

# Енергетичні виклики

---

**Україна**

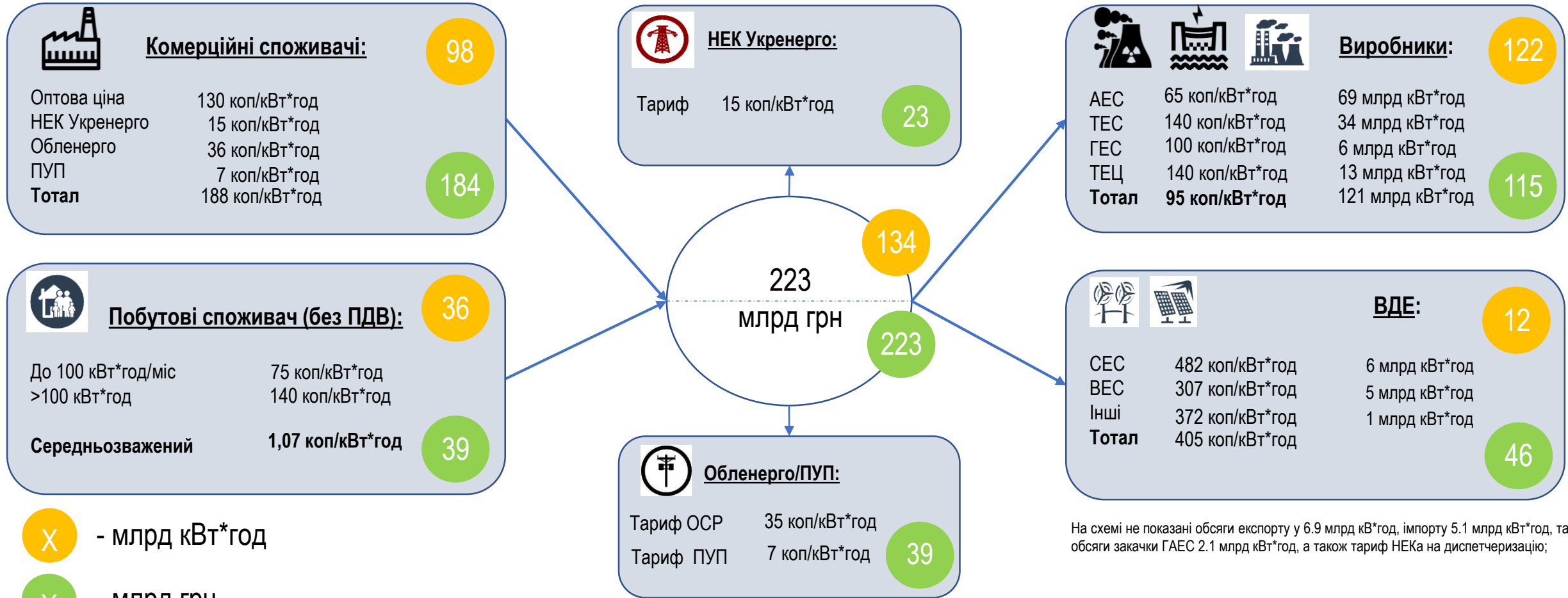
# Ключові виклики

---

- ❖ Операційна безпека
- ❖ Фінансова нестабільність
- ❖ Експорт/імпорт
- ❖ Підвищення попиту



# Фінансовий ринок е/е (існуючий)



На схемі не показані обсяги експорту у 6.9 млрд кВт\*год, імпорту 5.1 млрд кВт\*год, та обсяги зачки ГАЕС 2.1 млрд кВт\*год, а також тариф НЕКа на диспетчеризацію;

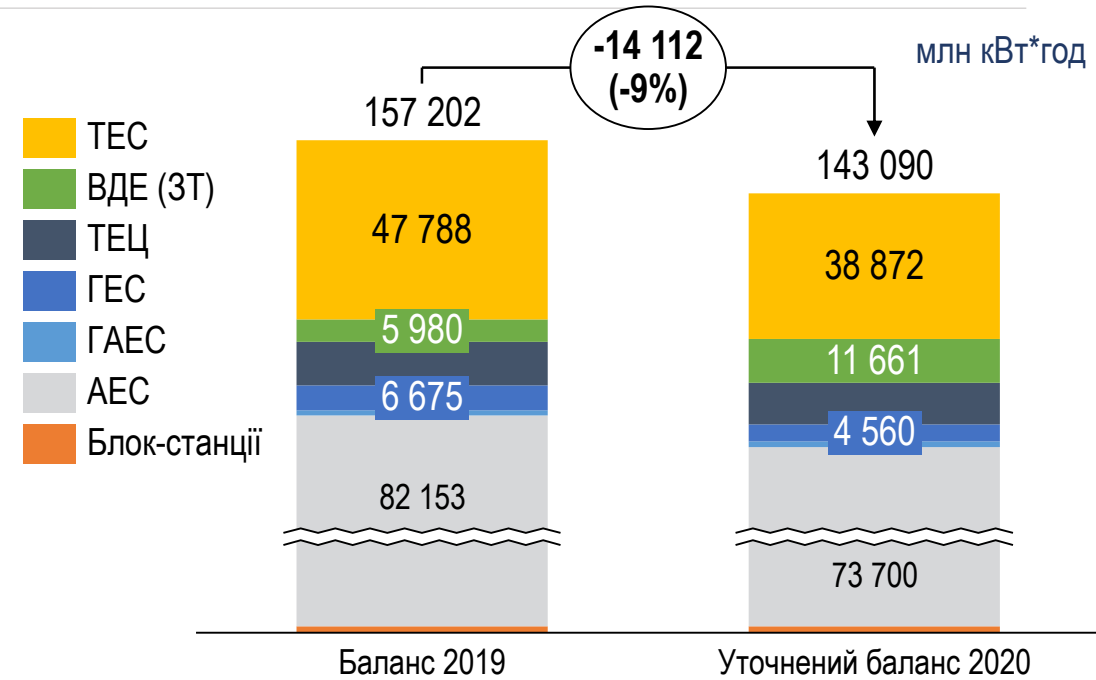
Х - млрд кВт\*год

Х - млрд грн

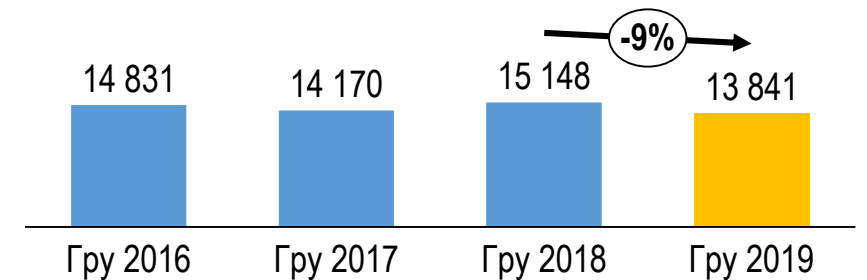
- ❖ Середньозважена ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів 1й клас **166 коп/кВт\*год**, 2 клас – **223 коп/кВт\*год**;
- Середньозважений тариф **для населення 107 коп/кВт\*год**;
- ❖ Обсяг Дотацій, які сплачують непобутові споживачі за населення складає **понад 50 млрд грн**;

# Прогнозний баланс е/е на 2020 рік

- ❖ Аномальна тепла погода та зниження світового попиту на металопродукцію, а також запровадженням карантинних заходів пов'язаних із розповсюдженням COVID-19 призвело до суттєвого скорочення електроспоживання;
- ❖ Збільшення виробітку е/е з ВДЕ, з 6 до 12 млрд кВт\*год;
- ❖ Додатковий виробіток е/е з ВДЕ у розмірі 1 млрд кВт\*год буде обмежуватись, але за діючим законодавством все одно має бути оплачений за ЗТ(сплачуємо за дорогу е/е, яка не споживається);
- ❖ Суттєве скорочення вир-ва на ТЕС при існуючому профіциті вугілля на складах (2.8 млн тон станом на 05.05), низької ціни вугілля на світових ринках, вимагає чіткого плану щодо функціонування вугільних шахт;
- ❖ Як альтернатива обмеження дешевих блоків АЕС (з тарифом 56,6 коп за 1 кВт\*год);

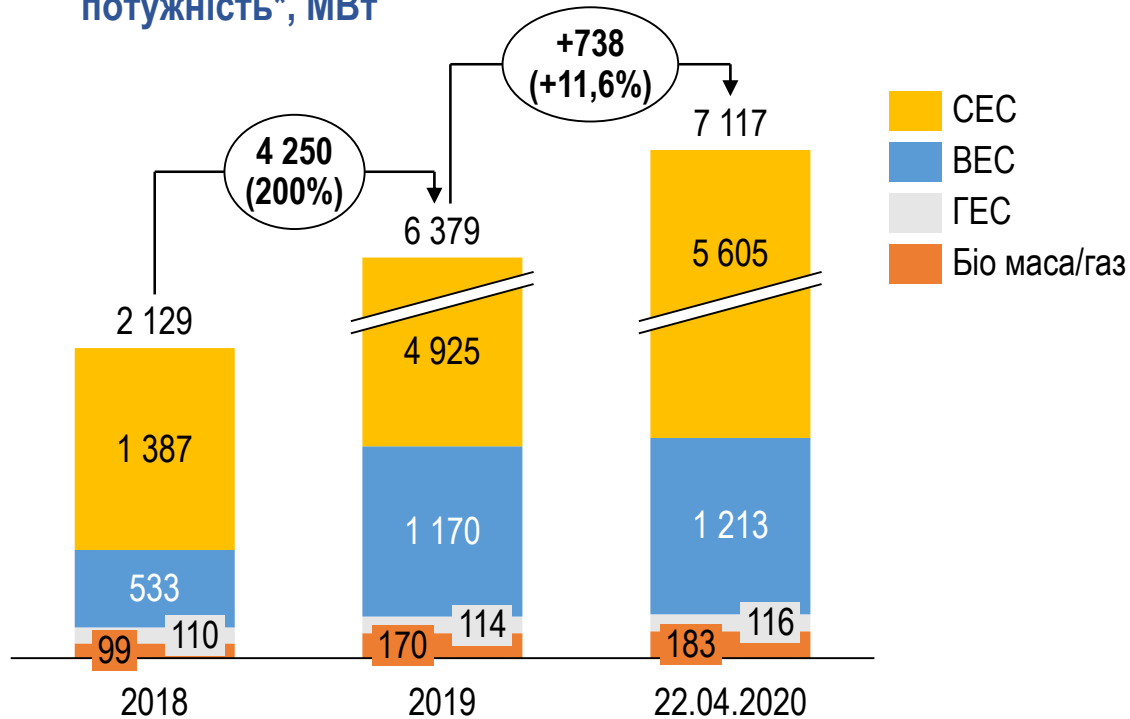


Фактичні обсяги споживання електричної енергії, млн кВт\*год



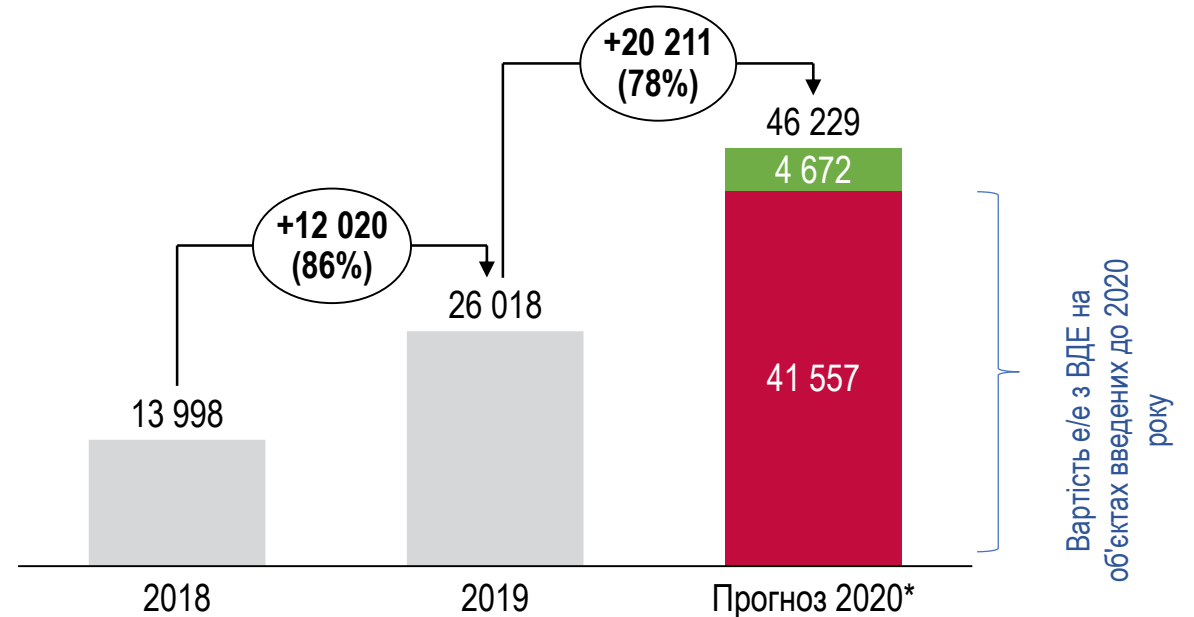
# Проблематика ВДЕ

Встановлена потужність\*, МВт



\* Яким встановлено ЗТ

Вартість е/е з ВДЕ, млн грн

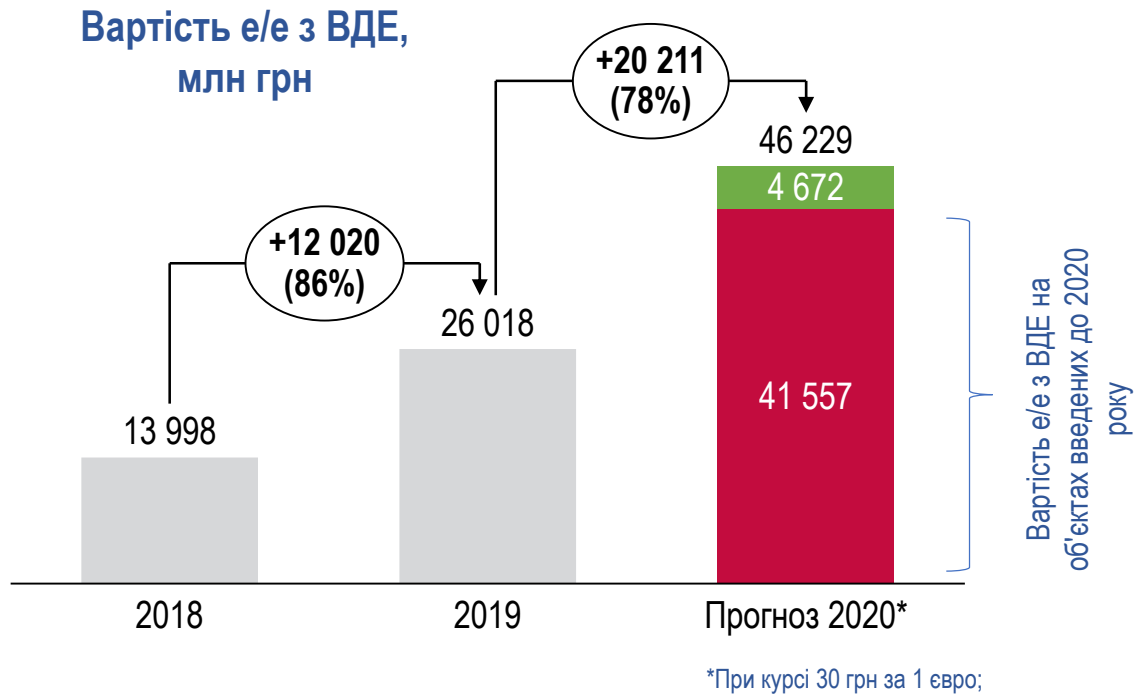


\*При курсі 30 грн за 1 євро;



- Розрахункова вартість виробленої е/е з ВДЕ у 2020 складе ~46.2 млрд грн, 41.5 млрд з яких вже введені та мають ЗТ (При курсі 30 грн за 1 євро);
- Станом на сьогодні НЕК «Укренерго» вже видано ТУ на 12 ГВт; Гарантованим покупцем вже укладено pre-PPA на 12 ГВт!
- Частка е/е з ВДЕ у грошовому виразі складатиме щонайменше 26% від вартості усієї виробленої е/е у 2020, та 8% в структурі виробництва;
- Пікове добове споживання е/е у 2019 становило 22,8 ГВт, в січні 2020 року – 20 ГВт;

# Проблематика ВДЕ



## Вартість послуги із забезпечення збільшення частки е/е з ВДЕ, млн грн

Відпуск е/е з ВДЕ, млн кВт\*год

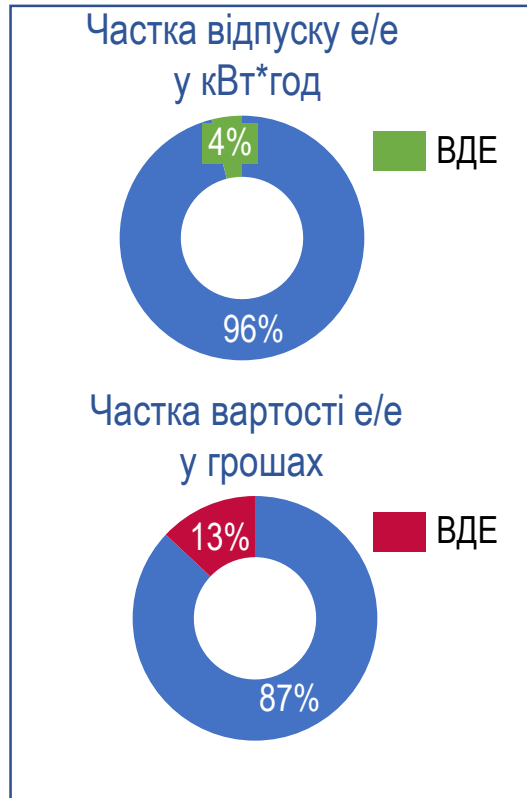
Ціна на РДН, грн за 1кВт*год	9 127	10 200	11 406	12 087	12 587	13 087
1,6	22 387	25 020	27 978	29 648	30 875	32 101
1,5	23 300	26 040	29 119	30 857	32 134	33 410
1,4	24 213	27 060	30 259	32 066	33 392	34 719
1,3	25 125	28 080	<b>31 400</b>	33 275	34 651	36 027
1,2	26 951	30 120	33 681	35 692	37 168	38 645
1,1	27 863	31 140	34 822	36 901	38 427	39 954
1	22 387	25 020	27 978	29 648	30 875	32 101

Очікувана вартість послуги на 2020 рік складе 31 млрд грн. При цьому, фінансовий дефіцит в системі складає 21 млрд грн!

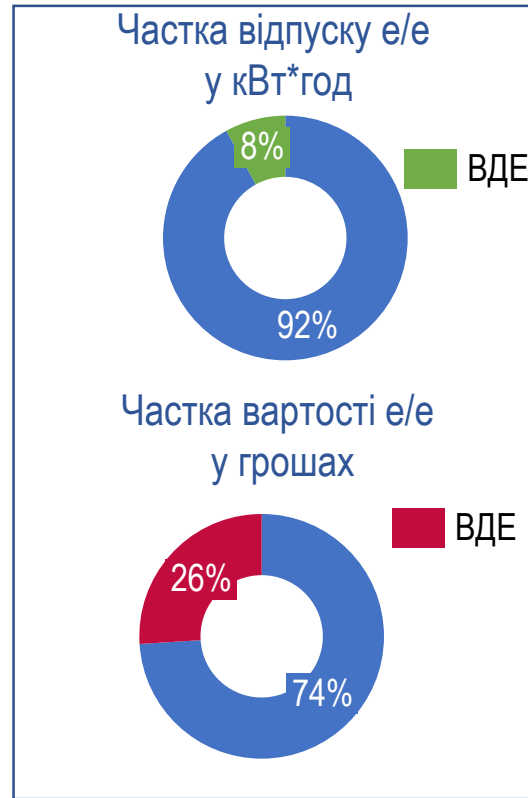


- Розрахункова вартість виробленої е/е з ВДЕ у 2020 складе ~46.2 млрд грн, 41.6 млрд з яких вже введені та мають ЗТ (При курсі євро 30);
- При цьому дефіцит в системі складає 21 млрд грн;

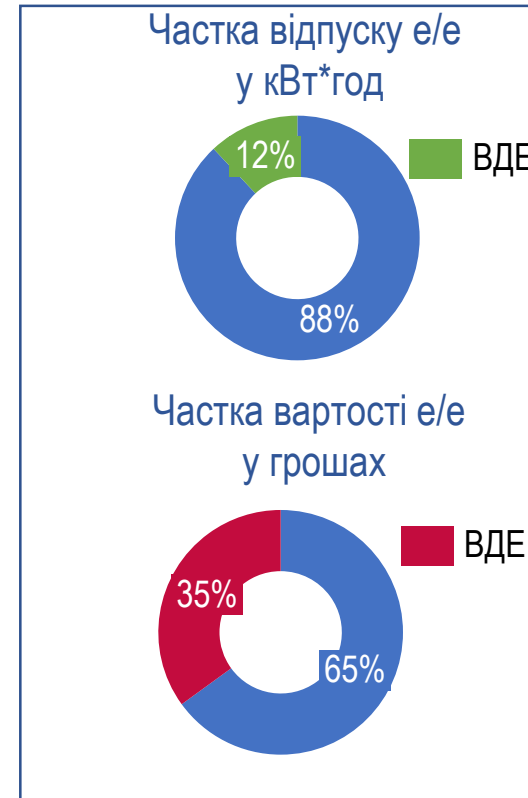
# Проблематика ВДЕ



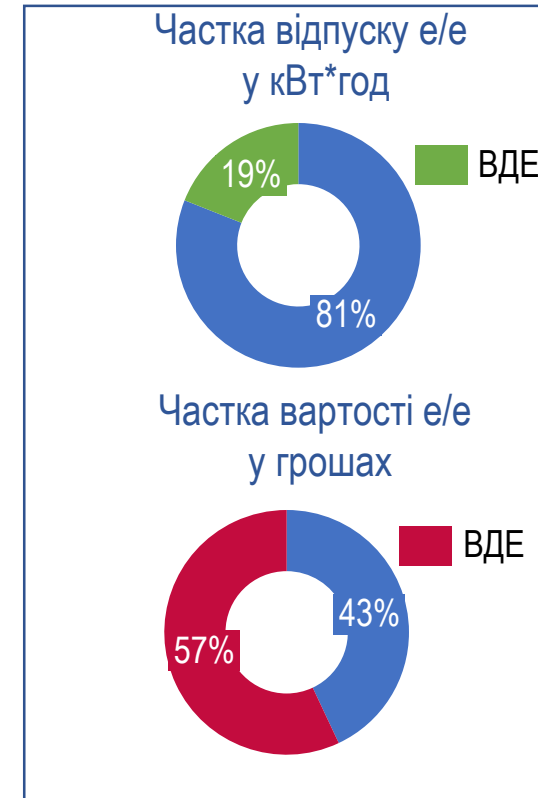
2019



Прогноз  
2020



Прогноз  
2020+Pre-PPA



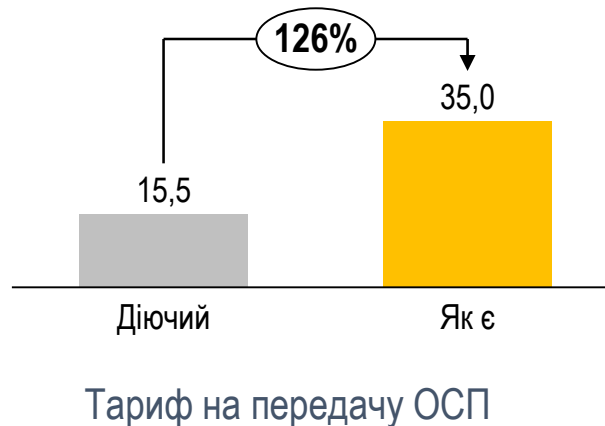
Прогноз  
2021+Pre-PPA



При незмінності інших факторів (рівень споживання, тарифів для споживачів, курсу євро тощо) та за умови реалізації 12 ГВт Pre-PPA протягом 2 років, вже в кінці наступного року ВДЕ будуть **забирати 57% від усіх грошей** на ринку e/e!

# Неминуче зростання тарифів, якщо нічого не робити

- Збільшення виробітку електроенергії з відновлювальних джерел енергії майже в 2 рази у порівнянні із 2019 роком з **6 до 11,5** млрд кВт\*год;
- Стрімке зростання ВДЕ фінансове навантаження (+20 млрд грн у порівнянні із 2019 або +78%);
- Необхідність обмеження **дешевої АЕС** для запобігання порушення операційної безпеки енергосистеми (у 2020 до 4 млрд кВт\*год, у 2021 – 4.5 млрд кВт\*год, у 2022 – 5.5 млрд кВт\*год);
- Фінансовий дефіцит грошей в системі на 2020 рік, **щонайменше 21 млрд грн**;
- Включення дефіциту в тариф на передачу НЕК Укренерго призведе до його зростання з 15.5 коп/кВт\*год до 35 коп/кВт\*год (або на +124%);
- Відповідно, середня ціна для споживачів 1го класу збільшиться **щонайменше на +8%** для споживачів 2го класу **+6%**;



Розв'язання існуючої ситуації виключно через підвищення тарифу ОСП - удар по конкурентоспроможності української економіки;

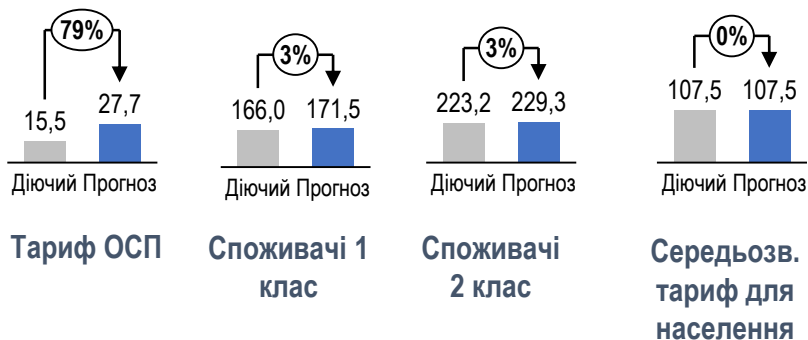


# Вирішення проблеми розвитку ВДЕ

## Сценарій 1:

- ❖ Заборона будівництва нових потужностей з ВДЕ до моменту вирішення питання будівництва швидкоманеврових потужностей;
- ❖ Зменшення ЗТ для всіх СЕС/ВЕС до 9(8) євроцентів відповідно; Ефект: економія **+15 млрд грн**;
- ❖ Для того щоб забезпечити інвесторам **справедливе** та неупереджене ставлення до їх **правомірних очікувань**, за рішенням КМУ інвестор може отримати **відшкодування понесених** капітальних, операційних та фінансових витрат із забезпеченням доходності до 2030 року. на рівні доходності 10-річних ОВДП у євро з маржею 200 bps (+2%), з урахуванням отриманих коштів за ЗТ. Порядок розрахунку відшкодування збитків затверджується розпорядженням КМУ; **або**
- ❖ Після відшкодування понесених капітальних, операційних та фінансових витрат запровадження Feed-in Premium до ціни РДН до 2030 року для СЕС на рівні 3.8 євроцентів, для ВЕС – 1.3;
- ❖ Ринку потужності - Створення «стратегічного резерву»/Resilience Fund – додаткові платежі для забезпечення операційної безпеки маневровим потужностям на рівні 7 млрд грн щорічно, через збільшення тарифу на диспетчеризацію ОСП;
- ❖ Безоплатні обмеження не більше 20% ;
- ❖ 100% відповідальність за небаланси;
- ❖ Забезпечення механізму компенсації обмеження відпуску ВДЕ за командою диспетчера;
- ❖ Відміна пільгової категорії споживання до 100 кВт\*год для населення з 01.01.2021;

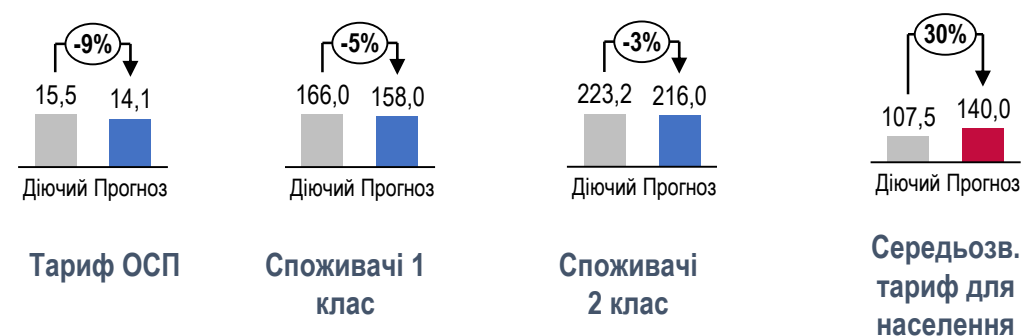
### Наслідки для споживача в 2020:



## Сценарій 2:

- ❖ Заборона будівництва нових потужностей з ВДЕ до моменту вирішення питання будівництва швидкоманеврових потужностей;
- ❖ Зменшення ЗТ для всіх СЕС/ВЕС. Для СЕС -30%, для ВЕС -15%; Потенційний ефект: економія **+11 млрд грн**;
- ❖ Ринку потужності – створення «стратегічного резерву» у розмірі 7 млрд грн щорічно за рахунок виробників ВДЕ;
- ❖ Безоплатні обмеження не більше 20%;
- ❖ 100% відповідальність за небаланси;
- ❖ Відміна пільгової категорії споживання до 100 кВт\*год для населення з 01.07.2020 => додаткове джерело + 12 млрд грн (у щорічному вимірі);
- ❖ Забезпечення механізму компенсації обмеження відпуску ВДЕ за командою диспетчера;

### Наслідки для споживача:



# Сценарний аналіз

Показники	Як є	Вар 1	Вар 2	Вар3
РДН	135	135	135	135
ВДЕ:		-10.7 млрд грн	-14.7 млрд грн	-10.7 млрд грн
- СЕС	-	-30% (-8.9 млрд)	10 євроцентів (-11,4 млрд)	-30% (-8.9 млрд)
- ВЕС	-	-15%(-1.8 млрд)	8 євроцентів (-3.3 млрд)	-15%(-1.8 млрд)
Дефіцит	21.0 млрд	10.3 млрд	6.3 млрд	10.3 млрд
Населення тариф (Додаткове джерело):				+12 млрд
Ціна для ТЕС	149	149	149	149
Ціна вугілля, яку покриває ціна на ринку е/е	1700	1700	1700	1700
Індикатив API2, \$44	1049	1049	1049	1049
Індикатив API2+	1600	1600	1600	1600
Кількість спожитого вугілля ТЕСами, млн т	21 089	21 089	21 089	21 089
Тариф ОСП	35 (+124%) ↑	25 (+61%) ↑	21,3 (+37%) ↑	14,1 (-9%) ↓
- споживачі 1 клас	178,6(+7,6%) ↑	169(+2%)	166	158(-5%) ↓
- споживачі 2 клас	236,4(+5,9%) ↑	227(+1%)	223	216(-3%) ↓
- середьозважений тариф населення	107	107	107	140(+30%) ↑

Базові тарифи,  
коп/кВт\*год:

15,5

166,0

223,2

107,5

# План дій/Action plan

## Короткострокові (до 3 міс)

- Зміна законодавства у сфері розвитку альтернативних джерел енергії (Термін до 15.05; МПЕ, ПЕК, ВРУ);
- Призупинення введення нових потужностей з ВДЕ після cut-off дати (01.06.20) - виключно через аукціони;
- Заборона будівництва нових потужностей з ВДЕ до моменту вирішення питання будівництва швидкоманеврових потужностей;**
- Забезпечення резерву потужності для ТЕС (Зміни в Правила Ринку, Кодекси; НКРЕКП;Закон);
- Забезпечити участь виробників ВДЕ у БР (Зміни в Закон);
- Зміна ПСО (ГП НАЕК на прями договори);

## Середньострокові (до кінця 2020)

- Відміна пільгової категорії споживання до 100 кВт\*год для населення => додаткове джерело + 12 млрд грн (3 01.01.2021);
- Опрацювання напрямків/розробка проектів для розширення експортних перетинів (до 01.01.2021; НЕК, МПЕ);
- Вирішення питання з державними боржниками (ПОН, Шахти, Вода Донбасе, Водоканали) і т.д. (МПЕ,КМУ)
- Врегулювання заборгованості за е/е, що склалася в ОРЕ (до запуску ринку е/е). (Прийняття відповідного ЗУ; ПЕК;ВРУ)
- Фінансове ПСО для ДП НАЕК Енергоатом (Термін до 01.06; КМУ,МПЕ, НКРЕКП);
- RAB тариф. При цьому зростання кінцевого тарифу не перевищить розміру річної інфляції;
- Розробка та затвердження профілів споживання е/е для населення та споживачів категорії групи «Б» (МПЕ);
- Створення механізму довгострокових договорів (до 1 року) «take or pay» для ЕА (для стимулювання попиту);
- Започаткування обов'язкової біржової торгівлі для заключення прямих договорів;

## Довгострокові (2-5 роки)

- Остаточна ліквідація перехресного субсидіювання із забезпечення адресної допомоги вразливим категоріям споживачів => додаткове джерело понад 38 млрд грн;
- Реалізація проектів розширення експортних перетинів;Вставка постійного струму (ВПС) на кордоні з Польщею;
- Будівництво ВПС між ОЕС України та Бурштинським островом, для нормалізації цін;
- Будівництво швидкоманеврових та акумулюючих потужностей;
- Синхронізація з ENTSO-E;
- Зняття з експлуатації теплових блоків, що відпрацювали свій ресурс;