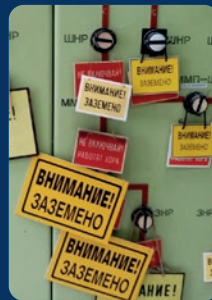


ЕНЕРГЕТИКА

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИ РАКУРСИ

брой 7 / 2020
септември

entsoe



С ПОГЛЕД КЪМ
НИСКОВЪГЛЕРОДНАТА
ЕНЕРГЕТИКА НА ЕВРОПА



Горещо лято беляза отминалите месеци. Температурите на въздуха трайно поддържаха високи стойности и вдигнаха градус на стихийни настроения. Дните на социална изолация, които трябваше да ни направят по-добри, се оказа че отключиха разрушителна агресия. Осъзнатото и мотивирано от стремежа към градивност поведение се познава именно във времена на провокации, когато в името на дългосрочното добруване отговорността остане непоклатима и решава да отстоява със смислени действия визията си за растеж. В енергетиката се случи точно това. Въпреки известното забавяне в изпълнението на набелязаните задачи заради усложнената обстановка за превенция на коронавирусната инфекция, интензивната работа продължи. Близко двугодишните усилия на екипите на Министерството на енергетиката, Българския енергиен холдинг и ЕСО за въвеждане на механизъм за капацитет у нас, който да гарантира сигурната работа на електроенергийната система и занапред, започнаха да приближават успешно финализиране. Преговорният процес с Европейската комисия е в напреднал етап и от 1 юли 2021 година мярката трябва да стане факт. Паралелно се работи интензивно и по другите приоритетни направления, неделимо свързани с общите европейски цели за декарбонизация на икономиката на общността и постигане на въглероден неутралитет. Екипите на Електроенергийния системен оператор и Българската независима енергийна борса продължиха по набелязаните задачи за обединение на пазарите на електроенергия със съседните държави, което ще осигури по-добри условия за пазарните участници, предоставяйки един комплексен продукт. Ето защо и решителният напредък на ЕСО по изграждането на петте

електропровода от общ европейски интерес е от съществено значение. Пускането в експлоатация на 400-киловолтовите електропроводи, чието изграждане е на финален етап, ще увеличи двойно преносния капацитет на границите ни с Гърция, Турция и Румъния.

Ръководени от тези приоритетни за сектора процеси, стратегически обвързани от професионалната логика за постигането на една модерна енергийна система, посвещаваме този брой на темата за средствата за декарбонизация на Европа. Търсим мястото на ядрената енергетика във въглеродно неутралното бъдеще на стария континент. Задълбочено разгръщаме темата за поетапната либерализация на регулирания пазарна електроенергия и очертаваме ползите за небитовите потребители, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, които от 1 октомври 2020 година регламентирани вече са на свободния пазар.

Поставяме началото и на нова рубрика – „Експертният капитал на ЕСО“. На прицел в нея с особено внимание ще бъдат специалистите на дружеството, които със своя професионализъм обезпечават сигурното и безаварийно функциониране на електропреносната мрежа. В разговори с тях ще ви срещаме с експертния гръбнак на ЕСО, за да откряем вратата към личната им мотивация да посветят професионалния си живот на енергетиката.

Свилена Димитрова

главен редактор на сп. „Енергетика
– Електроенергийни ракурси“

Рубрика „С поглед в бъдещето“: „Механизмът за капацитет и преходът към нисковъглеродна енергетика“ - статия на Милена Стоянова, ръководител отдел „Европейски регулаторни политики и развитие на пазара“ в ЕСО	13
Рубрика „Дискусия“: „Развитието на допълнителните услуги като инструмент за балансиране на ЕЕС и функциите на бавното третично регулиране през годините досега“ - статия на проф. Валентин Колев	19
„Ядрената индустрия може и трябва да бъде неизменна част от европейското беземисионно бъдеще“ - интервю с изпълнителния директор на АЕЦ „Козлодуй“ Наско Михов	24
Рубрика „Мнения“: „Излизането на небитовите потребители на електроенергия на свободния пазар ще им донесе дългосрочни ползи“ - интервю с Иванка Диловска, Институт за енергиен мениджмънт	31
Компенсиране на небаланса от прогнозиране - статия на Александър Ангелов, Георги Ганев, Никола Шакев	36
Рубрика „В партньорство с науката“: ЕСО – ключов иноватор в проекта CROSSBOW чрез регионална краткосрочна оценка на адекватността – статия на инж. Ангел Георгиев, инж. Николай Чавдаров, д-р инж. Стефан Сулаков	42
Рубрика „Експертният капитал на ЕСО“ - Релейната защита и автоматизацията - професионалното призвание на експертите от ЕСО - инж. Димитър Ставрев и инж. Румен Минев	47
Рубрика „ЕСО в медиите“ - За постиженията на ЕСО в развитието на електропреносната мрежа и за обединението на регионалните пазари на електроенергия в специализираните приложения на вестник „24 часа“	55
Рубрика „Благотворство“ - ЕСО участва с дарение в изграждането на паметник на Васил Левски в Русе	58

РЕДАКЦИОННА КОЛЕГИЯ:

Ангелин Цачев
 Антон Славов
 Гургана Терзийска
 Димитър Зарчев
 Проф. Валентин Колев

Проф. Илия Илиев
 Проф. Радослав Кючуков
 Проф. Христо Василев
 Проф. Венко Н. Бешков
 Ст.н.с. Люлин Радулов

Станислав Георгиев
 Иван Хиновски
 Д-р Стефан Сулаков

ГЛАВЕН РЕДАКТОР:
 Свилен Димитрова

РЕДАКТОР:
 Боряна Петрова

Автор на концепцията за списанието, издавано от ЕСО:
 Свилен Димитрова

ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯТ СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР-СЪУЧРЕДИТЕЛ НА ЮГОИЗТОЧНИЯ КООРДИНАЦИОНЕН ЦЕНТЪР ЗА СИГУРНОСТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИТЕ МРЕЖИ

Операторите на преносни системи на България, Гърция, Италия и Румъния учредиха дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа. Центърът е със седалище в Солун, Гърция. Четирите преносни оператора имат равно участие в дяловия капитал на новото дружество. Основните отговорности на координационния център по регионалната мрежова сигурност са насочени към анализ на експлоатационната сигурност, координирано планиране на прекъсванията, разпределяне на капацитет, краткосрочна и близо до реалното време прогноза на адекватността.

Изпълнителният директор на Електроенергийния системен оператор, Ангелин Цачев приветства учредяването на Югоизточния координационен център за сигурност на електроенергийните мрежи с думите: „Регионалният координатор на сигурността, който стана факт след ползотворните преговори между страните, ще гарантира надеждната експлоатация на електроенергийните системи. Неговото създаване идва в отговор на настоящите предизвикателства пред електропреносните оператори. Съвместната ни работа в Центъра ще допринесе за задълбочаване на сътрудничеството между преносните оператори за обединение на електроенергийните пазари в региона в контекста на пълната либерализация и приобщаването на Западните Балкани. Географската свързаност на нашите държави изисква активното ни сътрудничество за хармонизирано управление на европейската енергийна система. Убеден съм, че работата на координационния център ще гарантира сигурността на доставките на електроенергия. Услугите, които ще предоставя ще допринесат за надеждния обмен на данни и информация между операторите на електроенергийните системи и за увеличаване ефективността на електропреносните мрежи.“

Ioannis Kampouris, Председател и Изпълнителен Директор на Центъра за сигурност на електроенергийните мрежи заяви: „Учредяването на SEleNe CC е съществена стъпка към по-тясното сътрудничество между преносните оператори от държавите-членки на ЕС в Югоизточна Европа по отношение на сигурността електроенергийните мрежи. Очакваното обединение на пазарите ще бъде следващата стъпка към интегриране на региона в единния европейски електроенергиен пазар, което ще доведе до значителни ползи за потребителите. Учредяването на дружеството е резултат на колективните усилия и стана възможно благодарение на координираните действия на всички преносни оператори.“

Председателят на италианския преносен оператор, Valentina Bosetti подчертава: „Тази инициатива, която е част от координационните проекти на електропреносните оператори за безопасно управление на европейската електроенергийна система, консолидира стратегическата роля на Терна в Европа и Средиземноморието. Този нов проект насърчава енергийния преход, който се осъществява в Италия и Европа. Новият план на Терна предвижда продължаване на свързването на Италия с други страни, в съответствие с целите за декарбонизация на ЕС.“

Изпълнителният директор на румънския преносен оператор, Catalin NITU заяви: „Подобряването на сигурността на доставките и сътрудничеството както на организационно, така и на техническо ниво ни доближава с още една стъпка към една енергийно интегрирана Европа. Тази стъпка е част от необходимото развитие за регионалната енергийна сигурност, в светлината на осъществяването на новия модел на общ електроенергиен пазар. Искам да изразя благодарността си към колегите и партньорите, които демонстрираха професионализъм и ангажираност за създаването на този център.“

НАПРЕДЪК БЕЛЕЖИ ИЗГРАЖДАНЕТО НА МЕЖДУСИСТЕМНАТА ГАЗОВА ВРЪЗКА С ГЪРЦИЯ

Значението на интерконектора за гарантиране диверсификацията на източниците на природен газ за Гърция и България изтъкна министър-председателят Бойко Борисов при инспектиране трасето на газовата връзка с южната ни съседка в района на Стара Загора и Хасково. Ускорената реализация на проекта продължава при стриктно спазване на противоепидемичните мерки, установи обходът, в който участва и енергийният министър Теменужка Петкова. Амбицията на изпълнителя е до края на годината линейната част на интерконектора да бъде готова, с което да бъде преодоляно изоставането в предварително заложените срокове поради пандемичната обстановка.

Планираният капацитет за пренос на газ от 3 млрд. кубически метра годишно е с опция да достигне при необходимост до 5 млрд. кубически метра. Дължината на трасето е 181 км, като 151 км са на българска територия.

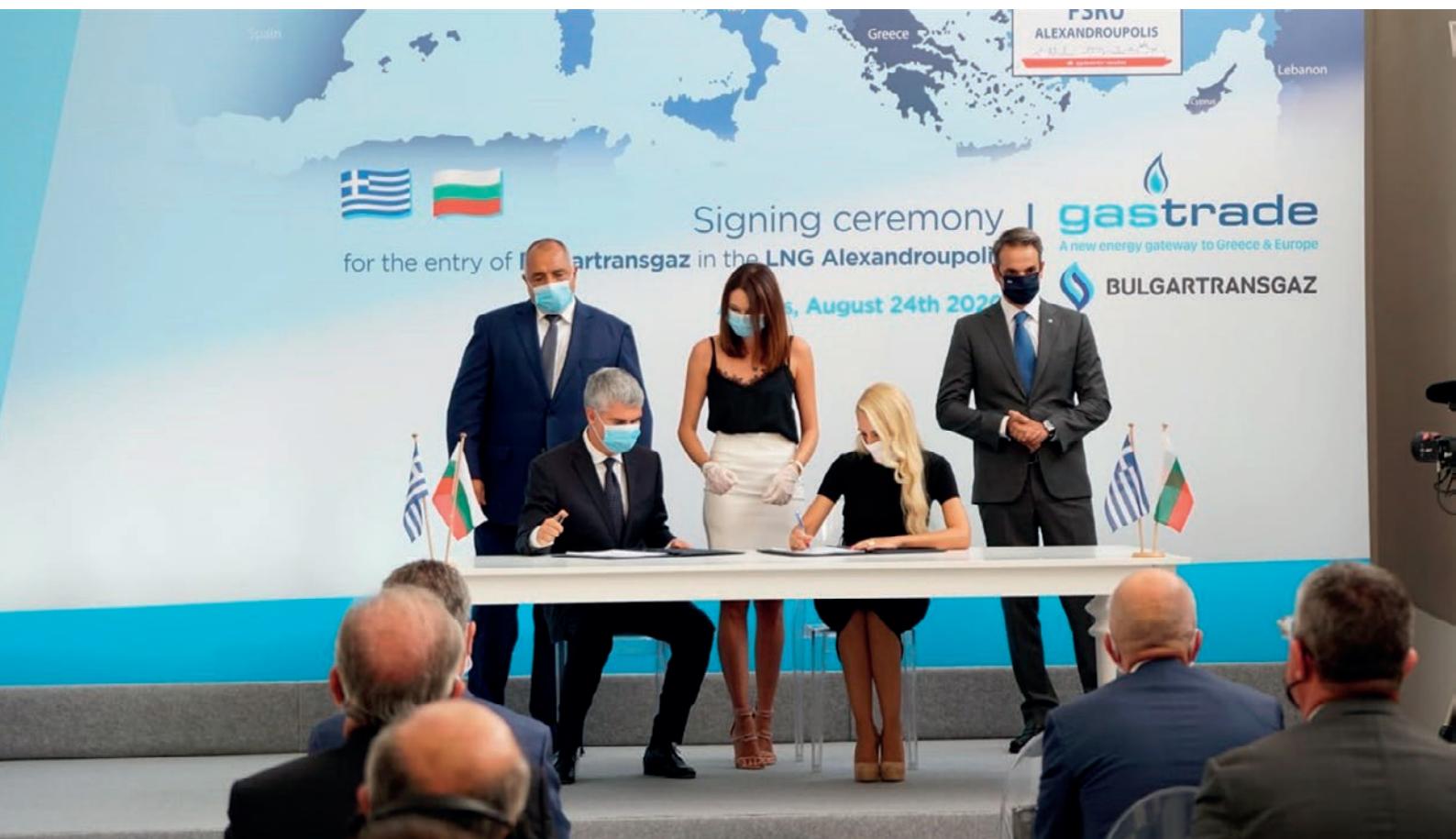


Стойността на проекта е 240 милиона евро, от които 110 милиона евро са осигурени като заемно финансиране от Европейската инвестиционна банка и са обезпечени с гаранция от българската държава. Първият транш в размер на 30 млн. евро вече е успешно усвоен от Проектната компания ICGV. За изграждането на интерконектора са предвидени и 39 милиона евро от оперативната програма „Иновации и конкурентоспособност“, както и 45 милиона евро от Механизма за свързване на Европа.

„БУЛГАРТРАНСГАЗ“ СТАНА АКЦИОНЕР В ТЕРМИНАЛА ЗА ВТЕЧНЕН ПРИРОДЕН ГАЗ КРАЙ АЛЕКСАНДРУПОЛИС

Продължава процесът на диверсификация на източниците и маршрутите на природния газ за България и региона. В края на месец август „Булгартрансгаз“ придоби 20% от капитала на проектната компания „Газтрейд“ С.А., която изгражда терминала за втечен природен газ край гръцкия град Александруполис.

Договорът по финализиране на сделката беше подписан в Атина от изпълнителния директор на „Булгартрансгаз“ Владимир Малинов и Асимиана-Елени Копелузу – мажоритарен акционер в „Газтрейд“ С.А., в присъствието на министър-председателите на България и Гърция и енергийните министри на двете страни.





Българският премиер Бойко Борисов подчерта, че от този момент България придобива възможността да получава доставки на природен газ от всички краища на света. Терминалът ще осигури възможност за диверсификация на доставките на газ и за Румъния, Сърбия, Унгария и Хърватия.

за реализиране на цялостната концепция за газов хъб „Балкан“, която предвижда да се свържат пазарите на природен газ на страните в Централна и Източна Европа. Основният маршрут, по който природният газ от LNG терминала в Александруполис ще постъпва за българския пазар, е интерконекторът Гърция – България, а с разширението на газовото хранилище в Чирен ще осигури възможност за складиране на по-големи количества природен газ. Газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ се разработва с перспективата да осигури трасета за снабдяване със синьо гориво и на региона на Югоизточна Европа.



Високотехнологичният плаващ терминал, разположен на 17,6 км от пристанището в Александруполис, е с възможност да съхранява 170 хил. кубически метра втечен природен газ. Заедно с другите инфраструктурни проекти - междусистемната газова връзка Гърция-България и разширението на подземното газово хранилище „Чирен“, проектът ще допринесе



РАЗВИТИЕТО НА ЕВРОПЕЙСКАТА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНА МРЕЖА – ГАРАНЦИЯ ЗА ПОСТИГАНЕ НА ВЪГЛЕРОДЕН НЕУТРАЛИТЕТ

Инвестициите в разширяването на европейската електропреносна мрежа са необходимо условие за постигане на климатичните цели на ЕС с хоризонт 2030 и 2040 година. Доклад на ENTSO-E, наскоро представен за обсъждане, анализира потребностите на електропреносната система на Съюза в съответствие с очакваното увеличено производство на електроенергия от ВЕИ. Специален аналитичен модел определя оптималната комбинация между разширяване на мрежата при минимални общи разходи. Анализът е извършен едновременно за всички граници, за да се отчете взаимното влияние на увеличения капацитет. Резултатите ясно показват икономическата полза от инвестиции в електропреносната система за подпомагане на енергийния преход. По-добрата интеграция на беземисионното енергийно производство, чрез увеличен капацитет на трансграничната мрежа води до значително намаляване на европейските емисии на CO₂. Увеличаването на обменния капацитет в Европа ще помогне за интегрирането и по-пълноценното използване на ВЕИ-централите. Според анализа при сегашното състояние на европейската електропреносна мрежа през 2030 г. 1% от годишното производство на възобновяема енергия ще бъде ограничено, а през 2040 г. този процент може да достигне 5 на сто. При прилагане на мерките за разширяване на мрежата, определени от модела, възпрепятстваната енергия ще се намали с 21 TWh през 2030 и със 110 TWh през 2040 г. Годишните разходи за производство ще намалеят с 4 милиарда евро при инвестиции в европейската електропреносна мрежа в размер на 1,3 млрд. евро на година. По-големите инвестиции от 3,4 млрд. евро ще

спестяват годишно по 10 млрд. евро. Проектът за инвестиции в европейската електропреносна система предвижда до 2025 г. да бъдат изградени около 35 GW нови трансгранични подсилвания на настоящата мрежа. Очакванията са до 2030 г. за ефективната работа на електроенергийната система да бъдат необходими допълнително 50 GW трансграничен капацитет, а до 2040 г. - 43 GW. /по материали на Института за енергиен мениджмънт/



Електроенергийният системен оператор работи по изграждането на пет 400-киловолтови електропроводи, които са обявени за проекти от общ европейски интерес. Реализацията на електропроводите се осъществява с безвъзмездно съфинансиране от Механизма за свързване на Европа. В края на октомври месец тази година се очаква да бъде финализирано строителството на вътрешните електропроводи между подстанция Марица-изток и подстанция Бургас, и между подстанция Марица-изток и откритата разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица-изток 3“. Другият електропровод, чието изграждане започна през 2018 г., е от подстанция „Бургас“ до подстанция „Варна“. Предвижда се до края на тази година той да бъде въведен в експлоатация и да стане част от електропреносната мрежа на страната. Строителството на четвъртия вътрешен електропровод между подстанция „Марица-изток“ и подстанция „Пловдив“ ще бъде завършено през 2021 г. В началото на тази година Електроенергийният системен оператор в присъствието на представители от ЕК започна реализацията и на петия проект от общ европейски интерес – изграждането на българския участък от междусистемния електропровод между подстанция „Марица-изток“ у нас и подстанция „Неа Санта“ в Гърция. Той е с обща дължина 151 километра, от които 122 километра на българска територия. Срокът за неговото финализиране е 2023 г., но очакванията са изграждането на българския участък да стане факт до края на 2021 г. Пускането в експлоатация на междусистемния електропровод ще доведе до увеличаване на преносния капацитет на границите на България с

Гърция и с Турция, и до реални ползи за всички потребители в трите държави. Изграждането на електропроводите е от съществено значение за ускореното пазарното интегриране и създаването на по-добри възможности за пазарните участници и потребителите на електрическа енергия в региона на Югоизточна Европа.



ВЕИ ВЪВ ФОКУСА НА НАЦИОНАЛНАТА ПРОГРАМА ЗА РАЗВИТИЕ „БЪЛГАРИЯ 2030“

България се нарежда сред добрите практики в ЕС с дял от над 20 % на възобновяемата енергия в крайното електропотребление през 2018 г.

Концепцията декарбонизация на Европа придобива все по-голяма актуалност на фона на коронавирусната пандемия. Зелената сделка предлага добри лостове за възстановяване на европейската икономика от надвисналата рецесия. Целите на ЕС за превръщане на стария континент в здравословно и природосъобразно място за живеене са залегнали и в наскоро обсъжданата детайлизирана стратегия „Кръгова и нисковъглеродна икономика“ - част от националната програма за развитие „България 2030“. В предложения проект преминаването към нисковъглеродна индустрия ще бъде осъществявано с помощта на адекватна нормативна и регулаторна рамка, която насърчава използването на ВЕИ във всички икономически сектори. За стимулиране на производството на енергия от децентрализирани източници битовите потребители ще получат възможност да се сдружават в „общно-

сти за възобновяема енергия“. Програмата дава приоритет на иновативните технологии за отопление и охлаждане, използващи ВЕИ и оползотворяващи отпадна топлина и студ.

По отношение на енергийната ефективност в стратегията се залага както на оптимизация на енергийното потребление, чрез внедряване на екологични иновации, така и на подобряване на сградния фонд - промишлен, административен и жилищен.

Предприятията ще бъдат подкрепени в разработването на нови и подобрени решения за намаляване на въздействието им върху околната среда и отговорно използване на ресурсите. Внедряването на по-високи екологични и социални стандарти във всяко производство също ще бъде адмирирано.

ПЛАТФОРМА ЗА ТРАНСФОРМАЦИЯ НА ЮГОЗАПАДЕН ВЪГЛИЩЕН РЕГИОН В БЪЛГАРИЯ

ТЕЦ Бобов дол, Топлофикация Перник, добиващите в района мини и WWF България учредиха платформа „Brown to Green“ в помощ на икономическото възстановяване на един от въглеродно интензивните региони в България - Югозападния въглищен регион. С готовност да работят за енергийната трансформация на района и превръщането му в модел на устойчив преход към въглеродно неутрална икономика към платформата се присъединяват министерствата на енергетиката, екологията, регионалното развитие, представители на ЕБВР, дружества от засегнатите сектори, асоциации и браншови организации.

Водещи специалисти, компании и тръстове както в областта на традиционните енергийни източници, така и с експертиза в областта на ВЕИ и водородните инсталации ще подпомагат изготвянето на плановете за реструктуриране на региона. България е сред петте страни, които ще бъдат подпомогнати в най-голяма степен от Фонда за справедлив преход на ЕС.

Учредителите на платформата ще заимстват опита и добрите практики на Гърция, Полша и Германия, поели вече в посока на реструктуриране и заместване на въгледобива.

Платформата организира различни инициативи на регионално и национално ниво за подпомагане прилагането на директивите на Европейската Зелена сделка в районите около Перник и Кюстендил. Целта е тези райони да станат привлекателни за инвеститорите, да се открият нови икономически дейности и нови работни места, и да се подобри жизненият стандарт на населението им.

От първостепенно значение е изготвянето на пътна карта за възможностите за финансиране с конкретни стъпки и срокове за техническо модернизиране на съществуващи инсталации. На първата среща, организирана от Платформата през юни, беше коментирана възможността за включване на техни конкретни предложения към Консултативния съвет за Зелената сделка, оглавяван от вицепремиера Томислав Дончев.

ПЪРВО ЗАСЕДАНИЕ НА КОНСУЛТАТИВНИЯ СЪВЕТ ЗА ЗЕЛЕНАТА СДЕЛКА

За балансираното съвместяване на националните приоритети за енергийна сигурност, икономическо развитие, опазване на околната среда и социална справедливост в края на април със заповед на премиера Бойко Борисов беше сформиран Консултативният съвет за Зелената сделка. В него участват членовете на правителството, народни представители от всички парламентарно представени партии, представители на Президентството, Националното сдружение на общините, академичните среди и БАН. На първото заседание на съвета бяха потвърдени основните цели за икономическо възстановяване, чрез постигането на климатичен неутралитет до 2050 г. На срещата през юни беше направен преглед и на предприетите до момента дейности в контекста на Зелената сделка.

Паралелно междуведомствена работна група изготвя Национален план за действие и анализ на очакваните екологични и социално-икономически последици от прилагането на инициативите, заложи в Европейската зелена сделка. Резултатите от дейността им за първите три месеца вече са разгледани и приети от Министерския съвет.

По отношение на другия въглищен регион, одобрен от ЕК за нисковъглеродна трансформация - Стара Загора, паралелно с подготовката на териториалния план активно се работи за модернизацията на най-голямата кондензационна мощност в страната - ТЕЦ „Марица изток 2“. Интегрираният национален план за енергетика и климат и Енергийната стратегия на страната категорично очертават като основен приоритет запазването на въглищните централи, за да бъде гарантирана сигурната работа на националната електроенергийна система. В изпълнение на тази цели продължава внедряването на

съвременни иновативни технологии в ТЕЦ „Марица изток 2“. С наскоро изградената система на вътрешна газопроводна мрежа и газорегулиращи пунктове на територията на централата е постигнато драстично намаление на загубите от горивния процес и на емисиите на CO₂, SO₂ и прах. Чрез нея е заменено разпалването на котлите на 5 от енергийните блокове с природен газ вместо с мазут. Предстои подмяна и на разпалващата горивна компонента на останалите три блока, с което централата ще по-голяма степен се доближава до по-високите екологични изисквания. В началото на месец септември на заседание на Браншовия съвет за тристранно сътрудничество беше решено БЕХ да отпусне дългосрочен заем от 55 млн. лв. на Мини „Марица изток“, за да се гарантира необходимият добив от 20 млн. тона въглища, необходими за работата на ТЕЦ-овете в комплекса. Със средствата ще се гарантира нормалната работа на дружеството - реализиране на инвестиционната му програма, провеждане на ремонтни дейности и подобряване на възнагражденията на работниците.



„Успяхме да се преборим за 1,178 млрд. евро, които са предвидени именно за най-добрите мерки за преход към нисковъглеродна икономика“, припомни Теменужка Петкова.



Проектът на Енергийната стратегия на България до 2030 г. с хоризонт до 2050 г. и възможностите на зелената сделка също бяха във фокуса на разговорите.

678 млн. евро ще получи България от Фонда за справедлив преход

Предвидените във Фонда за справедлив преход средства за България са 678 млн. евро. Министерството на регионалното развитие и благоустройството ще отговори за разпределението им на територията на страната.

За да се възползва от своя дял във Фонда за справедлив преход, страната ни ще трябва до края на 2021 година в диалог с Европейската комисия да предложи териториални планове за преход към нискоемисионно производство в най-засегнатите области.

В териториалните планове трябва да са заложили конкретни инвестиции за преминаване от въглища на други видове гориво или други енергийни модели, за модернизация на производства и развитие на човешкия капитал. Средствата от Фонда ще са предимно безвъзмездни и ще се използват

както за преквалификация на персонала, така и за реструктуриране на местната икономика. В началото на годината с решение на Народното събрание България се присъедини към европейската платформа „Въглищни региони в преход“, чрез която въгледобивните райони да се възползват от предвидената финансова подкрепа от Фонда за справедлив преход.

ЕК ще оказва индивидуална подкрепа с оглед конкретните нужди на всеки засегнат регион, чрез стартиралата в края на юни Платформа за справедлив преход. През нея ще може да се обменя опит и информация между заинтересованите страни и ще осигурява директен контакт с Комисията по технически и административни въпроси, свързани със справедливия преход.

Платформата ще гарантира, че предложените средства в рамките на Фонда ще бъдат целесъобразно насочвани към подходящи проекти и региони. Тя ще подпомага и достъпа до специалната схема в рамките на InvestEU и до Механизма за отпускане на заеми за публичния сектор, които заедно с Фонда за справедлив преход формират трите стълба на Механизма за справедлив преход.

България ще е една от първите страни, която ще въведе механизъм за капацитет според новите европейски директиви. Експерти от МЕ, БЕХ и ЕСО подготвиха анализ на адекватността, който да даде представа за развитието на генериращите мощности при различни сценарии на производство до 2030 г. Анализът проследява необходимостта от мярката като отчита евентуалните проблеми за осигуряване на необходимото ниво на сигурност на доставките. Стабилността и адекватността на енергийната система и осигуряването на достъпна енергия са изключително важни за страната ни в социално-икономически план. В тези условия стратегическа роля имат въглищните централи, които са гарант за националната сигурност. Работата на тези централи и плавният им преход към пазарни условия ще бъдат осигурени, чрез въвеждане на механизъм за капацитет, за който страната ни кандидатства пред ЕК още от началото на годината. В преговорния процес с ЕК беше поставено условие за пълна либерализация на пазара на електроенергия на едро. Това означава, че трябва да бъде прекратено определянето на квоти от КЕВР за доставка на електроенергия за регулирания пазар от определени производители, а енергията да бъде закупувана от свободния пазар.

България се е ориентирала към използването на пазарен механизъм за капацитет, при който на централите ще бъдат покривани постоянните разходи, а променливите (емисии CO₂, гориво и други) ще определят цената, с която те ще участват в пазара. Общопазарните механизми са насочени към решаване на дългосрочни проблеми с адекватността. Те предлагат възможност за подпомагане на всички производители на електроенергия на пазарен принцип. Въглищните централи в България осигуряват от 45% до 60% от енергийния микс на страната. Ето защо се търси механизъм, който да даде дългосрочно решение с адекватността на електроенергийната система.

МЕХАНИЗМЪТ ЗА КАПАЦИТЕТ И ПРЕХОДЪТ КЪМ НИСКОВЪГЛЕРОДНА ЕНЕРГЕТИКА

статия на Милена Стоянова, ръководител
отдел „Европейски регулаторни политики и
развитие на пазара“ в ЕСО



СЕКТОРНО ПРОУЧВАНЕ НА ЕК, СЪЩНОСТ И ВИДОВЕ МЕХАНИЗМИ ЗА КАПАЦИТЕТ

През 2015 г. Европейската комисия (ЕК / Комисията) стартира секторно проучване¹ с цел да бъде събрана информация за механизмите за капацитет (МК) и по-конкретно, да се провери дали те гарантират доставки на електроенергия без да нарушават конкуренцията или търговията в рамките на единния пазар на Европейския Съюз (ЕС). За периода на проучването Комисията събира голям обем информация от над 120 пазарни участници и публични организации относно предишни, съществуващи и планирани механизми за капацитет, като установява 28 механизма за капацитет, които могат да бъдат категоризирани в шест различни групи.

През 2016 г. Комисията представя окончателен доклад от секторното проучване, който дава представа за това кога механизмите за осигуряване на капацитет включват държавна помощ и как Комисията разглежда механизмите за осигуряване на капацитет в светлината на прилагането на правилата за държавните помощи в ЕС.

Според секторно проучване на ЕК, механизмите за капацитет възнаграждават производителите на електроенергия и други доставчици на капацитет, като например оптимизацията на потреблението, за да бъдат на разположение в случай на нужда.

Проучването отчита, че механизмите за капацитет:

- може да създадат конкурентни нарушения на пазара на електроенергия;
- по принцип, представляват държавна помощ;
- често предоставят субсидии само за националните доставчици на капацитет, като пренебрегват вноса и нарушават инвестиционните сигнали;
- благоприятстват определени технологии или участници на пазара, без обективна обосновка за това; и
- възпрепятстват конкурентните нови пазарни участници да станат активни на пазара на електроенергия.

Секторното проучване потвърждава, че недостиг на капацитет се случва изключително рядко през последните години и ЕС е в положение на свръхкапацитет. Проучването също констатира, че състоянието на електроенергийните пазари в отделните държави-членки е различно. Някои държави-членки са изправени пред истински предизвикателства, свързани със сигурността на доставките, с различни мащаби и продължителност, а в други държави-членки съществуват специфични проблеми, които засягат определени райони. Освен това, значителен брой съществуващи електроцентрали се очаква да бъдат постепенно премахнати през следващите години, тъй като се приближават до края на експлоатационния си живот или не могат да отговорят на новите стандарти за околната среда и емисиите, или в резултат на избора на специфични национални енергийни политики.

Либерализацията на пазара и усилията за намаляване на емисиите на парникови газове промениха начина, по който се генерира, търгува и консумира електроенергията. Производството на електроенергия от възобновяеми енергийни източници бързо нараства и това се очаква да доведе до по-ниски цени на електроенергията на едро, но също така и до намалено използване на конвенционални технологии за производство, като въглища и газ, тъй като възобновяемата енергия обикновено има по-ниски разходи. Намаляването на търсенето, по-ниските цени и по-ниските равнища на потребление, се очаква все повече да намаляват рентабилността на конвенционалното производство на електроенергия.

Документът също отбелязва, че ако ниски нива на рентабилност на традиционния производствен капацитет са в резултат от свръхкапацитет, може да има малко основания за притеснение за бъдещата адекватност. Ако, обаче, ниската доходност е резултат от пазарни или регулаторни пропуски, стимулите за инвестиране може да се окажат недостатъчни за поддържане на адекватни нива на капацитет в средносрочен и дългосрочен план.

Проучването заключава, че ефективното функциониране на пазарите на електроенергия е в силна зависимост от цените, които се повишават достатъчно в периоди, когато предлагането е недостатъчно спрямо търсенето. Печалбите, генерирани от високите цени в тези периоди на „недостиг“, са критичен стимул за инвестиране, особено за гъвкави технологии, които работят рядко и следователно трябва да възстановят инвестиционните си разходи за относително кратко време.

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/bg/IP_16_1372

Документът определя редица пазарни реформи, които могат да намалят опасенията относно сигурността на доставките или дори да премахнат изцяло необходимостта от механизми за капацитет. Поради това държавите членки следва да изпълняват тези реформи преди или докато въведат механизъм за капацитет:

- премахването на прекомерно ниските ценови граници и вместо това позволяването на цените да нарастват, за да отразяват готовността на потребителите да платят, е ключова пазарна реформа;
- правилата за балансиращите пазари следва да бъдат подобрени, така че разходите, понесени от мрежовите оператори за поддържане на баланса на системата, да бъдат изцяло отразени в цените на дисбаланса и платени от пазарните участници, които са го причинили;
- всички участници на пазара следва да имат стимули и възможност да допринасят за балансиране на системата;
- въвеждане на хеджиращи продукти, които ще позволяват на доставчиците и крайните потребители да се предпазят от пиковите на цените, включително в дългосрочен план, чрез дългосрочни договори за хеджиране;
- рискът от злоупотреба с пазарна мощ може да бъде смекчен чрез разширяване на пазарното участие и увеличаване на конкуренцията, както и чрез подобряване на прозрачността, наличността на данни и наблюдението на пазара;
- участието чрез управление на потреблението на пазара е от решаващо значение, тъй като може да намали търсенето и да намали необходимостта от допълнителен производствен капацитет. Въпреки това, доставчиците чрез управление на потреблението все още са изправени пред сериозни бариери пред участието на пазара и правната рамка е разпокъсана в целия ЕС. На някои пазари не могат да участват, докато на други пазари мрежовият тарифен режим или липсата на технически правила правят непривлекателно или дори невъзможно за потребителите да са активни.

Държавите членки, които предлагат механизми за капацитет, следва да положат необходимите усилия, за да преодолеят техните проблеми, свързани с адекватността на ресурсите, чрез пазарни реформи. С други думи, механизмите за капацитет не трябва да заместват пазарните реформи.

Описаните пазарни реформи могат да решат много от регулаторните и пазарни неуспехи, които причиняват недостиг на капацитет. Пазарните реформи обаче могат да отнемат време, за да бъдат напълно изпълнени или да не бъдат достатъчни, за да се отговори напълно на основния проблем за адекватен капацитет. Ето защо някои държави-членки решават да предприемат допълнителни мерки под формата на механизми за капацитет.

Всички механизми за капацитет предлагат на доставчиците на капацитет допълнителни приходи. Това възнаграждение включва държавна помощ, която трябва да бъде нотифицирана съгласно правилата на ЕС за държавните помощи². След уведомяване на мярката, Комисията, на основата на **Насоки относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014 – 2020 г. /Насоките/**³, преценява дали е необходимо да се обърне внимание на ясно определен проблем относно сигурността на доставките, който пазарът не може сам да реши. Държавите членки могат да аргументират констатирания проблем, като предоставят фактически доказателства, че е малко вероятно пазарът да доведе до нивото на сигурност на доставките, което считат за подходящо – определен стандарт за надеждност. Това включва идентифициране на пазарните неуспехи, които причиняват проблема, количествено определяне на тяхното възможно въздействие върху инвестициите, надеждността на системата и оценка на разликата между очакваното и желаното ниво на сигурност на доставките.

Следва да се извърши оценка на адекватността, но подходите и практиките за изчисляване на адекватността на ресурсите се различават значително в отделните държави членки. Тъй като се използват различни методологии, показатели, сценарии и чувствителност, което прави доста трудно да се гарантира, че резултатите са надеждни и сравними. За да отговори на тези опасения, Комисията предлага да се въведе координирана оценка на европейската адекватност на ресурсите въз основа на хармонизиран подход.

На следващо място, ЕК констатира, че съществуват значителни възможности за подобрене по отношение на подходите на държавите членки към стандартите за надеждност, т.е. заявеното ниво на сигурност на доставките. Държавите членки следва да извършат анализ на разходите и ползите, за да определят степента, до която е полезно да се предоставят стимули на участниците на пазара, за да се постигне стандартът за надеждност.

² https://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/legislation.html

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

Комисията смята, че детайлната оценка на адекватността, отчитаща регионалната адекватност, основаваща се на добре дефиниран стандарт за надеждност, е от решаващо значение за идентифициране на рисковете за сигурността на доставките и определяне на необходимия размер на всеки механизъм за капацитет.

В резултат на проучването са идентифицирани 35 механизма за капацитет в единадесет държави-членки. Те могат да бъдат разделени на: „целеви“ и „пазарни“ механизми, като и двата вида имат за цел да осигурят достатъчен капацитет за постигане на стандартите за надеждност.

- **Целевите** механизми оказват подкрепа само на необходимия допълнителен капацитет в допълнение на този, осигурен от пазара без субсидии;
- **Пазарните** механизми оказват подкрепа на всички участници на пазара, които допринасят за съответното ниво на надеждност.

Допълнително механизмите могат да бъдат разделени на „базирани на обема“ и „базирани на цените“. В схемите, „базирани на обема“, общият размер на необходимия капацитет се определя предварително и след това се използва пазарен механизъм, за да се определи цената, която следва да се плати. В схемите, „базирани на цените“, цената се определя административно, на ниво изчислено, така че да се постигнат инвестиции в съответствие с необходимия капацитет.

Секторното проучване идентифицира три типа целеви механизми:

- **стратегически резерви**, при които известно количество капацитет се държи извън пазара и се използва в извънредни ситуации;
- **тръжни процедури за нов капацитет**, при които се предоставя подкрепа за нови инвестиционни проекти, които често се намират в специфична област; и
- **плащания за капацитет, основани на цените**, при които се правят административни плащания към подгрупа от капацитета на пазара.

Секторното проучване идентифицира и три вида пазарни механизми:

- **модел на централен купувач**, при който централен купувач закупува необходимия

капацитет от името на доставчици / потребители;

- **децентрализирани схеми на задължения**, при които се налагат задължения на доставчиците да сключат договори за осигуряване на капацитета, който им е необходим; и
- **плащания за капацитета, основани на цените**, при които за всички участници на пазара е предвидено административно плащане.

И накрая, проучването идентифицира и схеми за управление на потреблението в шест от единадесетте държави-членки. Това са целеви схеми, които възнаграждават само гъвкавостта на потреблението.

Видът на избрания механизъм за капацитет следва да е в пряка зависимост от вида на идентифицирания проблем с адекватността. Основните проблеми, свързани с адекватността, са категоризирани в четири групи:

- опасения относно дългосрочната способност на пазара да генерира достатъчно инвестиции;
- опасения от временен характер, при които настоящият пазарен дизайн не може да осигури адекватни инвестиционни сигнали, но пазарът се очаква да бъде ефективен в дългосрочен план;
- опасения от местно естество (т.е. в определено местоположение в рамките на определена държава членка), които не могат да бъдат решени достатъчно бързо чрез инвестиране в преносната мрежа или чрез по-добро очертаване на тръжните зони; и
- опасения, че без допълнителна подкрепа, потребителите на енергия няма да имат достатъчно активна роля в сигурността на доставките, чрез управлението на потреблението.

Изборът на вида механизъм за капацитет, следва да отговаря на вида и очакваната продължителност на съществуване на идентифицирания проблем:

- **за дългосрочни рискове** най-подходящите инструменти са пазарните механизми за капацитет, заедно с пазарните реформи за ограничаване на ролята на механизма;
- **за временни рискове** подходящо решение

е прилагането на стратегически резерв, докато пазарът се реформира, за да осигури сигурност на доставките в дългосрочен план;

- **за проблем с адекватността с локален характер** проблемът се очаква да бъде решен чрез по-добри мрежови връзки или по-подходящо определени пазарни зони.

РЕГЛАМЕНТ 2019/943 ОТНОСНО ВЪТРЕШНИЯ ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ (РЕГЛАМЕНТА)

Документът установява и определя регулаторната рамка с изисквания и правила при въвеждането на механизмите за капацитет. Според въведените разпоредби, държавите членки следва да използват механизмите за капацитет само в краен случай, докато прилагат мерки, които премахват установените регулаторни отклонения и прояви на неефективност на пазара на електроенергия.

Регламентът въвежда основните изисквания, на които трябва да отговаря всеки механизъм за капацитет:

- временен характер;
- не поражда ненужни смущения на пазара и не ограничава междузоновата търговия;
- не превишава необходимото, за да се отговори на констатираното опасение за адекватността;
- подбира доставчици на капацитет чрез прозрачен, недискриминационен и конкурентен процес;
- предоставя стимули за доставчиците на капацитет да бъдат на разположение в периоди на очаквано извънредно натоварване на системата;
- гарантира, че възнаграждението на доставчиците на капацитет се определя чрез конкурентен процес;
- определя технически условия за участие на доставчиците на капацитет преди процеса на подбор;
- е отворен за участие на всички ресурси, които са способни да предоставят изискваните технически характеристики, включително за съхраняване на енергия и управление на търсенето;

- прилага подходящи санкции за доставчиците на капацитет, когато не са на разположение в моменти на извънредно натоварване на системата.

Допълнително, Регламентът въвежда специфични изисквания по отношение на механизмите за капацитет, под формата на стратегически резерви и тези, различни от тях.

С цел да се създадат условия, които да унифицират критериите при въвеждането на механизмите за капацитет, документът въвежда оценка на адекватността на европейските ресурси, която се изготвя от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ENTSO-E), на годишна база, за десетгодишен период. Ролята на европейската оценка е водеща, като документът предвижда и възможността за изготвянето на национална оценка, която трябва да отговаря и да бъде основана на същата методология, съответно сценариите и изискванията на европейската такава, като разлики са допустими само по отношение на използването на допълнителна чувствителност.

Регламентът въвежда лимит за електро-централите, които имат право да получават плащания от механизми за капацитет, чрез въвеждането на пределна стойност на емисиите на CO₂ от 550 g CO₂ на kWh за нови производствени мощности. От 01.07.2025 г. се въвежда и пределна стойност на емисиите CO₂, за съществуващ производствен капацитет, от 550 g CO₂ на kWh и средно 350 kg CO₂ годишно на инсталиран kW.

Документът, допълнително, налага задължения за държавите членки, при въвеждането на механизмите за капацитет, те да бъдат отворени за трансгранично участие.

Също така, Регламентът налага и ясни стъпки, съпътстващи въвеждането на такъв вид мерки като механизмите за капацитет, като основните от тях са:

- А. подаване на план за изпълнение до ЕК, включващ конкретни ангажименти със срокове за пазарни реформи, които следва да се въведат от конкретната държава-членка, за да се преодолеят констатираните пазарни неефективности или регулаторни отклонения, причиняващи проблеми с адекватността;
- В. изготвяне на анализ на адекватността, който да показва развитието на пазара и адекватността на ресурсите за десетгодишен период. Анализът следва да демонстрира

възможните проблеми с адекватността при различни сценарии на развитие на изследваните критерии, като отразява състоянието на пазара на електроенергия, в съответствие с предложения План за изпълнение;

C. разработване на архитектура на мярката; и

D. изготвяне на проучване относно последиците от въвеждането на мярката и консултации със съседните държави-членки.

На **фигурата** по-долу са илюстрирани конкретните формални етапи, съпътстващи одобрението на мярката и отговорностите на съответните дирекции, част от ЕК.



Източник: ЕК

В съответствие с Регламента, одобрението на механизъм за капацитет минава първо през позитивно становище на ЕК относно предложението от държавата членка План за изпълнение, което налага предварителното съгласуване и неформално одобрение на необходимите пазарни реформи.

ВЪВЕЖДАНЕ НА МЕХАНИЗЪМ ЗА КАПАЦИТЕТ В БЪЛГАРИЯ

През следващите години българският електроенергиен пазар се очаква да се изправи пред значителни предизвикателства, произтичащи от новата законодателна рамка и засилените амбиции на ЕС в посока на бърз преход към нов нисковъглероден пазарен модел.

Отчитайки производствения микс на страната и съществената роля на конвенционалното производство, както и капацитета в региона, има опасения, че пазарът на електроенергия може да изпадне в ситуация, в която няма да бъде в състояние да отговори на пиковото търсене. Допълнително, опасенията едва ли ще бъдат решени от пазарните сили, когато приходите от енергийния пазар, сами по себе си, може да не успеят да реализират достатъчно инвестиции в модернизации и нов капацитет.

За да се гарантира сигурността на снабдяването в дългосрочен план, са предприети стъпки за нотифицирането на общопазарен механизъм

за капацитет. Целта е да се подпомогнат както съществуващите мощности в периода на преход, така и модернизациите им и / или инвестициите в нови, ниско емисионни производства.

Основните ползи, които се очакват от въвеждането на механизъм за капацитет могат да се обобщят в следното:

- механизъмът ще даде възможност да се подпомогнат съществуващите мощности, които ще получават плащане, за да са налични на пазара, особено в ситуации на недостиг, с хоризонт до юли 2025 г.;
- наличието на механизъм за капацитет ще спомогне за осъществяването на плавен преход съобразно политиките и целите, заложи от ЕС, като даде възможност да се осигури необходимото ниво на сигурност на снабдяването;
- въвеждането на мярката ще спомогне за коректното функциониране на пазара посредством провеждането на пазарни и регулаторни реформи, неразделна част от мярката; и
- съпътстващите реформи ще допринесат за подобряване на дългосрочните сигнали за инвестиции, изпращани от енергийния пазар, и ще позволят приходите на генериращите мощности да са в пряка зависимост от пазарните сили и ефективността на управлението им.

РАЗВИТИЕТО НА ДОПЪЛНИТЕЛНИТЕ УСЛУГИ КАТО ИНСТРУМЕНТ ЗА БАЛАНСИРАНЕ НА ЕЕС И ФУНКЦИИТЕ НА БАВНОТО ТРЕТИЧНО РЕГУЛИРАНЕ ПРЕЗ ГОДИНИТЕ ДОСЕГА

Проф. д-р инж. Валентин Колев, гл.ас. д-р инж. Ива Драганова - Златева

Допълнителните услуги и бавното третично регулиране са обект на *Правилата за управление на електроенергийната система*, които за първи път са обнародвани в ДВ, бр. 67/2004 г., отменени с Решение П-5/18.06.2007 г. С Решение по Протокол № 162 от 06.11.2013 г. от *Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Комисия за енергийно и водно регулиране)* са издадени *Правила за управление на електроенергийната система*.

Основните цели на тези правила са създаване на предпоставки за единното управление на електроенергийната система и надеждното функциониране на електропреносната мрежа, включително наличието на всички необходими *допълнителни услуги*.

Преносната мрежа се ползва за пренос на електрическа енергия, за предоставянето на допълнителни услуги изаполучаване на системни услуги. Ползването се основава на договор за достъп (право на ползване на преносната мрежа, предоставяне на допълнителни услуги и ползване на системни услуги), сключен между ползвателя и оператора на електропреносната мрежа. Операторът на електропреносната мрежа изкупува от доставчици необходимите за сигурността на ЕЕС допълнителни услуги, в т. ч. бавен третичен резерв (студен резерв), и ги предоставя на всички ползватели на преносната мрежа заедно със системните услуги, които той извършва. За реализиране на някои системни



услуги операторът на електропреносната мрежа закупува допълнителни услуги от ползватели на мрежата и ги предоставя на всички останали ползватели. Допълнителните услуги включват участие на производствените агрегати в *първично регулиране на честотата*; участие на производствените агрегати във *вторично*

регулиране на честотата и обменните мощности; участие в третично регулиране на мощността - бърз третичен резерв и предоставяне на бавен третичен резерв.

До средата на 2013 г. ЕСО е закупувал по-голямо количество резерв за допълнителни услуги, тъй като до тогава правилата са изисквали операторът да закупува цялата разполагаемост на кондензационните централи (от работна т. до максималната).

Първичното регулиране на честотата цели бързо възстановяване на равновесието между производство и потребление на принципа на солидарно участие на група машини или партньори. Практически, това е честотна корекция на заданието по активна мощност в турбинните регулатори, чието първично регулиране е активирано по разпореждане на оператора на електропреносната мрежа. Резервът за първично регулиране е положителната част на обхвата на първичното регулиране от работната точка преди смущението до максималната мощност за първично регулиране. Понятието резерв за първично регулиране е приложимо както за генериращи блокове, така и за контролни блокове за регулиране. За отделните контролни блокове от Синхронната зона на Континентална Европа изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Регионална група Континентална Европа на ENTSO-E.

Вторичното регулиране е обект на Политика 1 Регулиране по честота и обменна мощност (Policy 1 - Load-Frequency Control) от правилата за оперативно управление (Operation Handbook) на Регионална Група „Континентална Европа“ на ENTSO-е, и по конкретно *Chapter B. Secondary Control*. Размерът на резерва за вторично регулиране, който операторите на електропреносни системи поддържат се планира на основание чл. 98 ал. 4 от ПУЕС и трябва да удовлетворява изискванията на стандарт „B-S4.1. Sufficient Controllable Power and Minimum Size of Reserve“. Съгласно този стандарт за всяка контролна зона/блок се поддържа регулируем резерв с размер, достатъчен за регулиране на грешката на зоната (AREA CONTROL ERROR) до нула, изчислен чрез използването на емпирични и вероятностни критерии за оразмеряване. Методите за оразмеряване са описани в дефиниция B-D5. *Methodologies for Sizing of Control Reserves (Secondary and Tertiary)*.

При изчисляване на резерва по чл. 98 ал. 4 т. 1 от ПУЕС от ENTSO-е се препоръчва да се използва

следната емпирична формула по раздел B-D5.1 за изчисляване на минималната стойност на резерва R :

$$R = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} - b, \text{ където}$$

L_{max} е максималното очаквано потребление в контролния блок/зона за разглеждания период, а a и b са параметри със стойности $a = 10$ MW и $b = 150$ MW.

Този минимален размер на резерва се увеличава с вероятностните методи по раздел B-D5.2, B-D5.3 и B-D5.4. По този начин всеки оператор е длъжен да предвиди размер, съобразен с особеностите на контролната зона/блок, който управлява, за да позволи спазване на стандартите за бързина на реакция за балансиране на системата.

Според чл. 98 ал. 4 т. 2 от ПУЕС, така определеният размер на резерва се коригира със статистическа корекция, изчислена на база прогнозното производство от ВЕИ.

До средата на 2013 г. ЕСО е закупувал по-голямо количество резерв за допълнителни услуги, тъй като до тогава правилата са изисквали операторът да закупува цялата разполагаемост на кондензационните централи (от работна т. до максималната).

От средата на 2013 г. се въвежда ограничение за закупуване на първичен и вторичен резерв в размер до 200 MW, разпределен 42÷47 MW за първично регулиране и 153 ÷ 158 MW за вторично регулиране. Административно определената цена за този вид услуга е 10 лв./MW*h.

Третичното регулиране на мощността се осъществява чрез активиране на резерва за третично регулиране, предоставян от производствените агрегати на производителите на електрическа енергия, от клиенти, участващи в пазара на балансираща енергия, или от външни доставчици от синхронната зона. Резервът за третично регулиране представлява мощността, която може да бъде въведена автоматично или ръчно в рамките на третичното регулиране за предоставяне на достатъчен резерв за вторично регулиране. Той трябва да бъде активиран така, че навреме да даде своя принос за възстановяване на резерва за вторичното регулиране.

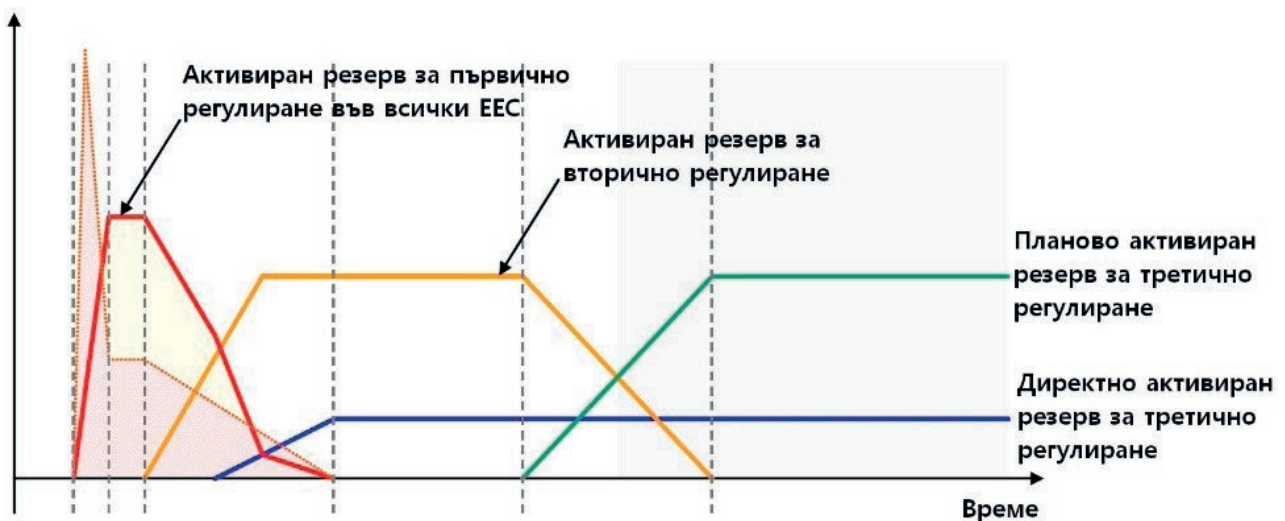
Фиг. 1 илюстрира действията по регулиране, които се изпълняват в различни последователни стъпки, всяка с различни характеристики и качества, като всички зависят една от друга.



Фиг. 1. Схемa за регулиране и действия при отклонение на системната честота

Първичното регулиране стартира в секундната времева област като съвместно действие на всички участващи в този процес турбинни регулатори на генериращите мощности. Вторичното регулиране замества първичното регулиране в минутната времева област и се задейства от централния регулатор на оператора на електропреносната мрежа към всички участващи във вторичното регулиране генериращи мощности. Третичното регулиране частично допълва и накрая изцяло замества вторичното, което се осъществява чрез корекция на графици на генериращите мощности от

страна на оператора на електропреносната мрежа. Времето регулиране коригира общото отклонение на времето от синхронното време за по-дълъг период и е съвместно действие на всички оператори на електропреносна мрежа в ОЕС. Различните резерви за регулиране покриват различни времеви периоди. На **Фиг. 2** е показана графика, която илюстрира начина за осъществяване на регулирането (първично, вторично и третично) във функция от времето в случай на смущение, водещо до значително отклонение на честотата.



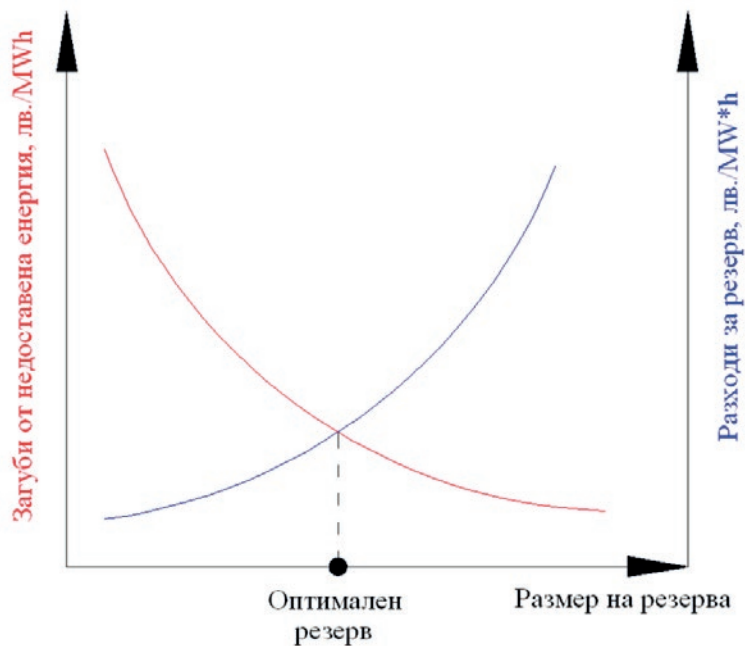
Фиг. 2. Принципи при отклонение на честотата и активиране на резервите

Регулиране на напрежението - операторът на електропреносната мрежа извършва централизирано денонощно регулиране на напреженията в преносната мрежа съгласно Инструкцията за регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа 110, 220 и 400 kV.

Бавен третичен резерв

Разполагаемостта за бавен третичен резерв се разпределя между електрическите централи и се обезпечава с договори между тях и ЕСО ЕАД. Доставчиците на бавен третичен резерв се определят с тръжни процедури. При изпълнение на основната си функция за управление на ЕЕС в съответствие с чл. 105 от Закона за енергетиката ЕСО е длъжен да осигури необходимия бавен третичен резерв за поддържане на баланса между производството и потреблението, съгласно заповед на министъра на енергетиката.

Чрез поддържането и управлението на наличните резерви, операторът обезпечава сигурността на системата от техническа гледна точка, включително качеството на електрическата енергия (необходимите честота и напрежение), както и сигурността на електроснабдяването.



Фиг. 3: Определяне на оптималния размер на бавния третичен резерв

Резултатите съгласно чл.81 от Правилата за управление на електроенергийната система за размера на бавния третичен резерв се получават при следните изчислителни условия, определяни за съответната година:

- очакван средногодишен товар за следващата година;
- средноквадратично годишно отклонение на товара;
- специфични загуби от недоставена електроенергия;
- очаквана среднотегловна цена за резервиране.

ЕСО ЕАД взима решение да активира разполагаемия бавен третичен резерв при оперативното управление (в реално време) на ЕЕС незабавно след като установи, че ще има недостиг на производствена мощност в следните два случая:

- аварийно отпадане на работещи генераторни мощности;
- отклонение на реалните електрически товари над прогнозните със стойности, по-големи от наличния резерв за вторично регулиране. Основните причини за такова отклонение могат да бъдат неочаквани промени в климатичните условия, предизвикващи нарастване на битовото и промишленото потребление.

Размерът на бавния третичен резерв се определя съгласно чл.81 от Правилата за управление на електроенергийната система. В така разписаните текстове е приложен традиционният икономически подход на равновесието на Nash, а именно за оптималния резерв, когато разходите за резервиране са равни на потенциалните загуби от непредоставянето на услугата или стоката, както е илюстрирано на **фиг. 3**, в нашия случай - недоставяне на електроенергия.

Правилата за управление на електроенергийната система са приети през 2007 година.

До средата на 2009 година в обединението UCTE има само технически критерии за определяне размера на резервите (Policy 1). От 01.07.2009 г., когато ENTSO-E започна да функционира реално, обединението UCTE се трансформира в „Регионална група континентална Европа“ и приема нови политики (policies). Освен техническите критерии в Policy 1, са възприети и нови критерии за определяне на резервите в Appendix 3 на Policy 3. Тези нови критерии налагат и икономически подход при резервирането, който на този етап съвпада с описания вече подход в българските Правила за управление на електроенергийната система.

Развитието на либерализираните пазари на електроенергия предизвиква изменения във взаимоотношенията между пазарните участници. Директива 72 въвежда пазарен подход за резервиране. Популяризиран се различни модели, но страните от ЕС подхождат консервативно и много внимателно анализират възможните последици при преминаване към каквато и да е форма на децентрализирано резервиране. ЕСО ЕАД планира проучване и технико-икономически анализи за възможните изменения в подхода за резервиране. Счита се, че едва след тяхното приключване и оценяване могат да се правят заключения и предложения за изменения на съществуващата методика и подход на резервиране.

Благодарение на работата в ОЕС, в т.ч. добрата междусистемна свързаност и възможностите за активиране на аварийна помощ от съседни

страни, размерът на бавния третичен резерв бе намален наполовина – от малко над 1000 MW на 500 MW средногодишно (в средата на 2013 г.). При цена от 10 лв/MW*h, определена от КЕВР за пределна, са спестени около 44 млн.лв/г. Понататъшната интеграция на електроенергийния пазар с въвеждането на пазара „в рамките на деня“, както и създаването на регионален балансиращ пазар биха направили почти излишен бавния третичен резерв. По-скоро би се ангажирал такъв на регионално ниво, но при все това активирането му няма да може да се извършва от оператора, поради бавното му влизане в паралел, съизмеримо с пазара „в рамките на деня“. По какъв начин би се ангажирал финансово такъв резерв зависи от регулаторната рамка на регионално ниво.

ОБОБЩЕНИЕ

Очевидно е, че докато увеличената сигурност на ЕЕС при работата ѝ в ОЕС трудно може да бъде остойностена, то намалените разходи за резервиране са очевидни. Приблизително те възлизат на около 50 млн.лв. годишно, но това не са пределните възможности за намаляването им. Интегрирането на електроенергийните пазари в региона, в т.ч. в рамките на деня и балансиращ пазар, чувствително биха намалили разходите за резервиране. Обединяването на съседни ЕЕС в регионален контролен блок също би намалило разходите за резервиране. Следва да се отбележи, че намалението на финансовата тежест за резервиране не е за сметка на качеството. Напротив ОЕС предоставят широк спектър от технически и икономически/пазарен инструментариум за по-качествено и надеждно управление.

Библиография

- [1] Правила за управление на електроенергийната система (Обн. ДВ. бр.6 от 21 Януари 2014г.).
- [2] Правила за търговия с електрическа енергия (Обн. ДВ. бр.66 от 26 Юли 2013г., изм. и доп. ДВ. бр.39 от 9 Май 2014г., изм. и доп. ДВ. бр.90 от 20 Ноември 2015г.).
- [3] Regulation (EC) No 714/2009 of the European parliament and of the council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003.
- [4] Directive 2009/72/EC of the European parliament and of the council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.
- [5] Commission Regulation (EU) No 774/2010 of 2 September 2010 on laying down guidelines relating to inter-transmission system operator compensation and a common regulatory approach to transmission charging.
- [6] Commission Regulation (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging.
- [7] Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council
- [8] Operational Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance.
- [9] Operational Handbook: A1 – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance.
- [10] Operational Handbook: P2 – Policy 2: Scheduling and Accounting
- [11] Operational Handbook: A2 – Appendix 2: Scheduling and Accounting
- [12] Operational Handbook: P3 – Policy 3: Operational Security
- [13] Operational Handbook: Policy 3: Operational Security - Appendix
- [14] Operational Handbook: P5 – Policy 5: Emergency Operations
- [15] ITC clearing and settlement multi-year agreement, 3 March 2011.
- [16] ETSO, Reserve Resource Planning System – Implementation guide, 2005.
- [17] ETSO, Scheduling System – Implementation guide, 2003.
- [18] ETSO, Scheduling Process – Implementation guide, 2005.
- [19] ETSO, Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing, 2006.
- [20] ETSO, Current State of Balance Management in Europe, 2003

Ядрената енергетика в България придобива все по-голямо одобрение сред българските граждани според наскоро проведено проучване, възложено от специализирания интернет-портал www.3e-news.net. Екологичната енергия от ядрените мощности ще продължава да играе основна роля във формирането на енергийния микс на страната и ще спомогне за плавния преход към нисковъглеродна икономика. Дългият експлоатационен живот и високата надеждност на атомните централи са сред водещите предимства на ядрената енергетика в сравнение с другите енергийни източници. Икономическото развитие на регионите, в които са ситуирани атомните централи, заетостта на населението и перспективите пред работещите в този сектор, както и напредъкът на високите технологии, свързани с безопасността на ядрената енергетика, също надграждат позитивната оценка за използването на атомната енергия. В представите на участниците в анкетното проучване изграждането на АЕЦ „Белене“ и проектът за нови мощности на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ са най-оптималните варианти за развитието на българската атомна енергетика. Стабилните и сигурни доставки на електроенергия с най-ниската цена в региона, неизменно се свързват с работата на АЕЦ „Козлодуй“.

„ЯДРЕНАТА ИНДУСТРИЯ МОЖЕ И ТРЯБВА ДА БЪДЕ НЕИЗМЕННА ЧАСТ ОТ ЕВРОПЕЙСКОТО БЕЗЕМИСИОННО БЪДЕЩЕ“

разговор с Наско Михов - изпълнителен директор на АЕЦ „Козлодуй“

Наско Михов е роден на 20 юли 1960 г. в Ловеч. Завършва Техническия университет във Варна и придобива мениджърска квалификация по „Микро и макроикономика“ в Стопанска академия „Д. А. Ценов“ - Свищов. Започва работа в АЕЦ „Козлодуй“ през 1986 г. Придобива допълнителни специализации по линия на МААЕ в Русия, Чехия, Словакия, Унгария, Япония и др. През годините от 2003 до 2005 година е съветник на министъра на финансите. Заемал е ръководни длъжности в редица компании, сред които „Публични инвестиционни проекти“, „Топлофикация София“, „Информационно обслужване“, ДП РАО и др.



Уважаеми г-н Михов, какви са предизвикателствата да бъдете ръководител на най-големия производител на електроенергия в България?

И предизвикателствата, и отговорностите са много. И няма как да не е така, когато става дума за АЕЦ „Козлодуй“ – най-големият производител на електроенергия в България, който обезпечава над една трета в енергийния микс на страната. За 2019 г. делът ни в националното електропроизводство е над 37%. Факт е, че надеждната работа на нашите блокове е определяща за стабилността на енергийната система.

Спецификата на високите технологии в централата налага още повече отговорности. При нас основен приоритет е поддържането на най-високо ниво на безопасност, в съответствие с националните и международните норми. Заедно с това е необходимо да се осигури ефективност и конкурентност на производството ни, както и финансова стабилност на компанията. А това се постига с постоянен процес на модернизации и подобрения, с ежегоден изпълнение на прецизно планирани ремонтни и инвестиционни програми, в които влагаме сериозни усилия и значителни финансови ресурси.

Важен е и въпросът с експертния екип на атомната централа. Съгласно законовите изисквания и условията на лицензиите, ние имаме ангажимента да поддържаме необходимия висококвалифициран и правоспособен персонал, със съответното ниво на образование и подготовка. Постоянно развиваме нашите програми в тази област, поставили сме си и амбициозната задача да привличаме все повече млади хора, като се стремим да засилим интереса към инженерното образование като цяло и към ядрената енергетика в частност.

Понякога възникват и непредвидени ситуации и се налага да се справяме с неочаквани предизвикателства, каквото за целия свят тази година е пандемията от Covid-19. Извънредната ситуация ни изправи пред сериозната отговорност едновременно да опазим здравето на хората, които работят при нас, и в едни различни от обичайните условия да продължим да поддържаме нормалната експлоатация на съоръженията.

Много и различни са решенията, които се налага да се вземат ежедневно. И всички тях – и свързаните с рутинните дейности, и с работата на блоковете през следващите години, приемам като огромна отговорност.

В същото време да ръководя АЕЦ „Козлодуй“ за мен е истинска привилегия. Работил съм в атомната централа дълги години, добре познавам хората и държа да кажа, че тук работят изключителни професионалисти. А на практика това е основният фактор централата да бъде на високо ниво във всяко отношение – безопасност, експлоатационна надеждност, техническо и финансово състояние и пр. Сигурен съм, че всички колеги, които преди мен са били ръководители на АЕЦ, ще се съгласят с това.

Миналата година чествахте 45 години от влизането в експлоатация на централата. Как порасна технологично и иновативно атомната централа на България за близо половин век живот?

Непрекъснато развитие и усъвършенстване – това е пътят на АЕЦ „Козлодуй“ през всички тези години. Именно затова централата днес успешно може да се сравнява с най-добрите в света. От пускането в експлоатация на първия ѝ ядрен реактор досега се поддържа необходимото високо ниво на безопасност и експлоатационна надеждност. Това е възможно само с много модернизации, с прилагане на високи технологии и водещи световни практики във всички процеси, с непрекъснато обучение на хората, които работят тук. И най-вече с издигане на безопасността като безусловен приоритет и най-важна корпоративна ценност за всички нас, които работим в централата.

Благодарение на всичко това за изминалите години атомната централа даде на България над 645 млн. MWh електроенергия за населението и икономиката на достъпни цени, допринесе за спестяването на огромни количества вредни емисии и за чиста околна среда, подкрепи успешното стартиране на свободния пазар. Няколко поколения отлични ядрени експерти, признати и уважавани в международната професионална общност, с труда си изградиха високия престиж на българската ядрена енергетика.

Всички в АЕЦ „Козлодуй“ сме горди, че през 2019 г., когато чествахме 45 години от официалното откриване на атомната централа, бяха отбелязани изключителни професионални постижения. Произведено бе рекордно за експлоатационната история на 5 и 6 блок количество електроенергия, отчетен бе и рекорден размер на приходите и отлични финансови показатели на Дружеството. С подновените лицензии на двата блока бе положено началото на нов етап в развитието на българската ядрена енергетика – периода на дългосрочна експлоатация на ядрените мощности.



Без съмнение най-голямото постижение за настоящия екип на АЕЦ „Козлодуй“, по което отдавна работихте, беше подновяването на лицензиите на пети и шести блок с още 10 години. Кои бяха най-съществените моменти от модернизацията на блоковете?

Подновяването на лицензиите за експлоатация на 5 и 6 блок донесе истинско признание за работата на екипа на АЕЦ „Козлодуй“. С това бе отбелязано успешното финализиране на проекта за продължаване на експлоатационния ресурс на двата блока – един от най-мащабните проекти в българската енергетика, с който се гарантира сигурността на енергийните доставки за следващите десетилетия.

Процесът включваше огромен обем от сложни дейности и стотици конкретни мерки. Изготвени бяха необходимите обосновки на продължаването на срока на експлоатация, допълнителни анализи, разчети и оценки на остатъчния ресурс на оборудването, свързано с безопасната и надеждна работа. В съответствие с международно приетите стандарти бяха извършени необходимите анализи на безопасността и количествени оценки на остатъчния ресурс на съоръженията. Резултатите от направените разчети потвърждават, че няма ограничения за безопасната работа на блоковете в следващите 30 години.

Паралелно с дейностите по Проекта за продължаване на срока на експлоатация на 5 и 6 блок бяха изготвени Периодични прегледи на безопасността, които представляват

систематична преценка на всички фактори на безопасност на проекта и на експлоатацията на ядрените съоръжения. Това е задължително условие при всеки процес на лицензиране. Резултатите от Периодичните прегледи доказват безопасната експлоатация през следващия лицензионен период, както и високото ниво на ядрена, радиационна и технологична безопасност, съизмерима с тази на най-добрите ядрени централи. Проектът и експлоатационната практика съответстват на изискванията на националното законодателство и на стандартите на Международната агенция за атомна енергия и Асоциацията на европейските органи за ядрено регулиране.

Всички дейности бяха изпълнени съобразно времеви план-график и съгласно нормативните изисквания, като изцяло са финансирани със собствени средства на АЕЦ „Козлодуй“. Подновената от Агенцията за ядрено регулиране лицензия за експлоатация на 5 блок за следващите 10 години ни бе връчена през 2017 г., лицензията за експлоатация на 6 блок бе подновена през октомври 2019 г. за същия срок. Това е максималният период съгласно националното законодателство, за който се издава този документ, след което се кандидатства за подновяване на лицензиите.

Искам да подчертая, че ние и занапред няма да спрем да инвестираме усилия и средства в нови модернизации и подобрения. Защото това е единственият път за развитие на съвременната ядрена енергетика, която трябва да отговаря на все по-високи изисквания.

За всяка компания човешкият фактор е много важен. Какви мерки за обновяване и развитие на екипа прилагате в АЕЦ?

Вече споменах, че нормативните изисквания налагат ние като оператор на ядрени съоръжения да разполагаме с достатъчно на брой правоспособен персонал с нужното високо ниво на квалификация. Това е един от важните ни приоритети, още повече в контекста на дългосрочната експлоатация на 5 и 6 блок. В момента в АЕЦ, както и в други компании, върви един естествен процес на смяна на поколенията, а подготовката на ядрените специалисти, придобили съответно

образование, отнема немалко време. За някои длъжности въвеждащото обучение трае горедолу колкото една магистратура – минимум 2 години. Въпросът за приемствеността при нас има особено важно значение, защото в процеса на експлоатация на ядрените блокове се натрупват много ценни практически знания и умения и този огромен ресурс трябва да бъде съхранен и предаден на младите, които сега постъпват тук.

Мога да кажа, че АЕЦ „Козлодуй“ е активна страна на пазара на труда. Разработили сме конкретни инструменти, насочени към това да подпомогнем все повече младежи да избират професии от сферата на инженерните специалности, приложими в централата. Работим с всички – ученици, студенти, академичните среди, защото интересът към определена професия трябва да се създава, да се развива и поддържа.

Използваме различни кариерни форуми, базари на професиите и тематични ученически състезания, за да се срещнем директно с младите хора и да ги информираме за възможностите за кариерно развитие, които предлагаме. На амбициозните и стремящи се към висок успех

предоставяме стипендии, с което подкрепяме както ученици от професионалните гимназии по ядрена енергетика в гр. Козлодуй и гр. Белене, така и студенти от Технически университет – София, и Софийски университет „Св. Климент Охридски“, избрали ядрени специалности. Целта е най-добрите и мотивирани от тях да свържат професионалната си реализация с атомната централа.

Доказано работеща практика за професионално ориентиране и развитие, към която има много голям интерес, е стажантската ни програма. Включилите се в нея студенти стават част от реалния работен процес и по този начин развиват практическите си умения. Те високо оценяват това, че екипите, към които се присъединяват, ги приемат като равни и открито споделят своя опит.

Радващо е, че в резултат на нашите програми, насочени към подкрепа на обучението и кариерното ориентиране, все повече млади хора днес избират атомната централа за своята професионална реализация. Те са следващото поколение, което ще постига новите успехи на АЕЦ „Козлодуй“.



Как организирате непрекъснатата и защитена работа на служителите на централата в условията на пандемия?

Извънредната ситуация наложи промени във всички сфери на нашия живот.

Факт е, че работата на АЕЦ „Козлодуй“ е определяща за стабилното функциониране на националната енергийна система. За да бъде избегнат рискът за нормалната производствена дейност, от изключителна важност е да не допуснем разпространение на Covid-19 в атомната централа.

Затова още с появата на първите официални съобщения за новия вирус в света започнахме да планираме всички възможни мерки, за да опазим работещите и да осигурим безопасната работа на ядрените блокове.

АЕЦ „Козлодуй“ е една от първите атомни централи, която разработи и въведе Аварийен план за действие при пандемия, който е съгласуван с министъра на енергетиката, с министъра на здравеопазването и с председателя на Агенцията за ядрено регулиране. Създадохме кризисен щаб, ръководен от мен, и въведохме широк кръг от организационни и санитарни мерки, насочени към ограничаване на риска от заразяване.

За да бъде осигурен резерв от лицензирани оператори, изготвихме разчет до оперативен обоснования минимум, без да се нарушават действащите нормативи в страната и вътрешни правила за безопасна експлоатация. Разработена е и схема за работа на 12-часови смени, в случай на необходимост.

Оперативната комуникация и добрата координация са изключително важни при нас и, за щастие, съвременните технологии позволяват това да се извършва безпроблемно.

За превенция от заразяване създадохме необходимата организация, която е в съответствие с изискванията на Закона за мерките и действията по време на извънредно положение, разпорежданията на всички национални институции и указанията на Националния оперативен щаб. На всички служители са предоставени лични защитни средства, които задължително се използват по време на работа. За да бъдат ограничени контактите и за поддържане на социална дистанция, бяха направени промени в организацията на работното време и на сменния, и на редовния персонал. Допускането до работните места се извършва след контрол на телесната температура чрез термовизионни камери, монтирани на главните портали, и с помощта на инфрачервени термометри, разпределени по отделните структури. Столовото хранене се извършва при спазване на всички противоепидемични мерки, работните и санитарните помещения няколко пъти дневно се дезинфекцират и постоянно се поддържа висока хигиена.

Използваме всички възможни начини - интранет страницата на АЕЦ, система от информационни електронни дисплеи и др., за да информираме постоянно служителите на централата и външните организации на площадката за предприетите действия и за въведените ограничения.

Така че АЕЦ „Козлодуй“ продължава работата си при спазване на всички превантивни мерки и ще продължи да осигурява стабилни енергийни доставки за потребителите в страната.

В какво финансово състояние е компанията към момента? Оказа ли влияние извънредната ситуация върху първоначалните планове и заложените срокове при изпълнение на ежегодната ремонтна и инвестиционна програма на дружеството?

За нас е много важно да осигурим необходимите за дейността на централата парични средства, без да се налага допълнително външно финансиране. Основна цел на финансовата ни политика е обезпечаване на икономически ефективно и конкурентно електропроизводство, при гарантиране на най-високо ниво на безопасност. Приключихме миналата година с отлични финансови резултати, в момента финансовото състояние на АЕЦ „Козлодуй“ продължава да бъде стабилно. Това се дължи на надеждната работа на ядрените енергоблокове и количеството произведена за първото полугодие на 2020 г. електроенергия, съпоставимо с нивото за съответния период на 2019 г.

Генерираната електроенергия за първите шест месеца на настоящата година е 8 167 984 MWh, спрямо 8 135 546 MWh за същия период на 2019 г. Доставките на регулирания пазар бележат ръст от 558 676 MWh (54%), поради завишената квота за настоящия регулаторен период.

Въведеното от 13.03.2020 г. в страната извънредно положение оказва своето влияние и на пазара на електроенергия, което неизбежно се отрази върху финансовите резултати на атомната централа. Намаленият обем на продажбите наложи двата блока да работят с понижена мощност през май и юни, за да бъде спазен търговският график, а намалените приходи от продажби доведоха и до по-нисък финансов резултат за първото полугодие на 2020 г. Печалбата след данъчно облагане за периода е 126 170 хил. лв., при отчетена печалба за първото полугодие на 2019 г. от 160 802 хил. лв.

Искам да подчертая, че въпреки усложнената ситуация, в АЕЦ „Козлодуй“ е създадена необходимата организация за изпълнение на ремонтната и на инвестиционната програма. Финансово са осигурени всички приоритетни дейности, свързани с безопасността на ядрените съоръжения, повишаване на ефективността на производството и дългосрочната експлоатация.

Преди повече от 15 години АЕЦ „Козлодуй“ реализира първата сделка за продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Сега каква част от производството си централата реализира на свободния пазар?

Либерализацията на енергийния пазар в България стартира на 18 септември 2004 г. – тогава АЕЦ „Козлодуй“ регистрира първата сделка за продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. И от 2004 г., когато в периода септември – декември АЕЦ реализира 180 хил. MWh по свободно договорени цени, днес над 80% от производството ни, или около 13 000 000 MWh, се реализират на пазарен принцип.

За времето, в което оперира на енергийния пазар, централата натрупа сериозен опит и се утвърди като основен доставчик на базова енергия, гарантиращ сигурност на снабдяването с електрическа енергия, и предпочитан бизнес партньор за широк кръг пазарни участници, опериращи както у нас, така и на регионалните пазари.

Факт е, че да работи на пазарен принцип е голямо предизвикателство за ядрена базова мощност. Затова основните ни усилия бяха насочени към бързо и успешно адаптиране към пазарните предизвикателства, без това да въздейства върху безопасната експлоатация на ядрените блокове.

Днес, в един отворен пазар, виждаме повече възможности за реализация на произвежданата електроенергия, с което да гарантираме работата на блоковете при пълно натоварване.

В енергийния сектор предстоят много промени в контекста на преминаване на страните от ЕС към нисковъглеродна икономика. Какво място според Вас ще заема ядрената енергетика в това европейско беземисионно бъдеще?

От електрическата енергия, произведена в Европейския съюз, около една четвърт идва от атомни централи, като това е и нисковъглеродният източник с най-висок дял в общия европейски микс.

Убеден съм, че ядрената индустрия може и трябва да бъде неизменна част от европейското беземисионно бъдеще. Живеем в много динамично време на развитие и трансформации в различни сфери, включително и в енергийния сектор. Изправени сме пред реални негативни последици от глобалните климатични промени от една страна, а от друга – пред увеличаващо се енергопотребление в световен мащаб.

Така че съвсем закономерно ролята на нисковъглеродната енергия ще нараства.

През тази година Европейската комисия представи три свои стратегически визии в областите индустрия, водород и интегрирани енергийни системи. И в трите документа нисковъглеродните източници на енергия са част от енергийния преход на Европейския съюз до 2050 година. С разработения национален план „Енергетика и климат“ България потвърждава, че до 2050 година основният зелен и нискоемисионен източник на нашата страна е ядрената енергия. В тази връзка АЕЦ „Козлодуй“ ще подпомогне устойчивата трансформация на България към нисковъглеродна икономика, доставяйки беземисионна енергия за националната икономика – индустрия, транспорт и др.

Като съвсем реален пример за принос към декарбонизацията мога да посоча спестените с електропроизводството на АЕЦ „Козлодуй“ емисии. С генерираните 645 365 572 MWh от въвеждането си в експлоатация през 1974 г. до края на м. август 2020 г. нашата централа е предотвратила изхвърлянето на над 750 милиона тона въглероден диоксид.

Нека не забравяме, че атомните централи са определящи и за енергийната сигурност – като базови мощности те имат основна роля за поддържане на устойчивостта на електроенергийните системи.



Какви са перспективите пред ядрената енергетика в световен мащаб?

Ядрената енергетика е високотехнологичен отрасъл, който влияе положително не само на енергийния сектор, а и на цялата индустрия и на икономиката като цяло.

Отрасълът осигурява работни места както за работещи в атомните централи, така и заетост в съпътстващите и обслужващи дейности. Като пример за това ще посоча данните от Европейския съюз – към момента инсталираните 118 гигавата ядрени мощности в страните членки са свързани с над 1,1 милиона работни места. Миналата година излезе анализ на Европейския форум за атомна енергия ФОРАТОМ, според който всяко работно място в ядрения сектор създава 3,2 работни места в икономиката на Евросъюза. Съществен е приносът на ядрената индустрия и за икономическия растеж. По данни от същия анализ на ФОРАТОМ всяко евро, инвестирано в ядрена енергетика, генерира 5 евро в брутният вътрешен продукт на ЕС.

Важен е и един друг аспект на ядрената енергетика – тя се базира на непрекъснато развитие и усъвършенстване, което стимулира процесите на проучвания и иновации и тяхното прилагане за подобряване на безопасността, ефективността и надеждността на ядрените мощности. Много научни разработки и проекти, насочени към нашия отрасъл, намират приложение и извън него и водят до напредък и в други области като медицина, транспорт, телекомуникации и т.н.

Сериозно предимство на атомните централи е това, че експлоатацията им гарантира енергийната сигурност и стабилността на базовите доставки на електричество с нулеви въглеродни емисии за много дълъг период. Те не се влияят от външните условия, работят надеждно и ефективно дори тогава, когато други централи изпитват затруднения от различен характер.

Вярвам, че ядрената енергетика има стабилни перспективи и ще продължи да се развива.



От 1 октомври над 300 000 небитови потребители, присъединени към електро-разпределителната мрежа на ниско напрежение, регламентирано излизат на свободния пазар на електроенергия. Общото електропотребление в страната е 32 млн. MWh. Делът на регулирания пазар е 14 млн. MWh или близо 44%. С излизането на борсата от 1 октомври тази година на небитовите крайни клиенти делът на свободния пазар ще се увеличи с близо 5 млн. MWh, колкото приблизително е тяхното електропотребление. Така на регулирания пазар ще останат около 9 млн. MWh електропотребление, а на свободния пазар то ще достигне 22-23 млн. MWh. Либерализираната част от пазара на електроенергия в страната ще достигне дял от приблизително 75-80%. През следващите години поетапно на свободния пазар ще започнат да излизат домакинствата. Процесът ще бъде организиран, така че да приключи в предвидения срок - до 2025 г. Реформата ще осигури конкурентна среда и по-добри условия за всички пазарни участници.

„ИЗЛИЗАНЕТО НА НЕБИТОВИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ НА СВОБОДНИЯ ПАЗАР ЩЕ ИМ ДОНЕСЕ ДЪЛГОСРОЧНИ ПОЛЗИ“

разговор с Иванка Диловска - Институт за енергиен мениджмънт

Иванка Диловска е с 40-годишен опит в сферата на енергийната икономика като ключов професионалист в проектиране, управление, мониторинг и оценка на българските национални енергийни политики и стратегии, и въпроси, свързани с въздействието върху околната среда. Притежава задълбочена експертиза в сферата на икономическите анализи на енергетиката и по-специално на лицензионните режими и ценообразуването. Иванка Диловска има повече от 15 години опит във висшето ръководство на Министерството на енергетиката, с основни отговорности при разработването на национални енергийни стратегии, моделите за реструктуриране и либерализация в енергийния сектор на България, и в подготовката на необходимата законодателна рамка. Участва активно в мониторинга на изпълнението и развитието на секторни енергийни и екологични политики. Тя е сред учредителите и първият председател на УС на Института за енергиен мениджмънт, като заема този пост в периода 2010-2014 г.



Уважаема г-жо Диловска, как от експертна гледна точка може да се охарактеризира развитието на българския енергиен сектор и по-специално либерализацията на пазара на електрическа енергия през последните години и каква е ролята на вашата организация при формирането и реализацията на енергийните политики?

През последните години бяха подредени някои липсващи парчета от пъзела на либерализацията. Ще очертая трите най-важни в хронологичен ред. Първо отделянето на ЕСО от НЕК и сертифицирането му като независим преносен оператор даде гаранция на пазарните участници за безпрепятствено и равнопоставено осъществяване на своите сделки с електрическа енергия, използвайки преносната мрежа. Второ - със сертифицирането на БНЕБ като независим пазарен оператор през 2015 г. беше създадено стандартното място за среща на пазарните участници и условия за прозрачност на свободната търговия. И трето, беше постигнато известно финансово успокояване на електроенергийния сектор и преустановяване на кръстосаното субсидиране. Постепенно бяха намалени огромните тарифни дефицити на НЕК, натрупани при изпълнение на ролята му на Обществен доставчик. Преустановено беше крос-субсидирането на домакинствата чрез повишаване на ценовата компонента за енергия до нивото на разходите, което е заслуга на досегашния състав на КЕВР. А финансовата стабилност, респективно доверието в сектора, както и разходно-ориентираните тарифи са две изначално необходими условия, без които дори не си струва да говорим за либерализация.

Иначе, една по-ранна историческа справка ще ни покаже, че националният пазарен модел и досега си остава този, който е регламентиран със Закона за енергетиката през 2001 г. - хетерогенен модел с регулиран и пазарен сегмент, базиран на двустранни договори, свободен достъп до мрежата и организиран пазар. Лаконично и ясно като дефиниция, обемно и сложно като изпълнение. През следващото десетилетие предстои да бъдат потърсени и подредени още доста части както от националния, така и от регионалния и общоевропейски пъзел на либерализацията.

Що се отнася до ролята на Института за енергиен мениджмънт. Нашият стремеж беше и е, не да транслираме, а да пресяваме информацията, да отделяме и да информираме за значимото, да обучаваме, да мотивираме и предлагаме решения. За да не стане досадно, ще посоча два примера. Например, концепцията на Института за използване на националните приходи от търговията с CO₂ емисии за намаляване на добавките към цените на електрическата енергия, беше възприета и законово регламентирана. Като резултат, около

2,5 млрд. лв. бяха пренасочени от държавния бюджет към фонд „Сигурност на енергийната система“ и бяха използвани за намаляване с 40% на зелената добавка като част от цена „задължения към обществото“ за бизнеса и домакинствата за периода 2013-2019 г.

А ето и друг пример. „Енергийните магистрали са не по-малко важни от пътните“ е заглавие от сайта на Института от 2011 г. Безусловно е разбирането, че енергийната трансформация е немислима без модернизация и трансформация на мрежата и това разбиране се изразява в успешна практика. През изминалото десетилетие, ако наблюдаваме инвестиционния процес в електроенергийния сектор в световен мащаб, делът на инвестициите в мрежа неизменно е на второ място, непосредствено след инвестициите във ВЕИ, в диапазона 250-300 милиарда долара годишно.

По тази причина стремежът ни беше да създадем и у нас институционално и обществено разбиране за важността на мрежата и необходимостта от нейното засилено финансиране и модернизиране.

Учредяването на Института за енергиен мениджмънт през 2010 г. беше малка промяна в енергийния пейзаж. Но, знаем за ефекта на пеперудата - малка промяна в началните параметри може да доведе до драматични различия в развитието в дългосрочен план. Това е в рамките на шегата, разбира се, но наистина е трудно да се види въздействието на единични усилия върху цялостната динамична картина. В общия случай те остават невидими.

Какви са перспективите на небитовите потребители след 1 октомври? С излизането им на свободния пазар очаквате ли да възникнат някакви трудности, свързани с избора на търговец и кратките срокове за адаптация към новите условия? Какви ще бъдат дългосрочните ползи за тях от излизането им на борсата?

Въпреки че небитовите потребители, присъединени към мрежа ниско напрежение, трябва задължително да си изберат търговец и да напуснат регулирания пазар от 1 октомври, те все пак могат да предпочетат и по-мек вариант за ограничен преходен период - знаем, че законът им даде правото до края на месец юни 2021 г. да останат при досегашния си краен снабдител, но в качеството му на търговец. Този, да го наречем служебен търговец, ще им доставя електрическа енергия съгласно типов договор при общи условия, който наскоро беше одобрен от КЕВР в края на месец август. Служебните търговци ще обявяват не по-късно от три работни дни преди края на месеца, предхождащ месеца, от който съответните цени влизат в сила, цени и тарифи за следващия месец, спрямо които не се предвиждат

каквито и да било регулаторни интервенции. Небитовите потребители не са вързани към служебния търговец до края на месец юни 2021 г. Те могат ежемесечно и безплатно да сменят своя търговец, стига да заявят това до десето число на предходния месец.

Разбира се, трудности ще има. Актуализиран списък с търговците се появи на сайта на КЕВР, но информацията за това дали те предлагат енергия на небитови потребители на ниско напрежение, при какви цени и тарифни планове почти не е публично налична. В другите държави-членки на ЕС са въведени платформи/инструменти за сравняване на оферти, сертифицирани от националните регулаторни органи. И това не е някаква новост - още през 2012 г. CEER публикува Насоки за добри практики в това отношение. Наличието на такава платформа изключително би улеснило избора на нов търговец, на подходящ тарифен план, съответно подписването на договор. И България ще има платформа за сравняване на оферти до края на годината.

Вероятно новите участници на свободния пазар поне първоначално ще предпочетат сигурността - ще търсят цени на електрическата енергия с фиксирана стойност за по-продължителен период от време. Между другото, значим дял от участниците на пазара на дребно в ЕС (домакинства и бизнес) също все още предпочитат фиксираните цени, но този дял бързо намалява. С течение на времето и след като получат необходимата информация и се адаптират към новата си роля, небитовите потребители вероятно ще проявят интерес и към динамичните цени, в частност обвързаните със спот-цените. Именно това ще им донесе и дългосрочни ползи, тъй като динамичните цени водят до по-ниски сметки предвид по-ниския риск, който поема в този случай търговецът на дребно.

За небитовите потребители над всичко стои въпросът какви цени на енергията ги очакват на свободния пазар и оттам - какви ще са техните сметки. Моментът, поне засега, изглежда благоприятен. Референтната пазарна цена, която определи КЕВР за периода юли 2020 - юни 2021 г. е 90 лв./МВтч. Регулираната цена за небитовите потребители е в диапазона от 95 до 110 лв./МВтч при стандартно съотношение дневна/нощна енергия. Следователно, ако прогнозата на КЕВР се сбъдне, небитовите потребители не би трябвало да се сблъскат с по-високи спрямо сегашните цени на енергията на свободния пазар за периода до юни 2021 г. Но, ако договорите им с търговците се базират на месечни цени, е възможно сметките им през зимата да са по-високи поради типичните за България и региона по-високи борсови цени през четвърто и първо тримесечие. Това, обаче, ще бъде компенсирано през пролетта,

когато борсовите цени падат до най-ниското си равнище.

Какви трудности и спънки биха могли да възникнат в хода на пълната либерализация на пазара на електрическа енергия с отпадането на регулирания сегмент, което трябва да се случи до края на 2025 г. Какви мерки трябва да залегнат в стратегията за реализация на този процес, за да бъдат защитени битовите потребители при преминаването им на свободен пазар?

На регулирания сегмент след 1 октомври ще останат домакинствата. Тяхното потребление е около 1/3 от вътрешното крайно потребление. Но като брой представляват 80-90% от всички потребители. Това предопределя сериозни различия в сравнение с досегашния процес на либерализация. За да няма спънки, трябва да са налице достатъчно на брой търговци на дребно с нов профил - готови да привличат и да обслужват големия брой клиенти с ниско потребление (под 3 МВтч годишно), да поемат немалките административни, организационни и логистични разходи по договаряне, фактуриране, отчитане, плащания, комуникация. Също така, да разполагат с капацитет и познания, за да могат да разработят и предложат на домакинствата подходящи тарифни планове.

От друга страна, надеждността на търговците на дребно е функция от надеждността на пазара на едро. Колкото и да е подготвен и отговорен един търговец на дребно, той не би могъл да изпълни задълженията към своите клиенти за сигурни доставки на енергия на договорените цени, ако пазарът на едро е непредсказуем и крие изненади. Всъщност, ако пазарът на едро носи тези дефекти, то е малко вероятно въобще да се появи интерес към търговия на дребно. От тази гледна точка, планираните стъпки в интегрирания Национален план енергетика и климат, и това което правят ЕСО и БНЕБ за обединяването на националния електроенергиен пазар със съседните пазари е от приоритетно значение.

В процеса на либерализацията на пазара на дребно ролята на операторите на разпределителни мрежи ще бъде критично важна. Към традиционните им задължения да поддържат и развиват мрежата се добавят все повече пазарни функции, в т.ч. и смяната на доставчика. При такова масирано навлизане на огромен брой участници на свободния пазар и на фона на изискванията за все по-кратки срокове за смяна на доставчика (до 24 часа) те ще бъдат изправени пред сериозното предизвикателство да се справят и с двете задачи. Както образно се изразяват в европейските документи, да станат гръбнака на свободния пазар на дребно.

Да не забравим и необходимостта от промяна и на потребителското поведение.

Ако домакинствата останат пасивни, то тогава целите на либерализацията ще бъдат едностранно постигнати – само от страна на снабдяването. Цялостният ефект изисква и промяна от страна на потреблението, чрез активно поведение, поемане на отговорности и рискове.

По какви критерии трябва да се определят най-уязвимите потребители, за които да се прилагат защитни ценови механизми?

Сложен казус. Нека да помислим за уязвимостта. Всички сме уязвими, когато спре токът. Особено при home-office. Но да, има и най-уязвими. Например отопляващи се на ток без друга алтернатива, хора в затруднено и неравностойно положение, болни, нуждаещи се от специализирана медицинска апаратура на ток. В тези случаи уязвимостта произтича от вероятността за прекъсване на снабдяването, а не от финансови причини.

На второ място, има домакинства, които не могат да си плащат сметките поради липса на средства, откъдето идва рискът да им бъде прекъснато снабдяването. Тук вече става дума за финансова уязвимост и обикновено тези домакинства влизат в категорията на енергийно бедните. Въпросът е обаче дали са енергийно бедни или просто са си бедни? Само енергийните разходи ли са непосилни за тях или въобще поддържането на приемлив жизнен стандарт? Категориите на бедност са спорен въпрос. Безспорно е обаче това, че социално уязвимите доходни групи трябва да бъдат защитавани. Но как, дали чрез ценови механизми, т.нар. социални тарифи? Все по-силна и широка защита получава тезата, която се поддържа и от Института за енергиен мениджмънт, че електроенергетиката не бива да бъде натоварвана със социални функции, съответно - цените на електрическата енергия не бива да бъдат използвани за социална защита. У нас отпреди повече от 20 години е създадена добре известната ни система за отоплителни помощи за социално слаби, която се управлява от ресорното социално министерство и тя работи добре. Контра-продуктивно е да се изгражда изцяло нова система, вместо да се надгражда съществуващата. И още нещо – всякакъв тип ценови деформации вредят на електроенергийния бизнес, в т.ч. и на процесите на либерализация.

Какъв да бъде маркетинговият подход на търговците на електрическа енергия към потребителите и какви ще са основните трудности, които могат да възникнат в този сегмент на търговията? Какво показва опитът на другите държави?

Пазарите на дребно в ЕС имат вече 20-годишна история. Резултатите обаче не са впечатляващи. Дори във Великобритания, която е пионер в тази насока, 70% от домакинствата продължават

да предпочитат традиционните си доставчици и не проявяват интерес към промени. Основната причина за това е намаляващият дял на цената за енергия, т.е. на конкурентната компонента, в общата цена на електрическата енергия. Примерно, да се върнем у нас. Ако даден търговец предложи енергия на цена с 10% по-ниска от регулираната на небитов потребител на ниско напрежение, това ще намали сметката на клиента само с 3,8%. Защото делът на енергийната компонента в пълната цена на електрическата енергия е 38%. Т.е., ако потреблението е 10 МВтч (например детска градина) годишно, в рамките на една година сметката ще падне от 2500 до 2405 лв. или с 95 лв. Това не буди особен пазарен ентузиазъм, нали?

От друга страна, съществуващият модел на пазар на дребно в ЕС прехвърля към търговците всички дейности по снабдяването с електрическа енергия на домакинствата. Освен стандартните дейности по маркетинг и обслужване на клиентите, търговецът на дребно трябва: да договаря и поддържа портфейл от енергия, закупена от дългосрочни и краткосрочни пазари и от различни доставчици; да предоставя балансиращи услуги и да осъществява балансиращи сделки; да договаря и да осъществява разплащания с мрежови оператори. Образно казано, моделът на пазара на дребно е вертикален, като на неговия връх стои търговецът, който отговаря за всичко. Това е прекомерна концентрация на отговорности и изисква адекватен, трудно постижим капацитет.

Така че, това са глобалните особености в ЕС, които ще се пренесат и насам. Трудни ще са задачите на търговците на дребно.

На въпроса ви за маркетинговия подход на търговците. В началния период новите потребители на свободна енергия вероятно ще са предпазливи и ще очакват да получат оферти, подобни на настоящите – фиксирана цена за енергията за възможно най-дълъг период от време, вероятно с дневна и нощна тарифа. За по-хазартно настроените потребители търговците със сигурност ще предложат също спот-базирани оферти, при които цената ще се калкулира на база на почасовите борсови цени плюс договорен марж за търговеца. Вероятно ще се предлагат и комплексни оферти (за различни услуги), зелени оферти, онлайн оферти и техният дял ще расте с времето.

Многообразието на възможните оферти засега се ограничава от наличните измервателни средства. Малките небитови потребители и домакинствата не разполагат с интервални, например почасови, измервателни уреди, които да им позволяват да намаляват сметките си чрез по-активно потребление в евтини часови зони на борсовата цена или ограничаване на потреблението в скъпите часови зони.

Каква роля на борсата ще играят активните потребители?

Ако потребителите „диспечират“ потреблението си, те стават активни потребители и по този начин подпомагат управлението на системата. Две категории се използват в ЕС за подобен тип поведение – DSM (Demand site management) и DR (Demand response). Управлението на потреблението (DSM) включва по-комплицирани мерки – от инвестиции и спестяване на енергия, чрез енергийна ефективност до сложни системи за промяна на профила на потребление в търсене на най-ниските борсови цени. Реакцията на потреблението (DR) представлява изключване на предварително договорени мощности при получени сигнали за претоварване на системата.

Активността на потребителите спестява средства за управление на системата. Мощностите на потребителите, управлявани по подходящ начин, намаляват нуждата от резервни, балансиращи и нови производствени мощности. И като резултат – всички печелят от дългосрочно по-ниски цени.

Както цялата енергийна политика на ЕС, така и насърчаването на активността на потребителите се предполага да се базира на подходящите икономически сигнали. Ако определен потребител даде своето съгласие да спира потреблението при поискване от търговец (или агрегатор), той трябва да е наясно какво ще спечели от това, колко по-ниска ще е сметката му спрямо стандартния договор при пасивно поведение. И тук идва нуждата от законодателна уредба на този сегмент, както и от умни измервателни уреди, разбира се.

Какви препоръки бихте предложили към работата на институциите за въвеждане на механизъм за капацитет, гарантиращ сигурността на доставките, което предстои да се случи до средата на 2021 г.?

Да, решението е в ръцете на националните институции. Вероятно ще бъдат предложени, съответно въведени, повече от един механизми за капацитет. Трябва да бъде избрана такава комбинация, която най-добре да отговаря както на настоящия статус на електроенергийната система, така и на целта за постигане на надеждност при възможно най-ниски разходи.

Разбира се, че ще бъдат отчетени времевите ограничения на Регламента относно вътрешния пазар на електроенергия от юни 2019 година по отношение на механизмите за капацитети. Те ще могат да се прилагат като част от пазарния модел най-късно до края на 2030 г., но местните възглещни централи ще могат да

участват в тях най-късно до средата на 2025 г. Така че, националното предложение трябва да отчита тези времеви ограничения и да включва различни опции, съответно за периода до 2025 и за периода 2025-2030 г.

Но да погледнем и другата страна на монетата. Механизмите за капацитети ще се прилагат тогава и докато надеждността на снабдяването не може да се постигне при пазарни условия. Ето защо, наред с оценката за адекватност на електроенергийната система, другият документ, който трябва паралелно да се разработи и да се представи пред ЕС, е свързан с подобряването на съществуващия пазарен модел до 2030 г. Така че, двата документа са неразривно свързани. И докато за първия отговорността е основно на МЕ, респективно ECO, то за втория ключовата институция е КЕБР.

Наскоро Институтът за енергиен мениджмънт чества 10 години от създаването си. До каква степен успяхте заедно с ресорните институции и дружества от бранша да намерите най-добрите решения за българската енергетика в контекста на общите европейски цели?

Докато се търсеха решенията до 2020 г., за да бъдат изпълнени целите на Третия законодателен пакет, дойде време за политическите цели на Четвъртия пакет до 2030 – 2050 г. Само че още преди целите на Четвъртия пакет да бъдат осмислени и потвърдени на национално равнище, беше обявена Зелената сделка с ревизирани и още по-амбициозни цели за същия период 2030-2050 г. И сега отново започва търсенето на решения, а времето за намиране на най-добрите подходи е твърде кратко.

Намесата на енергийната политика в електроенергийния бизнес, според мен, става прекомерна.

Работата на Института за енергиен мениджмънт съвместно с Евроелектрик ежедневно ни показва колко е важен гласът, корективът на електроенергийната индустрия при формирането на европейските политики.

В същия ред на мисли, финансирането на политики, чрез добавки към цената на електрическата енергия, стана масова и засилваща се практика в държавите членки. Трябва да се направи промяна – такава, че добавките да отпаднат от цените и сметките да отразяват само чистите разходи за електрическа енергия.

И накрая, в рамките на шегата – що се отнася до Института за енергиен мениджмънт, ще ни трябват поне още 10 години, за да оценим какъв е приносът ни за първите 10.

КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕБАЛАНСА ОТ ПРОГНОЗИРАНЕ

Статия на Александър Ангелов, Георги Ганев, Никола Шакев

Резюме: В доклада е направен кратък обзор на особеностите на свободния пазар на електрическа енергия. Обоснована е необходимостта от прогнозиране на електропотреблението ден напред и е дефинирана целева функция. Специално внимание се обръща на определянето на небаланс от прогнозиране на товаровия график. Предложен е начин за частично компенсиране на небаланс от прогнозиране. Представените резултати от изследване на конкретен обект са обобщени и анализирани.

ВЪВЕДЕНИЕ

Участието на свободния пазар на електрическа енергия (ЕЕ) дава възможност на потребителя да избира своя доставчик и да договаря с него най-добри условия. Това е предпоставка за повишаване на конкуренцията, като се дава възможност за подобряване на икономическите показатели на клиента. От друга страна това е свързано с определени задължения. Едно от тях е свързано с изготвяне на прогнозни товарови графици. При наличие на разлика между реално и прогнозно количество ЕЕ се начисляват наказателни такси, които могат да доведат до значително нарастване на разходите, свързани с участието на свободния пазар. По този начин възниква въпросът за компенсиране на получения небаланс от прогнозиране.

ОСОБЕНОСТИ НА ПАЗАРА НА ЕЕ В БЪЛГАРИЯ

Пазарът на ЕЕ в България се състои от два сегмента – сегмент с регулирани цени и сегмент със свободно договорени цени или т.нар. свободен пазар.

В регулираната част от пазара всички цени и такси се определят от Комисията за енергийно

и водно регулиране (КЕВР). В този случай потребителите се обслужват от Електроразпределителните дружества на териториален принцип и не са задължени да сменят своя доставчик на ЕЕ. Към момента този сегмент включва битови и небитови потребители, които са присъединени към разпределителни мрежи ниско напрежение.

На свободния сегмент клиентите могат да сменят своя доставчик на ЕЕ без географското им разположение да влияе на това. Въпреки това те също заплащат цени за мрежовите такси, определение от КВЕР [1]. Съгласно [2,3] договори по свободно договорени цени се сключват между:

- производители;
- търговци на ЕЕ;
- крайни клиенти, регистрирани на пазара по свободно договорени цени.

От 2013 г. на свободния пазар участват всички потребители на високо и средно напрежение, което създава основата за развитие на свободната търговия [4].

От 1 април 2016 г. стартира прилагането на стандартизирани товарови профили. Чрез тях битовите и малките стопански клиенти могат да участват на пазара по свободно

договорени цени. При тези потребители няма нормативно изискване за почасово измерване на количеството консумирана ЕЕ [5].

Едно от основните предизвикателства за развитието на пазара е пълното отпадане на регулируемия сегмент.

В резултат на предприетите мерки за либерализиране на пазара на ЕЕ през последните години на пазара на дребно активно навлизат нови участници на пазара. Те оказват конкурентен натиск на традиционните доставчици.

Въпреки възможността за избор, която предлага свободният пазар, досега се наблюдаваше тенденция към връщане на битови и небитови клиенти на ниско напрежение от свободния към регулирания пазар. Това може да забави процесът на пълна либерализация на пазара на ЕЕ [6].

От първи октомври с промени в Закона на енергетиката се регламентира излизането на всички небитови потребители на свободния пазар.

ПРЕДПОСТАВКИ ЗА КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕБАЛАНСА ОТ ПРОГНОЗИРАНЕ

При свободния пазар на ЕЕ небалансите се изчисляват като разлика между регистрирания график и измерените стойности на производители и потребители в рамките на един търговски период (сетълмент). В този случай небалансът от прогнозиране се определя чрез израза:

$$\Delta E(t) = E_{\text{реално}}(t) - E_{\text{прогн}}(t), \quad (1)$$

където $E_{\text{реално}}(t)$ е реалната консумация на ЕЕ за всеки час (сетълмент) от денонощието, kWh ,

$E_{\text{прогн}}(t)$ – прогнозираната консумация на ЕЕ за всеки час (сетълмент) от денонощието, kWh ,

Ако $\Delta E(t) > 0$ се получава небаланс от недостиг.
Ако $\Delta E(t) < 0$ се получава небаланс от излишък.

Стойността на заплатената сума от участника на свободния пазар може да се определи със следния израз:

$$CЗЕЕ = CДЕЕ + СЕЕИ + СЕЕН, \quad (2)$$

където $CДЕЕ$ е стойността на договореното (прогнозирано) количество ЕЕ, $лв$;

$СЕЕИ$ – стойността на заплатената ЕЕ от излишък, $лв$;

$СЕЕН$ – стойността на заплатената ЕЕ от недостиг, $лв$.

Целта е тази сума, ($CЗЕЕ$) на годишна база да бъде възможно най-малка. От това следва, че е необходимо в края на всеки търговски период (сетълмент) небалансът да бъде възможно най-малък, без значение как се изменя в реално време в периода на сетълмента. По този начин се налага да се предприемат мерки, които да ограничат големината на това отклонение при прогнозиране на потреблението.

НАЧИН НА КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕБАЛАНСА

Един от начините е чрез използване на система за съхраняване на енергия ($CСЕ$). В този случай, когато има излишък от ЕЕ, тя може да се запасява в $CСЕ$, а когато има недостиг – да се отдава от $CСЕ$.

За обекти, където е необходим капацитет на $CСЕ$ в границите от няколко десетки до стотици kWh , най-подходящи са литиево-йонните батерии. Като една от пречките за масовото навлизане на този тип батерии с мрежово приложение е тяхната висока цена. Тя се изменя в границите от 500 до 1000 €/kWh. Целта, която си поставят производителите, е тази цена да спадне до 200 €/kWh през 2030 г. и да достигне нива под 200 €/kWh през 2050 г. [7,8].

Друг възможен начин за компенсиране на небаланса от прогнозиране е чрез управление на неосновни консуматори в даден обект.

АНАЛИЗИРАНЕ НА ОСОБЕНОСТИТЕ ПРИ КОМПЕНСИРАНЕ НА НЕБАЛАНСА ОТ ПРОГНОЗИРАНЕ

За намаляване на небаланса е предвидено да се използва специализирана система. Управлението (включване и изключване) на неосновните консуматори в обекта се извършва чрез логически алгоритъм. Върху процеса на компенсиране на небаланса могат да оказват влияние различни фактори.

Небаланс от прогнозирането. Небалансът от прогнозиране се определя чрез израз (1). Когато $\Delta E(t) > 0$, той се компенсира чрез изключване на неосновни консуматори. Когато $\Delta E(t) < 0$,

компенсирането се извършва чрез включване на неосновни консуматори. За определяне на стойностите на небалансите, които системата трябва да компенсира, се прави статистически анализ на получените небаланси. Резултатът от него ще бъде основа за определянето на нейните параметри.

Период на компенсиране на небаланса. Основна цел на системата е небалансът в края на всеки търговски период (сетълмент) да бъде възможно най-малък. Поради това са възможни следните подходи:

- Компенсация през целия период на сетълмента;
- Компенсация само през последната четвърт на сетълмента (от 45 до 60 min).

Оптимална мощност на системата. Важен фактор при компенсиране на небаланса от прогнозиране е правилният избор на мощност на консуматорите, участващи в системата. Изборът на по-малка мощност може да не доведе до желаните резултати, а при по-голяма мощност да има значителни начални капиталовложения, които в крайна сметка да не бъдат оправдани от получените резултати. За количествена оценка на ефективността при процеса на компенсиране се приема, че икономическата полза, съответно срокът на откупуване на системата, зависят от направените икономии на разходите, предназначени за заплащане на получените небаланси. Колкото по-голяма е мощността ѝ, толкова по-малки ще бъдат получените небаланси от прогнозиране и съответно заплатените наказателни такси за балансиране. Следователно срокът на откупуване на направената инвестиция ще бъде по-кратък. От друга страна колкото по-голяма е мощността, толкова по-голяма ще бъде първоначалната инвестиция. По този начин се влошава възвръщаемостта на направената инвестиция. Определянето на оптималната мощност на системата се извършва чрез решаване на следната технико-икономическа целева функция:

$$T = \frac{PI(P)}{CЗЕЕ - CЗЕЕ^*(P)}, \quad (3)$$

където

PI(P) е общата стойност на системата, състояща се от всички неосновни консуматори, които ще се включват и изключват, както и разходите, свързани с изграждането на системата;

CЗЕЕ - стойността на критерия, получен без наличие на компенсиране;

CЗЕЕ*(P) - стойността на критерия, получен вследствие на използване на системата в зависимост от нейната мощност.

Времеzakъснение на включване и изключване на неосновните консуматори. При някои обекти с динамично изменение на потреблението е възможно да се получат краткотрайни резки изменения в товаровия график, причинени от включване или изключване на консуматори с голяма единична или сумарна мощност. Това може да причини често включване и изключване на неосновните консуматори от системата. Последствията от това могат да бъдат преждевременно износване на тези съоръжения, следствие от честите преходни процеси на пускане и спиране, както и значително натоварване на комутационната апаратура.

Наличието на времезакъснение ограничава влиянието на краткотрайните пикове. Колкото времезакъснението е по-малко, толкова и компенсацията ще бъде по-добра и следователно небалансите от прогнозирането по-малки. Следователно критерият CЗЕЕ ще има по-ниски стойности. Но това увеличава броя на комутационните цикли. Обратно, ако времезакъснението е по-голямо, компенсацията ще бъде по-груба и следователно набалансите по-високи. Критерият CЗЕЕ ще има по-големи стойности, но комутационните цикли ще бъдат с по-малък брой.

Непълно използване на неосновните консуматори в процеса на компенсиране. Приложението на неосновните консуматори е свързано със следните особености:

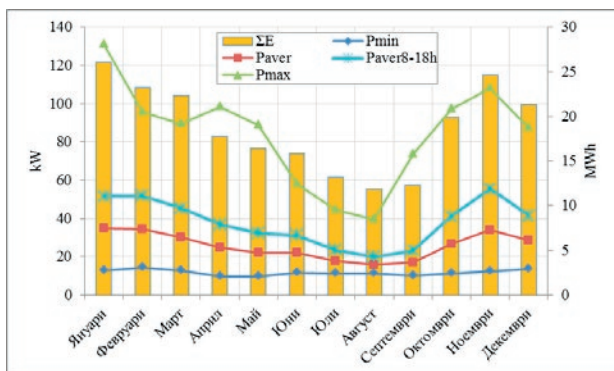
- Въпреки че са неосновни, в момента на тяхното участие в компенсацията на небалансите може реално да няма нужда от тях. Поради това тяхната работа може да причини частично влошаване на режима на работа или комфорта в обекта;
- При подаване на управляващ сигнал от системата към даден неосновен консуматор за участие в компенсиране на небалансите, по някаква причина той може да не промени първоначалното си състояние. В този случай няма да се извърши компенсация на небаланса, която няма да подобри критерия CЗЕЕ.

ОБЕКТ НА ИЗСЛЕДВАНЕ

Обектът на настоящото изследване е IV корпус на ТУ-София, филиал Пловдив. Сградата се захранва от трафопост 20/0,4 kV, а предоставената мощност е 623 kW. Общото потребление на ЕЕ се регистрира със система

PowerLogic на фирмата Schneider Electric. Тя включва персонален компютър със съответното програмно осигуряване (програмата System Manager Software), измерители на електроенергия CM4250 и PM710, свързани със серийна шина RS485 и токови трансформатори.

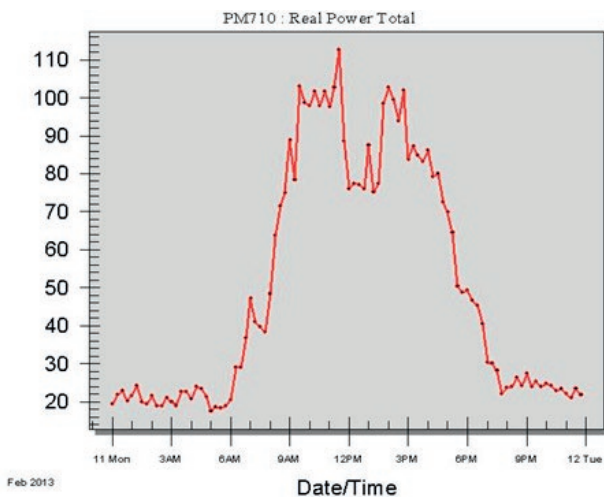
Потреблението има сезонен характер и се изменя динамично по време на светлата част на денонощието. На **Фиг.1** са показани месечното, минималното, средното за деня, средното за периода от 08:00 до 18:00 часа и максимално почасово потребление през 2017 г.



Фиг. 1

Изменение на потреблението през 2017 г.

На **Фиг.2** е показан типичен дневен товаров график, отчетен със системата Power Logic.



Фиг. 2

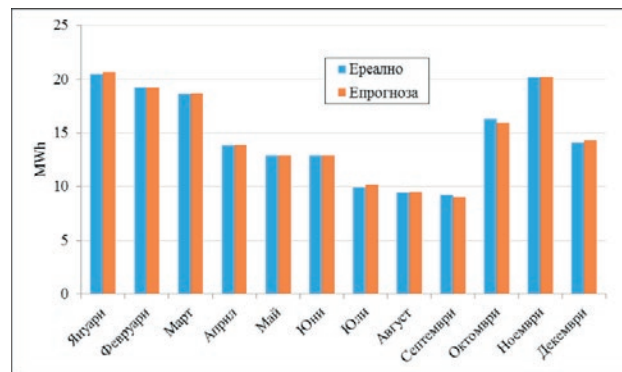
Дневен товаров график

Проведени са измервания на изменението на електропотреблението за 2016 г. и 2017 г. На базата на натрупаните данни и прилагане на разработена методика са определени моделите за прогнозиране на потреблението.

ПОЛУЧЕНИ РЕЗУЛТАТИ

Изследването се извършва на основата на получените небаланси между почасовите прогнозни и реално измерени товари графици за 2017 г.

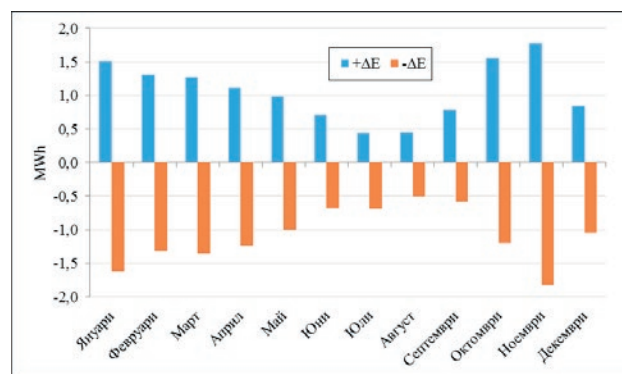
Чрез използване на моделите за прогнозиране е изчислено, че прогнозната годишната консумация от обекта е 226 000 kWh. В действителност реалното годишно потребление възлиза на 225 000 kWh. На **Фиг.3** е показано разпределение на тези резултати по месеци.



Фиг. 3

Реално и прогнозно потребление

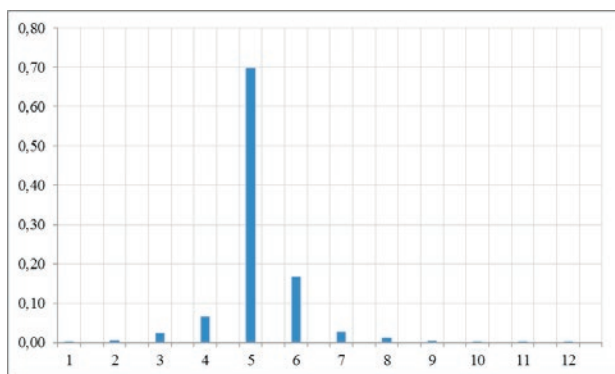
Като се вземе предвид начинът на определяне на небалансите, се получават следните небаланси на годишна база - от излишък 7,6 % и от недостиг 7,1 %. На **Фиг.4** е показано разпределение на тези стойности по месеци.



Фиг. 4

Небаланс от излишък и недостиг

На **Фиг. 5** е показана хистограма на получените почасови небаланси от прогнозиране, а в **Таблица 1** са посочени диапазоните на отделните разряди.



Фиг. 5

Хистограма на получените небаланси от прогнозиране

Таблица 1

Диапазон на разрядите на хистограмата

Разряд	Начало	Край	Разряд	Начало	Край
№	kWh	kWh	№	kWh	kWh
1	-46,31	-36,51	7	12,48	22,28
2	-36,51	-26,71	8	22,28	32,08
3	-26,71	-16,92	9	32,08	41,88
4	-16,92	-7,12	10	41,88	51,68
5	-7,12	2,68	11	51,68	61,48
6	2,68	12,48	12	61,48	71,28

За компенсиране на небалансите се използва система, която има следните параметри:

- обща мощност от 18 kW на неосновните консуматори, които ще се изключват, разпределени в девет степени по 2 kW всяка;
- обща мощност от 18 kW на неосновните консуматори, които ще се включват, разпределени в девет степени по 2 kW всяка.

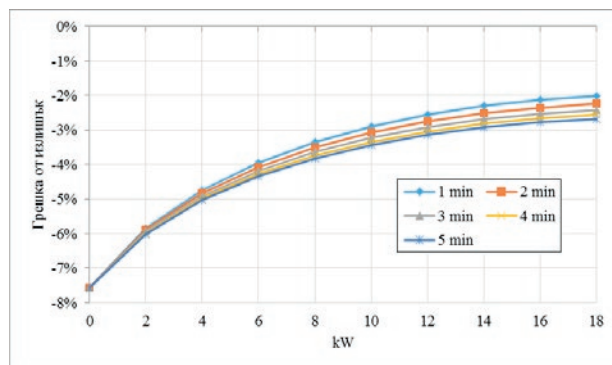
В **Таблица 2** са показани обобщените резултати, получени при компенсиране на небалансите от излишък и от недостиг в зависимост от периода на компенсирането им.

Таблица 2

Компенсиране на небаланс от прогнозиране в зависимост периода

Начин на управление	Времеза-къснение	-ΔЕбал	+ΔЕбал
-	min	%	%
0 - 60 min	1	-1,92	1,86
0 - 60 min	2	-2,03	1,96
0 - 60 min	3	-2,13	2,06
0 - 60 min	4	-2,21	2,15
0 - 60 min	5	-2,28	2,21
45 - 60 min	1	-0,87	26,96
без компенсация		-7,60	7,10

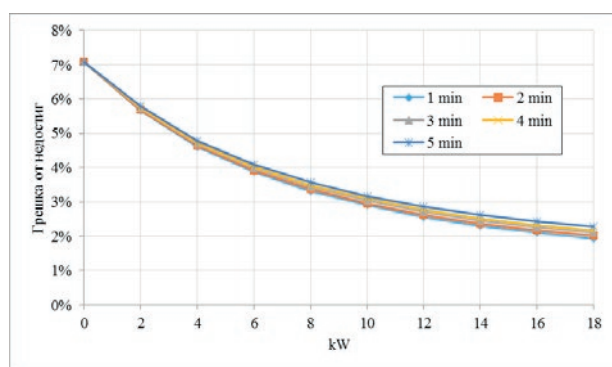
На **Фиг.6** са показани графиките на дела на компенсиране на небалансите от излишък в зависимост от мощността на системата при различни стойности на времезакъснението.



Фиг. 6

Компенсиране на небаланс от излишък в зависимост от мощността на системата при различно времезакъснение

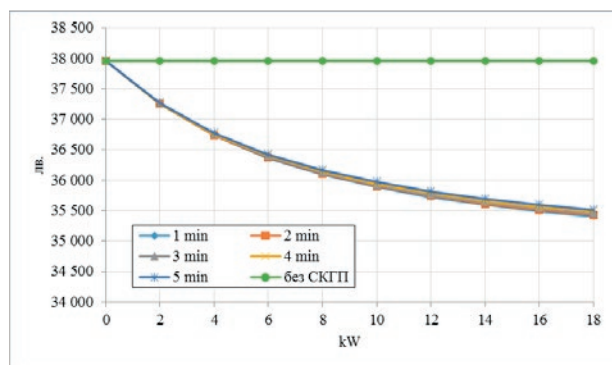
На **Фиг.7** са показани графиките на дела на компенсиране на небаланса от недостиг в зависимост от мощността на системата при различни стойности на времезакъснението.



Фиг. 7

Компенсиране на небаланс от недостиг в зависимост от мощността на системата при различно времезакъснение

На **Фиг.8** са показани графиките на изменение на критерия СЗЕЕ в зависимост от мощността на системата.



Фиг. 8

Изменение на критерия СЗЕЕ в зависимост от мощността на системата

Направеният статистически анализ показва, че при самостоятелно използване на акумулаторна батерия за компенсация на небалансите от прогнозиране (от недостиг и излишък) са необходими 38 kWh работен капацитет за заряд и 46 kWh работен капацитет за разряд. При използване на система с обща мощност от 20 kW (10 kW на включени и 10 kW на изключени неосновни консуматори), за остатъчна компенсация на небаланса стойностите на батерията са съответно 10 kWh работен капацитет за заряд и 10 kWh работен капацитет за разряд. За определяне на реалния капацитет на ССЕ трябва да се отчете дълбочината на разряда.

ИЗВОДИ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ

От проведените изследвания и получените резултати могат да се направят следните изводи от използване на неосновни консуматори за компенсиране на небалансите:

1. Компенсирането на небалансите през целия период на сетълмент показва добри резултати, водещи до същественото им намаляване, без да се налага допълнително увеличаване на мощността на системата;
2. Увеличаване на мощността на системата над определена стойност не води до линейно намаляване на небалансите. Наблюдават се тенденции към достигане на пределна стойност на небалансите;
3. Резултатите при различните време-закъснения показват, че стойностите не се различават значително. Поради тази причина може да се избере времезакъснение с по-голяма стойност, без това влоши съществено икономическите показатели;
4. Колкото степента на използване на консуматорите, които се изключват, е по-висока, толкова по-ниски са стойностите на критерия СЗЕЕ, съответно и икономическите ползи от използването на системата са по-големи;
5. Самостоятелното използване на батерия е свързано с големи първоначални разходи, което поставя под въпрос икономическите ползи от това приложение.

Проведеното изследване води до следните заключения:

1. Използването на неосновни консуматори за компенсиране на небалансите има положителен икономически ефект.
2. Колкото по-голям е броят на консуматорите, участващи в компенсацията, и колкото тяхната мощност е по-малка, толкова по-плавно и точно е регулирането на потреблението дори и при стъпаловидно управление;
3. За компенсиране на небалансите е икономически по-изгодно да се използва управление на неосновни консуматори, отколкото да се използва акумулаторна батерия;
4. За повишаване нивото на компенсация на небаланса може да се използва и ССЕ, например акумулаторна батерия, но само като допълнение към управлението на неосновните консуматори.

БЛАГОДАРНОСТИ

Този доклад е подготвен с подкрепата на Европейския Фонд за Развитие и ОП „Наука и образование за интелигентен растеж 2014-2020“, проект Център за компетентност „Интелигентни мехатронни, еко- и енергоспестяващи системи и технологии“, № BG05M2OP001-1.002-0023.

Литература

1. <http://ateb.bg>
2. Закон за енергетиката
3. Правила за търговия с електрическа енергия
4. Държавна комисия за енергийно и водно регулиране, Годишен доклад за Европейската комисия, 2014
5. Комисия за енергийно и водно регулиране, Годишен доклад за Европейската комисия, 2017
6. Комисия за енергийно и водно регулиране, Годишен доклад за Европейската комисия, 2019
7. EERA, European Energy Storage Technology Development Roadmap towards, 2030
8. World Energy Council, Energy Storage Monitor, 2019

Електроенергийният системен оператор беше отличен с високо международно признание през лятото на тази година от Радара за иновации на Европейската комисия. Наградата „Ключов иноватор“ е присъдена на екипа на дружеството за разработения краткосрочен анализатор на адекватността на електроенергийната система в рамките на проекта CROSSBOW. ECO е стратегически партньор в международния проект CROSSBOW по европейската програма „Хоризонт 2020“. CROSSBOW е един от най-важните иновационни проекти на Европейския съюз в областта на интелигентните мрежи. Той има за цел да предложи споделено използване на ресурси за насърчаване на трансграничното управление на непостоянните източници на възобновяема енергия и съоръженията за съхранение, способствайки за по-широко разгръщане на незамърсяващи енергийни източници, съкращаване на мрежовите експлоатационни разходи и увеличаване на икономическите ползи от екологично чистата енергия и от съоръженията за съхранение на енергия.

ЕСО – КЛЮЧОВ ИНОВАТОР В ПРОЕКТА CROSSBOW С РЕГИОНАЛНА КРАТКОСРОЧНА ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТТА

Статия на инж. Ангел Георгиев, инж. Николай Чавдаров, д-р инж. Стефан Сулаков - ECO ЕАД

ВЪВЕДЕНИЕ

Радарът за иновации е управляван от данни метод на Европейската комисия, фокусиран върху идентифицирането на високо потенциални иновации и ключовите иноватори, които стоят зад тях в проектите за финансиране от ЕС за научни изследвания и иновации. Той се основава на методология, разработена от Съвместния изследователски център (JRC). Данните, събрани по този метод, се използват за категоризиране на финансираните от ЕС иновации по отношение на пазарна зрялост и потенциал въз основа на системи от индикатори, разработени от JRC.

На 20 юли 2020 година Радарът за иновации на Европейската комисия определи ECO ЕАД, като „ключов иноватор“¹ с участието си в проекта CROSSBOW. Това е първото признание за ECO ЕАД от такъв ранг и надяваме се не последното.

Поводът за високото признание бе поемането на допълнителна задача в проекта CROSSBOW от страна на ECO ЕАД съвместно с центъра за сигурност в Белград (SCC-Belgrade), а именно разработване на **иновативна регионална краткосрочна (за следваща седмица) оценка на адекватността (РКОА)**, която включва методология и два прототипа:

- Краткосрочна оценка на адекватността на отделните страни от региона - определяне на необходимия внос и потенциалния износ, така че да се постигне стандартът за надеждност (задача на екипа от ECO ЕАД).
- Преразпределение на необходимия внос и потенциалния износ между страните в региона въз основа на метод, основан на потока (Задача на SCC-Belgrade).

Настоящата статия представя изпълнението на задачата от страна на ECO ЕАД, за което бе получена високата номинация от Радара за иновации, както и потенциала за бъдещо развитие на иновацията.

¹ <https://www.innoradar.eu/innovator/996604385>

ПРЕДПОСТАВКИ

Продължаващият световен преход към нисковъглеродна икономика предизвиква значително реструктуриране в енергийния сектор през последното десетилетие. Безкрайната заплахата от последиците от глобалното затопляне и стремежът към по-чиста енергия и конкурентни пазари са движещата сила в бум на ВЕИ технологиите. Това води до бързи промени в производствения микс и потенциално въвежда по-голяма неопределеност и несигурност на енергийните доставки поради прекъсваемия характер на вятърната и слънчевата енергия. За да се гарантира безопасната и надеждна работа на електроенергийната система (ЕЕС), е необходим координиран подход за планиране по всички времеви хоризонти.

Регионалният оперативен център (РОЦ) на проекта CROSSBOW предоставя на операторите на преносни системи (ОПС) различни услуги, свързани с адекватността и сигурността на електропреносната мрежа. Една от тези услуги е РКОА, чиято цел е да направи оценка за седмица напред, дали прогнозната разполагаема мощност за производство на електроенергия и трансграничния капацитет за внос ще са достатъчни за покриване на очакваното потребление.

Ратифицираните на 5 юни 2019 г. от Европейският парламент Регламент (ЕС) 2019/941 относно готовността за справяне с риска в електроенергийния сектор и Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия, налагат допълнителни изисквания към оценката на адекватността. Конкретните членове, които трябва да бъдат споменати, са: член 23, параграф 5 от Регламент (ЕС) 2019/943, който посочва основните принципи на методологията за оценка на адекватността на ресурсите. По-детайлни задължителни изисквания относно тази оценка са посочени в член 8 от Регламент 2019/941. Тези изисквания за разработване на методология бяха основната движеща сила за предложението на нов иновативен вероятностен подход за РКОА в Югоизточна Европа.

ОСНОВНИ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА РАЗРАБОТЕНИЯ АЛТЕРНАТИВЕН И ИНОВАТИВЕН ПОДХОД

Новият иновативен вероятностен подход за РКОА в Югоизточна Европа се базира на следните принципи:

- управление на товара/отзивчивост на потреблението (demand response);
 - променливост и прекъсваемост на производството на енергия от възобновяеми източници;
 - вероятност от непланирани прекъсвания на генериращите мощности;
 - вероятност от непланирани прекъсвания на междусистемните електропроводи;
 - изчисляване на трансграничен обмен на ел. енергия чрез подход, базиран на потока (flow-based approach);
 - включване на индикаторите „очаквана недоставена енергия“ и „очакван брой часове с дефицит“ (Loss Of Load Expectation) или техните производни (например вероятност за дефицит - Loss Of Load Probability - LOLP);
 - оптимизация на пазарните транзакции;
 - анализ на сигурността с коригиращи действия;
 - единен инструмент за моделиране;
 - прозрачност на входящите данни (платформа за прозрачност на ENTSO-E), моделирането, изчисленията и оценките в съответствие с член 41 от Регламент 2019/943 за вътрешния пазар на електроенергия.
- Както е описано на **фигура 1**, приложен е интегриран подход от долу-нагоре и отгоре-надолу. Като първа стъпка се извършва вероятностното моделиране на разполагаемата мощност за производство и потреблението на страните, участващи в региона. Чрез конволюция на функциите на вероятностно разпределение се изчислява нивото на адекватност, което се сравнява с определена предварително целева стойност. Като резултат се получава възможен износ и/или необходим внос по държави. За да се оцени влиянието на евентуални принудителни прекъсвания на междусистемните връзки, се прилага преизчисляване на необходимия внос въз основа на статистиката за коефициентите на аварийност на междусистемните електропроводи. Тези преизчислени прогнозни оставащи или недостигащи мощности служат като входни данни за преразпределението с метод, основан на потока между страните. Като последна стъпка се представя актуализация на адекватността в региона за следващата седмица с акценти върху необходимия внос или други коригиращи действия.

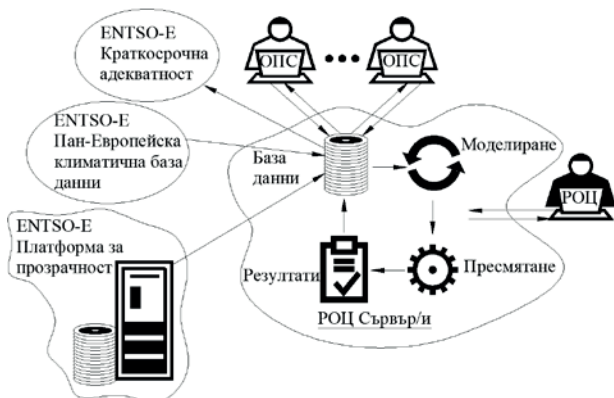
- променливост на електропотреблението;



Фиг. 1

Интегриран подход отдолу-нагоре и отгоре-надолу

Концептуален дизайн за посоката на информационните потоци, участниците, базата данни/източници, моделиране, изчисления и оценки е представен на **фигура 2**. Основните участници са РОЦ и участващите ОПС в региона. Необходимо е инсталирането на сървъри в помещенията на РОЦ. Те ще изпълняват основни функции: съхранение на входни данни и резултати; софтуер за моделиране и изчисляване, комуникации (прехвърляне на файлове) между платформите на ENTSO-E, ОПС и РОЦ.



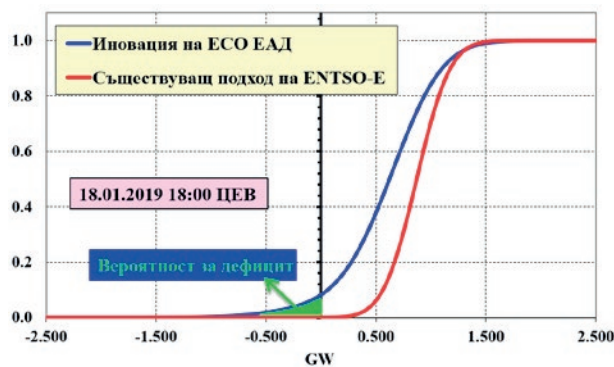
Фиг. 2

Основна концепция на процеса в РКОА

ПРЕДИМСТВА НА ИНОВАТИВНИЯ ПОДХОД

В сравнение със съществуващия подход за РКОА на ниво ENTSO-E [1], подходът на ЕСО ЕАД има множество предимства:

Той отчита всички източници на стохастичност от страна на референтната генерираща подсистема, което гарантира, че не се надценява нивото на адекватност, какъвто е случаят с прилагания в момента подход за РКОА (**фиг. 3**).



Фиг. 3

Функция на вероятностно разпределение на мощностния баланс на българската ЕЕС по двата метода за 18.01.2019 18:00 ЦЕВ

- Оценява се вероятността за отказ на всеки един конвенционален агрегат [2]. Това е основният източник на стохастичност и осигурява условия за най-надеждна оценка на адекватността на референтната система.
- Използват се времезависими стойности на коефициентите на аварийност и на ремонт на всяка генерираща единица. Причината е, че тези параметри достигат своите стационарни нива обикновено след 250-300 часа в зависимост от експлоатационните показатели на всеки агрегат. Това гарантира неподценяване на нивото на адекватност на референтната система.
- В случай на липсващи прогнози за товара и недиспечерируемата генерация (възобновяеми енергийни източници и когенерации), предоставяни от ОПС, подходът може да използва наличните вероятностни часови модели на тези променливи за референтния период:
- За всяка подкатегория на недиспечерируемата генерация (ВЕИ и когенерация) се използват вероятностни часови модели. Тези модели са създадени въз основа на годишните статистически данни за часовото производство, като се вземат предвид сезонните и дневните периодични колебания на съответните времеви редове и техните статистически свойства, включително вид на вероятностното разпределение, математическо очакване и дисперсия на стойностите.
- За вятърната генерация се използват модели, построени на база на вероятностно разпределение по Вейбул [3]. Причината е, че поради специфичния характер на скоростта на вятъра, най-доброто приближение

за почти всяка точка е разпределението на Вейбул. Това може лесно да се докаже, като се използват 35-годишните часови стойности на коефициентите на използваемост по мощност, налични в паневропейската климатична база данни за всяка страна [4]. Параметрите на формата и на мащаба на този вид разпределение се изчисляват за всеки час и техните сезонни и дневни профили се моделират, като се използва приближение на полином от 6-ти ред за всеки часови слот поотделно.

- Представеният подход не използва 5% и 95% доверителни интервали. Вместо това се използват доверителни интервали от $\pm 3\sigma$, което позволява да се обхванат и двете „опасни“ области на вероятностното разпределение. Вътре в тези области са екстремните събития с много ниска вероятност, но с много високо и сериозно влияние върху адекватността на системата (ефектът на „Черния лебед“).
- Функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност на конвенционалната генерация се изчислява, като се използва точен алгоритъм на конволюция.
- Подходът използва целеви стойности за показателя на системна адекватност (ПСА - System Adequacy Index - SAI) за всяка страна като стандарт за надеждност (или сигурност на доставките), който по дефиниция трябва да бъде равен на оптималната стойност на ПСА. Тази оптимална стойност е компромисно решение между инвестиционните разходи и загубите от прекъсване на захранването. Оптималното или желаното ниво на адекватност трябва да представлява баланс между инвестициите и разходите за очакваната недоставена енергия. Всъщност не може да се постигне „абсолютна“ адекватност, тъй като това би изисквало инвестиционни разходи значително над постижимите ползи.
- Новият подход извършва индивидуална оценка на адекватността на ЕЕС на всяка страна от региона, изчислявайки стойностите на ПСА за всеки час от референтния период [5]. Това позволява сравнителен анализ спрямо съответната целева стойност на ПСА и откриване на часове със стойности под и над целевата стойност. В допълнение, той изчислява също така възможния износ (при запазване на целевия ПСА) или необходимия внос (за достигане на целевия ПСА) за всеки час от съответния период. В резултат на това се получава общият

часов баланс на обменните мощности в региона чрез сумиране на индивидуалните баланси на всяка страна по отношение на възможностите за износ и необходимостта от внос. Това показва дали регионът като цяло може да изнася в съседни страни или трябва да внася, за да балансира страните, които се нуждаят от енергия, за да достигнат целевия ПСА.

- Този подход използва мрежови параметри (като очаквана генерация, обменни потоци и топология), за да се определи чувствителността на мрежата (PTDF матрици - Power Transfer Distribution Factors) за различни възможни сценарии за междусистемен обмен. Използвайки тези PTDF матрици, могат да се симулират реалистични потоци на мощност, при които кръговите (паразитни) потоци се вземат предвид, когато се определят транзакции, необходими за решаване на проблеми с адекватността.
- Окончателните междусистемни транзакции за адекватност се определят въз основа на оптимизираща функция, която гарантира минимален трансграничен поток в определен регион, оставяйки възможно най-голям капацитет за търговия.

ПРЕДВАРИТЕЛНИ РЕЗУЛТАТИ

Съгласно плана на проекта CROSSBOW, предварителните резултати от тестването на иновативния подход бяха осъществени в периода от 17.01.2020г. до 28.02.2020г. Резултатите бяха проверени и потвърдени от операторите на преносни системи в региона. Това бе първият и единствен до момента публичен успешен предварителен тест на един от продуктите, които ще предложи проекта. Детайлна информация за резултатите може да се намери на официалния сайт на ЕСО ЕАД в специалната секция, посветена на проекта CROSSBOW.

РАЗПРОСТРАНЕНИЕ НА ИНОВАЦИЯТА

Методиката и прототипа за РКОА бяха разработени в края на август 2018 година, след което през септември бяха представени първо на ОПС от консорциума в Белград и впоследствие през октомври същата година пред целия консорциум на проекта CROSSBOW в Сараево. ОПС оцениха високо качествата на методологията и прототипа,

но най-впечатляващи бяха аплодисментите и адмирациите от академичните среди в проекта – университетите в Манчестър и Любляна. В допълнение, ЕСО ЕАД представи методологията, нейните предимства и прототипа на няколко поредни срещи на групата по краткосрочна оценка на адекватността към ENTSO-E в Париж, Аарау и Блед. Иновативният подход бе представен и чрез доклади (посочени в референциите по-долу) на международни научни конференции, проведени в България и Словения.

БЪДЕЩО РАЗВИТИЕ И НАДГРАЖДАНЕ НА ИНОВАТИВНИЯ ПОДХОД

Има няколко подхода за подобряване на иновацията за РКОА:

- Възможност за включване на модели на Марков с три състояния за конвенционалните генериращи единици. Тези модели отчитат вероятността за успешно пускане на блока, който е планиран да премине от резерв към работно състояние през референтния период. Това допълнително осигурява условия да не се надценява нивото на адекватност на системата за съответните часове.
- Производството на неконвенционални генериращи източници трябва да се прогнозира за всеки час на предстоящата седмица, а не за 24 часа на текущия/ предстоящия месец, както се прави в момента.
- За типове генериращи източници, при които е доказано, че нормалното вероятностно

разпределение не е подходящо, трябва да се разработят по-точни модели, които да могат да се използват като прогнозни данни.

- Включване на оставащия трансграничен капацитет (ОТК – Available Transfer Capacity) в алгоритъма, вместо в момента използваните стойности за диапазон за сигурност при пренос (Transmission Reliability Margin), тъй като ОТК вече е проверен от ОПС в региона.
- Подобряване на алгоритъма за разпределение на транзакциите за адекватност, чрез използване на коефициенти на участие от различни генериращи източници, които са на разположение за изместване на производството. Така извършената координирана оптимизация за всеки тип генерация гарантира, че по-голямата част от енергията при транзакции за адекватност идва от производствени единици с ниска цена.

Референции

- [1] ENTSO-E, Short-term adequacy forecasts (STA) implementation guide, Version 2.0, 2019.
- [2] V. Kolev, A. Georgiev, S. Sulakov, Probabilistic modelling of available capacity in the power system, 10th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Sozopol, Sept. 2018.
- [3] A. Georgiev, S. Sulakov, Modelling of hourly wind generation using pan-European climatic data base and Weibull probability distribution, 16th International Conference on the European Energy Market, Ljubljana, 2019.
- [4] ENTSO-E PECD v2.0, Final Report, 2016.
- [5] V. Kolev, A. Georgiev, S. Sulakov, Probabilistic modelling and evaluation of system adequacy, 10th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Sozopol, Sept. 2018.

С настоящия брой на списание „Енергетика-Електроенергийни ракурси“ поставяме началото на нова рубрика - „Експертният капитал на ЕСО“. На прицел в нея с особено внимание ще бъдат специалистите на дружеството, които със своя професионализъм обезпечават сигурното и безаварийно функциониране на електропреносната мрежа. В разговори с тях ще ви срещаме с експертния гръбнак на ЕСО, за да откряем вратата към личната им мотивация да посветят професионалния си живот на енергетиката. В пилотното издание на новата ни рубрика ви представяме двама млади специалисти по релейна защита. Това са Димитър Ставрев-инженер релейна защита и автоматизация в сектор РЗА, Телемеханика и телекомуникации в МЕР-Пловдив и Румен Минев-инженер релейна защита и автоматизация в сектор РЗА, Телемеханика и телекомуникации в МЕР-Стара Загора.

РЕЛЕЙНАТА ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯТА – ПРОФЕСИОНАЛНОТО ПРИЗВАНИЕ НА ЕКСПЕРТИТЕ ОТ ЕСО - ИНЖ. ДИМИТЪР СТАВРЕВ И ИНЖ. РУМЕН МИНЕВ

Димитър Ставрев-инженер релейна защита и автоматизация в сектор РЗА, Телемеханика и телекомуникации в МЕР-Пловдив

Димитър Ставрев е роден в гр. Пловдив през 1975 г. Средното си образование завършва в Техникум по Електротехника и Електроника – Пловдив през 1994 г. През 1999 г. се дипломира със степен магистър в пловдивския филиал на Техническия Университет - София. Вече 20 години се реализира професионално в електроенергийния сектор. Четири години работи като релейчик в Електроразпределение Пловдив в клоновете в Пазарджик и Пловдив. От 2003г. до този момент е инженер релейна защита и автоматизация в сектор РЗА и Телемеханика и телекомуникации в МЕР-Пловдив на Електроенергийния системен оператор. Член на Камарата на инженерите в инвестиционното проектиране – Пловдив.



Какво Ви подтикна да се ориентирате към енергетиката при избора на професионално поприще?

Желанието ми винаги е било да се реализирам в областта на електротехниката. Именно затова избрах образованието ми да бъде в тази област. Не крия, че след завършването на висшето си образование съм имал и други възможности. Също така съм си мислил и за евентуална реализация извън България. В същото време, по стечение на обстоятелствата, получих възможността да започна работа в сектора на електроенергетиката. Направих своя избор и не съжалявам.



Вие сте част от екипа на независимия преносен оператор, чиято основна дейност е в услуга на обществото. Как посрещате изключителната отговорност, която носите при изпълнението на служебните си ангажименти?

Тази отговорност е част от нашата работа. В голямата си степен нашата работа е екипна. В този ред на мисли, моите колеги и аз самият, се стремим винаги да подхождаме професионално и отговорно при изпълнението на служебните ни ангажименти. Допускат се и грешки, разбира се, но важното е да се анализират причините и да се оптимизира работата.

Защо избрахте точно релейната защита?

Първата позиция, на която бях назначен, беше релейчик в отдел РЗА. Още от самото начало работата ми стана интересна и ми допадна, въпреки трудностите и усилията по отношение на усвояването на много нови знания. Но с помощ от колеги, доста самообучение и търпение, нещата се случват. Не след дълго започна и процесът по внедряване на първите цифрови релейни защиты, което си беше интересно предизвикателство и още повече засили професионалното ми любопитство. Освен това, според мен, работата с релейните защиты и автоматиката дава доста обширен и задълбочен поглед върху процесите в електроенергийната система.





Вече имате доста натрупан опит в областта и въпреки това ежедневно се изправяте пред сериозни професионални предизвикателства. Как професията стимулира креативността във Вас и в какви ситуации сте изпитвали чувството на удовлетвореност?

Да, това е така. Ежедневното сблъскване с различни предизвикателства и трудности води до натрупване на определен опит, който е доста полезен за развитието на всеки специалист. Това дава възможност всяка следваща ситуация да е по-разпознаваема и съответно по-бързо отработена. Аз лично, а и колегите ми, се чувстваме удовлетворени винаги, когато е имало проблем, бил е открит и съответно отстранен. Също така, всяко нововъведение и реализирането му на практика, е само по себе си е предизвикателство.



Като специалист в ЕСО всеки ден е различен. От спешни ремонти до ежедневна поддръжка, работата винаги е изненадваща, поучителна и предизвикателна. Как се отразява професията на личностното Ви израстване?

Справянето с ежедневните задачи, част от нашата работа – периодична профилактика, аварийно отстраняване на повреди, настройка и конфигуриране на релейни защиты, анализ на аварийни събития в системата и т.н., несъмнено е една много добра предпоставка за професионално и респективно личностно развитие.



Като част от мултидисциплинарен екип, вие играете ключова роля в предизвикателни проекти, големи и малки, които променят електроенергийната система. Как се справяте с усвояването на технологичните новости и решения?

Лично аз съм много доволен от факта, че почти от самото начало на моята работа в електроенергийния сектор започна и продължава пълно технологично обновяване на съоръженията. И най-вече, това което касае моята работа – цифрови релейни защиты и автоматика, изграждането на Автоматични системи за управление на подстанции (АСУП) и др. Всичко това е свързано с усвояването на много нова информация. В тази насока са изключително полезни курсовете за обучение, които се провеждат в дружеството. За мен от съществено значение са и самообучението, и работата „на терен“.



Професията Ви изисква, освен сериозни познания в областта на електроенергетиката, и много добри аналитични умения. Тази съвкупност от качества помага ли Ви в ежедневието?

Да помага ми. Както казах, съвкупността от доста и разнообразни професионални задачи е полезно за изграждането на добри навици и последователно мислене. Тези качества са от полза както в работния процес, така и в личния живот.



Какво е усещането да сте част от един исторически напредък в ЕСО - усилено въвеждане на системи за дистанционно управление на подстанции?

Моето мнение е, че това е естественият и правилен път за развитието на електроенергийния сектор. Българската електроенергийна система, като част от единната европейска мрежа на асоциираните в Асоциацията на електропреносните оператори - ENTSO-E, трябва да следва най-добрите практики за технологичното обновление в областта. Изпитвам лично удовлетворение от възможността да бъда част от този процес, въпреки неизменните трудностите. Искам да подчертая водещата роля на специалистите от Териториално диспечерско управление-Юг.

Използвам възможността да им благодаря за добрата ни съвместна работа.



Предвид мащаба и въздействието на проектите на ЕСО, вашата работа е от изключително обществено значение. Ако млади специалисти, колебаещи се в професионалния си избор, потърсят съвета Ви, бихте ли ги окуражили да се насочат към енергетиката и да потърсят реализация в Електроенергийния системен оператор? Какво бихте им казали или посъветвали?

Въпросът за младите специалисти е много важен. Добре е да се привличат и стимулират все повече млади хора с желание и интерес за работа в Електроенергийния системен оператор. С радост бих посъветвала всеки млад специалист с амбиция за професионално развитие да стане част от екипа на Електроенергийния системен оператор.

Вашето послание към останалите колеги от дружеството?

Нека да бъдем отговорни, креативни и с работа си да способстваме изпълнението на професионалните цели по най-добрия начин. Преди всичко отправям пожелание за здраве и успехи!



Румен Минев-инженер релейна защита и автоматизация в сектор РЗА, Телемеханика и телекомуникации в МЕР-Стара Загора

Румен Минев завършва Техническия университет-София, специалност „Електроенергетика“. Работи в МЕР-Стара Загора на Електроенергийния системен оператор от 2003 година. Започва в подстанция ОРУ ТЕЦ „Марица изток-3“, а от 2006 година до момента е на длъжност инженер релейни защиты и автоматизация в отдел РЗА, Телемеханика и телекомуникации.



Какво Ви подтикна да се ориентирате към енергетиката при избора на професионално поприще?

Електротехниката ме избра по наследство. Вдъхнови ме моят баща, който също беше електроинженер. Енергетиката избрах заради значението на отрасъла за икономиката на страната. Професията ме привлече и с възможностите, които предлага за работа с нови технологии от водещи световни производители.



Защо избрахте точно релейната защита?

Към релейните защиты се насочих в университета, където доц. Станимир Вичев ми показва колко знания и умения трябва да притежаваш, за да упражняваш тази професия. По това време цифровите защиты едва навлизаха в България, но бъдещето им принадлежеше и аз приех работата с тях като предизвикателство и перспектива.

Вие сте част от екипа на независимия преносен оператор, чиято основна дейност е в услуга на обществото. Как посрещате изключителната отговорност, която носите при изпълнението на служебните си ангажименти?

Електроенергията за всички фирми и домакинства в България преминава през електропроводите на Електроенергийния системен оператор. Ние също отговаряме за връзките на нашата електроенергийна система с тези на съседните страни и това наистина е голяма отговорност. Тази отговорност ме стимулира да работя съвместно и качествено, така че екипът и дружеството, част от които съм, в максимална степен да отговорим на очакванията за непрекъсната и качествена доставка на електроенергия на всеки.





Вече имате доста натрупан опит в областта и въпреки това ежедневно се изправяте пред сериозни професионални предизвикателства. Как професията стимулира креативността във Вас и в какви ситуации сте изпитвали чувството на удовлетвореност?

В енергетиката съм вече повече от 15 години. През тези години съм работил в уредби от 10kV до 400kV и въпреки че съм се сблъсквал с много предизвикателства, винаги има какво ново и различно да види и научи човек. Аварийните ситуации са много разнообразни и се изисква аналитично мислене, за да се установят причините за възникването им и да се вземат мерки за предотвратяването ми в бъдеще. Въвеждането в експлоатация на нови релейни защиты и автоматики често е голямо предизвикателство. Когато успешно разрешиш проблемна ситуация или преодолееш усложнение, неминуемо идва и чувството на удовлетвореност. Задоволството от успешно реализирана дейност за мен е стимулиращо и ми помага да разгърна потенциала и възможностите си като специалист.



Като специалист в ЕСО всеки ден е различен. От спешни ремонти до ежедневна поддръжка, работата винаги е изненадваща, поучителна и предизвикателна. Как се отразява професията на личностното Ви израстване?

Едно от нещата които харесвам в нашата професия е именно разнообразието в нея. Аварийните ситуации, разбира се, са непредвидими и изискват бърза и адекватна реакция. От друга страна, в изпълнение на инвестиционните програми на дружеството, се сблъскваме с различни новости. Внедряват се и нови технологии за първи път в страната. Всичко това изисква непрекъснат стремеж към обогатяване на знанията, уменията и компетенциите, усъвършенстване и надграждане на уменията. В личен план това ми помага особено в ролята ми на родител./б.ред.- Румен Минев е баща на 10-годишни близнаци/. Опитвам се да възпитавам у децата си точно това - стремеж към нови знания и да не се страхуват от предизвикателствата.



Като част от мултидисциплинарен екип, вие играете ключова роля в предизвикателни проекти, големи и малки, които променят електроенергийната система. Как се справяте с усвояването на технологичните новости и решения?

В нашето съвремие осъществяването на всеки проект изисква екипна работа. Това важи и за нашите проекти. За да съм пълноценен участник в екипа, трябва да съм в крак с технологичните

новости. За това важна роля играят обучителните курсове, които дружеството провежда. Редовното организиране и посещаване на специализираните курсове за обучение е от съществено значение за развитието на експертния състав на ЕСО.



Професията Ви изисква, освен сериозни познания в областта на електроенергетиката, и много добри аналитични умения. Тази съвкупност от качества помага ли Ви в ежедневието?

Наистина аналитичните умения в нашата работа са изключително ценни за успешно преодоляване на професионалните предизвикателства. Тези умения са от полза и в много други сфери от ежедневието. Мога да кажа, че съм развил уменията с лекота да приемам различни гледни точки по даден казус, да ги оглеждам от всички страни, да преценявам плюсовете и минусите и така да вземам решения.



Какво е усещането да сте част от един исторически напредък в ЕСО - усилено въвеждане на системи за дистанционно управление на подстанции?

Въвеждането на дистанционно управление на подстанциите може да се определи

като исторически момент в работата на Електроенергийния системен оператор. Дистанционното управление налага адаптивност и нов начин на мислене при изпълнението на ежедневните задачи, свързани с осигуряване стабилната работа на електроенергийната система. Тези напредничави нововъведения ме карат да се чувствам радостен, че съм съвременник и участник в изграждането и внедряването им в експлоатация. Дори мога да кажа, че съм късметлия да бъда точно в този момент част от екипа на ЕСО.



Предвид мащаба и въздействието на проектите на ЕСО, вашата работа е от изключително обществено значение. Ако млади специалисти, колебаещи се в професионалния си избор, потърсят съвета Ви, бихте ли ги окуражили да се насочат към енергетиката и да потърсят реализация в Електроенергийния системен оператор? Какво бихте им казали или посъветвали?

ЕСО управлява мрежата високо напрежение на България. Това означава, че се намираме на практика във всички краища на страната. От друга страна сме в етап на обновяване, част от което е внедряването на дистанционни системи за управление. Всичко това изисква както опитни специалисти, така и млади, енергични хора, които могат да намерят много добра реализация.

Електроенергийният системен оператор може да бъде верният отговор на професионалните търсения на младите специалисти.



Вашето послание към останалите колеги от дружеството?

На първо място бих пожелал на колегите си и техните семейства - здраве. Искам да им благодаря за подкрепата и усърдието. Работата ни може да бъде и рискова, което изисква лична отговорност на всеки един към здравето на другите колеги. Пожелавам си да продължим да работим така, че да градим доверие един към друг и въпреки различните ни умения и личностни качества да ни обединяват общите професионални цели. Във време на предизвикателства и изпитания от професионален и друг характер вярвам, че заедно ще съумеем да продължим да осигуряваме и поддържаме стабилната работа на електроенергийната система.



ЕСО В МЕДИИТЕ

За ЕСО в специалното приложение на вестник „24 часа“ - „Енергетиката 2020 - Кой кой е“.

Ангелин Цачев получи приза „Енергетик на годината“

Българската браншова камара на енергетиките всяка година отличава „Енергетик на годината“. През 2020 г. камарата удостои с този най-висок приз изпълнителния директор на ЕСО Ангелин Цачев.

Той получава това признание за огромния си принос в развитието на електроенергийната инфраструктура, за напредъка по реализацията на проектите от общ европейски интерес, за решителните действия за обединение на

електроенергийните пазари в региона. Ангелин Цачев е отличен и за активната му работа през последните 2 години като изпълнителен директор на ЕСО, която допринася за растежа и напредъка на независимия преносен оператор.



Електроенергийният системен оператор (ЕСО) посреща професионалния празник на ангажираните в енергетиката с удовлетворение от постигнатите резултати, макар и в условията на безпрецедентна обстановка. Във всички направления от дейността на ЕСО работата процъфтява при стриктно спазване на противоепидемичните мерки. Дружеството направи необходимата организация за сигурното и непрекъснато функциониране на електроенергийната система, предприе надеждни мерки за гарантиране безпроблемното и качествено електрозахранване в страната.

Всяка година Денят на енергетика е повод за отличаване на добрите практики и професионалните достижения в сектора, но с отговорното си поведение в условията на извънредната обстановка през 2020 г. експертите от ЕСО заслужиха още по-достойно признание за труда и последователността в работата си, казва изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев. ЕСО продължи с интензивна работа по набелязване на задачи, макар и в дистанционен режим на комуникация и координация.

Пазарните обединения

През ноември 2019 г. съвместните усилия на ЕСО и Българската независима енергийна борса (БНЕБ) доведоха до успешно пресъединяване на българската пазарна зона към единното пазарното обединение „в рамките на деня“ посредством българо-румънската граница. Три месеца по-късно това обединение доведе до увеличение над два пъти на търгуваните месечни количества електроенергия в краткосрочния сегмент. Реализираното пазарно обединение в същото време настръчи ефективната конкуренция чрез увеличаване на ликвидността и по-ефективно използване на ресурсите. ЕСО работи активно със съседните преносни оператори за предоставянето на по-голяма преносна способност за търговските участници. От април с румънската преносен оператор „Транселектрика“ са договорени рекордни високи стойности на преносна способност за търговски обмен.

От началото на 2020 г. са в сила и новите общи правила за разпределение на преносни спо-

ЕСО гарантира сигурността на електроенергийните доставки в региона



Новите електропроводи

ЕСО работи по реализацията на пет проекта от общ европейски интерес за изграждане на четири вътрешни и един междусистемен електропровод 400 kV. Пускането им в експлоатация ще допринесе за сигурността на доставките в региона, за повишаване преносния капацитет, както и за ускоряване на пазарното интегриране. Петте проекта са включени в Четвъртия списък на Европейската комисия на проектите с общоевропейско значение за изграждане на трансевропейската електроенергийна инфраструктура. За изпълнението им ЕСО привлече безвъзмездно финансиране от европейски фондове в размер на 110 млн. евро. Дружеството уверено навлезе в ключовата фаза на тяхното изграждане.

През май 2019 г. ЕСО постави начало на строителството на вътрешен електропровод 400 kV, който с дължина 150 км и свързва подстанция „Марича Изток“ с подстанция „Бургас“.

Напредват строителните работи и по изграждането на 86-километровия електропровод 400 kV, свързващ подстанцията „Варна“ с подстанцията „Бургас“.

Представители на Изпълнителна агенция „Иновации и мрежи“ към Европейската комисия направиха преглед на изпълненото на строително-монтажните работи по изграждане на тези електропроводи, които трябва да бъдат въведени в експлоатация до 2023 г. Напредъкът на дружеството по изграждането им беше оценен високо.

През 2020 г. стартира и изграждането на българския участък на междусистемния електропровод 400 kV между „Марича Изток“, България, и Неа Санта, Гърция. Той с обща дължина 151 километра - 122 километра на българската територия и 29 километра на гръцката територия. През 2023 г. трябва да бъде завършен и пуснат в експлоатация.

собности на българо-сръбска граница. От 1 януари сръбският оператор EMS разпределя от името на двата оператора преносна способност в рамките на деня, като по този начин се дават допълнителни възможности за търговските участници за ефективно управление на портфолиата им.

Продължава и интензивната съвместна работа на ЕСО и БНЕБ в посока обединение със съседните пазари във временния сегмент „ден напред“. Целта е до края на годината да бъде финализирано пазарното обединение на българо-румънската граница, а в началото на 2021 г. - и с гръцката пазарна зона. За 2021 г. е планирано въвеждането в реална работа и на пазарното обединение „в рамките на деня“ на българо-гръцката граница като част от третата вълна за обединение на пазарите посредством локалния проект LIP 14, в който

участват и всички италиански участници за пазарни обединения в краткосрочните сегменти „ден напред“ и „в рамките на деня“ ще създаде по-добри възможности за търговските участници и потребителите на територията на страната и е ключов компонент за успешното реализиране на предстоящия преход към нов пазарен модел.

ЕСО води активна дейност, като участва активно в множество инициативи за интегрирането на Западните Балкани към Единния европейски пазар с цел създаване на максимално добри и ефективни условия за търговия на територията на страната.

Механизъмът за капацитет

ЕСО работи успешно, добавяйки своя експертен принос и в подготовката на документите, необходими за нотификацията

по въвеждането на механизъм за капацитет, който да осигури необходимото ниво на адекватност на ресурсите до 2030 г.

Въвеждането и действието на механизма за капацитет се очаква да бъде съчетано с въвеждането на набор от реформи, съгъстващи пълната либерализация на електроенергийния пазар при прозрачни и равнопоставени условия за всички участници.

През май 2020 г. ЕСО заедно с преносните оператори на Гърция, Румъния и Италия учреди Югоизточен електроенергиен координационен център със седалище в Солун, който ще способства ефективното управление на регионалните енергийни системи и ще гарантира сигурността на доставките на електроенергия в условията на пазарните обединения и придобиването на Западните Балкани.

Изпълнителният директор на ЕСО Ангелин Цачев в интервю за приложението на вестник „24 часа“ - „Пазарът на ток“.

ПАЗАРЪТ НА ТОК

Нов бизнес за 500 млн. лв.

1. Регистрация на фирма
2. Избор на местоположение
3. Избор на оборудване
4. Избор на персонал
5. Избор на доставчици
6. Избор на партньори

СРЯДА,
9 СЕПТЕМВРИ 2020 Г.

Ангелин Цачев,
изпълнителен директор
на Електроенергийния
системен оператор:

Работим по пазарни обединения с Румъния, Гърция и Западните Балкани

Строим пет електропровода от общоевропейски интерес

- Г-н Цачев, 300 000 фирми повтарно излизат на свободния пазар от 1 октомври до юли 2021 г., на регулирани цени остават само домакинствата. Безболезнен процес ли ще е?

- Основните участници в администрирането на процеса ще бъдат електро-разпределителните дружества. Доставчиците на електрическа енергия, които са и координатори на балансиращи групи, имат опит в регистрационния процес. От ЕСО не очакваме затруднения при излизането на небитовите потребители на свободния пазар. На сайта на дружеството поддържа актуален регистър на координаторите на балансиращи групи, които са потенциалните нови доставчици.

- Какъв е делът на свободния и на регулирания пазар в потреблението?

- Общото електропотребление в страната е 32 млн. мегаватчаса. Регулираният пазар е 14 млн. мегаватчаса, или близо 44%. С излизането на борсата от 1 октомври на небитовите клиенти делът на свободния пазар ще се увеличи с близо 5 млн. мвтч. Така на регулирания пазар ще останат около 9 млн. мвтч, а на свободния пазар - 22 - 23 млн. Това ще увеличи ликвидността на пазара.

- Как ще помогнат за либерализацията обединения с европейския пазар?

- Работим активно с колелите от БНЕБ за реализацията на пазарните обединения със съседните държави, за да осигурим комплексен продукт, който включва както заявената електроенергия, така и необходимия преносен капацитет.

- Ако търговец на ток иска да внесе от Испания, какво трябва да направи?

- Освен да сключи сделка за търсената електроенергия, трябва и на всяка граница да купува преносен капацитет - между Испания и Франция, между Франция и Италия, между Италия и Гърция и между Гърция и България. Ако само на една граница не е успял да купи, няма да може да внесе.

При реално работещ обединен пазар

няма да се налага да се купува капацитет отделно от сделката за електро-



нергия.
- България е на картата на електроенергийните пазари в Европа, но е изолирана. Защо?

- България е част от европейския пазар, но стартирането на обединения със съседните ни държави зависи от успешната реализация в тях на други международни проекти.

Румъния все още е в регионалното пазарно обединение с Унгария, Чехия и Словакия, което трябва да се обедини с другото - Multi Regional Coupling MRC, за да реализираме ние свързването на пазарите „ден напред“ на българско-румънска граница.

А пазарното ни обединение с Гърция трябва да бъде предшествано от обединението на пазарите на Гърция и Италия. Имаме уверението на гръцките колеги, че до 15 декември те ще са го финализирали, и ние ще можем да се обединим в пазарния сегмент „ден напред“ на българо-гръцката граница.

- През коя граница първо ще се присъединим - през румънската или през гръцката?

- Междинният проект за обединение на европей-

ската мрежа с тази на Румъния, Унгария, Словакия и Чехия в пазарния сегмент „ден напред“ трябва да стане факт през септември тази година, но проектът закъсня заради коронавируса. Очаквам през първото тримесечие на 2021 година да финализираме обединенията на българо-румънската и на българо-гръцката граница.

Работим и по пазарните обединения със страните от Западните Балкани. Насочили сме се към интегриране със Сърбия, Черна гора и Хърватия. Подводният кабел, който е между Черна гора и Италия, е вече в експлоатация и чрез него може да бъде реализиран коридор от България през Западните Балкани до Италия. Тъй като страните от Западните Балкани не са членове на ЕС, те трябва да предприемат законодателни промени и

да изградят функционираща борса

През май тази година ЕСО оглави работна група за интегрирането на електроенергийните пазари между държавите в

ЕС и извън ЕС в Югоизточна Европа. Вече сме предложили решения и очакваме подкрепата от ЕК.

- Кога ще може да стане това обединение?

- Надяваме се с подкрепата на ЕК до края на годината да стане изменение в договора за функциониране на Енергийната общност и при осигуряване на необходимата законодателна рамка през 2021 г. да стартираме локален пазар „ден напред“ със Северна Македония.

- Защо е този бум на внос на електроенергия, над 23%, по вашите седмични справки?

- Не мога да кажа, че има бум. Това, което виждате в енергийния баланс, е общото количество електроенергия, която влиза в страната, но дали се консумира у нас, или е изнесена, не можем да кажем.

България е пълен износител, всеки ден износът е между 12 000 и 24 000 мегаватчаса.

- Механизъмът за капацитет беше обвързан от ЕК с либерализацията на пазара, нали?

- В преговорния процес с ЕК беше поставено условие за пълна либерализация на пазара на електроенергия на едро. Това означава, че трябва да бъде прекратено определянето на квоти от КЕВР за регулирания пазар от определени производители, а енергията да бъде закупувана от свободния. Ще трябва да бъде премахнат и студеният резерв.

- Механизъмът за капацитет не е ли подпомагане?

- Чрез него могат да бъдат подпомагани всички производители на пазарен принцип. Ще бъдат провеждани търгове в зависимост от необходимостта на страната от електроенергия. На производители ще им бъдат заплащани постоянните разходи - за труд, ремонт, а себестойността на електро-

нергията, която трябва да доставят, ще се формира само от променливите разходи за гориво и въглеродни емисии. Надявам се в кратки срокове да приключи процедурата. Проблемите, които стоят пред възлицните централи, ще се задълбочават, а те осигуряват от 45 до 60% от енергийния микс на страната.

- Работите по развита на мрежата, какви са възможностите?

- ЕСО работи по пет проекта от общоевропейски интерес

През 2018 г. започнахме изграждането на три от 400-киловоловите електропровода, които ЕСО реализира с безвъзмездно съфинансиране от „Механизма за свързване на Европа“. В края на октомври завършваме електропровода между подстанциите „Марица-изток“ и „Бургас“ и между „Марица-изток“ и откритата разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица-изток 3“. Другият електропровод е от подстанция „Варна“. Очаквам до края на годината да стане част от електропреносната мрежа на страната. Електропроводът между подстанциите „Марица-изток“ и подстанция „Пловдив“ ще бъде завършен през 2021 г.

В началото на тази година започнахме българския участък от междусистемния електропровод между подстанциите „Марица-изток“ и „Неа Санта“ в Гърция. Той е с обща дължина 151 км, от които 122 км на българска територия. Срокът за неговото финализиране е 2023 г., но ние ще бъдем готови с българския участък до края на 2021 г. Водим разговори с гръцкия оператор и техният участък от 29 км да бъде завършен в този срок.

Пускането на междусистемния електропровод ще е от полза за всички потребители, ще доведе до увеличаване на капацитета на границите ни с Гърция и с Турция. Например с Гърция от 700 мегавата ще стигне до 1500.

новини от publics.bg

БЪЛГАРИЯ

КЕВР одобри правилата за борсова търговия на БНЕБ

► **От 16.06.2020 г.**
На закрито заседание КЕВР прие Правила за работа на организирания борсов пазар на електрическа енергия (ПРОБПЕЕ). Основната цел на приетите правила за работа е да се постигне сигурност и яснота в обществените отношения, възникнали в резултат на търговията на електрическа енергия на организирания борсов пазар, като се регламентират правата и задълженията на търговските участници и на БНЕБ ЕАД. С Правилата се обхваща цялостната дейност на борсов оператор, включително на трите пазарни сегмента – „Ден напред“, „В рамките на деня“ и Централизиран пазар за покупко-продажба на електрическа енергия чрез двустранни договори. Приетите ПРОБПЕЕ са съобразени с нормите на Закона за енергетиката, които въвеждат изискванията на редица европейски директиви и регламенти.

„Булгартрансгаз“ започва реализация на интерконектора България-Сърбия

► **От 16.06.2020 г.**
„Булгартрансгаз“ обяви първите две обществени поръчки, свързани с реализацията на междусистемната газова връзка България-Сърбия. Първата поръчка е за изготвяне на технически проект за интерконектора на българска територия и е на стойност 540 хил. лв. без ДДС, а оферти за участие ще се приемат от 3-ти юли 2020 г. Втората поръчка е свързана с намирането на консултант по проекта, който да упреждава и строителен надзор. Очаква се тази процедура да струва около 320 хил. лв. без ДДС, а оферти за участие ще се приемат до 17-ти юли. Класирането на участниците ще се извършва на база на икономически най-изгодната оферта, която се изразява в оптимально съотношение на качество и цена, съгласно показател като срок на изпълнение и ценови параметри. Интерконекторът е от ключово значение за реализирането на концепцията за изграждане на газоразпределителен център в страната, заявяват от „Булгартрансгаз“.

ББКЕ отличи Ангелин Цачев с приза „Енергетик на годината“

► **От 17.06.2020 г.**
Българската браншова камара на енергетиците (ББКЕ) отличава „Енергетик на годината“ ежегодно по повод професионалния празник на ангажираните лица в сектора. Този година Камарата удостои с приза изпълнителния директор на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) Ангелин Цачев, съобщава от пресцентъра на ЕСО. ББКЕ отличава изпълнителния директор за принос за му в развитието на електроенергийната инфраструктура, напредък по реализацията на проектите от общ европейски интерес, изпълнявани от ЕСО, решителните действия през 2019 г. за обединение на електроенергийните пазари в региона в краткосрочните сегменти „Ден напред“ и „В рамките на деня“. Ангелин Цачев бива удостоен с „Енергетик на годината“ и по повод активната си работа през последните две години в качеството си на изпълнителен директор на ЕСО ЕАД, допринасяйки за растежа и напредъка на оператора.

накратко

Изпълнителният директор на ЕСО бе отличен с приза „Енергетик на годината“

Българската браншова камара на енергетиците (ББКЕ) отличи изпълнителния директор на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) Ангелин Цачев с приза „Енергетик на 2020 година“. Специалната грамота и плакет се присъждат за озорния принос през годините в развитието на електроенергийната инфраструктура, за напредък по реализацията на проектите от общ европейски интерес, изпълнявани от ЕСО, за решителните действия през изминалата година за обединение на електроенергийните пазари в краткосрочните сегменти „В рамките на деня“ и „ден напред“.

Ангелин Цачев е отличен и за активната работа през последните 2 години като изпълнителен директор на ЕСО, която допринася за растежа и напредък на независимия преносен оператор.

НСИ отчита 66,7% ръст в производството на природен газ на годишна база

Националният статистически институт (НСИ) отчита 3,3% ръст в производството на електроенергия през март т. г. спрямо февруари. За същия период намалява производството на твърди горива – с 16,7%, пропан-бутанови смеси – с 20%, безолов бензин – със 7,2% и дизелово гориво – с 2,3%. През март т. г. спрямо същия месец на предходната година е регистрирано увеличение в производството на природен газ – с 66,7%, безолов бензин – с 48,8% и дизелово гориво – с 42%. За същия период е отбелязан ръст в доставките на природен газ (4,1%) и електроенергия (2,4%). На годишна база намаляват доставките на твърди горива – с 3,2%, пропан-бутанови смеси – с 18,9%, безолов бензин – с 30% и дизелово гориво – с 11,2%.

Булгартрансгаз кандидатства за съфинансиране по ОПИК за газовата връзка България-Сърбия

Управляващият орган на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.“ (ОПИК) покани Булгартрансгаз да представи проектно предложение по процедура чрез директно предоставяне на безвъзмездна помощ за забървяване на подготвителните дейности, необходими за началото на строителството на междусистемната газова връзка България-Сърбия (IBS), съобщава от дружеството. В резултат от поканата Булгартрансгаз ще кандидатства за съфинансиране на подготвителни дейности за актуализиране на подробния устройствен план на проекта, за изработване на инвестиционен проект, за извършване на археологически проучвания, придобиване на вещи права и др. Средствата по поканата възлизат на 11 734 980 лв. и са осигурени от Европейския съюз (ЕС) чрез Европейския фонд за регионално развитие и национално съфинансиране (ЕФРР). Междусистемната газова връзка България-Сърбия е от особена важност за гарантиране на сигурността на енергията доставки както за България, така и за ЕС.

ЕСО УЧАСТВА С ДАРЕНИЕ В ИЗГРАЖДАНЕТО НА ПАМЕТНИК НА ВАСИЛ ЛЕВСКИ В РУСЕ

Електроенергийният системен оператор е доказал дарителските си традиции за подкрепа на национално значими и патриотични каузи. Ето защо молбата за финансово участие на дружеството в изграждането на първия паметник на Васил Левски в Русе, веднага срещна отклика на ръководството на ЕСО. Инициативата на Сдружението, оглавено от народния представител Искрен Веселинов, запълни една чувствителна липса за града, приютявал видни участници в национално-освободителното движение у нас през Възраждането. Първият паметник на Васил Левски намери своето естествено място в Парка на възрожденците в Русе, където е и Пантеонът - костница на 453-ма радетели на българското национално възрождане.



Паметникът на Апостола на свободата беше официално открит на 11 септември 2020 в присъствието на вицепремиера Красимир Каракачанов и областния управител на Русе Галин Григоров. Множество русенци се събраха в Парка на възрожденците за първата си среща

с първия паметник на Васил Левски в града на свободния дух. Монументът с височина над 4 метра е дело на скулптура Даниел Кънчев, архитект Силвия Славова и леяра Валентин Христов. Достолепната бронзова фигура на Апостола се извисява върху постамент от черен мрамор с подписа на Дякона и годините на раждането и гибелта му. Скулпторът Даниел Кънчев облича Апостола в четническата униформа от Първа българска легия и му препасва сабята. Така авторът извайва един Левски, максимално близък до историческата истина за най-светлата личност в българската история.





След откриването на монумента в Доходното здание на град Русе се състоя официална церемония по отличаването на големите дарители, допринесли за събвдането на инициативата паметта за Апостола на свободата да намери своето достойно място в пантеона на славните българи редом до надгробията на Баба Тонка, Никола Обретенов, Захари Стоянов, Любен Каравелов, Стефан Караджа, Панайот Хитов.

Електроенергийният системен оператор, Министерството на енергетиката и Българският енергиен холдинг бяха отличени със статуетки за приноса им в изграждането на паметника на Васил Левски в Русе. А думите на радателя „за чиста и свята република“ от писмото му до Хр. Георгиев от 6 окт. 1871 г. отекват силно и важно и за днес: „Всичко се състои, според нас, в нашите задружни сили. Против тях не може противостоя и най-силната стихия. Защото туй дело е дело на народното освобождение, дело българско!“



По статията работи:
Свилена Димитрова

