



இலங்கைப் பொதுப் பயன்பாடுகள் ஆணைக்குழு

ஆலோசனை ஆவணம் -
இரண்டாம் மின்சார கட்டண
மீளாய்வு 2026

பெப்ரவரி - 2026

சுருக்கப் பெயர் விளக்கம்

2025H1	2025 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதி
2025H2	2025 ஆம் ஆண்டு ஜூலை மாதம் தொடக்கம் டிசம்பர் வரையிலான காலப்பகுதி
2026Q1	2026 ஆம் ஆண்டு ஜனவரி மாதம் தொடக்கம் மார்ச் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதி
2026Q2	2026 ஆம் ஆண்டு ஏப்ரல் மாதம் தொடக்கம் ஜூன் மாதம் வரையிலான காலப்பகுதி
AWPLR	சராசரி எடையிடப்பட்ட அடிப்படை வழங்கள் கட்டணம்
BSOB	மொத்த வழங்கள் தொழிற்பாட்டு வணிகம்
BST	மொத்த வழங்கள் கட்டணம்
BST	மொத்த வழங்கள் கட்டணம்
BSTA	மொத்த வழங்கள் கொடுக்கல் வாங்கல் கணக்கு
CAPEX	மூலதன செலவுகள்
CBSL	இலங்கை மத்திய வங்கி
CCPI	கொழுப்பு நுகர்வோர் விலைச் சுட்டெண்
CEB	இலங்கை மின்சார சபை
CPC	இலங்கை பெற்றோலியக் கூட்டுத்தாபனம்
DL	விநியோக உரிமம்
GDP	மொத்த உள்நாட்டு உற்பத்தி
GWh	கிகா வாட் மணித்தியாலங்கள்
HFO	வலுவான எரிபொருள் எண்ணெய்
IPP	சுதந்திர வலு உற்பத்தி
kWh	கிலோ வாட் மணித்தியாலங்கள்
LECO	இலங்கை வரையறுக்கப்பட்ட மின்சார கம்பனி
MLKR	இலங்கை மில்லியன் ரூபாய்கள்
MW	மெகா வாட்
NCRE	மாற்று வழிகளிலான புதுப்பிக்கக்கூடிய சக்தி மூலங்கள்
O&M	தொழிற்பாடு மற்றும் பராமரிப்பு
OPEX	தொழிற்பாட்டு செலவுகள்
PPA	வலு கொள்வனவு உடன்படிக்கை
PPIUS	ஐக்கிய அமெரிக்காவின் உற்பத்தியாளர் விலைச் சுட்டெண்
ROA	சொத்துக்களை திருப்பி அனுப்புதல்
ROE	உரிமையான்மையை திருப்பி அனுப்புதல்
SESRIP	மின்சார விநியோக நம்பகத்தன்மை மேம்பாட்டுத் திட்டத்தை ஆதரித்தல்
TL	பரிமாற்ற உரிமம்
ToU	பாவணைக் காலம்
UNT	சீரான தேசிய கட்டண முறை
UNTA	சீரான தேசிய கட்டண முறைப்படுத்தல்
VRS	தன்னார்வ ஓய்வூதிய திட்டம்
WIP	பணிகள் நடைபெற்று வருகின்றன

உள்ளடக்கங்கள்

சுருக்கப் பெயர் விளக்கம்	1
1. பின்னணி	3
2. கலந்தாலோசிக்கப்பட்ட தலைப்புகள்.....	4
2.1. இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பித்த எதிர்வுகூறப்பட்ட உற்பத்தி கலவை மற்றும் செலவுகள்	4
2.2. இலங்கை மின்சார சபையால் பயன்படுத்தப்பட்ட எரிபொருள் செலவு.....	7
2.3. பரிமாற்ற செலவு	8
2.4. விநியோக செலவுகள்	9
2.5. மொத்த விநியோக செயற்பாட்டு வணிகத்தின் நிதி செலவுகள்....	11
2.6. மின்மாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் உபரி/பற்றாக்குறை	12
2.7. முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு	13
2.8. கட்டண சமர்ப்பிப்பு குறித்த ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வு.....	15
2.9. உரிமதாரர்களின் செலவு மற்றும் செயல்திறனை மேம்படுத்தும் நோக்கிலான பங்குதாரர்களின் திட்டங்கள்	16

இணைப்புக்கள்

இணைப்பு 1 - கட்டண முன்மொழிவுகளை வழங்குமாறு ஆணைக்குழு மின்சார சபையினை கோரிய கடிதம்

இணைப்பு 2 - இலங்கை மின்சார சபையின் கட்டண முன்மொழிவுகளை உள்ளடக்கிய கடிதம்

இணைப்பு 3 - கட்டண திருத்தத்திற்கான முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அட்டவணையை இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழிந்துள்ளது.

1. பின்னணி

2009 ஆம் ஆண்டு 20 ஆம் இலக்க இலங்கை மின்சாரச் சட்டத்தின் 30ஆம் பிரிவின் படி, மின்சாரத் துறைக்கான பொதுக் கொள்கை வழிகாட்டுதல்கள் மற்றும் ஆணைக்குழு "கட்டண முறை - 2021" ஐ அங்கீகரித்தது, 2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கான கட்டண முன்மொழிவை 13 பெப்ரவரி 2026 க்குள் சமர்ப்பிக்குமாறு இலங்கை மின்சார சபைக்கு அறிவுறுத்தப்பட்டது (இணைப்பு - 1). இலங்கை மின்சார சபையின் இறுதி பயனர் மற்றும் மொத்த விநியோக கட்டண முன்மொழிவுகள் பெப்ரவரி 13, 2026 அன்று ஆணையத்தால் பெறப்பட்டன (இணைப்பு - 2). இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழிவு 13.56% கட்டண அதிகரிப்பைக் கோருகிறது. இந்தக் கோரிக்கைக்கு அமைவாக ஆணைக்குழு மீளாய்வு மற்றும் பகுப்பாய்வு நடவடிக்கைகளை ஆரம்பித்துள்ளது.

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 விஷயங்களில் பங்குதாரர்கள் தங்கள் கருத்துக்களை கண்டிப்பாக வழங்குமாறு இதன்மூலம் கேட்டுக் கொள்ளப்படுகிறார்கள்.

1. இலங்கை மின்சார சபையால் சமர்ப்பிக்கப்பட்ட எதிர்வுகூறப்பட்ட உற்பத்தி கலவை மற்றும் செலவுகள்
2. இலங்கை மின்சார சபையால் பயன்படுத்தப்படும் எரிபொருள் செலவு
3. பரிமாற்ற செலவு
4. விநியோக செலவுகள்
5. மொத்த விநியோக செயற்பாட்டு வணிகத்தின் நிதி செலவுகள்
6. பரிமாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் உபரி/பற்றாக்குறை
7. இலங்கை மின்சார சபையால் முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு (விகித அட்டவணை இணைக்கப்பட்டுள்ளது - இணைப்பு 3)
8. கட்டண சமர்ப்பிப்பு குறித்த ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வு
9. உரிமதாரர்களின் செலவு மற்றும் செயல்திறனை மேம்படுத்துவதற்கான பங்குதாரர் திட்டங்கள்

மேற்கூறிய விஷயங்கள் குறித்த விவரங்கள் இந்த ஆவணத்தின் அடுத்தடுத்த பிரிவுகளில் விவாதிக்கப்பட்டுள்ளன. ஆணையத்தால் மேற்கொள்ளப்படும் எந்தவொரு மேலதிக பகுப்பாய்வும் அல்லது உரிமதாரர்களிடமிருந்து பெறப்படும் மேலதிக தகவலும் பங்குதாரர் ஆலோசனைக் காலத்தில் ஆணைக்குழுவின் இணையதளத்தில் பதிவேற்றப்படும். மேலும், கட்டண நிர்ணய செயல்முறையை நிர்வகிக்கும் வழிமுறையும் ஆணைக்குழுவின்

இவை குறித்த அனைத்து பங்குதாரர்களின் எழுத்துப்பூர்வ கருத்துகளும் மார்ச் 17, 2026 அன்று அல்லது அதற்கு முன் மின்னஞ்சல், தொலைநகல் அல்லது தபால் மூலம் ஆணைக்குழுவிற்கு அனுப்பப்படும். வாய்மொழி ஆலோசனை அமர்வுகள் மார்ச் 07, 2026 முதல் பின்வரும் அட்டவணைப்படி நடாத்தப்படும்.

தொடர் இல.	மாகாணம்	திகதி
1	கிழக்கு மாகாணம் (அம்பாறை)	மார்ச் 09, 2026
2	வடக்கு மாகாணம் (வவுனியா)	மார்ச் 11, 2026
3	மத்திய மாகாணம் (மாத்தளை)	மார்ச் 12, 2026
4	தென் மாகாணம் (ஹம்பாந்தோட்டை)	மார்ச் 16, 2026
5	மேற்கு மாகாணம் (கொழும்பு)	மார்ச் 18, 2026

2. கலந்தாலோசிக்கப்பட்ட தலைப்புகள்

2.1. இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பித்த எதிர்வுகூறப்பட்ட உற்பத்தி கலவை மற்றும் செலவுகள்

கட்டண முறையின்படி, எதிர்வுகூறல் உற்பத்தி செலவு பின்வரும் கூறுகளைக் கொண்டுள்ளது.

1. கொள்ளளவுச் செலவுகள்

ஒவ்வொரு PPA-வின் கீழும் திறன் கொடுப்பனவுகளின் மாதாந்த உருவகப்படுத்துதலின் அடிப்படையில், ஜெனரேட்டர்களுக்கான எதிர்வுகூறல் திறன் கொடுப்பனவுகளின் கூட்டுத்தொகை.

2. எரிசக்தி செலவுகள்

ஒவ்வொரு PPA-வின் கீழும் ஆற்றல் தொடர்பான கொடுப்பனவுகளின் மாதாந்த உருவகப்படுத்துதல் மற்றும் 12 மாத காலத்திற்கு ஒரு வருடாந்த செயற்பாட்டுத் திட்டத்தின் அடிப்படையில் ஒரு உற்பத்தி அனுப்பும் அட்டவணையின் அடிப்படையில், 70% நிகழ்தகவைக் கருத்தில் கொண்டு, ஜெனரேட்டர்களுக்கான எதிர்வுகூறப்பட்ட எரிசக்தி கொடுப்பனவுகளின் கூட்டுத்தொகை.

அதன்படி, ஒவ்வொரு மின் உற்பத்தி நிலையத்தின் உற்பத்தி திறன் செலவு இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பித்துள்ளது கீழே கொடுக்கப்பட்டுள்ளது;

அட்டவணை 1: 2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான மின்சார உற்பத்தி திறன் செலவுகளை முன்னறிவித்தல்

தொழிற்சூடம் /வளாகம்	அலகு	Apr-26	May-26	Jun-26
மகாவலி - நீர்	MLKR	371	370	370
லக்ஷ்பான - நீர்	MLKR	462	462	462
சமனல - நீர்	MLKR	509	509	508
தம்பபவனி - காற்று	MLKR	525	525	525
சப்புகஸ்கந்தை பழைய - உலை எண்ணெய்	MLKR	50	50	50
சபுகஸ்கந்தை தொடர். - உலை எண்ணெய்	MLKR	51	51	51
கெலனிதிஸ்ஸ சிறிய ஜிடி - டீசல்	MLKR	20	20	20
கெலனிதிஸ்ஸ ஜிடி 7 - டீசல்	MLKR	36	36	36
கெலனிதிஸ்ஸ ஒருங்கிணைந்த சுழற்சி 1 - நாப்தா/டீசல்	MLKR	61	61	61
கெலனிதிஸ்ஸ ஒருங்கிணைந்த சுழற்சி 2 - டீசல்	MLKR	55	55	55
லக்ஷியா - நிலக்கரி	MLKR	1,167	1,165	1,164
புதிய சுண்ணாகம் - உலை எண்ணெய்	MLKR	24	24	24
சுண்ணாகம் & திவுகள் - டீசல்	MLKR	10	10	10
பார்ஜ் - ஃபர்னஸ் எண்ணெய்	MLKR	27	27	27
30MW ஹம்பாந்தோட்டை - டீசல்	MLKR	30	30	30
20MW மத்துகமை - டீசல்	MLKR	20	20	20
வெஸ்ட்கோஸ்ட் ஐபிபி - உலை எண்ணெய்	MLKR	1,416	1,478	1,434
சோபாதனவி ஐபிபி - டீசல்/எல்என்ஜி	MLKR	1,205	1,244	1,205
கூரை சூரிய	MLKR	-	-	-
பிற புதுப்பிக்கத்தக்கவை	MLKR	-	-	-
மொத்தம்	MLKR	6,040	6,138	6,053
		18,231		

2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்காக சமர்ப்பிக்கப்பட்ட இலங்கை மின்சார சபையின் மின் உற்பத்தி நிலையங்களில் மேற்கண்ட திறன் செலவுகள், டிசம்பர்-2025 கட்டண திட்டத்தில் சேர்க்கப்பட்டுள்ள அதே காலகட்டத்திற்கான முந்தைய திறன் செலவு சமர்ப்பிப்பை விட 858 மில்லியன் ரூபாய் அதிகமாகும். இலங்கை மின்சார சபை திட்டத்தில் குறிப்பிடப்பட்டுள்ளபடி, தன்னார்வ ஒய்லுதிய திட்டத்தை (VRS) தேர்வு செய்யும் ஊழியர்களுக்கான பணிக்கொடை கொடுப்பனவுகளின் செலவு இந்த அதிகரிப்பின் ஒரு பகுதியாக இருக்கலாம். இந்த அதிகரிப்பு குறித்து தெளிவுபடுத்தல்கள் பெறப்பட உள்ளன.

இலங்கை மின்சார சபையால் சமர்ப்பிக்கப்பட்ட ஒவ்வொரு மின் உற்பத்தி நிலையத்தின் உற்பத்தி ஆற்றல் கலவை மற்றும் ஆற்றல் செலவு கீழே கொடுக்கப்பட்டுள்ளன;

அட்டவணை 2: 2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான மின்சார உற்பத்தி மற்றும் எரிசக்தி செலவுகளை முன்னறிவித்தல்

தொழிற்கூடம் /வளாகம்	அலகு	Apr-26	May-26	Jun-26
மகாவலி/ லக்ஷ்பான / சமனல - ஹைட்ரோ	GWh	377.69	437.09	402.97
	LKR/kWh	-	-	-
தம்பவனி - காற்று	GWh	5.75	42.98	58.88
	LKR/kWh	-	-	-
சபுகஸ்கந்த பழைய - உலை எண்ணெய்	GWh	22.79	5.36	19.70
	LKR/kWh	42.88	52.79	43.36
சபுகஸ்கந்த தொடர் - உலை எண்ணெய்	GWh	34.83	17.74	31.14
	LKR/kWh	39.93	41.75	40.16
கெலனிதிஸ்ஸ சிறிய ஜிடி - டீசல்	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
கெலனிதிஸ்ஸ GT7 - டீசல்	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
கெலனிதிஸ்ஸ இணைந்த சுழற்சி 1 - நூப்தா/ டீசல்	GWh	82.91	66.46	71.82
	LKR/kWh	39.16	38.87	39.23
களனிதிஸ்ஸ இணைந்த சுழற்சி 2 - டீசல்	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
லக்விஜயா - நிலக்கரி	GWh	502.65	514.27	365.06
	LKR/kWh	16.67	16.66	16.99
புதிய சுன்னாகம் - உலை எண்ணெய்	GWh	9.23	2.26	8.53
	LKR/kWh	40.78	47.26	40.95
சுன்னாகம் மற்றும் தீவுகள் - டீசல்	GWh	0.20	0.20	0.20
	LKR/kWh	92.71	92.71	92.71
பார்ஜ் - உலை எண்ணெய்	GWh	27.70	6.48	22.38
	LKR/kWh	40.28	47.36	40.80
30MW ஹம்பாந்தோட்டை - டீசல்	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
20MW மத்துகம - டீசல்	GWh	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-
வெஸ்ட்கோஸ்ட் ஐபிபி - ஃபர்னஸ் ஆயில்	GWh	57.37	23.48	62.40
	LKR/kWh	48.47	51.91	48.64
சோபாதனவி ஐபிபி - டீசல்/எல்என்ஜி	GWh	-	-	2.18
	LKR/kWh	-	-	117.28
கூரை சூரிய சக்தி மின் உற்பத்தி	GWh	203.55	198.87	189.02
	LKR/kWh	28.70	28.70	28.70
பிற புதுப்பிக்கத்தக்கவை	GWh	143.06	257.57	302.69
	LKR/kWh	20.44	18.64	18.37
மொத்த உற்பத்தி செய்யப்பட்ட ஆற்றல்	GWh	1,468	1,573	1,537
மாதாந்த ஆற்றல் செலவு	மில்லியன் ரூபாய்	27,052	24,335	26,682
மொத்த ஆற்றல் செலவு	மில்லியன் ரூபாய்			78,070

2025 டிசம்பர் கட்டணத் திட்டத்துடன் சமர்ப்பிக்கப்பட்ட அதே காலகட்டத்திற்கான எதிர்வுகூறலுடன் ஒப்பிடும்போது, இரண்டாவது காலாண்டிற்கான சமர்ப்பிக்கப்பட்ட உற்பத்தி எதிர்வுகூறலில் குறிப்பிடத்தக்க மாற்றமாக லக்விஜயா மின் உற்பத்தி நிலையத்தின் (நிலக்கரி) உற்பத்தியில் 37 GWh குறைவடைந்துள்ளது.

ஏப்ரல் முதல் ஜூன் - 2026 வரையிலான காலகட்டத்திற்கான மூல வாரியான உற்பத்தி கலவை மற்றும் செலவு எதிர்வுகூறல் ஆகியவற்றின் சுருக்கம் கீழே உள்ள அட்டவணையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 3: எதிர்வுகூறப்பட்ட உற்பத்திக் கலவை மற்றும் செலவின் சுருக்கம்

ஆதாரம்	2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான காலத்திற்கான எதிர்வுகூறப்பட்ட உற்பத்தி		2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான மின்சார உற்பத்தி செலவு குறித்து எதிர்வுகூறல்	
	GWh	%	MLKR	%
பாரிய நீர்மின்சாரம்	1,218	26.60%	4,024	4.18%
வெப்ப - நிலக்கரி	1,382	30.19%	26,647	27.67%
வெப்ப - எண்ணெய்	575	12.57%	33,795	35.09%
என்சீஆர்ஈ(NCRE)	1,402	30.64%	31,834	33.06%
மொத்தம்	4,577	100.00%	96,301	100.00%

2.2. இலங்கை மின்சார சபையால் பயன்படுத்தப்பட்ட எரிபொருள் செலவு

கட்டண முறைப்படி எரிபொருள் விலை எதிர்வுகூறல்கள் எரிபொருள் விநியோக ஒப்பந்தங்களின் அடிப்படையில் காணப்பட வேண்டும். இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பிப்பதற்காகக் கருதப்படும் எரிபொருள் விலைகள் பின்வருமாறு.

அட்டவணை 4: 2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான எரிபொருள் விலைகளை இலங்கை மின்சார சபை கருத்தில் கொண்டது.

எரிபொருள் வகை	அலகு	ஏப்ரல்-26	மே-26	ஜூன்-26
நிலக்கரி	LKR/kg	39.53	39.53	39.53
எரிபொருள் எண்ணெய்	LKR/Ltr.			168.00
நாப்தா	LKR/Ltr.			141.00

நிலக்கரி விலைகள் உண்மையான/ எதிர்வுகூறப்பட்ட விலைகளை அடிப்படையாகக் கொண்டவை என்று இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பிப்பு கூறுகிறது. பயன்படுத்தப்படும் திரவ எரிபொருள் விலைகள் இலங்கை பெட்ரோலியக் கூட்டுத்தாபனத்தால் தீர்மானிக்கப்படுகின்றன. இது தொடர்பில் அறிவுறுத்தல்கள் பிறப்பிக்கப்பட்ட போதிலும், இலங்கை மின்சார சபை அதன் மின் உற்பத்தி நிலையங்களுக்கான எரிபொருள் விநியோக ஒப்பந்தங்களின் அடிப்படையில் இதுவரை செயற்படவில்லை என்பதை கவனத்தில் கொள்ள வேண்டியுள்ளது. ஆணைக்குழு இலங்கை மின்சார சபைக்கு கைச்சாத்திடப்பட்ட உட்கப்படிக்கை அமைவான தேவைப்பாடுகளை 2026 பெர்ரவரி 21 ஆம் திகதிக்குள் பூர்த்தி செய்யுமாறான உத்தரவை பிறப்பித்துள்ளது.

2.3. பரிமாற்ற செலவு

கட்டண முறை பின்வரும் கூறுகளைக் கொண்டதாக பரிமாற்ற செலவை அடையாளம் காட்டுகிறது.

1. பரிமாற்ற அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்
மின்சார பரிமாற்ற நடவடிக்கையுடன் தொடர்புடைய எதிர்வுகூறல் OPEX, தேய்மானம் மற்றும் சொத்து மீதான வருமானம் உள்ளிட்ட பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்கான உரிமதாரர் தாக்கல் செய்ததன் அடிப்படையில் 'பரிமாற்ற அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்' அங்கீகரிக்கப்படுகிறது. இந்த 'அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்' வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்குள் ஆண்டுதோறும் சீர்செய்யப்படுகிறது.
2. மொத்த விநியோக செயற்பாடுகள் வணிக அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்
மின்சார மொத்த விநியோக வணிக நடவடிக்கை தொடர்பான எதிர்வுகூறல் OPEX மற்றும் எந்தவொரு செயற்பாட்டு மூலதன கொடுப்பனவுகளையும் உள்ளடக்கிய பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்கான உரிமதாரர் தாக்கல் செய்ததன் அடிப்படையில் இது அங்கீகரிக்கப்படுகிறது. இந்த 'அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்' வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்குள் ஆண்டுதோறும் சரிசெய்யப்படுகிறது.

தற்போது, 2024 – 2026 பல ஆண்டு கட்டண காலம் நடந்து வருகிறது. அதன்படி, 2026 ஆம் ஆண்டிற்கான மேற்கண்ட அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்கள், கட்டண முறையில் குறிப்பிடப்பட்டுள்ளபடி, வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி தீர்மானிக்கப்பட வேண்டும்.

2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கான இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பிக்கப்பட்ட பரிமாற்றச் செலவின் விவரம் கீழே உள்ள அட்டவணையில் குறிப்பிடப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 5: இலங்கை மின்சார சபை ஏப்ரல் முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான பரிமாற்றச் செலவைச் சமர்ப்பித்துள்ளது.

விளக்கம்		அலகு	தொகை
2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கான பரிமாற்ற அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்		MLKR	5,139.52
2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கான மொத்த விநியோக செயற்பாட்டு வணிகத்தால் அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்		MLKR	528.64
அசாதாரண செலவு கூறுகள்	VRS விண்ணப்பங்கள் காரணமாக டிரான்ஸ்மிஷன் உரிமதாரரின் பணிக்கொடை கொடுப்பனவுகள்	MLKR	153.04
	காப்பீட்டு இருப்பு நிதி பங்களிப்பு	MLKR	150.65
	விதுலக்பாயா தலைமையகக் கட்டிடத் திட்டச் செலவு	MLKR	68.35
2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாம் காலாண்டிற்கான மொத்த பரிமாற்றச் செலவு		MLKR	6,040.20

வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி பரிமாற்ற உரிமதாரர்களின் வருவாய் வரம்புகளை ஆணைக்குழு கணக்கீடு சற்று மாறுபட்ட முடிவுகளைத் வழங்கியுள்ளது. சூத்திரத்துடன் கருதப்படும் குறியீட்டு அளவுருக்களில் காணப்படும் வேறுபாடுகள், வெவ்வேறு காலகட்டங்கள் தேர்ந்தெடுக்கப்படாத விளைவாக குறித்த வேறுபாட்டை ஏற்படுத்தியிருக்கக் கூடும்.

இந்த 'அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்கள்' 2024 ஆம் ஆண்டிற்கான அங்கீகரிக்கப்பட்ட தொகைகளுடன் ஒப்பிடும்போது, உண்மையான செலவினங்களில் உள்ள வேறுபாடுகளுடன் ஒப்பிடும்போது, claw-back களுக்கு உட்படுத்தப்படுகின்றன என்பதைக் கவனத்தில் கொள்ள வேண்டும். 2024 ஆம் ஆண்டிலிருந்து பரிமாற்ற உரிமதாரரின் மதிப்பிடப்பட்ட CAPEX Claw-back மதிப்பு MLKR 7,132 ஆகும்.

2.4. விநியோக செலவுகள்

கட்டண முறையின்படி, விநியோகச் செலவு பின்வரும் கூறுகளைக் கொண்டுள்ளது.

1. விநியோக செலவு

மின்சார விநியோக நடவடிக்கை தொடர்பான எதிர்வுகூறல் OPEX, தேய்மானம் மற்றும் சொத்து மீதான வருமானம் உள்ளிட்ட பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்கான உரிமதாரர் தாக்கல் செய்ததன் அடிப்படையில் 'விநியோக அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்' அங்கீகரிக்கப்படுகிறது. இந்த 'அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்' ஆண்டுதோறும் வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்குள் சிர்செய்யப்படுகிறது.

2. சில்லறை சேவை செலவு

மின்சார விநியோக செயற்பாடு மற்றும் ஏதேனும் வாராக் கடன்கள் தொடர்பான எதிர்வுகூறல் OPEX உட்பட, பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்கான உரிமதாரர் தாக்கல் செய்ததன் அடிப்படையில் 'சில்லறை சேவை வரம்பு' அங்கீகரிக்கப்படுகிறது. வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி, இந்த 'சில்லறை சேவை வரம்பு' பல ஆண்டு கட்டணக் காலத்திற்குள் ஆண்டுதோறும் சரிசெய்யப்படுகிறது.

தற்போது, 2024 – 2026 பல ஆண்டு கட்டணக் காலம் நடைபெற்று வருகிறது. அதன்படி, 2026 ஆம் ஆண்டிற்கான ஒவ்வொரு விநியோக உரிமதாரரின் விநியோகச் செலவு மற்றும்

சில்லறை சேவைச் செலவு, கட்டண முறையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ளபடி, வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி தீர்மானிக்கப்பட வேண்டும்.

2026 ஆம் ஆண்டிற்கான இலங்கை மின்சார சபையால் சமர்ப்பிக்கப்பட்ட வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திர அடிப்படையிலான விநியோகச் செலவுகள் (சில்லறை சேவைச் செலவுகள் உட்பட) கீழே உள்ள அட்டவணையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ளன.

அட்டவணை 6: 2026 ஆம் ஆண்டிற்கான விநியோக உரிமதாரர்களின் அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்களுக்கான இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழிவு

விளக்கம்	அலகு	DL1	DL2	DL3	DL4	மொத்தம்
வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தின் அடிப்படையில் 2026 ஆம் ஆண்டிற்கான மொத்த அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்	MLKR	26,898	29,612	18,882	16,314	91,706

இலங்கை மின்சார சபை கட்டண சமர்ப்பிப்பில், மேற்கூறிய செலவு 2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கு நாட்களின் எண்ணிக்கையைக் கருத்தில் கொண்டு பிரிக்கப்பட்டுள்ளது. கூடுதலாக, சில அசாதாரண செலவு உருப்படிகளும் சேர்க்கப்பட்டுள்ளன. 2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான காலகட்டத்திற்கான இலங்கை மின்சார சபையால் தாக்கல் செய்யப்பட்ட மொத்த விநியோக செலவுகள் கீழே உள்ள அட்டவணையில் காட்டப்பட்டுள்ளன.

அட்டவணை 7: இலங்கை மின்சார சபை ஏப்ரல் முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான விநியோகச் செலவைச் சமர்ப்பித்தது.

விளக்கம்	அலகு	DL1	DL2	DL3	DL4	Total	
வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தின் அடிப்படையில், 2026 ஆம் ஆண்டின் 2 ஆம் காலாண்டிற்கான மொத்த அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்	MLKR	6,706.2	7,382.7	4,707.5	4,067.3	22,863.7	
அசாதாரண செலவு கூறுகள்	ஜனவரி முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான காப்பீட்டு இருப்பு நிதி பங்களிப்பு	MLKR	116.9	90.5	127.8	99.1	434.3
	DL இன் VRS விண்ணப்பங்கள் காரணமாக பணிக்கொடை கொடுப்பனவுகள்	MLKR	191.6	415.7	258.4	139.2	1,004.9
	ஏப்ரல் முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான SESRIP WIP	MLKR	328.9	350.3	224.0	114.8	1,018.0
	மே 2026 இல் SESRIP கடன் திருப்பிச் செலுத்துதல்	MLKR	287.7	306.4	195.9	100.4	890.4
	ஜனவரி முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான விதுலக்பாயா பகிர்வு	MLKR	54.0	20.1	11.6	9.3	95.0

ஜனவரி முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான பொதுப் பிரிவுகளின் காப்பீட்டு இருப்பு நிதி பங்களிப்பு	MLKR	0.4	0.4	0.2	0.2	1.2
பொதுப் பிரிவுகளின் VRS விண்ணப்பங்கள் காரணமாக பணிக்கொடை கொடுப்பனவுகள்	MLKR	8.7	8.2	5.7	4.5	27.1
2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாம் காலாண்டிற்கான மொத்த அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்	MLKR	7,694.4	8,574.3	5,531.1	4,534.8	26,334.6

வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தைப் பயன்படுத்தி இலங்கை மின்சார சபை விநியோக உரிமதாரர்களின் வருவாய் உச்சவரம்புகளை ஆணைக்குழு கணக்கிடுவது சற்று மாறுபட்ட முடிவுகளைத் தருகிறது. வெவ்வேறு காலகட்டங்களைத் தேர்ந்தெடுப்பதன் காரணமாக, சூத்திரத்துடன் கருதப்படும் குறியீட்டு அளவுருக்களில் உள்ள வேறுபாடுகள் இந்த வேறுபாட்டை ஏற்படுத்தியிருக்க வேண்டும்.

வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தின் அடிப்படையில், 2026 ஆம் ஆண்டிற்கான LECO விநியோக உரிமதாரர் செலவையும் தீர்மானிக்க வேண்டும்.

இந்த 'அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய்கள்' 2024 ஆம் ஆண்டிற்கான அங்கீகரிக்கப்பட்ட தொகைகளுடன் ஒப்பிடும்போது, உண்மையான செலவினங்களில் உள்ள வேறுபாடுகளுடன் தொடர்புடையதாக இருக்கும் என்பதை கவனத்தில் கொள்ள வேண்டும். 2024 ஆம் ஆண்டிலிருந்து விநியோக உரிமதாரர்களின் மதிப்பிடப்பட்ட CAPEX CAPEX மதிப்பு கீழே உள்ள அட்டவணையில் காட்டப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 8: 2024 ஆம் ஆண்டிலிருந்து விநியோக உரிமதாரர்களின் மதிப்பிடப்பட்ட மூலதனம் (CAPEX)

விளக்கம்	அலகு	DL1	DL2	DL3	DL4	DL5
CAPEX Claw-back தொகை	MLKR	52	-	127	253	804

2.5. மொத்த விநியோக செயற்பாட்டு வணிகத்தின் நிதி செலவுகள்

மொத்த விநியோக பரிவர்த்தனை கணக்கில் (BSTA) பணப்புழக்கத்தை உறுதி செய்வதற்கு தேவைப்பட்டால், மேலதிக நிதிச் செலவுகளை தாக்கல் செய்ய டிரான்ஸ்மிஷன் உரிமதாரர் அனுமதிக்கும் வகையில் கட்டண முறைமை ஏற்பாடுகளைக் கொண்டுள்ளது.

அதன்படி, ஏப்ரல் முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான காலகட்டத்திற்கு மேலதிக நிதிச் செலவுகளாக மொத்தம் MLKR 7,856 இலங்கை மின்சார சபையால் சமர்ப்பிக்கப்பட்டுள்ளது. இந்த செலவுகளின் விவரம் கீழே உள்ள அட்டவணையில் காட்டப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 9: இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பித்த நிதிச் செலவுகளின் விவரம்

விளக்கம்	அலகு	Apr-26	May-26	Jun-26	மொத்தம்
கால கடன்களுக்கான வட்டி	MLKR	494	493	632	1,619
ஓவர் டிராஃப் வட்டி	MLKR	361	373	361	1,095

கடனீட்டு வட்டி கணக்கு	MLKR	-	-	-	-
IPP கொடுப்பனவுகளுக்கான வட்டி தாமதம்	MLKR	40	42	44	126
NCRE கொடுப்பனவுகளுக்கான வட்டி தாமதம்	MLKR	6	6	6	18
பணி மூலதனக் கடன்களின் மூலதனத் திருப்பிச் செலுத்துதல்	MLKR	1,079	1,079	1,579	3,738
TL இன் கடன் திருப்பிச் செலுத்துதல் - சோஜிட்ஸின் தீர்வு	MLKR	631	628	-	1,259
மொத்தம்	MLKR	2,612	2,621	2,622	7,856

சமர்ப்பிக்கப்பட்ட ஓவர் டிராஃப்ட் வட்டி செலவுகள் BSTA இன் தற்போதைய நிலுவைத் தொகையைக் கருத்தில் கொண்டு கணிசமாக அதிகமாக உள்ளன. இந்தத் தொகைகளைக் கணக்கிடுவதில் தெளிவுபடுத்தல்கள் பெறப்பட உள்ளன.

சோஜிட்ஸ் கெலனிட்ஸ்ஸா (பிரைவேட்) லிமிடெட் நிறுவனத்திற்கு நடுவர் தொடர்பான தீர்வைச் செலுத்துவதற்காகப் பெறப்பட்ட கடனைத் தீர்ப்பதற்கான மொத்த MLKR 1,259 நிதிச் செலவில் அடங்கும்.

2.6. மின்மாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் உபரி/பற்றாக்குறை

கட்டண முறையின் பிரிவு 2.5.3 மற்றும் 2.5.4 இன் படி, 'p' காலகட்டத்தில் பரிமாற்ற உரிமதாரரின் வருவாய் உபரி/பற்றாக்குறை (மொத்த விநியோகம் மற்றும் செயற்பாட்டு வணிகத்திலிருந்து எழுகிறது), 'p+2' காலத்திற்கான கட்டண நிர்ணயத்தின் போது ஈடுசெய்யப்பட வேண்டும். எனவே, 2025 அக்டோபர் முதல் டிசம்பர் வரையிலான உபரி/பற்றாக்குறை ஏப்ரல் முதல் ஜூன் 2026 வரையிலான கட்டணங்களை நிர்ணயிப்பதில் (காலாண்டு கட்டண மறுஆய்வு கட்டமைப்பிற்குள்) கருத்தில் கொள்ள பொருந்தும். இருப்பினும், இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பிப்பு தாமதங்கள் காரணமாக, 2025 ஆம் ஆண்டின் 3வது காலாண்டின் வருவாய் உபரி/பற்றாக்குறையும் இன்னும் கட்டண மதிப்பாய்வுகளில் பரிசீலிக்கப்படவில்லை. அதன்படி, 2025 ஆம் ஆண்டின் கடைசி இரண்டு காலாண்டுகளைக் கருத்தில் கொண்டு, இந்தக் கட்டண மதிப்பாய்விற்காக இலங்கை மின்சார சபை MLKR 3,795 வருவாய் உபரியை சமர்ப்பித்துள்ளது.

'மின்சாரக் கட்டணங்கள் மீதான முடிவு, அக்டோபர் 2025' உடன், கணக்கிடப்பட்ட வருவாய் உபரியின் மீதமுள்ள பகுதியை, அடுத்த கட்டண சமர்ப்பிப்புடன் சேர்க்க ஆணைக்குழு இலங்கை மின்சார சபைக்கு உத்தரவிட்டது, இது MLKR 16,975 ஆகும். அதன்படி, இந்த உபரி இந்த கட்டண மதிப்பாய்வில் பரிசீலிக்கப் பொருந்தும் (2026 Q1 கட்டண மதிப்பாய்வு தொடராததால்). இருப்பினும், இலங்கை மின்சார சபையால் புதுப்பிக்கப்பட்ட தரவு சமர்ப்பிப்புகளைக் கருத்தில் கொண்டு, ஆணையத்தால் ஆரம்ப கணக்கீட்டிலிருந்து மிகைப்படுத்தப்பட்ட TL வருவாயை சரிசெய்து, கணக்கிடப்பட்ட இந்த உபரியின் மதிப்பு இப்போது MLKR 9,813 ஆக உள்ளது.

கருத்துப்படி, இந்தக் கட்டண மதிப்பாய்விற்காக இலங்கை மின்சார சபை சமர்ப்பித்த வருவாய் உபரி, அக்டோபர் - 2025 கட்டண மதிப்பாய்விலிருந்து மேலே மீதமுள்ள உபரியின் பகுதியைக் கருத்தில் கொண்டதாகக் கருதப்படுகிறது. இருப்பினும், சமர்ப்பிக்கப்பட்ட

செலவு/வருவாய்த் தரவை உறுதிப்படுத்தவும், ஏற்படும் செலவுகள் கமிஷனால் அங்கீகரிக்கப்பட்டு திறமையானவை என்பதை உறுதிப்படுத்தவும் இலங்கை மின்சார சபை கணக்குகளுடன் மேலும் சரிபார்ப்பு தேவைப்படுகிறது.

2.7. முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அமைப்பு

2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான காலகட்டத்திற்கான இலங்கை மின்சார சபையினால் முன்மொழியப்பட்ட வருவாய் மற்றும் செலவுச் சுருக்கம் கீழே உள்ள அட்டவணையில் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 10: 2026 ஏப்ரல் முதல் ஜூன் வரையிலான செலவுகள் மற்றும் வருவாய்களை சமர்ப்பித்ததன் சுருக்கம்.

விளக்கம்		அலகு	தொகை
உற்பத்தி	ஆற்றல் செலவு	MLKR	78,070
	திறன் செலவு	MLKR	18,231
பரிமாற்றச் செலவு		MLKR	6,040
விநியோகச் செலவு - இலங்கை மின்சார சபை		MLKR	26,334
நிதிச் செலவு		MLKR	7,856
மொத்தச் செலவு		MLKR	136,531
தற்போதைய கட்டணத்தில் மதிப்பிடப்பட்ட வருவாய்		MLKR	116,889
B/F வருவாய் உபரி/(பற்றாக்குறை)		MLKR	3,795
உபரி/(பற்றாக்குறை)		MLKR	(15,847)
வருவாயின் சதவீதமாக உபரி/(பற்றாக்குறை)		%	-13.56%

மேலே கணிக்கப்பட்டுள்ள வருவாய் பற்றாக்குறையைக் கருத்தில் கொண்டு, ஏப்ரல் 01, 2026 முதல் அமலுக்கு வரும் வகையில் 13.56% கட்டண உயர்வை இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழிந்துள்ளது.

திருத்தத்திற்கான இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழியப்பட்ட விகித அட்டவணை (கட்டணம்) இணைப்பு 3 இல் கொடுக்கப்பட்டுள்ளது. முன்மொழியப்பட்ட கட்டண திருத்தத்தின் கட்டண வகை/தொகுதி வாரியான தாக்கம் ஒரே மாதிரியாக இருப்பதாகவும் கீழே உள்ள அட்டவணையில் சித்தரிக்கப்பட்டுள்ளது.

அட்டவணை 11: இலங்கை மின்சார சபை முன்மொழியப்பட்ட கட்டண அதிகரிப்பின் தாக்கம் நுகர்வோர் குழுக்களுக்கு

வகை	முன்மொழியப்பட்ட % வருவாய் மாற்றம்	
உள்நாட்டு ஒட்டுமொத்தம்	13.56%	
உள்நாட்டு	0-30	13.56%
	31-60	13.54%
	61-90	13.57%
	91-180	13.56%
	180<	13.56%
	D-TOU	13.57%
பொது நோக்கம்	13.56%	

அரசு	13.56%
ஹோட்டல் நோக்கம்	13.56%
தொழில்துறை நோக்கம்	13.56%
மத மற்றும் தொண்டு நோக்கம்	13.57%
தெருவிளக்கு	13.56%
மொத்தமாக	13.56%

இணைப்பு 3 இல் கொடுக்கப்பட்டுள்ள விகித அட்டவணையின்படி, பங்குதாரர்கள் எளிதாகப் புரிந்துகொள்ளும் வகையில் பின்வரும் மாதிரி பில்கள் மற்றும் சராசரி விலைகள் கணக்கிடப்படுகின்றன.

அட்டவணை 12: உள்நாட்டு வகை நுகர்வோர் பில் ஒப்பீடு

உள்நாட்டு வகை நுகர்வோர்		
மாதாந்த மின்சாரம் அலகு நுகர்வு	மாதாந்த பில் [வரிகளுக்கு முந்தைய] (இலங்கை ரூபாய்)	
	பெப்ரவரி 1, 2026 நிலவரப்படி	ஏப்ரல் 2026க்கான இலங்கை மின்சார சபையினால் முன்மொழியப்பட்ட திருத்தத்துடன்
30	215.00	244.15
60	585.00	664.18
90	1,720.00	1,953.34
120	3,040.00	3,452.20
150	4,770.00	5,416.80
180	6,000.00	6,813.60
210	8,430.00	9,573.06
240	10,260.00	11,651.16

அட்டவணை 13: மத மற்றும் தொண்டு வகை நுகர்வோர் பில் ஒப்பீடு

மத மற்றும் தொண்டு வகை நுகர்வோர்		
மாதாந்த மின்சாரம் அலகு நுகர்வு	மாதாந்த பில் [வரிகளுக்கு முந்தைய] (இலங்கை ரூபாய்)	
	பெப்ரவரி 1, 2026 நிலவரப்படி	ஏப்ரல் 2026க்கான இலங்கை மின்சார சபையினால் முன்மொழியப்பட்ட திருத்தத்துடன்
30	210.00	238.47
60	470.00	533.72
90	605.00	687.02
120	995.00	1,129.76
150	2,515.00	2,855.98
180	3,085.00	3,503.38
210	4,265.00	4,843.52
240	5,045.00	5,729.42

அட்டவணை 14: தொழில், ஹோட்டல் மற்றும் பொது நோக்க வகை நுகர்வோரின் சராசரி யூனிட் விலை

நுகர்வோர் கட்டண வகை/ துணைப் பிரிவு	ஒட்டுமொத்த சராசரி அலகு விலை [வரிகளுக்கு முன்] (இலங்கை ரூபாய்/அலகு)	
	பெப்ரவரி 1, 2026 நிலவரப்படி	ஏப்ரல் 2026க்கான இலங்கை மின்சார சபையினால் முன்மொழியப்பட்ட திருத்தத்துடன்
தொழில் நோக்கம் (I)	20.46	23.24
ஹோட்டல் நோக்கம் (H)	19.88	22.58
பொது நோக்கம் (GP)	39.96	45.38

2.8. கட்டண சமர்ப்பிப்பு குறித்த ஆணைக்குழுவின் பகுப்பாய்வு

உரிமதாரர்கள் சமர்ப்பித்த தரவுகளுடன் கட்டண முன்மொழிவு ஆணையத்தால் மதிப்பாய்வு செய்யப்படுகிறது. மேலதிக தகவல்/தெளிவுபடுத்தல் தேவைகள் உரிமதாரர்களுக்கு அனுப்பப்பட்டுள்ளன. பின்வரும் முக்கிய பகுதிகள்/ கவனிக்கப்பட வேண்டிய விடயங்களை ஆணைக்குழு விரிவாக மதிப்பாய்வு செய்து அடையாளம் கண்டுள்ளது.

1. இலங்கை மின்சார சபை மின் உற்பத்தி நிலையங்களில் உற்பத்தி திறன் செலவுகளில் அதிகரிப்பு
2. எதிர்வுகூறப்பட்ட நிலக்கரி ஆலை உற்பத்தி அனுப்புதலில் குறைப்பு
3. வருவாய் கட்டுப்பாட்டு சூத்திரத்தின் அடிப்படையில் அனுமதிக்கப்பட்ட வருவாய் கணக்கீடு மற்றும் பரிமாற்ற உரிமதாரர் மற்றும் விநியோக உரிமதாரர்களுக்கான claw-back கணக்கீடுகள்
4. பரிமாற்ற மற்றும் விநியோக செலவுகளில் சேர்க்கப்பட்டுள்ள அசாதாரண செலவு உருபடிகள்
5. இந்த கட்டண மதிப்பாய்விற்கு பொருந்தக்கூடிய பரிமாற்ற உரிமதாரர் வருவாய் உபரி/(பற்றாக்குறை)
6. 2026 ஆம் ஆண்டின் இரண்டாவது காலாண்டிற்கான மின்சார விற்பனை வருவாய்
7. BSOB இன் மேலதிகப் பற்று வட்டி மற்றும் பிற மேலதிக நிதி செலவு

2.9. உரிமதாரர்களின் செலவு மற்றும் செயல்திறனை மேம்படுத்தும் நோக்கிலான பங்குதாரர்களின் திட்டங்கள்

உரிமதாரர்களின் செலவு மற்றும் செயல்திறனை மேம்படுத்துவதற்கான திட்டங்களை வழங்க பங்குதாரர்கள் அழைக்கப்படுகிறார்கள்.



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



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date }

January 12, 2026

Eng. K. S. I. Kumara,
General Manager,
Ceylon Electricity Board,
No. 50, Sir Chittampalam A. Gardinar Mw.,
Colombo – 02.

First Electricity Tariff Review of 2026

Reference is made to;

- [1] Section 30 of Sri Lanka Electricity Act (SLEA) No. 20 of 2009,
- [2] General Policy Guideline for the Electricity Industry (Amended),
- [3] Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated October 22, 2025, informing the submission day for 2026 quarter 1 tariff proposal,
- [4] CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2026 Q1) dated December 24, 2025, with the proposal for the first quarter tariff review of 2026 (Received on December 29, 2025), and
- [5] Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated January 05, 2026, directing CEB to re-submit the proposal,
- [6] Chief Engineer (Tariff), CS & RA, CEB, email dated January 08, 2026, informing on the delay in re-submission of the tariff proposal.

As provided in the General Policy Guidelines for the Electricity industry, the electricity tariffs are to be reviewed quarterly. In line with this requirement, CEB was directed to submit the proposal for the first quarter tariff review of 2026, by November 14, 2025 (Reference No. 3). However, the submission of CEB for the above tariff review was received on December 29, 2025 (Reference No. 4), with a considerable delay. Due to the mismatches existed in the submission, subsequently, the CEB was directed to re-submit the tariff proposal by January 08, 2026 (Reference No. 5). This re-submission is yet to be received and CEB has informed about further delays for the re-submission (Reference No. 6).

The first quarter tariff review considers the period of January to March 2026. Given the present status of the tariff proposal, the review process is practically possible to be completed only by the latter part of the first quarter of 2026. Consequently, any revenue deficit/surplus discovered in the review process will have to be recovered/discounted within a shorter period, as against the whole quarter. This inevitably results in a significant tariff change.

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

Considering the above variation and its potential negative impacts to the national economy, and due to the absence of valid proposal for review from CEB, the Commission has decided to forego the first quarter tariff revision for 2026. Accordingly, you are hereby directed to submit the proposal for the 2nd quarter tariff review of 2026, by February 13, 2026.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'K. P. L. Chandralal', with a stylized flourish at the end.

Prof. K. P. L. Chandralal
Chairman



Your ref:

My ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf. 2026 Q2

Date: February 13, 2026

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

Dear Sir,

Proposal for the Quarterly Electricity Tariff Review – 2nd Quarter of 2026

Reference is made to;

1. Section 30 of Sri Lanka Electricity Act (SLEA) No. 20 of 2009,
2. General policy Guideline for the Electricity Industry (Amended),
3. Commission letter (Ref: PUC/E/Tariff/01) dated October 22, 2025,
4. CEB letter No. DGM(CS&RA)/TRF/Trf.2026 Q1 dated Dec. 24, 2025, with the tariff proposal 1Q 2026.
5. PUCSL letters (Ref: PUC/E/Tariff/01)
 - a. dated January 05,2026, directing CEB to re-submit the proposal.
 - b. dated January 12, 2026 regarding the Commission's position on the first electricity tariff revision.
6. CEB letter (Ref: DGM(CS&RA)/TRF/Trf.2026 Q1) dated January 19, 2026 requesting to re-visit the Commission's position on the first electricity tariff revision 2026.
7. CEB letters (Ref: DGM (CS & RA)/ TRF/BST-Vol.II)
 - a. dated January 23, 2026 requesting the decision document of BST for the 1H 2026.
 - b. dated January 27, 2026 reminding the decision document of BST for the 1H 2026
8. PUCSL letter No. PUC/E/Tariff/01 dated February 02, 2026 regarding the Commission's position on the first electricity tariff revision.
9. Email dated 2026-02-10 by Mr. Hasanka Kamburugamuwa, Director, PUCSL regarding the formulation of CEB electricity tariff proposal for the Q2 of 2026

This submission is made further to the CEB tariff proposal for the first quarter of 2026, for which a tariff determination has not been received from the Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL). In addition, this submission is made pending the Commission's decision on the Bulk Supply Tariff (BST) and the approved allowed revenues requested under Reference 7.

In this context, the tariff revision proposal for the second quarter of 2026 is hereby submitted as Annex I. The proposal has been prepared in compliance with Section 30 of the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009 and reflects the revisions arising from the first quarter 2026 tariff submission. Any necessary adjustments will be effected upon the operation of the Sri Lanka Electricity Act No. 36 of 2024 (as amended) on the Appointed Date.

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

The applicable BST relevant to this proposal is attached as Annex II. The key features of the tariff revision proposal are set out below.

1. Generation Forecast from April to June 2026

The estimated total net generation for April to June period is 4,578 GWh. The monthly net generation forecast is outlined below.

Table 1: Net Generation Forecast for April to June 2026

2026	Apr.	May	June	Total
Net Generation Forecast (GWh)	1,468	1,573	1,537	4,578

2. Dispatch

The generation dispatch schedule has been updated to reflect the latest hydroelectric reservoir data, ensuring optimal utilization of available water resources. As per the Seasonal Outlook for February to April (Annex III) issued by the Department of Meteorology, Sri Lanka, rainfall during the February–April 2026 period is expected to be near normal across most parts of the country. While short-term and localized variations may occur, no significant deviation from average rainfall conditions is anticipated. Accordingly, hydro inflows during this period are expected to remain broadly in line with long-term average levels, subject to normal weather variability.

Based on the current outage programme, several major maintenance activities are scheduled during the second quarter of 2026, affecting generation availability in April, May, and June. In April, Randenigala Unit 02 is planned to be out of service for approximately four weeks for annual maintenance and panel refurbishment, while West Coast Power Plant GT-02 will undergo combustion inspection and annual maintenance for about two weeks. During May, Victoria Unit 02 is scheduled for an extended five-week annual maintenance programme. In June, Samanala Wewa Unit 02 will be unavailable for nearly four weeks due to annual maintenance and spiral casing inspection, while Bowatenna Unit 01 will be taken out of service for approximately seven weeks commencing in early June for annual maintenance, sandblasting, and penstock painting.

These planned outages have been incorporated into the generation dispatch schedule to ensure system reliability during the Q2 2026 period.

Accordingly in the second quarter of 2026, approximately 1,218 GWh of energy is expected from hydro, while thermal and other renewable energy sources are anticipated to contribute 1,957 GWh and 1,402 GWh, respectively. The expected hydro inflow is estimated as 1,193 GWh.

3. Sales Forecast

The forecast of electricity sales for the second quarter of 2026 is estimated as 4,230.3 GWh. Of this, direct CEB sales is projected as 3,774.7 GWh, while sales to LECO, measured at the 33 kV boundary, is projected as 455.6 GWh. Please refer to Table 2 below.

Table 2: Sales forecast for April to June 2026

2026	CEB End User Customers (Nos.)	CEB End User Sales (GWh)	LECO 33 kV Sales (GWh)	Total Sales (GWh)
April	7,293,377	1,205.1	152.8	1,357.9
May	7,300,496	1,300.7	152.1	1,452.8
June	7,309,566	1,268.8	150.7	1,419.5
Total	-	3,774.6	455.6	4,230.2

4. Expenditure

This submission is made in accordance with the instructions of the PUCSL, with reference to Section 30(2) of the Sri Lanka Electricity Act No. 20 of 2009. It is to be noted that the allowed revenues and finance costs reflected in this proposal are pertaining to the existing Licensees. Upon the gazetting of the Appointed Date under the ongoing reform process, the allowed revenues attributable to the respective successor entities will be submitted separately for the Commission's review and approval.

Expenditure projections incorporate actual or forecast fuel prices at CEB's boundary, with liquid fuel prices determined by CPC externally and beyond CEB's control. Coal prices are based on actual/forecast figures. Updates to fuel prices, exchange rates and VAT reflect the latest information from CPC and IPP invoices (Table 3).

Table 3: Fuel Prices and the Exchange rate used in the Tariff Proposal April - June 2026

2026	Auto Diesel (Rs./l)	Furnace oil (Rs./l)	Naphtha (Rs./l)	Coal (Rs./kg)	Ex. Rate (Rs./USD)
April – June	277.00	168.00	141.00	39.53	313.52

During the ongoing reform process, employees who were not willing to join the successor entities were provided with an opportunity to opt out under a Voluntary Retirement Scheme (VRS). It is envisaged that the cost of the VRS will be funded by the Government and, accordingly, will not be passed on through the customer tariff. However, the gratuity liability not covered under the VRS has been considered for the period under review, on the assumption that the Appointed Date will be gazetted prior to the commencement of the second quarter of 2026.

Accordingly, the total estimated cost relating to gratuity amounts to LKR 1,518 million. This estimate reflects the net impact after considering anticipated salary savings from employees exiting under the VRS, as well as the additional costs to be incurred in respect of remaining staff, including allowances, overtime, and the engagement of new recruits on a contract or permanent basis, as appropriate.

The total Transmission Allowed Revenue, including the contribution to the Insurance Reserve Fund and gratuity payment incorporating salary savings, amounts to LKR 6,040 million for the period from April to June 2026.

The finance cost has been updated based on the latest AWPLR of 8.87%. Accordingly, the finance cost for the period from April to June 2026, has been estimated at LKR 7,856 million.

The revised Allowed Revenues of CEB DLs for the second quarter of 2026 are presented in Table 4 below.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Table 4: DL Allowed Revenues from April to June 2026

In LKR million

Description	DL1	DL2	DL3	DL4	Total
Total indexed AR for 2026 without claw-back	26,898.4	29,612.0	18,881.9	16,313.9	91,706.2
AR for Q2 of 2026 (for 91 days)	6,706.2	7,382.7	4,707.5	4,067.3	22,863.7
Additional AR requirement					
Insurance reserve fund (from Jan. to June 2026)	116.9	90.5	127.8	99.1	434.3
Gratuity payment incl. salary savings	191.6	415.7	258.4	139.2	1,004.9
SES RIP WIP (from Apr. to June 2026)	328.9	350.3	224.0	114.8	1,018.0
SES RIP loan repay. in May 2026	287.7	306.4	195.9	100.4	890.4
Vidulakpaya apport. for DLs (from Jan to June 2026)	54.0	20.1	11.6	9.3	95.0
Insurance reserve fund for Common Div. (from Jan. to June 2026)	0.4	0.4	0.2	0.2	1.2
Gratuity payment for Common Div. incl. salary savings	8.7	8.2	5.7	4.5	27.1
Total AR req. for Q2 of 2026	7,694.4	8,574.3	5,531.1	4,534.8	26,334.6

5. Revenue

The forecast revenue for both CEB and LECO has been calculated, giving due consideration to the transfer price for bulk sales from CEB to LECO. The LECO transfer price excluding solar payments is taken as 24.31 LKR/kWh for the second quarter of 2026. The total estimated CEB revenue for the second quarter of 2026 from the existing tariff is LKR 116,889 million.

In accordance with the approved Tariff Methodology, the tariff proposal for the current period “p” (i.e. Q2 2026) is required to incorporate the revenue difference arising from the period “p-2” (i.e. Q4 2025). In addition, since a tariff determination was not issued by PUCSL for the period “p-1” (i.e. Q1 2026), the revenue difference pertaining to the period “p-3” (i.e. Q3 2025), which has not been incorporated, is also required to be reflected in the present submission. Accordingly, an estimated reconciliation of the Transmission Licensee’s revenue difference has been carried out by considering the full year 2025.

Accordingly, based on the monthly sales and energy data submitted through the Licensee Information Submission System (LISS) up to December 2025, the Bulk Supply Transaction invoices issued to the Distribution Licensees (including all available correction files up to December 2025), and the actual Generation Transaction Notes issued up to December 2025, the total estimated revenue shortfall of the Transmission Licensee for the year 2025 has been computed at LKR 53,274 million (Annex IV).

However, according to CEB’s calculations, the total revenue surplus available for set-off in 2025, carried forward from 2024, amounts to LKR 57,069 million, based on the actual 2024 data submitted to PUCSL (Annex V).

Accordingly, the estimated net revenue surplus to be considered for the Q2 2026 electricity tariff determination is LKR 3,795 million.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

6. Conclusion

The summary of expenditure for April to June 2026 considered for the tariff revision is tabulated below.

Table 5: Summary of Expenditures considered for April to June 2026

Description	Unit	April – June 2026	Source
Generation - Energy Cost	MLKR	78,070	BST 2026 H1- Annex II
Generation - Capacity Cost	MLKR	18,231	-do-
Transmission Allowed Revenue	MLKR	6,040	-do-
Finance Cost	MLKR	7,856	-do-
Distribution Allowed Revenue	MLKR	26,334	Derived as per Table 4
Total Cost	MLKR	136,531	-
Est. Revenue at present tariffs	MLKR	116,889	Derived as per item 5
B/F Revenue Surplus/(Deficit)	MLKR	3,795	-do-
Surplus/(Deficit)	MLKR	(15,847)	-
as a % of Revenue	%	-13.56%	-

Based on the above analysis, a deficit of LKR 15,847 million has been estimated for the period from April to June 2026 requiring a tariff increase of 13.56 %. Any variations in the estimate, whether an excess or a shortfall, will be accounted for in the BSTA and considered in the next tariff revision.

Accordingly, to ensure financial and operational stability and to mitigate potential risks to the reliability of electricity supply, CEB proposes a revision to the current tariff structure, as presented in Annex I. The Board-approved tariff proposal for the second quarter of 2026 is hereby submitted to the Commission for its approval and subsequent implementation please.

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD

Eng. K.S.I. Kumara

General Manager

Ceylon Electricity Board

Eng.K.S.I.Kumara
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

EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)		Existing Tariff				2026-04-01			
DOMESTIC									
		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Consumption 0 - 60 kWh per month									
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		80.00		5.11		90.85	
Block 2 : 31 - 60 kWh		8.00		210.00		9.08		238.48	
Consumption above 60 kWh per month									
Block 1 : 0 - 60 kWh		12.75		N/A		14.48		N/A	
Block 2 : 61 - 90 kWh		18.50		400.00		21.01		454.24	
Block 3 : 91 - 120 kWh		24.00		1,000.00		27.25		1,135.60	
Block 4 : 121 - 180 kWh		41.00		1,500.00		46.56		1,703.40	
Block 5 : 181 and above		61.00		2,100.00		69.27		2,384.76	
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers									
Day (05:30 - 18:30 hrs)		35.00		2,100.00		39.75		2,384.76	
Peak (18:30 - 22:30 hrs)		67.00				76.09			
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		21.00				23.85			
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS									
Consumption 0 - 180 kWh per month									
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		75.00		5.11		85.17	
Block 2 : 31 - 90 kWh		4.50		200.00		5.11		227.12	
Block 3 : 91 - 120 kWh		8.00		350.00		9.08		397.46	
Block 4 : 121 - 180 kWh		19.00		1,300.00		21.58		1,476.28	
Block 5 : 181 kWh and above		26.00		1,700.00		29.53		1,930.52	
OTHER CONSUMER CATEGORIES		Industrial / Hotel		General Purpose / Government		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)	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)		8.00 17.00		25.00 34.00		9.08 19.31	
		Fixed Charge (Rs./mth)		300.00 800.00		500.00 1,600.00		340.68 908.48	
Rate 2									
Supply at 400/230 V Contract demand > 42 kVA		Energy Charge (Rs./kW)		15.00 28.00 12.00		41.00 47.00 31.00		17.03 31.80 13.63	
		Demand Charge (Rs./kVA)		1,400.00		1,500.00		1,589.84	
		Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00	
Rate 3									
Supply at 11 kV & above		Energy Charge (Rs./kW)		14.00 27.00 11.00		39.50 46.00 30.00		15.90 30.66 12.49	
		Demand Charge (Rs./kVA)		1,350.00		1,450.00		1,533.06	
		Fixed Charge (Rs./mth)		5,000.00		5,000.00		5,678.00	
STREET LIGHTING									
Street Lighting (Rs./kWh)		50.00				56.78			
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)	
Day (05:30 - 18:30 hrs)		87.00		70.00		87.00		70.00	
Peak (18:30 - 22:30 hrs)		111.00		90.00		111.00		90.00	
Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)		53.00		40.00		53.00		40.00	
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA		Day (05:30 - 18:30 hrs)		750.00		14.76		851.70	
		Peak (18:30 - 22:30 hrs)				26.12			
		Off Peak (22:30 - 05:30 hrs)				7.95			

Bulk Supply Tariff Jan - June 2026

Index

Capacity Charge

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Capacity Charge	Generation capacity						
	Transmission	2,026,844.01	2,048,353.62	2,011,221.15	2,191,007.57	2,317,148.94	2,356,545.48
	Bulk Supply Service	620,075.59	604,970.72	582,218.72	621,422.56	646,772.86	666,934.02
BST (C)		655,932.58	926,417.76	924,454.56	1,056,356.32	1,102,946.43	1,137,766.71
	SLR/MW	3,302,852.18	3,579,742.09	3,517,894.43	3,868,786.46	4,066,868.23	4,161,246.21

BST (C)	SLR/MW	3,739,260.17
6-Month Weighed average		

Energy Charge

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Block1	Transmission Loss Factor B1	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
	Generation energy Cost B1	19.20	26.41	22.34	19.00	15.95	17.90
BST (E1)	SLR/kWh	19.85	27.31	23.10	19.65	16.50	18.51
Block 2	Transmission Loss Factor B2	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%
	Generation energy Cost B2	24.96	34.34	29.05	24.70	20.74	23.27
BST (E2)	SLR/kWh	26.04	35.83	30.31	25.78	21.64	24.28
Block 3	Transmission Loss Factor B3	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%
	Generation energy Cost B3	11.52	15.85	13.41	11.40	9.57	10.74
BST (E3)	SLR/kWh	11.80	16.23	13.73	11.68	9.80	11.00

BST (E1)	SLR/kWh	20.72
6-Month Weighed average		
BST (E2)	SLR/kWh	27.18
6-Month Weighed average		
BST (E3)	SLR/kWh	12.31
6-Month Weighed average		

E1 - Day
E2 -peak
E3 -off peak

Capacity Payment

Plant\Month	Unit	Capacity Payment					
		Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Mahaweli	Mn. SLR	292.11	392.18	323.82	370.76	370.47	370.18
Laxapana	Mn. SLR	423.97	465.03	431.61	462.46	462.39	462.31
Samanala	Mn. SLR	276.59	355.21	489.96	509.27	508.52	507.76
Mannar Wind	Mn. SLR	520.91	530.71	520.91	524.82	524.82	524.82
DSP1	Mn. SLR	36.85	46.02	41.50	49.80	49.77	49.74
DSP2	Mn. SLR	37.90	47.34	42.69	51.22	51.19	51.17
GT16	Mn. SLR	16.05	22.11	16.05	20.21	20.21	20.21
GT07	Mn. SLR	28.84	39.72	28.84	36.32	36.32	36.32
CCKP	Mn. SLR	50.09	65.71	50.09	61.17	61.17	61.17
CCKP 02	Mn. SLR	42.23	57.09	42.23	54.56	54.56	54.56
CPUT	Mn. SLR	1,085.34	1,202.84	1,121.50	1,166.71	1,165.36	1,164.01
DNCHU	Mn. SLR	23.03	25.30	23.03	24.26	24.26	24.26
Island Gen	Mn. SLR	10.19	10.39	10.19	10.26	10.26	10.26
BARGE	Mn. SLR	24.65	30.33	24.65	27.22	27.22	27.22
30MW Hambantota	Mn. SLR	17.69	31.93	29.09	30.01	30.01	30.01
20MW Mathugama	Mn. SLR	11.79	21.28	19.39	20.01	20.01	20.01
CCKW	Mn. SLR	1,458.67	1,330.13	1,458.85	1,416.15	1,477.54	1,434.23
SGPS (100MW)	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEMB	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DMAT	Mn. SLR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sobadhanavi	Mn. SLR	1,243.0	1,127.3	1,243.6	1,205.1	1,243.6	1,205.1
RENEW	Mn. SLR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	Mn. SLR	5,599.9	5,800.6	5,918.0	6,040.3	6,137.7	6,053.3
Depreciation	Mn. SLR						
ROE	Mn. SLR						
Generation Capacity cost	Mn. SLR	5,599.9	5,800.6	5,918.0	6,040.3	6,137.7	6,053.3
				17318.45			18231.30

Generation Capacity cost

Unit	Generation Capacity cost					
	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
SLR/MW	2,026,844.01	2,048,353.62	2,011,221.15	2,191,007.57	2,317,148.94	2,356,545.48
Generation Capacity cost						

Energy price and Energy generated in each plant

Plant/Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Mahawell	GWh	491.700	165.750	329.322	377.694	437.093	402.973
	SLR/kWh						
Laxapana	GWh						
	SLR/kWh						
Samanala	GWh						
	SLR/kWh						
Mannar wind	GWh	20.345	20.999	12.183	5.748	42.976	58.877
	SLR/kWh						
DSP1	GWh	22.607	27.418	30.355	22.793	5.364	19.700
	SLR/kWh	45.04	42.36	42.12	42.88	52.79	43.36
DSP2	GWh	30.739	34.474	38.167	17.736	17.736	31.139
	SLR/kWh	40.22	39.95	39.77	39.93	41.75	40.16
GT16	GWh	0.000	0.000	0.000	0.000	FALSE	0.000
	SLR/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GT07	GWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	61.1	84.5	84.5	82.9	66.5	71.6
CCKP	GWh	39.32	39.15	39.15	39.16	38.87	39.23
	SLR/kWh	1.1	20.3	20.3	0.0	0.0	0.0
CCKP 02	GWh	122.54	75.55	78.71	0.00	0.00	0.00
	SLR/kWh	376.1	469.9	520.3	502.7	514.3	365.1
CPUT	GWh	16.84	16.43	16.00	16.67	16.66	16.99
	SLR/kWh	9.4	10.7	11.8	9.2	2.3	8.5
DNCHU	GWh	42.82	40.49	40.31	40.78	47.26	40.95
	SLR/kWh	93.37	92.71	92.71	92.71	92.71	92.71
Island Gen	GWh	19.1	27.2	30.1	27.7	6.5	22.4
	SLR/kWh	43.3	40.1	40.3	40.3	47.4	40.8
BARGE	GWh	0.064	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	260.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30MW Hambantota	GWh	0.053	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	SLR/kWh	222.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20MW Mathugama	GWh	10.4	15.1	13.18	57.4	23.5	82.4
	SLR/kWh	49.74	47.10	47.13	48.47	51.91	48.64
CCKW	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
SGPS (100MW)	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMB	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DMAT	GWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SLR/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sobdhanavi	GWh	24.40	32.91	21.1	0.00	0.00	2.18
	SLR/kWh	73.42	71.78	118.80	0.00	0.00	117.28
RENEW	GWh	151.121	119.002	128.625	143.050	257.571	302.691
	SLR/kWh	19.20	20.33	21.11	20.44	18.64	18.37
Solar Rooftop Generation	GWh	208.615	209.488	225.818	203.555	198.672	189.021
	SLR/kWh	28.70	28.70	28.70	28.70	28.70	28.70
TOTAL generated energy	GWh	1,522.935	1,388.997	1,589.638	1,467.745	1,572.760	1,536.980

Energy Cost:	SLR	*****	35,582,370,769	34,451,124,323	27,052,281,575	24,335,034,823	26,682,395,962
Energy Cost:	SLR/Million		28,361	34,451	27,052	24,335	26,682
			28,361	34,451	27,052	24,335	26,682

Total Energy cost for six-months	LKR Million	176,463.86
Total energy dispatch for six-months	GWh	9,079.055
Six-month average energy cost	LKR/kWh	19.44
Loss adjusted six-month average energy cost	LKR/kWh	20.10

Loss factor %		96.69
		97.18

TOU Factors	Day	58.0%	Peak	19.7%	Offpeak	22.3%
-------------	-----	-------	------	-------	---------	-------

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

Loss Calculation Prepared by CS as at April 27, 2024

Energy Cost: 35,582,370,769 34,451,124,323 27,052,281,575 24,335,034,823 26,682,395,962

Energy Cost: 28,361 34,451 27,052 24,335 26,682

Total Energy cost for six-months 176,463.86

Total energy dispatch for six-months 9,079.055

Six-month average energy cost 19.44

Loss adjusted six-month average energy cost 20.10

Loss factor % 96.69

TOU Factors Day 58.0% Peak 19.7% Offpeak 22.3%

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

Item	Unit	Jan-26		Feb-26		Mar-26		Apr-26		May-26		Jun-26	
		Mn. SLR	Mn. SLR	1,713	176	1,713	176	1,713	176	1,713	176	1,713	176
Transmission system allowed revenue *													
BSOB allowed revenue *													
Long / Short Term Interest Account	Mn. SLR	422.73		406.45		407.24		494.45		492.80		632.09	
Overdraft Interest Account	Mn. SLR	1.50		1.50		373.07		361.04		373.07		361.04	
Debt Interest Account	Mn. SLR	158.82		158.82		158.82							
Delayed Interest on TPP Payments	Mn. SLR	35.00		249.00		39.00		40.00		42.00		44.00	
Delayed Interest on NCRE Payments	Mn. SLR	5.00		6.00		6.00		6.00		6.00		6.00	
Capital repayments of Working Capital loans	Mn. SLR	937.76		937.76		875.26		1,079.26		1,079.26		1,579.26	
TL Additional OPEX Requirement													
System Coincidental Peak demand	MW	2763		2832		2942		2757		2649		2569	

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Capacity Transmission tariff (TR)	SLR/MW	620,076	604,971	582,219	621,423	646,773	666,934
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR/MW	655,933	926,418	924,455	1,056,356	1,102,946	1,137,767

Transmission Losses Factor

Block 1

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Forecasted transmission losses	GWh	30	27	31	29	31	30
Total forecasted energy supplied	GWh	883	806	922	851	912	891
Forecasted TLF	%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%

Block 2

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Forecasted transmission losses	GWh	13	12	14	13	13	13
Total forecasted energy supplied	GWh	300	274	313	289	310	303
Forecasted TLF	%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%	4.34%

Block 3

Month	Unit	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26
Forecasted transmission losses	GWh	8	7	9	8	8	8
Total forecasted energy supplied	GWh	340	310	354	327	351	343
Forecasted TLF	%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%	2.41%

Capacity Transmission tariff (TR)	SLR	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03	1,713,174,254.03
Bulk Supply and Operations Business Tariff (BSS)	SLR	1,812,241,636.08	2,623,457,643.76	2,720,200,635.79	2,912,225,236.83	2,921,488,446.56	2,922,616,895.99
avg tx loss factor	%		3.38%				

	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26	Oct-26	Nov-26	Dec-26	Total
Total Net Generation	1523	1388.796	1589.43	1467.551	1572.557	1536.786	1603.976	1608.722	1531.141	1566.256	1486.9	1532.043	18406.9
Total Net Generation/day	49.1	49.6	51.3	48.9	50.7	51.2	51.7	51.9	51.0	50.5	49.6	49.4	605.0
Generation Red. due to SPP	380.1	349.5	370.6	352.4	499.4	550.6	540.0	543.8	527.4	511.6	450.5	447.1	5522.9
													0.0
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	365.0
Generation (Centrally dispatch)	1142.6	1039.3	1218.8	1115.2	1073.1	986.2	1064.0	1065.0	1003.7	1054.7	1036.4	1084.9	12883.9
Reqd. Generation/day(Centrally)	36.9	37.1	39.3	37.2	34.6	32.9	34.3	34.4	33.5	34.0	34.5	35.0	423.7
IPP/CEB emergency													0.0
Sobadanavi	24.4	32.9	2.1	0.0	0.0	2.2	17.6	3.4	0.0	0.9	7.8	4.2	95.5
WCPP	104.4	155.1	151.8	57.4	23.5	62.4	54.9	33.3	5.8	62.2	122.3	89.0	922.0
TOTAL IPP	128.8	188.0	153.9	57.4	23.5	64.6	72.5	36.7	5.8	63.1	130.1	93.2	1017.5
CEB Thermal Generation													
LAKVIJAYA1	75.4	156.6	173.4	167.8	171.1	29.4	173.4	166.8	155.2	161.9	167.8	173.4	173.4
LAKVIJAYA2	116.7	156.6	173.4	167.5	171.9	167.8	30.4	170.2	157.1	160.9	167.8	173.4	5278.4
LAKVIJAYA3	186.0	156.6	173.4	167.4	171.3	167.8	173.4	168.7	154.1	0.0	0.0	173.4	
SAPU B	30.7	34.5	38.2	34.8	17.7	31.1	26.2	24.2	4.8	14.6	35.9	38.2	332.0
SAPU A	22.6	27.4	30.4	22.8	5.4	19.7	15.4	13.0	1.6	11.2	29.4	27.8	226.6
BARGE	19.1	27.2	30.1	27.7	6.5	22.4	21.2	18.8	1.6	12.9	33.0	26.9	247.5
Uthuru Jannanee	9.4	10.7	11.8	9.2	2.3	8.5	8.1	6.2	0.6	4.5	11.5	11.8	94.5
KCCP Naptha	61.1	84.5	84.5	82.9	66.5	71.8	64.5	55.4	16.2	34.3	74.8	0.0	696.5
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	1.1	31.3	20.3	0.0	0.0	0.0	2.1	9.2	1.9	4.0	21.3	26.3	117.4
Hambanthota-CEB	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Matugama-CEB	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Total CEB Thermal Generation	522.2	685.5	735.6	680.1	612.6	518.6	514.7	632.5	493.1	404.3	542.6	651.2	6993.1
Prospective Gen. / Energy shortfall													
Total Thermal Generation	651.0	873.6	889.5	737.5	636.0	583.2	587.2	669.2	498.9	467.4	672.7	744.4	8010.6
Hydro Gen Req'd.	491.7	165.8	329.3	377.7	437.1	403.0	476.9	395.7	504.9	587.2	363.7	340.5	4873.4
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
Power cut saving	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
Actual hydro req'd.	491.7	165.8	329.3	377.7	437.1	403.0	476.9	395.7	504.9	587.2	363.7	340.5	4873.4
Inflow	275.0	153.3	141.3	249.0	473.4	470.5	483.1	441.1	417.1	548.6	505.3	403.5	4561.2
Drawdown from reservoirs	-216.7	-12.5	-188.0	-128.7	36.3	57.6	6.2	45.4	-87.8	-38.6	141.6	63.0	
STARTING STORAGE	1128	911	899	711	582	618	686	692	738	650	611	753	
Month End Storage	911	899	711	582	618	686	692	738	650	611	753	816	
% Storage	0.71	0.70	0.56	0.46	0.48	0.54	0.54	0.58	0.51	0.48	0.59	0.64	

1. This Estimated Energy Dispatch Forecast has been formulated incorporating the "Seasonal outlook for February to April" which was provided by the Department of Meteorology, Sri Lanka. (The relevant document has been attached separately.)

2. Please note that this Estimated Energy Dispatch Forecast has been prepared considering latest fuel prices (Naptha- 141 Rs/l, Furnace Oil - 168 Rs/l, Diesel 277 Rs/l, Coal- 38.82 Rs/kg).

3. Also, it should be emphasized that the forecasted hydro generation stated here shall strictly depend on the directives issued by the Water Management Secretariat at the monthly meeting held on the first Friday of each month, as well as the weekly meetings conducted on every Friday.

	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26	Oct-26	Nov-26	Dec-26
Mini Hydro	82.9	51.9	43.3	68.0	123.4	125.7	108.9	108.8	112.6	143.6	150.1	121.7
CEB Wind	20.3	21.0	12.2	5.7	43.0	58.9	52.4	51.1	48.4	21.4	14.3	20.9
IPP Wind	23.5	22.4	27.4	13.9	66.2	110.3	90.8	96.0	79.2	43.2	23.5	35.0
Bulk Solar	31.29	32.5	44.5	48.1	54.6	53.7	59.9	59.4	48.1	70.7	54.7	53.5
Bio mass W2E	13.4	12.1	13.4	13.0	13.4	13.0	13.4	13.4	14.0	14.6	14.1	14.6
CEB Roof Top Solar	178.2	179.3	196.9	174.6	170.7	162.4	184.5	185.2	194.4	188.1	167.2	174.0
LECO Roof Top	30.4	30.2	32.9	29.0	28.1	26.6	30.0	29.9	30.7	30.0	26.5	27.4
Total NCRE	380.1	349.5	370.6	352.4	499.4	550.6	540.0	543.8	527.4	511.6	450.5	447.1

Please note Actual NCRE generation data for January is not yet fully available as at 03.02.2026 and thus estimated figures have been considered for that month.



காலநிலை விஞ்ஞான துறை
வளிமண்டலவியல் திணைக்களம்
DEPARTMENT OF METEOROLOGY
ශ්‍රී ලංකාව இலங்கை SRI LANKA

Consensus Seasonal Weather Outlook
February, March and April (FMA)2026
Seasonal Rainfall and Temperature for Sri Lanka

These forecasts are prepared using

- The prevailing global climate conditions.
- Forecasts from different climate models from around the world.
- Statistical downscaling of GCM output using CPT

Issued by Centre for Climate Change Studies (CCCS)

and

Research Division

1. Prevailing global climate conditions

During the last four weeks, equatorial SSTs were below average in the east-central and eastern Pacific and were above average in the western Pacific. The rest of the equatorial oceans were mostly near average. (source-CPC-NOAA)

1.1 El Nino and La Nina update

La Niña persists, followed by a 75% chance of a transition to ENSO-neutral during January-March 2026. ENSO-neutral is likely through at least Northern Hemisphere late spring 2026. (source-CPC-NOAA)

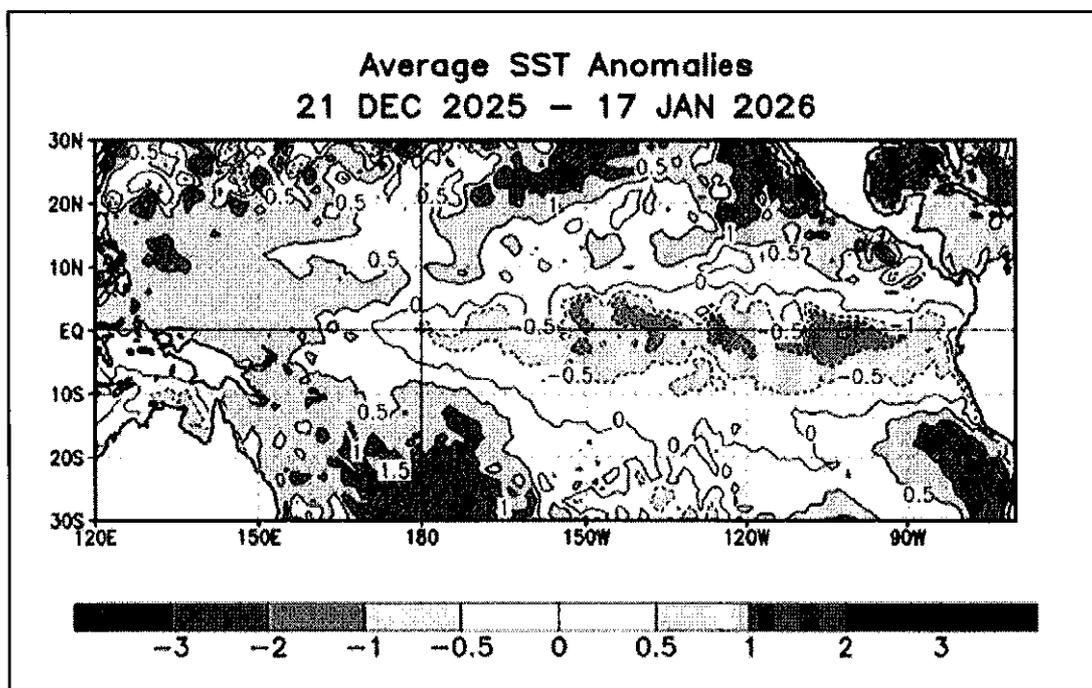


Fig 1: Observed Average Sea surface temperature (SST) anomalies (°C)

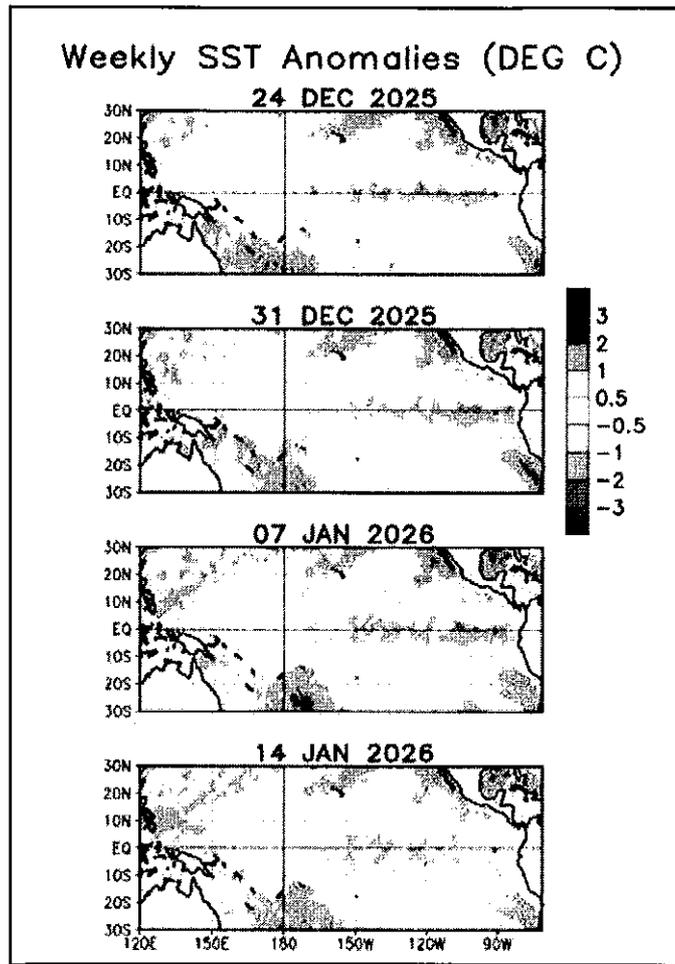


Fig 2: Weekly Observed Average Sea surface temperature (SST) anomalies (°C)

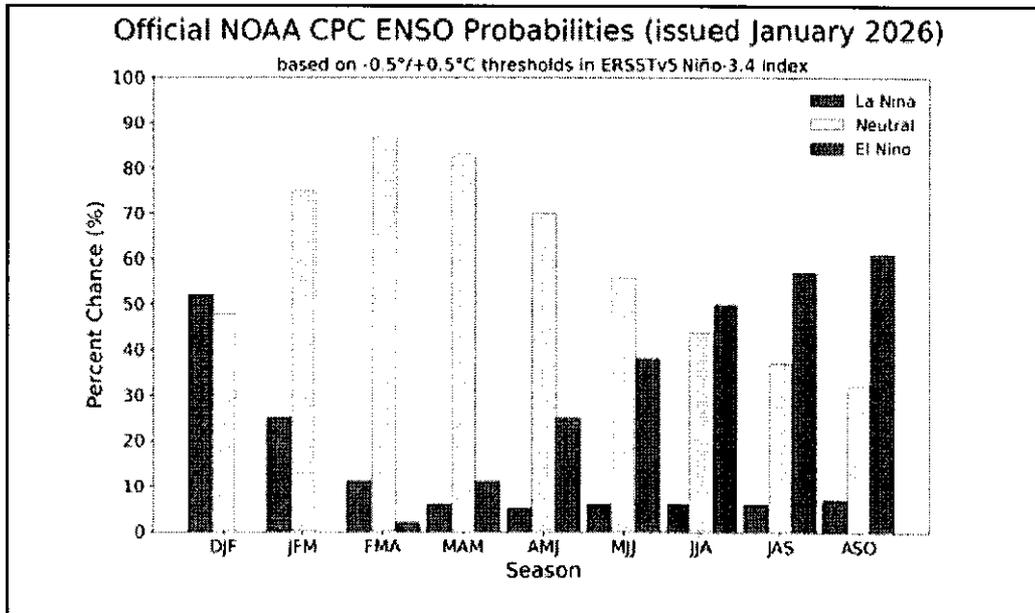


Fig 3a: ENSO forecast from Climate Prediction Center (CPC)/ IRI Forecast

1.2 The Indian Ocean Dipole (IOD) update

The Indian Ocean Dipole (IOD) is expected to remain neutral until at least the end of autumn (May) 2026. The IOD is typically inactive from December to April. (source- BOM, Australia).

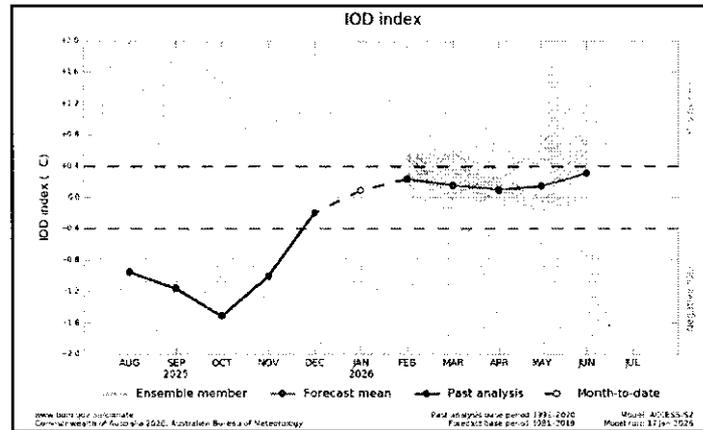


Figure 4a: IOD forecast from Australian Bureau of Meteorology

2. Forecasts from different climate models from around the world

2.1 February to April (FMA) 2026 season

Figure 5 shows the probabilistic multi model ensemble forecast which prepared by using dynamical models from 12 Global Producing Centers (GPC) for FMA season. According to that below normal rainfalls are possible over most parts of the country during the FMA 2026 season.

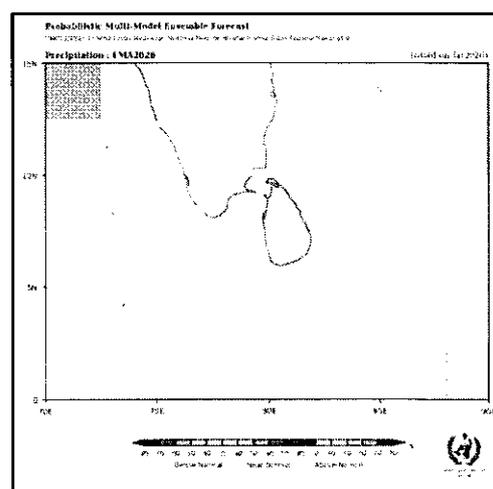


Fig 5: Probabilistic multi model ensemble forecast for FMA using dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

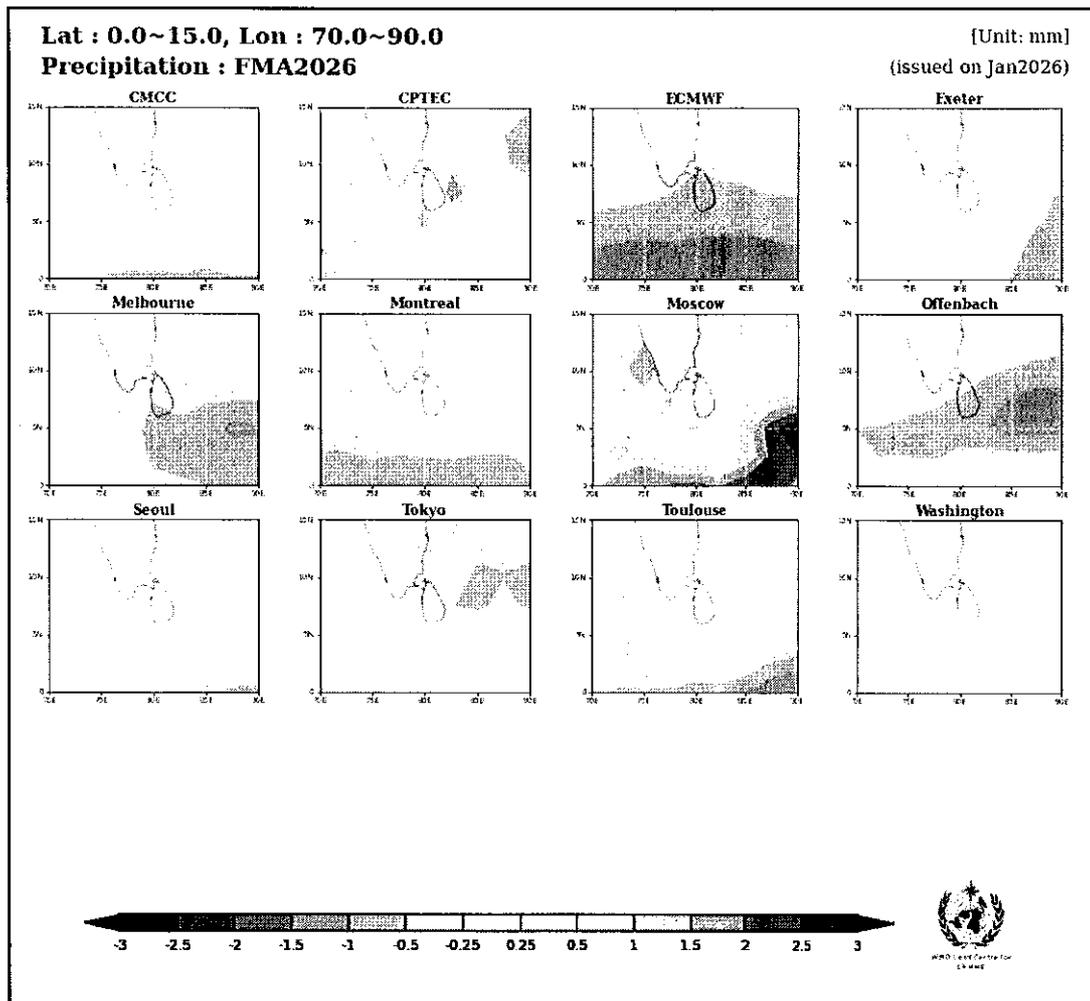


Fig 6: Individual forecasts for FMA 2026 season by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 6 depicts individual forecasts provided by same GPC centers for the FMA season. Out of 12 GPC individual models, 3 GPC models predicted below normal rainfall. There is no clear signal indicated in 9 GPC models. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall all over the country during the FMA 2026 season.

2.2 Monthly Forecast for February, March and April 2026

Figure 7 shows the probabilistic multi model ensemble forecasts, which are prepared by using dynamical models from 12 global producing centers (GPC), for the months of February, March and April 2026. According to that, during the months of February, near normal rainfalls are likely over Northern, Northwestern and North Central provinces and Trincomalee district and there is no clear signal indicated over remaining areas of the country. During the month of March there is no clear signal indicated over most parts of the country, except some areas in Puttalam district where near normal rainfalls are likely. During the month of April, below normal rainfalls are likely over some areas in Western, Southern, Sabaragamuwa, Central and Uva provinces and Ampara and Batticaloa districts and there is no clear signal indicated over remaining areas of the country. Hence equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall over no signal areas of the country during the period.

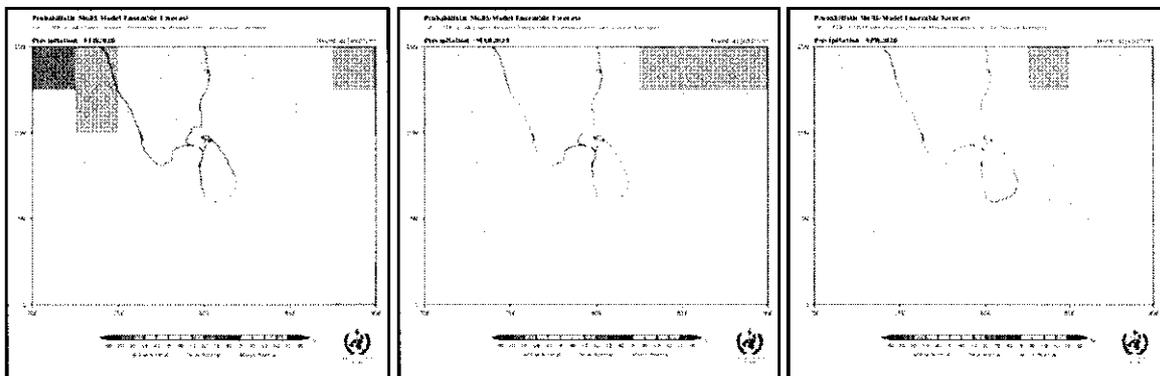


Fig 7: Probabilistic multi model ensemble forecast for February (left), March (middle) and April (right) 2026 using dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

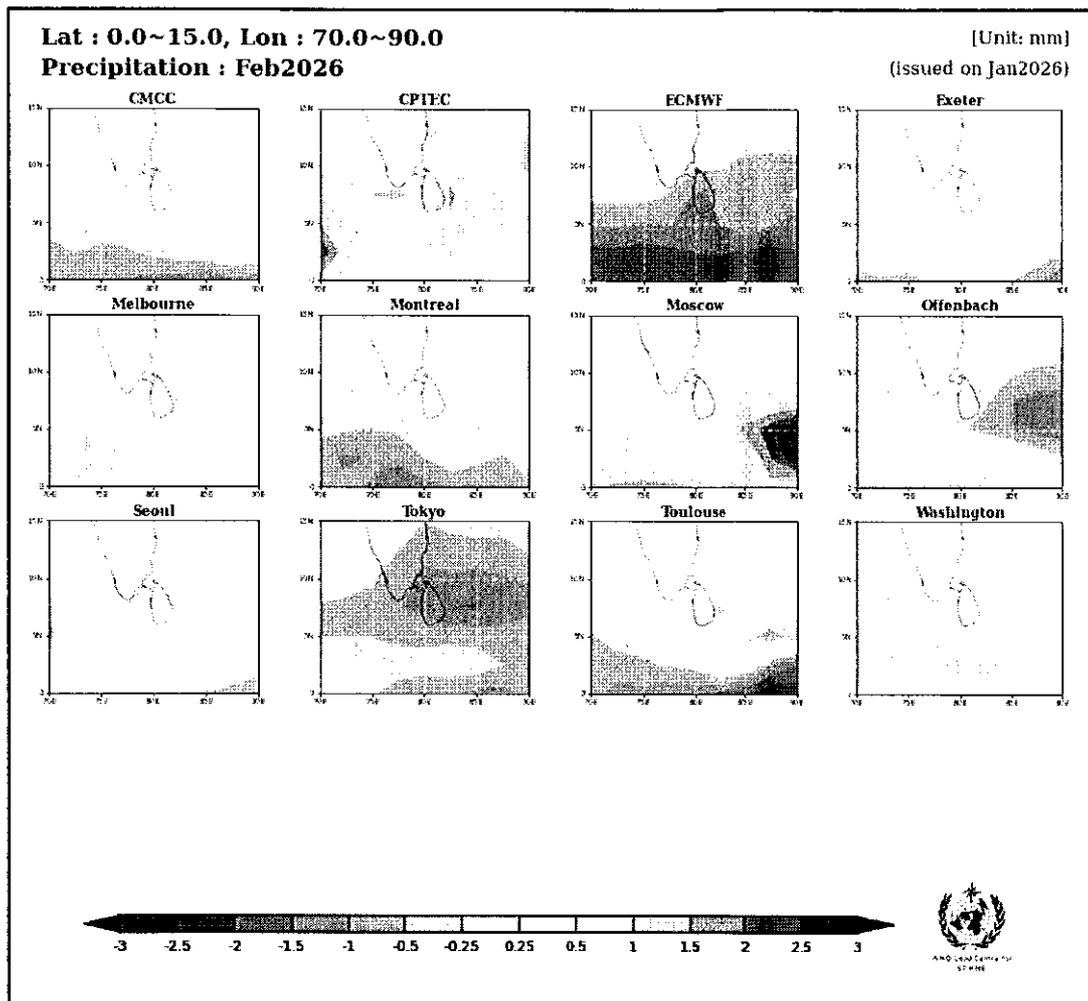


Fig 8: Individual forecast for February 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 8 shows the monthly forecasts from individual global producing centers (GPC) for February 2026. Out of 12 GPC forecasts, 2 GPC models predicted above normal rainfalls and 2 GPC models predicted below normal rainfalls over the country. There is no clear signal indicated in 8 GPC models. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall all over the country during month of February 2026.

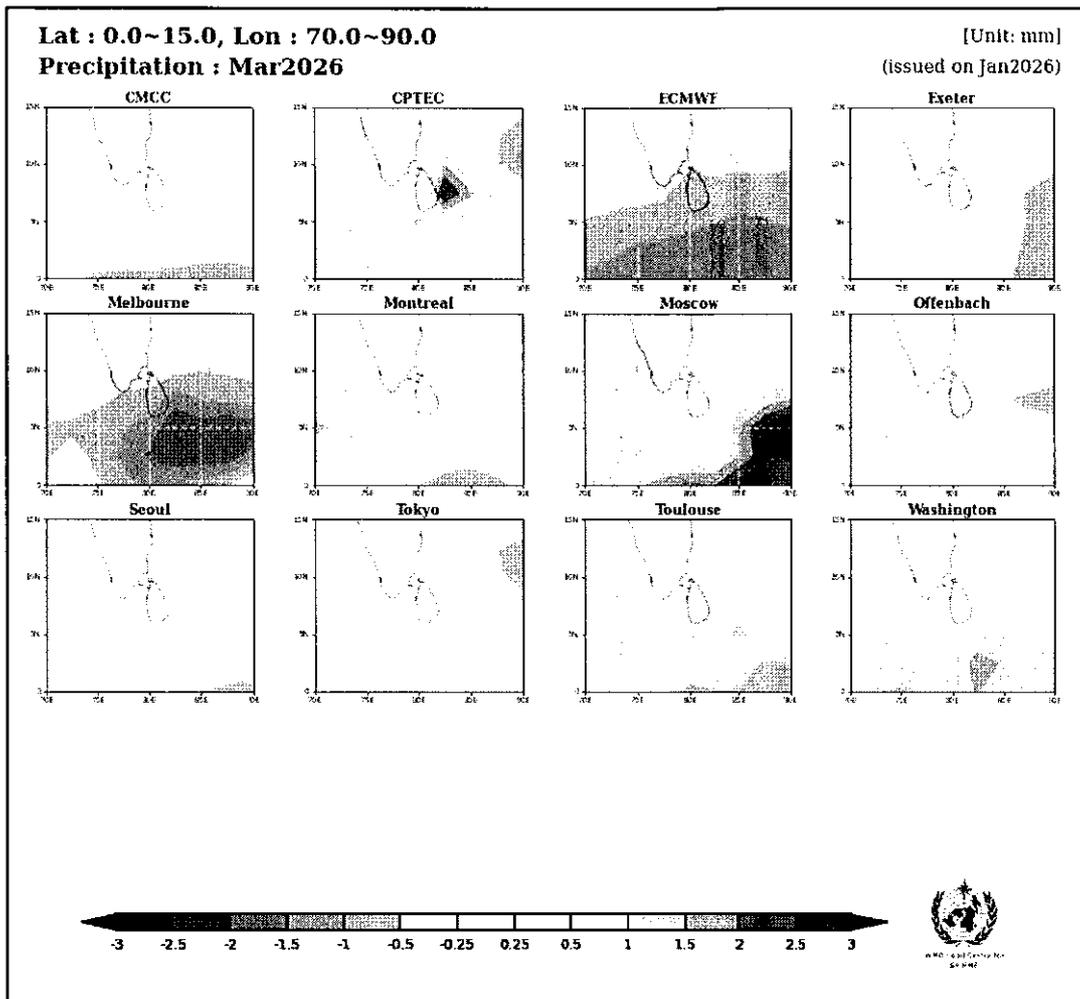


Fig 9: Individual forecast for March 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 9 shows the monthly forecasts from individual global producing centers (GPC) for March 2026. Out of 12 GPC forecasts, 2 GPC models predicted below normal rainfall and there is no clear signal indicated in 10 GPC models. Accordingly, below, about or above normal rainfalls are likely over the country during the month of March 2026.

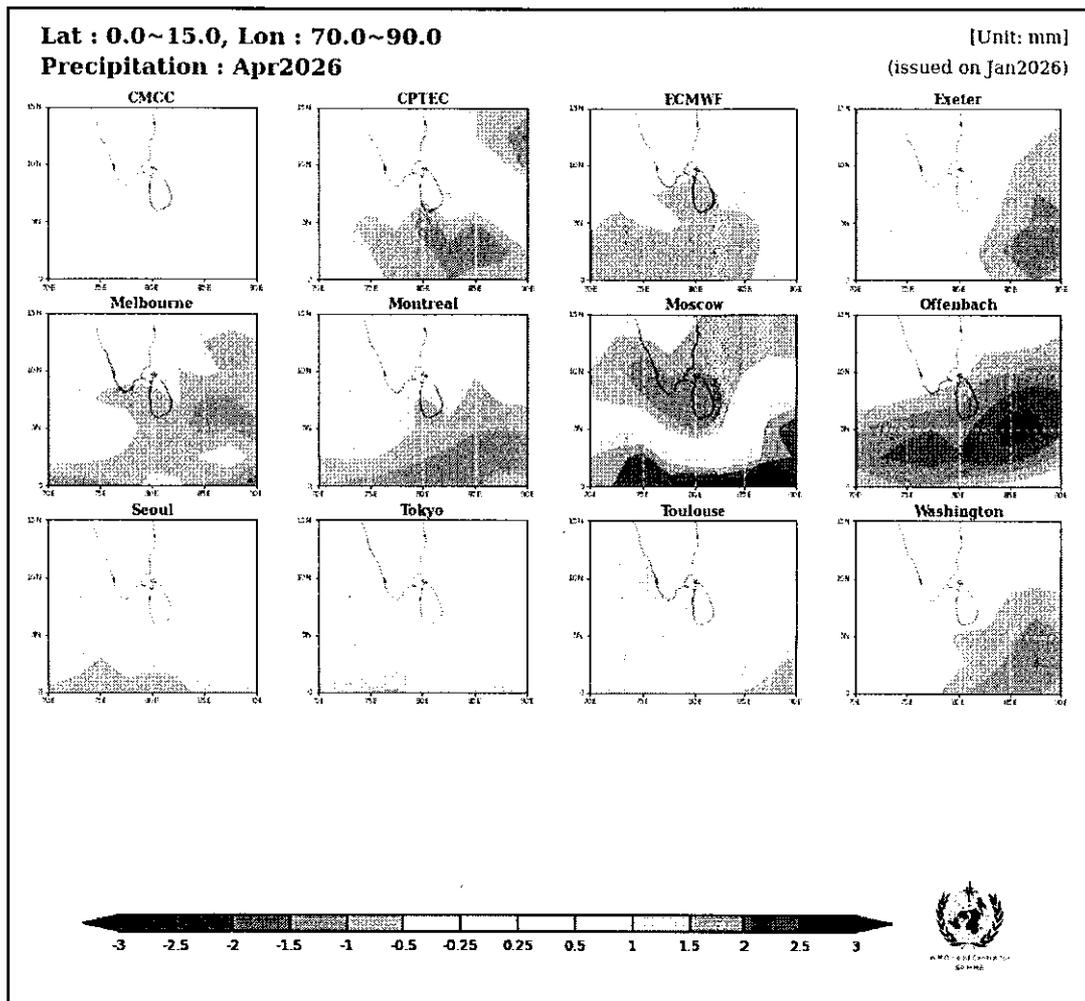


Fig 10: Individual forecast for April 2026 by dynamical models from 12 WMO global producing centers (GPC).

Figure 10 shows the monthly forecasts from 12 individual global producing centers (GPC) for April 2026. Out of 12 GPC forecasts, 4 GPC models indicate below normal rainfall and 1 GPC model indicate above normal rainfall over the country. There is no clear signal indicated in 7 GPC models. Accordingly, it can be expected below, about or above normal rainfall over the country during the month of April 2026.

3. Statistical downscaling of CFSv2 global forecast output

3.1 Probabilistic rainfall forecast for FMA season 2026 using Climate Predictability tool

(CPT)

The following district wise probabilistic rainfall forecasts for the season of FMA 2026 have been prepared with the multi model ensemble method to downscale, SST data of CFSv2, CCSM4, GFDL and ECMWF by using CPT.

The district wise 30-year average rainfalls during FMA season are given in the column 2 of the table 1. Chance (probability) of receiving below/about/above average is given in the columns 3, 4, and 5 respectively in the table 1.

District	Average rainfall (mm) -FMA (1981-2010)	Probability%		
		Below	Normal	Above
Colombo	495.4	60	20	20
Kalutara	626.7	60	20	20
Galle	567.2	60	20	20
Matara	487.2	20	30	50
Hambantota	237.5	20	20	60
Ampara	271.7	20	25	55
Batticaloa	244.0	20	30	50
Trincomalee	191.4	20	35	45
Mullaithivu	169.2	30	30	40
Jaffna	105.0	30	30	40
Killinochchi	145.2	30	30	40
Mannar	208.5	50	30	20
Puttalam	257.3	50	30	20
Gampaha	420.8	55	25	20
Kegalle	592.7	55	25	20
Ratnapura	648.4	25	30	45
Monaragala	334.3	20	20	60
Badulla	432.7	30	30	40
Pollonnaruwa	268.0	30	30	40
Vavuniya	195.6	30	30	40
Anuradapura	245.7	40	30	30
Kurunegala	337.3	60	20	20
Matale	380.3	45	30	25
Kandy	393.7	20	30	50
Nuwaraeliya	430.5	20	20	60

Table 1: Probabilistic Rainfall Forecast for FMA season 2026 using CPT

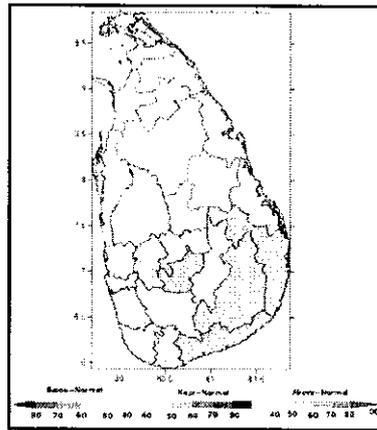


Fig 11: Probabilistic rainfall forecast for February –April 2026 using CPT

According to the CPT (Fig 11 and table 01), above normal rainfalls can be expected in, Kandy, Nuwaraeliya, Rathnapura, Matara, Hambantota, Monaragala, Ampara, Batticaloa and Trincomalee districts and below normal rainfalls are expected in Kurunegala, Gampaha, Colombo, Kalutara, Galle and Kegalle districts. There is no clear signal indicated in remaining areas of the country. Accordingly, equal chances exist of receiving below, about or above normal rainfall over no signal areas of the country for FMA Season 2026.

3.2 Probabilistic rainfall forecast for FMA 2026 season using RIMES FOCUS System

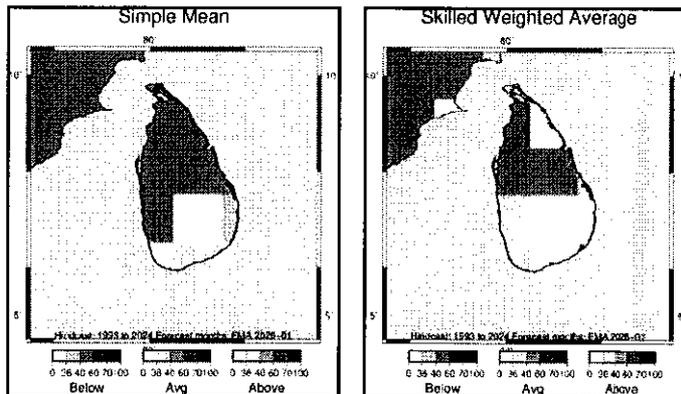


Fig 12. Probabilistic rainfall forecast for February-April 2026 using RIMES FOCUS System

Figure 12 depicts the Probabilistic rainfall forecast for FMA 2026 season, which has been prepared by using RIMES FOCUS System. According to the model outputs below normal rainfall can be expected in some areas of the Northwestern, Northcentral and Northern Provinces. There is no clear signal indicated over remaining areas of the country during FMA season 2026.

3.3 XCAST Output - Ensemble Forecast (CFSV2, and CCSM4) February 2026

XCast is a Python Climate Forecasting toolkit - It is a set of flexible functions and classes that implement any forecasting workflow. It uses Xarray and Dask Parallelism to apply statistical and machine learning methods to any kind of gridded climate data quickly and efficiently.

Deterministic RF Forecast (Anomaly)

Probabilistic RF Forecast

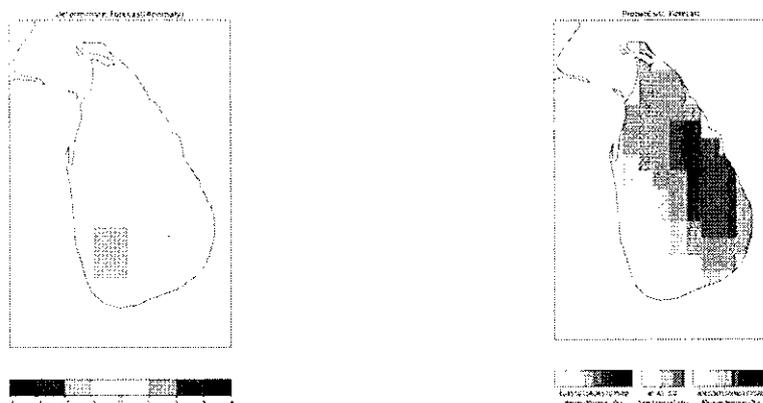


Fig 13. Deterministic rainfall Forecast (Anomaly)-(left) and Probabilistic Rainfall Forecast (right) for February 2026 using XCAST Tool

1. Deterministic Forecast (Anomaly) — February 2026

The Most parts of Sri Lanka, especially the southwest and central regions, are expected to get below-normal rainfall. Some northern and eastern areas may be slightly drier.

2. Probabilistic Forecast — February 2026

Most of the country has a 60–80% chance of above-normal rainfall, meaning wet conditions are likely in February 2026.

4. SUMMARY:

SUMMARY of MODEL FORECAST for FMA 2026 season for SRI LANKA					
SEASON	WMO LC MME	WMO GPC	CPT	Impact of Global conditions	Final Rainfall Forecast
FMA season 2026	BN	BN	AN-Eastern province and Nuwaraeliya, Kandy, Rathnapura, Matara, Hambantota, Monaragala districts. BN-Western province, Galle and Kegalle districts No Signal- Remaining areas	La Niña persists, higher possibility to transition to ENSO-neutral during January-March 2026.	Near normal rainfall over Sri Lanka.
February 2026	AN-Northern parts of the Island No signal elsewhere	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.
March 2026	No Signal	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.
April 2026	BN- Southern parts of the Island NN-elsewhere	No Signal			Near normal rainfall over Sri Lanka.

Table 2: Summary of Model Forecasts for FMA season 2026

BN: Below Normal

NN: Near Normal

AN: Above Normal

CP: Climatological Probability

4.1 Summary of prevailing global climate conditions

Equatorial SSTs are cooler than average in the east-central and eastern Pacific and warmer in the western Pacific, indicating ongoing La Niña conditions. La Niña is expected to transition to ENSO-neutral with a 75% probability during January–March 2026, with neutral conditions likely continuing through late Northern Hemisphere spring 2026. The Indian Ocean Dipole is forecast to remain neutral until at least May 2026 and is typically inactive from December to April.

5. Consensus Seasonal outlook for February, March and April 2026

Considering the prevailing global climate conditions, forecasts from different global climate models and statistical downscaling of GCM output using CPT, consensus forecasts for February to April 2026 season is concluded as follows.

5.1 Rainfall forecast for the three months' period during February-March-April (FMA) 2026

Near normal rainfalls are expected over most parts of the Island during FMA 2026 season as a whole (Fig.14).

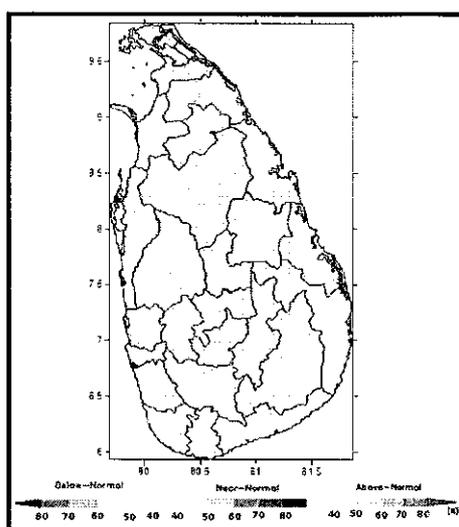


Fig 14. Consensus Probabilistic rainfall forecast for February–April 2026

5.2 Rainfall forecast for February 2026

There is a higher chance of having near normal rainfall over the country during the month of February 2026. In addition to that ground frost is also possible during the month in Nuwara Eliya district.

5.3 Rainfall forecasts for March 2026

There is a possibility for near normal rainfall over most parts of the country during the month of March 2026.

5.4 Rainfall forecasts for April 2026

According to the available global model forecasts, there is a chance of having near normal rainfall over most parts of the country during the month of April 2026.

****Remarks-:** 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 phenomenon which can't be underestimated.

5.5 Probabilistic Temperature Forecast from February to April 2026 (FMA)

The probabilistic Temperature forecast for February, March and April season (FMA) 2026 for Sri Lanka as given below.

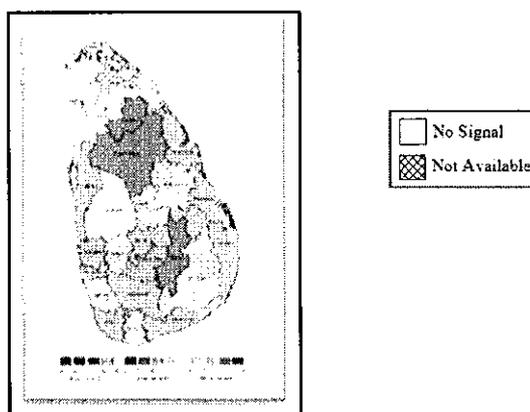


Fig 15: Probabilistic forecast for Maximum Temperatures for FMA season 2026

Fig 15 and Table 3 show the probabilistic forecast for Maximum Temperatures during FMA season 2026.

There is a higher chance of experiencing slightly above the normal Maximum Temperatures in Kandy, Colombo, Hambanthota, Rathnapura, Batticaloa, Ampara and Trincomalee districts, below the normal Maximum Temperatures in Anuradhapura, Vavniya and Badulla districts and near normal Maximum Temperatures in Puttalam, Gampaha, Nuwara Eliya and Galle districts for the FMA season 2026.

District	Average Maximum Temperature (°C) – (FMA)	Probability %		
		Below	Normal	Above
Anuradhapura	34.1	45	35	20
Badulla	29.5	60	30	0
Batticaloa	30.6	20	30	50
Colombo	31.8	10	40	50
Galle	31.1	30	45	25
Hambantota	31.3	10	30	60
Katugastota	31.2	20	35	45
Katunayake	32.6	20	45	35
Mannar	32.2	30	35	35
Mahalluppallama	33.2	25	35	40
NuwaraEliya	22.1	30	40	30
Pottuvil	31.7	25	30	45
Puttalam	32.9	25	40	35
Ratnapura	33.8	15	40	45
Ratmalana	32.4	15	35	50
Trincomalee	31.6	10	25	65
Vavuniya	33.7	40	35	25
Kurunegala	34.0	30	35	35
Bandarawela	25.6	35	35	30

Table 3: probabilistic forecast for Maximum Temperature for FMA season 2026

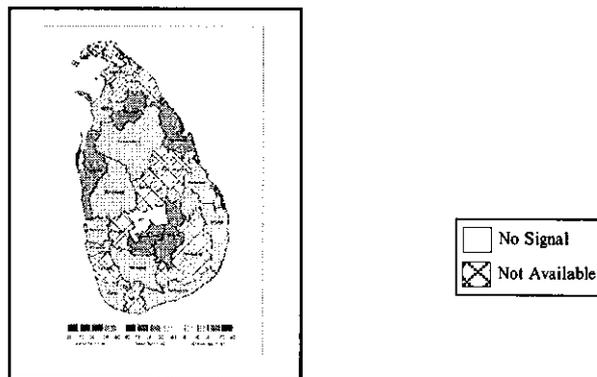


Fig 16: Probabilistic forecast for Minimum Temperatures for FMA season 2026

Fig 16 and Table 4 provide the probabilistic forecast for Minimum Temperatures during FMA season 2026. Accordingly, there is a higher chance of experiencing slightly above the normal Minimum Temperatures in Anuradhapura, Kurunegala, Gampaha, Colombo, Galle, Hambantota, Rathnapura, Ampara, Mannar and Batticaloa districts and below the normal Minimum Temperatures

in Vavuniya, Trincomalee, Puttalam, Nuwaraeliya and Badulla districts. There is no clear signal indicated in Kandy district during FMA season 2026

District	Average Minimum Temperature (°C) – (FMA)	Probability %		
		Below	Normal	Above
Anuradhapura	23.3	20	30	50
Badulla	18.3	55	25	20
Batticaloa	24.4	10	20	70
Colombo	24.2	10	20	70
Galle	24.4	15	25	60
Hambantota	24.2	10	20	70
Katugastota	20.0	35	30	35
Katunayake	23.5	35	20	45
Mannar	24.7	20	25	55
MahaIlluppallama	22.3	30	30	40
NuwaraEliya	10.8	45	25	30
Pottuvil	23.3	20	25	55
Puttalam	23.5	40	25	35
Ratnapura	22.9	20	25	55
Ratmalana	24.0	5	20	75
Trincomalee	25.0	45	25	30
Vavuniya	22.2	55	20	25
Kurunegala	22.5	30	25	45
Bandarawela	15.7	30	30	40

Table 4: Probabilistic forecast for Minimum Temperatures for FMA season 2026

Note- Temperature forecasts are not available in Matara, Kegalle, Kalutara, Monaragala, Polonnaruwa, Jaffna, Killinochchi, Mullativu and Mathale districts due to unavailability of Climate data.

		2025 Q4	2025 Q3	2025 H1
TL revenue from Electricity Sales 2025	MLKR	86,304.24	96,228.31	151,098.70
UNT Adjustments (Estimate)	MLKR	3,598.52	2,346.08	2,506.49
Tr. Customer Revenue	MLKR			
Total TL Revenue for 2025 a	MLKR	89,902.76	98,574.39	153,605.18
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission	MLKR	68,832.58	73,992.48	141,999.22
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission	MLKR	22,109.80	20,046.55	26,981.12
TL Allowed revenue	MLKR	5,567.11	5,567.11	10,677.79
Finance costs	MLKR	5,829.59	7,229.35	6,524.00
Total TL Costs for 2025	MLKR	102,339.08	106,835.48	186,182.12
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(12,436.32)	(8,261.09)	(32,576.94)

		2025 Q4	2025 Q3	2025 H1
CEB End Customer Revenue	MLKR	97,381.16	104,925.72	173,899.80
LECO UNT	MLKR	536.43	1,195.28	854.30
33kV LECO Sales Revenue	MLKR	11,293.58	11,740.07	20,396.79
Energy Cost	MLKR	68,832.58	73,992.48	141,999.22
Capacity Cost	MLKR	22,109.80	20,046.55	26,981.12
Transmission Allowed Revenue	MLKR	5,567.11	5,567.11	10,677.79
Distribution Allowed Revenue	MLKR	19,308.40	19,286.68	38,519.40
Finance Cost	MLKR	5,829.59	7,229.35	6,524.00
Diffrence between Loss Adjusted Energy Payment	MLKR		-	(3,026.30)
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(12,436.32)	(8,261.09)	(32,576.94)

Total Revenue Surplus Considered to claw back for 2025 from 2024	MLKR	60,461.00
Total estimated actual revenue Surplus/Deficit calculated 2025	MLKR	(53,274.35)
Correction for the revenue surplus considered for 2024	MLKR	(3,391.45)
Remaining estimated Revenue Surplus of 2024 at end of the 2025	MLKR	3,795.20

Note:

Loss adjusted energy has not been computed to estimate the UNTA for Q3 and Q4.

LKR	Q1			Q2			Total	
	DL1	DL2	DL3	DL1	DL2	DL3		
Total Sales Revenue LKR	28,842,428,711.00	26,892,333,603.00	16,082,220,000.00	12,223,504,411.24	31,766,574,331.00	28,060,090,701.77	13,222,793,646.30	13,222,793,646.30
Total Sales Units (kWh)	1,088,699,840.00	1,193,294,380.00	709,094,090.00	529,878,210.00	436,287,910.00	1,190,023,107.00	567,070,949.00	457,644,131.00
LKR/kWh	26.58	22.54	22.85	24.26	28.02	23.88	23.74	28.89
Capacity LKR	6,811,315,617.36	7,046,282,206.23	3,899,698,623.79	3,338,962,496.91	2,785,922,287.85	7,670,374,181.54	3,856,056,444.75	3,106,290,196.23
Energy LKR	16,882,490,947.16	11,386,178,703.68	7,505,099,150.80	4,772,857,266.33	6,987,552,720.90	13,804,280,414.48	5,870,398,132.74	7,517,020,594.10
a								
Loss Adjusted Energy Payment LKR	16,975,240,000.00	11,974,440,000.00	7,546,420,000.00	4,910,830,000.00	7,127,850,000.00	13,958,191,166.54	5,904,043,902.55	7,677,756,547.03
b								
a-b	(292,749,052.84)	(608,261,296.32)	(441,220,849.20)	(207,962,743.67)	(140,097,279.10)	(153,910,752.06)	(235,644,858.81)	(160,735,955.93)
DL Allowed Revenue LKR	4,716,886,944.00	6,976,959,405.00	3,685,844,911.33	3,871,790,892.00	1,946,047,875.00	6,981,056,822.92	3,874,070,575.00	1,847,796,839.33
DL Adjustment LKR	438,987,876.87	894,853,275.98	550,452,285.87	663,712,117.06	383,886,287.83	(549,543,269.23)	(411,377,468.00)	490,407,659.40
Total								296,933,000,735.28

1. Positive adjustment refers to fund transfer from DL to T, and vice versa.
UNT Q2 - Estimated by RUCSI

LKR	Q3			Q4			Total	
	DL1	DL2	DL3	DL1	DL2	DL3		
Total Sales Revenue LKR	37,693,430,786.56	33,065,732,284.84	18,989,890,105.32	15,187,578,010.20	14,886,923,237.10	30,236,425,658.40	14,738,091,777.93	13,784,129,131.62
Total Sales Units (kWh)	1,239,357,268.00	1,284,493,481.00	736,792,043.00	547,762,857.00	462,882,745.00	1,188,354,188.00	534,449,869.00	440,955,461.00
LKR/kWh	30.41	25.74	25.77	27.73	32.16	25.44	27.58	31.26
Capacity LKR	8,751,578,792.65	9,421,063,718.17	5,313,112,419.64	4,611,469,401.78	3,666,626,417.23	9,736,801,933.97	4,820,283,197.07	3,790,172,290.23
Energy LKR	20,224,138,855.83	18,486,219,675.26	10,389,351,777.68	7,281,317,233.29	8,073,445,396.38	15,016,350,001.13	6,000,181,571.40	7,503,405,837.74
kWh at 33kV LKR/kWh	1,151,663,988.00	1,223,018,318.00	675,276,978.50	524,172,998.00	423,278,341.00	1,132,044,227.88	500,999,338.63	401,683,742.00
DL Allowed Revenue LKR	25.18	22.83	23.25	23.69	27.74	21.87	21.60	28.12
DL Adjustment LKR	4,733,235,744.00	6,984,696,204.17	3,692,085,400.17	3,676,660,834.00	1,951,571,379.00	6,989,084,608.08	3,880,008,264.67	1,954,125,548.33
Estimated/UNT Adjustment (+ means DL to T, Transfer) LKR	3,974,476,994.28	(1,896,247,312.76)	(405,869,482.16)	(581,869,358.87)	1,195,280,044.49	(1,506,810,884.78)	36,648,644.79	536,425,955.32
Total								190,291,971,618.19



Your ref:

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

Date: November 6, 2025

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

Dear Sir,

Third Electricity Tariff Revision for 2025

This has referenced to your letter no. PUC/E/Tariff/01 dated 2025-10-14 regarding the decision of the third electricity tariff revision for 2025.

Accordingly, comments of the Generation Licensee and Transmission Licensee (TL) regarding the above PUCSL decision are forwarded herewith for necessary action, please.

1. Non-Inclusion of USD 5 Million (LKR 1.5 billion) for Uma Oya Delay Payments

It has been observed that the Commission has not approved the LKR 1.5 billion included in the capacity cost of the Uma Oya Power Plant, citing stakeholder concerns regarding cost efficiency and the absence of a CEB Board-approved payment plan.

The Generation Licensee wishes to emphasize that these payments have been mandated by the Cabinet of Ministers following several rounds of high-level negotiations. The decision was taken at the ministerial and cabinet level, beyond the operational control of the Generation Licensee, which functions solely as the executing entity for this government-approved obligation. According to the information received from the Uma Oya Project Branch, interim payments are being made upon the request of the Ministry of Agriculture, Livestock, Lands and Irrigation (MoA.L.I.I), and the final settlement will depend on the completion of the defects liability period.

Non-recovery of these legitimate, government-mandated costs will adversely affect the financial sustainability of the Generation Licensee. Therefore, it is strongly recommended that the remaining delay payment claim be included in the next tariff revision.

2. Coal/Fuel Prices Submitted by the Generation Division and Progress of FSAs

The Commission has noted that CEB is yet to finalize the Fuel Supply Agreements (FSAs) despite previous directives, that an enforcement order process has been initiated, and that the fuel prices submitted have been accepted subject to possible claw-backs based on actual price variations.

In this connection, the Generation Licensee wishes to inform the Commission that it has been actively engaged in the formulation of FSAs and has already received the latest comments from the Commission.

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

Steps are being taken to incorporate those comments into the FSA framework to expedite the finalization process. However, the Generation Licensee continues to face certain practical challenges, particularly in relation to complex negotiations with the Ceylon Petroleum Corporation (CPC) on pricing mechanisms and the alignment of legal and contractual frameworks between the parties.

The Generation Licensee acknowledges and accepts the Commission's decision to proceed with the submitted coal and fuel prices for the current period, to apply both positive and negative claw-backs in future Actual Bulk Supply Tariff submissions when verified data become available, and to adjust costs in accordance with the provisions stipulated in the approved Tariff Methodology.

3. TL Revenue Surplus/(Deficit) for 2024

In our previous comments, it was emphasised that the BST excess revenue & UNTA for 2024 H2 as considered in the PUCSL Decision on the Second Electricity Tariff Revision for 2025 required further review and validation. This aspect has subsequently been addressed in the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, as presented in Table 14 - Calculation of Actual TL Revenue Surplus for 2024. However, upon detailed examination, certain inconsistencies and assumptions within the calculation remain a matter of concern. Accordingly, it is our position that the Transmission Licensee revenue surplus considered for 2024, as presented in Table 14 of the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, should be re-evaluated and revised, based on the computation provided in the below table.

		2024
TL revenue from Electricity Sales 2024 (As per UNT Decisions)	MLKR	437,983.13
UNT Adjustments	MLKR	13,780.18
Total TL Revenue for 2024	MLKR	451,763.31
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission	MLKR	294,858.33
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission	MLKR	52,334.68
TL Allowed revenue	MLKR	22,490.00
Finance costs	MLKR	25,010.82
Total TL Costs for 2024	MLKR	394,693.83
Revenue Surplus/ (Deficit) for 2024	MLKR	57,069.47

As per Table 14: Calculation of Actual TL Revenue Surplus for 2024 in the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, the actual TL revenue surplus for 2024 has been calculated as MLKR 60,461. However, this computation has not considered the loss adjustment of energy payments pertaining to CEB Distribution Licensees (DLs), amounting to MLKR 3,391.45, which should be deducted from the direct sales revenue of CEB DLs when determining the TL sales revenue.

4. TL Revenue Surplus/(Deficit) for 2025 H1

As per Clause 6.1.1 of the PUCSL Decision on the Third Electricity Tariff Revision for 2025, a TL revenue surplus of MLKR 22,875 for the first half of 2025 has been considered for clawback. However, the calculations below indicate that the actual surplus is lower than this amount.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

		2025 H1
TL revenue from Electricity Sales 2025 H1*	MLKR	150,916.39
UNT Adjustments for 2025 Q1 & Q2*	MLKR	3,315.01
Total TL Revenue for 2025 1H	MLKR	154,231.40
Actual Cost of Energy as per Actual BST submission 2025 1H	MLKR	141,677.98
Actual Cost of Capacity as per Actual BST submission 2025 1H	MLKR	26,981.12
TL Allowed revenue for 2025 1H	MLKR	10,677.79
Finance costs for 2025 1H	MLKR	6,524.00
Total TL Costs for 2025 1H	MLKR	185,860.89
Revenue Surplus/ (Deficit)	MLKR	(31,629.48)

* TL sales revenue and UNT adjustments for 2025 Q1 and Q2 are based on the PUCSL Q1 Decision and the estimated Q2 UNTA, and are subject to change once the Q2 UNTA is finalized.

5. Total Revenue Adjustment

Accordingly, total revenue surplus considered in October 2025 Electricity Tariff Revision and the correction shall be as follows.

	MLKR	
Surplus considered for 2025 1H from 2024	51,098	A
Surplus considered for 2025 2H from 2024	11,858	B
Total surplus from 2024	62,956.00	C
Forecasted surplus utilized in 2025H1	46,843.98	$a=A*(162/181)+B*(19/203)$
Actual surplus utilized in 2025H1 (Deficit in 2025H1)	(31,629.48)	D
Difference	15,214.50	$b=a+D$
Forecasted surplus utilized from June-Oct from MLKR 11,858	7,301.72	$c=B*(125/203)$
Forecasted Balance surplus available for Oct-Dec from MLKR 11858	4,556.28	$d=B-c$
Balance from MLKR 51,098	5,363.88	$e=A*(1-162/181)$
Total surplus balance as forecasted from 2024	9,920.15	$f=d+e$
Total surplus available from Oct 2025 as forecasted (assuming MLKR 62,956 is correct)	25,134.65	$g=b+f$
But, actual profit of 2024	57,069.47	E
Difference to be deducted	5,886.53	$h=C-E$

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

Total Actual surplus available as balance	19,248.12	F=g-h
Applied claw-back amount by PUCSL on TL for 2025 4Q tariff revision	8,487	G
Remaining balance to carry forward	10,761.12	F-G

This results in a negative revenue adjustment of MLKR 6,214 compared to the amount accounted for in the PUCSL tariff decision. In addition, it reflects a remaining revenue surplus of MLKR 10,761 to be considered in the 2026 first quarter tariff review.

6. Additional cost to be paid to the Sojitz Kelanitissa (PVT) Ltd

As per Clause 4.1 of the PUCSL Decision, an additional cost item has been observed for the arbitration settlement payment to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd. However, this cost has neither been approved under TL Allowed Revenue nor explicitly rejected under Clause 4.2: Commission's Decision on Transmission and Distribution Costs.

According to the latest status of the settlement process, the Board approval of CEB has been already received and the Ministry of Energy has submitted a Cabinet Memorandum seeking the necessary approvals from the Cabinet of Ministers for the proposed payment. A Cabinet decision on this matter is expected in the coming weeks. Upon receipt of approval, the Settlement Agreement will be signed.

As per the terms of the Settlement Agreement, CEB is required to make a payment of LKR 2.5 billion to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd. on or before November 30, 2025. Failure to do so will result in the resumption of the currently suspended arbitration process. In addition, if the full payment is not made by the due date, interest will accrue on the outstanding amount at a rate of 5.33% per annum, calculated daily from the payment due date until settlement.

With reference to PUCSL letter no. PUC/E/Tariff/01 dated 2025-10-27, it has been instructed to consider the arbitration settlement payment to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd as an actual generation cost. However, at present, we have not included any expenses related to Sojitz Kelanitissa (Pvt) Ltd in our BST filing.

Furthermore, PUCSL has instructed that the payment be effected and subsequently claimed through the revenue surplus or deficit to be applied in Q2 of 2026.

According to the Transmission Licensee, there is insufficient cash flow to manage this payment at present. Therefore, approval has been given by the CEB Board to obtain a loan from DLI to finance the payment. The repayment schedule is provided below.

Loan Repayment Period	6 months
Interest Rate	6%
Total Capital Payment	LKR 2,500,000,000.00
Total Interest Payment	LKR 56,250,000.00

Your approval is kindly requested for the above arrangement and to incorporate this payment in the Actual BST for Q4 2025 and the Forecast BST for Q1 2026 accordingly.

The Decision of the Cabinet dated 2025-10-27 on the above subject is forwarded herewith for your reference, please.

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

7. SESRIP Related Costs

According to Clause 4.2 of the Commission's Decision on Transmission and Distribution Costs, under which the approval of Works in Progress (WIP) for CEB Distribution Licensees (DLs) has been rejected. As per the same clause, only the additional allowed revenue relating to the SESRIP loan repayment due in November 2025 has been approved for the DLs.

Accordingly, it appears that other project-related costs may need to be managed through the portion of the TL's allowed revenue for 2025. In effect, although the expenditure in question relates to a distribution-level project, the operational expenditure that should be borne by the CEB Distribution (ICG) entity may need to be temporarily covered from TL's allowed revenue.

In this context, it is kindly requested that the Commission grant approval for the TL to record this expenditure as an actual cost for 2025, notwithstanding the fact that it was not included in the TL's tariff filing for the 2024–2026 period. If such approval is not granted, the TL would be subject to a claw-back of the same amount despite having incurred the cost. Alternatively, the TL should be permitted to recover the corresponding payment from the relevant Distribution Licensee.

Furthermore, it is noted that if WIP continues to be disallowed in 2026, similar complications are likely to arise in that year as well. Therefore, it is recommended that the Commission to consider allowing a reasonable WIP allocation to the DLs in future determinations, to ensure proper recognition of ongoing project-related expenditures and to maintain financial transparency between licensees.

The above is submitted for the kind consideration and necessary action of the Commission, please.

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD



Eng. Wasantha Edussuriya
General Manager
Ceylon Electricity Board

Eng. W. Edussuriya
General Manager
Ceylon Electricity Board

Copy to:

1. Addl. GM (CS) - *fi pl.*
2. Addl. GM (DDI, 2, 3, 4) - *fi pl.*
3. Addl. GM (Generation) - *fi pl.*
4. Addl. GM (Projects) - *fi pl.*
5. Addl. GM (Tr. NWO) - *fi pl.*
6. FM, CEB - *fi pl.*
7. FM (SM&BSO) - *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

Annex-03

EFFECTIVE FROM (for each 30 - day billing period)		Existing Tariff				2026-04-01			
DOMESTIC									
		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Consumption 0 - 60 kWh per month									
Block 1 : 0 - 30 kWh		4.50		80.00		5.11		90.85	
Block 2 : 31 - 60 kWh		8.00		210.00		9.08		238.48	
Consumption above 60 kWh per month									
Block 1 : 0 – 60 kWh		12.75		N/A		14.48		N/A	
Block 2 : 61 – 90 kWh		18.50		400.00		21.01		454.24	
Block 3 : 91 – 120 kWh		24.00		1,000.00		27.25		1,135.60	
Block 4 : 121 – 180 kWh		41.00		1,500.00		46.56		1,703.40	
Block 5 : 181 and above		61.00		2,100.00		69.27		2,384.76	
Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff for Dom. Consumers									
Day (05:30 – 18:30 hrs)		35.00		2,100.00		39.75		2,384.76	
Peak (18:30 – 22:30 hrs)		67.00				76.09			
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)		21.00				23.85			
RELIGIOUS & CHARITABLE INSTITUTIONS									
Consumption 0 - 180 kWh per month									
Block 1 : 0 – 30 kWh		4.50		75.00		5.11		85.17	
Block 2 : 31 – 90 kWh		4.50		200.00		5.11		227.12	
Block 3 : 91 – 120 kWh		8.00		350.00		9.08		397.46	
Block 4 : 121 – 180 kWh		19.00		1,300.00		21.58		1,476.28	
Block 5 : 181 kWh and above		26.00		1,700.00		29.53		1,930.52	
OTHER CONSUMER CATEGORIES									
		Industrial / Hotel		General Purpose / Government		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)	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)	8.00	17.00	25.00	34.00	9.08	19.31	28.39	38.61
	Fixed Charge (Rs./mth)	300.00	800.00	500.00	1,600.00	340.68	908.48	567.80	1,816.96
Rate 2 Supply at 400/230 V Contract demand > 42 kVA	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	15.00		41.00		17.03		46.56
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	28.00		47.00		31.80		53.37
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	12.00		31.00		13.63		35.20
	Demand Charge (Rs./kVA)	1,400.00		1,500.00		1,589.84		1,703.40	
	Fixed Charge (Rs./mth)	5,000.00		5,000.00		5,678.00		5,678.00	
Rate 3 Supply at 11 kV & above	Energy Charge (Rs./kW)	Day (05:30 – 18:30 hrs)	14.00		39.50		15.90		44.86
		Peak (18:30 – 22:30 hrs)	27.00		46.00		30.66		52.24
		Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	11.00		30.00		12.49		34.07
	Demand Charge (Rs./kVA)	1,350.00		1,450.00		1,533.06		1,646.62	
	Fixed Charge (Rs./mth)	5,000.00		5,000.00		5,678.00		5,678.00	
STREET LIGHTING									
Street Lighting (Rs./kWh)		50.00				56.78			
EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)		DC Fast Charging (Rs./kWh)		Level 2 AC Ch. (Rs./kWh)	
Day (05:30 – 18:30 hrs)		87.00		70.00		87.00		70.00	
Peak (18:30 – 22:30 hrs)		111.00		90.00		111.00		90.00	
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)		53.00		40.00		53.00		40.00	
AGRICULTURE - Optional Time of Use (ToU) Electricity Tariff		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)		Energy Charge (Rs./kWh)		Fixed Charge (Rs./mth)	
Rate 1 Supply at 400/230V Contract demand ≤ 42 kVA	Day (05:30 – 18:30 hrs)	13.00		750.00		14.76		851.70	
	Peak (18:30 – 22:30 hrs)	23.00				26.12			
	Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	7.00				7.95			