



ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່

ບົດສະຫຼຸບຫຍໍ້

**(Executive Summary Report)**

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ  
ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030

ທັນວາ 2021

(Ver. 22 Dec 2021)

## ສາລະບານ

ຄຳຫຍໍ້ .....	3
ຕາຕະລາງ.....	4
ຮູບພາບ.....	5
ບົດນຳ.....	6
I. ພາກສະຫຼຸບຕີລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ .....	7
II. ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ.....	8
III. ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ.....	11
IV. ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ.....	13
V. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ.....	29
1) ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອຮອງຮັບການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນແຕ່ປີ 2030 – 2021 .....	29
2) ການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າເພື່ອຮອງຮັບການໃຊ້ພາຍໃນແຕ່ປີ 2030-2021 .....	35
3) ສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າ ແລະ ການພັດທະນາສາຍສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດປີ .2030-2021 .....	36
4) ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຕ່າງປະເທດ ທີ່ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ລະຫວ່າງປີ 2030-2021 .....	39
5) ສະຫຼຸບການພັດທະນາຕາຂ່າຍ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ຫຸ້ມແປງໄຟຟ້າ 2021-2030.....	43
VI. ການຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ .....	44
1) ພາກແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ .....	44
2) ພາກລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ .....	45
VII. ສະຫຼຸບ.....	46
VIII. ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ .....	47
8.1. ກິນໄກປະສານງານ: .....	47

8.2. ມາດຕາການໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ: .....	48
8.3. ເຜີຍແຜ່ຂໍ້ມູນ-ຂ່າວສານ.....	48
8.4. ແຫຼ່ງທຶນສໍາລັບການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ .....	48

**ເອກະສານອ້າງອີງ**

**ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) A**

**ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) B**

**ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) C**

## ຄຳຫຍໍ້

AAGR	Average Annual Growth Rate
ASEAN	Association of Southeast Asia Nation
BAU	Business as Usual
EV	Electric Vehicle
GDP	Gross Domestic Product
GMS	Greater Mekong subregion
APG	Asia/Pacific Group
GWh	Gigawatt hours
MW	Megawatt
IAEA	International Atomic Energy Agency
IN	Industry
RCF	Regulating Capacity Factor
JICA	Japan International Cooperation Agency
PwC	PricewaterhouseCoopers
USAID	United States Agency for International Development
MEM	Ministry of Energy and Mines
DEPP	Department of Energy Policy and Planning
EDL	Electricite Du Laos
EDLT	Electricite Du Laos-Transmission
MOU	Memorandum of Understanding
PPA	Power Purchase Agreement



## ຕາຕະລາງ

ຕາຕະລາງ 3-1: ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາປີ 2021 ຫາ 2030.....	12
ຕາຕະລາງ 3-2: ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາປີ 2021 ຫາ 2030.....	12
ຕາຕະລາງ 3-3: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ.....	13
ຕາຕະລາງ 3-4: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ.....	13
ຕາຕະລາງ 5-1: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບການປັບປຸງລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍຂອງ ຝຟລ 2021-2025....	30
ຕາຕະລາງ 5-2: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ 2021-2025.....	30
ຕາຕະລາງ 5-3: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະປີ 2021-2025.....	31
ຕາຕະລາງ 5-4: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030.....	32
ຕາຕະລາງ 5-5: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030.....	32
ຕາຕະລາງ 5-6: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030.....	33
ຕາຕະລາງ 5-7: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຝຟລ.....	34
ຕາຕະລາງ 5-8: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຝຟລ.....	34
ຕາຕະລາງ 5-9: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງທັງໝົດໃນປີ 2021 ຫາ 2030.....	35
ຕາຕະລາງ 5-10: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....	36
ຕາຕະລາງ 5-11: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....	37
ຕາຕະລາງ 5-12: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....	37
ຕາຕະລາງ 5-13: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....	38
ຕາຕະລາງ 5-14: ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....	38
ຕາຕະລາງ 5-15: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2030 .....	38
ຕາຕະລາງ 5-16: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....	40
ຕາຕະລາງ 5-17: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ໄທ ໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....	42
ຕາຕະລາງ 5-18: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວອອກກຳປູເຈຍໂດຍກົງຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 .....	42
ຕາຕະລາງ 5-19: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຈີນ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 .....	43
ຕາຕະລາງ 5-20: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ມຽນມາ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....	43
ຕາຕະລາງ 5-21: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຕ່າງປະເທດທັງໝົດ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....	43
ຕາຕະລາງ 5-22: ການພັດທະນາຕາຂ່າຍ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ຫົ້ມແປງໄຟຟ້າ (2021-2030).....	44
ຕາຕະລາງ 6-1: ສະຫຼຸບຄາດການມູນຄ່າການລົງທຶນໃນພາກລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ລະໄລຍະ.....	45

## ຮູບພາບ

ຮູບທີ່ 4-1: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021-2030 (BAU).....	16
ຮູບທີ່ 4-2: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021-2030 (EV) .....	17
ຮູບທີ່ 4-3: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021-2030 (IN).....	17
ຮູບທີ່ 4-4: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021-2030 (EV+IN) .....	18
ຮູບທີ່ 4-5: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ2025 ກໍລະນີສິ່ງເສີມອຸດ ສາຫະກຳ ແລະ ສິ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ.....	27
ຮູບທີ່ 4-6: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ2030 ກໍລະນີສິ່ງເສີມອຸດ ສາຫະກຳ ແລະ ການສິ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ.....	28

## ບົດນຳ

ການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃນໄລຍະຜ່ານມາ ພາຍໃຕ້ການຊີ້ນຳຂອງ ກົມການເມືອງສູນກາງພັກ, ຄະນະເລຂາທິການສູນກາງພັກ ແລະ ການຄຸ້ມຄອງຂອງລັດຖະບານ ເຫັນວ່າການພັດທະນາ ຂອງຂະແໜງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ມີບາດກ້າວຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງກ້າວກະໂດດ ເຊິ່ງໄດ້ປະກອບສ່ວນຢ່າງຕັ້ງໜ້າ ເຂົ້າໃນການພັດທະນາພື້ນຖານໂຄງລ່າງ ແລະ ເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງປະເທດ ໂດຍສະເພາະແມ່ນການພັດທະນາແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແລະ ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ. ຄຽງຄູ່ກັນນັ້ນ, ຄວາມຮຽກຮ້ອງຕ້ອງການໃນການພັດທະນາ ພາຍໃຕ້ເງື່ອນໄຂການຫັນປ່ຽນໃໝ່ ແມ່ນມີຄວາມຈຳເປັນໃນການສ້າງຍຸດທະສາດການພັດທະນາໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ເພື່ອເຮັດໃຫ້ການພັດທະນາໄຟຟ້າ ບັນລຸຜົນສຳເລັດຕາມລະດັບຄາດໝາຍ.

ສະນັ້ນ, ເພື່ອເປັນການຈັດຕັ້ງຜັນຂະຫຍາຍ ກົດໝາຍວ່າດ້ວຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງ ປີ 2017 ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ຈຶ່ງໄດ້ສ້າງຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ, 2021-2030 ໂດຍໄດ້ປະສານສົມທົບກັບ ຝຟລ, ກົມກອງອ້ອມຂ້າງກະຊວງ, ບັນດາກະຊວງ, ອົງການລັດທຽບເທົ່າກະຊວງ ແລະ ອົງການປົກຄອງທ້ອງຖິ່ນທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ຄົ້ນຄວ້າ, ທົບທວນ ແລະ ປຶກສາຫາລື ແນໃສ່ການສ້າງແຜນຮັບປະກັນ ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັບວິໄສທັດ, ນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປ ລາວ ດ້ານຕ່າງໆ, ແຜນພັດທະນາພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ 5 ປີ ຄັ້ງທີ IX (2021-2025) ແລະ ແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດແຕ່ລະໄລຍະ.

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ປະກອບດ້ວຍ 8 ພາກໃຫຍ່ຄື: ພາກທີ I ພາກສະຫຼຸບຕີລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ, ພາກທີ II ນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປລາວ, ພາກທີ III ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ, ພາກທີ IV ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ, ພາກທີ V ແຜນພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ, ພາກທີ VI ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ, ພາກທີ VII ສະຫຼຸບ ແລະ ພາກທີ VIII ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ.



ທ່ານ ປອ. ດາວວິງ ພອນແກ້ວ

## I. ພາກສະຫຼຸບຕີລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້ານັບແຕ່ປີ 1970 ຮອດປະຈຸບັນ ເຫັນໄດ້ວ່າມີຈັງຫວະການຂະຫຍາຍຕົວສູງຫຼາຍ ໂດຍມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ປະມານ 17%/ປີ ເຫດຜົນຂອງການຂະຫຍາຍຕົວສູງແມ່ນ ເນື່ອງຈາກການເລັ່ງພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອການສົ່ງອອກ ສ້າງລາຍຮັບນຳມາພັດທະນາພື້ນຖານໂຄງລ່າງຂອງປະເທດ. ການພັດທະນາກ່ອນປີ 2012 ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຕົ້ນຕໍແມ່ນມາຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້າພະລັງງານນ້ຳ, ຮອດທ້າຍປີ 2015 ສປປ ລາວ ຈຶ່ງໄດ້ມີການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກຖ່ານຫີນ ແຫຼ່ງທຳອິດ ທີ່ແຂວງໄຊຍະບູລີ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.878 MW. ມາຮອດທ້າຍປີ 2020 ມີແຫຼ່ງຜະລິດທັງໝົດ 82 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 10.091 MW, ສາມາດຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ປະມານ 53.196,94 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ໃນນັ້ນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າມາຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້າພະລັງງານນ້ຳກວມເອົາ 80,41%, ມາຈາກພະລັງງານໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 18,61%, ມາຈາກພະລັງງານຊີວະມວນ ແລະ ມາຈາກພະລັງງານແສງຕາເວັນ 0,98%, ສາມາດສົ່ງອອກພະລັງງານກວມເອົາປະມານ 72%, ສຳລັບອັດຕາສ່ວນແຫຼ່ງຜະລິດທີ່ສາມາດສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດ ແມ່ນມາຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້າພະລັງງານນ້ຳ 91,49%, ມາຈາກພະລັງງານຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ 3,17% (ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນຫຼືສາລິກໄນ ທີ່ໄດ້ສະໜອງໃຫ້ລະບົບຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ 100 MW), ມາຈາກພະລັງງານຊີວະມວນ ແລະ ມາຈາກພະລັງງານແສງຕາເວັນ 5,34%.

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ສປປ ລາວ ຮອດປະຈຸບັນສາມາດຈຳແນກອອກເປັນ 2 ລະບົບສົ່ງ ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງພາຍໃນປະເທດ ແລະ ລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອສົ່ງພະລັງງານອອກຕ່າງປະເທດ, ສະເພາະລະບົບສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດສາມາດແຍກອອກເປັນ 2 ລະບົບຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຜ່ານລະບົບຂອງ ຝຣັ່ງ ແລະ ລະບົບສາຍສົ່ງຈາກຜູ້ພັດທະນາ IPP ຫາປະເທດເພື່ອນບ້ານໂດຍກົງ. ຮອດປະຈຸບັນ ລະບົບສາຍສົ່ງພາຍໃນ ສາມາດເຊື່ອມຕໍ່ເຂົ້າກັນ ແຕ່ພາກເໜືອ ຫາ ນະຄອນຫຼວງ, ພາກເໜືອ ຫາ ພາກກາງ, ນະຄອນຫຼວງ ຫາ ພາກກາງ ແລະ ພາກກາງ ຫາ ພາກໃຕ້ ໃນລະດັບແຮງດັນ 115 kV ແລະ 230 kV, ລະບົບສາຍສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ ສາມາດເຊື່ອມຕໍ່ກັບ ປະເທດໄທ, ຫວຽດນາມ, ກຳປູເຈຍ, ມຽນມາ, ຈີນ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບປະເທດມາເລເຊຍ ໂດຍຜ່ານໄທ ໃນລະດັບແຮງດັນ ແຕ່ 22 kV ຫາ 500 kV. ການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງພາຍໃນ ແລະ ຕ່າງປະເທດ ເຮັດໃຫ້ ສປປ ລາວ ສາມາດຊື້-ຂາຍແລກປ່ຽນພະລັງງານກັບຕ່າງປະເທດ, ມີທັງການສົ່ງອອກ ແລະ ຂະນະດຽວກັນ ກໍ່ມີການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຈາກຕ່າງປະເທດຈຳນວນໜຶ່ງ ໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງ ສາເຫດຂອງການນຳເຂົ້າ ແມ່ນເນື່ອງມາຈາກ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ສະໜອງພາຍໃນປະເທດ ສ່ວນໃຫຍ່ແມ່ນເປັນເຂື່ອນໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍ ບໍ່ສາມາດກັກເກັບນ້ຳເພື່ອຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຢ່າງພຽງພໍ.

ຈາກການຕີລາຄາເຫັນໄດ້ວ່າ ການພັດທະນາ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ພື້ນຖານໂຄງລ່າງທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ເຮັດໃຫ້ ມີການລົງທຶນ ຢ່າງມະຫາສານ ເຊິ່ງເປັນຜົນດີຕໍ່ຜູ້ປະກອບການທຸກໆຂະແໜງການພາຍໃນປະເທດ ມີການຂະຫຍາຍຕົວສົ່ງຜົນ ໃຫ້ເສດຖະກິດໂດຍລວມຂອງປະເທດ ມີລັກສະນະຂະຫຍາຍຕົວສູງພໍສົມຄວນ. ແຕ່ໃນຂະນະດຽວກັນ ກໍ່ມີຫຼາຍບັນຫາທີ່ເປັນສິ່ງທ້າທາຍ ທີ່ຕ້ອງໄດ້ມີມາດຕະການປັບປຸງແກ້ໄຂຢ່າງຮັດກຸມ ແລະ ເລັ່ງດ່ວນ ໃນໄລຍະຕໍ່ໜ້າ ໂດຍສາມາດສັງລວມໄດ້ 2 ບັນຫາຄືຄ່າຄ່າຄື: i) ບັນຫາລະບົບໄຟຟ້າພາຍໃນ: ມາຮອດປະຈຸບັນ ຝຣັ່ງ ຂາດສະພາບຄ່ອງດ້ານ

ການເງິນ ເນື່ອງຈາກມີໜີ້ສິນເກີນລາຍຮັບ, ສາເຫດທີ່ເຮັດໃຫ້ ຝຸ່ນ ມີໜີ້ສິນ ແມ່ນເນື່ອງຈາກ ❶ ຝຸ່ນ ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າແບບຜູກມັດ (Take or Pay) ກັບຜູ້ພັດທະນາເຂື່ອນໄຟຟ້າຫຼາຍໂຄງການ ຕ້ອງຮັບພາລະຄ່າໃຊ້ຈ່າຍໃນກໍລະນີມີພະລັງງານເຫຼືອໂດຍບໍ່ຈໍາເປັນ, ❷ ລາຄາສິ່ງອອກພະລັງງານຂອງ ຝຸ່ນ ສ່ວນຫຼາຍແມ່ນຕໍ່າກວ່າລາຄາຮັບຊື້ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ, ❸ ການລົງທຶນ ໃນພາກແຫຼ່ງຜະລິດ ແລະ ພາກສາຍສົ່ງ ຈໍານວນໜຶ່ງ ບໍ່ເສດຖະກິດ, ❹ ການຮັບຊື້ໄຟຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ ບໍ່ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການ ຍ້ອນແຫຼ່ງຜະລິດສ່ວນໃຫຍ່ເປັນເຂື່ອນໄຟຟ້າ ທີ່ບໍ່ມີອາງເກັບນໍ້າ ເຮັດໃຫ້ ລະດູຝົນມີພະລັງງານເຫຼືອ ແຕ່ໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງຜະລິດໄຟຟ້າບໍ່ພຽງພໍຕໍ່ຄວາມຕ້ອງການ ຕ້ອງໄດ້ນໍາເຂົ້າຈາກຕ່າງປະເທດ, ໃນກໍລະນີນໍາເຂົ້າຫຼາຍກວ່າການສົ່ງອອກ ຝຸ່ນ ແມ່ນຈະໄດ້ຈ່າຍຄ່າກະແສໄຟໃນລາຄາລູກຄ້າລາຍໃຫຍ່;

ii) ບັນຫາລະບົບໄຟຟ້າສົ່ງອອກໂດຍກົງຂອງ IPP: ❶ ການເຮັດສັນຍາສໍາປະທານກັບໂຄງການ ສົ່ງອອກໂດຍກົງຍັງບໍ່ເປັນລະບົບຄົບຊຸດ ເຮັດໃຫ້ຍາກຕໍ່ການສ້າງລະບົບເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສົ່ງພາຍໃນຂອງ ຝຸ່ນ ກັບລະບົບສົ່ງອອກໂດຍກົງຂອງ IPP ເຮັດໃຫ້ຕ້ອງລົງທຶນສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງໃຫມ່ ທັງເປັນການສິ້ນເປືອງງົບປະມານ ແລະ ຊັບພະຍາກອນທໍາມະຊາດທັງໆທີ່ສາມາດນໍາໃຊ້ລະບົບສົ່ງຮ່ວມກັນໄດ້ ນອກຈາກນັ້ນ ❷ ໂຄງການຂະໜາດໃຫຍ່, ມີຄຸນນະພາບ ສ່ວນໃຫຍ່ສົ່ງອອກເປັນຕົ້ນຕໍ ໂດຍບໍ່ໄດ້ຄໍານຶງການສະໜອງພາຍໃນເທົ່າທີ່ຄວນ.

ຈຸດປະສົງຫຼັກຂອງການວາງຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ແມ່ນເພື່ອ ປັບປຸງລະບົບພະລັງງານໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ມີຄວາມຜ່ອມໃນການສະໜອງໄຟຟ້າ ໃຫ້ພຽງພໍຕໍ່ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ” ສ້າງລາຍຮັບ ແລະ ຂັບເຄື່ອນເສດຖະກິດໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ ໂດຍຕ້ອງຮັບປະກັນການພັດທະນາລະບົບພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ມີສະຖຽນລະພາບ, ມີຄວາມໜ້າເຊື່ອຖື, ໝັ້ນຄົງ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ສາມາດເຂົ້າເຖິງດ້ວຍລາຄາທີ່ ເໝາະສົມ ແລະ ເປັນທໍາ. ສະນັ້ນ, ເພື່ອດັດສົມບັນຫາໄລຍະຜ່ານມາ, ທິດທາງການວາງແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຕໍ່ໜ້າ ຈໍາເປັນຕ້ອງໄດ້ ❶ ຄັດເລືອກການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດທີ່ມີຄຸນນະພາບ, ຕົ້ນທຶນຕໍ່າ, ຜົນຜະລິດສູງ ແລະ ການຜະລິດມີຄວາມສອດຄ່ອງກັບຕະຫຼາດຄວາມຕ້ອງການໄຟ ທັງພາຍໃນ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ, ❷ ຄັດເລືອກການວາງແຜນຂະຫຍາຍລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ແຜນການຂະຫຍາຍແຫຼ່ງຜະລິດ ແລະ ແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ຕ່າງປະເທດ ຮັບປະກັນ ລະບົບມີຄວາມສະຖຽນລະພາບ, ຫຼຸດຜ່ອນການສູນເສຍພະລັງງານ, ຕົ້ນທຶນຕໍ່າ, ລະບົບມີຄວາມໝັ້ນຄົງ, ໜ້າເຊື່ອຖື ແລະ ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້ທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ.

## II. ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ

ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ຖືກຮັບຮອງ ແລະ ປະກາດນໍາໃຊ້ ຈາກລັດຖະບານໃນວັນທີ 08 ກໍລະກົດ 2020 ປະກອບດ້ວຍ ນະໂຍບາຍພະລັງງານ 10 ດ້ານຄື: ນະໂຍບາຍດ້ານນໍ້າມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກັສ, ດ້ານຖ່ານຫີນ, ດ້ານພະລັງງານທົດແທນ, ດ້ານການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ, ດ້ານພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ

ໄຟຟ້າ, ດ້ານພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ, ດ້ານຄວາມໝັ້ນຄົງດ້ານພະລັງງານ, ດ້ານການພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານ, ດ້ານນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ ແລະ ດ້ານການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ ຊຶ່ງນະໂຍບາຍດັ່ງກ່າວນີ້ຈະເປັນປັດໃຈສຳຄັນໜຶ່ງ ທີ່ປະກອບສ່ວນໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ເພື່ອຊ່ວຍ ດັດສິມ, ວາງຂອບເຂດ ແລະ ຊຸກຍູ້ສິ່ງເສີມ ການພັດທະນາດ້ານຕ່າງໆ.

❖ **ດ້ານນໍ້າມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກັສ**

ສ້າງກົນໄກເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການນໍາເຂົ້ານໍ້າມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກັສ ໂດຍການຫັນປ່ຽນການນໍາໃຊ້ ແລະ ການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນໍາໃຊ້ລົດໄຟຟ້າໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.

❖ **ດ້ານຖ່ານຫີນ**

ການນໍາໃຊ້ຖ່ານຫີນພາຍໃນປະເທດ ເພື່ອສ້າງໂຮງງານຜະລິດໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນ ຕ້ອງເລືອກໃຊ້ຖ່ານຫີນທີ່ ມີຄ່າຄວາມຮ້ອນເທົ່າກັບ ຫຼື ຕໍ່າກວ່າ 5.000kcal/kg, ຕ້ອງນໍາໃຊ້ເຂົ້າໃນໂຮງງານຜະລິດໄຟຟ້າກັບທີ່ (Mine Mouth) ເພື່ອຮັບປະກັນທາງດ້ານເສດຖະກິດ, ຜົນກະທົບຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມໃນການເຄື່ອນຍ້າຍຖ່ານຫີນ, ຮັບປະກັນໃຫ້ມີການຄວບຄຸມມົນລະພິດຢ່າງເຂັ້ມງວດ ໂດຍຕ້ອງປະຕິບັດຕາມມາດຕະຖານການຄວບຄຸມມົນລະພິດແຫ່ງຊາດ, ການນໍາໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນພະລັງງານຄວາມຮ້ອນ ຕ້ອງເປັນຂະບວນການຜະລິດທີ່ສະອາດ (Clean Coal Technology) ໃນທຸກຂະບວນການເລີ່ມແຕ່ ກ່ອນການເຜົາໄໝ້, ໄລຍະເຜົາໄໝ້ ແລະ ຫຼັງການເຜົາໄໝ້ ເພື່ອການປ້ອງກັນຜົນກະທົບຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ.

❖ **ດ້ານພະລັງງານທົດແທນ**

ສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນໍາໃຊ້ພະລັງງານທົດແທນ ເຊັ່ນ: ຊີວະມວນ, ໄຟຟ້ານໍ້າຕົກຂະໜາດນ້ອຍ, ແສງຕາເວັນ, ລົມ ແລະ ອື່ນໆ ເພື່ອຜະລິດເປັນພະລັງງານໄຟຟ້າ ນໍາໃຊ້ໃນຄົວເຮືອນ ຫຼື ຊຸມຊົນ ດ້ວຍຕົນເອງ ໂດຍສະເພາະເຂດຊົນນະບົດ ທີ່ບໍ່ມີລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າເຂົ້າເຖິງ.

❖ **ດ້ານການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ**

ຂະຫຍາຍແຫຼ່ງຜະລິດໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ແຜນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ ບົນພື້ນຖານກົນໄກຕະຫຼາດພະລັງງານ, ຮັບປະກັນ ດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ, ສິ່ງແວດລ້ອມ-ສັງຄົມ ແລະ ມີຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດໃຫ້ແກ່ພາກລັດ. ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຊຸກຍູ້ໃຫ້ມີການປະສົມປະສານ ຈາກພະລັງງານນໍ້າຕົກ <sup>[1]</sup>75%; ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກການນໍາໃຊ້ຖ່ານຫີນ <sup>[1]</sup>14% ແລະ ໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ <sup>[1]</sup>11%.

[<sup>1</sup>] ຕົວເລກດັດແກ້ອີງຕາມມະຕິກອງປະຊຸມສະພາແຫ່ງຊາດ ເລກທີ 22/ສພຊ, ລົງວັນທີ 16/11/2021]

❖ **ດ້ານການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ**

ການວາງແຜນພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ເພື່ອສະໜອງການຊົມໃຊ້ໃຫ້ທົ່ວເຖິງໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສົ່ງອອກກັບລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນເປັນອັນດຽວກັນ ເພື່ອກ້າວເປັນຈຸດໃຈກາງໃນການເຊື່ອມໂຍງອະນຸພາກພື້ນ ໂດຍ ສົ່ງເສີມການລົງທຶນໃສ່ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ດ້ວຍຮູບແບບ “ Build-Operate -Transfer” (BOT), JV, PPP ແລະ ອື່ນໆ.

❖ **ດ້ານການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ**

ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ໃຫ້ກວມທົ່ວທຸກເຂດແຂວງ ຮັບປະກັນການຂະຫຍາຍໄຟຟ້າສູ່ຊົນນະບົດໃຫ້ໄຟຟ້າກາຍເປັນພື້ນຖານໂຄງລ່າງ ໃນການສ້າງເສດຖະກິດຢູ່ຊົນນະບົດຍັບເຂົ້າໃກ້ຕົວເມືອງ. ສົ່ງເສີມການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າໃຫ້ທົ່ວເຖິງ ແລະ ຕ້ອງຮັບປະກັນຄຸນນະພາບຂອງການກໍ່ສ້າງ, ຕົ້ນທຶນຕໍ່າ, ມີຄວາມປອດໄພ, ຖືກຕ້ອງຕາມມາດຕະຖານເຕັກນິກທີ່ກຳນົດໄວ້, ມີຄວາມໂປ່ງໃສ ແລະ ສາມາດກວດສອບໄດ້. ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ ແມ່ນເພື່ອເລັ່ງໃສ່ແກ້ໄຂໃນເຂດທີ່ບໍ່ທັນມີໄຟຟ້ານຳໃຊ້ ໂດຍສະເພາະແມ່ນເຂດຫ່າງໄກສອກຫຼີກ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ປະຊາຊົນໄດ້ມີໄຟຟ້າຊົມໃຊ້ ແລະ ຊຸກຍູ້ການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ, ລັດຖະບານໄດ້ວາງຄາດໝາຍສູ່ຊົນໃຫ້ບັນລຸ 95% ໃນປີ 2020, 98% ໃນປີ 2025 ແລະ 100% ໃນປີ 2030.

❖ **ດ້ານຄວາມໝັ້ນຄົງຂອງພະລັງງານ**

ປະລິມານກຳລັງຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງ ຕ້ອງບັນລຸໃຫ້ໄດ້ 15% ຂອງປະລິມານຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ເພື່ອສ້າງຄວາມເຊື່ອໝັ້ນໃຫ້ແກ່ນັກລົງທຶນ ແລະ ຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ຢ່າງສະໝໍ່າສະເໝີ. ການສຳຮອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແມ່ນເພື່ອການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະບົບໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ແລະ ພຽງພໍ, ສ້າງຄວາມສະຖຽນລະພາບໃຫ້ກັບລະບົບ ໂດຍສະເພາະໃນກໍລະນີເກີດມີເຫດການສຸກເສີນເຊັ່ນ: ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ໃນຊ່ວງຄວາມຕ້ອງການສູງແບບຜິດປົກກະຕິ. ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງໄລຍະຍາວ ຕ້ອງມີການບໍລິຫານຈັດການບັນດາແຫຼ່ງໄຟຟ້ານຳຕົກ ໂດຍສະເພາະແມ່ນເຂື່ອນທີ່ເປັນອ່າງເກັບນໍ້າ (Reservoir) ຈະຕ້ອງເກັບກັກນໍ້າໄວ້ ເພື່ອນຳໃຊ້ນໍ້າເຂົ້າໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໃນຍາມຈຳເປັນ, ຊ່ວງລະດູແລ້ງ ແລະ ຊ່ວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການສູງແບບຜິດປົກກະຕິ.

❖ **ດ້ານການພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານ**

ພັດທະນາຕະຫຼາດ ຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ໃຫ້ກ້າວໄປສູ່ຮູບແບບ ການແຂ່ງຂັນ ປະມຸນຊື້-ປະມຸນຂາຍ ຕາມທ່າອ່ຽງຂອງສາກົນ ແລະ ຮັກສາຮູບແບບຜູ້ຮັບຊື້ຜູ້ດຽວ (Single buyer) ເພື່ອຮັກສາຜົນປະໂຫຍດຂອງພາກລັດ ແລະ ສ້າງໃຫ້ມີການແຂ່ງຂັນຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ. ສົ່ງເສີມການແຂ່ງຂັນໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອເຮັດໃຫ້ຄວາມອາດສາມາດໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າສູງຂຶ້ນ ແລະ ມີລາຄາທີ່ເໝາະສົມ. ຊຸກຍູ້ພາກເອກະຊົນ ເຂົ້າມາມີບົດບາດໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການລົງທຶນຂອງພາກລັດ. ການກຳນົດລາຄາຊື້ໄຟຟ້າ ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໂດຍສະເພາະແມ່ນວິສະຫະກິດຂອງລັດ ທີ່ໄດ້ຮັບການມອບໝາຍຈາກລັດຖະບານ ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງຄຸນນະພາບໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ໄດ້ລະດັບ ແລະ ໝັ້ນຄົງ, ລາຄາຊື້ພະລັງງານໄຟຟ້າຕ້ອງບໍ່ສູງກວ່າ ລາຄາຕົ້ນທຶນການ

ຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ລັດລົງທຶນເອງ ຫຼື ທຽບເທົ່າຈາກຕົ້ນທຶນຂອງການຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ໄດ້ຈາກແຫຼ່ງພະລັງງານດຽວກັນຢູ່ປະເທດໃກ້ຄຽງ. ການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ແລະ ຂ້າມຜ່ານໄປເຖິງປະເທດທີ່ສາມ ແມ່ນບິນຜືນຖານການເຈລະຈາ, ຕົກລົງຮ່ວມກັນ ຕ່າງຝ່າຍຕ່າງມີຜົນປະໂຫຍດ ແລະ ມີຄວາມສະດວກໃນການແລກປ່ຽນພະລັງງານ ແລະ ຍັງຊ່ວຍສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງໃຫ້ແກ່ຄວາມຕ້ອງການນໍາໃຊ້ພາຍໃນໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.

**❖ ດ້ານນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ**

ຫຼຸດຜ່ອນການເກື້ອກູນເທື່ອລະກ້າວ, ຫັນໄປສູ່ການຊຸກຍູ້ຂະແໜງການທີ່ເປັນບຸລິມະສິດ ແລະ ໄລ່ລຽງເຕັມຮູບແບບຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ. ການກຳນົດລາຄາໄຟຟ້າແມ່ນໃຫ້ຢູ່ໃນລະດັບທີ່ເໝາະສົມ ແລະ ເປັນທຳຕໍ່ຜູ້ນຳໃຊ້, ມີການກຳນົດໂຄງສ້າງລາຄາໄຟຟ້າທີ່ແທດເໝາະ ແລະ ສະທ້ອນເຖິງຕົ້ນທຶນຢ່າງແທ້ຈິງຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ. ລາຄາໄຟຟ້າຕ້ອງມີກົນໄກສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ຢ່າງປະຢັດ ແລະ ມີການແຂ່ງຂັນ ລວມທັງການພັດທະນາການໃຫ້ບໍລິການ. ລັດຖະບານເປັນຜູ້ອະນຸມັດລາຄາໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດ, ກຳນົດມາດຕະການໃນການຄຸ້ມຄອງ, ດັດສົມລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອຊຸກຍູ້-ສົ່ງເສີມຜູ້ຜະລິດ ແລະ ຜູ້ນຳໃຊ້ໃຫ້ມີຄວາມເໝາະສົມ; ໃຫ້ນະໂຍບາຍທາງດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ແກ່ຂະແໜງການບຸລິມະສິດຂອງລັດຖະບານ ເພື່ອສົ່ງເສີມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ. ການຊື້ໄຟຟ້າຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ ໂດຍສະເພາະ ພູຝຸ ທີ່ໄດ້ຮັບການມອບໝາຍຈາກລັດຖະບານ ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງຄຸນນະພາບໄຟຟ້າໃນການສະໜອງ, ລາຄາບໍ່ສູງກວ່າລາຄາຕົ້ນທຶນການຜະລິດໄຟຟ້າຂອງລະບົບທັງໝົດ ແລະ ຕ້ອງຕຳກວ່າລັດລົງທຶນຜະລິດເອງ ຫຼື ທຽບເທົ່າຈາກຕົ້ນທຶນຂອງການຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ໄດ້ຈາກແຫຼ່ງພະລັງງານດຽວກັນຢູ່ປະເທດໃກ້ຄຽງ.

**❖ ການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ**

ສົ່ງເສີມ ການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານໃຫ້ເປັນຮູບປະທຳ, ມີປະສິດທິພາບ, ມີປະສິດທິຜົນ, ຕາມທິດຍືນຍົງຕິດພັນກັບສິ່ງແວດລ້ອມ ແມ່ນເພື່ອແນໃສ່ຫຼຸດຜ່ອນການນຳໃຊ້ພະລັງງານຫຼຸດລົງ 10% ໃນປີ 2030 ຕາມຈັງຫວະການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ. ການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ ກວມເອົາບັນດາຂະແໜງການຄື: ພາກອຸດສາຫະກຳ, ພາກທີ່ຢູ່ອາໄສ, ພາກຕົກອາຄານທຸລະກິດ ແລະ ສຳນັກງານ ແລະ ພາກຂົນສົ່ງ ເປັນຕົ້ນແມ່ນແນໃສ່ ສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ອຸປະກອນໄຟຟ້າ, ເຄື່ອງຈັກພາຫະນະ ຫຼື ລະບົບການຜະລິດທີ່ປະຢັດພະລັງງານ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບມາດຕະຖານສະມັດຕະພາບດ້ານພະລັງງານຕໍ່າສຸດ ໂດຍສະເພາະປະເພດມໍເຕີ ແລະ ອຸປະກອນເຄື່ອງໃຊ້ພະລັງງານອື່ນໆ.

**III. ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ**

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ 2021 ຫາ 2030 ແບ່ງອອກເປັນ 5 ກໍລະນີສຶກສາຄື: ກໍລະນີຜືນຖານ (BAU), ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV), ກໍລະນີມີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN), ກໍລະນີມີກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນພ້ອມກັນ (EV+IN) ແລະ ກໍລະນີເກີດເຊື້ອພະຍາດອັກເສບປອດ (COVID19). ນອກຈາກນັ້ນ, ຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ ຍັງໄດ້ມີການປຽບທຽບກັບ ຜົນການຄາດຄະເນຜ່ານມາຂອງ ພູຝຸ, IAEA, USAID, JICA ແລະ ບໍລິສັດທີ່ປຶກສາ PWC ເພື່ອເປັນທາງເລືອກໃນການພິຈາລະນາຂອບເຂດການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໃຫ້ຖືກຕ້ອງທີ່ສຸດ.



ຈາກສະຖິຕິການນໍາໃຊ້ໄຟຟ້າໃນໄລຍະແຕ່ປີ 2000 ຫາ 2020 ເຫັນວ່າ ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວ ສະເລ່ຍປະມານ 13%/ປີ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍປະມານ 14%/ປີ. ຈາກຜົນການຄາດຄະເນດ້ານຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ເຫັນວ່າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດ ກໍລະນີຕໍ່າສຸດປະມານ 13.820 GWh/ປີ ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດ 20.415 GWh/ປີ, ໂດຍຈະມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 5,7% ຫາ 8,2%/ປີ, ເຫັນໄດ້ວ່າ ການຄາດຄະເນໃນກໍລະນີສູງສຸດ ຂະຫຍາຍຕົວຕໍ່າກວ່າໄລຍະ 2000 ຫາ 2020 ປະມານ 4,9%.

ຕາຕະລາງ 3- 1: ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາປີ 2021 ຫາ 2030

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ກໍລະນີສຶກສາ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021-2030
BAU	8.564	9.419	10.212	10.978	11.712	15.464	6.8%
EV	8.696	9.683	10.609	11.507	12.373	16.787	7.6%
IN	9.931	10.842	11.787	12.794	13.702	19.092	7.5%
EV+IN	10.063	11.106	12.184	13.323	14.363	20.415	8.2%
COVID-19	8.390	9.118	9.759	10.354	10.912	13.820	5.7%

ດ້ານຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຄາດວ່າຮອດປີ 2030 ຈະມີຄວາມຕ້ອງການໃນກໍລະນີຕໍ່າສຸດປະມານ 2.343 MW ແລະ ສູງສຸດປະມານ 3.188 MW, ໂດຍຈະມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ 6,1% ຫາ 9,5%/ປີ ເຫັນໄດ້ວ່າການຄາດຄະເນກຳລັງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີສູງສຸດແມ່ນຕໍ່າກວ່າ ອັດຕາການຂະຫຍາຍໃນໄລຍະ 2000 ຫາ 2020 ປະມານ 5,7%.

ຕາຕະລາງ 3- 2: ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາປີ 2021 ຫາ 2030

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ກໍລະນີສຶກສາ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021-2030
BAU	1.380	1.514	1.659	1.783	1.902	2.541	7%
EV	1.396	1.554	1.723	1.871	2.012	2.760	7,9%
IN	1.403	1.542	1.715	1.883	2.030	2.965	8,7%
EV+IN	1.406	1.571	1.770	1.962	2.134	3.188	9,5%
COVID-19	1.375	1.516	1.636	1.735	1.829	2.343	6,1%

ຈາກຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນຕາຕະລາງຂ້າງເທິງ ໄດ້ນຳເອົາມາປຽບທຽບ ກັບຜົນການສຶກສາຜ່ານມາຈາກຫຼາຍພາກສ່ວນ ໂດຍໄດ້ນຳມາສະແດງໃຫ້ເຫັນໃນຕາຕະລາງ 3-3 ແລະ 3-4 ຊຶ່ງເຫັນວ່າແນວໂນ້ມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງຄວາມຕ້ອງການຜະລິງງານໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດ ໃນປີ 2030 ອາດຈະຕໍ່າສຸດປະມານ 13.820 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ ຫາ ສູງສຸດ ປະມານ 20.415 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ ຫຼື ຈະຂະຫຍາຍຕົວປະມານ 5,7 ຫາ 8,8%/ປີ ແລະ ການຂະຫຍາຍຕົວຂອງຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າອາດຈະຕໍ່າສຸດ 2.343 MW ແລະ ສູງສຸດ 3.188 MW ຫຼື ຈະຂະຫຍາຍຕົວປະມານ 6,1 ຫາ 9,5%/ປີ.

ຕາຕະລາງ 3- 3: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການຜະລິງງານໄຟຟ້າ

Year	DEPP/MEM					ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)				
	BAU	EV	IN	EV+IN	COVID19	EDL	USAID	IAEA	JICA	PWC
2021	8.564	8.696	9.931	10.063	8.390	9.063	7.377	5.877	10.317	6.950
2025	11.712	12.373	13.702	14.363	10.912	11.428	10.218	7.291	13.463	9.624
2028	13.922	14.980	16.744	17.802	12.607	13.470	12.574	8.679	15.830	12.447
2030	15.464	16.787	19.092	20.415	13.820	15.032	13.982	9.605	17.597	14.795
AAGR	6.8%	7.6%	7.5%	8.2%	5.7%	5.8%	7.4%	5.6%	6.1%	8.8%

ຕາຕະລາງ 3- 4: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ

Year	DEPP/MEM					ຫົວໜ່ວຍ: (MW)				
	BAU	EV	IN	EV+IN	COVID19	EDL	USAID	IAEA	JICA	PWC
2021	1.380	1.396	1.403	1.406	1.375	1.704	1.527	1.189	1.940	1.307
2025	1.902	2.012	2.030	2.134	1.829	2.122	2.030	1.475	2.500	1.787
2028	2.288	2.465	2.569	2.745	2.138	2.485	2.446	1.753	2.920	2.296
2030	2.541	2.760	2.965	3.188	2.343	2.733	2.691	1.939	3.200	2.690
AAGR	7,0%	7,9%	8,7%	9,5%	6,1%	6,2%	6,6%	5,5%	7,0%	7,0%

#### IV. ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ

ການປັບປຸງ ແລະ ແກ້ໄຂ ບັນດາບັນຫາ ແລະ ສິ່ງທີ່ທ້າທາຍຕ່າງໆ ທີ່ໄດ້ກ່າວມາຂ້າງເທິງນັ້ນ ໄດ້ກຳນົດເອົາຫຼັກການ ແລະ ວິທີການໃນການຄັດເລືອກເອົາບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ມີປະສິດທິພາບ ແລະ ປະສິດທິຜົນສູງ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດແມ່ນໄດ້ຜິຈາລະນາ 3 ບັນຫາຕໍ່ໄປນີ້ ① ດ້ານຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານຜະລິງງານ (Power Supply Security); ② ດ້ານເສດຖະກິດ (Economy); ③ ດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ (Environment), ໂດຍຍຶດຫຼັກການໃນການຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າດັ່ງນີ້:

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງຄັດເລືອກ, ເລືອກເຜັ່ນ ແລະ ຈັດລຽງເອົາບັນດາໂຄງການເຂົ້າໃນການພັດທະນາ ເພື່ອສະໜອງຜະລິງງານໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ໃຫ້ພຽງພໍໃນແຕ່ລະໄລຍະ ເພື່ອຍົກສູງການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ໄດ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ ມີດັ່ງນີ້:

- 1) ໂຮງໄຟຟ້າຕາມນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ກຳນົດສັດສ່ວນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ ກວມເອົາ <sup>[1]</sup>75%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ <sup>[1]</sup>14% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນ <sup>[1]</sup>11%, ໃນນັ້ນ ປະເພດມີອ່າງເກັບນໍ້າກວມເອົາ 70%. ຕ້ອງສົ່ງເສີມການພັດທະນາໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ ທີ່ມີອ່າງເກັບນໍ້າໂຄງການທີ່ສາມາດຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ໃນລະດູແລ້ງ, ໂຄງການທີ່ມີປະສິດທິພາບ ໃນການສົ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແກ່ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ແລະ ເຂດພາກກາງ ທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຫຼາຍ.
- 2) ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ເພື່ອສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ແກ່ລະບົບໄຟຟ້າ ໃຫ້ມີຄວາມສະຖຽນລະພາບ ແລະ ຄວາມໝັ້ນຄົງ, ໂດຍສະເພາະແມ່ນການສະໜອງໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ.
- 3) ໂຮງໄຟຟ້າພະລັງງານທົດແທນ ຕາມນະໂຍບາຍຜະລິດໄຟຟ້າ ໄດ້ແກ່ ພະລັງງານໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ, ຊີວະມວນ ຕ້ອງເປັນລາຄາທີ່ສາມາດແຂ່ງຂັນໄດ້, ສາມາດຮັກສາລາຄາຂາຍຢ່ອຍໄດ້ ແລະ ຕ້ອງຮັບປະກັນໄດ້ທາງດ້ານເຕັກນິກໃນການເຊື່ອມຕໍ່ເຂົ້າລະບົບ.

ພື້ນຖານໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຈະຕ້ອງພິຈາລະນາຕາມຄວາມເປັນຈິງ ຕໍ່ກັບ ການສະເໜີອະນຸມັດໂຄງການແຕ່ລະປີ ໂດຍຄຳນຶງເຖິງແຫຼ່ງງົບປະມານ, ຕະຫຼາດ, ລາຄາຊື້-ຂາຍ, ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ສາຍສົ່ງ ແລະ ກຳລັງຊື້ທີ່ຈະແຈ້ງ, ຫຼຸດຜ່ອນການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຈາກຕ່າງປະເທດ ແລະ ຫັນມາເພີ່ມການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າທີ່ຜະລິດຈາກພາຍໃນ ທີ່ມີການຊັງຊາດ້ານເສດຖະກິດ ແລະ ກ້າວໄປເຖິງຢຸດການນຳເຂົ້າບາງຈຸດໂດຍພື້ນຖານ ການຈັດສັນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດຕາມເງື່ອນໄຂເຕັກນິກດັ່ງນີ້:

- 4) ຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ.
- 5) ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການກະກຽມກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການມີຄວາມຄືບໜ້າຫຼາຍ ແລະ ໂຄງການອື່ນໆ ທີ່ເຫັນວ່າມີຄວາມອາດສາມາດສູງໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ.
- 6) ການຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ ແບບມີອ່າງເກັບນໍ້າຂະໜາດໃຫຍ່, ກາງ, ນ້ອຍ ແລະ ແບບຝາຍນໍ້າລົ້ນຕາມລຳດັບທີ່ຈຳເປັນ ເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການຜະລິດໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ, ສາມາດຕ້ານແລ້ງ, ຕ້ານຖ້ວມ, ສາມາດນຳໃຊ້ນໍ້າເຂົ້າໃນຂະແໜງການອື່ນໆ ຢ່າງມີປະສິດທິຜົນ.
- 7) ການຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ ແມ່ນໄດ້ກຳນົດບົນພື້ນຖານຄຳ “ Regulating Capacity Factor ຫຼື RCF ” ໃຊ້ເພື່ອກຳນົດ ແລະ ໄຈ້ແຍກ ປະເພດຂອງໂຄງການແບບມີອ່າງເກັບນໍ້າຂະໜາດໃຫຍ່, ກາງ, ນ້ອຍ ແລະ ແບບຝາຍນໍ້າລົ້ນ (Run of the River) ແລະ ຄວາມແຕກຕ່າງພະລັງງານທີ່ໄດ້ຮັບມີດັ່ງນີ້:
  - ເຂື່ອນໄຟຟ້າແບບຝາຍນໍ້າລົ້ນ (Run of the River “RoR”) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ບໍ່ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້ທີ່ຈະຄວບຄຸມການໄຫຼຂອງກະແສນໍ້າເປັນລາຍວັນ, ອາທິດ ແລະ ສາມາດຮັກສານໍ້າໄດ້ໄລຍະ 2 ຊົ່ວໂມງ ລົງມາ (~ 0,1 ວັນ ) ຫຼື ມີຄ່າ RCF ຕໍ່າກວ່າ 2% (ສະເພາະເຂື່ອນໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍ).
  - ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນໍ້າຂະໜາດນ້ອຍ (Poundage type) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ມີຄວາມສາມາດເກັບນໍ້າໄວ້ໃຊ້ໃນຊ່ວງເວລາ ຄວາມຕ້ອງການປົກກະຕິ ມີຄ່າໃນລະຫວ່າງ 2% <RCF<5%.

- ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນໍ້າ (Reservoir type) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ມີຄວາມສາມາດ ບັນຈຸນໍ້າເພື່ອໃຊ້ຜະລິດໄຟຟ້າ ມີຄ່າ RCF ໃຫຍ່ກວ່າ > 5%.
- 8) ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຕ້ອງນໍາໃຊ້ຂະບວນການທີ່ສະອາດ (Clean Coal Technology) ເລີ່ມຕັ້ງແຕ່ຂະບວນກ່ອນເຜົາໄໝ້ (Pre-Combustion), ໄລຍະເຜົາໄໝ້ (Combustion) ແລະ ຫຼັງການ ເຜົາໄໝ້ (Post Combustion) ທີ່ລັດຖະບານ ສປປ ລາວປະກາດນໍາໃຊ້ ແລະ ຕາມຄູ່ມືແນະນໍາຂອງ ອາຊຽນ ASEAN CLEAN TECHNOLOGY (CCT) HANDBOOK FOR POWER PLANT ເປັນບ່ອນ ອີງພື້ນຖານ.
  - 9) ການຄັດເລືອກໂຄງການໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ, ລົມ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ການນໍາໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ຕ້ອງ ຮັບປະກັນຄວາມເໝາະສົມໃນແຕ່ລະພື້ນທີ່ ຕາມຜົນການສຶກສາຕົວຈິງຂອງລະບົບ, ຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ ພະລັງງານໄຟຟ້າ, ຮັບປະກັນທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ ແລະ ສອດຄ່ອງຕາມເງື່ອນໄຂການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບ ຂອງໄຟຟ້າລາວ.
  - 10) ຄັດເລືອກເອົາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງສອດຄ່ອງກັບກົດໝາຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງປີ 2017 ມາດຕາ 57, ມາດຕາ 58.
  - 11) ຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ ແມ່ນໃຫ້ ພິຈາລະນາໃນແຕ່ລະດ້ານດັ່ງນີ້:
    - ການກໍານົດແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃໝ່ (ຂະໜາດ 5 MW ລົງມາ) ຕາມແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງແຂວງ ແມ່ນໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າພາຍໃນແຂວງ ເຊັ່ນ: ເຂດທີ່ມີພະລັງງານໄຟຟ້າ ຊົມໃຊ້ບໍ່ພຽງພໍ, ເຂດທີ່ບໍ່ມີພະລັງງານໄຟຟ້າຊົມໃຊ້ ຫຼື ໃນເຂດທີ່ລະບົບຈໍາໜ່າຍຂອງໄຟຟ້າລາວບໍ່ທັນເຂົ້າ ເຖິງ.
    - ຕ້ອງມີການດຸ່ນດ່ຽງ ພະລັງງານໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະເມືອງ/ນະຄອນ, ທົ່ວແຂວງ ແລະ ນະຄອນຫຼວງໃຫ້ ສອດຄ່ອງກັບການ ດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ ທົ່ວປະເທດ.
  - 12) ທຸກໆ ໂຄງການພັດທະນາໄຟຟ້າ ທີ່ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ສາມາດປັບປຸງປ່ຽນແປງໄດ້ ຖ້າເຫັນວ່າຜ່ານການສຶກສາຢ່າງລະອຽດ ຖ້າບໍ່ສອດຄ່ອງກັບເງື່ອນໄຂທີ່ກ່າວມາ ຂ້າງເທິງ ແລະ ລະບຽບກົດ ໝາຍທີ່ກ່ຽວຂ້ອງກໍານົດໄວ້ ແມ່ນສາມາດຄັດເລືອກ ແລະ ປ່ຽນແທນໂຄງການ ໄດ້ ເພື່ອໃຫ້ໄດ້ໂຄງການທີ່ໃຫ້ ຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ, ເປັນຕົ້ນແມ່ນໃຫ້ພະລັງງານໃນລະດູແລ້ງສູງ, ລາຄາ ໄຟຟ້າສົມເຫດສົມຜົນ ແລະ ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການທີ່ຈໍາເປັນຂອງລັດຖະບານແຕ່ລະໄລຍະ.

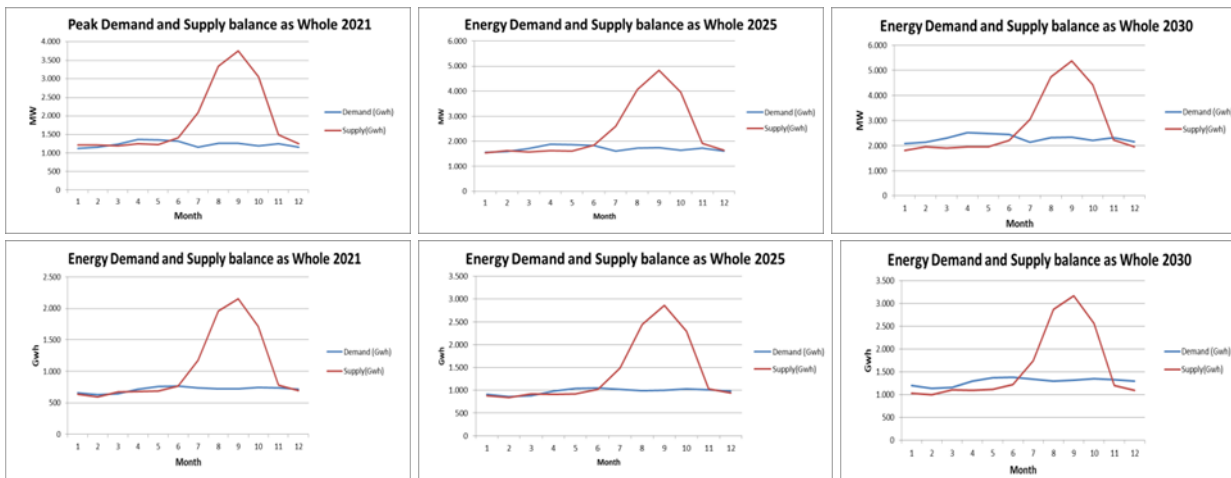
[<sup>11</sup>] ຕົວເລກດັດແກ້ອີງຕາມມະຕິກອງປະຊຸມສະພາແຫ່ງຊາດ ເລກທີ 22/ສພຊ, ລົງວັນທີ 16/11/2021]

## 1. ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ແມ່ນນໍາໃຊ້ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ດໍາເນີນການຜະລິດມາແລ້ວ ຮອດປີ 2020 ມີກໍາລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທັງໝົດ 3.085 MW ໄດ້ຄັດເລືອກເອົາໂຄງການທີ່ຈະພັດທະນານັບແຕ່ປີ 2021-2030 ໂດຍປະກອບມີ ປີ 2021 ມີກໍາລັງ ຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 678 MW, ປີ 2022 ມີກໍາລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 265 MW, ປີ 2023 ມີກໍາລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 180 MW, ປີ

2024 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 450 MW, ປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 234 MW, ປີ 2026 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 219 MW, ປີ 2027 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 60 MW, ປີ 2028 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 200 MW, ປີ 2029 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 150 MW, ປີ 2030 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 0 MW.

ຜົນການວິເຄາະຜ່ານລະບົບ Model ເພື່ອຫາຄ່າການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ສະແດງໃຫ້ເຫັນດັ່ງເສັ້ນສະແດງລຸ່ມນີ້:

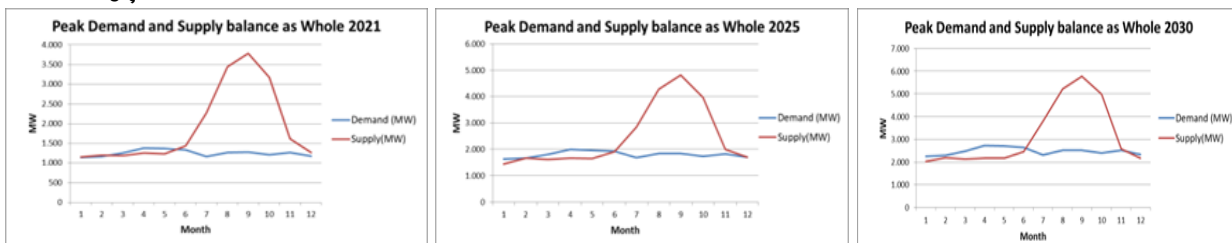


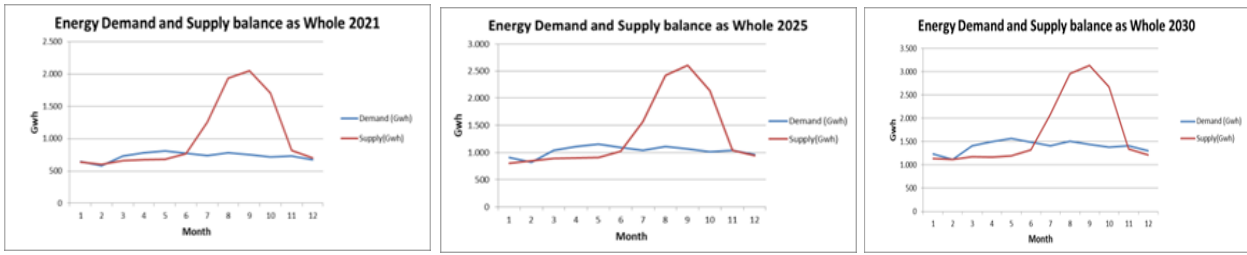
ຮູບທີ່ 4- 1: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 (BAU)

ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ແລະ ການສ້ອມແປງໃຫຍ່ໂຄງການຈະມອບໂອນໃຫ້ລັດຖະບານ ປີ 2021-2030 ລວມມີປະມານ 4.139 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.

## 2. ກໍລະນີສິ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ແມ່ນການເພີ່ມຕື່ມຈາກກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ເພື່ອພິຈາລະນາແຫຼ່ງຜະລິດເຂົ້າໃໝ່ປະກອບມີ ປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 56 MW, ປີ 2026 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 100 MW, ປີ 2027 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 160 MW, ປີ 2028 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 100 MW ແລະ ປີ 2029, 2030 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 0 MW ຜົນການວິເຄາະມີດັ່ງລຸ່ມນີ້:



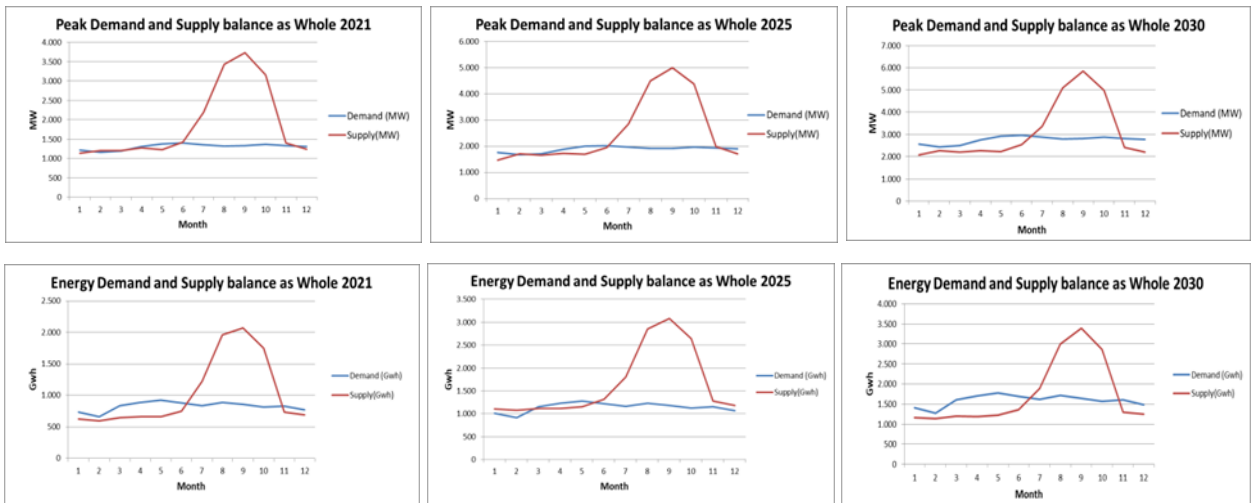


ຮູບທີ່ 4- 2: ຕຸ້ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 (EV)

ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ແລະ ການສ້ອມແປງໃຫຍ່ໂຄງການຈະມອບໂອນໃຫ້ລັດຖະບານ ປີ 2021-2030 ປະມານ 4.970 ລ້ານກວ່າໂດລາສະຫະລັດ.

### 3. ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ແມ່ນການເພີ່ມຈາກກໍລະນີພື້ນຖານ(BAU) ເພື່ອພິຈາລະນາແຫຼ່ງຜະລິດເຂົ້າໃໝ່ປະກອບມີ ປີ 2023 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 15 MW, ປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 131 MW, ປີ 2026 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 100 MW, ປີ 2027 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 112,5 MW, ປີ 2028 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 100 MW, ແລະ ປີ 2030 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 108 MW ຜົນການວິເຄາະມີດັ່ງລຸ່ມນີ້:



ຮູບທີ່ 4- 3: ຕຸ້ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 (IN)

ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ແລະ ການສ້ອມແປງໃຫຍ່ໂຄງການຈະມອບໂອນໃຫ້ລັດຖະບານ ປີ 2021-2030 ປະມານ 5.340 ລ້ານກວ່າໂດລາສະຫະລັດ.

### 4. ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN)

ແມ່ນການເພີ່ມຈາກກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ເພື່ອພິຈາລະນາແຫຼ່ງຜະລິດເຂົ້າໃໝ່ປະກອບມີ ປີ 2023 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 15 MW, ປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 131 MW, ປີ 2026 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 100 MW, ປີ

2027 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 212,5 MW, ປີ 2028 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 200 MW, ແລະ ປີ 2030 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 108 MW ຜົນການວິເຄາະມີດັ່ງລຸ່ມນີ້:



ຮູບທີ່ 4- 4: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 (EV+IN)

ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ແລະ ການສ້ອມແປງໃຫຍ່ໂຄງການຈະມອບໂອນໃຫ້ລັດຖະບານ ປີ 2021-2030 ປະມານ 5.640 ລ້ານກວ່າໂດລາສະຫະລັດ.

### 5. ກໍລະນີການລະບາດຂອງພະຍາດ Covid-19

ຄາດວ່າຈະສົ່ງຜົນກະທົບໂດຍກົງຕໍ່ການຂະຫຍາຍຕົວດ້ານເສດຖະກິດ ແລະ ມີແນວໂນ້ມທີ່ຊ້າລົງ, ເຊິ່ງຈະເຮັດໃຫ້ຄວາມຕ້ອງການໃນການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນໄລຍະ 2-3 ປີຕໍ່ໜ້າຈະມີກຳລັງຫຼຸດລົງ, ແຕ່ເຖິງຢ່າງໃດກໍຕາມໃນຄວາມເປັນຈິງແຫຼ່ງຜະລິດ ທີ່ຈະໜອງຜະລິດງານໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະທາງເລືອກ ແຕ່ປີ 2021-2025 ແມ່ນເປັນໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງຈຶ່ງບໍ່ສາມາດຢຸດເຊົາ ຫຼື ເລື່ອນອອກໄປໄດ້ ສະນັ້ນ, ຈຳນວນໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຈັດເຂົ້າໃນແຜນການກໍ່ສ້າງແມ່ນຈຳເປັນຕ້ອງໄດ້ກຳນົດເອົາຕາມທາງເລືອກທີ່ 1 ກໍລະນີ Base case ເປັນພື້ນຖານ.

### 6. ຜົນການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານພາຍໃນ ແລະ ການສົ່ງອອກ-ນຳເຂົ້າ

✓ ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

Year	Balance (GWh)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	4	26	-49	-84	-111	9	452	1.192	1.407	1.014	66	30
2022	13	42	-45	-90	-118	12	490	1.258	1.489	1.105	68	32
2023	-39	-3	-101	-153	-185	-48	446	1.214	1.477	1.064	7	-23
2024	-15	26	-88	-148	-180	-36	456	1.316	1.639	1.242	25	0
2025	9	56	-71	-137	-171	-20	495	1.394	1.852	1.333	45	20

2026	-10	42	-90	-163	-196	-35	481	1.474	1.867	1.394	28	2
2027	-57	4	-141	-221	-257	-87	568	1.437	1.831	1.359	-29	-52
2028	5	72	-87	-172	-211	-37	561	1.548	1.831	1.413	24	7
2029	-44	30	-123	-214	-246	-74	515	1.491	1.851	1.369	-25	-35
2030	-110	-30	-197	-293	-328	-153	439	1.480	1.839	1.295	-100	-106

✓ ກໍລະນີນໍາໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

Year	Balance(GWh)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	-2	27	-72	-104	-130	-3	519	1.159	1.296	990	85	25
2022	-4	32	-83	-126	-153	-15	542	1.327	1.436	1.126	75	18
2023	-65	-21	-154	-203	-234	-88	485	1.268	1.447	1.122	1	-49
2024	-52	-1	-155	-213	-245	-90	484	1.259	1.461	1.120	7	-35
2025	-108	27	-146	-210	-245	-76	525	1.308	1.541	1.120	1	-15
2026	-34	31	-153	-224	-258	-78	529	1.398	1.660	1.292	-2	-17
2027	-78	-2	-201	-284	-319	-127	497	1.368	1.633	1.263	-60	-69
2028	35	120	-98	-186	-226	-29	477	1.489	1.823	1.614	30	40
2029	164	232	80	-2	-24	165	615	1.672	1.975	1.563	189	181
2030	-99	1	-238	-335	-373	-172	673	1.453	1.696	1.291	-73	-93

✓ ກໍລະນີມີການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງອຸດສະຫະກຳ (IN)

Year	Balance(GWh)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	-107	-68	-191	-231	-262	-128	385	1.074	1.214	933	-100	-86
2022	-103	-57	-195	-244	-276	-132	415	1.129	1.274	1.029	-102	-87
2023	-164	-110	-266	-322	-358	-202	365	1.143	1.286	1.036	-155	-151
2024	-160	-100	-277	-343	-381	-214	352	1.123	1.273	1.026	-160	-149
2025	-197	-56	-250	-321	-358	-176	444	1.409	1.697	1.377	-108	-109
2026	-98	-27	-233	-313	-346	-144	485	1.507	1.799	1.475	-79	-83
2027	-169	-85	-312	-400	-437	-224	420	1.441	1.769	1.414	-163	-161
2028	-72	21	-228	-323	-363	-145	418	1.492	1.809	1.363	-79	-69
2029	-152	-48	-301	-404	-439	-219	334	1.329	1.779	1.344	-163	-143
2030	-246	-130	-408	-519	-559	-330	277	1.285	1.746	1.302	-310	-245



✓ ກໍລະນີຫັນເປັນໄຟຟ້າ (EV+IN)

Years	Balance(GWh)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	-118	-79	-204	-245	-277	-142	312	996	1.207	920	-130	-98
2022	-126	-78	-220	-272	-305	-158	329	1.128	1.308	1.004	-146	-110
2023	-197	-141	-304	-363	-400	-242	266	1.065	1.234	1.000	-229	-187
2024	-205	-141	-327	-397	-437	-268	241	1.032	1.220	975	-246	-196
2025	-253	-106	-314	-389	-428	-244	411	1.408	1.631	1.404	-173	-168
2026	-198	-121	-343	-427	-466	-270	295	1.310	1.576	1.275	-196	-191
2027	-268	-174	-418	-515	-556	-346	239	1.367	1.613	1.290	-281	-268
2028	-119	-15	-284	-388	-435	-218	321	1.370	1.668	1.440	-147	-126
2029	-126	-11	-287	-399	-441	-223	272	1.316	1.700	1.384	-161	-128

✓ ແຜນການສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າພະລັງງານໄຟຟ້າ

Years	Case BAU (GWh)		Case EV (GWh)		Case IN (GWh)		Case EV+IN (GWh)	
	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export
2021	-245	3.000	-257	3.000	-1.173	3.000	-1.292	3.000
2022	-253	3.150	-317	3.150	-1.196	3.150	-1.415	3.150
2023	-552	3.308	-815	3.308	-1.728	3.308	-2.062	3.308
2024	-468	3.473	-792	3.473	-1.784	3.473	-2.217	3.473
2025	-399	3.647	-800	3.647	-930	3.647	-2.075	3.647
2026	-494	3.829	-766	3.829	-892	3.829	-2.212	3.829
2027	-840	4.020	-804	4.020	-1.149	4.020	-2.826	4.020
2028	-507	4.221	-539	4.221	-914	4.221	-1.733	4.221
2029	-761	4.432	-26	4.432	-1.144	4.432	-1.775	4.432
2030	-1.318	4.654	-1.380	4.654	-2.747	4.654	-2.750	4.654

✓ ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອໃນລະດູຝົນ (ເອີ້ນວ່າ ພະລັງງານຂັ້ນສາມ)

Years	Case BAU (GWh)	Case EV (GWh)	Case IN (GWh)	Case EV+IN (GWh)
	Surplus	Surplus	Surplus	Surplus
2021	1.170	1.076	606	434
2022	1.304	1.405	697	619
2023	899	1.016	522	257

2024	1.231	859	301	5
2025	1.558	874	1.280	1.207
2026	1.458	1.003	1.437	626
2027	1.089	741	1.024	489
2028	1.238	1.408	860	578
2029	824	2.406	355	240
2030	399	458	44	304

ການດຸ່ນດ່ຽງ ລະຫວ່າງຄວາມຕ້ອງການ ແລະ ການສະໜອງ ໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ, ນອກຈາກນັ້ນ ຍັງເຫັນໄດ້ວ່າຊ່ວງເດືອນໃນພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ ແລະ ບໍ່ພຽງພໍ ຈະຕ້ອງໄດ້ຈັດຫາແຫຼ່ງພະລັງງານເຂົ້າມາເພີ່ມເພີ່ອໃຫ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ, ສ່ວນພະລັງງານເຫຼືອຈະຕ້ອງຊອກບ່ອນຈໍາໜ່າຍ. ຊຶ່ງຜົນການວິເຄາະນີ້ ເຫັນວ່າຍັງມີພະລັງງານເຫຼືອຫຼາຍໃນລະດູຝົນ ທີ່ເຫຼືອຈາກການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ (ເອີ້ນວ່າພະລັງງານຂັ້ນສອງ) ຈະສົ່ງອອກຂາຍປະລິມານຖີ່ເອົາການສົ່ງອອກໃນປີ 2019 ເປັນພື້ນຖານໃນການກຳນົດ ປະລິມານສົ່ງອອກໃນຕໍ່ໜ້າ ຫຼື ຖ້າມີການສົ່ງອອກໄດ້ຫຼາຍກວ່າ 3.000 GWh/ປີ ຍັງເປັນການດີ ແຕ່ຍັງມີພະລັງງານເຫຼືອຈາກການສົ່ງອອກຕື່ມອີກຈໍານວນໜຶ່ງ (ເອີ້ນວ່າ ພະລັງງານຂັ້ນສາມ) ໃນຊ່ວງລະດູຝົນ ທີ່ຄາດວ່າຈະເປັນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນໄລຍະສັ້ນ (ຊ່ວງເດືອນທີ່ມີປະລິມານນໍ້າຝົນສູງສຸດ). ໃນການສົ່ງອອກພະລັງງານໄຟຟ້າ ຊ່ວງລະດູຝົນ (ຊ່ວງເດືອນ 7-10 ໄລຍະ 4 ເດືອນ) ຖືວ່າເປັນການຂາຍພະລັງງານຂັ້ນສອງ ແນ່ນອນລາຄາໄຟຟ້າຈະບໍ່ໄດ້ສູງປານໃດ ຜ່ານມາກໍ່ຂາຍໄດ້ສະເລ່ຍປະມານ 4,5 USCent/kWh ແລະ ຮັບປະກັນການນໍາເຂົ້າໄຟຟ້າຕ້ອງບໍ່ຫຼາຍກວ່າການສົ່ງອອກ ດັ່ງທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນຕາຕະລາງ (4-1 ຫາ 4-4) ຂ້າງເທິງ ໃນແຕ່ລະທາງເລືອກ BAU, EV, IN ແລະ EV+IN.

**7. ໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ (IPP)**

ລັດຖະບານ ສປປ ລາວ ມີນະໂຍບາຍສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການຊື້-ຂາຍພະລັງງານໄຟຟ້າ ດ້ວຍຫຼາຍຮູບການເຊັ່ນ: ສົ່ງອອກໂດຍກົງເປັນລາຍໂຄງການ ຫຼື ລວມກັນຫຼາຍໂຄງການແລ້ວສົ່ງອອກ, ສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ, ການສົ່ງອອກຈາກຈຸດໜຶ່ງ (ປະເທດໜຶ່ງ) ເພື່ອສົ່ງຕໍ່ໄປຍັງອີກຈຸດໜຶ່ງ (ປະເທດທີສອງ) ແລະ ພັດທະນາໃຫ້ມີການສົ່ງອອກຈາກລະບົບສຸ່ລະບົບ ໂດຍການນໍາພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກປະເທດໜຶ່ງຜ່ານປະເທດທີສອງໄປຍັງອີກປະເທດທີສາມ. ໂຄງການທີ່ຈະສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ ຕ້ອງເປັນໂຄງການທີ່ນອນຢູ່ໃນຍຸດທະສາດພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງສປປ ລາວ (ຝ່າຍຂາຍ) ແລະ ນອນຢູ່ໃນແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງປະເທດໃຊ້ໄຟຟ້າ (ຝ່າຍຊື້), ໂດຍມີຂັ້ນຕອນ, ກົນໄກປະຕິບັດຕໍ່ໄປນີ້:

**1./ ຂັ້ນຕອນທີ 1: ກະກຽມໂຄງການ**

- 1) ໂຄງການທີ່ໄດ້ຜ່ານຂັ້ນຕອນການສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ ຕາມລະບຽບ ແລະ ຂັ້ນຕອນຂອງກົດໝາຍ ຂອງຂະແໜງການທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ.
- 2) ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການຈະຕ້ອງນໍາສະເໜີໂຄງການຂອງຕົນທີ່ມີຄວາມພ້ອມດ້ານເຕັກນິກ ແລະ ນິຕິກຳ ໃຫ້ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາ.

- 3) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ບັນຈຸໂຄງການເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ຕາມທຳແຮງແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດທີ່ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້.
- 4) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ຄັດເລືອກ, ຈັດລຽງໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າ, ມີເງື່ອນໄຂພ້ອມ ແລະ ພິຈາລະນາການເຊື່ອມຕໍ່ທີ່ເຫັນວ່າມີຄວາມເໝາະສົມ ແລະ ສ້າງຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ.

**2./ ຂັ້ນຕອນທີ່ 2: ສຶກສາຕະຫຼາດໄຟຟ້າ**

- 1) ລັດຖະບານ ຊຸກຍູ້ສິ່ງເສີມ ແລະ ສ້າງເງື່ອນໄຂ ຊ່ວຍຜູ້ພັດທະນາເຂົ້າເຖິງຕະຫຼາດ ປະເທດເພື່ອນບ້ານດ້ວຍຫຼາຍ ຮູບການຫຼາຍຂຶ້ນ.
- 2) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ແລະ ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ ປຶກສາຫາລື ກະກຽມຂໍ້ມູນ ທີ່ ຈຳເປັນໃນການເຂົ້າຫາຕະຫຼາດໄຟຟ້າ.
- 3) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແລະ ກະຊວງກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງ ສປປ ລາວ ຊ່ວຍຜູ້ພັດທະນາ ອຳນວຍຄວາມ ສະດວກດ້ານຕ່າງໆ ທີ່ບໍ່ຂັດກັບລະບຽບກົດໝາຍ, ເຂົ້າຮ່ວມການເຈລະຈານຳຜູ້ພັດທະນາ ກັບໜ່ວຍປະຕິບັດ ການ, ໜ່ວຍງານກ່ຽວຂ້ອງກະຊວງ ແລະ ລັດຖະບານ ຂອງປະເທດຕ້ອງການຊື້ໄຟຟ້າ ຕາມຄວາມເໝາະສົມ ແລະ ເງື່ອນໄຂຕົວຈິງ.
- 4) ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ ສາມາດເຂົ້າເຖິງໜ່ວຍປະຕິບັດການ, ໜ່ວຍງານກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງກະຊວງ ແລະ ລັດຖະບານ ຂອງປະເທດຕ້ອງການໄຟຟ້າ ຕາມຄວາມເໝາະສົມ ແລະ ເງື່ອນໄຂຕົວຈິງ.
- 5) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ບັນຈຸ, ຈັດລຽງໂຄງການໃນຍຸດທະສາດຕາມຄວາມຄືບໜ້າ ດ້ານເຕັກນິກ ແລະ ດ້ານຕະຫຼາດໄຟຟ້າຕາມຕົວຈິງ (ໝາຍວ່າໂຄງການໃດມີຄວາມພ້ອມຈະຖືກພັດທະນາຕາມເງື່ອນໄຂສັນຍາຊື້- ຂາຍໄຟຟ້າ).
- 6) ທຸກເອກະສານໂຄງການ ກ່ອນຈະໄດ້ເຊັນ Tariff MOU ແລະ PPA ຈະຕ້ອງຜ່ານການກວດກາຈາກ ພາກສ່ວນກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສປປ ລາວ ເສຍກ່ອນ ຈິ່ງລົງນາມໄດ້.

**3./ ຂັ້ນຕອນທີ່ 3: ກະກຽມເຊັນສັນຍາສຳປະທານໂຄງການ ( CA)**

- 7) ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ຈະຕ້ອງທົບທວນຄືນ ຕາມຂັ້ນຕອນຂອງລະບຽບກົດໝາຍ ເພື່ອ ຮັບປະກັນຜົນປະໂຫຍດຂອງລັດຖະບານຈາກໂຄງການ.
  - **ປະເທດໄທ:** ສິ່ງອອກແລ້ວປະກອບມີ 8 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.421 MW, 2 ໂຄງການ ຄາດວ່າ ຈະສຳເລັດກ່ອນປີ 2027 ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 982 MW ແລະ ຫຼັງປີ 2027 ມີ 4 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 3.734 MW ລວມທັງໝົດ 10.137 MW (ເຫັນວ່າ ຈຳນວນເກີນກອບ MOU ສອງຝ່າຍ ທີ່ມີໃນປະຈຸບັນ 9.000 ເມກາວັດ ເກີນ 1.370 MW, ປະຈຸບັນກຳລັງສະເໜີຂໍເພີ່ມຂຶ້ນອີກ 1.200 MW ເພື່ອໃຫ້ໄດ້ 10.200 MW.
  - **ສສ ຫວຽດນາມ:** ສິ່ງອອກແລ້ວ ປະກອບມີ 3 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 572 MW, 6 ໂຄງການໄດ້ ເຊັນສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟ (PPA) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 519 MW, 13 ໂຄງການຈະເຂົ້າເຊັນສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟ (PPA) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 874 MW, 2 ໂຄງການທີ່ເຫັນດີມອບຂໍ້ຕົກລົງຊື້-ຂາຍໄຟ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.060 MW, 10 ໂຄງການໄດ້ເຊັນບົດບັນທຶກຊື້-ຂາຍໄຟ (Tariff MOU) ແລ້ວ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.655 MW, 12 ໂຄງການ

ທີ່ຈະສະເໜີເຊັນບົດບັນທຶກການຊື້-ຂາຍໄຟ (Tariff MOU) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 937 MW ແລະ ມີ 1 ໂຄງການ ທີ່ເຊັນຮັບຫຼັກການ ການຂາຍໄຟ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 240 MW. ໃນນັ້ນ ມີ 3 ໂຄງການຄື ຕາດສະໂຄຍ 32 MW, ເຊລະນອງ 1 (70 MW) ແລະ ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຊັນເປເບີ (75 MW) ແມ່ນມີແຜນນຳໃຊ້ພາຍໃນ ທີ່ມີ ຄວາມຕ້ອງການສະໜອງໃນເຂດພາກກາງ. ແລະ ບັນດາໂຄງການທີ່ຈະນຳສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍຫວຽດນາມເຂົ້າແຜນໃນຕໍ່ ໜ້າ ລວມມີ 64 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.109 MW. ລາຍລະອຽດເອກະສານຕິດຂັດ Annex B ຕາຕະລາງ B-5.

- **ກຳປູເຈຍ:** ຜ່ານມາໄດ້ສິ່ງ 255 MW, ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ (EDL) ໄດ້ເຊັນສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟ (PPA) ກັບ ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າກຳປູເຈຍ (EDC) ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 500 MW ໃນລະຫວ່າງ ທ້າຍປີ 2021 ເຖິງ ທ້າຍປີ 2023 ທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການໄຟ ລະດູແລ້ງ 50% ແລະ ລະດູຝົນ 50%. ໃນນັ້ນ, ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ມີແຜນ ເພື່ອສະ ໜອງໄຟ ປະກອບມີ 7 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 743 MW. ນອກຈາກນັ້ນ ຍັງມີໂຄງການຂອງເອກະຊົນ (IPP) ທີ່ໄດ້ເຊັນສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟ ກັບ EDC ເພື່ອສະໜອງໄຟຈາກພະລັງງານຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນໃນລະຫວ່າງປີ 2024-2029 ຄື: ປີ 2024 ໂຮງໄຟຟ້າລະມາມ 600 MW, ໂຄງການໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລິມ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.800 ເມກາວັດ ຄາດວ່າ COD ໜ່ວຍທີ 1 (300 MW) ເດືອນ 1 ປີ 2027, ໜ່ວຍທີ 2 (300 MW) ເດືອນ 10 ປີ 2027, ໜ່ວຍທີ 3 (300 MW) ເດືອນ 1 ປີ 2028, ໜ່ວຍທີ 4 (300 MW) ເດືອນ 10 ປີ 2028, ໜ່ວຍທີ 5 (300 MW) ເດືອນ 1 ປີ 2029 ແລະ ໜ່ວຍທີ 6 (300 MW) ເດືອນ 4 ປີ 2029.

- **ມຽນມາ:** ແມ່ນລວມເປັນບັນດາໂຄງການຢູ່ທາງເບື້ອງຕາເວັນຕົກສຽງເໜືອ ສິ່ງອອກໄປປະເທດ ມຽນມາ ຄາດ ວ່າກ່ອນປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 300 MW.

- **ກຸ່ມປະເທດອາຊຽນ:** ປະຈຸບັນສິ່ງໃຫ້ກັບປະເທດມາເລເຊຍ 300 MW ແລະ ມີແຜນສິ່ງໃຫ້ປະເທດສິງກະໂປ ອີກ ປະຈຸບັນຢູ່ໃນຂັ້ນຕອນການສຶກສາ, ປຶກສາຫາລືກັນ ເພື່ອຂະຫຍາຍການຮ່ວມມື ໃນການຊື້-ຂາຍ ແລະ ແລກປ່ຽນ ພະລັງງານ ເຊື່ອມຕໍ່ໃສ່ກັບປະເທດສິງກະໂປ ເຊິ່ງເອີ້ນວ່າ ລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ.

## 8. **ການນຳເຂົ້າ ແລະ ສິ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ**

ຕະຫຼອດໄລຍະ 10 ປີ (2011-2020) ຜ່ານມາ ໄດ້ມີການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຈາກ ປະເທດເພື່ອນບ້ານ ເປັນຕົ້ນ ແມ່ນ ໄທ, ສສ ຫວຽດນາມ, ສປ ຈີນ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນເຂດທີ່ລະບົບໄຟຟ້າລາວຍັງບໍ່ທັນເຂົ້າ ເຖິງ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ບັນດາບ້ານລຽບຕາມຊາຍແດນ ແລະ ການນຳເຂົ້າເພື່ອສະໜອງໄຟຟ້າໃນຍາມແລ້ງຈຳນວນໜຶ່ງ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ເຂດພາກກາງ ແລະ ພາກໃຕ້.

ມີການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າທັງໝົດ 11.674 GWh ຄິດເປັນມູນຄ່າ 615 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ສະເລ່ຍ 1.121 GWh/ປີ ຄິດເປັນມູນຄ່າ 61,5 ລ້ານໂດລາຕໍ່ປີ ຫຼື 5,27 US Cent/KWh. ໃນນັ້ນ ລະດູແລ້ງ ກວມເອົາ 84% ແລະ ລະດູຝົນ 16%.

ມີການສົ່ງອອກໄຟຟ້າຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ທັງໝົດ 13.324 GWh ຄິດເປັນມູນຄ່າ 605,48 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ສະເລ່ຍຕໍ່ປີ 1.332 GWh ຄິດເປັນມູນຄ່າ 60 ລ້ານໂດລາ ຕໍ່ປີ ຫຼື 4,54 US Cent/KWh. ໃນນັ້ນ ລະດູຝົນສົ່ງອອກສະເລ່ຍກວມເອົາ 68% ແລະ ລະດູແລ້ງ ສົ່ງອອກກວມເອົາ 32%.

ຈາກຂໍ້ມູນການນໍາເຂົ້າ ແລະ ການສົ່ງອອກພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ກ່າວມາຂ້າງເທິງ ເມື່ອມີການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານຕໍ່ລາຍຮັບ ແລະ ລາຍຈ່າຍ ໄລຍະ 10 ປີຜ່ານມາ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວສູນເສຍ 96,60 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ຫຼື 9,66 ລ້ານໂດລາຕໍ່ປີ ໃນລາຄາຊື້ເຂົ້າ ແລະ ຂາຍອອກ ໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ.

ນອກຈາກນັ້ນ, ການສົ່ງອອກທີ່ມີການຊື້ພະລັງງານຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຂອງບັນດາຜູ້ຜັດທະນາ IPP ທີ່ມີລາຄາສະເລ່ຍ 6 US Cent/KWh ເຫັນໄດ້ວ່າ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ສູນເສຍ 198,65 ລ້ານໂດລາ ຫຼື 19,86 ລ້ານໂດລາຕໍ່ປີ ຊຶ່ງຍັງບໍ່ລວມການສູນເສຍໃນລະບົບສາຍສົ່ງ.

➤ **ທິດທາງໃນຕໍ່ໜ້າ**

- ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຈະຕ້ອງໄດ້ທົບທວນຄືນຕໍ່ກັບບັນຫາ ການດໍາເນີນທຸລະກິດຂາດທຶນຄືນ ດັ່ງຕົວເລກທີ່ກ່າວມາຂ້າງເທິງ.
- ການຮັບຊື້ໄຟຟ້າຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ ຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຕ້ອງໄດ້ພິຈາລະນາຢ່າງຮອບຄອບ ທັງຮັບປະກັນຄວາມສາມາດໃນການສະໜອງເຂົ້າລະບົບທີ່ມີຄຸນນະພາບ ສ້າງເງື່ອນໄຂໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກໄຟຟ້າໃຫ້ໄດ້ຄຸນຄ່າທີ່ສູງຂຶ້ນ ໃຫ້ໄດ້ດັ່ງໂຄງການໄຟຟ້າ IPP ສົ່ງອອກໂດຍກົງ.
- ລັດຖະບານຕ້ອງໄດ້ສະໜັບສະໜູນໃຫ້ມີການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດຫຼາຍຂຶ້ນ, ສ້າງມູນຄ່າເພີ່ມສູງຂຶ້ນ.
- ເລັ່ງໃສສຶກສາສໍາຫຼວດ ແລະ ພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງຈໍາໜ່າຍ ໃຫ້ເຂດທີ່ບໍ່ທັນມີລະບົບຈ່າຍເຂົ້າຮອດ ເຊັ່ນເຂດ ຊາຍແດນ ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການນໍາເຂົ້າໄຟຟ້າ.

**9. ສະຫຼຸບ**

✓ **ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດຮັບໃຊ້ພາຍໃນ**

ຈາກຜົນການວິເຄາະແຕ່ລະທາງເລືອກທີ່ກ່າວມາຂ້າງເທິງ ເຫັນໄດ້ວ່າ ໂດຍນໍາໃຊ້ຂໍ້ມູນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ດໍາເນີນການຜະລິດເປັນຜື້ນຖານໃນການຄິດໄລ່ ແລະ ໂຄງການທີ່ດໍາເນີນການກໍ່ສ້າງ, ກະກຽມກໍ່ສ້າງທີ່ມີ PPA, ໂຄງການຢູ່ໃນຂັ້ນຕອນການສຶກສາ (PDA, FS) ຈໍານວນໜຶ່ງ ໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງນີ້:

- 1) ການບັນຈຸແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດ ມີອັດຕາສ່ວນດ້ານກໍາລັງການຜະລິດ ຮອດປີ 2030 ຄື: ກໍລະນີຜື້ນຖານ (BAU) ໄຟຟ້ານໍ້າຕົກກວມເອົາ 77,59%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 18,87% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 3,55 %; ກໍລະນີມີການນໍາໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV) ໄຟຟ້ານໍ້າຕົກກວມເອົາ 75,81%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 20,50% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 3,69 %; ກໍລະນີມີອຸດສະຫະກໍາເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) ໄຟຟ້ານໍ້າຕົກກວມເອົາ 76,96%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 19,75% ແລະ ພະລັງງານທົດ

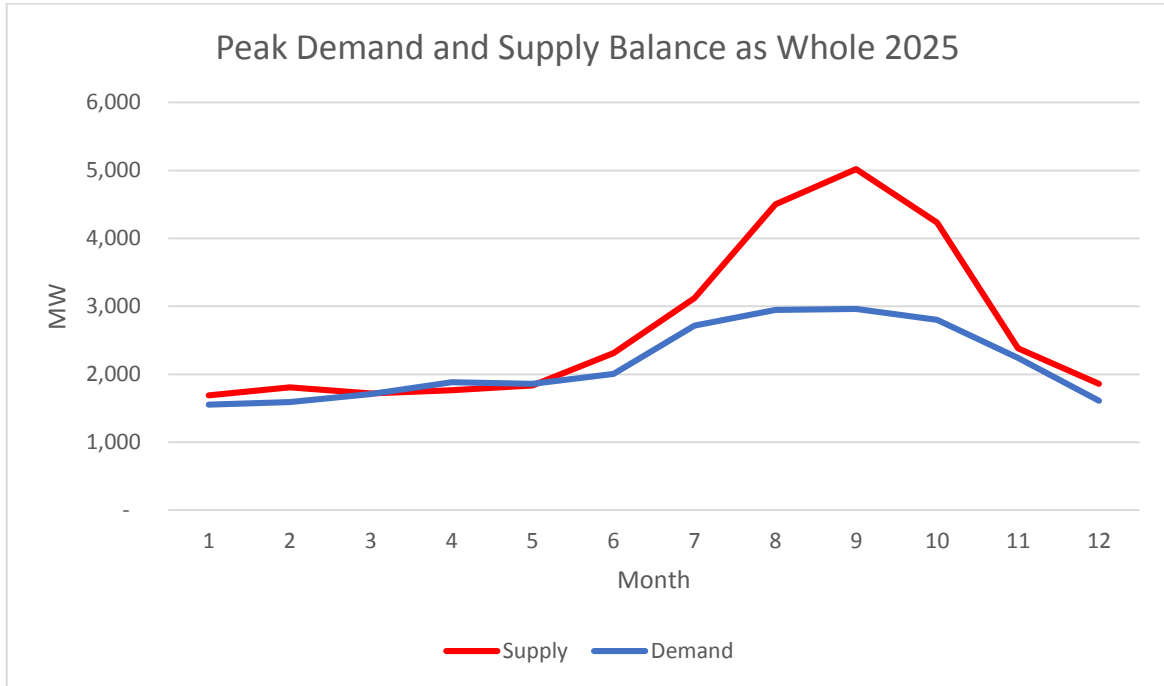
ແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 3,29 % ແລະ ກໍລະນີຫັນເປັນໄຟຟ້າ (EV+IN) ໄຟຟ້ານໍ້າຕົກກວມເອົາ 74,68%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 21,87 % ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 3,45 %.

- 2) ຄວາມສາມາດໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເຫັນວ່າຍັງຕໍ່າ ແລະ ຍັງມີຈໍາກັດລະດູແລ້ງ 45% ແລະ ລະດູຝົນ 55%, ເມື່ອປຽບທຽບກັບຄວາມຕ້ອງຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງ 66% ແລະ ລະດູຝົນ 44%, ຈຶ່ງເຫັນວ່າແຫຼ່ງສະໜອງມີພະລັງງານບໍ່ທັນພຽງພໍ ກັບຄວາມຕ້ອງການໃນລະດູແລ້ງ ຍ້ອນວ່າແຫຼ່ງຜະລິດສ່ວນຫຼາຍແມ່ນຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ ທີ່ມີອ່າງເກັບນໍ້າຂະໜາດນ້ອຍຫາຂະໜາດກາງເປັນເປັນຈໍານວນຫຼາຍແຫ່ງ. ຈຶ່ງເຫັນຄວນໃຫ້ໜ່ວຍງານປະຕິບັດ (ຝລລ) ເຮັດການສຶກສາຄືນຢ່າງລະອຽດຕໍ່ການເພີ່ມປະສິດທິພາບການຜະລິດໄຟຟ້າ (Optimize) ເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກທີ່ເປັນ Cascade ທີ່ຈະຊ່ວຍການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຫຼາຍຂຶ້ນ ແລະ ບັນຫາສໍາຄັນທີ່ຈະຕ້ອງໄດ້ເອົາໃຈໃສ່ ປະຕິບັດຕາມຍຸດທະສາດເຕີບໂຕສີຂຽວແຫ່ງຊາດ ແລະ ເປົ້າໝາຍການພັດທະນາແບບຍືນຍົງ (SDGs), ຍຸດທະສາດວ່າດ້ວຍປ່າໄມ້ ຮອດປີ 2030 ມີເປົ້າໝາຍລວມເພື່ອ ພັດທະນາເສດຖະກິດ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ຮັກສາແຫຼ່ງນໍ້າເພື່ອຜະລິດກະແສໄຟຟ້າ, ສ້າງວຽກເຮັດງານທຳໃນວຽກງານປູກຕົ້ນໄມ້ເປັນສິນຄ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳປຸງແຕ່ງ, ຊຶ່ງສອດຄ່ອງກັນ ກັບແນວທາງທີ່ຈະແກ້ໄຂສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ໄດ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.
- 3) ການສໍາຮອງພະລັງງານ 15% ທີ່ຄາດວ່າມີປະມານ 1.285 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ຫຼື ຄິດເປັນມູນຄ່າ 771 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ຕໍ່ປີ, ຊຶ່ງການລົງທຶນໃນການສໍາຮອງພະລັງງານດັ່ງກ່າວຈະເຮັດໃຫ້ລາຄາໄຟຟ້າຜູ້ຊົມໃຊ້ສູງຂຶ້ນ ແຕ່ໃນຂະນະດຽວກັນ ກໍ່ຈະເຮັດໃຫ້ການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າມີຄວາມໝັ້ນຄົງສູງຂຶ້ນເຊັ່ນດຽວກັນ, ໃນຫຼາຍໆປະເທດກໍ່ນໍາໃຊ້ນະໂຍບາຍດັ່ງກ່າວ.
- 4) ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໂດຍລວມແລ້ວທົ່ວປະເທດ ຈະມີພະລັງງານຂາດໃນລະດູແລ້ງຈໍານວນໜຶ່ງ, ຖ້າການດຸ່ນດ່ຽງເປັນພາກ ແມ່ນຍັງມີຄວາມຕ້ອງການນໍາເຂົ້າຂ້ອນຂ້າງຫຼາຍສົມຄວນ ເຊັ່ນ: ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ເຂດພາກກາງ, ພາກໃຕ້ຈໍານວນໜຶ່ງ ຍ້ອນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສວນຫຼາຍແມ່ນມີຢູ່ເຂດພາກເໜືອ, ມີໄພແລ້ງແກ່ຍາວ, ຝົນບໍ່ຕົກຕາມລະດູການ ບັນຫາດັ່ງກ່າວຈະມີຜົນຕໍ່ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ແລະ ສູ້ຊົນໃຫ້ມີການສົ່ງອອກໃນລະດູຝົນຫຼາຍຂຶ້ນ, ນອກຈາກນັ້ນຍັງມີພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອໃນລະດູຝົນສູງສຸດປະມານ 2-3 ເດືອນ ຈະຕ້ອງມີກົນໄກແກ້ໄຂ ພະລັງງານຂັ້ນສອງ, ຂັ້ນສາມ ດ້ວຍຄວາມເໝາະສົມ.
- 5) ດ້ານດຸ່ນດ່ຽງດ້ານການຄ້າ ໝາຍເຖິງການຕີລາຄາຜົນໄດ້ຮັບດ້ານເສດຖະກິດຂອງຜູ້ຜະລິດ, ຜູ້ໃຫ້ບໍລິການ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໄປຝ້ອມໆກັນ. ໃນນັ້ນ, ການກຳນົດໃຫ້ເປັນລາຄາໄຟຟ້າສອງລະດູຈະມີຜົນໄດ້ຮັບດີກ່ອນສໍາລັບລາຄາໄຟຟ້າລະດູດຽວ.

## 10. ສະເໜີທິດທາງແກ້ໄຂ

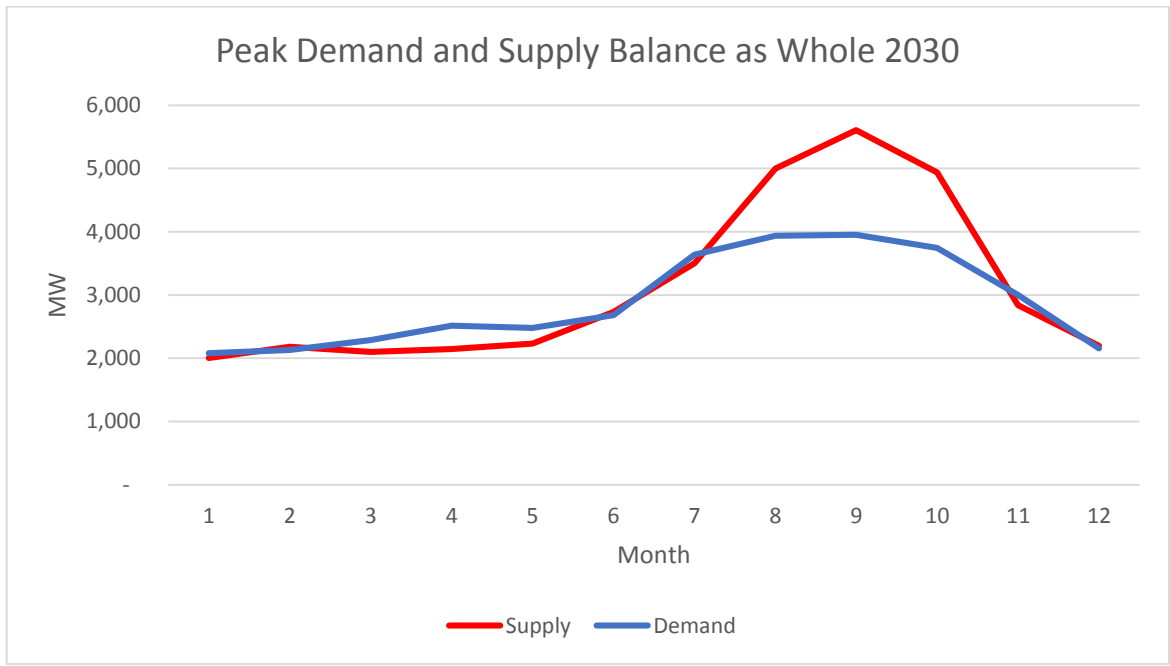
1. ສະເໜີສ້າງກົນໄກວາງແຜນຮ່ວມກັນສະເພາະ ລະຫວ່າງ ຂະແໜງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ກັບ ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ ແລະ ການຄ້າ ໃນການກຳນົດເຂດພັດທະນາ ແລະ ເຂດອຸດສາຫະກຳ ເພື່ອຊຸກຍູ້ການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃຫ້ປະກົດຜົນ ເປັນຈິງໃນເວລາອັນຄວນ ໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບການພັດທະນາບັນດາທ່າແຮງຂອງແຫຼ່ງສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໂດຍ ສະເພາະແມ່ນເຂດພາກເໜືອທີ່ມີເງື່ອນໄຂ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ແຂວງອຸດົມໄຊ ຫຼື ບັນດາແຂວງໃກ້ຄຽງ.
2. ເຂັ້ມງວດປະຕິບັດຕາມເງື່ອນໄຂ ແລະ ຂັ້ນຕອນການພັດທະນາໂຄງການຕາມລະບຽບກົດໝາຍ ໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ຄວາມຕ້ອງການ ແລະ ໃຫ້ເຫັນໄດ້ຄວາມເປັນຈິງຂອງໂຄງການ ເພື່ອຍົກສູງປະສິດທິພາບ, ປະສິດທິຜົນຂອງ ໂຄງການ.
3. ສະເໜີປັບປຸງນະໂຍບາຍຮັບຊື້ລາຄາໄຟຟ້າຈາກແຫຼ່ງຜະລິດເປັນສອງລະດູ ໂດຍການສ້າງກົນໄກການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ຂອງບັນດາໂຄງການທີ່ມີອ່າງເກັບນໍ້າເພື່ອການວາງແຜນສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ. ສ່ວນລາຄາໃນພາກຈຳໜ່າຍ ຄວນກຳນົດສະເພາະໃນບາງຂະແໜງການຕາມຄວາມເໝາະສົມ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັນສະພາບຄວາມອາດສາມາດ ຂອງແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ (ລະດູແລ້ງ ແລະ ລະດູຝົນ) ຮັບປະກັນຜົນປະໂຫຍດຂອງຜູ້ຜະລິດ, ຜູ້ໃຫ້ບໍລິການ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າອື່ນໆກັນ.
4. ປັບປຸງຮູບການຜະລິດໄຟຟ້າໃຫ້ມີການປະສົມປະສານ (Hybrid) ສອດຄ່ອງຕາມທ່າແຮງ ກັບສະພາບຂອງຄວາມ ຕ້ອງການນໍາໃຊ້ ເພື່ອເປັນການສົ່ງເສີມການຜະລິດໄຟຟ້າສະໜອງໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ພຽງພໍຫຼາຍຂຶ້ນ.
5. ບັນດາໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າຢູ່ທາງພາກໃຕ້ທີ່ຈະສົ່ງອອກໄປຫວຽດນາມ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເປັນຈຳນວນຫຼາຍ ຊຶ່ງ ອາດຈະເຮັດໃຫ້ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອສະໜອງໃຫ້ພາຍໃນໄລຍະຍາວບໍ່ພຽງພໍ, ຕ້ອງໄດ້ຫາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ປະເພດອື່ນມາທົດແທນ ຫຼື ສະຫງວນບັນດາໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າຈຳນວນໜຶ່ງໄວ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ ທີ່ເປັນໂຄງການ ການສະໜອງພະລັງງານມີປະສິດທິພາບ ເປັນຕົ້ນແມ່ນໂຄງການຕາມສາຍນໍ້າເຊກອງ ແລະ ໂຄງການນໍ້າຂອງ ຊຶ່ງ ເປັນໂຄງການທີ່ສາມາດຮັບປະກັນຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ໃນລະດູແລ້ງ ໃຫ້ມີຄວາມສະຖຽນລະພາບ ມີຄວາມໝັ້ນຄົງໄດ້ ໃນລະດັບດິດສົມຄວນ.
6. ຊຸກຍູ້ບັນດາໂຄງການສົ່ງອອກລັດຖະບານຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມໃຫ້ຜູ້ພັດທະນາເຂົ້າເຖິງຕະຫຼາດໄຟຟ້າ ບົນເງື່ອນໄຂມີຄວາມ ພ້ອມ, ມີຄວາມຄົບໜ້າ ແລະ ມີຕະຫຼາດທີ່ຊັດເຈນ ໄປພ້ອມໆກັນ ຕາມກົນໄກລະບຽບ ກົດໝາຍກຳນົດໄວ້.
7. ສະເໜີໃຫ້ ສ້າງກົນໄກການບໍລິຫານຈັດການຢ່າງເໝາະສົມ ໃນການສຳຮອງແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ທີ່ມີການລົງທຶນ ຢ່າງມະຫາສານເພື່ອການສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງຂອງລະບົບໄຟຟ້າ ຮັບປະກັນຄວາມໜ້າເຊື່ອຖືໃນການສະໜອງ ພະລັງງານໄຟຟ້າແກ້ໄຂໃນຍາມວິກິດ.
8. ມີກົນໄກຍົກສູງປະສິດທິພາບໃນການປະສົມປະສານການຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອການສົ່ງອອກຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ (Grid to Grid) ໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ, ມີການແລກປ່ຽນຊື້-ຂາຍພະລັງງານໄຟຟ້າຢ່າງເໝາະສົມ.
9. ການແກ້ໄຂໄຟຟ້າບໍ່ພໍໃນລະບົບໂດຍສະເພາະໃນລະດູແລ້ງ, ທົດແທນການຕົກເຮ່ຍ ທີ່ມີແຜນຈະນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ແສງຕາເວັນ ໄຟຟ້າລາວຈຳເປັນຕ້ອງສຶກສາລະບົບ, ແລ້ວກຳນົດຈຸດທີ່ຕັ້ງໂຄງການ(ຫຼັກລ້ຽງພື້ນທີ່ທີ່ນອນໃນແຜນ ພັດທະນາກະສິກຳ ແລະ ປ່າໄມ້) ແລະ ກຳນົດປະລິມານທີ່ເໝາະສົມເສຍກ່ອນ ເພື່ອຮັບປະກັນການແກ້ໄຂໃຫ້ຖືກ ຈຸດ.

10. ລັດຖະບານຊຸກຍູ້ສິ່ງເສີມການພັດທະນາໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ (Solar off grid, on grid rooftop ,Bio mass, Bio Gas...) ໃນເຂດທີ່ບໍ່ທັນມີໄຟຟ້າ, ມີໄຟຟ້າ ທີ່ມີເປົ້າໝາຍ ເພື່ອຮັບໃຊ້ສ່ວນຕົວ ແລະ ຂາຍເຂົ້າລະບົບໄຟຟ້າ.
11. ສ້າງເງື່ອນໄຂ (ກົນໄກລາຄາ) ໃນການຊຸກຍູ້ການນໍາໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ໂຮງງານຫຼອມໂລຫະ, ອຸດສະຫະກຳ (Bitcoin mining..etc) ແລະ ການຜະລິດໄຮໂດເຈນ (Hydrogen) ແລະ ສຸ່ຊົນເພີ່ມການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ. ຊຶ່ງທິດທາງແກ້ໄຂດັ່ງກ່າວແມ່ນສະແດງໃຫ້ເຫັນໃນຮູບທີ 4-5 ແລະ 4-6 ລຸ່ມນີ້.



ຮູບທີ 4- 5: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2025 ກໍລະນີສິ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ສິ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ





ຮູບທີ 4- 6: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2030 ກໍລະນີສິ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ

ເສັ້ນສະແດງທີ່ສະແດງໃນຮູບທີ 4-5 ຂ້າງເທິງນີ້ ເປັນກໍລະນີທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນການປັບປຸງການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2025 ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັນ ຈະຕ້ອງໄດ້ສູ້ຊົນ ສິ່ງເສີມໃຫ້ເກີດມີ ອຸດສາຫະກຳຂະໜາດໃຫຍ່ ແລະ ເພີ່ມການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ສົ່ງອອກໃຫ້ໄທ, ຫວຽດນາມ, ຈີນ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເຊິ່ງເຫັນວ່າ ຄວາມຕ້ອງການໄຟໃນລະດູຝົນຮອດປີ 2025 ຈະເພີ່ມຂຶ້ນຕື່ມເປັນ 1.695 MW ທຽບໃສ່ປີ 2021.

ເສັ້ນສະແດງທີ່ສະແດງໃນຮູບທີ 4-6 ຂ້າງເທິງນີ້ ເປັນກໍລະນີທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນການປັບປຸງການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2030 ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັນ ຈະຕ້ອງໄດ້ສູ້ຊົນ ສິ່ງເສີມໃຫ້ເກີດມີ ອຸດສາຫະກຳຂະໜາດໃຫຍ່ ແລະ ເພີ່ມການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ສົ່ງອອກໃຫ້ໄທ, ຫວຽດນາມ, ຈີນ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເຊິ່ງເຫັນວ່າ ຄວາມຕ້ອງການໄຟໃນລະດູຝົນຮອດປີ 2030 ຈະເພີ່ມຂຶ້ນຕື່ມເປັນ 993 MW ທຽບໃສ່ປີ 2025.

ສັງລວມແລ້ວ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ເພື່ອເປັນການແກ້ໄຂໄຟເຫຼືອໃນລະດູຝົນໃຫ້ເຫຼືອໜ້ອຍທີ່ສຸດ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຕ້ອງສູ້ຊົນ ເພີ່ມການຊົມໃຊ້ໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນຈາກການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີອຸດສາຫະກຳ ແລະ ສົ່ງອອກໄຟໄປຕ່າງປະເທດ ຈະຕ້ອງປະຕິບັດໃຫ້ໄດ້ 2.688 MW, ເພື່ອເປັນການຫຼຸດຜ່ອນການຂາດທຶນຂອງ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ, ເຖິງຢ່າງໃດກໍຕາມ ໃນປີ 2030 ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູຝົນກໍຍັງເຫຼືອເກີນຄວາມຕ້ອງການປະມານ 1.500 MW ຊຶ່ງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຈະຕ້ອງສູ້ຊົນເພີ່ມການສົ່ງອອກຕື່ມ.

## V. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

ໃນການພັດທະນາຂະຫຍາຍລະບົບສາຍສົ່ງຂອງລາວ ແຕ່ປີ 2021-2030 ແມ່ນພິຈາລະນາຈາກການພະຍາກອນຄວາມຕ້ອງການໃນກໍລະນີຜື່ນຖານເນື່ອງຈາກເປັນທາງເລືອກທີ່ດີທີ່ສຸດ ເພາະກໍລະນີຜື່ນຖານມີຜົນທີ່ໃກ້ຄຽງກັບບົດສຶກສາຂອງອົງການໄຈກາ, ຝຟລ ແລະ ອົງການ USAID ທີ່ໄດ້ສຶກສາຊ່ວຍລາວໃນໄລຍະຜ່ານມາ. ດັ່ງນັ້ນສາມາດວາງຍຸດທະສາດໄດ້ວ່າ ລະບົບສາຍສົ່ງໃດຄວນແມ່ນພາລະບົດບາດຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ (ໃນອະນາຄົດສາຍສົ່ງແຮງດັນສູງກ່ວາ 230 ກວ ຂຶ້ນກັບບໍລິສັດ EDLT ເປັນຜູ້ລົງທຶນສໍາປະທານສ້າງ) ແລະ ສາຍສົ່ງໃດທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດຄວນແມ່ນຜູ້ພັດທະນາເປັນຜູ້ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ, ນອກຈາກນີ້ຍັງໄດ້ວິເຄາະ ແລະ ສັງລວມແຜນພັດທະນາຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22 ກວ, 0,4 ກວ ແລະ ໜັ້ແປງໄຟຟ້າ ຂອງແຕ່ລະແຂວງຂອງລາວ ດັ່ງລາຍລະອຽດໄດ້ສັງລວມໄວ້ລຸ່ມນີ້:

### 1) ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອຮອງຮັບການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນແຕ່ປີ 2021 – 2030

#### ❖ ການພັດທະນາສາຍສົ່ງເພື່ອຮອງຮັບການຊົມໃຊ້ພາຍໃນໄລຍະ 5 ປີ (2021-2025)

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີຜື່ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2025 ແມ່ນປະມານ 1.902 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນແມ່ນປະມານ 3.557 MW, ເຊິ່ງສາມາດວິເຄາະຜົນການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເຂົ້າຫາແຕ່ລະສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສາມາດກຳນົດແຜນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2025 ໄດ້ດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 03 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 373 Km ຫຼື 746 cct-Km (ກິໂລແມັດຕໍ່ວົງຈອນ), ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 179.040.000 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າກໍ່ສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 01 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 14 Km ຫຼື 28 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 6.720.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 04 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 387 Km ຫຼື 774 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 185.760.000 ໂດລາສະຫະລັດ.
2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 233 Km ຫຼື 466 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 74.560.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 03 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 99 Km ຫຼື 198 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 31.680.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 09 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 332 Km ຫຼື 664 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 106.240.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

3. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 08 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 314,2 Km ຫຼື 453,60 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 40.744.739,20 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 23 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 547,5 Km ຫຼື 829,5 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 77.415.000 ໂດລາສະຫະລັດ. **ລວມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 31 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 861,7 Km ຫຼື 1.283,1 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 118.159.739,20 ໂດລາສະຫະລັດ.**

4. ຕາຂ່າຍ 22 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍມີທັງໝົດ 07 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 167 Km ຫຼື 167 cct-Km, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 5.088.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

ລວມໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2025 ທັງໝົດມີ 51 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 1.747,70 Km ຫຼື 2.888,10 cct-Km ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທັງໝົດເທົ່າກັບ 415.24.739,20 ໂດລາສະຫະລັດ (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລ່ຈາກລາຄາກາງຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017).

ຕາຕະລາງ 5- 1: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບການປັບປຸງລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍຂອງ ຝຟລ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	3	373	746	179.040.000
230 kV	6	233	466	74.560.000
115 kV	8	314,20	453,60	40.744.739,20
22 kV				
<b>ລວມ</b>	<b>17</b>	<b>920,20</b>	<b>1.665,60</b>	<b>294.344.739,20</b>

ຕາຕະລາງ 5- 2: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	1.00	14.00	28.00	6,720,000.00
230 kV	3.00	99.00	198.00	31,680,000.00

115 kV	23.00	547.50	829.50	77,415,000.00
22 kV	7.00	167.00	167.00	5,088,000.00
ລວມ	34.00	827.50	1,222.50	120,903,000.00

ຕາຕະລາງ 5- 3: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	4.00	387.00	774.00	185,760,000.00
230 kV	9.00	332.00	664.00	106,240,000.00
115 kV	31.00	861.70	1,283.10	118,159,739.20
22kV	7.00	167.00	167.00	5,088,000.00
ລວມ	51.00	1,747.70	2,888.10	415,247,739.20

❖ ການພັດທະນາສາຍສົ່ງເພື່ອຮອງຮັບການໃຊ້ພາຍໃນໄລຍະ (2026-2030)

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີຜື່ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2030 ແມ່ນປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າຮັບໃຊ້ພາຍໃນແມ່ນປະມານ 4.799 MW, ເຊິ່ງສາມາດ ວິເຄາະຜົນການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເຂົ້າຫາແຕ່ລະສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສາມາດກຳນົດແຜນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໃນລະຫວ່າງ ປີ 2025-2030 ໄດ້ດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 03 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວ ເທົ່າກັບ 570 Km ຫຼື 1.140 cct-Km (ກິໂລແມັດຕໍ່ວົງຈອນ), ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 142.317.495 ໂດ ລາສະຫະລັດ ແລະ ບໍ່ມີສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ.
2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວ ເທົ່າກັບ 509 Km ຫຼື 1.018 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 124.076.181 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍ ສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 02 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວ ເທົ່າກັບ 91 Km ຫຼື 182 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 29.120.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 08 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 600 Km ຫຼື 1.200 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 153.196.181,40 ໂດລາສະຫະລັດ.

3. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 393 Km ຫຼື 545 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 32.808.790 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບ ໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 08 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 186 Km ຫຼື 303 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 29.340.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 14 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 579 Km ຫຼື 848 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 62.148.790,50 ໂດລາສະຫະລັດ.

ລວມໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ປີ 2026 ຫາ 2030 ທັງໝົດມີ 25 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 1.709 Km ຫຼື 3.123 cct-Km ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທັງໝົດເທົ່າກັບ 357.662.466,90 ໂດລາສະຫະລັດ (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລ່ຈາກລາຄາກາງຂອງກະຊວງຜະລິດຊຸດ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017). ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 4: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	3	570	1.140	142.317.495
230 kV	6	509	1.018	124.076.181,40
115 kV	6	393	545	32.808.790,50
ລວມ	15	1.472	2.703	299.202.466,90

ຕາຕະລາງ 5- 5: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	-0	-0	-0	-0
230 kV	2.00	91.00	182.00	29,120,000.00
115 kV	8.00	186.00	303.00	29,340,000.00
22 kV	0	0	0	0
ລວມ	10.00	277.00	485.00	58,460,000.00

ຕາຕະລາງ 5- 6: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວ ສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	3.00	530.00	1,075.00	142,317,495.00
230 kV	8.00	600.00	1,200.00	153,196,181.40
115 kV	14.00	579.00	848.00	62,148,790.50
22kV				
ລວມ	25.00	1,709.00	3,123.00	357,662,466.90

❖ ການພັດທະນາສາຍສົ່ງເພື່ອຮອງຮັບການໃຊ້ພາຍໃນໄລຍະ 10 ປີ (2021-2030)

ຜ່ານການວາງຍຸດທະສາດການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງ ສປປລາວ ປີ 2021-2030 ສາມາດສັງລວມບັນດາໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໄດ້ຄືດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ (ຈະນອນຢູ່ໃນໂຄງການຂອງ EDL-T), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 943 Km ຫຼື 1.886 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 321.357.495 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າກໍ່ສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 01 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 14 Km ຫຼື 28 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 6.720.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 07 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 957 Km ຫຼື 1.914 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 328.077.495 ໂດລາສະຫະລັດ.
2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 11 ໂຄງການ (ຈະນອນຢູ່ໃນໂຄງການຂອງ EDL-T), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 731 Km ຫຼື 1.484 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 198.636.181,40 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 05 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 190 Km ຫຼື 380 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 60.800.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 16 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 921 Km ຫຼື 1.864 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 259.436.181,40 ໂດລາສະຫະລັດ.

3. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີທັງໝົດ 15 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 718 Km ຫຼື 998 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 73.553.529,70 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 30 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 607,50 Km ຫຼື 861.50 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 80.985.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ. **ລວມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 45 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 1.325,7 Km ຫຼື 1.860 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 154.538.529,70 ໂດລາສະຫະລັດ.**

4. ສາຍສົ່ງ 22 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍມີທັງໝົດ 05 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 136 Km ຫຼື 136 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງເທົ່າກັບ 4.168.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

ລວມສາຍສົ່ງ ແລະ ສາຍທີ່ຕິດພັນກັບການປັບປຸງລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວ ແລະ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນປີ 2020 ຫາ 2030 ທັງໝົດ 73 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວທັງໝົດເທົ່າກັບ 3.339,70 Km ຫຼື 5.774,10 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 746.220.206,10 ໂດລາສະຫະລັດ. (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລ່ຈາກລາຄາກາງຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017).

ຕາຕະລາງ 5- 7: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຝຟລ

ແຮງດັນ	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost Million US\$
500 kV	6	943	1.886	321.357.495
230 kV	11	742	1.484	198.636.181,40
115 kV	15	707,20	998,60	73.553.529,70
ລວມ	32	2.392,20	4.368,60	593.547.206,10

ຕາຕະລາງ 5- 8: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຝຟລ

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ (Length)		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	1.00	14.00	28.00	6,720,000.00
230 kV	5.00	190.00	380.00	60,800,000.00
115 kV	31.00	733.50	1,132.50	106,755,000.00

22kV	7.00	167.00	167.00	5,088,000.00
ລວມ	44.00	1,104.50	1,707.50	179,363,000.00

ຕາຕະລາງ 5- 9: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສາຍສົ່ງທັງໝົດໃນປີ 2021 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວ ສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US\$
500 kV	7.00	957.00	1,914.00	328,077,495.00
230 kV	17.00	932.00	1,864.00	259,436,181.40
115 kV	45.00	1,440.70	2,131.10	180,308,529.70
22kV	7.00	167.00	167.00	5,088,000.00
ລວມ	76.00	3,496.70	6,076.10	772,910,206.10

2) ການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າເພື່ອຮອງຮັບການໃຊ້ພາຍໃນແຕ່ປີ 2021-2030

❖ ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2025.

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີຜື່ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2025 ແມ່ນປະມານ 1.902 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນແມ່ນປະມານ 3.557 MW, ເຊິ່ງສາມາດ ວິເຄາະຜົນການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເຂົ້າຫາແຕ່ລະສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສາມາດກຳນົດແຜນກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ ພາຍໃນປີ 2021 ຫາ 2025 ຈະມີ ສະຖານີໄຟຟ້າ 500/230/115 ກວ ຈຳນວນ 3 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ 3.000 MVA, ສະຖານີໄຟຟ້າ 230/115/22 ກວ ຈຳນວນ 6 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ 1.300 MVA ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ 115/22 ກວ ຈຳນວນ 4 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ 160 MVA, ລວມສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງຕິດຕັ້ງໜັ້ມແປງຕື່ມໃນປີ 2021-2025 ມີທັງໝົດ 14 ແຫ່ງ, ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 4.460 MVA ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 227.290.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

❖ ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2026-2030.

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີຜື່ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2030 ແມ່ນປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າຮັບໃຊ້ພາຍໃນແມ່ນປະມານ 4.799 MW, ເຊິ່ງສາມາດ ວິເຄາະຜົນການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເຂົ້າຫາແຕ່ລະສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສາມາດກຳນົດແຜນກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ ພາຍໃນປີ 2026 ຫາ 2030 ຈະມີ ສະຖານີໄຟຟ້າ 500/230/115 ກວ ຈຳນວນ 1 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ 1.000 MVA,



ສະຖານີໄຟຟ້າ 230/115/22 ກວ ຈຳນວນ 2 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ 500 MVA ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ 115/22 ກວ ຈຳນວນ 7 ແຫ່ງ ກຳລັງສະຖານີ MVA, ລວມສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງຕິດຕັ້ງໜີ້ແປງຕື່ມໃນປີ 2026-2030 ມີທັງໝົດ 10 ແຫ່ງ, ກຳລັງຕິດຕັ້ງຂອງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.970 MVA ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 108.390.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

**❖ ສະຫຼຸບລວມການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030.**

ຈຳນວນສະຖານີໄຟຟ້າທັງໝົດທີ່ນອນໃນແຜນຂະຫຍາຍ ແລະ ກໍ່ສ້າງໃໝ່ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຝຟລ ທີ່ຈະລົງທຶນຂະຫຍາຍສະຖານີໃຫ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກຜ່ານລະບົບຂອງ ຝຟລ ໃນປີ 2021-2030 ຂອບເຂດທົ່ວປະເທດລວມມີ:

1. ສະຖານີ 500/230/115 ກວ ຈຳນວນ 4 ສະຖານີ, ຈຳນວນໜີ້ແປງທັງໝົດມີ 4 ຊຸດ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 4.000 MVA, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 101.220.000 ໂດລາສະຫະລັດ.
2. ສະຖານີ 230/115/22 ກວ ຈຳນວນ 09 ສະຖານີ, ຈຳນວນໜີ້ແປງທັງໝົດມີ 09 ຊຸດ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.800 MVA, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 141.170.000 ໂດລາສະຫະລັດ.
3. ສະຖານີ 115/22 ກວ ຈຳນວນ 17 ສະຖານີ, ຈຳນວນໜີ້ແປງທັງໝົດມີ 11 ຊຸດ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 540 MVA, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 85.610.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

ການກໍ່ສ້າງ ແລະ ປັບປຸງສະຖານີທັງໝົດໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ລວມມີ 51 ສະຖານີ, ກຳລັງຕິດຕັ້ງລວມ 6.340 MVA, ລວມມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສະຖານີທັງໝົດເທົ່າກັບ 335.680.000 ໂດລາສະຫະລັດ.

**3) ສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າ ແລະ ການພັດທະນາສາຍສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດປີ 2021-2030.**

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີຜື່ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນສູງສຸດ (Peak) ຂອງປີ 2030 ແມ່ນປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການສະໜອງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ (Supply Plan for Domestic and Export) ທັງໝົດແມ່ນປະມານ 4.799 MW, ຖ້າໃນກໍລະນີ ສປ ຈີນ (EDLT) ຍັງຄົງເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານຢູ່ພາຍໃນປີ 2030 ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເກີນການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ (Surplus) ຈະໄຫຼ ຫາ ປະເທດໄກ້ຄຽງຄືດັ່ງສະຫຼຸບໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 10: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງ ດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງ ຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງ ຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີແກ່ນທ້າວ	ສະຖານີທ່າລີ	115	1x240	ເຜີ້ມ2	31	62	84	38
2	ສະຖານີດົງໂພສີ	ສະຖານີໜອງຄາຍ	115	1x240	3	11	33	80	20

3	ສະຖານີປາກຊັນ	ສະຖານີບຶງການ	115	1x240	ເຜີ້ມ2	12	24	239	64
4	ສະຖານີທ່າແຂກ	ສະຖານີນະຄອນພະນົມ	115	1x300	2	9	18	193	52
5	ສະຖານີປາກບໍ່	ສະຖານີມຸກດາຫານ	115	1x240	2	14	28	37	16
6	ສະຖານີບັງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນສິລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	146	23
<b>ລວມ</b>						<b>55</b>	<b>110</b>	<b>779</b>	

**ໝາຍເຫດ:** ການຈຳລອງແມ່ນຕໍ່ສາຍສົ່ງໂຜນຕ້ອງ 3 ວົງຈອນເຂົ້າສະຖານີດົງໂຟສີ ແລະ ອອກສະຖານີໜອງຄາຍ 3 ວົງຈອນ ເພື່ອຫຼີກລ້ຽງໄຟໄຫຼວິນເຂົ້າມາລາວຄືນ. ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີປາກບໍ່-ສະຖານີມຸກດາຫານ ໃນໄລຍະປີ 2025 -2030 ສາມາດສົ່ງອອກໄດ້ 37 MW ໃນຊ່ວງລະດູຝົນ ສາເຫດແມ່ນຈະມີໄຟຝ້າແສງຕາວັນ 100 MW ຢູ່ສະຫວັນນະເຂດ ແລະ 200 MW ຈາກໂຮງໄຟຝ້າຖານຫີນບົວລະຜາ.

ຕາຕະລາງ 5- 11: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຝ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຝ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີພະວິເຣຍ	115	1x240	2	36	72	113.00	46
2	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີສະຕຸງແຕງ	500	4x500	2	80	160	IPP 1100	
<b>ລວມ</b>						<b>36</b>	<b>72</b>	<b>113.00</b>	

**ໝາຍເຫດ:** ກໍລະນີຄວາມຕ້ອງການຂອງກຳປູເຈຍສູງໃນປີ 2030 ເຊິ່ງ ຝຸລ ສາມາດສົ່ງໄດ້ 113 MW ໂດຍຜ່ານສາຍສົ່ງ 115 kV ແຕ່ສະຖານີບ້ານຫາດ ຫາ ສະຖານີພະວິເຣຍ. ສ່ວນສາຍສົ່ງ 500 kV ແຕ່ ສະຖານີບ້ານຫາດ ຫາ ສະຖານີສະຕຸງແຕງ 1.100 MW ແມ່ນ ເປັນຂອງ IPP ແລະ ຝຸລ ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ບໍ່ໄດ້ເຊື່ອມເຂົ້າກັບລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນ.

ຕາຕະລາງ 5- 12: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຝ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຝ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີນາໜີ້	ສະຖານີເມືອງລາ	115	1x185	1	36	36	-	0
2	ສະຖານີນາໜີ້	ສະຖານີແຂວງຍຸນນານ	500	4x410	2	60	120	886	16
<b>ລວມ</b>						<b>36</b>	<b>72</b>	<b>886</b>	

**ໝາຍເຫດ:** ຖ້າຫາກວ່າ ສປ ຈີນ (EDLT) ຍັງຄົງເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານພາຍໃນປີ 2030 ໂດຍການຈຳລອງວ່າມີສະຖານີ HVDC BtoB ຢູ່ສະຖານີນາໜີ້ ຫຼື ແຍກເຂື່ອນ ນ້ຳອູ 5,6,7 ແລະ ນ້ຳທາ1 ອອກຈາກລະບົບຂອງ ຝຸລ ເຊິ່ງຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຝ້າແມ່ນປະມານ 886 MW ໄຫຼເຂົ້າລະບົບຂອງຈີນ. ສ່ວນສາຍສົ່ງ 115 kV ແຕ່ ສະຖານີນາໜີ້ ຫາ ສະຖານີເມືອງລາ ແມ່ນປິດໄວ້ ເນື່ອງຈາກຈະມີໄຟຝ້າຈາກຈີນໄຫຼວິນເຂົ້າມາລະບົບຂອງລາວ.

ຕາຕະລາງ 5- 13: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງ ດັນ kV	ຂະໜາດ ສາຍ	ວົງ ຈອນ	ຄວາມ ຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າ ຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ				30	60	30	26
2	ສະຖານີເມືອງລອງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ	230	2x410	2	120	240	-	0
<b>ລວມ</b>						30	60	30	

**ໝາຍເຫດ:** ກໍລະນີສາຍສົ່ງ 230 kV ແຕ່ ສະຖານີເມືອງລອງ-ຊຽງລາບ-ທ່າຂີ້ເຫຼັກ ຍັງບໍ່ໄດ້ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ເນື່ອງຈາກມີຫຼາຍບັນຫາເຊັ່ນດ້ານ ລາຄາໄຟ, ເຕັກນິກ, ຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານການເມືອງ ແລະ ອື່ນໆ. ດັ່ງນັ້ນ ແຜນການເຊື່ອມຕໍ່ 300 MW ໃນປີ 2030 ຈຶ່ງບໍ່ໄດ້ນຳເຂົ້າມາຈຳ ລອງວິເຄາະລະບົບ ເຊິ່ງຜິຈາລະນາພຽງແຕ່ 30 MW ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ແຕ່ ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ-ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ ທີ່ມີສັນຍາຊື້ຂາຍໄຟຮ່ວມກັນແລ້ວ.

ຕາຕະລາງ 5- 14: ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດ ສາຍ	ວົງ ຈອນ	ຄວາມ ຍາວ km	ວົງ ຈອນ cct- Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບັງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນ ສິລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	143	21
<b>ລວມ</b>								143	

**ໝາຍເຫດ:** ການຜິຈາລະນາສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ຈຳນວນ 100 MW ແມ່ນສາມາດກຳນົດຈາກຈຸດສະຖານີບັງເຢາະ ຫາ ສະຖານີເຂື່ອນສິລິນທອນ ໄດ້ ເຊິ່ງໄລຍະດັ່ງກ່າວຄາດວ່າຈະມີກຳລັງໄຟຟ້າໄຫຼຜ່ານປະມານ 146 MW.

- ການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຫວຽດນາມ ໃນໄລຍະ 2026-2030 ຄາດວ່າບໍ່ມີຄວາມຄືບໜ້າ ເນື່ອງ ຈາກມີບັນຫາທາງດ້ານເຕັກນິກການເຊື່ອມຕໍ່ ທີ່ຕ້ອງລົງທຶນສູງ ແລະ ໄຟຟ້າຫວຽດນາມປະສົງແຕ່ໂຄງການຂອງ IPP ທີ່ແຍກເປັນແຕ່ລະໜ່ວຍຈັກໄວ້ ເພື່ອສະດວກໃນການເອົາຜະລິງງານ. ດັ່ງນັ້ນໃນການວິເຄາະ ລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນຈຶ່ງບໍ່ໄດ້ຜິຈາລະນາຈາກລະບົບສູ່ລະບົບກັບຫວຽດນາມ.

ຕາຕະລາງ 5- 15: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2030

ລາຍການ	(MW)	ສັດສ່ວນ %
ແຜນຜະລິດຮັບໃຊ້ພາຍໃນທັງໝົດ	4.799	100
ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນທັງໝົດ	2.541	53
ທີ່ເຫຼືອສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດທັງໝົດ	2.258	47
ກຳລັງໄຟຟ້າຕົກເຮັດທັງໝົດ	213	4

**4) ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຕ່າງປະເທດ ທີ່ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ລະຫວ່າງປີ 2021-2030**

ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກຫວຽດນາມຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງ ໝົດມີ 92 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 9.537 MW. ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວ 2.872 Km ຫຼື 4.571 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 581.300.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກລົງທຶນ ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ. ສະແດງໃນ ຕາຕະລາງຂ້າງລຸ່ມ:

ຕາຕະລາງ 5- 16: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ທີ່ຕັ້ງໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ສະຖານີ	ແຮງດັນ (kV)	ຈຳນວນວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ (km)	ຄວາມຍາວ (oct-km)	ມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງ(USD)	COD, ປີສົ່ງອອກ
1	ນ້ຳກົງ 2 (Nam kong 2)	ອັດຕະປື	66	ນ້ຳກົງ 2-ນ້ຳກົງ 3	220	1	14	14	1,260,000	2021
2	ນ້ຳກົງ 3 (Nam kong 3)	ອັດຕະປື	54	ນ້ຳກົງ 3- ບໍ່ອີ Bo Ei	220	2	84	68	22,680,000	2021
3	ນ້ຳໂມ້ 2A	ຊຽງຂວາງ	15	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
4	ນ້ຳຊາວ 4	ຊຽງຂວາງ	9	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
5	ນ້ຳຈາວ 2	ຊຽງຂວາງ	6	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
6	ນ້ຳປຸງ	ຊຽງຂວາງ	9	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
7	ນ້ຳກວວ	ຊຽງຂວາງ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
8	ນ້ຳໃສ	ຊຽງຂວາງ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
9	ນ້ຳປວກ	ຊຽງຂວາງ	6	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
10	ນ້ຳຢຽມ	ຊຽງຂວາງ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
11	ນ້ຳຈຽດ	ຊຽງຂວາງ	3	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
12	ນ້ຳລຽງ	ຊຽງຂວາງ	4	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	33	33	2,970,000	2022
13	ນ້ຳອິມູນ (Nam E moon)	ເຊກອງ	129	ນ້ຳອິມູນ-Thanh My SS	220	2	76	62	20,520,000	2022
14	ນ້ຳຊັນ 3A (Nam San 3A)	ຊຽງຂວາງ	69	ນ້ຳຊັນ 3A - ນ້ຳຊັນ 3B	220	1	10	10	2,200,000	2022
15	ນ້ຳຊັນ 3B (Nam san 3B)	ໄຊສົມບູນ	45	ນ້ຳຊັນ 3B-ນ້ຳໂມ້2	220	1	28	28	2,520,000	2022
16	ນ້ຳໂມ້ 1 (Nam Mo 1)	ຊຽງຂວາງ	60	ນ້ຳໂມ້ 1-ນ້ຳໂມ້2	220	1	12	12	1,080,000	2022
17	ນ້ຳໂມ້ 2 (Nam Mo 2)	ຊຽງຂວາງ	120	ນ້ຳໂມ້2 SS-Ban -Ve SS	220	2	72	144	10,080,000	2022
18	ນ້ຳຊັນນ້ອຍ-ນ້ຳຊາວ (Nam Sannoi)	ຊຽງຂວາງ	45	ນ້ຳໂມ້2 SS - Ban Ve SS	220	1	13	13	1,620,000	2022
19	ນ້ຳຊ້າ 1A (Nam Xam 1A)	ຫົວພັນ	50	ນ້ຳຊ້າ1A-ສຸຖນ ຊ້າໃຕ້	115	1	20	20	1,800,000	2023
20	ນ້ຳໂມ້ 1A	ຊຽງຂວາງ	30	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2023
21	ນ້ຳໂມ້ 1B	ຊຽງຂວາງ	30	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2023
22	ນ້ຳເຜືອກ 1	ໄຊສົມບູນ	22	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
23	ນ້ຳເຜືອກ 2	ໄຊສົມບູນ	14	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
24	ນ້ຳເຜືອກ 3	ໄຊສົມບູນ	8	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
25	ນ້ຳເຜືອກ 4	ໄຊສົມບູນ	16	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
26	ນ້ຳຊ້າ 3 (Nam Xam 3)	ຫົວພັນ	156	ສຸຖນ ຊ້າໃຕ້- ຫົວນາ Hoa Na	220	2	99	98	26,730,000	2023
27	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ	ເຊກອງ	600	monsoon wind ss - thann My SS	500	2	70	140	33,600,000	2023
28	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຫີນນ້ຳມານ	ຊຽງຂວາງ	300	Nam Mo2 SS	220	2	60	120	8,400,000	2024
29	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຫີວເມືອງ	ຫົວພັນ	350	ຫີວເມືອງ 500kV SS-Nho Quan	500	2	194	388	93,120,000	2024
30	ນ້ຳຕາຍ (Nam Tai)	ໄຊສົມບູນ	21	ນ້ຳຕາຍ-Nam San 3A	115	1	20	20	1,800,000	2025
31	ນ້ຳຈາວ (Nam Chao)	ຊຽງຂວາງ	10	ຫາ ນ້ຳໂມ້2	115	1	20	20	1,800,000	2025
32	ນ້ຳສັກ (Nam Sak)	ຊຽງຂວາງ	18	Nam Sak-Nam Chao	115	1	18	18	1,620,000	2025
33	ນ້ຳຊາວ 2 (Nam Chao2)	ຊຽງຂວາງ	5	Nam Chao2-Nam Mo2 SS	115	1	13	13	1,170,000	2025
34	ນ້ຳຊາວ 3 (Nam Xao 3)	ຊຽງຂວາງ	12	Nam Xao 3-Nam Chao2	115	1	8	8	720,000	2025
35	ນ້ຳເຍືອງ 1A (Nam Yeurng 1A)	ຫົວພັນ	10	Nam Yeurng 1A- Nam Yeurng 2A	115	1	4	4	360,000	2025
36	ນ້ຳເຍືອງ 1B (Nam Yeurng 1B)	ຫົວພັນ	15	Nam Yeurng 2A - Hoa Na SS	115	1	4	4	360,000	2025
37	ນ້ຳເຍືອງ 2A (Nam Yeurng 2A)	ຫົວພັນ	15	Nam Yeurng 2A - Nam Yeurng 2B	115	1	5	5	450,000	2025
38	ນ້ຳເຍືອງ 2B (Nam Yeurng 2B)	ຫົວພັນ	15	Nam Yeurng 2B - Nam Yeurng 3A	115	1	6	6	540,000	2025
39	ນ້ຳເຍືອງ 3A (Nam Yeurng 3A)	ຫົວພັນ	15	Nam Yeurng 3A - Hoa Na SS	115	1	5	5	450,000	2025
40	ນ້ຳເຍືອງ 3B (Nam Yeurng 3B)	ຫົວພັນ	14	Nam Yeurng 3B-Samtai SS	115	2	36	72	5,040,000	2025
41	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	ເຊລະນອງ 1-ເຊບັງຫຼວງ 2	115	1	26	26	2,340,000	2025
42	ເຊບັງຫຼວງ 2	ສະຫວັນນະເຂດ	40	ເຊບັງຫຼວງ 2-ແກ້ງລາແທັງ	115	2	38	76	5,320,000	2025
43	ແກ້ງລາແທັງ	ສະຫວັນນະເຂດ	25	ແກ້ງລາແທັງ-ແກ້ງໄທ້	115	2	16	32	2,240,000	2025
44	ເຊໂປນແກ້ງໄທ້	ສາລະວັນ	40	ແກ້ງໄທ້-Solar Sepone 2	115	2	24	48	2,160,000	2025
45	ເຊລະນອງ ຕັ້ງເອີນ	ສະຫວັນນະເຂດ	60	ເຊລະນອງຕັ້ງເອີນ-ເຊລະນອງອາຊີງ	115	1	17	17	1,530,000	2025
46	ເຊລະນອງອາຊີງ	ສະຫວັນນະເຂດ	60	ເຊລະນອງອາຊີງ-Solar Sepone 2	115	2	45	90	4,050,000	2025
47	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	32	ຕາດສະໂຄຍ-ແກ້ງລາແທັງ	115	2	31	62	2,790,000	2025
48	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນເຊໂປນ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	ຫາ ຕາດສະໂຄຍSolar-Sepone 2	115	2	32	64	2,880,000	2025
49	ເຊໂປນ 3	ສະຫວັນນະເຂດ	48	Solar Sepone 2-Huog Hoa SS	115	1	58	58	5,220,000	2025
50	ເຊຂະໜານ 2A (Xekaman 2A)	ເຊກອງ	30	ຫາ ເຊຂະໜານ 2B	115	1	10	10	900,000	2025

51	ຫ້ວຍຈະຣິກ 2	ເຊກອງ	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
52	ນ້ຳງອນ1(Nam Ngon1)	ເຊກອງ	40	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
53	ນ້ຳງອນ2 (Nam Ngon2)	ເຊກອງ	30	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
54	ນ້ຳເຢອງ 2A	ເຊກອງ	9	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
55	ນ້ຳເຢອງ 2B	ເຊກອງ	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
56	ນ້ຳເຢອງ 3	ເຊກອງ	9	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
57	ນ້ຳເຢອງ 4	ເຊກອງ	11	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
58	ນ້ຳເຢອງ 5	ເຊກອງ	11	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
59	ນ້ຳເຢອງ 7	ເຊກອງ	4	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
60	ນ້ຳເຢອງ 8	ເຊກອງ	15	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
61	ນ້ຳເຢອງ 8A	ເຊກອງ	6	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
62	ນ້ຳກຣາບາຍ 1	ເຊກອງ	70	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
63	ນ້ຳກຣາບາຍ 2	ເຊກອງ	16	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
64	ນ້ຳກຣາບາຍ 3	ເຊກອງ	8	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
65	ນ້ຳຈາງ	ເຊກອງ	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	15	1	25	25	2,250,000	2025
66	ນ້ຳເນີນ 1(Nam Neun 1)	ຊຽງຂວາງ	124	Nam Neun 1-Nam Mo2 SS	220	2	56	112	15,120,000	2025
67	ຫ້ວຍລະແງ (Houay La Nge)	ເຊກອງ	60	Houay La Nge - Nam Emuen	220	1	31	31	2,790,000	2025
68	ແສງຕາເວັນອ້າງນ້ຳກົງ 2 ແລະ 3	ອັດຕະປື	220	Nam Kong 3 SS	220	2	10	20	1,400,000	2025
69	ນ້ຳບີ 1,2,3 (Nam Bi1,2,3)	ເຊກອງ	135	ພະລັງງານລົມເຊກອງ	220	1	56	56	5,040,000	2025
70	ນ້ຳບາກ 2 (Nam Bak 2)	ໄຊສົມບູນ	120	Nam Bak 2-Nam San3A	220	1	68	68	6,120,000	2025
71	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ໄຊຈຳພອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	ຫາ ສະຖານີ500kV Nghe An	220	2	79	158	11,060,000	2025
72	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມຫອງຫຍ້າມ້າ	ຄຳມ່ວນ	200	ຫາ ພະລັງງານລົມບົວລະພາບ	220	2	30	60	4,200,000	2025
73	ເຊກອງ 5	ເຊກອງ	330	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	220	2	77	154	10,780,000	2025
74	ເຊຂະໜານ 2B (Xekaman 2B)	ເຊກອງ	185	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoos 600MW	220	2	30	60	4,200,000	2025
75	ຫ້ວຍກວນ	ອັດຕະປື	23	ຫາສາຍສົ່ງນ້ຳກົງ2,3	220	1	1	1	90,000	2025
76	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ຄຳເກີດ	ບໍລິຄຳໄຊ	700	To 500kV Ha Tinh SS	500	2	83	166	39,840,000	2025
77	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມບົວລະພາ	ຄຳມ່ວນ	600	ຫາ 500kV Quang Binh SS	500	2	73	146	35,040,000	2025
78	ພະລັງງານລົມເຊກອງ 2	ເຊກອງ	600	ຫາ Monsoos Wind 600MW	500	2	50	100	24,000,000	2025
79	ພະລັງງານລົມອັດຕະປື	ອັດຕະປື	500	ຫາ ບໍ່ອີ Bor Ei ຫວຽດນາມ	500	2	60	120	28,800,000	2025
80	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບົວລະພາ (Therm)	ຄຳມ່ວນ	2,000	Quang Trach SS	500	2	78	156	37,440,000	2027
81	ນ້ຳແອດ 1	ຫ້ວຍພັນ	20	ນ້ຳແອດ1-ນ້ຳແອດ2	15	1	32	32	2,880,000	2028
82	ນ້ຳແອດ 3	ຫ້ວຍພັນ	30	ນ້ຳແອດ3-ນ້ຳແອດ2	15	2	22	44	1,980,000	2028
83	ນ້ຳແອດ 4	ຫ້ວຍພັນ	36	ນ້ຳແອດ4-ນ້ຳແອດ3	15	2	10	20	900,000	2028
84	ນ້ຳແອດ 5	ຫ້ວຍພັນ	66	ນ້ຳແອດ5-ນ້ຳແອດ4	15	2	16	32	1,440,000	2028
85	ນ້ຳແອດ 6	ຫ້ວຍພັນ	40	ນ້ຳແອດ6-ນ້ຳແອດ5	15	1	10	10	900,000	2028
86	ນ້ຳມ້າ 1A (Nam Ma 1A)	ຫ້ວຍພັນ	32	ນ້ຳມ້າ1-ນ້ຳມ້າ1 1A	15	2	8	16	720,000	2028
87	ນ້ຳມ້າ 2 (Nam Ma 2)	ຫ້ວຍພັນ	48	ນ້ຳມ້າ1 1A -ນ້ຳມ້າ12	15	2	22	44	1,980,000	2028
88	ນ້ຳມ້າ 2A (Nam Ma 2A)	ຫ້ວຍພັນ	20	ນ້ຳມ້າ12-ນ້ຳມ້າ12A	15	2	12	24	1,080,000	2028
89	ນ້ຳມ້າ 3 (Nam Ma 3)	ຫ້ວຍພັນ	25	ນ້ຳມ້າ12A-ນ້ຳມ້າ13	15	1	13	13	1,170,000	2028
90	ນ້ຳແອດ 2	ຫ້ວຍພັນ	30	ນ້ຳແອດ2-ຫ້ວຍເມືອງ	220	2	40	80	5,600,000	2028
91	ນ້ຳມ້າ 1(Nam Ma 1)	ຫ້ວຍພັນ	54	ນ້ຳມ້າ1-ຫ້ວຍເມືອງ	220	2	66	132	9,240,000	2028
92	ນ້ຳຈຽນ (Nam Chaîne)	ໄຊສົມບູນ	104	ສະຖານີນ້ຳໄມ້2	220	1	35	35	3,150,000	
	<b>ລວມທັງໝົດ</b>		<b>9,537</b>				<b>2,872</b>	<b>4,571</b>	<b>581,300,000</b>	

ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດໄທຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງ ໝົດມີ 07 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.427 MW ປະເມີນຄວາມຍາວຂອງສາຍສົ່ງແມ່ນ 670 Km ຫຼື 1.340 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 321.600.000 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກ ລົງທຶນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ. ສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້

ຕາຕະລາງ 5- 17: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຝ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ໄທ ໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສິ່ງອອກ
1	ນ້ຳຈື່ມວ	480	ນາບົງ	120	240	500	57,600,000.00	2023
2	ນ້ຳເທີນ 1	600	ນາບົງ	160	320	500	76,800,000.00	2021
							<b>134,400,000.00</b>	
3	ນ້ຳຂອງຫຼວງພະບາງ	1,285	ທ່າລີ້ ປະເທດໄທ	140	280	500	67,200,000.00	2028
4	ນ້ຳຂອງປາກແບງ	912	ທ່າວັງຜາປະເທດໄທ	80	160	500	38,400,000.00	2028
5	ນ້ຳຂອງປາກລາຍ	770	ທ່າລີ້ ປະເທດໄທ	70	140	501	33,600,000.00	2029
6	ນ້ຳຂອງຊະນະຄາມ	660	ທ່າລີ້ ປະເທດໄທ	30	60	502	14,400,000.00	2030
7	ນ້ຳຂອງພູງອຍ	720	ອຸບົນວ ປະເທດໄທ	70	140	503	33,600,000.00	2030
	<b>ລວມ</b>	<b>5,427</b>		<b>670</b>	<b>1340</b>		<b>321,600,000.00</b>	

ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດກຳປູເຈຍຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມ ທັງໝົດມີ 03 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.900 MW ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວ 554 Km ຫຼື 1.108 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 238.080.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກລົງທຶນ ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ.

ຕາຕະລາງ 5- 18: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຝ້າລະຫວ່າງລາວອອກກຳປູເຈຍໂດຍກົງຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສິ່ງອອກ
1	ຖ່ານຫີນກະລິມ	1,800	ສະຖານີບ້ານຫາດ-ຊາຍແດນ	280	560	500	134,400,000.00	2026
2	ຖ່ານຫີນກະລະມາມ	600	ສະຖານີວັງຊ້າງ-ສະຖານີຜູ້ວົງ	100	200	500	48,000,000.00	2024
3	ໂຄງການ EDLT	500	ສະຖານີຜູ້ວົງ-ສະຖານີບ້ານຫາດ	174	348	230	55,680,000.00	2022
	<b>ລວມ</b>	<b>2,900</b>		<b>554</b>	<b>1108</b>		<b>238,080,000.00</b>	

ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດ ສປ ຈີນ ເປັນໂຄງການລົງທຶນຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງ ປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດມີ 01 ໂຄງການ ເຜືອແລກປ່ຽນພະລັງງານໃນລະດູແລ້ງ ແລະ ຝົນ ໂດຍປະເມີນສາຍສົ່ງ ຍາວ 60 Km ຫຼື 120cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 28.800.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ.

ຕາຕະລາງ 5- 19: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຈີນ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຜ່ານ ສາຍ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສິ້ງອອກ
1	ໂຄງການ EDLT	886	ນາໜ້າ-ຍຸນນານ ສປ ຈີນ	60	120	500	28,800,000.00	2023
	<b>ລວມ</b>			60	120		28,800,000.00	

ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດມຽນມາ ຈະເປັນໂຄງການລົງທຶນຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດມີ 01 ໂຄງການ ເພື່ອຂາຍໄຟໃຫ້ມຽນມາ 300 MW, ໂດຍປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວ 219 Km ຫຼື 436 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 70.080.000,00 ໂດລາສະຫະລັດ.

ຕາຕະລາງ 5- 20: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ມຽນມາ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດ ຕັ້ງ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສິ້ງອອກ
1	ສະຖານີຕົ້ນຜິ້ງ	300	ເມືອງລອງ-ທາຂີ້ເຫຼັກ-ຊຽງຮຽງ	219	438	230	70,080,000.00	2030
	<b>ລວມ</b>			219	438		70,080,000.00	

ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງທີ່ຄາດວ່າຈະເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມມີທັງໝົດມີ 104 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 19,050 MW ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວທັງໝົດ 3.821 Km ຫຼື 6.469 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.001.780.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 21: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຕ່າງປະເທດທັງໝົດ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດ ຕັ້ງ(MW)	ຄວາມ ຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສິ້ງອອກ
	<b>ລວມທັງໝົດ 104 ໂຄງການ</b>	<b>19,050</b>	<b>3,821</b>	<b>6,469</b>	<b>500,230,115</b>	<b>1,001,780,000</b>	<b>2021-2030</b>

**5) ສະຫຼຸບການພັດທະນາຕາຂ່າຍ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ໜີ້ແປງໄຟຟ້າ 2021-2030.**

ສະຫຼຸບການພັດທະນາຕາຂ່າຍໄຟຟ້າໃນໄລຍະ 2021-2030 ຂອງທົ່ວປະເທດ ອີງຕາມການວິເຄາະແຜນພັດທະນາຂອງແຂວງເຊິ່ງສາມາດສັງລວມແຜນຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ໜີ້ແປງໄຟຟ້າ ໄດ້ທັງໝົດ 562 ບ້ານ ລວມມີ 308.993 ຄອບຄົວ, ລວມຕາຂ່າຍ 22ກວ ຍາວ 3.341 ກມ, ຕາຂ່າຍ 0,4ກວ ຍາວ 848,9 ກມ ແລະ ໜີ້ແປງໄຟຟ້າ 562 ຊຸດ ລວມມູນຄ່າທັງໝົດ 666.152.949.652 ກີບ. ຖ້າແຜນດັ່ງກ່າວໄດ້ຮັບການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດສໍາເລັດ 100 % ຈະເຮັດໃຫ້ອັດຕາຄອບຄົວມີໄຟຟ້າໃຊ້ເພີ່ມຂຶ້ນເຖິງ 2,26 % ທຽບຈາກສັດສ່ວນຄອບຄົວທີ່ຍັງບໍ່ມີໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນ ເທົ່າກັບ 75.603 ຄອບຄົວ ກວມເອົາ 6.07%. ຂໍ້ມູນດັ່ງກ່າວແມ່ນວິເຄາະຕາມແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງແຂວງ ຂໍ້ມູນຈາກ ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ແຂວງ ແລະ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ. ຂໍ້



ມູນຄ່າງາວແມ່ນວິເຄາະຕາມແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງແຂວງ ຂໍ້ມູນຈາກ ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ແຂວງ ແລະ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ເຊິ່ງສະຫຼຸບຕາມຕາຕະລາງຂ້າງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 22: ການພັດທະນາຕາຂ່າຍ 22 ກວ, 0.4ກວ ແລະ ໜັ່ງແປງໄຟຟ້າ (2021-2030).

ລ/ດ	ຊື່ບ້ານ	ຈຳນວນ	ບໍລິມາດ	ບໍລິມາດ	ຈຳນວນ	ການປະເມີນລາຄາຕາມລາຄາກາງຂອງກະຊວງ ພຍ			
		ຄົວເຮືອນ	22 ກວ (ກມ)	0.4 ກວ (ກມ)	ໜັ່ງແປງ(ຊຸດ)	22 ກວ (ກີບ)	0.4 ກວ(ກີບ)	ໜັ່ງແປງ(ກີບ)	ລາຄາລວມ (ກີບ)
1	ແຂວງ ຜົງສາລີ	6,073	766	89	116	121,598,974,095	10,073,621,458	8,120,000,000	139,792,595,552
2	ແຂວງ ຫົວພັນ	137	46	5	5	7,255,043,496	556,741,994	350,000,000	8,161,785,489
3	ແຂວງອຸດົມໄຊ	3,954	314	147	66	49,816,906,981	16,702,259,805	4,620,000,000	71,139,166,786
4	ແຂວງຫຼວງນໍ້າທາ	3,091	658	48	78	104,412,299,940	5,483,340,532	5,460,000,000	115,355,640,472
5	ແຂວງບໍ່ແກ້ວ	593	69	44	8	10,938,129,034	5,010,677,942	560,000,000	16,508,806,976
6	ແຂວງຫຼວງພະບາງ	6,736	794	210	102	125,986,926,003	23,837,646,987	7,140,000,000	156,964,572,990
7	ແຂວງຊຽງຂວາງ	1,035	214	90	32	34,020,915,124	10,214,511,269	2,240,000,000	46,475,426,393
8	ແຂວງວຽງຈັນ	419	32	9	7	5,111,868,721	1,056,673,580	490,000,000	6,658,542,301
9	ແຂວງໄຊສົມບູນ	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ແຂວງໄຊຍະບູລີ	187	20	10	3	3,222,699,846	1,147,570,232	210,000,000	4,580,270,078
11	ແຂວງບໍລິຄໍາໄຊ	-	-	-	-	-	-	-	-
12	ແຂວງຄໍາມວນ	205	25	10	5	3,889,465,332	1,136,208,150	350,000,000	5,375,673,482
13	ຂວງສະຫວັນນະເຂດ	3,536	144	64	68	22,844,655,559	7,214,921,753	4,760,000,000	34,819,577,312
14	ແຂວງຈໍາປາສັກ	977	36	15	5	5,762,758,838	1,658,863,899	350,000,000	7,771,622,737
15	ແຂວງສາລະວັນ	542	30	14	10	4,730,859,873	1,545,243,084	700,000,000	6,976,102,957
16	ແຂວງເຊກອງ	3,078	159	80	53	25,241,836,233	9,032,854,793	3,710,000,000	37,984,691,026
17	ແຂວງອັດຕະປື	430	35	16	4	5,524,628,308	1,783,846,796	280,000,000	7,588,475,103
18	ນະຄອນຫຼວງ	-	-	-	-	-	-	-	-
ລວມ		30,993	3,341	848.9	562	530,357,967,382	96,454,982,270	39,340,000,000	666,152,949,652
								1USD/8500	78,370,935.3

## VI. ການຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ

### 1) ພາກແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ

#### ❖ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຮັບໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ

ໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຕາມກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ໃນປີ (2021-2025) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ 1.807 MW. ໃນນັ້ນ, ປະກອບມີໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 1.032 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ເທົ່າກັບປະມານ 2.642 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖານຫີນ 345 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ເທົ່າກັບປະມານ 655 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ 430 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ ເທົ່າກັບປະມານ 430 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.

ໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນປີ (2026-2030) ລວມມີ 629 MW, ໃນນັ້ນ ມີ 1 ໂຄງການ 150 MW ຈະມີການມອບໂອນຄືນໃຫ້ລັດຖະບານ ໂຄງການທີ່ຈະກໍ່ສ້າງໃໝ່ປະກອບມີເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າຕົກ 211 MW ມູນຄ່າການລົງທຶນ ປະມານ 412 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖານຫີນ 200 MW ມູນຄ່າການລົງທຶນ ປະມານ 329 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ 68 MW ມູນຄ່າການລົງທຶນ ປະມານ 68 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.

❖ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອການສົ່ງອອກ

- ປະເທດໄທ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ ບໍ່ຫຼຸດ 514 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 1.028 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສົກປີ 2026-2030 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 4.202 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 8.404 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ສສ ຫວຽດນາມ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດບໍ່ຫຼຸດ 1.235 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 2.470 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສົກປີ 2026-2030 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 3.439 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 6.878 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ກຳປູເຈຍ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດບໍ່ຫຼຸດ 1.943 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 3.886 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສົກປີ 2026-2030 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.200 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 2.400 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ມຽນມາ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດບໍ່ຫຼຸດ 300 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ສົ່ງອອກໄປຍັງປະເທດ ກຸ່ມອາຊຽນ: ໄດ້ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າໃຫ້ກັບປະເທດມາເລເຊຍ 300 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.

2) ພາກລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນພາກລະບົບສາຍສົ່ງ, ລະບົບຈຳໜ່າຍເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ລວມເຖິງແຜນໂຄງການສົ່ງໄຟອອກຕ່າງປະເທດ ໃນແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ລວມທັງໝົດປະມານ 2.412,43 ລ້ານໂດລາ, ຄາດການມູນຄ່າການລົງທຶນລະບົບສາຍສົ່ງຮັບໃຊ້ພາຍໃນກວມເອົາ 49% ແລະ ຄາດການລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອການສົ່ງອອກກວມເອົາ 51% ໂດຍຄາດການມູນຄ່າການລົງທຶນແຕ່ລະໄລຍະສະແດງໃນຕາຕະລາງ 6-1 ລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 1: ສະຫຼຸບຄາດການມູນຄ່າການລົງທຶນໃນພາກລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ລະໄລຍະ

ລາຍການແຜນ	2021 -2025 (ລ້ານໂດລາ)	2026-2030 (ລ້ານໂດລາ)	2021-2030 (ລ້ານໂດລາ)	ແຫຼ່ງທຶນ
ລວມລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນ	682.62	506.13	1,188.75	
ລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ	415.25	357.66	772.91	ຝຟລ+EDLT+IPP
ສະຖານີໄຟຟ້າເພື່ອຮອງຮັບພາຍໃນ	227.29	108.39	335.68	ຝຟລ+EDLT+IPP

ລະບົບຕາຂ່າຍ22,0,4 ກວ ແລະ ຫໍ້ແປງ	40.08	40.08	80.16	ຝຟລ, ລັດຖະບານ, ຊ່ວຍເຫຼືອລ້າ 4 ຕື້ຢວນ
<b>ລວມລະບົບສິ່ງອອກ</b>	<b>567.48</b>	<b>656.20</b>	<b>1,223.68</b>	EDLT&IPP
ໄທ	134.40	187.20	321.80	EDLT&IPP
ຫວຽດນາມ	512.82	68.48	581.30	IPP
ມຽນມາ	-	70.00	70.00	EDLT
ກຳປູເຈຍ	103.60	134.40	238.00	EDLT&IPP
ຈີນ	28.80	-	28.80	EDLT
<b>ລວມທັງໝົດ</b>			<b>2,412.43</b>	

## VII. ສະຫລຸບ

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາ ສະແດງໃຫ້ເຫັນວ່າ ໃນປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີຕໍ່າສຸດ (COVID-19) ປະມານ 13.820 GWh/ປີ, ກໍລະນີຟື້ນຖານ (BAU) ປະມານ 15.464 GWh/ປີ ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດ (EV+IN) ປະມານ 20.415 GWh/ປີ ໃນອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 5,7%, 6,8% ແລະ 8,2%/ປີ ຕາມລຳດັບ ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ໃນກໍລະນີຕໍ່າສຸດປະມານ 2.343 MW, ກໍລະນີຟື້ນຖານປະມານ 2.541 MW ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດປະມານ 3.188 MW ໃນອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 6,1%, 7% ແລະ 9,5%/ປີ ຕາມລຳດັບ.

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 ແມ່ນມີຄວາມຈຳເປັນ, ເປັນການຈັດສັນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ເບິ່ງຄວາມຕ້ອງການ, ສະຖານທີ່ຕ້ອງການຊົມໃຊ້, ປະເພດແຫຼ່ງຜະລິດ ລວມເຖິງເວລາຕ້ອງການຊົມໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າ, ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງສະໜອງພາຍໃນປະເທດ 2.930 MW ຄາດວ່າມີມູນຄ່າການລົງທຶນ 5.537 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໂຄງການສິ່ງອອກຕ່າງປະເທດ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 11.409 MW ແລະ ຄາດວ່າມີມູນຄ່າການລົງທຶນ 25.099 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ. ໃນນັ້ນ ສິ່ງອອກໄທ ມູນຄ່າການລົງທຶນ 8.936 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ສສ ຫວຽດນາມ 8.463 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ກຳປູເຈຍ 6.380 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ມຽນມາ 660 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ 660 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດດ້ວຍແຫຼ່ງທຶນຈາກຜູ້ພັດທະນາເອງ ແລະ ຍັງມີແນວໂນ້ມຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນໃນແຕ່ລະປີ.

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ອີງຕາມການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໃນ ກໍລະນີຟື້ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າພາຍໃນ (Peak) ຂອງປີ 2030 ແມ່ນປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການສະໜອງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ສິ່ງອອກ (Supply Plan for Domestic and Export) ທັງໝົດແມ່ນປະມານ 4.799 MW ເຊິ່ງລັດຖະບານລາວຄວນມີການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າລະຫວ່າງປະເທດໃຫ້ແຂງແຮງຂຶ້ນ ໂດຍ

ສະເພາະການແລກປ່ຽນພະລັງງານກັບ ສປ ຈີນ (EDLT) ໂດຍການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານຢູ່ໃນໄລຍະ 2023-2030 ຈະສາມາດລະບາຍໄຟອອກຈີນໄດ້ປະມານ 886 MW ໂດຍການ ພິຈາລະນາສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ ແຮງດັນສະຫຼັບ ເປັນ ແຮງດັນກົງ ແລະ ອອກເປັນແຮງດັນສະຫຼັບຄືນ ຫຼື ເຮົາເອີ້ນວ່າ ສະຖານີ (HVDC Back to Back) ກໍ່ສ້າງຢູ່ສະຖານີນາໜ້ ແຂວງອຸດົມໄຊ ຫຼື ອາດຈະແຍກເຂື່ອນນ້ຳອູ 5,6,7 ແລະ ນ້ຳທາ 1 ອອກລະບົບຂອງຈີນໂດຍກົງ ຈະສາມາດຊ່ວຍລະບາຍໄຟທີ່ເປັນສ່ວນເກີນອອກໄດ້ ນອກນີ້ກໍ່ຍັງຈະຊ່ວຍລະບົບ ໄຟຟ້າຂອງລາວໃຫ້ມີສະຖຽນລະພາບ ແລະ ໜັ້ນຄົງຢັ້ງຢືນ. ໃນເງື່ອນໄຂດັ່ງກ່າວກໍ່ຍັງສາມາດລະບາຍໄຟອອກປະເທດ ໄທຜ່ານລະບົບສາຍສົ່ງ 115 kV ທີ່ມີຢູ່ແລ້ວ 6 ຈຸດ ໄດ້ປະມານ 779 MW ອີກດ້ວຍ. ສ່ວນການເຊື່ອມຕໍ່ກັບປະເທດ ເຜືອນບ້ານອື່ນໆ ເຊັ່ນ: ຫວຽດນາມ, ກຳປູເຈຍ ແລະ ມຽນມາ ແມ່ນບໍ່ໄດ້ກ່ຽວຂ້ອງກັບລະບົບຊົມໃຊ້ພາຍໃນຂອງລາວ ເປັນໂຄງການຂອງ IPP ທີ່ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ການເຈລະຈາຊື້ຂາຍໄຟຟ້າ ແລະ ການລົງທຶນແມ່ນ IPP ເປັນຜູ້ດຳເນີນ ການເອງ. ດັ່ງນັ້ນ ສະຫຼຸບໄດ້ວ່າໃນໄລຍະ 2021 ຫາ 2030 ຈະມີ 2 ປະເທດ ຄື: ຈີນ ແລະ ໄທ ຈະເຂົ້າມາມີທ່າອ່ຽງ ສູງຂຶ້ນໃນການລຽກປ່ຽນພະລັງງານລະຫວ່າງປະເທດຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ. ຄຽງຄູ່ກັນນັ້ນລະບົບໄຟຟ້າພາຍໃນຂອງລາວກໍ່ ຈະຕ້ອງພັດທະນາ ແລະ ປັບປຸງໃຫ້ມີຄວາມສາມາດສົ່ງໃຫ້ສູງຂຶ້ນ ຕາມການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າໃນປີ 2021-2030 ຈະ ຕ້ອງໄດ້ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງແຕ່ໂຮງງານຜະລິດໄຟຟ້າ ຫາ ສະຖານີ ແລະ ຈາກສະຖານີ ຫາ ສະຖານີ ທັງໝົດ 76 ໂຄງການ, ມີ ຄວາມຍາວທັງໝົດເທົ່າກັບ 3.496,70 Km ຫຼື 6.076,10 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 772.910.206,10 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໂຄງການກໍ່ສ້າງ-ປັບປຸງສະຖານີໃໝ່ ທັງໝົດ 51 ສະຖານີ, ກຳລັງ ສະຖານີລວມ 6.340 MVA, ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສະຖານີທັງໝົດເທົ່າກັບ 335.680.000 ໂດລາສະຫະລັດ ສະນັ້ນສິ່ງທີ່ທ້າ ທາຍຂອງຂະແໜງພະລັງງານໄຟຟ້າລາວໃນໄລຍະດັ່ງກ່າວແມ່ນການລະດົມແຫຼ່ງທຶນເພື່ອມາພັດທະນາບັນດາໂຄງການ ດັ່ງກ່າວໃຫ້ສຳເລັດ ເພື່ອໃຫ້ບັນລຸແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງ ສປປ ລາວ ໃນໄລຍະ 10 ໃນຕໍ່ໜ້າ.

## VIII. ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ

### 8.1. ກົນໄກປະສານງານ:

- 1) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ (ພບ) ຊີ້ນຳ ນຳພາການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ເພື່ອຫັນແຜນງານ, ເປັນໂຄງການ, ກົດຈະກຳລະອຽດຂອງວຽກງານແຕ່ລະ ດ້ານ ຂອງວຽກງານ ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ, ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ພັດທະນາລະບົບສາຍ ສົ່ງ-ຈຳໜ່າຍ ໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ.
- 2) ມອບໃຫ້ ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ ເປັນຈຸດປະສານງານ ໃນການປະສານສົມທົບກັບບັນດາກົມ ກ່ຽວຂ້ອງ ພາຍໃນກະຊວງ ພບ, ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງຂະແໜງການທັງສູນກາງ ແລະ ທ້ອງຖິ່ນ, ພະແນກ ພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ປະຈຳແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ, ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ ໄຟຟ້າ ແລະ ຜູ້ປະກອບການກ່ຽວຂ້ອງອື່ນໆ.
- 3) ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຖືເອົາຍຸດທະສາດການ ພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ເປັນບ່ອນອີງ ຜັນຂະຫຍາຍເປັນແຜນຂອງຕົນ ໂດຍຫັນໃຫ້ເປັນ ແຜນງານ, ເປັນໂຄງການ, ເປັນກົດຈະກຳອັນລະອຽດເຂົ້າໃນແຜນພັດທະນາການຈັດຕັ້ງຂອງຕົນ.

## 8.2. ມາດຕາການໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ:

- 1) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ ເປັນເຈົ້າການ ສົມທົບກັບ ບັນດາ ກົມ ກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງຂະແໜງການ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ , ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ ວຽງຈັນ ເປັນເຈົ້າການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ໃຫ້ມີຜົນສໍາເລັດ.
- 2) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ, ສົມທົບກັບກົມກ່ຽວຂ້ອງ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ (ໂຄງການໃນຍຸດທະສາດ) ຕ້ອງມີແຜນແລກປ່ຽນຂໍ້ມູນຊຶ່ງກັນ ແລະ ກັນ ເພື່ອປັບປຸງຂໍ້ມູນຂອງໂຄງການ ຕາມການສະເໜີຂອງຄະນະຮັບຜິດຊອບໃນການສ້າງແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ.
- 3) ຂໍການຊ່ວຍເຫຼືອດ້ານວິຊາການ ຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດຍຸດທະສາດ ທີ່ຕິດພັນກັບ ການສຶກສາແຕ່ລະດ້ານທີ່ຕ້ອງການຄວາມລະອຽດຊັດເຈນສູງ ເພື່ອປັບປຸງແຜນ ແລະ ວາງແຜນໃນຂັ້ນຕໍ່ໄປ.

## 8.3. ເຜີຍແຜ່ຂໍ້ມູນ-ຂ່າວສານ

ຖືເປັນວຽກງານສໍາຄັນໃນການເຜີຍແຜ່ຂໍ້ມູນ-ຂ່າວສານ, ເປັນຕົ້ນແມ່ນການສ້າງຄວາມເຂັ້ມແຂງໃຫ້ແກ່ ຂັ້ນທ້ອງຖິ່ນ ໃນການສ້າງຍຸດທະສາດໃນການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງການຈັດຕັ້ງຕົນ, ການໃຫ້ຂໍ້ມູນແກ່ ບັນດາຂະແໜງຈັດຕັ້ງກ່ຽວຂ້ອງຂອງລັດ, ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ ໂດຍແບ່ງອອກເປັນ 2 ພາກສ່ວນ ຄື:

- 1) ຈັດກອງປະຊຸມເຜີຍແຜ່ ຫຼັງຈາກຮັບຮອງຈາກສະພາແຫ່ງຊາດ, ຈັດກອງປະຊຸມສ້າງຄວາມເຂັ້ມແຂງໃຫ້ແກ່ ພະນັກງານຮັບຜິດຊອບ ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ແລະ ພາກສ່ວນ ກ່ຽວຂ້ອງ.
- 2) ຈັດກອງປະຊຸມ ສ້າງ ແລະ ເຜີຍແຜ່ ຍຸດທະສາດ ທີ່ຕິດພັນກັບແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ.

## 8.4. ແຫຼ່ງທຶນສໍາລັບການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ

ງົບປະມານສະໜັບສະໜູນໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ “2021-2030” ແມ່ນມາຈາກແຫຼ່ງທຶນຕ່າງໆ ເຊັ່ນ: ງົບປະມານລັດ, ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ, ເງິນກູ້ຢືມ, ການຊ່ວຍເຫຼືອ ຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ແລະ ອື່ນໆ.

- 1) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ຂອງເອກະຊົນ (IPP) ເພື່ອ ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ຕ່າງປະເທດ ແມ່ນໃຊ້ທຶນຂອງ IPP ເອງ ການລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT ຫຼື BOOT, ແຫຼ່ງທຶນອາດຈະໃຊ້ເງິນທຶນຂອງຕົນເອງສ່ວນໜຶ່ງ ແລະ ທີ່ເຫຼືອແມ່ນກູ້ຢືມຈາກທະນາຄານມາພັດທະນາ ໂຄງການ .
- 2) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ທີ່ມີແຮງດັນສູງກວ່າ 230 ກວ ຂຶ້ນໄປ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດຕໍ່ໄປແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງບໍລິສັດສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ ຫຼື EDL-T ເປັນຜູ້ລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT.

- 3) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ທີ່ມີແຮງດັນຕໍ່າກວ່າ 230 ກວ ລົງມາ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຝຟລ ຫຼື ເອກະຊົນ ລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT, BOOT, PPP ແລະ ຮູບແບບອື່ນໆ.
- 4) ການກໍ່ສ້າງລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22 ກວ, 0,4 ກວ ແລະ ໜັ້ແປງໄຟຟ້າ ເຂົ້າຫາເຂດຊົນນະບົດຫ່າງໄກ ສອກຫຼີກ ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຝຟລ ແລະ ລັດຖະບານ ເປັນຜູ້ລົງທຶນ, ແຫຼ່ງທຶນມາພັດທະນາໂຄງການ ແມ່ນໃຊ້ເງິນຂອງ ຝຟລ ແລະ ງົບປະມານຂອງລັດ, ການຊ່ວຍເຫຼືອຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ແລະ ອື່ນໆ... ສ່ວນຮູບແບບການລົງທຶນອາດຈະເປັນການລົງທຶນຮ່ວມລະຫວ່າງລັດ ກັບ ເອກະຊົນ PPP ຫຼື ຝຟລ ກູ້ຢືມ ຈາກທະນາຄານທີ່ມີດອກເບ້ຍຕໍ່າ ມາພັດທະນາໂຄງການ.

## ເອກະສານອ້າງອີງ

1. ກົດໝາຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງໃຫ້ເມ, ເລກທີ 19/ສພຊ, ລົງວັນທີ 09/05/2017.
2. ວິໄສທັດ ຮອດປີ 2030, ຍຸດທະສາດການພັດທະນາ 2025 ແລະ ແຜນພັດທະນາພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ທັນວາ 2017.
3. ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ.
4. ແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດ 5 ປີ ຄັ້ງທີ VIII (2016-2020).
5. ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ, ສະຖາບັນສິ່ງເສີມພະລັງງານທົດແທນ.
6. ເປົ້າໝາຍການພັດທະນາແບບຍືນຍົງ ຂອງອົງການສະຫະປະຊາຊາດ (Sustainable Development Goals: SDGs)
7. ປຶ້ມວ່າດ້ວຍການປະກາດໃຊ້ ກ່ຽວກັບຫົວຫນ່ວຍລາຄາການກໍ່ສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງ ໄຟຟ້າແຮງດັນສູງ, ແຮງດັນກາງ, ແຮງດັນຕໍ່າ ແລະ ຕິດຕັ້ງຫມໍ້ແປງໄຟຟ້າ (ສະບັບປັບປຸງ) ປີ 2017.
8. ຮ່າງລາຍງານ ໂຄງການ JICA "ສຶກສາແຜນແມ່ບົດ ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ຢູ່ໃນ ສປປ ລາວ (The JICA Project Study on Power Network System Master Plan in Lao PDR) ປີ 2020.
9. ປຶ້ມມາດຕະຖານເຕັກນິກໄຟຟ້າຂອງລາວ.
10. ຄູ່ມືແນະນຳ ມາດຕະຖານເຕັກນິກໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ, ສະບັບປີ 2004.
11. Project for the Improvement of the Governance Mechanism for Sustainable Power Development Planning ເດືອນ 6/2012 (JICA).
12. The Study on Power Network System Plan in Lao People's Democratic Republic (JICA) 2010.
13. Lao Electric Power Planning EPPEI 2017.
14. Report Lao-Vietnam Interconnector LVI 2016 (DIgSILENT).
15. Lao Generation Adequacy study (IES) 2017.
16. The study of Grid interconnection and importing power from Lao PDR (2016) EDL and EVN PECC4.
17. ປຶ້ມສະຖິຕິ 2017, ສູນສະຖິຕິແຫ່ງຊາດ.
18. ຂໍ້ມູນສະຖິຕິພະລັງງານ 2018, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ.
19. ປຶ້ມສະຖິຕິໄຟຟ້າປີ 2019, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ.

20. ຂໍ້ມູນ Gross Domestic Production (GDP) (Constant 2010 US\$), Population, Foreigner Direct Investment (FDI), Labor force and Unemployment of Lao PDR, collected from World Development Indicator, 8/28/2018 (<https://data.worldbank.org/country/lao-pdr?view=chart>).
21. ຮ່າງຍຸດທະສາດ ວ່າດ້ວຍສິ່ງເສີມການນໍາໃຊ້ພະລັງງານສະອາດ ໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມຂົນສົ່ງ, ສະຖາບັນສິ່ງເສີມພະລັງງານທົດແທນ.
22. ຂໍ້ມູນສະຖິຕິພາຫະນະ 2000 ຫາ 2016, ຈາກກະຊວງໂຍທາທິການ ແລະ ຂົນສົ່ງ.
23. ຂໍ້ມູນມາດຕະຖານການນໍາໃຊ້ໄຟຟ້າໃນລົດໄຟຟ້າ, ຈາກບໍລິສັດ EV ລາວ.
24. ຂໍ້ມູນແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງໂຄງການອຸດສາຫະກຳ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ.
25. ບົດສຶກສາປັບປຸງຖານະການເງິນຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າຂອງ PWC, 08/04/2018.
26. ບົດແນະນຳໃນການຄຸ້ມຄອງ ແລະ ນຳໃຊ້ ມາດຕະຖານເຕັກນິກໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ແລະ ລະບຽບການວ່າດ້ວຍຄວາມປອດໄພສຳລັບການດຳເນີນງານແລະບຳລຸງຮັກສາສະບັບປີ2017.



# ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ

(ຮ່າງ)

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ

ປີ 2021-2030

## ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) A

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ (Electricity Demand Forecasts)

ຕາຕະລາງ A-18 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ EV (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	39	46	52	59	66	108	12.0%
ບໍ່ແກ້ວ	429	466	500	531	560	696	5.5%
ຫຼວງນໍ້າທາ	94	111	128	146	165	278	12.8%
ອຸດົມໄຊ	257	293	329	366	404	619	10.2%
ຫຼວງພະບາງ	1,327	1,435	1,528	1,612	1,686	1,995	4.6%
ຫົວພັນ	60	69	78	88	98	155	11.1%
ຊຽງຂວາງ	103	122	141	161	182	309	13.0%
ໄຊສົມບູນ	600	649	693	732	768	928	5.0%
ວຽງຈັນ	703	760	811	857	898	1,082	4.9%
ໄຊຍະບູລີ	197	224	251	278	306	464	10.0%
ນະຄອນຫຼວງ	2,445	2,723	2,979	3,223	3,454	4,576	7.2%
ບໍລິຄໍາໄຊ	369	413	455	498	540	773	8.6%
ຄຳມ່ວນ	600	681	761	842	924	1,392	9.8%
ສະຫວັນນະເຂດ	640	749	855	961	1,065	1,604	10.7%
ຈຳປາສັກ	528	599	667	734	799	1,143	8.9%
ສາລະວັນ	129	145	160	176	191	278	9.0%
ເຊກອງ	48	60	72	85	99	186	16.1%
ອັດຕະປື	129	139	149	157	165	201	5.1%
ລວມ	8,696	9,683	10,609	11,507	12,373	16,787	7.6%

ຕາຕະລາງ A-19 ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ EV (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	4	4	5	6	6	10	10.8%
ບໍ່ແກ້ວ	36	46	49	53	57	76	8.7%
ຫຼວງນ້ຳທາ	16	21	23	25	28	47	12.4%
ອຸດົມໄຊ	25	28	33	35	39	56	9.6%
ຫຼວງພະບາງ	250	269	285	300	314	394	5.2%
ຫົວພັນ	14	15	18	20	23	44	13.3%
ຊຽງຂວາງ	17	22	26	29	32	54	13.9%
ໄຊສົມບູນ	80	91	100	109	118	167	8.5%
ວຽງຈັນ	92	97	108	115	120	153	5.8%
ໄຊຍະບູລີ	46	52	56	61	65	90	7.9%
ນະຄອນຫຼວງ	419	473	518	562	601	792	7.3%
ບໍລິຄຳໄຊ	73	75	104	115	128	183	10.7%
ຄຳມ່ວນ	106	118	135	150	165	232	9.1%
ສະຫວັນນະເຂດ	84	96	110	123	136	196	9.8%
ຈຳປາສັກ	80	87	90	96	100	136	6.0%
ສາລະວັນ	25	29	32	37	41	69	12.2%
ເຊກອງ	6	8	10	13	15	32	20.7%
ອັດຕະປື	23	22	23	24	25	29	2.7%
<b>ລວມ</b>	<b>1,396</b>	<b>1,554</b>	<b>1,723</b>	<b>1,871</b>	<b>2,012</b>	<b>2,760</b>	<b>7.9%</b>

ຕາຕະລາງ A-20 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ IN (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	45	52	60	69	77	134	13%
ບໍ່ແກ້ວ	497	537	577	619	655	859	6%
ຫຼວງນໍ້າທາ	109	128	148	171	193	344	14%
ອຸດົມໄຊ	298	338	380	427	472	764	11%
ຫຼວງພະບາງ	1,531	1,636	1,741	1,848	1,935	2,387	5%
ຫົວພັນ	70	80	90	102	114	191	12%
ຊຽງຂວາງ	119	140	163	188	213	382	14%
ໄຊສົມບູນ	696	748	800	854	899	1,146	6%
ວຽງຈັນ	815	875	936	999	1,051	1,336	6%
ໄຊຍະບູລີ	229	258	290	324	358	573	11%
ນະຄອນຫຼວງ	2,752	2,969	3,190	3,421	3,619	4,735	6%
ບໍລິຄໍາໄຊ	427	475	526	580	632	955	9%
ຄຳມ່ວນ	696	784	878	982	1,082	1,718	11%
ສະຫວັນນະເຂດ	696	770	849	935	1,015	1,508	9%
ຈຳປາສັກ	596	657	721	790	853	1,241	8%
ສາລະວັນ	149	166	185	205	224	344	10%
ເຊກອງ	56	69	83	99	116	229	17%
ອັດຕະປື	149	160	172	184	193	248	6%
ລວມ	9,931	10,842	11,787	12,794	13,702	19,092	7.5%

ຕາຕະລາງ A-21 ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ IN (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	4	4	5	6	6	11	12%
ບໍ່ແກ້ວ	37	46	50	56	60	88	10%
ຫຼວງນໍ້າທາ	17	21	23	26	30	54	14%
ອຸດົມໄຊ	24	28	34	37	41	65	11%
ຫຼວງພະບາງ	260	275	293	312	329	443	6%
ຫົວພັນ	14	15	18	21	24	50	15%
ຊຽງຂວາງ	17	22	27	30	33	63	16%
ໄຊສົມບູນ	83	92	103	114	125	193	10%
ວຽງຈັນ	93	99	111	122	129	178	7%
ໄຊຍະບູລີ	46	53	58	64	70	105	10%
ນະຄອນຫຼວງ	417	456	497	539	573	770	7%
ບໍລິຄຳໄຊ	71	77	104	120	135	212	13%
ຄຳມ່ວນ	109	121	139	158	175	271	11%
ສະຫວັນນະເຂດ	80	87	97	108	117	173	9%
ຈຳປາສັກ	79	85	88	94	98	138	6%
ສາລະວັນ	25	29	33	38	43	80	14%
ເຊກອງ	6	8	10	13	16	37	22%
ອັດຕະປື	23	23	24	25	27	33	4%
ລວມ	1,403	1,542	1,715	1,883	2,030	2,965	8.7%

ຕາຕະລາງ A-22 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ EV+IN (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	46	54	62	72	81	143	13.4%
ບໍ່ແກ້ວ	504	550	596	644	687	919	6.9%
ຫຼວງນໍ້າທາ	111	131	153	178	203	367	14.2%
ອຸດົມໄຊ	302	346	393	444	495	817	11.7%
ຫຼວງພະບາງ	1,551	1,676	1,799	1,924	2,028	2,552	5.7%
ຫົວພັນ	71	82	93	107	120	204	12.5%
ຊຽງຂວາງ	121	143	168	196	224	408	14.5%
ໄຊສົມບູນ	705	766	826	889	942	1,225	6.3%
ວຽງຈັນ	826	897	967	1,040	1,102	1,429	6.3%
ໄຊຍະບູລີ	232	264	299	338	375	612	11.4%
ນະຄອນຫຼວງ	2,788	3,041	3,297	3,562	3,794	5,063	6.9%
ບໍລິຄໍາໄຊ	433	487	543	604	663	1,021	10.0%
ຄໍາມ່ວນ	705	803	908	1,022	1,134	1,837	11.2%
ສະຫວັນນະເຂດ	705	789	878	973	1,063	1,613	9.6%
ຈໍາປາສັກ	604	673	745	822	894	1,327	9.1%
ສາລະວັນ	151	170	191	213	235	367	10.4%
ເຊກອງ	57	70	86	103	122	245	17.6%
ອັດຕະປື	151	164	177	191	203	265	6.5%
<b>ລວມ</b>	<b>10,063</b>	<b>11,106</b>	<b>12,184</b>	<b>13,323</b>	<b>14,363</b>	<b>20,415</b>	<b>8.2%</b>

ຕາຕະລາງ A-23 ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ EV+IN (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	4	4	5	6	6	12	13%
ບໍ່ແກ້ວ	37	47	52	58	64	95	11%
ຫຼວງນໍ້າທາ	17	22	24	27	31	58	15%
ອຸດົມໄຊ	24	29	35	38	43	70	12%
ຫຼວງພະບາງ	260	280	302	325	346	477	7%
ຫົວພັນ	14	16	19	22	25	54	16%
ຊຽງຂວາງ	17	22	28	31	35	68	17%
ໄຊສົມບູນ	83	94	106	119	131	208	11%
ວຽງຈັນ	93	101	115	127	135	191	8%
ໄຊຍະບູລີ	46	54	60	67	73	113	11%
ນະຄອນຫຼວງ	418	464	513	561	602	828	8%
ບໍລິຄຳໄຊ	71	79	107	125	142	228	14%
ຄຳມ່ວນ	109	123	143	164	183	291	12%
ສະຫວັນນະເຂດ	80	89	100	112	123	186	10%
ຈຳປາສັກ	79	87	91	98	103	149	7%
ສາລະວັນ	25	30	34	40	46	86	15%
ເຊກອງ	6	8	10	14	17	40	23%
ອັດຕະປື	23	24	25	27	28	36	5%
ລວມ	1,406	1,571	1,770	1,962	2,134	3,188	9.5%



ຕາຕະລາງ A-24 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ COVID-19 (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	38	44	50	56	62	97	10.8%
ບໍ່ແກ້ວ	420	451	477	501	522	622	4.5%
ຫຼວງນໍ້າທາ	92	107	123	138	154	249	11.6%
ອຸດົມໄຊ	252	284	315	345	376	553	9.1%
ຫຼວງພະບາງ	1,293	1,376	1,441	1,495	1,541	1,727	3.3%
ຫົວພັນ	59	67	75	83	91	138	10.0%
ຊຽງຂວາງ	101	118	135	152	170	276	11.9%
ໄຊສົມບູນ	588	629	662	691	716	829	3.9%
ວຽງຈັນ	689	736	775	808	837	967	3.8%
ໄຊຍະບູລີ	193	217	240	262	285	415	8.9%
ນະຄອນຫຼວງ	2,325	2,497	2,641	2,769	2,882	3,427	4.4%
ບໍລິຄໍາໄຊ	361	400	435	470	503	691	7.5%
ຄຳມ່ວນ	588	659	727	794	861	1,244	8.7%
ສະຫວັນນະເຂດ	588	648	703	756	808	1,092	7.1%
ຈຳປາສັກ	504	553	597	639	679	898	6.6%
ສາລະວັນ	126	140	153	166	178	249	7.9%
ເຊກອງ	47	58	69	80	92	166	15.0%
ອັດຕະປື	126	135	142	149	154	180	4.0%
ລວມ	8,390	9,118	9,759	10,354	10,912	13,820	5.7%

ຕາຕະລາງ A-25 ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ COVID-19 (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
ຜົ້ງສາລີ	4	4	5	6	5	9	10%
ບໍ່ແກ້ວ	36	46	48	51	54	70	8%
ຫຼວງນໍ້າທາ	16	21	22	24	27	43	11%
ອຸດົມໄຊ	25	28	32	34	37	51	9%
ຫຼວງພະບາງ	249	268	277	287	295	350	4%
ຫົວພັນ	14	15	17	20	22	40	12%
ຊຽງຂວາງ	17	22	26	28	30	50	13%
ໄຊສົມບູນ	81	91	98	106	113	153	7%
ວຽງຈັນ	92	97	106	112	115	140	5%
ໄຊຍະບູລີ	46	52	55	59	63	83	7%
ນະຄອນຫຼວງ	406	448	473	495	515	608	5%
ບໍລິຄຳໄຊ	73	76	102	112	122	168	10%
ຄຳມ່ວນ	107	119	133	146	158	213	8%
ສະຫວັນນະເຂດ	78	85	93	99	106	137	6%
ຈຳປາສັກ	78	83	83	86	88	109	4%
ສາລະວັນ	25	29	32	36	39	63	11%
ເຊກອງ	6	8	10	12	15	30	19%
ອັດຕະປື	23	23	23	23	24	26	2%
ລວມ	1,375	1,516	1,636	1,735	1,829	2,343	6.1%

ຕາຕະລາງ A-26 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ BAU (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Sectors	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
Industry	4,257	4,764	5,231	5,671	6,096	8,254	7.6%
Service	1,546	1,653	1,758	1,865	1,975	2,604	6.0%
Household	2,543	2,727	2,903	3,071	3,233	4,001	5.2%
Transport	143	165	187	209	231	342	10.2%
Agriculture	83	118	142	170	184	263	13.6%
<b>Total</b>	<b>8,564</b>	<b>9,419</b>	<b>10,212</b>	<b>10,978</b>	<b>11,712</b>	<b>15,464</b>	<b>6.8%</b>

ຕາຕະລາງ A-27 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ EV (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Sectors	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
Industry	4,257	4,764	5,231	5,671	6,096	8,254	7.6%
Service	1,546	1,653	1,758	1,865	1,975	2,604	6.0%
Household	2,543	2,727	2,903	3,071	3,233	4,001	5.2%
Transport	275	429	583	738	892	1,664	22.2%
Agriculture	83	118	142	170	184	263	13.6%
<b>Total</b>	<b>8,705</b>	<b>9,691</b>	<b>10,617</b>	<b>11,515</b>	<b>12,380</b>	<b>16,787</b>	<b>7.6%</b>

ຕາຕະລາງ A-28 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ IN (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Sectors	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
Industry	5,626	6,189	6,807	7,488	8,087	11,883	8.7%
Service	1,546	1,653	1,758	1,865	1,975	2,604	6.0%
Household	2,543	2,727	2,903	3,071	3,233	4,001	5.2%
Transport	143	165	187	209	231	342	10.2%
Agriculture	83	118	142	170	184	263	13.6%
<b>Total</b>	<b>9,941</b>	<b>10,851</b>	<b>11,797</b>	<b>12,803</b>	<b>13,709</b>	<b>19,092</b>	<b>7.5%</b>

ຕາຕະລາງ A-29 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ EV+IN (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Sectors	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
Industry	5,626	6,189	6,807	7,488	8,087	11,883	8.7%
Service	1,546	1,653	1,758	1,865	1,975	2,604	6.0%
Household	2,543	2,727	2,903	3,071	3,233	4,001	5.2%
Transport	275	429	583	738	892	1,664	22.2%
Agriculture	83	118	142	170	184	263	13.6%
<b>Total</b>	<b>10,073</b>	<b>11,116</b>	<b>12,193</b>	<b>13,332</b>	<b>14,371</b>	<b>20,415</b>	<b>8.2%</b>

ຕາຕະລາງ A-30 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ COVID-19 (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Sectors	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%)
Industry	4,128	4,541	4,894	5,207	5,500	7,023	6.1%
Service	1,501	1,575	1,642	1,705	1,770	2,192	4.3%
Household	2,543	2,727	2,903	3,071	3,233	4,001	5.2%
Transport	143	165	187	209	231	342	10.2%
Agriculture	83	118	142	170	184	263	13.6%
<b>Total</b>	<b>8,398</b>	<b>9,126</b>	<b>9,767</b>	<b>10,361</b>	<b>10,918</b>	<b>13,820</b>	<b>5.7%</b>

ຕາຕະລາງ A-31 ສົມທຽບຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງສະຖາບັນຕ່າງໆ (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

Year	DEPP/MEM					EDL	USAID	IAEA	JICA	PWC
	BAU	EV	IN	EV+IN	Covid19					
2021	8,564	8,696	9,931	10,063	1,687	8,390	9,063	7,377	5,877	10,317
2022	9,419	9,683	10,842	11,106	1,790	9,118	9,685	7,978	6,230	11,171
2023	10,212	10,609	11,787	12,184	1,906	9,759	10,181	8,755	6,584	11,834
2024	10,978	11,507	12,794	13,323	1,998	10,354	10,794	9,496	6,937	12,637
2025	11,712	12,373	13,702	14,363	2,084	10,912	11,428	10,218	7,291	13,463
2026	12,441	13,235	14,658	15,452	2,179	11,466	12,072	11,060	7,753	14,261
2027	13,175	14,101	15,670	16,596	2,276	12,028	12,757	11,756	8,216	15,035
2028	13,922	14,980	16,744	17,802	2,376	12,607	13,470	12,574	8,679	15,830
2029	14,688	15,878	17,886	19,076	2,478	13,206	14,230	13,351	9,142	16,632

<b>2030</b>	15,464	16,787	19,092	20,415	2,571	13,820	15,032	13,982	9,605	17,597
<b>AAGR</b>	<b>6.8%</b>	<b>7.6%</b>	<b>7.5%</b>	<b>8.2%</b>	<b>4.8%</b>	<b>5.7%</b>	<b>5.8%</b>	<b>7.4%</b>	<b>5.6%</b>	<b>6.1%</b>

ຕາຕະລາງ A-32 ສົມທຽບຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າຂອງສະຖາບັນຕ່າງໆ (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

Year	DEPP/MEM					EDL	USAID	IAEA	JICA	PWC
	BAU	EV	IN	EV+IN	Covid19					
<b>2021</b>	1380	1396	1403	1406	1375	1,687	1,704	1,527	1,189	1,940
<b>2022</b>	1514	1554	1542	1571	1516	1,790	1,803	1,639	1,261	2,080
<b>2023</b>	1659	1723	1715	1770	1636	1,906	1,910	1,771	1,332	2,220
<b>2024</b>	1783	1871	1883	1962	1735	1,998	2,016	1,903	1,404	2,360
<b>2025</b>	1902	2012	2030	2134	1829	2,084	2,122	2,030	1,475	2,500
<b>2026</b>	2028	2161	2199	2326	1929	2,179	2,235	2,165	1,568	2,640
<b>2027</b>	2158	2314	2379	2531	2032	2,276	2,359	2,301	1,661	2,780
<b>2028</b>	2288	2465	2569	2745	2138	2,376	2,485	2,446	1,753	2,920
<b>2029</b>	2420	2619	2769	2969	2245	2,478	2,618	2,583	1,846	3,060
<b>2030</b>	2541	2760	2965	3188	2343	2,571	2,733	2,691	1,939	3,200
<b>AAGR</b>	<b>7.0%</b>	<b>7.9%</b>	<b>8.7%</b>	<b>9.5%</b>	<b>6.1%</b>	<b>6.2%</b>	<b>6.6%</b>	<b>5.5%</b>	<b>7.0%</b>	<b>7.0%</b>

## ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) B

ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ (Power Generation Source)

ຕາຕະລາງ B-1: ແຜນຜັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ກໍລະນີຜື້ນຖານ (BAU)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການ ຜະລິດ (GWh)	ສະຖານະພາບ (Status)	ປີຜະລິດໄຟ (COD)	ໝາຍເຫດ
1	ນ້ຳດົງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	0	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	0	1970	
3	ນ້ຳຖິ້ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	0	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	0	1991	
5	ນ້ຳກໍ	ອຸດົມໄຊ	2	8	0	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	0	1999	
7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	0	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	0	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	0	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	0	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	0	2011	
12	ນ້ຳລິກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	0	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	0	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	0	2011	
15	ນ້ຳຖິ້ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະ ບາງ	120	507	0	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	0	2011	



17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	0	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	0	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	0	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	0	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	0	2015	
22	ນ້ຳແສນ (ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	0	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	0	2014	
24	ເຊນນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	0	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	0	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	0	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	0	2016	
28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	0	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	0	2015	
30	ຫ້ວຍລຳຜັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	0	2015	
31	ນ້ຳແບງ	ອຸດົມໄຊ	36	142	0	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	0	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	0	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	0	2016	

35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	0	2016	
36	ນ້ຳມັງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	0	2016	
37	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	0	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	0	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	0	2017	
40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວພັນ	12	68	0	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	0	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	0	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	0	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	0	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2017	
46	ຫ້ວຍເປາະ	ສາລະວັນ	15	60	0	2018	
47	ເຊກະຕຳ 1 - ເຊນ້ຳນ້ອຍ 2	ຈຳປາສັກ	13	79	0	2017	
48	ນ້ຳທາ1	ບໍ່ແກ້ວ	168	759	0	2018	
49	ນ້ຳໄພ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	0	2018	
50	ນ້ຳຖີ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7, 8)	ວຽງຈັນ	80	360	0	2018	
51	ນ້ຳຖີ້ມແກ້ງຄວນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	0	2018	

52	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	0	2018	
53	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໄໝ)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	0	2018	
56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	0	2019	
57	ນ້ຳລຶກ 1	ວຽງຈັນ	64	256	0	2019	
58	ນ້ຳງຽບ 2B	ຊຽງຂວາງ	9	76	0	2019	
59	ນ້ຳແຈ 1	ໄຊສົມບູນ	15	64	0	2019	
60	ນ້ຳເປີນ 1	ຫົວພັນ	26	72	0	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຫງຽບ ຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄຳໄຊ	18	105	0	2019	
62	ນ້ຳກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	0	2019	
63	ນ້ຳຜາໃຫຍ່ ບວກພາກ ຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	0	2019	
64	ນ້ຳຊໍ່	ບໍລິຄຳໄຊ	5	24	0	2019	
65	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກເສດເຈ້ຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	536	0	2019	
66	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	2	5	0	2019	
67	ນ້ຳອູ 1	ຫຼວງພະບາງ	180	710	0	2020	
68	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (TPGL)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	15	23	0	2020	

69	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (GELD)	ສະຫວັນນະເຂດ	10	18	O	2020	
70	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	267	O	2020	
71	ນ້ຳແທ້	ຊຽງຂວາງ	15	81	O	2020	
72	ນ້ຳສົມ	ຫົວພັນ	8,4	30	C	2021	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 28% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
73	ນ້ຳອ້າວ	ຊຽງຂວາງ	15	84	C	2021	Emin/Emax = 24% ຫຼື Edry/Ewet = 70% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
74	ນ້ຳຫິນບູນ ຕອນລຸ່ມ	ຄຳມ່ວນ	15	79	C	2021	
75	ນ້ຳຖິ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝວກ)	ບໍ່ແກ້ວ	15	75	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 81% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
77	ນ້ຳງຽບ 2A	ໄຊສົມບູນ	12,6	70,5	C	2021	Emin/Emax = 28% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
78	ນ້ຳຕະລານ	ຫຼວງນ້ຳທາ	5	21,9	C	2021	
79	ນ້ຳອູ 3	ຫຼວງພະບາງ	210	826	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
80	ນ້ຳອູ 4	ຜົ້ງສາລີ	132	519	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ

81	ນ້ຳອູ 7	ຜັງສາລີ	210	838	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
82	ຫ້ວຍລຳພັນຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	15	80	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
83	ນ້ຳເທີນ 1	ບໍລິຄຳໄຊ	130	528	C	2022	
84	ນ້ຳຫີນບູນ	ຄຳມ່ວນ	30	155	C	2022	
85	ນ້ຳຮິງ 1	ໄຊຍະບູລີ	15	57	C	2022	Emin/Emax = 15% ຫຼື Edry/Ewet = 44% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
86	ນ້ຳງາວ	ບໍ່ແກ້ວ	15	57,84	C	2022	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
87	ໂຮງໄຟຝ້າຖ່ານຫີນ ຊຸ້ນເປເປີ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	612	CA	2022	
88	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ	ຄຳມ່ວນ	100	157,68	Plan	2022	
89	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	100	157,68	Plan	2022	
90	ນ້ຳຮາວ	ຫົວພັນ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
91	ນ້ຳຈຶ່ມ 4	ຊຽງຂວາງ	240	1040	C	2023	Emin/Emax = 13% ຫຼື Edry/Ewet = 57% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
92	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄົດ	ຈຳປາສັກ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 41% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
93	ນ້ຳມອນ 1	ຫົວພັນ	10	40,8	C	2023	

94	ຫ້ວຍກະເຜີ	ສາລະວັນ	5	22,5	C	2023	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 52% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
95	ນ້ຳປຸງເລາະ	ບໍ່ແກ້ວ	5	19,27	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 39% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
96	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ບໍລິຄຳໄຊ	30	47,3	Plan	2023	
97	ນ້ຳຜູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	
98	ນ້ຳສະໝ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	C	2024	
99	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖານ ຫີນລະມານ	ເຊກອງ	100	650	CA	2024	
100	ຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	30	97	C	2025	Emin/Emax = 26% ຫຼື Edry/Ewet = 69% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
101	ໄຟຟ້າຖານຫີນ ນ້ຳຜານ	ຫົວພັນ	170	1.105	CA	2025	
102	ນ້ຳຕັງ	ບໍລິຄຳໄຊ	12,80	42,50	PPA	2025	
103	ຫ້ວຍສາຍນ້ຳຂອງ	ບໍລິຄຳໄຊ	13,60	47,57	PPA	2025	
104	ນ້ຳແຈ	ໄຊສິມບູນ	7,50	26,00	PPA	2025	
105	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງ ຈັນ	85	350	FS	2026	
106	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງ ແກ້ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
107	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
108	ໄຟຟ້າຖານຫີນ (ບົວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຝຸ່ນລ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອ ການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງ

							ເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນ ຕ່າງຫາກ
109	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
110	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງ ຈັນ	100	157,68	Plan	2030	
ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)			2.638	11.511			
ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030			5.793	26.178			

ຕາຕະລາງ B-2: ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ ກໍລະນີມີການສົ່ງເສີມນໍາໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງ ຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ປີຜະລິດໄຟຟ້າ	ໝາຍເຫດ
1	ນໍ້າດົງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	O	1970	
2	ແຊລະບໍາ	ຈຳປາສັກ	5	25	O	1970	
3	ນໍ້າຖ້ືມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	O	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	O	1991	
5	ນໍ້າກໍ	ອຸດົມໄຊ	2	8	O	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	O	1999	
7	ນໍ້າເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	O	2000	
8	ນໍ້າມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	O	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	O	2009	

10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	0	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	0	2011	
12	ນ້ຳລຶກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	0	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	0	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	0	2011	
15	ນ້ຳຖິ້ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	0	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	0	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	0	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	0	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	0	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	0	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	0	2015	
22	ນ້ຳແສນ (ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	0	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	0	2014	
24	ເຊນນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	0	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	0	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	0	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	0	2016	



28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	0	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	0	2015	
30	ຫ້ວຍລຳຝັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	0	2015	
31	ນ້ຳແບງ	ອຸດົມໄຊ	36	142	0	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	0	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	0	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	0	2016	
35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	0	2016	
36	ນ້ຳມັງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	0	2016	
37	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	0	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	0	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	0	2017	
40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວຜັນ	12	68	0	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	0	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	0	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	0	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	0	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2017	
46	ຫ້ວຍເປາະ	ສາລະວັນ	15	60	0	2018	

47	ເຊກະຕໍາ 1 - ເຊນໍ້ານ້ອຍ 2	ຈໍາປາສັກ	13	79	0	2017	
48	ນໍ້າທາ1	ບໍ່ແກ້ວ	168	759	0	2018	
49	ນໍ້າໄຟ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	0	2018	
50	ນໍ້າຖີ່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7, 8)	ວຽງຈັນ	80	360	0	2018	
51	ນໍ້າຖີ່ແກ້ງຄວນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	0	2018	
52	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	0	2018	
53	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໄໝ)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈໍາປາສັກ	8	39	0	2018	
56	ເຂື່ອນນໍ້າຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	0	2019	
57	ນໍ້າລຶກ 1	ວຽງຈັນ	64	256	0	2019	
58	ນໍ້າງຽບ 2B	ຊຽງຂວາງ	9	76	0	2019	
59	ນໍ້າແຈ 1	ໄຊສົມບູນ	15	64	0	2019	
60	ນໍ້າເປີນ 1	ຫົວພັນ	26	72	0	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານໍ້າທາງຽບຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄໍາໄຊ	18	105	0	2019	
62	ນໍ້າກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	0	2019	
63	ນໍ້າຜາໃຫຍ່ ບວກພາກຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	0	2019	

64	ນ້ຳຊໍ່	ບໍລິຄຳໄຊ	5	24	O	2019	
65	ໂຮງໄຟຝ້າຈາກເສດເຈ້ຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	536	O	2019	
66	ໂຮງໄຟຝ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	2	5	O	2019	
67	ນ້ຳອູ 1	ຫຼວງພະບາງ	180	710	O	2020	
68	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ (TPGL)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	15	23	O	2020	
69	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ (GELD)	ສະຫວັນນະເຂດ	10	18	O	2020	
70	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	267	O	2020	
71	ນ້ຳແທ້	ຊຽງຂວາງ	15	81	O	2020	
72	ນ້ຳສິມ	ຫົວພັນ	8,4	30	C	2021	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 28% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
73	ນ້ຳອ້າວ	ຊຽງຂວາງ	15	84	C	2021	Emin/Emax = 24% ຫຼື Edry/Ewet = 70% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
74	ນ້ຳຫິນບູນ ຕອນລຸ່ມ	ຄຳມ່ວນ	15	79	C	2021	
75	ນ້ຳຖິ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝວກ)	ບໍ່ແກ້ວ	15	75	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 81% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
77	ນ້ຳງຽບ 2A	ໄຊສິມບູນ	12,6	70,5	C	2021	Emin/Emax = 28% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
78	ນ້ຳຕະລານ	ຫຼວງນ້ຳທາ	5	21,9	C	2021	

79	ນ້ຳອູ 3	ຫຼວງພະບາງ	210	826	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
80	ນ້ຳອູ 4	ຜຶ້ງສາລີ	132	519	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
81	ນ້ຳອູ 7	ຜຶ້ງສາລີ	210	838	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
82	ຫ້ວຍລຳພັນຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	15	80	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
83	ນ້ຳເທີນ 1	ບໍລິຄຳໄຊ	130	528	C	2022	
84	ນ້ຳຫີນບູນ	ຄຳມ່ວນ	30	155	C	2022	
85	ນ້ຳຮິງ 1	ໄຊຍະບູລີ	15	57	C	2022	Emin/Emax = 15% ຫຼື Edry/Ewet = 44% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
86	ນ້ຳງາວ	ບໍ່ແກ້ວ	15	57,84	C	2022	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
87	ໂຮງໄຟຝ້າຖ່ານຫີນ ຊັນເປເປີ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	612	CA	2022	
88	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ	ຄຳມ່ວນ	100	157,68	Plan	2022	
89	ໄຟຝ້າແສງຕາເວັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	100	157,68	Plan	2022	
90	ນ້ຳຮາວ	ຫົວພັນ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
91	ນ້ຳຈຶ້ມ 4	ຊຽງຂວາງ	240	1040	C	2023	Emin/Emax = 13% ຫຼື Edry/Ewet = 57% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ

92	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄົດ	ຈຳປາສັກ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 41% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
93	ນ້ຳມອນ 1	ຫົວພັນ	10	40,8	C	2023	
94	ຫ້ວຍກະເຝີ	ສາລະວັນ	5	22,5	C	2023	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 52% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
95	ນ້ຳປຸງເລາະ	ບໍ່ແກ້ວ	5	19,27	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 39% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
96	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ບໍລິຄຳໄຊ	30	47,3	Plan	2023	
97	ນ້ຳຜຸນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	
98	ນ້ຳສະໝ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	C	2024	
99	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນລະມານ	ເຊກອງ	100	650	CA	2024	
100	ຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	30	97	C	2025	Emin/Emax = 26% ຫຼື Edry/Ewet = 69% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
101	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ນ້ຳພານ	ຫົວພັນ	170	1.105	CA	2025	
102	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	CA	2025	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 65% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
103	ນ້ຳຕັງ	ບໍລິຄຳໄຊ	12,80	42,50	PPA	2025	
104	ຫ້ວຍສາຍນ້ຳຂອງ	ບໍລິຄຳໄຊ	13,60	47,57	PPA	2025	
105	ນ້ຳແຈ	ໄຊສົມບູນ	7,50	26,00	PPA	2025	
106	ຫ້ວຍນ້ຳຜຸງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	

107	ຫ້ວຍນໍ້າຊຸງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
108	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	PPA	2026	
109	ນໍ້າມວນ	ບໍລິຄໍາໄຊ	100	439	FS	2026	
110	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	
111	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ້ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
112	ນໍ້າທາ 2	ຫຼວງນໍ້າທາ	60	219,46	FS	2027	
113	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
114	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຈໍາປາສັກ	ຈໍາປາສັກ	200	343	Plan	2027	
115	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບົວລະພາ)	ຄໍາມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຝຸ່ນ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນຕ່າງໆ
116	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
	<b>ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)</b>		<b>3.054</b>	<b>13.311</b>			
	<b>ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030</b>		<b>6.208</b>	<b>27.978</b>			

ຕາຕະລາງ B-3: ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ກໍລະນີອຸດສະຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ສະຖານະພາບ (Status)	ປີຜະລິດໄຟຟ້າ	ໝາຍເຫດ
-----	-----------	------	-------------------	---------------------	--------------------	--------------	--------

1	ນ້ຳດົງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	0	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	0	1970	
3	ນ້ຳຮຸ້ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	0	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	0	1991	
5	ນ້ຳກຳ	ອຸດົມໄຊ	2	8	0	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	0	1999	
7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	0	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	0	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	0	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	0	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	0	2011	
12	ນ້ຳລຶກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	0	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	0	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	0	2011	
15	ນ້ຳຮຸ້ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	0	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	0	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	0	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	0	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	0	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	0	2013	

21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະໂນ	30	105	0	2015	
22	ນໍ້າແສນ(ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	0	2014	
23	ນໍ້າສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	0	2014	
24	ເຊນໍ້ານ້ອຍ 1	ອັດຕະໂນ	15	101	0	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	0	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນໍ້າຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	0	2015	
27	ນໍ້າອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	0	2016	
28	ນໍ້າງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	0	2014	
29	ນໍ້າງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	0	2015	
30	ຫ້ວຍລຳພັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	0	2015	
31	ນໍ້າແບງ	ອຸດົມໄຊ	36	142	0	2017	
32	ນໍ້າຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	0	2016	
33	ນໍ້າອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	0	2016	
34	ນໍ້າອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	0	2016	
35	ນໍ້າໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	0	2016	
36	ນໍ້າມັງ 1	ໄຊສິມບູນ	64	445	0	2016	
37	ເຊນໍ້ານ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	0	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	0	2017	
39	ນໍ້າງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	0	2017	



40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວຜົນ	12	68	0	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	0	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	0	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	0	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	0	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2017	
46	ຫ້ວຍປາະ	ສາລະວັນ	15	60	0	2018	
47	ເຊກະຕຳ 1 - ເຊນ້ຳນ້ອຍ 2	ຈຳປາສັກ	13	79	0	2017	
48	ນ້ຳທາ1	ບໍ່ແກ້ວ	168	759	0	2018	
49	ນ້ຳໄຜ່ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	0	2018	
50	ນ້ຳຮື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7, 8)	ວຽງຈັນ	80	360	0	2018	
51	ນ້ຳຮື່ມແກ້ງຄວນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	0	2018	
52	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	0	2018	
53	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໄໝ)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	0	2018	

56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	O	2019	
57	ນ້ຳລຶກ 1	ວຽງຈັນ	64	256	O	2019	
58	ນ້ຳງຽບ 2B	ຊຽງຂວາງ	9	76	O	2019	
59	ນ້ຳແຈ 1	ໄຊສົມບູນ	15	64	O	2019	
60	ນ້ຳເປີນ 1	ຫົວພັນ	26	72	O	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຫງຽບຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄຳໄຊ	18	105	O	2019	
62	ນ້ຳກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	O	2019	
63	ນ້ຳຜາໃຫຍ່ ບວກພາກຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	O	2019	
64	ນ້ຳຊື່	ບໍລິຄຳໄຊ	5	24	O	2019	
65	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກເສດເຈ້ຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	536	O	2019	
66	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	2	5	O	2019	
67	ນ້ຳອູ 1	ຫຼວງພະບາງ	180	710	O	2020	
68	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (TPGL)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	15	23	O	2020	
69	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (GELD)	ສະຫວັນນະເຂດ	10	18	O	2020	
70	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	267	O	2020	
71	ນ້ຳແທ້	ຊຽງຂວາງ	15	81	O	2020	
72	ນ້ຳສົມ	ຫົວພັນ	8,4	30	C	2021	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 28% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ

73	ນ້ຳອ້າວ	ຊຽງຂວາງ	15	84	C	2021	Emin/Emax = 24% ຫຼື Edry/Ewet = 70% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
74	ນ້ຳຫີນບູນ ຕອນລຸ່ມ	ຄຳມ່ວນ	15	79	C	2021	
75	ນ້ຳຽ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝວກ)	ບໍ່ແກ້ວ	15	75	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 81% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
77	ນ້ຳງຽບ 2A	ໄຊສົມບູນ	12,6	70,5	C	2021	Emin/Emax = 28% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
78	ນ້ຳຕະລານ	ຫຼວງນ້ຳທາ	5	21,9	C	2021	
79	ນ້ຳອູ 3	ຫຼວງພະບາງ	210	826	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
80	ນ້ຳອູ 4	ຜົ້ງສາລີ	132	519	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
81	ນ້ຳອູ 7	ຜົ້ງສາລີ	210	838	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
82	ຫ້ວຍລຳຝັນຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	15	80	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
83	ນ້ຳເທີນ 1	ບໍລິຄຳໄຊ	130	528	C	2022	
84	ນ້ຳຫີນບູນ	ຄຳມ່ວນ	30	155	C	2022	

85	ນ້ຳຮິງ 1	ໄຊຍະບູລີ	15	57	C	2022	Emin/Emax = 15% ຫຼື Edry/Ewet = 44% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
86	ນ້ຳງາວ	ບໍ່ແກ້ວ	15	57,84	C	2022	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
87	ໂຮງໄຟຜ້າຖານຫີນ ຊັນເປເປີ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	612	CA	2022	
88	ໄຟຜ້າແສງຕາເວັນ	ຄຳມ່ວນ	100	157,68	Plan	2022	
89	ໄຟຜ້າແສງຕາເວັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	100	157,68	Plan	2022	
90	ນ້ຳຮາວ	ຫົວພັນ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
91	ນ້ຳຮື່ມ 4	ຊຽງຂວາງ	240	1040	C	2023	Emin/Emax = 13% ຫຼື Edry/Ewet = 57% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
92	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄິດ	ຈຳປາສັກ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 41% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
93	ນ້ຳມອນ 1	ຫົວພັນ	10	40,8	C	2023	
94	ຫ້ວຍກະເຜີ	ສາລະວັນ	5	22,5	C	2023	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 52% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
95	ນ້ຳປຸງເລາະ	ບໍ່ແກ້ວ	5	19,27	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 39% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
96	ນ້ຳດຶກ 1	ຫົວພັນ	15	78,5	C	2023	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 75% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
97	ໄຟຜ້າແສງຕາເວັນ	ບໍລິຄຳໄຊ	30	47,3	Plan	2023	

98	ນ້ຳຜູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	
99	ນ້ຳສະໝ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	C	2024	
100	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນລະມານ	ເຊກອງ	100	650	CA	2024	
101	ຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	30	97	C	2025	Emin/Emax = 26% ຫຼື Edry/Ewet = 69% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
102	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ນ້ຳພານ	ຫົວພັນ	170	1.105	CA	2025	
103	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	CA	2025	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 65% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
104	ນ້ຳຄາວ 1	ຊຽງຂວາງ	30,00	130	PPA	2025	
105	ນ້ຳຄາວ 2	ຊຽງຂວາງ	22,50	103,7	PPA	2025	
106	ນ້ຳຄາວ 3	ຊຽງຂວາງ	23,00	95	PPA	2025	
107	ນ້ຳຕັງ	ບໍລິຄຳໄຊ	12,80	42,50	PPA	2025	
108	ຫ້ວຍສາຍນ້ຳຂອງ	ບໍລິຄຳໄຊ	13,60	47,57	PPA	2025	
109	ນ້ຳແຈ	ໄຊສົມບູນ	7,50	26,00	PPA	2025	
110	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	PPA	2026	
111	ຫ້ວຍນ້ຳຜູງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	
112	ຫ້ວຍນ້ຳຜູງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
113	ນ້ຳມວນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	439	FS	2026	
114	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	

115	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ່ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
116	ນ້ຳຄາວ 4	ຊຽງຂວາງ	15	73	PPA	2027	
117	ນ້ຳຄາວ 5	ຊຽງຂວາງ	7,50	34,2	PPA	2027	
118	ນ້ຳແຕບ 1	ຫົວພັນ	15	75	PPA	2027	
119	ນ້ຳແຕບ 2	ຫົວພັນ	15	75	PPA	2027	
120	ນ້ຳທາ 2	ຫຼວງນ້ຳທາ	60	219,46	FS	2027	
121	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
122	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບົວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຝຸ່ນ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນຕ່າງໆ
123	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
124	ນ້ຳເຊືອງ 2	ຫຼວງພະບາງ	108	385,2	CA	2030	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 29% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
	<b>ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)</b>		<b>3.405</b>	<b>15.818</b>			
	<b>ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030</b>		<b>6.560</b>	<b>30.485</b>			

ຕາຕະລາງ B-4: ແຜນຜັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ ກໍລະນີ (EV+ IN)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ(GWh)	ສະຖານະພາບ (Status)	ປີຜະລິດໄຟຟ້າ	ໝາຍເຫດ
1	ນ້ຳດົງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	○	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	○	1970	
3	ນ້ຳຮຸ້ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	○	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	○	1991	
5	ນ້ຳກໍ	ອຸດົມໄຊ	2	8	○	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	○	1999	
7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	○	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	○	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	○	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	○	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	○	2011	
12	ນ້ຳລຶກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	○	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	○	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	○	2011	
15	ນ້ຳຮຸ້ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	○	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	○	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	○	2013	

18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	0	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	0	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	0	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	0	2015	
22	ນ້ຳແສນ (ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	0	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	0	2014	
24	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	0	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	0	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	0	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	0	2016	
28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	0	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	0	2015	
30	ຫ້ວຍລຳພັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	0	2015	
31	ນ້ຳແບງ	ອຸດົມໄຊ	36	142	0	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	0	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	0	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	0	2016	
35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	0	2016	
36	ນ້ຳມັງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	0	2016	



37	ເຊນ້ານ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	0	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	0	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	0	2017	
40	ນ້ຳເປັນ 2	ຫົວພັນ	12	68	0	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	0	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	0	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	0	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	0	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2017	
46	ຫ້ວຍປາະ	ສາລະວັນ	15	60	0	2018	
47	ເຊກະຕຳ 1 - ເຊນ້ານ້ອຍ 2	ຈຳປາສັກ	13	79	0	2017	
48	ນ້ຳທາ1	ບໍ່ແກ້ວ	168	759	0	2018	
49	ນ້ຳໄຜ່ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	0	2018	
50	ນ້ຳຮູ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7,8)	ວຽງຈັນ	80	360	0	2018	
51	ນ້ຳຮູ້ມແກ້ງຄວນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	0	2018	
52	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	0	2018	
53	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໄ ໝີ)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	0	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	0	2018	

56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	O	2019	
57	ນ້ຳລຶກ 1	ວຽງຈັນ	64	256	O	2019	
58	ນ້ຳງຽບ 2B	ຊຽງຂວາງ	9	76	O	2019	
59	ນ້ຳແຈ 1	ໄຊສົມບູນ	15	64	O	2019	
60	ນ້ຳເປີນ 1	ຫົວພັນ	26	72	O	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຫງຽບຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄຳໄຊ	18	105	O	2019	
62	ນ້ຳກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	O	2019	
63	ນ້ຳຜາໃຫຍ່ ບວກພາກຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	O	2019	
64	ນ້ຳຊຸ່	ບໍລິຄຳໄຊ	5	24	O	2019	
65	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກເສດເຈ້ຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	536	O	2019	
66	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	2	5	O	2019	
67	ນ້ຳອູ 1	ຫຼວງພະບາງ	180	710	O	2020	
68	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (TPGL)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	15	23	O	2020	
69	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (GELD)	ສະຫວັນນະເຂດ	10	18	O	2020	
70	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	267	O	2020	
71	ນ້ຳແທ້	ຊຽງຂວາງ	15	81	O	2020	
72	ນ້ຳສົມ	ຫົວພັນ	8,4	30	C	2021	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 28% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
73	ນ້ຳອ້າວ	ຊຽງຂວາງ	15	84	C	2021	Emin/Emax = 24% ຫຼື Edry/Ewet = 70% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ

74	ນ້ຳຫິນບູນ ຕອນລຸ່ມ	ຄຳມ່ວນ	15	79	C	2021	
75	ນ້ຳຖິ້ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝວກ)	ບໍ່ແກ້ວ	15	75	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 81% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
77	ນ້ຳງຽບ 2A	ໄຊສົມບູນ	12,6	70,5	C	2021	Emin/Emax = 28% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
78	ນ້ຳຕະລານ	ຫຼວງນ້ຳທາ	5	21,9	C	2021	
79	ນ້ຳອູ 3	ຫຼວງພະບາງ	210	826	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
80	ນ້ຳອູ 4	ຜົ້ງສາລີ	132	519	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
81	ນ້ຳອູ 7	ຜົ້ງສາລີ	210	838	C	2021	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 84% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
82	ຫ້ວຍລຳຝັນຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	15	80	C	2021	Emin/Emax = 29% ຫຼື Edry/Ewet = 88% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
83	ນ້ຳເທີນ 1	ບໍລິຄຳໄຊ	130	528	C	2022	
84	ນ້ຳຫິນບູນ	ຄຳມ່ວນ	30	155	C	2022	
85	ນ້ຳຮົງ 1	ໄຊຍະບູລີ	15	57	C	2022	Emin/Emax = 15% ຫຼື Edry/Ewet = 44% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ

86	ນ້ຳງາວ	ບໍ່ແກ້ວ	15	57,84	C	2022	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
87	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ຊັນເປເປີ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	612	CA	2022	
88	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ຄຳມ່ວນ	100	157,68	Plan	2022	
89	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	100	157,68	Plan	2022	
90	ນ້ຳຮາວ	ຫົວພັນ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
91	ນ້ຳຮຸ້ມ 4	ຊຽງຂວາງ	240	1040	C	2023	Emin/Emax = 13% ຫຼື Edry/Ewet = 57% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
92	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄົດ	ຈຳປາສັກ	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 41% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
93	ນ້ຳມອນ 1	ຫົວພັນ	10	40,8	C	2023	
94	ຫ້ວຍກະເຜີ	ສາລະວັນ	5	22,5	C	2023	
95	ນ້ຳປຸງເລາະ	ບໍ່ແກ້ວ	5	19,27	C	2023	
96	ນ້ຳດຶກ 1	ຫົວພັນ	15	78,5	C	2023	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 52% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
97	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ບໍລິຄຳໄຊ	30	47,3	Plan	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 39% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
98	ນ້ຳພູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 75% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
99	ນ້ຳສະໝ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	C	2024	

100	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖານຫິນລະມານ	ເຊກອງ	100	650	CA	2024	
101	ຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	30	97	C	2025	Emin/Emax = 26% ຫຼື Edry/Ewet = 69% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
102	ໄຟຟ້າຖານຫິນ ນໍ້າຜານ	ຫົວຜັນ	170	1.105	CA	2025	
103	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	CA	2025	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 65% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
104	ນໍ້າຄາວ 1	ຊຽງຂວາງ	30,00	130	PPA	2025	
105	ນໍ້າຄາວ 2	ຊຽງຂວາງ	22,50	103,7	PPA	2025	
106	ນໍ້າຄາວ 3	ຊຽງຂວາງ	23,00	95	PPA	2025	
107	ນໍ້າຕັງ	ບໍລິຄໍາໄຊ	12,80	42,50	PPA	2025	
108	ຫ້ວຍສາຍນໍ້າຂອງ	ບໍລິຄໍາໄຊ	13,60	47,57	PPA	2025	
109	ນໍ້າແຈ	ໄຊສົມບູນ	7,50	26,00	PPA	2025	
110	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	PPA	2026	
111	ຫ້ວຍນໍ້າຝຸງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	
112	ຫ້ວຍນໍ້າຝຸງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
113	ນໍ້າມວນ	ບໍລິຄໍາໄຊ	100	439	FS	2026	
114	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	
115	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ່ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
116	ນໍ້າຄາວ 4	ຊຽງຂວາງ	15	73	PPA	2027	

117	ນ້ຳຄາວ 5	ຊຽງຂວາງ	7,50	34,2	PPA	2027	
118	ນ້ຳແຕບ 1	ຫົວພັນ	15	75	PPA	2027	
119	ນ້ຳແຕບ 2	ຫົວພັນ	15	75	PPA	2027	
120	ນ້ຳທາ 2	ຫຼວງນ້ຳທາ	60	219,46	FS	2027	
121	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
122	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຈຳປາສັກ	ຈຳປາສັກ	200	343	Plan	2027	
123	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບົວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	300	2.230	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຝຸ່ນ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອ ການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງ ເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນ ຕ່າງຫາກ
124	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
125	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງ	100	157,68	Plan	2030	
126	ນ້ຳເຊືອງ 2	ຫຼວງພະບາງ	108	385,2	CA	2030	Emin/Emax = 10% ຫຼື Edry/Ewet = 29% ຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງ
	ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)		3.705	16.319			
	ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030		6.860	30.986			



ຮູບທີ່ B-1: ແຜນທີ່ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2020 – 2030

ຕາຕະລາງ B- 5: ໂຄງການທີ່ສໍາເລັດກໍ່ສ້າງ ແລະ ມີແຜນສົ່ງອອກ ສສ ຫວຽດນາມ ໄລຍະປີ 2021-2025 ແລະ 2026-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ທີ່ຕັ້ງໂຄງການ	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຜູ້ພັດທະນາ	ໝາຍເຫດ
<b>A, ໂຄງການທີ່ດໍາເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າ COD</b>						
<b>I. ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ກໍ່ສ້າງສໍາເລັດ</b>						
1	ເຊຂະໝານ 1 (Xekaman 1)	ອັດຕະປື	Xekaman 1 SS - Plei Ku SS	290	Song Da 56%; Bao Loc 34%; Dien Lien Viet 10%	
2	ເຊຂະໝານ 3 (Xekaman 3)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	250	VLP (Vietnam) 85%; EDL_GEN 15%	
3	ເຊຂະໝານ ສານໄຊ (Xekaman SanXay)	ອັດຕະປື	Xekaman 1 SS - Plei Ku SS	32	VLP (Vietnam)	
	<b>ລວມ</b>			<b>572</b>		
<b>B, ໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະກໍ່ສ້າງສໍາເລັດຮອດປີ 2025</b>						
<b>II. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ</b>						
1	ນ້ຳກົງ 2 (Nam kong 2)	ອັດຕະປື	Nam Kong 3 SS- Bo Ei SS	66	ບ/ສ ຈະເລີນເຊກອງ ພະລັງງານ ຈໍາກັດ	
2	ນ້ຳກົງ 3 (Nam kong 3)	ອັດຕະປື	Nam Kong 3 SS- Bo Ei SS	54		
3	ນ້ຳອິ່ມູນ (Nam E moon)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	129		
4	ນ້ຳຊໍາ 3 (Nam Xam 3)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	156	ກຸ່ມບໍລິສັດ ພິງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂົວທາງ ຈໍາກັດ	
5	ນ້ຳຊັນ 3A (Nam San 3A)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	69		
6	ນ້ຳຊັນ 3B (Nam san 3B)	ໄຊສົມບູນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	45		



	ລວມ			519		
<b>III. ໂຄງການມີຄວາມພ້ອມໃນການເຊັນ PPA (ໃນເດືອນ 1 ປີ 2021)</b>						
1	ນ້ຳຕ່າຍ (Nam Tai)	ໄຊສິມບູນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	21	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝິງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ - ຂົວທາງ ຈຳກັດ	
2	ນ້ຳສັກ (Nam Sak)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	18		
3	ນ້ຳຊາວ 2 (Nam Xao 2)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	5		
4	ນ້ຳຊາວ 3 (Nam Xao 3)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	12		
5	ນ້ຳຈາວ (Nam Chao)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
6	ນ້ຳເຍືອງ 1A (Nam Yeurng 1A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	10		
7	ນ້ຳເຍືອງ 1B (Nam Yeurng 1B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
8	ນ້ຳເຍືອງ 2A (Nam Yeurng 2A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
9	ນ້ຳເຍືອງ 2B (Nam Yeurng 2B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
10	ນ້ຳເຍືອງ 3A (Nam Yeurng 3A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
11	ນ້ຳເຍືອງ 3B (Nam Yeurng 3B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	14		
12	ນ້ຳເນີນ 1 (Nam Neun 1)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	124	ບສ ຄອງຊັບພັດທະນາ ນ້ຳເນີນ 1-3	
13	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	600	ບ/ສ Impact Energy Asia	
	ລວມ			874		
<b>C, ໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະສຳເລັດຮອດປີ 2030</b>						
<b>IV. ໂຄງການທີ່ໄດ້ມອບຂໍ້ຕົກລົງເຫັນດີຊື້-ຂາຍໄຟ (ໃນເດືອນ 12 ປີ 2020)</b>						
1	ຫ້ວຍລະແງ (Houay La Nge)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	60	ບ/ສ ໄຟຟ້າຫ້ວຍລະແງ ຈຳກັດ	
2	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບົວລະພາ (Thermal Bualapha Power)	ຄຳມ່ວນ	Quang Trach SS	2.000	ບ/ສ ບົວລະພາ ພາວເວີ ຈຳກັດ	
	ລວມ			2.060		

V. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ Tariff MOU ແລ້ວ					
1	ນ້ຳໄມ້ 1 (Nam Mo 1)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	60	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂົວທາງ ຈຳກັດ
2	ນ້ຳໄມ້ 2 (Nam Mo 2)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	120	
3	ນ້ຳຊັນນ້ອຍ-ນ້ຳຊາວ (Nam Sannoi - Nam Xao 1)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	45	
	<b>ລວມ</b>			<b>225</b>	
VI. ໂຄງການທີ່ຈະມີການເຊັນ Tariff MOU					
1	Solar (Namkong 2, Namkong3)	ອັດຕະປື	Nam Kong 3 SS- Bo Ei SS	220	ບ/ສ ຈະເລີນເຊກອງ ພະລັງງານ ຈຳກັດ
2	ນ້ຳຈຽນ	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	104	EDL-GEN
3	ໂຄງການນ້ຳຖ້ຳ4	ຊຽງຂວາງ		240	EDL
4	ເຊກອງ 5 (Xekong 5)	ເຊກອງ		330	PSV
	<b>ລວມ</b>			<b>894</b>	
	<b>ລວມ(I+II+III+IV+V+VI)</b>			<b>5.144</b>	
D, ໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະສຳເລັດຫຼັງປີ 2030					
VII. ໂຄງການທີ່ຈະສະເໜີເຊັນ Tariff MOU ໃນຕໍ່ໜ້າ					
1	ນ້ຳຊຳ 1A (Nam Xam 1A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	50	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂົວທາງ ຈຳກັດ
2	ນ້ຳບາກ 2 (Nam Bak 2)	ໄຊສົມບູນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	120	EDL-GEN+IPP
3	ນ້ຳເນີນ ຕອນລຸ່ມ	ຊຽງຂວາງ		30	
4	ນ້ຳລັນ 1	ຊຽງຂວາງ		12	
5	ນ້ຳລັນ 2	ຊຽງຂວາງ		8	

6	ນ້ຳດຶກ 1	ຫົວຜັນ		15		ແຜນນຳໃຊ້ ພາຍໃນ
7	ນ້ຳດຶກ 2	ຫົວຜັນ		15		
8	ນ້ຳດຶກ 3	ຫົວຜັນ		10		
9	ນ້ຳບີ 1,2,3 (Nam Bi1,2,3)	ເຊກອງ		135		
10	ຫ້ວຍປະຍູຕອນເທິງ	ເຊກອງ		11		
11	ຫ້ວຍປະຍູຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ		33		
12	ຫ້ວຍຈາລິວ 1	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	11		
13	ຫ້ວຍຈາລິວ 2	ເຊກອງ		13		
14	ໄຟຟ້າຖານຫີນກະລົມ	ເຊກອງ		900		
15	ຫ້ວຍປາລວດ 1	ອັດຕະປື		10		
16	ຫ້ວຍປາລວດ 2	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	44		
17	ນ້ຳກິງ 0	ອັດຕະປື		25		
18	ເຊປຽນຕອນລຸ່ມ	ອັດຕະປື		15		
19	ເຊລະນອງ 1	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	70	ບໍລິສັດ ເຊລະນອງ 1 (EDL)	ແຜນນຳໃຊ້ ພາຍໃນ
20	ເຊບັງຫຽງ 2	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	40		
21	ແກ້ງລາແທັງ	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	25		
22	ເຊໂປນແກ້ງໄຄ້	ສາລະວັນ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	15	ບໍລິສັດ ສະຫ້ວນພັດທະນາ ພະລັງງານ ຈຳກັດ	
23	ເຊລະນອງ ຕັງເອິນ	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	60		
24	ເຊລະນອງອາຊິງ	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	60		
25	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	32	ບໍລິສັດ ບໍ່ກຼິມ (EDL)	ແຜນນຳໃຊ້ ພາຍໃນ
26	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນເຊໂປນ	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	75	ບໍລິສັດ ຊັນເປເປີ (EDL)	

	ລວມ			1.859		
<b>VII. ໂຄງການທີ່ຈະນໍາສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍຫວຽດນາມເພື່ອບັນຈຸເຂົ້າແຜນໃນຕໍ່ໜ້າ</b>						
1	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນຫົວຝັນ		Huamueng 500kV SS-Nho Quan	350	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ-ຂົວທາງ ຈໍາກັດ	
2	ນໍ້າແອດ 1		Et1-Et2-Huamueng SS	20		
3	ນໍ້າແອດ 2		Et2-Huamueng SS	30		
4	ນໍ້າແອດ 3		Et3-Et2-Huamueng SS	30		
5	ນໍ້າແອດ 4		Et4-Et3-Et2-Huamueng SS	36		
6	ນໍ້າແອດ 5		Et5-Et4-Et3-Et2-Huamueng SS	66		
7	ນໍ້າແອດ 6		Et6-Et5...-Et2-Huamueng SS	40		
8	ນໍ້າມ້າ 1 (Nam Ma 1)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	54		
9	ນໍ້າມ້າ 1 A (Nam Ma 1A)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	32		
10	ນໍ້າມ້າ 2 (Nam Ma 2)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	48		
11	ນໍ້າມ້າ 2A (Nam Ma 2A)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	20		
12	ນໍ້າມ້າ 3 (Nam Ma 3)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	25		
13	ນໍ້າໂມ້ 1A	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	30		
14	ນໍ້າໂມ້ 1B		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	30		
15	ນໍ້າໂມ້ 2A		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	15		
16	ນໍ້າຊາວ 4		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	9		
17	ນໍ້າຈາວ 2		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	6		
18	ນໍ້າປຸງ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	9		
19	ນໍ້າກຽວ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
20	ນໍ້າໃສ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
21	ນໍ້າປວກ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	8		

22	ນ້ຳຢ້ຽມ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ-ຂົວທາງ ຈຳກັດ
23	ນ້ຳຈຽດ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	3	
24	ນ້ຳລຽງ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	4	
25	ນ້ຳເຜືອກ 1	ໄຊສີມບຸນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	22	
26	ນ້ຳເຜືອກ 2		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	14	
27	ນ້ຳເຜືອກ 3		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	8	
28	ນ້ຳເຜືອກ 4		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	16	
29	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ໄຊຈຳພອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	To 500kV Nghe An SS	100	
30	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ຄຳເກີດ		To 500kV Ha Tinh SS	700	
31	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມໜອງຫຍ້າມ້າ	ຄຳມ່ວນ	To 500kV Quang Binh SS	200	
32	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມບົວລະພາ		To 500kV Quang Binh SS	600	
33	ເຊໂປນ 3	ສະຫ້ວນນະເຂດ	Solar Sepone 2-Huong Hoa SS	48	
34	ເຊກອງ 5 (Xekong 5)	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	330	
35	ເຊຂະໜານ 2A (Xekaman 2A)	ເຊກອງ	To Xekaman 2B-Monsoos Wind 600MW-Thanh My	30	
36	ເຊຂະໜານ 2B (Xekaman 2B)	ເຊກອງ	Xekaman 2B-Monsoos Wind 600MW-Thanh My	185	
37	ຫ້ວຍຈະຮຶກ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	10	
38	ນ້ຳງອນ 1	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	40	
39	ນ້ຳງອນ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	30	
40	ນ້ຳເຢືອງ 2A	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	9	
41	ນ້ຳເຢືອງ 2B	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	10	
42	ນ້ຳເຢືອງ 3	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	9	

43	ນ້ຳເຢືອງ 4	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	11	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ-ຂົວທາງ ຈໍາກັດ		
44	ນ້ຳເຢືອງ 5	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	11			
45	ນ້ຳເຢືອງ 7	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	4			
46	ນ້ຳເຢືອງ 8	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	15			
47	ນ້ຳເຢືອງ 8A	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	6			
48	ນ້ຳກຮາບບາຍ 1	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	70			
49	ນ້ຳກຮາບບາຍ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	16			
50	ນ້ຳກຮາບບາຍ 3	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	8			
51	ນ້ຳຈາງ	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	10			
52	ຫ້ວຍກວານ	ອັດຕະປື	To Bor Ei SS	23			
53	ຜະລິງງານລົມເຊກອງ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	600			
54	ຜະລິງງານລົມອັດຕະປື	ເຊກອງ	To Bor Ei SS	500			
55	ນ້ຳມັດ 1	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	80		EDL-Gen+IPP	
56	ນ້ຳມັດ 2	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	25			
57	ນ້ຳມວນ	ບໍລິຄໍາໄຊ	Hatinh	100			
58	ຫ້ວຍອີ່ມູນ 1	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	40			
59	ຫ້ວຍອີ່ມູນ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	20			
60	ເຊປຽນ-ຫ້ວຍສ້ອຍ	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	56			
61	ເຊຊຸຕອນເທິງ	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	10			
62	ເຊຊຸຕອນກາງ	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	20			
63	ເຊຊຸຕອນລຸ່ມ	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	30			
64	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	200	Wang Invetsment Co.,Ltd		
	<b>ລວມ</b>			<b>5.109</b>			

	ລວມທັງໝົດ			11.842		
--	-----------	--	--	--------	--	--

ຕາຕະລາງ B- 6: ໂຄງການທີ່ສໍາເລັດກໍ່ສ້າງ ແລະ ມີແຜນສົ່ງອອກ ກຳປູເຈຍ ໄລຍະປີ 2021-2030

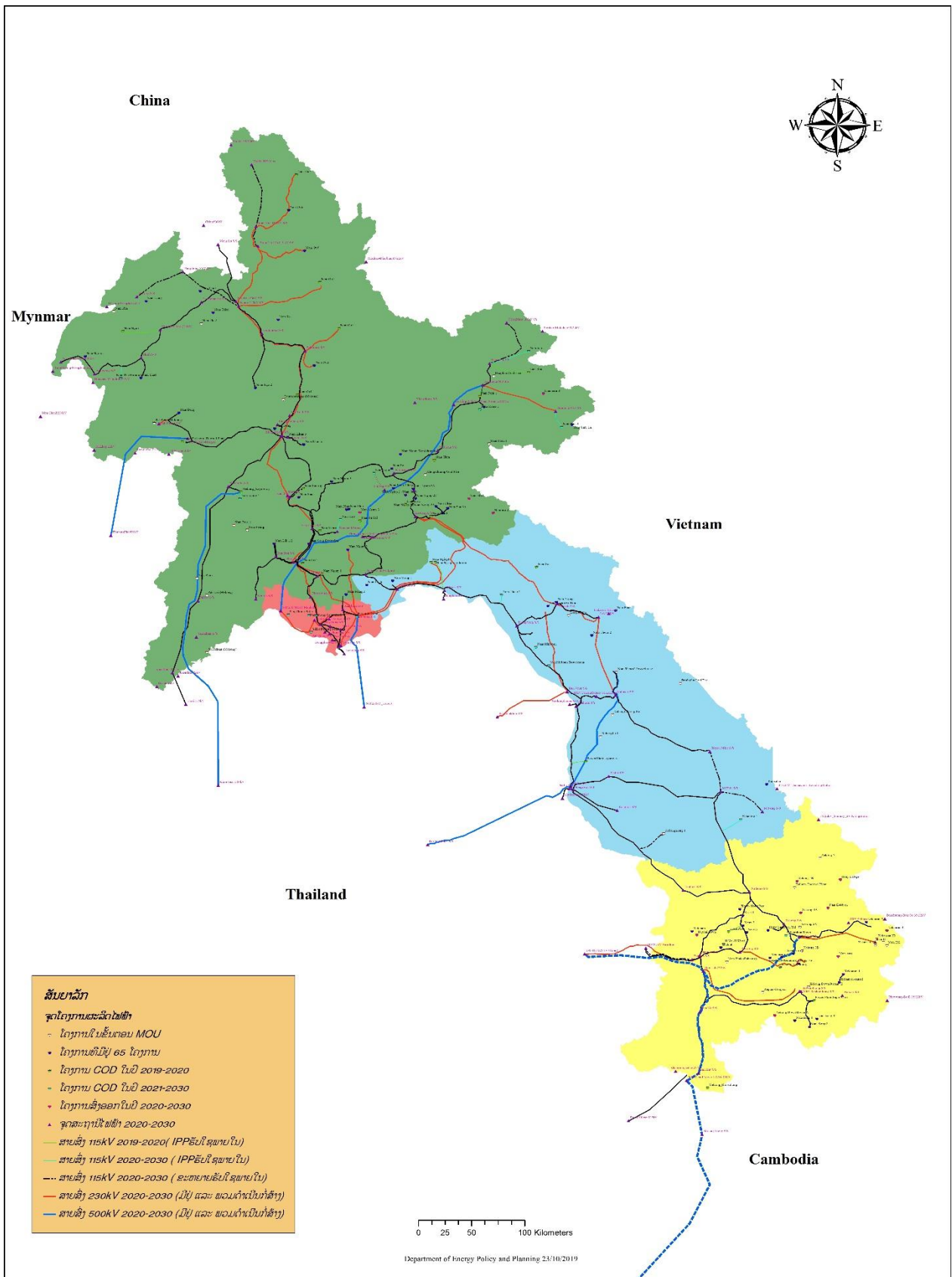
ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ທີ່ຕັ້ງ ໂຄງການ	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່	ກຳລັງ ຕິດຕັ້ງ (MW)	ຜູ້ພັດທະນາ	COD
<b>I. ສົ່ງອອກຜ່ານມາ</b>						
1	ສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວໄປຍັງແຂວງ ພະວິເສຍ ແລະ ຈະເພີ່ມເປັນ 120MW			60	EDL Export	
2	ເຂື່ອນດອນສະໂຮງ		Ban Hat SS-Stungteng SS	195	Dongsahong power	
	<b>ລວມ</b>			<b>255</b>		
<b>II. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ )EDL ກັບ EDC)</b>						
1	ເຂື່ອນດອນສະໂຮງ (1 Unit)	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	65	Donsahong (EDL Export)	11/2021
2	ເຂື່ອນເຊປຽນ-ເຊນຳນ້ອຍ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	40	Xepian-Xenamnoy(EDL Export)	11/2021
3	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳກົງ 1	ອັດຕະປື	Ban Hat SS-Stungteng SS	160	Nam Kong 1 (EDL Export)	11/2021
4	ເຂື່ອນເຊກອງຕອນລຸ່ມ A	ອັດຕະປື	Ban Hat SS-Stungteng SS	80	Xekong drown A (EDL Export)	11/2023
5	ເຂື່ອນເຊກອງຕອນລຸ່ມ B	ອັດຕະປື	Ban Hat SS-Stungteng SS	40	Xekong drown B (EDL Export)	11/2023
6	ເຂື່ອນນ້ຳພາກ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	128	NamPhak(EDL Export)	11/2023
7	ເຂື່ອນຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	30	Houypalai(EDL Export)	11/2023
8	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ (ໂຮງຊີມັງສາລະວັນ(	ສາລະວັນ	Ban Hat SS-Stungteng SS	200	Salavan Coal (EDL Export)	11/2023

	<b>ລວມ</b>			<b>743</b>		
<b>III. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ (IPP ກັບ EDC)</b>						
1	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ລະມາມ	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	600	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນລະມາມ	2024
2	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 1	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Jan-27
3	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 2	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Oct-27
4	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 3	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Jan-28
5	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 4	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Oct-28
6	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 5	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Jan-29
7	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ Unit 6	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	300	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລຶມ	Oct-29
	<b>ລວມ</b>			<b>2.400</b>		
<b>IV. ໂຄງການທີ່ຈະນຳສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍກຳປູເຈຍເພື່ອບັນຈຸເຂົ້າແຜນໃນຕໍ່ໜ້າ</b>						
1	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນເມືອງໂຂງ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	769	ບໍລິສັດ ເມືອງໂຂງ ຄຣິນ ເອເນີຈີ ຈຳກັດ.	2025
	<b>ລວມທັງໝົດ</b>			<b>3.912</b>		

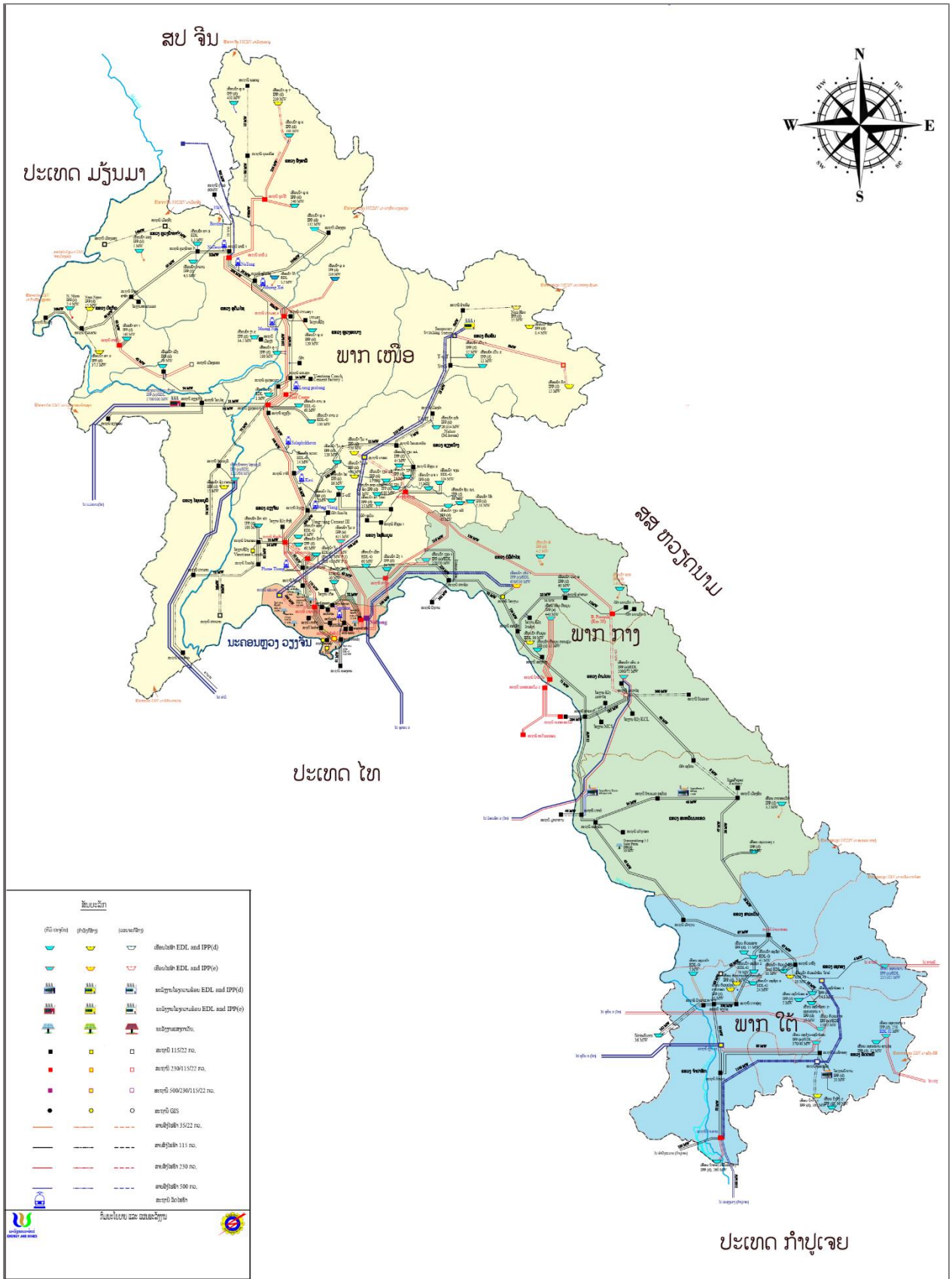


## ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) C

ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ (Power Transmission Line System)

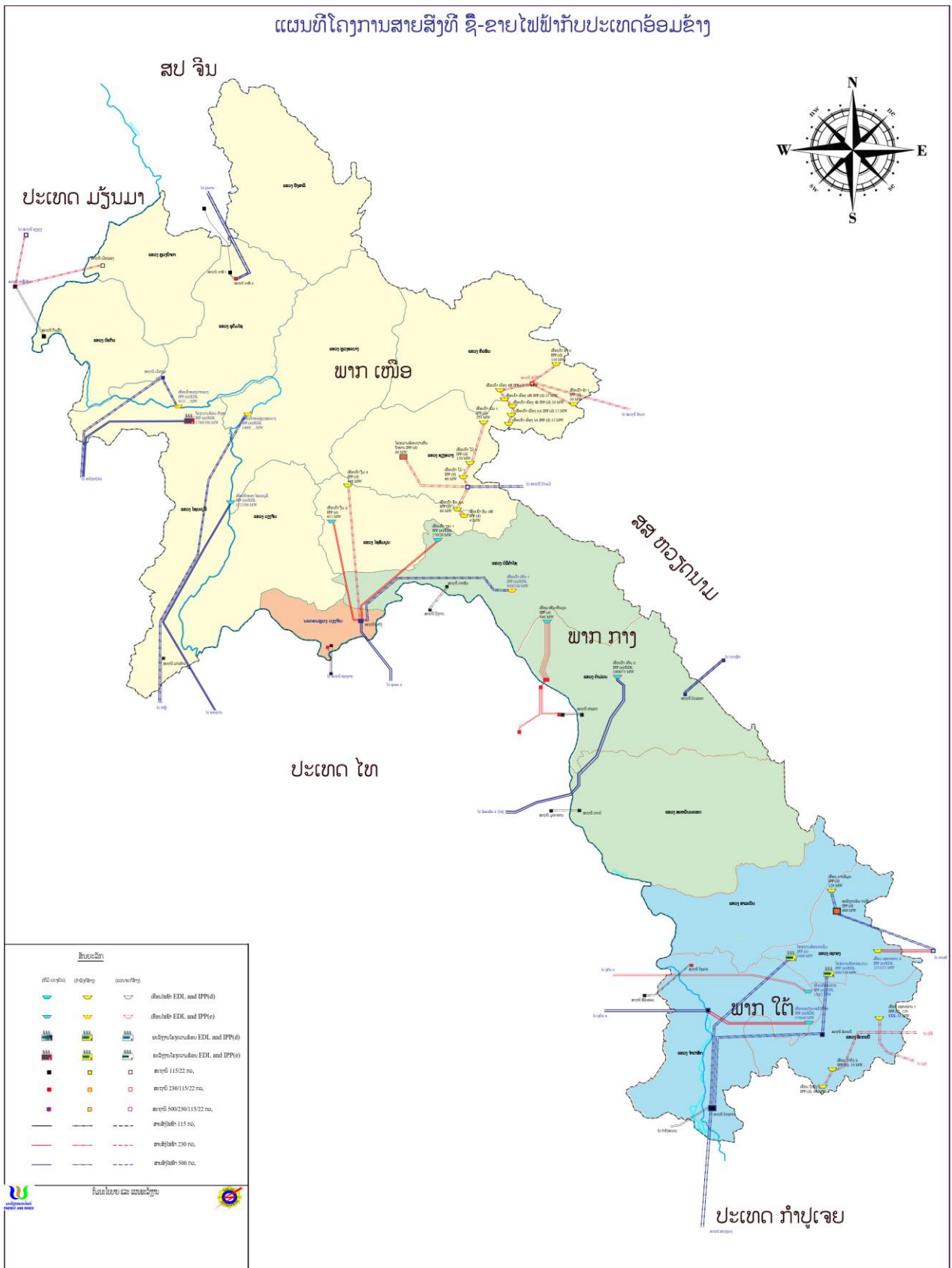


ຮູບທີ່ C-1: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເຜືອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ໃນ ປີ 2021



ຮູບທີ່ C-2: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ປີ 2030

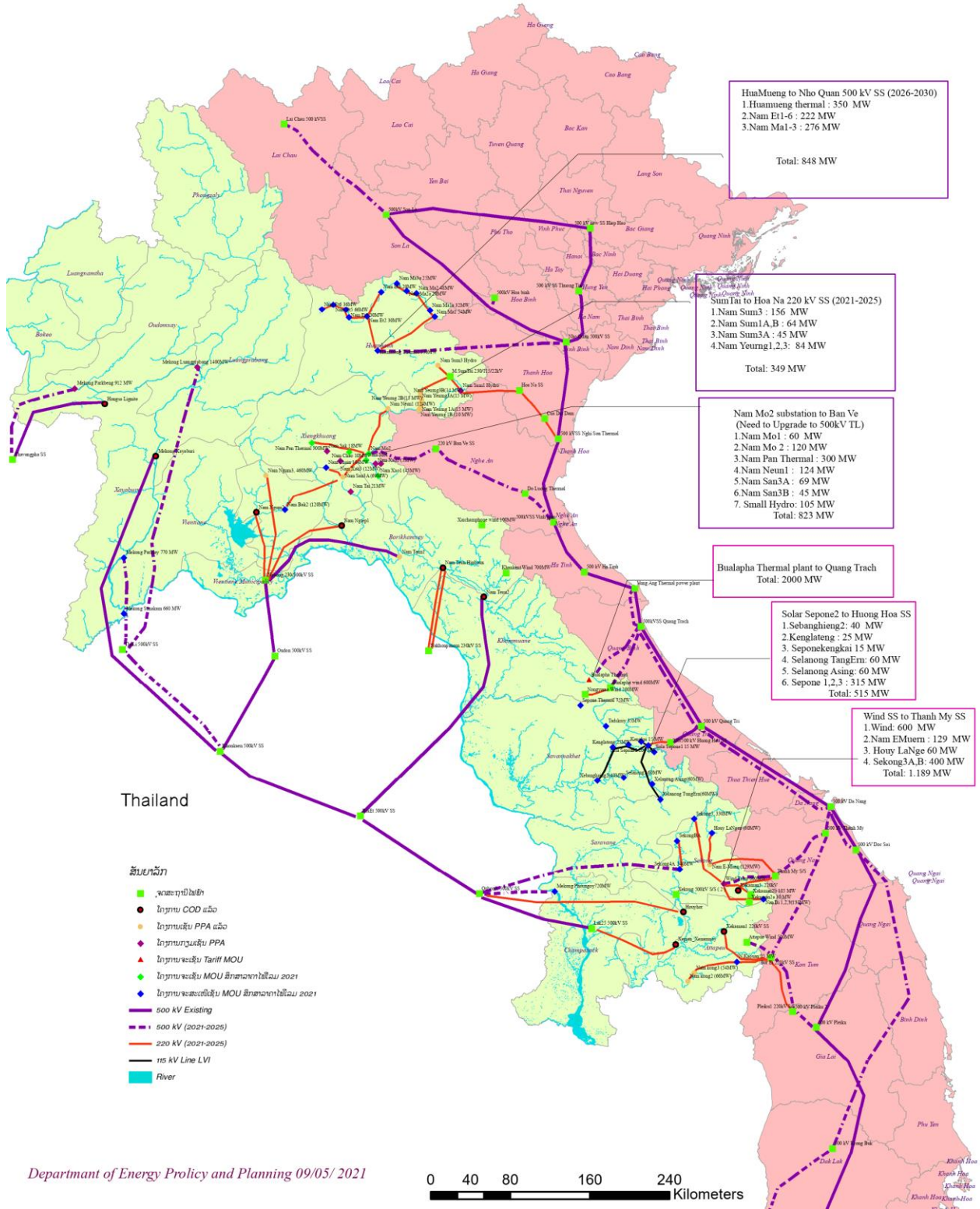
ແຜນທີ່ໂຄງການສາຍສົ່ງທີ ຊື-ຂາຍໄຟຟ້າກັບປະເທດອ້ອມຂ້າງ



ຮູບທີ່ C-3: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກໂດຍກົງ ປີ 2030



# LAO PDR-VIETNAM and LAO PDR-Thailand Interconnection Projects, 2021-2030



ຮູບທີ່ C-4: ແຜນທີ່ໂຄງການສາຍສົ່ງ IPP ສົ່ງອອກຫວຽດນາມ ແລະ ໄທ (2021-2030)