Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.
____
«___» _______________ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
за освітнім ступенем « магістр »

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

08-13.МКР.016.00.112 ПЗ

Виконав: студент групи ЕСМ-18м, спеціальності
141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітня програма – «Електричні системи та мережі»
Пакула М. В. ______________________

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС
Лесько В. О.________________
«____» ___________________ 2019 р.

Рецензент:________________________
____
«____» ___________________ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

параметрів електричної енергії на електрообладнання. Економічна частина. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

Пакула Максим Валерійович «Розвиток електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з врахуванням впливу параметрів електричної енергії на електрообладнання». Магістерська кваліфікайна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019 – 112 с./ На укр. мові. рис.23, табл.24, бібліогр.35.

В даній роботі розглядається реконструкція електричної мережі 110-35-10 кВ АТ "Вінницяобленерго". До існуючої мережі приєднуються нові вузли навантаження Нова 1, Нова 2, Нова 3, Нова 4 та Нова 5. В зв'язку з цим, необхідно реконструювати деякі існуючі повітряні лінії. Згідно завдання, пошук оптимального варіанту розвитку проводився за допомогою двох методів: динамічного програмування напротязі 3 років та поконтурної оптимізації.

Було обрано силове обладнання на нових підстанціях, а також схеми відкритих розподільчих пристроїв.

Всі розрахунки проводились з використанням програми розрахунку і оптимізації нормальних режимів роботи електричної мережі – "Vtraty-High", яка розроблена на кафедрі ЕСС ВНТУ. Для виконання розрахунків була сформована розрахункова модель мережі, отримані результати проаналізовані.

В роботі розглянуті всі необхідні розділи з спеціальної частини, релейного захисту, охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також економіки.

В спеціальній частині розглядається вплив параметрів електричної енергії на електрообладнання.

Annotation

Maxim Pakula "Development of electrical networks of Vinnitsaoblenergo joint stock company taking into account the influence of electrical energy parameters on electrical equipment". Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 112 pp. / In Ukrainian. language. Fig. 23, Table 24, bibliogr. 35.

This work deals with the reconstruction of the 110-35-10 kV electric grid of JSC Vinnitsaoblenergo. New load nodes New 1, New 2, New 3, New 4 and Nova 5 are being connected to the existing network. Some existing overhead lines need to be reconstructed. According to the task, the search for the optimal development was carried out using two methods: dynamic programming over 3 years and contour optimization.

Power equipment at new substations and open circuit diagrams were selected.

All calculations were performed using the program of calculation and optimization of the normal modes of operation of the electrical network - "Vtraty-High", which was developed at the department of ESS VNTU. To perform the calculations, a computational model of the network was formed and the results obtained were analyzed.

The paper deals with all the necessary sections on specialty, relay protection, occupational health and safety in emergency situations, as well as the economy.

The special section deals with the influence of electrical energy parameters on electrical equipment.

ВСТУП

Актуальність теми. Від якості електричної енергії значною мірою залежать умови роботи її споживачів. Тому забезпечення необхідної якості електричної енергії має велике значення. Підвищення якості електричної енергії звичайно пов'язано з додатковими витратами, тому що вимагає застосування додаткових пристроїв.

Доцільно розрізняти таки показники якості електричної енергії: гранично припустимі значення по технічних умовах, нормовані значення й оптимальні, або економічно обгрунтовані значення. Ці значення можуть помітно розрізнятися, і залежать від ряду місцевих умов. Як правило, за технічними умовами допускаються гранично припустимі відхилення від номінальних значень.

За умовами економічності часто доцільним виявляється їхнє зменшення. Як правило, нормуватися можуть тільки значення, обумовлені технічними умовами. Оптимальні значення повинні визначатися в кожному конкретному випадку особо, хоча деякі типові рішення не виключаються. Діючий у даний час ДСТ 23875-88, дає такі визначення: Якість електричної енергії – це ступінь відповідності параметрів електричної енергії їхнім установленим значенням.

Параметр якості електричної енергії (ПЯЕ) – величина, що кількісно характеризує яку-небудь властивість електричної енергії.

Відхилення ПЯЕ – величина, рівна різниці між поточним значенням параметра електричної енергії і його номінальним чи базовим значенням (як базове значення параметра може бути прийняте середнє, робоче, розрахункове, граничне чи обумовлене договором на електропостачання).

Економічний збиток від зниження якості електричної енергії – це виражені у вартісному численні збитки від зниження продуктивності чи ушкодження електротехнічних пристроїв і електроустаткування, а також інші витрати, що виникають у зв'язку з погіршенням якості електричної енергії.

В електричних мережах загального призначення вимоги до якості електричної енергії встановлює ДСТ 13109 – 97. Відповідно до цього Державного.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та врахування впливу параметрів електричної енергії на електрообладнання.

Задачі магістерської кваліфікаційної роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

– проаналізовано впливу параметрів електричної енергії на електрообладнання;
– проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
– проведено розрахунок та аналіз усталеного режиму оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
– розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ПЛЕП та підстанцій;
- досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [29].

Наукова новизна полягає у підтверджені впливу параметрів електричної енергії на електрообладнання.

Особистий внесок. Усі результати, які складають основний зміст роботи отримані автором самостійно.

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Розрахунок прогнозу навантажень

Для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110-35 кВ вибрано метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{max}(T)$ [1-2]:

$$P_{max}(T) \rightarrow P'_{max}(T) = a' + b' \cdot T, \tag{1.1}$$

де a', b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$Q = \sum_{i=1}^{n} \left[P_{max,i} - (a' + b' \cdot T) \right]^2 \rightarrow \min \tag{1.2}$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \ \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \tag{1.3}$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b':

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^{n} T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^{n} P_i; \\ \sum_{i=1}^{n} T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^{n} T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot T_i. \end{cases} \tag{1.4}$$

Ретроспективні дані навантажень по рокам зведено в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P_{max}, %	85	86	89	90	94	95	96	98	99	100

Після підстановки вхідних даних з табл.1.1 в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 932.; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5271. \end{cases}$$

Звідки a’ = 83.53, b’ = 1.76, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{max} = 1.76 \cdot T + 83.53.$$

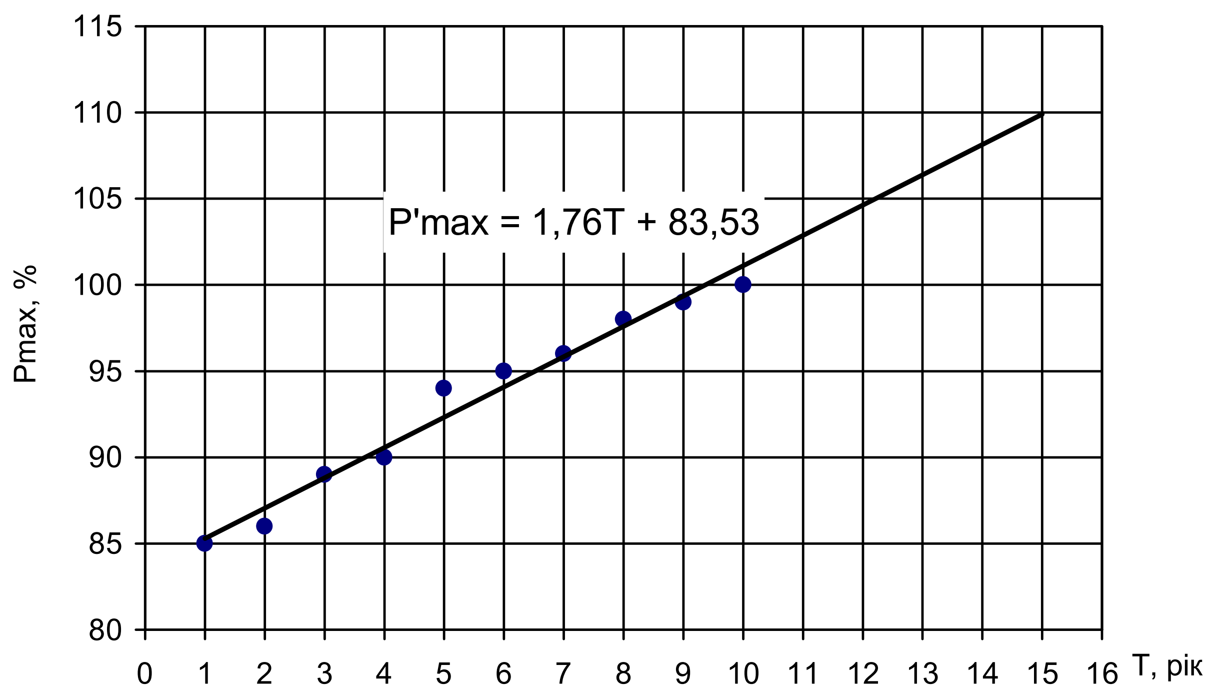


Рисунок 1.1 - Графіки таблично-заданої $P_{max}(T)$ та регресійної $P'_{max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу Т

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде мати таке значення:

$$P'_{max} = 1.76 \cdot 15 + 83.53 = 110\ \%.$$

За даними ретроспективи виконаємо прогноз навантажень по вузлам на наступні 5 років.

Наведемо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	$n_{вузла}$	$P_н$, МВт	$Q_н$, МВАР	$S_н$, МВА	$P_{н\ прог}$, МВт	$Q_{н\ прог}$, МВАр	$S_{н\ прог}$, МВА	$n_{тр}$	$S_{номтр}$, МВА	$K_{перев}$
Слобода Меж-ка	1	3,4	2,02	3,95	3,74	2,22	4,35	1	6,3	0,69
Чернятин	2	4,6	2,48	5,23	5,06	2,73	5,75	1	10	0,58
Жмеринка	3	5,8	2,64	6,37	6,38	2,91	7,01	2	10	0,70
Подільська тяга	4	14	8,31	16,28	15,40	9,14	17,91	2	40	0,45
Station Станіславчик	5	5,1	2,89	5,86	5,61	3,18	6,45	1	10	0,64
Носківці	6	2,6	1,26	2,89	2,86	1,39	3,18	1	6,3	0,50
Шаргород	7	14,5	7,43	16,29	15,95	8,17	17,92	2	25	0,72
Конева	8	1,4	0,79	1,61	1,54	0,87	1,77	1	2,5	0,71
Мог.Подільс.	9	5,7	3,23	6,55	6,27	3,55	7,21	2	10	0,72
Яришів	10	5,4	2,91	6,14	5,94	3,21	6,75	2	10	0,68
Жван	11	3,1	1,59	3,48	3,41	1,75	3,83	1	6,3	0,61
Мур.Курилівці	12	3,6	1,74	4,00	3,96	1,92	4,40	1	10	0,44
Ставчани	13	2,4	1,09	2,64	2,64	1,20	2,90	1	6,3	0,46
Нова Ушиця	14	4,8	2,72	5,52	5,28	2,99	6,07	2	10	0,61
Пилипівці	15	3,2	1,73	3,64	3,52	1,90	4,00	1	6,3	0,63
Віньківці	16	4,8	2,32	5,33	5,28	2,56	5,87	2	10	0,59
Ярмоленці	17	6,7	3,80	7,70	7,37	4,18	8,47	2	16	0,53
Аеропорт	18	3,6	1,84	4,04	3,96	2,03	4,45	2	6,3	0,71
Раково	19	5,1	2,89	5,86	5,61	3,18	6,45	2	10	0,64
Івашківці	20	3,2	1,64	3,60	3,52	1,80	3,96	2	6,3	0,63
Лозове	21	2,5	1,35	2,84	2,75	1,48	3,13	1	6,3	0,50
Деражня	22	6,1	2,95	6,78	6,71	3,25	7,46	2	10	0,75
Летичів	23	4,5	2,43	5,11	4,95	2,67	5,63	1	16	0,35
Вовковинці	24	3,4	1,74	3,82	3,74	1,92	4,20	1	6,3	0,67

Комарівці тяга	25	12,2	6,91	14,02	13,42	7,61	15,43	1	40	0,39
Балки	26	8,3	4,02	9,22	9,13	4,42	10,14	2	25	0,41
ГКС-37 (ГКС-1)	27	20	9,69	22,22	22,00	10,66	24,44	2	40	0,61
ГКС-37 (ГКС-2)	28	10	4,84	11,11	11,00	5,33	12,22	1	40	0,31
Дашківці	201	1,6	0,82	1,80	1,76	0,90	1,98	2	2,5	0,79
Ялтушків	202	2,1	1,19	2,41	2,31	1,31	2,66	2	4	0,66
Михайлівці	203	1,4	0,76	1,59	1,54	0,83	1,75	1	2,5	0,70
Верхівка	204	1	0,48	1,11	1,10	0,53	1,22	1	1,6	0,76
Митки	205	1,7	0,87	1,91	1,87	0,96	2,10	2	2,5	0,84
Котюжани	206	1,4	0,68	1,56	1,54	0,75	1,71	1	2,5	0,68
Копайгород	207	2,3	1,05	2,53	2,53	1,15	2,78	2	4	0,70
Лучинець	208	1,5	0,81	1,70	1,65	0,89	1,88	2	2,5	0,75
Вендичани	209	2,2	1,13	2,47	2,42	1,24	2,72	1	4	0,68
Елеватор	210	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	2	4	0,73
Кукавка	211	1,5	0,73	1,67	1,65	0,80	1,83	1	2,5	0,73

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (110. %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути [3-5]:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100, 200 та 300.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі "Втрати – High". Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі.

1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії (таблиця В.1), результатів розрахунків по вітках (таблиця В.2) та по вузлах (таблиця В.3).

Приведемо в таблиці 1.3 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях [6].

Таблиця 1.3 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів. мм^2					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5
110	Дво-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	9,4	13,7	25,7	29,2	36,0	58,3
35	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	5,2	7,6	11,0	–	–
35	Дво-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	3,5	4,9	9,0	10,0	–	–

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується достатніми втратами потужності (6.055 МВт або 3.1%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в деяких лініях не відповідають допустимим значенням економічних потужностей для даних перерізів.

Тому було прийнято рішення збільшити переріз в лініях таким чином:

лінія 101-102 з АС 95 на АС 240;
лінія 102-103 з АС 95 на АС 185;
лінія 103-2 з АС 150 на АС 185;
лінія 2-104 з АС 150 на АС 185;
лінія 104-3 з АС 95 на АС 185;
лінія 200-108 з АС 185 на АС 240;
лінія 300-113 з АС 120 на АС 150;
лінія 113-19 з АС 120 на АС 150;
лінія 117-26 з АС 95 на АС 185;
лінія 26-202 з АС 70 на АС 95;
лінія 26-205 з АС 70 на АС 120.

З врахуванням збільшення перерізів було розраховано режим роботи мережі, результати якого представлені в додатку Д. На основі цього, можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має втрати потужності (4.973 МВт або 2.6%) та характеризується достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях відповідають допустимим значенням за умови нагрівання проводів повітряних ліній (найбільш завантажені ділянки 110 кВ: 100-101 – 43,664 (МВт), 101-102 – 43,573 (МВт), 102-103 – 39,465 (МВт), 103-2 – 39,465 (МВт), 2-104 – 34,363 (МВт), 104-3 – 34,356 (МВт), 108-9 – 25,534 (МВт), 200-108 – 35,956 (МВт), 300-112 – 21,086 (МВт), 200-11

– 20,179 (МВт), 113-19 – 20,062 (МВт), 300-113 – 22,093 (МВт), 117-26 – 36,531 (МВт), 100-117 – 36,585 (МВт), 100-27 – 22,222 (МВт)).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 401, 402, 403, 404 та 405) можуть бути прийняті вузли – 4, 209, 210, 211, 212, 213 та 216 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

26 (Балки–35) – секціоновані шини;

201 (Дашківці) – шини з вимикачами на трансформатори;

202 (Ялтушків) – шини з вимикачами на трансформатори;

203 (Михайлівці) – шини з вимикачами на трансформатори;

204 (Верхівка) – шини;

205 (Митки) – секціоновані шини з вимикачами на трансформатори;

207 (Копайгород) – шини з вимикачами на трансформатори.

1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов’язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Тому для вирішення задач оптимізації в енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування [7].

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Таким чином на кожному кроці відшукують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках [8].

Оскільки розвиваюча підстанція розташована в центрі нових навантажень, доцільно застосувати метод поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі. Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [7].

Тому надалі проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою таких методів як, метод динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$З_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{n} З^{(t)}; \tag{1.5}$$

або

$$З_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{2} \left[E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)} \right] \times \left(1 + E_{Н.П}\right)^{1-t}; \tag{1.6}$$

де $K^{(t)}$ - капітальні витрати для t-го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів; $E = 0.12$ - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування); t - поточний рік розвитку; $\Delta B^{(t)}$ - щорічні витрати, пов`язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях; $E_{Н.П.}$= 0.08 - норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)}=K_п \cdot \Delta L_t, \tag{1.7}$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H * \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \qquad (1.8)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні вкладення, тис. грн; P - активна потужність, що передається по лінії, МВт; U_H - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі існуючої мережі, тобто 35 кВ); r_0 - питомий опір проводу, Ом/км; τ - час максимальних втрат, год:

$$\tau = (0.124 + T_{нб}/10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5200/10000)^2 \cdot 8760 = 3633\ (год);$$

ΔL_t – приріст довжини лінії, км; с = 0.56 грн = $7.0 \cdot 10^{-2}$ у.о/кВт·год - вартість 1 кВт·год. втраченої енергії [7].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати $З_\Sigma$ при обмеженні на будівництво ліній - 25 км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 1.2).

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою [9]:

$$l = 1{,}1 \cdot m_l \cdot L, \qquad (1.9)$$

де m_l – масштаб в км/мм;

L – довжина на карті, мм;

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

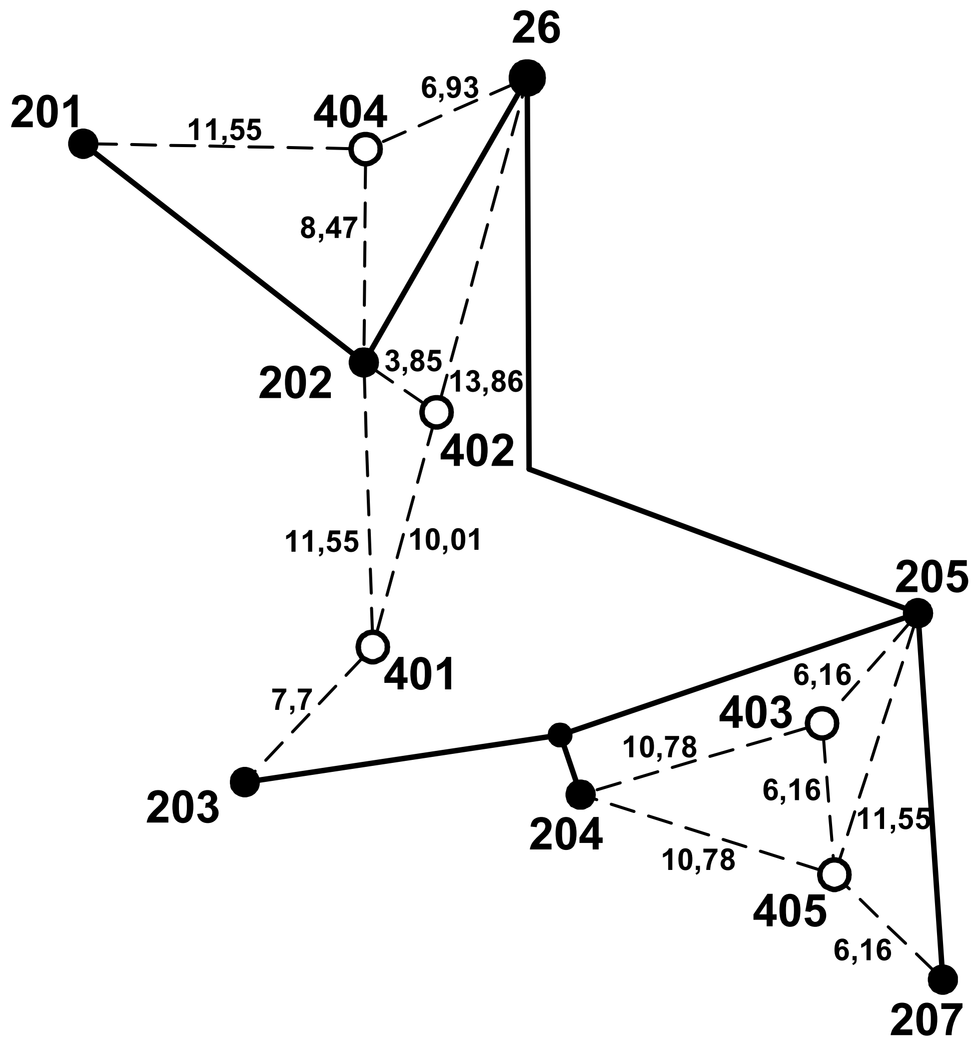


Рисунок 1.2 – Часткова схема електричної мережі

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 202-401 довжина лінії складе:

$$L_{202\text{-}401} = 1{,}1 \cdot 7{,}0 \cdot 1{,}5 = 11{,}55 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	202-401	203-401	202-402	26-402	204-403	205-403	201-404	202-404	204-405	205-405	207-405
Довжина, см	1,5	1,0	0,5	1,8	1,4	0,8	1,5	1,1	0,9	1,4	1,5
Довжина, км	11,55	7,7	3,85	13,86	10,78	6,16	11,55	8,47	6,93	10,78	11,55

Таблиця 1.4 – (Продовження)

Ділянка	207-405	401-402	403-405
Довжина, см	0,8	1,3	0,8
Довжина, км	6,16	10,01	6,16

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 1.5.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 401, 402, 403, 404 та 405. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 25 км лінії, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року - до останнього споживача. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 1.3.

Варіант №1:

1-ий рік - будуємо лінії 203-401 та 202-402. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 7.7 + 3.85 = 11.55 \text{ (км)} \leq 25 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{401} = P_{401}/\cos\varphi = 2.1/0.89 = 2.36 \text{ (МВА)};$$

$$S_{402} = 1.9/0.87 = 2.18 \text{ (МВА)};$$

$$S_{403} = 1.2/0.88 = 1.36 \text{ (МВА)};$$

$$S_{404} = 3.1/0.9 = 3.44 \text{ (МВА)};$$

$$S_{405} = 1.7/0.87 = 1.95 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{401} = \sqrt{S_{401}{}^{2} - P_{401}{}^{2}} = \sqrt{2.36^{2} - 2.1^{2}} = 1.08 \text{(МВАр)};$$

$$Q_{402} = \sqrt{2.18^{2} - 1.9^{2}} = 1.08 \text{(МВАр)};$$

$$Q_{403} = \sqrt{1.36^{2} - 1.2^{2}} = 0.65 \text{(МВАр)};$$

$$Q_{404} = \sqrt{3.44^{2} - 3.1^{2}} = 1.5 \text{(МВАр)};$$

$$Q_{405} = \sqrt{1.95^{2} - 1.7^{2}} = 0.96 \text{(МВАр)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 1.5.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 1.3.

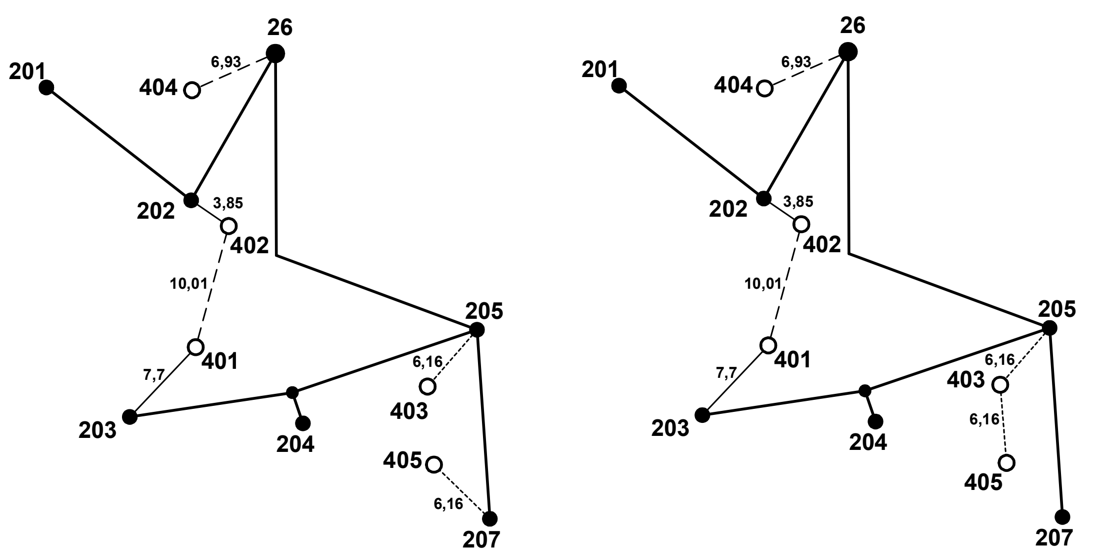


Рисунок 1.3 – Варіанти розвитку електричної системи

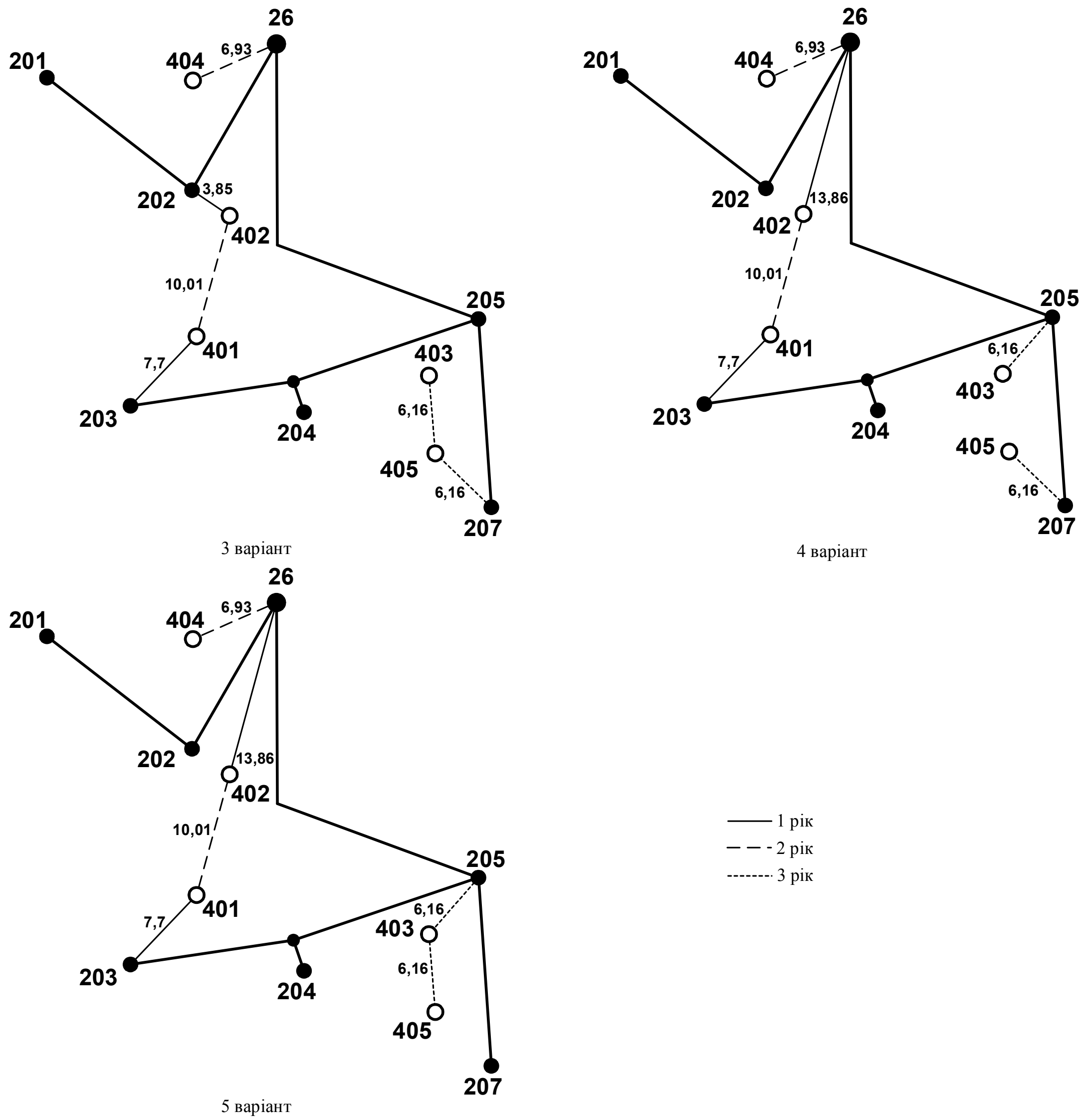


Рисунок 1.3 (Продовження)

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 203-401 та 202-402.

Розраховуємо перетоки потужності радіальних ліній 203-401 та 202-402:

$$\dot{S}_{203-401} = \dot{S}_{н\,401} = 2.1 + j1.08 = 2.36\ (\text{МВА});$$

$$\dot{S}_{202-402} = \dot{S}_{н\,402} = 1.9 + j1.08 = 2.18\ (\text{МВА}).$$

Розрахунковий струм буде таким [6, 10]:

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_л|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (1.10)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації; α_I=1.05 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії; α_T – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$. Оскільки 4000 <$T_{нб}$= 5200 <6000 годин, то $\alpha_T = 1$.

$$I_{розр203-401} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_л|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_л} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{2.36}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 40.9 \text{ (A)};$$

$$I_{розр202-402} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{2.18}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 37.85 \text{ (A)}.$$

По приведеній в [6] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії:

- номінальна напруга – 35 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік ΔL = 11.55 (км) ≤ 25 (км);
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- марка та переріз проводу – АС-95/16.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_л$,	$Q_л$,	$S_л$,	$U_{ном}$,	Ірозр	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	202-402	3,85	1	1,90	1,08	2,19	35	37,85	АС-95/16
	1	203-401	7,7	1	2,10	1,08	2,36	35	40,90	АС-95/16
	2	401-402	10,01	1	0,41	0,19	0,45	35	7,85	АС-95/16
	2	26-404	6,93	1	3,10	1,50	3,44	35	59,65	АС-95/16
	3	205-403	6,16	1	1,20	0,65	1,36	35	23,64	АС-95/16
	3	207-405	6,16	1	1,70	0,96	1,95	35	33,82	АС-95/16
2	1	202-402	3,85	1	1,90	1,08	2,19	35	37,85	АС-95/16
	1	203-401	7,7	1	2,10	1,08	2,36	35	40,90	АС-95/16
	2	401-402	10,01	1	0,41	0,19	0,45	35	7,85	АС-95/16
	2	26-404	6,93	1	3,10	1,50	3,44	35	59,65	АС-95/16
	3	205-403	6,16	1	2,90	1,61	3,32	35	57,45	АС-95/16
	3	403-405	6,16	1	1,70	0,96	1,95	35	33,82	АС-95/16
3	1	202-402	3,85	1	1,90	1,08	2,19	35	37,85	АС-95/16
	1	203-401	7,7	1	2,10	1,08	2,36	35	40,90	АС-95/16
	2	401-402	10,01	1	0,41	0,19	0,45	35	7,85	АС-95/16
	2	26-404	6,93	1	3,10	1,50	3,44	35	59,65	АС-95/16
	3	207-405	6,16	1	2,90	1,61	3,32	35	57,45	АС-95/16
	3	403-405	6,16	1	1,20	0,65	1,36	35	23,64	АС-95/16
4	1	26-402	13,86	1	1,90	1,08	2,19	35	37,85	АС-95/16
	1	203-401	7,7	1	2,10	1,08	2,36	35	40,90	АС-95/16
	2	401-402	10,01	1	0,32	0,21	0,38	35	6,63	АС-95/16
	2	26-404	6,93	1	3,10	1,50	3,44	35	59,65	АС-95/16
	3	205-403	6,16	1	1,20	0,65	1,36	35	23,64	АС-95/16
	3	207-405	6,16	1	1,70	0,96	1,95	35	33,82	АС-95/16
5	1	26-402	13,86	1	1,90	1,08	2,19	35	37,85	АС-95/16
	1	203-401	7,7	1	2,10	1,08	2,36	35	40,90	АС-95/16
	2	401-402	10,01	1	0,32	0,21	0,38	35	6,63	АС-95/16
	2	26-404	6,93	1	3,10	1,50	3,44	35	59,65	АС-95/16
	3	205-403	6,16	1	2,90	1,61	3,32	35	57,45	АС-95/16
	3	403-405	6,16	1	1,70	0,96	1,95	35	33,82	АС-95/16

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (1.7).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 35 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [6].

Для ділянки 203-401:

$$K_{203\text{-}401} = 13.7 \cdot 7.7 = 105.49 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (1.8):

$$\Delta B_{203-401} = 0.0594 \cdot 105.49 + 3633 \cdot 7.0 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{2.36}{35}\right)^2 \cdot 0.306 \cdot 7.7 = 8.99 \text{ (тис. у.о).}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 1.6.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$З^1 = 0.12 \cdot (105.49 + 52.75) + 8.99 + 4.3 = 32.28 \text{ (тис.у.о).}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 401-402 та 26-404 відповідно довжиною 10.01 та 6.93 км.

Розраховуємо потужність радіальної лінії 26-404:

$$\dot{S}_{26-404} = \dot{S}_{н\,404} = 3.1 + j1.5 = 3.44 \text{(МВА).}$$

Розраховуємо перетоки потужності іншої ділянки як для замкнутої мережі.

При розрахунку потокорозподілу на ділянці 202-402-401-203 будемо вважати, що напруги у вузлах 202 та 203 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами [10, 11]:

$$\dot{S}_{202-402} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i203}}{l_\Sigma}; \tag{1.11}$$

$$\dot{S}_{203-401} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i202}}{l_{\Sigma}}, \tag{1.12}$$

де S_i - повна потужність і-ого навантаження по шляху від 202 вузла до 203 вузла або навпаки; l_{i203}, l_{i202} - довжини ділянок від і-го вузла до 203 і 202 відповідно; l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 202-402 дорівнює:

$$\dot{S}_{202-402} = \frac{\dot{S}_{402} \cdot (l_{401-402} + l_{203-401}) + \dot{S}_{401} \cdot l_{203-401}}{l_{202-402} + l_{401-402} + l_{203-401}};$$

$$\dot{S}_{202-402} = \frac{(1.9 + j1.08) \cdot (10.01 + 7.7) + (2.1 + j1.08) \cdot 7.7}{3.85 + 10.01 + 7.7} = 2.31 + j1.27 = 2.64 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 203-401 маємо:

$$\dot{S}_{203-401} = \frac{\dot{S}_{401} \cdot (l_{401-402} + l_{202-402}) + \dot{S}_{402} \cdot l_{202-402}}{l_{203-401} + l_{401-402} + l_{202-402}};$$

$$\dot{S}_{203-401} = \frac{(2.1 + j1.08) \cdot (10.01 + 3.85) + (1.9 + j1.08) \cdot 3.85}{7.7 + 10.01 + 3.85} = 1.69 + j0.88 = 1.91 \text{ (МВА)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{202-402} + \dot{S}_{203-401} = \dot{S}_{401} + \dot{S}_{402};$$

$$2.31 + j1.27 + 1.69 + j0.88 = 2.1 + j1.08 + 1.9 + j1.08;$$

$$4.0 + j2.15 = 4.0 + j2.16.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 402-401 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 402:

$$\dot{S}_{402-401} = \dot{S}_{202-402} - \dot{S}_{402} = 2.31 + j1.27 - 1.9 - j1.08 = 0.41 + j0.19 = 0.45 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунок інших ділянок проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.5.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрат проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$З^2 = (0.12 \cdot 232.08 + 19.14)(1+0.08)^{-1} = 43.51 \text{ (тис.у.о)}.$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 205-403 та 207-405 відповідно довжиною 6.16 та 6.16 км.

Розрахуємо перетоки потужностей для даних радіальних ліній:

$$\dot{S}_{205-403} = \dot{S}_{н403} = 1.2 + j0.65 = 1.36 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{207-405} = \dot{S}_{н405} = 1.7 + j0.96 = 1.95 \text{ (МВА)}.$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.5.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати третього року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$З^3 = (0.12 \cdot 168.78 + 12.25)(1+0.08)^{-2} = 27.86 \text{ (тис.у.о)}.$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$З = 32.28 + 43.51 + 27.86 = 103.65 \text{ (тис.у.о)}.$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 1.3) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	$K_{пит}$ тис.у.о/км	К	ΔU	З	Сумарні витрати 1-го року З1	Сумарні витрати 2-го року З2	Сумарні витрати 3-го року З3	Сумарні витрати за 3 роки З
				тис. у.о							
1	1	202-402	3,85	13,7	52,75	4,30	10,63	32,28	43,51	27,86	**103,65**
	1	203-401	7,7	13,7	105,49	8,99	21,65				
	2	401-402	10,01	13,7	137,14	8,28	24,73				
	2	26-404	6,93	13,7	94,94	10,86	22,25				
	3	205-403	6,16	13,7	84,39	5,74	15,87				
	3	207-405	6,16	13,7	84,39	6,50	16,63				
2	1	202-402	3,85	13,7	52,75	4,30	10,63	32,28	43,51	30,93	106,72
	1	203-401	7,7	13,7	105,49	8,99	21,65				
	2	401-402	10,01	13,7	137,14	8,28	24,73				
	2	26-404	6,93	13,7	94,94	10,86	22,25				
	3	205-403	6,16	13,7	84,39	9,32	19,45				
	3	403-405	6,16	13,7	84,39	6,50	16,63				
3	1	202-402	3,85	13,7	52,75	4,30	10,63	32,28	43,51	30,28	106,07
	1	203-401	7,7	13,7	105,49	8,99	21,65				
	2	401-402	10,01	13,7	137,14	8,28	24,73				
	2	26-404	6,93	13,7	94,94	10,86	22,25				
	3	207-405	6,16	13,7	84,39	9,32	19,45				
	3	403-405	6,16	13,7	84,39	5,74	15,87				
4	1	26-402	13,86	13,7	189,88	15,48	38,27	59,92	43,47	27,86	131,26
	1	203-401	7,7	13,7	105,49	8,99	21,65				
	2	401-402	10,01	13,7	137,14	8,24	24,70				
	2	26-404	6,93	13,7	94,94	10,86	22,25				
	3	205-403	6,16	13,7	84,39	5,74	15,87				
	3	207-405	6,16	13,7	84,39	6,50	16,63				
5	1	26-402	13,86	13,7	189,88	15,48	38,27	59,92	43,47	30,93	134,32
	1	203-401	7,7	13,7	105,49	8,99	21,65				
	2	401-402	10,01	13,7	137,14	8,24	24,70				
	2	26-404	6,93	13,7	94,94	10,86	22,25				
	3	205-403	6,16	13,7	84,39	9,32	19,45				
	3	403-405	6,16	13,7	84,39	6,50	16,63				

З аналізу таблиці 1.6 видно, що варіант №1 має найменші сумарні витрати. Даний варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тому що тут присутні одноланцюгові лінії, живлення по яких здійснюється як від двох джерел (вузли 401 та 402), так і від одного джерела (вузли 403, 404 та 405). Отже варіант 1 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 401 та 402, протягом другого року – вузол 404, та протягом третього – вузли 403 та 405; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення вузлів 401 та 402 від 2-ох вузлів 202 та 203.

В цій схемі першого року будуються лінії 203-401 та 202-402, другого року - лінії 401-402 та 26-404, третього року - лінії 205-403 та 207-405. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-95/16.

1.3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Основну ідею даного методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi\left(x_1, x_2\right)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2, при яких $\Psi = \Psi_{min}$.

Для відшукання цих координат приймемо за початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^{п}$, яке визначиться при початкових параметрах $x_1^{п}, x_2^{п}$. Потім зафіксуємо значення $x_2^{п}$ та шляхом зміни x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 координатами x_1^1, $x_2^{п}$, яке буде найменше з усіх інших на лінії $x_2^{п} = \text{const}$. Перехід від значень $\Psi^{п}$ до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1. Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2, знайдемо наступне значення функції

$\Psi^2 = f\left(x_1^1, x_2^1\right)$, менше від усіх інших на прямій $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від $\Psi^п$ до Ψ_2, яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є наступне. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ, то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформувати і визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних. Це вигідно відрізняє даний метод від деяких інших.

При виконанні координатного спуску не обов′язково зберігати до кінця одні й ті ж прийняті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести в склад залежних, а з раніше прийнятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, прийняти як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до розгляду методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі при заданому розрахунковому рівні навантажень і максимального графа.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати більш простий вигляд функції мети:

$$З = \sum_{m=1}^{N} \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \tag{1.13}$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0, \delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (1.13) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат З – і в той же час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для описання електричної мережі будемо користуватись наступними позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожну лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений під граф, який з’єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв’язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди призводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов’язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кінцеву кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється слабо, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до отримання локального екстремуму.

1.3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

1) максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;

2) вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;

3) на базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з′являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об’єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп’ютерну техніку;

2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;

2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його

застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

1.3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 1.2).

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $З_i = f\left(P_i\right)$ нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати $З_i$ будуть записані [7]:

$$З_i = \left(a_i + b_i P_i^2\right) \cdot l_i, \tag{1.14}$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \tag{1.15}$$

тут K_{0i} - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу проводу на і-тій ЛЕП; Е - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах Е = 0,1÷0,2; α - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП; b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2; l - довжина і-ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i); P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-95/16, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,7 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (1.14) з урахуванням Е = 0,12 та α = 0,0594 приймають відповідно значення: 2,458 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 18,9 МВт для АС-95/16. Що стосується коефіцієнта b_i (1.14), то його значення визначається за формулою [7]:

$$b_i = \frac{r_{0i}\tau b_0}{U_н^2(\cos\varphi)^2}, \tag{1.16}$$

за умовами, що $U_н$ – номінальна напруга = 35 кВ; cos φ – коефіцієнт потужності прийнято 0,9; τ – час втрат, 3633 годин; b_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $7{,}0\cdot10^{-2}$ у.о. кВт·год.; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу і для АС-95/16 = 0,306 Ом/км; величина b_i приймає відповідно значення для АС-95/16:

$$b_i = \frac{0{,}306\cdot 3633\cdot 7.0\cdot 10^{-2}}{35^2\cdot 0{,}9^2} = 78.4\cdot10^{-3}.$$

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 95/16:

$$З_i = 2.458 + 78.4\cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

для зазначеного максимального графу можна виділити 3 незалежних контури. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

202-402-401-203;

26-402-401-203;

26-402-401-202;

205-403-405-207;

205-403-405-204;

204-403-405-207;

204-405-403-205;

26-404-202;

26-404-201;

202-404-201.

Оскільки дані контури складаються з 3 та 2 віток, то для кожного з них відповідно можливі 3 та 2 варіанти схем. Відкидаючи почергово кожну з віток, отримаємо потокорозподіл на основі І-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який занесемо в таблицю 1.7 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 1.7 – Потокорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
202-402	0	1,9	4
401-402	1,9	0	2,1
203-401	4	2,1	0
Витрати, у.о	56,02	32,14	42,36

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$З_{1п401\text{-}402} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 1.9^2 = 2.741;$$

$$З_{1п203\text{-}401} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 4.0^2 = 3.713;$$

$$З_{2п202\text{-}402} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 1.9^2 = 2.741;$$

$$З_{2п203\text{-}401} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 2.1^2 = 2.804;$$

$$З_{3п202\text{-}402} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 4.0^2 = 3.713;$$

$$З_{3п402\text{-}401} = 2.458 + 78.4 \cdot 10^{-3} \cdot 2.1^2 = 2.804.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо приведені витрати для відповідних випадків:

$$З_{1\_401\text{-}402} = 2.741 \cdot 10.01 = 27.44;$$

$$З_{1\_203\text{-}401} = 3.713 \cdot 7.7 = 28.59;$$

$$З_{2\_202\text{-}402} = 2.741 \cdot 3.85 = 10.55;$$

$$З_{2\_203\text{-}401} = 2.804 \cdot 7.7 = 21.59;$$

$$З_{3\_202\text{-}401} = 3.713 \cdot 3.85 = 14.29;$$

$$З_{3\_402\text{-}401} = 2.804 \cdot 10.01 = 28.06.$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$З_1 = 27.44 + 28.59 = 56.02;$$

$$З_2 = 10.55 + 21.59 = 32.14;$$

$$З_3 = 14.29 + 28.06 = 42.36.$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 401-402 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 1.8 – 1.16.

Таблиця 1.8 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
26-402	0	1,9	4
401-402	1,9	0	2,1
203-401	4	2,1	0

Витрати, у.о	56,02	59,58	79,52

Таблиця 1.9 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
26-402	0	1,9	4
401-402	1,9	0	2,1
202-401	4	2,1	0
Витрати, у.о	70,32	70,37	79,52

Таблиця 1.10 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
205-403	0	1,2	2,9
403-405	1,2	0	1,7
207-405	2,9	1,7	0
Витрати, у.о	35,04	32,37	35,74

Таблиця 1.11 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
205-403	0	1,2	2,9
403-405	1,2	0	1,7
204-405	2,9	1,7	0
Витрати, у.о	49,44	44,77	35,74

Таблиця 1.12 – Результати оптимізації 6 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
204-403	0	1,2	2,9
403-405	1,2	0	1,7
207-405	2,9	1,7	0
Витрати, у.о	35,04	44,25	50,14

Таблиця 1.13 – Результати оптимізації 7 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2	3
204-405	0	1,7	2,9
403-405	1,7	0	1,2
205-403	2,9	1,2	0
Витрати, у.о	35,74	44,77	49,44

Таблиця 1.14 – Результати оптимізації 8 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2
26-404	0	3,1
202-404	3,1	0
Витрати, у.о	27,20	22,26

Таблиця1.15 – Результати оптимізації 9 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2
26-404	0	3,1
201-404	3,1	0
Витрати, у.о	37,09	22,26

Таблиця 1.16 – Результати оптимізації 10 контуру

Номер варіанту / Потужності, МВт	1	2
202-404	0	3,1
201-404	3,1	0
Витрати, у.о	37,09	27,20

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення.

Таким чином отримаємо граф, який зображений на рисунку 1.4.

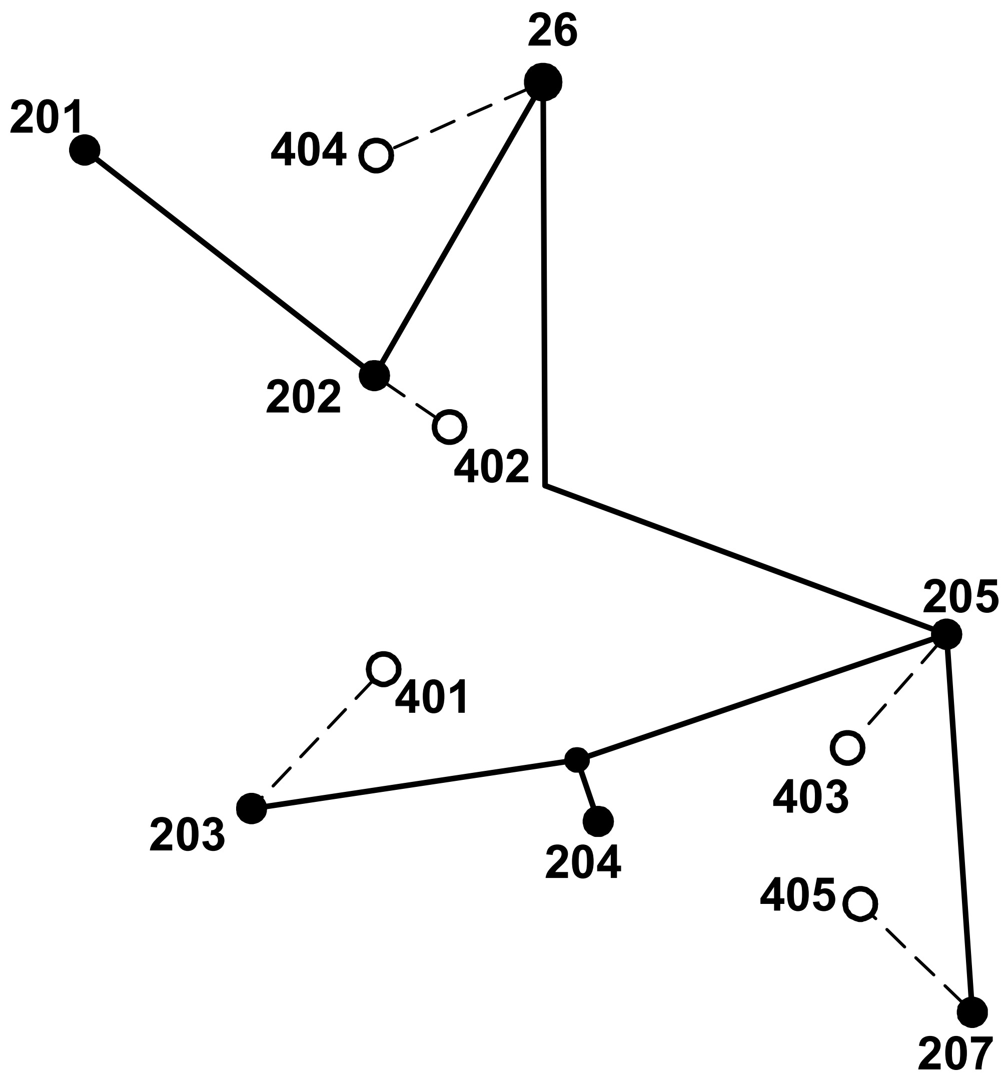


Рисунок 1.4 - Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності, оскільки вузли 401 та 402 мають споживачів I категорії. Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітку 401-402. Таким чином отримаємо замкнутий контур 202-402-401-203.

Розрахунок по вибору марки та площі перерізу нових ліній ідентичний розрахунку, який проведений у попередньому підрозділі 1.3.2.

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації показана на рис. 1.5. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та третьої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам потужності для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводами АС 95/16.

1.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та поконтурної оптимізації представлена на рисунку 1.5.

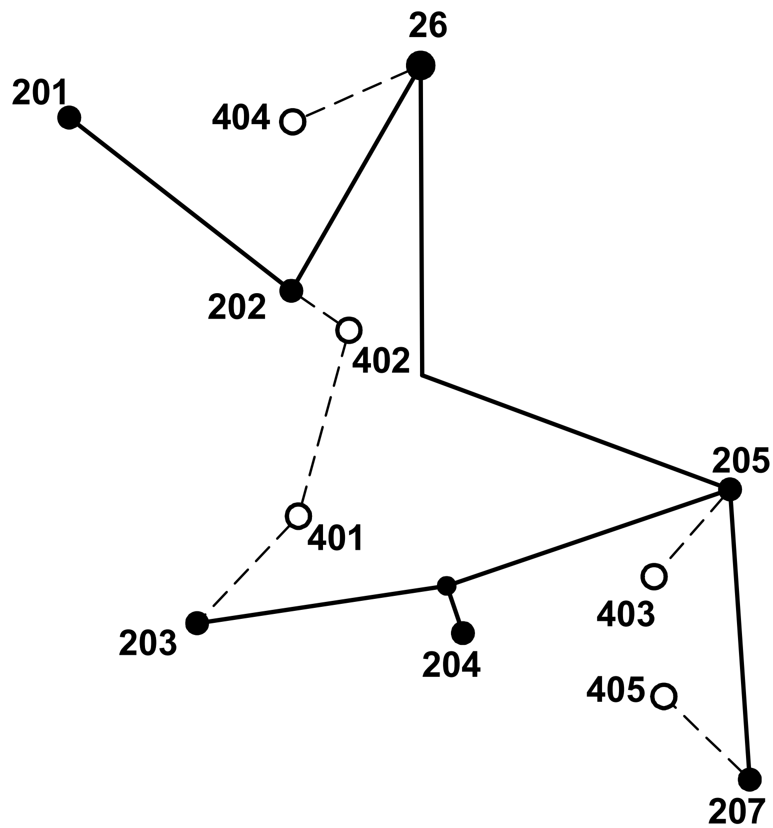


Рисунок 1.5 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 35 кВ.

2.Використані перерізи проводів – АС 95/16.

3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

Отже, в даному підрозділі було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

В наступному підрозділі потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в післяаварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою [9]:

$$S_{т} \geq \frac{S_{нав}}{n_m \cdot k_1}, \tag{1.17}$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях; k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 401-го вузла згідно (1.17) маємо:

$$S_т \geq \frac{2.36}{2 \cdot 0.7} = 1.69 \text{ (MBA)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 2.5 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій . Для вузлів 402, 404 та 405 встановлюємо один трансформатор.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 401 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 2.36/2.5=0.94 що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 1.17.

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо схеми підключення до існуючої мережі.

Таблиця 1.17 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u_k	ΔPk	ΔPx	I_x	R	X	ΔQx
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
401	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5
402	ТМН-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	49,2	17,6
403	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5
404	ТМН-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3;11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
405	ТМН-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3;11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23,0	40,0

1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримування вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань [9, 12].

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на підстанції 401 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 1.6).

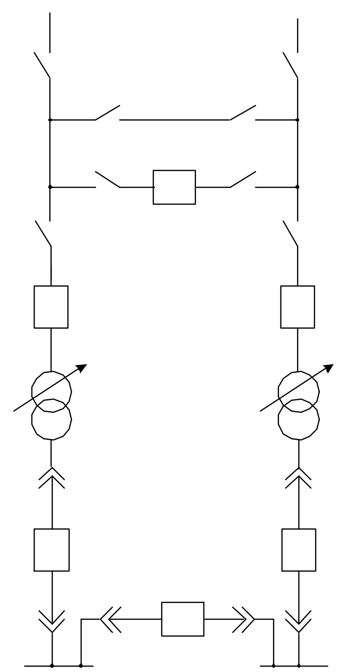


Рисунок 1.6 – Схема розподільчого пристрою вузла 401

Для іншого вузла 402 пропонуємо таку ж саму схему.

Для інших вузлів 403, 404 та 405 пропонуємо схему блок (лінія – трансформатор) із вимикачем в ланцюгу трансформатора (рисунок 1.7):

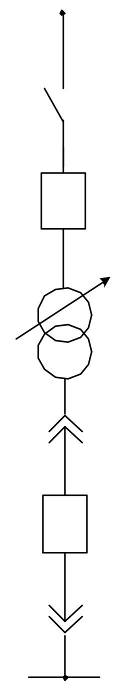


Рисунок 1.7 – Схема розподільчого пристрою вузлів 403, 404, 405

Вибрані схеми були вибрані згідно вимог надійності, що висуваються до схем відкритих розподільчих пристроїв.

Отже, в даному підрозділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

1.6 Схеми вузлових підстанції

До існуючої схеми підстанції Балки (вузол 26 (35 кВ)) « секціоновані шини» потрібно приєднати лінію, отже до існуючої схеми приєднуємо 1 вимикач.

До існуючих схем підстанцій 202 (Ялтушків), 203 (Михайлівці), 205 (Митки) та 207 (Копайгород) також приєднуємо по одному вимикачу на одне приєднання (4 вимикача).

Після розрахунків у попередніх підрозділах, потрібно визначити баланс потужностей для схеми розвитку, що і зробимо у наступному підрозділі.

1.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{ном}$ записуємо так [10]:

$$P_Г = K_0 \cdot \sum_{i=1}^{K} P_{нi} + \Delta P_м, \tag{1.18}$$

де $P_Г$ – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій; $\sum_{i=1}^{K} P_{нi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_м = 0{,}05 \cdot \sum_{i=1}^{K} P_{нi}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^{K} P_{нi}$); $K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається [9]:

$$Q_Г = P_Г \cdot tg(\arccos\varphi_Г), \tag{1.19}$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко–економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння [9]:

$$Q_Г + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{Cij} + \sum_{i=1}^{K} Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^{K} Q_{нi} + \sum_{i=1}^{K} \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{ЛЕПij}, \tag{1.20}$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^{K} Q_{нi}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями; $\sum_{i=1}^{K} Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП); $\sum_{i=1}^{K} \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 202-402-401-203:

$$P_Г = 0{,}9\cdot\sum_{i=1}^{K} P_{нi} + 0{,}05\sum_{i=1}^{K} P_{нi} = 0{,}95\sum_{i=1}^{K} P_{нi} = 0.95 \cdot (2.1 + 1.9) = 3.8 \text{ (МВт)};$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 202-402-401-203:

$$Q_Г = P_Г\cdot tg(\arccos\varphi_Г) = 3.8 \cdot tg(\arccos(0.85)) = 3.8\cdot 0.62 = 2.36 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^{K} Q_{КПi} = 0.95\cdot\sum_{i=1}^{K} Q_{нi} + \sum_{i=1}^{K} \Delta Q_{Ti} - Q_Г = 0.95 \cdot (1.08+1.08) + 0.1 \cdot (2.36 + 2.18) – 2.36;$$

$$\sum_{i=1}^{K} Q_{КПi} = 0.14 \text{ (МВАр)}.$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої.

1.8 Розрахунок і аналіз режимів електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Е. Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже були збільшені перерізи таких ліній:

лінія 102-103 з АС 185 на АС 240;
лінія 103-2 з АС 185 на АС 240;
лінія 117-26 з АС 185 на АС 240.

З врахуванням уточнення перерізів, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

```
Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:
  Nвузла:       100      Uн:  115.50      Фаза:    0.00
  Nвузла:       200      Uн:  115.50      Фаза:    0.00
  Nвузла:       300      Uн:  115.50      Фаза:    0.00
```

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 181

N вузла	Назва	U,кВ	Pнав,МВт	Qнав,МВАр	Wв,МВт год	Cos	Pmin,МВт	Pmax,МВт
100	Бар	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
300	Хмельницький енерговузол	110						
1	Слобода Межирівська	110						
1011		10	3.740	2.220				
2	Чернятин	110						
1021		10	5.060	2.730				
3	Жмеринка	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	3.190	1.450				
1032		10	3.190	1.450				
4	Подільська тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	7.700	4.570				
1042		10	7.700	4.570				
5	Станіславчик	110						
1051		10	5.610	3.180				

6	Носківці	110		
1061		10	2.860	1.390
7	Шаргород	110		
7771		110		
7772		110		
3571		35		
3572		35		
1071		10	7.980	4.090
1072		10	7.980	4.090
8	Конева	110		
1081		10	1.540	0.870
9	Могилів Подільський	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	3.140	1.780
1092		10	3.140	1.780
10	Яришів	110		
1010101		110		
1010102		110		
35101		35		
35102		35		
10101		10	2.970	1.600
10102		10	2.970	1.600
11	Жван	110		
10111		10	3.410	1.750
12	Муровані Курилівці	110		
1212121		110		
35121		35		
10121		10	3.960	1.920
13	Ставчани	110		
10131		10	2.640	1.200
14	Нова Ушиця	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.640	1.500
10142		10	2.640	1.500
15	Пилипівці	110		
10151		10	3.520	1.900
16	Віньківці	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	2.640	1.280
10162		10	2.640	1.280
17	Ярмоленці	110		
1717171		110		
1717172		110		
35171		35		
35172		35		
10171		10	3.690	2.090
10172		10	3.690	2.090
18	Аеропорт	110		
10181		10	1.600	0.800
10182		10	2.360	1.230
19	Раково	110		
10191		10	2.810	1.590
10192		10	2.810	1.590
20	Івашківці	110		
2020201		110		
2020202		110		
35201		35		
35202		35		
10201		10	1.760	0.900
10202		10	1.760	0.900
21	Лозове	110		
10211		10	2.750	1.480
22	Деражня	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.360	1.620
10222		10	3.360	1.620
23	Летичів	110		
2323231		110		
35231		35		

10231		10	4.950	2.670
24	Вовковинці	110		
10241		10	3.740	1.920
25	Комарівці тяга	110		
2525251		110		
27251		27		
10251		10	13.420	7.610
26	Балки	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	4.570	2.210
10262		10	4.570	2.210
27	ГКС-37 (ГКС-1)	110		
10271		10	11.000	5.330
10272		10	11.000	5.330
28	ГКС-37 (ГКС-2)	110		
10281		10	11.000	5.330
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
112		110		
113		110		
114		110		
115		110		
116		110		
117		110		
201	Дашківці	35		
102011		10	0.880	0.450
102012		10	0.880	0.450
202	Ялтушків	35		
102021		10	1.160	0.650
102022		10	1.160	0.650
203	Михайлівці	35		
102031		10	1.540	0.830
204	Верхівка	35		
102041		10	1.100	0.530
205	Митки	35		
102051		10	0.940	0.480
102052		10	0.940	0.480
206	Котюжани	35		
102061		10	1.540	0.750
207	Копайгород	35		
102071		10	1.270	0.580
102072		10	1.270	0.580
208	Лучинець	35		
102081		10	0.830	0.450
102082		10	0.830	0.450
209	Вендичани	35		
102091		10	2.420	1.240
210	Елеватор	35		
102101		10	1.270	0.720
102102		10	1.270	0.720
211	Кукавка	35		
102111		10	1.650	0.800
301		35		
401	Нова 1	35		
104011		10	1.050	0.540
104012		10	1.050	0.540
402	Нова 2	35		
104021		10	0.950	0.540
104022		10	0.950	0.540
403	Нова 3	35		
104031		10	1.200	0.650
404	Нова 4	35		
104041		10	3.100	1.500
405	Нова 5	35		
104051		10	1.700	0.960

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 188

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L,км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
101	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.480
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.300
102	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	0.020
103	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	0.300
2	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
104	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
3	4	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
105	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
6	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
106	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
7	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
8	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
9	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
108	9	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
108	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
200	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
11	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
109	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
110	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
300	112	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
112	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
112	111	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
111	17	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
300	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.200
113	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.180
19	114	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.740
114	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
20	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
115	21	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
22	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
24	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
116	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
116	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
26	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
117	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	6.000
100	117	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
100	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.710
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.630
35161	201	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	8.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	18.100
35261	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	16.700
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
203	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.400
35121	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
205	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.300
301	204	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.050
35262	205	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	13.210
205	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	19.390
3571	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-150	29.300
35121	206	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	10.340
206	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.260
3572	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	25.300
208	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.760
210	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.300
211	210	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.620
35102	211	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.380
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182

4442	1042	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.298
6	1061	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7771	3571	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7772	3572	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300
9	9991	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1010101	35101	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010102	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1010102	35102	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010102	10102	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
12	1212121	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
1212121	35121	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
14	1414141	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1414141	35141	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1616161	35161	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1616162	35162	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	1717171	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1717171	35171	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
17	1717172	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
1717172	35172	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1717172	10172	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
18	10182	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
19	10192	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
20	2020201	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020201	35201	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020201	10201	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020202	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020202	35202	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020202	10202	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
22	2222221	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
2222222	35222	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
23	2323231	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2323231	35231	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2323231	10231	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2525251	27251	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
27	10272	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
28	10281	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
201	102011	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
201	102012	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325

202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.277
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
206	102061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
207	102071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
207	102072	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
208	102081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
208	102082	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
209	102091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182
210	102101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.230
210	102102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.230
211	102111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
202	402	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	3.850
402	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.010
203	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.700
205	403	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
35261	404	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.930
207	405	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
401	104011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
401	104012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
402	104021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
402	104022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
403	104031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
404	104041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.277
405	104051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені в додатку Е.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не є допустимою. Тому було проведено регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатку Е. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 5.672 МВт або 2.8% від потужності генерації.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Ж та К.

У післяаварійному режимі була розірвана головна ділянка 202-402.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до розвитку	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	9	9	9	5
2	9	9	9	4
3	9/9	9/8	9/9	6/5
4	9	9	9	6
5	10	10	9	7
6	9	9	9	7
7	10	10	8	8
8	7	7	7	3
9	9	9	9	5
10	6	6	7	4
11	8	8	9	4
12	11	12	9	11
13	8	8	9	5
14	8/7	8/7	9/9	5/4
15	9	9	9	6
16	7/6	8/6	7/7	6/5
17	6	6	9	3
18	5/7	5/7	6/9	1/3
19	7	7	9	4
20	8	8	9	5
21	8	8	9	5
22	9/8	9/8	9/9	5/4
23	9	9	9	5
24	9	9	9	6
25	9	9	9	6
26	5	5	7	4
27	9	9	11	6
28	9	9	11	6
201	6	6	6	4
202	6	6	6	5
203	7	7	6	6
204	7	7	6	6
205	6	6	6	5
206	7	7	6	5
207	6	6	6	5
208	7	7	6	5
209	9	9	6	7
210	8	8	6	6

211	8	8	6	6
401	–	8	6	7
402	–	9	6	8
403	–	8	6	6
404	–	7	6	4
405	–	9	6	6

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров’я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов’язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Персонал, який займається монтажем електромережі, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки [26].

Оскільки роботи по монтажу ПЛЕП проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

При розробці та монтажі необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протіканням надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти металевих з’єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж. Також ризик виникнення пожеж на об’єктах електричної мережі трапляється у разі не спрацювання грозозахисного обладнання.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов’язаних з монтажем ПЛЕП які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізація ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання електромережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі гро:

3. Описати основні заходи протипожежного захисту об'єктів електромережі.

4.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 11.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

– небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини
– розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
– гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
– рухомі частини виробничого устаткування;
– вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;

– підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
– відсутність чи недостача природного світла;
– підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
– підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
– підвищена та понижена рухомість повітря;
– підвищена та понижена вологість повітря;
– нестача природного освітлення;
– недостатня освітленість робочої зони;
– підвищений рівень шуму на робочому місці;
– підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

– несправність вантажопідіймальних засобів;
– підвищений рівень електричної енергії;
– підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
– підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

– фізичні перевантаження (динамічні);
– нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

4.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП

4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Інструкція, яка встановлює необхідний комплекс заходів і пристроїв, призначених для забезпечення безпеки людей (сільськогосподарських тварин), оберігання будівель, споруд, устаткування і матеріалів від вибухів, пожеж і руйнувань, можливих при діях блискавки. Інструкція повинна дотримуватися при розробці проектів будівель і споруд. При проектуванні та монтажі блискавкозахисту керуються інструкціями та вимогами національної нормативної бази, яка останнім часом наведена відповідно до міжнародних норм:

– ДСТУ Б В.2.5-38: 2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Пристрій захисту від блискавки будівель і споруд.
– РД 34.21.122-87/Міненерго СССР Інструкція з пристрою блискавкозахисту будівель і споруд. (що діє до 2012р)
– РД 34.21.122-87 "Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд"
– ДБН В.2.5-23-2003 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

«Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд» включає в себе загальну таблицю відповідності характеристик споруди та відповідного громовідводу.

Для захисту від вторинних проявів блискавки повинні бути передбачені наступні заходи:

а) металеві конструкції і корпуси всього устаткування і апаратів, що знаходяться в будівлі, що захищається, повинні бути приєднані до заземлюючого пристрою електроустановок, або до залізобетонного фундаменту будівлі;

б) усередині будівель і споруд між трубопроводами і іншими протяжними металевими конструкціями в місцях їх взаємного зближення на відстань менше 10 см через кожні 20 м слід приварювати або припаювати перемички із сталевого дроту діаметром не менше 5 мм або сталевої стрічки перетином не менше 24 мм2, для кабелів з металевими оболонками або бронею перемички повинні виконуватися з гнучкого мідного провідника відповідно до вказівок СНіП 3.05.06-85;

в) у з'єднаннях елементів трубопроводів або інших протяжних металевих предметів повинні бути забезпечені перехідні опори не більше 0,03 Ом на кожен контакт.

Що стосується конструкції громовідводів, то опори стрижньових громовідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як вільно стоячі конструкцій, а опори тросових громовідводів - з урахуванням натягнення троса і дії на нього вітрових і ожеледних навантажень. З'єднання блискавко-приймачів із струмовідводом і струмовідводів із заземлювачами повинні виконуватися, як правило, зваркою, а при неприпустимості вогняних робіт вирішується виконання болтових з'єднань з перехідним опором не більше 0,05 Ом при обов'язковому щорічному контролі останнього перед початком грозового сезону.

Для забезпечення електробезпеки на електропідстанції передбачається:

– влаштування захисного заземлюючого пристрою;
– забезпечення необхідних віддалій до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимого ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
– електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
– контроль ізоляції;
– застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
– застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

4.3.2 Розрахунок захисного заземлення ВРУ–110 кВ

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_з \le 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються кліматичні умови експлуатації ПЛЕП. Персонал, який експлуатує ПЛЕП при цьому перебуває і на терриоторії підстанції. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: S = (20×36) = 720 м^2;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

ρ_1 = 600 Ом·м; ρ_2= 60 Ом·м;

- глибина закладення заземлення: t = 0,5 м;
- товщина верхнього шару ґрунту: h = 2 м;
- число вертикальних заземлювачів: $n_в$ = 20 шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_в$ = 5 м.

Заземляючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p/ n_в = 2\cdot(20+36)/20 = 5{,}6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/60 = 10;$$

$$a/ l_в = 5{,}6/5 = 1{,}12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26{,}83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_ш = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_г + L_В}, \quad (11.2)$$

де A – функція відношення $\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір грунта, Ом·м;

$L_г$, $L_в$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0{,}444 - 0{,}84\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}1, \quad (11.3)$$

$$A = 0{,}385 - 0{,}25\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0{,}1 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}5; \quad (11.4)$$

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0{,}5}{26{,}83} = 0{,}2 > 0{,}1;$$

$$A = 0{,}385 – 0{,}25 \cdot 0{,}2 = 0{,}335;$$

$$\frac{h - t}{l_в} = \frac{2 - 0{,}5}{5} = 0{,}3.$$

$$L_г+L_в, = (36 \cdot 5+22 \cdot 7)+20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1{,}5$.

$$\rho_{екв} = 1{,}5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом·м.}$$

$$R_ш= 0{,}335 \cdot 90 /26{,}83 + 90 /434 = 1{,}331 \text{ Ом} > R_{з.доп} = 0{,}5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1{,}5$ Ом;

– фундаменти опор $R_{п2} = 1{,}2$ Ом.

$$R'_з = \frac{R_ш \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_ш \cdot R_{п1} + R_ш \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_з = \frac{1{,}331 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}2}{1{,}331 \cdot 1{,}5 + 1{,}331 \cdot 1{,}2 + 1{,}5 \cdot 1{,}2} = 0{,}444 \text{ (Ом)} < 0{,}5 \text{ (Ом).}$$

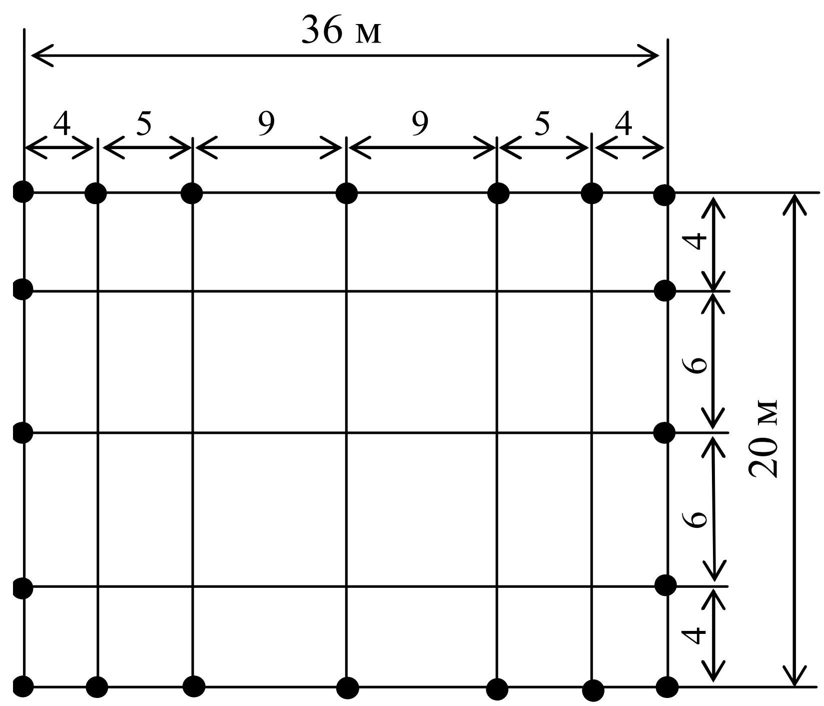


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_з$ = 0,444 (Ом) < $R_{з\ допустиме}$=0,5 (Ом). і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

4.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ 110 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 $м^3$ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту) [9, 22]:

$$З = Е_н \cdot К + В + Зб,$$

де З – загальні витрати, тис.грн.; $Е_н$ – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $Р_н$ = 0.12; К – одночасні капітальні витрати, тис.грн.; В – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових [23]:

$$К = К_{П/СТ} + К_{ЛЕП},$$

де $К_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.; $К_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою [9]:

$$К_П = К_Т + (К_В + К_{ВРП}) + К_{ПОСТ} + К_{ЗРП} + К_{КП},$$

де $К_Т$ – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.; $К_В + К_{ВРП}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.; $К_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис.грн.; $К_{ЗРП}$ – вартість закритих розподільних пристроїв, тис.грн.; $К_{КП}$ – вартість компенсуючи пристроїв, тис.грн..

Вартість трансформаторів буде такою:

$$К_{тр} = n_{тр} \cdot С_{тр} = (3 \cdot 21.2 + 2 \cdot 16.7 + 30.5 + 25.7)\ 32 = 4934,4\ (тис.грн.).$$

Визначаємо $К_В + К_{ВРП}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$К_В + К_{ВРП} = (9 \cdot 14 + 18.5 \cdot 2 + 5.4 \cdot 3) \cdot 32 = 5734,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо $К_{ПОСТ}$:

$$К_{ПОСТ} = (70 + 70 + 70 + 70 + 70)\ \ 32. = 11200. \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо $К_{ЗРП}$:

$$К_{ЗРП} = (70 + 70 + 70 + 70 + 70) \cdot 32 = 11200. \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо вартість КП :

$$К_{КП} = 0. \text{ (тис.грн.)}.$$

Таким чином, капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$К_П = 4934,4\ + 5734,4 + 11200. + 11200+ 0 = 33068,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$К_{ЛЕП} = С_Т \cdot l,$$

де $С_Т$ – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$К_{ЛЕП} = (13.7 \cdot (5.39 + 8.47 + 5.39 + 3.85 + 6.93+4.62 + 13,21)+$$

$+ 16.6 \cdot 18.18 + 27. \cdot 16.6 + 14.6 \cdot 15.3 + 14.1 \cdot 12.38) \cdot 32. = 68024$ (тис.грн.).

Одночасні капітальні витрати К:

$$К = 33068 + 68024 = 101092 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою [23]:

$$В = В_{Л} + В_{П} + В_{\Delta W},$$

де $В_{Л}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

$$В_{Л} = (К_{ЛЕП} \cdot Р_{Л}\%)/100,$$

де $Р_{Л}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній; $В_{П}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$В_{П} = (К_{П/СТ} \cdot Р_{П}\%)/100,$$

де $Р_{П}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій; $В_{\Delta W}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі:

$$В_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau,$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії (b =1.56 грн = $156 \cdot 10^{-5}$ тис.грн/кВт·год); ΔP_1 (4.973 МВт) та ΔP_2 (5.672 МВт) – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$В_Л = (17006.09 \cdot 5.94)/100 = 1010.16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В_П =(8259.2 \cdot 21)/100 = 1734.43 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В_{\Delta W} = 156 \cdot 10^{-5} \cdot (5.372 – 4.973) \cdot 10^3 \cdot 3633 = 4166.7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В = 1010.16 + 1734.43 + 1422.1= 4166.7 \text{ (тис.грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі визначається за формулою:

$$Зб = з_0 \cdot \Delta W_{НД},$$

де $з_0$ – питомий збиток, тобто вартість 1 кВт·год недовідпущеної електроенергії споживачу ($з_0$ = 7 грн/кВт·год); $\Delta W_{НД}$ – недовідпущена електроенергія:

$$\Delta W_{НД} = q \cdot P_{НБ} \cdot T_{НБ},$$

де $P_{НБ}$ – потужність вузла, що залишився без живлення; q – імовірність перерви електропостачання для споживачів через недостатню надійність мережі (тобто через аварійний простій) [6, 9]:

$$q = \omega \cdot T_В,$$

де ω – параметр потоку відмов елемента електричної мережі; $T_В$ – середня тривалість аварійного простою.

Визначимо імовірність перерви електропостачання 403-го вузла ЕМ оскільки надійність електропостачання саме цього вузла є слабким місцем даного варіанту схеми.

Також збиток від перерви електропостачання можна очікувати у вузлах 404 та 405.

Блок-схема з надійності електропостачання 403-го вузла має вигляд:

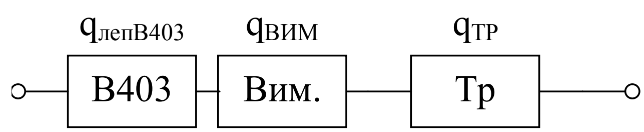


Рисунок 5.1 – Блок-схема з надійності електропостачання 403-го вузла

Виходячи з даних табл. 9, 10 [6] та блок-схеми розраховуємо значення q:

$$q_{лепВ403} = 1.4 \cdot 6.16/100 \cdot 1.0 \cdot 10^{-3} = 0.0862 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{ВИМ} = 0.08 \cdot 1.3 \cdot 10^{-3} = 0.104 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{ТР} = 0.01 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0.45 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{403} = q_{лепВ403} + q_{ВИМ} + q_{ТР} =$$

$$= 0.0862 \cdot 10^{-3} + 0.104 \cdot 10^{-3} + 0.45 \cdot 10^{-3} = 0.6402 \cdot 10^{-3}.$$

Для вузлів 404 та 405 відповідно будемо мати:

$$q_{404} = 0.097 \cdot 10^{-3} + 0.104 \cdot 10^{-3} + 0.45 \cdot 10^{-3} = 0.651 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{405} = 0.0862 \cdot 10^{-3} + 0.104 \cdot 10^{-3} + 0.45 \cdot 10^{-3} = 0.6402 \cdot 10^{-3}.$$

Згідно формули кількість недовідпущеної електроенергії для даного випадку складає:

$$\Delta W_{НД403} = 0.6402 \cdot 10^{-3} \cdot 1.2 \cdot 10^{3} \cdot 5200 = 3995.1 \text{ (кВт·год.)};$$

$$\Delta W_{НД404} = 0.651 \cdot 10^{-3} \cdot 3.1 \cdot 10^{3} \cdot 5200 = 10494.44 \text{ (кВт·год.)};$$

$$\Delta W_{НД405} = 0.6402 \cdot 10^{-3} \cdot 1.7 \cdot 10^{3} \cdot 5200 = 5659.72 \text{ (кВт·год.)};$$

Згідно формули збиток від перерви електропостачання:

$$Зб = 1{,}56 \cdot 10^{-3} \cdot (3995.1 + 10494.44 + 5659.72) = 141.04 \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{ЕМ} = 0.12 \cdot 68024 + 4166.7 + 141.04 = 72331 \text{ (тис.грн.)}.$$

В проекті загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричну мережу [22]:

$$R = \frac{Ц_т \gamma W - В - Зб}{K} \cdot 100\%,$$

де $Ц_т$ – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 112 коп./кВт·год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 35 кВ γ складає 0,3); W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином, рентабельність буде такою:

$$R = \frac{112 \cdot 10^{-5} \cdot 0.3 \cdot (2.1 + 1.9 + 1.2 + 3.1 + 1.7) \cdot 5200 \cdot 10^{3} - 4166.7 - 141.04}{101092} \cdot 100\% = 12.5 \ (\%)$$

.

Отже, строк окупності буде рівним:

$$\text{Т}_{\text{ок}} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{12.5} \cdot 100 = 8 \text{ (років).}$$

ВИСНОВКИ

В роботі розглядається реконструкція електричних мереж 110-35 кВ.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідно збільшити перерізи проводів на деяких лініях.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (Нова 1 (вузол 401), Нова 2 (вузол 402), Нова 3 (вузол 403), Нова 4 (вузол 404) та Нова 5 (вузол 404)). Було прийнято, що до даних пунктів під’єднані споживачі 1 і 3 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох та одного джерел живлення та відповідно на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох та одного трансформаторів.

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою двох методів: динамічного програмування та поконтурної оптимізації. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними витратами.

Для розрахунку за методом динамічного програмування було намічено 5 варіантів схем з майже однаковими сумарними капіталовкладення, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 1, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання. Розвиток проводився на протязі 3-ох років.

За методом поконтурної оптимізації було розраховано 10 контурів з яких оптимальними виявились 3 контури. Оскільки за даним методом оптимальна схема виявилась радіально-магістральною, то було прийнято рішення доопрацювати її. Таким чином, було отримано 1 замкнутий контур. Оптимальна схема за даним методом виявилась ідентичною зі схемою, яка була обрана за методом динамічного програмування.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з’єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 401 та 402 було вибрано схему РП типу «місток» а для вузлів 403, 404 та 405 схему «блок лінія-трансформатор».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення на деяких існуючих лініях 102-103, 103-2 та 117-26 збільшувати переріз проводу.

Також було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного.

Для усіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 5.372 МВт (2.8 %) при сумарній активній потужності генерації 223.682 МВт.

Проаналізовано та розроблено ряд організаційних, та технічних заходів, що забезпечують безпечне виконання робіт електротехнічним персоналом.

Загальні витрати на мережу складають 101092 тис. грн.. Рентабельність капіталовкладень становить 12.5 %, а строк окупності – 8 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Арзамасцев Д.А. Модели оптимального развития энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

2. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

3. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090402 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.

4. Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

5. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

8 Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і більше. Інструкція з експлуатації. – Київ: ГДК 34.20.502-97, 1995.

9. Організація протиаварійної роботи у Міненерго України. Положення УНПО “Енергопрогрес”. – Київ: 1996. – 15 с.

10. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 – 500 кВ. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 340 с.

11. ДБН В.1.2.-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування.// Київ, Мінбуд України, 2006 та зміна// Київ, Мінбуд України, 2007.

12. Стійкість до дії грозових розрядів. Методи захисту: ДСТУ 3568-98. – Введений 01.07.1999. – Київ: Держстандарт України, 1998. – 5 с.

13. ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектичних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи.

14 Ларионов В.П. Основы молниезащиты / Под. Ред. И.М. Бортника. – М.: Знак, 1999. – 104 с.

15. Справочник по молниезащите. Под ред. Карякина Р.Н. –М.: Энергосервис, 2005 – 879 с.

16. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.

17. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

18. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. :Видавництво «Форт», 2017. –760 с.

19. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. СОУ-Н МПЕ 007:2008 Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія "Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України (зі змінами).

21. Регламент Комісії (ЄС) 2016/1388 від 17 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс із приєднання електроустановок до мереж.

22. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила.

23. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. В 7 томах. Том 4./Под ред. И.Г. Горюнова, А.А.Любимова. М.: Папирус Про, 2005. – 637 с.

24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html

25. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833

26. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об’єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

27. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.- 320 с.

28. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство и распределение электрической энергии. 9-е изд., стер. /Под ред. В.Г. Герасимова и др.- М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 964 с.

29. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

30. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. – Вінниця : ВНТУ, – 2009. – 136 с.

31. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

32. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

33. Воропай Н. И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: кон-цепция, состояние, перспективы / Воропай Н. И. //Автоматизация и IT в энерге-тике. М., 2011. – № 3. – С.25-33.

34. Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно – К.: Держстандарт України, 1998. – 68 с.

35. Mahat P. Control and Operation of Islanded Distribution System / Mahat P. – Aalborg: Aalborg University, 2010. – 174 p.

Додаток А

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізв.)

____
(підпис)

"_____"_______ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

08-13.МКР.016.00.005 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.
_____________ Лесько В.О.

Магістрант групи ЕСМ-18м
____________ Пакула М. В.

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження показників якості електроенергії

б) наказ №254 від 02.10.2019 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження впливу параметрів електричної енергії на електрообладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.10.2019	05.10.2019	Формування технічного завдання
2	Вплив параметрів електричної енергії на електрообладнання	06.10.2019	20.10.2019	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго»	21.10.2019	10.11.2019	розділ
4	Техніко-економічні розрахунки	11.11.2019	18.11.2019	розділ
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	19.11.2019	29.11.2019	розділ
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	30.11.2019	9.12.2019	пояснювальна записка, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

10. ПРИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄКТУ І ГАЛУЗЬ ВИКОРИСТАННЯ

Для забезпечення надійності системи електропостачання електричної мережі 110-35 кВ АТ "Вінницяобленерго" спроектувати електропостачання нових споживачів електричної енергії Нова 1 (вузол 401), Нова 2 (вузол 402), Нова 3 (вузол 403), Нова 4 (404) та Нова 5 (405) з врахуванням вимог до надійності.

11.СКЛАД ОБ'ЄКТУ

Склад об'єкту проектування є існуюча топографічна та електрична схема з'єднань споживачів, ретроспективні дані про максимальні навантаження нових вузлів, їх характеристика, представлених на рисунку ТЗ.1, таблиці ТЗ.1, ТЗ.2, ТЗ.3 та ТЗ.4.

12.УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Район, де експлуатується проектуємий об'єкт визначається такими умовами:

район по ожеледі –4, нормативна стінка ожеледі –14 мм, район по вітру–3, середньорічна температура +6°С, максимальна температура +31°С, ступінь забрудненості –2.

13.ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

Надається топографічна схема електричної мережі (граф) напругою 110-35 кВ, яка живиться від джерел – підстанцій Бар, Хмельницький та Дністровська ГЕС.

14.ЕЛЕМЕНТНА БАЗА

Основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій та повітряні лінії електропередач.

15.КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ

Оскільки в пунктах споживання 401 та 402 є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях.

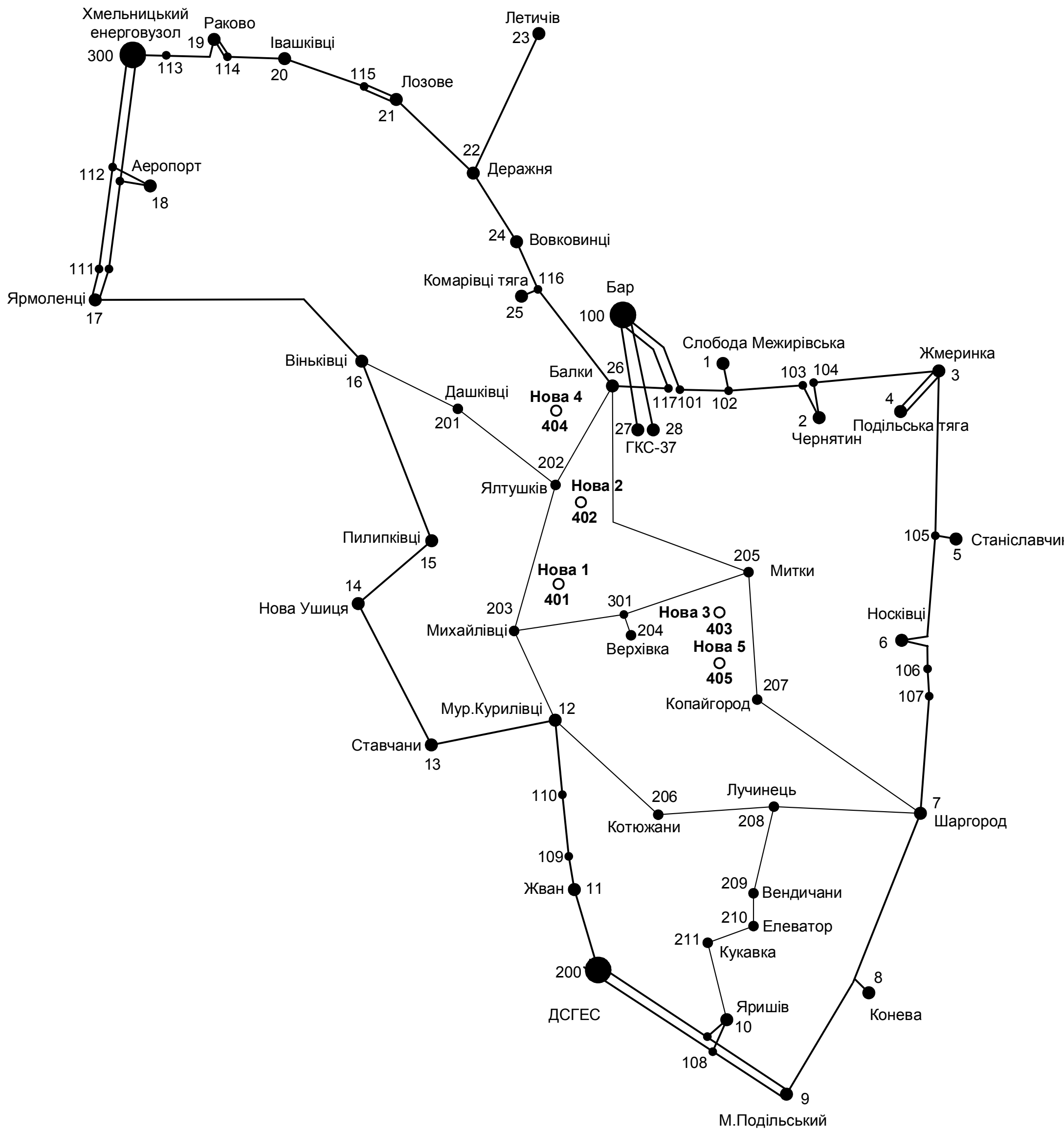
16.ПОКАЗНИКИ ТЕХНОЛОГІЧНОСТІ

Існуюча мережа 110-35 кВ споруджена у відповідності з ПУЕ та ПТЕ, проектуюча частина електричної мережі також повинна відповідати цим нормам.

17.ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ

Технічне обслуговування та ремонти здійснюються спеціалізованими службами АТ " Вінницяобленерго".

18. Живлення об'єкту виконується від шин 110 кВ підстанцій Бар, Хмельницький та Дністровської ГЕС.



Масштаб : 1 см : 7 км.

Рисунок ТЗ.1 – Топографічна схема існуючої мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 7 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,56 грн.. Обмеження на введення ЛЕП складає 25 км за рік.

Таблиця ТЗ.1 – Дані про максимальне навантаження п’ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (401)	Нова 2 (402)	Нова 3 (403)	Нова 4 (404)	Нова 5 (405)
Навантаження, МВт	2,1	1,9	1,2	3,1	1,7
cos φ	0,89	0,87	0,88	0,9	0,87
Категорія споживачів	I	I	III	III	III

Таблиця ТЗ.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер	№ номер кінця	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	101	Бар – 101	3,4	АС-
101	102	101 –102	12,4	АС-
102	1	102 – Слобода Межирівська	0,3	АС-
102	103	102 – 103	0,02	АС-
103	2	103 – Чернятин	0,3	АС-
2	104	Чернятин – 104	0,3	АС-
104	3	104 – Жмеринка	14,3	АС-
3	4	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,	АС-
105	3	105 – Жмеринка	10,0	АС-
105	5	105 – Станіславчик	5,14	АС-
6	105	Носківці – 105	10,3	АС-
106	6	106 – Носківці	6,41	АС-
107	106	107 – 106	2,58	АС-
7	107	Шаргород – 107	15,8	АС-
8	7	Конева – Шаргород	36,7	АС-
9	8	Мог.Подільський – Конева	12,3	АС-
108	9	108 – Мог.Подільський	2×2	АС-
108	10	108 – Яришів	2×1,	АС-
200	108	Дністровська ГЕС – 108	2×1	АС-
200	11	Дністровська ГЕС – Жван	5,11	АС-
11	109	Жван – 109	4,3	АЖ-
109	110	109 – 110	5,1	АС-
110	12	110 – Мур.Курилівці	4,92	АС-
13	12	Ставчани – Мур.Курилівці	18,1	АС-
14	13	Нова Ушиця – Ставчани	15,0	АС-
15	14	Пилипківці – Нова Ушиця	11,7	АС-
16	15	Віньківці – Пилипківці	21,1	АС-
17	16	Ярмоленці – Віньківці	35,7	АС-
300	112	Хмельницький енерговузол	2×5,	АС-
112	18	112 – Аеропорт	2×1,	АС-
112	111	112 – 111	2×1	АС-
111	17	111 – Ярмоленці	2×2,	АС-

Продовження таблиці Т3.3

300	113	Хмельницький енерговузол	3,2	АС-
113	19	113 – Раково	9,18	АС-
19	114	Раково – 114	2×3,	АС-
114	20	114 – Івашківці	6,52	АС-
20	115	Івашківці – 115	13	АС-
115	21	115 – Лозове	2×1,	АС-
21	22	Лозове – Деражня	15,8	АС-
22	23	Деражня – Летичів	22,0	АС-
24	22	Вовковинці – Деражня	21	АС-
116	24	116 – Вовковинці	5,1	АС-
116	25	116 – Комарівці тяга	1,35	АС-
26	116	Балки – 116	17,9	АС-
117	26	117 – Балки	6,0	АС-
100	117	Бар – 117	3,4	АС-
100	27	Бар – ГКС-37 (ГКС-1)	17,7	АС-
100	28	Бар – ГКС-37 (ГКС-2)	17,6	АС-
16	201	Віньківці – Дашківці	8,5	АС-
201	202	Дашківці – Ялтушків	18,1	АС-
26	202	Балки – Ялтушків	16,7	АС-
202	203	Ялтушків – Михайлівці	16,7	АС-
203	301	Михайлівці – 301	15,4	АС-
12	203	Мур. Курилівці –	16,7	АС-
205	301	Митки – 301	15,3	АС-
301	204	301 – Верхівка	0,05	АС-
26	205	Балки – Митки	13,2	АС-
205	207	Митки – Копайгород	19,3	АС-
7	207	Шаргород – Копайгород	29,3	АС-
12	206	Мур. Курилівці –Котюжани	10,3	АС-
206	208	Котюжани – Лучинець	13,2	АС-
7	208	Шаргород – Лучинець	25,3	АС-
208	209	Лучинець – Вендичани	12,7	АС-
210	209	Елеватор – Вендичани	8,3	АС-
211	210	Кукавка – Елеватор	10,6	АС-
10	211	Яришів – Кукавка	11,3	АС-

Таблиця Т3.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S_H, МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-рів
100	Бар	0,85	Балансува-льний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Балансува-льний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансува-льний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Слобода Межирівська	0,86	3,4 + j2,02	ТМН-6300/110/10	1
2	Чернятин	0,88	4,6 + j2,48	ТДН-10000/110/10	1
3	Жмеринка	0,91	5,8 + j2,64	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Подільська тяга	0,86	14,+ j8,31	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2

Продовження таблиці Т3.4

5	Station Станіславчик	0,87	5,1 + j2,89	ТДН-10000/110/10	1
6	Носківці	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
7	Шаргород	0,89	14,5 + j7,43	ТДТН-25000/110/35/10	2
8	Конева	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-2500/110/10	1
9	Мог.Подільс.	0,87	5,7 + j3,23	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Яришів	0,88	5,4 + j2,91	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
11	Жван	0,89	3,1 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
12	Мур.Курилівці	0,9	3,6 + j1,74	ТДТН-10000/110/35/10	1
13	Ставчани	0,91	2,4 + j1,09	ТМН-6300/110/10	1
14	Нова Ушиця	0,87	4,8 + j2,72	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
15	Пилипівці	0,88	3,2 + j1,73	ТМН-6300/110/10	1
16	Віньківці	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10	2
17	Ярмоленці	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
18	Аеропорт	0,89	3,6 + j1,84	ТМН-2500/110/10 ТМН-6300/110/10	2
19	Раково	0,87	5,1 + j2,89	ТДН-10000/110/10	2
20	Івашківці	0,89	3,2 + j1,64	ТМТН-6300/110/35/10	2
21	Лозове	0,88	2,5 + j1,35	ТМН-6300/110/10	1
22	Деражня	0,9	6,1 + j2,95	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
23	Летичів	0,88	4,5 + j2,43	ТДТН-16000/110/35/10	1
24	Вовковинці	0,89	3,4 + j1,74	ТМН-6300/110/10	1
25	Комарівці тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТН-40000/110/27/10	1
26	Балки	0,9	8,3 + j4,02	ТДТН-25000/110/35/10	2
27	ГКС-37 (ГКС-1)	0,9	20, + j9,69	ТРДН-40000/110/10	2
28	ГКС-37 (ГКС-2)	0,9	10, + j4,84	ТРДН-40000/110/10	1
201	Дашківці	0,89	1,6 + j0,82	ТМН-2500/35/10	2
202	Ялтушків	0,87	2,1 + j1,19	ТМН-4000/35/10	2
203	Михайлівці	0,88	1,4 + j0,76	ТМН-2500/35/10	1
204	Верхівка	0,9	1, + j0,48	ТМН-1600/35/10	1
205	Митки	0,89	1,7 + j0,87	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
206	Котюжани	0,9	1,4 + j0,68	ТМН-2500/35/10	1
207	Копайгород	0,91	2,3 + j1,05	ТМН-4000/35/10	2
208	Лучинець	0,88	1,5 + j0,81	ТМН-2500/35/10	2
209	Вендичани	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-4000/35/10	1
210	Елеватор	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
211	Кукавка	0,9	1,5 + j0,73	ТМН-2500/35/10	1

Додаток Б

Файл вхідних даних. Інформація про вузли

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Uн:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 169

N вузла	Назва	U,кВ	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	Wв,МВт год	Cos	Pmin,МВт	Pmax,МВт
100	Бар	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
300	Хмельницький енерговузол	110						
1	Слобода Межирівська	110						
1011		10	3.740	2.220				
2	Чернятин	110						
1021		10	5.060	2.730				
3	Жмеринка	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	3.190	1.450				
1032		10	3.190	1.450				
4	Подільська тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	7.700	4.570				
1042		10	7.700	4.570				
5	Станіславчик	110						
1051		10	5.610	3.180				
6	Носківці	110						
1061		10	2.860	1.390				
7	Шаргород	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	7.980	4.090				
1072		10	7.980	4.090				
8	Конева	110						
1081		10	1.540	0.870				
9	Могилів Подільський	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	3.140	1.780				
1092		10	3.140	1.780				
10	Яришів	110						
1010101		110						
1010102		110						
35101		35						
35102		35						
10101		10	2.970	1.600				
10102		10	2.970	1.600				
11	Жван	110						
10111		10	3.410	1.750				
12	Муровані Курилівці	110						
1212121		110						

35121		35		
10121		10	3.960	1.920
13	Ставчани	110		
10131		10	2.640	1.200
14	Нова Ушиця	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.640	1.500
10142		10	2.640	1.500
15	Пилипівці	110		
10151		10	3.520	1.900
16	Віньківці	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	2.640	1.280
10162		10	2.640	1.280
17	Ярмоленці	110		
1717171		110		
1717172		110		
35171		35		
35172		35		
10171		10	3.690	2.090
10172		10	3.690	2.090
18	Аеропорт	110		
10181		10	1.600	0.800
10182		10	2.360	1.230
19	Раково	110		
10191		10	2.810	1.590
10192		10	2.810	1.590
20	Івашківці	110		
2020201		110		
2020202		110		
35201		35		
35202		35		
10201		10	1.760	0.900
10202		10	1.760	0.900
21	Лозове	110		
10211		10	2.750	1.480
22	Деражня	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.360	1.620
10222		10	3.360	1.620
23	Летичів	110		
2323231		110		
35231		35		
10231		10	4.950	2.670
24	Вовковинці	110		
10241		10	3.740	1.920
25	Комарівці тяга	110		
2525251		110		
27251		27		
10251		10	13.420	7.610
26	Балки	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	4.570	2.210
10262		10	4.570	2.210
27	ГКС-37 (ГКС-1)	110		
10271		10	11.000	5.330
10272		10	11.000	5.330
28	ГКС-37 (ГКС-2)	110		
10281		10	11.000	5.330
101		110		

102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
112		110		
113		110		
114		110		
115		110		
116		110		
117		110		
201	Дашківці	35		
102011		10	0.880	0.450
102012		10	0.880	0.450
202	Ялтушків	35		
102021		10	1.160	0.650
102022		10	1.160	0.650
203	Михайлівці	35		
102031		10	1.540	0.830
204	Верхівка	35		
102041		10	1.100	0.530
205	Митки	35		
102051		10	0.940	0.480
102052		10	0.940	0.480
206	Котюжани	35		
102061		10	1.540	0.750
207	Копайгород	35		
102071		10	1.270	0.580
102072		10	1.270	0.580
208	Лучинець	35		
102081		10	0.830	0.450
102082		10	0.830	0.450
209	Вендичани	35		
102091		10	2.420	1.240
210	Елеватор	35		
102101		10	1.270	0.720
102102		10	1.270	0.720
211	Кукавка	35		
102111		10	1.650	0.800
301		35		

Файл вхідних даних. Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 175

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L,км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
101	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	12.480
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.300
102	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.020
103	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.300
2	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.300
104	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.300
3	4	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
105	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
6	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
106	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
7	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
8	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
9	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
108	9	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
108	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650

200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
200	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
11	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
109	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
110	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
300	112	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
112	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
112	111	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
111	17	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
300	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.200
113	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.180
19	114	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.740
114	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
20	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
115	21	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
22	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
24	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
116	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
116	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
26	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
117	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	6.000
100	117	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
100	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.710
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.630
35161	201	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	8.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	18.100
35261	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
203	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.400
35121	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
205	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.300
301	204	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.050
35262	205	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.210
205	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	19.390
3571	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-150	29.300
35121	206	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	10.340
206	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.260
3572	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	25.300
208	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.760
210	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.300
211	210	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.620
35102	211	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.380
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.298
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985

7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1010101	35101	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010102	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1010102	35102	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010102	10102	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
17	1717172	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
1717172	35172	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1717172	10172	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
19	10192	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
20	2020201	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020201	35201	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020201	10201	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020202	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020202	35202	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020202	10202	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
23	2323231	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2323231	35231	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2323231	10231	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182

2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
27	10272	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
28	10281	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.230
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
206	102061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
207	102071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.277
207	102072	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.277
208	102081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
208	102082	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
209	102091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182
210	102101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.230
210	102102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.230
211	102111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182

Додаток В
Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням прогнозування навантажень

Таблиця В.1 – Результати розрахунку. Загальна інформація

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 214.065 МВт / 1116.594 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 208.010 МВт / 1081.652 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.278 МВт / 25.178 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.278 МВт / 25.178 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 1.011 МВт / 5.260 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.765 МВт / 4.505 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.777 МВт / 9.765 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.055 МВт / 34.942 млн.кВт*г (3.1%)

Таблиця В.2 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Бар	-113.497	-59.761	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-57.029	-35.863	115.500	0.00
300	Хмельницький енерговузол	-43.428	-22.132	115.500	0.00
1	Слобода Межирівська	0.000	0.000	112.388	-0.68
1011		3.740	2.220	10.240	-4.46
2	Чернятин	0.000	0.000	112.346	-0.70
1021		5.060	2.730	10.360	-3.91
3	Жмеринка	0.000	0.000	109.913	-1.19
3331		0.000	0.000	107.644	-3.35
3332		0.000	0.000	108.587	-2.57
3531		0.000	0.000	36.037	-3.35
3532		0.000	0.000	36.353	-2.57
1031		3.190	1.450	10.170	-4.63
1032		3.190	1.450	10.379	-2.55
4	Подільська тяга	0.000	0.000	109.719	-1.23
4441		0.000	0.000	108.117	-2.50
4442		0.000	0.000	108.117	-2.50
2741		0.000	0.000	25.853	-2.50
2742		0.000	0.000	25.853	-2.50
1041		7.700	4.570	10.247	-3.30
1042		7.700	4.570	10.247	-3.30
5	Station	0.000	0.000	109.303	-1.37
1051		5.610	3.180	10.140	-5.16
6	Носківці	0.000	0.000	109.225	-1.43
1061		2.860	1.390	10.118	-4.45
7	Шаргород	0.000	0.000	108.980	-1.54
7771		0.000	0.000	106.977	-4.14
7772		0.000	0.000	107.103	-4.53
3571		0.000	0.000	35.807	-4.12
3572		0.000	0.000	35.843	-4.52
1071		7.980	4.090	10.091	-5.50
1072		7.980	4.090	10.103	-5.89
8	Конева	0.000	0.000	112.232	-0.94
1081		1.540	0.870	10.416	-4.49
9	Могилів Подільський	0.000	0.000	113.384	-0.71
9991		0.000	0.000	110.764	-2.70
9992		0.000	0.000	110.764	-2.70
3591		0.000	0.000	37.082	-2.70
3592		0.000	0.000	37.082	-2.70
1091		3.140	1.780	10.449	-3.89
1092		3.140	1.780	10.449	-3.89
10	Яришів	0.000	0.000	114.419	-0.37

1010101		0.000	0.000	107.257	-2.22
1010102		0.000	0.000	106.218	-3.32
35101		0.000	0.000	35.908	-2.22
35102		0.000	0.000	35.162	-4.48
10101		2.970	1.600	10.123	-3.42
10102		2.970	1.600	10.152	-3.30
11	Жван	0.000	0.000	115.081	-0.11
10111		3.410	1.750	10.458	-3.37
12	Муровані Курилівці	0.000	0.000	113.991	-0.33
1212121		0.000	0.000	106.745	-5.24
35121		0.000	0.000	35.680	-5.11
10121		3.960	1.920	10.042	-6.86
13	Ставчани	0.000	0.000	113.459	-0.56
10131		2.640	1.200	10.423	-3.14
14	Нова Ушиця	0.000	0.000	113.136	-0.69
1414141		0.000	0.000	109.317	-2.37
1414142		0.000	0.000	108.576	-1.76
35141		0.000	0.000	36.597	-2.37
35142		0.000	0.000	36.349	-1.76
10141		2.640	1.500	10.332	-3.39
10142		2.640	1.500	10.379	-1.74
15	Пилипівці	0.000	0.000	113.123	-0.72
10151		3.520	1.900	10.386	-4.21
16	Віньківці	0.000	0.000	113.359	-0.68
1616161		0.000	0.000	106.164	-3.61
1616162		0.000	0.000	106.671	-2.35
35161		0.000	0.000	35.510	-3.57
35162		0.000	0.000	35.712	-2.35
10161		2.640	1.280	10.043	-4.70
10162		2.640	1.280	10.092	-3.42
17	Ярмоленці	0.000	0.000	114.705	-0.29
1717171		0.000	0.000	108.035	-1.75
1717172		0.000	0.000	108.704	-1.18
35171		0.000	0.000	36.168	-1.75
35172		0.000	0.000	36.392	-1.18
10171		3.690	2.090	10.324	-1.72
10172		3.690	2.090	10.328	-1.78
18	Аеропорт	0.000	0.000	115.296	-0.08
10181		1.600	0.800	10.453	-3.57
10182		2.360	1.230	10.447	-2.30
19	Раково	0.000	0.000	114.378	-0.30
10191		2.810	1.590	10.417	-1.99
10192		2.810	1.590	10.417	-1.99
20	Івашківці	0.000	0.000	113.820	-0.46
2020201		0.000	0.000	110.073	-2.21
2020202		0.000	0.000	110.073	-2.21
35201		0.000	0.000	36.851	-2.21
35202		0.000	0.000	36.851	-2.21
10201		1.760	0.900	10.409	-3.28
10202		1.760	0.900	10.409	-3.28
21	Лозове	0.000	0.000	113.105	-0.66
10211		2.750	1.480	10.487	-3.36
22	Деражня	0.000	0.000	112.453	-0.84
2222221		0.000	0.000	109.990	-3.02
2222222		0.000	0.000	109.370	-2.23
35221		0.000	0.000	36.823	-3.02
35222		0.000	0.000	36.615	-2.23
10221		3.360	1.620	10.384	-4.31
10222		3.360	1.620	10.453	-2.21
23	Летичів	0.000	0.000	111.979	-0.96
2323231		0.000	0.000	109.568	-3.04
35231		0.000	0.000	36.682	-3.04
10231		4.950	2.670	10.468	-3.00
24	Вовковинці	0.000	0.000	112.592	-0.79
10241		3.740	1.920	10.322	-4.55
25	Комарівці тяга	0.000	0.000	112.637	-0.78
2525251		0.000	0.000	109.917	-2.91
27251		0.000	0.000	26.283	-2.91
10251		13.420	7.610	10.356	-4.26
26	Балки	0.000	0.000	114.216	-0.40
2626261		0.000	0.000	106.645	-2.35
2626262		0.000	0.000	106.544	-2.55

35261		0.000	0.000	35.687	-2.35
35262		0.000	0.000	35.650	-2.55
10261		4.570	2.210	10.125	-3.13
10262		4.570	2.210	10.115	-3.33
27	ГКС-37 (ГКС-1)	0.000	0.000	114.375	-0.51
10271		11.000	5.330	10.276	-2.17
10272		11.000	5.330	10.276	-2.17
28	ГКС-37 (ГКС-2)	0.000	0.000	114.954	-0.25
10281		11.000	5.330	10.330	-1.90
101		0.000	0.000	115.055	-0.19
102		0.000	0.000	112.394	-0.68
103		0.000	0.000	112.390	-0.68
104		0.000	0.000	112.307	-0.71
105		0.000	0.000	109.443	-1.34
106		0.000	0.000	109.167	-1.46
107		0.000	0.000	109.147	-1.47
108		0.000	0.000	114.449	-0.36
109		0.000	0.000	114.742	-0.17
110		0.000	0.000	114.337	-0.25
111		0.000	0.000	114.802	-0.27
112		0.000	0.000	115.307	-0.08
113		0.000	0.000	115.212	-0.08
114		0.000	0.000	114.255	-0.34
115		0.000	0.000	113.145	-0.65
116		0.000	0.000	112.705	-0.76
117		0.000	0.000	115.181	-0.17
201	Дашківці	0.000	0.000	35.159	-3.62
102011		0.880	0.450	10.412	-4.85
102012		0.880	0.450	10.412	-4.85
202	Ялтушків	0.000	0.000	35.024	-3.48
102021		1.160	0.650	10.375	-4.67
102022		1.160	0.650	10.375	-4.67
203	Михайлівці	0.000	0.000	35.013	-4.24
102031		1.540	0.830	10.376	-6.41
204	Верхівка	0.000	0.000	34.858	-4.01
102041		1.100	0.530	10.461	-6.47
205	Митки	0.000	0.000	34.967	-3.61
102051		0.940	0.480	10.342	-4.93
102052		0.940	0.480	10.398	-4.57
206	Котюжани	0.000	0.000	35.064	-5.23
102061		1.540	0.750	10.415	-7.41
207	Копайгород	0.000	0.000	34.885	-4.33
102071		1.270	0.580	10.495	-5.65
102072		1.270	0.580	10.495	-5.65
208	Лучинець	0.000	0.000	34.664	-5.22
102081		0.830	0.450	10.413	-6.40
102082		0.830	0.450	10.413	-6.40
209	Вендичани	0.000	0.000	34.083	-5.44
102091		2.420	1.240	10.369	-8.11
210	Елеватор	0.000	0.000	34.037	-5.38
102101		1.270	0.720	10.351	-6.75
102102		1.270	0.720	10.423	-6.25
211	Кукавка	0.000	0.000	34.435	-5.04
102111		1.650	0.800	10.501	-7.47
301		0.000	0.000	34.859	-4.01

Таблиця В.3 – Інформація про вітки

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	101	43.825	25.445	43.740	25.203	0.085	0.241	0.253	0.446
101	102	43.740	25.486	42.942	24.526	0.795	0.956	0.254	2.668
102	103	39.169	22.097	39.168	22.096	0.001	0.001	0.231	0.004
103	2	39.168	22.102	39.158	22.083	0.010	0.018	0.231	0.045
2	104	34.065	18.880	34.058	18.866	0.008	0.014	0.200	0.039

104	3	34.058	19.110	33.487	18.424	0.569	0.684	0.200	2.410
3	105	11.538	5.212	11.502	5.160	0.036	0.052	0.066	0.476
105	6	5.847	1.850	5.838	1.838	0.009	0.013	0.032	0.222
6	106	2.957	0.457	2.955	0.455	0.001	0.002	0.016	0.059
106	107	2.955	0.600	2.955	0.599	0.000	0.001	0.016	0.021
107	7	2.955	0.895	2.952	0.890	0.003	0.005	0.016	0.171
7	8	-17.624	-12.463	-18.013	-13.026	0.387	0.561	-0.114	-3.276
8	9	-19.570	-13.242	-19.717	-13.456	0.147	0.213	-0.121	-1.158
9	108	-26.057	-16.711	-26.199	-17.027	0.142	0.314	-0.157	-1.072
108	200	-36.535	-21.852	-36.730	-22.285	0.195	0.431	-0.214	-1.053
108	10	10.335	6.328	10.334	6.324	0.002	0.003	0.061	0.030
10	1010102	7.307	4.270	7.292	3.772	0.015	0.496	0.043	3.605
1010102	35102	4.321	2.173	4.315	2.061	0.006	0.111	0.026	1.332
35102	211	4.315	2.081	4.246	1.997	0.069	0.084	0.079	0.752
211	210	2.579	1.114	2.555	1.086	0.023	0.028	0.047	0.415
210	209	-0.003	-0.475	-0.004	-0.476	0.001	0.001	0.008	-0.043
209	208	-2.445	-1.870	-2.479	-1.912	0.034	0.041	-0.052	-0.590
208	206	-1.264	-1.168	-1.278	-1.182	0.015	0.013	-0.029	-0.398
206	35121	-2.833	-1.997	-2.878	-2.039	0.045	0.041	-0.057	-0.621
35121	203	0.492	2.970	0.439	2.922	0.053	0.048	0.049	0.621
203	202	-1.089	1.159	-1.105	1.145	0.015	0.014	-0.026	-0.042
202	201	-0.131	-0.493	-0.133	-0.494	0.002	0.002	-0.008	-0.129
201	35161	-1.908	-1.452	-1.925	-1.468	0.018	0.016	-0.039	-0.352
1616161	35161	1.928	1.454	1.925	1.454	0.003	0.000	0.013	0.091
16	1616161	4.583	3.139	4.571	2.797	0.013	0.340	0.028	4.219
16	17	-9.583	-5.846	-9.657	-5.981	0.073	0.134	-0.057	-1.353
17	111	-17.104	-10.055	-17.114	-10.070	0.010	0.015	-0.100	-0.097
111	112	-17.114	-9.309	-17.159	-9.407	0.044	0.097	-0.098	-0.505
112	300	-21.153	-10.833	-21.174	-10.879	0.021	0.046	-0.119	-0.193
16	15	2.314	2.031	2.310	2.025	0.003	0.006	0.016	0.237
15	14	-1.238	0.337	-1.238	0.336	0.000	0.001	-0.007	-0.014
14	13	-6.575	-2.728	-6.587	-2.751	0.012	0.023	-0.036	-0.325
13	12	-9.246	-3.584	-9.276	-3.638	0.029	0.053	-0.050	-0.535
12	110	-16.701	-11.745	-16.735	-11.806	0.033	0.060	-0.103	-0.347
110	109	-16.735	-11.628	-16.778	-11.692	0.044	0.063	-0.103	-0.405
109	11	-16.778	-11.525	-16.815	-11.578	0.036	0.053	-0.102	-0.339
11	200	-20.251	-13.490	-20.299	-13.577	0.048	0.087	-0.122	-0.420
12	1212121	7.405	8.400	7.354	7.027	0.051	1.367	0.057	10.878
1212121	35121	3.388	4.963	3.371	4.963	0.017	0.000	0.032	0.145
202	35261	-3.311	0.282	-3.379	0.221	0.067	0.061	-0.055	-0.698
2626261	35261	3.380	-0.250	3.379	-0.250	0.001	0.000	0.018	0.047
26	2626261	7.959	2.331	7.951	2.038	0.008	0.292	0.042	1.264
26	116	19.285	11.359	19.099	11.090	0.185	0.268	0.113	1.518
116	24	5.608	2.524	5.604	2.518	0.004	0.006	0.031	0.114
24	22	1.834	0.644	1.832	0.641	0.002	0.002	0.010	0.141
22	21	-9.953	-4.989	-9.995	-5.050	0.042	0.060	-0.057	-0.657
21	115	-12.765	-6.451	-12.769	-6.456	0.003	0.005	-0.073	-0.040
115	20	-12.769	-6.180	-12.824	-6.260	0.055	0.080	-0.072	-0.678
20	114	-16.380	-8.098	-16.425	-8.164	0.045	0.065	-0.093	-0.437
114	19	-16.425	-7.919	-16.438	-7.937	0.013	0.019	-0.092	-0.124
19	113	-22.097	-11.247	-22.214	-11.415	0.116	0.168	-0.125	-0.835
113	300	-22.214	-11.195	-22.254	-11.253	0.040	0.058	-0.124	-0.289
26	117	-36.076	-16.208	-36.313	-16.493	0.237	0.285	-0.200	-0.967
117	100	-36.313	-16.324	-36.367	-16.474	0.053	0.149	-0.199	-0.319
26	2626262	8.771	2.558	8.761	2.202	0.009	0.354	0.046	1.388
2626262	35262	4.191	-0.086	4.189	-0.086	0.002	0.000	0.023	0.058
35262	205	4.189	-0.063	4.106	-0.138	0.082	0.074	0.068	0.717
205	207	1.062	-0.798	1.050	-0.809	0.013	0.011	0.022	0.112
207	3571	-1.508	-2.033	-1.541	-2.092	0.032	0.059	-0.042	-0.929
7771	3571	1.542	2.037	1.541	2.037	0.001	0.000	0.014	0.019
7	7771	9.545	7.031	9.527	6.373	0.017	0.655	0.063	3.843
205	301	1.149	-0.332	1.143	-0.339	0.006	0.007	0.020	0.124
301	203	0.031	-0.902	0.027	-0.906	0.003	0.004	0.015	-0.144
208	3572	-2.890	-1.655	-2.967	-1.748	0.077	0.092	-0.055	-1.212
7772	3572	2.969	1.702	2.967	1.702	0.002	0.000	0.018	0.039
7	7772	10.975	6.819	10.954	6.037	0.021	0.778	0.068	3.774
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.253
1616161	10161	2.642	1.344	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.302
201	102011	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.593
201	102012	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.593
17	1717171	3.696	2.217	3.692	2.089	0.004	0.128	0.022	1.860

1717171	35171	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1717171	10171	3.692	2.089	3.688	2.089	0.004	0.000	0.023	0.091
17	1717172	3.692	2.220	3.690	2.142	0.002	0.078	0.022	1.132
1717172	35172	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717172	10172	3.690	2.142	3.688	2.089	0.002	0.053	0.023	0.751
10	1010101	2.978	1.815	2.974	1.683	0.005	0.132	0.018	2.418
1010101	35101	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1010101	10101	2.974	1.683	2.968	1.599	0.005	0.084	0.018	1.529
102	1	3.772	2.643	3.772	2.643	0.000	0.000	0.024	0.006
105	5	5.655	3.721	5.650	3.714	0.005	0.008	0.036	0.141
5	1051	5.636	3.707	5.606	3.178	0.029	0.527	0.036	5.272
112	18	3.994	2.356	3.994	2.356	0.000	0.000	0.023	0.011
19	10191	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.115	0.017	2.276
19	10192	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.115	0.017	2.276
20	2020201	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.175
2020201	35201	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020201	10201	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
20	2020202	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.175
2020202	35202	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020202	10202	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
21	10211	2.760	1.658	2.748	1.479	0.012	0.178	0.016	3.650
22	23	5.003	2.734	4.988	2.711	0.015	0.022	0.029	0.477
23	2323231	4.961	2.908	4.954	2.668	0.007	0.239	0.030	2.549
2323231	35231	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2323231	10231	4.954	2.668	4.947	2.668	0.007	0.000	0.030	0.119
22	2222221	3.370	1.884	3.364	1.716	0.006	0.167	0.020	2.603
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.364	1.716	3.358	1.619	0.006	0.097	0.020	1.579
22	2222222	3.364	1.722	3.361	1.619	0.003	0.102	0.019	1.513
2222222	35222	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222222	10222	3.361	1.619	3.358	1.619	0.003	0.000	0.020	0.082
24	10241	3.760	2.253	3.738	1.919	0.022	0.333	0.022	5.001
116	25	13.491	8.984	13.486	8.973	0.005	0.010	0.083	0.069
25	2525251	13.445	8.746	13.428	8.041	0.017	0.702	0.082	2.851
2525251	27251	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	13.428	8.041	13.412	7.605	0.017	0.434	0.082	1.802
18	10181	1.610	0.932	1.599	0.799	0.011	0.132	0.009	4.715
11	10111	3.425	2.012	3.408	1.749	0.017	0.262	0.020	4.304
18	10182	2.367	1.353	2.359	1.229	0.008	0.123	0.014	2.894
1	1011	3.762	2.582	3.738	2.219	0.024	0.362	0.023	5.642
1212121	10121	3.967	2.064	3.958	1.919	0.009	0.145	0.024	2.060
13	10131	2.648	1.351	2.638	1.199	0.010	0.151	0.015	3.016
14	1414141	2.647	1.673	2.643	1.564	0.004	0.109	0.016	2.267
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.643	1.564	2.638	1.499	0.004	0.065	0.016	1.390
7771	1071	7.986	4.336	7.975	4.087	0.011	0.247	0.049	1.682
207	102071	1.273	0.617	1.269	0.580	0.004	0.038	0.023	0.559
207	102072	1.273	0.617	1.269	0.580	0.004	0.038	0.023	0.559
14	1414142	2.642	1.566	2.640	1.499	0.002	0.067	0.016	1.348
301	204	1.113	0.615	1.112	0.615	0.000	0.000	0.021	0.001
204	102041	1.110	0.595	1.099	0.530	0.010	0.065	0.021	1.200
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	102051	0.944	0.510	0.939	0.480	0.004	0.030	0.018	0.638
205	102052	0.942	0.501	0.939	0.480	0.002	0.021	0.018	0.434
2626262	10262	4.571	2.288	4.567	2.209	0.003	0.079	0.028	0.866
2626261	10261	4.571	2.288	4.567	2.209	0.003	0.079	0.028	0.860
202	102021	1.163	0.684	1.159	0.650	0.004	0.034	0.022	0.576
202	102022	1.163	0.684	1.159	0.650	0.004	0.034	0.022	0.576
203	102031	1.551	0.914	1.539	0.829	0.012	0.084	0.030	1.128
206	102061	1.551	0.830	1.539	0.750	0.012	0.080	0.029	1.072
1414142	10142	2.640	1.499	2.638	1.499	0.002	0.000	0.016	0.065
15	10151	3.538	2.198	3.518	1.899	0.020	0.298	0.021	4.826
16	1616162	2.646	1.444	2.642	1.343	0.004	0.100	0.015	1.973
7772	1072	7.986	4.335	7.975	4.087	0.011	0.247	0.049	1.696
208	102081	0.833	0.474	0.829	0.450	0.004	0.024	0.016	0.608
208	102082	0.833	0.474	0.829	0.450	0.004	0.024	0.016	0.608
209	102091	2.436	1.395	2.418	1.239	0.017	0.155	0.047	1.265
210	102101	1.274	0.763	1.269	0.720	0.005	0.044	0.025	0.684
210	102102	1.272	0.747	1.269	0.720	0.003	0.027	0.025	0.420
211	102111	1.663	0.895	1.649	0.799	0.014	0.095	0.032	1.172
1010102	10102	2.971	1.599	2.968	1.599	0.003	0.000	0.018	0.073
9	9991	3.150	2.024	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.734

9991	1091	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.090	0.019	1.651
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	3.150	2.024	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.734
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.090	0.019	1.651
8	1081	1.551	1.008	1.539	0.869	0.012	0.137	0.009	5.262
6	1061	2.871	1.588	2.858	1.389	0.013	0.198	0.017	3.731
3	3332	3.194	1.544	3.191	1.449	0.003	0.094	0.019	1.411
3332	3532	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3332	1032	3.191	1.449	3.188	1.449	0.003	0.000	0.019	0.078
3	4	15.511	10.257	15.491	10.228	0.020	0.029	0.098	0.196
4	4442	7.707	4.960	7.701	4.717	0.006	0.241	0.048	1.680
4442	2742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4442	1042	7.701	4.717	7.695	4.567	0.006	0.149	0.048	1.062
4	4441	7.707	4.960	7.701	4.717	0.006	0.241	0.048	1.680
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	7.701	4.717	7.695	4.567	0.006	0.149	0.048	1.062
3	3331	3.199	1.693	3.194	1.539	0.006	0.154	0.019	2.429
3331	1031	3.194	1.539	3.188	1.449	0.006	0.089	0.019	1.476
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	1021	5.078	3.119	5.057	2.728	0.022	0.389	0.031	4.279
100	27	22.222	12.060	22.111	11.747	0.111	0.312	0.126	1.129
27	10272	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
27	10271	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
100	28	11.083	5.782	11.056	5.705	0.027	0.076	0.062	0.548
28	10281	11.010	5.732	10.993	5.327	0.017	0.403	0.062	1.885

Додаток Д
Скореговані вхідні дані для розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням прогнозу

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Uн:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 169

N вузла	Назва	U,кВ	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	Wв,МВт год	Cos	Pmin,МВт	Pmax,МВт
100	Бар	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
300	Хмельницький енерговузол	110						
1	Слобода Межирівська	110						
1011		10	3.740	2.220				
2	Чернятин	110						
1021		10	5.060	2.730				
3	Жмеринка	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	3.190	1.450				
1032		10	3.190	1.450				
4	Подільська тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	7.700	4.570				
1042		10	7.700	4.570				
5	Станіславчик	110						
1051		10	5.610	3.180				
6	Носківці	110						
1061		10	2.860	1.390				
7	Шаргород	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	7.980	4.090				
1072		10	7.980	4.090				
8	Конева	110						
1081		10	1.540	0.870				
9	Могилів Подільський	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	3.140	1.780				
1092		10	3.140	1.780				
10	Яришів	110						
1010101		110						
1010102		110						
35101		35						
35102		35						
10101		10	2.970	1.600				
10102		10	2.970	1.600				
11	Жван	110						
10111		10	3.410	1.750				
12	Муровані Курилівці	110						

1212121		110		
35121		35		
10121		10	3.960	1.920
13	Ставчани	110		
10131		10	2.640	1.200
14	Нова Ушиця	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.640	1.500
10142		10	2.640	1.500
15	Пилипівці	110		
10151		10	3.520	1.900
16	Віньківці	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	2.640	1.280
10162		10	2.640	1.280
17	Ярмоленці	110		
1717171		110		
1717172		110		
35171		35		
35172		35		
10171		10	3.690	2.090
10172		10	3.690	2.090
18	Аеропорт	110		
10181		10	1.600	0.800
10182		10	2.360	1.230
19	Раково	110		
10191		10	2.810	1.590
10192		10	2.810	1.590
20	Івашківці	110		
2020201		110		
2020202		110		
35201		35		
35202		35		
10201		10	1.760	0.900
10202		10	1.760	0.900
21	Лозове	110		
10211		10	2.750	1.480
22	Деражня	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.360	1.620
10222		10	3.360	1.620
23	Летичів	110		
2323231		110		
35231		35		
10231		10	4.950	2.670
24	Вовковинці	110		
10241		10	3.740	1.920
25	Комарівці тяга	110		
2525251		110		
27251		27		
10251		10	13.420	7.610
26	Балки	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	4.570	2.210
10262		10	4.570	2.210
27	ГКС-37 (ГКС-1)	110		
10271		10	11.000	5.330
10272		10	11.000	5.330
28	ГКС-37 (ГКС-2)	110		
10281		10	11.000	5.330

101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
112		110		
113		110		
114		110		
115		110		
116		110		
117		110		
201	Дашківці	35		
102011		10	0.880	0.450
102012		10	0.880	0.450
202	Ялтушків	35		
102021		10	1.160	0.650
102022		10	1.160	0.650
203	Михайлівці	35		
102031		10	1.540	0.830
204	Верхівка	35		
102041		10	1.100	0.530
205	Митки	35		
102051		10	0.940	0.480
102052		10	0.940	0.480
206	Котюжани	35		
102061		10	1.540	0.750
207	Копайгород	35		
102071		10	1.270	0.580
102072		10	1.270	0.580
208	Лучинець	35		
102081		10	0.830	0.450
102082		10	0.830	0.450
209	Вендичани	35		
102091		10	2.420	1.240
210	Елеватор	35		
102101		10	1.270	0.720
102102		10	1.270	0.720
211	Кукавка	35		
102111		10	1.650	0.800
301		35		

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 175

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L,км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
101	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.480
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.300
102	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.020
103	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
2	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
104	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
3	4	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
105	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
6	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
106	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
7	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
8	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
9	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
108	9	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
108	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600

200	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
11	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
109	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
110	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
300	112	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
112	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
112	111	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
111	17	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
300	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.200
113	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.180
19	114	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.740
114	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
20	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
115	21	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
22	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
24	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
116	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
116	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
26	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
117	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.000
100	117	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
100	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.710
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.630
35161	201	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	8.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	18.100
35261	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	16.700
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
203	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.400
35121	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
205	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.300
301	204	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.050
35262	205	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	13.210
205	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	19.390
3571	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-150	29.300
35121	206	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	10.340
206	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.260
3572	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	25.300
208	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.760
210	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.300
211	210	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.620
35102	211	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.380
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.298
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987

9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1010101	35101	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010102	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1010102	35102	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010102	10102	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
17	1717172	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
1717172	35172	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1717172	10172	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
19	10192	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
20	2020201	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020201	35201	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020201	10201	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020202	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020202	35202	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020202	10202	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
23	2323231	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2323231	35231	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2323231	10231	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
27	10272	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
28	10281	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277

204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.277
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
206	102061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
207	102071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
207	102072	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
208	102081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
208	102082	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
209	102091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182
210	102101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.230
210	102102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.230
211	102111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням корекції вхідних даних

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 212.983 МВт / 1110.219 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 208.010 МВт / 1081.652 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.200 МВт / 18.832 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.200 МВт / 18.832 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 1.019 МВт / 5.301 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.753 МВт / 4.433 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.773 МВт / 9.735 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.973 МВт / 28.567 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Бар	-113.554	-63.442	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-56.135	-32.187	115.500	0.00
300	Хмельницький енерговузол	-43.178	-21.515	115.500	0.00
1	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.262	-0.86
1011		3.740	2.220	10.329	-4.57
2	Чернятин	0.000	0.000	113.222	-0.87
1021		5.060	2.730	10.447	-4.03
3	Жмеринка	0.000	0.000	111.394	-1.48
3331		0.000	0.000	109.162	-3.59
3332		0.000	0.000	110.087	-2.82
3531		0.000	0.000	36.546	-3.59
3532		0.000	0.000	36.855	-2.82
1031		3.190	1.450	10.317	-4.83
1032		3.190	1.450	10.522	-2.80
4	Подільська тяга	0.000	0.000	111.203	-1.52
4441		0.000	0.000	109.625	-2.76
4442		0.000	0.000	109.625	-2.76
2741		0.000	0.000	26.214	-2.76
2742		0.000	0.000	26.214	-2.76
1041		7.700	4.570	10.392	-3.54
1042		7.700	4.570	10.392	-3.54
5	Станіславчик	0.000	0.000	110.669	-1.63
1051		5.610	3.180	10.280	-5.32
6	Носківці	0.000	0.000	110.462	-1.65
1061		2.860	1.390	10.240	-4.61
7	Шаргород	0.000	0.000	109.912	-1.69
7771		0.000	0.000	107.934	-4.23
7772		0.000	0.000	107.944	-4.64
3571		0.000	0.000	36.128	-4.21
3572		0.000	0.000	36.124	-4.63
1071		7.980	4.090	10.184	-5.57
1072		7.980	4.090	10.185	-5.98

8	Конева	0.000	0.000	112.717	-1.00
1081		1.540	0.870	10.466	-4.52
9	Могилів Подільський	0.000	0.000	113.719	-0.75
9991		0.000	0.000	111.109	-2.73
9992		0.000	0.000	111.109	-2.73
3591		0.000	0.000	37.198	-2.73
3592		0.000	0.000	37.198	-2.73
1091		3.140	1.780	10.482	-3.91
1092		3.140	1.780	10.482	-3.91
10	Яришів	0.000	0.000	114.630	-0.40
1010101		0.000	0.000	107.463	-2.24
1010102		0.000	0.000	106.537	-3.31
35101		0.000	0.000	35.977	-2.24
35102		0.000	0.000	35.293	-4.46
10101		2.970	1.600	10.143	-3.43
10102		2.970	1.600	10.183	-3.29
11	Жван	0.000	0.000	115.089	-0.11
10111		3.410	1.750	10.459	-3.37
12	Муровані Курилівці	0.000	0.000	114.023	-0.34
1212121		0.000	0.000	107.261	-5.17
35121		0.000	0.000	35.855	-5.05
10121		3.960	1.920	10.092	-6.78
13	Ставчани	0.000	0.000	113.494	-0.56
10131		2.640	1.200	10.427	-3.14
14	Нова Ушиця	0.000	0.000	113.174	-0.69
1414141		0.000	0.000	109.354	-2.37
1414142		0.000	0.000	108.613	-1.76
35141		0.000	0.000	36.610	-2.37
35142		0.000	0.000	36.362	-1.76
10141		2.640	1.500	10.336	-3.39
10142		2.640	1.500	10.382	-1.74
15	Пилипівці	0.000	0.000	113.162	-0.72
10151		3.520	1.900	10.389	-4.21
16	Віньківці	0.000	0.000	113.401	-0.68
1616161		0.000	0.000	106.492	-3.53
1616162		0.000	0.000	106.712	-2.35
35161		0.000	0.000	35.622	-3.50
35162		0.000	0.000	35.726	-2.35
10161		2.640	1.280	10.075	-4.61
10162		2.640	1.280	10.096	-3.42
17	Ярмоленці	0.000	0.000	114.717	-0.29
1717171		0.000	0.000	108.046	-1.75
1717172		0.000	0.000	108.715	-1.18
35171		0.000	0.000	36.172	-1.75
35172		0.000	0.000	36.396	-1.18
10171		3.690	2.090	10.325	-1.72
10172		3.690	2.090	10.329	-1.78
18	Аеропорт	0.000	0.000	115.298	-0.08
10181		1.600	0.800	10.453	-3.57
10182		2.360	1.230	10.447	-2.30
19	Раково	0.000	0.000	114.550	-0.33
10191		2.810	1.590	10.433	-2.01
10192		2.810	1.590	10.433	-2.01
20	Івашківці	0.000	0.000	114.006	-0.49
2020201		0.000	0.000	110.261	-2.24
2020202		0.000	0.000	110.261	-2.24
35201		0.000	0.000	36.914	-2.24
35202		0.000	0.000	36.914	-2.24
10201		1.760	0.900	10.427	-3.30
10202		1.760	0.900	10.427	-3.30
21	Лозове	0.000	0.000	113.315	-0.69
10211		2.750	1.480	10.353	-3.39
22	Деражня	0.000	0.000	112.688	-0.88
2222221		0.000	0.000	110.231	-3.05
2222222		0.000	0.000	109.605	-2.26
35221		0.000	0.000	36.904	-3.05
35222		0.000	0.000	36.694	-2.26
10221		3.360	1.620	10.407	-4.33
10222		3.360	1.620	10.476	-2.24
23	Летичів	0.000	0.000	112.216	-1.00
2323231		0.000	0.000	109.810	-3.06
35231		0.000	0.000	36.763	-3.06

10231		4.950	2.670	10.491	-3.03
24	Вовковинці	0.000	0.000	112.859	-0.83
10241		3.740	1.920	10.349	-4.57
25	Комарівці тяга	0.000	0.000	112.912	-0.82
2525251		0.000	0.000	110.200	-2.94
27251		0.000	0.000	26.351	-2.94
10251		13.420	7.610	10.384	-4.29
26	Балки	0.000	0.000	114.514	-0.45
2626261		0.000	0.000	106.851	-2.41
2626262		0.000	0.000	106.766	-2.62
35261		0.000	0.000	35.756	-2.41
35262		0.000	0.000	35.723	-2.62
10261		4.570	2.210	10.145	-3.18
10262		4.570	2.210	10.136	-3.40
27	ГКС-37 (ГКС-1)	0.000	0.000	114.375	-0.51
10271		11.000	5.330	10.276	-2.17
10272		11.000	5.330	10.276	-2.17
28	ГКС-37 (ГКС-2)	0.000	0.000	114.954	-0.25
10281		11.000	5.330	10.330	-1.90
101		0.000	0.000	115.023	-0.18
102		0.000	0.000	113.268	-0.86
103		0.000	0.000	113.265	-0.86
104		0.000	0.000	113.185	-0.89
105		0.000	0.000	110.807	-1.60
106		0.000	0.000	110.326	-1.67
107		0.000	0.000	110.275	-1.67
108		0.000	0.000	114.659	-0.39
109		0.000	0.000	114.757	-0.18
110		0.000	0.000	114.361	-0.25
111		0.000	0.000	114.812	-0.27
112		0.000	0.000	115.309	-0.08
113		0.000	0.000	115.256	-0.09
114		0.000	0.000	114.430	-0.37
115		0.000	0.000	113.353	-0.68
116		0.000	0.000	112.980	-0.80
117		0.000	0.000	115.173	-0.16
201	Дашківці	0.000	0.000	35.305	-3.57
102011		0.880	0.450	10.457	-4.78
102012		0.880	0.450	10.457	-4.78
202	Ялтушків	0.000	0.000	35.240	-3.46
102021		1.160	0.650	10.441	-4.63
102022		1.160	0.650	10.441	-4.63
203	Михайлівці	0.000	0.000	35.240	-4.21
102031		1.540	0.830	10.447	-6.36
204	Верхівка	0.000	0.000	35.134	-4.01
102041		1.100	0.530	10.398	-6.43
205	Митки	0.000	0.000	35.288	-3.62
102051		0.940	0.480	10.440	-4.92
102052		0.940	0.480	10.496	-4.57
206	Котюжани	0.000	0.000	35.255	-5.20
102061		1.540	0.750	10.475	-7.36
207	Копайгород	0.000	0.000	35.206	-4.37
102071		1.270	0.580	10.442	-5.67
102072		1.270	0.580	10.442	-5.67
208	Лучинець	0.000	0.000	34.874	-5.24
102081		0.830	0.450	10.479	-6.40
102082		0.830	0.450	10.479	-6.40
209	Вендичани	0.000	0.000	34.274	-5.44
102091		2.420	1.240	10.431	-8.08
210	Елеватор	0.000	0.000	34.213	-5.37
102101		1.270	0.720	10.407	-6.73
102102		1.270	0.720	10.478	-6.23
211	Кукавка	0.000	0.000	34.590	-5.02
102111		1.650	0.800	10.394	-7.43
301		0.000	0.000	35.134	-4.01

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ

100	101	43.664	28.479	43.573	28.224	0.090	0.255	0.260	0.478
101	102	43.573	28.523	43.237	27.578	0.334	0.941	0.261	1.767
102	103	39.465	25.174	39.465	25.173	0.001	0.001	0.238	0.003
103	2	39.465	25.178	39.456	25.159	0.009	0.019	0.238	0.043
2	104	34.363	21.962	34.356	21.947	0.007	0.015	0.208	0.038
104	3	34.356	22.211	34.039	21.506	0.317	0.702	0.208	1.815
3	105	12.088	8.341	12.041	8.273	0.047	0.068	0.076	0.593
105	6	6.387	4.988	6.372	4.966	0.015	0.022	0.042	0.347
6	106	3.490	3.594	3.487	3.589	0.004	0.005	0.026	0.137
106	107	3.487	3.737	3.486	3.735	0.001	0.002	0.027	0.051
107	7	3.486	4.038	3.476	4.023	0.010	0.014	0.028	0.364
7	8	-17.078	-9.618	-17.393	-10.074	0.314	0.455	-0.103	-2.836
8	9	-18.949	-10.282	-19.071	-10.459	0.121	0.176	-0.110	-1.010
9	108	-25.411	-13.706	-25.534	-13.979	0.123	0.272	-0.146	-0.947
108	200	-35.821	-18.644	-35.956	-19.024	0.134	0.379	-0.203	-0.843
108	10	10.287	6.179	10.285	6.176	0.002	0.003	0.060	0.030
10	1010102	7.258	4.121	7.244	3.639	0.014	0.480	0.042	3.482
1010102	35102	4.273	2.040	4.268	1.934	0.005	0.106	0.026	1.258
35102	211	4.268	1.953	4.201	1.874	0.066	0.080	0.077	0.729
211	210	2.534	0.992	2.513	0.966	0.022	0.026	0.045	0.395
210	209	-0.046	-0.595	-0.047	-0.596	0.001	0.001	0.010	-0.057
209	208	-2.488	-1.989	-2.524	-2.033	0.036	0.044	-0.054	-0.609
208	206	-1.283	-1.037	-1.297	-1.049	0.013	0.012	-0.027	-0.381
206	35121	-2.851	-1.864	-2.895	-1.903	0.043	0.039	-0.056	-0.606
35121	203	0.401	2.812	0.353	2.769	0.047	0.043	0.046	0.571
203	202	-1.069	1.196	-1.085	1.182	0.016	0.014	-0.026	-0.031
202	201	-0.018	-0.290	-0.018	-0.290	0.001	0.000	-0.005	-0.061
201	35161	-1.793	-1.248	-1.808	-1.261	0.015	0.013	-0.036	-0.319
1616161	35161	1.810	1.247	1.808	1.247	0.002	0.000	0.012	0.086
16	1616161	4.464	2.904	4.452	2.590	0.012	0.312	0.027	3.915
16	17	-9.499	-5.637	-9.570	-5.768	0.071	0.130	-0.056	-1.322
17	111	-17.017	-9.841	-17.028	-9.856	0.010	0.015	-0.099	-0.096
111	112	-17.028	-9.095	-17.071	-9.191	0.043	0.096	-0.097	-0.498
112	300	-21.065	-10.617	-21.086	-10.663	0.021	0.046	-0.118	-0.191
16	15	2.348	2.058	2.345	2.052	0.003	0.006	0.016	0.240
15	14	-1.203	0.364	-1.204	0.364	0.000	0.001	-0.006	-0.012
14	13	-6.540	-2.700	-6.552	-2.723	0.012	0.022	-0.036	-0.323
13	12	-9.212	-3.556	-9.240	-3.609	0.029	0.053	-0.050	-0.532
12	110	-16.586	-11.339	-16.618	-11.397	0.032	0.058	-0.102	-0.339
110	109	-16.618	-11.220	-16.660	-11.281	0.042	0.061	-0.101	-0.397
109	11	-16.660	-11.115	-16.696	-11.166	0.035	0.051	-0.101	-0.332
11	200	-20.132	-13.077	-20.179	-13.163	0.047	0.085	-0.120	-0.411
12	1212121	7.325	8.023	7.277	6.731	0.048	1.286	0.055	10.401
1212121	35121	3.311	4.669	3.295	4.669	0.015	0.000	0.031	0.142
202	35261	-3.405	0.119	-3.456	0.057	0.051	0.062	-0.056	-0.549
2626261	35261	3.458	-0.087	3.456	-0.087	0.002	0.000	0.019	0.048
26	2626261	8.036	2.500	8.028	2.200	0.008	0.299	0.042	1.348
26	116	19.406	11.717	19.217	11.443	0.189	0.273	0.114	1.541
116	24	5.726	2.883	5.722	2.877	0.004	0.006	0.033	0.122
24	22	1.951	1.006	1.949	1.003	0.002	0.003	0.011	0.173
22	21	-9.836	-4.621	-9.876	-4.679	0.040	0.057	-0.056	-0.632
21	115	-12.646	-6.078	-12.649	-6.082	0.003	0.004	-0.071	-0.039
115	20	-12.649	-5.806	-12.702	-5.883	0.053	0.076	-0.071	-0.657
20	114	-16.258	-7.720	-16.302	-7.783	0.044	0.063	-0.091	-0.426
114	19	-16.302	-7.537	-16.314	-7.555	0.012	0.018	-0.090	-0.121
19	113	-21.974	-10.860	-22.062	-11.022	0.088	0.161	-0.123	-0.707
113	300	-22.062	-10.797	-22.093	-10.852	0.030	0.056	-0.123	-0.244
26	117	-36.405	-16.866	-36.531	-17.144	0.125	0.277	-0.202	-0.662
117	100	-36.531	-16.967	-36.585	-17.121	0.054	0.153	-0.202	-0.327
26	2626262	8.901	2.695	8.891	2.329	0.010	0.365	0.047	1.457
2626262	35262	4.321	0.041	4.318	0.041	0.002	0.000	0.023	0.060
35262	205	4.318	0.065	4.266	-0.010	0.052	0.075	0.070	0.469
205	207	1.117	-0.853	1.104	-0.866	0.014	0.013	0.023	0.114
207	3571	-1.454	-2.087	-1.487	-2.146	0.032	0.059	-0.042	-0.927
7771	3571	1.487	2.091	1.487	2.091	0.001	0.000	0.014	0.018
7	7771	9.490	7.066	9.473	6.422	0.017	0.641	0.062	3.838
205	301	1.253	-0.146	1.247	-0.154	0.006	0.008	0.021	0.169
301	203	0.135	-0.715	0.132	-0.718	0.002	0.003	0.012	-0.096
208	3572	-2.915	-1.907	-2.998	-2.007	0.083	0.100	-0.058	-1.278
7772	3572	3.000	1.961	2.998	1.961	0.002	0.000	0.019	0.039
7	7772	11.007	7.080	10.986	6.292	0.021	0.785	0.069	3.889
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1616162	10162	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.252
1616161	10161	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.295
201	102011	0.883	0.475	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.589
201	102012	0.883	0.475	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.589
17	1717171	3.696	2.217	3.692	2.089	0.004	0.128	0.022	1.860
1717171	35171	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717171	10171	3.692	2.089	3.688	2.089	0.004	0.000	0.023	0.091
17	1717172	3.692	2.220	3.690	2.142	0.002	0.078	0.022	1.132
1717172	35172	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717172	10172	3.690	2.142	3.688	2.089	0.002	0.053	0.023	0.751
10	1010101	2.978	1.814	2.973	1.683	0.005	0.131	0.018	2.414
1010101	35101	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1010101	10101	2.973	1.683	2.968	1.599	0.005	0.083	0.018	1.527
102	1	3.772	2.638	3.772	2.638	0.000	0.000	0.023	0.006
105	5	5.654	3.707	5.649	3.699	0.005	0.007	0.035	0.140
5	1051	5.635	3.693	5.606	3.178	0.028	0.513	0.035	5.219
112	18	3.994	2.356	3.994	2.356	0.000	0.000	0.023	0.011
19	10191	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.274
19	10192	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.274
20	2020201	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.173
2020201	35201	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020201	10201	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.339
20	2020202	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.173
2020202	35202	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020202	10202	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.339
21	10211	2.760	1.657	2.748	1.479	0.012	0.177	0.016	3.645
22	23	5.003	2.732	4.988	2.710	0.015	0.022	0.029	0.476
23	2323231	4.961	2.907	4.954	2.668	0.007	0.238	0.030	2.546
2323231	35231	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2323231	10231	4.954	2.668	4.947	2.668	0.007	0.000	0.030	0.119
22	2222221	3.370	1.883	3.364	1.716	0.006	0.166	0.020	2.599
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.364	1.716	3.358	1.619	0.006	0.097	0.020	1.577
22	2222222	3.364	1.721	3.361	1.619	0.003	0.102	0.019	1.512
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2222222	10222	3.361	1.619	3.358	1.619	0.003	0.000	0.020	0.082
24	10241	3.760	2.251	3.738	1.919	0.022	0.331	0.022	4.990
116	25	13.491	8.979	13.486	8.968	0.005	0.010	0.083	0.068
25	2525251	13.445	8.740	13.428	8.039	0.017	0.698	0.082	2.845
2525251	27251	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	13.428	8.039	13.412	7.605	0.017	0.432	0.082	1.799
18	10181	1.610	0.932	1.599	0.799	0.011	0.132	0.009	4.714
11	10111	3.425	2.012	3.408	1.749	0.017	0.262	0.020	4.304
18	10182	2.367	1.353	2.359	1.229	0.008	0.123	0.014	2.894
1	1011	3.761	2.576	3.738	2.219	0.024	0.356	0.023	5.608
1212121	10121	3.967	2.062	3.958	1.919	0.009	0.143	0.024	2.045
13	10131	2.648	1.351	2.638	1.199	0.010	0.151	0.015	3.016
14	1414141	2.647	1.673	2.643	1.564	0.004	0.108	0.016	2.266
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.643	1.564	2.638	1.499	0.004	0.065	0.016	1.389
7771	1071	7.985	4.331	7.975	4.087	0.010	0.243	0.049	1.670
207	102071	1.273	0.617	1.269	0.580	0.004	0.037	0.023	0.554
207	102072	1.273	0.617	1.269	0.580	0.004	0.037	0.023	0.554
14	1414142	2.642	1.566	2.640	1.499	0.002	0.067	0.016	1.347
301	204	1.112	0.614	1.112	0.614	0.000	0.000	0.021	0.001
204	102041	1.109	0.594	1.099	0.530	0.010	0.064	0.021	1.189
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
205	102051	0.944	0.509	0.939	0.480	0.004	0.029	0.018	0.632
205	102052	0.942	0.501	0.939	0.480	0.002	0.021	0.017	0.430
2626262	10262	4.571	2.287	4.567	2.209	0.003	0.079	0.028	0.866
2626261	10261	4.571	2.287	4.567	2.209	0.003	0.078	0.028	0.860
202	102021	1.163	0.683	1.159	0.650	0.004	0.034	0.022	0.572
202	102022	1.163	0.683	1.159	0.650	0.004	0.034	0.022	0.572
203	102031	1.551	0.913	1.539	0.829	0.012	0.083	0.029	1.120
206	102061	1.550	0.829	1.539	0.750	0.011	0.079	0.029	1.065
1414142	10142	2.640	1.499	2.638	1.499	0.002	0.000	0.016	0.065
15	10151	3.538	2.198	3.518	1.899	0.020	0.298	0.021	4.825
16	1616162	2.646	1.444	2.642	1.343	0.004	0.100	0.015	1.973
7772	1072	7.985	4.331	7.975	4.087	0.010	0.243	0.049	1.687
208	102081	0.833	0.474	0.829	0.450	0.003	0.024	0.016	0.605
208	102082	0.833	0.474	0.829	0.450	0.003	0.024	0.016	0.605
209	102091	2.436	1.393	2.418	1.239	0.017	0.153	0.047	1.257

210	102101	1.274	0.763	1.269	0.720	0.005	0.043	0.025	0.680
210	102102	1.272	0.747	1.269	0.720	0.003	0.027	0.025	0.418
211	102111	1.663	0.894	1.649	0.799	0.014	0.095	0.031	1.165
1010102	10102	2.971	1.599	2.968	1.599	0.003	0.000	0.018	0.073
9	9991	3.149	2.023	3.144	1.868	0.006	0.153	0.019	2.727
9991	1091	3.144	1.868	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.646
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	3.149	2.023	3.144	1.868	0.006	0.153	0.019	2.727
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	3.144	1.868	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.646
8	1081	1.550	1.006	1.539	0.869	0.011	0.136	0.009	5.240
6	1061	2.871	1.583	2.858	1.389	0.013	0.194	0.017	3.701
3	3332	3.193	1.541	3.191	1.449	0.003	0.092	0.018	1.403
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	3.191	1.449	3.188	1.449	0.003	0.000	0.018	0.077
3	4	15.512	10.243	15.492	10.215	0.019	0.028	0.096	0.193
4	4442	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.047	1.666
4442	2742	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4442	1042	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.145	0.047	1.053
4	4441	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.047	1.666
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.145	0.047	1.053
3	3331	3.199	1.686	3.194	1.536	0.006	0.149	0.019	2.408
3331	1031	3.194	1.536	3.188	1.449	0.006	0.087	0.019	1.463
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	1021	5.078	3.113	5.057	2.728	0.021	0.383	0.030	4.256
100	27	22.222	12.060	22.111	11.747	0.111	0.312	0.126	1.129
27	10272	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
27	10271	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
100	28	11.083	5.782	11.056	5.705	0.027	0.076	0.062	0.548
28	10281	11.010	5.732	10.993	5.327	0.017	0.403	0.062	1.885

Додаток Е

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Uн:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 181

N вузла	Назва	U,кВ	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	Wв,МВт год	Cos	Pmin,МВт	Pmax,МВт
100	Бар	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
300	Хмельницький енерговузол	110						
1	Слобода Межирівська	110						
1011		10	3.740	2.220				
2	Чернятин	110						
1021		10	5.060	2.730				
3	Жмеринка	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	3.190	1.450				
1032		10	3.190	1.450				
4	Подільська тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	7.700	4.570				
1042		10	7.700	4.570				
5	Станіславчик	110						
1051		10	5.610	3.180				
6	Носківці	110						
1061		10	2.860	1.390				
7	Шаргород	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	7.980	4.090				
1072		10	7.980	4.090				
8	Конева	110						
1081		10	1.540	0.870				
9	Могилів Подільський	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	3.140	1.780				
1092		10	3.140	1.780				
10	Яришів	110						
1010101		110						
1010102		110						
35101		35						
35102		35						
10101		10	2.970	1.600				
10102		10	2.970	1.600				
11	Жван	110						
10111		10	3.410	1.750				
12	Муровані Курилівці	110						
1212121		110						
35121		35						
10121		10	3.960	1.920				
13	Ставчани	110						
10131		10	2.640	1.200				

14	Нова Ушиця	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.640	1.500
10142		10	2.640	1.500
15	Пилипівці	110		
10151		10	3.520	1.900
16	Віньківці	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	2.640	1.280
10162		10	2.640	1.280
17	Ярмоленці	110		
1717171		110		
1717172		110		
35171		35		
35172		35		
10171		10	3.690	2.090
10172		10	3.690	2.090
18	Аеропорт	110		
10181		10	1.600	0.800
10182		10	2.360	1.230
19	Раково	110		
10191		10	2.810	1.590
10192		10	2.810	1.590
20	Івашківці	110		
2020201		110		
2020202		110		
35201		35		
35202		35		
10201		10	1.760	0.900
10202		10	1.760	0.900
21	Лозове	110		
10211		10	2.750	1.480
22	Деражня	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.360	1.620
10222		10	3.360	1.620
23	Летичів	110		
2323231		110		
35231		35		
10231		10	4.950	2.670
24	Вовковинці	110		
10241		10	3.740	1.920
25	Комарівці тяга	110		
2525251		110		
27251		27		
10251		10	13.420	7.610
26	Балки	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	4.570	2.210
10262		10	4.570	2.210
27	ГКС-37 (ГКС-1)	110		
10271		10	11.000	5.330
10272		10	11.000	5.330
28	ГКС-37 (ГКС-2)	110		
10281		10	11.000	5.330
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
112		110		
113		110		
114		110		

115		110		
116		110		
117		110		
201	Дашківці	35		
102011		10	0.880	0.450
102012		10	0.880	0.450
202	Ялтушків	35		
102021		10	1.160	0.650
102022		10	1.160	0.650
203	Михайлівці	35		
102031		10	1.540	0.830
204	Верхівка	35		
102041		10	1.100	0.530
205	Митки	35		
102051		10	0.940	0.480
102052		10	0.940	0.480
206	Котюжани	35		
102061		10	1.540	0.750
207	Копайгород	35		
102071		10	1.270	0.580
102072		10	1.270	0.580
208	Лучинець	35		
102081		10	0.830	0.450
102082		10	0.830	0.450
209	Вендичани	35		
102091		10	2.420	1.240
210	Елеватор	35		
102101		10	1.270	0.720
102102		10	1.270	0.720
211	Кукавка	35		
102111		10	1.650	0.800
301		35		
401	Нова 1	35		
104011		10	1.050	0.540
104012		10	1.050	0.540
402	Нова 2	35		
104021		10	0.950	0.540
104022		10	0.950	0.540
403	Нова 3	35		
104031		10	1.200	0.650
404	Нова 4	35		
104041		10	3.100	1.500
405	Нова 5	35		
104051		10	1.700	0.960

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 188

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L,км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
101	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.480
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.300
102	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.020
103	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
2	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
104	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
3	4	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
105	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
6	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
106	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
7	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
8	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
9	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
108	9	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
108	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
200	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
11	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
109	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
110	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
300	112	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
112	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100

112	111	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
111	17	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
300	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.200
113	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.180
19	114	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.740
114	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
20	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
115	21	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
22	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
24	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
116	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
116	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
26	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
117	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.000
100	117	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
100	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.710
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.630
35161	201	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	8.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	18.100
35261	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	16.700
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
203	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.400
35121	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
205	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.300
301	204	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.050
35262	205	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	13.210
205	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	19.390
3571	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-150	29.300
35121	206	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	10.340
206	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.260
3572	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	25.300
208	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.760
210	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.300
211	210	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.620
35102	211	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.380
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.298
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1010101	35101	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010102	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1010102	35102	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010102	10102	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987

1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
17	1717172	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
1717172	35172	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1717172	10172	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
19	10192	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
20	2020201	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020201	35201	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020201	10201	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020202	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020202	35202	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020202	10202	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
23	2323231	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2323231	35231	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2323231	10231	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
27	10272	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
28	10281	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.277
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
206	102061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
207	102071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
207	102072	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
208	102081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
208	102082	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
209	102091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182
210	102101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.230
210	102102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.230
211	102111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
202	402	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	3.850
402	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.010
203	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.700
205	403	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
35261	404	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.930
207	405	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
401	104011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
401	104012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
402	104021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
402	104022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
403	104031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
404	104041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.182
405	104051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 223.711 МВт / 1166.488 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 218.010 МВт / 1133.652 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.769 МВт / 22.182 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.769 МВт / 22.182 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 1.046 МВт / 5.438 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.886 МВт / 5.216 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.932 МВт / 10.654 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.701 МВт / 32.836 млн.кВт*г (2.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Pнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Бар	-120.230	-68.845	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-58.664	-34.176	115.500	0.00
300	Хмельницький енерговузол	-44.699	-22.481	115.500	0.00
1	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.207	-0.88
1011		3.740	2.220	10.323	-4.59
2	Чернятин	0.000	0.000	113.166	-0.89
1021		5.060	2.730	10.441	-4.06
3	Жмеринка	0.000	0.000	111.283	-1.52
3331		0.000	0.000	109.048	-3.62
3332		0.000	0.000	109.975	-2.86
3531		0.000	0.000	36.508	-3.62
3532		0.000	0.000	36.818	-2.86
1031		3.190	1.450	10.306	-4.87
1032		3.190	1.450	10.511	-2.84
4	Подільська тяга	0.000	0.000	111.091	-1.56
4441		0.000	0.000	109.512	-2.80
4442		0.000	0.000	109.512	-2.80
2741		0.000	0.000	26.187	-2.80
2742		0.000	0.000	26.187	-2.80
1041		7.700	4.570	10.381	-3.58
1042		7.700	4.570	10.381	-3.58
5	Station Станіславчик	0.000	0.000	110.512	-1.67
1051		5.610	3.180	10.264	-5.37
6	Носківці	0.000	0.000	110.259	-1.71
1061		2.860	1.390	10.220	-4.67
7	Шаргород	0.000	0.000	109.599	-1.77
7771		0.000	0.000	107.016	-4.71
7772		0.000	0.000	107.588	-4.85
3571		0.000	0.000	35.814	-4.68
3572		0.000	0.000	36.003	-4.83
1071		7.980	4.090	10.095	-6.07
1072		7.980	4.090	10.150	-6.19
8	Конева	0.000	0.000	112.579	-1.04
1081		1.540	0.870	10.451	-4.56
9	Могилів Подільський	0.000	0.000	113.640	-0.77
9991		0.000	0.000	111.028	-2.76
9992		0.000	0.000	111.028	-2.76
3591		0.000	0.000	37.170	-2.76
3592		0.000	0.000	37.170	-2.76
1091		3.140	1.780	10.474	-3.94
1092		3.140	1.780	10.474	-3.94
10	Яришів	0.000	0.000	114.593	-0.41
1010101		0.000	0.000	107.427	-2.26
1010102		0.000	0.000	106.394	-3.45
35101		0.000	0.000	35.965	-2.26
35102		0.000	0.000	35.225	-4.67
10101		2.970	1.600	10.139	-3.45
10102		2.970	1.600	10.169	-3.43
11	Жван	0.000	0.000	115.059	-0.12
10111		3.410	1.750	10.456	-3.38

12	Муровані Курилівці	0.000	0.000	113.902	-0.36
1212121		0.000	0.000	105.992	-5.85
35121		0.000	0.000	35.415	-5.71
10121		3.960	1.920	9.969	-7.49
13	Ставчани	0.000	0.000	113.355	-0.59
10131		2.640	1.200	10.413	-3.17
14	Нова Ушиця	0.000	0.000	113.020	-0.73
1414141		0.000	0.000	109.200	-2.41
1414142		0.000	0.000	108.462	-1.80
35141		0.000	0.000	36.558	-2.41
35142		0.000	0.000	36.311	-1.80
10141		2.640	1.500	10.321	-3.43
10142		2.640	1.500	10.368	-1.78
15	Пилипівці	0.000	0.000	112.997	-0.76
10151		3.520	1.900	10.373	-4.26
16	Віньківці	0.000	0.000	113.216	-0.73
1616161		0.000	0.000	105.482	-4.43
1616162		0.000	0.000	106.532	-2.41
35161		0.000	0.000	35.262	-4.38
35162		0.000	0.000	35.665	-2.41
10161		2.640	1.280	9.977	-5.53
10162		2.640	1.280	10.079	-3.48
17	Ярмоленці	0.000	0.000	114.669	-0.30
1717171		0.000	0.000	107.999	-1.77
1717172		0.000	0.000	108.669	-1.19
35171		0.000	0.000	36.156	-1.77
35172		0.000	0.000	36.381	-1.19
10171		3.690	2.090	10.321	-1.74
10172		3.690	2.090	10.325	-1.80
18	Аеропорт	0.000	0.000	115.288	-0.08
10181		1.600	0.800	10.452	-3.58
10182		2.360	1.230	10.446	-2.30
19	Раково	0.000	0.000	114.525	-0.34
10191		2.810	1.590	10.431	-2.02
10192		2.810	1.590	10.431	-2.02
20	Івашківці	0.000	0.000	113.960	-0.50
2020201		0.000	0.000	110.215	-2.25
2020202		0.000	0.000	110.215	-2.25
35201		0.000	0.000	36.898	-2.25
35202		0.000	0.000	36.898	-2.25
10201		1.760	0.900	10.423	-3.32
10202		1.760	0.900	10.423	-3.32
21	Лозове	0.000	0.000	113.236	-0.72
10211		2.750	1.480	10.345	-3.41
22	Деражня	0.000	0.000	112.573	-0.91
2222221		0.000	0.000	110.113	-3.08
2222222		0.000	0.000	109.490	-2.29
35221		0.000	0.000	36.864	-3.08
35222		0.000	0.000	36.656	-2.29
10221		3.360	1.620	10.396	-4.37
10222		3.360	1.620	10.465	-2.27
23	Летичів	0.000	0.000	112.100	-1.03
2323231		0.000	0.000	109.691	-3.10
35231		0.000	0.000	36.723	-3.10
10231		4.950	2.670	10.480	-3.07
24	Вовковинці	0.000	0.000	112.696	-0.88
10241		3.740	1.920	10.333	-4.63
25	Комарівці тяга	0.000	0.000	112.737	-0.87
2525251		0.000	0.000	110.020	-2.99
27251		0.000	0.000	26.308	-2.99
10251		13.420	7.610	10.366	-4.35
26	Балки	0.000	0.000	114.301	-0.51
2626261		0.000	0.000	105.213	-3.54
2626262		0.000	0.000	105.858	-3.18
35261		0.000	0.000	35.187	-3.52
35262		0.000	0.000	35.410	-3.17
10261		4.570	2.210	9.987	-4.34
10262		4.570	2.210	10.049	-3.97
27	ГКС-37 (ГКС-1)	0.000	0.000	114.375	-0.51
10271		11.000	5.330	10.276	-2.17
10272		11.000	5.330	10.276	-2.17
28	ГКС-37 (ГКС-2)	0.000	0.000	114.954	-0.25
10281		11.000	5.330	10.330	-1.90
101		0.000	0.000	115.011	-0.19
102		0.000	0.000	113.213	-0.88
103		0.000	0.000	113.210	-0.88
104		0.000	0.000	113.128	-0.91
105		0.000	0.000	110.650	-1.64
106		0.000	0.000	110.094	-1.72
107		0.000	0.000	110.033	-1.73
108		0.000	0.000	114.623	-0.40

109		0.000	0.000	114.699	-0.18
110		0.000	0.000	114.270	-0.27
111		0.000	0.000	114.771	-0.28
112		0.000	0.000	115.299	-0.08
113		0.000	0.000	115.249	-0.09
114		0.000	0.000	114.400	-0.38
115		0.000	0.000	113.276	-0.71
116		0.000	0.000	112.805	-0.85
117		0.000	0.000	115.101	-0.19
201	Дашківці	0.000	0.000	34.757	-4.56
102011		0.880	0.450	10.289	-5.81
102012		0.880	0.450	10.289	-5.81
202	Ялтушків	0.000	0.000	34.303	-4.70
102021		1.160	0.650	10.155	-5.93
102022		1.160	0.650	10.155	-5.93
203	Михайлівці	0.000	0.000	34.328	-5.10
102031		1.540	0.830	10.160	-7.36
204	Верхівка	0.000	0.000	34.320	-4.87
102041		1.100	0.530	10.141	-7.41
205	Митки	0.000	0.000	34.578	-4.46
102051		0.940	0.480	10.223	-5.81
102052		0.940	0.480	10.280	-5.44
206	Котюжани	0.000	0.000	34.908	-5.75
102061		1.540	0.750	10.366	-7.95
207	Копайгород	0.000	0.000	34.347	-5.30
102071		1.270	0.580	10.180	-6.67
102072		1.270	0.580	10.180	-6.67
208	Лучинець	0.000	0.000	34.652	-5.63
102081		0.830	0.450	10.410	-6.81
102082		0.830	0.450	10.410	-6.81
209	Вендичани	0.000	0.000	34.093	-5.78
102091		2.420	1.240	10.372	-8.45
210	Елеватор	0.000	0.000	34.061	-5.68
102101		1.270	0.720	10.359	-7.05
102102		1.270	0.720	10.431	-6.55
211	Кукавка	0.000	0.000	34.478	-5.28
102111		1.650	0.800	10.359	-7.71
301		0.000	0.000	34.321	-4.87
401	Нова 1	0.000	0.000	34.105	-5.09
104011		1.050	0.540	10.507	-6.64
104012		1.050	0.540	10.507	-6.64
402	Нова 2	0.000	0.000	34.157	-4.86
104021		0.950	0.540	10.400	-7.04
104022		0.950	0.540	10.400	-7.04
403	Нова 3	0.000	0.000	34.456	-4.53
104031		1.200	0.650	10.579	-6.27
404	Нова 4	0.000	0.000	34.849	-3.74
104041		3.100	1.500	10.702	-5.82
405	Нова 5	0.000	0.000	34.169	-5.40
104051		1.700	0.960	10.484	-7.24

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	101	44.602	29.238	44.507	28.970	0.095	0.267	0.266	0.490
101	102	44.507	29.269	44.156	28.281	0.350	0.985	0.267	1.810
102	103	40.384	25.876	40.383	25.875	0.001	0.001	0.244	0.003
103	2	40.383	25.881	40.374	25.860	0.009	0.020	0.244	0.045
2	104	35.281	22.663	35.274	22.647	0.007	0.015	0.214	0.039
104	3	35.274	22.910	34.938	22.165	0.335	0.743	0.214	1.870
3	105	12.988	8.998	12.933	8.919	0.054	0.079	0.082	0.639
105	6	7.279	5.630	7.259	5.602	0.019	0.028	0.048	0.395
6	106	4.378	4.229	4.373	4.222	0.005	0.008	0.032	0.166
106	107	4.373	4.369	4.371	4.366	0.002	0.003	0.032	0.062
107	7	4.371	4.667	4.357	4.646	0.014	0.021	0.033	0.436
7	8	-18.002	-10.242	-18.357	-10.755	0.353	0.511	-0.109	-3.013
8	9	-19.913	-10.965	-20.049	-11.162	0.135	0.196	-0.116	-1.069
9	108	-26.388	-14.411	-26.522	-14.707	0.133	0.295	-0.152	-0.991
108	200	-37.098	-19.520	-37.243	-19.930	0.145	0.408	-0.211	-0.880
108	10	10.576	6.327	10.574	6.323	0.002	0.004	0.062	0.030
10	1010102	7.547	4.269	7.531	3.748	0.015	0.519	0.044	3.610
1010102	35102	4.561	2.149	4.555	2.028	0.006	0.120	0.027	1.335
35102	211	4.555	2.048	4.479	1.957	0.075	0.090	0.082	0.776
211	210	2.812	1.074	2.785	1.042	0.027	0.032	0.050	0.437
210	209	0.227	-0.519	0.226	-0.520	0.001	0.001	0.010	-0.026
209	208	-2.215	-1.915	-2.246	-1.952	0.031	0.037	-0.049	-0.565
208	206	-0.614	-0.966	-0.620	-0.972	0.006	0.006	-0.019	-0.248
206	35121	-2.175	-1.788	-2.205	-1.816	0.030	0.027	-0.046	-0.506
35121	203	1.956	3.497	1.860	3.410	0.096	0.087	0.065	1.047

203	202	-0.473	0.654	-0.477	0.650	0.004	0.004	-0.014	0.005
202	201	-1.224	-0.761	-1.238	-0.774	0.014	0.013	-0.024	-0.460
201	35161	-3.013	-1.732	-3.051	-1.767	0.038	0.035	-0.058	-0.512
1616161	35161	3.057	1.753	3.051	1.753	0.006	0.000	0.019	0.146
16	1616161	5.718	3.605	5.700	3.098	0.019	0.505	0.034	4.885
16	17	-10.424	-6.240	-10.510	-6.399	0.086	0.158	-0.062	-1.460
17	111	-17.957	-10.473	-17.969	-10.489	0.011	0.017	-0.104	-0.102
111	112	-17.969	-9.729	-18.017	-9.837	0.048	0.107	-0.103	-0.529
112	300	-22.012	-11.263	-22.034	-11.313	0.023	0.050	-0.124	-0.201
16	15	2.019	1.957	2.016	1.952	0.003	0.005	0.014	0.220
15	14	-1.532	0.262	-1.533	0.261	0.000	0.001	-0.008	-0.024
14	13	-6.869	-2.804	-6.883	-2.829	0.014	0.025	-0.038	-0.338
13	12	-9.542	-3.664	-9.573	-3.720	0.031	0.056	-0.052	-0.551
12	110	-17.802	-12.380	-17.840	-12.449	0.037	0.068	-0.110	-0.368
110	109	-17.840	-12.271	-17.889	-12.343	0.049	0.071	-0.109	-0.430
109	11	-17.889	-12.177	-17.931	-12.236	0.041	0.060	-0.109	-0.360
11	200	-21.367	-14.148	-21.420	-14.245	0.053	0.097	-0.128	-0.441
12	1212121	8.209	8.951	8.149	7.334	0.060	1.611	0.061	11.623
1212121	35121	4.182	5.268	4.161	5.268	0.021	0.000	0.037	0.181
202	35261	-4.445	-0.841	-4.541	-0.956	0.096	0.115	-0.076	-0.934
2626261	35261	7.694	2.630	7.685	2.630	0.009	0.000	0.045	0.106
26	2626261	12.285	5.700	12.264	4.920	0.021	0.777	0.068	2.983
26	116	18.844	11.428	18.664	11.168	0.179	0.259	0.111	1.503
116	24	5.173	2.604	5.169	2.599	0.004	0.005	0.030	0.110
24	22	1.399	0.726	1.398	0.724	0.001	0.002	0.008	0.124
22	21	-10.387	-4.903	-10.431	-4.967	0.044	0.064	-0.059	-0.669
21	115	-13.202	-6.367	-13.205	-6.372	0.003	0.005	-0.075	-0.040
115	20	-13.205	-6.096	-13.263	-6.180	0.058	0.084	-0.074	-0.688
20	114	-16.819	-8.017	-16.866	-8.085	0.047	0.068	-0.094	-0.442
114	19	-16.866	-7.839	-16.880	-7.858	0.013	0.019	-0.094	-0.125
19	113	-22.539	-11.164	-22.632	-11.334	0.093	0.169	-0.127	-0.726
113	300	-22.632	-11.109	-22.664	-11.168	0.032	0.059	-0.126	-0.251
26	117	-42.073	-21.342	-42.247	-21.728	0.173	0.384	-0.238	-0.804
117	100	-42.247	-21.551	-42.323	-21.765	0.075	0.212	-0.237	-0.400
26	2626262	10.883	4.261	10.867	3.680	0.015	0.579	0.059	2.259
2626262	35262	6.297	1.391	6.291	1.391	0.005	0.000	0.035	0.087
35262	205	6.291	1.414	6.173	1.243	0.118	0.171	0.105	0.882
205	207	1.510	-0.639	1.490	-0.657	0.020	0.018	0.027	0.274
207	3571	-2.788	-2.943	-2.873	-3.100	0.085	0.156	-0.068	-1.494
7771	3571	2.876	3.046	2.873	3.046	0.002	0.000	0.023	0.036
7	7771	10.884	8.244	10.861	7.381	0.023	0.859	0.072	4.492
205	301	1.553	0.180	1.543	0.168	0.010	0.012	0.026	0.277
301	203	0.430	-0.398	0.429	-0.400	0.001	0.002	0.010	0.004
202	402	2.854	0.901	2.844	0.889	0.010	0.012	0.050	0.153
402	401	0.923	-0.316	0.920	-0.319	0.003	0.003	0.016	0.064
401	203	-1.198	-1.496	-1.206	-1.506	0.008	0.010	-0.032	-0.222
208	3572	-3.307	-1.898	-3.408	-2.020	0.101	0.121	-0.063	-1.390
7772	3572	3.410	1.974	3.408	1.974	0.002	0.000	0.021	0.045
7	7772	11.418	7.146	11.396	6.306	0.022	0.836	0.071	3.952
201	102011	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.017	0.611
201	102012	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.017	0.611
17	1717171	3.696	2.217	3.692	2.089	0.004	0.128	0.022	1.862
1717171	35171	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1717171	10171	3.692	2.089	3.688	2.089	0.004	0.000	0.023	0.091
17	1717172	3.692	2.220	3.690	2.142	0.002	0.078	0.022	1.133
1717172	35172	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717172	10172	3.690	2.142	3.688	2.089	0.002	0.053	0.023	0.752
10	1010101	2.978	1.814	2.973	1.683	0.005	0.131	0.018	2.416
1010101	35101	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1010101	10101	2.973	1.683	2.968	1.599	0.005	0.083	0.018	1.528
102	1	3.772	2.638	3.772	2.638	0.000	0.000	0.023	0.006
105	5	5.654	3.708	5.649	3.701	0.005	0.007	0.035	0.140
5	1051	5.635	3.695	5.606	3.178	0.028	0.514	0.035	5.234
112	18	3.994	2.356	3.994	2.356	0.000	0.000	0.023	0.011
19	10191	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.275
19	10192	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.275
20	2020201	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.175
2020201	35201	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020201	10201	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
20	2020202	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.175
2020202	35202	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020202	10202	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
21	10211	2.760	1.657	2.748	1.479	0.012	0.178	0.016	3.650
22	23	5.003	2.733	4.988	2.710	0.015	0.022	0.029	0.477
23	2323231	4.961	2.908	4.954	2.668	0.007	0.238	0.030	2.551
2323231	35231	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2323231	10231	4.954	2.668	4.947	2.668	0.007	0.000	0.030	0.119
22	2222221	3.370	1.884	3.364	1.716	0.006	0.167	0.020	2.605
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.364	1.716	3.358	1.619	0.006	0.097	0.020	1.580
22	2222222	3.364	1.722	3.361	1.619	0.003	0.102	0.019	1.515

2222222	35222	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222222	10222	3.361	1.619	3.358	1.619	0.003	0.000	0.020	0.082
24	10241	3.760	2.252	3.738	1.919	0.022	0.332	0.022	5.005
116	25	13.491	8.982	13.486	8.971	0.005	0.010	0.083	0.069
25	2525251	13.445	8.743	13.428	8.040	0.017	0.700	0.082	2.854
2525251	27251	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	13.428	8.040	13.412	7.605	0.017	0.433	0.082	1.804
18	10181	1.610	0.932	1.599	0.799	0.011	0.132	0.009	4.715
11	10111	3.425	2.012	3.408	1.749	0.017	0.262	0.020	4.306
18	10182	2.367	1.353	2.359	1.229	0.008	0.123	0.014	2.895
1	1011	3.761	2.576	3.738	2.219	0.024	0.356	0.023	5.613
1212121	10121	3.967	2.066	3.958	1.919	0.009	0.147	0.024	2.106
13	10131	2.648	1.351	2.638	1.199	0.010	0.151	0.015	3.023
14	1414141	2.647	1.674	2.643	1.564	0.004	0.109	0.016	2.272
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.643	1.564	2.638	1.499	0.004	0.065	0.016	1.393
7771	1071	7.986	4.335	7.975	4.087	0.011	0.247	0.049	1.705
207	102071	1.274	0.619	1.269	0.580	0.004	0.039	0.024	0.581
207	102072	1.274	0.619	1.269	0.580	0.004	0.039	0.024	0.581
207	405	1.720	1.071	1.713	1.062	0.007	0.008	0.034	0.183
405	104051	1.708	1.038	1.699	0.959	0.009	0.078	0.034	0.924
14	1414142	2.642	1.566	2.640	1.499	0.002	0.067	0.016	1.351
301	204	1.113	0.617	1.113	0.617	0.000	0.000	0.021	0.001
204	102041	1.110	0.597	1.099	0.530	0.011	0.067	0.021	1.242
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	102051	0.944	0.510	0.939	0.480	0.004	0.031	0.018	0.657
205	102052	0.942	0.502	0.939	0.480	0.002	0.022	0.018	0.448
205	403	1.214	0.720	1.211	0.716	0.003	0.004	0.024	0.125
403	104031	1.207	0.702	1.199	0.650	0.008	0.052	0.023	0.889
2626262	10262	4.571	2.289	4.567	2.209	0.003	0.080	0.028	0.887
2626261	10261	4.571	2.290	4.567	2.209	0.003	0.081	0.028	0.902
35261	404	3.144	1.715	3.121	1.686	0.024	0.028	0.059	0.346
404	104041	3.113	1.648	3.098	1.499	0.015	0.148	0.058	0.897
202	102021	1.163	0.685	1.159	0.650	0.004	0.035	0.023	0.604
202	102022	1.163	0.685	1.159	0.650	0.004	0.035	0.023	0.604
1414142	10142	2.640	1.499	2.638	1.499	0.002	0.000	0.016	0.065
15	10151	3.538	2.198	3.518	1.899	0.020	0.298	0.021	4.838
16	1616162	2.646	1.444	2.642	1.343	0.004	0.100	0.015	1.979
401	104011	1.055	0.579	1.049	0.540	0.006	0.040	0.020	0.762
401	104012	1.055	0.579	1.049	0.540	0.006	0.040	0.020	0.762
402	104021	0.958	0.594	0.949	0.540	0.009	0.054	0.019	1.190
402	104022	0.958	0.594	0.949	0.540	0.009	0.054	0.019	1.190
203	102031	1.552	0.917	1.539	0.829	0.013	0.088	0.030	1.173
206	102061	1.551	0.830	1.539	0.750	0.012	0.081	0.029	1.089
208	102081	0.833	0.474	0.829	0.450	0.004	0.024	0.016	0.613
208	102082	0.833	0.474	0.829	0.450	0.004	0.024	0.016	0.613
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.256
1616161	10161	2.643	1.345	2.638	1.279	0.004	0.065	0.016	1.338
7772	1072	7.986	4.333	7.975	4.087	0.011	0.244	0.049	1.701
209	102091	2.436	1.395	2.418	1.239	0.017	0.155	0.047	1.273
210	102101	1.274	0.763	1.269	0.720	0.005	0.044	0.025	0.687
210	102102	1.272	0.747	1.269	0.720	0.003	0.027	0.025	0.423
211	102111	1.663	0.895	1.649	0.799	0.014	0.095	0.032	1.176
1010102	10102	2.971	1.599	2.968	1.599	0.003	0.000	0.018	0.073
9	9991	3.150	2.023	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.731
9991	1091	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.648
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	3.150	2.023	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.731
9992	1092	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.648
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	1.551	1.007	1.539	0.869	0.011	0.137	0.009	5.253
6	1061	2.871	1.584	2.858	1.389	0.013	0.194	0.017	3.714
3	3332	3.194	1.541	3.191	1.449	0.003	0.092	0.018	1.406
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	3.191	1.449	3.188	1.449	0.003	0.000	0.018	0.077
3	3331	3.199	1.687	3.194	1.536	0.006	0.150	0.019	2.414
3331	1031	3.194	1.536	3.188	1.449	0.006	0.087	0.019	1.466
3331	3531	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	4	15.512	10.244	15.492	10.216	0.020	0.028	0.096	0.194
4	4442	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.048	1.669
4442	1042	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.146	0.048	1.055
4442	2742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4441	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.048	1.669
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.146	0.048	1.055
2	1021	5.078	3.113	5.057	2.728	0.021	0.383	0.030	4.260
100	27	22.222	12.060	22.111	11.747	0.111	0.312	0.126	1.129
27	10271	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
27	10272	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
100	28	11.083	5.782	11.056	5.705	0.027	0.076	0.062	0.548

28	10281	11.010	5.732	10.993	5.327	0.017	0.403	0.062	1.885

Скореговані вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Uн:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Uн:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 181

N вузла	Назва	U,кВ	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	Wв,МВт год	Cos	Pmin,МВт	Pmax,МВт
100	Бар	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
300	Хмельницький енерговузол	110						
1	Слобода Межирівська	110						
1011		10	3.740	2.220				
2	Чернятин	110						
1021		10	5.060	2.730				
3	Жмеринка	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	3.190	1.450				
1032		10	3.190	1.450				
4	Подільська тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	7.700	4.570				
1042		10	7.700	4.570				
5	Станіславчик	110						
1051		10	5.610	3.180				
6	Носківці	110						
1061		10	2.860	1.390				
7	Шаргород	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	7.980	4.090				
1072		10	7.980	4.090				
8	Конева	110						
1081		10	1.540	0.870				
9	Могилів Подільський	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	3.140	1.780				
1092		10	3.140	1.780				
10	Яришів	110						
1010101		110						
1010102		110						
35101		35						
35102		35						
10101		10	2.970	1.600				
10102		10	2.970	1.600				
11	Жван	110						
10111		10	3.410	1.750				
12	Муровані Курилівці	110						
1212121		110						
35121		35						
10121		10	3.960	1.920				
13	Ставчани	110						
10131		10	2.640	1.200				

14	Нова Ушиця	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.640	1.500
10142		10	2.640	1.500
15	Пилипівці	110		
10151		10	3.520	1.900
16	Віньківці	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	2.640	1.280
10162		10	2.640	1.280
17	Ярмоленці	110		
1717171		110		
1717172		110		
35171		35		
35172		35		
10171		10	3.690	2.090
10172		10	3.690	2.090
18	Аеропорт	110		
10181		10	1.600	0.800
10182		10	2.360	1.230
19	Раково	110		
10191		10	2.810	1.590
10192		10	2.810	1.590
20	Івашківці	110		
2020201		110		
2020202		110		
35201		35		
35202		35		
10201		10	1.760	0.900
10202		10	1.760	0.900
21	Лозове	110		
10211		10	2.750	1.480
22	Деражня	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	3.360	1.620
10222		10	3.360	1.620
23	Летичів	110		
2323231		110		
35231		35		
10231		10	4.950	2.670
24	Вовковинці	110		
10241		10	3.740	1.920
25	Комарівці тяга	110		
2525251		110		
27251		27		
10251		10	13.420	7.610
26	Балки	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	4.570	2.210
10262		10	4.570	2.210
27	ГКС-37 (ГКС-1)	110		
10271		10	11.000	5.330
10272		10	11.000	5.330
28	ГКС-37 (ГКС-2)	110		
10281		10	11.000	5.330
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
112		110		
113		110		
114		110		

115		110		
116		110		
117		110		
201	Дашківці	35		
102011		10	0.880	0.450
102012		10	0.880	0.450
202	Ялтушків	35		
102021		10	1.160	0.650
102022		10	1.160	0.650
203	Михайлівці	35		
102031		10	1.540	0.830
204	Верхівка	35		
102041		10	1.100	0.530
205	Митки	35		
102051		10	0.940	0.480
102052		10	0.940	0.480
206	Котюжани	35		
102061		10	1.540	0.750
207	Копайгород	35		
102071		10	1.270	0.580
102072		10	1.270	0.580
208	Лучинець	35		
102081		10	0.830	0.450
102082		10	0.830	0.450
209	Вендичани	35		
102091		10	2.420	1.240
210	Елеватор	35		
102101		10	1.270	0.720
102102		10	1.270	0.720
211	Кукавка	35		
102111		10	1.650	0.800
301		35		
401	Нова 1	35		
104011		10	1.050	0.540
104012		10	1.050	0.540
402	Нова 2	35		
104021		10	0.950	0.540
104022		10	0.950	0.540
403	Нова 3	35		
104031		10	1.200	0.650
404	Нова 4	35		
104041		10	3.100	1.500
405	Нова 5	35		
104051		10	1.700	0.960

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 188

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L,км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
101	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.480
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.300
102	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	0.020
103	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	0.300
2	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.300
104	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
3	4	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
105	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
6	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
106	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.410
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.585
7	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.885
8	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
9	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
108	9	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
108	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
200	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
11	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
109	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
110	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
300	112	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
112	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100

112	111	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
111	17	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
300	113	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.200
113	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.180
19	114	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.740
114	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
20	115	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
115	21	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
22	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
24	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
116	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
116	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
26	116	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
117	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	6.000
100	117	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	3.400
100	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.710
100	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	17.630
35161	201	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	8.500
201	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	18.100
35261	202	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	16.700
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
203	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.400
35121	203	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	16.700
205	301	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.300
301	204	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.050
35262	205	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	13.210
205	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	19.390
3571	207	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-150	29.300
35121	206	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	10.340
206	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	13.260
3572	208	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	25.300
208	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.760
210	209	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.300
211	210	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.620
35102	211	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.380
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.298
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.985
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1010101	35101	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	1010102	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1010102	35102	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010102	10102	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
1212121	35121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987

1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	1717171	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1717171	35171	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1717171	10171	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
17	1717172	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
1717172	35172	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1717172	10172	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
19	10192	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
20	2020201	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020201	35201	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020201	10201	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020202	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
2020202	35202	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2020202	10202	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
23	2323231	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2323231	35231	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2323231	10231	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
24	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
25	2525251	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2525251	27251	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2525251	10251	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.060
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
27	10272	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
28	10281	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-40000/110/10	10.952
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.277
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.325
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
206	102061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
207	102071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
207	102072	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.325
208	102081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
208	102082	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
209	102091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182
210	102101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.230
210	102102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.230
211	102111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
202	402	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	3.850
402	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.010
203	401	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.700
205	403	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
35261	404	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.930
207	405	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.160
401	104011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
401	104012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
402	104021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
402	104022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
403	104031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
404	104041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/35/10	3.277
405	104051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.182

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку з корекцією вхідних даних

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 223.682 МВт / 1166.318 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 218.010 МВт / 1133.652 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.732 МВт / 21.963 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.732 МВт / 21.963 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 1.047 МВт / 5.443 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.894 МВт / 5.259 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.940 МВт / 10.703 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.672 МВт / 32.666 млн.кВт*г (2.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Бар	-120.059	-68.380	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-58.767	-34.634	115.500	0.00
300	Хмельницький енерговузол	-44.737	-22.577	115.500	0.00
1	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.216	-0.88
1011		3.740	2.220	10.324	-4.59
2	Чернятин	0.000	0.000	113.180	-0.89
1021		5.060	2.730	10.443	-4.06
3	Жмеринка	0.000	0.000	111.306	-1.52
3331		0.000	0.000	109.072	-3.62
3332		0.000	0.000	108.372	-2.86
3531		0.000	0.000	36.515	-3.62
3532		0.000	0.000	36.281	-2.86
1031		3.190	1.450	10.309	-4.87
1032		3.190	1.450	10.358	-2.84
4	Подільська тяга	0.000	0.000	111.114	-1.56
4441		0.000	0.000	109.535	-2.80
4442		0.000	0.000	109.535	-2.80
2741		0.000	0.000	26.192	-2.80
2742		0.000	0.000	26.192	-2.80
1041		7.700	4.570	10.384	-3.58
1042		7.700	4.570	10.384	-3.58
5	Станіславчик	0.000	0.000	110.541	-1.67
1051		5.610	3.180	10.267	-5.37
6	Носківці	0.000	0.000	110.295	-1.71
1061		2.860	1.390	10.224	-4.67
7	Шаргород	0.000	0.000	109.651	-1.77
7771		0.000	0.000	107.111	-4.70
7772		0.000	0.000	107.748	-4.83
3571		0.000	0.000	35.846	-4.67
3572		0.000	0.000	36.057	-4.81
1071		7.980	4.090	10.104	-6.06
1072		7.980	4.090	10.166	-6.17
8	Конева	0.000	0.000	112.604	-1.04
1081		1.540	0.870	10.454	-4.56
9	Могилів Подільський	0.000	0.000	113.656	-0.77
9991		0.000	0.000	111.044	-2.76
9992		0.000	0.000	111.044	-2.76
3591		0.000	0.000	37.176	-2.76
3592		0.000	0.000	37.176	-2.76
1091		3.140	1.780	10.476	-3.94
1092		3.140	1.780	10.476	-3.94
10	Яришів	0.000	0.000	114.602	-0.41
1010101		0.000	0.000	107.436	-2.26
1010102		0.000	0.000	106.500	-3.43
35101		0.000	0.000	35.968	-2.26
35102		0.000	0.000	35.280	-4.65
10101		2.970	1.600	10.140	-3.45
10102		2.970	1.600	10.179	-3.41
11	Жван	0.000	0.000	115.044	-0.11
10111		3.410	1.750	10.454	-3.37
12	Муровані Курилівці	0.000	0.000	113.845	-0.35

1212121		0.000	0.000	106.679	-5.98
35121		0.000	0.000	35.643	-5.82
10121		3.960	1.920	10.036	-7.60
13	Ставчани	0.000	0.000	113.293	-0.58
10131		2.640	1.200	10.407	-3.17
14	Нова Ушиця	0.000	0.000	112.955	-0.72
1414141		0.000	0.000	109.134	-2.41
1414142		0.000	0.000	108.398	-1.80
35141		0.000	0.000	36.536	-2.41
35142		0.000	0.000	36.290	-1.80
10141		2.640	1.500	10.314	-3.43
10142		2.640	1.500	10.362	-1.78
15	Пилипівці	0.000	0.000	112.930	-0.76
10151		3.520	1.900	10.366	-4.26
16	Віньківці	0.000	0.000	113.145	-0.72
1616161		0.000	0.000	106.499	-4.56
1616162		0.000	0.000	106.462	-2.40
35161		0.000	0.000	35.600	-4.51
35162		0.000	0.000	35.642	-2.40
10161		2.640	1.280	10.076	-5.64
10162		2.640	1.280	10.072	-3.48
17	Ярмоленці	0.000	0.000	114.650	-0.30
1717171		0.000	0.000	107.981	-1.77
1717172		0.000	0.000	108.651	-1.19
35171		0.000	0.000	36.150	-1.77
35172		0.000	0.000	36.375	-1.19
10171		3.690	2.090	10.319	-1.74
10172		3.690	2.090	10.323	-1.80
18	Аеропорт	0.000	0.000	115.284	-0.08
10181		1.600	0.800	10.451	-3.58
10182		2.360	1.230	10.446	-2.30
19	Раково	0.000	0.000	114.538	-0.34
10191		2.810	1.590	10.432	-2.02
10192		2.810	1.590	10.432	-2.02
20	Івашківці	0.000	0.000	113.984	-0.50
2020201		0.000	0.000	110.238	-2.26
2020202		0.000	0.000	110.238	-2.26
35201		0.000	0.000	36.906	-2.26
35202		0.000	0.000	36.906	-2.26
10201		1.760	0.900	10.425	-3.32
10202		1.760	0.900	10.425	-3.32
21	Лозове	0.000	0.000	113.276	-0.72
10211		2.750	1.480	10.349	-3.41
22	Деражня	0.000	0.000	112.630	-0.92
2222221		0.000	0.000	110.172	-3.09
2222222		0.000	0.000	109.547	-2.30
35221		0.000	0.000	36.884	-3.09
35222		0.000	0.000	36.675	-2.30
10221		3.360	1.620	10.402	-4.37
10222		3.360	1.620	10.470	-2.28
23	Летичів	0.000	0.000	112.157	-1.04
2323231		0.000	0.000	109.750	-3.10
35231		0.000	0.000	36.743	-3.10
10231		4.950	2.670	10.486	-3.07
24	Вовковинці	0.000	0.000	112.777	-0.89
10241		3.740	1.920	10.341	-4.63
25	Комарівці тяга	0.000	0.000	112.824	-0.88
2525251		0.000	0.000	110.109	-3.00
27251		0.000	0.000	26.329	-3.00
10251		13.420	7.610	10.375	-4.35
26	Балки	0.000	0.000	114.406	-0.52
2626261		0.000	0.000	105.497	-3.52
2626262		0.000	0.000	106.031	-3.18
35261		0.000	0.000	35.283	-3.50
35262		0.000	0.000	35.468	-3.17
10261		4.570	2.210	10.014	-4.31
10262		4.570	2.210	10.065	-3.97
27	ГКС-37 (ГКС-1)	0.000	0.000	114.375	-0.51
10271		11.000	5.330	10.276	-2.17
10272		11.000	5.330	10.276	-2.17
28	ГКС-37 (ГКС-2)	0.000	0.000	114.954	-0.25
10281		11.000	5.330	10.330	-1.90
101		0.000	0.000	115.013	-0.19
102		0.000	0.000	113.222	-0.88
103		0.000	0.000	113.219	-0.88
104		0.000	0.000	113.142	-0.91
105		0.000	0.000	110.680	-1.64
106		0.000	0.000	110.134	-1.73
107		0.000	0.000	110.075	-1.74
108		0.000	0.000	114.632	-0.40
109		0.000	0.000	114.671	-0.18

110		0.000	0.000	114.226	-0.26
111		0.000	0.000	114.754	-0.28
112		0.000	0.000	115.295	-0.08
113		0.000	0.000	115.253	-0.09
114		0.000	0.000	114.416	-0.38
115		0.000	0.000	113.315	-0.71
116		0.000	0.000	112.892	-0.86
117		0.000	0.000	115.105	-0.19
201	Дашківці	0.000	0.000	35.048	-4.66
102011		0.880	0.450	10.378	-5.89
102012		0.880	0.450	10.378	-5.89
202	Ялтушків	0.000	0.000	34.488	-4.73
102021		1.160	0.650	10.211	-5.95
102022		1.160	0.650	10.211	-5.95
203	Михайлівці	0.000	0.000	34.510	-5.14
102031		1.540	0.830	10.217	-7.38
204	Верхівка	0.000	0.000	34.454	-4.89
102041		1.100	0.530	10.183	-7.41
205	Митки	0.000	0.000	34.664	-4.46
102051		0.940	0.480	10.249	-5.80
102052		0.940	0.480	10.306	-5.44
206	Котюжани	0.000	0.000	35.092	-5.82
102061		1.540	0.750	10.424	-8.00
207	Копайгород	0.000	0.000	34.409	-5.29
102071		1.270	0.580	10.199	-6.65
102072		1.270	0.580	10.199	-6.65
208	Лучинець	0.000	0.000	34.775	-5.65
102081		0.830	0.450	10.448	-6.82
102082		0.830	0.450	10.448	-6.82
209	Вендичани	0.000	0.000	34.199	-5.79
102091		2.420	1.240	10.407	-8.44
210	Елеватор	0.000	0.000	34.154	-5.67
102101		1.270	0.720	10.388	-7.04
102102		1.270	0.720	10.460	-6.54
211	Кукавка	0.000	0.000	34.553	-5.26
102111		1.650	0.800	10.383	-7.68
301		0.000	0.000	34.455	-4.89
401	Нова 1	0.000	0.000	34.289	-5.13
104011		1.050	0.540	10.409	-6.67
104012		1.050	0.540	10.409	-6.67
402	Нова 2	0.000	0.000	34.342	-4.89
104021		0.950	0.540	10.461	-7.04
104022		0.950	0.540	10.461	-7.04
403	Нова 3	0.000	0.000	34.542	-4.53
104031		1.200	0.650	10.449	-6.26
404	Нова 4	0.000	0.000	34.946	-3.72
104041		3.100	1.500	10.422	-5.79
405	Нова 5	0.000	0.000	34.232	-5.39
104051		1.700	0.960	10.504	-7.22

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	101	44.539	29.084	44.445	28.818	0.094	0.265	0.265	0.488
101	102	44.445	29.117	44.096	28.134	0.348	0.979	0.266	1.803
102	103	40.323	25.729	40.323	25.728	0.000	0.001	0.243	0.003
103	2	40.323	25.733	40.316	25.714	0.007	0.020	0.244	0.040
2	104	35.223	22.516	35.216	22.501	0.007	0.015	0.213	0.039
104	3	35.216	22.764	34.882	22.023	0.333	0.738	0.214	1.861
3	105	12.931	8.857	12.877	8.779	0.053	0.077	0.081	0.633
105	6	7.223	5.491	7.204	5.464	0.019	0.027	0.047	0.388
6	106	4.323	4.091	4.318	4.084	0.005	0.007	0.031	0.162
106	107	4.318	4.231	4.316	4.228	0.002	0.003	0.032	0.060
107	7	4.316	4.530	4.303	4.510	0.014	0.020	0.033	0.426
7	8	-17.945	-10.089	-18.295	-10.595	0.348	0.504	-0.108	-2.987
8	9	-19.851	-10.805	-19.985	-11.000	0.134	0.194	-0.116	-1.060
9	108	-26.325	-14.248	-26.458	-14.542	0.132	0.293	-0.152	-0.983
108	200	-36.998	-19.226	-37.142	-19.632	0.143	0.404	-0.210	-0.871
108	10	10.540	6.199	10.539	6.195	0.002	0.004	0.061	0.030
10	1010102	7.511	4.140	7.496	3.631	0.015	0.508	0.043	3.507
1010102	35102	4.525	2.032	4.519	1.915	0.006	0.116	0.027	1.272
35102	211	4.519	1.935	4.446	1.847	0.073	0.087	0.080	0.757
211	210	2.780	0.965	2.754	0.934	0.025	0.030	0.049	0.420
210	209	0.195	-0.627	0.194	-0.628	0.001	0.001	0.011	-0.038
209	208	-2.247	-2.022	-2.280	-2.061	0.033	0.039	-0.051	-0.582
208	206	-0.708	-1.250	-0.718	-1.259	0.010	0.009	-0.024	-0.304
206	35121	-2.273	-2.075	-2.308	-2.107	0.036	0.032	-0.051	-0.548
35121	203	1.985	3.743	1.879	3.647	0.106	0.096	0.069	1.087
203	202	-0.506	0.677	-0.511	0.673	0.004	0.004	-0.014	0.001

202	201	-1.395	-1.077	-1.416	-1.096	0.021	0.019	-0.029	-0.562
201	35161	-3.191	-2.054	-3.236	-2.095	0.045	0.041	-0.062	-0.557
1616161	35161	3.243	2.081	3.236	2.081	0.007	0.000	0.021	0.152
16	1616161	5.906	3.988	5.885	3.424	0.021	0.562	0.036	5.382
16	17	-10.558	-6.595	-10.649	-6.761	0.091	0.166	-0.063	-1.513
17	111	-18.096	-10.835	-18.108	-10.852	0.012	0.017	-0.106	-0.104
111	112	-18.108	-10.092	-18.158	-10.203	0.050	0.110	-0.104	-0.542
112	300	-22.152	-11.629	-22.175	-11.681	0.023	0.051	-0.125	-0.205
16	15	1.966	1.926	1.963	1.922	0.003	0.005	0.014	0.216
15	14	-1.585	0.230	-1.586	0.229	0.000	0.001	-0.008	-0.026
14	13	-6.922	-2.836	-6.936	-2.861	0.014	0.025	-0.038	-0.341
13	12	-9.595	-3.697	-9.626	-3.754	0.031	0.057	-0.052	-0.555
12	110	-17.998	-13.121	-18.038	-13.193	0.039	0.072	-0.113	-0.382
110	109	-18.038	-13.016	-18.090	-13.091	0.052	0.075	-0.112	-0.446
109	11	-18.090	-12.925	-18.134	-12.988	0.043	0.063	-0.112	-0.373
11	200	-21.570	-14.900	-21.626	-15.002	0.056	0.102	-0.131	-0.456
12	1212121	8.351	9.658	8.285	7.869	0.066	1.782	0.065	12.518
1212121	35121	4.318	5.804	4.294	5.804	0.024	0.000	0.039	0.183
202	35261	-4.340	-0.484	-4.428	-0.590	0.088	0.106	-0.073	-0.847
2626261	35261	7.581	2.263	7.572	2.263	0.008	0.000	0.043	0.104
26	2626261	12.171	5.300	12.151	4.552	0.020	0.745	0.067	2.786
26	116	18.944	11.689	18.761	11.424	0.182	0.264	0.112	1.522
116	24	5.270	2.862	5.266	2.857	0.004	0.006	0.031	0.116
24	22	1.496	0.985	1.494	0.983	0.001	0.002	0.009	0.148
22	21	-10.291	-4.643	-10.334	-4.705	0.043	0.062	-0.058	-0.651
21	115	-13.104	-6.104	-13.108	-6.109	0.003	0.005	-0.074	-0.040
115	20	-13.108	-5.833	-13.164	-5.915	0.056	0.081	-0.073	-0.673
20	114	-16.720	-7.752	-16.766	-7.818	0.046	0.066	-0.093	-0.434
114	19	-16.766	-7.572	-16.779	-7.591	0.013	0.019	-0.093	-0.123
19	113	-22.438	-10.896	-22.530	-11.064	0.091	0.167	-0.126	-0.716
113	300	-22.530	-10.838	-22.561	-10.896	0.032	0.058	-0.125	-0.247
26	117	-42.007	-21.046	-42.140	-21.420	0.132	0.372	-0.237	-0.702
117	100	-42.140	-21.242	-42.215	-21.453	0.075	0.210	-0.236	-0.396
26	2626262	10.831	4.105	10.815	3.535	0.015	0.567	0.058	2.182
2626262	35262	6.245	1.246	6.239	1.246	0.005	0.000	0.035	0.086
35262	205	6.239	1.270	6.124	1.103	0.115	0.166	0.103	0.855
205	207	1.548	-0.576	1.528	-0.594	0.020	0.018	0.027	0.296
207	3571	-2.750	-2.880	-2.832	-3.031	0.082	0.150	-0.067	-1.464
7771	3571	2.835	2.976	2.832	2.976	0.002	0.000	0.022	0.036
7	7771	10.843	8.163	10.820	7.311	0.023	0.848	0.071	4.448
205	301	1.467	-0.021	1.458	-0.032	0.009	0.011	0.024	0.230
301	203	0.345	-0.597	0.343	-0.600	0.002	0.002	0.012	-0.042
202	402	2.887	0.884	2.877	0.872	0.010	0.012	0.050	0.153
402	401	0.956	-0.332	0.953	-0.335	0.003	0.003	0.017	0.066
401	203	-1.165	-1.512	-1.173	-1.521	0.008	0.009	-0.032	-0.220
208	3572	-3.246	-1.722	-3.339	-1.834	0.093	0.112	-0.061	-1.323
7772	3572	3.341	1.788	3.339	1.788	0.002	0.000	0.020	0.044
7	7772	11.348	6.938	11.327	6.120	0.022	0.815	0.070	3.843
201	102011	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.607
201	102012	0.883	0.476	0.879	0.450	0.004	0.026	0.016	0.607
17	1717171	3.696	2.217	3.692	2.089	0.004	0.128	0.022	1.862
1717171	35171	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717171	10171	3.692	2.089	3.688	2.089	0.004	0.000	0.023	0.091
17	1717172	3.692	2.220	3.690	2.142	0.002	0.078	0.022	1.133
1717172	35172	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1717172	10172	3.690	2.142	3.688	2.089	0.002	0.053	0.023	0.752
10	1010101	2.978	1.814	2.973	1.683	0.005	0.131	0.018	2.416
1010101	35101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010101	10101	2.973	1.683	2.968	1.599	0.005	0.083	0.018	1.528
102	1	3.772	2.638	3.772	2.638	0.000	0.000	0.023	0.006
105	5	5.654	3.708	5.649	3.701	0.005	0.007	0.035	0.140
5	1051	5.635	3.694	5.606	3.178	0.028	0.514	0.035	5.232
112	18	3.994	2.356	3.994	2.356	0.000	0.000	0.023	0.011
19	10191	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.275
19	10192	2.815	1.704	2.808	1.589	0.006	0.114	0.017	2.275
20	2020201	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.174
2020201	35201	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020201	10201	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
20	2020202	1.765	1.015	1.762	0.943	0.003	0.072	0.010	2.174
2020202	35202	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2020202	10202	1.762	0.943	1.759	0.899	0.003	0.043	0.010	1.340
21	10211	2.760	1.657	2.748	1.479	0.012	0.177	0.016	3.649
22	23	5.003	2.732	4.988	2.710	0.015	0.022	0.029	0.477
23	2323231	4.961	2.907	4.954	2.668	0.007	0.238	0.030	2.550
2323231	35231	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2323231	10231	4.954	2.668	4.947	2.668	0.007	0.000	0.030	0.119
22	2222221	3.370	1.883	3.364	1.716	0.006	0.166	0.020	2.604
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.364	1.716	3.358	1.619	0.006	0.097	0.020	1.579
22	2222222	3.364	1.721	3.361	1.619	0.003	0.102	0.019	1.514
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

2222222	10222	3.361	1.619	3.358	1.619	0.003	0.000	0.020	0.082
24	10241	3.760	2.252	3.738	1.919	0.022	0.332	0.022	5.002
116	25	13.491	8.980	13.486	8.970	0.005	0.010	0.083	0.069
25	2525251	13.445	8.742	13.428	8.040	0.017	0.699	0.082	2.852
2525251	27251	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2525251	10251	13.428	8.040	13.412	7.605	0.017	0.433	0.082	1.803
18	10181	1.610	0.932	1.599	0.799	0.011	0.132	0.009	4.716
11	10111	3.425	2.012	3.408	1.749	0.017	0.262	0.020	4.306
18	10182	2.367	1.353	2.359	1.229	0.008	0.123	0.014	2.895
1	1011	3.761	2.576	3.738	2.219	0.024	0.356	0.023	5.613
1212121	10121	3.967	2.064	3.958	1.919	0.009	0.145	0.024	2.097
13	10131	2.648	1.351	2.638	1.199	0.010	0.151	0.015	3.024
14	1414141	2.647	1.674	2.643	1.565	0.004	0.109	0.016	2.273
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.643	1.565	2.638	1.499	0.004	0.065	0.016	1.394
7771	1071	7.986	4.335	7.975	4.087	0.011	0.247	0.049	1.703
207	102071	1.274	0.619	1.269	0.580	0.004	0.039	0.024	0.580
207	102072	1.274	0.619	1.269	0.580	0.004	0.039	0.024	0.580
207	405	1.720	1.070	1.713	1.062	0.007	0.008	0.034	0.182
405	104051	1.708	1.038	1.699	0.959	0.009	0.078	0.034	0.921
14	1414142	2.642	1.566	2.640	1.499	0.002	0.067	0.016	1.351
301	204	1.113	0.616	1.113	0.616	0.000	0.000	0.021	0.001
204	102041	1.110	0.596	1.099	0.530	0.011	0.066	0.021	1.237
1414142	35142	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	102051	0.944	0.510	0.939	0.480	0.004	0.030	0.018	0.655
205	102052	0.942	0.501	0.939	0.480	0.002	0.022	0.018	0.447
205	403	1.214	0.720	1.211	0.716	0.003	0.004	0.023	0.125
403	104031	1.207	0.702	1.199	0.650	0.007	0.052	0.023	0.886
2626262	10262	4.571	2.289	4.567	2.209	0.003	0.080	0.028	0.886
2626261	10261	4.571	2.289	4.567	2.209	0.003	0.080	0.028	0.899
35261	404	3.144	1.714	3.121	1.686	0.023	0.028	0.058	0.345
404	104041	3.113	1.647	3.098	1.499	0.015	0.148	0.058	0.894
202	102021	1.163	0.685	1.159	0.650	0.004	0.035	0.023	0.601
202	102022	1.163	0.685	1.159	0.650	0.004	0.035	0.023	0.601
1414142	10142	2.640	1.499	2.638	1.499	0.002	0.000	0.016	0.065
15	10151	3.538	2.199	3.518	1.899	0.020	0.299	0.021	4.841
16	1616162	2.646	1.444	2.642	1.343	0.004	0.101	0.015	1.981
401	104011	1.055	0.579	1.049	0.540	0.006	0.039	0.020	0.758
401	104012	1.055	0.579	1.049	0.540	0.006	0.039	0.020	0.758
402	104021	0.958	0.593	0.949	0.540	0.008	0.053	0.019	1.183
402	104022	0.958	0.593	0.949	0.540	0.008	0.053	0.019	1.183
203	102031	1.552	0.916	1.539	0.829	0.013	0.087	0.030	1.167
206	102061	1.551	0.830	1.539	0.750	0.012	0.080	0.029	1.084
208	102081	0.833	0.474	0.829	0.450	0.003	0.024	0.016	0.611
208	102082	0.833	0.474	0.829	0.450	0.003	0.024	0.016	0.611
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.257
1616161	10161	2.642	1.343	2.638	1.279	0.004	0.064	0.016	1.329
7772	1072	7.986	4.332	7.975	4.087	0.010	0.244	0.049	1.697
209	102091	2.436	1.394	2.418	1.239	0.017	0.154	0.047	1.268
210	102101	1.274	0.763	1.269	0.720	0.005	0.043	0.025	0.685
210	102102	1.272	0.747	1.269	0.720	0.003	0.027	0.025	0.421
211	102111	1.663	0.895	1.649	0.799	0.014	0.095	0.031	1.172
1010102	10102	2.971	1.599	2.968	1.599	0.003	0.000	0.018	0.073
9	9991	3.150	2.023	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.730
9991	1091	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.648
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	3.150	2.023	3.144	1.869	0.006	0.154	0.019	2.730
9992	1092	3.144	1.869	3.138	1.779	0.006	0.089	0.019	1.648
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	1.551	1.006	1.539	0.869	0.011	0.136	0.009	5.251
6	1061	2.871	1.584	2.858	1.389	0.013	0.194	0.017	3.713
3	3332	3.194	1.541	3.191	1.449	0.003	0.092	0.018	1.406
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	3.191	1.449	3.188	1.449	0.003	0.000	0.019	0.078
3	3331	3.199	1.687	3.194	1.536	0.006	0.150	0.019	2.413
3331	1031	3.194	1.536	3.188	1.449	0.006	0.087	0.019	1.466
3331	3531	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	4	15.512	10.244	15.492	10.215	0.020	0.028	0.096	0.193
4	4442	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.048	1.669
4442	1042	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.146	0.048	1.054
4442	2742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4441	7.706	4.949	7.701	4.713	0.006	0.235	0.048	1.669
4441	2741	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	7.701	4.713	7.695	4.567	0.006	0.146	0.048	1.054
2	1021	5.078	3.113	5.057	2.728	0.021	0.383	0.030	4.260
100	27	22.222	12.060	22.111	11.747	0.111	0.312	0.126	1.129
27	10271	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
27	10272	11.010	5.736	10.993	5.327	0.017	0.408	0.063	1.910
100	28	11.083	5.782	11.056	5.705	0.027	0.076	0.062	0.548
28	10281	11.010	5.732	10.993	5.327	0.017	0.403	0.062	1.885