ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030

ທັນວາ 2021

(Ver. 22 Dec 2021)

ສາລະບານ

ຄຳຫຍໍ້ vii

ອະທິບາຍສັບ x

ຕາຕະລາງ xi

ຮູບພາບ xv

ບົດນຳ xvii

ພາກທີ I ສະຫຼຸບຕີລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ 1

1.1 ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ 2

1.2. ການຜະລິດໄຟຟ້າ 3

1.3. ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 4

ພາກທີ II ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ 6

2.1 ນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກ໊ສ 6

2.2 ຖ່ານຫີນ 6

2.3 ພະລັງງານທົດແທນ 6

2.4 ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ 7

2.4.1 ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 7

2.4.2 ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ 8

2.4.3 ການຜະລິດໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ 9

2.4.4 ການປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ 9

2.5 ພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 10

2.6 ພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ 12

2.7 ຄວາມໝັ້ນຄົງດ້ານພະລັງງານ 13

2.7.1 ການສຳຮອງນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ 13
2.7.2 ປະລິມານກຳລັງຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງ 13
2.8 ການພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານ 14
2.8.1 ຕະຫຼາດພາຍໃນ 14
2.8.2 ຕະຫຼາດພາກພື້ນ 14
2.9 ນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ 15
2.9.1 ຂະແໜງອຸດສະຫະກຳ 16
2.9.2 ຂະແໜງກະສິກຳ ແລະ ການຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ 16
2.9.3 ຂະແໜງໂຍທາທິການ ແລະ ຂົນສົ່ງ 17
2.10 ການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ 17
ພາກທີ III ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ 18
3.1 ຫຼັກການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ 18
3.1.1. ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) 18
3.1.2. ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV) 19
3.1.3. ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) 19
3.1.4. ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN) 20
3.1.5. ກໍລະນີເກີດພະຍາດລະບາດອັກເສບປອດຈາກເຊື້ອຈຸລະໂລກສາຍພັນໃຫ່ມ (COVID-19) 20
3.2 ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງ 20
3.2.1 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) 20
3.2.2 ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV) 22
3.2.3 ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) 23
3.2.4 ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN) 24
3.2.5 ກໍລະນີເກີດພະຍາດລະບາດອັກເສບປອດຈາກເຊື້ອຈຸລະໂລກສາຍພັນໃຫ່ມ (COVID-19) 25

3.3 ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການ 25
3.3.1 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) 25
3.3.2 ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV) 26
3.3.3 ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) 26
3.4 ສະຫຼຸບ 27
ພາກທີ IV ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ 30
4.1. ສະພາບລວມ 30
4.2. ທິດທາງ: 31
4.3. ເປົ້າໝາຍ 31
4.3.1. ຫຼັກການໃນການພັດທະນາໂຄງການຮັບໃຊ້ພາຍໃນ 31
4.3.2. ເງື່ອນໄຂຄັດເລືອກໂຄງການຮັບໃຊ້ພາຍໃນ 32
4.3.3. ຜົນການວິເຄາະ ແລະ ການບັນຈຸ ໂຄງການເຂົ້າໃນແຜນ 34
4.3.4. ການສຳຮອງພະລັງງານໄຟຟ້າ 48
4.3.5. ພະລັງງານຕົກເຮ່ຍໃນລະບົບ ແລະ ການບຳລຸງຮັກສາ 50
4.3.6. ການປ່ອຍມົນລະພິດ CO2 50
4.3.7. ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ 51
4.3.8. ສະຫຼຸບລວມ 58
4.3.9. ສະເໜີທິດທາງແກ້ໄຂ 59
4.4. ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອການສົ່ງອອກ 62
ພາກທີ V ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 67
5.1. ຫຼັກການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 67
5.2. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າ 67
5.3. ສະຖານະພາບລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າພາຍໃນປະຈຸບັນ 2020 69

5.3.1. ລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ຂອງ ຟຟລ ພາຍໃນປະເທດ....69
5.3.2. ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ....70
5.4. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)....70
5.4.1. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021-2025....70
5.4.2. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າພາຍໃນປີ 2026 ຫາ 2030 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)....78
5.5. ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ໝໍ້ແປງໄຟຟ້າ 2021-2025.....88
5.5.1. ແຂວງຜົ້ງສາລີ....88
5.5.2. ແຂວງຫົວພັນ....90
5.5.3. ແຂວງອຸດົມໄຊ.....92
5.5.4. ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ....93
5.5.5. ແຂວງບໍ່ແກ້ວ....94
5.5.6. ແຂວງຫຼວງພະບາງ....95
5.5.7. ແຂວງຊຽງຂວາງ....96
5.5.8. ແຂວງວຽງຈັນ....97
5.5.9. ແຂວງໄຊສົມບູນ....98
5.5.10. ແຂວງໄຊຍະບູລີ....99
5.5.11. ແຂວງບໍລິຄຳໄຊ....100
5.5.12. ແຂວງຄຳມ່ວນ....100
5.5.13. ແຂວງສະຫວັນນະເຂດ....101
5.5.14. ແຂວງຈຳປາສັກ....102
5.5.15. ແຂວງສາລະວັນ....103
5.5.16. ແຂວງເຊກອງ....104
5.5.17. ແຂວງອັດຕະປື....105

5.5.18. ແຂວງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ 105

ພາກທີ VI ການຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 107

6.1. ພາກແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ 107

ກໍລະນີທີ 1:ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) 107

ກໍລະນີທີ 2: ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (BAU) 110

ກໍລະນີທີ 3: ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) 111

ກໍລະນີທີ 4: ກໍລະນີມີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN) 113

6.1.1. ສະຫຼຸບ: 115

6.2. ພາກສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 117

.6.2.1 ສະຫຼຸບໂຄງການສາຍສົ່ງເຂົ້າແຜນການ 5 ປີ ເທື່ອທີ IX (2021-2025). 117

.6.2.2 ສະຫຼຸບໂຄງການສາຍສົ່ງປີ 2026-2030. 119

.6.2.3 ສະຫຼຸບການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນໄລຍະ 2021-2030. 121

6.3. ພາກສະຖານີໄຟຟ້າ 123

6.3.1. ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2025. 123

6.3.2. ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2026-2030 124

6.3.3. ສະຫຼຸບລວມການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 125

6.4. ສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າ ແລະ ການສາຍສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດປີ 2021-2030. 126

6.4.1. ຜົນການວິເຄາະລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍທີ່ສາມາດສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນປີ 2021-2025 126

6.4.2. ຜົນການວິເຄາະລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນທີ່ສາມາດສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນປີ 2026-2030 128

6.4.3. ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຕ່າງປະເທດ ລະຫວ່າງປີ 2021-2030 130

ພາກທີ VII ສະຫຼຸບ 135

ພາກທີ VIII ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ 137

8.1. ກົນໄກປະສານງານ: 137

8.2. ມາດຕະການໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ: 137
8.3. ເຜີຍແຜ່ຂໍ້ມູນ-ຂ່າວສານ 137
8.4. ແຫຼ່ງທຶນສຳລັບການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ 138
ເອກະສານອ້າງອີງ
ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) A
ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) B
ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) C

ຄຳຫຍໍ້

AAGR	Average Annual Growth Rate
ASEAN	Association of Southeast Asia Nation
B/C	Benefit and Cost
BAU	Business as Usual
BOT	Build- Operate -Transfer
CA	Concession Agreement
cct-km	Three Phase Circuit Kilometer Length
COD	Commercial Operation Date
DSM	Demand Side Management
EDL	Electricite Du Laos
EDL-GEN	Electricite Du Laos-Generation
EDLT	Electricite Du Laos-Transmission
EE&C	Energy Efficiency and Conservation
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EPC	Engineering Procurement Construction
EV	Electric Vehicle
FS	Feasibility Study
GDP	Gross Domestic Product
GMS	Greater Mekong subregion
GWh	Gigawatt hours

IAEA	International Atomic Energy Agency
IN	Industry
IPP	Independent Power Producer
IPP(d)	Independent Power Producer for Domestic
IPP(e)	Independent Power Producer for Export
IRR	Internal Rate of Return
JICA	Japan International Cooperation Agency
JV	Joint Venture
kV	kilovolt
LCOE	Levelized Cost of Energy
LEAP	Long-Range Energy Alternative Planning System
MEM	Ministry of Energy and Mines
DEPP	Department of Energy Policy and Planning
MOU	Memorandum of Understanding
MVA	Mega Volt Amp
MW	Megawatt
NB	Net Benefit
NCC	National Control Center
NPDS	National Power Development Strategy
PDP	Power Development Plan
PPA	Power Purchase Agreement

PPP	Public-Private Partnership
PwC	PricewaterhouseCoopers
RCC	Regional Control Center
RCF	Regulating Capacity Factor
SPP	Small Power Producer
USAID	United States Agency for International Development
A/F	Actural/Forecast
F	Forecast

ອະທິບາຍສັບ

Actual	ຄ່າປະຈຸບັນ
Balance	ການດຸ່ນດ່ຽງໄຟຟ້າ
Base Load	ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂັ້ນພື້ນຖານ
Bio gas	ການຜະລິດອາຍແກັດຈາກມູນສັດ
Demand	ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ
Energy Share	ສ່ວນແບ່ງພະລັງງານ
Forecasting	ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນອະນາຄົດ
Peak Load	ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງສຸດ
Plant Factor	ຄວາມອາດສາມາດໃນການຜະລິດ
Reservoir type	ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳ
Run-off the river	ເຂື່ອນໄຟຟ້າເປັນແບບຝາຍນ້ຳລົ້ນ
Single buyer	ຜູ້ຮັບຊື້ໄຟຟ້າແຕ່ພຽງຜູ້ດຽວ
Solar Power	ພະລັງງານແສງຕາເວັນ
Power Supply	ການສະໜອງໄຟຟ້າ

ຕາຕະລາງ

ຕາຕະລາງ 3- 1: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງກໍລະນີ(BAU)..... 21
ຕາຕະລາງ 3- 2: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງ (BAU).....22
ຕາຕະລາງ 3- 3: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ (EV).....22
ຕາຕະລາງ 3- 4: ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດກໍລະນີ (EV).....23
ຕາຕະລາງ 3- 5: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ (IN) 23
ຕາຕະລາງ 3- 6: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າກໍລະນີ (IN).....24
ຕາຕະລາງ 3- 7: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ (EV+IN).....24
ຕາຕະລາງ 3- 8: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າກໍລະນີ (EV+IN).....24
ຕາຕະລາງ 3- 9: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ(COVID-19).....25
ຕາຕະລາງ 3- 10: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າກໍລະນີ(COVID-19).....25
ຕາຕະລາງ 3- 11: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການກໍລະນີ (BAU).....26
ຕາຕະລາງ 3- 12: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ (EV).....26
ຕາຕະລາງ 3- 13: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກໍລະນີ (IN).....27
ຕາຕະລາງ 3- 14: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານແຕ່ກໍລະນີສຶກສາ.....27
ຕາຕະລາງ 3- 15: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແຕ່ກໍລະນີສຶກສາ.....28
ຕາຕະລາງ 3- 16: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກັບພາກສ່ວນຕ່າງໆ.....29
ຕາຕະລາງ 4- 1: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2020 (BAU).....34
ຕາຕະລາງ 4- 2: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (BAU).....35
ຕາຕະລາງ 4- 3: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (BAU).....35
ຕາຕະລາງ 4- 4: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) “BAU”.....36
ຕາຕະລາງ 4- 5: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (GWh) “BAU”.....36
ຕາຕະລາງ 4- 6: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025(EV).....39
ຕາຕະລາງ 4- 7: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (EV).....40
ຕາຕະລາງ 4- 8: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) “EV”.....40
ຕາຕະລາງ 4- 9: ກຳລັງການຜະລິດລາຍເດືອນ (GWh) “EV”.....41
ຕາຕະລາງ 4- 10: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (IN).....42
ຕາຕະລາງ 4- 11: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (IN).....42
ຕາຕະລາງ 4- 12: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) “IN”.....43

ຕາຕະລາງ 4- 13: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (GWh) “IN”.....43
ຕາຕະລາງ 4- 14: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (EV+IN).....45
ຕາຕະລາງ 4- 15: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (EV+IN).....45
ຕາຕະລາງ 4- 16: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) “EV+IN”.....46
ຕາຕະລາງ 4- 17: ກຳລັງການຜະລິດລາຍເດືອນ (GWh) “EV+IN”.....46
ຕາຕະລາງ 4- 18: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ BAU”.....48
ຕາຕະລາງ 4- 19: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ EV ”.....49
ຕາຕະລາງ 4- 20: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ IN ”.....49
ຕາຕະລາງ 4- 21: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “EV+IN”.....50
ຕາຕະລາງ 4- 22: ພະລັງງານຕົກເຮ່ຍໃນລະບົບ.....50
ຕາຕະລາງ 4- 23: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ.....52
ຕາຕະລາງ 4- 24: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ (GWh).....53
ຕາຕະລາງ 4- 25: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ (GWh) “ EV ”.....53
ຕາຕະລາງ 4- 26: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV ”.....54
ຕາຕະລາງ 4- 27: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ IN ”.....54
ຕາຕະລາງ 4- 28: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ IN ”.....54
ຕາຕະລາງ 4- 29: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV+IN”.....55
ຕາຕະລາງ 4- 30: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV+IN ”.....55
ຕາຕະລາງ 4- 31: ຄາດຄະເນການສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າ ພະລັງງານໄຟຟ້າ (GWh).....56
ຕາຕະລາງ 4- 32: ຄາດຄະເນພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ (GWh).....57
ຕາຕະລາງ 5- 1: ສະພາບຂອງສາຍສົ່ງໃນປະຈຸບັນ.....69
ຕາຕະລາງ 5- 2: ສະພາບຂອງສະຖານີໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນ.....69
ຕາຕະລາງ 5- 3: ສະພາບການເຊື່ອຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດໃນປະຈຸບັນ.....70
ຕາຕະລາງ 5- 4: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະການໄຫຼກຳລັງໄຟຟ້າໃນພາກເໜືອ ຮອດປີ 2025.....70
ຕາຕະລາງ 5- 5: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະການໄຫຼກຳລັງໄຟຟ້າຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ ປີ 2025.....71
ຕາຕະລາງ 5- 6: ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກກາງ ປີ 2025.....72
ຕາຕະລາງ 5- 7: ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກໃຕ້ປີ 2025.....73
ຕາຕະລາງ 5- 8: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນປີ 2021ຫາ2025.....74
ຕາຕະລາງ 5- 9: ໂຄງການສາຍສົ່ງຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2021 ຫາ 2025.....75
ຕາຕະລາງ 5- 10: ໂຄງການສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນປີ 2021 ຫາ 2025.....76

ຕາຕະລາງ 5- 11 ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໃນປີ 2021-2025.....78
ຕາຕະລາງ 5- 12: ການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກເໜືອ ຂອງປີ 2030.....79
ຕາຕະລາງ 5- 13: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນປີ 2026 ຫາ 2030.....84
ຕາຕະລາງ 5- 14: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.....85
ຕາຕະລາງ 5- 15 :ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.....86
ຕາຕະລາງ 5- 16:ສະຫຼຸບການພັດທະນາການກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.....87
ຕາຕະລາງ 5- 17 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຜົ້ງສາລີ 2021-2025.....88
ຕາຕະລາງ 5- 18 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫົວພັນ 2021-2025.....90
ຕາຕະລາງ 5- 19 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງອຸດົມໄຊ 2021-2025.....92
ຕາຕະລາງ 5- 20 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ 2021-2025.....93
ຕາຕະລາງ 5- 21 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງບໍ່ແກ້ວ 2021-2025.....94
ຕາຕະລາງ 5- 22 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫຼວງພະບາງ 2021-2025.....95
ຕາຕະລາງ 5- 23 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຊຽງຂວາງ 2021-2025.....96
ຕາຕະລາງ 5- 24 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງວຽງຈັນ 2021-2025.....97
ຕາຕະລາງ 5- 25 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງໄຊສົມບູນ 2021-2025.....98
ຕາຕະລາງ 5- 26 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງໄຊຍະບູລີ 2021-2025.....99
ຕາຕະລາງ 5- 27 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງບໍລິຄຳໄຊ 2021-2025.....100
ຕາຕະລາງ 5- 28 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຄຳມ່ວນ 2021-2025.....100
ຕາຕະລາງ 5- 29 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງສະຫວັນນະເຂດ 2021-2025.....101
ຕາຕະລາງ 5- 30 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຈຳປາສັກ 2021-2025.....102
ຕາຕະລາງ 5- 31 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງສາລະວັນ 2021-2025.....103
ຕາຕະລາງ 5- 32 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງເຊກອງ 2021-2025.....104
ຕາຕະລາງ 5- 33 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງອັດຕະປື 2021-2025.....105
ຕາຕະລາງ 5- 34 :ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ 2021-2025.....105
ຕາຕະລາງ 5- 35 :ຕາງຕະລາງສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງລະບົບຕາຂ່າຍ 2021-2025.....106
ຕາຕະລາງ 6- 1 :ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU).....108
ຕາຕະລາງ 6- 2 :ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV).....110
ຕາຕະລາງ 6- 3 :ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (IN).....112
ຕາຕະລາງ 6- 4 :ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV+IN).....113
ຕາຕະລາງ 6- 5 :ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບການປັບປຸງລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນຂອງ ຟຟລ 2021-2025.....118

ຕາຕະລາງ 6- 6: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ 2021-2025.....118
ຕາຕະລາງ 6- 7: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2021-2025.....119
ຕາຕະລາງ 6- 8: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030.....120
ຕາຕະລາງ 6- 9: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030.....120
ຕາຕະລາງ 6- 10: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2026 ຫາ 2030.....121
ຕາຕະລາງ 6- 11: ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຟຟລ.....122
ຕາຕະລາງ 6- 12:ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນປີ2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຟຟລ.....122
ຕາຕະລາງ 6- 13:ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສາຍສົ່ງທັງໝົດໃນປີ 2021 ຫາ 2030.....123
ຕາຕະລາງ 6- 14 :ສະຫຼຸບການຜັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໄລຍະ 2025 ຫາ 2021.....124
ຕາຕະລາງ 6- 15 :ສະຫຼຸບການຜັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໄລຍະ 2025 ຫາ 2021.....125
ຕາຕະລາງ 6- 16 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025.....126
ຕາຕະລາງ 6- 17 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025.....126
ຕາຕະລາງ 6- 18 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025.....127
ຕາຕະລາງ 6- 19 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025.....127
ຕາຕະລາງ 6- 20 :ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ2021-2025.....127
ຕາຕະລາງ 6- 21 :ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2025.....128
ຕາຕະລາງ 6- 22 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....128
ຕາຕະລາງ 6- 23 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....129
ຕາຕະລາງ 6- 24 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....129
ຕາຕະລາງ 6- 25 :ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030.....129
ຕາຕະລາງ 6- 26 :ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ2026-2030.....130
ຕາຕະລາງ 6- 27 :ຕາຕະລາງສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2030.....130
ຕາຕະລາງ 6- 28 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....131
ຕາຕະລາງ 6- 29 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP 2021-2030 (ຕໍ່).....132
ຕາຕະລາງ 6- 30 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ໄທ ໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....133
ຕາຕະລາງ 6- 31 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວອອກກຳປູເຈຍໂດຍກົງຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....133
ຕາຕະລາງ 6- 32 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຈີນ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....134
ຕາຕະລາງ 6- 33 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ມຽນມາ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....134
ຕາຕະລາງ 6- 34 :ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຕ່າງປະເທດທັງໝົດ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030.....134

ຮູບພາບ

ຮູບທີ 3- 1: ເສັ້ນສະແດງອັດຕາສ່ວນການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງພາຫະນະນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ.....21
ຮູບທີ 3- 2: ເສັ້ນສະແດງການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ.....30
ຮູບທີ 4- 1: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021 (BAU).....38
ຮູບທີ 4- 2: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2025 (BAU).....39
ຮູບທີ 4- 3: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2030 (BAU).....39
ຮູບທີ 4- 4: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2020 40
ຮູບທີ 4- 5: ສະຖານະພາບແຫຼ່ງສະໜອງໄຟຟ້າ.....41
ຮູບທີ 4- 6: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021 (EV) 43
ຮູບທີ 4- 7: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2025 (EV) 43
ຮູບທີ 4- 8: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2030 (EV) 43
ຮູບທີ 4- 9: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021 (IN).....46
ຮູບທີ 4- 10: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2025 (IN)..... 46
ຮູບທີ 4- 11: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2030 (IN)..... 46
ຮູບທີ 4- 12: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2021 (EV+IN).....49
ຮູບທີ 4- 13: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2025 (EV+IN).....49
ຮູບທີ 4- 14: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ2030 (EV+IN).....49
ຮູບທີ 4- 15 :ດຸ່ນດຽງພາຍໃນ, ການສົ່ງອອກ ແລະ ພະລັງງານເຫຼືອ.....52
ຮູບທີ 4- 16 :ແຜນການສົ່ງອອກ, ນຳເຂົ້າ, ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ.....56
ຮູບທີ 4- 17: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2025 ກໍລະນີສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ.....60
ຮູບທີ 4- 18: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2030 ກໍລະນີສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ.....61
ຮູບທີ 5- 1: ການແບ່ງເຂດຄຸ້ມຄອງລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວ 2021-2030.....68
ຮູບທີ 5- 2: ລະບົບສາຍສົ່ງພາກເໜືອ ພາຍໃນປີ2030.....80
ຮູບທີ 5- 3: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນໃນປີ2030.....81
ຮູບທີ 5- 4: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງເຂດພາກກາງ ຂອງປີ2030.....82
ຮູບທີ 5- 5: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງເຂດພາກໃຕ້ຂອງປີ2030.....83
ຮູບທີ 5- 6 : ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຜົ້ງສາລີ.....89

ຮູບທີ 5- 7 : ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຫົວພັນ.....91
ຮູບທີ 5- 8 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງອຸດົມໄຊ.....92
ຮູບທີ 5- 9 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ.....93
ຮູບທີ 5- 10 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງບໍ່ແກ້ວ.....94
ຮູບທີ 5- 11 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຫຼວງພະບາງ.....95
ຮູບທີ 5- 12 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຊຽງຂວາງ.....96
ຮູບທີ 5- 13 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງວຽງຈັນ.....97
ຮູບທີ 5- 14 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງໄຊສົມບູນ.....98
ຮູບທີ 5- 15 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງໄຊຍະບູລີ 99
ຮູບທີ 5- 16 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຄຳມ່ວນ.....100
ຮູບທີ 5- 17 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຄຳມ່ວນ.....101
ຮູບທີ 5- 18 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຈຳປາສັກ.....102
ຮູບທີ 5- 19 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງສາລະວັນ.....103
ຮູບທີ 5- 20 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງເຊກອງ.....104
ຮູບທີ 5- 21 :ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງເຊກອງ.....105

ບົດນຳ

ການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃນໄລຍະຜ່ານມາ ພາຍໃຕ້ການຊີ້ນຳຂອງ ກົມການເມືອງສູນກາງພັກ, ຄະນະ ເລຂາທິການສູນກາງພັກ ແລະ ການຄຸ້ມຄອງຂອງລັດຖະບານ ເຫັນວ່າການພັດທະນາ ຂອງຂະແໜງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ມີບາດກ້າວຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງກ້າວກະໂດດ ເຊິ່ງໄດ້ປະກອບສ່ວນຢ່າງຕັ້ງໜ້າ ເຂົ້າໃນການພັດທະນາ ພື້ນຖານໂຄງລ່າງ ແລະ ເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງປະເທດ ໂດຍສະເພາະແມ່ນການພັດທະນາແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແລະ ການ ພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ. ຄຽງຄູ່ກັນນັ້ນ, ຄວາມຮຽກຮ້ອງຕ້ອງການໃນ ການພັດທະນາ 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 ຝຝລ, ກົມກອງອ້ອມຂ້າງກະຊວງ, ບັນດາກະຊວງ, ອົງການລັດທຽບເທົ່າກະຊວງ ແລະ ອົງການປົກຄອງທ້ອງຖິ່ນທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ຄົ້ນຄວ້າ, ທົບທວນ ແລະ ປຶກສາຫາລື ແນໃສ່ການສ້າງແຜນຮັບປະກັນ ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັບ ວິໄສທັດ, ນະໂຍບາຍ ພະລັງງານ ຂອງ ສປປ ລາວ ດ້ານຕ່າງໆ, ແຜນພັດທະນາພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ 5 ປີ ຄັ້ງທີ IX (2021-2025) ແລະ ແຜນ ພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດແຕ່ລະໄລຍະ.

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ປະກອບດ້ວຍ 8 ພາກໃຫຍ່ຄື: ພາກທີ I ພາກສະຫຼຸບຕີ ລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ, ພາກທີ II ນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປລາວ, ພາກທີ III ການຄາດ ຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ, ພາກທີ IV ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ, ພາກທີ V ແຜນພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ, ພາກ ທີ VI ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ, ພາກທີ VII ສະຫຼຸບ ແລະ ພາກທີ VIII ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ.

ຈຸດປະສົງຫຼັກຂອງການວາງຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ແມ່ນ ເພື່ອ **ປັບປຸງລະບົບພະລັງງານໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ມີຄວາມພ້ອມໃນການສະໜອງໄຟຟ້າ ໃຫ້ພຽງພໍຕໍ່ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ"** ສ້າງລາຍຮັບ ແລະ ຂັບເຄື່ອນເສດຖະກິດໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ ໂດຍຕ້ອງຮັບປະກັນ ການພັດທະນາ ລະບົບພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ມີສະຖຽນລະພາບ, ມີຄວາມໜ້າເຊື່ອຖື, ໝັ້ນຄົງ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ສາມາດເຂົ້າເຖິງດ້ວຍລາຄາທີ່ ເ ໝາະສົມ ແລະ ເປັນທຳ. ສະນັ້ນ, ເພື່ອດັດສົມບັນຫາໄລຍະຜ່ານມາ, ທິດທາງການວາງແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຕໍ່ໜ້າ ຈຳເປັນ ຕ້ອງໄດ້ ❶ ຄັດເລືອກການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດທີ່ມີຄຸນນະພາບ, ຕົ້ນທຶນຕ່ຳ, ຜົນຜະລິດສູງ ແລະ ການຜະລິດມີຄວາມ ສອດຄ່ອງກັບຕະຫຼາດຄວາມຕ້ອງການໄຟ ທັງພາຍໃນ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ, ❷ ຄັດເລືອກການວາງແຜນ ຂະຫຍາຍລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ແຜນການຂະຫຍາຍແຫຼ່ງຜະລິດ ແລະ ແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າພາຍໃນ

ແລະ ຕ່າງປະເທດ ຮັບປະກັນ ລະບົບມີຄວາມສະຖຽລະພາບ, ລຸດຜ່ອນການສູນເສຍພະລັງງານ, ຕົ້ນທຶນຕ່ຳ, ລະບົບມີຄວາມໝັ້ນຄົງ, ໜ້າເຊື່ອຖື ແລະ ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້ທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ.

ລັດຖະມົນຕີ

ທ່ານ ປອ. ດາວວົງ ພອນແກ້ວ

ພາກທີ I ສະຫຼຸບຕີລາຄາການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າໄລຍະຜ່ານມາ

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% (ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນຫົງສາລິກໄນ ທີ່ໄດ້ສະໜອງໃຫ້ລະບົບຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ 100 MW), ມາຈາກພະລັງງານຊີວະມວນ ແລະ ມາຈາກພະລັງງານແສງຕາເວັນ 5,34%.

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ສປປ ລາວ ຮອດປະຈຸບັນສາມາດຈຳແນກອອກເປັນ 2 ລະບົບສົ່ງ ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງພາຍໃນປະເທດ ແລະ ລະບົບສາຍສົ່ງເພື່ອສົ່ງພະລັງງານອອກຕ່າງປະເທດ, ສະເພາະລະບົບສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດສາມາດແຍກອອກເປັນ 2 ລະບົບຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຜ່ານລະບົບຂອງ ຟຟລ ແລະ ລະບົບສາຍສົ່ງຈາກຜູ້ພັດທະນາ IPP ຫາ ປະເທດເພື່ອນບ້ານໂດຍກົງ. ຮອດປະຈຸບັນ ລະບົບສາຍສົ່ງພາຍໃນ ສາມາດເຊື່ອມຕໍ່ເຂົ້າກັນ ແຕ່ພາກ ເໜືອ 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 ສ່ວນໃຫ່ຍແມ່ນເປັນເຂື່ອນໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍ ບໍ່ສາມາດກັກເກັບນ້ຳເພື່ອຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຢ່າງພຽງພໍ.

ຈາກການຕີລາຄາເຫັນໄດ້ວ່າ ການພັດທະນາ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ພື້ນຖານໂຄງລ່າງທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ເຮັດໃຫ້ ມີການລົງທຶນ ຢ່າງມະຫາສານ ເຊິ່ງເປັນຜົນດີຕໍ່ຜູ້ປະກອບການທຸກໆຂະແໜງການພາຍໃນປະເທດ ມີການຂະຫຍາຍຕົວ ສົ່ງຜົນ ໃຫ້ເສດຖະກິດໂດຍລວມຂອງປະເທດ ມີລັກສະນະຂະຫຍາຍຕົວສູງພໍສົມຄວນ. ແຕ່ ໃນຂະນະດຽວກັນ ກໍ່ມີຫຼາຍບັນຫາທີ່ເປັນສິ່ງທ້າທາຍ ທີ່ຕ້ອງໄດ້ມີມາດຕະການປັບປຸງແກ້ໄຂຢ່າງຮັດກຸມ ແລະ ເລັ່ງດ່ວນ ໃນໄລຍະຕໍ່ໜ້າ ໂດຍ ສາມາດສັງລວມໄດ້ 2 ບັນຫາຄົງຄ້າງຄື: **i) ບັນຫາລະບົບໄຟຟ້າພາຍໃນ:** ມາຮອດປະຈຸບັນ ຟຟລ ຂາດສະພາບຄ່ອງດ້ານການເງິນ ເນື່ອງຈາກມີໜີ້ສິນເກີນລາຍຮັບ, ສາເຫດທີ່ເຮັດໃຫ້ ຟຟລ ມີໜີ້ສິນ ແມ່ນເນື່ອງຈາກ ❶ ຟຟລ ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າແບບ

ຜູກມັດ (Take or Pay) ກັບຜູ້ພັດທະນາເຂື່ອນໄຟຟ້າຫຼາຍໂຄງການ ຕ້ອງຮັບພາລະຄ່າໃຊ້ຈ່າຍໃນກໍລະນີມີພະລັງງານເຫຼືອໂດຍບໍ່ຈຳເປັນ, ❷ ລາຄາສົ່ງອອກພະລັງງານຂອງ ຟຟລ ສ່ວນຫຼາຍແມ່ນຕ່ຳກວ່າລາຄາຮັບຊື້ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ, ❸ ການລົງທຶນ ໃນພາກແຫຼ່ງຜະລິດ ແລະ ພາກສາຍສົ່ງ ຈຳນວນໜຶ່ງ ບໍ່ເສດຖະກິດ, ❹ ການຮັບຊື້ໄຟຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ ບໍ່ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການ ຍ້ອນແຫຼ່ງຜະລິດສ່ວນໃຫ່ຍເປັນເຂື່ອນໄຟຟ້າ ທີ່ບໍ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳ ເຮັດໃຫ້ ລະດູຝົນມີພະລັງງານເຫຼືອ ແຕ່ໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງຜະລິດໄຟຟ້າບໍ່ພຽງພໍຕໍ່ຄວາມຕ້ອງການ ຕ້ອງໄດ້ນຳເຂົ້າຈາກຕ່າງປະເທດ, ໃນກໍລະນີນຳເຂົ້າຫຼາຍກວ່າການສົ່ງອອກ ຟຟລ ແມ່ນຈະໄດ້ຈ່າຍຄ່າກະແສໄຟໃນລາຄາລູກຄ້າລາຍໃຫ່ຍ; **ii) ບັນຫາລະບົບໄຟຟ້າສົ່ງອອກໂດຍກົງຂອງ IPP:** ❶ ການເຮັດສັນຍາສຳປະທານກັບໂຄງການ ສົ່ງອອກໂດຍກົງຍັງບໍ່ເປັນລະບົບຄົບຊຸດ ເຮັດໃຫ້ຍາກຕໍ່ການສ້າງລະບົບເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສົ່ງພາຍໃນຂອງ ຟຟລ ກັບລະບົບສົ່ງອອກໂດຍກົງຂອງ IPP ເຮັດໃຫ້ຕ້ອງລົງທຶນສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງໃໝ່ ທັງເປັນການສິ້ນເປືອງງົບປະມານ ແລະ ຊັບພະຍາກອນທຳມະຊາດ ທັງໆທີ່ສາມາດນຳໃຊ້ລະບົບສົ່ງຮ່ວມກັນໄດ້ ນອກຈາກນັ້ນ ❷ ໂຄງການຂະໜາດໃຫ່ຍ, ມີຄຸນນະພາບ ສ່ວນໃຫ່ຍສົ່ງອອກເປັນຕົ້ນຕໍ ໂດຍບໍ່ໄດ້ຄຳນຶງການສະໜອງພາຍໃນເທົ່າທີ່ຄວນ.

1.1 ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

ການຊົມໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ໃນໄລຍະຜ່ານມາ ນັບຕັ້ງແຕ່ປີ 2000 ຫາ 2020 ມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍປະມານ 13%/ປີ, ໃນໄລຍະແຕ່ປີ 2000 ຫາ 2012 ຂະແໜງການທີ່ມີອັດຕາສ່ວນການຊົມໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າຫຼາຍກວ່າໝູ່ ແມ່ນຂະແໜງທີ່ຢູ່ອາໄສ, ຫຼັງຈາກນັ້ນ ນັບແຕ່ປີ 2013 ຫາ 2018 ເຫັນວ່າຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ ໄດ້ມີແນວໂນ້ມຂະຫຍາຍຕົວສູງຂຶ້ນ ເຮັດໃຫ້ຂະແໜງການດັ່ງກ່າວ ກາຍເປັນຂະແໜງການ ທີ່ມີອັດຕາສ່ວນການນຳໃຊ້ພະລັງງານຫຼາຍກວ່າໝູ່. ໃນປີ 2020 ຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າທັງໝົດທົ່ວປະເທດ 7.779 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ ໂດຍມີອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວເພີ່ມຂຶ້ນ 18% ທຽບໃສ່ປີ 2019, ການນຳໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດທົ່ວປະເທດ ແມ່ນ 1.299 MW ເກີດຂຶ້ນໃນເດືອນ ມີຖຸນາ ຊຶ່ງມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວເພີ່ມຂຶ້ນປະມານ 6% ທຽບໃສ່ປີ 2019.

- ❖ ຂະແໜງການທີ່ມີການນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າ ຫຼາຍກວ່າໝູ່ແມ່ນ:
  - ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ 4.289 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ, ກວມເອົາ 55%.
  - ຂະແໜງທີ່ຢູ່ອາໃສ 2.530 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ, ກວມເອົາ 33%.
  - ຂະແໜງທຸລະກິດ 836 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ, ກວມເອົາ 11%.
  - ຂະແໜງກະສິກຳ 124 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ, ກວມເອົາ 2%.
- ❖ ອັດຕາການ ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າທົ່ວປະເທດ ສາມາດບັນລຸໄດ້ຄື:
  - ຈຳນວນເມືອງທີ່ມີໄຟຟ້າໃຊ້ທົ່ວປະເທດແມ່ນບັນລຸ 100% ໃນຈຳນວນ 148 ເມືອງ.

- ຈຳນວນບ້ານທີ່ມີໄຟຟ້າໃຊ້ທັງໝົດທົ່ວປະເທດແມ່ນບັນລຸ 93,3% ໃນຈຳນວນບ້ານທັງໝົດແມ່ນ 8.450 ບ້ານ ແລະ ຈຳນວນບ້ານທີ່ມີໄຟຟ້າໃຊ້ແລ້ວມີ 7.866 ບ້ານ.
- ຈຳນວນຄົວເຮືອນທີ່ມີໄຟຟ້າໃຊ້ແມ່ນບັນລຸ 95%.

1.2. ການຜະລິດໄຟຟ້າ

ສປປ ລາວ ເປັນປະເທດທີ່ມີຄວາມອຸດົມສົມບູນທາງດ້ານຊັບພະຍາກອນທຳມະຊາດ ໂດຍສະເພາະແມ່ນຊັບພະຍາກອນແຫຼ່ງນ້ຳເປັນຈຳນວນຫຼວງຫຼາຍ ບວກກັບສະພາບທາງດ້ານພູມສັນຖານທີ່ເປັນພູເຂົາຈຶ່ງເຮັດໃຫ້ມີເງື່ອນໄຂໃນການພັດທະນາເປັນແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ. ການພັດທະນາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນ ສປປ ລາວ ແມ່ນໄດ້ເລີ່ມແຕ່ປີ 1970 ເປັນຕົ້ນມາ, ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ພາຍໃນ ສປປ ລາວ ແມ່ນປະກອບມີການລົງທຶນຂອງພາກລັດ, ພາກລັດຮ່ວມກັບເອກະຊົນ ແລະ ເອກະຊົນເປັນຜູ້ລົງທຶນ, ສ່ວນໂຄງການທີ່ຮ່ວມລົງທຶນແມ່ນ ລັດວິສາຫະກິດເຂົ້າຮ່ວມເປັນຂາຮຸ້ນຕາງໜ້າໃຫ້ກັບລັດຖະບານ. ປະຈຸບັນອັດຕາສ່ວນການຜະລິດ ເພື່ອສົ່ງອອກ ແລະ ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຂອງ (IPP(e), IPP(d) ກວມເອົາ 91,12%, ໃນຂະນະ 8,88% ແມ່ນຄຸ້ມຄອງໂດຍ ບໍລິສັດຜະລິດໄຟຟ້າລາວມະຫາຊົນ ແລະ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ. ຮອດທ້າຍປີ 2020 ທົ່ວປະເທດມີກຳລັງຕິດຕັ້ງລວມກັນທັງໝົດ 10.091 MW.

<u>ກຳລັງຕິດຕັ້ງແບ່ງຕາມຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າ</u>

❖ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ (EDL)	2,5	MW ຫຼືເທົ່າ 0,02%
❖ ບໍລິສັດຜະລິດໄຟຟ້າລາວມະຫາຊົນ (EDL-GEN)	918	MW ຫຼືເທົ່າ 9,10%
❖ ຜູ້ພັດທະນາເອກະຊົນຮັບໃຊ້ພາຍໃນ (IPPd)	2,244	MW ຫຼືເທົ່າ 22,24%
❖ ຜູ້ພັດທະນາເອກະຊົນເພື່ອສົ່ງອອກ (IPPe)	6,892	MW ຫຼືເທົ່າ 68,30%
❖ ຜູ້ພັດທະນາເອກະຊົນຮັບໃຊ້ພາຍໃນ (SPP)	35	MW ຫຼືເທົ່າ 0,34%
<u>ລວມ</u>	<u>10,091 MW</u>	

<u>ປະກອບມີແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າດັ່ງນີ້</u>

❖ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ (Hydropower)	8,114	MW ຫຼືເທົ່າ 80,41%
❖ ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ (Coal Power Plant)	1,878	MW ຫຼືເທົ່າ 18,61%
❖ ໄຟຟ້າຊີວະມວນ (Biomass)	43	MW ຫຼືເທົ່າ 0,42%
❖ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (Solar farm)	57	MW ຫຼືເທົ່າ 0,56%
<u>ລວມ</u>	<u>10,091 MW</u>	

<u>ໃນນັ້ນ, ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະໄຟຟ້າສົ່ງອອກມີ</u>

❖ ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ (Domestic)	3,085	MW ຫຼື ເທົ່າ 30,57%
❖ ສົ່ງອອກ (Export)	7,006	MW ຫຼື ເທົ່າ 69,43%
<u>ລວມ</u>	<u>10,091 MW</u>	

ໃນນັ້ນ, ການແລກປ່ຽນພະລັງງານ (Power Exchange) ໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວມີດັ່ງນີ້:

ຕະຫຼອດ 10 ປີຜ່ານມານັບແຕ່ປີ (2011-2020) ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ໄດ້ມີການຊື້-ຂາຍ ແລກປ່ຽນ ພະລັງງານໄຟຟ້າກັບບັນດາປະເທດໄກ້ຄຽງ ເປັນຕົ້ນ ເຊັ່ນ: ລະດູຝົນ ເຮົາຜະລິດໄດ້ຫຼາຍເກີນຄວາມຕ້ອງການແມ່ນໄດ້ສົ່ງ ອອກ ສ່ວນລະດູແລ້ງເຮົາຜະລິດໄດ້ໜ້ອຍຈຳເປັນຕ້ອງໄດ້ນຳເຂົ້າມາດຸ່ນດ່ຽງໃຫ້ແກ່ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນ ນອກຈາກນັ້ນ ຍັງໄດ້ນຳເຂົ້າມາຮັບໃຊ້ເຂດລຽບຕາມຊາຍແດນ ທີ່ລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າຂອງລາວ ບໍ່ທັນເຂົ້າເຖິງ, ໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງນີ້:

- ໄລຍະ 10 ປີຜ່ານມາ ການນຳເຂົ້າ ທັງໝົດ 11.212 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ສະເລ່ຍການນຳເຂົ້າແຕ່ລະປີ ປະມານ 1.121 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ.
- ໄລຍະ 10 ປີຜ່ານມາສົ່ງອອກ ພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວທັງໝົດ 13.646 ລ້ານກິໂລ ວັດໂມງ, ສະເລ່ຍການສົ່ງອອກແຕ່ລະປີປະມານ 1.365 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ.

ການນຳເຂົ້າພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃນລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຮງດັນສູງ ມີຢູ່ເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ຄຳມ່ວນ, ສະຫວັນນະເຂດ, ບໍລິຄຳໄຊ ແລະ ອີກຈຳນວນໜຶ່ງແມ່ນລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າແຮງດັນກາງ ທີ່ຕິດກັບຊາຍແດນປະເທດ ເພື່ອນບ້ານ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ບ້ານທີ່ຕິດກັບຊາຍແດນຫວຽດນາມ, ສປ ຈີນ ແລະ ໄທ.

1.3. ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ແມ່ນປັດໄຈພື້ນຖານໜຶ່ງຂອງຂະແໜງພະລັງງານໄຟຟ້າ ທີ່ມີ ຄວາມສຳຄັນຢ່າງຍິ່ງຕໍ່ກັບການຂັບເຄື່ອນເສດຖະກິດຂອງປະເທດ ເພື່ອໃຫ້ບັນລຸເປົ້າໝາຍຕາມແຜນ ພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດ ທີ່ວາງອອກເປັນແຕ່ລະໄລຍະ, ເປັນຂົວຕໍ່ໃນການລຳລຽງນຳສົ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກ ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຫາ ສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍ ເພື່ອນຳສົ່ງພະລັງງານດັ່ງກ່າວ ໃຫ້ແຕ່ລະຂະແໜງການໄດ້ຊົມໃຊ້ຢ່າງທົ່ວເຖິງ, ພ້ອມ ດຽວກັນນັ້ນ ຍັງມີຄວາມຮັບຜິດຊອບຕໍ່ສັງຄົມເຊັ່ນ: ຄວາມສະຖຽນລະພາບ, ຄວາມໝັ້ນຄົງຂອງລະບົບ ໃຫ້ມີຄວາມຍືນຍົງ ສາມາດນຳໃຊ້ໄດ້ຍາວນານ. ໃນໄລຍະສິບປີຜ່ານມາ ລັດຖະບານໄດ້ສຸມໃສ່ການບຸກເບີກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອໃຫ້ຮັບປະ ກັນການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດເພີ່ມຂຶ້ນ ແລະ ການສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ, ຕໍ່ກັບບັນຫາດັ່ງກ່ວານີ້ ໄດ້ສົ່ງຜົນສະ ທ້ອນໂດຍກົງຕໍ່ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ມັນຮຽກຮ້ອງໃຫ້ມີການລົງທຶນຢ່າງໃຫ່ຍຫຼວງ ຕໍ່ ກັບການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າເພື່ອໃຫ້ແທດເໝາະກັບສະພາບຄວາມເປັນຈິງ. ດັ່ງນັ້ນ ໃນໄລຍະ ປີ 2010 ຫາ 2016 ເພື່ອວາງແຜນຮັບມືກັບການກ້າວກະໂດດຂຶ້ນຂອງການລົງທຶນ ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ, ການ ວາງແຜນພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍ ຂອງ ຂະແໜງການທີ່ກ່ຽວຂ້ອງຈຶ່ງໄດ້ວາງໜ້າທີ່ຮັບຜິດຊອບ ຄື:

- ພາກສ່ວນທີ 1 ແມ່ນ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ມີໜ້າທີ່ຮັບຜິດຊອບໃນການຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມ ການຂາຍໄຟຟ້າ ອອກຕ່າງປະເທດ, ພ້ອມດຽວກັນນັ້ນກໍ່ປະກອບຄຳເຫັນຕໍ່ແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍຂອງ ລັດວິ ສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ (ຟຟລ) ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມທີ່ວາງອອກໃນແຕ່ລະໄລ ຍະ.
- ພາກສ່ວນທີ 2 ແມ່ນ ຟຟລ ແລະ ບໍລິສັດຜະລິດໄຟຟ້າລາວມະຫາຊົນ (EDL- Gen), ເຊິ່ງ EDL- Gen ມີ ໜ້າທີ່ລົງທຶນພາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ຟຟລ ມີພາລະບົດບາດໃນການຄຸ້ມຄອງ ແລະ ສ້າງແຜນເຊື່ອມຕໍ່ລະ ບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃຫ້ທົ່ວເຖິງ, ພ້ອມດຽວກັນນັ້ນ ກໍ່ຮັບປະກັນໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ແລະ ຄວາມສະຖຽນລະພາບ ຂອງລະບົບໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ.

ຜ່ານການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດຕົວຈິງເຫັນວ່າ ສະພາບການລົງທຶນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງຂອງ ຝຟລ ຜ່ານມາ ສ່ວນໃຫຍ່ແລ້ວແມ່ນ ບໍ່ເປັນໄປຕາມແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າ (PDP) ຂອງ ຝຟລ ທີ່ວາງແຜນໄວ້, ໂຄງການສາຍສົ່ງຂອງ ຝຟລ ສ່ວນໃຫຍ່ ແມ່ນ ແບກຫາບພາລະທາງດ້ານການລົງທຶນຢ່າງໃຫ່ຍຫຼວງ ໂດຍສະເພາະແມ່ນ ຕິດພັນກັບການສ້າງສາຍສົ່ງໄປຮັບເອົາພະລັງງານ ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ ຝຟລ ມີສັນຍາຊື້ຂາຍໄຟຟ້າ (PPA) ກັບ ບໍລິສັດເອກະຊົນ ແລະ ນອກຈາກນັ້ນການລົງທຶນໃນ ການສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງ 115 kV, 230 kV ແລະ 500 kV ໃນກອບເງິນກູ້ທີ່ລັດຖະບານໄດ້ກູ້ຢືມມານຳໃຊ້ໃນໄລຍະຜ່ານ ມາ ແມ່ນບໍ່ໄດ້ມີການແຂ່ງຂັນປະມູນ ເຮັດໃຫ້ມູນຄ່າໂຄງການຂ້ອນຂ້າງສູງ, ການປັບປຸງສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ໂດຍທີ່ ບໍ່ຄຳນຶງເຖິງຄວາມແນ່ນອນຂອງຕະຫຼາດ ຫຼື ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການສູງເກີນໄປ ເຮັດໃຫ້ໂຄງການກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງ - ສະຖານີ ໄລຍະຜ່ານມາຍັງບໍ່ມີປະສິດທິພາບ ແລະ ປະສິດທິຜົນດີເທົ່າທີ່ຄວນ.

ດັ່ງນັ້ນ ຕົກມາຮອດປີ 2017 ກົດໝາຍວ່າດ້ວຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງ ຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ຖືກຮັບຮອງ ເຊິ່ງໄດ້ລະບຸ ຊັດເຈນ ໃນມາດຕາ 10 ກ່ຽວກັບການພັດທະນາຂອງຂະແໜງພະລັງງານໄຟຟ້າ ຕ້ອງມີແຜນພັດທະນາພະລັງງານແຫ່ງຊາດ ເພື່ອເປັນບ່ອນອີງໃຫ້ແກ່ ຝຟລ ແລະ ບໍລິສັດຜະລິດໄຟຟ້າລາວ-ມະຫາຊົນ (EDL- Gen) ນຳໄປຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ. ດັ່ງນັ້ນ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ໃນນາມຜູ້ຮັບຜິດຊອບໃນການວາງແຜນພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຈຶ່ງໄດ້ສຶກສາ, ຄົ້ນຄ້ວາ ສ້າງຍຸດທະສາດການພັດທະນາໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ຂຶ້ນມາ, ໂດຍການຄົ້ນຄ້ວາສັງລວມເອກະສານສຶກ ສາຕ່າງໆເຊັ່ນ: ການສຶກສາແຜນແມ່ບົດສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທົ່ວປະເທດ ໂດຍ JICA, ການສຶກສາໂຄງສ້າງຂອງຂະແໜງການໄຟ ຟ້າໂດຍ ບໍລິສັດທີ່ປຶກສາ PWC ໄດ້ເນັ້ນໃສ່ປັດໄຈພື້ນຖານການວາງແຜນພັດທະນາສາຍສົ່ງຄືນໃໝ່ຄື: ການແບ່ງເຂດການ ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ, ກຳນົດຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟແຕ່ລະເຂດ, ຄິດໄລ່ປະລິມານການໄຫຼຂອງພະລັງງານໃນລະບົບແຕ່ປີ 2020 ຫາ 2030, ກຳນົດມູນຄ່າການຊຶດເຊີຍທາງດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ, ໄລ່ລຽງມູນຄ່າໂຄງການໂດຍອີງໃສ່ ຫົວໜ່ວຍລາຄາກາງ ທີ່ທາງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ໄດ້ກຳນົດໄວ້.

ພາກທີ II ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ

ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ໄດ້ສຶບທົບ ກັບພາກສ່ວນທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ສຶກສາຄົ້ນຄວ້າ ຮ່າງນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປ ລາວ ຂຶ້ນເລີ່ມຕັ້ງແຕ່ ປີ 2016 ເປັນຕົ້ນມາ ແລະ ມີການຈັດກອງປະຊຸມເປີດກວ້າງກັບທຸກພາກສ່ວນທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ໃນຄັ້ງວັນທີ 4 ກໍລະກົດ 2017 ທີ່ ຫໍປະຊຸມແຫ່ງຊາດ ແລະ ໄດ້ປັບປຸງເນື້ອໃນຕາມຄວາມຄິດເຫັນຈາກທຸກຂະແໜງການຢ່າງເປັນເອກະພາບ. ນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ຖືກຮັບຮອງ ແລະ ປະກາດໃຊ້ ຈາກລັດຖະບານ ໃນວັນທີ 08 ກໍລະກົດ 2020 ປະກອບດ້ວຍ ນະໂຍບາຍພະລັງງານ 10 ດ້ານຄື: ນະໂຍບາຍດ້ານນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກ๊ສ, ດ້ານຖ່ານຫີນ, ດ້ານພະລັງງານທົດແທນ, ດ້ານການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ, ດ້ານພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ, ດ້ານພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ, ດ້ານຄວາມໝັ້ນຄົງດ້ານພະລັງງານ, ດ້ານການພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານ,ດ້ານນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ ແລະ ດ້ານການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ ຊຶ່ງດ້ານທີ່ຕິດພັນກັບຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ສະຫຼຸບສັງລວມດັ່ງລຸ່ມນີ້.

2.1 ນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກ๊ສ

ສ້າງກົນໄກເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການນຳເຂົ້ານ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ແລະ ອາຍແກ๊ສ ໂດຍການຫັນປ່ຽນການນຳໃຊ້ ແລະ ການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.

2.2 ຖ່ານຫີນ

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

2.3 ພະລັງງານທົດແທນ

ສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ພະລັງງານທົດແທນ ເຊັ່ນ ຊີວະມວນ, ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກຂະໜາດນ້ອຍ, ແສງຕາເວັນ, ລົມ ແລະ ອື່ນໆ ເພື່ອຜະລິດເປັນພະລັງງານໄຟຟ້າ ນຳໃຊ້ໃນຄົວເຮືອນ ຫຼື ຊຸມຊົນ ດ້ວຍຕົນເອງ ໂດຍສະເພາະເຂດຊົນນະບົດທີ່ບໍ່ມີລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າເຂົ້າເຖິງ. ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ ຂອງ ສປປ ລາວ (ເລກທີ 324/ລບ, ລົງວັນທີ 11/10/2011) ເປັນບ່ອນອີງທີ່ສຳຄັນຕໍ່ກັບຫົວຂໍ້ນີ້ ເພື່ອໃຫ້ບັນລຸຜົນສຳເລັດໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປ ລາວ.

2.4 ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ

ຂະຫຍາຍແຫຼ່ງຜະລິດໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບ ແຜນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ແຜນການຮ່ວມມືກັບພາກພື້ນ, ພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າບົນພື້ນຖານກົນໄກຕະຫຼາດພະລັງງານ, ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນ ແລະ ພາກພື້ນ, ຮັບປະກັນຜົນປະໂຫຍດໃຫ້ແກ່ພາກລັດ ແລະ ໄດ້ມາດຕະຖານທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ, ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ.

ທ່າແຮງບົ່ມຊ້ອນທີ່ມີຢູ່ພາຍໃນປະເທດ ເພື່ອການພັດທະນາເປັນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນ ແລະ ແຫຼ່ງພະລັງງານທົດແທນ ຕ້ອງມີການປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລິດຕາມທ່າແຮງ ແລະ ຕົ້ນທຶນການຜະລິດ, ຊຸກຍູ້ການພັດທະນາໃຫ້ບັນລຸໄດ້ຕາມສັດສ່ວນຂອງການຜະລິດໄຟຟ້າທັງໝົດ ໃນນັ້ນ ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ [1]75%; ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກການນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນ [1]14% ແລະ ໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ [1]11% ພັດທະນາໃຫ້ມີຄວາມຍືນຍົງ ແລະ ສະໜອງໃຫ້ລະບົບຢ່າງມີຄວາມສະເຖຍລະພາບ.

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

2.4.1 ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ

ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ເປັນທ່າແຮງຕົ້ນຕໍໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ ເຊິ່ງເປັນພະລັງງານທີ່ສະອາດ ແລະ ມີຕົ້ນທຶນທີ່ສາມາດແຂ່ງຂັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າອື່ນໆໄດ້, ຕິດພັນກັບການພັດທະນາພື້ນຖານໂຄງລ່າງ, ຈັດສັນອາຊີບຄົງທີ່ ແລະ ປັບປຸງຊີວິດການເປັນຢູ່ຂອງປະຊາຊົນຜູ້ທີ່ຖືກຜົນກະທົບໃຫ້ດີຂຶ້ນ. ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳ ແມ່ນເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການຜະລິດໄຟຟ້າ, ສາມາດຕ້ານແລ້ງ, ຕ້ານຖ້ວມ, ແລະ ນຳໃຊ້ນ້ຳເຂົ້າໃນຂະແໜງການອື່ນໆ ຢ່າງມີປະສິດທິຜົນ. ບັນດາໂຄງການຕາມລຳແມ່ນ້ຳຂອງຕ້ອງປະຕິບັດຕາມສົນທິສັນຍາແມ່ນ້ຳຂອງ 1995.

ຍ້ອນເງື່ອນໄຂທາງດ້ານທີ່ຕັ້ງພູມສັນຖານຂອງປະເທດ ທີ່ມີພູຜາສູງຊັນ, ມີປ່າໄມ້ທີ່ອຸດົມສົມບູນ ໄດ້ເຮັດໃຫ້ ສປປ ລາວ ມີທ່າແຮງ ໃນການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, ສະນັ້ນ ຕາມການສຶກສາຂອງອົງການແມ່ນ້ຳຂອງສາກົນ ໄດ້ສະແດງໃຫ້ເຫັນວ່າ ປະເທດລາວມີທ່າແຮງໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ຈາກນ້ຳຕົກປະມານ 26.000 MW, ມີເນື້ອທີ່ອ່າງໂຕ່ງກວມເອົາ 35% ຂອງ ອ່າງໂຕ່ງແມ່ນ້ຳຂອງທັງໝົດ ແລະ ກາຍເປັນທ່າແຮງຕົ້ນຕໍ່ໃນການເສີມສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ລະບົບ ເພື່ອສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ ການພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງປະເທດ ແລະ ສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ.

ການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ຍັງຕ້ອງຊັ່ງຊາຜົນປະໂຫຍດອື່ນໆຢ່າງເໝາະສົມ ເຊັ່ນ: ເປັນພະລັງງານທີ່ສະອາດ, ບໍ່ມີມົນລະພິດ, ຕົ້ນທຶນຕ່ຳ, ຊ່ວຍຕ້ານແລ້ງ, ຕ້ານຖ້ວມ ແລະ ສ້າງເງື່ອນໄຂໃຫ້ແກ່ການພັດທະນາ ຂອງຂະແໜງການອື່ນເປັນຕົ້ນແມ່ນ ການປະມົງ, ການເດີນເຮືອ, ການທ່ອງທ່ຽວ ແລະ ການບໍລິໂພກອື່ນໆ.

ເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຕາມເປົ້າໝາຍຂອງລັດຖະບານທີ່ກຳນົດໄວ້ຮອດປີ 2020 ໄດ້ວາງຄາດໝາຍສູ້ຊົນພັດທະນາແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ໃຫ້ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ ຫຼາຍກວ່າ 10.000 MW; ຮອດປີ 2025 ໃຫ້ສຳເລັດຫຼາຍກວ່າ 12.000 MW; ຮອດປີ 2030 ໃຫ້ສຳເລັດຫຼາຍກວ່າ 20.000 MW. ຈຳເປັນຕ້ອງມີນະໂຍບາຍໃນການສ້າງກົນໄກເພີ່ມຕື່ມ ເຊິ່ງເຫັນໄດ້ ຕາມແນວທາງການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ທີ່ເໝາະສົມ, ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກພາຍໃນປະເທດ ແລະ ຕ່າງປະເທດ, ຄວາມຕ້ອງການໃນແຕ່ລະໄລຍະຂອງລະດູການຜະລິດເຊັ່ນ: ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກຖ່ານຫີນ ແລະ ໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ ເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ມີການປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຫຼາຍຂຶ້ນ.

ເພື່ອຍົກສູງປະສິດທິພາບ ໃນການນຳໃຊ້ຊັບພະຍາກອນທຳມະຊາດໃຫ້ສູງ ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ຕ້ອງປະຕິບັດຕາມຍຸດທະສາດ ແລະ ແຜນພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປລາວ ທີ່ກຳນົດໄວ້ໃນແຕ່ລະໄລຍະ. ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ໃຫ້ມີຜົນກະທົບຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມໜ້ອຍທີ່ສຸດ ແລະ ມີຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ, ໂດຍໃຫ້ການພັດທະນາ ດຳເນີນໄປຕາມຂັ້ນຕອນຄື: ຕ້ອງມີການສຶກສາສຳຫຼວດ ບົດວິພາກເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ ຕາມບົດແນະນຳ ທີ່ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ວາງອອກ, ສຶກສາຜົນກະທົບຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ-ສັງຄົມ ຕາມລະບຽບການ ແລະ ຂັ້ນຕອນ ທີ່ ກະຊວງຊັບພະຍາກອນ ທຳມະຊາດ ແລະ ສິ່ງແວດລ້ອມ ໄດ້ວາງອອກຢ່າງລະອຽດ ເພື່ອສົມທຽບຜົນໄດ້ຜົນເສຍ ຈາກການພັດທະນາໃນແຕ່ລະໂຄງ ການ.

ສິ່ງເສີມການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳ ເພື່ອຮັບປະກັນການຕອບສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ແກ່ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນປະເທດຕະຫຼອດປີ, ໂດຍສະເພາະແມ່ນ ໂຄງການໄຟຟ້ານ້ຳຕົກທີ່ມີອ່າງກັກເກັບນ້ຳຂະໜາດໃຫ່ຍ ຕ້ອງມີແຜນການຜະລິດຢ່າງເປັນລະບົບ ເພື່ອເພີ່ມການສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ ແລະ ຮັບປະກັນການສະໜອງໄຟຟ້າໃນຊ່ວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງສຸດ (Peak Load).

ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ຕາມລຳແມ່ນ້ຳຂອງ ຈະຕ້ອງປະຕິບັດຕາມສົນທິສົນຍາແມ່ນ້ຳຂອງ 1995 ຢ່າງເຂັ້ມງວດ ແລະ ປະຕິບັດຕາມຂັ້ນຕອນຢ່າງເຄັ່ງຄັດ, ພາວະວິໄສ ແລະ ສົມເຫດສົມຜົນ.

2.4.2 ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ

ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ ຕ້ອງເລືອກເຟັ້ນເຕັກໂນໂລຊີທີ່ທັນສະໄໝເປັນມິດຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ. ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນ ຕ້ອງພັດທະນາເພື່ອຕອບສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າຕາມຄວາມຕ້ອງການພື້ນຖານ (Base Load).

ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ ຖືວ່າມີຄວາມຈຳເປັນອີກດ້ານໜຶ່ງເພື່ອຊ່ວຍ ສ້າງຄວາມສົມດຸນໃນການສະໜອງໄຟຟ້າຕາມຄວາມຕ້ອງການພື້ນຖານ (Base Load) ເຮັດໃຫ້ລະບົບການສະໜອງໄຟຟ້າມີຄວາມສະເຖຍລະພາບ ຍ້ອນພະລັງງານໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ ເຮັດໃຫ້ສາມາດຜະລິດໄດ້ຕະຫຼອດປີ .

ການພັດທະນາໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ໃນທຸກໆແຫ່ງພາຍໃນປະເທດ ຕ້ອງມີການສຶກສາບົດວິພາກ ທາງດ້ານປະລິມານ ແລະ ຄຸນນະພາບ, ຊັ້ງຊາ ແລະ ເລືອກເຟັ້ນການນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນໃຫ້ເກີດຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ ນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນວຽກງານອື່ນທີ່ເໝາະສົມ, ໂດຍກຳນົດຕາມຄ່າຄວາມຮ້ອນ ແລະ ປະເພດຂອງຖ່ານຫີນ, ຖ່ານຫີນທີ່ນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນການຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງມີຄ່າຄວາມຮ້ອນເທົ່າກັບ ຫຼື ຕ່ຳກວ່າ 5.000 kcal/kg ແລະ ສ້າງໂຮງງານຜະລິດໄຟຟ້າຕິດກັບບໍ່ຖ່ານຫີນ (Mine Mouth) ເພື່ອຮັບປະກັນດ້ານຜົນກະທົບຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມໃນການເຄື່ອນຍ້າຍຖ່ານຫີນ, ຮັບປະກັນໃຫ້ມີການຄວບຄຸມມົນລະພິດຢ່າງເຂັ້ມງວດ ໂດຍຕ້ອງປະຕິບັດຕາມມາດຕະຖານການຄວບຄຸມມົນລະພິດແຫ່ງຊາດ, ຮັບປະກັນລາຄາໄຟຟ້າທີ່ຜະລິດຈາກໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນ ຈະຕ້ອງບໍ່ໃຫ້ສູງກວ່າ ລາຄາໄຟຟ້າທີ່ຜະລິດຈາກໂຮງໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ.

ການນຳເຂົ້າຖ່ານຫີນ ເພື່ອຮັບໃຊ້ໃນການຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງເປັນຖ່ານຫີນທີ່ມີຄຸນນະພາບສູງ (ຄ່າຄວາມຮ້ອນສູງກວ່າ 5000 kcal/kg ຂຶ້ນໄປ), ຕ້ອງສະແດງໃຫ້ຜົນປະໂຫຍດສູງກວ່າ ການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ເພື່ອການສົ່ງອອກ ແລະ ຕ້ອງມີຄ່າກຳມະຖັນໄດ້ຕາມມາດຕະຖານຂອງສິ່ງແວດລ້ອມແຫ່ງຊາດ.

ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຕ້ອງສາມາດປະກອບສ່ວນ ເຂົ້າໃນແຜນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ ພ້ອມນີ້ເພື່ອເປັນການເພີ່ມຄວາມສະຖຽນລະພາບໃນການສະໜອງໄຟຟ້າ .

ຄ່າປະລິມານຂອງທາດປົນເປື້ອນໃນອາກາດ ທີ່ອະນຸຍາດປ່ອຍອອກຕ້ອງປະຕິບັດຕາມ ມາດຕະຖານດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມແຫ່ງຊາດ. ບັນດາເຕັກໂນໂລຊີ ໃນການພັດທະນາໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຕ້ອງນຳໃຊ້ຂະບວນການທີ່ສະອາດ (Clean Coal Technology) ເລີ່ມຕົ້ນແຕ່ຂະບວນການ ກ່ອນການເຜົາໄໝ້ (Pre-Combustion), ໄລຍະເຜົາໄໝ້ (Combustion) ແລະ ຫຼັງການເຜົາໄໝ້ (Post-Combusiton).

2.4.3 ການຜະລິດໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ

ການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນເພື່ອຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງຫຼີກລ້ຽງຈາກຂົງເຂດທີ່ນອນໃນ ແຜນພັດທະນາດ້ານກະສິກຳ ແລະ ປ່າໄມ້, ເຂດປ່າສະຫງວນ ແລະ ເຂດຍຸດທະສາດການທະຫານ ເປັນຕົ້ນແມ່ນໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (Solar Farm) ທີ່ຕ້ອງການພື້ນທີ່ຫຼາຍ ແລະ ສົ່ງເສີມບັນດາຟາມລ້ຽງສັດຫັນເອົາມູນສັດເພື່ອຜະລິດໄບໂອແກ໊ດ (Bio gas) ເພື່ອກ້າວໄປສູ່ການຜະລິດເປັນໄຟຟ້າຮັບໃຊ້ໃນຟາມ ແລະ ຂາຍເຂົ້າສູ່ລະບົບ ທັງເປັນການຫຼຸດຜ່ອນກິ່ນ.

ການຜະລິດໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ ເປັນອີກແຫຼ່ງທາງເລືອກໜຶ່ງ ໃນການສະໜອງໄຟຟ້າເຂົ້າສູ່ລະບົບ ເພື່ອຊ່ວຍແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າປະເພດອື່ນໆ, ເພື່ອເພີ່ມປະສິດທິພາບການສະໜອງພະລັງງານໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ, ເພື່ອຮັບໃຊ້ໃຫ້ແກ່ຜູ້ພັດທະນາເອງ ແລະ ສົ່ງຂາຍເຂົ້າສູ່ລະບົບ ແລະ ຍັງຊ່ວຍຫຼຸດຜ່ອນຜົນກະທົບທາງດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ ໂດຍສະເພາະມົນລະພິດທາງອາກາດ (CO2 Emission) ທີ່ມາຈາກການນຳໃຊ້ພະລັງງານຖ່ານຫີນ ແລະ ນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ.

ການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ ບໍ່ວ່າຈະຮັບໃຊ້ໃຫ້ແກ່ຜູ້ພັດທະນາເອງ ຫຼື ສົ່ງຂາຍເຂົ້າລະບົບໄຟຟ້າ ຕ້ອງມີຂໍ້ມູນທີ່ຫຼາກຫຼາຍ ເພື່ອເລືອກເຟັ້ນເຕັກໂນໂລຊີ, ໃຫ້ໄດ້ລາຄາທີ່ສົມເຫດສົມຜົນ ແລະ ສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າຢ່າງສະໝ່ຳສະເໝີ ພ້ອມທັງສອດຄ່ອງກັບຄວາມສາມາດ ໃນການລົງທຶນ ແຕ່ລະໄລຍະ.

ການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ ທີ່ມາຈາກພະລັງງານໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (Solar Farm) ທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການພື້ນທີ່ຫຼາຍ ແມ່ນບໍ່ອະນຸຍາດໃຫ້ດຳເນີນການພັດທະນາ ໃສ່ເຂດດິນກະສິກຳ, ປ່າໄມ້, ກົນປຸກສ້າງ. ການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ ທີ່ມາຈາກເສດຂີ້ເຫຍື້ອ ແລະ ສິ່ງເສດເຫຼືອກະສິກຳ ແມ່ນການຫັນປ່ຽນສິ່ງເສດເຫຼືອຈາກສາທາລະນະ ມາເປັນພະລັງງານໄຟຟ້າ, ເຊິ່ງການພັດທະນາພະລັງງານທົດແທນ ທີ່ມາຈາກລົມ, ແສງຕາເວັນ ແລະ ເສດຂີ້ເຫຍື້ອ ຫຼື ສິ່ງເສດເຫຼືອກະສິກຳຕ່າງໆ ຕ້ອງສຶກສາທ່າແຮງຢ່າງລະອຽດ ໃນແຕ່ລະຂົງເຂດຂອງປະເທດ ຕາມຄວາມອາດສາມາດຕົວຈິງ. ເພື່ອເພີ່ມປະສິດທິພາບຂອງການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າເຂົ້າສູ່ລະບົບ ແລະ ຮັບປະກັນຄວາມເປັນໄປໄດ້ທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ, ສິ່ງແວດລ້ອມ-ສັງຄົມ.

ເພື່ອສະໜັບສະໜູນໃຫ້ແກ່ການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ນະໂຍບາຍໃຫ້ມີຜົນສຳເລັດ ຈຳເປັນຈະຕ້ອງມີນະໂຍບາຍໃນການສ້າງກົນໄກ ໃນການພັດທະນາຢ່າງເໝາະສົມ.

2.4.4 ການປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ

ແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ ຕ້ອງພັດທະນາມາຈາກຫຼາຍແຫຼ່ງແບບປະສົມປະສານ ເປັນຕົ້ນແມ່ນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ, ໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນ, ໄຟຟ້າຈາກລົມ ແລະ ອື່ນໆ ບົນພື້ນຖານຕົ້ນທຶນການຜະລິດຕ່ຳ, ໃຫ້ໄດ້ຕາມສັດສ່ວນ [1]75% ມາຈາກໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, [1]14% ມາຈາກໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ແລະ [1]11% ມາຈາກແຫຼ່ງພະລັງງານທົດແທນ.

ການປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປລາວ ແມ່ນ ເພື່ອສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ລະບົບ ເຊິ່ງໄດ້ຈາກບັນດາທ່າແຮງຂອງແຫຼ່ງຜະລິດທີ່ແຕກຕ່າງກັນດັ່ງນີ້:

ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ແມ່ນມີທ່າແຮງ ໃນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນຊ່ວງລະດູຝົນ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກຖ່ານຫີນສາມາດຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ຕະຫຼອດປີ, ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນສາມາດຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນຊ່ວງມີແສງຕາເວັນ ທີ່ສາມາດຜະລິດເປັນພະລັງງານໄດ້ ໂດຍທົ່ວໄປປະລິມານແສງຕາເວັນທີ່ໄດ້ຮັບຕໍ່ວັນ ຢູ່ໃນລະດັບ 3,5-5,5 kWh/m2/day ແລະ ພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກລົມ ສາມາດຜະລິດໃນຊ່ວງທີ່ມີລົມ ໃນລະດັບຄວາມແຮງທີ່ຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້.

ການປະສົມປະສານການຜະລິດ ແມ່ນເພື່ອສ້າງຄວາມກົມກຽວບັນດາແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ ທີ່ຢູ່ພາຍໃນປະເທດໃຫ້ມີຈັງຫວະການຜະລິດ ຫຼື ສ້າງຄວາມສົມດຸນຂອງການສະໜອງໄຟຟ້າ ໃຫ້ມີຄວາມສະໝ່ຳສະເໝີ ເພື່ອສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄດ້ຕະຫຼອດປີ ໂດຍສະເພາະແມ່ນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ໂຮງງານອຸດສາຫະກຳ ແມ່ນມີຄວາມຈຳເປັນຕ້ອງມີພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ມີຄຸນນະພາບ, ມີແຮງດັນທີ່ສະໝ່ຳສະເໝີ ແລະ ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ຈຶ່ງຮຽກຮ້ອງໃຫ້ມີແຜນການ ໃນການຄວບຄຸມການຜະລິດຢ່າງລະອຽດ, ມີການບໍລິຫານຈັດການນ້ຳ, ມີການປະສານງານ ລະຫວ່າງ ຜູ້ສັ່ງການກັບ ຜູ້ຜະລິດ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້, ການກຳນົດຊ່ວງການຜະລິດຂອງບັນດາແຫຼ່ງໃຫ້ຈະແຈ້ງ ແລະ ມີມາດຕະການໃນການຄຸ້ມຄອງໃຫ້ເຂັ້ມງວດ.

ແຜນການຂະຫຍາຍ ແລະ ກຳລັງສຳຮອງ (Reserve) ຂອງແຫຼ່ງຜະລິດ ຕ້ອງສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃນແຕ່ລະໄລຍະ, ການວາງແຜນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງມີການປະສົມປະສານຫຼາຍປະເພດ, ມີການແລກປ່ຽນຊື້-ຂາຍ ກັບບັນດາປະເທດໃກ້ຄຽງ ແລະ ປະຕິບັດຕາມຫຼັກການຄື:

- ❖ ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນ, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ຕ້ອງມີຄວາມອາດສາມາດໃນການຜະລິດ (Plant Factor) ຫຼາຍກວ່າ 70%, ເພື່ອຕອບສະໜອງຄວາມຕ້ອງການປົກກະຕິ (Base Load).
- ❖ ການຜະລິດໄຟຟ້າຈາກສິ່ງເສດເຫຼືອຈາກເສດຂີ້ເຫຍື້ອ ແລະ ສິ່ງເສດເຫຼືອກະສິກຳ ເພື່ອຕອບສະໜອງຄວາມຕ້ອງການປົກກະຕິ (Base Load).
- ❖ ການຜະລິດໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນ ແລະ ລົມ ແມ່ນເຊື່ອມເຂົ້າລະບົບໄຟຟ້າ ຕາມຄວາມອາດສາມາດຕົວຈິງ ຕ້ອງມີລະບົບຄວບຄຸມ ໂດຍບໍ່ໃຫ້ມີການກະທົບກັບການສະໜອງໄຟຟ້າ.
- ❖ ໂຄງການໄຟຟ້ານ້ຳຕົກແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດໃຫຍ່ ຕ້ອງມີແຜນການຜະລິດຢ່າງເປັນລະບົບ, ມີການຄຸ້ມຄອງວາງແຜນການບໍລິຫານນ້ຳ, ເພື່ອໃຫ້ສາມາດຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າສົ່ງຈ່າຍເຂົ້າລະບົບ ໃນເວລາທີ່ເກີດຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງສຸດ (Peak Load).
- ❖ ການແລກປ່ຽນ ຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ກັບບັນດາປະເທດໃກ້ຄຽງ ແມ່ນບົນພື້ນຖານການຮ່ວມມືດ້ານພະລັງງານ ແລະ ເພື່ອການເພິ່ງພາເຊິ່ງກັນ ແລະ ກັນ.

[[1] ຕິວເລກດັດແກ້ອີງຕາມມະຕິກອງປະຊຸມສະພາແຫ່ງຊາດ ເລກທີ 22/ສພຊ, ລົງວັນທີ 16/11/2021]

2.5 ພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

ການວາງແຜນພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ເພື່ອສະໜອງການຊົມໃຊ້ໃຫ້ທົ່ວເຖິງໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສົ່ງອອກກັບລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນເປັນອັນດຽວກັນ ເພື່ອກ້າວເປັນຈຸດໃຈກາງໃນການເຊື່ອມໂຍງອະນຸພາກພື້ນ. ຜ່ານມາການລົງທຶນ ແມ່ນເນັ້ນໃສ່ພາກສາຍສົ່ງແຮງດັນສູງ ດ້ວຍຫຼາຍຮູບແບບ ສັນຍາຮັບເໝົາກໍ່ສ້າງ

“Engineering Procurement Construction” (EPC). ຊຶ່ງມາຮອດປະຈຸບັນນີ້ ລັດຖະບານ ແມ່ນບໍ່ເຫັນດີໃຫ້ພັດທະນາສາຍສົ່ງໃນຮູບແບບ EPC ແລ້ວ, ນະໂຍບາຍສົ່ງເສີມການລົງທຶນໃສ່ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ດ້ວຍຮູບແບບ “ Build- Operate -Transfer” (BOT), JV, PPP ແລະ ອື່ນໆ. ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນພາລະຂອງພາກລັດ ແລະ ຈະມີກົນໄກ ໃນການສ້າງເງື່ອນໄຂ ສະໜັບສະໜູນໃຫ້ແກ່ພາກເອກະຊົນ ເຂົ້າມາລົງທຶນ ໃນການພັດທະນາຕາມວິທີ ທີ່ໄດ້ກ່າວມານັ້ນ ເພື່ອເລັ່ງໃສ່ ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ໃຫ້ເຊື່ອມຕໍ່ເຂົ້າກັນໄດ້ຢ່າງເປັນລະບົບ ທັງພາຍໃນປະເທດ ແລະ ພາກພື້ນ ໃຫ້ເປັນອັນດຽວກັນ.

ສຸມໃສ່ພັດທະນາການເຊື່ອມຕໍ່ ໃຫ້ຮອງຮັບ ການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ ໃນອະນຸພາກພື້ນແມ່ນ້ຳຂອງ, ອາຊຽນ. ໂດຍໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງ ກັບການພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງປະເທດ ເພື່ອໃຫ້ຂະແໜງພະລັງງານໄຟ ຟ້າ ຊຸກຍູ້ການຫັນເປັນອຸດສາຫະກຳທັນສະໄໝ ແລະ ເພື່ອສົ່ງອອກພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ແລະ ພາກພື້ນ ແນໃສ່ສ້າງລາຍຮັບແບບຍືນຍົງໃຫ້ແກ່ລັດຖະບານ.

ລະບົບສາຍສົ່ງເປັນສ່ວນສຳຄັນອີກດ້ານໜຶ່ງ ໃນການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ໄດ້ລົງທຶນ, ສະນັ້ນ ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແມ່ນຮັບປະກັນການເຊື່ອມຕໍ່ ສ່ວນທີ່ມີແລ້ວ ແລະ ສ່ວນທີ່ສືບຕໍ່ພັດທະນາ ໃຫ້ເຊື່ອມໂຍງກັນຢ່າງທົ່ວເຖິງໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສົ່ງອອກ ກັບລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນເປັນອັນດຽວກັນ ແລະ ຮັບປະກັນໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ໃຫ້ມີຜົນສຳເລັດຕາມແຜນໄລຍະກາງ ແລະ ໄລຍະຍາວ. ການວາງແຜນພັດທະນາສາຍສົ່ງແບບລະອຽດ ແລະ ມີການທົບທວນຄືນໂຄງການສາຍສົ່ງ ທີ່ໄດ້ຮັບການອະນຸມັດຜ່ານມາເຖິງຄວາມຈຳເປັນ ແລະ ແຜນທີ່ຈະພັດທະນາແຕ່ລະໄລຍະ ເພື່ອແນ່ໃສການລົງທຶນທີ່ມີປະສິດທິພາບ ແລະ ປະສິດທິຜົນ ເຊິ່ງຈະຕ້ອງໄດ້ມີການຈັດລຽງບູລິມະສິດໂຄງການໃດທີ່ມີປະສິດທິຜົນສູງ, ກາງ ແລະ ຕ່ຳ ແລະ ການສ້າງສາຍສົ່ງຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຫາ ສະຖານີຮັບຊື້ໄຟຟ້າ ຂອງ ຟຟລ ແມ່ນມອບໃຫ້ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການເປັນຜູ້ຮັບຜິດຊອບ ໂດຍລວມມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງ ເຂົ້າກັບມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເລີຍ ແລະ ໃຫ້ ຟຟລ ຫັນມາສ້າງຄວາມເຂັ້ມແຂງໃຫ້ກັບລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ເພື່ອຮອງຮັບການສະໜອງໃຫ້ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນໃຫ້ພຽງພໍ ແລະ ມີຄວາມໝັ້ນຄົງເປັນຫຼັກ.

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ສປປລາວ ຕ້ອງນອນຢູ່ໃນ ແຜນພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປລາວ ປີ 2021-2030, ຕ້ອງຮັບປະກັນລະບົບສາຍສົ່ງໃຫ້ເຊື່ອມຕໍ່ກັນຢ່າງທົ່ວເຖິງໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ. ໂດຍສະເພາະການສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງແຫ່ງຊາດ 500 kV ແຕ່ເໜືອເຖິງໃຕ້ ຊຶ່ງຈະໄດ້ມີການຄົ້ນຄ້ວາສຶກສາເບິ່ງແຫຼ່ງຜະລິດ ແລະ ລະບົບການໄຫຼຂອງໄຟຟ້າໄປຍັງຜູ້ຊົມໃຊ້ ເພື່ອຂະຫຍາຍລະບົບສາຍສົ່ງ 230 kV ເຂົ້າເຖິງແຂວງ ແລະ ຂົງເຂດອຸດສາຫະກຳ, ລະບົບສາຍສົ່ງ 115 kV ເຂົ້າເຖິງເມືອງ ແລະ ສາມາດເຊື່ອມຕໍ່ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ, ສ້າງໃຫ້ ສປປລາວ ກາຍເປັນສູນກາງ ແລະ ທາງຜ່ານຂອງການແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າໃນອະນຸພາກພື້ນ GMS ແລະ ASEAN, ການພັດທະນາສາຍສົ່ງຕ້ອງເປັນການຊຸກຍູ້ນະໂຍບາຍ ການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ໃນຮູບແບບລະບົບສູ່ລະບົບ Grid to Grid ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ຕ້ອງຮັບປະກັນການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ, ຮັບປະກັນທາງດ້ານເຕັກນິກກໍ່ສ້າງ, ຮັບປະກັນທາງດ້ານຄຸນນະພາບ, ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ, ຄວາມປອດໄພ ແລະ ຍືນຍົງທາງດ້ານໂຄງສ້າງ.

ລັດຖະບານເປັນຜູ້ຄຸ້ມຄອງລະບົບສາຍສົ່ງແຫ່ງຊາດ ແລະ ສະຖານີ ໂດຍມອບໃຫ້ ຟຟລ ຫຼື ສ້າງຕັ້ງເປັນລັດວິສາຫະກິດສາຍສົ່ງແຫ່ງຊາດ (EDLT) ເປັນຜູ້ຮັບຜິດຊອບໃນການບໍລິຫານຈັດການ, ຄຸ້ມຄອງ ແລະ ບຳລຸງຮັກສາ, ໃນການເກັບ

ຄ່າບໍລິການສົ່ງຜ່ານພະລັງງານໄຟຟ້າ (Wheeling Charge) ແລະ ຄ່າພະລັງງານຕົກເຮ່ຍ (Loss) ຈາກປະ ເທດລາວ ໄປ ຍັງປະເທດທີ 3, ເຊິ່ງການເກັບຄ່າບໍລິການ ຕ້ອງມີລະບຽບການສະເພາະ ໃນການເກັບຄ່າຜ່ານລະບົບຕ່າງຫາກ.

ສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສູນບັນຊາລະບົບໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ (NCC), RCC, ສະຖານີໄຟຟ້າ ແມ່ນເປັນບ່ອນ ຍົກ ຫຼື ຫຼຸດແຮງດັນໃນການສົ່ງພະລັງງານ ແລະ ເປັນບ່ອນແຈກຢາຍພະລັງງານ ໃນຫຼາຍລະດັບແຮງດັນ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ການນຳ ໃຊ້ພາຍໃນ ຫຼື ສົ່ງອອກ. ສູນບັນຊາລະບົບໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ ແມ່ນມີໜ້າທີ່ ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ພະລັງງານ ໃນ ໄລຍະສັ້ນ ແລະ ໄລຍະກາງ ເພື່ອວາງແຜນການຜະລິດໃຫ້ດຸ່ນດ່ຽງ, ວາງແຜນຈັດຊື້ພະລັງງານ, ສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າ, ຕິດຕາມລະ ບົບໄຟຟ້າທົ່ວປະເທດ ແລະ ແກ້ໄຂບັນຫາຂັດຂ້ອງຂອງລະບົບ, ການຄວບຄຸມການສະໜອງພະລັງງານ ຈາກ ແຫຼ່ງພະລັງງານ ຫາ ສະຖານີ ແລະ ແຈກຢາຍໄຟຟ້າ ໃຫ້ໂຫຼດນຳໃຊ້ ເພື່ອໃຫ້ລະບົບໄຟຟ້າ ມີຄວາມສະເຖຍລະພາບ ແລະ ໝັ້ນຄົງ. ເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດໃຫ້ເປັນລະບົບອັນດຽວ ສາມາດດຸ່ນດ່ຽງກະແສໄຟຟ້າຈາກສູນບັນຊາ ໄຟຟ້າລວມ ເພື່ອສະໜອງຄວາມຕ້ອງການຂອງຜູ້ນຳໃຊ້ ຈາກແຂວງລົງສູ່ເມືອງ ແລະ ເຂດຫ່າງໄກ ໂດຍໃຫ້ມີການດຸ່ນດ່ຽງ ລະຫວ່າງ ລະດູແລ້ງ ແລະ ຝົນ ໃຫ້ມີຄວາມພຽງພໍ. ໃນນັ້ນ ທຸກແຂວງຕ້ອງມີສະຖານີແຈກຈ່າຍໄຟດ້ວຍລະບົບ 115 kV.

2.6 ພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ

ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ໃຫ້ກວມທົ່ວທຸກເຂດແຂວງ ຮັບປະກັນການຂະຫຍາຍໄຟຟ້າສູ່ຊຸມຊົນ ໃຫ້ ໄຟຟ້າກາຍເປັນພື້ນຖານໂຄງລ່າງ ໃນການສ້າງເສດຖະກິດຢູ່ຊຸມຊົນຍັບເຂົ້າໃກ້ຕົວເມືອງ. ສົ່ງເສີມການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບຈຳ ໜ່າຍໄຟຟ້າໃຫ້ທົ່ວເຖິງ ແລະ ຕ້ອງຮັບປະກັນຄຸນນະພາບຂອງການກໍ່ສ້າງ, ມີຄວາມປອດໄພ, ຖືກຕ້ອງຕາມມາດຕະຖານ ເຕັກນິກທີ່ກຳນົດໄວ້, ມີຄວາມໂປ່ງໃສ ແລະ ສາມາດກວດສອບໄດ້.

ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ຕ້ອງນອນໃນແຜນ ພັດທະນາໄຟຟ້າພະລັງງານ, ສົ່ງເສີມການເຊື່ອມໂຍງ ລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ, ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ ຕ້ອງຮັບປະກັນການສະໜອງພະລັງງານ ໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ໃຫ້ພຽງພໍ, ເປັນປົກກະຕິ, ທົ່ວເຖິງ ແລະ ມີຄວາມປອດໄພ. ເພື່ອຮັບໃຊ້ແກ່ການພັດທະນາ ເສດຖະກິດ-ສັງ ຄົມ, ຮັບໃຊ້ວຽກງານປ້ອງກັນຊາດ-ປ້ອງກັນຄວາມສະຫງົບ ແລະ ຄົວເຮືອນໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ.

ການພັດທະນາລະບົບຈຳໜ່າຍ ແມ່ນເພື່ອເລັ່ງໃສ່ແກ້ໄຂໃນເຂດທີ່ບໍ່ທັນມີໄຟຟ້ານຳໃຊ້ ໂດຍສະເພາະແມ່ນເຂດຫ່າງ ໄກສອກຫຼີກ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ປະຊາຊົນໄດ້ມີໄຟຟ້າຊົມໃຊ້ ແລະ ຊຸກຍູ້ການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ, ລັດຖະ ບານ ໄດ້ວາງຄາດໝາຍສູ້ຊົນໃຫ້ບັນລຸ 95% ໃນປີ 2020, 98%ໃນປີ 2025 ແລະ 100% ໃນປີ 2030.

ລະບົບຈຳໜ່າຍ ສຳລັບຕົວເມືອງເຂດທີ່ມີຊຸມຊົນແອອັດ, ອາຄານໜາແໜ້ນ ຈະຕ້ອງໄດ້ພິຈາລະນາ ພັດທະນາລະ ບົບຈຳໜ່າຍແບບຝັງດິນ. ເພື່ອຮັບປະກັນຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານໂຄງສ້າງ, ເພື່ອຮັບປະກັນຄວາມປອດໄພ, ຄວາມເປັນລະ ບຽບຮຽບຮ້ອຍ ແລະ ຈີບງາມ. ການກຳນົດແລວສາຍຕ້ອງມີຄວາມເໝາະສົມ, ປະຢັດ, ຖືກຕ້ອງຕາມມາດຕະຖານເຕັກນິກ ຂອງການກໍ່ສ້າງ ແລະ ຄຸນນະພາບ ຖືກຕ້ອງຕາມມາດຕະຖານທາງດ້ານເຕັກນິກທີ່ກຳນົດໄວ້.

ລະບົບຈຳໜ່າຍ ສຳລັບເຂດນອກເມືອງ ແລະ ຊຸມຊົນຈະຕ້ອງໄດ້ພິຈາລະນາ ຮັບປະກັນຄວາມພຽງພໍ ຂອງການ ສະໜອງໄຟຟ້າ, ຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານໂຄງສ້າງ, ທາງດ້ານທີ່ຕັ້ງຂອງຖານໃຫ້ມີຄວາມປອດໄພ, ການກຳນົດແລວສາຍ ຕ້ອງມີຄວາມເໝາະສົມ, ປະຢັດ, ຖືກຕ້ອງຕາມມາດຕະຖານເຕັກນິກຂອງການກໍ່ສ້າງ ແລະ ດ້ານຄຸນນະພາບ.

2.7 ຄວາມໝັ້ນຄົງດ້ານພະລັງງານ

ການສຳຮອງນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟຕ້ອງໃຫ້ສາມາດສະໜອງກຸ້ມ 60 ວັນ ໃນປີ 2025 ແລະ 90 ວັນໃນປີ 2030 ເພື່ອຮັບ ປະກັນໃນກໍລະນີສຸກເສີນທີ່ເກີດຂຶ້ນຈາກໄພທຳມະຊາດ ແລະ ກໍລະນີອື່ນໆ, ການສຳຮອງປະລິມານຜະລິດໄຟຟ້າຕ້ອງໃຫ້ ບັນລຸໄດ້ໃນຂອບເຂດ 15% ຂອງຄວາມຕ້ອງການສູງສຸດ ຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແຕ່ລະໄລຍະ.

2.7.1 ການສຳຮອງນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ

ການສ້າງຄັງແຮສຳຮອງນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ຕ້ອງໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບແຜນຄວາມຕ້ອງການນ້ຳມັນ ໃນແຕ່ລະໄລຍະ ແລະ ຮັບປະກັນໃຫ້ມີນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟນຳໃຊ້ໃນກໍລະນີສຸກເສີນ ຫຼື ເກີດໄພທຳມະຊາດ.

ນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟເປັນພະລັງງານອີກປະເພດໜຶ່ງ ທີ່ມີຄວາມຈຳເປັນ ແລະ ຂາດບໍ່ໄດ້ ທີ່ນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນການພັດທະນາ ເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງປະເທດ ກໍ່ຄືການນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນວຽກງານຂົນສົ່ງເປັນຫຼັກ, ການສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງນັ້ນ ໝາຍເຖິງ ການສ້າງອ່າງເກັບນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ທີ່ມີການນຳເຂົ້າ ແລະ ຈຳໜ່າຍ ສ້າງສົມດຸນຂອງການເກັບກັກນ້ຳມັນໃນອ່າງ ໃຫ້ສາມາດ ສະໜອງໃຫ້ກຸ້ມ 60 ວັນ ໃນແຜນການໄລຍະ 2015-2025 ແລະ 90 ວັນ ໃນແຜນການ 2025-2030 ໃນກໍລະນີສຸກ ເສີນ.

ມາຮອດປີ 2015 ສປປລາວ ຍັງບໍ່ທັນມີຄັງແຮສຳຮອງນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟຂອງລັດຖະບານ, ໄລຍະຜ່ານມາ ຍັງແມ່ນ ການວາງເງື່ອນໄຂໃຫ້ຫົວໜ່ວຍທຸລະກິດ ທີ່ດຳເນີນທຸລະກິດນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟ ກຸ້ມຕົນເອງໃນການສ້າງສາງເກັບນ້ຳມັນ ເພື່ອ ແຮສຳຮອງໃຫ້ໄດ້ບໍ່ໃຫ້ຕ່ຳກວ່າ 10 ວັນ ແລະ ສັ່ງຈຳໜ່າຍໃຫ້ຕົວແທນປ໊ຳຈຳໜ່າຍຂອງຕົນເອງ.

ການສ້າງຄັງແຮສຳຮອງນ້ຳມັນ ໃຫ້ສາມາດສະໜອງກຸ້ມ 60 ວັນ ແລະ ການລົງທຶນເຂົ້າໃນການສ້າງລະບົບຂົນສົ່ງ ນ້ຳມັນທາງທໍ່ ໃນບາງເຂດທີ່ມີລັກສະນະ ພື້ນທີ່ທາງຍຸດທະສາດ ແມ່ນເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນຕົ້ນທຶນການຂົນສົ່ງ ແລະ ຫຼຸດຜ່ອນ ຄວາມສ່ຽງດ້ານຄວາມປອດໄພ, ນອກຈາກນັ້ນຍັງຊຸກຍູ້-ສົ່ງເສີມ ການພັດທະນານ້ຳມັນຊີວະພາບຈາກພືດກະສິກຳໃຫ້ໄດ້ 10% ໃນປີ 2025.

2.7.2 ປະລິມານກຳລັງຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງ

ປະລິມານກຳລັງຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງ ຕ້ອງບັນລຸໃຫ້ໄດ້ 15% ຂອງປະລິມານຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ເພື່ອສ້າງ ຄວາມເຊື່ອໝັ້ນໃຫ້ແກ່ນັກລົງທຶນ ແລະ ຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ຢ່າງສະໝ່ຳສະເໝີ.

ການສຳຮອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແມ່ນເພື່ອການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະບົບໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ແລະ ພຽງພໍ, ສ້າງຄວາມສະຖຽນລະພາບໃຫ້ກັບລະບົບ ໂດຍສະເພາະໃນກໍລະນີເກີດມີເຫດການສຸກເສີນເຊັ່ນ: ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ໃນຊ່ວງ ຄວາມຕ້ອງການສູງແບບຜິດປົກກະຕິ.

ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າສຳຮອງໄລຍະຍາວ ຕ້ອງມີການບໍລິຫານຈັດການບັນດາແຫຼ່ງໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ໂດຍສະເພາະ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ເປັນອ່າງເກັບນ້ຳ (Reservoir) ຈະຕ້ອງເກັບກັກນ້ຳໄວ້ ເພື່ອນຳໃຊ້ນ້ຳເຂົ້າໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໃນ ຍາມຈຳເປັນ, ຊ່ວງລະດູແລ້ງ ແລະ ຊ່ວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການສູງແບບຜິດປົກກະຕິ.

ການວາງແຜນລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດ ຕ້ອງພິຈາລະນາເຖິງກຳລັງສຳຮອງ ໃຫ້ຢູ່ໃນຂອບເຂດ 15% ຂອງ ຄວາມຕ້ອງການສູງສຸດຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ.

2.8 ການພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານ

ພັດທະນາຕະຫຼາດ ຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ໃຫ້ກ້າວໄປສູ່ຮູບແບບ ການແຂ່ງຂັນ ປະມູນຊື້-ປະມູນຂາຍ ຕາມທ່າອ່ຽງຂອງສາກົນ ແລະ ຮັກສາຮູບແບບຜູ້ຮັບຊື້ຜູ້ດຽວ (Single buyer) ເພື່ອຮັກສາຜົນປະໂຫຍດຂອງພາກລັດ ແລະ ສ້າງໃຫ້ມີການແຂ່ງຂັນຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ.

2.8.1 ຕະຫຼາດພາຍໃນ

ລັດຖະບານເປັນຜູ້ບໍລິຫານຄຸ້ມຄອງ ແລະ ອະນຸມັດ ລາຄາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ບົນພື້ນຖານຕ່າງຝ່າຍຕ່າງໄດ້ຮັບຜົນປະໂຫຍດ ແລະ ເປັນທຳ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບການພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງປະເທດໃນແຕ່ລະໄລຍະ, ມີນະໂຍບາຍ ຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມຜູ້ຜະລິດ ແລະ ຜູ້ນຳໃຊ້ໃຫ້ເໝາະສົມ ເພື່ອດຶງດູດການລົງທຶນທັງພາຍໃນ ແລະ ຕ່າງປະເທດ ໂດຍສະ ເພາະການລົງທຶນໃນພາກ ການຜະລິດພະລັງງານທົດແທນ, ພາກຂົນສົ່ງ (ລົດໄຟຟ້າ), ພາກກະສິກຳ ແລະ ພາກອຸດສາຫະກຳທັນສະໄໝ.

ການຊື້ພະລັງງານໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແມ່ນເພື່ອສົ່ງເສີມການພັດທະນາຂະແໜງການຕ່າງໆ ໃຫ້ມີພະລັງງານໄຟ ຟ້າພຽງພໍ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ຜູ້ຊົມໃຊ້ ໂດຍສະເພາະແມ່ນສະໜອງໄຟຟ້າ ໃຫ້ແກ່ໂຮງງານອຸດສະຫະກຳ ຜູ້ສະໜອງຕ້ອງຮັບປະກັນໃນການຜະລິດ ແລະ ສົ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ມີຄຸນນະພາບ.

ສົ່ງເສີມການແຂ່ງຂັນໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອເຮັດໃຫ້ຄວາມອາດສາມາດໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າສູງຂຶ້ນ ແລະ ມີລາຄາທີ່ເໝາະສົມ. ຊຸກຍູ້ພາກເອກະຊົນ ເຂົ້າມາມີບົດບາດໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການລົງທຶນຂອງພາກລັດ.

ການກຳນົດລາຄາຊື້ໄຟຟ້າ ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໂດຍສະເພາະແມ່ນວິສະຫະກິດຂອງລັດ ທີ່ໄດ້ຮັບການມອບໝາຍຈາກລັດຖະບານ ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງຄຸນນະພາບໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ໄດ້ລະດັບ ແລະ ໝັ້ນຄົງ, ລາຄາຊື້ພະລັງງານໄຟຟ້າຕ້ອງບໍ່ສູງກວ່າ ລາຄາຕົ້ນທຶນການຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ລັດລົງທຶນເອງ ຫຼື ທຽບເທົ່າຈາກຕົ້ນທຶນຂອງການຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ໄດ້ຈາກແຫຼ່ງພະລັງງານດຽວກັນຢູ່ປະເທດໃກ້ຄຽງ.

ການຄິດໄລ່ລາຄາໄຟຟ້າທີ່ຊື້ຈາກຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າ ແມ່ນໃຫ້ຄິດໄລ່ຢູ່ຈຸດຮັບສົ່ງໄຟຟ້າ ເຊິ່ງແມ່ນຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ລະຫວ່າງລະບົບກັບສາຍສົ່ງສະເພາະຂອງໂຄງການຜະລິດໄຟຟ້າ, ການຄິດໄລ່ລາຄາຈຳໜ່າຍຢູ່ພາຍໃນ ຕ້ອງຮັບປະກັນຄວາມສອດຄ່ອງກັບ ສະພາບເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງປະເທດ, ຕົ້ນທຶນ, ຄຸນນະພາບໄຟຟ້າ, ນະໂຍບາຍການສົ່ງເສີມການຜະລິດຂອງຂະແໜງການອື່ນໆ ຫຼື ເຂດຫ່າງໄກສອກຫຼີກທີ່ລັດກຳນົດ, ແທດເໝາະກັບເປົ້າໝາຍການຊົມໃຊ້, ຊ່ວງເວລາການຊົມໃຊ້ ແລະ ປະເພດການຊົມໃຊ້.

ລັດຖະບານ ມີນະໂຍບາຍສະໜັບສະໜູນ ກ່ຽວກັບລາຄາໄຟຟ້າ ສຳລັບເຂດຊົນນະບົດຫ່າງໄກສອກຫຼີກ ໃຫ້ກັບປະຊາຊົນ ແລະ ທຸລະກິດ. ໂດຍສະເພາະແມ່ນການຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ, ການຂົນສົ່ງດ້ວຍລົດໄຟຟ້າ, ເຂດອຸດສະຫະກຳ, ໂຮງງານອຸດສະຫະກຳຂຸດຄົ້ນແຮ່ທາດ-ປຸງແຕ່ງແຮ່ທາດ.

2.8.2 ຕະຫຼາດພາກພື້ນ

ພັດທະນາຕະຫຼາດພະລັງງານເພື່ອການສົ່ງອອກ ສ້າງລາຍຮັບເຂົ້າປະເທດ ແລະ ເພີ້ມຄວາມຮ່ວມມືແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າ ທັງເປັນການສ້າງບາດກ້າວເພື່ອຫັນໄປສູ່ການຊື້-ຂາຍ ຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ.

ໂດຍປະຕິບັດຕາມກອບການຮ່ວມມື ທີ່ລັດຖະບານໄດ້ຕົກລົງກັບ ບັນດາປະເທດໃກ້ຄຽງກໍ່ຄືພາຍໃນ ປີ 2025 ຈະ ສົ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ກັບ ຣາຊະອານາຈັກ ໄທ ໃຫ້ບັນລຸຫຼາຍກວ່າ 9.000 MW, ສສ ຫວຽດນາມ 5.000 MW, ຣາຊະ ອານາຈັກ ກຳປູເຈຍ 3.000 MW, ສະຫະພາບ ມຽນມ້າ 500 MW ແລະ ປະເທດມາເລເຊຍ 300 MW.

ພັດທະນາບັນດາໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອການສົ່ງອອກ ຕ້ອງຈັດຕັ້ງປະຕິບັດຕາມ ແຜນພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປລາວ ປີ 2021-2030, ປະຕິບັດຕາມລະບຽບການທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ແລະ ສະແດງໃຫ້ເຫັນເຖິງຜົນປະໂຫຍດທີ່ລັດຖະ ບານ ຈະໄດ້ຮັບຢ່າງຊັດເຈນ ແລະ ສົມເຫດສົມຜົນ ຈາກການນຳໃຊ້ຊັບພະຍາກອນທຳມະຊາດ. ເພື່ອເປັນການຊຸກຍູ້ການ ຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດສັງຄົມ, ຕ້ອງເອົາໃຈໃສ່ເປັນພິເສດຕໍ່ດ້ານເສດຖະກິດ ຂອງແຕ່ລະໂຄງການ ເພື່ອຮັບປະກັນ ປະສິດທິພາບ, ປະສິດທິຜົນ ແລະ ຄວາມຍືນຍົງ.

ການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ແລະ ຂ້າມຜ່ານໄປເຖິງປະເທດທີ່ສາມ ແມ່ນບົນພື້ນຖານການເຈລະຈາ, ຕົກລົງຮ່ວມກັນ ຕ່າງຝ່າຍຕ່າງມີຜົນປະໂຫຍດ ແລະ ມີຄວາມສະດວກໃນການແລກປ່ຽນພະລັງງານ ແລະ ຍັງຊ່ວຍສ້າງ ຄວາມໝັ້ນຄົງໃຫ້ແກ່ຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ພາຍໃນໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.

2.9 ນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ

ຫຼຸດຜ່ອນການເກື້ອກູນເທື່ອລະກ້າວ, ຫັນໄປສູ່ການຊຸກຍູ້ຂະແໜງການທີ່ເປັນບູລິມະສິດ ແລະ ໄລ່ລຽງເຕັມຮູບ ແບບຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ. ການກຳນົດລາຄາໄຟຟ້າແມ່ນໃຫ້ຢູ່ໃນລະດັບທີ່ເໝາະສົມ ແລະ ເປັນທຳຕໍ່ຜູ້ນຳໃຊ້, ມີການກຳນົດ ໂຄງສ້າງລາຄາໄຟຟ້າທີ່ແທດເໝາະ ແລະ ສະທ້ອນເຖິງຕົ້ນທຶນຢ່າງແທ້ຈິງຕາມກົນໄກຕະຫຼາດ. ລາຄາໄຟຟ້າຕ້ອງມີກົນໄກ ສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ຢ່າງປະຢັດ ແລະ ມີການແຂ່ງຂັນ ລວມທັງການພັດທະນາການໃຫ້ບໍລິການ.

ລັດຖະບານເປັນຜູ້ອະນຸມັດລາຄາໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດ, ກຳນົດມາດຕະການໃນການຄຸ້ມຄອງ, ດັດສົມລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອຊຸກຍູ້-ສົ່ງເສີມຜູ້ຜະລິດ ແລະ ຜູ້ນຳໃຊ້ໃຫ້ມີຄວາມເໝາະສົມ; ໃຫ້ນະໂຍບາຍທາງດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ແກ່ຂະແໜງການບູລິ ມະສິດຂອງລັດຖະບານ ເພື່ອສົ່ງເສີມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ.

ການຊື້ໄຟຟ້າຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ ໂດຍສະເພາະ ຟຟລ ທີ່ໄດ້ຮັບການມອບໝາຍຈາກລັດຖະບານ ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງຄຸນ ນະພາບໄຟຟ້າໃນການສະໜອງ, ລາຄາບໍ່ສູງກວ່າລາຄາຕົ້ນທຶນການຜະລິດໄຟຟ້າຂອງລະບົບທັງໝົດ ແລະ ຕ້ອງຕ່ຳກວ່າລັດ ລົງທຶນຜະລິດເອງ ຫຼື ທຽບເທົ່າຈາກຕົ້ນທຶນຂອງການຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ໄດ້ຈາກແຫຼ່ງພະລັງງານດຽວກັນຢູ່ປະເທດໃກ້ຄຽງ.

ການຄິດໄລ່ລາຄາໄຟຟ້າທີ່ຊື້ຈາກຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າ ແມ່ນໃຫ້ຄິດໄລ່ຢູ່ຈຸດຮັບສົ່ງໄຟຟ້າ ເຊິ່ງແມ່ນຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ລະຫວ່າງ ລະບົບກັບສາຍສົ່ງສະເພາະຂອງໂຄງການຜະລິດໄຟຟ້າ, ການຄິດໄລ່ລາຄາຈຳໜ່າຍຢູ່ພາຍໃນ ຕ້ອງຮັບປະກັນຄວາມສອດຄ່ອງ ກັບສະພາບເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງປະເທດ, ຕົ້ນທຶນ, ຄຸນນະພາບໄຟຟ້າ, ນະໂຍບາຍການສົ່ງເສີມການຜະລິດຂອງຂະແໜງ ການອື່ນ ຫຼື ເຂດຫ່າງໄກສອກຫຼີກທີ່ລັດກຳນົດ, ແທດເໝາະກັບເປົ້າໝາຍການຊົມໃຊ້, ຊ່ວງເວລາການຊົມໃຊ້ ແລະ ປະ ເພດການຊົມໃຊ້.

ລັດຖະບານມີນະໂຍບາຍ ລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອການຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ, ການຂົນສົ່ງດ້ວຍລົດໄຟຟ້າ, ເຂດອຸດສະ ຫະກຳ, ໂຮງງານອຸດສະຫະກຳຂຸດຄົ້ນທາດ-ປຸງແຕ່ງແຮ່ທາດ ແລະ ເພື່ອການສົ່ງເສີມການຂະຫຍາຍການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ຂອງ ປະຊາຊົນຢູ່ເຂດຊົນນະບົດຫ່າງໄກສອກຫຼີກ.

2.9.1 ຂະແໜງອຸດສະຫະກຳ

ລັດຖະບານຮັບຮອງ, ຄຸ້ມຄອງ ແລະ ດັດສົມລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອຮັບປະກັນ ໃນການພັດທະນາວຽກງານອຸດສະຫະກຳ ໃຫ້ໄດ້ຮັບການຂະຫຍາຍຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ ທາງດ້ານປະລິມານ ແລະ ຄຸນນະພາບ, ໃຫ້ລາຄາໄຟຟ້າຊຸກຍູ້ການຫັນເປັນອຸດສາຫະກຳ ແລະ ທັນສະໄໝ, ກາຍເປັນຂະແໜງການໜຶ່ງທີ່ປະກອບສ່ວນເຮັດໃຫ້ເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ ຂອງປະເທດ ໃຫ້ມີການຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ.

ພະລັງງານໄຟຟ້າ ເປັນສ່ວນສຳຄັນຕໍ່ການພັດທະນາ ແລະ ການດຳເນີນກິດຈະການດັ່ງກ່າວ, ການກຳນົດລາຄາໄຟຟ້າ , ສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ພຽງພໍ, ການຮັບປະກັນຄວາມສະເຖຍລະພາບ, ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ແມ່ນມີຄວາມສຳຄັນຫຼາຍ ເພື່ອຊຸກຍູ້ໃຫ້ການພັດທະນາວຽກງານອຸດສະຫະກຳໄດ້ດຳເນີນຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ.

ເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ເສດຖະກິດສືບຕໍ່ຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ, ໝັ້ນທ່ຽງ ແລະ ສົມດຸນ ໂດຍການຫັນໂຄງປະກອບເສດຖະກິດຕາມທິດຫັນເປັນອຸດສະຫະກຳ ແລະ ທັນສະໄໝ ເພື່ອສາມາດຕອບສະໜອງການບໍລິໂພກພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ ,ກາຍເປັນຂະແໜງການຫຼັກ ໃນການປະກອບສ່ວນເຮັດໃຫ້ເສດຖະກິດຂອງປະເທດ ມີການຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ. ໃນປີ 2020 ສູ້ຊົນເຮັດໃຫ້ໂຄງປະກອບເສດຖະກິດ ຂະແໜງອຸດສະຫະກຳ ໃຫ້ບັນລຸ 32% ຂອງລວມຍອດຜະລິດຕະພັນພາຍໃນ ຫຼື ໃຫ້ເພີ່ມຂຶ້ນສະເລ່ຍ 15% ຕໍ່ປີ ແລະ ເຮັດໃຫ້ມູນຄ່າການສົ່ງອອກຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 15% ຕໍ່ປີ.

ໄປຄຽງຄູ່ກັບການກຳນົດລາຄາໄຟຟ້າ ຈະຕ້ອງໄດ້ສ້າງຈິດສຳນຶກໃຫ້ປະຊາຊົນ ຊ່ວຍກັນປະຢັດພະລັງງານໄຟຟ້າ, ນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າຢ່າງມີປະສິດທິພາບ, ບໍ່ໃຫ້ມີການເກື້ອກູນ, ໃຫ້ຜູ້ມີລາຍໄດ້ໜ້ອຍສາມາດເຂົ້າເຖິງ ແລະ ນຳໃຊ້ໄດ້ ແລະ ກະຕຸກຊຸກຍູ້ການຜະລິດກະສິກຳ ແລະ ການຜະລິດເປັນສິນຄ້າ. ຊຸກຍູ້ຮັບປະກັນການຜະລິດເປັນສິນຄ້າໃຫ້ມີຫຼາກຫຼາຍ ເພື່ອສ້າງມູນຄ່າເພີ່ມ ໃຫ້ຜະລິດຕະພັນ ແລະ ກາຍເປັນຂະແໜງພື້ນຖານຂອງເສດຖະກິດທີ່ໜັກແໜ້ນ ສາມາດສ້າງວຽກເຮັດ ງານທຳໃຫ້ປະຊາຊົນ ແລະ ສາມາດແຂ່ງຂັນກັບຕ່າງປະເທດ.

ລັດຖະບານມີນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອສົ່ງເສີມຂະແໜງອຸດສະຫະກຳ, ຂະແໜງອຸດສະຫະກຳຂຸດຄົ້ນທາດ-ປຸງແຕ່ງແຮ່ທາດ. ໂດຍສະເພາະ ແມ່ນການສົ່ງເສີມເປັນພິເສດດ້ານນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ ໃນຊ່ວງລະດູຝົນ ລາຍລະອຽດຈະມີ ກົນໄກການກຳນົດສະເພາະໃຫ້ຕ່າງຫາກ.

2.9.2 ຂະແໜງກະສິກຳ ແລະ ການຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ

ລັດຖະບານຮັບຮອງ, ຄຸ້ມຄອງ ແລະ ດັດສົມລາຄາພະລັງງານໄຟຟ້າ. ເພື່ອຮັບປະກັນການຜະລິດ ກະສິກຳ ແລະ ການຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ ໃຫ້ມີຄວາມຫຼາກຫຼາຍໃນການຜະລິດ, ເພື່ອເປັນອາຫານ ແລະ ເປັນສິນຄ້າ, ເພື່ອໃຫ້ໄດ້ຮັບ ການຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ, ເພື່ອໃຫ້ລາຄາໄຟຟ້າສົ່ງເສີມການຜະລິດທີ່ທັນສະໄໝ ແລະ ຕອບສະໜອງການບໍລິໂພກພາຍ ໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ ປະກອບສ່ວນເຂົ້າໃນການພັດທະນາເສດຖະກິດຂອງປະເທດ.

ເພື່ອສະໜັບສະໜູນພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ແກ່ແຜນງານກະສິກຳ ແລະ ການສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານສະບຽງ ອາຫານ ເພື່ອຜະລິດເປັນສິນຄ້າ, ຍົກສູງທາງດ້ານຄຸນນະພາບການຜະລິດຂອງຊາວກະສິກອນ ດ້ວຍການສ້າງເປັນຟາມ, ກຸ່ມ ການຜະລິດ, ວິສະຫະກິດ ແລະ ຄອບຄົວຕົວແບບ ນຳໃຊ້ເທັກໂນໂລຊີທີ່ທັນສະໄໝ ເຂົ້າໃນການຜະລິດໃນສະໜອງສິນຄ້າ ກະສິກຳ ໃຫ້ແກ່ອຸດສະຫະກຳປຸງແຕ່ງ ແລະ ຂະແໜງບໍລິການ ໃຫ້ໄດ້ທັງປະລິມານ ແລະ ຄຸນນະພາບ ໃນການສ້າງມູນຄ່າ ເພີ່ມຜະລິດຕະພັນ ເພື່ອສາມາດຕອບສະໜອງການບໍລິໂພກພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ, ຮັບປະກັນໃຫ້ ມີການຂະຫຍາຍຕົວຢ່າງ ຕໍ່ເນື່ອງ ແລະ ອັດຕາການເພີ່ມຂຶ້ນ 6,72% ຫຼື ກວມເອົາ 29,69% ໃນປີ 2020.

ຮັບປະກັນສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ການຜະລິດເຊັ່ນ: ການສະໜອງນ້ຳເຂົ້ານາ, ເຂດທີ່ບໍ່ມີຊົນລະປະທານ ແລະ ການຜະລິດເພື່ອຄ້ຳປະກັນສະບຽງອາຫານ ເພື່ອສະໜັບສະໜູນໃຫ້ການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດບັນລຸເປົ້າໝາຍ ການຜະລິດເຂົ້າໃຫ້ໄດ້ ປະມານ 26 ລ້ານໂຕ່ນທົ່ວປະເທດໃນປີ 2020; ຮັບປະກັນອັດຕາການບໍລິໂພກ ຊີ້ນ, ປາ ແລະ ໄຂ່ ໃຫ້ໄດ້ໂດຍສະເລ່ຍ 65 ກິໂລຕໍ່ຄົນຕໍ່ປີ, ການຜະລິດຊີ້ນ ແລະ ໄຂ່ ໃຫ້ໄດ້ 258 ພັນໂຕ່ນ, ອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວຝູງສັດ ປະມານ 6% ຕໍ່ປີ ຕາມຄາດໝາຍທີ່ກຳນົດໄວ້.

ມີນະໂຍບາຍລາຄາໄຟຟ້າ ເພື່ອສົ່ງເສີມການຜະລິດກຳສິກຳ ແລະ ການປຸງແຕ່ງ ໂດຍນຳໃຊ້ໃນການຜະລິດກະສິກຳ ໃນຊ່ວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າຕ່ຳ ເພື່ອໃຫ້ເກີດຄວາມສະເຖຍລະພາບໃນລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ລາຍລະອຽດຈະມີກົນໄກການກຳນົດສະເພາະໃຫ້ຕ່າງຫາກ.

2.9.3 ຂະແໜງໂຍທາທິການ ແລະ ຂົນສົ່ງ

ລັດຖະບານມີນະໂຍບາຍ ຊຸກຍູ້-ສົ່ງເສີມ ລາຄາໄຟຟ້າຕໍ່ກັບ ການພັດທະນາລະບົບຄົມມະນາຄົມຂົນສົ່ງ ທີ່ທັນສະໄໝ ແລະ ເປັນມິດຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ໂດຍການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າເຂົ້າບໍລິການໃນຕົວເມືອງ ແລະ ສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ປ່ຽນແທນລົດໃຊ້ນ້ຳມັນ.

ການພັດທະນາກໍ່ສ້າງພື້ນຖານໂຄງລ່າງທີ່ທັນສະໄໝ ທາງດ້ານຄົມມະນາຄົມຂົນສົ່ງ ແມ່ນການສ້າງເງື່ອນໄຂໜຶ່ງທີ່ອຳນວຍຄວາມສະດວກ ໃຫ້ແກ່ການພັດທະນາຂອງຂະແໜງການອື່ນໆເຊັ່ນ: ຂົນສົ່ງສິນຄ້າ ແລະ ໂດຍສານພາຍໃນ. ຊຶ່ງສ່ວນໃຫ່ຍແມ່ນການນຳໃຊ້ນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟສຳເລັດຮູບເປັນຫຼັກ ແລະ ນຳເຂົ້າຈາກຕ່າງປະເທດ 100%, ທີ່ມີທ່ວງທ່າການນຳໃຊ້ເພີ່ມຂຶ້ນເລື້ອຍໆ.

ຄຽງຄູ່ກັບຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ເພີ່ມຂຶ້ນ ລັດຖະບານໄດ້ມີມາດຕະການຄວບຄຸມ ໂດຍການໂຄສະນາ, ປູກຈິດສຳນຶກໃນການປະຢັດ, ສົ່ງເສີມການຜະລິດນ້ຳມັນເຊື້ອໄຟຊີວະພາບ ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການນຳເຂົ້າ ແລະ ສະໜັບສະໜູນ ການພັດທະນາລົດໄຟຄວາມໄວສູງ ລະຫວ່າງ ປະເທດ, ລົດໄຟຟ້ານຳໃຊ້ໃນຕົວເມືອງ, ລົດຈັກໄຟຟ້າ ແລະ ພາຫະນະທີ່ນຳໃຊ້ໄຟຟ້າອື່ນໆ ທີ່ມີຄວາມເໝາະສົມ.

ລັດຖະບານ ຊຸກຍູ້-ສົ່ງເສີມ ການລົງທຶນເຂົ້າໃນການພັດທະນາພື້ນຖານໂຄງລ່າງເຊັ່ນ: ກຳນົດເຂດບໍລິການ, ລານຈອດ, ສະຖານີສາກໄຟ, ມາດຕະການຫຼຸດຜ່ອນພາສີນຳເຂົ້າ ແລະ ກຳນົດນະໂຍບາຍດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ໃຫ້ກັບພາຫະນະທີ່ໃຊ້ໄຟຟ້າຢ່າງເໝາະສົມ ລາຍລະອຽດຈະມີກົນໄກການກຳນົດສະເພາະໃຫ້ຕ່າງຫາກ.

2.10 ການອະນຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ

ສົ່ງເສີມ ການອານຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານໃຫ້ເປັນຮູບປະທຳ, ມີປະສິດທິພາບ, ມີປະສິດທິຜົນ, ຕາມທິດຍືນຍົງ ຕິດພັນກັບສິ່ງແວດລ້ອມ ແມ່ນເພື່ອແນໃສ່ຫຼຸດຜ່ອນການນຳໃຊ້ພະລັງງານຫຼຸດລົງ 10% ໃນປີ 2030 ຕາມຈັ່ງຫວະການຂະຫຍາຍຕົວຂອງເສດຖະກິດ.

ການອານຸລັກ ແລະ ປະຢັດພະລັງງານ ກວມເອົາບັນດາຂະແໜງການຄື: ພາກອຸດສະຫະກຳ, ພາກທີ່ຢູ່ອາໄສ, ພາກຕຶກອາຄານທຸລະກິດ ແລະ ສຳນັກງານ ແລະ ພາກຂົນສົ່ງ ເປັນຕົ້ນແມ່ນແນ່ໃສ່ ສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ອຸປະກອນໄຟຟ້າ, ເຄື່ອງຈັກພາຫະນະ ຫຼື ລະບົບການຜະລິດທີ່ປະຢັດພະລັງງານ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບມາດຕະຖານສະມັດຕະພາບດ້ານພະລັງງານຕ່ຳສຸດ ໂດຍສະເພາະປະເພດມໍເຕີ ແລະ ອຸປະກອນເຄື່ອງໃຊ້ພະລັງງານອື່ນໆ.

ສຳລັບຂັ້ນຕອນ, ການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ແລະ ບັນດາລາຍລະອຽດທີ່ກ່ຽວຂ້ອງ ແມ່ນໃຫ້ອີງໃສ່ “ນະໂຍບາຍແຫ່ງຊາດ ວ່າດ້ວຍການປະຢັດ ແລະ ອະນຸລັກພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ” ສະບັບເລກທີ 209/ລບ, ລົງວັນທີ 4 ກໍລະກົດ 2016.

ພາກທີ III ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

3.1 ຫຼັກການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

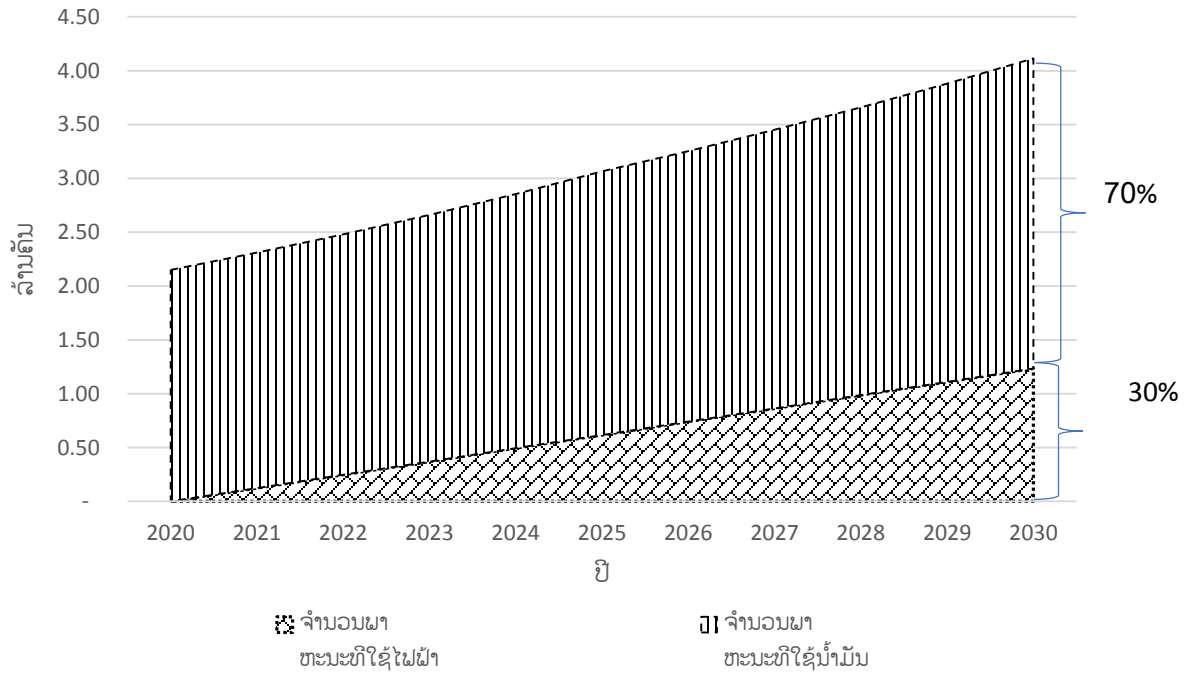
ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ເປັນວຽກງານທີ່ມີຄວາມສຳຄັນຢ່າງຍິ່ງ ຕໍ່ການວາງຍຸດທະສາດ ການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ, ຄວາມລະອຽດ, ຄົບຖ້ວນ, ຖືກຕ້ອງ ແລະ ຊັດເຈນ ຂອງການຄາດຄະເນ ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານ ຈະເຮັດໃຫ້ການວາງແຜນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ການວາງແຜນລະບົບສາຍສົ່ງ ມີຄວາມເໝາະ ສົມ ແລະ ສອດຄ່ອງກົມກຽວ. ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ 2021 ຫາ 2030 ແມ່ນໄດ້ພິຈາລະນາ ໃຊ້ 2 ຮູບແບບປະສົມປະສານ ຄື: ❶ ການຄາດຄະເນແບບແຕ່ເທິງລົງ ລຸ່ມ (Top down) ແມ່ນການຄາດການໂດຍອີງໃສ່ການຂະຫຍາຍຕົວຂອງ ເສດຖະກິດ-ສັງຄົມເປັນຫຼັກ, ❷ ການຄາດ ຄະເນແຕ່ລຸ່ມຂຶ້ນເທິງ (Bottom-Up) ແມ່ນການຄາດຄະເນໂດຍອີງໃສ່ການຂະຫຍາຍຕົວສະເພາະ ຂອງຂະແໜງການນຳ ໃຊ້ໄຟຟ້າຕ່າງໆຢ່າງລະອຽດ. ຂອບເຂດການຄາດຄະເນແມ່ນໄດ້ກວມເອົາການ 2 ດ້ານຄື: ດ້ານພະລັງງານໄຟຟ້າ (Energy) ແລະ ດ້ານກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດ (Peak Demand), ໂດຍໄດ້ແບ່ງອອກເປັນ 18 ແຂວງ, 4 ພາກ (ເໜືອ, ນະຄອນຫຼວງ, ກາງ ແລະ ໃຕ້), 5 ຂະແໜງການ (ອຸດສາຫະກຳ, ທີ່ຢູ່ອາໄສ, ທຸລະກິດ, ຂົນສົ່ງ ແລະ ກະສິກຳ) ແລະ 5 ກໍລະນີສຶກສາ (BAU, EV, IN, EV+IN ແລະ COVID19). ວິທີການຄາດຄະເນແມ່ນ ໄດ້ມີການເກັບກຳ, ວິເຄາະວິໄຈຂໍ້ມູນສະຖິຕິ ຕ່າງໆນັບແຕ່ປີ 2000 ຫາ 2018 ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ຂໍ້ມູນ ສະຖິຕິການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ, ຂໍ້ມູນ GDP ຂອງແຕ່ລະຂະແໜງການ, ຂໍ້ມູນປະຊາກອນ, ຂໍ້ມູນ ລາຄານ້ຳມັນດິບ, ຂໍ້ມູນລາຄາໄຟຟ້າ, ຂໍ້ມູນຈຳນວນຄົວເຮືອນ, ຂໍ້ມູນຈຳນວນລົດ, ຂໍ້ມູນແຜນ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຂອງອຸດສາຫະກຳຂະໜາດໃຫ່ຍ ແລະ ອື່ນໆ, ຂໍ້ມູນເລົ່ານີ້ແມ່ນຈະໄດ້ນຳມາ ວິເຄາະພິດຕະກຳ ເພື່ອສ້າງ ເປັນສົມຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການຂອງແຕ່ລະຂະແໜງການໂດຍນຳໃຊ້ໂປຼແກຼມ Microfit ຫຼັງຈາກນັ້ນຈຶ່ງ ນຳໃຊ້ ໂປຼແກຼມ LEAP ແລະ ໂປຼແກຼມ MEAD-E ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານ ແລະ ກຳລັງໄຟຟ້າຕາມລາດັບ. ນອກຈາກນັ້ນ, ຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ ຍັງໄດ້ມີການປຽບທຽບກັບ ການຄາດຄະເນຂອງ ຟຟລ, IAEA, USAID, JICA ແລະ ບໍລິສັດທີ່ປຶກສາ PWC ເພື່ອເປັນທາງເລືອກໃນການພິຈາລະນາ ຂອບເຂດການຄາດຄະເນຄວາມ ຕ້ອງການໃຫ້ຖືກຕ້ອງທີ່ສຸດ.

3.1.1. ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານ ແມ່ນການຄາດຄະເນໂດຍອີງໃສ່ການຂະຫຍາຍຕົວຂອງ ເສດຖະກິດເປັນຫຼັກເຊັ່ນ: ❶ ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ ແມ່ນອີງຕາມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງ GDP ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ (Gross Domestric Production of Industry: INGDP) ສະເລ່ຍແລ້ວມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວ 7,2%/ປີ, ❷ ຂະແໜງຂົນສົ່ງ ແມ່ນອີງຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນການແລ່ນລົດໄຟຟ້າ ລາວ-ຈີນ, ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ຄາດວ່າຈະຂະຫຍາຍຕົວຢູ່ທີ 10,2 %/ປີ, ❸ ຂະແໜງທີ່ຢູ່ອາໄສ, ❹ ຂະແໜງບໍລິການ ແລະ ❺ ຂະແໜງກະສິກຳ ແມ່ນ ອີງຕາມ ສະຖິຕິການຂະຫຍາຍຕົວຂອງການນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າໃນໄລຍະຜ່ານມາ, ການຂະຫຍາຍຕົວ GDP ຂະແໜ ງການ,ປະຊາກອນ ແລະ ລາຄາໄຟຟ້າແຕ່ລະຂະແໜງການເປັນຫຼັກ.

3.1.2. ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແມ່ນອີງຕາມຍຸດທະສາດ ວ່າດ້ວຍການສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ພະລັງງານສະອາດ ໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມ-ຂົນສົ່ງ ແຜນພັດທະນາຮອດປີ 2025, ຍຸດທະສາດຮອດປີ 2030 ແລະ ວິໄສທັດ ຮອດປີ 2050 ທີ່ຖືກຮັບຮອງ ແລະ ປະກາດໃຊ້ ຈາກລັດຖະບານ ໃນວັນທີ 11 ພຶດສະພາ 2020 ໂດຍສົມມຸດຖານໃຫ້ໃນເບື້ອງຕົ້ນ ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າໃນ 4 ແຂວງ ຄື: ແຂວງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ແຂວງຫຼວງພະບາງ, ແຂວງ ສະຫວັນນະເຂດ ແລະ ແຂວງຈຳປະສັກ, ປະເພດພາຫະນະລວມມີ ລົດຈັກໄຟຟ້າ, ລົດເກັ່ງໄຟຟ້າ, ລົດຈີບໄຟຟ້າ, ລົດເມໄຟຟ້າ ແລະ ລົດບັນທຸກໄຟຟ້າ ແລະ ຮອດປີ 2030 ໃຫ້ມີອັດຕາສ່ວນການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າກວມເອົາ 30% ຫຼື ເທົ່າກັບ 1.2 ລ້ານຄັນ ຂອງຈຳນວນພາຫະນະທີ່ໃຊ້ນຳມັນທັງໝົດ ດັ່ງເສັ້ນສະແດງ 3.1.



ຮູບທີ່ 3- 1: ເສັ້ນສະແດງອັດຕາສ່ວນການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງພາຫະນະນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ

(ລາຍລະອຽດການຄິດໄລ່ຕາມເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ ຕາຕະລາງ A3-A13)

3.1.3. ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ກໍລະນີນີ້ແມ່ນກໍລະນີສົມມຸດຖານໃຫ້ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສູງກວ່າປົກກະຕິ ໂດຍອີງຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງເຂດອຸດສະຫະກຳ ແລະ ເຂດເສດຖະກິດຕ່າງໆ ທົ່ວປະເທດ ແລະ ການໃຫ້ນະໂຍບາຍ ດຶງດູດການລົງທຶນ ດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ແລະ ນະໂຍບາຍດ້ານຕ່າງໆຈາກລັດຖະບານ ເຫັນວ່າ ກໍລະນີສຶກສານີ ຈະເຮັດໃຫ້ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 13,7%/ປີ ສູງກ່ວາການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີພື້ນຖານ 6,5%.

3.1.4. ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN)

ກໍລະນີນີ້ແມ່ນສົມມຸດຖານໃຫ້ ມີການສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ຕາມຍຸດທະສາດ ວ່າດ້ວຍການສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ພະລັງງານສະອາດໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມ-ຂົນສົ່ງ ແຜນພັດທະນາຮອດປີ 2025, ຍຸດທະສາດຮອດປີ 2030 ແລະ ວິໄສທັດ ຮອດປີ 2050 ແລະ ສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສູງ ຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງເຂດອຸດສະຫະກຳ ແລະ ເຂດເສດຖະກິດຕ່າງໆ ແລະ ການໃຫ້ນະໂຍບາຍ ດຶງດູດການລົງທຶນ ດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ແລະ ນະໂຍບາຍດ້ານຕ່າງໆ ຈາກລັດຖະບານ ພ້ອມໆກັນ ເຮັດໃຫ້ກໍລະນີນີ້ແມ່ນກໍລະນີທີ່ມີການຂະຫຍາຍຕົວສູງສຸດ.

3.1.5. ກໍລະນີເກີດພະຍາດລະບາດອັກເສບປອດຈາກເຊື້ອຈຸລະໂລກສາຍພັນໃຫ່ມ (COVID-19)

ການເກີດພະຍາດລະບາດອັກເສບປອດຈາກເຊື້ອຈຸລະໂລກສາຍພັນໃຫ່ມ COVID-19 ເຮັດໃຫ້ເສດຖະກິດທົ່ວໂລກ ກໍ່ຄືເສດຖະກິດຂອງປະເທດ ມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວຊ້າລົງ. ຕາມບົດລາຍງານຜົນກະທົບຂອງ COVID-19 ຕໍ່ເສດຖະກິດຂອງ ສປປ ລາວ ທັງໃນໄລຍະສັ້ນ ແລະ ໄລຍະຍາວ, ສະບັບເລກທີ 05/ສຄສຊ, ລົງວັນທີ 19 ເມສາ 2020 ໃຫ້ຮູ້ວ່າ ການເກີດພະຍາດດັ່ງກ່າວນີ້ ຈະກະທົບໂດຍກົງຕໍ່ການເຕີບໂຕຂອງເສດຖະກິດແຫ່ງຊາດ (GDP) ໂດຍສະເພາະແມ່ນ ຂະແໜງການ ທ່ອງທ່ຽວ, ການຄ້າ, ການລົງທຶນ ແລະ ຂະແໜງອື່ນ ສະຖາບັນຄົ້ນຄວ້າເສດຖະກິດແຫ່ງຊາດ ຄາດຄະເນວ່າເສດຖະກິດແຫ່ງຊາດຂອງ ສປປ ລາວ ຂະຫຍາຍຕົວຕ່ຳລົງຈາກ 6,1% ໃນປີ 2019 ລົງມາໃນລະດັບ 3,3% ໃນປີ 2020 ເຊິ່ງຕ່ຳກວ່າທີ່ຄາດໄວ້ເບື້ອງຕົ້ນ (4,5%) ໃນເດືອນມີນາ 2020; ADB ໄດ້ຄາດຄະເນ ການເຕີບໂຕ GDP ຂອງ ສປປ ລາວ ສຳລັບ 2020 ແມ່ນ 3,5%, ທະນາຄານໂລກ (Work Bank) ຄາດຄະເນ 3,6 % (ແຕ່ຈະມີການປັບລົງຍັງເຫຼືອ -2,2% ຕາມການສົນທະນາບໍ່ເປັນທາງການຂອງຊ່ຽວຊານ WB) ກອງທຶນສາກົນ (IMF) ຄາດຄະເນ 0,7 % ສຳລັບປີ 2020. ສະນັ້ນ, ໃນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າກໍລະນີນີ້ແມ່ນໄດ້ມີການປັບຕົວເລກ GDP ໃຫ້ຫຼຸດລົງ ຕາມການວິເຄາະຂອງພາກສ່ວນຕ່າງໆຂ້າງເທິງໂດຍໃຫ້ GDP ປີ 2021 ຫາ 2023 ຂະຫຍາຍຕົວ 2,5 %, 2023 ຫາ 2025 ໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ 4%, ປີ 2025 ຫາ 2030 ໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ 6% ແລະ ປີ 2030 ຫາ 2050 ໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ 5,7%.

3.2 ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງ

3.2.1 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 15.464 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ (AAGR) ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 6,8%/ປີ. ແຂວງທີ່ນຳໃຊ້ໄຟຟ້າຫຼາຍກວ່າໝູ່ແມ່ນ ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າປະມານ 3.835 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 5%/ປີ, ຕໍ່ມາແມ່ນແຂວງຫຼວງພະບາງ, ແຂວງຄຳມ່ວນ, ແຂວງສະຫວັນນະເຂດ, ແຂວງວຽງຈັນ ແລະ ແຂວງອື່ນຕາມລຳດັບ.

ຕາຕະລາງ 3- 1: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງ ກໍລະນີ (BAU)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021-2030
ຜົ້ງສາລີ	39	46	52	59	66	108	12.0%
ບໍ່ແກ້ວ	429	466	500	531	560	696	5.5%
ຫຼວງນ້ຳທາ	94	111	128	146	165	278	12.8%
ອຸດົມໄຊ	257	293	329	366	404	619	10.2%
ຫຼວງພະບາງ	1.320	1.421	1.508	1.586	1.654	1.933	4.3%
ຫົວພັນ	60	69	78	88	98	155	11.1%
ຊຽງຂວາງ	103	122	141	161	182	309	13.0%
ໄຊສົມບຸນ	600	649	693	732	768	928	5.0%
ວຽງຈັນ	703	760	811	857	898	1.082	4.9%
ໄຊຍະບຸລີ	197	224	251	278	306	464	10.0%
ນະຄອນຫຼວງ	2.373	2.579	2.763	2.935	3.094	3.835	5.5%
ບໍລິຄຳໄຊ	369	413	455	498	540	773	8.6%
ຄຳມ່ວນ	600	681	761	842	924	1.392	9.8%
ສະຫວັນນະເຂດ	600	669	736	802	867	1.222	8.2%
ຈຳປາສັກ	514	571	625	677	729	1.005	7.7%
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	8.564	9.419	10.212	10.978	11.712	15.464	6.8%

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 2.541 MW, ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 7%/ປີ, ແຂວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການສູງກວ່າໝູ່ ແມ່ນນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ມີຄວາມຕ້ອງການປະມານ 660 MW, ຕໍ່ມາແມ່ນແຂວງຫຼວງພະບາງ ມີຄວາມຕ້ອງການ ປະມານ 380 MW ເຊິ່ງສາເຫດແມ່ນມາຈາກ ໂຄງການ Wrap Data Technology Laos Sole LTD ທີ່ມີຄວາມ ຕ້ອງການ ກຳລັງໄຟຟ້າເຖິງ 260 MW ໃນປີ 2021 ແລະ ອາດມີຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຄືງທີ່ຈົນຮອດປີ 2030.

ຕາຕະລາງ 3- 2: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແບ່ງຕາມແຂວງ (BAU)

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ແຂວງ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021 -2030
ຜົ້ງສາລີ	4	4	5	6	6	10	11%
ບໍ່ແກ້ວ	37	45	49	53	57	76	8%
ຫຼວງນ້ຳທາ	16	21	23	25	28	46	12%
ອຸດົມໄຊ	24	28	33	35	39	56	10%
ຫຼວງພະບາງ	255	270	283	296	308	380	5%
ຫົວພັນ	14	15	17	20	23	43	13%
ຊຽງຂວາງ	17	21	26	28	31	54	14%
ໄຊສົມບຸນ	81	91	100	108	117	166	8%
ວຽງຈັນ	92	97	107	115	120	152	6%
ໄຊຍະບຸລີ	45	52	56	61	65	90	8%
ນະຄອນຫຼວງ	410	447	481	510	537	660	5%
ບໍລິຄຳໄຊ	70	76	101	114	126	182	11%
ຄຳມ່ວນ	107	118	134	149	163	232	9%
ສະຫວັນນະເຂດ	78	85	94	102	110	148	7%
ຈຳປາສັກ	77	84	85	89	91	119	5%
ສາລະວັນ	24	29	32	36	41	68	12%
ເຊກອງ	6	8	10	12	15	32	21%
ອັດຕະປື	23	23	23	24	25	29	3%
ລວມ	1.380	1.514	1.659	1.783	1.902	2.541	7%

3.2.2 ກໍລະນີສິ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 16.787 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 7,6%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 0,8% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າປະມານ 1.322 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ.

ຕາຕະລາງ 3- 3: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ກໍລະນີ	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%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	132	264	397	529	661	1.322	0,8%

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 2.760 MW, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 7,9%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 0,9% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າຈາກການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າປະມານ 219 MW.

ຕາຕະລາງ 3- 4: ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດ ກໍລະນີ (EV)

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ກໍລະນີ	**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%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	16	41	65	88	111	219	0,9%

3.2.3 ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 19.092 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 7,5%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 0,7% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກການສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ປະມານ 3.628 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ.

ຕາຕະລາງ 3- 5: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (IN)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ກໍລະນີ	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**AAGR (%) 2021 -2030**
BAU	8.564	9.419	10.212	10.978	11.712	15.464	6,8%
IN	9.931	10.842	11.787	12.794	13.702	19.092	7,5%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	1.367	1.423	1.576	1.816	1.990	3.628	0,7%

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 2.965 MW, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 8,7%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 1,7% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງ ໄຟຟ້າຈາກການສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ປະມານ 424 MW.

ຕາຕະລາງ 3- 6: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (IN)

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ກໍລະນີ	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**AAGR (%) 2021 -2030**
BAU	1.380	1.514	1.659	1.783	1.902	2.541	7%
IN	1.403	1.542	1.715	1.883	2.030	2.965	8,7%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	23	28	57	99	129	424	1,7%

(ລາຍລະອຽດການຄິດໄລ່ຕາມເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ ຕາຕະລາງ A14-A18)

3.2.4 ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 20.415 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 8,2%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 1,4% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳ ເພີ່ມຂຶ້ນປະມານ 4.951 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ.

ຕາຕະລາງ 3- 7: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV+IN)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ກໍລະນີ	**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+IN	10.063	11.106	12.184	13.323	14.363	20.415	8.2%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	1.499	1.687	1.972	2.345	2.650	4.951	1,4%

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 3.188 MW, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 9,5%/ປີ, ສູງກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 2,5% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າຈາກການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ ປະມານ 647 MW.

ຕາຕະລາງ 3- 8: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV+IN)

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ກໍລະນີ	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**AAGR (%) 2021 -2030**
BAU	1.380	1.514	1.659	1.783	1.902	2.541	7%
EV+IN	1.406	1.571	1.770	1.962	2.134	3.188	9,5%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	26	57	111	178	232	647	2,5%

3.2.5 ກໍລະນີເກີດພະຍາດລະບາດອັກເສບປອດຈາກເຊື້ອຈຸລະໂລກສາຍພັນໃຫ່ມ (COVID-19)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 13.820 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 5,7%/ປີ, ຕ່ຳກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 1,1% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຫຼຸດລົງ ປະມານ 1.644 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ.

ຕາຕະລາງ 3- 9: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (COVID-19)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ກໍລະນີ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021-2030
BAU	8.564	9.419	10.212	10.978	11.712	15.464	6,8%
COVID-19	8.390	9.118	9.759	10.354	10.912	13.820	5,7%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	-174	-301	-453	-624	-800	-1.644	-1,1%

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີຄວາມຕ້ອງການທັງໝົດ ປະມານ 2.343 MW, ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 6,1%/ປີ, ຕ່ຳກວ່າການຂະຫຍາຍຕົວໃນກໍລະນີ BAU 0,9% ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ຫຼຸດລົງປະມານ 198 MW.

ຕາຕະລາງ 3- 10: ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (COVID-19)

ຫົວໜ່ວຍ: (MW)

ກໍລະນີ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021 -2030
BAU	1.380	1.514	1.659	1.783	1.902	2.541	7%
COVID-19	1.375	1.516	1.636	1.735	1.829	2.343	6,1%
ການສົມທຽບຄວາມແຕກຕ່າງ	-5	2	-23	- 48	-73	-198	-0,9%

3.3 ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການ

3.3.1 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການ ຮອດປີ 2030, ຂະແໜງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຫຼາຍກວ່າໝູ່ແມ່ນ ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ, ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານປະມານ 8.254 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ກວມເອົາ 53%, ມີອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 7,6%/ປີ, ຕໍ່ມາແມ່ນຂະແໜງທີ່ຢູ່ອາໄສ, ຂະແໜງບໍລິການ, ຂະແໜງຂົນສົ່ງ ແລະ ຂະແໜງກະສິກຳ.

ຕາຕະລາງ 3- 11: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າແບ່ງຕາມຂະແໜງການ ກໍລະນີ (BAU)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ຂະແໜງການ	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**AAGR (%) 2021 -2030**
ອຸດສາຫະກຳ	4.257	4.764	5.231	5.671	6.096	8.254	7.6%
ບໍລິການ	1.546	1.653	1.758	1.865	1.975	2.604	6.0%
ທີ່ຢູ່ອາໄສ	2.543	2.727	2.903	3.071	3.233	4.001	5.2%
ຂົນສົ່ງ	143	165	187	209	231	342	10.2%
ກະສິກຳ	83	118	142	170	184	263	13.6%
ລວມ	8.572	9.427	10.220	10.986	11.718	15.464	6.8%

3.3.2 ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າຕາມຍຸດທະສາດ ຕາມຍຸດທະສາດ ວ່າດ້ວຍການສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ພະລັງງານສະອາດໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມ-ຂົນສົ່ງ ເຮັດໃຫ້ ຮອດປີ 2030 ຂະແໜງຂົນສົ່ງມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າປະມານ 1.664 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ມີອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 22,2%/ປີ ສູງກວ່າກໍລະນີ BAU, 12%.

ຕາຕະລາງ 3- 12: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ຂະແໜງການ	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**	**AAGR (%) 2021-2030**
ຂົນສົ່ງກໍລະນີພື້ນຖານ	143	165	187	209	231	342	10,2%
ກໍລະນີ ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ	275	429	583	738	892	1.664	22,2%
ການນຳໃຊ້ພະລັງງານເພີ່ມຂຶ້ນ	132	264	397	529	661	1.322	12%

3.3.3 ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ການສົ່ງເສີມໃຫ້ຂະແໜງອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສູງ ໂດຍອີງຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງເຂດອຸດສະຫະກຳ ແລະ ເຂດເສດຖະກິດຕ່າງໆ ທົ່ວປະເທດ ແລະ ການໃຫ້ນະໂຍບາຍ ດຶງດູດການລົງທຶນ ດ້ານລາຄາໄຟຟ້າ ແລະ ນະໂຍບາຍດ້ານຕ່າງໆຈາກລັດຖະບານ ເຮັດໃຫ້ ຮອດປີ 2030 ມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າປະມານ 11.883 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ, ມີອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 8,7%/ປີ ສູງກວ່າກໍລະນີ BAU, 1,1%.

ຕາຕະລາງ 3- 13: ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (IN)

ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)

ຂະແໜງການ	2021	2022	2023	2024	2025	2030	AAGR (%) 2021-2030
ອຸດສາຫະກຳກໍລະນີພື້ນຖານ	4.257	4.764	5.231	5.671	6.096	8.254	7,6%
ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ	5.626	6.189	6.807	7.488	8.087	11.883	8,7%
ການນຳໃຊ້ພະລັງງານເພີ່ມຂຶ້ນ	1.368	1.424	1.577	1.817	1.991	3.628	1,1%

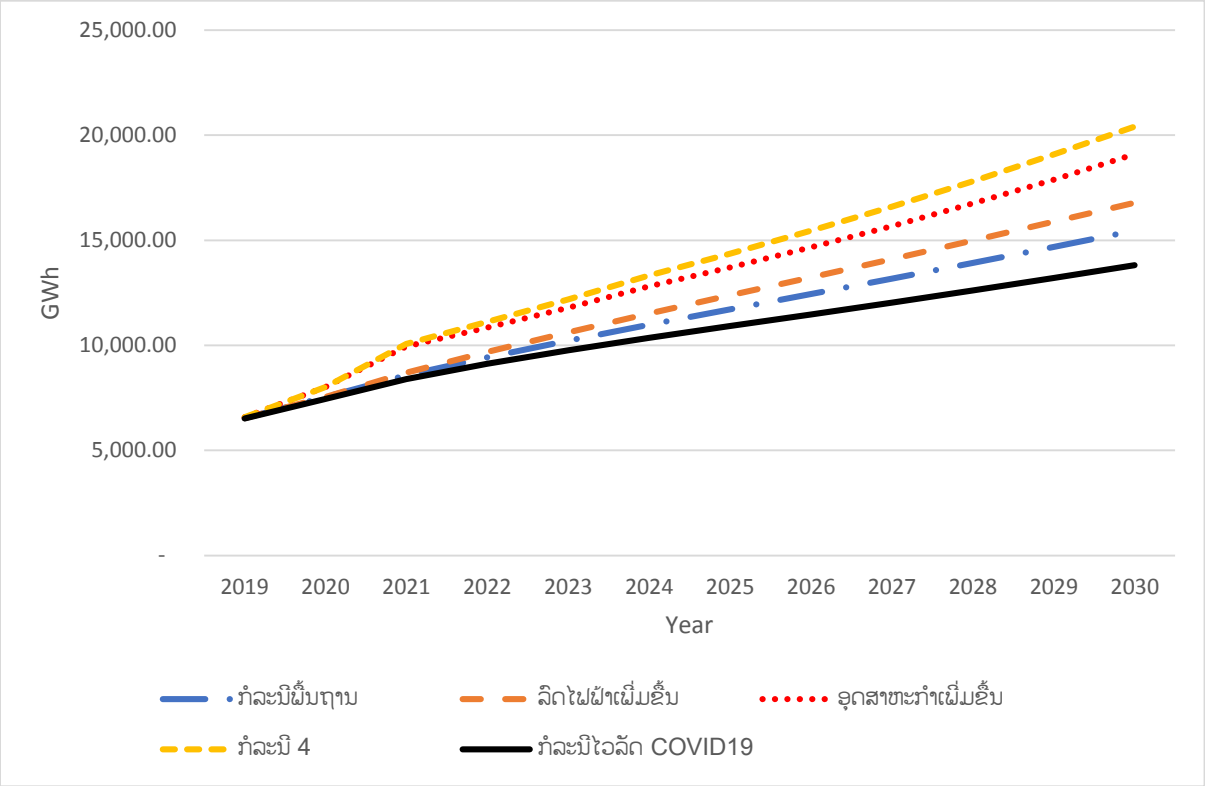
3.4 ສະຫຼຸບ

ຈາກການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າໃນ 5 ກໍລະນີສຶກ ເຫັນວ່າ ຮອດປີ 2030 ຈະມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າໃນກໍລະນີຕ່ຳສຸດປະມານ 13.820 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດ ປະມານ 20.415 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ຫຼື ອາດຈະຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 5,7% ຫາ 8,2%/ປີ. ຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີຕ່ຳສຸດ ປະມານ 2.343 MW ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດປະມານ 3.188 MW ຫຼື ອາດຈະຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ ແຕ່ 6,1% ຫາ 9,5%/ປີ.

ຕາຕະລາງ 3- 14: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານແຕ່ກໍລະນີສຶກສາ

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%



ຮູບທີ່ 3- 2: ເສັ້ນສະແດງການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ.

ຕາຕະລາງ 3- 15: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າແຕ່ກໍລະນີສຶກສາ

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%

ຈາກຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານ 5 ກໍລະນີຂ້າງເທິງ ໄດ້ມາສົມທຽບກັບ ຜົນການສຶກສາການຄາດຄະເນຜ່ານມາ ຂອງ ພາກສ່ວນຕ່າງໆ ສະແດງໃຫ້ເຫັນດັ່ງ ຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້ ເຫັນວ່າ ຮອດປີ 2030 ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໃນກໍລະນີ EV+IN ແມ່ນມີຄວາມຕ້ອງການຫຼາຍກວ່າໝູ່, ຕໍ່ມາແມ່ນກໍລະນີ IN ແລະ ກໍລະນີ ຂອງ JICA. ແຕ່ຖ້າທຽບກໍລະນີ BAU ກັບ ກໍລະນີທີ່ພາກສ່ວນອື່ນຄາດຄະເນແມ່ນ ຂ້ອນຂ້າງມີຄວາມໃກ້ຄຽງກັນ.

ຕາຕະລາງ 3- 16: ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າກັບພາກສ່ວນຕ່າງໆ

	DEPP/MEM									ຫົວໜ່ວຍ: (GWh)
Year	BAU	EV	IN	EV+IN	COVID-19	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
2022	9.419	9.683	10.842	11.106	9.118	9.685	7.978	6.230	11.171	7.479
2023	10.212	10.609	11.787	12.184	9.759	10.181	8.755	6.584	11.834	8.120
2024	10.978	11.507	12.794	13.323	10.354	10.794	9.496	6.937	12.637	8.835
2025	11.712	12.373	13.702	14.363	10.912	11.428	10.218	7.291	13.463	9.624
2026	12.441	13.235	14.658	15.452	11.466	12.072	11.060	7.753	14.261	10.495
2027	13.175	14.101	15.670	16.596	12.028	12.757	11.756	8.216	15.035	11.425
2028	13.922	14.980	16.744	17.802	12.607	13.470	12.574	8.679	15.830	12.447
2029	14.688	15.878	17.886	19.076	13.206	14.230	13.351	9.142	16.632	13.568
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%

ພາກທີ IV ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ

4.1. ສະພາບລວມ

ປະຈຸບັນບັນດາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ (ລວມທັງສົ່ງອອກ) ແມ່ນມາຈາກໄຟຟ້ານ້ຳຕົກກວມເອົາເກືອບທັງໝົດ ຂອງຈຳນວນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຫຼື ຫຼາຍກວ່າ 80,41%, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນກວມເອົາ 18,61% ແລະ ໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນ ແລະ ຊີວະມວນກວມເອົາ 0,98% ຂອງກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທັງໝົດ. ໃນນັ້ນ, ໂຄງການຜະລິດໄຟຟ້າຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 91,49%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 3,17% ແລະ ໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ 5,34%, ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກແບບຝ່າຍນ້ຳລົ້ນ (Run of the River) ແລະ ມີອ່າງເກັບຂະໜາດນ້ອຍ ກວມເອົາປະມານ 70% ຂອງຈຳນວນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້ານ້ຳຕົກທັງໝົດ, ຈຳນວນໂຄງການທີ່ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ 15 MW ລົງໄປ ຫຼາຍກວ່າ 53% ຫຼື ຫຼາຍກວ່າ 21 % ຂອງກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທັງໝົດ, ເປັນໂຄງການສະໜອງໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງຕ່ຳ, ນອກຈາກນັ້ນທີ່ຕັ້ງຂອງໂຄງການດັ່ງກ່າວແມ່ນນອນຢູ່ໃນເຂດພາກເໜືອ ແລະ ພາກໃຕ້ເປັນຈຳນວນຫຼາຍ, ແຕ່ເຂດທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງແມ່ນເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ແລະ ບັນດາແຂວງພາກກາງ ຊຶ່ງເຮັດໃຫ້ແຜນການນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າ ມີຄວາມຫຍຸ້ງຍາກ ແລະ ມີຄ່າສິ້ນເປືອງຫຼາຍ, ເນື່ອງຈາກແຫຼ່ງຜະລິດຢູ່ຫ່າງໄກຈາກເຂດຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ ຊຶ່ງຈຳເປັນຕ້ອງສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຍາວ. ສະນັ້ນ, ການຄັດເລືອກໂຄງການທີ່ຈະເອົາເຂົ້າໃນແຜນພັດທະນາ ຈຶ່ງເຫັນວ່າຈຸດທີ່ຕັ້ງຂອງໂຄງການມີຄວາມສຳຄັນ ແລະ ມີຄວາມຈຳເປັນຕ້ອງເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຈາກຫຼາຍປະເພດ ເພື່ອຮັບປະກັນຄວາມໝັ້ນຄົງໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ພຽງພໍຕະຫຼອດປີ, ທັງເອົາໃຈໃສ່ການບໍລິຫານຈັດການ ການນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າຢ່າງມີປະສິດທິພາບ ທັງດັດສົມການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ທີ່ເພີ່ມຂຶ້ນໃນແຕ່ລະໄລຍະ, ຮັບປະກັນທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ, ສິ່ງແວດລ້ອມຂອງໂຄງການ ແລະ ພັດທະນາຕາມທິດສີຂຽວຍືນຍົງ.

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນໄລຍະຜ່ານມາ ເຫັນວ່າ ຍັງມີຫຼາຍດ້ານທີ່ເປັນອຸປະສັກ ແລະ ສິ່ງທ້າທາຍ ຕໍ່ກັບການບໍລິຫານ-ຈັດການ ແລະ ຄຸ້ມຄອງການຜະລິດໄຟຟ້າ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ບໍ່ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້, ແຕ່ກົງກັນຂ້າມ ໃນລະດູຝົນແມ່ນສາມາດຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ຫຼາຍ ເກີນຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ; ເຊິ່ງຮຽກຮ້ອງໃຫ້ມີກົນໄກ ແລະນະໂຍບາຍທີ່ເໝາະສົມ ເປັນຕົວຂັບເຄື່ອນ, ສິ່ງເສີມໃຫ້ບັນດາເຂື່ອນໄຟຟ້າຕ່າງໆ ມີກົນໄກໃນການບໍລິຫານນ້ຳໃຫ້ເໝາະສົມ ເພື່ອການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງເພີ່ມຂຶ້ນ, ໂດຍ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ໄດ້ສະເໜີຕໍ່ລັດຖະບານໃຫ້ອອກຂໍ້ກຳນົດ ທາງດ້ານລາຄາ ຮັບຊື້ໄຟຟ້າຈາກໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ເປັນ 2 ລະດູຄື: ລະດູແລ້ງ ແລະ ລະດູຝົນ ໂດຍກຳນົດໃຫ້ລາຄາໄຟໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງສູງກວ່າລະດູຝົນ ຊຸກຍູ້ຮັບຊື້ໄຟຟ້າຈາກໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າ ທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດກາງ ແລະ ໃຫຍ່ ກັກເກັບນ້ຳເພື່ອການຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນລະດູແລ້ງ. ເນື່ອງຈາກຄຸນລັກສະນະທາງດ້ານອຸທົກກະສາດໃນເຂດບ້ານເຮົາທີ່ເປັນສອງລະດູຄື: ລະດູແລ້ງ ແລະ ລະດູຝົນ ຈຶ່ງເຮັດໃຫ້ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູການຈາກເຂື່ອນມີຄວາມແຕກໂຕນກັນຫຼາຍ, ສະນັ້ນ, ເພື່ອເປັນການແກ້ໄຂບັນຫາດັ່ງກ່າວ ຈະຕ້ອງໄດ້ຊຸກຍູ້ ສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດ ໄຟຟ້າທີ່ຫຼາກຫຼາຍ ໂດຍນຳໃຊ້ທ່າແຮງທີ່ເຮົາມີ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳ, ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຈາກຖ່ານຫີນ, ແສງຕາເວັນ ເພື່ອເປັນການປະສົມປະສານການຜະລິດ ຮັບປະກັນໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ. ນອກຈາກນັ້ນ, ເພື່ອເປັນການຮັບປະກັນໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງຂຶ້ນຕື່ມ, ການແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ຍັງມີຄວາມຈຳເປັນ ເພື່ອເປັນການດຸ່ນດຽ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດ ເປັນຕົ້ນເຂດພື້ນທີ່ທີ່ຕິດກັບຊາຍແດນ ຫ່າງໄກຈາກແຫຼ່ງຜະລິດ, ຊຶ່ງການລົງທຶນສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໄປຫາເຂດດັ່ງກ່າວ ແມ່ນບໍ່ມີປະສິດທິຜົນທາງດ້ານເສດຖະກິດ.

4.2. ທິດທາງ:

1) ຈັດຕັ້ງຜັນຂະຫຍາຍ ມະຕິກອງປະຊຸມໃຫ່ຍຄັ້ງທີ່ XI ຂອງພັກ; ວິໄສທັດ ຮອດປີ 2030, ຍຸດທະສາດພັດທະນາ 2025 ແລະ ແຜນພັດທະນາພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ 5 ປີ ຄັ້ງທີ IX (2021-2025).
2) ສືບຕໍ່ພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການໃຊ້ໄຟຟ້າ ພາຍໃນປະເທດ ແລະ ສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ ພ້ອມທັງຮັບປະກັນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງເທື່ອລະກ້າວ.
3) ດັດສົມໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ມີການພັດທະນາແຫຼ່ງພະລັງງານດຽວຫຼາຍເກີນໄປ ເພື່ອເຮັດໃຫ້ການພັດທະນາມີການປະສົມປະສານຫຼາກຫຼາຍແຫຼ່ງຜະລິດ, ຍົກສູງການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຫຼາຍ ທີ່ສອດຄ່ອງກັບເງື່ອນໄຂ ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ [1] 75% (ໃນນັ້ນ ພັດທະນາເຂື່ອນແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳໃຫ້ກວມເປີເຊັນຫຼາຍຂຶ້ນ), ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ [1]14% ແລະ ໄຟຟ້າພະລັງງານທົດແທນອື່ນ [1]11%.
4) ປັບປຸງການບໍລິຫານ ຈັດການການຜະລິດເຂື່ອນໄຟຟ້າສາມາດນຳໃຊ້ຊັບພະຍາກອນນ້ຳ ຢ່າງມີປະສິດທິພາບ ແລະ ປະສິດທິຜົນສູງສຸດ, ຍົກສູງການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າສະໜອງໃຫ້ພຽງພໍໃນລະດູແລ້ງ.
5) ສືບຕໍ່ປັບປຸງ ບັນດາອຸປະສັກ ແລະ ສິ່ງທ້າທາຍຕ່າງໆ ທີ່ມີຕໍ່ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ທັນ ເຂົ້າສູ່ລະບຽບກົດໝາຍຢ່າງເປັນລະບົບຄົບຊຸດ ເທື່ອລະກ້າວ.

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

4.3. ເປົ້າໝາຍ

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ບົນພື້ນຖານ 3 ຫຼັກການໃຫ່ຍ, 12 ເງື່ອນໄຂ ໃນການຂັດເລືອກໂຄງການ ທີ່ສອດຄ່ອງກັບສະພາບການຄຸ້ມຄອງການພັດທະນາພະລັງງານ ບົນເງື່ອນໄຂການຫັນປ່ຽນໃໝ່ ທີ່ມີການກຳນົດຫຼັກການ, ເງື່ອນໄຂ, ການບັນຈຸໂຄງການ, ການວິເຄາະ, ການປຽບທຽບ-ຊັ່ງຊາ, ການສະໜັບ-ຕີລາຄາ ແລະ ມີກົນໄກຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ລາຍລະອຽດມີດັ່ງນີ້:

4.3.1. ຫຼັກການໃນການພັດທະນາໂຄງການຮັບໃຊ້ພາຍໃນ

1) ສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານພະລັງງານ (Power Supply Security)

- ໃຫ້ຄວາມສຳຄັນກັບຄວາມໝັ້ນຄົງລະບົບໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ຄວບຄຸມທັງລະບົບຜະລິດໄຟຟ້າ, ລະບົບສົ່ງໄຟຟ້າ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ໃນແຕ່ລະເຂດ ແຕ່ລະພາກ ເພື່ອຕອບສະໜອງປະລິມານຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ຮອງຮັບແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດ ແລະ ສອດຄ່ອງກັບການເຕີບຕົວທາງດ້ານເສດ ຖະກິດ ອັດຕາການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງປະຊາກອນ ແລະ ອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວຂອງຕົວເມືອງ ແລະ ມີໂຮງໄຟຟ້າເພື່ອຄວາມໝັ້ນຄົງໃນລະດັບທີ່ເໝາະສົມ ເພື່ອຮອງຮັບກໍລະນີເກີດເຫດວິກິດດ້ານພະລັງງານ.
- ສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລະບົບໄຟຟ້າແສງຕາເວັນເທິງຫຼັງຄາ ໃນເຂດຊົນນະບົດຫ່າງໄກສອກຫຼີກ ທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າບໍ່ທັນເຂົ້າເຖິງ ແລະ ລະບົບເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າສາທາລະນະ ເພື່ອຜະລິດປະສົມປະສານກັບແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານປະເພດອື່ນໆ ໃຫ້ມີຄວາມເໝາະສົມ ແລະ ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ ໃນແຕ່ລະພື້ນທີ່.
- ສົ່ງເສີມປະສິດທິພາບໃນລະບົບໄຟຟ້າ ທັງດ້ານການຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ດ້ານການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ໃຫ້ເກີດການຕອບສະໜອງດ້ານການໃຊ້ໄຟຟ້າ ເພື່ອເພີ່ມປະສິດທິພາບໃນການຫຼຸດຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງສຸດ ທີ່ຈະເປັນ

ປະໂຫຍດຕໍ່ການບໍລິຫານຈັດການ ສະພາວະວິກິດການດ້ານພະລັງ ງານໄຟຟ້າ ສາມາດສະລໍການກໍ່ສ້າງໂຮງໄຟຟ້າ ແລະ ການຫຼຸດຜ່ອນຄ່າໃຊ້ຈ່າຍເງິນຕານຳເຂົ້າພະລັງງານຈາກຕ່າງປະເທດ.

2) ດ້ານເສດຖະກິດ (Economy)

- ຕ້ອງຄຳນຶງເຖິງຕົ້ນທຶນການຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ເໝາະສົມ ສົ່ງເສີມການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ມີຕົ້ນທຶນຕ່ຳເພື່ອ ຫຼຸດພາລະຂອງຜູ້ໃຊ້ໄຟຟ້າ ແລະ ບໍ່ເປັນອຸປະສັກຕໍ່ການພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງປະເທດໄລຍະຍາວ.
- ປັບປຸງການບໍລິຫານຈັດການຕົ້ນທຶນການຜະລິດໄຟຟ້າ ຂອງປະເທດຢ່າງມີປະສິດທິພາບ ການຜະລິດໄຟຟ້າ ສະທ້ອນຕົ້ນທຶນທີ່ແທ້ຈິງ.

3) ດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ (Environment)

- ທຸກໆໂຄງການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນ ສປປ ລາວ ຕ້ອງໄດ້ປະຕິບັດຕາມລະບຽບ, ກົດໝາຍ ລວມທັງຂະບວນການພັດທະນາຕ່າງໆ.
- ທຸກໆໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຕ້ອງມີການປະເມີນຜົນກະທົບທາງດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບບົດລາຍງານການສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ ທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ສັງຄົມ (FS) ຕາມຂັ້ນ ຕອນຢ່າງຄົບຖ້ວນ.
- ທຸກໆຂັ້ນຕອນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເຊັ່ນ: ໄລຍະສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ (FS), ໄລຍະພັດທະນາ ໂຄງການ (PDA), ໄລຍະສັນຍາສຳປະທານ (CA) ແລະ ໄລຍະດຳເນີນງານ (COD) ຕ້ອງໄດ້ຮັບການປະເມີນ ຜົນໂດຍນຳໃຊ້ມາດຕະການ ຂອງນະໂຍບາຍພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກແບບຍືນຍົງ ຂອງ ສປປ ລາວ.

4.3.2. ເງື່ອນໄຂຄັດເລືອກໂຄງການຮັບໃຊ້ພາຍໃນ

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແມ່ນການຄັດເລືອກ, ການເລືອກເຟັ້ນ ແລະ ຈັດລຽງເອົາບັນດາໂຄງການເຂົ້າ ໃນຍຸດທະສາດພັດທະນາ ເພື່ອສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ໃຫ້ພຽງພໍໃນແຕ່ລະໄລຍະ ເພື່ອ ຍົກສູງການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ໄດ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ ມີດັ່ງນີ້:

1) ໂຮງໄຟຟ້າຕາມນະໂຍບາຍພະລັງງານຂອງ ສປປ ລາວ ໄດ້ກຳນົດສັດສ່ວນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ກວມເອົາ [1]75%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ [1]14% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນ [1]11%, ໃນນັ້ນ ປະເພດມີອ່າງເກັບນ້ຳກວມເອົາ 70%. ຕ້ອງສົ່ງເສີມການພັດທະນາໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳໂຄງການທີ່ສາມາດຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ໃນລະດູແລ້ງ, ໂຄງການທີ່ມີປະສິດທິພາບ ໃນການສົ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແກ່ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ແລະ ເຂດພາກກາງ ທີ່ມີ ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຫຼາຍ.
2) ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ເພື່ອສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໃຫ້ແກ່ລະບົບໄຟຟ້າ ໃຫ້ມີຄວາມສະຖຽນລະພາບ ແລະ ຄວາມໝັ້ນຄົງ, ໂດຍສະເພາະແມ່ນການສະໜອງໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ.
3) ໂຮງໄຟຟ້າພະລັງງານທົດແທນ ຕາມນະໂຍບາຍຜະລິດໄຟຟ້າ ໄດ້ແກ່ ພະລັງງານໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ, ຊີວະມວນ ຕ້ອງເປັນລາຄາທີ່ສາມາດແຂ່ງຂັນໄດ້, ສາມາດຮັກສາລາຄາຂາຍຍ່ອຍໄດ້ ແລະ ຕ້ອງຮັບປະກັນໄດ້ທາງດ້ານ ເຕັກນິກໃນການເຊື່ອມຕໍ່ເຂົ້າລະບົບ.

ພື້ນຖານໃນການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ຈະຕ້ອງພິຈາລະນາຕາມຄວາມເປັນຈິງ ຕໍ່ກັບ ການສະເໜີອະນຸມັດ ໂຄງການແຕ່ລະປີ ໂດຍຄຳນຶງເຖິງແຫຼ່ງງົບປະມານ, ຕະຫຼາດ, ລາຄາຊື້-ຂາຍ, ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ສາຍສົ່ງ ແລະ ກຳລັງຊື້ທີ່ຈະແຈ້ງ,

ຫຼຸດຜ່ອນການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຈາກຕ່າງປະເທດ ແລະ ຫັນມາເພີ່ມການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າທີ່ຜະລິດຈາກພາຍໃນ ທີ່ມີການຊັ່ງຊາດ້ານເສດຖະກິດ ແລະ ກ້າວໄປເຖິງຢຸດການນຳເຂົ້າບາງຈຸດໂດຍພື້ນຖານ.

4) ຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ.
5) ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການກະກຽມກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການມີຄວາມຄືບໜ້າຫຼາຍ ແລະ ໂຄງການອື່ນໆ ທີ່ເຫັນວ່າມີຄວາມອາດສາມາດສູງໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ.
6) ການຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດໃຫຍ່, ກາງ, ນ້ອຍ ແລະ ແບບຝາຍນ້ຳລົ້ນຕາມລຳດັບທີ່ຈຳເປັນ ເພື່ອຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການຜະລິດໄຟຟ້າລະດູແລ້ງ, ສາມາດຕ້ານແລ້ງ, ຕ້ານຖ້ວມ, ສາມາດນຳໃຊ້ນ້ຳເຂົ້າໃນຂະແໜງການອື່ນໆ ຢ່າງມີປະສິດທິຜົນ.
7) ການຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ແມ່ນໄດ້ກຳນົດບົນພື້ນຖານຄ່າ “ Regulating Capacity Factor ຫຼື RCF ” ໃຊ້ເພື່ອກຳນົດ ແລະ ໃຈ້ແຍກ ປະເພດຂອງໂຄງການແບບມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດໃຫຍ່, ກາງ, ນ້ອຍ ແລະ ແບບຝາຍນ້ຳລົ້ນ (Run of the River) ແລະ ຄວາມແຕກຕ່າງພະລັງງານທີ່ໄດ້ຮັບມີດັ່ງນີ້:
   - ເຂື່ອນໄຟຟ້າແບບຝາຍນ້ຳລົ້ນ (Run of the River “RoR”) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ບໍ່ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້ທີ່ຈະຄວບຄຸມການໄຫຼຂອງກະແສນ້ຳເປັນລາຍວັນ, ອາທິດ ແລະ ສາມາດຮັກສານ້ຳໄດ້ໄລຍະ 2 ຊົ່ວໂມງ ລົງມາ (~ 0,1 ວັນ) ຫຼື ມີຄ່າ RCF ຕ່ຳກວ່າ 2% (ສະເພາະເຂື່ອນໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍ).
   - ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດນ້ອຍ (Poundage type) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ມີຄວາມສາມາດເກັບນ້ຳໄວ້ໃຊ້ໃນຊ່ວງເວລາ ຄວາມຕ້ອງການປົກກະຕິ ມີຄ່າໃນລະຫວ່າງ 2%<RCF<5%.
   - ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳ (Reservoir type) ໝາຍຄວາມວ່າ ແມ່ນເຂື່ອນທີ່ມີຄວາມສາມາດບັນຈຸນ້ຳເພື່ອໃຊ້ຜະລິດໄຟຟ້າ ມີຄ່າ RCF ໃຫຍ່ກວ່າ > 5%.
8) ການພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຕ້ອງນຳໃຊ້ຂະບວນການທີ່ສະອາດ (Clean Coal Technology) ເລີ່ມຕັ້ງແຕ່ຂະບວນກ່ອນເຜົາໄໝ້ (Pre-Combustion), ໄລຍະເຜົາໄໝ້ (Combustion) ແລະ ຫຼັງການເຜົາໄໝ້ (Post Combustion) ທີ່ລັດຖະບານ ສປປ ລາວປະກາດນຳໃຊ້ ແລະ ຕາມຄູ່ມືແນະນຳຂອງ ອາຊ່ຽນ ASEAN CLEAN TECHNOLOGY (CCT) HANDBOOK FOR POWER PLANT ເປັ ນ ບ່ອນອີງພື້ນຖານ.
9) ການຂັດເລືອກໂຄງການໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ, ລົມ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ແກ່ການນຳໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ຕ້ອງຮັບປະກັນຄວາມເໝາະສົມໃນແຕ່ລະພື້ນທີ່ ຕາມຜົນການສຶກສາຕົວຈິງຂອງລະບົບ, ຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າ, ຮັບປະກັນທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ ແລະ ສອດຄ່ອງຕາມເງື່ອນໄຂການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບຂອງໄຟຟ້າ ລາວ.
10) ທຸກປະເພດເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ຄວາມສາມາດໃນການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າຕ່ຳສຸດຕ້ອງບໍ່ໃຫ້ຫຼຸດ 30% ຂອງການຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າສູງສຸດ. ຄັດເລືອກເອົາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໂດຍຜ່ານ ຂັ້ນຕອນການພັດທະນາ ທີ່ໄດ້ລະບຸໄວ້ໃນ ກົດໝາຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງປີ 2017 ມາດຕາ 57, ມາດຕາ 58.

11) ຄັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ ແມ່ນໃຫ້ພິຈາລະນາໃນແຕ່ລະດ້ານດັ່ງນີ້:

- ການກຳນົດແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃໝ່ (ຂະໜາດ 5 MW ລົງມາ) ຕາມແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງແຂວງ ແມ່ນໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າພາຍໃນແຂວງ ເຊັ່ນ: ເຂດທີ່ມີພະລັງງານໄຟຟ້າຊົມໃຊ້ບໍ່ພຽງພໍ, ເຂດທີ່ບໍ່ມີພະລັງງານໄຟຟ້າຊົມໃຊ້ ຫຼື ໃນເຂດທີ່ລະບົບຈຳໜ່າຍຂອງໄຟຟ້າລາວບໍ່ທັນເຂົ້າເຖິງ.
- ຕ້ອງມີການດຸ່ນດ່ຽງ ພະລັງງານໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະເມືອງ/ນະຄອນ, ທົ່ວແຂວງ ແລະ ນະຄອນຫຼວງໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບການ ດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ ທົ່ວປະເທດ.

12) ທຸກໆໂຄງການພັດທະນາໄຟຟ້າ ທີ່ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ສາມາດປັບປຸງປ່ຽນແປງໄດ້ ຖ້າເຫັນວ່າຜ່ານການສຶກສາຢ່າງລະອຽດ ຖ້າບໍ່ສອດຄ່ອງກັບເງື່ອນໄຂທີ່ກ່າວມາຂ້າງເທິງ ແລະ ລະບຽບກົດ ໝາຍທີ່ກ່ຽວຂ້ອງກຳນົດໄວ້ ແມ່ນສາມາດຄັດເລືອກ ແລະ ປ່ຽນແທນໂຄງການໄດ້ ເພື່ອໃຫ້ໄດ້ໂຄງການທີ່ໃຫ້ ຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ, ເປັນຕົ້ນແມ່ນໃຫ້ພະລັງງານໃນລະດູແລ້ງສູງ, ລາຄາໄຟຟ້າສົມເຫດສົມຜົນ ແລະ ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການທີ່ຈຳເປັນຂອງລັດຖະບານແຕ່ລະໄລຍະ.

[[1] ຕິວເລກດັດແກ້ອີງຕາມມະຕິກອງປະຊຸມສະພາແຫ່ງຊາດ ເລກທີ 22/ສພຊ, ລົງວັນທີ 16/11/2021]

4.3.3. ຜົນການວິເຄາະ ແລະ ການບັນຈຸ ໂຄງການເຂົ້າໃນແຜນ

1) ທາງເລືອກທີ່ໜຶ່ງ (ກໍລະນີພື້ນຖານ "BAU")

ໂດຍຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການ ດຸ່ນດ່ຽງ, ເອົາໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າມີ (PPA) ຈຳນວນໜຶ່ງທີ່ຜ່ານເງື່ອນ ແລະ ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ ເພື່ອປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລັງງານ ຍົກສູງການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ເຂົ້າໃນການວິເຄາະໃນການດຸ່ນດ່ຽງ ໃນແຕ່ລະທາງເລືອກດັ່ງນີ້.

» ກຳນົດເອົາໂຄງການເຂົ້າແຜນຮັບໃຊ້ພາຍໃນ

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2020

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	2.846	13.011	92,26%	91,60%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	40	191	1,30%	1,35%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	100	670	3,24%	4,72%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	57	92	1,83%	0,65%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	1,36%	1,68%
	ລວມ	**3.085**	**14.203**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 1: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2020 (BAU)

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທັງໝົດທີ່ຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2025

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	3.858	17.039	78,87%	80,52%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	60	283	1,23%	1,34%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	445	3.037	9,10%	14,35%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	487	563	9,95%	2,66%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,86%	1,13%
	Total	**4.892**	**21.161**	**100%**	**100%**

ໝາຍເຫດ: ກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດແມ່ນລວມຍອດຈາກປີ 2020 ບວກໃສ່ແຜນ 2021-2025

ຕາຕະລາງ 4- 2: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (BAU)

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທັງໝົດທີ່ຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2030

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.219	18.321	76,42%	76,41%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	60	283	1,09%	1,18%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	645	4.524	11,68%	18,87%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	555	612	10,04%	2,55%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,76%	1,00%
	Total	**5.821**	**25.779**	**100%**	**100%**

ໝາຍເຫດ: ກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດແມ່ນລວມຍອດຈາກປີ 2025 ບວກໃສ່ແຜນ 2026-2030

ຕາຕະລາງ 4- 3: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (BAU)

» ຜົນໄດ້ຮັບ

✓ ຄາດວ່າພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ໄດ້ຮັບມີດັ່ງນີ້:

+ ກຳລັງຕິດຕັ້ງ

Year	Monthly "Generation(MW)"											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	1.118	1.163	1.156	1.222	1.201	1.399	2.071	3.323	3.753	3.047	1.481	1.231
2022	1.244	1.306	1.289	1.350	1.330	1.543	2.267	3.573	4.031	3.333	1.617	1.355
2023	1.257	1.322	1.302	1.361	1.340	1.559	2.306	3.619	4.126	3.374	1.625	1.365
2024	1.397	1.477	1.437	1.492	1.471	1.704	2.439	3.898	4.515	3.804	1.777	1.512
2025	1.533	1.630	1.574	1.631	1.607	1.853	2.604	4.069	4.839	3.967	1.922	1.648
2026	1.594	1.697	1.644	1.700	1.682	1.941	2.689	4.279	4.958	4.173	2.003	1.715

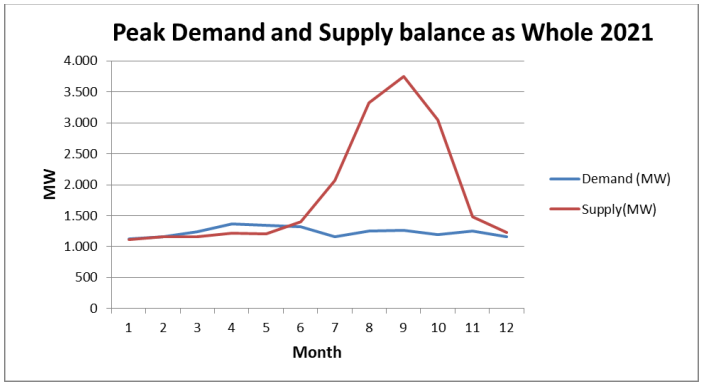
2027	1.604	1.718	1.661	1.710	1.694	1.964	2.930	4.329	5.008	4.217	2.010	1.721
2028	1.807	1.944	1.863	1.918	1.895	2.173	3.033	4.631	5.163	4.420	2.219	1.924
2029	1.821	1.963	1.910	1.965	1.959	2.229	3.065	4.652	5.300	4.452	2.247	1.956
2030	1.806	1.948	1.893	1.947	1.941	2.212	3.050	4.735	5.383	4.437	2.231	1.941

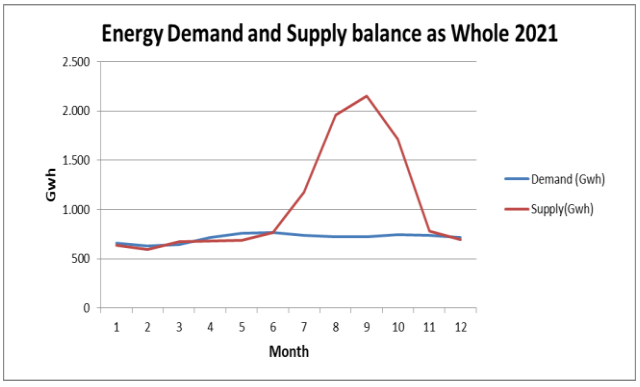
ຕາຕະລາງ 4- 4: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) “BAU”

+ ກຳລັງການຜະລິດ

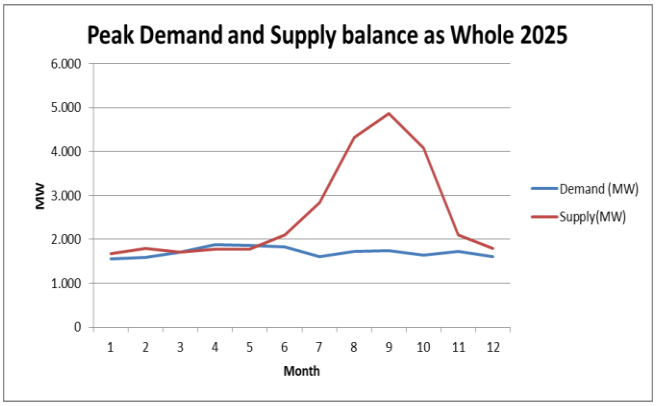
Year	Monthly “Generation(GWh)”												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	636	596	671	682	688	768	1.176	1.960	2.148	1.716	783	696	12.518
2022	708	669	747	753	761	847	1.286	2.102	2.303	1.877	857	765	13.675
2023	715	677	757	761	768	857	1.309	2.130	2.359	1.901	863	772	13.868
2024	795	757	835	834	844	937	1.384	2.300	2.587	2.142	946	855	15.215
2025	873	836	914	911	922	1.018	1.485	2.444	2.862	2.293	1.027	932	16.518
2026	908	870	956	950	965	1.068	1.533	2.589	2.939	2.414	1.072	971	17.234
2027	915	881	967	958	973	1.081	1.682	2.618	2.966	2.439	1.077	974	17.532
2028	1.032	999	1.084	1.074	1.089	1.197	1.738	2.796	3.029	2.554	1.193	1.091	18.874
2029	1.040	1.008	1.112	1.101	1.126	1.228	1.756	2.808	3.114	2.573	1.209	1.109	19.185
2030	1.031	1.000	1.104	1.091	1.116	1.218	1.746	2.866	3.168	2.563	1.199	1.099	19.200

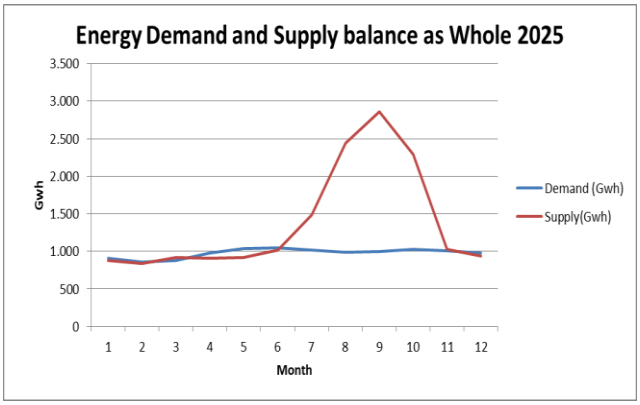
ຕາຕະລາງ 4- 5: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (GWh) “BAU”



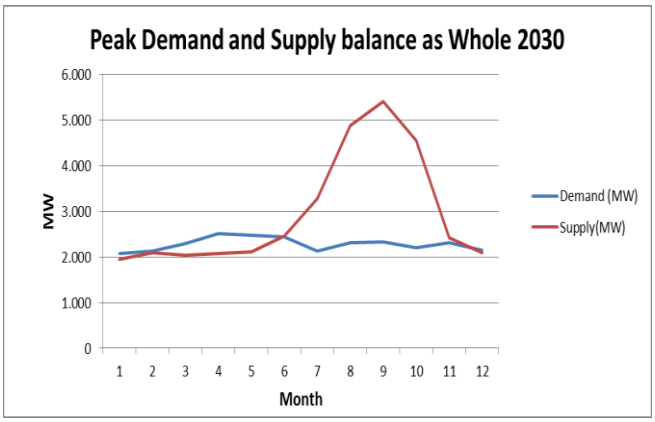


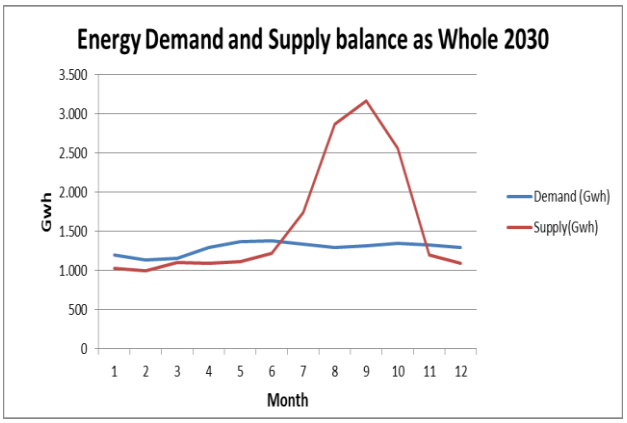
ຮູບທີ 4- 1: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021 (BAU)





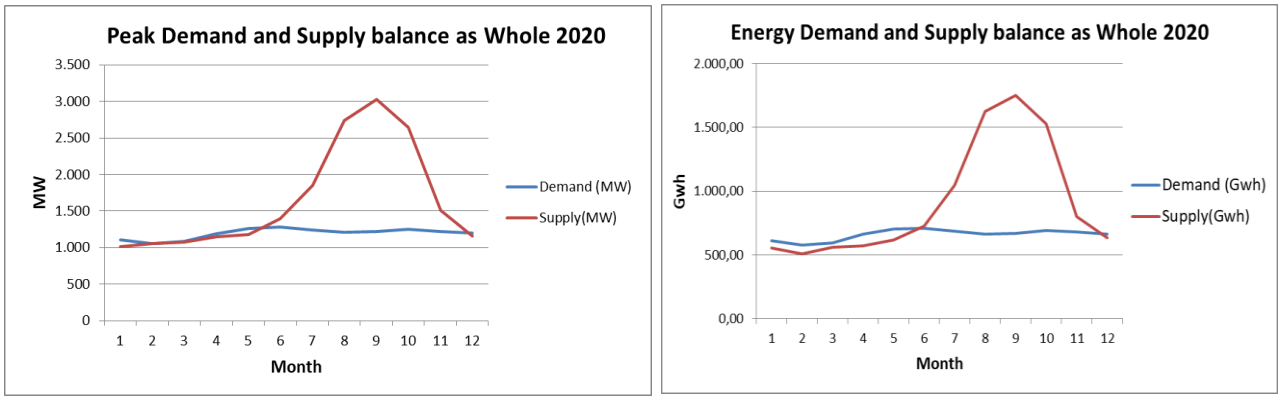
ຮູບທີ 4- 2: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2025 (BAU)





ຮູບທີ 4- 3: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2030 (BAU)

ຈາກຜົນການວິເຄາະການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າ ເຫັນວ່າເລີ່ມແຕ່ທ້າຍເດືອນ 6 ຂຶ້ນໄປເປັນຊ່ວງກ້າວເຂົ້າລະດູຝົນ ຈົນຮອດທ້າຍເດືອນ 10 ລະດູຝົນຈະຄ່ອຍໝົດໄປ ເຮັດໃຫ້ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນຊ່ວງນີ້ແມ່ນສາມາດຜະລິດໄຟໄດ້ຫຼາຍຕາມລະດູການ ເຮັດໃຫ້ເຂື່ອນໄຟຟ້າສາມາດຜະລິດໄຟໄດ້ຫຼາຍເກີນຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ຕົວຈິ່ງໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ໄດ້ກ່າຍເປັນພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ, ສ່ວນລະດູແລ້ງແມ່ນເລີ່ມແຕ່ເດືອນ 11 ຮອດເດືອນທ້າຍ 6 ແມ່ນບໍ່ມີປະລິມານນ້ຳພຽງພໍເພື່ອຜະລິດໄຟຟ້າສະໜອງໃຫ້ຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ຕົວຈິງ ແລະ ມີບາງເຂື່ອນໄຟຟ້າເທົ່ານັ້ນທີ່ສາມາດກັກເກັບນ້ຳໄວ້ຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ ເປັນຕົ້ນແມ່ນເຂື່ອນທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດໃຫ່ຍ ເປັນເງື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳງື່ມ 1 ແລະ ເງື່ອນອື່ນໆ ທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳ, ສ່ວນຫຼາຍເຂື່ອນທີ່ນຳໃຊ້ພາຍໃນເປັນເຂື່ອນໄຟຟ້າຂະໜາດນ້ອຍ (Run of the River) ເປັນສ່ວນຫຼາຍ ເນື່ອງຈາກໄລຍະຜ່ານມາເລັ່ງໃສ່ການພັດທະນາເຂື່ອນໄຟຟ້າເປັນສ່ວນຫຼາຍ ເຮັດໃຫ້ເກີດມີພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອຫຼາຍໃນລະດູຝົນດັ່ງສະແດງໃຫ້ເຫັນຂໍ້ມູນໃນປີ 2020 ຜ່ານມາດັ່ງນີ້.

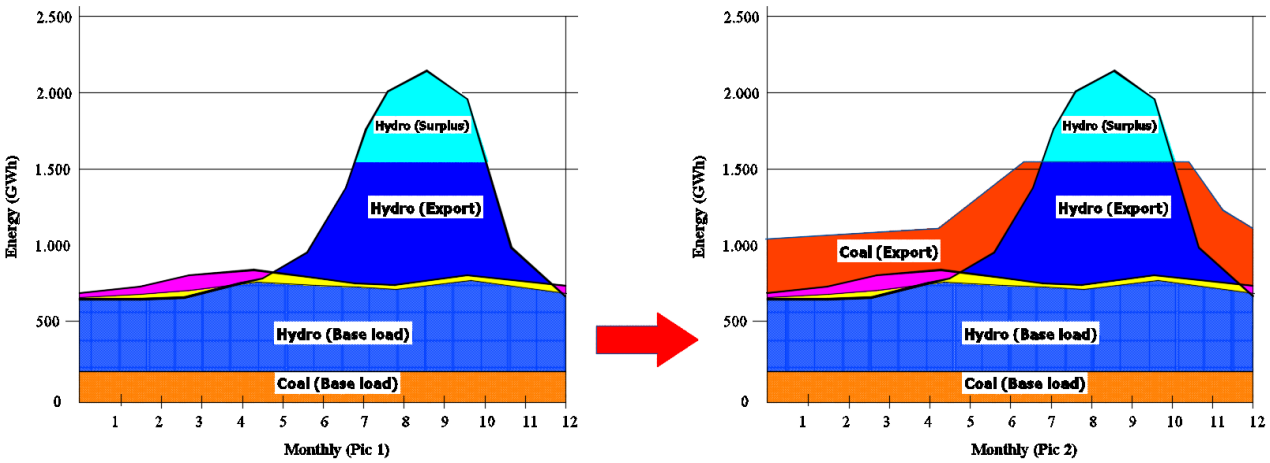


ຮູບທີ 4- 4: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2020

ໃນແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ 2021-2030 ສະບັບນີ້ ແມ່ນການຂັດເລືອກຖືເອົາໂຮງໄຟຟ້າທີ່ດຳເນີນການຜະລິດແລ້ວຮອດປີ 2020ເປັນພື້ນຖານ, ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ກະກຽມກໍ່ສ້າງ (ໂຄງການທີ່ມີ PPA), ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າສາມາດຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຫຼາຍ ເຊັ່ນ: ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ່ວ) 66 MW, ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າປາກງຶ່ມ 85 MW, ໂຄງການໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຢູ່ເຂດພາກກາງ ແລະ ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ລວມຈຳນວນ 387 MW ແລະ ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົວພັນ 300 MW, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ບໍ່ວລະພາ(ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ) 200MW, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຊັນເປເປີ 75MW, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນລະມາມ(ຮັບໃຊ້ພາຍໃນ) 100 MW ທີ່ມີເປົ້າໝາຍໃນການດັດສົມໃຫ້ມີຫຼາກຫຼາຍແຫຼ່ງພະລັງງານ ເພື່ອສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງໃນການສະໜອງໄຟຟ້າຕາມຊັດສ່ວນນະໂຍບາຍກຳນົດ ຮອດປີ 2030 ໂຄງສ້າງພະລັງງານຈະມີໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 75,04% , ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 19,94% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນ(ແສງຕາເວັນ+ຊີວະມວນ) 5,02%.

ສະນັ້ນ, ການພັດທະນາໃນຕໍ່ໜ້າ ຮອດປີ 2030 ຄາດວ່າໂຄງສ້າງພະລັງງານຈະມີການປັບປຸງຂຶ້ນ ທາງດ້ານຊັດສ່ວນພະລັງງານທີ່ໄດ້ຮັບຕາມແຕ່ລະປະເພດ ດັ່ງສະແດງໃຫ້ເຫັນໃນຮູບ Monthly (Pic 1) ຂ້າງລຸ່ມນີ້ ຈະມີພະລັງງານທີ່ເປັນ Base Load ຈາກໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ, ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, ໄຟຟ້າພະລັງງານທົດແທນຈຳນວນໜຶ່ງ ແລະ ມີການນຳເຂົ້າຈຳນວນໜຶ່ງ , ສ່ວນທີ່ເຫຼືອ ແມ່ນໄດ້ສົ່ງອອກຂາຍພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ໃຫ້ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ໃນລາຄາພະລັງງານຂັ້ນສອງ “Secondary Energy” ແລະ ອີກສ່ວນໜຶ່ງ ເປັນພະລັງງານທີ່ເຫຼືອ (ບໍ່ມີບ່ອນຈຳໜ່າຍ) ຈາກການຜະລິດໄຟຟ້າຂອງເຂື່ອນໃນຊ່ວງລະດູຝົນ, ບັນຫາດັ່ງກ່າວນີ້ເປັນຄວາມຮັບຜິດຊອບຂອງລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຕ້ອງໄດ້ແບກຫາບພາລະໜີ້ສິນ ຕາມກົນໄກເສດຖະກິດ (ດຳເນີນທຸລະກິດ).

ການບໍລິຫານຈັດການພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ເຫຼືອຈາກການນຳໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ ແມ່ນມີຄວາມຈຳເປັນໃນການແກ້ໄຂດ້ວຍຫຼາຍທາງເລືອກທີ່ມີທັງໄລຍະກາງ ແລະ ໄລຍະຍາວ, ແຕ່ໃນນີ້ເປັນອີກທາງເລືອກໜຶ່ງ ຈະຕ້ອງໄດ້ເຮັດການສຶກສາຢ່າງລະອຽດ ໃນການແກ້ໄຂດ້ວຍກົນໄກອັນ ເພີ່ມປະສິດທິພາບໃນການສົ່ງອອກ ໂດຍແມ່ນລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວເປັນຜູ້ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດດ້ວຍຕົນເອງ ດັ່ງສະແດງໃນຮູບ Monthly (Pic 2) ຈະມີຜົນໄດ້ຮັບສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງໃນການສົ່ງອອກ, ຈະໄດ້ຮັບຄຸນຄ່າລາຄາໄຟຟ້າແພງຂຶ້ນ ແລະ ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອຈາກເຂື່ອນໃນລະດູຝົນໜ້ອຍລົງ. ແມ່ນ ໂດຍທີ່ບໍ່ອີງໃສ່ຜູ້ພັດທະນາເອກະຊົນລາຄາຮັບຊື້ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ແພງກວ່າລາຄາຂາຍອອກຕ່າງປະເທດຊ່ວງລະດູຝົນ.



ຮູບທີ 4- 5: ສະຖານະພາບແຫຼ່ງສະໜອງໄຟຟ້າ

2) ທາງເລືອກທີ່ສອງ (ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ “EV”)

ໂດຍຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການດຸ່ນດ່ຽງ, ເອົາໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າມີ (PPA) ຈຳນວນໜຶ່ງທີ່ຜ່ານເງື່ອນໄຂ ແລະ ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ ເພື່ອປະສົມປະສານແຫຼ່ງພະລັງງານ ທີ່ເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີທີ່ໜຶ່ງ, ຍົກສູງການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ເຂົ້າໃນການວິເຄາະ ໂດຍມີໂຮງໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີພື້ນຖານໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງລຸ່ມນີ້.

» ກຳນົດເອົາໂຄງການເຂົ້າແຜນ

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2025

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	3.910	17.237	79,04%	80,55%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,28%	1,39%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	445	3.037	8,99%	14,19%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	487	589	9,83%	2,75%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,85%	1,12%
	Total	**4.947**	**21.400**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 6: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (EV)

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2030

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.431	19.177	74,65%	74,65%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,07%	1,16%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	745	5.267	12,55%	20,50%

4)	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ม	655	709	11,03%	2,76%
5)	ไฟฟ้าซิอะมอม	42	239	0,71%	0,93%
	Total	**5.936**	**25.691**	**100%**	**100%**

ตาตะลาง 4- 7: สัดส่วนพะลังงานไฟฟ้า ธอดปี 2030 (EV)

» ผินได้ธับ

✓ ถาดว่าพะลังงานไฟฟ้าที่ได้ธับมิดั่งนี้

+ ทำลังติดตั้ง

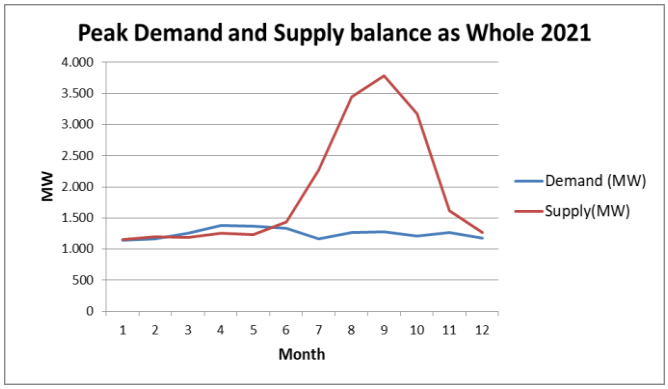
Year	Monthly "Generation(MW)"											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	1.149	1.198	1.190	1.257	1.234	1.437	2.274	3.440	3.779	3.176	1.615	1.263
2022	1.274	1.338	1.319	1.382	1.361	1.579	2.466	3.887	4.193	3.583	1.751	1.387
2023	1.284	1.351	1.330	1.390	1.368	1.592	2.504	3.932	4.357	3.722	1.757	1.395
2024	1.426	1.507	1.466	1.521	1.499	1.738	2.637	4.061	4.526	3.853	1.909	1.543
2025	1.440	1.675	1.613	1.672	1.647	1.908	2.843	4.289	4.811	3.974	1.996	1.700
2026	1.685	1.795	1.730	1.788	1.769	2.045	2.982	4.577	5.162	4.436	2.127	1.815
2027	1.717	1.843	1.773	1.820	1.804	2.097	3.054	4.663	5.247	4.514	2.154	1.841
2028	2.036	2.198	2.090	2.146	2.119	2.423	3.119	5.026	5.566	4.877	2.432	2.159
2029	2.048	2.215	2.135	2.192	2.182	2.479	3.150	5.045	5.701	4.908	2.458	2.190
2030	2.031	2.197	2.116	2.171	2.161	2.458	3.786	5.226	5.782	4.990	2.589	2.172

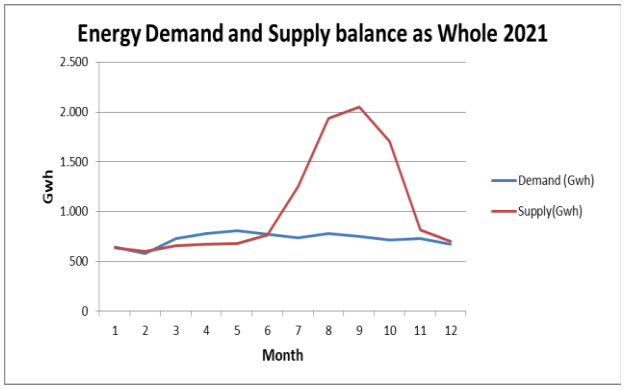
ตาตะลาง 4- 8: ทำลังติดตั้งลายเดือม (MW) "EV"

+ ทำลังทามผะลิด

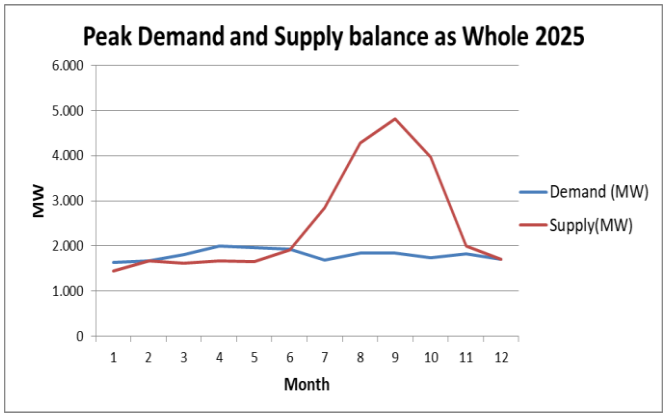
Year	Monthly "Generation(GWh)"												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	640	605	659	674	681	768	1.254	1.939	2.048	1.703	814	701	12.488
2022	710	676	731	741	751	844	1.360	2.195	2.273	1.920	887	771	13.858
2023	717	684	738	746	756	853	1.381	2.220	2.363	1.993	891	776	14.118
2024	796	763	813	817	829	931	1.455	2.291	2.454	2.065	973	859	15.046
2025	804	848	895	898	910	1.022	1.569	2.418	2.608	2.137	1.040	946	16.094
2026	941	909	961	961	978	1.096	1.646	2.585	2.801	2.380	1.110	1.011	17.380
2027	960	934	986	979	998	1.124	1.686	2.633	2.847	2.423	1.125	1.026	17.722
2028	1.138	1.114	1.163	1.155	1.174	1.301	1.740	2.833	3.112	2.847	1.289	1.204	20.071
2029	1.170	1.144	1.218	1.211	1.242	1.362	1.767	2.884	3.127	2.664	1.329	1.247	20.367
2030	1.136	1.114	1.176	1.168	1.196	1.318	2.088	2.959	3.139	2.673	1.339	1.211	20.518

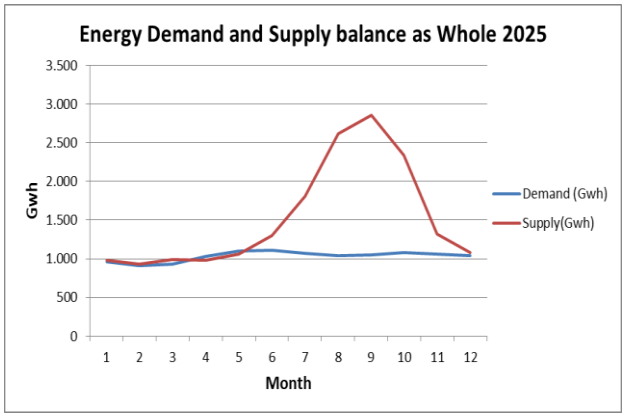
ຕາຕະລາງ 4- 9: ກຳລັງການຜະລິດລາຍເດືອນ (GWh) “EV”



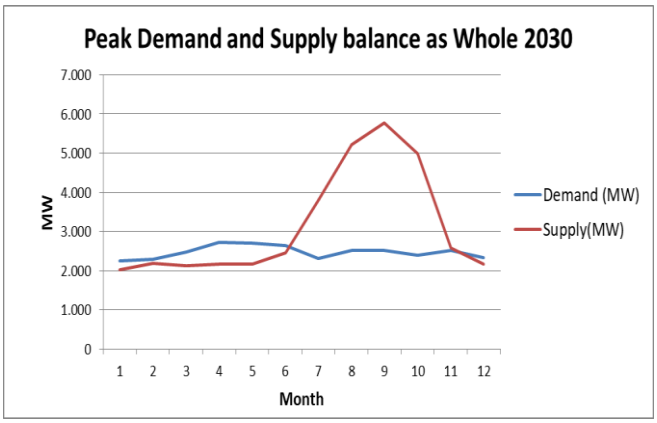


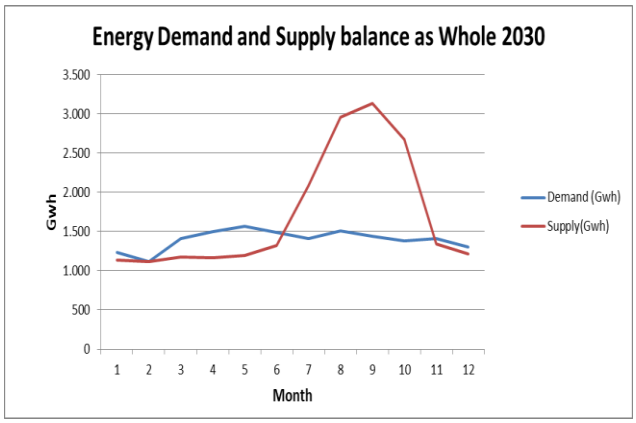
ຮູບທີ 4- 6: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021 (EV)





ຮູບທີ 4- 7: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2025 (EV)





ຮູບທີ 4- 8: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2030 (EV)

3) ທາງເລືອກທີ່ສາມ (ກໍລະນີອຸດສະຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ"IN")

ໂດຍຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການດຸ່ນດ່ຽງ, ເອົາໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າມີ (PPA) ຈຳນວນໜຶ່ງທີ່ຜ່ານເງື່ອນ ແລະ ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ ເພື່ອປະສົມປະສານແຫຼ່ງຜະລັງງານ ທີ່ເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີທີ່ໜຶ່ງ, ຍົກສູງການສະໜອງຜະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ເຂົ້າໃນການວິເຄາະ ໂດຍມີໂຮງໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີພື້ນຖານໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງລຸ່ມນີ້.

» ກຳນົດເອົາໂຄງການເຂົ້າແຜນ

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2025

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.001	17.644	79,41%	80,91%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,26%	1,37%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	445	3.037	8,83%	13,93%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	487	589	9,66%	2,70%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,83%	1,10%
	Total	**5.038**	**21.808**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 10: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (IN)

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດໄຟ ຮອດປີ 2030

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.682	20.227	76,92%	75,85%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,04%	1,12%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	745	5.267	12,24%	19,75%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	555	638	9,11%	2,39%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,69%	0,90%
	Total	**6.087**	**26.669**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 11: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (IN)

» ຜົນໄດ້ຮັບ

✓ ຄາດວ່າພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ໄດ້ຮັບຈາກແຫຼ່ງຜະລິດມີດັ່ງນີ້

+ ກຳລັງຕິດຕັ້ງ

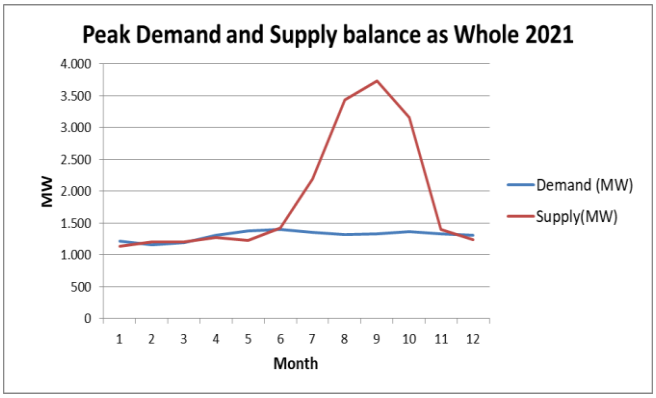
Year	Monthly "Generation(MW)"											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	1.137	1.199	1.200	1.269	1.232	1.427	2.195	3.432	3.731	3.153	1.404	1.242
2022	1.264	1.341	1.333	1.398	1.361	1.571	2.387	3.681	3.988	3.460	1.542	1.367
2023	1.277	1.358	1.348	1.411	1.373	1.594	2.437	3.842	4.147	3.610	1.606	1.379
2024	1.414	1.512	1.482	1.541	1.501	1.736	2.565	3.968	4.282	3.736	1.755	1.522
2025	1.467	1.719	1.668	1.733	1.695	1.955	2.853	4.500	5.005	4.382	1.990	1.719
2026	1.768	1.902	1.842	1.909	1.876	2.170	3.068	4.785	5.304	4.690	2.192	1.895
2027	1.771	1.918	1.855	1.914	1.882	2.186	3.101	4.829	5.397	4.726	2.192	1.893
2028	2.084	2.268	2.168	2.236	2.191	2.507	3.257	5.086	5.650	4.782	2.513	2.203
2029	2.089	2.279	2.208	2.277	2.247	2.554	3.278	4.998	5.757	4.904	2.533	2.226
2030	2.078	2.275	2.203	2.265	2.235	2.548	3.356	5.094	5.854	4.987	2.419	2.211

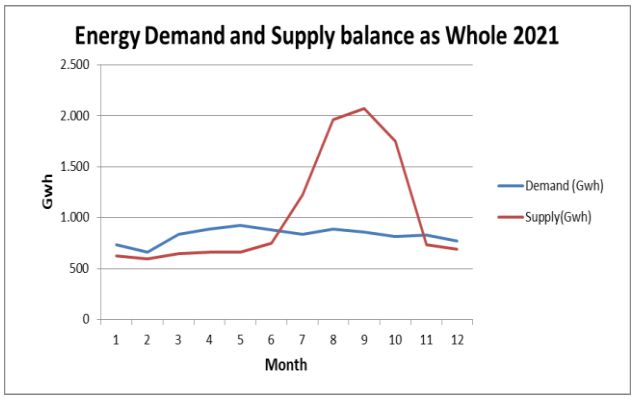
ຕາຕະລາງ 4- 12: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) "IN"

+ ກຳລັງການຜະລິດ

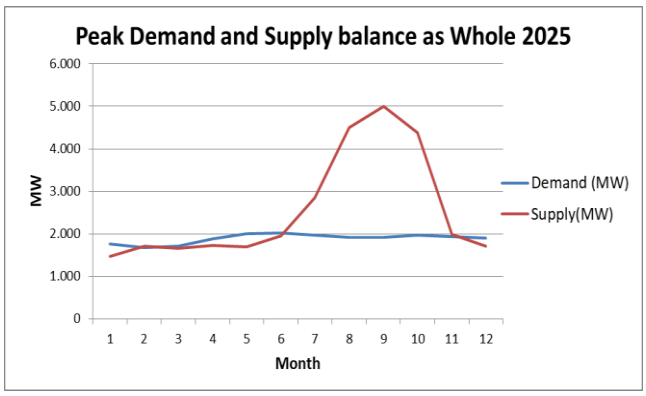
Year	Monthly "Generation(GWh)"												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	626	593	644	657	664	752	1.224	1.964	2.073	1.746	732	687	12.361
2022	697	664	716	726	735	829	1.331	2.101	2.211	1.917	806	757	13.490
2023	706	674	725	733	742	843	1.361	2.200	2.304	2.002	833	766	13.889
2024	784	752	799	802	813	920	1.433	2.270	2.377	2.074	913	847	14.784
2025	814	856	902	905	921	1.038	1.602	2.637	2.879	2.500	1.041	958	17.052
2026	984	949	999	999	1.022	1.155	1.724	2.821	3.062	2.676	1.151	1.058	18.601
2027	987	958	1.006	1.002	1.026	1.165	1.744	2.846	3.119	2.698	1.152	1.059	18.763
2028	1.164	1.136	1.180	1.176	1.200	1.339	1.833	2.993	3.250	2.736	1.327	1.235	20.568
2029	1.168	1.143	1.203	1.197	1.231	1.366	1.846	2.932	3.317	2.810	1.339	1.250	20.802
2030	1.163	1.141	1.198	1.190	1.224	1.362	1.891	2.996	3.386	2.867	1.294	1.242	20.955

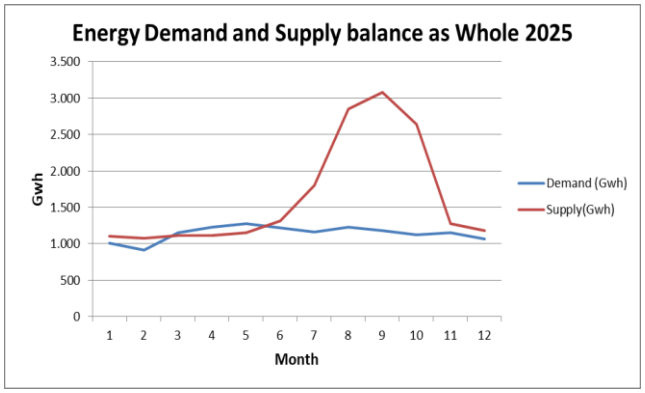
ຕາຕະລາງ 4- 13: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (GWh) "IN"



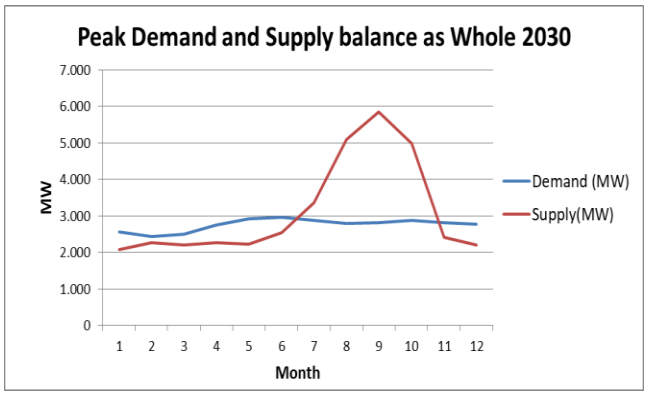


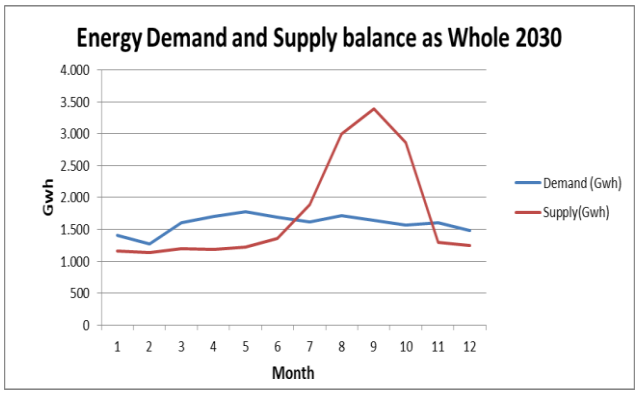
ຮູບທີ 4- 9: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021 (IN)





ຮູບທີ 4- 10: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2025 (IN)





ຮູບທີ 4- 11: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2030 (IN)

4) ທາງເລືອກທີ່ສີ່ (ກໍລະນີຫັນເປັນໄຟຟ້າ"EV+IN")

ໂດຍຖືເອົາໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນເປັນພື້ນຖານໃນການດຸ່ນດ່ຽງ, ເອົາໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າມີ (PPA) ຈຳນວນໜຶ່ງທີ່ຜ່ານເງື່ອນ ແລະ ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ ເພື່ອປະສົມປະສານແຫຼ່ງພະລັງງານ ທີ່ເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີທີ່ໜຶ່ງ, ຍົກສູງການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ເຂົ້າໃນການວິເຄາະ ໂດຍມີໂຮງໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນຈາກກໍລະນີພື້ນຖານໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງລຸ່ມນີ້.

» ກຳນົດເອົາໂຄງການເຂົ້າແຜນ

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2025

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.001	17.644	79,41%	80,91%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,26%	1,37%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	445	3.037	8,83%	13,93%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	487	589	9,66%	2,70%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,83%	1,10%
	Total	**5.038**	**21.808**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 14: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2025 (EV+IN)

✓ ໂຮງໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະດຳເນີນການຜະລິດ ຮອດປີ 2030

ລ/ດ	ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າ	ອັດຕາສ່ວນກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ
1)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ > 5MW	4.682	20.227	74,47%	73,60%
2)	ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ<=5MW	64	298	1,01%	1,08%
3)	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ	845	6.010	13,44%	21,87%
4)	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	655	709	10,41%	2,58%
5)	ໄຟຟ້າຊີວະມວນ	42	239	0,67%	0,87%
	Total	**6.287**	**27.483**	**100%**	**100%**

ຕາຕະລາງ 4- 15: ສັດສ່ວນພະລັງງານໄຟຟ້າ ຮອດປີ 2030 (EV+IN)

» ຜົນໄດ້ຮັບ

✓ ຄາດວ່າພະລັງງານໄຟຟ້າທີ່ໄດ້ຮັບມີດັ່ງນີ້

+ ກຳລັງຕິດຕັ້ງ

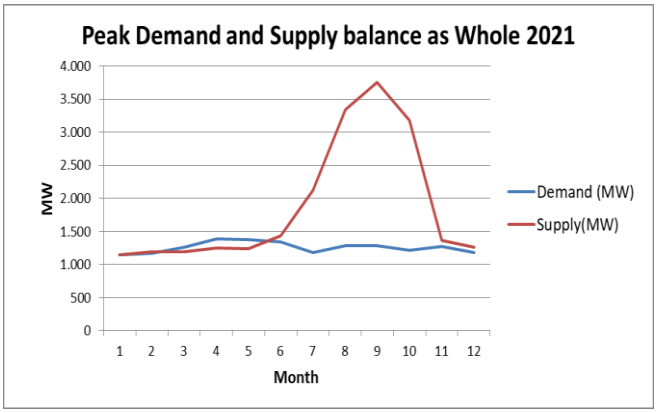
Year	Monthly "Generation(MW)"											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	1.147	1.196	1.188	1.255	1.233	1.435	2.122	3.339	3.747	3.175	1.363	1.261
2022	1.272	1.335	1.317	1.380	1.359	1.577	2.314	3.785	4.091	3.481	1.499	1.385
2023	1.283	1.349	1.328	1.387	1.366	1.597	2.364	3.843	4.128	3.630	1.511	1.395
2024	1.419	1.499	1.457	1.512	1.491	1.736	2.492	3.966	4.281	3.756	1.657	1.538
2025	1.470	1.703	1.638	1.699	1.681	1.952	2.929	4.596	5.002	4.551	1.989	1.733
2026	1.710	1.817	1.749	1.809	1.797	2.083	2.713	4.778	5.218	4.608	2.114	1.843
2027	1.735	1.858	1.785	1.833	1.825	2.127	2.978	4.857	5.294	4.678	2.134	2.183
2028	2.158	2.329	2.206	2.266	2.243	2.561	3.296	5.073	5.598	5.095	2.569	2.284
2029	2.311	2.503	2.392	2.456	2.445	2.761	3.400	5.164	5.808	5.199	2.741	2.456
2030	2.299	2.496	2.381	2.440	2.431	2.754	3.478	5.259	6.003	5.082	2.625	2.441

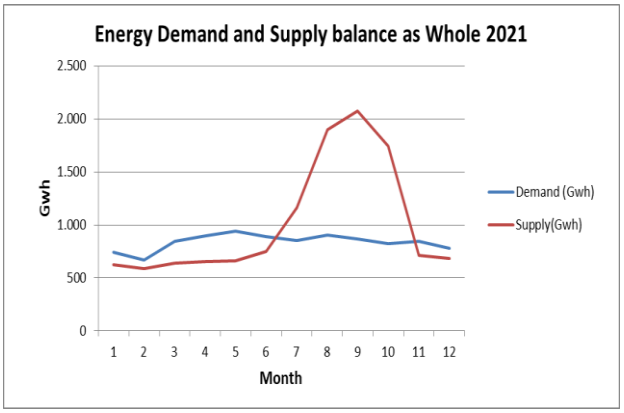
ຕາຕະລາງ 4- 16: ກຳລັງຕິດຕັ້ງລາຍເດືອນ (MW) "EV+IN"

+ ກຳລັງການຜະລິດ

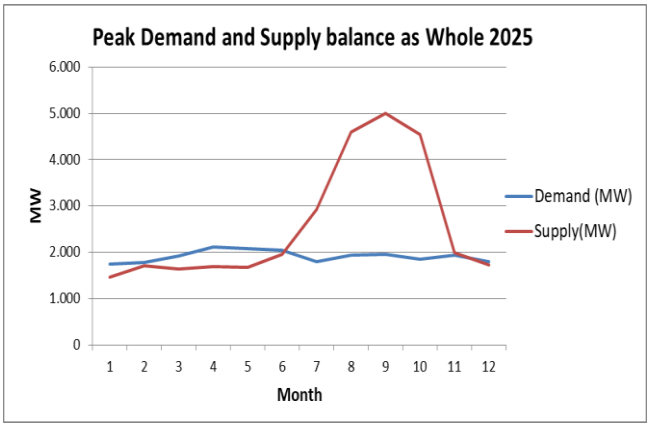
Year	Monthly "Generation(GWh)"												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	625	591	642	655	662	750	1.163	1.898	2.078	1.744	713	685	12.206
2022	694	661	713	722	731	826	1.268	2.124	2.268	1.914	785	754	13.459
2023	702	670	720	727	737	838	1.296	2.157	2.287	1.998	792	761	13.686
2024	778	746	793	795	806	913	1.367	2.226	2.370	2.067	871	841	14.573
2025	807	850	893	896	912	1.029	1.625	2.696	2.870	2.581	1.032	950	17.141
2026	942	908	956	956	976	1.100	1.601	2.695	2.908	2.541	1.100	1.012	17.694
2027	957	931	977	970	993	1.125	1.642	2.855	3.042	2.650	1.112	1.024	18.278
2028	1.195	1.170	1.213	1.205	1.227	1.360	1.826	2.966	3.200	2.899	1.348	1.261	20.869
2029	1.282	1.259	1.317	1.308	1.340	1.468	1.884	3.026	3.340	2.948	1.441	1.358	21.972
2030	1.275	1.256	1.311	1.299	1.331	1.463	1.925	3.073	3.447	2.888	1.395	1.349	22.013

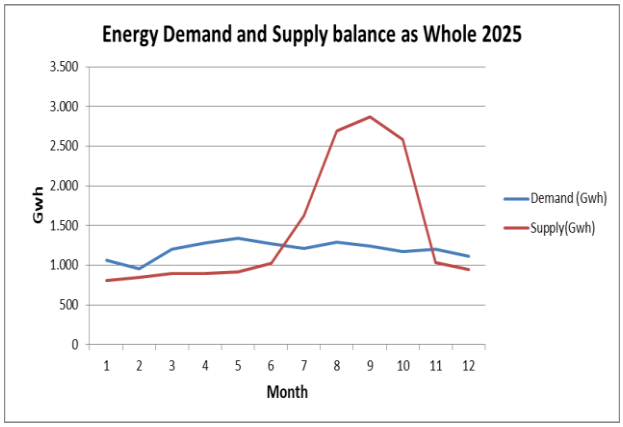
ຕາຕະລາງ 4- 17: ກຳລັງການຜະລິດລາຍເດືອນ (GWh) "EV+IN"



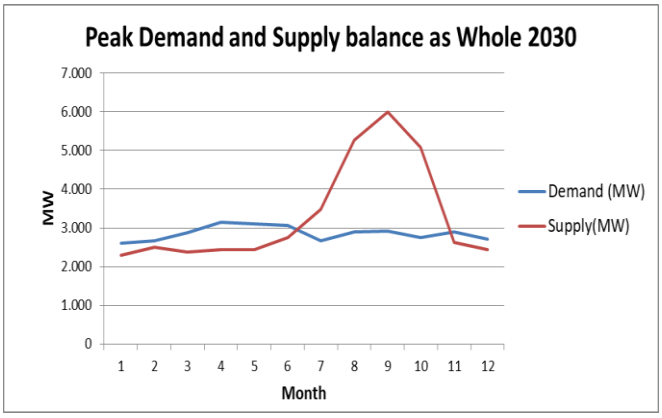


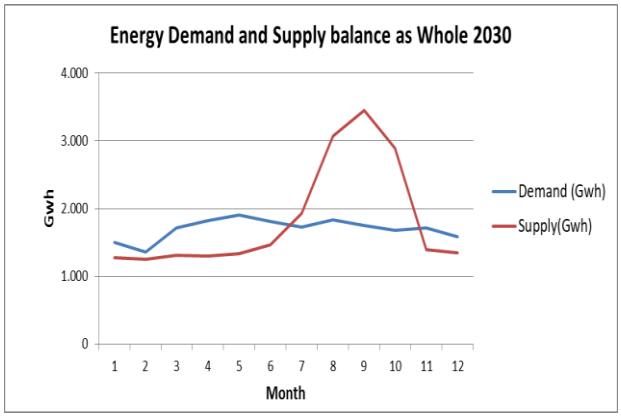
ຮູບທີ່ 4- 12: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021 (EV+IN)





ຮູບທີ່ 4- 13: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2025 (EV+IN)





ຮູບທີ່ 4- 14: ດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2030 (EV+IN)

5) ກໍລະນີທີ່ເກີດການລະບາດຂອງພະຍາດ (COVID-19)

ເນື່ອງຈາກໃນສະພາບການແຜ່ລະບາດຂອງພະຍາດ COVID-19 ໄດ້ກະທົບຕໍ່ການຂະຫຍາຍຕົວທາງເສດຖະກິດຫຼາຍ ດ້ານເຊິ່ງສົ່ງຜົນຕໍ່ລະບົບເສດຖະກິດຂອງໂລກໂດຍລວມ, ສະເພາະໃນ ສປປ ລາວ ຄາດວ່າຈະສົ່ງຜົນກະທົບໂດຍກົງຕໍ່ການ

ຂະຫຍາຍຕົວດ້ານເສດຖະກິດ ແລະ ມີແນວໂນ້ມທີ່ຊ້າລົງ, ເຊິ່ງຈະເຮັດໃຫ້ຄວາມຕ້ອງການໃນການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນໄລຍະ 2-3 ປີຕໍ່ໜ້າຈະມີກຳລັງຫຼຸດລົງ, ແຕ່ເຖິງຢ່າງໃດກໍ່ຕາມໃນຄວາມເປັນຈິງພາກຂອງແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໂດຍຜ່ານການຄຸ່ນດ່ຽງ ເຫັນວ່າຈະເຮັດໃຫ້ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອຫຼາຍສົມຄວນເປັນຕົ້ນແມ່ນ ປີ 2020-2025 ແຕ່ວ່າເປັນໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ ຈຶ່ງບໍ່ສາມາດຢຸດເຊົາ ຫລື ເລື່ອນອອກໄປໄດ້ ສະນັ້ນ, ຈຳນວນໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຈັດເຂົ້າໃນແຜນການກໍ່ສ້າງແມ່ນຈຳເປັນຕ້ອງໄດ້ກຳນົດເອົາຕາມທາງເລືອກທີ່ 1 ກໍລະນີ Base case.

4.3.4. ການສຳຮອງພະລັງງານໄຟຟ້າ

ແມ່ນການສຳຮອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະບົບໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ແລະ ພຽງພໍ, ສ້າງຄວາມສະຖຽນລະພາບໃຫ້ແກ່ລະບົບ, ເພື່ອແກ້ໄຂໃນຊ່ວງທີ່ມີຄວາມຕ້ອງການສູງສຸດຜິດປົກກະຕິ, ກໍລະນີມີການສ້ອມແປງໂຮງໄຟຟ້າ, ກໍລະນີເກີດໄພພິບັດທຳມະຊາດທີ່ບໍ່ສາມາດດຳເນີນການຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ ພະລັງງານທີ່ໄດ້ຄິດໄລ່ໄວ້ເພື່ອສຳຮອງ 15% ໃນແຕ່ລະກໍລະນີ ໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງນີ້.

- ✓ ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

Year	Monthly ພະລັງງານສຳຮອງ (GWh)												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	99	94	96	107	114	115	111	108	109	112	110	108	1.285
2022	109	104	106	118	125	126	122	119	120	123	121	118	1.413
2023	118	112	115	128	136	137	133	129	130	134	132	128	1.532
2024	127	121	124	138	146	147	142	139	140	144	141	138	1.647
2025	136	129	132	147	156	157	152	148	149	153	151	147	1.757
2026	144	137	140	156	166	167	161	157	158	163	160	156	1.866
2027	153	145	148	165	175	177	171	166	168	172	170	165	1.976
2028	161	153	157	174	185	187	181	176	177	182	179	175	2.088
2029	170	162	165	184	196	197	191	185	187	192	189	184	2.203
2030	179	170	174	194	206	208	201	195	197	202	199	194	2.320

ຕາຕະລາງ 4- 18: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ BAU”

- ✓ ກໍລະນີນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

Year	Monthly ພະລັງາສຳຮອງ (GWh)												Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2021	101	96	98	109	116	117	113	110	111	114	112	109	1.304
2022	112	107	109	121	129	130	126	122	123	127	125	122	1.452
2023	123	117	119	133	141	142	138	134	135	139	137	133	1.591

2024	133	127	130	144	153	154	149	145	147	151	148	144	1.726
2025	144	136	139	155	165	166	161	156	158	162	159	155	1.856
2026	153	146	149	166	176	178	172	167	169	173	171	166	1.985
2027	164	155	159	177	188	189	183	178	180	185	182	177	2.115
2028	174	165	169	188	199	201	194	189	191	196	193	188	2.247
2029	184	175	179	199	211	213	206	200	202	208	205	199	2.382
2030	195	185	189	210	224	225	218	212	214	220	216	211	2.518

ຕາຕະລາງ 4- 19: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ EV ”

- ✓ ກໍລະນີມີການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງອຸດສະຫະກຳ (IN)

Year	Monthly ພະລັງງານສຳຮອງ (GWh)												Total
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	
2021	115	109	112	124	132	133	129	125	126	130	128	125	1.490
2022	126	119	122	136	144	145	141	137	138	142	140	136	1.626
2023	137	130	133	148	157	158	153	149	150	154	152	148	1.768
2024	148	141	144	160	170	172	166	162	163	168	165	161	1.919
2025	159	151	154	172	182	184	178	173	174	179	177	172	2.055
2026	170	161	165	184	195	197	190	185	187	192	189	184	2.199
2027	182	172	176	196	209	210	203	198	200	205	202	197	2.351
2028	194	184	189	210	223	225	217	211	213	219	216	210	2.512
2029	207	197	201	224	238	240	232	226	228	234	230	225	2.683
2030	221	210	215	239	254	256	248	241	243	250	246	240	2.864

ຕາຕະລາງ 4- 20: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “ IN ”

- ✓ ກໍລະນີທັນເປັນໄຟຟ້າ (EV+IN)

Year	Monthly Reserve (GWh)												Total
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	
2021	117	111	113	126	134	135	131	127	128	132	130	126	1.509
2022	129	122	125	139	148	149	144	140	141	145	143	139	1.666
2023	141	134	137	153	162	164	158	154	155	160	157	153	1.828
2024	155	147	150	167	177	179	173	168	170	174	172	167	1.998
2025	167	158	162	180	191	193	186	181	183	188	185	180	2.154

2026	179	170	174	194	206	207	201	195	197	202	199	194	2.318
2027	192	183	187	208	221	223	215	209	211	217	214	208	2.489
2028	206	196	200	223	237	239	231	225	227	233	229	223	2.670
2029	221	210	215	239	254	256	248	241	243	250	246	239	2.861
2030	237	225	230	256	272	274	265	258	260	267	263	256	3.062

ຕາຕະລາງ 4- 21: ພະລັງງານສຳຮອງລາຍເດືອນ (GWh) “EV+IN”

4.3.5. ພະລັງງານຕົກເຮ່ຍໃນລະບົບ ແລະ ການບຳລຸງຮັກສາ

ເປັນການຄາດຄະເນພະລັງງານຕົກເຮ່ຍໃນລະບົບສົ່ງ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍ ທີ່ຄາດວ່າບໍ່ເກີນ ໂດຍນຳໃຊ້ຂໍ້ມູນ ປີ 2019-2020 ເປັນບ່ອນອີງໃນການປະເມີນຫາຄ່າສະເລ່ຍທົ່ວປະເທດ 12,1% ແມ່ນລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ແລະ 1,49% ແມ່ນລະບົບສົ່ງໄຟຟ້າ ເພື່ອວາງແຜນຈັດຫາແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າເຂົ້າມາທົດແທນໂດຍມີດັ່ງນີ້:

ປີ	ປະລິມານໄຟຟ້າຕົກເຮ່ຍ (GWh)			
	BAU	EV	IN	EV+IN
2021	1.701	1.697	1.680	1.659
2022	1.858	1.883	1.833	1.829
2023	1.885	1.919	1.888	1.860
2024	2.068	2.045	2.009	1.980
2025	2.245	2.187	2.317	2.329
2026	2.342	2.362	2.528	2.405
2027	2.383	2.408	2.550	2.484
2028	2.565	2.728	2.795	2.836
2029	2.607	2.768	2.827	2.986
2030	2.609	2.788	2.848	2.992

ຕາຕະລາງ 4- 22: ພະລັງງານຕົກເຮ່ຍໃນລະບົບ

4.3.6. ການປ່ອຍມົນລະພິດ CO2

ການພັດທະນາໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ຢູ່ ສປປ ລາວ ໄລຍະຜ່ານມາແມ່ນໄດ້ຖືກພັດທະນາ ແລະ ຮັບຮອງດ້ານນິຕິກຳ ກ່ອນໜ້າ ການປະກາດນຳໃຊ້ ນະໂຍບາຍພະລັງງານ ຂອງ ສປປ ລາວ ສະບັບ ເດືອນ ກໍລະກົດ ປີ 2020 ມີຈຳນວນ 7 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 7.388 MW ທີ່ໄດ້ບັນຈຸເຂົ້າໃນແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ “2021-2030” ຂອງ ສປປ ລາວ. ຊຶ່ງນະໂຍບາຍພະລັງງານໄດ້ກຳນົດໄວ້ໃນຂໍ້ 4.2 ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນທີ່ນຳໃຊ້ຖ່ານຫີນເປັນເຊື້ອໄຟ ຕ້ອງເລືອກເຟັ້ນ ເທັກໂນໂລຢີ ທີ່ທັນສະໄໝ ເປັນມິດຕໍ່ສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ, ເທັກໂນໂລຢີໃນພັດທະນາໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຕ້ອງນຳໃຊ້ຂະບວນການທີ່ສະອາດ (Clean Coal Technology) ເລີ່ມຕັ້ງແຕ່ຂະບວນກ່ອນເຜົາ ໄໝ້(Pre –

Combustion), ໄລຍະເຜົາໄໝ້ (Combustion) ແລະ ຫຼັງການເຜົາໄໝ້ (Post Combustion), ໂດຍນຳໃຊ້ຄູ່ມືແນະນຳຂອງ ອາຊ່ຽນ (ASEAN CLEAN TECHNOLOGY (CCT) HANDBOOK FOR POWER PLANT, ສ້າງຂຶ້ນໂດຍແມ່ນສູນກາງພະລັງງານອາຊຽນ ເດືອນ ທັນວາ ປີ 2017.

ນະໂຍບາຍນຳໃຊ້ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນນີ້ ແມ່ນເປັນການຮັບປະກັນການສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ສະໜ່ຳສະເໝີໃນລະບົບ, ເພື່ອຕອບສະໜອງຄວາມຕ້ອງການໃນພາກອຸດສະຫະກຳ ແລະ ເພື່ອເປັນການນຳໃຊ້ແຫຼ່ງຊັບພະຍາກອນທຳມະຊາດທີ່ມີຢູ່ພາຍໃນປະເທດ ໃຫ້ເກີດປະສິດທິຜົນສູງສຸດທາງດ້ານເສດຖະກິດ.

ອີງຕາມ ຄູ່ມືສຳລັບການຄິດໄລ່ຕົວຊີ້ວັດ ຜົນຜະລິດພະລັງງານ (Manual for Calculating Energy Output Indicators) ຂອງທະນາຄານພັດທະນາອາຊີ (ADB) ສະບັບເດືອນ ກຸມພາ ປີ 2011.

ໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ “2021-2030” ໄດ້ນຳໃຊ້ເປັນບ່ອນອີງໃນການຄິດໄລ່ປະລິມານບ່ອນມົນລະພິດ (CO_2) ຈາກໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ທີ່ບັນຈຸເຂົ້າໃນແຜນ ມີດັ່ງນີ້:

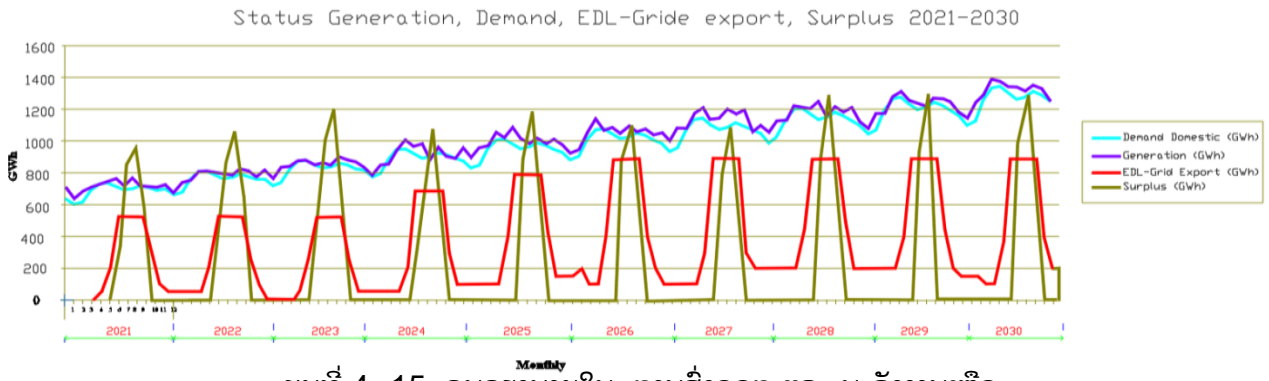
- ເທັກໂນໂລຢີນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນການພັດທະນາ ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ທີ່ມີການສຶກສາຈາກທະນາຄານພັດທະນາອາຊີ (ADB) ກຳນົດ
  - ກໍລະນີ Baseline Emission: IGCC ໄດ້ກຳນົດຄ່າເທົ່າກັບ 1,002 $kgCO_2$/Kwh ແລະ Supercritical ເທົ່າກັບ 1,002 $kgCO_2$/Kwh.
  - ກໍລະນີ Project Emission: IGCC ໄດ້ກຳນົດຄ່າ ເທົ່າກັບ 0,811 $kgCO_2$/Kwh ແລະ Supercritical ເທົ່າກັບ 0,811 $kgCO_2$/Kwh.
  - ການນຳໃຊ້ Supercritical Technology ທະນາຄານພັດທະນາອາຊີ (ADB) ອາດຈະພິຈາລະນາເປັນການລົງທຶນພະລັງງານສະອາດ.
- ໂຄງການໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ທີ່ພັດທະນາຢູ່ ສປປ ລາວ ປະກອບມີໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ຫົງສາ ດຳເນີນການຜະລິດແລ້ວ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.878 MW, ສາມາດຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ 12.582 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ, ກຳສັງກໍ່ສ້າງ 1 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 110 MW ມີກຳລັງການຜະລິດ 762 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ ແລະ ມີແຜນຈະພັດທະນາຕື່ມ ໃນ 10 ປີ (2021-2030) ມີ 6 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.700 MW ສາມາດຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ 39.535 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ ແລະ ພະລັງງານໄຟຟ້າໄດ້ທັງໝົດ ທີ່ຄາດວ່າຈະສາມາດຜະລິດໄດ້ ປະມານ 53.000 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ/ປີ.
- ເທັກໂນໂລຢີທີ່ນຳໃຊ້ 5 ໂຄງການທີ່ບໍ່ໄດ້ນຳໃຊ້ Supercritical Technology ແລະ 3 ໂຄງການທີ່ມີແຜນນຳໃຊ້ Supercritical Technology ຫຼື ດີກ່ວ່ອນ.
- ປະລິມານ CO_2 ທີ່ຄຳນວນໄດ້ ປະມານ 50,46 ໂຕນຕໍ່ປີ ຫຼື ໝົດອາຍຸສຳປະທານ 1.262 ໂຕນ.

4.3.7. ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ

ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າ ແມ່ນຖືເອົາຍັນດາໂຮງໄຟຟ້າທີ່ມີແລ້ວໄລຍະຜ່ານມາ ແລະ ບັນດາໂຄງການພັດທະນາໄຟຟ້າຕາມຍຸດທະສາດ 2021-2030 ສະໜອງໃຫ້ພຽງພໍ ກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ, ລວມທັງພິຈາລະນາແຫຼ່ງ

ສຳຮອງພະລັງງານ, ການສູນຕົກເຮ່ຍພະລັງງານໃນລະບົບສົ່ງ, ລະບົບຈຳໜ່າຍ. ຊຶ່ງໃນນັ້ນ ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະບົບ ຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ ແມ່ນປັດສະຈາກບໍ່ໄດ້ຕ່ຳການນຳເຂົ້າຈຳນວນໜຶ່ງ ເພື່ອມາດຸ່ນດ່ຽງໃນຊ່ວງມີຄວາມຕ້ອງການສູງ (Peak Load) ເນື່ອງຈາກແຫຼ່ງສະໜອງພາຍໃນ 90% ກວ່າ ແມ່ນມາຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ (ຂໍ້ມູນປີ 2020) ເຮັດໃຫ້ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງບໍ່ມີນ້ຳຜະລິດໄຟໄດ້ຕາມແຜນ. ການສ້າງຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ສະບັບ ປີ 2021-2030 ມີເປົ້າໝາຍ ໃນການດັດສົມການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃຫ້ມີຫຼາກຫຼາຍແຫຼ່ງຜະລິດ ເຮັດໃຫ້ ອັດຕາສ່ວນກ້າວເຂົ້າ ໃນຊັດສ່ວນທີ່ກຳນົດໄວ້ ໃນນະໂຍບາຍພະລັງງ ຂອງ ສປປ ລາວ [1]75% ມາຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ, [1]14% ມາຈາກໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ແລະ [1]11% ມາຈາກພະລັງງານທົດແທນ ເພື່ອເຮັດໃຫ້ການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ສ້າງຄວາມເຊື່ອໝັ້ນແກ່ການລົງທຶນຂອງພາກຸລະກິດອື່ນໆ ໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງນີ້:

[[1] ຕິວເລກດັດແກ້ອີງຕາມມະຕິກອງປະຊຸມສະພາແຫ່ງຊາດ ເລກທີ 22/ສພຊ, ລົງວັນທີ 16/11/2021]



ຮູບທີ່ 4- 15: ດຸນດຽງພາຍໃນ, ການສົ່ງອອກ ແລະ ພະລັງງານເຫຼືອ

- **ນຳໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ**
  - ✓ ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)
    - ແບ່ງປະເພດນຳໃຊ້ພາຍໃນ

ລ/ດ	ປະເພດຜູ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ	ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການຕາມຂະແໜງການ (GWh)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	ອຸດສະຫະກຳ	4.257	4.764	5.231	5.671	6.096	6.492	6.914	7.364	7.842	8.254
2	ບໍລິການ	1.546	1.653	1.758	1.865	1.975	2.084	2.198	2.319	2.447	2.604
3	ທີ່ຢູ່ອາໃສ	2.543	2.727	2.903	3.071	3.233	3.375	3.524	3.679	3.841	4.001
4	ຂົນສົ່ງ	143	165	187	209	231	245	260	275	292	342
5	ກະສິກຳ	83	118	142	170	184	197	210	224	239	263
	ລວມ	**8.572**	**9.427**	**10.221**	**10.986**	**11.719**	**12.392**	**13.106**	**13.861**	**14.661**	**15.464**

ຕາຕະລາງ 4- 23: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ

- ການດຸ່ນດ່ຽງ

Years	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

ຕາຕະລາງ 4- 24: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ (GWh)

✓ ກໍລະນີນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

- ແບ່ງປະເພດນຳໃຊ້ພາຍໃນ

ລ/ດ	ປະເພດຜູ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ	ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ (GWh)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	ອຸດສະຫະກຳ	4.257	4.764	5.231	5.671	6.096	6.492	6.914	7.364	7.842	8.254
2	ບໍລິການ	1.546	1.653	1.758	1.865	1.975	2.084	2.198	2.319	2.447	2.604
3	ທີ່ຢູ່ອາໃສ	2.543	2.727	2.903	3.071	3.233	3.375	3.524	3.679	3.841	4.001
4	ຂົນສົ່ງ	275	429	583	738	892	892	892	892	892	1.664
5	ກະສິກຳ	83	118	142	170	184	197	210	224	239	263
	ລວມ	**8.704**	**9.691**	**10.617**	**11.515**	**12.380**	**13.040**	**13.738**	**14.478**	**15.261**	**16.786**

ຕາຕະລາງ 4- 25: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ (GWh) “ EV ”

- ການດຸ່ນດ່ຽງ

Years	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

ຕາຕະລາງ 4- 26: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV ”

✓ ກໍລະນີມີການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງອຸດສະຫະກຳ (IN)

- ແບ່ງປະເພດນຳໃຊ້ພາຍໃນ

ລ/ດ	ປະເພດຜູ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ	ຄາດຄະເນEnergy (GWh)									
		2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1	**ອຸດສະຫະກຳ**	5.626	6.189	6.807	7.488	8.087	8.734	9.433	10.187	11.002	11.883
2	**ບໍລິການ**	1.546	1.653	1.758	1.865	1.975	2.084	2.198	2.319	2.447	2.604
3	**ທີ່ຢູ່ອາໃສ**	2.543	2.727	2.903	3.071	3.233	3.375	3.524	3.679	3.841	4.001
4	**ຂົນສົ່ງ**	143	165	187	209	231	244,9	259,6	275,1	291,6	342
5	**ກະສິກຳ**	83	118	142	170	184	197	210	224	239	263
	ລວມ	**9.941**	**10.852**	**11.797**	**12.803**	**13.710**	**14.634**	**15.624**	**16.684**	**17.821**	**19.093**

ຕາຕະລາງ 4- 27: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ IN ”

- ການດຸ່ນດ່ຽງ

Years	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

ຕາຕະລາງ 4- 28: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ IN ”

✓ ກໍລະນີຫັນເປັນໄຟຟ້າ (EV+IN)

- ແບ່ງປະເພດນຳໃຊ້ພາຍໃນ

ລ/ດ	ປະເພດຜູ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ	ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການຕາມຂະແໜງການ (GWh)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	ອຸດສະຫະກຳ	5.626	6.189	6.807	7.488	8.087	8.734	9.433	10.187	11.002	11.883
2	ບໍລິການ	1.546	1.653	1.758	1.865	1.975	2.084	2.198	2.319	2.447	2.604
3	ທີ່ຢູ່ອາໃສ	2.543	2.727	2.903	3.071	3.233	3.375	3.524	3.679	3.841	4.001
4	ຂົນສົ່ງ	275	429	583	738	892	892	892	892	892	1.664
5	ກະສິກຳ	83	118	142	170	184	197	210	224	239	263
	ລວມ	10.073	11.116	12.193	13.332	14.371	15.281	16.257	17.301	18.421	20.415

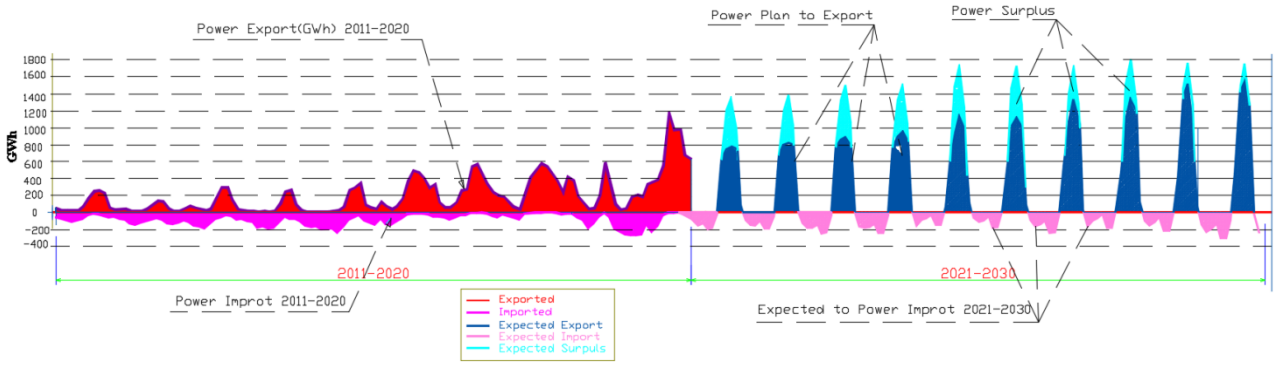
ຕາຕະລາງ 4- 29: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV+IN”

- ການດຸ່ນດ່ຽງ

Years	Balance(GWh)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2021	-246	-258	-239	-314	-311	-177	167	772	1.002	732	-117	-225
2022	-275	-271	-236	-330	-342	-218	133	828	1.011	716	-182	-271
2023	-331	-322	-288	-396	-398	-224	198	916	1.072	768	-224	-329
2024	-369	-357	-326	-448	-454	-274	144	868	1.032	709	-268	-374
2025	-265	-249	-222	-352	-356	-155	369	1.290	1.479	1.146	-104	-269
2026	-293	-273	-242	-383	-389	-182	262	1.202	1.425	1.026	-132	-301
2027	-343	-311	-281	-442	-452	-240	221	1.272	1.467	1.046	-196	-362
2028	-260	-223	-195	-368	-385	-174	260	1.252	1.486	1.139	-125	-288
2029	-354	-310	-266	-451	-465	-261	163	1.161	1.463	1.034	-223	-380
2030	-463	-411	-369	-569	-590	-383	91	1.099	1.451	873	-377	-500

ຕາຕະລາງ 4- 30: ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານ “ EV+IN ”

- **ການສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຈາກລະບົບໄຟຟ້າລາວ**



ຮູບທີ 4- 16: ແຜນການສົ່ງອອກ, ນຳເຂົ້າ, ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ

✓ **ແຜນການສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າພະລັງງານໄຟຟ້າ**

ການສົ່ງອອກພະລັງງານໄຟຟ້ານີ້ແມ່ນການສົ່ງອອກໃນລະດູຝົນ ຫຼື ເອີ້ນວ່າການສົ່ງອອກພະລັງງານຂັ້ນສອງ (Secondary Energy) ແລະ ສັງເກດເຫັນວ່າ ບາງທາງເລືອກຍັງມີການນຳເຂົ້າຫຼາຍ ເນື່ອງມາຈາກການຂັດເລືອກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສະ ໜອງການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ ຖືເອົາກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ເປັນຫຼັກ ແລ້ວພິຈາລະນາເພີ່ມຂຶ້ນໃສ່ໃນແຕ່ລະປີ ຕາມຄວາມຕ້ອງການ, ແຕ່ໃນຄວາມຕ້ອງການຕົວຈິງທີ່ຈະເພີ່ມຂຶ້ນໃນແຕ່ລະທາງເລືອກແມ່ນສາມາດປັບປຸງໄດ້ ຈະເຮັດໃຫ້ມີພະລັງງານເພີ່ມຂຶ້ນ ແລະ ການນຳເຂົ້າຈະຫຼຸດລົງ.

Years	Case BAU (GWh)		Case EV (GWh)		Case IN (GWh)		Case EV+IN (GWh)	
	Import	Export	Import	Export	Import	Export	Import	Export
2021	-813	3.000	-890	3.000	-1.775	3.000	-1.889	3.000
2022	-855	3.150	-1.025	3.150	-1.914	3.150	-2.126	3.150
2023	-1.037	3.308	-1.295	3.308	-2.186	3.308	-2.511	3.308
2024	-1.022	3.473	-1.476	3.473	-2.447	3.473	-2.870	3.473
2025	-518	3.647	-782	3.647	-677	3.647	-1.971	3.647
2026	-652	3.829	-827	3.829	-571	3.829	-2.196	3.829
2027	-975	4.020	-1.006	4.020	-1.060	4.020	-2.628	4.020
2028	-604	4.221	-334	4.221	-476	4.221	-2.017	4.221
2029	-846	4.432	-638	4.432	-945	4.432	-2.710	4.432
2030	-1.369	4.654	-1.195	4.654	-1.798	4.654	-3.661	4.654

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ຕົວເລກກຳລັງການຜະລິດ ທີ່ລະບຸໄວ້ຂ້າງເທິງບໍ່ລວມຍອດສະສົມ, ຊຶ່ງຍອດສະສົມຮອດປີ 2020 ການສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງ ຝຟລ ມີ **1.4003,5 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ**, ຍອດສະສົມສົ່ງອອກທັ້ງໝົດ (EDL+IPP) ຮອດປີ 2020 ມີ **192.030,4 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ** *(ອີງຕາມ ປຶ້ມສະຖິຕິໄຟຟ້າ 2020).*

ຕາຕະລາງ 4- 31: ຄາດຄະເນການສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າ ພະລັງງານໄຟຟ້າ (GWh)

- **ພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອໃນລະດູຝົນ**

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

ຕາຕະລາງ 4- 32: ຄາດຄະເນການພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ (GWh)

ການດຸນດ່ຽງ ລະຫວ່າງຄວາມຕ້ອງການ ແລະ ການສະໜອງ ໃຫ້ແກ່ການຊົມໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ, ນອກຈາກນັ້ນ ຍັງເຫັນໄດ້ວ່າຊ່ວງເດືອນໃນພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອ ແລະ ບໍ່ພຽງພໍ ຈະຕ້ອງໄດ້ຈັດຫາແຫຼ່ງພະລັງງານເຂົ້າມາເພີ່ມເພື່ອໃຫ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ, ສ່ວນພະລັງງານເຫຼືອຈະຕ້ອງຊອກບ່ອນຈຳໜ່າຍ. ຊຶ່ງຜົນການວິເຄາະນີ້ ເຫັນວ່າຍັງມີພະລັງງານເຫຼືອຫຼາຍໃນລະດູຝົນ ທີ່ເຫຼືອຈາກການຊົມໃຊ້ພາຍໃນ (ເອີ້ນວ່າພະລັງງານຂັ້ນສອງ) ຈະສົ່ງອອກຂາຍ ປະລິມານຖືເອົາການສົ່ງອອກໃນປີ 2019 ເປັນພື້ນຖານໃນການກຳນົດ ປະລິມານສົ່ງອອກໃນຕໍ່ໜ້າ ຫຼື ຖ້າມີການສົ່ງອອກໄດ້ຫຼາຍກວ່າ 3.000 GWh/ປີ ຍິ່ງເປັນການດີ ແຕ່ຍັງມີພະລັງງານເຫຼືອຈາກການສົ່ງອອກຕື່ມອີກຈຳນວນໜຶ່ງ (ເອີ້ນວ່າ ພະລັງງານຂັ້ນສາມ) ໃນຊ່ວງລະດູຝົນ ທີ່ຄາດວ່າຈະເປັນການຜະລິດໄຟຟ້າໃນໄລຍະສັ້ນ (ຊ່ວງເດືອນທີ່ມີປະສິມາດນ້ຳຝົນສູງສຸດ). ໃນການສົ່ງອອກພະລັງງານໄຟຟ້າ ຊ່ວງລະດູຝົນ (ຊ່ວງເດືອນ 7-10 ໄລຍະ 4 ເດືອນ) ຖືວ່າເປັນການຂາຍພະລັງງານຂັ້ນສອງ ແນ່ນອນລາຄາໄຟຟ້າຈະບໍ່ໄດ້ສູງປານໃດ ຜ່ານມາກໍ່ຂາຍໄດ້ສະເລ່ຍປະມານ 4,5 USCent/kWh ແລະ ຮັບປະກັນການນຳເຂົ້າໄຟຟ້າຕ້ອງບໍ່ຫຼາຍກວ່າການສົ່ງອອກ ດັ່ງທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນຕາຕະລາງ (4-18) ຂ້າງເທິງ ໃນແຕ່ລະທາງເລືອກ BAU, EV, IN ແລະ EV+IN.

ສ່ວນພະລັງງານທີ່ເຫຼືອຈາກການສົ່ງອອກຈຳນວນໜຶ່ງ ລັດຖະບານຈະຕ້ອງມີກົນໄກຊ່ວຍ ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ໃນການແກ້ໄຂບັນຫາດ້ານ່ກ່າວ ເຊັ່ນ: ໂຮງງານຫຼອມໂລຫະ, ອຸດສະຫະກຳ (Bitcoin mining..etc) ແລະ ຫັນປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າເປັນໄດໂດເຈນ (Hydrogen), ພັດທະນາໂຮງງານອຸດສະຫຳກຳຮອງຮັບໄຟຟ້າ ແລະ ອື່ນໆ.

ການຈັດຫາແຫຼ່ງສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ເຫັນວ່າມີຄວາມຈຳເປັນເລັ່ງດ່ວນ ແລະ ຈະຕ້ອງໄດ້ສຶບຕໍ່ເຮັດ ແລະ ປັບປຸງຢ່າງຕໍ່ເນື່ອງ ໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ພຽງພໍ ເປັນຕົ້ນແມ່ນການນຳເຂົ້າ, ການປັບປຸງການຜະລິດຈາກແຫຼ່ງພາຍໃນທີ່ມີແລ້ວ ແລະ ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໃໝ່ ທີ່ເຫັນວ່າເປັນທາງເລືອກທີ່ມີຄວາມເໝາະສົມທີ່ສຸດ ໂດຍຖືດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກເປັນຕົ້ນຕໍ.

4.3.8. ສະຫຼຸບລວມ

- **ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດຮັບໃຊ້ພາຍໃນ**

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

1) ການບັນຈຸແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດ ມີອັດຕາສ່ວນດ້ານກຳລັງການຜະລິດ ຮອດປີ 2030 ຄື: ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກກວມເອົາ 77,59%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 18,87% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 3,55 %; ກໍລະນີມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV) ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກກວມເອົາ 75,81%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 20,50% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 3,69 %; ກໍລະນີມີອຸດສະຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN) ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກກວມເອົາ 76,96%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 19,75% ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 3,29 % ແລະ ກໍລະນີຫັນເປັນໄຟຟ້າ (EV+IN) ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກກວມເອົາ 74,68%, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 21,87 % ແລະ ພະລັງງານທົດແທນທີ່ບໍ່ແມ່ນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 3,45 %.
2) ຄວາມສາມາດໃນການສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເຫັນວ່າຍັງຕ່ຳ ແລະ ຍັງມີຈຳກັດ ລະດູແລ້ງ 46,5% ແລະ ລະດູຝົນ 53,5%, ເມື່ອປຽບທຽບກັບຄວາມຕ້ອງຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງ 66% ແລະ ລະດູຝົນ 44%, ຈຶ່ງເຫັນວ່າແຫຼ່ງສະໜອງມີພະລັງງານບໍ່ທັນພຽງພໍ ກັບຄວາມຕ້ອງການໃນລະດູແລ້ງ ຍ້ອນວ່າແຫຼ່ງຜະລິດສ່ວນຫຼາຍແມ່ນຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳຂະໜາດນ້ອຍຫາຂະໜາດກາງເປັນເປັນຈຳນວນຫຼາຍແຫ່ງ. ຈຶ່ງເຫັນຄວນໃຫ້ໜ່ວຍງານປະຕິບັດ (ຝຟລ) ເຮັດການສຶກສາຄືນຢ່າງລະອຽດຕໍ່ການເພີ່ມປະສິດທິພາບການຜະລິດໄຟຟ້າ (Optimize) ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກທີ່ເປັນ Cascade ທີ່ຈະຊ່ວຍການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໄດ້ຫຼາຍຂຶ້ນ ແລະ ບັນຫາສຳຄັນທີ່ຈະຕ້ອງໄດ້ເອົາໃຈໃສ່ ປະຕິບັດຕາມຍຸດທະສາດເຕີບໂຕສີຂຽວແຫ່ງຊາດ ແລະ ເປົ້າໝາຍການພັດທະນາແບບຍືນຍົງ (SDGs), ຍຸດທະສາດວ່າດ້ວຍປ່າໄມ້ ຮອດປີ 2030 ມີເປົ້າໝາຍລວມເພື່ອພັດທະນາເສດຖະກິດ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ຮັກສາແຫຼ່ງນ້ຳເພື່ອຜະລິດກະແສໄຟຟ້າ, ສ້າງວຽກເຮັດງານທຳໃນວຽກງານປູກຕົ້ນໄມ້ເປັນສິນຄ້າ ແລະ ອຸດສະຫະກຳປຸງແຕ່ງ, ຊຶ່ງສອດຄ່ອງກັນ ກັບແນວທາງທີ່ຈະແກ້ໄຂສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ໄດ້ຫຼາຍຂຶ້ນ.
3) ການສຳຮອງພະລັງງານ 15% ທີ່ຄາດວ່າມີປະມານ 1.285 ລ້ານກິໂລວັດໂມງ ຫຼື ຄິດເປັນມູນຄ່າ 771 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ຕໍ່ປີ, ຊຶ່ງການລົງທຶນໃນການສຳຮອງພະລັງງານດັ່ງກ່າວຈະເຮັດໃຫ້ລາຄາໄຟຟ້າຜູ້ຊົມໃຊ້ສູງຂຶ້ນ ແຕ່ໃນຂະນະດຽວກັນ ກໍ່ຈະເຮັດໃຫ້ການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າມີຄວາມໝັ້ນຄົງສູງຂຶ້ນເຊັ່ນດຽວກັນ, ໃນຫຼາຍໆປະເທດກໍ່ນຳໃຊ້ນະໂຍບາຍດັ່ງກ່າວ.
4) ການດຸ່ນດ່ຽງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໂດຍລວມແລ້ວທົ່ວປະເທດ ຈະມີພະລັງງານຂາດໃນລະດູແລ້ງຈຳນວນໜຶ່ງ, ຖ້າການດຸ່ນດ່ຽງເປັນພາກແມ່ນຍັງມີຄວາມຕ້ອງການນຳເຂົ້າຂ້ອນຂ້າງຫຼາຍສົມຄວນ ເຊັ່ນ: ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ເຂດພາກກາງ, ພາກໃຕ້ຈຳນວນໜຶ່ງ ຍ້ອນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສ່ວນຫຼາຍແມ່ນມີຢູ່ເຂດພາກເໜືອ, ມີໄພແລ້ງແກ່ຍາວ,

ຝົນບໍ່ຕົກຕາມລະດູການ ບັນຫາດັ່ງກ່າວຈະມີຜົນຕໍ່ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ ແລະ ສູ້ຊົນໃຫ້ມີການສົ່ງອອກໃນລະດູຝົນຫຼາຍຂຶ້ນ, ນອກຈາກນັ້ນຍັງມີພະລັງງານໄຟຟ້າເຫຼືອໃນລະດູຝົນສູງສຸດປະມານ 2-3 ເດືອນ ຈະຕ້ອງມີກົນໄກແກ້ໄຂ ພະລັງງານຂັ້ນສອງ, ຂັ້ນສາມ ດ້ວຍຄວາມເໝາະສົມ.

5) ດ້ານດຸ່ນດ່ຽງດ້ານການຄ້າ ໝາຍເຖິງການຕີລາຄາຜົນໄດ້ຮັບດ້ານເສດຖະກິດຂອງຜູ້ຜະລິດ, ຜູ້ໃຫ້ບໍລິການ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໄປພ້ອມໆກັນ. ໃນນັ້ນ, ການກຳນົດໃຫ້ເປັນລາຄາໄຟຟ້າສອງລະດູຈະມີຜົນໄດ້ຮັບດີກ່ອນສຳລັບລາຄາໄຟຟ້າລະດູດຽວ.

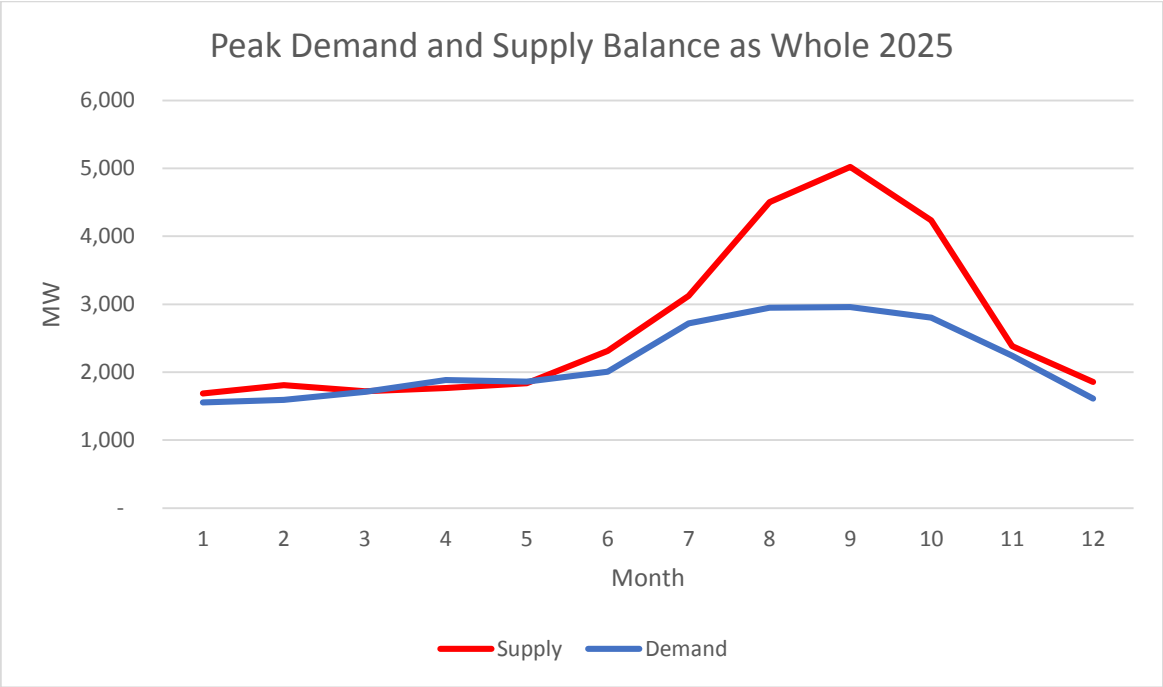
4.3.9. ສະເໜີທິດທາງແກ້ໄຂ

1) ສະເໜີສ້າງກົນໄກວາງແຜນຮ່ວມກັນສະເພາະ ລະຫວ່າງ ຂະແໜງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ກັບ ຂະແໜງອຸດສະຫະກຳ ແລະ ການຄ້າ ໃນການກຳນົດເຂດພັດທະນາ ແລະ ເຂດອຸດສະຫະກຳ ເພື່ອຊຸກຍູ້ການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃຫ້ປະກົດຜົນເປັນຈິງໃນເວລາອັນຄວນ ໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບການພັດທະນາບັນດາທ່າແຮງຂອງແຫຼ່ງສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໂດຍສະເພາະແມ່ນເຂດພາກເໜືອທີ່ມີເງື່ອນໄຂ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ແຂວງອຸດົມໄຊ ຫຼື ບັນດາແຂວງໃກ້ຄຽງ.
2) ເຂັ້ມງວດປະຕິບັດຕາມເງື່ອນໄຂ ແລະ ຂັ້ນຕອນການພັດທະນາໂຄງການຕາມລະບຽບກົດໝາຍ ໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບຄວາມຕ້ອງການ ແລະ ໃຫ້ເຫັນໄດ້ຄວາມເປັນຈິງຂອງໂຄງການ ເພື່ອຍົກສູງປະສິດທິພາບ, ປະສິດທິຜົນຂອງໂຄງການ.
3) ສະເໜີປັບປຸງນະໂຍບາຍຮັບຊື້ລາຄາໄຟຟ້າຈາກແຫຼ່ງຜະລິດເປັນສອງລະດູ ໂດຍການສ້າງກົນໄກການຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າຂອງບັນດາໂຄງການທີ່ມີອ່າງເກັບນ້ຳເພື່ອການວາງແຜນສະໜອງໄຟຟ້າໃນລະດູແລ້ງ. ສ່ວນລາຄາໃນພາກຈຳໜ່າຍຄວນກຳນົດສະເພາະໃນບາງຂະແໜງການຕາມຄວາມເໝາະສົມ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັນສະພາບຄວາມອາດສາມາດຂອງແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ (ລະດູແລ້ງ ແລະ ລະດູຝົນ) ຮັບປະກັນຜົນປະໂຫຍດຂອງຜູ້ຜະລິດ, ຜູ້ໃຫ້ບໍລິການ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄປພ້ອມໆກັນ.
4) ປັບປຸງຮູບການຜະລິດໄຟຟ້າໃຫ້ມີການປະສົມປະສານ (Hybrid) ສອດຄ່ອງຕາມທ່າແຮງ ກັບສະພາບຂອງຄວາມຕ້ອງການນຳໃຊ້ ເພື່ອເປັນການສົ່ງເສີມການຜະລິດໄຟຟ້າສະໜອງໃນລະດູແລ້ງໃຫ້ພຽງພໍຫຼາຍຂຶ້ນ.
5) ບັນດາໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າຢູ່ທາງພາກໃຕ້ທີ່ຈະສົ່ງອອກໄປຫວຽດນາມ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເປັນຈຳນວນຫຼາຍ ຊຶ່ງອາດຈະເຮັດໃຫ້ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອສະໜອງໃຫ້ພາຍໃນໄລຍະຍາວບໍ່ພຽງພໍ, ຕ້ອງໄດ້ຫາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າປະເພດອື່ນມາທົດແທນ ຫຼື ສະຫງວນບັນດາໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າຈຳນວນໜຶ່ງໄວ້ຊົມໃຊ້ພາຍໃນ ທີ່ເປັນໂຄງການການສະໜອງພະລັງງານມີປະສິດທິພາບ ເປັນຕົ້ນແມ່ນໂຄງການຕາມສາຍນ້ຳເຊກອງ ແລະ ໂຄງການນ້ຳຂອງ ຊຶ່ງເປັນໂຄງການທີ່ສາມາດຮັບປະກັນຜະລິດໄຟຟ້າໄດ້ໃນລະດູແລ້ງ ໃຫ້ມີຄວາມສະຖຽນລະພາບ ມີຄວາມໝັ້ນຄົງໄດ້ໃນລະດັບດີພໍສົມຄວນ.
6) ຊຸກຍູ້ບັນດາໂຄງການສົ່ງອອກລັດຖະບານຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມໃຫ້ຜູ້ພັດທະນາເຂົ້າເຖິງຕະຫຼາດໄຟຟ້າ ບົນເງື່ອນໄຂມີຄວາມພ້ອມ, ມີຄວາມຄືບໜ້າ ແລະ ມີຕະຫຼາດທີ່ຊັດເຈນ ໄປພ້ອມໆກັນ ຕາມກົນໄກລະບຽບ ກົດໝາຍກຳນົດໄວ້.
7) ສະເໜີໃຫ້ ສ້າງກົນໄກການບໍລິຫານຈັດການຢ່າງເໝາະສົມ ໃນການສຳຮອງແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າ ທີ່ມີການລົງທຶນຢ່າງມະຫາສານເພື່ອການສ້າງຄວາມໝັ້ນຄົງຂອງລະບົບໄຟຟ້າ ຮັບປະກັນຄວາມໜ້າເຊື່ອຖືໃນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າແກ້ໄຂໃນຍາມວິກິດ.
8) ມີກົນໄກຍົກສູງປະສິດທິພາບໃນການປະສົມປະສານການຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອການສົ່ງອອກຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ (Grid to Grid) ໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ, ມີການແລກປ່ຽນຊື້-ຂາຍພະລັງງານໄຟຟ້າຢ່າງເໝາະສົມ.

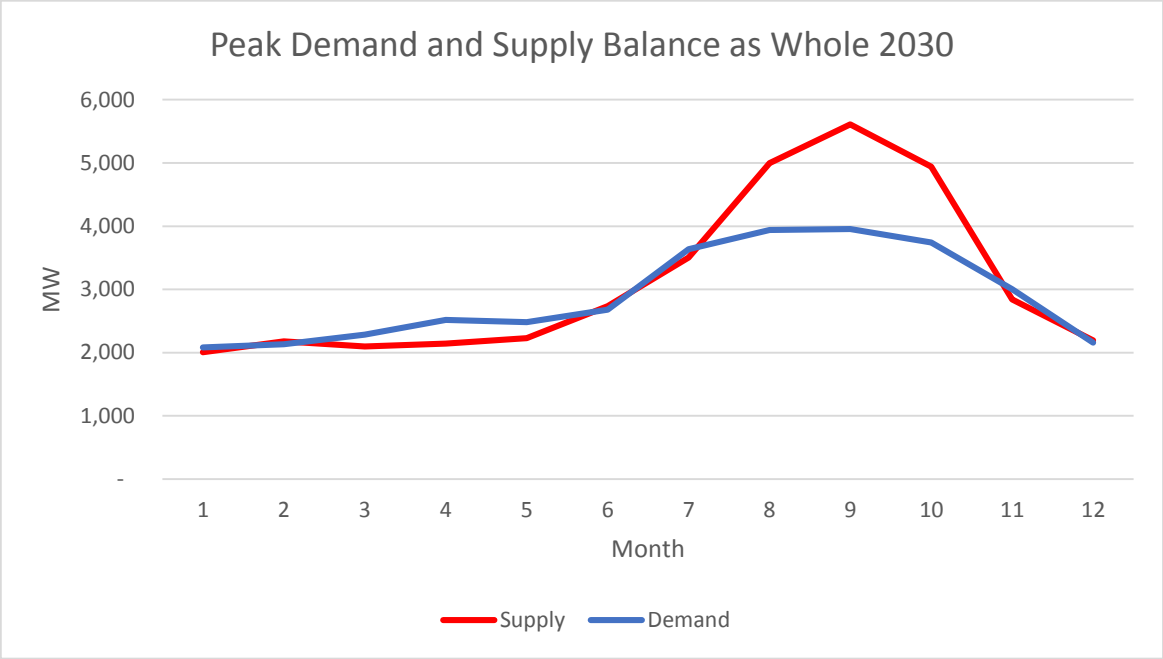
9) ການແກ້ໄຂໄຟຟ້າບໍ່ພໍໃນລະບົບໂດຍສະເພາະໃນລະດູແລ້ງ, ທົດແທນການຕົກເຮ່ຍ ທີ່ມີແຜນຈະນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ແສງຕາເວັນ ໄຟຟ້າລາວຈຳເປັນຕ້ອງສຶກສາລະບົບ, ແລ້ວກຳນົດຈຸດທີ່ຕັ້ງໂຄງການ(ຫຼີກລ້ຽງພື້ນທີ່ທີ່ນອນໃນແຜນ ພັດທະນາກະສິກຳ ແລະ ປ່າໄມ້) ແລະ ກຳນົດປະລິມານທີ່ເໝາະສົມເສຍກ່ອນ ເພື່ອຮັບປະກັນການແກ້ໄຂໃຫ້ຖືກ ຈຸດ.

10) ລັດຖະບານຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມການພັດທະນາໄຟຟ້າຈາກພະລັງງານທົດແທນ (Solar off grid, on grid rooftop ,Bio mass, Bio Gas...) ໃນເຂດທີ່ບໍ່ທັນມີໄຟຟ້າ, ມີໄຟຟ້າ ທີ່ມີເປົ້າໝາຍ ເພື່ອຮັບໃຊ້ສ່ວນຕົວ ແລະ ຂາຍ ເຂົ້າລະບົບໄຟຟ້າ.

11) ສ້າງເງື່ອນໄຂ (ກົນໄກລາຄາ) ໃນການຊຸກຍູ້ການນຳໃຊ້ພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ໂຮງງານຫຼອມ ໂລຫະ, ອຸດສະຫະກຳ (Bitcoin mining..etc) ແລະ ການຜະລິດໄຮໂດເຈນ (Hydrogen) ແລະ ສູ້ຊົນເພີ່ມ ການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນ. ຊຶ່ງທິດທາງແກ້ໄຂດັ່ງກ່າວແມ່ນສະແດງໃຫ້ເຫັນໃນຮູບທີ່ 4-17 ແລະ 4-18 ລຸ່ມນີ້.



ຮູບທີ່ 4- 17: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2025 ກໍລະນີສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ



ຮູບທີ 4- 18: ການດຸ່ນດ່ຽງ ກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2030 ກໍລະນີສົ່ງເສີມອຸດສາຫະກຳ ແລະ ການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນລະດູຝົນ

ເສັ້ນສະແດງທີ່ສະແດງໃນຮູບທີ 4-17 ຂ້າງເທິງນີ້ ເປັນກໍລະນີທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນການປັບປຸງການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2025 ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັນ ຈະຕ້ອງໄດ້ສູ້ຊຶນ ສົ່ງເສີມໃຫ້ເກີດມີອຸດສາຫະກຳຂະໜາດໃຫ່ຍ ແລະ ເພີ່ມການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ສົ່ງອອກໃຫ້ໄທ, ຫວຽດນາມ, ຈີນ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເຊິ່ງເຫັນວ່າ ຄວາມຕ້ອງການໄຟໃນລະດູຝົນຮອດປີ 2025 ຈະເພີ່ມຂຶ້ນຕື່ມເປັນ 1.695 MW ທຽບໃສ່ປີ 2021.

ເສັ້ນສະແດງທີ່ສະແດງໃນຮູບທີ 4-18 ຂ້າງເທິງນີ້ ເປັນກໍລະນີທີ່ສະແດງໃຫ້ເຫັນການປັບປຸງການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງການສະໜອງ ແລະ ຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ໃນປີ 2030 ໃຫ້ມີຄວາມສອດຄ່ອງກັນ ຈະຕ້ອງໄດ້ສູ້ຊຶນ ສົ່ງເສີມໃຫ້ເກີດມີອຸດສາຫະກຳຂະໜາດໃຫ່ຍ ແລະ ເພີ່ມການສົ່ງອອກໄຟໃນລະດູຝົນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນ ສົ່ງອອກໃຫ້ໄທ, ຫວຽດນາມ, ຈີນ ແລະ ກຳປູເຈຍ ເຊິ່ງເຫັນວ່າ ຄວາມຕ້ອງການໄຟໃນລະດູຝົນຮອດປີ 2030 ຈະເພີ່ມຂຶ້ນຕື່ມເປັນ 993 MW ທຽບໃສ່ປີ 2025.

ສັງລວມແລ້ວ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ເພື່ອເປັນການແກ້ໄຂໄຟເຫຼືອໃນລະດູຝົນໃຫ້ເຫຼືອໜ້ອຍທີ່ສຸດ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຕ້ອງສູ້ຊຶນ ເພີ່ມການຊຶມໃຊ້ໃຫ້ຫຼາຍຂຶ້ນຈາກການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີອຸດສາຫະກຳ ແລະ ສົ່ງອອກໄຟໄປຕ່າງປະເທດ ຈະຕ້ອງປະຕິບັດໃຫ້ໄດ້ 2.688 MW, ເພື່ອເປັນການຫຼຸດຜ່ອນການຂາດທຶນຂອງ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ, ເຖິງຢ່າງໃດກໍ່ຕາມ ໃນປີ 2030 ການຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະດູຝົນກໍ່ຍັງເຫຼືອເກີນຄວາມຕ້ອງການປະມານ 1.500 MW ຊຶ່ງ ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຈະຕ້ອງສູ້ຊຶນເພີ່ມການສົ່ງອອກຕື່ມ.

4.4. ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າເພື່ອການສົ່ງອອກ

ລັດຖະບານ ສປປ ລາວ ມີນະໂຍບາຍສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການຊື້-ຂາຍພະລັງງານໄຟຟ້າ ດ້ວຍຫຼາຍຮູບການເຊັ່ນ: ສົ່ງອອກໂດຍກົງເປັນລາຍໂຄງການ ຫຼື ລວມກັນຫຼາຍໂຄງການແລ້ວສົ່ງອອກ, ສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ, ການສົ່ງອອກຈາກຈຸດໜຶ່ງ (ປະເທດໜຶ່ງ) ເພື່ອສົ່ງຕໍ່ໄປຍັງອີກຈຸດໜຶ່ງ (ປະເທດທີ່ສອງ) ແລະ ພັດທະນາໃຫ້ມີການສົ່ງອອກຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ ໂດຍການນຳພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກປະເທດໜຶ່ງຜ່ານປະເທດທີ່ສອງໄປຍັງອີກປະເທດທີ່ສາມ. ໂຄງການທີ່ຈະສົ່ງອອກຂາຍຕ່າງປະເທດ ຕ້ອງເປັນໂຄງການທີ່ນອນຢູ່ໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ (ຝ່າຍຂາຍ) ແລະ ນອນຢູ່ໃນແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງປະເທດໃຊ້ໄຟຟ້າ (ຝ່າຍຊື້), ໂດຍມີຂັ້ນຕອນ, ກົນໄກປະຕິບັດຕໍ່ໄປນີ້:

1./ ຂັ້ນຕອນທີ 1: ກະກຽມໂຄງການ

1) ໂຄງການທີ່ໄດ້ຜ່ານຂັ້ນຕອນການສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ ຕາມລະບຽບ ແລະ ຂັ້ນຕອນຂອງກົດໝາຍ ຂອງຂະແໜງການທີກ່ຽວຂ້ອງ.
2) ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການຈະຕ້ອງນຳສະເໜີໂຄງການຂອງຕົນທີ່ມີຄວາມພ້ອມດ້ານເຕັກນິກ ແລະ ນິຕິກຳ ໃຫ້ ກະຊວງ ພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາ.
3) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ບັນຈຸໂຄງການເຂົ້າໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ຕາມທ່າແຮງແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າແຕ່ລະປະເພດທີ່ມີຄວາມເປັນໄປໄດ້.
4) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ຂັດເລືອກ, ຈັດລຽງໂຄງການທີ່ມີຄວາມຄືບໜ້າ, ມີເງື່ອນໄຂພ້ອມ ແລະ ພິຈາລະນາການເຊື່ອມຕໍ່ທີ່ເຫັນວ່າມີຄວາມເໝາະສົມ ແລະ ສ້າງຜົນປະໂຫຍດສູງສຸດ.

2./ ຂັ້ນຕອນທີ 2: ສຶກສາຕະຫຼາດໄຟຟ້າ

1) ລັດຖະບານ ຊຸກຍູ້ສົ່ງເສີມ ແລະ ສ້າງເງື່ອນໄຂ ຊ່ວຍຜູ້ພັດທະນາເຂົ້າເຖິງຕະຫຼາດ ປະເທດເພື່ອນບ້ານດ້ວຍຫຼາຍຮູບການຫຼາຍຂຶ້ນ.
2) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ແລະ ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ ປຶກສາຫາລື ກະກຽມຂໍ້ມູນ ທີ່ຈຳເປັນໃນການເຂົ້າຫາຕະຫຼາດໄຟຟ້າ.
3) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແລະ ກະຊວງກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງ ສປປ ລາວ ຊ່ວຍຜູ້ພັດທະນາ ອຳນວຍຄວາມສະດວກດ້ານຕ່າງໆ ທີ່ບໍ່ຂັດກັບລະບຽບກົດໝາຍ, ເຂົ້າຮ່ວມການເຈລະຈານຳຜູ້ພັດທະນາ ກັບໜ່ວຍປະຕິບັດການ, 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 ດ້ານຕະຫຼາດໄຟຟ້າຕົວຈິງຕາມ (ໝາຍວ່າໂຄງການໃດມີຄວາມພ້ອມຈະຖືກພັດທະນາຕາມເງື່ອນໄຂສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ).
6) ທຸກເອກະສານໂຄງການ ກ່ອນຈະໄດ້ເຊັນ Tariff MOU ແລະ PPA ຈະຕ້ອງຜ່ານການກວດກາຈາກພາກສ່ວນກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສປປ ລາວ ເສຍກ່ອນ ຈຶ່ງລົງນາມໄດ້.

3./ ຂັ້ນຕອນທີ 3: ກະກຽມເຊັນສັນຍາສຳປະທານໂຄງການ (CA)

ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ຈະຕ້ອງທົບທວນຄືນ ຕາມຂັ້ນຕອນຂອງລະບຽບກົດໝາຍ ເພື່ອຮັບປະກັນຜົນປະໂຫຍດຂອງລັດຖະບານຈາກໂຄງການ.

❖ **ສຳລັບໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກ ໄທ**

ໂຄງການທີ່ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ແລະ ໄດ້ສົ່ງອອກແລ້ວຮອດປະຈຸບັນລວມມີ 8 ໂຄງການລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.421 ເມກາວັດ ປະກອບມີໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າຫ້ວຍເຫາະ, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເທີນຫີນບູນ, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເທີນ 2, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳງື່ມ 2, ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນຫົງສາ, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ, ເຂື່ອນໄຟຟ້າເຊປຽນ-ເຊນ້ຳນ້ອຍ, ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳງຽບ 1.

- ແຜນສົ່ງອອກໄຟຟ້າ ກ່ອນປີ 2027 ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທັງໝົດ 982 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເທີນ 1 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 514 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳງື່ມ 3 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 468 MW
- ແຜນສົ່ງອອກໄຟຟ້າ ຫຼັງປີ 2027 ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທັງໝົດ 3.734 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຂອງ ຈຸດປາກແບ່ງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 897 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຂອງຫຼວງພະບາງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.400 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຂອງ ຈຸດປາກລາຍ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 763 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຂອງ ຈຸດສະນະຄາມ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 674 MW

  ລວມທັງໝົດ 10.137 MW

  ເຫັນວ່າ ຈຳນວນເກີບກອບ MOU ສອງຝ່າຍ ທີ່ມີໃນປະຈຸບັນ 9.000 MW ເກີນ 1.370 MW, ປະຈຸບັນ ກຳລັງສະເໜີຂໍເພີ່ມຂຶ້ນອີກ 1.200 MW ເພື່ອໃຫ້ໄດ້ 10.200 MW.

❖ **ໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກ ຫວຽດນາມ** ໂຄງການທີ່ສົ່ງອອກຮອດປະຈຸບັນມີ 3 ໂຄງການຄື: ໂຄງການເຊຊະໝານ 3, ໂຄງການເຊຊະໝານ 1 ແລະ ໂຄງການເຊຊະໝານຊານໄຊ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 572 MW ແລະ ຍັງມີໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນສັນຍາຊື້ຂາຍໄຟຟ້າແລ້ວ, ໂຄງການທີ່ມີການເຫັນດີຊື້-ຂາຍຈາກລັດຖະບານ ສສ ຫວຽດນາມ ແລະ ໂຄງການທີ່ໄດ້ມອບ-ຮັບ ໜັງສືຕົກລົງເຫັນດີ ຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ ຈາກ ລັດຖະບານ ສສ ຫວຽດນາມ ມີດັ່ງລຸ່ມນີ້:

- ໂຄງການທີ່ເຊັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ (PPA) ແລ້ວ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 519 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຊຳ 3 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 156 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳກົງ 2 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 66 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳກົງ 3 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 54 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳອີ່ມູນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 129 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຊັນ 3A ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 69 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຊັນ 3B ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 45 MW

- ໂຄງການທີ່ຈະເຂົ້າເຊັນ PPA ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 874 MW ປະກອບມີ
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕາຍ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 21 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳສັກ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 18 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຊາວ 2 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຊາວ 3 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 12 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຈາວ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 10 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 1A ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 10 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 1B ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 15 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 2A ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 15 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 2B ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 15 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 3A ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 15 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເຢືອງ 3B ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 14 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳເນີນ 1 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 124 MW
  - ໂຄງການໄຟຟ້າພະລັງງານລົມເຊກອງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 600 MW
- ໂຄງການທີ່ໄດ້ມອບຂໍ້ຕົກລົງເຫັນດີຊື້-ຂາຍໄຟ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.060 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າ ຫ້ວຍລະແງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 60 MW
  - ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບໍ່ວລະພາ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.000 MW
- ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ (Tariff MOU) ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 575 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການນ້ຳໂມ້ 1 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 60 MW
  - ໂຄງການນ້ຳໂມ້ 2 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 120 MW
  - ໂຄງການນ້ຳຊັນນ້ອຍ-ນ້ຳຊາວ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 45 MW
  - ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົວພັນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 350 MW
- ໂຄງການທີ່ເຊັນຮັບຫຼັກການ ການຂາຍໄຟ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 240 MW ປະກອບມີ:
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳງື່ມ 4 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 240 MW
- ໂຄງການທີ່ຈະມີການເຊັນບົດບັນທຶກລາຄາໄຟຟ້າ (Tariff MOU) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 324 MW ປະກອບມີ
  - ໂຄງການໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ເຂື່ອນນ້ຳກົງ 2 ແລະ 3 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 220 MW
  - ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຈຽນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 104 MW

- ໂຄງການທີ່ຈະສະເໜີເຊັນ Tariff MOU ໃນຕໍ່ໜ້າ ປະກອບມີ 26 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.859MW , ບັນດາໂຄງການເຫຼົ່ານີ້ຈະຕ້ອງມີການທົບທວນຄວາມພ້ອມໃນດ້ານຕ່າງໆ ເປັນລາຍໂຄງການ ເຖິງຄວາມເປັນໄປໄດ້ ຊຶ່ງບັນຫາຕົ້ນຕໍ່ແມ່ນຂຶ້ນກັບຄວາມຕ້ອງການ ແລະ ເຂດຕ້ອງການຂອງຕະຫຼາດ ໂດຍ ປະກອບມີດັ່ງນີ້.
  - ໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ປະກອບມີ 23 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 834 MW, ໃນນັ້ນ ມີ 4 ໂຄງການ ມີແຜນ ຊຳໃຊ້ພາຍໃນ ໂດຍປະກອບມີ ໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້າ ຕາດສະໂດຍ 32 MW, ເຊລະນອງ 1 (70 MW), ນ້ຳດີກ 1 (15MW) ແລະ ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ຊັນເປີເປີ (75 MW) ເພື່ອສະໜອງໄຟ້າ ແກ່ເຂດພາກກາງ.
  - ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຈຳນວນໜຶ່ງ ປະຈຸບັນ ບາງໂຄງການມີຄວາມພ້ອມພັດທະນາ , ບາງໂຄງການມີຄວາມ ຄືບໜ້າເປັນໄປໄດ້ ແຕ່ຍັງຂາດນິຕິກຳຮອງຮັບ ຖ້າຜູ້ພັດທະນາບຸກບືນຕໍ່ໄປກໍ່ຈະປະສົມຜົນສຳເລັດ ທີ່ຈະນຳ ສະເໜີຂາຍໄຟຟ້າໃຫ້ກັບ EVN ຕາມຄວາມຕ້ອງການຕົວຈິ່ງແຕ່ລະໄລຍະ.
  - ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ປະກອບມີ 2 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 975 MW.
- ບັນດາໂຄງການທີ່ຈະນຳສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍຫວຽດນາມ ບັນຈຸເຂົ້າໃນແຜນໃນຕໍ່ໜ້າ ຫຼາຍກວ່າ 64 ໂຄງການ ມີກຳ ລັງຕິດຕັ້ງຫຼາຍກວ່າ 5.109 MW ລາຍລະອຽດເອກະສານຕິດຂັດ B ຕາຕະລາງ B-5.

❖ **ສຳລັບໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກ ກຳປູເຈຍ** ປະກອບມີ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ດອນສະໂຮງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 195 MW ແລະ ສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ໄປຍັງແຂວງພະວິເຮຍອີກ 60 MW ແລະ ຈະເພີ່ມ ຂຶ້ນເປັນ 120 MW ໃນເວລາອັນໃກ້ນີ້ ແລະ ແຜນການສົ່ງອອກໃນຕໍ່ໜ້າມີດັ່ງນີ້:

1) ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ (EDL) ໄດ້ເຊັນສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າ (PPA) ກັບລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າ ກຳປູເຈຍ (EDC) ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 500 MW ຈາກເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ໃນຊ່ວງປີ 2021-2023 ເພື່ອສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າໃຫ້ກັບ EDC ໃນລະດູແລ້ງ 50% ແລະ ລະດູຝົນ 50%, ຊຶ່ງໄລຍະທີ່ ① ເລີ່ມແຕ່ເດືອນ 11/2020 ເຖິງ ເດືອນ 11/2021 ສົ່ງອອກ 100 MW ປະກອບມີ ເຂື່ອນດອນສະໂຮງ 1 Unit 65 MW, ເຂື່ອນເຊປ່ຽນເຊນ້ຳນ້ອຍ 40 MW; ໄລຍະທີ ② ເລີ່ມແຕ່ເດືອນ 11/2021 ເຖິງ ເດືອນ 11/2023 ສົ່ງອອກ 150 MW ປະກອບມີເຂື່ອນໄຟຟ້າ ນ້ຳກົງ 1 (160 MW); ໄລຍະທີ ③ ເລີ່ມຈາກເດືອນ 11/2023 ຈົນສິ້ນສຸດສັນຍາ ສົ່ງອອກ 250 MW ປະກອບມີເຂື່ອນໄຟຟ້າ ເຊກອງ ຕອນລຸ່ມ A (80 MW), ເຊກອງຕອນລຸ່ມ B (40MW), ນ້ຳພາກ (128MW), ຫ້ວຍປາຫຼາຍ (30MW) ແລະ ໂຮງງານສີມັງສາລະວັນ " ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 200 MW ຜະລິດໄຟໃນລະດູແລ້ງ ໃນລາຄາ 6 US Cent /ກິໂລວັດໂມງ.
2) ໂຄງການໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ລະມາມ (IPP export) ແຂວງເຊກອງ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 600 MW ສົ່ງອອກປີ 2024.
3) ໂຄງການໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລຶມ ແຜນສົ່ງອອກ (IPP export) ແຂວງເຊກອງ ມີກຳລັງຕິດ ຕັ້ງ 1.800 ເມກາວັດ ແລະ 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.

4) ແລະ ຍັງມີໂຄງການໄຟຟ້າແສງຕາເວັນຈຳນວນໜຶ່ງ ທີ່ມີຄວາມພ້ອມພັດທະນາ ທີ່ຈະນຳສະເໜີຂາຍໄຟຟ້າໃຫ້ກັບກຳປູເຈຍ ຕາມຄວາມຕ້ອງການຕົວຈິ່ງແຕ່ລະໄລຍະ.
ລາຍລະອຽດເອກະສານຕິດຂັດ Annex B ຕາຕະລາງ B-6 ລຸ່ມນີ້.

❖ **ສຳລັບໂຄງການໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກປະເທດ ມຽນມາ** ມາຮອດປະຈຸບັນແມ່ນໄດ້ສົ່ງອອກໃນລະບົບ 22 ກິໂລໂວນ ໃຫ້ແກ່ເຂດຊາຍແດນ ຈຳນວນ 10 ເມກາວັດ, ນອກຈາກນັ້ນຍັງໄດ້ຮ່ວມມືໃນການສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ໃນການເຊື່ອມໂຍງລະບົບສາຍສົ່ງທີ່ຕັ້ງເປົ້າໄວ້ຄື:

1) ຮອດປີ 2021 ຈະສົ່ງອອກເພີ່ມອີກ 60 MW
2) ຮອດປີ 2023 ຈະສົ່ງອອກເພີ່ມອີກ 100 MW
3) ຮອດປີ 2025 ຈະສົ່ງອອກເພີ່ມອີກ 300 MW

❖ **ສົ່ງອອກໄປຍັງປະເທດ ກຸ່ມອາຊຽນ**

1) ໄດ້ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າໃຫ້ກັບປະເທດມາເລເຊຍ ໂດຍຜ່ານລະບົບໄຟຟ້າຂອງໄທ ຫຼື ເອີ້ນວ່າ ລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ ເບື້ອງຕົ້ນ 100 MW, ປະຈຸບັນໄດ້ເພີ່ມຂຶ້ນເປັນ 300 MW

ຢູ່ໃນຂັ້ນຕອນການສຶກສາ, ປຶກສາຫາລືກັນ ເພື່ອຂະຫຍາຍການຮ່ວມມື ໃນການຊື້-ຂາຍ ແລະ ແລກປ່ຽນພະລັງງານ ເຊື່ອມຕໍ່ໃສ່ກັບປະເທດສິງກະໂປ ເຊື່ອມເອີ້ນວ່າ ລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ.

ພາກທີ V ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

5.1. ຫຼັກການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າ ແມ່ນອີງໃສ່ການພັດທະນາແຫລ່ງຜະລິດ ໂດຍການຈັດລຽງບູລິມະສິດ ເອົາບັນດາ ໂຄງການທີ່ກຳລັງກຳສ້າງ, ໂຄງການທີ່ມີສັນຍາສຳປະທານຊື້ຂາຍໄຟຟ້າ ແລະ ໂຄງການທີ່ມີສັນຍາບົດບັນທຶກຄວາມເຂົ້າໃຈ ກັບລັດຖະບານ ນອກຈາກນັ້ນຍັງອີງໃສ່ຜົນຂອງການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະປີ ເພື່ອນຳເອົາຂໍ້ມູນ ເລົ່ານີ້ມາຄິດໄລ່ ແລະ ວິເຄາະລະບົບໃຫ້ມີຄວາມຊັດເຈນ ແລະ ຖືກຕ້ອງຕາມການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າຂອງແຕ່ ລະປີ, ຜົນໄດ້ຮັບຂອງການວິເຄາະຈະເປັນຂໍ້ມູນພື້ນຖານ ດ້ານຄວາມໝັ້ນຄົງສະຖຽນລະພາບຂອງລະບົບໄຟຟ້າ ເພື່ອ ຮັບປະກັນການສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າພາຍໃນປະເທດໃຫ້ມີຄວາມໝັ້ນຄົງ ພ້ອມດຽວກັນນັ້ນຕ້ອງມີການວາງແຜນການ ເຊື່ອມໂຍງກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ໂດຍອີງໃສ່ການສຶກສາຂອງອະນຸພາກພື້ນ GMS ແລະ ASEAN APG ແລະ ອີງໃສ່ ບົດບັນທຶກຄວາມເຂົ້າໃຈການຮ່ວມມືດ້ານພະລັງງານ (MOU), ດັ່ງນັ້ນຕ້ອງໄດ້ເອົາໃຈໃສ່ບັນຫາດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1) ຄວາມໝັ້ນຄົງຂອງລະບົບສົ່ງ

ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງຄວາມສະເຖຍລະພາບ ແລະ ຄວາມໝັ້ນຄົງລະບົບໄຟຟ້າ ໂດຍສະເພາະການວາງແຜນຄຸ້ມຄອງ ລະບົບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ, ລະບົບສົ່ງໄຟຟ້າ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍໄຟຟ້າ ໃນແຕ່ລະເຂດ ແຕ່ລະພາກ ເພື່ອຕອບສະໜອງ ປະລິມານການເພີ່ມຂຶ້ນຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ, ອຸດສາຫະກຳ, ແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມແຫ່ງຊາດ, ກໍລະນີ ເກີດເຫດວິກິດດ້ານພະລັງງານ ແລະ ຮັບປະກັນໃຫ້ແກ່ການເຊື່ອມໂຍງກັບລະບົບໄຟຟ້າຂອງປະເທດເພື່ອນບ້ານ.

2) ດ້ານເສດຖະກິດ

ການວາງແຜນລະບົບສົ່ງ ແມ່ນຄຳນຶງເຖິງການລົງທຶນລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທີ່ເໝາະສົມ ເພື່ອຮອງຮັບການເຊື່ອມຕໍ່ ຈາກແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຫາສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ສະໜອງແກ່ຜູ້ຊົມໃຊ້ ຊຶ່ງຕ້ອງມີການຄິດໄລ່ວິເຄາະຢ່າງລະອຽດ ໂດຍອີງໃສ່ ຫົວໜ່ວຍລາຄາກາງ ເປັນບ່ອນສົມທຽບ ເພື່ອການລົງທຶນຂອງໂຄງການມີປະສິດທິພາບ ແລະ ປະສິດທິຜົນ ໂດຍການຈັດ ລຽງບູລິມະສິດຂອງໂຄງການທີ່ຈະພັດທະນາແຕ່ລະໄລຍະ.

3) ດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ

ທຸກໆໂຄງການພັດທະນາສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ຕ້ອງໄດ້ຄຳນຶງເຖິງການປະເມີນຜົນກະທົບດ້ານສິ່ງແວດລ້ອມ ແລະ ສັງຄົມ ເພື່ອໃຫ້ສອດຄ່ອງກັບບົດລາຍງານການສຶກສາຄວາມເປັນໄປໄດ້ທາງດ້ານເສດຖະກິດ-ເຕັກນິກ, ຕາມຂັ້ນຕອນ ທີ່ໄດ້ກຳນົດໄວ້ໃນກົດໝາຍວ່າດ້ວຍການປົກປັກຮັກສາສິ່ງແວດລ້ອມ, ກົດໝາຍວ່າດ້ວຍໄຟຟ້າ ແລະ ກົດ ໝາຍອື່ນໆ ທີ່ກ່ຽວຂ້ອງໃນການລົງທຶນ ຂອງ ສປປ ລາວ.

5.2. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າ

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ໃນໄລຍະຜ່ານມາແມ່ນອີງໃສ່ການຄາດຄະເນ ການຂະຫຍາຍຕົວທາງດ້ານ ເສດຖະກິດ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເປັນຫຼັກ ດັ່ງນັ້ນຈຶ່ງເຮັດໃຫ້ການວາງແຜນລະບົບສາຍສົ່ງບໍ່ສາມາດສະໜອງພະລັງງານໄຟຟ້າ ໄດ້ຕາມແຜນຕາມຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ ໃນແຕ່ລະແຂວງໂດຍສະເພາະແມ່ນນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ, ດັ່ງນັ້ນ ເພື່ອຍົກ ສູງການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃຫ້ມີປະສິດທິພາບ ແລະ ຮອງຮັບການເພີ່ມຂຶ້ນຂອງຜູ້ຊົມໃຊ້ການພັດທະນາລະບົບ

ໄຟຟ້າສະບັບນີ້ ແມ່ນເນັ້ນໃສ່ ແຕ່ປີ 2021-2030 ໂດຍພິຈາລະນາການດຸ່ນດຽງການເພີ່ມຂຶ້ນຄວາມຕ້ອງການການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ ແລະ ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ.

ໃນຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ນີ້ ວຽກງານການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ-ສະຖານີ ກໍ່ແມ່ນວຽກງານໜຶ່ງທີ່ສຳຄັນ ເຊິ່ງວິທີການວາງແຜນແມ່ນ ອີງຕາມຜົນການວິເຄາະຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະໄລຍະ 2021-2030 ໂດຍນຳໃຊ້ເຄື່ອງມືທີ່ເປັນວິທະຍາສາດ, ການວິເຄາະຄວາມເປັນໄປໄດ້ຂອງແຫຼ່ງສະໜອງໄຟຟ້າທີ່ຈະເກີດຂຶ້ນໃນປີ 2030 ຈາກທີມງານວິຊາການຂອງກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ, ອີງຕາມແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ແຕ່ ປີ 2019 ຫາ 2030 ແລະ ອີງຕາມຜົນການສຶກສາແຜນແມ່ບົດອີງການໄຈກາ ກ່ຽວກັບແຜນການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວ ແຕ່ປີ 2020 ຫາ 2030. ນອກຈາກນີ້ຍັງໄດ້ນຳໃຊ້ໂປຼແກຼມ Digsilent 15.1 ເພື່ອຊ່ວຍໃນການວາງແຜນລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວ ເຊິ່ງໄດ້ມີວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ, ວິເຄາະແຮງດັນຕົກ, ກຳລັງສະຖານີໄຟຟ້າ ແລະ ຄວາມສາມາດຂອງສາຍສົ່ງ ທີ່ຈະລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າໄດ້ຈາກພາກຕໍ່ພາກ. ດັ່ງນັ້ນ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ຫຼື NPDS 2021-2030 ຈຶ່ງສາມາດສະຫຼຸບບັນດາໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ເຂົ້າໃນແຜນໄດ້ຢ່າງຊັດເຈນ ເຊິ່ງໄດ້ກຳນົດສາຍສົ່ງຕາມເຂດຄຸ້ມຄອງລະບົບໄຟຟ້າໃນປີ 2021-2030 ເຊິ່ງລວມມີ 4 ພາກ ໃຫຍ່ ຄື: ເຂດພາກເໜືອ, ນະຄອນຫລວງວຽງຈັນ, ເຂດພາກກາງ, ແລະ ເຂດພາກໃຕ້, ເພື່ອສະດວກໃນການຄຸ້ມຄອງ ແລະ ການບໍລິຫານ ການສົ່ງ ແລະ ການຮັບ ພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກບັນດາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າຕ່າງໆ ເຂົ້າຫາສະຖານີໄຟຟ້າ ເພື່ອແຈກຈ່າຍໃຫ້ກັບຜູ້ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າທີ່ເພີ່ມຂຶ້ນຕາມການຄາດຄະເນໄດ້ຢ່າງມີປະສິດທິພາບ. ການແບ່ງເຂດຄຸ້ມຄອງສາຍສົ່ງດັ່ງສະແດງໃນຮູບທີ 5.1.



ຮູບທີ 5- 1: ການແບ່ງເຂດຄຸ້ມຄອງລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວ 2021-2030

5.3. ສະຖານະພາບລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າພາຍໃນປະຈຸບັນ 2020

5.3.1. ລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ຂອງ ຟຟລ ພາຍໃນປະເທດ

ປະຈຸບັນ ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຮງສູງ ຂອງ ຟຟລ ມີການຂະຫຍາຍຕົວ ແລະ ໄດ້ເຊື່ອມຕໍ່ກັນໃນທົ່ວປະເທດ ເພື່ອ ແລກປ່ຽນພະລັງງານ ລະຫວ່າງ ພາກ ຕໍ່ ພາກ, ຊຶ່ງມີລວງຍາວທັງໝົດ 6.163 km, 9.096 cct-km. ດັ່ງຕາຕະລາງ ລຸ່ມ ນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 1: ສະພາບຂອງສາຍສົ່ງໃນປະຈຸບັນ

ລ/ດ	ລາຍລະອຽດ	ລວງຍາວຂອງສາຍສົ່ງ (Km) Length (Km)			ລວງຍາວຂອງສາຍສົ່ງ ຕໍ່ວົງຈອນ Length (cct-Km)		
		ລວມ Total Length (Km)	115 kV	230 kV	ລວມ Total Length (cct-Km)	115 kV	230 kV
1	ພາກເໜືອ	3.396	2.668	728	4.736	3.302	1.433
2	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	195	195	0	281	281	0
3	ພາກກາງ	1.696	1.422	274	2.769	2.221	548
4	ພາກໃຕ້	876	876	0	1.310	1.310	0
5	ທົ່ວປະເທດ	**6.163**	**5.161**	**1.002**	**9.096**	**7.115**	**7.981**

ປະຈຸບັນ ມີສະຖານີໄຟຟ້າ 230/115/22 kV ຈຳນວນ 12 ແຫ່ງ ແລະ ສະຖານີ 115/22 kV ຈຳນວນ 58 ແຫ່ງ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ 5.213,5 MVA, ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 2: ສະພາບຂອງສະຖານີໄຟຟ້າໃນປະຈຸບັນ

ລ/ດ	ລາຍລະອຽດ	ຂະໜາດ ຂອງ ສະຖານີ Substation Type			ໝໍ້ແປງ Power Transformation		
					ກຳລັງຕິດຕັ້ງ capacity		ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ
		Total	115 kV	230 kV	115 kV	230 kV	Total Capacity (MVA)
1	ພາກເໜືອ	38	30	8	834,5	2040,0	2874,5
2	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	9	7	2	614,0	600,0	1214,0
3	ພາກກາງ	13	11	2	412,0	300,0	712,0
4	ພາກໃຕ້	10	10	0	413,0	0,0	413,0
5	ທົ່ວປະເທດ	**70**	**58**	**12**	**2.273,5**	**2.940,0**	**5.213,5**

5.3.2. ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ

ລະບົບສາຍສົ່ງ ແລະ ລະບົບຈຳໜ່າຍຂອງ ຟຟລ ໄດ້ເຊື່ອມຕໍ່ກັບລະບົບໄຟຟ້າ ຂອງກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານ ເພື່ອເປັນການຊື້-ຂາຍ ແລະ ແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າ ດ້ວຍກັນ (ສົ່ງອອກ ແລະ ນຳເຂົ້າ ພະລັງງານໄຟຟ້າ) ປະກອບມີ 33 ຈຸດ, ລະບົບສາຍສົ່ງເຊື່ອມຕໍ່ໃນລະດັບແຮງດັນ 500 ແລະ 230 kV ແມ່ນສາຍສົ່ງເຊື່ອມຕໍ່ ຂອງ ເຂື່ອນ IPP(e) ທີ່ສົ່ງພະລັງງານໂດຍກົງ.

ຕາຕະລາງ 5- 3: ສະພາບການເຊື່ອຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດໃນປະຈຸບັນ

ແຮງດັນ (kV)	ພະເທດໄທ		ຫວຽດນາມ	ກຳປູເຈຍ	ມຽນມາ	ຈີນ	ຄວາມຍາວຂອງສາຍສົ່ງ	
	EGAT	PPA					Km	(cct-km)
500	3			1			646	1.292
230	2		2				500	1.000
115	6			1		1	218	254
35/22			7			2	126	126
22		6		1	1		201	201
Total	11	6	9	3	1	3	1.691	2.873

5.4. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

5.4.1. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021-2025

ກ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ທາງພາກເໜືອ ຂອງປີ 2021-2025

ໃນພາກເໜືອໄດ້ມີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງປີ 2025 ມີທັງໝົດ 793 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2025 ຄາດວ່າຈະມີກຳລັງຕິດຕັ້ງເພີ່ມຂຶ້ນ 362 MW ແລະ ປີ 2025 ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.438 MW. ເມື່ອມາດຸ່ນດ່ຽງກັນພາຍໃນພາກ ແລະ ອີງໃສ່ຜົນການຄິດໄລ່ການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າເຫັນວ່າ ກຳລັງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າທີ່ເກີນຄວາມຕ້ອງການໃນພາກເໜືອ ຈະໄຫຼເຂົ້າມາຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ ແລະ ເຂດພາກກາງ ເທົ່າກັບ 1.274 MW, ລາຍລະອຽດໄດ້ສະແດງໃນຕາຕະລາງ ຕາຕະລາງ 5-4.

ຕາຕະລາງ 5- 4: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະການໄຫຼກຳລັງໄຟຟ້າໃນພາກເໜືອ ຮອດປີ 2025

ຫົວໜ່ວຍ	ລະບົບຂອງ ຟຟລ	ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ	ຄວາມຕ້ອງການ ຂອງ ພາກເໜືອ	ການດຸ່ນດ່ຽງ
MW	2.438	2.194	793	1.260,8

- ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບສາມາດສະຫຼຸບໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2025 ແມ່ນຍັງ ສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ ແລະ ເຂດພາກກາງ ໄດ້ຢ່າງເປັນປົກກະຕິ, ຍິ່ງໄປກວ່ານັ້ນ ພາຍ ໃນປີ 2021 ຍັງຈະມີສາຍສົ່ງ 500 ກວ ແຕ່ ຊຽງຂວາງ ຫາ ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ສຳເລັດຕື່ມອີກ ຈະເຮັດໃຫ້ ຄວາມສາມາດການສົ່ງກະແສໄຟຟ້າຂອງສາຍສົ່ງ ແຕ່ ພາກເໜືອ ຫາ ນະຄອນຫຼວງ ລວມ ເປັນ 2.300 MW (ລວມມີສາຍສົ່ງ 500 ກວຊຽງຂວາງ-ນະຄອຫຼວງ, 230 ກວ ຫົນເຫີບ-ນາຊາຍທອງ ແລະ 230 ກວ ນ້ຳງື່ມ1 ຫາ ນາບິງ). ເນື່ອງຈາກວ່າສາຍສົ່ງດັ່ງກ່າວໄດ້ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດແລ້ວ ເພື່ອໝູນໃຊ້ສາຍສົ່ງດັ່ງກ່າວໃຫ້ເກີດປະໂຫຍດ ສູງ ຈຶ່ງຈຳເປັນຈະຕ້ອງໄດ້ຂະຫຍາຍສາຍສົ່ງເພີ່ມໃນເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນຈຳນວນໜຶ່ງ ເພື່ອເຊື່ອມຈາກສະຖານີ ເພຍລາດ ຫາ ສະຖານນີນາຊາຍທອງ ແລະ ສະຖານີດົງໂພສີ. ໃນໄລຍະ 2021-2025 ການສົ່ງໄຟຈາກສະຖານີນາ ເພຍ ຫາ ສະຖານີເພຍລາດ ແມ່ນເໝາະສົມສົ່ງໃນລະບົບແຮງດັນ 230 ກວ, ສ່ວນ 2026-2030 ຈຶ່ງພິຈາລະນາ ລະບົບເປັນ 500 ກວ ຈຶ່ງມີຄວາມເໝາະສົມກັບກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ຈະເຂົ້າລະບົບໃນແຕ່ລະໄລຍະ. ກ່ຽວກັບເມືອງ ຍອດອູ ແຂວງຜົ້ງສາລີ ອຸດສະຫາກຳບໍ່ແຮ່ ມີການຂະຫຍາຍໂຕສູງ ສະນັ້ນການກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງ 115 ກວ ແຕ່ບຸນ ເໜືອ ຫາ ຍອດອູ ຈຶ່ງມີຄວາມຈຳເປັນສຶກສາ ແລະ ລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT ໄດ້ ເພື່ອຫຼຸດຜ່ອນການລົງທຶນຂອງ ຟຟລ. ແຂວງຫົວພັນ ຟຟລ ໄດ້ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ຫົວເມືອງ ຫາ ຊຳໃຕ້ ແລະ ສະຖານີຊຳໃຕ້ສຳເລັດ ແລ້ວ ເພື່ອໝູນໃຊ້ສາຍສົ່ງດັ່ງກ່າວໃຫ້ເກີດປະໂຫຍດສູງສຸດ ຈະມີການພິຈາລະນາເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ຢູ່ໃກ້ຄຽງເຊື່ອມ ເຂົ້າສະຖານີຊຳໃຕ້ເຊັ່ນ: ເຂື່ອນນ້ຳດິກ, ນ້ຳແຕບ, ນ້ຳເຍືອງ ແລະ ເຂື່ອນຕ່າງໆ ທີ່ຈະສຳເລັດໃນໄລຍະ 2021-2025 ເພື່ອສະໜອງໄຟຟ້າໃຫ້ກັບເມືອງຊຳໃຕ້, ເມືອງກວັນ ແລະ ເມືອງໃກ້ຄຽງອື່ນໆ ໄດ້ມີໄຟຟ້າໃຊ້ຢ່າງໝັ້ນຄົງ.
- ນອກນີ້ສາຍສົ່ງເຂດພາກເໜືອຈະມີໂຄງການສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບການສະໜອງໄຟໃຫ້ແກ່ທາງລົດໄຟ ລາວ-ຈີນ ເກີດຂຶ້ນໃນໄລຍະ 2021-2022 ແລະ ໂຄງການສາຍສົ່ງຂອງບໍລິສັດ EDL-T ມີແຮງດັນ 230 ກວ ຂຶ້ນໄປ ທີ່ຈະ ເກີດຂຶ້ນໃນໄລຍະ 2021-2025 ແລະ 2026-2030 ກໍ່ຈະມີການທົບທວນຄືນຢ່າງລະອຽດ ເພື່ອປັບປຸງແຜນ ພັດທະນາໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ ເປັນແຕ່ລະໄລຍະໃຫ້ມີຄວາມລະອຽດສົມບູນຍິ່ງຂຶ້ນ.

ຂ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ຂອງປີ 2021-2025

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນກໍລະນີພື້ນຖານຢູ່ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ຂອງປີ 2025 ມີທັງ ໝົດ 536 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2025 ທັງໝົດຍັງຄົງເປັນພະລັງງານແສງຕາເວັນມີທັງໝົດ 6 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັ້ງໝົດເທົ່າກັບ 30.2 MW ກຳ ລັງໄຟຟ້າສ່ວນໃຫຍ່ໄຫຼມາທາງພາກເໜືອ ເຂົ້າຫາສະຖານີ 230/115 ກວ ນາຊາຍທອງ ເທົ່າກັບ 240 MW ແລະ ຈາກ ສະຖານີແສງສະຫວ່າງ ຫາ ສະຖານີນາບິງ 286 MW, ສະຖານີທ່າບົກ ຫາ ສະຖານີນາບິງ 180 MW, ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ນາເພຍ-ເພຍລາດ 200 MW, ເຂື່ອນນ້ຳງື່ມ 155 MW ແລະ ບັນດາແຫຼ່ງຜະລິດອື່ນໆ ທີ່ຢູ່ໃກ້ຄຽງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ລຳລຽງເພື່ອຮັບໃຊ້ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ. ຖ້າມີການປັບປຸງສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ດົງໂພສີ ຫາ ໜອງຄາຍ ຄາດວ່າຈະມີກຳ ລັງໄຟຟ້າໄຫຼຜ່ານຈຸດດັ່ງກ່າວເທົ່າກັບ 519 MW ລາຍລະອຽດໄດ້ສະແດງໃນຕາຕະລາງຕາຕະລາງ 5-5.

ຕາຕະລາງ 5- 5: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະການໄຫຼກຳລັງໄຟຟ້າຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ ປີ 2025

ຫົວໜ່ວຍ	ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ	ຄວາມຕ້ອງການ ຂອງ ເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	ໄຫຼອອກໄທ
MW	1.141	536	512

- ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບຂອງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງ 115 ກວ ຂອງ ຟຟລ ໃນ ປີ 2025 ແມ່ນຍັງສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າໄປຫາແຕ່ລະສະຖານີໄດ້ຢ່າງເປັນປົກກະຕິ ເນື່ອງຈາກໄດ້ມີໂຄງການ ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ອ້ອມນະຄອນຫຼວງເກີດຂຶ້ນ ເຊິ່ງໄດ້ມີບາງຈຸດສະຖານີ ແລະ ສາຍສົ່ງເກີດຂຶ້ນໃໝ່ ແລະ ປັບປຸງ ຄືດັ່ງລຸ່ມນີ້:

    1. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ສະຖານີນາບົງ ຫາ ສະຖານີດົງໂພສີ ຂະໜາດສາຍ (ACSR 2x410 SQ.mm 2 ວົງຈອນ) ບັນທຸກໂຫຼດເທົ່າກັບ 42%.
    2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ສະຖານີເພຍລາດ ຫາ ສະຖານີນາຊາຍທອງ ຂະໜາດສາຍ (ACSR 1x630 SQ.mm 2 ວົງຈອນ) ບັນທຸກໂຫຼດເທົ່າກັບ 54%.
    3. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ສະຖານີນາຊາຍທອງ ຫາ ສະຖານີນານາບົງ ເຫັນວ່າຍັງບໍ່ທັນຈຳເປັນໃນໄລຍະນີ້ ເທື່ອ.
    4. ສະຖານີໃໝ່ ເພຍລາດ ໝໍ້ແປງ 230/115 ກວ 2x200 MVA ບັນທຸກໂຫຼດເທົ່າກັບ 71%.
    5. ສະຖານີໃໝ່ ດົງໂພສີ ໝໍ້ແປງ 230/115 ກວ 2x200 MVA ບັນທຸກໂຫຼດເທົ່າກັບ 71%.
    6. ປັບປຸງໝໍ້ແປງ 230/115 ກວ 2x200 MVA ສະຖານີນາຊາຍທອງ ບັນທຸກໂຫຼດເທົ່າກັບ 88%.

ຄ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ເຂດພາກກາງ ຂອງປີ 2021-2025

ໃນພາກກາງໄດ້ມີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນປີ 2025 ມີທັງໝົດ 470 MW ແຫຼ່ງຜະລິດ ໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2025 ຈະມີກຳລັງຕິດຕັ້ງເພີ່ມ ຂຶ້ນເປັນ 399,5 MW. ແຕ່ຜົນການວິເຄາະລະບົບ ເຫັນວ່າຍັງຕ້ອງໄດ້ນຳເຂົ້າໄຟຈາກພາກເໜືອ ແລະ ໃຕ້ ໂດຍຜ່າຍສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທ່າບົກ-ປາກຊັນ 159 MW ແລະ 230 ກວ ທ່າວຽງ-ຫຼັກ20 ຕື່ມອີກ 186 MW ແລະ ນຳເຂົ້າຈາກພາກໃຕ້ ແຕ່ສະຖານີເຕົ້າຖ່ານ-ສະຖານີໜອງເດີ່ນ ເທົ່າກັບ 120 MW. ຊຶ່ງກໍ່ສາມາດສົ່ງໄຟອອກໄທ ໄດ້ 3 ຈຸດ ຄື: 1. ປາກຊັນ-ບົງ ການ ເທົ່າກັບ 190 MW, 2. ທ່າແຂກ-ນະຄອນພະນົມ 142 MW ແລະ 3. ປາກບໍ່-ມຸກດາຫານ 84 MW. ດັ່ງ ຕາຕະລາງຕາຕະລາງ 5-6.

ຕາຕະລາງ 5- 6: ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກກາງ ປີ 2025

ຫົວໜ່ວຍ	ລະບົບຂອງ ຟຟລ	ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ	ຄວາມຕ້ອງການຂອງເຂດພາກກາງ	ດຸ່ນດ່ຽງເຫຼືອ
MW	478	434	399,5	416

- ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບຂອງເຂດພາກກາງໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2020 ແມ່ນຍັງ ສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າໄດ້ຢ່າງເປັນປົກກະຕິ ເນື່ອງຈາກໄດ້ຈຳລອງກໍລະນີມີສາຍສົ່ງ 230 ກວ ເຊື່ອມຈອດ

ຈາກສະຖານີຫຼັກ 20 ຫາ ສະຖານີມະຫາໄຊ ສຳເລັດ ແລະ ເຂດສະຖານີປາກຊັນ ແມ່ນໄດ້ຈຳລອງເປັນສະຖານີ 230 ກວ ເພື່ອເຊື່ອມຕໍ່ກັບເຂດບຶງການ ຕາມແຜນປີ 2023 ຄວນມີການຍົກລະດັບ.

ງ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ເຂດພາກໃຕ້ ຂອງປີ 2021-2025

ພາກໃຕ້ໃນກໍລະນີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນປີ 2025 ມີທັງໝົດ 171,9 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2025 ຈະມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັ້ງໝົດເທົ່າກັບ 506 MW ເມື່ອມາດຸ່ນດ່ຽງກັນ ແລະ ອີງໃສ່ຜົນການຄິດໄລ່ການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າເຫັນວ່າ ກຳລັງການຜະລິດພາຍໃນພາກ ແມ່ນພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ, ສ່ວນໜຶ່ງເຫຼືອແມ່ນໄຫຼອອກໄທ, ກຳປູເຈ້ຍ ແລະ ໄຫຼຂຶ້ນຊ່ວຍເຂດພາກກາງຈາກສະຖານີເຕົ່າຖ່ານ ຫາ ສະຖານີ ປາກບໍ່. ລະອຽດໄດ້ສະແດງໃນຕາຕະລາງຕາຕະລາງ 5-7.

ຕາຕະລາງ 5- 7: ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກໃຕ້ ປີ 2025

ຫົວໜ່ວຍ	ລະບົບຂອງ ຟຟລ	ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ	ຄວາມຕ້ອງການ ຂອງ ພາກໃຕ້	ດຸ່ນດ່ຽງເຫຼືອ
MW	506	455	171,9	252,3

- ❖ ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າຂອງເຂດພາກໃຕ້ໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2025 ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ພາຍໃນ ແມ່ນຍັງສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າໄດ້ຢ່າງເປັນປົກກະຕິ. ຟຟລ ຍວມດຳເນີນການຍົກລະລັບສາຍສົ່ງເຊື່ອມຕໍ່ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານຄື:
    1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ແຕ່ ແຂວງເຊກອງ ຫາ ຊາຍແດນລາວ-ກຳປູເຈ້ຍ ຂະໜາດສາຍ (ACSR 4x500 SQ.mm 2 ວົງຈອນ ຄວາມຍາວ 250 ກມ).
    2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ສະຖານີດາກມອງ ແຂວງເຊກອງ ຫາ ສະຖານີວັງຊ້າງ ແຂວງເຊກອງ ຂະໜາດ ສາຍ (ACSR 2x410 SQ.mm 2 ວົງຈອນ ຄວາມຍາວປະມານ 90 ກມ).
- ➢ **ສະຫຼຸບໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ທີ່ມີຄວາມສາມາດກໍ່ສ້າງໃນປີ 2020.**

ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຮງສູງ ຂອງ ຟຟລ ມີການຂະຫຍາຍຕົວເປັນໄປຕາມແຕ່ລະໄລຍະ ເພື່ອແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າ ລະຫວ່າງ ພາກ ຕໍ່ ພາກ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ, ຊຶ່ງໃນປີ 2021 ຫາ 2025 ສາມາດສ້າງແຜນພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນຈະມີລວງຍາວເພີ່ມຂຶ້ນ 52 ແລວສາຍ ມີຄວາມຍາວ **1.702,7** km ແລະ ເປັນກິໂລແມັດ ວົງຈອນເທົ່າກັບ **2.764,10** cct-km ລວມທັງໂຄງການຂອງ ຟຟລ ແລະ ໂຄງການສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ເອກະຊົນພວມດຳເນີນການກໍ່ສ້າງແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2025. ດັ່ງຕາຕະລາງ ລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 8: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນປີ 2021 ຫາ 2025.

	จำนวนแลวสายสั่ง	ลวงยาว Length		มูนค่าโถงภาม
		(km)	cct-Km	Total Cost US$
500 kV	4	387	774	185,760,000.00
230 kV	8	321	664	106,240,000.00
115 kV	35	859	1,190	109,789,739
22kV	5	136	136	4,168,000.00
ลวม	**52**	**1,702.70**	**2,764.10**	**405,957,739.20**

ตาตะลาง 5- 9: ໂຄງການສາຍສົ່ງຂອງ ຝຟລ ໃນປີ 2021 ຫາ 2025

ລ/ດ	ໂຄງການ		ແຮງດັນ	ຈຳນວນ	ຊະນິດ	ຂະໜາດສາຍ	ລວງຍາວ		ປີສຳເລັດ	ມູນຄ່າໂຄງການ	ຄວາມຄືບໜ້າ	Active PW	Reactive PW	Loading
	Project Name		Voltage	ວົງຈອນ	ຂອງສາຍ	ຈຳນວນສາຍຕໍ່ເຟສ X mm^2	Length			(ລ້ານ US$)	ໂຄງການ	(MW)	(MVar)	%
No.	ຈາກ	ຫາ	(kV)	No. of Circuit	Conductor Type	Conductor Size No. of Conductor per Phase X $Sqmm^2$	(km)	cct-Km	Project Period	Total Cost Million US$	Status			
	Northern													
1	ຂະຫຍາຍວົງຈອນແຕ່ສະຖານີຫຼວງພະບາງ2	ສະຖານີໄຊຍະບຸລີ	115	1	ACSR	1x240	51	51	2022	3,787,887.30		121	39	112
2	ສະຖານີບຸນເໜືອ	ສະຖານີຍອດອຸ	115	1	ACSR	1x240	65	65	2023	4,827,699.50		10	3.5	5.1
3	ສະຖານໂນນໄຮ	ສະຖານີຊະນະຄາມ	115	2	ACSR	1x240	38.2	76.4	2022	3,535,562.80		30	15	114
4	ສະຖານີ500kV ນາເພຍ	ສະຖານີ 500kV ເພຍລາດ	500	2	ACSR	Bundle 4x410	160	320	2023	76,800,000.00	CWE Under	419	236	15.6
5	ສະຖານີ500kV ນາໝໍ້	ຊາຍແດງລາວ-ຈີນ (ບ້ານນາ500kV)	500	2	ACSR	Bundle 4x410	40	80	2024	19,200,000	EDLT	1370	1008	60
	ລວມ						314.2	512.4		88,951,149.60				
	Vientiane Capital													
1	ເຂດເຖດຖະກິດພິເສດໄຊເສດຖາ	ທ່ານາແລ້ງ	115	2	ACSR	1x240	15	11.2	2022	1,388,310.00		203	75	107
2	ສະຖານີກົງໃໝ່	ສະຖານີນາໄຫ	115	2	ACSR	1x240	9	18	2021	832,986.00	Undercostruction	42	2	20
3	ສະຖານີນາຊາຍທອງ	ສະຖານີເພຍລາດ	230	2	ACSR	1x630	48	96	2022	15,360,000.00	CWE	419	166	65
4	ສະຖານີນາຊາຍທອງ	ສະຖານີກົງໃໝ່	230	2	ACSR	1x630	35	70	2022	11,200,000.00	CCPG			
5	ສະຖານີນາຍົງ	ສະຖານີກົງໃໝ່	230	2	ACSR	Bundle 2x410	39	78	2022	12,480,000.00	CCPG Under	726	168	87
6	ສະຖານີກົງໃໝ່	ສະຖານີໜອງຄາຍ (ໄທ)	230	2	ACSR	Bundle 2x410	10	20	2022	3,200,000.00		328	**20**	**38**
	ລວມ						**132**	**264**		**42,240,000.00**				
	Central													
1	ເພີ່ມ2ວົງຈອນແຕ່ສະຖານີທ່າບົກ	ສະຖານີປາກຊັນ	115	2	ACSR	1x410	54	108	2021	13,163,288.40		150	31.2	26
2	ເພີ່ມ1ວົງຈອນແຕ່ສະຖານີປາກຊັນ	ບຶງການ (ໄທ)	115	1	ACSR	1x240	11	22	2021	3,520,000.00		344	164	149
3	ສະຖານີຫຼັກ20	ສະຖານີມະຫາໄຊ	230	2	ACSR	1x630	90	180	2023	28,800,000.00		102	11	14
	ລວມ						**155**	**310**	**6065**	**45,483,288.40**				
	South													
1	ສະຖານີບ້ຽງເຢາະ	ສະຖານີສີລົມທອນ (ໄທ)	115	2	ACSR	1x410	42	84	2021	10,238,113.20	ກຳລັງກຽມການກໍ່ສ້າ	86	14	13
2	ສະຖານີບ້ຽງເຢາະ	ເຂດເສດຖະກິດພິເສດວັງເຕົ່າ	115	1	ACSR	1x240	40	40	2025	2,970,892.00		4	0.3	3.5
3	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີພູວົງ	500	2	ACSR	Bundle 4x500	173	346	2022	83,040,000.00	Under Construction	1100		
	ລວມ						**213**	**386**	**4047**	**86,010,892.00**				

ตาຕະລາງ 5- 10: ໂຄງການສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021 ຫາ 2025.

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່	ແຮງດັນ	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ		ມູນຄ່າ	ປີຜະລິດໄຟ
				kV	mm^2	Circuit	Km	cct-Km	USD	
1	ນ້ຳສົມ	8.4	ສະຖານີຊຳເໜືອ	22	1x240	1	40	40	1,400,000.00	2021
2	ນ້ຳອ້າວ	15.0	ສະຖານີທົ່ງຄູນ	115	1x120	1	15	15	1,350,000.00	2021
3	ນ້ຳຫົນບູນ ຕອນລຸ່ມ	15.0	ສະຖານີສອງຫ້ອງ	115	1x120	1	8	8	720,000.00	2021
4	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	40.0	ສະຖານີເຂື່ອນນ້ຳງື່ມ1	115	1x120	1	0.5	0.5	45,000.00	2021
5	ນ້ຳທາ (ທາດໝອກ)	15.0	ສະຖານີຫ້ວຍຊາຍ	115	1x240	1	35	35	3,150,000.00	2021
6	ນ້ຳງຽບ 2A	12.6	ສະຖານີນາໜ້ຳ	115	1x240	1	10	10	900,000.00	2021
7	ນ້ຳຕະລານ	5.0	ສະຖານີຫຼວງນ້ຳທາ	22	1x185	1	16	16	480,000.00	2021
8	ນ້ຳອູ 3	210.0	ສະຖານີປາກມອງ1	230	1x410	2	43	86	13,760,000.00	2021
9	ນ້ຳອູ 4	132.0	ສະຖານີເມືອງຂວາ-ອຸດົມໄຊ	115	1x300	2	79	158	14,220,000.00	2021
10	ນ້ຳອູ 7	210.0	ສະຖານີເຂື່ອນອູ6	230	1x410	2	36	72	11,520,000.00	2021
11	ຫ້ວຍລຳພັນຕອນລຸ່ມ	15.0	ສະຖານີໜອງບົງ	115	1x120	1	12	12	3,840,000.00	2021
12	ນ້ຳເທີນ 1	130.0	ສະຖານີຄອນສົງ	115	1x240	2	35	70	6,300,000.00	2022
13	ນ້ຳຫົນບູນ	30.0	π- Connect ຄອນສົງ-ທ່າແຂກ	115	1x240	2	6	12	1,080,000.00	2022
14	ນ້ຳຮຸ່ງ 1	15.0	ສະຖານີໄຊຍະບຸລີ	115	1x120	1	18	18	1,620,000.00	2022
15	ນ້ຳງາວ	15.0	ສະຖານີນ້ຳທຸ່ງ	115	1x120	1	33	33	2,970,000.00	2022
16	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ຊັນເປເປີ	75.0	ສະຖານີເມືອງພິນ	115	1x240	2	6	12	1,080,000.00	2022

17	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	100.0	ສະສະນິມະຫາໄຊ	115	1x300	2	15	30	2,700,000.00	2022
18	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	100.0	ສະຖານີໜອງເດີ່ນ	115	1x300	2	20	40	3,600,000.00	2022
19	ນ້ຳຮາວ	15.0	ສະຖານີຊຳເໜືອ	115	1x120	1	40	40	3,600,000.00	2023
20	ນ້ຳງື່ມ 4	240.0	ສະຖານີນາເພຍ	230	1x410	2	20	40	6,400,000.00	2023
21	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄິດ	15.0	ສະຖານີປາກຊ່ອງ	115	1x120	1	18	18	1,620,000.00	2023
22	ນ້ຳມອນ 1	10.0	ສະຖານີກໍ່ຮົ້ງ	115	1x120	1	11	11	990,000.00	2023
23	ຫ້ວຍກະເຜີ	5.0	ສະຖານີນາທ່ອນ	22	1x185	1	24	24	720,000.00	2023
24	ນ້ຳປຸງເລາະ	5.0	ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ	22	1x185	1	39	39	1,092,000.00	2023
25	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	30.0	ສະຖານີຄອນສີງ	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2023
26	ນ້ຳພູນ	45.0	π- Connect ປາກ ລາຍ-ໄຊຍະບູລີ	115	1x240	2	10	20	1,800,000.00	2024
27	ນ້ຳສະໜ່ອຍ	5.0	ສະຖານີກາສີ	22	1x185	1	17	17	476,000.00	2024
28	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນລະມານ	100.0	ສະຖານີວັງຊ້າງ	115	1x240	2	32	64	5,760,000.00	2024
29	ຫ້ວຍປາຫຼາຍ	30.0	ສະຖານີຈຽງໄຊ	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2025
30	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ນ້ຳພານ	300.0	ສະຖານີນາເພຍ	230	2x630	2	80	160	38,400,000.00	2025
31	ຕາດສະໂດຍ	31,5	ສະຫວັນນະເຂດ	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2025
32	ນ້ຳຕັ້ງ	12,8	TOFF 115kV	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2025
33	ຫ້ວຍສາຍນ້ຳຂອງ	13,6	TOFF 115kV	115	1x120	1	15	15	1,350,000.00	2025
34	ນ້ຳແຈ	7,5	ສນ ນາໜ້ໍ	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2025
35	ນ້ຳຕາຍ	15.0	ສນ ທົ່ງຄູນ	115	1x120	1	25	25	2,250,000.00	2025
	ລວມຕາມແຜນສາຍສົ່ງ (2021-2025)	**1,958.0**					**883.5**	**1,265.5**	**146,443,000.0**	

ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ 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, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງຂອງ ສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງໃນປີ 2021-2025 ທັງໝົດເທົ່າກັບ 4.460 MVA ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 11: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໃນປີ 2021-2025

ຊື່ສະຖານີ	ພື້ນທີ	ກຳລັງຂອງສະຖານີໄຟຟ້າ 2021-2025										Year
		500/230 kV Tr.		230/115 kV Tr.		115/22 kV Tr.		Transmission Line Bay			Costmil. USD	COD
		Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	500 kV	230 kV	115 kV		
ສະຖານີຫ້ວຍຊາຍ	ภาพเหนือ					30	2			4	6.89	2021
ສະຖານີເມືອງຂວາ	ภาพเหนือ					50	2			4	8.02	2021
ສະຖານີປາກມອງ2	ภาพเหนือ								2		1.80	2022
T-off ຫົງສາ-ຫຼວງພະບາງ 2 (Sv	ภาพเหนือ									1	0.46	2021
ຕົ້ນເຜິ້ງ	ภาพเหนือ					50	1			2	4.92	2021
ສະຖານີໄຊຍະບຸລີ	ภาพเหนือ									2	0.91	2021
ສະຖານີນາເພຍ	ภาพเหนือ	1000	1					2	2		26.42	2021
ສະຖານີຫີນເຫີບ	ภาพเหนือ								2	2	2.70	2021
ສະຖານີຫົວເມືອງ	ภาพเหนือ								4		5.92	2024
ສະຖີ່ກໍ່ຮົ່ງ	ภาพเหนือ			50	1				4	1	8.91	2024
ສະຖານີຊຽງຄໍ້	ภาพเหนือ									2	3.16	2025
ສະຖານີທ່າລາດ2	ภาพเหนือ			200	1				4	8	16.33	2025
ສະຖານີດົງໂພສີ	นะถอบหูอว			200	2				2	6	19.16	2023
ສະຖານີນາບົ່ງ	นะถอบหูอว			200	2				2	6	19.16	2021
ສະຖານີເພຍລາດ	นะถอบหูอว	1000	1					2			24.19	2021
ສະຖານີຄອນສົ່ງ	พากาง									1	0.46	2022
ສະຖານີຫ້ວກ20 (ປ້ອມປົກ)	พากาง								2	2	2.70	2023
ສະຖານີມະຫາໄຊ	พากาง			200	1				2	1	6.91	2023
ສະຖານີປາກບໍ່	พากาง									1	0.46	2021
ສະຖານີປາກຊັນ	พากาง			200	2				2	6	19.16	2023
ສະຖານີສອງຫ້ອງ	พากาง					30	1			5	6.37	2022
ສະຖານີທ່າບົກ	พากาง								2	2	2.70	2022
ສະຖານີບ້ານຫ້ວກ25	พาใต้			250	1				4	4	15.39	2024
ສະຖານີວັງຊ້າງ	พาใต้	1000	1					2			24.19	2021
		3000	**3**	**1300**	**10**	**160**	**6**	**6**	**34**	**60**	**227.29**	

5.4.2. ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າພາຍໃນປີ 2026 ຫາ 2030 ໃນກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ກ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ທາງພາກເໜືອ ຂອງປີ 2026 ຫາ 2030.

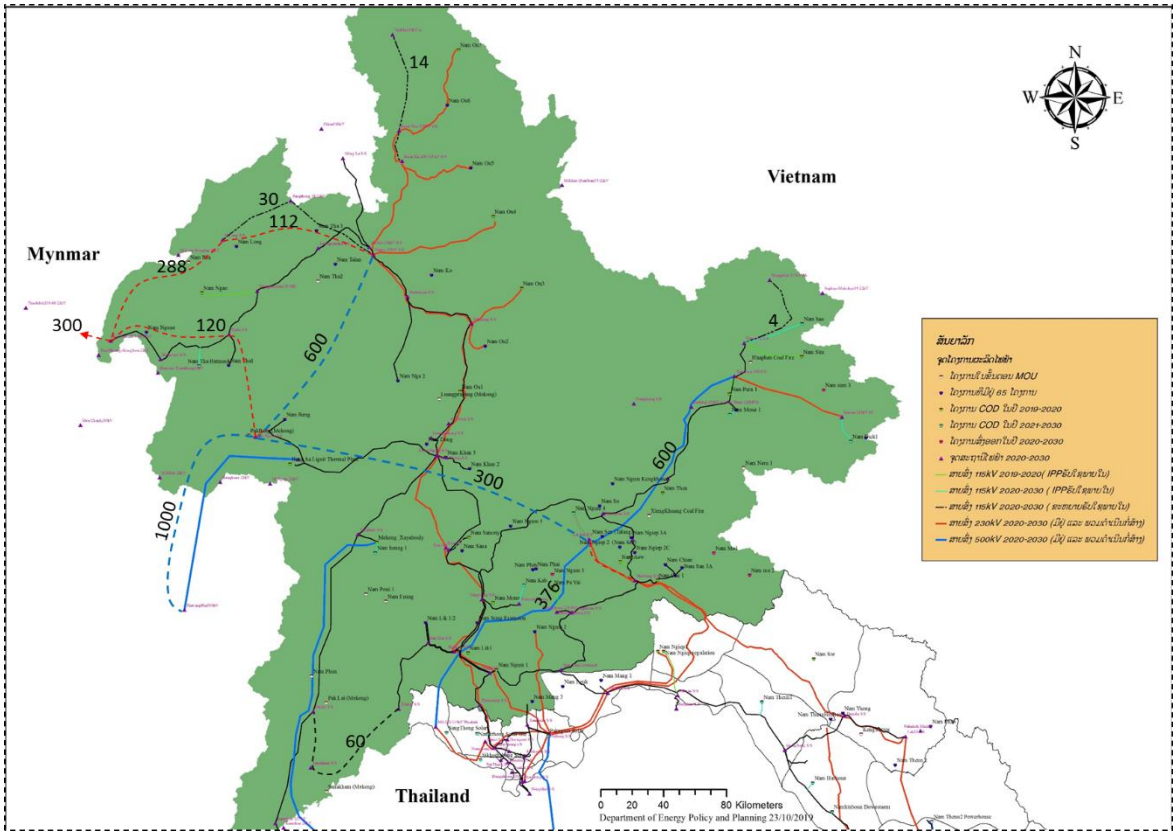
ໃນພາກເໜືອໄດ້ມີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນກໍລະນີພື້ນຖານ ຂອງປີ 2030 ມີທັງໝົດ 1.072 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ 2026 ຫາ 2030 ຈະເພີ່ນຂຶ້ນ 6 ແຫ່ງເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນພາກ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງເພີ່ມຂຶ້ນ 1.106 MW ຈາກປີ 2025 ເທົ່າກັບ 2.926 MW ມາເປັນ 4.032 MW ໃນປີ 2030. ເມື່ອມາດຸ່ນດ່ຽງກັນພາຍໃນພາກ ແລະ ອີງໃສ່ຜົນການຄິດໄລ່ການໄຫຼ ຂອງກຳລັງໄຟຟ້າເຫັນວ່າ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທີ່ເກີນຄວາມຕ້ອງການໃນພາກເໜືອຈະໄຫຼເຂົ້າມາຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ 1.544

MW, ໄຫຼອອກປະເທດໄທຈາກສະຖານີ 500 ກວ ເມືອງຮຸນ ແຂວງອຸດົມໄຊ ຫາ ສະນີທ່າວັງຜາ ປະເທດໄທ ເທົ່າກັບ 1.300 MW. ເຊິ່ງ ລາຍລະອຽດດັ່ງສະແດງ ໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 12: ການດຸ່ນດ່ຽງກຳລັງໄຟຟ້າເຂດພາກເໜືອ ຂອງປີ 2030

ຫົວໜ່ວຍ	ລະບົບຂອງ ຟຟລ	ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າ	ຄວາມຕ້ອງການ ຂອງ ພາກໃຕ້	ໄຫຼອອກໄທ ແລະ ນະຄອນຫຼວງ
MW	4.032	3.830,4	1.072	2.818

- ❖ ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບສາມາດສະຫຼຸບໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2030 ຂອງພາກ ແມ່ນສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າຫາເຂດນະຄອນຫຼວງ, ເຂດພາກກາງ, ສົ່ງອອກມຽນມາ ແລະ ໄທ ໄດ້ຢ່າງເປັນ ປົກກະຕິ (ກໍລະນີມຽນມາ ຮັບໄຟຈາກລາວເພີ່ມ ເປັນ 300 MW ແລະ ໄທສາມາດຮັບໄຟກັບລະບົບຂອງ ຟຟລ ທີ່ຈຸດ ສະຖານີ ເມືອງຮຸນ ຫາ ສະຖານີ 500 ກວ ທ່າວັງຜາ ຂອງໄທ), ເຊິ່ງຄາດວ່າຈະໄດ້ກໍ່ສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງ ເພີ່ມຈຳນວນໜຶ່ງໃນໄລຍະຜ່ານມາ ຄື:
  1. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ແຕ່ ໂນໄຮ-ສະນະຄາມ-ປາກລາຍ ກຳລັງໄຟຟ້າແລ່ນຜ່ານ 60 MW
  2. ເຊື່ອມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ໂນນໄຮ-ພາຍລາດ ແລະ ສ້າງສະຖານີໃໝ່ສະນະຄາມ 115/22 ກວ 50 MVA.
  3. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ນາໝໍ້-ເມືອງລອງ ກຳລັງໄຟຟ້າແລ່ນຜ່ານ 112 MW
  4. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ເມືອງລອງ-ຕົ້ນເຜິ້ງ ກຳລັງໄຟຟ້າແລ່ນຜ່ານ 288 MW
  5. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແຕ່ ຕົ້ນເຜິ້ງ-ເມືອງທ່າຝ້າ-ເມືອຮຸນ ກຳລັງໄຟຟ້າແລ່ນຜ່ານ 120 MW (ພະລັງງານ ຈາກນ້ຳທາ1).
  6. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ແຕ່ ນາໝໍ້ ຫາ ເມືອງຮຸນ ຍາວ 140 ກມ ສະເໜີໃຫ້ພິຈາລະນາຫຼັງປີ 2030 (EDLT) (ກໍລະນີມີການແລກປ່ຽນໄຟກັບຈີນໃນຊ່ວງລະດູແລ້ງ ເພື່ອສົ່ງຂາຍໃຫ້ໄທຜ່ານລະບົບສູ່ລະບົບ ແລະ ສ້າງ ສະຖານນີໃໝ່ HVDC Beak to Beak1000 MVA ຢູ່ສະຖານີເມືອງຮຸນ).
  7. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ແຕ່ ເມືອງຮຸນ ຫາ ນາເພຍ ຍາວ 280 ກມ. ກໍລະນີໄດ້ເຊື່ອມຕໍ່ກັບລະບົບສາຍສົ່ງ 500 ກວ ຂອງໄທ ສະເໜີໃຫ້ພິຈາລະນາຫຼັງປີ 2030 (EDLT)
  8. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ແຕ່ ຫົວເມືອງ ຫາ ຍໍກວັນ ຫວຽດນາມ, ຢູ່ເບື້ອງລາວສາຍສົ່ງຍາວປະມານ 85 ກມ ສະ ເໜີໃຫ້ພິຈາລະນາຫຼັງປີ 2030 (ກໍລະນີມີການແລກປ່ຽນໄຟກັບຫວຽດນາມຜ່ານລະບົບສູ່ລະບົບ ແລະ ພິຈາລະນາສ້າງສະຖານນີໃໝ່ HVDC Beak to Beak 1000 MVA ຢູ່ສະຖານີຫົວເມືອງ).

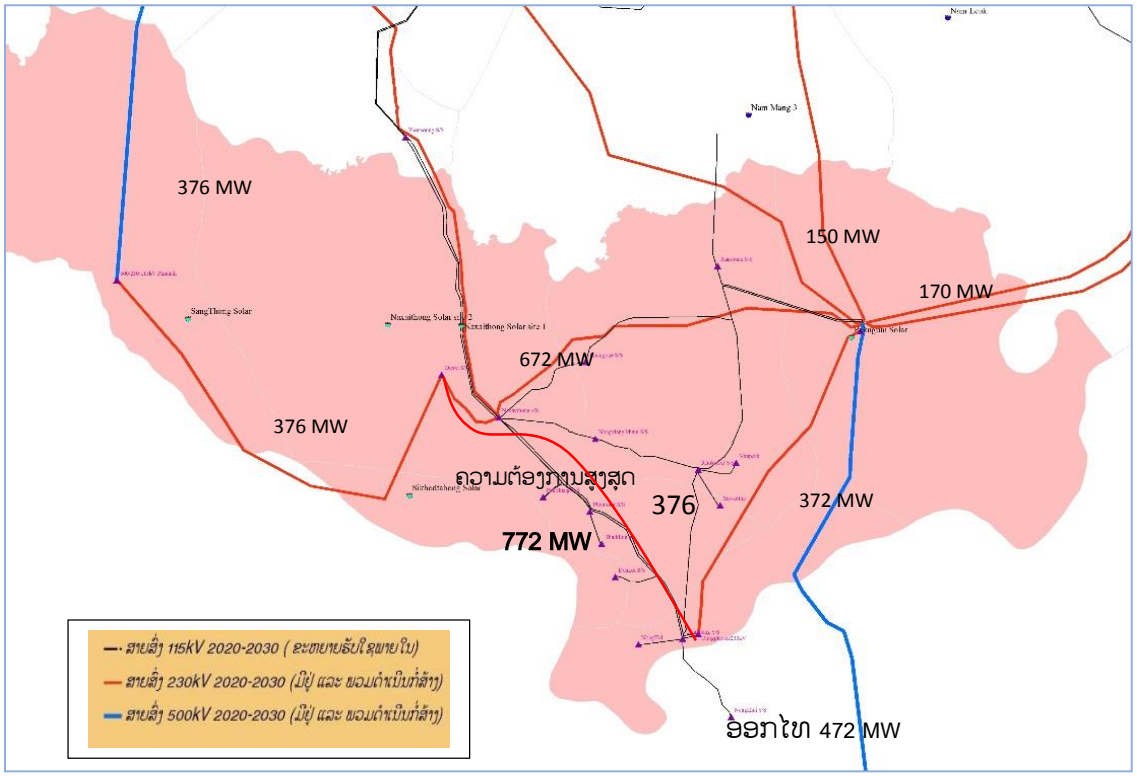


ຮູບທີ່ 5- 2: ລະບົບສາຍສົ່ງພາກເໜືອ ພາຍໃນປີ 2030

ຂ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ຂອງປີ 2026 ຫາ 2030.

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ ຂອງປີ 2030 ມີທັງໝົດ 660 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2030 ທັງໝົດຍັງຄົງເປັນພະລັງງານແສງຕາເວັນມີທັງໝົດ 6 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັ້ງໝົດເທົ່າກັບ 30.2 MW, ຕາມຜົນການວິເຄາະລະບົບຂອງປີ 2030 ຈະມີກຳລັງໄຟຟ້າສ່ວນໃຫຍ່ໄຫຼມາທາງພາກເໜືອ ເຂົ້າຫາສະຖານີ 230/115 ກວ ນາຊາຍທອງ ເທົ່າກັບ 370 MW, ໄຫຼ່ຈາກສະຖານີທ່າລາດ-ນາຊາຍທອງ-ໂພນຕ້ອງ ເທົ່າກັບ 186 MW, ຈາກສະຖານີແສງສະຫວ່າງ ຫາ ສະຖານີນາບິງ 60 MW ແລະ ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ນາເພຍ-ເພຍລາດ 376 MW ເພື່ອຮັບໃຊ້ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ. (ໃນກໍ່ລະນີໄກຍັງບໍ່ເຫັນດີຂະຫຍາຍສາຍສົ່ງ ດົງໂພສີ-ໜອງຄາຍ, ກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເກີນໃນນະຄອນຫຼວງຈະໄຫຼວົນກັບ ຈາກ ສະຖານີດົງໂພສີ ຫາ ນາບິງ ເທົ່າກັບ 372 MW ໃນລະດູຝົນ).

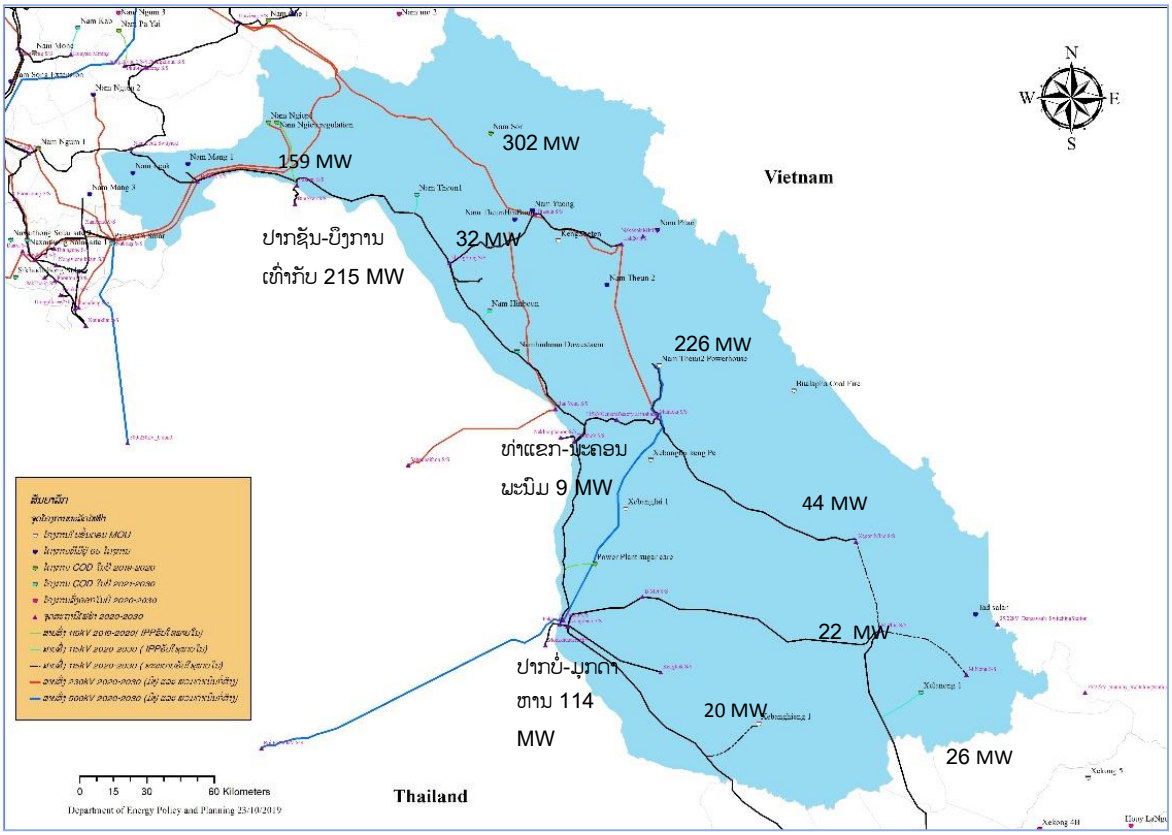
ໄລຍະຕົ້ງກ່າວນີ້ຍັງບໍ່ຈຳເປັນປັບປຸງສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ໃນນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນເພີ່ມເທື່ອ ໃນກໍລະນີໄດ້ກໍ່ສ້າງ ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ເພຍລາດ-ນາຊາຍທອງ-ດົງໂພສີ ແລະ ນາບິງ-ດົງໂພສີ ສຳເລັດໃນປີ 3030.



ຮູບທີ່ 5- 3: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເຂດນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນໃນປີ 2030

ຄ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ເຂດພາກກາງ ຂອງປີ 2026 ຫາ 2030.

ໃນພາກກາງໄດ້ມີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນປີ 2030 ມີທັງໝົດ 562 MW ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2030 ຈະມີກຳລັງຕິດຕັ້ງເພີ່ມລວມ 491 MW ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນພາກ. ແຕ່ຜົນການວິເຄາະລະບົບແລ້ວ ຍັງຕ້ອງໄດ້ນຳເຂົ້າຈາກພາກເໜືອ ແລະ ໃຕ້ ຜ່າຍສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທ່າບົກ-ປາກຊັນ 274 MW (ກໍລະນີຍົກລະດັບສາຍສົ່ງ ປາກຊັນ-ບຶງການ ເປັນແຮງດັນ 230 ກວ) ແລະ ໄຟໄຫຼເຂົ້າສາຍສົ່ງພາກກາງຜ່ານສາຍສົ່ງ 230ກວ ທ່າວຽງ-ຫຼັກ20 ຕື່ມອີກ 302 MW ແລະ ໄຫຼຂຶ້ນຈາກພາກໃຕ້ຈາກສະຖານີເຕົ້າຖ່ານ-ສະຖານີໝອງເດິ່ນ ເທົ່າກັບ 20 MW. ລະບົບຂອງ ຟຟລ ສາມາດສາມາດສົ່ງໄຟອອກໄທ ໄດ້ 3 ຈຸດ ຄື: 1. ປາກຊັນ-ບຶງການ ເທົ່າກັບ 215 MW, 2. ທ່າແຂກ-ນະຄອນພະນົມ 9 MW ແລະ 3. ປາກບໍ່-ມຸກດາຫານ 114 MW. ຮູບທີ 5.4. (ຕາມເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ)



ຮູບທີ 5- 4: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງເຂດພາກກາງ ຂອງປີ 2030

❖ ສະພາບຈຸດພິເສດຜົນການວິເຄາະລະບົບຂອງເຂດພາກກາງໄດ້ຄື: ລະບົບສາຍສົ່ງຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2020 ແມ່ນຍັງ ສາມາດລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າໄດ້ຢ່າງເປັນປົກກະຕິ ເນື່ອງຈາກໄດ້ຈຳລອງກໍລະນີມີສາຍສົ່ງ 230 ກວ ເຊື່ອມຈອດຈາກ ສະຖານີຫຼັກ 20 ຫາ ສະຖານີມະຫາໄຊ ສຳເລັດ, ແຕ່ຈະຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງບາງສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ຄື:

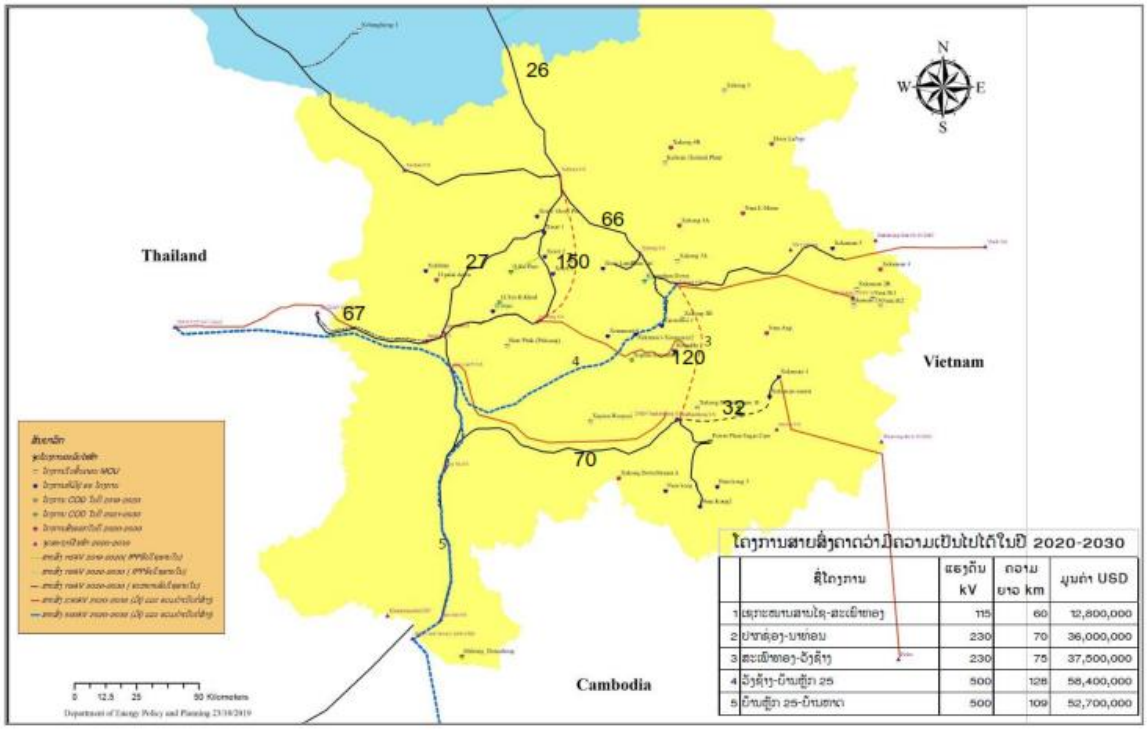
1. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທ່າບົກ-ປາກຊັນ ມີກຳລັງໄຟຟ້າແລ່ນຜ່ານ 274 MW ອາດຈະປ່ຽນເປັນສາຍສົ່ງ 230 ກວ ແລະ ຍົກລະດັບສະຖານີປາກເຊັນ ເປັນສະຖານີ 230/115 ກວ ກຳລັງສະຖານີ 400 MVA ໃນປີ 2025. ແຕ່ເນື່ອງຈາກໄທຍັງບໍ່ມີແຜນຍົກລະດັບເປັນແຮງດັນ 230 ກວ ໃນໄລຍະນີ້ເທື່ອ ຈຶ່ງເຮັດໃຫ້ແຜນ ປ່ຽນຈາກການຍົກລະດັບແຮງດັນມາເປັນການເພີ່ມອີກ 1 ວົງຈອງ ຂະໜາດສາຍ 240 SQ.mm ລວມເປັນ 2 ວົງຈອນ ເພື່ອກຽມສະເໜີຕໍ່ກະຊວງພະລັງງານຂອງໄທພິຈາລະນາ.
2. ເພີ່ມອີກ 1 ວົງຈອງ ຂະໜາດສາຍ 240 SQ.mm ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທ່າສາລາ-ປ້ອມປົກຫຼັກ 20 ລວມ ເປັນ 2 ວົງຈອນ ເພື່ອເພີ່ມຄວາມສາມາດໃນການສົ່ງກະແສໄຟຟ້າ ແລະ ແກ້ໄຂບັນຫາໄຟຕົກໄຟມອດເປັນ ເວລາດົນນານທີ່ເກີດຂຶ້ນໃນປະຈຸບັນ.

ງ. ການພັດທະນາລະບົບໄຟຟ້າຢູ່ເຂດພາກໃຕ້ ຂອງປີ 2026 ຫາ 2030.

ພາກໃຕ້ໃນກໍລະນີການຄາດຄະເນການຊົມໃຊ້ກຳລັງໄຟຟ້າສູງສຸດໃນປີ 2030 ມີທັງໝົດ 247,2 MW ແຫຼ່ງ ຜະລິດໄຟຟ້າໃນລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ຜະລິດໄຟຟ້າເອກະຊົນເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຮອດປີ 2030 ຈະມີກຳລັງຕິດ

ຕັ້ງທັ້ງໝົດເທົ່າກັບ 656 MW (ກໍລະນີເພີ່ມໝວ້ຍເຫາະ 150 MW ເຂົ້າຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ຂອງປີ 2029), ເມື່ອ ອີງໃສ່ຜົນ ການຄິດໄລ່ການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າເຫັນວ່າ ກຳລັງການຜະລິດພາຍໃນພາກ ແມ່ນພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການ, ສ່ວນໜຶ່ງ ເຫຼືອແມ່ນໄຫຼອອກໄທ, ກຳປູເຈ້ຍ ແລະ ໄຫຼຂຶ້ນຊ່ວຍເຂດພາກກາງ. ດັ່ງລາຍລະອຽດໄດ້ສະແດງໃນຮູບທີ 5.5 (ຕາມ ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ), ແຕ່ຍັງຈະຕ້ອງໄດ້ປັບປຸງບາງສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີ ຄື:

1. ສ້າງສາຍສົ່ງ 115 ກວ ແຕ່ ເຊກະໝານສານໄຊ-ສະຖານີ ສະເພົາທອງ 1 ວົງຈອນ ເພື່ອຮັບໄຟຈາກເຂື່ອນ ເຊກະໝານສານໄຊ 32 MW ຊັບໃຊ້ໃນແຂວງອັດຕະປື.
2. ສ້າງສາຍສົ່ງ 230 ກວ ປາກຊ່ອງ-ນາທ່ອນ ເພື່ອສົ່ງໄຟສ່ວຍເຂດພາກກາງ ແລະ ຍົກລະດັບສະຖານີປາກ ຊ່ອງ ເປັບສະຖານີ 230 ກວ ກຳລັງ 200 MVA ເພື່ອຮັບໄຟຈາກໂຄງການເຂື່ອນຫ້ວຍເຫາະ ໃນປີ 2029.
3. ສ້າງສາຍສົ່ງ 230 ກວ ສະເພົາທອງ-ວັງຊ້າງ ເພື່ອລຳລຽງກະແສໄຟຟ້າຈາກ ແຫຼ່ງໄຟຟ້າຢູ່ແຂວງອັດຕະປື ສົ່ງ ເຂົ້າສະຖານີວັງຊ້າງ ແລະ ຂາຍໃຫ້ກຳປູເຈ້ຍ.



ຮູບທີ່ 5- 5: ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງເຂດພາກໃຕ້ ຂອງປີ 2030

- **ສະຫຼຸບການພັດທະນາໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026-2030.**

ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຮງສູງຂອງ ຟຟລ ມີການຂະຫຍາຍຕົວເປັນໄປຕາມແຕ່ລະໄລຍະ ເພື່ອແລກປ່ຽນ ພະລັງງານໄຟຟ້າ ລະຫວ່າງ ພາກ ຕໍ່ ພາກ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ, ຊຶ່ງໃນປີ 2026 ຫາ 2030 ສາມາດສ້າງ ແຜນພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນຈະມີລວງຍາວເພີ່ມຂຶ້ນ 21 ແລວສາຍ ມີຄວາມຍາວ **1.637** km

ຫຼື **3.010** cct-km ລວມທັ້ງໂຄງການຂອງ ຟຟລ ແລະ ໂຄງການສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າທີ່ເອກະຊົນພວມດຳເນີນການກໍ່ສ້າງແຕ່ປີ 2026 ຫາ 2030. ດັ່ງຕາຕະລາງ ລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 13: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	**ລວງຍາວ Length**		**ມູນຄ່າໂຄງການ**
		(km)	**cct-Km**	**Total Cost Million US$**
500 kV	3.00	570.00	1,140.00	142,317,495.00
230 kV	8.00	600.00	1,200.00	29,120,000.00
115 kV	10.00	467.00	670.00	44,748,790.50
ລວມ	**21.00**	**1,637.00**	**3,010.00**	**340,262,466.90**

ຕາຕະລາງ 5- 14: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າຂອງ ຟຟລ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.

ລ/ດ	ໂຄງການ		ແຮງດັນ	ຈຳນວນ	ຊະນິດຂອງສາຍ	ຂະໜາດສາຍ	ລວງຍາວ		ປີສຳເລັດ	ມູນຄ່າໂຄງການ	ຄວາມຄືບໜ້າໂຄງການ	Active PW	Reactive PW	Loading
	Project Name		Voltage	ວົງຈອນ		ຈຳນວນສາຍຕໍ່ເຟສ X mm^2	Length			(ລ້ານ US$)		(MW)	(MVar)	%
No.	ຈາກ	ຫາ	(kV)	No. of Circuit	Conductor Type	Conductor Size No. of Conductor per Phase X $Sqmm^2$	(km)	cct-Km	Project Period	Total Cost Million US$	Status			
	ພາກເໜືອ													
1	ສະຖານີຫຼວງນ້ຳທາ	ສະຖານີເມືອງສີງ	115	1	ACSR	1x240	65	65	2026	4,827,700		18	8	9.5
2	ສະຖານີເມືອງສີງ	ສະຖານີເມືອງລອງ	115	1	ACSR	1x240	70	70	2026	5,199,061		7.7	6	4.7
3	ສະຖານີຊະນະຄາມ	ສະຖານີປາກລາຍ	115	2	ACSR	1x240	54	108	2026	4,997,916		27.4	5	10.8
4	ສະຖານີຊຽງຄໍ	ສະຖານີຊຳເໜືອ	115	2	ACSR	1x240	98	196	2026	9,070,292		10	3.5	5.1
5	ສະຖານີຫຼວງພະບາງ	ສະຖານີເມືອງນານ	230	2	ACSR	1x410	21	42	2028	5,119,057	Extent 4 circuits	920	212	109
6	ສະຖານີເມືອງນານ	ສະຖານີເມືອງຮຸນ	230	2	ACSR	1x410	100	200	2028	24,376,460		612	154	93
7	ສະຖານີນາໝໍ້	ສະຖານີເມືອງລອງ	230	2	ACSR	1x410	120	240	2028	29,251,752		53.5	16.3	11.5
8	ສະຖານີເມືອງລອງ	ສະຖານີກົ່ນເຜິ້ງ	230	2	ACSR	1x410	120	240	2028	29,251,752		33	31	13.7
9	ສະຖານີຫົວເມືອງ	ສະຖານີນາເຜຍ	500	2	ACSR	Bundle 4x410	170	340	2026	53,764,387		300	266	9.1
10	ສະຖານີນາເຜຍ	ສະຖານີເມືອງຮຸນ	500	2	ACSR	Bundle 4x410	210	420	2026	66,414,831		730	659	24
11	ສະຖານີເມືອງຮຸນ	ຊາຍແດນລາວ-ໄທ (ທ່າວັງຜາ)	500	2	ACSR	Bundle 4x410	70	140	2026	22,138,277		1370	1008	30
	ລວມ						**1,098.00**	**2,061.00**		**254,411,484.10**				
	ເຂດນະຄອນຫຼວງ													
	ເຂດພາກກາງ													
1	ສະຖານີເຊໂປນ	ສະຖານີເມືອງພິນ	115	1	ACSR	1x240	46	46	2026	4,257,484		72	20	18
	ລວມ						**46**	**46**	**2026**	**4,257,484**				
	South													
1	ສະຖານີສະເພົາທອງ	ເຂື່ອນເຊກະຫມານສານໄຊ	115	1	ACSR	1x240	60	60	2026	4,456,338		32		
2	ປາກຊ່ອງ	ນາທ່ອນ	230	2	ACSR	Bundle 2x410	68	136	2029	16,575,993		52	12	7.5
3	ສະຖານີພູວົງ	ສະຖານີວັງຊ້າງ	500	2	ACSR	Bundle 2x410	80	160	2029	19,501,168		274	100	30
	ລວມ						**208**	**356**		**40533498.8**				

ຕາຕະລາງ 5- 15: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່	ແຮງດັນ	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ		ມູນຄ່າ	ປີຜະລິດໄຟ
				kV	mm²	Circuit	Km	cct-Km	USD	
1	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	85	ສະຖານີນາຍົງ	115	1x240	2	18	36	3,240,000.00	2026
2	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1(ແກ້ງແກ່ວ)	110	π- Connect ທ່າແຂກ-ປາກບໍ່	115	1x240	2	25	50	4,500,000.00	2026
3	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	60	ສະຖານີແສນສຸກ	115	1x240	1	23	23	2,760,000.00	2027
4	ໂຮງໄຟຟ້າຫ່ານຫີນ (ບ໊ວລະພາ)	200	ສະຖານີມະຫາໄຊ	230	1x410	2	89	178	28,480,000.00	2028
5	ຫ້ວຍເໜາະ(retirement)	150	ສະຖານີປາກຊ່ອງ	230	1x410	2	2	4	640,000.00	2029
6	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ນະຄອນຫຼວງ	100	ສະຖານີນາຍົງ	115	1x240	2	8	16	1,440,000.00	2030
ລວມຕາມແຜນສາຍສົ່ງ (2025-2030)		**705**					**165**	**307**	**41,060,000**	

ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ 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 220 MVA, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງຂອງ ສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງໃນປີ 2026-2030 ທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.720 MVA ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 16: ສະຫຼຸບການພັດທະນາການກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ ໃນປີ 2026 ຫາ 2030.

ຊື່ສະຖານີ	ພື້ນທີ່	ກຳລັງຂອງສະຖານີໄຟຟ້າ 2026-2030										Year
		500/230 kV Tr.		230/115 kV Tr.		115/22 kV Tr.		Transmission Line Bay			Costmil. USD	COD
		Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	500 kV	230 kV	115 kV		
ສະຖານີເມືອງນານ	ภาเหนือ								2			2028
ສະຖານີຍອດອຸ	ภาเหนือ					30	1			1	3.68	2026
ສະຖານີເມືອງສິງ	ภาเหนือ					30	1			4	5.70	2026
ສະຖານີເມືອງລອງ	ภาเหนือ					30	1			4	5.70	2026
ສະຖານີນ້ຳທຸງ	ภาเหนือ									2	0.91	2028
ສະຖານີຜາອຸດົມ	ภาเหนือ			250	2				2	6	19.16	2026
ສະຖານີເມືອງຮຸນ	ภาเหนือ	1000	1					2	2		26.42	2030
ສະຖານີຊະນະຄາມ	ภาเหนือ					50	1			2	4.92	2026
ສະຖານີທ່າວຽງ	ภาเหนือ									2	0.91	2027
ສະຖານີຊຳໃຕ້	ภาเหนือ			250	2				4		16.99	2029
ສະຖານີຊຽງຄໍ້	ภาเหนือ					30	1			2	4.92	2028
ສະຖານີເມືອງນອງ	ภากลาง					20	1			2	4.07	2026
ສະຖານີເມືອງພີນ	ภากลาง									4	1.81	2026
ສະຖານີເຊໂປນ	ภากลาง									2	0.91	2026
ສະຖານີທ່າສີ	ภากลาง								4		5.92	2027
ສະຖານີວັງເຕົ່າ	ภาใต้					30	1			5	6.37	2026
		1000	**1**	**500**	**4**	**220**	**7**	**2**	**14**	**36**	**108.39**	

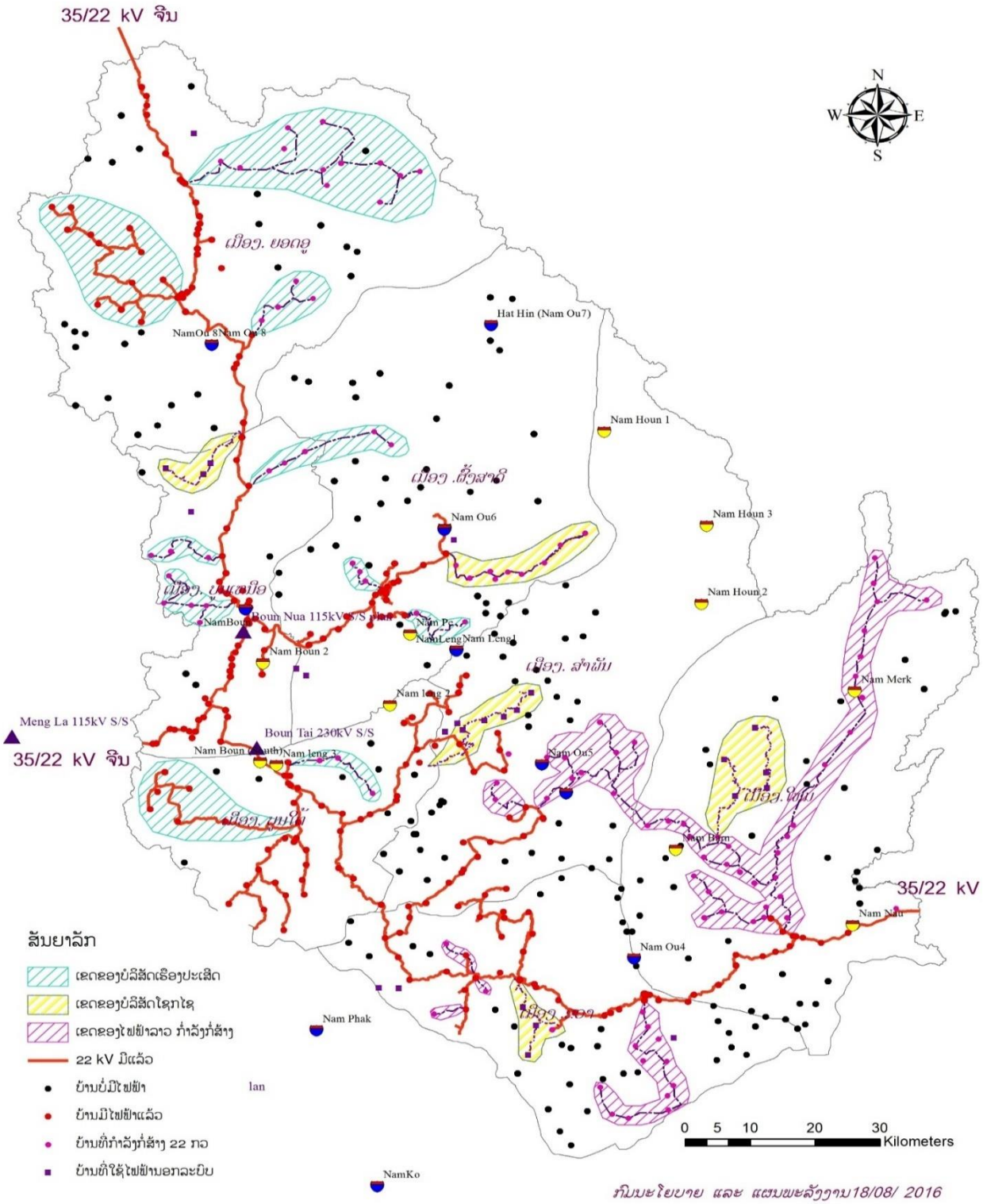
5.5. ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22 ກວ, 0.4 ກວ ແລະ ໝໍ້ແປງໄຟຟ້າ 2021-2025.

5.5.1. ແຂວງຜົ້ງສາລີ

ການຂະຫຍາຍລະບົບຕາຂ່າຍຂອງແຂວງຜົ້ງສາລີໃນປີ 2021 ຫາ 2025 ລັດຖະບານຈະຕ້ອງລົງທຶນຢ່າງຫຼວງຫຼາຍ ໃນການກໍ່ສ້າງລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າເພື່ອໃຫ້ປະຊາຊົນໃນທົ່ວແຂວງຜົ້ງສາລີ ໄດ້ຊົມໃຊ້ຕາມເປົ້າໝາຍທີ່ໄດ້ຕັ້ງໄວ້ ແລະ ບໍລິມາດວຽກໃນແຜນສະໜອງໄຟຟ້າໃນຄັ້ງນີ້ລວມມີທັງໝົດ 116 ບ້ານ 6.073 ຄອບຄົວ, ຕາຂ່າຍ 22 ກວ ຍາວ 766 ກມ , ຕາຂ່າຍ 0.4 ກວ ຍາວ 89 ກມ ແລະ ໝໍ້ແປງ 116 ຊຸດ ລວມມູນຄ່າໂຄງການທັງໝົດ ໂດຍອີງຕາມລາຄາກາງຂອງ ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017 ຕີກເປັນເງິນ 139,79 ຕື້ກີບ ຫຼື ເທົ່າກັບ 16.4 ລ້ານໂດລາ (ອັດຕາ ແລກປ່ຽນ 8,500 ກີບ/1ໂດລາ), ເຊິ່ງລາຍລະອຽດໄດ້ສະຫຼຸບໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 17: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຜົ້ງສາລີ 2021-2025

ລ/ດ	ຊື່ບ້ານ	ຈຳນວນ	ບໍລິມາດ	ບໍລິມາດ	ຈຳນວນ	ການປະເມີນລາຄາຕາມລາຄາກາງຂອງກະຊວງ ພຢ			
		ຄົວເຮືອນ	22 ກວ (ກມ)	0.4 ກວ (ກມ)	ໝໍ້ແປງ (ຊຸດ)	22 ກວ (ກີບ)	0.4 ກວ (ກີບ)	ໝໍ້ແປງ (ກີບ)	ລາຄາລວມ (ກີບ)
I	**ແຂວງ ຜົ້ງສາລີ**								
1	ເມືອງ ຜົ້ງສາລີ	539	46	7.29	14	7,312,194,823	828,295,741	980,000,000	9,120,490,565
2	ເມືອງ ໃໝ່	1,270	172	16	25	27,353,260,270	1,817,933,040	1,750,000,000	30,921,193,310
3	ເມືອງ ບຸນເໜືອ	273	43	3	4	6,826,408,541	340,862,445	280,000,000	7,447,270,986
4	ເມືອງ ສຳພັນ	1,527	146	16	25	23,098,661,459	1,817,933,040	1,750,000,000	26,666,594,499
5	ເມືອງ ຂວາ	989	153	17	24	24,257,563,374	1,967,912,516	1,680,000,000	27,905,475,889
6	ເມືອງ ຍອດອູ	1,189	141	20	19	22,431,895,973	2,289,459,422	1,330,000,000	26,051,355,395
7	ເມືອງບຸນໃຕ້	286	65	9	5	10,318,989,655	1,011,225,254	350,000,000	11,680,214,909
	ລວມ	**6,073**	**766**	**89**	**116**	121,598,974,095	10,073,621,458	8,120,000,000	139,792,595,552
								ໂດລາສະຫະລັດ (1ໂດລາ/8.500ກີບ)	**16,446,187.7**



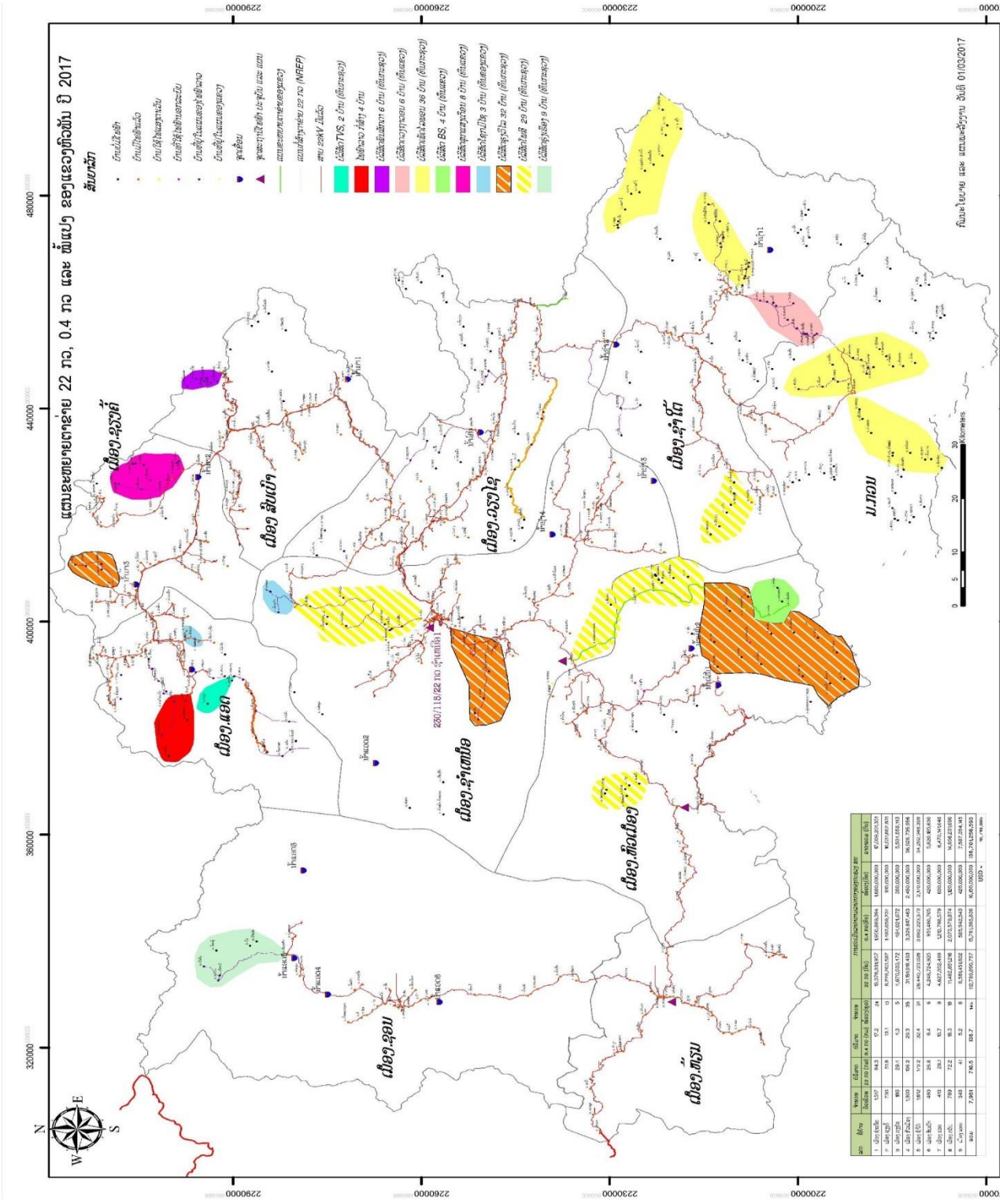
ຮູບທີ 5- 6: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຜົ້ງສາລີ

5.5.2. ແຂວງຫົວພັນ

ການຂະຫຍາຍລະບົບຕາຂ່າຍຂອງແຂວງຫົວພັນໃນປີ 2021 ຫາ 2025 ອີງຕາມການລາຍງານຂອງ ພບ ແຂວງ ລວມມີບໍລິມາດວຽກທັງໝົດ ພຽງ 05 ບ້ານ 137 ຄອບຄົວ, ຕາຂ່າຍ 22 ກວ ຍາວ 46 ກມ, ຕາຂ່າຍ 0.4 ກວ ຍາວ 4,9 ກມ ແລະ ໝໍ້ແປງ 5 ຊຸດ ລວມມູນຄ່າໂຄງການທັງໝົດ ໂດຍອີງຕາມລາຄາກາງຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017 ຕີກເປັນເງິນ 8,16 ຕື້ກີບ ຫຼື ເທົ່າກັບ 0,96 ລ້ານໂດລາ (ອັດຕາແລກປ່ຽນ 8,500 ກີບ/1ໂດລາ) ສະເຫດຂອງແຂວງຫົວພັນມີແຜນຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໃນໄລຍະຕົ້ງກ່າວບໍ່ມີໂຕເລກສູງ ເນື່ອງຈາກວ່າປະຈຸບັນທາງແຂວງໄດ້ມີການຈັດຕັ້ງປະຕິດການກໍ່ສ້າງຢູ່ຫລາຍເມືອງ ໂດຍໃຫ້ເອກະຊົງລົງທຶນກ່ອນລັດຊໍາລະຕາມພາຍຫຼັງ ເຊິ່ງບັນດາໝູ່ບ້ານຕ່າງໆ ສ່ວນໃຫຍ່ນອນໃນແຜນຂອງເອກະຊົນແລ້ວ ຈຶ່ງເປັນສາເຫດມີພຽງ 05 ທີ່ຍັງຕົກຄ້າງ ແລະ ພວມຄົ້ນຄວ້າແຫຼ່ງທຶນມາກໍ່ສ້າງ, ເຊິ່ງລາຍລະອຽດໄດ້ສະຫຼຸບໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 5- 18: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫົວພັນ 2021-2025

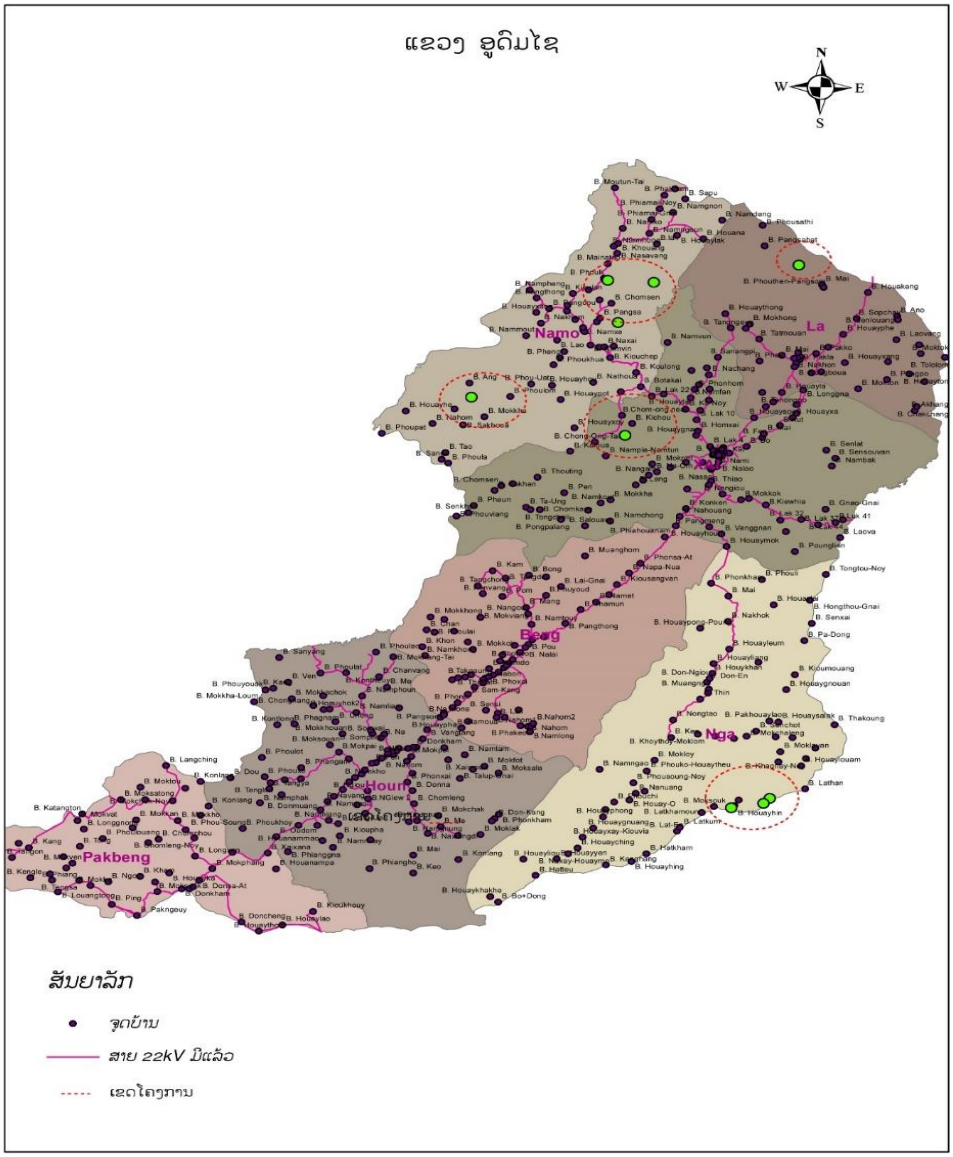
ລ/ດ	ຊື່ບ້ານ	ຈໍານວນ	ບໍລິມາດ	ບໍລິມາດ	ຈໍານວນ	ການປະເມີນລາຄາຕາມລາຄາກາງຂອງກະຊວງ ພບ			
		ຄົວເຮືອນ	22 ກວ (ກມ)	0.4 ກວ (ກມ)	ໝໍ້ແປງ (ຊຸດ)	22 ກວ (ກີບ)	0.4 ກວ (ກີບ)	ໝໍ້ແປງ (ກີບ)	ລາຄາລວມ (ກີບ)
II	ແຂວງ ຫົວພັນ								
1	ເມືອງ ຊໍາເໜືອ	71	26	3.1	4	4,159,346,599	352,224,527	280,000,000	4,791,571,126
2	ເມືອງ ຊໍາໃຕ້	66	20	1.8	1	3,095,696,897	204,517,467	70,000,000	3,370,214,364
	ລວມ	**137**	**46**	**4.9**	**5**	7,255,043,496	556,741,994	350,000,000	**8,161,785,489**
								USD =	**960,210**


แผนขยายตาข่าย 22 กว, 0.4 กว และ พื้นฐาน ของแขวงหัวพัน ปี 2017
ສ້ຳຫລັກ
ເມືອງ ຊຽງເດ
ເມືອງ ສໍຽນຕ
ເມືອງ ແອດ
ເມືອງ ວຽງໄຊ
ເມືອງ ຈໍ່ເພເມືອ
ເມືອງ ຫົວເມືອງ
ເມືອງ ຊໍ່ ໂກ
ເມືອງ ສໍ ໂກ
ເມືອງ ແອດ
ເມືອງ ສໍ ໂກ
ເມືອງ ສໍ ໂກ
ເມືອງ ສໍ ໂກ

5.5.3. ແຂວງອຸດົມໄຊ.

ຕາຕະລາງ 5- 19: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງອຸດົມໄຊ 2021-2025

III	**ແຂວງອຸດົມໄຊ**								
1	ເມືອງ ຮຸນ	1,804	71.5	35.8	21	11,350,888,621	4,067,625,177	1,470,000,000	16,888,513,798
2	ເມືອງ ງາ	1,013	78.5	22.7	14	12,462,164,430	2,579,192,501	980,000,000	16,021,356,930
3	ເມືອງ ໄຊ	77	1.9	1.5	1	301,632,005	170,431,223	70,000,000	542,063,228
4	ເມືອງ ຫຼ້າ	26	6.0	2.3	1	952,522,122	261,327,875	70,000,000	1,283,849,997
5	ເມືອງ ນາໝໍ້	322	25.4	16.4	6	4,032,343,650	1,863,381,366	420,000,000	6,315,725,016
6	ເມືອງ ແບ່ງ	92	9.1	5.6	3	1,444,658,552	636,276,564	210,000,000	2,290,935,116
7	ເມືອງ ປາກແບ່ງ	620	121.4	62.7	20	19,272,697,602	7,124,025,101	1,400,000,000	27,796,722,702
	ລວມ	**3,954**	**313.8**	**147.0**	**66**	49,816,906,981	16,702,259,805	4,620,000,000	**71,139,166,786**
								USD =	**8,570,984**

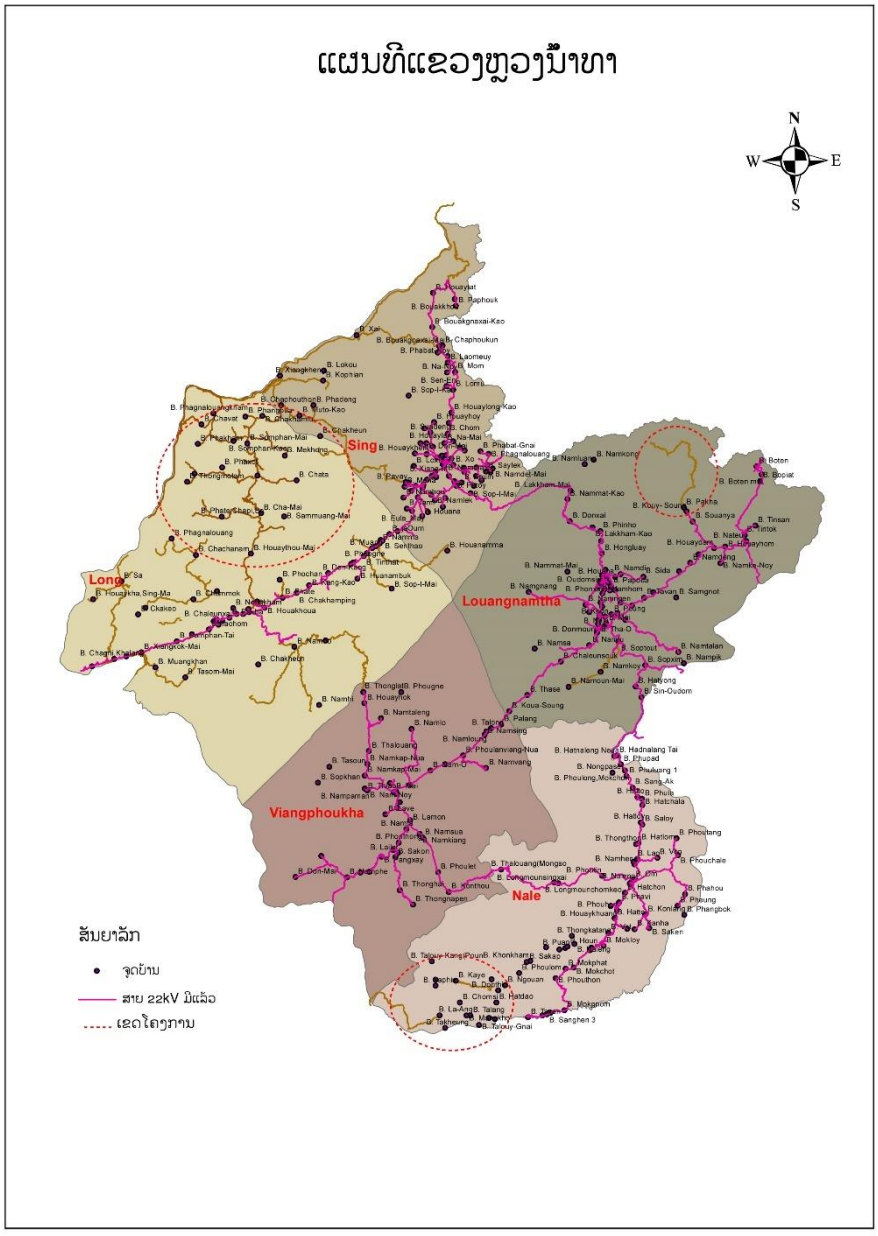


ຮູບທີ 5- 8: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງອຸດົມໄຊ

5.5.4. ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ

ຕາຕະລາງ 5- 20: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ 2021-2025

IV	**ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ**								
1	ເມືອງ ລອງ	2,250	429	26.9	55	68,121,207,092	3,056,399,924	3,850,000,000	75,027,607,015
2	ເມືອງ ສິງ	423	125.9	15.2	12	19,987,089,193	1,727,036,388	840,000,000	22,554,125,581
3	ເມືອງ ຫຼວງນ້ຳທາ	250	59.3	4.2	7	9,414,093,639	477,207,423	490,000,000	10,381,301,062
4	ເມືອງ ນາແລ	168	43.4	2.0	4	6,889,910,016	222,696,797	280,000,000	7,392,606,813
	ລວມ	**3,091**	**657.7**	**48.3**	**78**	104,412,299,940	5,483,340,532	5,460,000,000	**115,355,640,472**

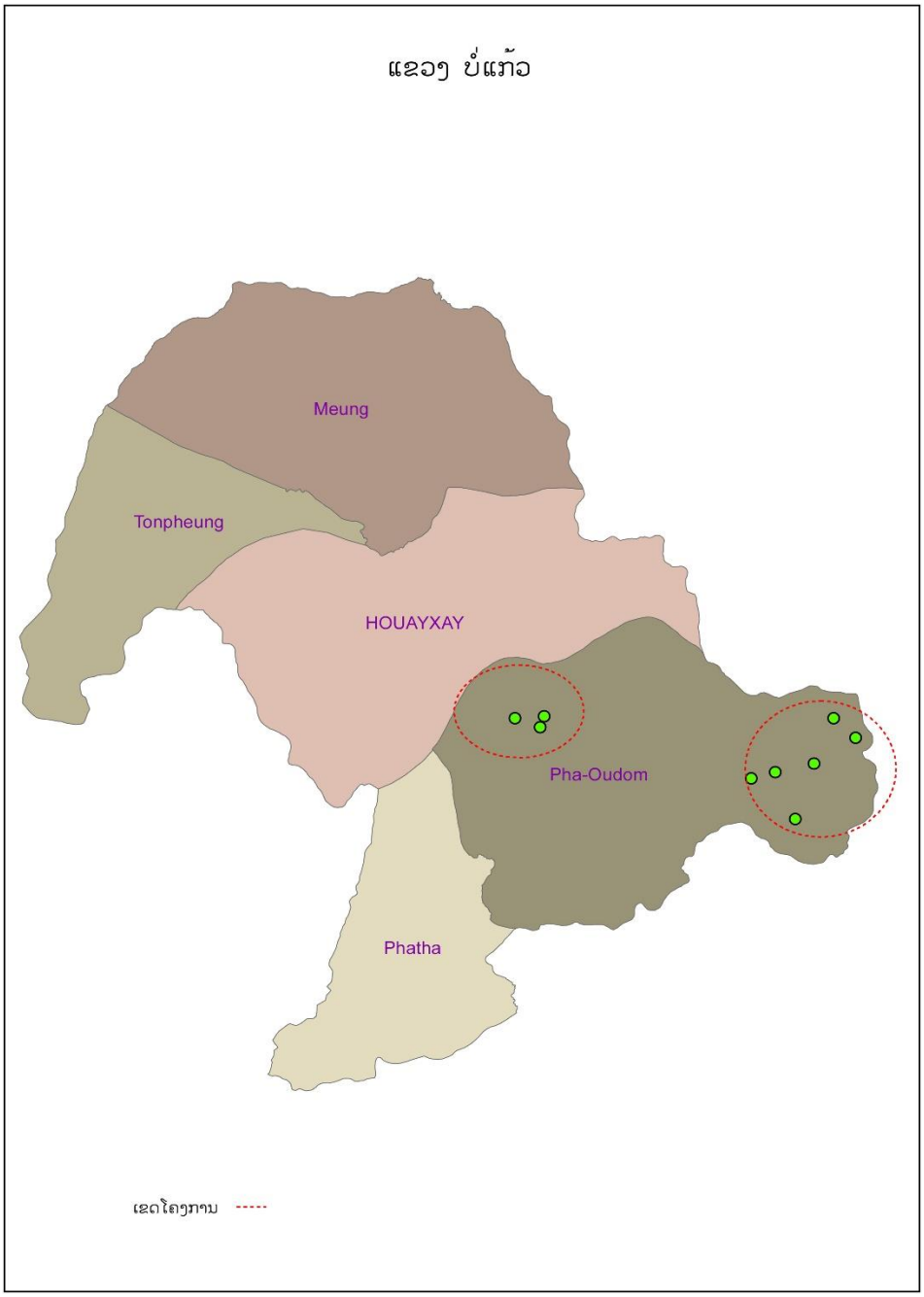


ຮູບທີ 5- 9: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ

5.5.5. ແຂວງບໍ່ແກ້ວ

ຕາຕະລາງ 5- 21: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງບໍ່ແກ້ວ 2021-2025

V	ແຂວງບໍ່ແກ້ວ								
1	ເມືອງ ຜາອຸດົມ	593	68.9	44.1	8	10,938,129,034	5,010,677,942	560,000,000	16,508,806,976
	ລວມ	**593**	**68.9**	**44.1**	**8**	10,938,129,034	5,010,677,942	560,000,000	**16,508,806,976**

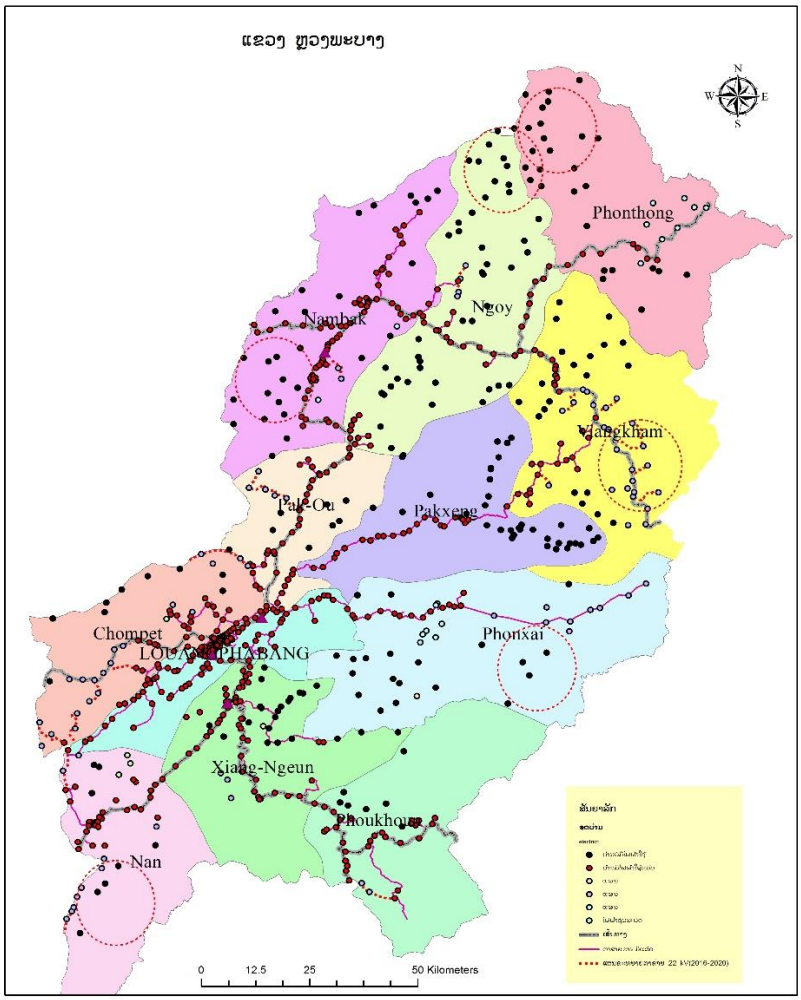


ຮູບທີ 5- 10: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງບໍ່ແກ້ວ

5.5.6. ແຂວງຫຼວງພະບາງ

ຕາຕະລາງ 5- 22: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຫຼວງພະບາງ 2021-2025

VI	ແຂວງຫຼວງພະບາງ								
1	ເມືອງ ໂພນໄຊ	1,012	133	30.7	16	21,145,991,108.40	3,488,159,021	1,120,000,000	25,754,150,129
2	ເມືອງ ປາກແຊງ	790	120	22.5	13	19,082,193,177	2,556,468,338	910,000,000	22,548,661,515
3	ເມືອງ ວຽງຄຳ	959	124	25.0	15	19,685,457,188	2,840,520,375	1,050,000,000	23,575,977,563
4	ເມືອງ ຊຽງເງິນ	265	32	13.5	4	5,080,117,984	1,533,881,003	280,000,000	6,893,998,987
5	ເມືອງ ນານ	306	44	15.3	5	6,985,162,228	1,738,398,470	350,000,000	9,073,560,698
6	ເມືອງ ປາກອູ່	334	28	8.2	3	4,445,103,236	931,690,683	210,000,000	5,586,793,919
7	ເມືອງ ນໍ້ບາ	715	88	18.9	9	13,970,324,456	2,147,433,404	630,000,000	16,747,757,860
8	ເມືອງ ງອຍ	733	9	25.1	11	1,460,533,920	2,851,882,457	770,000,000	5,082,416,377
9	ເມືອງ ຈອມເພັດ	1,340	142	35.2	21	22,543,023,554	3,999,452,688	1,470,000,000	28,012,476,242
10	ເມືອງ ຄຸນ	200	35	12.2	3	5,556,379,045	1,386,173,943	210,000,000	7,152,552,988
11	ເມືອງ ໂພນທອງ	82	38	3.2	2	6,032,640,106	363,586,608	140,000,000	6,536,226,714
	ລວມ	**6,736**	**794**	**209.8**	**102**	125,986,926,003.20	23,837,646,987	7,140,000,000	**156,964,572,990**

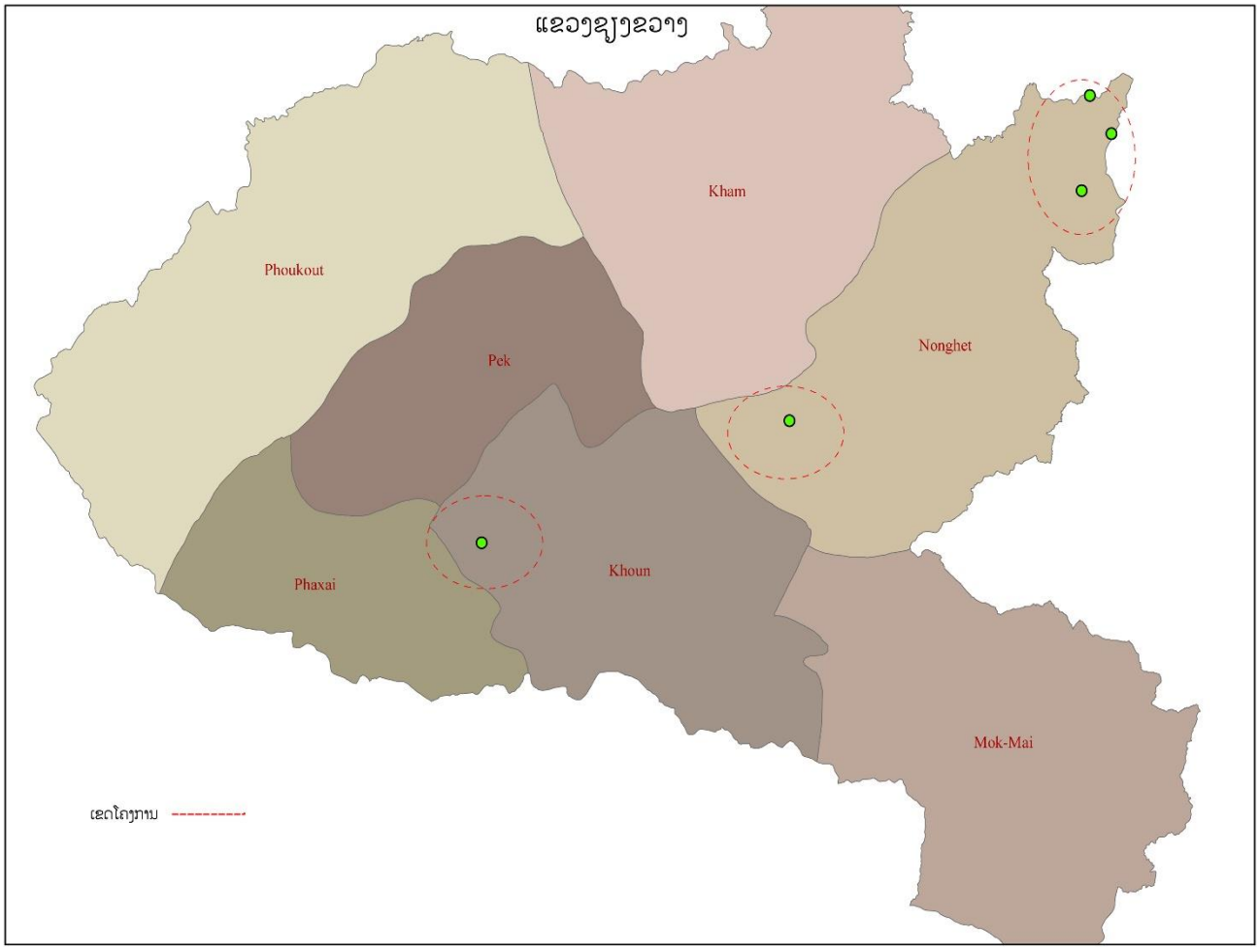


ຮູບທີ 5- 11: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຫຼວງພະບາງ

5.5.7. ແຂວງຊຽງຂວາງ

ຕາຕະລາງ 5- 23: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຊຽງຂວາງ 2021-2025

VII	**ແຂວງຊຽງຂວາງ**								
1	ເມືອງ ແປກ	61	13	6.2	2	2,079,673,300	704,449,053	140,000,000	2,924,122,353
2	ເມືອງ ໜອງແຮດ	151	47.0	16.5	4	7,461,423,289	1,874,743,448	280,000,000	9,616,166,737
3	ເມືອງ ຄູນ	183	26.2	19.4	6	4,159,346,599	2,204,243,811	420,000,000	6,783,590,410
4	ເມືອງ ຜາໄຊ	29	16.0	4.1	1	2,540,058,992	465,845,342	70,000,000	3,075,904,334
5	ເມືອງ ພູກູດ	421	65.3	26.6	14	10,366,615,761	3,022,313,679	980,000,000	14,368,929,440
6	ເມືອງ ຄໍ່າ	104	22.5	10.7	3	3,571,957,958	1,215,742,721	210,000,000	4,997,700,678
7	ເມືອງ ໝອກ	86	24.2	6.4	2	3,841,839,225	727,173,216	140,000,000	4,709,012,441
	ລວມ	**1,035**	**214.3**	**89.9**	**32**	34,020,915,124	10,214,511,269	2,240,000,000	**46,475,426,393**

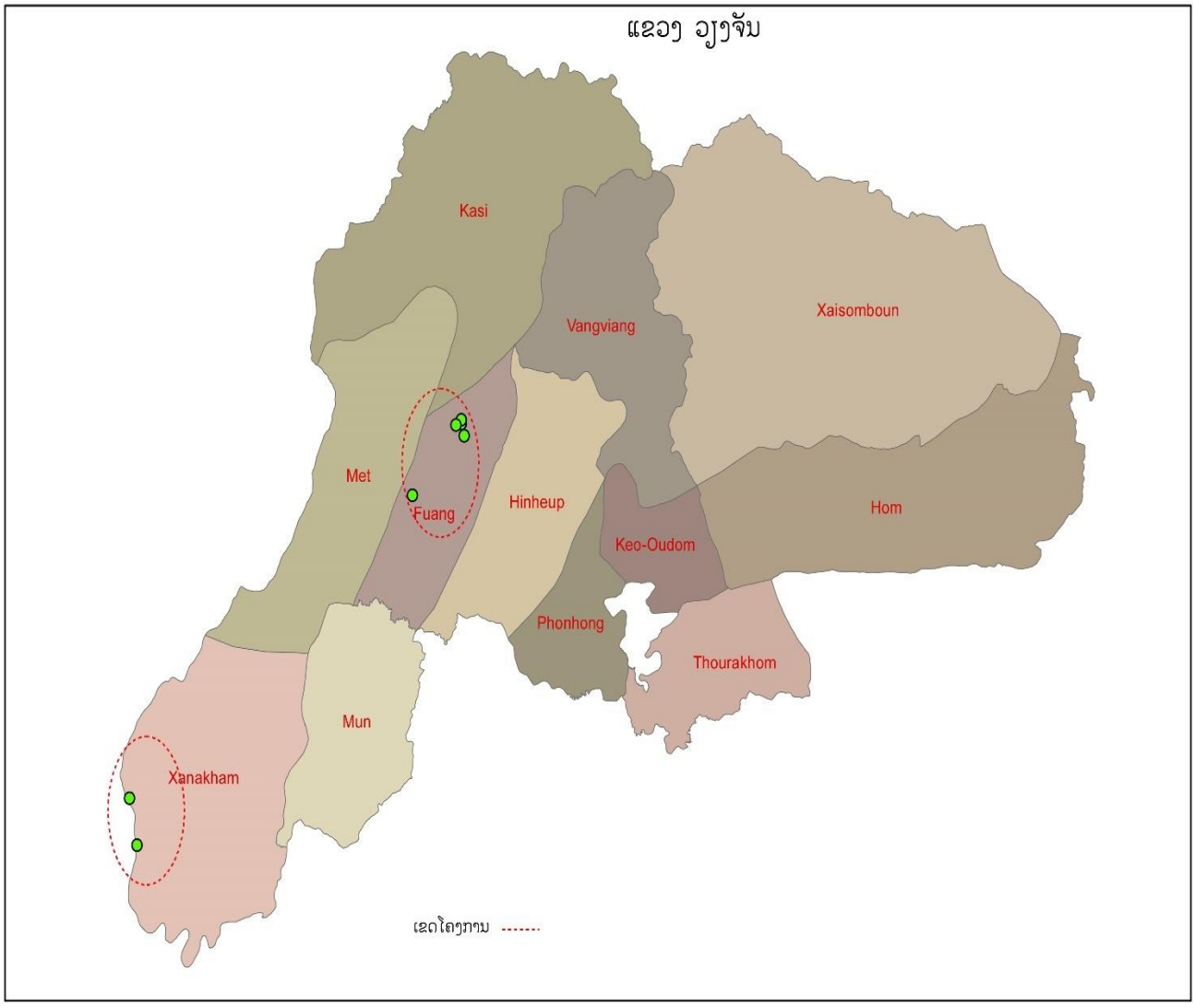


ຮູບທີ່ 5- 12: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຊຽງຂວາງ

5.5.8. ແຂວງວຽງຈັນ

ຕາຕະລາງ 5- 24: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງວຽງຈັນ 2021-2025

VIII	ແຂວງ ວຽງຈັນ								
1	ເມືອງ ເມືອງ		6.3	6.9	5	1,000,148,228.10	783,983,624	350,000,000	2,134,131,852
2	ເມືອງ ຊະນະຄາມ	419	25.9	2.4	2	4,111,720,493	272,689,956	140,000,000	4,524,410,449
	ລວມ	**419**	**32.2**	**9.3**	**7**	5,111,868,721	1,056,673,580	490,000,000	**6,658,542,301**

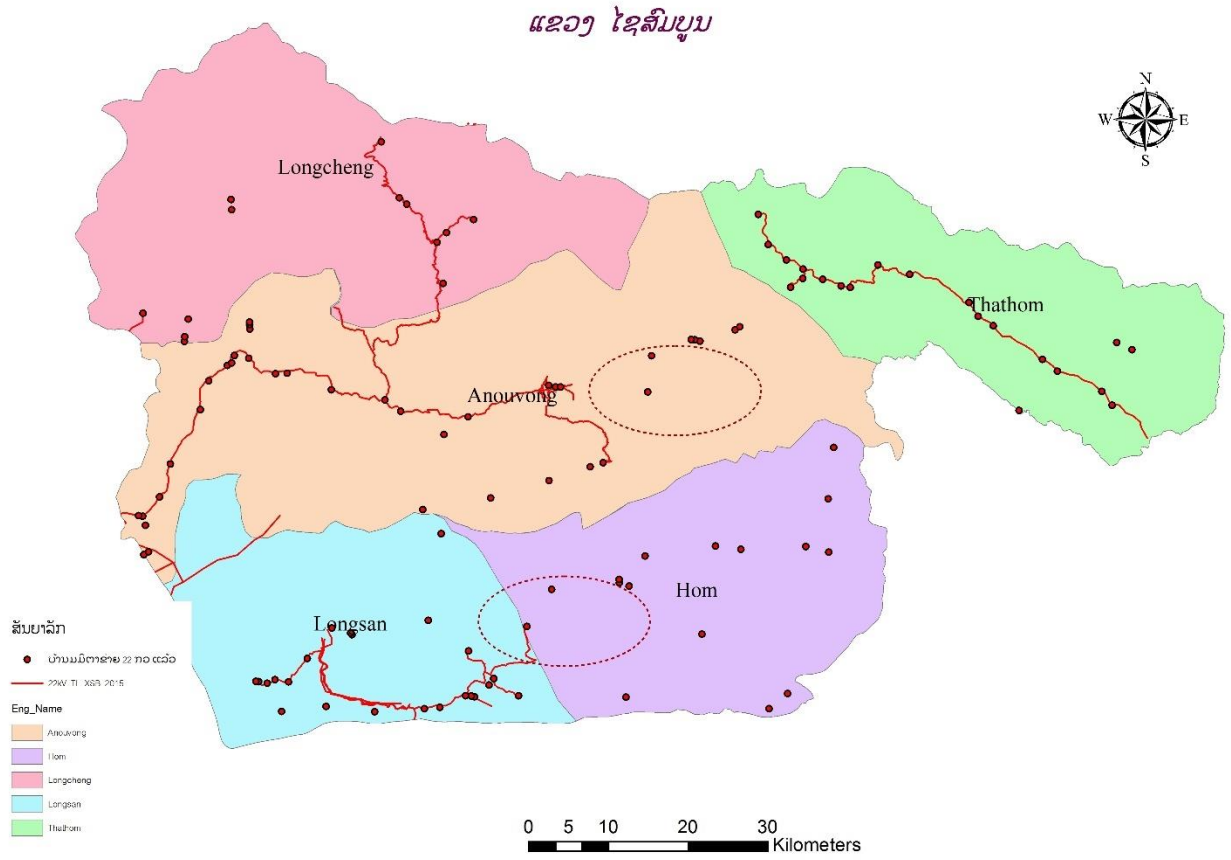


ຮູບທີ 5- 13: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງວຽງຈັນ

5.5.9. ແຂວງໄຊສົມບູນ

ຕາຕະລາງ 5- 25: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງໄຊສົມບູນ 2021-2025

IX	ແ ຂວ ງ ໄຊສົມບູນ								
1	ເມືອງ ອະນຸວົງ	-	48.50	16.4	10	7,699,553,820	1,862,245,158	700,000,000	10,261,798,977
2	ເມືອງແຈ້ງ-ຜາໄຊ	-	34.50	7.1	6	5,477,002,202	804,435,370	420,000,000	6,701,437,572
3	ທົ່ງຄຸມ-ແຂວງ	-	15.50	-	-	2,460,682,149	-	-	2,460,682,149
	ລວມ	-	**99**	**23**	**16**	15,637,238,169.50	2,666,680,528	1,120,000,000	**19,423,918,698**

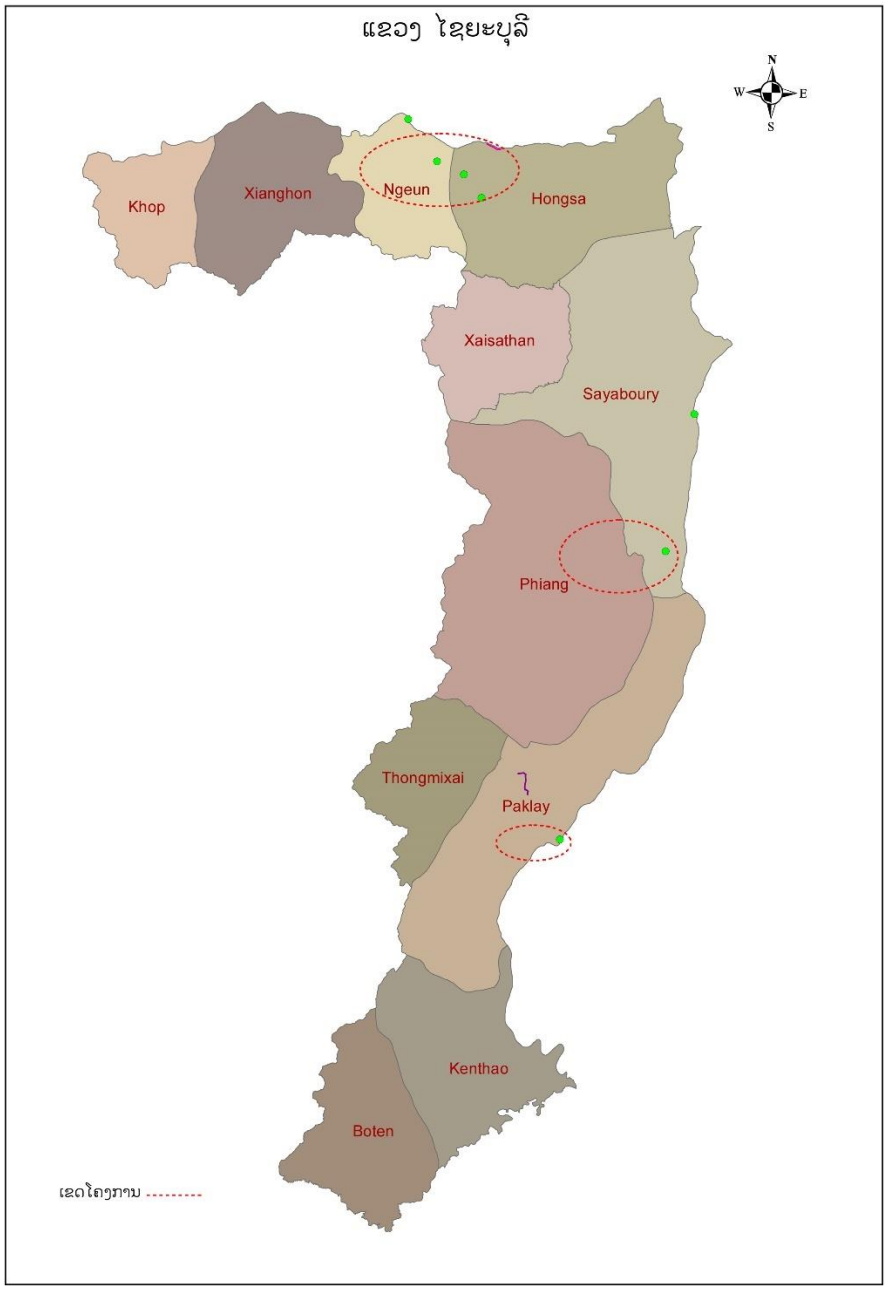


ຮູບທີ 5- 14: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງໄຊສົມບູນ

5.5.10. ແຂວງໄຊຍະບຸລີ

ຕາຕະລາງ 5- 26: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງໄຊຍະບຸລີ 2021-2025

X	ແຂວງ ໄຊຍະບຸລີ								
1	ເມືອງ ຫົງສາ	40	3.6	3.1	1	571,513,273.20	352,224,527	70,000,000	993,737,800
2	ເມືອງ ພຽງ	70	9.8	3.2	1	1,555,786,133	363,586,608	70,000,000	1,989,372,741
3	ເມືອງ ປາກລາຍ	77	6.9	3.8	1	1,095,400,440	431,759,097	70,000,000	1,597,159,537
	ລວມ	**187**	**20.3**	**10.1**	**3**	3,222,699,846	1,147,570,232	210,000,000	**4,580,270,078**



ຮູບທີ 5- 15: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງໄຊຍະບຸລີ

5.5.11. ແຂວງບໍລິຄຳໄຊ

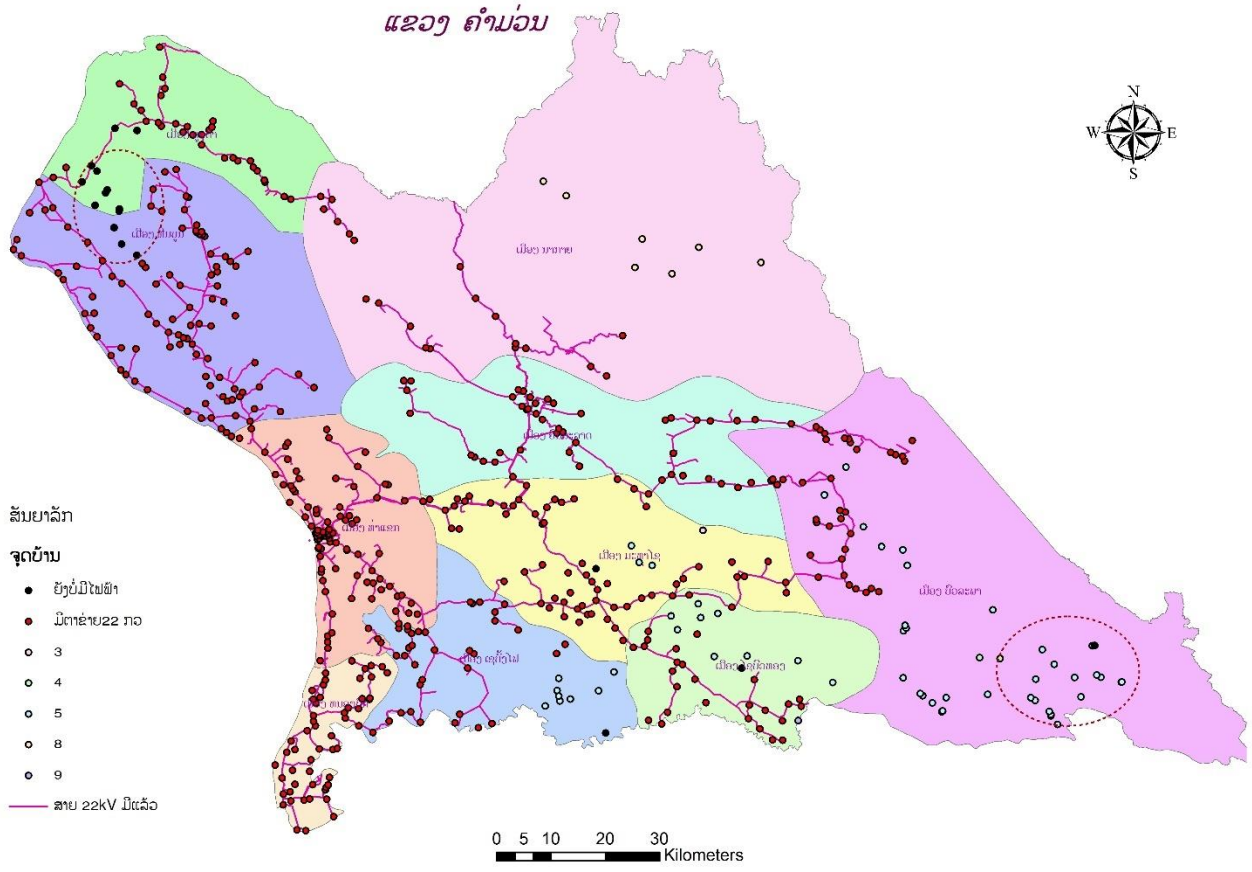
ຕາຕະລາງ 5- 27: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງບໍລິຄຳໄຊ 2021-2025

XI	ແຂວງ ບໍລິຄຳໄຊ								
1	ເມືອງ	-				-	-	-	-
	ລວມ	**-**				-	-	-	**-**

5.5.12. ແຂວງຄຳມ່ວນ

ຕາຕະລາງ 5- 28: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຄຳມ່ວນ 2021-2025

XII	ແຂວງ ຄຳມ່ວນ								
1	ເມືອງ ບົວລະພາ	130	22.5	6.8	4	3,571,957,958	772,621,542	280,000,000	4,624,579,500
	ເມືອງ ຫີນບຸນ	75	2.0	3.2	1	317,507,374	363,586,608	70,000,000	751,093,982
	ລວມ	**205**	**24.5**	**10.0**	**5**	3,889,465,332	1,136,208,150	350,000,000	**5,375,673,482**

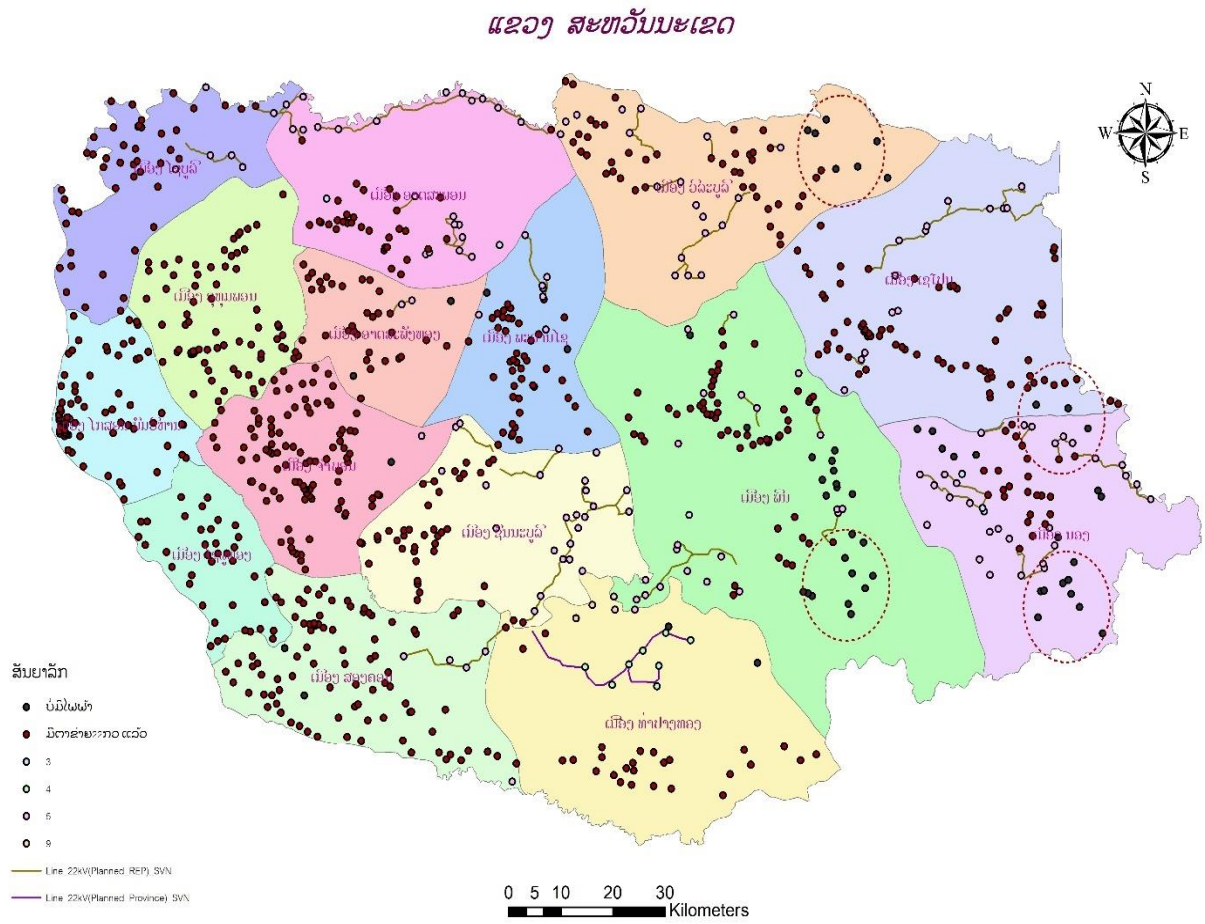


ຮູບທີ່ 5- 16: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຄຳມ່ວນ

5.5.13. ແຂວງສະຫວັນນະເຂດ

ຕາຕະລາງ 5- 29: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງສະຫວັນນະເຂດ 2021-2025

XIII	ແຂວງ ສະຫວັນນະເຂດ								
1	ເມືອງພີນ	989	11	19.1	19	1,714,539,819.60	2,170,157,567	1,330,000,000	5,214,697,386
2	ເມືອງເຊໂປນ	1,077	43	9.2	21	6,794,657,804	1,045,311,498	1,470,000,000	9,309,969,302
3	ເມືອງນອງ	522	5	11.2	10	825,519,172	1,272,553,128	700,000,000	2,798,072,300
4	ເມືອງທ່າປາງທອງ	318	13	6.7	6	2,032,047,193.60	761,259,461	420,000,000	3,213,306,654
5	ເມືອງຊົນບູລີ	96	7	2.9	2	1,127,151,178	329,500,364	140,000,000	1,596,651,541
6	ເມືອງວິລະບູລີ	61	7	2.1	1	1,031,898,966	238,603,712	70,000,000	1,340,502,677
7	ເມືອງອາດສະພອນ	369	28	8.9	7	4,492,729,342.10	1,011,225,254	490,000,000	5,993,954,596
8	ເມືອງພະລານໄຊ	104	30	3.4	2	4,826,112,085	386,310,771	140,000,000	5,352,422,856
	ລວມ	**3,536**	**144**	**64**	**68**	22,844,655,559	7,214,921,753	4,760,000,000	34,819,577,312

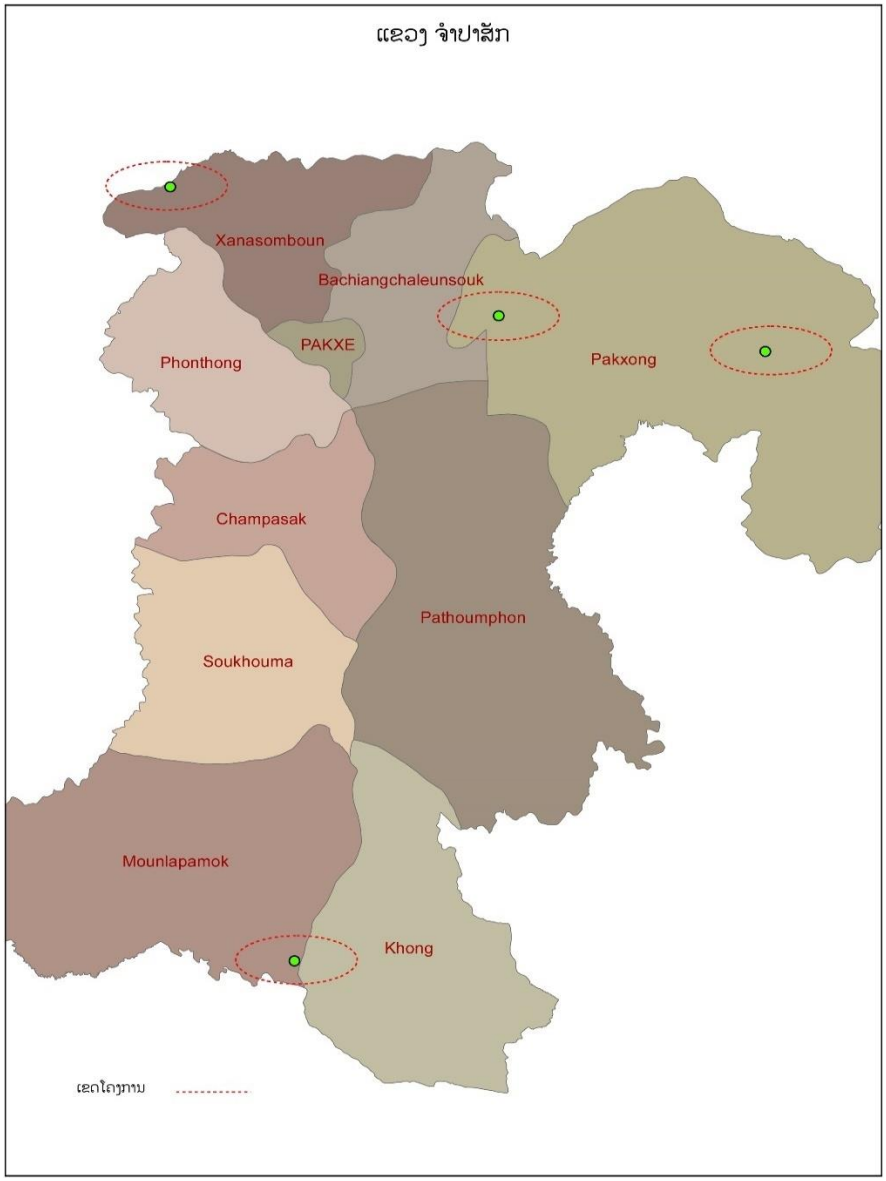


ຮູບທີ 5- 17: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຄຳມ່ວນ

5.5.14. ແຂວງຈຳປາສັກ

ຕາຕະລາງ 5- 30: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງຈຳປາສັກ 2021-2025

XIII	ແຂວງ ຈຳປາສັກ								
1	ເມືອງ ຊະນະສົມບຸນ	50	25.6	2.8	1	4,064,094,387	318,138,282	70,000,000	4,452,232,669
2	ເມືອງ ໂຂງ	20	8.2	1.5	1	1,301,780,233	170,431,223	70,000,000	1,542,211,456
3	ເມືອງ ປາກຊ່ອງ	907	2.5	10.3	3	396,884,218	1,170,294,395	210,000,000	1,777,178,612
	ລວມ	**977**	**36.3**	**14.6**	**5**	5,762,758,838	1,658,863,899	350,000,000	**7,771,622,737**

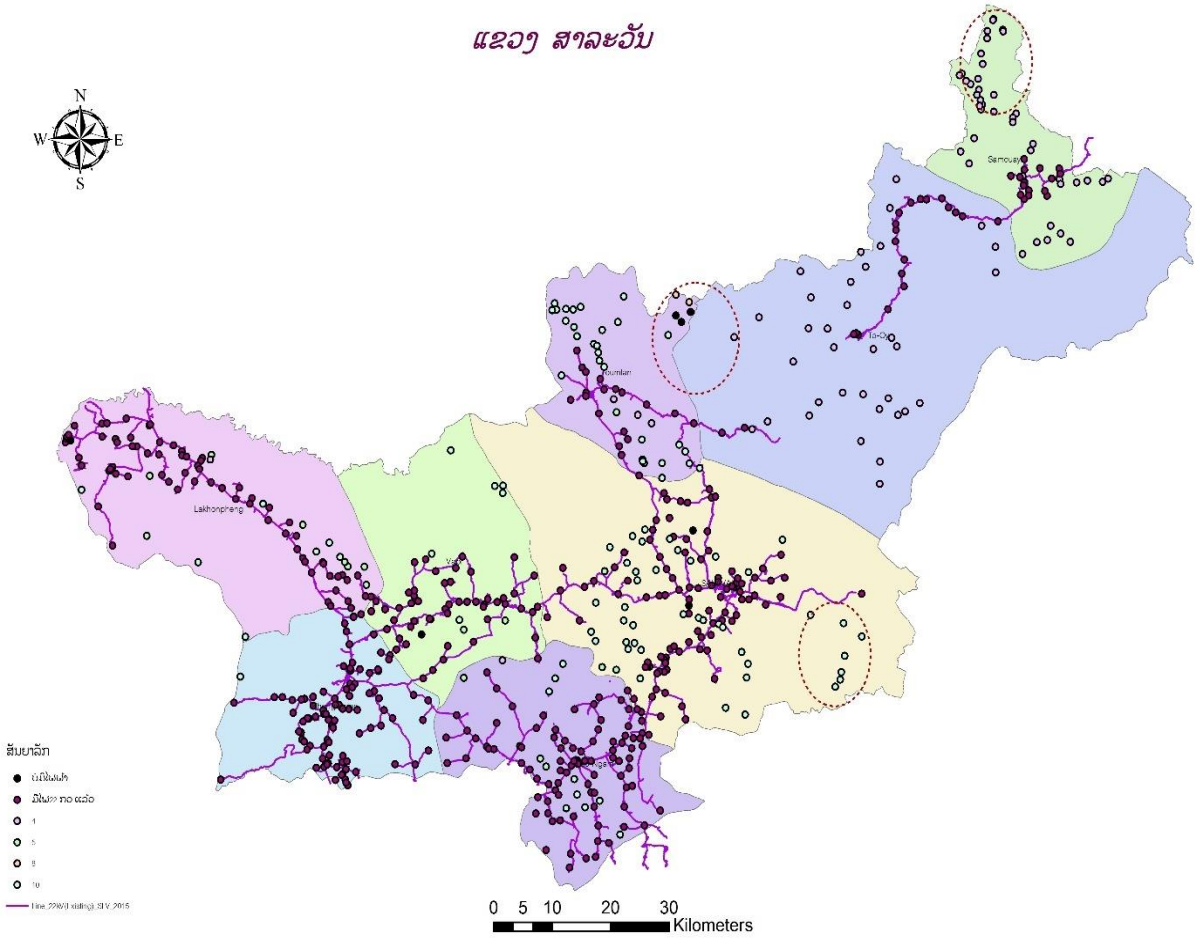


ຮູບທີ 5- 18: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງຈຳປາສັກ

5.5.15. ແຂວງສາລະວັນ

ຕາຕະລາງ 5- 31: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງສາລະວັນ 2021-2025

XIIII	ແຂວງ ສາລະວັນ								
1	ເມືອງ ສະໝ້ວຍ	92	12.8	4.2	3	2,032,047,194	477,207,423	210,000,000	2,719,254,617
2	ເມືອງ ສາລະວັນ	28	1.8	0.9	1	285,756,637	102,258,734	70,000,000	458,015,370
3	ເມືອງ ຕະໂອ້ຍ	422	15.2	8.5	6	2,413,056,042	965,776,928	420,000,000	3,798,832,970
	ລວມ	**542**	**29.8**	**13.6**	**10**	4,730,859,873	1,545,243,084	700,000,000	**6,976,102,957**

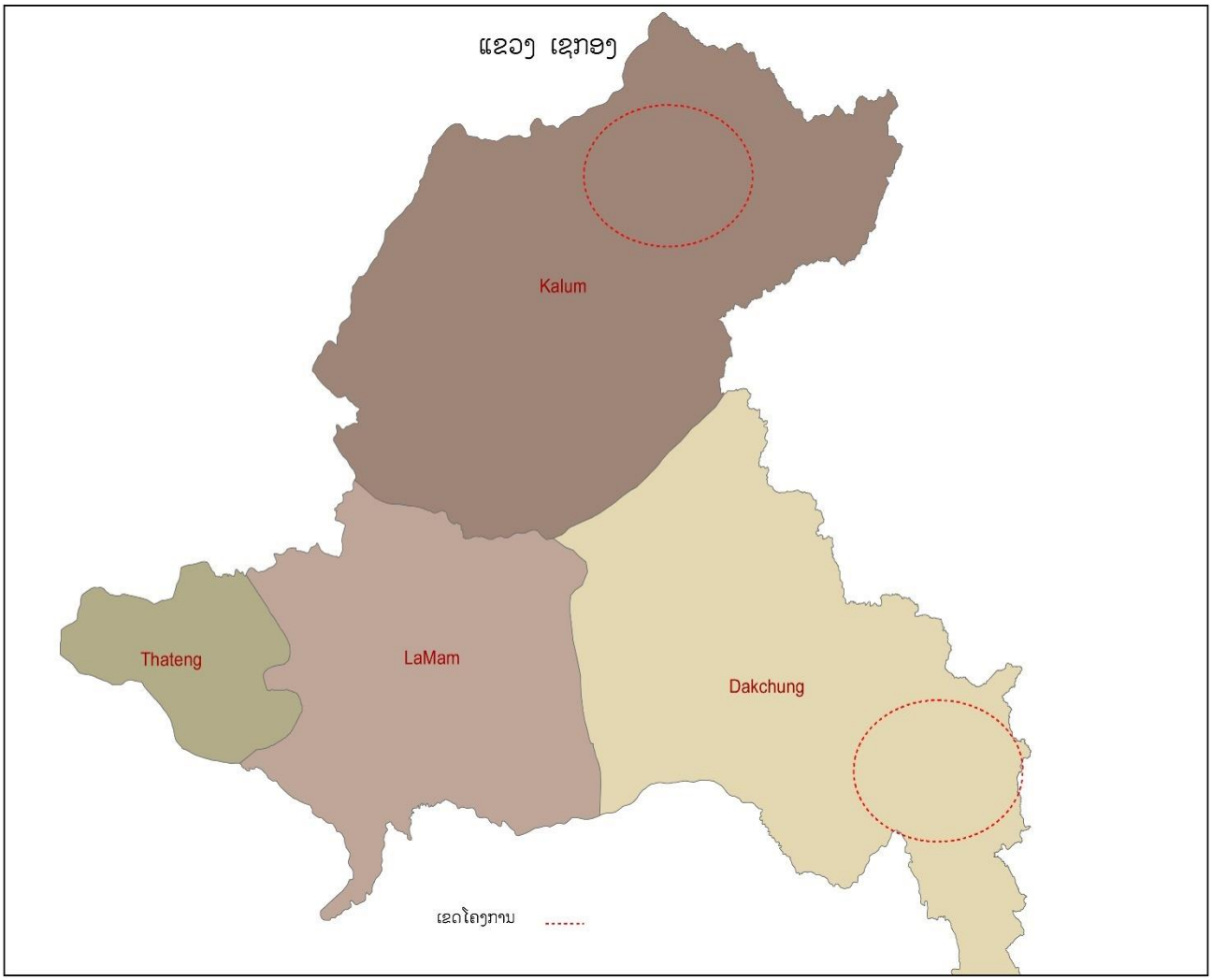


ຮູບທີ່ 5- 19: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງສາລະວັນ

5.5.16. ແຂວງເຊກອງ

ຕາຕະລາງ 5- 32: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງເຊກອງ 2021-2025

XV	ແຂວງ ເຊກອງ								
1	ເມືອງ ກະລຶມ	1,430	96.0	48.0	32	15,240,353,952	5,453,799,120	2,240,000,000	22,934,153,072
	ເມືອງ ດກຫຈຶງ	1,648	63.0	31.5	21	10,001,482,281	3,579,055,673	1,470,000,000	15,050,537,954
	ລວມ	**3,078**	**159.0**	**79.5**	**53**	25,241,836,233	9,032,854,793	3,710,000,000	**37,984,691,026**

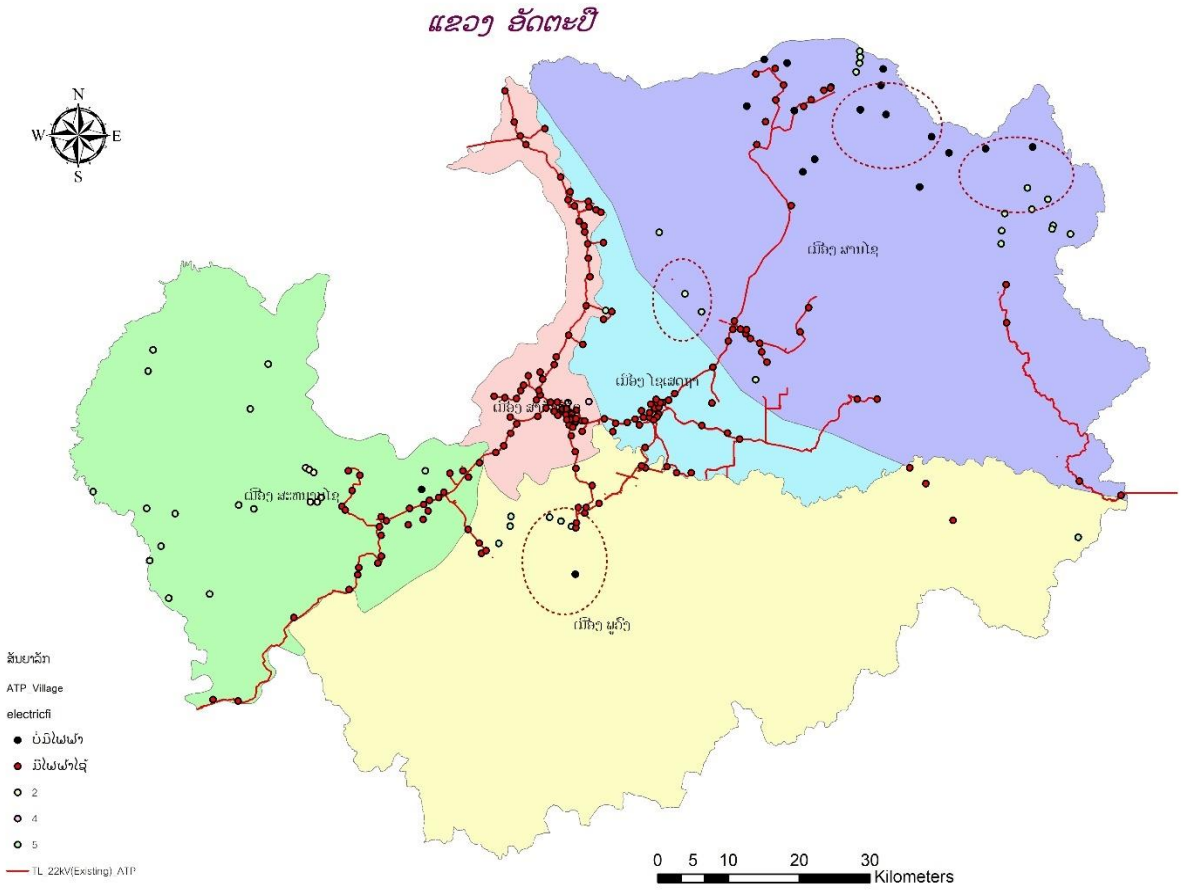


ຮູບທີ່ 5- 20: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງເຊກອງ

5.5.17. ແຂວງອັດຕະປື

ຕາຕະລາງ 5- 33: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງອັດຕະປື 2021-2025

XVI	ແຂວງ ອັດຕະປື								
1	ເມືອງ ຜູ້ວິ	50	21.2	2.5	1	3,365,578,164	284,052,038	70,000,000	3,719,630,202
2	ເມືອງ ຊຳໄຊ	130	7.1	4.7	2	1,127,151,178	534,017,831	140,000,000	1,801,169,008
3	ເມືອງ ໄຊເສດຖາ	250	6.5	8.5	1	1,031,898,966	965,776,928	70,000,000	2,067,675,893
	ລວມ	**430**	**34.8**	**15.7**	**4**	5,524,628,308	1,783,846,796	280,000,000	**7,588,475,103**



ຮູບທີ່ 5- 21: ແຜນທີ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ ແຂວງເຊກອງ

5.5.18. ແຂວງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ

ຕາຕະລາງ 5- 34: ການພັດທະນາລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າແຂວງນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ2025-2021

XVIII	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ								
1	ເມືອງ					-	-	-	-
	ລວມ	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	**-**

ตาຕະລາງ 5- 35: ຕາງຕະລາງສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງລະບົບຕາຂ່າຍ 2021-2025

ລ/ດ	ຊື່ບ້ານ	ຈຳນວນ	ບໍລິມາດ	ບໍລິມາດ	ຈຳນວນ	ການປະເມີນລາຄາຕາມລາຄາກາງຂອງກະຊວງ ພບ			
		ຄົວເຮືອນ	22 ກວ (ກມ)	0.4 ກວ (ກມ)	ໝໍ້ແປງ(ຊຸດ)	22 ກວ (ກີບ)	0.4 ກວ(ກີບ)	ໝໍ້ແປງ(ກີບ)	ລາຄາລວມ (ກີບ)
1	ແຂວງ ຜົ້ງສາລີ	**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	ແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ	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	ແຂວງໄຊຍະບຸລີ	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	ຂວງສະຫວັນນະເຂ	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**

ພາກທີ VI ການຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ

6.1. ພາກແຫຼ່ງຜະລິດພະລັງງານໄຟຟ້າ

ການຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນຂອງ (ລາຄາຕໍ່ໜ່ວຍMW) ແມ່ນອີງໃສ່ຂໍ້ມູນການສະເໜີຂອງຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ, ແລະ ບາງໂຄງການແມ່ນອີງໃສ່ຂໍ້ມູນທີ່ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດຜ່ານມາ ເປັນພື້ນຖານໃນການກຳນົດ ມູນຄ່າການລົງທຶນຂອງແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ, ແຕ່ໃນຄວາມເປັນຈິ່ງແລ້ວແມ່ນຈະໄດ້ສຶບຕໍ່ສຶກສາຢ່າງລະອຽດເຖິງຕົ້ນທຶນທີ່ແທ້ຈິງ ເປັນລາຍໂຄງການ ຕາມຂັ້ນຕອນຂອງການພັດທະນາ ແລະ ຕາມພາລະບົດບາດຂອງໜ່ວຍງານທີ່ກ່ຽວຂ້ອງພາຍໃນກະຊວງ ພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ໃນການຄົ້ນຄວ້າບັນຫາດັ່ງກ່າວ, ໃນພື້ນຖານທີ່ສຸດໃນການຄົ້ນຄວ້າເຖິງຕົ້ນທຶນຂອງໂຄງການ ແມ່ນອີງໃສ່ ລາຄາຫົວໜ່ວຍຂອງລັດຖະບານ ທີ່ກຳນົດໄວ້. ສະນັ້ນ ບັນດາໂຄງການທີ່ໄດ້ຂັດເລືອກປະກອບມີໂຄງການທີ່ດຳເນີນການຜະລິດໄຟແລ້ວ, ໂຄງການທີ່ກຳລັງກໍ່ສ້າງ, ກະກຽມກໍ່ສ້າ ແລະ ໂຄງການກຳລັງສຶກສາ ຈຳນວນໜຶ່ງ ທີ່ຄາດວ່າຈະພັດທະນາກ່ອນປີ 2030. ດັ່ງລາຍລະອຽດລຸ່ມນີ້:

ກໍລະນີທີ 1: ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງ ສປປ ລາວ ສາມາດສັງລວມບັນດາໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຮັບການພັດທະນາໃນຊ່ວງໄລຍະແຕ່ປີ 2021 -2030 ມີຈຳນວນ 39 ໂຄງການ, ຄາດຄະເນມູນຄ່າໃນການລົງທຶນທັງໝົດ 4.424 ລ້ານໂດລາ ສະຫາລັດ ໂດຍໄດ້ຈັດແບ່ງຕາມປະເພດຂອງໂຄງການດັ່ງນີ້:

- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກມີທັງໝົດ 30 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ 1.393 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 2.642 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ + 1 ໂຄງການຈະມີການບຳລຸງຮັກສາ ກ່ອນສົ່ງມອບໃຫ້ລັດຖະບານ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນມີ 5 ໂຄງການ (ແຍກເປັນຫຼາຍຈຸດ), ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ 498 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 498 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກຖ່ານຫີນມີ 4 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ 545 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 984 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.

ຕາຕະລາງ 6- 1: ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ(GWh)	ມູນຄ່າໂຄງການ (MUSD)	ສະຖານະພາບ	ປີຜະລິດໄຟ
	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ ແລະ ກຳລັງການຜະລິດໄຟຟ້າຮອດປີ 2020		3.084	14.203	6.169		
1	ນ້ຳສົມ	ຫົວພັນ	8,4	30	16,8	C	2021
2	ນ້ຳອ້າວ	ຊຽງຂວາງ	15	84	30	C	2021
3	ນ້ຳຫີນບູນ ຕອນລຸ່ມ	ຄຳມ່ວນ	15	79	30	C	2021
4	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	80	C	2021
5	ນ້ຳທາ (ຫາດໝອກ)	ບໍ່ແກ້ວ	15	75	30	C	2021
6	ນ້ຳງຽບ 2A	ໄຊສົມບູນ	12,6	70,5	25,2	C	2021
7	ນ້ຳຕະລາມ	ຫຼວງນ້ຳທາ	5	21,9	10	C	2021
8	ນ້ຳອູ 3	ຫຼວງພະບາງ	210	826	483	C	2021
9	ນ້ຳອູ 4	ຜົ້ງສາລີ	132	519	304	C	2021
10	ນ້ຳອູ 7	ຜົ້ງສາລີ	210	838	483	C	2021
11	ຫ້ວຍລຳພັນຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	15	80	30	C	2021
12	ນ້ຳເທີນ 1	ບໍລິຄຳໄຊ	130	528	260	C	2022
13	ນ້ຳຫີນບູນ	ຄຳມ່ວນ	30	155	60	C	2022
14	ນ້ຳຮີງ 1	ໄຊຍະບູລີ	15	57	30	C	2022
15	ນ້ຳງາວ	ບໍ່ແກ້ວ	15	57,84	30	C	2022
16	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ຊັນເປເປີ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	612	115	C	2022

17	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ัน	ຄໍາມ່ວນ	50	35,61	50	Plan	2023
18	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ัน	ສະຫວັນນະເຂດ	50	35,61	50	Plan	2023
19	ນ້ຳຮາວ	ຫົວພັນ	15	65,7	30	C	2023
20	ຫ້ວຍຍອຍ-ຫ້ວຍຄົດ	ຈໍາປາສັກ	15	65,7	30	C	2023
21	ນ້ຳມອນ 1	ຫົວພັນ	10	40,8	20	C	2023
22	ຫ້ວຍກະເຜີ	ສາລະວັນ	5	22,5	10	C	2023
23	ນ້ຳປຸງເລາະ	ບໍ່ແກ້ວ	5	19,27	10	C	2023
24	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ัน	ບໍລິຄໍາໄຊ	30	47,30	30	Plan	2023
25	ນ້ຳພູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	90	CA	2024
26	ນ້ຳສະໜ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	10	C	2024
27	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ันเหิงໜ้ານ้ຳອ່າງນ້ຳງື່ມ 1	ໄຊສົມບູນ	300	379	300	PDA	2024
28	ໂຮງไฟฟ้าถ่ານหินละมาม	ເຊກອງ	100	650	200	CA	2024
29	ห้วยปาหาย	จำปาสัก	30	97	60	C	2025
30	ไฟฟ้าถ่ານหินน้ำพาน	ຊຽງຂວາງ	170	1105	340	CA	2025
31	ນ້ຳຕັ້ງ	ບໍລິຄໍາໄຊ	12,80	42,50	25,6	PPA	2025
32	ห้วยสายน้ำของ	ບໍລິຄໍາໄຊ	13,60	47,57	27,2	PPA	2025
33	ນ້ຳແຈ	ໄຊສົມບູນ	7,50	26,00	15	PPA	2025
34	เขื่อนปากงื่ม	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	80	350	160	FS	2028
35	เขื่อนเซบั้งไฟ 1 (แก้งแก่ว)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	220	PDA	2026
36	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ัน	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	68	48,51	68	Plan	2026

37	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	120	PDA	2027
38	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບໍ່ລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	400	PDA	2028
39	ຫ້ວຍເຫາະ(retirement)	ອັດຕະປື	150	408	75	O	2029
ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)			**2.436**	**9.802**	**4.424**		
ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030			**5.521**	**23.979**	**10.593**		

ກໍລະນີທີ່ 2: ກໍລະນີສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນກໍລະນີທີ່ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າເພີ້ມຂຶ້ນຄາດວ່າຄວາມຕ້ອງການແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າອາດຈະເພີ້ມຂຶ້ນອີກ 2 ໂຄງການຈາກ ກໍລະນີພື້ນຖານ ໂດຍສາມາດສັງລວມໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຮັບການພັດທະນາໃນຊ່ວງໄລຍະແຕ່ປີ 2021 -2030 ມີຈຳນວນ 46 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.852 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າໃນການລົງທຶນທັງໝົດ 5.587 ລ້ານໂດລາ ສະຫາລັດ.

- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກມີທັງໝົດ 36 ໂຄງການ, , ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.609 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 3.070 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ + 1 ໂຄງການຈະມີການບຳລຸງຮັກສາ ກ່ອນສົ່ງມອບໃຫ້ລັດຖະບານ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນມີ 6 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 598 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 598 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກຖ່ານຫີນມີ 4 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 645 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 1.255 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.

ຕາຕະລາງ 6- 2: ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ(Gwh)	ມູນຄ່າໂຄງການ (MUSD)	ສະຖານະພາບ	ປີຜະລິດໄຟ
ກໍລະນີພື້ນຖານ(BAU)		ຕາມແຜນ 2021-2030	**2.436**	**9.802**	**4.424**		
		ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030	**5.521**	**23.979**	**10.593**		
1	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	63	PPA	2025
2	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	6,8	PPA	2026
3	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	12	PPA	2026
4	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	29,6	PPA	2026
5	ນ້ຳມອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	439	200	FS	2026
6	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ຈຳປາສັກ	100	71,34	100	Plan	2027
7	ນ້ຳທາ 2	ຫຼວງນ້ຳທາ	60	219,46	120	FS	2027
8	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບໍ່ອລະພາ (ເພີ່ມອີກ)	ຄຳມ່ວນ	100	743,3	200	PDA	2028
	ລວມຕາມແຜນ(2021-2030)		**2.852**	**13.525**	**5.587**		
	ລວມທັງໝົດຮອດປີ 2030		**5.936**	**28.192**	**12.914**		

ກໍລະນີທີ່ 3: ກໍລະນີອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສຳລັບກໍລະນີຂອງການຂະຫຍາຍໂຕໃນພາກອຸດສາຫະກຳຈະເຫັນວ່າແຫຼ່ງພະລັງງານໄຟຟ້າເພື່ອສະໜອງໃຫ້ກັບກໍລະນີດັ່ງກ່າວນີ້ຈະເພີ່ມຂຶ້ນອີກ 6 ໂຄງການຈາກກໍລະນີເພີ່ມຂຶ້ນກໍ່ຄືກໍລະນີທີ1; ໂດຍສາມາດສັງລວມໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຮັບການພັດທະນາໃນຊ່ວງໄລຍະແຕ່ປີ 2021 -2030 ມີຈຳນວນ 53 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 3.003 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າໃນການລົງທຶນທັງໝົດ 6.703 ລ້ານໂດລາ ສະຫາລັດ; ໂດຍໄດ້ຈັດແບ່ງຕາມປະເພດຂອງໂຄງການດັ່ງນີ້:

- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກມີທັງໝົດ 46 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.860 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 3.872 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ + 1 ໂຄງການຈະມີການບຳລຸງຮັກສາ ກ່ອນສົ່ງມອບໃຫ້ລັດຖະບານ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນມີ 4 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 498 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 498 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກຖ່ານຫີນມີ 4 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 645 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 1.255 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.

ຕາຕະລາງ 6- 3: ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (IN)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ມູນຄ່າໂຄງການ (MUSD)	ສະຖານະພາບ	ປີຜະລິດໄຟ
ກໍລະນີພື້ນຖານ(BAU)		ຕາມແຜນ 2021-2030	**2.436**	**9.802**	**4.424**		
		ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030	**5.521**	**23.979**	**10.593**		
1	ຕາດສະໂຄຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	63	PPA	2025
2	ນ້ຳຄາວ 1	ຊຽງຂວາງ	30,00	130	60	PPA	2025
3	ນ້ຳຄາວ 2	ຊຽງຂວາງ	22,50	103,7	45	PPA	2025
4	ນ້ຳຄາວ 3	ຊຽງຂວາງ	23,00	95	46	PPA	2025
5	ຫ້ວຍກະອອມ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	29,6	PPA	2026
6	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	6,8	PPA	2026
7	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	12	PPA	2026
8	ນ້ຳຄາວ 4	ຊຽງຂວາງ	15	73	30	PPA	2027
9	ນ້ຳຄາວ 5	ຊຽງຂວາງ	7,50	34,2	15	PPA	2027
10	ນ້ຳແຕບ 1	ຫົວພັນ	15	75	30	PPA	2027
11	ນ້ຳແຕບ 2	ຫົວພັນ	15	75	30	PPA	2027
12	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບົວລະພາ) ເພີ່ມອີກ	ຄຳມ່ວນ	100	743,3	200	PDA	2028
13	ນ້ຳເຊືອງ 2	ຫຼວງພະບາງ	108	385,2	216	FS	2030
	ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)		**3.003**	**12.467**	**6.703**		

	ລວມທັງໝົດຮອດປີ 2030	**6.087**	**26.670**	**14.030**		

ກໍລະນີທີ່ 4: ກໍລະນີມີສິ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ ແລະ ອຸດສາຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (EV+IN)

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າໃນກໍລະນີການຫັນເປັນທັນສະໄໝກໍ່ຄື ຊຸກຍູ້ໃຫ້ມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນ ແລະ ສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການຂະຫຍາຍຕົວຂອງອຸດສະຫະກຳ ທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ຮັບການພັດທະນາໃນຊ່ວງໄລຍະແຕ່ປີ 2021 -2030 ມີຈຳນວນ 55 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 3.203 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າໃນການລົງທຶນທັງໝົດ 5.925 ລ້ານໂດລາ ສະຫາລັດ ໂດຍໄດ້ຈັດແບ່ງຕາມປະເພດຂອງໂຄງການດັ່ງນີ້:

- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້ານ້ຳຕົກມີທັງໝົດ 45 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.860 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 3.872 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ + 1 ໂຄງການຈະມີການບຳລຸງຮັກສາ ກ່ອນສົ່ງມອບໃຫ້ລັດຖະບານ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກແສງຕາເວັນມີ 6 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 598 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 598 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.
- ໂຄງການພະລັງງານໄຟຟ້າຈາກຖ່ານຫີນມີ 4 ໂຄງການ, ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 745 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນປະມານ 1.455 ລ້ານໂດລາສະຫາລັດ.

ຕາຕະລາງ 6- 4: ມູນຄ່າການລົງທຶນບັນດາໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ກໍລະນີ (EV+IN)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ມູນຄ່າໂຄງການ (MUSD)	ສະຖານະພາບ	ປີຜະລິດໄຟ
ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)		ຕາມແຜນ 2021-2030	**2.436**	**9.802**	**4.424**		
		ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030	**5.521**	**23.979**	**10.593**		
1	ຕາດສະໂດຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	31,5	115	63	PPA	2025
2	ນ້ຳຄາວ 1	ຊຽງຂວາງ	30,00	130	60	PPA	2025
3	ນ້ຳຄາວ 2	ຊຽງຂວາງ	22,50	103,7	45	PPA	2025
4	ນ້ຳຄາວ 3	ຊຽງຂວາງ	23,00	95	46	PPA	2025
5	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	6,8	PPA	2026
6	ຫ້ວຍນ້ຳພຸງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	12	PPA	2026
7	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	29,6	PPA	2026

8	ນ້ຳມອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	439	200	FS	2026
9	ນ້ຳຄາວ 4	ຊຽງຂວາງ	15	73	30	PPA	2027
10	ນ້ຳຄາວ 5	ຊຽງຂວາງ	7,50	34,2	15	PPA	2027
11	ນ້ຳແຕບ 1	ຫົວພັນ	15	75	30	PPA	2027
12	ນ້ຳແຕບ 2	ຫົວພັນ	15	75	30	PPA	2027
13	ນ້ຳທາ 2	ຫຼວງນ້ຳທາ	60	219,46	120	FS	2027
14	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ຈຳປາສັກ	100	71,34	100	Plan	2027
15	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບ໊ອລະພາ) ເພີ່ມອີກ	ຄຳມ່ວນ	200	1.487	600	PDA	2028
16	ນ້ຳເຊືອງ 2	ຫຼວງພະບາງ	108	385,2	216	Plan	2030
	ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)		**3.203**	**13.282**	**5.925**		
	ລວມທັງໝົດຮອດປີ 2030		**6.287**	**27.484**	**12.094**		

6.1.1. ສະຫຼຸບ:

❖ **ໂຄງການເພື່ອນຳໃຊ້ພາຍໃນປະເທດ**

ດ້ານມູນຄ່າລົງທຶນຂອງໂຄງການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ 2021-2030 ແມ່ນໄດ້ອີງໃສ່ການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດໄລຍະຜ່ານມາ ແລະ ຂໍ້ມູນຈາກບົດສຶກສາໂຄງການ ທີ່ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການສະໜອງໃຫ້ ແລະ ການປະເມີນຄາສະເລ່ຍໂຄງການທີ່ໄດ້ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດຜ່ານມາເປັນພື້ນຖານໃນການກຳນົດລາຄາຕໍ່ເມກາວັດ ເຫັນໄດ້ດັ່ງຕໍ່ໄປນີ້:

- **ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)**
  - ໂຄງການທີ່ມີ PPA (ກຳລັງກໍ່ສ້າງ ແລະ ກະກຽມກໍ່ສ້າງ) ລວມມີ 29 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.377 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.885 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ປະກອບມີ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ 26 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.032 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.230 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 3 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 345 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 655 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
  - ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ (ມີແຜນ, FS, PDA) ລວມມີ 9 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 909 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 1.239 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ປະກອບມີ 3ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 211 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 412 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 200 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 329 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 498 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າລົງທຶນ 498 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ
  - ແລະ ມີ 1 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 150 MW ຈະມອບໂອນຄືນໃຫ້ລັດຖະບານໃນປີ 2029.
- **ກໍລະນີມີການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າ (EV)**
  - ໂຄງການທີ່ມີ PPA (ກຳລັງກໍ່ສ້າງ ແລະ ກະກຽມກໍ່ສ້າງ) ລວມມີ 33 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.433 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.993 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ປະກອບມີໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ມີ 31 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.088 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.338 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ມີ 3 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 345 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 655 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
  - ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ (ມີແຜນ, FS, PDA) ລວມມີ 12 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.269 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 1.962 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ປະກອບມີ 5 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 371 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 732 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 1 ໂຄງການ300 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ 6 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 598 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າລົງທຶນ 598 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ
  - ແລະ ມີ 1 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 150 MW ຈະມອບໂອນຄືນໃຫ້ລັດຖະບານໃນປີ 2029.

- **ກໍລະນີມີການນຳໃຊ້ລິດໄຟຟ້າ (IN)**
  - ໂຄງການທີ່ມີ PPA (ກຳລັງກໍ່ສ້າງ ແລະ ກະກຽມກໍ່ສ້າງ) ລວມມີ 42 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.684 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 3.495 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ປະກອບມີໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ມີ 39 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.339 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.840 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ມີ 3 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 345 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 655 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
  - ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ (ມີແຜນ, FS, PDA) ລວມມີ 12 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.277 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.046 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ປະກອບມີ 6 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 479 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 948 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 1 ໂຄງການ300 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 498 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າລົງທຶນ 498 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ
  - ແລະ ມີ 1 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 150 MW ຈະມອບໂອນຄືນໃຫ້ລັດຖະບານໃນປີ 2029.
- **ກໍລະນີມີການນຳໃຊ້ລິດໄຟຟ້າ (EV+IN)**
  - ໂຄງການທີ່ມີ PPA (ກຳລັງກໍ່ສ້າງ ແລະ ກະກຽມກໍ່ສ້າງ) ລວມມີ 42 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 2.646 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 4.622 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ປະກອບມີໂຄງການເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ມີ 39 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.339 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.840 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໂຄງການໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ມີ 3 ໂຄງການ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 345 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 655 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
  - ໂຄງການທີ່ກຳລັງສຶກສາ (ມີແຜນ, FS, PDA) ລວມມີ 13 ໂຄງການ ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.477 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 2.346 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໃນນັ້ນ ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຕົກ ປະກອບມີ 6 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 479 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 948 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ 1 ໂຄງການ400 MW ຄາດຄະເນມູນຄ່າການລົງທຶນ 800 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 598 MW, ຄາດຄະເນມູນຄ່າລົງທຶນ 598 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ
  - ແລະ ມີ 1 ໂຄງການ ມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 150 MW ຈະມອບໂອນຄືນໃຫ້ລັດຖະບານໃນປີ 2029.

❖ **ໂຄງການເພື່ອການສົ່ງອອກ**

- ປະເທດໄທ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດບໍ່ຫຼຸດ 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 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ ບໍ່ຫຼຸດ 1.943 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 3.886 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສົກປີ 2026-2030 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 1.200 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 2.400 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ມຽນມາ: ຄາດຄະເນໃນການລົງທຶນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ສົກປີ 2021-2025 ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດ ບໍ່ຫຼຸດ 300 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.
- ສົ່ງອອກໄປຍັງປະເທດ ກຸ່ມອາຊຽນ: ໄດ້ມີສັນຍາຊື້-ຂາຍໄຟຟ້າໃຫ້ກັບປະເທດມາເລເຊຍ 300 MW ຄິດເປັນມູນຄ່າໂດຍສະເລ່ຍ 600 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ.

❖ **ດ້ານແຫຼ່ງທຶນພັດທະນາ**

ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການສາມາດເຂົ້າເຖິງແຫຼ່ງທຶນໄດ້ດ້ວຍຕົນເອງ ທີ່ມີຫຼາກຫຼາຍສະຖາບັນທາງເງິນ ເປັນຕົ້ນແມ່ນສະບັນການເງິນຂອງ ສປ ຈີນ, ໄທ, ຫວຽດນາມ, ທະນາຄານໂລກ, ທະນາຄານພັດທະນາອາຊີ ແລະ ອື່ນໆ.

6.2. ພາກສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ

6.2.1. ສະຫຼຸບໂຄງການສາຍສົ່ງເຂົ້າແຜນການ 5 ປີ ເທື່ອທີ IX (2021-2025).

ການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2025 ສາມາດສັງລວມບັນດາໂຄງການໄດ້ຄືດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຟຟລ ມີທັງໝົດ 03 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 373 Km ຫຼື 746 cct-Km (ກິໂລແມັດຕໍ່ວົ່ງຈອນ), ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 179.040.000ໂດລາສະຫະລັດ 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 ຟຟລ ມີທັງໝົດ 05 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 222 Km ຫຼື 444 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 08 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ** 321 **Km ຫຼື 664 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 106.240.000 ໂດລາສະຫະລັດ.**
3. ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຟຟລ ມີທັງໝົດ 09 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 325.20 Km ຫຼື 453,60 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 40.744.739 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ຕິດພັນ

ກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 26 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 533,50 Km ຫຼື 736,50 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 69.045.000 ໂດລາສະຫະລັດ. **ລວມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ 35 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 859 Km ຫຼື 1.190 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 109.789.739 ໂດລາສະຫະລັດ.**

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

ລວມໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2025 ທັງໝົດມີ 52 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 1.702,7 Km ຫຼື 2.764,10 cct-Km ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທັງໝົດເທົ່າກັບ 405.957.739,20 ໂດລາສະຫະລັດ (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລຈາກລາຄາກາງຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017). ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 5: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບການປັບປຸງລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍຂອງ ຟຟລ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost Million US$
500 kV	3.00	373.00	746.00	179,040,000.00
230 kV	5.00	222.00	444.00	74,560,000.00
115 kV	9.00	325.20	453.60	40,744,739.20
22 kV				
ລວມ	**17.00**	**920.20**	**1,665.60**	**294,344,739.20**

ຕາຕະລາງ 6- 6: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost Million 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	26.00	533.50	736.50	69,045,000.00
22 kV	5.00	136.00	136.00	4,168,000.00
ລວມ	**35.00**	**782.50**	**1,098.50**	**111,613,000.00**

ຕາຕະລາງ 6- 7: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2021-2025

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost Million US$
500 kV	4	387	774	185,760,000.00
230 kV	8	321	664	106,240,000.00
115 kV	35	859	1,190	109,789,739
22kV	5	136	136	4,168,000.00
ລວມ	**52**	**1,702.70**	**2,764.10**	**405,957,739.20**

6.2.2. ສະຫຼຸບໂຄງການສາຍສົ່ງປີ 2026-2030.

ການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງ ສປປລາວ ປີ 2026-2030 ສາມາດສັງລວມບັນດາ ໄດ້ຄືດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຟຟລ ມີທັງໝົດ 03 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 570 Km ຫຼື 1.140 cct-Km (ກິໂລແມັດຕໍ່ວົງຈອນ), ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 142.317.495 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ບໍ່ມີສາຍສົ່ງ 500 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ.

2. ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຟຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ (ການລົງທຶນຂອງ EDLT), ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 509 Km ຫຼື 1.018 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 124.076.181 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 230 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 02 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 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 ຟຟລ ມີທັງໝົດ 06 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 393 Km ຫຼື 545 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 32.808.790 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ຕິດພັນກັບໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ້າງເອງ ລວມມີທັງໝົດ 07 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 47 Km ຫຼື 125 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 11.940.000ໂດລາສະຫະລັດ. ລວມສາຍສົ່ງ 115 ກວ ທີ່ນອນໃນແຜນທັງໝົດເທົ່າກັບ

10 ໂຄງການ ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 467 Km ຫຼື 670 cct-Km, ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 44.748.790,50 ໂດລາສະຫະລັດ.

ລວມໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຕ່ປີ 2026 ຫາ 2030 ທັງໝົດມີ 21 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 1.637 Km ຫຼື 3.010 cct-Km ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າທັງໝົດເທົ່າກັບ 340.262.466,90 ໂດລາສະຫະລັດ (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລ່ຈາກລາຄາກາງຂອງກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ສະບັບປີ 2017). ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 8: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US$
500 kV	3.00	570.00	1,140.00	142,317,495.00
230 kV	6.00	509.00	1,018.00	124,076,181.40
115 kV	6.00	393.00	545.00	32,808,790.50
ລວມ	**15.00**	**1,472.00**	**2,703.00**	**299,202,466.90**

ຕາຕະລາງ 6- 9: ສະຫຼຸບຄວາມຍາວສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນໄລຍະປີ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US$
500 kV	0	0	0	-
230 kV	2	91	182	29,120,000.00
115 kV	4	74	125	11,940,000
ລວມ	**6**	**165**	**307**	**41,060,000.00**

ຕາຕະລາງ 6- 10: ລວມມູນຄ່າການລົງທຶນສາຍສົ່ງທັງໝົດພາຍໃນໄລຍະ 2026 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US$
500 kV	3.00	570.00	1,140.00	142,317,495.00
230 kV	8.00	600.00	1,200.00	29,120,000.00
115 kV	10.00	467.00	670.00	44,748,790.50
ລວມ	**21.00**	**1,637.00**	**3,010.00**	**340,262,466.90**

6.2.3. ສະຫຼຸບການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນໄລຍະ 2021-2030.

ການພັດທະນາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າໃນກໍລະນີພື້ນຖານຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ສາມາດສັງລວມບັນດາໂຄງການສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໄດ້ຄືດັ່ງລຸ່ມນີ້:

1. ສາຍສົ່ງ 500 ກວ ໃນລະບົບຂອງ ຟຟລ 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 ຟຟລ 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 ຟຟລ ມີທັງໝົດ 15 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວເທົ່າກັບ 718 Km ຫຼື 998,60 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 6- 11: ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຟຟລ

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	ລວງຍາວ Length		ມູນຄ່າໂຄງການ
		(km)	cct-Km	Total Cost US$
500 kV	6.00	943.00	1,886.00	321,357,495.00
230 kV	11.00	731.00	1,484.00	198,636,181.40
115 kV	15.00	718.20	998.60	73,553,529.70
22 kV				
ລວມ	**32.00**	**2,392.20**	**4,368.60**	**593,547,206.10**

ຕາຕະລາງ 6- 12: ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສາຍສົ່ງທີ່ຕິດພັນກັບແຫຼ່ງຜະລິດ ໃນປີ 2021 ຫາ 2030 ຂອງ ຟຟລ

	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	30.00	607.50	861.50	80,985,000.00

22 kV	5.00	136.00	136.00	4,168,000.00
ລວມ	**41.00**	**947.50**	**1,405.50**	**152,673,000.00**

ຕາຕະລາງ 6- 13: ສະຫຼຸບແຜນການກໍ່ສາຍສົ່ງທັງໝົດໃນປີ 2021 ຫາ 2030

	ຈຳນວນແລວສາຍສົ່ງ	**ລວງຍາວ Length**		**ມູນຄ່າໂຄງການ**
		(km)	**cct-Km**	**Total Cost US$**
500 kV	7.00	957.00	1,914.00	328,077,495.00
230 kV	16.00	921.00	1,864.00	259,436,181.40
115 kV	45.00	1,325.70	1,860.10	154,538,529.70
22 kV	5.00	136.00	136.00	4,168,000.00
ລວມ	**73.00**	**3,339.70**	**5,774.10**	**746,220,206.10**

6.3. ພາກສະຖານີໄຟຟ້າ

6.3.1. ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2025.

ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ 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, ລວມສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງຕິດຕັ້ງໝໍ້ແປງຕື່ມໃນປີ 2021-2025 ມີທັງໝົດ 14 ແຫ່ງ, ກຳລັງຕິດຕັ້ງຂອງທັງໝົດເທົ່າກັບ 4.460 MVA ລວມມູນຄ່າເທົ່າກັບ 227.290.000 ໂດລາສະຫະລັດ ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 14: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໄລຍະ 2021 ຫາ 2025

ຊື່ສະຖານີ	ພື້ນທີ	ກຳລັງຂອງສະຖານີໄຟຟ້າ 2021-2025										Year
		500/230 kV Tr.		230/115 kV Tr.		115/22 kV Tr.		Transmission Line Bay			Costmil. USD	COD
		Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	500 kV	230 kV	115 kV		
ສະຖານີຫ້ວຍຊາຍ	ภาพเหนือ					30	2			4	6.89	2021
ສະຖານີເມືອງຂວາ	ภาพเหนือ					50	2			4	8.02	2021
ສະຖານີປາກມອງ2	ภาพเหนือ								2		1.80	2022
T-off ຫົງສາ-ຫຼວງພະບາງ 2 (Sv	ภาพเหนือ									1	0.46	2021
ຕົ້ນເຜິ້ງ	ภาพเหนือ					50	1			2	4.92	2021
ສະຖານີໄຊຍະບຸລີ	ภาพเหนือ									2	0.91	2021
ສະຖານີນາເຜຍ	ภาพเหนือ	1000	1					2	2		26.42	2021
ສະຖານີຫີນເຫີບ	ภาพเหนือ								2	2	2.70	2021
ສະຖານີຫ້ວເມືອງ	ภาพเหนือ								4		5.92	2024
ສະຖີ່ກໍ່ຮົ່ງ	ภาพเหนือ			50	1				4	1	8.91	2024
ສະຖານີຊຽງຄໍ້	ภาพเหนือ									2	3.16	2025
ສະຖານີທ່າລາດ2	ภาพเหนือ			200	1				4	8	16.33	2025
ສະຖານີດົງໂພສີ	ນะคอนหลวง			200	2				2	6	19.16	2023
ສະຖານີນາບົ່ງ	ນะคอนหลวง			200	2				2	6	19.16	2021
ສະຖານີເຜຍລາດ	ນะคอนหลวง	1000	1					2			24.19	2021
ສະຖານີຄອນສີງ	พากกาง									1	0.46	2022
ສະຖານີຫຼັກ20 (ປ້ອມປົກ)	พากกาง								2	2	2.70	2023
ສະຖານີມະຫາໄຊ	พากกาง			200	1				2	1	6.91	2023
ສະຖານີປາກບໍ່	พากกาง									1	0.46	2021
ສະຖານີປາກຊັ່ນ	พากกาง			200	2				2	6	19.16	2023
ສະຖານີສອງຫ້ອງ	พากกาง					30	1			5	6.37	2022
ສະຖານີທ່າປົກ	พากกาง								2	2	2.70	2022
ສະຖານີບ້ານຫຼັກ25	พาใต้			250	1				4	4	15.39	2024
ສະຖານີວັງຊ້າງ	พาใต้	1000	1					2			24.19	2021
		3000	**3**	**1300**	**10**	**160**	**6**	**6**	**34**	**60**	**227.29**	

6.3.2. ສະຫຼຸບການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2026-2030.

ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າ 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, ລວມສະຖານີທີ່ມີແຜນກໍ່ສ້າງ ຕິດຕັ້ງໝໍ້ແປງຕື່ມໃນປີ 2026-2030 ມີທັງໝົດ 10 ແຫ່ງ, ກຳລັງຕິດຕັ້ງຂອງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.970 MVA ລວມມູນ ຄ່າເທົ່າກັບ 108.390.000 ໂດລາສະຫະລັດ ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 15: ສະຫຼຸບການພັດທະນາກໍ່ສ້າງສະຖານີໄຟຟ້າໄລຍະ 2021 ຫາ 2025

ຊື່ສະຖານີ	ພື້ນທີ	ກຳລັງຂອງສະຖານີໄຟຟ້າ 2026-2030										Year
		500/230 kV Tr.		230/115 kV Tr.		115/22 kV Tr.		Transmission Line Bay			Costmil. USD	COD
		Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	Capacity	Qty'	500 kV	230 kV	115 kV		
ສະຖານີເມືອງນານ	ภาคเหนือ								2			2028
ສະຖານີຍອດອຸ	ภาคเหนือ					30	1			1	3.68	2026
ສະຖານີເມືອງສີງ	ภาคเหนือ					30	1			4	5.70	2026
ສະຖານີເມືອງລອງ	ภาคเหนือ					30	1			4	5.70	2026
ສະຖານີນ້ຳທຸງ	ภาคเหนือ									2	0.91	2028
ສະຖານີຜາອຸດົມ	ภาคเหนือ			250	2				2	6	19.16	2026
ສະຖານີເມືອງຮຸນ	ภาคเหนือ	1000	1					2	2		26.42	2030
ສະຖານີຊະນະຄາມ	ภาคเหนือ					50	1			2	4.92	2026
ສະຖານີທ່າວຽງ	ภาคเหนือ									2	0.91	2027
ສະຖານີຊຳໃຕ້	ภาคเหนือ			250	2				4		16.99	2029
ສະຖານີຊຽງຄໍ້	ภาคเหนือ					30	1			2	4.92	2028
ສະຖານີເມືອງນອງ	ภาคกลาง					20	1			2	4.07	2026
ສະຖານີເມືອງພິນ	ภาคกลาง									4	1.81	2026
ສະຖານີເຊໂປນ	ภาคกลาง									2	0.91	2026
ສະຖານີທ່າສີ	ภาคกลาง								4		5.92	2027
ສະຖານີວັງເຕົ່າ	ภาคใต้					30	1			5	6.37	2026
		1000	**1**	**500**	**4**	**220**	**7**	**2**	**14**	**36**	**108.39**	

6.3.3. ສະຫຼຸບລວມການພັດທະນາສະຖານີໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030.

ຈຳນວນສະຖານີໄຟຟ້າທັງໝົດທີ່ນອນໃນແຜນຂະຫຍາຍ ແລະ ກໍ່ສ້າງໃໝ່ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຟຟລ ທີ່ຈະລົງທຶນຂະຫຍາຍສະຖານີໃຫ້ພຽງພໍກັບຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ ພາຍໃນປີ 2021-2030 ຂອງທົ່ວປະເທດລວມມີ:

1. ສະຖານີ 500/230/115 ກວ ຈຳນວນ 4 ສະຖານີ, ຈຳນວນໝໍ້ແປງທັງໝົດມີ 4 ຊຸດ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 4.000 MVA, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 101.220.000 ໂດລາສະຫະລັດ.
2. ສະຖານີ 230/115/22 ກວ ຈຳນວນ 09 ສະຖານີ, ຈຳນວນໝໍ້ແປງທັງໝົດມີ 09 ຊຸດ ກຳລັງຕິດຕັ້ງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.800 MVA, ລວມມູນຄ່າທັງໝົດເທົ່າກັບ 141.170.000 ໂດລາສະຫະລັດ.
3. ສະຖານີ 115/22 ກວ ຈຳນວນ 17 ສະຖານີ, ຈຳນວນໝໍ້ແປງທັງໝົດມີ 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. (ຫົວໜ່ວຍລາຄາຄິດໄລອີງຕາມແຜນແມ່ບົດພັກທະນາລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວປີ 2020-2030 ຂອງອົງການໄຈກາ).

6.4. ສະຫຼຸບຜົນການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າ ແລະ ການສາຍສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດປີ 2021-2030.

6.4.1. ຜົນການວິເຄາະລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍທີ່ສາມາດສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນປີ 2021-2025.

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີພື້ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2025 ແມ່ນ ປະມານ 1.902 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າແມ່ນປະມານ 3.557 MW, ຖ້າຫາກວ່າ ສປ ຈີນ (EDLT) ສາມາດ ເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານໄດ້ພາຍໃນປີ 2025 ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼ ຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເກີນການຊົມໃຊ້ພາຍໃນຈະໄຫຼ ຫາ ປະເທດໄກ້ຄຽງຄືດັ່ງສະຫຼຸບໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 16: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີແກ່ນທ້າວ	ສະຖານີທ່າລີ	115	1x240	2	31	62	58.60	24
2	ສະຖານີທ່ານາແລ້ງ	ສະຖານີໝອງຄາຍ	115	1x150	1	11	11	25.00	10.4
3	ສະຖານີໂພນຕ້ອງ	ສະຖານີໝອງຄາຍ	115	1x240	2	25	50	60.00	24
4	ສະຖານີປາກຊັນ	ສະຖານີບຶງການ	115	1x240	2	12	24	148.00	36
5	ສະຖານີທ່າແຂກ	ສະຖານີນະຄອນພະນົມ	115	1x300	2	9	18	21.00	6
6	ສະຖານີປາກບໍ່	ສະຖານີມຸກດາຫານ	115	1x240	2	14	28	> 41 MW	18
7	ສະຖານີບ້ຽງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນສີລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	143.00	21
	ລວມ					**80**	**160**	**455.60**	

ໝາຍເຫດ: ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີປາກບໍ່-ສະຖານີມຸກດາຫານ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025 ຍັງໄດ້ນຳເຂົ້າໄຟຈາກປະເທດໄທຢູ່ ໃນຊ່ວງລະດູຝົນສາເຫດແມ່ນແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າສ່ວນໃຫຍ່ຢູ່ຫ່າງຈາກຕົວເມືອງສະຫວັນນະເຂດ ເຊິ່ງຈຳເປັນຕ້ອງໄດ້ຕໍ່ ລະບົບຂອງ ຟຟລ ຫາ ລະບົບຂອງ EGAT ເພື່ອໃຫ້ລະບົບໄຟຂອງ EGAT ຄຸມການປ່ຽນແປງຄວາມຖີ່ໄຟຟ້າຂອງລະບົບ ຂອງ ຟຟລ.

ຕາຕະລາງ 6- 17: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີພະວິເຮຍ	115	1x240	2	36	72	30.00	24
	ລວມ					**36**	**72**	**30.00**	

ຕາຕະລາງ 6- 18: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີນາໜ້ໍ	ສະຖານີເມືອງລາ	115	1x185	1	36	36	-	0
2	ສະຖານີນາໜ້ໍ	ສະຖານີແຂວງຍຸນນານ	500	4x410	2	60	120	580.00	11
	ລວມ					36	72	580.00	

ໝາຍເຫດ: ຖ້າຫາກວ່າ ສປ ຈີນ (EDLT) ສາມາດເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານໄດ້ພາຍໃນປີ 2025 ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າແມ່ນສະແດງໃນຕາຕະລາງຂ້າງເທິງ.

ຕາຕະລາງ 6- 19: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ				30	60	30.00	26
2	ສະຖານີເມືອງລອງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ	230	2x410	2	120	240	-	0
	ລວມ					30	60	30.00	

ໝາຍເຫດ: ປະຈຸບັນແຜນການເຊື່ອມຕໍ່ສາຍສົ່ງ 230 kV ແຕ່ສະຖານີເມືອງລອງ-ຊຽງລາບ-ທ່າຂີ້ເຫຼັກ ຍັງບໍ່ມີຄວາມຄືບ ໜ້າ ເນື່ອງຈາກມີຫຼາຍບັນຫາເຊັ່ນດ້ານລາຄາໄຟ, ເຕັກນິກ, ຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານການເມືອງ, ໂລກລະບາດ ແລະ ອື່ນໆ ດັ່ງນັ້ນ ແຜນການເຊື່ອມຕໍ່ 300 MW ຈຶ່ງບໍ່ໄດ້ນຳເຂົ້າມາຈຳລອງວິເຄາະລະບົບ ມີພຽງແຕ່ ພິຈາລະນາ 30 MW ແຕ່ ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ-ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ ທີ່ມີສັນຍາຊື້ຂາຍໄຟຮ່ວມກັນແລ້ວ.

ຕາຕະລາງ 6- 20: ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ 2021-2025

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບ້ັງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນ ສີລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	143.00	21
	ລວມ							143.00	

ໝາຍເຫດ: ການພິຈາລະນາສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ຈຳນວນ 100 MW ແມ່ນສາມາດກຳນົດຈາກຈຸດສະຖານີບ້ັງເຢາະ ຫາ ສະຖານີເຂື່ອນສີລິນທອນ ໄດ້ ເຊິ່ງໄລຍະດັ່ງກ່າວຄາດວ່າຈະມີກຳລັງໄຟຟ້າໄຫຼຜ່ານປະມານ 143 MW.

- ການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຫວຽດນາມ ແມ່ນຍັງບໍ່ມີຄວາມຄືບໜ້າ ເນື່ອງຈາກມີບັນຫາທາງດ້ານເຕັກນິກການເຊື່ອມຕໍ່ ທີ່ຕ້ອງລົງທຶນສູງ ແລະ ໄຟຟ້າຫວຽດນາມປະສົ່ງແຕ່ໂຄງການຂອງ IPP ທີ່ແຍກເປັນແຕ່ລະໜ່ວຍຈັກໄວ້ ເພື່ອສະດວກໃນການເອີ້ນສັ່ງເອົາພະລັງງານ ລາຍຊື່ໂຄງການແມ່ນສະແດງໃນຂໍ້ທີ 6.4.3.

ຕາຕະລາງ 6- 21: ສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2025

ລາຍການ	(MW)	ສັດສ່ວນ %
ແຜນຜະລິດຮັບໃຊ້ພາຍໃນທັງໝົດ	3557	100
ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນທັງໝົດ	1902	53
ທີ່ເຫຼືອສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດທັງໝົດ	1655	47
ກຳລັງໄຟຟ້າຕົກເຮ່ຍທັງໝົດ	124	3

6.4.2. ຜົນການວິເຄາະລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນທີ່ສາມາດສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດໃນປີ 2026-2030.

ກໍລະນີສົມມຸດຖານຕາມກໍລະນີພື້ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າພາຍໃນທັງໝົດຂອງປີ 2030 ແມ່ນ ປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການຜະລິດໄຟຟ້າແມ່ນປະມານ 4.799 MW, ຖ້າຫາກວ່າ ສປ ຈີນ (EDLT) ຍັງຄົງເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານໄດ້ພາຍໃນປີ 2030 ຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າທີ່ເກີນການຊົມໃຊ້ພາຍໃນຈະໄຫຼ ຫາ ປະເທດໄກ້ຄຽງຄືດັ່ງສະຫຼຸບໃນຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 22: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ໄທ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີແກ່ນທ້າວ	ສະຖານີທ່າລີ	115	1x240	ເພີ່ມ2	31	62	84.00	38
2	ສະຖານີດົງໂພສີ	ສະຖານີໜອງຄາຍ	115	1x240	3	11	33	80.00	20
3	ສະຖານີປາກຊັນ	ສະຖານີບຶງການ	115	1x240	ເພີ່ມ2	12	24	239.00	64
4	ສະຖານີທ່າແຂກ	ສະຖານີນະຄອນພະນົມ	115	1x300	2	9	18	193.00	52
5	ສະຖານີປາກບໍ່	ສະຖານີມຸກດາຫານ	115	1x240	2	14	28	37.00	16
6	ສະຖານີບ້ຽງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນສີລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	146.00	23
	ລວມ					55	110	779.00	

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ການຈຳລອງແມ່ນຕໍ່ສາຍສົ່ງໂພນຕ້ອງ3 ວົງຈອນເຂົ້າສະຖານີດົງໂພສີ ແລະ ອອກສະຖານີໜອງຄາຍ 3 ວົງຈອນ ເພື່ອຫຼີກລ້ຽງໄຟໄຫຼວົງເຂົ້າມາລາວຄືນ. ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີປາກບໍ່-ສະຖານີມຸກດາຫານ ໃນໄລຍະປີ 2025-2030 ສາມາດສົ່ງອອກໄທໄດ້ 37 MW ໃນຊ່ວງລະດູຝົນ ສາເຫດແມ່ນຈະມີໄຟຟ້າແສງຕາວັນ 100 MW ຢູ່ສະຫວັນນະເຂດ ແລະ 200 MW ຈາກໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບໍ່ລະພາ.

ຕາຕະລາງ 6- 23: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ກຳປູເຈຍ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີພະວິເຮຍ	115	1x240	2	36	72	80.00	46
2	ສະຖານີບ້ານຫາດ	ສະຖານີສະຖຸງແຕງ	500	4x500	2	80	160	IPP 1100	
	ລວມ					**36**	**72**	**113.00**	

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ກໍລະນີຄວາມຕ້ອງການຂອງກຳປູເຈຍສູງໃນປີ 2030 ເຊິ່ງ ຟຟລ ສາມາດສົ່ງໄຟໄດ້ 113 MW ໂດຍຜ່ານສາຍສົ່ງ 115 kV ແຕ່ ສະຖານີບ້ານຫາດ ຫາ ສະຖານີພະວິເຮຍ. ສ່ວນສາຍສົ່ງ 500 kV ແຕ່ ສະຖານີບ້ານຫາດ ຫາ ສະຖານີສະຖຸງແຕງ 1.100 MW ແມ່ນ ເປັນຂອງ IPP ແລະ ຟຟລ ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ບໍ່ໄດ້ເຊື່ອມເຂົ້າກັບລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນ.

ຕາຕະລາງ 6- 24: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ສປ ຈີນ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີນາໜ້ໍ	ສະຖານີເມືອງລາ	115	1x185	1	36	36	-	0
2	ສະຖານີນາໜ້ໍ	ສະຖານີແຂວງຍຸນນານ	500	4x410	2	60	120	886.00	16
	ລວມ					**36**	**72**	**886.00**	

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ຖ້າຫາກວ່າ ສປ ຈີນ (EDLT) ຍັງຄົງເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງຍຸນນານພາຍໃນປີ 2030 ໂດຍການຈຳລອງວ່າມີສະຖານີ HVDC BtoB ຢູ່ສະຖານີນາໜ້ໍ ຫຼື ແຍງເຂື່ອນ ນ້ຳອຸ 5,6,7 ແລະ ນ້ຳທາ1 ອອກຈາກລະບົບຂອງ ຟຟລ ເຊິ່ງຜົນການວິເຄາະການໄຫຼຂອງກຳລັງໄຟຟ້າແມ່ນປະມານ 886 MW ໄຫຼເຂົ້າລະບົບຂອງຈີນ. ສ່ວນສາຍສົ່ງ 115 kV ແຕ່ ສະຖານີນາໜ້ໍ ຫາ ສະຖານີເມືອງລາ ແມ່ນປິດໄວ້ ເນື່ອງຈາກຈະມີໄຟຈາກຈີນໄຫຼວົນເຂົ້າມາລະບົບຂອງລາວ.

ຕາຕະລາງ 6- 25: ການວິເຄາະແຜນການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກ ລາວ ຫາ ມຽນມາ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ				30	60	30.00	26
2	ສະຖານີເມືອງລອງ	ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ	230	2x410	2	120	240	-	0
	ລວມ					**30**	**60**	**30.00**	

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ກໍລະນີສາຍສົ່ງ 230 kVແຕ່ ສະຖານີເມືອງລອງ-ຊຽງລາບ-ທ່າຂີ້ເຫຼັກ ຍັງບໍ່ໄດ້ຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ເນື່ອງຈາກມີຫຼາຍບັນຫາເຊັ່ນດ້ານລາຄາໄຟ, ເຕັກນິກ, ຄວາມໝັ້ນຄົງທາງດ້ານການເມືອງ ແລະ ອື່ນໆ. ດັ່ງນັ້ນ ແຜນການເຊື່ອມຕໍ່ 300 MW ໃນປີ 2030 ຈຶ່ງບໍ່ໄດ້ນຳເຂົ້າມາຈຳລອງວິເຄາະລະບົບ ເຊິ່ງພິຈາລະນາພຽງແຕ່ 30 MW ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ແຕ່ ສະຖານີຕົ້ນເຜິ້ງ-ສະຖານີທ່າຂີ້ເຫຼັກ ທີ່ມີສັນຍາຊື້ຂາຍໄຟຮ່ວມກັນແລ້ວ.

ຕາຕະລາງ 6- 26: ການສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ໃນໄລຍະປີ 2026-2030

ລ/ດ	ຈາກ	ຫາ	ແຮງດັນ kV	ຂະໜາດສາຍ	ວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ກຳລັງໄຟຟ້າຜ່ານ (MW)	Loadiing (%)
1	ສະຖານີບັ້ງເຢາະ	ສະຖານີເຂື່ອນສີລິນທອນ	115	2x300	2	54	108	143.00	21
	ລວມ							**146.00**	

<u>ໝາຍເຫດ:</u> ການພິຈາລະນາສົ່ງໄຟຟ້າຈາກລາວ-ໄທ-ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ ຈຳນວນ 100 MW ແມ່ນສາມາກຳນົດຈາກຈຸດສະຖານີບັ້ງເຢາະ ຫາ ສະຖານີເຂື່ອນສີລິນທອນ ໄດ້ ເຊິ່ງໄລຍະດັ່ງກ່າວຄາດວ່າຈະມີກຳລັງໄຟຟ້າໄຫຼຜ່ານປະມານ 146 MW.

- ❖ ການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຫວຽດນາມ ໃນໄລຍະ 2026-2030 ຄາດວ່າບໍ່ມີຄວາມຄືບໜ້າ ເນື່ອງຈາກມີບັນຫາທາງດ້ານເຕັກນິກການເຊື່ອມຕໍ່ ທີ່ຕ້ອງລົງທຶນສູງ ແລະ ໄຟຟ້າຫວຽດນາມປະສົ່ງແຕ່ໂຄງການຂອງ IPP ທີ່ແຍກເປັນແຕ່ລະໜ່ວຍຈັກໄວ້ ເພື່ອສະດວກໃນການເອີ້ນສັ່ງເອົາພະລັງງານ. ດັ່ງນັ້ນໃນການວິເຄາະລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນຈຶ່ງບໍ່ໄດ້ພິຈາລະນາຈາກລະບົບສູ່ລະບົບກັບຫວຽດນາມ.

ຕາຕະລາງ 6- 27: ຕາຕະລາງສະຫຼຸບການດຸ່ນດ່ຽງທັງໝົດລະບົບຮັບໃຊ້ພາຍໃນປີ 2030

ລາຍການ	(MW)	ສັດສ່ວນ %
ແຜນຜະລິດຮັບໃຊ້ພາຍໃນທັງໝົດ	4799	100
ຄວາມຕ້ອງການພາຍໃນທັງໝົດ	2541	53
ທີ່ເຫຼືອສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດທັງໝົດ	2528	47
ກຳລັງໄຟຟ້າຕົກເຮ່ຍທັງໝົດ	213	4

6.4.3. ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງລະຫວ່າງລາວ ກັບ ຕ່າງປະເທດ ລະຫວ່າງປີ 2021-2030

1. ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກຫວຽດນາມຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດ ມີ 101 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 10.755 MW ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວ 3.428 Km ຫຼື 5.347 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 724.720.000 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກລົງທຶນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ. ສະແດງໃນ ຕາຕະລາງ 6-28.

ตาຕະລາງ 6- 28: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ສະຖານີ	ແຮງດັນ (kV)	ຈຳນວນວົງຈອນ	ຄວາມຍາວ (km)	ຄວາມຍາວ (cct-km)	ມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງ (USD)	COD, ປີສິ້ງອອກ
1	ນ້ຳກົງ 2 (Nam kong 2)	66	ນ້ຳກົງ 2-ນ້ຳກົງ 3	220	1	14	14	1,260,000	2021
2	ນ້ຳກົງ 3 (Nam kong 3)	54	ນ້ຳກົງ 3- ບ໋ອີ Bo Ei	220	2	84	168	22,680,000	2021
3	ນ້ຳໂມ້ 2A	15	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
4	ນ້ຳຊາວ 4	9	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
5	ນ້ຳຈາວ 2	6	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
6	ນ້ຳຟຸ່ງ	9	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
7	ນ້ຳຫງົວ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
8	ນ້ຳໃສ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
9	ນ້ຳຟວກ	6	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
10	ນ້ຳຢຽມ	10	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
11	ນ້ຳຈຽດ	3	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2022
12	ນ້ຳລຽງ	4	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	33	33	2,970,000	2022
13	ນ້ຳອີມຸນ (Nam E moon)	129	ນ້ຳອີມຸນ-Thanh My SS	220	2	76	152	20,520,000	2022
14	ນ້ຳຊັນ 3A (Nam San 3A)	69	ນ້ຳຊັນ 3A - ນ້ຳຊັນ 3B	220	1	10	10	2,200,000	2022
15	ນ້ຳຊັນ 3B (Nam san 3B)	45	ນ້ຳຊັນ 3B-ນ້ຳໂມ2	220	1	28	28	2,520,000	2022
16	ນ້ຳໂມ້ 1(Nam Mo 1)	60	ນ້ຳໂມ້ 1-ນ້ຳໂມ້2	220	1	12	12	1,080,000	2022
17	ນ້ຳໂມ້ 2 (Nam Mo 2)	120	ນ້ຳໂມ້2 SS-Ban -Ve SS	220	2	72	144	10,080,000	2022
18	ນ້ຳຊັນນ້ອຍ-ນ້ຳຊາວ (Nam Sannc	45	ນ້ຳໂມ້2 SS - Ban Ve SS	220	1	18	18	1,620,000	2022
19	ນ້ຳຊຳ 1A (Nam Xam 1A)	50	ນ້ຳຊຳ1A-ສຖນ ຊຳໃຕ້	115	1	20	20	1,800,000	2023
20	ນ້ຳໂມ້ 1A	30	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2023
21	ນ້ຳໂມ້ 1B	30	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	13	13	1,170,000	2023
22	ນ້ຳເຜືອກ 1	22	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
23	ນ້ຳເຜືອກ 2	14	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
24	ນ້ຳເຜືອກ 3	8	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
25	ນ້ຳເຜືອກ 4	16	ນ້ຳໂມ້2 - ບ້ານແວ້ ຫວຽດນາມ	115	1	15	15	1,350,000	2023
26	ນ້ຳຊຳ 3 (Nam Xam 3)	156	ສຖນ ຊຳໃຕ້- ຫົວນາ Hoa Na	220	2	99	198	26,730,000	2023
27	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ	600	Monsoon wind ss - Thanh My SS	500	2	70	140	33,600,000	2023
28	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນນ້ຳພາມ	300	Nam Mo2 SS	220	2	60	120	8,400,000	2024
29	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຫົວເມືອງ	350	ຫົວເມືອງ 500kV SS-Nho Quan	500	2	194	388	93,120,000	2024
30	ນ້ຳຕ່າຍ (Nam Tai)	21	ນ້ຳຕາຍ-Nam San 3A	115	1	20	20	1,800,000	2025
31	ນ້ຳຈາວ (Nam Chao)	10	ຫາ ນ້ຳໂມ2	115	1	20	20	1,800,000	2025
32	ນ້ຳສັກ (Nam Sak)	18	Nam Sak-Nam Chao	115	1	18	18	1,620,000	2025
33	ນ້ຳຊາວ 2 (Nam Chao2)	5	Nam Chao2-Nam Mo2 SS	115	1	13	13	1,170,000	2025
34	ນ້ຳຊາວ 3 (Nam Xao 3)	12	Nam Xao 3-Nam Chao2	115	1	8	8	720,000	2025
35	ນ້ຳເຍືອງ 1A (Nam Yeurng 1A)	10	Nam Yeurng 1A- Nam Yeurng 2A	115	1	4	4	360,000	2025
36	ນ້ຳເຍືອງ 1B (Nam Yeurng 1B)	15	Nam Yeurng 2A - Hoa Na SS	115	1	4	4	360,000	2025
37	ນ້ຳເຍືອງ 2A (Nam Yeurng 2A)	15	Nam Yeurng 2A - Nam Yeurng 2B	115	1	5	5	450,000	2025
38	ນ້ຳເຍືອງ 2B (Nam Yeurng 2B)	15	Nam Yeurng 2B - Nam Yeurng 3A	115	1	6	6	540,000	2025
39	ນ້ຳເຍືອງ 3A (Nam Yeurng 3A)	15	Nam Yeurng 3A - Hoa Na SS	115	1	5	5	450,000	2025
40	ນ້ຳເຍືອງ 3B (Nam Yeurng 3B)	14	Nam Yeurng 3B-Samtai SS	115	2	36	72	5,040,000	2025
41	ເຊລະນອງ 1	70	ເຊລະນອງ 1-ເຊບັ້ງຫງຽ 2	115	1	26	26	2,340,000	2025
42	ເຊບັ້ງຫງຽ 2	40	ເຊບັ້ງຫງຽ 2-ແກ້ງລາແທ້ງ	115	2	38	76	5,320,000	2025
43	ແກ້ງລາແທ້ງ	25	ແກ້ງລາແທ້ງ-ແກ້ງໄຄ້	115	2	16	32	2,240,000	2025
44	ເຊໂປນແກ້ງໄຄ້	40	ແກ້ງໄຄ້-Solar Sepone 2	115	2	24	48	2,160,000	2025
45	ເຊລະນອງ ຕ້ຽເອີນ	60	ເຊລະນອງຕ້ຽເອີນ-ເຊລະນອງອາຊິ້ງ	115	1	17	17	1,530,000	2025
46	ເຊລະນອງອາຊິ້ງ	60	ເຊລະນອງອາຊິ້ງ-Solar Sepone 2	115	2	45	90	4,050,000	2025
47	ຕາດສະໂຄ່ຍ	32	ຕາດສະໂຄ່ຍ-ແກ້ງລາແທ້ງ	115	2	31	62	2,790,000	2025
48	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນເຊໂປນ	75	ຫາ ຕາດສະໂຄ່ຍSolar-Sepone 2	115	2	32	64	2,880,000	2025
49	ເຊໂປນ 3	48	Solar Sepone 2-Huong Hoa SS	115	1	58	58	5,220,000	2025
50	ເຊຂະໝານ 2A (Xekaman 2A)	30	ຫາ ເຊຂະໝານ 2B	115	1	10	10	900,000	2025
51	ຫ້ວຍຈະອີກ 2	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
52	ນ້ຳງອນ1(Nam Ngon1)	40	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025

ตาຕະລາງ 6- 29: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຫວຽດນາມໂດຍກົງ ຂອງ IPP 2021-2030 (ຕໍ່)

53	ນ້ຳງອນ2 (Nam Ngon2)	30	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
54	ນ້ຳເຢືອງ 2A	9	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
55	ນ້ຳເຢືອງ 2B	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
56	ນ້ຳເຢືອງ 3	9	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
57	ນ້ຳເຢືອງ 4	11	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
58	ນ້ຳເຢືອງ 5	11	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
59	ນ້ຳເຢືອງ 7	4	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
60	ນ້ຳເຢືອງ 8	15	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
61	ນ້ຳເຢືອງ 8A	6	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
62	ນ້ຳກະບາຍ 1	70	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
63	ນ້ຳກະບາຍ 2	16	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
64	ນ້ຳກະບາຍ 3	8	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
65	ນ້ຳຈາງ	10	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	25	25	2,250,000	2025
66	ນ້ຳເນີນ 1(Nam Neun 1)	124	Nam Neun 1-Nam Mo2 SS	220	2	56	112	15,120,000	2025
67	ຫ້ວຍລະເງ (Houay La Nge)	60	Houay La Nge - Nam Emuen	220	1	31	31	2,790,000	2025
68	ແສງຕາເວັນອ່າງນ້ຳກົງ 2 ແລະ 3	220	Nam Kong 3 SS	220	2	10	20	1,400,000	2025
69	ນ້ຳບີ 1,2,3 (Nam Bi1,2,3)	135	ພະລັງງານລົມເຊກອງ	220	1	56	56	5,040,000	2025
70	ນ້ຳບາກ 2 (Nam Bak 2)	120	Nam Bak 2-Nam San3A	220	1	68	68	6,120,000	2025
71	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ໄຊຈຳພອນ	100	ຫາ ສະຖານີ500kV Nghe An	220	2	79	158	11,060,000	2025
72	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມໝອງຫຍ້າມ້າ	200	ຫາ ພະລັງງານລົມບໍລະພາບ	220	2	30	60	4,200,000	2025
73	ເຊກອງ 5	330	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	220	2	77	154	10,780,000	2025
74	ເຊຂະໝານ 2B (Xekaman 2B)	185	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	220	2	30	60	4,200,000	2025
75	ຫ້ວຍກວນ	23	ຫາສາຍສົ່ງນ້ຳກົງ2,3	220	1	1	1	90,000	2025
76	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມ ມ ຄຳເກີດ	700	To 500kV Ha Tinh SS	500	2	83	166	39,840,000	2025
77	ໄຟຟ້າພະລັງງານລົມບໍລະພາ	600	ຫາ 500kV Quang Binh SS	500	2	73	146	35,040,000	2025
78	ພະລັງງານລົມເຊກອງ 2	600	ຫາ Monsoon Wind 600MW	500	2	50	100	24,000,000	2025
79	ພະລັງງານລົມອັດຕະປື	500	ຫາ ບໍ ອີ Bor Ei ຫວຽດນາມ	500	2	60	120	28,800,000	2025
80	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບໍລະພາ (Ther	2000	Quang Trach SS	500	2	78	156	37,440,000	2027
81	ນ້ຳແອດ 1	20	ນ້ຳແອດ1-ນ້ຳແອດ2	115	1	32	32	2,880,000	2028
82	ນ້ຳແອດ 3	30	ນ້ຳແອດ3-ນ້ຳແອດ2	115	2	22	44	1,980,000	2028
83	ນ້ຳແອດ 4	36	ນ້ຳແອດ4-ນ້ຳແອດ3	115	2	10	20	900,000	2028
84	ນ້ຳແອດ 5	66	ນ້ຳແອດ5-ນ້ຳແອດ4	115	2	16	32	1,440,000	2028
85	ນ້ຳແອດ 6	40	ນ້ຳແອດ6-ນ້ຳແອດ5	115	1	10	10	900,000	2028
86	ນ້ຳມ້າ 1A (Nam Ma 1A)	32	ນ້ຳມ11-ນ້ຳມ11A	115	2	8	16	720,000	2028
87	ນ້ຳມ້າ 2 (Nam Ma 2)	48	ນ້ຳມ11A -ນ້ຳມ12	115	2	22	44	1,980,000	2028
88	ນ້ຳມ້າ 2A (Nam Ma 2A)	20	ນ້ຳມ12-ນ້ຳມ12A	115	2	12	24	1,080,000	2028
89	ນ້ຳມ້າ 3 (Nam Ma 3)	25	ນ້ຳມ12A-ນ້ຳມ13	115	1	13	13	1,170,000	2028
90	ນ້ຳແອດ 2	30	ນ້ຳແອດ2-ຫ້ວເມືອງ	220	2	40	80	8,800,000	2028
91	ນ້ຳມ້າ 1(Nam Ma 1)	54	ນ້ຳມ11-ຫ້ວເມືອງ	220	2	66	132	17,820,000	2028
92	ນ້ຳຈຽນ (Nam Chaine)	104	ສະຖານີນ້ຳໂມ້2	220	1	35	35	3,150,000	2028
93	ນ້ຳກິກ1,2,3	40	ສະຖານີຊຳໃຕ້	115	1	36	36	3,240,000	2028
94	ຫ້ວຍພະຍຸນ ເທີ/ລຸ່ມ	44	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	50	50	4,500,000	2028
95	ຫ້ວຍຈະຫຼໍ1,2	24	ຫາ ພະລັງງານລົມ Monsoon 600MW	115	1	50	50	4,500,000	2028
96	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນ ກະລິມ	900	Thanh My SS	500	2	200	400	96,000,000	2028
97	ຫ້ວຍປາເລີດ1,2 (H.Paloud1,2)	54	ສະຖານີນ້ຳກົງ2	115	1	50	50	4,500,000	2028
98	ນ້ຳກົງ0	25	ສະຖານີນ້ຳກົງ2	115	1	50	50	4,500,000	2027
99	ເຊປຽນ ຕອນລຸ່ມ	15	ສະຖານີນ້ຳກົງ2	115	1	50	50	4,500,000	2030
100	ເຊປຽນ ຫ້ວຍສ້ອຍ	56	ສະຖານີນ້ຳກົງ2	115	1	50	50	4,500,000	2030
101	ເຂື່ອນເຊຊຸ 1,2,3	60	ສາຍສົ່ງ220ກວ ນ້ຳກົງ2	220	2	20	40	5,400,000	2030
	ລວມທັ້ງໝົດ	**10,755**				**3,428**	**5,347**	**724,720,000**	

2. ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດໄທຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດ ມີ 07 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.427 MW ປະເມີນຄວາມຍາວຂອງສາຍສົ່ງແມ່ນ **670 Km ຫຼື 1.340 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 321.600.000 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກລົງທຶນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ. ສະແດງໃນຕາຕະລາງ 6-29**

ຕາຕະລາງ 6- 30: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ໄທ ໂດຍກົງ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ(MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສົ່ງອອກ
1	ນ້ຳງື່ມ3	480	ນາບົງ	120	240	500	57,600,000.00	2023
2	ນ້ຳເທີນ 1	600	ນາບົງ	160	320	500	76,800,000.00	2021
							134,400,000.00	
3	ນ້ຳຂອງຫຼວງພະບາງ	1,285	ທ່າລີ ປະເທດໄທ	140	280	500	67,200,000.00	2028
4	ນ້ຳຂອງປາກແບງ	912	ທ່າວັງຜາປະເທດໄທ	80	160	500	38,400,000.00	2028
5	ນ້ຳຂອງປາກລາຍ	770	ທ່າລີ ປະເທດໄທ	70	140	501	33,600,000.00	2029
6	ນ້ຳຂອງຊະນະຄາມ	660	ທ່າລີ ປະເທດໄທ	30	60	502	14,400,000.00	2030
7	ນ້ຳຂອງຜູ້ວ	720	ອຸບົນ3 ປະເທດໄທ	70	140	503	33,600,000.00	2030
	ລວມ	**5,427**		**670**	**1340**		**321,600,000.00**	

3. ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດກຳປູເຈຍຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດມີ 05 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 5.730 MW ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວ 787 Km ຫຼື 1.574 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 352.520.000 ໂດລາສະຫະລັດ ເຊິ່ງເປັນໜ້າທີ່ຂອງນັກລົງທຶນກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງເອງ.

ຕາຕະລາງ 6- 31: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວອອກກຳປູເຈຍໂດຍກົງຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສົ່ງອອກ
1	ຖ່ານຫີນກະລະມາມ	600	ສະຖານີວັງຊ້ຳງ-ສະຖານີຜູ້ວົງ	100	200	500	48,000,000.00	2024
2	ໂຄງການຂອງ ຟຟລ ສົ່ງອອກໂດຍກົງ	2,565	ສະຖານີບ້ານຫາດ(ໃຊ້ສາຍສົ່ງEDLT)	174	348	230	55,680,000.00	2022
	ເຂື່ອນເຊປຽນ-ເຊນ້ຳນ້ອຍ	40	ສນສະເພົາທອງ-ສະຖານີຜູ້ວົງ	ໃຊ້ສາຍສົ່ງຂອງເຂື່ອນນ້ຳກົງ1ສ້າງສຳເລັດແລ້ວ				2022
	ໂຄງການເຂື່ອນດອນສະໂຮງ	65	ຫາ ສະຖານີບ້ານຫາດ-ສະຕຸງແຕງ	ໃຊ້ສາຍສົ່ງມີແລ້ວ				2021
	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳກົງ 1	160	ສະຖານີຜູ້ວົງ-ສະຖານີບ້ານຫາດ	3	6	115		2024
	ເຂື່ອນເຊກອງຕອນລຸ່ມ A	80	ເຂື່ອນເຊກອງຕອນລຸ່ມ A-ສະຖານີຜູ້ວົງ	26	52	115	12,480,000.00	2024
	ເຂື່ອນເຊກອງຕອນລຸ່ມ B	40	ເຊກອງຕອນລຸ່ມ B-ສນສະເພົາທອງ	10	20	115	4,800,000.00	2025
	ເຂື່ອນນ້ຳພາກ	150	ເຂື່ອນນ້ຳພາກ - ສນ ຫຼັກ25	40	80	230	17,600,000.00	2025
	ເຂື່ອນຫ້ວຍປາຫຼາຍ	30	ເຂື່ອນຫ້ວຍປາຫຼາຍ-ສນສະເພົາທອງ	60	120	115	28,800,000.00	2027
3	ຖ່ານຫີນກະລືມ	1,800	ສະຖານີບ້ານຫາດ-ຊາຍແດນ	280	560	500	134,400,000.00	2027
4	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ (ໂຮງ ຊີມ້ຽງສາລະວັນ	200	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ - ສນ 500kV ເຊກອງ (ໃຊ້ສາຍສົ່ງEDLT)	92	184	230	49,680,000	2027
5	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນເມືອງໂຂງ	768,75	ສະຖານີບ້ານຫາດ(ໃຊ້ສາຍສົ່ງEDLT)	2	4	230	1,080,000	2030
	ລວມ	**5,730**		**787**	**1,574**		**352,520,000**	

4. ສາຍສົ່ງໂຄງການທີ່ຄາດວ່າຈະໄດ້ສົ່ງໄຟອອກປະເທດ ສປ ຈີນ ເປັນໂຄງການລົງທຶນຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມທັງໝົດມີ 01 ໂຄງການ ເພື່ອແລກປ່ຽນພະລັງງານໃນລະດູແລ້ງ ແລະ ຝົນ ໂດຍປະເມີນສາຍ

ສົ່ງຍາວ 60 Km ຫຼື 120cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 28.800.000,00 ໂດລາ ສະຫະລັດ.

ຕາຕະລາງ 6- 32: 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	ປີສົ່ງອອກ
1	ໂຄງການ EDLT	886	ນາໝໍ້-ຢຸນນານ ສປ ຈີນ	60	120	500	28,800,000.00	2023
	ລວມ			60	120		28,800,000.00	

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

ຕາຕະລາງ 6- 33: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ມຽນມາ ຂອງ EDLT ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່ ສະຖານີ	ຄວາມຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສົ່ງອອກ
1	ໂຄງການ EDLT	300	ນາໝໍ້-ເມືອງລອງ-ທ່າຂີ້ເຫຼັກ	219	438	230	70,080,000.00	2030
	ລວມ			219	438		70,080,000.00	

- ສະຫຼຸບສາຍສົ່ງທີ່ຄາດວ່າຈະເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030 ລວມມີທັງໝົດມີ 115 ໂຄງການ, ລວມກຳລັງຕິດຕັ້ງ 22.498 MW ປະເມີນສາຍສົ່ງຍາວທັງໝົດ 4.291 Km ຫຼື 6.925 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 1.145.200.000 ໂດລາສະຫະລັດ. ດັ່ງສະແດງໃນຕາຕະລາງ ລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ 6- 34: ແຜນສາຍສົ່ງໄຟຟ້າລະຫວ່າງລາວ ອອກ ຕ່າງປະເທດທັງໝົດ ຂອງ IPP ໃນລະຫວ່າງປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ຄວາມ ຍາວ km	ວົງຈອນ cct-Km	ລວມມີແຮງດັນ kV	ມູນຄ່າ USD	ປີສົ່ງອອກ
	ລວມທັງໝົດ 115 ໂຄງການ	**22.498**	**4.217**	**6.925**	**500/230/115kV**	**1.145.200.000**	**2021-2030**

ພາກທີ VII ສະຫຼຸບ

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນແຕ່ລະກໍລະນີສຶກສາ ສະແດງໃຫ້ ເຫັນວ່າ ໃນປີ 2030 ສປປ ລາວ ຈະມີ ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າ ກໍລະນີຕ່ຳສຸດ (COVID-19) ປະມານ 13.820 GWh/ປີ, ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU) ປະມານ 15.464 GWh/ປີ ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດ (EV+IN) ປະມານ 20.415 GWh/ປີ ໃນອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວ ສະເລ່ຍ ແຕ່ປີ 2021 ຫາ 2030 ປະມານ 5,7%, 6,8% ແລະ 8,2%/ປີ ຕາມລຳດັບ ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການກຳລັງ ໄຟຟ້າ ໃນກໍລະນີຕ່ຳສຸດປະມານ 2.343 MW, ກໍລະນີພື້ນຖານປະມານ 2.541 MW ແລະ ກໍລະນີສູງສຸດປະມານ 3.188 MW ໃນອັດຕາການຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 6,1%, 7% ແລະ 9,5%/ປີ ຕາມລຳດັບ.

ການພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ປີ 2021-2030 ແມ່ນມີຄວາມຈຳເປັນ, ເປັນການຈັດສັນການພັດທະນາແຫຼ່ງ ຜະລິດໄຟຟ້າ ທີ່ເບີ່ງຄວາມຕ້ອງການ, ສະຖານທີ່ຕ້ອງການຊົມໃຊ້, ປະເພດແຫຼ່ງຜະລິດ ລວມເຖິງເວລາຕ້ອງການຊົມໃຊ້ ພະລັງງານໄຟຟ້າ, ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງສະໜອງພາຍໃນປະເທດ 2.930 MW ຄາດວ່າມີມູນຄ່າການລົງທຶນ 5.537 ລ້ານ ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໂຄງການສົ່ງອອກຕ່າງປະເທດ ລວມມີກຳລັງຕິດຕັ້ງ 11.409 MW ແລະ ຄາດວ່າມີມູນຄ່າການ ລົງທຶນ 25.099 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ. ໃນນັ້ນ ສົ່ງອອກໄທ ມູນຄ່າການລົງທຶນ 8.936 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ສສ ຫວຽດນາມ 8.463 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ກຳປູເຈຍ 6.380 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ, ພະມ້າ 660 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ມາເລເຊຍ-ສິງກະໂປ 660 ລ້ານໂດລາສະຫະລັດດ້ວຍແຫຼ່ງທຶນຈາກຜູ້ພັດທະນາເອງ ແລະ ຍັງມີແນວໂນ້ມຄວາມຕ້ອງ ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າເພີ່ມຂຶ້ນໃນແຕ່ລະປີ.

ການພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ ອີງຕາມການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໃນ ກໍລະນີພື້ນຖານຈະມີຄວາມຕ້ອງການກຳ ລັງໄຟຟ້າພາຍໃນ (Peak) ຂອງປີ 2030 ແມ່ນປະມານ 2.541 MW ແລະ ແຜນການສະໜອງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ສົ່ງອອກ (Supply Plan for Domestic and Export) ທັງໝົດແມ່ນປະມານ 4.799 MW ເຊິ່ງລັດຖະບານ ລາວຄວນມີການສົ່ງເສີມໃຫ້ມີການແລກປ່ຽນພະລັງງານໄຟຟ້າລະຫວ່າງປະເທດໃຫ້ແຂງແຮງຂຶ້ນ ໂດຍສະເພາະການ ແລກປ່ຽນພະລັງງານກັບ ສປ ຈີນ (EDLT) ໂດຍການເຊື່ອມຕໍ່ລະບົບສາຍສົ່ງ 500 kV ຈາກລາວ ຫາ ລະບົບຂອງແຂວງ ຍຸນນານຢູ່ໃນໄລຍະ 2023-2030 ຈະສາມາດລະບາຍໄຟອອກຈີນໄດ້ປະມານ 886 MW ໂດຍການພິຈາລະນາສ້າງ ສະຖານີໄຟຟ້າ ແຮງດັນສະຫຼັບ ເປັນ ແຮງດັນກົງ ແລະ ອອກເປັນແຮງດັນສະຫຼັບຄືນ ຫຼື ເຮົາເອີ້ນວ່າ ສະຖານີ (HVDC Back to Back) ກໍ່ສ້າງຢູ່ສະຖານີນາໝໍ້ ແຂວງອຸດົມໄຊ ຫຼື ອາດຈະແຍກເຂື່ອນນ້ຳອູ 5,6,7 ແລະ ນ້ຳທາ 1 ອອກລະບົບ ຂອງຈີນໂດຍກົງ ຈະສາມາດຊ່ວຍລະບາຍໄຟທີ່ເປັນສ່ວນເກີນອອກໄດ້ ນອກນີ້ກໍ່ຍັງຈະຊ່ວຍລະບົບໄຟຟ້າຂອງລາວໃຫ້ມີ ສະຖຽນລະພາບ ແລະ ໝັ້ນຄົງຍິ່ງຂຶ້ນ. ໃນເງື່ອນໄຂດັ່ງກ່າວກໍ່ຍັງສາມາດລະບາຍໄຟອອກປະເທດໄທຜ່ານລະບົບສາຍສົ່ງ 115 kV ທີ່ມີຢູ່ແລ້ວ 6 ຈຸດ ໄດ້ປະມານ 779 MW ອີກດ້ວຍ. ສ່ວນການເຊື່ອມຕໍ່ກັບປະເທດເພື່ອນບ້ານອື່ນໆ ເຊັ່ນ: ຫວຽດນາມ, ກຳປູເຈຍ ແລະ ມຽນມາ ແມ່ນບໍ່ໄດ້ກ່ຽວຂອງກັບລະບົບຊົມໃຊ້ພາຍໃນຂອງລາວ ເປັນໂຄງການຂອງ IPP ທີ່ ສົ່ງອອກໂດຍກົງ ການເຈລະຈາຊື້ຂາຍໄຟຟ້າ ແລະ ການລົງທຶນແມ່ນ IPP ເປັນຜູ້ດຳເນີນການເອງ. ດັ່ງນັ້ນ ສະຫຼຸບໄດ້ວ່າ ໃນໄລຍະ 2021 ຫາ 2030 ຈະມີ 2 ປະເທດ ຄື: ຈີນ ແລະ ໄທ ຈະເຂົ້າມາມີທ່າອ່ຽງສູງຂຶ້ນໃນການລຽກປ່ຽນພະລັງງານ ລະຫວ່າງປະເທດຈາກລະບົບສູ່ລະບົບ. ຄຽງຄູ່ກັນນັ້ນລະບົບໄຟຟ້າພາຍໃນຂອງລາວກໍ່ຈະຕ້ອງພັດທະນາ ແລະ ປັບປຸງໃຫ້ມີ

ຄວາມສາມາດສົ່ງໃຫ້ສູງຂຶ້ນ ຕາມການວິເຄາະລະບົບໄຟຟ້າໃນປີ 2021-2030 ຈະຕ້ອງໄດ້ກໍ່ສ້າງສາຍສົ່ງແຕ່ໂຮງງານຜະລິດໄຟຟ້າ ຫາ ສະຖານີ ແລະ ຈາກສະຖານີ ຫາ ສະຖານີ ທັງໝົດ 76 ໂຄງການ, ມີຄວາມຍາວທັງໝົດເທົ່າກັບ 3.496,70 Km ຫຼື 6.076,10 cct-Km, ຄາດຄະເນມູນຄ່າການກໍ່ສ້າງທັງໝົດເທົ່າກັບ 772.910.206,10 ໂດລາສະຫະລັດ ແລະ ໂຄງການກໍ່ສ້າງ-ປັບປຸງສະຖານີໃໝ່ ທັງໝົດ 51 ສະຖານີ, ກຳລັງສະຖານີລວມ 6.340 MVA, ມູນຄ່າກໍ່ສ້າງສະຖານີທັງໝົດເທົ່າກັບ 335.680.000 ໂດລາສະຫະລັດ ສະນັ້ນສິ່ງທີ່ທ້າທາຍຂອງຂະແໜງພະລັງງານໄຟຟ້າລາວໃນໄລຍະດັ່ງກ່າວ ແມ່ນການຊອກຫາຂົນຂວາຍແຫຼ່ງທຶນເພື່ອມາພັດທະນາບັນດາໂຄງການດັ່ງກ່າວໃຫ້ສຳເລັດ ເພື່ອບັນລຸແຜນພັດທະນາເສດຖະກິດ-ສັງຄົມຂອງລາວ ໃນໄລຍະ 10 ໃນຕໍ່ໜ້າ.

ພາກທີ VIII ມາດຕະການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ

8.1. ກົນໄກປະສານງານ:

1) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ (ພບ) ຊີ້ນຳ ນຳພາການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ເພື່ອຫັນແຜນງານ, ເປັນໂຄງການ, ກິດຈະກຳລະອຽດຂອງວຽກງານແຕ່ລະດ້ານ ຂອງວຽກງານ ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ, ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ພັດທະນາລະບົບສາຍສົ່ງ-ຈຳໜ່າຍ ໃນຂອບເຂດທົ່ວປະເທດ.
2) ມອບໃຫ້ ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ ເປັນຈຸດປະສານງານ ໃນການປະສານສົມທົບກັບບັນດາກົມ ກ່ຽວຂ້ອງ ພາຍໃນກະຊວງ ພບ, ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງຂະແໜງການທັງສູນກາງ ແລະ ທ້ອງຖິ່ນ, ພະແນກ ພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ປະຈຳແຂວງ, ນະຄອນລວງ, ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ, ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການໄຟຟ້າ ແລະ ຜູ້ປະກອບການກ່ຽວຂ້ອງອື່ນໆ.
3) ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ, ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ຖືເອົາຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ເປັນບ່ອນອີງ ຜັນຂະຫຍາຍເປັນແຜນຂອງຕົນ ໂດຍຫັນໃຫ້ເປັນແຜນງານ, ເປັນໂຄງການ, ເປັນກິດຈະກຳອັນລະອຽດເຂົ້າໃນແຜນພັດທະນາການຈັດຕັ້ງຂອງຕົນ.

8.2. ມາດຕະການໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ:

1) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ ເປັນເຈົ້າການ ສົມທົບກັບ ບັນດາ ກົມກ່ຽວຂ້ອງ ຂອງຂະແໜງການ, ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ , ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ ເປັນເຈົ້າການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ປີ 2021-2030 ໃຫ້ມີຜົນສຳເລັດ.
2) ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່, ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ, ສົມທົບກັບກົມກ່ຽວຂ້ອງ, ລັດວິສະຫະກິດໄຟຟ້າລາວ ແລະ ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ (ໂຄງການໃນແຜນ) ຕ້ອງມີແຜນແລກປ່ຽນຂໍ້ມູນຊຶ່ງກັນ ແລະ ກັນ ເພື່ອປັບປຸງຂໍ້ມູນຂອງໂຄງການ ຕາມການສະເໜີຂອງຄະນະຮັບຜິດຊອບໃນການສ້າງຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ.
3) ຂໍການຊ່ວຍເຫຼືອດ້ານວິຊາການ ຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດແຜນ ທີ່ຕິດພັນກັບການສຶກສາແຕ່ລະດ້ານທີ່ຕ້ອງການຄວາມລະອຽດຊັດເຈນສູງ ເພື່ອປັບປຸງແຜນ ແລະ ວາງແຜນໃນຂັ້ນຕໍ່ໄປ.

8.3. ເຜີຍແຜ່ຂໍ້ມູນ-ຂ່າວສານ

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

1) ຈັດກອງປະຊຸມເຜີຍແຜ່ ຫຼັງຈາກຮັບຮອງຈາກສະພາແຫ່ງຊາດ, ຈັດກອງປະຊຸມສ້າງຄວາມເຂັ້ມແຂງໃຫ້ແກ່ ພະນັກງານ ຮັບຜິດຊອບ ພະແນກພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ ແຂວງ, ນະຄອນຫຼວງ ແລະ ພາກສ່ວນກ່ຽວຂ້ອງ.
2) ຈັດກອງປະຊຸມ ສ້າງ ແລະ ເຜີຍແຜ່ ແຜນຍຸດທະສາດ ທີ່ຕິດພັນກັບແຜນພັດທະນາໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ.

8.4. ແຫຼ່ງທຶນສຳລັບການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ

ງົບປະມານສະໜັບສະໜຸນໃນການຈັດຕັ້ງປະຕິບັດ ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ “2021-2030” ແມ່ນມາຈາກແຫຼ່ງທຶນຕ່າງໆ ເຊັ່ນ: ງົບປະມານລັດ, ຜູ້ພັດທະນາໂຄງການ, ເງິນກູ້ຢືມ, ການຊ່ວຍເຫຼືອຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ແລະ ອື່ນໆ.

1) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ແລະ ສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ ຂອງເອກະຊົນ (IPP) ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ຕ່າງປະເທດ ແມ່ນໃຊ້ທຶນຂອງ IPP ເອງ ການລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT ຫຼື BOOT, ແຫຼ່ງທຶນອາດຈະໃຊ້ເງິນທຶນຂອງຕົນເອງສ່ວນໜຶ່ງ ແລະ ທີ່ເຫຼືອແມ່ນກູ້ຢືມຈາກທະນາຄານມາພັດທະນາໂຄງການ .
2) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ທີ່ມີແຮງດັນສູງກວ່າ 230 ກວ ຂຶ້ນໄປ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດຕໍ່ໄປແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງບໍລິສັດສາຍສົ່ງໄຟຟ້າແຫ່ງຊາດ ຫຼື EDL-T ເປັນຜູ້ລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT.
3) ພາກການສຶກສາ ແລະ ກໍ່ສ້າງໂຄງການສາຍສົ່ງ ແລະ ສະຖານີໄຟຟ້າ ທີ່ມີແຮງດັນຕ່ຳກວ່າ 230 ກວ ລົງມາ ເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ແລະ ເຊື່ອມຕໍ່ກັບຕ່າງປະເທດ ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຟຟລ ຫຼື ເອກະຊົນ ລົງທຶນໃນຮູບແບບ BOT, BOOT, PPP ແລະ ຮູບແບບອື່ນໆ.
4) ການກໍ່ສ້າງລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22 ກວ, 0,4 ກວ ແລະ ໝໍ້ແປງໄຟຟ້າ ເຂົ້າຫາເຂດຊົນນະບົດຫ່າງໄກສອກຫຼີກ ແມ່ນເປັນໜ້າທີ່ຂອງ ຟຟລ ແລະ ລັດຖະບານ ເປັນຜູ້ລົງທຶນ, ແຫຼ່ງທຶນມາພັດທະນາໂຄງການແມ່ນໃຊ້ເງິນຂອງ ຟຟລ ແລະ ງົບປະມານຂອງລັດ, ການຊ່ວຍເຫຼືອຈາກອົງການຈັດຕັ້ງສາກົນ ແລະ ອື່ນໆ... ສ່ວນຮູບແບບການລົງທຶນອາດຈະເປັນການລົງທຶນຮ່ວມລະຫວ່າງລັດ ກັບ ເອກະຊົນ PPP ຫຼື ຟຟລ ກູ້ຢືມຈາກທະນາຄານທີ່ມີດອກເບ້ຍຕ່ຳ ມາພັດທະນາໂຄງການ.

ເອກະສານອ້າງອີງ

1. ກົດໝາຍໄຟຟ້າສະບັບປັບປຸງໃຫ່ມ, 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, ສະຖາບັນສົ່ງເສີມພະລັງງານທົດແທນ.
6. ເປົ້າໝາຍການພັດທະນາແບບຍືນຍົງ ຂອງອົງການສະຫະປະຊາຊາດ (Sustainable Development Goals: SDGs)
7. ປຶ້ມວ່າດ້ວຍການປະກາດໃຊ້ ກ່ຽວກັບຫົວໜ່ວຍລາຄາການກໍ່ສ້າງລະບົບສາຍສົ່ງ ໄຟຟ້າແຮງດັນສູງ, ແຮງດັນກາງ, ແຮງດັນຕ່ຳ 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. Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower, March 2011 JICA Electric Power Development Co., Ltd.
22. https://www.researchgate.net/figure/Water-retention-indicator_tbl2_280310370
23. ຮ່າງຍຸດທະສາດ ວ່າດ້ວຍສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ພະລັງງານສະອາດ ໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມຂົນສົ່ງ, ສະຖາບັນສົ່ງເສີມພະລັງງານທົດແທນ.
24. ຂໍ້ມູນສະຖິຕິພາຫະນະ 2000 ຫາ 2016, ຈາກກະຊວງໂຍທາທິການ ແລະ ຂົນສົ່ງ.
25. ຂໍ້ມູນມາດຕະຖານການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າໃນລົດໄຟຟ້າ, ຈາກບໍລິສັດ EV ລາວ.
26. ຂໍ້ມູນແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງໂຄງການອຸດສາຫະກຳ, ລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ.
27. ບົດສຶກສາປັບປຸງຖານະການເງິນຂອງລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າຂອງ PWC, 08/04/2018.
28. ບົດແນະນຳໃນການຄຸ້ມຄອງ ແລະ ນຳໃຊ້ ມາດຕະຖານເຕັກນິກໄຟຟ້າ ຂອງ ສປປ ລາວ ແລະ ລະບຽບການວ່າດ້ວຍຄວາມປອດໄພ ສຳລັບການດຳເນີນງານ ແລະ ບຳລຸງຮັກສາສະບັບປີ 2017.

ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ

(ຮ່າງ)

ຍຸດທະສາດການພັດທະນາພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ

ປີ 2021-2030

ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) A

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ (Electricity Demand Forecasts)

ຫຼັກການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

ຫຼັກການໃນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໂດຍລວມແບ່ງອອກເປັນ 2 ຫຼັກການຄື:

ຫຼັກການໃນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ	
1	ຄາດການຕາມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງ GDP ຮ້ອງວ່າ Top Down
2	ຄາດການຕາມການຂະຫຍາຍຕົວຂອງຂະແໜງການ ຮ້ອງວ່າ Bottom Up

ວິທີການໃນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ແມ່ນ ໄດ້ພິຈາລະນານຳໃຊ້ 2 ຫຼັກການ ປະສົມປະສານກັນ ຊຶ່ງຄວນພິຈາລະນາໄປເປັນແຕ່ລະຂະແໜງການ, ສຳລັບຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ ແມ່ນໃຊ້ຫຼັກການ Bottom Up ແຕ່ຕ້ອງມີຂໍ້ມູນຄົບຖ້ວນ, ສ່ວນຂະແໜງການອື່ນແມ່ນໃຊ້ Top Down.

ວິທີການໃນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃຊ້ເຂົ້າໃນການວາງແຜນໆພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງ ສປປ ລາວ ແມ່ນ ນຳໃຊ້ LEAP Mode ແລະ Excel, ແຕ່ກ່ອນຈະສາມາດນຳໃຊ້ LEAP ຕ້ອງໃຊ້ Microfit ໃນການສ້າງສົມຜົນ ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ຂອງແຕ່ລະເຊື້ອໄຟຕາມແຕ່ລະຂະແໜງການ.

ສົມຜົນຄວາມຕ້ອງການ

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າແມ່ນອີງໃສ່ສົມຜົນດັ່ງລຸ່ມນີ້:

$$E = f(Y, Pe/CPI) \quad or \quad E = f(Y, Pe/CPI, E_{-1})$$

Where:

E: Energy Demand

Y: Income, CP, GDP

Pe: Energy Price

CPI: Consumer Price Index

Pe/CPI: Relative price

E_{-1}: Energy Demand at previous period

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການເຊື້ອໄຟໃດໜຶ່ງໃນຂະແໜງບໍລິການ (CSXX) ມີສົມຜົນການພົວພັນດັ່ງລຸ່ມນີ້:

CS(xx) = f (CP or GDP, income, rel price, CSxx (-1))

ຫຼັງຈາກນັ້ນຈຶ່ງໃຊ້ Microfit ວິເຄາະການພົວພັນ ແລະ ສ້າງສົມຜົນຂຶ້ນເພື່ອນຳໃຊ້ເຂົ້າໃນ LEAP Model

ຕົວຢ່າງ 2: ວິການສ້າງສົມຜົນໃນ Microfit ເພື່ອຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນຂະແໜງບໍລິການ ມີດັ່ງນີ້:

CSEL=f(CSGDP,RCSPEL, CSEL(-1))

CSEL (commercial sector electricity)

CSGDP: ຄາດຄະເນການຂະຫຍາຍຕົວ GDP ຂອງຂະແໜງ ບໍລິການ

RCSPEL: ລາຄາໄຟຟ້າຂອງຂະແໜງບໍລິການ

CSEL (-1): ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າໃນຂະແໜງບໍລິການ ປີກ່ອນໜ້າ

ຕໍ່ມາໃຊ້ Microfit ວິເຄາະ ຈະໄດ້ສົມຜົນດັ່ງລຸ່ມນີ້:

Ordinary Least Squares Estimation

Dependent variable is CSEL
15 observations used for estimation from 2001 to 2015

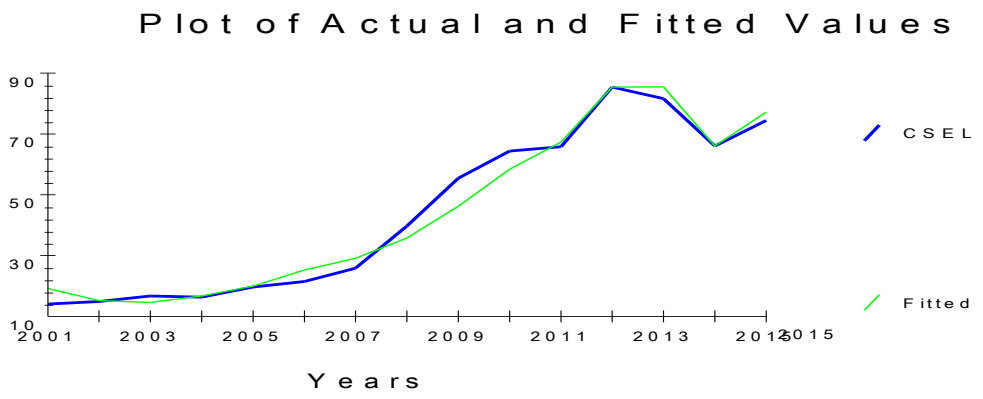
Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
CONS	17.7103	18.0595	.98066[.352]
MCSGDP	.9561E-6	.4276E-6	2.2358[.052]
RCSPEL	-2.3810	1.5205	-1.5659[.152]
CSEL(-1)	.61000	.15894	3.8378[.004]
DUM1213	15.9934	5.4227	2.9494[.016]
DUM14	-19.3706	5.8156	-3.3308[.009]

R-Squared	.97880	R-Bar-Squared	.96702
S.E. of Regression	4.9190	F-stat. F(5, 9)	83.1045[.000]
Mean of Dependent Variable	44.1196	S.D. of Dependent Variable	27.0871
Residual Sum of Squares	217.7685	Equation Log-likelihood	-41.3494
Akaike Info. Criterion	-47.3494	Schwarz Bayesian Criterion	-49.4736
DW-statistic	1.0836	Durbin's h-statistic	2.2517[.024]

Diagnostic Tests

Test Statistics	LM Version	F Version
A:Serial Correlation	CHSQ(1)= 3.6753[.055]	F(1, 8)= 2.5963[.146]
B:Functional Form	CHSQ(1)= 7.9668[.005]	F(1, 8)= 9.0619[.017]
C:Normality	CHSQ(2)= 2.1841[.336]	Not applicable
D:Heteroscedasticity	CHSQ(1)= .064406[.800]	F(1, 13)= .056059[.817]

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values



ຮູບທີ່ A-1 ເສັ້ນສະແດງຄວາມສຳພັນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໃນຂະແໜງບໍລິການ

ຫຼັງຈາກນັ້ນ ຈະໄດ້ ສົມຜົນ ດັ່ງນີ້:

❖ CSEL = 17.7103*CONS + .9561E-6*MCSGDP -2.3810*RCSPEL + .61000*CSEL(-1) + 15.9934*DUM1213 -19.3706*DUM14

ຫຼັງຈາກນັ້ນ ນຳໃຊ້ສົມຜົນນີ້ໄປປ້ອນໃສ່ LEAP ເພື່ອຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ

ໂຄງສ້າງການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

ຕາຕະລາງ A-1 ໂຄງສ້າງການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ

ພາກ	ຄວາມຕ້ອງການດ້ານກຳລັງໄຟຟ້າ (MW)	ຄວາມຕ້ອງການດ້ານພະລັງງໄຟຟ້າ (GWh)	ຂະແໜງການ	ກໍລະນີສຶກສາ	ເຄື່ອງມືທີ່ນຳໃຊ້
ພາກເໜືອ	ຜົ້ງສາລີ		1. ທີ່ຢູ່ອາໄສ 2. ຂົນສົ່ງ 3. ອຸດສາຫະກຳ 4. ບໍລິການ 5. ກະສິກຳ	1. BAU 2. EV 3. IN 4. EV+IN 5. COVID-19	1. LEAP 2. Microfit 3. Excel
	ບໍ່ແກ້ວ				
	ຫຼວງນ້ຳທາ				
	ອຸດົມໄຊ				
	ຫຼວງພະບາງ				
	ຫົວພັນ				
	ຊຽງຂວາງ				
	ໄຊສົມບູນ				
	ວຽງຈັນ				
	ໄຊຍະບູລີ				
ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ				
ພາກກາງ	ບໍລິຄຳໄຊ				
	ຄຳມ່ວນ				
	ສະຫວັນນະເຂດ				
ພາກໃຕ້	ຈຳປາສັກ				
	ສາລະວັນ				
	ເຊກອງ				
	ອັດຕະປື				

ການຄາດຄະເນແຕ່ລະຂະແໜງການ ກໍລະນີ (BAU)

ຕາຕະລາງ A-2 ສົມຜົນການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ

ລ/ດ	ຂະແໜງການ	ສົມຜົນຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການ	ປັດໃຈຫຼັກຂະຫຍາຍຕົວ
1	ທີ່ຢູ່ອາໄສ	REEL CONS RERPELC GDPCAP REEL(-1)	RERPELC GDPCAP: 4.8%
2	ອຸດສາຫະກຳ	INEL CONS MMINGDP INEL (-1)	MMINGDP: 7.2%
3	ບໍລິການ	CSEL CONS CSRPELC MCSGDP CSEL(-1)	CSRPELC MCSGDP: 6.6%
4	ຂົນສົ່ງ	ຄາດການຕາມຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າລາວ-ຈີນ ແຕ່ລະໄລຍະ	ອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວ 10.9%
5	ກະສິກຳ	ສົມມຸດຖານໃຫ້ຂະຫຍາຍຕົວ ປີ ລະ 21.1 % (ອີງໃສ່ການຂະຫຍາຍຕົວ ປີ 2018-2019)	

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າກໍລະນີ (EV)

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນລົດໄຟຟ້າແມ່ນ ອີງໃສ່ຮ່າງຍຸດທະສາດວ່າດ້ວຍການສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ພະລັງງານສະອາດໃນຂະແໜງຄົມມະນາຄົມຂົນສົ່ງ ໂດຍມີຍຸດທະສາດສົ່ງເສີມການນຳໃຊ້ລົດໄຟຟ້າໃຫ້ກວມ 30% ຂອງລົດທີ່ໃຊ້ນ້ຳມັນໃນປີ 2030. ສະນັ້ນ ກມຜ ຈຶ່ງນຳເອົານະໂຍບາຍດັ່ງກ່າວນີ້ມາຝັນຂະຫຍາຍໂດຍມີຫຼັກການຄິດໄລ່ຫາຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າແຕ່ລະໄລຍະດັ່ງນີ້:

ສະຖິຕິພາຫະນະຂອງ ສປປ ລາວ

ຕາຕະລາງ A-3 ສະຖິຕິພາຫະນະ 2000-2016 ແລະ ຄາດຄະເນ 2016-2030 ຂອງ ສປປ ລາວ

A/F	ປີ	ລິດຈັກ	ລິດເບີ	ລິດໜັກ	ລວມທັ້ງໝົດ	AAGR (%)
Actual	2000	158,128.0	29,288.0	10,255.0	197,671.0	17%
	2001	172,784.0	33,534.0	12,458.0	218,776.0	
	2002	199,758.0	35,745.0	13,388.0	248,891.0	
	2003	203,370.0	43,747.0	14,005.0	261,122.0	
	2004	293,611.0	59,003.0	15,264.0	367,878.0	
	2005	345,762.0	69,004.0	15,640.0	430,406.0	
	2006	461,599.0	89,195.0	17,496.0	568,290.0	19%
	2007	517,939.0	102,906.0	20,236.0	641,081.0	
	2008	631,770.0	115,246.0	21,590.0	768,606.0	
	2009	720,424.0	140,186.0	25,738.0	886,348.0	
	2010	812,629.0	167,882.0	28,277.0	1,008,788.0	
	2011	908,239.0	203,824.0	32,076.0	1,144,139.0	11%
	2012	1,013,635.0	238,073.0	36,992.0	1,288,700.0	
	2013	1,120,673.0	276,493.0	42,315.0	1,439,481.0	
	2014	1,227,116.0	301,655.0	48,413.0	1,577,184.0	
	2015	1,326,868.0	337,449.0	53,187.0	1,717,504.0	
	2016	1,422,869.0	370,043.0	57,108.0	1,850,020.0	
Forecasting	2017	1,525,846.4	407,232.0	61,321.1	1,994,399.5	10%
	2018	1,636,307.6	448,501.6	65,848.1	2,150,657.4	
	2019	1,750,301.9	741,794.3	70,632.8	2,562,729.1	
	2020	1,863,546.5	816,560.6	75,633.5	2,755,740.6	
	2021	1,984,147.8	899,221.0	80,992.4	2,964,361.2	8%
	2022	2,112,584.0	990,627.8	86,735.4	3,189,947.1	
	2023	2,249,364.2	1,091,726.6	92,890.1	3,433,980.9	
	2024	2,395,030.9	1,203,566.7	99,486.3	3,698,083.9	
	2025	2,550,161.5	1,327,312.8	106,556.0	3,984,030.3	
	2026	2,677,254.1	1,461,185.7	113,920.1	4,252,359.9	7%
	2027	2,810,698.4	1,609,003.2	121,798.6	4,541,500.3	
	2028	2,936,758.6	1,770,311.2	129,527.1	4,836,596.9	
	2029	3,068,490.6	1,948,244.0	137,750.4	5,154,484.9	
	2030	3,206,149.6	2,144,535.1	146,500.3	5,497,185.0	

ຕາຕະລາງ A-4 ສະຖິຕິພາຫະນະ 2000-2016 ແລະ ຄາດຄະເນ 2016-2030 ຂອງ 4 ຕົວເມືອງໃຫ່ຍ (ນະຄອນຫຼວງ, ຫຼວງພະບາງ, ສະຫວັນນະເຂດ ແລະ ຈຳປາສັກ)

A/F	ປີ	ລົດຈັກ	ລົດເມົ້າ	ລົດໜັກ	ລົດທັ້ງໝົດ	AAGR (%)
Actual	2000	102,065.26	19,931.99	4,662.55	126,659.80	18%
	2001	115,541.69	23,097.30	5,737.43	144,376.43	
	2002	135,346.45	25,274.32	6,305.13	166,925.89	
	2003	148,137.61	29,970.58	6,783.84	184,892.03	
	2004	196,341.70	38,792.35	7,597.97	242,732.02	
	2005	232,484.98	45,667.67	8,095.43	286,248.08	
	2006	296,401.86	58,374.99	9,437.36	364,214.21	23%
	2007	344,506.13	68,875.21	11,360.85	424,742.19	
	2008	420,364.81	78,934.42	12,874.38	512,173.61	
	2009	493,887.90	97,036.17	15,897.43	606,821.50	
	2010	657,525.49	129,746.51	21,256.96	808,528.97	
	2011	724,223.55	156,779.73	25,289.58	906,292.87	11%
	2012	797,266.74	183,056.16	30,446.44	1,010,769.34	
	2013	873,788.67	214,529.09	36,437.94	1,124,755.70	
	2014	953,507.56	239,770.43	41,459.11	1,234,737.10	
	2015	1,034,165.15	274,369.01	45,682.44	1,354,216.60	
	2016	1,117,232.88	309,025.01	49,484.35	1,475,742.24	
Forecasting	2017	1,193,570.24	345,905.13	53,322.74	1,592,798.10	10%
	2018	1,275,197.66	386,819.43	57,459.66	1,719,476.75	
	2019	1,360,810.64	544,067.12	61,870.01	1,966,747.78	
	2020	1,449,014.68	604,527.03	66,529.44	2,120,071.15	
	2021	1,535,715.59	669,192.30	71,372.53	2,276,280.42	7%
	2022	1,624,445.06	739,871.92	76,327.51	2,440,644.48	
	2023	1,718,275.80	817,540.67	81,630.53	2,617,446.99	
	2024	1,817,498.44	902,878.09	87,306.29	2,807,682.81	
	2025	1,922,419.97	996,630.44	93,381.25	3,012,431.66	
	2026	2,002,872.02	1,091,234.76	99,363.04	3,193,469.83	6%
	2027	2,086,646.22	1,194,257.90	105,745.73	3,386,649.84	
	2028	2,168,894.28	1,305,422.32	112,079.66	3,586,396.26	
	2029	2,254,331.82	1,426,388.89	118,805.63	3,799,526.34	
	2030	2,343,079.43	1,558,036.51	125,948.50	4,027,064.44	

ຕາຕະລາງ A-5 ຂໍ້ມູນຄາດການການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ ແລະ ນ້ຳມັນຂອງພາຫະນະແຕ່ລະປະເພດ

ປະເພດພາຫະນະ	GFE (km/l)	DFE (km/l)	EFE (km/kWh)	TDS (km/y)	AET (kip/kWh)	AGP (kip/l)	ADP (kip/l)	ADagP (kip/l)
ລົດຈັກ 2 ລໍ້	27		32	4380	734	9900	8763	9331.5
ລົດຈັກ 3 ລໍ້	20		25	3650				
ລົດເກັ໋ງ	15		5	6205				
ລົດກະບະ		13	4	6570				
ລົດຕູ້ນ້ອຍ		14	4	5475				
ລົດຈີບ		15	5	5110				
ລົດບັນທຸກ		10	1	36500				
ລົດເມ		8	1	43800				

ໝາຍເຫດ:

- GFE: Gasoline Fuel Economic
- DFE: Diesel Fuel Economic
- EFE: Electricity Fuel Economic
- TDS: Total Distance per Year
- AET: Average Electricity Tariff
- AGP: Average Gasoline Price
- ADP: Average Diesel Price

ຕາຕະລາງ A-6 ຈຳນວນພາຫະນະທີ່ໃຊ້ໄຟຟ້າຄິດໄລ່ຕາມອັດຕາສ່ວນ (ກໍລະນີມີອັດຕາສ່ວນຂອງລົດ EV 30% ໃນປີ 2030)

F	ປີ	ລົດຈັກ	ລົດເມົ໋າ	ລົດໜັກ	ລວມທັ້ງໝົດ
Forecasting	2020	-	-	-	-
	2021	69,085.19	53,094.96	1,296.50	123,476.66
	2022	138,170.39	106,189.93	2,593.01	246,953.33
	2023	207,255.58	159,284.89	3,889.51	370,429.99
	2024	276,340.77	212,379.86	5,186.02	493,906.65
	2025	345,425.96	265,474.82	6,482.52	617,383.31
	2026	414,511.16	318,569.79	7,779.03	740,859.98
	2027	483,596.35	371,664.75	9,075.53	864,336.64

	2028	552,681.54	424,759.72	10,372.04	987,813.30
	2029	621,766.73	477,854.68	11,668.54	1,111,289.96
	2030	690,851.93	530,949.65	12,965.05	1,234,766.63

ຕາຕະລາງ A-7 ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າຂອງພາຫະນະແຕ່ລະປະເພດ (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

F	ປີ	ລົດຈັກ	ລົດເມົ້າ	ລົດໜັກ	ລວມ
Forecasting	2020	-	-	-	-
	2021	9.46	75.02	47.77	132.25
	2022	18.92	150.03	95.55	264.50
	2023	28.37	225.05	143.32	396.75
	2024	37.83	300.07	191.09	528.99
	2025	47.29	375.09	238.87	661.24
	2026	56.75	450.10	286.64	793.49
	2027	66.21	525.12	334.41	925.74
	2028	75.67	600.14	382.18	1,057.99
	2029	85.12	675.16	429.96	1,190.24
	2030	94.58	750.17	477.73	1,322.49

ຕາຕະລາງ A-8 ມູນຄ່າການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າ (ຫົວໜ່ວຍ: ພັນລ້ານກີບ)

F	ປີ	ລົດຈັກ	ລົດເມົ້າ	ລົດໜັກ	ລວມ
Forecasting	2020	-	-	-	-
	2021	0.69	5.51	3.51	9.71
	2022	1.39	11.01	7.01	19.41
	2023	2.08	16.52	10.52	29.12
	2024	2.78	22.03	14.03	38.83
	2025	3.47	27.53	17.53	48.54
	2026	4.17	33.04	21.04	58.24
	2027	4.86	38.54	24.55	67.95
	2028	5.55	44.05	28.05	77.66
	2029	6.25	49.56	31.56	87.36
	2030	6.94	55.06	35.07	97.07

ตาตะลาง A-9 ภาบหูดผ่อม CO2 (หื้อหม่วย: kton)

F	ปี	ลิดจัภ	ลิดเบ้า	ลิดหมักภ	ลวม
Forecasting	2020	-	-	-	-
	2021	24.55	59.44	13.15	97.14
	2022	49.09	118.89	26.29	194.27
	2023	73.64	178.33	39.44	291.41
	2024	98.19	237.77	52.58	388.54
	2025	122.74	297.21	65.73	485.68
	2026	147.28	356.66	78.88	582.81
	2027	171.83	416.10	92.02	679.95
	2028	196.38	475.54	105.17	777.09
	2029	220.93	534.98	118.31	874.22
	2030	245.47	594.43	131.46	971.36

ตาตะลาง A-10 จำนอมผาหะนะหิมำใจ้น้ำมัน และ ไฟฟ้า (หื้อหม่วย: ล้านคัน)

ปี	จำนอมผา หะนะทั้งหมิด	จำนอมผา หะนะหิใจ้น้ำมัน	จำนอมผา หะนะที่ใจ้ไฟฟ้า	อัดตาส่วน ลิดไฟฟ้า (%)
2020	2.15	2.15	-	0%
2021	2.31	2.19	0.12	5%
2022	2.48	2.23	0.25	10%
2023	2.66	2.29	0.37	14%
2024	2.85	2.36	0.49	17%
2025	3.06	2.45	0.62	20%
2026	3.25	2.51	0.74	23%
2027	3.45	2.59	0.86	25%
2028	3.66	2.67	0.99	27%
2029	3.88	2.77	1.11	29%
2030	4.12	2.88	1.23	30%

ตาຕະລາງ A-11 ຄວາມຕ້ອງການນ້ຳມັນໃນພາຫະນະ

ປີ	ນ້ຳມັນ ແອັດຊັ່ງ (kl)	ນ້ຳມັນ ກາຊອນ (kl)	ມູນຄ່າໃຊ້ ຈ່າຍນ້ຳມັນທັ້ງໝົດ (ລ້ານກີບ)	ການປ່ອຍ CO2 (kton)
2020	-	-	-	-
2021	18.36	20.98	365,663.68	97.14
2022	36.73	41.96	731,327.35	194.27
2023	55.09	62.95	1,096,991.03	291.41
2024	73.45	83.93	1,462,654.71	388.54
2025	91.82	104.91	1,828,318.39	485.68
2026	110.18	125.89	2,193,982.06	582.81
2027	128.54	146.88	2,559,645.74	679.95
2028	146.90	167.86	2,925,309.42	777.09
2029	165.27	188.84	3,290,973.10	874.22
2030	183.63	209.82	3,656,636.77	971.36

ตาຕະລາງ A-12 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າໃນລົດໄຟຟ້າ

ປີ	ຄວາມຕ້ອງການ ພະລັງງານໄຟຟ້າ (GWh)	ມູນຄ່າໃຊ້ ຈ່າຍຄ່າໄຟຟ້າ (ລ້ານກີບ)
2020	-	-
2021	132.25	97,070.57
2022	264.50	194,141.14
2023	396.75	291,211.70
2024	528.99	388,282.27
2025	661.24	485,352.84
2026	793.49	582,423.41
2027	925.74	679,493.98
2028	1,057.99	776,564.54
2029	1,190.24	873,635.11
2030	1,322.49	970,705.68

ຕາຕະລາງ A-13 ສົມທຽບມູນຄ່າໃຊ້ຈ່າຍລະຫວ່າງການນຳໃຊ້ລົດທີ່ໃຊ້ນຳມັນ ແລະ ລົດທີ່ໃຊ້ໄຟຟ້າ

ປີ	ມູນຄ່າໃຊ້ຈ່າຍນ້ຳມັນທັງໝົດ (ລ້ານກີບ)	ມູນຄ່າໃຊ້ຈ່າຍຄ່າໄຟຟ້າ (ລ້ານກີບ)	ການນຳໃຊ້ໄຟຟ້າປະຢັດກ່ອນ (ລ້ານກີບ)	ສາມາດຫຼຸດຜ່ອນ CO2 (kton)
2020	-	-	-	-
2021	365,663.68	97,070.57	268,593.11	97.14
2022	731,327.35	194,141.14	537,186.22	194.27
2023	1,096,991.03	291,211.70	805,779.33	291.41
2024	1,462,654.71	388,282.27	1,074,372.44	388.54
2025	1,828,318.39	485,352.84	1,342,965.55	485.68
2026	2,193,982.06	582,423.41	1,611,558.66	582.81
2027	2,559,645.74	679,493.98	1,880,151.76	679.95
2028	2,925,309.42	776,564.54	2,148,744.87	777.09
2029	3,290,973.10	873,635.11	2,417,337.98	874.22
2030	3,656,636.77	970,705.68	2,685,931.09	971.36

ການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນກໍລະນີອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສູງ

ກໍລະນີນີ້ແມ່ນຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນຂະແໜງອຸດສາຫະກຳຕາມແຜນຄວາມຕ້ອງການຂອງໂຄງການອຸດສາຫະກຳທີ່ໄດ້ຂໍ້ມູນຈາກໄຟຟ້າລາວ, ໂດຍມີຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານດັ່ງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ A-14 ແຜນຄວາມຕ້ອງການຂອງອຸດສາຫະກຳທົ່ວປະເທດ ໄຟຟ້າລາວຄາດການ (ຫົວໜ່ວຍ: GWh)

ປີ	ຄວາມຕ້ອງການ ພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງອຸດສາຫະກຳທັງໝົດ	ອັດຕາການ ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 2018-2030 (%)
2018	1,669.62	12.8%
2019	2,786.21	
2020	3,946.12	
2021	4,218.81	
2022	4,491.81	
2023	4,823.71	
2024	5,133.36	

2025	5,431.16
2026	5,772.86
2027	6,166.07
2028	6,557.48
2029	6,984.18
2030	7,108.38

ຕາຕະລາງຂ້າງເທິ່ງແມ່ນແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃນຂະແໜງອຸດສາຫະກຳ ຂອງ ສປປ ລາວ ທີ່ໄຟຟ້າລາວຄາດຄະເນ, ໂດຍອັດຕາຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍຕໍ່ປີແມ່ນປະມານ 12.8% ແຕ່ປີ 2018 ຫາ 2030. ແຕ່ເນື່ອງຈາກກໍລະນີສຶກສານີ້ແມ່ນກໍລະນີຄາດການໃຫ້ມີອຸດສາຫະກຳຂະຫຍາຍຕົວສູງ, ດັ່ງນັ້ນອີງຕາມຜົນການສຳຫຼວດຂໍ້ມູນຂອງວິຊາການ ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ ທີ່ໄດ້ລົງສະໜາມຕົວຈິງໃນວັນທີ 08-11/2019 ເຫັນວ່າເຂດເສດຖະກິດພິເສດບໍ່ເຕ່ນມີທ່າແຮງຂະຫຍາຍຕົວ ແລະ ມີຄວາມຕ້ອງການຂ້ອນຂ້າງສູງ ເມື່ອທຽບໃສ່ ການຄາດຄະເນຂອງໄຟຟ້າລາວ ຈະເຫັນມີຄວາມແຕກຕ່າງດັ່ງຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ A-15 ສົມທຽບການຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າເຂດເສດຖະກິດພິເສດບໍ່ເຕ່ນແຂວງຫຼວງນ້ຳທາ ຂອງ ກະຊວງ ແລະ ໄຟຟ້າລາວ

A/F	ປີ	ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງເຂດເສດຖະກິດພິເສດບໍ່ເຕ່ນ, ຄາດການໂດຍ ກະຊວງ (GWh)	ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງເຂດເສດຖະກິດພິເສດບໍ່ເຕ່ນ, ຄາດການໂດຍ ໄຟຟ້າລາວ (GWh)
Actual	**2018**	8.90	
	2019	12.59	
Forecasting	**2020**	19.00	
	2021	21.00	
	2022	27.96	3
	2023	37.22	3.6
	2024	49.55	4.3
	2025	65.97	4.9
	2026	82.46	5.5
	2027	103.07	6.1
	2028	128.84	6.8
	2029	161.05	7.4
	2030	201.31	8

ແລະ ອີກໂຄງການໜຶ່ງທີ່ມີທ່າແຮງຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຄືໂຄງການ AMATA Smart City ຢູ່ເມືອງຫຼວງນ້ຳທາ, ນາ ເຕີຍ ແຂວງຫຼວງ ແລະ ນາໝໍ້, ແຂວງອຸດົມໄຊ. ຈາກການນຳສະເໜີແຜນຜັດທະນາໂຄງການ, ແຜນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າ ແລະ ແຜນດຳເນີນງານ ຂອງ ບໍລິສັດ AMATA ໃນວັນທີ 25/10/2019 ທີ່ຜ່ານມາ ທີ ຫ້ອງ ຈຳລອງ ກົມນະໂຍບາຍ ແລະ ແຜນພະລັງງານ, ກະຊວງພະລັງງານ ແລະ ບໍ່ແຮ່ ໃຫ້ຮູ້ວ່າ ຈາກ ປີ 2020 ຫາ 2030 ແມ່ນຊ້ອງກໍ່ສ້າງໂຄງການ ແລະ ຄາດວ່າຈະມີຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າສູງສຸດເຖິງ 500 MW. ໂດຍມີລາຍລະອຽດດັ່ງຕາຕະລາງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ A-16 ຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າຂອງໂຄງການ AMATA smart City ໂດຍກະຊວງພະລັງງານ

ປີ	ກຳລັງງານ (MW)	ພະລັງງານ (GWh)	Laod Factor (%)
2019	0	0	0
2020	45.45	159.27	40%
2021	90.91	318.55	40%
2022	136.36	537.55	45%
2023	181.82	716.73	45%
2024	227.27	995.45	50%
2025	272.73	1,314.00	55%
2026	318.18	1,672.36	60%
2027	363.64	1,911.27	60%
2028	409.09	2,150.18	60%
2029	454.55	2,389.09	60%
2030	500.00	2,628.00	60%

ດັ່ງນັ້ນ, ຈາກຂໍ້ມູນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າທັງ ສອງ ໂຄງການທີ່ກ່າວມາຂ້າງເທິງ ວິຊາການ ຂອງ ກມຜ ຈຶ່ງນຳເອົາຂໍ້ມູນ ຄວາມຕ້ອງການໃຫ່ມນີ້ມາຄາດຄະເນຄວາມຕ້ອງການໄຟຟ້າໃຫ້ຢູ່ໃນກໍລະນີທີ 2 ຄື ກໍລະນີສຶກສາຄາດຄະເນຄວາມ ຕ້ອງການໄຟຟ້າທີ່ມີອຸດສາຫະກຳຂະຫາຍາຍຕົວສູງ. ໂດຍມີຂໍ້ມູນດັ່ງລຸ່ມນີ້:

ຕາຕະລາງ A-17 ຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂະແໜງອຸດສາຫະກຳທີ່ປັບປຸງໃຫ່ມ ໂດຍ ກນຜ

ປີ	ຄວາມຕ້ອງການ ພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງອຸດສາຫະກຳທັ້ງໝົດ (GWh)	ອັດຕາການ ຂະຫຍາຍຕົວສະເລ່ຍ 2018-2030 (%)
2018	1,678.52	14.7%
2019	2,798.80	
2020	4,010.58	
2021	4,330.72	
2022	4,653.13	
2023	5,039.15	
2024	5,405.88	
2025	5,764.96	
2026	6,168.00	
2027	6,626.68	
2028	7,088.61	
2029	7,592.38	
2030	7,801.70	

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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	600	649	693	732	768	928	5.0%
ວຽງຈັນ	703	760	811	857	898	1,082	4.9%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ໄຊສົມບຸນ	80	91	100	109	118	167	8.5%
ວຽງຈັນ	92	97	108	115	120	153	5.8%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ລວມ	**1,396**	**1,554**	**1,723**	**1,871**	**2,012**	**2,760**	**7.9%**

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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	696	748	800	854	899	1,146	6%
ວຽງຈັນ	815	875	936	999	1,051	1,336	6%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	83	92	103	114	125	193	10%
ວຽງຈັນ	93	99	111	122	129	178	7%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	705	766	826	889	942	1,225	6.3%
ວຽງຈັນ	826	897	967	1,040	1,102	1,429	6.3%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ລວມ	**10,063**	**11,106**	**12,184**	**13,323**	**14,363**	**20,415**	**8.2%**

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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	83	94	106	119	131	208	11%
ວຽງຈັນ	93	101	115	127	135	191	8%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	588	629	662	691	716	829	3.9%
ວຽງຈັນ	689	736	775	808	837	967	3.8%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
ຫຼວງນ້ຳທາ	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%
ໄຊສົມບຸນ	81	91	98	106	113	153	7%
ວຽງຈັນ	92	97	106	112	115	140	5%
ໄຊຍະບຸລີ	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%
Total	**8,564**	**9,419**	**10,212**	**10,978**	**11,712**	**15,464**	**6.8%**

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%
Total	**8,705**	**9,691**	**10,617**	**11,515**	**12,380**	**16,787**	**7.6%**

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%
Total	**9,941**	**10,851**	**11,797**	**12,803**	**13,709**	**19,092**	**7.5%**

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%
Total	**10,073**	**11,116**	**12,193**	**13,332**	**14,371**	**20,415**	**8.2%**

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%
Total	**8,398**	**9,126**	**9,767**	**10,361**	**10,918**	**13,820**	**5.7%**

ຕາຕະລາງ A-31 ສົມທຽບຄວາມຕ້ອງການພະລັງງານໄຟຟ້າຂອງສະຖາບັນຕ່າງໆ (ຫົວໜ່ວຍ:GWh)

	DEPP/MEM									
Year	BAU	EV	IN	EV+IN	Covid19	EDL	USAID	IAEA	JICA	PWC
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
2030	15,464	16,787	19,092	20,415	2,571	13,820	15,032	13,982	9,605	17,597
AAGR	6.8%	7.6%	7.5%	8.2%	4.8%	5.7%	5.8%	7.4%	5.6%	6.1%

ຕາຕະລາງ A-32 ສົມທຽບຄວາມຕ້ອງການກຳລັງໄຟຟ້າຂອງສະຖາບັນຕ່າງໆ (ຫົວໜ່ວຍ: MW)

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

ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) B

ແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ (Power Generation Source)

ຕາຕະລາງ B-1: ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ກໍລະນີພື້ນຖານ (BAU)

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ແຂວງ	ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)	ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)	ສະຖານະພາບ (Status)	ປີຜະລິດໄຟ (COD)	ໝາຍເຫດ
1	ນ້ຳດິງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	O	1970	
2	ແຊລະບໍ	ຈຳປາສັກ	5	25	O	1970	
3	ນ້ຳງື່ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	O	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	O	1991	
5	ນ້ຳກໍ	ອຸດົມໄຊ	2	8	O	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	O	1999	
7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບຸນ	60	215	O	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	O	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	O	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	O	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	O	2011	
12	ນ້ຳລິກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	O	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	O	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	O	2011	
15	ນ້ຳງື່ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	O	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	O	2011	

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

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

52	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	O	2018	
53	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໃໝ່)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	O	2018	
56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	O	2019	
57	ນ້ຳລີກ 1	ວຽງຈັນ	64	256	O	2019	
58	ນ້ຳງຽບ 2B	ຊຽງຂວາງ	9	76	O	2019	
59	ນ້ຳແຈ 1	ໄຊສົມບູນ	15	64	O	2019	
60	ນ້ຳເປັນ 1	ຫົວພັນ	26	72	O	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳຫງຽບຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄຳໄຊ	18	105	O	2019	
62	ນ້ຳກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	O	2019	
63	ນ້ຳຜາໃຫຍ່ ບວກຜາກ ຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	O	2019	
64	ນ້ຳຊໍ່	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	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ัน (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	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝອກ)	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	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	ນ້ຳຮີງ 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	ນ້ຳງື່ມ 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	ນ້ຳພູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	
98	ນ້ຳສະໜ່ອຍ	ວຽງຈັນ	5	28	C	2024	
99	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ລະມານ	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	ນ້ຳຕັ້ງ	ບໍລິຄຳໄຊ	12,80	42,50	PPA	2025	
103	ຫ້ວຍສາຍນ້ຳຂອງ	ບໍລິຄຳໄຊ	13,60	47,57	PPA	2025	
104	ນ້ຳແຈ	ໄຊສົມບູນ	7,50	26,00	PPA	2025	
105	ເຂື່ອນປາກງຶ່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	
106	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ່ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
107	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
108	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບ໋ວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຝຟລ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕົດຕັ້ງເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນຕ່າງຫາກ

109	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
110	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	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**	**ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)**	**ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)**	**ສະຖານະພາບ (Status)**	**ປີຜະລິດໄຟຟ້າ**	**ໝາຍເຫດ**
1	ນ້ຳດິງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	O	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	O	1970	
3	ນ້ຳງື່ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	O	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	O	1991	
5	ນ້ຳກຳ	ອຸດົມໄຊ	2	8	O	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	O	1999	
7	ນ້ຳເລີກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	O	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	O	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	O	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	O	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	O	2011	

12	ນ້ຳລີກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	O	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	O	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	O	2011	
15	ນ້ຳງື່ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	O	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	O	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	O	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	O	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	O	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	O	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	O	2015	
22	ນ້ຳແສນ (ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	O	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	O	2014	
24	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	O	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົ້ງສາ	ໄຊຍະບຸລີ	100	670	O	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	O	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	O	2016	
28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	O	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	O	2015	

30	ຫ້ວຍລຳພັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	O	2015	
31	ນ້ຳແບ	ອຸດົມໄຊ	36	142	O	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	O	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	O	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	O	2016	
35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	O	2016	
36	ນ້ຳມັງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	O	2016	
37	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	O	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	O	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	O	2017	
40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວພັນ	12	68	O	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	O	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	O	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	O	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	O	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2017	
46	ຫ້ວຍເປາະ	ສາລະວັນ	15	60	O	2018	
47	ເຊກະຕຳ 1 - ເຊນ້ຳນ້ອຍ 2	ຈຳປາສັກ	13	79	O	2017	
48	ນ້ຳທາ1	ບໍແກ້ວ	168	759	O	2018	

49	ນ້ຳໄຜ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	O	2018	
50	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7, 8)	ວຽງຈັນ	80	360	O	2018	
51	ນ້ຳງື່ມແກ້ງຄວນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	O	2018	
52	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	O	2018	
53	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໃໝ່)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	O	2018	
56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	O	2019	
57	ນ້ຳລີກ 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	ນ້ຳຊໍ່	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	ນ້ຳງື່ມ 1 ຜາກະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ຫາດໝອກ)	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	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	ໄຊຍະບຸລີ	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	ນ້ຳງື່ມ 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	ນ້ຳພູນ	ໄຊຍະບູລີ	45	185	CA	2024	
98	ນ້ຳສະໜ່ອຍ	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	ນ້ຳຕັ໋ງ	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	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ໋ງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	
107	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ໋ງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
108	ຫ້ວຍກະອວນ	ອັດຕະປື	14,80	58,34	PPA	2026	

109	ນ້ຳມອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	439	FS	2026	
110	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	
111	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງແກ່ວ)	ສະຫວັນນະເຂດ	110	350	PDA	2026	
112	ນ້ຳທາ 2	ຫຼວງນ້ຳທາ	60	219,46	FS	2027	
113	ຫຼວງພະບາງ (ແມ່ຂອງ)	ຫຼວງພະບາງ	60	272	PDA	2027	
114	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຈຳປາສັກ	ຈຳປາສັກ	200	343	Plan	2027	
115	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບໍ່ວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຟຟລ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນຕ່າງຫາກ
116	ຫ້ວຍເຫາະ (retirement)	ອັດຕະປື	150	408	O	2029	
	ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)		**3.054**	**13.311**			
	ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030		**6.208**	**27.978**			

ຕາຕະລາງ B-3: ແຜນພັດທະນາແຫຼ່ງຜະລິດໄຟຟ້າ ເພື່ອສະໜອງໃຫ້ກໍລະນີອຸດສະຫະກຳເພີ່ມຂຶ້ນ (IN)

ລ/ດ	**ຊື່ໂຄງການ**	**ແຂວງ**	**ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)**	**ກຳລັງການຜະລິດ (GWh)**	**ສະຖານະພາບ (Status)**	**ປີຜະລິດໄຟຟ້າ**	**ໝາຍເຫດ**
1	ນ້ຳຖົ່ງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	O	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	O	1970	
3	ນ້ຳງື່ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	O	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	O	1991	

5	ນ້ຳກໍ	ອຸດົມໄຊ	2	8	O	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	O	1999	
7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	O	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	O	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	O	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	O	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	O	2011	
12	ນ້ຳລິກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	O	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	O	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	O	2011	
15	ນ້ຳງື່ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	O	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	O	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	O	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	O	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	O	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	O	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	O	2015	
22	ນ້ຳແສນ(ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	O	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	O	2014	
24	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	O	2013	

25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	O	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	
26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	O	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	O	2016	
28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	O	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	O	2015	
30	ຫ້ວຍລຳພັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	O	2015	
31	ນ້ຳແບ່ງ	ອຸດົມໄຊ	36	142	O	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	O	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	O	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	O	2016	
35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	O	2016	
36	ນ້ຳມັ່ງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	O	2016	
37	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	O	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	O	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	O	2017	
40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວພັນ	12	68	O	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	O	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	O	2017	

43	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	ນะຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	O	2017	
44	ນ้ำไผ่	ไຊสิมบูน	86	420	O	2018	
45	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	ນะຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2017	
46	ห้วยเปาะ	สาละอ้ัน	15	60	O	2018	
47	เซกะตำ 1 - เซน้ำน้อย 2	จำปาสัก	13	79	O	2017	
48	น้ำหา1	บ่แก้ว	168	759	O	2018	
49	น้ำไผ (*)	วຽงจัน	3	11	O	2018	
50	น้ำงึ่ม 1 พากะขยาย (จัก เบิ 7, 8)	วຽงจัน	80	360	O	2018	
51	น้ำงึ่มแก้งคอน	ซຽงขวาง	1	5	O	2018	
52	โฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	ນะຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	O	2018	
53	โฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	ນะຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
54	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ิน (บ้านไหม่)	ນะຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
55	ห้วยจรูด	จำปาสัก	8	39	O	2018	
56	เขื่อนน้ำของไซยะบูลิ	ไซยะบูลิ	60	334	O	2019	
57	น้ำลิก 1	วຽงจัน	64	256	O	2019	
58	น้ำงรบ 2B	ซຽงขวาง	9	76	O	2019	
59	น้ำแจ 1	ไซสิมบูน	15	64	O	2019	

60	ນ້ຳເປີນ 1	ຫົວພັນ	26	72	O	2019	
61	ເຂື່ອນໄຟຟ້ານ້ຳທາງຽບຕອນລຸ່ມ	ບໍລິຄຳໄຊ	18	105	O	2019	
62	ນ້ຳກາບ	ໄຊສົມບູນ	12	55	O	2019	
63	ນ້ຳຜາໃຫຍ່ ບວກຜາກ ຂະຫຍາຍ	ໄຊສົມບູນ	19	104	O	2019	
64	ນ້ຳຊໍ່	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	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	

76	ນ້ຳທາ (ທາດໝອກ)	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	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	ນ້ຳຮິ່ງ 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	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	สะหวันนะเขด	100	157,68	Plan	2022	
90	น้ำธาว	ຫ้ວຍผัน	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 12% ຫຼື Edry/Ewet = 60% ต้องได้ปับปุง
91	น้ำงึ่ม 4	ซ฽งฃวาง	240	1040	C	2023	Emin/Emax = 13% ຫຼື Edry/Ewet = 57% ต้องได้ปับปุง
92	ห้วยยอย-ห้วยคิด	จำปาสัก	15	65,7	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 41% ต้องได้ปับปุง
93	น้ำมอม 1	ຫ้ວຍผัน	10	40,8	C	2023	
94	ห้วยกะเผี	สาละวัน	5	22,5	C	2023	Emin/Emax = 18% ຫຼື Edry/Ewet = 52% ต้องได้ปับปุง
95	น้ำปุงเลาะ	บ่แก้ว	5	19,27	C	2023	Emin/Emax = 14% ຫຼື Edry/Ewet = 39% ต้องได้ปับปุง
96	น้ำดิก 1	ຫ้ວຍผัน	15	78,5	C	2023	Emin/Emax = 22% ຫຼື Edry/Ewet = 75% ต้องได้ปับปุง
97	ไฟฟ้าแสงตาเอ้ิน	บໍลิคำไซ	30	47,3	Plan	2023	
98	น้ำพูม	ไซยะบูลิ	45	185	CA	2024	
99	น้ำสะหม่อย	ว฽งจัน	5	28	C	2024	
100	ไฟฟ้าถวามร้อนถ่านหินละมาน	เซกอง	100	650	CA	2024	
101	ห้วยปาห฼าย	จำปาสัก	30	97	C	2025	Emin/Emax = 26% ຫຼື Edry/Ewet = 69% ต้องได้ปับปุง

102	ไฟฟ้าຖ่ານຫີນ ນ້ຳພານ	ຫົວພັນ	170	1.105	CA	2025	
103	ຕາດສະໂດຍ	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	ນ້ຳຕັ້ງ	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	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ໋ງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	
112	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ໋ງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
113	ນ້ຳມອນ	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 (ບໍ່ລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	200	1486,6	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຟຟລ ມີຄວາມຕ້ອງການ ເພື່ອການສະໜອງພາຍໃນ ໂດຍການຕິດຕັ້ງເຄື່ອງຈັກສະເພາະການສະໜອງພາຍໃນຕ່າງຫາກ
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
	ລວມຕາມແຜນ (2021-2030)		**3.405**	**15.818**			
	ລວມທັງໝົດ ຮອດປີ 2030		**6.560**	**30.485**			

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

ລ/ດ	**ຊື່ໂຄງການ**	**ແຂວງ**	**ກຳລັງຕິດຕັ້ງ (MW)**	**ກຳລັງການຜະລິດ(GWh)**	**ສະຖານະພາບ (Status)**	**ປີຜະລິດໄຟຟ້າ**	**ໝາຍເຫດ**
1	ນ້ຳດິງ	ຫຼວງພະບາງ	1	5	O	1970	
2	ແຊລະບຳ	ຈຳປາສັກ	5	25	O	1970	
3	ນ້ຳງື່ມ 1	ວຽງຈັນ	155	1.025	O	1971	
4	ເຊເສັດ 1	ສາລະວັນ	45	180	O	1991	
5	ນ້ຳກຳ	ອຸດົມໄຊ	2	8	O	1996	
6	ຫ້ວຍເຫາະ	ອັດຕະປື	2	6	O	1999	

7	ນ້ຳເລິກ	ໄຊສົມບູນ	60	215	O	2000	
8	ນ້ຳມັງ 3	ວຽງຈັນ	40	215	O	2009	
9	ເຊເສັດ 2	ສາລະວັນ	86	309	O	2009	
10	ນ້ຳເທີນ2	ຄຳມ່ວນ	75	419	O	2010	
11	ນ້ຳທາ 3	ຫຼວງນ້ຳທາ	1	6	O	2011	
12	ນ້ຳລິກ 1-2	ວຽງຈັນ	100	435	O	2010	
13	ນ້ຳຊອງ	ວຽງຈັນ	6	25	O	2012	
14	ນ້ຳ ຍອນ	ບໍ່ແກ້ວ	3	12	O	2011	
15	ນ້ຳງື່ມ5	ຊຽງຂວາງ/ຫຼວງພະບາງ	120	507	O	2012	
16	ນ້ຳພາວ	ບໍລິຄຳໄຊ	2	9	O	2011	
17	ນ້ຳຍວງ	ບໍລິຄຳໄຊ	60	316	O	2013	
18	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	5	58	O	2013	
19	ຕາດສະແລັນ	ສະຫວັນນະເຂດ	3	17	O	2012	
20	ນ້ຳລອງ	ຫຼວງນ້ຳທາ	6	37	O	2013	
21	ໂຮງງານໄຟຟ້າຈາກາກອ້ອຍ	ອັດຕະປື	30	105	O	2015	
22	ນ້ຳແສນ (ຕາດລ່າງ)	ຊຽງຂວາງ	5	25	O	2014	
23	ນ້ຳສະນາ	ວຽງຈັນ	14	50	O	2014	
24	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 1	ອັດຕະປື	15	101	O	2013	
25	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນຫົ້ງສາ	ໄຊຍະບູລີ	100	670	O	1:6/2015 2:12/2015 3:3/2016	

26	ນ້ຳຄານ 2	ຫຼວງພະບາງ	130	558	O	2015	
27	ນ້ຳອູ 2	ຫຼວງພະບາງ	120	546	O	2016	
28	ນ້ຳງຽບ 3A	ຊຽງຂວາງ	44	152	O	2014	
29	ນ້ຳງຽບ 2	ຊຽງຂວາງ	180	732	O	2015	
30	ຫ້ວຍລຳພັນໃຫຍ່	ເຊກອງ	88	480	O	2015	
31	ນ້ຳແບ	ອຸດົມໄຊ	36	142	O	2017	
32	ນ້ຳຄານ 3	ຫຼວງພະບາງ	60	250	O	2016	
33	ນ້ຳອູ 6	ຜົ້ງສາລີ	180	739	O	2016	
34	ນ້ຳອູ 5	ຜົ້ງສາລີ	240	1.049	O	2016	
35	ນ້ຳໂສ້	ຊຽງຂວາງ	3	12	O	2016	
36	ນ້ຳມັງ 1	ໄຊສົມບູນ	64	445	O	2016	
37	ເຊນ້ຳນ້ອຍ 6	ຈຳປາສັກ	5	27	O	2016	
38	ເຊເສັດ 3	ສາລະວັນ	23	82	O	2017	
39	ນ້ຳງາ 2	ອຸດົມໄຊ	15	63	O	2017	
40	ນ້ຳເປີນ 2	ຫົວພັນ	12	68	O	2017	
41	ນ້ຳງຽບ 2C	ຊຽງຂວາງ	15	33	O	2017	
42	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	8	12,8	O	2017	
43	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	7	11,2	O	2017	
44	ນ້ຳໄຜ່	ໄຊສົມບູນ	86	420	O	2018	
45	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2017	
46	ຫ້ວຍເປາະ	ສາລະວັນ	15	60	O	2018	

47	ເຊກະຕຳ 1 - ເຊນ້ຳນ້ອຍ 2	ຈຳປາສັກ	13	79	O	2017	
48	ນ້ຳທາ1	ບໍແກ້ວ	168	759	O	2018	
49	ນ້ຳໄພ (*)	ວຽງຈັນ	3	11	O	2018	
50	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 7,8)	ວຽງຈັນ	80	360	O	2018	
51	ນ້ຳງື່ມແກ້ງຄອນ	ຊຽງຂວາງ	1	5	O	2018	
52	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	2	3	O	2018	
53	ໂຟຟ້າແສງຕາເວັນ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
54	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (ບ້ານໃໝ່)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	5	8	O	2018	
55	ຫ້ວຍຈຽດ	ຈຳປາສັກ	8	39	O	2018	
56	ເຂື່ອນນ້ຳຂອງໄຊຍະບູລີ	ໄຊຍະບູລີ	60	334	O	2019	
57	ນ້ຳລີກ 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	ນ້ຳຊໍ່	ບໍລິຄຳໄຊ	5	24	O	2019	
65	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກເສດເຈ້ຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	75	536	O	2019	

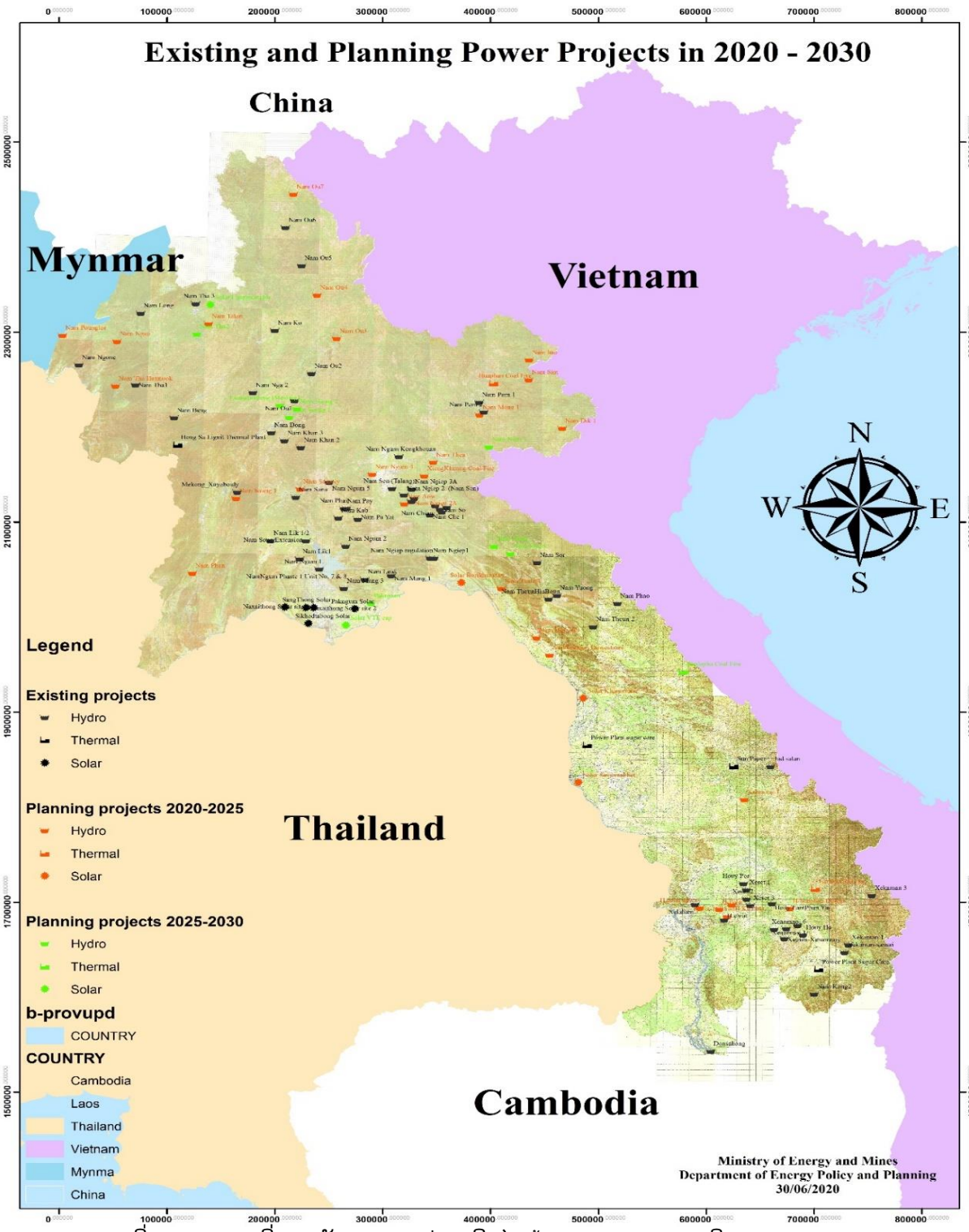
66	ໂຮງໄຟຟ້າຈາກກາກອ້ອຍ	ສະຫວັນນະເຂດ	2	5	O	2019	
67	ນ້ຳອູ 1	ຫຼວງພະບາງ	180	710	O	2020	
68	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (TPGL)	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	15	23	O	2020	
69	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ (GELD)	ສະຫວັນນະເຂດ	10	18	O	2020	
70	ເຊລະນອງ 1	ສະຫວັນນະເຂດ	70	267	O	2020	
71	ນ້ຳແທ້	ຊຽງຂວາງ	15	81	O	2020	
72	ນ້ຳສົມ	ຫົວພັນ	8,4	30	C	2021	Emin/Emax = 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	ນ້ຳງື່ມ 1 ພາກຂະຫຍາຍ (ຈັກເບີ 6)	ວຽງຈັນ	40	59	C	2021	
76	ນ້ຳທາ (ທາດໝອກ)	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	ນ້ຳຕະລາມ	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	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	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	ນ້ຳງື່ມ 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	ນ້ຳດິກ 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	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	ຕາດສະໂດຍ	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	ນ້ຳຕັ້ງ	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	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ່ງ 1 ຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ	3,40	15,13	PPA	2026	
112	ຫ້ວຍນ້ຳພຸ່ງ 2 ຕອນເທິງ	ເຊກອງ	6,00	24,56	PPA	2026	
113	ນ້ຳມອນ	ບໍລິຄຳໄຊ	100	439	FS	2026	
114	ເຂື່ອນປາກງື່ມ	ນະຄອນຫຼວງວຽງຈັນ	85	350	FS	2026	
115	ເຂື່ອນເຊບັ້ງໄຟ 1 (ແກ້ງ ແກ່ວ)	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	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນ ຈຳປາສັກ	ຈຳປາສັກ	200	343	Plan	2027	
123	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ (ບົວລະພາ)	ຄຳມ່ວນ	300	2.230	PDA	2028	ໃນກໍລະນີທີ່ ຟຟລ 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**			
	ລວມທັ້ງໝົດ 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
I. ເຂື່ອນໄຟຟ້າທີ່ກໍ່ສ້າງສຳເລັດ						
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)	
	ລວມ			**572**		
II. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ						
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	ນ້ຳອີ່ມູນ (Nam E moon)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	129		
4	ນ້ຳຊຳ 3 (Nam Xam 3)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	156	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຟົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂົວທາງຈຳກັດ	
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**		

III. ໂຄງການມີຄວາມພ້ອມໃນການເຊັ້ນ PPA (ໃນເດືອນ 1 ປີ 2021)						
1	ນ້ຳຕ່າຍ (Nam Tai)	ໄຊສົມບູນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	21	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຟ້ງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂໍ້ວທ້ງຈຳກັດ	
2	ນ້ຳສັກ (Nam Sak)	ຊຽງຂວ້ງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	18		
3	ນ້ຳຊ້າວ 2 (Nam Xao 2)	ຊຽງຂວ້ງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	5		
4	ນ້ຳຊ້າວ 3 (Nam Xao 3)	ຊຽງຂວ້ງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	12		
5	ນ້ຳຈ້າວ (Nam Chao)	ຊຽງຂວ້ງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
6	ນ້ຳເຍືອ້ງ 1A (Nam Yeurng 1A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	10		
7	ນ້ຳເຍືອ້ງ 1B (Nam Yeurng 1B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
8	ນ້ຳເຍືອ້ງ 2A (Nam Yeurng 2A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
9	ນ້ຳເຍືອ້ງ 2B (Nam Yeurng 2B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
10	ນ້ຳເຍືອ້ງ 3A (Nam Yeurng 3A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	15		
11	ນ້ຳເຍືອ້ງ 3B (Nam Yeurng 3B)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	14		
12	ນ້ຳເນີນ 1 (Nam Neun 1)	ຊຽງຂວ້ງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	124	ບສ ຄອ້ງຊັບພັດທະນາ ນ້ຳເນີນ 1-3	
13	ໄຟຟ້າພະລ້ງ້ງານລ້ມ	ເຊກອ້ງ	Sekong SS - Thanh My SS	600	ບ/ສ Impact Energy Asia	
	ລວມ			**874**		

IV. ໂຄງການທີ່ໄດ້ມອບຂໍ້ຕົກລົງເຫັນດີຊື້-ຂາຍໄຟ (ໃນເດືອນ 12 ປີ 2020)						
1	ຫ້ວຍລະເງ (Houay La Nge)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	60	ບສ/ ໄຟຟ້າຫ້ວຍລະເງ ຈຳກັດ	
2	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນບົວລະພາ (Thermal Bualapha Power)	ຄຳມ່ວນ	Quang Trach SS	2.000	ບ/ສ ບົວລະພາ ພາວເວີ ຈຳກັດ	
	ລວມ			**2.060**		
V. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັ້ນ Tariff MOU ແລ້ວ						
1	ນ້ຳໂມ້ 1 (Nam Mo 1)	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	60	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຟົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ -ຂົວທາງຈຳກັດ	
2	ນ້ຳໂມ້ 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		
4	ໂຮງໄຟຟ້າຖ່ານຫີນນ້ຳພານ	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	300		
	ລວມ			**525**		
VI. ໂຄງການທີ່ຈະມີການເຊັ້ນ 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	ຟຟລ ເຫັນດີ ກ່ຽວ ກັບການສົ່ງອອກ
	ລວມ			**324**		
	ລວມ (I+II+III+IV+V+VI)			**4.874**		

VII. ໂຄງການທີ່ຈະສະເໜີເຊັນ Tariff MOU ໃນຕໍ່ໜ້າ						
1	ນ້ຳຊຳ 1A (Nam Xam 1A)	ຫົວພັນ	Samtai SS - Hoa Na SS	50	ກຸ່ມບໍລິສັດ ພົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ ຂົວທາງຈຳກັດ	
2	ນ້ຳບາກ 2 (Nam Bak 2)	ໄຊສົມບູນ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	120	EDL-GEN+IPP	
3	ນ້ຳເມີນ ຕອນລຸ່ມ	ຊຽງຂວາງ		30		
4	ນ້ຳລັນ 1	ຊຽງຂວາງ		12		
5	ນ້ຳລັນ 2	ຊຽງຂວາງ		8		
6	ນ້ຳດຶກ 1	ຫົວພັນ		15		ແຜນນຳໃຊ້ພາຍໃນ
7	ນ້ຳດຶກ 2	ຫົວພັນ		15		
8	ນ້ຳດຶກ 3	ຫົວພັນ		10		
9	ນ້ຳບີ 1,2,3 (Nam Bi1,2,3)	ເຊກອງ	Sekong SS - Thanh My SS	135		
10	ຫ້ວຍປະຢູຕອນເທິງ	ເຊກອງ		11		
11	ຫ້ວຍປະຢູຕອນລຸ່ມ	ເຊກອງ		33		
12	ຫ້ວຍຈາລິອ 1	ເຊກອງ		11		
13	ຫ້ວຍຈາລິອ 2	ເຊກອງ		13		
14	ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນກະລືມ	ເຊກອງ		900		
15	ຫ້ວຍປາລອດ 1	ອັດຕະປື	Namkong 2 SS - Plei Ku SS	10		
16	ຫ້ວຍປາລອດ 2	ອັດຕະປື		44		
17	ນ້ຳກົງ 0	ອັດຕະປື		25		
18	ເຊປຽນຕອນລຸ່ມ	ອັດຕະປື		15		

19	ເຊລະນອງ 1	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	70	ບໍລິສັດ ເຊລະນອງ 1 (EDL)	ແຜນນຳໃຊ້ພາຍໃນ
20	ເຊບັ້ງຫຽງ 2	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	40	ບໍລິສັດ ສະຫັວນ ພັດທະນາ ພະລັງງານ ຈຳກັດ	
21	ແກ້ງລາແທ້ງ	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	25		
22	ເຊໂປນແກ້ງໄຄ້	ສາລະວັນ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	15		
23	ເຊລະນອງ ຕ້ັງເອີນ	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	60		
24	ເຊລະນອງອາຊິ	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	60		
25	ຕາດສະໂຄ່ຍ	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	32	ບໍລິສັດ ບີ້ກຼີມ (EDL)	ແຜນນຳໃຊ້ພາຍໃນ
26	ໂຮງໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນເຊໂປນ	ສະຫັວນນະເຂດ	Sepon 2 SS-Quang Tri SS	75	ບໍລິສັດ ຊັນເປເປີ (EDL)	
	ລວມ			**1.859**		
VII. ໂຄງການທີ່ຈະນຳສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍຫວຽດນາມເພື່ອບັນຈຸເຂົ້າແຜນໃນຕໍ່ໜ້າ						
1	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນຫົວພັນ		Huamueng 500kV SS-Nho Quan	350	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຜົງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ-ຂົວທາງຈຳກັດ	
2	ນ້ຳແອດ 1		Et1-Et2-Huamueng SS	20		
3	ນ້ຳແອດ 2		Et2-Huamueng SS	30		
4	ນ້ຳແອດ 3		Et3-Et2-Huamueng SS	30		
5	ນ້ຳແອດ 4		Et4-Et3-Et2-Huamueng SS	36		
6	ນ້ຳແອດ 5		Et5-Et4-Et3-Et2-Huamueng SS	66		
7	ນ້ຳແອດ 6		Et6-Et5...-Et2-Huamueng SS	40		
8	ນ້ຳມ້ຳ 1 (Nam Ma 1)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	54		

9	ນ້ຳມ້ຳ 1 A (Nam Ma 1A)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	32		
10	ນ້ຳມ້ຳ 2 (Nam Ma 2)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	48		
11	ນ້ຳມ້ຳ 2A (Nam Ma 2A)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	20		
12	ນ້ຳມ້ຳ 3 (Nam Ma 3)		Nam Ma1-Huamueng SS-NhoQuan	25		
13	ນ້ຳໂມ້ 1A	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	30		
14	ນ້ຳໂມ້ 1B		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	30		
15	ນ້ຳໂມ້ 2A		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	15		
16	ນ້ຳຊາວ 4		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	9		
17	ນ້ຳຈາວ 2		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	6		
18	ນ້ຳປ່ຽ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	9		
19	ນ້ຳກຽວ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
20	ນ້ຳໃສ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝຽຊັບທະວີ ກໍ່ສ້ຳງ-ຂົວທຳງຈຳກັດ	
21	ນ້ຳປວກ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	8		
22	ນ້ຳຢ້ຽມ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	10		
23	ນ້ຳຈຽດ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	3		
24	ນ້ຳລຽງ		Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	4		
25	ນ້ຳເຜືອກ 1	ໄຊສົມບຸນ	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	ເຊຂະໝານ 2A (Xekaman 2A)	ເຊກອງ	To Xekaman 2B-Monsoos Wind 600MW-Thanh My	30		
36	ເຊຂະໝານ 2B (Xekaman 2B)	ເຊກອງ	Xekaman 2B-Monsoos Wind 600MW-Thanh My	185		
37	ຫ້ວຍຈະຣ໊ກ 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	ກຸ່ມບໍລິສັດ ຝ່ງຊັບທະວີ ກໍ່ສ້າງ-ຂົວທາງຈຳກັດ	
42	ນ້ຳເຢືອງ 3	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	9		
43	ນ້ຳເຢືອງ 4	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	11		
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	ນ້ຳກະທຶບບາຍ 1	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	70		
49	ນ້ຳກະທຶບບາຍ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	16		
50	ນ້ຳກະທຶບບາຍ 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	ພະລັງງານລົມເຊກອງ 2	ເຊກອງ	Monsoos Wind 600MW-Thanh My	600		
54	ພະລັງງານລົມອັດຕະປື	ເຊກອງ	To Bor Ei SS	500		
55	ນ້ຳມັກ 1	ຊຽງຂວາງ	Nam Mo2 SS - Ban Ve SS	80		
56	ນ້ຳມັກ 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	EDL-Gen+IPP	
60	ເຊປຽນອຍຫ້ວຍສ້-	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	

	ລວມ			5.109		
	ລວມທັ້ງໝົດ			11.842		

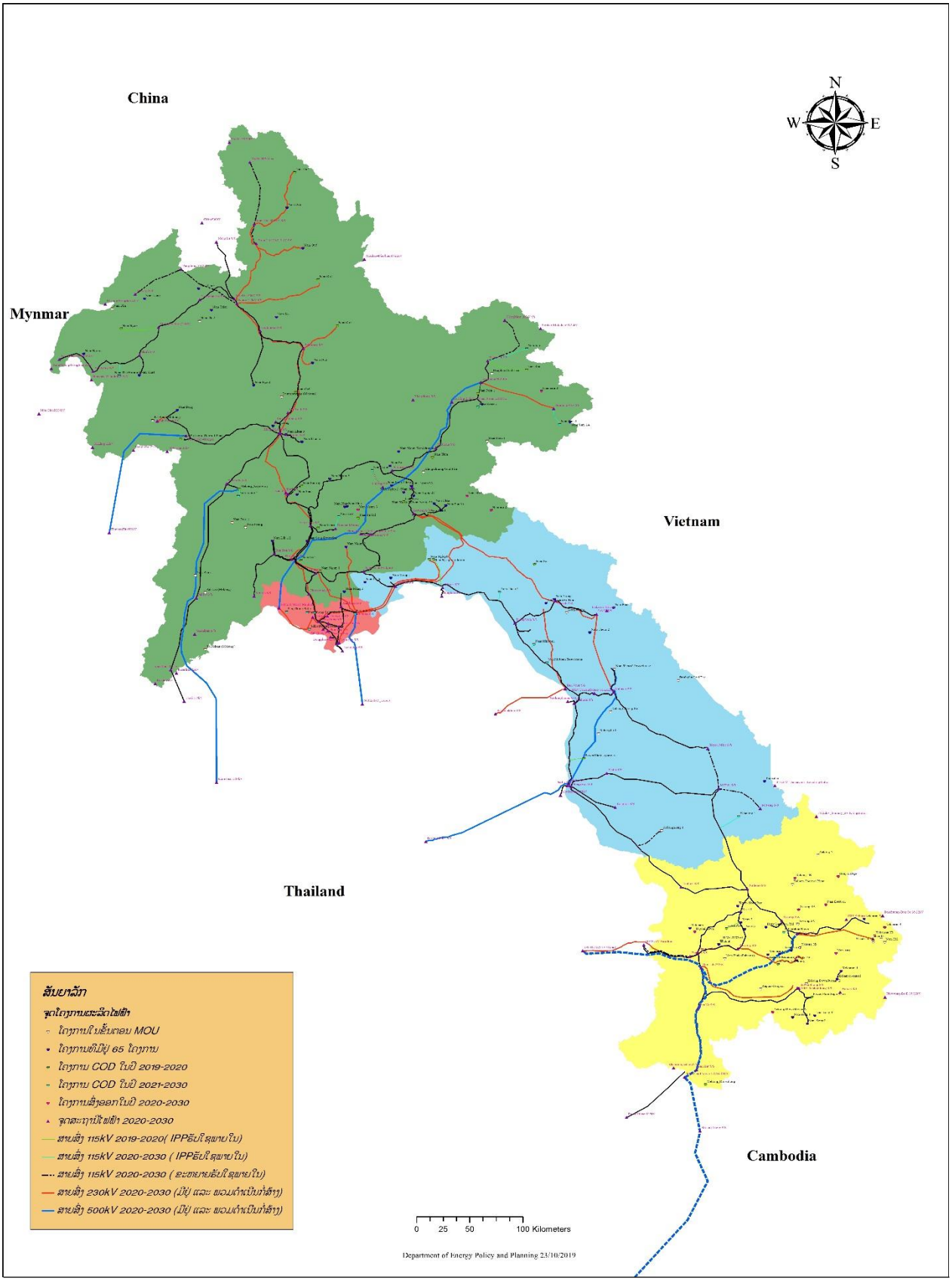
ຕາຕະລາງ B- 6: ໂຄງການທີ່ສຳເລັດກໍ່ສ້າງ ແລະ ມີແຜນສົ່ງອອກ ກຳປູເຈຍ ໄລຍະປີ 2021-2030

ລ/ດ	ຊື່ໂຄງການ	ທີ່ຕັ້ງ ໂຄງການ	ຈຸດເຊື່ອມຕໍ່	ກຳລັງຕິດ ຕັ້ງ (MW)	ຜູ້ພັດທະນາ	COD
I. ສົ່ງອອກຜ່ານມາ						
1	ສົ່ງອອກຈາກລະບົບຂອງໄຟຟ້າລາວໄປຍັງແຂວງ ພະວິເຫຍ ແລະ ຈະເພີ່ມເປັນ 120MW			60	EDL Export	
2	ເຂື່ອນດອນສະໂຮງ		Ban Hat SS-Stungteng SS	195	Dongsahong power	
	ລວມ			255		
II. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ)EDL ກັບ EDC)						
1	ເຂື່ອນດອນສະໂຮງ (1 Unit)	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	65	Donsahong (EDL Export)	11/2021
2	ເຂື່ອນເຊປ່ຽນເຊນ້ຳນ້ອຍ-	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

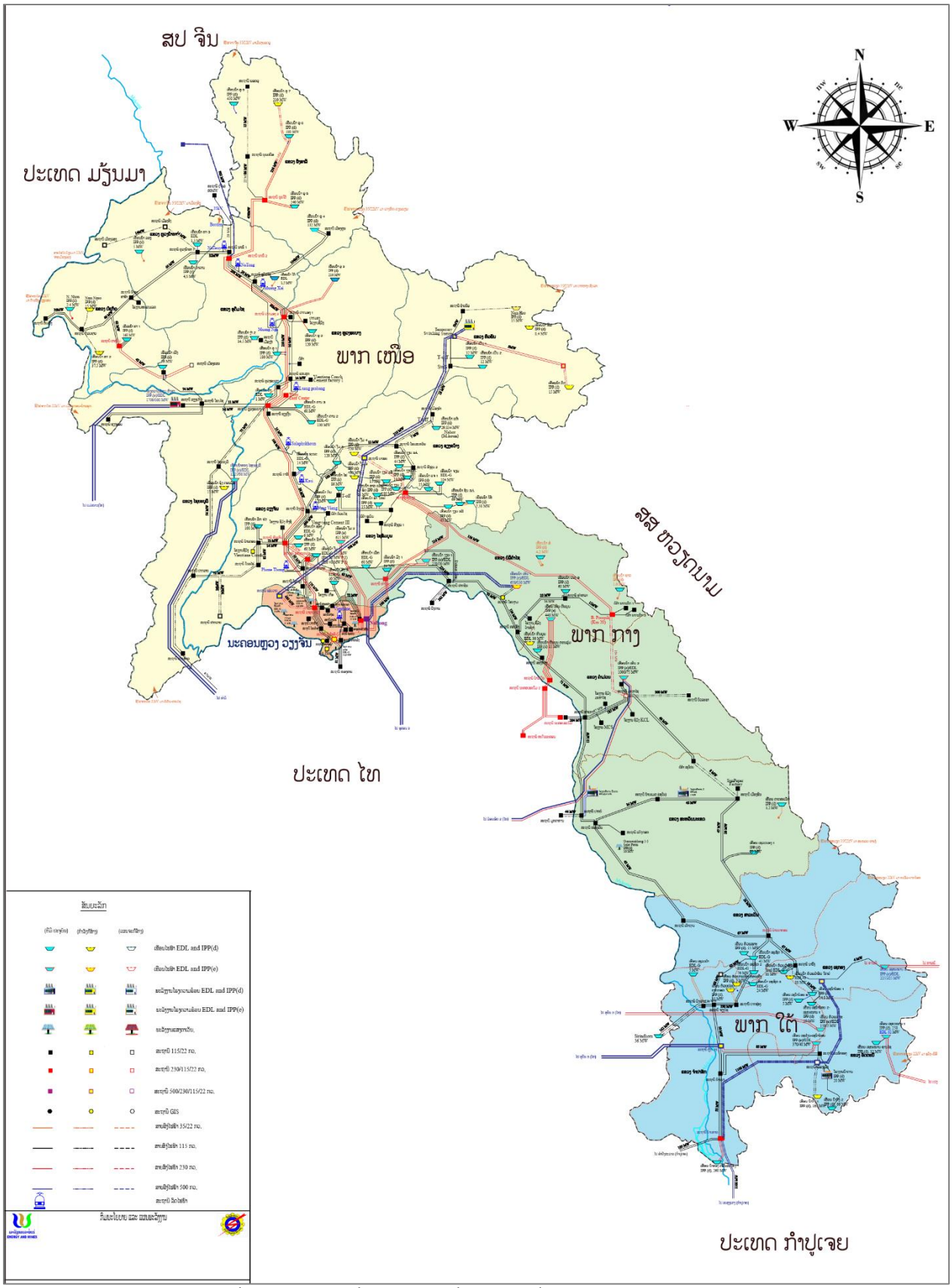
6	ເຂື່ອນນ້ຳພາກ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	128	NamPhak (EDL Export)	11/2023
7	ເຂື່ອນຫ້ວຍປາຫຼາຍ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	30	Houypalai (EDL Export)	11/2023
8	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ (ໂຮງຊີມັງສາລະວັນ)	ສາລະວັນ	Ban Hat SS-Stungteng SS	200	Salavan Coal (EDL Export)	11/2023
	ລວມ			**743**		
III. ໂຄງການທີ່ໄດ້ເຊັນ PPA ແລ້ວ (IPP ກັບ EDC)						
1	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ລະມາມ	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	600	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນລະມາມ	2024
2	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລືມ Unit 1	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	600	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລືມ	2025
3	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລືມ Unit 2	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	600	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລືມ	2026
4	ໄຟຟ້າຄວາມຮ້ອນຖ່ານຫີນ ກະລືມ Unit 3	ເຊກອງ	Ban Hat SS-Stungteng SS	600	ບສ ໄຟຟ້າຖ່ານຫີນ ກະລືມ	2027
	ລວມ			**2.400**		
IV. ໂຄງການທີ່ຈະນຳສະເໜີຕໍ່ຝ່າຍກຳປູເຈຍເພື່ອບັນຈຸເຂົ້າແຜນໃນຕໍ່ໜ້າ						
1	ໄຟຟ້າແສງຕາເວັນເມືອງໂຂງ	ຈຳປາສັກ	Ban Hat SS-Stungteng SS	769	ບໍລິສັດ ເມືອງໂຂງ ຄຣີນ ເອເນີຈີ ຈຳກັດ.	2025
	ລວມທັງໝົດ			**3.912**		

ເອກະສານຊ້ອນທ້າຍ (Appendixes) C

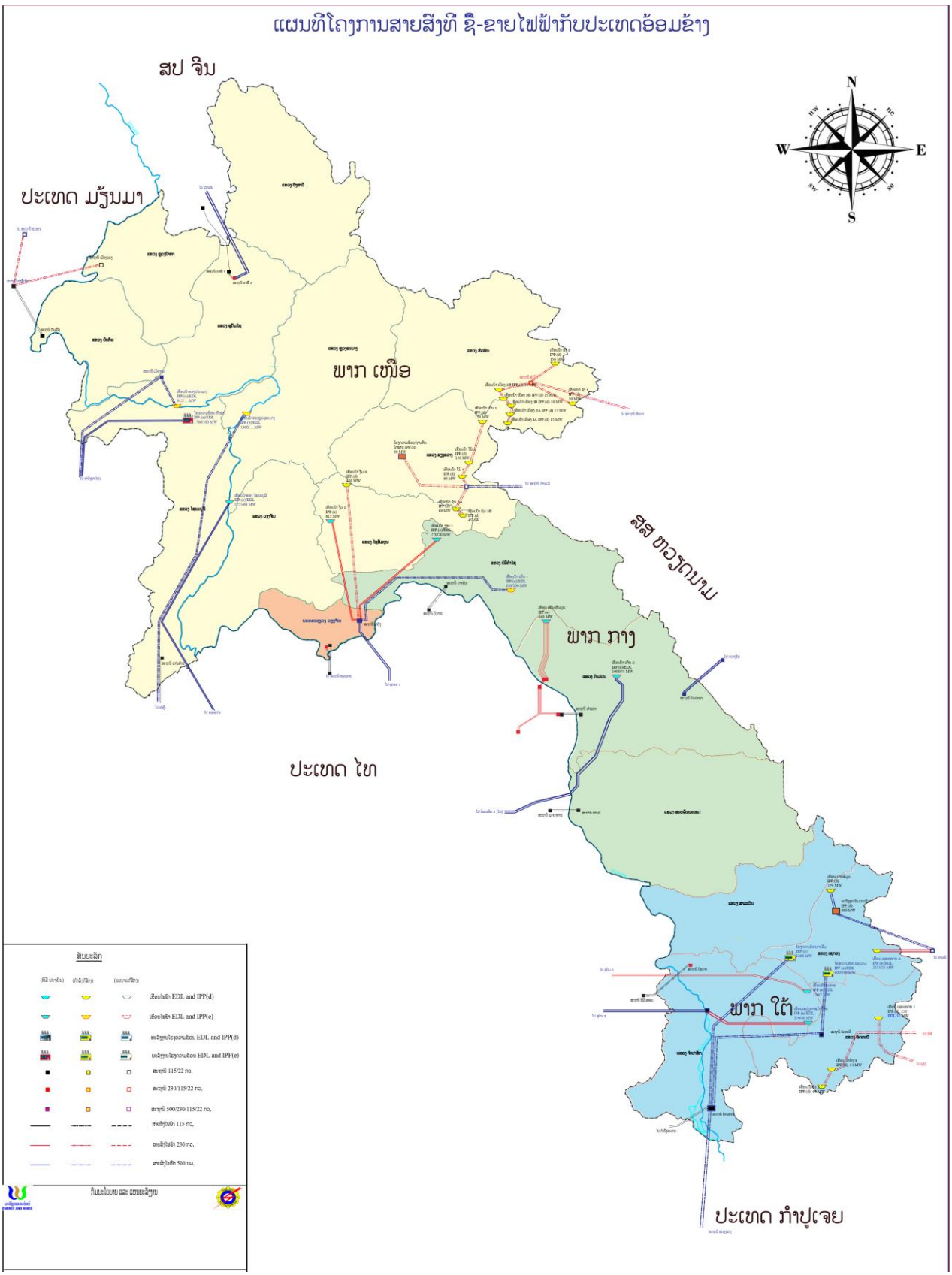
ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ (Power Transmission Line System)



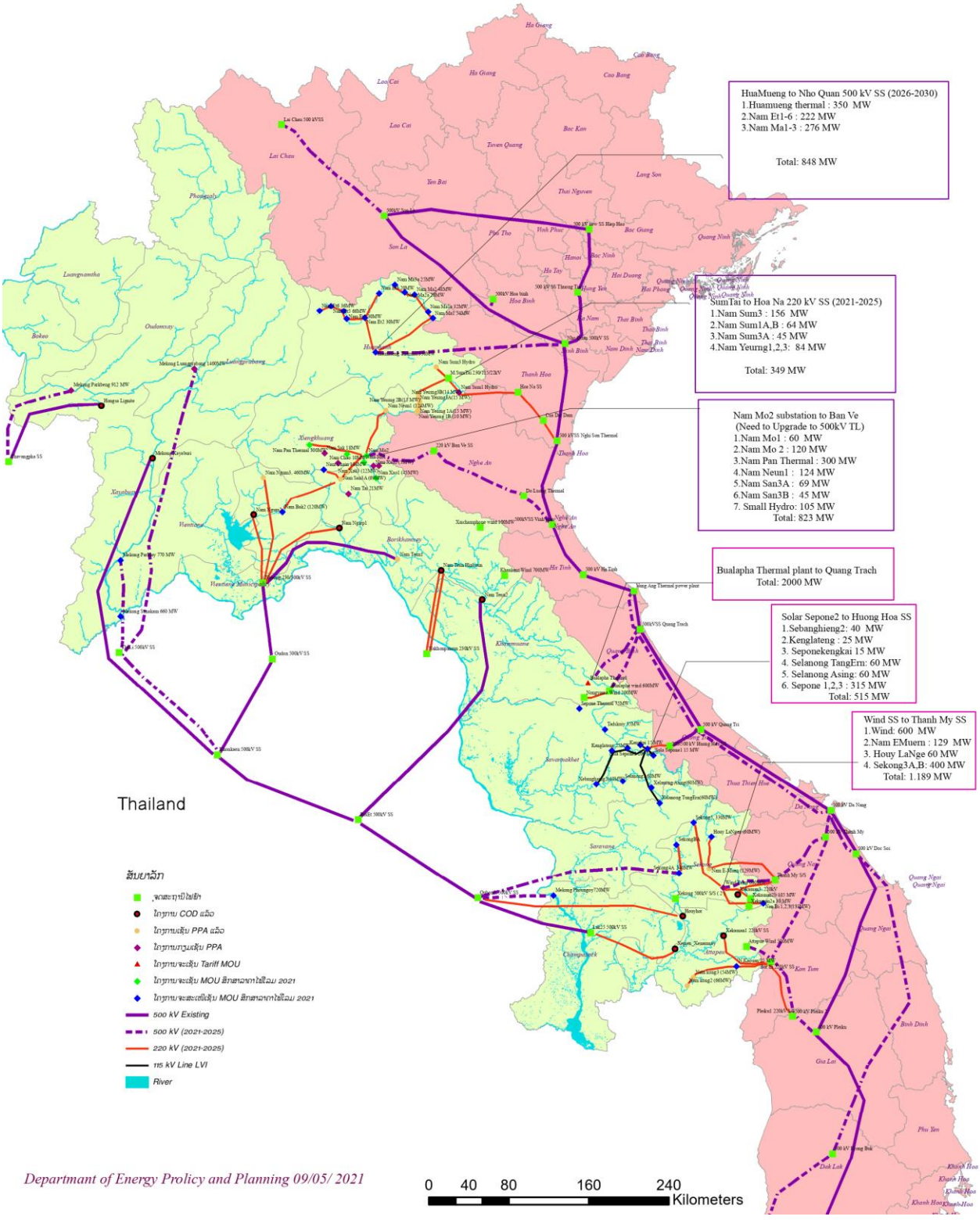
ຮູບທີ່ C-1: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ປີ 2021



ຮູບທີ C-2: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອຮັບໃຊ້ພາຍໃນ ປີ 2030



ຮູບທີ່ C-3: ແຜນທີ່ລະບົບສາຍສົ່ງໄຟຟ້າເພື່ອສົ່ງອອກໂດຍກົງ ປີ 203



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