
МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОБЧИСЛЮВАЛЬНІ МЕТОДИ

doi: <https://doi.org/10.15407/emodel.41.06.003>
УДК 519.8

С.Е. Саух, д-р техн. наук
Институт проблем моделирования в энергетике
им. Г.Е. Пухова НАН Украины
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,
e-mail: ssaukh@gmail.com)

Баланс дифференциалов мощности в электроэнергетической системе и его применение для анализа современных тенденций развития ОЭС Украины

Изложены основы построения традиционного баланса объемов производства и потребления электроэнергии в электроэнергетической системе и показаны трудности использования такого баланса для анализа современных тенденций развития ОЭС Украины. Предложен баланс дифференциалов мощности в электроэнергетической системе, в котором общий спрос на изменение мощности определяется алгебраической суммой изменений мощности потребления и генерации энергоблоков АЭС, ТЭЦ и ВИЭ, а покрытие такого спроса осуществляется алгебраической суммой изменений мощности генерации энергоблоков ГАЭС, ГАЭС и ТЭС. Баланс дифференциалов мощности использован для анализа современных тенденций развития ОЭС Украины в условиях интенсивного ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей ВИЭ. Анализ выполнен на основе диспетчерских графиков почасовых объемов производства и потребления электроэнергии за 2017—2019 гг.

К л ю ч е в ы е с л о в а: баланс электроэнергии, баланс дифференциалов мощности.

Баланс объемов производства и потребления электроэнергии. Известно, что объем электрической энергии $E(t, \Delta t)$, прошедшей через любое сечение энергосистемы к моменту времени t в течение предшествующего периода времени Δt , определяется функцией мгновенной мощности $N(\tau)$, заданной для всех $\tau \in [t, t - \Delta t]$, по формуле

$$E(t, \Delta t) = \int_{t-\Delta t}^t N(\tau) d\tau. \quad (1)$$

© Саух С.Е., 2019

В инженерной практике функция $N(\tau)$ является ненаблюдаемой и поэтому всегда оценивается своим средним значением $\bar{N}(t, \Delta t)$, найденным из уравнения

$$E(t, \Delta t) = \int_{t-\Delta t}^t N(\tau) d\tau = \left[\frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t N(\tau) d\tau \right] \Delta t = \bar{N}(t, \Delta t) \Delta t, \quad (2)$$

для измеренного объема электрической энергии $E(t, \Delta t)$.

В сложившейся практике диспетчерского управления режимами функционирования ОЭС Украины используются такие объемы электрической энергии $E(t - i\Delta t, \Delta t)$, которые измеряются одновременно в различных сечениях энергосистемы на последовательных интервалах времени $[i\Delta t - \Delta t, i\Delta t)$ длительностью $\Delta t = 1\text{ч}$, где $i = 1, 2, \dots, I$. Множество измерений I используется при анализе динамических процессов в энергосистеме. Для этого, суммируя измеренные значения $E(t - i\Delta t, \Delta t)$ по формуле

$$E(t, I\Delta t) = \int_{t-I\Delta t}^t N(\tau) d\tau = \sum_{i=0}^{I-1} E(t - i\Delta t, \Delta t),$$

вычисляют интегральные оценки объемов электрической энергии на периодах времени длительностью $I\Delta t$ таких, как сутки, месяц или год.

Измеренные объемы производства $E_j^p(t - i\Delta t, \Delta t)$ и потребления $E_j^c(t - i\Delta t, \Delta t)$ электроэнергии разнотипными ее производителями и потребителями, представленными соответственно множествами J^p и J^c , используют для составления балансов электроэнергии, сложившихся к моменту времени t в течение короткого предшествующего периода времени Δt , в виде

$$\sum_{j \in J^c} E_j^c(t, \Delta t) = \sum_{j \in J^p} E_j^p(t, \Delta t), \quad (3)$$

и сложившихся в течение длительного периода времени $I\Delta t$ (суток, месяца или года) в виде

$$\sum_{j \in J^c} \sum_{i=0}^{I-1} E_j^c(t - i\Delta t, \Delta t) = \sum_{j \in J^p} \sum_{i=0}^{I-1} E_j^p(t - i\Delta t, \Delta t). \quad (4)$$

На рис. 1 представлена динамика объемов производства и потребления электроэнергии, наблюдаемая 11 сентября 2019 года [1]. Объемы

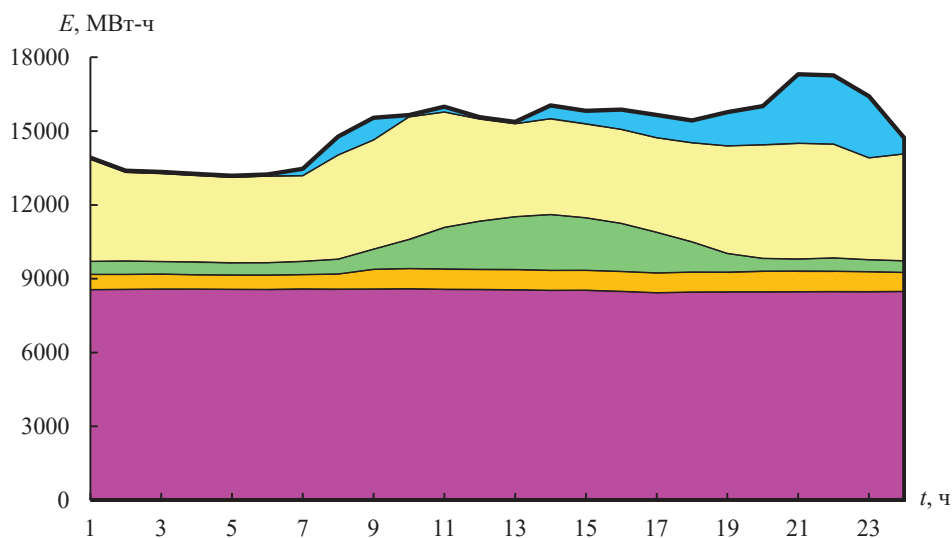


Рис. 1. Динамика объемов производства и потребления электроэнергии, наблюдаемая в течение суток 11 сентября 2019 года: ■ — АЭС; ■ — ТЭС; ■ — ВИЭ; ■ — ТЭС ГК; ■ — ГЭС + ГАЭС; ■ потребление

произведенной электроэнергии показаны для множества производителей $J^P = \{ \text{«АЭС»}, \text{«ТЭС»}, \text{«ВИЭ»}, \text{«ТЭС ГК (генерирующих компаний)»}, \text{«ГЭС вместе с ГАЭС (в режиме генерации)»} \}$, а объемы потребленной электроэнергии представлены суммарно для всего множества потребителей $J^C = \{ \text{«внутренних»}, \text{«зарубежных»}, \text{«ГАЭС (в режиме закачки)»} \}$.

Балансы объемов производства и потребления электроэнергии вида (3) и (4), структура и динамика таких балансов являются традиционными инструментами анализа энергетических систем. В частности, с их помощью оценивается интенсивность использования разнотипных генерирующих блоков для покрытия текущего спроса на электроэнергию.

В настоящее время существенно возрастает парк генерирующих мощностей солнечной и ветровой энергетики, что значительно изменяет структуру баланса объемов производства и потребления электроэнергии в Украине. Анализируя данные, приведенные в табл. 1, можно заметить более чем трехкратное возрастание доли объемов производства электроэнергии генерирующими блоками ВИЭ за неполных три года.

Динамика объемов производства энергоблоков ВИЭ в общем случае не согласуется с динамикой объемов потребления электроэнергии (см. рис. 1). Очевидно, отпуск электроэнергии, произведенной энергоблоками ВИЭ для покрытия текущего спроса, оказывает специфическое влияние на режимы загрузки энергоблоков ГЭС, ГАЭС и ТЭС, которые

Таблица 1. Структура баланса объемов производства и потребления электроэнергии в Украине в 2017–2019 гг.

Год	Потребление, %			Производство, %				
	Внутреннее	ГАЭС (закачка)	Зарубежное	АЭС	ТЭЦ	ВИЭ	ТЭС ГК	ГЭС и ГАЭС
2017	94,63	1,39	3,98	55,50	4,77	0,77	32,40	6,56
2018	94,47	1,34	4,19	53,44	4,55	1,18	33,47	7,36
2019	95,33	1,17	3,50	53,63	7,39	2,90	30,76	5,32

Примечание. Здесь и далее показатели 2019 г. оценены по данным девяти месяцев.

имеют возможность регулировать мощности (табл. 2). Поэтому исследовать влияние режимов загрузки ВИЭ на режимы загрузки энергоблоков ГЭС, ГАЭС и ТЭС можно на основе баланса дифференциалов мощности генерации и потребления электроэнергии.

Баланс дифференциалов мощности генерации и потребления электроэнергии. Используя (1) и (2), найдем выражение для предельного соотношения

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E(t, \Delta t) - E(t - \Delta t, \Delta t)}{\Delta t} =$$

$$= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} [\bar{N}(t, \Delta t) - \bar{N}(t - \Delta t, \Delta t)] = dN(t), \quad (5)$$

которое определяет скорость изменения объема выработки или потребления электрической энергии на бесконечно малом интервале времени $\Delta t \rightarrow 0$ через дифференциал мощности $dN(t)$. Очевидно, в случае конечного значения интервала времени $\Delta t \neq 0$ получим приращение усредненной мощности

$$\frac{E(t, \Delta t) - E(t - \Delta t, \Delta t)}{\Delta t} = \bar{N}(t, \Delta t) - \bar{N}(t - \Delta t, \Delta t) = \Delta \bar{N}(t, \Delta t). \quad (6)$$

Баланс дифференциалов мощности генерации и потребления электроэнергии составляется на каждом шаге последовательности I интервалов времени длительностью Δt в виде

$$\left\{ \sum_{j \in J^c} \Delta \bar{N}_j^c(t - i\Delta t, \Delta t) = \sum_{j \in J^p} \Delta \bar{N}_j^p(t - i\Delta t, \Delta t), \quad i = \overline{0, I-1} \right\}. \quad (7)$$

Баланс дифференциалов мощности существенно отличается от баланса объемов электроэнергии в интегральной форме. Для данных, полученных 11 сентября 2019 года (см. рис. 1), динамика составляющих баланса дифференциалов мощности имеет вид, показанный на рис. 2, который свидетельствует о динамичности изменений потребляемой мощности и отсутствии адекватных изменений мощности генерации электроэнергии блоков АЭС и ТЭЦ как реакции на такие изменения потребляемой мощности. Изменения суммарно потребляемой мощности и мощностей генерации удовлетворяют совокупности уравнений

$$\left\{ \Delta \bar{N}_{\Sigma}^c(t - i\Delta t, \Delta t) = \sum_{j \in J^c} \Delta \bar{N}_j^c(t - i\Delta t, \Delta t), \quad i = \overline{0, I-1} \right\}. \quad (8)$$

Активность участия разнотипных генерирующих блоков ВИЭ, ТЭС ГК, а также ГЭС и ГАЭС в покрытии спроса на изменения потребляемой мощности не является очевидной и требует дополнительного анализа.

Используя данные о почасовых объемах выработки и потребления электрической энергии в 2017–2019 гг. [1] в виде временных последовательностей значений $\{E_j^p(t - i\Delta t, \Delta t), i = \overline{0, I-1}, j \in J^p\}$ и $\{E_j^c(t - i\Delta t, \Delta t), i = \overline{0, I-1}, j \in J^c\}$, с помощью (6)—(8) нетрудно образовать временные последовательности приращений мощности генерации электроэнергии разнотипных блоков $\{\Delta \bar{N}_j^p(t - i\Delta t, \Delta t), i = \overline{0, I-1}, j \in J^p\}$ и приращений мощности суммарного потребления $\{\Delta \bar{N}_{\Sigma}^c(t - i\Delta t, \Delta t), i = \overline{0, I-1}\}$, статистические показатели которых представлены в табл. 3.

Таблица 2. Время набора и диапазон регулирования мощности генерирующих блоков

Тип электростанции	Технический минимум нагрузки (отношение минимальной допустимой мощности к установленной), %	Диапазон регулирования, %	Время набора полной мощности, мин.	
			После остановки	Из горячего состояния
АЭС	85—90	10—15	390—660	60
Мощные ТЭС	70—80	20—30	90—180	20—50
ГТУ	0	100	15—30	0,5
ГЭС	0	100	1—2	0,25—0,5
ГАЭС	0	200	1—2	0,25—0,5

Примечание. Полужирным шрифтом указано время при вращении в режиме холостых оборотов.

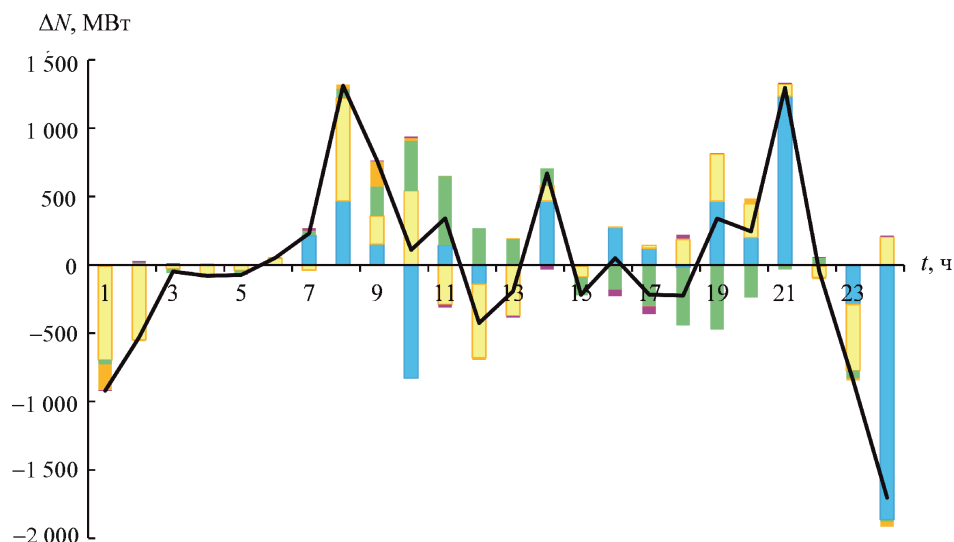


Рис. 2. Динамика приращений суммарной мощности потребления и мощности генерации электроэнергии разнотипных блоков в течение суток 11 сентября 2019 года: ■ — ГЭС+ГАЭС; ■ — ТЭС ГК; ■ — ВИЭ; ■ — ТЭЦ; ■ — АЭС; — потребление

Средние значения таких последовательностей близки к нулю, что характерно для каждой последовательности приращений мощности, рассматриваемой на больших интервалах времени (в каждом году общее число анализируемых периодов продолжительностью 1ч может достигать 8760, а в високосных годах — 8784).

Максимальные значения приращений мощности как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения мощности, а также стандартные отклонения приращений, являющихся мерой разброса их значений, в целом сохраняются стабильными для большинства рассматриваемых последовательностей, за исключением той, которая относится к мощностям генерации ВИЭ. Диапазон и разброс значений приращения мощности генерации электроэнергии энергоблоками ВИЭ постоянно увеличиваются, и по этим показателям в балансе дифференциалов мощности 2019 г. этот тип генерации оказывается третьим в списке после ГЭС + ГАЭС и ТЭС ГК.

Очевидно, быстрое развитие генерирующих блоков ВИЭ изменяет баланс дифференциалов мощности в энергосистеме. Характер и силу такого влияния ВИЭ можно оценить по статистическим параметрам регрессионных зависимостей вида

$$\{\Delta \bar{N}_j^p(t - i\Delta t, \Delta t) = k_j \Delta \bar{N}_\Sigma^c(t - i\Delta t, \Delta t), i = \overline{0, I-1}\}, \forall j \in J^p, \quad (9)$$

которые устанавливают связь между значениями приращений мощности $\Delta\bar{N}_j^p$ генерации типа $j \in J^p$ и суммарно потребляемой мощности $\Delta\bar{N}_\Sigma^c$ вида (8).

Установленные в результате эконометрического анализа почасовых данных производства и потребления электроэнергии в ОЭС Украины за 2017—2019 гг. [1] значения коэффициентов регрессии и детерминации уравнения (9), представленные в табл. 4, позволяют сделать следующий вывод. Несмотря на быстрое развитие генерирующих мощностей ВИЭ и значительное увеличение соответствующего диапазона приращений мощности генерации электроэнергии этот тип энергоблоков также, как АЭС и ТЭЦ, не принимает участия в балансировании приращений суммарно

Таблица 3. Статистические показатели временных последовательностей почасовых приращений мощности потребления $\Delta\bar{N}_\Sigma^c$ и генерации $\Delta\bar{N}_j^p$ в 2017–2019 гг.

Год	$\Delta\bar{N}_\Sigma^c$, МВт	$\Delta\bar{N}_j^p$, МВт				
		АЭС	ТЭЦ	ВИЭ	ТЭС ГК	ГЭС + ГАЭС
<i>Среднее значение</i>						
2017	0,33	-0,13	-0,01	0,00	0,25	0,15
2018	0,25	0,10	0,00	-0,02	0,37	-0,20
2019	-0,32	-0,41	-0,04	0,08	0,04	0,02
<i>Максимум уменьшения</i>						
2017	-1857	-1328	-101	-225	-1662	-1699
2018	-1878	-1020	-82	-362	-1782	-1816
2019	-2174	-1020	-333	-488	-2073	-1863
<i>Максимум увеличения</i>						
2017	1832	404	102	165	1365	2136
2018	1781	414	86	396	1470	1597
2019	1999	397	1119	538	1345	1778
<i>Стандартное отклонение</i>						
2017	515,2	51,8	10,8	32,6	273,9	411,0
2018	507,1	44,9	10,3	52,6	293,9	391,3
2019	543,1	43,4	36,3	137,6	301,2	403,5

потребляемой мощности. Поскольку текущие приращения мощности генерации электроэнергии энергоблоков АЭС, ТЭЦ и ВИЭ имеют технологически обусловленные ограничения, их учет в балансе дифференциалов мощности необходимо осуществлять в совокупности с приращениями суммарно потребляемой мощности. Таким образом, в отличие от (7) баланс дифференциалов мощности следует рассматривать в форме

$$\left\{ \begin{aligned} & \Delta \bar{N}_{\Sigma}^c(t-i\Delta t, \Delta t) - \sum_{j \in J^{p1}} \Delta \bar{N}_j^p(t-i\Delta t, \Delta t) = \\ & = \sum_{j \in J^{p2}} \Delta \bar{N}_j^p(t-i\Delta t, \Delta t), \quad i = \overline{0, I-1} \end{aligned} \right\}, \quad (10)$$

где множества $J^{p1} = \{\text{«АЭС»}, \text{«ТЭЦ»}, \text{«ВИЭ»}\}$ и $J^{p2} = \{\text{«ТЭС ГК»}, \text{«ГЭС + ГАЭС»}\}$ являются подмножествами множества $J^p = J^{p1} \cup J^{p2}$.

В балансе дифференциалов мощности (10) суммарный спрос на изменение мощности в энергосистеме равен алгебраической сумме изменений потребляемой мощности и мощности генерации электроэнергии энергоблоков АЭС, ТЭЦ и ВИЭ. Покрытие такого спроса осуществляется совместными изменениями мощности генерации электроэнергии энергоблоков двух типов: ГЭС + ГАЭС и ТЭС ГК (рис. 3).

Таблица 4. Коэффициенты регрессии k_j и детерминации R^2 уравнений (9)

Год	АЭС	ТЭЦ	ВИЭ	ТЭС ГК	ГЭС+ГАЭС
k_j					
2017	0,003529	0,000389	0,008566	0,319948	0,667568
2018	0,002847	0,000206	0,018730	0,362068	0,616150
2019	0,002161	0,018277	0,051111	0,351745	0,541993
R^2					
2017	0,001227	0,000344	0,018301	0,362214	0,700293
2018	0,001031	0,000102	0,032626	0,390291	0,637787
2019	0,000639	0,074919	0,040682	0,402235	0,504749

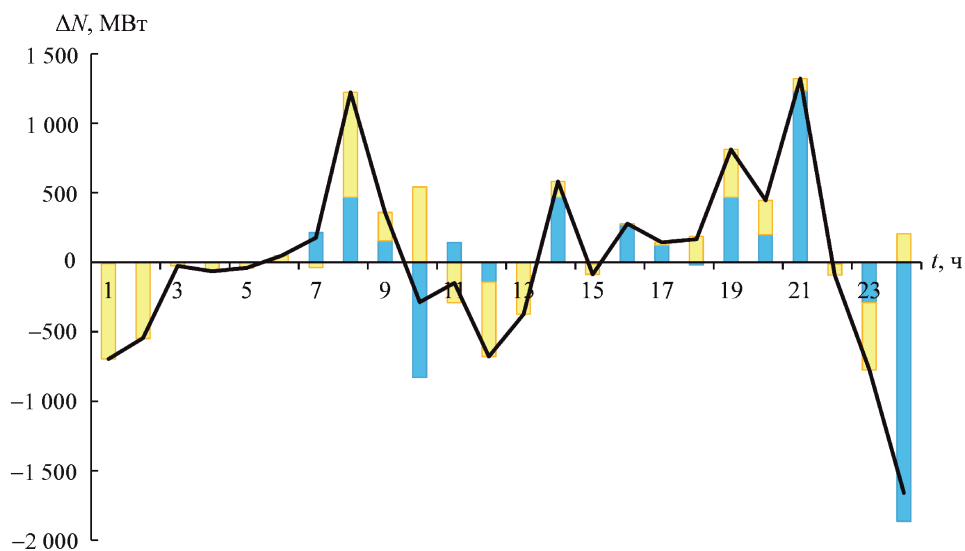


Рис. 3. Динамика спроса на изменение мощности генерации в ОЭС Украины и его покрытие совокупными изменениями мощности генерации электроэнергии энергоблоков ГАЭС + ГЭС и ТЭС ГК в течение суток 11 сентября 2019 года: ■ — ГЭС + ГАЭС; ■ — ТЭС ГК; — спрос

Для оценки долевого участия генерирующих блоков ГЭС + ГАЭС и ТЭС ГК в балансе дифференциалов мощности обратимся к статистическому анализу регрессионных зависимостей вида

$$\left\{ \begin{aligned} &\Delta \bar{N}_j^p(t - i\Delta t, \Delta t) = \\ &= \bar{k}_j \left[\Delta \bar{N}_\Sigma^c(t - i\Delta t, \Delta t) - \sum_{r \in J^{p1}} \Delta \bar{N}_r^p(t - i\Delta t, \Delta t) \right], \quad i = \overline{0, I-1} \end{aligned} \right\}, \quad (11)$$

где $j \in J^{p2}$. Используя почасовые данные производства и потребления электроэнергии в ОЭС Украины за 2017—2019 гг., получим значения коэффициентов регрессии и детерминации, приведенные в табл. 5. Следует заметить, что полученные значения коэффициентов \bar{k}_j удовлетворяют равенству $\bar{k}_{\text{ГЭС+ГАЭС}} + \bar{k}_{\text{ТЭСГК}} = 1$.

Анализируя динамику значений коэффициентов \bar{k}_j , видим тенденцию возрастания долевого участия энергоблоков ТЭС ГК в покрытии спроса на приращения мощности генерации электроэнергии в энергосистеме, что обусловлено технологическими и ресурсными ограничениями в исполь-

Таблиця 5. Коэффициенты регрессии \bar{k}_j и детерминации R^2 уравнений (11)

Год	\bar{k}_j		R^2	
	ГЭС + ГАЭС	ТЭС ГК	ГЭС + ГАЭС	ТЭС ГК
2017	0,678729	0,321271	0,716412	0,361434
2018	0,632933	0,367067	0,656540	0,391327
2019	0,630757	0,369243	0,673552	0,414198

зовании имеющихся ГЭС и ГАЭС [2—6]. Результаты анализа негативных экологических и экономических последствий более интенсивного использования имеющихся энергоблоков ТЭС ГК свидетельствуют о необходимости развития сегмента высокоманевренной генерации электроэнергетики одновременно с развитием сегмента ВИЭ в Украине [3]. При сохранении нынешних условий и темпов развития ВИЭ уже в ближайшие годы следует ожидать ужесточения режимных условий эксплуатации генерирующих блоков ТЭС ГК, ухудшения экологических и экономических последствий такой эксплуатации, снижения устойчивости и надежности функционирования ОЭС Украины в целом.

Выводы

Дифференциальный баланс мощностей генерации и потребления электроэнергии может быть использован не только в качестве инструмента анализа текущего состояния ОЭС Украины, но и в математических моделях различных энергосистем, ориентированных на решение задач их развития в современных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/>
2. Яковлева-Гаврилюк О.М. Перспективи розвитку гідроакумуляції в Україні // Гідроенергетика України, 2018, № 3-4, с. 63—65.
3. Ландау Ю.О., Сташук І.В. Значення гідроенергетики в розвитку ОЕС України відповідно до НЕС-2035 і екологічні виклики // Там же, 2018, № 1-2, с. 3—6.
4. Литвінов В.В. Оптимізація розподілу навантаження між електростанціями каскаду ГЕС, які працюють в САРЧП // Там же, 2018, № 3-4, с. 56—60.
5. Васьо П.Ф., Вербовий А.П., Ібрагімов М.Р., Пазич С.Т. Гідроакумуляційні електростанції – технологічна основа інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України // Там же, 2017, № 1-2, с. 20—25.
6. Базеев С.Т., Білека Б.Д., Васильєв С.П. та ін. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики. Наук. ред. В.М. Клименко, Ю.О. Ландау, І.Я. Сігал. 2013, 399 с. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/section-2/2-8>.

Получена 22.10.19

REFERENCES

1. “Dispatchers Informatsiya”, available at: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/> (accessed November 14, 2019).
2. Yakovleva-Gavrilyuk, O.M. (2018), “Prospects for development of hydro accumulation in Ukraine”, *Hidroenerhetyka Ukrayiny*, no. 3-4, pp. 63-65.
3. Landau, Y.O. and Stashuk, I.V. (2018), “The importance of hydropower in the development of the Ukrainian UES in accordance with NES-2035 and environmental challenges”, *Hidroenerhetyka Ukrayiny*, no. 1-2, pp. 3-6.
4. Litvinov, V.V. (2018), “Optimization of load distribution between HPP cascade power plants operating at SARPP”, *Hidroenerhetyka Ukrayiny*, no. 3-4, pp. 56-60.
5. Vasko, P.F., Verbovy, A.P., Ibrahimov, M.R. and Pazich, S.T. (2017), “Hydro storage plants - technological basis for integration of powerful wind and photoelectric power stations into the electricity system of Ukraine”, *Hidroenerhetyka Ukrayiny*, no. 1-2, pp. 20-25.
6. Bazeev, E.T., Bileka, B.D., Vasilyev, E.P. (2013), *Rozvytok teploenerhetyky ta hidroenerhetyky* [Development of heat and hydropower], Sigal, available at: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/section-2/2-8>. (accessed November 14, 2019).

Received 22.10.19

S.С. Саух

БАЛАНС ДИФЕРЕНЦІАЛІВ ПОТУЖНОСТІ
В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ ТА ЙОГО ЗАСТОСУВАННЯ
ДЛЯ АНАЛІЗУ СУЧАСНИХ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ОЕС УКРАЇНИ

Викладено основи побудови традиційного балансу обсягів виробництва та споживання електроенергії в електроенергетичній системі та показано труднощі використання такого балансу для аналізу сучасних тенденцій розвитку ОЕС України. Запропоновано баланс диференціалів потужності в електроенергетичній системі, в якому загальний попит на зміну потужності визначається алгебраїчною сумою змін потужності споживання і генерації енергоблоків АЕС, ТЕЦ і ВДЕ, а покриття такого попиту здійснюється алгебраїчною сумою змін потужності генерації енергоблоків ГЕС, ГАЕС і ТЕС. Баланс диференціалів потужності використано для аналізу сучасних тенденцій розвитку ОЕС України в умовах інтенсивного вводу в експлуатацію генеруючих потужностей ВДЕ. Аналіз виконано на основі диспетчерських графіків погодинних обсягів виробництва і споживання електроенергії за 2017—2019 рр.

К л ю ч о в і с л о в а: баланс електроенергії, баланс диференціалів потужності.

S.Ye. Saukh

THE BALANCE OF POWER DIFFERENTIALS IN THE ELECTRIC
POWER SYSTEM AND ITS APPLICATION FOR THE ANALYSIS
OF MODERN DEVELOPMENT TRENDS OF THE UES OF UKRAINE

The principles of building a traditional balance of production and consumption of electricity in the electric power system are outlined and the difficulties of using such a balance to analyze current trends in the development of the UES of Ukraine are shown. A power differential balance in the electric power system is proposed, in which the total demand for power change is determined by the algebraic sum of changes in the power consumption and generation of po-

wer units of nuclear power plants, thermal power plants and renewable energy sources, and the demand is covered by the algebraic sum of changes in the power of generation of power units of hydroelectric power stations, hydro power plants and thermal power plants. The power differential balance was used to analyze current trends in the development of the UES of Ukraine in the conditions of intensive commissioning of renewable energy generating capacities. The analysis based on dispatch schedules for hourly production and consumption of electricity for 2017—2019.

Key words: electric power balance, power differential balance.

САУХ Сергей Евгеньевич, д-р техн. наук, гл. науч. сотр. Института проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова. В 1978 г. окончил Киевский ин-т инженеров гражданской авиации. Область научных исследований — численные операторные методы решения дифференциальных уравнений, методы и технологии решения систем линейных алгебраических уравнений большой размерности, методы решения вариационных неравенств, равновесные модели, математическое моделирование энергорынков, газотранспортных систем, макроэкономических процессов.