

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
"Національний гірничий університет"

Електротехнічний
(факультет)

Кафедра систем електропостачання
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
дипломного проекту (роботи)
магістра

(назва освітньо-кваліфікаційного рівня)

галузь знань 14 Електрична інженерія
(шифр і назва галузі знань)

спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

на тему: «Техніко-економічне обґрунтування переведення
міських електричних мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ з
будівництвом нової силової підстанції»

Виконавець: студент 6 курсу, групи 141М-16-1

(підпис)

Лямець А.В.
(прізвище та ініціали)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка	Підпис
Дипломної роботи:	Півняг Г.Г.		
Розділ 1.	Луценко І.М.		
Розділ 2.	Луценко І.М.		
Розділ 3.	Тимошенко Л.В.		
Рецензент	Дрозд М.П.		
Нормоконтроль	Олішевський Г.С.		

Дніпро
2018

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
"Національний гірничий університет"

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри
систем електропостачання
(повна назва)

_____ Випанасенко С.І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи магістра
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

студенту 141М-16-1
(група)

Лямцю А.В.
(прізвище та ініціали)

Тема дипломної роботи техніко-економічне обґрунтування переведення міських електричних мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ з будівництвом нової силової підстанції.

1. ПІДСТАВИ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБОТИ

Наказ ректора ДВНЗ "НГУ" від 31.10.2017 № 1806-л

2. МЕТА ТА ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

Об'єкт досліджень - процеси при передачі електричної енергії в міських електричних мережах напругою 6 – 20 кВ.

Предмет досліджень - закономірності зміни параметрів режимів роботи та показників ефективності в міських електричних мережах при підвищенні рівня напруги.

Мета НДР - обґрунтування умов переведення міських електричних мереж напругою 6(10) кВ на більш високий рівень напруги.

Вихідні дані для проведення роботи - режимні заміри за робочі та вихідні дні та режимні заміри по кожному трансформатору.

3. ОЧІКУВАНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ

Наукова новизна полягає у розробці експрес-алгоритму аналізу показників поточних режимів роботи міських електричних мереж 6(10) кВ на предмет доцільності їх переведення на більш високий рівень напруги з урахуванням

технічних та економічних аспектів реалізації заходів.

Практична цінність полягає у зниженні втрат електричної енергії в розподільчих мережах, зменшенні тривалості перерв в електропостачанні споживачів, адаптації пропускної здатності міських електричних мереж до фактичних електричних навантажень з урахуванням тенденцій щодо зростання електроспоживання.

4. ВИМОГИ ДО РЕЗУЛЬТАТІВ ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Відповідність діючим нормативним документам в електроенергетиці.

Результати повинні бути реальними для впровадження на діючому підприємстві.

5. ЕТАПИ ВИКОНАННЯ РОБІТ

Найменування етапів робіт	Строки виконання робіт (початок-кінець)
Аналіз стану проблеми	1.11.17 – 25.11.17
Дослідження технічних аспектів заміщення електричних мереж 6(10) кВ мережами напругою 20 кВ	26.11.17- 27.12.17
Техніко-економічне обґрунтування переведення електричних мереж 6(10) кВ на рівень напруги 20 кВ	28.12.17- 10.01.18

6. РЕАЛІЗАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ

Економічний ефект полягає у зменшенні втрат електричної енергії.

Соціальний ефект полягає у зменшенні тривалості перерв в електропостачанні споживачів.

Завдання видав _____

(підпис)

Півняк Г.Г.

(прізвище, ініціали)

Завдання прийняв до виконання _____

(підпис)

Лямець А.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі завдання: _____

Термін подання дипломної роботи до ДЕК _____

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 52 стр., 37 табл., 17 рис., 9 джерел.

Об'єкт дослідження – процеси при передачі електричної енергії в міських електричних мережах напругою 6 – 20 кВ.

Предмет дослідження – закономірності зміни параметрів режимів роботи та показників ефективності в міських електричних мережах при підвищенні рівня напруги.

Мета дослідження – обґрунтування умов та вимог щодо переведення міських електричних мереж 6(10) кВ на рівень напруги 20 кВ.

У вступі подані основні поняття та визначення, мета дослідження, актуальність теми, зв'язок теми зі сферою комплектації магістра відповідної спеціалізації.

У першому розділі виконаний аналіз поточних режимів роботи розподільчих міських мереж 6-10 кВ (трансформаторні підстанції, кабельні лінії) за втратами електричної енергії, показниками ефективності використання пропускної спроможності мережі, запропоновано першочергові та перспективні заходи щодо підвищення ефективності їх роботи .

У другому розділі виконаний аналіз основних технічних та економічних аспектів щодо переведення діючих мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ з обґрунтуванням будівництва нової силової підстанції.

В економічному розділі представлено обґрунтування економічного ефекту від зміни параметрів режиму роботи електричних мереж за рахунок підвищення рівня напруги 6-10 кВ на рівень 20 кВ.

ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ (ТП), СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ (КЛ), ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.

ВСТУП

1 АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ

- 1.1 Загальні проблеми функціонування розподільчих електричних мереж 6-10 кВ міст.
- 1.2 Аналіз фактичних показників режимів роботи міських електричних мереж 6-10 кВ району м. Дніпро.
- 1.3 Основні заходи щодо підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж.
- 1.4 Аналіз основних заходів та очікуваних результатів від переведення міських електричних мереж 6(10) кВ на більш високий рівень напруги.

Висновки по розділу

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ АСПЕКТІВ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6(10) кВ МЕРЕЖАМИ НАПРУГОЮ 20 кВ

- 2.1 Аналіз впливу зростання електричних навантажень комунально-побутових споживачів на пропускну спроможність міських електричних мереж 6-10 кВ.
- 2.2 Оцінка ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж зі збереженням існуючого рівня напруги
- 2.3 Оцінка ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж при їх переведенні на рівень напруги 20 кВ з будівництвом нової силової підстанції.
- 2.4 Технічні аспекти переведення електричних мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ.
- 2.5 Розробка експрес-алгоритму визначення доцільності переведення мереж на більш високий рівень напруги.

Висновки по розділу.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6-10 кВ НА РІВЕНЬ НАПРУГИ 20 кВ

- 3.1 Порівняння ефективності роботи електричних мереж в існуючих умовах та при впровадженні рівня 20 кВ за вартістю втрат електричної енергії.
- 3.2 Розрахунок капітальних, експлуатаційних витрат та терміну окупності при заміні КЛ 6 кВ на більший переріз.
- 3.3 Розрахунок капітальних, експлуатаційних витрат та терміну окупності при переході на рівень напруги 20 кВ та будівництві нової силової підстанції.

Висновки по розділу.

ВИСНОВКИ

Перелік посилань

Вступ

Електрична мережа – це сукупність підстанцій, розподільчих пристроїв та ліній електропередачі, що їх з'єднують, призначена для передавання і розподілу електричної енергії.

Втрати електроенергії в електромережі – це втрати електричної потужності при проходженні електричного струму через лінії електропередачі та електрообладнання системи електропостачання споживачів.

Трансформаторна підстанція – електроустановка, призначена для прийому, перетворення напруги в мережі змінного струму і розподілення електроенергії в системах електропостачання.

Мета дослідження - обґрунтування умов та вимог щодо переведення міських електричних мереж 6(10) кВ на рівень напруги 20 кВ.

Темою магістерської роботи є техніко-економічне обґрунтування переведення міських електричних мереж з напруги 6(10) кВ на рівень напруги 20 кВ з будівництвом нової силової підстанції, ця тема є актуальною в даний час, а також пов'язана зі спеціальністю «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» з напрямом підготовки «Електротехнічні системи електроспоживання» та відповідає шифрам ПФ.Е.06.ЗР.0.04; ПФ.Е.21.ЗР.0.01; ПФ.Е.22.ЗР.0.01; ПФ.Е.22.ЗР.0.03; ПФ.Е.23.

Актуальність теми. На даний момент загальні втрати електричної енергії в мережах 6(10)/0,4 кВ знаходяться в діапазоні від 12 до 14 %, коли в Європі цей показник значно менший і досягає усього 4-8 %. Також велика кількість застарілого обладнання, величина зносу котрого сягає 60-70 %. Тому актуальним на даний час є переведення електричних мереж 6(10)/0,4 кВ на рівень напруги 20 кВ, що зменшити втрати електрично енергії та зменшить перерви у електропостачанні споживачів.

Розділ 1. Аналіз стану проблеми

1.1 Загальні проблеми функціонування розподільчих електричних мереж 6-10 кВ міст.

Розподільна електрична мережа 6 кВ характеризується тривалим терміном експлуатації, обладнання ТП та РП відпрацювало понад 25 років, понад 30 років в експлуатації КЛ 6 кВ та мережі 0,4 кВ. Лінії електропередачі 6 кВ характеризуються середньою довжиною 0,6 км, максимальною – 3 км, лінії 0,4 кВ середньою довжиною фідерів 0,7 км, максимальною – 2 км.

Ще одним із недоліків існуючої електричної мережі 6 кВ є морально та фізично застаріле комутаційне обладнання, яке не дозволяє використовувати телемеханізацію та автоматизацію мережі.

На даний час внаслідок незадовільного стану та значного росту навантаження зафіксовано значне максимальне відхилення напруги у споживачів.

Слід відзначити, що майже 100% завантаження існуючої розподільної електричної мережі 6 кВ призводить до значних втрат електричної енергії.

Більшість силових трансформаторів 6/0,4 кВ в експлуатації більше 40 років, що говорить про їх повний фізичний та моральний знос.

1.2 Аналіз фактичних показників режимів роботи міських електричних мереж 6-10 кВ району м. Дніпро

У таблиці 1.1 наведено дані щодо фактичних показників режимів роботи міських електричних мереж 6 кВ району м. Дніпро.

Таблиця 1.1.

Режимні заміри активного навантаження на фідерах 6(10) кВ

Час заміру	ЦРП-1		ЦРП-2				ЦРП-3	
	ф.№10А	ф.№18Б	ф.№33	ф.№58	ф.№79	ф.№80	ф.№27	ф.№74
	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт
0:00-0:30	3339,25	5966,61	2452,38	3695,63	1159,12	5425,80	1646,35	3249,36
0:30-1:00	3368,28	5426,76	2229,25	3434,95	1040,51	4934,22	1635,05	3139,08
1:00-1:30	3475,20	5087,25	2090,49	3199,36	977,72	4543,75	1642,34	3128,21
1:30-2:00	3820,03	4730,59	1971,06	3051,36	929,19	4182,57	1559,01	3112,68
2:00-2:30	4297,73	4535,74	1894,83	2890,91	886,84	3922,39	1554,76	3091,91
2:30-3:00	4968,09	4322,36	1801,56	2805,39	955,97	3758,26	1527,43	3089,90
3:00-3:30	5827,25	4260,97	1752,76	2716,98	901,43	3687,39	1559,89	3194,15
3:30-4:00	6533,04	4218,93	1722,05	2661,23	862,50	3605,22	1566,69	3441,62
4:00-4:30	6844,79	4230,54	1678,83	2657,48	962,35	3648,48	1532,41	3688,76
4:30-5:00	6863,65	4345,03	1686,28	2782,25	1088,70	3752,37	1570,43	3955,65
5:00-5:30	6973,06	4681,65	1703,50	2840,77	1262,93	3884,09	1542,57	4388,14
5:30-6:00	7129,93	5020,15	1826,21	3110,77	1640,95	4234,88	1567,16	4699,09
6:00-6:30	7226,29	5641,28	2009,05	3534,03	1906,08	4965,10	1584,24	4820,93
6:30-7:00	7080,20	6224,86	2294,02	4420,51	2104,20	5741,31	1821,19	4844,03
7:00-7:30	6971,76	7052,65	2735,74	4753,83	2076,57	6637,23	1902,84	4997,31
7:30-8:00	6801,86	7482,91	3176,20	5099,53	2203,52	7218,24	2166,70	4968,16
8:00-8:30	6527,28	7636,10	3349,21	5446,07	2023,00	7416,37	2580,07	4932,15
8:30-9:00	6361,42	7749,47	3420,17	5555,31	2125,89	7545,55	3022,67	4984,59
9:00-9:30	6456,48	7924,72	3379,30	5942,85	1975,73	7619,42	3451,42	4906,68
9:30-10:00	6365,37	7878,28	3301,72	6213,36	1887,12	7662,59	3888,65	5025,04
10:00-10:30	6241,80	7910,54	3364,61	6154,34	1831,90	7556,17	4075,13	4958,85
10:30-11:00	6182,72	7888,38	3436,49	6157,08	1780,47	7396,48	4232,97	4871,39
11:00-11:30	6376,28	7823,86	3326,25	6004,93	1833,80	7448,15	4079,21	4934,66
11:30-12:00	6410,11	7793,27	3396,22	6000,21	1745,23	7426,52	4258,38	4881,47

Час заміру	ЦРП-1		ЦРП-2				ЦРП-3	
	ф.№10А	ф.№18Б	ф.№33	ф.№58	ф.№79	ф.№80	ф.№27	ф.№74
	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт
12:00-12:30	6435,56	7873,86	3333,18	5957,08	1781,51	7290,14	4302,36	4862,09
12:30-13:00	6621,21	7915,75	3154,50	5925,99	1654,04	7242,09	4321,73	4886,87
13:00-13:30	6838,36	7697,42	3188,51	5947,33	1776,90	7172,82	4306,40	4982,12
13:30-14:00	7027,20	7535,20	3167,23	5945,20	1762,93	7102,51	4313,31	4982,28
14:00-14:30	7169,08	7481,65	3020,10	5908,43	1863,52	7021,57	4380,91	5070,02
14:30-15:00	7409,05	7631,77	3034,51	5700,42	1830,62	6969,72	4384,14	5232,56
15:00-15:30	7526,37	7722,10	3052,70	5685,23	1908,44	7174,13	4259,61	5370,75
15:30-16:00	7633,38	7751,72	3020,12	5777,77	2072,31	7176,03	4475,30	5558,54
16:00-16:30	7574,28	8017,66	2973,34	5777,20	2091,31	7175,21	4263,06	5629,58
16:30-17:00	7623,74	8311,15	3033,94	5868,29	2284,45	7329,34	4031,01	5607,73
17:00-17:30	7374,62	8526,55	3146,34	5956,15	2276,35	7667,39	3818,73	5696,10
17:30-18:00	7189,95	8948,44	3272,15	6006,67	2299,39	7970,44	3591,14	5693,86
18:00-18:30	7003,43	9234,87	3301,03	5970,54	2317,76	8221,83	3297,56	5655,98
18:30-19:00	6676,65	9514,39	3361,30	6030,35	2294,99	8330,57	3107,20	5644,62
19:00-19:30	6245,78	9509,32	3370,59	6005,99	2378,89	8302,44	2899,16	5615,53
19:30-20:00	5762,75	9470,31	3410,66	6075,68	2259,02	8324,07	2689,24	5445,26
20:00-20:30	5235,64	9366,69	3347,70	5938,48	2378,28	8180,83	2665,37	5120,84
20:30-21:00	4722,51	9233,54	3307,63	5927,33	2233,83	8174,16	2546,55	4848,60
21:00-21:30	4305,79	9109,11	3259,71	5801,87	2314,66	8088,04	2467,46	4634,33
21:30-22:00	4003,24	8695,57	3153,03	5548,56	2047,31	7833,99	2335,94	4441,57
22:00-22:30	3831,29	8276,16	3054,24	5374,47	1875,91	7507,04	2174,48	4110,58
22:30-23:00	3582,35	7717,48	2944,75	5147,28	1539,88	7189,26	2157,32	3847,53
23:00-23:30	3486,79	7117,31	2781,25	4784,73	1356,99	6557,77	2083,70	3651,41
23:30-24:00	3408,16	6527,64	2554,42	4471,33	1287,84	5906,17	2027,84	3419,78

Таблиця 1.2.

Режимні заміри реактивного навантаження на фідерах 6(10) кВ

Час заміру	ЦРП-1		ЦРП-2				ЦРП-3	
	ф.№10А кВар	ф.№18Б кВар	ф.№33 кВар	ф.№58 кВар	ф.№79 кВар	ф.№80 кВар	ф.№27 кВар	ф.№74 кВар
0:0-0:30	972,62	1269,08	588,21	796,95	296,72	1144,59	572,92	747,67
0:30-1:00	986,75	1219,36	574,49	785,78	281,50	1090,83	585,98	746,65
1:00-1:30	993,61	1184,31	568,11	767,14	282,97	1071,81	580,04	746,14
1:30-2:00	1004,04	1147,88	554,56	755,53	285,23	1045,06	573,93	753,35
2:00-2:30	1033,81	1147,20	562,07	736,10	287,67	1038,02	586,26	753,32
2:30-3:00	1028,80	1117,71	547,25	740,14	296,61	1004,81	582,57	751,13
3:00-3:30	1151,17	1109,79	547,83	739,96	284,78	1015,62	575,73	746,87
3:30-4:00	1278,18	1119,99	559,02	732,33	282,28	1019,28	582,25	774,70
4:00-4:30	1425,41	1123,61	555,95	729,93	288,62	1019,58	578,17	789,95
4:30-5:00	1432,44	1107,87	558,01	731,09	310,11	1013,87	592,32	740,68
5:00-5:30	1432,32	1156,23	566,61	734,14	320,17	1047,79	573,04	780,37
5:30-6:00	1448,23	1171,86	578,37	747,46	333,38	1067,75	576,90	820,95
6:00-6:30	1485,76	1269,26	581,03	790,02	358,18	1153,89	571,18	857,75
6:30-7:00	1482,44	1243,18	600,15	867,05	402,97	1211,59	616,26	885,95
7:00-7:30	1456,43	1367,99	643,02	907,23	376,40	1306,06	646,23	919,22
7:30-8:00	1422,07	1502,15	712,52	960,66	413,63	1378,98	753,54	956,71
8:00-8:30	1335,95	1579,27	783,48	1097,10	377,46	1444,01	892,01	974,44
8:30-9:00	1303,86	1566,42	830,66	1179,75	402,55	1418,46	1068,88	996,43
9:00-9:30	1359,85	1572,02	841,07	1242,38	365,12	1400,81	1270,23	966,21
9:30-10:00	1345,69	1546,54	849,44	1362,07	349,26	1417,30	1564,40	1003,19
10:00-10:30	1338,19	1555,37	875,05	1412,98	338,04	1405,36	1578,43	971,70
10:30-11:00	1345,03	1543,37	894,40	1424,50	339,18	1427,22	1578,48	969,60
11:00-11:30	1396,67	1514,42	860,00	1415,22	339,13	1416,95	1454,03	979,85
11:30-12:00	1391,45	1528,15	862,51	1436,83	332,72	1401,24	1578,91	1002,52
12:00-12:30	1389,19	1552,84	869,24	1341,03	343,57	1407,69	1445,33	988,56
12:30-13:00	1388,75	1591,53	835,26	1354,14	330,20	1393,72	1403,89	976,68
13:00-	1447,40	1548,30	842,85	1354,07	349,30	1356,76	1525,99	1015,23

Час заміру	ЦРП-1		ЦРП-2				ЦРП-3	
	ф.№10А	ф.№18Б	ф.№33	ф.№58	ф.№79	ф.№80	ф.№27	ф.№74
	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар
13:30								
13:30-14:00	1545,62	1504,67	847,08	1317,74	338,20	1327,03	1642,39	1019,40
14:00-14:30	1518,56	1476,94	836,27	1366,39	368,46	1329,48	1661,55	1012,92
14:30-15:00	1543,18	1508,29	842,79	1358,05	354,31	1325,29	1642,99	1010,83
15:00-15:30	1522,01	1587,08	835,17	1346,75	367,77	1377,41	1628,23	1031,95
15:30-16:00	1497,65	1594,02	819,57	1298,45	398,16	1458,51	1729,95	1101,43
16:00-16:30	1450,00	1648,88	834,29	1340,42	401,82	1474,51	1571,94	1090,70
16:30-17:00	1445,08	1735,10	822,32	1320,64	432,08	1470,21	1493,14	1085,65
17:00-17:30	1393,13	1786,69	860,00	1367,22	427,61	1510,43	1359,15	1063,90
17:30-18:00	1325,75	1872,70	837,55	1352,71	425,20	1513,04	1191,79	1043,54
18:00-18:30	1294,84	1902,45	820,46	1314,47	434,15	1588,37	1129,60	1035,55
18:30-19:00	1258,33	1919,22	814,63	1272,20	420,14	1663,51	1087,04	1016,07
19:00-19:30	1215,55	1907,80	812,67	1217,53	432,95	1602,31	984,53	988,58
19:30-20:00	1151,61	1846,31	801,46	1244,99	402,86	1558,12	877,87	969,66
20:00-20:30	1088,61	1826,89	750,22	1263,05	424,48	1519,50	850,77	939,62
20:30-21:00	1017,51	1758,36	712,84	1265,19	391,59	1482,54	849,90	915,81
21:00-21:30	968,69	1686,06	701,82	1245,08	404,06	1443,05	861,12	894,45
21:30-22:00	950,85	1609,09	674,20	1174,72	366,90	1428,93	795,42	870,87
22:00-22:30	966,56	1529,29	657,39	1236,55	350,75	1365,28	723,31	843,10
22:30-23:00	933,62	1457,36	650,29	1154,31	313,53	1329,31	764,45	808,02
23:00-23:30	954,03	1379,31	629,34	1089,86	298,00	1251,26	746,04	780,18
23:30-24:00	938,74	1301,75	598,94	1173,98	291,72	1190,73	733,15	761,80

Таблиця 1.3.

Заміри напруги живлення та навантаження на трансформаторних підстанціях
6(10)/0,4 кВ.

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
1	ТП-100 6/0,4кВ	T-1	250	6	30,52	0,12
2	ТП-101 6/0,4кВ	T-1	630	6	73,39	0,12
3	ТП-102 6/0,4кВ	T-1	630	6	78,8	0,13
		T-2	400	6	86,23	0,22
4	ТП-103 6/0,4кВ	T-1	320	6	105,16	0,33
5	ТП-104 6/0,4кВ	T-1	400	6	109,29	0,27
6	ТП-105 6/0,4кВ	T-1	630	6	165,12	0,26
7	ТП-106 6/0,4кВ	T-1	630	6	66,18	0,11
8	ТП-107 6/0,4кВ	T-1	400	6	61,16	0,15
		T-2	400	6	110,35	0,28
9	ТП-108 6/0,4кВ	T-1	400	6	13,1	0,03
		T-2	400	6	15	0,04
10	ТП-109 6/0,4кВ	T-1	320	6	223,35	0,70
11	ТП-110 6/0,4кВ	T-1	400	6	42,23	0,11
12	ТП-111 6/0,4кВ	T-1	400	6	130,33	0,33
13	ТП-112 6/0,4кВ	T-1	630	6	134,45	0,21
14	ТП-113 6/0,4кВ	T-1	400	6		
		T-2	320	6		
15	ТП-114 6/0,4кВ	T-1	1000	6		
		T-2	1000	6		
16	ТП-115 6/0,4кВ	T-1	630	6	90,12	0,14
		T-2	630	6	96,14	0,15
17	ТП-116 6/0,4кВ	T-1	400	6	138,39	0,35
		T-2	630	6	187,46	0,30
18	ТП-117 6/0,4кВ	T-1	400	6	66,62	0,17
		T-2	320	6	84,35	0,26

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
19	ТП-118 6/0,4кВ	T-1	400	6	213,67	0,53
20	ТП-119 6/0,4кВ	T-1	320	6	138,61	0,43
		T-2	630	6		
21	ТП-120 6/0,4кВ	T-1	320	6	122,35	0,38
		T-2	400	6	28,11	0,07
22	ТП-121 6/0,4кВ	T-1	400	6	54,11	0,14
		T-2	400	6	137,31	0,34
23	ТП-122 6/0,4кВ	T-1	400	6	140,03	0,35
		T-2	400	6	128,12	0,32
24	ТП-123 6/0,4кВ	T-1	320	6	67,56	0,21
		T-2	320	6	159,38	0,50
25	ТП-124 6/0,4кВ	T-1	630	6	54,34	0,09
		T-2	630	6	159,29	0,25
26	ТП-126 6/0,4кВ	T-1	160	6		
27	КТП-127 6/0,4кВ	T-1	400	6	18,37	0,05
		T-2	400	6	21,56	0,05
28	ТП-128 6/0,4кВ	T-1	630	6	223,21	0,35
		T-2	630	6	412,34	0,65
29	ТП-130 6/0,4кВ	T-1	1000	6	547,76	0,55
		T-2	1000	6	511,25	0,51
30	ТП-131 6/0,4кВ	T-1	1000	6	343,21	0,34
		T-2	1000	6	146,35	0,15
31	ТП-132 6/0,4кВ	T-1	630	6	415,38	0,66
		T-2	630	6	259,39	0,41
32	ТП-133 6/0,4кВ	T-1	320	6	253,67	0,79
		T-2	400	6	277,56	0,69
33	ТП-134 6/0,4кВ	T-1	630	6	86,26	0,14
		T-2	630	6	105,67	0,17
34	ТП-135 6/0,4кВ	T-1	630	6	415,65	0,66
		T-2	630	6	315,31	0,50
35	ТП-136 6/0,4кВ	T-1	630	6	163,43	0,26

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
		T-2	630	6	378,45	0,60
36	ТП-137 6/0,4кВ	T-1	630	6	309,29	0,49
		T-2	630	6	146,27	0,23
37	ТП-138 6/0,4кВ	T-1	400	6	136,54	0,34
		T-2	400	6	237,79	0,59
38	ТП-139 6/0,4кВ	T-1	630	6	177,21	0,28
		T-2	630	6	208,37	0,33
39	ТП-140 6/0,4кВ	T-1	630	6	96,23	0,15
		T-2	630	6	217,16	0,34
40	ТП-141 6/0,4кВ	T-1	1000	6		
		T-2	1000	6	97,56	0,10
41	ТП-142А 6/0,4кВ	T-1	630	6	105	0,17
		T-2	630	6	116,56	0,19
42	КТП-143 6/0,4кВ	T-1	160	6	73,45	0,46
43	ТП-200 6/0,4кВ	T-1	400	6	148,21	0,37
		T-2	400	6	172,56	0,43
44	ТП-201 6/0,4кВ	T-1	320	6	78,29	0,24
		T-2	320	6	54,22	0,17
45	ТП-202 6/0,4кВ	T-1	630	6	282,12	0,45
46	ТП-203 6/0,4кВ	T-1	400	6	66	0,17
		T-2	400	6	97,21	0,24
47	ТП-204 6/0,4кВ	T-1	400	6	64,34	0,16
		T-2	400	6	144,23	0,36
48	ТП-205 6/0,4кВ	T-1	400	6	235,21	0,59
		T-2	400	6	81,12	0,20
49	ТП-206 6/0,4кВ	T-1	630	6	91,29	0,14
		T-2	400	6		
50	ТП-207 6/0,4кВ	T-1	630	6	76,45	0,12
		T-2	630	6	166,27	0,26
51	ТП-207а 6/0,4кВ	T-1	400	6	170	0,43
		T-2	630	6		

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
52	ТП-208 6/0,4кВ	T-1	400	6	81,21	0,20
		T-2	400	6	122,81	0,31
53	ТП-209 6/0,4кВ	T-1	630	6	196,48	0,31
54	ТП-210 6/0,4кВ	T-1	400	6	73,87	0,18
		T-2	400	6	391,67	0,98
55	ТП-211 6/0,4кВ	T-1	320	6	172,27	0,54
		T-2	400	6	90,36	0,23
56	ТП-212 6/0,4кВ	T-1	630	6	345,45	0,55
57	ТП-213 6/0,4кВ	T-1	400	6	121,31	0,30
58	ТП-214 6/0,4кВ	T-1	400	6	98,52	0,25
59	ТП-215 6/0,4кВ	T-1	400	6	177,56	0,44
60	ТП-216 6/0,4кВ	T-1	320	6	168,78	0,53
		T-2	320	6	170,56	0,53
61	ТП-217 6/0,4кВ	T-1	400	6	79,29	0,20
		T-2	400	6	104,65	0,26
62	ТП-218 6/0,4кВ	T-1	560	6	66,41	0,12
		T-2	630	6	149,23	0,24
63	ТП-219 6/0,4кВ	T-1	400	6	94,22	0,24
64	ТП-220 6/0,4кВ	T-1	400	6	134,45	0,34
		T-2	400	6	225,34	0,56
65	ТП-221 6/0,4кВ	T-1	400	6	126,86	0,32
66	ТП-222 6/0,4кВ	T-1	320	6	126,39	0,39
67	ТП-223 6/0,4кВ	T-1	630	6	142,67	0,23
		T-2	400	6	144,16	0,36
68	ТП-224 6/0,4кВ	T-1	400	6	141,34	0,35
69	ТП-226 6/0,4кВ	T-1	250	6	132,56	0,53
70	ТП-227 6/0,4кВ	T-1	250	6	116,34	0,47
		T-2	250	6	190,23	0,76
71	ТП-228 6/0,4кВ	T-1	630	6	307,34	0,49

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
		T-2	630	6	116,19	0,18
72	ТП-229 6/0,4кВ	T-1	250	6	152,49	0,61
73	ТП-230 6/0,4кВ	T-1	400	6	91,56	0,23
		T-2	400	6	231,6	0,58
74	ТП-231 6/0,4кВ	T-1	400	6	129,9	0,32
75	ТП-232 6/0,4кВ	T-1	560	6		
76	ТП-233 6/0,4кВ	T-1	400	6	138,2	0,35
		T-2	630	6	145,78	0,23
77	ТП-234 6/0,4кВ	T-1	250	6	74,13	0,30
		T-2	250	6	69,45	0,28
78	ТП-235 6/0,4кВ	T-1	630	6	91,19	0,14
		T-2	630	6	316,34	0,50
79	ТП-236 6/0,4кВ	T-1	630	6	208,45	0,33
		T-2	630	6	42,34	0,07
80	ТП-238 6/0,4кВ	T-1	630	6	61,28	0,10
		T-2	630	6	213,56	0,34
81	ТП-239 6/0,4кВ	T-1	320	6	22,67	0,07
82	ТП-240 6/0,4кВ	T-1	630	6	268,98	0,43
		T-2	400	6	210,67	0,53
83	ТП-241 6/0,4кВ	T-1	400	6	163,63	0,41
		T-2	400	6	122,69	0,31
84	ТП-242 6/0,4кВ	T-1	400	6	42,41	0,11
		T-2	400	6	265,63	0,66
85	ТП-243 6/0,4кВ	T-1	400	6	134,83	0,34
		T-2	400	6	175,85	0,44
86	ТП-244 6/0,4кВ	T-1	400	6	238,01	0,60
		T-2	400	6	293,62	0,73
87	ТП-245 6/0,4кВ	T-1	630	6	218,83	0,35
		T-2	320	6	138,29	0,43
88	ТП-246 6/0,4кВ	T-1	400	6	18,43	0,05
		T-2	400	6	272,21	0,68

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
89	ТП-247 6/0,4кВ	T-1	630	6	101,09	0,16
		T-2	630	6	127,01	0,20
90	ТП-301А 6/0,4кВ	T-1	200	6	134,83	0,67
91	ТП-302 6/0,4кВ	T-1	630	6	97,51	0,15
		T-2	630	6	74,81	0,12
92	ТП-303 6/0,4кВ	T-1	320	6	115,49	0,36
93	ТП-304 6/0,4кВ	T-1	400	6	128,02	0,32
94	ТП-305 6/0,4кВ	T-1	630	6	194,83	0,31
		T-2	400	6		
95	КТП-305А 6/0,4кВ	T-1	400	6	151,78	0,38
96	ТП-307 6/0,4кВ	T-1	400	6	54,43	0,14
97	ТП-308 6/0,4кВ	T-1	400	6		
		T-2	400	6	68,21	0,17
98	ТП-309 6/0,4кВ	T-1	630	6	295,02	0,47
99	ТП-310 6/0,4кВ	T-1	630	6	163,96	0,26
100	КТП-311 6/0,4кВ	T-1	250	6	90,17	0,36
101	ТП-312 6/0,4кВ	T-1	630	6	226,03	0,36
102	ТП-314 6/0,4кВ	T-1	630	6	168,29	0,27
		T-2	630	6	117,94	0,19
103	ТП-315 6/0,4кВ	T-1	250	6	62,51	0,25
104	ТП-316 6/0,4кВ	T-1	400	6	86,50	0,22
		T-2	400	6	95,27	0,24
105	ТП-317 6/0,4кВ	T-1	400	6	116,43	0,29
106	ТП-318 6/0,4кВ	T-1	630	6	191,52	0,30
107	ТП-319 6/0,4кВ	T-1	630	6	133,35	0,21
		T-2	630	6	117,71	0,19
108	ТП-320 6/0,4кВ	T-1	400	6	85,89	0,21
109	КТП-322 6/0,4кВ	T-1	400	6	94,71	0,24

№з/п	Номер трансформаторної підстанції	Номер трансформатора	Номінальна потужність, кВА	Напруга живлення, кВ	Максимальне фактичне навантаження підстанції, кВт	Коефіцієнт навантаження
110	ТП-323 6/0,4кВ	T-1	320	6	121,12	0,38
111	ТП-324 6/0,4кВ	T-1	250	6	79,05	0,32
112	ТП-325 6/0,4кВ	T-1	560	6	87,22	0,16
113	ТП-326 6/0,4кВ	T-1	630	6	129,08	0,20
114	ТП-332 6/0,4кВ	T-1	400	6	99,20	0,25
115	КТП-334 6/0,4кВ	T-1	630	6	102,72	0,16
116	КТП-335 6/0,4кВ	T-1	400	6	52,04	0,13
117	ТП-336 6/0,4кВ	T-2	630	6	95,20	0,15
118	ТП-301 10/0,4кВ	T-1	1000	10	409,27	0,41
		T-2	1000	10	376,00	0,38
119	КТП-129 10/0,4кВ	T-1	630	10	151,46	0,24
		T-2	630	10	196,87	0,31

Таблиця 1.4.

Максимальні значення активного, реактивного навантаження та
максимальної повної потужності

	Максимальне активне навантаження, Р _{макс}	Максимальне реактивне навантаження, Q _{макс}	Максимальна повна потужність, S _{макс}
	кВт	кВар	кВА
ЦРП-1:			
ф.№10А	7633,38	1545,62	7788,29
ф.№18Б	9514,39	1919,22	9706,03
ЦРП-2:			
ф.№33	3436,49	894,40	3550,97
ф.№58	6213,36	1436,83	6377,33
ф.№79	2378,89	434,15	2418,18
ф.№80	8330,57	1663,51	8862,30
ЦРП-3:			
ф.№27	4475,30	1729,95	4798,02
ф.№74	5696,10	1101,43	5801,62

Виходячи з даних таблиць 1.1,1.2,1.4 можна зробити висновок, що центральні розподільчі пункти знаходяться у досить завантаженому стані.

Тому потрібне прийняття деяких варіантів зменшення їхнього завантаження, як приклад переведення розподільчої мережі на більш високий рівень напруги.

Виходячи з даних таблиці 1.3 можна зробити висновок, що більшість силових трансформаторів мають коефіцієнт завантаження в діапазоні від 0,032 до 0,97.

Тобто деякі працюють у недовантаженому, а деякі у перевантаженому стані. Це в свою чергу призводить до зменшення їхнього терміну експлуатації.

В той час, як при нормальному режимі роботи коефіцієнт завантаження дорівнює 0,7.

1.3 Основні заходи щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж

Основними заходами щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж слід вважати наступні:

- перехід на вищий рівень електропостачання споживачів з суттєвим зменшенням технологічних втрат;
- підвищення якості електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- зниження технологічних витрат електроенергії при її транспортуванні;
- зменшення недовідпуску електричної енергії шляхом автоматизації мереж;
- усунення дефіциту потужності в центрах живлення;
- покращення показників якості електропостачання SAIDI та SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання та автоматизації мереж, що в свою чергу, призведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію.

1.4 Аналіз основних заходів та очікуваних результатів від перевodu міських електричних мереж 6(10) кВ на більш високий рівень напруги

Перехід на більш високий рівень дозволить:

- збільшити пропускну спроможності електричної розподільної мережі;
- збільшити радіус покриття споживачів;
- знизити втрати електричної енергії;
- зменшити струм короткого замикання та струмове навантаження;
- підвищити якість напруги в електричній розподільній мережі;
- вирішити проблему переходу на електроопалення комунально-побутових споживачів;
- збільшити передачу навантаження при такому ж перерізі кабельних ліній.

Також до переваг напруги 20 кВ можна віднести габарити основного обладнання, які у порівнянні з обладнанням на 6(10) кВ не більше за 17 – 25%, тому проблем з переведенням електричної мережі на клас напруги 20 кВ при її реконструкції не виникне.

Висновки до розділу

Розподільчі електричні мережі 6-10 кВ знаходяться у незадовільному стані, силові трансформаторів працюють у недовантаженому та перевантаженому стані, а також вичерпали свій термін експлуатації. Живлячі лінії центральних розподільчих пунктів знаходяться у перевантаженому стані, що вимагає розробки та впровадження заходів щодо підвищення ефективності роботи розподільчої мережі, наприклад, перевodu міських електричних мереж 6(10) кВ на більший рівень напруги.

Проведення реконструкції або модернізації розподільчих мереж 6(10) кВ не вирішить у повній мірі проблеми зростання електричних навантажень та забезпечення прогнозованого збільшення електроспоживання міських районів. Реконструкція або модернізація не принесуть економічного ефекту, а тільки приведуть до таких самих проблем через декілька років. Тому кращим варіантом є заміщення розподільчих мереж 6(10) кВ розподільчими мережами 20 кВ.

Розділ 2. Дослідження технічних аспектів заміщення електричних мереж 6(10) кВ мережами напругою 20 кВ

2.1 Аналіз впливу зростання електричних навантажень комунально-побутових споживачів на пропускну спроможність міських електричних мереж 6-10 кВ.

Електричне навантаження міських розподільчих мереж 6-10 кВ району міста Дніпро на 2017 рік становить порядку 24,3 МВт, очікується подальше збільшення навантаження в період до 2022 року до 73,8 МВт.

На 2017 рік пропускну спроможність електричних мереж 6-10 кВ району міста Дніпро становить порядку 25,1 МВт, при щільності навантаження електричних мереж 3,36 МВт/км².

Збільшення електричного навантаження комунально-побутових споживачів значно впливає на пропускну спроможність міських електричних мереж 6-10 кВ, так як електрична мережа не завжди готова до збільшення навантаження, що призводить до виходу з ладу не тільки КЛ 6-10 кВ, а й електричного обладнання. Це призводить до значних перерв в електропостачанні та капіталовкладень.

Виходячи з даних показників зростання електричних навантажень можна сказати, що пропускну спроможність міських електричних мереж 6-10 кВ повинна бути збільшена в три рази для безперебійного живлення комунально-побутових споживачів.

При такому зростанні електричного навантаження для збільшення пропускну спроможності електричної мережі 6-10 кВ на більшості трансформаторних підстанціях потрібно буде замінити силові трансформатори, кабельні лінії 6-10 кВ на більший переріз.

2.2 Оцінка ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж зі збереженням існуючого рівня напруги.

Для визначення раціональної напруги при заданому фактичному навантаженні скористаймося формулами:

1. Інженера Вейкерта:

$$U = 3\sqrt{S} + 0,5l,$$

де S – потужність, яка передається, МВ·А;

l – відстань до об'єкту, км.

2. Нікогосова:

$$U = 16\sqrt[4]{Pl},$$

де P – потужність, яка передається, МВт.

l – відстань до об'єкту, км.

У таблиці 2.1 представлені розрахункові значення необхідного рівня напруги для ЦРП за різними формулами.

Таблиця 2.1.

Розрахункові значення необхідного рівня напруги для ЦРП

	Потужність, яка передається, P	Потужність, яка передається, S	Відстань до об'єкту, l км	Рівень напруги, U	
	МВт	МВА		кВ	
				За формулою інженера Вейкерта	За формулою Нікогосова
ЦРП-1					
ф.№10А	7,63	7,79	1,70	9,22	30,37
ф.№18Б	9,51	9,71	1,70	10,20	32,09
ЦРП-2					
ф.№33	3,44	3,55	2,52	6,92	27,46
ф.№58	6	6,38	2,96	9,06	33,13
ф.№79	2,38	2,42	2,52	6,15	25,05
ф.№80	8,33	8,86	2,96	10,41	35,65
ЦРП-3					
ф.№27	4,48	4,80	2,70	7,92	29,83
ф.№74	5,70	5,80	2,70	8,58	31,69

Як видно з таблиці 2.1 раціональною напругою за формулою Нікогосова є 35 кВ, але ця напруга має великогабаритне обладнання, яке неможливо розмістити в малогабаритних трансформаторних підстанціях, але якщо б

компактне обладнання було розроблено, то була б можливість використовувати напруги 35 кВ у міських мережах [1].

В той час можна побачити, що за формулою інженера Вейкєрта раціональною напругою є 10 кВ, що на даний час є основною для міських електричних мереж.

В таблиці 2.2 представлений коефіцієнт пропорційності для збільшення рівня напруги електричних мереж.

Таблиця 2.2.

Коефіцієнт пропорційності для різних рівнів напруги

Рівень напруги	Рівень рекомендованої напруги		
Кп	6,00	10,00	20,00
6	1,00	1,67	3,33
10		1,00	2,00
20			1,00

Також є можливість підвищення пропускної спроможності за рахунок збільшення перерізу КЛ. Далі наведений аналіз підвищення пропускної спроможності за рахунок збільшення перерізу КЛ 6(10) кВ.

Визначимо пропускну спроможність по активному навантаженню при різному перерізі КЛ:

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп1}} \cdot \cos \varphi$$

$$P_2 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп2}} \cdot \cos \varphi$$

де, U – наруга КЛ, кВ.

$I_{\text{доп1,2}}$ – допустимий струм КЛ.

Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу становитиме:

$$C = P_2 - P_1 = P_1 \cdot \left(\frac{I_{\text{доп2}}}{I_{\text{доп1}}} - 1 \right)$$

Дані пропускної спроможності КЛ 6 кВ при збільшенні перерізу наведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3.

Пропускна спроможність КЛ 6 кВ при збільшенні перерізу

Марка та переріз КЛ	Допустимий струм КЛ, Ідоп, А	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С
ААБл 3х95	213,00	95/70	0,18	95/50	
ААБл 3х120	243,00	120/95	0,14	120/70	
ААБл 3х150	275,00	150/120	0,13	150/95	0,29
ААБл 3х185	307,00	185/150	0,12	185/120	0,26
ААБл 3х240	351,00	240/185	0,14	240/150	0,28
СБ 3х70	236,00				
СБ 3х95	280,00	95/70	0,19	95/50	
СБ 3х120	318,00	120/95	0,14	120/70	0,35
СБ 3х150	358,00	150/120	0,13	150/95	0,28
АСБ 3х70	180,00				
АСБ 3х95	213,00	95/70	0,18		
АСБ 3х120	243,00	120/95	0,14	120/70	0,35
АСБ 3х150	275,00	150/120	0,13	150/95	0,29
АСБ 3х185	307,00	185/150	0,12	185/120	0,26
АСБ 3х240	351,00	240/185	0,14	240/150	0,28

Дані пропускнуї спроможності КЛ 6-20 кВ при збільшенні перерізу наведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4.

Пропускна спроможність КЛ 6-20 кВ при збільшенні перерізу

Марка та переріз КЛ	Допустимий струм КЛ, Ідоп, А	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С
6 кВ					
АПвЭгПу-6 3х50	140,00	50/35	0,18		
АПвЭгПу-6 3х70	171,00	70/50	0,22		
АПвЭгПу-6 3х95	203,00	95/70	0,19	95/50	0,45
АПвЭгПу-6 3х120	232,00	120/95	0,14	120/70	0,36
АПвЭгПу-6 3х150	260,00	150/120	0,12	150/95	0,28
АПвЭгПу-6 3х185	294,00	185/150	0,13	185/120	0,27
АПвЭгПу-6 3х240	340,00	240/185	0,16	240/150	0,31
АПвЭгПу-6 3х300	384,00	300/240	0,13	300/240	0,31
20 кВ					
АПвЭгПу-20 3х50	140,00	50/35	0,18		
АПвЭгПу-20 3х70	171,00	70/50	0,22		
АПвЭгПу-20 3х95	203,00	95/70	0,19	95/50	0,45
АПвЭгПу-20 3х120	232,00	120/95	0,14	120/70	0,36
АПвЭгПу-20 3х150	260,00	150/120	0,12	150/95	0,28
АПвЭгПу-20 3х185	294,00	185/150	0,13	185/120	0,27
АПвЭгПу-20 3х240	340,00	240/185	0,16	240/150	0,31
АПвЭгПу-20 3х300	384,00	300/240	0,13	300/240	0,31

2.3 Оцінка ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж при їх переведенні на рівень напруги 20 кВ з будівництвом нової силової підстанції.

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж при переведенні їх на рівень напруги 20 кВ буде полягати в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться приблизно в 11 разів, порівняно з рівнем напруги 6 кВ, і в 4 рази порівняно з рівнем напруги 10 кВ, пропускна спроможність при однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться у два рази за пропускну спроможність мереж 10 кВ і відповідно у 3,3 разу більша за пропускну здатність мереж 6 кВ, падіння напруги в лінії зменшиться в чотири рази порівняно з напругою 10 кВ і в одинадцять раз порівняно з напругою 6 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії [1].

Розглянемо ефективність переведення електричних мереж на прикладі зниження втрат активної потужності при різній напрузі та різному перерізу КЛ.

Активне, реактивне розрахункове навантаження та повна розрахункова потужність КЛ знаходиться за формулами:

$$P_H = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп}} \cos \varphi, \text{ кВт}$$

$$Q_H = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп}} \sin \varphi, \text{ кВар}$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \text{ кВА}$$

Втрати активної потужності знаходяться за формулою:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot r_0, \text{ кВт/км}$$

де r_0 – активний опір КЛ, Ом/км [2].

Данні втрат активної потужності в електричні мережі наведені в таблиці 2.5, для різних рівнів напруги та різних перерізів КЛ.

Таблиця 2.5

Втрати активної потужності в КЛ при напрузі 6-20 кВ.

Марка та переріз КЛ	Допустимий струм КЛ, I _{доп} , А	Активний опір КЛ, r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ, x ₀ , Ом/км	Активне розрахункове навантаження, P _н , кВт	Реактивне розрахункове навантаження, Q _н , кВар	Повна розрахункова потужність, S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ, ΔP, кВт/км
6 кВ							
АПвЭгПу-6 3x50	140,00	0,603	0,244	1367,63	552,87	1475,15	36,42
АПвЭгПу-6 3x70	171,00	0,416	0,168	1670,46	675,29	1801,79	37,55
АПвЭгПу-6 3x95	203,00	0,301	0,122	1983,06	801,66	2138,97	38,23
АПвЭгПу-6 3x120	232,00	0,238	0,096	2266,35	916,19	2444,54	39,48
АПвЭгПу-6 3x150	260,00	0,194	0,078	2539,88	1026,76	2739,57	40,37
АПвЭгПу-6 3x185	294,00	0,154	0,062	2872,02	1161,03	3097,82	41,09
АПвЭгПу-6 3x240	340,00	0,118	0,048	3321,38	1342,69	3582,51	41,89
АПвЭгПу-6 3x300	384,00	0,094	0,038	3751,21	1516,45	4046,13	42,75
20 кВ							
АПвЭгПу-20 3x50	140,00	0,603	0,244	1367,63	552,87	1475,15	3,28
АПвЭгПу-20 3x70	171,00	0,416	0,168	1670,46	675,29	1801,79	3,38
АПвЭгПу-20 3x95	203,00	0,301	0,122	1983,06	801,66	2138,97	3,44
АПвЭгПу-20 3x120	232,00	0,238	0,096	2266,35	916,19	2444,54	3,55
АПвЭгПу-20 3x150	260,00	0,194	0,078	2539,88	1026,76	2739,57	3,63
АПвЭгПу-20 3x185	294,00	0,154	0,062	2872,02	1161,03	3097,82	3,70
АПвЭгПу-20 3x240	340,00	0,118	0,048	3321,38	1342,69	3582,51	3,77
АПвЭгПу-20 3x300	384,00	0,094	0,038	3751,21	1516,45	4046,13	3,85

На основі таблиці 2.5 побудуємо графічну залежність розрахункових втрат потужності від допустимого струму.

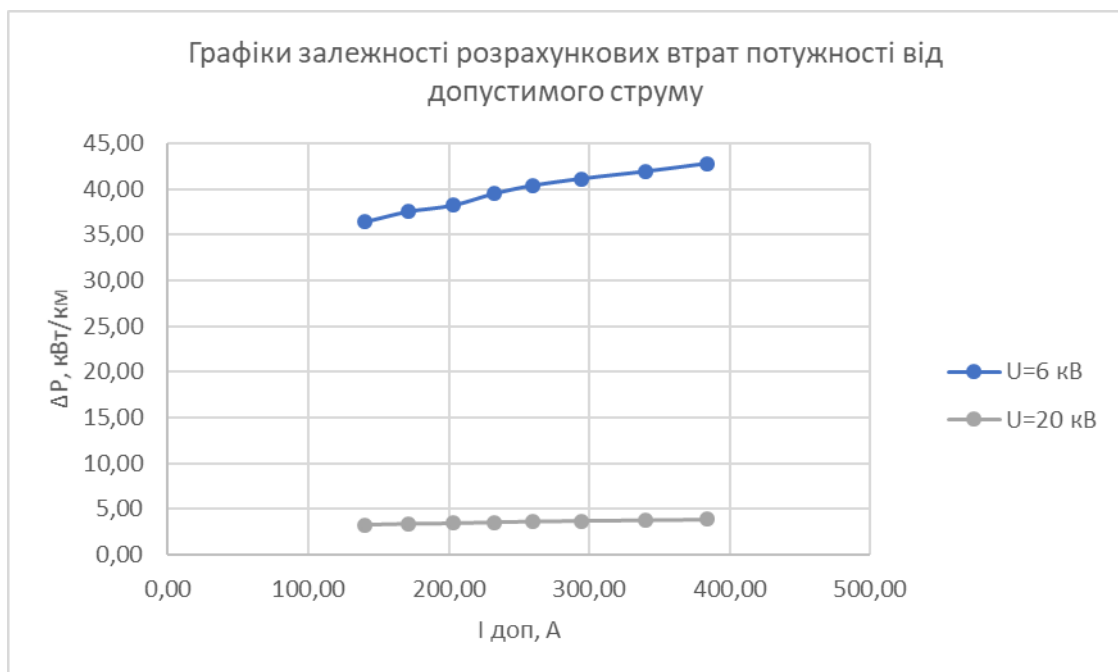


Рисунок 2.1 Графіки залежності розрахункових втрат потужності від допустимого струму

Для доцільності збільшення пропускної спроможності та зменшення втрат виконаємо аналіз двох ймовірних варіантів:

1. Перехід на вищий рівень напруги без заміни КЛ.
2. Заміна перерізу існуючої КЛ на більш високий, чи на іншу марку КЛ вищого перерізу.

Аналіз буде виконуватись при використанні фактичних показників навантаження КЛ, які живлять ЦРП та коефіцієнтами завантаження КЛ, які знаходяться у діапазоні (0,2...1).

Аналіз представлений в таблицях 2.6 – 2.13.

Таблиця 2.6.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х240 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААБл 3х240	0,20	70,20	0,118	0,048	1526,68	309,12	1557,66	7,92
		0,40	140,40			3053,35	618,25	3115,32	31,68
		0,60	210,60			4580,03	927,37	4672,97	71,27
		0,80	280,80			6106,71	1236,50	6230,63	126,71
		1,00	351,00			7633,38	1545,62	7788,29	197,98
20		0,20	70,20	0,118	0,048	1526,68	309,12	1557,66	0,71
		0,40	140,40			3053,35	618,25	3115,32	2,85
		0,60	210,60			4580,03	927,37	4672,97	6,41
		0,80	280,80			6106,71	1236,50	6230,63	11,40
		1,00	351,00			7633,38	1545,62	7788,29	17,82

Таблиця 2.7.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х240 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААБл 3х240	0,20	70,20	0,118	0,048	1902,88	383,84	1941,21	12,30
		0,40	140,40			3805,76	767,69	3882,41	49,20
		0,60	210,60			5708,64	1151,53	5823,62	110,69
		0,80	280,80			7611,51	1535,38	7764,83	196,79
		1,00	351,00			9514,39	1919,22	9706,03	307,48
20		0,20	70,20	0,118	0,048	1902,88	383,84	1941,21	1,11
		0,40	140,40			3805,76	767,69	3882,41	4,43
		0,60	210,60			5708,64	1151,53	5823,62	9,96
		0,80	280,80			7611,51	1535,38	7764,83	17,71
		1,00	351,00			9514,39	1919,22	9706,03	27,67

Таблиця 2.8.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х240 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААБл 3х240	0,20	70,20	0,118	0,048	687,30	178,88	710,19	1,65
		0,40	140,40			1374,60	357,76	1420,39	6,58
		0,60	210,60			2061,89	536,64	2130,58	14,82
		0,80	280,80			2749,19	715,52	2840,78	26,34
		1,00	351,00			3436,49	894,40	3550,97	41,16
20		0,20	70,20	0,118	0,048	687,30	178,88	710,19	0,15
		0,40	140,40			1374,60	357,76	1420,39	0,59
		0,60	210,60			2061,89	536,64	2130,58	1,33
		0,80	280,80			2749,19	715,52	2840,78	2,37
		1,00	351,00			3436,49	894,40	3550,97	3,70

Таблиця 2.9.

Втрати активної потужності в КЛ марки СБ 3х150 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	СБ 3х150	0,20	71,60	0,117	0,047	1242,67	287,37	1275,47	5,27
		0,40	143,20			2485,34	574,73	2550,93	21,07
		0,60	214,80			3728,01	862,10	3826,40	47,41
		0,80	286,40			4970,68	1149,47	5101,86	84,28
		1,00	358,00			6213,36	1436,83	6377,33	131,68
20		0,20	71,60	0,117	0,047	1242,67	287,37	1275,47	0,47
		0,40	143,20			2485,34	574,73	2550,93	1,90
		0,60	214,80			3728,01	862,10	3826,40	4,27
		0,80	286,40			4970,68	1149,47	5101,86	7,58
		1,00	358,00			6213,36	1436,83	6377,33	11,85

Таблиця 2.10.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х240 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААБл 3х240	0,20	70,20	0,118	0,048	475,78	86,83	483,64	0,76
		0,40	140,40			951,56	173,66	967,27	3,05
		0,60	210,60			1427,34	260,49	1450,91	6,87
		0,80	280,80			1903,11	347,32	1934,55	12,22
		1,00	351,00			2378,89	434,15	2418,18	19,09
20		0,20	70,20	0,118	0,048	475,78	86,83	483,64	0,07
		0,40	140,40			951,56	173,66	967,27	0,27
		0,60	210,60			1427,34	260,49	1450,91	0,62
		0,80	280,80			1903,11	347,32	1934,55	1,10
		1,00	351,00			2378,89	434,15	2418,18	1,72

Таблиця 2.11.

Втрати активної потужності в КЛ марки СБ 3х150 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	СБ 3х150	0,20	71,60	0,117	0,048	1666,11	332,70	1699,01	9,35
		0,40	143,20			3332,23	665,40	3398,01	37,38
		0,60	214,80			4998,34	998,11	5097,02	84,12
		0,80	286,40			6664,45	1330,81	6796,03	149,54
		1,00	358,00			8330,57	1663,51	8495,03	233,66
20		0,20	71,60	0,117	0,048	1666,11	332,70	1699,01	0,84
		0,40	143,20			3332,23	665,40	3398,01	3,36
		0,60	214,80			4998,34	998,11	5097,02	7,57
		0,80	286,40			6664,45	1330,81	6796,03	13,46
		1,00	358,00			8330,57	1663,51	8495,03	21,03

Таблиця 2.12.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х150 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ $K_{зкл}$	Допустимий струм $I_{доп}$, А	Активний опір КЛ r_0 , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x_0 , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ $P_{ф}$, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ $Q_{ф}$, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S_n , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP , кВт
6	ААБл 3х150	0,20	49,20	0,194	0,078	895,06	345,99	959,60	4,95
		0,40	98,40			1790,12	691,98	1919,21	19,81
		0,60	147,60			2685,18	1037,97	2878,81	44,58
		0,80	196,80			3580,24	1383,96	3838,42	79,25
		1,00	246,00			4475,30	1729,95	4798,02	123,83
20		0,20	49,20	0,194	0,078	895,06	345,99	959,60	0,45
		0,40	98,40			1790,12	691,98	1919,21	1,78
		0,60	147,60			2685,18	1037,97	2878,81	4,01
		0,80	196,80			3580,24	1383,96	3838,42	7,13
		1,00	246,00			4475,30	1729,95	4798,02	11,14

Таблиця 2.13.

Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х185 при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ $K_{зкл}$	Допустимий струм $I_{доп}$, А	Активний опір КЛ r_0 , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x_0 , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ $P_{ф}$, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ $Q_{ф}$, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S_n , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP , кВт
6	ААБл 3х185	0,20	70,20	0,154	0,062	1139,22	220,29	1160,32	5,77
		0,40	140,40			2278,44	440,57	2320,65	23,06
		0,60	210,60			3417,66	660,86	3480,97	51,89
		0,80	280,80			4556,88	881,14	4641,29	92,25
		1,00	351,00			5696,10	1101,43	5801,62	144,13
20		0,20	70,20	0,154	0,062	1139,22	220,29	1160,32	0,52
		0,40	140,40			2278,44	440,57	2320,65	2,08
		0,60	210,60			3417,66	660,86	3480,97	4,67
		0,80	280,80			4556,88	881,14	4641,29	8,30
		1,00	351,00			5696,10	1101,43	5801,62	12,97

Далі знаходимо величину зниження втрат електроенергії в КЛ при переході на вищий рівень напруги та при заміні КЛ на більший переріз при існуючому рівні напруги за формулами:

$$\Delta W = \Delta P_{U1} - \Delta P_{U2} \cdot \tau_{нб}, \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

де $\Delta P_{U1}, \Delta P_{U2}$ – втрати потужності при напрузі 6-20 кВ, кВт;

$\tau_{нб}$ – час найбільших втрат, який знаходиться за формулою:

$$\tau_{нб} = (0,124 + \frac{T_m}{10^4}) \cdot 8760,$$

де T_m – час використання максимального навантаження, год.

$$\Delta W = \Delta P_{F1} - \Delta P_{F2} \cdot \tau_{нб}, \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

де $\Delta P_{F1}, \Delta P_{F2}$ – втрати потужності КЛ існуючого перерізу та КЛ більшого перерізу, кВт;

Величини зниження втрат електроенергії в КЛ при різному значенні часу використання максимального навантаження та коефіцієнту завантаження КЛ:

Для ЦРП-1 ф. № 10 А та ф. № 18Б представлена в таблицях 2.14-2.17.

Для ЦРП-2 ф. № 33, ф. № 58, ф. № 79, ф. № 80 представлена в таблицях 2.18-2.25.

Для ЦРП-3 ф. № 27, ф. № 74 представлена в таблицях 2.26-2.29.

Таблиця 2.14

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х240

ЦРП-1 ф. № 10А з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Т _м						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	6,56	11,23	17,16	24,33	32,75	42,42	53,34
0,40	26,24	44,93	68,62	97,31	131,00	169,69	213,38
0,60	59,03	101,09	154,40	218,95	294,75	381,80	480,09
0,80	104,94	179,72	274,49	389,25	524,01	678,76	853,50
1,00	163,97	280,81	428,89	608,20	818,76	1060,56	1333,60

Таблиця 2.15

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. №10А на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	5,65	9,68	14,78	20,96	28,22	36,55	45,96
0,40	22,61	38,71	59,13	83,85	112,88	146,21	183,85
0,60	50,86	87,10	133,04	188,66	253,97	328,97	413,66
0,80	90,42	154,85	236,51	335,39	451,50	584,84	735,40
1,00	141,28	241,95	369,54	524,05	705,47	913,81	1149,07

Таблиця 2.16

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х240
ЦРП-1 ф. № 18Б з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	10,19	17,45	26,64	37,78	50,86	65,89	82,85
0,40	40,75	69,78	106,58	151,14	203,46	263,54	331,39
0,60	91,68	157,01	239,80	340,06	457,78	592,97	745,63
0,80	162,99	279,12	426,31	604,54	813,84	1054,18	1325,57
1,00	254,67	436,13	666,10	944,60	1271,62	1647,15	2071,21

Таблиця 2.17

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. № 18Б на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	9,64	16,51	25,21	35,75	48,12	62,34	78,39
0,40	38,55	66,02	100,84	142,99	192,50	249,35	313,54
0,60	86,74	148,55	226,88	321,74	433,12	561,03	705,47
0,80	154,21	264,08	403,34	571,98	769,99	997,39	1254,16
1,00	240,95	412,63	630,22	893,71	1203,11	1558,42	1959,63

Таблиця 2.18

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х240
ЦРП-2 ф. № 33 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	1,36	2,33	3,57	5,06	6,81	8,82	11,09
0,40	5,45	9,34	14,27	20,23	27,23	35,27	44,36
0,60	12,27	21,01	32,10	45,52	61,27	79,37	99,80
0,80	21,82	37,36	57,06	80,92	108,93	141,10	177,42
1,00	34,09	58,37	89,16	126,43	170,20	220,47	277,23

Таблиця 2.19

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 33 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	1,13	1,94	2,97	4,21	5,66	7,34	9,22
0,40	4,17	7,15	10,91	15,48	20,84	26,99	33,94
0,60	8,02	13,74	20,99	29,76	40,07	51,90	65,26
0,80	14,87	25,47	38,90	55,16	74,26	96,19	120,95
1,00	24,72	42,33	64,65	91,67	123,41	159,86	201,01

Таблиця 2.20

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ СБ 3х150
ЦРП-2 ф. № 58 з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	4,36	7,47	11,41	16,18	21,78	28,22	35,48
0,40	17,45	29,88	45,64	64,73	87,13	112,86	141,92
0,60	39,26	67,24	102,70	145,63	196,05	253,95	319,32
0,80	69,80	119,54	182,57	258,90	348,53	451,46	567,69
1,00	109,06	186,77	285,26	404,53	544,58	705,41	887,01

Таблиця 2.21

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 58 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	3,24	5,54	8,47	12,01	16,17	20,94	26,33
0,40	12,95	22,18	33,87	48,04	64,67	83,77	105,33
0,60	29,14	49,90	76,22	108,08	145,50	188,47	236,99
0,80	51,80	88,72	135,50	192,15	258,67	335,06	421,32
1,00	80,94	138,62	211,71	300,23	404,17	523,53	658,31

Таблиця 2.22

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х240
ЦРП-2 ф. № 79 з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	0,63	1,08	1,65	2,35	3,16	4,09	5,14
0,40	2,53	4,33	6,62	9,38	12,63	16,36	20,57
0,60	5,69	9,75	14,88	21,11	28,42	36,81	46,28
0,80	10,12	17,33	26,46	37,53	50,52	65,43	82,28
1,00	15,81	27,07	41,35	58,63	78,93	102,24	128,56

Таблиця 2.23

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни

КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 79 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	0,56	0,96	1,46	2,07	2,79	3,61	4,54
0,40	2,46	4,21	6,44	9,13	12,29	15,92	20,01
0,60	5,62	9,62	14,69	20,83	28,04	36,33	45,68
0,80	9,84	16,86	25,75	36,51	49,15	63,66	80,06
1,00	15,73	26,94	41,15	58,36	78,56	101,76	127,95

Таблиця 2.24

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ СБ 3х150

ЦРП-2 ф. № 80 з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	7,74	13,26	20,25	28,71	38,65	50,07	62,96
0,40	30,96	53,03	80,99	114,85	154,61	200,27	251,83
0,60	69,67	119,31	182,22	258,41	347,87	450,60	566,61
0,80	123,85	212,10	323,95	459,40	618,44	801,07	1007,31
1,00	193,52	331,41	506,17	717,81	966,31	1251,68	1573,92

Таблиця 2.25

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни

КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 80 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	6,95	11,90	18,18	25,78	34,70	44,95	56,53
0,40	27,80	47,61	72,72	103,12	138,82	179,81	226,10
0,60	62,55	107,12	163,61	232,02	312,34	404,58	508,74
0,80	111,20	190,44	290,86	412,47	555,27	719,25	904,42
1,00	173,75	297,56	454,47	644,49	867,61	1123,83	1413,16

Таблиця 2.26

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х150

ЦРП-3 ф. № 27 з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	4,10	7,03	10,73	15,22	20,48	26,53	33,36
0,40	16,41	28,10	42,92	60,86	81,94	106,13	133,46
0,60	36,92	63,23	96,57	136,95	184,36	238,80	300,28
0,80	65,64	112,41	171,68	243,46	327,74	424,53	533,83
1,00	102,56	175,63	268,25	380,41	512,10	663,33	834,11

Таблиця 2.27

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ ААБл 3х150 ЦРП-3 ф. № 27 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	2,95	5,06	7,72	10,95	14,74	19,09	24,01
0,40	11,81	20,22	30,88	43,80	58,96	76,37	96,03
0,60	26,57	45,50	69,49	98,54	132,65	171,83	216,06
0,80	47,23	80,88	123,53	175,18	235,83	305,47	384,11
1,00	73,79	126,38	193,02	273,72	368,48	477,30	600,18

Таблиця 2.28

Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ ААБл 3х185
ЦРП-3 ф. № 74 з 6 кВ на 20 кВ

Кзкл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	4,78	8,18	12,49	17,71	23,84	30,88	38,84
0,40	19,10	32,71	49,96	70,85	95,37	123,54	155,34
0,60	42,98	73,60	112,41	159,40	214,59	277,96	349,52
0,80	76,40	130,84	199,83	283,38	381,49	494,15	621,37
1,00	119,38	204,44	312,24	442,79	596,08	772,12	970,89

Таблиця 2.29

Зниження річних втрат електроенергії в КЛ за рахунок заміни
КЛ ААБл 3х185 ЦРП-3 ф. № 74 на КЛ АПвЭгПу 3х300

Кзл	Тм						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0,20	3,69	6,32	9,65	13,69	18,43	23,87	30,02
0,40	14,76	25,28	38,62	54,76	73,72	95,49	120,08
0,60	33,22	56,89	86,89	123,22	165,88	214,86	270,18
0,80	59,06	101,14	154,47	219,05	294,89	381,98	480,32
1,00	92,28	158,03	241,36	342,27	460,77	596,84	750,49

За даними таблиць 2.14-2.29 будуються графіки залежності річних втрат електроенергії в залежності від коефіцієнта завантаження КЛ та часу максимального використання навантаження.

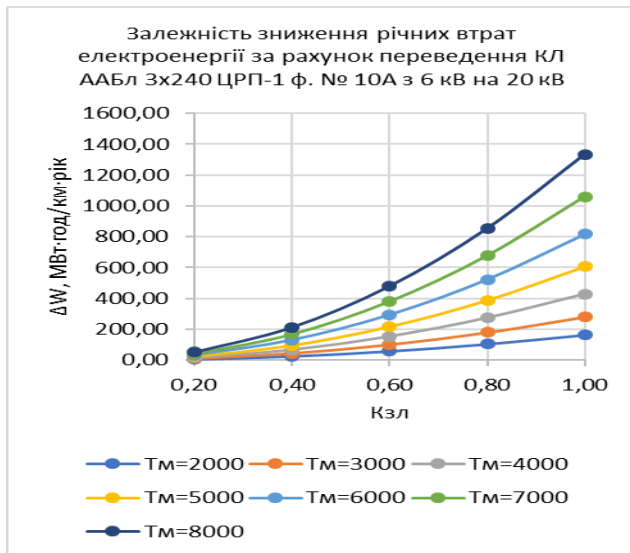


Рисунок 2.2 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. № 10А з 6 кВ на 20 кВ

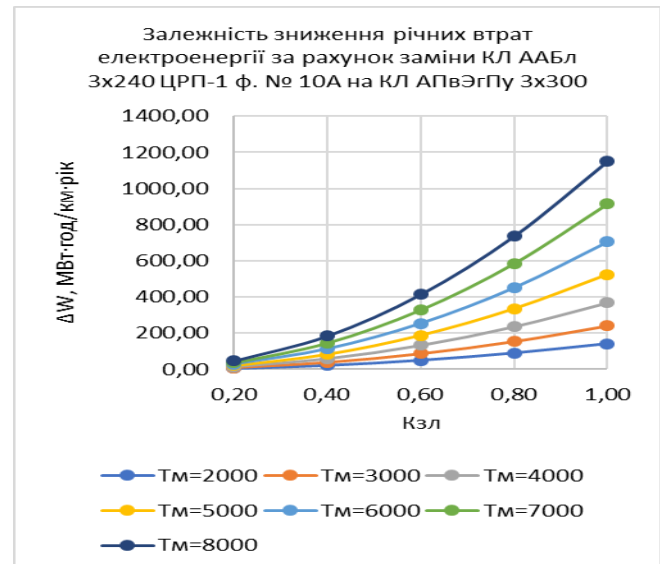


Рисунок 2.3 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. № 10А на КЛ АПвЭгПу 3х300

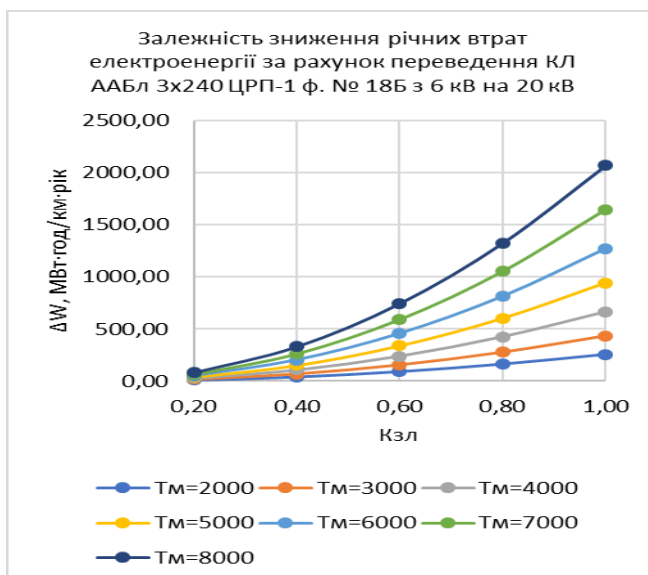


Рисунок 2.4 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. № 18Б з 6 кВ на 20 кВ

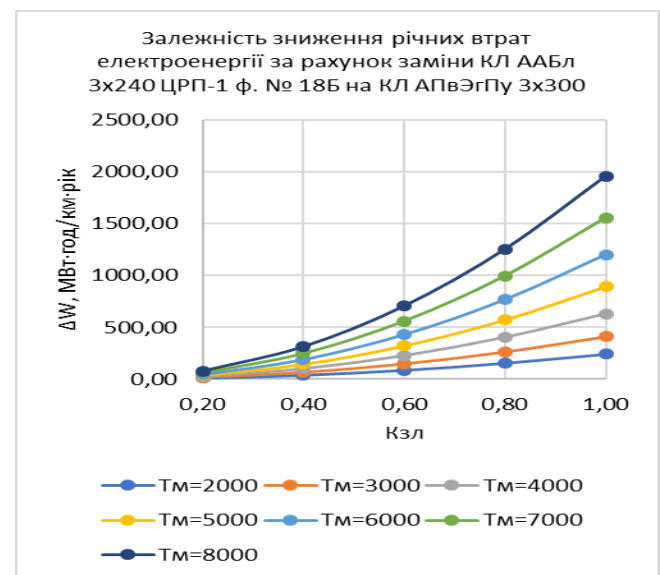


Рисунок 2.5 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х240 ЦРП-1 ф. № 18Б на КЛ АПвЭгПу 3х300

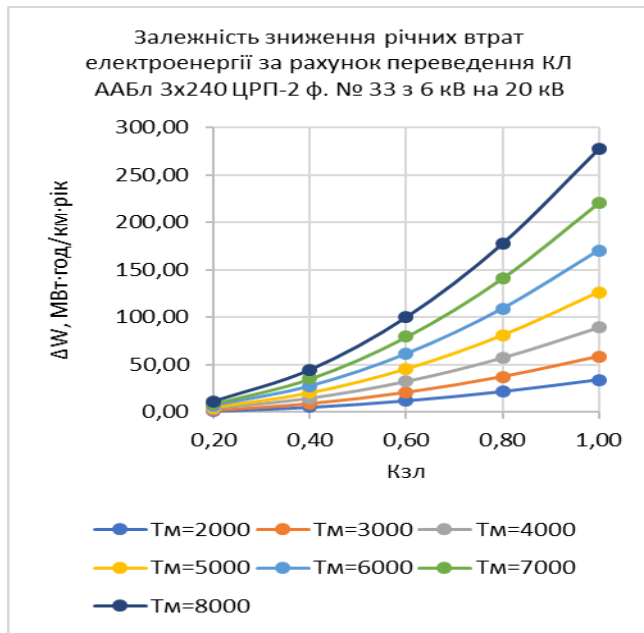


Рисунок 2.6 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 33 з 6 кВ на 20 кВ

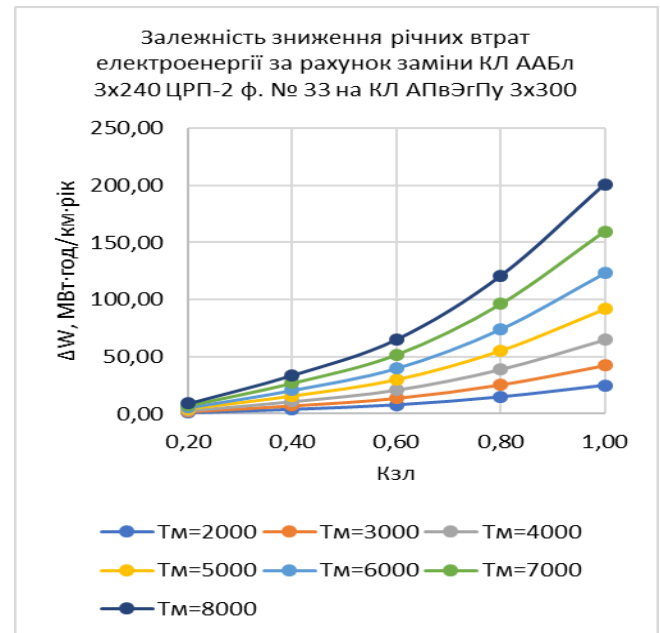


Рисунок 2.7 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 33 на КЛ АПвЭгПу 3х300

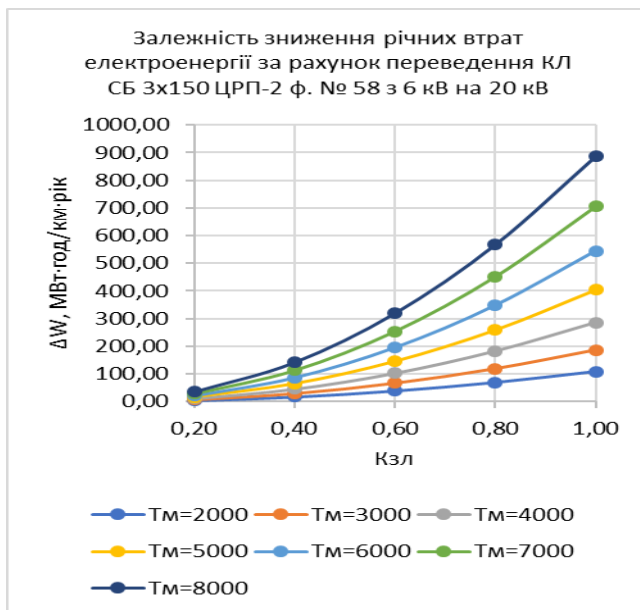


Рисунок 2.8 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 58 з 6 кВ на 20 кВ

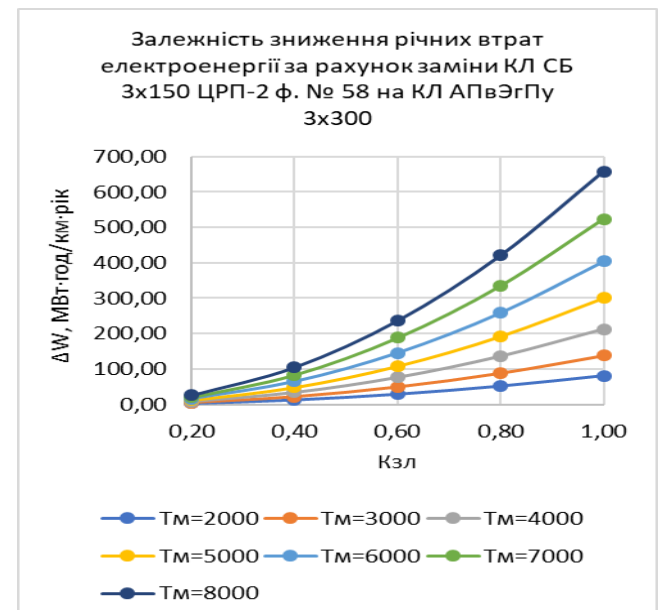


Рисунок 2.9 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 58 на КЛ АПвЭгПу 3х300

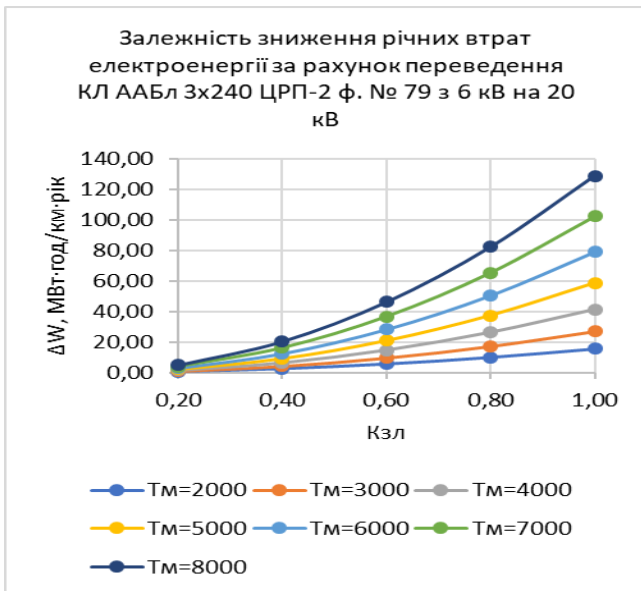


Рисунок 2.10 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 79 з 6 кВ на 20 кВ

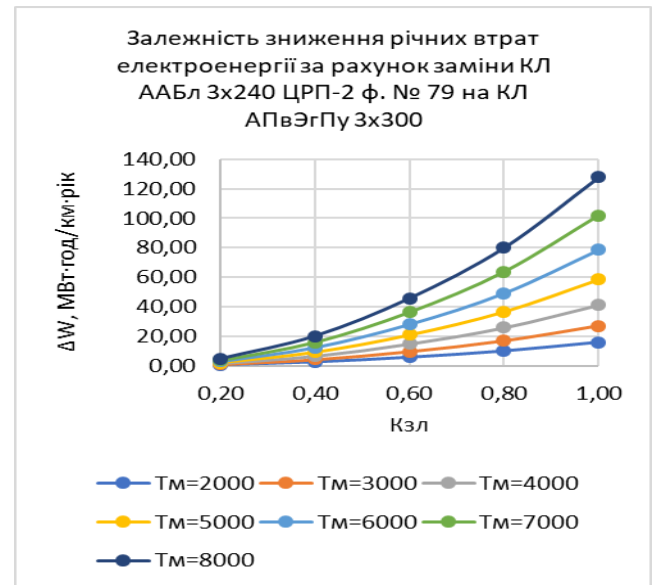


Рисунок 2.11 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х240 ЦРП-2 ф. № 79 на КЛ АПвЭгПу 3х300

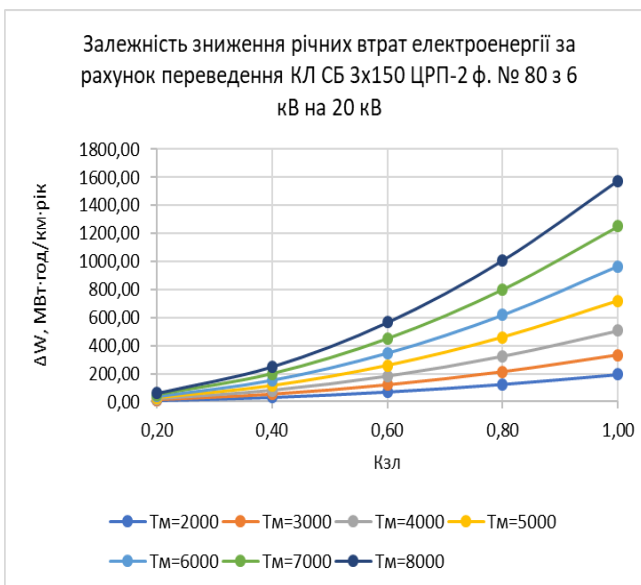


Рисунок 2.12 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 80 з 6 кВ на 20 кВ

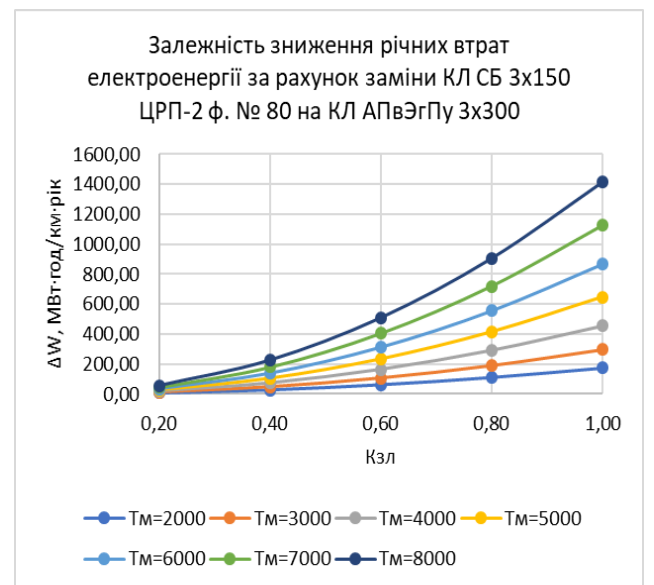


Рисунок 2.13 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ СБ 3х150 ЦРП-2 ф. № 80 на КЛ АПвЭгПу 3х300

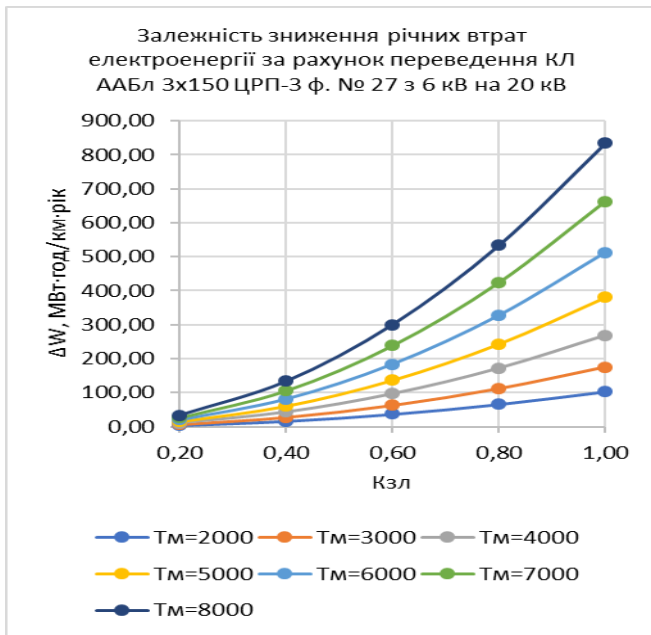


Рисунок 2.14 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х150 ЦРП-3 ф. № 27 з 6 кВ на 20 кВ

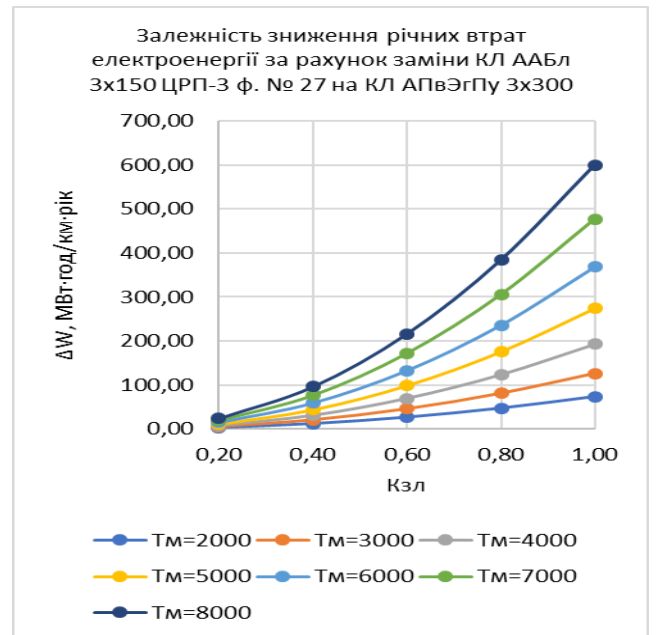


Рисунок 2.15 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х150 ЦРП-3 ф. № 27 на КЛ АПвЭгПу 3х300

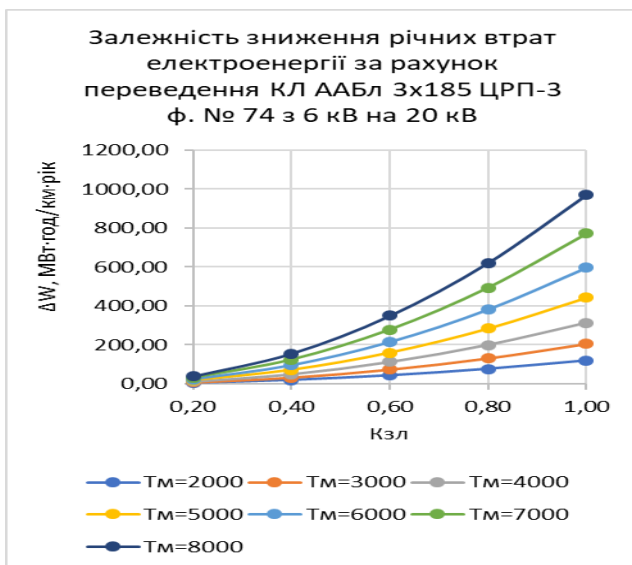


Рисунок 2.16 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок переведення КЛ ААБл 3х185 ЦРП-3 ф. № 74 з 6 кВ на 20 кВ

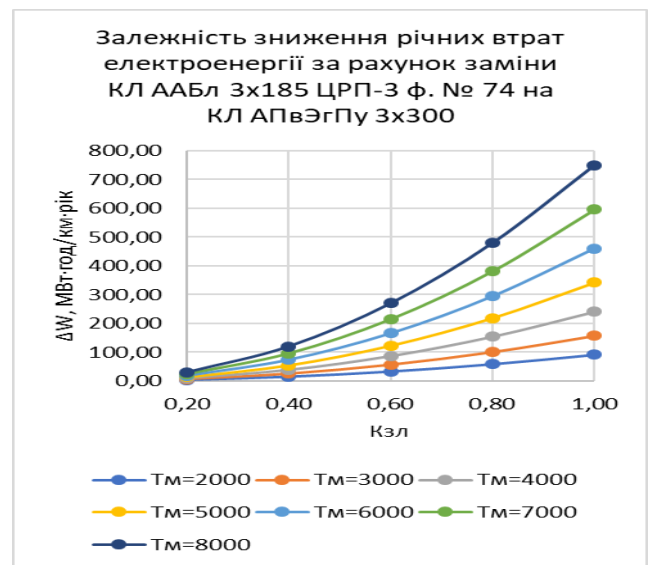


Рисунок 2.17 Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни КЛ ААБл 3х185 ЦРП-3 ф. № 74 на КЛ АПвЭгПу 3х300

2.4 Технічні аспекти переведення електричних мереж 6-10 кВ на рівень

Основними технічними аспектами переведення електричних мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ:

- забезпечення живлення споживачів ТП 6(10)/0,4 кВ при заміні обладнання 6(10) кВ обладнанням 20 кВ;
- вибір режиму роботи нейтралі;
- автоматизація мережі за рахунок використання автоматичних пунктів секціонування;
- проведення порівняльного аналізу втрат в електричній мережі при переведенні мереж 6-10 кВ на напругу 20 кВ;
- проведення розрахунку для схем нормального режиму з пріоритетом зниження втрат в електричній мережі;
- використання трансформаторів зв'язку для тимчасового секціонування та забезпечення надійності елементів мережі.

2.5 Розробка експрес-алгоритму визначення доцільності переведення мереж на більш високий рівень напруги.

Для доцільності переведення мереж на більший рівень напруги розробимо експрес-алгоритм.

Вихідні дані, які необхідні для визначення доцільності переведення мереж на більш високий рівень напруги:

- схеми нормального режиму роботи електричних мереж;
- навантаження електричної мережі;
- технічні характеристики ліній;
- номінальні параметри силових трансформаторів.

Для здійснення оцінки доцільності переведення мереж на більш високий рівень напруги потрібно виконати такі розрахунки:

- визначення раціональної напруги за формулами інженера Вейкерта, Нікогісова;
- підвищення пропускної спроможності лінії при переведенні лінії на більш високий рівень напруги або на більший переріз;

- втрати в електричній мережі при існуючому рівні напруги та при переведенні на більш високий рівень напруги;
- зниження втрат в електричній мережі при переведенні на більший рівень напруги;
- визначення вартості втрат в електричній мережі при існуючому рівні напруги та при переведенні на більший рівень напруги;
- визначити необхідні капіталовкладення щодо переведення електричної мережі на більш високий рівень напруги.

Для визначення доцільності переведення електричних мереж на більш високий рівень напруги потрібно:

- порівняти втрати в електричній мережі при існуючому рівні напруги та при переведенні на більш високий рівень напруги;
- порівняти пропускну спроможність лінії при існуючому рівні напруги та при переведенні на більш високий рівень напруги;
- порівняти вартість втрат в електричній мережі при існуючому рівні напруги та при переведенні на більш високий рівень напруги;
- визначити строк окупності при переведенні електричної мережі на більший рівень напруги.

Висновки по розділу

Проведений аналіз зростання електричного навантаження району міста Дніпра, з якого видно, що електричне навантаження буде зростати, а існуюча електрична мережа до цього не готова, тому були представлені розрахунки для переведення електричної мережі з існуючого рівня напруги на більш високий рівень напруги.

Переведення електричної мережі на рівень напруги 20 кВ дозволить збільшити пропускну спроможність КЛ в 2 рази при напрузі 10 кВ, та в 3,3 рази – при напрузі 6 кВ, підвищити якість електроенергії, вирішить проблему електроопалювання комунально-побутових споживачів, зменшить

втрати електричної енергії при напрузі 10 кВ в 4 рази, 6 кВ – в 11 раз, зменшити габарити основного обладнання.

Розроблений експрес-алгоритм для визначення доцільності переведення електричних мереж на більш високий рівень напруги, за допомогою якого з'являється можливість оперативної техніко-економічної оцінки доцільності або недоцільності переведення електричних мереж на більш високий рівень напруги.

Розділ 3. Техніко-економічне обґрунтування переведення електричних мереж 6-10 кВ на рівень напруги 20 кВ

У дипломній роботі були проаналізовані заходи щодо підвищення пропускної спроможності КЛ, при переведенні електричних мереж 6 кВ на рівень напруги 20 кВ.

В даному розділі проведемо порівняльну економічну характеристику переведу електричних мереж 6 кВ на рівень напруги 20 кВ. Визначимо необхідні капітальні та експлуатаційні витрати, вартість втрат електричної енергії, а також термін окупності капітальних витрат.

3.1 Порівняння ефективності роботи електричних мереж в існуючих умовах та при впровадженні рівня 20 кВ за вартістю втрат електричної енергії.

У п. 2.3 таблицях 2.14-2.29 виконано розрахунки зниження втрат електроенергії для КЛ ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-3 при переведенні КЛ на більш високий рівень напруги та при її заміні на КЛ АПвЭгПу 3х300 для $T_m = 7000$ год і $K_{зл} = 1$.

Данні зниження втрат електроенергії для розрахунку вартості втрат електричної енергії вказані в таблиці 3.1.

Таблиця 3. 1.

	ΔW_1 , МВт·год/рік	ΔW_2 , МВт·год/рік
	При переведенні КЛ на 20 кВ	При заміні КЛ на КЛ АПвЭгПу 3х300
ЦРП-1		
КЛ ААБл 3х240 ф. № 10А	1060,56	913,81
КЛ ААБл 3х240 ф. № 18Б	1647,15	1558,42
ЦРП-2		
КЛ ААБл 3х240 ф. № 33	220,47	159,86
КЛ СБ 3х150 ф. № 58	705,41	523,53
КЛ ААБл 3х240 ф. № 79	102,24	101,76
КЛ СБ 3х150 ф. № 80	1251,68	1123,83
ЦРП-3		
КЛ ААБл 3х150 ф. № 27	663,33	477,3
КЛ ААБл 3х185 ф. № 74	772,12	596,84

Для розрахунку вартості річних втрат електроенергії скористаймося формулою:

$$I_{\Delta W_n} = \Delta W_n \cdot c_0$$

де c_0 – середня вартість електроенергії.

$$c_0 = 0,7 \cdot c_{0\text{нас.}} + 0,3 \cdot c_{0\text{юр.}}$$

де $c_{0\text{нас.}} = 168$ коп/кВт – вартість електроенергії для населення;

$c_{0\text{юр.}} = 178,683$ коп/кВт – вартість електроенергії для юридичних осіб.

$$c_0 = 0,7 \cdot 168 + 0,3 \cdot 178,683 = 1,172 \text{ грн/кВт}$$

Розрахунок приведений в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2.

Вартість річних втрат електроенергії

	$I_{\Delta W_1}$, тис. грн	$I_{\Delta W_2}$, тис. грн
	Для 20 кВ	При збільшенні перерізу
ЦРП-1		
ф. № 10А	1815,73	1564,49
ф. № 18Б	2820,01	2668,09
ЦРП-2		
ф. № 33	377,45	273,68
ф. № 58	1207,69	896,31
ф. № 79	175,04	174,21
ф. № 80	2142,93	1924,05
ЦРП-3		
ф. № 27	1135,66	817,16
ф. № 74	1321,90	1021,82

3.2 Розрахунок капітальних, експлуатаційних витрат та терміну окупності при заміні КЛ 6 кВ на більший переріз.

Розраховуємо капітальні витрати при заміні КЛ 6 кВ на КЛ 6 кВ марки АПвЭгПу 3х300 для трьох ЦРП.

Вартість КЛ АПвЭгПу 3х300 становить 1068 грн/м [4].

$$K_{\text{об.6кВ}} = c_{\text{окл}} \cdot l_{\text{кл6кВ}},$$

де $c_{\text{окл}}$ – вартість КЛ, грн/м;

$l_{\text{кл6кВ}} = 19,738$ – довжина КЛ 6 кВ трьох ЦРП, км.

$$K_{\text{об.6кВ}} = 1068 \cdot 19738 = 21,08 \text{ млн. грн.}$$

Вартість монтажних-налагоджувальних робіт приймаємо 10 % від вартості устаткування.

Вартість транспортних витрат приймаємо 7% від вартості устаткування.

$$K_{\text{КЛ.6кВ}} = K_{\text{об.6кВ}} + K_{\text{т.КЛ6кВ}} + K_{\text{мн.КЛ6кВ}}$$

$$K_{\text{КЛ.6кВ}} = 21,08 + 1,47 + 2,11 = 24,66 \text{ млн. грн.}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань:

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - Л}{\Phi_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}} \cdot 100, \%$$

де $T_{\text{п}}$ – термін корисного використання;

$\Phi_{\text{п}}$ – первісна вартість об'єкта основних засобів.

Тоді амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\text{п}} \cdot H_a}{100}$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Розрахунок амортизаційних витрат

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн.	Норми амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн
При заміні КЛ 6 кВ				
1.	КЛ 6 кВ марки АПвЭГПу 3х300	24660	10	2466

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні частини, визначаються у відсотках від капітальних витрат:

Для кабельних ліній – 0,5 %:

$$C_{\text{т6кВ}} = 24660 \cdot 0,005 = 123,3 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річні експлуатаційні витрати становлять:

$$C_{\text{КЛ6кВ}} = C_{\text{а6кВ}} + C_{\text{т6кВ}}$$

$$C_{\text{КЛ6кВ}} = 2343 + 117,15 = 2460,15 \text{ тис. грн}$$

Знайдемо термін окупності капітальних і експлуатаційних втрат в залежності від зниження вартості річних втрат, який показує за скільки років окупляться капітальні та експлуатаційні витрати за рахунок уникнення збитків для трансформаторів нової силової підстанції:

$$T_{pKЛ6кВ} = \frac{K(C)}{I_{\Delta W_2}}$$

$$T_{pK2КЛ6кВ} = \frac{24660}{9339,82} = 2,64 \text{ років}$$

$$T_{pC2КЛ6кВ} = \frac{2460,15}{9339,82} = 0,263 \text{ років}$$

3.3 Розрахунок капітальних, експлуатаційних витрат та терміну окупності при переході на рівень напруги 20 кВ та будівництві нової силової підстанції.

Розрахуємо необхідну капітальну вартість силових трансформаторів прийняв, що 1 кВА трансформаторної потужності коштує 500 грн.

Для будівництва нової силової підстанції потрібно використати два трансформатори по 63 МВА. Вартість монтажно-налагоджувальних робіт приймаємо 10 % від вартості устаткування. Вартість транспортних витрат приймаємо 7% від вартості устаткування.

Виходячи з цього капітальні витрати дорівнюють:

$$K_{об.Т} = c_{0Т} \cdot S_{н},$$

де $c_{0Т} = 500$ – вартість 1 кВА, грн;

$S_{н} = 219,9$ – необхідна потужність трансформаторів, МВА.

$$K_{об.Т} = 500 \cdot 219,9 = 109,695 \text{ млн. грн.}$$

$$K_{об.Т20кВ} = K_{об.Т} + K_{Т.Т} + K_{мн.Т}$$

$$K_{обТ20 кВ} = 109,695 + 7,678 + 10,969 = 128,34 \text{ млн. грн.}$$

Також потрібно будем замінити всі комірки на ТП, виходячи з цього капітальні витрати дорівнюють:

$$K_{об.К} = c_{0К20кВ} \cdot n_{к},$$

де $n_k = 568$ – кількість комірок на ТП;

$c_{0K20кВ} = 560,673$ – вартість однієї комірки 20 кВ, тис. грн [8].

$$K_{об.К20кВ} = 560,673 \cdot 568 = 337,96 \text{ млн. грн.}$$

$$K_{об.К20кВ} = K_{об.К} + K_{Т.К} + K_{МН.К}$$

$$K_{об.К20кВ} = 337,96 + 23,66 + 33,79 = 395,41 \text{ млн. грн.}$$

Також потрібно буде встановити нові комірки 150 кВ типу PASS M0, виходячи з цього капітальні витрати дорівнюють:

$$K_{об.К} = c_{0K150кВ} \cdot n_k,$$

де $n_k = 3$ – кількість комірок на ПС;

$c_{0K150кВ} = 20$ – вартість однієї комірки 150 кВ, млн. грн.

$$K_{об.К} = 20 \cdot 3 = 60 \text{ млн. грн.}$$

$$K_{об.К150кВ} = K_{об.К} + K_{Т.К} + K_{МН.К}$$

$$K_{об.К150кВ} = 60 + 4,2 + 6 = 70,2 \text{ млн. грн.}$$

Для заміни КЛ 6(10) кВ на КЛ 20 кВ приймаємо КЛ 20 кВ марки АПВПуГ 3х120. Капітальні витрати на заміну КЛ 6(10) кВ на КЛ 20 кВ:

$$K_{об.КЛ} = c_{0КЛ20кВ} \cdot l_{КЛ20кВ}$$

де $l_{КЛ20кВ} = 143,75$ – довжина КЛ, км;

$c_{0КЛ20кВ} = 309,51$ – вартість КЛ АПВПуГ 3х120, грн/м [9].

$$K_{об.КЛ} = 309,51 \cdot 143,75 = 44,49 \text{ млн. грн}$$

$$K_{КЛ20кВ} = K_{об.КЛ} + K_{Т.КЛ20кВ} + K_{МН.КЛ20кВ}$$

$$K_{КЛ20кВ} = 44,49 + 3,11 + 4,45 = 52,05 \text{ млн. грн.}$$

Сумарні капітальні витрати для переведення мережі 6 кВ на рівень напруги 20 кВ становитимуть:

$$K_{20кВ} = K_{КЛ20кВ} + K_{об.К20кВ} + K_{обТ20кВ} + K_{об.К150кВ} +$$

$$K_{20кВ} = 52,05 + 395,41 + 128,34 + 70,2 = 646 \text{ млн. грн}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань:

Норма амортизації для електрообладнання за даними Податкового кодексу України становить 20 %, а мінімальний строк експлуатації становить 5 років.

Результати розрахунків представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Розрахунок амортизаційних витрат

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн.	Норми амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн
При переведенні мереж 6 кВ на рівень напруги 20 кВ				
1.	Силові трансформатори 20 кВ	128340	20	25668
3	Комірки 150 кВ	70200	20	14040
4.	Комірки 20 кВ	395410	20	79082
5.	КЛ 20 кВ АПвПуГ 3х120	52050	10	5205
	Всього:	646000		123995

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні частини, визначаються у відсотках від капітальних витрат:

Для кабельних ліній – 0,5 %:

$$C_{mКЛ20кВ} = 52050 \cdot 0,005 = 260,25 \text{ тис. грн.}$$

Для електрообладнання – 1 %:

$$C_{mТ20кВ} = 128340 \cdot 0,01 = 1283,4 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{mК150кВ} = 70200 \cdot 0,01 = 702 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{mК20кВ} = 395410 \cdot 0,01 = 3954,1 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річні експлуатаційні витрати становлять:

$$C_{КЛ20кВ} = C_{аКЛ20кВ} + C_{mКЛ20кВ}$$

$$C_{КЛ20кВ} = 5205 + 260,25 = 5465,25 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{Т20кВ} = C_{аТ20кВ} + C_{mТ20кВ}$$

$$C_{Т20кВ} = 25668 + 1283,4 = 26951,4 \text{ тис. грн}$$

$$C_{K150кВ} = C_{aK150кВ} + C_{mK150кВ}$$

$$C_{K150кВ} = 14040 + 702 = 14742 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{K20кВ} = C_{aK20кВ} + C_{mK20кВ}$$

$$C_{K20кВ} = 79082 + 3954,1 = 83036,1 \text{ тис. грн}$$

$$C_{20кВ} = C_{K20кВ} + C_{T20кВ} + C_{KL20кВ} + C_{K150кВ}$$

$$C_{20кВ} = 5465,25 + 26951,4 + 83036,1 + 14742 = 130194,75 \text{ тис. грн.}$$

Знайдемо термін окупності капітальних і експлуатаційних витрат в залежності від зниження вартості річних витрат, який показує за скільки років окупляться капітальні витрати за рахунок уникнення збитків при переведенні КЛ 6 кВ на рівень напруги 20 кВ:

$$T_p = \frac{K(C)}{I_{\Delta W_2}}$$

$$T_{p1KL20кВ} = \frac{646000}{10962,1} = 58,93 \text{ років}$$

$$T_{p2KL20кВ} = \frac{130194,75}{10962,1} = 11,87 \text{ років}$$

Висновки по розділу

Термін окупності капітальних витрат при заміна КЛ 6 кВ на КЛ 6 кВ більшого перерізу досить невеликий, тому цей варіант є доцільним для впровадження.

Також був проведений розрахунок капітальних, експлуатаційних витрат та терміну окупності при переході на рівень напруги 20 кВ та будівництві нової силової підстанції з якого видно, що перехід на рівень напруги 20 кВ має значний термін окупності, тому на даний час цей варіант є недоцільним, але якщо електричне навантаження збільшить у разів 5-10, то потрібно буде провести розрахунок знову, для виявлення доцільності впровадження цього варіанту.

ВИСНОВКИ

У зв'язку з тим, що електричне навантаження зростає, виникає необхідність забезпечення надійного електропостачання та підвищення пропускної спроможності електричної мережі. Це також призводить до значних втрат електроенергії в електричній мережі.

Був проведений аналіз фактичного навантаження ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП -3.

Запропоновані заходи щодо підвищення ефективності роботи розподільчої мережі, переваги перевodu міських електричних мереж 6(10) кВ на більший рівень напруги.

У результаті проведення розрахунків визначилось, що пропускна спроможність кабельних ліній при переведенні їх на 20 кВ збільшиться у 2 рази порівняно з напругою 10 кВ, та у 3,3 рази порівняно з напругою 6 кВ. В той час як втрати електричної енергії при напрузі 20 кВ зменшаться порівняно з напругою 10 кВ в 4 рази, 6 кВ – в 11 раз. Також був розроблений експрес-алгоритм доцільності переведення електричних мереж на більш високий рівень напруги.

Проведення реконструкції або модернізації розподільчих мереж 6(10) кВ не вирішить ті проблеми які існують на даний час, а тільки вирішить проблему застарілого та зношеного обладнання. Реконструкція або модернізація не принесуть економічного ефекту, а тільки приведуть до таких самих проблем через декілька років. Тому кращим варіантом є заміщення розподільчих мереж 6(10) кВ розподільчими мережами 20 кВ.

Також був проведений розрахунок оцінки окупності капітальних вкладень для двох варіанті (при заміні КЛ 6 кВ КЛ більшого перерізу та при впровадженні рівня напруги 20 кВ з будівництвом нової силової підстанції).

Перелік посилань

1. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук Циганенко Б.В.
2. Справочник кабельно-проводниковой продукции ПрАТ «Завод Южкабель» - <http://www.yuzhcable.info/>
3. Выбор номинального напряжения линии электрической сети - https://studopedia.su/8_41911_vibor-nominalnogo-napryazheniya-linii-elektricheskoy-seti.html.
4. Вартість кабельної лінії АПВЭГПу 3х300 - https://kkdt.com.ua/g23452285-kabelya-pvegp-pvegap/page_36#catalog_controls_block
5. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів напряму підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, І.В. Шереметьєва - Дніпропетровськ: НГУ, 2017. - 15 с.
6. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська; За ред. акад. Г.Г. Півняка. – 3-тє вид., перероб. і доп.- Д.: Національний гірничий університет, 2006. – 216 с.
7. Результати наради з питань підвищення енергоефективності роботи електромереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на 20 кВ - <http://www.nerc.gov.ua>.
8. Вартість однієї комірки 20 кВ - <http://www.schneider-spb.ru/SM6.html>
9. Вартість КЛ АПВПуГ 3х120 - <https://kabel-s.ru/objects/15460>