pvt. Ltd.	ToR for IEE	HPP
९२	Super Seti Hydropower Project (24 MW)	Sn Energy P. Ltd.	RIEE	HPP
९३	Madhya Tara Small Hydropower Project (2.2 MW) 33 kV TL	Madhya Tara Khola Hydropower P. Ltd	ToR for BES	TL
९४	Bajhang - Banlek (West Seti) 400 kV TL	Rastriya Prasaran Grid Company Limited	IEE	TL
९५	Phedi Khola Hydropower Project (3.5 MW)	Dolpa Phedi Khola Hydro Company P. Ltd.	ToR for IEE	HPP
९६	New Butwal Lamhi 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	ToR of IEE	TL
९७	Mathillo Chauri Khola HEP 33 kV TL	Himalayan Water Resources And Energy Dev. Co. Ltd	BES	TL
९८	MCA-N (ETP) 400 kV Transmission Line Project	Millennium Challenge Account Nepal (MCA -Nepal)	EMP	TL
९९	Bridge(150 M) For Access Road (PAR 1,2 & 3)_Dudhkoshi Storage Project (670 MW)	Nepal Electricity Authority	BES	Bridge
१००	Upper Daraudi B Small HPP (8.3 MW)	Glacier Hydro Pvt. Ltd.	Second RIEE	HPP
१०१	Myagdi Corridor Joint 132 kV TL (Double and Multi Circuit)	Hydro Village Ltd.	ToR for IEE	TL
१०२	Kapilvastu Saurya Widyut Ayojana (30 MW)	Prime Power Ltd.	IEE	Solar
१०३	New Nepalganj Solar Project (30 MW)	Sol Power Limited	ToR for IEE	Solar
१०४	Gandak Nepalganj 220 kV TL (New Butwal-Parasi-Shivpur Section)	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
१०५	Dhalkebar Solar Project (20 MW)	Terra Sol Energy Company Pvt. Ltd.	ToR for BES	Solar

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
१०६	Bhotekoshi-5 HEP (46 MW)	Kalika Energy P. Ltd.	IEE	HPP
१०७	Lahan Helio Saurya Widyut Aayojana (10 MW)	Helio Spark Energy Pvt. Ltd.	ToR for BES	Solar
१०८	Nawalpur Helio Saurya Widyut Aayojana (10 MW)	Helio Spark Energy Pvt. Ltd.	ToR for BES	Solar
१०९	Syarpu Small Hydropower Project (3.3 MW) 33 kV TL	Syarpu Power Company Limited	BES	TL
११०	Rapti-Dobhan Sauryawidyut Aayojana (30 MW)	Lamahi Energy Pvt. Ltd.	ToR	Solar
१११	Palpa Saurya Widyut Ayojana	Go Green Energy Ltd.	ToR	Solar
११२	Belauri Saurya Widyut Ayojana (9 MW)	Eco Sun Power Development Pvt Ltd	ToR for BES	Solar
११३	Sanghu Khola-1 132 kV TL	Him Parbat Hydropower P. Ltd.	RIEE	TL
११४	Tinau Khola Small HEP (3.44 MW)	Nama Buddha Hydropower Pvt. Ltd.	EMP	HPP
११५	Gasali Khola HPP (4.5 MW)	Himshila Power Co. Ltd.	IEE	HPP
११६	Dhalkebar-2 Solar Project (30 MW)	Integrated Energy & Industrial Enterprises Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
११७	Mathillo Bhurundi-A Jalvidyut Aayojana (9 MW)	Niko Energy P. Ltd.	IEE	HPP
११८	Jurimba Khola Small HPP (7.63 MW)	Jurimba Hydropower Company	RIEE	HPP
११९	Super Siwa Khola HPP (9.6 MW)	Aabiskar Holdings And Investment Company	ToR for IEE	HPP
१२०	Sankhuwa Khola-1 Hydropower Project (40.82 MW)	Sankhuwa Khola Hydro Pvt. Ltd.	SD/ToR	HPP
१२१	Amarpur- Dhungesanghu 132 kV T/L Project	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
१२२	Kabeli-3 HPP (9.85 MW)	Kabeli Hydropower Company Ltd.	ToR for IEE	HPP
१२३	Godak-Soyak 132 kV TL	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
१२४	Mathillo Thulokhola A 132kV TL	Thulo Khola Hydropower Pvt.Ltd	RIEE	TL
१२५	Mathillo Maiwa-Dhungesanghu 132 kV TL	Kang Hydropower Company Limited	IEE	TL
१२६	Rolwaling Khola Hydroelectric Project (22 MW)	Upper Tamakoshi	EMP	HPP
१२७	Parasi Solar Project (15 MW), Nawalparasi	Sol Power Limited	ToR for BES	Solar
१२८	Sunawal Solar Project (15 MW), Nawalparashi	Sol Power Limited	ToR for BES	Solar
१२९	Lahan Solar Project (10 MW)	Eco Sun Power Development Pvt. Ltd.	ToR for IEE	Solar
१३०	Sani Bheri 3 PROR Cascade (30 MW)	Sani Bheri Hydropower Company Limited	IEE	HPP
१३१	Commercial Building "Pathibhara" of NEA At Biratnagar	Nepal Electricity Authority	IEE	Building
१३२	Commercial Building "Gadhmai" of NEA At Birgunj	Nepal Electricity Authority	IEE	Building

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
१३३	Arga Solar PV Project, Argakhanchi 10 MW	Agra Bhagabati Ventures	RIEE	Solar
१३४	Mathillo Mewa Khola -A HEP Switchyard to Mewa Hub (Papung) 132 kV TL	Surya Holdings Private Limited	ToR of IEE	TL
१३५	Mathillo Sanibheri PROR HPP (90 MW)	Pelma Hydropower Project Pvt. Ltd	SD/TOR	HPP
१३६	Bardibas Saurya Widyut Ayojana (9.5 MW)	Kushal Projects Nepal Pvt. Ltd.	ToR for BES	Solar
१३७	Lalbandi Solar Project (10 MW)	Eco Gham Power Development Pvt. Ltd.	ToR for BES	Solar
१३८	Upper Kabeli Hydropower Project (22.9 MW) 132 kV TL	Peace Energy Company P. Ltd.	IEE	TL
१३९	Manang Marsyandi Hydropower Project (135 MW) 220 kV TL	Manang Marsyandi Hydropower Company P. Ltd.	IEE	TL
१४०	Chameliya- Jauljivi 220 kV Crossborder TL (Nepal Section)	Nepal Electricity Authority	ToR for IEE	TL
१४१	Mathillo Bhurundi Khola Hydroelectric Project (4.5 MW)	Ambe Hydropower P. Ltd.	ToR for IEE	HPP
१४२	Budhigandaki "Ka" HPP Switchyard-Budhigandaki 'Kha" HPP Switchyard-Lapang Substation 220 kV TL	Naulo Nepal Hydroelectric (P) Ltd.	ToR for IEE	TL
१४३	Isuwa PROR Cascade 2 HPP (9.95 MW)	Bista Energy House Pvt. Ltd.	IEE	HPP
१४४	Madhya Iwa Khola (15 MW) HPP	Unitech Hydropower Company Ltd	ToR for IEE	HPP
१४५	Mathillo Tadi Khola-Samundratar 33kV TL	Suryakunda Hydroelectric Pvt. Ltd	BES	TL
१४६	Kinja Khola HPP (4.6 MW)	Glaciers Hydro Pvt. Ltd.	ToR for IEE	HPP
१४७	Krishnapur Solar Project (15 MW)	Sol Power Limited	ToR of BES	Solar
१४८	Grid Connected Solar Part 2 Kapilvastu (10 MW	Positive Energy Pvt. Ltd.	RIEE	Solar
१४९	Marsyandhi Corridor (Manang - Udipur) 220 kV TL	Nepal Electricity Authority	SEIA	TL
१५०	Ghorahi-Madichaur 132 kV Transmission Line Project	Nepal Electricity Authority	RIEE	TL
१५१	Dhalkebar Solar Project (20 MW)	Terra Sol Energy Company Pvt. Ltd.	IEE	Solar
१५२	Bridge (130m) On Wangtyang Khola in Bhimad-Rishing Road	Tanahu Hyropower Ltd.	ToR for BES	Bridge
१५३	Kushah Saurya Widyut Aayojana (50 MW)	Solaeris Energy Pvt. Ltd.	SD/TOR	Solar
१५४	New Butwal Lamhi 400 kV TL	Nepal Electricity Authority	IEE	TL
१५५	Kalika Kaligandaki HPP (47.7 MW)	Maula Kalika Hydropower Company	SEIA	HPP
१५६	Mathillo Junbesi Khola HEP (5.875 MW) 33 kV & 132 kV TL	Gurkhas Himlayan Hydro Pvt. Ltd	IEE	TL
१५७	Lapa Khola HPP (4.72 MW)	Harmony Initiatives Pvt. Ltd.	RIEE	HPP
१५८	Hewa Khola A 9.9 MW	Habitat Power Company Pvt. Ltd.	Third RIEE	HPP

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धक कम्पनीको नाम	वातावरणीय अध्ययनको किसिम	आयोजनाको किसिम
१५९	Tadi Ghyangphedihep (8 MW)	ABP Energy Pvt. Ltd.	Second RIEE	HPP
१६०	Sainik Kalyankari Sainamaina Solar Project Block 1 (10 MW)	Nepali Sena (Sainik Kalyankari Kosh)	ToR of BES	Solar
१६१	Malta Bagamati Hydropower Project (7.3 MW)	Bagmati Water Energy P. Ltd.	RIEE	HPP
१६२	Arga Solar 33 kV TL	Argha Bhagwati Ventures Pvt. Ltd.	ToR for BES	TL
१६३	Sisuwa Khola HPP (13.5MW)	Matribhumi Hydropower Development Company Pvt. Ltd	ToR of IEE	HPP
१६४	Dar Khola Hydropower Project (6.5 MW)	Dar Khola Hydropower Company	RIEE	HPP
१६५	Syalque Khola Hydropower Project (4.8 MW)	Alliance Energy Solution P. Ltd.	RIEE	HPP
१६६	Pikhuwa Khola (Khawa) HEP 6.74 MW 33 kV TL	Aspire Power Company Pvt. Ltd.	ToR of IEE	TL
१६७	Super Machha Khola Hydropower Project (4.6 MW)	Budhigandaki Hydropower P. Ltd.	RIEE	HPP
१६८	Sitalpati Saurya Widyut Ayojana (10 MW)	Himalayan Solar Power Pvt. Ltd.	BES	Solar
१६९	Sisuwa Khola HPP (16.5 MW)	Matribhumi Hydropower Development Company Pvt. Ltd	ToR of IEE	HPP
१७०	Palpa Solar Pv 132 kV TL	Go Green Energy Pvt. Ltd	IEE	TL
१७१	Chhomrong Khola Hydropower Project (4.894 MW)	Ghandruk Hydropower P. Ltd.	RIEE	HPP
१७२	Sitalpati Saurya Widyut Ayojana 33 kV TL	Himalayan Solar Power Pvt. Ltd.	ToR for BES	TL
१७३	Tila HPP (38.07 MW)	Department of Electricity Development	IEE	HPP
१७४	Lower Badigad Storage Project (362.4 MW)	Department of Electricity Development	EIA	HPP
१७५	Lamahi Saurya Widyut Ayojana (10 MW)	Prime Power Ltd.	RIEE	Solar
१७६	Kaligandaki Gorge Hydropower Project (180 MW)	Kaligandaki Gorge Hydropower Project	EMP	HPP
१७७	Mathillo Baddigad HPP (9.92 MW)	Himkund Eco Power Pvt. Ltd.	ToR for IEE	
१७८	New Nepalganj Solar Project (30 MW)	Sol Power Limited	IEE	Solar
१७९	Balephi A HPP 33 kV TL	Moonlight Hydropower Company P. Ltd.	ToR of BES	TL
१८०	Tallo Balephi Jalwidyut Ayojana (22.5 MW)-Lamosanghu Substation 33 kV TL	Sajha Power Company Limited.	ToR of BES	TL
१८१	Sunigad HEP 33 kV TL	Omega Energy Development Pvt Ltd	BES	TL
१८२	Aurahi Saurya Widyut Aayojana (5 MW)	Sunlight Renewable Energy Pvt. Ltd.	IEE	Solar
१८३	Grid Tied Solar Project Kapilvastu Part-1 & 2 Combined 33 kV TL	Positive Energy Pvt. Ltd.	ToR for IEE	TL

१०. रोयल्टी व्यवस्थापन तथा बाँडफाँड

नेपाल सरकारलाई सार्वजनिक तथा निजी क्षेत्रबाट प्रवर्द्धित १ मेगावाटभन्दा बढी जडित क्षमताका विभिन्न जलविद्युत आयोजनाबाट रोयल्टी प्राप्त हुँदै आएको छ, जुन नियमित राजस्व स्रोतको रूपमा रहेको छ। विद्युत ऐन, २०४९ तथा विद्युत नियमावली, २०५० अनुसार नेपालमा विद्युत उत्पादन तथा वितरणमा स्वदेशी तथा विदेशी लगानीलाई प्रोत्साहन गर्ने उद्देश्यले उत्पादन, प्रसारण तथा वितरणका लागि अनुमतिपत्र प्रदान गर्ने, आयोजनाहरूको नियमन तथा निरीक्षण गर्ने, जलविद्युत आयोजनाबाट संकलित रोयल्टीको व्यवस्थापन गर्ने लगायतका कार्य सम्पादन गर्न वि.सं. २०५० मा विद्युत विकास विभाग स्थापना गरिएको हो। जलविद्युत आयोजनामा जडित क्षमता तथा उत्पादित विद्युत वापतको रोयल्टी व्यवस्थापन सम्बन्धी कानूनी प्रावधानहरू तल उल्लेखित छन्।

१०.१ विद्युत ऐन, २०४९ मा जलविद्युत रोयल्टी सम्बन्धमा निम्न प्रावधानहरू रहेको छ :

दफा ११: रोयल्टी बुझाउन पर्ने

उपदफा (१): अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले जलविद्युतको व्यापारिक उत्पादन शुरु गरेको पन्ध्र वर्षसम्म प्रति जडित किलोवाट बाषिर्क एक सय रुपैयाँ र प्रति युनिट (किलोवाट घण्टा) सरदर विक्री मूल्यको २ प्रतिशतका दरले नेपाल सरकारलाई रोयल्टी बुझाउनु पर्ने।

उपदफा (२): उपदफा (१) मा उल्लिखित अवधिपछि अनुमतिपत्र प्राप्त व्यक्तिले प्रति जडित किलोवाट वार्षिक एक हजार रुपैयाँ र प्रति युनिट (किलोवाट घण्टा) सरदर बिक्री मूल्यको १० प्रतिशतका दरले रोयल्टी बुझाउनुपर्नेछ। नेपाल संघीय लोकतान्त्रिक गणतन्त्रको मूल संरचना संघ, प्रदेश तथा स्थानीय तह गरी तीन तहमा स्थापित भइसकेको वर्तमान अवस्थामा, जलविद्युत आयोजनाबाट प्राप्त हुने रोयल्टी बाँडफाँटको लागि कानूनी आधार तय गरिएको छ। यस सम्बन्धी बाँडफाँटको कार्य राष्ट्रिय प्राकृतिक स्रोत तथा वित्त आयोगमार्फत भइरहेको छ।

रोयल्टी व्यवस्थापनलाई प्रभावकारी बनाउन विद्युत विकास विभागले Royalty Management System सफ्टवेयरको व्यवस्था गरेको छ। यस प्रणालीमार्फत नेपालमा सञ्चालित जलविद्युत आयोजनाहरूको मासिक ऊर्जा उत्पादन विवरणसँगै आयोजनाहरूको जडित क्षमता तथा विद्युत बिक्री बापत संकलित रोयल्टी रकमसम्बन्धी जानकारी प्राप्त गर्न सकिन्छ। विभिन्न जलविद्युत आयोजनाबाट संकलित विद्युत रोयल्टीसम्बन्धी सम्पूर्ण विवरण यही सफ्टवेयरमार्फत उपलब्ध हुने गरेको छ।

आ.व. २०८१/०८२ मा आयोजनाहरूबाट संकलन भएको जडित क्षमता एवं इनर्जी सम्बन्धि विवरण **तालिका १०.१** प्रस्तुत गरिएको छ।

तालिका १०.१ आ.व. २०८१/८२ मा रोयल्टी प्राप्त भएका जलविद्युत आयोजनाहरूको विवरण

क्र.सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धकको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	जडित क्षमता रोयल्टी (रू.)	इनर्जी रोयल्टी (रू.)	जम्मा (रू.)
1	Aandikhola HP	Butwal Power Company	9.40	5,530,000.00	30,691,092.12	36,221,092.12
2	Ankhukhola Small HP	Ankhu Khola Hydropower Co. Ltd.	8.40	840,494.42	3,312,726.50	4,153,220.92
3	Bagmati Nadi	Mandu Hydropower Pvt. Ltd.	22.00	-	6,436,127.58	6,436,127.58
4	Baramchi Khola HPP	Unique Hydel Pvt Ltd	4.20	300,000.00	1,106,534.81	1,406,534.81
5	Bhairav kunda khola Small HP	Bhairab kunda khola Hydropower Co. Ltd.	3.00	1,500,000.00	88,256.88	1,588,256.88
6	Bhim Khola Small HPP	Shikhar Power Development Ltd.	4.96	-	35,417.09	35,417.09
7	Bijaypur Khola 2 HPP	Civil Hydropower Company Limited	4.50	500,699.24	1,925,202.58	2,425,901.82
8	Bijaypur-1 Small HP	Bhagawati Hydropower Development Company Ltd.	4.50	900,083.93	2,936,378.86	3,836,462.79

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धकको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	जडित क्षमता रोयल्टी (रू.)	इनर्जी रोयल्टी (रू.)	जम्मा (रू.)
9	Chake Khola SHPP	Garjyang Upatyaka Hydropower Ltd.	2.83	234,122.46	1,449,838.86	1,683,961.32
10	Chaku Khola Small HP	Laughing Buddha Power Nepal Pvt. Ltd.	3.20	-	3,696,020.21	3,696,020.21
11	Chameliya Khola	Nepal Electricity Authority	30.00	3,000,000.00	14,785,168.87	17,785,168.87
12	Charnawati khola HP	Nepal Hydro Developer Ltd.	3.52	353,004.42	2,088,148.92	2,441,153.34
13	Chatara HP	Nepal Electricity Authority	3.20	3,200,000.00	1,216,472.11	4,416,472.11
14	Chepe A HEP	Champawati Hydro Power P.Ltd	7.00	700,000.00	2,423,443.49	3,123,443.49
15	Chepe Khola	Aashutosh Energy Limited	8.63	863,000.00	5,328,027.89	6,191,027.89
16	Chhandi Khola	Chhyandi Hydropower Co. Ltd	2.00	291,913.05	962,255.10	1,254,168.15
17	Chilime Plant	Chilime Hydropower Company	22.10	22,100,000.00	115,123,377.92	137,223,377.92
18	Daram Khola-A	Sayapatri Hydropower Pvt. Ltd.	2.50	250,630.72	1,111,115.52	1,361,746.24
19	Daraundi A	Kalika Power Company Limited	6.00	610,198.94	3,795,048.33	4,405,247.27
20	Devighat HP	Nepal Electricity Authority	14.10	14,100,000.00	41,251,948.56	55,351,948.56
21	Dordi 1	Dordi Khola Jalvidyut Co. Limited	12.00	1,200,000.00	5,474,070.81	6,674,070.81
22	Dordi Khola	Himalayan Power Partner Limited	27.00	-	12,672,779.70	12,672,779.70
23	Down Piluwa	RIver Falls Power Limited	10.30	1,030,000.00	4,500,431.01	5,530,431.01
24	Dudhkunda Khola HEP	Mount Everest Power Development P.Ltd.	12.00	-	5,075,144.98	5,075,144.98
25	Dwari Khola SHP	Bhugol Energy Development Company Pvt Ltd	3.75	150,000.00	1,010,648.87	1,160,648.87
26	Fewa (Pokhara) HP	Nepal Electricity Authority	1.09	1,088,000.00	498,425.52	1,586,425.52
27	Gandak HP	Nepal Electricity Authority	15.00	15,000,000.00	7,301,447.48	22,301,447.48
28	Gelun Khola HPP	Gelun Khola Hydropower Company Pvt Ltd	3.20	320,000.00	142,696.18	462,696.18
29	Ghalemdi Khola	Ghalemdi Hydro Limited	5.00	512,017.62	2,395,551.58	2,907,569.20
30	Ghar Khola	Myagdi Hydropower Limited	14.00	1,400,000.00	5,418,185.74	6,818,185.74
31	Ghatte Khola	Manakamana Engineering HP	5.00	280,561.76	2,304,722.64	2,585,284.40
32	Hewa Khola A	Panchthar Power Company Pvt. Ltd.	14.90	1,497,082.43	498,616.08	1,995,698.51
33	Hewa Khola HP	Barun Hydropower	4.50	440,779.26	1,602,559.66	2,043,338.92
34	Ilam Puwa Khola HP	Nepal Electricity Authority	6.20	6,200,000.00	17,372,057.22	23,572,057.22
35	Indrawati 3	National Hydropower Company Limited	7.50	5,001,096.01	16,177,123.74	21,178,219.75
36	Iwa Khola	Rairang Hydropower Development Co Ltd	9.90	2,072,166.15	4,056,433.33	6,128,599.48
37	Jhimruk	Butwal Power Company	12.00	12,000,000.00	39,062,337.13	51,062,337.13
38	Jiri Khola SHP	Bojini Company (P.) Ltd	2.40	-	1,281,007.72	1,281,007.72
39	Jogmai Khola	Sanvi Energy Pvt. Ltd.	7.60	760,000.00	3,698,259.23	4,458,259.23
40	Kabeli B - 1	Arun Kabeli Power Limited.	25.00	5,305,650.80	10,804,130.18	16,109,780.98
41	Kabeli B-1 Cascade	Arun Valley HP Dev. Ltd	9.94	994,000.00	3,720,467.86	4,714,467.86
42	Kalanga	Kalanga Hydropower Limited	15.33	4,599,000.00	9,825,207.08	14,424,207.08
43	Kaligandaki 'A' HP	Nepal Electricity Authority	144.00	144,000,000.00	437,653,308.57	581,653,308.57
44	Kapadigad HPP	Salmanidevi Hydropower Pvt Ltd	3.33	287,349.02	1,359,272.11	1,646,621.13
45	Karuwa Seti HPP	Jhyamolongma Hydropower Development Company Ltd.	32.00	-	321,622.04	321,622.04
46	Khani Khola	Khani Khola Hydropower Company Ltd	2.00	-	385,263.76	385,263.76
47	Khimti I HP	Himal Hydropower Co Ltd	60.00	60,000,000.00	87,651,058.00	147,651,058.00
48	Khudi HP	Khudi Hydro Power Company LTD	4.00	-	9,107,014.74	9,107,014.74
49	Kulekhani-I HP	Nepal Electricity Authority	60.00	60,000,000.00	88,647,277.82	148,647,277.82
50	Kulekhani-II HP	Nepal Electricity Authority	32.00	32,000,000.00	37,969,953.04	69,969,953.04
51	Kulekhani-III HP	Nepal Electricity Authority	14.00	1,400,000.00	3,534,866.30	4,934,866.30
52	Lankhuwa Khola HPP	Sabhapokhari Hydropower Ltd.	5.00	-	378,960.16	378,960.16

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धकको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	जडित क्षमता रोयल्टी (रू.)	इनर्जी रोयल्टी (रू.)	जम्मा (रू.)
53	Likhu 1	Pan Himalaya Energy Limited	77.00	-	32,667,268.40	32,667,268.40
54	Likhu 2	Global Hydropower Associate Limited	55.00	-	23,053,997.04	23,053,997.04
55	Likhu Khola A	Numbur Himalaya Hydropower Limited	51.00	-	16,180,308.82	16,180,308.82
56	Likhu-4	Green Ventures Co. Ltd	52.40	5,240,000.00	31,364,316.89	36,604,316.89
57	Lower Chaku HP	Laughing Buddha Power Nepal Pvt. Ltd.	1.80	-	368,180.09	368,180.09
58	Lower Hewa	Mountain Hydro Power Nepal P Ltd.	22.10	4,551,187.49	9,078,129.28	13,629,316.77
59	Lower Jogmai Khola HPP	Asian Hydropower Ltd	6.20	620,000.00	3,324,456.80	3,944,456.80
60	Lower Khare	Universal Power Company Limited	11.00	920,962.07	5,389,832.62	6,310,794.69
61	Lower Likhu	Swet Ganga Hydropower and Construction Limited	28.10	2,810,000.00	16,052,618.70	18,862,618.70
62	Lower Modi Khola	Modi Energy Pvt . Ltd	20.00	2,000,000.00	10,688,331.48	12,688,331.48
63	Lower Modi-1 HP	United Modi Hydropower Pvt. Ltd.	10.20	1,238,621.02	7,494,296.30	8,732,917.32
64	Lower Tadi Khola	Buddha Bhumi Nepal Hydropower Company Limited	5.00	499,242.90	2,904,332.97	3,403,575.87
65	Madkyu Khola	Sikles Hydropower Pvt.Ltd	13.00	1,521,595.82	5,674,018.97	7,195,614.79
66	Mai Beni HPP	Samling Power company Pvt.Ltd	9.51	1,902,000.00	4,635,154.64	6,537,154.64
67	Mai Cascade	Sanima Mai Hydropower Limited	7.00	700,000.00	3,821,199.76	4,521,199.76
68	Mai Khola Small HP	Himal Dolkha Hydropower Company Limited	4.50	454,420.07	722,069.84	1,176,489.91
69	Mai Sana Cascade HPP	Himal Dolkha Hydropower Company Limited	8.00	1,000,248.61	1,082,717.05	2,082,965.66
70	Mailung Khola	Mailun Khola Hydropower Company Ltd	5.00	1,500,000.00	1,918,244.29	3,418,244.29
71	Makarigad	Makarigad Hydropower Pvt. Ltd.	10.00	1,000,000.00	6,669,724.06	7,669,724.06
72	Mardi Khola	Gandaki Hydropower Development Co. Ltd.	4.80	432,654.41	1,979,046.38	2,411,700.79
73	Marsyangdi HP	Nepal Electricity Authority	69.00	69,000,000.00	220,069,451.03	289,069,451.03
74	Maya Khola	Maya Khola Hydropower Co. Ltd.	14.90	1,490,000.00	6,066,943.04	7,556,943.04
75	Mid Solu Khola	Mid Solu Hydropower Co. Ltd.	9.50	1,548,289.79	5,708,204.11	7,256,493.90
76	Middle Chaku HP	Laughing Buddha Power Nepal Pvt. Ltd.	1.80	-	464,319.59	464,319.59
77	Middle M. HP	Nepal Electricity Authority	70.20	70,200,000.00	210,997,381.32	281,197,381.32
78	Middle Modi	Middle Modi Hydropower Limited	18.00	3,600,000.00	7,815,547.15	11,415,547.15
79	Middle Tamor	Sanima Middle Tamor Hydropower Ltd	73.00	7,300,000.00	36,110,232.47	43,410,232.47
80	Midim Khola(Karapu) HPP	Union Hydropower Limited	3.00	300,349.22	1,401,663.82	1,702,013.04
81	Mistry Khola	Mountain Energy Nepal Ltd.	42.00	12,600,000.00	17,880,781.16	30,480,781.16
82	Modi HP	Nepal Electricity Authority	14.80	14,800,000.00	37,926,902.58	52,726,902.58
83	Molun Khola SHP	Molun Hydropower Co. Pvt. Ltd	7.00	776,220.88	3,132,111.20	3,908,332.08
84	Namarjun Madi	Himalayan Hydropower Pvt.Ltd	12.00	2,400,000.00	6,813,179.42	9,213,179.42
85	Nau gad khola	Api Power Company Ltd.	8.50	1,852,505.68	4,371,366.48	6,223,872.16
86	Nilgiri Khola	Nilgirikhola Hydropower Company Limited	38.00	-	9,541,439.06	9,541,439.06
87	Nilgiri Khola-II cascade Project	Nilgirikhola Hydropower Company Limited	71.00	7,100,000.00	19,530,662.61	26,630,662.61
88	Nyadi	Nyadi Hydropower Limited	30.00	6,000,000.00	13,333,608.53	19,333,608.53
89	Padam Khola SHP	Dolti Power Company P. Ltd	4.80	485,421.05	1,639,845.09	2,125,266.14
90	Panauti HP	Nepal Electricity Authority	2.40	2,400,000.00	585,258.25	2,985,258.25
91	Phawa khola	Shiwani Hydropower Company	5.00	503,890.28	2,000,691.63	2,504,581.91
92	Pikhuwa Khola	Eastern Hydropower Ltd	5.00	860,072.53	2,487,329.71	3,347,402.24
93	Piluwa Khola HP	Arun Valley HP Dev. Ltd	3.20	2,750,000.00	7,435,248.98	10,185,248.98

क्र.सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धकको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	जडित क्षमता रोयल्टी (रू.)	इनर्जी रोयल्टी (रू.)	जम्मा (रू.)
94	Puwa 2	Peoples Power Limited	4.96	992,000.00	1,971,947.32	2,963,947.32
95	Puwa Khola-1	Puwa Khola - 1 Hydropower Pvt. Ltd	4.00	542,910.13	1,482,322.55	2,025,232.68
96	Radhi Small	Radhi Bidyut Co. Ltd	4.40	80,394.19	2,508,026.65	2,588,420.84
97	Rasuwagadhi HPP	Rasuwagadhi Hydropower Company Ltd.	111.00	11,100,000.00	14,766,127.97	25,866,127.97
98	Rawa Khola	Rawa Energy Development Pvt Ltd	3.00	505,775.83	1,891,143.71	2,396,919.54
99	Richet Khola SHP	Richet Jalbidhyut Company Pvt. Ltd.	5.00	502,000.00	1,396,818.49	1,898,818.49
100	Ridi Khola HP	Ridi Hydro Power Development Company Limited	2.40	1,562,946.79	2,024,097.91	3,587,044.70
101	Rudi A	Bindhabasini Hydropower Dev Co. Ltd	8.80	880,000.00	4,480,203.53	5,360,203.53
102	Rudi Khola-B	Bindhabasini Hydropower Dev Co. Ltd	6.60	674,077.61	2,890,226.91	3,564,304.52
103	Rukum gad	Rapti Hydro and General Construction Limited	5.00	500,000.00	1,776,149.06	2,276,149.06
104	Sabha Khola HPP	Divyaswori Hydropower Ltd.	4.00	270,016.32	1,703,708.22	1,973,724.54
105	Sanima Mai	Sanima Mai Hydropower Limited	22.00	2,200,000.00	10,409,388.11	12,609,388.11
106	Sanjen	Sanjen Jalvidyut Company Limited	42.50	4,250,000.00	6,764,643.66	11,014,643.66
107	Sanjen Khola HPP	Salasungi Power Ltd.	78.00	7,800,000.00	5,701,094.16	13,501,094.16
108	Sapsu Khola Small HP	Three Star Hydropower Company Limited	7.15	-	2,370,157.13	2,370,157.13
109	Sardi Khola HPP	Mandakini Hydropower Ltd.	4.00	404,552.89	2,116,381.09	2,520,933.98
110	Seti HP	Nepal Electricity Authority	1.50	1,500,000.00	5,954,753.04	7,454,753.04
111	Seti Khola HPP	Parbat Paiyu Khola Hydropower Company	3.50	350,000.00	895,247.97	1,245,247.97
112	Seti Nadi hpp	Vision Lumbini Urja Company	25.00	2,500,000.00	6,406,933.67	8,906,933.67
113	Singati	Singati Hydro Energy Pvt. Ltd.	25.00	2,500,000.00	13,262,137.10	15,762,137.10
114	Sipring Khola HP	Synergy Power Development P Ltd	10.00	808,169.01	3,121,699.51	3,929,868.52
115	Siuri HP	Nyadi Group (P) Ltd.	5.00	502,768.51	2,206,063.25	2,708,831.76
116	Solu	Upper Solu Hydroelectric Company Ltd	23.50	2,350,000.00	14,117,523.25	16,467,523.25
117	Solu Khola (Dudhkoshi)	Sahas Urja Limited	86.00	17,200,000.00	51,539,045.68	68,739,045.68
118	Sunkoshi HP	Nepal Electricity Authority	10.05	10,050,000.00	31,355,144.12	41,405,144.12
119	Sunkoshi Small HP	Sanima Hydropower Company Limited	2.60	2,600,000.00	5,312,898.61	7,912,898.61
120	Super Chepe	Ridge Line Energy Limited	9.05	1,810,000.00	5,807,175.32	7,617,175.32
121	Super Dordi Kha	Peoples Hydropower Co. Ltd.	54.00	10,800,000.00	19,019,979.99	29,819,979.99
122	Super Hewa HPP	Super Hewa Power Company Ltd.	6.00	-	596,914.16	596,914.16
123	Super Kabeli Khola A HEP	Snow River Ltd	13.50	1,350,000.00	1,998,382.45	3,348,382.45
124	Super Kabeli Khola HPP	Hilton Hydro Energy Ltd.	12.00	1,200,000.00	964,182.35	2,164,182.35
125	Super Madi	Super Madi Hydropower Limited	44.00	13,200,000.00	21,559,833.05	34,759,833.05
126	Super Mai A	Sagarmatha Jalbidhyut Company P.Ltd.	9.60	946,148.57	4,657,575.31	5,603,723.88
127	Super Mai HPP	Supermai Hydropower Pvt.Ltd.	7.80	780,759.48	4,029,962.13	4,810,721.61
128	Super Mai Khola Cascade HPP	Mai Khola Hydropower Ltd.	3.00	603,325.68	1,279,003.48	1,882,329.16
129	Suri Khola	Makar Jitumaya Suri Khola Hydropower Limited	7.00	700,000.00	3,578,235.62	4,278,235.62
130	Tadikhola HP	Mountain Energy Nepal Ltd.	5.00	995,773.00	2,434,821.28	3,430,594.28
131	Taksar Pikhuwa	Taksar Pikhuwa Khola Hydropower Ltd.	8.00	638,584.95	4,054,067.05	4,692,652.00
132	Tatopani HP	Nepal Electricity Authority	2.00	2,000,000.00	7,862.52	2,007,862.52
133	Thapa Khola HPP	Mount Kailash Energy Co. Ltd.	13.60	-	1,913,338.23	1,913,338.23
134	Theule Khola HPP	Barahi Hydropower Ltd	1.50	-	486,611.82	486,611.82
135	Tinau HP	Nepal Electricity Authority	1.02	1,024,000.00	-	1,024,000.00

क्र. सं.	आयोजनाको नाम	प्रवर्द्धकको नाम	जडित क्षमता (मे.वा.)	जडित क्षमता रोयल्टी (रू.)	इनर्जी रोयल्टी (रू.)	जम्मा (रू.)
136	Trisuli HP	Nepal Electricity Authority	24.00	24,000,000.00	52,955,919.28	76,955,919.28
137	Tungun - Thosne Khola	Khani Khola Hydropower Company Ltd	4.36	-	966,409.13	966,409.13
138	Uppallo Khimti	Himalaya Urja Bikash Company Limited	12.00	-	4,809,908.10	4,809,908.10
139	Upper Balephi A	Balephi Hydropower Ltd.	36.00	7,200,000.00	17,440,104.54	24,640,104.54
140	Upper Bhotekoshi	Bhotekoshi Power Company Pvt. Ltd	45.00	45,000,000.00	381,382,634.17	426,382,634.17
141	Upper Chaku A	Shiva Sri Hydropower Pvt. Ltd	22.20	2,774,557.08	7,335,378.96	10,109,936.04
142	Upper Chameliya	Api Power Company Ltd.	40.00	8,000,000.00	23,718,403.21	31,718,403.21
143	Upper Chhandi Khola Small	Chhyandi Hydropower Co. Ltd	4.00	691,658.58	1,735,692.57	2,427,351.15
144	Upper Chirkhuwa Khola	Chirkhuwa Hydropower Company Pvt td	4.70	940,000.00	2,255,922.36	3,195,922.36
145	Upper Dordi A	Liberty Energy Company Limited	25.00	1,381,878.33	11,454,368.87	12,836,247.20
146	Upper Hewa	Upper Hewakhola Hydropower Company Limited	8.50	1,700,000.00	4,242,383.49	5,942,383.49
147	Upper Hugdi	Ruru Jalbidyut Pariyojana Pvt. Ltd	5.00	501,311.60	2,784,873.66	3,286,185.26
148	Upper Ingwa Khola	Ingwa Hydopower Ltd.	9.70	1,940,000.00	5,296,282.73	7,236,282.73
149	Upper Kalangad	Sanigad Hydro Limited	38.46	11,538,000.00	21,077,869.85	32,615,869.85
150	Upper Khimti II	Himalaya Urja Bikash Company Limited	7.00	-	3,148,712.81	3,148,712.81
151	Upper Khorunga HPP	Terhathum Power Company Limited	7.50	750,000.00	3,002,760.38	3,752,760.38
152	Upper Lohore SHP	Upper Lohore Khola Hydropower Company Ltd.	4.00	400,000.00	-	400,000.00
153	Upper Machha Khola Small	Bikash Hydropower Co. Pvt. Ltd.	4.55	1,365,000.00	3,379,983.73	4,744,983.73
154	Upper Madi	Madi Power Pvt Ltd.	25.00	2,500,000.00	16,679,832.53	19,179,832.53
155	Upper Mai	Panchakanya Mai Hydropwer limited	12.00	-	2,567,112.15	2,567,112.15
156	Upper Mai -C	Panchakanya Mai Hydropwer limited	6.10	-	2,325,881.52	2,325,881.52
157	Upper Mailun Khola	Upper Mailung Khola Hydropower Limited,	14.30	1,430,000.00	7,351,128.63	8,781,128.63
158	Upper Mardi	United Idimardi and R.B. Hydropower Pvt Ltd	7.00	702,457.21	3,270,123.22	3,972,580.43
159	Upper Marsyangdi A	Sinohydro-Sagarmatha Power Company Pvt Ltd	50.00	5,000,000.00	84,886,935.04	89,886,935.04
160	Upper Midim Khola SHP	Bhujung Hydropower Ltd.	7.50	750,000.00	2,315,109.46	3,065,109.46
161	Upper Naugad Gad	Api Power Company Ltd.	8.00	1,643,908.23	4,159,967.56	5,803,875.79
162	Upper Phawa HPP	Unitech Hydropower Company Ltd.	5.80	580,000.00	1,592,341.54	2,172,341.54
163	Upper Piluwa Khola 2	Menchhiyam Hydropower Pvt. Ltd.	4.72	944,000.00	175,423.16	1,119,423.16
164	Upper Puwa-1	Joshi Hydropower Co. P. Ltd	3.00	-	472,768.26	472,768.26
165	Upper Richet Khola SHP	Upper Richet Hydropower Pvt. Ltd.	2.00	-	400,448.90	400,448.90
166	Upper Sanigad	Bungal Hydro Limited	10.70	1,070,000.00	5,507,026.62	6,577,026.62
167	Upper Sanjen	Sanjen Jalvidyut Company Limited	14.80	1,480,000.00	5,401,319.39	6,881,319.39
168	Upper Solu Khola	Beni Hydropower Ltd.	19.80	-	9,703,740.40	9,703,740.40
169	Upper Suri	Makar Jitumaya Suri Khola Hydropower Limited	7.00	-	4,153,059.96	4,153,059.96
170	Upper Syange Khola Small	Upper Syange Hydropower Ltd.	2.40	240,000.00	962,158.95	1,202,158.95
171	Upper Tamakoshi HPP	Upper Tamakoshi Hydropower Limited	456.00	45,600,000.00	133,617,251.70	179,217,251.70
172	Upper Trishuli 3A	Nepal Electricity Authority	60.00	6,000,000.00	37,842,219.91	43,842,219.91
173	Yambaling Khola	Yambaling Hydropower Ltd.	7.27	1,454,200.00	3,062,878.82	4,517,078.82
Total (NRs.)			**3,378.08**	**931,420,706.04**	**3,006,290,077.08**	**3,937,710,783.12**

११. विद्युत विकास विभागको राजश्व संकलनको अवस्था

११.१ परिचय

विद्युत क्षेत्र नेपालको आर्थिक रूपान्तरण, औद्योगिकीकरण तथा ऊर्जा सुरक्षाको प्रमुख आधार हो । यस क्षेत्रको योजनाबद्ध विकास, निजी क्षेत्रको लगानी प्रवर्द्धन तथा जलविद्युत स्रोतको दिगो उपयोग सुनिश्चित गर्न २०५० श्रावण १ गते विद्युत विकास केन्द्र स्थापना गरिएकोमा २०५६ माघ २४ गतेदेखि यसलाई विद्युत विकास विभागका रूपमा नामकरण गरिएको हो ।

विभागले विद्युत उत्पादन, प्रसारण तथा वितरणसँग सम्बन्धित सरकारी नीति तथा कार्यक्रम कार्यान्वयन गर्नुका साथै निजी तथा विदेशी लगानी आकर्षित गर्ने, विद्युत आयोजनाको सर्वेक्षण तथा उत्पादन अनुमतिपत्र व्यवस्थापन गर्ने, बहुउद्देश्यीय तथा जलाशययुक्त आयोजनाको अध्ययन गर्ने तथा आयोजना बैंक तयार गर्ने कार्य गर्दै आएको छ । साथै, जलविद्युत आयोजनाबाट सरकारलाई प्राप्त हुने विद्युत रोयल्टीको अभिलेखीकरण, निर्धारण, संकलन तथा व्यवस्थापन विभागको महत्वपूर्ण जिम्मेवारी रहेको छ ।

नेपालमा विद्युत उत्पादन क्षमता, प्रसारण पूर्वाधार तथा विद्युत उपभोग निरन्तर विस्तार हुँदै गएको छ । विद्युतीय ऊर्जाको प्रयोगमार्फत स्वच्छ ऊर्जा प्रवर्द्धन, विद्युतीय खाना पकाउने नीति, उद्योग तथा सेवा क्षेत्रको विस्तार र आर्थिक गतिविधिमा आएको वृद्धिले विद्युतको माग उल्लेख्य रूपमा बढाएको छ । यससँगै जलविद्युत आयोजनाबाट प्राप्त हुने रोयल्टी तथा अन्य गैरकर राजस्वमा पनि निरन्तर वृद्धि भइरहेको छ । आ.व. २०८१/८२ को फाल्गुणसम्म देशको जडित विद्युत उत्पादन क्षमता करिब ४,१०५ मेगावाट तथा ६६ के.भी. र सोभन्दा माथिको राष्ट्रिय प्रसारण लाइनको लम्बाइ ७,२८० सर्किट किलोमिटर पुगेको छ । उत्पादन क्षमताको विस्तारसँगै विद्युत रोयल्टी राष्ट्रिय राजस्वको महत्वपूर्ण स्रोतका रूपमा स्थापित हुँदै गएको छ ।

११.२ विद्युत रोयल्टी तथा गैरकर राजस्व

सरकारको राजस्व प्रणालीमा कर राजस्वसँगै गैरकर राजस्व पनि महत्वपूर्ण आयस्रोत हो । प्राकृतिक स्रोतको उपयोग, सार्वजनिक सम्पत्तिको परिचालन तथा सरकारी सेवाको उपलब्धताबाट प्राप्त हुने शुल्क, दस्तुर, अनुमतिपत्र शुल्क, रोयल्टी, लाभांश तथा अन्य प्रतिफलहरू गैरकर राजस्व अन्तर्गत पर्दछन् । विशेषगरी जलविद्युत क्षेत्रबाट प्राप्त हुने विद्युत रोयल्टी नेपाल सरकारको दीर्घकालीन तथा दिगो गैरकर राजस्वको प्रमुख आधारका रूपमा विकसित हुँदै गएको छ ।

जलविद्युत आयोजना सञ्चालनबाट प्राप्त रोयल्टीले संघीय सरकारको राजस्व वृद्धि गर्नुका साथै प्रदेश तथा स्थानीय तहमा वित्तीय स्रोत हस्तान्तरणमार्फत समावेशी विकासलाई समेत सहयोग पुऱ्याएको छ । यसले प्राकृतिक स्रोतको न्यायोचित लाभ बाँडफाँड, स्थानीय पूर्वाधार विकास तथा सेवा प्रवाहमा सकारात्मक योगदान पुऱ्याउने आधार तयार गरेको छ ।

विद्युत विकास विभागले विद्युत रोयल्टीको अभिलेखीकरण, गणना, संकलन तथा सम्बन्धित निकायसँग समन्वय गरी राजस्व व्यवस्थापनलाई व्यवस्थित बनाउँदै आएको छ । उत्पादन क्षमता विस्तारसँगै रोयल्टी संकलनमा देखिएको वृद्धिले ऊर्जा क्षेत्रलाई राष्ट्रिय अर्थतन्त्रको महत्वपूर्ण राजस्व स्रोतका रूपमा स्थापित गरिरहेको छ ।

११.३ नेपालमा राजस्व परिचालन र विद्युत क्षेत्रको योगदान

विकास निर्माण, सार्वजनिक सेवा प्रवाह तथा पूर्वाधार विस्तारका लागि आन्तरिक राजस्व सुदृढ हुनु अपरिहार्य हुन्छ । नेपालमा कर राजस्व प्रमुख आयस्रोत भए पनि प्राकृतिक स्रोतको प्रभावकारी उपयोगमार्फत प्राप्त हुने गैरकर राजस्वको महत्व क्रमशः बढ्दै गएको छ । विशेषगरी जलविद्युत स्रोतको व्यावसायिक विकाससँगै विद्युत रोयल्टीले सरकारी राजस्वमा उल्लेखनीय योगदान पुऱ्याउन थालेको छ ।

नेपालमा उपलब्ध विशाल जलविद्युत सम्भावनाको प्रभावकारी उपयोग, निजी क्षेत्रको बढ्दो लगानी, विद्युत उत्पादन तथा निर्यात विस्तार र अन्तरदेशीय विद्युत व्यापारको विकाससँगै विद्युत रोयल्टी भविष्यमा अझ महत्वपूर्ण राजस्व स्रोत बन्ने सम्भावना रहेको छ । यस सन्दर्भमा विद्युत विकास विभागले अनुमतिपत्र व्यवस्थापन, आयोजना प्रवर्द्धन, लगानी सहजीकरण तथा रोयल्टी व्यवस्थापनमार्फत ऊर्जा क्षेत्रलाई राष्ट्रिय अर्थतन्त्रसँग जोड्ने महत्वपूर्ण संस्थागत भूमिका निर्वाह गरिरहेको छ ।

ऊर्जा क्षेत्रको दिगो विकास, उत्पादन वृद्धिसँगै रोयल्टी संकलनको प्रभावकारी व्यवस्थापन तथा प्राकृतिक स्रोतबाट प्राप्त लाभको पारदर्शी परिचालनमार्फत राष्ट्रिय राजस्व सुदृढ गर्न विभागको भूमिका आगामी दिनहरूमा अझ महत्वपूर्ण रहने अपेक्षा गरिएको छ । नेपालको पछिल्लो चार आ.व. को मा कर राजश्व तथा गैरकर राजश्व संकलनको अवस्था निम्नानुसार रहेको छ ।

तालिका ११.१: कर तथा गैर कर संकलन (रु करोडमा)

सि.न.	विवरण	२०७८/७९	२०७९/८०	२०८०/८१	२०८१/८२	२०८२/८३ (फाल्गुणसम्म)
१.	कर राजस्व	९८४३३	८६५६३	९४४५७	१०४९९२	६७६६२.१२
२.	गैरकर राजस्व	८२०१	९१७२	११४३३	१२९९०	७०६९.४८
	जम्मा	**१०६६३५**	**९५७३५**	**१०५८९०**	**११७९८२**	**७४७३१.६**

श्रोत: आर्थिक सर्भेक्षण २०८२/८३

आ.व. २०८१/०८२ मा आ.व. २०८०/८१ को तुलनामा कुल राजश्व ११.४ प्रतिशतले वृद्धि भई रू. ११ खर्ब ७९ अर्ब ८२ करोड पुगेको छ । आ.व. २०८२/८३ को फाल्गुण महिनासम्ममा आ.व. २०८१/०८२ को ६३.३४ प्रतिशत राजस्व संकलन भइसकेको अवस्था छ ।

११.४ विद्युत विकास विभागले संकलन गरेको राजस्व

विद्युत विकास विभागबाट संकलन हुने गैरकर राजस्वको प्रमुख स्रोत विद्युत रोयल्टी हो । विद्युत रोयल्टी तथा इजाजतसम्बन्धी दस्तुरको व्यवस्था विद्युत ऐन, २०४९ र विद्युत नियमावली, २०५० बमोजिम गरिएको छ । नियमावली अनुसार १ मेगावाटभन्दा कम क्षमता भएका जलविद्युत आयोजनाबाट विद्युत रोयल्टी संकलन गरिँदैन । विद्युत आयोजनाको सर्वेक्षण तथा उत्पादन इजाजतका लागि निवेदन दर्ता गर्दा तथा सञ्चालनमा रहेका आयोजनाको क्षमता विस्तार गर्दा तोकिएबमोजिमको दस्तुर धरौटीका रूपमा जम्मा गर्नुपर्ने व्यवस्था रहेको छ । सम्बन्धित इजाजत स्वीकृत भएपछि उक्त धरौटी राजस्व खातामा समायोजन गरिन्छ ।

विद्युत रोयल्टीको अभिलेखीकरण, अनुगमन तथा प्रशासनिक व्यवस्थापन विभागको निरीक्षण महाशाखाबाट गरिँदै आएको छ । सञ्चालनमा रहेका विद्युत उत्पादन गृहहरूले प्रत्येक चौमासिक रूपमा रोयल्टी बुझाउनुपर्ने कानुनी व्यवस्था रहेको छ । तथापि, तोकिएको अवधिभित्र रोयल्टी नबुझाउने आयोजनाको नियमित अनुगमन तथा आवश्यक कानुनी कारबाहीलाई अझ प्रभावकारी बनाउनुपर्ने आवश्यकता रहेको छ ।

अन्तर-सरकारी वित्त व्यवस्थापन ऐन, २०७४ अनुसार संकलित विद्युत रोयल्टीमध्ये ५० प्रतिशत संघीय सरकार, २५ प्रतिशत सम्बन्धित प्रदेश सरकार र २५ प्रतिशत सम्बन्धित स्थानीय तह लाई बाँडफाँड गरिने व्यवस्था छ । यसरी विद्युत रोयल्टीले संघीय वित्तीय व्यवस्थापनलाई सुदृढ बनाउनुका साथै प्रदेश तथा स्थानीय तहको वित्तीय स्रोत अभिवृद्धि गरी समावेशी तथा सन्तुलित क्षेत्रीय विकासमा समेत महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउँदै आएको छ । राष्ट्रिय प्राकृतिक स्रोत तथा वित्त आयोगले अर्थ मन्त्रालयसँगको समन्वयमा उक्त रोयल्टी बाँडफाँड गर्ने व्यवस्था रहेको छ । विद्युत रोयल्टी बाँडफाँडको हिस्सा निर्धारणका लागि लिइएका आधारहरू र तिनका लागि दिइएको भार एवं व्याख्या देहाय बमोजिम रहेको छ:

तालिका ११.२: रोयल्टी बाँडफाँडको आधार

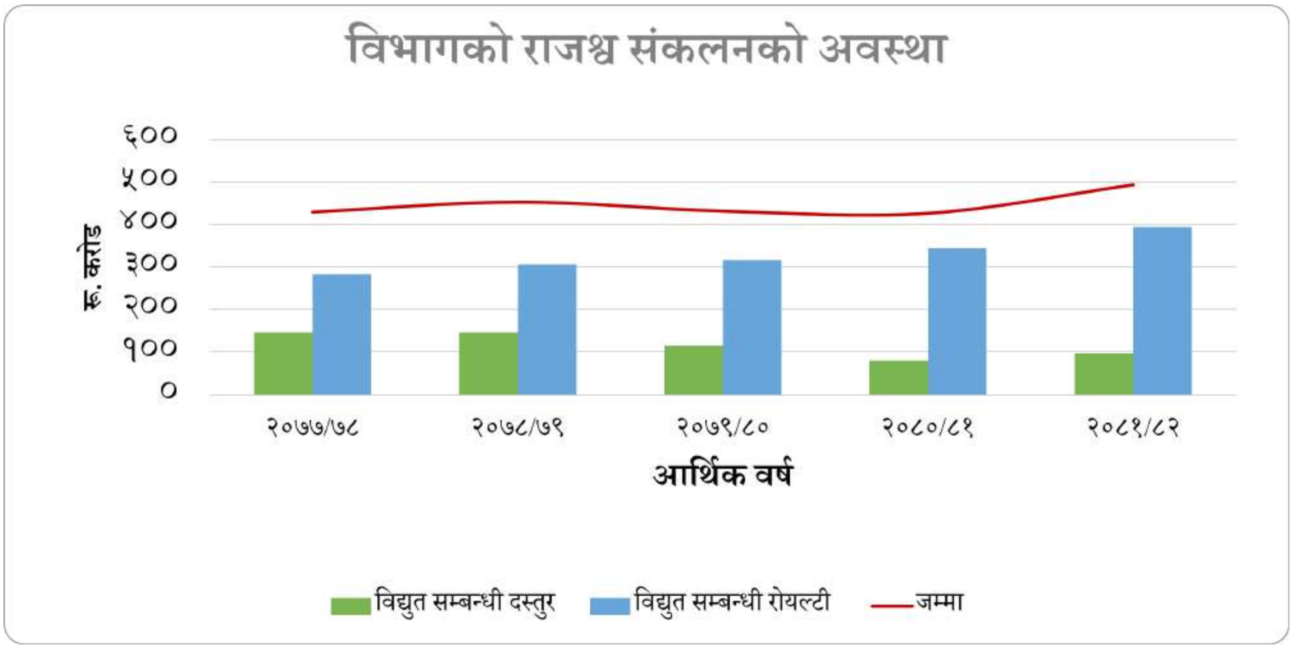
क्र.सं.	आधार (सूचक)	आन्तरिक ढाँचा (उपसूचकको भार प्रतिशतमा)	ढाँचा (जम्मा भार प्रतिशतमा)
१.	**भौगोलिक अवस्थिति**		**५०%**
	• मुख्य क्षेत्र (विद्युतका संरचनाहरू रहेको क्षेत्र)	५०%	
	• प्रभावित क्षेत्र (आयोजनाबाट प्रभावित क्षेत्र)	३०%	
	• वरिपरिको क्षेत्र (आयोजनास्थल वरपरको उपल्लो र तल्लो तटीय क्षेत्र)	२०%	
२.	**प्रभावित क्षेत्रको क्षेत्रफल**		**२५%**
	• मुख्य क्षेत्र (विद्युतका संरचनाहरू रहेको क्षेत्र)	५०%	
	• प्रभावित क्षेत्र (आयोजनाबाट प्रभावित क्षेत्र)	३०%	
	• वरिपरिको क्षेत्र (आयोजनास्थल वरपरको उपल्लो र तल्लो तटीय क्षेत्र)	२०%	
३.	**प्रभावित क्षेत्रको जनसंख्या**		**२५%**
	• मुख्य क्षेत्र (विद्युतका संरचनाहरू रहेको क्षेत्र)	५०%	
	• प्रभावित क्षेत्र (आयोजनाबाट प्रभावित क्षेत्र)	३०%	
	• वरिपरिको क्षेत्र (आयोजनास्थल वरपरको उपल्लो र तल्लो तटीय क्षेत्र)	२०%	
	जम्मा		**१००%**

विद्युत विकास विभागले मुख्य रुपमा विद्युत रोयल्टी, विद्युत सम्वन्धी दस्तुर र अन्य प्रशासनिक दण्ड तथा जरिवाना शीर्षकमा राजश्व सकलन गर्ने गर्दछ। आ.व. २०७७/७८, २०७८/७९, २०७९/८०, २०८०/८१, २०८१/८२ र २०८२/८३ (जेष्ठ मसान्त) को राजश्व संकलनको अवस्था निम्नानुसार रहेको छ।

तालिका ११.३: राजश्व संकलन (रु करोडमा)

सि. नं.	विवरण	आर्थिक वर्ष					
		२०७७/७८	**२०७८/७९**	**२०७९/८०**	**२०८०/८१**	**२०८१/८२**	**२०८२/८३ (जेष्ठ मसान्त)**
१.	विद्युत सम्बन्धी रोयल्टी	२८२.६८६८	३०५.७८६२	३१५.५१८९	३४५.१४४६	३९३.७७११	२१७.५९७३
२.	विद्युत सम्बन्धी दस्तुर	१४६.७६५१	१४६.८५५२	११५.०५५६	८०.३३७२	९६.७६९६	८८.६३७५
३.	अन्य	०.३३७८	०.३५४९	०.१२९०६	०.१४१५८	०.२८९००	०.२३२५०
	जम्मा	**४२९.७८९७**	**४५२.९९६३**	**४३१.८६५१**	**४२६.८९७६**	**४९३.४३०८**	**३०८.५५९८**

आ.व. २०७७/७८ देखि २०८१/८२ सम्मको राजस्व संकलनको प्रवृत्ति विश्लेषण गर्दा विद्युत क्षेत्रबाट प्राप्त हुने राजस्वमा उल्लेखनीय वृद्धि भएको देखिन्छ। आ.व. २०८०/८१ को तुलनामा आ.व. २०८१/८२ मा विद्युत सम्बन्धी रोयल्टी करिब १४ प्रतिशतले वृद्धि भएको छ। त्यसैगरी, विद्युत सम्बन्धी दस्तुर तथा अन्य शुल्कबाट प्राप्त राजस्व क्रमशः २०.४५ प्रतिशत र १०४.१२ प्रतिशतले वृद्धि भई समग्र राजस्वमा १५.५८५ प्रतिशतको वृद्धि हासिल भएको छ।

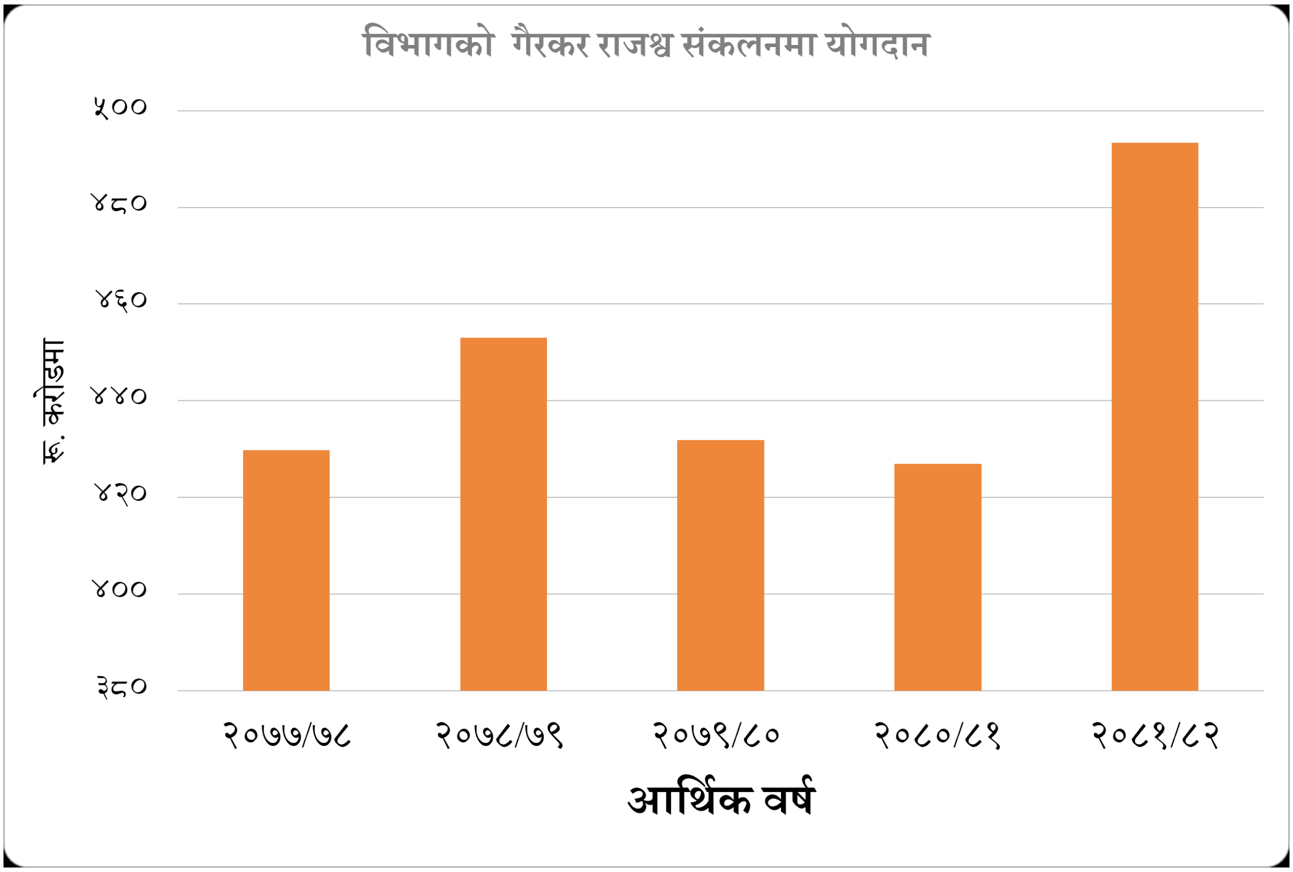


तस्विर ११.१: विभागको विभिन्न शीर्षकमा राजश्व संकलनको अवस्था

विद्युत विकास विभाग राष्ट्रिय राजस्व संकलन प्रणालीमा महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउने निकायका रूपमा स्थापित रहेको छ। विभागले जलविद्युत आयोजना तथा अन्य विद्युत पूर्वाधार परियोजनाको अनुमतिपत्र व्यवस्थापन, अनुगमन तथा नियमनमार्फत रोयल्टी संकलन सुनिश्चित गर्ने प्रमुख जिम्मेवारी निर्वाह गर्दै आएको छ। विद्युत सम्बन्धी रोयल्टी विभागको राजस्वको मात्र नभई नेपाल सरकारको गैरकर राजस्वको महत्वपूर्ण स्रोतसमेत भएकाले यसको प्रभावकारी व्यवस्थापनले राष्ट्रिय वित्तीय स्रोत सुदृढीकरण, प्राकृतिक स्रोतको न्यायोचित उपयोग तथा दिगो आर्थिक विकासमा उल्लेखनीय योगदान पुऱ्याएको छ। यसर्थ, विभागको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि, प्रभावकारी अनुगमन तथा समयमै रोयल्टी संकलनलाई थप सुदृढ बनाउनु राष्ट्रिय राजस्व व्यवस्थापनको दृष्टिले अत्यन्तै महत्वपूर्ण रहेको छ।

११.५ विद्युत विकास विभागको गैरकर राजश्वमा योगदान

विद्युत विकास विभागले विभिन्न शिर्षकमा राजश्व सकलन गर्ने गरेको भए पनि मुख्य रुपमा विद्युत रोयल्टी र विद्युत सम्वन्धी दस्तुर प्रमुख स्रोत हुन। आ.व. २०८०/८१ को तुलनामा आ.व. २०८१/८२ मा विद्युत विकास विभागबाट करिब १५.५ प्रतिशतले गैरकर राजश्वमा वृद्धि भएको छ। त्यसैगरी, विभागबाट आ.व. २०८२/८३ को फाल्गुण महिनाको अन्त्य सम्ममा आ.व. २०८१/८२ मा संकलित गैरकर राजश्वको ६२.५ प्रतिशत राजश्व संकलन भइसकेको अवस्था छ। विद्युत विकास विभागले सकलन गरेको गैरकर राजश्वको योगदानलाई निम्नानुसारको तस्विरबाट स्पष्ट गर्न सकिन्छ।



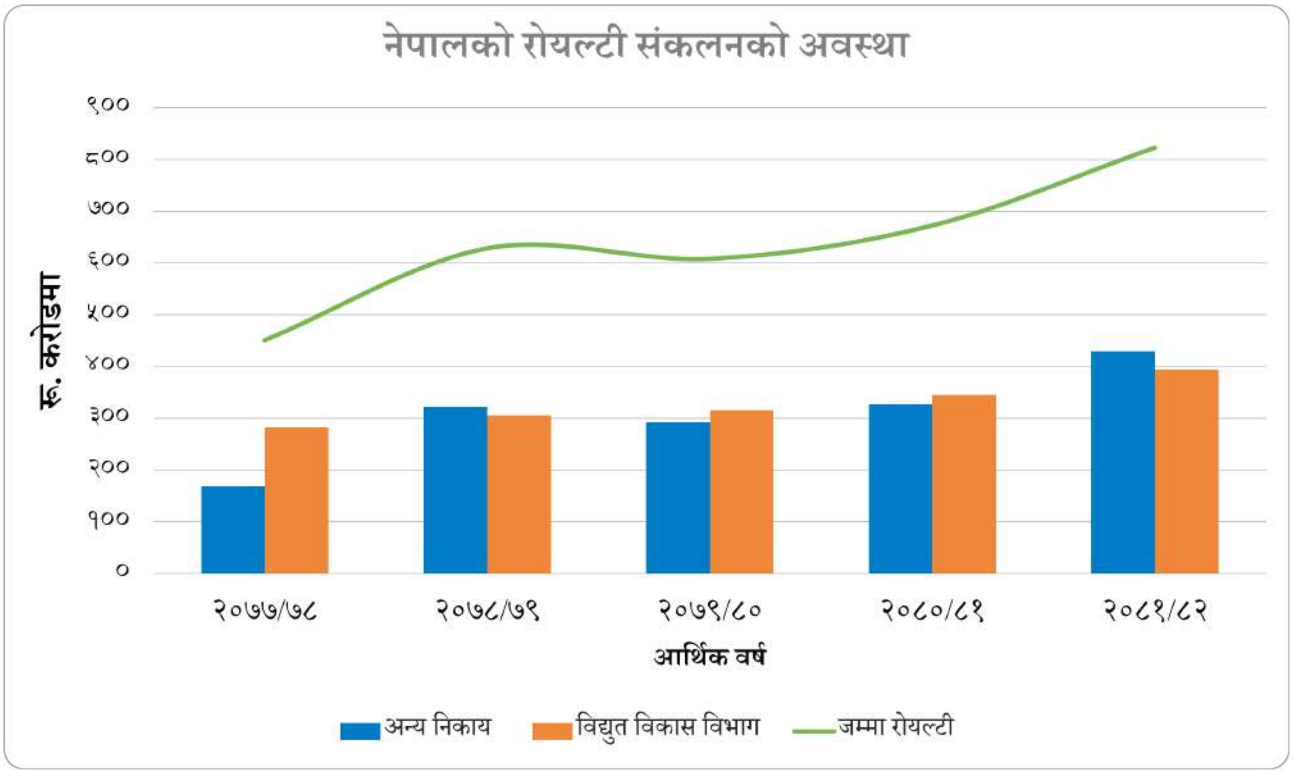
तस्विर ११.२: नेपालको गैरकर राजश्व संकलनमा विभागको योगदान

११.६ विद्युत विकास विभागको रोयल्टी योगदान

विधुत विकास विभागले सकलन गर्ने राजश्व मध्ये प्रमुख स्रोत विधुत रोयल्टी नै हो। आ.व. २०८१/८२ मा नेपाल सरकारले रोयल्टी बापत ८ अर्ब २३ करोड १० लाख संकलन गरेकोमा विभागले विद्युत क्षेत्रको रोयल्टी बापत ३ अर्ब ९३ करोड ७७ लाख संकलन गरेको छ, जुन कुल संकलित रोयल्टीको ४७८३ प्रतिशत हुन्छ। विगतको तथ्यांक हेर्दा नेपाल सरकारको रोयल्टी मार्फत राजश्व संकलन गर्ने निकाय मध्ये विभागले एक्लै आधा भन्दा योगदान गरेको देखिन्छ। विभागबाट आ.व. २०८२/८३ को फाल्गुण महिनाको अन्त्य सम्ममा आ.व. २०८१/८२ मा संकलित रोयल्टीको ३८.५८ प्रतिशत रोयल्टी संकलन भएको छ।

तालिका ११.४: रोयल्टी संकलन (रू. करोडमा)

सि.नं.	विवरण	आ.व.					
		२०७७/७८	२०७८/७९	२०७९/८०	२०८०/८१	२०८१/८२	२०८२/८३ (फाल्गुणसम्म)
१.	अन्य निकाय	१६७.८२	३२२.५५	२९२.५६	३२७.५	४२९.३३	१२९.१
२.	विद्युत विकास विभाग	२८२.६८	३०५.७९	३१५.५२	३४५.१४	३९३.७७	१५१.९२
जम्मा रोयल्टी		**४५०.५**	**६२८.३४**	**६०८.०८**	**६७२.६४**	**८२३.१०**	**२८१.०२**



तस्बिर ११.३ नेपालको रोयल्टी संकलनमा विभागको योगदान

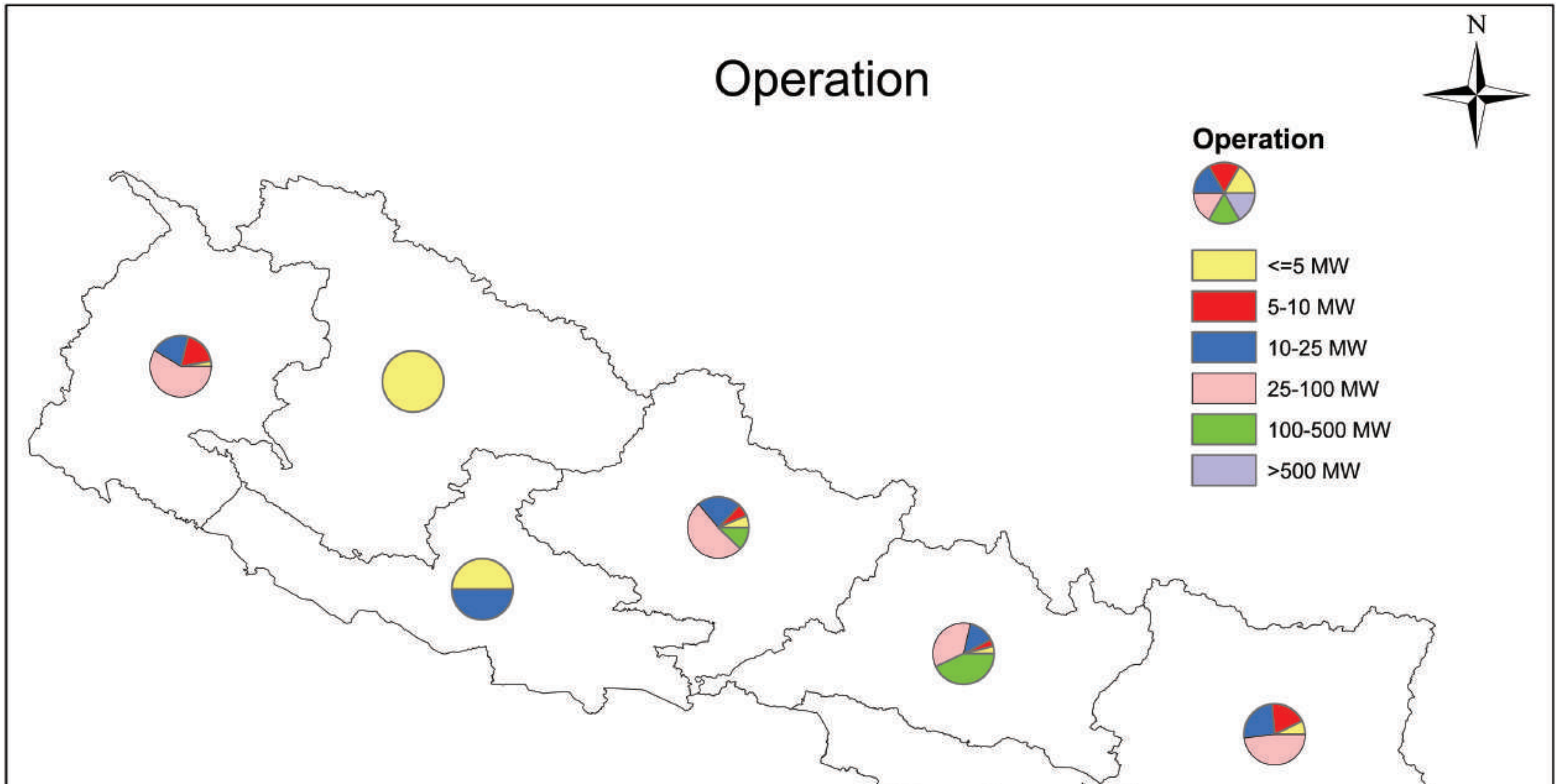
११.७ सुझाव तथा निष्कर्ष

विद्युत विकास विभागको प्रमुख जिम्मेवारी विद्युत आयोजनाको अनुमतिपत्र व्यवस्थापन, नियमन, अनुगमन तथा विद्युत रोयल्टी प्रशासन हो । विद्युत उत्पादन तथा निजी लगानी विस्तारसँगै रोयल्टी संकलनको दायरा बढ्दै गए पनि यसको प्रभावकारी व्यवस्थापनका लागि नीतिगत, कानुनी तथा संस्थागत सुधार आवश्यक देखिएको छ । हाल विद्युत रोयल्टी निर्धारण, संकलन तथा बक्यौता व्यवस्थापनसम्बन्धी केही कानुनी तथा कार्यान्वयनगत अस्पष्टताहरू विद्यमान छन् । विशेषगरी समयमै रोयल्टी नतिर्ने आयोजनामाथि अपनाइने कारबाही, विद्युत खरिद सम्झौतामा उल्लेखित क्षमता र वास्तविक उत्पादनबीचको अन्तरका आधारमा रोयल्टी निर्धारण गर्ने विधि तथा निर्यातमुखी विद्युत उत्पादनमा लागू हुने रोयल्टी व्यवस्थालाई थप स्पष्ट र व्यवहारिक बनाउन आवश्यक छ । साथै, अनुमतिपत्र प्राप्त गरेपछि तोकिएको अवधिभित्र आयोजना निर्माण सम्पन्न नगर्ने प्रवृत्तिलाई निरुत्साहित गर्न अनुमतिपत्रको प्रभावकारी अनुगमन तथा कानुनी व्यवस्थालाई थप सुदृढ गर्नुपर्ने आवश्यकता रहेको छ ।

गैरकर राजस्व प्रशासनका दृष्टिले पनि लक्ष्य निर्धारण, नियमित अनुगमन, कार्यसम्पादन मूल्याङ्कन तथा सूचना प्रविधिमा आधारित राजस्व व्यवस्थापन प्रणालीलाई अझ सुदृढ बनाउनुपर्ने देखिन्छ । विद्युत क्षेत्रको तीव्र विस्तारसँगै रोयल्टी प्रशासनलाई पारदर्शी, स्वचालित तथा तथ्यमा आधारित बनाउनु समयको आवश्यकता हो ।नेपालमा जलविद्युत उत्पादन, आन्तरिक विद्युत खपत तथा विद्युत निर्यात विस्तारसँगै विद्युत रोयल्टी राष्ट्रिय गैरकर राजस्वको महत्वपूर्ण स्रोतका रूपमा स्थापित हुँदै गएको छ । त्यसैले विद्युत विकास विभागको संस्थागत क्षमता अभिवृद्धि, डिजिटल राजस्व प्रशासन, प्रभावकारी नियमन, नियमित अनुगमन तथा दक्ष जनशक्ति विकासमार्फत रोयल्टी व्यवस्थापनलाई थप सुदृढ गर्न आवश्यक छ । यसबाट गैरकर राजस्व वृद्धि, प्राकृतिक स्रोतको प्रभावकारी उपयोग तथा संघीय वित्तीय व्यवस्थापनलाई दीर्घकालीन रूपमा सुदृढ बनाउन महत्वपूर्ण योगदान पुग्ने अपेक्षा गरिएको छ ।

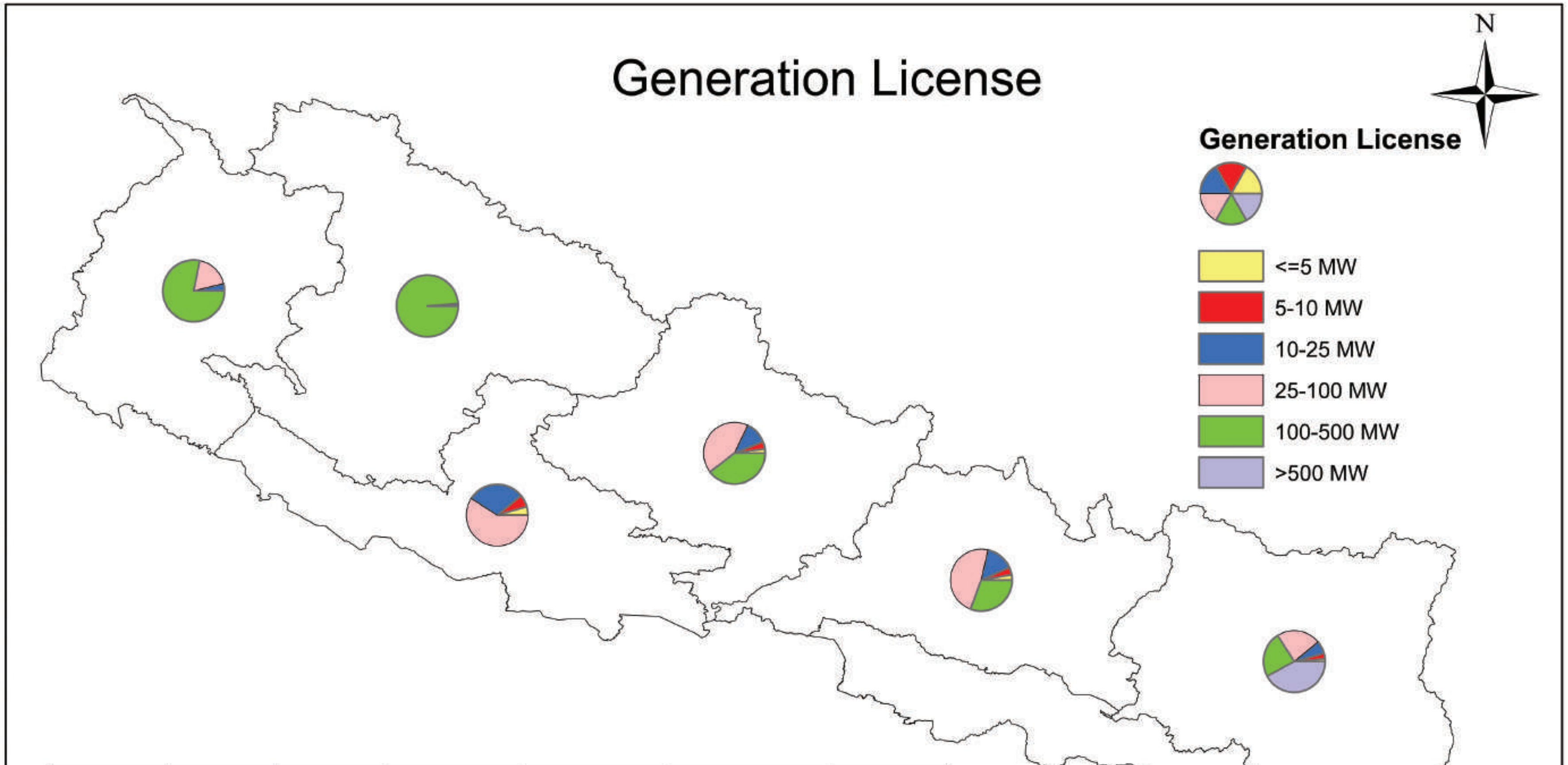
१२ विद्युत आयोजनाहरूको अनुमतिपत्र सम्बन्धी विवरणहरू (२०८3/०३/१५ सम्म)

१२.१ संचालनमा रहेको जलविद्युत आयोजनाको प्रदेशगत कूल जडित क्षमता (मे.वा.)



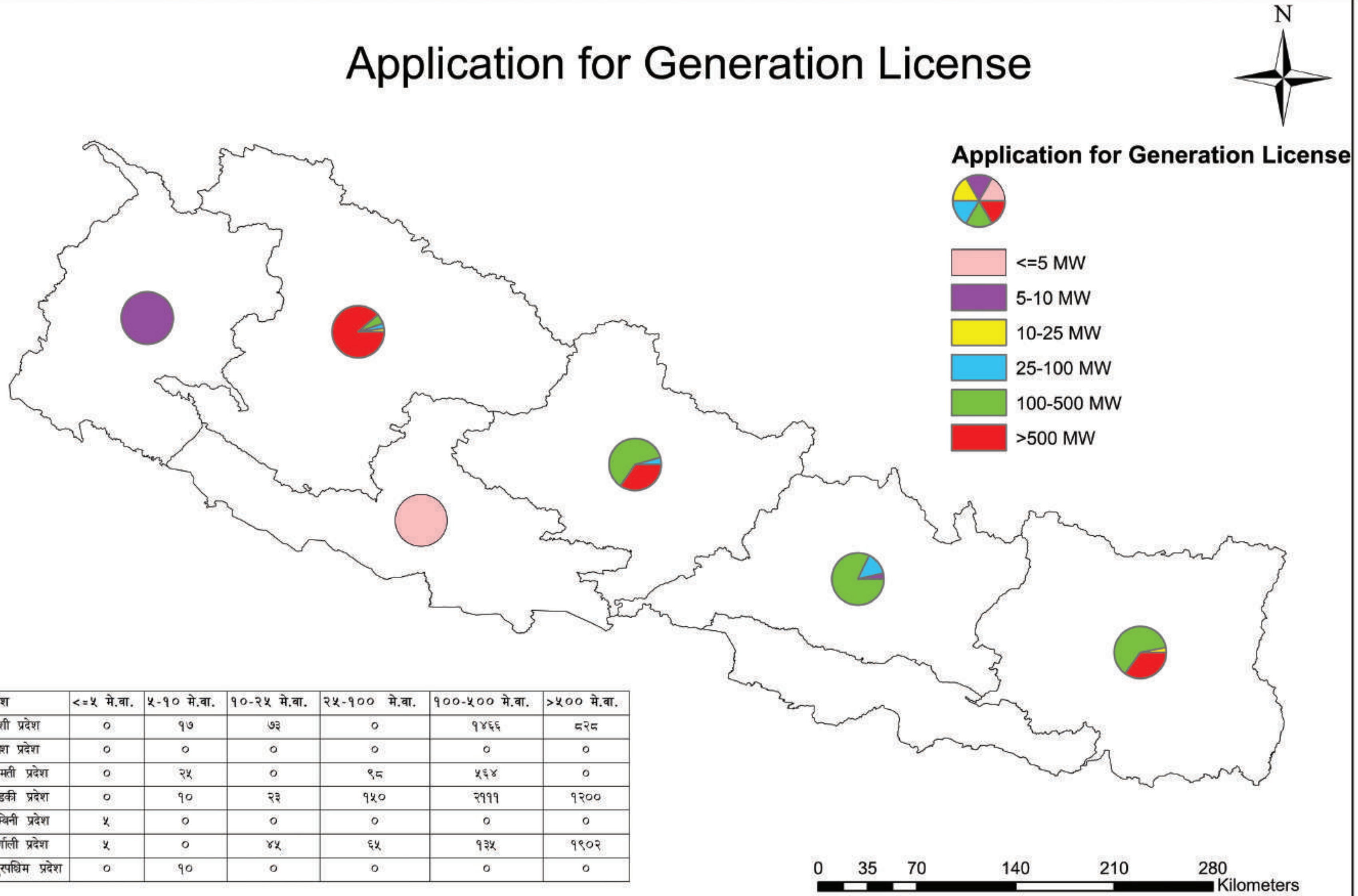
प्रदेश	<=५ मे.वा.	५-१० मे.वा.	१०-२५ मे.वा.	२५-१०० मे.वा.	१००-५०० मे.वा.	>५०० मे.वा.
कोशी प्रदेश	६७.५९	१७८	२३८	४४९	०	०
मधेश प्रदेश	०	०	०	०	०	०
बाग्मती प्रदेश	६१	५८	२१४	५५१	६६९	०
गण्डकी प्रदेश	७५	७८	२७५	६१३	१४४	०
लुम्बिनी प्रदेश	१३	०	१३	०	०	०
कर्णाली प्रदेश	१३	०	०	०	०	०
सुदुरपश्चिम प्रदेश	५	३४	३७	१०८	०	०

१२.२ उत्पादन अनुमतिपत्र जारी भएका जलविद्युत आयोजनाको प्रदेशगत कूल जडित क्षमता (मे.वा.)



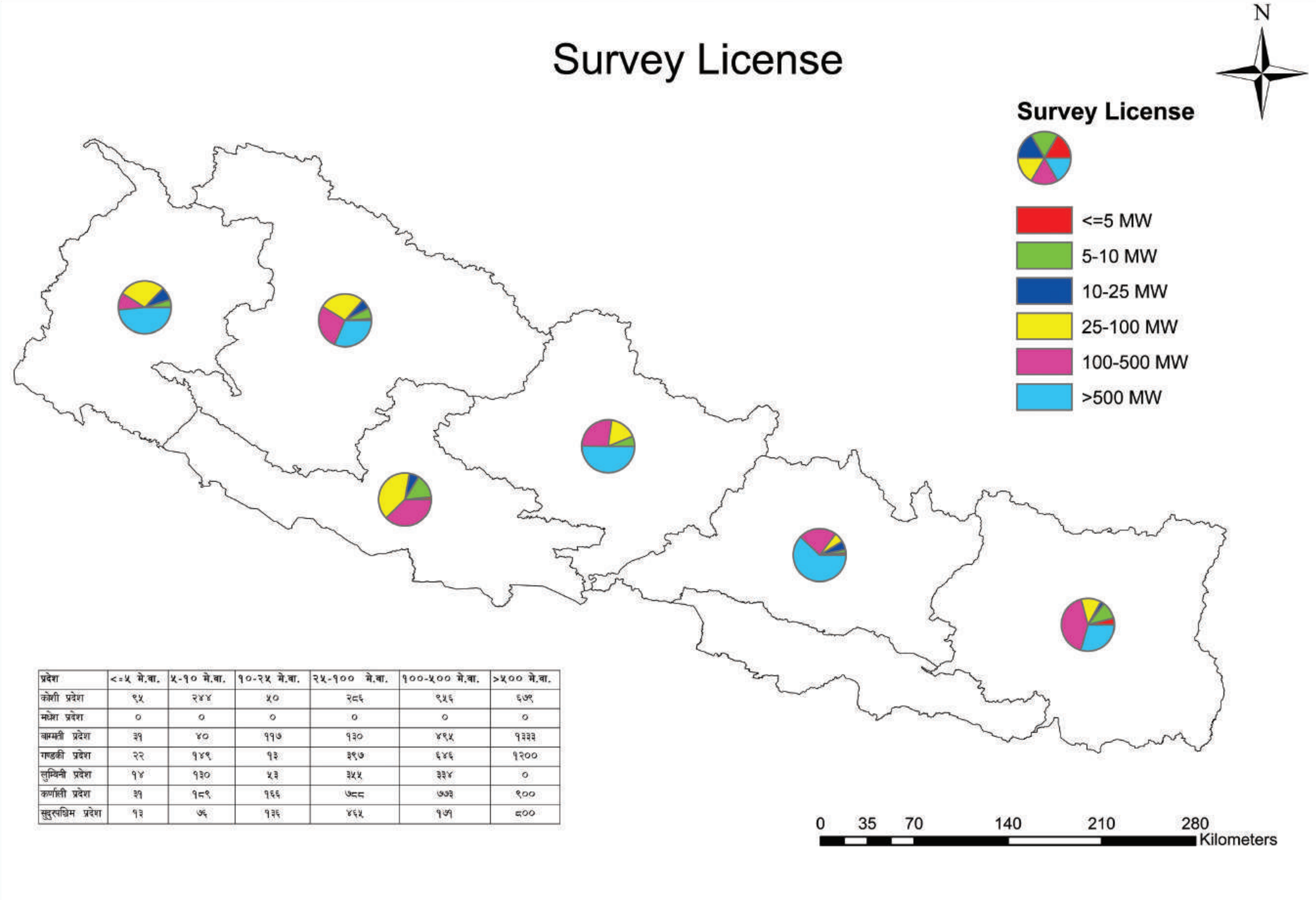
प्रदेश	<=५ मे.वा.	५-१० मे.वा.	१०-२५ मे.वा.	२५-१०० मे.वा.	१००-५०० मे.वा.	>५०० मे.वा.
कोशी प्रदेश	६६	१३८	३१०	१०७३	११११	१९६३
मधेश प्रदेश	०	०	०	०	०	०
बाग्मती प्रदेश	५९	८४	३०४	९९०	६३६	०
गण्डकी प्रदेश	७५	१३१	३९३	१४२८	१३२३	०
लुम्बिनी प्रदेश	७	१०	४६	९१	०	०
कर्णाली प्रदेश	६	९	१२	०	९६६	०
सुदुरपश्चिम प्रदेश	२	८	४२	२००	८६५	०

१२.३ उत्पादन अनुमतिपत्रको लागि दरखास्त दिएका जलविद्युत आयोजनाको प्रदेशगत कूल जडित क्षमता (मे.वा.)



प्रदेश	<=५ मे.वा.	५-१० मे.वा.	१०-२५ मे.वा.	२५-१०० मे.वा.	१००-५०० मे.वा.	>५०० मे.वा.
कोशी प्रदेश	०	१७	७३	०	१४६६	८२८
मधेश प्रदेश	०	०	०	०	०	०
बागमती प्रदेश	०	२५	०	९८	५६४	०
गण्डकी प्रदेश	०	१०	२३	१५०	२१११	१२००
लुम्बिनी प्रदेश	५	०	०	०	०	०
कर्णाली प्रदेश	५	०	४५	६५	१३५	१९०२
सुदुरपश्चिम प्रदेश	०	१०	०	०	०	०

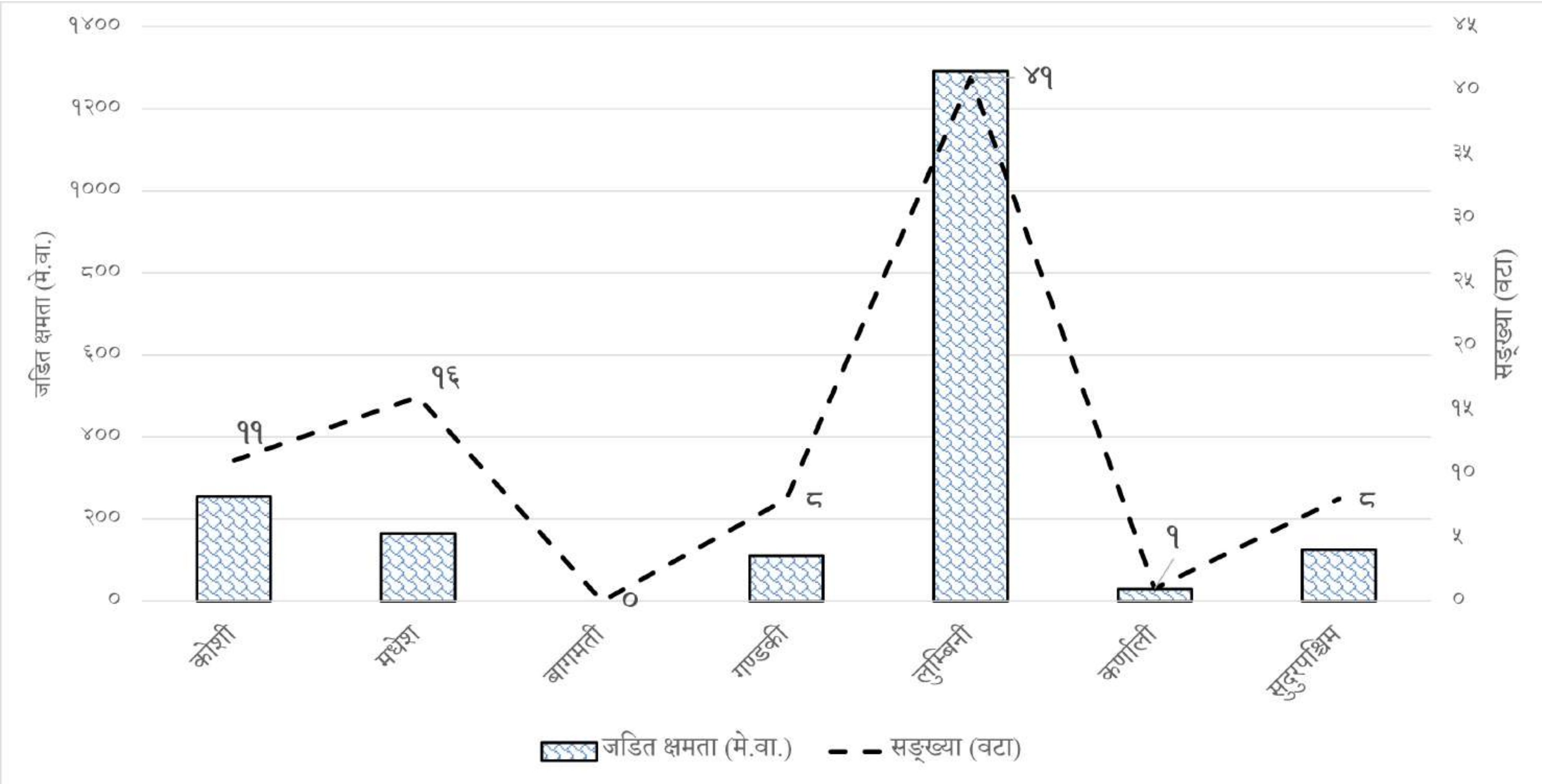
१२.४ सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त जलविद्युत आयोजनाको प्रदेशगत कूल जडित क्षमता (मे.वा.)



प्रदेश	<=५ मे.वा.	५-१० मे.वा.	१०-२५ मे.वा.	२५-१०० मे.वा.	१००-५०० मे.वा.	>५०० मे.वा.
कोशी प्रदेश	९५	२४४	५०	२८६	९५६	६७९
मधेश प्रदेश	०	०	०	०	०	०
बाग्मती प्रदेश	३१	४०	११७	१३०	४९५	१३३३
गण्डकी प्रदेश	२२	१४९	१३	३९७	६४६	१२००
लुम्बिनी प्रदेश	१४	१३०	५३	३५५	३३४	०
कर्णाली प्रदेश	३१	१८९	१६६	७८८	७७३	९००
सुदुरपश्चिम प्रदेश	१३	७६	१३६	४६५	१७१	८००

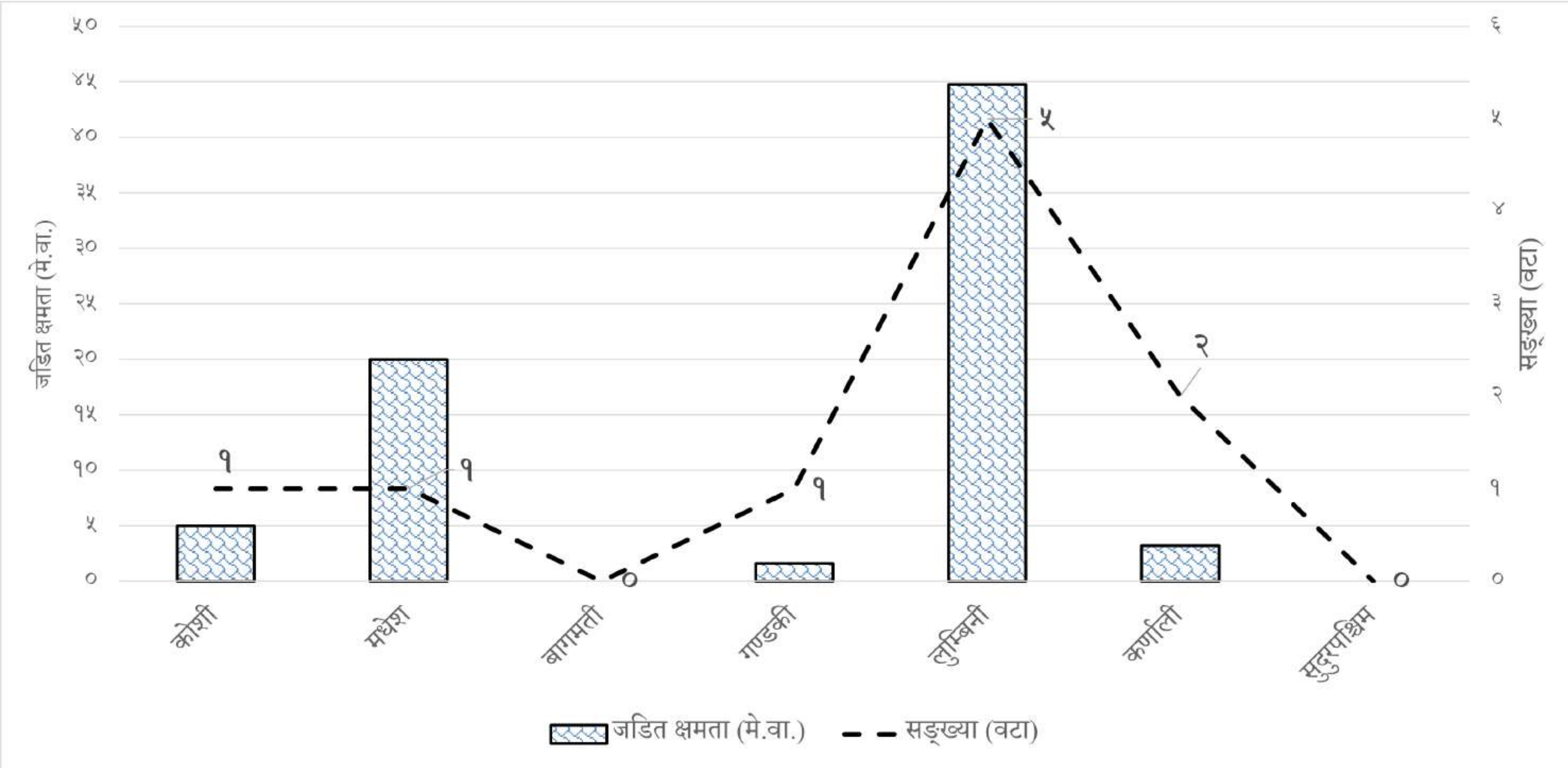
१२.५ सौर्य विद्युत आयोजनाहरूको विवरण

१२.५.१ विद्युत उत्पादनको सर्वेक्षण अनुमतिपत्रको विवरण:



हालसम्म ८५ वटा आयोजनाको कूल जडित क्षमता १९७५.४९ मे.वा. रहेको

१२.५.२ विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रको विवरण:



हालसम्म १० वटा आयोजनाको कूल जडित क्षमता ७४.६ मे.वा. रहेको

१२.५. संचालनमा रहेका सौर्य आयोजनाहरू विवरण

S No	Project	Capacity (MW)	Lic No	Isuue Date	Validity	Promoter	District
1	Grid-Connected Solar Power Project, Butwal , 33 kV S/S	8.5	260	2/14/2076	2101-02-13	Ridi Power Company Ltd.	Rupandehi
2	Block No 1 Solar Farms Project	5.1	265	3/9/2076	2101-03-08	Nepal Electricity Authority	Nuwakot
3	Block No 2 Solar Farms Project	8.3	266	3/9/2076	2101-03-08	Nepal Electricity Authority	Nuwakot
4	Bel Chautara Solar Farm Project	5	267	3/18/2076	2101-03-17	Solar Farm Pvt. Ltd.	Tanahu
5	Mithila Solar PV Power Project, Dhanusa	10	270	5/6/2076	2101-05-05	Eco Power Development Pvt. Ltd	Dhanusha
6	Som Radha Krishna Solar Farm Project (VGF)	4.4	274	7/14/2076	2101-07-13	Nepal Solar Farm Ltd.	Kaski
7	Solar PV Pratappur, Grid Connected Solar PV (VGF), Nawalpara	5	281	9/11/2076	2101-09-10	National Solar Power Company PVt. Ltd.	Nawalparasi
8	Chandranigahpur Solar Project	4	287	10/1/2076	2101-09-29	Api Power Company Pvt. Ltd	Rautahat
9	Grid Connected Solar Project Block 4, Nuwakot	1.37	308	4/12/2077	2102-04-12	Nepal Electricity Authority	Nuwakot
10	Grid-Connected Solar Power Project, Dhalkebar, 33 kV S/S	3	309	4/25/2077	2102-04-24	Sagarmatha Energy & Construction Pvt. Ltd.	Dhanusa
11	Grid Connected Solar PV Project, Ramgram, Nawalparasi	2	317	6/11/2077	2102-06-10	Saurya Bidhyut Power Pvt. Ltd	
12	Grid-Connected Solar Power Project, Duhabi, 33 kV S/S	8	321	6/12/2077	2102-06-11	Global Energy & Construction Pvt. Ltd.	Morang
13	Utility Scale Solar PV, Grid Connected Solar Project, Morang	6.8	324	7/6/2077	2102-07-05	G I Solar Pvt. Ltd,	Morang
14	Solar PV Project Banke, block-2	10	332	8/29/2077	2102-08-28	Pure Energy Ltd	Banke
15	Solar PV Project, Raniyapur, Block 1	10	333	9/2/2077	2102-09-01	Pure Energy Ltd	Banke
16	Dharamnagar Solar Farm Project	10	355	9/2/2078	2103-09-01	Pashupati Renewables Ltd.	Kapilvastu
17	Grid Tied Solar Farm Project	3.09	367	1/6/2079	2104-01-05	Nepal Electricity Authority	Nuwakot
18	Grid Tied Solar Farm Project Block n. 5	6.5	368	1/6/2079	2104-01-05	Nepal Electricity Authority	Nuwakot
19	Grid Connected Solar Project, Shivasatakshi Jhapa	10	369	1/11/2079	2104-01-10	Jhapa Energy Limited	Jhapa
20	Jira Bhawani Sedawa PV Project	7.7	434	12/15/2080	2105-12-14	Tarai Solar Pvt. Ltd.	Para
21	Dharamnagar Solar Farm Project - II Kapilbastu	15	450	4/23/2081	2106-04-22	Pashupati Renewables Private Limited	Kapilbastu
22	DDB Saurya Vidyut Aayojana	2.3	457	5/30/2081	2106-05-29	Tarai Energy Private Limited	Parsa

हालसम्म २२ वटा आयोजनाको कूल जडित क्षमता १४६.०६ मे.वा. रहेको

१२.६ सहउत्पादन (Co-generation) विद्युत आयोजनाहरूको विवरण

१२.६.१ विद्युत उत्पादन अनुमतिपत्रको विवरण :

S No	Project	Capacity (MW)	Lic No	Isuue Date	Validity	Promoter	District
1	Everest Cogeneration Electricity Project	3	335	2077/09/08	2107/09/07	Everest Sugar and Chemical Industries Ltd.	Dhanusha
2	Indushankar Cogeneration and Transmission Project	3	354	8/20/2078	8/19/2108	Indu Shnakar Chini Udyog Ltd.	Sarlahi

हालसम्म २ वटा आयोजनाको कूल जडित क्षमता ६ मे.वा. रहेको

१३. बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना

१३.१. आयोजना परिचय

बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना (Budhiganga Hydropower Project-BHP) सुदूरपश्चिम प्रदेशमा निर्माणाधीन २० मेगावाट क्षमताको पिकिङ रन-अफ-द-रिभर (PRoR) प्रकारको जलविद्युत आयोजना हो। यो आयोजना ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिँचाइ मन्त्रालय अन्तर्गतको विद्युत विकास विभाग (Department of Electricity Development-DoED) द्वारा कार्यान्वयन भइरहेको छ।

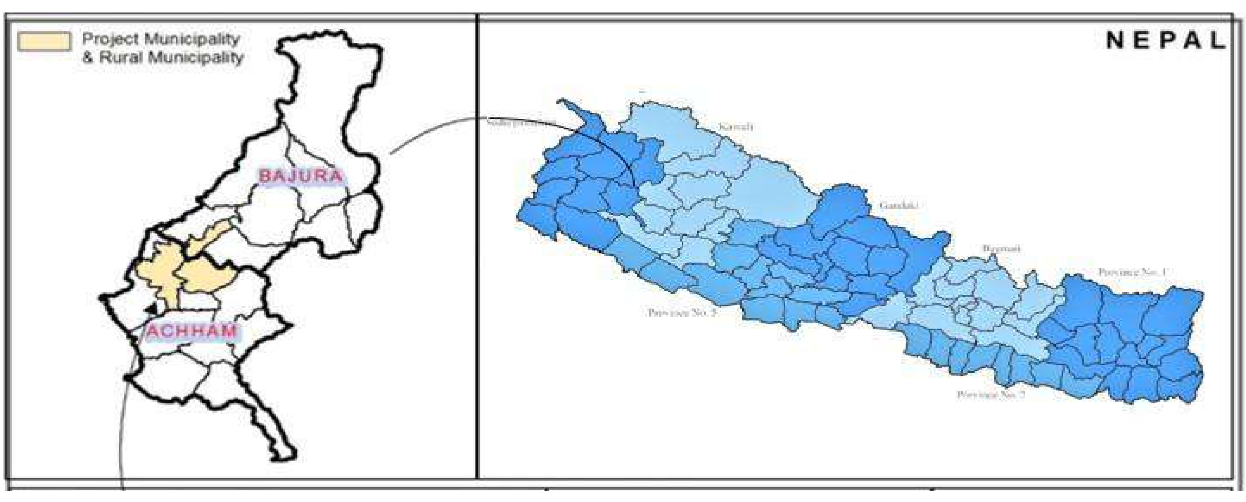
यो आयोजना सेती नदीको प्रमुख सहायक नदी बुढीगंगा नदीमा अवस्थित रहेको छ। सुदूरपश्चिम प्रदेशको सन्तुलित आर्थिक तथा सामाजिक विकासमा योगदान पुऱ्याउनुका साथै सार्वजनिक क्षेत्रको जलविद्युत विकास क्षमतालाई सुदृढ बनाउँदै यस आयोजनाको मुख्य उद्देश्य हो।

आयोजनाको स्थान :

- अछाम जिल्ला : साँफेबगर नगरपालिका र मेल्लेख गाउँपालिका
- बाजुरा जिल्ला : बुढीगंगा नगरपालिका

प्रमुख विशेषताहरू :

- प्रस्तावित क्षेत्र : २९°१५'३०" उत्तरी अक्षांश देखि २९°१८'३५" उत्तरी अक्षांश
  ८१°१३'४७" पूर्वी देशान्तर देखि ८१°१७'५०" पूर्वी देशान्तर
- आयोजनाको प्रकार : अर्धजलाशययुक्त (PRoR), ६ घण्टा पिकीङ
- जडित क्षमता : २० मेगावाट (१०-१० मेगावाट क्षमताका दुईवटा Francis Turbine)
- बाँध : ८६ मिटर लम्बाइ र ४० मिटर उचाइ भएको Concrete Gravity Dam
- हेडरेस सुरुङ : ५.५८ किलोमिटर लम्बाइ, D-Shaped , 4 m Diameter
- अनुमानित वार्षिक विद्युत उत्पादन : १०९.६१ गिगावाट-घण्टा (GWh)
  - सुख्खायाम : ७६.०७ GWh
  - वर्षायाम : ३३.५४ GWh
- डिजाइन डिस्चार्ज: २६ m^3/s
- नेट हेड : ८६.९५ मि. (हाल डिजायन चरणमा रहेकोले विवरणहरू अध्यावधिक हुन सक्ने)



१३.२. आर्थिक पक्ष तथा वित्तीय स्रोत

आयोजनाको संशोधित कुल अनुमानित लागत रु. ९.०४ अर्ब रहेको छ। आयोजनाको वित्तीय व्यवस्थापन नेपाल सरकारको स्रोत तथा वैदेशिक सहुलियतपूर्ण ऋणमार्फत गरिएको छ।

प्रमुख ऋणदाता निकायहरू :

- साउदी फण्ड (Saudi Fund for Development) : ११ करोड २५ लाख साउदी रियाल
- कुवेत फण्ड (Kuwait Fund for Arab Economic Development) : ५० लाख कुवेती दिनार

१३.३. कार्यान्वयन अवस्था तथा प्रगति

आयोजना निर्माणको लागि कार्यालय निर्माण, जग्गा प्राप्ति र मुआब्जा वितरण, वातावरणीय अध्ययन र स्वीकृति, पहुँच मार्ग निर्माण, पुल निर्माण जस्ता तयारी चरणका कार्यहरू सम्पन्न भैसकेको छ।

लट-१ : सिभिल तथा हाइड्रोमेकानिकल कार्य

२०८२ भाद्रमा सुपरपावर-बानिया जे.भि. सँग भएको सम्झौतामा ४२ महिनामा सम्पन्न गर्ने गरि रु. ६.९३ अर्ब बराबरको ई.पि.सि. खरिद सम्झौता सम्पन्न भइ सर्बेक्षण, फिल्ड अन्वेषण पश्चात ले-आउट डिजायन सम्पन्न भएको छ। हाल निर्माण शिविर स्थापना, निर्माण उर्जा ब्यबस्थापन, प्रयोगशाला निर्माण, ब्याचिङ प्लान्ट तथा क्रसर प्लान्ट जडान लगायतका प्रारम्भिक निर्माण कार्यहरू सञ्चालनमा रहेका छन्। २०८३ असारसम्म लट-१ अन्तर्गतका कार्यको करिब ६ प्रतिशत भौतिक प्रगति हासिल भएको छ।२०८४ असाढसम्म डिजायन र प्रारम्भिक निर्माण चरणका कार्य सम्पन्न गरि हेडवर्क तथा सुरुङ निर्माण कार्यमा १५% भन्दा बढी सम्पन्न गर्ने लक्ष्य रहेको छ।

लट-२ : इलेक्ट्रोमेकानिकल कार्य

यस प्याकेजका लागि आंशिक बजेट व्यवस्था भएको र अर्थ मन्त्रालयबाट स्रोत सहमति प्राप्त गरि आर्थिक वर्ष २०८३/८४ मा बोलपत्र आह्वान गर्ने र सिभिल तथा हाइड्रोमेकानिकल कार्यसँग तादम्यता मिलाई सम्पन्न गर्ने योजना रहेको छ।

सबस्टेशन तथा प्रसारण लाइन

सबस्टेशन तथा प्रसारण लाइनको कार्य राष्ट्रिय प्रसारण ग्रिड कम्पनि लिमिटेड (RPGCL) ले गर्नेगरी बिद्युत विकास विभागबाट अनुमति पत्र प्राप्त गरि सोही अनुसार कार्यहरू भैरहेको छ।

१३.४. प्रमुख चुनौती तथा समस्या

आयोजना कार्यान्वयनका क्रममा केही प्रशासनिक तथा प्राविधिक चुनौतीहरू देखिएका छन्।

- वैदेशिक ऋण सम्झौताको ऋण पुनर्संरचना गरि नवीकरण गर्न बिभाग, मन्त्रालय र अर्थ मन्त्रालयसँग निरन्तर समन्वय र धारणामा एकरुपता हुनुपर्ने।
- सुरुङ निर्माणका लागि आवश्यक विस्फोटक पदार्थको खरिद तथा आयात प्रक्रियाको ढिलाईले मुख्य संरचनाको कार्य शुरु नभएको।
- राजधानी, प्रदेश राजधानी र मुख्य राजमार्गबाट टाढा भएकोले निर्माण सामग्री उपलब्धता, ढुवानी र आवत जावतमा बढी समय लाग्ने।
- जनशक्ति, अनुभव र श्रोतसाधनको न्यूनता।

१३.५. सामुदायिक सहयोग कार्यक्रम (Community Support Program-CSP)

आयोजनाले स्थानीय समुदायको सामाजिक तथा आर्थिक विकासलाई प्राथमिकतामा राख्दै प्रत्येक वर्ष सामुदायिक सहयोग कार्यक्रम (CSP) सञ्चालन गर्दै आएको छ।

यस कार्यक्रमअन्तर्गत निम्न क्षेत्रहरूमा सहयोग प्रदान गरिँदै आएको छः

- शिक्षा : विद्यालय भवन मर्मत तथा शैक्षिक पूर्वाधार सुधार
- स्वास्थ्य : स्वास्थ्य चौकीहरूको सुदृढीकरण तथा आवश्यक सामग्री सहयोग
- भौतिक पूर्वाधार : ग्रामीण सडक तथा सिँचाइ संरचना निर्माण/स्तरोन्नति
- आयआर्जन : कृषि तथा सीपमूलक तालिममार्फत जीविकोपार्जन प्रवर्द्धन
- वातावरण संरक्षण : वृक्षारोपण तथा हरित वातावरण प्रवर्द्धन

साना तथा समुदायमा आधारित योजनाहरू उपभोक्ता समितिमार्फत कार्यान्वयन गरिन्छ भने ठूला योजनाहरू सार्वजनिक खरिद प्रक्रियामार्फत सम्पन्न गरिन्छन्।

बुढीगंगा जलविद्युत आयोजना सुदूरपश्चिम प्रदेशको ऊर्जा विकाससँगै स्थानीय पूर्वाधार, रोजगारी, सामाजिक विकास तथा क्षेत्रीय आर्थिक समृद्धिमा महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउने राष्ट्रिय प्राथमिकता प्राप्त आयोजनाका रूपमा अघि बढिरहेको छ।

१४. सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजना तथा सुनकोशी स्टोरेज कम डाईभर्सन आयोजना

१४.१ सप्तकोशी नदीको परिचय

सप्तकोशी नदी उत्तरमा चीनको तिब्बत देखि नेपालको वागमती र कोशी प्रदेश हुँदै दक्षिणमा भारत भएर बग्ने नेपालको ठूलो नदी हो । कोशी वेसिनको प्रमुख सात नदीहरू सुनकोशी, इन्द्रावती, लिखु, तामाकोशी, दूधकोशी, अरूण र तमोर मध्ये सुनकोशी, अरूण र तामाकोशी नदीहरूको उद्गमस्थल तिब्बत हो भने बाँकी चार नदीहरूको उद्गमस्थल नेपाल हो । कोशी वेसिनको माथिल्लो भेगमा यी प्रमुख नदीहरू समाहित भई पश्चिमबाट सुनकोशी नदी, उत्तरबाट अरुण नदी र पूर्वबाट तमोर नदीहरूको भेट धनकुटा, भोजपुर र उदयपुर जिल्लाहरूको सिमानामा पर्ने त्रिवेणी भन्ने स्थानमा भएको छ । यस स्थानपछि सप्तकोशी भनिने प्रचलित नदी नेपालको धार्मिक तीर्थस्थल बराहक्षेत्र र चतरा हुँदै कोशी व्यारेजबाट नेपाल र भारतको सिमाना पार गर्दै भारतको कुर्सेला भन्ने स्थानको गंगा नदीमा गई समाहित हुन्छ ।

१४.२ आयोजनाको परिचय

क) सप्तकोशी उच्च बाँध वहुउद्देश्यीय आयोजना

सप्तकोशी नदीको पानीलाई उपयोग गर्न सिँचाइ, विद्युत उत्पादन, बाढी नियन्त्रण र जल परिवहन जस्ता वहुउद्देश्यीय आयामहरूमा अध्ययन भईरहेको छ । सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजनाको बाँध स्थल सुनकोशी, अरुण र तमोर नदीहरूको संगम स्थल त्रिवेणीबाट ३ किलोमिटर दक्षिण तथा बराहक्षेत्र मन्दिरबाट १.६ किलोमिटर उत्तर तर्फ अक्षांश: २६° ५३' २४" ऊ., देशान्तर: ८७° १०' ६.३०" पू. मा पर्दछ । यो धनकुटा जिल्लाको साँगुरीगढी गाउँपालिका वडा नं. १० को साङ्कामा र उदयपुर जिल्लाको बेलका नगरपालिका वडा नं. ७ वेलकाको सिमानामा अवस्थित छ । हाल सम्मको प्रारम्भिक अध्ययन अनुसार समुन्द्री सतह बाट ३०४.८ मिटर सम्म पानीको अधिकतम सतह रहने गरी करिब २०३.५ मिटर (नदीको पिँध सतह १०५ मि. बाट) अग्लो बाँध निर्माण गरिने छ । प्रस्तावित बाँधले सञ्चय गरेको पानीबाट २२५० मेगावाट विद्युत उत्पादन गरी सप्तकोशी नदीमा बाँध स्थलबाट ८ किलोमिटर तल्लो क्षेत्र चतरा आसपास व्यारेज निर्माण गरिने छ । उक्त व्यारेजबाट सप्तकोशी नदीको पूर्व र पश्चिममा पर्ने तराईका भू-भागलाई बाह्रैमास सिँचाइ सुविधाको व्यवस्था गरिने छ ।

नेपाल-भारत संयुक्त जलस्रोत समिति (जे.सि. डब्लु.आर.) को नवौँ बैठकको निर्देशन बमोजिम आयोजनाबाट तयार गरिएको परिमार्जित प्राविधिक विवरण (Revised Technical Parameters) सम्बन्धी अध्ययनको प्रतिवेदन माथि नेपाल-भारत संयुक्त विशेषज्ञ टोलीको सत्रौँ बैठक (मिति २०८० आश्विन २२-२४) मा विस्तृत छलफल भई आयोजनाको मुख्य-मुख्य परिमार्जित प्राविधिक विवरणहरू निम्नानुसार कायम गरिएको छ ।

तालिका १: सप्तकोशी उच्च बाँध वहुउद्देश्यीय आयोजनाको संक्षिप्त विवरण

१)	**बाँध**		
क)	स्थल	:	बराहक्षेत्र मन्दिरबाट १.६ कि.मि. उत्तर तर्फ सप्तकोशी नदीमा
ख)	किसिम	:	कंक्रिट/रकफिल
ग)	उचाई	:	२०३.५ मि. (नदीको पिँध सतह १०५ मिटर बाट)
२)	**जलाशय**		
क)	पानीको अधिकतम सतह (Maximum Water Level)	:	३०४.८० मिटर (समुद्री सतहबाट)
ख)	पानी जम्मा रहने सतह (Full Reservoir Level)	:	२९९ मिटर (समुद्री सतहबाट)

ग)	जलाशयको कुल (Gross) सञ्चित क्षमता	:	७.७७२ अर्ब घनमिटर
घ)	प्रयोगमा ल्याइने पानीको परिमाण (Live Storage)	:	३.९२२ अर्ब घनमिटर
ङ)	प्रयोगमा नल्याइने पानीको परिमाण (Dead Storage)	:	३.८५० अर्ब घनमिटर
च)	डुबान क्षेत्र at FRL 299 m At MWL 304.8 m	:	१२५.५३ वर्ग किलोमिटर १४८.२० वर्ग किलोमिटर
३)	**विद्युत क्षमता**		
क)	जडान क्षमता	:	२२५० मेगावाट (बाँध विद्युतगृहबाट)
ख)	वार्षिक ऊर्जा उत्पादन	:	१०.०९३ अर्व युनिट (बाँध विद्युतगृहबाट)
४)	**सिँचाइ**		
क)	खुद सिञ्चित क्षेत्रफल	:	३.४१४ लाख हेक्टर (नेपाल) र ३.८३७ लाख हेक्टर (भारत)

तस्बिर १४.१ सप्कोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजनाको डुबान क्षेत्र

सप्तकोशी आयोजनाको प्रभावित क्षेत्र

प्रस्तावित सप्तकोशी उच्च बाँध बहुद्देश्यीय आयोजनाको बाँध स्थल धनकुटाको साँगुरीगढी गाउँपालिका र उदयपुरको बेलका नगरपालिकामा पर्दछ । हाल सम्मको प्रारम्भिक अध्ययन अनुसार समुन्द्री सतह बाट ३०४.८ मिटर सम्म पानीको अधिकतम सतह रहने गरी अग्लो बाँध निर्माण गर्दा १४८.२० वर्ग किमी क्षेत्र डुबान भइ कोशी प्रदेशका निम्नानुसारका जिल्ला तथा स्थानीय तहहरूका आंशिक भूभाग प्रभाव पर्न सक्ने देखिएको छ ।

तालिका २: प्रारम्भिक अध्ययन अनुसार आंशिक भूभाग प्रभावित हुन सक्ने जिल्ला तथा स्थानीय तहहरूको विवरण

क्र.स.	जिल्ला	गाउँ/नगर पालिका-वार्डहरू
१	भोजपूर	आमचोक-७,८,९,१० अरुण-१, ४,५,६,७, हतुवागढी-१,४,५,६,७,८,९, पौवादुङमा-५,६ षडानन्द-५,६,७,११,१२
२	धनकुटा	चौबिसे - ५, छथर जोरपाटी-३,४ धनकुटा-८,९ सहिदभूमि १,२,३,४,५,६,७ महालक्ष्मी-४,५,६ पाख्रीबास ५,६,८,१० साँगुरीगढी १,२,३,७,८,९,१०
३	खोटाङ	बाह्र पोखरी-१,२,४,५ दिप्रुङ चुइचुम्मा-४ हलेसी तुवाचुङ-२,३,५,८,११ जन्तेढुंगा-१,२ खोटेहाङ-९
४	संखुवासभा	चैनपुर-१०,११ धर्मदेवी-७,८ खाँदबारी-२,८,९ पाँचखपन-४
५	उदयपुर	बेलका ५,६,७ चौदण्डीगढी-१,८ रौतामाई-३,५ ताप्ली-१,४,५ त्रियुगा-१४,१५ कटारी १०, लिम्चुङ्बुङ-१,२,४,५

ख) सुनकोशी स्टोरेज कम डाइभर्सन आयोजना

नेपाल सरकारका लागि जापान अन्तर्राष्ट्रिय सहयोग नियोग (JICA) ले सन् १९८५ मा तयार गरेको कोशी बेसिनको जलश्रोत विकास सम्बन्धी गुरूयोजनाको प्रतिवेदनमा आधारित मुख्य प्राविधिक विवरणहरू निम्नानुसार रहेका छन् :-

तालिका ३: सुनकोशी स्टोरेज कम डाइभर्सन आयोजनाको संक्षिप्त विवरण

१. सुनकोशी डाईभर्सन बाँध			
क)	बाँध स्थल	:	उदयपुर जिल्लाको कटारी न.पा. १४ र खोटाङ जिल्लाको हलेसी तुवाचुङ न.पा. १ को सिमाना भइ बग्ने सुनकोशी नदीको कुरुलेघाट अक्षांश: २७°०८'२४" ऊ देशान्तर: ८६°२५'५४" पू
ख)	बाँधको उचाइ	:	४८.९ मि. अग्लो (नदीको पिँध सतह ३२४ मिटर बाट)
ग)	सुनकोशी नदीको पानी कमला नदीमा खसाल्नको लागि डाइभर्सन सुरूङको लम्बाइ	:	२१.९० कि.मि.
घ)	सुरूङबाट डाइभर्ट हुने पानी		७२ क्यूमेक
२. विद्युत गृह			
क)	स्थान	:	उदयपुर जिल्लाको खाडीखोप अक्षांश: २६°५८'४४" ऊ देशान्तर: ८६°२४'५३" पू
ख)	विद्युतगृहको अवस्थिति	:	२५७ मिटर समुन्द्री सतहबाट
ग)	Effective Head	:	१०२.५ मिटर
घ)	उत्पादन क्षमता		६१.४ मेगावाट

३. कमला बाँध			
क)	बाँध स्थल	:	उदयपुर जिल्लाको कटारी न.पा.१ र धनुषा जिल्लाको गणेशमान चारनाथ न.पा. ५ को सिमाना भइ बग्ने कमला नदिमा अक्षांश: २६°५३'५२" ऊ देशान्तर: ८६°१२'३९" पू
ख)	बाँध स्थलमा नदीको सतह	:	१३५.९८५ मिटर
ग)	बाँधको उचाइ	:	५१.५ मिटर
घ)	Top/Crest of Dam	:	१८१ मिटर
ग)	जलाशयमा पानीको सतह	:	१७८.५ मिटर समुद्र सतहबाट
घ)	जलाशय क्षेत्र	:	४४ वर्ग कि.मि.
४. कमला बाँध विद्युत गृह			
क)	स्थान	:	Dam toe powerhouse
ख)	विद्युतगृहको अवस्थिति	:	१४८ मिटर समुन्द्री सतहबाट
ग)	Effective Head	:	३२ मिटर
घ)	विद्युतगृहको जडान क्षमता	:	३२ मेगावाट
५. उत्तरायणी ब्यारेज			
४)	उत्तरायणी ब्यारेज स्थल	:	कमला बाँध स्थलबाट ७ कि.मि. नदीको तल्लो तटीय क्षेत्रमा अक्षांश: २६°५५'५१.३१" ऊ देशान्तर: ८६°०९'३३.१६" पू
क)	ब्यारेज स्थलमा नदीको सतह	:	१२१.७४ मिटर
ख)	ब्यारेजको लम्बाइ	:	३७० मिटर
ग)	पोखरीको लेभल	:	१३० मिटर
घ)	कमला पश्चिम मुख्य नहर को लम्बाइ	:	१५७.४८ किलोमिटर
	कमला पूर्वी मुख्य नहर को लम्बाइ	:	७४.१३ किलोमिटर
ङ)	खुद सिञ्चित क्षेत्रफल (नयाँ)	:	१,४३,५४३ हेक्टर (नेपाल तर्फ)

माथि उल्लेखित प्राविधिक विवरणहरू हालसम्म भएका अध्ययनहरूमा आधारित छन् र आयोजनासँग सम्बन्धित परिष्कृत विवरणहरू विस्तृत आयोजना प्रतिवेदन (Detail Project Report) बाट यकिन हुनेछन्।

१४.३ अध्ययनको विकासक्रम

सन् १९४६ देखि १९५५ मा भारत सरकारबाट सप्तकोशी उच्च बाँध आयोजनाको अध्ययनका लागि स्थलगत सर्भेक्षण भएको थियो। त्यस सर्भेक्षणको आधारमा सन् १९८१ मा भारत सरकारद्वारा आयोजनाको सम्भाव्यता अध्ययन प्रतिवेदन समेत तयार पारिएको थियो। उक्त प्रतिवेदनमा सप्तकोशी उच्च बाँधबाट नेपाल र भारत दुवै देशलाई सिँचाइ, विद्युत र बाढी नियन्त्रणबाट फाईदाहरू प्राप्त हुनसक्ने कुरा उल्लेख रहेको छ। त्यसै गरि सन् १९८५ मा जाईकाको सहयोगमा नेपाल सरकारले कोशी नदी वेसिनको जलश्रोत विकास सम्बन्धी गुरु योजना तयार गर्दा समेत यस योजनाको साथै सुनकोशी स्टोरेज

कम डाइभर्सन आयोजनालाई पनि प्राथमिकता दिई विकास गर्न सिफारिस गरिएको थियो।

भारतका तत्कालिन प्रधानमन्त्रीको निमन्त्रणामा नेपालका तत्कालीन प्रधानमन्त्रीको डिसेम्बर ५-१०, १९९१ मा भएको भारत भ्रमणको अवसरमा सप्तकोशी उच्च बाँध आयोजनाको प्राविधिक विवरणहरूलाई अन्तिम स्वरूप दिन संयुक्त रुपमा स्थलगत सर्भेक्षण/अध्ययन गर्ने साथै आयोजनाको स्थलगत सर्वेक्षण कार्यको कार्यविधि तथा आयोजनाबाट प्राप्त हुने विभिन्न लाभहरूको मूल्याङ्कन गर्ने सिद्धान्तहरू तयार गर्न नेपाल-भारत संयुक्त विशेषज्ञ टोलीको (JTE) गठन पश्चात विस्तृत आयोजना प्रतिवेदन तयार गर्ने बारे सहमति भएको थियो। तत्पश्चात्, फेब्रुअरी १३-१४, १९९२ काठमाडौंमा बसेको प्रथम बैठकले निम्न मुद्दाहरू माथि छलफल गरेको थियो:-

क) आयोजनाको उद्देश्य र भूमिका

ख) आयोजनाबाट प्राप्त हुने लाभ

ग) लाभको मूल्याङ्कन गर्ने विधिहरू

घ) अध्ययन र अनुसन्धानको निर्देशिका

उपरोक्त मुद्दाहरूमा छलफल हुँदा नेपाली पक्षबाट सप्तकोशीमा जल परिवहनको पाटो महत्वपूर्ण रहेको र भीमनगर देखि समुन्द्रसम्मको पहुँच स्थापित हुँदा नेपाललाई फाइदा पुग्ने विषय भएकोले यसलाई अध्ययनको कार्यक्षेत्र भित्र समेटिनु पर्ने धारणा राखेको पाइन्छ। आयोजनाबाट दुवै देशलाई विद्युत, सिँचाइ, बाढी नियन्त्रण र जल परिवहनबाट प्राप्त हुने विभिन्न लाभहरूको मूल्याङ्कन गर्ने विधिहरू र आयोजनाको सम्पूर्ण पक्षहरूको अध्ययन र अनुसन्धान गर्न प्रारम्भिक अध्ययन प्रतिवेदन (Inception Report) नेपाली पक्षले तयार गर्ने बारे सहमति भएको थियो।

नेपाली पक्षबाट तयार गरेको प्रारम्भिक अध्ययन प्रतिवेदन नोभेम्बर, १९९२ मा भारतीय सरकारलाई पठाइएको थियो। उक्त प्रतिवेदनमा भारत सरकारको राय/टिप्पणी राखेर सेप्टेम्बर, १९९३ मा नेपाल सरकारलाई फिर्ता पठाइएको थियो। २१-२३ मार्च, २००१ नयाँ दिल्लीमा भएको तेस्रो बैठकमा JTE द्वारा पुन: प्रारम्भिक प्रतिवेदनमा छलफल गरेर १२-१३ अक्टोबर, २००१ काठमाडौंमा भएको JTE को चौथो बैठकले प्रारम्भिक प्रतिवेदनलाई अन्तिम रूप दिइएको थियो। यो प्रारम्भिक प्रतिवेदनलाई आयोजनाहरूको अध्ययन कार्यको लागि मार्गदर्शनको रूपमा लिएको छ। उक्त प्रारम्भिक प्रतिवेदनमा सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजनाको अध्ययन गर्दा दुवै देशका आवश्यकताहरूलाई ध्यानमा राखी तपसिलका उद्देश्यहरू प्राप्त गर्ने हेतुले अन्वेषण गरिने व्यवस्था गरिएको छ।

- जलविद्युत उत्पादन
- सिँचाइ विकास
- बाढी नियन्त्रण र व्यवस्थापन

सप्तकोशी नदीमा जल परिवहनको व्यवस्था

प्रारम्भिक प्रतिवेदनले मार्गदर्शन गरे बमोजिम स्थलगत कार्यहरू सञ्चालन गर्नको निम्ति संयुक्त विशेषज्ञ टोलीको पाँचौ बैठक (जुन २००३, काठमाडौं)ले आयोजना कार्यालय स्थापना गर्न व्यवस्थापकीय पक्षमा सहमति भएको थियो। फलस्वरुप, जुन २१, २००४ मा दुई देश बीच 'Letter of Exchange' मार्फत संयुक्त आयोजना कार्यालय-सप्तकोशी सुनकोशी अन्वेषण (JPO-SKSKI) स्थापना गर्नका लागि सहमति भएको थियो। त्यसअनुरुप, सप्तकोशी उच्च बाँध बहुउद्देश्यीय आयोजना र सुनकोसी स्टोरेज कम डाइभर्सन आयोजनाको डी.पी.आर. तयार गर्नका लागि आवश्यक सर्वेक्षण, अनुसन्धान र अन्य अध्ययनहरू गर्नको लागि १७ अगस्ट, २००४ विराटनगरमा संयुक्त आयोजना कार्यालय-सप्तकोशी सुनकोशी अन्वेषण (JPO-SKSKI) स्थापना भएको थियो। तत्पश्चात्, आयोजना अध्ययनको क्रममा आइपरेका समस्या, चुनौती र प्राविधिक विषयहरूमा आवश्यकता अनुसार विभिन्न समयमा बसेको JTE बैठकको निर्णय र निर्देशानुसार यस JPO-SKSKI बाट कार्य सम्पादन हुँदै आएको छ।

१४.४ हालसम्मको अध्ययनको अवस्था

सम्पन्न भएका कार्यहरू (Completed Works)	अध्ययन हुन बाँकी रहेका कार्यहरू(Pending Works/ Works to be Completed)	लगातार चालू रहेका कार्यहरू
- टोपोग्राफिक सर्भे - निर्माण सामग्री अध्ययन - कम्युनिकेशन सम्बन्धी अध्ययन - जलपरिवहनमार्ग सम्बन्धी अध्ययन - भौगर्भिक अध्ययन (सप्तकोशीमा १९७५.४० मिटर ड्रिलिङ् , सुनकोशी र कमला क्षेत्रमा जम्मा १५४८.८१ मिटर ड्रिलिङ्)	- वातावरणीय प्रभाव मूल्याङ्कन सहितको पुनर्वास तथा पुनर्स्थापना सम्बन्धी अध्ययन - सिँचाइ सम्बन्धी अध्ययन - जलविद्युत क्षमता, विद्युत प्रणाली र पावर Evacuation सम्बन्धी अध्ययन - बाढी नियन्त्रणबाट हुने फाइदा सम्बन्धी अध्ययन - हिमताल फुटदा हुने अकस्मात बाढी सम्बन्धी अध्ययन (GLOF Study) - भौगर्भिक अध्ययन (सप्तकोशीमा जम्मा २९३४ मिटरको १७ वटा स्थानमा ड्रिलिङ् र UG PH complex मा ६०० मिटरको १ स्थानमा ड्रिफ्टिङ, सुनकोशी तथा कमलामा जम्मा १५७६ मिटरको १२ स्थानमा ड्रिलिङ् र जम्मा ३१० मिटरको ४ स्थानमा ड्रिफ्टिङ)	- जल तथा मौसम सम्बन्धी अध्ययन - भूकम्पीय सम्बन्धी अध्ययन

१५. लेख तथा रचनाहरू

Congestion Management Mechanisms in Electricity Markets

Basant Kumar Gautam, PhD

Tribhuvan University, Institute of Engineering

With the liberalization of electricity markets, the pursuit of economic efficiency has increasingly exposed the limitations imposed by transmission network constraints, making congestion management a critical aspect of market operation. While competitive trading aims to allocate power to its highest-value use, the laws of physics dictate that power flows along paths of least impedance, often disregarding commercial contracts. This disconnect creates transmission congestion, a condition where the cheapest generation cannot be supplied to a particular load, forcing system operators to curtail low-cost energy in favor of higher-cost local alternatives. Managing this congestion is not merely an engineering problem; it is a critical economic function that determines market efficiency, price formation, and investment signals. Over the past three decades, power markets worldwide have developed distinct mechanisms to address this challenge—ranging from granular Locational Marginal Pricing (LMP) in the United States and zonal pricing in Europe, to the use of Physical and Financial Transmission Rights for hedging, and demand-side participation through interruptible loads. This article aims to provide a comprehensive examination of these congestion management mechanisms, dissecting their theoretical pricing frameworks and critically comparing their practical implementations across major global electricity markets, from mature systems like PJM and Nord Pool to emerging economies such as India and Nepal.

Electricity markets can be structured as single-sided (single-auction) or double-sided (double-auction) markets. In a single-sided market, generators submit supply offers, and the Independent System Operator (ISO) or Transmission System Operator (TSO) aggregates these offers to form a system supply curve (often called the merit order or dispatch curve). Demand is typically treated as inelastic (fixed), and the market clears at the point where the supply curve meets this demand level. In a double-sided market, both generators and consumers participate actively: generators submit supply offers, and consumers submit demand bids. The ISO/TSO aggregates both into a supply curve and a demand (bid) curve, and the market clears at the intersection of these two curves, determining both the market-clearing price and quantity.

Generators with offer prices below or equal to the market-clearing price are dispatched, while those with higher offer prices are not. Similarly, in a double-sided market, consumers with bid prices above or equal to the market-clearing price are served, while those with lower bids are not.

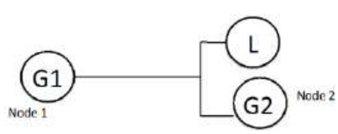
In the absence of transmission congestion (i.e., a single price area), every generator that clears the market is paid the system marginal price (SMP) under a uniform pricing mechanism. This is why low-cost generators, known as inframarginal generators, can earn significant rents, as they are paid the SMP while their production costs are lower.

The marginal generator typically earns little or no short-run inframarginal rent because the market-clearing price is close to its marginal cost. However, it may still recover fixed costs through infra-marginal revenues earned during other periods or through additional market mechanisms.

Locational Marginal Price (LMP) and Zonal Price

In the presence of congestion, the market may become segmented into multiple price regions. Some market participants are located on one side of the constraint, while others are located on the opposite side and no further deliveries can take place between the two areas.

This can be illustrated using the simple two-node network shown below.



Transmission congestion occurs when the aggregate

power flows resulting from market transactions cause one or more transmission elements to reach their operating limits. In the presence of congestion, L cannot purchase energy from G1, even if it is cheaper than that supplied by G2.

Generators may have different costs and supply offers; therefore, the marginal cost of meeting demand at one location can differ from that at another location. These location-specific costs are known as Locational Marginal Prices (LMPs). The LMP at a node k in the network is the marginal cost to the TSO/ISO of delivering an additional unit of energy to that node. LMP at a node can be decomposed into three components: the marginal energy price at a reference node, the marginal cost of congestion, and the marginal cost of losses. This decomposition helps market participants understand the drivers of price differences across locations. This concept can be extended to power systems of any size.

In a lossless system without congestion, the payments collected from loads equal the payments made to generators. However, in the presence of congestion, the TSO/ISO collects additional revenue, known as congestion revenue (or congestion rent). This revenue is typically redistributed to market participants through mechanisms such as Financial Transmission Rights (FTRs).

Adjustments are made to the marginal price to account for transmission losses and, in some market designs, other system costs. Nodal pricing methods can be applied to both real and reactive power; however, in practice, LMP is primarily used for real power, while reactive power is priced through separate mechanisms.

Although nodal pricing is economically efficient, it requires significant real-time computational capability. It may also create concerns about incentives for transmission owners if not properly regulated. Another disadvantage is the potential for high price volatility. Implementing a fully operational nodal pricing structure can therefore be complex.

Because nodal pricing is often considered complex, zonal pricing has been proposed as an alternative.

In zonal pricing, the transmission network is divided into a number of price zones. Zones are generally defined so that internal congestion is limited while significant congestion occurs primarily between zones. A common market-clearing price is then established for each zone. Although zonal pricing can be viewed conceptually as an aggregation of nodal pricing, the delineation of zones is typically based on structural congestion patterns and operational considerations.

Many electricity markets have used zonal pricing, particularly in earlier stages of market development. Under uncongested conditions, all zones may have the same price, and there are typically no inter-zonal congestion charges. When congestion occurs, price differences arise between zones, encouraging generation and consumption to adjust locally.

In practice, many modern electricity markets use hybrid approaches that incorporate features of both LMP and zonal pricing.

Since congestion patterns change over time, zones can be reviewed and redefined periodically. For example, in California, zonal pricing was previously used (with multiple zones), but the system has largely transitioned to nodal pricing.

In the United Kingdom, transmission tariffs (TNUoS) are primarily capacity-based and include a locational component that varies by zone. These locational charges differ significantly across regions to provide long-term signals for efficient siting of generation. Areas with high demand and limited local generation (such as southern England) may offer negative charges (credits) to generators, while regions with surplus generation (such as northern areas) face higher charges. The aim is to reflect network usage costs and influence investment decisions, rather than directly manage real-time congestion.

In Sweden, transmission charges are location-dependent and reflect the dominant north-to-south power flow due to surplus generation in the north and higher demand in the south. Generators in the north generally face higher charges, while those in the south face lower charges or may receive credits. Conversely, consumers tend to pay more in southern regions and less in the north. In addition, Sweden operates a zonal electricity pricing system under Nord Pool, where electricity prices vary between bidding zones (SE1-SE4). While this provides locational signals similar

in intent to the UK's transmission tariffs, it differs in that Sweden also reflects congestion directly in energy prices, unlike the UK.

Physical Transmission Rights (PTRs)

In a decentralized or bilateral trading system, transactions for electrical energy are arranged directly between two parties, a buyer and a seller. These parties agree on the traded quantity, price, and any other contractual terms. The System Operator (SO) does not set market prices or centrally clear these transactions. Instead, its role is to ensure real-time system balance and maintain network security, including verifying that scheduled transactions are technically feasible.

Proponents of bilateral trading argue that market participants are best positioned to decide whether and how to use the transmission network. When entering into a contract, a generator at one location (e.g., bus A) and a consumer at another location (e.g., bus B) who wish to avoid curtailment due to congestion may also acquire transmission rights. Such rights are known as Physical Transmission Rights (PTRs), as they are associated with the use of transmission capacity and can support (subject to system security constraints) the scheduling of a specified quantity of power between defined locations.

Physical transmission rights (PTRs) appear simple in theory, but they present two major practical and economic difficulties.

The first difficulty is physical in nature. The actual path that electric power takes through a transmission network is determined by physical laws (Kirchhoff's laws), not by the contractual wishes of market participants. As a result, power flows cannot be confined to a single transmission line. Any injection or withdrawal of power affects flows across multiple lines in the network (the so-called loop flow effect). For instance, if a generator in the north injects 100 MW and a load in the south withdraws 100 MW, the actual power flows may distribute across multiple parallel transmission paths (e.g., 60 MW on one line, 30 MW on another, 10 MW on a third) depending on the line impedances. This creates a mismatch between the contract path and physical flows, leading to unintended impacts on other market participants. Therefore, defining transmission usage in terms of a single line or path is generally not physically meaningful in meshed networks.

The second problem is related to market ethics. PTRs can potentially facilitate the exercise of market power in imperfectly competitive markets. PTRs are defined as giving their holder the right to schedule or nominate a certain amount of power transfer between specified locations over a given period, subject to system security constraints. In practice, even PTRs do not guarantee a specific physical path for power flow; they merely provide transmission capacity rights between specified locations. If treated as tradable property rights, they may be used, withheld, or sold by their owners.

In a perfectly competitive market, acquiring PTRs without using them would generally be economically irrational, since unused rights would represent foregone trading opportunities. However, in markets with limited competition, PTRs may be strategically withheld or used in ways that can influence congestion patterns and prices, resulting in market power exploitation.

Physical Transmission Rights (PTRs) have largely been replaced by Financial Transmission Rights (FTRs) in nodal electricity markets, particularly in systems such as PJM Interconnection and CAISO. However, PTRs are still used in cross-border electricity trading, especially in European markets under the framework of ENTSO-E. In these markets, PTRs are often implemented with mechanisms such as Use-It-Or-Sell-It (UIOSI). Under UIOSI, a PTR holder who does not intend to use their transmission rights must offer them back to the market. This allows the System Operator to reallocate unused capacity to other market participants. If the holder does not use or sell the capacity before a specified deadline, the right expires, and capacity is released.

Currently, a gradual transition toward financial transmission rights and market coupling approaches is underway.

Financial Transmission Rights (FTRs)

Financial Transmission Rights (FTRs) are financial instruments that entitle the holder to the difference

between Locational Marginal Prices (LMPs) at two specified nodes (a source node and a sink node) on the grid.

The parameters of an FTR are a source node, a sink node, and a quantity (in MW). The holder of an X-MW FTR from node A to node B at time t receives FTR revenue calculated as: X * (LMPsink,t - LMPsource,t)

FTRs are typically allocated through auctions conducted by the Independent System Operator (ISO). These auctions may offer different durations, such as monthly, annual, or long-term FTRs. Market participants bid for quantities, as well as source and sink node combinations.

Most FTRs are structured as obligations, meaning the holder is entitled to (or liable for) the price difference. If the LMP at the sink is higher than at the source, the holder receives payment from the ISO. If the LMP at the sink is lower than at the source, the holder must pay the ISO. Some markets also allow FTR options, which provide protection against adverse congestion charges without requiring the holder to make payments when price differences reverse.

FTRs are considered a more practical alternative to PTRs, as they do not represent a right to physically transmit power. FTRs do not reduce transmission congestion; instead, they serve as a financial hedging mechanism that reallocates congestion revenues within the market.

FTRs are widely used in modern electricity markets as instruments for managing congestion risk and providing price certainty to market participants. Their application, however, varies significantly across different regions depending on market design, pricing mechanisms, and the level of market maturity.

In the United States, FTRs are a central feature of organized wholesale electricity markets operated by regional system operators such as PJM Interconnection, Midcontinent ISO, ERCOT, and New York ISO. These markets are based on locational marginal pricing (LMP), where electricity prices vary by location due to transmission constraints. FTRs allow market participants to hedge against congestion costs by entitling them to the price difference between two nodes. They are typically allocated through auctions and are actively traded in secondary markets. Variants such as Congestion Revenue Rights (CRRs) and Transmission Congestion Contracts (TCCs) serve similar functions in different U.S. markets. Overall, the U.S. represents the most mature and sophisticated implementation of FTR-based congestion management.

In contrast, European electricity markets have historically relied on a different framework, focusing on cross-border transmission and zonal pricing. Coordination among transmission operators is facilitated by organizations such as ENTSO-E. Traditionally, Physical Transmission Rights (PTRs) have been used, often with the “Use-It-Or-Sell-It” (UIOSI) principle, allowing unused capacity to be released back to the market. However, there has been a gradual shift toward Financial Transmission Rights in certain regions to improve efficiency and align with market coupling mechanisms. Despite this transition, FTRs remain less dominant in Europe compared to the United States due to the continued prevalence of zonal pricing.

Historically, Australia relied primarily on Settlement Residue Auctions (SRAs) rather than FTRs, which provide financial hedging against inter-regional price differences. While conceptually similar to FTRs, SRAs are simpler and reflect the zonal structure of the Australian market. This approach demonstrates an alternative way of addressing congestion without fully adopting nodal pricing.

While India has established a framework for transmission rights, their use remains limited compared to mature markets. Similarly, in Nepal, where the power system is operated by the Nepal Electricity Authority, the electricity sector remains largely vertically integrated, and formal mechanisms like FTRs are not yet in place. However, with increasing cross-border electricity trade and ongoing policy reforms, formal congestion management mechanisms, including financial instruments, may become necessary in the near future.

Redispatch

‘Redispatch’ is to the System Operator's ability, after the market has cleared, to adjust generation schedules to resolve physical congestion. The market schedules generation based on offers and demand.

Then the system operator checks whether there is any congestion. If congestion exists, generation is increased in some locations and decreased in some locations without changing total supply-demand balance. For example, in Germany, the TSOs regularly implement redispatch measures to manage north-south congestion. These actions impose costs (redispatch costs) that are socialized through network charges, representing a departure from pure market-based pricing. Nodal pricing reduces the need for redispatch by incorporating congestion signals directly into market prices, but even nodal markets may require limited redispatch for security reasons.

Dynamic Line Rating

Modern congestion management increasingly incorporates Dynamic Line Rating (DLR) as a congestion management tool. DLR increases usable network capacity by updating transmission line limits in real time based on actual conditions like wind speed (cooling effect), ambient temperature, solar radiation, and conductor temperature. This enables the system operator to utilize more of the available line capacity during favorable conditions, potentially reducing congestion and deferring network investments. DLR represents a technological complement to the market-based congestion management mechanisms discussed in this document.

Interruptible Load Options

While LMP, PTRs, and FTRs manage congestion primarily through price signals and financial instruments, interruptible load options take a more direct, operational approach by reducing demand itself. Interruptible load options are primarily used to enhance power system reliability and security, but they can also serve as a tool for congestion management under certain conditions. In such arrangements, customers enter into interruptible load contracts with a utility or the ISO, agreeing to reduce their electricity consumption when requested.

From the system operator's perspective, interruptible loads provide a flexible resource that can reduce peak demand, alleviate stress on the transmission network, and help maintain system reliability, including acceptable voltage profiles. For customers, participation in interruptible programs typically results in lower energy costs and/or incentive payments in exchange for their willingness to curtail load when needed.

In some program designs, customers specify a firm demand level, and any consumption above that level is considered interruptible and subject to curtailment at a lower price. During emergency or constrained operating conditions, the ISO determines the required load reduction and issues curtailment instructions to participating customers. Because interruptible loads can respond relatively quickly, they effectively function as a form of operating reserve, often capable of being activated within minutes to an hour. In addition to supporting active power balance, they can also contribute indirectly to voltage control and reactive power relief by reducing system loading.

The implementation of interruptible load programs varies across electricity markets. In the United Kingdom, under earlier pool-based arrangements, large consumers participating in demand-side programs were typically required to offer a minimum level of curtailable load and demonstrate significant annual reduction capability. They received availability payments for making load available for interruption, while paying the prevailing pool price for actual consumption.

In the New York ISO (NYISO), demand response programs generally require a minimum participation level (e.g., around 1 MW), with response times on the order of 10 minutes and limited-duration curtailments. Similarly, in California ISO (CAISO), participating customers are typically required to be capable of reducing at least 1 MW of load. These loads may be called upon during system emergencies, particularly when operating reserves fall below specified thresholds. Curtailments can last for several hours, and response times typically range from 15 to 30 minutes, depending on the program and resource type. Customers with on-site backup generation may be treated differently, as they can provide faster or more reliable response.

Overall, interruptible load options represent an important form of demand-side participation, helping system operators manage both reliability and congestion in a cost-effective manner.

From Power Deficits to a Regional Hydropower Powerhouse

Bishal Silwal, PhD, IoE, Pulchowk Campus

Shahadev Thapa, S.D.E., DoED

For decades, the story of Nepal’s power sector was one of scarcity. Between 2008 and 2016, the nation grappled with a chronic energy crisis where load-shedding was a household term and residents endured up to 18 hours of darkness daily. Industrial productivity plummeted, and the Nepal Electricity Authority (NEA) faced staggering economic losses, with power imports accounting for over 75% of total sales revenue in FY 2071/72.

Fast forward to the late 2020s, and the narrative has shifted dramatically. Load-shedding is a forgotten story, and cross-border power trade is the talk of the town. Our recent study titled "Analysis of Surplus Hydropower Generation Potential in Nepal by Fiscal Year 2087/88,” reveals that Nepal is not just becoming self-sufficient—it is on the verge of becoming a dominant regional exporter of clean energy. The study projects that by the end of the decade, Nepal will boast an annual electricity surplus of approximately 17.5 Terawatt-hours (TWh).

The Transformation in Electrical Power Landscape

Nepal’s hydropower journey is a testament to natural endowment meeting strategic policy. Despite occupying just 0.1% of the world’s land area, Nepal holds roughly 2.27% of global hydropower potential. Technically and economically feasible potential is estimated at 42,133 MW, primarily distributed across the Koshi, Narayani, Karnali, and Mahakali river basins.

As of 2025, the country’s installed capacity reached 3,605 MW—a remarkable rise from just 830 MW in 2014. Hydropower currently contributes over 95% of this total. The sector’s momentum is accelerating; in FY 2023/24 alone, 463 MW were added to the grid. Looking ahead, the growth is even more staggering. There are currently 494 projects in the development pipeline with a combined capacity of 11,436 MW that have already signed Power Purchase Agreements (PPAs). The Government of Nepal’s "Energy Development Roadmap and Action Plan" targets a generation capacity of 28,500 MW by 2035, including 15,000 MW dedicated specifically for export.

A Seasonal Dilemma: The Wet-Season Surplus

However, the path to becoming a clean energy hub is fraught with operational challenges. The primary issue lies in the nature of Nepal's generation technology. Approximately 95% of the existing and upcoming hydropower plants are Run-of-River (RoR) or Peaking Run-of-River (PROR) types. These facilities rely on natural river flow, meaning they generate massive surpluses during the monsoon season (Jestha to Kartik) but see production drop significantly during the dry months.

RoR and PROR projects typically generate about 70% of their annual energy during the wet season and only 30% during the dry season. This seasonal variability creates a high-stakes *use it or lose it* scenario. If this excess power cannot be consumed domestically or exported, it must be curtailed, which means effectively wasted, leading to direct financial losses for the NEA, which remains obligated to pay for the energy under the Take-or-Pay contracts.

The Disruptive Opportunity: Market-Based Scheduling

Our study uses an Excel-based analytical model to evaluate how Nepal can maximize the value of this surplus by projecting hourly generation and demand profiles for FY 2087/88. By comparing two different operational strategies, the research highlights a clear path toward economic prosperity:

Case 1: Demand-Following Scheduling: This strategy

prioritizes domestic peak demand, dispatching flexible PROR and storage plants to maintain domestic reliability. While it minimizes imports, it does not fully exploit the value of wet-season surpluses in the regional market.

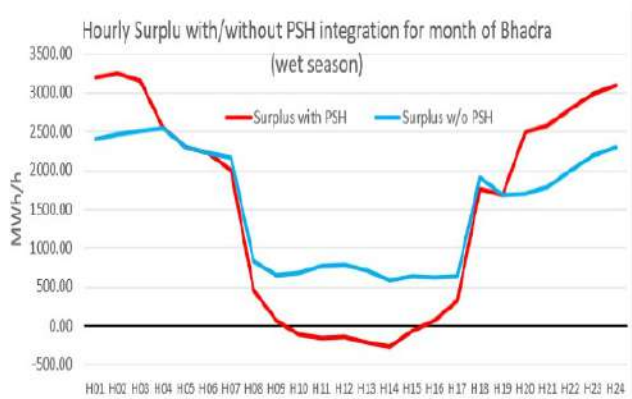
Case 2: Market Price-Based Scheduling: This approach optimizes flexible generators according to Day-Ahead Market (DAM) price signals from the Indian Energy Exchange (IEX). By shifting energy to high-price hours, it maximizes export revenue.

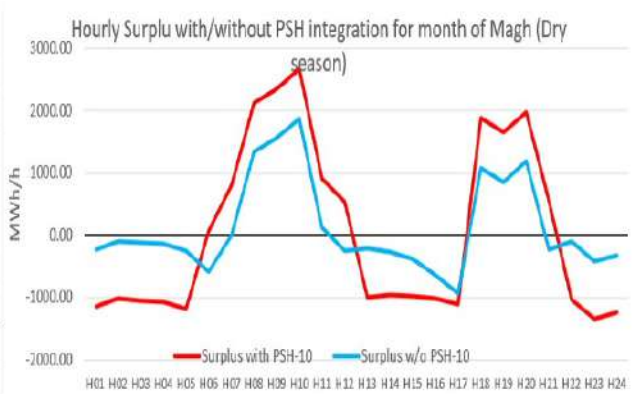
The economic difference is substantial. The analysis shows that switching to a market-responsive strategy (Case 2) could increase annual export revenue from NRs 98.41 billion to NRs 113.42 billion, which is a gain of approximately NRs 15 billion.

The "Battery": Pumped Storage

The most advanced element of the study involves the integration of Pumped Storage Hydropower (PSH). Unlike traditional plants, PSH acts like a giant battery: it uses surplus energy (from solar or RoR plants) to pump water uphill during low-demand/low-price hours and releases it to generate power when prices are highest.

By integrating a proposed 928.5 MW of PSH capacity, Nepal could transform its surplus into high-value regional exports. This integration is projected to boost total annual exportable energy to 18.64 TWh and increase revenue further to NRs 127.68 billion. Our model validates that PSH effectively functions as an energy-shifting mechanism, behaving as a load in wet months to absorb surpluses and a peaking generator in dry months to stabilize supply.





The Infrastructure Bottleneck: Zone 1 vs. Zone 2

Despite these optimistic projections, Nepal's surplus clean energy remains physically trapped by a lack of rapid transmission lines development. The study identifies a critical regional imbalance within the Integrated Nepal Power System (INPS). The system is segmented into two main zones:

- *Zone 1 (East/Central):* Comprising Koshi, Madhesh, and Bagmati provinces, this zone accounts for 68% of total generation.
- *Zone 2 (West):* Comprising Gandaki, Lumbini, Karnali, and Sudurpaschim provinces, contributing 32% of generation.

The cross-border transmission line capacity in Zone 1 is estimated at 1,900 MW, while Zone 2 has 2,100 MW (under N-1 contingency conditions). In this case, the analysis show that Zone 1 faces severe transmission constraints. Without the timely completion of high-voltage corridors, specifically the Inaruwa-Purnea and Lamki-Bareilly 400 kV lines, Nepal risks curtailing 1.03 TWh of electricity annually, resulting in a loss of NRs 4.66 billion.

A Regional Leader in Clean Energy

The implications of this study extend far beyond Nepal's borders. The country's trading relationship with India has already matured, with commitments

for India to import up to 10,000 MW over the next decade. Furthermore, a tripartite agreement signed in October 2024 between Nepal, India, and Bangladesh has enabled the export of 40 MW to Bangladesh, marking Nepal's entry into multilateral trade frameworks like BBIN and BIMSTEC.

By FY 2087/88, Nepal is expected to be a net exporter, selling 17.98 TWh of renewable energy to its neighbors while importing only a negligible amount (0.44 TWh) during the driest days. This transition will not only enhance national economic resilience but also strengthen regional energy cooperation.

Recommendations for the Future

To fully realize this potential and avoid turning a technical achievement into a financial burden, our study recommends a three-fold strategy: prioritizing the completion of 400 kV cross-border lines to minimize curtailment risks, shifting towards power scheduling that responds to regional market price signals (Case 2) to maximize national revenue, and prioritizing the development of Pumped Storage Hydropower to achieve the operational flexibility needed to manage seasonal fluctuations and capture high-value export windows.

As the global community seeks to decarbonize, Nepal’s surplus hydropower represents a vital resource for South Asia’s transition to clean energy. The water to wire revolution is well underway, promising to turn Nepal’s rivers into the primary engine of its sustainable economic growth.

Prospects of Green Hydrogen in Nepal

Bishal Shrestha,

Engineer, Department of Electricity Development

Background

The realization of the inevitability of climate change has prompted nations worldwide to acknowledge the urgent need for concerted action to mitigate its far-reaching consequences. The harsh realities of climate change, marked by rising temperatures and extreme weather events are no longer distant threats but issues demanding immediate action. The decade of 2011-2020 witnessed seven of the warmest years on record, with 2011, 2012 and 2013 being the only exceptions. The warming trend has continued in the current decade as well with 2021 and 2022 ranking as the seventh and sixth warmest years, respectively, while 2024 stands as the warmest year in the global instrumental record in the 143-year record[1]. In the face of the imminent climate emergency, the necessity for decarbonization has never been more crucial.

CO_2 emissions from the energy sector account for two-thirds of global greenhouse gas (GHG) emissions. To limit the rise in temperature to 1.5°C above the pre-industrial level, global net anthropogenic CO_2 emissions should decline by around 45% by 2030, from 2010 levels reaching a net zero by 2050[2]. In this context, transition towards sustainable energy sources has become an unparalleled necessity. Electrification of various sectors with electricity generated from renewable sources (e.g. hydropower, solar, wind) stands out as a highly pursued method for meeting energy needs sustainably, while mitigating GHG emissions. However, electrification isn't possible for all sectors (e.g. aviation, shipping, steel industry etc.) due to diverse applications of fossil fuels. Therefore, there is a growing interest in energy sources like green hydrogen as an alternative to fossil fuels in the battle against climate change.

1 NOAA, National Centers for Environmental Information, Annual 2022 Global Climate Report, January 2023, https://www.ncei.noaa.gov/access/monitoring/monthly-report/global/202213.

2 'What Is Net Zero? - Net Zero Climate', accessed 24 December 2023, https://netzeroclimate.org/what-is-net-zero-2/.

Hydrogen (H_2) as an Energy Carrier

Hydrogen (H_2) is a colorless, odorless and highly flammable gas. In standard gaseous form, hydrogen (0.08 kg/m^3) is about 57 times lighter than gasoline vapor (4.5 kg/ m^3) and 14 times lighter than air[3]. Hydrogen in its liquid state (70 kg/ m^3) is about 6 times lighter than liquified natural gas (LNG) (430-470 kg/ m^3). It has a high energy content per unit mass (about 2.5-3 times higher than the most commonly used fossil fuels). To put into perspective, 1 kg of hydrogen under standard conditions contains roughly same energy as 3.8 kg of gasoline[4]. However, its energy density by volume at standard temperature and atmospheric pressure is low[5]. For reference, 1 liter of hydrogen gas at atmospheric pressure and ambient temperature contains roughly one-third of the energy of the same volume of natural gas[6].

3 Brian Hammerstrom, Dr. Christopher Niezrecki, Dr. Kelly Hellman, Dr. Xinfang Jin, Dr. Michael B. Ross, Dr. Hunter Mack, Dr. Ertan Agar, Dr. Juan Pablo Trelles, Dr. Fuqiang Liu, Mary Usovicz, Dr. Fanglin Che, Dr. David Ryan, Madhava S. Narasimhadevara, 'The Viability of Implementing Hydrogen in Massachusetts' (Rist Institute for Sustainability and Energy, January 2022).

4 Biraj Singh Thapa et al., 'Green Hydrogen Potentials from Surplus Hydro Energy in Nepal', *International Journal of Hydrogen Energy* 46, no. 43 (June 2021): 22256-67, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.096.

5 Bijen Mali et al., 'Green Hydrogen: Production Methodology, Applications and Challenges in Nepal', in *2021 7th International Conference on Engineering, Applied Sciences and Technology (ICEAST)* (2021 7th International Conference on Engineering, Applied Sciences and Technology (ICEAST), Pattaya, Thailand: IEEE, 2021), 68-76, https://doi.org/10.1109/ICEAST52143.2021.9426300.

6 Fiona J. Beck et al., 'The Hydrogen Economy', in *Transitioning to a Prosperous, Resilient and Carbon-Free Economy*, ed. Kenneth G. H. Baldwin et al., 1st ed. (Cambridge University Press, 2021), 173-200, https://doi.org/10.1017/9781316389553.011.

Table 1: Comparison of Hydrogen with Commonly used Fossil Fuels[7, 8, 9]

Parameter		Hydrogen	Natural Gas	Petrol/ Diesel	LPG	Remarks
Density (kg /m3)	Standard condition	0.08	0.6	720-780	510	~1/10th of natural gas
	Liquid form	70.79	430-470			~1/6th of natural gas
Gravimetric Energy Density (MJ/kg)	Standard condition	120-142	49-54	41-44	46-50	3 times of gasoline
	Liquid form					
Volumetric Energy Density (MJ/lit.)	Standard condition	0.0107	0.0364	34.2-34.6	25.3-27.7	~1/3rd of natural gas
	Liquid form	10.1	22.2			
Phase at Standard Conditions		Gas	Gas	Liquid	Liquid	-
Diffusion Coefficient(sq.cm/sec)		0.61	0.16	0.05	0.11	~ 6 times of LPG

In 2022, the International Energy Agency (IEA) reported a global hydrogen demand of around 95 million metric tons, marking a 2% increase compared to 2021. This is equivalent to roughly 3% of the global energy demand. About 95% of the global hydrogen production at the end of 2021 came exclusively from non-renewable fossil fuels especially from steam reforming of natural gas, emitting close to 900 million tons of CO_2 (~ 2.2 % of global annual CO_2 emissions)[10,11]. The primary applications for the produced hydrogen are oil refining (~45% of global production) and ammonia production (~30% of global production), mainly for fertilizers. Other uses of hydrogen include methanol production (~20% of global production) and steel production (~5% of global production)[12]. China emerged as the main consumer of hydrogen in industrial applications in 2022, comprising 35% of global industrial use of hydrogen. Trailing behind are Middle East (14%), North America (10%) and India (9%)[13].

7 'Hydrogen as a Fuel in Future', 10 September 2017, https://www.slideshare.net/Gauravsahay4/hydrogen-as-a-fuel-in-future.

8 'The Future of Hydrogen' (International Energy Agency, June 2019).

9 Bernard Chukwudi Tashie-Lewis and Somtochukwu Godfrey Nnabuife, 'Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review', Chemical Engineering Journal Advances 8 (November 2021): 100172, https://doi.org/10.1016/j.ceja.2021.100172.

10 'Hydrogen', accessed 12 December 2023, https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen.

11 S. Shiva Kumar and Hankwon Lim, 'An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production', *Energy Reports* 8 (November 2022): 13793-813, https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127.

12 'The Future of Hydrogen'; 'Global Hydrogen Review 2023' (International Energy Agency, 2023).

13 'Global Hydrogen Review 2023'.

Color based Classification of Hydrogen

Hydrogen is a versatile fuel that can be produced using different energy sources (for e.g. coal, oil, natural gas, biomass, renewables, and nuclear power) through a wide variety of technology, such as reforming, gasification, electrolysis, pyrolysis etc. Based on the mode of production and the associated emission with each production method, hydrogen is categorized into different "colors". Although there is no international consensus on the color-based terms and their meanings, the primary colors used in this context are:

- **Black/Brown Hydrogen**
    - Hydrogen produced from coal by its gasification,
    - 18-20 kg of CO_2 emission per kg of hydrogen produced,[14]
    - No mitigation of carbon emissions
- **Grey Hydrogen**
    - Hydrogen produced from natural gas by steam reforming,
    - 8-12 kg of CO_2 emission per kg of hydrogen produced,[15]
    - No mitigation of carbon emissions,
    - Lowest production cost,
    - Applications found mostly in industries for ammonia and fertilizer production as well as in oil refining, contributes to most of the hydrogen demand at present

14 'Investment Landscape of Green Hydrogen in India' (South Asia Regional Energy Partnership (SAREP), May 2023).

15 'Investment Landscape of Green Hydrogen in India'.

- **Blue Hydrogen**
  - Hydrogen produced from traditional processes accompanied by Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) solutions,
  - 85-95 % of CO_2 produced is captured and stored using industrial carbon capture and storage techniques,
  - 1.5-5 kg of CO_2 emission per kg of hydrogen produced,[16]
  - Carbon capture and storage is an expensive, tedious process and not 100% effective, additional CO_2 is emitted due to extra power needed to compress, transport and store $CO_{2,}$
- **Green Hydrogen**
  - Hydrogen produced through electrolysis of water using renewable energy (solar, wind and hydropower),
  - Cleanest form of hydrogen,
  - No CO_2 emission during hydrogen production

Technologies for Production of Green Hydrogen

Water electrolysis is a process in which a direct current passing through two electrodes in a water solution results in the breaking of the chemical bonds present in water molecule thus producing hydrogen and oxygen.

There are 4 types of water electrolysis technologies, each at various stages of development, available today.

- Alkaline Water Electrolysis
- Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysis
- Anion Exchange Membrane (AEM) Water Electrolysis
- Solid Oxide Water Electrolysis

So far, only Alkaline Water Electrolysis and Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysis have been used commercially in industries while Anion Exchange Membrane (AEM) Water Electrolysis and Solid Oxide Water Electrolysis are in research and development phase.

Table 2: Technical Details of Water Electrolysis Technologies [17]

	Alkaline	**PEM**	**AEM**	**Solid Oxide**
Operating Temperature	70-90° C	50-80° C	40-60° C	700-850° C
Operating Pressure	<30 bar	<70 bar	<35 bar	1 bar
Electrode (Oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Platinum carbon	Nickel foam/carbon cloth	Perovskites (e.g. LSCF)
Electrode (Hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Iridium oxide	Nickel or NiFeCo alloys	Ni/YSZ
Lifetime (Stack)	60,000 h	50,000-80,000 h	>30,000 h	20,000 h
Efficiency	50-78%	50-83%	57-59%	89% (laboratory)
Developmental Status	Mature	Commercial	R&D	R&D
Note: YSZ = Yttria stabilized Zirconia LSCF = Lanthanum Strontium Cobalt Ferrite				

16 'Investment Landscape of Green Hydrogen in India'.

17 Shiva Kumar and Lim, 'An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production'.

Scope of Green Hydrogen in Nepal

Nepal's estimated gross hydropower potential, as projected by Water and Energy Commission Secretariat (WECS) in 2019, is 72,544 MW[18]. However, the grid connected installed capacity at the end of FY 2022/23 stands at 2680.087 MW, with an annual national peak demand of 1986.39 MW and annual peak system demand of 2171.15 MW[19]. Nepal has set a target to develop an installed capacity for hydropower of 15,000 MW by 2030, in line with its commitment to achieve Sustainable Development Goals (SDGs) [20]. In the FY 2022/23, the Minister for Energy, Water Resources and Irrigation, as per the annual report of Nepal Electricity Authority (NEA), declared the government's ambition to generate 20,000 MW of hydropower within next 10 years. As the capacity for hydropower generation steadily increases, it becomes imperative to explore and develop a market for surplus electricity.

Majority of the hydropower stations in Nepal are Run-of-River type, making electricity generation highly reliant on the river water availability. While the nation's generation exceeds demand due to high river water flows in monsoon, creating a surplus that is curtailed without generating much value, the electricity production plunges during the dry season necessitating electricity imports from India at a high price. Additionally, there is a significant energy spillage during the off-peak hours, thereby reducing the efficiency and capacity utilization of the hydropower stations.

Development and application of green hydrogen technology can help address these issues. Using green hydrogen produced from surplus energy has two-fold advantage; generation of value from otherwise spilled energy as well as potential gasoline replacement. A study in 2020 estimated a potential for 8,410 tons of hydrogen production using 20 % of surplus energy in 2022, while 336,384 tons of hydrogen could be produced using 100% surplus energy. At the usual tariff rate of electricity, the cost of electricity to produce 1 kg of hydrogen was estimated at US $5.91 during the off-peak period (23:00-5:00), US$ 10.35 at normal day time (5:00-17:00) and US $ 12.75 during the peak load time (17:00-23:00), which is significantly higher than that in the international market. To attract markets for green hydrogen produced from surplus hydroelectricity, the actual unit cost of electricity used in hydrogen production needs to be lowered. Reducing the usual tariff rates by 80% would reportedly have reduced the cost of electricity to produce 1 kg of hydrogen to around US $1.17, US$2.07, and US $2.55 during the off-peak load, normal time, and peak load time, respectively, making it cheaper and cost-competitive[21]. Similarly, the excess energy generated during the off-peak period can be stored in form of hydrogen and later utilized in peak hours. Introduction of extra loads during the off-peak hours will flatten the duck curve of Nepal, thus contributing in energy and demand side management.

Nepal has made a commitment to achieve a net-zero emission by 2045 and increasing the share of clean and more sustainable energy in the country's national demand to 15% by 2030. However, in the initial eight months of FY 2079/80, petroleum products constituted 14.21% of the national total energy mix, with grid electricity and renewables (solar, wind, biogas etc.) lagging behinds at 6.38% and 3.89% respectively.

Application of Green Hydrogen in Nepal

- **Ammonia Fertilizers Production**

Ammonia-based fertilizers, such as urea and diammonium phosphate (DAP) are commonly used in Nepalese agriculture. However, due to the absence of in-house fertilizer production, it relies entirely on the imports to meets its fertilizer demand resulting in a trade deficit. Nepal imported a cumulative total of around 1,700,000 metric tons of chemical fertilizers (~60% of it was urea), worth approximately Rs. 95 arba from FY 2074/75 to FY 2078/79.[22] Despite the substantial imports, the shortage of chemical fertilizers has been a recurring problem in Nepal, forcing the farmers to reduce the acreage and consequently, diminishing the agricultural harvests.

18 'Assessment of Hydropower Potential of Nepal' (Water and Energy Commission Secretariat, 2019).

19 'Nepal Electricity Authority Annual Report 2022/23' (Nepal Electricity Authority (NEA), August 2023).

20 'Nepal's Sustainable Development Goals | Status and Roadmap: 2016-2030' (National Planning Commission, 2017).

21 Thapa et al., 'Green Hydrogen Potentials from Surplus Hydro Energy in Nepal'.

22 'Economic Survey 2079/80' (Ministry of Finance, 2023).

In the Economic Survey 2022/23, the demand for chemical fertilizer was estimated at around 520,000 metric tons, comprising 310,000 metric ton of urea, 190,000 metric tons of DAP and 20,000 metric ton of potash. However, during the initial eight months of FY 2022/23, Nepal imported only 232,086 metric tons of chemical fertilizers. Domestic production of ammonia-based fertilizers has the potential to mitigate fertilizer imports, thereby improving the trade imbalance while simultaneously empowering the Nepalese agriculture, which contributes to 24.1% of national GDP.

Ammonia is a fundamental chemical for nitrogen-based fertilizers and can be derived from nitrogen and hydrogen. Subsequently, urea can be synthesized from ammonia by reacting it with carbon dioxide. Theoretically, 1 kg of hydrogen can produce 5.7 kg of ammonia, which can then produce 10 kg of urea with a 100% conversion efficiency. In FY 2079/80, the demand for urea was approximately 310,000 MT per year. Meeting this demand would need an annual production of 176700 MT of ammonia and consequently 31000 MT of hydrogen. With an assumption of 280 working days in a year for the manufacturing plant, the daily hydrogen production to fulfill the demand would be approximately 110 MT per day. While these calculations offer a theoretical foundation, it is important to consider the practical factors such as production efficiency, maintenance and fluctuating demand in real world scenarios. Regardless, domestic production of fertilizer can create a huge market for green hydrogen in the country.

In FY 2078/79, the government of Nepal allocated a budget of Rs. 15 arba in subsidies for chemical fertilizers and this figure rose to Rs. 23 arba in FY 2079/80. Immediate application of green hydrogen in chemical fertilizer manufacturing will help alleviate this fiscal burden on the government. Domestic production of fertilizers with green hydrogen and green ammonia can further contribute to easing the strain on the national economy by reducing heavy imports of fertilizer. Furthermore, it will help address the chemical fertilizer shortages in the nation, providing a boost to the agricultural sector.

- **Transportation**

Hydrogen can be used to power vehicles in two ways: as a fuel in internal combustion engines (ICE) or in fuel cells (FC) to power electric motors.

Nepal imported a total of 1,840,000 KL of petrol, 4,894,000 KL of diesel, 60,000 KL of kerosene and other petroleum derivatives worth approximately Rs. 7 Kharba from FY 2076/77 to FY 2078/79. In FY 2079/80, the imports totaled at 680,807 KL of petrol, 1,408,494 KL of diesel and 13,004 KL of kerosene, valuing at approximately Rs. 2 Kharba. [23]

It is estimated that 1 ton of hydrogen can substitute roughly 3.785 KL of gasoline[24]. However, the transition from petroleum products to hydrogen is contingent upon several factors, including infrastructure development for hydrogen storage and transportation, cost efficiency and performance of hydrogen vehicles etc. Considering a gradual shift by replacing 10% of the average petroleum demand from 2076/77 to 2079/80 (~ 2,300,000 KL) in the upcoming fiscal year, the substitution of 230,000 KL of petroleum would necessitate hydrogen production of 61,000 tons, equivalent to roughly 170 tons per day.

- **Household Cooking**

Hydrogen may be used as a cooking fuel replacing LPGs in following ways:

Direct Hydrogen Combustion

In a direct hydrogen combustion, hydrogen and oxygen (from the air) combine through flame combustion and produce water vapor. The flame combustion temperatures range from 1200 °C to 2100 °C. However, direct combustion of hydrogen needs a flame arrestor to quench flashbacks. Flashback is the propagation of a flame towards fresh gases at high velocity in premix burners when the flow rate of the burning hydrogen-air mixture is lower than the flame velocity. The flame may spread to where premixing is taking place (in the burner), thus leading to burner damage. The hydrogen either has to be pressurized or utilize diffusion burners for a flame arrestor to be effective and prevent this phenomenon[25].

23 'Economic Survey 2079/80'.

24 Thapa et al., 'Green Hydrogen Potentials from Surplus Hydro Energy in Nepal'.

25 Mulako D. Mukelabai, K. G. U. Wijayantha, and Richard E.

Direct combustion if hydrogen at high temperatures can also produce nitrous oxides which is a potent greenhouse gas. This can be avoided by using catalytic hydrogen combustors.

Catalytic Hydrogen Combustion

Catalytic hydrogen combustion is the oxidation of hydrogen in presence of a catalyst at lower temperatures than flame combustion. Catalytic combustion of hydrogen does not produce any flame; thus, this can be a safer option for using hydrogen at home. The emission of nitrous oxides is negligible and there is no flashback[26].

Nepal imported a total of 1,463,000 MT of LPG from FY 2076/77 to FY 2078/79. In FY 2079/80, the imports totaled at 341,000 MT of LPG, worth approximately Rs. 60 arba. As Nepal continues to address its energy needs, diversifying the energy mix and exploring the potential of green hydrogen as a fuel could play a pivotal role in achieving long-term energy sustainability and resilience.

Challenges to Green Hydrogen Production

- **High Cost**

The cost of production of green hydrogen using water electrolysis is significantly higher compared to the existing technologies such as steam methane reforming, coal gasification etc. In 2021, the cost of green production hydrogen varied from ~US$ 3.4 -12 per kg of H_2 while the cost of hydrogen production using fossil fuels and fossil fuels with CCUS were ~US$ 1-3 per kg of H_2 and ~US$ 1.5-6 per kg of H_2[27]. The cost of hydrogen produced using water electrolysis is dependent on the capital cost of electrolysers and the cost of electricity used to run the electrolyzes. The capital cost for an installed electrolyser ranges between US$ 1700/kW and US$ 2000/kW for alkaline and PEM electrolysers respectively[28].

- **Investment**

Green hydrogen research in Nepal is currently lacking, and the production costs are high. To facilitate progress, government intervention is essential to promote research and investment. Lowering electricity costs is a crucial step to make green hydrogen production feasible. Additionally, there's a need for efforts to explore markets and build necessary infrastructure for green hydrogen production, storage and distribution will require a huge investment.

In order to meet chemical fertilizer need of the country in FY 2079/80 as well as replace 10% of the average petroleum demand from FY 2076/77 to 2079/80 with green hydrogen, the annual estimated hydrogen demand is around 92,000 tons, which translates to an average daily production capacity of 250 tons. Developing infrastructure to meet this hydrogen demand will require a substantial investment. For reference, construction of a green hydrogen project with 150 MW alkaline electrolyser powered by 200 MW solar array in China in 2022, with hydrogen production capacity of approximately 23,000 tons a year, incurred an investment of close to 1.4 billion yuan (200 million euros)[29]. Considering green hydrogen production costs of US$ 3.4 -12 per kg, as per Global Hydrogen Review 2023, the production of 92,000 tons of hydrogen shall incur operational costs varying from 40 arba rupees to 1 kharba 43 arba rupees. This doesn't include the capital investment required for the construction of the production plant, purchase of electrolyser units, storage and transportation etc.

- **Storage and Transportation**

Storing and transporting hydrogen is challenging due to its low density and flammability. Under normal atmospheric pressure (1 bar), 1 unit of gaseous hydrogen occupies ~8 times the space occupied by 1 unit of natural gas. Therefore, for economical storage and transportation of hydrogen, it needs to be compressed or transformed into other forms such as ammonia and methanol. While hydrogen in form of ammonia and methanol may be chosen for long-distance haulage, compressed gas hydrogen may be preferred for short distances [30]. The conversion

Blanchard, 'Hydrogen for Cooking: A Review of Cooking Technologies, Renewable Hydrogen Systems and Techno-Economics', *Sustainability* 14, no. 24 (18 December 2022): 16964, https://doi.org/10.3390/su142416964.

26 Mukelabai, Wijayantha, and Blanchard.

27 'Global Hydrogen Review 2023'.

28 'Global Hydrogen Review 2023'.

29 FuelCellsWorks, 'The World's Largest Green Hydrogen Project With A 150MW Electrolyser Comes Online In China - El Periodico De La Energía', accessed 23 December 2023, https://fuelcellsworks.com/news/the-worlds-largest-green-hydrogen-project-with-a-150mw-electrolyser-comes-online-in-china-el-periodico-de-la-energia/.

30 'Investment Landscape of Green Hydrogen in India'.

however can result in loss of 7% to 18% of the total energy contained in the hydrogen when using ammonia as a carrier. Reconverting ammonia back to hydrogen incurs an additional energy loss of close to 20%. Similarly, liquefaction of green hydrogen is an energy-intensive process, requiring sub-zero temperatures and consumes more than 30% of the hydrogen's energy content[31].

Although existing pipeline network of natural gas may be used for hydrogen transportation, there are some risks associated with it. Pure hydrogen can cause metal embrittlement and sudden, unpredictable cracking. The risks increase if the gas is stored at high pressures.

In the fiscal year 2022/23, Nepal Oil Corporation (NOC) managed storage facilities with a capacity of 68,427 kiloliters for all essential petroleum products, excluding LPG. However, this capacity falls short of international standards, particularly the recommended 90-day storage capacity. This shortfall highlights the inadequacy of the existing infrastructure for petroleum storage in meeting the demands of an evolving energy landscape. As the global shift towards cleaner energy alternatives, such as hydrogen, gains momentum, the insufficiency of the current system becomes more apparent. Hydrogen necessitates specialized storage and transport considerations, surpassing the capabilities of the current infrastructure. To successfully transition to hydrogen and align with evolving energy needs and environmental goals, there is an urgent need for the establishment of a more robust and modernized system

- **Water requirement**

Water is a critical input for producing green hydrogen. Electrolysers require ~ 9-10 m^3 of demineralized and deionized water to produce 1 ton of green hydrogen while the rest of plant can use ~ 60-95 m^3 of raw water for cooling and other operational purposes[32]. In contrary, the fuel cycle of conventional natural gas consumes less than a third of a liter per kilogram of gas produced. Large-scale hydrogen production could result in an undesirable burden on fresh water supplies in the future.

One option is to utilize the water from rivers and streams, but it becomes essential to remove silt and debris to higher extent than currently done for hydropower and irrigation projects.

- **Safety and Regulations**

Hydrogen, being a highly flammable gas, poses a significant risk of fire hazard. Moreover, the colorless and odorless nature of the gas complicates detection of leak and the flames of hydrogen is difficult to detect in broad daylight. Therefore, adequate firefighting facilities and robust leak and flame detection systems are essential to minimize safety incidents with hydrogen. Moreover, specific codes and standards for handling of hydrogen as well as operation of hydrogen technologies need to be implemented to regulate the production, storage and transportation of green hydrogen.

Nepal currently lacks crucial regulatory mechanism for handling hydrogen, including codes and standards, certification processes etc. Additionally, there is need for firefighting capabilities to manage potential hazards associated with green hydrogen. Establishing these critical elements is essential to ensure safe and regulated integration of green hydrogen technologies, fostering both environmental sustainability and operational safety in the country.

- **Manpower and Technology transfer**

Nepal has significant hurdles to overcome to become a key player in green hydrogen production. The absence of a dedicated policy and strategy for green hydrogen, coupled with a lack of a framework for research and development, inhibits innovation in hydrogen technology. Nepal currently lacks the capacity to independently design and manufacture electrolysers, crucial for hydrogen production, leading to dependence on external sources. This reliance introduces vulnerability in technology acquisition and scalability. In a positive move, in 2022, Api Power Company Limited partnered with GreenZo Energy to develop a 50 MW green hydrogen plant in Nepal by 2025. However, addressing these limitations is crucial for Nepal to navigate green hydrogen production successfully. This underscores the need for strategic planning, international collaboration, and domestic capacity building in this vital and evolving field.

31 'Market Research Report on Green Hydrogen'.

32 'Investment Landscape of Green Hydrogen in India'.

विद्युत् क्षेत्र : बहु-आयामिक विकासको सम्बाहक

दिल्ली बहादुर सिंह
पूर्व अध्यक्ष, विद्युत नियमन आयोग

प्राक्कथन:

आफूहरूसँग स्रोत साधनको उपलब्धता हुनु अवश्य नै राम्रो कुरा हो। समयमा नै त्यसको यथोचित ढङ्गले दीगो विकास र परिचालन गर्नु पनि अपरिहार्य हुन आउँछ। सुरुमा ८३,००० मेगावाट क्षमता आँकलन गरिएको विद्युत् उत्पादन क्षमता अहिले दक्षिण एशियामा समेत विद्युत् निर्यात गर्ने अवस्थाको सिर्जना भएकाबाट क्षमतामा वृद्धि भई २००००० मेगावाट जलविद्युत्बाट मात्र उत्पादन गर्न सकिने देखिएको छ भने सौर्य ऊर्जा तथा वायु ऊर्जा समेतलाई जोड्दा यो क्षमता उल्लेख्य रूपमा वृद्धि हुन्छ। विद्युत् निर्यात गरी एक प्रकारको फाइदा हुन्छ भने त्यसलाई स्वदेशमै खपत गर्न सके अझ कैयौँ गुणा बढी त्यो पनि बहु-आयामिक रूपको फाइदा राज्यले पाउन सक्छ। जीवाश्म इन्धनलाई न्यूनीकरण गर्ने खालका कार्यहरू जस्तै विद्युतीय बसको प्रयोग मात्र नभएर पुराना पेट्रोल डिजेलबाट चल्ने साधनलाई समेत विद्युतीय गर्ने कार्यमा अब ढिलाइ गर्नु हुँदैन। पश्चिम एशियामा भैरहेको युद्धको विभिषिकाबाट पाठ सिकेर त्यसको समाधानतर्फ अब लाग्नै पर्छ। त्यस्तै हरित हाइड्रोजन (Green Hydrogen) तथा हरित मल (Green Ammonia) को उत्पादन गर्ने तर्फ PPP मोडेलमा सरकारले पहल गर्नु अपरिहार्य देखिएको छ। यसबाट हरेक वर्ष मलको अभावमा उत्पादकत्वमा भएको ह्रासलाई हटाएर हरेक वर्ष विदेशबाट आयात हुने पुग नपुग ३ खर्ब बराबरको कृषिजन्य वस्तुहरू मूलतः रु. १४५ अर्बको तेल (सूर्यमुखी, सोयाबिन, पाम), रु. ४३ अर्बको धान, चामल, रु. २६ अर्बको हरियो तरकारी, रु. १६ अर्बको पशु आहार, रु. १२.५ अर्बको फलफूल, रु. १० अर्बको मकै, रु. ६ अर्ब २६ करोडको लसुन, रु. ५ अर्ब ४१ करोडको आलु, रु. ३.१७ अर्बको मुसुरो दाल, रु. ३ अर्बका माछा, मासु जस्ता वस्तु, रु. १.०३ अर्बको दुग्धजन्य बस्तुको आयातलाई कम गर्न सकिन्छ। यस्ता कार्यले देशमा रोजगारीको सृजना भै विदेश पलायनमा कमी आउने मात्र नभई युद्धग्रस्त क्षेत्रबाट फर्केका जनशक्तिलाई उचित तालिम र आर्थिक सहयोग दिएर कृषि, विद्युत् लगायतका क्षेत्रमा परिचालित गर्न सकिने भएको हुनाले त्यस तर्फ सरकार लाग्नु आवश्यक देखिन्छ। यी सबै कार्यहरूको सम्बाहक विद्युत् क्षेत्र नै भएको हुनाले यसको समुचित दीगो विकास गर्नुको विकल्प छैन। यसको अलावा चालु आ.व.मा २५० देखि ३०० अर्बसम्म विभिन्न प्रकारका जीवाश्म इन्धन आयात हुने देखिएको छ। विदेशी मुद्रा बाहिरिने समस्या त भयो नै अझ समयमा चाहिने जति इन्धन अभाव र बढ्दो मूल्यका कारण हरेक सामानमा मूल्य वृद्धि मात्र नभएर विकास निर्माणका कार्यमा समेत असर देखिन थालेको छ। यस्ता दुष्चक्रबाट पार पाउने र चौतर्फीरुपले देश विकासमा योगदान दिने क्षेत्र भनेकै विद्युत् नै हो। अतः यसको द्रुत गतिमा दीगो विकास गरेर देशको काँचुली फेर्न सकिन्छ। उदाहरण स्वरुप यस क्षेत्रले अन्य दर्जन बढी क्षेत्रमा पारेका सकारात्मक प्रभावलाई यस आलेखमा उजागर गर्न खोजिएको छ।

निजी क्षेत्रको सहभागिता :

तत्कालीन विद्युत् क्षेत्रमा निजी क्षेत्रलाई समाहित गर्ने उद्देश्यले जारी गरिएका विद्युत् ऐन, २०४९ तथा विद्युत् नियमावली, २०५० ले अत्यन्तै धेरै सहुलियत दिएको थियो। जम्मा रु. १५० मा सर्वेक्षणको अनुमति प्राप्त गर्ने प्रावधान थियो। यसो गर्नुको मुख्य ध्येय के थियो भने यो विद्युत् क्षेत्र निजी क्षेत्रका लागि नयाँ क्षेत्र, अत्यधिक पूँजी आवश्यकता पर्ने (Capital Intensive), प्रशस्त समय लाग्ने (अध्ययन गर्न, निर्माण गर्न तथा आर्थिक रूपमा फाइदा लिन) तथा उच्च प्रविधिको प्रयोग गर्नु पर्ने हुँदा "रातो कार्पेट" (Red Carpet) बिछ्याएर स्वदेशी एवं विदेशी लगानीकर्ताहरूलाई आकर्षित गर्नु थियो। तथापि शुरुका वर्षहरूमा उनीहरूले त्यति इच्छा देखाएका थिएनन्।

त्यसै समयमा सरकारले ४०२ मेगावाटको अरुण-३ जलविद्युत् आयोजनालाई अत्यधिक महत्व दिएर २ अर्ब बढी खर्च गरेर विश्व बैंकको आवश्यकताअनुसारका दर्जनौं अध्ययन गराएर निर्माण सुरु गर्ने तरखरमा रहँदा १ अगस्ट १९९५ मा विश्व बैंकले उक्त आयोजनालाई ऋण नदिने निर्णय गरिएको पत्र पठाएको थियो। अरुण-३ ल्याउनका लागि २२५ मेगावाटको सप्तगण्डकी बहुउद्देश्यीय आयोजनालाई पछाडि धकेलिएको थियो। चितवनको देवघाट क्षेत्रमा बाँध बनाएर विद्युत्को अलवा चितवन र नवलपरासी जिल्लामा सिँचाइ गर्ने, बाढी नियन्त्रण गर्ने, खानेपानीको विस्तार गर्ने र पर्यटन उद्योगलाई पनि योगदान दिन सक्ने अत्यन्त आकर्षक यस आयोजनालाई समेत अगाडि सारिएको थिएन। त्यसै गरी १४४ मेगावाटको कालीगण्डकी ‘ए’ जलविद्युत् आयोजनालाई पनि पछाडि धकेल्नु परेको थियो।

अरुण-३ को अवसानपछि विद्युत् क्षेत्रमा भयावह स्थितिको शुरुवात भई लोडसेडिङ केही वर्षमै सुरु हुने स्थिति बनेको थियो। सरकार “किं कर्तव्यविमूढ” भएको अवस्थामा जो जस्तोसुकै सर्त राखेर आए पनि विद्युत् विकास गर्न दिने भन्ने अवस्था आयो। समयको गम्भिरतालाई बुझेर त्यसलाई सदुपयोग गर्न नर्बेजियन लगानी

कम्पनी स्ट्याटक्राफ्टको ५७.०१% एम्नीको २६% तथा बुटवल पावर कम्पनीको १६.९% शेयर लगानीमा ६० मेगावाट क्षमताको खिम्ती-१ जलविद्युत् आयोजना विकास गर्न हिमाल पावर लिमिटेड अग्रसर भयो। यो पहिलो विदेशी निजी क्षेत्रको आयोजना हो, जसले १४२ मिलियन अमेरिकी डलर (करिब रु. १७ अर्ब) मा आयोजना विकास गरी उत्पादन अनुमति ५० वर्षका लागि प्राप्त गरेको थियो।

१५ जनवरी १९९६ मा नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग २० वर्षका लागि अमेरिकी डलर सेन्ट ५.२ मा विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौता गरिएको थियो, भने पछि यसलाई संशोधन गरेर ५.९ यू.एस. सेन्ट कायम गरिएको थियो। यस आयोजनाले व्यावसायिक उत्पादन ११ जुलाई २००० मा सुरु गरेको थियो। बार्षिक ३ प्रतिशतका दरले एस्केलेसन (८ वर्ष) सम्म हुने प्रावधान अनुसार विद्युत् खरिद वापत नेपाल विद्युत् प्राधिकरणले प्रति यूनिट रु. १०.९५ सम्म तिर्नु परेको थियो।

विद्युत् क्षेत्रमा हुन सक्ने 'चाँदी कटाईलाई' मध्यनजर गर्दै भोटेकोशी पावर कम्पनी लिमिटेडले ४५ मेगावाट क्षमताको तर पछि क्षमता बढाइएको अपर भोटेकोशी जलविद्युत् आयोजना निर्माण गर्न उद्यत भयो। यसमा मूलतः अमेरिकी पाण्डा इनर्जी इन्टरनेशनलको करिब ७५% लगानी रहेको र केही नेपालीहरूको पनि शेयर रहेको यस कम्पनीलाई ४० वर्षका लागि उत्पादनको अनुमति पत्र दिइएको थियो। ने.वि.प्रा. सँग ६ यूएस सेन्टमा विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौता २०५३/४/६ मा २५ वर्षका लागि गरिएको थियो। वार्षिक एस्केलेसनले गर्दा नै.वि.प्रा. ले प्रति युनिट रु. ११.१६ सम्म तिर्नु परेको थियो।

यी दुबै आयोजनाहरूले १८ घण्टासम्मको चरम लोडसेडिङ हुने अवस्थामा केही राहत दिएको थियो तर धेरै वर्षसम्म ने.वि.प्रा. को वार्षिक आम्दानीको ३०% खर्च यिनै दुई कम्पनीको विद्युत् खरिदमा खर्चिनु परेको थियो। नेपाली निजी क्षेत्रको कुरा गर्नु पर्दा नेशनल हाइड्रोपावर कम्पनी प्रा.लि. पहिलो रहेको र यसले इन्द्रावती-३ जलविद्युत् आयोजना (पहिले ५ मेगावाट र पछि २.५ मेगावाट क्षमता वृद्धि गरी जम्मा ७.५ मेगावाट) विकास गरेको थियो। वि.सं. २१०४।०९।२९ सम्मको लागि उत्पादनको अनुमति प्राप्त गरेको यस आयोजनाको २०५४।०८।१५ मा ने.वि.प्रा.सँग विद्युत् बिक्री सम्झौता भएको थियो भने निर्माण कार्य सम्पन्न गरी विद्युत् उत्पादन २०५९/६/२१ मा सुरु भएको थियो।

विद्युत् उत्पादक कम्पनीको संख्या ५७० बढी पुगेकोमा संस्थापक लगानीकर्ता करिब ५ लाख बढी तथा सर्वसाधारण लगानीकर्ता करिब ४५ लाख भन्दा बढी पुगेका छन्। निजी क्षेत्रको लगानी रु. १५ खर्ब बढी भैसकेकोमा निर्माणाधीन आयोजनामा करिब रु. ७ खर्ब बढी लगानी रहेको इप्पानले बताएको छ।

विद्युत् क्षेत्रका बहु-आयामिक देनहरू :

विद्युत् ऐन, २०४९ र विद्युत् नियमावली, २०५० आए पश्चात् मात्र यस क्षेत्रमा निजी क्षेत्रले प्रवेश पाएको थियो। त्यसपछि पनि विद्युत् विकास गर्दा साना मात्र गर्ने कि मध्यम वा ठूला आयोजना बनाउने, आफ्नो देशका लागि मात्र बनाउने कि विदेशमा समेत निर्यात गर्न सक्ने गरी बनाउने, नदी प्रवाही प्रकारका बनाउने कि वर्षायामको पानीलाई भण्डारण गरेर गर्न सक्ने गरी ठूला बाँध भएका आयोजना बनाउने भन्ने नाममा अल्मलिएर अत्यन्तै सुस्त गतिमा ऊर्जा क्षेत्रको विकास भएको हो। फलस्वरूप ११४ वर्षको विद्युत् विकासको इतिहासमा जम्मा ४२०० मेगावाट मात्रको विकास हुन सकेको छ। तर अब सरकारले २०३५ सम्ममा २८,५०० मेगावाट बनाउने लक्ष्य निर्धारण गरेकाले यस क्षेत्रमा अत्यन्तै उत्साह जागृत भएको छ।

हालको न्यून दर्जाको विकासले पनि देशका विभिन्न क्षेत्रमा पारेका फाइदालाई मुल्याङ्कन गर्दै अबको १ दशकमा सरकारी लक्ष्य अनुसार २८,५०० मे.वा. विकास गर्न सकिएमा त्यसबाट प्राप्त हुने प्रतिफल तथा यथार्थपरक ढङ्गले विकास गर्न सकिने आयोजनाहरूको केही समयअघि गरिएको आँकलन अनुसार जम्मा २२,३०३ मेगावाट हुने देखिन्छ। जसमा विद्युत् उत्पादनका प्रमाणपत्र हासिल गरिसकेका आयोजनाहरू मध्ये १०,८०० मेगावाट निर्माण हुने र सर्वेक्षणका अनुमति पत्र हासिल गरेको जलविद्युत् तथा सौर्य ऊर्जा मध्ये यस अवधिमा ७,३०३ मेगावाट सम्पन्न हुन सक्ने आँकलन गरी हाल सञ्चालनमा रहेका ४,२०० मेवावाट जोड्दा २२,३०३ मेगावाट क्षमताका आयोजनाहरू बन्न सक्ने प्रबल सम्भावना देखिन्छ। त्यसलै यी दुबै प्रक्षेपित क्षमताअनुसार हुन सक्ने अन्य क्षेत्रहरूका IPPAN द्वारा प्राप्त आँकलनलाई Extrapolate गरिएको तालिका तल प्रस्तुत गरिएको छ :

बहु-आयामिक विकासका देनहरू (तालिका)

क्र.सं.	क्षेत्रगत विकास	हालको विद्युत् विकासको क्षमता (४,२०० मे. वा.)	सन् २०३५ सम्मको प्रक्षेपण		कैफियत
			सरकारी प्रक्षेपण	यो पंक्तिकारको प्रक्षेपण	
			२८५०० मेगावाट	२२३०३ मेगावाट	
१	सडक निर्माण	३,५०० कि.मी.	२६,९५९ कि.मी.	२१,१०५ कि.मी.	
२	सुरुङ्ग निर्माण	४०० कि.मी.	३,०८० कि.मी.	२,४१२ कि.मी.	

क्र.सं.	क्षेत्रगत विकास	हालको विद्युत् विकासको क्षमता (४,२०० मे. वा.)	सन् २०३५ सम्मको प्रक्षेपण		कैफियत
			सरकारी प्रक्षेपण	यो पंक्तिकारको प्रक्षेपण	
			२८५०० मेगावाट	२२३०३ मेगावाट	
३	सुरुङ्ग मार्ग निर्माण	२.१ कि.मी.	१६.१७ कि.मी.	१२.६ कि.मी.	
४	स्वास्थ्य केन्द्र निर्माण	१५० वटा	१,१५५ वटा	९०५ वटा	
५	विद्यालय निर्माण	१६० वटा	१,२३२ वटा	९६५ वटा	
६	पक्की पुल तथा बेलिब्रिज	२२० वटा	१,६९४ वटा	१,३२७ वटा	
७	खानेपानी आयोजना	१०३ वटा	७९३ वटा	६२१ वटा	
८	साना सिँचाइ आयोजना	५२ वटा	४०० वटा	३१४ वटा	
९	विद्यालयमा शिक्षक प्रदान	२३० जना	१,७७१ जना	१,३८७ जना	
१०	एम्बुलेन्स प्रदान	३५ वटा	२७० वटा	२११ वटा	
११	महिला, जनजाति सिमान्तकृत तथा अति पिछडिएका वर्गको उत्थान कार्यक्रम	सयौँ	हजारौंहजार	हजारौं	
१२	महिला/आमा समूह, स्थानीय क्लब सहयोग	सयौं	हजारौंहजार	हजारौं	
१३	वातावरण संरक्षण तथा वृक्षारोपण	हजारौं	हजारौंहजार	हजारौं	
१४	पूर्णकालिक तथा अर्द्धकालिक रोजगारी	लाखौं व्यक्ति-दिन	लाखौंलाख व्यक्ति-दिन	लाखौंलाख व्यक्ति-दिन	

विद्युत् क्षेत्रको विकास प्रक्रियामा मूलतः सडक निर्माण, सुरुङ्ग निर्माण, सुरुङ्ग मार्ग निर्माण, स्वास्थ्य केन्द्र निर्माण, विद्यालय निर्माण, पक्की पुल/बेलिब्रिज निर्माण, खानेपानी आयोजना निर्माण, साना सिँचाइ आयोजना निर्माण, विद्यालयमा शिक्षक प्रदान, महिला, जनजाति/सिमान्तकृत तथा अति पिछडिएका वर्गका उत्थान कार्यक्रम, महिला/आमा समूह/स्थानीय क्लबलाई सहयोग तथा वातावरण संरक्षण तथा वृक्षारोपण कार्यक्रम जस्ता सकारात्मक प्रभाव पर्ने कार्यहरू त गरिँदै आएका छन् भने यस अलावा पनि अन्य कार्यहरू समेत गरिदै आएका छन्। यी र यस्ता कार्यहरूले देशमा समृद्धि ल्याउन अपार मद्दत गरेको छ।

सरकारलाई प्राप्त हुने आर्थिक लाभ

विद्युत् ऐन, २०४९ को दफा ११ अनुसार तथा विद्युत् नियमावली, २०५० अनुसार आयोजनाले Capacity Royalty र Energy Royalty सरकारलाई तिर्नु पर्दछ। यस अलावा अनुमति पत्र शुल्क आदि पनि बुझाउनु पर्दछ। जस अनुसार आ.व. २०७९/८० को तथ्याङ्क हेर्दा जम्मा रु. ३ अर्ब १५ करोड सलामी तथा अन्य दस्तूर उठेको देखिन्छ। जसमध्ये सरकारद्वारा जारी गरिएको "जलविद्युत् रोयल्टी वितरण एवं उपयोग सम्बन्धी निर्देशिका २०६३" अनुसार प्राप्त रोयल्टीमध्ये संघीय सरकारले ५०% अर्थात् रु. १ अर्ब ५७ करोड ५० लाख, प्रदेश सरकारले २५% अर्थात् रु. ७८ करोड ७५ लाख एवं स्थानीय तहले २५% अर्थात् रु. ७८ करोड ७५ लाख प्राप्त गरेका छन्।

त्यसैगरी आ.व. २०८०/८१ मा जम्मा रु. ३ अर्ब ८० करोड रोयल्टी-दस्तूर आदि उठेकोमा संघीय सरकारले ५०% अर्थात् रु. १ अर्ब ९० करोड, प्रदेश सरकारले २५% अर्थात् रु. ९५ करोड तथा स्थानीय तहले २५% अर्थात् रु. ९५ करोड नै प्राप्त गरेका छन्।

यसका अलावा पनि स्थानीय निर्माण सामग्रीहरू जस्तै बालुवा, ढुङ्गा, माटो, गिट्टी प्रयोग गरे वापत तिर्नु पर्ने रकम, मेसिन, औजार, इन्धन तथा निर्माण सामग्रीहरू आयात गरे वापत तिर्नु पर्ने भन्सार महसुल, स्वदेशी निर्माण सामग्रीहरू जस्तै सिमेन्ट, छड आदिमा तिर्नु पर्ने अन्तःशुल्क, विद्युत् बिक्रीबाट प्राप्त हुने आम्दानीमा तिर्नु पर्ने आयकर समेतलाई जोड्दा वर्षेनी अर्बौंको आम्दानी राज्यलाई हुन्छ। जसको प्रयोगद्धारा राज्य संयन्त्र चलाउन, विकास निर्माण एवं सामाजिक दायित्व निर्वाह गर्न सरकारलाई मद्दत पुगेको हुन्छ भने माथि तालिकामा देखाइएका कार्यहरू आयोजना आफैंले सम्पादन गरेका हुन्छन्।

अतः बहुआयामिक कार्यहरू तथा सामाजिक कार्यहरू गरेर देशको समृद्धिमा अमूल्य योगदान दिने क्षेत्रलाई देश विकासको प्रमुख “सम्बाहक” भन्नु उपयुक्त देखिन्छ।

राज्यको अग्रगामी पहलः

एक दशक अघि सम्म पनि नेपालका निजी क्षेत्रले बनाउने भनेको ५, १०, २० मेगावाटका जलविद्युत् आयोजनाहरू मात्र हो भन्ने अनुभूति गरिएको थियो।तर केही बर्ष अघि देखि निजी क्षेत्रले पनि मध्यम तथा ठूला आयोजना विकास गर्न उद्यत रहेका छन्। जसमध्ये साहस ऊर्जाले विकास गर्न लागेको ३४१ मेगावाट क्षमताको बुढी गण्डकी जलविद्युत् आयोजना हो, जसको ७० अर्बको लागि वित्तीय व्यवस्थापन एवं नेपाल विद्युत् प्राधिकरणसँग विद्युत् खरिद बिक्री सम्झौता भएर प्रारम्भिक निर्माण (Pre-Construction) कार्यको शुरुवात भइसकेको र २०८७ मा सम्पन्न गर्ने लक्ष्य रहेको छ। त्यसै गरी २८५ मेगावाटको अपर तमोर अर्द्धजलाशय जलविद्युत् आयोजनाको निर्माण कार्य अगाडि बढिरहेको छ। रु. ३८.६ अर्बको ऋण ८ वटा बैंकबाट प्राप्त हुन वित्तीय सम्झौता भैसकेको छ।

यसरी निजी क्षेत्र उत्साहित भएर मध्यम तथा ठूला आयोजना निर्माण गर्न प्रेरित हुनुमा अति नै विकासमैत्री विद्युत्/जलविद्युत् विकास नीति, २०५८, विद्युत् ऐन, २०४९ तथा विद्युत् नियमावली, २०५० का कारण नै हो। अझ त्यसमा पनि २०७६ सालमा स्थापना भएको विद्युत् नियमन आयोगको प्रथम कार्यकालमा जारी गरिएको "विद्युत् कम्पनीको शेयर निष्कासन सम्बन्धी निर्देशिका २०७६" महत्वपूर्ण रहेको छ। तर अझ द्रुत गतिले विद्युत् आयोजनाहरू विकास गर्ने अपरिहार्यता महसुस गरेर २ वर्षमै अत्यन्तै अग्रगामी र क्रान्तिकारी प्रावधानहरू समावेश गरेर "विद्युत् सम्बन्धी कम्पनीको शेयर सार्वजनिक निष्कासन पूर्व-स्वीकृति तथा नियमन सम्बन्धी निर्देशिका, २०७८" विद्युत् नियमन आयोगको प्रथम कार्यकालमै जारी गरिएको थियो। जसमा बैंकको महँगो ब्याज दरमा लिइएका ऋण तिरेर आयोजनाको वित्तीय व्यवस्था सुधार्न १००% सम्म हकप्रद शेयर निष्कासन गर्न पाउने व्यवस्था गरेबाट यसबाट दर्जनौं रुग्ण जलविद्युत् आयोजनाहरूले नवजीवन पाएका थिए।

त्यसै गरी अर्को नयाँ आयोजना आफैंले विकास गर्न वा अन्यले विकास गर्न लागेका आयोजनाहरूमा सहभागी हुन १००% सम्मको अधिकार (Right Share) जारी गर्न सक्ने प्रावधान राखिएको थियो। जसले गर्दा पूँजी निर्माण (Capital Formation) मा अत्यन्त ठूलो मद्दत पुगेको छ। यसबाट हाल स्वदेशभित्रकै पूँजी प्रयोग गरी स्वदेशी निजी क्षेत्रले आयोजना निर्माण गर्न पूँजी परिचालन गर्ने कार्य प्रारम्भ गरेको र यसबाट विद्युत् क्षेत्रमा उछाल (Boom) आएको विश्वास गरिएको छ।

उपसंहार :

जलविद्युत् आयोजनाको विकास अत्यन्तै चुनौतीपूर्ण र कठिन कार्य हो। आयोजना पहिचानदेखि लिएर अध्ययन, निर्माण सम्पन्न गर्दासम्म सरकारी, स्थानीय तह, बैंक, परामर्शदाता, निर्माण कम्पनी, स्थानीय जनता आदि २०-२५ प्रकारका (Stakeholders) सरोकारवालाहरूलाई मिलाएर काम गर्ने क्रममा अत्यधिक जलविद्युत् आयोजना विकासमा तनाव हुने गर्दछ।

कतिपयले तनावको कारण ज्यान समेत गुमाउनु परेको र धेरैजना विभिन्न रोगले ग्रस्त भएका मात्र होइन, कसै कसैको त घरखेत समेत गुमेको सुन्नमा आएको छ। तथापि जसले आयोजना “येनकेन प्रकारेण” सम्पन्न गरे उनीहरू सफल व्यक्तित्वका रूपमा दर्ज भएका छन्। सुखद कुरा यो छ कि बहुसंख्यक विकासकर्ताहरू यसै श्रेणीमा पर्दछन्, उनीहरूलाई “विद्युत् विकासका सेनानी” भन्नुमा अन्यथा नहोला।

आयोजना विकास गर्दा आइपर्ने बाधा अड्चन अनेकौं भएका कारणले गर्दा आयोजना निर्माण अवधि लम्बिने, बैंकको ब्याज बढ्ने र अपेक्षित प्रतिफल प्राप्त हुनमा ढिलाई हुने गर्दछ। यस्ता बाधा अड्चन हटाएर आयोजनामा हुने विलम्बलाई न्यूनीकरण गर्न यस पंक्तिकारले तयार पारेर पाँच बर्ष बिलम्ब भैसकेको र अझ दुई बर्ष ढिलाई हुने आँकलन गरिएको “काबेली करिडोर १३२ के.भी. प्रसारण लाइन” मा सफल प्रयोग गरी २०७६ बैशाखमा आयोजना सम्पन्न गराई विलम्बलाई १ वर्षमा झारेर करिब रु. १ अर्ब ८८ करोड बराबरको विद्युत् खेर जानबाट जोगाउन सफल “रणनीतिक हस्तक्षेपकारी व्यवस्थापकीय मोडेल (Strategic Intervention Management Model)” तथा “आयोजनाको द्रुतीकरणका पहल कदमीको मोडेल (Model for Project Acceleration Initiatives)” को उपयोग अत्यन्तै लाभकारी हुनेछन। यसले आयोजना प्रवर्द्धकलाई फाइदा पुग्नेछ भने राज्यलाई पनि उपयुक्त समयमा स्रोतको परिचालन भएर त्यसबाट प्राप्त हुने माथि उल्लेख गरिएका बहुआयामिक लाभहरू प्रवर्द्धन गर्न मद्दत पुग्नेछ, जसबाट राज्य एवं सम्पूर्ण सरोकारवालाहरूले लाभ लिन सक्नेछन्।

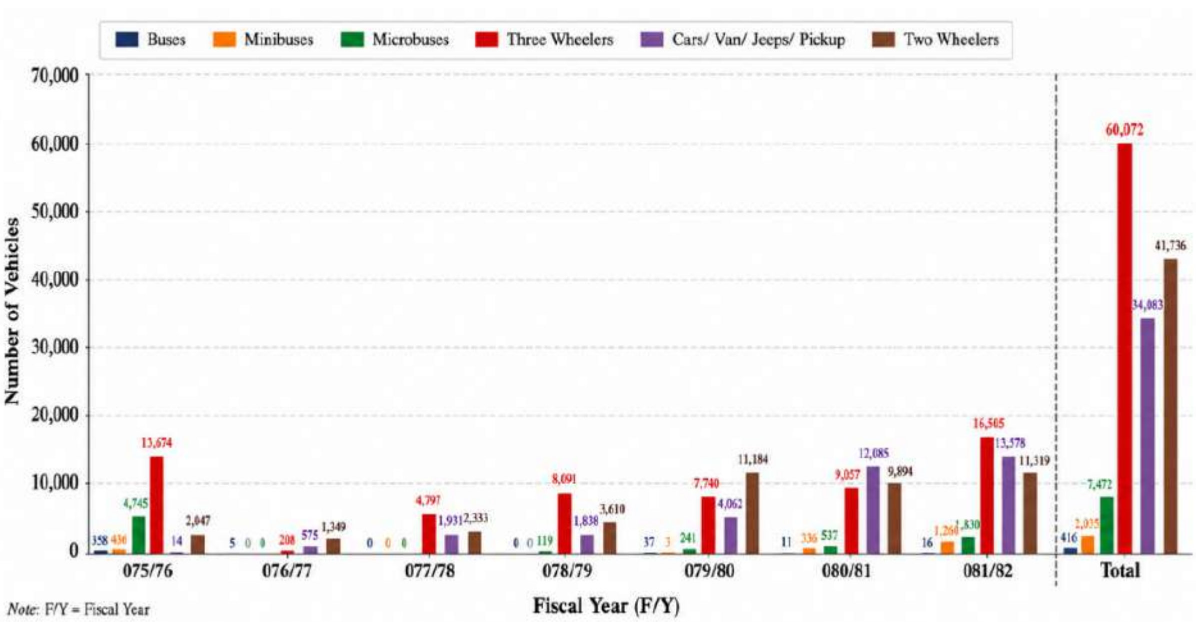
अन्त्यमा, “विद्युत् क्षेत्र बहुआयामिक विकासको सम्बाहक” भएकोले यस क्षेत्रको द्रुत गतिमा विकास गरी समयमै दीगो समृद्धि हासिल गर्न सकिन्छ। त्यसैले विद्युत् क्षेत्रका करिब १००० व्यक्ति-महिना (1000 Man- Month) बराबर जनशक्ति आवश्यक सबै आयोजनाहरूलाई राष्ट्रिय प्राथमिकतामा राख्न राज्य पछि पर्नु हुँदैन। यसले सन् २०३५ सम्म २८,५०० मेगावाट विद्युत् उत्पादन गर्न अत्यधिक मद्दत गर्नेछ, र त्यसका लागि सरकारी ढुकुटीबाट केही पनि खर्च गर्नुपर्ने आवश्यकता पर्दैन। फलतः यसले छिटो तथा छरितो रूपमा आयोजना विकास गर्न सहयोग गर्नेछ।

नेपालको राष्ट्रिय राजमार्गहरूमा सार्वजनिक विद्युतीय सवारी चार्जिङ पूर्वाधार विकास गुरुयोजना

जयराम प्रजापति
सि.डि.इ, जल तथा उर्जा आयोगको सचिवालय

पृष्ठभूमि

नेपालमा विद्युतीय सवारी साधन (EV) को प्रयोग पछिल्लो केही वर्षमा तीव्र गतिमा बढिरहेको छ। आ.व. २०७६/७७ मा करिब ५७५ वटा मात्र चारपाङ्ग्रे EV (कार, भ्यान र जीप) आयात भएकोमा आ.व. २०८१/८२ मा यो संख्या १३,५७१ पुगेको छ । जसले पाँच वर्षमै करिब २३ गुणाले वृद्धि भएको देखिन्छ। यस सम्बन्धी बिस्तृत विवरण चित्र नं.१ मा प्रस्तुत गरिएको छ। हाल नयाँ आयात हुने निजी कारहरूमध्ये करिव ७०% भन्दा बढी विद्युतीय सवारी साधनहरू छन् । जुन दक्षिण एशियामै विद्युतीय सवारी प्रयोग गर्ने उच्चतम दरहरूमध्ये एक हो र आगामी दशकमा यसको संख्या अझ व्यापक रूपमा विस्तार हुने अपेक्षा गरिएको छ । तर हाल देशमा चार्जिङ पूर्वाधार पर्याप्त रूपमा विकास नभएकाले विद्युतीय सवारी प्रयोगकर्ताहरूले चार्जिङका लागि उच्च शुल्क तिर्नुपर्ने, लामो समयसम्म पालो कुर्नुपर्ने तथा ग्रामीण र दुर्गम क्षेत्रहरूमा चार्जिङ केन्द्रको अभावजस्ता चुनौतीहरूको सामना गरिरहेका छन्।

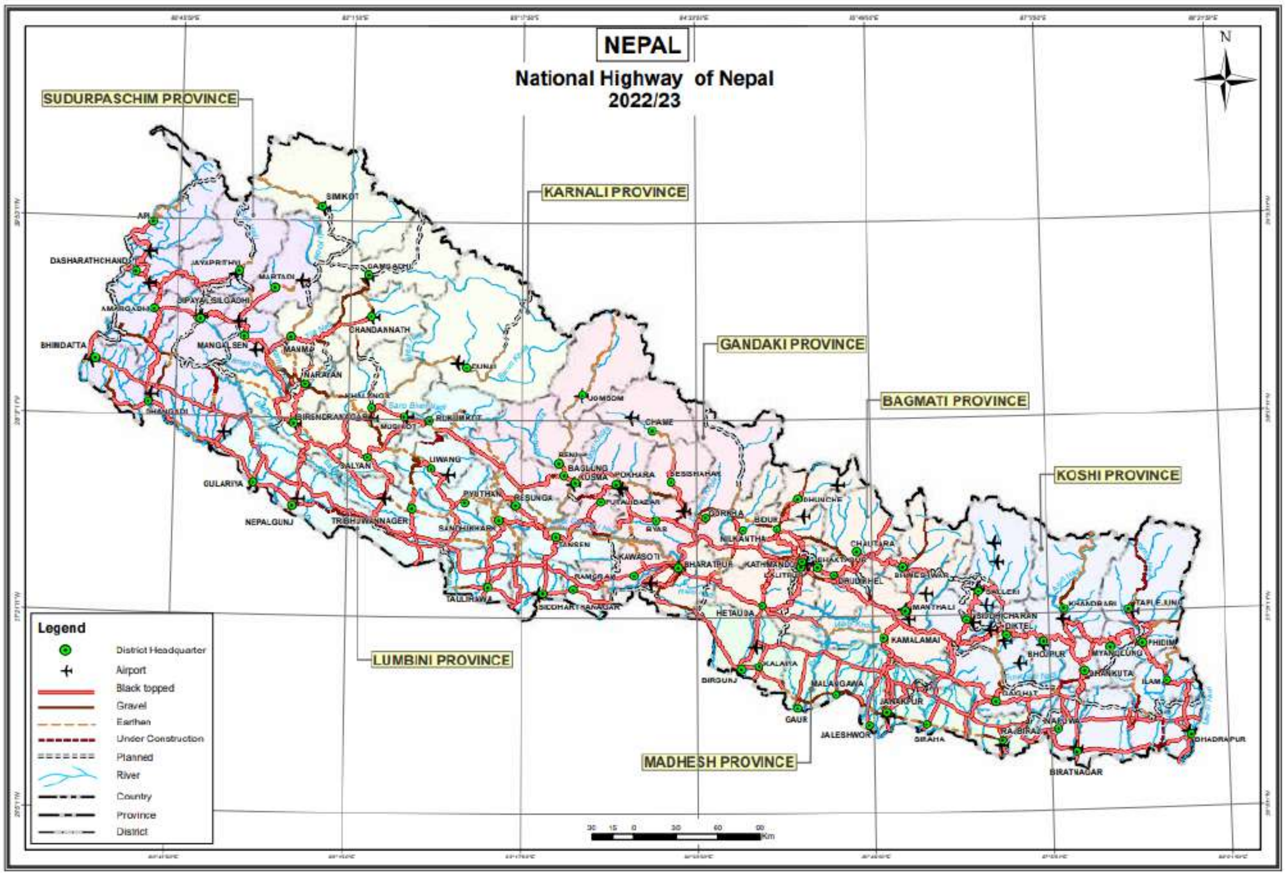


चित्र नं. १: विभिन्न आ.व.मा नेपालमा आयातित विद्युतीय सवारी साधनको संख्या (स्रोत: भन्सार विभाग)

हाल सार्वजनिक क्षेत्रका नेपाल विद्युत् प्राधिकरण (NEA) र निजी क्षेत्रका चार्जिङ केन्द्रहरू गरी ५०० वटा भन्दा बढी सञ्चालनमा रहेको भएतापनि, यो संख्या बढ्दो विद्युतीय सवारी साधनको माग पूरा गर्न अपर्याप्त रहेको छ र आवश्यक मापदण्ड अनुसारको सुविधा सम्पन्न चार्जिङ केन्द्रको स्थापना नभएको अवस्था छ। तसर्थ, विश्व समुदायसमक्ष नेपालले प्रतिबद्धता जनाइएको राष्ट्रिय निर्धारित योगदान (NDC) ३.० अनुसार सन् २०३० सम्म निजी सवारी साधनको ९०% र सार्वजनिक सवारी साधनको ७०% विद्युतीय सवारी बिक्री हिस्सा हासिल गर्ने लक्ष्य पूरा गर्न पर्याप्त संख्यामा तथा रणनीतिक रूपमा वितरण गरिएका उच्च क्षमताका चार्जिङ केन्द्रहरूको स्थापना अपरिहार्य रहेको छ । जसले ठुलो लगानी परिचालन, नीति समर्थन र समन्वित पूर्वाधार विकास सुनिश्चित गर्ने उद्देश्य राखेको छ। यस गुरुयोजनामा देशभर ८० राष्ट्रिय राजमार्गमा थप ४२४ वटा चार्जिङ केन्द्र निर्माण गर्ने प्रस्ताव गरेको छ, जसमा चरणबद्ध रुपमा राजमार्गको हरेक २५ देखि १०० किलोमिटर सम्म दूरीमा चार्जिङ केन्द्र विकास गर्ने लक्ष्य राखिएको छ।

गुरूयोजना र उद्देश्य

नेपाल सरकारले विद्युतीय सवारी साधनको तीव्र विस्तारलाई लक्षित गर्दै आगामी दशकका लागि सार्वजनिक विद्युतीय सवारी चार्जिङ केन्द्र (EVCS) विकासको महत्वाकांक्षी गुरुयोजना अघि सारेको छ । यो गुरूयोजना राष्ट्रिय राजमार्गको तथ्याङ्क (SNH) २०२२/२३ फ्रेमवर्कसँग मेल खाने गरी तयार गरिएको हो। नेपालका राष्ट्रिय राजमार्गको नक्साङ्कन चित्र नं. २ मा प्रस्तुत गरिएको छ।



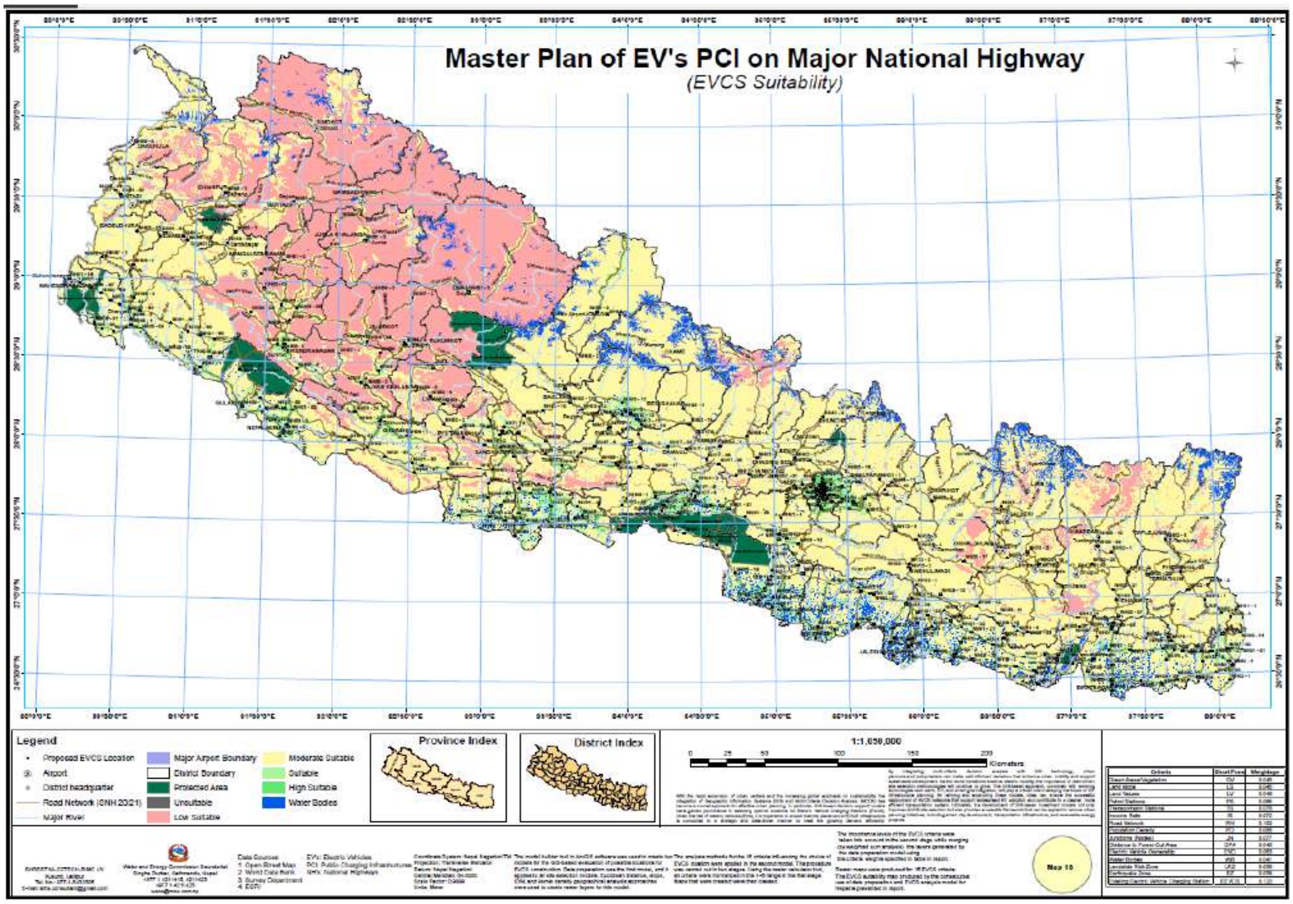
चित्र नं. २: नेपालका राष्ट्रिय राजमार्गको नक्साङ्कन (स्रोत: सडक विभाग)

विद्युतीय सवारीको प्रयोग बढ्दै गएसँगै चार्जिङ पूर्वाधारको माग तीव्र भएको छ । अन्तर्राष्ट्रिय बजारमा पेट्रोलियम इन्धनको मूल्य वृद्धिले अर्थतन्त्रमा पारेको नकारात्मक असर न्यूनीकरण गर्ने, आयातमा निर्भरता घटाउने र उत्पादित जलविद्युतको आन्तरिक खपत मार्फत आत्मनिर्भरता बढाउने उद्देश्यले सार्वजनिक चार्जिङ पूर्वाधारको गुरुयोजना तयार भएको हो । नेपालको राष्ट्रिय राजमार्गमा सार्वजनिक चार्जिङ पूर्वाधारको व्यवस्थित विकासले विद्युतीय सवारी प्रयोगमा भरपर्दो, पहुँचयोग्य र लचिलो सेवा सुनिश्चित गर्नेछ । जसले दिगो गतिशीलता प्रवर्द्धन, हरितगृह ग्याँस उत्सर्जन न्यूनीकरण र राष्ट्रिय ऊर्जा सुरक्षामा योगदान पुऱ्याउने अपेक्षा गरिएको छ ।

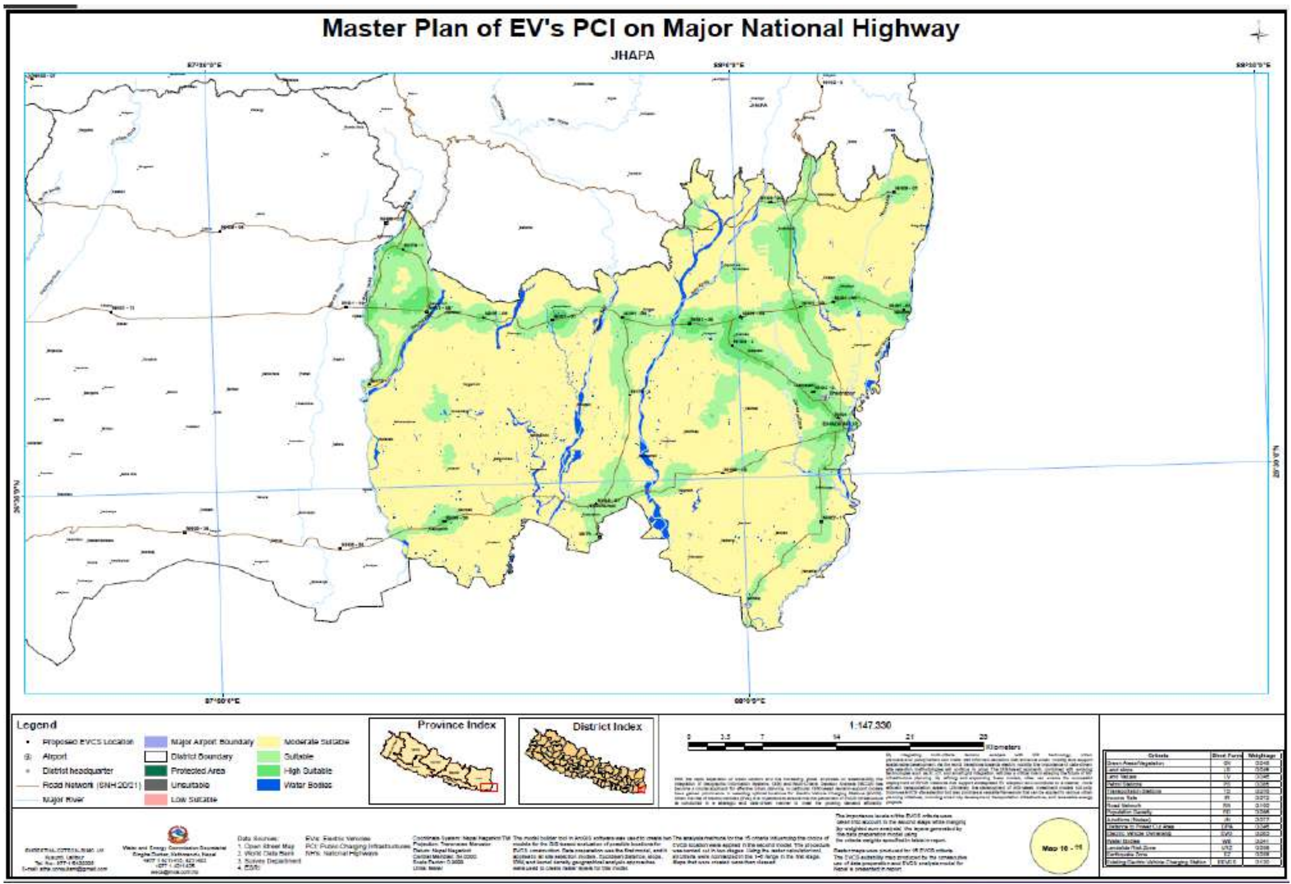
स्थान छनौट र आधार

स्थान छनोटका लागि Analytic Hierarchy Process (AHP) विधिबाट मुख्य मापदण्ड, उप-मापदण्ड तथा तिनका भार (Weights) निर्धारण गरिएको छ । त्यसैगरी Multi-Criteria Decision Making (MCDM) र Geographic Information System (GIS) को प्रयोग गरी विभिन्न मापदण्डका आधारमा उपयुक्तता विश्लेषण (Suitability Analysis) गरी सम्भावित स्थानहरूलाई उच्च, मध्यम तथा न्यून उपयुक्त क्षेत्रमा वर्गीकरण गरिएको छ । चित्र नं. ३ मा चार्जिङ केन्द्रका लागि उच्च, मध्यम र न्यून उपयुक्त क्षेत्रको नक्साङ्कन प्रस्तुत गरिएको छ भने चित्र नं. ४ मा जिल्लागत नक्साङ्कन प्रस्तुत गरिएको छ ।GIS विश्लेषणबाट पहिचान गरिएका उच्च उपयुक्त क्षेत्रहरूको Google Earth, उपग्रह तस्बिर तथा स्थलगत सर्वेक्षणमार्फत प्रमाणीकरण गरी सडक पहुँच, विद्युत् उपलब्धता, जग्गाको अवस्था तथा अन्य आवश्यक पूर्वाधारहरूको मूल्याङ्कन गरिएको छ । साथै सम्बन्धित सरोकारवालासँगको परामर्शका आधारमा चार्जिङ केन्द्र स्थापनाका लागि अन्तिम स्थानहरू छनोट गरिएको छन् । यस गुरुयोजनाअन्तर्गत देशका ८० वटा राष्ट्रिय राजमार्गमा ४२४ वटा प्राथमिक विद्युतीय सवारी चार्जिङ केन्द्र (EVCS) स्थापना गर्न उपयुक्त स्थानहरू पहिचान गरिएको छ । AHP विश्लेषणबाट निर्धारण गरिएका मुख्य मापदण्ड, उप-मापदण्ड तथा तिनका भार (Weights) तालिकामा प्रस्तुत गरिएको छ ।

मुख्य मापदण्ड	उप-मापदण्ड	सापेक्षिक भार (Weight)
वातावरणीय/भौगोलिक मापदण्ड (0.2082)	हरित क्षेत्र/वनस्पतिसम्मको दूरी	०.०४७९
	जलस्रोतसम्मको दूरी	०.०४१३
	पहिरो जोखिम क्षेत्रसम्मको दूरी	०.०३६४
	जमिनको ढलान	०.०४४५
	भूकम्प जोखिम	०.०३८१
आर्थिक मापदण्ड (0.2473)	जग्गाको मूल्य	०.०४५८
	आय स्तर	०.०७१९
	सेवा क्षेत्रभित्र विद्युतीय सवारी साधनको स्वामित्व	०.०८३२
	विद्युत् कटौती हुने क्षेत्रसम्मको दूरी	०.०४६४
सहरीकरणसम्बन्धी मापदण्ड (0.5445)	सेवा क्षेत्रको जनसंख्या	०.०८५८
	चोक/जंक्शनसम्मको निकटता	०.०७७
	यातायात स्टेशनसम्मको निकटता	०.०७७५
	सडकसम्मको निकटता	०.०९९६
	पेट्रोल पम्पसम्मको निकटता	०.०८५
	अन्य विद्युतीय सवारी चार्जिङ स्टेशन (EVCS) सम्मको दूरी	०.११९६



चित्र नं. ३: चार्जिङ केन्द्रका लागि उच्च, मध्यम र न्यून उपयुक्त क्षेत्रको नक्साङ्कन



चित्र नं. ४: चार्जिङ केन्द्रका लागि उच्च, मध्यम र न्यून उपयुक्त क्षेत्रको जिल्लागत नक्साङ्कन

नियामकीय र प्राविधिक ढाँचा तथा ग्रिड व्यवस्थापन

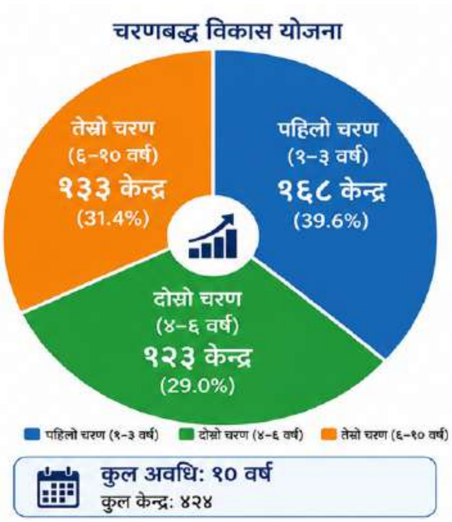
विद्युतीय सवारी चार्जिङ पूर्वाधारको प्रभावकारी विस्तारका लागि स्पष्ट नियामकीय तथा प्राविधिक ढाँचा विकास गर्नु आवश्यक छ । यस अन्तर्गत चार्जिङ प्रणालीका प्राविधिक मापदण्ड, सुरक्षा निर्देशिका, उपकरणहरूको अन्तरसञ्चालनीयता (Interoperability) तथा चार्जरको वर्गीकरण (AC/DC तथा Slow/Fast Charging) सम्बन्धी मापदण्डहरू निर्धारण गरी नेपाल विद्युत प्राधिकरणको विद्युत वितरण नियमावली, २०७८ सँग समन्वय गर्नुपर्छ । साथै क्षेत्रीय तथा अन्तरदेशीय अनुकूल सीमापार विद्युतीय सवारी सञ्चालनलाई सहज बनाउन छिमेकी मुलुकहरूमा प्रचलित मापदण्डहरूलाई समेत आवश्यकतानुसार समावेश गर्नुपर्ने हुन्छ ।

चार्जिङ पूर्वाधारको सुरक्षित सञ्चालन सुनिश्चित गर्न अर्थ फॉल्ट (Earth Fault) सुरक्षा, सर्ज (Surge) सुरक्षा, आपतकालीन विद्युत विच्छेदन (Emergency Disconnection), अग्नि सुरक्षा तथा संरचनात्मक मजबुती सम्बन्धी प्रावधानहरू अनिवार्य रूपमा लागू गरिनुपर्छ । त्यसैगरी चार्जिङ पूर्वाधार विस्तारसँगै विद्युत् ग्रिडमा पर्ने अतिरिक्त भारका कारण उत्पन्न हुन सक्ने पिक लोड, भोल्टेज अस्थिरता तथा हार्मोनिक विरूपता (Harmonic Distortion) जस्ता चुनौतीहरूको व्यवस्थापनका लागि नेपाल विद्युत प्राधिकरण (NEA) र विद्युत नियमन आयोगले वास्तविक समय (Real-time) ग्रिड अनुगमन, क्षमता अभिवृद्धि तथा चरणबद्ध ग्रिड सुदृढीकरण कार्यक्रम कार्यान्वयन गर्नुपर्नेछ । साथै चार्जिङ उपकरणहरूको गुणस्तर, सुरक्षा तथा अन्तरसञ्चालनीयता सुनिश्चित गर्न IEC 61851 लगायतका अन्तर्राष्ट्रिय मापदण्डहरू अपनाई उपकरणहरूको परीक्षण, प्रमाणीकरण तथा अनुगमन प्रणालीलाई अनिवार्य रूपमा कार्यान्वयन गर्न सिफारिस गरिएको छ। यसले चार्जिङ पूर्वाधारको विश्वसनीयता, सुरक्षा तथा दीर्घकालीन दिगोपन अभिवृद्धि गर्न महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउनेछ ।

चरणबद्ध कार्यान्वयन रणनीति

Analytic Hierarchy Process (AHP) विधिबाट मापदण्डहरूको Pairwise Comparison गरी प्राप्त भारका आधारमा राष्ट्रिय राजमार्गहरूको प्राथमिकता निर्धारण गरी गुरूयोजनाको कार्यान्वयन रणनीतिलाई तीन चरणमा विभाजन गरिएको छ।

- पहिलो चरण (१-३ वर्ष) मा उच्च माग भएका शहरी क्षेत्र र पर्याप्त ग्रिड क्षमता भएका स्थानमा १६८ केन्द्र स्थापना गरिनेछ।
- दोस्रो चरण (४-६ वर्ष) मा दुई ठूला सहरबीचका मार्ग र प्रदेशीय केन्द्रमा १२३ केन्द्र थप गरिनेछ।
- तेस्रो चरण (६-१० वर्ष) मा ग्रामीण तथा सहरोन्मुख क्षेत्रमा १३३ केन्द्र स्थापना गरिनेछ।



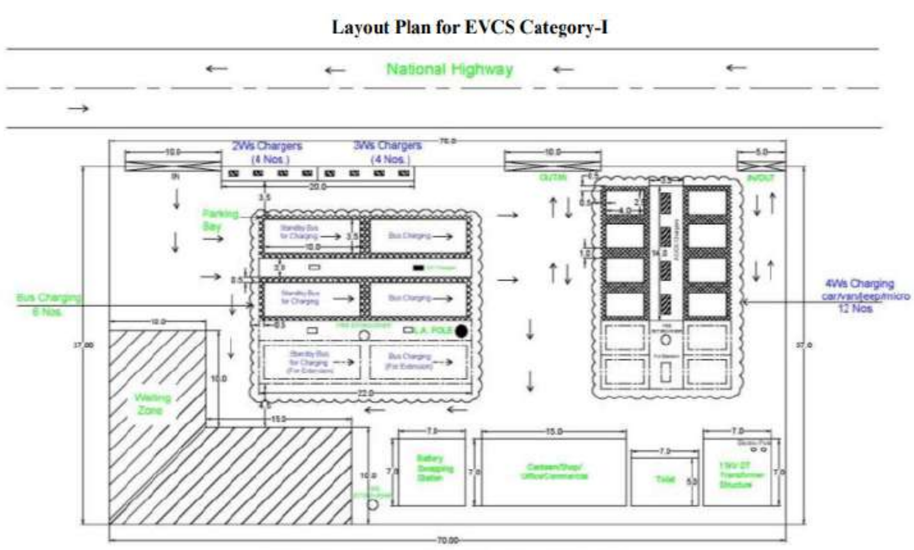
चित्र नं. ५: चरणबद्ध बिकाश योजना

चार्जिङ क्षमता र प्रविधि

यो गुरुयोजनामा चार्जिङ केन्द्रहरू तीन श्रेणी (Category) मा निर्माण गर्ने योजना रहेको छ।

- **पहिलो श्रेणी (Category-I):** पहिलो श्रेणीमा कुल ४०० किलोवाट क्षमताको चार्जिङ केन्द्र प्रस्ताव गरिएको छ। जसमा ३.१ किलोवाटका ४ वटा दुईपाङ्ग्रे चार्जर, ७.४ किलोवाटका ४ वटा तीनपाङ्ग्रे चार्जर, २२ किलोवाटको १ वटा चार्जर, ६० किलोवाटका ४ वटा चार्जर, र १२० किलोवाटको १ वटा हेभी सवारी चार्जर रहनेछन्।
- **दोस्रो श्रेणी (Category-II):** दोस्रो श्रेणीमा कुल २७१ किलोवाट क्षमताको चार्जिङ केन्द्र प्रस्ताव गरिएको छ। जसमा ३.१ किलोवाटका ४ वटा दुईपाङ्ग्रे चार्जर, ७.४ किलोवाटका १ वटा तीनपाङ्ग्रे चार्जर, २२ किलोवाटको १ वटा चार्जर, र ६० किलोवाटका ४ वटा चार्जर रहनेछन्।
- **तेस्रो श्रेणी (Category-III):** तेस्रो श्रेणीमा कुल २११ किलोवाट क्षमताको चार्जिङ केन्द्र प्रस्ताव गरिएको छ। जसमा ३.१ किलोवाटका ४ वटा दुईपाङ्ग्रे चार्जर, २२ किलोवाटको १ वटा चार्जर, र ६० किलोवाटका ३ वटा चार्जर रहनेछन्।

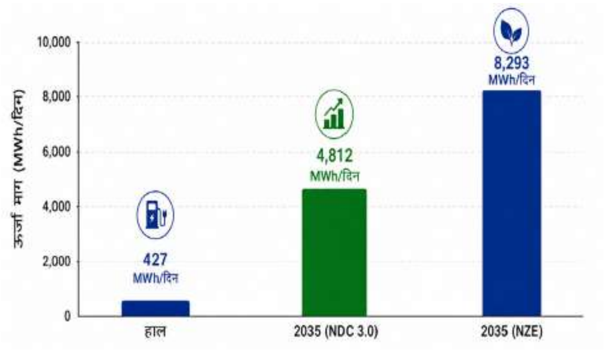
पहिलो श्रेणीको चार्जिङ केन्द्र समथर भू-भाग, मिश्रित फ्लीटहरू र विविध सवारी साधनहरूको लागि लक्ष्य राखिएको छ भने दोस्रो श्रेणीको चार्जिङ केन्द्र मध्य पहाडी र पहाडी क्षेत्रहरूको लागि लक्ष्य राखिएको छ र तेस्रो श्रेणीको चार्जिङ केन्द्र शहरी केन्द्रहरू, ट्रान्जिट मार्गहरू र व्यावसायिक फ्लीटहरूको लागि लक्ष्य राखिएको छ। EVCS श्रेणी-I को विशिष्ट लेआउट योजना चित्र नं. ६ मा प्रस्तुत गरिएको छ। सार्वजनिक सवारी साधनका लागि GB/T र निजी सवारीका लागि CCS2 र CHAdeMO प्रविधिको चार्जिङ प्रयोग गरिनेछ।



चित्र नं. ६: EVCS श्रेणी -I को विशिष्ट लेआउट योजना

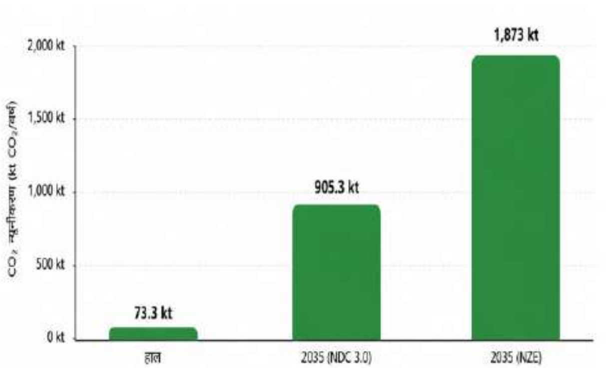
ऊर्जा माग र उत्सर्जन न्यूनीकरण

ऊर्जा माग र उत्सर्जन न्यूनीकरणको दृष्टिले, हाल चार्जिङका लागि दैनिक ४२७ मेगावाट-घण्टा ऊर्जा आवश्यक भए पनि सन् २०३५ सम्म यो माग राष्ट्रिय निर्धारित योगदान (NDC) ३.० अनुसार ४,८१२ मेगावाट-घण्टा, नेट-जीरो उत्सर्जन (NZE) अनुसार ८,२९३ मेगावाट-घण्टा पुग्ने अनुमान गरिएको छ।



चित्र नं. ७: दैनिक ऊर्जा माग प्रक्षेपण

यसबाट जीवाश्म इन्धनबाट संचालन हुने सवारी साधनहरू प्रतिस्थापन भई हाल वार्षिक करिब ७३.३ हजार टन CO_2 उत्सर्जन घटेको छ भने सन् २०३५ सम्ममा राष्ट्रिय निर्धारित योगदान (NDC) ३.० अनुसार वार्षिक करिब ९०५.३ हजार टन CO_2 र नेट-जीरो उत्सर्जन (NZE) ले लक्ष्य अनुसार वार्षिक करिब १,८७३ हजार टन CO_2 उत्सर्जन घट्ने अपेक्षा गरिएको छ।

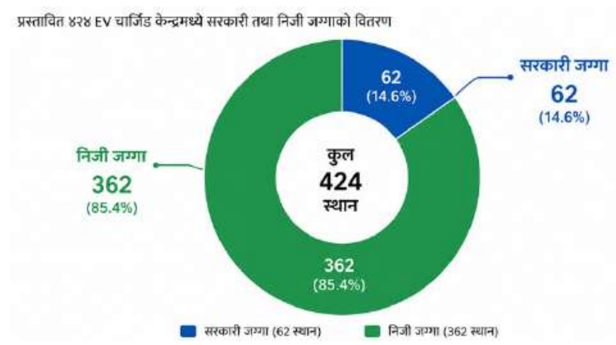


चित्र नं. ८: CO_2 उत्सर्जन न्यूनीकरण

यस गुरुयोजनाले नेपालले लिएको राष्ट्रिय निर्धारित योगदान (NDC) ३.० को लक्ष्य बमोजिम सन् २०३५ सम्म निजी सवारीमा ९५%, सार्वजनिक यातायातमा ९०% र मालवाहक तथा फोहोर संकलन सवारीमा २०% विद्युतीय सवारी बिक्री हिस्सा हासिल गर्न सहयोग पुऱ्याउनेछ।

जग्गा उपयोग र संस्थागत समन्वय

जग्गा व्यवस्थापन यस गुरुयोजनाको प्रमुख चुनौती हो। त्यसैले सार्वजनिक जग्गा प्रयोग, लिज व्यवस्थापन, र अन्तरनिकाय समन्वयलाई प्राथमिकतामा राखी साइट तयारी, अनुमोदन प्रक्रिया र सञ्चालन तत्परता हासिल गर्न अवलम्बन गरिएको छ। चार्जिङ केन्द्र निर्माणका लागि ६२ स्थानमा सरकारी जग्गा पहिचान गरिएको छ भने बाँकी निजी जग्गाको पहिचान गरिएको छ, जुन लिजमार्फत प्रयोग गरिनेछ। साथै सबै सार्वजनिक EVCS को जानकारी समेट्ने राष्ट्रिय केन्द्रीय अनलाइन डाटाबेस स्थापना गर्ने योजना गरिएको छ। जसले वास्तविक-समय अनुगमन, तथ्याङ्कमा आधारित नीति निर्णय, पारदर्शिता र सञ्चालन व्यवस्थापनलाई प्रभावकारी बनाउनेछ।

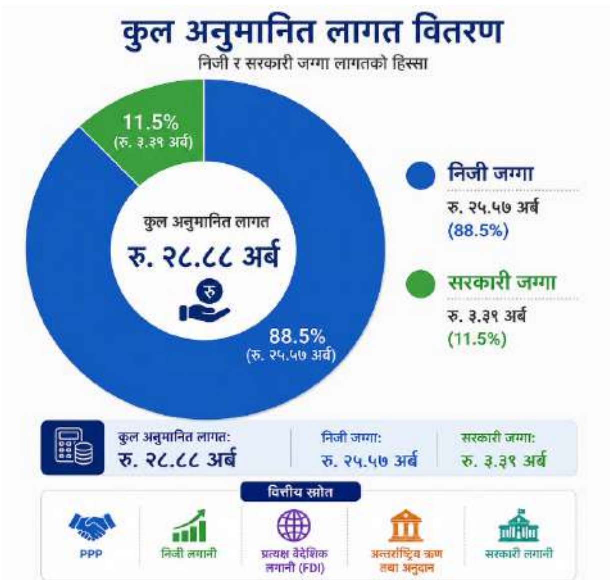


चित्र नं. ९: चार्जिङ केन्द्रको लागि जग्गाको स्रोत

आर्थिक लगानी र लागत

यस गुरुयोजनाको अनुमानित कुल लागत करिब २८ अर्ब ८८ करोड रुपैयाँ रहेको छ, जसमा निजी जग्गामा निर्माण हुने ३६२ केन्द्रको लागत २५ अर्ब ५७ करोड र सरकारी जग्गामा ६२ केन्द्रको लागत ३ अर्ब ३१ करोड रुपैयाँ पर्ने अनुमान गरिएको छ। विद्युतीय सवारी चार्जिङ केन्द्रको आर्थिक व्यवहार्यता मूल्याङ्कन गर्न निजी तथा सार्वजनिक जग्गामा स्थापना गरिएका केन्द्रहरूको लगानी फिर्ता अवधि विश्लेषणअनुसार श्रेणी-I र श्रेणी-II का चार्जिङ केन्द्रहरूमा निजी जग्गामा स्थापना गर्दा लगानी फिर्ता हुन ६ वर्ष लाग्ने अनुमान गरिएको छ भने सार्वजनिक जग्गामा स्थापना गर्दा ५ वर्ष लाग्ने देखिएको छ। त्यसैगरी, श्रेणी-III का चार्जिङ केन्द्रहरूको हकमा निजी जग्गामा स्थापना गर्दा लगानी फिर्ता हुन ८ वर्ष लाग्ने अनुमान गरिएको छ भने सार्वजनिक जग्गामा स्थापना गर्दा ६ वर्ष लाग्ने देखिन्छ। यसबाट सार्वजनिक जग्गामा चार्जिङ केन्द्र स्थापना गर्दा जग्गा प्राप्ति तथा भाडासम्बन्धी लागत कम हुने भएकाले लगानी फिर्ता अवधि निजी जग्गाको तुलनामा छोटो हुने निष्कर्ष निकाल्न सकिन्छ। आर्थिक दृष्टिले EVCS निर्माण उच्च पूँजी लगानी आवश्यक पर्ने तथा फिर्ती अवधि लामो हुने हुँदा सार्वजनिक निजी साझेदारी (PPP) मोडल, चरणबद्ध लगानी योजना, लक्षित अनुदान र प्रोत्साहन आवश्यक छन्। ठूलो श्रेणी (Category-I) का लागि बढी लगानी आवश्यक पर्छ भने साना तथा मझौला श्रेणी (Category-II/III) का लागि निजी लगानी आकर्षित गर्न सार्वजनिक प्रोत्साहन महत्त्वपूर्ण हुन्छ। आर्थिक व्यवहार्यता सुनिश्चित गर्न र निजी क्षेत्रको अर्थपूर्ण सहभागिता

प्रोत्साहित गर्न, गुरुयोजनाले सार्वजनिक-निजी साझेदारी (PPP) मोडल अवलम्बन गर्न सिफारिस गरिएको छ । यसले जोखिम बाँडफाँड, प्राविधिक दक्षता वृद्धि, सार्वजनिक निगरानी कायम राख्दै सेवा गुणस्तर र दीर्घकालीन सञ्चालन स्थायित्व सुनिश्चित गर्ने उद्देश्य राख्दछ। चार्जिङ केन्द्र निर्माणका लागि प्रत्यक्ष वैदेशिक लगानी, अन्तर्राष्ट्रिय ऋण तथा अनुदान र संघीय/प्रदेश/स्थानीय सरकारको लगानी अपनाउन सुझाएको छ। यसमा पूर्ण सार्वजनिक, पूर्ण निजी वा मिश्रित स्वामित्व (५१:४९ वा ४९:५१) विकल्प उपलब्ध गराउन सकिन्छ।



कार्ययोजना र नीति सिफारिस

गुरुयोजनाले विद्युतीय सवारीसाधन तथा चार्जिङ पूर्वाधारको दिगो विकासका लागि कार्ययोजना तथा नीति सिफारिसहरू प्रस्ताव गरेको छ । प्रमुख सिफारिसहरूमा नीतिगत स्थिरता सुनिश्चित गर्ने, चार्जिङ पूर्वाधारको विस्तार गर्ने, चार्जिङसम्बन्धी प्राविधिक मापदण्ड तथा निर्देशिका विकास गर्ने, ईभी मर्मत तथा सेवा केन्द्र स्थापना गर्ने, दक्ष जनशक्ति विकास गर्ने, सरकारी सवारीसाधनलाई चरणबद्ध रूपमा पूर्ण विद्युतीकरण गर्ने, ब्याट्री व्यवस्थापन तथा पुनःप्रयोग (Recycling) सम्बन्धी नीति कार्यान्वयन गर्ने, विद्युतीय सार्वजनिक यातायात विस्तार गर्ने, सार्वजनिक निजी साझेदारी (PPP) मोडलमार्फत चार्जिङ केन्द्र निर्माणलाई प्रोत्साहन गर्ने, समयानुसार फरक विद्युत् महसुल (Differential Tariff) लागू गर्ने तथा आर्थिक प्रोत्साहन र स्क्र्यापेज (Scrappage) नीति कार्यान्वयन गर्ने विषयहरू समावेश छन् । यी सिफारिसहरूको प्रभावकारी कार्यान्वयनबाट विद्युतीय सवारीसाधनको प्रयोग प्रवर्द्धन, चार्जिङ पूर्वाधारको दिगो विस्तार तथा स्वच्छ र दिगो यातायात प्रणालीको विकासमा महत्वपूर्ण योगदान पुग्ने अपेक्षा गरिएको छ।

निष्कर्ष

अन्ततः, यस गुरुयोजनाको प्रभावकारी कार्यान्वयनसँगै नेपालका प्रमुख राष्ट्रिय राजमार्गहरूमा उच्च क्षमतायुक्त विद्युतीय सवारी चार्जिङ केन्द्रहरूको सुदृढ, पहुँचयोग्य तथा व्यवस्थित सञ्जाल विकास हुनेछ । यसले विद्युतीय सवारीसाधनको प्रयोगलाई तीव्र गति दिने, निजी तथा सार्वजनिक लगानी आकर्षित गर्ने, देशभित्र उत्पादित स्वच्छ जलविद्युतको उपयोग बढाउने तथा पेट्रोलियम इन्धनमा निर्भरता घटाउने अपेक्षा गरिएको छ । साथै हरितगृह ग्यास उत्सर्जन न्यूनीकरण, राष्ट्रिय ऊर्जा सुरक्षा सुदृढीकरण तथा नेपालको राष्ट्रिय निर्धारित योगदान (NDC) का लक्ष्यहरू हासिल गर्न यस गुरुयोजनाले महत्वपूर्ण आधार प्रदान गर्नेछ । समग्रमा, यो गुरुयोजना नेपालमा दिगो, सुरक्षित, भरपर्दो, पहुँचयोग्य तथा किफायती विद्युतीय यातायात प्रणाली विकासका लागि दीर्घकालीन मार्गदर्शक दस्तावेजका रूपमा स्थापित हुने अपेक्षा गरिएको छ।

Public-Private Partnership (PPP) Model as a Catalyst for Transmission Infrastructure Development in Nepal

Er. Sagar Shrestha

CEO, Rastriya Prasaran Grid Company Limited

A Sector at a Turning Point

Nepal's power sector stands at a defining moment. Not long ago, the national conversation around electricity revolved around shortages, unreliable supply, and chronic load shedding. Today, the picture is completely transformed. The country is witnessing rapid hydropower expansion, vastly improved domestic supply, and surging opportunities for regional power trade. Over the past decade, much of the sector's focus, from both policymakers and private investors, has understandably been directed toward electricity generation. This singular focus has produced monumental results; Independent Power Producers (IPPs) have mobilized substantial investment, bringing thousands of megawatts of hydropower projects into development, construction, and commissioning.

However, this rapid generation progress has exposed a structural challenge that we can no longer afford to overlook: transmission infrastructure is not expanding at the same pace as generation. This mismatch between production and delivery is now emerging as the single most critical bottleneck in Nepal's energy transition. In recent years, Nepal has made commendable progress in grid expansion, pushing the national transmission network past 6,950 circuit kilometers and expanding high-voltage substation capacity beyond 13,000 MVA. Yet, while these are important milestones reflecting the sustained efforts of national energy institutions, they also illustrate the overwhelming scale of what lies ahead.

To break this impasse, the government's Budget for Fiscal Year 2083/84 has engineered a massive course correction, explicitly ring-fencing Rs 70 billion exclusively for completing under-construction domestic transmission lines and high-voltage substations. This capital injection is far more than a reactive fix; it serves as the financial engine designed to drive the Ministry of Energy's newly launched "Energy Consumption Growth and Export Strategy, 2083."

The 2083 Strategy marks a profound paradigm shift: moving away from a traditional focus on simply building power plants to aggressively stimulating domestic energy consumption. Central to this strategy is a target to drastically scale up per capita electricity consumption from approximately 450 kWh to 1,500 kWh within the next decade. By funding the mass transition to induction cooking for 2.1 million households, expanding EV public transit networks, and backing industrial boiler replacement with a recent $57 million World Bank package, the FY 2083/84 budget lays down the physical infrastructure to make this domestic demand spike possible.

Yet, a domestic surge is only half the equation. The strategy outlines an ambitious total generation roadmap aligned with Nepal's NDC 3.0 climate commitments, aiming for an installed capacity of 28,500 MW by 2035, allocating 13,500 MW for domestic use and 15,000 MW earmarked for cross-border export. Supporting a system of this magnitude requires a transmission network of an entirely different scale. Consequently, the FY 2083/84 budget mandates the accelerated completion of at least 10 major domestic corridors, including the high-voltage *Karnali Corridor-400 kV line*, and prioritizes critical cross-border links like the *Butwal-Gorakhpur* line to ensure our export targets are logistically viable.

Why Transmission Matters More Than Ever

Transmission is often treated as a supporting component of the power sector. In reality, it is the backbone of the entire system. Electricity generated in

remote river basins creates value only when it can be delivered reliably to domestic load centers or export markets. Without timely transmission development, generation growth alone cannot translate into economic value. The result is often energy spillage, underutilized assets, and growing financial pressure across the power value chain.

This challenge becomes even more significant as Nepal positions itself to expand electricity trade with regional markets such as India and Bangladesh. Building the transmission infrastructure required for both domestic evacuation and cross-border trade will demand capital investment at a scale that traditional public financing alone struggle to sustain.

To fully appreciate why traditional public resources cannot handle this weight alone, we must examine the national balance sheet. In the FY 2083/84 national budget, total expenditure stands at Rs 2,124.34 billion. However, a look at how this budget is split reveals severe structural boundaries:

- Recurrent Expenditure: Rs 1,270.58 billion (59.8%) - consumed by administrative overheads and salaries.
- Financial Management: Rs 422.64 billion (19.9%) - locked for public debt servicing.
- Capital Expenditure: Rs 431.10 billion (20.3%) - the only pool left to build the entire country's infrastructure.

Out of the total capital spending available for all national projects, the Ministry of Energy, Water Resources, and Irrigation secured a gross allocation of Rs 114.02 billion. When we factor out Rs 43.90 billion allocated to critical water resource management and irrigation schemes, the actual energy sector budget narrows down to Rs 70.12 billion. While the state has shown strong intent by using almost the entirety of this allocation to rescue transmission lines from execution delays, this amounts to roughly $170 million USD for a single fiscal year.

The macro-perspective tells a far more daunting story. The *Energy Consumption Growth and Export Strategy, 2083* maps out a required green energy transition cost of $46.5 billion to reach the 28,500 MW target by 2035. Constructing the evacuation highways, high-capacity substations, and cross-border connections required for that system demands at least $10 billion USD in dedicated transmission investments over the next decade.

If the state continues to heavily stretch its domestic treasury to fund transmission at the current pace, it would take more than half a century to complete the infrastructure required in the next nine years. This is where Public-Private Partnership (PPP) becomes an absolute economic necessity.

Understanding PPP in Transmission

PPP is often misunderstood as privatization, but the two are fundamentally different. PPP is a collaborative arrangement where public institutions and private investors work together to finance, develop, and operate infrastructure assets. The public sector retains strategic oversight and regulatory control, while private partners contribute capital, technical expertise, and execution efficiency.

For transmission infrastructure, where projects are capital-intensive, technically complex, and highly time-sensitive, this model offers clear advantages.

PPP helps mobilize capital for projects that require substantial upfront investment, reducing pressure on government resources. It can improve project execution by bringing stronger financial discipline and better implementation efficiency. Just as importantly, PPP enables better risk allocation by assigning construction, procurement, financing, and operational risks to the parties best equipped to manage them.

Global Lessons for Nepal

Global experience strongly supports this approach. In India, transmission expansion has accelerated through Tariff-Based Competitive Bidding (TBCB), where private developers compete to deliver transmission assets at the lowest viable tariff. This has improved

efficiency and accelerated project delivery across major interstate corridors.

Brazil has attracted large-scale infrastructure investment through availability-based concession models that reward asset performance rather than energy volume. Chile has successfully used competitive planning and regulated wheeling mechanisms to strengthen grid development.

The broader lesson is clear: private investment flows where policy frameworks are predictable, risks are manageable, and revenue models are bankable.

Why Transmission is Hard in Nepal

Transmission, however, is unlike most other infrastructure sectors, especially in Nepal.

Unlike a power plant, a transmission line stretches across long distances, often crossing multiple districts, settlements, forests, agricultural land, and geologically sensitive terrain.

Securing land for tower foundations and maintaining Right-of-Way remains one of the most difficult aspects of project implementation. Compensation disputes and community concerns can delay projects significantly.

Nepal's geography adds another layer of complexity. Constructing high-voltage transmission lines through steep mountains, remote valleys, and landslide-prone regions requires specialized engineering and substantial capital. As voltage levels and transmission distances increase, so do technical and financial risks.

Financing transmission assets presents another challenge. Hydropower projects often benefit from long-term Power Purchase Agreements that provide predictable cash flow. Transmission assets do not always have the same revenue certainty.

Their viability depends heavily on stable tariff structures, reliable power flows, and clear cost recovery mechanisms.

Without these, attracting private capital becomes difficult.

Why Nepal Needs PPP Now

The case for PPP in transmission is no longer theoretical; it is becoming an economic necessity.

The urgency is driven by three realities. First, hydropower generation is expanding rapidly, particularly in clustered river basins where evacuation readiness will determine whether generation assets can operate efficiently.

Second, regional electricity trade under the BBIN framework involving Bangladesh, Bhutan, India, and Nepal is becoming increasingly practical.

Third, the scale of required grid investment now exceeds what can comfortably be financed through public resources alone.

Practical PPP Models for Nepal

Nepal can adopt several practical PPP models for transmission development depending on project scale, risk profile, and strategic importance.

One promising approach is the Special Purpose Vehicle (SPV) model, where public institutions such as Rastriya Prasaran Grid Company Limited retain strategic equity while private investors, hydropower developers, and financial institutions participate as shareholders. This structure balances public oversight with private capital and execution efficiency and is particularly suitable for large strategic corridors.

Another approach is the Build-Own-Operate-Transfer (BOOT) model, where private developers finance, construct, own, and operate transmission assets for a defined concession period before transferring them back to the public sector. This model is especially suitable for dedicated or radial transmission lines with clearly defined boundaries and manageable risks.

A third model is basin-wide shared corridor development, where multiple hydropower developers jointly invest in common evacuation infrastructure in coordination with public transmission institutions. This approach is highly relevant in hydropower-dense river basins, where shared transmission planning reduces duplication and improves capital efficiency.

Availability-based payment models are also becoming increasingly relevant. Under this structure, private transmission developers are compensated based on asset availability and operational performance rather than the volume of electricity transmitted. This improves bankability by creating predictable revenue streams and reducing market-related risks.

As Nepal's regulatory framework matures, Tariff-Based Competitive Bidding (TBCB) could also emerge as a viable mechanism for relatively low-complexity transmission corridors where land acquisition, environmental clearances, and project risks are sufficiently defined before bidding.

Early Signs of Progress

The good news is that Nepal isn't just talking about these models anymore; we are actively putting them to the test. A prime example is the recent registration of West Seti Transmission Limited, which marks a massive milestone for our sector. This Special Purpose Vehicle (SPV) was created to handle a 145-kilometer, 400 kV double-circuit line designed to move up to 2,500 MW of clean energy out of the Seti basin, including the massive West Seti and Joint Seti hydropower schemes. With an estimated cost of around Rs 20 billion, split between 30 percent equity and 70 percent debt, this project proves that a properly planned transmission line can genuinely attract commercial banks and institutional lenders.

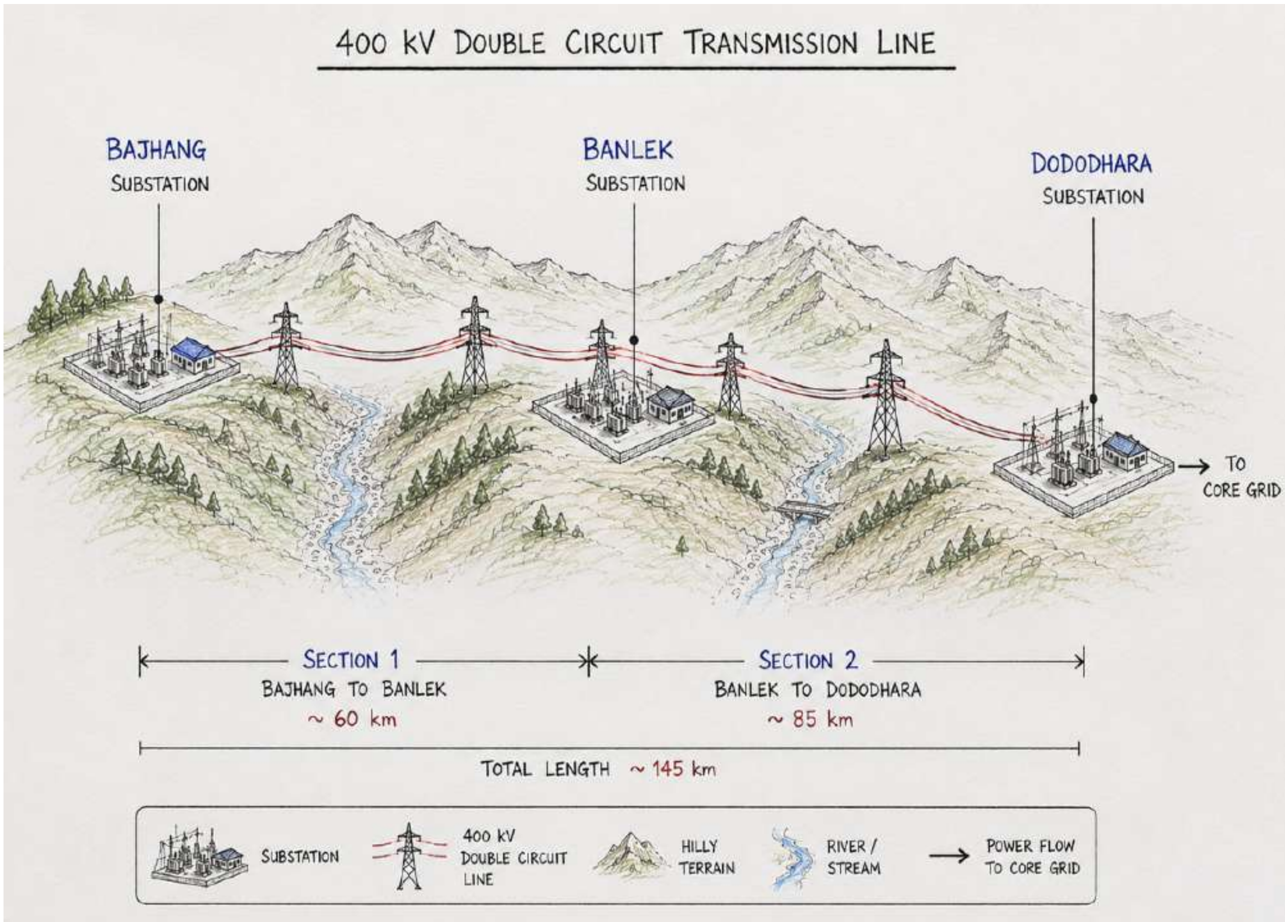


Figure 1: *Conceptual alignment of the 145 km West Seti 400 kV transmission corridor connecting Bajhang, Banlek, and Dododhara substations.*

To keep the project's financial risks from draining the government's balance sheet, the equity structure has been split into a 51 percent public and 49 percent private partnership.

WEST SETI TRANSMISSION LIMITED

EQUITY SHAREHOLDING ARCHITECTURE

S.N.	STAKEHOLDER ENTITY	SECTOR CATEGORIZATION	SHAREHOLDING (%)
1	Rastriya Prasaran Grid Company Limited (RPGCL)	Public / Sovereign	26.0%
2	Chilime Hydropower Company Limited	Public / NEA Subsidiary	12.5%
3	Chainpur Seti Hydropower Company Limited	Public / Institutional	12.5%
4	Samriddhi Energy Limited	Private Promoter Block	25.1%
5	Ngadi Group Power Limited	Private Developer Block	7.0%
6	Suree Ngadi Power Limited	Private Developer Block	6.9%
7	General Public (IPO Allocation)	Public Float	10.0%
	CONSOLIDATED EQUITY CAPITAL		100.0%

Figure 2: *Equity Shareholding Architecture of West Seti Transmission Limited*

On the government side, Rastriya Prasaran Grid Company Limited holds 26 percent, while Chilime Hydropower and Chainpur Seti Hydropower each hold 12.5 percent. On the private side, Samriddhi Energy Limited holds 25.1 percent, Ngadi Group Power holds 7 percent, and Siuri Nyadi Power holds 6.9 percent, with the remaining 10 percent reserved for the general public. This structured mix allows a dedicated corporate team to focus entirely on specialized international procurement, land negotiations, and keeping construction on track.

We are seeing this exact same logic play out in eastern Nepal with the Tamor-Dhungesanghu corridor, a landmark project that stands as our country's very first domestic transmission line built with direct private sector equity. In the past, every separate developer in a river basin would try to build their own smaller, inefficient line to the nearest substation, creating a chaotic "spaghetti grid" and endless land disputes. Now, we are breaking that pattern.

Under an equally innovative joint venture, five private power producers (including Crystal Power, Remit Hydro, and Simbuwa Remit Hydro) have partnered with the Rastriya Prasaran Grid Company Limited and HIDCL to form an SPV where the private developers own a 74 percent equity stake and the public entities hold 26 percent. Together, we are building a 32-kilometer, 220 kV double-circuit line alongside a major 220/132 kV substation at an estimated cost of Rs 3.8 billion. This single high-capacity corridor will cleanly evacuate over 700 MW of power from ten different upstream projects along the Tamor River, including the Ghunsa Khola, Simbuwa Khola, and Super Tamor plants. By getting developers to put their own skin in the game alongside public entities, we are finally moving away from piecemeal projects and building a smart, scalable national grid.

The Way Forward

While these early milestones are encouraging, we have to be realistic about the major roadblocks that

still stand in our way. If we are going to fix Nepal's transmission bottleneck, we need to tackle our legal, practical, and financial problems all at the same time.

First, we desperately need a clear legal playbook. Right now, Nepal doesn't have a regulatory framework built specifically for private investment in transmission lines. Investors aren't going to risk their capital without absolute clarity on how concessions will work, how tariffs will be recovered, and how risks will be shared. On top of that, the Electricity Regulatory Commission must step up and establish predictable wheeling charges to give the market confidence.

Second, we have to solve the nightmare of land acquisition and Right-of-Way (RoW) disputes. Stretching transmission lines across our steep mountains and local communities means projects are constantly getting dragged down by compensation fights and slow bureaucratic clearances. We urgently need fast-track, single-window approval processes and standardized compensation rules so that vital national grid corridors aren't held hostage by local disputes.

Third, we have to address currency risk. Foreign investors are naturally hesitant to put US dollars into an infrastructure market where the revenues are in Nepalese Rupees. To get past this, we must build deeper partnerships with institutions like the World Bank, ADB, and IFC to bring in practical tools like blended finance, sovereign guarantees, and hedging mechanisms that can take the edge off this risk.

At the end of the day, Nepal's energy future isn't just about building more power plants. The real test is whether we can actually move that power reliably and at scale. Expanding our high-voltage grid can no longer be a burden that the government carries alone. It has to become a collaborative effort where public leadership meets private capital, innovation, and technical skill.

At Rastriya Prasaran Grid Company Limited, the early progress we are seeing with the West Seti and Tamor corridors proves that this model isn't just a theoretical idea, it is the only practical way forward. We have a rare window of opportunity right now. If we get transmission right, we won't just be stringing wires across hills; we will be building the foundational infrastructure that drives domestic industrial growth, connects us to regional markets, and secures Nepal's energy future for generations to come.

Power System Dynamics and Stability: A General Overview

Samundra Gurung, PhD

Kathmandu University

Power system dynamics is a fascinating and highly important field that governs the behavior and stability of modern electric power grids. In simple terms, it describes how a power system responds to changes, disturbances, and operational variations over time. Unlike steady-state analysis, which assumes a system is in equilibrium, dynamics focuses on what happens when the system is pushed away from that equilibrium and how it returns—or fails to return—to a stable operating condition.

From a practical perspective, power system stability determines whether electricity supply remains continuous and reliable or whether disturbances propagate into large-scale outages. As power systems become more interconnected and increasingly dependent on complex control systems, understanding dynamic behavior has become essential for both planning and real-time operation.

An Intuitive Understanding of System Dynamics

A simple analogy helps illustrate the concept of dynamics. Consider riding a bicycle at high speed on a smooth road. The motion is stable, predictable, and steady. This represents a steady-state operating condition of a power system. Now imagine the bicycle suddenly hits a stone. The rider may lose balance momentarily, experience oscillations, or even fall. In some cases, the rider regains balance and continues riding, but not necessarily in the same manner as before. This disturbance and subsequent response represent the essence of power system dynamics.

If the rider falls, the system is unstable. If oscillations occur but gradually settle, the system is stable. If the system continues in a new trajectory, it may have shifted to a different equilibrium point. This analogy closely reflects how electrical power systems behave under disturbances such as faults, load changes, or generator trips.

Mathematical Representation of Dynamic Systems

By the very definition of dynamics, it is a changing phenomenon. The way to capture it will obviously use the differential equations. A person moving at a constant velocity can be written as: dv/dt= F/M, where 'v' is the velocity, F and M are the force and mass respectively. A standard representation of a dynamical phenomenon is the state-space form:

In this formulation, X represents the state variables of the system. These may include rotor angles, rotor speeds, internal generator voltages, excitation system states, and other dynamic quantities. The input vector U represents external influences such as mechanical power input or control actions, while Y represents measurable outputs such as voltage, frequency, and power flow.

The first equation represents system dynamics through differential relationships, while the second represents algebraic output relationships. Together, they form a coupled differential-algebraic system that is widely used in power system modeling and simulation.

Security Assessment

Security assessment is a key part of real-time power system operation, where system operators continuously evaluate not only the present condition of the grid but also its possible future behavior. This is done worldwide by the transmission system operators (TSOs) or simply system operators (SOs) or in Nepalese context, Load Dispatch Center (LDC).

Real-time data from generating stations and substations are communicated to the control centers through available communication infrastructure, which includes optical fiber links as well as, in some cases in Nepal, traditional communication channels such as telephone-based systems are used. In addition, the advanced power systems rely heavily

on on Phasor Measurement Units (PMUs) which are capable to send high sample data of the system variables via satellite communication to the system operators. This will no-doubt be in the next phase of the grid modernization of Nepal.

Based on the available data, the system operator runs an updated system model (Dynamic model of the power grid) at the control center. A set of credible disturbance scenarios called contingencies is then created. These may include generator outages, transmission line faults, or sudden load changes in different parts of the grid.

For each contingency, the system is simulated over a short-term horizon, typically the next 10 to 15 minutes, to observe how key variables such as voltage, frequency, damping, and stability margins will evolve.

The main idea is simple: to check whether the system will remain secure if a disturbance occurs in the near future.

If any scenario shows that operating limits may be violated—such as low voltage stability margin, unacceptable frequency deviation, or insufficient damping—then preventive actions are planned in advance. These may include generation re-dispatch, network switching, reactive power support, or load shedding if required.

Before delving into the individual stability, let us look at how the grid can be modeled to run the assessment of power system dynamics.

Dynamic Modeling of Power System

As stated above, the dynamical systems need to be modeled in detail using differential equations. Thus, if we want to see the grid behavior dynamically, then each major components of the power systems need to be modeled in detail. Some short descriptions of it are given below:

Synchronous Generator

The synchronous generator is the most critical dynamic component in the system. Depending on the level of detail required, different models are used. The simplest representation is the classical model, which results in a second-order system describing rotor angle and speed dynamics. For more accurate studies, higher-order models are used, typically up to a seventh-order representation that includes detailed electromagnetic effects and multiple winding dynamics.

Excitation System

The excitation system regulates the generator terminal voltage by controlling field current. It is generally represented as a fourth-order dynamic system, capturing the response of automatic voltage regulators and associated control loops.

Governor and Turbine System

The governor controls mechanical input power to the generator, thereby influencing system frequency. In hydropower systems, turbine dynamics are integrated into the governor model. The combined governor-turbine system is commonly modeled as a fourth-order system.

Power System Stabilizer

Power system stabilizers (PSS) are added to enhance damping to reduce the low-frequency oscillations. These are also represented using dynamic models, typically of fourth order, and are tuned to improve system stability under disturbances.

Transmission System

Transmission lines are generally modeled using either the π-model for short lines or distributed parameter models for long-distance transmission.

Load Modeling

Load representation plays a critical role in dynamic behavior. In general, loads are classified into static and dynamic components. Approximately 70% of loads are considered static, while 30% are dynamic, primarily consisting of induction motors. Dynamic loads are modeled using differential equations, often

of fourth order or higher depending on the level of detail required. Static loads are often modeled using a ZIP framework.

Thus, once all these variables are modeled appropriately for a system, the engineers or researchers can then delve into the different aspects of the power systems stability.

A Quick look at the power system stabilities:

Traditionally power system stability has been divided into the three major wings: Frequency stability, voltage stability and angle stability. In modern times, converter driven stability and resonance-based stability have also been added. However, we will only discuss traditional stability here as it is more relevant to Nepal.

Frequency Stability and System Balance

Frequency stability is one of the most fundamental aspects of power system operation. It is directly related to the balance between power generation and load demand.

When generation equals demand, the system operates at nominal frequency, typically 50 Hz in Nepal and many other countries. If load increases suddenly while generation remains constant, the system initially compensates using kinetic energy stored in rotating machines. This causes a reduction in rotor speed and consequently a drop in system frequency.

Conversely, if load decreases while generation remains constant, excess mechanical energy is stored as kinetic energy, leading to an increase in rotor speed and system frequency.

Figure 1. shows the response of the frequency under a disturbance.

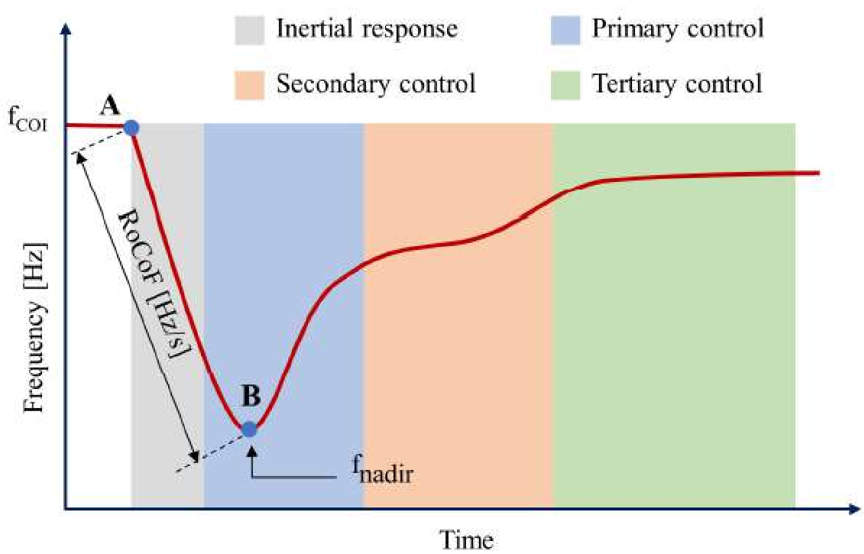


Figure 1. Response of a frequency under a disturbance [1]

The response from A to B is governed by the system inertia. In a grid like Nepal where we have a lot of synchronous inertia, it will be a bit strong compared to countries with more penetration of converter interfaced generation. The bottom frequency at B (fnadir) is extremely important as it governs the load-shedding; the lower it falls; more loads have to be cut-off. Its value depends on different factors such as inertial response, governor response, and load damping characteristics. From point B, if there is a sufficient generation, the frequency is pulled back by the governor (primary control). After any event such as generation outage or load increment, the system frequency takes some time to reach the nominal value. This requires automatic generation control (AGC) and rescheduling which are known as secondary and tertiary control respectively.

Together, these ensure system frequency is restored and maintained within acceptable limits.

Voltage Stability and Reactive Power Behavior

Voltage stability refers to the ability of the system to maintain acceptable voltage levels under varying system conditions. It can be understood and assessed static and dynamic voltage stability assessment. A classical way to check the system voltage stability is via the famous PV curve as shown in Figure 2. Suppose, a substation is operating at the green level (Power) of Figure 2. It can be seen that the system voltage is within the limits. Say, there is a load increase which causes the voltage to dip to B; Note, the slope of the dip from the original green point to B. Point A is the collapse region (noise point). The distance in power from the current operating point (B) to nose point is termed as Voltage Stability Margin (VSM), the higher its value, more it is secure from the voltage stability point of view. There is another point here, the slope at B is more than in the green point and it gets steeper as it reaches A; This means if the system is operating near A, it would be difficult to take the corrective measure for voltage improvement as that region is steeper.

Disturbances such as faults can cause voltage dips, particularly when induction motors draw large amounts of reactive power during recovery. This falls under transient voltage stability. This phenomenon can lead to Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR), where voltage fails to recover quickly after fault clearance due to reactive power limitations in the system.

Voltage stability is therefore closely linked to reactive power support, generator excitation limits, and system configuration.

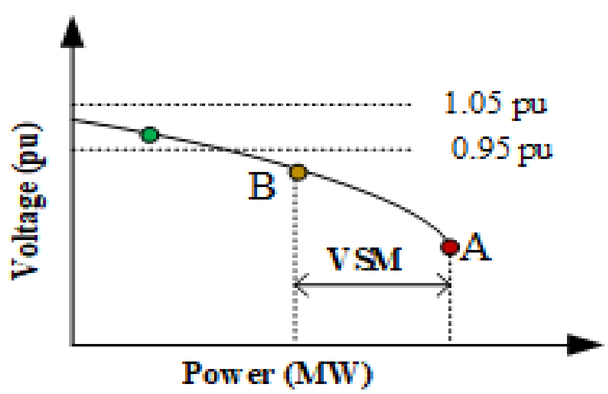


Figure 2. Famous PV curve

Rotor Angle Stability and Synchronism

Rotor angle stability is concerned with maintaining synchronism between generators in a power system. When a disturbance occurs, and the fault takes longer time to clear, the generators gain a lot of kinetic energy and once it is reconnected, they may not synchronize. This is not the normal tendency of the synchronous generators as once they are synchronized, they behave as the best of the best friends, meaning under any disturbances, their 'synchronizing forces' help to remain them intact. See Figure 3 showing that however if the system fault clearing time and other factors reducing synchronizing torque is less, their angular differences can differ leading to loss of synchronism. Under this case, these generators will result in system splitting or islanding which is much difficult to control for the system operators. The mentioned case is a bit of rare nowadays due to the presence of high-speed circuit breakers and protection system.

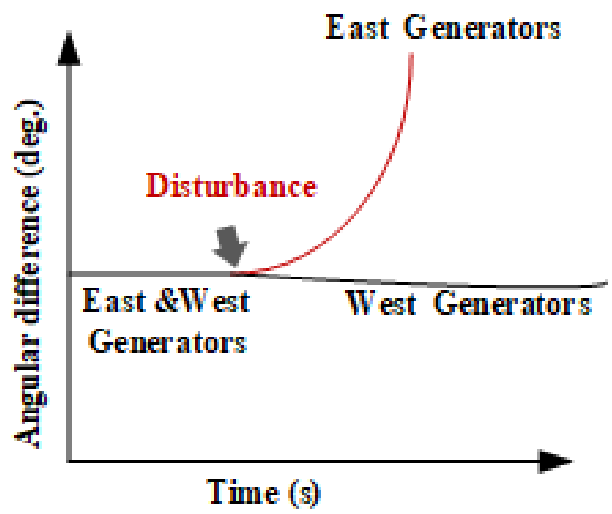


Figure 3. A case of transient unstable system

Small-Signal Stability and Oscillatory Behavior

However, there is another way on which the generators are said to be rotor angle unstable. This is called small signal stability (SSS). When a disturbance occurs, the rotor angle goes into an oscillatory phenomenon which is reflected in voltage, power, current, and other power system variables as angle affects all of them. These oscillations may take a longer time to decay thus affecting power transfer between critical

corridors resulting in their tripping by protection systems. One of the reason behind the Iberian blackout is also of these low-frequency oscillations which were seen few time before the blackout.

System damping is a key indicator used in operational security assessment. In several international systems, a damping threshold of approximately 3% is used as a reference. If damping falls below this level, corrective actions such as controller tuning or damping enhancement are initiated.

The way to assess SSS is to look at the system eigenvalues (loosely poles) once the system is modeled as described in the Section 4 of this article. The eigenvalues need to be negative and must have a sufficient damping for the oscillatory behavior to die. A visual interpretation is shown in Figure 4.

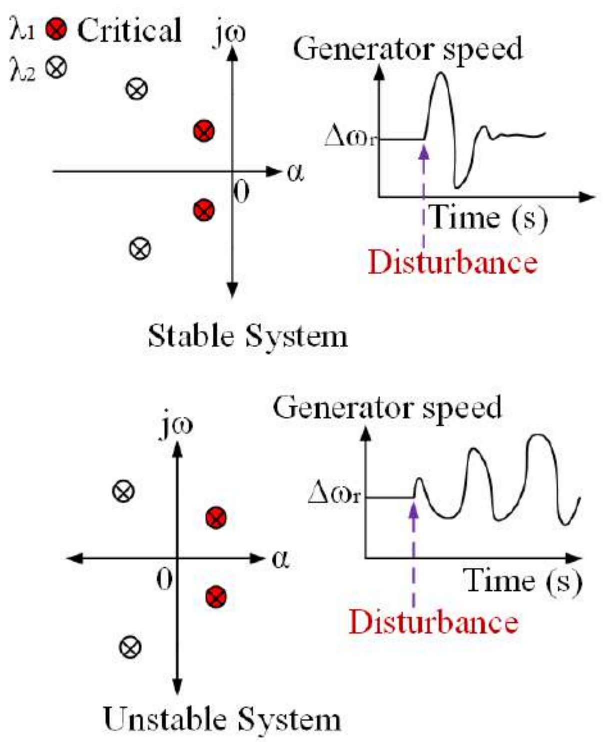


Figure 4. System response under a small disturbance

Nepalese Power System Stability, Relevance and Challenges

The power system stability assessment of the Integrated Nepal Power System was carried out by the researcher's team of [2] by modeling a system of 101 buses, 34 generators and 53 loads. The total generation capacity and load for the modeled system are 1703.88 MW and 1544.31 MW, respectively. Voltage levels of 66 kV, 132 kV, 220 kV, and 400 kV have been considered. The following were the findings of the study:

- The INPS seemed to be quite robust for the frequency stability. The minimum and maximum frequency obtained were 49.3792Hz and 50.1617Hz (Under the largest generator and load outage) respectively which are within the prescribed limits (± 2.5%) by the Nepal Electric Authority.
- The SSS study reveals the presence of two critical modes within the power system of Nepal, one with local characteristics and the other of inter-area nature. The local mode exhibits the lowest damping ratio at approximately 2.8%. This value is low compared to the margins of most countries.
- For the transient stability perspective, the system's critical clearing time under fault at a critical line is approximately 0.51s.
- The voltage stability analysis results reveal that the Nepal grid has five potential voltage instability regions (Damak area, Bhaktapur area, Chahabil area, Hapure area, and Balmikinagar area). More details of this study is given in [2].

Relevance and Challenges

In the context of Nepal, steady-state modeling of the grid is relatively well established. However, dynamic modeling remains an area requiring further development. Accurate dynamic analysis requires high-quality measurement data, validated component models, and closer integration between utilities and academic institutions. Until now, the major focus of the grid was more into meeting the supply of demand (no loadshedding) but the grid is getting bigger with more targets to increase the generation and internal demand. Moreover, for a good economic growth of the country, the electrical supply has to be highly reliable but lack of dynamic models which allows to see the system behavior under disturbances will hamper it. Thus, there is a high need for the advancement in

this field. In addition, the Nepalese grid codes have to be added mainly in the stability categories such as addition of the following requirements:

- Frequency response limits (including rate of change of frequency)
- Voltage stability margins
- Online inertia estimation
- Damping ratio requirements
- Transient stability criteria

Furthermore, generating stations should possess dynamic parameters through their suppliers or should conduct appropriate test to obtain it. Lastly, there has been a large discussion in debundling of Nepalese grid and even creation of Electrical market models within the country. However, the primary focus of the grid operators and regulators first should be to make the system stable and secure for which still huge strides have to be made in the field of power system dynamics and stability.

Conclusion

Power system dynamics is not merely a theoretical subject; it is the foundation of secure and reliable power system operation. It connects mathematical modeling, physical system behavior, and real-time operational decision-making.

At its core, it is about understanding how systems respond to uncertainty and disturbance—and how they recover from it. Just like a cyclist navigating a rough road, a power system continuously adjusts, corrects, and stabilizes itself under changing conditions.

For countries like Nepal, where hydropower dominates and transmission corridors are expanding, developing strong capabilities in dynamic modeling, monitoring, and stability analysis is essential. With proper coordination between utilities, regulators, and academic institutions, it is possible to build a more resilient and secure grid.

References

[1] Amrit Parajuli, Thesis, “Optimal Placement And Sizing of Battery Energy Storage Systems Using Meta-Heuristic Algorithms For Enhancement of System Frequency Stability”

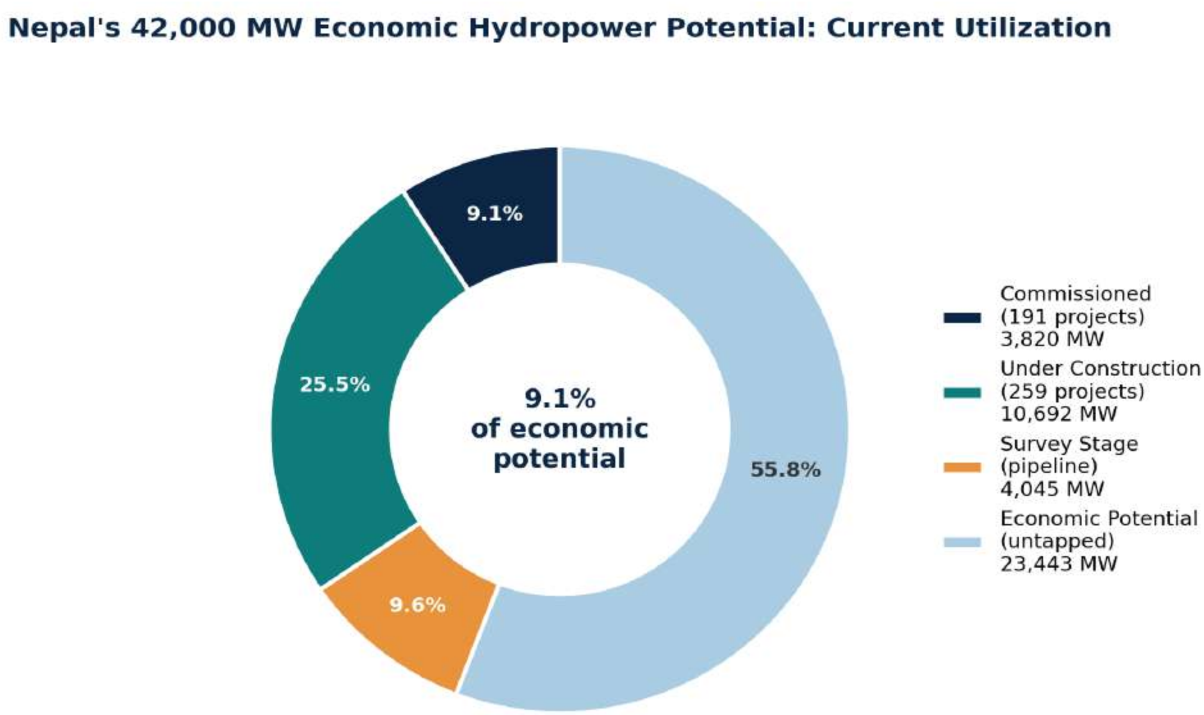
[2] Shrestha, R., Parajuli, A., Basukala, M., & Gurung, S. (2024). Identification of Critical Issues in Angle, Voltage, and Frequency Stability of the Nepal Power System. *IEEE Access*, *12*, 104380-104390.

भारतको पूरक सेवा बजारमा नेपाली जलविद्युतको रणनीतिक अवसर

सन्दिप न्यौपाने
इन्जिनियर, विद्युत विकास विभाग

१. पृष्ठभूमि

प्राकृतिक स्रोत-सम्पदाले समृद्ध नेपाल जलविद्युत् उत्पादनका दृष्टिले विश्वकै सम्भावनायुक्त मुलुकहरूमध्ये एक हो । विभिन्न अध्ययन तथा विश्लेषणहरूका अनुसार नेपालको जलविद्युत् उत्पादन क्षमता करिब ७२ देखि १०३ गिगावाटसम्म रहेको अनुमान गरिएको छ । यति विशाल सम्भावना हुँदाहुँदै पनि यसको उपयोग अपेक्षाकृत न्यून रहेको छ । विद्युत् विकास विभागको ५ जुन २०२६ सम्मको अद्यावधिक अभिलेखअनुसार हाल १ मेगावाटभन्दा बढी क्षमताका १९१ वटा जलविद्युत् आयोजना सञ्चालनमा रहेका छन्, जसको कुल जडित क्षमता ३,८२०.३७ मेगावाट[१] पुगेको छ । यो परिमाण नेपालको आर्थिक रूपमा उपयोग गर्न सकिने जलविद्युत् सम्भावनाको करिब ९ प्रतिशत मात्र हो । यसबाहेक, कुल १०,६९१.५ मेगावाट क्षमताका २५९ वटा आयोजना निर्माणाधीन अवस्थामा रहेका छन् भने थप ४,००० मेगावाटभन्दा बढी क्षमताका जलविद्युत् आयोजनाहरू सर्वेक्षण अनुमतिपत्र प्राप्त गर्ने प्रक्रियामा रहेका छन् । यी तथ्याङ्कहरूले नेपालको जलविद्युत् क्षेत्रमा लगानी, पूर्वाधार विकास तथा उत्पादन विस्तारका लागि अझै व्यापक सम्भावना विद्यमान रहेको स्पष्ट संकेत गर्दछन् ।



तस्विर १: नेपालको ४२,००० मेगावाट आर्थिक जलविद्युत सम्भावनाको हालको उपयोग अवस्था (स्रोत: DoED, जुन ५, २०२६)

यसैबीच, छिमेकी राष्ट्र भारतमा विद्युत् प्रणाली तीव्र गतिमा विस्तार भइरहेको छ । केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण (CEA) को मार्च २०२६ सम्मको तथ्याङ्कअनुसार भारतको कुल स्थापित विद्युत् उत्पादन क्षमता ५३२.७ गिगावाट[२] पुगेको छ, जसमध्ये करिब ४६ प्रतिशत हिस्सा नवीकरणीय ऊर्जाले ओगटेको छ । विशेषगरी सौर्य तथा वायु ऊर्जाको तीव्र विस्तारले भारतीय विद्युत् प्रणालीलाई हरित ऊर्जातर्फ रूपान्तरण गर्न महत्त्वपूर्ण योगदान पुऱ्याएको भए पनि, यी स्रोतहरूको उत्पादन मौसम तथा प्राकृतिक अवस्थाअनुसार अत्यधिक परिवर्तनशील हुने भएकाले प्रणालीको विश्वसनीयता, ग्रिड सन्तुलन तथा आवृत्ति नियन्त्रण कायम राख्नु थप चुनौतीपूर्ण बन्दै गएको छ । यही सन्दर्भमा छिटो उत्पादन बढाउन वा घटाउन सक्ने लचिलो (Flexible) जलविद्युत् स्रोतहरूको आवश्यकता उल्लेखनीय रूपमा

1 https://www.doed.gov.np/pages/powerplantsmorethan1/
2 https://cea.nic.in/installed-capacity-report/?lang=en

बढिरहेको छ । नेपालमा प्रक्रियागत अवस्थामा रहेका जलाशययुक्त (Storage) जलविद्युत् आयोजना तथा पम्प-स्टोरेज हाइड्रोपावर (PSH) परियोजनाहरूले यस्तो आवश्यकता सम्बोधन गर्न महत्वपूर्ण भूमिका निर्वाह गर्न सक्छन् । यस्ता आयोजनाहरूले विद्युत् उत्पादन मात्र नभई आवृत्ति नियन्त्रण (Frequency Regulation), स्पिनिङ रिजर्भ (Spinning Reserve), लोड फलोइङ (Load Following), र्याम्पिङ सपोर्ट (Ramping Support) तथा अन्य पुरक सेवाहरू (Ancillary Services) समेत प्रदान गर्न सक्ने क्षमता राख्दछन् ।

यस परिप्रेक्ष्यमा, नेपाल केवल विद्युत् ऊर्जा निर्यात गर्ने मुलुकमा सीमित नरही, भारतको तीव्र रूपमा नवीकरणीय ऊर्जामा आधारित बन्दै गएको विद्युत् प्रणालीलाई आवश्यक पर्ने उच्च गुणस्तरीय पुरक सेवाहरू (Ancillary Services) उपलब्ध गराउने रणनीतिक साझेदारका रूपमा समेत स्थापित हुन सक्ने प्रबल सम्भावना रहेको छ । विशेषगरी सिमापार विद्युत् व्यापारका लागि आवश्यक प्राविधिक, नियामकीय तथा बजार संरचनाको क्रमिक विकाससँगै नेपालले आफ्नो जलाशययुक्त तथा पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् क्षमतामार्फत क्षेत्रीय ग्रिडको स्थायित्व, विश्वसनीयता तथा स्थिरता अभिवृद्धिमा महत्वपूर्ण योगदान पुर्‍याउने अवसर लुकेको छ ।

२. पुरक सेवा (Ancillary Services)

पूरक सेवाहरू (Ancillary Services) भन्नाले विद्युत् प्रणालीलाई सुरक्षित, स्थिर तथा भरपर्दो रूपमा सञ्चालन गर्न आवश्यक पर्ने प्राविधिक सेवाहरूलाई जनाउँछ । यस्ता सेवाहरूले विद्युत् ग्रिडको आवृत्ति ५० हर्ज (Hz) मा कायम राख्ने, भोल्टेजलाई निर्धारित सीमाभित्र नियन्त्रण गर्ने, आकस्मिक अवस्थाका लागि रिजर्भ क्षमता उपलब्ध गराउने, तथा माग (Load) मा हुने परिवर्तनअनुसार विद्युत् उत्पादनलाई तत्काल समायोजन गर्ने लगायतका कार्यहरू सम्पन्न गर्छन् । यी सेवाहरू आधुनिक विद्युत् प्रणालीको सुरक्षित, गुणस्तरीय र निरन्तर सञ्चालनका लागि अपरिहार्य मानिन्छन् ।

यदि ग्रिडको आवृत्ति ५० हर्जबाट वा भोल्टेज निर्धारित सीमाभन्दा उल्लेखनीय रूपमा विचलित भएमा उत्पादन केन्द्र, प्रसारण प्रणाली तथा विद्युत् उपभोग गर्ने विभिन्न उपकरणहरूमा क्षति पुग्ने जोखिम बढ्छ । यस्ता अस्थिरता समयमै नियन्त्रण गर्न नसकिएमा सम्पूर्ण विद्युत् प्रणाली नै बन्द हुने (Blackout) जस्ता गम्भीर अवस्था सिर्जना हुन सक्छ । विश्वका विभिन्न देशहरूमा भएका ठूला ग्रिड अवरोधहरूले यसको गम्भीरता स्पष्ट पारेका छन् । उदाहरणका रूपमा, सन् २०१२ मा भारतको उत्तरी, पूर्वी तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्रका विद्युत् ग्रिडहरू क्रमिक रूपमा अवरुद्ध हुँदा करिब ६२० मिलियन नागरिक करिब दुई दिनसम्म विद्युत् सेवाबाट वञ्चित भएका थिए । यस्ता घटनापछि विशेषगरी तापीय विद्युत् केन्द्रहरू तथा जटिल विद्युत् प्रणालीलाई पूर्ण रूपमा पुनः सञ्चालन (System Restoration) गर्न धेरै घण्टादेखि केही दिन वा कतिपय अवस्थामा अझ बढी समय लाग्न सक्ने अनुभव विश्वव्यापी रूपमा देखिएको छ ।

यस कारण आधुनिक विद्युत् प्रणालीमा उत्पादन र मागबीचको सन्तुलन कायम राख्ने, प्रणालीलाई आकस्मिक अवस्थाबाट जोगाउने तथा ग्रिडको स्थिरता र विश्वसनीयता सुनिश्चित गर्ने उद्देश्यले पूरक सेवाहरूको व्यवस्था गरिन्छ । यी सेवाहरू उपलब्ध गराउने स्रोतहरूलाई विद्युत् ऊर्जा उत्पादनको अतिरिक्त छुट्टै प्राविधिक सेवाका रूपमा मूल्याङ्कन गरिने तथा विकसित विद्युत् बजारहरूमा यस्ता सेवाका लागि छुट्टै बजार (Ancillary Service Market) मार्फत मुल्य/दर प्रदान गर्ने अभ्यास क्रमशः विस्तार हुँदै गएको छ ।

३. भारतको अवस्था

भारतको केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग (CERC) ले ३१ जनवरी २०२२ मा जारी गरेको Ancillary Services Regulations, 2022[3] मार्फत भारतीय पूरक सेवा बजारलाई थप व्यवस्थित, प्रतिस्पर्धात्मक तथा बजारमुखी बनाएको छ । उक्त नियमावलीले पूरक सेवाहरूलाई मुख्य रूपमा Primary Reserve Ancillary Service (PRAS), Secondary Reserve Ancillary Service (SRAS) र Tertiary Reserve Ancillary Service (TRAS) गरी तीन वर्गमा विभाजन गरेको छ । PRAS ले प्रणालीमा उत्पन्न हुने आकस्मिक असन्तुलनलाई करिब १० सेकेन्डभित्र स्वचालित रूपमा सम्बोधन गर्नुपर्ने व्यवस्था गरेको छ । त्यसैगरी SRAS ले करिब ३० सेकेन्डभित्र सक्रिय भई १५ मिनेटभित्र पूर्ण क्षमतामा पुग्नुपर्ने तथा कम्तीमा थप ३० मिनेटसम्म सेवा उपलब्ध गराउनुपर्ने प्रावधान राखेको छ । TRAS भने बजार आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोलपत्र (Market-based Procurement) मार्फत खरिद गरिने सेवा हो, जसलाई आवश्यकता अनुसार उत्पादन बढाउने (Upward Reserve) तथा उत्पादन घटाउने (Downward Reserve) दुवै स्वरूपमा परिचालन गर्न सकिने व्यवस्था गरिएको छ ।

उक्त नियमावलीले पूरक सेवा प्रदायकका लागि अन्तरदेशीय वा अन्तरराज्यीय प्रसारण प्रणालीसँगको जडान (ISTS/InSTS), द्विदिशीय सञ्चार प्रणाली (Bidirectional

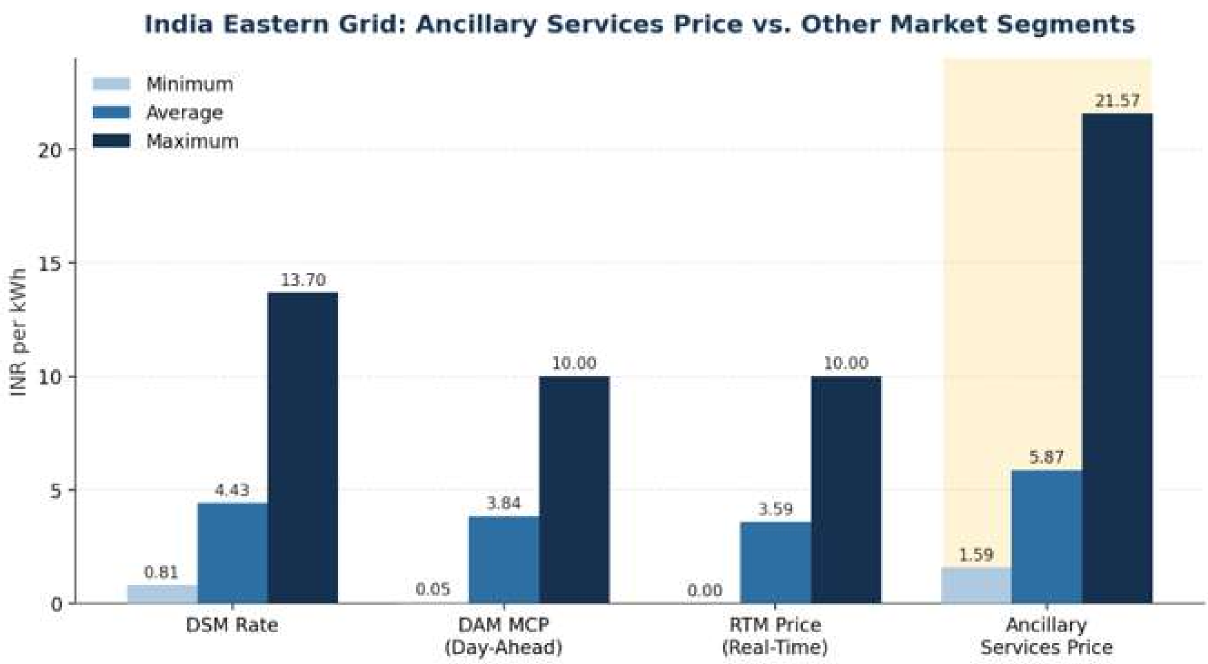
3 Central Electricity Regulatory Commission (CERC) - Ancillary Services Regulations, 2022

Communication), SCADA-आधारित वास्तविक समय अनुगमन (Real-time Monitoring), उच्च गुणस्तरीय मिटरिङ तथा Automatic Generation Control (AGC) संकेतअनुसार उत्पादनलाई छिटो र स्वचालित रूपमा समायोजन गर्न सक्ने प्राविधिक क्षमता लगायतका आधारभूत पूर्वाधार तथा सञ्चालन योग्यताहरू निर्धारण गरेको छ।

नेपाल र भारतबीच उच्च क्षमताका अन्तरदेशीय प्रसारण लाइनहरूको विस्तार, वास्तविक समय सूचना आदान-प्रदानको विकास तथा सिमापार विद्युत् व्यापारको क्रमिक संस्थागत विकासलाई दृष्टिगत गर्दा, भविष्यमा नेपालका जलाशययुक्त (Storage) तथा पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् आयोजनाहरू भारतीय विद्युत् प्रणालीका लागि पूरक सेवा प्रदायक (Ancillary Service Provider) का रूपमा स्थापित हुने उल्लेखनीय सम्भावना देखिन्छ। विशेषगरी यस्ता आयोजनाहरूको उच्च सञ्चालन लचकता (Operational Flexibility) र तीव्र प्रतिक्रिया क्षमता (Fast Response Capability) ले भारतमा तीव्र गतिमा विस्तार भइरहेको सौर्य तथा वायु ऊर्जाबाट उत्पन्न हुने उतारचढावलाई सन्तुलनमा राख्न महत्वपूर्ण योगदान पुऱ्याउन सक्छ। यसले नेपालका लागि परम्परागत विद्युत् ऊर्जा निर्यातभन्दा बाहिर गई उच्च मूल्य प्राप्त हुने पूरक सेवा बजारमा प्रवेश गर्ने तथा क्षेत्रीय विद्युत् बजारमा रणनीतिक भूमिका निर्वाह गर्ने नयाँ अवसर सिर्जना गर्न सक्छ।

४. भारतीय सहायक सेवा बजारको मूल्य संरचना

भारतको पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत् समिति (ERPC)[४] ले Deviation Settlement Mechanism (DSM) तथा Security Constrained Economic Dispatch (SCED) अन्तर्गत प्रत्येक १५ मिनेटका अन्तरालमा दैनिक ९६ वटा बजार मूल्य प्रकाशित गर्दै आएको छ। अप्रिल २०२५ देखि फेब्रुअरी २०२६ सम्म प्रकाशित उक्त मूल्यहरूको विश्लेषणले पूरक सेवाको बजार मूल्य भारतीय विद्युत् बजारका अन्य प्रमुख बजारहरू, विशेषगरी Day Ahead Market (DAM), को तुलनामा निरन्तर उच्च रहेको देखाउँछ। भारतमा सौर्य तथा वायु ऊर्जाको तीव्र विस्तारसँगै विद्युत् प्रणालीमा लचकता (Flexibility) र ग्रिड सन्तुलनको आवश्यकता बढ्दै गएकाले भविष्यमा पनि पूरक सेवाको माग तथा यसको बजार मूल्य उच्च रहने सम्भावना देखिन्छ।



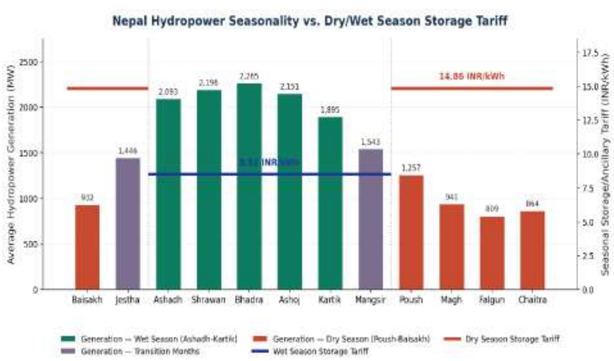
तस्विर २: ERPC अन्तर्गत सहायक सेवा मूल्य र अन्य बजार खण्डहरूको तुलना (स्रोत: ERPC DSM-SCED, अप्रिल २०२५-फेब्रुअरी २०२६)

माथिको चित्र २ बाट DAM को औसत मूल्य भा.रु. ३.८४ प्रति युनिट [५] रहेको देखिन्छ भने पुरक सेवाको औसत मूल्य भा.रु. ५.८७ प्रति युनिट रहेको छ जुन DAM को औसत मूल्यभन्दा ५२.८ प्रतिशतले बढी हो। साँझ ५ देखि ११ बजेसम्म र बिहान ६ देखि ९ बजेसम्मको पिक अवधिमा यो मूल्य भा.रु. १० देखि २१.५७ प्रति युनिट सम्म पुगेको देखिन्छ। नेपालको जलाशययुक्त आयोजनाको विद्युत खरिद बिक्री दर वर्षायामको लागि वार्षिक औषतमा ने.रू. ८.४५ प्रति युनिट र सुख्खायामका लागि वार्षिक औषतमा ने.रू.

4 https://www.erpc.gov.in/dsm-rras-fras-and-sced-accts
5 https://www.iexindia.com/market-data/day-ahead-market

१४.८० मा नबढ्ने गरी खरिद बिक्री गर्न सक्ने व्यवस्था[६] बमोजिम हेर्दा पुरक सेवाको दर भन्दा पनि सामान्य अवस्थामा पनि १० प्रतिशत देखि पिक अवधिमा २३० प्रतिशतसम्म उच्च रहेको देखिन्छ ।

तर यो मूल्यको ढाँचा वर्षभरि स्थिर रहँदैन र यहीं अवस्थमा नेपालको जलाशययुक्त जलविद्युतका लागि सबैभन्दा रणनीतिक संकेत लुकेको हुन्छ । ERPC को महिनागत तथ्याङ्क तथा नेपाली जलविद्युतको उत्पादन चक्रसँग तुलना गर्नका लागि निम्न चित्र हेर्न सकिन्छ ।



तस्विर ३: नेपालको वास्तविक मासिक जलविद्युत उत्पादन चक्र (२०८०-२०८२ औसत) र सुख्खा/वर्षायाम भण्डारण-सेवा दरको तुलना

नेपालका अधिकांश प्रवाहमा आधारित (Run-of-River-ROR) जलविद्युत् आयोजनाहरूले मनसुन (जुन-सेप्टेम्बर) अवधिमा अधिकतम विद्युत् उत्पादन गर्ने गर्छन् । यही अवधिमा भारतमा सौर्य तथा जलविद्युत् उत्पादनसमेत उच्च रहने र प्रणालीमा पर्याप्त विद्युत् उपलब्ध हुने भएकाले पूरक सेवाको बजार मूल्य तुलनात्मक रूपमा न्यून भई करिब भा.रु. ४.५ देखि ५.५ प्रति युनिटको हाराहारीमा रहने देखिन्छ । यसको विपरीत, हिउँद (जनवरी-अप्रिल) मा नेपालको ROR आयोजनाहरूको उत्पादन नदी प्रवाह घटेका कारण जडित क्षमताको करिब ३०-४० प्रतिशतमा[७] सीमित हुने गर्छ । यही समयमा भारतमा विद्युत् प्रणालीमा लचकता (Flexibility) को आवश्यकता बढ्ने र पूरक सेवाको माग उच्च रहने भएकाले यसको बजार मूल्य पनि उल्लेखनीय रूपमा वृद्धि हुने प्रवृत्ति देखिन्छ । यस्तो मौसमी मूल्य अन्तरले नेपालका जलाशययुक्त (Storage) तथा पम्प–स्टोरेज जलविद्युत् आयोजनाहरूका लागि महत्वपूर्ण व्यावसायिक अवसर सिर्जना गर्दछ । मनसुन अवधिमा सञ्चित गरिएको पानीलाई हिउँदमा उच्च माग तथा उच्च मूल्य रहेको समयमा रणनीतिक रूपमा उपयोग गरी विद्युत् तथा पूरक सेवा उपलब्ध गराउन सकिने भएकाले जलाशयको सञ्चित पानीलाई समयअनुसार उच्च आर्थिक मूल्य प्राप्त हुने अवधिमा उपयोग गर्ने Hydro Arbitrage अवधारणा नेपालका लागि विशेष रूपमा सान्दर्भिक देखिन्छ । यस रणनीतिले ऊर्जा उत्पादनको मात्र नभई समयानुकूल बजार मूल्यको समेत अधिकतम उपयोग गरी आयोजनाको आर्थिक प्रतिफल अभिवृद्धि गर्न सहयोग पुऱ्याउँछ ।

हाल नेपालमा सञ्चालनमा रहेका जलविद्युत् आयोजनामध्ये करिब ९० प्रतिशत क्षमता प्रवाहमा आधारित (ROR) आयोजनाहरूको रहेको तथा बाँकी मात्र अर्धजलाशययुक्त र जलाशययुक्त आयोजनाहरूको रहेको अवस्था उत्पादन मिश्रण (Generation Mix) मा संरचनात्मक असन्तुलन रहेको संकेत गर्दछ । यस्तो संरचनाले सीमित अवधिका लागि तात्कालिक आवृत्ति प्रतिक्रिया (Fast Frequency Response) जस्ता सेवाहरू उपलब्ध गराउन सक्ने भए पनि, दीर्घकालीन ऊर्जा भण्डारण आवश्यक पर्ने Seasonal Dispatch, Load Following, Peak Shaving, Ramping Support तथा अन्य उच्च मूल्यका पूरक सेवाहरूमा प्रभावकारी रूपमा सहभागी हुन सक्ने क्षमता सीमित बनाएको छ ।

यस परिप्रेक्ष्यमा, जलाशययुक्त तथा पम्प-स्टोरेज (PSH) जलविद्युत् आयोजनाहरूको विकासलाई नेपालको ऊर्जा सुरक्षा, मौसमी उत्पादन सन्तुलन तथा सिमापार पूरक सेवा निर्यात रणनीतिको प्रमुख आधारका रूपमा अगाडि बढाउन आवश्यक देखिन्छ । यस्ता आयोजनाहरूले नेपालको विद्युत् प्रणालीको आन्तरिक लचकता अभिवृद्धि गर्नुका साथै भारतीय विद्युत् बजारमा उच्च मूल्यका पूरक सेवाहरू उपलब्ध गराई ऊर्जा निर्यातको मूल्य अभिवृद्धि (Value Addition) गर्ने महत्वपूर्ण अवसर सिर्जना गर्न सक्छन् ।

५. भारतको PSH विस्तार र नेपालको स्थान

भारतको केन्द्रीय विद्युत् प्राधिकरण (CEA) ले जनवरी २०२६ मा प्रकाशित **Roadmap to 100 GW of Hydro Pumped Storage Projects**[८] मार्फत पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् (PSH) को तीव्र विस्तारलाई ऊर्जा सुरक्षाको प्रमुख रणनीतिका रूपमा अघि सारेको छ । उक्त प्रतिवेदनअनुसार ३१ डिसेम्बर २०२५ सम्म भारतमा ७ गिगावाट क्षमताका १० वटा PSH आयोजना सञ्चालनमा, १२ गिगावाट क्षमताका १० वटा आयोजना निर्माणाधीन तथा करिब ७४.९४ गिगावाट क्षमताका ५४ वटा आयोजना सर्वेक्षण चरणमा रहेका छन् । CEA ले सन् २०३५-३६ सम्म करिब ९४ गिगावाट PSH क्षमता विकास गर्ने लक्ष्य राखेको छ भने देशमा कुल पहिचान गरिएको PSH सम्भावना करिब

6 https://www.erc.gov.np/detail/34

7 www.nea.org.np

8 Central Electricity Authority (CEA) – Report on Roadmap to 100 GW of Hydro Pumped Storage Projects by 2035-36

२६२.८ गिगावाट रहेको छ।

भारतले आफ्नै भूभागमा पर्याप्त PSH सम्भावना पहिचान गरिसकेको भए पनि विकासको समय, लगानीको आवश्यकता तथा भौगोलिक वितरणका कारण नेपाल एक महत्वपूर्ण पूरक साझेदारका रूपमा उभिन सक्ने सम्भावना रहेको छ। हिमालयदेखि तराईसम्मको ठूलो उचाइ भिन्नता, कोशी, गण्डकी र कर्णालीजस्ता सदाबहार नदी प्रणाली तथा भारतसँग विद्यमान अन्तरदेशीय प्रसारण प्रणाली (ISTS) जडानले नेपाललाई PSH विकासका लागि प्राकृतिक तथा प्राविधिक रूपमा अनुकूल बनाएका छन्। साथै, भारतको प्रसारण प्रणाली प्रयोग गरी बंगलादेशमा नेपाली विद्युत् निर्यात सुरु भइसकेको सन्दर्भले भविष्यमा नेपाल-भारत-बंगलादेशबीच ऊर्जा व्यापारसँगै **पूरक सेवाको क्षेत्रीय बजार** विकास गर्ने सम्भावनालाई समेत बलियो बनाएको छ।

६. सहभागिताका मार्ग र हलका चुनौती

नेपाली जलविद्युत् आयोजनाहरूले भारतीय पूरक सेवा (Ancillary Services) बजारमा सहभागिता जनाउन मुख्यतः तीन सम्भावित मार्गहरू देखिन्छन्।

क) पहिलो, नेपाल-भारत विद्युत् व्यापार सम्झौता (Power Trade Agreement, 2014) अन्तर्गत हाल सीमित रूपमा सञ्चालनमा रहेको **Real-Time Market (RTM)** सहभागितालाई विस्तार गर्दै **Tertiary Reserve Ancillary Service (TRAS)** बजारसम्म पहुँच स्थापित गर्ने, जसका लागि द्विपक्षीय सम्झौता तथा नियामकीय समन्वय आवश्यक पर्नेछ।

ख) दोस्रो, नेपाली आयोजनाहरूलाई **Inter-Country Generating Station (ICGS)** को मान्यता प्रदान गरी दक्षिण एशियाली क्षेत्रीय ग्रिड सञ्चालन संरचनामा आबद्ध गर्ने विकल्प हो, जुन हाल प्रारम्भिक अवधारणाको चरणमा रहेको छ।

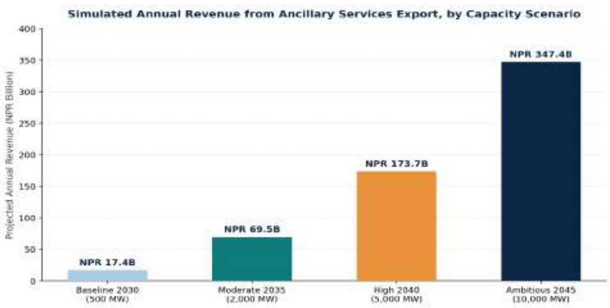
ग) तेस्रो तथा दीर्घकालीन रूपमा सबैभन्दा सम्भावनायुक्त विकल्प भनेको नेपाली जलाशययुक्त तथा पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् आयोजनाहरूलाई भारतीय विद्युत् प्रणालीसँग प्रत्यक्ष रूपमा आबद्ध **ऊर्जा भण्डारण सम्पत्ति (Energy Storage Asset)** का रूपमा विकास गर्नु हो, जसका लागि उपयुक्त प्रसारण पहुँच, परियोजना तयारी तथा आवश्यक नियामकीय व्यवस्था आवश्यक पर्दछ।

यद्यपि, यी सम्भावनाहरूलाई व्यवहारमा रूपान्तरण गर्न केही महत्वपूर्ण प्राविधिक तथा नीतिगत चुनौतीहरू सम्बोधन गर्न आवश्यक छ। प्राविधिक रूपमा **Automatic Generation Control (AGC)**[९] प्रणालीको कार्यान्वयन, क्षेत्रीय लोड डिस्प्याच केन्द्रहरूसँगको द्विदिशीय सञ्चार (Bidirectional Communication), SCADA-आधारित वास्तविक समय निगरानी तथा उन्नत मिटरिङ प्रणालीको विकास अपरिहार्य छ। नेपाल विद्युत् ग्रिड संहिता, २०८० मा समावेश प्रावधानहरूको प्रभावकारी कार्यान्वयन तथा निर्माणाधीन ४०० केभी अन्तरदेशीय प्रसारण लाइनहरूको सम्पन्नताले यी पूर्वाधारगत सीमितताहरू न्यूनीकरण गर्न सहयोग पुऱ्याउने अपेक्षा गरिएको छ। नीतिगत तहमा, भारतीय पूरक सेवा संरचना हाल मुख्यतः घरेलु क्षेत्रीय निकायहरूमा केन्द्रित रहेको तथा नेपाललाई समेट्ने स्पष्ट व्यवस्था विकास हुन बाँकी रहेको अवस्था छ। साथै, नेपालमा **Deviation Settlement Mechanism (DSM)** को पूर्ण कार्यान्वयन अझै हुन सकेको छैन। यी चुनौतीहरूलाई नेपाल-भारतबीच पूरक सेवा सम्बन्धी द्विपक्षीय सहकार्य, उपयुक्त नियामकीय समन्वय तथा विद्युत् नियमन आयोगद्वारा आवश्यक बजार संरचना र नियमावली विकासमार्फत सम्बोधन गर्न सकिन्छ। यसका अतिरिक्त, प्रस्तावित विद्युत् क्षेत्र सुधार, खुला पहुँच (Open Access) व्यवस्थाको प्रभावकारी कार्यान्वयन तथा प्रतिस्पर्धामूलक बजार संरचनाको विकासले निजी क्षेत्रको सहभागिता विस्तार गर्दै नेपाललाई क्षेत्रीय ऊर्जा तथा पूरक सेवा बजारमा सक्रिय सहभागी बन्ने आधार प्रदान गर्न सक्छ।

७. आर्थिक सम्भावना: सिमुलेशन परिदृश्य

यस खण्डमा प्रस्तुत गरिएका सबै परिदृश्य तथा वित्तीय अनुमानहरू **Simulation-based** विश्लेषणमा आधारित हुन्; यी यथार्थ पूर्वानुमान वा सुनिश्चित राजस्व प्रक्षेपण होइनन्। गणनाका लागि भारतीय पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत् समिति (ERPC) द्वारा प्रकाशित पूरक सेवाको औसत बजार मूल्य (भा.रु. ५.८७ प्रति युनिट), जलाशययुक्त आयोजनाको ४५ प्रतिशत क्षमता उपयोग (Capacity Factor) तथा वार्षिक ८,७६० सञ्चालन घण्टालाई आधार मानिएको छ। यस अनुमानमा Peak Hour Premium तथा Spinning Reserve Capacity Payment समावेश गरिएको छैन, त्यसैले वास्तविक बजार परिस्थितिमा प्राप्त हुन सक्ने राजस्व यसभन्दा उच्च हुन सक्ने सम्भावना रहेको छ। त्यसैगरी, प्रसारण क्षति (Transmission Loss) तथा Wheeling Charge करिब ५ प्रतिशत हुने मान्यता लिइएको छ।

9 Power System Operation Corporation / Grid Controller of India Limited (GRID-INDIA)



चित्र ४: सहायक सेवा निर्यातबाट सम्भावित वार्षिक राजस्व, क्षमता परिदृश्य अनुसार (सिमुलेशन मात्र)

उक्त आधार मान्यताअनुसार, Baseline 2030 परिदृश्यमा ५०० मेगावाट पूरक सेवा क्षमता परिचालन गर्न सके वार्षिक करिब ने.रु. १७.४ अर्ब राजस्व आर्जन गर्न सकिने अनुमान गरिएको छ, जसका लागि विद्यमान अन्तरदेशीय प्रसारण प्रणाली (ISTS) र AGC प्रणालीको स्तरोन्नति पर्याप्त हुने देखिन्छ । त्यसैगरी, दुधकोशी, बुढीगण्डकी लगायतका जलाशययुक्त आयोजना तथा निर्माणाधीन ४०० केभी अन्तरदेशीय प्रसारण लाइनहरू समयमै सम्पन्न भएमा Moderate 2035 परिदृश्यअन्तर्गत २,००० मेगावाट पूरक सेवा क्षमता विकास गरी वार्षिक करिब ने.रु. ६९.५ अर्ब बराबरको आम्दानी सम्भव हुने देखिन्छ। पञ्चेश्वर तथा पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् आयोजनाहरू सञ्चालनमा आएर क्षेत्रीय ग्रिड एकीकरण थप सुदृढ भएमा High 2040 परिदृश्यमा ५,००० मेगावाट क्षमता परिचालन गरी वार्षिक करिब ने.रु. ११५.८ अर्ब बराबरको राजस्व प्राप्त गर्न सकिने अनुमान गरिएको छ। त्यसैगरी, पूर्ण दक्षिण एशियाली क्षेत्रीय ऊर्जा बजार (South Asian Regional Energy Market-SAREM)[10] कार्यान्वयन भएको अवस्थामा Ambitious 2045 परिदृश्यअन्तर्गत वार्षिक करिब ने.रु. ३४७.४ अर्ब सम्मको आर्थिक सम्भावना सिर्जना हुन सक्ने देखिन्छ।

तुलनात्मक रूपमा हेर्दा, नेपालको विद्यमान विद्युत् खरिद-बिक्री दर (PPA) अन्तर्गत प्राप्त हुने प्रतियुनिट आम्दानी र पूरक सेवाको औसत बजार मूल्यबीच ठूलो अन्तर नदेखिए पनि, उच्च माग (Peak) अवधिमा पूरक सेवाको बजार मूल्य उल्लेखनीय रूपमा वृद्धि हुने प्रवृत्ति देखिन्छ। यस्ता अवधिमा प्राप्त हुने प्रतिफल परम्परागत विद्युत् ऊर्जा निर्यातको तुलनामा करिब तीन गुणासम्म बढी हुन सक्ने भएकाले, जलाशययुक्त तथा पम्प-स्टोरेज जलविद्युत् आयोजनाहरूबाट ऊर्जा निर्यातसँगै उच्च मूल्यका पूरक सेवा निर्यात नेपालको लागि महत्वपूर्ण आर्थिक अवसरका रूपमा स्थापित हुन सक्ने देखिन्छ।

८. कार्यान्वयनको बाटो

नेपाललाई दक्षिण एशियाली क्षेत्रीय विद्युत् बजारमा पूरक सेवा (Ancillary Services) प्रदायकका रूपमा स्थापित गर्न चरणबद्ध नीतिगत तथा प्राविधिक रणनीति आवश्यक देखिन्छ।

अल्पकालीन (२०२६-२०२८): नेपाल-भारतबीच Cross-border Ancillary Services Framework विकास गर्ने, विद्युत् नियमन आयोगबाट DSM तथा पूरक सेवा सम्बन्धी नियमावली लागू गर्ने, AGC, SCADA तथा Real-time Communication प्रणाली कार्यान्वयन गर्ने, तनहुँ जलविद्युत् आयोजनालाई Pilot Project का रूपमा विकास गर्ने तथा ४०० केभी अन्तरदेशीय प्रसारण लाइनहरू शीघ्र सम्पन्न गरी नेपाली जलाशययुक्त आयोजनाको भारतीय Real-Time Market (RTM) मा सहभागिता विस्तार गर्ने।

मध्यकालीन (२०२९-२०३५): बुढीगण्डकी, दुधकोशी तथा पम्प-स्टोरेज (PSH) आयोजनाहरूलाई राष्ट्रिय प्राथमिकतामा राखी कार्यान्वयन गर्ने, नेपाल-भारत PSH सहकार्यको ढाँचा विकास गर्ने, नेपाल-भारत-बंगलादेशबीच क्षेत्रीय पूरक सेवा बजारको आधार तयार गर्ने तथा नेपाली आयोजनाहरूलाई भारतीय ग्रिडमा **Regional Ancillary Service Provider** का रूपमा सहभागी गराउने।

दीर्घकालीन (२०३६-२०४५): जलाशययुक्त तथा पम्प-स्टोरेज आयोजनाहरूको विकासमार्फत नेपाललाई दक्षिण एशियाको **Regional Hydro Flexibility Hub** का रूपमा स्थापित गर्ने, ऊर्जा निर्यातसँगै आवृत्ति नियन्त्रण, रिजर्भ क्षमता, लोड फलोइङ तथा अन्य उच्च मूल्यका पूरक सेवाहरूको निर्यातलाई राष्ट्रिय ऊर्जा व्यापार रणनीतिमा समावेश गर्ने तथा दक्षिण एशियाली क्षेत्रीय ऊर्जा बजार (SAREM) अन्तर्गत सीमापार पूरक सेवा बजार विकासमा नेतृत्वदायी भूमिका निर्वाह गर्ने।

उपयुक्त नीतिगत सुधार, पूर्वाधार विकास तथा क्षेत्रीय सहकार्य समयमै कार्यान्वयन गर्न सके नेपालले परम्परागत विद्युत् ऊर्जा निर्यातभन्दा उच्च मूल्य सिर्जना गर्ने **पूरक सेवा निर्यात** मार्फत राष्ट्रिय आय अभिवृद्धि गर्नुका साथै दक्षिण एशियाली विद्युत् प्रणालीको स्थायित्व र विश्वसनीयतामा रणनीतिक योगदान पुऱ्याउन सक्नेछ।

10 https://www.worldbank.org

नेपालमा जलबिद्युत आयोजना कार्यन्वयनका चुनौतिहरू

ई.सुरेन्द्र घिमिरे
आयोजना प्रमुख, बुढीगंगा जलबिद्युत आयोजना

१. पृष्ठभूमि

नेपाल जलस्रोतको उपलब्धताको दृष्टिले विश्वमै एक धनी मुलुक हो । नेपालमा बग्ने छ हजार भन्दा बढी खोला नदीनाला, हिमाली क्षेत्रका हिमताल, ठुला जलाधार क्षेत्र, भिरालो जमिनका कारण आर्थिक सम्भाव्यताको दृष्टिकोणले झन्डै ४२,००० मेगावाट र प्राविधिक रूपमा ८३,००० मेगावाट भन्दा बढि जलविद्युत उत्पादन गर्न सकिने विभिन्न अध्ययनहरूले देखाएका छन् । नेपालको जलविद्युतको इतिहास एक शताब्दी भन्दा पुरानो भइसकेको छ । वि.सं. १९६८ मा ५०० किलोवाटको फर्पिङ जलविद्युत केन्द्रको स्थापना भई एसियामै दोस्रो जलविद्युत उत्पादन गर्ने देशहरू मध्ये नेपाल पर्दछ तर यो गौरवमय सुरुवातका बावजुद पनि नेपालको ऊर्जा क्षेत्रको प्रगति निकै सुस्त रह्यो । जसले गर्दा दशकौँसम्म देशले चरम लोडसेडिङ, ऊर्जा संकट र वैदेशिक विद्युत आयातमा निर्भर हुनुपर्ने बाध्यता झेल्नुपर्‍यो । पछिल्ला दशकहरूमा बिद्युत ऐन, बिद्युत विकास नीति तर्जुमा गरी निजी क्षेत्रको प्रवेश र सरकारको निजि क्षेत्रमैत्री नीतिका कारण जलविद्युत उत्पादनमा गुणात्मक फड्को मारेको छ । हाल नेपालको जडित क्षमता झन्डै चार हजार मेगावाटको हाराहारीमा रहेको छ र हिउँदको अभाव टार्न आयातमा भर पर्नुपरे तापनि वर्षायाममा अब विद्युतमा आत्मनिर्भर भई छिमेकी मुलुकहरू भारत र बंगलादेश मा विद्युत निर्यात गर्ने चरणमा प्रवेश गरिसकेको छ । नेपाल सरकारले आगामी सन् २०३५ सम्ममा २८,५०० मेगावाट विद्युत उत्पादन गर्ने र त्यसमध्ये १५,००० मेगावाट निर्यात गर्ने महत्त्वाकाक्षी लक्ष्य समेत राखेको छ ।

जलबिद्युतको प्रचुर सम्भावना र महत्त्वाकाक्षी लक्ष्यलाई मुर्तरुप दिने आयोजना कार्यान्वयनको पाटो भने निकै जटिल, खर्चिलो र चुनौतीपूर्ण बन्दै गएको छ र नेपालले सिक्दै परिस्कृत हुँदै जानुपर्ने अवस्था रहेको छ । नेपालमा पहिचान भएका र निर्माणाधीन अधिकांश आयोजनाहरू रन-अफ-द-रिभर (RoR) प्रकृतिका छन्, जसले गर्दा हिउँदमा नदीमा पानीको बहाव घट्दा उत्पादन क्षमता एक तिहाइसम्म खुम्चिन्छ भने ठुला देखि माध्यम आयोजनाका साथै निजी क्षेत्र बाट प्रबद्धित आयोजना पनि तोकिएको समय र लागत भित्र सम्पन्न हुन सकिरहेका छैनन् । प्राकृतिक स्रोतको उपलब्धता हुदैमा बिद्युत उत्पादन गर्न सकिने भन्ने बिषय तबसम्म अर्थपूर्ण हुँदैन जबसम्म जलबिद्युत आयोजनाको पहिचान, योजना, कार्यन्वयन, संचालन, प्रशारण, बितरण , उपयोग र व्यापार सम्मका बिषय प्रभावकारी रुपमा सम्पादन गर्न सकिदैन । जलविद्युत आयोजनाको पहिचानदेखि निर्माण, वित्तीय व्यवस्थापन र प्रसारण लाइनको जडानसम्म आइपर्ने बहुआयामिक चुनौतीहरू नेपालको ऊर्जा विकासका रहेका छन् तर यस लेखमा आयोजना कार्यन्वयन सम्बन्धमा आइपर्ने चुनौतिको बिषय उल्लेख गर्ने प्रयास गरिएको छ ।

२. भौगर्भिक तथा प्राविधिक चुनौतीहरू

नेपालको भूभाग भौगोलिक रूपमा निकै कमजोर तथा अपरिपक्क रहेकोले जलबिद्युत संरचनाहरूमा पहिरो, भूक्षयको चुनौती हुनुका साथै अध्ययन र अन्वेषणको अपर्याप्तताले सुरुङ खन्ने क्रममा विभिन्न प्राविधिक जोखिम आइपर्ने गरेका छन् । बिश्वब्यापी रुपमा नै बढेको तापक्रम वृद्धिका कारण हिमनदीहरू पग्लिने साथै हिमताल विष्फोटन (GLOF) को खतरा रहेको हुन्छ । वर्षायाममा आउने बाढीले जलबिद्युत आयोजनाको बाँध संरचना तथा विद्युत गृहमा ठुलो क्षति पुर्याउन सक्छ । हिमाली क्षेत्रम उद्गम भइ भिरालो हिमाली र पहाडी क्षेत्र हुँदै बग्ने भएकोले पहिरो, भुक्षय, नदि कटानबाट सिर्जित बालुवा, सेडीमेन्टको मात्रा अत्यधिक रुपमा हुने गर्दछ । जलबिद्युत प्रणालीको टर्बाइन लगायत अन्य महत्वपूर्ण संरचना र उपकरणहरूलाई चाँडै खियाउँने, क्षमता न्युनिकरण गर्ने, जसले गर्दा मर्मत संहार खर्च र बढाउछ भने उत्पादन क्षमता घटाउछ । साथै जलाशययुक्त आयोजनाहरूमा नदीले बगाएर ल्याउने गेग्रान, माटो र बालुवा जलाशयको पिँधमा थुप्रिँदै जाँदा तोकिएको अवधि भन्दा धेरै अगाडि जलाशय भरिने जोखिम रहन्छ ।

नेपाल विश्वकै उच्च भूकम्पीय जोखिमयुक्त क्षेत्रमा पर्दछ । भूकम्प प्रतिरोधी बाँध, भूमिगत संरचना र जलाशयको डिजाइन गर्नु, निर्माण गर्नु निकै चुनौतीपूर्ण र खर्चिलो

पनि हुन्छ । नेपालमा सरकारी लगानीका र निजि क्षेत्रको लगानीबाट सयौंको संख्यामा योजना सम्पन्न भएतापनि ठुला आयोजनामा योजना, डिजायन र निर्माणमा बिदेशी बिज्ञको भर पर्नुपर्ने अवस्था छ। साथै आयोजनाको उपकरण निर्माण, संचालन र मर्मत संहारको बिदेशी उत्पादक र जनशक्तिको भर पर्नुपर्ने अवस्था छ । अधिकांश जलविद्युत आयोजना स्थलहरू दुर्गम, भिरालो र अप्ठ्यारो खोँचहरूमा हुन्छन् जहाँसम्म भारी उपकरण तथा मेसिनहरू (ट्रान्सफर्मर, टर्बाइन, क्रेन) पुऱ्याउनका लागि सयौं किलोमिटरसम्म पहुँच मार्ग बनाउनु वा स्तरोन्नति गर्नु आफैँमा चुनौतीपूर्ण छ। साथै भिरालो जमिन काटेर बनाइएका सड़क सधैँ अवरुद्ध भैरहने हुँदा आवतजावत र निर्माण सामग्रीको आपूर्ति व्यवस्थापन निकै चुनौतिपूर्ण छ।

३. वित्तीय तथा लगानी सम्बन्धी चुनौतीहरू

नेपालका बैंक तथा वित्तीय संस्थाहरूको लगानी क्षमता सीमित क्षमताको रहेको साथै अल्पकालीन प्रकृतिको हुने हुँदा जलविद्युत जस्ता दीर्घकालीन प्रतिफल दिने ठुला आयोजनामा देश भित्रैबाट पर्याप्त लगानी हुन सकिरहेको छैन । एउटा मध्यम प्रकृतिको आयोजनामा पनि ७/८ वटा बैंकको सहलगानी गर्नु परेको अवस्थामा छ ।शुरुवाती पुँजी धेरै आवश्यक पर्ने, स्वदेशी बैंक वित्तीय संस्थाहरूको लगानी क्षमता सीमित भएकाले ठुला आयोजनाका लागि प्रतक्ष वैदेशिक लगानी आवश्यक हुन्छ । प्रत्यक्ष वैदेशिक लगानी डलरमा हुने र डलरमा नै फिर्ता लैजानुपर्ने हुँदा लगानी भित्र्याउने, सोबाट आउने नाफा र लगानी फिर्ता लैजाने प्रक्रिया कानुनी र प्रशासनिक रुपमा सहज हुनुपर्छ । नेपाल विद्युत प्राधिकरण अहिले नेपालको एकमात्र बिद्युत खरिदकर्ता रहेको छ जसले विद्युत खरिद सम्झौता (PPA) नेपाली रुपैयाँमा गर्दा विनिमय दरको उतारचढावले गर्दा लगानीको प्रतिफलमा वित्तीय जोखिम बढ्न पुग्छ। जोखिम न्युनिकरणको लागि अझै सम्म पनि 'हेजिङ फन्ड' को पूर्ण कार्यान्वयन हुन सकेको छैन।

निर्माणको चरणमा आउने परिस्थितिजन्य घटना वा विपद्का कारण समय र लागत बढ्दा लगानीको प्रतिफल दर (IRR) घट्न जान्छ। यस्तो अवस्थामा थप ऋण प्रवाह गर्न बैंकहरूले आनाकानी गर्ने, थप लगानी नगर्ने गर्दा श्रोत ब्यबस्थापन चुनौतिपूर्ण छ । उत्पादित विद्युतको अन्तरिक खपत हुन नसकेमा वा प्रसारण लाइन र सबस्टेसन निर्माण अपेक्षाकृत समयमा नहुँदा उत्पादित उर्जा खेर जाने अवस्था आउने हुँदा प्रवर्द्धकहरूले बैंकको सावाँ ब्याज समेत तिर्न समस्या सिर्जना हुन्छ।

अन्तर्राष्ट्रिय बजारबाट इन्धन, मेसिनरी, उपकरण तथा निर्माण सामग्री आयात गर्दा हुने मूल्यवृद्धि , ढुवानी भाडामा हुने उतारचढावका साथै डलरको उतारचढावका कारण सुरुमा गरिएको आयोजनाको लागत अनुमान प्रभावित भई वित्तीय सन्तुलन बिग्रिने गर्दछ । अझै आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दाका लागि स्थानीय शेयर निष्कासन, स्थानीय विकासका लागि गरिने सामाजिक उत्तरदायित्व (CSR) बाहिरको खर्च र मुआब्जा वितरणमा हुने अनपेक्षित माग र दबाबका कारण आयोजनाको मुख्य संरचना बाहेकको लागत अत्यधिक बढ्न गई लगानीको प्रतिफल दर (IRR) घट्न पुग्छ।

४. ठेक्का व्यवस्थापन र कार्यान्वयन क्षमता

सार्वजनिक निकाय मार्फत निर्मित आयोजनामा सार्बजनिक खरिद ऐनको सीमाभित्र बोलपत्र प्रकिया गर्दा प्राविधिक तथा आर्थिक रूपमा सबललाई बोलपत्र स्वीकृत गर्ने भन्दा न्युनतम योग्यता पुगेका मध्ये सबैभन्दा कम मूल्य कबोल गर्ने बोलपत्रदाता छान्नुपर्ने प्राबधान रहेको छ । यस्ता बोलपत्रदाताले बहानाबाजी गर्ने, रकम अभाव देखाउने, समयमा काम नगर्ने, कम्जोर कार्यसम्पादन हुने प्रवृतिले आयोजना अलपत्र पार्न सक्ने जोखिम रहन्छ। कार्यान्वयन गर्ने निकायले निर्माण स्थलमा तत्काल निर्णय लिनुपर्ने प्राविधिक समस्याहरूका पर्याप्त अधिकार नहुने, माथिल्लो निकाय वा सञ्चालक समितिको निर्णय पर्खिनुपर्दा महिनौँसम्म लम्बिने जोखिम रहन्छ।

जलबिद्युत आयोजनाका अधिकांश कार्यको इन्जिनियरिङ, खरिद र निर्माण (EPC) मोडल, डिजायन विल्ड (DB) जस्ता खरिद सम्झौताका बिधि अपनाउने गरिएको छ । सम्झौताका प्राबधान र शर्तहरूको न्यून अभ्यासका कारण अस्पष्टता हुने र दुवै पक्षले शर्तहरूको फरक-फरक व्याख्या गर्दा स-साना कुरामा पनि विवाद उत्पन्न भई निर्माण कार्यमा असर हुने गर्दछ । ठुला र जटिल प्रकृतिका सुरुङ तथा जलाशययुक्त आयोजना व्यवस्थापन गर्न सक्ने अनुभवी स्वदेशी इन्जिनियर र ठेक्का व्यवस्थापन विज्ञहरूको देशभित्र अभाव छ। देशभित्रै उपलब्ध उच्च दक्ष जनशक्ति विदेशिने

(Brain Drain) क्रम बढेको कारण तथा उपलब्धता नभएको अवस्थामा विदेशी विशेषज्ञहरू संलग्न गराउनु पर्ने हुन्छ, जुन निकै खर्चिलो र व्यवस्थापकीय रूपमा चुनौतीपूर्ण पनि हुन्छ । बाढी, पहिरो, स्थानीय अवरोध, प्रशासनिक र कानुनी ढिलाइका कारण आयोजनाको निर्माणमा असर परेमा निर्माण ब्यबसायीबाट समय थप र लागतको क्षतिको दाबी हुने गर्दछ । दाबीहरूको वैज्ञानिक र कानुनी मूल्याङ्कन गरि फछर्यौट समयमा हुन नसके विवादहरू लामो समयसम्म अल्झिएर मध्यस्थताको मार्ग हुँदै अदालतसम्म पुगेमा त झनै लम्बिने, प्रतिफल समयमा नदिने, रोकिने र रुग्ण बन्न सक्छ ।

नेपालमा अझै पनि अत्याधुनिक प्रविधि र ठेक्का व्यवस्थापनका अन्तर्राष्ट्रिय मापदण्डहरू अपनाउन संस्थागत क्षमताको अभाव छ, जसले गर्दा आयोजनाको लागत, समय र गुणस्तर व्यवस्थापन चुनौतिपूर्ण नै रहेको छ ।

५. प्रक्रियागत तथा सामाजिक चुनौतिहरू

आयोजनाको बाँध, सुरुङ, बिद्युतगृह, अन्य संरचना र प्रसारण लाइनको टावर रहने जग्गाको लागि जग्गाधनीले बजार मूल्यभन्दा अत्यधिक बढी मुआब्जा माग गर्ने तर सरकारी रजिस्ट्रेसन दर बमोजिम मूल्याङ्कन कम हुँदा जग्गा प्राप्तिमा सधैँ असमझदारी र विवाद रहने गरेको छ । प्रसारण लाइनको तार मुनि पर्ने जग्गाको मुआब्जा वा क्षतिपूर्ति चलनचल्तीको पुरा मूल्य नदिने नियमका कारण जग्गाधनीहरू सहमत हुँदैनन् । कित्ताकाट समेत सजिलै नहुँदा आफ्नो जग्गा अवमूल्यन हुने भन्दै स्थानीयले प्रशारण लाईनको टावर गाड्न र तार तान्न नदिँदा जलबिद्युत आयोजना बनेर पनि प्रशारण लाईनमा निर्माणमा अवरोध छ ।

आयोजना प्रभावित क्षेत्रका बासिन्दा तथा स्थानीय राजनीतिक दलहरूले स्थानीय सडक, खानेपानी, सिंचाई, विद्यालय, अस्पताल निर्माण, रोजगारीको माग गर्ने, ठेक्कापट्टा आफ्नै मान्छेले पाउनुपर्ने र आफ्नै निर्माण सामग्री खरिद गर्नुपर्ने, रोजगारी दिनुपर्ने जस्ता अनुचित माग राखी काम नै ठप्प पारिदिने प्रवृत्ति छ ।

नेपालमा उर्जाको आन्तरिक खपत कम छ, उत्पादन दिनानुदिन बढ्दो भएकोले बढी भएको बिजुली भारत वा बंगलादेश निर्यात गर्नु अनिवार्य छ । तर, छिमेकी मुलुकहरूको भू-राजनीतिक चासो, प्रसारण लाइनको सीमितता र व्यापारिक सम्झौताहरूमा हुने ढिलाइले गर्दा बजारको सुनिश्चितता अझै पूर्ण रूपमा हुन सकेको छैन ।

६. निष्कर्ष

ऊर्जामा आत्मनिर्भर बनाउँदै रास्ट्रको आर्थिक समृद्धि र बिकासको लागि जलविद्युतको विकास अपरिहार्य छ । यी चुनौतीहरूलाई सम्बोधन गर्न, लचिलो र लगानीमैत्री नीति, आयोजना विकास सम्झौता एकद्वार प्रणालीको वास्तविक कार्यान्वयन, योजनाबद्ध तथा उपर्युक्त निर्माण प्रबिधि, भौगर्भिक अध्ययन र ठेक्का व्यवस्थापन सुधार हुनु नितान्त आवश्यकता रहेको छ ।

विद्युत विकास विभागको हालसम्मको महानिर्देशकज्यूहरूको नामावली र कार्यरत अवधि

डा. गोबिन्द राज भट्ट

२०५०/०४/०१-२०५१/०२/१८

श्री विजय शंकर श्रेष्ठ

२०५१/०२/१८-२०५५/०३/१७

डा. किशोर बाबु आर्याल

२०५५/०३/१८-२०५६/०३/१५,नि.
२०५६/०३/१६-२०५७/१२/०५

श्री केशव बहादुर चन्द

२०५७/१२/०७-२०५८/०९/२९

श्री लेखमान सिंह भण्डारी

२०५८/१०/०१-२०६०/१२/०९

श्री अर्जुन प्रसाद श्रेष्ठ

२०६०/१२/१०-२०६२/०१/०७

श्री जय केशर मायके

२०६२/०१/२२-२०६४/०७/०३

श्री श्रीरन्जन लाकौल

२०६४/०९/१२-२०६६/०९/२२

श्री सुनिल बहादुर मल्ल

२०६६/०९/२३-२०६६/११/२५ नि.
२०६६/११/२६-२०६७/१२/३०

श्री महेन्द्र बहादुर गुरुङ्ग

२०६८/०२/२५-२०६८/०७/३०

श्री दिल्ली बहादुर सिंह

२०६८/०७/२९-२०६९/०७/२०
२०७०/०४/०६-२०७१/०३/१८

श्री अनुप कुमार उपाध्याय

२०६९/०७/२०-२०७०/०४/०६

डा. संजय शर्मा

२०७१/०३/२०-२०७१/०६/१३

श्री दिनेश कुमार घिमिरे

२०७१/०७/०९-२०७२/१०/०६

श्री समीर रत्न शाक्य

२०७२/१०/०६-२०७३/०६/१७

श्री नविन राज सिंह

२०७३/०६/१७-२०७५/०९/१३
२०७६/०७/०४-२०७८/०४/२०
२०८१/०४/२१-२०८२/०४/२६

श्री मधु प्रसाद भेटुवाल

२०७५/०९/१६-
२०७६/०७/०३

श्री संदिप कुमार देव

२०७८/०४/२०-
२०७९/०५/२२

श्री चिरन्जीवी चटौत

२०७९/०५/२२-
२०८०/१०/२३

श्री जीवछ मण्डल

२०८०/१०/२३-२०८१/०४/२२
२०८२/०४/२७-२०८२/०६/११

श्री मन देवी श्रेष्ठ

२०८२/०६/१२ -
हालसम्म

संस्मरणका लागि केही तस्बिरहरू

सानो गौचरण, काठमाडौँ स्थित विद्युत विकास विभागको कार्यालय भवन

बुढीगंगा ज.वि.आ.को बाँधस्थल

बुढीगंगा ज.वि.आ.को पावरहाउस स्थल

बुढीगंगा ज.वि.आ.को क्याम्प तथा कार्यालय स्थल

सप्तकोशी उच्च बाँध बहूद्देशीय आयोजनाको बाँधस्थल

पञ्चेश्वर बहूद्देशीय आयोजनाको बाँधस्थल

३२ औँ वार्षिकउत्सवका झलकहरू

नेपाल सरकार
ऊर्जा, जलस्रोत तथा सिंचाइ मन्त्रालय
विद्युत विकास विभाग
३२ औं वार्षिकोत्सव समारोह
२०८२ श्रावण १ गते, बिहीवार

विद्युत विकास विभाग

सानोगौचरण, काठमाडौँ

फोन : ०१-४५३४११९, फ्याक्स : ०१-५२४४२५७

इमेल : info@doed.gov.np, वेभसाइट : www.doed.gov.np