



ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව

2025 විදුලි ගාස්තු සංශෝධනය පිළිබඳ මහජන උපදේශනය

2024 දෙසැම්බර් 17

කෙටි යෙදුම් ලැයිස්තුව

CEB	ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලය
CPC	ලංකා බන්ජ තෙල් නීතිගත සංස්ථාව
CBSL	ශ්‍රී ලංකා මහ බැංකුව
MLKR	මිලියන ශ්‍රී ලංකා රුපියල්
GWh	ගිගාවොට් පැය
MW	මෙගාවොට්
kWh	කිලෝවොට් පැය
LECO	ලංකා විදුලි (පුද්ගලික) සමාගම
BSOB	තොග සැපයුම් මෙහෙයුම් ව්‍යාපාරය
BST	තොග සැපයුම් ගාස්තු
BSTA	තොග සැපයුම් ගනුදෙනු ගිණුම
NCRE	සාම්ප්‍රදායික නොවන පුනර්ජනනීය බලශක්තිය
GDP	දළ දේශීය නිෂ්පාදනය
HFO	දෘඩ දැව් තෙල්
DL	බෙදා හැරීමේ බලපත්‍ර හිමියන්
TL	සම්ප්‍රේෂණ බලපත්‍ර හිමියන්
OPEX	මෙහෙයුම් වියදම්
CAPEX	ප්‍රාග්ධන වියදම්
PPA	විදුලි මිලදී ගැනීමේ ගිවිසුම
ROA	චක්‍රමය මත ආපසු ලැබීම
ROE	හිමිකරු කොටස් ප්‍රාග්ධනය මත ආපසු ලැබීම
AWPLR	සාමාන්‍ය බරැති ප්‍රයිම් ණය අනුපාතික
CCPI	කොළඹ පාරිභෝගික මිල දර්ශකය
PPIUS	ඇමරිකා එක්සත් ජනපදයේ නිෂ්පාදක මිල දර්ශකය
O&M	මෙහෙයුම් හා නඩත්තුව
IPP	ස්වාධීන විදුලි නිෂ්පාදකයින්
ToU	භාවිත කාලය අනුව ගාස්තු
2024H1	2025 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා
2025H1	2025 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා

පටුන

කෙටි යෙදුම් ලැයිස්තුව.....	1
1. පසුබිම	3
2. උපදේශනයේදී සාකච්ඡාවට ලක්වන කරුණු	4
2.1 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තුගත වීදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය	4
2.2 2024 ජනවාරි-සැප්තැම්බර් ආදායම් වෙනස.....	5
2.3 පුරෝකථනය කළ ඉංධන පිරිවැය	8
2.4 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තුගත ජල වීදුලි උත්පාදනය.....	8
2.5 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා නව පුනර්ජනනීය වීදුලි උත්පාදන ඇස්තමේන්තුව.....	9
2.6 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා සම්ප්‍රේශණ සහ බෙදාහැරීම් පිරිවැය ඇස්තමේන්තු.....	9
2.7 යෝජිත වීදුලි ගාස්තු ක්‍රමය	10
2.8 යෝජනාව සම්බන්ධයෙන් කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණයේ සාරාංශය	10
3. වීදුලි ගාස්තු ඉහළ දැමීමෙන් සිදුවන සමාජ බලපෑම	11

1. පසුබිම

2009 අංක 20 දරන ශ්‍රී ලංකා විදුලිබල පනතේ 30 වන වගන්තිය සහ ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව විසින් අනුමත කර ඇති 2021 විදුලි අයකුම (ගාස්තු) ක්‍රමවේදයට අනුකූලව විදුලි අයකුම යෝජනාව ඉදිරිපත් කරන ලෙස 2024 ඔක්තෝබර් 18 දිනැති ලිපිය (ඇමුණුම 1) මගින් ලංකා විදුලි බල මණ්ඩලයට (CEB) දන්වනු ලැබීය.

ඒ අනුව ලංවිම විසින් සකස්කළ 2025 මුල් මාස 6 සඳහා විදුලි ගාස්තු යෝජනාව 2024 දෙසැම්බර් 6 වැනි දින කොමිෂන් සභාවට ලැබුණි. විදුලි ගාස්තු යෝජනාව සමාලෝචනය සඳහා අවශ්‍ය තවත් තොරතුරු සහ පැහැදිලිකිරීම් ඉදිරිපත් කරන ලෙසද ලංවිමට (ඇමුණුම 3) සහ ලංකා විදුලි පුද්ගලික සමාගම (ලෙකො) දන්වනු ලැබීය (ඇමුණුම 4).

මෙම විදුලි ගාස්තු සංශෝධන යෝජනාව සම්බන්ධයෙන් 2002 අංක 35 දරන ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභා පනතේ 17 (ඇ) වගන්තිය සහ 2009 අංක 20 දරන ශ්‍රී ලංකා විදුලිබල පනතේ 30(3) (ඇ) වගන්තිය යටතේ මහජන උපදේශනයක් පැවත්වීමට ශ්‍රී ලංකා මහජන උපයෝගීතා කොමිෂන් සභාව අපේක්ෂා කරයි.

ඒ අනුව විදුලි ගාස්තු සංශෝධන යෝජනාවලියට අදාළ පහත කරුණු සම්බන්ධයෙන් සිය අදහස් ඉදිරිපත් කරන ලෙස පාර්ශ්වකරුවන් වෙත දන්වා සිටී

1. 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තුගත විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය
2. 2024 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ආදායම් වෙනස
3. ඇස්තමේන්තුගත ඉංධන පිරිවැය
4. 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තු ගත ජල විදුලි උත්පාදනය
5. 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තු ගත නව පුනර්ජනීය විදුලි උත්පාදනය
6. 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තු ගත විදුලි සම්ප්‍රේශණ හා බෙදාහැරීම් පිරිවැය
7. යෝජිත විදුලි අයකුමය (ගාස්තු ක්‍රමය)
8. විදුලි ගාස්තු යෝජනාව පිළිබඳ කොමිෂන් සභාව කළ විශ්ලේෂණයේ සාරාංශය

ඉහත කරුණු වලට අදාළ විස්තර මෙම වාර්තාවෙහි සාකච්ඡා කර ඇත. ලංවිම සහ ලෙකො විසින් ඉල්ලා ඇති වැඩිදුර තොරතුරු ලැබුණු පසුව ඒ පිළිබඳ කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණ උපදේශන කාල සීමාව තුළදී කොමිෂන් සභාවේ වෙඩි අඩවියෙහි පල කරනු ලැබේ.

සියලුම ලිඛිත ඉදිරිපත් කිරීම් ජනවාරි 8 වැනි දිනට පෙර ඊමේල්, ෆැක්ස්, වට්ස්ඇප්, ෆේස්බුක් හෝ තැපැල් මාර්ගයෙන් එවිය යුතු ය. පහත සඳහන් පරිදි වාචික සැසි 9 ක්ද පැවත්වෙන අතර එම විස්තර පහත දැක්වේ.

පළාත	ස්ථානය	දිනය
මධ්‍යම	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, මහනුවර	2024 දෙසැම්බර් 27
ඌව	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, මොනරාගල	2024 දෙසැම්බර් 31
සබරගමුව	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, රත්නපුර	2025 ජනවාරි 3
දකුණු පළාත	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, මාතර	2025 ජනවාරි 4
වයඹ පළාත	වයඹ පළාත් සභා ලිවිෂ්ටි ශාලාව, කුරුණෑගල	2025 ජනවාරි 4
උතුරු මැද පළාත	ජාතික පසු අස්වනු කළමනාකරණ ආයතන ග්‍රවණාගාරය, අනුරාධපුර	2025 ජනවාරි 5
උතුරු පළාත	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, යාපනය	2025 ජනවාරි 6
නැගෙනහිර පළාත	දිස්ත්‍රික් ලේකම් කාර්යාල ග්‍රවණාගාරය, අම්පාර	2025 ජනවාරි 8
බස්නාහිර පළාත	බණ්ඩාරනායක ජාත්‍යන්තර සම්මන්ත්‍රණ ශාලාව, කොළඹ	2025 ජනවාරි 10

2. උපදේශනයේදී සාකච්ඡාවට ලක්වන කරුණු

2.1 2025 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තුගත විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය

අදාළ කාලය සඳහා විදුලි බල මණ්ඩලය විසින් පුරෝකථනය කර ඇති විදුලි ජනන සංයුතිය සහ පිරිවැය පහත දැක්වේ;

වගුව 1: 2025H1 විදුලි ජනනය සහ බලශක්ති පිරිවැය

විදුලි බලාගාරය/බලාගාර සංකීර්ණය	ඒකකය	25-ජනවාරි	25-පෙබරවාරි	25-මාර්තු	25-අප්‍රේල්	25-මැයි	25-ජුනි
මහවැලි/ලක්ෂපාන/සමනල	GWh	353.29	275.25	305.84	356.60	454.21	471.70
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
මන්නාරම සුළං	GWh	20.34	21.00	12.18	5.75	42.98	58.88
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
සපුගස්කන්ද මෙගා වොට් 4 x 18	GWh	27.66	26.90	30.32	29.38	18.24	21.72
	LKR/kWh	46.02	46.10	45.76	45.84	47.01	46.38
සපුගස්කන්ද දිගුව මෙගා වොට් 8 x 9	GWh	34.83	34.47	38.17	36.94	32.85	30.74
	LKR/kWh	42.38	42.40	42.19	42.26	42.50	42.66
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 4 x 17 (කුඩා GT)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 1 x 115 (GT7)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රය 1	GWh	78.33	84.57	84.94	84.98	72.25	72.02
	LKR/kWh	40.31	40.25	40.25	40.25	40.37	40.38
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රය 2	GWh	-	11.04	29.47	5.43	-	9.40
	LKR/kWh	-	73.93	66.36	68.24	-	68.60
පුත්තලම ගල් අගුරු	GWh	518.87	489.89	542.38	524.88	526.10	367.42
	LKR/kWh	20.16	20.20	20.13	20.15	20.27	20.42
නව චුන්නාකම්	GWh	10.80	10.69	11.84	11.46	9.36	9.06
	LKR/kWh	42.47	42.49	42.27	42.34	42.81	42.89
චුන්නාකම් සහ දූපත්	GWh	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	LKR/kWh	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52	88.52
බාජ්	GWh	35.37	32.66	36.16	34.99	30.62	29.92
	LKR/kWh	42.59	42.80	42.53	42.62	42.99	43.06
මෙගා වොට් 30 හම්බන්තොට	GWh	0.43	0.27	0.42	-	0.16	0.71
	LKR/kWh	96.41	108.45	97.06	-	131.66	88.51
මෙගා වොට් 20 මතුගම	GWh	0.51	0.33	0.38	0.01	0.19	1.17
	LKR/kWh	88.63	95.33	92.66	665.57	107.45	82.27
කෙරවලපිටිය-ස්වාධීන බලශක්ති නිෂ්පාදක (වෙස්ට්කෝස්ට්)	GWh	127.90	133.15	168.44	91.60	35.85	46.33
	LKR/kWh	48.85	48.82	48.73	49.01	49.60	49.24
සොහොදනවි	GWh	-	-	-	-	-	10.08
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	65.00
වෙනත් පුනර්ජනනී (පියැසි සූර්ය බලශක්ති හැර)	GWh	92.05	83.44	129.37	102.64	173.72	240.49
	LKR/kWh	18.84	19.16	17.87	18.43	17.04	16.50
පියැසි සූර්ය බලශක්ති	GWh	116.56	117.21	128.41	113.60	110.85	105.23
	LKR/kWh	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47	26.47
සමස්ත බලශක්ති ජනනය	GWh	1,417	1,321	1,519	1,398	1,508	1,475
මාසික බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	29,504	29,949	35,342	28,665	25,282	24,917

විදුලි බල මණ්ඩලය විසින් පුරෝකථනය කර ඇති එක් එක් බලාගාරයේ ජනන ධාරිතා පිරිවැය පහත දැක්වේ;

වගුව 2: 2025H1 විදුලි ජනන ධාරිතා පිරිවැය

Plant/Complex	Unit	25-Jan	25-Feb	25-Mar	25-Apr	25-May	25-Jun
මහවැලි	MLKR	400.86	403.20	403.20	409.87	409.87	421.73
ලක්ෂපාන	MLKR	395.32	395.32	395.32	395.32	395.32	399.85
සමනල	MLKR	261.94	261.94	261.94	261.94	261.94	262.69
මන්නාරම සුළං	MLKR	551.71	551.71	551.71	551.71	551.71	551.71
සපුගස්කන්ද මෙගා වොට් 4 x 18	MLKR	71.69	71.69	71.69	71.69	71.69	72.52
සපුගස්කන්ද දිගුව මෙගා වොට් 8 x 9	MLKR	73.73	73.73	73.73	73.73	73.73	73.73
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 4 x 17 (කුඩා GT)	MLKR	43.81	44.77	44.77	44.77	44.77	44.77
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 1 x 115 (GT7)	MLKR	78.73	78.73	78.73	78.73	78.73	81.64
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත චක්‍රීය 1	MLKR	102.73	102.73	102.73	102.73	102.73	104.73
කැලණිනිස්ස සංයුක්ත චක්‍රීය 2	MLKR	90.62	70.44	70.44	70.44	90.62	71.36
පුත්තලම ගල් අගුරු	MLKR	1,081.26	1,097.66	1,128.96	1,135.23	1,141.49	1,155.93
නව චුන්නාකම්	MLKR	29.17	29.17	29.17	29.17	29.17	31.26
චුන්නාකම් සහ දූපත්	MLKR	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77
බාජි	MLKR	51.46	51.46	53.12	53.12	53.12	54.79
මෙගා වොට් 30 හම්බන්තොට	MLKR	17.48	17.48	17.48	26.10	17.48	17.48
මෙගා වොට් 20 මතුගම	MLKR	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65
කෙරවලපිටිය-ස්වාධීන බලශක්ති නිෂ්පාදක (වෙස්ට්කෝස්ට්)	MLKR	1,306.71	1,192.96	1,306.31	1,268.52	1,393.59	1,352.99
සොභාදනවි	MLKR	25.00	25.00	25.00	1,198.62	1,237.74	1,198.62
වෙනත් පුනර්ජනනීය	MLKR	-	-	-	-	-	-
එකතුව	MLKR	4,602.64	4,488.39	4,634.72	5,792.10	5,974.11	5,916.21

2.2 2024 ජනවාරි-සැප්තැම්බර් ආදායම් වෙනස

2024 ජනවාරි සිට සැප්තැම්බර් කාලය දක්වා ආදායම් වෙනස රුපියල් මිලියන 41,234ක් බව ලංවිම යෝජනාවේ සඳහන් වේ. කෙසේ වෙතත් එය ගණනය කළ ආකාරය ඉදිරිපත් කර නොමැත.

2024 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා සත්‍ය විදුලි ජනන වියදම ලංවිම විසින් ඉදිරිපත් කර ඇත. ඉදිරිපත් කර ඇති විදුලි ජනන සංයුතිය සහ එක් එක් බලාගාරයේ විදුලි ජනන පිරිවැය පහත දැක්වේ.

වගුව 3: 2024H1 සත්‍ය විදුලි ජනන වියදම සහ ජනන පිරිවැය

විදුලි බලාගාරය/බලාගාර සංකීර්ණය	ඒකකය	24-ජනවාරි	24-පෙබරවාරි	24-මාර්තු	24-අප්‍රේල්	24-මැයි	24-ජුනි
මහවැලි/ලක්ෂපාන/සමනල	GWh	629.66	305.87	323.42	379.67	399.27	468.46
	LKR/kWh						
මන්නාරම සුළං	GWh	21.66	22.04	10.60	8.12	29.84	61.60
	LKR/kWh						
සපුගස්කන්ද මෙගා වොට් 4 x 18	GWh	11.41	27.64	37.69	30.69	14.26	-
	LKR/kWh	61.64	38.35	48.94	49.10	48.57	-
සපුගස්කන්ද දිගුව මෙගා වොට් 8 x 9	GWh	15.25	31.33	34.29	35.76	29.60	18.73
	LKR/kWh	48.99	36.40	45.04	45.01	41.57	41.43
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 4 x 17 (කුඩා GT)	GWh	-	-	-	-	-	-
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
කැලණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 1 x 115 (GT7)	GWh	-	-	-	20.16	15.47	-
	LKR/kWh	-	-	-	109.11	129.04	-

කැළණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 1	GWh	0.34	4.86	103.81	73.67	71.71	-
	LKR/kWh	100.40	49.55	56.14	62.50	56.61	-
කැළණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 2	GWh	-	-	0.48	32.50	39.81	-
	LKR/kWh	-	-	218.55	82.59	78.22	-
පුත්තලම ගල් අගුරු	GWh	321.53	556.13	596.40	484.70	517.73	468.22
	LKR/kWh	20.93	21.16	21.59	21.11	20.83	19.38
නව වුන්නාකම්	GWh	4.73	8.58	11.19	9.98	7.13	3.86
	LKR/kWh	50.33	38.06	40.63	41.81	47.26	96.94
වුන්නාකම් සහ දූපත්	GWh	0.22	0.21	0.23	0.25	0.24	0.25
	LKR/kWh	108.70	114.11	114.57	114.81	111.40	105.09
බාජ	GWh	25.37	28.53	32.67	37.86	24.90	15.29
	LKR/kWh	49.11	33.57	46.19	46.37	42.69	43.53
මෙගා වොට් 30 හම්බන්තොට	GWh	-	-	-	2.64	2.92	0.03
	LKR/kWh	-	-	-	102.71	97.05	412.97
මෙගා වොට් 20 මතුගම	GWh	0.00	-	-	1.90	1.65	0.01
	LKR/kWh	691.37	-	-	104.02	103.54	752.85
කෙරවලපිටිය-ස්වාධීන බලශක්ති නිෂ්පාදක (වෙස්ට්කෝස්ට්)	GWh	41.86	103.58	160.72	76.40	-	8.31
	LKR/kWh	56.00	42.15	49.03	49.17	-	56.16
සොහාදනවි	GWh	-	-	-	-	10.32	7.22
	LKR/kWh	-	-	-	-	-	-
ACE ඇම්ලිපිටිය - 93 මෙගා වොට්	GWh	2.59	16.53	2.73	-	-	-
	LKR/kWh	66.22	51.57	57.96	-	-	-
ACE - මාතර - 23.75 මෙගා වොට්	GWh	1.20	1.89	-	-	-	-
	LKR/kWh	63.36	45.81	-	-	-	-
වෙනත් පුනර්ජනනී (පියැසි සූර්ය බලශක්ති හැර)	GWh	195.38	144.21	83.11	98.20	227.20	234.13
	LKR/kWh	17.78	18.91	14.61	18.90	15.93	16.00
පියැසි සූර්ය බලශක්ති උත්පාදනය	GWh	53.19	62.10	68.30	72.40	62.82	59.84
	LKR/kWh	23.65	25.06	25.67	26.66	26.66	26.66
සමස්ත බලශක්ති ජනනය	GWh	1,324	1,313	1,466	1,365	1,455	1,346
මාසික බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	17,048	25,108	35,194	33,049	29,052	16,742

සත්‍ය විදුලි ජනන ධාරිතා පිරිවැය පහත දැක්වේ;

වගුව 4: 2024H1 සත්‍ය විදුලි ජනන ධාරිතා පිරිවැය

විදුලි බලාගාරය/බලාගාර සංකීර්ණය	ඒකකය	24-ජනවාරි	24-පෙබරවාරි	24-මාර්තු	24-අප්‍රේල්	24-මැයි	24-ජුනි
මහවැලි	MLKR	285.84	237.77	243.35	951.74	325.30	247.34
ලක්ෂපාන	MLKR	169.52	249.00	266.98	373.16	437.34	311.70
සමනල	MLKR	125.09	230.64	152.51	181.51	187.55	141.17
මන්නාරම සුළං	MLKR	36.62	41.09	2,536.02	370.44	47.00	89.23
සපුගස්කන්ද මෙගා වොට් 4 x 18	MLKR	33.50	153.39	115.55	68.23	149.10	102.44
සපුගස්කන්ද දිගුව මෙගා වොට් 8 x 9	MLKR	34.46	157.78	118.86	70.18	153.36	90.12
කැළණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 4 x 17 (කුඩා GT)	MLKR	23.06	19.38	18.76	28.26	20.61	18.53
කැළණිනිස්ස GT මෙගා වොට් 1 x 115 (GT7)	MLKR	41.43	34.83	30.62	41.62	34.25	33.29
කැළණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 1	MLKR	84.60	407.74	44.67	113.84	46.19	64.11
කැළණිනිස්ස සංයුක්ත වක්‍රීය 2	MLKR	42.03	49.90	26.47	32.79	28.98	27.44
පුත්තලම ගල් අගුරු	MLKR	681.37	828.59	1,422.04	1,688.13	1,373.68	814.46

නව වුන්නාකම්	MLKR	17.61	20.61	25.40	25.05	446.15	67.76
වුන්නාකම් සහ දූපත්	MLKR	5.38	7.47	7.63	11.90	23.11	11.14
බාජ්	MLKR	17.51	21.36	17.41	26.27	21.44	19.66
මෙගා වොට් 30 හම්බන්තොට	MLKR	18.41	22.38	13.26	14.55	15.16	29.09
මෙගා වොට් 20 මතුගම	MLKR	9.56	14.81	8.84	9.70	10.11	19.39
කෙරවලපිටිය-ස්වාධීන බලශක්ති නිෂ්පාදක (වෙස්ට්කෝස්ට්)	MLKR	1,543.80	1,236.90	(4.52)	(0.17)	316.14	791.92
සොහොදනවි	MLKR	-	-	-	-	-	-
ACE ඇම්ලිපිටිය - 93 මෙගා වොට්	MLKR	127.45	153.86	22.55	-	-	-
ACE - මාතර - 23.75 මෙගා වොට්	MLKR	37.52	15.63	-	-	-	-
වෙනත් සුනර්ජනනීය	MLKR	-	-	-	-	-	-
එකතුව	MLKR	3,334.76	3,903.14	5,066.38	4,007.20	3,635.48	2,878.78

ආදායම් වෙනස පිළිබඳ කොමිෂන් සභාවේ පුරෝකථනය

ලංචිම යෝජනාව පදනම් කරගෙන අයකුම ක්‍රමවේදය 2.5.3 සහ 2.5.4 වගන්ති වලට අනුකූලව කොමිෂන් සභාව විසින් ගණනය කරන ලද සම්ප්‍රේශණ බලපත්‍රලාභියාගේ 2024 ජනවාරි සිට ජුනි මස දක්වා පමණක් ආදායම් වෙනස පහත දැක්වේ;

වගුව 5: 2024H1 BST බලශක්ති අනුපාතය සම්බන්ධ ආදායම් වෙනස

2024H1 සත්‍ය උත්පාදනය, අනුමත සම්ප්‍රේශණ ශක්ති හානිය සඳහා ගැලපු (GWh) [A]	2024H1 සඳහා අනුමත පුරෝකථනය කළ සාමාන්‍ය BST බලශක්ති ගාස්තුව (LKR/kWh) [B]	2024H1 සඳහා සැබෑ සාමාන්‍ය BST බලශක්ති ගාස්තුව (LKR/kWh) [C]	2024H1 සඳහා බලශක්ති ගාස්තුව මගින් ආදායම් වෙනස (MLKR) [A x (B-C)]
7,995.52	21.75	19.54	17,670.10

වගුව 6: 2024H1 BST ධාරිතාව අනුපාතය සම්බන්ධ ආදායම් වෙනස

2024H1 සඳහා සැබෑ සාමාන්‍ය මාසික උපරිම ඉල්ලුම (MW) [C]	2024H1 සඳහා අනුමත පුරෝකථනය කළ BST ධාරිතා ගාස්තුව (LKR/MW/මාසය) [D]	2024H1 සඳහා සැබෑ BST ධාරිතා ගාස්තුව (LKR/MW/මාසය) [E]	2024H1 සඳහා ධාරිතා ගාස්තුව මගින් ආදායම් වෙනස (MLKR) [6C x (D-E)/10^6]
2,659	4,737,913.25	3,267,001.00	23,466.93

වගුව 7: 2024H1 තොග සැපයුම් හුවමාරු ගිණුමට අදාළ මුළු ආදායම් වෙනස

2024 මුල් මාස 6 සඳහා බලශක්ති මිලෙන් ඇතිවන ආදායම් වෙනස	(රු. මිලියන)	17,670.10
මුල් මාස 6 සඳහා බලශක්ති ධාරිතා මිලෙන් ඇතිවන ආදායම් වෙනස	(රු. මිලියන)	23,466.93
සමස්ත ආදායම් වෙනස	(රු. මිලියන)	41,137.03

2024 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා සම්ප්‍රේශණ බලපත්‍රලාභියාගේ අනුමත තොග සැපයුම් අයකුමයෙහි ඇතුළත් අනුමත පිරිවැයට අමතරව තවත් අමතර රුපියල් මිලියන 8,000ක විදුලි ජනන පිරිවැය වෙනසක් සඳහා කොමිෂන් සභාව අනුමැතිය ලබාදී ඇත. මෙම පිරිවැය තොග සැපයුම් අයකුමයට ඇතුළත් කර නොමැති අතර අවසාන විදුලි පාරිභෝගිකයාගෙන් අයකරන මුළු පිරිවැයට ගලපා ඇත. ජාතික ඒකීය විදුලි ගාස්තු ගැලපීමේ ආකෘතියට අනුව බෙදාහැරීම් බලපත්‍රලාභියා විසින් මෙම පිරිවැය පාරිබෝගිකයාගෙන් අයකර සම්ප්‍රේශණ බලපත්‍රලාභියාට ගෙවනු ලැබේ.

ඒ අනුව 2024 ජනවාරි-ජුනි කාලය සඳහා ආදායම් වෙනස වන රු. මිලියන 41,137ට අමතර රු. මිලියන 4,000ක් එකතු කරනු ලැබේ. ඒ අනුව සම්පූර්ණ වෙනස රු. මිලියන 45,137ක් වේ.

2.3 පුරෝකථනය කළ ඉංධන පිරිවැය

ලංකා බණිජ තෙල් සංස්ථාව පුරෝකථනය කළ ඉංධන මිල ගණන් (ඇමුණුම 2 - ලංවිම ගාස්තු යෝජනාව) පදනම් කරගෙන ලංවිම යෝජනාව සකස් කර තිබේ. එම මිල ගණන් පහත දැක්වේ

වගුව 8: 2025H1 සඳහා ලංවිම පදනම් කරගත් ඉංධන මිල ගණන්

ඉංධන වර්ගය	ඒකකය	මිල (රු)
ගල් අගුරු	LKR/kg	47.57
ඩීසල්	LKR/Ltr	275.00
නැප්තා	LKR/Ltr	146.00
දැව් තෙල්	LKR/Ltr	179.00

කොමිෂන් සභාව විසින් පුරෝකථනය කළ ඉංධන මිල

සපුගස්කන්ද ඉංධන පිරිපහදු පිරිවැය පිළිබඳ පවත්නා දත්ත අනුව ලංකා බණිජ තෙල් නීතිගත සංස්ථාව විසින් ඉදිරිපත්කර ඇති ඇස්තමේන්තු ගත ඉංධන මිල ගණන් වලට වඩා අඩු මිල ගණන් යටතේ නැප්තා සහ දැව්තෙල් සැපයිය හැකි බවට කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තු මගින් හෙළි කර ඇත. ඒ අනුව තාප බලාගාර වල විදුලි ජනන පිරිවැය, ලංකා බණිජ තෙල් සංස්ථාවේ පිරිවැයට වඩා අඩු විය හැකි අතර ලංකා බණිජ තෙල් සංස්ථාව අදාළ දත්ත ඉදිරිපත් කළ පසුව කොමිෂන් සභාව විසින් ඉංධන මිල ඇස්තමේන්තු කරනු ඇත. ලංකා බණිජ තෙල් සංස්ථාව විසින් 2022 දී දැව් තෙල් සහ නැප්තා සඳහා මිල ගණනය කළ පදනම (මීට පෙර කොමිෂන් සභාවට ඉදිරිපත් කරන ලද) මත මෙවරද ගණනය කිරීම් ඉදිරිපත් කළහොත් හා වත්මන් බොර තෙල් මිල හා විනිමය අනුපාතිකය ගලපනු ලැබූ විට විදුලි ජනන පිරිවැය ආසන්න වශයෙන් තවත් රුපියල් බිලියන 27.6කින් අඩුකර ගත හැකි වනු ඇත.

ඉංධන මිලදී ගැනීම සඳහා ලංකා බණිජ තෙල් නීතිගත සංස්ථාව සමග ගිවිසුම් ගත වන ලෙස මීට පෙර අවස්ථා ගණනාවකදී කොමිෂන් සභාවේ විසින් ලංවිමට නියම කර තිබුණද එවැනි ගිවිසුම් ක්‍රියාත්මක කිරීමට ලංවිම අපොහොසත් වී ඇති බවද නිරීක්ෂණය වේ. ලංවිම ගිවිසුම් ගතව ඉංධන මිලදී නොගැනීම හා ඉංධන සඳහා ගෙවන මිල සම්පූර්ණයෙන්ම විදුලි ගාස්තුවට ඇතුළත් කළ හැකි වීම හේතුවෙන් ලංකා බණිජ තෙල් සංස්ථාව නැප්තා සහ දැව්තෙල් මිල තීරණය කරනු ලබන්නේ කිසිදු පැහැදිලි පදනමකින් තොරව වන අතර ලංවිම එම මිල ගණන් ඒ ආකාරයෙන්ම පිළිගනී.

සපුගස්කන්ද ඉංධන පිරිපහදුවේ අතුරු නිෂ්පාදනයක් වන දෘඩ දැව්තෙල් ලංවිමට සපයනු ලබන්නේ වාණිජ්‍යමය ඉංධන මිල ගණන් යටතේ ම බවට තවදුරටත් නිරීක්ෂණය වේ. වාණිජ්‍යමය වශයෙන් ඉතා අඩු වටිනාකමක් ඇති මෙම දෘඩ දැව් තෙල් ලීටර මිලියන 81ක් 2025 ජනවාරි-ජූනි කාලය තුළදී ලංවිමට ලීටරය රු. 179 යන මිල යටතේ සැපයීමට සැලසුම් කර ඇති බව විදුලි ජනන කාල සටහන් වල දැක්වේ. (පිරිපහදුව මගින් ප්‍රමාණව දැව්තෙල් ප්‍රමාණයක් නිපදවනු ලබයි යන උපකල්පනය මත)

2.4 2025 ජනවාරි-ජූනි කාලය සඳහා ඇස්තමේන්තුගත ජල විදුලි උත්පාදනය

2025 මුල් මාස 6 සඳහා ලංවිම විසින් පහත සඳහන් පරිදි ජල විදුලි උත්පාදනය ඇස්තමේන්තු කර ඇත.

වගුව 10: 2025H1 සඳහා CEB ජල පුරෝකථනය

විස්තරය	ඒකකය	2025H1 සඳහා පුරෝකථනය
ජනවාරි මස 1 වන දින ආරම්භක ජලාශ සංචිතය	GWh	1,158
සම්පූර්ණ ජල ගලා ඒම	GWh	1,786
සම්පූර්ණ ජලවිදුලි උත්පාදනය	GWh	2,217

ජල විදුලි උත්පාදනය පිළිබඳ කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තුව

ලංවිම විසින් ඇස්තමේන්තුකළ ජල විදුලි උත්පාදනය පසුගිය කාලයේ සත්‍ය දත්ත වලින් වෙනස්වන බව කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණ වලින් හෙළි විය. අදාළ කාලය තුළ ජල විදුලි උත්පාදනය අවතක්සේරු කර ඇති බව වැඩිදුරටත් නිරීක්ෂණය කරන ලදී. එසේ හෙයින් කොමිෂන් සභාව විසින් ජල විදුලි උත්පාදනය

සම්බන්ධයෙන් විකල්ප ඇස්තමේන්තුවක් පහත සඳහන් පරිදි යෝජනා කර සිටී. (සවිස්තරාත්මක වාර්තාව ඇමුණුම 6 හි ඇතුළත් වේ)

වගුව 11: 2025 මුල් මාස 6 සඳහා කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තුගත ජල විදුලි උත්පාදනය

විස්තරය	ජල විදුලි උත්පාදනය (GWh)						
	ජනවාරි	පෙබරවාරි	මාර්තු	අප්‍රේල්	මැයි	ජූනි	මුළු එකතුව
2025 ලංවිම ඇස්තමේන්තුව	353	275	306	357	454	472	2217
2025 කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තුව	356	307	309	352	474	569	2368

2.5 2025 ජනවාරි-ජූනි කාලය සඳහා නව පුනර්ජනනීය විදුලි උත්පාදන ඇස්තමේන්තුව

ලංවිම ඇස්තමේන්තුව පහත දැක්වේ.

වගුව 12: 2025 මුල් මාස 6 සඳහා නව පුනර්ජනනීය විදුලි උත්පාදන ඇස්තමේන්තුව

NCRE මූලාශ්‍රය	ඒකකය	2025H1 සඳහා ජනන අනාවැකිය
CEB - සුළං	GWh	161
පියාසි සූර්ය බල	GWh	692
IPP සුළං	GWh	202
කුඩා ජල	GWh	407
බිම් සවිකර ඇති සූර්ය	GWh	135
ජෛව ස්කන්ධ / ඩෙන්ට්‍රෝ	GWh	78
මුළු NCRE උත්පාදනය	GWh	1,675

නව පුනර්ජනනීය විදුලි උත්පාදනය පිළිබඳ කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තුව

මේ සම්බන්ධ ලංවිම පුරෝකථන අව තක්සේරු බව නිරීක්ෂණය විය. නව ධාරිතා එක් කිරීම් හා ඒ ඒ මාස සඳහා බලාගාර කාර්යසාධන සාධක පදනම් කරගෙන කොමිෂන් සභාව විසින් විකල්ප ඇස්තමේන්තුවක් සකස් කරන ලදී. එම ඇස්තමේන්තුව පහත දැක්වේ. (විස්තරාත්මක වාර්තාව ඇමුණුම 7 හි අඩංගු වේ)

වගුව 13: 2025 මුල් මාස 6 සඳහා කොමිෂන් සභාවේ ඇස්තමේන්තුව

විස්තරය	නව පුනර්ජනනීය උත්පාදනය (GWh)						
	ජනවාරි	පෙබරවාරි	මාර්තු	අප්‍රේල්	මැයි	ජූනි	මුළු එකතුව
CEB පුරෝකථනය - 2025	229	222	270	222	328	405	1675
කොමිෂන් සභා පුරෝකථනය - 2025	292	269	293	291	393	435	1973

2.6 ජනවාරි-ජූනි කාලය සඳහා සම්ප්‍රේශණ සහ බෙදාහැරීම් පිරිවැය ඇස්තමේන්තු

අයුතුම ක්‍රමවේදයේ 3.1.2.8 සහ 3.2.1 වගන්ති වලට අනුකූලව ආදායම් පාලන සමීකරණ වලට අනුව ගණනය කිරීමෙන් පසුව ලංවිම සහ ලංකා විදුලි පුද්ගලික සමාගම (ලෙකො) යෝජනා කළ සම්ප්‍රේශන සහ බෙදාහැරීම් ආදායම පහත වගුවෙහි දැක්වේ.

වගුව 14: ලංවිම සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් පිරිවැය

විස්තර	ඒකකය	2025H1 සඳහා පුරෝකථනය
අනුමත සම්ප්‍රේෂණ ආදායම	MLKR	12,181
අනුමත බෙදා හැරීමේ ආදායම – CEB DLs	MLKR	43,718
අනුමත බෙදා හැරීමේ ආදායම – LECO DL	MLKR	6,289

කොමිෂන් සභාව විසින් සකස්කළ සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් ඇස්තමේන්තුව

විදුලි අයකුම ක්‍රමවේදයේ 2.3.2.5 වගන්තියට අනුව කොමිෂන් සභාව විසින් අනුමත කළ ප්‍රාග්ධන වියදම් වලින් සත්‍ය වශයෙන් කළ වියදම් හැර අනෙක් කොටස සඳහා ගැලපීම් සිදු කළ යුතුය.

2025 වර්ෂයේ සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් පිරිවැය 2023 වර්ෂය සඳහා අනුමත ප්‍රාග්ධන වියදම් ඉදිරියට ගැලපීම් අවසාන අයකුම තීරණයේදී සිදු කරනු ලබයි

කොමිෂන් සභාව විසින් අනුමත වියදමෙන් සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් බලපත්‍රලාභීන්ගේ මෙහෙයුම් වියදම් ඉතිරිකිරීම් ඇතිවන්නේ බලපත්‍රලාභීන්ගේ මෙහෙයුම් කාර්යක්ෂමතාව හෝ අධි ඇස්තමේන්තු අයවැය හේතුවෙන් විය හැකි ය. ඒ නිසා මෙහෙයුම් වියදම්වල ඉතිරිකිරීම් ගැලපීම අවසාන අයකුම තීන්දුවේදී කොමිෂන් සභාව විසින් සාධාරණ පදනමකින් සිදුකරනු ඇත.

15 වන වගුවේ දක්වා ඇති අතිරික්තය, සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් වියදම් ඉදිරියට ගැලපීමට පෙර කළ ගණනය කිරීම් වේ.

2.7 යෝජිත විදුලි ගාස්තු ක්‍රමය

මුල් මාස 6 සඳහා ලංවිම යෝජනා කළ ආදායම් හා පිරිවැය සාරාංශය පහත වගුවේ දැක්වේ.

වගුව 15: ලංවිම සම්ප්‍රේශන හා බෙදාහැරීම් පිරිවැය සහ ලෙකො බෙදාහැරීම් පිරිවැය

විස්තරය		ඒකකය	2025 ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා පුරෝකථනය
ජනන පිරිවැය	ජනන බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	173,658
	ජනන ධාරිතා පිරිවැය	MLKR	31,408
අනුමත සම්ප්‍රේෂණ ආදායම		MLKR	12,181
අනුමත බෙදා හැරීමේ ආදායම - CEB		MLKR	43,718
මූල්‍ය පිරිවැය		MLKR	7,728
සම්පූර්ණ පිරිවැය		MLKR	268,693
වත්මන් අයකුමයට අනුව ආදායම		MLKR	229,776
2024 ජනවාරි සිට සැප්තැම්බර් දක්වා කාලසීමාවේ ආදායම් වෙනස		MLKR	41,251
අතිරික්ත/ (හිඟය)		MLKR	2,334

ඒ අනුව ඇස්තමේන්තු ගත ආදායම් අතිරික්තය දෝෂ ආන්තිකය තුළ බව සඳහන් කරමින් ලංවිම යෝජනා කර ඇත්තේ පවත්නා ගාස්තු නෙවෙනස්ව ඉදිරියට ක්‍රියාත්මක කිරීමයි. (ඇමුණුම 5)

2.8 යෝජනාව සම්බන්ධයෙන් කොමිෂන් සභාවේ විශ්ලේෂණයේ සාරාංශය

ලංවිම විසින් ඉදිරිපත් කර තිබූ දත්ත මත පදනම්ව ගාස්තු යෝජනාව සමාලෝචනය කරන ලදී. විශ්ලේෂණය සඳහා අවශ්‍ය අමතර දත්ත ලංවිම සහ ලෙකො වෙතින් ඉල්ලා ඇත. එක් එක් ක්ෂේත්‍රයට අදාළ නිරීක්ෂණ ඉහත විස්තර කර ඇත

ඒ අනුව කොමිෂන් සභාව විසින් පහත සඳහන් විකල්ප යෝජනාව හඳුනාගන්නා ලදී. (නව පුනර්ජනනීය සහ ජල විදුලි උත්පාදන ඇස්තමේන්තු සංශෝධනය කිරීමෙන් පසුව). මෙම යෝජනාවේ සාරාංශය පහත දැක්වේ.

වගුව 16: කොමිෂන් සභා යෝජනාවේ සාරාංශය

විස්තරය		ඒකකය	CEB පුරෝකථනය අනුව	CPC ඉන්ධන මිල ඵලසම තබා කොමිෂන් සභාවේ නව පුනර්ජනනීය සහ ජල විදුලි පුරෝකථනය අනුව යෝජනාව
උත්පාදන	බලශක්ති පිරිවැය	MLKR	173,658	157,424 ⁽¹⁾
	ධාරිතාව පිරිවැය	MLKR	31,408	31,408
අනුමත සම්ප්‍රේෂණ ආදායම		MLKR	12,181	12,181 ⁽²⁾
අනුමත බෙදා හැරීමේ ආදායම	CEB	MLKR	43,718	43,718 ⁽²⁾
	LECO	MLKR	6,289	6,289 ⁽²⁾
මූල්‍ය පිරිවැය		MLKR	7,728	7,728
සම්පූර්ණ පිරිවැය		MLKR	274,982	258,748
සම්පූර්ණ ආදායම		MLKR	236,065	242,297 ⁽³⁾
ආදායම් අතිරික්තය/(හිඟය)		MLKR	(38,917)	(16,451)
2024 ජනවාරි - සැප්තැම්බර් සඳහා ආදායම් වෙනස		MLKR	41,251	45,137 ⁽⁴⁾
කීරුබදු සංශෝධනය සඳහා ආදායම් අතිරික්තය/(හිඟය)		MLKR	2,334	28,686 ⁽⁵⁾
කල හැකි ගාස්තු සංශෝධනය කිරීමේ ප්රතිශතය		%	-0.99%	-11.84% ⁽⁵⁾

සටහන්

1. නව පුනර්ජනනීය හා ජල විදුලි උත්පාදන ඇස්තමේන්තු නිවැරදි කිරීම් සලකා ඇත
2. ඉදිරියට ගැලපීම් සිදුකර නොමැත
3. සියලුම බෙදාහැරීම් බලපත්‍රලාභීන් ඉදිරිපත් කළ අලෙවි ඇස්තමේන්තු අනුව අලෙවි ආදායම් ගණනය කරන ලදී
4. ලංවිම විසින් 2024 ජනවාරි-සැප්තැම්බර් දක්වා ආදායම් ගැලපීම් සිදුකර තිබුණද කොමිසම විසින් 2024 ජනවාරි-ජූනි දක්වා කාලය සඳහා පමණක් අදායම් ගැලපීම් කර ඇත
5. මෙම අතිරික්තය ගණනය කර ඇත්තේ ලංකා බැංකු තෙල් සංස්ථාව ඉදිරිපත් කර තිබූ මිල ගණන් වලට කිසිදු සංශෝධනයකින් තොරවය.

මෙහෙයුම් බාධක පිළිබඳ සැලකිල්ලට ගැනීමෙන් තොරව මිල අධික තාප බලාගාර වෙනුවට අඩු වියදම් බලාගාර යාන්ත්‍රිකව ගලපා ඉහත යෝජනාව සඳහා විදුලි ජනන බලශක්ති පිරිවැය ගණනය කර ඇත

3. විදුලි ගාස්තු ඉහළ දැමීමෙන් සිදුවන සමාජ බලපෑම

විදුලි ගාස්තු ඉහළ දැමීම හේතුවෙන් පසුගිය කාලයේ දී සිදුකළ විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ සමාජ බලපෑම ද කොමිෂන් සභාව විසින් අධ්‍යයනය කරන ලදී (ඇමුණුම 8)

දරා ගත හැකි විදුලි ගාස්තු, සැපයුම් ආරක්ෂාව තීරණය කිරීමේ ප්‍රධාන සාධකයක් බව සඳහන් කළ යුතුය.



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

Annex 1



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } October 18, 2024

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

First Electricity Tariff Revision - 2025

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

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

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

Damitha Kumarasinghe
Director General

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

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

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

Tel : +94 11 2392607/8

Fax : +94 11 2392641

E-mail : info@pucsl.gov.lk

Web : www.pucsl.gov.lk

සභාපති
தலைவர்
Chairman

+94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල්
பணிப்பாளர் நாயகம்
Director General

+94 11 2392606

ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය
இலங்கை மின்சார சபை
CEYLON ELECTRICITY BOARD



Your ref:

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

Date: December 6, 2024

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

Dear Sir,

First Electricity Tariff Revision 2025

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

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

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

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

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

Table 1: Forecasted Net Generation for 1H 2025

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

2. Dispatch

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

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

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

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

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

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

3. Sales Forecast

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

Table 2: Sales forecast for 2025

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

4. Revenue

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

5. Expenditure

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

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

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

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

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

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

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

Table 4: Distribution Costs for 1H 2025

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

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

6. Conclusion

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

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

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

Table 5: Summary of Expenditures considered for 1H 2025

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

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

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

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

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

Yours faithfully

CEYLON ELECTRICITY BOARD

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

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

Copy to:

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

OFFICE OF THE GENERAL MANAGER

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

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

4

Bulk Supply Tariff**Jan - June 2025**

Index

Capacity Charge

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

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

Energy Charge

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

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

E1 - Day
E2 - peak
E3 - off peak

Generation Capacity Cost

Index

Remarks :Added Sobadhanavi

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

Capacity Payment

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

Generation Capacity cost

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

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

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

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

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

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

Notes

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

TOU Factors	Day	Peak	Offpeak
	58.0%	19.7%	22.3%

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

Index

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

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

Transmission Losses Factor

Block 1

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

Block 2

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

Block 3

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

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

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

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



කාලගුණ විද්‍යා දෙපාර්තමේන්තුව
வளிமண்டலவியல் திணைக்களம்
Department of Meteorology

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

No SF-2024-12

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

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

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

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

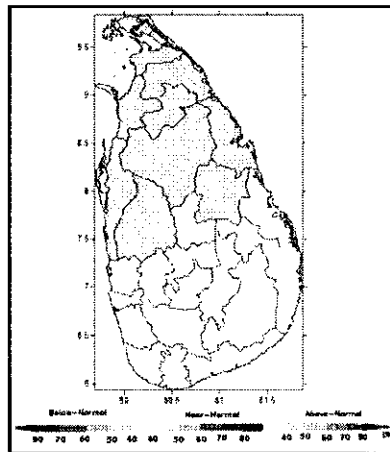


Fig 1: Consensus Probabilistic Monthly rainfall forecast for DJF 2024/25

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

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

Monthly Rainfall Forecasts for December 2024, January and February 2025

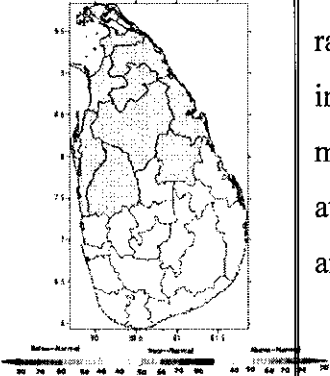
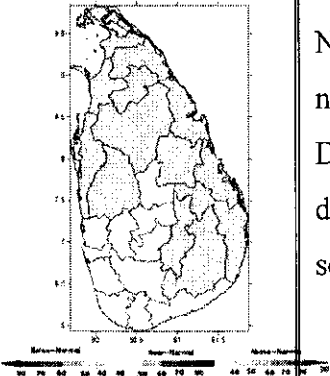
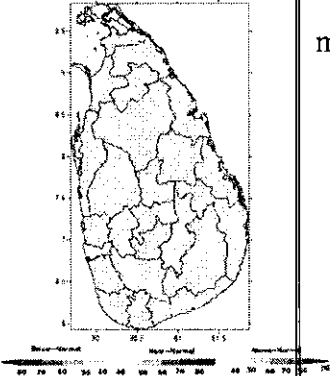
Month	Rainfall forecast
December 2024 	There is a higher chance of having near or slightly above normal rainfalls over Northern, North-central and Northwestern provinces and in Trincomalee district and no signal for remaining areas during the month of December 2024. There is a possibility for developing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

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

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

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

Weekly Rainfall forecasts for the month of December 2024

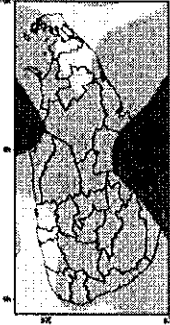
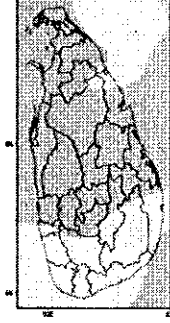
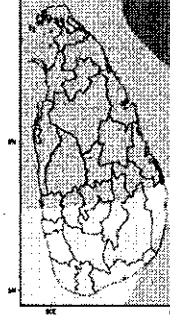
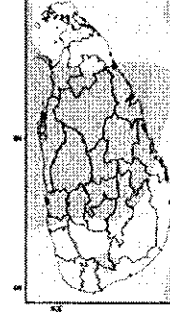
Weekly Rainfall anomaly Source – NCMRWF Updated on 28 th Nov 2024	
	29 Nov-05 Dec 2024 Below normal rainfalls are expected over most parts of the country.
	06-12 Dec 2024 Above normal rainfalls are likely over Northern, Northcentral, Northwestern and Central provinces and Gampaha, Kegalle, Trincomalee, Batticaloa districts and some areas of Ampara and Badulla districts. Near normal rainfalls are expected over remaining areas of the country.
	13-19 Dec 2024 Above normal rainfalls are likely over Northern, Northcentral, Northwestern provinces and Mathale, Kandy, Trincomalee and Batticaloa districts and some areas of Gampaha, Kegalle, Badulla and Ampara districts. Near normal rainfalls are likely over remaining areas.
	20-26 Dec 2024 Near or slightly above normal rainfalls are likely over most of the parts of the country.

Fig 3: Weekly rainfall forecast for December 2024

Probabilistic Temperature Forecast for December 2024

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

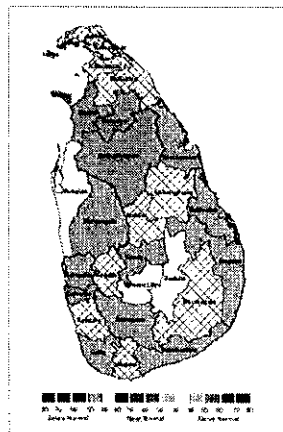


Fig 4:

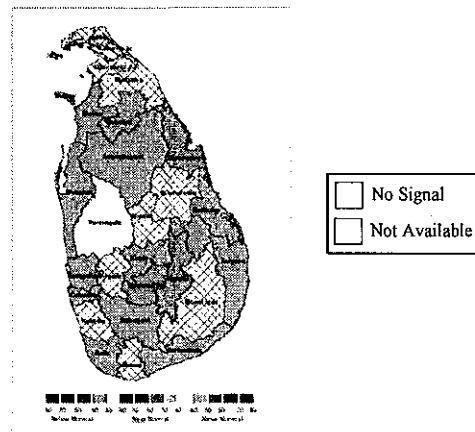


Fig 5:

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

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

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

Observed rainfall anomaly during the month of November 2024

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

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

Attention is needed for following areas

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

Annex-1

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

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

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

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



ලංකා ධනිජ තෙල් නීතිගත සංස්ථාව
இலங்கை பெற்றோலியக் கூட்டுத்தாபனம்
CEYLON PETROLEUM CORPORATION

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

05 Dec 2024

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

Request for Fuel Price Forecast

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

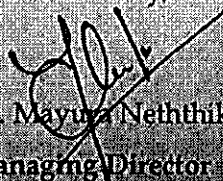
Product	Forecasted Price (Rs/Ltr.)
Fuel Oil	179.00
Naphtha	146.00
LAD	275.00

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

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

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

Yours faithfully,


Dr. Mayura Neththikumarage
Managing Director

Actual Bulk Supply Tariff January - June 2024

Capacity Charge

Capacity Charge								
Month		Unit	Jan-24	Feb-24	Mar-24	Apr-24	May-24	Jun-24
Capacity Charge								
	Generation capacity	SLR/MW	1,615,902.65	1,837,583.69	2,222,510.09	1,806,335.34	1,637,587.11	1,337,374.43
	Transmission	SLR/MW	694,802.73	681,353.33	653,524.04	694,185.92	670,248.38	589,381.44
	Bulk Supply Service	SLR/MW	906,873.70	887,775.52	756,126.74	596,984.40	615,857.82	1,377,788.47
BST (C)		SLR/MW	3,217,579.08	3,406,712.54	3,632,160.88	3,097,505.66	2,923,693.31	3,304,544.34

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

Energy Charge

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

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

E1 - Day
E2 -peak
E3 -off peak

Capacity Payment

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

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

Generation Capacity cost

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

Energy price and Energy generated in each plant

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

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

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

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

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

Transmission Losses Factor
Block 1

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

Block 2

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

Block 3

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



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

Annex 3



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } December 09, 2024

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

First Electricity Tariff Revision 2025

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

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

Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd. \ Damitha Kumarasinghe
Director General

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

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

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

Tel : +94 11 2392607/8

Fax : +94 11 2392641

E-mail : info@pucsl.gov.lk

Web : www.pucsl.gov.lk

සභාපති
தலைவர்
Chairman

+94 11 2392606

අධ්‍යක්ෂ ජනරාල්
பணிப்பாளர் நாயகம்
Director General

+94 11 2392606

Calculation on Revenue Difference in CEB Tariff Submission

Annex 2

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

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

Appendix 3

[illegible]

Information Request on First Electricity Tariff Revision - 2025

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

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

Further;

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

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

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

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

2. Expenditure on CEB power plant major CAPEX

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

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

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

4. Calculation of NCRE generation for 2025

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

5. Generation Capacity cost of Jan-June 2025

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

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

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

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

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

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



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

Annex 3



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date } December 09, 2024

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

2023 CAPEX & OPEX Information for Electricity Tariff Revision 2025

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tel: +94 11 2392607/8

Fax: +94 11 2392641

E-mail: info@pucsl.gov.lk

Web: www.pucsl.gov.lk

සභාපති }
தலைவர் }
Chairman } +94 11 2392606

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

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

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

Note –

1. No CAPEX shall be included in OPEX table

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



Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd./ Damitha Kumarasinghe
Director General



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

Annex 4



ඔබේ අංකය }
உமது இல. }
Your No. }

අපේ අංකය }
எமது இல. }
Our No. }

PUC/E/Tariff/01

දිනය }
திகதி }
Date }

December 09, 2024

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

2023 CAPEX & OPEX Information for Electricity Tariff Revision 2025

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

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

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

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

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

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

Note –

1. No CAPEX shall be included in OPEX table

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

Kanchana Siriwardena
Deputy Director General (Industry Services)

Sgd.\ Damitha Kumarasinghe
Director General

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

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

1. Introduction

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

2. Data Overview

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

Structure: Monthly generation and inflow values in GWh.

3. Methodology

3.1 Forecasting Models Used

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

Equation:

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

2. Exponential Smoothing: Models trend and seasonality additively.

Equation:

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

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

Features: Month, Year.

Hydro Inflow Forecast Report (January - June 2025)

1. Introduction

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

2. Data Overview

Source: Historical monthly inflow data from 2015 to 2024.

Structure: Monthly inflow values in GWh.

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

3. Forecasting Models Used

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

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

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

5. Model Comparison

5.2 Error Analysis

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

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

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

6. Conclusion

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

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

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

Hydro Power Generation Forecast Report (January - June 2025)

1. Introduction

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

2. Data Overview

Source: Historical monthly generation data (2015-2024).

Structure: Monthly generation values in GWh.

3. Forecasting Models Used

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

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

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

5. Model Comparison

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

6. Why SARIMA is the Best Model

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

7. Conclusion

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

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

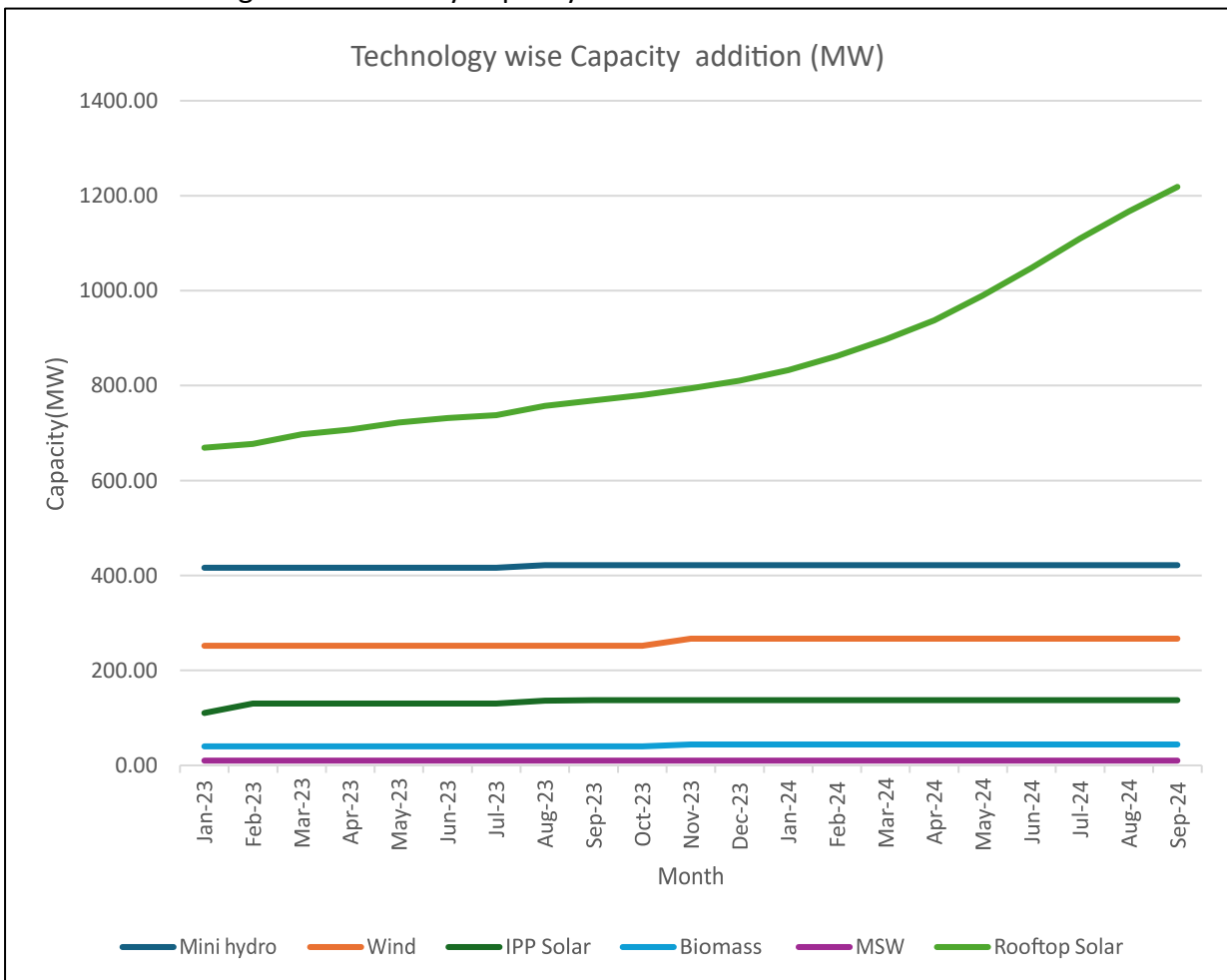
Accordingly, the comparison of the hydro generation forecasts are as follows;

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

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

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

Figure 01: Monthly Capacity Additions of NCRE Power Plants.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Note: * estimated based on mapping matrix.

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

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

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

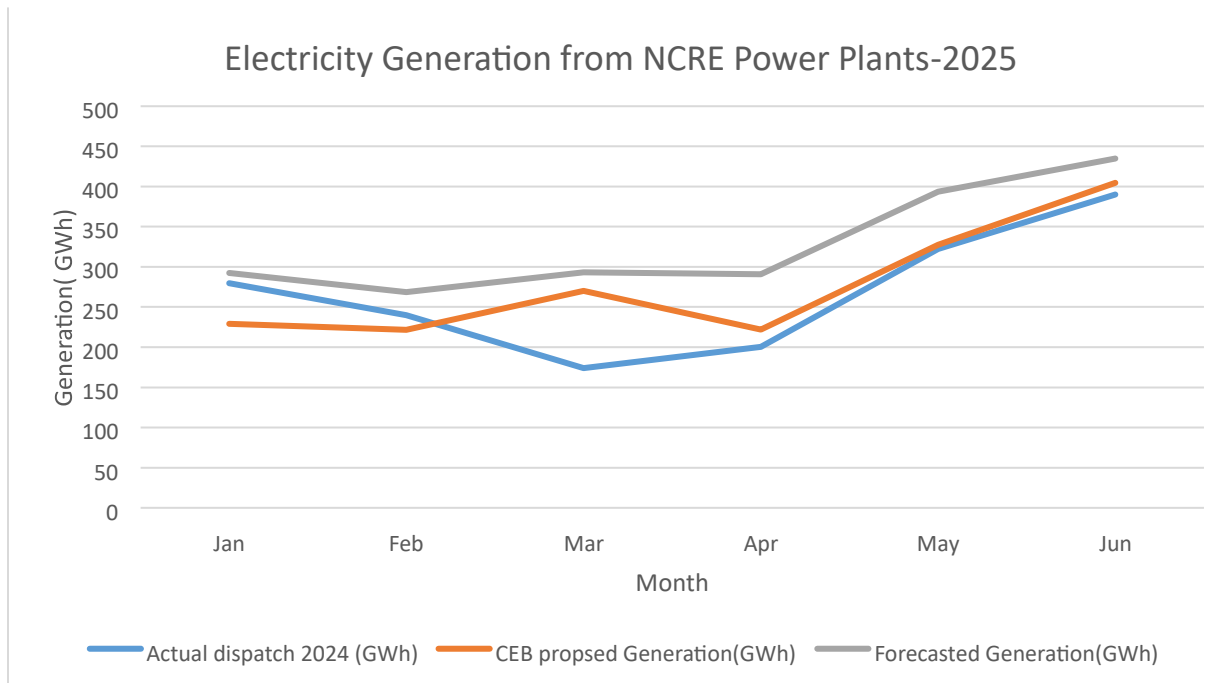


Figure 02: Comparison of different electricity Generation scenarios.

Conclusion:

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

විදුලි ගාස්තු වැඩිවීමේ සමාජ බලපෑම

2023 සහ 2024 මුල් මාස හය තුළ සිදු කළ ශ්‍රී ලංකාවේ විදුලි ගාස්තු ගැලපීම් විවිධ ගාස්තු කාණ්ඩවලට අයත් පාරිභෝගිකයින්ට ප්‍රබල ලෙස බලපෑමක් කර ඇති බව පෙන්නුම් කරයි. මෙම වෙනස්කම්වලට සැලකිය යුතු වැඩි වීම් දෙකක් (පෙබරවාරි මාසයේදී 66% සහ ඔක්තෝම්බර් මාසයේදී 18%) සහ එක් අඩු කිරීමක් (2023 ජුනි මාසයේදී 14.2%) ඇතුළත් වූ අතර, එහි ප්‍රතිඵලයක් ලෙස 2023 සඳහා ගාස්තුවල ශුද්ධ 60% වැඩි වීමක් සිදු විය. 2024 දී සියයට 39 ක අඩුකිරීමක් කළ ද සියයට 60 කින් වැඩි කළ විදුලි බිලේ බලපෑම පුළුල්ව පැතිරුණු විසන්ධි කිරීම් සහ මූල්‍ය ආතතියට හේතු වී ඇත. විදුලි ගාස්තු වැඩිවීම හේතුවෙන් විදුලි බිල්පත්වල හිඟ මුදල් එකතු වීම සහ විදුලි බිල් නොගෙවීම බහුල වීම මත විදුලි විසන්ධි වීම බහුල වීමට ප්‍රබලව බලපා ඇත.

2023 වසරේදී මාසික සාමාන්‍ය විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව 80,911 වූ අතර 2024 පළමු මාස හය තුළ මාසික සාමාන්‍ය විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව 104,714 දක්වා වැඩි වී ඇත. එමෙන්ම 2023 වසරේදී දෛනික සාමාන්‍ය විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව 2,660 වූ අතර 2024 ජනවාරි සිට ජුනි දක්වා කාලයට අදාළව දෛනික සාමාන්‍ය විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව 3,443 දක්වා වැඩි වී ඇත. 2023 දී විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය 14ක් වන අතර එය 2024 පළමු මාස හය තුළ 9 කි. ඒ අනුව 2024 සම්පූර්ණ වසර සඳහා විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය සියයට 18න් වනු ඇත. 2023 සහ 2024 සංසන්දනය කිරීමේදී විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතය සියයට 30 කින් වැඩි වන බව පෙන්නුම් කරයි.

වගුව 1.1 2023 ජනවාරි සිට දෙසැම්බර් දක්වා ලංවිම විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

අයකුම කාණ්ඩය	සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම්	විසන්ධි කිරීමේ මාසික සාමාන්‍ය අගය	විසන්ධි කිරීමේ දෛනික සාමාන්‍ය අගය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාව	අයකුම කාණ්ඩවලට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාවට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය
ගෘහස්ථ	793,192	66,099	2,173	6,058,784	13	11
පොදු කාර්ය	152,475	12,706	418	880,103	17	2
රජය	1,239	103	3	75,262	2	0
කර්මාන්ත	18,230	1,519	50	44,002	41	0
ආගමික	5,748	479	16	9,708	59	0
හෝටල්	49	4	0	685	7	0
එකතුව	970,933	80,911	2,660	7,068,544	14	14

1. විසන්ධි කිරීම් සම්බන්ධ විශ්ලේෂණය

1.1 2023 වසරේදී ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

2023 වසරේදී පාරිභෝගිකයින් 970,933 විසන්ධි කිරීම්වලට මුහුණ දී ඇති අතර, මසකට විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ සාමාන්‍ය අගය 80,911 ක් සහ දිනකට විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ සාමාන්‍ය අගය 2,660 ක් වේ. මෙය සමස්ත පාරිභෝගික සංඛ්‍යාවෙන් 14%කි. විවිධ කාණ්ඩයන් මත අසමානව කරනු ලබන බලපෑම අයකුම කාණ්ඩ අනුව කර ඇති විදුලිය විසන්ධි කිරීම් මගින් හෙළි කරයි.

කර්මාන්ත සහ ආගමික පාරිභෝගිකයන් ඔවුන්ගේ අදාළ කාණ්ඩ තුළ (41% සහ 59%) ඉහළම විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතයන් අත්විඳ ඇති අතර එය විදුලි බිල වැඩිවීමේ පිරිවැය කළමනාකරණය කිරීමේදී මුහුණ දී ඇති දැඩි අභියෝග පෙන්නුම් කරයි.

සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම්වලින් බහුතරයක් ගෘහස්ථ පාරිභෝගිකයන් (විසන්ධි කිරීම් 793,192ක්) නියෝජනය කරන අතර එය කර්මාන්ත, ආගමික සහ පොදු කාර්ය අයත්තවලට සාපේක්ෂව විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ අඩු අනුපාතය (13%) විය.

1.2 2024 වසරේ මුල් මාස 6 තුළ ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

2024 පළමු භාගයේදී, සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව 628,286 දක්වා ළඟා වූ අතර, විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ මාසික සාමාන්‍ය අගය 104,714 සහ විදුලිය විසන්ධි කිරීමේ දෛනික සාමාන්‍ය අගය 3,443 දක්වා ඉහළ ගොස් ඇත. එය 2023 ට සාපේක්ෂව සාමාන්‍ය විසන්ධි කිරීම්වල 30% ක වැඩිවීමකි.

වගුව 1.2 2024 වසරේ ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා කාලය තුළ ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

අයත්ත කාණ්ඩය	සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම්	විසන්ධි කිරීමේ මාසික සාමාන්‍ය අගය	විසන්ධි කිරීමේ දෛනික සාමාන්‍ය අගය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාව	අයත්ත කාණ්ඩවලට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාවට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය
ගෘහස්ථ	505,949	84,325	2,780	6,058,784	17	14
පොදු කාර්ය	111,276	18,546	611	880,103	25	3
කර්මාන්ත	8,579	1,430	47	75,262	23	0
ආගමික	2,090	348	11	44,002	10	0
රජය	353	59	2	9,708	7	0
හෝටල්	39	7	0	685	11	0
එකතුව	628,286	104,714	3,452	7,068,544	18	18

2024 වසරේ ජනවාරි සිට ජූනි දක්වා කාලය තුළ ලංකා විදුලිබල මණ්ඩලය විසින් සමහර කාණ්ඩ සඳහා (උදා: ගෘහස්ත සහ ආගමික පාරිභෝගිකයින්) කළ විසන්ධි කිරීම්වලට අදාළ ප්‍රතිශත අඩු වුව ද, විදුලි බිල දරා ගැනීමේ අභියෝග පිළිබිඹු කරමින් විසන්ධි කිරීම් සංඛ්‍යාව සැලකිය යුතු ලෙස තවදුරටත් පැවැතීම පෙන්නුම් කරයි.

2. 2023 වසරේදී සහ 2024 මුල් මාස හය තුළ ලංකා විදුලි පෞද්ගලික සමාගම විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

ලංකා විදුලි පෞද්ගලික සමාගම විසින් කළ විදුලි විසන්ධි කිරීමේ දත්ත මගින් විදුලි බිල ඉහළ දැමීමේ සමාජ-ආර්ථික බලපෑම පිළිබඳව තවදුරටත් පසක් කරනු ලබයි.

වගුව 2.1 2023 වසරේදී ලංකා විදුලි පොද්ගලික සමාගම විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

අයුතුම කාණ්ඩය	සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම්	විසන්ධි කිරීමේ මාසික සාමාන්‍ය අගය	විසන්ධි කිරීමේ දෛනික සාමාන්‍ය අගය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාව	අයුතුම කාණ්ඩවලට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාවට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය
ගෘහස්ථ	80,049	6,671	219	515,298	16	13
පොදු කාර්ය	17,307	1,442	47	104,253	17	3
හෝටල්	29	2	0	91	32	0
ආගමික	223	19	1	2,743	8	0
කර්මාන්ත	998	83	3	3,535	28	0
රජය	0	0	0	0	0	0
එකතුව	98,606	8,217	270	625,920	16	16

වගුව 2.2 2024 මුල් මාස හය තුළ ලංකා විදුලි පොද්ගලික සමාගම විසින් කළ විසන්ධි කිරීම්

අයුතුම කාණ්ඩය	සම්පූර්ණ විසන්ධි කිරීම්	විසන්ධි කිරීමේ මාසික සාමාන්‍ය අගය	විසන්ධි කිරීමේ දෛනික සාමාන්‍ය අගය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාව	අයුතුම කාණ්ඩවලට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය	විදුලි පාරිභෝගික සංඛ්‍යාවට අනුව වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය
ගෘහස්ථ	37,915	6,319	208	515,298	15	12
පොදු කාර්ය	12,593	2,099	69	104,253	24	4
හෝටල්	4	1	0	91	9	0
කර්මාන්ත	440	73	2	3,535	25	0
ආගමික	130	22	1	2,743	9	0
රජය	0	0	0	0	0	0
එකතුව	51,082	8,514	281	625,920	16	16

ව්‍යාපාර මත පීඩනය පිළිබිඹු කරමින් කර්මාන්ත අයුතුමය යටතේ ඉහළ විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතයකට කර්මාන්තකරුවන් මුහුණ දී ඇත. 2023 සහ 2024 පළමු භාගය සසඳන විට ලංකා විදුලි පොද්ගලික සමාගමේ මාසික සාමාන්‍ය විදුලි විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතය 8,217 සිට 8,514 දක්වා ඉහළ ගොස් ඇති අතර දෛනික සාමාන්‍ය විදුලි විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතය 270 සිට 281 දක්වා ඉහළ ගොස් ඇති බව පෙන්නුම් කරයි. 2023 සහ 2024 සසඳන විට විසන්ධි කිරීමේ අනුපාතය සියයට 3.81 කින් වැඩි වන බව පෙන්නුම් කරයි. 2023 දී වාර්ෂික විසන්ධි කිරීමේ ප්‍රතිශතය 16% වන අතර 2024 පළමු මාස හය සලකා බැලීමේදී එය 2024 සඳහා ද එලෙසම පවතිනු ඇත.

අයකුමය සහ ඒකක මිල ප්‍රවණතා

2023 සහ 2024 වර්ෂවලදී අසවානුපාතිකව විදුලි අයකුමය වැඩි වී ඇති හෙයින් පාරිභෝගික කාණ්ඩ කිහිපයකට විශේෂ බලපෑමක් වී ඇත. ඒ අනුව,

1. කාර්මාන්ත පාරිභෝගිකයින් සඳහා ඒකක මිල රු. 14.99 (2014-ඔක්තෝබර්) සිට රු. 41.20 (2023-පෙබරවාරි) දක්වා එනම් සියයට 175ක වැඩිවීමක් වී ඇත.
2. ආගමික පාරිභෝගිකයින් සඳහා ඒකක මිල රු. 7.31 (2014-ඔක්තෝබර්) සිට රු. 49.15 (2023-පෙබරවාරි) දක්වා එනම් සියයට 573ක වැඩිවීමක් වී ඇත.

මෙම විදුලි බිල ඉහළ දැමීම් හේතුවෙන් විශේෂයෙන්ම බොහෝ විට මූල්‍ය නම්‍යශීලී බවක් නොමැති ආගමික සහ කාර්මාන්ත පාරිභෝගිකයින් අතර විදුලිය විසන්ධි ඉහළ අනුපාතයන්ට සෘජුවම ගොදුරු වී ඇති බව පෙනේ. කාර්මාන්ත සහ ආගමික පාරිභෝගිකයන් වඩාත් පීඩාවට පත් කරමින් වැඩි වී ඇති විදුලි විසන්ධි කිරීම් මගින් අඛණ්ඩව පවත්නා ආර්ථික දුර්වලතා ඉස්මතු කරයි.

අයකුම ඉහළ යාම සහ විදුලි විසන්ධි කිරීම් ඉහළ යාම මගින් පාරිභෝගික කාණ්ඩ අතර අසමානතා උග්‍ර කිරීම් සහ විදුලි බිල දරා ගැනීමට ඇති හැකියාවේ පරතරය අවධාරනය කරයි. ඉහළ විසන්ධි අනුපාතයන් විසින් රටේ ආර්ථිකයේ යටත් පවත්නා පීඩනය මෙන්ම, එකතූන හිර වී ඇති ආදායම් වර්ධනය සහ උද්ධමනය වැනි පුලුල් ගැටළු පිළිබිඹු කරයි.