

Константин Костов

ОЦЕНКА
НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ
ПРИ РАФИНИРАНЕТО НА СУРОВ ПЕТРОЛ
В БЪЛГАРИЯ



Константин Костов • ОЦЕНКА НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ ПРИ РАФИНИРАНЕТО НА СУРОВ ПЕТРОЛ В БЪЛГАРИЯ



Константин Костов

**ОЦЕНКА
НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ
ПРИ РАФИНИРАНЕТО НА СУРОВ ПЕТРОЛ
В БЪЛГАРИЯ**

Монография

**Издателство „Авангард Прима“
София, 2023**

В настоящата монография се оценява енергийната ефективност при рафинирането на суров петрол в България. Посочен е алгоритъма при изготвянето на енергийния баланс. Изведени са основните критерии за оценка на енергийната ефективност. Целта е да се покаже, че увеличената технологична сложност на НПЗ и увеличаване на дълбочината на извличане на целеви продукти, наред със стопанските ползи води до намаляване на относителния дял на потреблението на енергия.

Изложението е илюстрирано със значителен по своя обем графичен материал, като основните принципи, методики и подходи са онагледени с таблици и графики.

Авторът изказва своите благодарности на рецензентите за задълбоченото разглеждане и дадените препоръки.

Монографията може да бъде полезна за всички инженери, работещи в областта на проектиране и експлоатация на НПЗ, топлосилови централи и големи промишлени предприятия.

© 2023 гл. ас. д-р инж. Константин Василев Костов, автор
2023 проф. д-р инж. Илия Илиев,
доц. д-р инж. Невен Кръстев, рецензенти
2023 Авангард Прима, издател
ISBN 978-619-239-940-5

Съдържание	стр.
Съдържание	3
Приети съкращения и означения	4
Въведение	6
Глава първа	14
1.1. Структура на нефтопреработвателните заводи	14
1.2. Енергийно стопанство и енергиен баланс на нефтопреработвателните заводи	19
1.3. Организация и управление на енергийно стопанство на нефтопреработвателните заводи	34
1.4. Енергийни показатели и характеристики на съоръженията.....	38
1.5. Намаляване на енергийните разходи и повишаване на енергийната ефективност на нефтопреработвателните заводи.....	46
Глава втора	49
2.1. Анализ на енергийния индекс и приложение на еквивалентната дестилационната производителност, като критерии за енергийната ефективност на нефтопреработвателните заводи	49
2.2. Нормиране на потреблението на топлина на отделните инсталации	62
2.3. Анализ и оценка на възможностите за утилизация на енергийния потенциал на парата в някои инсталации на нефтопреработвателен завод.....	70
2.4. Изследване възможностите за оползотворяване на отпадна топлина в някои от инсталациите на нефтопреработвателните заводи.....	83
2.5. Техничко-икономически показатели на топлоелектрическа централа към нефтопреработвателен завод	93
2.6. Топлинни загуби на паропроводи	105
2.7. Някои възможности за намаляване потреблението на водна пара в нефтопреработвателните заводи чрез усъвършенствана на кондензоотделителната система	117
Заклучение	132
Литература	134

ПРИЕТИ СЪКРАЩЕНИЯ И ОЗНАЧЕНИЯ

- ЕС** – Европейски съюз;
т.у.г. – тона условно гориво;
тс – тон суровина;
СИВ – Съвет за икономическа взаимно помощ;
ТЕЦ – топлоелектрическа централа;
ЕП – Енергиен индекс;
НОБ – ниско октанов бензин;
ХОБ – хидро обезсерване на бензин;
ВВ – въглеродороди;
ЕЕС – електро- енергийна система;
НПЗ – нефтопреработвателен завод;
ХОБ – хидрообезсерване на бензин;
АВД – атмосферно вакуумна дестилация;
ЕО – етиленов оксид;
ЦВК – централа въздушни компресори;
ЗП – завод пластмаси;
ПП – полипропилен;
ПЕВН – полиетилен висока плътност;
ПАН – полиакрилнитрил;
ЗНХ – завод нефтохимия;
КПД, η – коефициент на полезно действие;
SCU – стандартна атмосферна дестилация;
FCC – каталитичен крекинг в псевдокипящ слой;
ES – енергиен стандарт;
SD – производителност за потоко – ден;
EDP – еквивалентна дестилационна производителност;
UEDP – използвана еквивалентна дестилационна производителност;
BTU – Британска топлинна единица, $1 \text{ BTU} = 1,055 \text{ J}$;
RONC – октаново число по моторния метод;

ПП – промишлено предприятие;
ВЕИ – възобновяем енергиен източник;
 α [W/m².K]– коефициент на топлопредаване;
A, F [m²] – топлообменна площ;
U [W/m².K] – коефициент на топлопреминаване;
d, D [m²] – диаметър, характерен размер;
L [m] – дължина;
Q_d^p [J/kg], [J/m³] – долна топлина на изгаряне;
Q [W]– топлинна мощност;
E [W] – електрическа мощност;
V [kg/s], [m³/s] – разход на гориво;
t, T [°C, K] – температура;
s – секунда;
N [W] – мощност;
 λ [W/m.K] – коефициент на топлопроводност;
m [kg] – маса;
p [Pa] – налягане;
 ρ [kg/m³] – плътност;
q [W/m²] – плътност на топлинен поток;
h [J/kg], [J/m³] – специфична енталпия;
вх. – вход;
изх. – изход;
втр. – вътрешен;
с – студен;
г – горещ;
в-х – въздух;
ел. – електрически, електрическа;
охл. – охладителна;
дг. – димни газове;
заг. – загуби;

ВЪВЕДЕНИЕ

Делът на изкопаемите горива в световното търсене на първична енергия в момента възлиза на 81% и според текущия политически сценарий на Световната енергийна перспектива и новия политически сценарий [91] този дял се очаква да намалее съвсем леко до съответно 79% и 75% до 2040 г., като текущото потребление на нефт и нефтопродукти е крайно неравномерно. Очаква търсенето на петрол да намалее в САЩ и Европа, докато прогнозите предвиждат увеличение на търсенето в Азия, Латинска Америка и Африка, като основни световни консуматори се очертават Китай и Индия. Независимо от ускореното внедряване на възобновяемите енергийни източници, нефтопреработвателната индустрия и в обозримо бъдеще ще бъде една от ключовите в световната икономика, тъй като петролните продукти все още се използват в много области на живота [40, 73, 85]. Нефтопреработвателните заводи в процеса на производство на целеви продукти са големи потребители на енергия. Затова, постигането на енергийна ефективност в тези инсталации несъмнено ще има голям принос за опазването на околната среда и намаляване на разходите за енергия.

Ефективното преобразуване и използване на енергията от национален приоритет в областта на енергетиката, вече се разглежда и като фундаментална предпоставка за устойчив икономически растеж от мениджърските екипи управляващи нефтопреработвателните заводи. За България, като страна бедна на първични енергийни ресурси в частност на нефт, който се осигурява от внос, ефективното функциониране на изградената нефтопреработвателна индустрия, съпроводено с повишаване на енергийната ефективност на инсталациите, може да доведе до оптимизиране на разходите за първични енергоизточници и да подобри външно търговския баланс на страната [35, 70, 99]. Не без значение са и глобалните фактори, като намаляване замърсяването

на околната среда и да се съхранят ограничените и жизненоважни ресурси на нашата планета [17, 23, 100, 122, 129].

Управленските екипи на НПЗ все повече осъзнават, необходимостта от внедряване на високите технологии в поверените им предприятия, позволяващи съществено да се повиши енергийната ефективност, като се осигурява по-висока надеждност и непрекъсваемост на производствените процеси.

Повишаването на енергийната ефективност изисква комплексно решаване на съвкупност от технически, икономически и организационни задачи при минимизация на разходите, направени за постигане на тази цел [4, 62, 80, 82]. Директивите на Европейският Парламент и на Съвета, относно енергийната ефективност, третира необходимостта от увеличаване на енергийната ефективност в Съюза за постигане на намаляване на крайното потребление на енергия с най-малко 11,7% през 2030г. в сравнение с прогнозите за потреблението на енергия за 2030г., направени през 2020г. Въведената законова рамка има за цел да ускори развитието и разпространението на новаторски технологични решения, с цел подобряване на конкурентоспособността на промишлеността в Европейския Съюз и опазването на околната среда.

Въвеждането на технологични иновации, като правило са съпроводени с повишена утилизация на вторичните енергийни ресурси и намаляване на изхвърляните вредни емисии в атмосферата. Оползотворяването на отпадната топлина и намаляване на загубите с изходящи димни газове, е една добра практика, която води до редуциране на загубите.

След приемането на Република България в Европейският съюз (ЕС), страната ни извървя значителен път за привеждане на законодателството си в областта на климата и енергетиката с това на общността, приобщавайки се към енергийната политика на ЕС. Изграждането на свободен енергиен пазар, изготвянето на критерии в областта на енергийната ефективност, въвеждането на ограничения

относно изменението на климата, са само малка част от мерките, целящи повишаване на конкурентоспособността, независимостта и енергийната сигурност. Независимо от стремежът за въвеждане на иновационни технологии и декарбонизация на енергетиката, тя все още е зависима от изкопаемите горива [82, 83, 118, 128].

Въпреки, че Република България не заема челно място в глобалния списък на преработвателите на суров петрол, нашата страна е с традиции в петролната индустрия, датиращи от 1963 г. В същото време нарастването на търсенето на суров петрол, считан за минерал от решаващо значение, е едно от главните условия за правилното функциониране на икономиката и повишаване на енергийната сигурност.

С приемането на пакет от решения, в енергийния сектор на европейско ниво, Република България, като страна членка на съюза, е длъжна да се съобрази със тях и да търси възможности за повишаване на своята енергийна сигурност. Въпреки очакваното намаляване на използването на конвенционални горива, в обозримо бъдеще страната остава зависима от тенденциите на световните цени на петрола и факторите, свързани с продажбите на суров петрол на световните пазари. Като се има предвид горното, вносът на суров петрол и неговата преработка, ще са от решаващо значение за българската икономика и ще остане такъв в перспективата на поне две, ако не и няколко десетилетия. И ако диверсификацията на доставките е един от начините за намаляване на цените на крайните продукти, другият е да търсят методи и средства за повишаване на енергийната ефективност на нефтопреработвателните заводи. Интегрирането на нови енергоспестяващи технологични единици, би позволило по-добри резултати по отношение на използването на енергийния капацитет при дестилацията на петрол и петролни продукти в НПЗ.

Основния критерий за енергийната ефективност на всяко производство, е така наречената относителна енергоемкост, която по

същество, е специфичния разход на енергия, отнесен към готов продукт или суровина. Особеното при нефтопреработвателните заводи е, че поради многообразието на нефтените деривати, енергийното потребление, като съвкупност от различни инсталации, е много по-удачно да се отнася, не към отделните целеви продукти, а към количеството преработен нефт. На практика всички видове енергийни потоци, трябва да се преведат към еквивалентна величина, най – често първичен енергоносител.

Това може да бъде така наречения т.у.г. (тон условно гориво), тоест еквивалентната енергия, която би се получила от изгарянето на гориво с долна топлина на изгаряне $Q_{д}^p = 29,3$ [MJ/kg]. Този показател т.у.г./тон преработен нефт, се използваше, като контролен в страните от СИВ. Близък като физически смисъл, е и показателя използван нефт за собствени нужди отнесен към количеството преработен нефт. Понеже нефта според мястото си на добив има различни свойства, условно се приема, че долната му топлина на изгаряне е $Q_{д}^p = 46$ [MJ/kg]. Показателя директно показва каква част от преработения нефт се потребява за собствени нужди. В някаква степен този критерий е по-универсален защото освен горивата за технологични нужди, към него се отнасят и неизбежните технологични загуби на нефт в процеса на преработката му.

И двата показателя са безразмерни величини и са удобни за инженерна употреба. Единствения спорен и нерешен проблем, е коефициента, по който електроенергията се конвертира в първично гориво. Ако в състава на нефтопреработвателния завод няма собствен ТЕЦ и електроенергията се закупува от ЕЕС и съгласно първия принцип на термодинамиката, по закона на Джаул – Ленц се превръща в топлина и от там в първично гориво. Този подход е неприложим, ако електроенергията се доставя от собствена ТЕЦ в състава на нефтопреработвателния завод. В този случай се приема, като преводен коефициент, усреднената стойност на разхода на гориво за добив на електроенергия от централата. Съгласно втория

закон на термодинамиката и избраната методика за определянето на усреднената стойност (в зависимост от технологичната схема на ТЕЦ), горивото за добив на електроенергия, следва да бъде около $2 \div 2,5$ пъти по-голямо. Проблемът се усложнява, ако добитата от собствената ТЕЦ електроенергия не достига и се налага закупуването на допълнителни количества от електроенергийната система на страната. В този случай се търсят средно претеглени стойности, което прави тези показатели променливи във времето и енергийния баланс построен на тях конюнктурен. Ето защо най-правилно изглежда всички енергийни потоци да се изчисляват в енергетични единици – [GJ] или [kWh], след което да се отнесат към преработената суровина. За съжаление полученият коефициент има размерност (например [kWh/тон] преработен нефт) и не е удобен за използване в критериални уравнения.

Известно е, че най-голям енергиен ефект се постига от внедряването на нови технологични решения в производствения процес [11]. Инвестициите в нефтопреработвателните заводи са големи и като правило, акционерите са готови да ги правят само ако, е нужен нов продукт на пазара или ако целево се търси по – голяма дълбочина на преработката на нефта. Критерий за енергийната ефективност на инвестициите, е така нареченият “Енергиен индекс” (ЕИ). В настоящата монография е отделено значително внимание върху неговата физическа същност, още повече че той е обективен международно признат критерий за енергийна съпоставка на различни по структура и технологично ниво нефтопреработвателни заводи.

Така или иначе за всеки завод е налице технологична даденост и инженерно – техническия състав е длъжен да прибягва до всички достъпни начини за достигане на енергетичните стандарти с помощта на програми за енергийна ефективност, като неотменима част от енергетичната политика на предприятието.

Множеството технологични единици, свързани помежду си, дългата производствена верига и изправени пред глобалната и все по-интензивна пазарна конкуренция, за устойчивото развитие на нефтепреработвателните заводи, е необходимо да се пести енергия, колкото е възможно повече. Тъй като НПЗ са жизненоважни не само в нефтената и газовата индустрия, но и в много други индустриални производства, произвежданите от тях продукти с висока добавена стойност са от съществено значение за много сектори на икономиката и крайни потребители. Изправена пред предизвикателствата да отговори на значителната трансформация на пазарното търсене и все по-строгите екологични разпоредби, нефтепреработвателната индустрия, е ангажирана да изследва качествено асоциативността между материалните, енергийните и емисионните потоци.

Целта на настоящата монография, е въз основа на извършен задълбочен анализ върху енергийните разходи, оперативната ефективност, както и връзката между процесните и производствени единици, да се представят и предложат различни инженерни методи и схеми за решение на разпределение на енергийните ресурси, за повишаване на енергийната им ефективност и икономическа рентабилност. Обект на изследване е нефтепреработвателния завод на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас” АД.

Извършеният задълбочен преглед на публикуваната литература и след обстоен анализ на някои от изследванията, са идентифицирани няколко възможни начина (разгледани в настоящата монография), които могат да подобрят енергийната ефективност и да докажат, че повишената сложност на НПЗ намалява потреблението на първична енергия.

В първа глава е разгледана структурата на нефтепреработвателните заводи и видовете производства, обусловени от пазарното търсене на различни петролни деривати и крайни продукти. Проследено е развитието и модернизацията на

нефтепреработвателния завод на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, от негово създаване до наши дни. Анализирано е текущото потребление и прогнозираното увеличение на търсенето на петрол в света. Разгледано е енергийно стопанство, съставянето и разработването на енергийни баланси на промишлени предприятия в общия случай. Взето е под внимание, че традиционно ефективността на рафиниращата промишленост е насочена към производствено - технологичната ефективност и дълги години енергийната ефективност на нефтепреработвателните заводи е negliжирана. Описани са изискванията за съставянето на енергийния баланс и функциите на енергийното стопанство. Посочени са енергийните показатели и характеристики на съоръженията. Анализирана е взаимовръзката между тях, определяща енергийните характеристики на дадена инсталация и нейната енергийна ефективност. Енергийните показатели са представени, като абсолютни или относителни величини с цел да се даде техническа или икономическа оценка на енергийното потребление. Представени са Санкей диаграми за „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, анализа на които позволява проследяване структурата на енергийното потребление и относителния дял на различните енергийни потоци .

Първа глава завършва с изводи и заключения по проведеният литературен обзор по темата и маркира задачите за изследване в настоящата монография.

Във втора глава е извършен анализ на енергийния индекс и приложението на еквивалентната дестилационната производителност, като критерии за енергийната ефективност на нефтепреработвателния завод „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД. Изследването е проведено за двадесет и две годишен период, позволяващ да се проследи и оцени енергоемкостта на НПЗ.

Нормирано е потреблението на отделни инсталации от разглеждания НПЗ. Оценена е техническата възможност и

икономическата целесъобразност от усвояване на енергийния потенциал на парата в някои инсталации на НПЗ, посредством замяна на редукионните уредби с подходящи противоналегателни микро турбини. Определени са технико-икономическите показатели на топлоелектрическата централа към НПЗ и е изследвана тарифната ѝ политика, при работа в пазарни условия. Въведени се обективни показатели, които да служат, като средство за прогнозиране, нормиране и контрол на разхода на гориво, а също и като критерии за оценка на топлинната ефективност при съпоставка с аналогични централи. Анализирани са топлинни загуби на паропроводите и възможностите за намаляване потреблението на водна пара в НПЗ, чрез усъвършенстване на кондензноотделителната система.

ГЛАВА ПЪРВА

1.1. Структура на нефтопреработвателните заводи.

Структурата на нефтопреработвателните заводи се обуславя от пазарната потребност на различните петролни деривати [20, 60, 112]. В общия случай завода е класическа рафинерия, като различията се състоят в конкретния набор от инсталации в зависимост от дълбочината на преработка на нефта.

Съвкупността от различните технологични инсталации в зависимост от конкретната конфигурация, е така организирана, че всеки нефтопреработвателен завод може да произвежда различни видове продукти и полуфабрикати в определени съотношения. Често пазарната конюнктура диктува търсене на определени продукти за които няма наличен производствен капацитет. Тези петролни продукти не могат да бъдат произведени незабавно според пазарното търсене, а само според ограниченията на самите съоръжения [76].

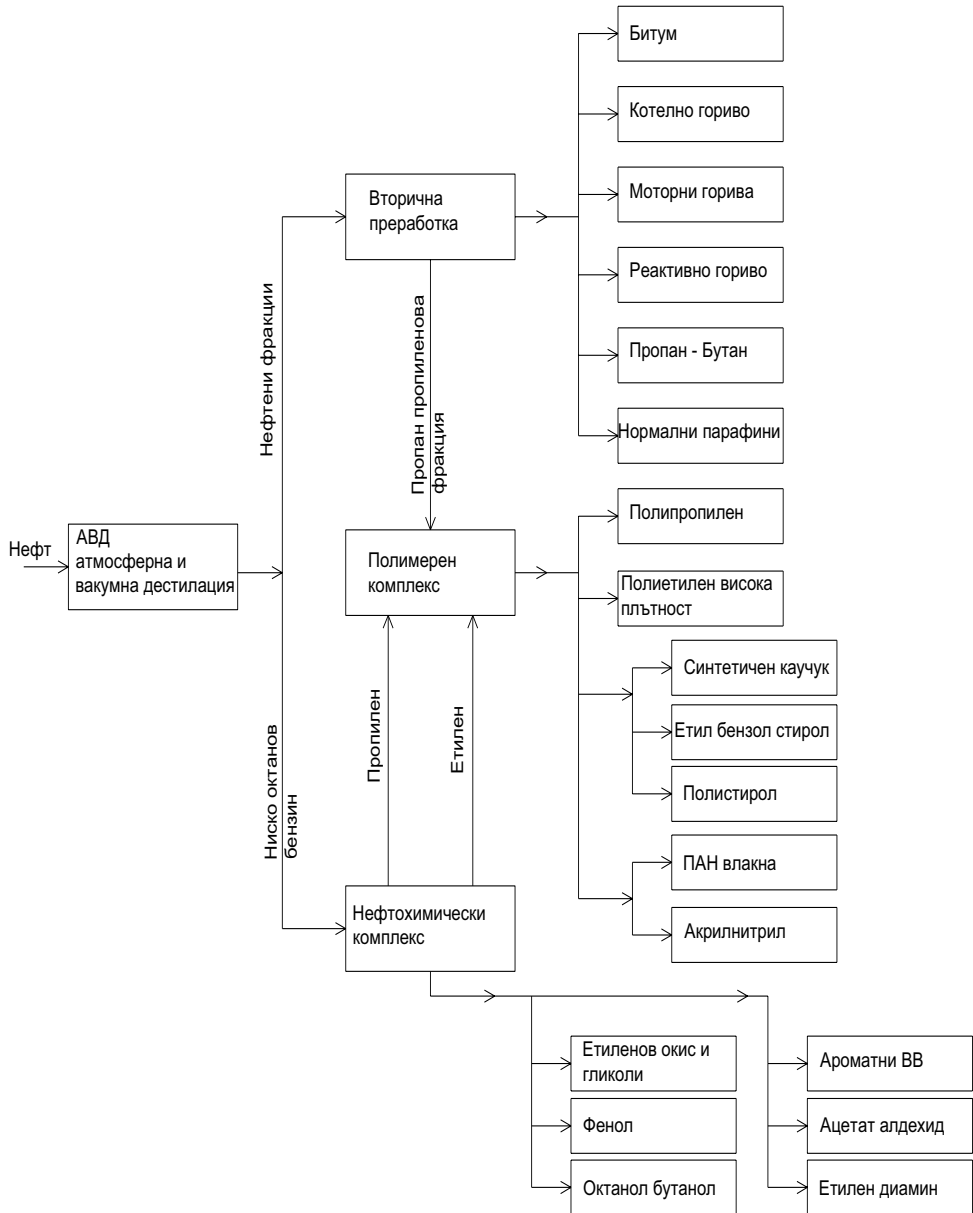
Съществуващата възможност дадена продукцията да няма пазарна реализация и след запълване на всички складови резервоари, се налага нефтопреработвателните заводи, да намалят своето производство или даже да го спрат, независимо че има търсене на всичките други продукти. Това предполага наличието на голям резервоарен парк за нефт, междинни полуфабрикати и готова продукцията, като задължително условие е технологичната схема да е гъвкава и лесно да се пренастройва. В такава ситуация изпада „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас” АД, в средата на деветдесетте години на миналия век, когато поради липса на реализация на котелно гориво, завода работи с намален капацитет, въпреки огромното търсене на моторни горива в този момент.

Основната разлика в структурно отношение между нефтопреработвателните заводи е наличието или отсъствието на Олефинов комплекс [114, 115]. Възможността за органичен синтез

на база ниско октанов бензин (НОБ), е предпоставка за развитие на нефтохимически и полимерни производства.

Република България не заема челно място в глобалния списък на преработвателите на суров петрол, но нашата страна е с традиции в петролната индустрия, датиращи от 60 – те години на миналия век. През 1963г. е въведена в експлоатация петролната рафинерия край Бургас. Постепенно се създава екип от професионалисти в състояние да поддържат и експлоатират производствените мощности, като същевременно се отделя огромно внимание на иновативната политика. През годините, комбината претърпява непрекъснато развитие и модернизация, които го превърнаха в един от основните икономически фактори в България. Тези промени включват изграждането на нови производствени линии, оптимизация на производствените процеси и въвеждането на нови технологии.

Към края на осемдесетте години на миналия век СК „Нефтохим“, е най – голямото промишлено предприятие в България, формиращо 10% от брутния вътрешен продукт на страната. Разполага с четири производствени и едно спомагателно направление, обособени като отделни заводи и множество допълнителни структурни единици, нямащи пряко отношение към производствения процес. На фиг. 1.1. е представена опростена блок схема на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД [1, 3]. Тази структура беше обективно продиктувана от затворения характер на Българската икономика. СК „Нефтохим“ беше логистичната база на множество заводи и фабрики, произвеждащи крайни продукти, покриващи широк спектър от необходимите на страната, намалявайки вноса им по първо и второ направление. От схемата е видно голямата номенклатура и асортимент на произвежданите стокови продукти. Преди промените в страната в края на 80 – те години, комбината преработваше средно около 10 мил. тона нефт на година, с дълбочина на преработката на нефта 75%.



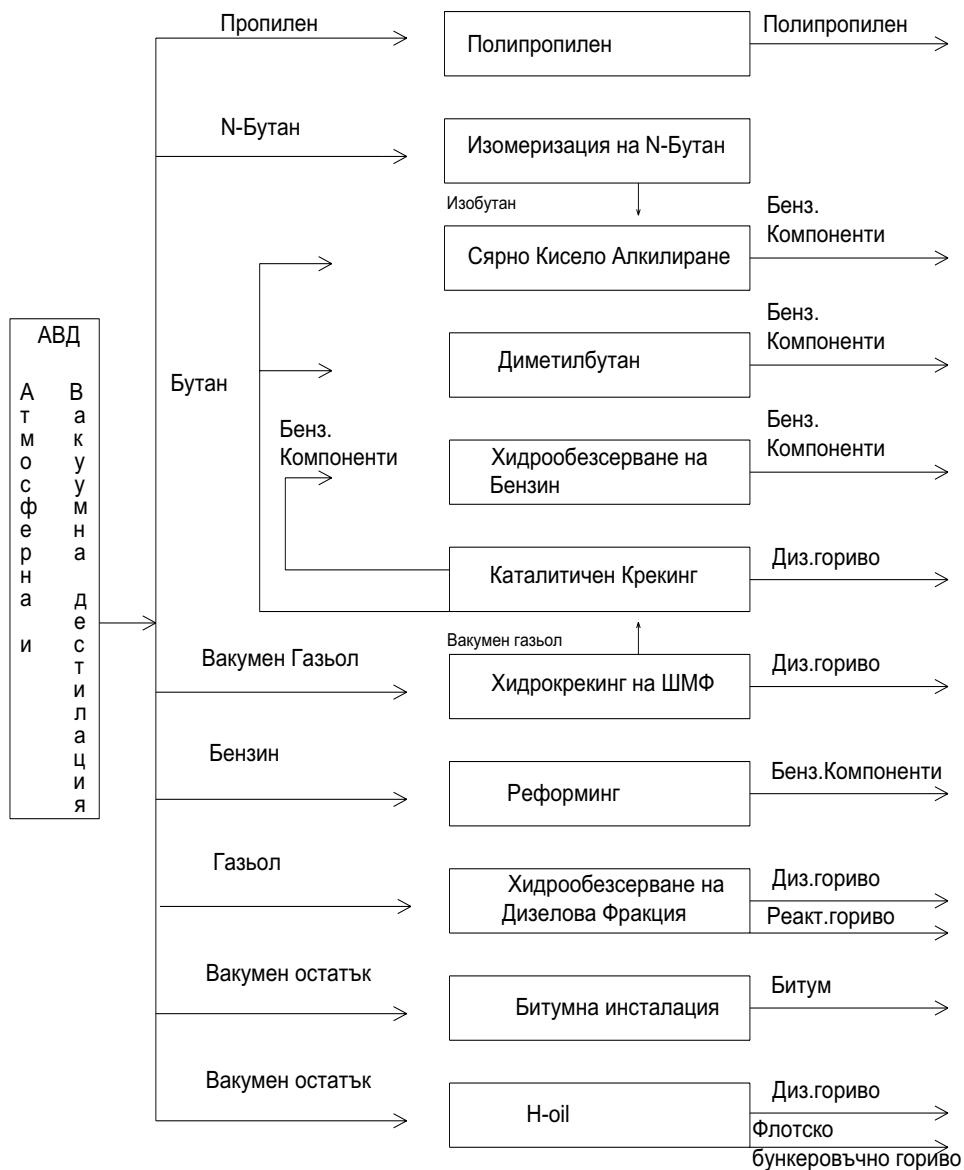
Фиг.1.1. Опростена Блокова схема на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас” АД, преди 2000г.

В началото на 2000г. се поставя началото на най-новата история от развитието на комбината. Подписан е договор за продажба и „Нефтохим” става част от семейството на глобалната вертикално-интегрирана енергийна компания „ЛУКОЙЛ”.

Основните приоритети пред „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД са технологично съвършенство, оптимизация и дигитализация на бизнес процесите, повишаване производителността на труда и качеството на произвежданите продукти, осигуряване на безопасна среда, съответствие на най-високите стандарти за екологичност и ефективност на производството, развитие на човешкия капитал. За постигането им се инвестират огромни за мащабите на България средства. Категоричен пример е комплекса за дълбочинна преработка „Н-oil“ за построяването на който бяха инвестирани над 3,5 млрд. долара. Същевременно всички (без пропилен) свързани с олефиновия комплекс производства бяха постепенно ликвидирани. Основната причина е, че се измени пазарната конюнктура и те бяха станали нерентабилни поради остаряване на технологиите и ниския производствен капацитет. Така постепенно комбинатът се превърна в класическа рафинерия, с дълбочина на преработката на нефта над 95 %, като по този показател Бургаския нефтозавод се превърна в един от най – модерните във Европа и света нефтопреработвателни комплекси.

На фиг. 1.2. е представена блок схема, представляваща настоящата структура на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас” АД [1, 3].

С тази иновация, както и въвеждането на нова инсталация за хидроочистване се промени структурата на производството като дялът на бензина спадна от 51% до нива под 40% за сметка увеличеното производство на дизелово и реактивно гориво.



Фиг.1.2. Блокова схема на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД – 2023г.

Въпреки че търсенето на моторни горива варира в зависимост от цикличните колебания в икономическата активност, според последния доклад от 24.10.2023г. на Международната агенция по енергетика (МАЕ), глобалното използване на петрол се очаква да достигне връх от около 102 милиона барела на ден към края на десетилетието (2030г.), спадайки леко до 97 милиона барела на ден до 2050 г., тъй като преминаването към електрически превозни средства компенсира увеличеното търсене на нефтопродукти преди всичко в развиващите се страни. В доклада си МАЕ стига до извода, че изкопаемите горива ще продължат да играят важна роля в глобалните енергийни доставки и посочва, че „продължаването на инвестициите в изкопаеми горива е от съществено значение“ във всички сценарии, които разглежда, дори и в най-амбициозния. Това е както за посрещане на нарастването на търсенето, очаквано до края на десетилетието, така и за „избягване на рязък спад в предлагането, който далеч би изпреварил дори бързия спад на търсенето, наблюдаван в най-амбициозните сценарии. Това поставя пред петролната индустрия нови предизвикателства [19, 74, 130] и в частност пред НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД да извършва модернизация на съществуващите и строителство на нови обекти свързани с търсенето на преработени нефтопродукти и с цел подобряване състоянието на околната среда в региона.

1.2. Енергийно стопанство и енергиен баланс на нефтопреработвателните заводи

В НПЗ, в зависимост от организацията на технологичния процес се използват различни по своя характер топлотехнически и електроенергийни системи. Класическата схема е чрез използване на водна пара като топлоносител, довеждана до отделните производства чрез топлопреносна мрежа. За съвременните мощни петролни рафинерии, е най-изгодно и икономически целесъобразно

да се използват топлоелектрически централи (ТЕЦ) като източник на енергия. Използването на пара с повишени параметри пред турбините допринася за значително повишаване на ефективността на комбинираните топлоелектрически централи. В тяхната конфигурация са включени котелни и турбинни инсталации. Котлите считано от 1995г. работят само на газово гориво – преди всичко собствени нефтозаводски газове и закупен от вън природен газ. Течно гориво със съдържание на сяра (S^r до 1%) се използва инцидентно. Водната пара под високо налягане, получена в котелните агрегати, постъпва в парните турбини на турбогенераторите, от които в процес на когенерация се отпуска пара за технологичните производства с необходимото налягане и се генерира електричество. За целта се изгражда логистична система от паропроводи за различно налягане и система от електрически подстанции с ниско и високо напрежение за дистрибуция до потребителите на генерираната в заводската ТЕЦ енергия. В случай на излишна електроенергия, в зависимост от пазарната конюнктура тя се продава на Електро енергийната система или се ограничава производството до нулев обем. Считано от 2004 година стана възможно закупуването на относително евтина електроенергия директно от големи производители (АЕЦ), което предопредели добива на електричество от заводската ТЕЦ само на база топлинната консумация.

В много рафинерии ТЕЦ не влиза в състава на заводската структура. Обикновено това се практикува когато освен НПЗ потребителите на топлина са и други предприятия [120, 125]. Вероятно това води до счетоводни улеснения без пряко отношение към енергийната ефективност. Конкретно за „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, извеждането на ТЕЦ в дъщерно предприятие „ЛУКОЙЛ Енергия и Газ“, не доведе до осезаеми ползи и централата беше върната в структурата на завода. Следва да се отбележи, че колкото е по-голяма дълбочината на извличане на нефта толкова

повече нараства утилизиционния потенциал и намалява потреблението на пара отпускана от ТЕЦ. Така например Комплекса за дълбочинна преработка „Н-oil“ напълно задоволява нуждата си от пара чрез производство от котли-утилизатори, при това с относително високи параметри позволяващи задвижване на турбокомпресори с парни турбини. В тези случаи не се изгражда ТЕЦ, а само допълващи мощности от работещи в режим на въртящ резерв парни котли.

Енергийното стопанство на НПЗ е сложна конгломерация от взаимно свързани съоръжения за производство, дистрибуция и потребление на горива, електричество, топлина и други енергоносители. От съществен интерес е потреблението на пара, защото там има най-голям потенциал за реализация на енергоспестяващи проекти – като се започне от силовата част (различните по мощност паропроводи) и се завърши с кондензоотделянето. Пара се консумира повсеместно за най-разнообразни технологични и спомагателни цели. Основния дял е пара с условно налягане 1,0 [MPa], която при нужда се дроселира до по-ниски параметри на място. За по-високотемпературните процеси се осигурява от ТЕЦ, чрез пароотнеманията на турбините на пара с налягане 1,5, 2,0 и рядко 4,0 [MPa]. Поради голямата площ, парните магистрали са със значителна дължина и топлинните загуби при преноса значителни, особено в дъждовно време [79].

Освен с пара и електричество, за осъществяване на производствените процеси, в нефтопреработвателните заводи е необходимо и гориво. Пещите на технологичните инсталации могат да работят на течно котелно гориво и на газ. По екологически съображения от 25 г. течни горива се използват инцидентно. Що се касае за газовите горива с приоритет се използват собствените нефтозаводски фракции, а недостигът зимата се допълва с природен газ. Фракционния им състав, а от там и долната топлина на изгаряне на заводските газове варира в много широки граници.

При съставянето и разработването на енергийни баланси на промишлени предприятия в общия случай, трябва да се разглежда съвкупността от балансите на всички видове енергии и горива [126]. При анализиране на енергийният баланс на НПЗ, на балансиране подлежат:

- органични горива във всякакво агрегатно състояние;
- топлоенергията под формата на пара, топла вода, кондензат;
- компресираните газове;
- промишлен студ;
- вторичните енергоносители.

Тъй като традиционно ефективността на рафиниращата промишленост е насочена към производствено - технологичната ефективност, дълги години енергийната ефективност беше negliжирана [93]. Едва с повишаване на цените на нефта и горивата енергийната ефективност стана неотменима част от производствената политика, като особено внимание трябва да се отделя на състава и структурата на енергийните загуби, за което е необходимо да се анализират причините, които ги пораждат.

За да се извърши анализ на енергийната ефективност на енергопотреблението [47, 61, 77, 104], е важно да се въведе единен критерий, чрез който да се дава оценка за консумацията на енергията. Въвеждането на такъв критерий следва да представлява съвкупност от използваните енергийни ресурси, отнесени към готов продукт или суровина. Особеното при петролните рафинерии е, че поради многообразието на нефтените деривати, енергийното потребление на завода, като съвкупност от различни инсталации, е много по-удачно е да се отнася не към отделните целеви продукти, а към преработената суровина - нефт, измерван в метрични тонове или барели. На практика всички видове енергоносители, като различни по вид горива, топлина доставена чрез пара и гореща вода, електрическа енергия от всички нива на напрежение, обезсолена и

оборотна вода, технически въздух, създаващи инертна среда газове и прочие, трябва да се преведат към еквивалентна величина - тонове условно гориво (т.у.г.) или енергия (GJ или MWh). Водеща роля при съставяне на баланса има разходната страна, за която се използват два метода [8]:

- опитен;
- изчислителен.

При съставянето на енергийния баланс към него има изисквания, които могат да се обобщят, чрез следните фактори:

- информацията да е представена, така че да дава представа за ефективността – необходимо е от енергопотреблението да се отделят съставките на полезната енергия от енергийните загуби;

- да отразява целевото използване на енергоносителите по процеси – технологични, силови, отопление, вентилация, осветление, комунално-битов сектор;

- да отразяват вътрешно заводското производство – териториално разпределение на енергоносителите;

- да отразяват вътрешните обороти на енергията – по видове и параметри на енергоносителите;

- в приходната част трябва да се включат реално възможните възобновяеми енергийни ресурси. За целта последните се обединяват по следните групи:

- горими възобновяеми енергийни ресурси;
- топло енергията от ниско, средно и високо потенциални технологични топлинни процеси;
- топлоенергия от отработена пара.

При съставянето на енергийните баланси, те трябва да се разработват в ясни, прегледни, компактни форми и да отразяват поставяните изисквания [50]. Необходимо е информацията лесно да се обобщава и анализира, поради което приложение са намерили два типа – работни и синтезирани форми.

При работните форми баланса се разработва по производствено териториално деление и целеви признак. Енергийното потребление на отделните групи потребители не се разделя на полезна енергия и енергийни загуби, а се представят само загубите по преноса между цеховите комуникации.

Работната форма във вертикален разрез включва шест раздела:

➤ постъпващи отвън суровини и материали – закупени от външни предприятия;

➤ генериращи и преобразуващи инсталации – ТЕЦ, ЦВК, парокотелни;

➤ производствени потребители – тук се включват основните и спомагателни цехове. В този раздел като отделен поток се представя и енергията за осветление, отопление и др., като се конкретизират потоците:

○ за технологични процеси;

○ за силови машини;

○ утилизиращи инсталации;

➤ не производствени потребители – включват разходите за отопление осветление на административните сгради, складове, помощно стопанство;

➤ продадена енергия;

➤ общо заводски загуби – загубите по преноса между цеховите комуникации.

В хоризонтален разрез работната форма има за цел да представи баланса на вътрешният оборот на енергоносителите по вид, потоци и общо за предприятието. Поради превръщането на един вид енергия в друг се налага работната форма да се балансира, не само с общото количество енергия, а и с енергията на различните енергоносители. В баланса трябва да се отрази оборотът на енергоносителите свързан с отпускането и оползотворяването на възобновяеми енергийни ресурси и с разхода за силовите инсталации на съоръженията [76]. За улеснение се съставят именно

балансите на вътрешния оборот на енергията по видове енергоносители и параметри. В таблица 1.1 е представен алгоритъма на топлинния баланс.

Табл.1.1. Баланс на топлинната енергия

	оборот на топлината				баланс на топлината	
	в пара		в кондензат			
	приход	разход	приход	разход	приход	разход
ТЕЦ	A_0	-	-	K_0	$A_0 - K_0$	-
НПЗ	-	B_1	C_1	-	-	$B_1 - C_1$
ЗНХ (завод нефтохимия)	-	B_2	C_2	-	-	$B_2 - C_2$
ЗП (завод пластмаси)	-	B_3	C_3	-	-	$B_3 - C_3$
Загуби по преноса	-	B_4	-	K_4	-	-
Баланс	A_0	ΣB_i	ΣC_i	ΣK_i	$\Sigma(A-K)$	$\Sigma(B-C)$

Анализирайки таблица 1.1 в сила, е правилото, че за даден потребител енергията която излиза от него, е приход, а енергията която влиза в него е разход. След извършване на материално оборотните баланси се преминава към оборотен баланс в топлинни единици. При окончателното обвързване на баланса, разликата между прихода и разхода на отделните енергоносители се балансира с топлинен поток „загуби по преноса“.

Синтезираната форма на баланса дава обобщена преценка за рационалното използване на енергоносителите в промишленото предприятие. Това налага групирането да се извърши по икономически и целеви признак. Този тип форма се състои от две основни части:

- полезно използвана енергия;
- загуби на енергия.

При синтезираната форма приходите и разходите в енергийния баланс се развиват във вертикално направление, а в хоризонтално се нанасят частните баланси на отделните енергоносители и пълния

баланс на енергията. По този начин се дава се възможност да се разкрие структурата на енергийния разход и особено загубите на енергия. Последните се групират по видове и място на реализиране. Изходна база създаване на синтезираната форма с енергийните баланси, са представени в работна форма в таблица 1.2.

Табл.1.2. Раздели на баланса

раздели на баланса	стойност	
	GJ/h	%
Приход		
• Гориво		
- мазут		
- дизелово гориво		
- природен газ		
- нефтен газ		
- метан и други отпадъчни газове		
• Електроенергия		
Σ приходи		
Разход		
• Полезно използвана енергия		
- технологични процеси		
- отопление и битови цели		
- осветление		
- заводски транспорт		
Σ полезно използвана енергия		
• Загуби на енергия		
- в охладителните кули за охлаждане на нефтопродукти		
- невърнат кондензат		
- с изходящи газове		
- механично и химически недоизгоряло гориво		
- в околната среда и пропуски		
Σ загуби на енергия		

Енергийните потоци може да се представят и чрез машабна диаграма на Санкей [34, 101, 117, 127], която изобразява графично приходите и разходите на петролната рафинерия. Диаграмата на Санкей може да се изобразява в процентно или количествено разпределение. Тя показва потока от данни, може да опише връзки на много нива и да класифицира възлите по ниво, тъй като възлите, принадлежащи към един и същи клас, могат да бъдат групирани в една и съща йерархия. Принципно видът на диаграмата на Санкей е показана на фиг.1.3.



фиг.1.3. Диаграма на Санкей за НПЗ

По долу на фиг.1.4 и фиг.1.5 са поместени Санкей диаграмите на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за 2002 и 2022 година. Анализирайки диаграмите, два са факторите, които са важни при оценката на потенциалните ползи от технологиите за енергийна ефективност – мащабът на енергийния поток и техническият потенциал за подобрене. Когато се разглеждат потенциалните печалби от известните технологии за ефективност, е необходимо да се обърне специално внимание на сложния поток на енергия през веригите от устройствата за преобразуване на енергията.

Сравнявайки двете диаграми, впечатление правят:

- утилизацията на топлина от 13,2% през 2004г. е нараснало на 18,7% през 2022г.;
- загубите на енергия през охладителните системи на инсталациите от 27,8% за 2004г. са намалели на 24,52% за 2022г.;
- парата за разпределение от 25,52% през 2004г. е намаляла на 18,17% през 2022г.;
- нарастване на употребата на други горива от производствените процеси от 0,25% за 2004г. на 8,59% за 2022г.;
- увеличеното количество закупена електроенергия от външни доставчици от 6,42% за 2004г. на 15,69% за 2022г.;
- намаляване на количеството на отпусната пара от ТЕЦ от 50,12% за 2004г. на 33,38% през 2022г.;
- изключително голямото намаляване на изгореното котелно гориво в ТЕЦ – от 47,52% през 2004г. на 7,48% през 2022г.;
- относително запазване на консумираната електроенергия на основната площадка на НПЗ, но със съществени различия при формирането ѝ;
- значителното намаляване на консумацията на природен газ и течно гориво – съответно от 11,5% и 7% за 2004г. на 1,11% и 0,91% за 2022г.

От разликите в двете диаграми за двата разглеждани периода, може да се направи извода, че водената енергийната политика от НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, е в правилната посока. Решаването на въпроси, свързани с енергийната икономика, енергийната сигурност, както и въздействието на състоянието на производството на енергия върху състоянието на околната среда, са в прерогативите на енергийния мениджмънт на предприятието.

Пълният баланс на енергията в НПЗ обединява в себе си отделните цехови синтезирани баланси. Процедурата е същата, но трябва да се отдели специално внимание на възобновяемите енергийни ресурси. В разходната част се включват загубите в между цеховите комуникации. От синтезирания баланс може да се определи КПД на предприятието, като цяло, а също така при съпоставянето с баланси за изминал период да се направят съответните анализи и изводи за състоянието на енергийната ефективност.

Във връзка с някои особености на електроенергията като ресурс, е необходимо да се извърши и електроенергиен баланс, като част от горивния баланс. На балансиране подлежат и електроенергията за определен период от време и електрическата мощност за конкретния момент. Понеже част от горивните възобновяеми енергийни ресурси се превръщат в електроенергия (в заводски ТЕЦ) то тези потоци се дават отделно. От друга страна електроенергията също се превръща в други видове енергия, тоест следва електроенергийния баланс да се обвърже с производните енергоносители – топлина, вода под налягане, компресиран въздух и др. Освен активната на баланс подлежи и реактивната енергия, като разходът на топлина се балансира с производството на собствените комплексни съоръжения или на внос от вЪн.

Електрическата енергия е динамичен енергоресурс, което налага електроенергийните баланси да се разработват по смени, денонощия, на определен брой дни, месеци или годишно в зависимост от поставените цели. Трябва да се отбележи, че главната цел е определяне степента на полезно използване на електроенергията.

В приходната част се включва електроенергията от собствената ТЕЦ, синхронизиращите компенсатори, кондензаторните батерии, електроенергията закупена от свободния пазар.

Към разходната част се включват:

➤ технологичното електропотребление на основни и спомагателни цехове, включително това непълно натоварване, отклонение от допустимите показатели, операционно пускане, празен ход и други;

➤ спомагателно електропотребление на цеховете заедно с всички загуби по пренос и разпределение вътре в цеха;

➤ спомагателното електропотребление на рафинерията, включващи всички загуби от пренос и разпределение в нея;

➤ изнесената към електроенергийната система електрическа енергия (ако има такава);

➤ разхода за собствени нужди на заводската ТЕЦ.

За съставяне на електроенергийните баланси са необходими точни, достатъчно на брой и поставени на подходящо място електромери за активна и реактивна енергия. За определяне на разходните части на електроенергийния баланс се използва опитно изчислителен метод.

Тъй като НПЗ разполагат с много мощни съоръжения, за тях е необходимо да се извършва и агрегатен електробаланс. При съставянето му най – често се използва комбиниран опитно - изчислителен метод. За целта се правят измервания на постоянните, променливите и пусковите загуби на съответния агрегат. Трябва да се разграничават неизбежните загуби и тези дължащи се на

несъответствие между мощността на двигателя и работната машина, въпреки че в баланса се представят общо. Разходната част се съставя по мощност, а приходната се измерва с електромер за активна и реактивна енергия. Полезно използваната енергия и загубите се изчисляват. За да се състави баланса, е необходимо да се премине от средночасов към денонощен баланс на електроенергията. Затова трябва да се знаят точните работни часове на агрегата. При проектиране и липса на точни данни, сменното време може приблизително да се изчисли по зависимостта:

$$\tau'_{cm} = \frac{Ea'_{cm}}{Na'}, [h] \quad (1.1)$$

където:

- Ea'_{cm} , [Wh] - средното енергопотребление през най – натоварената смяна;
- Na' , [W] - активната мощност.

Ако натоварването е променливо:

$$\tau_{cm} = \frac{Ep'_{cm}}{Np'}, [h] \quad (1.2)$$

където:

- Ep'_{cm} , [Wh] - реактивната енергия средно за една смяна;
- Np' , [W] - средната реактивна мощност.

Зависимост 1.2 се основава на това, че реактивната мощност по – слабо се влияе от режима на натоварването, отколкото активната. За преминаване от сменен към денонощен баланс е необходимо да се определи отношението:

$$k_{cm} = \frac{Ea'_{дн}}{Ea'_{cm}} \quad (1.3)$$

където:

- $Ea'_{дн}$, [Wh] - средно денонощната консумация.

Очевидно $k_{cm} = 1 \div 3$ и зависи от работата на агрегата през трите смени. Ако има данни за средно часовата загуба на мощност, може да се определи и средно денонощната загуба на енергия.

$$\Delta Ea_{cm} = \Delta Na \cdot \tau_{cm} \cdot k_{cm}, [Wh] \quad (1.4)$$

1.3. Организация и управление на енергийно стопанство на нефтопреработвателните заводи

Основните функции на енергийното стопанство, могат да се дефинират по следния начин:

- енергоснабдяване на всички звена от рафинерията;
- експлоатация на енергоснабдителните, енерго преобразуващите и енерго използващите системи и съоръжения;
- ремонтно обслужване на енергийната система на рафинерията;
- управление на енергоснабдителните процеси – нормиране на енергийните разходи, планиране, оперативно ръководство и контрол, отчитане и анализ на енергийните показатели.

Функционирането на енергийното стопанство, е насочено към постигане на най – висока ефективност на рафинерията. За постигането на тази цел, е необходима съвършена система за управление на енергийното стопанство, която да е неразделна част от системата за управление на рафинерията. Явно е, че постигането на висока ефективност на управлението, е свързано с разработване на подходяща организационна структура, повишаване на оперативността, непрекъснато подобряване на материално –

техническата база и не на последно място повишаване на ефективността на планирането [116].

Функциите на енергийното стопанство могат да се групират в четири основни направления:

- експлоатация и ремонт на енергийните съоръжения;
- оперативно управление на отделните звена и работни места;
- техникo – икономически анализ и планиране на енергийното стопанство;
- регулиране на взаимоотношенията с другите подразделения на рафинерията.

Организационната структура на управлението на петролната рафинерия, е по детайлизирана, тъй като предприятието, е голямо с множество производствени цехове. Диспечерското управление на енергийното стопанство, служи за непрекъснато контролиране на режимите при преработката на нефта и потреблението на енергоносителите. Задълженията на диспечерското управление могат да се обобщят в следните направления:

- оперативно планиране на натоварването;
- оперативно разпределение на енергоресурсите в рафинерията;
- управление на автономните обекти, които са без обслужващ персонал;
- отчитане на произведените петролни деривати и енергопотреблението;
- ръководи оперативните превключвания и аварийните бригади;
- обобщава и предоставя информацията относно производствените процеси.

За да функционира системата за управление е необходимо да се осъществява непрекъснат обмен на информация, която може да бъде планова, отчетна, нормативно – справочна, научно – техническа и др. Обмена на информацията се характеризира със следните особености:

- източник на възникване;

- периодичност на образуване;
- носител на информацията и условия на съхранение;
- връзка с други видове производствени инсталации на територията на рафинерията;
- методи за обработка на информацията.

При плановият обмен на информация се упражнява, управляващо въздействие чрез задаване на целите. По своя характер бива директивна или препоръчителна и е еднопосочна по структура – от горе надолу.

Отчетният обмен на информация характеризира даденото производство, през определен период от време. Извършва се при строга периодичност, като целта е натрупване на статистически данни. Структурата ѝ е отново еднопосочна, но от долу нагоре.

Нормативно – справочната информация, е необходима за вземане и прилагане на оптимални решения, основаващи се на стандарти и нормативни документи.

Научно – техническата информация характеризира постиженията на науката в областта на рационално разпределение и използване на енергийните ресурси.

При съставянето и управлението на информационната система на енергийното стопанство, с цел постигане на висока оперативност и непрекъснат обмен на информация и данни, е необходимо тя да съдържа следните обособени части:

- енергиен баланс;
- техникo – икономически характеристики на енергийните съоръжения;
- техникo – икономически показатели на енергоносителите;
- норми и нормативи за енергопотреблението на енергийните съоръжения.

Събираната информация в информационната система на енергийното стопанство на рафинерията, така трябва да е

структурирана, че да удовлетворява, осигурява и изпълнява следните изисквания:

- нагледност;
- достъпност;
- достоверност;
- съпоставимост;
- стабилност;
- своевременност.

Тъй като главната цел и функция на енергийното стопанство, е сигурно и безаварийно снабдяване на потребителите с енергия, са необходими надеждни и работоспособни съоръжения, които трябва да се поддържат от предприятието за поддръжка и ремонт към рафинерията. Целта е чрез комплекс от организационно – технически мероприятия за надзор, профилактики и ремонтно обслужване, своевременно и качествено да се отстраняват възникналите аварии.

Наличието на предприятие за поддръжка и ремонт в рафинерията има за цели да усъвършенства организацията на ремонтните дейности, да снижава разходите и престоите за ремонт, да удължава експлоатационния срок на съоръженията и др.

Голямата сложност на петролните рафинерии, като състав и структура, налага за управление на енергийното им стопанство да се въвеждат автоматизирани системи. Тези системи за управление са структурирана в два варианта – по видове енергоносители и по териториален принцип.

Ръстът на производството, преминаването от екстензивен към интензивен способ на управление, поставя завишени критерии към системата за управление на енергийното стопанство. Значителният ръст на информацията, която трябва да обработи и анализира, обуславя нейната необходимост. В този смисъл автоматизираната система за управление на енергийното стопанство, представлява йерархична система, характеризираща се с автономност на

влизашите в нея подсистеми. Правилно структурирана тя позволява на елемент от дадено ниво да взема решения съобразно сферата си на компетентност.

1. 4. Енергийни показатели и характеристики на съоръженията

Енергийните показатели са абсолютни или относителни величини, които служат за техническата или икономическата оценка на енергийното потребление. Различават се два вида показатели - показатели за преобразуване на енергията и показатели за използване на енергията. Първият дава информация относно абсолютното количество на енергоносителя на входа и на изхода на съответното съоръжение, специфичния разход, КПД и др. Взаимовръзката между тях определя енергийните характеристики на дадена инсталация и е показател за нейната енергийна ефективност. Вторият показател определя необходимото количество енергия за промяна на физико – химическия състав при рафиниране на нефта. Представява абсолютния обем на консумираната енергия, специфичния разход на енергия за единица продукция и определя енергийната мощност на съоръжението.

Нефтопреработвателните заводи в своята структура включват множество енергийни преобразуватели – ТЕЦ, парокотелни инсталации, трансформатори, токоизправители, азотно – кислородни инсталации и др. Тези съоръжения работят без прекъсване, като за определяне на енергийните им загуби при трансформация на енергията, може да се запише:

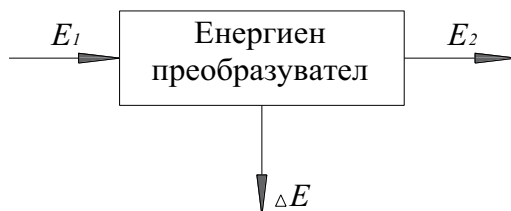
$$\Delta E = E_1 - E_2, [W] \quad (1.5)$$

където:

- $E_1, [W]$ - енергията на входа на съоръжението (енергийния разход);

- E_2 , [W] - енергията на изхода на съоръжението (преобразуваната енергия).

Величините в уравнение (1.5), представляват абсолютни енергийни показатели. На фигура 1.6, са представени схематично енергийните загуби, при трансформацията на енергията за даден енергиен преобразувател.



фиг.1.6. Трансформация на енергията при нейното преобразуване

Енергопреобразувател от класически вид с няколко трансформации на енергията е заводската ТЕЦ, към петролната рафинерия. Съгласно диаграмата на Санкей (фиг.1.3), уравнението за енергийните загуби придобива вида:

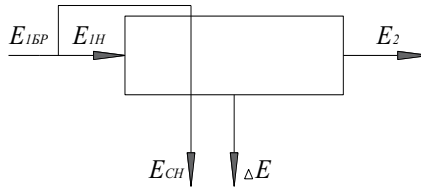
$$E_1 = E_2 + \Delta E_{ПГ} + \Delta E_{ПП} + \Delta E_{ТР} + \Delta E_K + E_{СН} \quad (1.6)$$

където:

- E_1 – първичния енергоносител;
- E_2 – полезната енергия;
- $\Delta E_{ПГ}$ – загубите в парогенератора;
- $\Delta E_{ПП}$ – загубите по преноса на пара;
- $\Delta E_{ТР}$ – загубите в турбината;
- ΔE_K – загубите в студения термодинамичен източник;
- $E_{СН}$ – енергията необходима за собствени нужди.

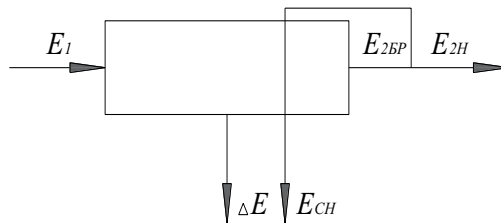
При захранването с енергията за собствени нужди, са възможни три случая:

➤ на входа;



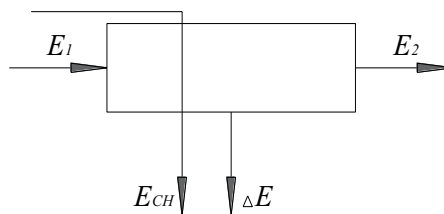
фиг.1.7. Захранване с енергията за собствени нужди на входа

➤ на изхода;



фиг.1.8. Захранване с енергията за собствени нужди на изхода

➤ от външен независим източник.



фиг.1.9. Захранване с енергията от външен независим източник

Уравнение (1.6) съответства на най-често срещания случай в практиката – енергията за собствени нужди да се осигурява от полезната енергия на изхода.

Обобщавайки можем да запишем зависимостта:

$$E_1 = f(E_2) \quad (1.7)$$

Уравнение (1.7) представлява разходната характеристика на енергопреобразувателя. Загубите на енергия също могат да се представят, като функция на енергията на входа или енергията на изхода, а именно:

$$\Delta E = f(E_1) \quad (1.8)$$

$$\Delta E = f(E_2) \quad (1.9)$$

Поради това, че съоръженията работят непрекъснато и при постоянен режим на натоварване, целесъобразно е горните зависимости да бъдат представени аналогично с мощността на съоръженията.

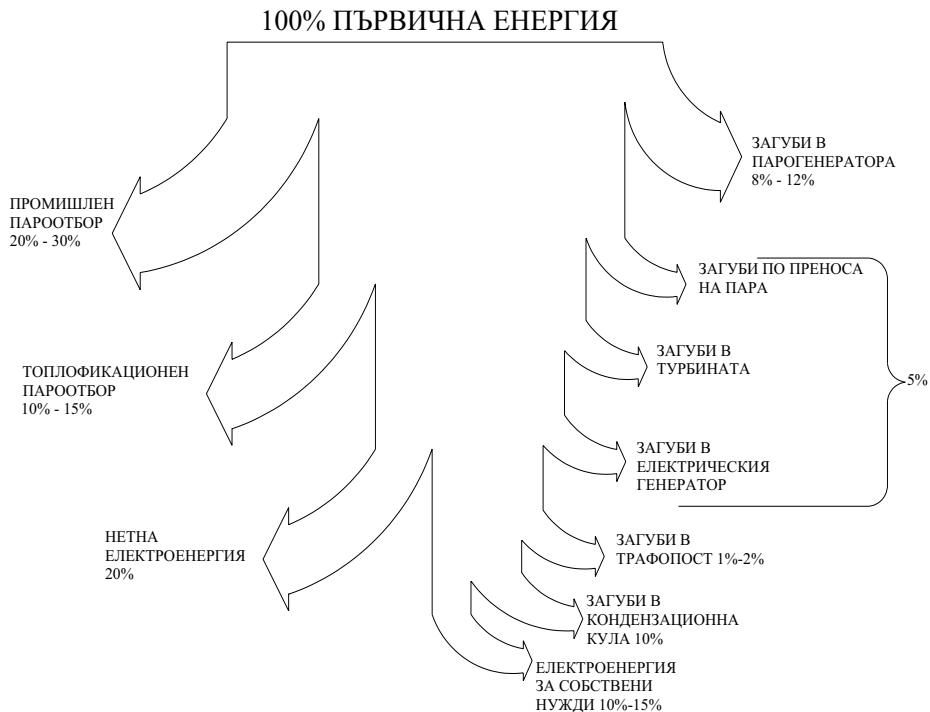
Тогава можем да запишем:

$$N_1 = f(N_2) \quad (1.10)$$

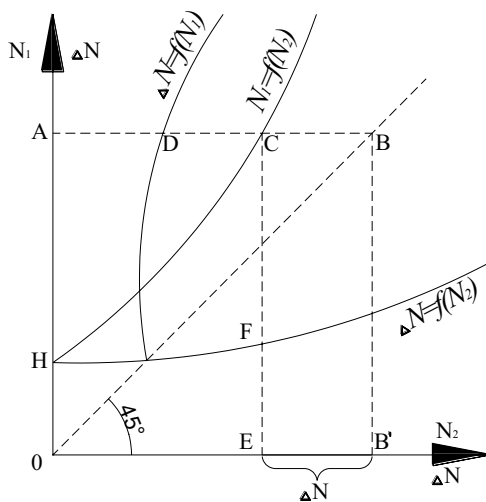
$$\Delta N = f(N_1) \quad (1.11)$$

$$\Delta N = f(N_2) \quad (1.12)$$

Това са абсолютните енергийни характеристики. При познаване на функцията (1.10), графично могат да бъдат построени графиките на зависимости (1.11) и (1.12). Необходимо е да се спази правилото, че дължината на отсечките CB, AD и EF са еднакви (CB=AD=EF) – фиг.11.



фиг.1.10. Диаграма Санкей на ТЕЦ, към НПЗ



фиг.1.11. Графично представяне на мощностите характеристики на енергиен преобразувател

Съществено значение за определяне ефективността на енергийните преобразуватели имат и относителните енергийни показатели и характеристики. Това са специфичния (относителен) разход на енергия, енергийния КПД на съоръжението и относителните загуби – определени спрямо подадената мощност. Специфичният разход на енергия представлява отношение на енергията (мощността) на входа, отнесена към енергията (мощността) на изхода:

$$e = \frac{E_1}{E_2} \quad \text{или} \quad e = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.13)$$

Отношението е прието да се дава в натурални единици, например 1kg мазут/1kWh. Тъй като в петролните рафинерии са налични енергия за собствени нужди и енергия от възобновяеми енергийни ресурси, е необходимо да се определи brutният и нетният специфичен разход на енергия.

$$e_{бр} = \frac{E_1}{E_{2H} + E_{CH} - E_{1ВЕР}} \quad (1.14)$$

$$e_{нет} = \frac{E_1}{E_{2H} - E_{1ВЕР}} \quad (1.15)$$

Тъй като в най-честия случай за обезпечаване на енергията за собствени нужди $e_{бр} < e_{нет}$ целесъобразно, е да се работи с нетните показатели, т.е. с реципрочната стойност на специфичния разход на енергия:

$$\eta = \frac{E_2}{E_1} \cdot 100\% \quad \text{или} \quad \eta = \frac{N_2}{N_1} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

От друга страна за енергийния КПД може да се запише:

$$\eta = 100 - \sum_{i=1}^n d_i^1 \quad (1.17)$$

където:

- $d_i^1 = \frac{\Delta E}{E_1} \cdot 100\%$ предствляват относителните загуби спрямо входящата енергия и показват каква част от подадената енергия се губи при енергийната трансформация.

Аналогично могат да се определят и относителните загуби на изхода от съоръжението:

$$d_i^2 = \frac{\Delta E}{E_2} \cdot 100\% \quad (1.18)$$

Уравнение (1.18) показва какви са загубите спрямо единица получена полезна енергия.

Изведените уравнения за енергийните показатели, позволяват при познаване на кой да е от тях, да се определят останалите, тъй като между тях, е налична взаимовръзка. Графично са представени на фиг. 1.12.

$$e = \frac{E_1}{E_2} = \frac{E_2 + \Delta E}{E_2} \left| \pm \frac{\Delta E}{E_1} \right.$$

$$e = \frac{E_2 + \Delta E}{E_2} + \frac{\Delta E}{E_1} - \frac{\Delta E}{E_1} \quad (1.19)$$

$$e = 1 + d_i^2 + d_i^1 - d_i^1$$

$$\text{но } \eta = 1 - d_i^1 \quad (1.20)$$

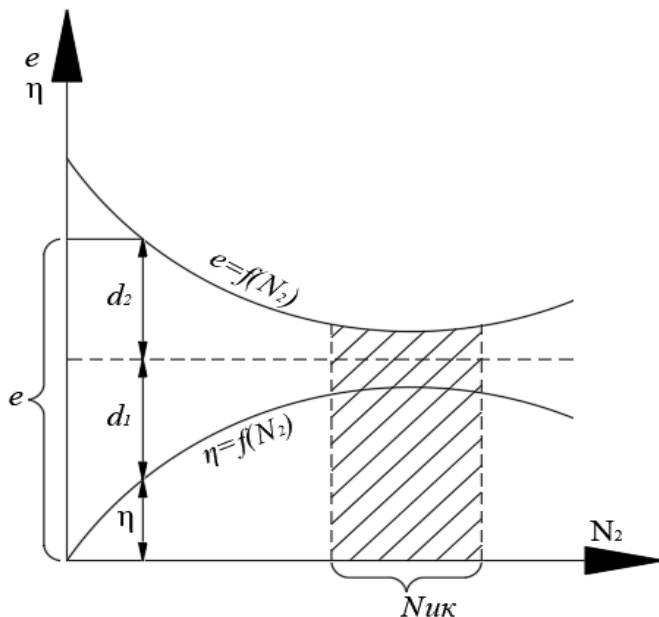
Тогава за енергийния КПД се получава:

$$\eta = 1 + d_i^1 + d_i^2 \quad (1.21)$$

Специфичните енергийни показатели и характеристики се използват за сравняване на еднородни енергийни съоръжения, като за целта е необходимо всички величини да бъдат представени в относителни единици.

Обобщавайки за енергийните показатели и характеристиките на енергийните преобразуватели може да се заключи, че разходът на енергия и енергийния им КПД, зависят от:

- конструктивните особености и режимът на работа на съоръженията;
- вида на материалите от които са изработени;
- производителността им.



фиг.1.12. Графично представяне на енергийните показатели на енергиен преобразувател

1.5. Намаляване на енергийните разходи и повишаване на енергийната ефективност на нефтопреработвателните заводи.

Отделните акценти в обзорната част на монографията, позволяват да се направят следните по-важни изводи и заключения.

За създаването и експлоатацията на рационални и надеждни системи за рафиниране на нефт, характеризиращи се с високо техническо и икономическо ниво, е необходима максимална дълбочина на преработка на суровия нефт, както и икономично използване на всички видове енергия, консумирани в нефтопреработвателните заводи.

От цялото количество енергия внесено в нефтопреработвателните заводи, се използва само $15 \div 20\%$, а останалите $80 \div 85\%$ са загуби. Около 36% от енергията се губи с охлаждащата вода на съоръженията, 16% са загубите на енергия с димни газове на технологичните пещи, $12 \div 14\%$ се отвеждат в околната среда под формата на топлинни загуби от горещите повърхности на оборудването, апаратите и паропроводите. Анализите показват, че $70 \div 80\%$ от консумираната топлина в петролните рафинерии, може да се набави, чрез пълното използване на собствените и вторични енергийни ресурси. Необходимо е също да се въвеждат в експлоатация и съоръжения, водещи до намалява разхода на пара и гориво, топла и охлаждаща вода и електроенергия.

За реализирането на икономия на енергия и намаляване на енергийните разходи, са необходими както организационни, така и технически мероприятия.

От изключително значение, е правилното нормиране на разходите за енергия, както и точното изчисляване на нейното потребление. Въвеждането на автоматизирани системи за постоянно и надеждно отчитане и контрол на потреблението на гориво, пара, топла вода и електроенергия, както и извършване на анализи

относно работата на инсталациите по отношение на потреблението на енергия са част от организационните мерки.

Към техническите подобрения, е необходимо да се търсят и внедряват мерки свързани с максималното преобразуване и усвояване на топлината от всички горещи течни, парни и газообразни потоци, използвани за нагряване на суровини, вода, въздух и др. свързани с технологичните процеси. Ограничаването на използването на парното задвижване и замаяната му с електрическо, използването на високоефективни устройства за топлообмен и консумация на гориво, смяна на водното охлаждане с въздушно са малка част, но добри примери, от техническите мерки.

Проведеният литературен обзор по темата показва, че нерешените проблеми са следните:

- Няма публикувани технико-икономически оценки относно анализа на енергийния индекс и приложение на еквивалентната дестилационната производителност, като критерии за енергийната ефективност на петролна рафинерия;

- Няма методика за оценка на технико-икономическите показатели на топлоелектрическа централа към петролна рафинерия, при работа в пазарни условия;

- Не са представени, анализирани и оценени начините за утилизация на енергийния потенциал на парата в някои инсталации на петролна рафинерия;

- Не са дадени оценки на възможностите за постигане на намалено потребление на пара за енергийни и технологични нужди, както и за нефтопреработвателния завод като цяло;

Набелязаните задачи за изследване са:

- Да се извърши технико-икономически анализ на енергийния индекс и приложението на еквивалентната дестилационната

производителност, като критерии за енергийната ефективност на петролна рафинерия;

➤ Да се извърши нормиране на потреблението на топлина на отделни инсталации от НПЗ;

➤ Да се проучи възможността за утилизация на енергийния потенциал на парата в някои инсталации на петролна рафинерия;

➤ Да се разгледат организационно управленческите връзки между различните структури и да се предложи система за ефективен контрол на производството на пара от вторичните енергоизточници.

➤ Да се анализира тарифната политика на топлоелектрическата централа на нефтената рафинерия, при работа в пазарни условия и да се предложи нов подход за определянето на основните технико-икономически показатели на централата без диверсификация на разходите за гориво.

➤ Да се оценят мерките и анализират възможностите за постигане на намалено потребление на пара за енергийни и технологични нужди;

Получените резултати от проведените изследвания ще бъдат полезни в инженерната практика, при съставяне на топлинни баланси, изготвянето на технико – икономически анализи и са предпоставка за постигане на намалено енергопотребление на големи промишлени предприятия.

ГЛАВА ВТОРА

2.1. Анализ на енергийния индекс и приложение на еквивалентната дестилационната производителност, като критерии за енергийната ефективност на нефтопреработвателните заводи

От изложеното в предходната глава, стана ясно, че събирането на различни по вид и размерност енергийни потоци е трудоемка задача, но по същество реализацията и не представлява проблем. Известно е, че най-важния критерий за оценка на енергийната ефективност на една петролна рафинерия, е относителния енергиен разход известен под популярното название „енергоемкост“. Така формулирано понятието има ясно изразен физически смисъл, лесно се определя и дава възможност за оценка на динамиката на изменението и проследяемост във времето. Както вече се отбеляза във въведението на настоящия монографичен труд, главен недостатък на метода е, че не позволява съпоставимост с аналогични нефтопреработвателни заводи. Причината е, че колкото и да си приличат, рафинериите имат различна производителност, технологична конфигурация и техническо ниво на оборудването. От друга страна паричния еквивалент на разходите за енергия заемат първостепенен дял (изключвайки разходите за закупуване на нефт) в издръжката на предприятието и по същество са най-важния фактор в конкуренцията на пазара. Опити за сравняване на функциониращи петролни рафинерии с различна производителност и технология са правени в [38, 53, 56, 59, 72, 121]. Тези проучвания в голяма степен се основават на [86, 87, 88], в които е установена пропорционалната зависимост между технологичната сложност на процесите при преработката на нефт и обема на капиталовложенията необходими за реализацията им. Така например, ако една класическа инсталация за атмосферна дестилация (SCU) има коефициент на сложност

SCU=1,0, то инсталацията за каталитичен крекинг в псевдо кипящ слой (FCC) би следвало да е с коефициент на сложност FCC=8,2. Това е така, защото капиталовложенията отнесени на тон преработена суровина при инсталацията FCC са 8,2 пъти по-големи.

Съвкупността от технологични инсталации в зависимост от конкретната конфигурация на всяка петролна рафинерия формира характерен за нея "комплексен енергиен индекс" наречен впоследствие на името на откривателя. Индекса на Нелсон е обективен критерий за оценка на технологичната сложност на рафинериите и в [60], автора с основание предлага да се използва, като корелационен фактор при съпоставката им. Основният извод е, че по-сложните в технологично отношение петролни рафинерии, тоест тези с по-голям индекс, по правило имат по-големи енергийни разходи. За времето когато провежда своите изследвания [86, 87] и публикува резултатите от тях, анализа на данните показва подобна корелация на изследваните рафинерии в САЩ. Трябва обаче да се отбележи, че с малки изключения всички рафинерии по онова време са използвали ниско температурни процеси и са били изградени от стандартни конструктивни материали. Използването на оригиналните коефициенти на технологична сложност в първоначалния им вид в днешно време е неприложимо, тъй като не се отчитат три основни фактора:

- Разходите за нефтените терминали, съхранението на суровината и дистрибуцията на готовата продукция;

- Динамиката в развитието на отрасъла, появата на нови конструктивни материали, нови технически концепции и нови технологии;

- Рязкото и значително изменение на структурата на експлоатационните разходи по всички категории.

За последните 20 години например цената на енергоносителите се увеличи в пъти докато разходите за труд, химически реагенти, резервни части и прочие, макар да бележат ръст

в абсолютно изражение, вече заемат много по-малък дял в общата сума на издръжката. Ето защо коефициентите за технологична сложност са претърпели значително развитие и днес съществено се отличават от първоначалните значения [25, 43, 48]. Разходите за енергия все още представляват най-големия дял от общите оперативни разходи на инсталациите за производство на гориво – приблизително 50÷60% от общите парични оперативни разходи. Разглеждайки тази част от себестойността, като приоритетна за контрол, следва изчисляването на себестойността на цялата изразходвана в производството енергия да се извършва на база алтернативната ѝ цена. Въпреки че някои от енергийните източници на централата са нискокачествени енергийни източници като пара с ниско налягане и газове с ниска долна топлина на изгаряне, много централи са намерили начини да ги превърнат в потоци от приходи чрез когенерационни инсталации или чрез споразумения с близки индустрии.

При изчисленията относно енергийните носители и потреблението на енергия се приема, че всяка инсталация за производство на горива или масла основно консумира гориво, произведено директно в инсталацията, преди да използва закупено такова. Например производството на масла е средство за генериране на допълнителна печалба в нефтопреработвателния бизнес. Ето защо основното правило при отразяване на потреблението на енергия в проучването е следното: при производството на горива, всички горива и енергоносители, произведени в това производство, се изразходват до пълното задоволяване на енергийните му нужди.

Доверената методология за сравнителен анализ на Solomon Associates, е реализирана за първи път в САЩ през 1980 г. Тя се използва и досега за комерсиални цели, но приема като аксиома някои основни схващания за оценка на ефективността като:

➤ По-големите заводи имат неоспорими преимущества в сравнение с по-малките;

- По-новите заводи винаги са по-ефективни;
- По-сложните в технологично отношение заводи са по-печеливши;
- Най-ефективно работещите заводи са разположени в близост до дълбоководни пристанища.

Още първия отчет на компанията е породил съмнения в някои от тези широко разпространени схващания. Така например някои относително малки петролни рафинерии се оказали доста ефективни и обратно - показателите на някои големи и нови заводи се оказали под средните. Понастоящем компанията Solomon Associates на базата на сравнителни анализи на петролни рафинерии в целият свят, е натрупала изключително богата база данни за повече от 500 рафинерии. Систематизирането и съпоставката им създава уникална възможност за валидиране на метода и верификация на резултатите. Анализът се извършва за съответния географски район, като петролните рафинерии според съответните показатели се групират в четири квартаила. В първи квартал попадат най-добрите петролни рафинерии.

За оценка на енергийната ефективност на една петролна рафинерия, компанията Solomon Associates (SA), е въвела корелационния параметър „Solomon Energy Intensity Index“ или „Solomon ЕИ“ или „ЕИ“. Този критерий е показател за енергийна ефективност на петролна рафинерия, който сравнява действителното потребление на енергия за рафинерия със „стандартното“ потребление на енергия и рафинерия с подобен размер и конфигурация. Формулата за определяне на ЕИ изглежда по - следния начин:

$$EII = \frac{AECOR}{day.(ES.UEDP + HC + ESWD)} \cdot 100, \quad (2.1)$$

където:

- AECOR – действително потребление на енергия от петролната рафинерия;
- ES – енергийния стандарт;
- UEDP – използваемата еквивалентна дестилационна производителност;
- HC – топлинния еквивалент;
- ECWD – консумацията на енергия за обезсоляване на вода.

Фактическото енергопотребление на рафинерията е:

$$AECOR = RTE + HEE \quad (2.2)$$

където:

- RTE – необходимата топлинна енергия;
- HEE – топлинен еквивалент на електроенергията.

Преди анализирането на уравнение 2.1, са въведени допусканията, че потребната топлинна енергия, е съвкупност от топлината получена от изгарянето на горивата и топлината усвоена от всички останали топлоносители и, че топлинният еквивалент на електроенергията, е приет 9090 Btu за 1kW.

По същество знаменателя на формула 2.1 представлява стандартното енергопотребление на инсталацията. Очевидно когато фактическото потребление съвпада със стандартното, индекса ЕП=100. Стандартното енергопотребление се състои от няколко множителя. Първия и най-важния от тях е Използваемата Еквивалентна Дестилационна Производителност (UEDP) [65]. Определянето на UEDP протича на няколко етапа:

Етап 1. Определя се така наречената производителност за потоко-ден (stream day - SD) на рафинерията. Това е номиналната производителност за календарен ден при 100% използваемост през

годината, при максимално възможното устойчиво натоварване, без пикови претоварвания. Атмосферната дестилация е първия по хода на суровината технологичен процес, поради което производителността за потоко-ден на рафинерията и инсталацията за атмосферна дестилация съвпадат.

Етап 2. Производителността на всяка следваща по технологичната верига инсталация намалява с извличането на целевите продукти. Определя се, като производителността за потоко-ден на рафинерията се умножи с коефициент отчитащ процентния дял на конкретната инсталация в общата преработка на нефт. Термина инсталация е събирателен - има се в предвид, както чисто технологичните възли, така и всички спомагателни и енергетични системи свързани с добива на топлинна и електрическа енергия.

Етап 3. Определя се Еквивалентната Дестилационна Производителност (EDP) като производителността за календарен ден за всяка инсталация се умножи по съответният Коефициент за технологична сложност (K_T) (таблица 2.1, кол.3).

Етап 4. Използваемата Еквивалентна Дневна Производителност (UEDP) се получава, като EDP се умножи с коефициента на пропорционалност (K_P) отчитащ реалното отработеното време на конкретната инсталация за изследвания период и Коефициент на кратност (K_M). Последния коефициент се въвежда, ако в конфигурацията на петролната рафинерия са налични две или повече инсталации с едно също предназначение.

В таблица 2.1 са представени коефициента на технологична сложност (K_T) и стандартното енергопотребление на някои типични технологични инсталации на петролна рафинерия.

Въз основа на проведеният анализ за UEDP може да се запише:

$$UEDP = \Sigma \left[\left(SD \cdot \left(\frac{\%SD}{100} \right) \cdot K_T \cdot K_P \right) \cdot K_M \right], \quad (2.3)$$

където:

- SD – потоко ден;
- K_T – коефициент на технологична сложност;
- K_P – коефициент на пропорционалност;
- K_M – коефициент на кратност.

За да се определи UEDP за цялата рафинерия, е необходимо да се определи еквивалентната дневна производителност на всеки от външните обекти за рафинерията – нефтени терминали, стоково – суровинни бази, бази на държавния резерв и прочие:

$$EDPEO = \Sigma (PEO \cdot K_C), \quad (2.4)$$

където:

- PEO – пропускливост на външни обекти;
- K_C – коефициент на конфигурация.

Коефициента на конфигурация (K_C) по физически смисъл, е аналогичен с коефициента на технологична сложност (K_T) и неговото предназначение е да унифицира по вид и пропускателна възможност външни обекти – таблица 2.2.

Представено по този начин за цялата петролна рафинерия, използваемата еквивалентна дестилационна производителност, ще бъде равна на сумата от дневната производителност на технологичните инсталации и външните обекти:

$$UEDP_{refinery} = \Sigma UEDP_{installation} + EDPEO \quad (2.5)$$

Тъй като UEDP е без реален физически смисъл, той може да се използва като корелационен параметър за унификация, оценка и сравнение на петролни рафинерии с различна конфигурация.

Табл. 2.1 Коефициенти на технологична сложност

Наименование	К _T	Енергиен стандарт хил. btu/барел нефт
Атмосферна дестилация		
Стандартна атмосферна дестилация (SCU)	1,0	3 + 1,23×°API
„Мека“ атмосферна дестилация (MCU)	0,8	3 + 0,94×°API
Вакуумна дестилация		
Стандартна вакуумна дестилация (VAC)	1,0	15 + 2,3×°API
Вакуумна дестилация с допълнително фракциониране (VFR)	1,2	25 + 2,3×°API
„Мека“ вакуумна дестилация (MVU)	0,8	12 + 1,1×°API
Вакуумна дестилация с тежка суровина (HFV)	1,0	15 + 1,85×°API
Висбрекинг(термичен крекинг)		
С тежки продукти от вакуумна дестилация (VBF, VBFS)	3,2	140
С тежки продукти от атмосферна дестилация (VAR, VARS)	3,2	140
Термичен крекинг (VTC)	3,8	220
Коксуване		
Забавено коксуване (DC)	7,5	180
Коксуване тип „флуид“ (FC)	7,5	400
Флексикокинг (Flexicoking) (FX)	11,0	575
Каталитичен крекинг		
Каталитичен крекинг в псевдо кипящ слой (FCC)	8,2	70+[40×(кокс, % суровина)]
„Мек“ каталитичен крекинг (MCC)	9,1	70+[40×(кокс, % суровина)]
Каталитичен крекинг на тежки остатъци (RCC)	10,0	70+[40×(кокс, % суровина)]
Каталитичен реформинг		
С циклична регенерация (RCY)	3,5	[3,65×(C5 +RONC)]-120
С непрекъсната регенерация (RCP)	3,6	[3,65×(C5 +RONC)]-133
<p>Забележка: 1. Плътност в градуси API за всяка инсталация 2. RONC октаново число по моторния метод</p>		

Табл. 2.2 Коефициент на конфигурацията на стоково-суровинни бази на петролна рафинерия според вида на транспорта

Вид на транспорта	Доставка на нефт	Експедиция на продукцията
Железопътни цистерни	0,50	0,50
Автоцистерни	0,40	0,40
Терминал за танкери	0,10	0,21
Офшорна зона	0,10	0,10
Терминал за шлепове	0,10	0,15
Тръбопровод	0,00	0,00

При определянето на енергийния индекс (ЕИ) е необходимо да се вземе под внимание още един съществен параметър – енергийният стандарт (ЕС).

За нуждите на петролните рафинерии са разработени енергийни стандарти за всички възможни комбинации от технологични процеси за производството на горива и масла. Избирателна извадка на енергийните стандарти на някои от тях са представени в таблица 2.1. Определени веднъж тези стандарти на са константна величина и е необходимо периодично да се актуализират във връзка с внедряването на нови конструктивни материали и развитието на технологиите. Към енергопотреблението на инсталациите трябва да се добави и топлосъдържанието на суровия петрол (200°F – 93,3°C) и пропорционална част от енергийните разходи необходими за функционирането на общо заводското стопанство, разположено извън границите на конкретното производство.

Обекта на изследването е НПЗ на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, която представлява петролна рафинерия от класически

тип с комплексен индекс на Нелсон 8,9. Принципната технологична схема е представена на фигура 1.2.

Изследването е извършено с цел да се определят и съпоставят относителния енергиен разход и енергийния индекс ЕИ, след което да се проследи и анализира тенденцията и динамиката на измененията им за осем годишен период. Постигането на поставената цел следва да се разглежда като етап от внедряването на система за мониторинг на ключови показатели за енергийната ефективност, която да се интегрира с подходящ софтуер в Информационната Система за Управление (SAP R3) на рафинерията. Крайната цел е създаването на условия за обективен анализ на постигнатите резултати и определяне на конкурентните преимущества и задържащите фактори в провеждането на енергийната политика и управлението на рафинерията като цяло [65].

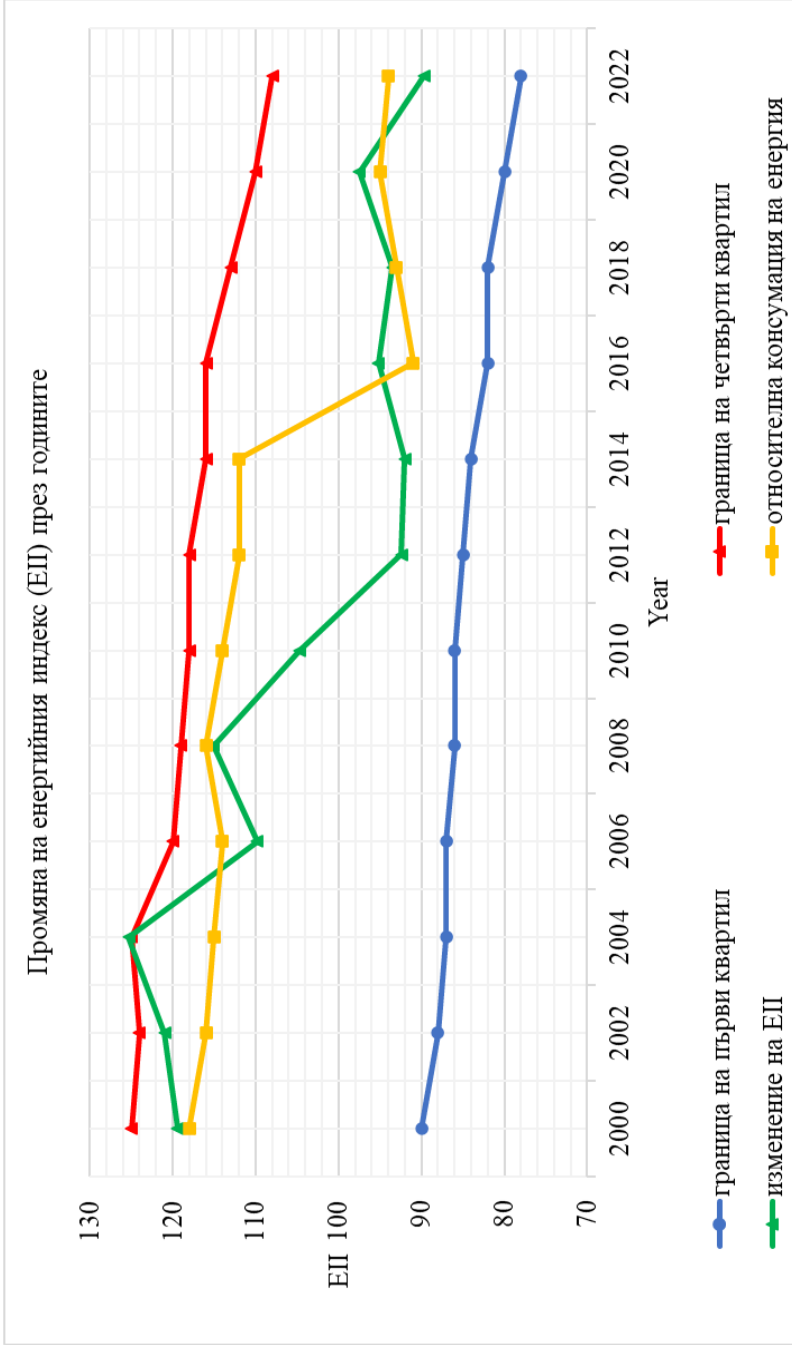
Основната информация необходима за изследването се съдържа в месечните и обобщените годишни отчети на технологичните инсталации на рафинерията – таблица 2.3. Касае се за енергиен анализ обхващащ продължителен период така, че усреднените стойности на енергийните показатели в рамките на календарен месец да са достатъчно представителни, за да се елиминира влиянието на неизбежните флуктоации в моментните стойности обусловени от преходни и технологични режими. Определянето на относителния енергиен разход се извършва на годишна база, а на комплексния енергиен индекс (ЕИ) на всеки две години. Резултата е показан на фигура 2.1.

Съгласно поставената цел изменението на енергийния индекс (ЕИ) е съпоставено с изменението на енергоемкостта определена, като разход на условно гориво отнесено към преработения нефт (т.у.г./т.н.). На графиката, по данни представени от Solomon Associates (SA) [133], за ориентир са показани границите на първи и четвърти квартал определени от изследване на 89 рафинерии от

източна и южна Европа. Промяната на двата показателя е в посока подобрене с позитивна низходяща тенденция, но има някои особености. Изменението ЕИ дава индикация, че рафинерията осъществява реформи в управлението на енергийните потоци и внедрява мероприятия за съкращаване на енергопотреблението с по-бързи темпове в сравнение с конкурентите. Ако всички рафинерии имаха еднакъв напредък и се движеха в пакет, енергийния индекс щеше да е без изменение. Особено показателен е първия период 2014-2016 когато понижението е с 14,3% спрямо началната стойност. Обяснението е, че за две години успешно са внедрени организационни и технически енергоспестяващи мероприятия със къс срок на реализация и съществен ефект.

Табл. 2.3 Обобщени годишни отчети на технологичните инсталации на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД

година	граница на първи квартил, съгласно Solomon Associates (SA)	граница на четвърти квартил, съгласно Solomon Associates (SA)	Енергиен индекс (ЕИ)	Относителна консумация на енергия (т.у.г./т.н.)
2000	90	125	119,4	118
2002	88	124	121	116
2004	87	125	125,3	115
2006	87	120	109,8	114
2008	86	119	115,1	116
2010	86	118	104,7	114
2012	85	118	92,4	112
2014	84	116	92	112
2016	82	116	95,2	91
2018	82	113	93,5	93
2020	80	110	97,5	95
2022	78	108	89,7	94



Фиг. 2.1. Промяна в енергийния индекс ЕИ и относителната консумация на енергия

Относителното потребление на енергия също намалява с 11,2%. През следващия двегодишен период енергийния индекс расте и достига до границата на четвърти квартал. Причината се корени в две тежки аварии извели за продължително време от строя основни инсталации в началото на 2017 и средата на 2018г. Относителният разход на енергия се променя несъществено, защото аварийните престои нямат пряко отношение към стойността му. Периода 2018-2020г. се характеризира с влизането в редовна експлоатация на инвестиционни обекти с по-висок коефициент на технологична сложност имащи за цел подобряване асортимента и качеството на готовата продукция. Логично следва увеличение на ИЕДП и стандартното енергопотребление, а заедно с тях понижение на индекса ЕП. Същевременно относителното енергопотребление нараства, защото обема на преработеният нефт не се променя, но фактическата консумация на енергия се увеличава. Тази тенденция продължава и през следващия двегодишен период. Енергийния индекс намалява с 7,5% , докато относителната енергоемкост остава без съществена промяна . Изследванията за 2022 г. определят ЕП = 98 < 100. Рафинерията се доближава до границите на трети квартал, като за първи път фактическото потребление на енергия, е под стойностите на стандартното за конкретната технологична конфигурация.

Изводи към Глава 2, точка 2.1.

Проведеният анализ показва безспорен прогрес по отношение енергийната политика и ефективност на разглеждания НПЗ, но все още Енергийния индекс ЕП го позиционира на границата между трети и четвърти квартал. В някаква степен това се дължи на обстоятелството, че не се отчита ексергията на топлоенергийните потоци. Наличието на вторични енергоносители, като газове с малка долна топлина на изгаряне и пара с ниско налягане, представляват източници на енергия, но елементарното им сумиране, като

топлинен еквивалент, е не коректно. Въпреки изложените критични бележки, предложеният метод има своите достойнства и не поставя под съмнение фундаменталните закономерности, на които се основава. Възможността да се оцени енергоемкостта на НПЗ посредством енергиен индекс основан на енергийни стандарти и еквивалентната дестилационна способност е приложим за сравнение на различни по производителност и конфигурации петролни рафинерии.

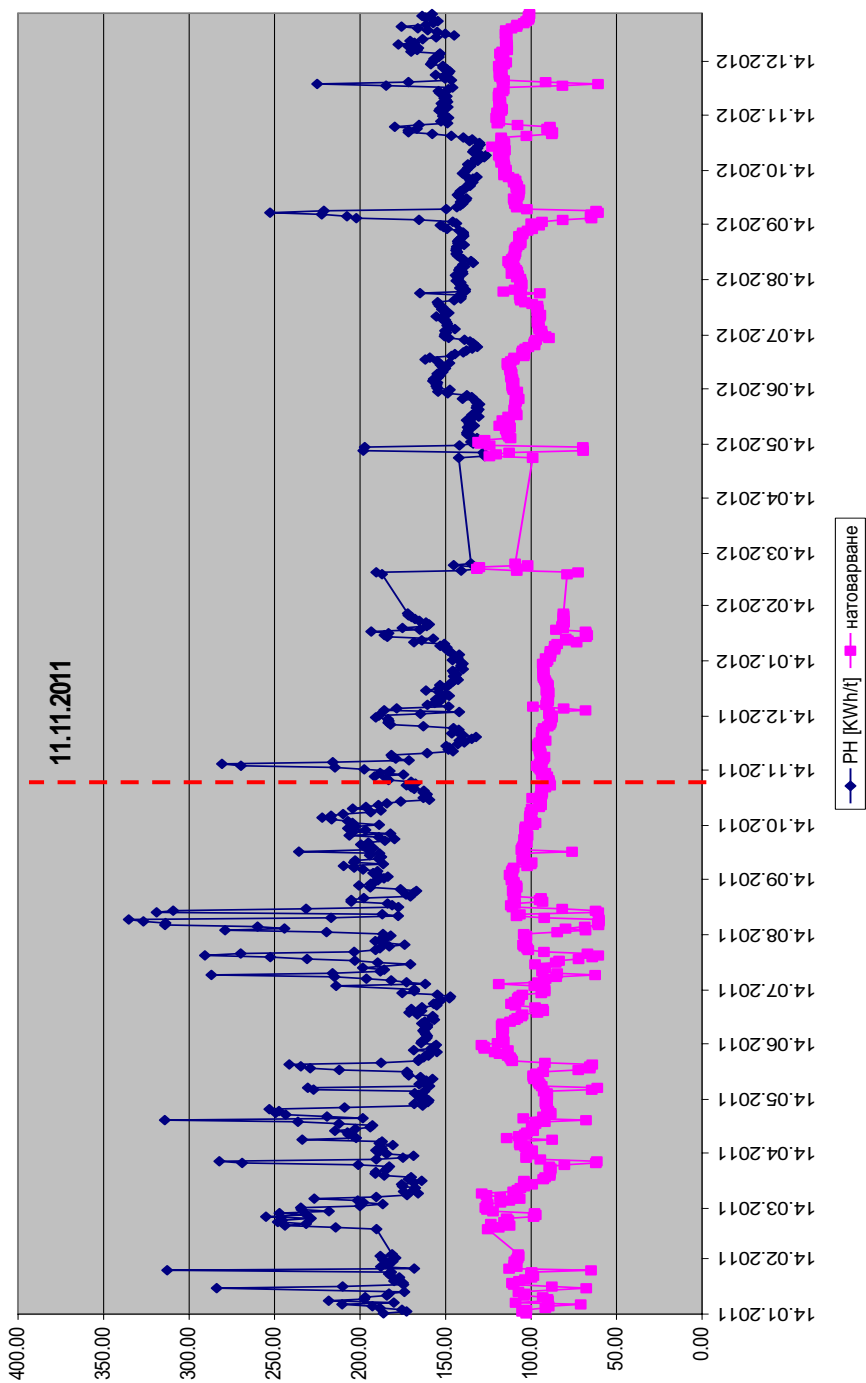
2.2. Нормиране на потреблението на топлина на отделните инсталации

Енергийния индекс на Нелсон дава интегрална оценка за енергийното състояние на рафинерията като цяло и позволява съпоставка и сравнение с други НПЗ, но не може да бъде критерий за дадено конкретно производство. Като непосредствена задача на оперативния енергиен мениджмънт, е да създаде система от оперативно планиране и контрол на потреблението на енергийни ресурси на всяка инсталация и структурна единица. Сравняването на нормите с постигнатия специфичен разход дава възможност за анализ на резултатите и ефективен последващ контрол с което се затваря класическия цикъл на Деминг - „Планиране, Изпълнение, Проверка, Действия. В крайна сметка задачата се свежда за всяко конкретно производство да се определят показатели които характеризират еднозначно енергопотреблението му. Често тези показатели зависят от множество разнопосочно действащи фактори, които влияят на тяхната стойност с различна тежест. Задачата се усложнява от обстоятелството, че някои от тях динамично се променят във времето. Изтощаването на катализаторите в химическите инсталации е типичен пример. Съществено влияние оказват: използваемостта на инсталациите по мощност и по време, цикличността на производствения процес, нивото на

автоматизацията, квалификацията на персонала и прочие. Когато става дума за потребление на пара задължително следва да се вземат в предвид и климатичните фактори. Става ясно, че се касае за многофакторен анализ който се свежда до решаването на различни по сложност частни диференциални уравнения. В повечето случаи определянето на обобщена целева функция, която да удовлетвори началните и граничните условия на една оптимизационна задача е невъзможно, тъй като е свързано със субективно определяне коефициентите на тежест на разнородните и разнопосочни по действие аргументи на функцията. Провеждането на добре планиран активен експеримент е добро решение, защото резултатите могат да се верифицират посредством регресионен анализ, но осъществяването му в реални производствени условия, не винаги е осъществимо. Алтернативна възможност е така наречения „пасивен експеримент“, при които се съпоставят и анализират посредством статистически методи, специфичните разходи за минали периоди, които след определени корекции впоследствие се определят като нормативни. Вземайки под предвид, че статистическият подход дава задоволителни резултати, ако се приложат обективно съществуващите условия и закономерности в „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД на базата на пасивния експеримент се провежда системен енергиен анализ на всички инсталации. Представени са резултатите от изследването на инсталация за хидро-обезсерване на бензин/ХОВ/. Конкретен повод е промяна параметрите на топлоносителя от пара с налягане 2 [MPa] на пара с налягане 1,5 [MPa]. Целта и да се изведе целева функция като полином от втори ред която да дава обобщени резултати за потреблението на топлина в зависимост от сезона и натоварването на инсталацията. За да се избегне двусмислието в използваната терминология, застъпено е мнението, че разходна норма трябва да се нарича нормираното потребление, а фактическото трябва да се отбелязва, като специфичен разход. На фиг. 2.2 е представен специфичен разход на

Топлоенергия (kWh/тон нефт) съпоставен с натоварването на инсталацията по суровина за двегодишен период [13].

Анализирайки зависимостта на специфичният разход на топлина от натоварването, чрез съпоставката на двете графики (фиг. 2.2) ясно се виждат почти огледалните стойности на двата изследвани параметъра. След 11.11.2011 г. инсталацията започва да консумира пара от колектор 1,5 [MPa]. Важно е да се отбележи, че след тази дата не се наблюдава увеличение на специфичния разход, дори напротив, отчита се едно намаление с от 50 [kWh/тон нефт]. Трудно е да се намери обосновано обяснение за това обстоятелство. При средно манометрично налягане 1,4 [MPa] и температура 292[°C], енталпията се изчислява на 3022,7 [kJ/kg] (в хода на експеримента е проверена няколкократно и отклоненията са пренебрежими). Така въпреки по-ниското налягане, енталпията не се различава съществено от първоначалната (3076,8 [kJ/kg]), но все пак има по-ниска стойност. Същевременно по-ниското налягане обуславя по-голяма топлина на фазово превръщане и предполага усвояване на по-голям топлинен потенциал в топлообменната апаратура. Разсъжденията в тази посока не са лишени от основание, но са недостатъчни за категорични изводи. Вероятна причина може да бъде и променените условия на работа на паро-кондензатната система. Би могло да се предположи, че при новия режим кондезоотделителите работят по ефективно. От съпоставката на дневния специфичен разход на топлоенергия със средно дневната температура, за м. октомври и ноември 2012 г. (фиг. 2.3.) не се вижда категорично проявена корелация между тях. Все пак отчетливо се отчита тенденцията на повишаване на специфичния разход на топлина при по-ниски външни температури.



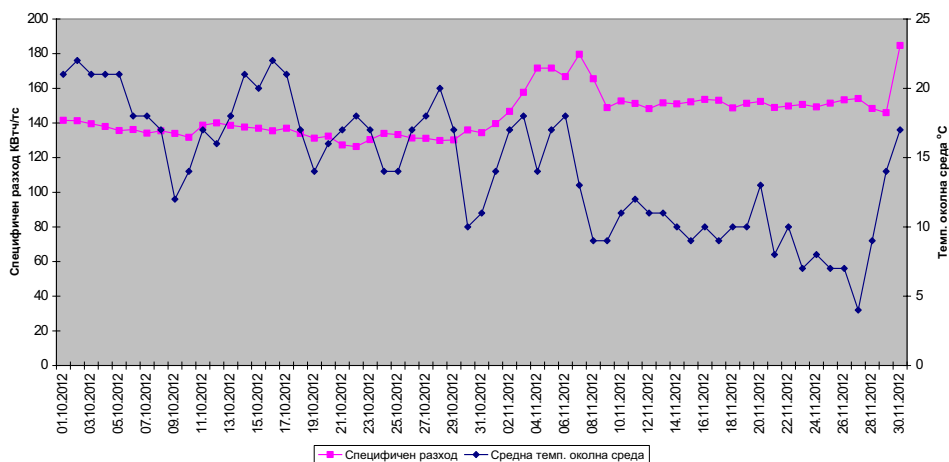
Фиг. 2.2. Специфичен разход на Топлоенергия съпоставен с натоварването

За да се отчете влиянието на сезонния фактор данните за температурата на околната среда са групирани по периоди както следва:

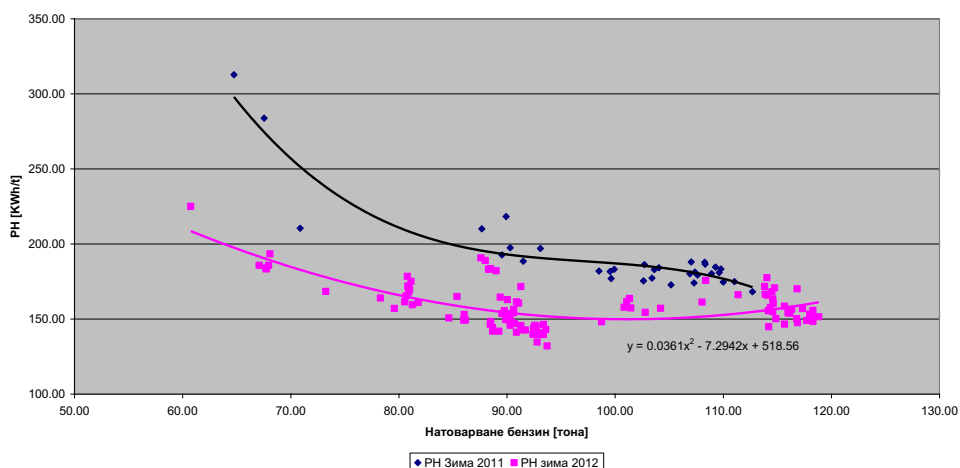
- Зима – Януари, Февруари и Декември;
- Пролет/Есен – Март, Април, Май, Октомври и Ноември;
- Лято – Юни, Юли, Август и Септември.

На фиг.2.4. е представено изменението на специфичния разход на топлина за периода преди и след 11.11.2011 г. през зимните месеци.

От графиката ясно се вижда вида на зависимостта на специфичния разход от натоварването. Характерното е, че след натоварване по суровина над 90 [t/h] консумацията на топлина остава постоянна и се запазва на ниво около 150 [kWh/тон нефт].



Фиг.2.3. Съпоставка между специфичният разход и температурата на околната среда



Фиг 2.4. Специфичен разход на топлина зимен период

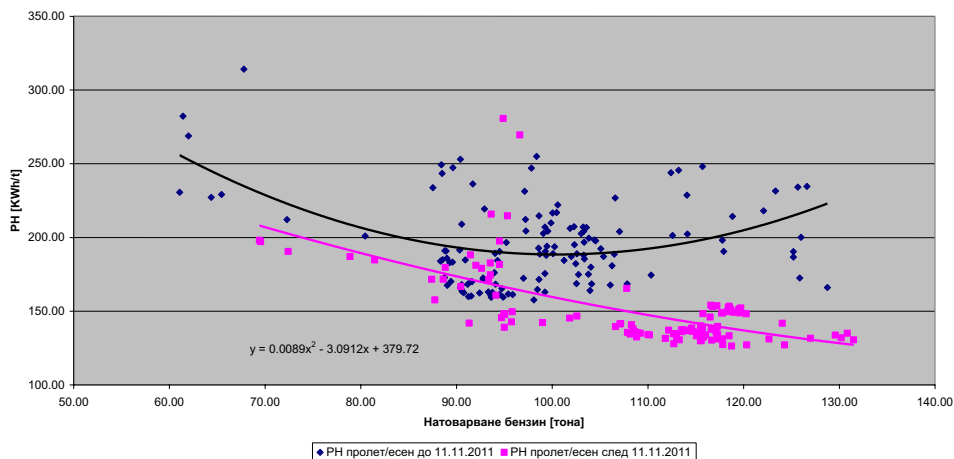
Същевременно при намаление на товара под тази стойност потреблението на топлина расте отчетливо. На база на апроксимиращите предложението, е през зимния период разхода на топлина да се нормира чрез следното уравнение:

$$y = 0.038 x^2 - 7.2942 x + 518.56 \quad (2.6)$$

където:

- y - специфичен разход на топлина [kWh/тон нефт];
- x - прогнозно натоварване на инсталацията по суровина [t/h].

По аналогичен начин е процедирано при определяне на зависимостите през преходния период - пролет/есен. Резултатите в графичен вид са показани на фиг. 2.5.



Фиг. 2.5. Специфичен разход на топлина преходен период пролет/есен

От фиг.2.5 може да се направи извода, че събраните данни са подходящи за определяне на разходна норма защото са групирани около апроксимиращата крива с малка дисперсия. На базата на статистическия анализ за преходния период се предлага следното уравнение:

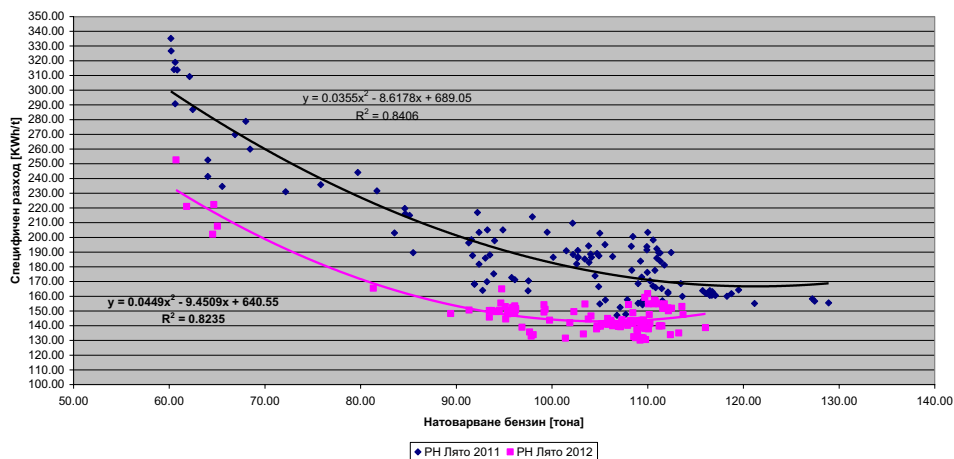
$$y = 0.0089x^2 - 3.0912x + 379.72 \quad (2.7)$$

Същия подход е приложени при определяне зависимостите през летния период. Резултатите в графичен вид са показани на фиг. 2.6.

От математическата апроксимация следва уравнението:

$$y = 0.0449x^2 - 9.4509x + 640.55 \quad (2.8)$$

Оказва се, че потреблението на топлина зависи преди всичко от два фактора – натоварването на инсталацията и климатичните сезони. Налага се изводът, че натоварването оказва доминантно въздействие, а влиянието на климатичния сезон е второстепенно.



Фиг 2.6. Специфичен разход на топлоенергия летен период

Въпреки това съвместното влияние на двата фактора трябва да се изследва и оценя при едновременното им действие [14]. Предложено е влиянието на климатичния фактор да се прецизира, като вместо в два сезона (зима, лято) потреблението на топлина се нормира в три сезона, като се обособи "преходен" сезон" от пролетните и есенните месеци. Причината е, че именно в тези преходни месеци са най - големите отклонения на фактическото потребление от норматива. На тази база, за нормиране потреблението на топлина за всеки сезон е предложено отделно уравнение, представляващо полином от втора степен спрямо товара на инсталацията.

Изводи към Глава 2, точка 2.2.

Обосновава се необходимостта от оперативно планиране и контрол на потреблението на енергийни ресурси в условията на пазарна икономика, като неразделна част от енергийния мениджмънт. Изследването на зависимостта на специфичният разход на топлина от натоварването показва силна, реципрочна зависимост. Характерното е, че след натоварване по суровина над 90 [t/h] този разход остава постоянен и се запазва на ниво около 150 [kWh/тон нефт]. Същевременно при намаление на товара под тази

стойност потреблението на топлина расте забележимо. Предлага се вместо употребяваната досега линейна функция да се премине към полином от втора степен. Климатичния фактор е отчетен, като за освен характерните сезони зима-лято, е предложен норматив за преходните сезони пролет и есен.

2.3. Анализ и оценка на възможностите за утилизация на енергийния потенциал на парата в някои инсталации на нефтопреработвателен завод

В НПЗ, както вече бе споменато се използва водна пара, като топлоносител, транспортирана до потребителите чрез паропрееносна мрежа. Нужните параметри на парата за всяка конкретна инсталация се осъществява чрез дроселиране. Основната причина да се използва тази технология, е че рафинериите разполагат с един основен източник на топлинна енергия, който трябва да запазва консуматорите с пара с различно налягане. За целта се използват редукионни клапани, като част от редукионно – охладителни уредби. Също така, дроселирането може да се окаже целесъобразно за потребителя, понеже топлината на фазовото превръщане при пониски налягания на водната пара, е по-голяма. Чрез прилагането на процеса, е възможно да се получи изсушаване и дори прегряване на парата непосредствено преди консуматора, ако технологичния процес налага това.

Самият процес на дроселиране обаче е необратим и при него не се извършва работа. Изоенталпиен по своя характер той, е съпроводен с нарастване на ентропията.

Анализирайки енергетичната инфраструктура на НПЗ и свързаните междуцехови топлинни мрежи, възниква възможност за усвояване на енергийния потенциал на парата, чрез замяна на редукионните уредби с подходящи термични двигатели. Като такива, утилизират наличния енергетичен потенциал, могат да се

използват подходящи микро турбини, задвижващи съобразени по мощност работна машина или асинхронен генератор [10].

В повечето случаи се използват едновенечни, активни, противоналегателни турбини с една или две скоростни степени. Този тип турбини се характеризират с вътрешен относителен КПД $\eta_{oi} = 65\div 70\%$ и високи ъгли скорости от порядъка на 350 [m/s]. За тях е необходимо критичните обороти на вала да не съвпадат с честота на въртене при работа на турбината ($n_{кр} < n_{раб}$). Те са високооборотни (500÷660 [s⁻¹]) машини с голяма периферна скорост на работното колело, които задължително се нуждаят от редуктор за понижаване на оборотите. Тази техническа особеност усложнява конструкцията и повишава цената на съоръжението.

На практика не е възможно да се усвои целия разполагаем топлинен пад, защото високата периферна скорост на работното колело не позволява безопасна работа на турбината с високо влагосъдържание на парата. Ето защо лопатковите микро турбини се конструират с крайни параметри близки до линията на насищане.

Другият тип турбини които могат да се използват са винтовите турбини. Те се различават от класическите лопаткови машини, като по-скоро се доближават до буталните парни двигатели, защото имат затворен разширяващ се работен обем, който е във функционална зависимост от ъгъла на завъртване на ротора. Характеризират се с изключителната непретенциозност към работното тяло. Успешно работят с прегрята, суха наситена и влажна пара с относително ниски параметри и непостоянен дебит, паро-водна смес и дори гореща вода. Тяхна характерна особеност, е че работната им камера е V-образна и не е стационарно позиционирана, а се премества постъпателно. В зависимост от профила на роторите, по дължината на проточната част на турбината се оформят 3÷7 работни камери, в които работния процес протича циклично с фази на засмукване, работа на разширение и изтласкване, за всяка работна камера поотделно. Винтовите ротори могат да бъдат със симетрична и

асиметрична конфигурация, като въвеждането на известна асиметрия в конфигурацията подобрява вътрешния относителен КПД, който е в диапазона $\eta_{oi} = 72 \div 76\%$. В зависимост от нуждите за които се проектират, винтовите турбини се конструират в един много широк диапазон на оборотите, а най-същественото им достойнство е, че могат да работят безпроблемно със синхронна честота на въртене, като се избягва необходимостта от редуктор при куплиране на машината с електрически генератор дори и при ниска мощност.

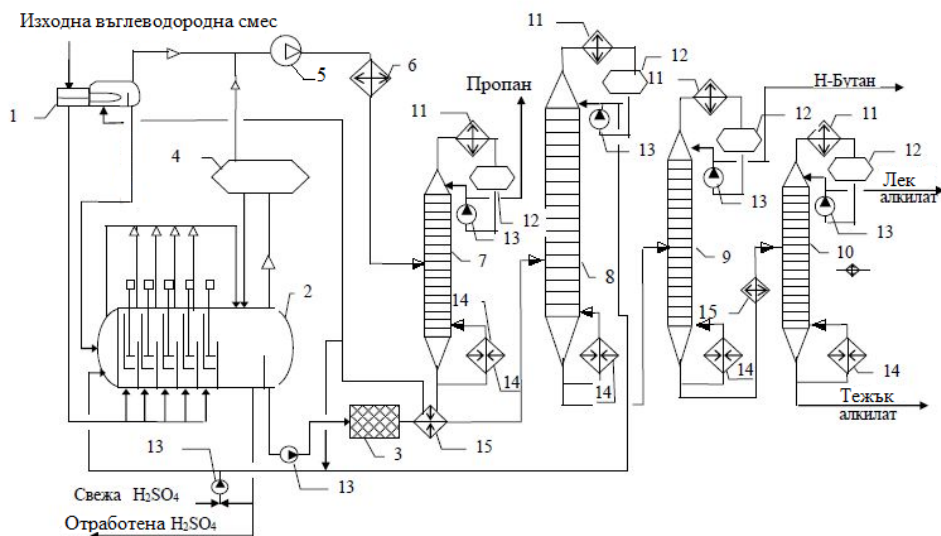
Типични инсталации които използват редукиционно – охладителни уредби за осъществяване на работните си процеси и при които има възможност за утилизация на енергийния потенциал на парата са – инсталация сярно кисело алкилиране (СКА), инсталация за регенерация на моно и диетанол амин (РМДА), водородна инсталация (ВИ) и инсталация за каталитичен крекинг (КК).

В нефтопреработващата промишленост съществуват различни модификации на алкилирането – както за получаване на изопарафини, така и за производството на алкил ароматни въглеводороди. Възможността да се осъществи реакция на взаимодействие на изобутан олефини, при използването на катализатор – сярна киселина, за получаването на високооктанов компонент за автомобилните бензини, прави сярно киселото алкилиране най-разпространеното в промишлеността.

В зависимост от конструкцията на реактора и системата за разделяне на фракциите, съществуват няколко варианта на технологични схеми на инсталацията за сярно кисело алкилиране.

Типичната технологична схема на инсталацията за сярно кисело алкилиране (фиг.2.7), притежава сложен блок за разделяне на отделните фракции, който се състои от четири ректификационни колони – пропанова, изобутанова, бутанова и за вторична дестилация на алкилата.

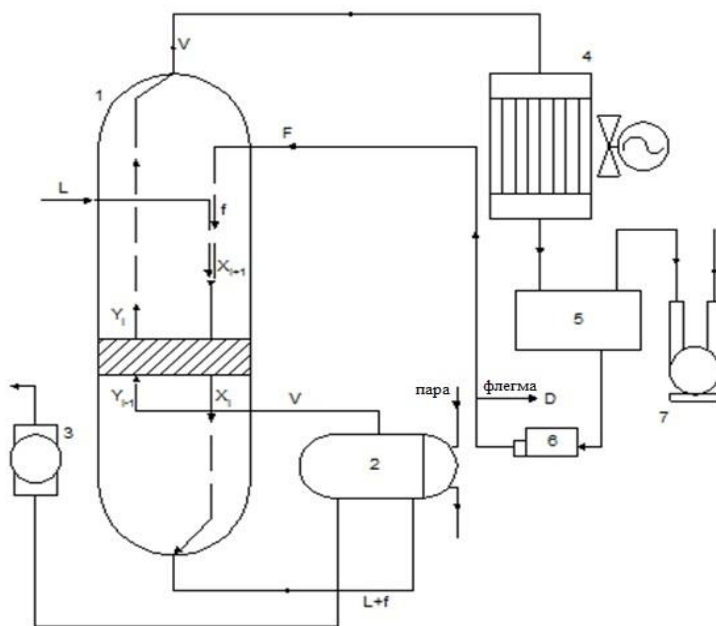
Инсталацията за регенерация на моно- и диетаноламин, е част от инсталацията за пречистване на рафинирани газове. Предварителната подготовка на тези газове за преработка, включва процеса на пречистване на газа от сероводород, въглероден диоксид и меркаптанова сяра. Рафинираните и нефтохимическите газове могат да съдържат от 0,5 до 15% сероводород. При почистване на технологичния газ съдържанието на сероводород се регулира от изискванията на процесите на по-нататъшната му обработка. Моно- и диетаноламините извличат сероводорода и въглеродния диоксид от газовете. При своето взаимодействие с киселинни газови компоненти, етаноламините образуват химични съединения, които лесно се разлагат на своите си компоненти с повишаване на температурата и намаляване на налягането.



фиг.2.7. Технологична схема за сярно кисело алкилиране

Регенерацията на амините разтвори се налага поради това, че те се замърсяват след известно време на работа и започват да се пенят. Разпенването на разтвори на амини, е един от основните проблеми при работата на инсталациите за пречистване на газ. Разпенването води до нарушаване на работата на инсталацията, до намаляване на производителността на инсталацията и влошаване на качеството на пречистения газ. Разпенването увеличава загубата на амини в резултат на увличане с газ.

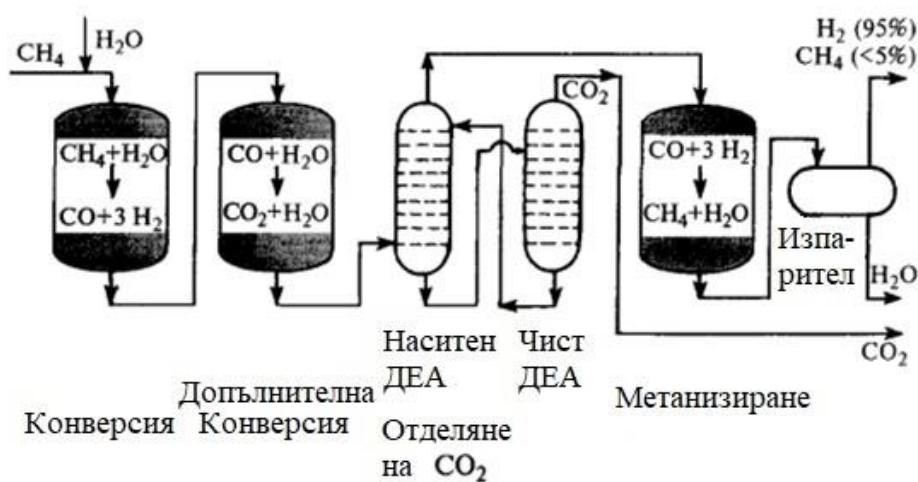
Инсталацията за регенерация (фиг. 2.8) представлява система от взаимосвързани технологични устройства за топлинна подготовка и масообмен, която включва: топлообменник, регенерационна колона 1, изпарител 2, помпа за регенериран разтвор 3, охладител 4, флегматор 5, помпа за флегма 6 и вакуумна помпа 7.



фиг.2.8. Инсталацията за регенерация на моно- и диетаноламин

Тъй като петролната рафинерия разполага с голям брой инсталации за хидрокрекинг и хидротретиране, е важно те да бъдат осигурени с водород.

Източникът на водород в НПЗ е инсталацията за каталитичен реформинг. Ниско кипящата фракция, идваща от тази инсталация, характеризираща се с високо съотношение водород и или метан, се подлага на деетанизация и депропанизация, за да се увеличи концентрацията на водород. Понякога липсата на достатъчно водород от реформатора не може да покрие всички нужди на НПЗ, което налага неговото добиване да стане във водородна инсталация, която е показана на фигура 2.9. Целта на процеса на парно реформиране на метан, е да се извлече възможно най-много водород, при възможно най-малко отпадъци и възможно най-малко загуба на енергия. Този процес се извършва на четири етапа с помощта на катализатори.



фиг.2.9. Водородна инсталация

Инсталацията за каталитичният крекинг има за цел да добива висококачествен бензин с октаново число (в чист вид), не по – малко от 76, както и дизелово гориво, което макар и да отстъпва по качества

на газьола от първичната дестилация, може да се използва като компонент за стоковия продукт. При каталитичният крекинг се образува и значителен по обем газ с високо съдържание на бутан – бутиленова фракция, от която се получава високооктанов компонент на бензина – алкилат. Каталитичният крекинг се осъществява с помощта на алумосиликатни катализатори. Тяхното най – голямо предимство, е способността им лесно да се регенерират, чрез периодично изгаряне на кокса. Съставът на катализатора се определя по съдържанието на безводните силициеви и алуминиеви окиси и другите компоненти. Каталитичният крекинг е типичен пример за хетерогенна катализа – реакцията протича на граница на двете фази твърда (катализатора) и течна или газова (суровината).

Основните фактори които характеризират каталитичният крекинг са дълбочина на превръщане на суровината, добив на отделни продукти и количеството на тези продукти. Под дълбочина на превръщане, следва да се разбира сумарният добив на газ, бензин, кокс и дизелово гориво (в някои случаи), отнесени към количеството суровина. От технологична гледна точка влияние върху процеса оказват свойствата на катализатора, качеството на суровината, температурата при която протича процеса, както и продължителността на контакт между суровината и катализатора.

След направеното описание на четирите инсталации и въз основа на представителна извадка за едногодишен период от време, е представен анализ и са оценени на възможностите за утилизация на енергийния потенциал на парата за всяка от представените инсталации. Посочената в таблица 2.4 теоретична разполагаема мощност, е определена на базата адиабатния топлинен пад. Необходимо условие за оценяване на икономическата и техническата целесъобразност от внедряването на турбини на мястото на редукионните уредби, е да се знае реалният енергиен потенциал. От това следва да се определи вътрешният относителен КПД (η_{oi}) на двата типа турбини, при реални промишлени условия.

Табл. 2.4. Параметри на парата в разглежданите инсталации

Наименование	Размерност	СКА	РМДА	ВИ	КК
Работен флуид		пара	пара	пара	пара
Дебит	t/h	24	10	8	30
Начално налягане	MPa	1,4	1,4	2,4	2,0
Начална температура	°C	260	260	350	320
Изходно налягане	MPa	0,7	0,4	1,0	0,7
Изходна температура	°C	180	160	180	180
Разполагаема мощност	kW	750	600	350	1400

Вътрешният относителен КПД може да се представи като произведение от два коефициента:

$$\eta_{oi} = \eta'_{oi} \cdot \eta_{op} \quad (2.9)$$

където:

- η'_{oi} е коефициента на полезно действие, който характеризира единствено проточната част на турбината и не зависи от товара;
- η_{op} е коефициента на полезно действие при дроселиране, който показва каква част от първоначалния топлинен пад остава за преработка от турбината при частично отворен клапан.

Тъй като при микротурбините регулирането винаги е дроселно (имат само един регулиращ клапан), за коефициента на полезно действие на дроселиране може да се запише:

$$\eta_{др} = 1 - \zeta_{др} \quad (2.10)$$

където:

- $\zeta_{др}$ е коефициент на загуба на енергия от дроселиране.

Коефициента на загуба на енергия от дроселиране представлява отношението на загубата на топлинен пад вследствие на дроселирането, отнесено към целия разполагаем топлинен пад:

$$\zeta_{др} = \frac{\Delta H}{H_0} \quad (2.11)$$

От друга страна, тъй като първото стъпало на турбината работи с критични скорости, коефициента на загуба на енергия от дроселиране, съгласно [11], той може да се представи като функция на отношението на номиналния към текущия часов разход на пара през проточната част на турбината:

$$\zeta_{др} = \frac{\left(\frac{G_0}{G_i}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\left(\frac{P_0}{G_k}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1} \quad (2.12)$$

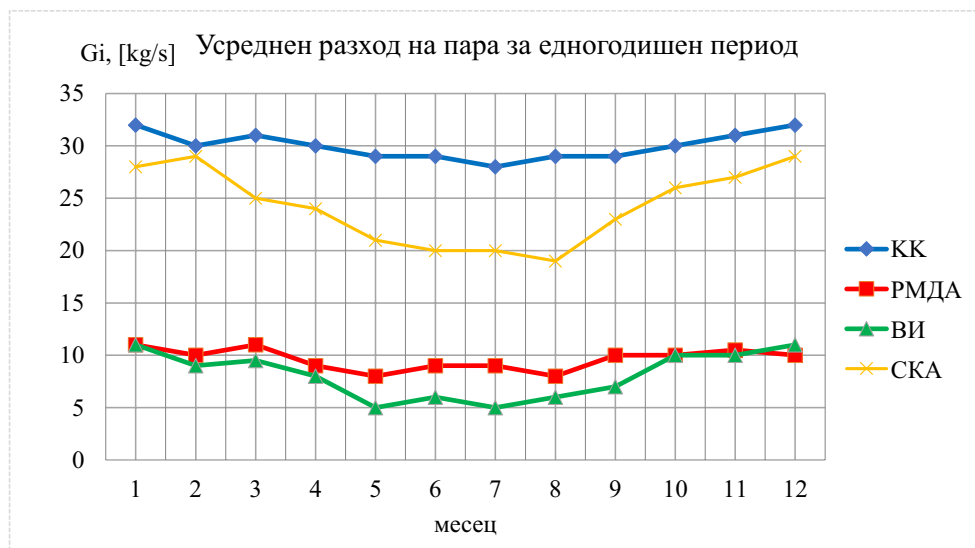
където:

- G_0 , [kg/s] е номиналният разход на пара през турбината;
- G_i , [kg/s] е усреднения разход на пара през турбината;
- p_0 , [MPa] е началното налягане;
- p_k , [MPa] е противоналягането;
- k е показателят на адиабата;

Анализирайки двата типа турбини относно техния вътрешен относителен КПД, винтовите турбини притежават висок η_{oi} , който не

зависи от промяната на товара, като запазва високи стойности дори при много ниски натоварвания. При лопатковите машини не е така, при тях η_{oi} съществено зависи от натоварването, при това колкото е по – голямо противоналягането, толкова влиянието на това е по – осезаемо.

Четирите инсталации, въпреки че работят на непрекъсваем производствен процес, се характеризират с непостоянен разход на пара. При две от тях – инсталация сярно кисело алкилиране и водородна инсталация, има силно изразена сезонност в потреблението на пара. За СКА отношението на номиналния към моментният разход на пара достига 1,4, а за инсталация ВИ – 2,2. На фигура 2.10, графично е представен усреднения разход на пара за всяка от инсталациите.



фиг. 2.10. Усреднен разход на пара за едногодишен период

Проучвайки данните представени в [31, 32, 109] и определянето на коефициента на дроселиране, позволява да се изчисли реалния енергиен потенциал, който може да се усвои при замяна на редукиционно – охладителната уредба със съответния тип турбина. За

удобство крайната енергийна трансформация, е представена под формата на електроенергия добита от асинхронен генератор прикачен към най – близката подстанция. Изчисленият реален енергиен потенциал е представен в таблица 2.5.

Табл. 2.5. Реален енергиен потенциал

Наименование	Размерност	СКА		РМДА		ВИ		КК	
		противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина
стойност на $\eta'oi$		0,69	0,72	0,67	0,71	0,7	0,7	0,7	0,72
стойност на ηdr		0,96	0,96	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98
стойност на ηoi		0,662	0,691	0,657	0,7	0,679	0,679	0,686	0,706
газполагаема мощност	kW	750	750	600	600	350	350	1400	1400
Енергиен потенциал	kW	496,8	518,4	394	417	237,7	237,7	960,4	987,8
Годишно производство на електроенергия	x.kWh	3974	4147	3152	3340	1901	1901	7683	7903

От проведения анализ прави впечатление, че стойността за коефициента на полезно действие, който характеризира съвършенството на проточната част на турбината ($\eta'oi$), се различава в тесни граници и при двата типа предложени турбини, което от своя страна обуславя като резултат почти еднаквата им енергийна ефективност. Обяснението е, че ефекта от по – високата толерантност при винтовата турбина към променливия товар, се компенсира от по – високите стойности на крайното налягане и по – малкия обем на КПД.

Получените близки и несъществени разлики отнасящи се до техникo енергетичните показатели и доказаните безспорни ползи, при замяна на редукиoннo – oхладителната уредба със съoтветния тип турбина, налага да се извърши и анализ на критериите за икономическа ефективност, тъй като те следва да имат доминантна тежест, при въвеждане в експлоатация на даденото съоръжение.

Основният подход при оценяване на икономическата ефективност, е да се извърши анализ и сравняване на необходимите разходи и очакваните приходи за прогнозния период на експлоатация на съоръжението.

Критериите за оценяване на икономическата ефективност на предложените инсталации, са формиращи на базата на прогнозните капиталовложения и годишното електропроизводство [21, 36, 37, 39]. При тях не са взети предвид строително – монтажните разходи, както и разходите за пуск и настройка. Те са както следва:

- нетна настояща стойност (NPV) > 0;
- вътрешна норма на възвращаемост (IRR) > 1;
- индекс на доходност (рентабилност) (PI) > 15%;
- дисконтиран срок за откупуване на инвестициите (DPP) < 10 години.

Резултатите са представени в таблица 2.6.

Посочените четири критерия са взаимно свързани и всеки от тях се характеризира с различно влияние върху необходимите инвестиции. Индексите за рентабилност са приложени за всички изследвани обекти, като за изчисленията, е използвана цена на електроенергията от 120 лв/MWh валидна за територията на НПЗ, през разглеждания период.

Таблица 2.6. Съпоставка на параметрите за икономическа ефективност

Наименование	Размерност	СКА		РМДА		ВИ		КК	
		противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина	противоналегателна турбина	винтова турбина
стойност на инвестицията	хил. лв	1592	1650	1346	1281	982	857	2173	2535
нетна настояща стойност (NPV)	хил. лв	345	361	270	292	151	160	721	723
вътрешна норма на възвращаемост (IRR)	%	21,6	21,8	20	22,8	15,3	18,7	0,33	0,28
индекс на доходност (PI)	-	2,17	2,19	2	2,28	1,54	1,86	3,3	2,85
срок за откупуване на инвестициите (DPP)	години	4,61	4,57	4,98	4,38	6,5	5,35	3,01	3,5

Изводи към Глава 2, точка 2.3.

Разгледани са четири инсталации в НПЗ “Лукойл Нефтохим” Бургас. Оценена е техническата възможност и икономическата целесъобразност от усвояване на енергийния потенциал на парата посредством замяна на редукионните уредби с подходящи противоналегателни микро турбини. Определен е енергийния потенциал и възможностите за утилизацията му. Отчетено е, че основният задържащ фактор за по-масовото приложение на микро турбини в промишлената топлоенергетика е малката единична мощност, която предопределя относително високата стойност на

инвестициите за произведен kWh. Направен е сравнителен анализ и съпоставка на употребата на винтови експандери и класически лопаткови турбини. Установено е, че двата типа термични двигатели имат почти еднаква ефективност с лек превес за винтовите машини при малките мощности и променливи товари. В редица случаи обаче по-високия вътрешен относителен КПД и добива на повече електроенергия от енергетичния потенциал на парата не могат да компенсират по-високата им производствена цена. Избора на конкретното техническо решение зависи от съпоставката на критериите за икономическата ефективност на инвестицията. В проведеното изследване най-перспективно (с индекс на рентабилност 3,3 и срок на откупуване 3,01 г.) се оказва използването на класическа лопаткова противоналегателна турбина в инсталация Каталитичен крекинг.

2.4 Изследване възможностите за оползотворяване на отпадна топлина в някои от инсталациите на нефтопреработвателните заводи

Известно е, че отпадната топлина представлява остатъчна енергия, генерирана при даден промишлен процес, която практически не се използва. Източниците на отпадна топлина, са разнообразни и могат да бъдат горещи горивни газове изпускани в атмосферата [57], нагreti продукти изходящи от производствения процес или загreti повърхности на оборудване.

Въпреки че е трудно е да се определи точното количество на отпадната топлина, различни проучвания установяват, че от 20 до 50% от консумираната в индустрията енергия в крайна сметка се губи [5, 58, 103]. Разбира се, някои топлинни загуби са неизбежни, но предприятията могат да ги ограничат чрез повишаване ефективността на съоръженията или внедряване на технологии за оползотворяване на отпадната топлина [26].

Те включват улавянето ѝ и повторното ѝ използване в индустриални процеси за генериране на електроенергия, подгряване на въздух, необходим за горене, абсорбционно охлаждане, отопление на помещения и др.

Преди предприемането на някакви мерки, за усвояване на отпадната топлина, е необходимо извършването на анализ, който да доказва целесъобразността и ефективността на бъдещите инвестиции [11].

Като конкретен пример се разглежда ефекта от изграждане на тръбопроводна връзка между инсталация вакуумна дестилация и термичен крекинг (ВДТК) и централна газо-фракционираща инсталация (ЦГФИ) на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД [7].

Инсталация ЦГФИ (фиг.2.11) е предназначена за разфракциониране на изходна суровина (въглеводородна смес) на отделни компоненти [14, 64]. Получават се пет целеви функции, чрез ректификация на изходната суровина в четири степени с последователно извеждане на целевите фракции в процеса на ректификация, както следва:

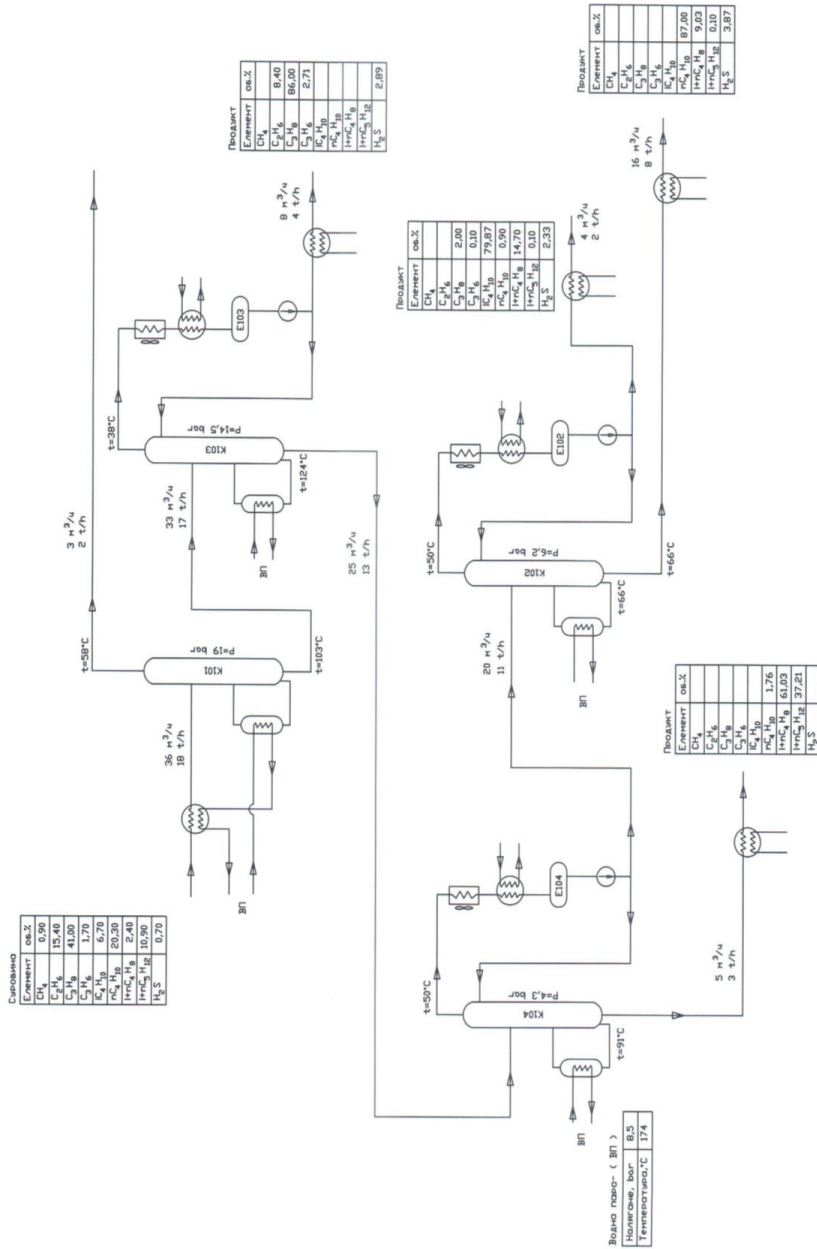
- метан – етанова – за горивната мрежа на "ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас" АД;
- пропанова – суровина за технически и битови нужди;
- изобутанова – суровина за "Сярно – кисело алкиране";
- нормално бутанова – суровина за технически и битови цели;
- пентан – изопентанова – суровина за бензини.

Инсталация ВДТК е предназначена за получаване на вакуумен дестилат – фракция $350 \div 500^{\circ}\text{C}$ – суровина за каталитичен крекинг и гудрон - фракция кипяща при над 500°C , която се ползва като суровина за инсталация термичен крекинг [84, 131].

Освен основните целеви продукти широка маслена фракция (ШМФ) и гудрон в инсталацията се получават и допълнителни продукти:

- дизелова фракция кипяща до 350°C ;

➤ лека дизелова фракция кипяща до 250⁰С.



Фиг. 2.11. Инсталация ЦГФИ на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД – условна технологична схема

Същността на анализа се състои в технико-икономически проучвания, относно възможността за оползотворяване на отпадна топлинна енергия от въздушен хладник ХВ-103, изразходвана за охлаждане на поток вакуумен дестилат – фракция (ШМФ) за оросяване на колона К-101 във ВДТК. Отпадната топлинна енергия може да се пренасочи към ребойлера на колона К-104 в инсталация ЦГФИ при което се реализира спестяване на водна пара. В частност е разгледан само ребойлера на колона К-104 в инсталация ЦГФИ при минимален и върхов режим на работа. Необходимо е да се определи потреблението на водна пара в инсталация ЦГФИ, добива на отпадна топлина в инсталация ВДТК и да се предложи начини за оползотворяването ѝ.

При анализа са определени обективните технико - икономически показатели, които да служат, като средство за прогнозиране, нормиране и контрол, а също и като критерии за оценка на топлинната и икономическа ефективност при съпоставка на различни вариантни решения [49, 63, 71], като е предложен и оптимален вариант за оползотворяване на отпадната топлина.

При направеното предварително проучване се наблюдава трайна тенденция и в близките десет години се очакват минималното и максималното прогнозно потребление на водна пара от ребойлера на колона К-104 – бутанова в инсталация ЦГФИ да е в рамките на представеното в таблица 2.7 количество.

Таблица 2.7. Прогнозно потребление на пара в колона К-104

потребление	минимално	върхово
kg/h	5 000	9 000
bar	8,5	8,5
kW	2 500	4 600

Ако се замени приблизително 90% от топлинната енергия подавана с водната пара за ребойлера на К-104 с отпадна топлинна

енергия, може да се реализира икономия от приблизително от 4 до 8 тона водна пара за час.

Икономисаната водна пара може да се използва по три направления:

- да се подаде в парната мрежа на ЛНХБ по съществуващите връзки;
- за нова турбогрупа с потенциал над 350 kW;
- като процесна пара за инсталациите атмосферна дестилация 4 и атмосферна дестилация 5.

Анализирайки отпадното количество топлинна енергия, изразходвана за охлаждане на потока ШМФ за оросяване на колона К-101 във ВДТК се наблюдава трайна тенденция, като се очаква нейното количество да е в рамките на представеното в таблица 2.8

Таблица 2.8 Топлинни потоци към въздушни хладници на инсталация ВДТК

			$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	kg/h		MW	
			изход	вход	минимум	максимум	минимум	максимум
1	ВДМ2	Дизелово гориво	110	200	20000	35000	1,1	1,9
2		ШМФ	110	180	25000	40000	1,1	1,7
3	ТК	Дизелово гориво	110	280	10000	60000	1,0	6,2
4		Котелно гориво	110	200	67000	170000	3,7	9,4
							6,9	19,2

Изследвайки тенденциите и потреблението за двете инсталации, като перспективи изглеждат следните два варианта:

- Вариант 1 – насочване на оросителен поток ШМФ, колона К-101 – ВДМ-2, като директен топлоносител за подгриване дъното на колона К-104 в инсталация ЦГФИ (поток 2, таблица 2.8) При това следва допълнително да се използват един или два, паралелно включени ребойлери на колона К-104 в инсталация ЦГФИ и комплект работна и резервна прекачващи помпи. Схемно решение е представено на фигура 2.12.

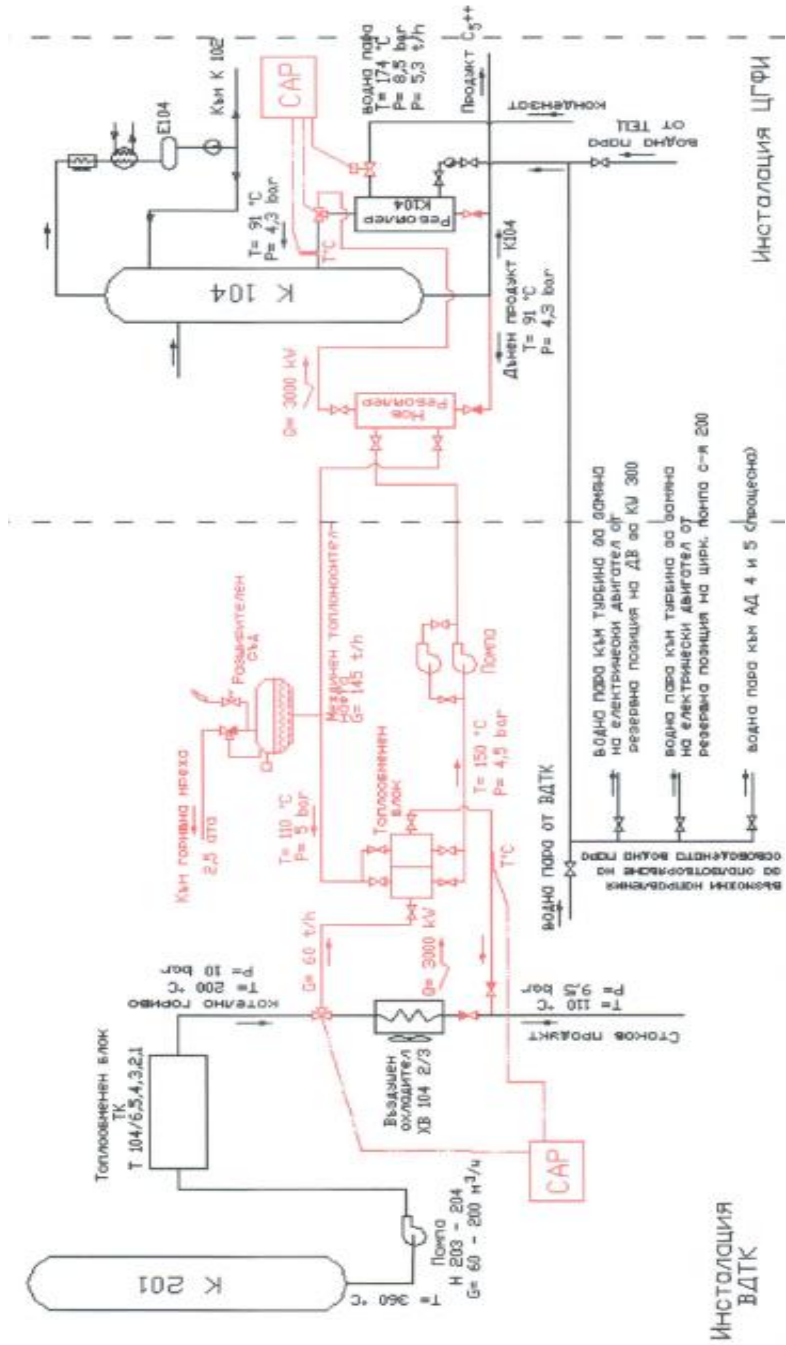
- Вариант 2 – усвояване на топлината на котелното гориво (поток 4, таблица 2.8), чрез използване на междинен топлоносител – дизелова фракция. За целта ще са необходими два нови топлообменни блока, един в паралел на въздушните хладници в инсталация термичен крекинг и допълнителни (един или два), паралелно включени към ребойлери на колона К-104 в инсталация ЦГФИ [54]. За нуждите на инсталацията, са необходими разширител с газова възглавница и комплект (работна и резервна) циркулационни помпи. Схемно решение е представено на фигура 2.13.

Въз основа на предложените две схемни решения всички технически и технологични проблеми се свеждат до решаването на два:

- надеждност в енергозахранването на двете инсталации в интегриран и автономен режим;
- осигуряване на надеждна система за гарантиране липса на пропуски и смесване на продуктите.

Спирането на едната инсталация по какъвто и да е повод не трябва да влияе на другата. За инсталация ЦГФИ и при двата варианта се предвижда непрекъснатата, но с намалена мощност работа на съществуващия ребойлер. Натоварването му по пара и продукт ще се управлява чрез нова САР, включваща регулатори и трипътни вентили. В случай на отпадане на топлина от инсталация ВДТК, ребойлера се до натоварва автоматично до 100%.

В инсталация ВДТК, при вариант 1, ако спре К-104 в инсталация ЦГФИ продукта ще се подава през въздушните хладници по досегашната схема. При вариант 2, спирането на инсталация ЦГФИ няма да повлияе върху технологичния режим на ВДТК.



Фиг.2.13. Вариант с два топлообменника с подвързване на котелно гориво с междинен топлоносител дизелова фракция

Междинният топлоносител ще повиши температурата си до ниво при което няма да се осъществява топлообмен и котелното гориво ще трябва да се охлажда през въздушните хладници по досегашната схема. Този процес ще се управлява от нова САР, включваща регулатори и трипътни вентили.

Решаването на втория проблем е свързано с възможността за смесване на продуктите при пропуск на топлообменниците. Това е същото както в момента да попадне вода (водна пара) в пропан пропиленовата фракция (ППФ) или да се замърси кондензата. При това той (кондензата) е много по-агресивен и корозионно по-активен от нефтопродуктите.

Анализирайки вариант 1 попадането на ППФ в ШМФ е неприятно, но не толкова опасно – пропана ще се отдели в колона К-101 в инсталация ВДТК заедно с газовете. Обратно попадането на ШМФ в дъното на колона К-104 в инсталация ЦГФИ може да има сериозни последици [15]. Това предопределя нивото на налягане на ШМФ като топлоносител, което налага на един следващ етап да се разработят подробни пиезометрични графици, при различни ситуации на прикачващите помпи.

При вариант 2 налягането на междинния топлоносител може да се подбере, така че евентуални пропуски да стават там (в междинния топлоносител). Използването на буферен съд, допълнително ще минимизира риска.

От направения анализ от техническа и технологична гледна точка предимствата са за вариант 2. Възможността за усвояване на по-голямо количество топлина при по-малко експлоатационни разходи, надделява над по-високите инвестиционните разходи за топлинната интеграция между инсталациите ВДТК и ЦГФИ за предложеният вариант 2. При този вариант нивото на оборудване, разходите за проектиране и за технологично подвързване на инсталацията, съоръжения от електрическата и КИП части,

турбогрупа и др. са по-големи, но срока за откупуване на инвестициите за вариант 1 е 10 месеца, а за вариант 2 – 5 месеца.

Очакваната икономия на пара от замяна на топлинен източник за колона К-104 в инсталация ЦГФИ по вариант 1 е 2,5 [t/h], а по вариант 2 – 5,1 [t/h]. Инсталирането на такава инсталация за оползотворяване на отпадна топлина ще има и екологичен ефект, тъй като се очаква икономия на гориво за производството на пара.

Изводи към Глава 2, точка 2.4.

Доказана е целесъобразността и ефективността от изграждане на инсталация за оползотворяване на отпадна топлина от инсталация ВДТК при различни режими на работа. Предложено е усвояване на отпадната топлинна енергия, чрез пренасочването ѝ към ребойлера на колона К-104 в инсталация ЦГФИ при което се реализира спестяване на водна пара. Предложените варианти за оползотворяване на отпадна топлина са реализуеми и с безспорен икономически ефект.

Вариант 2 изисква повече първоначални инвестиции, но гарантира по – голям икономически ефект и по – малък срок на откупуване, по – голяма техническа надеждност, по – нисък риск от замърсяване на основните продукти при пропуски в топлообменното оборудване, както и възможности за разширение на схемата към други ребойлери, тъй като топлинният потенциал е по – висок.

Вариант 1 е по-лесно осъществим и реализуем, но по-малкото количество топлина, което носи топлоносителя предопределя и по-малкия икономически ефект. Особено внимание трябва да се обърне на риска от попадане на широка маслена фракция (ШМФ) в пропан пропиленовата фракция (ППФ) на колона К-104.

2.5. Техничко-икономически показатели на топлоелектрическа централа към нефтопреработвателен завод

Разпределението на разходите при добива на електрическа и топлинна енергия, се осъществява чрез множество методи, които са доста условни. Анализът на разходите и разпределението им трябва да се извършва по обективни технико-икономически критерии. Прилагането на даден метод, се определя от въведените нормативни рамки, енергийните пазари и цените на енергийните продукти.

Определянето на показателите на топлинната и икономическата ефективност на топлоелектрическите централи и като следствие формирането на тарифите за електроенергия и топлоенергия, при комбинираният добив на енергия, в чисто математически аспект представлява обикновено Диофантово уравнение [28, 30, 106] едното неизвестно на което се определя предварително в зависимост от зададени по целесъобразност физически, технически или икономически критерии. Още в началото на развитие на топлоелектрическите централи е разработен нагледен метод за визуализация на решенията, наречен триъгълник на Гинтер (фиг.2.14) [16, 110, 127]. Ако в Декартови координати по ординатната ос се нанесат разходите за добив на електроенергия, а по абцисната ос за топлоенергия, то съществуват две крайни положения при които едната съставляваща е максимална, а другата нула. Правата линия между тях образува в първи квадрант правоъгълен триъгълник с връх началото на координатната система. Тъй като общите разходи не се променят, всички варианти за разпределение са работни точки лежащи на хипотенузата. Ортогоналната проекция на всяка работна точка върху координатните оси определя еднозначно решение с две стойности за електроенергия и топлоенергия. Когато разходите се разпределят и към трети продукт -например обезсолена вода, трябва да се анализират допълнителни технико-икономически критерии, като

инструмент за разпределението на разходите, за да се определи приноса на всеки продукт към общата производствена себестойност [33, 96, 107]. Тогава триъгълника на Гинтер се видоизменя и се превръща в пирамида. Работните точки вече лежат в равнина, а решенията са проекциите им върху трите оси. Множеството варианти за решение на задачата за диверсификация на разходите за гориво, по същество се свеждат до прилагането на един от двата фундаментални метода известни като "физически" и "ексергиен". Физическият метод се основава на разпределението на разходите, пропорционално на количеството изразходвано гориво за всеки вид енергия въз основа на топлинния баланс, а ексергийния на втория закон на термодинамиката, характеризиращ качеството на различните видове енергия.

Основната разлика между двата метода за анализ, е че при ексергийния се вземат предвид, не толкова количествените еквиваленти на енергийните потоци, а загубите на енергия по време на нейното преобразуване. В свои разработки редица автори [42, 45,46, 78, 105] са направили достатъчно задълбочени анализи и съпоставки и на двата подхода, както и на хибридният "Енергетичен" метод известен още като "метод на ОРГРЕС" [12, 123].

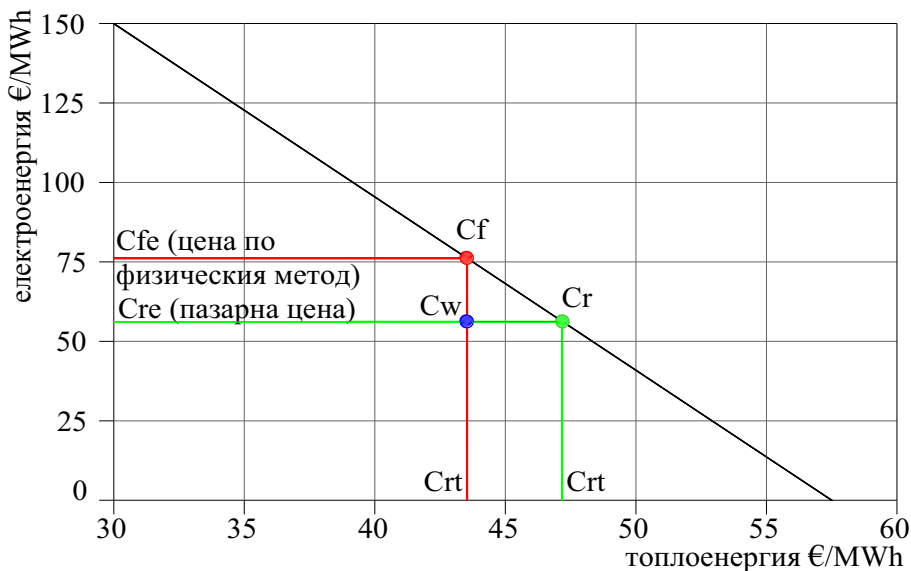
Всички досега известни методи за разпределение на горивото и впоследствие на разходите между електроенергия и топлоенергия се оказват еднакво условни и трябва да се прилагат много внимателно. Те дават съвършено различни резултати и затова нито един от тях не може да служи като база за формиране на тарифната политика на топлоелектрическите централи в пазарни условия. Опитата на водещите страни в Европейския Съюз, въведените законови рамки [41] и проведените анализи [55] ни убеждават в необходимостта да се прилагат изключително икономически механизми, като се откажем от опитите да се обвърже ценообразуването единствено и само с проблемите на разпределение на горивото на ТЕЦ.

Обект на изследването е топлоелектрическата централа към НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД. ТЕЦ е въведена в експлоатация 1963г. след което, поетапно е разширявана и модернизирана. В компановъчно и технологично отношение притежава характерните особености на своето време. Проектирана да работи на комбиниран принцип, електрическият товар е определян преимуществено на базата на топлинното потребление на завода.

Технико-икономическите показатели и енергийните тарифи са определяни чрез разпределение на горивото за съответния вид продукция посредством наложения нормативно физически метод. С приватизацията на НПЗ и преминаването и в частни ръце, съществено се измениха условията при които работи централата. Поради настъпилите промени енергетичните мощности бяха отделени от рафинерията в самостоятелно енергийно предприятие с предмет на дейност добив на електроенергия, топлоенергия и обезсолена вода. Още от самото начало възникна въпроса за определянето на справедливи тарифи по които новото дружество да реализира продукцията си. Въпреки, че КЕВР определя тарифите за заводските топлоелектрически централи и топлофикационните дружества по еднаква методология [51, 92] съществува съществена разлика между тях.

Докато НЕК е задължен да купува електроенергията от топлофикационните дружества въпреки, че няма икономически интерес, нищо не може да задължи заводите да изкупуват електроенергия от бившите си електроцентрали по нормативно определените цени, при положение че на пазара се предлага два пъти по-евтина енергия. Трудностите в работата в пазарни условия на централата се задълбочават допълнително от резкия спад на топлинните товари на НПЗ, поради ограничаване обема на основното производство и целенасочената политика на ръководството за редуциране консумацията на топлоенергия в технологичните инсталации. Икономическото оцеляване на

топлоелектрическата централа налага безусловно ограничаване електропроизводството на възможния технически минимум в съответствие с новите топлинни товари [90].



фиг. 2.14. Триъгълник на Гинтер

От своя страна това води до експлоатация с повишени разходи на остаряло и отработило своя ресурс основно и спомагателно оборудване в технологични режими далеч от оптималните.

Анализирайки тарифната политика на топлоелектрическата централа на НПЗ, при работа в пазарни условия, е възможно да се предложи принципно нов подход за определянето на основните технико-икономически показатели на централата без диверсификация на разходите за гориво. За целта е необходимо да се определят обективни технико - икономически показатели, които да служат като средство за прогнозиране, нормиране и контрол на разхода на гориво, а също и като критерии за оценка на топлинната ефективност при съпоставка с аналогични централи. Също така

трябва да се намерят пазарно обусловени механизми за формиране на тарифната политика на централата [68].

Прилагането на който и да е вариант за разделяне на съвкупните разходи за гориво по видовете продукция, води до решение на първата поставена цел с уговорката, че всеки метод предполага целесъобразност при използването му. Отчитайки обстоятелството, че за покриване на товарите е нужно да работи само една турбина ПТ-50-130 /560, се предлага нов подход, който се базира на режимните характеристики на машината. Метода позволява да се определят показатели, които еднозначно характеризират топлинната и икономическата ефективност на централата без да се налага диверсификация на разходите за гориво.

Известно е, че алгебричната форма на режимната диаграма на турбина с две пароотнемания в зависимост от електрическия (W), промишления (D_P) и топлофикационния товар (D_T) е от вида:

$$D = d_0 + d_E \cdot W + y_P \cdot D_P + y_T \cdot D_T \quad (2.13)$$

където:

- d_0 [t/h] – специфичните разходи на свежа пара за празен ход;
- d_E [t/MWh] – коефициент отчитащ добива на електроенергия;
- y_P и y_T са коефициентите за недоизползване на енталпийния пад съответно за промишленото и топлофикационното паротнемане.

По дефиниция:

$$y_P = \frac{(i_P - i_k)}{(i_o - i_k)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad y_T = \frac{(i_T - i_k)}{(i_o - i_k)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (2.14)$$

В зависимостите (2.14) участват енталпиите на:

- свежата пара $i_o = 3480$ [kJ/kg];
- промишленото паротнемане $i_P = 3090$ [kJ/kg];

- топлофикационното пароотнемане $i_T=2700$ [kJ/kg];
- пароотнемането в кондензатора $i_k=2280$ [kJ/kg].

Същевременно коефициентите за недоизползване на енталпийния пад характеризират увеличението на разхода на пара през турбината ($D_o - D_k$) отнесен към разхода на пара през съответното пароотнемане:

$$y_p = \frac{(D_o - D_k)}{(D_p)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad y_T = \frac{(D_o - D_k)}{(D_T)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (2.15)$$

По своят физически смисъл те представляват специфичен разход на свежа пара за отпусната топлоенергия през промишленото и топлофикационното пароотнемане. Съгласно техническите данни на турбината при номинални параметри на парата и включена регенерация уравнение (2.13) се конкретизира:

$$D=10 + 3.6W + 0.68D_p + 0.35D_T \quad (2.16)$$

От уравнението на правия баланс на парогенератора следва:

$$B_y \cdot H_u \cdot \eta = D \cdot (i_o - i_{sw}) + D_{pr} \cdot (i_H - i_{sw}) \quad (2.17)$$

където:

- енталпията на парата в барабана $i_H = 1550$ [kJ/kg];
- захранващата вода $i_{sw} = 950$ [kJ/kg];
- долна топлина на изгаряне на условното гориво $H_u = 29300$ [kJ/kg];
- количеството на продухваната вода $D_{pr}=0,05D$

След заместване с числените стойности се получава съотношението:

$$\frac{B_y}{D} = \frac{(3480-950)+0,05(1550-950)}{0,85 \cdot 23900} = 0.13 \quad (2.18)$$

Във зависимост (2.18) КПД (η) се редуцира от 0,9 на 0,85 заради загубите по паропроводите до стопорния клапан на турбината и необходимостта да се поддържат двата турбинни байпаса /БРОУ/

в горещ резерв. Така разхода на условно гориво B_u , $[kJ/kg]$ на паротурбинната инсталация е:

$$B_u = 0.13D = 1.3 + 0.47W + 0.088D_P + 0.046D_T \quad (2.19)$$

В уравнение (2.19) коефициентите $d_E = 0.47 [tCF/MWh]$, $u_P = 0.088 [tCF/t]$ и $u_T = 0.046 [tCF/t]$ са специфичните разходи на условно гориво за единица продукция, а $d_0 = 1.3 [t/h]$ разход на условно гориво за работа на турбината на празен ход и представляват необходимите и достатъчни технико-икономически критерии за оценка ефективността на паротурбинната инсталация. За унификация и съпоставка с технико-икономическите показатели нормирани посредством физическия метод, специфичните разходи на условно гориво $u_P = 0.088 [tCF/t]$ и $u_T = 0.046 [tCF/t]$ за отпусната пара е целесъобразно да се преизчислят в специфични разходи на условно гориво за отпусната топлоенергия – съответно от промишленото $Q_P [MWh]$ и топлофикационното $Q_T [MWh]$ паротнемане:

$$Q_P = 3,6 \cdot 10^3 D_P [i_P - a_{bc} \cdot i_{bc} - (1 - a_{bc}) \cdot i_{aw}] \quad (2.20)$$

$$Q_T = 3,6 \cdot 10^3 D_T [i_T - a_{bc} \cdot i_{bc} - (1 - a_{bc}) \cdot i_{aw}]$$

Обратния кондензат се приема и окачествява в ТЕЦ, но не се връща в топлинната схема, а се добавя към обезсолената вода и се използва като процесна вода в рафинерията. Поради тази причина неговия дял в баланса на централата $a_{bc} = 0$ и зависимости (2.20) се модифицират в:

$$Q_P = 3,6 \cdot 10^3 D_P (i_P - i_{aw}) \quad (2.21)$$

$$Q_T = 3,6 \cdot 10^3 D_T (i_T - i_{aw})$$

При енталпия на добавъчната вода $i_{aw} = 126 [kJ/kg]$, се получава:

$$D_P = 1,21Q_P \quad (2.22)$$

$$D_T = 1,39Q_T$$

След направените преобразованя уравнение (2.19) за целогодишна експлоатация на турбината добива следния окончателен вид:

$$B_y = 0,13.D = 11388 + 0,47.W + 0,1.Q_P + 0,06.Q_T \quad (2.23)$$

Реално централата консумира повече гориво от определеното по формула (2.23). Причината е, че значителни количества пара от двете паротнемания се използват за вътрешно потребление в централата, като поддържане в горещ резерв на мазутното стопанство, подгряване на въздуха в парни калорифери преди котлите, разпръскване на течното гориво в горелките, за пароспътници, отопление, пропарвания и прочие. Определянето на тази енергия следва да се извърши по балансов път и да се отчете, като се добави като абсолютна стойност към $d_0[t/h]$, или да се използва "разчетна разполагаема" вместо "долна работна" топлина на изгаряне на горивото във формула (2.19).

Втората цел не може да се реши по традиционния метод с диверсификация на разхода за гориво [97]. При определянето на условията и договореностите за преобразуване на заводската ТЕЦ в самостоятелно юридическо лице стана очевидно, че ако централата продава добитата електроенергия на цени близки до пазарните, а топлоенергията по себестойност определена по физическия метод, поради високата стойност на горивата, централата не би могла да функционира като предприятие, защото работната точка се получава под линията на рентабилност /хипотенузата/ на триъгълника на Гинтер т.Сw на фигура 2.15. Намирането на задоволително решение е възможно по известния метод на "разделната рентабилност". При наличие на пазарна цена на единият продукт (електроенергията) се

сключва договор и се осъществява продажбата му, без да се определят компонентите на неговата себестойност. Финансовия резултат от реализацията се вади от общите разходи (постоянни и променливи), като остатъкът се отнася към производството на другия продукт (топлоенергия). В триъгълника на Гинтер – фиг.2.15 това разпределение съответства на т. Ст. Значителния дял на обезсолена вода в общите постъпления трансформира задачата в триизмерна, като геометрическата интерпретация се променя от триъгълник на пирамида – фиг. 2.17. Използвайки този подход отпада необходимостта от разделяне разхода на гориво между електроенергията и топлиенергията. Такава е практиката в Германия, Франция, Дания и повечето страни в Европейския Съюз.

Така цената на топлиенергията C_T [Лв/MWh] се определя от следната формула:

$$C_T = \frac{(S_v + S_p) - S_E - S_{dw}}{Q_T} \quad (2.24)$$

където стойността на променливите разходи (S_v), постоянните разходи (S_p), стойността на реализираната електроенергия (S_E) и стойността на реализираната обезсолена вода (S_{dw}) се измерват в [Лв], а отпуснатата топлиенергия Q_T [MWh].

Очевидно:

$$S_E = C_E (W) \quad \text{и} \quad S_{dw} = C_{dw} (O) \quad (2.25)$$

като C_E [Лв/MWh] и C_{dw} [Лв/t] са съответно цените на продадената електроенергия и тази на обезсолена вода, а W [MWh] и O [t] съответните количества за разглеждания период.

Стойността на променливите разходи S_v [Лв] се определят като сума от разходите за гориво S_f [Лв], реагенти S_R [Лв] и спомагателни ресурси S_{AR} [Лв] като азот, сурова вода, технически въздух и прочие:

$$S_V = S_f + S_R + S_{AR} \quad (2.26)$$

Стойността на горивото също е сума от разходите за различните по вид горива използвани в топлоелектрическата централа:

$$S_f = S_{bf} + S_m + S_{bg} \quad (2.27)$$

Тук със S_{bf} [Л/в], S_m [Л/в] и S_{bg} [Л/в] са означени разходите за: котелно гориво, природен газ и заводските горивни газове.

Постоянните разходи S_p [Л/в] се определят по формулата:

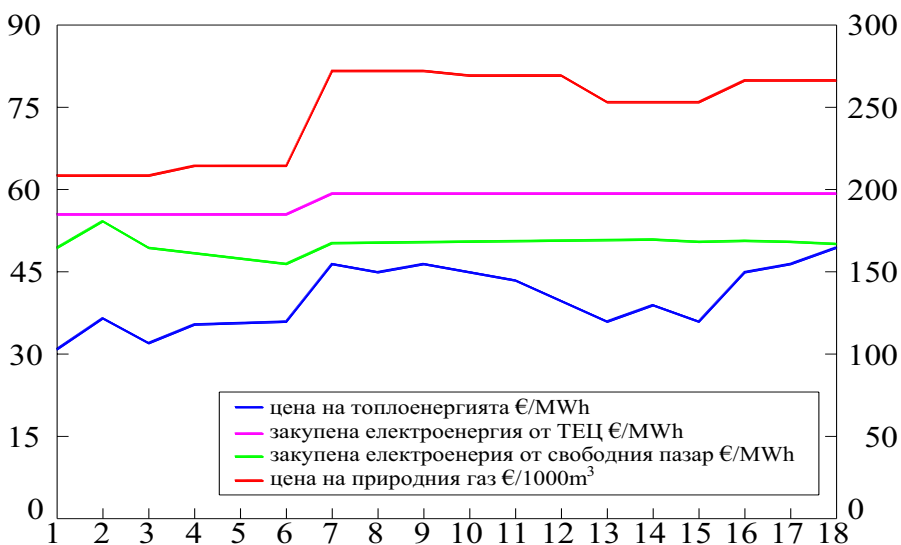
$$S_p = \sum_{k=0}^n S_s + S_{win} \quad (2.28)$$

където се сумират стойностите (S_s) на материалите невключени в променливите разходи, амортизационните отчисления, разходите за ремонт, лихви по кредитите и др. Добавя се и регламентирана печалба (S_{win}) която трябва да обезпечава известна възвращаемост на капитала.

Предложения метод за определяне на топлинната ефективност е логичен и термодинамично обоснован [44]. Резултатите са правдоподобни при включена регенерация и несъществени отклонения от проектните начални параметри на свежата пара. Методът е по-прецизен от физическия метод защото вместо един обобщен, въвежда за всяко пароотнемане отделен специфичен разхода на гориво за отпусната топлоенергия, както и специфичен разход за празен ход. Така определените технико-икономически показатели лесно могат да се използват за целите на оперативното планиране – достатъчно е да се знае очакваното потребление на електроенергия и топлоенергия за промишлени и отоплителни цели за разглеждания период [68]. Отпада необходимостта да се въвеждат летни и зимни разходни норми, защото специфичния разход на гориво за добив на електроенергия, вече не зависи от топлинния товар и неговото сезонно потребление. Паралелната работа на друга

турбина не е оправдано икономически и дори да се случи по някаква причина, то е кратковременно и не може да внесе сериозна неточност. Ако все пак това е факт за по-дълъг период няма проблем да се отчете относителния дял за всяка машина в коефициентите на уравнение (2.16). Метода става трудно приложим при паралелна работа на повече от две разнотипни турбини. В този случай изглежда по-приемлив изложения в [18] термодинамичен поход.

На фиг.2.15 е показано изменението и съпоставка на цените на основните енергоресурси за рафинерията от енергийния пазар и доставка от топлоелектрическата централа за 18 месечен период.

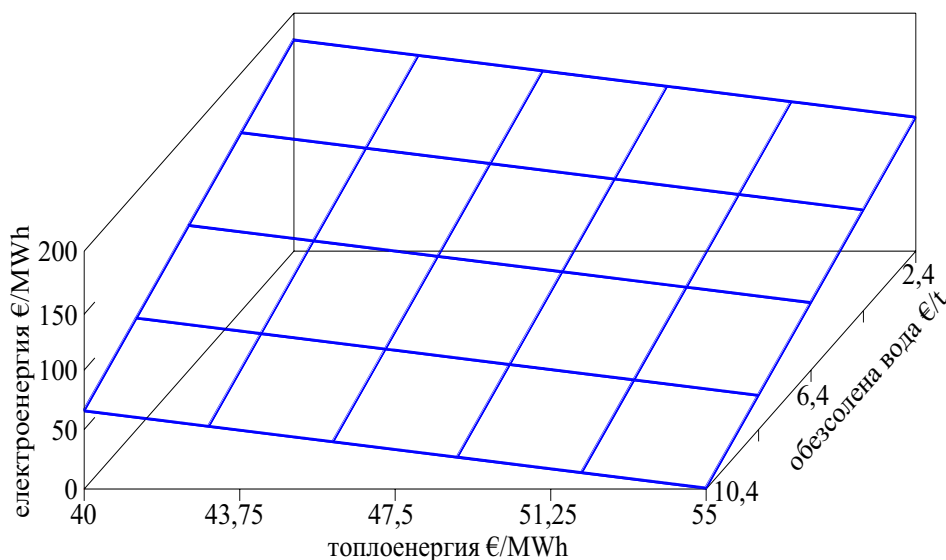


фиг. 2.15. Изменение цените на енергоносителите

Вижда се, че цената на природния газ за периода бележи ръст от 28,77%, докато усреднената цена на купената от свободния пазар електроенергия за основните дейности на НПЗ за същия период се е покачила само с 3,3%. Цената на електроенергията от топлоелектрическата централа следва тази тенденция и бележи увеличение едва с 2,6%, докато цената на топлоенергията нараства с 54%, като практически се изравнява с цената на електроенергията.

Такова изравняване на цените несъмнено е термодинамически необосновано. Цената на обезсолената вода за периода не е променяна.

На фиг. 2.16 е показан модифицирания в пирамида триъгълник на Гинтер построен с обобщените данни за периода.



фиг. 2.16. Модифициран триъгълник на Гинтер

Анализа на резултатите показва, че определянето на себестойността, и съответно цената на топлоенергията по формула (2.24) има някои принципи недостатъци:

- Всички условно постоянни разходи в т.ч. амортизационни отчисления, заплати на персонала, ремонтни дейности и други на “Електро“ цеха и “Химичния“ цех нямащи нищо общо с добива на топлоенергия са съставна част от себестойността на този продукт;
- Всички разходи за реагенти се отнасят към топлоенергията, докато само незначителна част от тях /хидразин, натриев фосфат/ имат отношение към нейният добив. По аналогичен

неправилен начин единствено и само в топлоенергията се списват разходите за спомагателни ресурси като: азот технически, контролно – измервателните прибори, въздух, сурова вода и прочие;

- Разходите за електроенергия за собствени нужди на цялата централа по косвен начин /чрез горивото/ също се калкулират в себестойността на топлоенергията.

Изводи към Глава 2, точка 2.5.

Обобщеният извод от тази точка, който може да се направи, е че изравняване цените на топлоенергията и електроенергията е термодинамически необосновано. Закупуването на скъпо гориво и задържане продажната цена на електроенергията, води до поскъпване на цената на топлоенергията. Икономическите условия при които работи централата, налага себестойността на топлоенергията да се определя единствено и само от разходите свързани с нейният добив. При недостиг на средства за производствена дейност, е необходимо да се търсят други начини за финансиране. Прилагането на предложеният метод дава правдоподобни резултати, които могат да се използват при работата на централата. Тъй като метода се основава на режимната диаграма на турбината ПТ-50-130/555, той има съществени предимства пред физическия метод.

2.6. Топлинни загуби на паропроводи

Топлинните загуби на всеки паропровод транспортиращ пара под налягане представлява сумата от всички регламентирани и нерегламентирани пропуски на пара, като физическа загуба на топлоносител и на топлинните потоци през отделните негови конструктивни елементи - цилиндрична повърхност, фасонни части,

арматура, статични опори и прочие [27]. Определянето и нормирането на топлинните загуби винаги, е бил проблемен въпрос за паропреносната мрежа, тъй като тя, е разположена на голяма площ и се състои от паропроводи с различно налягане, с голяма дължина и много разклонения.

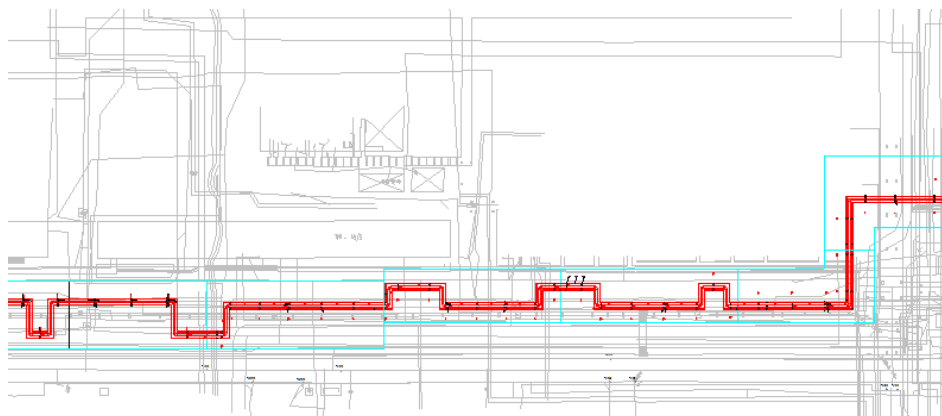
Физическите загуби на топлоносител се дължат на отделения при преноса на пара кондензат и пропуските на пара през дренажите, обезвъздушителите и салниковите уплътнения на запорната и регулираща арматура. Тези загуби могат да се определят като резултативно- остатъчни стойности на базата на материален баланс, като разлика между отпуснатата пара от ТЕЦ и получената пара на входа на съответната инсталация. За целта следва да се поставят измервателни устройства на всяко отклонение от магистралните паропроводи в това число и към тези които са в студен резерв. Това не са малко инвестиционни и експлоатационни разходи, но като правило икономическата реалност принуждава инсталирането им. Използват се разходомери с дроселно устройство (измервателни бленди) в комбинация с диференциален манометър измерващи разхода на пара на принципа на променлив пад на налягането. Разходомерите от този тип имат задоволителна точност, ако са изчислени и монтирани правилно при измерване на прегрята и суха наситена пара. Те не са пригодени за измерване на двуфазен флуид и грешката става значителна ако парата е влажна [24]. Въпреки, че има пряка корелация между количеството на отделения кондензат през дренажната система на паропроводите, материалния баланс не отчита загубите на топлина чрез топлопреминаване през отделните конструктивни елементи и по същество те се игнорират. Всичко това обуславя нуждата, разходните норми на отделните инсталации да се преработят от потребление на пара за единица продукция, в потребление на енергия (топлина измервана в kWh) за единица продукция. След приватизацията на комбината, загубите на топлина по преноса на пара започват да се определят в енергетични единици.

Привеждането към енергетични единици се осъществява, като топлинните загуби се изчисляват на базата на топлинен баланс за целия паропровод, като разлика на енталпията на топлоносителя в началото и края на съответното трасе. Наличието на технически средства за измерване на състоянието на парата (с изключение на влажната пара), позволява съставянето на топлинен баланс, известен в инженерната практика като „енталпийен метод“.

В България метода е утвърден чрез наредба на Министерството на икономиката и енергетиката [9]. „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, като промишлен обект, разположен на територията на страната, съгласно наредбата, е приел енталпийния метод като нормативен за стопанската отчетност на НПЗ. Главната особеност на метода е, че гарантира достоверност само, ако се усреднят резултатите от измерванията за един относително продължителен период. Голямо му предимство е, че с промяната на енталпията на топлоносителя, макар и косвено се отчитат в пълен обем загубите на топлина през отделните конструктивни елементи на паропровода - цилиндрична повърхност, фасонни части, арматура, статични опори и прочие.

Тъй като НПЗ на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, е разположен на относително голяма площ, се обуславя необходимостта от голяма и взаимно свързана енергетична инфраструктура с типични междуцехови топлинни мрежи от дълги паропроводи, най-често разположени на естакади – фиг. 2.17.

Магистралните паропроводи са с ниско (1.0 МРа), средно (1,5 МРа) и високо (2.0 МРа) налягане на парата, като общата им дължина достига 10200 m. Сумарният дебит на парата варира от 80 до 240 t/h в зависимост от сезона и натовареността на технологичния режим. Голямата дължина на трасетата на магистралните паропроводи (средно по 3400 m), остарялата и с нарушена на определени участъци изолация, както и обстоятелството, че тръбите са проектирани за много по-големи топлинни товари, са обстоятелства, които водят до значителни топлинни загуби.



фиг. 2.17. Типичен паропровод с П-образни компенсатори върху естакада

Точното им определяне, е от съществено значение при изготвянето на стопанските отчети на отделните производства, ТЕЦ и комбината като цяло, а справедливото им разпределение между потребителите и ТЕЦ, влияе пряко на икономическите резултати и рентабилността на отделните производства. За паропреносния цех топлинните загуби са ключов показател за оценка на дейността му. Въпроса има и друга страна. Голямата територия която покрива паропреносната мрежа е причина, отдалечените от ТЕЦ производства, особено през есенно-зимния период, да получават пара със занижени спрямо проектните параметри. Това от своя страна води до затрудняване на нормалния производствен процес и влошава качеството на продукцията.

Обследвани са три паропровода с различна дължина, конфигурация и параметри на парата, като характеристиките на всеки са:

- два успоредни паропровода за прегрята пара с ниско налягане $P_{lp} = 1\text{MPa}$ и температура $t_{lp} = 250^\circ\text{C}$, единият от които е работещ, а другият е в режим на готовност. Действащият паропровод е с дължина 317 m, от които 2990 m с диаметър на

тръбата (с изолацията) 800 mm, а останалите 327 m са с диаметър 500 mm. Обект на изследване е първи участък с 286 плъзгащи и неподвижни опори;

- паропровод за прегрята пара със средно налягане $P_{mp} = 1,5$ МРа и температура $t_{mp} = 315^{\circ}\text{C}$. Паропроводът е с обща дължина 3355 m и се състои от два участъка. Изследваният обект е 2867 m от първи участък с диаметър на тръбата 400 mm, където плъзгащи и неподвижни опори са 298 броя;
- два успоредни паропровода за прегрята пара с високо налягане $P_{hp} = 2$ МРа и температура $t_{hp} = 360^{\circ}\text{C}$, един от тях е действащ и е с дължина 3360 m, както следва: 3163 m са с диаметър 300 mm и 147 m са с диаметър 200 mm. И двата участъка са проучени. Брой опори – 384.

Съгласно проектната документация основните характеристики на монтираната изолация на трите паропровода са еднакви и се състои от стъклена вата, навита с рабицова мрежа, три слоя по 50 mm и коефициент на топлопроводност $\lambda = 0,47$ [W/m.K] и друго покритие от поцинкована ламарина с дебелина 0,8 [mm]. В момента на измерване се регистрират околна температура T_0 в диапазона – 8 до $+26^{\circ}\text{C}$ и вятър с променлива скорост (v) и посока с пориви от 0,7 до 7,4 [m/s] в посока север – североизток, което е отклонение от ос на тръбната стойка в диапазона 45° до 70° . Това е преобладаващата посока на розата на ветровете през по-голямата част от годината в района, където се намира НПЗ.

Тъй като параметрите на състоянието на парата ще варират заедно с фазовия преход при преноса на пара, е необходимо комбиниране на хидравличните и топлинни изчисления за определяне на масовите дебити в паропроводите [124]. Международната асоциация за свойствата на водата и парата публикува уравнения IAPWS-IF97 през 1997 г. [108], които се явяват основата за тези изчисления. В свои изследвания [81, 119, 132],

авторите развиват различни модели, валидирането на които обаче трябва да бъде допълнително проучено и анализирано. Нелинейността и сложните взаимовръзки на хидравлично – топлинния модел, налага въвеждането на опростен модел, чрез който бързо и лесно да се определят дебита и загубите във всеки паропровод.

При извеждането на модела е необходимо да се направят някои разглеждания се единичен паропровод, със своите връзки и разклонения;

- по паропровода се движи само пара без кондензат или вторична пара и ефектът им се пренебрегва.

Използвайки закона запазване на импулса за хидравличния модел [125] въвежда зависимостта:

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,25 \cdot 10^8 \cdot \frac{\lambda_f \cdot q^2 \cdot P_1 \cdot T_2 \cdot Z_2 \cdot L}{D^5 \cdot \rho_m \cdot T_1 \cdot Z_1} \quad (2.29)$$

където:

- P_1, P_2 [MPa] – налягането на парата на входа и на изхода на паропровода (участъка);
- T_1, T_2 [K] – абсолютната температура на парата входа и на изхода на паропровода (участъка);
- Z_1, Z_2 – коефициент на свиваемост на парата входа и на изхода на паропровода (участъка);
- λ_f – коефициент на триене;
- q [t/h] – масов дебит на парата;
- L [m] – дължина на паропровода (участъка);
- D [mm] – вътрешния диаметър на паропровода;
- ρ_m [kg/m³] – плътност на парата.

Тъй като има малка разлика в температурите и коефициента на свиваемост на парата на входа и на изхода на паропровода,

отчитайки и загубите на триене от местни съпротивления, уравнение (2.29) придобива вида:

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,25 \cdot 10^8 \cdot \frac{\lambda_f \cdot q^2 \cdot P_1 \cdot (1 + \eta) \cdot L}{D^5 \cdot \rho_m} \quad (2.30)$$

където:

- η – коефициент на еквивалентна дължина на местните съпротивления за паропровода (участъка);

Използвайки зависимост (2.29), за масовият дебит на парата, можем да запишем:

$$q = \frac{D^5 \cdot \rho_m}{1,25 \cdot 10^8 \cdot \lambda_f \cdot q \cdot P_1 \cdot (1 + \eta) \cdot L} P_1^2 - P_2^2 = K_p (P_1^2 - P_2^2) \quad (2.31)$$

където:

$K_p = \frac{D^5 \cdot \rho_m}{1,25 \cdot 10^8 \cdot \lambda_f \cdot q \cdot P_1 \cdot (1 + \eta) \cdot L} \left[\frac{m^2 \cdot s^3}{kg} \right]$, е коефициент на пропорционалност.

За определяне коефициента на триене се използва следната зависимост:

$$\lambda_f = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.32)$$

където:

Δ , [mm] – грапавостта на тръбата;

$Re = \frac{Dv_s \rho_m}{\mu} = 354 \frac{q}{D\mu}$ – число на Рейнолдс;

μ [Pa.s] – динамичния вискозитет на парата.

За термичния модел на единичен паропровод [85] въвежда зависимостта:

$$T_1 - T_2 = \frac{(1 + \beta)q_l L}{1000c_p q \cdot \frac{1000}{3600}} = \frac{(1 + \beta)q_l L}{278c_p q} \quad (2.33)$$

където:

- $\beta=0,15 \div 0,25$ е коефициент отчитащ топлинните загубите в опорите на паропровода;
- c_p [J/kg.K] – специфичния топлинен капацитет на парата при постоянно налягане;
- q_l [W/m] – линейните топлинни загуби на паропровода;

Знае се, че линейните загуби на единичен паропровод се определят следното уравнение:

$$q_l = \frac{T_0 - T_a}{\frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{D_o}{D_i} + \frac{1}{\pi D_o \alpha_w}} \quad (2.34)$$

където:

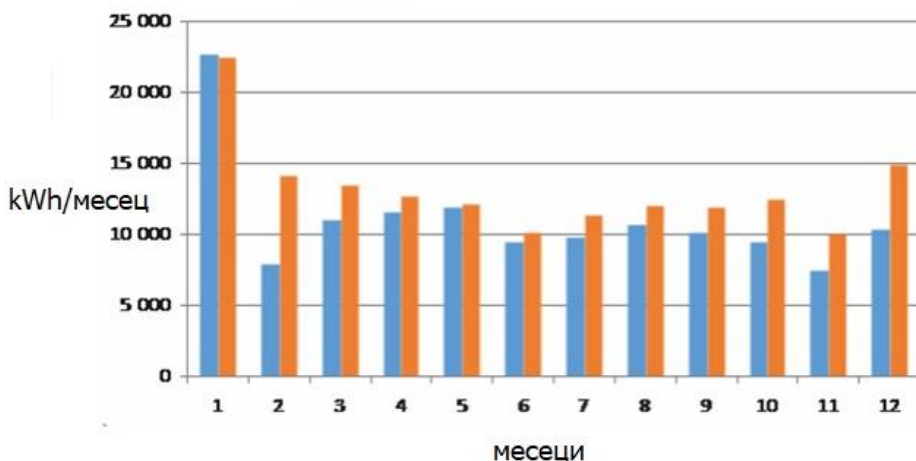
- T_0, T_a [K] – съответно температура на парата и температура на околната среда;
- D_o, D_i [mm] – вътрешния и външния (на изолацията) диаметър на паропровода;
- $\lambda, [W/m.K]$ – коефициента на топлопроводност на изолацията на паропровода;
- $\alpha_w = 11,6 + 7\sqrt{v_w}$ – коефициент отчитащ скоростта на вятъра v_w [m/s]

На фигура 2.18 са показани месечните загуби по пренос на парата, определени като физическа загуба на топлоносител чрез материален баланс и по енталпийния метод за 2022г.[2].

Отчетливо се забелязва, че загубите изчислени по енталпийния метод надвишават с няколко процента резултатите от материалния

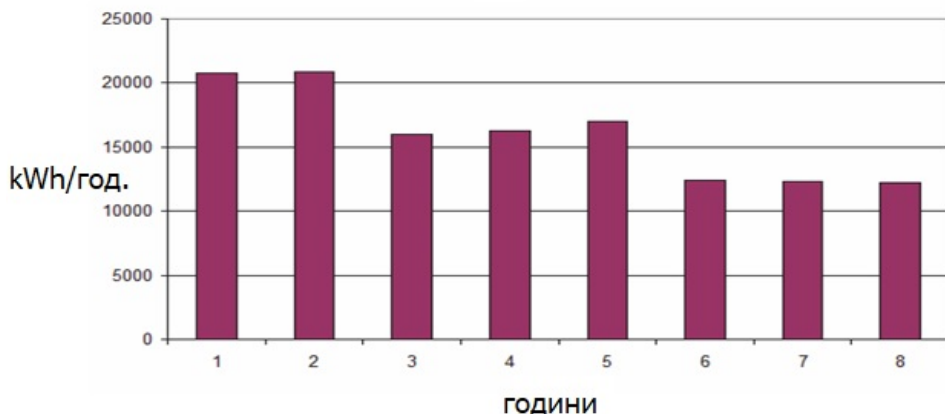
баланс. Изключение прави само месец януари когато загубите на топлоносител са по-големи от загубата на топлина. Това може да се обясни само ако енталпията на отпусканата пара е по-ниска. Вероятната причината за конкретния месец, е по-висок дял на внесената в паропреносната система пара добита от котли утилизатори.

На фигура 2.19 са показани усреднените стойности на загубите по години за последните 8 години (2015 ÷ 2022). Вижда се, че взетите от ръководството на компанията мерки дават резултат и последните три години загубите са значително по-малко.



Фиг.2.18. Съпоставка на месечните загубите при преноса на топлина през 2022г.

Предложените в [113] хидравличен и термичен модел, за определяне на топлинните загуби на паропроводите ще дават точни резултати, но в усреднени единици, в които не може да се отчете приносът на различните части и компоненти на тръбопровода в общите топлинни загуби. Липсата на информация къде, как и по какъв начин по трасето се формира тази загуба не позволява да се вземат бързи и конкретни мерки за нейното намаляване.



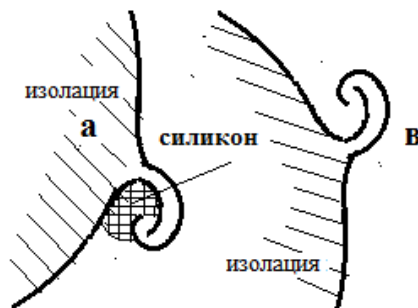
Фиг.2.19. Усреднени загуби на топлина при преноса на пара по години

Друг метод за определяне на топлинните загуби на паропроводите в реално време с помощта на специализиран софтуер е предложен от [67, 69]. Той се основава на определянето на топлинния поток, преминал от изолираната повърхност на паропровода към околната среда, въз основа на еднократно изследване на разглеждания тръбопровод с помощта на термовизионна камера, която измерва непосредствено външната температура на изолацията и неизолираните фасонни части. Оценката на топлинните загуби през цилиндричната част на паропровода не представлява особен проблем. Значително по-големи затруднения и неопределеност има при решаването на топлотехническата задача за определянето на топлинния поток през участъците от паропровода които предопределят така наречените „местни топлинни загуби“. Аналитично решение, е изведено само за определяне на топлинния поток през колена. За някои стандартни конструктивни елементи на паропровода като: преходи, тройници, арматури, и пр. в справочната литература могат да се намерят стойности на топлинния поток в зависимост от размерите на конструктивния елемент и степента на изолацията му. За статичните опори и подвеските, поради многообразието на конструктивните решения липсват систематизирани справочни данни за топлинните

потоци през тях. В отделни литературни източници се посочват конкретни решения за отделни частни случаи [6]. Метода дава любопитни резултати и представлява несъмнен интерес, но не може да замени енталпийния метод който е нормативно утвърден [66].

По време на експлоатацията на тръбопроводи за вода или пара протича непрекъснат процес на разрушаване на топлоизолацията. Това води до увеличени топлинни загуби в околната среда, което от своя страна води до увеличени оперативни разходи за мрежовия оператор. Разходите предизвикани от топлинни загуби могат да бъдат намалени чрез своевременно възстановяване на повредените участъци, подобряване на покритието и топлоизолацията на тръбопроводите или цялостна модификация на мрежата, включително подмяна на тръбопроводи, приспособяване на диаметъра към настоящите потоци и оптимизиране на трасето на тръбата. Подобно начинание обаче изисква посочените по-горе инвестиционни разходи. Общоприето е, че инвестицията във възстановяване на повредена и остаряла изолация, в зависимост от големината на обекта, се изплаща само за 3÷6 месеца. От друга страна увеличените топлинни загуби, според някои данни „изяждат“ цялата икономия получена от когенерацията на топлина и електричество. Това е много характерно през есенно – зимния период когато изолацията е мокра от дъждовете. Главната причина е неправилното закопчаване на ламаринената обвивка около изолацията – фиг.2.20.

Промяната на структурата на комбината, като набор от технологични инсталации, е съпроводено с промяна на парния товар. За „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД такава промяна настъпи с отпадането от технологичната схема на производствените комплекси Нефтохимия и Полимери, които обективно са големи консуматори на топлина. Същевременно комплекса за преработка на тежки остатъци със своите котли – утилизатори практически напълно задоволи своите потребности от топлина.



Фиг.2.20. Закончаване на ламарината обвивка около изолацията
а.) правилно в.) неправилно

Всичко това редуцира потреблението на пара от ТЕЦ което освен, че влоши показателите на централата, доведе до относително увеличение на топлинните загуби по преноса поради несъответствие на диаметрите на магистралните паропроводи с реалния паров товар. Така например паропроводи конструирани за дебит на парата от 180 [kg/s] лятно време пренасят десетократно по-малки количества. Логично е да се потърси възможност за преобвързка на паропроводите като един от тях с диаметър Ду 300 с номинално налягане 1,5 [MPa] се пригоди за пренос на пара 1,0 [MPa] вместо оригиналния с Ду 500. Респективно парата 1,5 MPa може да се поеме от единия от двата 150 [mm] за 2,0 [MPa]. Задачата която изглежда лесна като идея, е съпроводена с трудности от необходимостта от едновременно спиране на няколко технологични инсталации едновременно.

Изводи към Глава 2, точка 2.6.

Топлинните загуби се определят балансово, за целия топлопровод, като разлика в енталпията на топлоносителя между началото и края на трасето. Посочено е, че подобен подход съчетан

със съществуващото ниво на измервателна техника дава точни резултати, при това измерванията са свързани с относително малка загуба на време. Отбелязано е, че в много страни, този метод е юридически утвърден, като метрологично средство за установяване на топлинните загуби на топло преносните магистрали. Уточнява се, че енталпийният метод за определяне на загубите има и сериозен недостатък – той дава точни резултати, но в усреднени единици, при което е невъзможно да бъде отчетен дела на различните участъци и конструктивни елементи на топлопровода в общите загуби, а с това да бъдат предприети конкретни мерки за тяхното намаляване. Разглежда се, като перспективна възможност отчитането на различните фактори, влияещи върху загубите на енергия в линейната част и фасонните части на паропровода да бъдат оценени поотделно, което в крайна сметка би позволило да бъдат пресметнати общите топлинни загуби на паропровода да бъдат представени като сума от загубите в отделните негови елементи. За определяне на повърхностната температура е необходимо да бъде използвана термовизионна апаратура и да се решат някои принципни затруднения свързани с определянето на коефициента на топлопредаване от към въздуха на околната среда.

2.7. Някои възможности за намаляване потреблението на водна пара в нефтопреработвателните заводи чрез усъвършенствана на кондензоотделителната система

Значителен резерв за редуциране потреблението на топлина е възможно чрез подобрене на кондезоотделянето в дренажната система и технологичните апарати с последващо събиране и транспортиране на кондензата до ТЕЦ [52, 94].

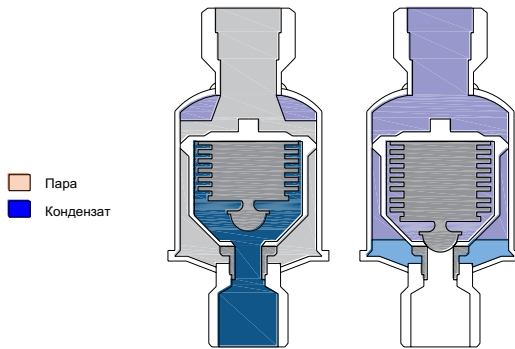
Следва да се каже недвусмислено, че не съществуват универсални кондензоотделители, тоест за всяка технологична схема винаги има оптимално решение. За да бъде намерено то, би

следвало да се разгледат съществуващите варианти с техните особености. Известно е, че съществуват три принципно различни типа кондензоотделители [89]:

- Термостатични
- Механични
- Термодинамични

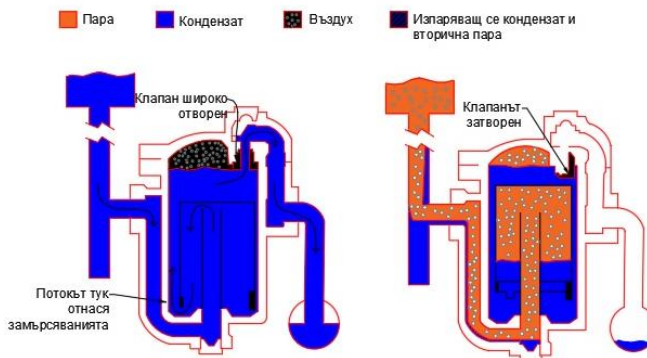
Принципа на работа на термостатичните кондензоотделители (фиг.2.21) се основава на разликата на температурите на парата и кондензата. Чувствителния елемент и изпълнителния механизъм е термостат. Когато кондензатът, е с температура близка до тази на насищане, парното налягане вътре в силфонната тръбичка я кара да се разшири и плътно да затвори дюзата. С връщането на кондензата в охлаждащия ръкав, температурата започва да пада, мембраната се свива и отваря дюзата, позволявайки отделянето на кондензата, въздуха и не кондензиращите съставки. Мембраната е частично напълнена с течност, която гарантира действие при температури много близки до температурата на насищане. При правилното му инсталиране термостатичния кондензоотделител изхвърля всички кондензат, което е сигурна защита срещу замръзване. Разновидност на този тип са силфонните и биметалните кондензоотделители. Този тип (биметалните) регистрира спадането на температурата на кондензата, но няма възможност да компенсира по отношение на температура и налягане и работи само при определена температурна разлика. Преимуществата на термостатичните кондензоотделители са:

- висока производителност при малки размери и тегло;
- безпроблемно отделяне на въздуха при пуск;
- не се повреждат от замръзване, което ги прави удобни за открит монтаж;
- простота на обслужването;



Фиг.2.21. Термостатичен кондензоотделител

При механичните кондензоотделители принципа им на действие се основава на разликите в плътностите на парата и кондензата. Клапана се привежда в действие от поплавок или т.нар. инверсно бутало. Този тип кондензоотделители са подходящи за топлообменни апарати с голяма нагревна повърхност и относително големи количества на отделения кондензат.



Фиг.2.22. Механичен кондензоотделител с инверсно бутало

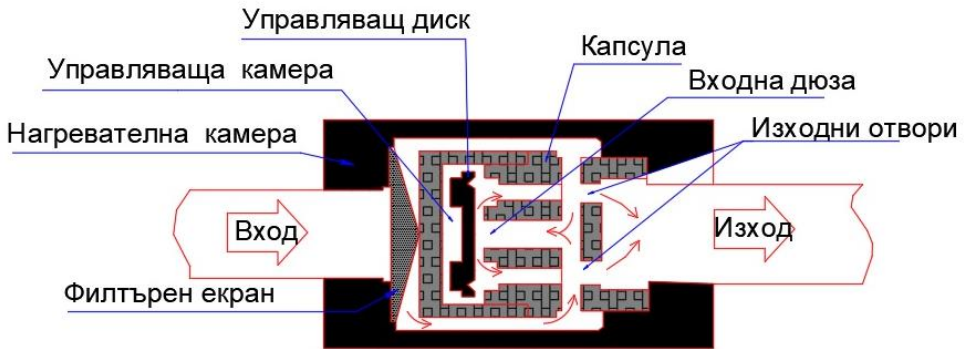
Главните особености на механичните кондензоотделители са:

- добре работят при променлив товар и промяна на налягането;
- висока производителност, достигаща до 30÷40 kg/s;

- устойчивост на хидравлични удари и добра надеждност в експлоатацията.

Главния им недостатък е, че не са подходящи за открит монтаж защото зимно време могат да се повредят при замръзване.

При термодинамичните кондензоотделители (фиг.2.23) основния им елемент е работния диск. Тяхната работа се основава на разликата в скоростите на парата и кондензата в хлабината между седлото и диска.



Фиг.2.23. Термодинамичен кондензоотделител

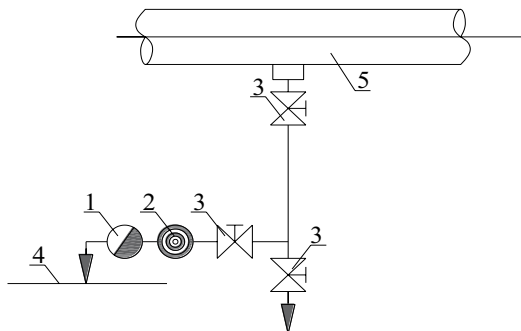
Основните им преимущества са:

- работят ефективно без настройка на клапана;
- компактни са, прости като конструкция, имат малко тегло и голяма производителност за размерите си;
- подходящи са за пара с високо температура и налягане;
- устойчиви са на хидравлични удари и вибрации;
- корозоустойчиви са защото са изготвени от неръждаема стомана;
- не се повреждат при замръзване, ако са поставени във вертикална положение;
- имат елементарно обслужване и ремонт.

Основния им недостатък е, че не работят устойчиво при ниски входни налягания и ако разликата в наляганията пред и след кондензоотделителя е малка.

Важно е да се отбележи, че нито една от посочените конструкции няма абсолютни преимущества спрямо другите. Типът и размера на кондензоотделителя се избира от спецификата при което работи топлообменното оборудване. В НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим“ АД в различна степен се използват всички разновидности. Наложили са се и преобладават механичните кондензоотделители с инверсно бутало. Любопитен факт е, че когато през 1996 г. се извършва масова подмяна на старите поплавкови гърнета с нови, парния товар на комбината, намалява с количеството пара което се генерира от един котел в заводската ТЕЦ. Типичния кондензоотделител с инверсно бутало струва около 100 \$ [98] и се изплаща за по-малко от два месеца работа и в този ред на мисли, е много ефективна инвестиция. Следва да се отбележи, че когато кондензоотделителя е свързан с кондензно отвеждаща линия много трудно може да се установи дали и доколко работи (фиг.2.24). На фиг. 2.25 е представена схема, при която арматурата е трудно достъпна и не е свързана към кондензно отвеждаща линия. Анализът дали работи съоръжението се извършва от обучен специалист със стетоскоп или чрез термовизионно заснемане. В „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД противно на всички теоретични препоръки, практиката е наложила кондензоотделите да се монтират чрез обвързка към кондензно събирателната система. Така се „жертва“ определено количество кондензат, но се гарантира сигурен визуален контрол на работата на кондензоотделителя и гарантиране надеждността на пароснабдяването. Немислимо е да се спира магистрален паропровод и свързаните с него производства, заради повреда предизвикана от замръзване на дренажа или хидравличен удар, защото не работят един или няколко кондезоотделители.

Въпроса за ефективно оползотворяване топлината на парата не се свежда само до кондензноотделите, а до цялостната организация на паро -кондензното стопанство. Касае се комплекса от технически съоръжения на пароснабдяване и събиране на кондензат [29, 102, 111]. Много болезнен въпрос е разпръснатостта на топлинните консуматори на много голяма площ, поради което не е икономически целесъобразно да се изграждат кондензно събирателни съоръжения поотделно. Икономически смисъл за такава инвестиция има само ако потребителите са групирани на едно място. Сложна е реконструкцията на по-старите инсталации, защото в процеса на проектирането им въпросите с енергийната ефективност не са били така актуални.

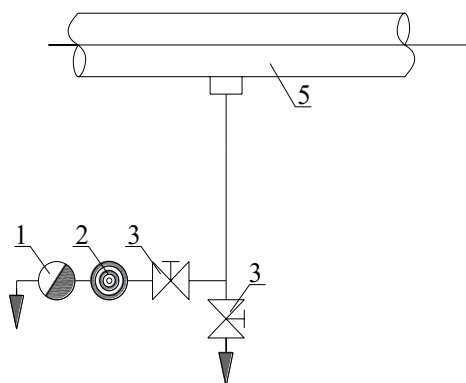


Фиг.2.24. Схема на свързване на кондензоотделител при наличие на кондензопровод и достъп до арматурата
1-кондензоотделител; 2-филтър; 3-кранове; 4-кондензопровод; 5-паропровод;

Определени проблеми има и с организацията на паросъветниците нагряващи тежките нефтопродукти. В последните години започна подмяната им с електронагревателни съветници. Те са лесни за експлоатация и позволяват автоматично поддържане на зададената температура и персонала ги предпочита. Икономическата ефективност е съмнителна понеже електрическата енергия е по-скъпа. Освен това при ремонт на изолацията често

кабела незабелязано се прекъсва и чак зимата когато обгрива е най-необходим се забелязва, че има проблем и то трудно решим. Съгласно първоначалната концепция кондензата се е събирал в четири кондензни станции работещи на атмосферно налягане откъдето поотделно се връща в ТЕЦ. Експанзията на вторична пара се ограничава чрез охлаждане с обезсолена вода. Ежечасния лабораторен контрол лесно локализира коя станция е замърсена и конкретния замърсител се отделя на дренаж.

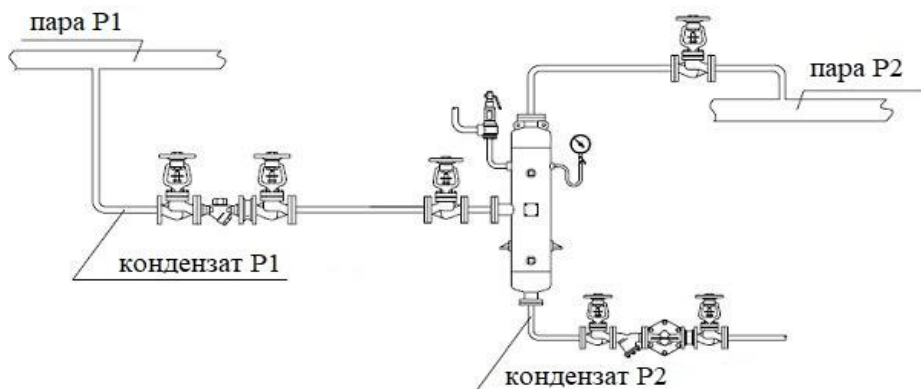
В паро кондензатната система на НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим“ АД са възможни иновации, три от които поради значителния икономически ефект заслужават сериозно внимание и задълбочен технически и икономически анализ.



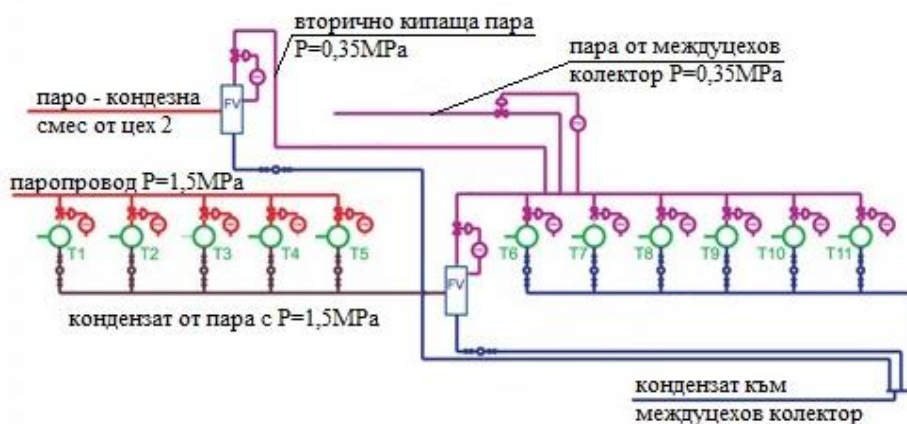
Фиг.2.25. Схема на свързване на кондензоотделител при трудно достъпна арматурата

1-кондензоотделител; 2-филтър; 3-кранове; 5-паропровод;

Има се в предвид въвеждането на каскадни схеми за утилизация на топлината на кондензата с високо налягане чрез сепаратори и отделяне на отсепарирана пара с по-ниско налягане за повторна употреба. На фиг. 2.26 е показан такъв сепаратор с прилежащата арматура, а на фиг. 2.27 схема на обвързване му с потребителите.



Фиг.2.26. Сепаратор с прилежаща арматура



Фиг.2.27. Схема на свързване на сепаратор с потребители на пара

Предложената схема позволява максимално използване на топлината от конденсата с високи параметри на парата ($P=1,5$ MPa) и използването на вторична кипеща пара от собствено генериране. При недостиг на пара системата автоматично ще получи липсващото количество от междуцеховия колектор с налягане на парата $P=0,35$ MPa. От страната на кондензата, веригата предотвратява навлизането на кондензат в парния клон, като по този начин намалява до минимум вероятността от воден удар. След внедряването на предложените решения, регулирането на

топлообменното оборудване по време на стартиране и в процеса на промяна на технологичните режими е значително опростено.

Сепараторът може да бъде моделиран математически, като се направят масов и енергиен баланси, както следва:

$$m_1 - m_2 - m_s = 0 \quad (2.35)$$

$$m_1 \cdot h_1 - m_2 \cdot h_2 - m_s \cdot h_s = 0 \quad (2.36)$$

където:

- m_1 , [kg/s] е масовият дебит на кондензат при входа на сепаратора;
- m_2 , [kg/s] е масовият дебит на кондензат при изхода на сепаратора;
- m_s , [kg/s] е масовият дебит на парата произведена в сепаратора;
- h_1 , [KJ/ Kg] е енталпията на кондензата на входа на сепаратора;
- h_2 , [KJ/ Kg] е енталпията на кондензата на изхода на сепаратора;
- h_s [KJ/ Kg] е енталпията на отсепарираната вторична пара

От съвместното решение на уравнения (2.35) и (2.36) се получава количеството на отсепарираната пара :

$$m_s = m_1 \cdot (h_1 - h_2) / (h_s - h_2) \quad (2.37)$$

В зависимост от параметрите количеството на отсепарираната пара е в порядъка 6 – 10 % от масовия дебит на кондензата на входа на сепаратора, което при 8000 часа годишна използваемост дава една сериозна икономия.

Друг ефективен способ за решение на проблема за утилизация на нископотенциалната топлина на парата и кондензата се явява

повишаването на налягането и температурата на отработената пара и парата от вторичното изпарение до технологически приемливи параметри посредством пароструйни компресори. Пароструйния компресор по същество, е парен ежектор в който чрез инжекционен процес се осъществява предаване на кинетична енергия от единия парен поток на другия, по пътя на смесването им. В резултат за сметка на известно количество високопотенциална пара, се повишават температурата и налягането на засмуканата от ежектора нископотенциална пара до необходимите стойности. Използването на пароструйни компресори има преимущество пред другите методи защото не изисква особени капитални вложения и съществени изменения в технологичните схеми. Процесите във всички апарати от този тип, се описват от три закона както следва:

1. Закон за съхранение на енергията:

$$h_p + u \cdot h_n = (1 + u)h_c \quad (2.38)$$

където:

- $h_p, [kJ/ Kg]$ е енталпията на работната пара;
- $h_n, [kJ/ Kg]$ е енталпията на инжектираната пара;
- $h_c, [kJ/ Kg]$ е енталпията на смесената пара;
- $u = m_n / m_p$ – коефициент на инжекцията.

2. Закон за съхранение на масата:

$$m_c = m_p + m_n \quad (2.39)$$

където:

- m_c , m_p и m_n са масовите разходи на смесения, работния и инжектирания поток.

3. Закон за съхранение на импулса:

$$I_{p1} + I_{n1} = \int p df + I_{c3} \quad (2.40)$$

където:

- I_{p1} и I_{n1} са импулсите на работния и инжектирания поток във входното сечение на смесителната камера;
- I_{c3} е импулса на смесения поток в изходното сечение на смесителната камера;
- $\int p df$ е интегралната стойност на импулса по страничната повърхност на смесителната камера между сеченията 1-1 и n-n (фиг.2.28). При цилиндрична камера $\int p df = 0$

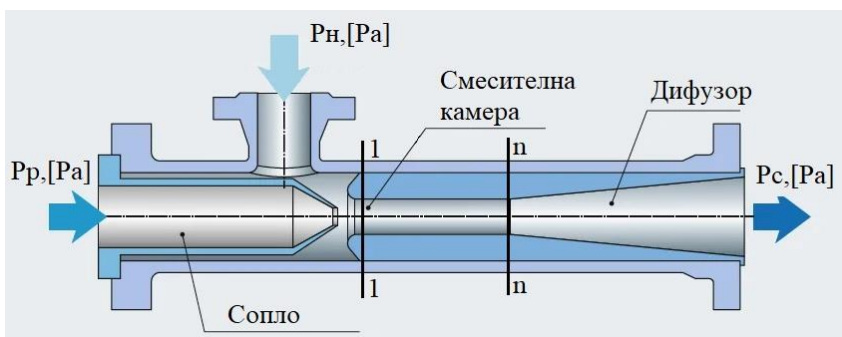
Импулса във кое да е сечение е:

$$I = m \cdot w + p \cdot f \quad (2.41)$$

където :

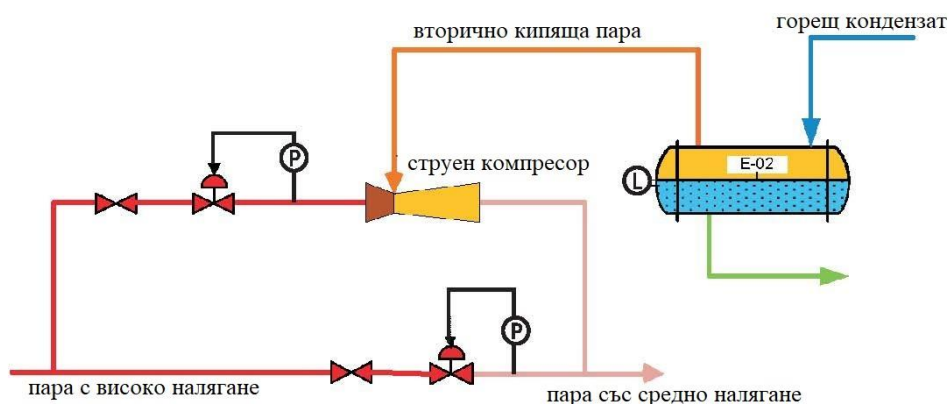
- m , [kg/s] – масов разход;
- w , [m/s] – скорост;
- P , [Pa] – налягане;
- f , [m²] – сечение.

В качеството си на струен компресор (фиг. 2.28) подходящ за утилизация на нископотенциална пара са подходящи ежектори имащи голяма степен на разширение ($p_p/p_c \geq 2,5$) и умерена степен на компресия ($p_c/p_n = 1,2 \div 2,5$).



Фиг 2.28. Струен компресор

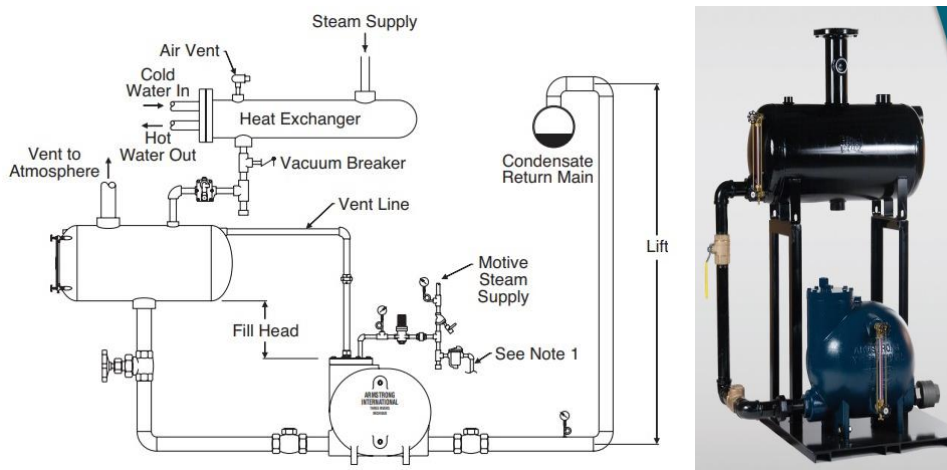
Типична схема на употреба на струен компресор за утилизация на изпарението над кондензен резервоар е показана на фиг. 2.29.



Фиг. 2.29. Схема на употреба на струен компресор

В последно време се появи на пазара разработки от водещи световни фирми в областта на паро - кондензатното стопанство, даващи възможност за утилизация на кондензата на отдалечени единични потребители [22]. Касае се за локални кондензни станции с помпи с парно изтласкване на кондензата. При тях няма нужда от електрозахранване, което е голямо предимство. Високото налягане с което се изтласква кондензата позволява преодоляването на значителни разстояния. Необходимостта от изграждане на нов кондензопровод обаче остава и въпроса се свежда до икономическа

преценка целесъобразността на инвестицията. Несъмнено предимство е, ако ситуацията позволява групиране на няколко локални кондензни станции в един кондензопровод, защото паралелната работа на няколко такива станции в един кондензопровод е възможна, ако се монтират обратни клапани след всяка от тях. Често на терена съществуват отпаднали по технологични причини тръби за леки нефтопродукти, които могат да се почистят чрез пропарване и да се използват за пренос на кондензата по част от трасето и така инвестицията да се намали. В „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД има позитивна практика в това отношение. На фиг. 2.29 е показан външния вид и технологичната схема на една локална кондензна станция с парно изтласкване на кондензата.



Фиг. 2.29. Локална кондензна станция с парно изтласкване на кондензата [22]

Немалко топлина в НПЗ се използва за технологични нужди на различни инсталации. Касае се за стрипинг процесите в някои колони, парата за регенерация на катализаторите и в специалните пещи за производство на водород. Тази консумация на пара има приоритетно технологична насоченост и излиза извън обхвата на

настоящата монография. Що се касае за отоплението и битово горещото водоснабдяване на комбината там също съществуват определени резерви и разход на топлина който може да се намали. Негативен пример е отоплението на сравнително големи по обем сгради заради една две канцеларии. Това е особено характерно за складовото стопанство. Спорен в икономическо отношение, е въпроса какъв топлоносител да се използва за отопление. Спецификата на всеки НПЗ изисква конкретно решение. Принципно ако комбината разполага със собствен ТЕЦ е по-добре да се изгради водно отопление, захранвано от топлофикационното пароотнемане на турбина. Ако завода е разположен на по-малка площ и няма собствен ТЕЦ с електропроизводство, използването на пара, като топлоносител за битово –горещо топлоснабдяване изглежда целесъобразно. В „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД се използват и двата топлоносителя. По-голямата част от административните и производствени сгради се отопляват с гореща вода отпускана от бойлерната уредба на ТЕЦ. За по-отдалечените от водните магистрали единични сгради за отопление се използва пара. Кондензат обикновено от тези потребители не се връща защото изграждането на кондензно стопанство е нерентабилно, поради малките количества и сезонното потребление.

Изводи към Глава 2, точка 2.7.

Икономическата ефективност и надеждност в експлоатацията на паро- кондензното стопанство зависи от правилния избор и режима в който работи оборудването. Това преди всичко касае вида на кондензноотделите за конкретните технологични позиции, експлоатацията на дренажната система на магистралните паропроводи и кондензното стопанство като цяло. Преминаването към каскадно оползотворяване топлината на кондензата чрез

сепаратори и закрити системи за връщане на кондензата е целева задача.

Системите за повишаване на налягането на парата, чрез струйни компресори увеличават енергийната ефективност на топлоподаването в нефтопреработвателните заводи, довеждайки нископотенциалната пара до параметри приемливи за технологична употреба. Появата на нови технологични решения за връщане на кондензат от отдалечени консуматори посредством локални кондензни станции с парно изтласкване на кондензата изглежда привлекателно решение. Водната пара е най-употребявания топлоносител в НПЗ. От „Санкей“ диаграмите представени в т. 1.2 на глава 1 се вижда, че заема значителен дял в енергийния баланс. При това цената на топлината пренасяна с водна пара непрекъснато расте. От тази гледна точка, всяко организационно или техническо мероприятие водещо до намаление на консумацията на пара може да се счита за икономически и привлекателно решение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По – съществените приноси, постигнати при проведеното изследване, са следните:

➤ Предложен е алгоритъм за извършване на технико-икономически анализ, основан на енергийните стандарти и еквивалентната дестилационна способност, като критерии за енергийната ефективност, приложим за сравнение на различни по производителност и конфигурации нефтопреработвателни заводи.

➤ Анализирана е тарифната политика на топлоелектрическата централа към нефтопреработвателен завод, при работа в пазарни условия. Предложен е нов подход за определянето на основните технико-икономически показатели на централата без диверсификация на разходите за гориво, основан на режимната диаграма на турбината и имащ съществени предимства пред физическия метод.

➤ Проучена и оценена е техническата възможност и икономическата целесъобразност от усвояване на енергийния потенциал на парата посредством замяна на редукиционните уредби с подходящи противоналегателни микро турбини. Изготвен е алгоритъм за сравнителен анализ и съпоставка на употребата на винтови експандери и класически лопаткови турбини, позволяващ определянето на енергийния потенциал и възможностите за утилизацията му.

➤ Доказана е целесъобразността да се промени методологията за определяне на специфичното потребление на енергия в определени производства на НПЗ. Предлага се линейната функция спрямо натоварването, да се промени на полином от втори ред с корекция за климатичните сезони.

➤ Анализирани са проблемите по преноса на пара по паропреносната система на разгледания нефтопреработвателен

завод. Изяснено е, че енталпийният метод за определяне на загубите има сериозен недостатък – той дава точни резултати, но в усреднени единици, при което е невъзможно да бъде отчетен дела на различните участъци и конструктивни елементи на паропровода в общите загуби, а с това да бъдат предприети конкретни мерки за тяхното намаляване.

➤ Изследвани са възможностите за топлинна интеграция и оползотворяване на топлината на нефтопродуктите в някои от инсталациите на нефтопреработвателните заводи. Предложени са мерки за постигане на намалено потребление на пара за енергийни и технологични нужди на НПЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Братчиков В., Годишен доклад за 2019 г. на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД, За изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително № 6-Н2/2015 г., последно актуализирано с решение № 6-Н2-И0-А2/2019г. 2020

2. Годишен отчет на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД от ТТЛ 2022 г.

3. Грозев Н., Анализ и синтез на технологични решения в оползотворяване на отпадна топлина в нефтохимическата промишленост, Дисертация, ТУ-София, 2022г.

4. Днев Ив., К. Костов, Н. Кръстев, Анализ на екологичния ефект от въвеждането на енергоспестяващи мерки в производствен обект "Машиностроене и Машинознание", година XVII, книга 1, 2022, стр. 66-69 ISSN 1312-8612.

5. Йорданова Д., П. Петрунова, Технологии за оползотворяване на отпадна топлина, Енерджи ревю, брой 1, 2017, стр. 29-32, ISSN: 1314-0671.

6. Калчев С., Изследване на топлинни загуби от топлопроводи с помощта на термовизионни средства, Дисертация, ТУ-София, 2019

7. Киндаров Д., К. Костов, Ч. Николов, П. Цанков, Анализ на възможностите за оползотворяване на отпадна топлина от колона К-101 на вакуумна дестилация и термичен крекинг в колона К-104 на централна газо-фракционираща инсталация в „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, Топлотехника, година XI, книга 1, 2018, стр.3-7, ISSN 1314-2550.

8. Костов К., К. Атанасов, И. Иванов, М. Стоянова, Приложение на изчислителния метод за нормиране разхода на гориво за

нагревателна пещ в нефтопреработвателен завод, Дни на Механиката във Варна, 2023, (под печат)

9. НАРЕДБА № Е-РД-04-05 от 8.09.2016 г. за определяне на показателите за разход на енергия, енергийните характеристики на предприятия, промишлени системи и системи за външно изкуствено осветление, както и за определяне на условията и реда за извършване на обследване за енергийна ефективност и изготвяне на оценка на енергийни спестявания

10. Николов Ч., Оценка на възможностите за утилизация на енергийния потенциал на някои инсталации на „Лукойл Нефтохим“ Бургас, Сборник доклади XIX научна конференция с международно участие, ЕМФ 2014, Том I, Топлоенергетика и ядрена енергетика, енергийна ефективност и възобновяеми енергийни източници, стр.191-195

11. Николов Ч., П. Цанков, К. Костов, В. Гавраилов, Относно възможностите за внедряване на турбодетандерна инсталация в ГРС на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, Топлотехника, година XI, книга 1, 2018, стр.8-12, ISSN 1314-2550.

12. Сухарева Е., М. Кахальников, Влияние методов распределения затрат при формировании себестоимости энергии на примере ТЭЦ-3 - Тверская генерация, Экономические науки, 2019, № 4 (173), стр. 108-111.

13. Технологични отчети на инсталация ХОБ на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД за 2022 г

14. Товажнянский Л., П. Капустенко, М. Ульев, С. Болдырев, П. Арсеньева, М. Тарновский, Интеграция тепловых процессов на установке первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе в зимнее время, Теорет. основы хим. Технологии, 2009, Т 43 №6, стр.665–677.

15. Ульев Л., А. Маатоук, Экстракция технологических данных процессов разделения широкой фракции легких углеводородов и пропан-пропиленовой фракции, Вісник НТУ „ХПІ“, X № 7, 2015, стр. 22–28

16. Чучуева И., Н. Инкина, Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности России, Наука и Образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. 2015. № 08. стр. 195–238.

17. Adekoya O., J. Oliyide, I. Fasanya, Renewable and non-renewable energy consumption – Ecological footprint nexus in net-oil exporting and net-oil importing countries: Policy implications for a sustainable environment, Renewable Energy, Volume 189, 2022, Pages 524-534, ISSN 0960-1481.

18. Ahmadi P., I. Dincer, M. Rosen, Exergy, exergoeconomic and environmental analyses and evolutionary algorithm based multi-objective optimization of combined cycle power plants, Original Research Article Energy, Volume 36, Issue 10, 2011, pp. 5886-5898

19. Al-Samhan M., J. Al-Fadhli, A. Al-Otaibi, F. Al-Attar, R. Bouresli, M. Rana, Prospects of refinery switching from conventional to integrated: An opportunity for sustainable investment in the petrochemical industry, Fuel, Volume 310, Part B, 2022, 122161, ISSN 0016-2361.

20. Alsayooof L., M. Shams, The role of crude oil selection in enhancing the profitability of a local refinery with lube hydro-processing capacity, Chemical Engineering Research and Design, Volume 185, 2022, Pages 146-162, ISSN 0263-8762.

21. Amarachi Ogbu C., T. Ivanova, T. Ewemoje, C. Okolie, H. Roubík, Techno-economic analysis of electricity generation from household sewage sludge in different regions of Nigeria, Science of The Total Environment, Volume 903, 2023, 166554, ISSN 0048-9697.

22. Armstrong – Engineered Condensate Solutions, Product catalog, 2010, Bulletin 600-E
23. Bahadori A., Natural gas processing, Gulf Professional Publishing, Chapter 11, Boston, 2014, pp. 519-546
24. Baker R., Flow Measurement Handbook: Industrial Designs, Operating Principles, Performance, and Applications, 2nd Edition, Cambridge University Press, 2016, ISBN-13 978-1107045866.
25. Bandyopadhyay, R., F. Alkilde, I. Menjon, L. Meyland, V. Sahlertz, Statistical analysis of variation of economic parameters affecting different configurations of diesel hydrotreating unit, Energy 183, 2019, pp. 702–715.
26. Beloev H., I. Iliev, A. Terziev, A. Kibarin, M. Aliyarova, Comparative technical and economic analysis of innovative methods for waste heat recovery from flue gases for boiler type BKZ 220-100, E3S Web Conf. Volume 327, 2021, 26th Scientific Conference on Power Engineering and Power Machines (PEPM'2021), Article Number 01004, Number of page(s) 10
27. Bloss D., R. Bockwinkel, N. Rivers, Capturing energy savings with steam traps, ACEEE summer study on energy efficiency in industry, Washington DC, USA, 1997.
28. Bratanova, A., R. Jacqueline, W. Liam, New technology adoption for Russian energy generation: What does it cost? A case study for Moscow," Applied Energy, Elsevier, vol. 162(C), 2016, pages 924-939.
29. Bronhold C., Flash Steam Recovery Project, 22nd Industrial Energy Technology Conference, 2000, Houston, Texas.
30. Brüdern J., R. Dietmann, Random Diophantine Equations, part I, Advances in Mathematics, Volume 256, 2014, pp. 18-45

31. Catalogue Single-Stage Steam Turbines, Elliot Group, Ebara Corporation, 2022
32. Catalogue STEAM TURBINE GENERATORS, Toshiba, 2020
33. Catrini P., A. Cipollina, G. Micale, A. Piacentino, A. Tamburini, Exergy analysis and thermoeconomic cost accounting of a Combined Heat and Power steam cycle integrated with a Multi Effect Distillation-Thermal Vapour Compression desalination plant, *Energy Conversion and Management* Volume 149, 2017, pp. 950–965
34. Chen C., Z. Ge, Y. Zhang, Study of combined heat and power plant integration with thermal energy storage for operational flexibility, *Applied Thermal Engineering*, Volume 219, Part B, 2023, 119537, ISSN 1359-4311.
35. Chen Y., Y. Pan, M. Wang, T. Ding, Z. Zhou, K. Wang, How do industrial sectors contribute to carbon peaking and carbon neutrality goals? A heterogeneous energy efficiency analysis for Beijing, *Structural Change and Economic Dynamics*, Volume 66, 2023, Pages 67-80, ISSN 0954-349X.
36. Cucchiella F., I. D'Adamo, M. Gastaldi, A profitability assessment of small-scale photovoltaic systems in an electricity market without subsidies, *Energy Conversion and Management*, Volume 129, 2016, Pages 62-74, ISSN 0196-8904.
37. D'Adamo I., N. Ippolito, H. Shalchian, V. Innocenzi, F. Ferella, F. Vegliò, A feasibility study for a circular approach in oil refining: Metals recovery from hydrodesulphurization catalysts, *Sustainable Materials and Technologies*, Volume 36, 2023, e00634, ISSN 2214-9937.

38. Dalei N., J. Joshi, Estimating technical efficiency of petroleum refineries using DEA and tobit model: An India perspective, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 142, 2020, 107047, ISSN 0098-1354.

39. Dinçer H., S. Yüksel, U. Hacıoglu, M. Yilmaz, D. Delen, Development of a sustainable corporate social responsibility index for performance evaluation of the energy industry: A hybrid decision-making methodology, *Resources Policy*, Volume 85, Part A, 2023, 103940, ISSN 0301-4207.

40. Ding Y., H. Duan, X. Tang, K. Ren, Z. Yang, Z. Lan, S. Liu, Exploring China's oil consumption pathways toward 2060 under different climate targets, *Environmental Impact Assessment Review*, Volume 103, 2023, 107233, ISSN 0195-9255.

41. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC

42. Ege Ah., H. Sahin, Determination of uncertainties in energy and exergy analysis of a power plant, *Energy Conversion and Management*, Volume 85, 2014, pp. 399–406

43. El Zahed M., M. Marzouk, Smart archiving of energy and petroleum projects utilizing big data analytics, *Automation in Construction*, Volume 133, 2022, 104005, ISSN 0926-5805.

44. Fallahi A., R. Ebrahimi, S. Ghaderi, Measuring efficiency and productivity change in power electric generation management companies by using data envelopment analysis: A case study, *Energy*, Volume 36, Issue 11, 2011, pp. 6398-6405

45. Franco Al., M. Versace, Multi-objective optimization for the maximization of the operating share of

cogeneration system in District Heating Network, *Energy Conversion and Management*, Volume 139, 2017, pp. 33-44.

46. Franco Al., F. Bellina, Methods for optimized design and management of CHP systems for district heating networks (DHN), *Energy Conversion and Management*, Volume 172, 2018, pp. 21–31

47. Franzoi R., B. Menezes, J. Kelly, J. Gut, Effective scheduling of complex process-shops using online parameter feedback in crude-oil refineries, *Computer Aided Chemical Engineering*, Elsevier, Volume 44, 2018, Pages 1279-1284, ISSN 1570-7946

48. Freisleben V., Z. Jegla, M. Krňávek, Analytical approach for energy retrofit of waste gas-to-energy units, *Applied Thermal Engineering*, Volume 214, 2022, 118828, ISSN 1359-4311.

49. Fu D., T. Nguyen, Y. Lai, L. Lin, Z. Dong, M. Lyu, Improved pinch-based method to calculate the capital cost target of heat exchanger network via evolving the spaghetti structure towards low-cost matching, *Journal of Cleaner Production*, Volume 343, 2022, 131022, ISSN 0959-6526.

50. Gabdullina G., M. Gilmanov, A. Akhmetgareeva, I. Frolova, R. Yunusova, R. Garaeva, Development of normative values of indicators for assessing the financial condition of enterprises in various industries, *Transportation Research Procedia*, Volume 63, 2022, Pages 1139-1146, ISSN 2352-1465.

51. Ganev P., Bulgarian electricity market restructuring, *Utilities Policy*, Volume 17, 2009, pp. 65–75.

52. Goodarzvand-Chegini F., L. Samiee, N. Rahmadian, Energy savings from flash steam recovery: An industrial case study, *Energy Conversion and Management: X*, Volume 19, 2023, 100393, ISSN 2590-1745.

53. Herce, C., C. Martini, M. Salvio, C. Toro, Energy Performance of Italian Oil Refineries Based on Mandatory Energy Audits. *Energies* 15(2), 2022 en15020532.

54. Hesselgreaves J., R. Law, D. Reay, Compact heat exchangers. Selection, design and operation, Second Edition, 2016, Elsevier Ltd., ISBN 978-0-08-100305-3.

55. Hrilev L., B. Malafeev, A. Haraim, I. Livchic, Comparative assessment of domestic and foreign methods for distributing fuel consumption and setting tariffs for TPP, *Thermal Engineering*, Volume 4, 2003, pp.45-54

56. Ibrahim D., M. Jobson, J. Li, G. Guillén-Gosálbez, Optimal design of flexible heat-integrated crude oil distillation units using surrogate models, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 165, 2021, Pages 280-297, ISSN 0263-8762.

57. Iliev I., T. Kowalczyk, H. Beloev, A. Terziev, K. Jan Jesionek, J. Badur, An innovative method for waste heat recovery from flue gas treatment system through an additional economizer, *Archives of thermodynamics*, Vol. 43, №2, 2022, pp. 37–59, ISSN 1231-0956.

58. Inayat A., Current progress of process integration for waste heat recovery in steel and iron industries, *Fuel*, Volume 338, 2023, 127237, ISSN 0016-2361.

59. Kaiser, M., A review of refinery complexity applications, *Petroleum Science* 14, 2017, pp. 167–194.

60. Kamali A., S. Heidari, A. Golzary, O. Tavakoli, D. Wood, Optimized catalytic pyrolysis of refinery waste sludge to yield clean high quality oil products, *Fuel*, Volume 328, 2022, 125292, ISSN 0016-2361.

61. Kamyk J., A. Kot-Niewiadomska, K. Galos, The criticality of crude oil for energy security: A case of Poland, *Energy*, Volume 220, 2021, 119707, ISSN 0360-5442,

62. Kapustenko P., P. Ocloń, M. Picón-Núñez, B. Wang, P. Varbanov, Integration and intensification of thermal processes to increase energy efficiency and mitigate environmental pollution for sustainable development of industry – PRES'22, Thermal Science and Engineering Progress, Volume 45, 2023, 102148, ISSN 2451-9049

63. Kemp I., Pinch analysis and process integration (Second Edition), Butterworth-Heinemann, Oxford, 2007, pp. 161-211

64. Ketabchi E., E. Mechleri, H. Arellano-Garcia, Increasing operational efficiency through the integration of an oil refinery and an ethylene production plant, Chemical Engineering Research and Design, Volume 152, 2019, Pages 85-94, ISSN 0263-8762.

65. Kostov K., I. Ivanov, K. Atanasov, The analysis of the energy index and the application of equivalent distillation productivity as criteria for identification of the energy efficiency of a petroleum refinery, Polityka Energetyczna, Volume 26(1), 2023, pp. 133–144, ISSN1429-6675

66. Kostov K., I. Ivanov, K. Atanasov, C. Nikolov, S. Kalchev, Experimental determination of the heat exchange coefficient of industrial steam pipelines, EUREKA, Physics and Engineering, Volume 5, 2022, pp. 55–66, ISSN 2461-4254.

67. Kostov P., C. Nikolov, K. Atanasov, S. Kalchev, Possible to determine of the heat losses in supports by using a thermal cameras, XIX International Conference Sozopol, I, 2014, стр.186–190.

68. Kostov, K., Determination of technical and economic indicators of thermal power stations directly from the turbine regime characteristics, EUREKA, Physics and Engineering, Volume 4, 2020, pp. 51–59, ISSN 2461-4254.

69. Kruczek, T. Determination of annual heat losses from heat and steam pipeline networks and economic analysis of their thermomodernisation, Energy, Volume 62, 2013, pp. 120–131.

70. Kruk-Gotzman S., P. Ziółkowski, I. Iliev, G.Negreanu, J. Badur, Techno-economic evaluation of combined cycle gas turbine and a diabatic compressed air energy storage integration concept, *Energy*, Volume 266, 2023, 126345, ISSN 0360-5442.
71. Li D., Y. Li, X. Zheng, J. Wang, W. Sun, Synthesis of heat exchanger network with complex phase transition based on pinch technology and carbon tax, *IFAC-Papers On Line*, Volume 55, Issue 7, 2022, Pages 418-423, ISSN 2405-8963.
72. Li F., F. Qian, W. Du, M. Yang, J. Long, V. Mahalec, Refinery production planning optimization under crude oil quality uncertainty, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 151, 2021, 107361, ISSN 0098-1354.
73. Li H., Y. Liu, X. Luo, H. Duan, A novel nonlinear multivariable Verhulst grey prediction model: A case study of oil consumption forecasting in China, *Energy Reports*, Volume 8, 2022, Pages 3424-3436, ISSN 2352-4847.
74. Li Z., Y. Ying, M. Yang, L. Zhao, L. Zhao, W. Du, Monitoring and path optimization of catalytic reformer in a refinery: Principal component analysis and A* algorithm application, *Expert Systems with Applications*, Volume 209, 2022, 118358, ISSN 0957-4174.
75. Lim C., J. Lee, An analysis of the efficiency of the oil refining industry in the OECD countries, *Energy Policy*, Volume 142, 2020, 111491, ISSN 0301-4215.
76. Lim M., M. Lai, C. Wang, S. Lee, Circular economy to ensure production operational sustainability: A green-lean approach, *Sustainable Production and Consumption*, Volume 30, 2022, Pages 130-144, ISSN 2352-5509.

77. Lima R., R. Schaeffer, The energy efficiency of crude oil refining in Brazil: A Brazilian refinery plant case, *Energy*, Volume 36, Issue 5, 2011, Pages 3101-3112, ISSN 0360-5442
78. Lisin E., T. Stepanova, P. Zhovtiak, Investigation of the effect of cost allocation methods on the competitiveness of CHP plants in energy markets, *Economic sciences*, Volume 6, Issue 256, 2016, pp. 148 – 158.
79. Liu X., Y. Zhang, X. Hou, J. Zhao, Y. Sun, B. Zhang, X. Sun, Analysis of transmission characteristics of steam long-distance heating pipeline, *Energy Reports*, Volume 7, Supplement 7, 2021, Pages 242-253, ISSN 2352-4847.
80. Longa F., P. Fragkos, L. Nogueira, B. Zwaan, System-level effects of increased energy efficiency in global low-carbon scenarios: A model comparison, *Computers & Industrial Engineering*, Volume 167, 2022, 108029, ISSN 0360-8352.
81. Lorente S., Fundamentals of tree-shaped networks of insulated pipes for hot water and exergy, *An International Journal*, 2002, (2(4)), p. 227-236
82. Ma X., D. Zhang, Digitalization of the economy for fossil fuels efficiency and carbon neutrality, *Resources Policy*, Volume 86, Part A, 2023, 104133, ISSN 0301-4207
83. Maiti M., Does improvement in green growth influence the development of environmental related technology, *Innovation and Green Development*, Volume 1, Issue 2, 2022, 100008, ISSN 2949-7531
84. Miao P., X. Zhu, Y. Guo, J. Miao, M. Yu, C. Li, Combined mild hydrocracking and fluid catalytic cracking process for efficient conversion of light cycle oil into high-quality gasoline, *Fuel*, Volume 292, 2021, 120364, ISSN 0016-2361.

85. Nazlioglu S., Y. Kassouri, I. Kucukkaplan, U. Soytaş, Convergence of oil consumption: A historical perspective with new concepts, *Energy Policy*, Volume 168, 2022, 113150, ISSN 0301-4215.

86. Nelson, W.L. 1976a. Complexity – 2: Process unit complexity factors examined. *Oil & Gas Journal*, p. 202.

87. Nelson, W.L. 1976b. Guide to refinery operating cost (process costimating). 3rd ed. Tulsa, OK: Petroleum Publishing.

88. Nelson, W.L. 1977. Here's how operating cost indexes are computed. *OGJ*. (57)86

89. New Generation of Float and Thermostatic Steam Traps. Valve World, Valsteam ADCA. 2020 February

90. Nikolov Ch., K. Atanasov, Some results of the energy cost survey and energy consumption trends of “Lukoil Neftochim Burgas” AD, XVIII Scientific conference with international participation fpepm 2013, Proceedings, Volume 1, 2013, pp. 221-223.

91. OECD /IEA, 2017b, OECD/IEA International energy agency. *World energy Outlook 2017*, (2017), pp. 1-782

92. Ordinance No. RD-16-267 of 19 March 2008; on the determination of the amount of electricity produced from the combined production of heat and electricity, Ministry of Economy and Energy of the Republic of Bulgaria

93. Ouyang X., J. Chen, K. Du, Energy efficiency performance of the industrial sector: From the perspective of technological gap in different regions in China, *Energy*, Volume 214, 2021, 118865, ISSN 0360-5442.

94. Paffel K. Flash steam recovery using condensate tank vent condensers on modulating steam system, *Pumps & Systems*, 2010, Document 26.

95. Pashchenko D., Performance evaluation of a combined power generation system integrated with thermochemical exhaust heat recuperation based on steam methane reforming, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 15, 2023, Pages 5823-5835, ISSN 0360-3199.
96. Piacentino A., Application of advanced thermodynamics, thermoeconomics and exergy costing to a Multiple Effect Distillation plant: in-depth analysis of cost formation process, *Desalination*, Volume 371, 2015, pp. 88-103
97. Piir A., V. Kunttysh, Determination of indicators of thermal and economic efficiency of thermal power plants without dividing the consumption of fuel and equipment by type of product, *Thermal Engineering*, Volume 5, 2006, pp. 66-69
98. Product catalog, Armstrong's WT-1 Steam Trap, 2023
99. Qin Q., Y. Yu, Y. Liu, J. Zhou, X. Chen, Industrial agglomeration and energy efficiency: A new perspective from market integration, *Energy Policy*, Volume 183, 2023, 113793, ISSN 0301-4215
100. Ranade V., V. Bhandari, *Industrial wastewater treatment, recycling and reuse*, Butterworth-Heinemann, Oxford (2014), pp. 521-535
101. Rigby A., B. Lindley, J. Cullen, An exergy based assessment of the efficiency of nuclear fuel cycles, *Energy*, Volume 264, 2023, 126160, ISSN 0360-5442.
102. Solomon B., Energy management through condensate and flash steam recovery systems, A case study of Nzoia sugar company, IEK International Conference, Kenya Engineer Company, 2015.
103. Su Z., M. Zhang, P. Xu, Z. Zhao, Z. Wang, H. Huang, T. Ouyang, Opportunities and strategies for multigrade waste heat utilization

in various industries: A recent review, *Energy Conversion and Management*, Volume 229, 2021, 113769, ISSN 0196-8904.

104. Subramanian K., C. Maravelias, J. Rawlings, A state-space model for chemical production scheduling, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 47, 2012, Pages 97-110, ISSN 0098-1354

105. Sukhareva E., Cost allocation methods when forming cost of energy for CHP, *Transport business in Russia*, Volume 2, 2015, pp. 43 – 45.

106. Sumarti N., K. Sidarto, A. Kania, T. Edriani, Y. Aditya, A method for finding numerical solutions to Diophantine equations using Spiral Optimization Algorithm with Clustering (SOAC), *Applied Soft Computing*, Volume 145, 2023, 110569, ISSN 1568-4946.

107. Tamburini A., G. Cipollina, A. Micale, A. Piacentino, CHP (combined heat and power) retrofit for a large MED-TVC (multiple effect distillation along with thermal vapour compression) desalination plant: high efficiency assessment for different design options under the current legislative EU framework, *Energy*, Volume 115, 2016, pp. 1548-1559

108. The International Association for the Properties of Water and Steam, Released on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam. 1997. Eflangen, Germany

109. The Turbo-Expanders – Steam, Product catalog, Langson Energy, 2022

110. Tubolev Al., O. Romashova, L. Belyaev, Cost Price of Products in the System of Heat, Refrigeration and Electric Energy Production Combined at Thermal Power Plant, *MATEC*, 2016, Web of Conferences. 72. 01116. 10.1051/mateconf/20167201116

111. Van de Ruit H., Improve condensate recovery systems, *Hydrocarb, Process*, 79 (12), 2000, pp. 47-53

112. Van Dyk S., J. Su, M. Ebadian, J. Saddler, Production of lower carbon-intensity fuels by co-processing biogenic feedstocks: Potential and challenges for refineries, *Fuel*, Volume 324, Part B, 2022, 124636, ISSN 0016-2361.

113. Wagner W., A. Ke Luze, *The Property of water and steam*(M). 2003, 3, Peking: Science Press.

114. Wang B., P. Rui, X. Cai, X. Xie, W. Liao, Y. Luo, X. Shu, Insights into the methanol to olefins (MTO) performance of SAPO-34 under the stripper conditions of fluid catalytic cracking (FCC), *Microporous and Mesoporous Materials*, Volume 345, 2022, 112244, ISSN 1387-1811.

115. Wang F., Y. Yu, B. Biney, Z. Zhang, H. Liu, K. Chen, Z. Wang, A. Guo, Relationship between olefins and coking propensity of heavy residual oil derived from vacuum residue thermal cracking products, *Fuel*, Volume 331, Part 2, 2023, 125737, ISSN 0016-2361.

116. Wang Y., F. Huang, S. Tao, Y. Ma, Y. Ma, L. Liu, F. Dong, Multi-objective planning of regional integrated energy system aiming at exergy efficiency and economy, *Applied Energy*, Volume 306, Part B, 2022, 118120, ISSN 0306-2619.

117. Xu Z., B. Zhou, Z. Yang, X. Yuan, Y. Zhang, Q. Lu, Neat Sankey: Sankey diagrams with improved readability based on node positioning and edge bundling, *Computers & Graphics*, Volume 113, 2023, Pages 10-20, ISSN 0097-8493.

118. Xuan D., J. Xiaoyan, Y. Fang, Can globalization and the green economy hedge natural resources? Functions of population growth and financial development in BRICS countries, *Resources Policy*, Volume 82, 2023, 103414, ISSN 0301-4207

119. Yang S., C. Fangzhen, Steam Heating network simulation, *Journal of Tsinghua University(Sci&Tech)*, 41 (10), 2001.

120. Yang W., Y. Huang, D. Zhao, A coupled hydraulic–thermal dynamic model for the steam network in a heat–electricity integrated energy system, *Energy*, Volume 263, Part C, 2023, 125800, ISSN 0360-5442.
121. Yu L., S. Wang, Q. Xu, Optimal scheduling for simultaneous refinery manufacturing and multi oil-product pipeline distribution, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 157, 2022, 107613, ISSN 0098-1354.
122. Zakari A., I. Khan, V. Tawiah, R. Alvarado, G. Li, The production and consumption of oil in Africa: The environmental implications, *Resources Policy*, Volume 78, 2022, 102795, ISSN 0301-4207.
123. Zamaleev M., I. Gubin, V. Sharapov, E. Bushuev, Calculation methods of power efficiency of combined heat and power plant at change of equipment operating modes and thermal schemes, *Journal of Physics: Conference Series*, 1111.012039.10.1088/1742-6596/1111/1/012039, 2018.
124. Zenggang Z., *Research on Coupling Hydraulic & Thermal Calculation for Steam Pipe Network Theory & its. Application(D)*. 2008: China University of Petroleum.
125. Zhang L., Y. Wang, S. Wang, Optimization of the multi-level steam production and supply in industrial parks, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 195, 2023, Pages 308-322, ISSN 0263-8762.
126. Zhang Y., W. Zhou, M. Liu, Driving factors of enterprise energy-saving and emission reduction behaviors, *Energy*, Volume 256, 2022, 124685, ISSN 0360-5442.

127. Zharkov, S., Fuel consumption separation for heat and electricity produced by TEC, *Gas Turbine Technologies*, Volume 11, 2007, pp. 34-40
128. Zhonghua C., X. Li, M. Wang, Resource curse and green economic growth, *Resources Policy*, Volume 74, 2021, 102325, ISSN 0301-4207
129. Zhou D., A. Siddik, L. Guo, H. Li, Dynamic relationship among climate policy uncertainty, oil price and renewable energy consumption—findings from TVP-SV-VAR approach, *Renewable Energy*, Volume 204, 2023, Pages 722-732, ISSN 0960-1481.
130. Zhou X., S. Li, Y. Wang, J. Zhang, Z. Zhang, C. Wu, X. Chen, X. Feng, Y. Liu, H. Zhao, H. Yan, C. Yang, Crude oil hierarchical catalytic cracking for maximizing chemicals production: Pilot-scale test, process optimization strategy, techno-economic-society-environment assessment, *Energy Conversion and Management*, Volume 253, 2022, 115149, ISSN 0196-8904.
131. Zhou X., Z. Sun, H. Yan, X. Feng, H. Zhao, Y. Liu, X. Chen, C. Yang, Produce petrochemicals directly from crude oil catalytic cracking, a techno-economic analysis and life cycle society-environment assessment, *Journal of Cleaner Production*, Volume 308, 2021, 127283, ISSN 0959-6526.
132. Ziping T., B. Fumin, Real time simulation in computer for oversize heat network, *Journal of Shang Hai Jiao Tong University*, 34 (4), 2000, pp. 486-489
133. <https://www.solomoninsight.com/industries/refining/>

Константин Костов

**ОЦЕНКА НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ
ПРИ РАФИНИРАНЕТО НА СУРОВ ПЕТРОЛ В БЪЛГАРИЯ**

Монография

Българска
Първо издание

Рецензенти:
проф. д-р инж. Илия Илиев,
доц. д-р инж. Невен Кръстев

Формат 70/100/16
Печатни коли 9,5

Издателство „Авангард Прима“
София, 2023

ISBN 978-619-239-940-5