



இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

17 மார்கழி 2024

சுருக்கப் பெயர் விளக்கம்

CEB	இலங்கை மின்சார சபை
CPC	இலங்கை பெற்றோலியக் கூட்டுத்தாபனம்
CBSL	இலங்கை மத்திய வங்கி
MLKR	இலங்கை மில்லியன் ரூபாய்கள்
GWh	கிகா வாட் மணித்தியாலங்கள்
MW	மெகா வாட்
kWh	கிலோ வாட் மணித்தியாலங்கள்
LECO	இலங்கை வரையறுக்கப்பட்ட மின்சார கம்பனி
BSOB	மொத்த வழங்கள் தொழிற்பாட்டு வணிகம்
BST	மொத்த வழங்கள் கட்டணம்
BSTA	மொத்த வழங்கள் கொடுக்கல் வாங்கல்
NCRE	மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள்
GDP	மொத்த உள்நாட்டு உற்பத்தி
HFO	வலுவான எரிபொருள் எண்ணெய்
DL	விநியோக உரிமம்
TL	பரிமாற்ற உரிமம்
OPEX	தொழிற்பாட்டு செலவுகள்
CAPEX	மூலதன செலவுகள்
PPA	வலு கொள்வனவு உடன்படிக்கை
ROA	சொத்துக்களை திருப்பி அனுப்புதல்
ROE	உரிமையான்மையை திருப்பி அனுப்புதல்
AWPLR	சரிசாரி எடையிடப்பட்ட அடிப்படை வழங்கள் கட்டணம்
CCPI	கொழுப்பு நுகர்வோர் விலைச் சுட்டெண்
PPIUS	ஐக்கிய அமெரிக்காவின் உற்பத்தியாளர் விலைச் சுட்டெண்
O&M	தொழிற்பாடு மற்றும் பராமரிப்பு
BST	மொத்த வழங்கள் கட்டணம்
IPP	சுதந்திர வலு உற்பத்தி
ToU	பாவணைக் காலம்
2024H1	2024 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரை
2025H1	2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரை

உள்ளடக்கங்கள்

சுருக்கப் பெயர் விளக்கம்	1
1. பின்னணி.....	3
2. ஆலோசிக்கப்பட்ட தலைப்புக்கள்	4
2.1 எதிர்வுகூறப்பட்ட எரிபொருள் செலவுகள்	8
2.2 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட நீர் மின் உற்பத்தி CEB has forecasted following hydro conditions for 2025H1 period.....	9
2.3 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள் உற்பத்தி 2025H1 இற்கான CEB யின் NCRE இற்கான எதிர்வுகூறலின் சுருக்கம் கீழே தரப்பட்டுள்ளது.....	9
2.4 அட்டவணை 11: 2025H1 இற்கான CEB யின் NCRE இற்கான எதிர்வுகூறல்	9
2.5 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட பரிமாற்றல் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள்.....	10
2.6 முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு	10
2.7 கட்டண முன்மொழிவு தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வு..	11
3. கட்டண அதிகரிப்பினால் சமூகத்தில் ஏற்படும் தாக்கம்.....	12

இணைப்புகள்

- இணைப்பு 1 - கட்டண முன்மொழிவுகளை வழங்குமாறு ஆணைக்குழு மின்சார சபையினை கோரிய கடிதம்
- இணைப்பு 2 - இலங்கை மின்சார சபையின் கட்டண முன்மொழிவுகளை உள்ளடக்கிய கடிதம்
- இணைப்பு 3 - இலங்கை மின்சார சபைக்கு அனுப்பப்பட்ட தகவல் மற்றும் விளக்க கோரிக்கைக் கடிதம்
- இணைப்பு 4 - இலங்கை வரையறுக்கப்பட்ட மின்சார கம்பனி அனுப்பப்பட்ட தகவல் மற்றும் விளக்க கோரிக்கைக் கடிதம்
- இணைப்பு 5 - 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கான இலங்கை மின்சார சபையின் முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அட்டவணை
- இணைப்பு 6 - 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கான நீர் மின் உற்பத்தி எதிர்வுகூறல் தொடர்பிலான ஆணைக்குழுவின் அறிக்கை
- இணைப்பு 7 - 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கான மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள் தொடர்பான ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல் அறிக்கை
- இணைப்பு 8 - கட்டண அதிகரிப்பினால் சமூகத்தில் ஏற்படும் தாக்கம் தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் அறிக்கை

1. பின்னணி

2009 ஆம் ஆண்டு 20 ஆம் இலக்க இலங்கை மின்சாரச் சட்டத்தின் பிரிவு 30 மற்றும் ஆணைக்குழுவால் அங்கீகரிக்கப்பட்ட “கட்டண முறைமை - 2021” இற்கு அமைவாக, 2025 ஆம் ஆண்டின் முதல் கட்டணத் திருத்தத்திற்கான கட்டண முன்மொழிவை நவம்பர் 01, 2024 இற்குள் சமர்ப்பிக்குமாறு இலங்கை மின்சார சபைக்கு, ஆணைக்குழு 2024 அக்டோபர் 18 ஆம் திகதியிலான கடிதம் (இணைப்பு 1) மூலமாக அறிவித்துள்ளது.

அதன்படி, 2025 ஆம் ஆண்டின் முதல் கட்டணத் திருத்தத்திற்கான இறுதி பயனர் மற்றும் மொத்த விநியோக கட்டண முன்மொழிவுகள், டிசம்பர் 06, 2024 அன்று ஆணைக்குழுவினால் பெறப்பட்டன (இணைப்பு 2). கட்டண மீளாய்வு செயல்முறையைத் தொடர், ஆணைக்குழு மின்சார சபை (இணைப்பு 3) மற்றும் இலங்கை வரையறுக்கப்பட்ட மின்சார கம்பனி (இணைப்பு 4) ஆகியவற்றிடமிருந்து தகவல் மற்றும் விளக்கங்களைக் கோரியது.

2002 ஆம் ஆண்டின் 35 ஆம் இலக்க இலங்கை பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு சட்டத்தின் பிரிவு 17(b) மற்றும் 2009 ஆம் ஆண்டின் 20 ஆம் இலக்க இலங்கை மின்சாரச் சட்டத்தின் பிரிவு 30(3)(b) ஆகியவற்றின் அடிப்படையில், இந்தக் கட்டண மீளாய்வு குறித்து பங்குதாரர்களுடன் கலந்தாலோசிக்க ஆணைக்குழு விரும்புகிறது.

அதன்படி, கீழே பட்டியலிடப்பட்டுள்ள விஷயங்கள் குறித்து பங்குதாரர்கள் தங்கள் கருத்துக்களை வழங்குமாறு இதன் மூலம் கேட்டுக் கொள்ளப்படுகிறார்கள்.

1. எதிர்வுகூறப்பட்ட தலைமுறை கலவைகள் மற்றும் 2025 ஆம் ஆண்டு தை மாதம் தொடக்கம் ஆனி மாதம் வரையிலான செலவுகள்.
2. 2024 ஜனவரி மாதம் தொடங்கி ஜூன் மாதம் வரையிலான வருமான வேறுபாடு
3. எதிர்வுகூறப்பட்ட எரிபொருள் செலவுகள்
4. 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட நீர் மின் உற்பத்தி
5. 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள் உற்பத்தி
6. 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட பரிமாற்றல் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள்
7. முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு (கட்டண அட்டவணை இணைக்கப்பட்டுள்ளது - இணைப்பு 5)
8. கட்டண முன்மொழிவு தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வின் சுருக்கம்

மேற்கூறிய விடயங்களின் விபரங்கள் இந்த ஆவணத்தின் அடுத்தடுத்த பிரிவுகளில் கலந்துரையாடப்பட்டுள்ளன. ஆணைக்குழுவினால் மேற்கொள்ளப்படும் எந்தவொரு மேலதிக பகுப்பாய்வு அல்லது மின்சார சபை (CEB) மற்றும் இலங்கை வரையறுக்கப்பட்ட மின்சார கம்பனி (LECO) இலிருந்து பெறப்பட்ட மேலதிக தகவல்கள் பங்குதாரர் ஆலோசனைக் காலப்பகுதியில் ஆணைக்குழுவின் வலைத்தளத்தில் (<https://www.pucsl.gov.lk/>) பதிவேற்றப்படும்.

இவை குறித்த எழுதப்பட்ட அனைத்து பங்குதாரர் கருத்துகளும் ஜனவரி 08, 2025 அன்று அல்லது அதற்கு முன் ஆணைக்குழுவிற்கு மின்னஞ்சல், தொலைநகல் அல்லது தபால் மூலம் அனுப்பப்படும். பங்குதாரர்களின் கருத்துக்களைச் சேகரிக்க மாகாண ரீதியாக வாய்மொழி ஆலோசனை அமர்வுகள் மேற்கொள்ளப்படும். மாகாண ஆலோசனைக்கான அட்டவணை கீழே தரப்பட்டுள்ளன;

1. பங்குதாரர் ஆலோசனை - மத்திய மாகாணம்	கண்டியில்	27 டிசம்பர் 2024
2. பங்குதாரர் ஆலோசனை - ஊவா மாணாம்	மொனராகலையில்	31 டிசம்பர் 2024
3. பங்குதாரர் ஆலோசனை - சப்பிரகமுவ மாணாம்	இரத்தினபுரியில்	03 ஜனவரி 2025
4. பங்குதாரர் ஆலோசனை - தென் மாணாம்	மாத்தறையில்	04 ஜனவரி 2025
5. பங்குதாரர் ஆலோசனை - வடமேல் மாணாம்	குருணாகலில்	04 ஜனவரி 2025
6. பங்குதாரர் ஆலோசனை - வட மத்திய மாகாணம்	அனுராதபுரத்தில்	05 ஜனவரி 2025
7. பங்குதாரர் ஆலோசனை - வட மாகாணம்	யாழ்ப்பாணத்தில்	06 ஜனவரி 2025

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

8. பங்குதாரர் ஆலோசனை - கிழக்கு மாணாம்
9. பங்குதாரர் ஆலோசனை - மேல் மாகாணம்

மட்டக்களப்பில்
கொழும்பில்

08 ஜனவரி 2025
10 ஜனவரி 2025

2. ஆலோசிக்கப்பட்ட தலைப்புக்கள்

1. ஒவ்வொரு மின் உற்பத்தி நிலையம் சார்பாகவும் மின்சார சபையினால் முன்வைக்கப்பட்ட எதிர்வுகூறப்பட்ட தலைமுறை கலவைகள் மற்றும் 2025 ஆம் ஆண்டு தை மாதம் தொடக்கம் ஆனி மாதம் வரையிலான செலவுகள் கீழே தரப்பட்டுள்ளன.

அட்டவணை 1: 2025H1 மின் உற்பத்தி மற்றும் வலுச் செலவுகள்

மின் உற்பத்தி நிலையம் /கட்டிடத் தொகுதி	அலகு	25- ஜனவரி	25- பெப்ரவரி	25- மார்ச்	25- ஏப்ரல்	25- மே	25- ஜூன்
மகாவலி/ லக்ஷபான / சமனல	GWh	353.29	275.25	305.84	356.60	454.21	471.70
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
மன்னார் காற்றாலை	GWh	20.34	21.00	12.18	5.75	42.98	58.88
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
சப்புகஸ்கந்தை பழைய 4 x 18 MW	GWh	27.66	26.90	30.32	29.38	18.24	21.72
	LKR/kWh	46.02	46.10	45.76	45.84	47.01	46.38
சப்புகஸ்கந்தை நீடிப்பு. 8 x 9 MW	GWh	34.83	34.47	38.17	36.94	32.85	30.74
	LKR/kWh	42.38	42.40	42.19	42.26	42.50	42.66
களனிதிஸ்ச GT 4 x 17 MW (சிறிய GT)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
களனிதிஸ்ச GT 1 x 115 MW (GT7)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 1	GWh	78.33	84.57	84.94	84.98	72.25	72.02
	LKR/kWh	40.31	40.25	40.25	40.25	40.37	40.38
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 2	GWh	-	11.04	29.47	5.43	-	9.40
	LKR/kWh	-	73.93	66.36	68.24	-	68.60
நிலக்கரி - புத்தளம்	GWh	518.87	489.89	542.38	524.88	526.10	367.42
	LKR/kWh	20.16	20.20	20.13	20.15	20.27	20.42
புதிய சுண்ணாகம்	GWh	10.80	10.69	11.84	11.46	9.36	9.06
	LKR/kWh	42.47	42.49	42.27	42.34	42.81	42.89
சுண்ணாகம் மற்றும் தீவுகள்	GWh	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	LKR/kWh	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52
பாஜ்	GWh	35.37	32.66	36.16	34.99	30.62	29.92
	LKR/kWh	42.59	42.80	42.53	42.62	42.99	43.06
30MW ஹம்பாந்தோட்டை	GWh	0.43	0.27	0.42	-	0.16	0.71
	LKR/kWh	96.41	108.45	97.06	-	131.66	88.51
20MW மத்துகமை	GWh	0.51	0.33	0.38	0.01	0.19	1.17
	LKR/kWh	88.63	95.33	92.66	665.57	107.45	82.27
கெரவலபிட்டிய - IPP (மேற்கு கடற்கரை)	GWh	127.90	133.15	168.44	91.60	35.85	46.33
	LKR/kWh	48.85	48.82	48.73	49.01	49.60	49.24
சொபாதனவி	GWh	-	-	-	-	-	10.08
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	65.00
ஏனைய புதுப்பிக்கத்தக்க (சூரிய சக்தி நீங்கலாக RT)	GWh	92.05	83.44	129.37	102.64	173.72	240.49
	LKR/kWh	18.84	19.16	17.87	18.43	17.04	16.50
சூரியசக்தி கூரை மேற்பரப்பு உற்பத்தி	GWh	116.56	117.21	128.41	113.60	110.85	105.23
	LKR/kWh	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47
மொத்த மின்வலு உற்பத்தி	GWh	1,417	1,321	1,519	1,398	1,508	1,475

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

மாதாந்த மின்வலுச் செலவு	MLKR	29,504	29,949	35,342	28,665	25,282	24,917
-------------------------	------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

ஒவ்வொரு மின் உற்பத்தி நிலையங்களுக்குமான மின் உற்பத்தி ஆற்றல் செலவுகள் கீழே தரப்பட்டுள்ளன.

அட்டவணை 2: 2025H1 மின் உற்பத்தி ஆற்றல் செலவுகள்

மின் உற்பத்தி நிலையம் /கட்டிடத் தொகுதி	Unit	25-Jan	25-Feb	25-Mar	25-Apr	25-May	25-Jun
மகாவலி	MLKR	400.86	403.20	403.20	409.87	409.87	421.73
லக்ஷ்பான	MLKR	395.32	395.32	395.32	395.32	395.32	399.85
சமனல	MLKR	261.94	261.94	261.94	261.94	261.94	262.69
மன்னார் காற்றாலை	MLKR	551.71	551.71	551.71	551.71	551.71	551.71
சப்புகஸ்கந்தை பழைய 4 x 18 MW	MLKR	71.69	71.69	71.69	71.69	71.69	72.52
சப்புகஸ்கந்தை நீடிப்பு. 8 x 9 MW	MLKR	73.73	73.73	73.73	73.73	73.73	73.73
களனிதிஸ்ச GT 4 x 17 MW (சிறிய GT)	MLKR	43.81	44.77	44.77	44.77	44.77	44.77
களனிதிஸ்ச GT 1 x 115 MW (GT7)	MLKR	78.73	78.73	78.73	78.73	78.73	81.64
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 1	MLKR	102.73	102.73	102.73	102.73	102.73	104.73
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 2	MLKR	90.62	70.44	70.44	70.44	90.62	71.36
நிலக்கரி - புத்தளம்	MLKR	1,081.26	1,097.66	1,128.96	1,135.23	1,141.49	1,155.93
புதிய சுண்ணாகம்	MLKR	29.17	29.17	29.17	29.17	29.17	31.26
சுண்ணாகம் மற்றும் தீவுகள்	MLKR	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77
பார்கே	MLKR	51.46	51.46	53.12	53.12	53.12	54.79
30MW ஹம்பாந்தோட்டை	MLKR	17.48	17.48	17.48	26.10	17.48	17.48
20MW மத்துகமை	MLKR	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65
கெரவலபிட்டிய - IPP (மேற்கு கடற்கரை)	MLKR	1,306.71	1,192.96	1,306.31	1,268.52	1,393.59	1,352.99
சொபாதனவி	MLKR	25.00	25.00	25.00	1,198.62	1,237.74	1,198.62
ஏனைய புதுப்பிக்கத்தக்கவைகள்	MLKR	-	-	-	-	-	-
மொத்தம்	MLKR	4,602.64	4,488.39	4,634.72	5,792.10	5,974.11	5,916.21

2024 ஜனவரி மாதம் தொடங்கி செப்டம்பர் மாதம் வரையிலான வருமான வேறுபாடு

ஜனவரி முதல் செப்டம்பர் 2024 வரையிலான காலப்பகுதியில், மின் பரிமாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் வேறுபாட்டு தொடர்பில் இலங்கை மின்சார சபை (CEB) சமர்ப்பித்த மதிப்பு MLKR 41,234 ஆகும். இருப்பினும், இது தொடர்பிலான கணிப்பீடு/ அடிப்படை சமர்ப்பிக்கப்படவில்லை.

2024 ஜனவரி முதல் ஜூன் வரையான உண்மையான உற்பத்தி செலவு மின்சார சபை (CEB) இனால் சமர்ப்பிக்கப்பட்டுள்ளது. ஒவ்வொரு மின் நிலையத்தின் சமர்ப்பிக்கப்பட்ட உண்மையான உற்பத்தி ஆற்றல் கலவை மற்றும் ஆற்றல் செலவு கீழே கொடுக்கப்பட்டுள்ளது:

அட்டவணை 3: 2024H1 actual electricity generation and energy cost

Plant/Complex	Unit	24-Jan	24-Feb	24-Mar	24-Apr	24-May	24-Jun
	GWh	629.66	305.87	323.42	379.67	399.27	468.46

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

மகாவலி/ லக்ஷபான / சமனல	LKR/kWh						
மன்னார் காற்றாலை	GWh	21.66	22.04	10.60	8.12	29.84	61.60
	LKR/kWh						
சப்புகஸ்கந்தை பழைய 4 x 18 MW	GWh	11.41	27.64	37.69	30.69	14.26	-
	LKR/kWh	61.64	38.35	48.94	49.10	48.57	-
சப்புகஸ்கந்தை நீடிப்பு. 8 x 9 MW	GWh	15.25	31.33	34.29	35.76	29.60	18.73
	LKR/kWh	48.99	36.40	45.04	45.01	41.57	41.43
களனிதிஸ்ச GT 4 x 17 MW (சிறிய GT)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
களனிதிஸ்ச GT 1 x 115 MW (GT7)	GWh	-	-	-	20.16	15.47	-
	LKR/kWh	-	-	-	109.11	129.04	-
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 1	GWh	0.34	4.86	103.81	73.67	71.71	-
	LKR/kWh	100.40	49.55	56.14	62.50	56.61	-
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 2	GWh	-	-	0.48	32.50	39.81	-
	LKR/kWh	-	-	218.55	82.59	78.22	-
நிலக்கரி - புத்தளம்	GWh	321.53	556.13	596.40	484.70	517.73	468.22
	LKR/kWh	20.93	21.16	21.59	21.11	20.83	19.38
புதிய சுண்ணாகம்	GWh	4.73	8.58	11.19	9.98	7.13	3.86
	LKR/kWh	50.33	38.06	40.63	41.81	47.26	96.94
சுண்ணாகம் & திவுகள்	GWh	0.22	0.21	0.23	0.25	0.24	0.25
	LKR/kWh	108.70	114.11	114.57	114.81	111.40	105.09
பாஜ்	GWh	25.37	28.53	32.67	37.86	24.90	15.29
	LKR/kWh	49.11	33.57	46.19	46.37	42.69	43.53
30MW ஹம்பாந்தோட்டை	GWh	-	-	-	2.64	2.92	0.03
	LKR/kWh	-	-	-	102.71	97.05	412.97
20MW மத்துகமை	GWh	0.00	-	-	1.90	1.65	0.01
	LKR/kWh	691.37	-	-	104.02	103.54	752.85
கெரவலபிட்டிய - IPP (மேற்கு கடற்கரை)	GWh	41.86	103.58	160.72	76.40	-	8.31
	LKR/kWh	56.00	42.15	49.03	49.17	-	56.16
சொபாதன்வி	GWh	-	-	-	-	10.32	7.22
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
ACE எம்பிலிப்பிட்டிய - 93 MW	GWh	2.59	16.53	2.73	-	-	-
	LKR/kWh	66.22	51.57	57.96	-	-	-
ACE - மாத்தறை - 23.75 MW	GWh	1.20	1.89	-	-	-	-
	LKR/kWh	63.36	45.81	-	-	-	-
ஏனைய புதுப்பிக்கத்தக்க (சூரிய சக்தி நீங்கலாக RT)	GWh	195.38	144.21	83.11	98.20	227.20	234.13
	LKR/kWh	17.78	18.91	14.61	18.90	15.93	16.00
சூரியசக்தி கூரை மேற்பரப்பு உற்பத்தி	GWh	53.19	62.10	68.30	72.40	62.82	59.84
	LKR/kWh	23.65	25.06	25.67	26.66	26.66	26.66
மொத்த மின்வலு உற்பத்தி	GWh	1,324	1,313	1,466	1,365	1,455	1,346
மாதாந்த மின்வலுச் செலவு	MLKR	17,048	25,108	35,194	33,049	29,052	16,742

ஒவ்வொரு மின் உற்பத்தி நிலையத்தினதும் உண்மையான உற்பத்தி ஆற்றல் கீழே தரப்பட்டுள்ளன

Table 4: 2024H1 உண்மையான உற்பத்தி ஆற்றல் மற்றும் செலவுகள்

உற்பத்தி நிலையம்/ கட்டிடத்தொகுதி	Unit	24-Jan	24-Feb	24-Mar	24-Apr	24-May	24-Jun
மகாவலி	MLKR	285.84	237.77	243.35	951.74	325.30	247.34

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

லக்ஷபாண	MLKR	169.52	249.00	266.98	373.16	437.34	311.70
சமனல	MLKR	125.09	230.64	152.51	181.51	187.55	141.17
மன்னார் காற்றாலை	MLKR	36.62	41.09	2,536.02	370.44	47.00	89.23
சப்புகஸ்கந்தை பழைய 4 x 18 MW	MLKR	33.50	153.39	115.55	68.23	149.10	102.44
சப்புகஸ்கந்தை நீடிப்பு. 8 x 9 MW	MLKR	34.46	157.78	118.86	70.18	153.36	90.12
களனிதிஸ்ச GT 4 x 17 MW (சிறிய GT)	MLKR	23.06	19.38	18.76	28.26	20.61	18.53
களனிதிஸ்ச GT 1 x 115 MW (GT7)	MLKR	41.43	34.83	30.62	41.62	34.25	33.29
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 1	MLKR	84.60	407.74	44.67	113.84	46.19	64.11
களனிதிஸ்ச இணைந்த சுழற்சி 2	MLKR	42.03	49.90	26.47	32.79	28.98	27.44
நிலக்கரி - புத்தளம்	MLKR	681.37	828.59	1,422.04	1,688.13	1,373.68	814.46
புதிய சுண்ணாகம்	MLKR	17.61	20.61	25.40	25.05	446.15	67.76
சுண்ணாகம் மற்றும் தீவுகள்	MLKR	5.38	7.47	7.63	11.90	23.11	11.14
பார்கே	MLKR	17.51	21.36	17.41	26.27	21.44	19.66
30MW ஹம்பாந்தோட்டை	MLKR	18.41	22.38	13.26	14.55	15.16	29.09
20MW மத்துகமை	MLKR	9.56	14.81	8.84	9.70	10.11	19.39
கெரவலபிட்டிய - IPP (மேற்கு கடற்கரை)	MLKR	1,543.80	1,236.90	(4.52)	(0.17)	316.14	791.92
சொபாதனவி	MLKR	-	-	-	-	-	-
ACE எம்பிலிப்பிட்டிய - 93 MW	MLKR	127.45	153.86	22.55	-	-	-
ACE - மாத்தறை - 23.75 MW	MLKR	37.52	15.63	-	-	-	-
ஏனைய புதுப்பிக்கத்தக்கவைகள்	MLKR	-	-	-	-	-	-
மொத்தம்	MLKR	3,334.76	3,903.14	5,066.38	4,007.20	3,635.48	2,878.78

2024 ஜனவரி மாதம் தொடங்கி ஜூன் மாதம் வரையிலான வருமான வேறுபாடு தொடர்பிலான ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

ஜனவரி 2025 கட்டண திருத்தத்தில் ஜனவரி முதல் ஜூன் 2024 வரையிலான வருமான வேறுபாட்டை மட்டுமே கருத்தில் கொள்ள அனுமதிக்கும் கட்டண முறைமையின் பிரிவு 2.5.3 மற்றும் 2.5.4 இன் படி பரிமாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் வேறுபாட்டை ஆணைக்குழு கணக்கிட்டது. விரிவான கணிப்பீடு கீழே உள்ள அட்டவணை 5, 6 மற்றும் 7 இல் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது;

அட்டவணை 5: 2024H1 BST மின்சக்தி கட்டணம் தொடர்பான வருமான வேறுபாடு

2024H1 உண்மையான உற்பத்தி, அனுமதிக்கப்பட்ட பரிமாற்றல் இழப்புக்காக சீராக்கப்பட்டது (GWh) [A]	2024H1 (LKR/kWh) [B] இற்கான அனுமதிக்கப்பட்ட எதிர்வுகூறப்பட்ட சராசரி BST மின்சக்திக் கட்டணம்	2024H1 (LKR/kWh) [C] இற்கான உண்மையான சராசரி BST மின்சக்திக் கட்டணம்	2024H1 (MLKR) [A x (B-C)] இற்கான மின்சக்தி கட்டணத்தினூடான வருமான மாற்றம்
7,995.52	21.75	19.54	17,670.10

அட்டவணை 6: 2024H1 BST ஆற்றல் கட்டணம் சார் வருமான வேறுபாடு

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

2024H1 (MW) [C] இற்கான உண்மையான சராசரி மாதாந்த உயர் கேள்வி	2024H1 (LKR/MW/Month) [D] இற்கான அனுமதிக்கப்பட்ட எதிர்வுகூறப்பட்ட BST ஆற்றல் அளவு	2024H1 (LKR/MW/Month) [E] இற்கான உண்மையான BST ஆற்றல் அளவு	2024H1 (MLKR) [6C x (D-E)/10^6] இற்கான ஆற்றல் அளவுசார் வருமான வேறுபாடு
2,659	4,737,913.25	3,267,001.00	23,466.93

அட்டவணை 7: 2024H1 BST சார் மொத்த வருமான வேறுபாடு

2024H1 (MLKR) இற்கான ஆற்றல் அளவுசார் வருமான வேறுபாடு	17,670.10
2024H1 (MLKR) இற்கான ஆற்றல் அளவுசார் வருமான வேறுபாடு	23,466.93
2024H1 (MLKR) இற்கான மொத்த வருமான வேறுபாடு	41,137.03

2024 ஜனவரி முதல் ஜூன் வரையிலான காலப்பகுதிக்கான மின் பரிமாற்ற உரிமதாரரின் மொத்த விநியோக கட்டணத்தில் சேர்க்கப்பட்டுள்ள அங்கீகரிக்கப்பட்ட செலவுகளுக்கு மேலதிகமாக, உற்பத்தி செலவு வேறுபாடுகளுக்காக 2024 ஆம் ஆண்டிற்கு மேலதிகமாக 8,000 MLKR ஐ ஆணைக்குழு அனுமதித்துள்ளது. இந்தத் தொகை இறுதிப் பயனர் கட்டணத்திலிருந்து மீட்டெடுக்க வேண்டிய மொத்த செலவைக் கணக்கிடுவதில் மட்டுமே சரிசெய்யப்பட்டுள்ளதே தவிர மொத்த விநியோக கட்டணத்தில் அல்ல. இந்தத் தொகை விநியோக உரிமதாரர்களால் அவர்களின் செலவுகளுக்கு மேல் வசூலிக்கப்படும் மேலும் அது சீரான தேசிய கட்டண சரிசெய்தல் ஊடாக மின் பரிமாற்ற உரிமதாரருக்கு மாற்றப்படும். அதன்படி, ஜனவரி முதல் ஜூன் 2024 வரை அங்கீகரிக்கப்பட்ட 4,000 MLKR மேலதிக வருமானம் மேற்கூறிய MLKR 41,137 உடன் சேர்க்கப்படும், இதன் விளைவாக MLKR 45,137 கிடைக்கும்.

2.1 எதிர்வுகூறப்பட்ட எரிபொருள் செலவுகள்

CEB, CPC இலிருந்து திரவ எரிபொருள் விலை முன்னறிவிப்பைப் பெற்றுள்ளது (இணைப்பு 2 இல் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது - CEB கட்டண திட்டம்). CEB சமர்ப்பிப்புக்காகக் கருதப்படும் அனைத்து எரிபொருள் விலைகளும் பின்வருமாறு.

அட்டவணை 8: 2025H1 இற்காக CEB பரிசீலனை செய்த எரிபொருள் விலை

எரிபொருள் வகை	அலகு	2025H1 இற்கான விலை
நிலக்கரி	LKR/கிலோ	47.57
டீசல்	LKR/லீற்றர்	275.00
நப்தா	LKR/லீற்றர்	146.00
எரிபொருள் எண்ணெய்	LKR/லீற்றர்	179.00

எரிபொருள் செலவு தொடர்பான ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

சப்புகஸ்கந்த எண்ணெய் சுத்திகரிப்பு நிலைய உற்பத்தி செலவு குறித்து காணப்படும் தரவுகளின்படி, நப்தா மற்றும் உலை எண்ணெய் விலைகள் CPC சமர்ப்பித்த கணிப்பை விட குறைவாக இருக்கலாம் என்று ஆணைக்குழு மதிப்பிட்டுள்ளது. எனவே, வெப்ப உற்பத்தி செலவு மதிப்பிடப்பட்ட செலவை விட குறைவாக இருக்கலாம், இது CPC தரவை சமர்ப்பித்தவுடன் ஆணைக்குழு தீர்மானிக்கும். ஜூன் 2022 இல் ஏற்றுக்கொள்ளப்பட்ட கணக்கீட்டின் அடிப்படையில் (முன்னர் ஆணைக்குழுவிற்கு சமர்ப்பிக்கப்பட்டபடி) CPC ஆணைக்குழுவுக்கு செலவுகளை சமர்ப்பித்தால், தற்போதைய மசகு எண்ணெய் விலைகள் மற்றும் மாற்று விகிதத்திற்கு ஏற்ப சீர்செய்யப்பட்டால், உற்பத்தி ஆற்றல் செலவு இந்த விலைகளுடன் அண்ணளவாக LKR 27.6 பில்லியன் குறைக்கப்படும்.

ஆணைக்குழுவால் பல உத்தரவுகள் பிறப்பிக்கப்பட்ட போதிலும், CEB, CPC உடன் எரிபொருள் விநியோக ஒப்பந்தங்களில் கையெழுத்திடத் தவறிவிட்டது என்பதைக் கவனத்தில் கொள்ள வேண்டும்.

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

எரிபொருள் விநியோக ஒப்பந்தம் இல்லாததாலும், எரிபொருள் செலவு கட்டணத்திற்கு ஒரு கடந்து செல்லும் செலவாக இருப்பதாலும், CPC தெளிவான அடிப்படை இல்லாமல் நப்தா மற்றும் உலை எண்ணெய் விலைகளை திருத்துகிறது, CEB அதை ஏற்றுக்கொள்கிறது.

மேலும், சபுகஸ்கந்த எண்ணெய் சுத்திகரிப்பு நிலையத்தின் துணை உற்பத்தியான கன எரிபொருள் எண்ணெய் (HFO), வணிக எரிபொருள் எண்ணெயின் அதே விலையில் CEB யின் சபுகஸ்கந்த மின் உற்பத்தி நிலையத்திற்கு வழங்கப்படுகிறது. மிகக் குறைந்த வணிக மதிப்பைக் கொண்ட இந்த கன எரிபொருள் எண்ணெயின் 81 மில்லியன் லீற்றர், CEB சமர்ப்பித்து அனுப்பும் அட்டவணைப்படி, ஜனவரி - ஜூன் 2025 காலகட்டத்தில் 179 LKR/லீற்றர் என்ற விலையில் சபுகஸ்கந்த மின் உற்பத்தி நிலையத்திற்கு வழங்க திட்டமிடப்பட்டுள்ளது (சுத்திகரிப்பு நிலையம் சபுகஸ்கந்த மின் உற்பத்தி நிலையத்திற்கு போதுமான HFO ஐ உற்பத்தி செய்கிறது என்ற அனுமானத்திற்கமைவாக).

2.2 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட நீர் மின் உற்பத்தி CEB has forecasted following hydro conditions for 2025H1 period.

அட்டவணை 9: 2025H1 இற்கான CEB யின் நீர் மின் உற்பத்தி

விபரங்கள்	அலகு	2025H1 இற்கான எதிர்வுகூறல்
ஜனவரி 1 ஆம் திகதி ஆரம்ப நீர் கையிருப்பு	GWh	1,158
மொத்த நீர் உள்வருகை	GWh	1,786
மொத்த நீர் வெளியேற்றம்	GWh	2,217

நீர் மின் உற்பத்தி தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

CEB இன் நீர் உள்ளீடு மற்றும் மின் உற்பத்தியினை ஆணைக்குழு பகுப்பாய்வு செய்து, பருவகால மாற்றங்கள் வரலாற்று உண்மை மதிப்புகளிலிருந்து மாறுபட்டவை என்பதைக் கண்டறிந்தது. மேலும், நீர் மின் உற்பத்தி குறைவாகக் கணிக்கப்பட்டுள்ளது கவனிக்கப்பட்டது. எனவே, கீழே உள்ள அட்டவணையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ள மாற்று நீர் மின் உற்பத்தி முன்னறிவிப்பை ஆணைக்குழு முன்மொழிகிறது (விரிவான அறிக்கை இணைக்கப்பட்டுள்ளது - இணைப்பு 6)

அட்டவணை 10: 2025H1 இற்கான நீர் வெளியீடு தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

விபரம்	நீர் மின் உற்பத்தி (GWh)						
	ஜன	பெப்	மார்	ஏப்	மே	ஜூன்	மொத்தம்
CEB எதிர்வுகூறல் - 2025	353	275	306	357	454	472	2217
ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல் - 2025	356	307	309	352	474	569	2368

2.3 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள் உற்பத்தி 2025H1 இற்கான CEB யின் NCRE இற்கான எதிர்வுகூறலின் சுருக்கம் கீழே தரப்பட்டுள்ளது

2.4 அட்டவணை 11: 2025H1 இற்கான CEB யின் NCRE இற்கான எதிர்வுகூறல்

NCRE மூலங்கள்	அலகு	2025H1 இற்கான உற்பத்தி எதிர்வுகூறல்கள்
CEB காற்றாலை	GWh	161
சூரிய சக்தி கூரை மேற்பரப்புகள்	GWh	692
IPP காற்றாலை	GWh	202
சிறிய நீர் மின் உற்பத்தி	GWh	407
தரையில் பொருத்தப்பட்ட சூரிய சக்தி முறைமை	GWh	135
பயோமாஸ்/டென்ட்ரோ	GWh	78
மொத்த NCRE உற்பத்தி	GWh	1,675

NCRE ஊடான மின் உற்பத்தி தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

NCRE உற்பத்தி CEB ஆல் குறைவாகக் கணிக்கப்படுவதாகக் காணப்படுகிறது. NCRE திறன் சேர்த்தல் மற்றும் அந்தந்த மாதங்களுக்கு வழக்கமான உற்பத்தி நிலைய காரணிகளை மதிப்பிடுவதன் மூலம் ஆணைக்குழு ஒரு மாற்று NCRE எதிர்வுகூறலை முன்வைத்தது. மாற்று NCRE உற்பத்தி எதிர்வுகூறல் கீழே கொடுக்கப்பட்டுள்ளது. (விரிவான அறிக்கை இணைக்கப்பட்டுள்ளது - இணைப்பு 7)

அட்டவணை 12: 2025H1 இற்கான NCRE தொடர்பிலான எதிர்வுகூறல்

விபரங்கள்	NCRE உற்பத்தி (GWh)						
	ஜன	பெப்	மார்	ஏப்	மே	ஜூன்	மொத்தம்
CEB எதிர்வுகூறல் - 2025	229	222	270	222	328	405	1675
ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல் - 2025	292	269	293	291	393	435	1973

2.5 2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கு எதிர்வுகூறப்பட்ட பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள்

CEB முன்மொழியப்பட்ட பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகம் அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய் மற்றும் LECO விநியோகம் அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய் (இழக்கப்பட்டதை மீள் பெற்றுக்கொள்வதற்கு முன்னர்) 2025H1 க்கு பெறப்பட்டது, கட்டண முறையின் பிரிவுகள் 3.1.2.8 மற்றும் 3.2.1 இன் படி வருமான கட்டுப்பாட்டு துத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி, கீழே உள்ள அட்டவணையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 13: CEB யின் மற்றும் LECO வின் பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள்.

விபரங்கள்	அலகு	2025H1 இற்கான எதிர்வுகூறல்கள்
பரிமாற்றத்தால் அனுமதிக்கப்பட்ட வருமானம்	MLKR	12,181
விநியோகத்தால் அனுமதிக்கப்பட்ட வருமானம் - CEB DLs	MLKR	43,718
விநியோகத்தால் அனுமதிக்கப்பட்ட வருமானம் - LECO DL	MLKR	6,289

பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள் தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் எதிர்வுகூறல்

கட்டண முறையின் பிரிவு 2.3.2.5 இன் படி, ஆணைக்குழுவினால் அங்கீகரிக்கப்பட்ட மூலதனச் செலவுக்கு (CAPEX) ஏலவே காணப்பட்டு நடைமுறையில் காணப்படாத நன்மைப் பயக்கக்கூடிய நடவடிக்கைகளை மீள் கொணர் வேண்டும், மேலும் பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோக உரிமதாரர்களால் செலவு/மூலதனமாக்கப்படக்கூடாது.

2025 ஆம் ஆண்டின் பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள், ஆணைக்குழுவின் இறுதி கட்டண முடிவில், 2023 ஆம் ஆண்டிற்கான அங்கீகரிக்கப்பட்ட CAPEX இல் மீள் கொணர்தல் மூலம் சரிசெய்யப்படும்.

ஆணைக்குழுவினால் அங்கீகரிக்கப்பட்ட செலவினங்களிலிருந்து பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோக உரிமதாரர்களின் OPEX (செயல்பாட்டுச் செலவு) சேமிப்பு, செயற்பாட்டுத் திறன் அல்லது உரிமதாரர்களின் அதிகப்படியான பாதிடு காரணமாக இருக்கலாம். எனவே, 2023 ஆம் ஆண்டின் OPEX இன் மீள் கொணர்தல், ஆணைக்குழுவின் இறுதி கட்டண முடிவில், நியாயமான அடிப்படையில் ஆணைக்குழுவால் பரிசீலிக்கப்படும்.

ஆணைக்குழுவால் செய்யப்படும் மிகை கணக்கீடு (அட்டவணை 15) பரிமாற்றம் மற்றும் விநியோகச் செலவு மீள் கொணர்தல் ஆகும்.

2.6 முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

CEBயினால் முன்மொழியப்பட்ட 2025H1 இற்கான வருமானம் மற்றும் செலவுகளின் சுருக்கம் கீழே தரப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 14: CEBயினதும் LECOவினதுமான பரிமாற்றல் மற்றும் விநியோகச் செலவுகள்

விபரங்கள்		அலகு	2025H1 CEB எதிர்வுகூறல்
உற்பத்தி	சக்திக்கான செலவு	MLKR	173,658
	ஆற்றலுக்கான செலவு	MLKR	31,408
பரிமாற்றத்தினாலான வருமானம்		MLKR	12,181
பங்கீட்டின் மூலமான வருமானம் - CEB		MLKR	43,718
நிதியிடல் செலவுகள்		MLKR	7,728
மொத்தச் செலவுகள்		MLKR	268,693
நடைமுறை கட்டணத்திற்கமைவாக மதிப்பிடப்பட்ட வருமானம்		MLKR	229,776
2024 ஜனவரி - செப்டெம்பர் வரையிலான வருமான மாற்றம்		MLKR	41,251
மிகை/ (பற்றாக்குறை)		MLKR	2,334

அதன்படி, மேலே இருந்து மதிப்பிடப்பட்ட வருவாய் மிகை பிழையான வரம்பிற்குள் இருப்பதாகக் கூறி, CEB தற்போதுள்ள கட்டணக் கட்டமைப்பைத் தொடர முன்மொழிந்துள்ளது (இணைப்பு-5).

2.7 கட்டண முன்மொழிவு தொடர்பில் ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வு

CEB சமர்ப்பித்த கிடைக்கக்கூடிய தரவுகளைக் கொண்டு CEB கட்டணத் திட்டம் ஆணைக்குழுவினால் ஆய்வு செய்யப்பட்டது. CEB மற்றும் LECO ஆகியவற்றிடமிருந்து மேலதிக தரவுத் தேவைகள் கோரப்பட்டன. ஒவ்வொரு பகுதிக்கும் தொடர்புடைய கண்டுபிடிப்புகள் முந்தைய பிரிவுகளில் விவரிக்கப்பட்டுள்ளன.

அதன்படி, முந்தைய பிரிவுகளின் கண்டுபிடிப்புகளைக் கருத்தில் கொண்டு ஆணைக்குழு ஒரு சூழ்நிலையை உருவாக்கியுள்ளது. (அதாவது, ஆணைக்குழு முன்மொழியப்பட்ட NCRE மற்றும் அட்டவணை 10 மற்றும் அட்டவணை 12 இன் படி நீர் எதிர்வுகூறலுடன் CEB இன் NCRE மற்றும் நீர் முன்னறிவிப்பைத் திருத்துதல்). சூழ்நிலை பகுப்பாய்வு சுருக்கம் கீழே உள்ள அட்டவணையில் காட்டப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 15: நடைமுறைச் சூழ்நிலையின் சுருக்கம்

விபரம்		அலகு	CEB இன் எதிர்வுகூறலுக்கு அமைவாக	CPC எரிபொருள் விலைகள் தொடர்பான ஆணைக்குழுவின் சூழ்நிலை மற்றும் ஆணைக்குழுவுக்காக சீராக்கப்பட்டவை முன்மொழியப்பட்ட NCRE & நீர் மின் எதிர்வுகூறல்
உற்பத்தி	சக்தி செலவு	MLKR	173,658	157,424 ⁽¹⁾
	ஆற்றல் செலவு	MLKR	31,408	31,408
பரிமாற்றத்தினாலான வருமானம்		MLKR	12,181	12,181 ⁽²⁾
CEB		MLKR	43,718	43,718 ⁽²⁾

மின்சாரக் கட்டண மீளாய்வு தொடர்பிலான பொதுமக்கள் ஆலோசனை

விநியோகத்தினாலான வருமானம்	LECO	MLKR	6,289	6,289 ⁽²⁾
நதியிடல் செலவு		MLKR	7,728	7,728
மொத்த செலவு		MLKR	274,982	258,748
மொத்த வருமானம்		MLKR	236,065	242,297 ⁽³⁾
வருமான மிகை/(பற்றாக்குறை)		MLKR	(38,917)	(16,451)
2024 ஜனவரி-செப்டெம்பர் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதிக்கான வருமான மாற்றம்		MLKR	41,251	45,137 ⁽⁴⁾
கட்டண மீளாய்வுக்கான வருமான மிகை/(பற்றாக்குறை)		MLKR	2,334	28,686 ⁽⁵⁾
இயல்தகு கட்டண மீளாய்வு சதவீதம்		%	-0.99%	-11.84% ⁽⁵⁾

குறிப்புக்கள்:

- (1). மேலே குறிப்பிட்டுள்ளபடி NCRE & நீர் மின் எதிர்வுகூறல், திருத்தங்கள் இரண்டும் கருத்தில் கொள்ளப்பட்டன
- (2). மீள் கொணர்தல் இடம்பெற வேண்டும்
- (3). அனைத்து DL-களும் சமர்ப்பித்த விற்பனை கணிப்புகளின்படி, 2025 ஜனவரி-ஜூன் இற்கான விற்பனை வருமானம் கணக்கிடப்பட்டது.
- (4). CEB 2024 ஜனவரி-செப்டெம்பர் கணக்கை எடுத்திருந்தாலும், 2024 ஜனவரி-ஜூன் இற்கான வருமான திருத்தம் மட்டுமே பரிசீலிக்கப்பட்டது.
- (5). இந்த மிகை CPC சமர்ப்பிக்கும் எரிபொருள் விலைகளில் எந்த மாற்றமும் இல்லாமல் கணக்கிடப்பட்டது.

மேற்கண்ட துழ்நிலைக்கான உற்பத்தி ஆற்றல் செலவுகள், இயக்கக் கட்டுப்பாடுகளைப் புறக்கணித்து, விலையுயர்ந்த வெப்ப உற்பத்தியை மாற்றுவதன் மூலம், அனுப்புதலை கைமுறையாக சரிசெய்வதன் மூலம் தீர்மானிக்கப்படுகின்றன என்பதையும் கவனத்தில் கொள்ள வேண்டும்.

3. கட்டண அதிகரிப்பினால் சமூகத்தில் ஏற்படும் தாக்கம்

அண்மித்த ஆண்டுகளில் CEB மற்றும் LECO வினால் மேற்கொள்ளப்பட்ட மின்சார விநியோக துண்டிப்புகள் தொடர்பான கட்டண அதிகரிப்பின் சமூக தாக்கத்தை ஆணைக்குழு ஆய்வு செய்தது (விரிவான அறிக்கை இணைக்கப்பட்டுள்ளது - இணைப்பு 8).

விநியோக பாதுகாப்பை நிர்ணயிக்கும் முக்கிய காரணிகளில் ஒன்று மின்சார விலைகளின் மலிவுத்தன்மை என்பதை கவனத்தில் கொள்ளப்பட வேண்டும்.



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව
இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு
PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA

Annex 1



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } October 18, 2024

Mr. K. G. R. F. Comester,
General Manager,
Ceylon Electricity Board,
No. 50, Sir Chittampalam A. Gardinar Mw.,
Colombo – 02.

First Electricity Tariff Revision - 2025

Reference is made to the CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf 2024) dated September 09, 2024, and the Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated September 13, 2024, on the Third Electricity Tariff Revision – 2024, and the Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated July 15, 2024, with the decision on Second Electricity tariff revision for 2024.

As communicated by CEB through the above letter, the tariff submission for the period of October to December – 2024 has not yet been submitted to the Commission.

Further, it should be noted that the Second Electricity tariff revision for 2024 was carried out considering the submissions made for the forecast period until December 31, 2024. Accordingly, the next tariff revision becomes mandatory by January 1, 2025. Therefore, you are hereby required to make a tariff submission, as per the Section 30(2) of the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009, considering the year 2025. The submission shall be received by the Commission, by November 1, 2024, to ensure the implementation of revised tariff effective from January 1, 2025.

Damitha Kumarasinghe
Director General

06.වන මහල, ලංකා බැංකු වෙළඳ කුළුණ,
28. ශාන්ත මයිකල් පාර, කොළඹ 03.

06 ஆவது மாடி, இலங்கை வங்கி வர்த்தகக் கோபுரம்,
28, சென் மைக்கல் வீதி, கொழும்பு 03.

Level 06, BOC Merchant Tower,
28, St. Michael's Road, Colombo 03, Sri Lanka.

Tel : +94 11 2392607/8

Fax : +94 11 2392641

E-mail : info@pucsl.gov.lk

Web : www.pucsl.gov.lk

සභාපති }
தலைவர் }
Chairman } +94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල් }
பணிப்பாளர் நாயகம் }
Director General } +94 11 2392606

ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය
இலங்கை மின்சார சபை
CEYLON ELECTRICITY BOARD



Your ref:

My ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2025

Date: December 6, 2024

Director General,
Public Utilities Commission of Sri Lanka,
6th Floor, BOC Merchant Tower,
No.28, St, Michael's Road,
Colombo 3.

Dear Sir,

First Electricity Tariff Revision 2025

This has reference to the PUCSL letter No. PUC/E/Tariff/01 dated 2024-10-18 regarding the above subject.

Accordingly, the tariff revision proposal for the first half of the year 2025 is submitted as Annex I. Additionally, the Bulk Supply Tariff (BST) for the same is attached as Annex II.

The salient points of the tariff revision proposal are explained below.

1. Generation Forecast for the first half 2025 (1H 2025)

The energy generation for 1H 2025 was estimated based on the actual 2024 generation and the growth predictions. The total net generation for the 1H 2025 has been estimated as 8,636.7 GWh and the 2025 generation dispatch forecast has been prepared for the same. The monthly net generation forecast for the year 2025 is as follows.

Table 1: Forecasted Net Generation for 1H 2025

2025	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Total
Forecast Net Gen. (GWh)	1,417.0	1,320.9	1,518.3	1,398.2	1,507.4	1,474.8	8,636.7

2. Dispatch

The generation dispatch plan was updated to reflect the latest hydro storage levels, boosted by significant inflows from recent deep depression and cyclonic conditions. Additionally, the Meteorological Department's December weather forecast for December 2024 to February 2025 (Annex III) was considered. With improved initial hydro storage, increased hydro generation has been allocated for the early dry period, while managing reservoir drawdowns to reserve capacity for the next monsoon.

The annual maintenance outage schedule prepared with the coordination of the respective power plants has been reviewed and used to determine the dispatch forecast preparation. A Level C maintenance for

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Third Floor, No. 50, Sir Chittampalam A. Gardiner Mawatha, Colombo 00200, Sri Lanka.
Tel: +94 11 232 0953/5340 / Fax: +94 11 232 3935 | e-mail: gm@ceb.lk | www.ceb.lk

Unit 3 of Lakvijaya Power Plant, requiring a 30-day outage, is planned for June, 2025. A Generator Major Inspection for KCCP2 is planned for 8 weeks from mid-April 2025. The Sobadhanavi IPP Thermal Plant (312 MW) will commence commercial operation in combined cycle mode from April 2025.

Accordingly in first half of 2025, approximately 2,216.9 GWh of energy is expected from hydro, while thermal and other renewable energy sources are anticipated to contribute 4,745.0 GWh and 1,674.7 GWh, respectively. The expected hydro inflow is estimated as 1,786.1 GWh.

3. Sales Forecast

The sales forecast was prepared based on the net generation and transmission and distribution losses. Accordingly, the total estimated sales for 1H 2025 is 7,937.1 GWh. The share of sales to LECO is taken as 851.3 GWh from the 33 kV boundary. Please refer the table 2 below.

Table 2: Sales forecast for 2025

2025	CEB End User Customers (Nos.)	CEB End User Sales (GWh)	LECO 33 kV Sales (GWh)	Total Sales (GWh)
January	7,168,747	1,157.7	145.0	1,302.7
February	7,177,879	1,079.5	135.7	1,215.1
March	7,186,141	1,250.5	145.0	1,395.6
April	7,194,075	1,145.0	140.3	1,285.3
May	7,200,300	1,239.3	145.0	1,384.3
June	7,207,597	1,213.7	140.3	1,354.1
Total	-	7,085.7	851.3	7,937.1

4. Revenue

The forecasted revenue for both CEB and LECO has been calculated, giving due consideration to the transfer price for bulk sales from CEB to LECO. The transfer price, provided by LECO, is taken as 26.14 LKR/kWh for the first half of 2025. The total estimated revenue for 1H 2025 from the existing tariff is LKR 229.7 billion.

5. Expenditure

The existing composite Power Purchase Agreement outlines the pricing for capacity and energy transactions between CEB's Generation and Transmission Divisions, while separate agreements set prices for energy sold by Independent Power Producers (IPPs) and Small Power Producers (SPPs). In CEB Thermal Power Plants, the Energy Price covers startup expenses, variable O&M, and fuel costs based on contractual fuel consumption rates. IPP and SPP energy costs are recovered through their respective PPAs. Energy costs for CEB's hydro and wind generation are considered zero. Expenditure estimates account for actual or tendered fuel prices at CEB's boundary, with liquid fuel pricing beyond CEB's control. Coal pricing reflects actual values. Fuel prices, exchange rates, and VAT revisions have been updated as of December, 2024 and according to the letter of Managing Director, CPC letter no. FD/DGM/2024/02/CEB dated 2024-12-05 (Annex IV). Please refer the table 3 below.

Table 3: Fuel Prices and Exchange rates used in Tariff Revision 1H 2025

	Description	1H 2025
1	Auto Diesel (Rs./l)	275.00
2	Furnace oil (Rs./l)	179.00
3	Naphtha (Rs./l)	146.00
4	Coal (Rs./kg)	47.57
5	Ex. Rate (Rs./USD)	294.97

CEB plant capacity costs cover fixed O&M, services by CEB and Generation HQ, allocated based on installed capacity. IPP and SPP capacity costs are recovered through their PPAs. Capacity and energy costs are calculated accordingly. For CEB plants, major CAPEX is managed via monthly bank loans, easing the impact of capital-intensive projects on tariff. This strategy, approved in the 2024 Tariff Decision, spreads costs over time to moderate immediate tariff increases.

Total Transmission and Distribution allowed revenue excluding the finance cost component are calculated based on the tariff filing approved by the PUCSL by the decision dated 2024-07-15 and provisional BST decision document of PUCSL dated 2024-09-19.

It is important to note that CEB has informed PUCSL of certain operational errors identified in the transmission revenue filing templates during the previous tariff submission. While the Commission is yet to address these discrepancies, the allowed revenue for the Transmission Licensee in 2024 was determined based on the latest actual expenses available at that time. However, this decision has resulted in an approved transmission allowed revenue insufficient to cover expenses. Accordingly, the allowed revenue for the Transmission Licensee for the first half of 2025 has been estimated as LKR 12,181million.

Similarly, the approved allowed revenue of Distribution Licensees for 2024 has been indexed and updated for 2025 and the distribution cost including adjustment of allowed revenue for CEB for 1H 2025 is as follows.

Table 4: Distribution Costs for 1H 2025

Description	Unit	DL1	DL2	DL3	DL4
Distribution Allowed Revenue	MLKR	7,914	10,962	6,284	5,793
Retail Service Cap	LKR/Customer	5,095	2,449	3,541	3,352
Total Distribution Cost	MLKR	13,009	13,989	8,937	7,783

Furthermore, the finance cost has been updated as per the latest Average Weighted Prime Lending Rate (AWPLR) of 9.3%. The finance cost for the 1H 2025 has been estimated as LKR 7,728 million.

6. Conclusion

As per Clause 5.2 of PUCSL's Tariff Methodology, end-user tariffs are determined based on CEB's revenue requirements. CEB analyzed factors such as current tariffs, fuel availability, future prices, hydro inflows, plant schedules, interest rates, economic recovery, energy demand, transmission and distribution adjustments, and government policies to develop the BST and tariff proposal.

The summary of expenditure for 2024 considered for the tariff revision is tabulated below.

Table 5: Summary of Expenditures considered for 1H 2025

Description	Unit	2025 1H	Source
Generation - Energy Cost	MLKR	173,658	BST 1H 2025
Generation - Capacity Cost	MLKR	31,408	-do-
Transmission Allowed Revenue	MLKR	12,181	As above
Finance Cost	MLKR	7,728	Latest forecast
Distribution Allowed Revenue	MLKR	43,718	As above
Total Cost	MLKR	268,693	-
Estimated Revenue at present tariffs	MLKR	229,776	Latest Forecast
Jan – Sept 2024 period revenue difference	MLKR	41,251	Annex V
Surplus/(Deficit)	MLKR	2,334	-

Based on the above analysis, a surplus of LKR 2,334 million has been estimated for 1H 2025 warranting a tariff reduction of 1.02 %. Any variations in the estimate, whether an excess or a shortfall, will be accounted for in the Bulk Supply Transaction Account (BSTA) and considered in the next tariff revision.

However, considering the inherent uncertainties associated with hydroelectric generation predictions for the year 2025, the projected surplus must be evaluated with caution. Therefore, it is prudent to recognize that the indicated surplus falls well within the margin of estimation error.

In light of this, and to ensure financial and operational stability while avoiding potential risks to the reliability of electricity supply, CEB proposes to maintain the prevailing tariff structure for the first six months in 2025.

The Board approved the tariff proposal for the first half of 2025, is hereby submitted to the Commission for its approval and subsequent implementation, please.

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD

Eng. K.G.R.F. Comester
General Manager
Ceylon Electricity Board

Eng. K. G. R. F. Comester
General Manager
Ceylon Electricity Board

Copy to:

- | | |
|------------------------------|---------------|
| 1. Secretary to the Treasury | - fi & na pl. |
| 2. Chairman, CEB | - fi pl. |
| 3. Addl. GM (CS) | - fi pl. |
| 4. FM, CEB | - fi pl. |

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Third Floor, No. 50, Sir Chittampalam A. Gardiner Mawatha, Colombo 00200, Sri Lanka.
Tel: +94 11 232 0953/5340 / Fax: +94 11 232 3935 | e-mail: gm@ceb.lk | www.ceb.lk

			Existing tariff to be continued for the first 6 months of 2025			
EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)			2025-01-01			
DOMESTIC						
			Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Consumption 0 - 60 kWh per month						
Block 1 : 0 - 30 kWh			6.00		100.00	
Block 2 : 31 - 60 kWh			9.00		250.00	
Consumption above 60 kWh per month						
Block 1 : 0 – 60 kWh			15.00		N/A	
Block 2 : 61 – 90 kWh			18.00		400.00	
Block 3 : 91 – 120 kWh			30.00		1,000.00	
Block 4 : 121 – 180 kWh			42.00		1,500.00	
Block 5 : 181 and above			65.00		2,000.00	
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers						
Day (05:30 – 18:30 hrs)			56.00		2,000.00	
Peak (18:30 – 22:30 hrs)			72.00			
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)			24.00			
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS						
Consumption 0 - 180 kWh per month						
Block 1 : 0 – 30 kWh			6.00		100.00	
Block 2 : 31 – 90 kWh			6.00		250.00	
Block 3 : 91 – 120 kWh			10.00		300.00	
Block 4 : 121 – 180 kWh			20.00		1,200.00	
Block 5 : 181 kWh and above			30.00		1,600.00	
OTHER CONSUMER CATEGORIES			Industrial / Hotel		General Purpose / Government	
Volume differentiated monthly consumption			IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)	IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)	GP/GV 1-1 (≤ 180 kWh/mth)	GP/GV 1-2 (> 180 kWh/mth)
Rate 1 Supply at 400/230 V Contract demand ≤ 42 kVA	Energy Charge (Rs. /kWh)		10.00	16.00	26.40	34.40
	Fixed Charge (Rs./mth)		300.00	1,000.00	600.00	1,500.00
Rate 2 Supply at 400/230 V Contract demand > 42 kVA	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	20.50		38.25	
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	30.50		46.75	
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	18.00		31.45	
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,500.00		1,500.00	
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00	
Rate 3 Supply at 11 kV & above	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	19.50		37.40	
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	29.50		45.90	
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	17.00		30.60	
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,400.00		1,400.00	
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00	
STREET LIGHTING						
Street Lighting (Rs./kWh)			45.00			
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS			DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)	
Day (05:30 – 18:30 hrs)			87.00		70.00	
Peak (18:30 – 22:30 hrs)			111.00		90.00	
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)			53.00		40.00	
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff			Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA	Day (05:30 – 18:30 hrs)		18.00		1,000.00	
	Peak (18:30 – 22:30 hrs)		35.00			
	Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)		8.00			

4

Bulk Supply Tariff**Jan - June 2025**

Index

Capacity Charge

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Capacity Charge							
Generation capacity	SLR/MW	1,724,634.86	1,626,428.95	1,656,598.21	2,147,803.12	2,223,833.11	2,302,658.48
Transmission	SLR/MW	696,009.29	673,083.49	663,924.01	688,783.26	691,438.53	722,953.14
Bulk Supply Service	SLR/MW	549,262.65	525,572.35	513,449.78	523,877.40	520,605.92	622,871.78
BST (C)	SLR/MW	2,969,906.80	2,825,084.79	2,833,972.00	3,360,463.77	3,435,877.56	3,648,483.40

BST (C)	SLR/MW	3,171,933.97
6-Month Weighed average		

Energy Charge

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Block 1							
Transmission Loss Factor B1	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
Generation energy Cost B1	SLR/kWh	21.47	23.37	24.00	21.13	17.29	17.42
BST (E1)	SLR/kWh	22.19	24.17	24.81	21.85	17.88	18.01
Block 2							
Transmission Loss Factor B2	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%
Generation energy Cost B2	SLR/kWh	27.90	30.39	31.20	27.47	22.48	22.64
BST (E2)	SLR/kWh	29.12	31.70	32.55	28.67	23.45	23.62
Block 3							
Transmission Loss Factor B3	%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%
Generation energy Cost B3	SLR/kWh	12.88	14.02	14.40	12.68	10.37	10.45
BST (E3)	SLR/kWh	13.19	14.36	14.74	12.99	10.62	10.70

BST (E1)	SLR/kWh	21.43
6-Month Weighed average		
BST (E2)	SLR/kWh	28.12
6-Month Weighed average		
BST (E3)	SLR/kWh	12.74
6-Month Weighed average		

E1 - Day
E2 - peak
E3 - off peak

Generation Capacity Cost

Index

Remarks :Added Sobadhanavi

Item\Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
System Coincidental Peak demand	MW	2669	2760	2798	2697	2686	2569

Capacity Payment

Plant\Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Mahaweli	Mn. SLR	400.9	403.2	403.2	409.9	409.9	421.7
Laxapana	Mn. SLR	395.3	395.3	395.3	395.3	395.3	399.8
Samanala	Mn. SLR	261.9	261.9	261.9	261.9	261.9	262.7
Mannar Wind	Mn. SLR	551.7	551.7	551.7	551.7	551.7	551.7
DSP1	Mn. SLR	71.7	71.7	71.7	71.7	71.7	72.5
DSP2	Mn. SLR	73.7	73.7	73.7	73.7	73.7	73.7
GT16	Mn. SLR	43.8	44.8	44.8	44.8	44.8	44.8
GT07	Mn. SLR	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	81.6
CCKP	Mn. SLR	102.7	102.7	102.7	102.7	102.7	104.7
CCKP 02	Mn. SLR	90.6	70.4	70.4	70.4	90.6	71.4
CPUT	Mn. SLR	1,081.3	1,097.7	1,129.0	1,135.2	1,141.5	1,155.9
DNCHU	Mn. SLR	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	31.3
Island Gen	Mn. SLR	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
BARGE	Mn. SLR	51.5	51.5	53.1	53.1	53.1	54.8
30MW Hambantota	Mn. SLR	17.5	17.5	17.5	26.1	17.5	17.5
20MW Mathugama	Mn. SLR	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7
CCKW	Mn. SLR	1,306.7	1,193.0	1,306.3	1,268.5	1,393.6	1,353.0
SGPS (100MW)	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMB	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DMAT	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sobadhanavi	Mn. SLR	25.0	25.0	25.0	1,198.6	1,237.7	1,198.6
RENW	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	Mn. SLR	4,602.6	4,488.4	4,634.7	5,792.1	5,974.1	5,916.2
Depreciation	Mn. SLR						
ROE	Mn. SLR						
Generation Capacity cost	Mn. SLR	4,602.6	4,488.4	4,634.7	5,792.1	5,974.1	5,916.2

Generation Capacity cost

	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Generation Capacity cost	SLR/MW	1,724,634.86	1,626,428.95	1,656,598.21	2,147,803.12	2,223,833.11	2,302,658.48

Energy price and Energy generated in each plant							
Plant\Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Mahaweli	GWh	353.291	275.247	305.838	356.599	454.208	471.702
	SLR/kWh						
Laxapana	GWh						
	SLR/kWh						
Samanala	GWh						
	SLR/kWh						
Mannar wind	GWh	20.345	20.999	12.183	5.748	42.976	58.876
	SLR/kWh						
DSP1	GWh	27.662	26.905	30.320	29.376	18.239	21.719
	SLR/kWh	46.02	46.10	45.76	45.84	47.01	46.38
DSP2	GWh	34.828	34.474	38.167	36.936	32.853	30.736
	SLR/kWh	42.38	42.40	42.19	42.26	42.50	42.66
GT16	GWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GT07	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCKP	GWh	78.3	84.6	84.9	85.0	72.2	72.0
	SLR/kWh	49.31	40.25	40.25	40.25	40.37	40.38
CCKP 02	GWh	0.0	11.0	29.5	5.4	0.0	9.4
	SLR/kWh	0.00	73.93	66.36	68.24	0.00	68.60
CPUT	GWh	518.9	489.9	542.4	524.9	526.1	367.4
	SLR/kWh	20.16	20.20	20.13	20.15	20.27	20.42
DNCHU	GWh	10.8	10.7	11.8	11.5	9.4	9.1
	SLR/kWh	42.47	42.49	42.27	42.34	42.81	42.89
Island Gen	GWh	0.20	0.20	0.2	0.2	0.2	0.2
	SLR/kWh	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52
BARGE	GWh	35.4	32.7	36.2	35.0	30.6	29.9
	SLR/kWh	42.6	42.8	42.5	42.6	43.0	43.1
30MW Hambantota	GWh	0.430	0.274	0.417	0.000	0.157	0.707
	SLR/kWh	96.41	108.45	97.06	0.00	131.66	88.51
20MW Mathugama	GWh	0.515	0.327	0.379	0.010	0.193	1.169
	SLR/kWh	88.63	95.33	92.66	665.57	107.45	82.27
CCKW	GWh	127.9	133.1	168.4	91.6	35.9	46.3
	SLR/kWh	48.85	48.82	48.73	49.01	49.60	49.24
SGPS (100MW)	GWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEMB	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DMAT	GWh	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Sobadhanavi	GWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.08
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65.00
RENW	GWh	92.052	83.441	129.374	102.644	173.723	240.490
	SLR/kWh	18.84	19.16	17.87	18.43	17.04	16.50
Solar Rooftop Generation	GWh	116.557	117.206	128.413	113.596	110.850	105.235
	SLR/kWh	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47
TOTAL generated energy	GWh	1,417.150	1,321.070	1,518.510	1,398.450	1,507.581	1,475.051

Energy Cost	SLR	29,503,947,841	29,948,771,456	35,341,638,050	28,665,145,482	25,281,935,287	24,916,629,562
-------------	-----	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Energy Cost	SLR Million	29,504	29,949	35,342	28,665	25,282	24,917
		29,504	29,949	35,342	28,665	25,282	24,917

Total Energy cost for six-months	LKR Million	173,658.07
Total energy dispatch for six months	GWh	8,637.811
Six-month average energy cost	LKR/kWh	20.10
loss adjusted six-month average energy cost	LKR/kWh	20.79

Loss factor %		96.69	Loss Calculation Prepared by CS as at April 27, 2024
		97.18	

Notes

TOU enrgy ratio is chaged as follows. These ratios were calculated using actual sales to DLs from May 2018 to April 2019 considering a consistent period of 12 months.

TOU Factors	Day	Peak	Offpeak
	58.0%	19.7%	22.3%

Capacity Transmission tariff (TR) & Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)

Index

Item	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Transmission system allowed revenue *	Mn. SLR	1,681	1,681	1,681	1,681	1,681	1,681
BSOB allowed revenue *	Mn. SLR	113	113	113	113	113	113
Long / Short Term Interest Account	Mn. SLR	566	550	536	513	498	700
Overdraft Interest Account	Mn. SLR	500	500	500	500	500	500
Debt Interest Account	Mn. SLR	156	156	156	156	156	156
Lease Interest Account	Mn. SLR	2	2	2	2	2	2
Delayed Interest on IPP Payments	Mn. SLR	20	20	20	20	20	20
Delayed Interest on NCRE Payments	Mn. SLR	50	50	50	50	50	50
TL Additional OPEX Requirement							
TL Additional CAPEX Requirement							
Depreciation Expense							
System Coincidental Peak demand	MW	2669	2760	2798	2697	2686	2569

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Capacity Transmission tariff (TR)	SLR/MW	696,009	673,083	663,924	688,783	691,439	722,953
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR/MW	549,263	525,572	513,450	523,877	520,606	622,872

Transmission Losses Factor

Block 1

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Forecasted transmission losses	GWh	28	26	30	28	30	29
Total forecasted energy supplied	GWh	822	766	881	811	874	856
Forecasted TLF	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%

Block 2

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Forecasted transmission losses	GWh	12	11	13	12	13	13
Total forecasted energy supplied	GWh	279	260	299	275	297	291
Forecasted TLF	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%

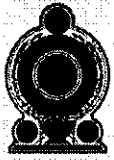
Block 3

Month	Unit	Jan-25	Feb-25	Mar-25	Apr-25	May-25	Jun-25
Forecasted transmission losses	GWh	8	7	8	8	8	8
Total forecasted energy supplied	GWh	316	295	339	312	336	329
Forecasted TLF	%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%

Capacity Transmission tariff (TR)	SLR	1,857,481,176.39	1,857,481,176.39	1,857,481,176.39	1,857,481,176.39	1,857,481,176.39	1,857,481,176.39
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR	1,465,849,727.51	1,450,400,667.47	1,436,494,681.37	1,412,770,111.93	1,398,556,292.49	1,600,342,473.05

avg tx loss factor	%	3.38%
--------------------	---	-------

ENERGY DISPATCH FORECAST - GWh- 2025													
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Total Net Generation	1417	1321	1518	1398	1507	1475	1534	1537	1464	1495	1424	1462	17553
Total Net Generation/day	45.7	47.2	49.0	46.6	48.6	49.2	49.5	49.6	48.8	48.2	47.5	47.2	
NCRE Generation	229.0	221.6	270.0	222.0	327.5	404.6	366.0	416.7	426.1	374.0	310.8	334.9	3903
No. of days	31.0	28.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	365
Generation (Centrally dispatch)	1188.0	1099.3	1248.4	1176.3	1179.9	1070.2	1167.8	1120.7	1038.2	1120.7	1113.1	1127.2	
Reqd. Generation/day(Centrally)	38.3	39.3	40.3	39.2	38.1	35.7	37.7	36.2	34.6	36.2	37.1	36.4	
IPP Thermal Generation													
Sobadanavi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	13.5	0.7	0.6	10.9	7.3	16.1	59.4
WCPP	127.9	133.1	168.4	91.6	35.9	46.3	62.4	63.8	29.9	51.8	90.6	122.4	1024.3
TOTAL IPP	127.9	133.1	168.4	91.6	35.9	56.4	76.0	64.5	30.5	62.7	97.9	138.6	1083.6
CEB Thermal Generation													
LAKVIJAYA1	157.3	163.3	180.8	175.0	175.4	169.7	28.9	175.4	169.6	173.0	167.4	175.4	5591.0
LAKVIJAYA2	180.8	163.3	180.8	175.0	175.4	169.7	175.4	175.4	169.6	0.0	0.0	175.4	
LAKVIJAYA3	180.8	163.3	180.8	175.0	175.4	28.0	175.4	175.4	169.6	173.0	167.4	175.4	
SAPU B	34.8	34.5	38.2	36.9	32.9	30.7	33.2	33.1	24.9	33.7	33.7	34.5	401.1
SAPU A	27.7	26.9	30.3	29.4	18.2	21.7	17.2	21.8	15.3	17.8	23.4	24.3	274.0
BARGE	35.4	32.7	36.2	35.0	30.6	29.9	32.6	33.4	27.7	31.0	30.3	33.6	388.3
Uthuru Jannanee	10.8	10.7	11.8	11.5	9.4	9.1	9.6	9.4	7.1	9.5	9.2	10.3	118.4
KCCP_Naptha	78.3	84.6	84.9	85.0	72.2	72.0	73.0	77.4	60.7	69.8	78.4	0.0	836.4
KCCP_Diesel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GT7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SMALL_GT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KCCPS 2	0.0	11.0	29.5	5.4	0.0	9.4	19.9	8.2	6.1	24.5	18.2	36.1	168.3
Dakanu Jananee	0.4	0.3	0.4	0.0	0.2	0.7	0.2	0.3	0.1	0.3	0.1	0.1	3.2
Matugama-CEB	0.5	0.3	0.4	0.0	0.2	1.2	1.2	0.3	0.1	0.3	0.1	0.7	5.3
Total CEB Thermal Generation	706.8	690.8	774.1	728.1	689.8	542.1	566.6	710.0	650.7	533.0	528.3	665.6	7785.9
Prospective Gen. / Energy shortfall													
Total Thermal Generation	834.7	824.0	942.5	819.7	725.6	598.5	642.5	774.6	681.2	595.7	626.2	804.2	8869.5
Hydro Gen Reqd.	353.3	275.2	305.8	356.6	454.2	471.7	525.2	346.1	357.0	525.0	486.9	323.0	4780.1
Deficit	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Net Generation excluding deficit	1417	1321	1518	1398	1507	1475	1534	1537	1464	1495	1424	1462	17553
Inflow	275.9	166.3	156.0	271.7	447.3	468.9	482.0	359.3	449.3	549.6	531.6	345.6	4503.4
Drawdown from reservoirs	-77.4	-108.9	-149.8	-84.9	-7.0	-2.8	-43.3	13.1	92.2	24.6	44.7	22.6	
STARTING STORAGE	1158	1081	972	822	737	730	727	684	697	789	814	859	
Month End Storage	1081	972	822	737	730	727	684	697	789	814	859	881	
% Storage	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	



කාලගුණ විද්‍යා දෙපාර්තමේන්තුව
வளிமண்டலவியல் திணைக்களம்
Department of Meteorology

TP : 011 2686686
 Fax : 011 2691443
 E-mail : metnmc@gmail.com
 Web : www.meteo.gov.lk

No SF-2024-12

Seasonal, Monthly and weekly Rainfall Forecasts for December 2024-February 2025

Issued on 2nd December 2024 by Seasonal Forecasting Division of the Department of Meteorology, Sri Lanka.

This consensus Climate Outlook for December 2024 to February 2025 season over Sri Lanka has been developed through an expert assessment of the prevailing global climate conditions influencing the South Asian climate and seasonal forecasts from different climate models around the world. ENSO-neutral conditions are present. Equatorial sea surface temperatures (SSTs) are near-to-below-average in the central and eastern Pacific Ocean. La Niña is favored to emerge in October-December (57% chance) and is expected to persist through January-March 2025. The Indian Ocean Dipole (IOD) index for the week ending 24 November was -0.54°C , having been below the negative IOD threshold (-0.4°C) since mid-October. Careful consideration is also given to other regional and global factors as well as the intraseasonal variability of the region that can affect the rainfall and temperature patterns over the country.

Seasonal Rainfall Forecast for December–February 2024/25 (DJF)

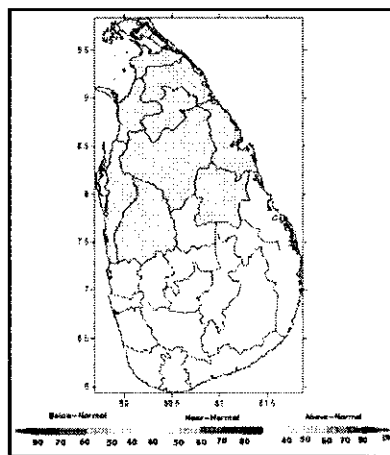


Fig 1: Consensus Probabilistic Monthly rainfall forecast for DJF 2024/25

There is a possibility for having near or slightly above normal rainfall over Northern, North-central and Northwestern provinces and in Trincomalee district and no signal for remaining areas of the country during DJF 2024/25 as a whole. In addition to that development of the

synoptic scale systems such as wavy type disturbances, lows, depressions and cyclones are also possible during the season particularly during December and January. If so rainfall can increase (Fig.01).

Monthly Rainfall Forecasts for December 2024, January and February 2025

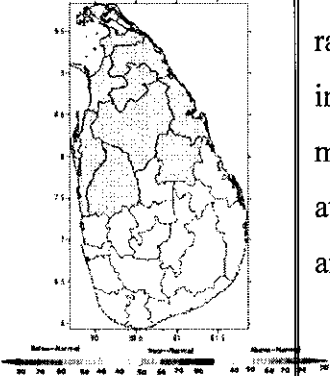
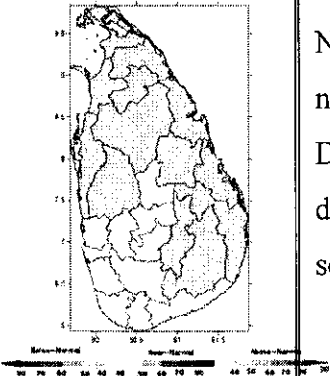
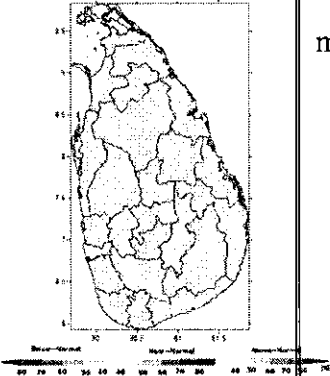
Month	Rainfall forecast
December 2024 	There is a higher chance of having near or slightly above normal rainfalls over Northern, North-central and Northwestern provinces and in Trincomalee district and no signal for remaining areas during the month of December 2024. There is a possibility for developing atmospheric disturbances, such as wavy type disturbances, depressions and cyclones during the month. If so, rainfall will increase.
January 2025 	There is a possibility for near or slightly above normal rainfall over Northern, North-central, Northwestern, Eastern and Uva provinces and no signal for remaining areas during the month of January 2025. Development of the synoptic scale systems such as wavy type disturbances, low and depressions are also possible during the month. If so forecast can be deviated.
February 2025 	There is a possibility for near normal rainfall over most parts during the month of February 2025.

Fig 2. Monthly rainfall forecasts for December, January and February 2024/25

(District wise normal (mean) rainfall values are indicated in annex -1)

The predictability is also limited due to strong day-to-day atmospheric variability caused by the passage of the synoptic scale systems such as lows and depressions. Intraseasonal Oscillations such as Madden Julian Oscillations (MJO) is also another atmospheric phenomena which can't be underestimated.

Weekly Rainfall forecasts for the month of December 2024

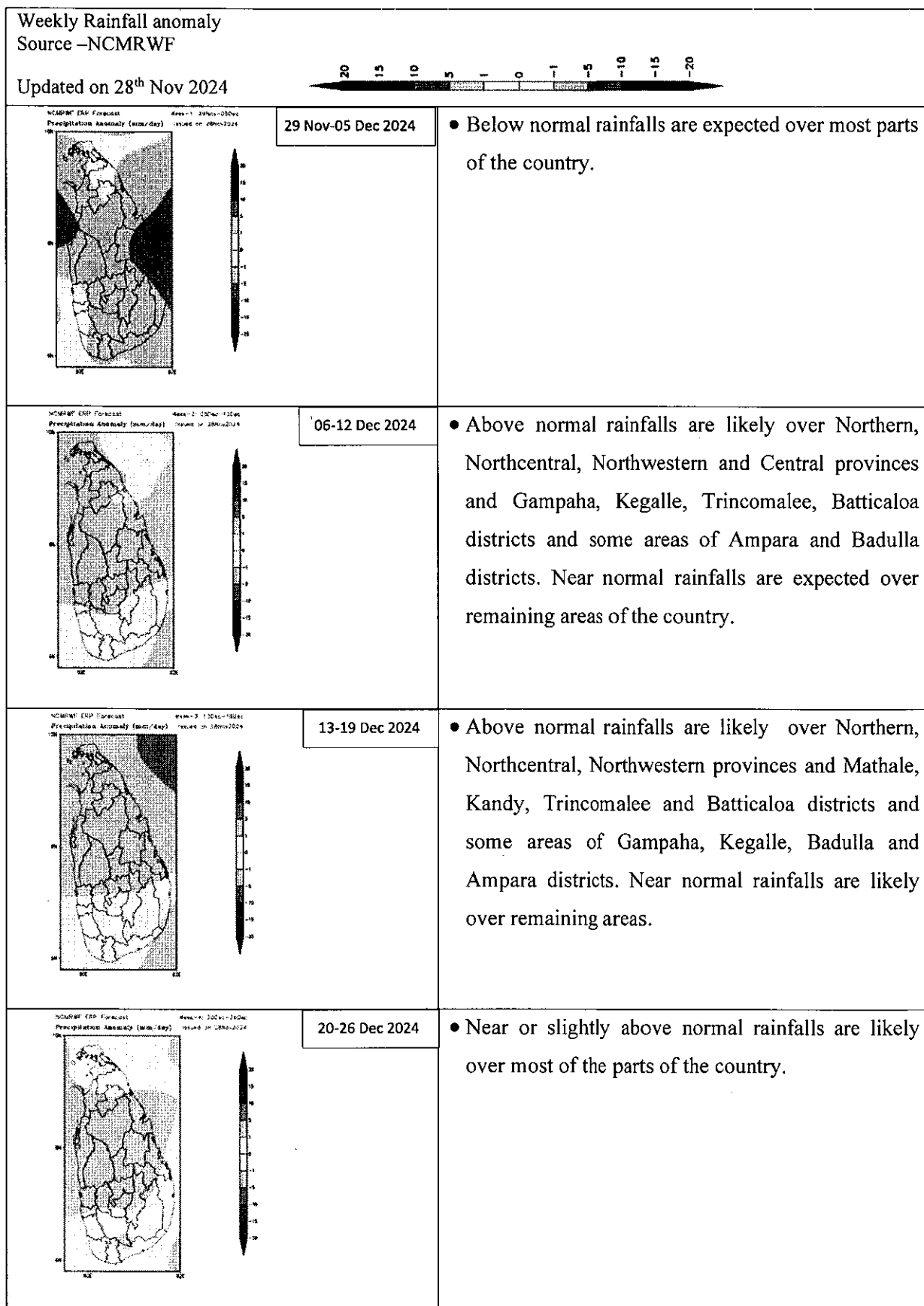


Fig 3: Weekly rainfall forecast for December 2024

Probabilistic Temperature Forecast for December 2024

The probabilistic Temperature forecasts in Sri Lanka for December 2024 as given below.

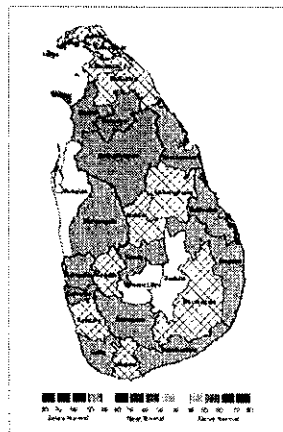


Fig 4:

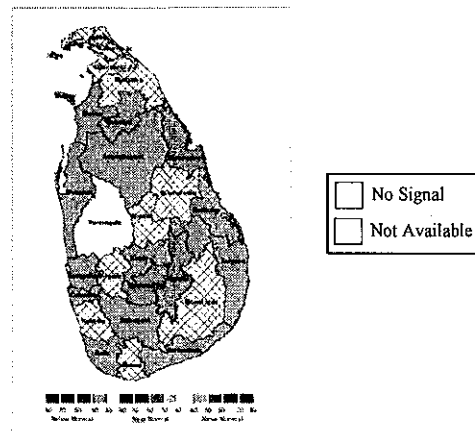


Fig 5:

Figure 4 shows the Probabilistic forecast for Maximum Temperatures in Sri Lanka during December 2024. Accordingly, there is a chance of experience slightly above the normal Maximum(day) temperatures in Galle, Gampaha, Kurunegala, Hambantota, Rathnapura, Kandy, Ampara, Trincomalee and Batticaloa districts and below the normal Maximum temperatures in Mannar, Vavuniya, Anuradhapura and Colombo districts for the month of December 2024.

Figure 5 shows the Probabilistic forecasts for Minimum (night) Temperatures in Sri Lanka during December 2024. Accordingly, there is a chance of experience slightly above the normal Minimum Temperatures in Mannar, Vauniya, Anuradapura, Puttalam, Gampaha, Colombo, Galle, Hambantota, Rathnapura, Kandy, Ampara, and Batticaloa districts and below the normal Minimum temperatures in Trincomalee, Nuwara Eliya and Badulla districts for the month of December 2024.

Note: Temperature forecasts are not available for Kegalle, Matara, Matale, Mulative, Kilinochchi, Polonnaruwa, Monaragala, Jaffna, and Kalutara districts due to unavailability of long-term temperature observation data.

Observed rainfall anomaly during the month of November 2024

Observed rainfall anomaly during the month of November 2024 will be updated in the department web site by 4th December 2024.

http://meteo.gov.lk/index.php?option=com_content&view=article&id=78&Itemid=290&lang=en

Attention is needed for following areas

- More attention for the instructions and advisories issued by authorized agencies particularly related to extreme weather.
- There is a possibility for developing low pressure systems, wavy type disturbances, depressions and Cyclones during the season.

Annex-1

District wise mean (30 years (1981-2010) of average) rainfalls during the months of December, January and February

District	Average rainfall- December(mm)	Average rainfall- January (mm)	Average rainfall- February(mm)
Colombo	171.3	103.7	86.4
Kalutara	232.9	143.5	114.5
Galle	221.6	134.5	109.2
Matara	192.7	114.3	109.4
Hambantota	144.0	81.7	54.8
Ampara	318.7	233.8	113.3
Batticaloa	371.1	209.4	115.0
Trincomalee	310.1	133.7	72.7
Mullaithivu	250.9	92.2	60.8
Jaffna	232.7	73.1	35.7
Killinochchi	240.3	82.5	51.0
Mannar	188.3	62.0	51.1
Puttalam	107.0	52.4	42.0
Gampaha	120.0	68.7	67.7
Kegalle	154.2	96.4	87.0
Ratnapura	218.7	129.4	121.9
Monaragala	221.2	149.9	83.9
Badulla	324.3	242.8	116.4
Pollonnaruwa	328.8	171.7	97.1
Vavuniya	225.2	87.3	54.3
Anuradapura	208.1	94.0	58.0
Kurunegala	122.0	67.2	50.0
Matale	340.3	233.7	115.7
Kandy	258.0	185.9	93.6
Nuwaraeliya	220.9	158.2	87.5

Table 01: 30 year Average (1981-2010) district wise rainfalls during the months of December, January and February

Table 01 shows the mean (30 year Average (1981-2010)) rainfalls during the months of December, January and February in each district.



ලංකා ධනීප තෙල් නීතිගත සංස්ථාව
இலங்கை பெற்றோலியக் கூட்டுத்தாபனம்
CEYLON PETROLEUM CORPORATION

Our Ref: FD/DGM/2024/02/CEB

05 Dec 2024

General Manager
Ceylon Electricity Board
No 50, Sir Chittampalam A Gardiner Mawatha,
Colombo 01
Dear Sir,

Request for Fuel Price Forecast

We refer to your letter, Ref CEB/GM/CL3/08 Vol II, dated 04/12/2024, regarding the above subject. As requested, please find below the forecasted Fuel prices for the first half of 2025.

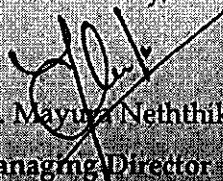
Product	Forecasted Price (Rs/Ltr.)
Fuel Oil	179.00
Naphtha	146.00
LAD	275.00

Please note that the above forecast is based on the following key assumptions:

1. The current crude oil forecast for the year 2025 has been considered.
2. An appreciation trend of the LKR against the USD is anticipated during 2025.
3. Naphtha will be exempt from VAT.
4. Only the cost to CPC has been considered.
5. CEB will consistently purchase the product throughout the specified period.

Kindly note that the forecasted prices may vary based on actual outcomes relative to these assumptions.

Yours faithfully,


Dr. Mayura Neththikumarage
Managing Director

Actual Bulk Supply Tariff January - June 2024

Capacity Charge

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Capacity Charge	Generation capacity	SLR/MW	1,615,902.65	1,837,583.69	2,222,510.09	1,806,335.34	1,637,587.11
	Transmission	SLR/MW	694,802.73	681,353.33	653,524.04	694,185.92	670,248.38
	Bulk Supply Service	SLR/MW	906,873.70	887,775.52	756,126.74	596,984.40	615,857.82
BST (C)	SLR/MW	3,217,579.08	3,406,712.54	3,632,160.88	3,097,505.66	2,923,693.31	3,304,544.34

BST (C)	SLR/MW	3,267,001.00
6-Month Weighed average		

Energy Charge

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Block1	Transmission Loss Factor B1	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
	Generation energy Cost B1	SLR/kWh	13.27	19.71	24.76	24.96	20.59
	BST (E1)	SLR/kWh	13.72	20.38	25.60	25.81	21.29
Block 2	Transmission Loss Factor B2	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%
	Generation energy Cost B2	SLR/kWh	17.25	25.62	32.19	32.45	26.77
	BST (E2)	SLR/kWh	18.00	26.73	33.58	33.86	27.93
Block 3	Transmission Loss Factor B3	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%
	Generation energy Cost B3	SLR/kWh	7.96	11.83	14.85	14.98	12.35
	BST (E3)	SLR/kWh	8.31	12.34	15.50	15.63	8.03

BST (E1)	SLR/kWh	20.14
6-Month Weighed average		
BST (E2)	SLR/kWh	26.42
6-Month Weighed average		
BST (E3)	SLR/kWh	12.19
6-Month Weighed average		

E1 - Day
E2 -peak
E3 -off peak

Capacity Payment

Plant\Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Mahawell	Mn. SLR	286	238	243	952	325	247
Laxapana	Mn. SLR	170	249	267	373	437	312
Samanala	Mn. SLR	125	231	153	182	188	141
Mannar Wind	Mn. SLR	37	41	2,536	370	47	89
DSP1	Mn. SLR	33	153	116	68	149	102
DSP2	Mn. SLR	34	158	119	70	153	90
GT16	Mn. SLR	23	19	19	28	21	19
GT07	Mn. SLR	41	35	31	42	34	33
CCKP	Mn. SLR	85	408	45	114	46	64
CCKP 02	Mn. SLR	42	50	26	33	29	27
CPUT	Mn. SLR	681	829	1,422	1,688	1,374	814
DNCHU	Mn. SLR	18	21	25	25	446	68
Island Gen	Mn. SLR	5	7	8	12	23	11
BARGE	Mn. SLR	18	21	17	26	21	20
30MW Hambantota	Mn. SLR	18	22	13	15	15	29
20MW Mathugama	Mn. SLR	10	15	9	10	10	19
CCKW	Mn. SLR	1,544	1,237	-5	0	316	792
SGPS (93MW)	Mn. SLR	0	0	0	0	0	0
DEMB	Mn. SLR	127	154	23	0	0	0
DMAT	Mn. SLR	38	16	0	0	0	0
Sobadhanavi	Mn. SLR	0	0	0	0	0	0
RENW	Mn. SLR	0	0	0	0	0	0
TOTAL	Mn. SLR	3,334.76	3,903.14	5,066.38	4,007.20	3,635.48	2,878.78
Depreciation	Mn. SLR						
ROE	Mn. SLR						
Generation Capacity cost	Mn. SLR	3,334.76	3,903.14	5,066.38	4,007.20	3,635.48	2,878.78

1,626.0 2,496.7 5,048.4 4,007.4 3,319.3 2,086.9

Generation Capacity cost

	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Generation Capacity cost	SLR/MW	1,615,902.65	1,837,583.69	2,222,510.09	1,806,335.34	1,637,587.11	1,337,374.43

Energy price and Energy generated in each plant

Plant\Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Mahaweli	GWh	629.7	305.9	323.4	379.7	399.3	468.5
	SLR/kWh						
Laxapana	GWh						
	SLR/kWh						
Samanala	GWh						
	SLR/kWh						
Mananr wind	GWh	21.66	22.04	10.60	8.12	29.84	61.60
	SLR/kWh						
DSP1	GWh	11.4	27.6	37.7	30.7	14.3	0.0
	SLR/kWh	61.64	38.35	48.94	49.10	48.57	0.00
DSP2	GWh	15.3	31.3	34.3	35.8	29.6	18.7
	SLR/kWh	48.99	36.40	45.04	45.01	41.57	41.43
GT16	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GT07	GWh	0.0	0.0	0.0	20.2	15.5	0.0
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	109.11	129.04	0.00
CCKP	GWh	0.3	4.9	103.8	73.7	71.7	0.0
	SLR/kWh	100.40	49.55	56.14	62.50	56.61	0.00
KCCP 2	GWh	0.0	0.0	0.5	32.5	39.81	0.0
	SLR/kWh	0.00	0.00	218.55	82.59	78.22	0.00
CPUT	GWh	321.5	556.1	596.4	484.7	517.7	468.2
	SLR/kWh	20.93	21.16	21.59	21.11	20.83	19.38
DNCHU	GWh	4.7	8.6	11.2	10.0	7.1	3.9
	SLR/kWh	50.33	38.06	40.63	41.81	47.26	96.94
Island Gen	GWh	0.223	0.213	0.228	0.253	0.239	0.251
	SLR/kWh	108.70	114.11	114.57	114.81	111.40	105.09
BARGE	GWh	25.4	28.5	32.7	37.9	24.9	15.3
	SLR/kWh	49.1	33.6	46.2	46.4	42.7	43.5
30MW Hambantota	GWh	0.0	0.0	0.0	2.6	2.9	0.0
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	102.71	97.05	412.97
20MW Mathugama	GWh	0.0	0.0	0.0	1.9	1.652	0.0
	SLR/kWh	691.37	0.00	0.00	104.02	103.54	752.85
DMAT	GWh	1.198	1.891	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	63.359	45.808	0.000	0.000	0.000	0.000
DEMB	GWh	2.592	16.526	2.725	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	66.217	51.572	57.955	0.000	0.000	0.000
CCKW	GWh	41.857	103.580	160.725	76.400	0.000	8.309
	SLR/kWh	56.002	42.151	49.029	49.172	0.000	56.163
SGPS (93MW)	GWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Sobadhanavi	GWh	0.000	0.000	0.000	0.000	10.321	7.221
	SLR/kWh	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
RENW	GWh	195.4	144.2	83.1	98.2	227.2	234.1
	SLR/kWh	17.78	18.91	14.61	18.90	15.93	16.00
Solar Rooftop Generation	GWh	53.2	62.1	68.3	72.4	62.8	59.8
	SLR/kWh	23.65	25.06	25.67	26.66	26.66	26.66
TOTAL generated energy	GWh	1,324.38	1,313.50	1,465.64	1,364.91	1,454.87	1,345.93
Energy Cost	SLR	17,048,274,207	25,108,424,109	35,194,447,105	33,049,028,195	29,051,978,939	16,741,993,881
Energy Cost	SLR Million	17,048	25,108	35,194	33,049	29,052	16,742
		17,048	25,108	35,194	33,049	29,052	16,742

Total Energy cost for six-months	LKR Million	156,194.15
Total energy dispatch for six-months	GWh	8,269.23
Six-month average energy cost	LKR/kWh	18.89
loss adjusted six-month average energy cost	LKR/kWh	19.54

Capacity Transmission tariff (TR) & Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)
Index

Item	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Transmission system allowed revenue	Mn. SLR	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760
BSOB allowed revenue	Mn. SLR	114	114	114	114	114	114
Term Loan	Mn. SLR	1,076	968	1,013	1,000	937	1,372
Finance Cost for Delayed Interest on IPP Payments	Mn. SLR	249	171	132	30	118	71
Finance Cost for Delayed Interest on NCRE Payments	Mn. SLR	136	119	129	0	59	2,214
Capital Repayments of IPP & NCRE Payments	Mn. SLR	0	0	0	0	0	0
Lease interest Account	Mn. SLR	0	0	0	0	0	0
Finance Cost for Overdraft	Mn. SLR	613	718	492	259	231	186
Debenture Interest Account	Mn. SLR	109	203	156	109	158	156
Settlement of SSCL Liability and Penalty	Mn. SLR						
System Coincidental Peak demand	MW	2533	2583	2693	2535	2626	2986

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Capacity Transmission tariff (TR)	SLR/MW	694,803	681,353	653,524	694,186	670,248	589,381
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR/MW	906,874	887,776	756,127	596,984	615,858	1,377,788

Transmission Losses Factor
Block 1

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Forecasted transmission losses	GWh	26	26	29	27	29	27
Total forecasted energy supplied	GWh	768	762	850	792	844	781
Forecasted TLF	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%

Block 2

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Forecasted transmission losses	GWh	11	11	13	12	12	12
Total forecasted energy supplied	GWh	261	259	289	269	287	265
Forecasted TLF	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%

Block 3

Month	Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Forecasted transmission losses	GWh	13	13	14	13	14	13
Total forecasted energy supplied	GWh	295	293	327	304	324	300
Forecasted TLF	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව
இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு
PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA

Annex 3



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } December 09, 2024

Mr. K. G. R. F. Comester,
General Manager,
Ceylon Electricity Board,
No. 50, Sir Chittampalam A. Gardinar Mw.,
Colombo – 02.

First Electricity Tariff Revision 2025

Reference is made to the Section 59 of Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009 and the CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf.2025) dated December 06, 2024, on the above subject.

The Commission is in the process of reviewing the CEB tariff submission made for the first tariff revision of 2025. Accordingly, the information and clarifications as requested with the attachment (Annex 1, Annex 2 and Annex 3) to this letter shall be forwarded to the Commission, in the format specified and by the deadlines specified therein.

Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd. \ Damitha Kumarasinghe
Director General

06. වන මහල, ලංකා බැංකු වෙළඳ කුළුණ,
28. ஸான் மிகேல் லாட், கொழும்பு 03.

06 ஆவது மாடி, இலங்கை வங்கி வர்த்தகக் கோபுரம்,
28, சென் மைக்கல் வீதி, கொழும்பு 03.

Level 06, BOC Merchant Tower,
28, St. Michael's Road, Colombo 03, Sri Lanka.

Tel : +94 11 2392607/8

Fax : +94 11 2392641

E-mail : info@pucsl.gov.lk

Web : www.pucsl.gov.lk

සභාපති
தலைவர்
Chairman

+94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල්
பணிப்பாளர் நாயகம்
Director General

+94 11 2392606

Calculation on Revenue Difference in CEB Tariff Submission

Annex 2

Description		Amount (MLKR)								
		Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24	Jul-24	Aug-24	Sep-24
Approved Amounts Considered in calculating revenue difference of MLKR. 41,251	Generation Capacity Cost									
	Generation Energy Cost									
	Transmission & BSOB Cost									
	Finance Cost									
	Total Cost									
Actual Amounts Considered in calculating revenue difference of MLKR. 41,251	Generation Capacity Cost							Note 1	Note 1	Note 1
	Generation Energy Cost							Note 1	Note 1	Note 1
	Transmission & BSOB Cost									
	Finance Cost									
	Total Cost									

Note 1 - Detailed calculation (actual BST) is required as submitted in Annex V of the tariff submission

Information Request on First Electricity Tariff Revision - 2025

1. Calculation of revenue difference (MLKR 41,251) included in the tariff submission

As mentioned in the tariff submission, 'Annex V' does not provide calculation for revenue difference of MLKR 41,251. This information shall be emailed as per the format provided in Annex 2, by December 13, 2024, as 'Excel' files to tariff@pucsl.gov.lk email address.

Further;

- a) Please specify whether any Capital expenditure (other than cost items requested under Annex 3) is included under Generation capacity cost of CEB owned power plant, in the calculation of MLKR 41,251.

If yes; provide details of capital expenditure included (other than CAPEX mentioned under Annex 3), in following format;

Power plant	Jan 2024 (MLKR)		Sep 2024 (MLKR)
Plant ABC			
.....			
Plant XYZ			

by December 13, 2024, as 'Excel' files to tariff@pucsl.gov.lk email address

2. Expenditure on CEB power plant major CAPEX

This information shall be emailed as per the format provided in Annex 3, by December 13, 2024, as 'Excel' files to tariff@pucsl.gov.lk email address.

3. Calculation of electricity demand (net generation requirement) for 2025

Detailed calculation on arriving at the demand forecast of 17,553 GWh for year 2025. This clarification shall be forwarded by December 13, 2024, including 'Excel' based workings if necessary.

4. Calculation of NCRE generation for 2025

Detailed calculation on arriving at the NCRE forecast of 3,903 GWh for year 2025. This clarification shall be forwarded by December 13, 2024, including 'Excel' based workings if necessary.

5. Generation Capacity cost of Jan-June 2025

Please specify whether any Capital expenditure is included under Generation capacity cost of CEB owned power plant, in Jan-June 2025 BST submission.

If yes; provide details of capital expenditure included, in following format; with respect to CAPEX plan given in Annex 3

Power plant	Jan 2025 (MLKR)		June 2025 (MLKR)
Victoria Stator Replacement			
.....			
Other CAPEX works in Thermal Power Plants			

With respect to any capital expenditure other than CAPEX included in Annex 3

Power plant	Jan 2025 (MLKR)		June 2025 (MLKR)
Plant ABC			
.....			
Plant XYZ			

by December 13, 2024, as 'Excel' files to tariff@pucsl.gov.lk email address



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව
இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு
PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA

Annex 3



බැඳි අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } December 09, 2024

Eng. K. G. R. F. Comester,
General Manager,
Ceylon Electricity Board,
No. 50, Sir Chittampalam A. Gardinar Mw,
Colombo – 02.

2023 CAPEX & OPEX Information for Electricity Tariff Revision 2025

Reference is made to the Section 59 of Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009 and the “Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023” approved by the Commission.

The Commission is in the process of reviewing electricity tariffs and requires following information from CEB Distribution Licensees (DL) and Transmission Licensee (TL).

1. Actual CAPEX (Capitalized expenditure only) of each DL, in the year 2023, using the following format and for all the CAPEX items in Table 4 to Table 7 of ‘Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023’ approved by the Commission. The submission shall include the approved CAPEX and Actual CAPEX in separate columns as follows:

CAPEX Description	Annual Depreciation Rate (%)	CAPEX Amount (LKR Million)	
		Approved for 2023	Actual for 2023

2. Actual CAPEX addition to work in progress of TL, in the year 2023, using the following format and for all projects in Table 9 of ‘Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023’ approved by the Commission. The submission shall include the approved work in progress and Actual CAPEX addition to work in progress, in separate columns as follows:

CAPEX Description	CAPEX Work in Progress Amount (LKR Million)	
	Approved for 2023	Actual for 2023

Actual CAPEX (Capitalized expenditure only) of TL, in the year 2023, using the following format and for all items in Table 10 of ‘Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023’ approved by the Commission. The submission shall include the approved CAPEX and Actual CAPEX in separate columns as follows:

CAPEX Description	Annual Depreciation Rate (%)	CAPEX Amount (LKR Million)	
		Approved for 2023	Actual for 2023

06.වන මහල, ලංකා බැංකු වෙළඳ කුඹ්ඵ,
28. ශාන්ත මයිකල් පාර, කොළඹ 03.

06 ஆவது மாடி, இலங்கை வங்கி வர்த்தகக் கோபுரம்,
28, சென் மைக்கல் வீதி, கொழும்பு 03.

Level 06, BOC Merchant Tower,
28, St. Michael's Road, Colombo 03, Sri Lanka.

Tel: +94 11 2392607/8

Fax: +94 11 2392641

E-mail: info@pucsl.gov.lk

Web: www.pucsl.gov.lk

සභාපති }
தலைவர் }
Chairman } +94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල් }
பணிப்பாளர் நாயகம் }
Director General } +94 11 2392606

3. Actual OPEX of each DL and TL, in the year 2023, using the format given below.

Description	OPEX Amount (LKR Million)				
	DL1	DL2	DL3	DL4	TL
Personal Expenses					
Material Cost					
Accommodation Expenses					
Trasport & Communication Expenses					
Retail Service Cost					
Other costs					
Allocation from HQ	DL1	DL2	DL3	DL4	TL
Personal Expenses					
Material Cost					
Accommodation Expenses					
Trasport & Communication Expenses					
Other costs					

Note –

1. No CAPEX shall be included in OPEX table

This information shall be submitted as 'Excel' files to tariff@pucsl.gov.lk email address by December 13, 2024.



Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd./ Damitha Kumarasinghe
Director General



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව
இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு
PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA

Annex 4



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date }

December 09, 2024

Authorized Officer for License No: EL/D/16-004,
Dr. N. De Silva,
General Manager,
Lanka Electricity Company Private Limited,
E. H. Cooray Building, No. 411,
Galle Road, Colombo – 03.

2023 CAPEX & OPEX Information for Electricity Tariff Revision 2025

Reference is made to the Section 59 of Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009 and the “Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023” approved by the Commission.

The Commission is in the process of reviewing electricity tariffs and requires following information from LECO.

1. Actual CAPEX (Capitalized expenditure only), in the year 2023, using the following format and for all the CAPEX items in Table 5 of ‘Decision on Revenue Caps and Bulk Supply Tariffs: 2021 - 2023’ approved by the Commission. The submission shall include the approved CAPEX and Actual CAPEX in separate columns as follows:

CAPEX Description	Annual Depreciation Rate (%)	CAPEX Amount (LKR Million)	
		Approved for 2023	Actual for 2023

2. Actual OPEX in the year 2023, using the format given below.

Description	Amount (MLKR)
Personal Expenses	
Material Cost	
Accommodation Expenses	
Transport & Communication Expenses	
Depreciation	
Other Expenses	
Finance Cost	
Non regulated business cost (If any)	
Etc.	

Note –

1. No CAPEX shall be included in OPEX table

This information shall be submitted as ‘Excel’ files to tariff@pucsl.gov.lk email address by December 13, 2024.

Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd.\ Damitha Kumarasinghe
Director General

			Existing tariff to be continued for the first 6 months of 2025		
EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)			2025-01-01		
DOMESTIC					
			Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)
Consumption 0 - 60 kWh per month					
Block 1 : 0 - 30 kWh			6.00		100.00
Block 2 : 31 - 60 kWh			9.00		250.00
Consumption above 60 kWh per month					
Block 1 : 0 – 60 kWh			15.00		N/A
Block 2 : 61 – 90 kWh			18.00		400.00
Block 3 : 91 – 120 kWh			30.00		1,000.00
Block 4 : 121 – 180 kWh			42.00		1,500.00
Block 5 : 181 and above			65.00		2,000.00
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers					
Day (05:30 – 18:30 hrs)			56.00		2,000.00
Peak (18:30 – 22:30 hrs)			72.00		
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)			24.00		
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS					
Consumption 0 - 180 kWh per month					
Block 1 : 0 – 30 kWh			6.00		100.00
Block 2 : 31 – 90 kWh			6.00		250.00
Block 3 : 91 – 120 kWh			10.00		300.00
Block 4 : 121 – 180 kWh			20.00		1,200.00
Block 5 : 181 kWh and above			30.00		1,600.00
OTHER CONSUMER CATEGORIES			Industrial / Hotel		General Purpose / Government
Volume differentiated monthly consumption			IP/H 1-1 (≤ 300 kWh/mth)	IP/H 1-2 (> 300 kWh/mth)	GP/GV 1-1 (≤ 180 kWh/mth) GP/GV 1-2 (> 180 kWh/mth)
Rate 1 Supply at 400/230 V Contract demand ≤ 42 kVA	Energy Charge (Rs. /kWh)		10.00	16.00	26.40 34.40
	Fixed Charge (Rs./mth)		300.00	1,000.00	600.00 1,500.00
Rate 2 Supply at 400/230 V Contract demand > 42 kVA	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	20.50		38.25
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	30.50		46.75
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	18.00		31.45
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,500.00		1,500.00
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00
Rate 3 Supply at 11 kV & above	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	19.50		37.40
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	29.50		45.90
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	17.00		30.60
	Demand Charge (Rs./kVA)		1,400.00		1,400.00
	Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00
STREET LIGHTING					
Street Lighting (Rs./kWh)			45.00		
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS			DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)
Day (05:30 – 18:30 hrs)			87.00		70.00
Peak (18:30 – 22:30 hrs)			111.00		90.00
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)			53.00		40.00
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff			Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA	Day (05:30 – 18:30 hrs)		18.00		1,000.00
	Peak (18:30 – 22:30 hrs)		35.00		
	Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)		8.00		

Hydro Inflow and Hydro Power Generation Forecast Report (January - June 2025)

1. Introduction

This report outlines the forecasting of hydro inflow and hydro generation for the first six months of 2025 using historical data from the past ten years. The analysis was conducted using multiple forecasting methods, and SARIMA was determined to be the most accurate model for this requirement. The proposed forecast is for the 97.5% confidence level.

2. Data Overview

Source: Historical monthly inflow and generation data from 2015 to 2024.

Structure: Monthly generation and inflow values in GWh.

3. Methodology

3.1 Forecasting Models Used

1. SARIMA (Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average): Captures both trend and seasonality in the data.

Equation:

$Y_t = c + \phi_1 Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} + S$, where S accounts for seasonal effects.

2. Exponential Smoothing: Models trend and seasonality additively.

Equation:

$Y_t = L_t + T_t + S_t$, where L_t is level, T_t is trend, and S_t is seasonality.

3. Random Forest: Machine learning model for non-linear relationships.

Features: Month, Year.

Hydro Inflow Forecast Report (January - June 2025)

1. Introduction

This report outlines the forecasting hydro inflows for the first six months of 2025. The analysis was conducted using five forecasting methods, including SARIMA, which was determined to be the most accurate model for this requirement. The proposed forecast was done at a 97.5% confidence level.

2. Data Overview

Source: Historical monthly inflow data from 2015 to 2024.

Structure: Monthly inflow values in GWh.

Assumption: Inflows directly correlate with generation potential and demand patterns.

3. Forecasting Models Used

1. SARIMA (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average): Captures both trend and seasonality in the data.
2. Exponential Smoothing: Models trend and seasonality additively.
3. Random Forest: Machine learning model for non-linear relationships.
4. Holt-Winters (Triple Exponential Smoothing): Decomposes data into level, trend, and seasonality.
5. ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Average): Captures trend and autoregressive dependencies.

4. Forecasted Hydro Inflow Values (January - June 2025)

Method	January	February	March	April	May	June
SARIMA	278	193	188	241	489	418
ARIMA	418	345	321	314	311	310
Holt-Winters	223	155	192	215	445	330
Random Forest	514	551	379	163	188	224
Exponential Smoothing	235	163	190	211	490	395

5. Model Comparison

5.2 Error Analysis

Absolute Error (in units): Calculated as the absolute difference between actual and forecasted values for January to June 2025.

Percentage Error: Calculated as the total error divided by total inflow, expressed as a percentage.

Model	MSE	Absolute Errors (%)	Total Error (Units)	Accuracy (%)
SARIMA	10.21	3.02%	248.71	96.98%
ARIMA	15.48	5.12%	310.45	94.88%
Holt-Winters	18.11	6.33%	385.12	93.67%
Random Forest	21.78	7.52%	421.45	92.48%
Exponential Smoothing	13.12	4.25%	280.12	95.75%

6. Conclusion

The SARIMA model was found to be the most accurate for forecasting hydro inflows for January to June 2025. It achieved the lowest error margins and effectively captured seasonal patterns, making it highly reliable for planning and decision-making.

Accordingly, the comparison of the hydro inflow forecasts are as follows;

	Hydro Inflow (GWh)						
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Total
CEB Forecast - 2025	276	166	156	272	447	469	1786
Result of the Forecast Model	278	193	188	241	489	418	1808

Hydro Power Generation Forecast Report (January - June 2025)

1. Introduction

This report presents the forecasted hydro power generation for January to June 2025 using historical data from 2015 to 2024. Five forecasting methods were employed: SARIMA, ARIMA, Holt-Winters, Random Forest, and Exponential Smoothing. The forecasts are provided with 97.5% confidence intervals where applicable.

2. Data Overview

Source: Historical monthly generation data (2015-2024).
Structure: Monthly generation values in GWh.

3. Forecasting Models Used

- 1. SARIMA: Captures both trend and seasonality.
- 2. ARIMA: Focuses on autoregressive and moving average components.
- 3. Holt-Winters: Decomposes data into level, trend, and seasonality.
- 4. Random Forest: Machine learning model for non-linear relationships.
- 5. Exponential Smoothing: Accounts for additive seasonality.

4. Forecasted Hydro Power Generation Values (January - June 2025)

Method	January	February	March	April	May	June
SARIMA	333	286	286	330	451	547
ARIMA	354	359	384	456	351	352
Holt-Winters	245	202	224	264	342	454
Random Forest	302	310	320	341	366	391
Exponential Smoothing	257	210	236	271	350	471

5. Model Comparison

Model	MSE	MAE	RMSE
SARIMA	8.21	10.23	3.21
ARIMA	12.56	14.89	4.18
Holt-Winters	14.67	15.32	4.47
Random Forest	16.23	18.11	4.85
Exponential Smoothing	10.15	11.78	3.79

6. Why SARIMA is the Best Model

1. Seasonality Handling: Effectively models monthly seasonality.
2. Low Errors: SARIMA achieves the lowest MSE, MAE, and RMSE.
3. Robust Confidence Intervals: Provides statistically valid intervals for risk assessment.
4. Trend Analysis: Captures long-term and short-term dependencies effectively.

7. Conclusion

The SARIMA model is the most reliable for forecasting hydro power generation for January to June 2025. It demonstrates superior accuracy and robust handling of seasonality, making it the preferred choice for planning and decision-making.

As the commercial operation of the Uma Oya hydro plant has commenced on 11th August 2024, the generation of Uma Oya hydro plant has not been captured in the SARIMA forecast model. Therefore, the monthly hydro forecast derived by the SARIMA forecast model was adjusted based on the average net generation per day of Uma Oya plant from 11th August – 30th November, 2024 (0.743GWh).

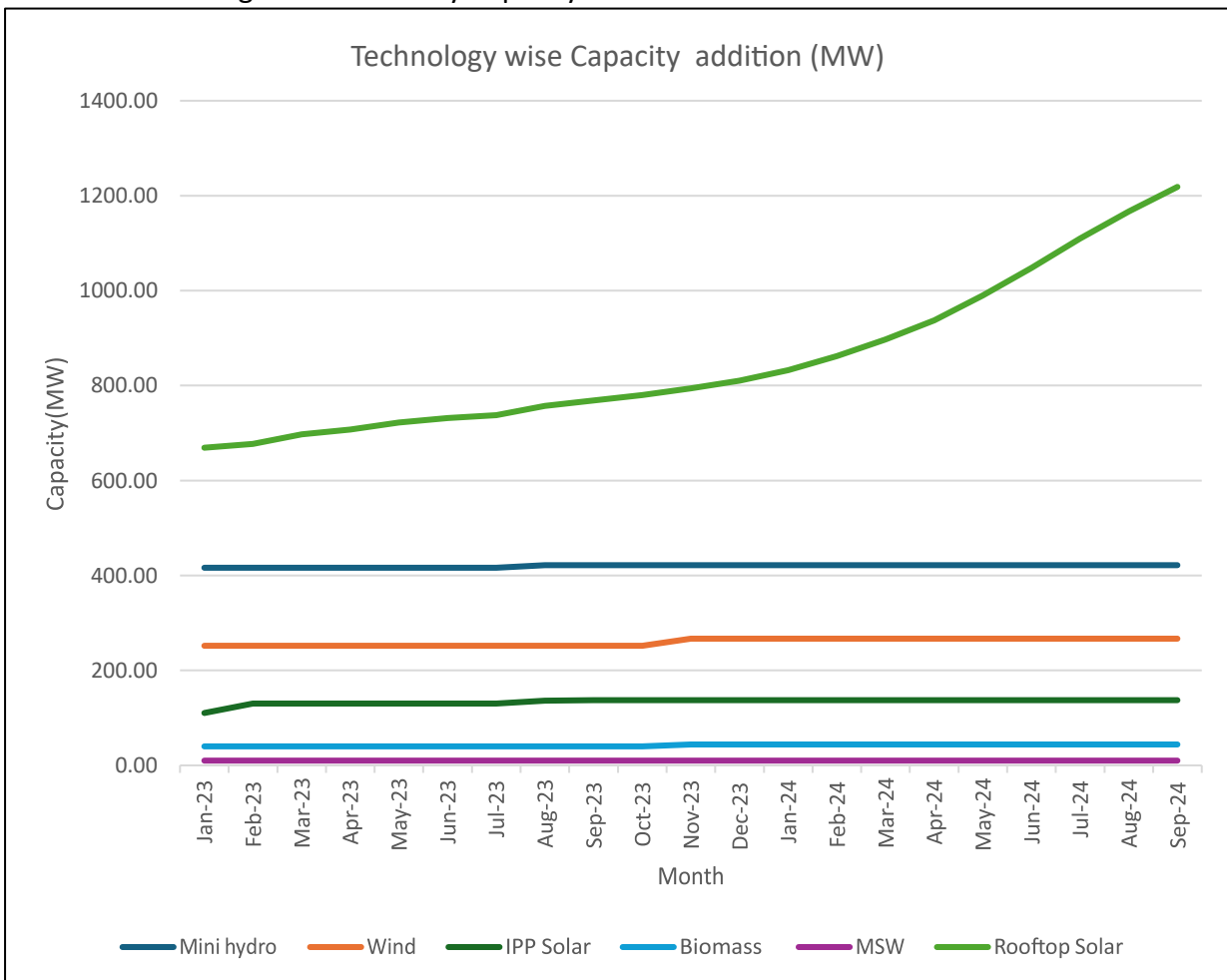
Accordingly, the comparison of the hydro generation forecasts are as follows;

	Hydro Generation (GWh)						
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Total
CEB Forecast - 2025	353	275	306	357	454	472	2217
Result of the Forecast Model Adjusted with Uma Oya Generation	356	307	309	352	474	569	2368

**Reviewing the progress of Non-Conventional Renewable Energy Power (NCRE) Plants and
Forecasting the expected NCRE generation by 2025.**

This report examines the development of Non-Conventional Renewable Energy (NCRE) power plants over the past two years and projects the anticipated electricity generation from NCRE projects by the end of 2025. The analysis focuses on monthly trends in NCRE capacity additions to evaluate the rate of progress and identify patterns in capacity growth.

Figure 01: Monthly Capacity Additions of NCRE Power Plants.



Note: All raw data are extracted from monthly system control reports submitted by the system control center and LECO website.

This chart highlights that the only Rooftop Solar PV has been growing at the anticipated rate by LTGEP. The PPA approvals granted by the Commission under section 43 of SLEA 2009 (as amended) during the years 2022 and 2023 were considered to identify the power plants that are likely to be connected to the grid in the years 2024 and 2025. In an ideal scenario, the power plants approved

in 2022 are expected to be commissioned in 2024 and plants approved in 2023 will be commissioned in 2025. The identified capacities that are required to be connected to the grid in each year as per the given approvals are mentioned in Table 01.

Table 01: Expected Capacity Additions as per the PPA approvals granted during 2022 & 2023.

Technology	Expected Capacity addition at the end of 2024 (MW)	Expected Capacity addition at the end of 2025 (MW)
Solar PV	119.4	196
Wind	10	20
Biomass	14.5	
MSW	3.4	
Mini Hydro	29.72	
Total	177.02	216

In the ideal scenario, achieving a total capacity addition of 177 MW by the end of 2024 appears unrealistic. Therefore, following assumptions were made during the analysis, considering the low rate of project completion.

1. **Wind Power Plants:** Out of the 30 MW capacity, 15 MW will be connected to the grid by the end of 2024, and 15 MW will be added by the end of 2025.
2. **MSW Plant:** A capacity of 3.4 MW will be connected to the grid by the end of 2025.
3. **Mini Hydro:** Half of the expected capacity (14.86MW) would be added in 2024 and another half in 2025.
4. **Biomass:** Half of the expected capacity (7.25MW) would be added in 2024 and another half in 2025.
5. **Ground-Mounted Solar PV:** Only half of the expected capacities (59.7MW in 2024 and 98MW in 2025) would be added to the system.
6. **Rooftop Solar PV:** The monthly growth rate is assumed to be the average growth of the first 10 months of 2024, calculated at 45.36 MW per month.

The total estimated NCRE capacities projected for the end of 2024 and 2025 are summarized in Table 02.

Table 02: Forecasted Total NCRE capacities by year 2024 and year 2025.

Year	Mini hydro	Wind	IPP Solar	Biomass	MSW	Rooftop Solar	Total
Dec-24	431.14	266.95	170.06	47.34	10.00	1354.59	2280.09
Dec-25	446.00	281.95	268.06	54.59	13.40	1898.85	2962.86

The total RE capacities estimated for each month of the year 2025 are presented in the table below.

Table 03: Forecasted capacity (MW) for each month of the year 2025.

Year	Mini hydro	Wind	IPP Solar	Biomass	MSW	Rooftop Solar	Total
Dec-24	431	267	170	47	10	1355	2280
Jan-25	432	267	178	47	10	1400	2335
Feb-25	434	267	186	47	10	1445	2390
Mar-25	435	267	195	47	10	1491	2444
Apr-25	436	267	203	47	10	1536	2499
May-25	437	267	211	47	10	1581	2554
Jun-25	439	267	219	47	10	1627	2609
Jul-25	440	267	227	47	10	1672	2663
Aug-25	441	267	235	47	10	1717	2718
Sep-25	442	267	244	47	10	1763	2773
Oct-25	444	267	252	51	10	1808	2832
Nov-25	445	267	260	51	10	1854	2887

Dec-25	446	282	268	55	13	1899	2963
--------	-----	-----	-----	----	----	------	------

During the analysis, it was observed that calculating monthly generation solely based on the theoretical plant factors does not accurately reflect ground-level dispatch. Therefore, on order to determine a dispatch pattern much closely aligned with actual conditions, the capacities and corresponding actual generation data of 2023 was mapped to the year 2025. The forecasted monthly dispatch as per the mapping matrix is mentioned in Table 04.

Table 04: Estimated monthly Generation from NCRE Power Plants for the year 2025 (GWh)

Month	Mini hydro	Wind	IPP Solar	Biomass	MSW	Rooftop Solar	Total dispatch
Jan	85	50	28	8	5	117	292
Feb	65	40	26	8	5	126	269
Mar	73	31	31	10	3	146	293
Apr	80	18	32	10	3	147	291
May	127	84	32	9	6	135	393
Jun	123	130	35	10	8	129	435
Jul	114	127	36	11	7	141	437
Aug	44	117	41	11	8	160	381
Sep	143	143	28	10	7	131	462
Oct	216	49	30	11	5	133	443
Nov	209	18	31	6	8	142	414
Dec	182	59	29	9	10	128	417
	1462	866	377	112	75	1635	4527

Table 05: Actual electricity Generation from NCRE power plants for the first 6 months of the year 2024. (GWh)

Hydro	Mini Hydro	Wind	Solar	Solar RT	Biomass	MSW	Total
629.66	142.08	40.87	18.57	62.638	8.47	6.93	279.56

305.88	84.75	44.83	21.05	73.385	7.82	7.80	239.64
323.42	32.17	22.50	23.92	80.207	8.06	7.10	173.95
378.11	57.35	17.07	18.16	*93.75	7.50	6.40	200.23
397.67	129.04	64.43	15.97	*99.01	7.75	6.02	322.22
468.00	157.53	107.65	16.92	*94.31	8.57	5.08	390.06

Note: * estimated based on mapping matrix.

The following table compares the actual dispatch for the first six months of 2024, the forecasted dispatch by this study, and the proposed CEB dispatch for the NCRE power plants.

Table 06: Comparison of Electricity Generation from NCRE power Plants under three Scenarios.

Month	Actual dispatch 2024 (GWh)	CEB proposed dispatch (GWh)	Forecasted dispatch (GWh)
Jan	280	229	292
Feb	240	222	269
Mar	174	270	293
Apr	200	222	291
May	322	328	393
Jun	390	405	435
Total	1606	1675	1973

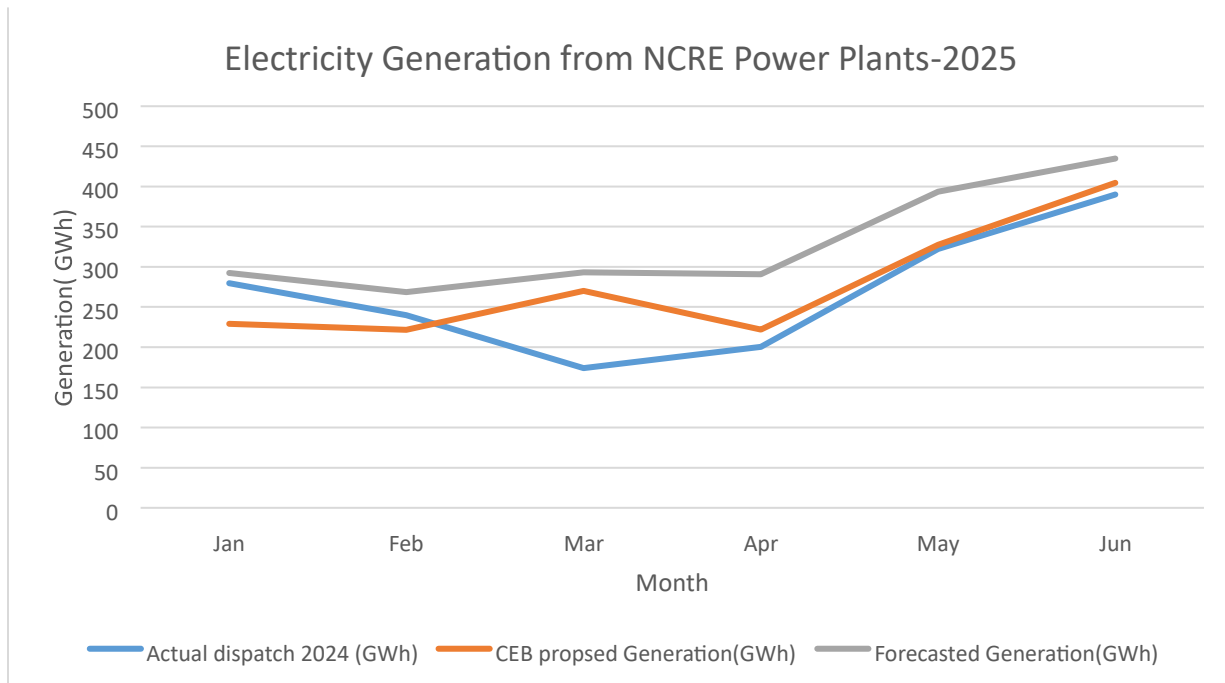


Figure 02: Comparison of different electricity Generation scenarios.

Conclusion:

1. It is observed that if the planned RE projects could be connected to the grid as assumed in this study, the expected annual RE generation in 2025 could be increased by 1190GWh.
2. It could be observed that, the NCRE generation in 2025 has been forecasted by CEB merely based on the existing NCRE plant capacities, without considering much of capacity additions.

Social Impact of the Electricity Tariff Hike

The electricity tariff adjustments in Sri Lanka during 2023 and the first half of 2024 have had a profound impact on consumers across various tariff categories. These changes included two significant increases (66% in February and 18% in October 2023) and one reduction (14.2% in June 2023), resulting in a net 60% increase in tariffs for 2023. Implemented reductions in 2024, totaling 39%, are aimed at offsetting these hikes. However, the cumulative impact along with the economic distress has led to widespread disconnections and financial strain. The tariff increases significantly affected electricity disconnections, with delayed impacts observable as higher electricity bills accumulate and non-payment becomes prevalent.

Monthly average disconnection has increased from 80,911 in 2023 to 104,714 in first six months in 2024 while daily average disconnection has been increased from 2,660 in 2023 (Considering full year) to 3,443 in 2024 (Considering January to June). It shows that disconnection rate is increasing by 30 percent when comparing 2023 and 2024. Annual disconnection percentage in 2023 is 14% and it is 18% in 2024 (Considering January to June).

Table 1:1 Disconnections by CEB from Jan to Dec in 2023

Tariff Category	Total Disconnections	Monthly Average Disconnection	Daily Average Disconnection	No. of Customers	Annual Disconnection % from tariff category Customers (%)	Annual Disconnection % from total Customers (%)
Domestic	793,192	66,099	2,173	6,058,784	13	11
General Purpose	152,475	12,706	418	880,103	17	2
Government	1,239	103	3	75,262	2	0
Industrial	18,230	1,519	50	44,002	41	0
Religious	5,748	479	16	9,708	59	0
Hotel	49	4	0	685	7	0
Total	970,933	80,911	2,660	7,068,544	14	14

1. Disconnection Analysis

1.1 Disconnections in 2023 by CEB

The data shows that 970,933 customers faced disconnections in 2023, with an average of 80,911 disconnections per month or 2,660 per day. This represents 14% of the total consumer base. The distribution of disconnections across categories reveals the affordability differences among consumer groups (Table 1:1).

Industrial and Religious Consumers experienced the highest disconnection percentages within their respective categories (41% and 59%), indicating severe challenges in managing increased costs.

Domestic consumers, while representing the majority of total disconnections (793,192), had a relatively lower category disconnection percentage (13%).

1.2 Disconnections in 2024 (January–June)

In the first half of 2024, total disconnections reached 628,286, with monthly and daily averages rising to 104,714 and 3,443, respectively—a 30% increase in average disconnections compared to 2023.

Table 1:2 Disconnections by CEB from Jan to June 2024

Tariff Category	Total	Monthly Average Disconnection	Daily Average Disconnection	No. of Customers	Annual Disconnection % from tariff category Customers (%)	Annual Disconnection % from total consumers (%)
Domestic	505,949	84,325	2,780	6,058,784	17	14
General Purpose	111,276	18,546	611	880,103	25	3
Industrial	8,579	1,430	47	75,262	23	0
Religious	2,090	348	11	44,002	10	0
Government	353	59	2	9,708	7	0
Hotel	39	7	0	685	11	0
Total	628,286	104,714	3,452	7,068,544	18	18

While disconnection percentages have decreased for some categories (e.g., Industrial and Religious consumers), the overall percentage has increased, reflecting ongoing affordability challenges.

2. LECO Data: Disconnections by LECO in 2023 and first half of 2024

LECO data provides further insights into the socio-economic burden of tariff hikes.

Table 2:1 Disconnections by LECO from Jan to Dec in 2023

Tariff Category	Total Disconnections	Monthly Average Disconnection	Daily Average Disconnection	No of Customers	Annual Disconnection % from tariff category Customers (%)	Annual Disconnection % from total consumers (%)
Domestic	80,049	6,671	219	515,298	16	13
General Purpose	17,307	1,442	47	104,253	17	3
Hotel	29	2	0	91	32	0
Religious	223	19	1	2,743	8	0
Industrial	998	83	3	3,535	28	0
Government	0	0	0	0	0	0
Total	98,606	8,217	270	625,920	16	16

Table 2:2 Disconnections by LECO from Jan to June in 2024

Tariff Category	Total Disconnections	Monthly Average Disconnection	Daily Average Disconnection	No of Customers	Annual Disconnection % from tariff category Customers (%)	Annual Disconnection % from total consumers (%)
Domestic	37,915	6,319	208	515,298	15	12
General Purpose	12,593	2,099	69	104,253	24	4
Hotel	4	1	0	91	9	0
Industrial	440	73	2	3,535	25	0
Religious	130	22	1	2,743	9	0
Government	0	0	0	0	0	0
Total	51,082	8,514	281	625,920	16	16

The Industrial category faced high disconnection rates, reflecting pressure on businesses. It shows that LECO monthly average disconnection rate has risen from 8,217 to 8,514 and daily average disconnection rate has risen from 270 to 281 when comparing in 2023 and first half of 2024. It shows that the disconnection rate is increasing by 3.81 percent when comparing 2023 and 2024. Annual disconnection percentage in 2023 is 16% and it remains the same for 2024 (Considering the first six months of 2024).

Tariff and Unit Price Trends

Between 2014 and 2023, tariff increases disproportionately affected specific consumer groups such as;

1. Industrial consumers: Unit prices rose from Rs. 14.99 (2014-Oct) to Rs. 41.20 (2023-Feb), a 175% increase.
2. Religious consumers: Unit prices escalated from Rs. 7.31 (2014-Oct) to Rs. 49.15 (2023-Feb), marking a 573% increase.

These hikes have directly contributed to higher disconnection rates, particularly among religious and industrial consumers, who often lack financial flexibility. The rising disconnections highlight persistent economic vulnerabilities, with industrial and religious consumers most affected.

These results underscore a widening affordability gap, exacerbating inequalities among consumer categories. High disconnection rates signal underlying economic distress, reflecting broader issues such as stagnant income growth and inflation.