



ДОКЛАД

Относно: *регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар, разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди и мерките за оптимизация на потреблението*

Съгласно Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от изменения Национален план за възстановяване и устойчивост на Р България (НПВУ), Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, регулаторния орган) следва да публикува доклад, в който:

- извършва оценка на регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар;
- извършва анализ на разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди за битови и небитови клиенти с предоставена мощност до 100 kW, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение;
- очертава мерки за премахване на пречки пред оптимизацията на потреблението, включително чрез внедряването на интелигентни измервателни уреди и участието на доставчици на агрегирани услуги.

I. ОЦЕНКА НА РЕГУЛАТОРНИТЕ УСЛОВИЯ ЗА УЧАСТИЕТО НА СИСТЕМИТЕ ЗА АКУМУЛИРАНЕ НА ЕНЕРГИЯ И ПРОМИШЛЕНИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ НА БАЛАНСИРАЩИЯ ПАЗАР

1. ВЪВЕДЕНИЕ

Целта на тази оценка е да провери условията за участие на системите за съхранение на електрическа енергия от батерии (ССЕМ, BESS), помпено-акумулиращите водоелектрически централи (ПАВЕЦ, PSNPP) и промишлените потребители (DSR) на балансиращия пазар и чрез преглед на регулаторните условия да идентифицира пропуските и да набележи мерки за подобрения. Оценката е насочена към участието в регулиране на честотата и обменните мощности и не обхваща въпроси, свързани с инерция, участие в токове на късо съединение, регулиране на напрежението, защитен и възстановителен план на системата и други въпроси, извън предмета на Реформа C13.R3, ключов етап 351. Анализът се основава на приложимите разпоредби на Закона за енергетиката (ЗЕ), Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), Наредба № 6 от 28.03.2024 г. за присъединяване на обекти към електрическите мрежи, както и на данни и информация, предоставени от независимия преносен оператор относно регистрираните доставчици на балансиращи услуги, резултатите от пазарното участие и предприетите действия за развитие на пазарния модел.

2. ПРЕГЛЕД НА РЕГУЛАТОРНИТЕ УСЛОВИЯ

Съгласно § 1, т. 62а от Допълнителните разпоредби към Закона за енергетиката (ДР на ЗЕ) „съхранение на електрическа енергия“ е отлагането на крайното ползване на електрическа енергия в електроенергийната система за момент, по-късен от нейното производство или преобразуване във форма на енергия, която може да се съхранява, съхранението на тази

енергия и последващото ѝ преобразуване обратно в електрическа енергия или използване за друг енергиен носител. За тези цели се използва „съоръжение за съхранение на електрическа енергия“, което представлява съоръжение в рамките на електроенергийната система (ЕЕС), в което се съхранява енергия, с изключение на съоръженията за съхранение на енергия за собствено потребление на производители или крайни клиенти, които не отдават съхранената електрическа енергия обратно в електрическата мрежа (§ 1, т. 61в от ДР на ЗЕ).

Процедурите по присъединяване на ССЕБ, ПАВЕЦ и на обекти за потребление към електрическите мрежи, и въвеждането им в експлоатация са уредени в ЗЕ, Закона за устройство на територията (ЗУТ), Наредба № 6 от 28.03.2024 г. за присъединяване на обекти към електрическите мрежи и други подзаконови актове по прилагането на двата закона. Специално по отношение на ССЕБ следва да се отбележи, че процедурите са в значителна степен облекчени, доказателство за което е фактът, че достигнатата (в по-голямата си част през предходните 12 месеца) инсталирана мощност на тези обекти в България към началото на м. юни 2026 г. възлиза на 4 011 MW с капацитет от 12 240 MWh, от които 3 471 MW с капацитет от 10 768 MWh са присъединени към електропреносната мрежа. По данни на ОПС възходящият тренд за присъединяване на ССЕБ продължава, като се очаква до края на 2026 г. инсталираната мощност да достигне и надхвърли 6 000 MW, съответно 18 000 MWh.

Съхранението на електрическа енергия се извършва от оператори на съоръжения за съхранение. Според § 1, т. 34г от ДР на ЗЕ „оператор на съоръжение за съхранение“ е физическо или юридическо лице, което изпълнява функция по съхранение и е отговорно за експлоатацията на съоръжението за съхранение на електрическа енергия.

За дейностите по съхранение и потребление на електрическа енергия не се изисква издаване на лицензия по ЗЕ, освен в случаите на самостоятелно (т.е. със собствено присъединяване към мрежата и отделено по отношение на измерването) съоръжение за съхранение (чл. 90а, ал. 2, т. 2 от ЗЕ), когато операторът на такова съоръжение извършва търговия с електрическа енергия по смисъла на чл. 39, ал. 1, т. 5 от ЗЕ (т.е. за целите на зареждането и последващото разреждане на съоръжението сключва сделки за покупка на електрическа енергия изключително с цел последващата ѝ препродажба). Търговските участници, собственици или оператори на посочените обекти, осъществяват дейността си на електроенергийния пазар въз основа на предоставената им от закона свобода на договаряне, при спазване на съответните законови разпоредби.

С цел гарантиране сигурната работа на ЕЕС независимият преносен оператор „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ОПС, ЕСО ЕАД) сключва сделки за допълнителни услуги при условията и по реда на Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) с доставчици от и/или извън страната. Съгласно чл. 105, ал. 2 от ЗЕ ОПС закупува разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата (Frequency Containment Reserves, FCR), автоматично вторично регулиране (automatic Frequency Restoration Reserves, aFRR) и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) въз основа на тръжна процедура, а според чл. 111, ал. 1, т. 3 от ЗЕ организира пазар на балансираща енергия в съответствие с ПТЕЕ, като приема, подрежда в приоритетни списъци по цена и технологични критерии и активира предложения и заявки за покупка/продажба на балансираща енергия. Към момента нито за операторите на съоръженията за съхранение на електрическа енергия, нито за промишлените потребители, не съществува нормативно предвидена забрана да предоставят балансиращи услуги (мощност и/или енергия) на ОПС – самостоятелно и/или чрез агрегатор, а възможността да станат доставчици на балансиращи услуги (ДБУ, BSP) е изрично уредена в чл. 16, чл. 17 и др. разпоредби на ПТЕЕ още през 2022 г.

Всеки търговски участник има право да участва (самостоятелно или чрез агрегатор) в организираните от ОПС търгове за балансиращи услуги с BESS/PSHPP и/или DSR и/или агрегирани съоръжения/обекти, ако са изпълнени следните предпоставки:

– в качеството си на ползвател на мрежата е сключил договори за достъп до и пренос през съответната електрическа мрежа за съответните обекти (чл. 12 – чл. 14а от ПТЕЕ), а в

случаите на агрегатор – е предоставил на ОПС информация за сключени договори за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителна/затворена електроразпределителна мрежа за всеки от агрегираните обекти;

- поел е отговорност за балансиране (чл. 57 от ПТЕЕ) – самостоятелно или чрез сключване на договор за участие в балансираща група с лице, координатор на такава група;

- успешно е преминал за съответните обекти преквалификационна процедура за удостоверяване на техническите способности на единиците/модулите да предоставят търсения от ОПС балансиращ продукт (услуга и/или енергия);

- сключил е с ОПС договор по чл. 16 и/или чл. 17 от ПТЕЕ и е вписан в регистъра на ДБУ;

- отговаря и на други условия, предвидени в ПТЕЕ и ПУЕЕС.

Горните предпоставки и изисквания се прилагат по отношение на всички ДБУ, без значение с какви обекти тези лица възнамеряват да участват на балансиращия пазар.

В случай, че търговски участник отговаря на изискванията и е регистриран като ДБУ, същият е длъжен да спазва следните изисквания и ограничения:

До 10-то число на предходния месец ОПС изпраща на всички ДБУ изискваните минимални диапазони, които те задължително трябва да предложат през следващия календарен месец за резервите за FCR, aFRR и mFRR. ДБУ няма право да сключва сделки на пазара на електрическа енергия за тези диапазони до края на съответната тръжна процедура, както и когато дадена оферта е сертифицирана. Когато дадена оферта не е сертифицирана частично или изцяло, ДБУ може да сключи сделка на пазара на електрическа енергия за тази оферта или да участва в тръжна процедура за наличие на друг вид резерв. Тръжните правила и приложенията към тях¹ описват цялата процедура за възлагане на поръчки за балансиращи мощности, включително предварителното сертифициране, регистъра, времеви график на търга (отваряне на търга и затваряне на портала), отговорностите, санкциите, процедурата при непреодолима сила и др. Ако ДБУ е класиран на търг за предоставяне на определен вид резерв, той е длъжен да изпрати до платформата за балансираща енергия на ОПС оферта за балансираща енергия с обем, не по-малък от класирания балансиращ капацитет.

Чл. 77 от ПТЕЕ урежда специфични правила за графиците, които ДБУ изпращат на ОПС по утвърден образец (PPS file и/или TPS file) и посочен достъп до системата за администриране на пазара (Market Management System, MMS), с отчитане на сключените търговски договори за продажба/покупка на електрическа енергия, в срокове съгласно инструкция, публикувана от ОПС на интернет страницата му и съгласно процедурите, регламентирани в ПУЕЕС и ПТЕЕ. По този начин се осигурява диспечирането на съответните единици/модули, възможността за навременно и точно установяване на отклонения от прогнозните режими на работа и разполагаемостта за регулиране за всеки интервал на диспечирание, както и своевременното налагане на ограничения. Тези условия се прилагат за всички ДБУ, в т.ч. и за тези, които предоставят балансираща мощност и/или енергия чрез BESS, PSNPP и DRS – самостоятелно или посредством агрегатор.

По отношение дължимите от ДБУ разходи за мрежови услуги и други разходи, предвидени в нормативната уредба, е необходимо да се отбележи следното:

Промишлените потребители (DSR), както и всички останали небитови крайни клиенти, заплащат утвърдени от КЕВР цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа на база на измерените количества потребена електрическа енергия. В случай, че обектите за потребление на тези лица са присъединени към електроразпределителна/затворена електроразпределителна мрежа, крайните клиенти заплащат и утвърдени от КЕВР цена за достъп до съответната мрежа на база предоставената/договорената от/с оператора на мрежата мощност на обекта, както и цена за пренос на база измерените количества потребена електрическа енергия. В този смисъл, всички небитови крайни клиенти се третират по един и същи начин и не се установяват дискриминационни условия за ползване на мрежата спрямо някои от тях.

¹ <http://cdu-tenders.eso.bg/1d/PCContact>

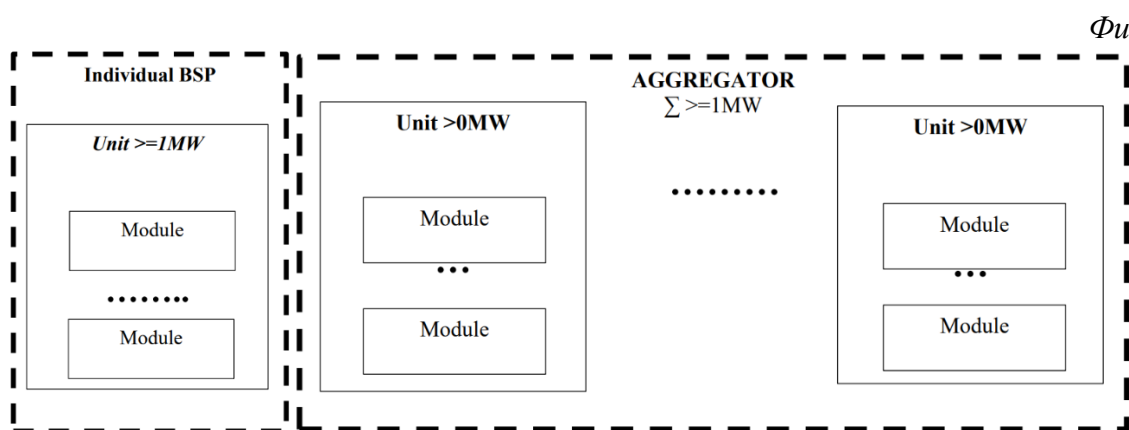
Операторите на самостоятелни съоръжения за съхранение на електрическа енергия заплащат мрежови услуги по приложимите цени за небитови крайни клиенти – цена за достъп за крайни клиенти, утвърдена/определена на база измереното количество потребена електрическа енергия или предоставената/договорената мощност с оператора на мрежата за осигуряване на собствените нужди на съоръжението и цена за пренос за крайни клиенти само за разликата между количеството закупена електрическа енергия от участници на пазара на електрическа енергия и количеството от закупената от тези участници електрическа енергия, обратно отдадено в съответната мрежа (чл. 90б, ал. 3 от ЗЕ и чл. 27, ал. 2, т. 2 от ПТЕЕ). За несамостоятелните съоръжения за съхранение на електрическа енергия (т.е. тези, които нямат собствено присъединяване към мрежата и не са отделени по отношение на измерването на електрическа енергия, тъй като са част от обект за производство или за потребление) не се дължат цени за достъп и пренос. Разходите за мрежови услуги, които тези съоръжения предизвикват, се включват в цените за достъп и пренос на съответния производител/краен клиент, които се изчисляват по реда на чл. 27, ал. 3, 4 и 5 от ПТЕЕ. По този начин се постига сходен размер на разходите за мрежови услуги и при двата вида съоръжения за съхранение на електрическа енергия – самостоятелни и несамостоятелни, като се предотвратява двойно заплащане за една и съща (от финансова гледна точка) енергия – от една страна върху пълния размер на постъпилите от мрежата количества, а от друга – върху пълния размер на отдадените в мрежата количества.

Промислените потребители (DSR) и операторите на съоръжения за съхранение, както и всички останали търговски участници, чиито обекти са присъединени към ЕЕС, включително операторите на електрически мрежи, дължат цена за задължения към обществото, с която се компенсират разходи по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ. Тази цена се утвърждава от КЕВР и се дължи за цялото консумирано количество електрическа енергия, освен в случаите на съхранение на електрическа енергия. С цел предотвратяване на двойно заплащане (вж. аргументите по-горе) цената за задължения към обществото се дължи от операторите на съоръжения за съхранение само за разликата между количеството закупена електрическа енергия от участници на пазара на електрическа енергия и количеството от закупената от тези участници електрическа енергия, обратно отдадено в съответната мрежа.

3. АНАЛИЗ НА УЧАСТИЕТО НА BESS И DSR НА БАЛАНСИРАЩИЯ ПАЗАР С ФОКУС ВЪРХУ ДЕЙСТВАЩИТЕ ТЕХНИЧЕСКИТЕ ПРАВИЛА, УСЛОВИЯ И ПРОЦЕДУРИ

3.1. Процес на предварителна оценка

Търговски участници имат право да заявят регистрация на балансиращия пазар в качеството си на индивидуален доставчик на балансиращи услуги (ДБУ, BSP) или на агрегатор, предоставящ такива услуги, когато минималната инсталирана мощност на съответния модул или сумата от инсталираните мощности на група модули е равна или по-голяма от 1 MW (Фигура 1).



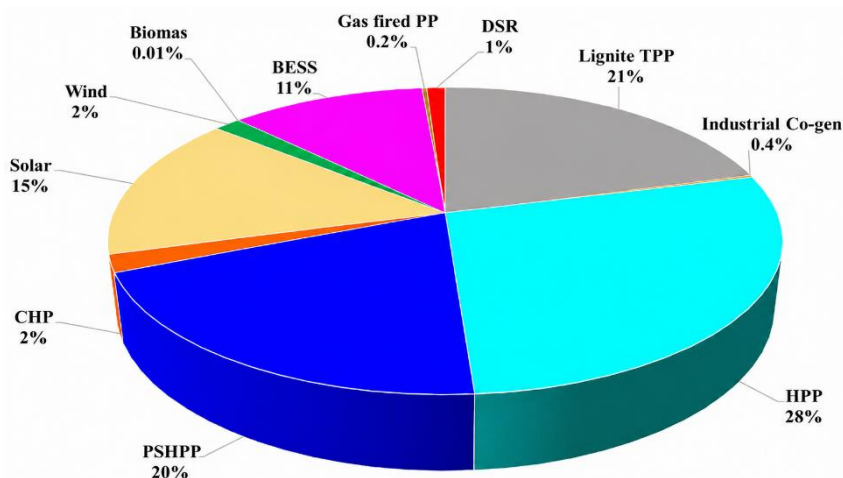
Всички технически изисквания са описани и публично достъпни в Приложение I² от тържните правила, разработени от ОПС и се прилагат за всички видове технологии без специфични изисквания.

Процедурата по предварителна оценка отнема не повече от 45 дни, като в този времеви интервал се включва проверката на документите и тестване на устройствата/модулите. Тестът отнема един или два 15-минутни пазарни времеви интервала и ако не е успешен, могат да се извършат допълнителни тестове до 45-ия ден след подаване на заявлението. След успешно тестване заявителят и ОПС сключват договор/договори за предоставяне на балансиращи услуги. Едновременно с това ЕСО ЕАД провежда обучителни сесии за използване на уеб базирана платформа за организиране на тържни процедури за закупуване на разполагаемост за резерви за регулиране на честотата и обменните мощности и за подаване на оферти в MMS. Освен това, ЕСО ЕАД предоставя обучение на всички заинтересовани страни за участие на балансиращия пазар. Въз основа на информация, предоставена от ЕСО ЕАД, средното време, което е необходимо на даден участник да стане активен участник в балансиращия пазар, е 45 дни, което е разумен и приемлив срок.

3.2. Регистрирани ДБУ

Регистрираните ДБУ в края на 2025 г. са 22, видно от публично достъпния регистър³ на ЕСО ЕАД на ДБУ с техническите параметри на съответните единици/модули. Делът на мощностния диапазон на всяка технология, регистрирана като единици/модули за предоставяне на балансиращи услуги, е представен на Фигура 2, като делът на BESS и PSHPP е 31%, а делът на DSR е 1%.

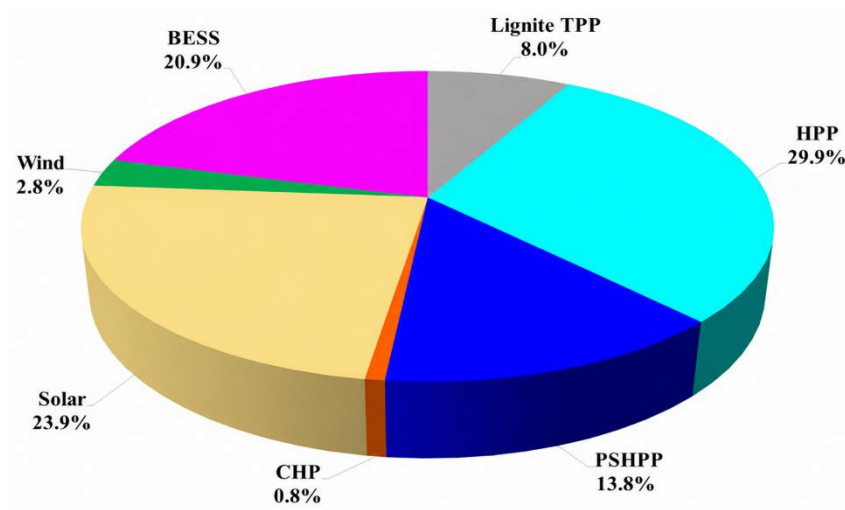
Фигура 2



Активните участници на балансиращия пазар са общо 15 ДБУ, а 7 ДБУ, включително един доставчик DSR са неактивни. Фигура 3 очертава реалния дял на мощностния диапазон на всяка технология като единици/модули, които участват активно на балансиращия пазар.

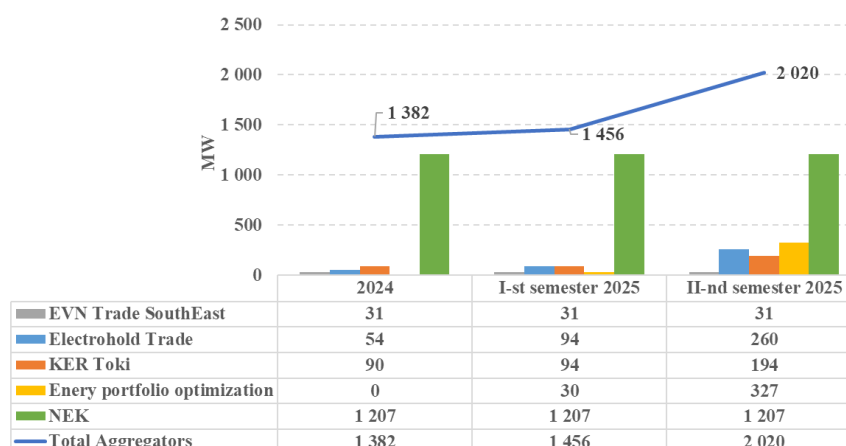
² <https://webapps.eso.bg/tendappl1d/PContact>

³ <https://webapps.eso.bg/tendappl1d/PShowInitData>



Агрегаторите са общо 5, като един от тях е „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД). Четири агрегатора имат портфолио, което включва генериращи единици/модули от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ, RESS) и ССЕБ. Бързото навлизане на ССЕБ през последните месеци на 2025 г. намали дела на НЕК ЕАД като агрегатор от 100% до по-малко от 60% (Фигура 4), което създава условия за потенциално засилване на конкуренцията между агрегаторите.

Фигура 4



От данните на Фигура 3 и Фигура 4 е видно, че разпределението на мощностния диапазон на регистрираните и активните единици/модули на балансиращия пазар показва диверсификация по вид технология и участници. Възможността за агрегиране подкрепя навлизането на ССЕБ на балансиращия пазар. Следва да се отбележи също така, че има един голям DSR (електродъгова пещ), който е регистриран като ДБУ, но същият не е активен, поради специфични технологични особености (липса на маневреност на единицата/модула по отношение на мощностния диапазон). Значителното ниво на агрегиране обаче, ще улесни по-нататъшното внедряване на DSR чрез най-подходящата и гъвкава технология на произвеждащите потребители (prosumers).

3.3. Участие на ДБУ на пазара на разполагаемост за допълнителни услуги

Въз основа на анализ на предоставени от ЕКО ЕАД данни, в т.ч. за резултатите от проведените търгове, са установени някои несъвършенства и пропуски, които до известна степен съставляват пречки за пълноценната и ефективна работа на пазара на балансираща мощност в условията на високо ниво на конкуренция между ДБУ, а именно:

– Балансиращите мощности от първично регулиране на честотата (FCR) и автоматично вторично регулиране на честотата (aFRR) се осигуряват от кондензационни електрически централи;

– Балансиращите мощности от ръчно вторично регулиране на честотата (mFRR) се осигуряват главно от ВЕЦ (HPP), ПАВЕЦ (PSHPP) и в по-малка степен от когенерации (БЕКП, СНР);

– Към момента се прилагат ценови ограничения за услугите по предоставяне на балансираща мощност – 25 евро/MW за услуги за първично регулиране (FCR) и автоматично вторично регулиране (aFRR) и 5 евро/MW за ръчно вторично регулиране (mFRR).

Във връзка с горното, по искане на КЕВР ЕСО ЕАД е предприело мерки за смекчаване на последиците и за отстраняване на част от констатираните пречки, като е предоставило следната информация:

– ОПС планира въвеждане на тръжни процедури (платформата е в етап на разработка) за времеви слотове в рамките на деня за първично, автоматично вторично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности. Очаква се разработването и внедряването на платформата да приключат през 2027 г.;

– ОПС работи съвместно с част от агрегаторите по отношение на предварителната оценка за участието им в автоматичното вторично регулиране на честотата;

– В ход е анализът на Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) и Правилата за провеждане на търгове за осигуряване на разполагаемост за допълнителни услуги с цел включване на маневрени технологии с ограничен първичен ресурс (Limited Energy Reservoirs, LER);

– ОПС ще уведоми КЕВР за оценката на необходимия размер на резервите за допълнителни услуги при използването на модули с ограничен първичен ресурс (LER).

Финализирането на предприетите от ОПС мерки ще улесни участието на по-гъвкави ресурси, вкл. на BESS и на DSR, съответно ще повиши нивото на конкуренция и ще оптимизира разходите за управление на системата.

В допълнение към гореизложеното, ЕСО ЕАД е предоставило разяснения относно възможни трудности с контрола на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа в случаите, когато ССЕБ работят в режим на зареждане. В такъв режим, ССЕБ работят в съответствие с чл. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), което в някои случаи може да доведе до понижаване на напрежението в мястото на присъединяване. Според ОПС директно присъединените към електропреносната мрежа ССЕБ в режим на зареждане е възможно да се освободят от изпълнението на изискванията на чл. 7 от НРЦЕЕ.

По отношение на това предложение следва да се поддържа подход, основан на технологична неутралност и недискриминационно третиране спрямо различните видове балансиращи единици/модули чрез непредоставяне на ценови предимства на част от тях. Влиянието върху напреженията в ЕЕС от работата на ССЕБ в режим на зареждане следва да бъде контролирано чрез прилагането на подходящи технически решения. Освен това, освобождаването на ССЕБ, директно присъединени чрез кабели високо напрежение към електропреносната мрежа, от изискванията на чл. 7 от НРЦЕЕ, когато са в режим на зареждане, ще доведе до допълнително повишаване на напреженията в мрежата поради значителния капацитет на кабелите.

По отношение на ценовите ограничения следва да се отбележи, че техният размер е определен на основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ, съгласно която КЕВР определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на ОПС за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги. Въпреки, че стойностите на тези ограничения не създават стимул за по-голямо участие най-вече на BESS, следва да се има предвид, че ОПС все още успява да осигури необходимата разполагаемост за резерви за трите вида регулиране. Освен това, евентуално увеличение на цените към момента трудно би променило пазарното поведение на операторите на такива съоръжения. Както е посочено по-долу, ССЕБ се използват почти изключително за участие в ценови арбитражи на пазарите ден напред и в рамките на деня поради драстичната

разлика в ценовите нива през отделните интервали от денонощието, особено през някои от сезоните. Нещо повече – ССЕБ успешно се възползват от тази ценова разлика не само на българския, но и на регионалните пазари, като реализират внос по ниски, съответно износ по високи цени от/за съседните държави. В допълнение, обаче, масовото внедряване на BESS не само в България, но и в регионалните контролни зони, неминуемо ще доведе до насищане на пазара, респ. до периоди с трайно и значително по-ниски ценови спредове. Последното от своя страна, по чисто пазарен механизъм, ще направи участието на BESS в търговете за осигуряване на балансираща мощност достатъчно атрактивно и при сегашните ценови ограничения.

3.4. Участие на ДБУ на пазара на балансираща енергия

ЕКО ЕАД е активен участник на европейската платформа за автоматично вторично регулиране на честотата (PICASSO), работейки съвместно с гръцкия ОПС, изолиран от останалите тръжни зони. ЕКО ЕАД се присъедини към европейската платформа за ръчно вторично регулиране на честотата (MARI) през февруари 2026 г., но не може да я използва, докато някой от съседните ОПС не се присъединят към нея. Следва да се отбележи, че съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране няма ценови ограничения за офертите за балансираща енергия на ДБУ.

По данни на ЕКО ЕАД BESS и DSR все още не участват в осигуряването на балансираща енергия от активирани резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). Това се дължи на факта, че особено единиците/модулите за съхранение на електрическа енергия се използват за ценови арбитражи на пазарите ден напред и в рамките на деня. BESS са активни в осигуряването на балансираща енергия от ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR). В Таблица 1 (за 2025 г.) и Таблица 2 (за периода 01.01.2026 г. – 31.05.2026 г.) е представен делът на активираната балансираща енергия от резерви за регулиране (aFRR+mFRR) в двете посоки по вид технология в контролния блок на Република България.

Таблица 1

2025	Activated upward balancing energy		Activated downward balancing energy		Total in both directions	
Technology	MWh	Share, %	MWh	Share, %	MWh	Share, %
RES+BESS	465	0.35%	23 142	14.60%	23 607	8.09%
Lignite TPP	106 375	79.77%	67 258	42.45%	173 634	59.50%
CHP	93	0.07%	0	0.00%	93	0.03%
Gas fired PP	318	0.24%	3	0.00%	321	0.11%
HPP	20 633	15.47%	27 149	17.13%	47 782	16.37%
PSHPP	5 471	4.10%	5 979	3.77%	11 450	3.92%
Solar PV	2	0.00%	34 925	22.04%	34 927	11.97%
Total:	133 358	100%	158 456	100%	291 815	100%

Таблица 2

2026 (up to 31.05.2026)	Activated upward balancing energy		Activated downward balancing energy		Total in both directions	
Technology	MWh	Share	MWh	Share	MWh	Share
RESS+BESS	3 011	4.74%	18 962	22.85%	21 973	14.99%
Lignite TPP	39 907	62.81%	16 130	19.43%	56 037	38.24%

2026 (up to 31.05.2026)	Activated upward balancing energy		Activated downward balancing energy		Total in both directions	
	MWh	Share	MWh	Share	MWh	Share
CHP	28	0.04%	0	0.00%	28	0,02%
Gas fired TPP	116	0,18%	9	0,01%	125	0,09%
HPP	17 970	28,28%	30 565	36,83%	48 535	33,12%
PSHPP	2 506	3,94%	2 344	2,82%	4 850	3,31%
Solar PV	0	0,00%	14 990	18,06%	14 990	10,23%
Total:	63 537	100%	83 001	100%	146 538	100%

Данните за 2025 г. и за периода 01.01.2026 г. – 31.05.2026 г. показват, че ТЕЦ на лигнитни въглища доминират общо и предимно при регулирането в посока нагоре. Слънчевите фотоволтаични системи и RESS+BESS правят предложения за балансиране и биват активирани предимно при регулиране в посока надолу. В сравнение с предходните пет години се наблюдава увеличение на диверсификацията на технологиите. Предварителната оценка на новите технологии показва, че участието им на балансиращия пазар – индивидуално или в портфолиото на агрегатори в качеството им на ДБУ, увеличава още повече конкуренцията.

Данните по-горе водят също така до заключението, че в резултат на промените в нормативната рамка, относима към функционирането на балансиращия пазар, въведени през 2024 г., трайно са отстранени съществуващи пречки пред участието на RESS и BESS на този пазар и делът тези технологии постепенно се увеличава.

4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ И МЕРКИ ЗА ОТСТРАНЯВАНЕ НА ИДЕНТИФИЦИРАНИ ПРОПУСКИ/ПРЕЧКИ ЗА УЧАСТИЕТО НА BESS И DSR НА БАЛАНСИРАЩИЯ ПАЗАР

Въз основа на изложените данни и извършения анализ може да се направи заключение, че съществуващите преди 2024 г. пропуски при участието на гъвкави ресурси на пазара на балансираща енергия до голяма степен са отстранени. Времето за затваряне на пазарната сесия, липсата на тавани на цените и въвеждането на отрицателно ценообразуване действаха като стимул за доставчиците на услуги по балансиране чрез RESS и BESS единици/модули в портфолиото си да участват активно на пазара на балансираща енергия. Офертите се подават за списъка на офертите по приоритетен ред (MOL) за резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR).

Въпреки това са идентифицирани следните пропуски:

- съществуващите периоди на валидност за осигуряването на разполагаемост за допълнителни услуги не отразяват наличния разполагаем капацитет на BESS и регулируемите DSR;

- ПУЕЕС не дефинира конкретни технически условия и параметри за присъединяване на гъвкави ресурси, въпреки че в чл. 42, ал. 4 от ПУЕЕС е предвидена възможност ОПС и операторите на електроразпределителни мрежи да определят конкретните технически изисквания към присъединяването и експлоатацията на BESS в съответните договори, съобразно заявените технически параметри и възможности на конкретния обект, и в съответствие с техническите особености на мястото на присъединяване.

- настоящият пазарен натиск върху лигнитните топлоелектрически централи (които осигуряват цялото количество за FCR и aFRR) от разходите за емисии на CO₂ е факт, като се очаква тяхното постепенно извеждане от експлоатация през следващите години. В резултат на това, без нови доставчици на тези услуги, ОПС няма да е в състояние да осигури и поддържа

законово определените количества от различните видове резервни мощности, определени в Регламент (ЕС) № 1485/2017. Като се има предвид гореизложеното, таванът на цените на балансиращия капацитет трябва постепенно да бъде премахнат, при отчитане наличието и потенциалния интерес на ДБУ, използващи нови технологии, което ще създаде условия за повишаване нивото на конкуренция за тези резерви.

Мерките, които могат да бъдат предприети за отстраняване на пропуските пред по-нататъшното навлизане на BESS и управлението на потреблението (DSR) на пазара на балансираща мощност, са дефинирани по-долу:

- поетапно въвеждане на търгове за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги за по-кратки периоди на валидност или на вторични търгове за неразпределена разполагаемост за допълнителни услуги, както и въвеждане на двупосочни търгове за разполагаемост за допълнителни услуги – осигуряване на положителен и отрицателен резерв за услуги за първично регулиране на честотата FCR и резерви за регулиране на честотата и обменната мощност (FRR);

- след достатъчно увеличаване на пазарната конкуренция, измерена чрез индексите на пазарна концентрация за услуги за FCR и резерви за aFRR и mFRR, може да се въведе пазарен модел за разпределение на средствата между различните видове резервен капацитет;

- изменение на ПУЕЕС с цел въвеждане на технически условия за новите технологии;

- ОПС следва да организира на всяко тримесечие публично обучение за всички заинтересовани страни за целите на участието им на балансиращия пазар.

С оглед на горното по-долу е предложен график от мерки за по-нататъшно развитие на участието на BESS и DSR на балансиращия пазар. Мерките са формулирани с оглед компетентностите на КЕВР и функциите на ЕСО ЕАД като оператор на електропреносната мрежа и организатор на балансиращия пазар.

Таблица 3

Мерки, срокове и отговорни субекти за отстраняване на идентифицираните пречки пред участието на BESS и DSR на балансиращия пазар				
№	Мярка	Отговорен субект	Срок	Очакван резултат
1	Поетапно въвеждане на тръжни процедури за по-кратки периоди на валидност на разполагаемостта, включително възможност за продукти в рамките на деня.	ЕСО ЕАД; КЕВР в рамките на правомощията по одобряване/контрол на приложимите правила	2027 г.	По-добро съответствие между техническите възможности на BESS/DSR и пазарните продукти за балансираща мощност.
2	Анализ и, при необходимост, изменение на ПУЕЕС и тръжните правила с цел отчитане на характеристиките на технологии с ограничен първичен ресурс (Limited Energy Reservoirs, LER), включително BESS.	ЕСО ЕАД; КЕВР	2026-2027 г.	Ясни технически условия за предварителна оценка, участие и контрол на изпълнението от BESS и други гъвкави ресурси.
3	Разработване на подход за двупосочни продукти за разполагаемост, включително положителен и отрицателен резерв, когато това е технически и пазарно обосновано.	ЕСО ЕАД; КЕВР	2027 г.	По-пълно използване на ресурси, способни да предоставят услуги в двете посоки, и повишаване на конкуренцията.
4	Периодичен мониторинг на концентрацията на пазара за FCR, aFRR и mFRR, включително чрез показатели за пазарна концентрация и реално активиране по технологии.	КЕВР въз основа на данни от ЕСО ЕАД	ежегодно	Обективна основа за преценка дали и кога ценовите ограничения за разполагаемост следва да бъдат преразгледани.

Мерки, срокове и отговорни субекти за отстраняване на идентифицираните пречки пред участието на BESS и DSR на балансиращия пазар				
№	Мярка	Отговорен субект	Срок	Очакван резултат
5	Постепенно преразглеждане на пределните стойности на разходите за разполагаемост при наличие на достатъчна конкуренция и при отчитане на въздействието върху разходите за управление на системата.	КЕВР	след анализ на пазарната концентрация	Стимули за участие на нови технологии без необосновано увеличаване на системните разходи.
6	Тримесечни публични обучения и разяснителни сесии за потенциални ДБУ, агрегатори, оператори на BESS и промишлени потребители.	ЕСО ЕАД, с участие на КЕВР при необходимост	постоянна мярка	Намаляване на информационните и процедурните бариери пред нови участници.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Действащата нормативна рамка в Р България допуска участие на BESS, ПАВЕЦ, DSR и агрегирани ресурси на балансиращия пазар. Няма общо лицензионно или регулаторно ограничение, което да изключва тези ресурси от предоставяне на балансиращи услуги. Налице е и реално навлизане на нови технологии, особено при mFRR и при регулиране в посока надолу.

В същото време пълноценното участие на гъвкавите ресурси изисква постепенно развитие на пазарните продукти, техническите условия и процедурите за предварителна оценка, както и наблюдение на концентрацията на пазара за отделните видове резерви. Предложените мерки осигуряват практичен и институционално изпълним път за повишаване на конкуренцията, интегриране на BESS и DSR и съвместимост с целите на Реформа C13.R3.

II. АНАЛИЗ НА РАЗХОДИТЕ И ПОЛЗИТЕ ОТ ИНСТАЛИРАНЕТО НА ИНТЕЛИГЕНТНИ ИЗМЕРВАТЕЛНИ УРЕДИ ЗА БИТОВИ И НЕБИТОВИ КЛИЕНТИ С ПРЕДОСТАВЕНА МОЩНОСТ ДО 100 kW, ПРИСЪЕДИНЕНИ КЪМ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНА МРЕЖА НА НИВО НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ

Настоящият доклад съдържа оценка на икономическата целесъобразност за ускорено въвеждане на интелигентни измервателни устройства при битови крайни клиенти и небитови крайни клиенти с предоставена мощност до 100 kW, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение. Ограничаването на обхвата на оценката само до тази част от крайните клиенти е с оглед обстоятелството, че съгласно чл. 23, ал. 1 от Правилата за измерване на количеството електрическа енергия (ПИКЕЕ, обн., ДВ, бр. 35 от 2019 г.) операторите на електроразпределителни мрежи са длъжни да монтират средства за търговско измерване, които измерват и регистрират количествата активна и реактивна енергия през определени интервали от време и съхраняват данните в независима памет или в база данни на система за дистанционно отчитане. Това изискване обаче не се прилага по отношение на средствата за измерване на електрическата енергия в обектите на крайни клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение, с предоставена мощност до 100 kW (арг. и от чл. 3, ал. 5 от ПИКЕЕ).

Целта на оценката е да съпостави очакваните разходи с непосредствените и дългосрочните ползи и да установи дали към настоящия момент ускореното внедряване може да се приеме за икономически целесъобразно.

За целите на настоящия доклад правомощието по чл. 21, ал. 1, т. 20 от Закона за енергетиката се разглежда като допълваща нормативна основа на анализа. Самата оценка не води автоматично до приемане на задължителен график за внедряване и не предришава конкретните инвестиционни параметри на отделните оператори. Тя има аналитичен характер и следва да покаже дали при наличната към момента информация и разумни прогнозни допускания ускореното внедряване е икономически обосновано.

При положителна оценка резултатите могат да бъдат взети предвид при подготовката на следващия регулаторен период. Към този момент следва да бъдат използвани актуализирани данни за реалните цени на устройствата, комуникационната и информационната инфраструктура, темпа на внедряване, оперативните разходи и реализираните икономии. Конкретното отражение върху необходимите приходи и цените за достъп и пренос на всеки оператор на електроразпределителна мрежа следва да бъде установено с последващи решения на КЕВР в рамките на съответното производство по утвърждаване на цени за мрежови услуги.

За целите на анализа като интелигентно измервателно устройство се разглежда устройство, което като минимум осигурява едновременно измерване по 15-минутни периоди на сетълмент и възможност за дистанционно отчитане и предаване на измервателните данни. Като неинтелигентни се разглеждат устройствата, които не покриват едновременно тези две минимални функционалности, независимо дали са електромеханични или електронни.

Предмет на количествената оценка е ускорено петгодишно внедряване. Запазването на досегашното развитие не е разгледано като самостоятелен сценарий, тъй като при отсъствие на целенасочена регулаторна и инвестиционна рамка подмяната при значителна част от битовите клиенти би протичала изключително бавно и не би била съвместима с практическия хоризонт на пазарната реформа. При клиенти с ниско или непостоянно потребление икономическият стимул за приоритетна подмяна е ограничен, поради което естественото развитие би довело до силно неравномерно покритие.

Наред с това следва да се отчита, че част от разходите за подмяна на измервателни устройства, обновяване на комуникационна инфраструктура и развитие на информационни системи биха възникнали и без ускорена програма, макар в различен момент и с различен обхват. Поради това общата инвестиционна стойност на ускореното внедряване не следва автоматично да се възприема като изцяло допълнителен дългосрочен обществен разход. Този ефект е отчетен качествено, доколкото наличната информация не позволява надеждно отделяне на всички разходи, които при запазване на досегашното развитие биха възникнали така или иначе.

2. ИЗПОЛЗВАНИ ДАННИ, ДОПУСКАНИЯ И ПРОГНОЗИ

Оценката използва информация, представена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД, отчетни и регулаторни данни, както и прогнозни допускания за показателите, които по своя характер не могат да бъдат установени предварително с необходимата точност. Представената от дружествата информация е с различен обхват, времеви хоризонт и степен на детайлност, което е отчетено при формиране на общата количествена рамка.

Всички парични стойности са представени в евро, като общите стойности са посочени преимуществено в хил. евро. Количественият модел приема петгодишен период на ускорено внедряване от 2027 г. до 2031 г., общ обхват от 3 318 081 устройства и еднаква обща единична стойност на точка за целите на съпоставимостта. Използвана е работна норма на възвръщаемост 7%, както и седемгодишен срок за амортизационно отразяване на инвестиционния разход.

При оценката е възприет консервативен подход по отношение на безвъзмездното външно финансиране. Не се предполага получаване на средства от Модернизационния фонд или други източници, тъй като към момента не може надеждно да се определи дали такива средства ще бъдат предоставени, на кое дружество, в какъв размер и при какъв график.

Евентуалното бъдещо финансиране би намалило регулаторния и ценовия ефект спрямо оценения в настоящия доклад.

За част от дългосрочните ползи не е извършена монетаризация. Причината не е липса на очакван ефект, а високата зависимост на размера му от бъдещо поведение на клиентите, развитие на динамични договори, пазарни ценови разлики, автоматизация, проникване на управляеми товари, използване на данните от операторите и доставчиците и други фактори, които към момента не могат да бъдат прогнозирани с точност, подходяща за мотивирано регулаторно решение.

3. РАЗХОДИ И КОЛИЧЕСТВЕНО ОТРАЖЕНИЕ

Количествената оценка проследява последователно необходимия инвестиционен ресурс, отражението на инвестицията върху възвръщаемостта на капитала и амортизациите, изменението на необходимите приходи, както и ориентировъчния ефект върху мрежовите и крайните цени. Тези показатели са взаимно свързани елементи на една количествена рамка и не следва да се разглеждат като самостоятелни оценки. Непосредствените количествено измерими ползи са приспаднати при формирането на нетния финансов ефект, а останалите потенциални ползи са разгледани в т. 4 без монетаризация.

Исходната база е ускорена подмяна на 3 318 081 устройства в рамките на пет години. За целите на съпоставимостта е използвана обща единична стойност 66,056 евро на точка, от които 60 евро за устройство, доставка и монтаж и 6,056 евро за информационни системи. При тези параметри общият инвестиционен ресурс е 219 179,3 хил. евро, или 43 835,9 хил. евро средногодишно.

Таблица 4

Обхват на подмяната и инвестиционни разходи				
№	Оператор на електроразпределителна мрежа	Брой устройства	Петгодишна инвестиция, хил. евро	Средногодишно за 5 години, хил. евро
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	1 486 081	98 164,6	19 632,9
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	500 000	33 028,0	6 605,6
3	„Електроразпределение Север“ АД	1 332 000	87 986,6	17 597,3
	Общо	3 318 081	219 179,3	43 835,9

Разпределението на обхвата показва, че близо 85% от устройствата за подмяна са съсредоточени в териториите на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД. Поради използването на единна стойност на точка същата пропорция се пренася и върху инвестиционния разход. Това е умишлено хармонизиращо допускане: то позволява обща съпоставка, без предварително да се пренасят в модела различията между отделни технически решения, комуникационни технологии и графици за доставки.

Таблица 5

Единични разходни параметри			
№	Показател	Стойност	Единица
1	Устройство с доставка и монтаж	60,000	евро/точка
2	Информационни системи	6,056	евро/точка
	Обща единична стойност	66,056	евро/точка

Единичните параметри обхващат минималния разходен пакет, необходим за масово внедряване в приетата функционална рамка. Те не предполагат, че действителната цена през всяка година и за всеки оператор ще бъде еднаква. При бъдещо решение следва да се използват

актуални стойности, като могат да възникнат както фактори за увеличение – специфични комуникационни решения, интеграции и киберсигурност – така и фактори за намаление, включително мащаб на поръчките, технологично развитие и конкуренция между доставчиците. Освен това част от разходите за нормална подмяна на измервателния парк и развитие на информационната инфраструктура биха възникнали и без ускорена програма, поради което брутната инвестиция не е тъждествена на изцяло допълнителен дългосрочен обществен разход.

Таблица 6

Разход за възвръщаемост на инвестицията, хил. евро								
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	1 374,3	2 748,6	4 122,9	5 497,2	6 871,5	20 614,6	4 122,9
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	462,4	924,8	1 387,2	1 849,6	2 312,0	6 935,9	1 387,2
3	„Електроразпределение Север“ АД	1 231,8	2 463,6	3 695,4	4 927,3	6 159,1	18 477,2	3 695,4

За проследяване на капиталовия ефект е използвана работна норма на възвръщаемост 7%. При равномерно разпределение на инвестиционния поток натрупването на активи води до нарастващ годишен разход за възвръщаемост от началото към края на петгодишния период. Общият размер на този ефект за трите оператора е около 46 027,6 хил. евро за периода. Посочената норма има характер на работен параметър и при бъдещо регулаторно решение следва да бъде заменена с приложимата към съответния регулаторен период стойност.

Таблица 7

Разходи за амортизации през петгодишния период, хил. евро								
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	2 804,7	5 609,4	8 414,1	11 218,8	14 023,5	42 070,6	8 414,1
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	943,7	1 887,3	2 831,0	3 774,6	4 718,3	14 154,9	2 831,0
3	„Електроразпределение Север“ АД	2 513,9	5 027,8	7 541,7	10 055,6	12 569,5	37 708,6	7 541,7

Паралелно с възвръщаемостта се натрупва амортизационният ефект. Количествената рамка използва седемгодишен срок и линеен подход, поради което годишните амортизации нарастват с въвеждането на нови устройства и инфраструктура. За петте години общият амортизационен ефект достига приблизително 93 934,0 хил. евро. Тази динамика е съществена, тъй като показва защо ценовият ефект не се определя единствено от размера на годишната инвестиция.

Таблица 8

Изменение на необходимите приходи преди отчитане на непосредствените количествено измерими ползи, хил. евро								
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	4 179,0	8 358,0	12 537,0	16 716,0	20 895,0	62 685,1	12 537,0
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	1 406,0	2 812,1	4 218,1	5 624,2	7 030,2	21 090,7	4 218,1
3	„Електроразпределение Север“ АД	3 745,7	7 491,4	11 237,2	14 982,9	18 728,6	56 185,8	11 237,2

Сумираният ефект от възвръщаемостта и амортизациите формира изменение на необходимите приходи преди отчитане на непосредствените ползи. За трите оператора общият петгодишен размер е около 139 961,6 хил. евро. Профилът е ясно нарастващ: през първите години се отразява само част от натрупаната инвестиционна база, докато към края на периода едновременно действат инвестициите от няколко последователни години.

Таблица 9

Нетен финансов ефект по години след отчитане на непосредствените количествено измерими ефекти, хил. евро								
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	2 541,7	6 720,8	10 899,8	15 078,8	19 257,8	54 498,8	10 899,8
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	855,2	2 261,2	3 667,3	5 073,3	6 479,4	18 336,4	3 667,3
3	„Електроразпределение Север“ АД	2 278,2	6 023,9	9 769,6	13 515,4	17 261,1	48 848,2	9 769,6

Този резултат не е окончателният финансов ефект на внедряването. След приспадане на непосредствените количествено измерими ползи, разгледани подробно в т. 4.1, петгодишният нетен ефект намалява до 121 683,5 хил. евро. Разликата от около 18 278,1 хил. евро представлява приблизително 13% намаление спрямо ефекта преди ползите. В модела тези ползи са въведени равномерно по години за целите на съпоставимостта; реалният им профил вероятно ще бъде поетапен и зависим от фактическото покритие и отпадането на паралелни процеси.

Таблица 10

Базови необходими приходи и количества				
№	Оператор	Необходими приходи, хил. евро	Количества НН, MWh	Общо количества, MWh
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	262 499	8 024 320,0	10 429 802,0
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	222 409	7 212 373,3	9 560 611,0
3	„Електроразпределение Север“ АД	147 516	4 715 956,9	5 933 378,0

За превръщане на нетния ефект в ориентировъчна промяна на мрежовите цени са използвани базови необходими приходи и количества. Тези стойности изпълняват ролята на изчислителна база и не следва да се възприемат като прогноза за действителните необходими приходи и количества през всяка бъдеща ценова година. При актуализацията за следващия регулаторен период те следва да бъдат заменени с най-новите отчетни и прогнозни данни.

Таблица 11

Ориентировъчно изменение на мрежовата тарифа						
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	0,97%	2,54%	4,01%	5,33%	6,47%
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	0,38%	1,01%	1,63%	2,21%	2,77%
3	„Електроразпределение Север“ АД	1,54%	4,02%	6,27%	8,16%	9,64%

Ориентировъчният ефект върху мрежовата тарифа се различава съществено между операторите, тъй като еднаквият по методика инвестиционен подход се съпоставя с различен мащаб на базовите необходими приходи и количества. Най-висок относителен ефект се наблюдава при „Електроразпределение Север“ АД, а най-нисък – при „Електроразпределение

Юг“ ЕАД. Това показва, че при бъдещото ценово решение общата рамка за внедряване не отменя необходимостта конкретният ценови резултат да бъде определен поотделно за всеки оператор.

Таблица 12

Ориентировъчен ефект върху крайната цена						
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	0,23%	0,60%	0,95%	1,27%	1,54%
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	0,09%	0,24%	0,39%	0,53%	0,66%
3	„Електроразпределение Север“ АД	0,37%	0,96%	1,49%	1,94%	2,29%

При прехода от мрежовия към крайния ценови ефект е използван работен дял от 23,75% на мрежовия компонент в крайната цена. Поради това процентното отражение върху крайната цена е значително по-ниско от промяната на мрежовата тарифа. При илюстративна средномесечна сметка от 35 евро ефектът към 2031 г. съответства приблизително на 0,54 евро месечно за територията на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, 0,23 евро за „Електроразпределение Юг“ ЕАД и 0,80 евро за „Електроразпределение Север“ АД. Показателят е ориентировъчен и действителният резултат ще зависи от структурата на крайната цена през съответната година.

Таблица 13

Петгодишен недисконтиран и дисконтиран нетен финансов ефект, хил. евро			
№	Оператор	Недисконтиран петгодишен ефект	Дисконтиран петгодишен ефект при 7%
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	54 498,8	42 377,1
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	18 336,4	14 258,0
3	„Електроразпределение Север“ АД	48 848,2	37 983,4
	Общо	121 683,5	94 618,5

За допълнителна съпоставимост петгодишният нетен ефект е приведен към настояща стойност при работен дисконтов процент 7%. Така общият недисконтиран ефект 121 683,5 хил. евро се редуцира до 94 618,5 хил. евро. Този резултат не представлява пълна нетна настояща стойност за жизнения цикъл на инфраструктурата, тъй като след 2031 г. не са включени всички бъдещи разходи и ползи. Поради това той служи като допълнителен показател за времевата стойност на петгодишните потоци, а не като самостоятелно основание за крайния извод.

Таблица 14

Ориентировъчно отражение в тригодишна регулаторна рамка					
№	Оператор	Увеличение на НГП – блок 1, хил. евро/год.	Относителен ефект – блок 1	Увеличение на НГП – блок 2, хил. евро/год.	Относителен ефект – блок 2
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	8 147,7	3,10%	19 221,6	7,32%
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	2 741,3	1,23%	6 467,2	2,91%
3	„Електроразпределение Север“ АД	7 302,9	4,95%	17 228,6	11,68%

Тригодишната регулаторна рамка има ориентировъчен характер и показва как натрупването на инвестиции и амортизации би могло да се прояви при групиране на ефектите

в последователни регулаторни блокове. Тя не предрешава бъдещия метод на КЕВР, нито размера на признатите инвестиции и разходи. Особено за втория блок резултатите следва да се разглеждат предпазливо, тъй като към този момент част от параметрите ще зависят от реалното изпълнение на първите години, актуалната норма на възвръщаемост и евентуално външно финансиране.

Общият профил показва, че най-съществената допълнителна тежест е концентрирана в периода на масовото внедряване. В този период едновременно се извършва значителен инвестиционен поток и нараства отражението на вече въведените активи чрез амортизации и възвръщаемост. След приключване на основната подмяна необходимостта от инвестиции със същия мащаб отпада, а част от преходните оперативни разходи, свързани с паралелното поддържане на стари и нови процеси, следва постепенно да намалее.

Оцененият ефект върху крайната цена остава ограничен спрямо мащаба на подмяната. Към 2031 г. количествената рамка показва ориентировъчен ефект от около 1,54% за „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, 0,66% за „Електроразпределение Юг“ ЕАД и 2,29% за „Електроразпределение Север“ АД. Тези стойности не са прогноза за бъдещите цени, а оценка при фиксирани работни допускания. В същото време моделът е консервативен, тъй като не предполага безвъзмездно финансиране и не приспада автоматично разходите, които биха възникнали и при нормалното обновяване на измервателния парк.

4. ПОЛЗИ

Ползите от интелигентното измерване се различават по степен на измеримост, времеви профил и условия за реализация. Част от тях могат да бъдат установени сравнително пряко чрез отчетни данни и конкретни промени в оперативните процеси. Друга част имат потенциално по-голям дългосрочен размер, но зависят от бъдещото развитие на пазара, поведението на клиентите, проникването на нови технологии и начина, по който измервателните данни действително ще бъдат използвани. Тази разлика е съществена за оценката: разходите могат да бъдат определени сравнително точно още предварително, докато част от най-важните ползи възникват едва след като покритието стане достатъчно широко, данните се натрупат и пазарните участници адаптират продуктите и процесите си. Поради това настоящият доклад разделя ползите на непосредствени, количествено измерими ефекти, включени в модела, и потенциални дългосрочни ефекти, които са идентифицирани подробно, но не са монетаризирани.

4.1. Конкретни количествено измерими ползи

В количествената рамка са включени три групи непосредствени ползи: ограничаване на част от нетехническите загуби; икономии от работна заплата, транспортни и експлоатационни разходи; и икономии от дейности по прекъсване и възстановяване. Те са избрани, защото могат да бъдат свързани с наблюдаеми оперативни показатели и позволяват последваща проверка чрез отчетни данни. В модела размерът им е разпределен равномерно по години; това е техническо опростяване, а не твърдение, че пълният ефект ще възникне непосредствено от началото на 2027 г.

Таблица 15

Непосредствени количествено измерими ползи в количествения модел, хил. евро								
№	Показател	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	Ограничаване на нетехнически загуби	664,7	664,7	664,7	664,7	664,7	3 323,4	664,7
2	Икономия от работна заплата, транспортни разходи, експлоатация и др.	854,4	854,4	854,4	854,4	854,4	4 271,8	854,4

Непосредствени количествено измерими ползи в количествения модел, хил. евро								
№	Показател	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
3	Икономия от разходи за прекъсване и възстановяване	118,2	118,2	118,2	118,2	118,2	591,1	118,2
	Общо	1 637,3	1 637,3	1 637,3	1 637,3	1 637,3	8 186,3	1 637,3

Исходният размер на непосредствените ползи е 1 637,3 хил. евро средногодишно и 8 186,3 хил. евро за петгодишния период. Най-голям дял има групата на икономии от труд, транспорт, експлоатация и други свързани дейности, следвана от ограничаването на нетехническите загуби. Тези стойности са част от количествения модел и са използвани при формирането на нетния финансов ефект.

Таблица 16

Разпределение на непосредствените количествено измерими ползи по оператори, хил. евро								
№	Оператор	2027	2028	2029	2030	2031	Общо	Средно
1	„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	1 637,3	1 637,3	1 637,3	1 637,3	1 637,3	8 186,3	1 637,3
2	„Електроразпределение Юг“ ЕАД	550,9	550,9	550,9	550,9	550,9	2 754,3	550,9
3	„Електроразпределение Север“ АД	1 467,5	1 467,5	1 467,5	1 467,5	1 467,5	7 337,5	1 467,5
	Общо	3 655,6	3 655,6	3 655,6	3 655,6	3 655,6	18 278,1	3 655,6

При разпределението по оператори общият петгодишен размер на непосредствените количествено измерими ползи е 18 278,1 хил. евро, или средно 3 655,6 хил. евро годишно. Именно този размер обяснява разликата между изменението на необходимите приходи преди отчитане на ползите и нетния финансов ефект, представени в т. 3.

Дистанционен отчет и намаляване на полевите дейности. При достатъчно комуникационно покритие отпада необходимостта от значителен брой периодични физически посещения за отчет и се намалява зависимостта от достъп до имота или електромерното табло. Ползата може да бъде проследявана чрез брой избегнати посещения, работни часове, транспортни разходи, разходи за външни услуги и изменение на разхода за обслужване на една измервателна точка. В реален режим ефектът следва да нараства с покритието, тъй като икономията е ограничена, докато значителна част от парка продължава да се обслужва по стария начин.

Дистанционно прекъсване и възстановяване. Когато конкретната техническа конфигурация на устройството и свързаната инфраструктура поддържа съответната функционалност, част от дейностите могат да бъдат извършвани без посещение на място. Ефектът е измерим чрез броя дистанционно изпълнени операции, избегнатите посещения и намаленото време за обработка. Тъй като минималната функционална рамка на настоящия доклад е ограничена до 15-минутно измерване и дистанционно предаване на данни, при бъдеща актуализация количественият размер на тази полза следва да бъде съобразен с действително избраната техническа конфигурация.

Ограничаване на нетехническите загуби. По-високата честота на данните, възможността за сравнение на баланси и автоматизираният анализ създават условия за по-ранно откриване на аномалии и нерегламентирано потребление. Ползата може да се оценява чрез реално установено изменение на енергията за технологични разходи и съответния избегнат разход за закупуване на електрическа енергия. При последваща актуализация най-надеждният подход е да се използват фактически наблюдавани изменения и да се отдели, доколкото е възможно, ефектът на ИИС от други мерки за контрол на загубите.

Подобряване на отчетните, фактуриращите и обслужващите процеси. По-високата достъпност и периодичност на измервателните данни намалява необходимостта от прогнозни стойности, корекции и последваща ръчна обработка на несъответствия. Тук могат да бъдат наблюдавани брой коригирани фактури, жалби, повторни обработки, време за обслужване и разходи за проверка. Тези ефекти са количествено измерими по принцип, но не са включени отделно в монетаризираната част на настоящия модел, за да не се допуска двойно отчитане с по-общите оперативни икономии.

Непосредствените ползи имат различен времеви профил от този на капиталовите разходи. В началото е възможно едновременно поддържане на стари и нови процеси, наличие на допълнителни комуникационни и софтуерни разходи и ограничен брой автоматизирани операции. С увеличаване на покритието се създава възможност за реално отпадане на част от старите дейности и за използване на единна информационна среда. Поради това при бъдеща актуализация на оценката е по-реалистично ползите да се моделират с нарастващ профил, основан на фактическия темп на внедряване и отчетните резултати.

Посочените непосредствени ефекти не изчерпват икономическата стойност на интелигентното измерване. Те са само частта, която към настоящия момент може да бъде включена в количествената рамка без прекомерни допускания. Значителна част от очакваните ползи възниква извън тесния оперативен периметър на операторите и зависи от бъдещото използване на интервалните данни от клиенти, доставчици, координатори на балансиращи групи, агрегатори и самите мрежови оператори.

4.2. Потенциални, но количествено трудно измерими ползи

За тази група ползи не е извършена монетаризация в настоящия доклад. Конкретната парична стойност би изисквала не само оценка на техническия потенциал, а и достатъчно обосновани прогнози за дела на участващите клиенти, поведението им, реално изместваното потребление, бъдещите ценови разлики, проникването на управляеми товари, прогнозните грешки, локалните мрежови ограничения и причинната връзка между ИИС и конкретния ефект. Допълнително следва да се избегне двойното отчитане на една и съща икономическа стойност при клиента, доставчика и системата. При настоящата информационна база използването на точкови парични оценки би създавало привидна точност. Това не означава, че ползата е нулева, а че е отчетена качествено и консервативно.

Ползи за клиентите от динамично ценообразуване и оптимизация на потреблението. Наличието на 15-минутни измервателни данни е основна предпоставка за договори, които отразяват времевата стойност на електрическата енергия. Клиенти с подходящ профил и управляеми товари могат да преместват част от потреблението от периоди с високи към периоди с ниски цени, включително чрез автоматизирано управление на бойлери, термопомпи, зарядни устройства и други товари. В принципен план ползата може да се оцени като произведение от реално изместеното количество, реализираната ценова разлика и дела на участващите клиенти, но всеки от тези параметри изисква самостоятелна обоснована прогноза. С развитието на динамичните продукти, автоматизацията и електрификацията потенциалът следва да нараства.

Ползи за либерализацията и конкуренцията. Почти универсалното интелигентно измерване създава обща техническа основа за участие на битовите клиенти на пазарен принцип и за предлагане на разнообразни продукти. Това е особено важно за клиенти с ниско, сезонно или непостоянно потребление, които при чисто икономическа приоритизация на отделната точка биха останали последни в процеса на подмяна. Запазването на остатъчен регулиран сегмент, формиран по същество от профила на потреблението и характера на имота, би било трудно съвместимо с последователна пазарна реформа. Стойността на тази полза не се свежда до една конкретна транзакция или икономия, а до премахване на инфраструктурно ограничение пред функционирането на пазара.

По-точно прогнозиране и управление на небалансите. Натрупването на интервални данни позволява по-добро сегментиране на потреблението, изграждане на по-точни профили и постепенно подобряване на прогнозните модели на доставчици и координатори на

балансиращи групи. Потенциалният ефект зависи от степента на действително използване на данните, качеството на прогнозните модели, развитието на портфейлите и цената на небалансите. Количествената оценка би изисквала надеждна базова грешка на прогнозиране и доказуемо намаление, причинно свързано с използването на данните от ИИС.

Развитие на управление на потреблението, агрегиране и услуги за гъвкавост.

Интелигентното измерване не създава автоматично гъвкавост, но е необходима инфраструктурна предпоставка за нейното измерване, верифициране и разплащане. С нарастване на електрификацията на отоплението и транспорта, проникването на системи за съхранение и автоматизираното управление се увеличава както броят на потенциално управляемите товари, така и икономическата стойност на времето им преместване. Ползата зависи от бъдещите пазарни правила, продуктите за участие, цените на услугите и реалната активност на клиентите и агрегаторите.

Мрежови ползи. Интервалните данни могат да подобрят наблюдаемостта на мрежите ниско напрежение, локализирането на претоварвания и аномалии, анализа на напрежението, фазовото балансиране и планирането на нови присъединявания. В определени случаи това може да подпомогне ограничаване на техническите загуби и по-ефективно насочване или отлагане на част от мрежовите инвестиции. Тези ефекти са силно локални: полза възниква само когато данните се интегрират в оперативните процеси и действително водят до различно решение за експлоатация или инвестиция. Поради това обща стойност за всички точки би била трудно защитима без подробни мрежови анализи.

По-добро управление на прекъсванията и качеството на услугата. По-честите измервателни данни и, когато конкретната система поддържа съответни събитийни функционалности, по-бързото установяване на засегнати участъци могат да подобрят реакцията при прекъсвания и информацията към клиентите. Монетаризацията изисква надеждни оценки за честота на събитията, действително съкратено време за възстановяване и стойност на прекъснатото снабдяване. Тъй като минималната функционална рамка на доклада не включва изрично всички функции за автоматично управление на прекъсвания, тази полза следва да се оценява предпазливо.

Интеграция на децентрализирано производство, електромобили, термопомпи и системи за съхранение. С увеличаване на тези технологии стойността на точните интервални данни нараства, тъй като мрежовите потоци и профилите на потребление стават по-променливи и двупосочни. Данните подпомагат както разработването на подходящи пазарни продукти, така и планирането на мрежата, оценката на локалните натоварвания и координацията на управляеми ресурси. Тази полза е с изразен дългосрочен характер и следва да се увеличава с технологичното проникване.

Общият времеви профил на потенциалните ползи е различен от този на инвестиционните разходи. Значителна част от разходите се концентрира в първите години на внедряването, докато ползите нарастват с покритието, натрупването на исторически данни, развитието на нови договори и услуги и увеличаването на дела на управляемите товари. Част от ефектите – например по-доброто прогнозиране или мрежовото планиране, изискват достатъчно дълги и качествени серии от данни и поради това по дефиниция не могат да се реализират в пълен размер непосредствено след монтажа на първите устройства.

След приключване на основната подмяна необходимостта от мащабен ежегоден инвестиционен поток намалява, докато изградената комуникационна и информационна инфраструктура продължава да се използва. Едновременно с това технологичното развитие, мащабът на поръчките и конкуренцията между доставчиците създават предпоставки за понижаване на единичните разходи. Следователно очакваната динамика е асиметрична: допълнителните разходи са най-високи в началото и имат преходен характер, а значителна част от ползите има потенциал да се увеличава във времето.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Извършената оценка показва, че ускореното въвеждане на интелигентни измервателни устройства изисква значителен първоначален инвестиционен ресурс и води до нарастване на признатите разходи в периода на внедряване. При приетия петгодишен обхват общата инвестиция е оценена на 219 179,3 хил. евро, а средногодишният инвестиционен поток – на 43 835,9 хил. евро. Разходният ефект се усилва в рамките на периода поради натрупването на амортизации и възвръщаемост върху капитала.

Същевременно оценката е консервативна в няколко направления. Не е предположено безвъзмездно външно финансиране; не е извършено пълно приспадане на разходите за подмени и инфраструктура, които биха възникнали и при запазване на досегашното развитие; и не са монетаризирани значителна част от очакваните клиентски, пазарни, мрежови и системни ползи. Поради това тесният петгодишен финансов резултат не изчерпва икономическата оценка на внедряването за целия период на използване на инфраструктурата.

Непосредствените количествено измерими ползи намаляват част от разходния ефект още в рамките на периода на внедряване. По-съществено значение в дългосрочен план имат ползите, свързани с динамично ценообразуване и оптимизация на потреблението, по-точно прогнозиране, развитие на управление на потреблението и агрегиране, по-добра наблюдаемост и управление на мрежата, интеграция на нови товари и децентрализирано производство и създаване на техническа основа за последователна либерализация на битовия сегмент. По своя характер тези ползи следва да нарастват с увеличаване на покритието и използването на данните.

От друга страна, допълнителните разходи имат ясно изразен начален и преходен характер. След приключване на основната подмяна отпада необходимостта от годишен инвестиционен поток със същия мащаб, постепенно намаляват разходите за паралелно поддържане на стари и нови процеси, а натрупаният мащаб на внедряването създава предпоставки за по-ниски единични цени и по-ефективно използване на комуникационната и информационната инфраструктура. Следователно времевият профил на разходите и ползите е асиметричен: разходите са концентрирани в началото, докато значителна част от ползите се развива и нараства във времето.

При съпоставка на количествено оценения разходен и ценови ефект с непосредствените измерими ползи и с подробно идентифицираните дългосрочни клиентски, пазарни, мрежови и системни ефекти, настоящата оценка е положителна. Към настоящия момент може да се приеме, че ускореното внедряване е икономически целесъобразно като необходима инфраструктурна предпоставка за модернизиране на електроразпределителните мрежи, развитие на активното участие на клиентите и последователно преминаване към пазарен модел на снабдяване.

Този извод не предрешава конкретния график и регулаторното третиране на инвестициите. За следващия регулаторен период оценката следва да бъде актуализирана с най-новите отчетни и прогнозни данни и да бъде взета предвид при определяне на необходимите приходи и утвърждаване на цените за достъп и пренос на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД. По този начин конкретното внедряване може да бъде материализирано чрез ценовите решения на КЕВР при отчитане на реалния инвестиционен график, действителните единични разходи, наличното финансиране и актуализираната оценка на ефектите.

III. МЕРКИ ЗА ПРЕМАХВАНЕ НА ПРЕЧКИ ПРЕД ОПТИМИЗАЦИЯТА НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО, ВКЛЮЧИТЕЛНО ЧРЕЗ ВНЕДРЯВАНЕТО НА ИНТЕЛИГЕНТНИ ИЗМЕРВАТЕЛНИ УРЕДИ И УЧАСТИЕТО НА ДОСТАВЧИЦИ НА АГРЕГИРАНИ УСЛУГИ

1. ВЪВЕДЕНИЕ

Настоящият доклад разглежда възможностите за оптимизация на потреблението на електрическа енергия при крайни клиенти в Р България, включително чрез внедряване на интелигентни измервателни уреди и участие на доставчици на агрегирани услуги. Основна част на доклада е изготвянето на обективен анализ при какви условия, за кои категории клиенти, чрез кои товари и при какъв организационен модел управлението на потреблението може реално да създаде стойност за клиента, за пазарните участници и за ЕЕС. В този смисъл анализът не разглежда всяко управление на потреблението за изначално икономически целесъобразно или лесно приложимо, а че оценката на възможностите за оптимизация на потреблението следва да отчита едновременно техническите характеристики на отделните категории товари, икономическите стимули за крайните клиенти и останалите пазарни участници, както и спецификите на националния пазар на електрическа енергия. Затова докладът третира не само въпроса дали даден товар може технически да бъде управляван, но и дали има практически смисъл да бъде управляван при конкретните пазарни, технически и потребителски условия. Последното е особено важно при малките крайни клиенти – при тези участници фактичската възможност за управлението на товари е неразривно свързана с практическия смисъл от това управление.

Докладът е насочен към битови и малки небитови крайни клиенти с присъединена мощност до 100 kW. Тези групи клиенти се разглеждат отделно от големите индустриални потребители, тъй като обичайно имат по-малки индивидуални товари, по-различно потребителско поведение, по-ограничен административен и технически капацитет и различна способност да реагират на ценови или други стимули. Битовите клиенти и малките небитови клиенти не са еднородни групи. При част от тях потреблението е ограничено и трудно управляемо, докато при други има конкретни товари с по-висок технически потенциал за временно намаляване, увеличаване или изместване. Поради това анализът не приема предварително еднаква приложимост на всички модели към всички клиенти, а разглежда условията, при които отделните форми на оптимизация могат да имат практически смисъл.

Извън обхвата на подробния анализ са големите индустриални потребители. Те вече участват на свободния пазар, имат значително потребление, силен икономически стимул за оптимизация, разполагат с интелигентни измервателни устройства и монтирани технически средства за управление на товара и в някои случаи вече предоставят балансиращи и допълнителни услуги на оператори на електрически мрежи. При тях управлението на потреблението е в значително по-голяма степен установено като практика и не изисква същия тип анализ, приложим към масовите малки клиенти.

Анализите в доклада са изградени върху последователност, която започва от техническите предпоставки, след което преминава към икономическата целесъобразност, формите на организация на оптимизацията на потреблението, специфичните пазарни и организационни отношения, съществуващото положение в Р България и необходимите мерки, съответно график за изпълнението им, уреждащи пропуските при оптимизацията на потреблението. Този подход е необходим, тъй като управлението на потреблението при малки клиенти не може да бъде оценено само като правна възможност или като обща пазарна концепция. То има практическо значение само ако при съответния клиент има управляем товар, потреблението може да бъде измерено във времето, товарът може да бъде управляван технически, а отношенията между участниците са достатъчно ясно уредени. Поради това първо се разглеждат електрическите товари, които могат да бъдат предмет на оптимизация, тъй като не всяко потребление е подходящо за управление, а практическата приложимост зависи от мощността, режима на работа, възможността за изместване или временно

ограничаване и отражението върху комфорта или дейността на клиента. Второ се разглежда интелигентното измерване като необходима инфраструктурна предпоставка. Без достатъчно точна времева регистрация на потреблението не може надеждно да се оцени ефектът от оптимизацията, независимо дали тя се извършва самостоятелно от клиента, чрез доставчик или чрез независим агрегатор. На следващо място са разгледани допълнителните технически средства за управление: устройства, софтуер, комуникационна свързаност, предварително зададени параметри, възможност за дистанционно или автоматизирано управление и начинът, по който товарът се връща към нормален режим след активация. След тези технически предпоставки се разглеждат икономическата целесъобразност и възможните начини на организация на оптимизацията: самостоятелно от клиента, чрез доставчика или чрез независим агрегатор. Едва след това се анализират отношенията с останалите пазарни участници, включително доставчици, координатори на балансиращи групи, ОПС и оператори на електроразпределителни мрежи (ОРМ). Въз основа на тези анализи се извършва съпоставка със съществуващото положение в Р България и се правят съответните изводи, отчитащи местните особености. В последната заключителна част са представени необходимите мерки и график за извършването им.

2. ТЕХНИЧЕСКИ ПРЕДПОСТАВКИ ЗА ОПТИМИЗАЦИЯ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО

2.1. Същност на управлението на потреблението

Управлението на потреблението представлява промяна в профила на потребление на електрическа енергия спрямо обичайното или очакваното потребление на клиента. Тази промяна може да се изразява в намаляване, увеличаване или изместване на потреблението във времето.

При битови и малки небитови крайни клиенти управлението на потреблението обикновено не означава трайно отказване от потребление, а временно изместване или автоматизирано управление на конкретни товари. Типични примери са временно изключване или отлагане на работа на бойлер, предварително отопление или охлаждане (презатопляне или преохлаждане), управление на хладилен товар в рамките на допустим температурен диапазон, отлагане на зареждане на електромобил и др.

В този смисъл управлението на потреблението не следва да се смесва с енергийна ефективност. Енергийната ефективност обикновено води до трайно намаляване на потребената енергия за определена услуга, докато управлението на потреблението често води до промяна във времето на потреблението, без задължително да намалява общото количество енергия.

2.2. Наличие на подходящи електрически товари и анализ на основните категории

Първата практическа предпоставка за оптимизация на потреблението е наличието на електрически консуматори, чието потребление може да бъде временно намалявано, увеличавано или измествано. Ако при даден клиент няма такъв товар, останалите елементи на модела – интелигентно измерване, автоматика, договорни отношения и др. не могат сами по себе си да създадат реална гъвкавост.

В тази връзка са подходящи преди всичко товари с относително значима мощност, известна продължителност на работа, възможност за временно управление и ограничено отражение върху комфорта или дейността на клиента. При битови клиенти това най-често са електрически бойлери, климатични системи, термопомпи, електрическо отопление с топлинна инерция и зареждане на електромобили и батерии, когато са налични. При малки небитови клиенти допълнително значение могат да имат хладилни инсталации, помпи, компресори, вентилация и други товари, свързани с конкретната дейност.

При част от електрическите уреди възможността за управление е предимно теоретична или с ниска икономическа стойност. Това се отнася за товари с малка мощност, кратка продължителност на работа, силна зависимост от непосредственото поведение на клиента или

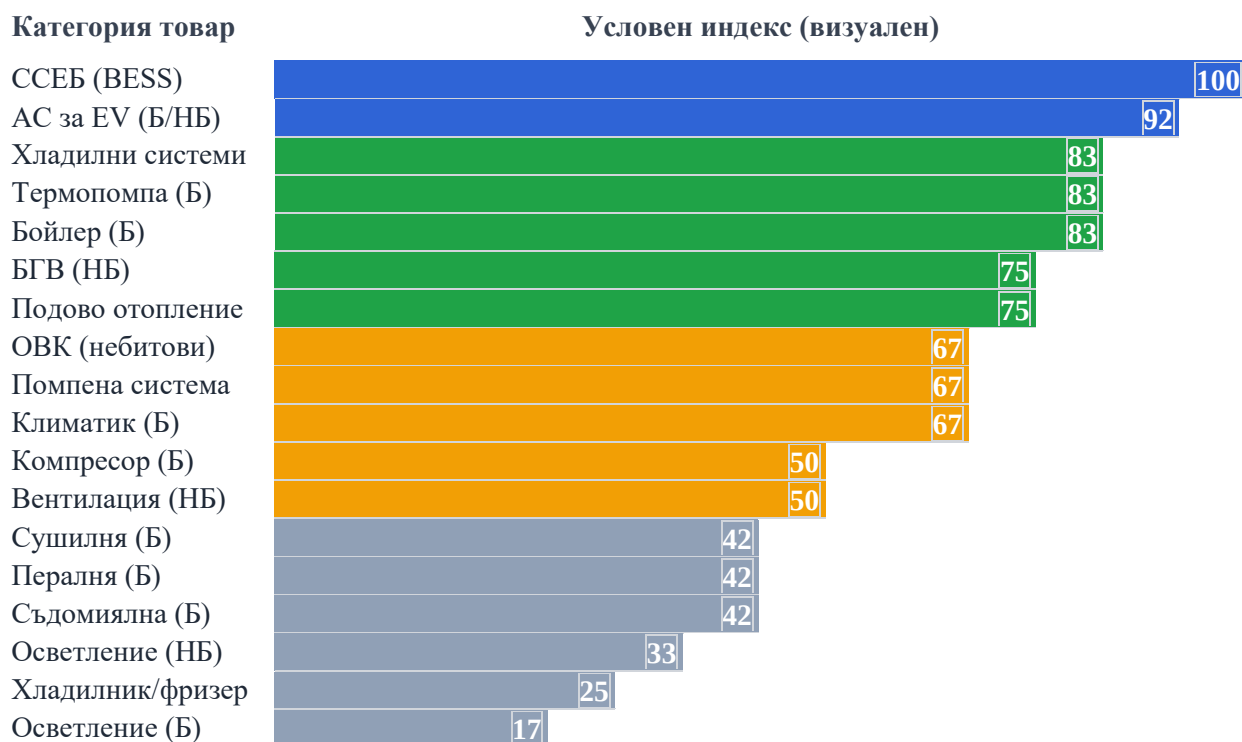
висока чувствителност към прекъсване. Поради това в Таблица 17 по-долу са включени не просто уреди, които могат технически да бъдат включени или изключени, а такива, чието управление има достатъчна практическа и икономическа стойност. При оценката на отделните категории товари са отчетени ориентировъчната електрическа мощност на съответния товар, възможният времеви хоризонт за управление и принципната пригодност на товара за оптимизация на потреблението. Посочените стойности са индикативни и не следва да се разглеждат като технически норматив или като оценка на разпространението на съответните уреди в България. Те имат за цел да покажат относителния мащаб и потенциала на различните категории товари при наличие на необходимата измервателна, комуникационна и управляваща инфраструктура.

Таблица 17

ОРИЕНТИРОВЪЧЕН ПОТЕНЦИАЛ НА РАЗЛИЧНИТЕ КАТЕГОРИИ ТОВАРИ					
№	Категория товар	Ориентировъчна електрическа мощност	Технически потенциал	Времеви хоризонт	Принципна пригодност за управление
1	Електрически бойлер (битови клиенти)	1,5-3 kW	висок	1-6 ч.	висока
2	Електрически бойлер/подгряване на вода (малки небитови клиенти)	3-15 kW	висок	1-6 ч.	средна/висока
3	Климатик сплит система (битови клиенти)	0,7-2,5 kW	среден/висок	15 мин. - 2 ч.	средна/висока
4	Климатизи и малки ОВК системи (небитови клиенти)	3-50 kW	среден/висок	15 мин. - няколко часа	средна/висока
5	Термопомпи	2-15 kW	висок	30 мин. - няколко часа	висока
6	Електрическо подово/акумулиращо отопление	1-10 kW	висок	1-6 ч.	средна/висока
7	Пералня	0,5-2,5 kW	среден	отлагане на цикъл	ниска/средна
8	Сушилня	1,5-3,5 kW	среден	отлагане на цикъл	ниска/средна
9	Съдомиялна	1-2,5 kW	среден	отлагане на цикъл	ниска/средна
10	Хладилник/фризер (битови клиенти)	0,05-0,3 kW	нисък/среден	до 1 ч.	ниска
11	Хладилни витрини, камери и фризери (малки небитови клиенти)	1-20 kW	висок	15 мин. - няколко часа	висока
12	Помпени системи	1-30 kW	среден до висок	минути до часове	средна/висока
13	Компресори	2-30 kW	среден	минути до часове	средна
14	Вентилация	0,5-10 kW	среден	до 1 ч.	средна
15	АС за EV	3,7-22 kW	много висок	няколко часа	висока
16	ССББ (BESS)	3-10 kW мощност на инвертор	много висок	според капацитет и режим	много висока
17	Осветление (битови клиенти)	до 1 kW	нисък	кратки периоди	ниска
18	Осветление (малки небитови клиенти)	0,5-10 kW	нисък/среден	кратки периоди	ниска/средна

С цел по-добра ориентация, данните от Таблица 17 са визуализирани на Фигура 5:

Фигура 5



* Б – битов клиент ■ много висок приоритет ■ висок ■ среден ■ ограничен

НБ – небитов клиент

Електрическите бойлери са една от категориите товари с висок принципен потенциал за управление. Те имат сравнително висока мощност, работят циклично и използват топлинна инерция, която позволява временно изключване или изместване на работа без незабавно отражение върху ползването на топла вода. Управлението на този тип товар обичайно изисква предварително определени ограничения относно продължителността и честотата на активациите, както и правила за възстановяване на нормалния режим. При малки небитови клиенти бойлерите и системите за подгръване на вода могат да имат по-висока мощност, като приложимостта зависи от дейността на обекта и допустимостта на временното изместване.

Климатичните системи и термопомпите имат значителен технически потенциал, особено през периоди с високо отоплително или охладително натоварване. Те могат да бъдат управлявани чрез предварително отопление или охлаждане (презатопляне/преохлаждане), временно ограничаване на мощността или промяна на зададената температура в допустими граници. Този тип управление е чувствителен към комфорта на клиента и не следва да се основава на грубо и продължително изключване. По-подходящи са автоматизирани режими, които използват топлинната инерция на сградата и позволяват краткосрочно намаляване или изместване на товара. При малки небитови клиенти следва да се отчита и въздействието върху работната среда, клиентите на обекта или технологичния процес.

Пералните, сушилните и съдомиялните могат да бъдат управлявани главно чрез отлагане на цикъла. Технически това е сравнително лесно, особено при съвременни уреди с възможност за програмиране или дистанционно управление. Практическата стойност обаче е ограничена от сравнително ниската мощност, непостоянния режим на използване и зависимостта от поведението на клиента. Тези товари могат да имат значение като част от по-широка домашна система за управление или при клиенти, които активно използват ценови сигнали, но не са най-подходящият самостоятелен ресурс за масова оптимизация на потреблението.

При битови клиенти хладилниците и фризерите имат ниска индивидуална мощност и ограничена стойност като самостоятелен ресурс. При малки небитови клиенти хладилниците

витрини, камери и фризери могат да имат значително по-висок потенциал поради по-голямата мощност и по-постоянния режим на работа. Хладилните товари позволяват временно управление в рамките на допустими температурни граници. Практическото приложение изисква надежден контрол, ясно определени температурни ограничения и недопускане на риск за стоките, храните или дейността на клиента. При такива товари особено значение имат измерването, мониторингът и предварително зададените допустими отклонения.

Помпите, компресорите и вентилационните системи могат да имат практическо значение при част от малките небитови клиенти. Потенциалът зависи от вида на процеса, възможността за временно изместване, наличието на буфер и допустимостта на промяна в режима. При тези товари често е необходима конкретна техническа оценка на обекта. Те могат да бъдат подходящи за договорни предложения към определени клиенти или групи клиенти, особено когато съществуват резервоари, топлинни или технологични буфери, допустими диапазони на налягане, температура или вентилация.

Зареждането на електромобили има много висок принципен технически потенциал поради сравнително високата мощност и възможността за изместване във времето. В много случаи автомобилът е свързан към зарядна точка за период, който е по-дълъг от необходимото време за самото зареждане. Това позволява зарядният процес да бъде разпределен във времето според ценови сигнал, договорен режим или външна активация. При наличие на подходяща зарядна инфраструктура и управление, зареждането може да бъде ограничавано, отлагано, ускорявано или възобновявано при предварително зададени параметри. В по-развити модели електромобили могат да имат значение и като ресурс, свързан със съхранение на енергия, но това предполага допълнителни технически и договорни условия.

Домашните и малките батерии имат много висок технически потенциал, тъй като могат да изместват потребление във времето и да осигуряват по-прецизен контрол върху обмена на електрическа енергия с мрежата. Те могат да се използват за съхранение в периоди с по-ниска цена или по-високо производство от собствен източник и за последващо използване или отдаване според режима на работа. При батериите потенциалът зависи от капацитета, мощността на инвертора, алгоритъма за управление, режима на зареждане и разреждане, както и от договорните и техническите условия за участие. Когато са налични, те могат да бъдат един от най-гъвкавите ресурси при малки клиенти.

Осветлението при битови клиенти има ниска мощност и ограничен потенциал за управление на потреблението. При малки небитови клиенти мощността може да е по-висока, но възможността за намаляване често е ограничена от изисквания за безопасност, комфорт, работна среда или обслужване на клиенти. Поради това осветлението може да има значение в определени специфични обекти, но по принцип не е сред водещите категории товари за управление на потреблението.

2.3. Интелигентно измерване

Интелигентните измервателни уреди са абсолютна предпоставка за развитие на надеждно управление на потреблението при битови и малки небитови клиенти. Без измерване, което позволява достатъчно точна времева регистрация на потреблението, не може надеждно да се установи кога, в какъв обем и при какви условия е настъпила промяна в потреблението. В този смисъл интелигентното измерване представлява **conditio sine qua non** за реално участие на малките клиенти в механизми за оптимизация и гъвкавост. То е необходимо за прилагане на ценови продукти, основани на различна стойност на електрическата енергия в различни периоди, за оценка на ефекта от управление на потреблението, за определяне на референтно потребление, когато такова е необходимо, и за последващо уреждане на отношенията между участниците. Същевременно, обаче, интелигентното измерване не е достатъчно условие. Самото наличие на интелигентен измервателен уред не означава, че клиентът ще промени поведението си, че доставчикът ще предложи подходящ продукт или че определен товар ще може да бъде управляван автоматизирано. То създава измервателната основа, върху която могат да бъдат изградени техническите и търговските решения.

2.4. Автоматизирано управление, софтуер и комуникации

Третата група технически предпоставки е свързана със средствата за управление на конкретните товари. При масовите малки клиенти не може да се разчита основно на ръчно поведение, ежедневно следене на цени и активно включване или изключване на уреди. Практическото управление изисква автоматизация.

Автоматизираното управление може да се осъществява чрез различни технически решения според вида на товара и степента на сложност на продукта. При по-прости приложения могат да се използват релета, контактори, товарови релета, програмируеми термостати, управлявани контакти, таймери, контролери за бойлери, модули за дистанционно включване и изключване или други приспособления за управление на конкретен електрически товар. При по-сложни обекти могат да се използват локални контролери, системи за сградно управление, системи за енергиен мениджмънт, интелигентни зарядни устройства за електромобили, инвертори на батерии и комуникационни модули.

Софтуерната част може да включва предварително зададени режими на работа, алгоритми за реакция на ценови сигнал, команди от доставчик или агрегатор, ограничения за комфорт или технологичен процес, както и правила за възстановяване на нормалния режим.

Комуникационната свързаност може да бъде реализирана по различни начини, включително чрез локална мрежа, мобилна връзка, интернет връзка, комуникационен шлюз или друга техническа среда, която позволява подаване на команда и получаване на информация за състоянието на товара.

Конкретните технически решения следва да отчитат не само самата активация, но и възстановяването на товара след нея. При бойлери, климатични системи, термопомпи, хладилни инсталации и зареждане на електромобили временното ограничаване на потреблението може да бъде последвано от увеличено потребление в следващ период. Поради това управлението трябва да позволява плавно или разпределено във времето връщане към нормален режим, когато това е необходимо.

Не е необходимо всички клиенти или всички товари да използват еднакво техническо решение. За масови битови приложения е по-подходящо стандартизирано и евтино устройство с ограничен набор от функции. За малки небитови клиенти с по-висок товар може да е оправдано по-сложно техническо решение, включително индивидуална настройка, дистанционен мониторинг и интеграция със съществуваща система за управление на обекта.

3. ИКОНОМИЧЕСКА И ПАЗАРНА ЦЕЛЕСЪОБРАЗНОСТ

Икономическата и пазарната целесъобразност на управлението на потреблението следва да се оценява след техническия анализ на товарите, измерването и възможностите за автоматизирано управление. Наличието на управляем товар е необходимо условие, но не е достатъчно, за да се приеме, че съответният модел е икономически оправдан. Необходимо е да се прецени дали очакваната полза е достатъчна за клиента и за участника, който организира управлението, както и дали разходите за устройство, инсталация, комуникация, софтуер, данни, обслужване, администриране и др. са оправдани. При малки клиенти тази преценка е особено важна, тъй като стойността на индивидуалния товар може да бъде ограничена, докато организационните и техническите разходи могат да бъдат съществени, особено при сложни модели за предоставяне на услуги за гъвкавост. Тоест за да бъде управлението на потреблението практически приложимо, очакваната полза трябва да надвишава разходите за неговото организиране.

При битовите клиенти икономическата мотивация обичайно трябва да бъде ясна, разбираема и достатъчно близка във времето. Колкото по-сложно е предложението и колкото по-отдалечена е очакваната полза, толкова по-малка е вероятността клиентът да участва активно. Важен е и рискът от неудобство. Ако управлението на бойлер, климатик, термопомпа или друг товар води до осезаемо влошаване на комфорта, клиентът може да прекрати участието си дори когато теоретично съществува икономическа полза. Поради това договорните и техническите параметри следва да ограничават риска от такъв ефект.

При малките небитови клиенти икономическата мотивация може да бъде по-силна, когато разходите за електрическа енергия имат съществен дял в дейността или когато съответният товар може да бъде управляван без да се нарушава основният процес. Тези клиенти могат да оценят по-добре конкретна икономия, намален разход или допълнителен приход, ако връзката между участието и финансовия резултат е ясна.

Доставчикът може да има интерес да организира управление на потреблението, ако това му позволява по-добро управление на портфейла, по-точно прогнозиране, намаляване на разходи, ограничаване на експозицията към високи цени или предлагане на по-конкурентен продукт към клиента. Този интерес зависи от начина, по който доставчикът снабдява клиентите си, от ценовия продукт, от възможността да прогнозира и управлява товара и от договорените условия с клиента.

Агрегаторът има интерес, когато може да обедини достатъчен брой управляеми товари и да превърне индивидуално малките промени в потреблението в ресурс с пазарна или договорна стойност. При независим агрегатор икономическият интерес трябва да покрива не само техническото управление, но и разходите за привличане на клиенти, достъп до данни, измерване, доказване на изпълнение, сетълмент и уреждане на отношения с други участници.

Управлението на потреблението може да има значение за координаторите на балансиращи групи, когато позволява по-добро управление на очаквания небаланс на групата или намаляване на разходите, свързани с отклоненията. Това е възможно най-вече когато активацията е достатъчно предвидима, измерима и съобразена със сроковете и правилата за реакция. По-точно управлението на потреблението може да подпомогне управлението на очаквания небаланс на балансиращата група при определени условия, но не може да се приеме, че по принцип и винаги води до ограничаване на небаланса. Ако активацията е твърде късна, неясна или непроверима, тя може да създаде допълнителна сложност и разходи вместо полза.

На ниво електрически мрежи управлението на потреблението може да допринесе за по-добро управление на пиковите натоварвания, за по-гъвкаво регулиране и за по-ефективно използване на мрежовата инфраструктура. Тези ефекти са условни и зависят от мащаба, надеждността, локализацията и проверимостта на предоставеното управляемо потребление. Отлагането или намаляването на мрежови инвестиции е възможно само когато гъвкавостта е достатъчно надеждна, локално релевантна и налична в необходимия обем. По отношение на регулирането на честотата и обменните мощности управлението на потреблението е един от възможните ресурси, но не следва да се приема, че винаги е най-евтиният или най-подходящият продукт. То трябва да се оценява спрямо други източници на гъвкавост при ясни технически и пазарни условия.

4. ФОРМИ НА ОРГАНИЗАЦИЯ НА ОПТИМИЗАЦИЯТА НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО

След като са налице управляеми електрически товари, интелигентно измерване и техническа възможност за управление, оптимизацията на потреблението може да бъде организирана по различни начини. Разграничението между тях е важно, защото при всеки модел са различни ролята на клиента, договорната уредба, техническата организация и отношенията с останалите участници.

Основните форми са: самостоятелна оптимизация от клиента, оптимизация чрез доставчика и участие чрез независим агрегатор. И при трите форми непосредствената икономическа логика за клиента може да бъде намаляване на разхода за електрическа енергия чрез изместване, намаляване или по-ефективно управление на потреблението. Възможността същото управлявано потребление да бъде използвано и като гъвкавост с пазарна, системна или мрежова стойност е опционална и зависи от допълнителни условия и правила, в т.ч. определянето на параметри на услугата (обем, период, начин на активация), измерване, проверка на изпълнението и последици при отклонение. Поради това следва да се прави разграничение между оптимизация на потреблението в тесен смисъл и оптимизация на потреблението в широк смисъл, включваща и предоставяне на услуги за гъвкавост.

Оптимизацията на потреблението в тесен смисъл има изцяло клиентска икономическа логика – намаляване на разходите за активна електрическа енергия чрез изместване, намаляване или по-ефективно управление на определени товари. Оптимизацията на потреблението в широк смисъл включва и предлагане на управляваното потребление под формата на отделна услуга или продукт за гъвкавост към друг пазарен участник – доставчик, координатор на балансираща група, агрегатор, ОПС, ОРМ или друг оправомощен участник, като по този начин се създава добавена стойност не само за клиента, но и за други участници.

4.1. Самостоятелна оптимизация от клиента

При самостоятелната оптимизация клиентът сключва договор за доставка на електрическа енергия при цени, които се изменят във времето, например в зависимост от цените на пазара „ден напред“ или от друг пазарен или ценови показател. Клиентът самостоятелно решава кога да консумира електрическа енергия и кога да намали, увеличи или измести потреблението си. Това може да се извършва чрез ръчно поведение или чрез собствени устройства и настройки за автоматизирано управление на електрически уреди. При този модел клиентът сам носи основната организационна тежест: следене или използване на ценови сигнали, задаване на параметри, преценка кога даден товар може да бъде управляван и какъв ефект има това върху неговата сметка.

Особен случай на самостоятелно участие на клиента е предоставянето на локална гъвкавост към ОРМ чрез пряко мрежово ориентирано управление на управляеми смарт уреди или други устройства на клиента, които по техническите си характеристики позволяват дистанционен контрол. При този модел клиентът не участва чрез агрегатор и не предлага непременно пазарен продукт за гъвкавост в тесен смисъл. Той предоставя възможност определен товар да бъде временно ограничаван или управляван при предварително определени условия, когато това е необходимо за решаване на локален мрежови проблем. Икономическият стимул за клиента при този особен случай може да бъде намаление на цената за мрежови услуги или друг еквивалентен финансов механизъм. За клиента практическият ефект е сходен с намаление на разхода за електрическа енергия, тъй като резултатът се проявява в по-ниска обща сметка. За ОРМ ползата се изразява в по-добро управление на локални участъци от мрежата, ограничаване на пикови натоварвания и потенциално отлагане или намаляване на необходимостта от определени мрежови инвестиции.

Тази форма е възможна като индивидуално решение, особено при по-информирани клиенти или при част от малките небитови клиенти, за които електрическата енергия е съществен разход. Особенният случай на локална гъвкавост към ОРМ е най-релевантен при товари с достатъчна мощност и техническа възможност за дистанционно управление, например зарядни точки за електромобили, термопомпи, електрическо отопление, бойлери, хладилни товари или други управляеми уреди при малки небитови клиенти. И в двата случая самостоятелното участие не е единственият и не непременно водещият модел за масово участие на малки клиенти.

4.2. Оптимизация чрез доставчика

При тази форма доставчикът предлага на клиента условия, при които определени товари могат да бъдат управлявани при предварително договорени параметри. В масовия случай в договора за доставка или в допълнително споразумение към него могат да бъдат определени управляваните товари, начинът на управление, използваните устройства, софтуерът, комуникационната свързаност, съгласието на клиента, финансовият стимул и условията, при които потреблението може да бъде временно намалявано, увеличавано или измествано. Така техническата и пазарната сложност се поема в значителна степен от доставчика, а за клиента остава разбираема договорна връзка и очакван икономически ефект.

Този модел позволява на доставчика да използва управляемото потребление за по-ефективно снабдяване, по-добро прогнозиране, управление на позицията си, както и за агрегиране на гъвкавост, когато са налице необходимите условия. При малки клиенти

възможността за предоставяне на услуги за гъвкавост чрез доставчика е допълнителна опция към основната икономическа логика на продукта, а не самостоятелна цел за клиента.

4.3. Участие чрез независим агрегатор

Третата форма е участие чрез независим агрегатор, който не е доставчик на електрическа енергия на клиента. При този модел клиентът запазва отношенията си по доставка и балансиране с досегашните участници, но сключва отделно договорно отношение с агрегатор за управление на определени товари или за предоставяне на услуги за гъвкавост. Независимият агрегатор може да обединява потреблението на множество клиенти и да организира неговото управление при условията на съответния продукт или услуга. Това създава възможност за специализирано предлагане на услуги и за по-висока конкуренция с традиционните доставчици на услуги, но поражда и по-сложни отношения с доставчика, координатора на балансиращата група и операторите на електрически мрежи.

В Таблица 18 е представена сравнителна характеристика на основните форми на оптимизация на потреблението:

Таблица 18

Сравнителна характеристика на основните форми на оптимизация на потреблението		
Форма	Договорна и техническа организация	Практическо значение
Самостоятелна оптимизация	– договор за доставка с динамична или времево диференцирана цена; – клиентът сам следи ценовите сигнали или настройва собствени устройства за управление.	– Подходяща е основно за по-информирани клиенти и за част от малките небитови клиенти; – основният ефект е намаляване на собствената сметка; – като цяло без ползи за други пазарни участници.
Оптимизация чрез доставчика	– договор за доставка или допълнително споразумение; – доставчикът или негов партньор организира устройството, софтуера, комуникацията и параметрите на управление.	– най-близка форма до масовите битови и небитови клиенти; – финансовият стимул може да бъде обвързан със сметката, а техническата сложност остава при доставчика.
Оптимизация чрез независим агрегатор	– отделен договор между клиента и агрегатора; – доставката и балансирането остават при други участници; – необходимост от сложна координация по обмен на данни, измерване, последици от активацията и др..	– създаване на възможност за специализирано организиране на услуги за гъвкавост; – изисква по-детайлна уредба на отношенията с доставчика, координатора и мрежовите оператори.

5. ПАЗАРНИ И ОРГАНИЗАЦИОННИ ОТНОШЕНИЯ ПРИ ОПТИМИЗАЦИЯ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО

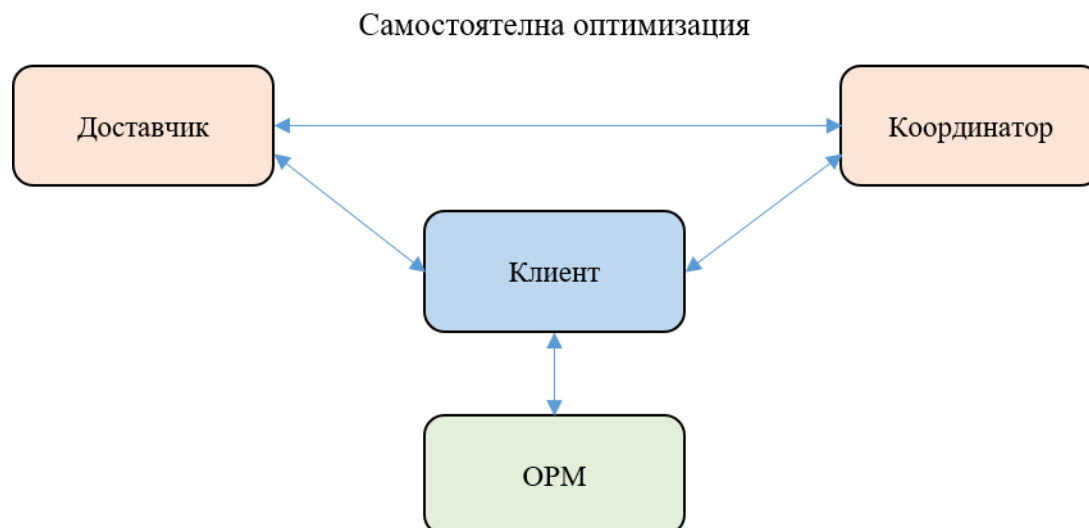
След техническия и икономическия анализ следва да се разгледат отношенията между участниците, които възникват при различните форми на оптимизация на потреблението. Необходимо е да се очертае кои участници могат да бъдат засегнати, какви договори и технически правила са необходими и кои въпроси по правило не могат да бъдат решени само чрез двустранен договор между клиента и участника, който организира управлението на товара. В зависимост от избрания модел оптимизацията на потреблението може да остане вътрешен въпрос за клиента, но може и да има отражение върху доставчик, координатор на

балансираща група, агрегатор, ОПС, ОРМ или други участници. Следва да се има предвид, че колкото по-широко е отражението върху други участници, различни от клиента, толкова по-голяма е необходимостта от предварително установени изисквания, които да бъдат уредени в нормативен акт или въз основа на такъв акт, общ административен акт, технически правила и процедури с ненормативен характер, публично известни общи условия, двустранни договори или комбинация от изброените.

5.1. Отношения при самостоятелна оптимизация от клиента

На Фигура 6 са визуализирани участниците и по-важните нови отношения между тях, които могат да възникнат при този начин на оптимизация на потреблението:

Фигура 6



При самостоятелната оптимизация клиентът остава централният участник, а останалите отношения се проявяват според начина, по който неговото потребление се променя и според това дали промяната засяга само собствената му сметка или има отражение върху други участници. Основната връзка е между клиента и доставчика, доколкото ценовият сигнал, фактурирането и достъпът до данни за потреблението обикновено се реализират през отношенията по доставка. Когато координаторът на балансиращата група е различен от доставчика, промяната в потребление може да има значение и за координатора, тъй като влияе върху очаквания профил и небаланс на групата.

Отделно от това може да възникнат нови, допълнителни отношения между клиента и ОРМ, свързани с директното управление на смарт уред, зарядна точка, термопомпа, система за управление или друг управляем товар на клиента, когато устройството позволява дистанционен контрол и клиентът е дал съгласие. Въпреки че отношението е между клиента и ОРМ, активацията може фактически да се отрази върху доставчика или координатора чрез отклонение от очаквания профил на потребление.

Таблица 19 обобщава най-важните въпроси, които са пряко свързани с оптимизацията при този модел.

Таблица 19

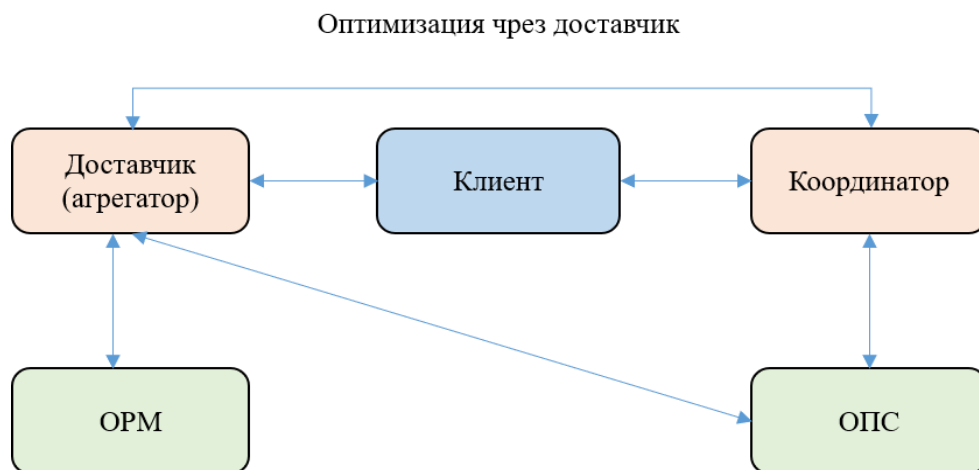
Участници	Специфични въпроси, подлежащи на уреждане
Клиент – доставчик/координатор	Самостоятелната промяна на потреблението може да доведе до отклонение от очаквания профил на потребление, което в някои случаи може да е значително. Поставя се въпросът дали доставчикът/координатор не трябва да получи поне еднократно информация за намеренията на клиента с оглед по точно прогнозиране на количествата електрическа енергия за

Участници	Специфични въпроси, подлежащи на уреждане
	портфолиото си от клиенти и по-малки небаланси или бъдещото отклонение следва да се счита за обичаен търговски риск.
Клиент – ОРМ	ОРМ може да използва дистанционно управляем смарт уред или друг управляем товар на клиента при предварително съгласие. Необходимо е да се уредят условията за активация, ограниченията на управлението, защитата на клиента, финансовия стимул, доказването на ефекта и др.
ОРМ – доставчик/координатор	Активация с локален мрежови характер може да промени действителното потребление спрямо очаквания профил и да засегне интересите на доставчика/координатора, без тези участници да са инициатор на управлението. Необходимо е да се уредят уведомяването, обменът на данни, отчитането на активацията, отделянето на ефекта от небаланса и др.

5.2. Отношения при оптимизация чрез доставчика

На Фигура 7 са визуализирани участниците и по-важните нови отношения между тях, които могат да възникнат при този начин на оптимизация на потреблението:

Фигура 7



При оптимизация чрез доставчика отношенията се концентрират около доставчика като търговски контрагент на клиента и организатор на управлението. Схемата показва, че това не изчерпва взаимоотношенията с други търговски участници. Ако доставчикът не е координатор на съответната балансираща група, възникват отношения с координатора във връзка с търговските графици, очаквания профил, небалансите и обмена на данни. Когато оптимизацията има значение за мрежови оператор поради предлагането ѝ като услуга за гъвкавост, се появяват и отношения с ОРМ и ОПС.

При този модел основният риск е различните последици от една и съща активация да останат уредени само частично: клиентът да има договор с доставчика, доставчикът да управлява товара, но координаторът, ОРМ или ОПС да понасят или да трябва да отчетат ефекти, които не са достатъчно ясно дефинирани. Следващата Таблица 20 обобщава въпросите, които следва да се уредят именно поради оптимизацията.

Таблица 20

Участници	Специфични въпроси, подлежащи на уреждане
Клиент – доставчик	Необходимост от определяне на управляваните товари, условията за активация, ограниченията за честота и продължителност, начина на предварително или последващо уведомяване на клиента, финансовия стимул, достъпа до данни, гаранциите за комфорт или ненарушаване на дейността и последиците при прекратяване на участие в оптимизацията.
Доставчик – координатор	Когато доставчикът и координаторът са различни лица, доставчикът може да организира промяна на потреблението, а координаторът/координаторите да

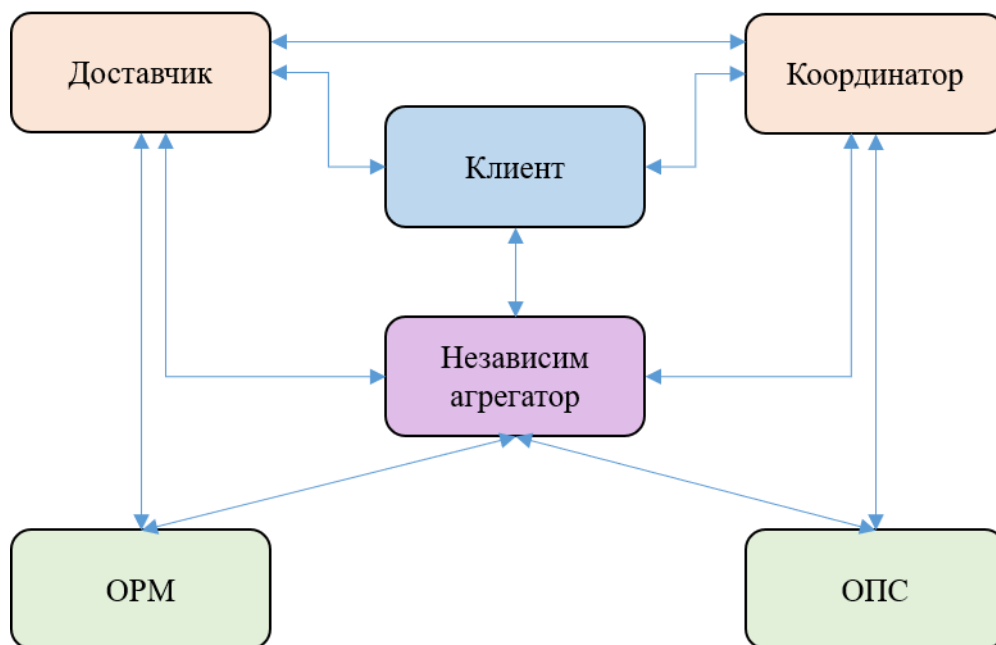
Участници	Специфични въпроси, подлежащи на уреждане
	носят последици от небаланс. Възниква необходимост от предварително уведомяване, корекция на графици, отчитане на ефекта, разпределяне на отговорност, урегулиране на ситуация, в която координаторът/координаторите понасят последици от активация, която не контролират, в т.ч. чрез подходящо обезщетение за причинените негативни последици.
Доставчик – ОРМ	Оптимизацията може да бъде използвана за подобряване управлението на мрежата на локално ниво. Следва да се уредят достъпът до измервателни данни, техническата възможност за контрол, проверката на изпълнението, ограничението за активации при локални мрежови ограничения и съгласуването на действия, които могат да повлияят на електроразпределителната мрежа.
Доставчик – ОПС	Когато управляваното потребление се използва за предоставяне на балансиращ продукт или за участие в пазарен механизъм със системно значение, възникват въпроси относно техническата квалификация, минималния обем, времевите параметри, доказването на изпълнението, комуникацията, сетълмента и др.
Координатор – ОРМ/ОПС	Когато активацията влияе върху графици, измерване или сетълмент, координаторът може да има нужда от данни или уведомяване от операторите. Необходимо е да се отдели ефектът от оптимизацията от обичайния небаланс, да се избегне двойно отчитане на една и съща промяна и др.

5.3.Отношения при участие чрез независим агрегатор

На Фигура 8 са визуализирани участниците и по-важните нови отношения между тях, които могат да възникнат при този начин на оптимизация на потреблението:

Фигура 8

Оптимизация чрез независим агрегатор



При участие чрез независим агрегатор броят на отношенията и потенциалните конфликти е най-голям, защото лицето, което организира промяната на потреблението, не е доставчикът на клиента и не е непременно координатор на балансираща група. Клиентът запазва отношенията си по доставка и уреждане на балансирането, но отделно предоставя възможност агрегаторът да управлява или активира определен товар. Това създава

необходимост от ясна граница между правото на клиента да участва чрез агрегатор и защитата на участниците, върху които активацията има фактическо отражение.

Отношенията с ОРМ и ОПС зависят от това дали предлаганите услуги за гъвкавост имат локален мрежови характер, системен характер или се използват в пазарен продукт. Във всички случаи ключовите въпроси са достъпът до данни, референтното потребление, доказването на изпълнение, небалансите, компенсациите, предотвратяването на двойно отчитане и техническите изисквания към агрегирувания ресурс.

Следващата Таблица 21 структурира тези въпроси по засегнати участници.

Таблица 21

Участници	Специфични въпроси, подлежащи на уреждане
Клиент – независим агрегатор	Определяне на управляваните товари, съгласието на клиента, обема и границите на управление, достъпа до данни, възнаграждението, условията за активация, защитата на клиента и прекратяването на договора.
Клиент – доставчик/координатор	Потреблението на клиента може да бъде променено от агрегатора, докато доставчикът и/или координаторът продължават да носят последици по доставка, графици и небаланси. Необходимост от уреждане на въпроси, свързани с уведомяване, достъп до данни, граници на договорните ограничения, право на клиента да участва, условия, при които доставчикът или координаторът могат да претендират компенсация или корекция и др.
Независим агрегатор – доставчик	Активацията от агрегатора може да промени реалното потребление спрямо очакванията на доставчика. Необходимост от уреждане на въпроси, свързани с уведомяване, обмен на данни, компенсация за засегнатата страна, граници на претенциите на доставчика, недопускане на блокиране на участието чрез агрегатор и др.
Независим агрегатор – координатор	Активацията може да повлияе върху небаланса на балансиращата група, без координаторът да е организирал промяната и без да има възможност за своевременна реакция. Необходимост от уреждане на въпроси, свързани с референтно потребление, отделяне на ефекта от обичайния небаланс, уведомяване, корекция на графици, разпределяне на финансовите последици, защита срещу двойно отчитане и др.
Независим агрегатор – ОРМ	Когато управляемото потребление се включва в услуги за гъвкавост с локално мрежово значение или е свързано с данни от измерването, възникват въпроси относно достъпа до данни, техническата проверка, локалните ограничения, приоритета на мрежовата сигурност, валидирането на изпълнението, избягването на активации, които създават нов локален проблем и др.
Независим агрегатор – ОПС	При системни продукти или участие в механизми със системно значение възникват въпроси относно квалификацията на агрегирувания ресурс, минималния обем, времето за реакция, комуникацията, доказването на изпълнението, сетълмента, отговорността при неизпълнение и др.
Независим агрегатор – доставчик – координатор ОРМ/ОПС	Една и съща промяна на потреблението може да има едновременно ефект върху разходите на клиента, графика на доставчика, небаланса на координатора и услуга за гъвкавост към ОРМ или ОПС. Основните въпроси са двойно отчитане, компенсация, приоритет между локални и системни активации, данни и доказване на изпълнението и др.

5.4. Въпроси, чието уреждане представлява фактическа и правна сложност

По-горе обобщено са посочени множество въпроси, чието уреждане е необходимо с цел осигуряването на подходящите предпоставки и условия за ефективното въвеждане на оптимизацията на потреблението. Някои от тях, обаче, са изключително специфични и представляват фактическа и правна сложност, поради което заслужават по-специално внимание и по-задълбочен анализ, а именно:

5.4.1. Референтно потребление (baseline) и доказване на ефекта

Когато оптимизацията на потреблението се отразява единствено върху разходите на клиента, доказването на ефекта от нея е сравнително по-лесно. В този случай обикновено е достатъчно да се сравнят реално фактурираните количества и цени с разходите, които биха възникнали при обичайния профил на потребление на клиента. Този ефект има значение основно в отношенията между клиента и неговия доставчик или друг търговски контрагент и може да бъде установен чрез данните от измерването, фактурирането и приложимите ценови условия.

Когато обаче се твърди, че чрез управляемо потребление е предоставена услуга за гъвкавост към друг участник, например ОПС или ОРМ, доказването на ефекта е значително по-сложно. В този случай не е достатъчно да се установи, че потреблението е било по-ниско или по-високо от очакваното. Необходимо е да се определи какво би било потреблението при липса на активация, т.е. референтното потребление (baseline), и то да се сравни с реално измереното потребление по време на и след активацията. Само така може да се прецени дали действително е предоставена гъвкавост, какъв е нейният размер, в кой период е предоставена и дали отговаря на изискванията на съответния продукт или договореност. Поради това правилата за определяне на референтното потребление са ключова предпоставка за практическото използване на оптимизацията на потреблението като услуга за гъвкавост. Без достатъчно ясни и предвидими изисквания ще възникнат спорове относно това дали има реално предоставена гъвкавост, какъв е нейният обем, кой има право да я отчете и какви финансови последици следва да настъпят. Това засяга не само възнаграждението на клиента или агрегатора, но и небалансите, сетълмента, евентуалните компенсации между участници и риска от двойно отчитане на един и същ ефект.

Възможни са различни подходи към определяне на референтното потребление. Вероятно най-разпространеният е т.нар. исторически подход, при който се използват данни за потреблението от сходни предходни периоди. Тези данни могат да бъдат коригирани според температурата, сезонността, деня от седмицата, часа от денонощието, предходни активации, празнични дни или други фактори, които обичайно влияят върху потреблението. Предимството на този подход е, че е относително разбираем и се основава на реално поведение на клиента или групата клиенти. Недостатъкът е, че може да създава спорове относно избора на референтни дни, начина на корекция и това дали историческите данни действително отразяват обичайното потребление при конкретните условия. Друг възможен подход е използването на агрегиран график за потребление. При него референтното потребление не се определя само чрез минали данни, а чрез очакваното потребление на група клиенти при липса на активация. Този агрегиран график може да служи като база за сравнение с агрегирано предложение за гъвкавост и с реално измереното потребление след активацията. Подобен модел е по-тясно свързан с пазарните графици, балансиращите групи и сетълмента, поради което може да бъде по-подходящ при участие на агрегирани товари в организирани продукти за гъвкавост. В същото време той изисква ясни правила за изготвяне, подаване, валидиране и коригиране на графика, както и за разпределяне на ефекта по балансиращи групи и участници. Съществуват и други методи за определяне на референтното потребление, включително комбинирани подходи, при които историческите данни се съчетават с прогнозни модели, измерени данни от непосредствено предходен период или специфични правила за отделни видове товари. Изборът на подход зависи от вида на услугата, продължителността на активацията, броя на участващите клиенти, наличието на данни от интелигентно измерване, характеристиките на управляваните товари и особеностите на съответния електроенергиен пазар. Не е задължително един и същ baseline модел да бъде приложим за всички продукти и всички категории клиенти. Възможно е различни услуги за гъвкавост да изискват различен подход по отношение доказването на ефекта.

Особено важно е при всички модели да се избягва автоматичното приравняване на всяко отклонение от очакваното потребление с предоставена гъвкавост. Отклонението може да се дължи на нормално поведение на клиента, неточна прогноза, метеорологични условия, промяна в режима на работа, случайни фактори, предходни активации или ефект на отскока.

При товари с топлинна инерция например намаляването на потреблението в един период може да бъде последвано от компенсиращо увеличение в следващ период, което трябва да бъде отчетено при оценката на реалния ефект от активацията. Ако това не се направи, съществува риск предоставената гъвкавост да бъде надценена или неправилно разпределена между участниците.

Затова правилата за определяне на референтното потребление трябва да позволяват достатъчно надеждно разграничаване между реално предоставена гъвкавост и обичайни отклонения в потреблението. Те следва да определят не само начина за изчисляване на baseline, но и използваните данни, допустимите корекции, времеви обхват на проверката, начина на третиране на предходни активации и ефекта на отскока, както и правилата за верификация и сетълмент. Само при такава рамка оптимизацията на потреблението може да бъде използвана като надежден ресурс за гъвкавост, без да създава неясни финансови последици, спорове между участниците или риск от двойно отчитане на един и същ ефект.

5.4.2. Ефект на отскока (rebound effect)

Ефектът на отскока при оптимизация на потреблението представлява последващо компенсиращо увеличение на електрическия товар след приключване на активация, при която потреблението временно е било намалено, прекъснато или изместено във времето. Той е особено съществен при управляеми товари с топлинна инерция – например електрически бойлери, термопомпи, климатични системи, хладилни съоръжения, отоплителни инсталации и други подобни товари, при които временното ограничаване на мощността не премахва необходимостта от енергия, а основно я отлага.

Когато такъв товар бъде изключен или ограничен за определен период, съответната система постепенно се отклонява от обичайния си режим. Температурата на водата в бойлер може да започне да намалява, температурата в помещение да се отклони от зададената стойност, а хладилно съоръжение да се доближи до допустимата температурна граница. След края на активацията устройството или системата обикновено се стреми да възстанови зададения режим, което може да доведе до повишено потребление непосредствено след активацията – чрез работа с по-висока мощност, по-продължителна работа или едновременно включване на множество сходни товари. Поради това ефектът на отскока е техническа последица от предходната активация, а не обикновено увеличение на потреблението. Намаляването на товара в един период може да бъде последвано от частично или пълно компенсиращо потребление в следващ период. В зависимост от характеристиките на товара, продължителността на активацията, допустимото отклонение от зададения режим и начина на възстановяване, последващият товар може да бъде плавно разпределен във времето или да се прояви като рязко увеличение непосредствено след края на активацията. Това има пряко значение при определяне на техническите изисквания към услугите за гъвкавост, предоставяни чрез оптимизация на потреблението. Ако ефектът на отскока не бъде отчетен, реалният системен или локален ефект от активацията може да бъде надценен. Възможно е в периода на активация да се постигне желаното намаляване на товара, но след това да възникне нов пик, който частично неутрализира ползата от предоставената гъвкавост. Този риск е особено важен при агрегирано управление на голям брой еднотипни товари, тъй като едновременното им връщане към нормален режим може да доведе до значително концентрирано увеличение на потреблението.

Ефектът на отскока следва да се отчита и при оценката на продължителността, повторемостта и надеждността на предоставяната гъвкавост. Един товар може технически да бъде изключен за кратък период, но това не означава, че може да предоставя същата услуга многократно, без ограничение и без последващи последици. Затова техническите изисквания следва да определят не само размера на намалението и периода на активация, но и условията за възстановяване след нея, минималното време между последователни активации, допустимата честота на активиране и начина, по който последващото увеличение на потреблението се отчита при проверката на изпълнението.

От гледна точка на оператора или ползвателя на услугата е важно да се разграничи дали предоставеното намаление представлява устойчиво намаляване на товара за съответния период, или основно времево изместване на потреблението. И двата вида поведение могат да имат стойност, но имат различно значение. Ако целта е краткосрочно облекчаване на система или мрежа в критичен период, изместването може да бъде достатъчно. Ако обаче целта е избягване на нов пик, управление на локално претоварване или участие в продукт с конкретни технически параметри, последващият отскок трябва да бъде предвиден, ограничен или управляван.

Поради това при разработване на продукти за гъвкавост е необходимо да се предвидят правила относно поведението на товара след активацията. Такива правила могат да включват ограничаване на максималното последващо увеличение, разсрочване на възстановяването, групиране на клиентите в подгрупи с различен момент на връщане към нормален режим, минимален период между две активации или включване на ефекта на отскока в методиката за проверка на изпълнението. Така услугата се оценява не само по размера на намалението по време на активацията, но и по реалния ѝ ефект върху потреблението след нейното приключване.

5.4.3. Небаланси, компенсации и двойно отчитане

Активацията на гъвкавост чрез оптимизация на потреблението може да доведе до промяна в реалното потребление спрямо очаквания профил на клиента или групата клиенти. Когато тази промяна е организирана и управлявана от доставчик, координатор на балансираща група или независим агрегатор, тя не представлява обикновено случайно отклонение в потреблението, а резултат от конкретна активация. Поради това възниква въпросът как тази промяна се отразява върху графиците, небалансите, сетълмента и финансовите отношения между участниците.

Този въпрос е особено важен, когато участникът, който управлява активацията, не е същият участник, който носи отговорност за балансирането на съответния клиент. Например независим агрегатор може да намали или увеличи потреблението на клиент, но последиците от това изменение да се проявят в балансиращата група на доставчика или на друг координатор. В такъв случай, ако няма предварително определени правила, е възможно небалансът да бъде отчетен при участник, който не е взел решение за активацията и не е имал възможност да я управлява или прогнозира. Принципиният подход следва да бъде ефектът, причинен от активацията на гъвкавост, да се отделя от нормалните отклонения в потреблението. Това означава, че трябва да се разграничат поне три вида отклонения: обичайни отклонения, произтичащи от нормалното поведение на клиента; прогнозни грешки, които са част от обичайната отговорност на доставчика или координатора; и отклонения, които са пряка последица от конкретна активация на гъвкавост. Само последната категория следва да бъде третирана като ефект от предоставена услуга за гъвкавост и да поражда специфични последици за сетълмента, компенсациите или разпределянето на отговорността. Това разграничение е тясно свързано с правилата за референтно потребление (baseline) и доказване на ефекта. Поради това уредбата на небалансите при demand response не може да бъде отделена от правилата за определяне и проверка на предоставената гъвкавост.

Компенсация към засегнат доставчик или координатор може да бъде разглеждана само когато има реално причинен, измерим и доказуем ефект, който не е уреден по друг начин. Не е достатъчно да се твърди, че потреблението на клиента се е отклонило от очаквания профил. Необходимо е да се установи, че отклонението е резултат от активация, извършена от друг участник, и че тази активация е довела до конкретна финансова последица за доставчика или координатора. В противен случай съществува риск механизмът за компенсация да се превърне в средство за ограничаване на участието на агрегатори или в неоснователно прехвърляне на обичайни прогнозни рискове. От друга страна, липсата на какъвто и да е механизъм за уреждане на такива последици също би била проблематична. Не е обосновано разходи, които са причинени от активация, управлявана от трето лице, автоматично да остават за сметка на доставчик или координатор, който не контролира тази активация. Затова правилата трябва да

търсят баланс между две цели: от една страна, да не се създават необосновани бариери пред независимото агрегиране и участието на управляемо потребление; от друга страна, да не се допуска неясно или несправедливо разпределяне на разходи и небаланси към участници, които не са причинили съответния ефект. Подходът към компенсациите следва да бъде достатъчно прецизен и ограничен до случаите, в които има действителна необходимост. Възможно е в някои случаи последиците да бъдат уредени чрез предварително уведомяване, корекция на графици, отразяване на активацията в агрегирано предложение за гъвкавост или чрез правилата за сетълмент. В други случаи може да е необходима отделна компенсационна уредба. Във всички случаи обаче компенсацията не следва да бъде автоматична, а да се основава на доказан ефект, ясно определена методика и недопускане на двойно плащане за един и същ резултат.

Отделен, но свързан въпрос е предотвратяването на двойно отчитане. Един и същ управляван товар или една и съща промяна в потреблението не следва едновременно да се отчита като предоставена гъвкавост по повече от един продукт, от повече от един участник или за повече от една цел, когато става дума за един и същ период и един и същ ефект. Например намаляване на потреблението на определена група клиенти не следва едновременно да бъде отчетено като услуга към мрежови оператор, като услуга към търговски участник и като принос към друг продукт, ако реално се касае за едно и също физическо изменение на товара. Рискът от двойно отчитане е особено съществен при агрегирано управление на множество малки товари, тъй като отделният клиент или отделното устройство може да бъде включено в повече от една търговска или техническа схема. Без ясна идентификация на ресурса, периода на активация и продукта, към който е предоставена гъвкавостта, може да възникнат спорове кой има право да отчете ефекта и кой носи отговорност за последиците. Това може да доведе както до неправилно възнаграждение, така и до изкривяване на оценката за реално наличната гъвкавост в системата. Поради това са необходими правила за идентифициране на управлявания ресурс или групата ресурси, за свързването им с конкретен участник и продукт, както и за определяне на приоритет при едновременни или припокриващи се активации. Следва да е ясно кой има право да активира съответния ресурс в даден период, как се отчита ефектът, как се разпределя той между участниците и как се предотвратява използването на едно и също изменение на товара за повече от един сетълмент. Тези правила са особено важни, когато клиентът има отношения едновременно с доставчик, координатор, независим агрегатор и оператор на мрежа.

6. ОПТИМИЗАЦИЯ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В Р БЪЛГАРИЯ

Настоящата част прилага принципното положение, разгледано в предходните раздели, към българските условия. Изходната предпоставка е, че оптимизацията на потреблението при битови и малки небитови клиенти не може да бъде оценявана само като обща техническа или пазарна възможност. Необходимо е да се съпоставят наличните управляеми товари, степента на развитие на интелигентното измерване, икономическите стимули, потребителското поведение, ролята на доставчиците и агрегаторите и отражението върху доставчици, координатори на балансиращи групи и оператори на електрически мрежи.

В българските условия основният въпрос не е единствено дали определен товар може технически да бъде управляван, а дали управлението му може да бъде организирано по начин, който създава достатъчно ясна и непосредствена стойност за клиента и не поражда неуредени последици за останалите участници. Поради това масовото развитие на оптимизацията на потреблението следва да се разглежда като поэтапен процес, а не като незабавно въвеждане на сложни модели за участие на малки клиенти в услуги за гъвкавост.

6.1. Анализ на съществуващото положение в България

По отношение на електрическите товари България не се различава принципно от другите държави-членки на ЕС. При битовите клиенти най-подходящи за начален фокус са вече разпространени товари с относително ясна техническа логика: електрически бойлери,

климатични системи, термопомпи, електрическо отопление с топлинна инерция, а в дългосрочен план – зареждане на електромобили и домашни батерии. При малките небитови клиенти допълнително значение могат да имат хладилни инсталации, климатизация, помпи, компресори, вентилация и други товари, свързани с конкретната дейност. Именно при тези клиенти част от процесите са по-ясно обособени, а разходът за електрическа енергия може да бъде по-значим за дейността.

В същото време високият принципен технически потенциал на даден товар не означава автоматично висока практическа приложимост в краткосрочен план. ССЕБ (BESS) и зарядните точки за електромобили имат много висок потенциал за управление, но към момента не могат да бъдат разглеждани като масов начален ресурс при битовите и малките небитови клиенти поради ограниченото им разпространение, по-високата инвестиционна стойност и липсата на достатъчно натрупана практика. Затова началният практически фокус следва да бъде върху товари, които вече съществуват при значителен брой клиенти или могат лесно да бъдат идентифицирани при определени групи малки небитови клиенти.

Сезонността на потреблението е съществена особеност на българската среда. Отоплението през зимата и охлаждането през лятото имат нарастващо значение, включително поради климатичните промени и увеличаващата се употреба на климатични системи. Това създава възможност за използване на предварително подгряване или предварително охлаждане, както и за краткосрочно управление на товари с топлинна инерция. Тези възможности обаче следва да се разглеждат внимателно, тъй като прекомерно или грубо управление може да засегне комфорта на клиента или да доведе до ефект на отскока след приключване на активацията.

Най-съществената инфраструктурна пречка е липсата на масово интелигентно измерване при битовите и част от малките небитови клиенти. Без измерване по достатъчно кратки времеви интервали не може надеждно да се установи кога и в какъв обем е настъпила промяна в потреблението. Това ограничава не само прилагането на динамични или времево диференцирани ценови продукти, но и доказването на предоставена гъвкавост, определянето на референтно потребление и последващия сетълмент. В допълнение, интелигентното измерване следва да се разглежда не само като подмяна на електромер, а като цялостна измервателна, комуникационна и информационна инфраструктура, включваща събиране, обработване, предоставяне и използване на данни.

Ограниченото въздействие на пазарните ценови сигнали върху масовите битови клиенти е друга основна специфика. Тези клиенти винаги са били снабдявани при регулирани крайни цени и практически не са изградили навици да съобразяват потреблението си с почасови или краткосрочни ценови сигнали. Поради това моделът, при който клиентът самостоятелно следи цените на пазара „ден напред“ и ръчно или чрез собствени настройки управлява потреблението си, може да има значение само за ограничен кръг по-информирани клиенти или за част от малките небитови клиенти. Той не следва да се приема като масов начален модел за битовите клиенти.

Ниската енергийна информираност допълнително ограничава приложимостта на сложни модели. Значителна част от клиентите не правят ясно разграничение между мощност и енергия, между сезонно увеличение на потреблението и промяна на цената, между енергийна ефективност и управление на товара. В такава среда системни ползи като подпомагане на ЕЕС, намаляване на небаланси или отлагане на мрежови инвестиции не могат да бъдат водещ мотив за масовия битов клиент. За него стимулът следва да бъде преведен в разбираема, проверима и достатъчно близка във времето месечна полза.

Енергийната бедност също има пряко значение. Значителен дял от домакинствата имат ограничена способност да поемат нови разходи, включително за устройства, автоматизация, подмяна на уреди, батерии или системи за управление. Това означава, че именно клиентите, за които намаляването на сметката е най-важно, често няма да могат да направят необходимата първоначална инвестиция. Затова модели, основани на предварително финансиране от клиента, ще имат ограничена приложимост. При уязвими клиенти е необходимо допълнително

внимание не само по отношение на комфорта и базовото необходимо потребление, но и животоподдържаща апаратура др. специфични уреди.

Важна особеност на българската среда е и трайно натрупаното недоверие на масовите битови клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи. В обществените нагласи ОРМ често се възприемат като непосредствен адресат на почти всички проблеми, свързани със сметките, измерването, прекъсванията, качеството на снабдяването, присъединяването и обслужването, независимо че част от тези проблеми произтичат от други участници или от нормативната уредба и пазарните правила. Това не е само комуникационен въпрос, а представлява реален риск за приложимостта на модели, при които се предвижда дистанционно управление на уред на клиента от ОРМ или активна роля на ОРМ в предоставянето на локални услуги за гъвкавост. Без много ясни правила, видим финансов стимул, ограничение на активациите, гаранции за комфорт и прозрачна проверка на действията, подобни модели могат да предизвикат скептицизъм още преди да бъдат оценени по същество.

Оттук следва, че в българските условия по-реалистични са модели, при които устройството, софтуерът, комуникацията и обслужването се организират от доставчик, агрегатор или друг търговски партньор, а разходите се възстановяват чрез договорния срок, месечна отстъпка, ценови условия или друг разбираем механизъм. При масовите клиенти не може да се разчита основно на това, че те сами ще закупуват и инсталират релета, контролери, смарт контакти, програмируеми термостати, комуникационни модули или системи за управление. Автоматизацията е необходима, но тя трябва да бъде предложена в опростена и практически приложима форма.

Организационната сложност също е критичен фактор. Не е реалистично да се очаква масов битов клиент да е страна и да следи изпълнението на няколко паралелни договора и отделни съгласия за доставка, агрегиране, устройства, софтуер, достъп до данни и дистанционно управление. В колкото повече отделни отношения трябва да вникне клиентът, толкова по-малка е вероятността моделът да стане масов. Поради това за битовите клиенти най-практически приложим начален подход е предложение с един основен търговски контрагент, ясен финансов стимул и минимални действия от страна на клиента.

На тази основа оптимизацията чрез доставчика изглежда най-близка до масово приложимия модел при битови клиенти. Доставчикът е основният търговски контрагент на клиента и може да обвърже управлението на определени товари с договора за доставка, с отстъпка, възнаграждение или друг разбираем стимул. Допълнително предимство е, че при битовите клиенти доставчикът е и координатор на балансиращата група, което намалява първоначалната сложност по отношение на прогнози, графици, небаланси, обмен на данни и др. При малките небитови клиенти това предимство не винаги е налице, тъй като доставчикът и координаторът могат да бъдат различни лица.

Самостоятелната оптимизация от клиента има по-ограничено значение. Тя може да бъде приложима при по-информирани битови клиенти с по-високо от средното електрическо потребление или при малки небитови клиенти, за които електрическата енергия е съществен разход и които имат готовност да следят ценови сигнали или да използват собствени системи за управление. Особеният случай на локална гъвкавост към ОРМ чрез пряко управление на подходящ смарт уред или друг дистанционно контролируем товар може да има значение в средно- и дългосрочен план, но изисква по-висок праг на доверие от обичайния за търговските модели, тъй като за клиента това означава допускане на мрежов оператор до пряко въздействие върху негов уред или товар.

Участието чрез независим агрегатор следва да бъде нормативно и технически възможно, но в българските условия не изглежда като най-лесния масов начален модел при битови клиенти. То може да има по-голямо значение при малки небитови клиенти, при групи клиенти с по-значими управляеми товари или при по-информирани битови клиенти. За да бъде приложимо без риск от неуредени последици, са необходими правила за достъп до данни, референтно потребление, уведомяване, отражение върху балансиращата група, компенсации, двойно отчитане, отношения при клиенти от различни балансиращи групи и др.

Съществува и важна разлика между битовите и малките небитови клиенти по отношение на балансирането. Докато при битовите клиенти доставчикът и координаторът са едно и също лице, при малките небитови клиенти промяна в потреблението може едновременно да засегне търговската позиция на доставчика и очаквания небаланс на отделен координатор. Затова при тази група клиенти е особено важно да е ясно кой получава информация за активацията, в какъв срок, с какво съдържание и как се разпределя ефектът от предоставената гъвкавост.

Референтното потребление е един от най-трудните въпроси за прилагане при малки клиенти. За разлика от големите промишлени потребители, при битовите и голяма част от малките небитови клиенти не са изготвяни индивидуални търговски графици липсва и липсва достатъчна история на потреблението по интервали. Поради това правила за baseline не могат да бъдат въведени чрез механично пренасяне на подходи, приложими към други категории клиенти. Необходимо е поетапно натрупване на данни чрез интелигентно измерване, пилотно тестване на исторически подходи и/или агрегиран график за потребление и едва след това въвеждане на устойчиви правила.

В обобщение, оптимизацията на потреблението може да има стойност за клиента, доставчика, координатора, операторите и ЕЕС, но в българските условия системните и мрежовите ползи не следва да се представят като водещ мотив за масовия битов и небитов клиент. За него основно значение имат непосредственият ефект върху сметката, запазването на комфорта и простотата на участието. Услугите за гъвкавост следва да се разглеждат като възможна допълнителна стойност към основната икономическа логика на оптимизацията, а не като единствена или задължителна цел на участието.

6.2. Установени пропуски

Задълбоченият преглед на действащата нормативна уредба в България показва, че Законът за енергетиката вече урежда основните положения при оптимизацията на потреблението, включително чрез агрегиране. В допълнителните разпоредби са въведени понятията „агрегатор“, „договор за агрегиране“ и „оптимизация на потреблението“, а чл. 92в от ЗЕ урежда възможността крайните клиенти да действат като активни клиенти, включително пряко или чрез агрегиране и да участват в схеми за гъвкавост. Чл. 92г от ЗЕ урежда участието на крайните клиенти, включително битовите, които предлагат оптимизация на потреблението посредством агрегиране, на пазарите на електрическа енергия, както и основните елементи на рамката за агрегиране: роли и отговорности, обмен на данни, отговорност за небаланси, защита срещу неправомерни ограничения, компенсации и технически изисквания. Съгласно чл. 96б от ЗЕ крайните клиенти могат да сключват договор за агрегиране без съгласието на доставчика, агрегаторите предоставят информация за условията на договорите, клиентите имат право да получават значими данни, а доставчикът не може да въвежда дискриминационни изисквания или такси поради сключен договор за агрегиране. В резултат на извършения преглед обаче се установи, че основните нормативни пречки и празноти пред развитието на оптимизацията на потреблението са липсата на прецизно разработена подзаконова, техническа и договорна уредба, която да превърне общите законови разпоредби и принципи в практически приложим модел за битови и малки небитови клиенти. Детайлното уреждане следва да се извърши в подзаконови актове по прилагане на ЗЕ, в редица технически правила и процедури с ненормативен характер, както и в съдържанието на част от договорите, които се сключват между търговските участници. В зависимост от предмета на уреждане това включва Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), Правилата за управление на електроразпределителните мрежи (ПУЕРМ), инструкциите, техническите правила и процедури на ОПС, техническите правила и процедури на ОРМ, както и различните видове договори между пазарните участници: договори за продажба на електрическа енергия, договори за предоставяне на допълнителни услуги, договори за достъп до и пренос през съответната мрежа, договори за участие в балансираща група, договори за агрегиране и др.

По-долу са посочени (неизчерпателно) някои от по-съществените нормативни пропуски, както следва:

- действащата подзаконова уредба допуска участие на агрегатори преди всичко през вече съществуващите механизми на пазара, но на практика го обвързва с качеството на координатор на балансираща група. В ПТЕЕ, а по отношение на техническите предпоставки за предоставяне на балансиращи услуги на ОПС и в ПУЕЕС, са уредени редица въпроси, свързани с участието на агрегатори, като изготвяне и предоставяне на графици, обмен на данни, физически и финансов сетълмент, небаланси и участие на балансиращия пазар. Тази рамка обаче не създава реален ред за участие на независим агрегатор, който не е координатор на балансираща група и не поема съответните функции по действащите правила. При сегашното положение независимият агрегатор може да предоставя консултантски, технически или организационни услуги на клиента, но практически не разполага със завършен пазарен механизъм за самостоятелно предоставяне на услуги за гъвкавост от агрегирано управляемо потребление.

- в ПТЕЕ липсват правила относно референтното потребление (baseline) при предоставяне на гъвкавост от управляемо потребление на малки клиенти. От една страна не е уреден историческият подход за определяне на baseline. От друга страна агрегиращият график съществува като понятие в пазарната рамка, но не е развит така, че да служи като приложим инструмент за тази категория клиенти и този тип услуги. За да може да се доказва реалният ефект от активация, ПТЕЕ следва да бъдат допълнени с разпоредби относно приложимите baseline подходи, използваните измерени данни, допустимите корекции, третирането на предходни активации, връзката с агрегиращия график за потребление и начина на верификация и сетълмент. Без такава уредба предоставянето на гъвкавост от малки клиенти остава спорно и практически рисково, защото не е ясно как се доказва дали заявеният ефект действително е настъпил.

- липсва подзаконова уредба на компенсациите при оптимизация на потреблението. ЗЕ поставя принципа, че финансова компенсация може да се дължи при пряко засягане на други участници или координатори на балансиращи групи, като тя не следва да създава пречки за навлизане на агрегатори и трябва да е ограничена до действително направени разходи. В ПТЕЕ обаче липсват оперативни правила кога се дължи компенсация, как се доказва действителният ефект върху засегнатите лица, как се отделя той от нормалния небаланс, какви данни се използват и как се избягва превръщането на компенсацията в скрита бариера пред независимото агрегиране. Без такава уредба разходите от активация могат или да останат неоснователно за участник, който не я управлява, или обратно – да се претендират компенсации за обичайни прогнозни отклонения, които не са причинени от услугата за гъвкавост.

- като цяло предоставянето на услуги за гъвкавост не е самостоятелно и пълно уредено в ПТЕЕ, освен доколкото конкретната услуга съвпада с или се предоставя като балансираща услуга за ОПС. Това оставя извън ясна рамка други форми на гъвкавост, включително услуги към търговски участници или към мрежови оператори, които не са балансиращ продукт. Необходимо е ПТЕЕ да бъдат допълнени така, че да разграничават оптимизация на потреблението като ценова или търговска реакция на клиента, от една страна, и предоставяне на услуга за гъвкавост към определен участник при конкретни технически, измервателни и сетълмент условия, от друга страна.

- липсва уредба на услугите за гъвкавост за локални нужди на ОРМ. В действащата рамка не е предвиден ясен ред, по който ОРМ да използва гъвкавост от управляемо потребление на малки клиенти за управление на локално претоварване, отлагане или ограничаване на мрежови инвестиции, управление на напрежение или други локални мрежови потребности. За такава възможност са необходими изменения и допълнения едновременно в ПТЕЕ, ПУЕРМ и техническите правила и процедури на ОРМ. Трябва да бъдат определени поне условията за заявяване и активиране на услугата, допустимите товари, ограниченията на активациите, достъпът до измервателни данни, проверката на изпълнението, приоритетът на мрежовата сигурност и начинът на уреждане на последиците за доставчика и координатора.

– не са предвидени ред и условия за директно дистанционно управление на уред или друг управляем товар на клиент от ОРМ. Такъв модел е различен от класическото предоставяне на услуга чрез независим агрегатор, тъй като ОРМ пряко използва техническа възможност за управление на товар при клиента за локална мрежова цел. За да бъде приемлив и практически приложим, този модел трябва да бъде изрично уреден в ПТЕЕ, ПУЕРМ и технически правила на ОРМ. Необходимо е да се определят изискванията за предварително съгласие на клиента, допустимите устройства, максималната продължителност и честота на управление, забраната за засягане на базов комфорт или критична дейност, финансовият стимул, измерването на ефекта, отговорността при неизпълнение или неправилна активация и правото на клиента да прекрати или ограничи участието си при определени условия.

– ефектът на отскока (rebound effect) не е уреден по задоволителен начин като част от техническите изисквания към услугите за гъвкавост. При товари с топлинна инерция временното намаляване или прекъсване на потреблението може да доведе до последващо компенсиращо увеличение на товара. Това е техническа характеристика на услугата, а не само въпрос на правилно прогнозиране и сетълмент. Поради това тя следва да бъде уредена в зависимост от ползвателя на услугата: в ПУЕЕС, инструкциите и техническите правила на ОПС, когато услугата се предоставя на ОПС, и в ПУЕРМ и техническите правила на ОРМ, когато услугата има локален мрежови характер. Съответните изисквания трябва да позволяват да се оцени не само намалението по време на активацията, но и профилът на възстановяване след нея.

– непълна е уредбата на двойното отчитане. Частични правила съществуват в различни елементи на пазарната и сетълмент нормативна рамка, но те не са достатъчни за сценарии, при които един и същ управляван товар може да бъде включен в повече от един продукт, повече от една активация или повече от едно договорно отношение. Необходимо е допълване на приложимите правила, така че един и същ физически ефект да не може едновременно да бъде отчетен като услуга към ОПС, услуга към ОРМ, търговска оптимизация за доставчик и отделен принос към небаланса на координатор, ако става дума за един и същ период и една и съща промяна на товара. Тъй като въпросът засяга едновременно графици, сетълмент, техническо активиране и договорни отношения, правилното му уреждане следва да бъде комбинирано, а не съсредоточено само в един акт.

– съществуват непълноти в обмена на данни и уведомяването между участниците. Част от тези въпроси са засегнати в действащите пазарни правила, но не са развити достатъчно за независима агрегация и за локални услуги за гъвкавост. Трябва да се определи кой подава информация за активация, към кого, в какъв срок, с какъв формат и с какво значение за графиците, небалансите, доказването на изпълнението и сетълмента. В зависимост от конкретния случай това следва да бъде уредено в ПТЕЕ, ПУЕЕС, ПУЕРМ, техническите правила и процедури на ОПС или ОРМ и в съответните договори.

– в нормативните изисквания по отношение съдържанието на договорите за достъп и пренос, за продажба на електрическа енергия, за участие в балансираща група, за предоставяне на допълнителни услуги и др. не са включени специфични условия за масово участие на малки клиенти чрез управляемо потребление. Те следва да бъдат адаптирани или допълнени така, че да отразяват съгласието на клиента, управляемите товари, достъпа до данни, техническото устройство, финансовия стимул, ограниченията на активациите, последиците за балансиращата група и правата на засегнатите участници. Част от тези въпроси следва да се уговорят свободно между съответните страни, но само след като нормативната и техническата рамка ясно определят кои договорни решения са допустими и какви последици имат за трети лица.

7. МЕРКИ И ГРАФИК ЗА ОТСТРАНЯВАНЕ НА ИДЕНТИФИЦИРАНИ ПРОПУСКИ/ПРЕЧКИ

Въз основа на изложените данни и извършения анализ, в Таблица 22 по-долу са дефинирани по-важните мерки и график за оптимизация на потреблението в Р България.

Таблица 22

Мерки, срокове и отговорни субекти за отстраняване на идентифицираните пречки пред оптимизацията на потреблението в Р България				
№	Мярка	Отговорен субект	Срок	Очакван резултат
	Допълване на ПТЕЕ/ПУЕЕС относно участие на независим агрегатор.	КЕВР; ОПС	2026-2027 г.	Реален пазарен достъп за независими агрегатори и възможност за самостоятелно предоставяне на услуги за гъвкавост.
	Допълване на ПТЕЕ с правила за референтно потребление (baseline) при малки клиенти.	КЕВР; ОПС; ОРМ	2026-2027 г.	Надеждно и проверимо определяне на реалния ефект от активациите и ограничаване на споровете при сетълмент.
	Допълване на ПТЕЕ с правила за компенсации към пряко засегнати доставчици и КБГ.	КЕВР; ОПС	2026-2027 г.	Справедливо разпределяне на доказуемите разходи без превръщане на компенсацията в бариера пред независимото агрегиране.
	Допълване на ПТЕЕ с общ режим за услуги за гъвкавост извън балансиращите услуги.	КЕВР; ОПС; ОРМ	2026-2027 г.	Ясна пазарна рамка за предоставяне на услуги за гъвкавост към търговски и мрежови участници извън балансиращия пазар.
	Допълване на ПТЕЕ/ПУЕРМ и приемане на технически правила и процедури от ОРМ относно създаване на ред и условия за локални услуги за гъвкавост към ОРМ.	КЕВР; ОРМ	2026-2027 г.	Практическа възможност ОРМ да заявяват и използват локална гъвкавост при прозрачни условия, проверимо изпълнение и приоритет на мрежовата сигурност.
	Допълване на ПТЕЕ/ПУЕРМ и приемане на технически правила и процедури от ОРМ относно създаване на ред и условия за уреждане на директното дистанционно управление на допустими товари на клиента от ОРМ.	КЕВР; ОРМ	2026-2027 г.	Работещ и защитен модел за пряко мрежово управление на товари за локални нужди, без неоправдано засягане на клиента.
	Допълване на ПУЕЕС/ПУЕРМ и техническите правила на ОПС/ОРМ относно въвеждане на изисквания за ефекта на отскока.	КЕВР; ОПС; ОРМ	2026-2027 г.	Техническите характеристики на услугата отчитат поведението на товара и след активацията и ограничават риска от нови пикове.

Мерки, срокове и отговорни субекти за отстраняване на идентифицираните пречки пред оптимизацията на потреблението в Р България				
№	Мярка	Отговорен субект	Срок	Очакван резултат
	Допълване на приложимата нормативна уредба и технически правила относно предотвратяване на двойното отчитане.	КЕВР; ОПС; ОРМ	2026-2027 г.	Предотвратено двойно възнаграждение или отчитане на една и съща промяна на товара по повече от един продукт или отношение.
	Допълване на ПТЕЕ, ПУЕЕС, ПУЕРМ и техническите процедури на ОПС/ОРМ чрез стандартизиране на обмена на данни и уведомяването при независима агрегация и локална гъвкавост.	КЕВР; ОПС; ОРМ	2026-2027 г.	Навременен и проследим обмен на информация, позволяващ коректно прогнозиране, отчитане и уреждане на последиците от активациите.
	Допълване на нормативните изисквания по отношение съдържанието на договорите на пазара на електрическа енергия.	КЕВР; ОПС; ОРМ; доставчици; КБГ; агрегатори	2026-2027 г.	Завършена договорна рамка за съгласие, товари, данни, устройства, стимули, ограничения на активациите и последици за клиента и засегнатите участници.
	Решения на КЕВР за утвърждаване на цени за достъп до и пренос през електроразпределителните мрежи, отразяващи разходите за внедряване на интелигентни измервателни уреди за битови крайни клиенти и небитови крайни клиенти до 100 kW	КЕВР	2027-2031 г.	Създаване на предпоставки за надеждно установяване на настъпила промяна в потреблението, прилагане на динамични или времево диференцирани ценови продукти, доказване на предоставена гъвкавост, определяне на референтното потребление, извършване на последващ сетълмент и др.

В обобщение, оптимизацията на потреблението в България вече има законова основа, но все още няма достатъчно завършена работна рамка за масово участие на битови и малки небитови клиенти, особено чрез независим агрегатор или чрез локални услуги за ОРМ. Основните липси са в ПТЕЕ, ПУЕЕС, ПУЕРМ, техническите правила и процедури на ОПС и ОРМ и в договорните модели. Без изменения и допълнения в тези актове правата на малките клиенти да участват пряко или чрез агрегиране в оптимизацията на потреблението, в т.ч. и да предоставят услуги за гъвкавост, ще останат до голяма степен декларативни.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В обобщение, оптимизацията на потреблението в България вече разполага с необходимата обща законова основа, включително по отношение на участието на активни клиенти, използването на агрегирано управляемо потребление и възможността за предоставяне на услуги за гъвкавост. Същевременно действащата рамка все още не е развита в достатъчна степен, така че да осигури напълно ясни, последователни и приложими условия за по-широко участие на битови и малки небитови клиенти. Това се отнася в особена степен за случаите, при които оптимизацията се организира чрез независим агрегатор, както и при

използването на управляемо потребление за локални нужди на операторите на електроразпределителни мрежи.

Необходимостта от такова развитие произтича от спецификата на оптимизацията на потреблението при малки клиенти. За разлика от традиционните пазарни отношения, при които ролята на участниците са сравнително ясно определени, управлението на потреблението може да засяга едновременно клиента, доставчика, координатора на балансиращата група, агрегатора и съответния мрежови оператор. Това поставя допълнителни въпроси относно обмена на данни, измерването и доказването на ефекта, отражението върху графици и небаланси, уреждането на финансовите последици и недопускането на двойно отчитане на един и същ физически ефект. Част от тези въпроси могат да бъдат уредени договорно, но за други е необходима по-ясна обща рамка, особено когато действията на един участник могат да имат отражение върху права и задължения на трети лица.

Допълнително внимание е необходимо и по отношение на техническите условия за предоставяне на услуги за гъвкавост, включително когато такива услуги не съвпадат с балансиращи услуги за ОПС. Потенциалното използване на управляемо потребление за локални мрежови потребности, както и различните форми на дистанционно или автоматизирано управление на товари, предполагат по-детайлно развитие на приложимите технически изисквания, процедурите за активация и проверка на изпълнението и защитата на интересите на участващите клиенти.

Поради това може да се приеме, че следващият етап в развитието на оптимизацията на потреблението в България е свързан основно с последователно доизграждане и съгласуване на подзаконовата, техническата и договорната рамка. Целта следва да бъде създаване на достатъчно ясни и предвидими условия за участие, без прекомерно усложняване на отношенията между участниците и без създаване на необосновани пречки пред нови форми на агрегиране и услуги за гъвкавост. При липса на такова развитие съществува риск нормативно признатите възможности за участие на малките клиенти да останат ограничени основно до отделни случаи и до вече установените пазарни механизми, вместо постепенно да се превърнат в практически използваем инструмент за по-широк кръг битови и малки небитови клиенти.

IV. НОРМАТИВНИ И АДМИНИСТРАТИВНИ АКТОВЕ, КАКТО И ПРАВИЛА НА ЕНЕРГИЙНИТЕ ДРУЖЕСТВА, КОИТО ЩЕ БЪДАТ ПРИЕТИ ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА РЕГУЛАТОРНИТЕ УСЛОВИЯ ЗА УЧАСТИЕ НА СИСТЕМИТЕ ЗА АКУМУЛИРАНЕ НА ЕНЕРГИЯ И ПРОМИШЛЕНИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ НА БАЛАНСИРАЩИЯ ПАЗАР, ЗА ВНЕДРЯВАНЕ НА ИНТЕЛИГЕНТНИ ИЗМЕРВАТЕЛНИ УРЕДИ И ЗА ОПТИМИЗАЦИЯ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО. ДРУГИ ДЕЙСТВИЯ, КОИТО ЩЕ БЪДАТ ПРЕДПРИЕТИ.

1. Изменение и допълнение на Правилата за търговия с електрическа енергия – срок до края на 2027 г.

2. Изменение и допълнение на Правилата за управление на електроенергийната система – срок до края на 2027 г.

3. Изменение и допълнение на Правилата за управление на електроразпределителните мрежи – срок до края на 2027 г.

4. Решения на Комисията за енергийно и водно регулиране за утвърждаване на цени за достъп до и пренос през електроразпределителните мрежи, отразяващи разходите за внедряване на интелигентни измервателни уреди за битови крайни клиенти и небитови крайни клиенти до 100 kW – начало на съответен регулаторен период на електроразпределителните дружества.

5. Решения на Комисията за енергийно и водно регулиране за утвърждаване на цени за достъп до и пренос през електропреносната мрежа, мотивите на които отразяват и анализ на необходимостта от преразглеждане на пределните стойности на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги – ежегодно.

6. Изменение и допълнение на Правилата на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД за провеждане на тръжни процедури за закупуване на разполагаемост за резерви – срок до края на 2027 г.

7. Изменение и допълнение или приемане на технически правила на оператора на електропреносната мрежа, съответно на операторите на електроразпределителни мрежи, за предоставяне на услуги за гъвкавост – срок до средата на 2028 г.

8. Мониторинг на концентрацията на пазара за предоставяне на допълнителни услуги – ежегодно.

9. Обучения на потенциални доставчици на балансиращи услуги, агрегатори, оператори на съоръжения за съхранение на електрическа енергия и промишлени потребители – постоянно.

10. Обучения на потенциални доставчици на услуги за гъвкавост – постоянно, след първо тримесечие на 2028 г.

Този доклад е приет от Комисията за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 208 от 21.08.2026 г., по т. 1.