

Додаткова Угода
про внесення змін до Договору
про надання послуг з розподілу електричної енергії
№ 0787200 від 01 січня 2019 року

м. Жовква

10 липня 2019 року

ПОСТАЧАЛЬНИК: *Приватне акціонерне товариство “Львівобленерго”, в особі заступника начальника з комерційного обліку Жовківського РЕМ Пришляка Ігора Ярославовича, що діє на підставі Довіреності № 112-142 від 10.01.2019 р., з одного боку, та*

СПОЖИВАЧ: *Товариство з обмеженою відповідальністю «Гуд Марк», що здійснює діяльність на підставі статуту, в особі керівника Горбань Дмитра Анатолійовича, що здійснює діяльність на підставі статуту, з іншого боку,
(далі – Сторони), дійшли згоди про таке:*

1. ПОСТАЧАЛЬНИК і СПОЖИВАЧ в зв'язку із виконанням Споживачем технічних умов №150-4529/2 від 10.12.2018р., щодо збільшення потужності об'єкта «АЗС», що знаходиться за адресою *с.Воля-Висоцька, вул.Нестерова, буд.92*, домовились про внесення наступних змін до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року:

- 1.1. Додаток № 2 «Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 2 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.2. Додаток № 3 «Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 3 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.3. Додаток № 4 «Порядок розрахунків» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 4 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.4. Додаток № 5 «Порядок участі Споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках аварійних відключень» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 5 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.5. Додаток № 6 «Акт розмежування балансової належності електромереж та експлуатаційної відповідальності сторін» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії №

0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 6 від 10 липня 2019 року додається).

- 1.6. Додаток № 7 «Однолінійна схема електропостачання» до Договору про надання послуг з розподілу електричної № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 7 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.7. Додаток № 8 «Порядок розрахунку втрат електроенергії в мережі споживача» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 8 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.8. Додаток № 10 «Порядок розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року викласти в новій редакції (Додаток № 10 від 10 липня 2019 року додається).
- 1.9. Додаток № 11 «Відомість про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії субспоживачів (Оператора системи)» до Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року додати (Додаток № 11 від 10 липня 2019 року додається).

2. Цю додаткову угоду складено у двох оригінальних примірниках, по одному для кожної із сторін.

3. Всі інші умови залишаються незмінними, і сторони підтверджують по них свої зобов'язання.

4. Ця Додаткова Угода вступає в силу з моменту підписання її Сторонами та є невід'ємною частиною до **Договору про надання послуг з розподілу електричної енергії № 0787200 від 01 січня 2019 року.**

**ОПЕРАТОР СИСТЕМИ
РОЗПОДІЛУ**

**ПрАТ «Львівобленерго»
Жовківський РЕМ**

80300, Львівська обл., м. Жовква,
вул. Вокзальна, 22
тел. (03252) 65-001



/ І.Пришляк/

СПОЖИВАЧ

ТОВ «Гуд Марк»

02152, м.Київ, вул.А.Бучми, буд.5
тел. _____



/ Д. Горбань/

Виконавець:
Юрисконсульт

Купецька В.В.

Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії

Інформація щодо об'єкта споживача:

Вид об'єкта АЗС.

Адреса об'єкта: с.Воля-Висоцька, вул. Нестерова,92.

Приєднана потужність 40,0 кВт.

Дозволена потужність 40,0 кВт.

Категорія надійності струмоприймачів III.

№ п/п	ЕІС код точки розподілу	Ступінь напруги (кВ)	Схема живлення (1ф./3ф.)	Встановлені запобіжники чи запобіжні автомати		
				тип	напруга (кВ)	струм (А)
1.	62Z8630298025746	0,38	3ф.	ВА63	0,38	63

Межа розподілу (точка розподілу електричної енергії) встановлюється на межі балансової належності мереж відповідно до акта розмежування балансової належності електричних мереж (за ознаками права власності) та експлуатаційної відповідальності сторін, який є додатком N 6 до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

Однолінійна схема (схема електропостачання споживача із зазначенням ліній, що живлять електроустановки споживача, і точок їх приєднання), відображається в додатку N 7 до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

Відомості про засіб (засоби) вимірювання обліку активної та реактивної електричної енергії, що використовується на об'єкті (об'єктах) споживача, сторона, відповідальна за збереження тощо зазначаються в додатку N 3 "Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії" до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

У разі виникнення зобов'язань Споживача щодо оплати послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, сторонами застосовується додаток №10 до Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

За необхідності, інформація щодо порядку участі споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках відключень, порядку розрахунку втрат електроенергії в мережах споживача та рівнів екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання Споживача, зазначаються в додатках №№ 5, 8 та 9.

Паспорт точки розподілу за об'єктом споживача є невід'ємним додатком до публічного договору про надання послуг з розподілу електричної енергії.

Усі зміни та доповнення до цього Паспорту оформлюються у разі зміни технічних характеристик об'єкта після отримання послуги з приєднання та/або на підставі узгоджених проектних рішень, виконання яких підтверджено документально.

Паспорт точки розподілу складено "10" 07 2019 року:

Стахів В.М.
П. І. Б.

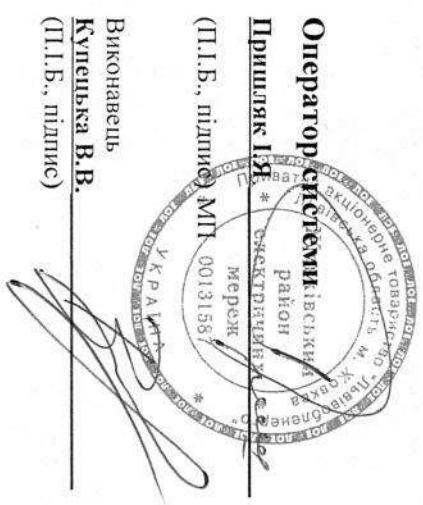
/ Інженер ГТА
Посада

/ 
Підпис

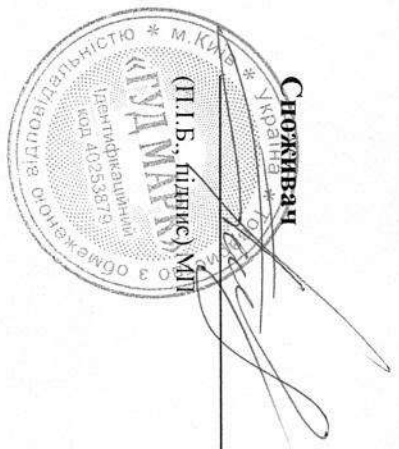
Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії

№	Назва об'єкта	Адреса об'єкта	Енергетичний ідентифікаційний код точки розподілу (EIC код)	Призначена потужність (кВт)	Дозволена потужність (кВт)	Власна дозволена потужність (кВт)	Дані промірив обліку				Навантаження втрачає в технологічних електричних мережах споживача (кВтмає)	Ступінь напруги (кВ)	Тривалість роботи в тяжьчєнь електричних мережах (робочьх дньв/год. в дєнь)		
							Місце встановлення засобів обліку	№ приладу обліку	Вид енергії САСТ, СР	Дані розрахункового коефіцієнта				Попр. коєф.	
								1-го	У-го						
	АЗС	с. Воля-Висоцька, вул. Нестерова, буд. 92	6228630298025746	40,0	40,0	40,0	ВШО на опорі	10433396	СА, СП, СР	-	-	1	Немає	0,4	7/24
* У випадку заміни засобів обліку (личильник, трансформатор струму, трансформатор напруги), сторонами складається відповідний документ, який вважється невід'ємною частиною договору.															

Оператор системи івськнн
Пришляк І.Д. * СЕКТРІВННХ
район
мереж
(П.І.Б., підпис) МП 00131551



Споживач
Україна *
П.І.Б. Гідинє) МП
«ГІД МАРК»
Ідентифікаційний
код 40253379



Виконавець
Купецька В.В.
(П.І.Б., підпис)

24.07.2019р.

Порядок розрахунків

1. Розрахунок Споживача з Оператором системи здійснюється у грошовій формі за чинними тарифами, які встановлюються відповідно до положень нормативно-правових документів НКРЕКП, згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.
2. Тариф (ціна) за послуги з розподілу електричної енергії на ринку електричної енергії затверджується Регулятором та розміщується на офіційному сайті Оператора системи.
3. Розрахунковим місяцем (періодом) вважається **календарний місяць** (з першого по останнє число місяця включно).
4. Якщо укладено новий договір, перший розрахунковий період починається з дня початку розподілу електроенергії і закінчується в останній день відповідного календарного місяця. У випадку припинення дії договору розрахунковий період для останнього платежу починається з першого дня останнього календарного місяця постачання електричної енергії та закінчується в останній день постачання електричної енергії.
5. Обсяг спожитої електричної енергії визначається згідно з Кодексом комерційного обліку.
6. Споживач, який за умовами п. 5.4 Договору самостійно здійснює розрахунки за послугу з розподілу з Оператором системи, оплачує цю послугу на умовах повної попередньої оплати. Розмір очікуваного обсягу споживання електричної енергії визначається у розмірі фактичних значень обсягу розподіленої електричної енергії за попередній період. Якщо фактичне значення обсягу розподіленої електричної енергії за попередній період дорівнює 0, а так само і для нових споживачів, розмір очікуваного обсягу визначається Оператором системи на основі очікуваних або розрахункових значень обсягу розподіленої електричної енергії на наступний період. Сума попередньої оплати визначається як добуток розміру очікуваного обсягу і тарифу розрахункового місяця. Сума попередньої оплати сплачується на поточний рахунок Оператора системи. Споживач зобов'язаний сплатити суму попередньої оплати не пізніше останнього робочого дня, який передує початку наступного розрахункового періоду. В разі несвоєчасної оплати Споживач зобов'язаний сплатити Оператору системи пеню в розмірі подвійної облікової ставки НБУ за кожний прострочений день оплати, враховуючи день фактичної оплати, та за весь період прострочення. Крім цього, Споживач зобов'язаний сплатити суму боргу з урахуванням встановленого індексу інфляції за весь час прострочення, а також три проценти річних від простроченої суми.
7. Під час визначення суми платежу остаточного розрахунку за поточний розрахунковий період Оператором системи враховуються суми проведених попередніх платежів у поточному розрахунковому періоді. Надлишкові кошти зараховуються Оператором системи в першу чергу, на погашення заборгованості (з найдавнішим терміном її виникнення) за цим Договором, у другу чергу – в рахунок наступних платежів. Кошти, перераховані Споживачем в більшому розмірі ніж виставлений рахунок або не в терміни, визначені договором, без погодження із Споживачем можуть бути повернуті Оператором системи на поточний рахунок Споживача.
8. Платежі за надання послуг з розподілу електричної енергії, послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, пеня та інші нарахування згідно умов даного Договору, оформлені рахунками Оператора системи, оплачуються Споживачем самостійно протягом 5-ти операційних днів з дня отримання рахунків Споживачем.
9. У разі несвоєчасної оплати платежів, обумовлених даним Договором, Оператор системи проводить Споживачу нарахування плати за неустойку (штраф або пеня) та санкції, що сплачуються відповідно до ст.625 Цивільного кодексу України (індекс інфляції та 3% річних). Оплата послуги з розподілу електричної енергії та плата за неустойку (штраф або пеня) та санкції, що сплачуються відповідно до ст.625 Цивільного кодексу України (індекс інфляції та 3% річних) здійснюються на поточний рахунок Оператора системи.

10. Датою здійснення оплати за виставленим платіжним документом є дата, на яку оплачена сума коштів зараховується на поточний рахунок Оператора системи. Оплата вартості недорахованої електричної енергії здійснюється на поточний рахунок Оператора системи розподілу.

11. У платіжних дорученнях або інших платіжних (розрахункових) документах, в разі сплати на поточний рахунок Оператора системи, має обов'язково зазначатись така інформація: назва послуги або вид іншого платежу (індекс інфляції, пені, та інші нарахування); період, за який проводиться розрахунок; дата та № рахунка; № особового рахунка; сума податку на додану вартість.

12. У випадку зміни статусу платника податку на додану вартість Споживачем, він зобов'язується повідомити Оператора системи про такі зміни протягом 10 (десяти) календарних днів з моменту переходу на інший статус оподаткування. В разі неналежного та/або несвоєчасного повідомлення Споживач відшкодовує Оператору системи в повному обсязі заподіяні збитки, в тому числі і сплачені Оператором системи штрафні та фінансові санкції за порушення норм податкового законодавства України.

13. За підсумками розрахункового місяця (періоду) Оператор системи оформляє та направляє (надає) Споживачу такі документи:

- акт про прийняття-передавання наданої послуги з розподілу електричної енергії;
- акт про прийняття-передавання наданої послуги з компенсації перетікань реактивної електричної енергії.

Оформлені належним чином Акти Споживач повертає Оператору системи у п'ятиденний термін. У разі неповернення Споживачем належно підтвердженого Акта та відсутності заперечень, останній вважається підтвердженим.

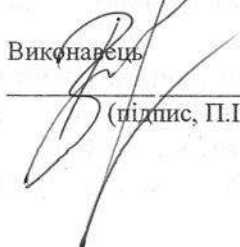
Оператор системи


М.П. (підпис, П.І.Б.)


Споживач


М.П. (підпис, П.І.Б.)


Виконавець


(підпис, П.І.Б.)
Гуницька В.В.

Додаток №5 *20.07.2019 р.*
до Договору № *0787200*
від "01" *01* 2019 р.

Порядок участі Споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках аварійних відключень

1. Оператор системи для попередження порушення сталої роботи Об'єднаної енергетичної системи України (далі – ОЕС) має право у виняткових випадках, визначених Кодексом систем розподілу, застосовувати заходи регулювання споживання з метою вимушеного зменшення величини споживання електричної енергії та потужності (аварійне розвантаження).
2. Аварійне розвантаження оперативним персоналом ОСР здійснюється згідно з такими графіками:
 - графіком обмеження споживання електричної енергії (ГОЕ);
 - графіком обмеження споживання електричної потужності (ГОП);
 - графіком аварійного відключення споживачів електричної енергії (ГАВ);
 - спеціальним графіком аварійних відключень (СГАВ);
 - графіком погодинного відключення (ГПВ).
3. ГОЕ, ГОП, ГАВ, ГПВ та СГАВ щорічно складаються та встановлюються Споживачу Оператором системи в терміни/строки та в обсягах, що визначаються згідно з Інструкцією про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів та Інструкцією про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії.
4. Величина черг обмежень обсягів споживання електричної енергії та потужності встановлюється та повідомляється Споживачу Оператором системи на період з 1 жовтня поточного року до 1 жовтня наступного року письмово в термін до 01 вересня поточного року.
5. Споживач зобов'язаний виконати комплекс заходів щодо забезпечення встановлених режимів електроспоживання (визначення струмоприймачів, які підлягають обмеженню та відключенню, порядок оповіщення персоналу, осіб відповідальних за виконання встановлених режимів), а також розробити організаційно-технічні заходи з безаварійної зупинки окремих виробництв та використання власних джерел живлення у разі одержання повідомлення про обмеження в електропостачанні.
6. У разі необхідності Споживач включається в ГАВ, СГАВ, ГПВ. Споживач погоджується, що з переліком ліній, які відключає Оператор системи у разі введення ГАВ, СГАВ, ГПВ та АЧР, Споживач може ознайомитися на офіційному сайті Оператора системи та не потребує від Оператора системи окремого письмового повідомлення про включення Споживача в ГАВ, СГАВ, ГПВ та АЧР.
7. Про введення черги самостійного обмеження (ГОЕ, ГОП) Оператор системи повідомляє Споживача телефонограмою. Про введення ГАВ, СГАВ, ГПВ, АЧР Оператор системи повідомляє Споживача шляхом розміщення відповідної інформації на офіційному сайті Оператора системи.
8. Споживачу заборонено перевід навантаження обмеження на інші лінії, приєднання. Споживач має право вводити в експлуатацію резервні джерела живлення за умов дотримання порядку взаємовідносин при їх експлуатації.
9. Необґрунтоване невиконання споживачем заданих обсягів обмеження або самовільне переведення навантаження, заведеного під ГАВ, ГПВ, СГАВ, АЧР та САВН, на інші джерела живлення системи розподілу дає Оператору системи право після попередження споживача про невиконання встановленого режиму та невжиття ним заходів щодо зниження навантаження протягом 10 хвилин відключити споживача від джерела електропостачання. Відповідальність за можливі негативні наслідки такого відключення покладається на споживача.
10. Для складання ГОЕ та ГОП Споживач надає Оператору системи дані за режимну добу згідно Порядку організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день та Кодексу систем розподілу.

Оператор системи

Григоренко
(П.І.Б., Підпис) М.П.



Виконавець

Модисей Р.М. (П.І.Б., Підпис)

Споживач

[Signature]
(П.І.Б., Підпис) М.П.



Додаток № 6
До Договору № 0787200
від 01.01.2019 р.

АКТ
розмежування балансової належності електромереж та експлуатаційної відповідальності сторін

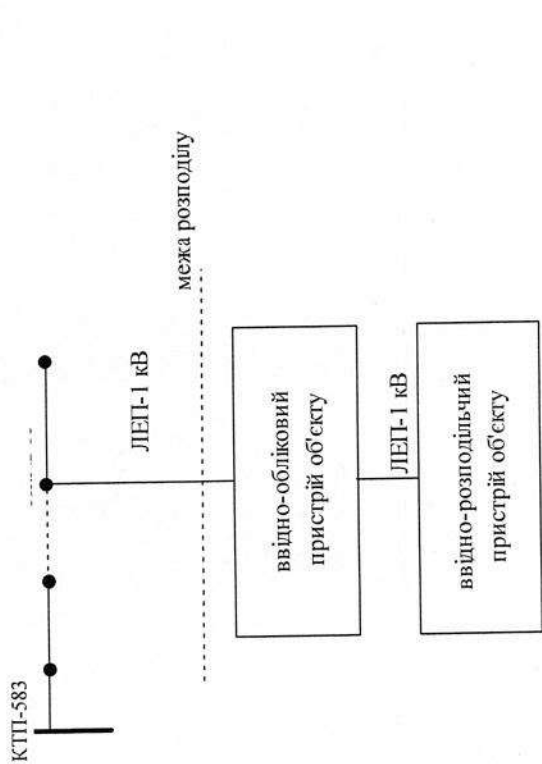
Оператор системи _____
в особі: Головний інженер
(посада / посада) Огірко Р. М.
(прізвище, ім'я, по батькові)
та Споживач _____
в особі: Директор Горбань Дмитро Анатолійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Цим актом установили:

1. Перелік об'єктів споживача та категорія надійності електропостачання:

№ п/п	Перелік об'єктів споживача їх адреса	Потужність (кВт)	Категорія надійності	
			Згідно визначення ПУЕ	Гарантована схемою
1	АЗС, с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92	40	III	III

2. Схема електропостачання об'єкта споживача:
Фід. ЛП96-55
(КТП-583 с. Воля-Висоцька (Т-1))



3. Балансова належність електромереж та установок:

Оператора системи:
ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-583 до вдвіно-облікового пристрою АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92, вдвіно-обліковий пристрій АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92

Споживача:

ЛЕП-1 кВ від вдвіно-облікового пристрою АЗС до вдвіно-розподільного пристрою АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92, вдвіно-розподільчий пристрій АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92 та внутрішньооб'єктова електромережа

4. Межа балансової належності електромереж та установок встановлюється:

на вхідних затискачах дооблікового автоматичного вимикача 0,4 кВ в шафі комерційного вузла обліку електричної енергії

5. Межа експлуатаційної відповідальності електромереж та установок встановлюється:

на вхідних затискачах дооблікового автоматичного вимикача 0,4 кВ в шафі комерційного вузла обліку електричної енергії

6. Оператор системи несе відповідальність за:

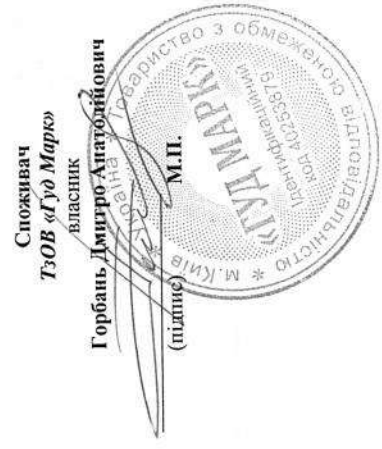
технічний стан ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-583 до вдвіно-облікового пристрою АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92 вдвіно-обліковий пристрій АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92

7. Споживач несе відповідальність за:

технічний стан ЛЕП-1 кВ від вдвіно-облікового пристрою АЗС до вдвіно-розподільного пристрою АЗС за адресою споруду підприємств переробної, машинобудівної промисловості, вдвіно-розподільчий пристрій АЗС за адресою с. Воля-Висоцька, вул Нестерова, 92 та внутрішньооб'єктова електромережа

8. Сторони договору зобов'язуються забезпечити на своїх територіях охорону електромережі іншої Сторони за договором та щодобовий вільний доступ персоналу для проведення необхідних робіт по обслуговуванню електромережі

Цей акт є невід'ємною частиною договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.



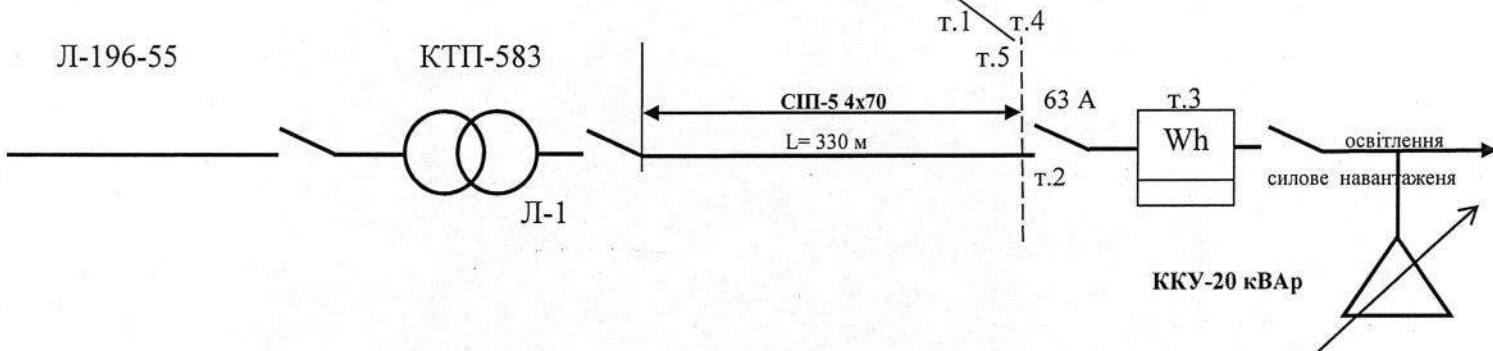
Додаток №7 *до 10.07.2019 р.*
 до Договору № *0787200*
 від „*01*” *01* _____ 2019 р.

Однолінійна схема електропостачання

1. точка розподілу електричної енергії;
2. точка захисту від перевантаження;
3. точка встановлення комерційних засобів обліку;
4. точка забезпечення узгодженого рівня надійності електропостачання;
5. точка контролю параметрів якості електричної енергії.

Назва споживача	ТЗОВ «Гуд Марк»
Назва об'єкту	АЗС
Адреса об'єкту	с.Воля-Висоцька, вул. Нестерова,92

Межа розподілу балансової належності



	Потужність,кВт	40,0
	№ лічильника	10433396
	Тип	NIK 2303 ARP6T.1802.M.21

Вихідні дані перевірів *Смагів В.М.* (П.І.Б., Підпис)

Оператор системи

Тришків С.В.
 (П.І.Б., Підпис) М.П.

Споживач

[Signature]
 (П.І.Б., Підпис) М.П.

Примітка:

Інформація, що зазначена у цьому додатку, є істотною та обов'язковою для цього Договору. У разі будь-яких змін, зазначених у цьому Додатку, Споживач (основний споживач) зобов'язаний повідомити про це Оператора системи розподілу та ініціювати внесення змін до Додатку.

**ПОРЯДОК РОЗРАХУНКУ ВТРАТ
електроенергії в мережі споживача**

1. Назва Споживача : ТзОВ «Гуд Марк»

2. Адреса об'єкта: с.Воля-Висоцька, вул. Нестерова,92

3. Точка обліку (№ ТП, місце установки засобу обліку): КТП-583, ВШО на опорі

Розрахунок втрат електричної енергії в мережі здійснюється для рівня інформаційного забезпечення А (Б) у відповідності до Методичних рекомендацій визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередач, затвердженої наказом міністра енергетики та вугільної промисловості України №399 від 21.06.2013 (далі Методичні рекомендації) та чинного законодавства.

4. Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах.

4.1. Розрахунок втрат в двообмоткових трансформаторах здійснюється згідно п.5.5 та п.7.1 Методичних рекомендацій за наступними формулами:

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot I_{\text{вн}}^2 \cdot R_T \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{\text{н.х.}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВт*год}$$

$$\text{де } I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{b \cdot T_P^2 \cdot U_{\text{н}}^2}, \text{ А; } R_T = \frac{P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^3, \text{ Ом}$$

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot I_{\text{вн}}^2 \cdot X_T \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + Q_{\text{н.х.}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВАр*год}$$

$$\text{де } X_T = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кз}\%} \cdot U_{\text{вн}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot 10^3 \right)^2 - R_T^2}, \text{ Ом; } Q_{\text{н.х.}} = \frac{I_{\text{н.х.}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100}, \text{ кВАр}$$

де K_{ϕ}^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначається згідно з п.6.11 Методичних вказівок

I - середнє діюче значення сили струму в елементі мережі, А

b - коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 1 для однофазної мережі;

R_T - активний опір трансформатора (автотрансформатора), Ом

X_T - реактивний опір трансформатора (автотрансформатора), Ом

$W^{(P)}$ та $W^{(Q)}$ - перетікання відповідно активної та реактивної енергії через обмотку трансформатора (автотрансформатора) за розрахунковий період, кВт*год (кВАр*год)

$P_{\text{кз}}$ - втрати короткого замикання трансформатора, кВт

$P_{\text{н.х.}}$ - втрати неробочого (холостого) ходу трансформатора, кВт

$I_{\text{н.х.}}$ - струм неробочого (холостого) ходу трансформатора, %

$U_{\text{кз}}$ - напруга короткого замикання трансформатора, %

$S_{\text{НОМ}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА

$T_P = 24 \cdot N_d$ - час роботи трансформатора під навантаженням протягом розрахункового періоду, год. Де N_d - кількість діб роботи трансформатора у розрахунковий період.

Розрахунковий період становить один календарний місяць.

$T_{\text{н}}$ - число годин перебування трансформатора під напругою протягом розрахункового періоду ($T_{\text{н}} = T_{\text{рн}} - T_{\text{в}}$, де $T_{\text{рн}}$ - тривалість розрахункового періоду, год., $T_{\text{в}}$ - час, протягом якого трансформатора було вимкнено, год.), год.

4.2. Розрахунок втрат в триобмоткових трансформаторах або трансформаторах з розщепленими обмотками здійснюється згідно п.7.1 Методичних рекомендацій за наступними формулами:

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot (I_{\text{вн}}^2 \cdot R_{\text{вн}} \cdot K_{\phi\text{в}}^2 + I_{\text{вс}}^2 \cdot R_{\text{сн}} \cdot K_{\phi\text{с}}^2 + I_{\text{нн}}^2 \cdot R_{\text{нн}} \cdot K_{\phi\text{н}}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{\text{н.х.}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВт*год}$$

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot (I_{\text{вн}}^2 \cdot X_{\text{вн}} \cdot K_{\phi\text{в}}^2 + I_{\text{вс}}^2 \cdot X_{\text{сн}} \cdot K_{\phi\text{с}}^2 + I_{\text{нн}}^2 \cdot X_{\text{нн}} \cdot K_{\phi\text{н}}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_P + Q_{\text{н.х.}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВАр*год}$$

де $K_{\phi\text{в}}^2, K_{\phi\text{с}}^2, K_{\phi\text{н}}^2$ - коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначається згідно з п.6.11 Методичних вказівок

$I_{\text{вн}}, I_{\text{сн}}, I_{\text{нн}}$ - середні протягом розрахункового періоду діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, А

$R_{\text{вн}}, R_{\text{сн}}, R_{\text{нн}}$ - активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом

$X_{\text{вн}}, X_{\text{сн}}, X_{\text{нн}}$ - реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом

$W_{\text{вн}}^P$ та $W_{\text{вн}}^Q, W_{\text{сн}}^P$ та $W_{\text{сн}}^Q, W_{\text{нн}}^P$ та $W_{\text{нн}}^Q$ - перетікання активної та реактивної енергії через обмотки трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги за розрахунковий період, кВт*год (кВАр*год)

$P_{\text{кз вн}}, P_{\text{кз сн}}, P_{\text{кз нн}}$ - втрати короткого замикання обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, кВт

$U_{\text{кз вн}}, U_{\text{кз сн}}, U_{\text{кз нн}}$ - напруга короткого замикання обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, %

4.3. Таблиця з вихідними даними силових трансформаторів

Найменування об'єкта	Точка обліку (№ТП)	№ приладів обліку покази яких приймають участь у розрахунку втрат	Паспортні дані трансформатора											
			Тип, номінальна потужність $S_{\text{н}}$, кВА	Номінальна напруга $U_{\text{н}}$, кВ			Втрати, кВт		Струм х.х. $I_{\text{хх}}$, %	Напруга к.з. $U_{\text{кз}}$, %	Сезонні коефіцієнти форми графіку навантаження K_{ϕ}^2 (зима, весна, літо, осінь, сер. Значення)			
				ВН	СН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$			ВН	СН	НН	
1	2	3	4	5	6	7	10	11	12	13	14	15	16	
			Т р а н с ф о р м а т о р											
Характеристика споживача														
ВН														
СН														
НН														
			Т р а н с ф о р м а т о р											
Характеристика споживача														
ВН														
СН														
НН														

5. Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в лініях електропередавання (ЛЕП)

5.1. Розрахунок втрат в лініях електропередач здійснюється згідно п.7.2 та п.7.5.2 Методичних рекомендацій.

$$\Delta W_{ЛЕП}^{(P)} = a \cdot I^2 \cdot R_{ЕК} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + \Delta W_{КВ}^{(P)}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W_{ЛЕП}^{(Q)} = a \cdot I^2 \cdot X_{ЕК} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_H = a \cdot I^2 \cdot X_{ЕК} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_{НОМ}^2 \cdot T_H, \text{ кВАр}\cdot\text{год}$$

- втрати електроенергії в ізоляції повітряної лінії:

- втрати електроенергії в ізоляції кабельної лінії:

$$\Delta W_{КВ}^{(P)} = \Delta W_{ІЗ.СЕР.ІЛ} \cdot L_1 \cdot T_H \cdot 10^3 / 8760, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W_{КВ}^{(P)} = \sum_j (\Delta Q_{0j} \cdot L_{КJ}) \cdot \tan \delta \cdot T_H, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

де a - коефіцієнт, що дорівнює 1 для споживача трифазної енергії і 2 для споживача однофазної енергії;

$R_{ЕК} = \sum_n^{m-1} R_{Пm} \cdot L_m$ - еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом;

$R_{Пm}$ - питомий опір фази m-тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

$X_{ЕК} = \sum_n^{m-1} X_{Пm} \cdot L_m$ - еквівалентний реактивний опір фази ЛЕП, Ом;

$X_{Пm}$ - питомий індуктивний опір m-тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m - довжина m-тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання "змійкою" тощо, км;

n - кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

K_{ϕ}^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначається згідно з п.6.11 Методичних вказівок

$U_{НОМ}$ - номінальна напруга ПЛ, для ПЛ у разі $U_{НОМ} < 110$ кВ та для КЛ у разі $U_{НОМ} < 20$ кВ другий доданок при розрахунку втрат реактивної енергії в ЛЕП рівний 0.

$T_P = 24 \cdot N_d$ - час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години. Де N_d - кількість днів роботи ЛЕП у розрахунковий період. Розрахунковий період становить один календарний місяць.

T_H - число годин нахождения ЛЕП під напругою протягом розрахункового періоду ($T_H = T_{PH} - T_B$, де T_{PH} - тривалість розрахункового періоду, год., T_B - час, протягом якого ЛЕП було вимкнено, год.), год.

ΔQ_m - питома генерація реактивної потужності m-тої ділянки ЛЕП з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

b_m - питома емнісна провідність m-тої ділянки ЛЕП з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

$\Delta W_{ІЗ.СЕР.ІЛ}$ - питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ і-го ступеня напруги встановлену у першому регіоні по місцевості, тис кВт*год/км. При визначенні помісячних значень втрат електроенергії в ізоляції ПЛ слід множити середньорічні втрати на 1,4 - для місяців першого та четвертого кварталів і на 0,6 для місяців другого та третього кварталів.

tgδ - тангенс кута діелектричних втрат. Його значення залежно від терміну експлуатації кабелів та лежить в межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає усередненому терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге - більше ніж 40 років. При терміні експлуатації від 20 до 40 років tgδ=0,019.

ΔQ_{0j} - питома зарядна потужність кабелю j-го поперечного перерізу ($\Delta Q_{0j} = U_{НОМ}^2 \cdot b_m \cdot 10^{-3}$), кВАр/км;

5.2. Таблиця з вихідними даними ЛЕП

Найменування об'єкта	Точка обліку (№ТП)	№ приладів обліку покази яких приймають участь у розрахунку втрат	$U_{НОМ}$ - номінальна напруга лінії, кВ	Тип та марка ЛЕП	Питомий опір, Ом/км		b_m - питома емнісна провідність ПЛ, мкСм/км	ΔQ_0 - питома зарядна потужність КЛ кВАр/км	$\Delta W_{ІЗ.СЕР.ІЛ}$ - питомі середньорічні втрати електроенергії в лінійній ізоляції ПЛ, тис. кВт*год/км	tgδ-тангенс кута діелектричних втрат / рік початку експлуатації КЛ	L - довжина лінії, км	Перетин проводу, мм ²
					R_0	X_0						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K_{ϕ}^2			сер. значення		зима		весна		літо		осінь	
АЗС	583	10433396	0,4	Л і н і я			в і д с у т н я					
K_{ϕ}^2			сер. значення		зима		весна		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					
K_{ϕ}^2			сер. значення		зима		весна		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					
K_{ϕ}^2			сер. значення		зима		весна		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					

6. Розрахунок втрат електричної енергії в мережах Основного споживача.

6.1 Для проведення комерційних розрахунків, розрахунковий облік має бути організований Основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складення балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах. Основний споживач повинен укласти договір про спільне використання технологічних електричних мереж та надавати Оператору системи у повному обсязі необхідні вихідні дані для визначення величини технологічних втрат електричної енергії, що пов'язані з передачею (транзитом) електричної енергії в електричні мережі інших суб'єктів.

6.2 Втрати електричної енергії в мережах Основного споживача, пов'язані з передачею електричної енергії Субспоживачам та/або Оператору системи, рахуються пропорційно до частки її споживання різними Субспоживачами та/або Оператором системи та відносяться на баланс Оператора системи при умові виконання Основним споживачем вимог п.6.1. даного Додатку.

Вихідні дані перевіряв:  Стахів В.М.
 Оператор системи:  Призляк І.Я.
 Прил. 1.Я.

Споживач: 

Порядок розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії

Цей порядок складено відповідно до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.18 № 87, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 02.04.18 за № 392/31844 (далі Методика).

1. Споживач: **ТзОВ «Гуд Марк»**

2. Адреса: **с.Воля-Висоцька, вул. Нестерова,92**

3. Встановлена потужність компенсувальних установок (КУ) Споживача:

№ п/п	Тип КУ	Номинальна напруга		Усього
		до 1000В	понад 1000 В	
1.	Конденсаторні установки, кВАр в тому числі:			
1.1	З автоматичним регулюванням, кВАр	20	0	20
1.2	З ручним регулюванням, кВАр			
2.	Синхронні двигуни (СД), кВт			
3.	Пристрої КРП, зблоковані з технологічним обладнанням, кВАр			

Відключені від електромереж установки повинні бути опломбовані персоналом **електропередавальної організації (ЕО)*** при складанні цього додатку та не вносяться до даної таблиці.

4. Плата за перетікання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період визначається за формулою:

$$П = П_1 + П_2 - П_3, \quad (\text{грн.}) \quad (1)$$

де $П_1$ – основна плата за перетікання реактивної електроенергії, грн;

$П_2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами **компенсації реактивної потужності (КРП)**, грн.;

$П_3$ – знижка плати у разі залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн

Плата $П_1$ визначається за формулою:

$$П_1 = П_с + П_г, \quad (\text{грн.}) \quad (2)$$

де $П_с$ – плата за споживання реактивної електроенергії, грн;

$П_г$ – плата за генерацію реактивної електроенергії, грн.

Плата за споживання реактивної електроенергії розраховується за формулою:

$$П_г = \left(\sum_{i=1}^n W_{Q_{Г(+)}i} \times D_i - \sum_{j=1}^m W_{Q_{Г(-)}j} \times D_j \right) \times T \quad (\text{грн.}) \quad (3)$$

де D_i, D_j – **економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП)** у вхідних і транзитних точках вимірювання, кВт/кВАр;

T – середня закупівельна оптова ринкова ціна на електроенергію за розрахунковий період, грн/кВт-год

У разі отримання від'ємного результату за формулою (3) значення $П_с$ приймається рівним нулю.

За наявності засобів обліку генерації реактивної електроенергії на всіх вхідних точках вимірювання плата за генерацію реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$П_г = \left(\sum_{i=1}^n W_{Q_{Г(+)}i} \times D_i - \sum_{j=1}^m W_{Q_{Г(-)}j} \times D_j \right) \times T \quad (\text{грн.}) \quad (4)$$

У формулі 4 транзитні обсяги генерації реактивної електроенергії $W_{Q_{Г(-)}}$ враховуються тільки в точках вимірювання, де наявні засоби обліку генерації реактивної електроенергії.

За наявності в усіх точках вимірювання обліку, диференційованого за зонами доби, у формулі 4 використовуються обсяги генерації реактивної електроенергії в зоні нічного провалу добового графіка.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 4 значення $П_г$ приймається рівним нулю.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії плата за генерацію реактивної електроенергії визначається розрахунковим шляхом за формулою:

$$D_{\text{ср}} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^V D_i \quad \Pi_r = W Q r_{(0)} \times D_{\text{ср}} \times T, \quad (\text{грн.}) \quad (5)$$

де $D_{\text{ср}}$ - середнє значення ЕЕРП за вхідними точками вимірювання об'єкта, кВт/кВАр.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП обчислюється за формулою:

$$\Pi_2 = \Pi_c \times (\text{tg}\varphi - 0,25)^2 \quad (\text{грн.}) \quad (6)$$

При $\text{tg}\varphi \leq 0,25$ (що відповідає економічному режиму роботи з $\cos\varphi = 0,97$) складова Π_2 приймається рівною нулю. Якщо $\text{tg}\varphi \geq 2$, у формулі 6 використовується $\text{tg}\varphi = 2$.

Умови розрахунку знижки плати ПЗ узгоджуються зі споживачем. Рішення про доцільність залучення споживача до регулювання електричних режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок приймає **Оператор системи**.

Розрахункові втрати реактивної електроенергії в обладнанні технологічних мереж споживача (трансформатори, лінії, реактори тощо) в розрахунках за перетікання реактивної електроенергії не враховуються.

Значення ЕЕРП, що використовуються у формулах 3, 4, розраховуються за допомогою сертифікованого програмного комплексу КВАРЕМ або інших програмних комплексів, сумісних з ним за функціональними можливостями.

Математично ЕЕРП є частковою похідною за сумарними втратами активної потужності розрахункової схеми електричної мережі від реактивної потужності в точці розрахунку і обчислюється методом чисельного диференціювання за формулою:

$$D = (\Delta P_{(+)} - \Delta P_{(-)}) / 2\Delta Q, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (7)$$

де $\Delta P_{(+)}, \Delta P_{(-)}$ - відповідно сумарні втрати активної потужності в розрахунковій схемі електричних мереж у разі відхилення реактивної потужності в точці розрахунку на величини $+\Delta Q$ і $-\Delta Q$.

Обчислення ЕЕРП виконуються на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж електроенергетична система (ЕС), розподільних мереж ЕП і технологічних мереж споживачів електроенергії.

5. Характеристики точок розрахункового обліку електроенергії:

№ п/п	Точка обліку	Вид обліку (спожив., генер.)	Номер приладу обліку	Тип приладу обліку	Тр-тор струму $K_{т.с.}$	Тр-тор напруги $K_{т.н.}$	Коеф. обліку $K_o = K_{т.н.} / K_{т.с.}$	Точка розрахунку ЕЕРП (п/ст., РП, ТП та ін.)	ЕЕРП (D), кВт/кВАр	Необхідність розрах. втраг у і тр-тор
1	РУ-0,4кВ	СП,СГ	10433396	NIK 2303 ARP6T.1802.M.2	-	-	1	КТП583	0,0669	

$$D_{\text{ср}} = 0,0669$$

ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача розраховуються з урахуванням параметрів обладнання його електричних мереж (трансформаторів, ліній, реакторів тощо).

ЕЕРП транзитних точок вимірювання або вхідних точок вимірювання субспоживача визначаються значеннями ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача за нормальною схемою живлення.

Для транзитних точок вимірювання, що межують з мережами ЕП, або для вхідних точок вимірювання субспоживача (при розрахунках основний споживач - субспоживач) значення ЕЕРП можуть розраховуватись з урахуванням параметрів обладнання електричних мереж основного споживача і субспоживача за нормальною схемою живлення.

ЕЕРП є сумою двох складових за формулою:

$$D = D1 + D2, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (8)$$

де $D1$ - перша складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ЕС, кВт/кВАр;

$D2$ - друга складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ЕП, кВт/кВАр.

Складові ЕЕРП D1 розраховуються ЕС для кожного центру живлення її розрахункової схеми за нормальною схемою та характерним режимом основної мережі ЕС. Розрахункова схема та характерний режим визначаються режимом максимальних навантажень ЕС, що передує черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D1 затверджуються ЕС.

Складові ЕЕРП D2 розраховуються ЕП для точок вимірювання об'єкта за нормальною розрахунковою схемою живлення споживача та характерним режимом електричної мережі ЕП. Розрахункові схеми та характерні режими визначаються режимом максимальних навантажень ЕП, що передує черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D2 затверджуються відповідними ЕП.

Обчислення ЕЕРП виконується ЕО згідно з порядком, встановленим Методикою. При проведенні перерахунків ЕЕРП ЕО письмовим повідомленням доводить до відома Споживача нові значення ЕЕРП не пізніше, ніж за місяць до початку розрахунків за новими значеннями. Дане повідомлення є невід'ємною частиною договору.

ЕО зобов'язана за запитом споживача надати йому можливість ознайомитись з розрахунками ЕЕРП.

Активна і реактивна потужність навантаження в точках вимірювання споживача для розрахунку ЕЕРП D2 визначається за режимом максимального навантаження об'єкта споживача (виміри зимового максимуму або літнього мінімуму, розрахункові значення за максимальним обсягом споживання, розрахункове навантаження трансформатора, дані проектної документації тощо).

Споживання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період обчислюється за формулою:

$$WQ_{c(0)} = \sum_{i=1}^V WQ_{c(+i)} - \sum_{j=1}^T WQ_{c(-j)}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (9)$$

- де $WQ_{c(0)}$ - розрахункове значення споживання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період, кВАр·год;
 i, j - відповідно індекси вхідних і транзитних точок вимірювання;
 V, T - відповідно кількість вхідних і транзитних точок вимірювання;
 $WQ_{c(+i)}$ - обсяг споживання реактивної електроенергії і-ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год;
 $WQ_{c(-j)}$ - обсяг споживання реактивної електроенергії j-ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год.

Перелік транзитних точок вимірювання визначається залежно від порядку розрахунку між ЕП, основним споживачем та його субспоживачами.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 9 значення $WQ_{c(0)}$ приймається рівним нулю.

За відсутності у вхідній точці вимірювання засобу обліку споживання реактивної електроенергії ЕП за необхідності встановлює такий засіб обліку за власний рахунок і використовує його показники у формулі 9 або використовувати розрахункове споживання реактивної електроенергії, що обчислюється за формулою:

$$WQ_{c(+)} = W P_{c(+)} \times \text{tg}\varphi_{\text{H}}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (10)$$

- де $W P_{c(+)}$ - обсяг споживання активної електроенергії у вхідній точці вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;
 $\text{tg}\varphi_{\text{H}}$ - нормативний тангенс навантаження, який дорівнює 0,8.

Для розрахунку фактичного тангенсу навантаження об'єкта споживача розраховується споживання активної електроенергії за формулою:

$$W P_{c(0)} = \sum_{i=1}^V W P_{c(+i)} - \sum_{j=1}^T W P_{c(-j)}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (11)$$

- де $W P_{c(0)}$ - розрахункове значення споживання активної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період, кВт·год;
 $W P_{c(-j)}$ - обсяг споживання активної електроенергії j-ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВт·год.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 3 значення $W P_{c(0)}$ приймається рівним нулю.

Якщо на об'єкті споживача встановлено пристрої генерації активної електроенергії, що не є окремими вхідними точками вимірювання (блок-станції, когенераційні установки, дизельні генератори тощо), та за наявності на цих пристроях комерційного обліку генерації активної електроенергії, значення $W P_{c(0)}$, що використовується у формулі 4 для визначення фактичного коефіцієнта потужності, визначається з урахуванням генерації активної електроенергії у вхідних точках вимірювання і в точках вимірювання генераторних пристроїв за формулою:

$$WPC_{(0)} = \sum_{i=1}^V (WPC_{(+i)} - WPr_{(+i)}) - \sum_{j=1}^T WPC_{(-j)} + \sum_{s=1}^G WPr_{(ГП)s}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (12)$$

- де $WPr_{(+i)}$ - обсяг генерації активної електроенергії і-ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;
 s, G - індекс і кількість точок вимірювання генераторних пристроїв;
 $WPr_{(ГП)s}$ - обсяг генерації активної електроенергії s-ї точки вимірювання генераторного пристрою на об'єкті споживача за розрахунковий період, кВт·год.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії обсяг генерації реактивної електроенергії об'єкта споживача визначається розрахунковим шляхом за формулою:

$$WQr_{(0)} = (Q_{ку} + 0,3 \times P_{сд}) \times t, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (13)$$

- де $Q_{ку}$ - сумарна встановлена потужність КУ (в тому числі пристрої КРП, заблоковані з технологічним обладнанням) на об'єкті споживача, кВАр;
 $0,3$ - рекомендований режим роботи високовольтних синхронних двигунів у режимі перекомпенсації з метою компенсації власної реактивної потужності;
 $P_{сд}$ - сумарна встановлена потужність високовольтних (6, 10 кВ) синхронних двигунів на об'єкті споживача, кВт;
 t - кількість годин у розрахунковому періоді, год.

Прийнята по середнім значенням, визначеним із співвідношення часових інтервалів за усереднений місяць:

- де t_k - календарне число годин в розрахунковому періоді, год;
 t_p - кількість годин роботи Споживача за розрахунковий період, год.

Наведені числові значення отримані з умов: рік - 365 днів; вихідних днів - 104; загальнодержавних святкових днів - 11.

В умовах відсутності або недостатності інформації про схеми живлення споживача використовуються середньозважені значення ЕЕРП для ЕП в цілому за формулою:

$$D_{ср} = D1_{ср} + D2_{ср}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (14)$$

- де $D1_{ср}$ - середньозважений ЕЕРП D1 центрів живлення споживачів ЕП від магістральних мереж ЕС;
 $D2_{ср}$ - середньозважений ЕЕРП D2 точок вимірювання споживачів ЕП.
 Розрахунок складової $D1_{ср}$ виконується за формулою:

$$D1_{ср} = \frac{\sum_{k=1}^{K1} (D1_k \times Q_{цж_k})}{\sum_{k=1}^{K1} Q_{цж_k}}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (15)$$

- де $K1$ - кількість центрів живлення розрахункової схеми ЕС, що межують із розрахунковою схемою ЕП;
 $D1_k$ - значення ЕЕРП D1 k-го центру живлення, кВт/кВАр;
 $Q_{цж_k}$ - сумарна реактивна потужність k-го центру живлення, кВАр.

Розрахунок складової $D2_{ср}$ виконується за формулою:

$$D2_{ср} = \frac{\sum_{n=1}^{K2} (D2_n \times Q_{н_n})}{\sum_{n=1}^{K2} Q_{н_n}}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (16)$$

- де $K2$ - кількість точок вимірювання в електронній базі розрахунків ЕЕРП D2;

- $D2_n$ - значення ЕЕРП D2 n-ї точки вимірювання, кВт/кВАр;
 $Q_{н_n}$ - навантаження реактивної потужності n-ї точки вимірювання, кВАр.

6. Споживач до регулювання електричних режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок не залучається. Розрахунок знижки плати ПЗ не проводиться.

7. Розрахункові втрати реактивної електричної енергії в обладнанні технологічних мереж Споживача (трансформатори, лінії, ректори, тощо) в розрахунках за перетікання реактивної електроенергії не враховуються.

8. Обчислення ЕЕРП виконується на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж оператора системи передачі, розподільних мереж оператора системи розподілу і технологічних мереж споживачів електроенергії.

9. Черговий перерахунок ЕЕРП повинен виконуватись один раз на два роки. Нові значення ЕЕРП набувають чинності у січні кожного договірної періоду.

10. Перераховані значення ЕЕРП Оператор системи доводить до відома Споживача/основного споживача письмовим повідомленням.

11. Оплата рахунків за перетікання реактивної електроенергії здійснюється на поточний рахунок Оператора системи на підставі рахунків, наданих Оператором системи або самостійно сформованих електронному вигляді в персональному кабінеті.

За дату оплати рахунка приймається дата зарахування коштів на поточний рахунок Оператора системи.

Термін оплати рахунка, зазначений на платіжному повідомленні, не має перевищувати 5 операційних днів з дня отримання (формування) рахунків Споживачем.

У платіжних дорученнях або інших платіжних (розрахункових) документах має обов'язкове зазначатися така інформація: період, за який проводиться розрахунок, дата та № рахунка, № особового рахунка, сума податку на додану вартість.

12. У разі порушення розрахункового обліку реактивної електроенергії не з вини Споживача або не подання даних про обсяги перетікання реактивної електроенергії в поточному розрахунковому періоді розрахунок здійснюється за середньодобовим обсягом попереднього розрахункового періоду, а в наступні розрахункові періоди – згідно з п. 3.3., 3.6. та 3.10. Методики обчислення плати.

У випадку тимчасового порушення обліку реактивної електроенергії з вини Споживача розрахунок за перетікання реактивної електроенергії здійснюється згідно з п. 3.2, 3.6, та 3.10 Методики обчислення плати.

13. У разі зміни будь-яких умов (даних), що впливають на порядок розрахунку плати за перетікання реактивної електроенергії об'єкта, Споживач зобов'язаний повідомити про це Оператора системи, та ініціювати внесення змін до Додатка.

За надання недостовірної інформації Споживач є відповідальним згідно з чинним законодавством.

14. У разі фіксації значних обсягів генерації реактивної електроенергії у вхідних точках вимірювання на об'єкті споживача з відсутніми пристроями КРП, що може відбуватись за рахунок зарядної потужності кабельних ліній Споживача, транзитних перетікань реактивної потужності через замкнені мережі споживача або ЕП, наявності пристроїв КРП в мережах субспоживачів тощо Споживач повинен надати доступ працівникам ЕП для відповідної інспекції щодо наявності у Споживача або його субспоживачів засобів КРП. У разі відмови Споживача від такої інспекції ЕП нараховує споживачу плату за генерацію реактивної електроенергії.

15. Якщо обсяг споживання активної електроенергії в точці вимірювання розраховується з урахуванням навантаження електроустановок Споживача на рівні мінімально допустимого рівня навантаження схеми, споживання реактивної електроенергії може визначатись згідно методики за умови нульових показників відповідних лічильників.

16. Розгляд спірних питань між споживачами щодо перетікання реактивної електроенергії здійснюється Держенергонаглядом в межах повноважень, визначених чинним законодавством України, або в судовому порядку.

18. В неробочий час конденсаторні установки споживача повинні бути відключені.



Виконавець
Рячик О.В.
(П.І.Б., Підпис)

Погоджені
[Signature]
(П.І.Б., Підпис)

Споживач



Додаток № 11 до 16.07.2019 р.
 До Договору № 0787200
 від 01 2019 р.

Відомість про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії субспоживачів (Оператора системи)

№	Назва об'єкта	Адреса об'єкта	Енергетичний ідентифікаційний код точки розподілу (EIC код)	Придлана потужність кВА (кВт)	Дозволена потужність (кВт)	Власна дозволена потужність (кВт)	Дані приладів обліку					Навантаження втрат в технологічних електричних мережах споживача (€/кв.м)	Ступінь напруги (кВ)	Години роботи в тиждень (робочих днів/год. в день)	
							Місце встановлення засобів обліку	№ приладу обліку	Вид енергії САСР, СГ	Дані розрахункового коефіцієнта					Розр. коэф.
										U-ра	U-т-ра				
[Blank grid area with a diagonal line drawn across it]															

* У випадку замінні розрахункового засобу обліку або трансформатора струму чи напруги, сторонами складається відповідний документ, який вважається невід'ємною частиною договору.

Оператор системи

Пришляк І.Я.

(П.І.Б., підпис) МП

00131587

Виконавець

Купецька В.В.

(П.І.Б., підпис)

Споживач

(П.І.Б., підпис) МП

