



# CONGREGATE

## АНАЛИЗ НА ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ЗА СПОДЕЛЕНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕНЕРГИЯ В ИНДУСТРИАЛЕН И ЛОГИСТИЧЕН ПАРК – БУРГАС

Изготвен от ЕнЕфект, Център за енергийна  
ефективност <https://www.eneffect.bg>



юли 2022

Supported by:



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Climate Action



European  
Climate Initiative  
EUKI

on the basis of a decision  
by the German Bundestag

Проектът **CONGREGATE** е част от [Европейската инициатива за климата \(EUKI\)](#) на германското Федерално министерство на икономиката и опазването на климата (BMWK). Общата цел на EUKI е да се насърчи сътрудничеството в областта на климата в рамките на Европейския съюз (ЕС) с цел намаляване на емисиите на парникови газове.

### **Разграничаване**

За мненията, изложени в тази публикация, отговорност носи единствено авторите. Те не отразяват непременно възгледите на Федерално министерство на икономиката и опазването на климата (BMWK).



# СЪДЪРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	4
1. ПРОУЧВАНЕ НА ТЕКУЩОТО СЪСТОЯНИЕ И ПЛАНИРАНЕ.....	5
2. СТРУКТУРИРАНЕ НА ЕНЕРГИЕН КООПЕРАТИВ .....	7
3. ПРОГНОЗЕН ТОВАРОВ ПРОФИЛ И ЕНЕРГИЕН БАЛАНС, ОТНЕСЕНИ КЪМ ИЛПБ 11	
4. РАЗРАБОТВАНЕ НА ТИПОВИ СЦЕНАРИИ ЗА УСВОЯВАНЕ НА ВЕИ РЕСУРС В ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНА СИСТЕМА.....	14
4.1. Сценарий за фотоволтаична инсталация за собствени нужди .....	14
4.2 Сценарий за снабдяване от ВЕИ в рамките на индустриална зона.....	15
4.3 Сценарий за снабдяване от ВЕИ в рамките на ИЛПБ. Връзка с Анаеробна инсталация с директен кабел.....	18
5. ИЗТОЧНИЦИ НА ФИНАНСИРАНЕ.....	22
6. ИЗВОДИ И ПРЕПОРЪКИ.....	23
Приложение 1. Предварителни въпроси за оценката .....	26
Приложение 2. Аналитични и статистически данни.....	27
Приложение 3. Регламенти за присъединяване на ВЕИ .....	33
Енергиен обект за производство на електрическа енергия от ВЕИ.....	33
Присъединяване на енергиен обект за производство на електрическа енергия от ВЕИ	34
Приложение 4. Затворена електроразпределителна мрежа .....	38
Приложение 5 Примерен модел за коопериране в рамките на ИЛПБ.....	40



## РЕЗЮМЕ

Настоящият анализ обсъжда възможностите, които предоставя обединението на произвеждащи потребители в Енергийни кооперативи, така че да се повиши ефикасността от използване на ВЕИ инсталации за задоволяване на собствените нужди на група индустриални обекти с различни характеристики.

Разгледани са различните модели за използване на ВЕИ за покриване на собствените нужди и е направено заключението, че структурирането на енергиен кооператив е възможно, въпреки че липсва специална нормативна рамка за това.

За нуждите на примерното моделиране на работата на различни обекти в обща група е демонстриран подход за разработване на товаров профил и енергиен баланс, отнесени към обекти в Индустриален и логистичен парк – Бургас (ИЛПБ). На база на резултатите от прогнозното балансово моделиране са изследвани три сценария за усвояване на ВЕИ ресурс в децентрализирана система. Обосновано е заключението, че комбинирането на различни обекти в обща група с използването на възможностите за снабдяване от намиращата се в съседство Анаеробната инсталация с директен кабел има най-добрите технико-икономически показатели.

Разработен е примерен модел за коопериране в рамките на ИЛПБ за определяне на ценовите равнища на електрическата енергия и е предложен подход за разпределяне на инвестиционните разходи между участниците в кооператива. Дадени са препоръки за следващите стъпки за реализация на предлаганата концепция.



# 1. ПРОУЧВАНЕ НА ТЕКУЩОТО СЪСТОЯНИЕ И ПЛАНИРАНЕ

За подготовка на рамката на анализа екипът по проекта се запозна с предварителните материали за Индустриален и логистичен парк – Бургас (ИЛПБ) и направи посещение на място за допълване на информацията. Бяха обсъдени широк кръг въпроси, включително:

- ▶ Общински план по енергийна ефективност: мерки в/около индустриалната зона, оценки на слънчев и вятърен потенциал, ВЕИ инвестиционни намерения;
- ▶ Организация на продажбите на електрическа енергия и топлина от Анаеробната инсталация;
- ▶ Собственост, планове за развитие на свободните парцели в ИЛПБ;
- ▶ Собственост на улиците и електрическа инфраструктура (захранване за осветление, периметрова охранителна система);
- ▶ Наличие на общинска собственост в близост до ИЛПБ;
- ▶ Статут на Бургаското езеро (натура, риболовна зона, промишлени нужди);
- ▶ Планове за изграждане на зарядни станции за електромобили;
- ▶ Местоположение на подстанция на ЕВН;
- ▶ Фактуриране на подаваната електрическа енергия;
- ▶ Ползване на други енергоизточници в зоната (газ, топлоенергия, дървесни отпадъци);
- ▶ Наличие или планове за покривни PV;
- ▶ Заявен интерес за електромобилност/зарядни станции.

След запознаване с предварителните материали за ИЛПБ се установи, че някои от предприятията вече са инсталирали ВЕИ инсталации – фотоволтаици и термopомпи, а други имат планове за изграждане на подобни. Тази информация показва, че в Парка има интерес за развитие в тази посока и проучването може да бъде използвано за обсъждане на различни възможности за развитие.

Специално внимание беше отделено на реализацията на проекта на Община Бургас за изграждане на нова Анаеробна инсталация и на потенциала на такъв обект за децентрализирано производство и потребление.

Във връзка с по-доброто обхващане в анализа на спецификата на ИЛПБ на собствениците на производства и парцели беше предоставен въпросник за проучване на интереса към усвояване на местен ВЕИ потенциал.

**Въпросникът е представен в Приложение 1**



На база на получената обратна връзка се потвърди допускането, че в рамките на ИЛПБ има значим интерес за развитие на ВЕИ проекти, който понастоящем е насочен към реализация на отделни инсталации за задоволяване на собствени нужди и за продажба на електрическа енергия в мрежата.

В настоящото проучване се анализира иновативната възможност за работа в рамките на енергиен кооператив.



## 2. СТРУКТУРИРАНЕ НА ЕНЕРГИЕН КООПЕРАТИВ

Концепциите за развитие на електроснабдяването еволюират в последните години и от централизирана система на производство-пренос-разпределение-потребление все повече се прилагат различни възможности за производство в близост до потреблението, или концепции за децентрализирани системи.

Наличието на мрежова инфраструктура и все още niskият дял на ВЕИ ограничават и затрудняват приложението на концепциите за децентрализирани системи, но те стават все по-актуални с оглед неустойчивите цени на свободния пазар, но и с оглед политиките за нискоемисионна икономика, които са съпътствани с поощрения.

Широкото развитие на концепциите за децентрализирани системи се свързва с прилагане на модели на Енергийни кооперативи или Общности за възобновяема енергия, като в тази насока вече има европейско законодателство, а националното се обсъжда.

Общността за възобновяема енергия, според директива на ЕС<sup>1</sup>, представлява юридическо лице, което притежава и разработва проекти за възобновяема енергия и се основава на открито и доброволно участие и което е независимо и е ефективно контролирано от своите членове, които са разположени в близост до проектите за възобновяема енергия, притежавани и разработвани от тази общност.

Общността за възобновяема енергия извършва поне една от следните дейности – производство, потребление, акумулиране или продажба на електрическа енергия, топлинна енергия и енергия за охлаждане от възобновяеми източници и/или споделя в рамките на общността възобновяема енергия, произведена от проекти, притежавани от общността за възобновяема енергия, включително чрез виртуално нетно отчитане.

„Произвеждащ потребител“ (prosumer) може да бъде дефиниран като краен потребител на електрическа енергия, извършващ дейност в свои помещения или в други помещения, разположени в рамките на същия район, който произвежда възобновяема електрическа енергия за собствено потребление и който може да съхранява или продава собствено произведената възобновяема електрическа енергия. Може да има съвместно действащи произвеждащи потребители. Това може да са най-малко двама съвместно действащи произвеждащи потребители, които са разположени в една и съща сграда или в многофамилна жилищна сграда.

Именно продажбата на електрическа енергия е свързана със сериозни нормативни въпроси, които следва да се доразвият в националното

---

<sup>1</sup> Директива на ЕС за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници 2018/2001 <https://bit.ly/2FHtr6o>



законодателство, с оглед отчитане на спецификата на възобновяемите източници и за по-справедливото отчитане на произведената и потребената енергия от енергийните общности и произвеждащите потребители. В законодателството трябва да се дефинират поне три нови понятия – общност за възобновяема енергия, потребител на собствена електрическа енергия от възобновяеми източници (производител-потребител) и нетно (виртуално) отчитане.

Създаването на общности с търговска цел може да се реализира и по текущото законодателство, като спецификата на производство и потребление от ВЕИ следва да се доразвие за конкретни случаи с промени в ЗЕВИ и ЗЕ, включително като прецизира взаимодействието с мрежовите оператори и измерването на търговското производство на електрическа енергия.

Нов аспект е нетното (виртуално) отчитане, което се развива успоредно с развитие на умните мрежи и дигитализацията при потребителите. Нетно отчитане е текущото изравняване на произведената и потребената електрическа енергия от производител потребител в един и същ обект за производство на възобновяема енергия, собственост на производителя, който е и потребител. Виртуално нетно отчитане е нетно отчитане, при което поне един от обектите, в които се консумира енергията, е различен от обекта, в който се произвежда енергията.

По този начин потребители, които нямат необходимото покривно пространство за производство на соларна енергия например, все пак могат да са част от проект за възобновяема енергия, който е реализиран чрез инсталация в друга точка на присъединяване. Така те могат да приспадат консумираната от тях енергия с произведената енергия, все едно е произведена в техни обекти, като заплащат съответните такси за достъп до мрежата. Чрез виртуалното нетно отчитане може да се управляват енергийните потоци и да се ползват по-ефективно излишъците от електрическа енергия, включително в друго време и на друго място, различно от тези на производството.

Редица европейски държави вече прилагат нетно отчитане. Виртуалното нетно отчитане е регламентирано например в законодателството на Гърция, което също така включва и кооперирането на публични и частни потребители, но и на социално слаби потребители.

В резултат на прегледа на общата рамка може да се определят следните функционални групи, определяни като Енергийни общности:

- ▶ кооперативи;
- ▶ съдружия;
- ▶ тръстове, фондации, НПО;
- ▶ общностни агрегатори (Community Choice Aggregators);
- ▶ обществени предприятия за комунални услуги;
- ▶ публично-частно партньорство (ПЧП) с местни партньори.





В българската законова рамка формите на сдружаване са напълно допустими и се ползват за нуждите на Енергийни общности, например такива има по закона за етажната собственост, но най-разпространени са тристранните договори с участие на потребител, производител (или инвеститор) и търговец.

Крайната цел на анализа е посочване на възможностите за развитие на ВЕИ инсталации в рамките на ИЛПБ и за коопериране на участниците в него. За да се направи преход от общите форми на коопериране към конкретни проектни предложения, по-долу е направен комбиниран преглед на възможностите за сдружаване, съвместно с технологичните и търговските въпроси, приложими за отделните случаи. За тази цел е разработена матрица на възможностите за сдружаване, съставена на база на потенциалните дейности за производство, доставка, разпределение, гъвкавост (съхранение, агрегиране, реагиране на търсенето/demand response), централно отопление, транспорт (споделени автомобили), енергийни спестявания (споделено модернизиране на жилища). Обобщението е представено в таблица 1.

Таблица 1. Матрица на възможностите за сдружаване

Обхват на дейностите	Приложими технологии	Участници за сдружаване	Търговски аспекти	Нормативни въпроси
Електрическа енергия за собствени нужди	PV/други, батерии, управление	Собственици в общ обект, група обекти	Уреждат се с договор за участие	Необходимост от съгласуване промяна в проект по ел. част
Електрическа енергия за собствени нужди и обмен с мрежата	PV/други, батерии, управление, търговско мерене	Собственици в общ обект, група обекти	Необходим е договор с търговец и ЕРП	Необходимост от ЮЛ, което е страна по договорите с търговец и ЕРП
Виртуални централи	ВЕИ генерация Дигитална среда	Инвеститори	Развитие на търговска платформа	Лицензиран търговец и бизнес модел
Услуги за енергийна ефективност	Комбинация от технологии за потребление, производство и управление	Собственици в общ обект, група обекти ЕСКО	Договор за енергиен мениджър и договор с търговец и ЕРП	Цялостен енергиен проект ЮЛ, което е страна по договорите
Предоставяне на комунални услуги	Комбинация от технологии за потребление, производство и управление	Община Индустриална зона ПЧП	Собствена структура за управление	Лицензиране на производство, разпределение, търговия

Следва да се отчете, че все още липсват готови за приложение договорноправни модели за коопериране. Поради все още проходащия модел на енергийно коопериране анализите в рамките на изследователските проекти по въпроса



посочват, че на този етап е ключова водещата роля на Инициатор за коопериране, около който да се присъединяват отделните участници.

Често Инициаторът е движан от по-широки цели от търговска печалба и включва в стратегията си подкрепа за нови ВЕИ проекти, подкрепа за приложение на иновативни технологии, решаване на социални въпроси и др. Това е причината в повечето случаи на цитирани енергийни кооперативи, местните общини да играят водеща роля. В тези случаи специфичната роля на общините обхваща:

- ▶ финансиране или гаранции за нови проекти;
- ▶ създаване на благоприятна среда, вкл. изискване към инвеститорите да залагат цели за гражданско участие в проекти;
- ▶ достъпна информация;
- ▶ обществени поръчки за изкупуване на общностно произведена енергия;
- ▶ членство в кооператив;
- ▶ предоставяне на административна помощ и др. Нефинансови ресурси за гражданите.



### 3. ПРОГНОЗЕН ТОВАРОВ ПРОФИЛ И ЕНЕРГИЕН БАЛАНС, ОТНЕСЕНИ КЪМ ИЛПБ

Важен елемент при анализ на възможностите за снабдяване с електрическа енергия от ВЕИ е изготвянето на прогнозен товаров профил, който да се съпостави с възможното производство на електрическа енергия от ВЕИ.

В рамките на Индустриален и логистичен парк Бургас работят консуматори с различен товаров профил.

За по-голямата част от обектите в ИЛПБ е налична обща информация за заявена мощност на присъединяване и месечна консумация. За някои обекти има данни за разпределението на консумацията по часови зони, а за някои обекти има часова използваемост за избрани месеци.

На тази база са направени общи заключения за профила на потребление, които се свеждат до:

- ▶ разнообразни обекти по ниво на консумация (от 20 до 500 kW присъединена мощност),
- ▶ разнообразни обекти по режим на консумация, но преобладават тези с интензивно дневно потребление.

**В Приложение 2 е представена обработката на данни и съставяне на товарови профили и енергиен баланс за избрани обекти на площадката на ИЛПБ**

За три обекта са изготвени илюстративни месечни товарови графици на база на данни от реална фотоволтаична централа в Южна България за 2021 г. и данни за профила на потребление. Там, където липсват данни за часовия профил на потребление, са използвани данни за профили на потребление, изготвени от ЕРП ЮГ.

Понастоящем за клиентите, присъединени на ниско напрежение, търговците на свободния пазар предлагат ценообразуване на доставяната електрическа енергия на база на СТП. Те са одобрени от КЕВР и имат за цел улесняване при агрегирането на голям брой графици и прогнозиране на профила на крайното потребление. Използваните СТП за анализа са тези на ЕРП ЮГ ([https://elyug.bg/Customers/free\\_market/Standardized\\_load\\_profiles.aspx](https://elyug.bg/Customers/free_market/Standardized_load_profiles.aspx)):

Профили за 2021 г.

- ▶ Стопански клиент общ профил, G0
- ▶ Стопански клиент с интензивно дневно потребление ( 8.00-18.00 ч.), G1
- ▶ Стопански клиент с интензивно вечерно потребление (18:00-22:00 ч.), G2



- ▶ Стопански клиент с интензивно нощно потребление (18:00-08:00 ч.), G3.

Профили за 2022 г.

- ▶ Небитови клиенти с до 10% потребление на нощна енергия, G0
- ▶ Небитови клиенти с потребление на нощна енергия от 10 до 20%, G1
- ▶ Небитови клиенти с потребление на нощна енергия от 20 до 30%, G2
- ▶ Небитови клиенти с потребление на нощна енергия над 30%, G3.

Стандартизираните товарни профили (СТП) отразяват базовото потребление и върхово потребление в два часови интервала (06-22 и 08-20), но реалното управление на товарите се основава на повече зони. В случая с обектите в ИЛПБ е установено, че най-често товарният профил се доближава до СТП с общ профил, (G0) и такъв с интензивно дневно потребление (G1), които са използвани в случаите с липса на часови данни.

В резултат на обработката на статистическите данни и направен енергиен баланс е направена оценка на ефективността на използване на примерна фотоволтаична инсталация.

За да се анализира ефективността на фотоволтаична инсталация, отнесена към конкретен случай, са проиграни по два варианта за мощност на фотоволтаична инсталация за 4 обекта. Последният обект е условен и съответства на виртуален обект с кумулативна мощност от няколко обекта в ИЛПБ. Резултатите от обработката на данни са показани в Приложение 2, а в таблица 2 е показано обобщение с оценка на ефективността.

Таблица 2 обобщение на обработка на данни за обекти в ИЛПБ

Обект	Присъединена мощност	мощност на PV	доставена ел. енергия от мрежата	неизползвана ел. енергия от PV	използвана ел. енергия от PV
Админ. на ИЛПБ	23 kW	30 kWp	41%	54%	59%
		60 kWp	33%	74%	67%
Реален обект 1	70 kW	30 kWp	65%	26%	35%
		60 kWp	47%	44%	53%
Реален обект 2	375 kW	200 kWp	65%	26%	35%
		400 kWp	52%	52%	48%
Условен обект	1 300 kW	1 300 kWp	42%	42%	58%
		2 000 kWp	34%	57%	66%

Ефективността на използване на фотоволтаична инсталация се определя от два параметъра: 1) каква част от собствените нужди се задоволява от нея; 2) за какво



се използва неизползваната на място електрическа енергия, произведена от фотоволтаичната инсталация.

На база на обработените данни и анализа могат да се направят следните заключения:

- ▶ при разполагане на PV инсталация, която е с по-нисък капацитет от присъединената мощност на производствения обект, по-голямата част от произведената енергия от ВЕИ се използва, но като цяло тя покрива по-ограничен дял от нуждите на обекта, т.е. доставките от мрежата и разходите за тях са високи;
- ▶ при разполагане на PV инсталация, която е с по-висок капацитет от присъединената мощност на производствения обект, нараства частта от произведената енергия от ВЕИ, която не се използва и трябва да се отдава навън. Въпреки това инсталацията покрива по-висок дял от нуждите на обекта, т.е. доставките от мрежата и разходите за тях намаляват.

Основният извод е, че за постигане на ефективност от работа на PV инсталация тя трябва да бъде комбинирана с други приложения, като:

- ▶ продажба в мрежата – при този подход се използва напълно произвежданото количество електрическа енергия, но не може да се постигнат добри финансови показатели, тъй като управлението на изкупуването (прогнозиране на производството) и балансирането са предоставени на друго лице, което има достъп до пазара;
- ▶ комбиниране с друг инертен потребител в обекта – такива са термопомпи, батерии или други индустриални процеси, при които потреблението може да бъде управлявано. Този подход може да е ефективен, ако вече има изградени такива консуматори, но ако се планира тяхното допълнително изграждане, инвестициите общо ще нараснат значително и не може да се постигне приемлива норма на възвращаемост;
- ▶ комбиниране с други потребители, в близост до обекта – при този вариант може да се използват както различните товарни профили на отделните обекти, така и по-голямото разнообразие от консуматори. В такъв случай се ограничава нуждата от допълнителни инвестиции, а се повишава използваемостта на инсталацията на място.

Следва да се подчертае, че използването на ВЕИ инсталация на място намалява не само преките разходи за активна електрическа енергия, но и тези за мрежови услуги и допълнителни такси.

По-конкретно тези възможности ще бъдат обсъдени в следващата точка 4.



## 4. РАЗРАБОТВАНЕ НА ТИПОВИ СЦЕНАРИИ ЗА УСВОЯВАНЕ НА ВЕИ РЕСУРС В ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНА СИСТЕМА

### 4.1. Сценарий за фотоволтаична инсталация за собствени нужди

Този сценарий има най-голямо разпространение и се прилага за все повече индустриални обекти на първо място за задоволяване на собствени нужди от фотоволтаични инсталации.

Това разпространение се дължи, както на облекчените процедури за присъединяване и изграждане, така и на възможностите за получаване на финансова подкрепа.

Вече има десетки приложения в индустриални обекти на фотоволтаични инсталации за собствени нужди, но поради променливия характер на произведената от тях енергия, те се използват частично, като се комбинират с договори за изкупуване на част от произведената енергия. Поради необходимостта от продажба на излишната енергия, но и поради възможностите за финансиране от трета страна, повечето индустриални проекти се реализират на база на ЕСКО договори с мрежовите дружества. Такива проекти обикновено са на големи индустриални потребители – циментови заводи, фармацевтични компании, химически заводи и др. При тези проекти производството на място обикновено може да покрие по-малко от 20% от потреблението. Например проектът на Аурубис България за фотоволтаична инсталация, която компанията изгражда в Пирдоп за собствено потребление, е с мощност 10 MW, като с нея се покриват 2,5% от годишното потребление на електроенергия на завода в Пирдоп.

При малки системи или използване на ВЕИ с малък капацитет адаптацията им към съществуващата система е опростено. Въпреки това при съществуващи обекти, когато се интегрира ВЕИ с капацитет над 30 kW се налага оценка на съответствието на проектните части, най-малко Конструктивна, Електрическа и ОВК, а при по-големите системи е необходимо цялостно проектиране.

Във всички случаи е необходимо да се осигури изпълнение на инвестиционен проект относно инсталиране на генерираща мощност, съоръжения за трансформиране и пренос на електрическа енергия с необходимите стандартизирани параметри, монтиране на средства за управление и контрол в централата.

Следва да се отбележи, че понятието „ВЕИ с малък капацитет“ е твърде условно и се третира по различен начин в приложимата у нас нормативна уредба.



Референциите към приложимата нормативна уредба по този въпрос са представени в **Приложение 3. Регламенти за присъединяване на ВЕИ.**

Във връзка с дискусията за разширяване на облекчените режими за реализация на ВЕИ проекти следва да се отбележи, че според Директива (ЕС) 2018/2001 само уведомителен режим следва да се ползва при инсталации до 50 kW, когато не ползват трифазно присъединяване и когато сигурността на мрежата е гарантирана.

Това показва, че въпреки желанието за ускоряване на процесите по изграждане на нови ВЕИ, прилагането на общите системни принципи ще се запази в обозримо бъдеще.

## 4.2 Сценарий за снабдяване от ВЕИ в рамките на индустриална зона

Задоволяването на нуждите на крайните потребители от електрическа енергия, произведена от ВЕИ, все по-често ще се реализира на база на децентрализирани решения. В тази връзка вече ясно се открояват следните три категории производители на електрическа енергия от ВЕИ:

- ▶ тези, които изграждат генериращи мощности с цел продажба на електрическа енергия от ВЕИ на пазара (utility installations),
- ▶ тези, които използват произведената от ВЕИ енергия само за собствено потребление, без да продават (подгрупа на тази категория са консуматорите, които изцяло използват собствен източник или „off-grid“),
- ▶ тези, чиято цел е както да задоволяват собственото потребление, така и да продават излишъка от произведената енергия (Prosumers).

Тези три категории се различават по отношение на процеса на присъединяване към мрежата, възможната им роля като ползватели на тази мрежа, както и на статута им като търговски участници на пазара на електрическа енергия. Например обектите с инсталации за собствено потребление, които работят в паралел с мрежата, а не са „off grid“, поради което е необходимо да се определи оптимална схема за присъединяване и изследване на стойностите на захранващото напрежение на съществуващите консуматори, което най-добре се извършва с използване на специализиран софтуер.

У нас комбинирането на потребители в обща група за производство и потребление на електрическа енергия все още е изключение.

Засега могат да се предложат примери:

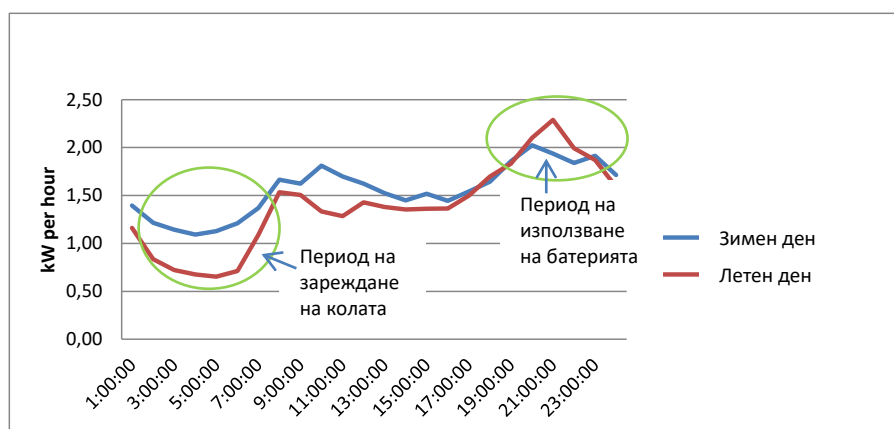


- ▶ за обединение на потребители за покриване на общи разходи – такива са етажните собствениости или потребителите с площи в търговските сгради тип МОЛ;
- ▶ обединение на потребители, които имат изградена обща енергийна инсталация – такива има при етажните собствениости, като произведената енергия се продава, а получените суми се използват за покриване на общите разходи;
- ▶ обединение на производител от ВЕИ и отдалечен потребител през мрежата – това са примери за целеви ВЕИ договори.

Вече се работи по комбиниране на потребители в обща група за производство и потребление на електрическа енергия по модела „след електромера“, при което управлението на производството и потреблението в групата се осъществява от интелигентни системи. На настоящия етап публичната информация за тези проекти е твърде оскъдна.

Практиката в Европа все по-често обхваща комбинация на ВЕИ приложения, която включва електромобилност. Типичният електрически автомобил днес изминава 300 km след зареждане, но в градските райони колите се използват само за около 100 km пробег в работни дни, като същото се отнася и до използване на електрическа мобилност в предприятията. Това показва, че има неизползван електрически капацитет в батерията до края на деня, когато колата обикновено е паркирана за през нощта. При мрежови капацитет с мощност до 15 kW може да се монтират зарядни станции с мощност 7 kW, но и в периодите на пик натоварвания спестената енергия в акумулатора на автомобила може да се използва като собствен източник на електроенергия. Типичната крива на натоварване може да бъде взета от стандартизирания профил на натоварване, разработен от ЕРП, както е показано на фигура 1.

Фигура 1. Пример на комбинирано използване на електромобил на база на СТП





Вижда се, че комбинирането на батерията на електромобила със задоволяване на потреблението във върхови часове може да има финансова изгода. Включването към тази комбинация и на фотоволтаична инсталация също може да допринесе за подобряване на общата ефективност на вътрешната система, но вече е наложително да се използват елементите на умна мрежа и специализиран софтуер за управление.

На база на прегледа на различните приложения вече ясно се виждат основните проблеми, пред които са изправени този вид проекти, а именно:

- ▶ изборът и внедряването на хардуер и софтуер за управление на производството и потреблението;
- ▶ изборът на бизнес модел, който включва договор, съгласно приложимата нормативна база, и подход за разпределяне на приходите и разходите, който съответства на счетоводните стандарти.

Въпреки че имат своите специфични особености, изборът и внедряването на хардуер и софтуер за управление на производството и потреблението вече имат конкретни решения. Инженерните задачи, които се решават за въвеждане на интелигентно управление на енергийните потоци както за отделен обект, така и за група обекти, изискват разполагане на средства за измерване и обмен на данни до основните агрегати, които потребяват електрическа енергия и до тези, които произвеждат електрическа енергия. Следващата стъпка е внедряване на адекватна система за електрозахранване, която позволява захранване от собствен ВЕИ източник и от мрежата, в зависимост от приложимите решения.

При малки системи или използване на ВЕИ с малък капацитет, адаптацията на интелигентната система не изисква промяна в проекта, но както беше посочено по-горе, когато се интегрира ВЕИ с капацитет над 30 kW се налага оценка на съответствието на проектните части, най-малко Конструктивна, Електрическа и ОВК.

От Народното събрание е приет ЗИД на ЗЕВИ<sup>2</sup> за облекчаване на процедурата по изграждане на ВЕИ върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности и върху недвижими имоти към такива сгради в производствени зони с обща инсталирана мощност до 5 MW включително, в случаите когато те се ползват за собствени нужди. Според ЕРП такава висока присъединена мощност все пак налага съгласуване за да се гарантира стабилността на доставките на локално ниво.

---

<sup>2</sup> Закон за допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници. (Обн. ДВ, бр. 42 от 7 юни 2022 г.). Производство на ел. енергия от инсталации с мощност до 5 MW за собств. нужди и за мрежата. Произтичащи допълнения на Закона за устройство на територията (ЗУТ) – чл. 124 - Създаване, обявяване и одобряване на устройствените планове; чл. 137 – Категоризиране на строежите – трета категория; чл. 137 (т. 14а).



Обсъждането на възможностите за разширяване на обхвата на приложение на целево енергийно управление на обект с производство и консумация на електрическа енергия показва, че развитието им е свързано с прилагане на концепциите за интелигентната мрежа.

Референциите към приложимата нормативна уредба по този въпрос са представени в **Приложение 4. Затворена електроразпределителна мрежа.**

Въпросът с избора на бизнес модел, който включва договор съгласно приложимата нормативна база, е обсъден по-долу.

### 4.3 Сценарий за снабдяване от ВЕИ в рамките на ИЛПБ. Връзка с Анаеробна инсталация с директен кабел

Разглежданите по-горе възможности за снабдяване от ВЕИ на отделни промишлени обекти вече се осъществяват в рамките на ИЛПБ от обекти със собствени фотоволтаични инсталации и геотермия. Те се осъществяват по модела за задоволяване на собствени нужди и за продажба. Голям е броят на онези предприятия, които заявяват интерес за участие при развитие на нови ВЕИ проекти.

За обосноваване на конкретни предложения за коопериране се отчитат следните особености в резултат на развитието на ИЛПБ:

- ▶ Площадката е захранена през мрежата средно напрежение на ЕВН (с изключение на едно предприятие, което е присъединено към ЕСО).
- ▶ Част от обектите са захранени през трафопост на ЕВН, а част – през собствен трафопост.
- ▶ Доставка на активна електрическа енергия е в рамките на свободния пазар от различни търговци.

В т. 3 по-горе бяха представени данни за текущото потребление в ИЛПБ и моделиране на ефекта от снабдяване на отделен обект от фотоволтаична централа. Направен бе изводът, че повишаване на ефикасността на ВЕИ инсталациите може да се постигне при комбиниране на различни обекти в рамките на площадката.

Поради наличието на вече развита инфраструктура и създадени договорни взаимоотношения от различен характер, възможностите за коопериране на широк кръг обекти са ограничени. На база на анализ на алтернативите тук се обсъждат два модела:

При вариант, когато Енергийният кооператив управлява самостоятелно проекта, е необходимо:



- ▶ разработване на финансово-технологичен модел на производство и разпределено потребление;
- ▶ разработване на проект за разпределение на произведената електрическа енергия до всеки потребител в кооператива, включително предвиждане на средства за измерване;
- ▶ разработване на правила за експлоатация и контрол на енергийните потоци.

В началото е препоръчително потреблението да надвишава значително производството, за да може да се приложи модел на справедливо разпределение на приходите спрямо разходите.

Един пример за реализация на съвместен проект между "n" обекта в рамките на една зона (ИЛПБ) е свързан с разполагане на PV инсталации на покривите на "m" обекта (при което  $m < n$ ). Инвестицията за разполагане на PV инсталации, допълнително окабеляване и инсталиране на междинни измервателни и контролни точки се осигурява от условно дружество SPV-A. SPV-A формира цена, включваща възстановяване на инвестицията (за срок от около 10 г) и оперативни разходи, но без да формира печалба. Разпределението на произведената електрическа енергия става на база на предварително зададена йерархия, а се заплаща след месечно изравняване и при прилагане на твърда цена.

Оптималната йерархия при използване на произведената електрическа енергия включва следните нива:

- ▶ Ниво 1 – използване на произведената електрическа енергия в рамките на обект с PV инсталация на покрива, т.е. за покриване на собствени нужди;
- ▶ Ниво 2 – използване на произведената електрическа енергия в рамките на друг обект между "n-1" участниците в SPV-A;
- ▶ Ниво 3 – използване на произведената електрическа енергия за зареждане на батерия (това ниво може да се появи на следващ етап и е свързано с формиране на друга цена за ползване на съхранена в батерията електрическа енергия).

Стремежът е да се постигне бизнес модел, при който произведената електрическа енергия в рамките на SPV-A, без да се изнася в мрежата, и с прилагане на виртуално нетно отчитане. Цените на SPV-A следва да са по-ниски от тези при доставки от мрежата (които включват активна електрическа енергия, мрежови услуги и такси). Това ще гарантира, че заявките за използване на произведената електрическа енергия в рамките на SPV-A ще надвишават генерираното количество.

Участниците в SPV-A запазват свободата да договарят доставки на електрическа енергия от мрежата, доколкото тези доставки се осъществяват през търговски електромер, а разпределението на произведената собствена енергия се извършва преди електромера.



Разработването на такъв модел изисква задълбочено познание и наличие на квалифициран персонал поне при един от участниците в кооператива. На база на тези познания и компетенции ще се подготвят договори между участниците, но и такива с доставчици, проектантите и с мрежовото дружество. Последното следва да бъде информирано и да съгласува проектите за промяна в част Електрическа на съответните обекти, участващи в SPV-A.

Съществува възможност за привличане на мрежовото дружество, като фасилитатор. Подобна възможност се основава на наличието на мрежова инфраструктура и компетентност при съответното ЕРП. В този случай Енергийният кооператив дефинира планираните ВЕИ мощности за изграждане и ангажимента за потребяване на произведената енергия, но прехвърля ролята на технически и финансов координатор на съответното ЕРП и на неговия търговец, при което намалява необходимостта от инвестиции за мрежови услуги или за поддържане на собствен квалифициран персонал.

Привличането на ЕВН като партньор за изграждане на такъв кооператив ще осигури необходимата квалификация и инфраструктура, с което ще спомогне за оптимизиране на разходите.

Опитът досега показва, че такъв тип съвместни проекти е свързан с доверие между участниците (на база на прозрачни процедури за финансово участие и разпределение на ползите), но и с наличие на обединяваща фигура. В този смисъл е предложен и следващият модел с участие на община.

При модел Б Община Бургас се явява иницираща страна, като се ангажира с предоставяне на резултата от инвестицията в Анаеробна инсталация, чрез договор с обекти в ИЛПБ за снабдяване с електрическа енергия от ВЕИ с директен кабел.

Технологично, анаеробната инсталация може да работи в режим на променливи доставки на електрическа енергия и да захранва два и повече потребителя в ИЛПБ. При това потребителите остават свързани с основната мрежа на ЕРП и ползват енергия от ВЕИ съобразно договорения график. Доставките от ВЕИ с директен кабел имат следните предимства:

- ▶ сертифицирана доставка от ВЕИ;
- ▶ намаление на разходите за мрежови услуги и допълнения като „задължение към обществото“;
- ▶ прехвърляне на отговорността за управление на трета страна.

За Община Бургас този модел позволява да се сключи договор за доставка директно с потребител, като се избегне необходимостта от работа с търговец. От друга страна е необходимо да се развие допълнителна компетентност за управление на енергийни доставки.

Този модел може да се надгражда с привличане на производители от ИЛПБ, които влизат в кооператива със собствени фотоволтаични инсталации, като предоставят



„излишната“ електрическа енергия при условията, при които работи основният доставчик – Община Бургас.

Следва отново да се подчертае, че всеки от моделите се сблъсква с критични технологични въпроси, за които е необходима допълнителна компетентност и/или инфраструктура. При решаването на критични технологични въпроси може да се търси въвеждане на допълнителни иновативни технически решения или да се прехвърли отговорността на трета страна, например по отношение на:

- ▶ Балансирането на товарите:
  - чрез батерии/зарядни станции
  - чрез договор с търговец.
  
- ▶ Използването на мрежова инфраструктура и измерване:
  - чрез изграждане на паралелна електрическа система
  - чрез договор с ЕРП.

**В Приложение 5 е представен пример с оценка на разходи и крайни цени на електрическата енергия за този вариант.**



## 5. ИЗТОЧНИЦИ НА ФИНАНСИРАНЕ

Основният източник на финансиране на Енергийните кооперативи са инвестициите, направени от неговите учредители.

Във връзка с политиките на ЕС за подкрепа на изграждането на децентрализирани системи с участие на ВЕИ може да се ползват и следните финансови източници:

- ▶ Национални програми – мерките по националния План за възстановяване и устойчивост включват редица възможности за финансиране на проекти с ВЕИ, които изискват самоучастие. Такова финансиране може да се интегрира в обща концепция за енергиен кооператив, но такъв следва да се изгради преди кандидатстването за финансиране.
- ▶ Национални фондове – на първо място тук се поставя финансиране от Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“, който е насочен към такъв тип проекти. В тази категория са и програмите на банковите институции, които отпускат кредити за ВЕИ проекти и енергийна ефективност – например ББР.
- ▶ Зелени облигации – дават възможности за набиране на значителен заемен капитал, който да бъде инвестиран в мерки за енергийна ефективност, в т.ч. и ВЕИ. Финансирането е обвързано с постигане на определени технически критерии и цели, енергийни спестявания и намаляване на емисиите на вредни газове. Те са приложими основно към общински проекти и влизат в състава на кумулативния обем общински дълг.
- ▶ ЕСКО договори – добре развит механизъм, по който ЕРП се явяват заинтересована страна за финансиране и споделяне на резултата. Отново Енергийният кооператив следва да бъде структуриран предварително, за да преговаря за финансиране.
- ▶ Енергийно ефективни („зелени“) ипотeki – този финансов инструмент позволява да се получи финансиране при по-изгодни условия, ако изпълнява мерки за повишаване на енергийната ефективност и може да се ползва при структуриране на енергиен кооператив.

В общият случай достъп до финансиране може да се осигури, след като рамката на енергийния кооператив е разработена в детайли, включително:

- ▶ участници и техния ангажимент;
- ▶ инвестиционен план;
- ▶ план за управление на приходите и разходите;
- ▶ рамкови договори.



## 6. ИЗВОДИ И ПРЕПОРЪКИ

- 1) Реализацията на самостоятелни мерки за внедряване на ВЕИ инсталации за собствени нужди има ограничен ефект и е свързана с продажба на електрическа енергия през мрежата. Ефикасността от инвестицията зависи от възможностите за управление на товарния график на място. В този случай е необходим договор с трета страна – търговец на електрическа енергия.
- 2) Сценариите за работа във формата на „Енергиен кооператив“ дава възможност за пълно използване на произведената енергия на място. Същевременно кооперирането в съществуваща индустриална зона следва да отчита установените условия и ограничава възможностите за мащабно коопериране. Наличието на ВЕИ обект на Община Бургас в близост – Анаеробна инсталация, дава възможност за развитие на уникално коопериране с прилагане на възможността за доставка с директен кабел.
- 3) В рамките на проучването беше отбелязано, че Община Бургас има планове за изграждане на нова индустриална зона в южната част на града. Това дава основание да се разглежда концепция за развитие с акцент върху ВЕИ и оптимално енергийно управление на товарите при коопериране в нова индустриална зона, което да се основава на предварително определени условия за развитие на площадковата инфраструктура, както и ангажименти за поддържането ѝ.
- 4) И в двата случая са приложими варианти за самостоятелни или съвместни инвестиции във ВЕИ, кабелна инфраструктура, зарядни станции, батерии и др. В тези случаи се прилагат разпоредбите на Закона за енергетиката (чл. 117, 119 и 35а), Закона за енергията от възобновяеми източници (чл. 30 и 31) и Наредба № 6 за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи.
- 5) От анализа на статистическите данни за извадка от обекти в ИЛПБ се виждат техническите преимущества за комбиниране на товарите графици на различни потребители, което е добра основа за управление на енергийните потоци, оптимизиране на графици и вътрешно самобалансиране.
- 6) Сегашната нормативна уредба дава възможност за правна регламентация на съвместни форми на работа на група обекти. Технологичната обвързаност е свързана с детайлен анализ на мрежовите връзки, което най-добре може да се постигне при координация на плановете с местното ЕРП.
- 7) В случая с нова индустриална зона може да се планира използването на определенията по Закона за индустриалните паркове от 8 март 2021 г. и условията за реализация на затворена електроразпределителна мрежа.



- 8) Възможните преимущества от развитие на ВЕИ и енергийни решения в индустриалната зона обхващат:
- ▶ приходи от продажби на електрическа енергия;
  - ▶ постигане на прогнозируеми цени за потребление на електрическа енергия;
  - ▶ оптимизация на потреблението на електрическа енергия;
  - ▶ намаляване на разходи за мрежови услуги и добавки към доставяната електрическа енергия;
  - ▶ създаване на условия за използване на нови технологии;
  - ▶ маркировка за екологично производство.
- 9) Препоръчва се следната последователност за подготовка и реализация на вариант за енергиен кооператив, с водеща роля на Община Бургас:
- 9.1. Установяване на участниците в инициативата, с които Община Бургас подписва рамково споразумение за сътрудничество с крайна цел „Създаване на Енергиен Кооператив ИЛПБ“
  - 9.2. Подготовка на Техническо задание за проучване и идейно проектиране и възлагане на дейността

В рамките на тази стъпка Община Бургас за своя сметка предприема действия за уточняване на техническите параметри и възлагане на дейността по детайлно проучване на товарните графици на участниците в инициативата, условията за управление на основни агрегати, условията за разполагане на фотоволтаични инсталации, условията за мрежово свързване на участниците. Идейното проектиране следва да посочва поне три варианта, включително вариант с използване на съществуващата мрежа на ЕВН. Идейното проектиране съдържа енергиен одит, който дава оценка за енергийните спестявания и намалението на въглеродния отпечатък при различните варианти.

### 9.3. Избор на вариант

В рамките на тази стъпка участниците в инициативата взимат решение за оптимален вариант за реализация на инициативата. Препоръчително е провеждане на преговори с трети страни по компетентност – например с ЕВН или с независим търговец, което ще позволи да се намери най-оптимален вариант за управление на Кооператива.

### 9.4. Учредяване на Енергиен кооператив на база на съществуващата законова рамка (ДЗЗД)

Участниците в инициативата се ангажират с първоначално финансиране както на учредяването на Кооператива, така и на Работно проектиране за реализация на необходимите инвестиции. На този етап се разработват





правила за разпределяне на произведената енергия в рамките на Кооператива.

#### 9.5. Финансово структуриране на проекта

При тази стъпка се взема решение за самоучастие и привличане на заеман капитал или кандидатстване по програми.



## Приложение 1. Предварителни въпроси за оценката

Обратната връзка с фирмите в рамките на ИЛПБ беше получена на база на следните въпроси:

- ▶ Включена ли е политика за опазване на околната среда и намаляване на въглеродния отпечатък в стратегическите документи на фирмата?
- ▶ Има ли фирмата изградена ВЕИ инсталация, и ако Да, то какви параметри има тя – тип, инсталирана мощност, използване за собствени нужди или продажба или и двете?
- ▶ Има ли фирмата планове/интерес за изграждане на ВЕИ инсталация – покривна фотоволтаична инсталация, термopомпена инсталация с използване на геотермия, батерии?
- ▶ Какъв е (или какъв би бил) интересът на фирмата за използване на енергията от ВЕИ – собствени нужди или продажба или и двете?
- ▶ Какъв е нормалният производствен режим във фирмата – сменност (едносменен, двусменен, трисменен), седмично (5, 6, 7-дневна работна седмица), сезонност?
- ▶ Има ли фирмата отговорно лице на щат с квалификация за електрически мрежи/ ОиВ инсталации?



## Приложение 2. Аналитични и статистически данни

В района на гр. Бургас има подходящи условия за производство на електрическа енергия от фотоволтаични инсталации, което се потвърждава от метеорологичните данни на NASA Surface Meteorology and Solar Energy:

- ▶ Средна дневна радиация върху хоризонтална повърхност, kWh/m<sup>2</sup>/day (за 10 годишен период)

Ян	Февр	Март	Апр	Май	Юни	Юли	Авг	Септ	Окт	Ное	Дек
1,60	2,22	2,98	4,26	5,26	5,94	6,23	5,60	4,32	2,75	1,70	1,33

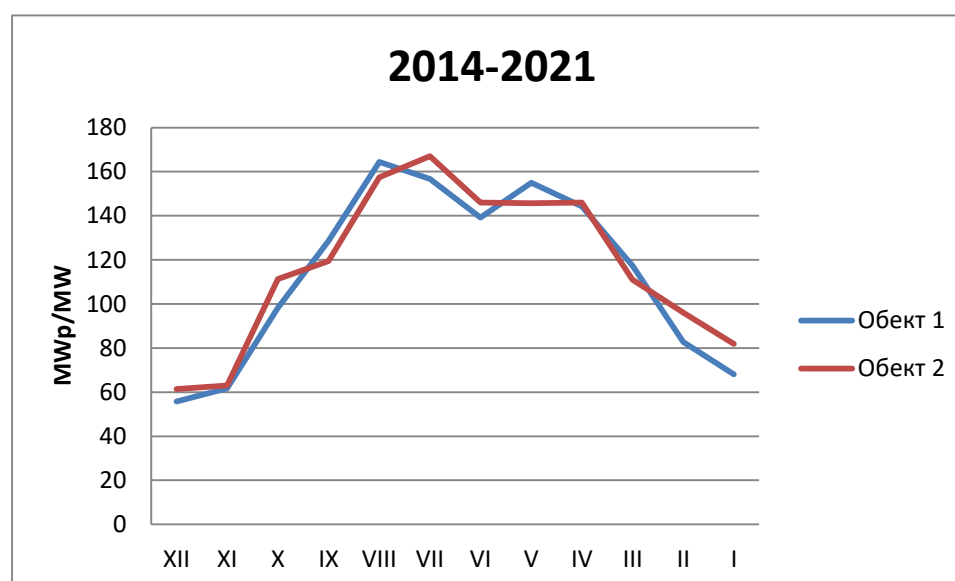
- ▶ Средна температура (°C) (за 10 годишен период)

Ян	Февр	Март	Апр	Май	Юни	Юли	Авг	Септ	Окт	Ное	Дек	Средно годишно
0,47	1,65	5,80	11,2	15,6	20,2	23,2	23,0	18,7	12,1	6,19	1,29	11,7

Обработената статистика за два обекта, работещи в района на гр. Бургас, които имат инсталирана мощност над 1 MWp, показват постигане на ефективна часова използваемост на инсталираната мощност 1380 часа годишно, което е много добър показател за страната.

На следващата фигура П-2.1 е показан месечният добив на енергия за период от седем години и показва типичните високи стойности през летните месеци и ниско производство през зимата.

Фигура П-2.1. Агрегирани данни за производство на електрическа енергия от реални фотоволтаични инсталации в община Бургас

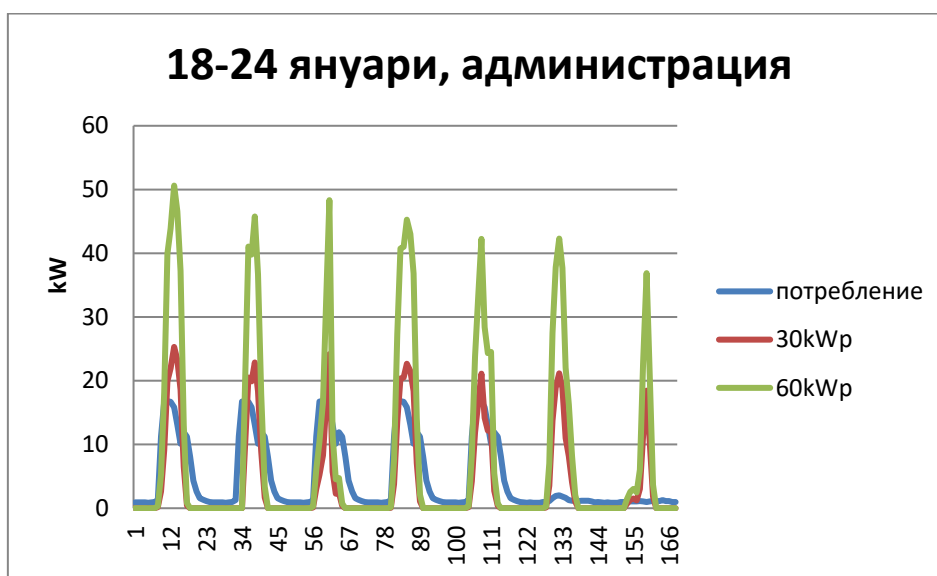


Във връзка с разработване на конкретни анализи, приложими за ИЛПБ, са изготвени илюстративни месечни товарови графици за три обекта, на база на производствени данни от реална фотоволтаична централа в Южна България за 2021 г. и данни за профила на потребление. Там, където липсват данни за часовия профил на потребление, са използвани данни за профили на потребление, изготвени от ЕРП ЮГ.

На Фигури П-2.2, 2.3 и 2.4 са показани примери за баланс между производство от различни по капацитет PV инсталации и потреблението на административната сграда в ИЛПБ.

Фигура П-2.2 представя пример за баланса при седмица със слънчево греене, когато дневният товар успешно се покрива от PV инсталация с капацитет около максималното потребление, а през почивните дни има излишъци.

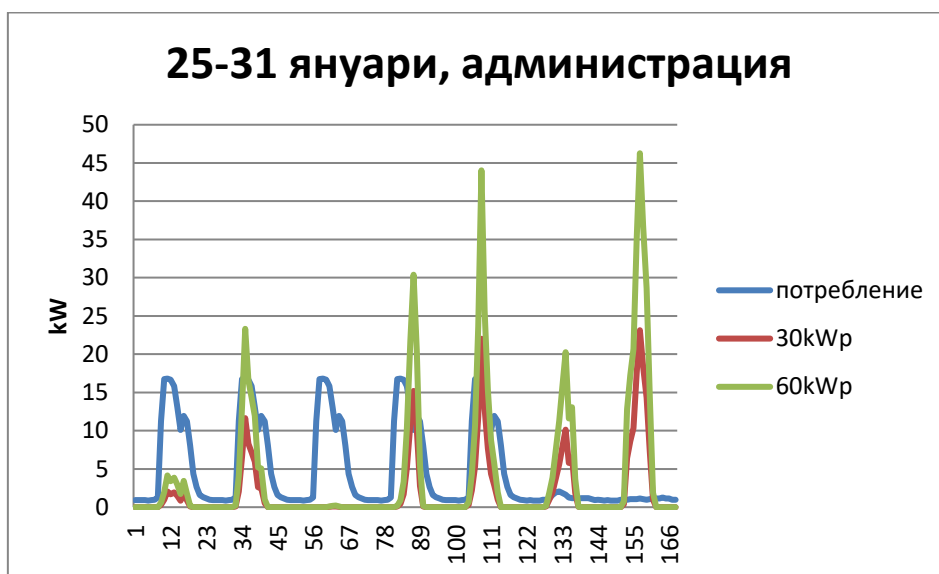
Фигура П-2.2. Баланс при седмица със слънце греене



Фигура П-2.3 представя пример за баланса при седмица със слабо слънчево греене, когато дневният товар не може да се покрие дори от PV инсталация с капацитет над максималното потребление, но през почивните дни има излишъци.



Фигура П-2.3. Баланс при седмица със слабо слънце греене



Фигура П-2.4 представя пример за баланса при типична лятна седмица със слънчево греене, когато дневният товар успешно се покрива от PV инсталация с капацитет около максималното потребление, а през почивните дни има значителни излишъци.

Фигура П-2.4. Баланс при типично лятна седмица

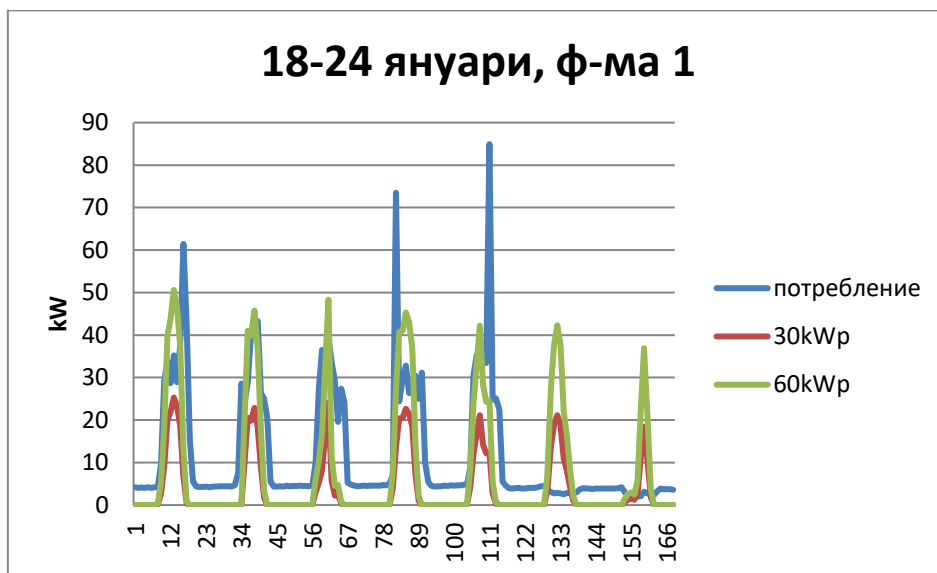


На Фигури П-2.5, 2.6 и 2.7 са показани примери за баланс между производство от различни по капацитет PV инсталации и потреблението на една от фирмите в зоната.



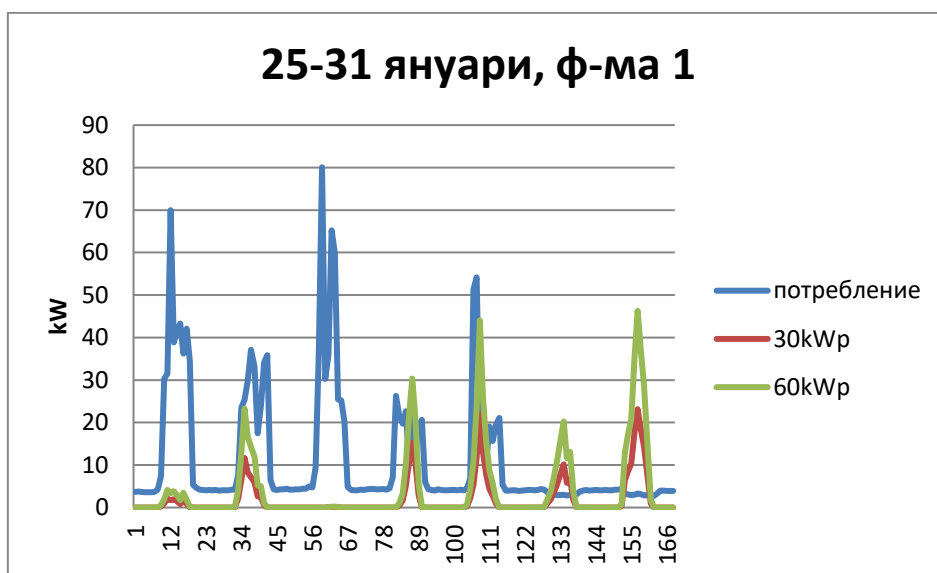
Фигура П-2.5 представя пример за баланса при седмица със слънчево греене, когато дневният товар се покрива от PV инсталация с капацитет около средното потребление, но не покрива пиковото потребление. През почивните дни има излишъци.

Фигура П-2.5. Баланс при седмица със слънце греене



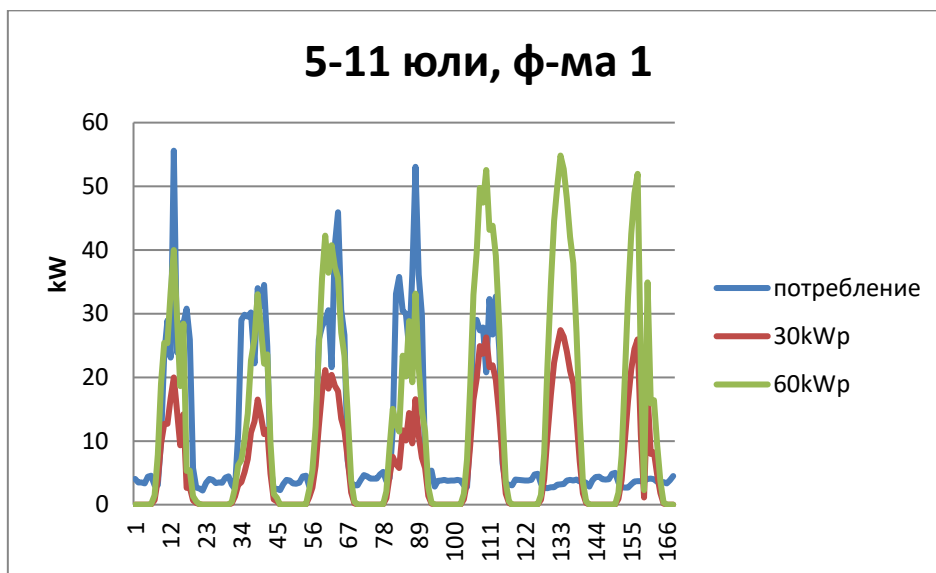
Фигура П-2.6 представя пример за баланса при седмица със слабо слънчево греене, когато дневният товар не може да се покрие от PV инсталация с висок капацитет, но през почивните дни има излишъци.

Фигура П-2.6. Баланс при седмица със слабо слънце греене



Фигура П-2.7 представя пример за баланса при типична лятна седмица със слънчево греене, когато дневният товар се покрива от PV инсталация с капацитет около максималното потребление, но пиковите стойности изискват управление. През почивните дни има значителни излишъци.

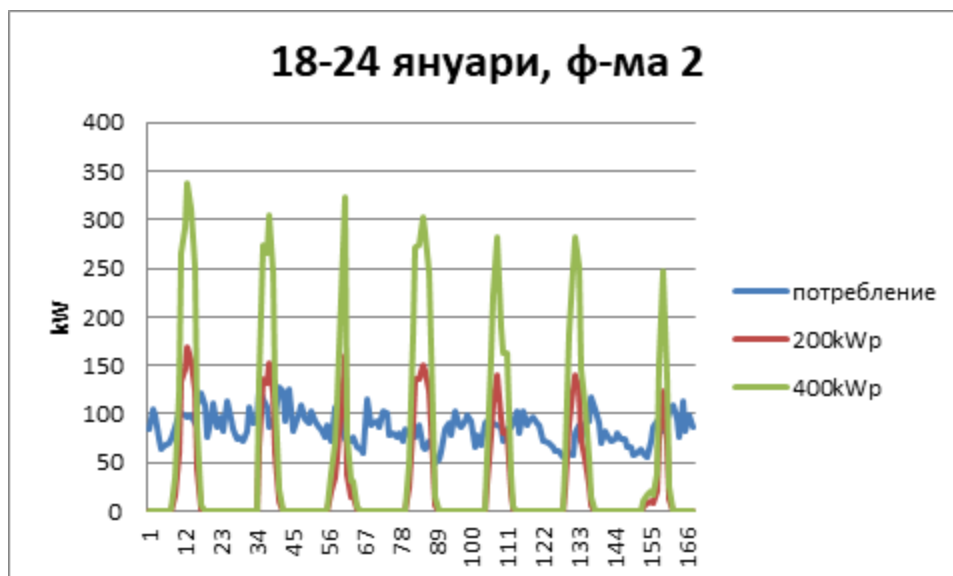
Фигура П-2.7. Баланс при типично лятна седмица



На Фигури П-2.8, 2.9 и 2.10 са показани примери за баланс между производство от различни по капацитет PV инсталации и потреблението на друга фирма от зоната.

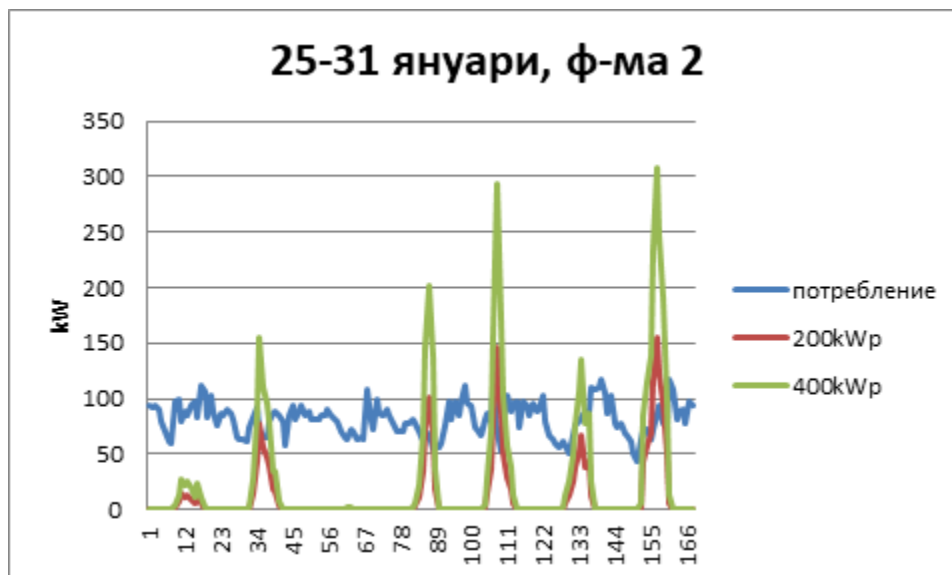
Фигура П-2.8 представя пример за баланса при седмица със слънчево греене, когато дневният товар се покрива от PV инсталация с капацитет около средното потребление, но не покрива нощното потребление. При наличие на акумулация може да се повиши ефективността.

Фигура П-2.8. Баланс при седмица със слънце греене



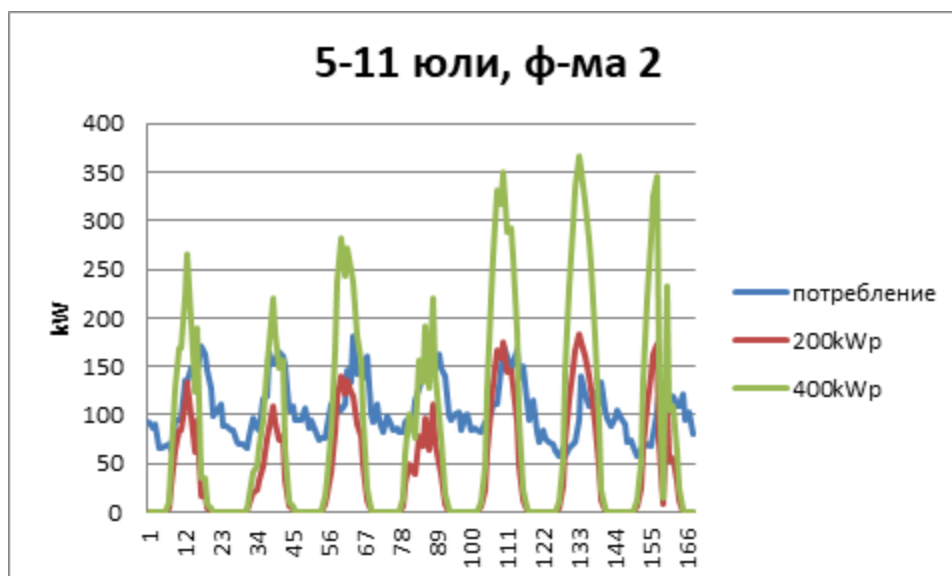
Фигура П-2.9 представя пример за баланса при седмица със слабо слънчево греене, когато дневният товар не може да се покрие от PV инсталация дори и при наличие на акумулация.

Фигура П-2.9. Баланс при седмица със слабо слънце греене



Фигура П-2.10 представя пример за баланса при типична лятна седмица със слънчево греене, когато дневният товар се покрива PV инсталация с капацитет около средното потребление, но не покрива нощното потребление. При наличие на акумулация може да се повиши ефективността.

Фигура П-2.10. Баланс при типично лятна седмица





## Приложение 3. Регламенти за присъединяване на ВЕИ

### Енергиен обект за производство на електрическа енергия от ВЕИ

Освен по използвания енергиен ресурс (вятър, слънце, хидро, биомаса и др.), енергийните обекти се различават и по тяхната инсталирана мощност (капацитет). Този аспект е особено важен в случаите на приложение на фотоволтаични инсталации, тъй като те намират най-широко приложение в урбанизирани и промишлени територии.

Според ЗЕВИ, третирането на енергийните обекти съобразно техния капацитет може да се степенува по следния начин:

1. Изграждане и въвеждане в експлоатация на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност **до 30 kW** включително върху покривни и фасадни конструкции на сгради и върху недвижими имоти към тях в границите на урбанизирани територии;

- ▶ не се изисква оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурс;
- ▶ не се изисква становище от оператора на съответната електрическа мрежа, а се подават искания за проучване на условията и начина на присъединяване;
- ▶ не се сключва предварителен договор за присъединяване, а се сключват договор за присъединяване и договор за достъп при общи условия;
- ▶ действа облекчена процедура по ЗУТ;
- ▶ могат да ползват преференциална цена, определена от КЕВР.

2. Изграждане и въвеждане в експлоатация на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности с обща инсталирана мощност **до 200 kW** включително;

- ▶ не се изисква оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурс;
- ▶ не се изисква становище от оператора на съответната електрическа мрежа, а се подават искания за проучване на условията и начина на присъединяване;
- ▶ действа облекчена процедура по ЗУТ.



3. Изграждане и въвеждане в експлоатация на енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници върху покривни и фасадни конструкции на сгради за производствени и складови дейности и върху недвижими имоти към такива сгради в производствени зони с обща инсталирана мощност до 1 MW включително;

- ▶ не се изисква оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурс;
- ▶ действа облекчена процедура по ЗУТ.

В допълнение към горното, производителят на електрическа енергия от ВЕИ с инсталирана мощност **над 200 kW** е задължен да осигурява предаването на данни в реално време на оператора на преносната или на разпределителната електрическа мрежа.

По отношение на начина на изкупуване на електрическата енергия, когато тя се подава в мрежата, са приложими следните граници по мощност:

- ▶ Общественият доставчик и крайните снабдители изкупуват електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от обекти с обща инсталирана мощност **до 500 kW**, по определената от КЕВР преференциална цена.
- ▶ Производителите на електрическа енергия от ВЕИ с обща инсталирана мощност **над 500 kW** сключват с Фонд "Сигурност на електроенергийната система" договор за компенсиране с премия за произведените от тях количества електрическа енергия до размера на определеното им нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната им цена.

## Присъединяване на енергиен обект за производство на електрическа енергия от ВЕИ

Присъединяването към енергийната система на енергиен обект за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници е регламентирано в ЗЕВИ, ЗЕ и НАРЕДБА № 6 за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи, а в ЗУТ са регламентираны условията за инвестиционното проектиране.

Присъединяването на обекти с инсталирана мощност до 5 MWel се извършва към мрежата на съответното ЕРП, а за обекти над 5 MWel – към мрежата на ЕСО, за което се изисква и лиценз от КЕВР. Във всички случаи ЕРП съгласува присъединяванията с ЕСО.

Специални условия на работа за ВЕИ са регламентираны основно в ЗЕВИ (чл. 30 и 31), ЗЕ (чл. 117, 119 и 35а) и ЗУТ (чл. 147).



При планирането на нови ВЕИ следва да се разграничат следните случаи:

- ▶ Обекти, които ще ползват преференциална цена съгласно чл. 30 от ЗЕВИ, а именно:
  - до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради в урбанизирани територии (засега се прилага за фотоволтаици, но може да се приложи и за други ВЕИ – например малки вятърни инсталации);
  - до 1,5 MW и използват биомаса, включително и животински тор;
  - до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство;
- ▶ Обекти, които няма да ползват преференциална цена, но ще бъдат присъединявани към мрежата на ЕРП или ЕСО – в тези случаи инсталациите до 200 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на сгради в урбанизирани територии, ползват облекчени условия на присъединяване и експлоатация;
- ▶ Обекти, които ще задоволяват собствени нужди, без да ползват мрежата на ЕРП или ЕСО (в тези случаи могат да се прилагат разпоредбите на ЗЕ, чл. 119 и 35а).

Разходите за изграждане на съоръжения за присъединяване на енергийния обект на производител към съответната мрежа от границата на собственост на електрическите съоръжения до мястото на присъединяване, както и за развитие, включително реконструкция и модернизация, на електрическите мрежи във връзка с присъединяването са за сметка на собственика на съответната мрежа, но тази разпоредба практически не се прилага, като се налагат на инвеститора условия за финансиране на необходимите подобрения в мрежата.

Най-лесно се присъединяват обекти до 30 kW, а условията за по-мощните обекти нарастват с нарастване на мощността. В случая на обекти за собствени нужди също може да се наложи промяна на схемата за електрозахранване на съответната площадка, но този процес не е регламентиран добре и е обект на дискусии. Като цяло не са регламентираны изрично обекти за собствено потребление, без връщане в мрежата, със или без акумулатор.

Процесът на изграждане на ВЕИ започва с мотивирано искане за виза за проектиране пред общината и искане на проучване на условията за присъединяване, по което получава становище с условията за конкретния обект.

За подаване на искането за проучване на условията за присъединяване са необходими:

- ▶ общи данни за обекта (тип, производствени характеристики, мощност и др.)



- ▶ виза за проектиране или влязъл в сила ПУП (за обектите до 30 kW не се изискват)
- ▶ документи за собственост върху терена/сградата (включително документи за право на ползване).

Операторът на съответната електрическа мрежа разглежда заявленията и с мотивирано становище се произнася по допустимостта на всяко заявление, като за обектите до 30 kW срокът е 14 дни от постъпването му, а за тези над 30 kW – 30 дни. При становище, с което заявлението е определено като допустимо, операторът на съответната електрическа мрежа извършва проучване и издава становище за условията и начина за присъединяване.

Практически, едва след получаване на становището от проучването на условията за присъединяване, инвеститорът може да планира в пълен обем както разходите, така и сроковете за реализация на обект с присъединена мощност над 30 kW.

С визата за проектиране и становището се възлага проектиране. Според ЗУТ не се изисква одобряване на инвестиционни проекти за издаване на разрешение за строеж за монтаж на инсталации за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност до 1 MW включително към съществуващите сгради в урбанизираните територии, в т.ч. върху покривните и фасадните им конструкции и в прилежащите им поземлени имоти, а се представят становища на инженер-конструктор, на електроинженер и/или на инженер по топлотехника с чертежи, схеми, изчисления и указания за изпълнението им и становище, с което са определени условията за присъединяване към разпределителната мрежа. Така за обекти VI категория по ЗУТ пакетът проектна документация включва: становище от инженер-конструктор, проекти по част Електрическа с чертежи, схеми и еднолинейна схема, изчисления и указания за изпълнение.

Изграждането на централата се извършва с участие на технически лица, притежаващи необходимата квалификация съгласно изискванията на ЗЕВИ (чл. 21).

След завършване на инсталацията мрежовият оператор установява годността на централата чрез извършване на проверка на място и оформя със собственика и инсталатора протокол за съответствие.

За експлоатацията на фотоволтаична централа са необходими:

- ▶ еднолинейна схема;
- ▶ инструкция за безопасно обслужване и работа;
- ▶ паспорт на съоръжението;
- ▶ нарочна заповед за лицето, което ще работи със съоръжението;
- ▶ удостоверение за квалификационна група;



- ▶ декларация за състоянието на вътрешната електрическа инсталация на обекта;
- ▶ протокол за измерено преходно съпротивление на заземителя от акредитирана лаборатория.

Изисква се и регистрация в митницата и регистрация на електромер.

Според Закона за акцизите и данъчните складове на задължителна регистрация подлежат лицата:

- ▶ които **продават** собствена електрическа енергия, произведена от енергия от възобновяеми източници от централа с обща инсталирана мощност до 5 MW, на потребители за битови и/или стопански нужди;
- ▶ които **потребяват** собствена електрическа енергия, произведена от енергия от възобновяеми източници за свои собствени нужди от централа с обща инсталирана мощност до 5 MW, **с изключение** на лицата, които потребяват собствена електрическа енергия за **битови** нужди.



## Приложение 4. Затворена електроразпределителна мрежа

Специален интерес представлява наскоро въведената възможност за работа на „затворена електроразпределителна мрежа“, която е съотносима само към територията на парка и следва да обслужва само дейности, осъществявани на тази територия.

Отделянето на „затворена електроразпределителна мрежа“ се прилага: когато за осигуряване на оптимална ефикасност на интегрираните доставки, изискващи специфични оперативни стандарти, се използва затворена разпределителна система, или когато затворена разпределителна система се поддържа основно за използване от собственика на системата, следва да е възможно операторът на разпределителната система да бъде освободен от задълженията, които биха представлявали излишна административна тежест, поради специфичното естество на отношенията между оператора на разпределителната система и ползвателите на системата. Промислените и търговските обекти, обектите, прилагащи съвместни услуги, като сгради и железопътни гари, летища, болници, големи къмпинги с интегрирани съоръжения и химически заводи могат да включват затворени разпределителни системи поради специфичното естество на дейността им.

Определението за „затворена електроразпределителна система“ включва различни хипотези, като:

- ▶ система, която разпределя електроенергия в рамките на географски обособен промишлен или търговски обект или обект с общо ползване на услуги;
- ▶ система, която поради определени технически причини или причини, свързани с безопасността, дейностите или производствения процес на ползвателите на тези система следва да са интегрирани; или
- ▶ система, която разпределя електроенергия основно на собственика или оператора на системата или на предприятия свързани с тях.

Все още няма и разписани права и отговорности на оператор на „затворена електроразпределителна мрежа“, което определя твърде ограничения характер на приложение.

Организацията на затворена система зависи от това как се решават следните въпроси:

- ▶ Целият индустриален парк представлява един обект, при което отделните ползватели нямат достъп до пазара на електрическа енергия.



- ▶ Разходите за различни по тип индустриални или други консуматори на територия на индустриален парк може да се увеличат с разходите за мрежови услуги, свързани с доставката на електроенергия до мястото на консумация и които ще трябва да заплащат на собственика и оператора на затворената електроразпределителна мрежа.
- ▶ Произведената и потребената за собствени нужди електрическа енергия следва да бъде измервана, което налага в рамките на техническата схема на зоната да има средство за измерване, различно от търговското средство за измерване на ЕРП. Това допълнително средство е собственост на оператора на затворената система и следва да бъде регистрирано от агенция „Митници“.
- ▶ Сигурността на доставките на електроенергия до мястото на консумация ще зависи вече не само от външната мрежа, към която е присъединен паркът, но и от работата и поддръжката на затворената електроразпределителна мрежа, която захранва консуматора.
- ▶ Процедурата за увеличаване на необходимия капацитет на отделен консуматор в индустриалния парк ще бъде обвързана вече не с един, а с двама оператори на разпределителни мрежи.
- ▶ При изграждането на затворена разпределителна мрежа в индустриален парк няма да може да се използват наличните (ако има такива) съоръжения на разпределителната мрежа, което е неефективно.
- ▶ Ако в дадена индустриална зона попаднат съоръжения от разпределителна мрежа или обекти, които вече са захранени от разпределителната мрежа, ще се получи така, че на една територия ще има елемент от две различни разпределителни мрежи и две различни дружества на тази територия ще извършват дейността разпределение.



## Приложение 5 Примерен модел за коопериране в рамките на ИЛПБ

За нуждите на предварителния анализ е съставен модел за коопериране с водеща роля на Община Бургас и 7 броя участници от ИЛПБ – 6 от които са произвеждащи потребител, а 1 е само потребител – фигура 5.1.

Задачите на водещия член на кооператива – Община Бургас, включват:

- ▶ Подробен енергиен анализ и проектиране за нуждите на кооператива;
- ▶ Присъединяване на Анаеробна инсталация и ИЛПБ;
- ▶ Осигуряване на балансиране на кооператива от Анаеробната инсталация;
- ▶ Оперативно управление и координиране на електроенергийното снабдяване на кооператива.

Производители в групата и разполагаемата площ за разполагане на фотоволтаици са:

- ▶ **Волво груп – 1000 m<sup>2</sup>**
- ▶ **СТИБ – 600 m<sup>2</sup>**
- ▶ Братя Блецови ~ 2400 m<sup>2</sup>
- ▶ **Тандем 1991 – 900 m<sup>2</sup>**
- ▶ **Администрация – 500 m<sup>2</sup>**
- ▶ БМК БУРГАС ~ 400 m<sup>2</sup>

Общо площи производители: 5800 m<sup>2</sup>.

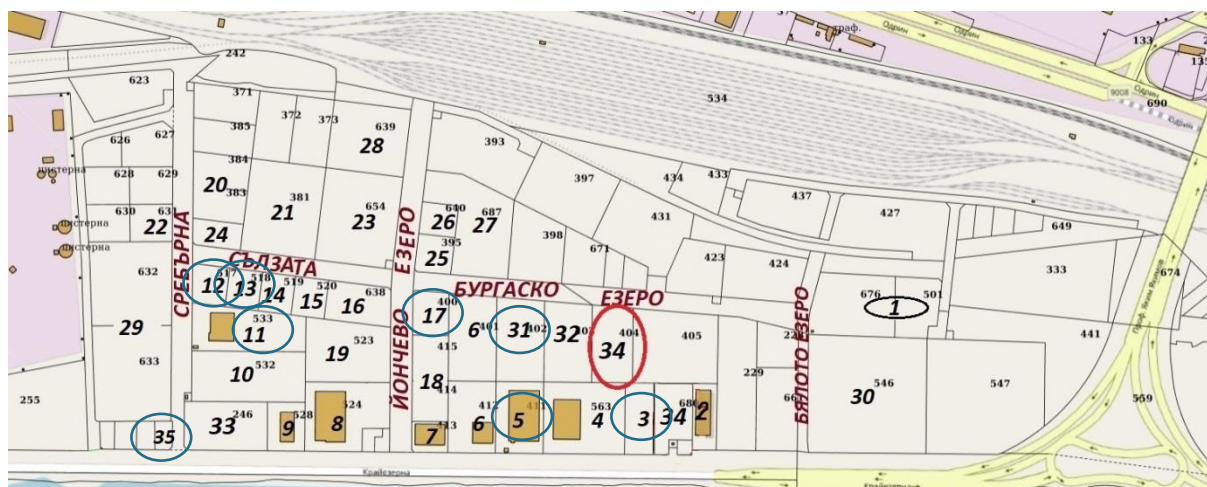
Обща изчислителна мощност на виртуална централа – разгледани са два варианта: при пълно използване на площите ~ 645 kWp и при частично използване на площите ~ 480 kWp.

Като потребител без производство е включена фирма Имот Р консулт, а фирма Джейелпи е включена като потенциален партньор извън кооператива, поради това, че вече изгражда собствена фотоволтаична инсталация.





Фигура П-5.1. Обекти, обхванати в настоящия модел за коопериране



За съставяне на обобщен модел са приложени следните стъпки:

### 1. Технически данни

За съставяне на примерен модел са важни следните данни за участниците в кооператива:

- ▶ Текущо и прогнозно потребление на електрическа енергия и прогнозен график на потребление за всеки отделен обект – текущото потребление се установява от историческите данни на часова база за поне 12 месеца, а прогнозното потребление зависи от бизнес плановете на съответното дружество;
- ▶ Ниво на присъединяване – данните са налични в проекта на обекта;
- ▶ Наличие на значими единични консуматори на електрическа енергия – прави се преглед на структурата на потребление по обекти и подобекти;
- ▶ Площи на покривите, подходящи за разполагане на фотоволтаици – данни от проекта на обекта.

За получаване на технически данни за обектите в ИПЛБ бяха разработени два въпросника. Получените предварителни данни към настоящия момент са твърде ориентировъчни, но дават възможност за съставяне на примерен модел, който е коментиран по-долу.

При предприемане на действия за коопериране ще бъдат необходими по-задълбочени усилия за попълване на техническите данни.

### 2. Оценка на възможно производство и очаквана консумация

На този етап е изготвена предварителна оценка на възможното производство от покривните площи, на база  $9 \text{ m}^2$  за  $1 \text{ kWp}$ , а за алтернативен вариант е приложена оценка на база  $12 \text{ m}^2$  за  $1 \text{ kWp}$ .



Очакваната консумация е формирана на база предварителните данни и използване на Стандартизирани товари профили за бизнес клиенти на EBH.

Оценките са представени в таблици П-5.1 и П-5.2.

Таблица П-5.1. Обобщение на обработка на данни за обекти в ИЛПБ

Участник	Роля	Присъединена мощност	Площ покриви	Ел. консумация	Инсталирана мощност, рV	Ел. производство
		kW	m <sup>2</sup>	kWh/y	kWp	kWh/y
Община Бургас	водещ инициатор		Анаеробна инсталация		500	3 500 000
	членове кооператив					
Волво груп	просюмер	130	1000	110 000	111	144 444
СТИБ	просюмер	100	600	220 000	67	86 667
Братя Блецови	просюмер	500	2400	440 000	267	346 667
Тандем 1991	просюмер	100	900	40 000	100	130 000
Администрация	просюмер	100	500	35 000	56	72 222
БМК БУРГАС	просюмер	100	400	155 000	44	57 778
Имот Р консулт	потребител	30	0	20 000	0	0
	партньори					
Джейелпи	просюмер-партньор	1000		750 000	515	669 500

Таблица П-5.2. Оценка за консумация и производство при ниска използваемост на площите

Участник	Роля	Присъединена мощност	Площ покриви	Ел. консумация	Инсталирана мощност, рV	Ел. производство
		kW	m <sup>2</sup>	kWh/y	kWp	kWh/y
Община Бургас	водещ инициатор		Анаеробна инсталация		500	3 500 000
	членове кооператив					
Волво груп	просюмер	130	1000	110 000	83	108 333
СТИБ	просюмер	100	600	220 000	50	65 000
Братя Блецови	просюмер	500	2400	440 000	200	260 000
Тандем 1991	просюмер	100	900	40 000	75	97 500
Администрация	просюмер	100	500	35 000	42	54 167
БМК БУРГАС	просюмер	100	400	155 000	33	43 333
Имот Р консулт	потребител	30	0	20 000	0	0
	партньори					
Джейелпи	просюмер-партньор	1000		750 000	515	669 500



Съчетаното моделиране на производство от фотоволтаици и консумация в обектите на кооператива позволява да се оцени:

- ▶ времето за използване на електрическа енергия от PV за собствени нужди;
- ▶ времето с необходимост за захранване от външен източник;
- ▶ времето с по-високо производство от PV спрямо собствените нужди.

При първия вариант използваемостта на PV за собствени нужди е 57%, като произведената, но неизползвана енергия от PV е 39%. При втория вариант използваемостта на PV за собствени нужди е 49%, като произведената, но неизползвана енергия от PV е 30%, т.е. при по-ниска инсталирана мощност използваемостта нараства, но нараства и нуждата от допълнителни доставки на електрическа енергия.

При комбинирано използване на инсталациите на кооператива и на партньора се постига подобрене в показателите само при втория вариант с ниска използваемост на площите. Това показва, че следва да се търси коопериране между обекти с различен баланс на производство и потребление – например такива с висок дял на произведена енергия от ВЕИ и такива с висока консумация.

В разглеждания модел на коопериране има участник с потенциал за предоставяне на недостатъчното производство от PV – Анаеробната инсталация. За осигуряване на допълнителни доставки към кооператива в първия вариант ще е необходима електрическа енергия от порядъка на 180 MWh годишно, а във втория ~ 390 MWh.

Сравнението на периодите на излишък и недостиг и основните типове консуматори позволява да се направят следните изводи:

- ▶ Има възможност за изглаждане на товарите профили на база на централизирано управление на избрани консуматори в рамките на кооператива, което има значим принос на часова база, но не може да се ползва за по-дълги периоди;
- ▶ Наличието на собствена консумация на електрическа енергия в Анаеробната инсталация позволява да се предоставят услуги за балансиране на кооператива.

### 3. Прогнозни инвестиционни разходи и оперативни разходи

За нуждите на предварителен анализ е прието, че за свързване на всички обекти от кооператива, ще са необходими нови кабелни връзки.

При това прогнозните инвестиционни разходи са определени при следните допускания:



- ▶ Осъществяване на нова кабелна връзка ср.н. от Анаеробна инсталация на Община Бургас до общия трафопост на ИЛПБ – общо 182 000 лева за връзки ср.н.
- ▶ Полагане на нови мрежи от общия трафопост до всеки член на кооператива – общо 285 000 лева за връзки н.н.
- ▶ Развитие на елементи на „умна“ мрежа в рамките на обектите на всеки член на кооператива („умната“ мрежа обхваща самостоятелно големите консуматори с мощност над 4 kW и групово по типове консумация, например осветление, малки технологични и офис консуматори и т.н.). Направено допускане за 500 лв./точка при общо 40 точки и общи разходи за установяване на контролно бюро за кооператива.
- ▶ Изграждане на покривна фотоволтаична инсталация при допускане за 2 лева на Wp.
- ▶ Проектиране и управление на проекта: 3% от инвестицията или около 60 000 лева.

Общ бюджет 1 825 000 лева при инсталиране на 645 kWp инсталации и 1 500 000 при алтернатива с инсталиране на 480 kWp инсталации.

Следва да се посочи, че това са консервативни оценки, като има възможност да бъдат оптимизирани в процеса на проектиране, включително като се използват съществуващи кабелни трасета на места.

#### 4. Избор на модел за разпределение на дяловете в инвестицията

Обсъдени са два модела за разпределение на дяловете в инвестицията между членовете в кооператива, без да се отчитат разходите при водещия инициатор:

- ▶ дял инвестиции при разпределение по мощности
- ▶ дял инвестиции при разпределение по консумация.

В таблица П-5.3 са показани различните разпределения на инвестиционния дял между членовете на кооператива в ИПЛБ за двата модела при инсталиране на 645 kWp инсталации:



Таблица П-5.3. Разпределение на инвестиционния дял между членовете на кооператива в ИПЛБ

Участник	Ел. консум.	Инстал. мощ., PV	Ел. произв.	Коеф. на излишък	За споделяне	Дял инвестиции разпр. по мощности	Дял инвестиции разпр. по консумация	
	kWh/y	kWp	kWh/y		kWh/y			Лв.
Волво груп	110 000	111	144 444	0,75	108333	17%	11%	169 733
СТИБ	220 000	67	86 667	0,25	21667	10%	22%	339 466
Братя Блецови	440 000	267	346 667	0,5	173333	41%	43%	678 932
Тандем 1991	40 000	100	130 000	0,75	97500	16%	4%	61 721
Администрация	35 000	56	72 222	0,75	54167	9%	3%	54 006
БМК БУРГАС	155 000	44	57 778	0,25	14444	7%	15%	239 169
Имот Р консулт	20 000	0	0	0	0	0%	2%	30 861

Вижда се, че при първия модел има участници без дял, поради липса на възможност за поставяне на PV инсталация на покрива, но също така има участници с нисък потенциал за производство, но високи нужди при потреблението.

Поради необходимостта от справедливо разпределение на разходите спрямо консумацията на електрическата енергия, но и поради възможността да се привличат участници с различен профил, вторият модел на разпределение на дяловете в инвестицията е препоръчителен. При него водеща е заявената прогнозна консумация, която се очаква да бъде задоволена, независимо от заетата покривна площ с фотоволтаици.

#### 5. Обсъждане на подхода за задоволяване на прогнозното потребление на членовете на кооператива

Разминаването на графика за производство на електрическа енергия от фотоволтаиците и товарните профили на консуматорите създават следните задачи за управление:

- ▶ Осигуряване на електрическа енергия в периода без производство или с много ниско производство от PV – осигурява се от работата на Анаеробната инсталация, която в разглеждания случай предоставя 5-10% от произвежданата електрическа енергия на годишна база.
- ▶ Използване на произведена електрическа енергия от PV, когато няма консумация – този режим възниква основно в почивни дни и изисква предварително планиране и оптимизиране. В настоящото проучване е прието едно от възможните решения, а именно използване на



произведената електрическа енергия от кооператива за собствени нужди на Анаеробната инсталация, която впоследствие се приспада от предоставената енергия при недостиг. Други решения са увеличаване на товарите в почивни дни или постепенно въвеждане на акумулация и електрическа мобилност.

В периодите на малки отклонения (излишък/недостиг) се покриват за сметка на диспетчиране на групи консуматори, без това да води до нарушение на технологични режими.

Вижда се, че комбинацията от различни потребители и производители, като товаров профил, капацитет за производство, но и тип на производствените инсталации, дава възможност за максимизиране на потреблението на база ВЕИ и минимизиране на нуждата от електрическа енергия от мрежата.

#### 6. Формиране на цена на електрическата енергия в рамките на кооператива

За формиране на цена на електрическата енергия в рамките на кооператива е съставен опростен модел с възстановяване на направените инвестиции за 10-годишен период (без отчитане на оскъпяването).

Приложено е годишно енергийно производство в размер на 1300 ефективни часа годишно и допускане с намаляване на електропроизводството с 1% годишно.

Оперативните разходи за управление и координиране работата на кооператива – 100 000 лева за година и отразяване на годишна инфлация 2,5%.

Цената за балансиране на електроенергийната консумация в кооператива покрива инвестициите на Община Бургас за проектиране, разходи за мрежа ср.н., както и за осъществяване на управление и координиране.

Цената е формирана от две компоненти:

- ▶ Цена за произведена електрическа енергия от фотоволтаичните инсталации, разположени на покривите на участниците в кооператива от ИЛПБ;
- ▶ Цена за балансиране, осигурено от Анаеробната инсталация, включително и работата на екип по управление и координация.

В таблици П-5.4 и П-5.5 са отразени резултатите при двата варианта на производствени капацитети от покривни PV.



Таблица П-5.4. Ценови параметри за инсталация ~ 645 kWp

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Годишни оперативни разходи	100 000	102 000	104 040	106 121	108 243	110 408	112 616	114 869	117 166	119 509
Амортизация 1 (проюмъри)	157 389	157 389	157 389	15 7389	157 389	157 389	157 389	157 389	157 389	157 389
Амортизация 2 (община)	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000
Производство	837 778	82 9400	821 106	812 895	804 766	796 718	788 751	780 864	773 055	765 324
Цена 1, лв/kWh	0,188	0,190	0,192	0,194	0,196	0,198	0,200	0,202	0,204	0,206
Цена 2, лв/kWh	0,686	0,697	0,708	0,720	0,731	0,743	0,755	0,768	0,780	0,793
крайна цена, лв/MWh	287	291	295	299	303	307	311	315	319	323
цена, €/MWh	144	146	147	149	151	153	155	157	159	162

Таблица П-5.5. Ценови параметри за инсталация ~ 480 kWp

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Годишни оперативни разходи	100 000	100000	102000	104040	106121	108243	110408	112616	114869	117166
Амортизация 1 (проюмъри)	125 167	125167	125 167	125 167	125 167	125 167	125167	125167	125167	125167
Амортизация 2 (община)	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000
Производство	628 333	622 050	615 830	609 671	603 574	597 539	591 563	585 648	579 791	573 993
Цена 1, лв/kWh	0,199	0,201	0,203	0,205	0,207	0,209	0,212	0,214	0,216	0,218
Цена 2, лв/kWh	0,686	0,697	0,708	0,720	0,731	0,743	0,755	0,768	0,780	0,793
крайна цена, лв/MWh	370	375	380	385	391	396	402	408	413	419
цена, €/MWh	185	187	190	193	195	198	201	204	207	210

Следва да се посочи, че така определените цени са крайни, тъй като не се дължат добавките за мрежови услуги и задължение към обществото.

За да се получи реална база за сравнение с текущия начин на формиране на крайна цена, в таблица П-5.6 са показани обобщени оценки за годишни разходи за добавките за мрежови услуги и задължение към обществото.

Таблица П-5.6. Цени за доставка от мрежата

Цени при доставка от мрежата	Лв./год.
Мрежи, пренос	12 209
Мрежи разпределение н.н / ср.н	7774 / 20 278
Задължение към обществото	7324
Търговска надбавка, 30 лв./MWh	30600
Разход за доставка, лв./MWh	77

Следователно за сравнение с текущото формиране на цена за електрическа енергия следва да се приеме, че при договори за цена на активна електрическа енергия под 210 лева за MWh е по-изгодно да се запази сегашният модел с доставка от мрежата. За взимане на решение за инвестиции в PV инсталации и коопериране следва да се отчете, че срокът за използване на PV инсталациите е 20 години, при





което след изплащане на инвестицията през първите 10 години, цената в рамките на кооператива ще падне драстично.

Направена е допълнителна условна оценка за ефекта от участието на фирма Джейелпи като партньор с кооператива и като самостоятелен обект. Оценката е представена в таблица П-5.7 и е направена при същите условия за формиране на инвестицията за собствена PV инсталация от 515 kWp и възстановяване за 10 години.

Таблица П-5.7. Оценка на възможностите за партньорство с кооператива

фирма Джейелпи	При договор с търговец (2021)	При договор с търговец (2022)	При договор с кооператива
цена ел. ен. от собст. PV, лв./MWh	344	344	344
цена мрежа, лв./MWh	226	235	197
цена продажба ел. ен. от собст. PV, лв./MWh	-183	-246	-188
крайна цена, лв./MWh	388	333	354

Оценката показва, че фирма Джейелпи може да договори по-изгодни условия при работа като партньор с кооператива, поради по-високите разходи за мрежови услуги и балансиране от търговец. Възможностите за получаване на висока цена за произведената енергия от ВЕИ е твърде условна. Разбира се включването на фирмата в кооператива също не бива да се изключва като вариант.

## 7. Изводи и препоръки

- ▶ Предложеният модел е ориентиран и следва да се развие в детайли след принципно решение за създаване на кооператив.
- ▶ Съществуването на възможност за балансиране от друг ВЕИ източник, какъвто е анаеробната инсталация на Община Бургас, позволява да се развие концепция за максимално удовлетворяване на нуждите на голяма част от обектите в ИЛПБ, на база на собствено производство.
- ▶ Постигането на висока ефективност на инвестициите за изграждане на PV инсталации е свързано с максималното използване на произведената от тях енергия на място, за което е необходимо внедряване на „умни“ решения за управление на потреблението на отделни агрегати и групи агрегати.
- ▶ Постигнатите ценови нива са конкурентни на текущите цени за активна електрическа енергия, като се отчете, че предложенията за дългосрочни договори (за 12 месеца напред) сега се движат между 300 и 450 лева за MWh.
- ▶ Допълнителни възможности за развитие на електрифицираността и новите технологии са свързани с въвеждане на електромобилност, но те са свързани с допълнителни инвестиции, поради което не са обсъдени в разглеждания модел.

