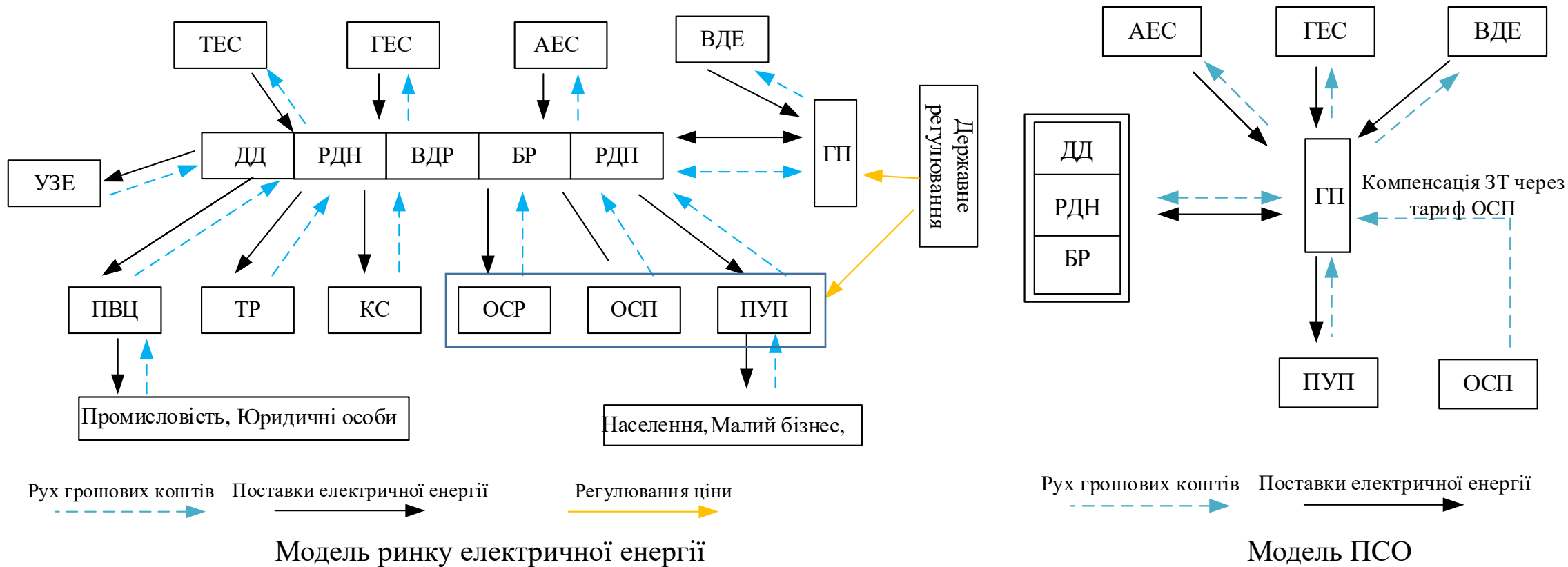


НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

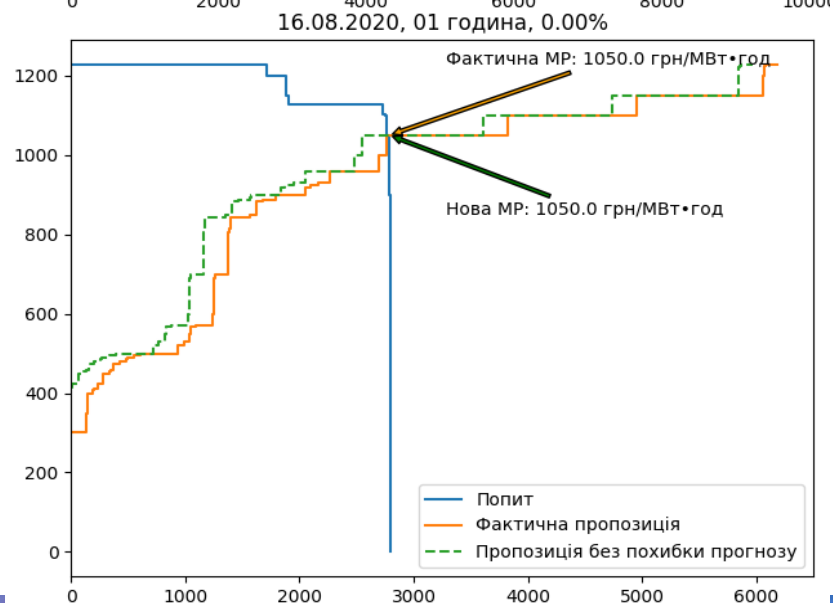
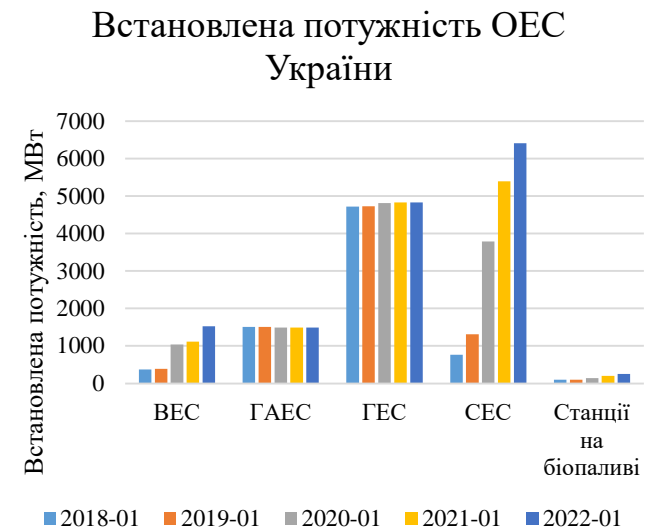
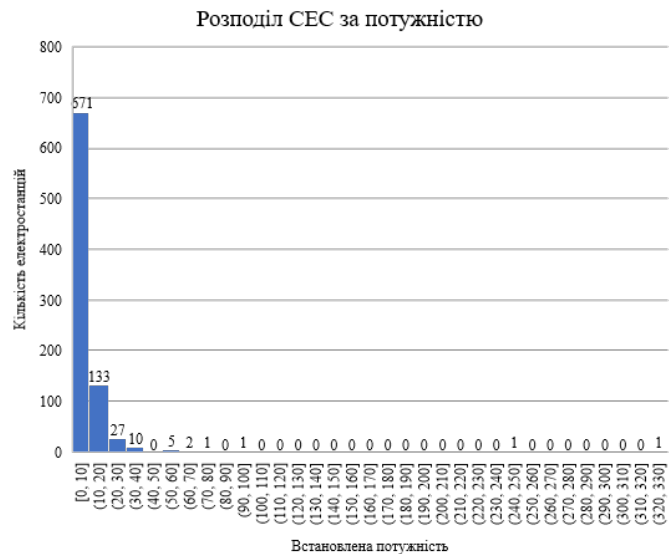
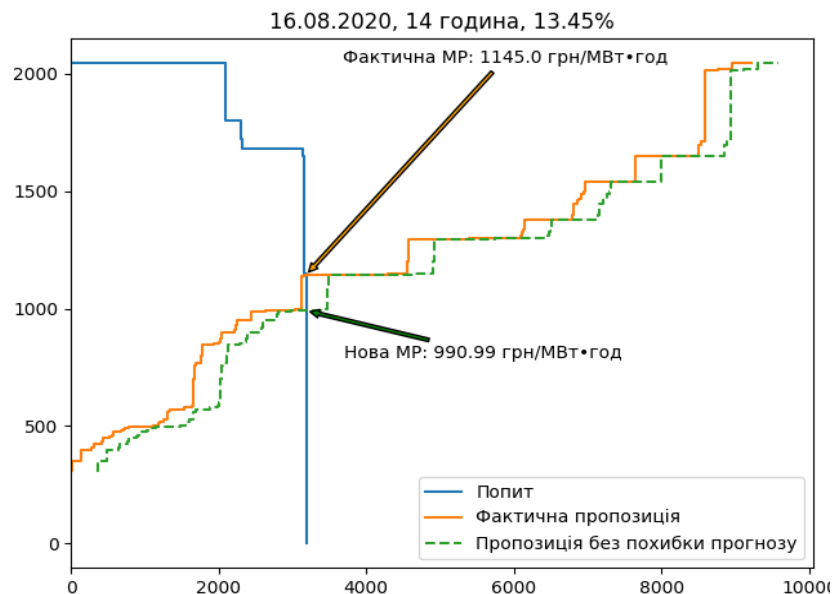
# Підвищення точності прогнозування в умовах ринку електричної енергії України

Доповідач: наук.співр. відділу №3, к.т.н. Мірошник Володимир

# Особливості моделі оптового ринку електричної енергії України



# Вплив похибки прогнозу обсягів генерації ВДЕ



	2020	2021	2022	ФІТ, грн/МВт·год
Середньозважена ціна РДН ОЕС України, грн/МВт·год	1365,83	2038,6	2797,9	
Покриття ФІТ ціною РДН для СЕС, %	33	49	67	4200
Покриття ФІТ ціною РДН для ВЕС, %	46	69	94	2973

## Короткострокове прогнозування обсягу генерації СЕС

Підходи до прогнозування відпуску електричної енергії електростанціями з ВДЕ можна розділити на три групи:

- прогноз за допомогою фізичних моделей станцій (математична формула яка відображає залежність відпуску  $e/e$  установками від метеорологічних факторів та враховує фізичну природу процесів перетворення  $e/e$ ) та метеорологічних прогнозів;
- прогноз за допомогою статистичних методів аналізу часових рядів;
- комбінування двох підходів.

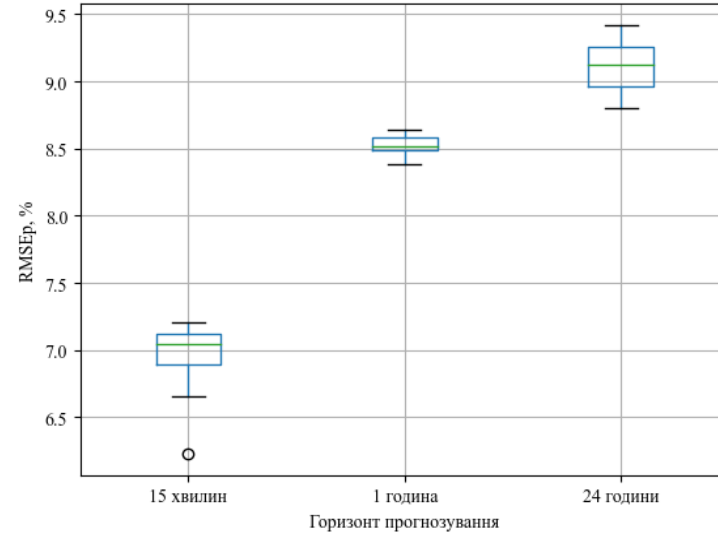
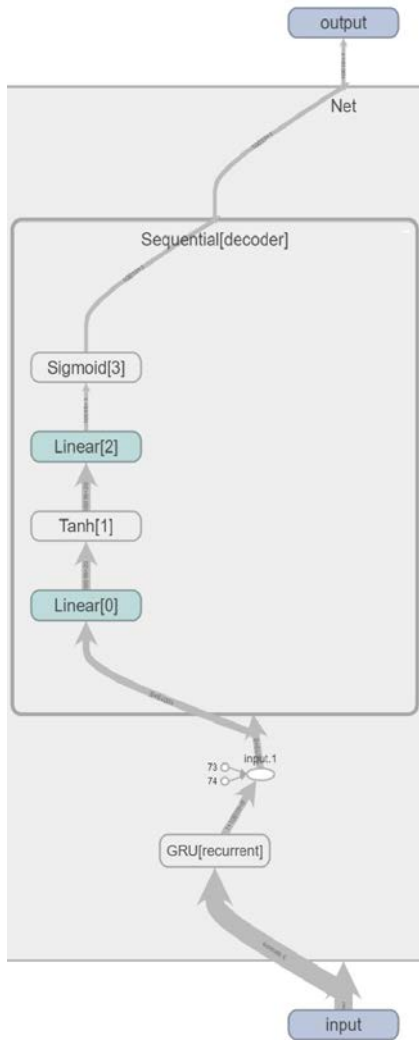
При першому підході, прогнозні значення метеорологічних параметрів подаються в математичну модель, яка на основі відомих фізичних залежностей і геометричних параметрів площадкстанції дає оцінку найбільш ймовірних значень відпуску  $e/e$ . Більш складні моделі враховують особливості рельєфу в околі площадки, ефект вітрової тіні від суміжних установок та інш. Під час прогнозування на добу наперед найчастіше використовують складні глобальні числові погодні прогнози (NWP). Враховуючи значну кількість обчислювальних ресурсів та значну просторову розподіленість точок вимірювань побудова таких прогнозів є досить дорогою і зазвичай розробляється великими колобораціями державних та наукових установ.

На інтервалах менше доби прогнози метеорологічних факторів зазвичай отримують на основі вимірювань на віддалених площадках. На сонячних електростанціях використовують системи відеомоніторингу хмарності для оперативних прогнозів. Як для сонячних, так і для вітрових станцій суттєвим є вплив екстремальних подій (Ramp events). Вітрові екстремальні події виникають за рахунок турбулентності потоків вітру, причиною сонячних є локальний характер хмарності.

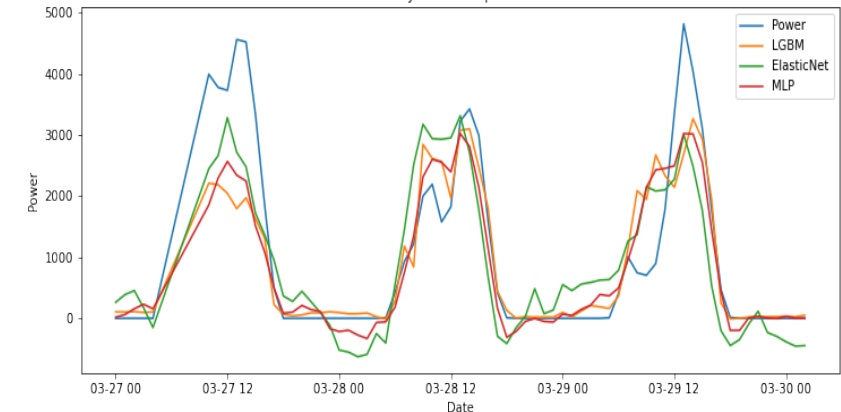
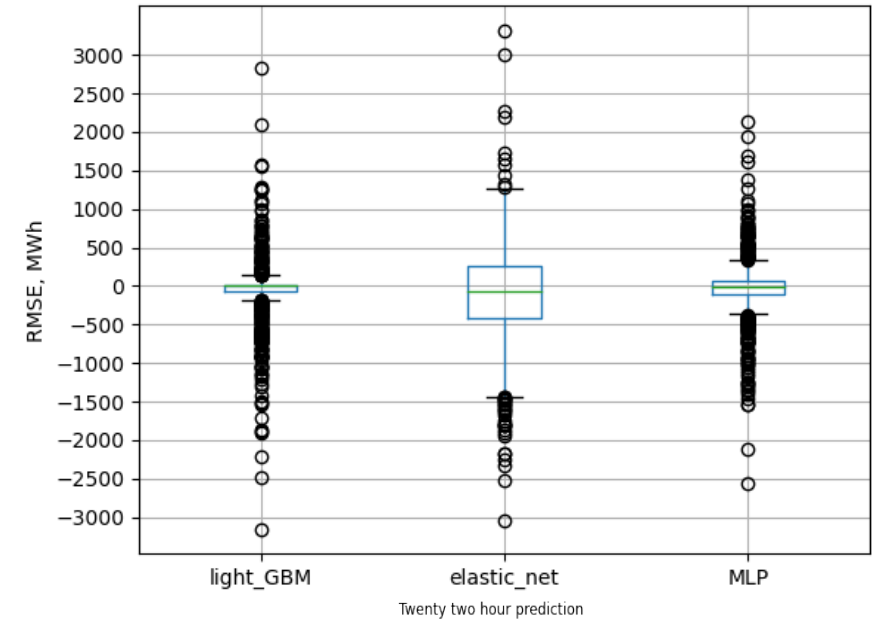
Широкого розповсюдження в задачі прогнозування генерації станціями з ВДЕ набули статистичні методи прогнозування часових рядів. Суть методів даного класу полягає в підборі параметрів статистичних моделей, шляхом мінімізації похибки прогнозу на історичних даних. Найпростішими є однофакторні моделі які враховують тільки попередні значення відпуску. В даному класі найбільшого поширення набули моделі типу ARIMA (Бокса-Дженкінса в різних модифікаціях), експоненційного згладження (Хольта-Уінтерса в різних модифікаціях) та моделі на основі фільтру Калмана.

Розвиток теорії машинного навчання та штучного інтелекту привів до появи ефективних математичних засобів для побудови складних ієрархічних моделей, як машини опорних векторів (SVM) та штучні нейронні мережі в тому числі мережі глибокого навчання (Deep Learning).

# Короткострокове прогнозування обсягу генерації СЕС



Тип зміни	Горизонт прогнозування	Повне випромінювання сонячне	Темп. повітря	Вологість	Шв. вітру	Напрямок вітру	Тиск	Ретроспективні значення генерації	Година доби
Перемішування	15 хвилин	-0.22	-0.07	-0.04	0.006	-0.001	-0.03	-5.39	-1.27
Перемішування	2 години	-0.68	-0.02	-0.03	0.007	0.019	-0.02	-1.22	-1.32
Перемішування	24 години	-1.06	-0.05	0.01	-0.04	-0.007	0.0008	-0.16	-0.87
Нулі	15 хвилин	-0.18	-0.06	0.01	0.008	-0.001	-0.004	-4.03	-0.89
Нулі	2 години	-0.28	-0.02	-0.008	0.01	0.0004	-0.005	-1.06	-1.67
Нулі	24 години	-0.88	-0.10	-0.02	0.04	-0.06	-0.11	-0.08	-0.65



Штучна нейронна мережа глибокого навчання з рекурентним модулем GRU для багатofакторного прогнозу генерації СЕС

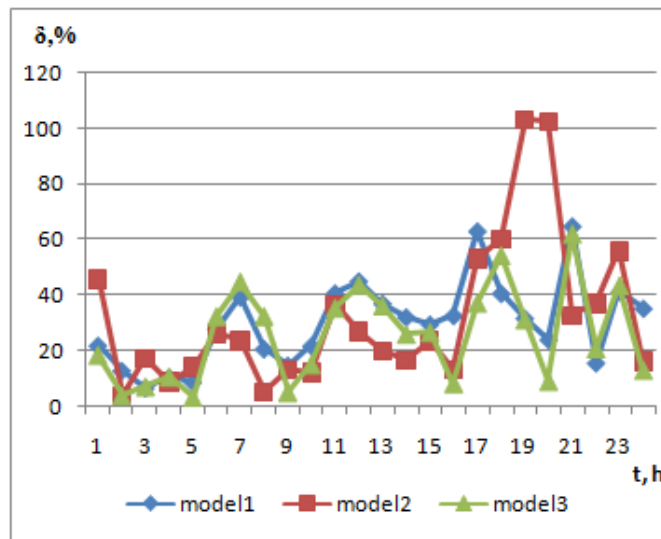
Порівняння похибки багатofакторного прогнозу генерації СЕС різних моделей

# Короткострокове прогнозування обсягів небалансів в ОЕС України

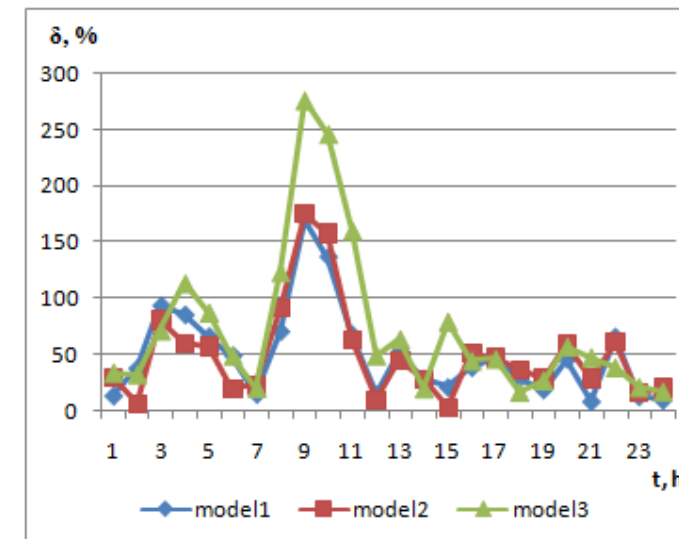
Наявність попередньої інформації про небаланси електричної енергії дозволить: оператору системи передачі підвищити точність формування режиму роботи енергосистеми, а зниження похибки прогнозів сумарного небалансу дозволить оптимізувати роботу щодо покриття небалансів на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг і таким чином підвищити надійність функціонування ОЕС України. Підвищення точності прогнозу небалансів дозволить учасникам ринку, зокрема і електропостачальним компаніям, уточнити стратегії своєї участі в різних сегментах ринку для зниження вартості електричної енергії.

Підвищення точності прогнозу небалансів матиме ефект і на роздрібному ринку електричної енергії, оскільки, дозволить електропостачальним компаніям ефективніше розподіляти ресурси на покриття витрат на небаланс та, як наслідок, підвищити свою конкурентоспроможність за рахунок зниження вартості електричної енергії для споживача.

	Позитивні небаланси			Негативні небаланси		
Дата	14.08.2021					
Модель	1	2	3	1	2	3
MAPE, %	29.94	31.92	25.87	50	49.54	72.13
RMSE, MW·h	423.31	337.83	362.54	419.2	442.52	559.84
ME, MW·h	295.61	183.98	182.97	-1.68	51.38	3.06
Дата	15.08.2021					
Модель	1	2	3	1	2	3
MAPE, %	23.94	27.46	26.02	27.44	25.57	38.2
RMSE, MW·h	261.63	270.86	325.05	514.28	442.76	649.65
ME, MW·h	103.55	83.8	50.82	287.74	265.64	318.86
Дата	16.08.2021					
Модель	1	2	3	1	2	3
MAPE, %	434.14	259.26	384.34	69.25	62.49	71.08
RMSE, MW·h	644.01	377.71	574.1	392.19	401.43	528.51
ME, MW·h	-546.3	-299.5	-461.8	-137.7	-51.69	-132.7



Добові графіки відносних похибок прогнозування позитивних небалансів електроенергії.



Добові графіки відносних похибок прогнозування негативних небалансів електроенергії.



## Балансуючі групи виробників з ВДЕ

В таблиці наведено значення відсотка на який зменшились витрати пов'язані з похибкою прогнозу при утворенні нової балансуєчої групи в порівнянні з участю в балансуєчій групі ДП «Гарантований покупець»

	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
ves_1	6%	2%	4%	6%	12%	4%	4%	0%	3%	4%	2%	6%
ves_2	20%	15%	10%	7%	6%	12%	9%	6%	37%	17%	9%	4%
ves_3	10%	9%	11%	5%	5%	1%	10%	2%	17%	7%	2%	5%
ves_4	7%	11%	8%	3%	4%	7%	18%	9%	26%	6%	4%	2%
ses_1	11%	24%	12%	5%	19%	13%	15%	10%	36%	20%	4%	20%
ses_2	17%	23%	11%	6%	12%	16%	17%	14%	40%	14%	8%	22%
ses_3	40%	23%	27%	11%	7%	13%	19%	4%	33%	47%	9%	36%
ses_4	35%	34%	37%	8%	3%	3%	40%	15%	34%	45%	35%	33%

Запропоновано новий підхід до зниження вартості небалансів діючої балансуєчої групи, суть якого полягає в розрахунку коефіцієнтів, які використовуються для коригування заявок на продаж учасників балансуєчої групи.

$$Z_i^{DAM} = c_i \cdot W_i^{pred}$$

$Z_i^{DAM}$  – заявка на продаж  $i$ -го учасника балансуєчої групи;  $W_i^{pred}$  – прогнозний обсяг відпуску  $i$ -го учасника;  $c_i$  – коригуючий коефіцієнт  $i$ -го учасника  $c_i \in \mathbf{c}^*$ ;  $\mathbf{c}^*$  – вектор оптимальних коригуючих коефіцієнтів балансуєчої групи:

$$\mathbf{c}^* = \arg \min_{\mathbf{c} \in \mathbf{C}} L(W^{fact}, \hat{W}^{pred}(W^{pred}, \mathbf{c}))$$

$$L = \frac{1}{n} \sum_{l=1}^n \left( W_l^{fact} - \sum_{i=1}^k c_i \cdot W_{li}^{pred} \right)^2 + \alpha \cdot \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (1 - c_i)^2$$

$W_l^{fact}$  – сумарний фактичний відпуск балансуєчої групи в годину  $l=1 \dots n$ ;  $W_{li}^{pred}$  – прогнозний відпуск учасника  $i$  в годину  $l$ ;  $k$  – кількість учасників в балансуєчій групі;  $\alpha$  – вага штрафу за відхилення значень коефіцієнтів від 1. Для розрахунків використовувались значення  $\alpha = 100\,000$ .

Оцінювання ефективності даного підходу проводилось шляхом визначення сумарної вартості похибки прогнозу балансуєчої групи з та без розрахованих коефіцієнтів. Для 209 модельних балансуєчих груп середнє зниження сумарної вартості похибки прогнозів склало 17% для решти 38 груп вартість підвищилась в середньому на 3%. Максимальне зниження вартості склало 49%, максимальне зростання вартості склало 10,6%.

Аномальні значення зниження вартості пов'язані з значним заниженням або завищенням коефіцієнтів окремих учасників ( $c < 0,8$  або  $c > 1,2$ ), що може вказувати на недоцільність утворення даної балансуєчої групи.

# Розрахунок втрат електричної енергії

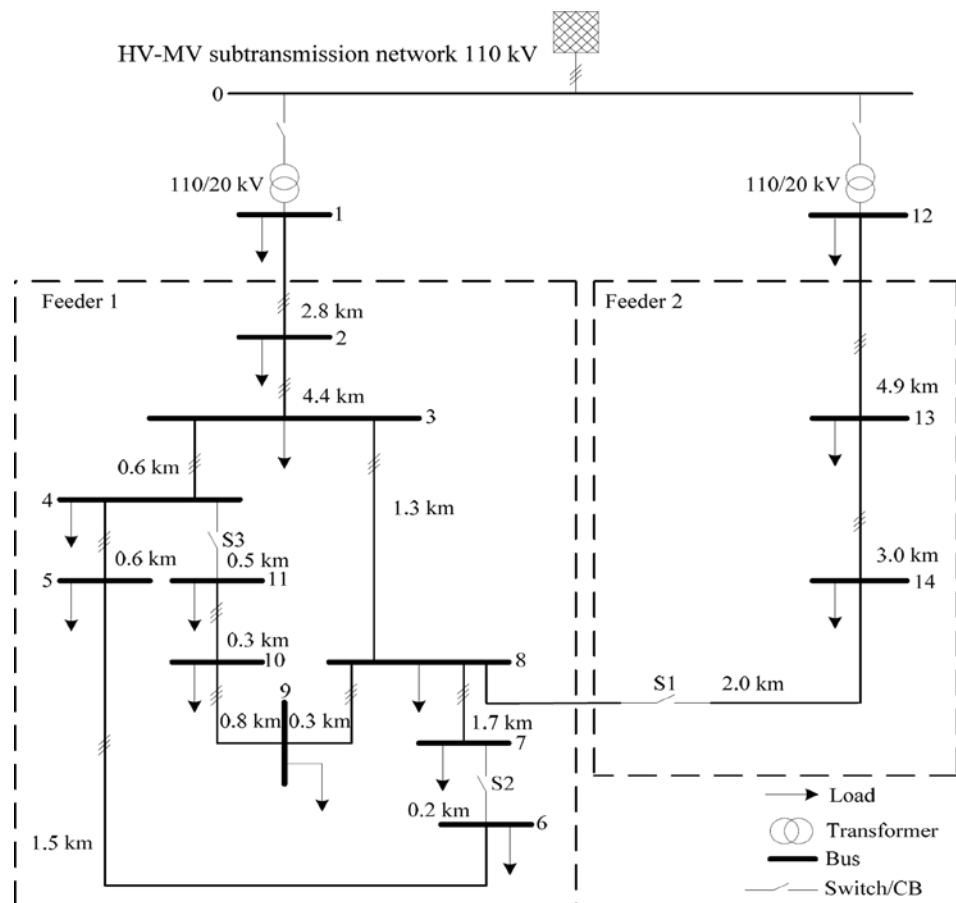


Рисунок 19. схема мережі CIGRE

В якості основи для побудови тестової електричної мережі було використано схему CIGRE середнього рівня напруги, яка наведено на рисунку 15, і яка широко використовується для досліджень режимів електричних мереж.

Тестова мережа має 15 вузлів, 18 джерел навантаження і складається з двох трансформаторів потужністю 40 МВА з напругою 110/20 кВ., 14 ліній серед яких 12 кабельних ліній та дві повітряні лінії, та перемикач.

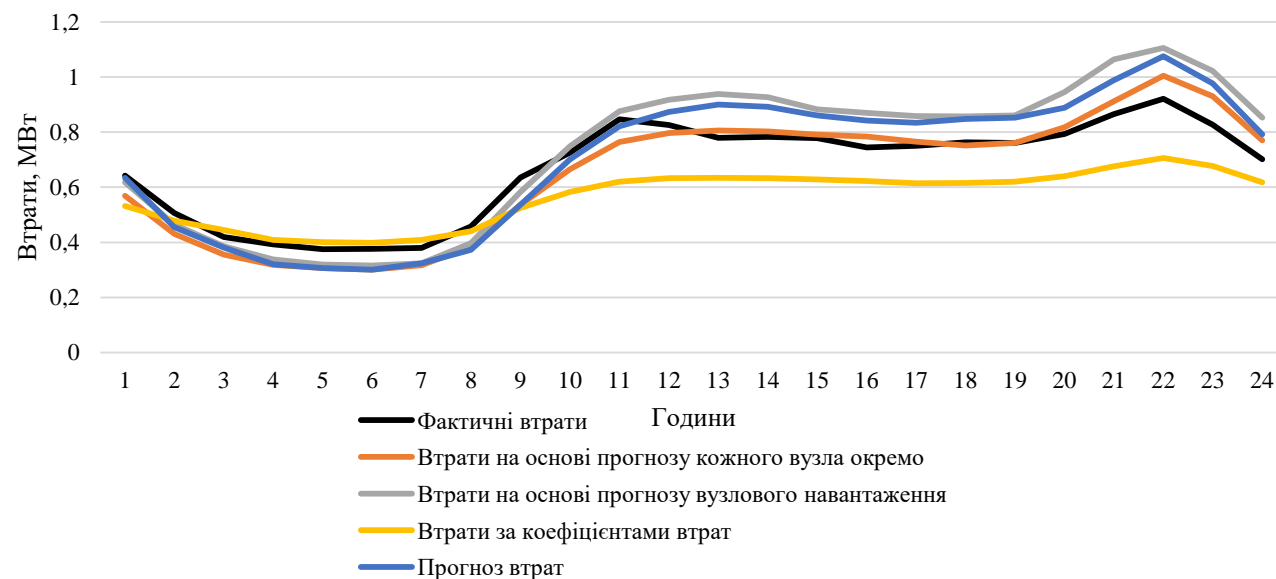


Рисунок 20. Добовий графік погодинних значень значень втрат



## Розрахунок втрат електричної енергії

Для зменшення вартості втрат, запропоновано використання сучасних методів розрахунку та прогнозування втрат електричної енергії на основі методів штучних нейронних мереж глибокого навчання. Для перевірки ефективності прогнозування втрат електричної енергії було розроблено архітектуру штучних нейронних мереж глибокого навчання, прогнозні дані яких використовувались для розрахунку втрат електроенергії.

Для перевірки ефективності прогнозування втрат було розроблено та досліджено декілька підходів до прогнозування втрат:

- Прогноз вузлового навантаження з подальшим розрахунком втрат на прогнозних даних.
- Прогноз кожного вузла навантаження окремо з подальшим об'єднанням даних та розрахунком втрат на прогнозних даних.
- Розрахунок втрат електричної енергії з подальшим прогнозом втрат.
- Розрахунок втрат за допомогою коефіцієнтів втрат які розраховані на даних максимуму навантаження у літній та зимовий період.

Використано дані системи АСКОЕ АТ «Вінницяобленерго» за період з 2017 по 2019 рр. з 14 вузлами навантаження.

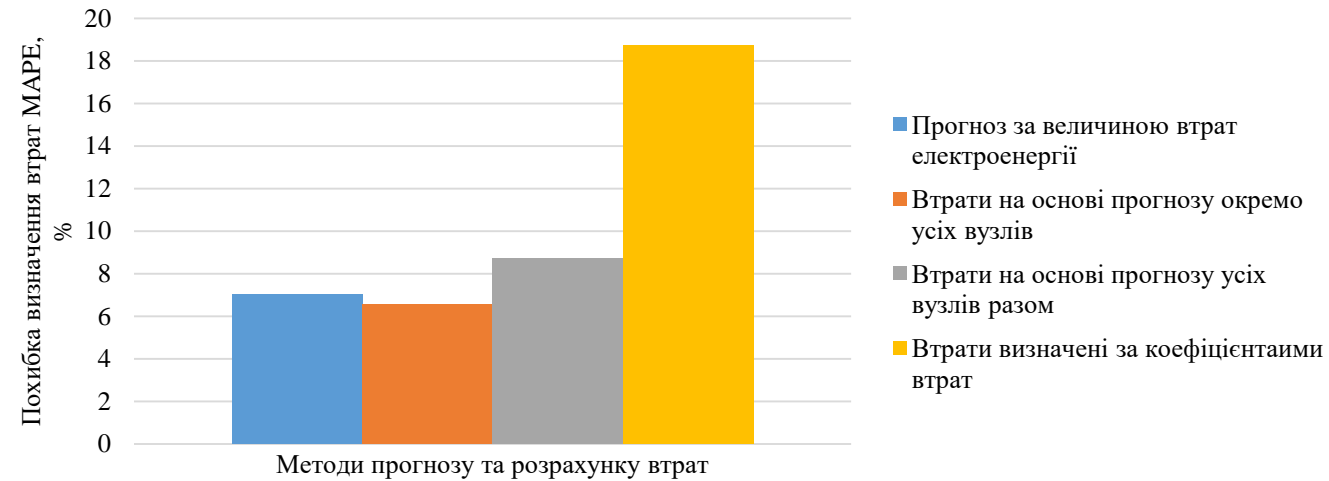


Рисунок 21. Графік прогнозування MAPE за весь період

Таблиця 17. Похибки прогнозування втрат в електричній мережі

Метод визначення втрат	Величина похибки MAPE, %	
	Схема 10 кВ	Схема 20 кВ
Розрахунок втрат на основі векторного прогнозу вузлового навантаження (1)	8,70	7,51
Розрахунок втрат на основі прогнозів навантаження окремих вузлів (2)	6,56	6,82
Прогноз часового ряду втрат електричної енергії	7,00	6,98
Визначення втрат електричної енергії за коефіцієнтами втрат	18,72	19,42



Дякую за увагу