



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ- ГАБРОВО

ФАКУЛТЕТ „ЕЛЕКТРОТЕХНИКА И ЕЛЕКТРОНИКА”
КАТЕДРА „ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ И
ЕЛЕКТРООБЗАВЕЖДАНЕ“

маг. инж. Явор Стефанов Стефанов

**Анализ на електрически и термични системи за
акумулиране на енергия в децентрализирани
енергийни източници**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация

за придобиване на образователна и научна степен „доктор”

Област на висше образование: **5. Технически науки**

Професионално направление: **5.2 Електротехника,
електроника и автоматика**

Докторска програма: **Електроснабдяване и електрообзавеждане**

Габрово, 2019 г.



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ- ГАБРОВО

ФАКУЛТЕТ „ЕЛЕКТРОТЕХНИКА И ЕЛЕКТРОНИКА”
КАТЕДРА „ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ И
ЕЛЕКТРООБЗАВЕЖДАНЕ“

маг. инж. Явор Стефанов Стефанов

**Анализ на електрически и термични системи за
акмулиране на енергия в децентрализирани
енергийни източници**

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация

за придобиване на образователна и научна степен „доктор”

Област на висше образование: **5. Технически науки**

Професионално направление: **5.2 Електротехника,
електроника и автоматика**

Докторска програма: **Електроснабдяване и електрообзавеждане**

Научни ръководители: доц. д-р Красимир Маринов Иванов
проф. д-р Hartmut Hinz

Рецензенти: проф. д-р Евтим Кърцелин
доц. д-р Свилен Рачев

Габрово, 2019 г.

Дисертационният труд е обсъден и насочен за официална защита на заседание на Разширен катедрен съвет на катедра „Електроснабдяване и Електрообзавеждане” към факултет „Електротехника и Електроника“ на Технически университет – Габрово, проведен на 19.11.2019 г.

Дисертационният труд съдържа 229 страници. Научното съдържание е представено в увод, 5 глави и 2 приложения и включва 129 фигури и 25 таблици. Цитирани са 220 литературни източника. Номерацията на фигурите, таблиците и формулите в автореферата е в съответствие с тази в дисертацията.

Разработката на дисертационния труд е извършена в катедра „Основи на Електротехниката и Електроенергетиката” и катедра „Електроснабдяване и Електрообзавеждане” към факултет „Електротехника и електроника ” на Технически университет – Габрово, а също така и Frankfurt University of Applied Sciences, Faculty 2: Computer Science and Engineering. Изследванията по дисертационния труд са извършени в реален обект на фирма Süwag Renewable Energy GmbH.

Официалната защита на дисертационния труд ще се състои на г.
от ч. в зала на Технически университет – Габрово.

Благодарности: Благодаря на всички Вас, които ме подкрепяхте и вярвахте в мен и в моята отдаденост по преследване на целта, която си поставих преди пет години. Изказвам специални благодарности на моите ръководители доц. д-р Красимир Иванов и prof. Dr.-Ing. Hartmut Hinz, за указаната подкрепа и дадените насоки относно правилната посока, която бе необходимо да следвам, за да стигна до тук. Благодаря на семейството ми и приятелите ми за проявените лоялност, подкрепа и разбиране към мен. Изказвам също така благодарност на представителите на Süwag Renewable Energy GmbH, които подсигуриха изследователската ми работа върху един от техните реализирани проекти на децентрализирани хибридни системи.

Автор: маг. инж. Явор Стефанов Стефанов

Заглавие: Анализ на електрически и термични системи за акумулиране на енергия в децентрализирани енергийни източници

Тираж: 30 бр.

Място на отпечатване: гр. Габрово

ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

Актуалност на проблема

Темата на разработената дисертация се отнася към изследване на недостатъчно разработен аспект от съвременната енергетика, а именно интегриране на хибридни децентрализирани енергийни системи, използващи възобновяеми енергоизточници в съществуващата електроразпределителна мрежа. Децентрализираните системи имат реалния потенциал допълнително да стабилизират съществуващата електроразпределителна инфраструктура, да създадат възможности за увеличаване електроснабдителната способност на мрежата, да намалят значително загубите от разпределение и пренос на електрическа и термична енергия до крайните консуматори и успешно да отворят нови възможности за интегриране на възобновяеми енергоизточници, което практически формира енергетика от ново поколение.

Цел и задачи на дисертационния труд

Целта на дисертацията е да се моделира и оптимизира хибридна децентрализирана система за снабдяване с енергия и да бъдат разработени стратегии, с които да се постигне максимална мрежова независимост при минимална цена на системата. Трябва да бъдат разработени възможни системни архитектури, за да се отворят възможности за тяхното изследване и постигане на оптимизирана работа, ориентирана към вътрешно задоволяване на потребностите от страна на крайни консуматори в размер на 95% спрямо годишната им електрическа консумация от мрежата и същевременно ориентирана външно към финансово ефективно спомагане за балансиране на разпределението на мощности в клоната от електроразпределителната мрежа, към който е присъединена децентрализираната хибридна система.

За постигане целта на дисертацията са решени следните задачи:

- Разработване и верифициране на софтуерен модел на децентрализирана мрежа за топлоснабдяване, който може да бъде използван за оптимизационни изчисления.
- Разработване и верифициране на софтуерен модел на децентрализирана електроразпределителна мрежа ниско напрежение, който може да бъде използван за оптимизационни изчисления.
- Изследване на различни конфигурации за хибридна децентрализирана система, снабдяваща битови потребители с електрическа и термична енергия, която използва система за акумулиране на електроенергия, с цел да бъде постигната оптимална цена на разпределената генерация, при максимално задоволяване потребностите на крайните консуматори от електрическа енергия и термична енергия.
- Разработване на стратегии за оптимална експлоатация на хибридна децентрализирана система.
 - Мрежово ориентирана стратегия за реализиране на максимални приходи при акумулиране и отдаване на електрическа енергия от и към електроразпределителната мрежа.
 - Разработване на метод за елиминиране на негативното влияние при отдаване на електроенергия от децентрализирани системи към електроразпределителната мрежа.
 - Разработване и интегриране на система за прогнозиране на очакваната електрическа генерация от хибридна децентрализирана система.

- Реализиране на активен контрол над експлоатацията на хибридни децентрализирани системи и контрол над енергийния баланс във възела на присъединяване на хибридни децентрализирани системи.
- Разработване на методика за оптимално оразмеряване на хибридни децентрализирани системи за снабдяване с електрическа и термична енергии, при наличие на средни по размер консуматори, които не принадлежат, нито към групата на малки единични консуматори, нито пък към групата на големите и мощни консуматори и характеризиращи се с големи вариации в потреблението на електроенергия и термична енергия.

Методи на изследване

Методите на изследване в дисертационния труд се основават на моделиране на софтуерни модели за хибридни децентрализирани системи с помощта на лицензираните софтуерни продукти PSIM и HomerPro.

Научна новост

Новостите, въведени при разработване на дисертационния труд са свързани с реализиране на изчислителни модели на хибридни децентрализирани системи за снабдяване с електрическа и термична енергия, с чиято помощ се провеждат изчисления за оптимално оразмеряване на средни по размер разпределени генерации, хранящи битови потребители и характеризиращи се с голяма изменчивост на електрическите и термични товари. Разработени са методики и схемни решения за изграждане на контролни системи, упражняващи контрол над енергийния баланс в децентрализирани хибридни системи и в точката на присъединяването им към електроразпределителната мрежа, като се съблюдава постигане на максимална икономическа ефективност.

Приложимост

Разработените софтуерни модели и стратегии за управление са приложими в почти всички съвременни методики за оптимално оразмеряване на хибридни децентрализирани системи за снабдяване с електрическа и термична енергия. Също така те могат да бъдат директно интегрирани в системи за управление и контрол на енергийния баланс в децентрализирани генерации.

Апробация на дисертационния труд

Резултати включени в дисертацията са докладвани на международни научни конференции: UNITECH 15, ТУ-Габрово, 2015, България; UNITECH 17, ТУ-Габрово, България, 2017; PCIM Europe 2015, Нюрнберг, Германия, 2015; PCIM Asia 2015, Шанхай, Китай, 2015.

Друга част от резултатите са представени в статии, публикувани в следните литературни източници: Annals of the "Constantin Brancusi" University of Targu-Jiu, Engineering Series, No.4/2015, pp.13-17; International Journal of Smart Grid and Clean Energy, Vol.6, No.3, July 2017, pp.141-148, ISSN:2315-4462.

Структура и обем на дисертационния труд

Дисертационният труд се състои от пет основни глави. В глава 1 е направен анализ на особеностите при присъединяване на разпределени генерации към електроразпределителната мрежа. Глава 2 разглежда разработване и верифициране на софтуерен модел за система, снабдяваща консуматорите в хибридна децентрализирана система с термична енергия. Глава 3 разглежда аспектите на финансова стойност и енергийна консумация при разработване на хибридни децентрализирани системи и интегриране на системи за акумулиране на електроенергия. Глава 4 представя разработване и верифициране на модела на електроразпределителната мрежа в разглежданата хибридна децентрализирана система. Глава 5 е фокусирана над разработване на стратегии за оптимизиране на хибридни децентрализирани системи.

КРАТКО ИЗЛОЖЕНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

ГЛАВА 1: Децентрализирани енергийни източници и присъединяването им към мрежата

1.1. Въздействие на разпръснатите малки генерации върху качествено функциониране на ЕЕС

Децентрализирани енергийни източници са съвкупност от електрически и термични генератори, използващи конвенционални или възобновяеми енергийни ресурси, които захранват близко разположени електрически и термични консуматори. Заедно с консуматорите и прилежащата им преносна инфраструктура те формират децентрализирани системи за разпределена генерация, които са присъединени към електроразпределителната мрежа.

1.2. Присъединяване на децентрализирани електрически генератори към електроразпределителната мрежа

Основните генератори в децентрализирани енергийни системи, които имат потенциала да обезпечат в значителна степен електрическата консумация на електроенергия са ветрогенератори обединени във ветропарк, фотоволтаични модули, обединени във фотоволтаична система, термична микроцентрали и система от батерии. Тя освен ролята на генератор може да изпълнява и ролята на консуматор, който акумулира електрическа енергия в моментите, когато електрическата генерация в децентрализирана система е по-голяма от консумацията в нея. По-голямата част от ветрогенераторите, минивецовете и фотоволтаичните централи се изграждат в райони с разширени обществени електрически мрежи и по този начин се свързват към електроразпределителната система.

Основното въздействие на разпределената генерация е намаляване на средната стойност на изходната мощност от конвенционалните синхронни генератори, но често се увеличават загубите. Фотоволтаичните и ветрогенераторите са електрически генериращи системи, които се различават от традиционните директно свързани към мрежата синхронни генератори, използвани в конвенционалните електроцентрали. Това означава, че те могат да доведат до смущения от типа промяна в напрежението на клемите на електрическите консуматори или изменения в мрежовата честота. Сериозен недостатък на децентрализираните генерации, използващи възобновяеми енергийни ресурси, е непостоянство в генерираната от тях електроенергия.

1.3. Използване на системи от батерии

Повечето от упоменатите недостатъци спрямо въздействията върху ЕЕС на разгледаните децентрализирани генератори на електрическа енергия могат да се минимизират, като заедно с тях се интегрира система за акумулиране на електрическа енергия, която да запасява електрическа енергия в моментите със слабо взаимодействие между децентрализираната генерация и мрежата, а в останалото време да изпълнява функция на мрежов буфер, който разреждайки обратно запасена електрическа енергия непосредствено да противодейства на негативното влияние на децентрализираната генерация върху електроразпределителната мрежа.

Забелязва се, че всеки един следващ и по-нов използван материал за изготвяне на батерии предлага все по-висока енергоемкост за единица обем и килограм вещество, което довежда в крайна сметка до увеличаване на капацитета за единица обем при съответния вид батерия, но цената на по-новите батерии винаги е по-висока от тази на предходните видове. По такъв начин те предлагат различаващи се функционалности на различни цени, които трябва да бъдат взети под внимание при всеки един случай на тяхното интегриране и използване поотделно в зависимост от търсените качества на батериите, които могат да бъдат използвани.

1.4. Информация за разработвания обект на изследване и оптимизация

Децентрализираната хибридна система за електрическо и термично снабдяване е проектирана, реализирана и се стопанисва от фирмата Süwag Renewable Energy GmbH, разположена в гр. Келстербах, обл. Хесен, Германия. От началото на 2014 година е в експлоатация. Състои се от 180 еднофамилни жилища, обединени в новопостроен квартал, както е показано на фиг.1_9, които се захранват с електрическа и термична енергия основно от децентрализираната енергийна система.



Фиг.1_9. Общ изглед на децентрализираната система и нейните консуматори.

Съставните елементи на системата са фотоволтаичен масив, разположен върху специална противозвукова бариера, която отделя квартала от разположената в непосредствена близост изходна пътна артерия и железопътна товарна гара. Той е със сумарна инсталирана мощност от 63 kWp и е оборудван с мрежов инвертор с номинална мощност от 65 kW, който пък е свързан към трифазна шинна система на комплектна разпределителна уредба НН. При консумация, по-малка от генерираната от фотоволтаичния масив мощност, система от литиево-йонни батерии с наличен капацитет от 134 kWh акумулира излишната електро генерация на децентрализираната система и се зарежда. В системата е интегрирана термична микроцентраля с

електрическа мощност 50 kW и термична мощност в размер на 81 kW_{th}. Тя заедно с газов бойлер с мощност от 895 kW_{th} генерира цялата термична енергия, необходима на потребителите в хибридна децентрализирана система.

1.5. Изводи по глава първа

- Направен е преглед и анализ на настоящата ситуация относно въздействието на разпределена генерация и в частност децентрализирани електрически и хибридни системи върху електроразпределителната мрежа.
- Разгледани са аспектите при присъединяване на възобновяеми децентрализирани енергоизточници към съществуващата ЕЕС.
- Отделени са най-перспективните технологични изпълнения на батерии, с чиято помощ е възможно да се формира система от акумулатори, която да подпомага работата на разпределената генерация.
- Описан е съставът на реалната хибридна децентрализирана система, която е обект на разглеждане и изследване в следващите глави на дисертацията.

ГЛАВА 2: Комбинирани източници на електрическа и топлинна енергия с термично акумулиране на енергия

2.1. Термична микроцентрала

Основно концепцията за интегриране на термична микроцентрала (МТЕЦ) се гради върху възможността за локално генериране и консумиране на електрическа или термична енергия, с минимални загуби от разпределение, като потребителите биват снабдени с електричество и подгрят флуид за отопление, а в някои случаи тези системи се използват и за охлаждане, при което работят в комбинация с абсорбационни чилър машини.

В повечето реализирани отоплителни инсталации, снабдяващи консуматори от битов тип, отоплителната система е снабдена освен с МТЕЦ и с газов бойлер за покриване на максималните товари и водосъдържателен резервоар, който служи за буфер между консуматорите и термичните генератори и увеличава гъвкавостта в системните възможности за децентрализирано топлоснабдяване на битови потребители.

2.2. Разработване софтуерен модел на комбинирана термична микроцентрала

При разработване на модела за МТЕЦ са приети следните допускания:

- Флуидният поток през МТЕЦ протича само когато устройството е включено и работи.
- Температурата на изходящия поток от МТЕЦ е равна на 80°C, а входящият е с променлива температура в обхвата от 60°C до 80°C.
- Всички термични величини се приравнени към електрически величини.
- Направените изчисления се отнасят за максимум 24 часови графици на разглежданите симулационни величини.
- Началната стойност на запасеното количество термична енергия във вътрешността на МТЕЦ не се взема предвид, както и първоначалното време, необходимо за загряване на намиращия се в устройството флуид.
- Няма времево закъснение между началото на работа на МТЕЦ и отдаването на загрят флуид към системата.

За да се активира генериране на изходни сигнали по мощност от термичния източник предварително трябва към управляващите му клеми да бъде подаден разрешаващ

сигнал. Той бива формиран от отделен модул, чиято функционалност се дефинира с алгоритъм, следящ заредеността на всеки един от термичните резервоари в системата и може да бъде записан по следния начин:

$$\left. \begin{array}{l} Q_{th_act_Tank1} \leq \min_{hst1} \\ Q_{th_act_Tank2} \leq \min_{hst2} \end{array} \right\} Ctr_CHP_new = 1 \quad (2.2)$$

където: $Q_{th_act_Tank1}$ – термична енергия, запасена в термичен резервоар №. 1 [kWh_{th}];
 $Q_{th_act_Tank2}$ – термична енергия, запасена в термичен резервоар №. 2 [kWh_{th}];
 \min_{hst1} - минимално количество запасена енергия в термичен резервоар №. 1 [kWh_{th}];
 \min_{hst2} - минимално количество запасена енергия в термичен резервоар №. 2 [kWh_{th}];
 Ctr_CHP_new – сигнал, разрешаващ започване на работа за МТЕЦ [-].

2.3. Моделиране на бойлер за покриване на пикови товари

Бойлерът за покриване на пикови товари (БВТК) е моделиран в софтуерната среда на PSIM, като за устройство се приема, че:

- Способността на БВТК е напълно достатъчна за покриване на цялостната максимална термична потребност на консуматорите, поради максимално отчетените доставени и изконсумирани дебети със загрят флуид в размер на максимум 33,09 m³/h, което е реално под 50% от реалната възможност на съоръжението за термично снабдяване.
- Неговата мощност е предвидена да захранва термични товари, които могат да бъдат присъединени при предстоящото разширение на системата.
- Приема се, че загретият флуиден обем във вътрешността на БВТК е винаги наличен в пълния си размер и изпомпваните от него водни обеми се доставят мигновено до топлообменниците на термичните резервоари в съответствие с термичните нужди за запълване на всеки един от двата термични резервоара, без да се отчита закъснение.
- Сигналите на термичния контролер са ориентирани към вътрешната водогрейна система за БВТК, а не към потребността на системата.
- За да се постигне адаптиране към реалните условия, отчетени от системните топломери и дебитомери, е интегрирана система за забавяне в източването на БВТК, което компенсира реалното забавяне между източването на загрят флуид от термичните резервоари и достигането му до крайните консуматори.
- Загретият флуид, източен от вътрешния водогреен резервоар на БВТК, бива предаден към разпределителна система, която определя точната големина на трансферираната термична мощност и количеството доставена енергия.
- Максимално-допустимите количества термична енергия, която може да бъде доставена от БВТК до всеки един термичен резервоар се определя от максималната предавателна способност за всеки един топлообменник.
- Преобразуването на химична енергия в термична при изгаряне на газово гориво се приема за бърз процес, без да се отчита закъснение. При загряване и охлаждане на вътрешния флуиден обем на БВТК, който в същност е поместен в термичен резервоар, скоростта на запълване се определя от максималната термична мощност на устройството.

За да се активира генериране на изходни сигнали по термична мощност от термичния източник предварително трябва към управляващите му клеми да бъде подаден разрешаващ сигнал.

$$Q_{th_act_PLB} \leq \min_{PLB} \} Ctr_PLB_new = 1 \quad (2.6)$$

където: $Q_{th_act_PLB}$ – термична енергия, налична във вътрешния водогреен съд на БВТК [kWh_{th}];
 \min_{PLB} – минимално количество запасена енергия във вътрешния водогреен съд [kWh_{th}];
 $Ctrl_PLB_new$ – сигнал, разрешаващ започване на работа за БВТК [-].

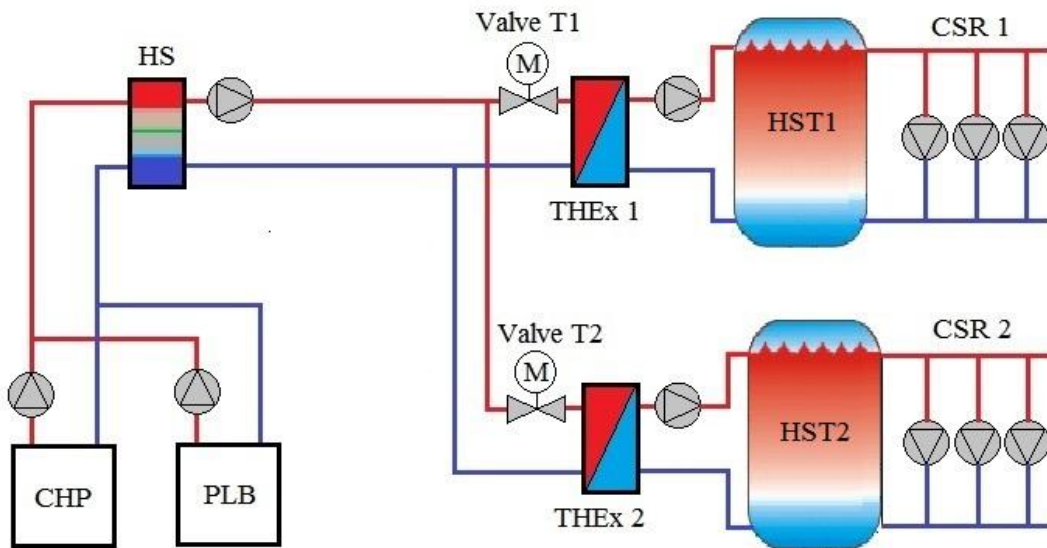
2.4. Моделиране на термичен резервоар

За да се постигне максимално доближаване до реалните експлоатационни характеристики, присъщи на термичен резервоар, се правят някои допускания, описани както следва:

- Потокът на флуид в термичния резервоар е едномерен, т.е. протича само и единствено във вертикално направление, като в зависимост от посоката му респективно заредения запас от термична енергия се изменя. Загубите на термична мощност протичат в най-голяма степен по направления, различни от разглежданото, но са отразени като съставляваща на термичната мощност и приравнени към съответното вертикално направление.
- Температурата и плътността на флуида са еднакви по целия обем на всеки един елементарен обем, наричан за краткост възел, а флуидните потоци от и към резервоара са достатъчни да подсигурят потребността на потребителите и в същото време да не предизвикат интензивно смесване на водни слоеве в резервоара с различна температура.
- Целият вътрешен обем от 2000 l, разделен на елементарни пространствени сегменти, е моделиран математически и приравнен първо в енергетично отношение, а след това в процентно отношение на реален обем от два кубични метра вода, обогатена с антикорозионни добавки. Заредеността на всеки резервоар се изчислява и следи в kW и проценти, като всеки един цял процент съответства на приблизително 20 l загрята вода с максимална изходна температура 80°C и минимална входна температура 60°C.
- Температурата на изходящия флуид от резервоара към консуматорите е постоянна и равна на 80°C, а температурата на входящия флуид от консуматорите към водния резервоар е 60°C.
- Физическите обеми на входящия и изходящия флуид са хомогенни и еднакви, т.е. не се повлияват механически от температурата на флуида.
- Формата на водосъдържателя (ВСР) е моделирана като вертикално-разположен цилиндър. По време на изпомпване на загрята вода към топлообменниците на потребителите, наречено условно разреждане на ВСР, потокът от студена вода навлиза в съда през дъното на цилиндъра, а загрялата вода бива изпомпвана от върха му. Аналогично по време на процеса по зареждане на ВСР, водният поток, постъпващ от системните топлообменници към ВСР бива обратен по посока, т.е. от върха на цилиндъра към неговото дъно. Необходимо е да бъде отбелязано, че част от постъпващата към ВСР термична енергия или подгрят воден поток, бива отклонен директно към консуматорите, а остатъка постъпва и остава във вътрешния обем на ВСР.
- Зоната на термично смесване между слоя със загрят флуид и слоя с охладен флуид е с минимални размери при напълно зареден термичен резервоар и размер съответстващ на целия вътрешен обем при напълно изпразнен от гореща вода водосъдържател.

2.5. Изграждане на софтуерен модел

За да се придобие представа относно моделираната системна архитектура, е създадена блокова схема, визуализираща всеки един от основните елементи на топлоснабдителната част от децентрализираната хибридна система, представена по долу на фиг. 2_7.

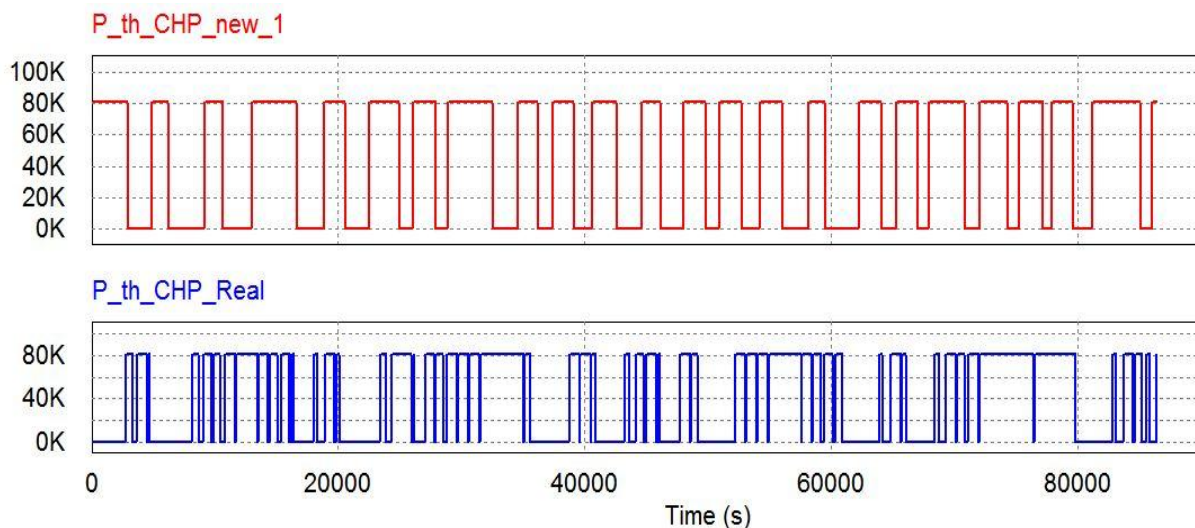


Фиг.2_7. Системна конфигурация на моделираната термична система.

Елементите на разработваната система за децентрализирано топлоснабдяване са означени като модули, съставяни от множество подсистеми и вериги за контрол и мониторинг. Термичните източници в системата са два. Термичната верига се захранва от термична микроцентрала, означена като **CHP**. МТЕЦ работи в паралел с водогреен бойлер за покриване на пикови товари, означен с **PLB**, който има предназначението да компенсира недостатъчност на системата в случаите на върхови натоварвания и сезонните промени в консумацията на термична енергия на потребителите. Подгретият флуид бива подаван към тръбна топлоснабдителна система, свързваща термичните източници с термични резервоари, означени с **HST 1** и **HST 2**, през хидравличен сепаратор **HS**. Двата резервоара в системата биват свързани последователно спрямо присъединените към тях консуматори, но биват зареждани по паралелна схема на свързване към захранващите генератори на термична енергия. Всеки един от тях захранва определен брой домакинства, които са разделени на две групи. Първа група обхваща 120 домакинства и е означена с **CSR1**, като нейните консуматори са свързани към първи термичен резервоар **HST 1**. Втора група е съставена от 60 домакинства, като те биват снабдени с термична енергия от втори термичен резервоар **HST 2**. Двата термични резервоара са с еднакъв обем от по 2 кубични метра и биват захранени от топлоснабдителната тръбна система, чрез индивидуални топлообменници **THEx 1** с мощност от 500 kW и **THEx 2** съответно с мощност от 300 kW.

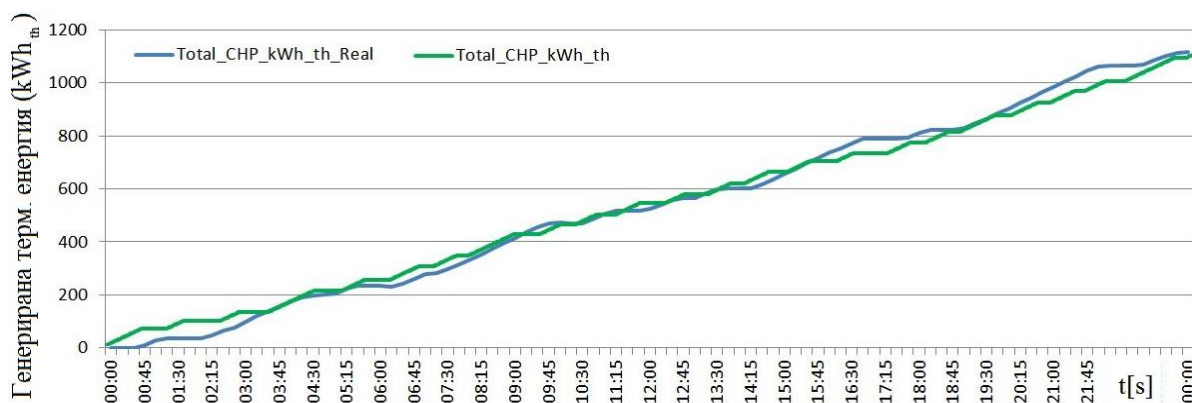
2.6. Валидиране на системата

За да се верифицира работата на МТЕЦ устройството е направена симулационна извадка, показваща нагледно резултата от управлението на моделирания софтуерен МТЕЦ, като резултатите са изразени графично на фиг. 2_14.



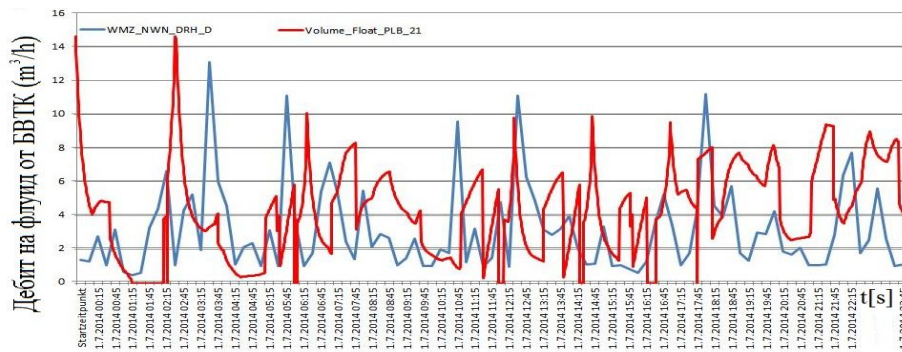
Фиг.2_14. Графично представяне за работата на симулиран и реален МТЕЦ.

Директно сравнение между измерената термична енергия за 24 часов период на реалната система и симулирания термичен източник е възможна, след преобразуване и изчисления на реалните отчетени данни за входяща и изходяща температура на флуидния поток и неговия дебит през МТЕЦ и е показана на фиг.2_16.



Фиг.2_16. Сравнение между кривите за измерена термична енергия, генерирана от реалната и симулирана термична микроцентрала.

Получените по този начин данни показват 1114,03 kWh термична енергия, получена от реалната МТЕЦ, означена със синя линия и 1109,59 kWh термична енергия, генерирана от моделирания виртуален МТЕЦ, изобразен със зелена линия. За да се верифицира работата на БВТК устройството е направена симулационна извадка, показваща нагледно резултата от управлението на моделирания софтуерен БВТК, като резултатите са изразени графично на фиг.2_17. Целта на направените изчисления е да бъде проследен флуидният дебит, източван от БВТК на реалната система и да бъде направено сравнение между поведението на моделираното устройство, представляващо съвкупност от софтуерни елементи и модули и реалното съоръжение.



Фиг.2_17. Сравнение между отчетените дебити в реалната система, обозначени със синя линия, именована като WMZ_NWN_DRH_D и симулационния модел, показан с червена линия и имащ наименование на сигнала Volume_Float_PLB_21.

Постигнатата крива за дебита от симулационния модел на БВТК има отклонения от реално отчетените водни дебити през 24 часовия симулационен период, които се дължат на разликите в запасените количества термична енергия между реалните и симулираните термични резервоари. При отчитане на дебита през симулирания БВТК, изчисленията показват изразходен воден обем с температура равна на 80°C, равен на 102,81 m³, като направеният отчет е проведен в края на симулационния интервал. Реалният БВТК показва стойности за източения от него обем 91,45 m³.

2.7. Изводи по глава втора

- Създаден е математически модел за пресъздаване поведението на термичен резервоар, който е приложен при изчисления за състоянието на зареденост за всеки термичен резервоар в системата.
- Всеки един от основните елементи на разглежданата хибридна система е разгледан в детайли, моделиран и валидиран спрямо реалната работа на всяко едно от съоръженията, съставляващи топлоснабдителната инсталация.
- Разработен е софтуерен модел на система за снабдяване с термична енергия, която в максимална степен да наподобява топлоснабдителната инсталация на реалната децентрализирана хибридна система за електрическо и термично снабдяване, като по този начин е създадено средство за бъдеща оценка и оразмеряване на подобни термични системи при различни нива на потребление.
- Разработен е контролен алгоритъм, управляващ софтуерния модел в максимална близост до работата на реалната система, който може да се приложи върху различни видове термични източници.
- Приложено е оптимизиране на софтуерния термичен модел, с цел да се ускори изчислителната му работа, като моделите на топлообменници и тръбна система са интегрирани към всеки един от използваните термични резервоари, без да се изменя тяхната работа. С това е постигнато съкращаване времето за симулация с 2/3 и се избягват съобщения за грешки и недостиг на изчислителни ресурси.

ГЛАВА 3: Интегриране на системата за електрическо акумулиране на енергия

3.1. Интегриране на системи за съхранение на електрическа енергия в децентрализирани хибридни захранващи системи

Разработени са модели на хибридни децентрализирани системи за електрическо и термично снабдяване на 180 отделни консуматори от битов тип. Всеки модел е снабден

с елементи, създаващи електрически и термични генератори, използващи различни видове енергийни носители от конвенционален и възобновяем вид.

Изготвени са изследвания, които имат за цел да проверят рентабилността на различни системни конфигурации изградени с разнообразни системни конфигурации, включващи в себе си наличните на пазара електрически, термични и комбинирани генератори. Целта е да се провери всяка една разглеждана системна конфигурация от финансова гледна точка при различни номинални параметри за използваните съоръжения с различни цени на горивата, като се цели достигане на минимална зависимост от електрическата мрежа и пълно задоволяване на потребностите от термична енергия.

$$C_{NPC} = f(C_{Ecsr_grid}) + f(C_{Qth}) = \min \quad (3.10)$$

където: C_{NPC} – крайни разходи за целия експлоатационен период на системата [Eur];

C_{Ecsr_grid} – цена на електроенергия, доставена от мрежата [Eur/kWh];

C_{Qth} – цена на генерирана термична енергия [Eur/kWh_{th}].

Мрежовата зависимост за дадена децентрализирана система се получава като резултат от съотношението между количеството електроенергия, доставено от мрежата и цялата електрическа консумация в системата. Записът ѝ има следния вид:

$$W_{csr_grid} = \frac{E_{csr_grid}}{\left(\frac{E_{annual_csr}}{100}\right)} \quad (3.11)$$

където: W_{csr_grid} – мрежова зависимост за децентрализирана система от електрическата мрежа [%];

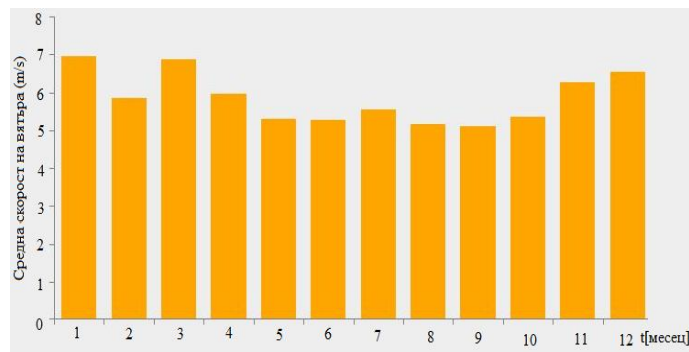
E_{csr_grid} – електроенергия, доставена от електрическата мрежа към децентрализирана система [kWh];

E_{annual_csr} – консумираната електроенергия от децентрализирана система за една календарна година [kWh].

По-долу е изследвано доколко една система намалява своята зависимост от електрическата мрежа при използване на система за съхранение на електрическа енергия.

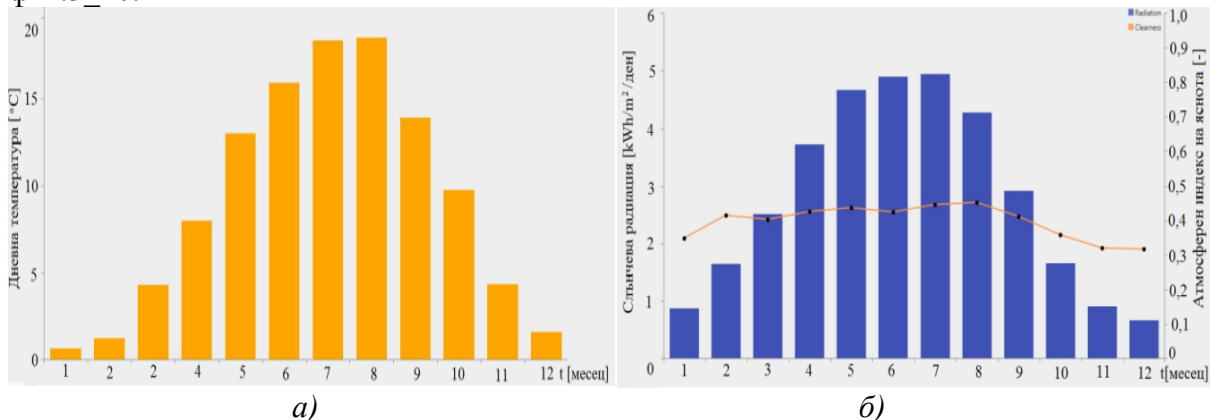
3.2. Хибридна система, изградена при използване на система от литиево-йонни батерии, газов водогреен бойлер, водородна система, ветрогенератори и фотоволтаичен масив

Разработени са десет конфигурации на различни системни архитектури за хибридна децентрализирана система. За всеки един от разработените системни модели се използват еднакви входни данни за слънчева радиация и температура на околната среда, които са необходими на фотоволтаичния масив да функционира коректно. При всички системи, в които са интегрирани ветрогенератори, за да се проведе изчисление на електроенергията, генерирана от всеки от тях, задължително е необходимо да бъде внесена информацията относно разпределението на въздушните маси и скорости на въздуха за избраното местоположение на дадена децентрализирана енергийна система. Входните данни са зададени в софтуера съгласно избраните координати за географска ширина и дължина на местоположението, в което се намира разглежданата децентрализирана хибридна система снабдена с ветрогенератори. Използвайки тези данни се определя средната скорост на вятъра (фиг. 3_15).



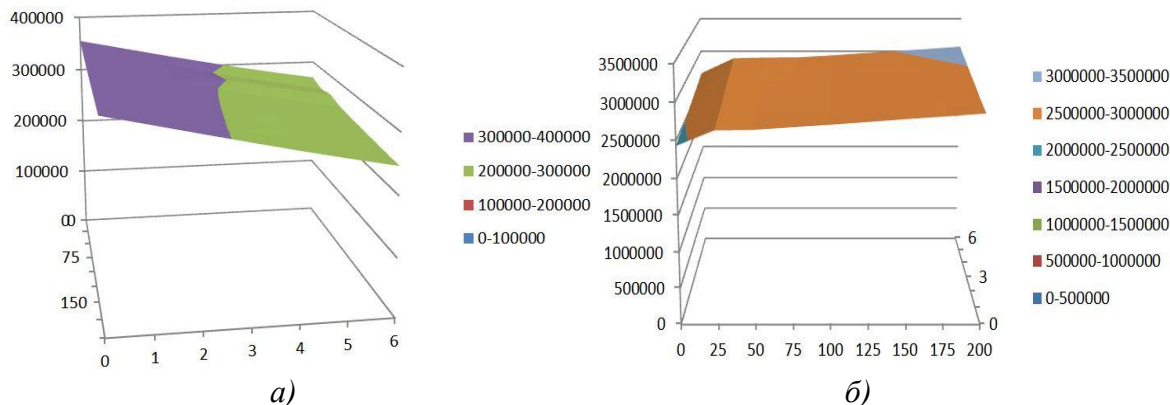
Фиг.3_15. Изчислена средна скорост на вятъра в програмната среда на Homer Pro софтуер.

Входните метрологични данни, необходими за фотоволтаичния масив в програмната среда на софтуера HomerPro, се въвеждат според избрано местоположение от база данни на NASA. За локацията, на която се намира реалната децентрализирана система, входните данни за температура и слънчева радиация изглеждат както е показано на фиг.3_10.



Фиг.3_10. Параметри на а) температура и б) слънчева радиация, необходими за изчисление на енергията, генерирана от фотоволтаични модули в софтуера Homer Pro.

Резултатите от проведените изчисления са показани по-долу в графичен вид. Избрани са данни за изследвания, направени при конфигурация, показваща крайни стойности на търсените параметри в максимална близост до търсената мрежова зависимост на децентрализираната системна конфигурация с до максимум 5% консумирана електроенергия от мрежата на годишна база.



Фиг.3_17. Резултати за а) мрежова консумация и б) крайни разходи NPC за системна конфигурация, изградена от система от литиево-йонни батерии, газов водогреен бойлер, водородна система, ветрогенератори и фотоволтаичен масив.

От направените изчисления се забелязва, че при максимални размерности на номиналните параметри за генериращи устройства се намалява количеството на електроенергия, доставена от електрическата мрежа за покриване на системната електрическа консумация на годишна база, но цената на разработената децентрализирана система се увеличава. В този случай обаче наличието на водородна система оскъпява крайната стойност на проекта, поради нейното предвиждане и работата и по време на късните часове от денонощието, при което се получава допълнителна електрическа консумация. Най-добри параметри за консумирана от мрежата електроенергия от 246660,3kWh/год. системата достига при използване на ФВМ с инсталирана мощност в размер на 150 kW_p, ветропарк с мощност от 60 kW или 6 броя вятърни турбини с мощност от по 10 kW, СЛБ с капацитет от 200 kWh, водороден електролизер 20 kW, масив от водородни горивни клетки с обща мощност от 10 kW, резервоар за синтезиран водород 25 l. Крайната изчислена цена е 3 071053 Eur.

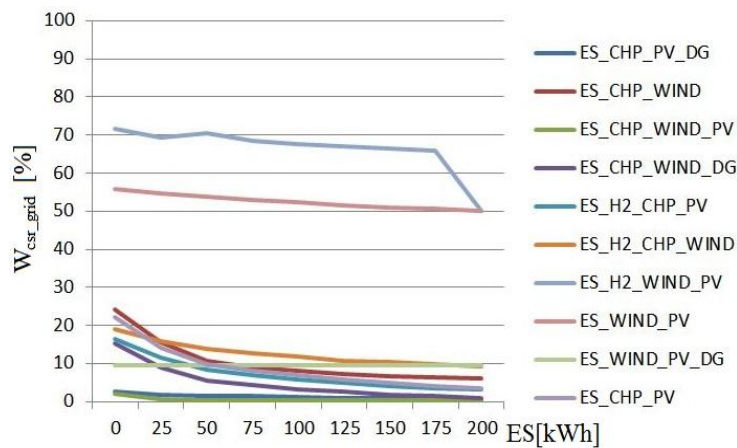
3.3. Резултати от проведените изследвания

Всички изследвания са проведени, за да бъде установено до каква степен може да бъде достигнато минимизиране на мрежовата консумация от една децентрализирана система, която е съставена от различни видове децентрализирани генератори на електрическа и термична енергия от конвенционални и възобновяеми енергоизточници. Основен фактор при вземане на решение относно потенциала на дадена конфигурация играе изчислената стойност за крайна сумарна цена на системата при непрекъснато използване за целия заложен експлоатационен период. Резултатите от всички видове разгледани системи са поместени в табл.3-5.

Табл.3-5. Резултати за получената годишна консумация на електроенергия от електроразпределителната мрежа и цени на разгледаните системни конфигурации.

Елементи	Системни конфигурации									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Водородна система (H2)	X	X	X	X	V	V	V	X	X	X
Микро-термична и електрическа централа (GasT)	V	V	V	V	V	X	X	X	X	V
Дизелов генератор (2),	V	X	V	X	X	X	X	X	V	X
Фотоволтаичен масив (CS6X-325)	V	X	X	V	V	X	V	V	V	V
Ветрогенератор (XL10)	X	V	V	V	X	V	V	V	V	X
Газов водогреен бойлер (BOILER)	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
NPC без LI ASM [Eur]	1604476	1767758	1720472	1934149	2007754	2181303	2659917	2121367	1852374	1383044
Мрежова консумация без LI ASM [kWh/год.]	10024.1	91115.9	7571.02	57992.9	61496.7	71452.2	269470	210486	36294.64	84036.4
Степен на мрежова зависимост [%]	2.66043	24.1824	2.00937	15.3915	16.3214	18.9636	71.5181	55.8634	9.632697	22.3035
Система от литиево-йонни батерии (LI ASM)	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
NPC с LI ASM [Eur]	2287096	2209444	2345907	2348956	2436906	2566073	3071053	2563104	2361945	2045395
Мрежова консумация с LIASM [kWh/год.]	2025.09	22495.4	1050.59	3843.59	11796.2	34859	246660	188684	35771.77	13194.5
Степен на мрежова зависимост [%]	0.53747	5.97033	0.27883	1.0201	3.13075	9.25169	65.4643	50.0773	9.493926	3.50186

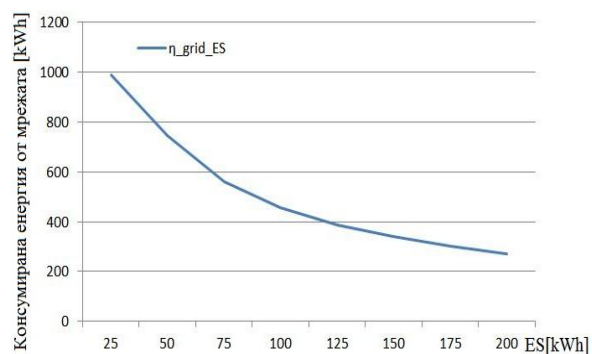
При анализ на получените резултати бе забелязано, че ефектът от интегриране на система от литиево-йонни батерии води до нелинейно намаляване на мрежовата консумация при увеличение на номиналните и параметри. Съгласно направените изчисления графично изражение на влиянието от интегриране на СЛБ върху изчислената стойност на мрежова зависимост в дадена децентрализирана система е представено на фиг.3_27.



Фиг.3_24. Резултати за изчислена мрежова зависимост на всяка една от разработените системни архитектури.

Изчислителните резултати са пресметнати при условие, че всяка една от разгледаните системни конфигурации използва максимални номинални параметри за своите децентрализирани генератори. Колкото по-голямо количество излишна енергия е генерирана в системата, толкова повече СЛБ може да увеличава капацитета си, но в зависимост от потребностите от електроенергия в децентрализираната система прекомерното увеличение на нейния капацитет би могло да доведе до неефективното ѝ използване.

Докато наличният капацитет за съхранение на електроенергия е по-малък от генерираните енергийни излишъци ефективността на СЛБ спрямо нейния капацитет е максимално висока. При достигане на оптимално съотношение, изразяващо равенство между генерирани енергийни излишъци и запасена електроенергия, която в последствие да бъде разредена и върната обратно към децентрализираната система, в която е инсталирана СЛБ, може да бъде достигнат максимум на положителното влияние на СЛБ върху мрежовата консумация на децентрализираната система. След това при условие, че инсталираният капацитет на СЛБ е по-голям от необходимото, влиянието ѝ върху системата остава същото, както при достигане на своя пик, но ефективността прогресивно намалява, поради непълноценно използване на наличния капацитет на батериите. Такава зависимост е демонстрирана на фиг.3_28.



Фиг.3_25. Зависимост между намаляване на мрежовата консумация вследствие на инсталирана система за съхранение на електроенергия и нейната размерност.

Получава се така, че изчисленията за ползата от внедряване на СЛБ в една децентрализирана система намаляват постепенно с увеличаване на нейния инсталиран капацитет. Това, което се наблюдава, е по-малко количество електроенергия, измерено в kWh, спестено вследствие на използване на генерираните системни излишъци от

електрическа енергия при нарастване на капацитета на СЛБ. В крайна сметка за всеки един инсталиран kWh капацитет, наличен за съхранение на енергия в повече, спестеното количество енергия намалява. С това ефективността на цялата система от литиево – йонни батерии или друг вид система за съхранение на енергия намалява, от гледна точка на полезно действие за намаляване на мрежовата зависимост на системата, в която е инсталирана.

3.4. Изводи по трета глава

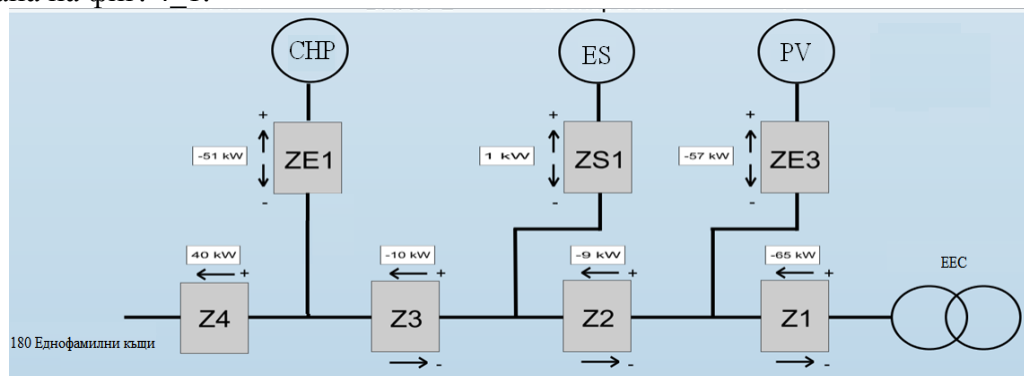
- Направени са симулации на различни хибридни децентрализирани енергийни системи за снабдяване с електрическа и термична енергия.
- Изследвана е възможната минимизация на системната консумация, при използване на различни системни архитектури.
- Анализирана е пълната финансова стойност на системата за експлоатационен период от 25 години, като заедно с това е направена съпоставка между постигнатата мрежова консумация и цена на всяка една от разработените децентрализирани хибридни системи
- Изследвана е степента на мрежова зависимост за всяка една от разглежданите системи. Стойностите варират от 0 до 100%.
- Направен е анализ спрямо една от разработените системни конфигурации за ефективността от увеличаване на инсталирания капацитет за съхранение на електроенергия върху потенциалната реализирана икономия на електроенергия, в следствие използване на енергийните излишъци, които системните генератори произвеждат в моментите на ниска електрическа консумация.

ГЛАВА 4: Симулационен модел на генериращи източници

4.1. Сведения и проблеми за разрешаване

За да се даде възможност за виртуално-експериментално боравене със системата и нейното модифициране, целящо оптимизиране на нейните параметри е необходимо да бъде разработен софтуерен модел, с който в максимална степен да се пресъздават експлоатационните характеристики на всеки един от съставните компоненти и като цяло работата на системата. Софтуерният продукт с платен лиценз, използван за целта, е PSIM с първоначално използвана версия 9.3 и в последствие надградена до 11.0.

Акцентът при разработката на модела е поставен върху електрическата част на децентрализираната система с детайлно и задълбочено анализиране на нейните съставни компоненти и техните параметри. Преди всичко е необходимо да бъде разглеждана основната принципна диаграма на електрическата схема в системата, показана на фиг. 4_1.



Фиг.4_1. Схема на електрозахранващата система ниско напрежение в моделираната децентрализирана система.

Основен проблем, който е разгледан, е изграждането на софтуерен модел, пресъздаващ системата и верифицирането на работата за всеки един от съставните елементи на електрическата система. Като второстепенен проблем е поставена синхронната работа на отделните елементи като една система, след нейното изграждане с внимание насочено върху енергийния баланс в точката на присъединяване към електроразпределителната мрежа ниско напрежение и неговата достоверност спрямо работата на реалната система.

Блоковите елементи показани на схемата на електрозахранване, представляват генериращи източници с прилежащите към тях мултифункционални електромери за измерване на генерирана и консумирана електроенергия, които биват присъединени към разпределителни шини ниско напрежение. Елементът с абревиатура СНР е МТЕЦ, измерванията за който се правят от електромер ZE1, като в момента на разработване на системата МТЕЦ е наличен и е в експлоатация. Елемент ES представлява система от литиево-йонни батерии с прилежащите към тях контролери и двупосочен AC-DC-DC конвертор и електромер ZS1. Фотоволтаичният масив с неговия инвертор е представен като блок с име PV и прилежащ към него електромер ZE3. Общият електромер към консуматорите е Z4, а електромерът към точката на присъединяване към електроразпределителната мрежа ниско напрежение е с означение Z1 и се явява главен електромер за децентрализираната хибридна система, отчитащ електропотреблението от електроразпределителната мрежа. Връзка към електроразпределителната система се осъществява през понижаващ трафопост, на който една от килиите е оборудвана с понижаващ трансформатор 20 kV / 0.4 kV.

4.2. Разработване и верифициране на модел за фотоволтаичен масив

Реалният фотоволтаичен масив е изграден от фотоволтаични модули с вътрешна структура от поликристален силиций, групирани в 14 стринга, като общата му инсталирана мощност е 63 kWp. Използваните фотоволтаични панели за неговото изграждане са с марка Sunowe, имащи следните характеристики, поместени в табл.4-1:

Табл.4-1. Данни за фотоволтаичен модул.

Мощност P	240 Wp
Максимален ток Im	7,97 A
Максимално напрежение Um	30,10V
Ток на късо съединение Isc	8,50A
Напрежение на празен ход Uoc	37,15V
Елементи последователно св.	60 бр
STC	AM1.5, 1000W/m ² , 25 °C

Алгоритъма на работа се подчинява на следното уравнение:

$$E_{PV} = P_{PV} \cdot \Delta t = \left(P_{PV_{out}} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{PV_{out}} \cdot 100}{P_{M_{inv}}} \right) \cdot \eta_{inv} \right)}{100} \right) \cdot \Delta t \quad (4.14)$$

където: E_{PV} – енергия генерирана от фотоволтаичен масив [kWh];

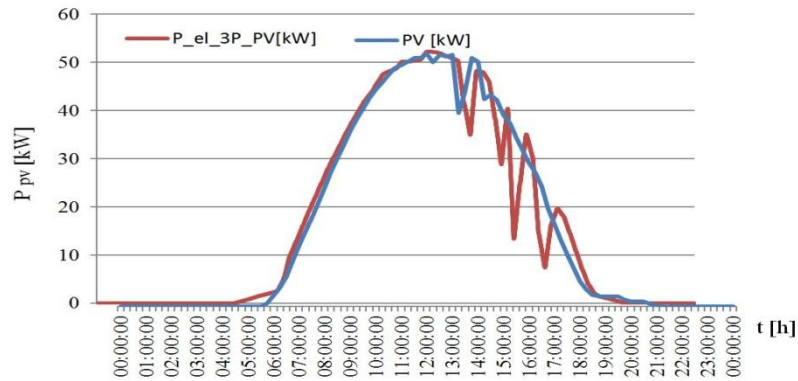
P_{PV} – мощност генерирана от фотоволтаичен масив [kW];

$P_{PV_{out}}$ – изходяща мощност от моделираната система фотоволтаични стрингове – DC/DC конвертори [kW];

$P_{M.inv}$ – максимално-допустима входяща мощност към фотоволтаичния инвертор [kW];

η_{inv} – ефективност на фотоволтаичния инвертор [%].

При направа на аналогия между изходящата мощност на ФВМ в реалната система и изходящата мощност генерирана от фотоволтаичния модел в PSIM софтуерната среда се забелязва високата степен на сходимост между симулираната и реална фотоволтаични мощности, както е показано по-долу:



Фиг.4_11. Сравняване на генерираната мощност от моделиран фотоволтаичен елемент в програмната среда на PSIM и фотоволтаичния масив на реалната система през летен ден.

Могат да бъдат отчетени разлики в кривите на генерирана мощност през светлата част на денонощието, които идват от разлика в моментните атмосферни условия, провокирани при възникване на леки заоблачавания на локално ниво. Резултатите при измерване на генерираната енергия за 24 реални и симулирани часа показват, че енергията, генерирана от реалната система е равна на 402,33 kWh, а енергията, генерирана от моделираната система е равна на 401,25 kWh.

4.3. Софтуерен модел на комбинирана термична микроцентра в децентрализираната система

За да бъдат пресъздадени експлоатационните характеристики и работата на комбинирана термична микроцентра (МТЕЦ) в софтуерния модел е интегрирана система от елементи във вид на програмируеми модули, разполагащи с компилатори за обработка и проверка на въведен C/C++ програмен код. Всеки един програмируем модул е оборудван предварително с алгоритъм за пренасяне на въведените в него програмни кодове, които биват ориентирани за предварителна обработка на данни или величини преди всяка симулационна стъпка, по време или за допълнително пресмятане след завършване на симулационна стъпка, в зависимост от зададения код.

Алгоритъмът, според който функционира вътрешната логическа система е:

$$E_{15\min_CHPi} = P_{CHPi} \cdot \Delta t = P_{CHPi} \cdot \frac{1}{4} \leq 12,5 kWh \quad (4.16)$$

където: $E_{15\min_CHPi}$ – генерирана енергия от МТЕЦ за 15 минутен интервал [kWh];

P_{CHPi} – отчетена мощност от електромер ZE1 в реалната система, генерирана от МТЕЦ в i -тия интервал [kW].

Резултатът от уравнение (4.16) трябва да бъде по-малък или равен на 12,5 kWh, поради номиналната изходна електрическа мощност на МТЕЦ от 50 kW, като максималната очаквана стойност за генерирана енергия при интервал на работа от четвърт час трябва да бъде равна на 12,5 kWh, при 50kW респективно за 1 час.

$$k_{conv} = \frac{\frac{1}{4}h}{1h} = \frac{900s}{3600s} = 0.25 \quad (4.17)$$

където: k_{conv} – преобразователен коефициент по време [-].

Преобразователният коефициент по време е необходим при последващи изчисления на времето за работа и времето за пауза през всеки един интервал от 15 минути.

$$P_{AVG_{15min}} = \frac{E_{CHP_{15min}}}{k_{conv}} \quad (4.18)$$

където: $P_{AVG_{15min}}$ – осреднена стойност на генерираната мощност от МТЕЦ за целия 15 минутен времеви интервал [kW].

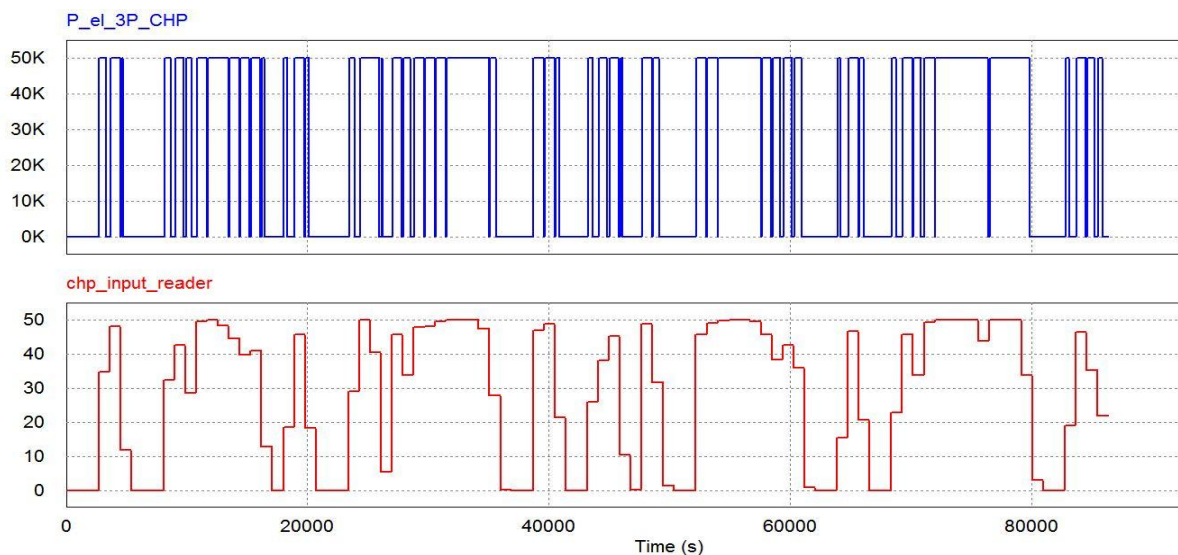
Алгоритъм на логическия апарат за пресмятане на време за работа се задава със следното уравнение:

$$t_{CHP_ON} = \left(\left(\frac{\left(\frac{P_{AVG_{15min}}}{0.5} \right)}{100} \right) \cdot 15 \right) \cdot 60 \leq 900s \quad (4.19)$$

където: t_{CHP_ON} – време за работа на МТЕЦ през симулирания 15 минутен времеви [s].

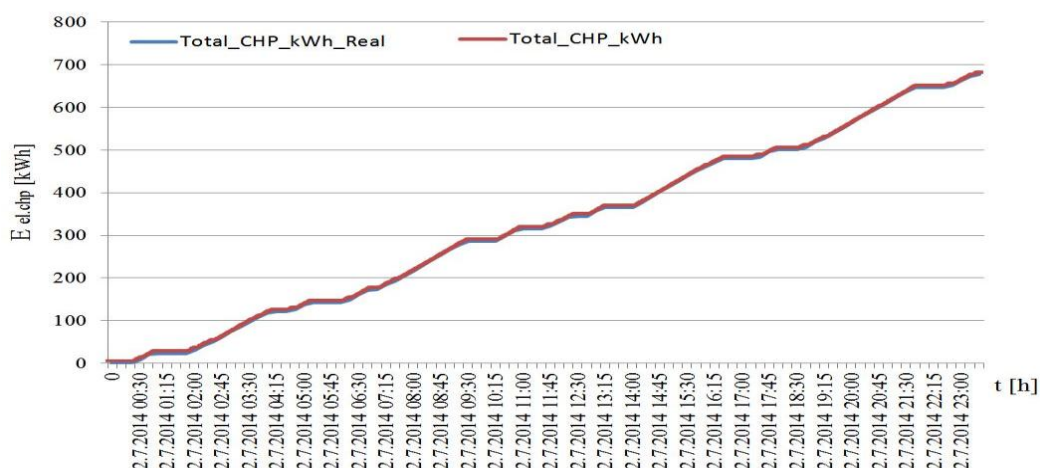
По този начин се пресмята работно време за един измервателен интервал или казано с други думи, това е времето за работа на МТЕЦ, за да бъде постигната отчетената генерирана енергия за всеки час и респективно за всеки отчетни петнадесет минути спрямо всеки цикъл на отчитане в реалната система.

Направена е симулация за един двадесет и четири часов цикъл, като за входни данни са използвани данните за отчетена електроенергия генерирана от реалния МТЕЦ на 02 Юни 2014, като интегрираната система от модули изгражда модел на МТЕЦ, чийто входни данни са маркирани като сигнал <chp_input_reader>, а изходните данни са представени, чрез сигнал <P_el_3P_CHP>, както е показано на фиг. 4_17.



Фиг.4_17. Сигнал за изходни данни от МТЕЦ $P_{el_3P_CHP}$ в синьо и сигнал за входни данни към модел на МТЕЦ chp_input_reader в програмната среда на PSIM, отбелязан в червено.

При сравнение между генерираната реална енергия за един ден спрямо генерираната от модела енергия, може да се отбележи, че реалната система е генерирала относително сходни количества енергия през двадесет и четири часовия период на направената симулация, както е показано на фиг. 4_18.



Фиг.4_18. Сравнение на отчетените стойности за генерирана енергия при едnodневна симулация между реална МТЕЦ и модел на МТЕЦ в програмната среда на PSIM.

След анализ и сумиране на получените данни резултатите за генерирана енергия от реалната МТЕЦ са равни на 677,45 kWh и 677,156 kWh, измерени от електромера на МТЕЦ в симулационния модел.

4.4. Разработване на софтуерен модел за литиево-йонна батерия

За да бъдат пресъздадени експлоатационните характеристики и работата на реалната система от батерии в софтуерния модел е интегриран модел на литиево-йонна батерия, която изпълнява ролята на буфер между електроразпределителната система и разглежданата хибридна система за децентрализирано енергоснабдяване. Напрежението на системата от батерии може да бъде разгледано като еквивалентно напрежение на масив от последователно свързани батерии.

$$U_{rated,total} = N_s \cdot k_{s-v} \cdot U_{rated} \quad (4.23)$$

където: $U_{rated,total}$ – номинално напрежение на масива от литиево-йонни батерии, измерено във волтове [V];

U_{rated} – номинално напрежение на една батерия, измерено във волтове [V];

N_s – брой батерии, свързани последователно [бр.];

k_{s-v} – редуکتивен коефициент по напрежение [-].

Понятието редуکتивен коефициент по напрежение k_s се обяснява като напреженова стойност, която трябва да бъде извадена от стойността за номинално напрежение на батерията, с цел да се занижи реалната стойност на номинално напрежение. Въвеждането на такъв коефициент се налага от обстоятелството, че всяка една батерия е създадена да работи при определени температурни и токови натоварвания, които пряко въздействат върху стойностите по напрежение на батерията. При промяна на номиналните условия и работа при продължителни завишени натоварвания или при каскадно свързване, целящо повишаване на еквивалентното напрежение, е препоръчително напрежението на СЛБ да бъде ограничено до стойности, по-ниски от номиналните, като целта на тази операция е да се минимизира риска от ускорено стареене на вътрешната изолация и потенциалните възможности за изолационен пробив, под влиянието на повишена работна температура.

Също така работата на системата от батерии при интензивни натоварвания или при каскадно свързване, целящо повишено напрежение, е свързана с ограничаване на капацитета на батерията. Казано с други думи способността за натрупване и отдаване

на електрическа енергия бива частично ограничена, поради допустимото прегряване на батериите, като стойността на това ограничение се описва, чрез следния израз:

$$Q_{rated_total} = N_p \cdot k_p \cdot Q_{rated} \quad (4.24)$$

където: Q_{rated_total} – номинален капацитет на масива от литиево-йонни батерии, измерен в киловат-часове [kWh] или ампер-часове [Ah];

Q_{rated} – номинален капацитет на една батерия, измерен в киловат-часове [kWh] или ампер-часове [Ah]; N_p – брой батерии, свързани паралелно [бр.]; k_p – редуکتивен коефициент за капацитет на батерии [-].

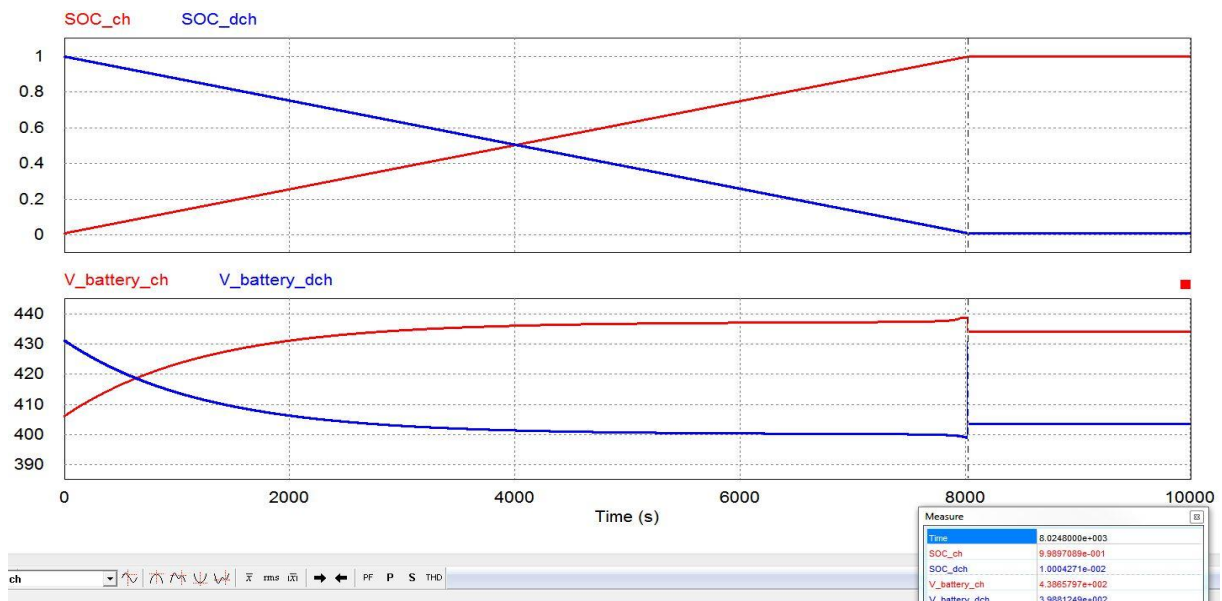
Съпротивлението на системата от батерии се определя, като съотношение между съпротивлението на един елемент и броя елементи, свързани в системата от батерии, като израза приема следната форма:

$$R_{batt_total} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_{batt} \quad (4.25)$$

където: R_{batt_total} – еквивалентно активно съпротивление на масива от литиево-йонни батерии [Ω];

R_{batt} – активно съпротивление на единична литиево-йонна батерия [Ω].

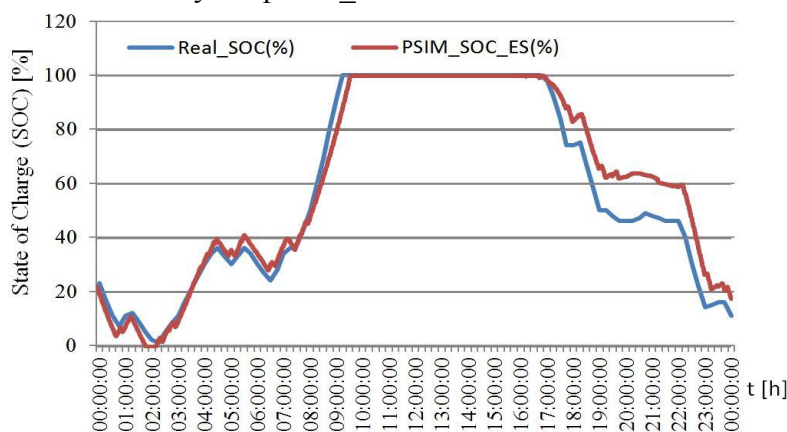
Направена е модификация в параметрите на софтуерния модел за литиево-йонна батерия в лицензирания софтуер PSIM, която при провеждане на симулационен процес на модела дава резултати в максимална близост до работата на реалната система, показана на фиг. 4_24. Демонстрирани са и двата процеса на зареждане и разреждане в паралелна диаграма, чрез която може да бъде направена аналогия между получените стойности по напрежение на симулираната система от батерии спрямо реалната такава, при различни стойности на SOC.



Фиг.4_24. Сравнение между симулирани стойност на напрежение при максимална зареденост $V_{battery_ch}$ и минимална зареденост $V_{battery_dch}$.

От направения по-нататъшен анализ на получения симулационен резултат, при проследяване на стойностите по напрежение може да се констатира, че изходните данни за зарядно напрежение са 438,17 Vdc, при зареждане преди достигане на максимална зареденост, отговаряща на SOC = 100% и съответното напрежение на напълно заредена батерия в покой е 434,02 Vdc. Анализът на получените изходни данни за стойностите на напрежения при процеса по разреждане показва, че при пълно

разреждане минималното напрежение може да достигне 398,1 Vdc, като в режим на покой и пълна разреденост напрежението се повишава до 403,4 Vdc. Получените стойности по напрежение имат висока степен на сходимост спрямо работата на реалната система от батерии. За верифициране на системата от литиево-йонни батерии, при симулиране на работа в експлоатационни условия, са използвани сметните данни от реалната работа на хибридната система за определени дни от всеки месец на годината, като критерия за подбор са метеорологичните условия. Под нормален режим на работа за децентрализираната хибридна система е необходимо да се приема, че всички налични съоръжения работят с номинални параметри и нито един реален елемент на системата не е в аварийен или тестов режим. За да се демонстрира функционалността на модела спрямо условията на работа на реалната хибридна система е необходимо към моделираната система да бъдат подадени електрически мощности в съответствие с мощностите, генерирани от източниците на електрическа енергия в реалната такава. Отчетените стойности за консумирана електрическа мощност, слънчева радиация, температура на фотоволтаичните модули, околна температура и работа на комбинираната термична микроцентра МТЕЦ, са снемани от измервателните прибори на реалната система с интервал на измерване от 15 минути, като крайната стойност за всеки измервателен цикъл се явява осреднена стойност за времетраенето на всеки измервателен цикъл. След като е направена симулация на системата за съответния ден, резултатите за изчислената зареденост на системата от литиево-йонни батерии са поместени по-долу на фиг. 4_26.



Фиг.4_26. Сравнение между реална $Real_SOC(\%)$ и симулирана $PSIM_SOC_ES(\%)$ графики за зареденост (SOC) при 24 часов работен период на системата от литиево-йонни батерии.

Анализирайки фиг.4_26 може да бъде отбелязано, че има разлики в състоянията на зареденост между симулирания и реален масив от зарядни литиево-йонни модули. Те биват причинени от разликите във времето на генериране от МТЕЦ. Упоменатите разлики се проявяват поради времево различие между интервалите на генериране от страна на МТЕЦ в реални условия и интервалите на генериране на МТЕЦ в симулационния модел, но за всеки 15 минутен интервал на работа количеството електроенергия, генерирана от МТЕЦ е в пълно съответствие между реалното съоръжение и неговия модел.

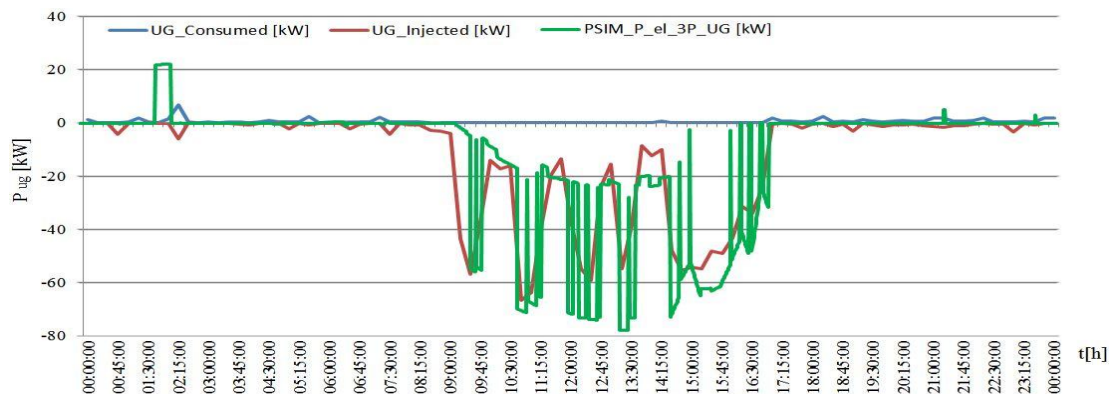
4.5. Софтуерно моделиране на електроснабдителна мрежа

Основно уравнение, описващо работата на моделираната система за електрическа мрежа, е представено в следния вид:

$$P_{UG} = P_{ES} + P_{PV} + P_{CHP} - P_{CSR} \quad (4.26)$$

където: P_{UG} – мощност, консумирана от/или отдавана обратно във възела на присъединяване към електроенергийната мрежа ниско напрежение [kW];
 P_{ES} – мощност, постъпваща към системата от литиево-йонни батерии при зареждане или отдавана обратно към вътрешни разпределителни шини ниско напрежение по време на разреждане [kW];
 P_{CHP} – мощност, генерирана от комбинирана термична микроцентрали [kW];
 P_{CSR} – мощност, постъпваща към електрическите консуматори [kW].

Основната задача на моделираната система е не само да пресъздаде достоверно работата на всяко едно от съоръженията, но и да изчисли енергийния баланс във възелът на присъединяване към електроенергийната система, което е демонстрирано на фиг. 4_30, поместена по-долу.



Фиг.4_30. Сравнение между симулиран и реален график за консумация и отдаване на електрическа мощност от и към възела на присъединяване към електрическата мрежа.

При разгледаното сравнение между реално и симулирано състояние на зареденост за СЛБ, съществува времево разминаване, което се появява, поради влияние на местоположението и ориентацията спрямо Слънцето на реалния ФВМ и използваните данни за слънчева радиация, снети от измервателната станция, монтирана на покрива на един от корпусите на Frankfurt University of Applied Sciences.

Изчисленията на PSIM модела за консумирана енергия от възела на присъединяване към електроенергийната система имат стойност от 10,45 kWh спрямо реално отчетени 11,4 kWh за целия 24 часов период между 02.07.2014 00:00:00 часа и 03.07.2017 00:00:00 часа.

4.6. Изводи по глава четвърта

- Разработен е софтуерен модел на електрическата част от хибридната децентрализирана система за електрическо и термично захранване, който да би могъл да послужи за експериментално пресъздаване в максимално близка степен система от реални съоръжения.
- С помощта на създадения модел е възможно да се изготви виртуално проучване на системното представяне в различни условия и при различни параметри и съставни елементи на децентрализираната система.
- Моделът намира приложение в оптимизационни изчисления, които икономисват необосновани скъпо струващи реални разширения, сервизно-ремонтни дейности, интегрирането на съоръжения, чиито параметри е възможно да доведат до нестабилна работа на системата, претоварване и дори увреждане на прилежащите и елементи.

ГЛАВА 5: Методи за оптимизация на енергийните източници

5.1. Оптимизация на системната функционалност за мрежово-ориентирано приложение и изследване на възможностите за зарядно-разрядни цикли

Главната задача за изпълнение на поставената цел се състои в определяне на най-ефективния възможен технически сценарий за управление на система от литиево-йонни батерии (СЛБ), в качеството и на мрежово-ориентиран буфер. Това означава, че системата от батерии се използва за съхранение на електрическа енергия, при зареждане във времевите интервали от денонощието с ниска стойност на тарифите за 1 MWh, отчитайки и потенциалната възможност за реализирани икономии от електрическа енергия и обратното ѝ инжектиране по време на разреждане през интервала на пиковите мрежови натоварвания, имащи най-висока по стойност тарифа за обратно отдаден 1kWh към ЕЕС, като за нея може да бъде записано следното уравнение:

$$I_{profit_Cte} = (c_{MWh_FB} - c_{MWh_CSR_Cte}) \cdot P_{DCH_ES} \cdot f(t_{CH}, t_{DCH}, t_{expl}) \cdot n_{ch-dch} \quad (5.1)$$

където: I_{profit_Cte} – реализирани икономии от доставяна електроенергия от мрежата при фиксирана единна цена за 1 MWh [Eur/MWh];

t_{expl} – експлоатационен период на система от литиево-йонни батерии [год.];

t_{DCH} – време за пълно разреждане на СЛБ [s];

t_{CH} – време за пълно зареждане на СЛБ [s];

n_{ch-dch} – брой зарядно-разрядни цикли [бр.];

$c_{MWh_CSR_Cte}$ – фиксирана крайна цена за 1MWh енергия, доставяна от мрежата [Eur/MWh];

c_{MWh_FB} – фиксирана крайна цена за 1MWh енергия, продавана на мрежата [Eur/MWh].

При директно участие на енергийния пазар цените се определят на пазарен принцип и не са фиксирани, а зависят от баланса търсене-предлагане, но също така зависят до голяма степен от часа на денонощието и месеца от годината. Тогава потенциалната печалба може да се намери след записване на следното уравнение:

$$I_{profit_Var} = (c_{MWh_FB} - c_{MWh_CSR_Var} \cdot f(t_{h_i}, t_{m_i})) \cdot P_{DCH_ES} \cdot f(t_{CH}, t_{DCH}, t_{expl}) \cdot n_{ch-dch} \quad (5.2)$$

където: I_{profit_var} – реализирани печалби от продадена електроенергия към мрежата при променлива единна цена за 1 MWh [Eur/MWh];

$c_{MWh_CSR_var}$ – променлива крайна цена за 1MWh енергия, доставяна от мрежата според часа от денонощието и месеца от годината [Eur/MWh];

t_{h_i} – i-тия час от денонощието [-];

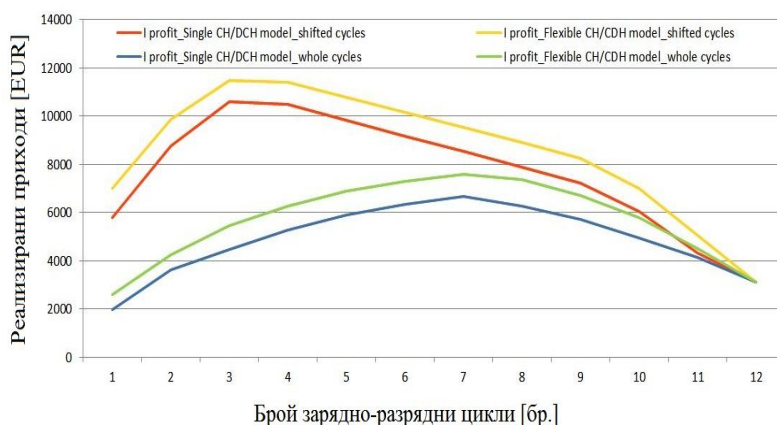
t_{m_i} – i-тия месец от годината [-].

Процесът по образуване на потенциална печалба се описва с уравнение (5.2), като резултатите от направените изследвания в табличен вид, както са показани на фиг.5_4:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
16486	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0		
16487	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0		
16488	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0		
16489	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	1	1	0	0	0	0		
16490	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	1	-1	0	0	0		
16491	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	1	-1	0	0		
16492	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0	1	-1	0		
16493	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	1	-1		
16494	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	1	-1	0	0	0		
16495	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	0		
16496	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	0	1	-1	0		
16497	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	0	0	1	-1		

Фиг.5_4. Изображение от файловете, формиращи възможните сценарии за разпределение на зарядно-разрядни цикли без отложено разреждане за 24 часа.

Всяка една получена стойност след направените пресмятания и филтрирания на резултатите се умножават по цена за 1 MWh, получена при почасово осредняване на подадените стойности за всеки час през всеки ден и месец през една календарна година. Цикълът на разреждане има положителна стойност, пресъздаваща потенциалната печалба от енергията, която може да бъде отдадена към мрежата. Процесът на зареждане формира своята стойност с отрицателен знак, и след това бива изваден от първоначално формираната печалба при инжектиране на мощност от СЛБ към електрическата мрежа. При сравнение между двата начина в прилагане на изчислените зарядно-разрядни цикли прави впечатление разликата в генерираните финансови максимуми при различен брой цикли, както е показано на фиг.5_7.



Фиг.5_7. Изменение на реализирани печалби от отдадена към електрическата мрежа електрическа енергия при различен брой зарядно-разрядни цикли

Резултатите от изследванията сочат в полза на управление с гъвкава стратегия при зарядно-разрядни цикли с отложено разреждане. Разликата между броя цикли идва от начина на изпълнение в двете пресмятания. Първият, при който не се допуска отлагане, е ограничен във възможностите, поради факта, че СЛБ се зарежда или разрежда веднага след като противоположния процес е завършил. По този начин не се допуска изчакване за по-добра цена за 1 MWh, докато при направените изследвания за зарядно-разрядни цикли с оптимално отлагане от гледна точка на цена за 1MWh, се формират възможни варианти на разпределение в денонощието за зареждания в часовете с минимална цена и разреждания през часовете с максимално-висока цена.

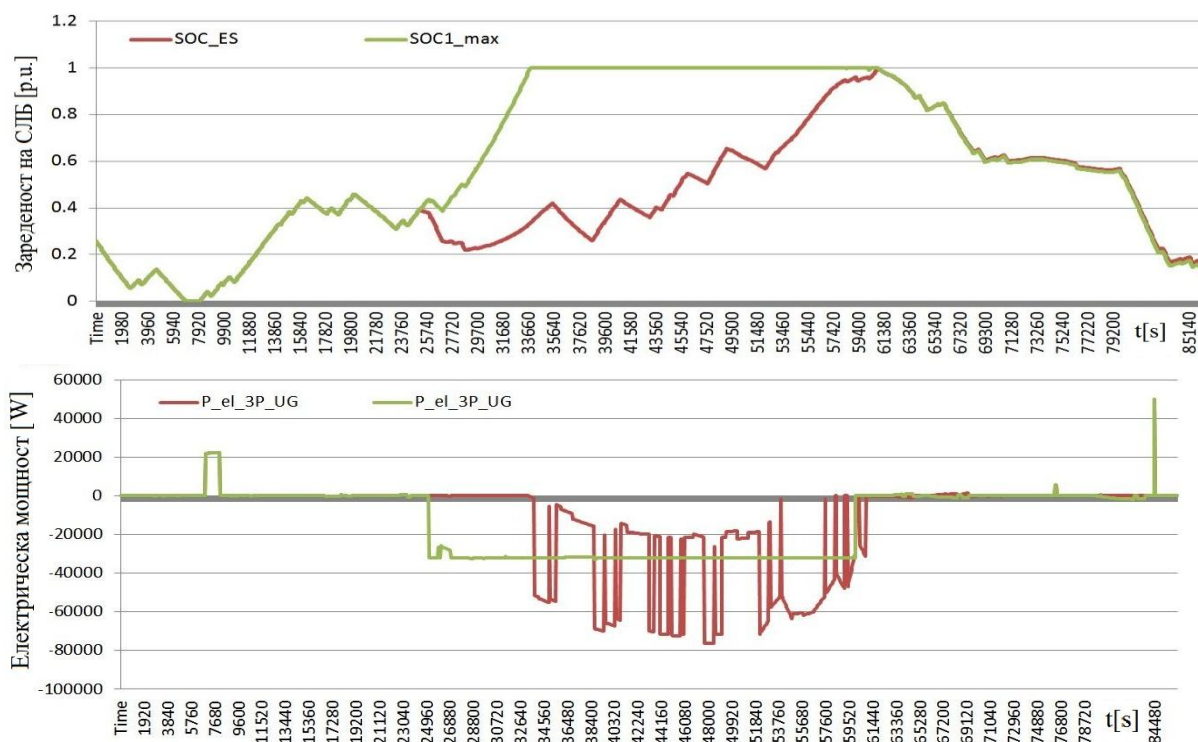
5.2. Оптимизация на генерирания излишък от електрическа мощност с изграждане на системата за контрол на пиковата генерация

При анализиране на баланса на мощности в системата се вижда, че през светлите часове на денонощието има излишъци от генерирана енергия, която бива инжектирана в електрическата мрежа. Това само по себе си не представлява проблем, но при вземане в предвид на мащабите на хибридните системи, които се очаква в бъдеще да доминират електроразпределението на градски райони, то тогава може да се окаже, че пиковото инжектиране на мощност от множество системи в един възел от електроенергийната система би довел до претоварвания по напрежение, което респективно на първо място е възможно да рефлектира върху състоянието на изолацията на всички трансформатори, присъединени към разглеждания възел от ЕЕС, след това негативното влияние да се пренесе до крайните потребители на ниско и средно напрежение. При такива ситуации, в които пиково инжектиране на мощност към електроенергийната система взема превес, без да се осъществи реално технологично регулиране на процеса по

инжектиране на мощност би довело до негативно повлияване на качеството на електрическата енергия, като респективно може да се очаква и отпадане на захранващи електропроводи, поради зареждане на максимално-напреженови защиты.

5.3. Резултати от направените схематични модификации

Поведението на системата бива демонстрирано, като се отчитат два параметъра. Първият е енергийният баланс в точката на присъединяване към електроразпределителната мрежа, а другият е заредеността на системата от литиево-йонни батерии. Главното ограничение пред целия процес по изчисление и инжектиране на енергия се явява необходимостта СЛБ да бъде напълно заредена и в готовност да поеме възможно по-голяма част от енергийните нужди на системата по време на пикови консумации. Съгласно проведени наблюдения пиковите натоварвания се случват между 17 и 20 часа. Над пиковата консумация няма как да бъде повлияно директно и затова целите системни ресурси биват пренасочени за нейното покриване, като тогава процесът на отдаване на енергия към мрежата трябва да бъде прекратен съгласно изчислените енергийни баланси с настоящата системна архитектура, която се състои от два генератора на електрическа енергия и система от литиево-йонни батерии. Системата демонстрира поведение на отдаване на излишна енергия към ЕЕС с постоянна по стойност мощност, както е показано на фиг.5_13.



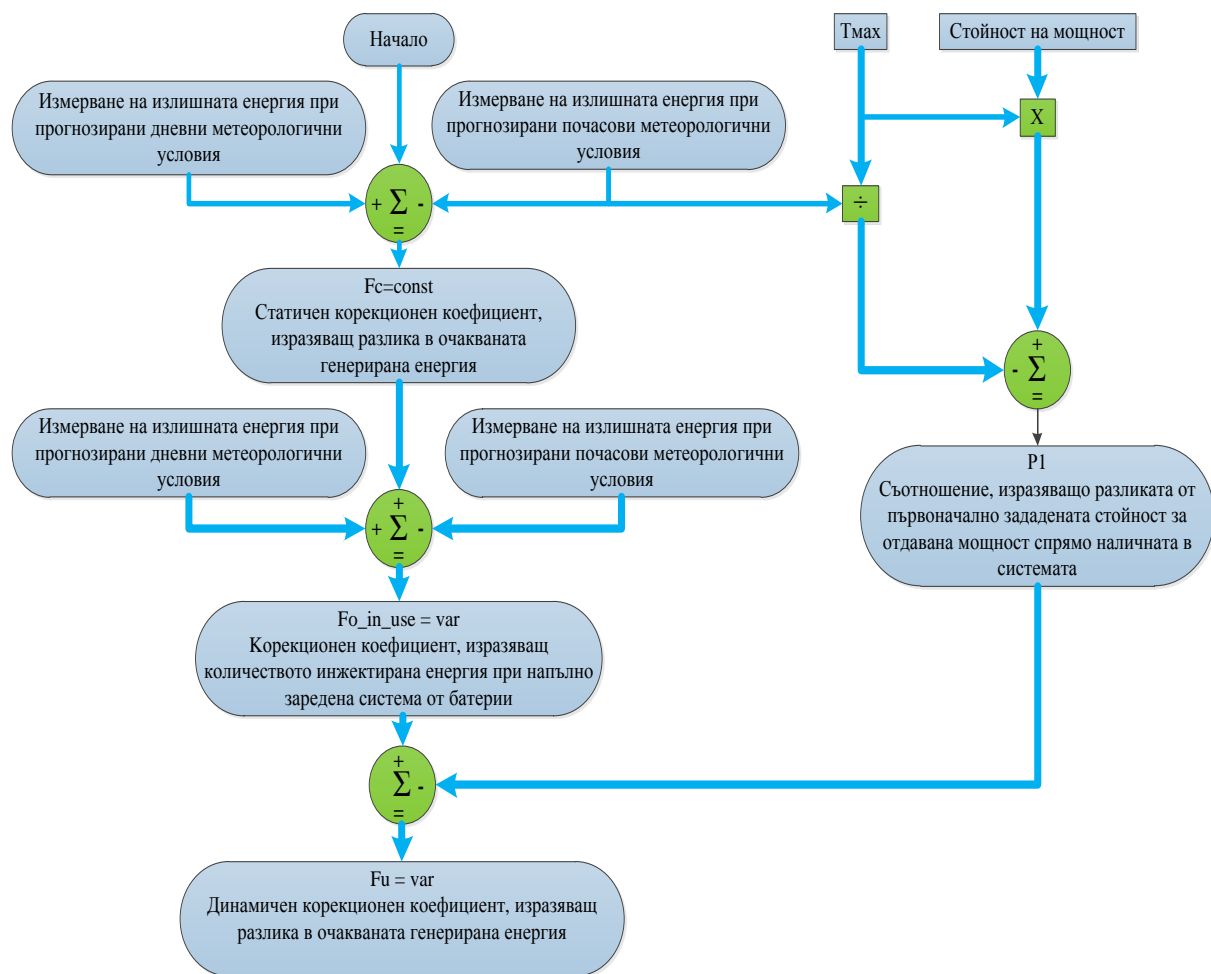
Фиг.5_13. Диаграми, демонстриращи ефектите, постигнати при влияние оказвано от система за контрол на пикова генерация в режим Mode 2.

Забелязва се отчетливо линеаризиране на стойността за мощност, отдавана към ЕЕС, като нейния контрол бива постигнат с прилагане на алгоритъм за поддържане на постоянна по стойност инжектирана излишна мощност и времетраене на процеса по инжектиране, пропорционално на зададените първоначално брой часове и минути. Първоначално са отчетени 309,37 kWh излишна енергия. Определени са 10 часа първоначално времетраене на дневния интервал за инжектиране на енергия към мрежата и е зададена стойност от 32 kW за отдавана мощност. Схемата прави

необходимите изчисления и автоматично коригира времевия интервал, като го скъсява с 1125 s. Това скъсяване се получава от решението за стойност на инжектирана мощност да бъде 32 kW, вместо 30,937 kW.

5.4. Разработване и интегриране на допълнителен модел за прогнозиране на очакваната електрическа генерация в система за контрол на пиковата генерация

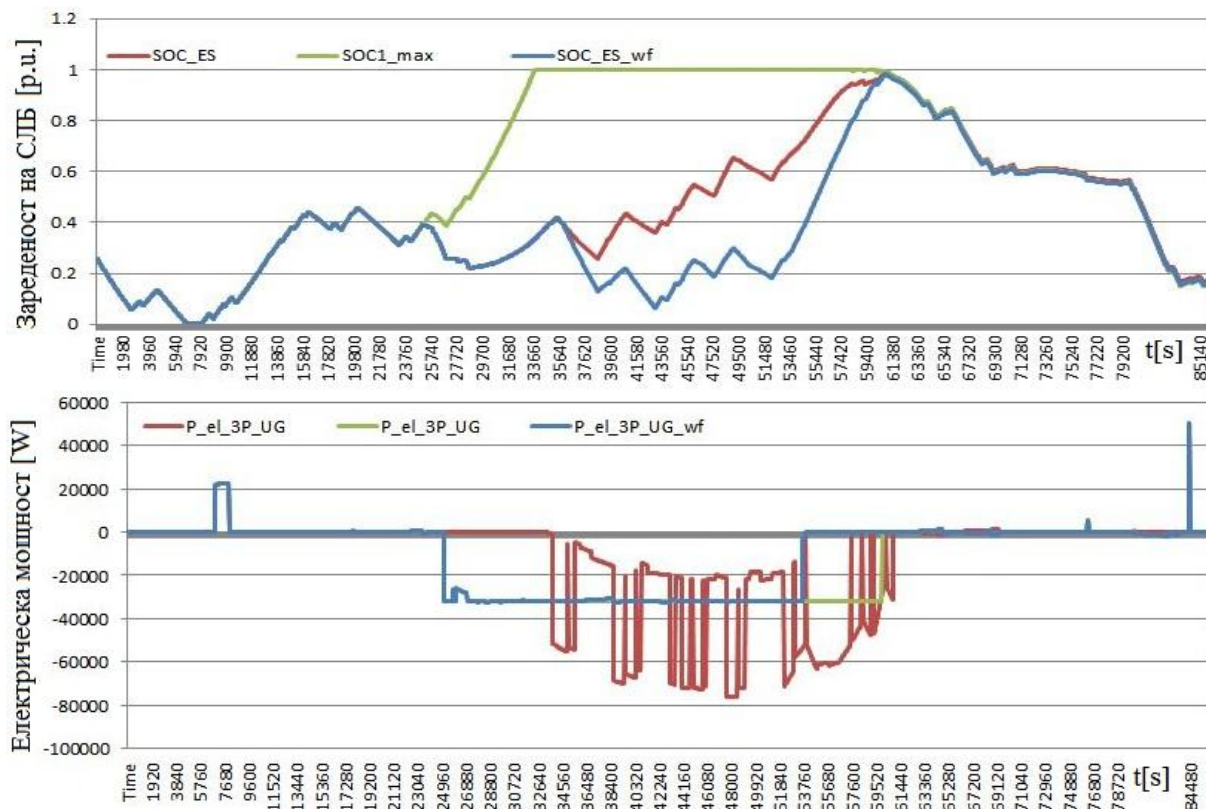
За да се оценят възможните отклонения от дневната прогноза се провежда изчисление, и се прави корекция на времетраенето или на стойността на инжектирана мощност. Проверява се предварителния резултат за възникнали недостатъчност на системата или ранно зареждане. След като са изпълнени всички по-горе описани действия се пристъпва към финална симулация на внезапни изменения, които се отразяват в изменение на първоначално предвиденото и коригирано време за инжектиране към мрежата или отдавана мощност. Логическа диаграма на системата за прогнозиране е показана на фиг.5_21, както следва:



Фиг.5_21. Логическо изражение на последователността при пресмятане на коригиращи коефициенти, необходими за отразяване отклоненията в стойността за очаквана генерирана енергия за един ден.

След като симулационния модел е преминал през всички цикли на предварително изчисление, то неговите контролни функции биха могли да бъдат използвани за директен контрол над реална система от батерии, независимо от техния вид или параметри, което унифицира използването на такъв вид схематично решение за контрол над заредеността на системата от батерии, което физически направлява

разпределението на мощности в цялата хибридна децентрализирана система през 24 часовия цикъл на едно денонощие. Още повече, с въвеждането на динамично – изменящите се корекционни коефициенти, системата може да бъде следена в реално време и сама да внася изменения в предварително зададените и параметри. На фиг.5_22 е показан резултатът от приложената стратегия за регулиране на изходящата електроенергия от системата към електроразпределителната мрежа.



Фиг.5_22. Графика, изразяваща постигнатото управление на излишната енергия в системата и подготовка на системата от литиево-йонни батерии за покриване на пиковото натоварване в работен режим с променлив фиксиран времеви интервал за инжектиране и фиксирана мощност, отдавана към мрежата.

На фиг. 5_22 се вижда ефектът от форсирано разреждане и контролирано недозареждане на батериите, като управлението над този тип процеси поддържа постоянна изходяща мощност от 32 kW за 7,94 часа при пресъздадени изменения в атмосферните условия, вместо първоначално предвидените 10 часа спрямо дневната метеорологична прогноза. Измененията в атмосферните условия се изразяват в намалено слънчево греене през пиковите моменти от деня, с промяна в температурата на модулите, като максималната възможна крива на слънчево греене за съответния месец е редуцирана. Съответно генерираната енергия от фотоволтаичния масив с инсталирана мощност от 63 kW_p намалява, като това води до занижаване в крайната стойност за излишна енергия, получена след покриване електрическите потребности на системните консуматори с 57 kWh и реално системата разполага със 253 kWh излишна енергия за един ден вместо с 310 kWh. Влиянието от изменение в атмосферните условия върху МТЕЦ не е отразено, поради неговата стратегия за управление, основаваща се на термични показатели в топлоснабдителната система, които почти не се изменят при относително кратковременното изменение на температурата на околната среда през деня за съответния месец и липсата на промяна в типа на използвания ден от месеца. Ефектът от управлението на СКПГ с интегрирана система

за прогнозиране на очакваната генерация на излишна електроенергия се изразява в намаляване на изчислените количества енергийни излишъци, съгласно изменението на атмосферните условия, като се поддържа зададения праг на инжектирана мощност към мрежата и същевременно СЛБ се поддържа в максимална зареденост, преди да настъпи времето на пикова консумация в децентрализираната хибридна система.

5.5. Влияние на модела за прогнозиране на очакваната електрическа генерация в система за контрол на пиковата генерация върху мрежовия баланс във възела на присъединяване към електрическата мрежа

Принципът на действие е относително еднакъв с разработената до момента СКПГ, но това, което е необходимо да бъде следено е трифазната мощност, инжектирана от допълнителни генериращи елементи, които могат да бъдат единичен генератор или отделна децентрализирана хибридна система, която инжектира излишъците от генерирана енергия в мрежата. Уравнението за управление на моделираната децентрализирана система за електрическо и термично снабдяване, по отношение на електроенергийния баланс, след трансформиране на уравнение (4.27) придобива следния вид:

$$E_{UG} = P_{UG} \cdot \Delta t = (\pm P_{ES} + P_{PV} + P_{CHP} \pm P_{OS} - P_{CSR}) \cdot \Delta t, \quad (5.50)$$

където: P_{OS} – мощност, инжектирана към мрежата от отделен генериращ източник [kW].

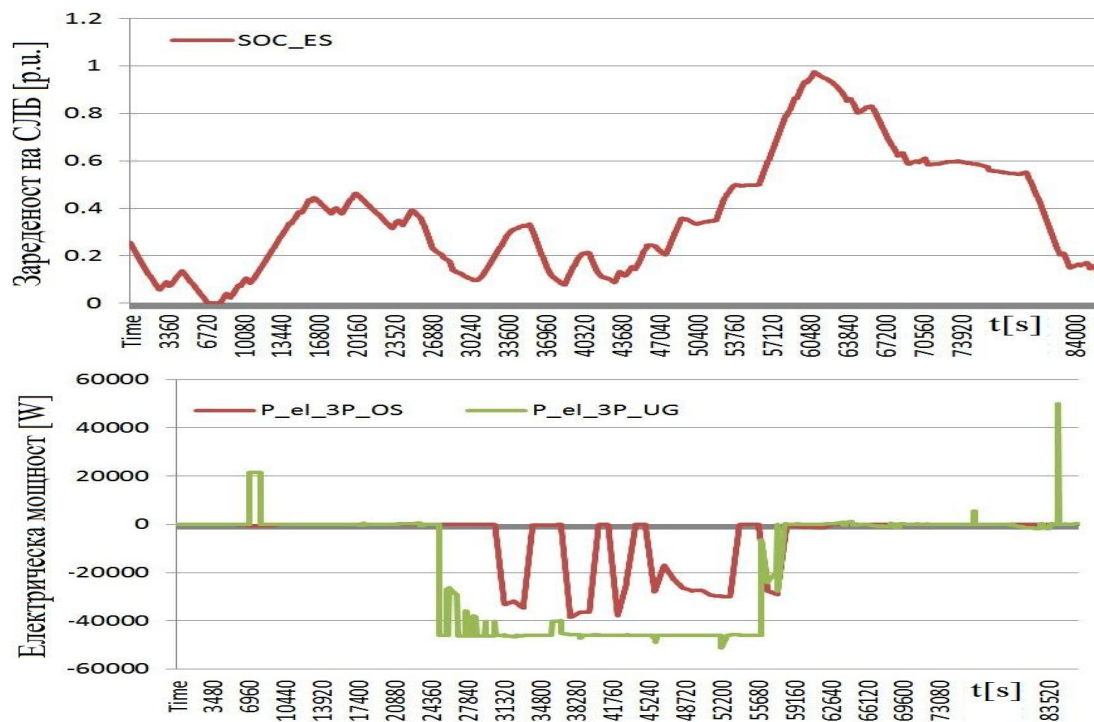
Изградените схемни модификации се използват от системата за прогнозиране при създаване на изчисления за предвиждане на потенциалната излишна енергия след възела за присъединяване към електрическата мрежа. Използва се настоящата възможност на симулираната децентрализирана система да акумулира генерираните енергийни излишъци от друга система и поддържане на електрически баланс, който да доведе до максимално заредена батерия преди пикът на електрическа мощност да настъпи и същевременно да осъществи контрол над инжектираната излишна енергия в паралелната захранваща схема към възела за присъединяване към ЕЕС. Зареденият файл за симулиране на влиянието от друг генератор или децентрализирана система се изпълнява по време на симулационния период, като влиянието му над поведението на СЛБ се определя съгласно изпълнението на следната система от уравнения:

$$\begin{cases} E_{CH_ES} = (P_{CHP} + P_{PV} + P_{OS} - P_{CSR}) \cdot \Delta t > 0 = E_{surpl} - E_{Unutil} \\ E_{DCH} = (P_{CHP} + P_{PV} - P_{OS} - P_{CSR}) \cdot \Delta t < 0, E_{surpl} = 0, E_{Unutil} = 0 \end{cases} \quad (5.51)$$

където: E_{CH_ES} – налична енергия за зареждане на енергия от системата с батерии [kWh];

E_{DCH_ES} – електроенергия, разредена от системата с батерии [kWh].

Резултатът от симулация, показваща работата на СКПГ при наличие на отдадени към мрежата енергийни излишъци от близко разположени разпределени генерации, е показан на фиг.5_26.



Фиг.5_26. Графика, изразяваща постигнатото управление на излишната енергия във възела на присъединяване към електрическата мрежа и подготовка на системата от литиево-йонни батерии за покриване на пиковото натоварване.

Забелязват се отклонения от изчисленията направени за стойност на мощност, отдавана към ЕЕС, които са причинени от ограничения в максималния лимит за отдавана или акумулирана мощност към конвертора на СЛБ, равняващ се на 50 kW и потребностите на консуматорите в системата. Винаги тяхното задоволяване е с максимален приоритет, а след това се изпълнява функцията за форсирано разреждане на СЛБ, при която се постига контролирано инжектиране на мощност към електрическата мрежа. Сигналят P_el_3P_OS представлява инжектирана към мрежата излишна електрическа мощност, генерирана от отделена разпределена генерация или децентрализирана система, без пряка връзка с разглежданата децентрализирана хибридна система, която се отчита като съставляваща за стойността на мрежова мощност P_el_3P_UG, измервана и управлявана от СЛБ в моделираната децентрализирана хибридна система.

5.6. Оразмеряване на съоръженията в хибридна система –оптимизация по електро-енергийни параметри

Покриване на потребителските потребности в максимална степен от децентрализирани генерации се определя като степен на мрежова независимост за една децентрализирана система. Частното получено, при разделяне на консумираната енергия с генерирана, но използвана енергия в децентрализираната система определя до каква степен и в какво направление се получава разминаване между двете, като това отношение дава стойност на мрежовата зависимост. Периодът, за който се прави изследването обхваща шест или дванадесет месечен период, разделен на почасови и четвърт часови интервали. По такъв начин се обхваща целият възможен интервал на изменение в дневната и сезонна изменчивост за енергийните потребности на консуматорите. Основен проблем при разработването на модел и методика за оптимизиране на такъв тип електрозахранване се явява нелинейността в електрическите товари и тяхната постоянно-изменяща се

мощност. За да се дефинира понятието е необходимо да бъде разгледано следното уравнение:

$$S_{el_sys} = \sum_{i=1}^{n_{an}} \frac{k_{TE_i}}{k_{E_du_i}} = \left(\frac{\left(\frac{E_{du}}{365} \right)}{\left(\frac{E_{\Sigma CSRel}}{365} \right)} \right) \cdot 365 \quad (5.52)$$

където: S_{el_sys} – степен на мрежова независимост за децентрализирана система [% /год.];
 $k_{E_du_i}$ - директно задоволена енергийна потребност в i -ти ден [kWh/ден];
 k_{TE_i} - цялостна енергийна самодостатъчност в i -ти ден [kWh/ден];
 E_{du} - директно задоволена годишна енергийна потребност [kWh];
 $E_{\Sigma CSRel}$ – еквивалентна електрическа консумация за всички консуматори в системата за една календарна година [kWh/год.].

Оптимизационната задача е извършена върху системна конфигурация, изградена от МТЕЦ, който работи в паралел с фотоволтаичен масив, като към общите им шини ниско напрежение е присъединен масив от литиево-йонни батерии с конвертор. Балансът в децентрализираната система се дефинира спрямо енергията, достигаща до всички консуматори, през възела на присъединяване към електроразпределителната мрежа, чрез следното уравнение:

$$\begin{aligned} \pm E_{UG} = \pm E_{sys} &= \sum (E_{CHP} + E_{PV} \pm E_{ES} - E_{\Sigma CSRel}) = \pm E_{surpl} + E_{du} = \\ \pm P_{UG} \cdot \Delta t = \pm P_{sys} \cdot \Delta t &= \sum (P_{CHP} + P_{PV} \pm P_{ES} - P_{\Sigma CSRel}) \cdot \Delta t = (\pm P_{surpl} + P_{du}) \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (5.53)$$

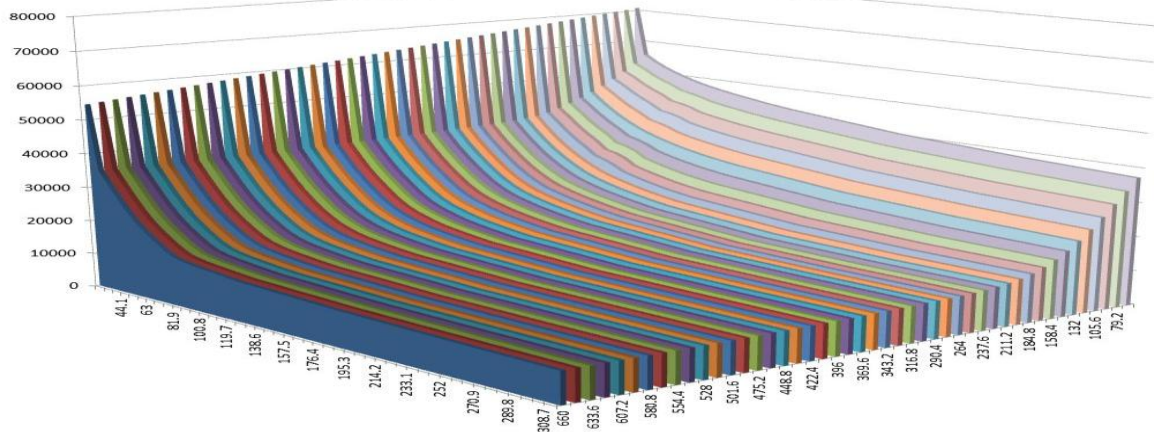
където: E_{sys} – вътрешен енергиен баланс в системата [kWh];
 E_{CHP} – отчетената енергия от електромерите на реалната система, генерирана от МТЕЦ [kWh];
 E_{ES} – енергия, разредена или заредена в система от литиево-йонни батерии [kWh];
 P_{UG} – мощност, консумирана от системата или отдавана обратно във възела на присъединяване към електроразпределителната мрежа ниско напрежение [kW];
 P_{sys} – вътрешен баланс на мощности в системата [kW];
 P_{ES} – мощност, разредена от или заредена в система от литиево-йонни батерии [kW];
 $P_{\Sigma CSRel}$ – еквивалентна мощност на всички консуматори в системата [kW];
 P_{du} – мощност за директно покриване на електрическата консумация в системата [kW].

В крайна сметка основният проблем е да се минимизира функцията, изразяваща зависимостта на децентрализираната система от електрическата мрежа, при условие, че термичната потребност на системата остава напълно задоволена:

$$\left| \begin{aligned} f(S_{el_sys}) &= \sum_1^{365} (P_{UG} \cdot \Delta t) = \min \geq 95\% \\ Q_{th} &= Q_{max_CHP} + Q_{th_PLB} - Q_{lossth_Σ} = 100\% \end{aligned} \right. \quad (5.58)$$

С достигане на стойността до минимум се постига минимална степен на мрежова независимост и се повишава самодостатъчността на децентрализираната система. Реализирани са многократни изчисления при различни стойности за капацитет на СЛБ, простиращ се в интервал от 0 до 660 kWh с използван фотоволтаичен масив, имащ инсталирана мощност от 0 до 315 kW и МТЕЦ с номинални параметри от 0 до 140 kW/275 kWh. Резултатите са изготвени при анализиране на мрежовото представяне с 50

kW/81 kW_{th} МТЕЦ, като графично представяне за изчислената мрежова консумация е показано на фиг.5_35.



Фиг.5_35. Изчисления за мрежова консумация на системата при използване на МТЕЦ с номинални мощности, равни на 50/81 kW/kW_{th}.

Направени са и изчисления за степента на мрежова независимост, които са показани на фиг.5_36.

№ сценарий	Мрежова независимост (%)
1	95.0
2	95.1
3	95.2
4	95.3
5	95.4
6	95.5
7	95.6
8	95.7
9	95.8
10	95.9
11	96.0
12	96.1
13	96.2
14	96.3
15	96.4
16	96.5
17	96.6
18	96.7
19	96.8
20	96.9
21	97.0
22	97.1
23	97.2
24	97.3
25	97.4
26	97.5
27	97.6
28	97.7
29	97.8
30	97.9
31	98.0
32	98.1
33	98.2
34	98.3
35	98.4
36	98.5
37	98.6
38	98.7
39	98.8
40	98.9
41	99.0
42	99.1
43	99.2
44	99.3
45	99.4
46	99.5
47	99.6
48	99.7
49	99.8
50	99.9
51	100.0
52	100.0
53	100.0
54	100.0
55	100.0
56	100.0
57	100.0
58	100.0
59	100.0
60	100.0
61	100.0
62	100.0
63	100.0

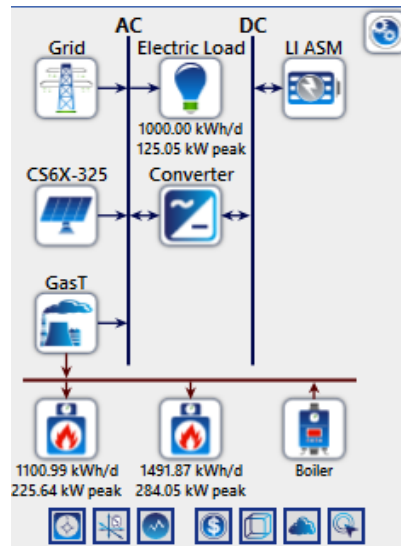
Фиг.5_36. Изчисления за степен на мрежова независимост за системата при използване на МТЕЦ с номинални мощности равни, на 50/81 kW/kW_{th}.

Резултатите, маркирани в светло синьо, показват зоната с мрежова независимост между 95% и 96%. При избор за запазване на настоящата системна конфигурация в най-близък порядък, съгласно изчислените резултати, случаят в който ФВМ има инсталирана мощност, равна на 100 kW_p, а СЛБ има капацитет с 60% по-голям от настоящия инсталиран в реалната система, равняващ се на 211,2 kWh, то изчислената мрежова независимост на годишна база е равна на 94,924%.

5.7. Оптимизационен модел разработен с HomerPro софтуер

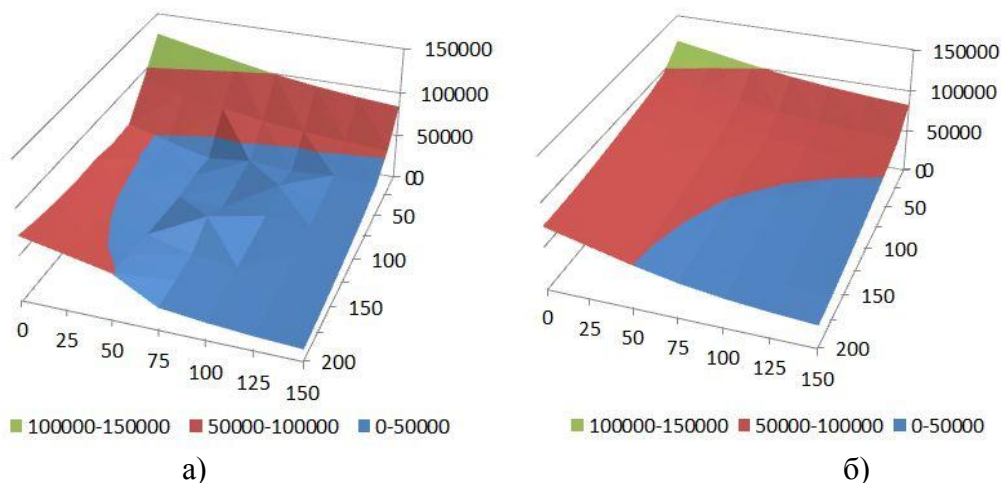
Оптимизационният сценарий е изпълнен при изменения в параметрите и конфигурацията на реалната системна архитектура, като работата на системата е изцяло насочена към оптимизирано акумулиране на енергия от системата и нейното възвръщане в периодите на максимална консумация, като целта е да се постигне

максимална независимост на децентрализираната система от електроразпределителната мрежа, при оценка на финансови параметри за всеки разгледан възможен вариант Реализирана е хибридна децентрализирана система,наподобяваща в максимална степен разглежданата реална система, като целта е да се провери при какви размерности и номинални параметри на използваните съоръжения може да бъде постигната максимална степен на мрежова независимост в размер на 95% за година, при съблюдаване на минимални капиталовложения за изграждане. Системната конфигурация е представена на фиг. 5_42.



Фиг.5_42. Изглед на моделираната система в програмната среда на HomerPro

Системата се състои от МТЕЦ, ФВМ, сумарен електрически консуматор и шини за променливо ниско напрежение. Допълнителна верига с шини за постоянно напрежение е изградена с цел да бъде пресъздадена СЛБ с прилежащия и AC-DC-DC конвертор, която има за цел да акумулира генерираните енергийни излишъци и да ги отдава към електрическите консуматори в моментите на повишена системна консумация. Заедно с това е интегрирана термична верига в модела, която се състои от два отделни сумарни термични консуматора, пресъздаващи двата отделни термични резервоара в системата, от които се захранват термичните консуматори. Генерирането на термична енергия в системата се създава посредством използване на газова МТЕЦ, която работи в паралел с БВТК.



Фиг.5_44. Изчисления за мрежова консумация на системата при използване на МТЕЦ с номинални мощности, равни на а) 50/81 kW/kW_{th} и б) 70/115 kW/kW_{th}.

Изготвени са модели на изследваната система и са проведени оптимизационни изчисления с променливи размери на номинални мощности за фотоволтаичните масиви и променливи стойности за капацитета на използваните СЛБ за всяка разгледана система. Размерността на ФВМ се разглежда при стъпка на изменение 25 kW_p до максимален размер от 150 kW_p . СЛБ се изменя със същата размерност от 25 kWh до достигане на максимален размер от 200 kWh . Разгледани са двата най-обещаващи варианта за МТЕЦ с размерности $50/81 \text{ kW/kW}_{th}$ и $70/115 \text{ kW/kW}_{th}$, поради достигнатите от тях експлоатационни ефективности, близки до годишния минимум, за да бъдат сметени за ефективни. На фиг. 5_44. са представени обобщени резултати от направените изчисления за мрежова консумация при използване на двете размерности за МТЕЦ.

Отчетената енергийна консумация от електрическата мрежа при използване на системна конфигурация, съставена от МТЕЦ с номинални мощности $50/81 \text{ kW/kW}_{th}$, ФВМ с инсталирана мощност, равна на 100 kW_p и СЛБ със сумарен капацитет, равен на 200 kWh се равнява на $19275,2 \text{ kWh}$ за една календарна година. Този резултат е в близост до предходните резултати от точка 5.6.2.4, което дава потвърждение на проведените оптимизационни изчисления, относно оптималното оразмеряване на системата.

5.8. Изводи по пета глава

- Разработени са фиксирана и гъвкава годишни стратегии за управление на СЛБ. Изследвани са потенциалните възможности за реализиране на печалби от използването на електроенергия, доставена от електрическата мрежа за зареждане на СЛБ в моментите с ниска крайна цена за 1 MWh и отдаване на запасената електрическа енергия обратно към електрическата мрежа.
- Разработена е система за управление на генерираните от децентрализирани системи енергийни излишъци, които биват отдавани към електрическата мрежа, която превръща всяка една децентрализирана енергийна система в своеобразен електро генератор, чийто параметри на отдавана мощност и енергия към електрическата мрежа могат да бъдат регулирани. По такъв начин се постига практическо подпомагане на мрежата, като се елиминират негативните последици от неконтролируемото инжектиране на големи по стойност мощности към електрическата мрежа
- Разработена е допълнителна комбинирана система за прогнозиране и контрол на очакваните генерирани количества излишна енергия в децентрализирани системи, която освен че елиминира инжектирането на пикове от излишна мощност към мрежата, чрез генериращи енергийни излишъци спомагат за намаляване на сумарното върхово натоварване в точката на присъединяване към ЕЕС. Система за прогнозиране и контрол на очакваните генерирани количества излишна енергия позволява чрез мониторинг върху мрежовия баланс на мощности в клоната от мрежата, в който е присъединена самата хибридна децентрализирана система, да спомага за контролиране и регулиране на мрежовия енергиен баланс.
- Изготвена е система от уравнения, чрез които са направени изчисления относно оптимално оразмеряване на децентрализираната хибридна система, като целта е постигане на годишна мрежова консумация за всички консуматори в системата в размер на 5% от цялото годишно потребление.
- Разработено е допълнително оптимизационно оразмеряване с програмния продукт HomerPro, чрез който е осъществена проверка на изчисленията на номинални параметри на използваните съоръжения и са направени оптимизационни пресмятания относно измененията в крайната цена на децентрализираната хибридна система.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработена е оптимизационна методология за оразмеряване на децентрализирани хибридни системи за снабдяване с електрическа и термична енергия. Разгледани са възможни системни схеми за децентрализирана генерация, използващи конфигурации със системна архитектура, съставена от различни възобновяеми и конвенционални електрически генератори, които са най-перспективни от гледна точка на масово разпространение и себестойност. Благодарение на това са анализирани възможните енергетични параметри, необходими за минимизиране на консумирана електрическа енергия от електроразпределителната мрежа при различни стойности за номинални мощности на използваните съоръжения, като поставената цел за оптимизиране на децентрализирана система да постигне независимост от мрежата в размер на 95 % спрямо годишната си електрическа консумация от мрежата е постигната. Заедно с това е създадена схема за наблюдение и управление на системи от батерии, която освен, че контролирано минимизира количествата електрическа енергия, отдавани от децентрализираната система към електроразпределителната мрежа, също така може да модифицира отдаваната мощност към ЕЕС, съгласно настоящите потребности на мрежата. Това от своя страна превръща децентрализираната генерация в предвидим и контролируем източник на електрическа енергия, която също така разполага с възможности да изпълнява функцията на мрежов буфер при контрол над инжектираната мощност по време на пикова генерация от близко разположени разпределени генерации. Направеният анализ относно най-ефективния метод за изпълнение на мрежово ориентирана функция за запасяване и отдаване на електрическа енергия от и към мрежата създава допълнителни възможности за финансово ефективно управление на децентрализирани хибридни системи, които допринасят за осъществяване на регулация над отдаваните към мрежата електрическа енергия.

ПРИНОСИ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. Разработен е софтуерен модел на система за снабдяване с термична и електрическа енергия, която в максимална степен отразява топло и електро захранващата инсталация на реалната децентрализирана хибридна система, който може да бъде приложен за изследване, оразмеряване и управление на подобни системи с различни видове термични и електрически източници.
2. Разработена е система за прогнозиране и контрол на очакваните генерирани количества излишна енергия от децентрализирани системи, която елиминира инжектирането на пикове от излишна мощност към мрежата и спомага за намаляване на сумарното върхово натоварване в точката на присъединяване към ЕЕС. Системата може да бъде имплементирана с помощта на входно–изходен компилатор в устройства за управление на системи от батерии, т.к. всички нейни алгоритми са основани на C/C++ платформа.
3. На базата на изготвена оразмерителна система от уравнения са направени изчисления относно оптимално оразмеряване на децентрализираната хибридна система с цел реализиране на годишна мрежова консумация за всички консуматори в системата в размер на 5% от цялото годишно потребление е постигната.
4. Разработени са фиксирана и гъвкава годишна стратегии за управление на СЛБ. Изследвани са потенциалните възможности за реализиране на печалби от използването на електрическа енергия, доставена от електроразпределителната мрежата за зареждане на СЛБ в моментите с ниска крайна стойност за 1 MWh и отдаване на запасената електрическа енергия обратно към мрежата.
5. Направени са симулации на различни хибридни децентрализирани енергийни системи за снабдяване с електрическа и термична енергия, като е изследвана възможната минимизация на системната консумация, при използване на различни системни архитектури за 25 годишен експлоатационен период и степента на

мрежова зависимост за всяка една от разгледаните системи. Изследвано детайлно ефективността от увеличаване на инсталирания капацитет за запасяване на електрическа енергия върху потенциалната реализирана икономия на електроенергия, вследствие оползотворяване на енергийните излишъци, които генератори на една от разработените системни архитектури произвеждат в моментите на ниска електрическа консумация.

СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. Я. Стефанов, Н. Hinz, К. Иванов, ОПТИМИЗАЦИЯ НА ХИБРИДНА ЕЛЕКТРО-ТЕРМИЧНА СИСТЕМА/ OPTIMISATION OF A HYBRID ELECTRICAL AND THERMAL SYSTEM, International Scientific Conference UNITECH 2017 Gabrovo, 2017, pp.138-142, Journal of the Technical University of Gabrovo, Vol.56, 2018, ISSN 1310-6686, www.mc04.manuscriptcentral.com/jtug.
2. Н. Hinz, Y. Stefanov, Electrical architecture of a hybrid power generation system, International Scientific Conference UNITECH 2015 Gabrovo, 2015, Gabrovo.
3. Н. Hinz, Y. Stefanov, J. Kilz, Integration of a photovoltaic and battery system into a decentralized power generation, PCIM Asia 2015; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, Shanghai, China, China, ISBN:978-3-8007-3658-4, 2015.
4. Y. Stefanov, Н. Hinz, J. Kilz, Development and Validation of a simulation Model of a Hybrid Power Generation System, PCIM Europe 2015, Nuremberg, Germany, pp. 1664-1671, ISBN 978-3-8007-3924-0, VDE VERLAG GMBH-Berlin-Offenbach, www.pcim-europe.com.
5. Y. Stefanov, POWER MANAGEMENT FOR A HYBRID POWER GENERATION SYSTEM, National Scientific Conference with International Participation "Confereng 2015" Targu-Jiu, Romania, Annals of the "Constantin Brancusi" University of Targu-Jiu, Engineering Series, No.4/2015, pp.13-17.
6. Y. Stefanov, К. Иванов, P. Petrov, A study for an optimization of a hybrid renewable energy system as a part of decentralized power supply, ICCGE 2017 FRANKFURT CONFERENCE, E0012, International Journal of Smart Grid and Clean Energy, Vol.6, No.3, July 2017, pp.141-148, ISSN:2315-4462.

ЦИТИРАНИЯ НА ПУБЛИКАЦИИ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. Hartmut Hinz, Comparison of Lithium-Ion Battery Models for Simulating Storage Systems in Distributed Power Generation, Inventions 2019, 4, 41; doi:10.3390/inventions4030041
2. Y. Stefanov, К. Иванов, P. Petrov, A study for an optimization of a hybrid renewable energy system as a part of decentralized power supply, International Journal of Smart Grid and Clean Energy, Vol.6, No.3, July 2017, pp.141-148, ISSN:2315-4462, www.ijsgce.com

ВНЕДРЯВАНИЯ

Част от получените резултати са използвани в реалната децентрализирана хибридна система. Оптимизационните резултати от изчисления за оразмеряване на хибридна децентрализирана система са взети под внимание при проектиране на предстоящото разширение в реалната хибридна децентрализирана система. Разработената система за контрол над пиковата генерация в хибридни децентрализирани системи е приета от стопанисващата организация и са предприети действия за интегрирането и в контролерите за реалната система от литиево-йонни батерии.

ABSTRACT

The modern day world has plenty of utilities, that make easier the everyday life, with a respect to tendencies of continuously growing demands for new inventions and technologies. These demands from integration of new technological processes and innovations are generated from the people`s will to own more goods, achieved with minimum efforts and energy. Considering these aspects it can`t be denied that the integration and development of each new possibility for technical improvement of an already existing manufacturing process or an integration of new technology are strongly linked with an increased energy consumption. A lot of efforts are turned into cost minimization per actual manufacturing technologies and optimization of already existing manufacturing processes, with an integration of new and high efficient technologies and methods, but considering any potential profit from cost minimization some further plans for manufacturing upgrades and modernizations are scheduled and at the end the positive effect is an increased manufacturing, but the energy consumption continues to go higher per most of the manufacturing branches, with the existing power distribution system has to supply with energy in its present infrastructure condition.

Inevitably a negative impact on the environment caused from the utilization of fossil and nuclear fuels that the conventional power generation currently counts has to be taken into account. All we are clearly informed for the environmental influence caused from all industrial wastes and our everyday life. In such a situation it is recommendable to focus in a creation of supporting motivation for the field of research and development in new technological solutions for power production from energy resources that currently are qualified as non-reachable or too expensive. Together with that it is appropriate to utilize local renewable energy sources in distributed generations in order to supply closely located consumers with electrical and thermal energy by minimal losses approach. Due to this aspect it is necessary and even inevitable to look over the possibility for development and mastering of technologies that are gathering energy from local inexhaustible resources from renewable kind. Overall the part from modern power generation which is introducing a renewable power production is an inevitable priority from the future of every developed country. Globally each government must put efforts in the development of its renewable power production division in order to adapt and manage its power generation for sustainable development in future.

Keywords: renewable energy, distributed generation, hybrid decentralized system, power distribution, energy balance, wind generator, photovoltaic array, hydrogen system, combined heat and power plant, diesel generator, peak load boiler, energy storage system, lithium-ion batteries, grid independence, optimization, thermal circuit model, electrical circuit model, peak cut-off, power management system.