



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – СОФИЯ
Факултет ЕЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИ
Катедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

Маг. инж. Стефан Иванов Сулаков

ПРОГНОЗИРАНЕ НА ТЕХНОЛОГИЧНИТЕ РАЗХОДИ В
ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА НА РЕПУБЛИКА
БЪЛГАРИЯ

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

на дисертация за придобиване на образователна и научна степен
"ДОКТОР"

Област: 5. Технически науки
(шифър и наименование)

Професионално направление: 5.2. „Електротехника, електроника и
автоматика“
(шифър и наименование на направление в посочената област)

Научна специалност: Електрически мрежи и системи
(наименование на научната специалност)

Научен ръководител: Проф. д-р инж. Валентин Колев

СОФИЯ, 2018 г.

Дисертационният труд е обсъден и насочен за защита от Катедрения съвет на катедра „Електроенергетика“ към Факултет Електротехнически на ТУ-София на редовно заседание, проведено на 16.07.2018 г..

Публичната защита на дисертационния труд ще се състои на 19.11.2018 г. от 15,00 часа в Конферентната зала на БИЦ на Технически университет – София на открито заседание на научното жури, определено със заповеди № ОЖ-260 / 26.07.2018 г. и № ОЖ-5.2-09 / 09.10.2018 г. на Ректора на ТУ-София в състав:

1. Проф. д-р инж. Валентин Колев – председател
2. доц. д-р инж. Антоанета Тодорова – научен секретар
3. Проф. д-р инж. Димитър Димитров
4. доц. д-р инж. Димо Стоилов
5. доц. д-р инж. Кирил Янев

Рецензенти:

1. Проф. д-р инж. Димитър Димитров
2. доц. д-р инж. Димо Стоилов

Материалите по защитата са на разположение на интересуващите се в канцеларията на Факултет Електротехнически на ТУ-София, блок №12, кабинет № 12222.

Дисертантът е докторант на самостоятелна подготовка (срещу заплащане) към катедра „Електроенергетика“ на факултет Електротехнически. Изследванията по дисертационната разработка са направени от автора, като някои от тях са подкрепени от научноизследователски проекти.

Автор: маг. инж. Стефан Сулаков

Заглавие: Прогнозиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа на република България *(Наименование на темата)*

Тираж: 30 броя

Отпечатано в ИПК на Технически университет – София

I. ОБЩА ХАРАКТЕРИСТИКА НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД¹

Актуалност на проблема

Съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия, независимият преносен оператор закупува електрическа енергия само за покриване на технологичните разходи в мрежата за всеки отделен интервал на доставка (час). Електрическата енергия, необходима за покриване на технологичните разходи в електропреносната мрежа, се закупува от оператора на преносната мрежа от доставчиците с които е договорена доставка. Почасовите графици между оператора и доставчиците трябва да бъдат съгласувани помежду им и подадени към пазарната платформа преди крайния срок на съответния пазарен сегмент (пазар за следващ ден и пазар в рамките на деня). Върху утвърдените измерени стойности на количеството електрическа енергия за технологични разходи, операторът на електропреносната мрежа заплаща цена за „задължения към обществото“.

Независимият преносен оператор е координатор на специална балансираща група за компенсиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа и поема отговорност за небалансите по сделките с балансираща енергия за компенсиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа. Всяко отклонение от реализацията на прогнозата за технологичните разходи, респ. графика за доставка, води до допълнителен финансов разход за оператора на преносната мрежа. Веднъж като количество недостиг по приложимата цена и втори път за излишното количество по разликата между покупната цена и цената за излишък за съответния пазарен интервал.

Разработването на по-прецизни модели за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия би довело до намаление на финансови разходи на оператора, които се отчитат от КЕВР при формирането на цената за пренос за всеки регулаторен период, платима от всички потребители на електрическа енергия. В този смисъл, намалението на разходите на оператора на електропреносната мрежа би се отразило положително върху всички потребители на електроенергия, респ. би повишило общественото благополучие. Не на последно място разработването на по-прецизни модели за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия би разширило хоризонтите на научното познание.

Цел на дисертационния труд, основни задачи и методи за изследване

Целта на дисертационния труд е разработването на по-прецизен модел за прогнозиране на почасовите технологични разходи в електропреносната мрежа. Тя следва да бъде постигната след последователно изпълнение на следните основни задачи:

1. Да се проучат възможностите за набавяне на исторически данни за влияещите фактори и техните компоненти/зависимости, както и да се

¹ Информацията по тази част е с препоръчителен обем 2-3 страници

оцени възможността техните прогнози да се ползват като входни данни към прогнозен модел.

2. Анализ на историческите данни.
3. Определяне на физичните и/или корелационни зависимости. Съпоставка и оценка между корелационните зависимости и физичните закони.
4. Формулиране на приложим математически модел за ползване на входните данни за нуждите на прогнозиране.
5. Разработване на модел за прогнозиране на почасовите технологични разходи в електропреносната мрежа, който да позволява софтуерна реализация.
6. Тестване на разработения модел.
7. Оценка на прогнозната грешка. Оценка на финансовите разходи на преносния оператор. Техничко-икономически изводи.
8. Оценка на приложимостта на модела.
9. Оценка за необходимостта от промяна на пазарната среда и начина на договаряне на електроенергията за покриване на технологични разходи в електропреносната мрежа – по време, доставчици, хеджиране на риска и пазарни сегменти.
10. Набелязване на следващите стъпки за подобряване на модела за прогнозиране.

Използваният метод за провеждане на изследванията е многофакторен статистически анализ, чрез декомпозиция на технологичните разходи посредством регресионен анализ за оценка на зависимостите между отделните компоненти (зависими променливи) на технологичните разходи и предполагаемите въз основа на физичните закони фактори (независими променливи - предсказатели), които биха им влияели. По този начин се оценява условното очакване за зависимата променлива предоставено от независимите променливи, т.е. средната стойност на зависимата променлива когато независимите променливи са определени. Фокусът е върху квантилите определящи диапазона на вероятно разпределение. Основният регресионен метод ползван при определяне на зависимостта на даден компонент на технологичните разходи от съответен фактор е полиномна регресия.

Научна новост

За разлика от световните практики за планиране и прогнозиране, изложения в настоящата дисертация многофакторен статистически подход за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия единствен предлага декомпозиция на историческите времеви серии, чрез филтриране на потенциалните влияещи фактори според степента им на проявление.

Предложен е уникален подход за определяне на загубите от корона и утечка, чрез райониране на мрежата по метеорологичен и мрежови принцип, като са определени тегловни коефициенти за всеки район, чиято сума представя дела от мрежата изложена на специфични метеорологични

условия, като отново чрез линейна регресия е определена функционалната зависимост с повишените загуби от корона и утечка.

За първи път е извършена статистическа оценка на влиянието на почасовото производство от ФЕЦ и ВЯЕЦ върху технологичните разходи при преноса на електроенергия за нуждите на прогнозирането им.

Практическа приложимост

Въз основа на многофакторен статистически подход за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия е разработен програмен продукт, който е в реална експлоатация от 01.09.2016г. Постигнати са изключителни финансови резултати за оператора на електропреносната мрежа за период от двадесет месеца, а именно намаление на финансовите разходи с почти 4% (около 5.8 млн.лв). За същия период е постигнато значително намаление на стандартното отклонение на прогнозите с 25% (4.5MW), тъй като за част от дисперсията/разсейването са определени корелационни зависимости спрямо влияещите фактори.

Предложеният подход за прогнозиране е приложим за всяка една електропреносна мрежа при наличие на съответните исторически данни и кореспондиращите им входни данни за метеорологични и електроенергийни параметри. Предоставена е възможност за постоянно подобрене на прогнозата, чрез корекция на полиномните коефициенти всеки път когато са налични нови исторически данни. Съществува възможност за допълнение на влияещи фактори.

Апробация

Апробацията на резултатите е извършена в ЦДУ на „ЕСО“ ЕАД за периода от 01.09.2016г. до 30.04.2018г. Използван е инсталираният в ЦДУ програмен продукт, разработен на база на модела за прогнозиране предложен в дисертационния труд. За оценка на финансовите резултати е използвана пазарната платформа MMS (Market Management System) на Siemens, с която „ЕСО“ ЕАД администрира пазара на електроенергия в страната.

Публикации

Основни постижения и резултати от дисертационния труд са публикувани в пет броя научни статии, от които четири самостоятелни. Всички публикации са на конференции с международно участие в България.

Структура и обем на дисертационния труд

Дисертационният труд е в обем от 153 страници, като включва увод, четири глави за решаване на формулираните основни задачи, списък на основните приноси, списък на публикациите по дисертацията и използвана литература. Цитирани са общо 142 литературни източници, като 112 са на латиница и 29 на кирилица, а останалите са интернет адреси. Работата включва общо 53 фигури и 25 таблици. Номерата на фигурите и таблиците в автореферата съответстват на тези в дисертационния труд.

II. СЪДЪРЖАНИЕ НА ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ НА СЪСТОЯНИЕТО НА ПРОБЛЕМА

Внедреният от 01.06.2014г. модел на балансиращ пазар в България изисква от оператора на преносната мрежа да закупува почасово електроенергия за покриване на технологичните разходи в преносната мрежа. В случай, че прогнозните графици за доставка се отклоняват от реализираните почасови технологични разходи, операторът на преносната мрежа бива санкциониран, чрез цените за небаланс за всяко почасово отклонение. За периода от юни 2014 година до декември 2015 година разходите за небаланси от недостиг на оператора на електропреносната мрежа възлизат на над 12 млн.лв. на фона на покупки по график близо 53 млн.лв. На практика разходите за недостиг съставляват почти една четвърт от разходите за покупка. Всички финансови разходи на оператора свързани с покриване на технологичните разходи по преноса, в т.ч. от небаланси на балансиращ пазар, се отчитат от КЕВР при формирането на цената за пренос за всеки регулаторен период, поради което тяхно намаление би се отразило положително върху всички потребители на електроенергия, респ. би повишило общественото благополучие. Не на последно място разработването на по-прецизни модели за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия би разширило хоризонтите на научното познание.

Използването на съществуващи програмни приложения за симулиране на потокоразпределението в преносната мрежа, а от там и за определяне на загубите, се оказват изключително трудоемки без да се гарантира достатъчна прецизност и навременност на прогнозата. От една страна съществува пазар за следващ ден, но пазар в рамките на деня бе внедрен едва през 2018 година. Това предполага невъзможност за оператора на преносната мрежа да ползва графиците/плановите за търговските сделки с цел определяне на постъпилата и потребената по възли електроенергия, тъй като до крайния срок за подаване на търговски графици за следващ ден, портфолиото на пазарните участници както в страната, така и в региона е динамично, а определянето на потокоразпределението изисква изключително много време за моделиране и симулации с конвенционалните програмни продукти. Такива данни биха могли да се ползват след крайния срок за подаване на графиците за следващ ден, но липсата на пазар в рамките на деня обезсмисля ползването на програмните продукти за потокоразпределение, тъй като при липса на пазар в рамките на деня, оператора на преносната мрежа няма възможност да коригира търговските си графиците за покриване на технологичните разходи при преноса на електроенергия.

Колкото по-точно е прогнозирането на технологичните разходи за следващ ден, толкова по-малки количества ще е необходимо да договори оператора при пазара в рамките на деня, за да коригира/донагласи търговските си графици. Това би имало още по-голямо значение, ако оператора на преносната мрежа закупува почасово електроенергия за покриване на технологичните разходи в преносната мрежа по свободно договорени

пазарни, а не регулирани цени, каквато е практиката в повечето страни от Европа. В този случай, разходите на оператора ще са изключително динамични и за да се ограничи финансовия риск за предпочитане е да се закупува по-отрано електроенергия преди реалната ѝ доставка, тъй като съвсем естествено с приближаването на часа на реална доставка цените на електроенергията са изключително променливи и по принцип по-високи. Внедряването на тази практика предстои (от 01.07.2018г.), като в дисертационния труд са изложените аргументите в нейна подкрепа.

Една основна слабост на конвенционалните програмни продукти за определяне на потокоразпределението, респективно загубите при преноса на електроенергия, е че те не отчитат увеличените загуби от ефекта „корона“ при специфични метеорологични условия, които са съизмерими, а в някои часове могат да надвишат джауловите/омичните загуби. Не на последно място конвенционалните програмни продукти не отчитат собствените нужди в подстанциите. Съгласно регулаторната рамка оператора на преносната мрежа трябва да закупува почасово електроенергия за покриване на технологичните разходи в преносната мрежа, които освен загубите включват собствените нужди в подстанциите. На практика използването на конвенционалните програмни продукти за определяне на потокоразпределението, респективно загубите при преноса на електроенергия, е възможно единствено за нуждите на пазара в рамките на деня, но дори и в този случай е необходимо по някакъв начин да се прогнозира загубите от „корона“ и собствените нужди в подстанциите.

Въпреки гореизложеното, търговските графици на пазарните участници се базират на прогнози и планове, които съвсем естествено съдържат в себе си грешки, които се проявяват в реално време като отклонение спрямо измерените количества електроенергия. В допълнение, планирания режим на работа на електропреносната мрежа се различава от този в реално време поради промени както следва:

- в конфигурацията на мрежата - аварии на национално и регионално ниво;
- в топологията на генериращите мощности - аварии и активиране на балансиращи мощности на национално и регионално ниво;
- регулиране на напрежението и потоците реактивни мощности, и т.н.

До края на 2015 година за прогнозни цели оператора на преносната мрежа основно използва физичната и статистическа зависимост между загубите в преносната мрежа и електроенергията, която постъпва в мрежата. В продължение на седемнадесет месечни наблюдения са забелязани някои значителни отклонения на почасовите загуби основно през периоди на специфични метеорологични условия: силен вятър, висока слънчева радиация, екстремални температури и плътност на въздуха. Това налага извършването на по-детайлен анализ на наличните историческите данни, търсейки логична връзка с физичните закони за произхода на загубите в електропреносната мрежа.

Очевидно е, че технологичните разходи зависят от параметрите на мрежата, пазарната конюнктура и метеорологичните условия (в т.ч. поради основната зависимост между електропотреблението и температурата на околната среда). Първият фактор е относително постоянен за дълги периоди от време, като някои внезапни промени са непредвидими. Пазарното поведение е също трудно предвидимо, но е възможно да се прогнозира, вземайки предвид отчетливите тенденции от предходни дни. Оценяването и на двата фактора разгледани дотук отнема изключително много време, поради сложните пресмятания и набавяне на входни данни за нуждите на пазар за следващ ден и в рамките на деня. Независимо от това, метеорологичните условия имат значително влияние върху джауловите загуби (индиректно чрез изменение на системния товар) и върху загубите от „корона“ и утечка, поради което технологичните разходи в електропреносната мрежа могат да бъдат лесно прогнозирани, чрез обикновен статистически подход с приемлива прецизност въз основа на метеорологични прогнози.

Целта на дисертационния труд е разработване на модел за прогнозиране на почасовите технологични разходи в електропреносната мрежа, чрез отчитане на всички потенциални влияещи фактори, за които могат да се набавят прогнозни входни данни. Тя следва да бъде постигната, чрез последователно изпълнение на следните основни задачи:

1. Да се проучат възможностите за набавяне на исторически данни за влияещите фактори и да се анализират, като се определят физичните и/или корелационни зависимости.
2. Формулиране на приложим математически модел за ползване на входните данни за нуждите на прогнозиране, който да позволява софтуерна реализация.
3. Тестване на разработения модел.
4. Оценка за необходимостта от промяна на пазарната среда и начина на договаряне на електроенергията за покриване на технологични разходи в електропреносната мрежа – по време, доставчици, хеджиране на риска и пазарни сегменти.
5. Набелязване на следващите стъпки за подобряване на модела за прогнозиране.

1.1. Произход на технологичните разходи в електропреносната мрежа

Електропреносната мрежа основно се състои от електропроводни линии и трансформатори, като загубите имат различен характер. Загубите в трансформатора са сума от загубите в медта/намотките и загуби в магнитопровода от хистерезис и вихрови токове. Енергията изразходвана под формата на топлина за преодоляване на омичното съпротивление на проводниците и намотките е пропорционална на квадрата на тока. В допълнение се причиняват загуби от „корона“ и утечка поради йонизиране на въздушните молекули около проводниците на въздушните електропроводи и техните изолатори.

От друга страна част от трансформираната електроенергия в електрическите подстанции принадлежащи към електропреносната мрежа се използва за хранене на собствените им нужди, а именно за охлаждане на трансформаторите, на автоматиката и релейните защиты, на комуникационните и управляващи системи, както и за климатизация на дежурния персонал. Поради тази причина е приет термина технологичен разход на електроенергия в преносната мрежа, който обхваща загубите в нея и електропотреблението за собствени нужди на съоръженията ѝ.

1.2. Литературен преглед

От направения литературен преглед най-детайлни и теоретични разработки по проблема са налични в руската техническа литература, но поради липсата на либерализиран пазар в Русия, такъв какъвто е в повечето страни от Европа, наличните решения са насочени повече към теоретичната част отколкото към практическата страна на въпроса. В същото време, страните от източна Европа съчетават както либерализацията на електроенергийния пазар, така и десетилетната закалка с руска научна литература. Доказателство за което са наличните литературни източници посветени на почасово прогнозиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа.

1.3. Практики за прогнозиране и планиране по света

Извършеният преглед на практиките в голям брой системни оператори в Европа и САЩ показва, че съществуват най-общо два подхода (метода) за определяне, моделиране и прогнозиране на загубите в електропреносната мрежа: статистически и смесен технологично-статистически методи.

Статистическият анализ на загубите в електропреносната мрежа за период от една година показва единствено, че тяхното изменение в годишен разрез следва в най-общ вид изменението на електропотреблението със своите ясно изразени годишни, седмични и денонощни периодични компоненти. Тази зависимост е основа за изготвянето на стандартни профили за изменението на загубите по месеци (или сезони) в годината, по дни в седмицата и по часове в денонощието и съответно за разпределение на зададеното и утвърдено количество на годишните загуби в същите времеви разрези. Последователността на прилагане на статистическия подход за определяне, моделиране и съответно прогнозиране на загубите е следната:

- за всяка изтекла година, въз основа на надеждни и прецизни данни от електромерната система на съответния оператор се определят часовите (и съответно дневните, месечните и годишните) количества на загубите;
- за всеки месец поотделно часовите загуби се корелират със съответните часови товари и се определя модел на обобщена регресионна зависимост между двата процеса, като вида на този модел – линеен или нелинеен се определя по критерия за минимум на средноквадратичната апроксимационна грешка.

Конкретното практическо приложение на тези 12 модела зависи от избора от съответната страна (оператор) подход за отразяване на загубите в

действащия модел на пазара на електроенергия. Представеният статистически подход за оценка и моделиране на загубите се прилага в Белгия, Германия, Португалия, Франция и др.

Последователността на прилагане на смесения технологично-статистически метод е следната:

- за всеки месец от изчислителната година (изминала или прогнозна) се определят абсолютните минимални и максимални товари;
- чрез специализиран софтуер за икономичен диспечинг се извършва оптимален избор и разпределение на часовите работни мощности на генераторите, които да участват в покриването на всеки един от 24-те характерни товара дефинирани по-горе, като се отчитат съответно и характерните за тези часове обмени със съседни ЕЕС;
- чрез друг специализиран софтуер, използващ резултатите от икономичния диспечинг се определят съответно загубите в електропреносната мрежа за двата характерни товара (минимален и максимален) за всеки месец от годината (технологичен подход);
- прогнозните стойности на часовите загуби за определен прогнозен ден се определят чрез съответна интерполация или екстраполация на двата вида пресметнати загуби за съответния месец, като се използват съответните прогнози за товара за разглеждания прогнозен ден (статистически подход).

Представеният смесен технологично - статистически подход за оценка и моделиране на загубите се прилага в САЩ, Ирландия и др.

1.4. Историческо развитие на прогнозирането на технологичните разходи в електропреносната мрежа на България

Наличните средства за търговско измерване са над 1700 на брой, а за някои места на измерване се използва математическо агрегиране на измервания от съседни възли. Това предполага некоректност при автоматичното дистанционно изчитане на електромерните данни и агрегирането им за нуждите на определяне на технологичните разходи при преноса на електроенергия. Поради тази причина след края на всеки месец за много измервателни точки се подписват двустранни протоколи удостоверяващи взаимноприетите измерени данни. На практика ежедневното автоматично използване на данните от средствата за търговско измерване е неприложимо, което предопределя невъзможност при прилагането на чисто статистически подходи за прогнозиране на база на анализа на последно отчетените данни.

Първоначално от 01.06.2014г. се използва детерминистичен подход, чрез моделиране на електропреносната мрежа за представителен работен и почивен ден от съответния месец с програмния пакет PSLF на General Electric, като за всеки час от денонощието се определя процента на загубите спрямо почасовия товар плюс салдото на ЕЕС на страната. След отчетени значителни отклонения в някои часове в продължение на четири месеца се приема друг подход, а именно чрез определяне на осреднени дневни профили на загубите спрямо постъпилата в мрежата електроенергия за работен и почивен ден на база отчетни данни от изтеклата седмица. Въпреки това след

изтичане на нов четиримесечен период, отново се открояват значителни отклонения, както и липса на достатъчна корелация между профилите на загубите между две последователни седмици. След направен статистически анализ за изтеклите месеци въз основа на метода на най-малките квадрати се открива квадратичната зависимост между загубите в преносната мрежа и електроенергията, която постъпва в мрежата. Основната корелационна зависимост на отчетените технологични разходи, надхвърляща стойност над 0.9 е с отчетната брутна генерация в ЕЕС. Прилагайки регресионни статистически методи за анализ е открита основната зависимост, която се описва с квадратична функция. Същото се потвърждава и от изчисленията на потокоразпределението, като в съответствие със законите на електротехниката/физиката, при по-високи стойности на товара на ЕЕС се регистрират по-големи загуби, т.е. ходографа на технологичните разходи следва този на брутната генерация. Освен това за периода до 31.10.2014г. се откроява добра корелация между производството на ВЯЕЦ в „Добрички пръстен“ (североизточна България) и увеличения на загубите в мрежата. Тя се дължи на факта, че към онзи момент електропреносната мрежа е слабо развита в района с ВЯЕЦ и при високо тяхно производство те се ограничават от оператора на преносната мрежа, тъй като се достига термичната устойчивост на проводниците, респ. загубите са максимални, поради увеличение на протичащите потоци. Тази допълнителна компонента на технологичните загуби следва да се добавя към първата квадратична функция, при наличие на генерация от ВЯЕЦ в Добрички пръстен надвишаваща 100MW. Същата нелинейна зависимост между технологичните разходи в електропреносната мрежа и генерацията на ВЯЕЦ в Добрички пръстен се потвърждава от резултатите от потокоразпределението с програмния пакет PSLF. Освен това в продължение на седемнадесет месечни наблюдения са забелязани някои значителни отклонения на почасовите загуби основно през периоди на специфични метеорологични условия. Очевидно е, че прогнозирането на технологичните разходи при пренос на електроенергията е от съществено значение за финансовото портфолио на електропреносните оператори, от една страна за закупуване на електроенергия за покриването им и от друга за намаляване на небалансите към които се прилагат цените на балансиращия пазар за недостиг и излишък. Не на последно място тези разходи по различни начини се заплащат от крайния потребител на електроенергия. Проблемът възниква с пълното либерализиране на електроенергийния пазар в Европа през последното десетилетие, което предполага недостатъчен научен и практически опит при прогнозирането на технологичните разходи при пренос на електроенергията, поради което процесът е в постоянно развитие. Съществува разнообразие от подходи прилагани в отделните страни към различни компоненти на технологичния разход, като загуби от корона и утечка, джаулови загуби и такива от трансформация. Известни са факторите, които влияят върху тези отделни компоненти, голямата част от които са метеорологичните условия

директно (например - загуби от корона) или индиректно (например - увеличение на електропотреблението през зимата, респ. нарастване на пренасяните потоци). Съществуват физични, в т.ч. емпирични формули които описват тези зависимости, но основната трудност е в набавяне на необходимата входна информация. Нещо повече, част от информацията не е известна преди крайния срок за валидиране на търговските графици, което обезсмисля ползването на конвенционалния софтуерен инструментариум за потокоразпределение. В допълнение, последният не отчита метеорологичните фактори, влияещи върху някои компоненти на технологичните разходи по преноса. Очевидно е наложително детайлно да се проучат наличните възможности за ползване на входни данни за нуждите на прогнозирането, както и да се опише математически модел, който да ги ползва и в крайна сметка да предоставя почасови прогнози с възможно най-висока прецизност. Не на последно място е необходимо да се изгради оптимална стратегия за закупуване на загубите ползвайки целия инструментариум на пазара в краткосрочен и дългосрочен план.

ГЛАВА 2. РЕАЛИЗАЦИЯ

2.1. Налични исторически данни

Технологичният разход на електроенергия в преносната мрежа се формира като разлика за всеки пазарен интервал (час) между сумите на постъпилата и напусналата електроенергия.

$$\Delta P_i = \sum_{n=1}^N IE_i - \sum_{m=1}^M EE_i, [W], \quad /27/$$

където ΔP_i е енергията за технологичен разход за i -тия час, IE_i е постъпилата в преносната мрежа електроенергия в даден възел n , EE_i е напусналата преносната мрежа електроенергия от даден възел m , а N и M са броя на възлите, в които съответно електроенергията постъпва и напуска електропреносната мрежа за съответния час. Ползват се данните от пазарната платформа, в т.ч. за търговските графици за покриване на технологичния разход. Данните са много детайлни и могат да се ползват за детайлно симулиране и анализ на потокоразпределението, респ. джауловите загуби, но както бе споменато за нуждите на пазара за следващ ден липсва информация за планираните търговски графици на пазарните участници. Единствените данни, които реално биха могли да се ползват за анализ и определяне на корелационните зависимости са следните:

- Внос на електроенергия и постъпила в електропреносната мрежа електроенергия с произход България;
 - Износ на електроенергия и напуснала от електропреносната мрежа електроенергия за потребление в България;
 - Изчислен технологичен разход на електроенергия в преносната мрежа.
- Изградената в „ЕСО“ ЕАД мрежа от 46 броя метеорологични, анемометрични и дъждомерни станции са свързани през оптична мрежа към системата SCADA, в която се записват моментни и интегрални часови

стойности за метеорологичните величини: температура, скорост и посока на вятъра, количество валежи, слънчева радиация и влажност на въздуха. Освен за калибриране на съществуващите модели за прогнозиране на системния товар, генерацията от ВЯЕЦ и ФЕЦ, тези данни заедно с достъпните бази в интернет могат да се ползват и за определяне на метеорологични условия на които са изложени отделните части на електропреносната мрежа с цел определяне на загуби от корона при различни метеорологични.

2.2. Налични прогнози за влияещите фактори

Прогнозата за системния товар ползва прогнози за следващите десет дни на НИМХ-БАН за осемнадесет населени места в България: София, Варна, Пловдив, Видин, Плевен, Русе, Бургас, Кърджали, Сандански, Борован, Горна Оряховица, Шумен, Добрич, Ямбол, Харманли, Раднево и Благоевград. Последните девет населени места са специално подбрани в допълнение за прогнозиране на загубите от корона, описано по-нататък. Прогнозната информация включва температура през три часа; максимална и минимална температури за деня; вероятност за валежи и буквено-кодово изражение на метеорологичната обстановка.

За нуждите на определяне на почасовите загуби, зависещи от изменение на съпротивлението на електропроводните линии вследствие температурата на околната среда е необходима линейна интерполация на метеорологичните прогнози на НИМХ-БАН. В метеорологичната прогноза на НИМХ-БАН липсва количество валежи, температура на оросяване, атмосферно налягане, количество валежи и/или влажност на въздуха, чрез които да се определи плътността на въздуха. Вероятността за валежи е статистически показател и не може да се ползва като маркер за количество валежи. Единствено буквеното изражение на метеорологичната обстановка може да се ползва за нуждите на определяне на загубите от корона. Поради тази причина историческите метеорологични данни следва да се приведат в буквено изражение на метеорологичната обстановка съгласно стандартите на световната метеорологична организация.

Навлизането на ВЕИ през последните години, доведе до значителна промяна в топологията на генериращите мощности при динамично изменение на производството, вследствие на непостоянните първични енергийни ресурси. Това доведе до претоварване на някои части на мрежата, а в някои разпределителни подстанции електроенергийните потоци в определени часове се обръщат в обратна посока, т.е. от ниската към високата страна. Всичко това предполага динамична промяна на потокоразпределението, респ. изменение на джауловите загуби в мрежата. Поради тази причина наличните прогнози за почасовото производство от ВЕИ, биха били полезни при оценка на влияещите фактори и евентуално за нуждите на прогнозата за технологичните разходи в електропреносната мрежа.

Прогнозата за производство от ФЕЦ и ВЯЕЦ се извършва за всички присъединени производители към електропреносната мрежа поотделно, както и за тези присъединени към електроразпределителните мрежи, но за

последните обобщено по области спрямо инсталираната мощност. Базите данни позволяват автоматизирано четене. Времевия период е един час с хоризонт на прогнозиране 72 часа напред, при обновяване на метеорологичните фактори на всеки 12 часа. Прогнозите ползват данни от SCADA за моментното производство от ВЕИ и интегрално за изтеклите часове. Използват се данни и от съществуващите анемометрични станции за скорост и посока на вятъра. По този начин прогнозите се актуализират автоматично на всеки час, чрез корекция на систематичната грешка натрупана от последните часове. В този смисъл, ползването на прогнозите за нуждите на пазарите за следващ ден и в рамките на текущия ден е изключително удачно, ако се докаже влиянието на ВЕИ върху джауловите загуби.

Прогнозата за междусистемните обмени със съседните страни е експертна. Тъй като до 13:30 часа всеки ден оператора на електропреносната мрежа следва да изпрати график за покупка на електроенергия за покриване на технологичните разходи. Сумират се изпратените до 13:20 часа графици за междусистемен обмен от пазарните участници, като последните се изменят динамично до 16:00 часа когато е крайния срок. Извършва се оценка дали следващия ден е работен и ако е така се оценява изминалия работен ден, като оператора взема окончателно решение за почасовите стойности. В случаите на почивни и празнични дни се прави съпоставка с тези от предходната седмица и отново се взема експертно решение. Анализът показва сравнително малки отклонения при прогнозирането на междусистемния обмен за следващ ден до максимум 10%. Основен проблем се получава при прехода от месец в месец за първия работен или почивен ден. В тези случаи отклоненията в прогнозата могат да достигнат до над 50%.

2.3. Създаване на база данни за нуждите на анализа

Загуби от корона има и при сухо и ясно време, но те са пренебрежимо малки спрямо тези, които възникват при валеж и обледяване. За целта на създаване на единен маркер за загубите от корона и утечка е удачно да се определи каква част от мрежата е изложена на валеж и обледяване. Емпиричните формули по които се изчисляват загубите от корона използват коефициенти на база лабораторни опити или такива определени на база плътността на въздуха. В този смисъл за дадена електропроводна линия или сбор от електропроводни линии, загубите при различните метеорологични условия ще се изменят в зависимост от размера на съответния коефициент. С други думи съотношенията между загубите от корона при различни сборни групи от електропроводни линии ще се запазят, ако те са изложени на едни и същи метеорологични условия. Удачно е тези сборни групи от електропроводи да са районираны според територии с приблизително еднакви метеорологични условия за съответните специфични метеорологични условия. По този начин изчислявайки теоретично загубите от корона за всеки метеорологичен район при сухо и ясно време ще се определят съотношенията между отделните

райони. Тези съотношения би следвало да се запазят същите, ако съответните метеорологични райони са изложени на еднотипни метеорологични условия, тъй като коефициента отразяващ изменението на загубите от корона в следствие специфични метеорологични условия ще се измени по един и същи начин. Използвайки тегловни коефициенти за райониране на загубите от корона и утечка, ще се определи каква част от мрежата е изложена на специфични метеорологични условия за конкретен времеви интервал. По този начин при валеж в определен брой метеорологични районни ще се пресметне какъв дял от електропреносната мрежа е изложена на валеж или обледяване.

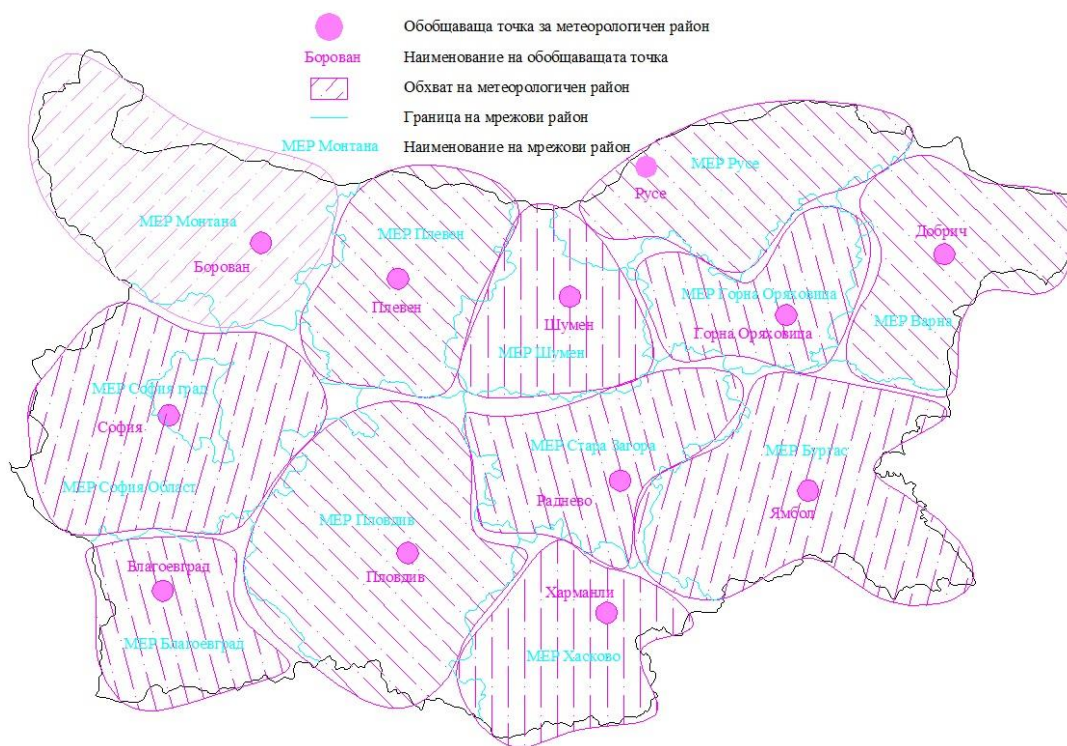
За целта електропреносна мрежа на страната се разделя условно на дванадесет метеорологични района (Фигура 10) с конкретни обобщаващи референтни точки, определящи метеорологичните условия за целите райони. С помощта на наличен софтуер разработен от „Енергопроект“ през 1985 година се изчисляват загубите от корона при сухо и ясно време. Електропроводните линии са типизирани по ниво на напрежение, сечение на единичен проводник, брой и разстояние между проводниците в снопа, брой на мълниезащитните въжета, средна надморска височина за метеорологичния район, доминираща конструкция на стълбовете, осреднени височини на окачване, провеси и габарити, коефициенти на вътрешна структура и гладкост на проводниците и мълниезащитните въжета, температура на въздуха 20°C и специфично съпротивление на почвата. Загубите се изчисляват от софтуера в kW/km, като за нуждите на районното им разпределение, те се умножават по съответните дължини на електропроводните линии. Общите загуби от корона при сухо и ясно време за цялата електропреносна мрежа на страната възлизат на 5.074 MWh в случай че всички електропроводни линии са под напрежение. Те са определени по формула /28/, а тегловните коефициенти на всеки метеорологичен район по формула /29/.

$$P_c^j = \sum_{e=1}^{N^j} P_e^j, [MWh], \quad /28/$$

където P_c^j е сумата на загубите от корона и утечка в MWh за метеорологичния район j , N^j е броят на въздушните линии или техните части принадлежащи към метеорологичния район за сухо и ясно време.

$$K^j = \frac{P_c^j}{\sum_{j=1}^{12} P_c^j}, [\%], \quad /29/$$

където K^j е тегловния коефициент представящ дела на загубите от корона и утечка за съответния метеорологичен район j .



Фигура 10. Метеорологично райониране на електропреносната мрежа според мрежовите експлоатационни райони

Общият дял на мрежата K_i^{Σ} (сумарен тегловен коефициент за корона и утечка) за часа i изложена на специфични метеорологични условия причиняващи допълнителни загуби от корона и утечка се пресмята за всеки час:

$$K_i^{\Sigma} = \sum_{j=1}^{12} K_i^j, [\%], \quad /30/$$

Влиянието на температура на околната среда върху температурата на проводника зависи най-вече от конструктивните особености на проводника, а именно площ на топлобмен. Тъй като последната зависи от сечението и дължината на проводника, то е удачно да се изчислят тегловни коефициенти за температурата за всеки метеорологичен район. Първоначално се изчислява сумарното съпротивление на всеки метеорологичен район:

$$R_v^j = \sum_{v=1}^{N^j} \frac{\rho_v L_v}{S_v}, [\Omega], \quad /31/$$

където R_v^j е сумарното съпротивление за метеорологичния район j , N^j е броят на въздушните линии или техните части принадлежащи към метеорологичния район, ρ_v е специфичното съпротивление на материала на електропровода v в Ω/km , а L_v и S_v са неговите дължина и сечение, съответно в km и mm^2 . Тегловният коефициент M^j на всеки метеорологичен район j се определя по следната формула:

$$M^j = \frac{R_v^j}{\sum_{j=1}^{12} R_v^j}, [\%], \quad /32/$$

Отчетените температури за всеки час i за всеки метеорологичен район T_i^j следва да се умножат по съответния тегловен коефициент M_i^j и да се съберат.

По този начин се получава среднотегловната температура T_i^{ave} в страната на която е изложена електропреносната мрежа:

$$T_i^{ave} = \sum_{j=1}^{12} M_i^j T_i^j, [^{\circ}C], \quad /33/$$

ФЕЦ и ВяЕЦ са присъединени основно на нива ниско и средно напрежение, а за по-големите паркове директно към подстанциите на ниво 110kV. Като цяло ФЕЦ са изключително разпръснати на територията на страната и близко до големите товари на ЕЕС за разлика от ВяЕЦ, които са основно концентрирани в североизточната част на страната, където товарите са сравнително малки. На практика ФЕЦ „покриват“ част от товара на електроразпределителната мрежа в следствие на което се намаляват пренасяните електроенергийни потоци през електропреносната мрежа. Същото може да се каже и за ВяЕЦ, но до определени нива на генерация за задоволяване на местните товари над които се увеличава преноса на електроенергия от североизток към останалата част от страната.

2.4. Многофакторен статистически анализ

Извършена е декомпозиция на технологичните разходи, като използват статистически подход за анализ, а именно регресионен за оценка на зависимостите между отделните компоненти (зависими променливи) на технологичните разходи и предполагаемите въз основа на физичните закони фактори (независими променливи - предсказатели), които биха им влияели. По този начин ще се разбере как дадена стойност на зависимата променлива се променя когато някоя от независимите променливи се изменя, докато останалите независими променливи остават фиксирани. Чрез регресионния анализ ще се оцени условното очакване за зависимата променлива предоставено от независимите променливи, т.е. средната стойност на зависимата променлива когато независимите променливи са определени. Фокусът е върху квантилите определящи диапазона на вероятно разпределение. Оценката е функция на независимите променливи, т.е. регресионна функция. Основният регресионен метод ползван при определяне на зависимостта на даден компонент на технологичните разходи от съответен фактор е полиномна регресия.

Базата с исторически данни се разделя на няколко времеви серии с цел да се филтрират влияещите фактори върху технологичните разходи по електропреносната мрежа. Основната времева серия формира въздействието на произведената и пренесената електроенергия върху технологичните разходи. Тя се формира по следния начин:

- Изключват се часовете с „влажни“ и „обледяващи“ метеорологични условия – маркер „тегловен коефициент за корона на метеорологичния район“;
- Изключват се часовете с електропроизводство от ВяЕЦ;
- Изключват се часовете с електропроизводство от ФЕЦ;

В продължение на двугодишни наблюдения е установено известно увеличаване на технологичния разход по време на летните горещини основно

в диапазона 10:00 часа до 22:00 часа. Анализът на историческите данни показва, че поради увеличаване на климатизацията през лятото постъпилата в мрежата електроенергия (товар в страната плюс нетен износ), респективно електроенергийните потоци пренасяни през мрежата са много близки до тези през зимните месеци. В същото време е пикът на ремонтите по елементите на електропреносната мрежа, за разлика от зимата когато мрежата е събрана в „пълна схема“. За да се реши изложения дотук проблем е удачно основната времева серия за определяне въздействието на постъпилата в мрежата електроенергия върху технологичните разходи да се раздели условно на две, съответно за летен и за зимен период, поради различното „съпротивление“ на мрежата в следствие на ремонтите:

- W - „Зимен“ период от 1-ви октомври до 31-ви май;
- S - „Летен“ период от 1-ви юни до 30-ти септември.

Ползвайки метода на най-малките квадрати за времевата серия за зимен период се получава корелационната зависимост под формата на полином (квадратични функция):

$$L_i^W(IE) = a_W IE_i^2 + b_W IE_i + c_W, \quad /37/$$

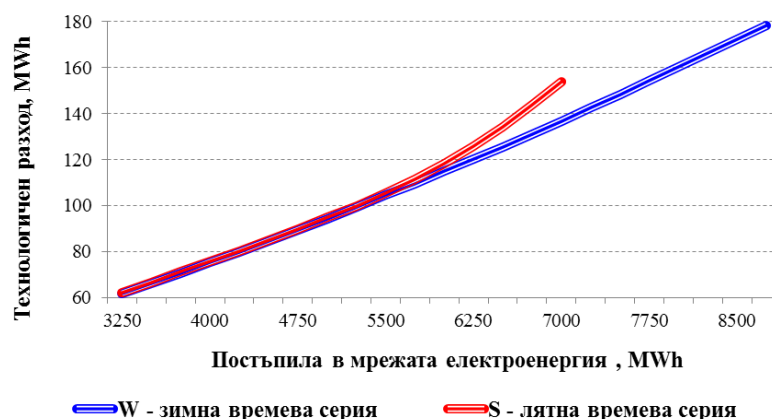
където $L_i^W(IE)$ е компонента на технологичния разход в MWh за зимната времева серия W, зависещ от постъпилата електроенергия IE_i в MWh за часа i , а a_W , b_W и c_W са полиномни коефициенти, които могат да бъдат винаги обновени, ако са на разположение нови исторически данни. Същата процедура се прилага и за лятната времева серия S. Корелацията описана като квадратична функция, между постъпилата електроенергия и технологичния разход се определя отново по метода на най-малките квадрати.

$$L_i^S(IE) = a_S IE_i^2 + b_S IE_i + c_S, \quad /38/$$

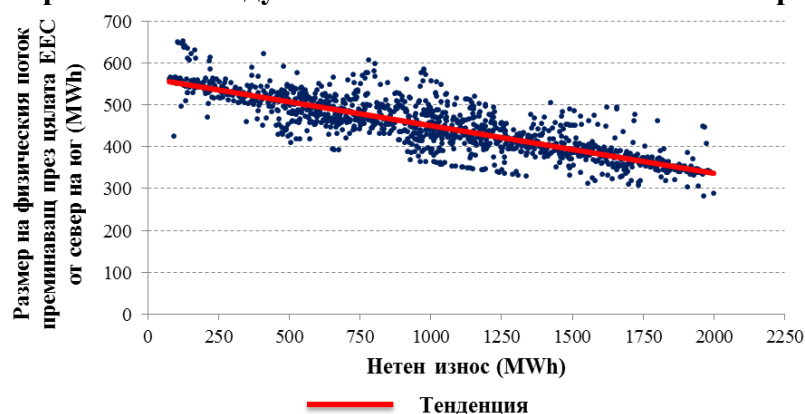
където $L_i^S(IE)$ е компонента на технологичния разход в MWh за лятната времева серия S, зависещ от постъпилата електроенергия IE_i в MWh за часа i , а a_S , b_S и c_S са полиномни коефициенти, които могат да бъдат винаги обновени, ако са на разположение нови исторически данни. Корелациите между постъпилата електроенергия и технологичния разход могат да се представят и с други функции, ако корелационният коефициент е по-висок. Сравнение между двете квадратични функции за лятната S и зимната W времеви серии е представена на Фигура 17.

След синхронизацията на турската ЕЕС към обединените ЕЕС в Европа, размерът и посоките на физичните електроенергийни потоци, преминаващи през електропреносната мрежа на страната, се промениха от новата пазарна конюнктура за междусистемен обмен. Въз основа на наличните исторически данни се установява, че повече от 97% от постъпилата от вън електроенергия в електропреносната мрежа на България е от румънската ЕЕС, а делът на напусналата ЕЕС на България електроенергия е както следва: 40% в посока Турция и над 40% общо за Македония и Гърция. Очевидно е, че основния „път“ на физичните потоци, преминаващи през българската електропреносна

мрежа са от север на юг. Въз основа на събраните исторически данни е определена основната корелационна зависимост между планирания нетен износ и размера на електроенергийните потоци в посока север-юг, преминаващи през електропреносната мрежа на България (Фигура 19). Това е



Фигура 17. Сравнение между зависимостите за зимна и лятна времеви серии.



Фигура 19: Корелация между нетния износ и размерът на потоците с посока север-юг.

основание да се търси корелация между нетния износ и влиянието му върху технологичните разходи. Откритите корелационни зависимости с формули /37/ и /38/ се прилагат към съответните почасови стойности на планирания междусистемен обмен. Отклоненията D_i^E от реализираните стойности на технологичния разход се отнасят към влиянието на нетния износ, а зависимостта се дефинира под формата на линейна функция.

$$D_i^E \equiv L_i^{NE}(NE) = a_E NE_i + b_E, \quad /39/$$

където $L_i^{NE}(NE)$ е компонент на технологичните разходи в MWh, зависещ от нетния износ NE_i в MWh за часа i , а a_E и b_E са полиномни коефициенти, които могат да се обновяват винаги когато има налични нови исторически данни.

Разгърнатите ВЯЕЦ в ЕЕС на страната са концентрирани в североизточната ѝ част, която е слабо урбанизирана поради тежките метеорологични условия и по-специално наличието на продължително обветряне през голяма част от годината. От друга страна, фотоволтаичните инсталации са основно присъединени към разпределителните мрежи, което от своя страна намалява електроенергийните потоци през преносната мрежа, респ. редуцира

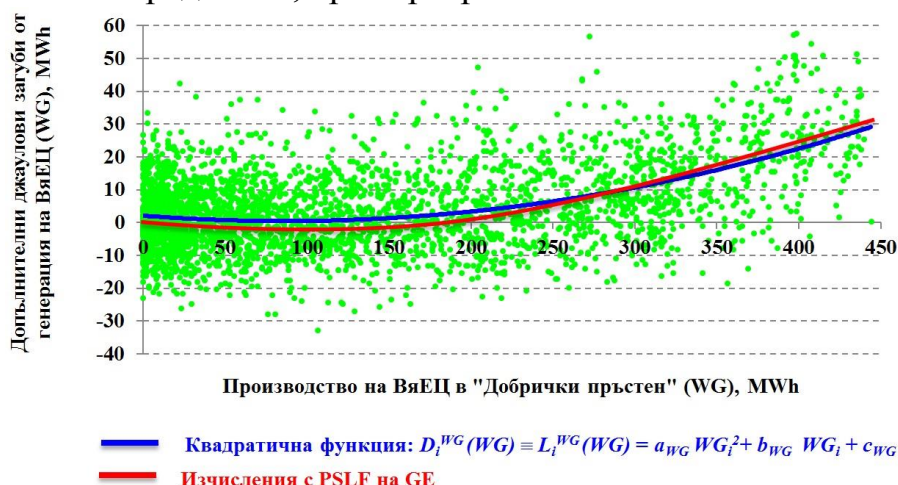
джауловите загуби в нея. Така определените квадратични функции /37/ и /38/ се прилагат за „вятърните“ и слънчевите“ времеви серии, т.е. към часовете в които съответно има производство само от ВЯЕЦ и обратното - производство само ФЕЦ. Съответните отклонения/разлики D_i^{WG} и D_i^{PH} от реализираните загуби са отнесени към увеличения /40/ вследствие на ВЯЕЦ в „Добрички пръстен“ (Фигура 21) и намаления /41/ породени от ФЕЦ (Фигура 22), които са представени съответно чрез квадратична и линейна функции, посредством метода на най-малките квадрати.

$$D_i^{WG}(WG) \equiv L_i^{WG}(WG) = a_{WG} WG_i^2 + b_{WG} WG_i + c_{WG} \quad /40/$$

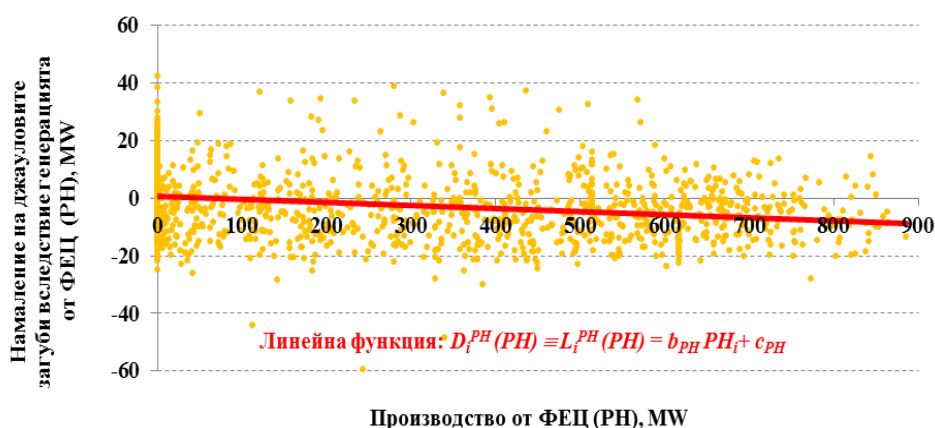
където отклоненията $D_i^{WG}(WG)$ са отнесени към компонента за допълнителни загуби $L_i^{WG}(WG)$ за времеви серии с вятърна генерация WG_i за часът i , а a_{WG} , b_{WG} и c_{WG} са полиномни коефициенти.

$$D_i^{PH}(PH) \equiv L_i^{PH}(PH) = b_{PH} PH_i + c_{PH} \quad /41/$$

където отклоненията $D_i^{PH}(PH)$ отнесени към компонента за допълнителни загуби $L_i^{PH}(PH)$ за времеви серии с генерацията от фотоволтаици PH_i за часът i , а b_{PH} и c_{PH} са полиномни коефициенти. Откритите зависимости са съизмерими с тези определени, чрез програмния пакет PSLF.



Фигура 21. Допълнителни джаулови загуби в зависимост производството на ВЯЕЦ



Фигура 22. Намаление на джаулови загуби следствие от производството на ФЕЦ

Функциите /37/ и /38/ се прилагат за времевите серии с „влажни“ и „обледяващи“ метеорологични условия, като отклоненията от реализирания технологичен разход се отнася към загуби от ефекта корона и утечка за „влажни“ и „обледяващи“ метеорологични условия, поради наличие на специфична плътност на въздуха около проводника. С други думи, за всяко почасово отклонение от реализирания технологичен разход кореспондира съответната сума от тегловни коефициенти за „влажни“ /42/ и „обледяващи“ /43/ метеорологични условия:

$$KH_i = K_i^{\Sigma} H_i^j \quad /42/$$

където KH_i е частта от мрежата изложена на „влажни“ метеорологични условия в %, H_i^j е Булева променлива за региона j и часа i , която приема стойност 1 в случай на „влажни“ метеорологични условия и стойност 0 в обратния случай;

$$KF_i = K_i^{\Sigma} F_i^j \quad /43/$$

където KF_i е частта от мрежата изложена на „обледяващи“ метеорологични условия в %, F_i^j е Булева променлива за региона j и часа i , която приема стойност 1 в случай на „обледяващи“ метеорологични условия и стойност 0 в обратния случай;

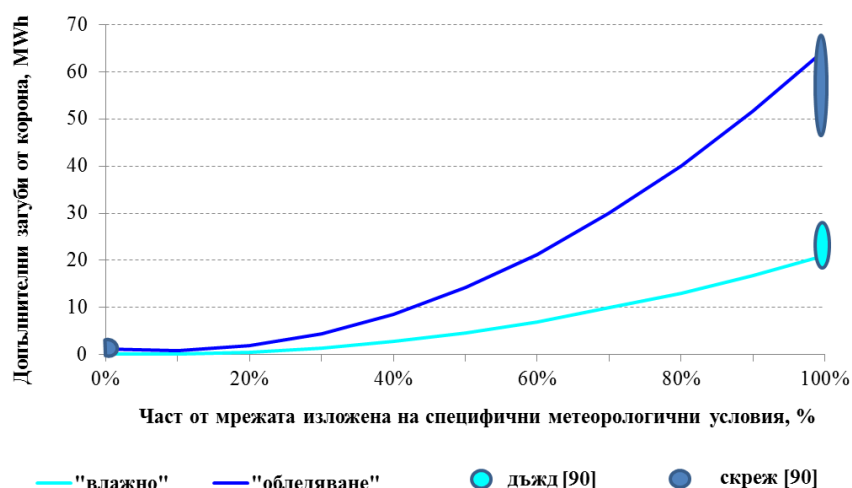
Отново по метода на най-малките квадрати се намират корелационните зависимости на почасовите отклонения от реализираните технологични разходи и съответната сума от тегловни коефициенти за „влажни“ и „обледяващи“ метеорологични условия, представени съответно като квадратични функции /44/ и /45/:

$$D_i^H(KH_i) \equiv L_i^H(KH_i) = a_H KH_i^2 + b_H KH_i + c_H, \quad /44/$$

където отклонението от реализираните технологични разходи $D_i^H(KH_i)$ е отнесено към компонента представящ увеличаване на загубите от корона и утечка $L_i^H(KH_i)$ в MWh за времевите серии с „влажни“ метеорологични условия в зависимост от частта от мрежата изложена на тях KH_i за часа i , а a_H , b_H и c_H са коефициенти, които винаги могат да се променят в случай на налични нови исторически данни;

$$D_i^F(KF_i) \equiv L_i^F(KF_i) = a_F KF_i^2 + b_F KF_i + c_F, \quad /45/$$

където отклонението от реализираните технологични разходи $D_i^F(KF_i)$ е отнесено към компонента представящ увеличаване на загубите от корона и утечка $L_i^F(KF_i)$ в MWh за времевите серии с „обледяващи“ метеорологични условия в зависимост от частта от мрежата изложена на тях KF_i за часа i , а a_H , b_H и c_H са коефициенти, които винаги могат да се променят в случай на налични нови исторически данни. На Фигура 25 е представено за сравнение обобщение на откритите корелационни зависимости /44/ и /45/, като е направена съпоставка с предишно изследване на „Енергопроект“, която потвърждава резултатите от приложения статистически подход.



Фигура 25. Проверка на резултатите с изследването на „Енергопроект“ [98].

За „влажни“ и за „обледяващи“ метеорологични условия ще се ползва само обобщената функционалната зависимост:

$$L_i^C(K_i^\Sigma) = a_H K_i^{\Sigma^2} + b_H K_i^\Sigma + c_H, \quad /47/$$

където $L_i^C(K_i^\Sigma)$ в MWh са допълнителните загубите от корона и утечка за времевите серии със специфични метеорологични условия в зависимост от независимата променлива K_i^Σ за часа i , а a_H , b_H и c_H са коефициенти, които винаги могат да се променят в случай на налични нови исторически данни.

2.5. Моделиране на прогнозата за почасовите технологичните разходи

На база изложеното дотук е очевидно, че технологичните разходи при преноса на електроенергия са сума от съставлящите ги компоненти (зависими променливи) зависещи от влияещите им фактори (независими променливи) по начин описан от регресионните функции /37/, /38/, /41/, /44/ и /45/ и /47/. Принципният модел за прогнозиране на почасовите технологичните разходи в електропреносната мрежа е илюстриран на Фигура 27. Окончателно определените прогнозни технологични разходи при преноса на електроенергия ΔP_i в MWh за прогнозния час i са:

$$\Delta P_i = L_i^W + \beta(L_i^S - L_i^W) + L_i^{NE} + L_i^{WG} + L_i^{PH} + L_i^C, \quad /49/$$

където:

- L_i^W и L_i^S – се определят съответно от /37/ и /38/, а IE е сума от прогнозирания товар и нетния износ за часа i на прогнозирания ден;
- β – е булева променлива, която приема стойност 0, ако прогнозната температура t_i за часа i е по-малка от 27.3°C и обратното стойност 1;
- L_i^{NE} – се определя от /41/, а NE е нетния износ за съответния час i ;
- L_i^{WG} – се определя от /44/, а WG е прогнозната сумарна вятърна генерация в „Добрички пръстен“ за съответния час i на прогнозирания ден;
- L_i^{PH} – се определя от /45/, а PH е прогнозната сумарна генерация от фотоволтаици за съответния час i на прогнозирания ден;

- L_i^C – се определя от /47/, а K_i^Σ е прогнозния дял от мрежата изложен на специфични метеорологични условия за съответния час i .



Фигура 27. Поток на данните, последователните пресмятания и получаване на резултатите в модела за прогнозиране на почасовите технологичните разходи в електропреносната мрежа.

2.6. Програмен пакет

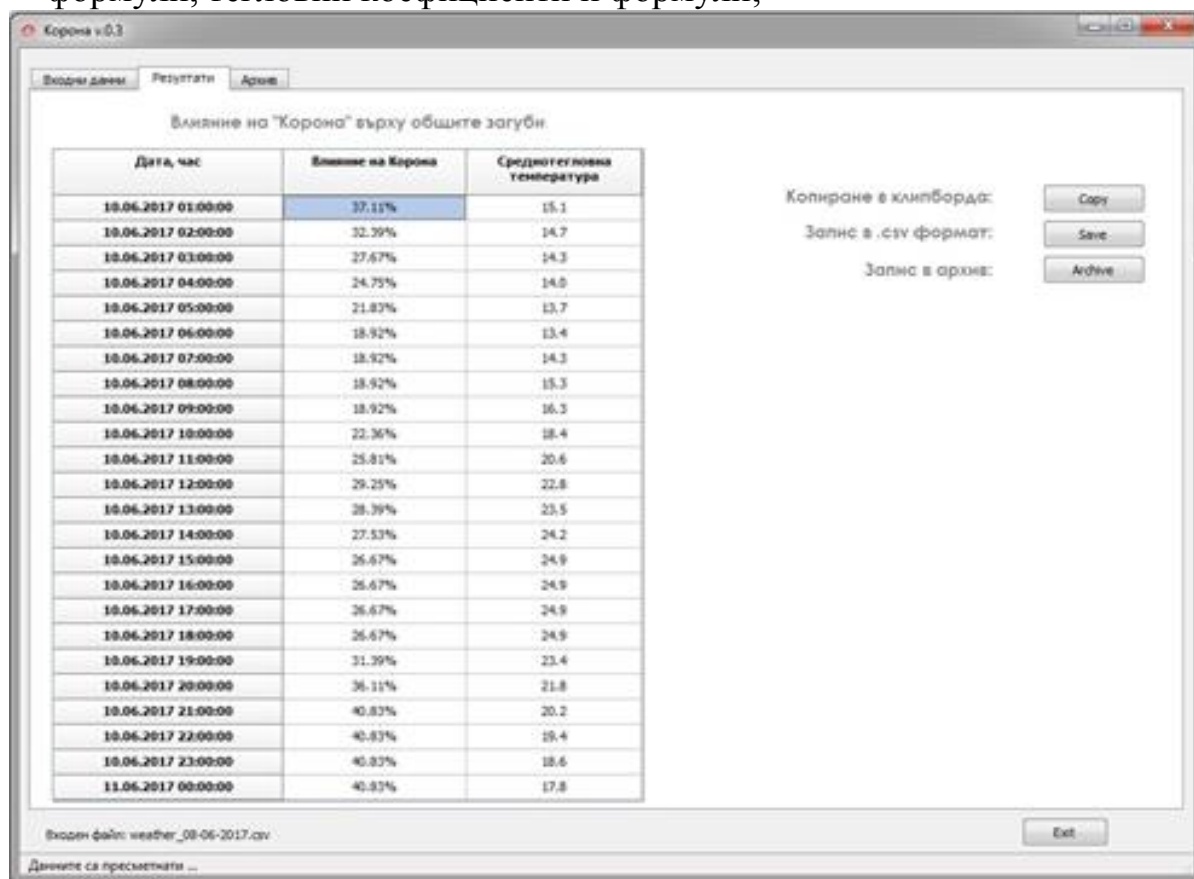
Реализираният програмен пакет е инсталиран на сървър, така че планиращите и оперативните отдели в ЦДУ имат достъп до него, както и управленският състав. Крайните резултати се изпращат към пазарната платформа. Разработената програма автоматично или чрез стартиране (многократно) от оператор реализира изчитане на заложените входни данни и извършва необходимите изчисления. Програмният пакет работи върху операционна система MS Windows[®], като изчита входните данни, а именно:

- файлове (*.zip, съдържащ *.csv) отнасящи се за конкретен ден, час и точка от страната съдържащи метеорологични прогнози за: температура; метеорологичен код за времето; и вероятност за валеж.

- файлове под MS Access[®] (*.mdb) съдържащи прогнози за почасовата генерация от ФЕЦ и ВЯЕЦ за конкретна площадка и съдържащи реализираното електропроизводство от тях до последния час. Тези файлове се допълват и обновяват с нови стойности след изтичането на всеки час;
- файлове (*.xls) съдържащи данни за почасовата стойност на нетния износ;
- файлове (*.xls) съдържащи данни за почасовата стойност на товара.

Обработват се входните данни и се генерират крайни резултати, представени в цифрово и графично изображение. Крайните резултати за всеки час се записват автоматично в локална база данни. Съществува възможност за добавяне на нови алгоритми, данни, както и актуализиране на старите такива. Осигурен е изход на получените резултати във вид на стандартизиран файл. Програмният пакет съдържа два основни модула:

- модул “Korona” (Фигура 29) за определяне на загубите от корона и утечка при различни метеорологични условия и нива на напрежение за конкретни региони от страната, който се състои от линейни интерполации, логически формули, тегловни коефициенти и формули;



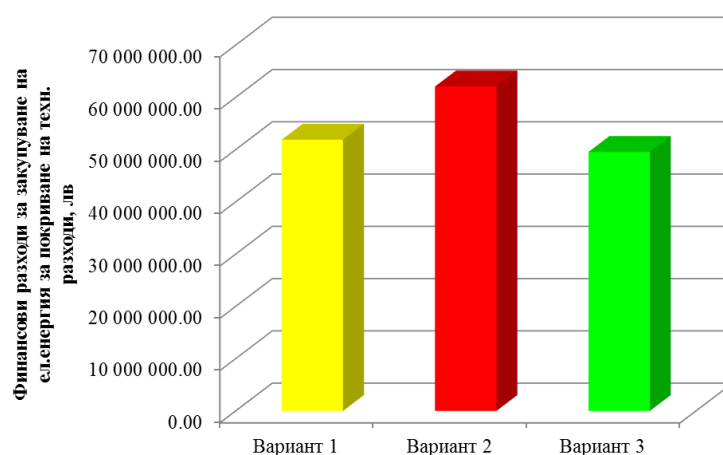
Фигура 29. Прозорец на приложението „Korona.exe“.

- модул „Zagubi” (Фигура 32) за залагане на параметрите от отделните алгоритми, представляващи полиноми и сумирането им, който е с възможности за допълване и четене на бази данни.

сегмент в рамките на деня с цел да се намалят разходите на операторите. Закупуването на електроенергията за технологичните разходи следва да се извършва на база предсказуемост на разходите и управление на риска за допълнителни разходи, чрез ограничаването му срещу внезапни промени в пазарната цена и срещу резултантния финансов риск. Разгледани са следните симулации за участие в различните пазарни сегменти на оператора на електропреносната мрежа при закупуването на електроенергия за покриване на технологичните разходи:

- Вариант 1: Закупуване на базова мощност с различен диапазон на изменени за целия регулаторен период по дългосрочен договор с допълване на недостигащите количества в пазара за следващ ден и продажби на излишъка на балансиращия пазар;
- Вариант 2: Закупуване на блокови продукти за работни и почивни дни разделени на часове с върхово и минимално потребление по дългосрочен договор, като недостигащите количества се купуват в пазара за следващ ден и продажби на излишъка на балансиращия пазар;
- Вариант 3: Участие само на пазар за следващ ден.

Въпреки, че среднопретеглените цени на пазара за следващ ден за вторите полугодия на 2016 и 2017г. са почти без изменение, съответно 78.55лв/MWh и 78.37лв/MWh, то дори да се очаква нарастване с 5%, резултатите на Вариант 3 са съизмерими с тези на Вариант 1 при диапазон на изменение от 5%. За разлика от Варианти 1 и 2, Вариант 3 е с най-добри финансови резултати при най-опростена схема на търговия (Фигура 44). На практика Вариант 3 предоставя по-добро ограничение (хеджиране) на риска.



Фигура 44. Сравнение на финансовите разходи при трите стратегически варианта за участие на организиран борсов пазар.

След определянето на премията за ограничаване на риска, операторът следва да организира търг, в т.ч. чрез организиран борсов пазар, за определяне на мениджър с международно портфолио на база публична тръжна процедура, който да поеме цялата отговорност за риска. За нуждите на хеджирането следва да се използват само фючърсни сделки и двустранни договори сключени на утвърдена европейска борса за период от 3 до 5 години напред.

Като втора стъпка, операторът на електропреносната мрежа следва да тества всички продукти предлагани на БНЕБ на база данни за реализирани количества и цени. В допълнение е удачно да се използват съществуващи техники за прогнозиране на цените. Окончателният избор следва да се направи след оценка на разходите за покупки при всеки един от вариантите.

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА НА ТЕСТОВИТЕ РЕЗУЛТАТИ

Оценка на качеството на даден прогнозен модел се извършва като същият се сравни с друг прогнозен модел. Референтният модел за такова сравнение в сферата на прогнозирането е така наречения устойчив модел, а именно „утре ще е като днес“ или перифразирано за конкретния случай „профилът на технологичните разходи за утре ще съвпадне с днешния“. С други думи за всеки пореден час от денонощието стойностите ще бъдат едни и същи за днешния и утрешния ден. Ако разработеният модел дава по-добри резултати, то той има някакъв принос в подобряване на прогнозирането. За да бъде картината по-пълна в допълнение е извършено сравнение, както между разработения модел и този използван преди това от оператора на преносната мрежа, така и със статистическия модел на пълзящи средни. Отделно само за разработения модел ще бъде оценен приносът на всеки един от влияещите фактори върху технологичните разходи. Основен маркер за сравнение между моделите и отделните приноси на влияещите фактори ще бъде стандартното отклонение, което в статистиката е мярка използвана за количествено определяне на изменението или дисперсията на даден набор от данни.

В Таблица 13 са представени резултатите от тестовете по отношение на стандартното отклонение на прогнозите за следващ ден, необходими за изготвяне на търговски графици за съответния сегмент на пазара. Очевидни са предимствата на многофакторния статистически подход, като намалението на стандартното отклонение достига до 30% спрямо останалите прогнозни модели. С други думи диапазона на стандартната грешка на прогнозата се намалява чувствително. При влияещите фактори отчитането на загубите от корона и утечка е съизмеримо с това на влиянието на ВЯЕЦ (Таблица 14), като те се проявяват основно през един и същи сезон – зимата. Съизмерими са приносите при отчитане на влиянието на ФЕЦ и нетен износ, но при тях не може да се търси сходимост и по сезони или месеци. Най-малко е влиянието при отчитане на зимен и летен период.

Таблица 13: Стандартно отклонение в MWh за всеки от тестваните модели и фактори

Тестови период	Тестван модел								
	Устойчив статистически	Пълзящи средни	Предшестващ разработения многофакторен статистически	Многофакторен статистически подход					
				Цялостно изпълнение	Без отчитане на загуби от корона и утечка	Без отчитане на влиянието на ВЯЕЦ	Без отчитане на влиянието на ФЕЦ	Без отчитане на влиянието на нетния износ	Без отчитане на зимен и летен период
01.01.2015г. - 31.12.2015г.	17.80	17.19	16.83	11.59	12.61	13.68	12.13	12.40	11.66
01.01.2016г. - 31.12.2016г.	18.08	16.94	17.01	12.51	14.43	13.29	13.40	12.78	12.71
01.01.2017г. - 31.12.2017г.	19.71	19.01	18.49	14.08	14.52	14.69	15.02	14.53	14.29
01.01.2015г. - 31.12.2017г.	18.55	17.77	17.50	13.12	13.98	14.27	13.88	13.65	13.21

Таблица 14: Принос в MWh на всеки влияещ фактор върху намалението на стандартното отклонение

Тестови период	Влияещ фактор на многофакторния статистически подход				
	Загуби от корона и утечка	Производство от ВЯЕЦ	Производство от ФЕЦ	Нетен износ	Отчитане на зимен и летен период
01.01.2015г. - 31.12.2015г.	1.02	2.09	0.54	0.80	0.06
01.01.2016г. - 31.12.2016г.	1.93	0.78	0.90	0.28	0.20
01.01.2017г. - 31.12.2017г.	0.44	0.61	0.94	0.45	0.21
01.01.2015г. - 31.12.2017г.	0.87	1.15	0.76	0.53	0.09

Моделът с пълзящи средни има почти еднакви резултати с модела предшестваш разработения многофакторен статистически подход. С най-лош показател е устойчивия статистически модел, който е базов за оценка на всеки друг прогнозен модел. Последното потвърждава полезността на разработения многофакторен статистически подход, който е със значително по-добро изпълнение и от другите модели за сравнение. В Таблица 15 са представени резултатите от тестовете по отношение на стандартното отклонение на прогнозите в рамките на деня за доставка, необходими за изготвяне на търговски графици за съответния сегмент на пазара. Очевидни са предимствата на многофакторния статистически подход при използването му в рамките на деня спрямо това за следващ ден, като намалението на стандартното отклонение достига средно 14%, което се дължи на намаляване прогнозните грешки на влияещите фактори, поради по-късия интервал за прогнозирането им. Отчитането на загубите от корона и утечка не е с основен принос (Таблица 16), тъй като този фактор се проявява само в дните със специфични метеорологичния явления, които са сравнително малко през годината. Поради сравнително големите прогнозни грешки за производството от ФЕЦ за следващ ден, подобрението е най-голямо именно при този фактор, тъй като в рамките на деня тази прогноза се обновява ежечасово. Аналогично е и положението с прогнозата за производство от ВЯЕЦ, където нейната прогнозна грешка за следващ ден е значително по-малка от тази за ФЕЦ, то и приносът ѝ е по-малък при намаление на стандартното отклонение. Съизмерими са незначителните приноси при отчитане на влиянието на зимен и летен период и нетен износ. Нетният износ може да се окаже съществен в рамките на деня в случай че се провеждат имплицитни търгове между пазарните зони на България и съседите ѝ.

Таблица 15: Сравнение между стандартните отклонения на многофакторния статистически подход в пазарите за следващ ден и в рамките на деня.

Тестови период	Цялостно изпълнение на спектралния статистически подход за различните пазарни сегменти			
	Пазар за следващ ден	Пазар в рамките на деня	Подобрение на стандартното отклонение на прогнозата при пазара в рамките на деня	
			MWh	%
01.01.2015г. - 31.12.2015г.	11.59	10.69	0.90	7.76%
01.01.2016г. - 31.12.2016г.	12.51	11.06	1.45	11.56%
01.01.2017г. - 31.12.2017г.	14.08	12.15	1.93	13.72%
01.01.2015г. - 31.12.2017г.	13.12	11.30	1.82	13.86%

Таблица 16: Принос на влияещите фактори в намаление на стандартното отклонение на прогнозата при прилагане в пазара в рамките на деня.

Тестови период	Принос при намаляване на стандартното отклонение на влияещ фактор от многофакторния статистически подход за подобряване на прогнозата при пазар в рамките на деня спрямо пазар за следващ ден				
	Загуби от корона и утечка	Производство от ВЯЕЦ	Производство от ФЕЦ	Нетен износ	Отчитане на зимен и летен период
01.01.2015г. - 31.12.2015г.	0.44	0.84	1.96	0.48	0.04
01.01.2016г. - 31.12.2016г.	0.22	0.02	1.22	0.35	0.44
01.01.2017г. - 31.12.2017г.	0.13	0.79	1.24	0.12	0.09
01.01.2015г. - 31.12.2017г.	0.18	0.42	1.09	0.22	0.16

ГЛАВА 4. ИЗВОДИ. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В таблица 23 са изложени финансовите измерения от използването на програмния продукт разработен въз основа на многофакторния статистически подход за прогнозиране на технологичните разходи до май месец 2018 година включително. За сравнение в таблица 24 са представени и резултатите на предхождащия разработката подход за прогнозиране. Спестените средства за оператора на електропреносната мрежа възлизат на близо 5.8 млн.лв. за период от двадесет месеца. Това се дължи основно на тежката зима 2016/2017, когато основните влияещи фактори ВЯЕЦ върху джауловите загуби в „Добрички пръстен“ и специфичните метеорологични условия върху загубите от корона и утечка имат доминиращо продължително въздействие върху технологичните разходи. Това още веднъж подчертава значимостта да се отчита целия спектър от влияещи фактори при планиране на технологичните разходи.

Таблица 23: Финансови резултати от прилагане на предложения модел

Период	Отрицателен небаланс (недостиг), MWh	Положителен небаланс (излишък), MWh	Задължения при недостиг, лева	Вземания при излишък, лева	Разходи за покупка, лева	Разходи за задължение към обществото, лева	Общо задължения на ЕСО ЕАД за технологични разходи, лева
9.2016	87	8 169	14 790	143 634	2 658 235	2 088 629	4 618 020
10.2016	1 656	5 510	306 483	60 834	3 006 960	2 551 790	5 804 399
11.2016	6 960	1 079	1 508 452	15 354	2 884 696	2 790 649	7 168 443
12.2016	1 355	13 014	254 886	129 161	4 129 651	3 276 818	7 532 194
1.2017	10 020	915	3 233 538	5 605	3 971 202	4 001 973	11 201 108
2.2017	3 542	3 483	654 265	18 376	3 223 011	2 893 592	6 752 492
3.2017	2 175	9 141	359 284	80 644	3 268 011	2 689 044	6 235 695
4.2017	1 823	8 165	292 444	124 262	2 900 162	2 446 024	5 514 367
5.2017	112	12 145	16 882	162 302	2 842 130	2 185 859	4 882 568
6.2017	180	10 468	28 154	177 647	2 741 742	2 149 863	4 742 112
7.2017	946	7 247	150 661	121 281	5 086 949	2 437 319	7 553 648
8.2017	3 996	723	669 933	9 970	4 880 151	2 716 566	8 256 681
9.2017	2 136	2 721	354 636	39 548	4 727 549	2 462 927	7 505 564
10.2017	2 579	2 128	411 099	27 867	5 130 686	2 713 797	8 227 716
11.2017	3 010	3 248	517 798	50 469	5 914 350	3 107 041	9 488 719
12.2017	1 642	6 445	297 723	77 968	6 751 822	3 353 369	10 324 945
1.2018	1 254	8 206	221 950	113 870	6 754 469	3 311 886	10 174 435
2.2018	559	12 369	74 146	194 306	6 457 093	2 973 740	9 310 674
3.2018	1 803	9 834	246 146	109 273	6 348 110	3 056 899	9 541 883
4.2018	595	6 712	79 496	82 943	4 473 423	2 137 122	6 607 098
ОБЩО	46 430	131 722	9 692 767	1 745 314	88 150 402	55 344 907	151 442 762

Таблица 24: Финансови резултати от прилагане на модела предхождащ предложения в дисертационния труд многофакторен статистически подход.

Период	Отрицателен небаланс (недостиг), MWh	Положителен небаланс (излишък), MWh	Задължения при недостиг, лева	Вземания при излишък, лева	Разходи за покупка, лева	Разходи за задължение към обществото, лева	Общо задължения на ЕСО ЕАД за технологични разходи, лева
9.2016	37	13 647	5 889	235 352	2 879 305	2 088 629	4 738 471
10.2016	1 891	5 978	330 285	71 206	3 016 303	2 551 790	5 827 172
11.2016	7 770	787	1 641 108	8 927	2 840 618	2 790 649	7 263 449
12.2016	4 373	7 169	908 571	66 952	3 775 203	3 276 818	7 893 640
1.2017	16 865	728	5 730 945	4 503	3 828 813	4 001 973	13 557 228
2.2017	5 961	2 772	1 159 584	14 763	3 107 449	2 893 592	7 145 862
3.2017	3 661	7 276	636 776	64 787	3 150 868	2 689 044	6 411 902
4.2017	3 069	6 499	518 311	99 828	2 796 175	2 446 024	5 660 683
5.2017	189	9 667	29 920	130 388	2 740 224	2 185 859	4 825 614
6.2017	247	8 754	40 252	149 842	2 662 532	2 149 863	4 702 804
7.2017	699	7 966	113 520	127 153	5 122 303	2 437 319	7 545 990
8.2017	2 394	3 877	419 401	52 088	5 243 057	2 716 566	8 326 936
9.2017	4 162	5 665	686 452	87 030	4 764 639	2 462 927	7 826 989
10.2017	6 712	2 328	1 104 449	26 168	4 824 345	2 713 797	8 616 422
11.2017	7 666	1 424	1 381 450	23 425	5 437 291	3 107 041	9 902 357
12.2017	8 700	1 182	1 674 713	9 787	5 813 355	3 353 369	10 831 649
1.2018	6 066	2 253	1 104 771	25 630	5 996 644	3 311 886	10 387 671
2.2018	5 117	4 997	798 894	66 481	5 617 213	2 973 740	9 323 366
3.2018	4 447	6 907	605 263	65 270	5 956 393	3 056 899	9 553 285
4.2018	587	11 623	75 663	147 784	4 820 699	2 137 122	6 885 699
ОБЩО	90 612	111 500	18 966 217	1 477 364	84 393 431	55 344 907	157 227 189

НАУЧНО-ПРИЛОЖНИ И ПРИЛОЖНИ ПРИНОСИ

1. Научен принос

За разлика от световните практики за планиране и прогнозиране, в дисертационния труд е предложен многофакторен статистически подход за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия, който предлага декомпозиция на историческите времеви серии, чрез филтриране на потенциалните влияещи фактори според степента им на проявление.

Предложен е уникален подход за определяне на загубите от корона и утечка, чрез райониране на мрежата по метеорологичен и мрежови принцип, като са определени тегловни коефициенти за всеки район. По този начин се определя дела от мрежата изложена на специфични метеорологични условия.

За първи път е извършена статистическа оценка на влиянието на почасовото производство от ФЕЦ и ВЯЕЦ върху технологичните разходи при преноса на електроенергия за нуждите на прогнозирането им.

2. Научно-приложни приноси

Посредством многофакторен статистически анализ (линейна регресия) са определени функционалните зависимости, представени като полиноми със съответните коефициенти поотделно за всеки от влияещите фактори.

Предоставена е възможност за постоянно подобрене на прогнозата, чрез корекция на полиномните коефициенти всеки път когато са налични нови

исторически данни. Съществува възможност за допълнение на влияещи фактори.

Предложеният многофакторен статистически подход е приложим за всяка една електропреносна мрежа при наличие на съответните исторически данни и кореспондиращите им входни данни за метеорологични и електроенергийни параметри.

3. Приложни приноси

Въз основа на представения многофакторен статистически подход за прогнозиране на технологичните разходи при преноса на електроенергия е разработен програмен продукт, който е в реална експлоатация в ЕСО ЕАД от 01.09.2016г. Постигнати са изключителни финансови резултати за оператора на електропреносната мрежа за период от двадесет месеца, а именно намаление на разходите с почти 4% (около 5.8 млн.лв).

Постигнато е 25% (4MWh) намаление на стандартното отклонение на прогнозите, тъй като за част от дисперсията/разсейването са определени корелационни зависимости спрямо влияещите фактори.

На база анализ на регулаторната рамка е представена възможността за манипулация на пазара от страна на операторите на мрежи.

За предотвратяване на манипулации на пазара е предложена промяна на пазарната среда с цел коректно функциониране на всички сегменти на пазара и оптимално планиране на технологичните разходи в мрежата.

Предложена е стратегия за закупуване на електроенергия за покриване на технологичните разходи на база симулации на различните съществуващи продукти предлагани на БНЕБ. Тази стратегия е приложима и за останалите пазарни участници, ползващи услугите на БНЕБ.

СПИСЪК НА ПУБЛИКАЦИИТЕ ПО ДИСЕРТАЦИОННИЯ ТРУД

1. S. Sulakov, Forecasting hourly corona losses applying statistical approach, Proceedings of The 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), 2016, pp. 321-324, ISBN: 978-1-4673-9523-6.
2. S. Sulakov, Forced renewables penetration impact on ohmic transmission losses, Proceedings of The 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), Bourgas, 2016, pp. 325-328, ISBN: 978-1-4673-9523-6.
3. S. Sulakov, Forecasting software for hourly transmission losses, Proceedings of XV-th international conference on electrical machines, drives and power systems (ELMA), 2017, pp. 110-114, ISBN: 978-1-5090-6690-2.
4. S. Sulakov, The cross-border trade impact on the transmission losses, Proceedings of XV-th international conference on electrical machines, drives and power systems (ELMA), 2017, pp. 115-118, ISBN: 978-1-5090-6690-2.
5. S. Sulakov and V. Kolev, The weather impact on the overhead line losses, Proceedings of XV-th international conference on electrical machines, drives and power systems (ELMA), 2017, pp. 119-123, ISBN: 978-1-5090-6690-2.

SUMMARY

Stefan Ivanov Sulakov, MS in Electrical Engineering

FORECASTING THE LOSSES IN THE TRANSMISSION GRID OF BULGARIA

The general purpose of the PhD thesis is to develop a comprehensive and more precise forecasting model for hourly prediction of the losses in the transmission grid of Bulgaria.

For covering losses of transmission grid, the Bulgarian balancing market model requires from the transmission system operator (TSO) to buy electricity on an hourly base. In case of a deviation between scheduled and realized losses due to settlement rules, financial penalties for imbalances are applied on TSO. Based on implemented by the most TSOs in Europe practice, till October 2015 transmission losses have been forecasted as a function of the injected in the grid electricity, but some significant hourly deviations have been observed when specific weather conditions occur. The developed new forecasting model detects impacts factors of these deviations, decreases standard deviation of the predictions and finally reduces TSO's costs for procurement of electricity for covering them through day-ahead and intraday markets and for imbalances raised in settlement process of the balancing market.

MAIN SCIENTIFIC CONTRIBUTIONS OF THE DISSERTATION

A multi-factor statistical analysis on transmission losses components is applied.

A correlation between the transmission losses components and the impacting factors is assessed and compared with the physical law.

Based on a territorial splitting of Bulgarian transmission grid, an original approach is developed in order to forecast the additional losses from corona phenomena and leakage for different weather conditions.

An assessment based on statistics is applied in order to detect the impacts of renewables and of cross-border trade on the transmission losses.

Based on the proposed multi-factor statistical approach a mathematical algorithm for software development and implementation is presented, concerning the transmission losses forecasting.

A statistical verification on standard deviation decreasing of the proposed forecasting model is presented.

The TSO's financial benefits from the implementation of the proposed forecasting model are calculated.

The existing Bulgarian market framework, concerning losses procurement, is analyzed.

The potential of market power on behalf of the grid operators is analyzed and measures for the market framework improvement are proposed.

A strategy for optimal electricity procurement on different market time frames is developed, in order to cover the transmission losses at the best price.