



**ORGAN AL UNIVERSITĂȚII TEHNICE A MOLDOVEI
ȘI ASOCIAȚIEI INGINERILOR DIN MOLDOVA**

MERIDIAN INGINERESC

Publicație tehnico-științifică și aplicativă fondată la

9 februarie 1995

**1
2009**

ISSN 1683-853X

EDITURA U.T.M.

C U P R I N S

	Rezumate	5
<i>I. Bostan</i>	Modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu căldură - o prioritate fundamentală.....	13
<i>G. Parsian</i>	Serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică și principiile tarifării energiei	15
<i>D. Antocel</i>	Soluții de modernizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din mun. Chișinău	20
<i>A. Mija</i>	Alocarea cheltuielilor totale la CET-ri și problema subvențiilor încrucișate	30
<i>L. Belinschi</i>	Eficiența utilizării gazelor naturale la CET-uri	34
<i>V. Musteață, A. Guțu</i>	Conservarea energiei – principiul de bază al reconstrucției S.A. „Termocom”.....	39
<i>И. Галаган, И. Буркут</i>	Теплоснабжение муниципия Бэлць: проблемы и решения	42
<i>П. Аксенти, М. Гродецкий, В. Суслов</i>	Распределение оплаты за тепло централизованного отопления при отключении части квартир от системы	47
<i>С. Бурцев, И. Буркут</i>	Модель расчета распределения тепловой энергии, поставляемой ЦТС ТЭЦ между подключенными и частично отключенными потребителями, находящимися в одном здании	50
<i>А. Зубатый, А. Журавлев, М. Шум</i>	Повышение энергоэффективности централизованного теплоснабжения путем применения теплонасосных установок.....	55
<i>T. Tutunaru</i>	Producerea biogazului și valorificarea lui în scopuri energetice	62
<i>V. Arion, C. Gherman, T. Tutunaru</i>	Fezabilitatea producerii energiei electrice și termice la mini-CET din biogazul obținut	68
<i>V. Arion, A. Boșcăneanu</i>	Producerea energiei din biomasă solidă prin conversia ei în singaz	74
<i>A. Boșcăneanu</i>	Fezabilitatea producerii energiei din biomasa solidă prin conversia ei în singaz	81
<i>V. Arion, A. Boșcăneanu, T. Tutunaru</i>	Determinarea evoluției tarifului la o sursă de energie pe termen mediu și lung	88
	Recomandările Seminarului științifico-practic republican “Politica tarifară în sectorul termoenergetic” din 28 februarie 2009	91
	Fazele procesului creator.....	92
	Personalități de pe meridianele universului științific.....	94

REZUMATE

I. Bostan **Modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu căldură - o prioritate fundamentală.** În lucrare este evidențiată preocuparea generală cu privire la starea sistemelor existente de alimentare centralizată cu energie termică și eficiența acestora. Se subliniază că eficiența energetică este cea mai ieftină resursă energetică, cea mai puțin poluantă, cea mai ușor disponibilă; economia țării este una din cele mai energointensive din regiune; progresele în domeniul conservării energiei sunt neglijabile - totul se limitează la declarații și proiecte demonstrative, fără efecte practice semnificative. În lucrare este conturat un șir de recomandări ce privesc reglementarea serviciului de alimentare centralizată din mun. Chișinău de către Agenția Națională de Reglementare în Energetică, eliminarea graduală a tuturor formelor de subvenționare a energiei, necesitatea unui sistem național unitar de asistență socială pentru energie și combustibil, promovarea auditului energetic obligatoriu și certificarea clădirilor și altele.

G. Parsian. **Serviciul public de alimentare centralizată cu energie termică și principiile tarifării energiei.** În lucrarea în cauză este abordată problema sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) și descrisă responsabilitatea autorității locale cu privire la edificarea și reglementarea SACET. Aprovizionarea centralizată cu căldură reprezintă un serviciu public reglementat de stat. Este prezentată o analiză critică a modelului existent de alimentare centralizată cu energie termică. De asemenea este descrisă experiența europeană privind utilizarea sistemelor centralizate de alimentare cu căldură în zonele urbane.

D. Antocel. **Soluții de modernizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din mun. Chișinău.** Este prezentată o descriere a infrastructurii SACET-Chișinău și a soluțiilor principale de modernizare a ei, printre acestea: transformarea centralelor termice în centrale de cogenerare a energiei, reabilitarea conductelor din sistemul de transport și distribuție a agentului termic, modernizarea compensatoarelor, stațiilor de pompare și punctelor termice. Este prezentat stadiul curent de implementare a măsurilor menționate. Printre obiectivele realizate sunt: implementarea unui sistem de monitorizare on-line a stării SACET, cu depistarea deficiențelor apărute

în funcționarea sistemului, cu înregistrarea și arhivarea informației, precum și a unui sistem de comandă, cu calcule și optimizări de regim. În lucrare sunt menționate rezultatele obținute de întreprindere pe parcursul ultimilor șapte ani în domeniul reducerii consumurilor energetice, pierderilor de agent termic și energiei termice, costurilor unitare.

A. Mija. **Alocarea cheltuielilor totale la CET-uri și problema subvențiilor încrucișate.** În lucrare este abordat conceptul actual al reglementărilor tarifare în sectorul energetic bazat pe stabilirea unor tarife argumentate economic. În particular, sunt expuse modalitățile determinării costurilor la producerea energiei electrice și energiei termice în regim de cogenerare și repartizării acestora între cele două tipuri de energie în contextul problemei subvențiilor încrucișate.

V. Musteață, A. Guțu. **Conservarea energiei – principiul de bază al reconstrucției S.A. „Termocom”.** Se analizează și se argumentează principalele măsuri de conservare a energiei în S.A. „Termocom”, printre care sunt: majorarea ponderii de producere a căldurii pe bază de cogenerare; transformarea CT ale S.A. „Termocom” în centrale electrotermice; reducerea pierderilor de căldură în rețelele magistrale; reabilitarea termică a elementelor constructive ale clădirilor construite în a doua jumătate a sec. XX.

L. Belinschi. **Eficiența utilizării gazelor naturale la CET-uri.** În lucrare se arată că în condițiile în care livrările de gaze naturale sectorului energetic vor fi limitate, ar merita ca acest combustibil să fie folosit mai întâi de toate la CET-uri. La fiecare 1000 metri cubi de gaze naturale consumate la CET poate fi obținută o economie de cca 1000 lei, față de cazul utilizării gazului la centralele termice.

I. Galagan, I. Burcut. **Alimentarea cu căldură a mun. Bălți: probleme și soluții.** S.A. CET-Nord furnizează energie termică în mun. Bălți sectorului rezidențial și industrial conform contractelor încheiate cu clienții. În lucrare sunt abordate problemele cu care se confruntă întreprinderea în realizarea serviciului energetic de aprovizionare cu căldură. Principala problemă ține de distribuția căldurii furnizate în blocurile de locuit între suprafețele încălzite și cele adiacente, deconectate de la sistemul de încălzire centralizată.

РЕЗЮМЕ

И. Бостан. Модернизация систем централизованного теплоснабжения - главный приоритет. В работе отмечается всеобщая озабоченность относительно состояния существующих систем централизованного теплоснабжения и их эффективности. Подчеркивается, что энергоэффективность – самый дешевый энергоресурс, наименее загрязняющий окружающую среду, повсюду в наличии; экономика страны – одна из самых энергоинтенсивных в регионе; продвижение в области энергосбережения незначительное – всё сводится к декларациям и демонстрационным проектам, без существенных практических результатов. Сформулирован ряд рекомендаций касающихся необходимости госрегулирования системы централизованного теплоснабжения мун. Кишинэу, постепенной ликвидации всех форм субсидирования энергии, необходимости внедрения единой системе социальной поддержки на топливо и энергию, проведения обязательного энергоаудита зданий и их энергетической сертификации и др.

Г. Парсиян. Публичные услуги по централизованному теплоснабжению и принципы тарифообразования. В данной работе обсуждается проблема систем централизованного теплоснабжения и описывается ответственность местных органов власти за принятые решения по централизованному теплоснабжению и регулированию этой сферы. Отмечается, что централизованное теплоснабжение представляет собой общественную услугу регулируемую государством. Представлен критический анализ существующей модели централизованного теплоснабжения. Также изложен европейский опыт применения данных систем в городах.

Д. Анточел. Решения по модернизации системы централизованного теплоснабжения мун. Кишинэу. Приводится описание инфраструктуры централизованного теплоснабжения мун. Кишинэу и излагаются основные решения по модернизации системы, среди них: преобразование котельных в когенерационные станции, замена трубопроводов в транспортных и распределительных сетях, модернизация компенсаторов, насосных станций и тепловых пунктов. Указывается на текущее положение дел по реализации данных мероприятий. Среди достигнутого на данный момент – это внедрение системы мониторинга состояния системы в режиме on-line, с выявлением отклонений в функционировании системы, с регистрацией и архивацией информации, а

также управляющей системы расчета и оптимизации режима. В работе приведены основные результаты достигнутые предприятием за последние семь лет в области сокращения собственного энергопотребления, потерь теплоносителя и тепловой энергии, и удельных затрат.

Ал. Мижа. Распределение суммарных затрат на ТЭЦ и проблема перекрестных субсидий. В работе представлена нынешняя концепция тарифного регулирования в энергетическом секторе, основанная на установлении экономически аргументированных тарифов. В частности, изложены особенности определения затрат на производство электрической и тепловой энергии в режиме когенерации и методы их распределения между двумя типами энергии в контексте проблемы перекрестного субсидирования.

В. Мустяцэ, А. Гуцу. Энергоснабжение – главный принцип реконструкции А.О. «Термоком». Анализируется и аргументируются основные мероприятия по энергоснабжению на объектах А.О. «Термоком», из которых главными являются: увеличения доли производства теплоты по когенерационной технологии, преобразование районных котельных А.О. «Термоком» в электрические теплофикационные станции, сокращение потерь теплоты в магистрально тепловых сетях, улучшение теплоизоляционных способностей стен и строительных элементов жилого фонда города и др.

Л. Белински. Эффективность использования природного газа на ТЭЦ-ах. В работе показано, что в условиях, когда отпуск газа энергетическому сектору будет ограничен, следовало бы использовать это топливо в первую очередь на ТЭЦ-ах. На каждые 1000 кубических метров газа сожженного на ТЭЦ можно получить экономию в 1000 лей по сравнению со случаем его использования на котельных.

И. Галаган, И. Буркут. Теплоснабжение муниципия Бэлць: проблемы и решения. А.О. СЕТ-Nord поставляет тепловую энергию в мун. Бэлць жилому и промышленному сектору согласно заключенным контрактам с клиентами. В работе изложены проблемы с которыми сталкивается предприятие при снабжении потребителей теплом. Одна из них – распределение тепловой энергией в многоквартирных жилых домах между обогреваемыми площадями и смежными квартирами, отключенными от системы централизованного отопления.

П. Аксенти, М. Гродецкий, В. Сулов. Распределение оплаты за тепло централизованного отопления при отключении части квартир от системы. Рассматривается доступный способ частичного преодоления отрицательных экономических последствий возникающих при отключении от системы центрального отопления значительной части квартир многоэтажного дома, и переходе их на автономное отопление.

С.В. Бурцев, И.Ф. Буркут. Модель расчета распределения тепловой энергии, поставляемой ЦТС ТЭЦ между подключенными и частично отключенными потребителями, находящимися в одном здании. Целью работы является определение количественной зависимости распределения тепловой нагрузки между подключенными, отключенными и частично подключенными потребителями, находящимися в одном здании, получающем большую часть отопления от ТЭЦ. Предложена модель распределения тепла между площадями одного строения с разными системами теплоснабжения при использовании наиболее доступных, легко контролируемых исходных данных.

А.Л. Зубатый, А.А. Журавлев, М.Л. Шит. Повышение энергоэффективности централизованного теплоснабжения путем применения теплонасосных установок. Разработана схема использования теплонасосной установки в системе централизованного теплоснабжения. При использовании такой схемы возможно снижение температурного графика на входе в центральные тепловые пункты. Рассмотрены сверхкритические циклы работы установки, в которой рабочим телом является двуокись углерода. Приводятся термодинамические циклы теплонасосной установки для зимнего и переходного периодов отопительного сезона при работе ТНУ в сверхкритическом цикле для климатической зоны Республики Молдова.

Т. Тутунару Производство биогаза и его использование в энергетических целях. В работе изложены вопросы энергетической и экологической политики, касающихся использования возобновляемых источников энергии, а также технологические аспекты производства биогаза из различных видов органических материалов. Использование биогаза проиллюстрировано на примере производства электрической и тепловой энергии в когенерационной установке.

В. Арион, К. Герман, Т. Тутунару. Обоснование производства тепловой и электрической энергии на мини-ТЭЦ на основе утилизации произведенного биогаза. Настоящая работа посвящена финансово-экономическому обоснованию конверсии биомассы в энергию посредством производства биогаза и его использования для когенерации электрической и тепловой энергии. Были выбраны параметры основного оборудования станции по производству биогаза, производительностью 9 000 м³/день, определена себестоимость биогаза и себестоимость произведенных электрической и тепловой энергии.

В. Арион, А. Бошкэнеану. Производство энергии из биомассы посредством ее конверсии в сингаз. Представлены технические аспекты проектирования мини-ТЭЦ мощностью 1 МВт, базирующаяся на использовании двигателей внутреннего сгорания, и использующая в качестве топлива - сингаз, произведенный из твердой биомассы. Описан процесс и установка газификации твердой биомассы и приведена принципиальная схема станции. Для установки газификации выполнены соответствующие расчеты по выбору реактора, теплообменников и компрессоров.

А. Бошкэнеану. Обоснование производства энергии из биомассы посредством ее конверсии в сингаз. Описывается методология расчета себестоимости электрической и тепловой энергии произведенной на мини-ТЭЦ мощностью 1 МВт, использующая в качестве топлива сингаз, полученный из твердой биомассы. Представлена структура затрат на производство сингаза и оценена его себестоимость. При расчете цены электроэнергии произведенной на ТЭЦ использован метод остаточных затрат, используя при этом динамическую модель затрат за расчетный период а также ее статический эквивалент.

В. Арион, А. Бошкэнеану, Т. Тутунару. Определение закона изменения тарифа у одного из источников энергии на среднесрочную и долгосрочную перспективу

В настоящей работе рассматривается проблема прогнозирования изменения тарифа у базисного (эталонного) источника при выполнении технико-экономического обоснования сооружения новых источников. При известном законе роста цены на топливо определяется закон роста цены энергии у базисного источника.

RESUMÉ

I. Bostan. La modernisation des systèmes d'alimentation centralisée avec chaleur- une priorité fondamentale. Dans l'étude est évidenciée la préoccupation générale concernant les systèmes d'alimentation centralisée avec énergie thermique existantes et leur efficacité. On mentionne que l'efficacité énergétique est la moins chère ressource énergétique, la moins polluée, la plus disponible; l'économie du pays est une des plus énergo-intensive de la région; les progrès dans le domaine de la préservation de l'énergie sont négligeables- tout est limité aux déclarations et aux projets démonstratifs, sans effets pratiques significatifs. Dans le travail on met sous évidence une série de recommandations vu la réglementation du service d'alimentation centralisée du mun. de Chisinau par l'Agence Nationale pour la Réglementation en Energétique, la liquidation graduée de toutes les formes de subvention de l'énergie, la nécessité d'un système national unitaire d'assistance sociale pour l'énergie et le combustible, la promotion de l'audit énergétique obligatoire et la certification des bâtiments, et autres.

G. Parsian. Le service public d'alimentation centralisée avec énergie thermique et les principes de la tarification de l'énergie. Dans ce travail est abordé le problème des systèmes d'alimentation centralisée avec énergie thermique (SACET) et on décrit la responsabilité de l'autorité locale concernant l'édification et la réglementation SACET. L'approvisionnement centralisé avec chaleur représente un service public réglementé par l'Etat. On présente une analyse critique du modèle existant d'alimentation centralisée avec énergie thermique. On décrit, de même, l'expérience européenne concernant l'utilisation des systèmes centralisés d'alimentation avec énergie thermique dans les zones urbaines.

D. Antocel. Solutions de modernisation du système d'alimentation centralisée avec énergie thermique du municipe de Chisinau. Dans le travail on présente une description de l'infrastructure SACET-Chisinau et des solutions principales de modernisation de cette dernière, parmi lesquelles: la transformation des centrales thermiques en centrales de cogénération de l'énergie, la réhabilitation des conduites du système de transportation et de distribution de l'agent thermique, la modernisation des compensatoires, des stations de pompage et des points thermiques. On présente l'étape actuelle d'implémentation des mesures mentionnées. On compte parmi les objectifs réalisés: l'implémentation d'un système de monitoring en-ligne de l'état SACET, avec le dépistage des carences survenues dans le

fonctionnement du système, avec l'enregistrement et l'archivage de l'information, ainsi que d'un système de commande, avec calculs et optimisations de régime. Dans le travail sont mentionnés les résultats obtenus par l'entreprise durant les dernières sept années dans le domaine de la réduction des consommations énergétiques, des pertes de l'agent thermique et de l'énergie thermique, des prix unitaires.

Al. Mija. L'allocation des dépenses totales aux CET et le problème des subventions croisées. Dans le travail est abordé le concept actuel des réglementations tarifaires dans le secteur énergétique fondé sur l'établissement de certains tarifs argumentés du point de vue économique. Notamment, sont exposées les modalités de détermination des coûts pour la production de l'énergie électrique et l'énergie thermique en régime de cogénération et le répartition de ceux-ci entre les deux types d'énergie dans le contexte des subventions croisées.

V. Musteață, A. Guțu. Conservation de l'énergie- le principe de base de la reconstruction de S.A. „Termocom”. On analyse et on argumente les principales mesures de conservation de l'énergie dans S.A. „Termocom”, parmi lesquelles sont: la majoration du poids de production de la chaleur en base de cogénération; la transformation de CT de S.A. „Termocom” en centrales électrothermiques; la réduction des pertes de chaleur dans les réseaux magistraux; la réhabilitation thermique des éléments constructifs des bâtiments construits dans la deuxième moitié du XX-ème siècle.

L. Belinschi. L'efficacité de l'utilisation des gaz naturels aux CET. Dans le travail on présente les conditions dans lesquelles seront limitées les livraisons des gaz naturels, il serait utile que ce combustible soit utilisé premièrement aux CET. Pour chaque 1000 mètres cubes de gaz naturels consommés aux CET, on pourrait obtenir une économie d'à peu près 1000 lei, en comparaison avec l'utilisation du gaz aux centrales thermiques.

I. Galagan, I. Burcut. L'alimentation avec chaleur du municipe de Balti: problèmes et solutions. S.A. CET-Nord fournit de l'énergie thermique dans le municipe de Balti au secteur résidentiel et industriel, conformément aux contrats conclus avec les locataires. Dans le projet sont abordés les problèmes dont se confronte l'entreprise dans la réalisation du service énergétique d'approvisionnement avec chaleur. Le problème principal tient sur la distribution de l'énergie thermique dans les bâtiments habitables entre les surfaces qui sont chauffées et celles

attendant, déconnectées du système de chauffage centralisé.

P. Axenti, M. Grodețhii, V. Suslov. Distribution des paiements pour l'énergie thermique du système centralisé, en cas de déconnection du système par certains consommateurs. On analyse la méthode pour pouvoir dépasser les conséquences économiques négatives, apparues comme suite à la déconnection du système centralisé d'alimentation avec énergie thermique, d'un certain nombre d'appartements d'un bâtiment habitable, et leur changement au système de chauffage autonome.

S. Burțev, I. Burcut. Modèle du calcul de la distribution de l'énergie thermique, livrée par CET-Nord entre les consommateurs connectés au système centralisé avec chaleur et ceux qui sont partiellement connectés, qui sont dans le même bâtiment. Le but de l'étude représente la détermination de la dépendance quantitative de la distribution de la tâche thermique entre les consommateurs connectés, déconnectés et partiellement connectés au système centralisé d'approvisionnement avec énergie thermique, qui se trouvent dans le même bâtiment, qui reçoit la grande partie de l'énergie thermique de CET-Nord. On a proposé une modalité de distribution de la chaleur fournie dans un bâtiment, alimenté de plusieurs sources, entre ses surfaces, en utilisant dans ce but des informations accessibles et contrôlables.

A. Zubafii, A. Juravliov, M. Șit L'augmentation de l'efficacité d'alimentation centralisée avec la chaleur par l'utilisation des installations a pompe de chaleur. On a élaboré le schéma d'utilisation de l'installation a pompe de chaleur (IPC) dans le système centralisé de thermofication. Ce schéma permet de diminuer le graphique thermique a l'entrée des points thermiques centralisés. Sont examinés les cycles transcritiques de la fonction de l'installation avec l'agent de travail le bioxyde de charbon. On a présenté les cycles thermodynamiques de l'IPC pendant l'hiver et pendant les périodes intermédiaires a la fonction de ICP dans un cycle transcritique pour la zone climatique de la République Moldova. Mots clés: thermofication, installations a pompe de chaleur, cycle transcritique, points thermiques centralisés.

T. Tutunaru. La production du biogaz et sa valorisation dans des buts énergétiques. Dans le travail sont exposés les aspects des politiques énergétiques et d'environnement qui concernent la valorisation des sources d'énergie régénérables, ainsi que la présentation de la technologie de production du biogaz de différentes matières organiques. On présente des exemples de l'utilisation à une centrale de cogénération pour la

production de l'énergie électrique et thermique.

V. Arion, C. Gherman, T. Tutunaru. Faisabilité économique-financière de la production de l'énergie électrique et thermique au mini-CET par la valorisation du biogaz. La présente étude est consacrée à la détermination de la faisabilité technologique et économique-financière de la conversion de la biomasse en énergie par la production de biogaz et son utilisation pour la cogénération de l'énergie électrique et thermique. Sont dimensionnées les installations au sein d'une station de production du biogaz avec la capacité de approximativement 9000 m³/jour, est déterminé le prix de coût du biogaz, ainsi que des énergies produites.

V. Arion, A. Boșcăneanu. La production de l'énergie de la biomasse solide par sa conversion en gaz. Dans l'étude sont présentés des aspects techniques de projection d'une mini-centrale de cogénération de l'énergie avec la capacité installée de 1 Mwe basée sur l'utilisation des moteurs à combustion interne, qui utilisent en tant que combustible le singaz produit de la biomasse. On décrit le principe de fonctionnement du processus de gazéification et on analyse le schéma de principe de la centrale. On a effectué le dimensionnement du gazéificateur, les outils de changement de la chaleur et des compresseurs.

A. Boșcăneanu. Faisabilité de la production de l'énergie thermique et électrique de singaz. Dans ce travail on présente la méthodologie de calcul du prix du coût de l'énergie produite au sein d'une centrale électrique de cogénération avec une capacité installée de 1 Mwe basée, qui utilise le gaz de synthèse en tant que combustible. On montre la structure des dépenses de production du singaz pour l'installation de gazéification et on calcule le prix de coût de celui-ci. Pour la détermination du coût de l'énergie électrique produite par l'installation de cogénération, on utilise la méthode des dépenses rémanentes, en abordant le modèle dynamique, d'une part, et celui statique, d'autre part, équivalent des dépenses totales pour la période d'étude.

V. Arion, A. Boscaneanu, T. Tutunaru. Détermination de l'évolution du tarif a une source d'énergie pour une période moyenne et longue. Dans ce travail on présente le problème de la prédiction de l'évolution du tarif à une source d'énergie qui sert comme source de référence dans diverses études de faisabilité. Dans l'hypothèse de la connaissance de l'évolution du tarif au combustible, on va déterminer l'évolution du coût de l'énergie produite à la source.

SUMMARY

***I. Bostan.* Modernization of the centralized district heat supply systems – a basic priority.**

The paper emphasizes the general preoccupation concerning the state of the existing centralized district heat supply systems and their effectiveness. It has been stated that energy savings are the cheapest, less pollutant and available energy resource; the national economy is one of the most energy intensive in the region. The progress in the area of energy conservation is negligibly small; there are only good intentions and pilot projects without practical results. Paper outlines some recommendations with regard to the need of the state regulation of the centralized district heating system in mun. Chisinau, gradual elimination of all kind of energy subsidies, need for implementation of a unique national social protection system for fuel end energy, implementation of mandatory buildings energy audit and buildings energy certification etc.

***G. Parsian* Public service of centralized district heat supply and tariff setting up principles.**

In this paper the problem of the district heat supply systems is tackled and the responsibility of the local authority for CHP implementation and regulation is outlined. It is stated that district heating is representing a state regulated public service. A review of the existing district heat supply model is presented; above it, the European experience in the use of CHP district systems is described.

***D. Antocel* Modernization solutions for the centralized heat supply system of the mun. Chisinau.**

Paper presents a description of the existing infrastructure of the Chisinau district centralized heat systems as well as the system's main modernization solutions. Among the mentioned central solutions are as follows: the heat plants conversion into cogeneration ones, rehabilitation of the transport and distribution pipelines, modernization of compensators, pumping stations and heat points. The state of the art of the implementation process is presented. The recent most important achievements are pointed out: a new on-line state monitoring

system identifying the basic state deviations with the information recording and archiving as well as a new control system calculating and optimizing the system's regimes are implemented. Paper also presents the company efforts towards cutting its internal energy consumption, thermal carrier and heat losses as well as company's specific expenses.

***Al. Mija.* Total cost allocation at CHPs and cross subsidies.**

The paper outlines the present concept of power sector tariff regulation based on approval of economically justified tariffs. Particularly, there are presented methods for costs determination for electricity and heat generation in the CHP mode and for cost allocation between these two types of energy with regard to cross subsidies problematics.

***V. Musteata, A. Gutu.* The energy conservation – the main principle of JSC "Termocom" reconstruction.**

The aim of this paper is to present and analyze the main measures for energy savings in the principal undertakings of A.S."Termocom".

***L. Belinschi.* Effectiveness of the natural gas use at CHPs.**

The paper shows that under the conditions of limited natural gas supply to energy sector it makes sense to use this fuel first of all at CHPs. For every 1000 cubic meters of natural gas burned at CHPs an economic benefit of 1000 lei can be achieved in contrast to use of gas at boiler houses.

***I. Galagan, I. Burcut.* Heat supply of the Balti municipality: issues and solutions.**

JSC CET-Nord provides heat in mun. Balti to residential and industrial sectors, according to concluded contracts with customers. In this paper the basic problems the company faces providing heat supply service to customers are presented. One of them is related to fair distribution of the supplied heat into multi-apartment living blocs among the heated surfaces and adjacent apartments disconnected from the district heating system.

P. Axenti, M. Grodețhii, V. Suslov. Heat payments distribution in a multi-apartment bloc for the case when some apartments shift to individual heating. A simple way of heat distribution per heated surfaces in a multi-apartment bloc for the case when some apartments shift to individual heating is considered.

S. Burțev, I. Burcut. Heat distribution model for a centralized multi-apartment bloc supply system with partially disconnected consumers.

The aim of the study is to establish a model of distributing the total heat supplied by the district heating system among connected, partially connected and disconnected consumers in a given bloc of flats. A distribution model was developed based on easily available and easily verified input data.

A. Zubati, A. Juravleov, M. Sit. Increase of the energy efficiency of district heating by means of the use of heat pump stations. The scheme of heat pump station (HPS) usage in district heating system is elaborated. Such scheme utilization allows reducing of thermal schedule on the central heat supply stations entries due to the use of HPS. Transcritical cycles of the HPS work using carbon dioxide as a working fluid are examined. Thermodynamical cycles of HPS for the winter and transitional periods of the heating season at the work of HPS in the transcritical cycle for the climatic zone of Republic of Moldova are shown.

T. Tutunaru. Biogas production and its utilization for energy purposes. In this paper some aspects of energy and environmental policies concerning the use of renewable energy sources were presented as well as technological aspects of biogas production from different organic materials were discussed. The use of biogas is illustrated for a cogeneration unit producing heat and power.

V. Arion, C. Gherman, T. Tutunaru. Feasibility of heat and electricity production at a mini-CHP on the basis of biogas. In this paper was analyzed the financial feasibility of biomass

conversion to biogas and its utilization for energy production in CHP plants. For a biogas production unit with a total capacity of 9000 m³/day the main elements were dimensioned and the cost price of the produced biogas and generated energy were calculated.

V. Arion, A.Boșcăneanu. Energy production from the solid biomass via its conversion into syngas. In this paper are presented some technical aspects of 1 MWe mini-cogeneration plant designing, based on reciprocating engines that uses the synthetic gas produced from solid biomass. The process and used equipment of the solid biomass gasification was described and the main power plant working scheme was presented. For the gasification unit the gasifier, compressors and heat exchangers were sized.

A. Boșcăneanu. Feasibility of energy production from solid biomass via its conversion into syngas. The methodology for calculating the cost of energy produced by 1 MWe cogeneration plant which uses syngas as a primary fuel is described. The syngas production cost breakdown is presented and the syngas price has been determined. To determine the cost of electricity produced by the cogeneration plant the remaining costs method was used, applying both the dynamic and the equivalent-static models of the total cost over the study period.

V. Arion, A. Boșcăneanu, T. Tutunaru. Medium- and long-term energy cost forecasting for a reference source of energy. In this paper the problem of medium- and long-term energy cost forecasting for a given source of energy, as the reference one applied in carrying out feasibility studies for new sources of energy is considered. For known/given evolution of the fuel cost for the reference source its energy cost is to be determined.

S. Burțev, I. Burcut. Modelul calculului distribuției energiei termice, livrate de CET-Nord, între consumatorii conectați la sistemul centralizat de alimentare cu căldură și cei parțial deconectați, ce se află în același bloc. Scopul lucrării este determinarea dependenței cantitative a distribuției sarcinii termice între consumatorii conectați, deconectați și parțial conectați la sistemul centralizat de aprovizionare cu energie termică, care se află în același bloc, care obțin în cea mai mare parte energiei termice de la CET-Nord. Este propusă o modalitate de distribuție a căldurii injectate într-o clădire, alimentate de la mai multe surse, între suprafețele acesteia, folosind în acest scop informații accesibile și verificabile.

P. Axenti, M. Grodețhii, V. Suslov. Distribuția plăților pentru căldura sistemului centralizat în cazul deconectării de la sistem a unor consumatori. Este analizată posibilitatea depășirii consecințelor economice negative apărute în urma deconectării de la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică a unui număr mare de apartamente dintr-un bloc locativ și trecerea lor la încălzirea autonomă.

A. Zubatîi, A. Juravliov, M. Șit Majorarea eficienței energetice a alimentării centralizate cu căldură prin aplicarea instalațiilor cu pompe de căldură. Este elaborată schema utilizării instalației cu pompa de căldură (IPC) în sistemul centralizat de termoficare. Prin utilizarea acestei scheme este posibilă micșorarea graficului termic la intrarea punctelor termice centralizate. Sunt examinate ciclurile transcritice de funcționare a instalației în care corpul de lucru este bioxid de carbon. Sunt prezentate ciclurile termodinamice ale instalației cu pompe de căldură pentru perioada de iarnă și intersezon a sezonului de încălzire la funcționarea IPC în ciclul transcritic pentru zona climaterică a Republicii Moldova.

T. Tutunaru. Producerea biogazului și valorificarea lui în scopuri energetice. În lucrare sunt expuse aspecte ale politicilor energetice și de mediu ce privesc valorificarea surselor regenerabile de energie, precum și prezentată tehnologia de producere a biogazului din diferite materii organice. Este exemplificată utilizarea biogazului la o centrală de cogenerare a energiei electrice și termice.

V. Arion, C. Gherman, T. Tutunaru Fezabilitatea producerii energiei electrice și termice la mini-CET din biogazul obținut. Lucrarea dată este consacrată determinării fezabilității economico-financiare a conversiei biomasei în energie prin producerea de biogaz și utilizarea lui la cogenerarea energiei electrice și termice. Sunt dimensionate instalațiile din cadrul unei stații de producere a biogazului cu capacitatea de cca. 9000 m³ / zi, este determinat prețul de cost al biogazului, precum și a energiilor produse.

V. Arion, A. Boșcăneanu. Producerea energiei din biomasă solidă prin conversia ei în singaz. Sunt prezentate aspecte tehnice de proiectare a unei mini-centrale de cogenerare a energiei cu puterea instalată de 1 MWe, bazată pe utilizarea motoarelor cu ardere internă, ce utilizează în calitate de combustibil singazul produs din biomasă. Este descris procesul și instalația de gazificare a biomasei solide și prezentată schema de principiu a centralei. Pentru instalația de gazificare au fost dimensionate gazificatorului, schimbătoarele de căldură și compresoarele.

A. Boșcăneanu. Fezabilitatea producerii energiei din biomasa solidă prin conversia ei în singaz. Este descrisă metodologia de calcul a prețului de cost a energiei produse în cadrul unei centrale electrice de cogenerare cu o putere instalată de 1 MWe, care utilizează gazul de sinteză în calitate de combustibil. Este prezentată structura cheltuielilor de producere a singazului pentru instalația de gazificare și calculat prețul de cost al acestuia. La determinarea costului energiei electrice produse de către instalația de cogenerare este utilizată metoda cheltuielilor remanente, abordând atât aplicând dinamic, cât și cel static echivalent al cheltuielilor totale pe perioada de studiu.

V. Arion, A. Boșcăneanu, T. Tutunaru. Determinarea evoluției tarifului la o sursă de energie pe termen mediu și lung. În această lucrare este abordată problema prognozării evoluției tarifului la o sursă de energie ce servește în calitate de sursă de referință în diverse studii de fezabilitate. În ipoteza cunoașterii evoluției tarifului la combustibil se va determina evoluția costului energiei produse la sursă.

MODERNIZAREA SISTEMELOR DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU CĂLDURĂ - O PRIORITATE FUNDAMENTALĂ

Ion Bostan, academician

Universitatea Tehnică a Moldovei

Stimate Doamne, stimați Domni,

Am plăcerea să vă salut în incinta Universității Tehnice a Moldovei (UTM) și vă mulțumesc pentru faptul că ați găsit posibil de a participa la acest seminar științifico-practic cu tema „Politica tarifară în sectorul termoenergetic”, organizat de UTM în cadrul acțiunilor, dedicate aniversării a 45-a de la fondarea instituției noastre. Sunt convins că dezbaterile asupra rapoartelor incluse în agendă, opiniile D-stră, ale specialiștilor în domeniu, vor contribui la inițierea schimbării situației în bine.

PROVOCAREA ACTUALĂ

Republica Moldova, ca și majoritatea statelor lumii, actualmente se confruntă cu criza economico-financiară. Ca și în orice altă criză tot mai acute devin problemele șomajului, legate de recesiunea economică. Această situație provoacă un impact negativ și asupra alimentării cu căldură, asupra prețurilor la principalele produse alimentare. Anul 2009, chiar din primele zile, ne-a pus în alertă și ne-a dat să înțelegem că modalitatea curentă de alimentare a țării cu energie și combustibil este una foarte vulnerabilă, plină de riscuri economice, politice și sociale. Creșterea galopantă a prețurilor la gazele naturale reduce accesul agenților economici și al populației la această resursă energetică curată.

Care sunt pârgăniile reale care ar permite de a facilita accesul la energie al majorității populației? Răspunsul, în esență, este unul cunoscut: în țară este necesar ca pas cu pas să fie realizate următoarele:

- a raționaliza consumul de resurse energetice și energie;
- a moderniza sursele existente de căldură (CET-urile și centralele termice de cartier, de zonă (CT), cazanele din locuințele private ale cetățenilor);
- a moderniza sistemele de alimentare centralizată cu energie termică (SACET), existente în localitățile urbane cu scopul eficientizării acestora, sporirii gradului de fiabilitate în

funcționare și, în cele din urmă, reducerii costurilor pentru energia furnizată;

- a extinde utilizarea SACET în localități, unde acest lucru se dovedește atractiv;
- a reabilita clădirile din punct de vedere termic;
- a extinde producerea de resurse energetice locale (biomasa folosită în scopuri energetice).

Soluționarea acestor probleme este posibilă doar cu suportul statului prin:

- actualizarea politicii naționale de eficiență energetică și a politicii ce privește cogenerarea energiei și încălzirea centralizată;
- programe guvernamentale de finanțare a principalelor activități în domeniu;
- valorificarea asistenței străine – BM, USAID, BERD, UE;
- măsuri de protecție socială;
- valorificarea resurselor energetice locale, etc.

În contextul situației create în Republica Moldova aș prezenta câteva constatări:

De ordin general

- Republica Moldova este o țară practic lipsită de resurse energetice fosile; resursele locale (biomasa, hidroenergia) constituie cca 7% din consumul intern brut; peste 90% din resursele energetice și energia consumată sunt importate;

- Economia țării este una din cele mai energointensive din regiune; intensitatea energetică primară și finală este de cca 3 ori mai mare decât media în UE;

- Legislația și instituțiile responsabile de eficiența energetică au fost și există în țară, însă sunt neoperaționale; progresele sunt neglijabile;

- Cele mai mari pierderi de căldură au loc în izolații termice, echipamente și tehnologii energointensive - în cazane termice, în izolația conductelor, în clădiri etc.;

- Eficiența energetică este cea mai ieftină resursă energetică, cea mai puțin poluantă, cea mai disponibilă;

- În Republica Moldova eficiența energetică este desconsiderată, nu este finanțată, totul se limitează la declarații și proiecte demonstrative, fără efecte practice semnificative;

- De la independență încoace importul de electricitate (în proporție de 70-75% din consumul intern) la prețuri foarte avantajoase –pe de-o parte, și inerția mare a sistemului electroenergetic, pe de altă parte, au menținut situația din sector fără schimbări importante. Există necesitatea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice în țară.

- Există o percepție distorsionată a opiniei publice cu privire la eficiența CET-lor și SACET-lor în ansamblu, care trebuie combătută prin popularizarea efectelor benefice pe termen lung, precum sunt diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră, îmbunătățirea calității aerului în mediul urban, reducerea consumului de combustibil.

Cu privire la SACET-Chișinău

- SACET-Chișinău reprezintă o infrastructură, edificată în perioada sovietică, profund marcată de caracteristicile timpului de atunci, fiind un sistem puternic centralizat, cu circulația agentului termic la distanțe mari, fără posibilitatea de reglaj a temperaturii la consumator.

- Ținând cont de costul spectaculos al acestei infrastructuri, - de câteva sute de milioane de dolari, pentru viitor există doar o singură opțiune – cea de modernizare a acestui sistem, sub aspectul de structură și performanță.

- Modernizarea sistemului actual va fi un proces de refacere graduală, de durată și foarte costisitor. Nu ne putem aștepta la o schimbare de calitate în termen scurt. Din păcate, voința politică pentru modernizarea acestui sistem este una doar declarativă; nu se găsesc suficiente resurse financiare pentru această infrastructură.

- Costul încălzirii este prea ridicat față de veniturile cetățenilor; costurile încălzirii și gazelor naturale în lunile de iarnă depășesc 50% din venitul unei familii; este nevoie de o strategie guvernamentală pentru îmbunătățirea accesului la energie și a suportabilității facturilor pentru energie.

- Dezacordurile existente între autoritățile centrale și locale împiedică considerabil soluționarea problemelor ce privesc SACET-Chișinău.

- Merita de remarcat că în ultimii opt ani managementul SACET-Chișinău a fost unul eficient și rezultativ.

Recomandări, care ar schimba situația în bine:

1. Preluarea de către ANRE a reglementării căldurii, cel puțin în mun. Chișinău, pentru a stopa criza alimentării cu energie termică.

2. Ajustarea de către ANRE a modalității de alocare a cheltuielilor între cele două energii la CET-uri, asigurarea unei alocări nediscriminatorii.

3. Actualizarea diferențierii tarifului de livrare a gazelor naturale între populație și CET+CT, pentru a evita debranșări de la SACET. De menționat că media UE-27 a raportului *tarif populație / tarif industrie* = 2.24 (2007). Ar fi cazul ca acest raport în țară să fie mai aproape de valoarea celui european. Lipsa schimbărilor în acest sens va conduce și mai departe la deconectarea de la SACET a populației, compromiterea promovării cogenerării și încălzirii centralizate.

4. Lansarea unui program de reabilitare termică a clădirilor, pe 10-15 ani, cu finanțare de cca 400-500mil USD, care ar putea conduce la deschiderea de noi locuri de muncă, modernizarea a cca 5-8 mii de apartamente pe an, reducerea consumului și importurilor energetice cu cca 2-3% pe an.

5. A promova auditul energetic obligatoriu și certificarea clădirilor: pentru clădirile publice, începând din 2010, pentru clădirile private, începând din 2012. Se cere o lege privind auditul energetic al clădirilor și certificarea lor.

6. Promovarea cogenerării de înaltă eficiență, inclusiv de mică și medie putere. Se cere o hotărâre de guvern privind oferirea de facilități pentru atragerea investițiilor private în domeniul cogenerării.

7. Necesitatea unui sistem național unitar, bine chibzuit, de asistență socială pentru energie și combustibil.

SERVICIUL PUBLIC DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ ȘI PRINCIPIILE TARIFĂRII ENERGIEI

Galina Parsian

Ministerul Economiei și Comerțului

INTRODUCERE

Problema aprovizionării populației, instituțiilor publice, obiectivelor socio-culturale și agenților economici cu energie termică (necesare încălzirii și preparării apei calde menajere) este una strategică ce ține de competența organelor de resort. Iată de ce la nivelul unităților administrativ-teritoriale (sat, oraș, municipiu) de regulă se înființează și organizează un *serviciu public de alimentare cu energie termică*, care face parte din sfera serviciilor comunitare de utilități publice. În vederea utilizării eficiente a resurselor energetice și respectării normelor de protecție a mediului, alimentarea cu energie termică deseori se realizează în *sistem centralizat*. În lucrare sunt abordate mai multe aspecte ale sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică.

1. APROVIZIONAREA CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ – SERVICIU PUBLIC REGLEMENTAT DE STAT

Serviciul public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat se desfășoară sub conducerea, coordonarea și responsabilitatea administrației publice locale. Acest serviciu se realizează prin intermediul infrastructurii tehnico-edilitare specifice, aparținând domeniului public sau privat al administrației publice locale, care formează *sistemul de alimentare centralizată cu energie termică al localității* (SACET). Activitățile specifice serviciilor publice de alimentare cu energie termică în sistem centralizat sunt următoarele: producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei termice.

Alimentarea cu energie termică în sistem centralizat *este un serviciu public reglementat de stat* în scopul asigurării:

- continuității și calității serviciului;
- accesibilității prețurilor la consumatori;
- resurselor necesare serviciului public pe termen lung;
- siguranței în funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică;

- transparenței costurilor și tarifului la energia termică;
- influenței reduse asupra mediului înconjurător.

Realizarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat are următoarele *obiective*:

- utilizarea eficientă a resurselor energetice;
- dezvoltarea durabilă a unităților administrativ-teritoriale;
- diminuarea impactului asupra mediului;
- promovarea cogenerării de înaltă eficiență și utilizarea surselor noi și regenerabile de energie;
- reglementarea și transparența tarifelor și prețurilor energiei termice;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu al consumatorilor la rețelele termice și la serviciul public de alimentare cu energie termică.

Administrațiile publice locale, în principal, are următoarele atribuții în asigurarea serviciului de alimentare cu energie termică:

- asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică;
- elaborarea anuală a programului propriu în domeniul termoenergetic;
- aprobarea tarifului la energia termică livrată consumatorilor, în baza propunerii elaborate de către furnizor;
- aprobarea programului de dezvoltare, modernizare și contorizare a SACET pe baza datelor prezentate de furnizor;
- asigurarea condițiilor pentru întocmirea studiilor privind evaluarea potențialului local al resurselor regenerabile de energie și al studiilor de fezabilitate privind valorificarea acestui potențial;
- stabilirea zonelor unitare de alimentare cu căldură, pe baza studiilor de fezabilitate privind dezvoltarea regională,
- urmărește instituirea de către operatorul serviciului a zonelor de protecție și siguranță a SACET.

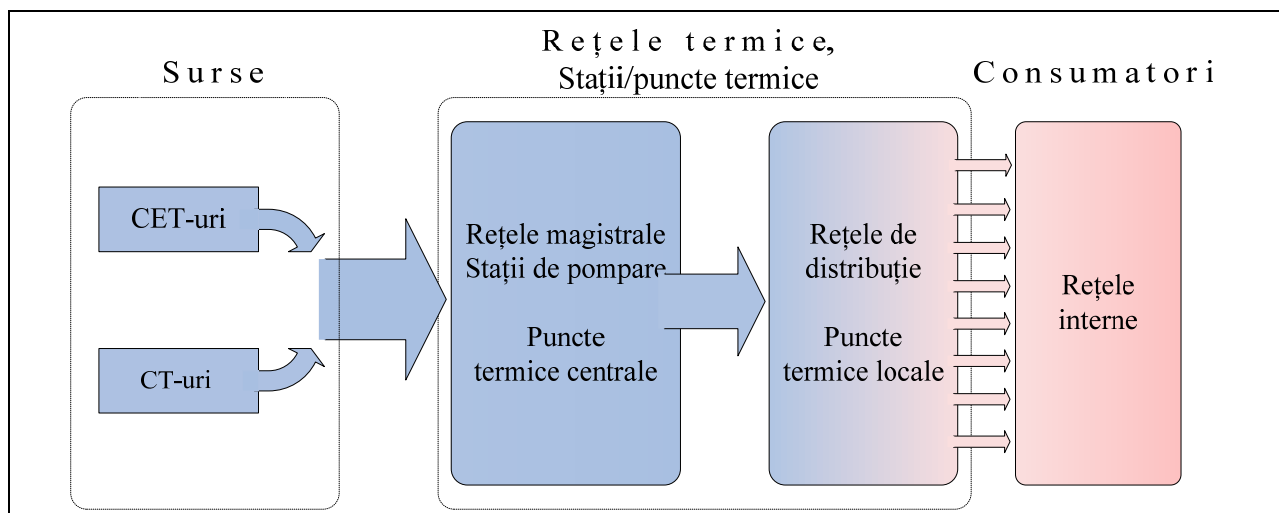


Figura 1. Infrastructura edilitară a unui sistem de alimentare centralizată cu energie termică.

2. SISTEMELE DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ

Pentru toate țările în tranziție una din cele mai dezbătute probleme în societate este cea ce ține de modalitatea de încălzire - a rămâne branșat la sistemul centralizat de încălzire sau de a trece la încălzirea individuală - fie de apartament sau bloc etc.

Teoretic, consumatorul ar putea să-și aleagă o modalitate de alimentare cu energie termică din următoarele variante:

- sistem termic individual de apartament (sau casă individuală), pe combustibil fosil sau lemn,
- sistem individual de încălzire electrică directă sau prin utilizarea pompelor de căldură,
- sistem de încălzire colectivă de scară sau de bloc/clădire cu cazan pe combustibil fosil,
- sistem centralizat de cartier/oraș/municipiu.

Cei care sunt conectați la SACET și pun problema separării de sistem pot alege o altă variantă de încălzire din rândul celor menționate mai sus. Însă în unele cazuri, o altă variantă, pur și simplu, poate să nu existe; spre exemplu, pentru un apartament de la bloc, într-o zonă negazificată sau cu capacități limitate a rețelei de distribuție a gazului - doar soluția încălzirii centralizate (fie de bloc sau de cartier) este valabilă.

SACET, față de sistemele individuale, are unele părți slabe, însă și părți tari: consumatorul racordat la un SACET trebuie, în mod firesc, să se împace cu faptul că sistemul centralizat are unele limitări în asigurarea confortului termic în apartament față de alternativa de încălzire

individuală. În plus, în SACET în mod natural există anumite pierderi de căldură (care pot fi menținute în mod economic sub 10%, iar pentru unele sisteme la nivel de 6-8%) și de agent termic (3-5%).

Fenomenul debransărilor de la SACET, accentuat în Republica Moldova prin anii 1993-2000, pe lângă aspectul financiar (de cost al încălzirii) a fost determinat și de următorii factori:

- calitatea scăzută a serviciilor;
- imposibilitatea reglării locale a nivelului de temperatură la consumator;
- marketingul agresiv al distribuitorilor de echipamente de încălzire individuală și mai ales scăderea marcată a prețului acestor echipamente pe piață locală - care a sporit accesibilitatea familiilor cu venituri reduse la această tehnologie.

Acolo unde un sistem centralizat este bine gândit, menținut și dezvoltat, unde tehnologiile moderne de producere, transport și distribuție a energiei termice sunt constant implementate, unde consumatorii își achită facturile - soluția sistemului de alimentare urbană centralizată asigură servicii de calitate la costuri mai mici sau cel mult egale cu cele oferite de soluțiile alternative individuale.

SACET este soluția competitivă, adecvată pentru zonele aglomerate, zonele centrale ale orașelor și zonele cu blocuri de locuințe cu multe etaje.

Răspândirea sistemelor individuale în aceste zone este un semnal a unei proaste funcționări a sistemului centralizat.

Avantajele sistemului de alimentare centralizată:

- asigurarea unui climat sănătos, nepoluant în ariile locuite, prin reducere numărului de găuri de emisie, amplasarea centralelor termice la marginea orașelor și construirea de coșuri de fum suficient de înalte pentru dispersarea emisiilor poluante;
- evitarea depozitării și manipulării unor combustibili și a produselor de ardere în zone intens populate;
- posibilitatea utilizării tehnologiilor cu eficiență termică ridicată (cum este cogenerarea), care nu sunt disponibile în mod competitiv la scară individuală;
- posibilitatea utilizării unor combustibili care nu pot fi folosiți individual (de ex. deșeuri menajere urbane, biomasă, etc);
- posibilitatea utilizării de resurse alternative la combustibilii fosili: resurse regenerabile disponibile pe plan local, deșeuri menajere urbane, deșeuri lemnoase, din care unele nu pot fi utilizate eficient sau chiar de loc în mod individual.
- evitarea utilizării combustibililor și instalațiilor de ardere de către mase largi de oameni care nu au cunoștințe de specialitate.

Dezavantajele specifice SACET constau în lipsa de performanță a acestor sisteme cauzată de

- o supracentralizare a producerii energiei termice;
- uzura fizică și morală a instalațiilor și echipamentelor;
- limitarea mijloacelor financiare pentru întreținere, modernizare și dezvoltare;
- exploatarea neprofesională (în unele cazuri).

La dezavantajele SACET se adaugă și imposibilitatea alegerii termenilor de începere și încheiere a perioadei de încălzire la dorința consumatorilor. Într-o economie de piață SACET constituie de obicei cadrul în care se manifestă competiția între diverși producători de căldură, ce folosesc tehnologii și resurse diferite, - competiția care conduce la prețuri mai reduse ale energiei termice în SACET.

3. SCURT ISTORIC

În Republica Moldova sistemele de alimentare centralizată cu energie termică cunosc o dezvoltare istorică începând cu mijlocul anilor '50 ai secolului trecut. Odată cu punerea în funcționare a CET-1-Chișinău a fost lansat și sistemul actual municipal – SACET-Chișinău. În scurt timp în toate

orașele și orașelele Moldovei au fost construite sisteme de încălzire centralizată. Către anii '90 deja în cca 40 de localități urbane din țară existau sisteme SACET, care acopereau mai mult de 70% din sarcina termică urbană.

Toate aceste sisteme, construite în perioada sovietică, aveau la bază ceva comun:

- se caracterizau printr-un grad înalt de centralizare a alimentării cu energie; altfel spus, incorporau surse puține la număr, însă de mare capacitate – de regulă CET-uri sau mari CT;
- reglajul temperaturii agentului termic se realiza doar la sursă;
- consumatorul era în imposibilitatea de a regla nivelul consumului de căldură.

Multe din caracteristicile sistemelor SACET ale perioadei sovietice, în deosebi aspectele de concepție, erau profund marcate de faptul că prețul combustibilului folosit la producerea energiei termice era extrem de mic. Însă chiar și în aceste condiții, cu costuri practic neglijabile la combustibili, în cadrul SACET exista subvenționarea încrucișată - când o parte din costul energiei livrate populației era acoperită din contul consumatorilor publici și industriali.

■ **Conceptul de structură și de funcționare** al sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică, edificate în perioada sovietică, sunt profund marcate de faptul că prețul combustibilului folosit la producerea energiei termice era foarte mic.

Este necesară o refacere lentă și de durată a SACET-Chișinău, care ar permite de al transforma într-un sistem modern, eficient ce ar oferi servicii de calitate la un preț accesibil - așa cum astăzi este definit un serviciu public¹.

După anul 1991, odată cu creșterea galopantă a prețului la combustibil atractivitatea SACET în țară a început să se reducă; majoritatea operatorilor acestor sisteme în scurt timp au devenit falimentari. În mun. Chișinău situația grea s-a accentuat între anii 1994-96 în urma deconectării consumatorilor industriali ce subvenționau consumatorii casnici, ceea ce ulterior a dus la creșterea costului serviciului și scăderii considerabile a volumului vânzărilor de energie termică. Astfel, din 38 sisteme operaționale la mijlocul anilor 90, la moment sunt operaționale doar câteva și anume în mun. Chișinău, Bălți, Călăraș, Ungheni etc.

¹ Cartă albă a serviciilor publice de interes economic general. Comisia Europeană, 2003

Acolo unde sistemele centralizate au supraviețuit, calitatea serviciilor treptat a început să se îmbunătățească și volumul vânzărilor să crească în mod stabil.

Analiza critică a modelului existent de alimentare centralizată cu energie termică. Modelul adoptat în mun. Chișinău pentru asigurarea serviciilor de alimentare cu energie termică este tipic sistemelor edificate în perioada sovietică. Acest model presupune existența unei surse de mare capacitate, de regulă CET, care produce energia electrică, aburul tehnologic și agentul termic pentru încălzire. Agentul termic este pompat în rețele primare, racordate la puncte termice, unde prin intermediul schimbătoarelor de căldură se realizează transferul energiei termice către agentul termic secundar, cu ajutorul căruia se asigură încălzirea clădirilor.

Acest model de organizare a unui sistem de încălzire centralizată, pe larg aplicat în mai multe țări până la criza energetică din anii 1972-73, prezintă un șir de dezavantaje serioase, precum sunt:

- existența unor surse de mare sau foarte mare capacitate ce produc energie termică sau și energie electrică, care nu sunt flexibile și nu pot fi adaptate la noi cerințe impuse;
- cantitatea de căldură produsă la sursă nu este într-o strânsă relație funcțională cu cererea de căldură;
- aceste sisteme au randamente comparativ scăzute iar uneori și foarte scăzute pe întregul lanț tehnologic.

Sub aspectul tehnico-tehnologic sistemul existent în mun. Chișinău are următoarele părți slabe:

- echipamente de producere a energiei termice cu randamente scăzute;
- conducte de transport cu pierderi foarte mari atât a energiei termice cât și a agentului termic; este de menționat că se observă o dinamică pozitivă și anume: pe când în 2002 pierderile din rețelele termice constituiau 35,9 %, atunci în anul 2006 - 27,5 %, în anul 2007 - 24,3 %, iar în anul 2008 - 24,05 %;
- schimbătoare de căldură cu randamente scăzute, însă această situație a început să se îmbunătățească în ultimii ani întrucât au fost instalate 930 schimbătoare de căldură cu plăci în punctele termice.
- conexiune punct termic-consumator cu 4 conducte, în acest context este necesar de menționat proiectul pilot al SIDA, care prevedea

lichidarea punctelor termice vechi (au fost lichidate 7) și construcția a 41 puncte termice individuale și a 23 module de puncte termice.

- contorizarea incompletă la branșamentele blocurilor (98,7 % din suprafața totală);
- absența sistemului de reglaj a consumului de căldură la consumator.

O altă problemă cu care se confruntă producătorii de energie termică din țară se datorează scăderii presiunii și debitului gazelor naturale în perioada de iarnă, fenomen care va face necesară realizarea unor rezerve importante de combustibil lichid, cu repercusiuni asupra costurilor de producție. Subsistemul consumatorului, aferent SACET-lui, cuprinde și el o serie de dezavantaje tehnice și constructive din punctul de vedere al performanțelor termice, precum sunt:

- zidurile exterioare și terasele sunt realizate cu tehnologii și materiale care ușor transferă căldură către exterior;
- tâmplării cu performanțe foarte scăzute din punctul de vedere al transferului de căldură;
- rețeaua interioară de alimentare a blocului de locuințe nu permite o contorizare individuală pe fiecare apartament;
- starea tehnică nesatisfăcătoare a sistemelor interne de alimentare cu căldură cauzată de nivelul înalt de uzură, întreținerea nesatisfăcătoare, modificarea configurațiilor provocate de deconectarea apartamentelor și a unor părți ale acestora precum și schimbarea haotică a corpurilor de încălzire.

Situația existentă în mun. Chișinău indică asupra faptului că actualul sistem de producere, transport și furnizare a energiei termice conduce la costuri ridicate a serviciului, care depășesc limita de suportabilitate a multor consumatori. Iată de ce este necesară o refacere lentă și de durată a acestui sistem, care ar permite de al transforma într-un sistem modern, eficient ce oferă un serviciu de calitate la un preț accesibil. Operatorul SACET se confruntă cu un șir de *constrângeri financiare* cauzate de următorii factori:

- costuri mari de producere, transport și distribuție a energiei termice;
- un număr de consumatori au venituri insuficiente, fapt ce nu le permite să-și achite consumul integral și la timp;
- există datorii creditoare către furnizori și datorii debitoare la consumatori, acestea din urmă în majoritatea cazurilor ne mai putând fi recuperate;

- impactul debransării în masă a consumatorilor a mărit și mai mult costul serviciului, datorită faptului că partea fixă a costurilor se împarte la un volum mai mic al producției;
- incapacitatea bugetului local de a achita la timp subvenția.

4. SISTEMELE CENTRALIZATE ÎN EUROPA ȘI TENDINȚA DE DEZVOLTARE A ACESTORA

În a doua jumătate a secolului trecut sistemele de alimentare centralizată cu energie termică au cunoscut o dezvoltare rapidă în toată lumea. Aceste sisteme au devenit foarte răspândite în deosebi în țările scandinave - Danemarca, Suedia, Finlanda, precum și în Germania, Olanda etc. În țările occidentale serviciul public de alimentare cu energie termică prin intermediul SACET se caracterizează prin următoarele particularități :

- aplicarea principiilor de piață - cu tarife ce corespund costurilor, cu tarife diferențiate, cu existența concurenței între producătorii de energie;
- posibilitatea consumatorilor de a regla consumul de căldură în dependență de necesitate și capacitatea lor de plată;
- neadmiterea subvenționării directe sau încrucișate în cadrul SACET, însă cu existența unor programe de asistență socială cu subvenții nominative;
- promovarea surselor de energii regenerabile (în prezent în Danemarca peste 20 % din energia livrată este produsă din surse regenerabile).

Pe piețele locale (concurențiale) ale energiei termice - SACET reprezintă spațiul în care pot intra în competiție diverși producători de energie termică. În UE încălzirea bazată pe utilizarea masei vegetale este promovată intens ca mijloc de utilizare eficientă a resurselor locale și de creștere a securității energetice. Deșeurile lemnoase sub formă de pelete și brichete, resturile vegetale din agricultură, precum și lemnul arborilor cu creștere rapidă (cultivați în parcele cu ciclu multianual) fac parte din grupa resurselor regenerabile și au deja o pondere semnificativă în mai multe țări (Danemarca, Marea Britanii, Suedia, Olanda, Germania) fiind utilizate atât individual, cât și ca resurse pentru acoperirea locală a vârfului de sarcină în sistem.

Sistemele centralizate în UE sunt privite ca o infrastructură ce permite de a promova pe larg cea mai eficientă tehnologie de producere a energiei la scară industrială - cogenerarea energiei. În acest sens a fost aprobată Directiva 2004/08/EC privind cogenerarea care prevede creșterea ponderii energiei obținute prin cogenerare de la 9% până la 18% (2010).

Principiile tarifării

Toți specialiștii recunosc existența unor principii ce trebuie avute în vedere la stabilirea tarifelor și anume:

- a) Utilizarea eficientă a resurselor materiale și umane;
- b) Corectitudine și echitate (fiecare consumator trebuie să achite pentru ceea ce a consumat);
- c) Asigurarea necesităților financiare ale sectorului;
- d) Asigurarea stabilității prețurilor;
- e) Considerarea unor obiective economice și sociale
- f) Sistemul de tarifare trebuie să fie ușor de înțeles și ușor de aplicat;

CONCLUZII

1. Asigurarea condițiilor normale de igienă și confort termic în locuințe prin modernizarea instalațiilor aferente sistemului de alimentare centralizată cu energie termică este o cerință de bază pentru calitatea vieții în societate.
2. Serviciul public de alimentare cu energie termică are o dublă dimensiune: una economică și alta socială. Autoritățile locale trebuie să se preocupe în egală măsură de ambele aspecte.
3. Modernizarea SACET este doar o parte a problemei, cealaltă parte ține de necesitatea îmbunătățirii nivelului de *protecție termică a spațiilor încălzite*. Marea majoritate a instalațiilor interioare ale consumatorilor au o durată de viață ce depășește durata normată și necesită a fi schimbate complet și montate instalații noi.

Bibliografie

1. *Legea serviciilor publice de gospodărie comunală Nr.1402-XV din 24 oct. 2002.*

Aprobat spre publicare: 13.01.2009

SOLUȚII DE MODERNIZARE A SISTEMULUI DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ DIN MUN. CHIȘINĂU

Dionisie ANTOCEL

S.A. „Termocom”

INTRODUCERE

Asigurarea condițiilor adecvate de igienă și confort termic în locuințele chișinăuenilor prin modernizarea instalațiilor aferente sistemului de alimentare centralizată cu energie termică a mun. Chișinău este unul din imperatiile-cheie pentru creșterea calității vieții în societatea modernă. SACET reprezintă un ansamblu tehnologic și funcțional unitar ce cuprinde construcții, instalații, echipamente, dotări specifice și mijloace de măsurare destinate producerii, transportului, distribuției și furnizării energiei termice consumatorilor, în condiții de eficiență și la standarde de calitate.

SACET al mun. Chișinău cuprinde următoarele componente:

1. Unitățile de producere a agentului termic - centrale termice și centrale electrice de termoficare (CET):
 - SA „CET-1”;
 - SA „CET-2”;
 - Stațiile termice de EST, SUD și VEST;
 - Stațiile termice suburbane (19 unități).
2. Rețeaua de transport al agentului termic primar (apă fierbinte):
 - 233,5 km (în două țevi);
 - 19 stații de pompare.
3. Punctele termice centrale: 498 unități.
4. Rețeaua de distribuție a agentului termic pentru încălzire: 285 km (în două țevi).
5. Rețele de alimentare cu apă caldă menajeră: 204 km.
6. Noduri elevatoare - peste 3300 unități.
7. Puncte termice individuale (PTI) – 41 unități.

Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) al mun. Chișinău a înregistrat o evoluție pozitivă în perioada sovietică, fapt care se datorează politicii de dezvoltare urbană de tip intensiv, dezvoltării industriale și prețurilor mici la resursele energetice. În or. Chișinău, la începutul anilor '90, sistemul de termoficare atingea nivelul de 75% de acoperire a consumului de energie termică.

După dezintegrarea URSS, evoluția ulterioară a SACET a fost puternic influențată de situația economică creată în țară: creșterea galopantă a prețurilor la resursele energetice din import, politica tarifară și de subvenționare promovată de autorități, politica statului în domeniul energetic, calitatea serviciilor prestate. Toți acești factori au condus la scumpirea drastică a energiei termice, la căderea calității serviciilor și, în consecință, la debransarea în masă a consumatorilor de la SACET și diminuarea semnificativă a volumului livrărilor de energie. Situația a fost agravată și prin practicarea unui management defectuos al întreprinderii. În ansamblu, acestea au și constituit premise pentru falimentarea întreprinderii la sfârșitul anului 2001. A fost nevoie de circa 6 ani pentru a readuce întreprinderea la normalitate, adică, în primul rând, prestarea serviciilor de calitate și recăpătarea încrederii consumatorului în SACET, diminuarea exodului de consumatori din sistem și chiar obținerea procesului invers, de revenire în sistem, asigurarea rentabilității și solvabilității întreprinderii.

1. CONCEPȚIA ȘI SOLUȚIILE MODERNIZĂRII

1.1. Concepția modernizării

Concepția de modernizare a SACET Chișinău a fost elaborată cu sprijinul Agenției Suedeze pentru Dezvoltare Internațională (SIDA), care a participat la finanțarea unor proiecte și, pe cont propriu, a oferit consultanță celor mai buni specialiști din Suedia și alte țări europene. A fost foarte utilă studierea experienței modernizării sistemelor similare din alte țări, în mod special experiența or. Riga. La baza Concepției de modernizare a SACET Chișinău, elaborată de „Termocom” S.A., se află următoarele principii:

- accesibilitatea populației la resursele energetice pentru încălzire (accesul întregii populații la încălzire și apa caldă menajeră);
- siguranță și fiabilitate în alimentarea cu energie termică (diversificarea surselor și furnizorilor de resurse, prevederea surselor de producere cu

posibilitatea funcționării pe două sau mai multe tipuri de combustibili, utilizarea resurselor regenerabile de energie);

- eficiența energetică a instalațiilor (reducerea consumului de combustibili prin rețehnologizare/ modernizare, promovarea sistemelor de cogenerare de eficiență înaltă de tip centralizat și/sau distribuit);
- asigurarea rentabilității financiare a agenților economici care desfășoară activitatea în producerea, transportul și distribuția energiei termice;
- implementarea tehnologiilor avansate;
- reducerea impactului negativ asupra mediului;
- respectarea legislației naționale și alinierea la legislația Uniunii Europene în domeniul energiei și protecției mediului.

Modernizarea și dezvoltarea SACET-Chișinău pe termen scurt și mediu urmărește realizarea următoarelor *obiective*:

- îmbunătățirea continuă a calității serviciilor de alimentare cu energie termică, cu menținerea costurilor la un nivel ce ar asigura accesibilitatea consumatorilor la aceste servicii;
- promovarea principiilor economiei de piață;
- atragerea capitalului privat în finanțarea investițiilor din domeniul infrastructurii locale;
- promovarea măsurilor de eficiență energetică;
- promovarea parteneriatului social.

1.2. Cerințe față de soluțiile aplicate în proiectele de modernizare a SACET Chișinău

La elaborarea și promovarea soluțiilor tehnice de reabilitare și modernizare a SACET trebuie să fie respectate următoarele *condiții obligatorii*:

- instalația de bază a unităților de producție a agentului termic trebuie să fie bazată pe cogenerare;
- capacitatea de producție a unității de producție a agentului termic trebuie proiectată pentru consumul actual și cel previzionat;
- unitatea de producție în cogenerare va funcționa la capacitatea parametrilor nominali cel puțin 7000 ore/an;
- randamentul energetic global al unității de producție a agentului termic trebuie să fie de cel puțin 80%, excepție pot face doar unitățile de producție care utilizează biomasa ca resursă

energetică primară (la instalația în cogenerare), unde randamentul energetic total trebuie să fie de cel puțin 70%;

- reducerea considerabilă a pierderilor în rețelele de transport al agentului termic primar;
- creșterea eficienței energetice a punctelor termice;
- instalarea punctelor termice individuale, acolo unde se justifică economic;
- contorizare la nivel de imobil și la nivel de puncte termice;
- reducerea pierderilor de energie termică și apă din rețelele interioare ale imobilelor;
- contorizare individuală la consumatorii finali;
- introducerea sistemelor de automatizare și dispecerizare, astfel încât să poată fi asigurată monitorizarea și controlul permanent al funcționării instalațiilor în cadrul parametrilor optimi, de la producere până la utilizator;
- optimizarea regimurilor de funcționare a SACET;
- încadrarea tuturor aspectelor de funcționare a întreprinderii într-un sistem informațional unic.

Soluțiile ce țin de dezvoltarea ulterioară a SACET Chișinău, în principal, vizează:

- *la nivelul instalațiilor ce aparțin operatorului SACET:*

- sursele de producere a energiei termice;
- rețelele de transport al agentului termic primar, inclusiv stațiile de pompare;
- punctele termice centrale sau/și punctele termice individuale;
- rețelele de distribuție a apei calde de consum și a agentului termic pentru încălzire;
- contorizarea energiei la nivel de imobil (la punctul de delimitare dintre instalațiile operatorului și ale consumatorului);

- *la nivelul consumatorului final:*

- rețelele interioare de alimentare cu apă caldă de consum și agent termic pentru încălzire și realizarea distribuției orizontale;
- contorizarea individuală și montarea robinetelor termostactice;
- reabilitarea termică a anvelopei clădirilor.

În promovarea soluțiilor tehnice propuse se urmărește obținerea următoarelor *efecte globale*:

- reducerea pierderilor de căldură din cadrul SACET până la 10-12%;
- reducerea consumurilor specifice de energie și combustibil;

- creșterea eficienței echipamentelor și instalațiilor din cadrul sistemului;
- creșterea gradului de siguranță în exploatarea sistemului;
- reducerea costurilor de producere a energiei;
- creșterea gradului de protecție a mediului înconjurător prin reducerea emisiilor de gaze pe unitatea de energie produsă.

Ținând cont de cele expuse mai sus, prezentăm soluții tehnice concrete dintre cele mai uzitate pentru modernizarea SACET Chișinău.

2. SOLUȚII DE MODERNIZARE A SURSELOR DE ENERGIE TERMICĂ

2.1. Soluții de modernizare a centralelor termice existente

Această soluție implică modernizarea instalațiilor tehnologice din centralele termice de zonă și reabilitarea rețelelor de transport și de distribuție. De la caz la caz, modernizarea CT (centralelor termice) reclamă înlocuirea parțială sau totală a echipamentelor tehnologice, automatizarea proceselor și optimizarea schemelor de funcționare. Pentru stabilirea volumului de lucrări de modernizare trebuie să se pornească de la cererea de energie termică, urmată de dimensionarea optimă a instalațiilor tehnologice.

Principalele avantaje ale acestei soluții sunt:

- utilizarea parțială a instalațiilor existente în centrala termică de zonă;
- existența amplasamentelor și a utilităților;
- existența personalului calificat și a structurilor organizatorice;
- existența rețelelor de transport al energiei termice;
- existența consumatorilor urbani deserviți de sistemul de termoficare;
- utilizarea parțială a instalațiilor din punctele termice;
- existența rețelelor secundare de distribuție a energiei termice către consumatori;
- economisirea surselor financiare.

Dezavantajele acestei variante rezidă în:

- păstrarea structurii de producere și distribuție a energiei termice;
- utilizarea redusă a sistemului, în special pe perioada verii;
- posibilitatea redusă de scădere a prețului energiei termice produse.

Analiza acestei variante arată că prin păstrarea sistemului actual și utilizarea în mare parte a instalațiilor existente, volumul de investiții necesar este redus. Pe de altă parte, nemodificarea structurii sistemului de termoficare urbană reduce posibilitatea scăderii costului producerii energiei termice.

2.2. Transformarea centralelor termice în centrale de cogenerare a energiei

Soluția de transformare a centralelor termice de zonă, cum ar fi CT-Est, CT-Sud sau CT-Vest din or. Chișinău, în centrale electrice cu termoficare (CET) producătoare de energie termică și energie electrică, implică modificări de structură în instalațiile tehnologice existente. Această transformare impune utilizarea cazanelor de abur existente sau instalarea de cazane noi de abur. Această soluție poate fi aplicată atât în cazul unei CT de zonă ce distribuie energia termică către punctele termice, cât și în cazul existenței centralelor termice de cartier, care furnizează căldura direct către consumatori. Pentru dimensionarea corectă a instalațiilor de cogenerare este necesar să dispunem de curbele de consum a căldurii și energiei electrice.

Energia electrică produsă la centralele de cogenerare va acoperi primordial consumurile proprii ale instalațiilor de termoficare urbană. Pentru disponibilul rămas, operatorul serviciilor de termoficare („Termocom” S.A.) ar putea să încheie contracte directe cu consumatori locali, de preferință întreprinderi din subordinea primăriei.

Principalele avantaje ale acestei soluții sunt:

- creșterea producției energetice globale proprii;
- creșterea gradului de utilizare a capacităților de producere a energiei;
- scăderea cheltuielilor specifice pe unitatea de produs;
- creșterea randamentelor energetice;
- utilizarea parțială a instalațiilor existente;
- existența amplasamentelor și a utilităților;
- existența personalului calificat și a structurilor organizatorice;
- existența rețelelor de transport energie termică;
- existența consumatorilor urbani deserviți de sistemul de termoficare;
- utilizarea parțială a instalațiilor din punctele termice;
- existența rețelelor secundare de distribuție a energiei termice către consumatori;
- posibilități de scădere a prețului energiei termice produse.

Dezavantajele acestei variante sunt:

- volum ridicat de investiții;
- creșterea volumului de combustibil consumat în instalații;
- creșterea cheltuielilor anuale;
- dependența de fluctuațiile de preț ale energiei electrice pe piață.

Analiza acestei variante demonstrează avantaje covârșitoare față de sistemele existente. Prin modificarea structurii producției energetice, funcționarea instalațiilor în regim de cogenerare apropie sistemul de termoficare urban de sistemele performante la nivel european. Deși această variantă implică investiții sporite, efectele economice sunt pozitive. O abordare mai realistă ar putea fi noile soluții aplicabile pe plan local prin trecerea la cogenerarea de mică/medie putere și renunțarea în timp la centralele mari și la rețelele de distribuție foarte mari. Dar și această variantă necesită investiții importante, în special în rețelele de alimentare cu gaze naturale.

În mun. Chișinău este necesară analizarea oportunității divizării rețelelor termice în subsisteme și folosirea CT sau PT pentru implementarea cogenerării de mică putere. Capacitățile mici de cogenerare au, în general, costuri specifice mai ridicate de instalare și întreținere. În consecință, viabilitatea proiectelor de cogenerare depinde de capacitatea de a obține cel mai ridicat venit din energia electrică vândută și de posibilitatea de valorificare a avantajelor care decurg din apropierea de consumator.

3. SOLUȚII DE MODERNIZARE A REȚELELOR TERMICE

3.1. Reabilitarea conductelor

Sistemul de transport și distribuție a agentului termic cuprinde:

- țevi preizolate;
- elemente de conducte preizolate: coturi preizolate, ramificații preizolate, compensatoare, armatura de închidere/deschidere și altele;
- sistem de semnalizare (o pereche de fire de semnalizare încorporate în țevile și fittingurile preizolate);
- accesorii specifice sistemului de conducte preizolate (perne de dilatare, căciuli de capăt etc.);
- instalații de măsurare și control.

Încadrarea pierderilor tehnologice în rețelele termice în proporție de până la 12% implică utilizarea unor conducte cu performanțe mecanice și de izolare termică deosebite. Tehnologiile actuale de fabricare și montare a conductelor pentru transportul și distribuția agentului termic permit realizarea unor performanțe superioare.

Produsele preizolate respectă standardele europene:

- EN 253 sisteme de conducte preizolate industrial;
- EN 448 sisteme de racorduri preizolate - fittinguri preizolate industrial;
- EN 489 postizolarea conductelor preizolate.

În tabelul 1 este prezentat un sumar al standardelor europene pentru țevi de oțel destinate rețelelor termice.

Tabelul 1. Standarde europene pentru țevi de oțel.

Denumire standard	Nr. standard	Dimensiuni și masa	Domeniu de aplicare pentru rețele termice
Țeavă fără sudură, pentru presiune, temperatură ambiantă	SR EN 10216-1/A1:2004	SR EN 10220:2003	Secundar, Dn ≤ 300
Țeavă fără sudură, pentru presiune, temperatura ridicată	SR EN 102162:2003	SR EN 10220:2003	Primar, Dn ≤ 300
Țeavă sudată electric la înaltă frecvență, pentru presiune, temperatură ambiantă	SR EN 20127-1:2002	SR EN 10220:2003	Secundar, sudată longitudinal, Dn ≤ 300
Țeavă sudată electric la înaltă frecvență, pentru presiune, temperatura ridicată	SR EN 10217-2:2003	SR EN 10220:2003	Primar, sudată Longitudinal, Dn ≤ 300 Categorii de încercare TC2
Țeavă sudată sub strat de flux, pentru presiune, temperatura ridicată	SR EN 10217	5:2003 SR EN 10220:2003	Primar, sudată elicoidal, Dn ≤ 300, Categorii de încercare TC 2

3.2. Modernizarea compensatoarelor instalate în rețelele termice

Compensatoarele silfonice utilizate în calitate de elemente de montare pentru amortizarea deformațiilor conductelor care transportă energie termică și apă caldă, datorate temperaturilor înalte, precum și pentru micșorarea sarcinilor de vibrație, sunt ermetice, rezistente la temperatură, fiabile în

exploatare și nu necesită deservire pe tot parcursul termenului de funcționare.

Avantajul: practic exclud pierderile de agent termic.

Dezavantajul: costuri relativ mari.

3.3. Modernizarea stațiilor de pompare

Instalarea convertizoarelor de frecvență în cadrul sistemelor de acționare a pompelor cu sarcină variabilă permite:

- economisirea energiei electrice;
- reducerea cheltuielilor de reparație și exploatare a sistemelor elementelor de reglare din contul excluderii sau diminuării suprasarcinilor de șoc și dinamice;
- majorarea termenului de funcționare a motorului electric și a mecanismului de acționare din contul optimizării funcționării lor într-un diapazon larg de variație a sarcinilor;
- crearea de sisteme închise ale dispozitivului de acționare asincron cu posibilitatea menținerii exacte a parametrilor tehnologici stabiliți.

3.4. Modernizarea punctelor termice

Transformarea punctelor termice în centrale termice de cartier. Soluția de transformare a punctelor termice în centrale termice de cartier pentru producerea energiei termice implică modificări de structură în instalațiile tehnologice existente.

Această variantă impune înlocuirea instalațiilor existente cu instalații de cazane pentru producerea energiei termice pentru încălzire și apă caldă menajeră. Această soluție implică abandonarea instalațiilor tehnologice existente în centrala termică de zonă și a rețelelor primare prin care erau alimentate punctele termice.

Principalele avantaje ale acestei soluții sunt:

- instalarea de echipamente noi, performante, cu randamente ridicate;
- reducerea consumurilor specifice datorate renunțării la rețelele de termoficare primare;
- creșterea gradului de utilizare a capacităților de producere a energiei termice;
- existența amplasamentelor și a utilităților;
- existența personalului calificat și a structurilor organizatorice;
- existența consumatorilor urbani deserviți de sistemul de termoficare;
- existența rețelelor secundare de distribuție a energiei termice către consumatori;

- apropierea sursei de generare de consumator;
- posibilitatea obținerii de fonduri din dezafectări și eliberări de terenuri.

Dezavantajele acestei soluții sunt:

- volum mare de investiții;
- utilizare redusă a sistemului, în special pe perioada verii;
- posibilități reduse de scădere a prețului energiei termice produse;
- posibilități restrânse de reducere a nivelului noxelor în zonele urbane aglomerate;
- necesitatea asigurării unui sistem extins de distribuție a combustibililor la CT.

Această variantă asigură reducerea ușoară a cheltuielilor de exploatare la un nivel de investiții destul de ridicat. Rămân dificil de soluționat problemele legate de protecția mediului și necesitatea extinderii sistemului de distribuție a combustibililor.

4. ACȚIUNILE DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE ÎNTREPRINSE ÎN CADRUL SA „TERMOCOM”

În ultimii ani, managementul promovat de administrația SA „Termocom” este orientat spre realizarea obiectivelor de modernizare și dezvoltare intensă a întreprinderii. În această perioadă au fost elaborate și implementate un șir întreg de proiecte, iar altele sunt în proces de implementare sau urmează a fi realizate.

4.1. Modernizarea centralelor termice suburbane

La începutul procedurii de reorganizare, SA „Termocom” dispunea de 19 centrale termice amplasate în suburbiile mun. Chișinău, care produceau energie termică pe bază de cărbune, păcură sau gaze naturale la prețuri de 3-6 ori mai mari decât media pe întreprindere. În anii 2003-2006, 13 dintre ele au fost modernizate prin instalarea unor cazane pe gaze și utilaje mai performante, cu o capacitate sumară instalată de 25,2 MW. 9 (nouă) centrale termice funcționează în regim automat, ceea ce a permis optimizarea numărului de personal.

4.2. Modernizarea rețelelor magistrale și de distribuție

Reabilitarea rețelelor termice presupune înlocuirea țevelor vechi existente cu țevi preizolate atât pe partea de transport, cât și de distribuție,

înlocuirea compensatoarelor existente cu cele silfonice, montarea robinetelor sferice, instalarea sistemelor de monitorizare și altele. Imperativul respectivului proiect se datorează realității create la momentul actual în sistemul centralizat din mun. Chișinău: cele mai mari pierderi sunt suportate din cauza pierderilor de agent termic și prin izolare. În anii 2002-2008 au fost montate 71,97 km de țevi preizolate, 475 compensatoare silfonice, 9013 robinete sferice.

4.3. Modernizarea punctelor termice centrale

Peste 300 de puncte termice au fost modernizate utilizând schimbătoare de căldură de tip „Alfa-Laval”. Astfel, în prima etapă au fost modernizate punctele termice centrale cu schemă independentă, în etapa a doua - celelalte, în total fiind montate 930 schimbătoare de căldură cu plăci de tip „Alfa-Laval”. În prezent sunt în funcțiune doar trei puncte termice centrale, care utilizează schimbătoare de căldură de tip tubular.

4.4. Trecerea la puncte termice individuale (PTI)

Cu ajutorul SIDA au fost implementate 18 PTI. În anul curent se preconizează instalarea a peste 30 PTI din sursele proprii ale întreprinderii. Instalarea PTI la nivel de bloc locativ presupune oferirea unui șir de avantaje consumatorilor:

- **PTI** permit reducerea cheltuielilor pentru energia termică cu cel puțin **5-10%**, iar în urma integrării cu sistemul intern de aprovizionare cu energie termică de tip orizontal – cu peste **30%**.
- Consumatorul va avea posibilitatea să regleze consumul de energie termică în conformitate cu necesitățile și posibilitățile de plată.
- Oferă posibilitatea conectării/deconectării încălzirii în fiecare apartament la dorința consumatorului.
- Oferă independență consumatorilor de energie termică.
- Instalarea **PTI** va permite lichidarea punctelor termice centrale și a 204 km de rețele termice de cartier pentru aprovizionarea cu apă caldă.

În plus, furnizorul de căldură are posibilitatea să debranșeze de la rețea apartamentele cu restanțe la achitarea facturilor, fără ca ceilalți consumatori din bloc să sufere. Proiectul complet include instalarea a peste 3000 de PTI, eliminarea a 364 de puncte termice centrale și a rețelelor pentru apă caldă menajeră cu o lungime de aproximativ 204 km. Aceasta va duce la reduceri considerabile a pierderilor legate de furnizarea apei calde, cât și la micșorarea consumului de energie termică (datorită

posibilității de reglare automată a acestuia). Rezultatul cumulativ se ridică la aproximativ 230000 Gcal anual (*124 mln MDL*), ceea ce face ca la o investiție de aproximativ *70 mln USD* perioada de recuperare să fie de aproximativ *7 ani*.



Figura 1. Instalația „Punct termic individual”.

4.5. Sistemele automatizate de monitorizare

Sistemele automatizate de monitorizare „LOVATI” și „MONITOR” asigură monitorizarea în regim online, evidența, înregistrarea și arhivarea valorilor parametrilor de funcționare (presiuni, debite, temperaturi, consumuri de energie termică și electrică) a rețelelor termice primare, de distribuție și inter-cartier, stațiilor de pompare și surselor de energie termică, punctelor termice centrale, cu reprezentarea acestora în tabele sau în formă de grafice.

Principalele avantaje ale acestor sisteme sunt:

- îmbunătățirea considerabilă a parametrilor agentului termic;
- sporirea calității apei calde menajere;
- reducerea pierderilor de energie și de agent termic;
- optimizarea consumurilor de energie termică de către consumatorii finali;
- determinarea în timp real a unor eventuale avarii care ar conduce la aprovizionarea nesatisfăcătoare cu energie termică pentru încălzire și prepararea apei calde menajere.

Utilizarea pe scară cât mai largă a informației acestor două sisteme oferă posibilitatea de a depista avariile și deficiențele apărute în funcționarea SACET, cu indicarea eventualelor zone în care acestea s-au produs, permite adoptarea de măsuri eficiente pentru reducerea impactului asupra

Sursa	Stația	Direcția	Tur		Retur					
CET-2 94 Linia	8 59 3.1	(DELTA) [MAP] CET-1 Otoveasca	61.5	13.3	квп 11.3	2421.6 653.8	2404.8 719.7	11.1	квп 7.4	50.1
	12 70 3.3	Botanica	61.5	12.2	квп 12.1	610.5	606.5	3.0	квп 3.3	47.7
	13 104 8.6	Riscani	60.9	8.5	квп 8.8	390.1	391.4	2.9	квп 0.6	44.6
	6 106 3.2	Budești	60.9	8.5	квп 8.8	247.7	251.4	4.4	квп 0.6	48.1
	7 87 10.0	Poșta Veche	59.2	8.5	квп 8.4	222.0	211.3	3.1	квп 2.9	46.9
	14 90 9.4	Cuza Vodă	58.8	10.4	квп 10.2	101.6	98.8	5.5	квп 1.9	47.9
		Gr. Botanica	58.4	9.5	квп 9.5	182.9	173.7	6.2	квп 1.3	45.9
		Burebista	58.4	9.5	квп 9.5	56.2	53.7	3.8	квп 1.3	45.9
		Str. Kiev	59.4	9.2	квп 9.2	39.2	36.6	5.2	квп 2.3	40.4
		Str. Dimo	59.4	9.2	квп 9.2	38.1	41.6	5.2	квп 2.3	40.4
CET-1 49 Oraș	2 65 9.8	Poșta Veche	29.0	???	квп ???	3.7	4.4	???	квп ???	29.6
	15 ???	Decebal	62.5	9.1	квп 9.1	498.6	536.5	3.9	квп 1.7	40.7
	4 74 9.5	Samizegetu	62.5	9.1	квп 9.3	58.3	59.4	4.5	квп 1.7	48.6
	5 114 5.1	Str. Teilor	62.0	10.1	квп 10.1	451.4	464.7	6.0	квп 0.5	36.4
	3 85 7.1	I. Neculce	56.4	6.9	квп 7.0	0.0	0.0	3.5	квп 2.2	47.3
CT Vest 50	9 79 7.0	Str. Paris	29.2	10.0	квп 10.1	-0.7	7.8	8.1	квп 2.8	31.4
	10 82 7.1	N. Costin	57.7	9.9	квп 9.8	362.5	341.3	8.1	квп 2.5	47.2
	19 138 4.4	Raza III	56.7	7.6	квп 7.3	???	???	4.1	квп 4.1	38.4
T Sud 183	18 161 2.1	Raza IV	56.7	7.6	квп 7.5	???	???	4.2	квп 4.1	34.8
		SP-19	57.8	5.5	квп 5.5	???	???	2.1	квп 2.2	37.9

Figura 2. Interfața sistemului de monitorizare „LOVATI”.

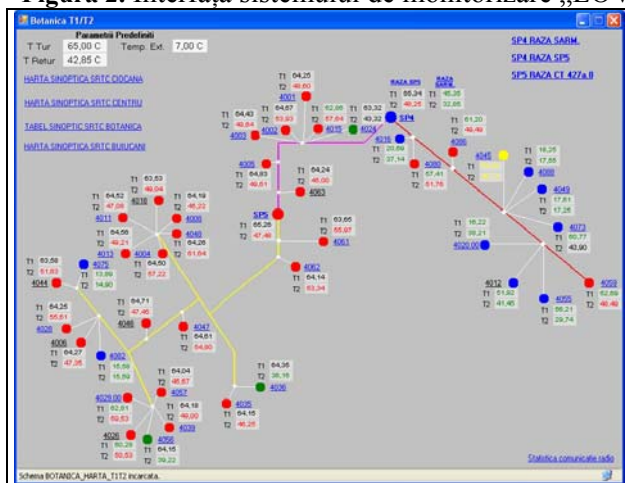


Figura 3. Interfața sistemului de monitorizare „MONITOR”.

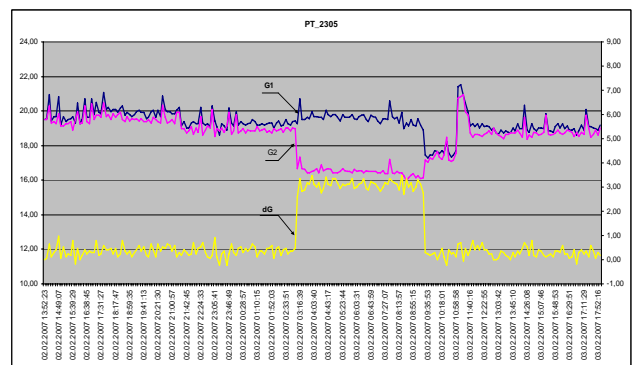
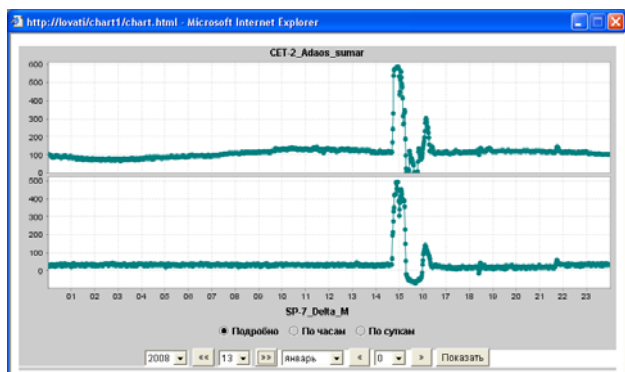


Figura 4. Vizualizarea și depistarea scurgerilor de agent termic și a situațiilor de avariere

consumatorilor, prin scurtarea duratei de depistare și lichidare a avariilor, reducerea numărului și micșorarea duratei întreruperilor accidentale în alimentarea cu energie termică. Datele obținute prin sistemele respective permit dirijarea optimală a SACET cu eficiență energetică superioară și asigurarea parametrilor impuși privind calitatea energiei termice livrată consumatorilor.

Proiectul complet va include monitorizarea a circa 2 CT, 2 CET-uri, 20 stații de pompare, 450 PTC, 3500 PTI. Aceasta va permite reducerea considerabilă a pierderilor, cât și micșorarea consumului de energie termică (datorită posibilității de dirijarea mai optimală a SACET).

cost – subdiviziuni care nu generează venituri directe, spre exemplu: Cercetare și Dezvoltare, Marketing și Relații cu consumatorii), cu bugete de cost;

- creșterea profesională în baza rotației cadrelor;
- flexibilitate, de exemplu – prin crearea grupurilor de lucru inter-sectoriale pentru soluționarea unor sarcini specifice;
- informare internă bine efectuată cu scopul obținerii unei fundamentări corecte pentru luarea deciziilor;
- raportarea complimentară și retroactivă.

Așteptări:

- a consolida o relație corectă și amiabilă cu consumatorii;
- a îmbunătăți imaginea SA „Termocom”;
- a spori veniturile totale ale SA „Termocom”.

4.9. Sistemul informațional integrat de management (SIIM)

Compania urmează să implementeze un sistem informațional integrat performant, care să ofere soluții la nivelul actual al tehnicii informației, cu grad redus de risc, verificat prin implementări în plan global. Sistemul va realiza automatizarea proceselor de afaceri, atât financiare, cât și operaționale, și va oferi suportul informațional pentru analize și luarea deciziilor.

Crearea SIIM reprezintă o dezvoltare logică atât a sistemelor automatizate existente, cât și a celor care trebuie proiectate (de dispecerat – operativ, tehnologic, economico-organizatoric, tehnico-productiv) pe baza extinderii și aprofundării funcțiilor care trebuie automatizate și unirea acestora într-un sistem unitar, ținând cont de modificările formelor organizatorice și economice ale managementului întreprinderii și pe baza aplicării celor mai noi mijloace ale tehnicii de calcul și de comunicație.

Obiectivele privind implementarea SIIM urmăresc:

- impulsionează planificării strategice și controlul realizărilor. Îmbunătățirea instrumentelor de planificare strategică și operativă (conducere pe obiective). Delimitarea ariilor de risc.
- schimbarea și modernizarea întreprinderii prin adoptarea unui management performant. Astfel, pentru o mai bună realizare a misiunii sale de bază, SA “Termocom” va avea nevoie în viitor de o mai bună planificare a veniturilor administrate și de creșterea eficienței activității în toate domeniile. În acest sens, consolidarea planificării veniturilor și, în consecință, punerea în practică a unor veritabile contracte de

performanță vor fi premise importante pentru optimizarea rezultatelor întreprinderii.

- modernizarea și inovația tehnologică. Adoptarea noilor tehnologii IT.
- examinarea și perfecționarea procedurilor de management. Ameliorarea nivelurilor de eficacitate și eficiență.

Beneficii așteptate:

- creșterea eficienței procesului managerial – decizional prin obținerea informațiilor necesare, în timp real, la toate nivelele: strategic, funcțional și operațional;
- transparența veniturilor și costurilor, cât și a resurselor cu efect asupra reducerii costurilor prin reducerea consumurilor de resurse, datorită urmăririi și corectării operative a costurilor pentru fiecare proiect și activitate;
- implementarea de metode moderne de evidență, management și conducere;
- implementarea de multiple forme de organizare a diviziunii muncii, a individualizării responsabilităților și a efortului fiecărui centru de cost, conducând la instituirea unei discipline economico – financiare și la tratarea unitară a fenomenelor;
- creșterea eficienței tuturor activităților din cadrul companiei, cu prioritate a celor privind angajarea, lichidarea, ordonanțarea și plata cheltuielilor companiilor publice.

În urma implementării proiectelor de modernizare, întreprinderea a redus substanțial pierderile, costurile de producere și de livrare a energiei termice. Rezultatele sunt reflectate în fig. 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12.

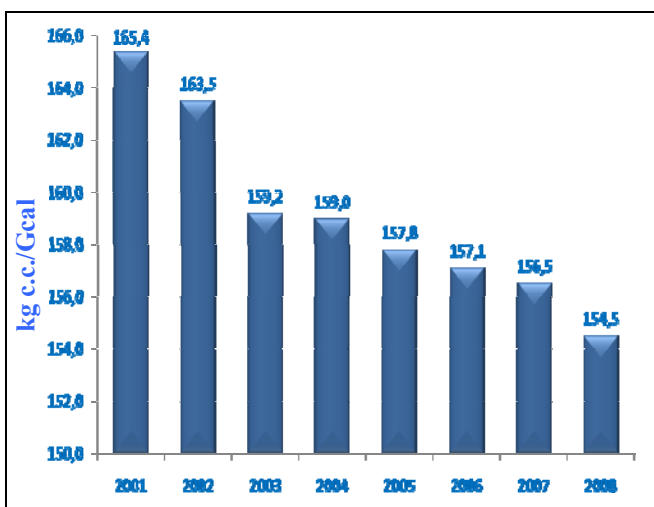


Figura 6. Rezultatele implementării proiectului “Reducerea consumului specific de combustibil” (kg c.c./Gcal)

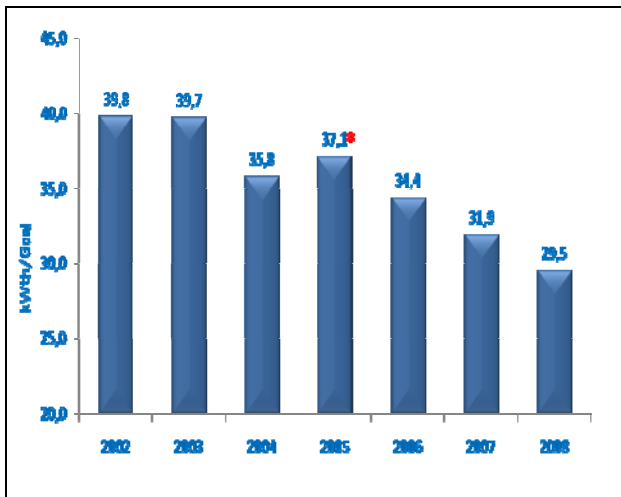


Figura 7. Rezultatele implementării proiectului “Reducerea consumului specific de energie electrică” (kWh/Gcal de energie termică intrată în rețea)

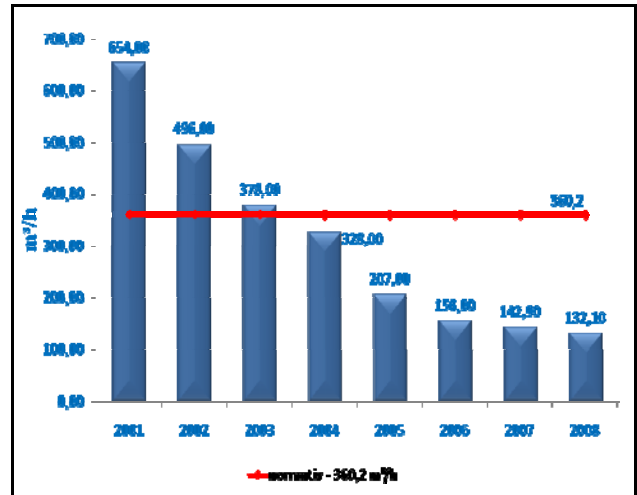


Figura 8. Rezultatele implementării proiectului “Reducerea pierderilor (scurgerilor) de agent termic din rețea”.

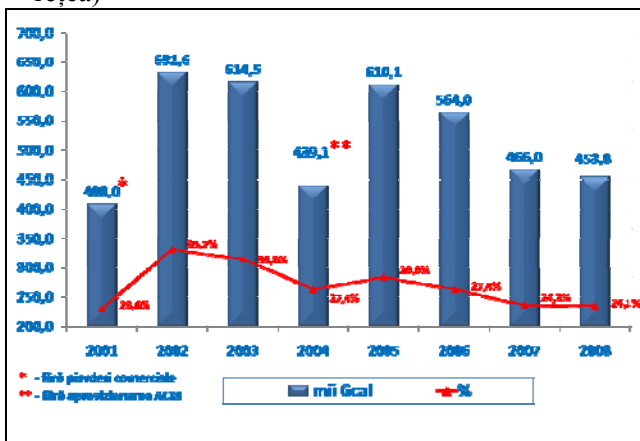


Figura 9. Rezultatele implementării proiectului “Reducerea pierderilor de energie termică”

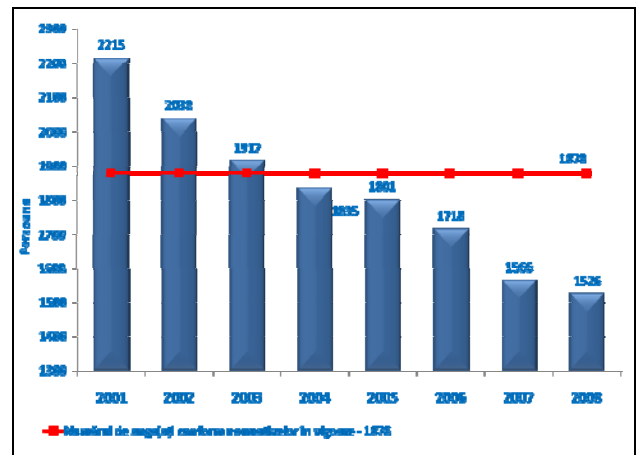


Figura 10. Rezultatele implementării proiectului “Reducerea numărului de angajați ai S.A. “Termocom”

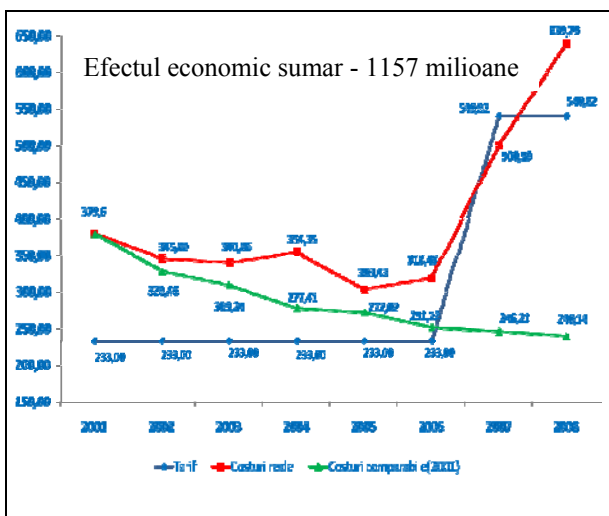


Figura 11. Dinamica prețurilor de cost a unei Gcal în prețuri reale și comparabile în perioada 2001 - 2008

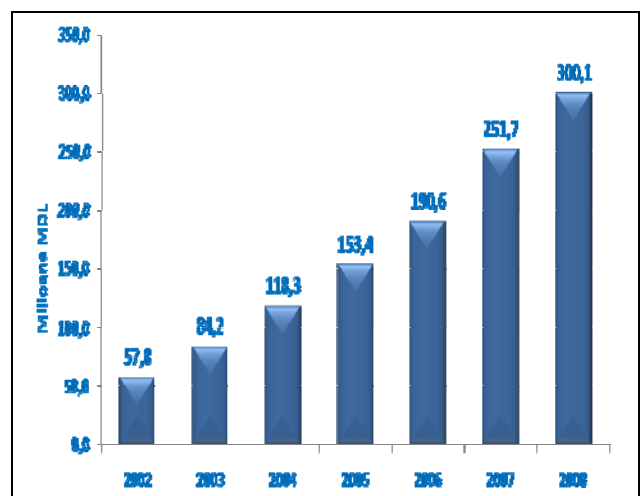


Figura 12. Efectul economic real obținut în urma reducerii cheltuielilor față de anul 2001

ALOCAREA CHELTUIELILOR TOTALE LA CET-uri ȘI PROBLEMA SUBVENȚIILOR ÎNCRUCIȘATE

Alexandru Mija,

Direcția Politică Tarifară și Analiză Economică, ANRE

INTRODUCERE

Conform experienței internaționale de organizare a piețelor energetice, prioritatea convergentă a autorității de reglementare, întreprinderilor reglementate și a consumatorilor constă în stabilirea unor tarife cât mai adecvate atât din punct de vedere a reflectării costurilor de la activitățile corespunzătoare, cât și a recuperării echitabile a consumurilor și cheltuielilor de către fiecare categorie de consumatori. În cadrul modalității date de abordare a problemei se impune diminuarea treptată și eventuala excludere a așa-numitelor „subvenții încrucișate”, care la etapa actuală de dezvoltare mai persistă în sectorul energetic. Tarifele corecte determinate pentru energie conduc la instituirea unei astfel de conjuncturi, în condițiile căreia consumatorii sunt cointeresați în utilizarea rațională a energiei.

La etapa actuală politica de reglementare a prețurilor și tarifelor în sectorul energetic, întemeiată pe practica mondială, este conformată următoarelor **principii**:

- Asigurarea fiabilă a consumatorilor cu energie electrică și termică (serviciile trebuie să devină din ce în ce mai calitative și să fie prestate la tarife rezonabile);
- Menținerea viabilității financiare a sectorului (acoperirea costurilor reale și strict necesare pentru procurarea resurselor energetice, a consumurilor și cheltuielilor aferente exploataării eficiente a unităților energetice de producție și celor necesare pentru protecția mediului ambiant);
- Acordarea posibilității investitorului de a-și recupera investițiile (stabilirea unui nivel echitabil al randamentului de la investiții - în funcție de mijloacele investite în dezvoltare, renovare și reconstrucție);
- Utilizarea eficientă a resurselor energetice, materiale și umane în sector (stimularea eficienței managementului întreprinderilor energetice, optimizării costurilor și reducerii pierderilor);
- Asigurarea stabilității tarifelor, bazată pe corectitudine, simplitate și echitate (fiecare grupă de consumatori trebuie să achite prin tarife anume acele costuri, care sunt necesare pentru

prestarea serviciului nemijlocit acestei grupe de consumatori);

- Considerente economico-sociale.

Necesitatea reglementării reiese din următoarele considerente:

- Principiile tarifare deseori vin în contradicție, uneori sunt chiar diametral opuse. Drept urmare, este necesar de a fi identificate echilibru și compromisuri;
- Lipsa de concurență;
- Efectul de scară și tendința de a nu avea concurenți;
- Tendința monopolistului de a maximiza profitul și mai puțin de a eficientiza producția;
- Costurile mari de capital;
- Consumatorul trebuie să cunoască că totul are un cost și nu există produse sau servicii pe gratis;
- Dacă consumatorul nu poate achita facturile atunci furnizorul nu dispune de resurse pentru a-și desfășura activitatea.

Cadrul legal, ce stă la baza reglementării în domeniu:

- Legea cu privire la energetică nr. 1525-XIII din 19.02.1998;
- Legea cu privire la energia electrică nr. 137-XIV din 17.09.1998;
- Standardele Naționale de Contabilitate;
- Metodologiile tarifare aprobate de ANRE (*în cazul dat - Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la producerea energiei electrice, energiei termice și la apa de adaos, aprobată prin Hotărârea Consiliului de Administrație al ANRE nr. 147 din 25.08.2004*);
- Condițiile contractuale.

Factorii principali de influență asupra cuantumului tarifelor:

- Tipul și prețul la combustibil, în special, *influențat de prețul de import și rata de schimb a valutei naționale*;
- Utilizarea puterii centralei electrice cu termoficare, *în funcție de volumele de energie necesare de a fi produse*;
- Caracteristica tehnico-economică, *dependentă de starea tehnică și randamentul centralelor (utilajului)*;

- Valoarea activelor și durata de funcționare utilă a mijloacelor fixe;
- Corelația volumelor și repartizarea consumurilor și cheltuielilor între energia electrică și energia termică (*influență proporției consumului specific de combustibil între tipurile de energie*).

Consumurile și cheltuielile activității operaționale pentru producerea energiei electrice și termice:

- consumuri directe de materiale (*combustibil, apă, reactive chimice, materiale de filtrare*);
- consumuri directe pentru retribuirea muncii (*personalului nemijlocit încadrat în procesul de producere a energiei electrice, termice*);
- consumuri indirecte de producție (*uzura mijloacelor fixe, retribuirea muncii, cheltuielile de întreținere a unităților de producție în stare de lucru, etc.*);
- cheltuieli comerciale;
- cheltuieli generale și administrative (*retribuirea muncii personalului de conducere și gospodăresc al întreprinderii, uzura mijloacelor fixe cu destinație administrativă și gospodărească, etc.*);
- alte cheltuieli operaționale (*cheltuielile aferente fondului de rulment, plata dobânzilor aferente creditelor bancare și împrumuturilor, etc.*).

Particularitățile determinării consumului de combustibil la producerea energiei electrice și energiei termice. Normele de consum specific de combustibil pentru producerea 1 kWh energie electrică și 1 Gcal energie termică se calculează reieșind din starea tehnică și parametrii tehnico-economici ai centralei, volumul și standardele de calitate a energiei electrice (termice) urmate a fi livrate de la liniile electrice de plecare (colectoarele centralei).

Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la producerea energiei electrice, energiei termice și la apa de adaos prevede determinarea separată a consumului specific de combustibil pentru producerea simultană a energiei electrice și termice în regim de cogenerare, pentru producerea energiei electrice în regim de condensare și pentru producerea separată a energiei termice în cazane de apă fierbinte.

Pentru a nu fi subestimată importanța unui tip de energie față de altul, Metodologia prevede, că la determinarea consumului specific de combustibil pentru **producerea energiei electrice și termice în regim de cogenerare** a se va ține cont de următoarele condiții:

(I) consumul specific de combustibil pentru producerea energiei termice nu poate fi mai mare decât consumul specific de combustibil necesar de a produce energia termică la cea mai eficientă centrală termică;

(II) la producerea energiei electrice consumul specific de combustibil trebuie să fie mai mic decât la centralele termoelectrice și mai mic decât în cazul producerii la CET a energiei electrice în regim de condensare.

În baza normelor de consum specific de combustibil necesar pentru producerea 1 kWh energie electrică (1 Gcal de energie termică) și cantitatea de energie ce urmează să fie livrată de la liniile electrice de plecare (de la colectoare), se determină cantitatea de combustibil în unități convenționale (tone combustibil convențional - t c. c.) pentru producerea energiei electrice și energiei termice.

Consumul de combustibil convențional (exprimat în t c. c.) necesar pentru producerea energiei electrice (termice) pe fiecare tip de combustibil (gaze naturale, păcură, cărbune, etc.) se calculează, reieșind din structura tipurilor de combustibil, utilizat pentru producerea energiei la centrală.

Consumul de combustibil în unități naturale se calculează prin împărțirea consumului de combustibil convențional (pe tipuri de combustibil exprimat în t c. c.) la coeficientul caloric a tipului respectiv de combustibil natural. Coeficientul caloric se determină ca raport dintre puterea calorică (kcal/kg) a tipului dat de combustibil și puterea calorică a combustibilului convențional (7000 kcal/kg c. c.).

Consumurile pentru combustibil în expresie valorică (pe tipuri de combustibil) se determină reieșind din consumul de combustibil în expresie naturală și prețurile de procurare a combustibilului. La determinarea consumului de combustibil, prețurile de procurare a gazelor naturale nu pot să depășească tarifele aprobate de ANRE, iar pentru alte tipuri de combustibil - prețurile minime de piață (obținute în urma licitațiilor de achiziții publice).

Particularitățile repartizării altor consumuri și cheltuieli la producerea energiei electrice și energiei termice. La CET-uri repartizarea uzurii mijloacelor fixe, cheltuielilor directe pentru retribuirea muncii, cheltuielilor indirecte de producție, cheltuielilor comerciale, generale și administrative între cele două forme de energie (electrică și termică) se efectuează proporțional cheltuielilor de achiziționare a combustibilului utilizat la producerea formei date de

energie în cheltuielile totale pentru combustibilul utilizat la producerea ambelor forme de energie.

Structura generalizată a tarifelor la producerea energiei electrice și a energiei termice este prezentată în **tabelul nr. 1**. În structura costurilor totale reflectate în tarife consumurile de combustibil au pondere dominantă: la CET-1 – 85,1%, la CET-2 – 90,5% și la CET-Nord – 79,8 la sută. Suplimentar la consumuri și cheltuieli în tarif se include o marjă de profit, calculată în modul următor: (I) reieșind din rata de rentabilitate 5 % către consumurile și cheltuielile proprii ale întreprinderii și (II) reieșind din valoarea investițiilor nete efectuate de întreprinderi și rata rentabilității acestora. Suma beneficiului în tarifele actuale constituie: la CET-1 – 4,8 mil. lei (sau 1,5% către costurile de procurare a combustibilului și producere), la CET-2 – 7,1 mil. lei (sau 0,7% către costurile de procurare a combustibilului și producere) și la CET-Nord – 3,9 mil. lei (sau 1,9% către costurile de procurare a combustibilului, producere, transport și distribuție).

Consumul specific de combustibil și impactul acestuia asupra valorii subvențiilor între energia electrică și energia termică este elucidat în **tabelul nr.2**. Subvențiile rezultă din diferența dintre consumul specific de combustibil pentru fiecare tip de energie luat în considerație în tarifele aprobate și cel calculat conform parametrilor tehnico-economici ai centralei.

Consumul specific de combustibil pentru producerea energiei termice prevăzut în tarifele actuale este mai redus decât cel normativ/de referință: la CET-1 cu 14,6%, CET-2 cu 25,8%, CET-Nord cu 14,8%.

În consecință, suma subvențiilor pentru producerea energiei termice din contul energiei electrice, menținute în tarifele în vigoare constituie circa 181 mil. lei, inclusiv la CET-1 – 28,7 mil. lei și la CET-2 – 152,3 mil. lei (pentru S.A. „Termocom”).

CONCLUZII

Întru stabilirea unor tarife cât mai adecvate este deosebit de importantă repartizarea nediscriminatorie a mijloacelor pentru producerea energiei electrice și termice în condiții de cogenerare la centralele electrice cu termoficare. Metodologia în vigoare de determinare a tarifelor la producerea energiei electrice și energiei termice prevede, că: (I) normele de consum specific de combustibil pentru producerea 1 kWh energie

electrică și 1 Gcal energie termică se calculează reieșind din starea tehnică și parametrii tehnico-economici ai centralei și (II) consumul specific de combustibil pentru producerea energiei termice în regim de cogenerare nu poate fi mai mare decât consumul specific de combustibil necesar de a produce energia termică la cea mai eficientă CT din țară, iar la producerea energiei electrice consumul specific de combustibil trebuie să fie mai mic decât la centralele termoelectrice și mai mic decât în cazul producerii la CET a energiei electrice în regim de condensare. Totuși, în tarifele actuale consumul specific de combustibil pentru producerea energiei termice este mai redus decât cel normativ/de referință, ce semnifică subvenționarea energiei termice din contul energiei electrice. Ghidându-se de principiul eliminării graduale a subvențiilor încrucișate, la ultima aprobare a tarifelor (în vigoare de la 1 august 2008) ANRE a eliminat o parte (circa 20%) din subvențiile existente.

Bibliografie

1. *Valentin Arion, Strategii și politici energetice (Uniunea Europeană și Republica Moldova).- Chișinău, ed. „Universul”, 2004.*
2. *Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la producerea energiei electrice, energiei termice și la apa de adaos, aprobată prin Hotărârea Consiliului de Administrație al ANRE nr. 147 din 25.08.2004.*

Tabelul 1. Structura tarifului la producerea energiei electrice și energiei termice (exemplu)

Indicatori		Unități	Tarif, consum specific parametri tehnico-economici ai centralei			Tarif în vigoare		
			energia electrică	energia termică	total	energia electrică	energia termică	total
Volumul energiei livrate	electrică	mil. kWh	669,1			669,1		
	termică	mii Gcal		1111,7			1111,7	
Consumul specific de combustibil	g c.c./kWh		235,66			308,40		
	kg c.c./Gcal			169,72			125,94	
Consum combustibil convențional		mii t. c.c.	157673	188678	346351	206339	140012	346351
Coeficient de transformare		K	1,149	1,149		1,149	1,149	
Consum de gaze naturale		mil. m ³	137,2	164,2	301,4	179,6	121,9	301,4
Prețul de achiziție a gazelor naturale		lei/1000 m ³	3232	3232		3232	3232	
Costul combustibilului	mii lei		443515	530728	974243	580406	393837	974243
	%		45,5	54,5	100	59,6	40,4	100
	bani/kWh		66,3			86,7		
	lei/Gcal			477,4			354,3	
Total costuri fără combustibil	mii lei		46685	55865	102550	61094	41456	102550
	%		45,5	54,5	100	59,6	40,4	100
	bani/kWh		7,0			9,1		
	lei/Gcal			50,3			37,3	
Total consumuri și cheltuieli	mii lei		490200	586593	1076793	641501	435293	1076793
	bani/kWh		73,3			95,9		
	lei/Gcal			527,7			391,6	
Rentabilitatea	mii lei		3244	3875	7119	4242	2877	7119
	bani/kWh		0,5			0,6		
	lei/Gcal			3,5			2,6	
Total venit calculat		mii lei	493445	590468	1083913	645743	438170	1083913
Tarif calculat		bani/kWh	73,8			96,5		
		lei/Gcal		531,1			394,1	

Tabelul 2. Calculul subvențiilor între energia electrică și energia termică

Indicatori		Unități	S.A. "CET-1"			S.A. "CET-2"			S.A. "CET-Nord"		
			energia electrică	energia termică	total	energia electrică	energia termică	total	energia electrică	energia termică	total
Tarif în vigoare											
Volumul de energie livrată	electrică	mln. kWh	118,3			669,1			55,0		
	termică	mii Gcal		354,0			1111,7			251,6	
Consumul specific de combustibil	g c.c./kWh		389,33			308,40			279,39		
	kg c.c./Gcal			139,99			125,94			149,90	
Total venit calculat		mln. lei	154,8	167,0	321,7	645,7	438,2	1083,9	55,1	135,9	191,0
Tarif calculat		bani/kWh	130,8			96,5			100,2		
		lei/Gcal		471,7			394,1			540,1	
Tarif, consum specific parametri tehnico-economici ai centralei											
Consumul specific de combustibil	g c.c./kWh		317,68			235,66			159,91		
	kg c.c./Gcal			163,93			169,72			176,02	
Total venit calculat		mln. lei	126,1	195,7	321,7	493,4	590,5	1083,9	31,7	159,3	191,0
Tarif calculat		bani/kWh	106,6			73,8			57,6		
		lei/Gcal		552,7			531,1			633,2	
Valoarea subvențiilor		mln. lei	28,7	-28,7		152,3	-152,3		23,4	-23,4	
		bani/kWh	24,2			22,8			42,6		
		lei/Gcal		-81,0			-137,0			-93,1	

MAJORAREA EFICIENȚII UTILIZĂRII GAZELOR NATURALE LA CET-URI

Leonid Belinski

Centrală Electrică cu Termoficare 1

INTRODUCERE

În ultimii ani pe plan mondial se remarcă un interes deosebit față de tehnologia cogenerării energiei - producerii simultane a căldurii și energiei electrice în cadrul unei și aceiași instalații din același combustibil. Cogenerarea practic cea mai eficientă, cea mai atractivă tehnologie de producere industrială a energiei electrice și termice, ce se dovedește a fi mai prietenoasă mediului ambiant decât tehnologiile clasice.

1. FORMULAREA PROBLEMEI

Tehnologia cogenerării energiei în Republica Moldova se aplică începând cu anii 60 ai secolului trecut. Din păcate, de la prăbușirea URSS încoace suntem martori ai unei căderi drastice a volumului de energie, produs în regim de cogenerare. În particular, la CET-1 Chișinău producția anuală de energie electrică și termică s-a micșorat cu cca. 40%, iar cantitatea de abur industrial, oferită întreprinderilor s-a redus de 10 ori. Acest fenomen s-a produs din motive obiective precum sunt căderea economiei naționale, dezvoltarea intensivă a încălzirii autonome în raza de deservire a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică - SACET, cât și din motive subiective - din părere greșită a unor conducători ai ramurii, neprofesionalismul cadrelor din structurile administrației publice ce declarau că CET-le nu sunt rentabile!

În plus, unele decizii luate de organele statale, precum cele ce privesc reevaluarea esențială fondurilor fixe ale CET-lor, actualizarea cu întârziere a tarifelor la energia termică și electrică după majorarea tarifelor la gazele naturale, eliminarea bruscă a subvențiilor încrucișate la producerea energiei electrice și termice la faza actualizării tarifelor la gazele naturale, - toate acestea au condus la diminuarea competitivității CET-lor pe piața națională a energiei și atractivității lor economice, precum și la înrăutățirea pe nedrept a imaginii acestor întreprinderi în rândurile populației și creării unei atitudini sociale anti-termoficare, anti-SACET-Chișinău.

Pe acest fundal, întreținut de creșterea galopantă a tarifului la gazele naturale și micșorarea

Tabelul 1. Coeficientul de utilizare a puterii electrice instalate la CET-1 Chișinău, %

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
21.3	26.3	24.6	24.0	23.5	26.8	26.8	26.3	24.2

în perspectivă a volumelor de gaze livrate spre țara noastră – utilizarea pe cât mai eficientă a combustibililor, inclusiv gazelor naturale devine o prioritate fundamentală a politicii energetice naționale. În acest context, cogenerarea energie, atât la centrale mari cum sunt CET-1 și CET-2 Chișinău, cât și în instalațiile de medie și mică putere – urmează a fi susținută la toate nivelele și promovată cu insistență ca tehnologie de înaltă eficiență.

2. COMPARAREA A OPȚIUNILOR DE PRODUCERE A CĂLDURII LA CET ȘI CT

CET-1 Chișinău pe parcursul a mai multor ani se confruntă cu o serioasă problemă legată de faptul că activitatea economico-financiară este reglementată de o autoritate (ANRE) iar asigurarea condițiilor de referință puse la baza acestei reglementări totalmente depinde de consumatorul angro al centralei (S.A. Termocom). În particular, volumul producției, pus la baza tarifului stabilit de ANRE, volumul gazelor naturale programate a fi consumate de regulă nu corespund cu cea ce solicitată S.A. Termocom. Acest lucru creează mari dificultăți atât sub aspect tehnologic (), cât și sub aspectul îndeplinirii obligațiilor contractuale cu furnizorii săi (Moldovagaz, Apă-Canal) și consumatorii săi (RED-le și Termocom-ul).

Mai jos vom arăta în cele din urmă sub aspectul economico-financiar producerea energiei la CET este mai atractivă sub aspectul utilizării eficiente a gazelor naturale. Degrabă va veni timpul când livrările de gaze către țara vor fi limitate și atunci extrem de importantă va deveni problema eficientizării consumurilor de gaze (Construcția gazoductelor de Nord și de Sud va avea un impact puternic asupra fluxului de gaze ca va tranzita teritoriul Republicii Moldova).

Compararea energetică a CET și CT se efectuează în baza randamentului global.

Tabelul 2. Dinamica livrării energiei termice CET-1 Chișinău, mii Gcal

	Abur	Apă fierbinte	Total
2000	51.0	336.4	387.4
2001	36.4	372.3	408.8
2002	41.5	344.8	386.3
2003	36.2	369.8	405.9
2004	32.6	303.0	335.6
2005	35.0	340.6	375.6
2006	33.0	345.8	378.8
2007	28.6	300.5	329.1
2008	20.4	299.3	319.6

$$\text{Pentru CET } \eta_{CET} = \frac{W + Q}{B \cdot H} = \eta_t \cdot r_t + \eta_e \cdot r_e.$$

$$\text{Pentru CT } \eta_{CT} = \frac{Q_t}{B \cdot Q_i}, \text{ unde}$$

W și Q sînt fluxurile utile livrate sub formă de energie electrică și termică;

B – debitul de combustibil;

H – căldura inferioară de ardere a combustibilului;

η_t și η_e – randamentele producerii celor două forme de energie;

r_e și r_t – ponderea producției de energie electrică și termică în producția totală de energie a CET.

De menționat că randamentul mediu global al producerii căldurii la CET ($\eta_{gt}^{med} = 75\%$) este inferior celui aferent CT ($\eta_{CT}^{med} = 80\%$). Aceasta se datorează faptului că la CET randamentul global al livrării căldurii este afectat și de consumul serviciilor proprii termice (ce în principal include consumul de energie electrică pentru vehicularea în sistemul de termoficare a agentului termic – apa fierbinte). În condițiile reale de funcționare normală randamentele energetice de producere a energiei (electrice și termice în cazul CET și numai termice în cazul CT) sînt mult prea diferite față de cele avute în vedere în fazele de concepție și proiectare. Astfel pentru condițiile medii de funcționare, randamentul energetic global al CET-1 se poate situa între 67,5÷86,7 % (fig. 1), iar la CT este de cca 88 %. Această situație i-a dus în eroare și pe mulți specialiști de ramură, care afirmă că centralele termice sînt mai eficiente decât CET-urile.

Este cunoscut de asemenea că la CET randamentele energetice globale de producere a căldurii sunt net superioare celor de producere a energiei electrice ($\eta_{gt}=23,7\div68,7$; $\eta_{ge}=14,7\div18,5$) (fig. 2). Compararea pe baza randamentelor energetice de producere a căldurii între CET și CT evidențiază că ele sunt practic echivalente.

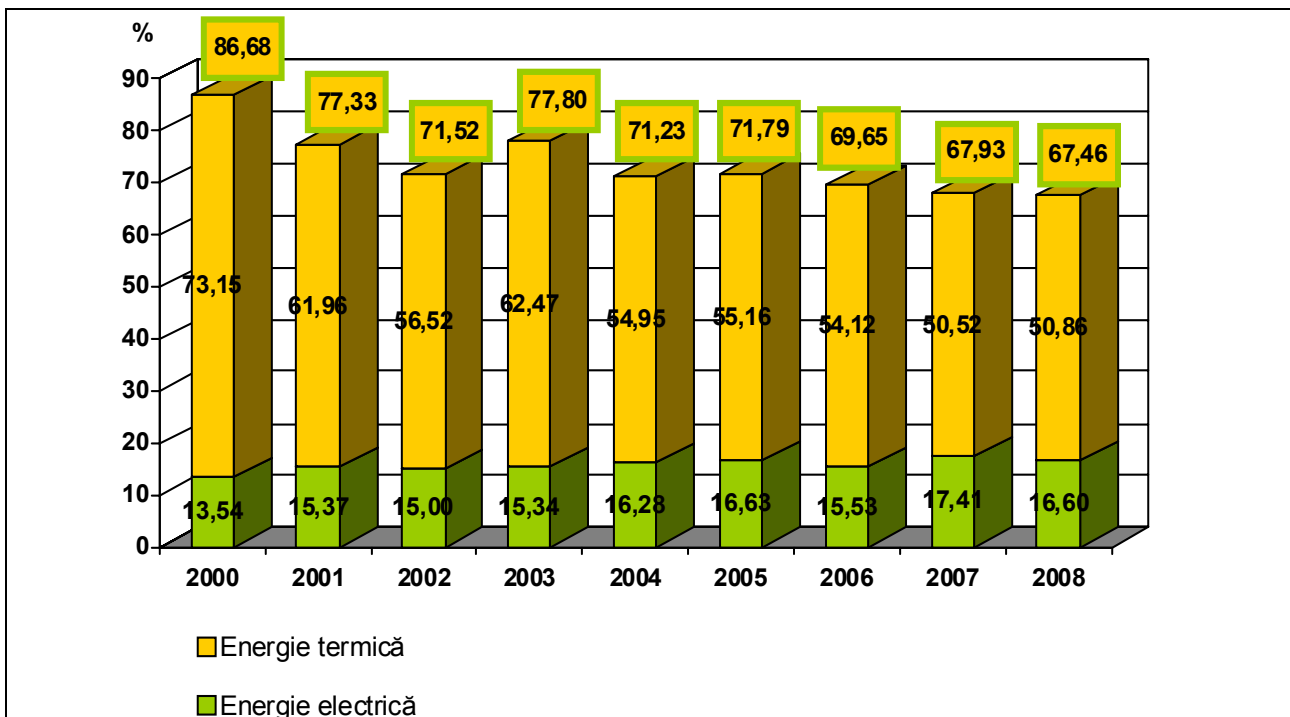


Figura 1. Evoluția randamentului producerii energiei electrice și energiei termice la CET-1

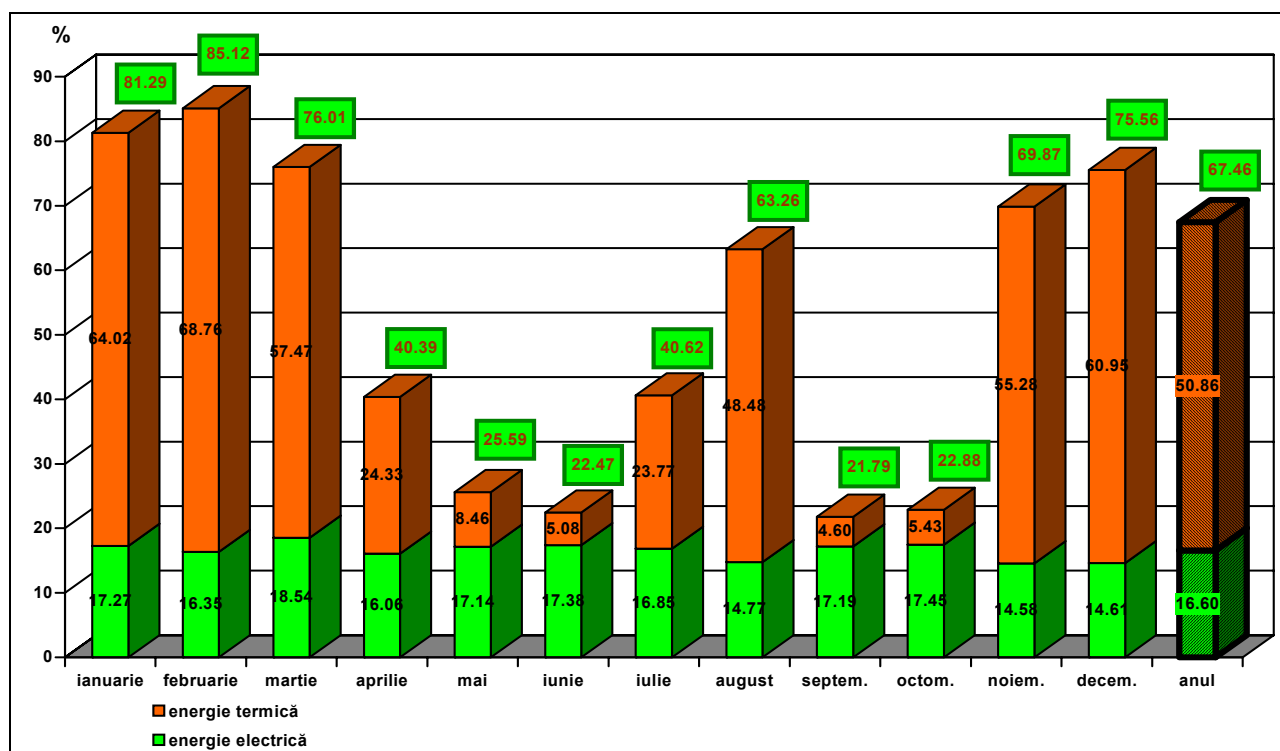


Figura 2. Variația randamentului CET-1 pe parcursul anului 2008

Analiza eficienței soluției de termoficare în baza randamentului energetic global (η_{CET}) nu este una determinantă din punct de vedere al interdependenței dintre producerea celor două forme de energie. Sub aspect economic, producerea electricității producerea energiei electrice la CET pare a fi atractivă deoarece randamentul producerii electricității este mult mai mic decât cel al căldurii, iar tariful de livrare la energia electrică este de 2÷2,5 ori mai mare decât tariful la energie termică.

Performanța instalației termice este determinată de posibilitatea majorării randamentului global la producerea energiei electrice, astfel pentru ciclul combinat gaze-abur cu cazan recuperator cu postcombustibil cu turbină cu abur cu contrapresiune are un randament ce ajunge până la 56 %, randamentul global fiind de 82÷87 %. Un alt aspect, la CET-1 este instalată o turbină cu contrapresiune P-12-35/2,5 ce are un randament global foarte înalt (84÷92%), însă din lipsă de sarcină termică nu se poate beneficia de acest echipament performant.

Pentru a ieftini energia termică la CET producerea ei se repartizează la un consum specific de combustibil ce corespunde unui randament la producerea energiei termice mai mare de 100% (tab.3.). Din tabelul 3 se vede că utilizarea gazului la CET oferă posibilitatea de a economisi cca. 1000 lei la fiecare 1000 m³ de gaze naturale consumate, față de CT (tab.4).

Tabelul 3. Dinamica consumului specific de combustibil la CET-1 Chișinău

	Consumul specific de combustibil	
	la producerea energiei electrice,	la producerea energiei termice,
	g.c.c./kWh	kg/Gcal
2000	355.5	120.4
2001	374.3	125.3
2002	392.9	134.3
2003	374.9	131.4
2004	405.7	131.2
2005	389	136.9
2006	397	127.8
2007	406.5	133.4
2008	416.3	129.6

Tabelul 4. Veniturile din vânzări la CET și CT

Indicatori	Unitate	regim optimal
CET-1 Chișinău		
Producție energie din 1000 m ³ de gaze naturale	Electricitate	MWh
		Gcal
	Căldură	Gcal
Tariful la gazele naturale	lei/1000 m ³	3232
Tariful la energie electrică	bani/kWh	138.38
Tariful la energie termică	lei/Gcal	512.05
Venitul din vânzări	lei	4854
Achiziționare	%	150

Centrală termică		
Tariful la gazele naturale	lei/1000 m ³	3232
Energiei termică din 1000 m ³ de gaze naturale	Gkal	7.5
Tariful la energie termică	lei/Gkal	512.05
Venitul din vânzări	lei	3840
Achiziționare	%	119

Aceasta este foarte important la momentul actual deoarece există tendința de creștere până la nivel european a prețurilor de achiziție a gazelor

naturale de la SA „Gazprom” și în viitorul apropiat poate fi limitat și volumul de livrare a gazelor către țara noastră. Tendința S.A. „Termocom” de a face tariful de producere la sursele proprii mai competitiv decât la CET-1 prin minimalizarea cheltuielilor fixe, are o eficiență economică locală (cca. 4 mln. lei la fiecare 100000 Gcal), iar securitatea energetică a țării scade (cu 40 mln. kWh la producerea 100000 Gcal) și economia națională are o pierdere de 12 mln. lei de la fiecare 100000 Gcal neproduse la CET-1 la producerea energiei

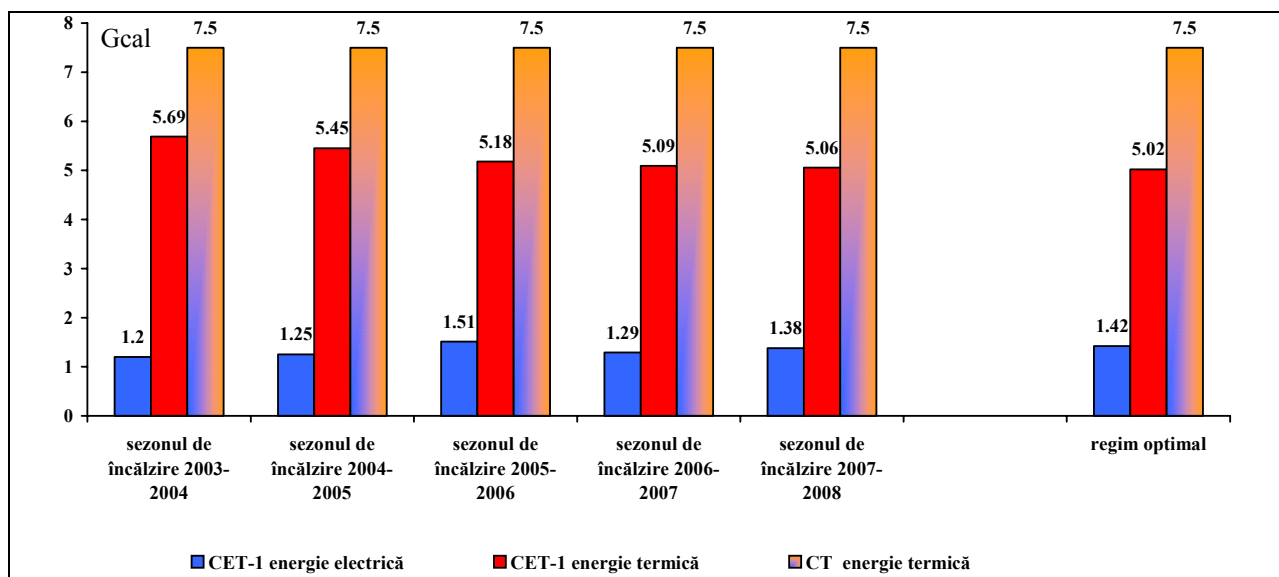


Figura 3. Producția de energie (Gcal) ce rezultă din 1000 m³ gaze naturale: la CET-1 și la CT

Tabelul 5. Producția CET-1 Chișinău, la o mie m³ gaze naturale consumate.

Anul	2000	2002	2004	2006	2008
Energie termică Gcal/mie m ³	5.10	3.96	3.85	3.79	3.56
Energie electrice Gcal/ mie m ³	0.90	1.01	1.11	1.07	1.16
TOTAL Gcal/ mie m ³	6.00	4.97	4.96	4.86	4.72
Energie termică, Gcal	387406	386304	335566	378811	319634
Energie electrică, MWh	83365	119250	115605	126404	121295
Gaz, mii m ³	73961	97640	87122	10000	89776

E de menționat că la ultima actualizare a tarifelor la gazele naturale, energie termică și electrică ANRE sub formă de eliminare a subvențiilor încrucișate a micșorat competitivitatea CET-urilor față de CT prin majorarea consumului specific de combustibil termice (140,1 kg/Gcal pentru CET-1) ce s-a făcut

din contul repartizării combustibilului. Problema repartizării combustibilului la producerea energiei termice și electrice este drept temă de discuție pentru toată lumea.

Este nevoie de a accepta o modalitate de alocare a cheltuielilor totale la CET care pe de-o parte ar asigura un tratament nediscriminatoriu a celor două forme de energie, iar pe de altă parte ar ține cont de aspectul social al tarifării căldurii.

3. PROPUNERI LA SOLUȚIONAREA PROBLEMELOR CU CARE SE CONFRUNTĂ CET-urile

În scopul majorării eficienței complexului termoenergetic, redresării situației economico-financiare, achitării garantate și complete a plății pentru gazele naturale utilizate, se propun următoarele măsuri.

1. Urgentarea aprobării legii despre energia termică.

2. Elaborarea actelor legislative ce prevăd restituirea datoriilor SA "Termocom" către SA „CET-1”, SA „CET-2”, SA „Moldovagaz”, SA „Apă-Canal Chișinău”.
3. A ridica la maximum posibil producția energiei electrice și termice în cadrul CET-1 și CET-2 ca surse de înaltă eficiență.
4. În mun. Chișinău există o mare nevoie de a crea un cadru de reglementare a tuturor aspectelor ce țin de conlucrarea agenților economici, implicați în prestarea serviciilor în cadrul SACET-Chișinău.. Ar fi cazul ca ANRE să preia și funcția de reglementare Termocom-ului.
5. Protejarea la nivel de stat, dezvoltarea și modernizarea sistemului centralizat de alimentare cu energie termică în Chișinău în ariile în care el este eficient din punct de vedere economic. Elaborarea Legii despre susținerea și protejarea surselor de cogenerare și stimularea modernizării CET-urilor uzate (impozite fiscale, ecologic, investițional) pe o perioadă de 5-7 ani.
6. A include în legea bugetului de stat o prevedere ce ar permite acoperirea cheltuielilor pentru transportul și distribuția energiei termice în sistemele centralizate – ca suport de stat oferit populației.

CONCLUZII

1. În cadrul politicii energetice naționale termoficarea trebuie să aibă un rol prioritar, datorită, în special, economiei de combustibil realizată față de oricare alte soluții de producere separată a energiei electrice și căldurii, precum și posibilităților create pentru o mai bună protejare a mediului înconjurător.
2. Dezvoltarea durabilă a termoficării în Moldova impune eliminarea barierelor existente în prezent, crearea unui cadru legislativ și de reglementări adecvat trecerii la economia de piață și creșterea eficienței economice și ecologice a acesteia, prin adoptarea unor soluții coerente cu viziune de perspectivă.

Bibliografie

1. Directiva 2004/8/EC a Parlamentului european și a Consiliului UE din 11 februarie 2004 cu privire la promovarea cogenerării bazată pe cererea de căldură utilă pe piața internă de energie.

Recomandat spre publicare: 10.01.2009

CONSERVAREA ENERGIEI – PRINCIPIUL DE BAZĂ AL RECONSTRUCȚIEI S.A. „TERMOCOM”

*Valentin Musteață, membru cor. ASM; Aurel Guțu, dr. conf.univ.
Universitatea Tehnică a Moldovei*

INTRODUCERE

La momentul actual S.A. „Termocom” se află într-o situație critică. Una din direcțiile decisive de ieșire din această situație noi vedem în promovarea unei politici hotărâte și consecvente de conservare a energiei. Conform terminologiei adoptate de Consiliul Mondial al Energiei la conferința din 1990, noțiunea de conservare a energiei integrează un complex de măsuri menite să asigure creșterea eficienței utilizării resurselor energetice, cum ar fi economisirea combustibilului, utilizarea resurselor energetice secundare, reducerea pierderilor de energie, utilizarea ei rațională ș.a. Studiul măsurilor tehnice de conservare a energiei arată că cheltuielile pentru aplicarea lor sunt de 2...3 ori mai mici decât cheltuielile pentru dobândirea sau achiziționarea resurselor noi. Astfel, conservarea energiei trebuie privită ca o sursă convenabilă de energie. Acest principiu se realizează în țările dezvoltate și este necesar de aplicat și la noi [1].

MĂSURI DE CONSERVARE A ENERGIEI

Măsurile principale de conservare a energiei necesare de aplicat în S.A. „Termocom” sunt următoarele [3]:

- Sporirea prin toate mijloacele a ponderii energiei termice obținute prin tehnologii de cogenerare.
- Retehnologizarea Centralelor termice ale S.A. „Termocom” în Centrale Electrice cu Termoficare.
- Reconstrucția rețelelor termice, utilizând tehnologiile contemporane cu pierderi minime de căldură și agent termic.
- Optimizarea rețelelor termice din punct de vedere dimensional, reieșind din consumurile actuale de căldură în diferite sectoare ale municipiului.
- Ameliorarea calității izolației clădirilor.
- Trecerea la schema de distribuție pe orizontală a agentului termic în blocurile locative pentru a oferi posibilitatea reglării temperaturii pe corpuri

de încălzire și contorizarea energiei pe apartamente.

Să analizăm aceste măsuri mai detaliat. Astăzi în municipiul Chișinău prin cogenerare se produce energie termică la CET-1 și CET-2. La aceste centrale se produce cea mai ieftină căldură. S.A. „Termocom” cumpără, în corespundere cu tarifele aprobate de ANRE, de la CET-1 – cu 512 lei/Gcal, de la CET-2 – cu 410 lei/Gcal. Centralele Termice (C.T.) proprii, fără cogenerare, produc căldura cu prețul de cost de 550 lei/Gcal. Aceste cifre indică clar necesitatea încărcării la maxim a CET-2, folosind CET-1 numai pentru acoperirea deficitului de sarcină al CET-2.

Cu mult mai scumpă este căldura produsă de Centralele proprii ale S.A. „Termocom” și, de oarece ponderea acesteia este considerabilă (în anul 2007 ea a constituit cca. 26 %), acest factor aduce la creșterea considerabilă a costului energiei la consumator. Reprofilarea C.T.-Sud, C.T.-Vest și C.T.-Est în C.E.T. ar fi cea mai binevenită măsură de reducere a prețului de cost al căldurii livrate de către sistemul centralizat. Varianta mai ieftină ar fi utilizarea cazanelor de apă fierbinte existente în calitate de cazane recuperatoare. Ca motoare termice este rațional de folosit motoarele cu ardere internă cu piston. La cele trei C.T. ar putea fi instalate 6 motoare cu puterea totală de 36 MW, câte 2 la fiecare centrală. Calculele de evaluare arată că la producerea cantității de căldură egală cu cea din anul 2007, la aplicarea schemei cu cogenerare aceste întreprinderi ar obține producție suplimentară în formă de energie electrică de o sumă de cca. 130 mln. lei. Calculele s-au efectuat în baza tarifelor existente la funcționarea motoarelor cu puterea nominală timp de 6000 ore pe an.

Reprofilarea C.T. raionale în C.E.T. va permite ridicarea gradului de cogenerare în sistem și va întări pozițiile alimentării centralizate cu căldură în comparație cu instalațiile autonome. Dar această măsură, destul de convenabilă, cere investiții în sumă de cca. 25 miln. euro. Și aceste finanțe trebuie găsite, dacă dorim să avem căldură mai ieftină.

În ultima vreme, un șir de cauze au format la mulți consumatori o atitudine mai favorabilă față de sistemele autonome comparativ cu cel centralizat, de și ultima, la utilizarea tehnologiilor de

cogenerare este net superioară din punct de vedere al utilizării resurselor primare de energie (a combustibilului). Aceasta se evidențiază mai ales la compararea randamentelor exergetice a acestor două sisteme. Noi am calculat randamentele relatate la utilizarea în sistemele de cogenerare a motoarelor cu ardere internă și prepararea agentului termic cu temperatura de 100 °C la temperatura mediului înconjurător 0°C. Valorile randamentelor exergetice sunt: în sistemul cu cogenerare – 48,4 %, în cel autonom – 24,5 %. Prin urmare, tehnologia cu cogenerare este de două ori mai efektivă. La alți parametri ai agentului termic aceste valori sunt altele și, cu cât este mai joasă temperatura agentului termic, cu atât mai evident se manifestă prioritățile tehnologiei cu cogenerare.

Având în vedere creșterea continuă a prețurilor la gazul natural, sistemele centralizate în baza cogenerării în prezent n-au alternativă. La aceasta arată și experiența țării vecine România unde, printre altele, clima este în mediu mai caldă decât la noi.

Alimentarea centralizată cu căldură în baza cogenerării permite reducerea semnificativă a impactului negativ al energiei asupra mediului ambiant. În primul rând, cogenerarea permite o economie a combustibilului de 15...20 %. Căldura se produce la Centrale electrice cu termoficare care sunt dotate cu coșuri de fum înalte care permit repartizarea gazelor de ardere evacuate pe teritorii mari ceea ce reduce concentrația lor la suprafața solului, în mare parte, în afara municipiului. Pe când la instalațiile autonome fumul, în multe cazuri, este evacuat prin pereții clădirii sub ferestrele vecinilor de bloc. Calcule simple arată că la producerea în instalațiile autonome a cantității de căldură egale cu volumul distribuit de S.A. „Termocom” în anul 2007 – 1400 mii Gcal, cantitatea de CO₂ emisă în oraș ar fi de peste 380 mii tone. Dacă la acestea mai adăugăm și cele peste 150 mii t degajate de plitele de gaz, fiecărui locuitor al municipiului iar reveni peste 700 kg. La aceasta se mai adaugă kg de CO, NO_x, benzapirenă ș.a. Și asta la nivelul locuințelor. În raioanele rezidențiale cu densitatea mare a populației aceasta va avea un impact esențial asupra sănătății orașenilor.

Nu trebuie neglijat și efectul social al problemei date. Infrastructura sistemului centralizat există și, de bine de rău funcționează în ea fiind antrenate mii de oameni. Schimbarea ei și înlocuirea cu una nouă va cere cheltuieli de sute de milioane de dolari, disponibilizarea și recalificarea sutelor de persoane. Și totul va aduce la mărirea cheltuielilor pentru gaz cu 15...25 %.

De menționat că, de oarece sistemul actual de distribuție a gazului natural nu-i în stare să asigure consumurile de gaz necesare pentru încălzirea orașului, trecerea completă la sisteme autonome va necesita reconstrucția totală a gospodăriei municipale de gaz natural. Or, aceasta va necesita de asemenea investiții de sute de milioane.

Factorii relațiați fac ca mai multe țări să păstreze și să dezvolte sistemele centralizate de alimentare cu căldură. Astfel, în România, care se află în condiții climaterice mai favorabile decât noi, au fost luate măsuri energice pentru păstrarea și modernizarea sistemelor centralizate care asigură cu căldură peste 7 milioane din populație. ANRE a României a elaborat și a propus Guvernului spre aprobare proiectul Hotărârii Guvernului „Privind susținerea producerii energiei electrice în baza tehnologiei efective de cogenerare pentru producerea energiei termice solicitate”. Acest program este preconizat până în anul 2020 și include un șir de măsuri îndreptate [2] spre:

- susținerea producătorilor de energie electrică și termică în baza cogenerării în vederea alimentării cu căldură a consumatorilor existenți la prețuri rezonabile în măsura în care procesul de cogenerare este de înaltă eficiență;
- asigurarea accesului la piața de energie electrică în cazul când prețul de cost al acesteia este mai mare de cât cel de pe piață;
- asigurarea condițiilor necesare de înlocuire treptată a instalațiilor cu cogenerare învechite și neefective;
- alocarea de noi investiții în instalațiile cu cogenerare cu o eficiență sporită cu condiția respectării Directivei 2004/8 CE.

Un astfel de Program ar fi benefic și pentru Republica Moldova. Pentru reducerea consumului de căldură în blocurile cu multe etaje este necesară reconstrucția sistemului interior de distribuție a agentului termic. Schemele existente cu distribuția verticală, mai ales cele monotubulare, complică reglarea, au o repartizare neuniformă a căldurii pe etaje și chiar încăperi, complică contorizarea căldurii pe apartamente. Mai economă și confortabilă este schema de distribuție orizontală cu introducerea individuală a agentului termic pe apartamente. S.A. „Termocom” cu susținerea firmei suedeze a elaborat proiectul unei astfel de scheme.

O măsură eficientă de conservare a energiei în clădiri reprezintă ameliorarea izolației termice a anvelopei. Construite în anii când energia era ieftină și conservării ei nu se acorda atenție majoritatea clădirilor fondului locativ al municipiului au conductibilitatea anvelopelor foarte mare. Despre posibilitate reducerii pierderilor de căldură în clădiri

putem judeca după datele din tabelul de mai jos, în care sunt prezentate date referitor la conductibilitatea părților constructive ale clădirilor din Moldova și câteva țări europene.

CONCLUZII

Astfel, pentru asigurarea municipiului Chișinău cu energie termică mai ieftină este

Tabelul 1. Coeficientul de transfer global de căldură k al elementelor constructive ale clădirilor

Nr.	Țara	Perioada	$k, W/(m^2 \cdot K)$			
			Pereții exteriori	Ferestrele	Tavanul clădirii	Podeaua etajului I
1.	Republica Moldova	Până la 1996	1,25	2,56	1,25	1,25
		De la 01.01.1999	0,40	2,56	0,30	0,30
		Până la 1973	1,57	5,23	0,81	1,01
2.	Germania	În prezent	0,47	3,03	0,38	0,47
		Până la 1973	1,57	5,23	2,91	2,33
3.	Franța	În prezent	0,41	2,33	0,30	0,71
		Până la 1973	0,42	3,0	0,37	0,55
4.	Danemarca	În prezent	0,30	2,5	0,20	0,30

Din tabel se vede că valorile coeficienților de transfer global de căldură până la criza energetică din anul 1973 din Republica Moldova erau la nivelul altor țări europene. Nu se deosebesc cu mult și valorile din ultima vreme. Dar reducerea valorii k la noi a întârziat cu peste 25 de ani. De aceea cca. 80 % din suprafețele locative au pierderile de căldură de 2...3 ori mai mari de cât în țările dezvoltate. Noile clădiri cu termoizolație performantă, care se construiesc în ultimul timp, de regulă se dotează cu sisteme autonome de încălzire.

Experiența țărilor europene arată că cheltuielile pentru ameliorarea termoizolației elementelor clădirilor se răscumpără în 3...5 ani. La noi în municipiu cu aceasta se ocupă numai un număr limitat de consumatori individuali și aceia, în majoritatea cazurilor, care și-au instalat centrale termice autonome. Este strict necesar de desfășurat un program municipal vast în această direcție cu determinarea surselor de finanțare. Reabilitarea termică a clădirilor reduce cheltuielile pentru încălzire cu 35...40 %, ceea ce ar mări numărul consumatorilor apți de achitare a facturilor pentru încălzire.

necesară efectuare următoarelor măsuri:

- Extinderea alimentării centralizate cu căldură în baza tehnologiilor de cogenerare, care în mun. Chișinău n-au alternativă.
- Raționalizarea și reabilitarea rețelelor termice în baza tehnologiilor contemporane.
- Reabilitarea termică a elementelor constructive ale clădirilor construite în a doua jumătate a secolului XX.

Bibliografie

1. **Guțu, A.** Studiu de evaluare a securității energetice a statului și conservării energiei în economia națională a Republicii Moldova. Raport. Institutul Național de Economie și Informatică. Chișinău, 2004.
2. **Cozea, M.** Aspecte privind reglementarea producerii de energie termică destinată alimentării centralizate cu energie termică a marilor orașe. Mesagerul energetic nr.84, octombrie 2008.
3. Programul Național de renovare și descentralizare a sistemelor de alimentare cu căldură a localităților din Republica Moldova. HG RM nr.1059 din 29.08.2003.

Recomandat spre publicare: 28.01.2009

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ МУНИЦИПИЯ БЭЛЦЬ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

*Галаган Иван , Буркут Ирина
S.A. „СЕТ-Nord”*

ВВЕДЕНИЕ

В декабре 1956 года был пущен первый турбогенератор мощностью 4 МВт и паровой котел ст. № 1 производительностью 20 т/час. Пуск указанных агрегатов стал событием исключительной важности для развития города Бельцы. В 1958 году введен в эксплуатацию турбогенератор ТГ - 2 мощностью 4 МВт и паровые котлы ст. № 2, 3 производительностью по 20 т/час. Топливо – уголь.

В 1961 году введен в эксплуатацию турбогенератор ТГ - 3 мощностью 12 МВт и паровые котлы ст. № 4, 5 производительностью по 75 т/час и в 1968 году паровой котел ст. № 6 производительностью 75 т/час. Топливо – мазут. С пуском турбогенератора ТГ - 3 началось развитие централизованного теплоснабжения в городе Бельцы. В 1967-1968 гг. турбины ТГ - 1, ТГ - 2 переведены на работу в режиме ухужденного вакуума.

В 1970 году введен в эксплуатацию турбогенератор ТГ - 4 мощностью 8,4 МВт. Установленная электрическая мощность ТЭЦ составила 28,4 МВт.

В 1970-1988 гг. введены в эксплуатацию 4 водогрейных котла с тепловой мощностью по 100 Гкал/час: в 1970г. – ВК ст. № 1; в 1973г. - ВК ст. № 2; в 1986г. – ВК ст. № 3; в 1988г. - ВК ст. № 4. Установленная тепловая мощность ТЭЦ составила 528 Гкал/час.

В 1971-1973 гг. паровые котлы ст. № 1, 2, 3 переведены на сжигание мазута с увеличением производительности каждого котла с 20 до 40 т/час.

В 1973 году турбина ТГ - 3 переведена на противодавление с исключением выработки электроэнергии по конденсационному циклу.

В 1987-1989 гг. выполнена реконструкция паровых котлов ст. № 4, 5, водогрейных котлов ст. № 1,2 с доведением тепловой производительности каждого котла с 75 до 100 Гкал/час.

В 1990-1993 гг. паровые котлы ст. № 1-7 и водогрейные котлы ст. № 1-4 переведены на сжигание природного газа, введена в эксплуатацию новая мазутонасосная и

установлены дополнительно два мазутохранилища на 5 тыс.куб.м, что позволяет предприятию иметь 20-суточный запас мазута при максимальной нагрузке.

В 1993 году введен в эксплуатацию паровой котел ст. № 7 производительностью 75 т/час. За прошедшие годы коллектив предприятия проделал большую работу по вводу новых мощностей и реконструкции действующего оборудования с целью повышения его надежности и экономичности.

В 1995 году выполнена замена ТГ - 3 (отработавшей свой ресурс) на турбину типа ПТ-12-35 мощностью 12 МВт.

В 1996 году демонтированы турбоагрегаты ТГ - 1, ТГ - 2 (отработавшие свой ресурс) для замены их турбоагрегатами типа ПТ-12-35 мощностью по 12 МВт. Выполнено строительство фундамента для турбоагрегатов ст. № 1, 2.

В 1996 году выполнена реконструкция турбины ТГ - 4 с увеличением электрической мощности с 8,4 до 12 МВт.

В ноябре 1997 году Бельцкая ТЭЦ реорганизована в АО «СЕТ-Nord».

2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОМ – ЗАБОТА СЕТ-NORD

Согласно Постановлению Правительства Республики Молдова № 416 от 2 мая 2000г. тепловые пункты и распределительные сети переданы бесплатно с баланса государственного предприятия «Asociația Republicană de Producție Termosomenergo» на баланс акционерного общества «СЕТ-Nord». В результате по состоянию на 31.12.2008г. на балансе ЦТС АО «СЕТ-Nord» находится:

1. Тепловых сетей – 209,708 км, в т.ч. магистральных т/сетей – 91,375 км. внутриквартальных т/сетей–114,628 км. пароконденсатопроводов-3,705 км. (в резерве)
2. Центральных тепловых пунктов - 66 шт.
3. Элеваторных узлов - 699 шт.
4. Насосных станций - 3 шт. (в резерве)

5. Пунктов подпора-рассечки - 3 шт.
6. Гидрозатворов - 2 шт.
7. Котельная «Молодово», работающая на твердом угле.

Ликвидация посредника в 2000г. позволила улучшить экономические показатели предприятия, т.к. договора на отпуск тепловой энергии заключались непосредственно с потребителями. Наличие прямых договоров и постоянный контроль параметров теплоносителя на границе раздела балансовой принадлежности позволили пересмотреть гидравлический режим тепловых сетей.

В результате чего в течение 3-х лет были законсервированы 3 перекачивающие насосные станции, что позволило сэкономить 2625,3 тыс. кВт эл. энергии в отопительный сезон. Выполнена закольцовка магистральных сетей таким образом, чтобы исключить участки сетей с отключившимися промышленными потребителями, что позволило снизить потери в магистральных тепловых сетях. В частности, от магистрали № 5 получали тепловую энергию предприятия и ТП – Шт. чел Маре 230, к которому подключено 6 многоэтажных домов. Из-за высоких тарифов предприятия отказались от услуг отопления. Магистраль № 5 протяженностью 4037,8 м диаметрами трубопроводов от 500 мм до 150 мм обеспечивала теплом только жилые дома. Потери по магистрали № 5, учитывая большую протяженность d 500 мм с обветшавшей изоляцией составляли 95,4%; в случае восстановления изоляции (которая обошлась бы предприятию в 2002г. 462 тыс.лей) – 79%. Поэтому было принято решение построить угольную котельную собственными силами из материалов б/у.

В 2003г. ТГ – 3 переведена на режим работы „ухудшенный вакуум”. В 2005г. введена в действие ТГ – 1 в том же режиме. Эта модернизация позволила увеличить отпуск электроэнергии с 27 млн. кВт час в год до 55 млн. кВт/час. Реконструкция проводилась за счет собственных инвестиций.

Планомерное выполнение всех мероприятий позволило в 2004г. впервые с 1997г. начать отопительный сезон с 15 октября и в течение всего отопительного сезона соблюдать температурный график, который выдерживается и по ныне, за исключением форс-мажорных обстоятельств. Только наличие прямых договоров с жильцами позволило увеличить

сбор платежей и своевременно оплачивать потребляемый газ, а также выполнять ремонты оборудования станции и тепловых сетей.

Таблица 1. Капитальный ремонт тепловых сетей АО «СЕТ-Nord»

Годы	Замена		Восстановление	
	трубопроводов	оборуд. запорн. армат.	изоляция	асфальтовых покрытий
	п/м	шт.	м ²	м ²
2000	2594	483	8772	402
2001	3850	232	6652	1229
2002	5562	459	17152	1017
2003	7822	282	13290	1440
2004	9464	461	5769	1183
2005	6740	407	8616	1601
2006	6822	262	10830	599
2007	5974	281	13399	1299
2008	5719	317	7634	1053
Всего	54547	3184	92114	9823

С 17 сентября 2004г. НАРЭ Постановлением Административного Совета № 147 от 25 августа 2004г. разрешило отнести затраты по установке и эксплуатации теплосчетчиков на инвестиции. С 2005г.

АО «СЕТ-Nord» установило 206 теплосчетчиков типа ТСК-7, которые соответствуют первому классу точности. Всего на 01.01.09г. на жилых домах установлено 586 теплосчетчиков, т.е. 95,47% отапливаемой площади – приборная. Специалисты АО «СЕТ-Nord» ежедекадно снимают параметры теплоносителя на элеваторных узлах, показания теплосчетчиков, находящихся на балансе предприятия, т.е. постоянно осуществляется контроль за соблюдением гидравлического режима и температурного графика на границе раздела.

По заявкам уполномоченных от жителей дома выполняются ограничения теплоносителя в разумных пределах с целью снижения стоимости отопления.

На АО «СЕТ-Nord» - 5 мастерских участков, которые ежедневно принимают заявки от жителей в случае некачественного отопления.

Таблица 2. Заявки с нарастающим итогом, поступившие на участки за октябрь-март с 2001 по 2009 годы

№ участка	ГОДЫ						
	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008
1	852	759	391	236	155	180	152
2	2308	1424	663	406	167	152	194
3	1559	768	498	462	441	313	407
4	872	260	206	177	103	101	94
5	1265	584	568	218	244	184	201
к. "Молодово"					2	1	1
ВСЕГО	6856	3795	2326	1499	1112	931	1049
По вине АО «СЕТ-N»	994	470	239	125	81	61	60
По вине потребителей	5862	3325	2087	1374	1031	870	989

Таблица 3. Заявки, поступившие на участки в отопительном сезоне 2008-2009гг. на 09.01.09г.

№ участка		Прорыв лежака		Прорыв стояка		Прорыв батареи		Завоздушен стояк	Забит стояк	Нет жильцов	Прикрыт т/счетчик	Течь т/счетчика	Ложные заявки	Неиспр. кран Маевского	Шум на э/у	По вине АО «СЕТ-Nord»				По вине АО СЕТ-Nord	Общее кол-во заявок
		мун	ЖСК	мун	ЖСК	мун	ЖСК									Прор. до э/у э/у	Прор. на э/у	Забито сопло	Запали щетки		
1	П*	10		13		17		38	2	4	2	1				4	2	3		9	96
	О*			1					2											0	3
2	П	4		2		18		89	5	5	13		22	22	1		1	3		4	185
	О			2		4			3					2						0	11
3	П	14		17		49		210	8	34	19	11	29		2		3	4	2	9	403
	О								1	1				3						0	5
4	П	4	1	9		2	6	50	2	4			4	2		1				1	85
	О																			0	0
5	П	9	3	15	2	21		62	1	34	1	1	15	21		2		1	1	4	189
	О	3						1												0	4
Котельная Молодово	П																			0	0
	О																			0	0
ВСЕГО	П	41	4	56	2	107	7	449	18	81	35	13	70	45	3	7	6	11	3	27	958
	О	3	0	3	0	4	0	1	6	1	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	23

* П – поступило; О - осталось

По результатам выявленных причин, устранение которых необходимо для нормализации отопления, выдаются предписания. Так, по окончании прошедшего отопительного сезона были выданы предписания не только экономическим агентам, но и 96 – председателям ЖСК, 502 – жильцам, где были обнаружены неисправности, и 1 в ПУЭЖФ, где необходима замена магистральных внутридомовых сетей.

К сожалению, предписания выполняются только ЖСК, АВПК и то не в полном объеме, а жители не хотят устранять неисправности, предпочитают жаловаться. И хотя Постановлением Правительства № 1480 от 26.12.2007г. внесены дополнения к 191 Постановлению правительства от 19.02.2002г. в части технического обслуживания внутридомовой системы отопления в соответствии с заключенным договоров, никто этими работами планомерно не занимается. АО «СЕТ-Nord» выполняет ремонтные работы по заявкам с оплатой в кассу предприятия.

Однако, согласно 191 Постановления Правительства обслуживанием внутридомовых сетей отопления обязан заниматься владелец здания, который осуществляет техническое обслуживание всех инженерных сетей. Именно наличие прямых договоров позволяет выявить причины создавшейся ситуации, касающейся обеспечения теплоснабжением потребителей. С ростом тарифа на отпуск тепловой энергии для экономических агентов с 1992г. промышленные потребители вынуждены были отказаться от централизованного теплоснабжения, построить свои котельные и перейти на свой источник тепла. В результате чего с 1991г. по 1998г. полезный отпуск АО «СЕТ-Nord» снизился с 1,3 млн. Гкал до 0,2 млн. Гкал.

3252 квартиры, и 2882 квартиры не отапливаются вообще.

Полные или частичные отключения не только отрицательно сказываются на температурном режиме смежных квартир, но и приводят к гидравлической разбалансировке всего здания, и оказываемая услуга для оставшейся части потребителей в этом доме, без изменения системы отопления, изначально не может быть качественной. При этом анализ теплопотребления по домам, где установлены теплосчетчики, свидетельствует, что отключение квартир не пропорционально снижению расхода теплоносителя и расход тепла на м²

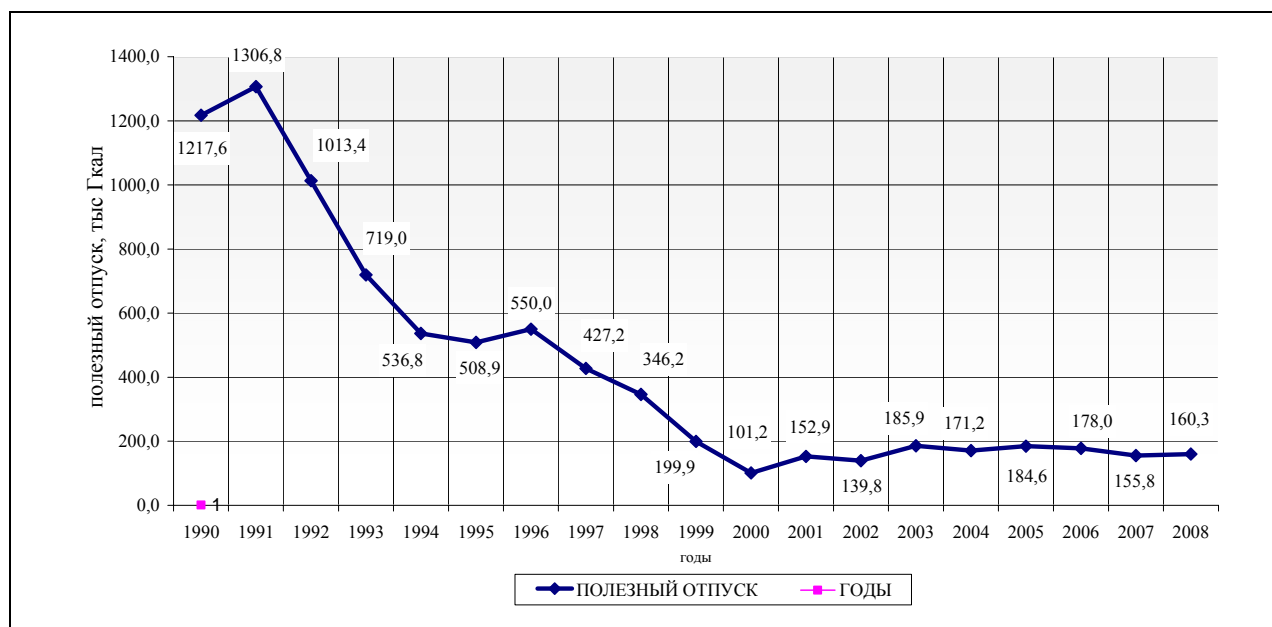


Рисунок 1: Информация о полезном отпуске АО "СЕТ-Nord" 1990-2008гг.

1999-2000 годы были самыми сложными для предприятия, с июня 1999 года горячая вода не подается и полезный отпуск за 2000г. составил всего 0,1 млн. Гкал. С 2001г. наблюдается рост полезного отпуска в зависимости от температуры наружного воздуха, т.к. температурный график соблюдается. Однако, с выходом 191 Постановления Правительства РМ от 19.02.02г. абонентам, которые не имеют возможности оплачивать отопление своих квартир, разрешается отключать частично или полностью помещения, поддерживая при этом температуру воздуха в помещениях не ниже + 8°C.

На 01.01.2009г. из 32957 квартир отключено 9080 квартир, из которых: частично – 2946 квартир и 6134 – полностью. Из 6134 квартир – установили автономное отопление

отапливаемой площади оставшейся части потребителей растет. Усугубляют ситуацию квартиры, где установлено автономное отопление, т.к. зачастую владельцы квартир не отапливают квартиры по причине выезда за пределы республики.

Методология распределения тепловой энергии в доме, указанная в 191 Постановлении Правительства не совершенна, т.к. не учитывает многие факторы и только порождает обоснованные жалобы. Поэтому АО «СЕТ-Nord» обратилось в Институт Энергетики Академии Наук Молдовы с просьбой анализа тепловых потерь по зданию в случае отключения части квартир от центрального отопления и разработки методики разнесения общедомовых тепловых потерь. Надеемся, что

предложенная методология Институтом Энергетики будет внедрена в ближайшие сроки.

Однако, согласно Энергетической Стратегии Республики Молдова до 2020 года, утвержденной Постановлением Правительства

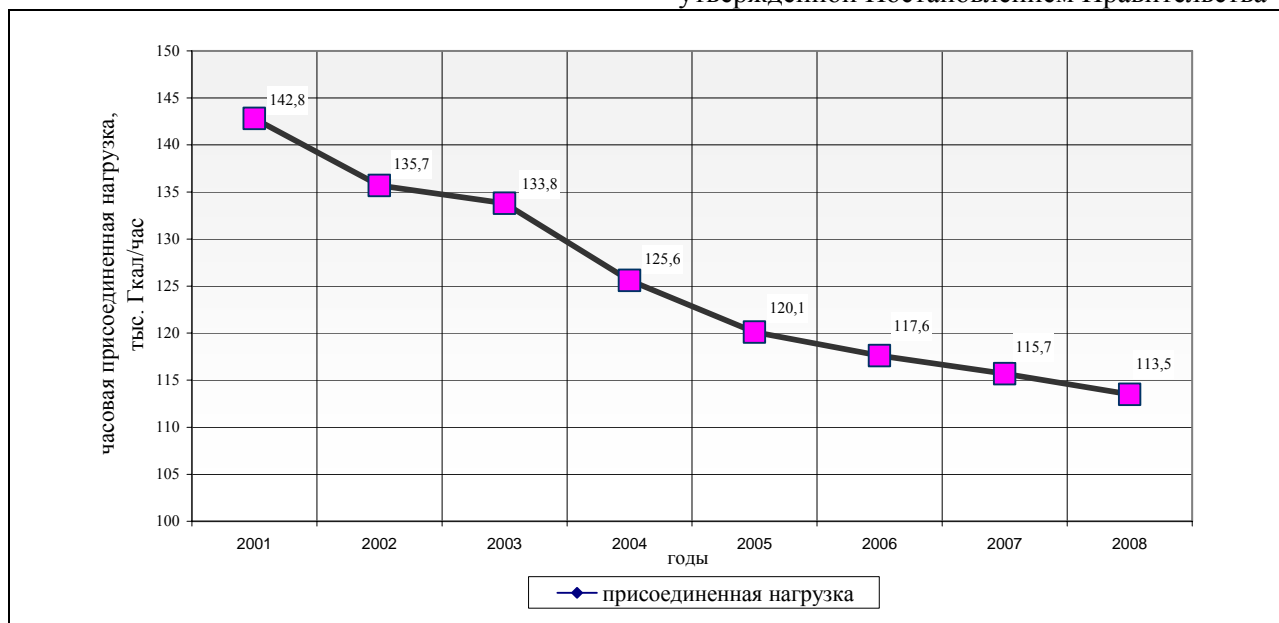


Рисунок 2. Информация о присоединенной нагрузке по АО "СЕТ-Nord".

Главной проблемой АО «СЕТ-Nord» является снижение присоединенной тепловой нагрузки со 142,8 Гкал/час в 2001г. до 113,5 Гкал/час в 2008г., а с 1992г. отключились промышленные потребители нагрузкой 70,5 Гкал/час (фиг. 2, 3). Основная причина – переход на автономный источник отопления.

№ 958 от 21 августа 2007г. для сохранения существующей системы централизованной поставки потребителям тепловой энергии предусматривается модернизация источника тепловой энергии в мун. Бэлць. В завершение необходимо отметить, что до настоящего времени не принят закон «О тепловой энергии».

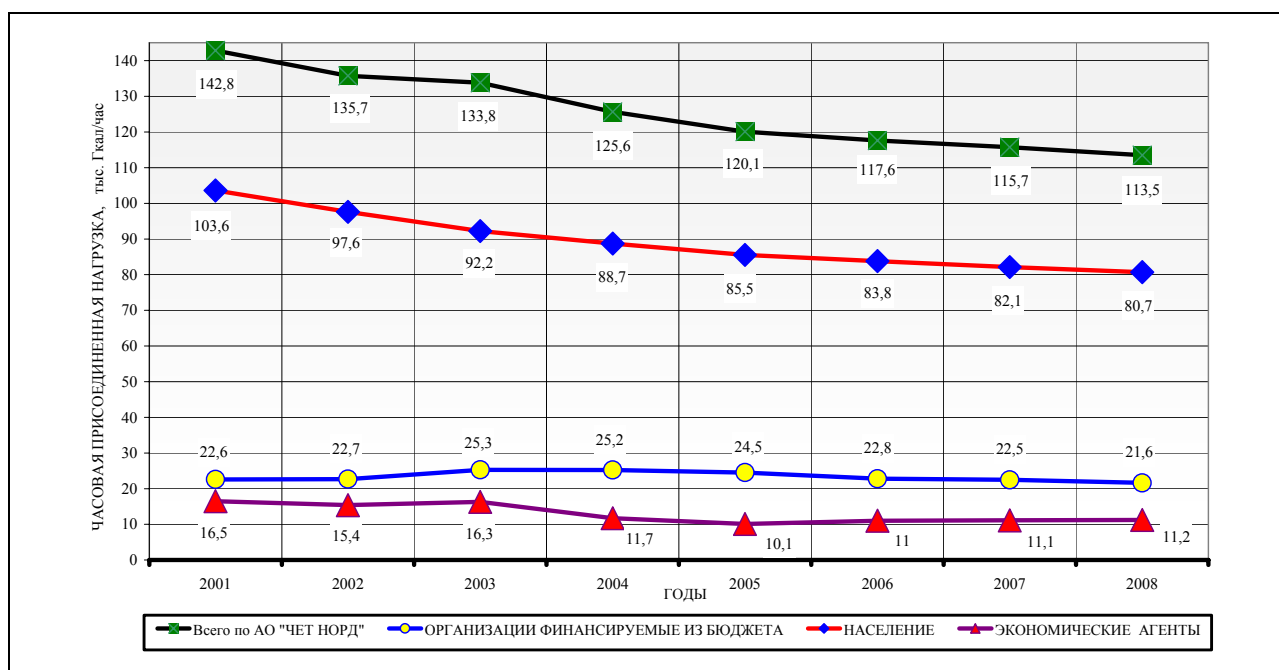


Рисунок 3. Присоединенная нагрузка в разрезе потребителей АО "СЕТ-Nord".

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОПЛАТЫ ЗА ТЕПЛО ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ОТОПЛЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ОТ НЕГО ЧАСТИ КВАРТИР

Аксенти П.В., S.A. CET - Nord
Гродецкий М.В., Сулов В.М., Институт энергетики АНМ

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Отключение значительного числа квартир многоэтажного дома от центрального отопления (ЦО) и их переход на отопление автономное создало трудности как при эксплуатации системы ЦО, так и при расчете оплаты за ЦО. При снижении потребления тепла ЦО растет процент эксплуатационных расходов и общедомовых потерь в общих расходах по системе ЦО. Проблема относительного роста эксплуатационных расходов может быть решена введением ставки за эти расходы, обязательной для всех квартир, но общественность пока к этому не готова. Точный расчет распределения оплаты за ЦО дома между квартирами с учетом перетекания тепла из более отапливаемых квартир в менее отапливаемые требует знания величины всех источников тепла в квартирах. Это значит, что кроме расхода тепла на ЦО необходимо учитывать еще и расход газа и электроэнергии по квартирам.

В настоящее время сбор сведений по потреблению газа и электроэнергии не организован. Поэтому остается пока что только одно – из всего тепла, потребленного домом от ЦО, выделить часть общедомовых потерь в помещениях общего пользования и включить ее в оплату расходов тепла от ЦО по всем квартирам дома, независимо от способа их отопления. Отдельно выделить часть по отоплению арендуемых нежилых помещений для оплаты ее арендатором. Оставшаяся основная часть тепла ЦО, идущая на отопление квартир, распределяется между ними пропорционально их площадям и степени отопления, иначе говоря, пропорционально «отапливаемым площадям».

СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Для проведения расчетов необходимы следующие данные.

1. Площади квартир s_i для всех квартир, кв.м, $i \in I$, где I - множество всех квартир дома.
2. Проценты отопления квартир от ЦО P_i , $i \in I$. Отопление квартиры по проекту оценивается как 100%. Если разные помещения квартиры отапливаются не одинаково, процент ее отопления вычисляется по формуле:

$$P = \frac{\sum s_k \cdot p_k}{\sum s_k}, \quad (1)$$

где: s_k – площадь одинаково отапливаемых помещений квартиры, кв.м,
 p_k – процент отопления этой площади, %.

Например,

$$\begin{aligned} s_1 &= 30 \text{ м}^2, & p_1 &= 100\%, \\ s_2 &= 30 \text{ м}^2, & p_2 &= 0\%, \\ s_3 &= 5 \text{ м}^2, & p_3 &= 120\% \text{ (отапливаемая лоджия),} \end{aligned}$$

$$P = (30 \cdot 100 + 30 \cdot 0 + 5 \cdot 120) / (30 + 30 + 5) = 55,4\%$$

3. Потери тепла квартирами w_i для всех квартир дома, $i \in I$. Они берутся из «Таблицы теплотерь по помещениям, Вт», находящейся в части проекта здания по расчету отопительной системы. При расчете нужны не абсолютные значения расчетных потерь, а их соотношение, которое можно оценить, например, по соотношению площадей наружных стен, подвального перекрытия и крыши квартир. Они нужны при расчете тепла, потраченного в помещениях общего пользования в условиях сокращенного теплоснабжения от ЦО.
4. Расход тепла ЦО в доме Q , по счетчику, Гкал.
5. Тариф за тепло от ЦО T , Лей / Гкал.

6. Проценты тепла, потраченного в помещениях общего пользования U_0 и в арендуемых нежилых помещениях U_{AR} . Эти данные получают из проекта здания и (или) расчетов специалистов на основании проекта дома и фактического состояния дома. Данные относятся к условиям полного (проектного) отопления дома, когда нет отключенных от ЦО квартир. Число отключенных квартир меняется, поэтому необходим пересчет для действительного Q . Необходимая для этого формула выводится из следующей пропорции

$$\frac{Q - Q_{MAX} \cdot U}{Q_{MAX} - Q_{MAX} \cdot U} = \frac{W_C}{W} \quad (2)$$

где

$$U = (U_0 + U_{AR})/100$$

$$W = \sum_i w_i, \quad i \in I$$

$$W_C = \sum_i w_i, \quad i \in I_c$$

I_c – множество не отключенных от ЦО квартир,

Q_{MAX} – неизвестная величина, равная теплу, которое бы дом потребил при отсутствии отключенных от ЦО квартир.

Значение Q_{MAX} вычисляется из уравнения, полученного на основании пропорции (2):

$$Q_{MAX} = \frac{Q \cdot W}{(1-U) \cdot W_C + U \cdot W} \text{ Гкал} \quad (3)$$

Отсюда вычисляется тепло от ЦО, потраченное на покрытие потерь в помещениях общего пользования Q_0 и арендуемых нежилых помещениях Q_{ar}

$$Q_0 = Q_{MAX} \cdot U_0 / 100 \quad (4)$$

$$Q_{AR} = Q_{MAX} \cdot U_{AR} / 100 \quad (5)$$

СПОСОБ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОПЛАТЫ ЗА ТЕПЛО ОТ ЦО МЕЖДУ ВСЕМИ КВАРТИРАМИ ДОМА

Тепло Q_0 , потраченное на покрытие потерь не арендуемых помещений общего пользования, распределяется между всеми квартирами дома по формуле

$$Q_{0,i} = Q_0 \cdot \frac{S_i}{S} \quad (6)$$

где:

$Q_{0,i}$ – тепло, приходящееся на i -ю квартиру,

$$S = \sum_i s_i, \quad i \in I$$

Тепло Q_K , потребленное от ЦО для покрытия потерь квартир дома, равно

$$Q_K = Q - Q_0 - Q_{AR} \quad (7)$$

Оно распределяется между всеми квартирами дома по следующей формуле:

$$Q_i = Q_K \cdot \frac{s_i p_i}{S_p} \quad (8)$$

где Q_i – тепло i -й квартиры, Гкал,
 $s_i p_i$ – доля площади i -й квартиры, отапливаемая от ЦО, «отапливаемая площадь».

$$p_i = \frac{P_i}{100},$$

$$S_p = \sum_i s_i \cdot p_i, \quad i \in I$$

Суммы, причитающиеся к оплате, вычисляются по формулам:

$$C_i = (Q_i + Q_{0,i}) \cdot T \quad (9)$$

для i – й квартиры, Лей

$$C_{AR} = Q_{AR} \cdot T \quad (10)$$

для арендаторов, Лей.

Иллюстрация расчетов для дома с усредненными характеристиками приведена ниже.

Таблица 1. Расход тепла по центральному отоплению Q = 50 Гкал

Кв.	Площадь квартиры	Процент ЦО Квартиры.	Потери в квартире	Центральное отопление - итог	
				тепло	оплата, Лей
i	s _i , кв.м	P _i , %	W _i , Вт	Qi Гкал	C _i
1	2	3	4	5	6
1	60,5	0	6150	0,063	44
2	47,5	0	3120	0,050	34
3	47,5	3	3120	0,080	56
4	60,5	3	3880	0,102	71
5	60,5	5	4880	0,128	89
6	47,5	5	2170	0,100	70
7	47,5	5	2170	0,100	70
8	60,5	5	2910	0,128	89
9	60,5	5	4880	0,128	89
10	47,5	5	2170	0,100	70
11	47,5	5	2170	0,100	70
12	60,5	5	2910	0,128	89
13	60,5	5	4880	0,128	89
14	47,5	5	2170	0,100	70
15	47,5	5	2170	0,100	70
16	60,5	5	2910	0,128	89
17	60,5	5	6460	0,128	89
18	47,5	75	3390	0,813	569
19	47,5	50	3390	0,559	391
20	60,5	75	4600	1,036	725
21	60,5	50	3880	0,712	498
22	47,5	25	3120	0,304	212
23	47,5	10	3120	0,151	105
24	60,5	25	3880	0,387	271
25	60,5	10	2910	0,193	135
26	47,5	100	2170	1,068	747
27	47,5	100	2170	1,068	747
28	60,5	100	2910	1,360	952
29	60,5	100	2910	1,360	952
30	47,5	100	2170	1,068	747
31	47,5	100	2170	1,068	747
32	60,5	100	2910	1,360	952
33	60,5	100	2910	1,360	952
34	47,5	100	2170	1,068	747
35	47,5	100	2170	1,068	747
36	60,5	100	2910	1,360	952
37	60,5	100	4600	1,360	952
38	47,5	100	3390	1,068	747
39	47,5	100	3390	1,068	747
40	60,5	100	4600	1,360	952
41	60,5	100	3880	1,360	952
42	47,5	100	3120	1,068	747
1	2	3	4	5	6

43	47,5	100	3120	1,068	747
44	60,5	100	6150	1,360	952
45	60,5	100	2910	1,360	952
46	47,5	100	2170	1,068	747
47	47,5	100	2170	1,068	747
48	60,5	100	4880	1,360	952
49	60,5	100	2910	1,360	952
50	47,5	100	2170	1,068	747
51	47,5	100	2170	1,068	747
52	60,5	100	4880	1,360	952
53	60,5	100	2910	1,360	952
54	47,5	100	2170	1,068	747
55	47,5	100	2170	1,068	747
56	60,5	100	4880	1,360	952
57	60,5	100	4600	1,360	952
58	47,5	100	3390	1,068	747
59	47,5	100	3390	1,068	747
60	60,5	100	6460	1,360	952
Суммы	3240		201460	48,3	33817
Аренда				1,688	1182

Тариф, лей / Гкал T 700

Процент отопления помещений общего пользования U₀, % 4

Процент отопления арендуемых нежилых помещений U_{AR}, % 2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанное распределение оплаты за тепло централизованного теплоснабжения при смешанном центральном и автономном отоплении квартир многоэтажного дома соответствует общепринятому методу распределения по площадям, в данном случае по «отопливаемым площадям».

В связи с изложенным выше представляется целесообразным пересмотр пункта 10 «Плата за отопление» постановления Правительства Республики Молдова N. 191 от 19.02.2002. [1]

Литература

1. «Положение о порядке предоставления и оплаты жилищных, коммунальных и не коммунальных услуг для жилищного фонда ...», утверждено постановлением Правительства Республики Молдова N 191 от 19.02.2002.

МОДЕЛЬ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ПОСТАВЛЯЕМОЙ ЦТС ТЭЦ МЕЖДУ ПОДКЛЮЧЕННЫМИ И ЧАСТИЧНО ОТКЛЮЧЕННЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ, НАХОДЯЩИМИСЯ В ОДНОМ ЗДАНИИ

*С.В.Бурцев, Институт энергетики АНМ
И.Ф.Буркут, S.A. CET-Nord*

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях либерализации энергетических услуг возникает больше не регламентированных возможностей изменить существовавшие системы теплоснабжения, дать больше самостоятельности потребителям тепла. В то же время ввиду роста разницы в доходах проживающих в одном здании людей возникают проблемы, о которых не задумывались в момент постройки эксплуатируемого жилья. В частности, реально существуют строения, в которых имеются несколько условно независимых систем теплоснабжения. В данной работе рассматриваются два вида: Централизованное отопление (ЦТС-ТЭЦ), и не отапливаемые от ТЭЦ жилые площади – помещения, отапливаемые с помощью газовых котлов, электроэнергии или других источников тепла.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Отключенными от централизованной системы отопления площадями называются площади помещений, принимающие часть тепла через внутренние стены и перекрытия здания от смежных, подключенных к централизованной системе отопления, помещений. Это помещения, владельцы которых декларируют данные площади как площади помещений, где схема отопления изменена по сравнению с моментом сдачи дома в эксплуатацию, и требуют для этих площадей специальной схемы расчета потребляемой тепловой энергии, которую должны оплачивать в процентном отношении от показаний теплового счетчика, учитывающего расход тепловой энергии на все здание. Технически это помещения, в которых отсутствуют отопительные приборы в виде батарей централизованного отопления, конвекторов и других приборов, выпускаемых промышленно и предназначенных для теплообмена между теплоносителем и воздухом помещения, где эти приборы устанавливаются.

Подключенными площадями называются площади помещений, отапливаемые от ЦТС ТЭЦ, помещения, отдающие тепло более холодным помещениям, отключенным от ЦТС ТЭЦ через внутренние стены и перекрытия здания, которые не имеют такой тепловой изоляции, как внешняя стена дома. Это помещения, владельцы которых декларируют данные площади как площади помещений, где схема отопления не изменена, с которых производится основная тарификация оплаты за тепловую энергию по показаниям теплового счетчика. Технически это помещения, где установлены отопительные приборы, подключенные к отопительному контуру, получающему тепловую энергию от ТЭЦ посредством теплообменных устройств, в которых циркулирует теплоноситель городских теплосетей. Этот отопительный контур является тем контуром, где установлены приборы учета тепловой энергии на все здание. Эти помещения являются дополнительным источником тепловой энергии для отключенных помещений.

Площади имеющие альтернативное отопление - это площади, отапливаемые газовыми котлами, плитами, электроприборами, каминами и т.д. Для точного расчета каждой квартиры необходимы показания газового и электрического счетчиков, что на данный момент вызывает организационные сложности. Однако суммарный расход газа и электрической энергии можно определить как разность между данными о потреблении тепла в момент сдачи дома в эксплуатацию в СССР, когда принимается, что отопление достаточное и весь газ идет на приготовление пищи, и вся электроэнергия – на освещение, телевизоры, и современным состоянием в потреблении тепла.

Под современным состоянием принимается ряд средних удельных значений для отапливаемых помещений «большого дома» (см. определение далее) когда отопительной нагрузки недостаточно чтобы обеспечить

удельное отопление до 18 градусов во всех жилых помещениях (включая отключенные). Это возможно, так как тепловой счетчик косвенно учитывает все температурные изменения в здании (включение автономных котлов, плит, электроприборов) и, наблюдая за динамикой этих изменений, можно посчитать расходы газа и электроэнергии с достаточной точностью. Так как счетчик стоит на здание целиком, а не на каждую квартиру, для 1м² отключенной площади получается тариф, одинаковый на все здание. А сколько этих отапливаемых или не отапливаемых метров в квартире у каждого жильца - вопрос сколько он потратил газа и электроэнергии. То есть квартира, имеющая альтернативное отопление, разбивается на отапливаемый и не отапливаемый участки, тарифицируемые соответственно.

ДАННЫЕ И МОДЕЛЬ РАСЧЕТА

В качестве исходных данных при расчете тепла, распределяемого между отапливаемыми и не отапливаемыми жилыми и прочими помещениями, теплообмена между помещениями центрального отопления и помещений, отапливаемых автономными котлами или не отапливаемыми площадями, предлагается принять следующие данные и условия:

1 Показания коммерческих приборов, проходящих регулярную поверку, таких как тепловой счетчик, газовый счетчик, электрический счетчик (при более точном расчете).

2 Гидравлическую схему дома, измеренные и вычисленные расходы воды, так как эта схема наименее подвержена частым изменениям и не зависит от температуры теплоносителя, окружающего воздуха или температуры в квартирах.

3 Геометрию здания, где площади - составная, а не определяющая часть, и количество этажей дома. При этом принимается, что основной геометрической формой строения является параллелепипед.

4 Все расходуемое тепло, получаемое от ТЭЦ и других источников, в конечном счете, уходит через условную наружную стену. Площадь этой стены включает в себя крышу, подвал, утечки через окна, вентиляцию и т. д., то есть имеет обобщенный коэффициент температурного сопротивления, который вычисляется по геометрии здания и показаниям теплового счетчика.

5 Температуру наружного воздуха, так как она является одинаковой для большинства

строений и от нее зависит температура теплоносителя на подаче в соответствии с утвержденным температурным графиком и, как следствие, температурная нагрузка отапливаемого здания.

Расчет включает в себя построение некоего виртуального геометрического подобия конкретного здания (в дальнейшем «малого дома» см. рис.1), включающего только площади, имеющие одинаковую систему теплоснабжения от ТЭЦ. Геометрическое подобие «малого дома» – условный виртуальный параллелепипед, имеющий внешнюю стену со всеми удельными температурными характеристиками реального дома (в дальнейшем «большого дома»).

Этот виртуальный «малый дом» имеет такие же пропорции длины, ширины и высоты, что и «большой дом». Такой подход исключает теплообмен между «квартирами» «малого дома». Внешняя стена, через которую происходят потери тепла, одинакова по температурному сопротивлению, но имеет меньшую, чем у «большого дома», площадь. Эта площадь вычисляется пропорционально отапливаемым от ЦТС ТЭЦ площадям. Таким образом, в «малом доме» отапливаются все площади, величина которых соответствует заявленным отапливаемым площадям в «большом доме», но не отапливаемых от ТЭЦ площадей в нем условно физически нет.

В «большом доме» (реальном) такие не отапливаемые площади есть, а, следовательно, есть и внутренние перетоки тепла между квартирами. При этом удельная тепловая нагрузка для «малого дома» и для «большого дома» рассматривается по показаниям теплового счетчика в разные моменты времени в соответствии с температурным графиком 120/70 и для каждого значения вычисляется температура внутри помещений, которые тарифицируются как отапливаемые на 100 %.

Так можно ответить на вопрос, - какой будет температура в квартирах подключенных потребителей, если отключенных квартир вообще не будет в здании. Это и есть температура квартир «малого дома», рассчитанная как функция от тарифицируемой площади тепловой нагрузки приведенной к площади наружной стены малого дома. После расчета полученные данные сравниваются с аналогичными показателями здания, состоящего из квартир, имеющих разнотипное отопление («большого дома»). Количество тепла, получаемое всем строением («большим домом»), равняется сумме

$$Q_0 = Q_{st} + Q_{fa} + Q_{fel} \quad (1)$$

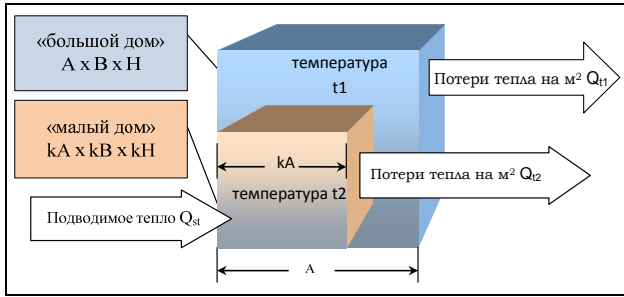


Рисунок 1. «Малый дом» не содержит отключенных площадей.

где: Q_{st} - тепло, полученное от ТЭЦ, измеренное по счетчику;

Q_{fa} - количество тепловой энергии, выработанной автономными отопительными котлами и газовыми плитами;

Q_{fe} - количество тепловой энергии, выработанной электрическими приборами.

Количество тепла, получаемого от ТЭЦ, определяется:

$$Q_{st} = c \cdot m \cdot (t_1 - t_2) \quad (2)$$

где: Q_{st} - количество тепла измеренное счетчиком,

c - теплоемкость воды,

m - масса (расход теплоносителя в трубопроводе, где счетчик тепла),

dt - разница температур поступающего от ТЭЦ теплоносителя в прямом и обратном трубопроводах (t_1 зависит от температуры наружного воздуха и определяется по температурному графику).

Для расчета удельного отопления $q_{f, st}$ Гкал/м², получаемого от ТЭЦ, делим полученное тепло Q_{st} , измеренное по счетчику, на площадь, заявленную как площадь, отапливаемую от ТЭЦ.

$$q_{f, st} = Q_{st} / F_{st} \quad (3)$$

Для расчета количества тепла Q_{fa} , выработанного автономными котлами, применяем формулу:

$$Q_{fa} = \rho_m \cdot V_{nom} \cdot \eta \quad (4)$$

где Q_{fa} - количество тепловой энергии, выработанной каждым автономным отопительным котлом,

ρ_m - удельная теплота сгорания газа (принимается по среднегодовому значению

на данный отопительный сезон), ккал/м³

η - 0,9 КПД котла,

V_{nom} - нормированный объем газа.

Нормированный объем газа израсходованные владельцем автономной отопительной системы для обогрева своей площади до температуры, обеспечивающей равенство удельного отопления q_f ккал/м² с потребителями, чьи площади отапливаются от центральных тепловых сетей, до удельного отопления $q_{f, st}$, так как в противном случае будут иметь место перетоки тепловой энергии от более теплых квартир к более холодным.

По данным о площади, отапливаемой от ТЭЦ, вычисляется условная площадь наружной стены «малого дома», через которую и уходит все поданное в дом тепло. Если рассматривать одну условную «квартиру» «малого дома», то все уходящее из нее тепло проходит только через наружную стену. Остальные три стены, пол и потолок не являются поверхностями утечек тепла, поскольку удельное отопление в «маленьком доме» одинаковое на всей внутренней площади. (В « большом доме » тепло уходит не только через наружную стену подключенной квартиры). Количество тепла, уходящего через наружную стену, вычисляется по формуле:

$$Q_N = A_{ki} \cdot F_N \cdot \Delta t_N \quad (5)$$

где Q_N - количество тепла, уходящего с внешних поверхностей дома, за счет вентиляции и т.д.

F_N - площадь условной наружной стены дома, A_{ki} - объединенный коэффициент конвекции / излучения этой внешней стены одинаковый для всех случаев,

$\Delta t_N = t_1 - t_N$ разница температур внутренней поверхности наружной стены и наружного воздуха t_N .

$$A_{ki \text{ малый дом}} = A_{ki \text{ большой дом}} \quad (6)$$

Допуская, что характеристика внешней стены дома одинакова для всех категорий квартир и незначительно изменилась со времени постройки дома ($A_{ki} = \text{const}$), можно найти соотношение температур этой стены при учете только отапливаемых площадей («малый дом») и всех площадей в строении («большой дом»). При этом следует учитывать, что условно отключенные квартиры не являются накопителями тепла. Расчет должен производиться для каждого значения температуры окружающего воздуха по таблице 2.

Таблица 2. Температурный график.

Еочка	t нар. возд.	t прямой	точка	t нар. возд.	t прямой
1	-20	100,0	18	-5,74	74,23
2	-19,2	98,5	19	-4,90	72,71
3	-18,3	97,0	20	-4,06	71,19
4	-17,5	95,5	21	-3,23	69,68
5	-16,6	93,9	22	-2,39	68,16
6	-15,8	92,4	23	-1,55	66,65
7	-15,0	90,9	24	-0,71	65,13
8	-14,1	89,4	25	0,13	63,61
9	-13,3	87,9	26	0,97	62,10
10	-12,5	86,4	27	1,81	60,58
11	-11,6	84,8	28	2,65	59,06
12	-10,8	83,3	29	3,48	57,55
13	-9,9	81,8	30	4,32	56,03
14	-9,1	80,3	31	5,16	54,52
15	-8,3	78,8	32	6,00	53,00
16	-7,4	77,3	33	6,84	53,00
17	-6,6	75,7	34	7,68	53,00
18	-5,7	74,2	35	8,52	53,00

Для проведения таких вычислений по данным строениям на основе вышеописанной модели была разработана программа, окно с данными и контрольными результатами расчетов показано на рис 2.



Рисунок 2. Окно программы расчета.

При подстановке разных значений температуры внешнего воздуха соотношение тепла между отопляемыми и отключенными площадями снижается по мере увеличения температуры наружного воздуха. При этом принимается, что количество тепла, поступающего в дом (нагрузка) изменяется, так как при тех же гидравлических параметрах температура подачи возрастает в соответствии с утвержденным температурным графиком.

Подставляя полученные значения температуры подачи, мы можем построить график соотношения расхода тепла на

отопляемые и условно отключенные квартиры для данного строения. После обработки данных по семи строениям по каждой температуре получен обобщенный график некоего условного строения, в котором отключены 30% квартир, этажность составляет от 3 до 10 этажей, строение имеет форму параллелепипеда с соотношением сторон от 1/3 до 1/10. Данный график (рис. 3) показывает степень влияния (в процентах от показания счетчика) отключенных квартир на тепловую нагрузку в промежуток времени, для которого температура внешнего воздуха остается неизменной (возможно применение среднемесячной температуры). Дальнейшее разбиение на потери в подъездах и т. д. рассчитываются как отношение температур, принятых при сдаче дома в эксплуатацию и по состоянию на сегодняшний день (*начальный период «большой дом», без отопления подъездов).

ВЫВОДЫ

1. Тепловую нагрузку в случае отключения отопительного прибора необходимо рассматривать в динамике, при изменении нагрузок, а не на кратковременный промежуток как было предложено ранее. Сравнение данных по изменению температуры обратной сетевой воды в случае, когда все площади были подключены, и современным состоянием показывает что в момент наступления оттепели температура не возрастает с такой скоростью как раньше а продолжает оставаться более низкой, чем ранее, в случае когда все площади были подключены. Это объясняется тем, что в подключенных помещениях возникают перетоки тепла, которое накапливается в отключенных помещениях, но не возвращается в подключенные помещения, а уходит через внешнюю стену строения в момент последующего похолодания. Тепло передается от нагретого тела к холодному и никогда наоборот. Это не позволяет снизить нагрузку на ТЭЦ и котельных в момент оттепели и затраты по этой нагрузке в конечном итоге несут подключенные потребители, не получая дополнительную температуру в своих квартирах.

2. Как показали расчеты для строения, в котором отключены 50% площадей, степень влияния этих площадей на показания теплового счетчика (и на нагрузку здания) становится меньше. Это объясняется тем, что для наилучшего теплообмена между подключенными и

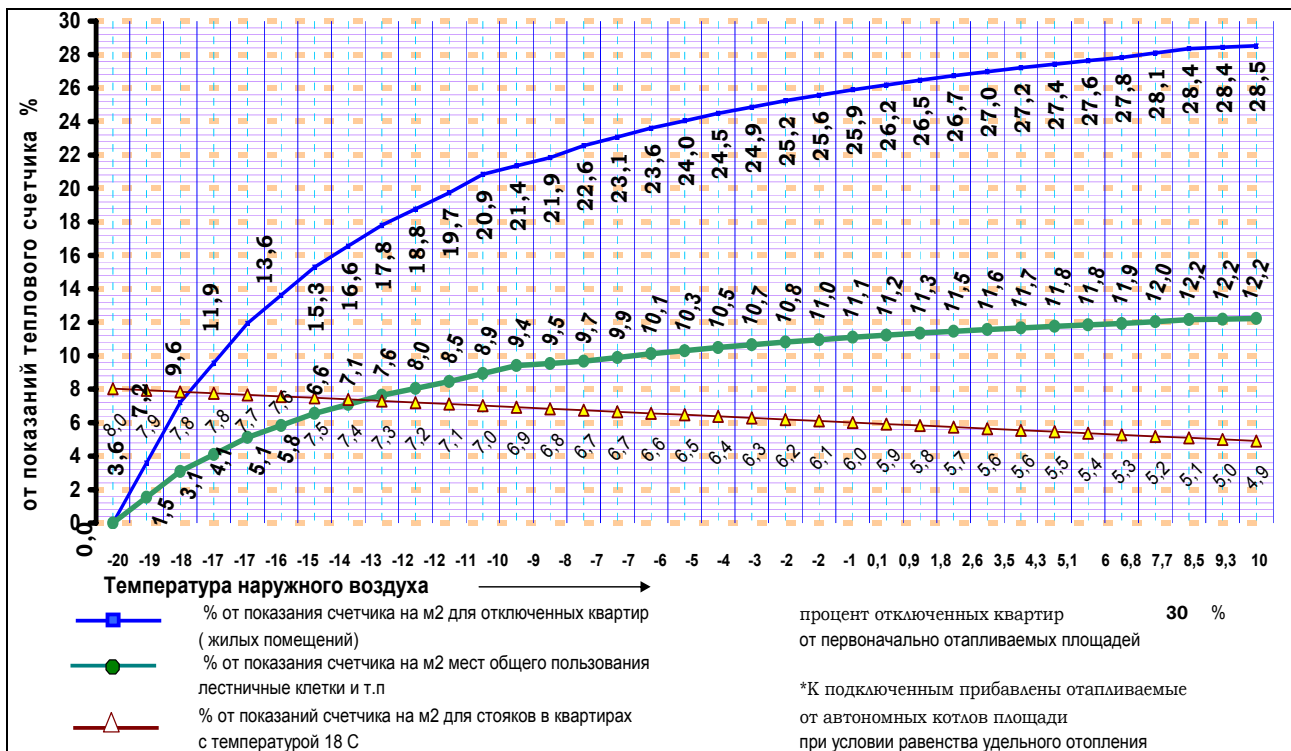


Рисунок 3. Отношение распределения тепла в отключенных помещениях на м² площади по сравнению с подключенными помещениями при различной температуре наружного воздуха в соответствии с температурным графиком для прямой сетевой воды.

отключенными квартирами необходимо, чтобы они имели больше поверхностей теплопередачи. То есть больше смежных стен или перекрытий, а соседей больше чем 50 на 50 быть не может. Это одно из естественных ограничений модели. Естественно, что при увеличении числа отключенных помещений вероятность их расположения рядом возрастает и вариант, при котором каждая отключенная квартира находится в окружении подключенных, встречается реже. Поскольку в основе расчетов лежат геометрические зависимости, данный результат демонстрирует, что при дальнейшем увеличении количества отключенных площадей степень их влияния на тепловую нагрузку здания по показаниям счетчика будет уменьшаться.

3. Для дальнейших, более детальных расчетов (и для проверки теоретических предположений в отношении квартир с автономным отоплением) необходимы счета за газ потребителей, расположенных в этом доме. Зная средний КПД автономного котла, КПД газовой плиты, теплотворную способность газа и количество газа, оплаченного по счету, можно вычислить количество произведенного тепла. Автономный котел, поддерживающий температуру, может рассматриваться как измерительный прибор, который в отключенной

квартире поддерживает нормальную величину температуры и позволяет более точно рассчитать необходимое для достижения санитарных норм количество тепла. Такой модуль в программе присутствует, но ввиду отсутствия данных о потребленном газе он отключен.

Литература

1. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы, САНПИН 2.1.2.1002-00. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации, Г.Г.Онищенко 15 декабря 2000 года
2. СНИП 2.04.05-91* Отопление, вентиляция и кондиционирование
3. СНИП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование введены в действие с 01.01.2004г. Постановлением Госстроя России от 26 июня 2003г. № 115
4. СНИП II-3-79* Строительные нормы и правила строительная теплотехника. Дата введения 1979-07-01
5. СНИП 23-02-2003
6. Оперативно – техническая документация, предоставленная по измерительным приборам БТЭЦ

Recomandat spre publicare: 15.01.2009.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

*Зубатый А.Л., Журавлев А.А., Шит М.Л.
Институт Энергетики Академии Наук Молдовы*

ВВЕДЕНИЕ

Республика Молдова не обладает собственным ископаемым топливом, и поэтому энергоресурсы импортируются в Республику Молдова практически полностью. Прогнозируется постоянный рост потребления энергии. В 2010 г. общий расход первичных энергоресурсов, рассчитанный на основании показателей социально-экономического развития Р.Молдова, даже при прогнозируемом сокращении удельных расходов энергии, составит 116-145 PJ (2,8-3,5 млн. т.н.э. или 4,0-5,0 млн. т.у.т).

Проведенные Институтом Энергетики АН РМ исследования по анализу работы основных поставщиков энергии в рамках разработки Стратегии теплоснабжения г. Кишинева [1] показали, что основным потребителем импортируемого природного газа в городе (более 40%) являются предприятия энергетики: теплоэлектроцентрали и районные котельные. При этом значительное количество теплотворной способности топлива недоиспользуется и в виде низкопотенциального тепла поступает в атмосферу, одновременно ухудшая экологическую обстановку и способствуя «глобальному потеплению».

Использование теплотворной способности топлива даже на наиболее оснащенной теплоэлектроцентралей СЕТ №2 составляет в отопительный сезон, когда она работает в теплофикационном режиме, 66%, а в межотопительный сезон, когда она работает, в основном, в конденсационном режиме менее 40%. Анализ показал, что потребитель получает из 100% теплотворной способности топлива приблизительно 25% теплотворной способности топлива в виде тепловой энергии и 17% в виде электрической энергии. При нынешней стоимости природного газа стоимость электроэнергии, вырабатываемой даже в отопительный период на ТЭЦ, значительно превышает стоимость покупной электроэнергии из Украины. Это позволяет рассматривать

альтернативные способы поставки тепловой энергии потребителю.

На XXXIII конгрессе Международной ассоциации экспертов ЕС по теплоснабжению "Euroheat and Power", прошедшем в 2007 году, были приведены основные направления развития теплоснабжения в ЕС:

- Комбинированная выработка электроэнергии и централизованное теплоснабжение и холодоснабжение;
- использование сбросного тепла и возобновляемых источников энергии в целях повышения энергоэффективности;
- создание международных консорциумов для увеличения внедрения инноваций и дальнейшего развития теплофикации.

Директивой ЕС 8-9 марта 2007 г. (<http://europa.eu/scadplus/leg/en/lvb/l27064.htm>) предписано увеличение энергоэффективности (уменьшение удельного потребления энергии на 20% к 2020 г.), уменьшение выбросов парниковых газов (уменьшение выбросов CO₂ на 20-30% к 2020 г.), увеличение доли возобновляемых источников энергии на 20% к 2020 г.

В г. Кишиневе для поставки потребителям тепла применяются системы централизованного теплоснабжения (СЦТ). Такие системы широко используются в СНГ и во многих странах Восточной Европы, а также и в некоторых странах Западной Европы. Централизованная система теплоснабжения наряду с другими преимуществами позволяет переходить и использовать любые виды топлива, что, как показала ситуация января 2009 года, повышает энергетическую безопасность при различных политических и энергетических кризисах.

В то же время при работе децентрализованной и автономной систем отопления, в которых наряду с отсутствием потерь при транспортировании тепловой энергии от источника до потребителя, потребитель сам осуществляет менеджмент системы и определяет параметры отопления в необходимом диапазоне. В результате в мун. Кишинэу конкуренцию между менеджментом

ЦТ и менеджментом автономного отопления (АО - ДЦТ) централизованное отопление проигрывает.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Известно, что применение ЦТ, наряду с большими известными преимуществами, особенно при использовании когенерации, из-за высоких температур теплоносителя (сетевой воды) и качественного регулирования подачи тепла приводит к существенным его потерям. Настоящее исследование посвящено повышению эффективности работы ЦТ и получению дополнительных преимуществ потребителями с помощью тепловых насосов (ТН), что повысит ее конкурентоспособность при сравнении с другими системами теплоснабжения.

Обосновывается это тем, что коэффициент преобразования ТН всегда больше коэффициента преобразования котла $\mu_{tn} \gg \mu_k$ и это дает определенный энергетический эффект.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Коэффициент трансформации тепла

Непосредственное сжигание какого-либо топлива для целей отопления, с точки зрения термодинамики, является процессом с необратимыми потерями. Это связано с тем, что тепло, выделяемое при сгорании, имеет значительно более высокую температуру, чем теплоноситель, используемый для отопления. В случае, если это тепло с температурой, выделяемой при горении (T_g), будет передано теплоносителю с температурой, применяемой для отопления зданий (T_{om}) без совершения работы и возникают вышеуказанные потери.

Работа, совершенная между теплом с температурой T_g и теплом с температурой T_{om} равна той, которая потребовалась бы для переноса тепла обратно с низкого на высокий температурный уровень. Такую работу и выполняет тепловой насос (ТН).

В термодинамической системе, в которой используются прямой и обратный цикл Карно существует соотношение для термодинамического коэффициента отопления, названного авторами [2] коэффициентом трансформации

тепла M . Коэффициент M можно выразить через температуры:

$$M = \frac{T_g - T_c}{T_g} \cdot \frac{T_{om}}{T_{om} - T_c} \quad 1)$$

где T_c – температура среды, к которой отводится тепло в цикле.

Первая часть дроби характеризует работу теплового двигателя, а вторая - теплового насоса. Из этого уравнения следует, что M для теплового двигателя может быть максимально равным 1, а M теплового насоса всегда выше 1, его минимальная величина равна 1. M системы равно 1 при $T_g = T_{om}$, а если $T_g > T_{om}$, то такая система с ТН имеет $M > 1$.

В общем случае совмещение обратимых циклов (прямого и обратного) делают систему наиболее эффективной (2). Для такой системы коэффициент трансформации:

$$M_0 = \eta_0 \cdot \mu_0 \quad 2)$$

где η_0 - термический коэффициент полезного действия прямого обобщенного цикла;
 μ_0 - коэффициент обратного обобщенного цикла.

Полный термодинамический эффект системы будет выражен действительным коэффициентом M_d .

$$(M_d) = \eta_0 \cdot \mu_0 \cdot \eta_n \cdot \eta_m \cdot \eta_x \quad (3)$$

Следовательно, действительный коэффициент трансформации тепла M_d будет равен M_0 , умноженному на коэффициенты потерь, где η_n – коэффициент потерь прямого кругового цикла,
 η_m – коэффициент потерь при передаче энергии от прямого к обратному циклу,
 η_x – коэффициент потерь обратного цикла.

Отопление с использованием теплового насоса, работающего по обратному круговому циклу эффективно только при коэффициенте трансформации тепла M_d большем, чем коэффициент потерь при обычном отоплении.

В настоящей работе рассматривается возможность возвращения к полезному

использованию части тепла, уходящего в окружающую среду и теряемого при передаче от «горячих» источников «холодным» с помощью теплонасосных технологий.

1.2. Использование тепловых насосов в системе централизованного отопления

На теплоэлектростанции для получения электрической и тепловой энергии осуществляется прямой паросиловой цикл, в результате которого вырабатывается электрическая энергия и осуществляется теплофикация. Нами с использованием параметров температурного режима работы теплоэлектростанции №2 г. Кишинева показано качественное изменение величины коэффициента трансформации тепла M в прямом и обратном круговом идеальных циклах Карно (рис.1 и рис.2), также результат совмещения этих циклов в одной системе отопления (рис.3).

Таким образом, можно предположить, что и в действительном цикле со снижением температуры отопления во всем диапазоне наружных температур в районе г. Кишинева при сжигании топлива в топке котельного агрегата, выработке электрической энергии турбогенератором и использовании теплового насоса коэффициент трансформации тепла будет расти. Это позволяет в принципе использовать схему с размещением теплового насоса в системе. Известно, что температура воздуха в замкнутом помещении зависит от изменения множества факторов [3], в том числе и регулирования количества тепловой энергии, подаваемой в приборы отопления. На рис. 2 и 3 – сплошная линия: $T_{om} = 105^{\circ}C$, пунктирная линия: $T_{om} = 95^{\circ}C$, точечная линия: $T_{om} = 70^{\circ}C$. $T_g = 800^{\circ}C$.

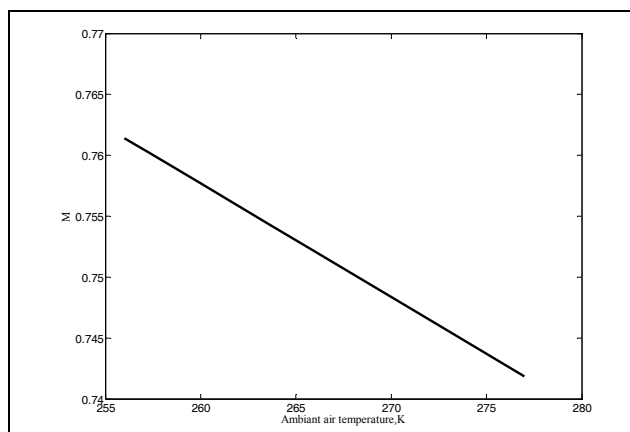


Рисунок 1. Изменение коэффициента трансформации M в прямом цикле

Карно при T горячего источника 1073 К.

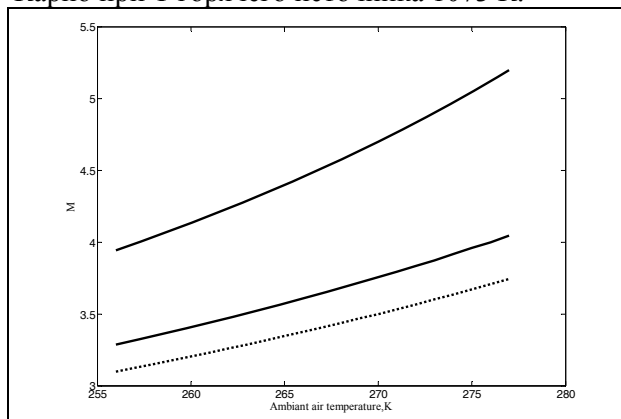


Рисунок 2. Изменение коэффициента трансформации M в обратном цикле Карно.

В этом смысле система ЦТ характеризуется некоторыми особенностями, которые могут быть улучшены в системах с применением ТН:

- при централизованном теплоснабжении (ЦТ), в котором сетевая вода используется не только для отопления, но и для горячего водоснабжения, приходится поддерживать повышенный температурный режим;
- качественное регулирование температуры сетевой воды создает дополнительное неудобство потребителю, который не может сам регулировать температуру в своем помещении, а зависит от централизованного регулирования диспетчером системы, работы множества приборов, ухудшающих надежность получения комфортных условий в конкретном помещении конкретным потребителем.

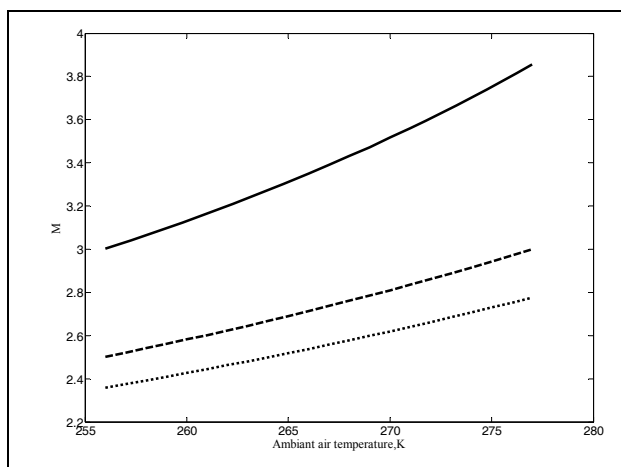


Рисунок 3. Изменение коэффициента трансформации M при совмещении идеальных прямого и обратного цикла Карно.

Эти неудобства устраняются при переходе на количественное регулирование, характерное и для автономного отопления.

3. Использование ТН в отопительном контуре потребителя

Для повышения эффективности и конкурентно-способности системы централизованного отопления предлагается установка ТН у потребителя (на один или несколько домов). Это позволяет перейти к прогрессивной системе регулирования расхода тепла самим потреби-телем, т.е. получить эффект «автономного отопления» и снизить значительно температуру теплоносителя, что снижает расход топлива в прямом цикле сжигания. При этом ТН устанавливается таким образом, чтобы отбиралось тепло от обратной ветви теплоносителя на магистральной линии, а подогрев осуществляется на прямой подаче непосредственно в дом или группу домов.

Разработана схема включения теплового насоса (ТН) в систему центрального теплового пункта (ЦТП) на группу домов, который может обеспечить необходимый подогрев воды в отопительном контуре и на теплообменнике горячего водоснабжения (ГВС) [7...13]. Это решение предназначено для зависимой схемы теплоснабжения с учетом ГВС в отдельном теплообменнике и позволяет использовать в качестве источника низкопотенциальной теплоты тепло сетевой воды в магистрали, возвращающей обратную воду на циркуляцию в систему теплоэлектроцентрали через конденсатор турбины. Снижение температуры этой воды способствует некоторому увеличению выработки электроэнергии турбогенератором и снижению выбросов тепла на градирне при определенных температурах окружающей среды.

В качестве рабочего тела в ТН предлагается использовать CO_2 . При этом тепловой насос работает по сверхкритическому циклу при разных температурах кипения. Тепло передается при помощи вспомогательного теплоносителя, переносящего тепло от магистрали сетевой воды к испарителю теплового насоса. Это позволяет регулировать тепловую нагрузку, передаваемую ТН, и размещать ТН на достаточном удалении от места отбора низкопотенциальной теплоты. Принципиальная схема включения ТН показана на рис.4.

Уравнения, определяющие зависимость температуры прямой и обратной сетевой воды и

воды, циркулирующей в контуре отопления здания, известны [4] и здесь не приводятся. Для сетевой воды, поступающей от ТЭЦ, принят температурный график 70/30, а для отопительной сети зданий – 78/35. Расчетная температура наружного воздуха принята равной минус 16°C , а температура, при которой заканчивается отопительный сезон, принята равной 6°C . Данный график осуществим при использовании горизонтальной разводки по квартирам при двухтрубной разводке внутридомовых сетей отопления, в которой температура воды одинакова для всех отопительных приборов.

Как показали результаты расчетов, сверхкритические циклы теплового насоса (рис.4) в координатах «энтальпия – давление» (h [kJ/kg] – P [MPa]), при наружной температуре -9°C , $+6^{\circ}\text{C}$ имеют вид, см. рис.5.

где: 1 – регулирующий клапан квартальной тепловой сети,

2 – нагрузка (отапливаемые здания),

3 – газоохладитель,

4 – компрессор,

5 – испаритель ТНУ,

6 – циркуляционный насос ЦТП,

7 – дроссельный клапан ТНУ,

8 – рекуперативный теплообменник ТНУ.

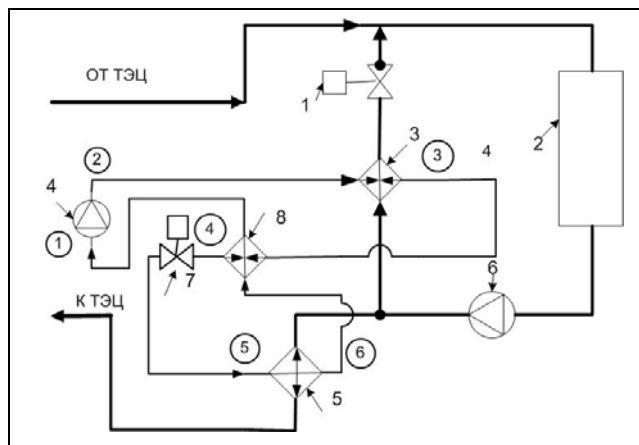


Рисунок 4. Принципиальная схема включения теплового насоса.

Термодинамические циклы ТНУ при работе на сетевой воде при температурном графике, рекомендуемом для наружных температур воздуха $t_H = -9^{\circ}\text{C}$ (цикл 1-2-3-4-5-6-1), при $t_H = 6^{\circ}\text{C}$ (цикл 1'-2'-3'-4'-5'-6'-1')

На рис.5 знаком штрих отмечены точки соответствующие температуре наружного воздуха 6°C . Значения температур, давлений и энтальпий в точках, 1-6 ТНУ, (рис.4) приведены в таблице 1. Температуры прямой и обратной сетевой воды при графике 70/30 – 78-35.

Теоретическое значение COP (Coefficient of Performance or COP) ТНУ равно 4,26 при

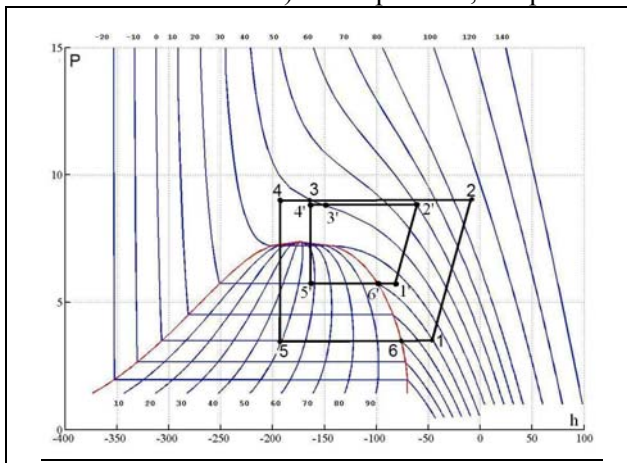


Рисунок 5. Термодинамические циклы ТНУ

температуре окружающей среды $t_H = -9^{\circ}C$ и, соответственно, 5,54 при $t_H = 6^{\circ}C$.

Таблица 1. Значения температур, давлений и энтальпий в точках, 1-6 ТНУ(см. рис.5)

№ точки	T(°C)	P(MPa)	H(kJ/kg)
1(1')	20(25)	3,5(5,73)	-45,5 (-81,87)
2(2')	90(60)	9 (9,0)	-9,47 (-64,04)
3(3')	40(40)	9(9,0)	-162,87(-162,87)
4(4')	37,2(37)	9 (9,0)	-192,38(-194,01)
5(5')	0(20)	3,47 (5,73)	-192,38 (-94,01)
6(6')	0(20)	3,47 (5,73)	-75,82 (-98,70)

Таблица 2. Температуры прямой и обратной

$t_H (^{\circ}C)$	-9	6
$t_{СЕТ_ПРЯМАЯ} (^{\circ}C)$	38,97	60,5
$t_{СЕТ_ОБРАТНАЯ} (^{\circ}C)$	24,85	28,72
$t_{КВАРТ_ПРЯМАЯ} (^{\circ}C)$	43,11	68,72
$t_{КВАР_ОБР} (^{\circ}C)$	27,23	32,98

сетевой воды в магистрали и в квартальной сети при температурах воздуха $-9^{\circ}C$ и $6^{\circ}C$

Расчеты показывают, что с падением наружной температуры возрастает отношение тепловой мощности ТНУ по отношению к расчетной тепловой мощности ЦТП. Так, при температуре наружного воздуха $6^{\circ}C$ это

отношение равно 0,13, при $-9^{\circ}C$ это отношение равно 0,39. Среднее значение за сезон для климатической зоны города Кишинева составляет около 0,24.

Как показали расчеты экономических показателей внедрения ТНУ на ЦТП, простой срок окупаемости в зависимости от величины COP составляет 3...6 лет.

4. Тепловые насосы и холодильные машины на источнике производства электрической и тепловой энергии

На исследуемой теплоцентрали ТЭЦ №2, как на всех подобных источниках производства тепловой энергии для теплоснабжения городов в постсоветских странах, производство электрической энергии осуществлялось как побочный продукт при когенерации в отопительный период для повышения энергетической эффективности станции. В межотопительный период станция используется с целью теплоснабжения только для централизованного подогрева воды на центральных тепловых пунктах у потребителя. Потребление тепловой энергии при этом сокращается в 10 раз. Работа станции в конденсационном режиме при необходимости в производстве электроэнергии происходит с огромными энергетическими потерями или приводит к остановке части станции (на ТЭЦ № 2 останавливают 2 блока из 3-х). Станция в межотопительный период при отсутствии теплового потребления работает с убытками, что влияет на рост тарифов на электрическую и тепловую энергию, и снижает конкурентоспособность централизованного теплоснабжения. Как показали некоторые работы [5], возможность увеличения выработки электроэнергии имеются при использовании абсорбционных холодильных машин и тепловых насосов.

Нами проведены расчеты для ТЭЦ №2 при работе одного блока «котел – турбогенератор» (номинальной мощностью 80 МВт электроэнергии и 180 Гкал/час тепловой энергии) на потребление тепловой энергии в летний период в 60 Гкал/час для горячего водоснабжения города. В системе водоохлаждения турбогенераторов данной ТЭЦ циркулирует 8000 м3 воды и снижение температуры при расчетных параметрах составляет $9^{\circ}C$. С водяными парами в атмосферу выбрасывается 72 Гкал /час низкопотенциальной тепловой энергии. При

установке абсорбционной бромистолитиевой холодильной установки на промышленном отборе пара, неиспользуемом в летний период, и потреблении для привода термокомпрессора 23,2 Гкал /час пара с параметрами 13 ати, можно получить для дополнительного охлаждения конденсатора турбины 20 Гкал /час холода. Включение в контур водоохлаждения конденсатора турбины теплообменника с циркуляцией охлажденной воды, полученной в холодильной установке, позволяет повысить выработку электроэнергии, сократить выбросы низкопотенциальной теплоты в атмосферу, получив и экологический эффект. Снижение температуры и давления в конденсаторе ограничено характеристикой турбины.

Предложенная схема позволит повысить энергетическую, экономическую и экологическую эффективность теплоэлектростанций в летний (межотопительный) период.

5. Тепловые насосы в децентрализованном производстве электрической, тепловой энергии и холода

Использование абсорбционного теплового насоса будет эффективно и при производстве электрической и тепловой энергии на мини-ТЭЦ, работающей на дизель-генераторных установках. Такая теплоэлектростанция построена в г. Кишиневе на городских очистных сооружениях. В Кишиневе с целью сокращения расхода природного газа разработан проект реконструкции городских очистных сооружений. Проектом предусмотрена переработка канализационных стоков и отходов в биогаз с последующим сжиганием его для производства электрической и тепловой энергии на мини ТЭЦ. При утилизации отходов и стоков объем биогаза, по расчетам, составит до 30 тыс. м³ в сутки. Мини-ТЭЦ включает в себя дизельную электростанцию мощностью 2 МВт и может включать группу тепловых насосов для трансформирования низкопотенциальной теплоты водоохлаждающей системы электростанции и поступающих стоков в полезное тепло, используемого для собственных нужд комплекса станции очистки стоков, в том числе кондиционирования воздуха (тригенерация энергии).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенная работа расширяет сферу эффективного применения тепловых насосов для модернизации существующих и строящихся систем централизованного теплоснабжения. Согласно прогнозам Мирового энергетического комитета (МИРЭК) к 2020 г. 75% коммунального теплоснабжения в развитых странах будет осуществляться с помощью тепловых насосов(6).

Сокращение сжигания органического топлива требует вовлечение возобновляемых источников энергии.

Неистощимость и экологическая чистота этих энергоресурсов обуславливают необходимость их интенсивного использования. Но так как эти ресурсы имеют, как правило, низкий потенциал энергии и этим предопределяется сложность их использования, тепловая энергия данных источников может быть успешно преобразована с помощью тепловых насосов в энергию с более высокими температурными характеристиками для использования в бытовых и производственных целях.

Ожидаемое использование энергии возобновляемых источников в Р.Молдова к 2010 году составит 6% от общего потребления.

Это составит в общем энергетическом балансе Р.Молдова за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ) расход энергии к 2010 году 7,0-8,7 PJ (168-210 тыс. т.н.э. или 240-300 тыс. т.у.т).

ВЫВОДЫ

1. Приведенные результаты свидетельствуют о повышении коэффициента трансформации тепла при снижении температуры в магистральных трубопроводах сетевой воды и использовании совмещенных прямого и обратного кругового процесса при централизованном отоплении с применением тепловых насосов в диапазоне осеннее - зимних температур климата Р.Молдова. Это позволяет получить теоретически снижение затрат топлива на 6-7% при температурах окружающей среды от минус 16⁰С до 0⁰С.

2. В системе централизованного теплоснабжения установка ТН у потребителя позволяет в автоматическом режиме получить заданные потребителем параметры. Таким образом, потребитель получает наряду с энергетической экономией и потребительские

преимущества, имеющиеся при децентрализованном отоплении.

3. Приведены технические решения использования тепловых насосов и холодильных установок, осуществляющих обратный круговой процесс, для повышения эффективности централизованного теплоснабжения в межотопительный период.

4. Рассмотрена возможность использования тепловых насосов для тригенерации энергии на дизельэлектростанции, работающей на возобновляемых источниках энергии (биогазе).

Литература

1. **Зубатый, А.Л.** Стратегия теплоснабжения города Кишинева // Отчет Института энергетики Академии наук РМ, рукопись, 1999-2000гг.
2. **Розенфельд, Л.М., Ткачев, А.Г.** Холодильные машины и аппараты, Москва, 1955г.
3. **Чумак, И.Г., Зубатый, А.Л.** Расчет равновесной температуры камеры охлаждения продуктов, Сборник трудов, выпуск 9, изд. Техника, Киев, 1970, стр. 102-105
4. **Соколов, Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 360 с., 1982.
5. **Галимова, Л.В., Попов, А.А.** Система ТЭЦ – абсорбционная холодильная машина. Холодильная техника №10, 1998г.
6. **Калнинь, И.М., Савицкий, И.К.** Тепловые насосы: вчера, сегодня, завтра. Холодильная техника, №10, 2000г.
7. **Juravlev, A., Sit, M., Sit, B., Poponova, O., Timcenco, D.** The use of heat pump systems in district heating. *Analele Universității din Craiova, Seria: Inginerie Electrica, nr.31, Vol.II, p.229-232. 2007.*
8. **Шит, М.Л., Журавлев, А.А., Попонова, О.Л., Шит, Б.М., Тимченко, Д.В.** Применение теплонасосных установок в квартальных тепловых сетях // III Международная конференция «Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке». СПбГУНиПТ. с.117-124. 13-15 ноября 2007 г.
9. **Шит, М.Л., Журавлев, А.А., Попонова, О.Л., Шит, Б.М., Тимченко Д.В.** Применение теплонасосных установок в квартальных тепловых сетях централизованного теплоснабжения // IV Международная конференция «Возобновляемая и малая энергетика», Москва. Тезисы докладов, с. 57...61. 24-25 октября 2007 г.

10. **Журавлев, А.А., Шит, М.Л., Шит, Б.М.** Управление теплонасосной установкой на диоксиде углерода в широком диапазоне изменения тепловой нагрузки". *Наукові праці Одеської Національної Академії Харчових Технологій, Том.32, V1, 2008.*

11. **Журавлев, А.А., Шит, М.Л., Шит, Б.М., Попонова, О.Б., Зубатый, А.Л.** Система регулирования газоохладителя теплонасосной установки в комбинированной системе теплоснабжения в широком диапазоне изменения тепловой нагрузки. *Проблемы региональной энергетики, N2, 2008, http://ieasm.webart.md/data/m71_2_67.doc.*

Recomandat spre publicare: 14.01.2009.

PRODUCEREA BIOGAZULUI ȘI VALORIFICAREA LUI ÎN SCOPURI ENERGETICE

T. Tutunaru,

Universitatea Tehnică a Moldovei

INTRODUCERE

Creșterea prețului la resursele energetice fosile, pe de o parte, și degradarea mediului, pe de altă parte, impun necesitatea integrării tuturor formelor de energie regenerabilă în consumul de energie. În Republica Moldova biomasa, vis-a-vis de alte surse regenerabile, are cel mai mare potențial disponibil, care poate fi folosit în scopuri energetice, ce se cifrează la nivel de 550 mii tep. În această lucrare este abordată problema producerii biogazului și utilizării ulterioare a lui la producerea electricității și căldurii. În plus, este considerat un proiect de investiții ce privește:

- o stație colectivă de producere a biogazului, amplasată la margina unui centru raional;
- o centrală de cogenerare a căldurii și electricității (mini-CET), alimentate cu biogaz;
- un sistem de sere agricole, existente în preajma mini-CET și alimentate cu căldură.

Biomasa folosită pentru producerea biogazului cuprinde: deșeuri urbane solide și lichide, dejecții animaliere și masă vegetală. Obținerea biogazului din materia primă presupune colectarea, transportarea, depozitarea și procesarea acesteia.

În lucrare este:

- determinat necesarul de biogaz folosit la alimentarea mini-CET-ului cu puterea instalată de 1050 kW,
- calculată cantitatea de biomasă – pe tipuri materie primă folosită,
- dimensionat rezervorul pentru materia primă, fermentatorul și camera de colectare a gazului produs.

1. FERMENTAREA ANAEROBĂ - PRINCIPALA CALE DE PRODUCERE A BIOGAZULUI

Modalitatea de bază aplicată pentru producerea biogazului este fermentarea anaerobă a biomasei. Fermentarea anaerobă reprezintă un proces microbiologic de descompunere a materiei organice în lipsa aerului. Temperatura optimă pentru realizarea acestui proces este cuprinsă între

20-45°C. În rezultatul fermentării anaerobe se obține un produs gazos (format în principal din metan și bioxid de carbon) și o masă reziduală, ce nu mai poate fi supusă fermentării. Această masă este de obicei folosită ca fertilizator pentru sol.

Fermentarea anaerobă în lume este privită ca o soluție foarte benefică din două puncte de vedere: a soluționării problemei deșeurilor și producerii energiei. În medie, la o stație de fermentare dintr-o tonă de amestec de deșeuri se poate obține cca. 400–600 m³_N de biogaz din care 50-70% să fie metan. Întreg procesul de fermentare presupune parcurgerea a patru faze principale de descompunere a biomasei

Hidroliza: microorganismele hidrolitice transformă moleculele organice grele în particule mai mici cum sunt zaharidele, acizii grași, aminoacizii, apă.

Acidogeneza: particulele formate la prima fază sunt destrămate în acizi organici, amoniac, sulfid de hidrogen și bioxid de carbon.

Acetogeneza: formarea hidrogenului și a bioxidului de carbon în rezultatul transformării amestecului complex de acizi grași în acid acetic.

Metanogeneza: formarea metanului, bioxidului de carbon și a apei.

Procesul de formare a metanului este sporit la începutul fermentării și practic se încetinește la sfârșitul acesteia. În fig. 1 sunt prezentate cantitățile de biogaz care pot fi obținute prin fermentarea anaerobă a biomasei (la o tonă materie primă).

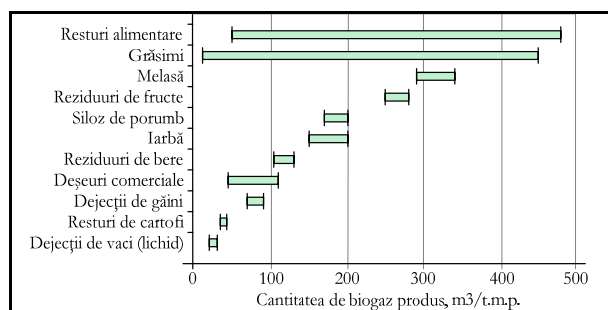


Figura 1. Producția de biogaz pentru diferite materii prime

Fermentarea anaerobă este considerată ca fiind una dintre cele mai atractive soluții de producere a energiei regenerabile din biomasă. Numărul

fermierilor și agricultorilor care produc biogaz în instalații de fermentare este în continuă creștere.

2. INFRASTRUCTURA STAȚIEI DE BIOGAZ

Este considerată o stație de producere a biogazului ce include o serie de elemente, precum sunt (fig. 2-5):

- instalațiile de transport;
- depozitul pentru materia primă,
- mașinile de mărunțire a materiei prime,
- sistemul de alimentare cu materia primă (dozatorul),
- pompele;
- bazinul de fermentare (fermentator sau digester, reactor);
- sistemul de colectare a biogazului;
- sistemul de colectare a reziduurilor;
- sistemul de utilizare a biogazului produs.



Figura 2. Vederea de ansamblu a unei stații de producere a biogazului, (Firma germană „Luthe GmbH Biogasanlagen”)

Biomasa colectată din zonă este adusă și descărcată în depozitul pentru materia primă - *rezervor*. Aici ea se mărunțește și se amestecă, după aceasta este îndreptată spre dozator (fig. 3).



Figura 3. Dozatorul și transportatoare cu șnec, „Luthe GmbH Biogasanlagen”

Dozatorul este dotat cu cuțite și șnecuri pentru transportarea fără blocaj a materiei prime către *digester/fermentator*, in care are loc procesul

de fermentare a biomasei și producerea de biogaz (fig. 4).

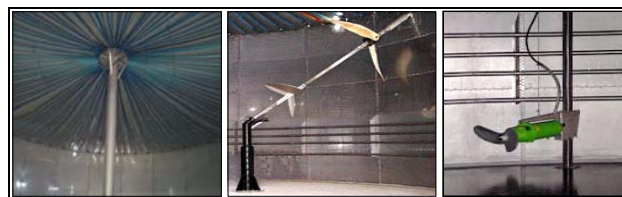


Figura 4. Interiorul fermentatorului și amestecătoarele folosite

Interiorul bazinului de fermentare este dotat cu amestecătoare comandate automat. Pentru asigurarea temperaturii optime de fermentare, pe pereții digesterului sunt montate elemente pentru încălzirea biomasei. Deoarece mediul din interiorul fermentatorului este unul extrem de acid, toate elementele sunt realizate din oțeluri inoxidabile. În partea de jos a fermentatorului se așează nămol, care este evacuat într-un colector special, fiind mai apoi utilizat ca îngrășământ.

Biogazul produs se ridică în partea superioară a fermentatorului (camera de colectare a gazului), din care este îndreptat spre instalația de purificare și de uscare (fig. 5). O parte din biogazul curățit



Figura 5. Instalația de purificare a biogazului și cea de uscare

merge către instalația de cogenerare a energiei, iar alta este colectată într-o cameră specială (fig. 6). În dependență de materia primă folosită, biogazul poate conține anumite cantități de diverși compuși care necesită a fi eliminați. Pentru a garanta buna funcționare a instalațiilor de ardere, biogazul trebuie tratat. Astfel biogazul mai întâi este supus unor procese de epurare (de filtrare), de uscare și desulfurare, după care este utilizat. Perioada de fermentare a biomasei cuprinde de la 20 la 40 zile in dependență de tipul materiei prime. Alimentarea stației cu biomasă de regulă se realizează într-un mod automatizat care asigură o funcționare neîntreruptă a unităților de fermentare.

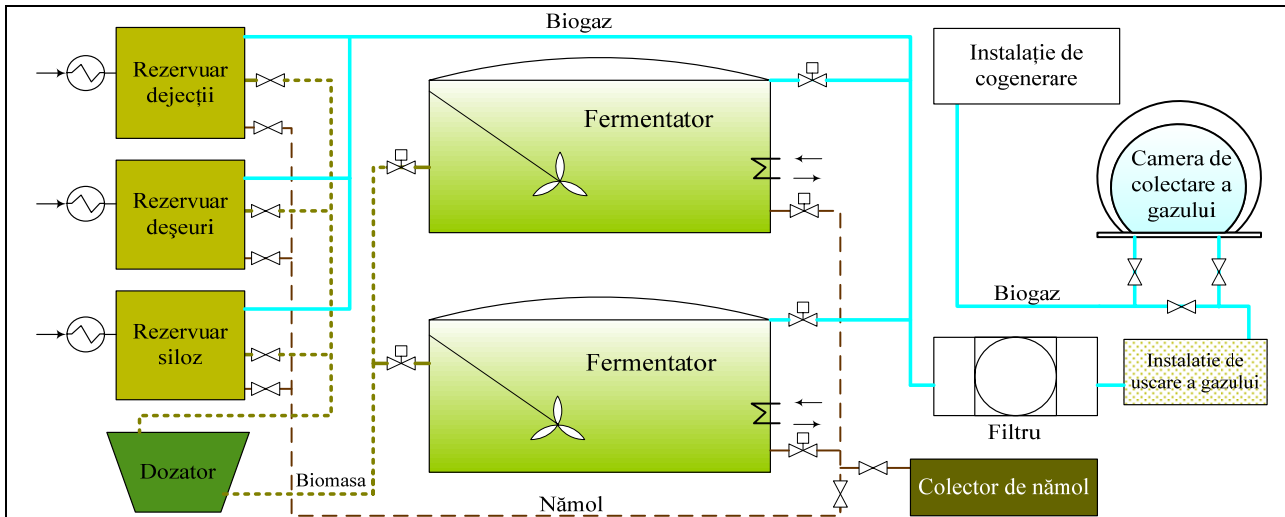


Figura 6. Flux tehnologic de producere a biogazului

3. NECESARUL DE BIOGAZ PENTRU ALIMENTAREA MINI-CET

Considerăm situația implementării unui proiect de investiții în producerea biogazului cu folosirea acestuia pentru producerea de căldură și electricitate în cadrul unui mini-CET, bazat pe aplicarea motorului cu ardere internă. Mini-CET-ul este dotat cu două agregate cu puterea electrică instalată de 525 kW fiecare.

Tabelul 1. Datele tehnice ale instalației de cogenerare JMS 312 GS - B.L

Parametri	Notăție	Unități	Valori
Puterea electrică nominală a unității	P_e	kW	526
Puterea termică maximă a unității	P_t	kW	558
Durata de utilizare a puterii maxime electrice	T_m	h/an	6000
Randament electric	η_e	%	40,4
Randament termic	η_t	%	42,9
Randament global	η	%	83,3
Gradul de utilizare a puterii electrice nominale	k	%	90

Pentru a determina cererea anuală de biogaz, folosit la mini-CET, trebuie să cunoaștem volumul total de energie produsă anual la centrală E_{CET} -

$$E_{CET} = W + Q \quad (1)$$

unde W reprezintă cantitatea de energie electrică, iar Q - cantitatea de căldură.

În particular, avem -

$$W = 2 \cdot P_e \cdot T_m \cdot k = 2 \cdot 526 \cdot 6000 \cdot 0,9 = 5,7 \text{ GWh/an} \quad (2)$$

$$Q = 2 \cdot P_t \cdot T_m \cdot k = 2 \cdot 558 \cdot 6000 \cdot 0,9 = 6 \text{ GWh} \quad (3)$$

$$E_{CET} = 5,7 + 6 = 11,7 \text{ GWh/an} \quad (4)$$

Cunoscând producția totală de energie (electricitate și căldură), precum și randamentul global al instalației de cogenerare determinăm cantitatea de energie înglobată în combustibil (în biogaz) Q_{comb} -

$$Q_{comb} = E_{CET} / \eta = 11,7 / 0,833 = 14 \text{ GWh} = 50595 \text{ GJ/an} \quad (5)$$

Considerăm căldura de ardere a biogazului egală cu $22,4 \text{ MJ/m}^3$.

Cunoscând căldura de ardere și energia înglobată în biomasă, determinăm volumul de biogaz ce urmează a fi produs din biomasă:

$$V_{biogaz} = Q_{comb} / LHV_{biogaz} = 2 \text{ 259 mii m}^3/\text{an} \quad (6)$$

Așadar producția și respectiv consumul de biogaz constituie:

- pe an - 2 259 mii m^3/an ,
- pe zi - 2 259 mii $\text{m}^3 / 250 \text{ zile} = 9 \text{ 034,9 m}^3/\text{zi}$,
- pe oră - 2 259 mii $\text{m}^3 / 6000 \text{ h} = 376 \text{ m}^3/\text{h}$.

Pentru acest necesar de biogaz urmează să determinăm cantitatea de biomasă pe tipuri materie primă folosită.

4. NECESARUL DE BIOMASĂ

La stația de biogaz sunt valorificate, în primul rând, deșeurile municipale lichide și solide din regiune. De menționat că la stație deșeurile lichide și solide sunt amestecate și fermentate în comun.

Deșeurile municipale solide sunt acumulate de la toată populația din regiune (11 630 locuitori).

Deșeurile municipale lichide vor fi acumulate doar de la o parte a populației orașului (cca. 40 % 4 817,5 locuitori), conectați la sistemul centralizat de canalizare, întrucât cealaltă parte a populației beneficiază de sisteme individuale de canalizare. În scopul dimensionării fermentatorului se cere de a cunoaște masa totală de deșeuri. Iată de ce mai jos vom calcula cantitatea totală a deșeurilor municipale solide și lichide colectate pentru fermentare.

$$B_{deșeuri} = B_{deșeuri\ solide} + B_{deșeuri\ lichide} \quad (7)$$

unde $B_{deșeuri}$ reprezintă cantitatea totală de deșeuri organice municipale; $B_{deșeuri\ solide}$ și $B_{deșeuri\ lichide}$ - cantitatea deșeuri solide și lichide.

Cunoscând că unui locuitor îi revine aproximativ 0,7 kg deșeuri organice solide, determinăm cantitatea deșeurilor municipale solide disponibile -

$$B_{deșeuri\ solide} = 11\ 630 \cdot 0,7\ \text{kg/zi} = 8,14\ \text{t/zi} \quad (8)$$

Deșeurile municipale lichide reprezintă nămolul format de apele uzate colectate prin sistemul de canalizare de la populație. Nămolul de la stația de epurare este transportat la stația de biogaz pentru fermentare. Știind că unei persoane, în mediu, îi revine 0,5 kg/zi deșeuri lichide, determinăm cantitatea totală a acestor deșeuri -

$$B_{deșeuri\ lichide} = 4\ 817 \cdot 0,5\ \text{kg/zi} = 2,4\ \text{t/zi} \quad (9)$$

Așadar, volumul total de deșeuri municipale este -

$$B_{deșeuri} = 8,14 + 2,4 = 10,54\ \text{t/zi}$$

Dintr-o tonă de deșeuri solide rezultă la fermentare aproximativ 120 m³ de biogaz, iar la fermentarea unei tone de nămol se produce aproximativ 400 m³ de biogaz. În așa mod determinăm volumul de biogaz, care rezultată la fermentarea cantității totale a deșeurilor -

$$V_{biogaz\ 1} = 1,9\ \text{mii m}^3/\text{zi}$$

Astfel, valorificarea energetică a deșeurilor municipale ne permite de a produce cca. 1 936,8 m³ biogaz pe zi, ceea ce reprezintă apr. 21 % din necesarul de biogaz; celelalte 79 % sunt acoperite din materia primă - masă vegetală și dejecții animaliere. La stația de biogaz se colectează dejecții animaliere din regiune.

În 2007 s-a înregistrat în zonă un număr de 1 850 capete bovine, 2 537 capete - porcine și 3 537 capete ovine și caprine. În tab. 2. este prezentată cantitatea de dejecții pe un cap de animal rezultate într-o zi.

Tabelul 2. Cantitatea dejecțiilor animaliere rezultate într-o zi

	Greutatea corpului, kg	Debit zilnic dejecții, (stare inițială) kg/zi
Bovine	200	10
Porcine	60	6
Ovine și caprine	30	2

Cunoscând efectivul de animale și cantitatea dejecțiilor rezultate de la acestea, determinăm potențialul dejecțiilor pentru fermentare -

$$B_{dejecții} = B_{bovine} + B_{porcine} + B_{ovine, caprine} \quad (10)$$

unde B reprezintă total dejecții; iar B_{bovine} , $B_{porcine}$ și $B_{ovine, caprine}$ - dejecții de bovine, de porcine și respectiv de ovine și caprine.

Calculăm potențialul dejecții de bovine, cunoscând efectivul de animale și cantitatea de dejecții care rezultă de la fiecare animal.

$$B_{bovine} = 1850 \cdot 10\ \text{kg/zi} = 18,5\ \text{t/zi} \quad (11)$$

$$B_{porcine} = 2\ 537 \cdot 6\ \text{kg/zi} = 15\ \text{t/zi} \quad (12)$$

$$B_{ovine, caprine} = 3\ 537 \cdot 2\ \text{kg/zi} = 7\ \text{t/zi} \quad (13)$$

$$B_{dejecții} = 40,5\ \text{t/zi}$$

În zonă sunt gospodării care valorifică dejecțiile animaliere în diferite scopuri, și nu sunt dispuși de a le furniza. De aceea cantitatea disponibilă a dejecțiilor pentru fermentare este $B_{dejecții} = 38\ \text{t/zi}$, cca. 90 % din potențialul dejecțiilor din regiune. Dintr-o tonă dejecții lichide de bovine se produce 15 m³ de biogaz, dintr-o tonă dejecții solide de ovine și caprine - 60 m³ de biogaz, iar dintr-o tonă dejecții lichide de porcine - 15,6 m³ de biogaz. Astfel volumul de biogaz rezultat la fermentarea dejecțiilor animaliere este -

$$V_{\text{biogaz } 2} = 18,5 \cdot 15 + 15 \cdot 15,6 + 7 \cdot 60 = 893,4 \text{ m}^3/\text{zi}$$

În așa fel, valorificarea energetică a dejecțiilor animaliere ne permite de a produce cca. 893,4 m³/zi, ceea ce reprezintă apr. 10 % din biomasa totală necesară producerii de biogaz. Cunoscând potențialul dejecțiilor animaliere și a deșeurilor municipale solide, urmează să determinăm necesarul de masă vegetală pentru fermentare la stația de biogaz.

Dejecțiile animaliere din regiune și deșeurile municipale solide și lichide acoperă aproximativ 31 % din biomasa necesară, de aceea masa vegetală trebuie să constituie cca. 69 % din total biomasa pentru fermentare. La fermentare se vor utiliza două tipuri de *biomasa vegetală*: silozuri de porumb și de lucernă.

Pentru aprovizionarea stației de biogaz cu biomasa vegetală, se încheie contracte de vânzare - cumpărare cu deținătorii de pământuri din regiune. În continuare determinăm cantitatea de masă verde care urmează a fi fermentată pentru producerea a 6 152,8 m³ /zi de biogaz, ceea ce reprezintă 69 % din totalul materiei prime (biomasei).

Reieșind din faptul că dintr-o tonă de siloz de porumb se produce 185 m³ biogaz, iar dintr-o tonă de lucernă – 195 m³ biogaz, vom achiziționa zilnic câte 16 tone siloz de porumb și 17 tone de lucernă.

$$B_{\text{masa verde}} = B_{\text{silozporumb}} + B_{\text{lucerna}} = 16 + 17 = 33 \text{ t/zi} \quad (14)$$

$$V_{\text{biogaz } 3} = 6 275 \text{ m}^3 / \text{zi}$$

În continuare vom determina consumul total de biomasa necesar pentru fermentare la stația de biogaz. Din totalul de biogaz care se cere de a produce (9 034,9 m³/zi), 31 % se produce din deșeurile municipale și dejecțiile animaliere, iar restul 69 % se produce din biomasa vegetală. Consumul de biomasa la stație se determină astfel:

$$B_{\text{biomasa}} = B_{\text{deșeuri}} + B_{\text{dejecții}} + B_{\text{masa verde}}, \quad (15)$$

$$B_{\text{deșeuri}} = 10,54 \text{ t/zi};$$

$$B_{\text{dejecții}} = 38 \text{ t/zi};$$

$$B_{\text{masa verde}} = 33 \text{ t/zi}.$$

$$B_{\text{biomasa}} = 81,54 \text{ t/zi}.$$

Consumul de biomasa:
pe zi - 81,54 t/zi;

$$\text{pe lună} - 81,54 \text{ t/zi} \cdot 30 \text{ zi/lună} = 2446,2 \text{ t/lună};$$

$$\text{pe an} - 81,54 \text{ t/zi} \cdot 250 \text{ zi/an} = 20 385 \text{ t/an}.$$

Cunoscând producția de biogaz și consumul acestuia, urmează a dimensiona rezervoarele pentru materia primă și fermentatorul.

6. DIMENSIONAREA STAȚIEI DE PRODUCERE A BIOGAZULUI

6.1. Dimensionarea rezervoarelor și a camerei de colectare a gazului

Pentru stocarea celor trei tipuri de biomasa - dejecții animaliere, deșeurile municipale și silozurilor, la stație se prevăd trei rezervoare.

În rezervoare se acumulează cca. 2600 t de materie organică, cantitate necesară pentru o încărcare a fermentatorului. Mai jos vom dimensiona cele trei rezervoare.

Rezervor deșeurile municipale:

Masa deșeurile -

$$m_{\text{deșeuri}} = 21\% \cdot m_{\text{tot}} = 0,21 \cdot 2600 \text{ t} = 546 \text{ t} \quad (16)$$

Volumul rezervorului -

$$V = m_{\text{deșeuri}} / \rho_{\text{deșeuri}} = 546 \text{ t} / 0,9 \text{ t/m}^3 = 606 \text{ m}^3 \quad (17)$$

Rezervor dejecții animaliere:

Masa dejecții -

$$m_{\text{dejecții}} = 10\% \cdot m_{\text{tot}} = 0,1 \cdot 2600 \text{ t} = 260 \text{ t} \quad (18)$$

Volumul rezervorului de dejecții -

$$V = m_{\text{dejecții}} / \rho_{\text{dejecții}} = 260 \text{ t} / 1 \text{ t/m}^3 = 260 \text{ m}^3 \quad (19)$$

Rezervor silozuri de porumb și lucernă

$$m_{\text{siloz}} = 69\% \cdot m_{\text{tot}} = 0,69 \cdot 2600 \text{ t} = 1 794 \text{ t} \quad (20)$$

Volumul rezervorului -

$$V = m_{\text{siloz}} / \rho_{\text{siloz}} = 1 794 \text{ t} / 0,4 \text{ t/m}^3 = 4 485 \text{ m}^3 \quad (21)$$

Biogazul produs în fermentator, este evacuat prin sistemul de colectare a gazului, curățat și uscat în instalații speciale, după care o parte este injectată direct spre instalația de cogenerare, iar o parte este colectată în camera de colectare a gazului. Gazul colectat în cameră alimentează motorul în zilele în care nu se produce biogaz la fermentator (la încărcarea fermentatorului cu materie organică).

Ținând cont că fermentatorul se încarcă 1-2 zile, iar consumul de biogaz pe zi este $9\,034,9\text{ m}^3$, volumul camerei de colectare a gazului este de $20\,000\text{ m}^3$.

Instalația de cogenerare este plasată în cadrul stației de producere a biogazului. Biogazul curățit și uscat este injectat în motor, care antrenează generatorul și produce energie electrică; căldura se recuperează pe teri căi - din gazele de ardere, din sistemul de răcire al motorului și din sistemul de răcire a uleiului.

Bibliografie

1. Arion, Valentin „Biomasa și utilizarea ei în scopuri energetice”/Valentin Arion, C. Bordeaiianu, A. Boșcăneanu, A. Capcelea [et al.], Ch.: „Garomond Studio” SRL, 2008.-268 p.
2. Programul Național de valorificare a surselor regenerabile de energie pentru anii 2006 – 2010. IE AȘM, (proiect) Chișinău, 2006.

6.2. Dimensionarea fermentatorului

Fermentatorul reprezintă un bazin de fermentare în care se aduce volumul necesar de biomasă și în perioada de apr. 30 zile se degajă biogaz și se ridică în partea superioară a fermentatorului. Pe lângă camera de fermentare a biomasei, în fermentator mai este și camera de colectare a gazului și de așezare a nămolului.

Volumul fermentatorului –

$$V = V_c + V_f + V_s \quad (22)$$

unde V_c reprezintă volumul camerei de colectare a gazului;

V_f - volumul camerei de fermentare a biomasei; (80% din V)

V_s - volumul camerei de așezare a nămolului.

Volumul fermentatorului poate fi determinat în urma cunoașterii volumului camerei de fermentare, care depinde de masa materiei prime la o încărcătură a fermentatorului – 2446 t. La fermentare se utilizează deșeuri municipale în proporție de 21 % cu densitatea $\rho_{deșeuri} = 900\text{ kg/m}^3$, dejecții animaliere – 10 %, cu densitatea $\rho_{dejecții} = 1000\text{ kg/m}^3$ și biomasa vegetală – 69 %, cu densitatea $\rho_{masă\text{ vegetală}} = 400\text{ kg/m}^3$, prin urmare putem determina densitatea totală a biomasei folosită pentru fermentare.

$$\rho_{biomasa} = \rho_{deșeuri} \cdot 21\% + \rho_{dejecții} \cdot 10\% + \rho_{masaverde} \cdot 69\% \quad (23)$$

$$\rho_{biomasa} = 900\text{ kg/m}^3 \cdot 0,21 + 1000\text{ kg/m}^3 \cdot 0,10 + 400\text{ kg/m}^3 \cdot 0,69 = 565\text{ kg/m}^3 \quad (24)$$

Volumul camerei de fermentare a biomasei -

$$V_f = 2\,446\,000 / 565 = 4\,330\text{ m}^3 \quad (25)$$

Volumul fermentatorului –

$$V = V_f / 0,8 = 4\,330 / 0,8 = 5\,413\text{ m}^3 \quad (26)$$

Recomandat spre publicare: 16.01.2009.

FEZABILITATEA ECONOMICO-FINANCIARĂ A PRODUCERII ENERGIEI ELECTRICE ȘI TERMICE LA MINI-CET PRIN VALORIFICAREA BIOGAZULUI

V. Arion, dr.hab., prof.univ., C. Gherman, T. Tutunaru,
Universitatea Tehnică a Moldovei

INTRODUCERE

Valorificarea biogazului, alături de alți biocombustibili, reprezintă o preocupare din ce în ce mai actuală. Producerea energiei electrice și termice din biogaz pare a fi extrem de benefică atât pentru mediul înconjurător, cât și pentru consolidarea securității energetice a țării. Lucrarea abordează aspectele de fezabilitate a producerii energiei electrice și termice la o mini-CET (instalație de cogenerare), cu puterea instalată de 1050 kW, alimentată cu biogaz. Acest studiu include determinarea prețului de cost al biogazului produs și al energiilor obținute la instalația de cogenerare.

1. CALCULUL PREȚULUI DE COST AL BIOGAZULUI

Pentru o stație de producere a biogazului, descrisă în [1], se pune problema determinării prețului biogazului produs. În acest scop, vom analiza componentele costurilor ce țin de edificarea și buna funcționare a stației și vom determina valoarea numerică a prețului biogazului. Datele inițiale necesare acestui calcul sunt prezentate în tab. 1. Pe parcursul perioadei de studiu (T) de 14 ani, se prevede o reparație capitală a stației cu un cost total I_{rep} . Fluxul de numerar pentru proiectul considerat este prezentat în fig. 1.

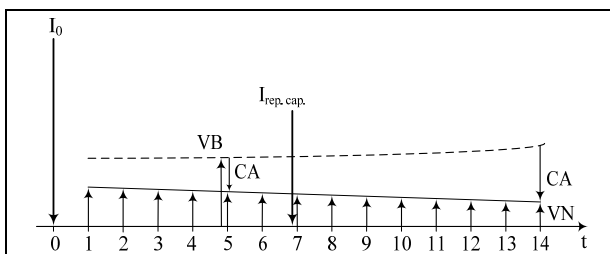


Figura 1. Fluxul de numerar al proiectului.
Cheltuielile totale anuale:

$$CA = A_m + C_{oper} \quad (1)$$

unde: A_m reprezintă amortismentele anuale, ce includ și costul împrumutului, $A_m = I/T_{act}$, (2)
 I – investiția totală; T_{act} – durata actualizată a perioadei de studiu; C_{oper} – costuri operaționale anuale.

Costul cu investiția la stația de producere a biogazului:

$$I = I_{ferm} + I_{purif} + I_{repact}, \quad (3)$$

unde: I_{ferm} este investiția inițială în fermentator, $I_{ferm} = 1,8$ mln. USD; I_{purif} - investiția cu purificarea biogazului, $I_{purif} = I_{ferm} \cdot 1\%$;

I_{repact} - cheltuielile cu reparația capitală realizată la anul 7 (valoare actualizată), $I_{repact} = I_{rep} \cdot (1+i)^{-7}$;
 i – rata de actualizare, $i = 10\%$.

Valoarea numerică a investiției totale –
 $I = 1800 + 18 + 359 = 2177$ mii USD.

Durata actualizată a perioadei de studiu T -

$$T_{act} = [1 - (1+i)^{-T}] / i = [1 - (1+0,1)^{-14}] / 0,1 = 7,37 \text{ ani} \quad (4)$$

Cheltuielile anuale cu recuperarea investiției –

$$A_m = I / T_{act} = 2177 / 7,37 = 295,4 \text{ mii USD}$$

Costurile operaționale anuale includ două componente –

$$C_{operationale} = C_{i.r.} + C_{biomasa} \quad (5)$$

Cheltuielile anuale cu întreținerea și reparația –

$$C_{i.r.} = \alpha_{i.r.} \cdot I = 0,03 \cdot 2177 = 65,3 \text{ mii USD/an}, \quad (6)$$

unde: $\alpha_{i.r.}$ – rata cheltuielilor anuale de întreținere și reparații, % din investiția totală.

Costul biomasei –

$$C_{\text{biomasa}} = p_{\text{biomasa}} \cdot B_{\text{biomasa}}, \text{ USD / an} \quad (7)$$

unde: p_{biomasa} este prețul biomasei, iar B_{biomasa} - consumul anual de biomasă.

Materia primă utilizată la stația de biogaz este diversă, și costul ei de asemenea este diferit. Vom estima cheltuielile cu materia primă pe componente. *Dejecții animaliere*: zilnic la stația de biogaz se aduc 38 t dejecții animaliere. Pentru a acumula necesarul de dejecții automobilul respectiv parcurge apr. 55 km, și consumă 14 l motorină la fiecare 100 km.

Cheltuielile cu motorina:

$$C_{\text{motorina}} = V_{\text{motorina}} \cdot P_{\text{motorina}} \quad (8)$$

unde: $V_{\text{motorină}}$ - volum motorină,
 $55 \text{ km} \cdot 14 \text{ litri}/100 \text{ km} = 7,7 \text{ litri}/\text{zi}$
 P_{motorina} - preț motorină, 15,3 lei/litru.

$$C_{\text{motorina}} = 7,7 \cdot 15,3 = 118 \text{ lei} / \text{zi} = 11 \text{ USD} / \text{zi}$$

Costul dejecțiilor animaliere, ca materie primă, include doar cheltuiala cu motorina necesară transportului; costul unitar al dejecțiilor constituie

$$c_{\text{dejecții}} = 11 \text{ USD} / 38 \text{ t} = 0,3 \text{ USD}/\text{t}.$$

Deșeurilor urbane solide: proprietarul stației de biogaz are un contract cu autoritatea locală cu privire la colectarea deșeurilor urbane solide. Costul acestor deșeuri va include doar cheltuielile cu motorina pentru transportare lor. Zilnic se transportă 11 tone deșeuri solide, cu o mașină de colectare, care consumă 24 litri motorină per 100 km. În așa fel, cheltuielile de transport constituie:

$$C_{\text{motorina}} = V_{\text{motorina}} \cdot P_{\text{motorina}} = 25 \cdot 24/100 \cdot 15,3 = 92 \text{ lei} / \text{zi} = 8,3 \text{ USD}/\text{zi}, \quad (9)$$

iar costul unitar al deșeurilor solide –
 $c_{\text{deșeuri}} = 8,3 \text{ USD} / 11 \text{ t} = 0,75 \text{ USD}/\text{t}.$

Biomasa vegetală: ea este procurată de la gospodăriile din preajmă, în stare proaspătă. Este nevoie de 17 tone / zi lucernă și 16 tone / zi siloz de porumb. Cost 1 tonă lucernă masă verde - 250 lei, iar cost 1 tonă de porumb – 270 lei.

Costul zilnic al masei vegetale -

$$C_{\text{mv}} = V_{\text{mv}} \cdot P_{\text{mv}} = (17 \text{ t}/\text{zi} \cdot 250 \text{ lei}/\text{t}) + (16 \text{ t}/\text{zi} \cdot 270 \text{ lei}/\text{t}) = 8570 \text{ lei}/\text{zi} = 780 \text{ USD}/\text{zi} \quad (10)$$

Pentru costul unitar al masei verzi rezultă –

$$c_{\text{mv}} = 495,5 \text{ USD} / 21 \text{ t} = 23,6 \text{ USD}/\text{t}.$$

Tabelul 1. Date inițiale.

Indicator	Notația	Valoarea	Unități
Investiția inițială în fermentator	I_{ferm}	1,8	mln.US D
Investiția în purificator, % din investiția totală	θ	1	%
Costuri de întreținere și reparație % din I	α_{ir}	3	%
Durata de studiu	T	14	ani
Rata de actualizare	i	10	%
Cost reparație capitală în anul 7	I_{rep}	0,7	mln.US D
Consum anual de materie prima (biomasă)	B_{bmasa}	20,4	mii t/an
Producția anuală de biogaz	V_{tot}	2 258,7	mii m ³ /an
Căldura de ardere biogaz	LHV_{bgaz}	22,4	MJ/m ³

Pentru amestecul de biomasă, ce include cele componente, costul unitar constituie:

$$c_{\text{biomasa}} = c_{\text{dej}} \cdot 10\% + c_{\text{des}} \cdot 21\% + c_{\text{mv}} \cdot 69\% \quad (11)$$

$$c_{\text{biomasa}} = 0,3 \cdot 0,10 + 0,75 \cdot 0,21 + 24 \cdot 0,69 = 17 \text{ USD}/\text{t}$$

Costul anual al biomasei -

$$C_{\text{bio}} = c_{\text{bio}} \cdot B_{\text{bio}} = 17 \cdot 20,4 = 346,8 \text{ mii USD}/\text{an} \quad (12)$$

Costurile operaționale –

$$C_{\text{oper}} = C_{\text{i.r.}} + C_{\text{biomasa}} = 65,3 + 346,8 = 412,1 \text{ mii USD}/\text{an}. \quad (13)$$

Cheltuielile anuale totale la producerea biogazului –

$$CA = A_m + C_{\text{oper}} = 295,4 + 412,1 = 707,5 \text{ mii USD}/\text{an} \quad (14)$$

Acum vom trece la determinarea costului unitar al biogazului produs la stație:

$$c_{\text{biogaz}} = CA / V_{\text{tot}}, \quad (15)$$

unde: CA reprezintă cheltuielile anuale la producerea biogazului, iar V_{tot} - producția anuală de biogaz.

$$c_{\text{biogaz}} = 707,5 / 2 258,7 = 0,313 \text{ USD}/\text{m}^3.$$

Vom exprima valoarea obținută a costului biogazului în cost echivalent gaz natural. Formula de calcul este următoarea:

$$c_{\text{biogazech}} = c_{\text{biogaz}} \cdot (\text{LHV}_{\text{GN}} / \text{LHV}_{\text{biogaz}}), \quad (16)$$

unde: $\text{LHV}_{\text{biogaz}}$ și LHV_{GN} reprezintă căldura de ardere inferioară a biogazului și respectiv a gazului natural.

În final obținem –

$$c_{\text{biogazech}} = 0,313 \cdot (33,5/22,4) = 0,47 \text{ USD/m}^3.$$

Rezultatele calculului prețului biogazului produs într-o stație pe biomasă, precum și alți indicatori economici sunt prezentate în tabelul 2.

Tabelul 2. Rezultatele calculului prețului biogazului

Componenta	Valori	Unități
Investiția în filtru	18	mii USD
Valoarea actualizată a investiției pentru reparație capitală	359	mii USD
Investiția totală	2,17	mln. USD
Perioada de studiu actualizată	7,3667	ani
Amortismente anuale nivelate	295,4	mii USD/an
Cheltuieli anuale de întreținere și reparație	65,3	mii USD/an
Costurile anuale pentru combustibil (biomasa)	346,8	mii USD/an
Cheltuieli operaționale anuale	411,86	mii USD/an
Cheltuieli anuale nivelate	707,5	mii USD/an
Prețul biogazului	0,313	USD/m ³
Prețul de cost al biogazului exprimat în cost echivalent pentru gaz natural	0,47	USD/m ³

2. COSTURI COGENERAREA ENERGIEI

2.1. Metodologia de calcul a prețului energiilor produse în instalația de cogenerare

Pentru o instalație de cogenerare, la fel ca și pentru orice altă instalație de producere a energiei, apare problema determinării prețului energiei livrate. În cazul cogenerării, calculul prețului energiilor presupune repartizarea cheltuielilor totale pe energiile produse. Există diferite metode de alocare a cheltuielilor la o centrală de cogenerare; în această lucrare vom aplica metoda cheltuielilor remanente. Cheltuielile totale actualizate pe durata de studiu la instalația de cogenerare pot fi prezentate ca suma a două componente, din care una se referă la

producerea energiei electrice (W) și cealaltă la producerea energiei termice (Q):

$$CTA_{\text{IC}} = CTA_{\text{W,IC}} + CTA_{\text{Q,IC}} \quad (17)$$

unde: $CTA_{\text{W,IC}}$ și $CTA_{\text{Q,IC}}$ reprezintă cheltuielile, care revin energiei electrice și respectiv energiei termice produse.

Valoarea medie a prețului la energia produsă la IC pe perioadă de T ani –

$$c_{\text{W,IC}} = CTA_{\text{W,IC}} / W_{\text{act}} \quad (18)$$

$$c_{\text{Q,IC}} = CTA_{\text{Q,IC}} / Q_{\text{act}} \quad (19)$$

unde: W_{act} și Q_{act} reprezintă volumul energiei electrice și termice produse pe perioada considerată.

Valorile actualizate W_{act} și Q_{act} se calculează cu formulele:

$$W_{\text{act}} = \sum_{t=1}^T W_t \cdot (1+i)^t, \quad (20)$$

$$Q_{\text{act}} = \sum_{t=1}^T Q_t \cdot (1+i)^t, \quad (21)$$

unde: W_t și Q_t reprezintă volumul de energie electrică și termică la anul t;

Pentru cheltuielile anuale de calcul am putea scrie în mod similar –

$$CA_{\text{IC}} = CA_{\text{W,IC}} + CA_{\text{Q,IC}} \quad (22)$$

unde: $CA_{\text{W,IC}}$ și $CA_{\text{Q,IC}}$ reprezintă cheltuielile pentru energia electrică și respectiv termică produsă;

În cazul în care producția anuală de energie și alți parametri economici nu variază pe durata de studiu - prețul energiei produse poate fi calculat cu formulele:

$$c_{\text{W,IC}} = CA_{\text{W,IC}} / W_{\text{an}} \quad (23)$$

$$c_{\text{Q,IC}} = CA_{\text{Q,IC}} / Q_{\text{an}} \quad (24)$$

unde: W_{an} și Q_{an} - volumul anual al energiei electrice și termice.

2.2. Prețul energiei electrice și termice produse la instalația de cogenerare

Cea mai simplă modalitate de a determina prețul energiilor produse la IC presupune acceptarea prețului pentru o energie (fie căldura) la nivelul

prețului la o sursă de referință, iar pentru cealaltă formă de energie (fie electricitate) – a fi calculată. Pentru cheltuielile anuale de calcul evident poate fi scrisă relația:

$$c_W \cdot W_{act} + c_Q \cdot Q_{act} = CTA \quad (25)$$

Conform celor menționate, drept valoare de referință pentru $c_{Q,IC}$ poate servi prețul energiei termice produse la cea mai performantă centrală termică, $REF = CT$ –

$$c_Q = c_{Q,REF} \quad (26)$$

În acest caz, prețul energiei electrice rezultă din relația –

$$C_W = (CTA - VTA_{Q,REF}) / W_{act} \quad (27)$$

În mod similar putem accepta:

$$c_W = c_{W,REF} \quad (28)$$

iar pentru c_Q obținem formula de calcul –

$$c_Q = (CTA - VTA_{W,REF}) / Q_{act} \quad (29)$$

În acest caz, $c_{W,REF}$ se referă la o centrală termoelectrică, $REF = CTE$.

Mai jos este prezentat calculul numeric al prețului energiei. Datele inițiale necesare efectuării acestor calculele sunt prezentate în tab. 3.

Tabelul 3. Date inițiale ce privesc instalația de cogenerare pe biogaz.

Indicator	Notația	Valoarea	Unități
Unități generatoare	N_{UG}	2	unități
Puterea electrică nominală a unității	P_e	526	kW
Puterea termică maximă a unității	P_t	558	kW
Gradul de utilizare a puterii electrice nominale	Gr_e	90	%
Gradul de utilizare a puterii termice maxime	Gr_t	50	%
Investiția unitate	$I_{unitate}$	431	mii USD
Costul reparației capitale a unei unități	$I_{rep.un}$	91,5	mii USD
Tariful de achiziționare a biogazului*	c_{gaz}	468	USD/mii m ³
Rata anuală de creștere a tarifului la biogaz	k_g	2	%
Consum gaze p/u unitate generatoare	b_{spec}	126,6	m ³ /h
Preț minim al energiei termice (ET) livrate în rețea publică*	$P_{ET,0}$	550	lei/Gcal
Rata anuală de creștere a tarifului la ET în rețeaua publică	k_{ET}	5	%

Consum ulei	b_{ulei}	0,5	g/kWh
Prețul de achiziție a uleiului	p_{ulei}	40	lei/l
Rata anuală de creștere a prețului la ulei	k_{ulei}	6	%
Rata de schimb valutar	r_{SV}	11	Lei / USD
Cota întreținere și reparații	$\alpha_{i,r.act}$	6	%
Rata de creștere a cheltuielilor pentru întreținere și reparații	$k_{tr.}$	4	%
Consumul specific de apă	$b_{apă}$	0,91	m ³ /Gcal
Tariful achiziționare apă*	p_{apa}	15	Lei/m ³
Rata anuală de creștere a tarifului apă	k_{apa}	4	%
Costul preparării apei*	$c_{prep.apei}$	45	Lei/m ³
Rata anuală de creștere a costului preparării apei	$k_{prep.apei}$	2	%
Durata de studiu	T	14	ani
Durata anuală de funcționare a instalației	T_m	6000	h/an
Volum energiei electrice produse	W_{an}	5 681	MWh/an
Volum energiei termice produse	Q_{an}	2 588	Gcal/an

*valoare la primul an al perioadei de studiu

Mai jos vom opera cu formula (27), acceptând prețul energiei termice la nivelul prețului la sursa de referință - 550 lei/Gcal. Acum urmează să determinăm componentele din formula (27).

Determinăm cheltuielile totale actualizate pe perioada de studiu:

$$CTA = \bar{I}_\Sigma + \bar{C}_{prod.} \quad (30)$$

unde: \bar{I}_Σ reprezintă investiția totală actualizată în IC, iar $\bar{C}_{prod.}$ - cheltuielile de producție actualizate.

Investiția totală actualizată în instalația de cogenerare este -

$$\bar{I}_\Sigma = I_0 + I_{rep} (1+i)^{-7} \quad (31)$$

unde: I_0 reprezintă investiția inițială, iar I_{rep} - investiția în reparația capitală.

$$I_0 = N_{UG} \cdot I_{unitate} = 2 \cdot 431 = 862 \text{ mii USD} \quad (32)$$

$$I_{rep} = N_{UG} \cdot I_{rep.un} = 2 \cdot 91,5 = 183 \text{ mii USD} \quad (33)$$

unde: N_{UG} reprezintă numărul de unități generatoare, $I_{unitate}$ - investiția pe unitate generatoare, iar $I_{rep.un.}$ - costul reparației capitale a unei unități. Așadar investiția totală actualizată este -

$$\bar{I}_\Sigma = 862 + 183 \cdot (1+0,1)^{-7} = 955,9 \text{ mii USD} \quad .$$

Cheltuielile de producție pe durata de studiu, (actualizate) constituie suma cheltuielilor pentru

gaze, ulei, întreținere și reparație, consumul și prepararea apei:

$$\bar{C}_{\text{prod.}} = \bar{C}_{\text{gaz}} + \bar{C}_{\text{ulei}} + \bar{C}_{\text{i.r.}} + \bar{C}_{\text{apa}} + \bar{C}_{\text{prep.appei}}, \quad (34)$$

unde: \bar{C}_{gaz} - costul consumului de gaze;
 \bar{C}_{ulei} - costul consumului de ulei;
 $\bar{C}_{\text{i.r.}}$ - cheltuielile cu întreținerea și reparația;
 \bar{C}_{apa} - cheltuielile cu consumul de apă;
 $\bar{C}_{\text{prep.appei}}$ - costul preparării apei.

În continuare, vom determina valorile costurilor din formula (34):

Costul consumului de biogaz –

$$\bar{C}_{\text{gaz}} = \sum_{t=1}^{14} B_{\text{gaz},0} \cdot p_{\text{gaz},t} \cdot (1+i)^{\ominus-t}, \quad (35)$$

$$B_{\text{gaz},0} = b_{\text{gaz}} \cdot T_m = 2,0,9 \cdot 126,3 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 600 \text{ h} = 1364 \text{ mii m}^3/\text{an}, \quad (36)$$

$$p_{\text{gaz},t} = p_{\text{gaz},0} \cdot (1+k_g)^{t-t_0}, \quad (37)$$

unde: $B_{\text{gaz},0}$ reprezintă consumul anual de gaze; $p_{\text{gaz},t}$ - prețul de achiziție a gazului în anul t ; b_{gaz} - consumul anual de gaze; $p_{\text{gaz},0}$ - prețul biogazului în primul an al perioadei de studiu; k_g - rata anuală de creștere a tarifului la gaze.

Conform (35), costul consumului de biogaz pe perioada de studiu constituie - $\bar{C}_{\text{gaz}} = 5207$ mii USD.

Costul consumului de ulei –

$$\bar{C}_{\text{ulei}} = \sum_{t=1}^{14} B_{\text{ulei},0} \cdot p_{\text{ulei},t} \cdot (1+i)^{\ominus-t}, \quad (38)$$

$$B_{\text{ulei},0} = b_{\text{ulei}} \cdot W_{\text{an}}, \quad (39)$$

$$p_{\text{ulei},t} = p_{\text{ulei},0} / r_{\text{sv}} \cdot (1+k_{\text{ulei}})^{t-t_0}, \quad (40)$$

unde: $B_{\text{ulei},0}$ reprezintă consumul anual de ulei; b_{ulei} - consum specific de ulei; W_{an} - volum anual al energiei electrice produse; $p_{\text{ulei},t}$ - prețul de achiziție a uleiului în anul t ; $p_{\text{ulei},0}$ reprezintă prețul de achiziție a uleiului în primul an de funcționare; k_{ulei} - rata creșterii anuale a costului uleiului; r_{sv} - rata de schimb valutar.

Valoarea actualizată a costului consumului de ulei pe perioada de studiu, conform (38) rezultă -

$$\bar{C}_{\text{ulei}} = 168,3 \text{ mii USD.}$$

Cheltuielile de întreținere și reparație pe durata de studiu –

$$\bar{C}_{\text{i.r.}} = \sum_{t=1}^{14} (\alpha_{\text{i.r.},t} \cdot 2 \cdot I_{\text{unitate}}) \cdot (1+i)^{\ominus-t}, \quad (41)$$

$$\alpha_{\text{i.r.},t} = \alpha_{\text{i.r.},0} \cdot (1+k_{\text{i.r.}})^{t-t_0}, \quad (42)$$

unde: $\alpha_{\text{i.r.},0}$ reprezintă cota pentru întreținere și reparații în primul an; $k_{\text{i.r.}}$ - rata de creștere anuală a cheltuielilor pentru întreținere și reparație; I_{unitate} - costul de achiziție a unei unități de cogenerare.

Conform (41), valoarea actualizată a cheltuielilor pentru întreținere și reparații constituie –

$$\bar{C}_{\text{i.r.}} = 299,8 \text{ mii USD.}$$

Cheltuielile ce țin de procurarea apei pe durata de studiu –

$$\bar{C}_{\text{apa}} = \sum_{t=1}^{14} B_{\text{apa},0} \cdot p_{\text{apa},t} \cdot (1+i)^{\ominus-t}, \quad (43)$$

$$B_{\text{apa},0} = b_{\text{apa}} \cdot Q_{\text{an}} = 0,91 \text{ m}^3/\text{Gcal} \cdot 2500 \text{ Gcal}/\text{an} = 2284,1 \text{ mii m}^3/\text{an}, \quad (44)$$

$$p_{\text{apa},t} = p_{\text{apa},0} / r_{\text{sv}} \cdot (1+k_{\text{apa}})^{t-t_0}, \quad (45)$$

unde: $B_{\text{apa},0}$ reprezintă consumul anual de apă; b_{apa} reprezintă consumul specific de apă, iar Q_{an} - volumul anual al energiei termice produse în instalație; $p_{\text{apa},t}$ - prețul de achiziție a apei în anul t ; $p_{\text{apa},0}$ - prețul de achiziționare a apei la primul an al perioadei de studiu; k_{apa} - rata anuală de creștere a tarifului la apă.

Conform (43) costul actualizat al consumului de apă pe durata de studiu constituie - $\bar{C}_{\text{apa}} = 28,2$ mii USD.

Costul preparării apei –

$$\bar{C}_{\text{prep.apa}} = \sum_{t=1}^{14} B_{\text{prep.apa},0} \cdot p_{\text{prep.apa},t} \cdot (1+i)^{\ominus-t}, \quad (46)$$

$$p_{\text{prep.apa},t} = \sum_{t=1}^{14} p_{\text{prep.apa},0} / r_{\text{sv}} \cdot (1+k_{\text{prep.apa}})^{t-t_0}, \quad (47)$$

unde: $p_{\text{prep.apa},t}$ - costul unitar la prepararea apei; $p_{\text{prep.apa},0}$ - costul la prepararea apei, considerat la primul an al perioadei de studiu; $k_{\text{prep.apa}}$ - rata anuală de creștere a costului unitar al preparării apei.

Conform (46) valoarea actualizată a costul preparării apei este -

$$\bar{C}_{\text{prep.apa}} = 76,2 \text{ mii USD.}$$

Valoarea actualizată a cheltuielile anuale de producție pe perioada de studiu este -

$$\begin{aligned}\bar{C}_{\text{prod.}} &= 5\,207 + 168,3 + 299,8 + 28,2 + 76,2 = \\ &= 5\,779,5 \text{ mii USD} ,\end{aligned}$$

Cunoscând investiția totală actualizată și cheltuielile anuale de producție, determinăm cheltuielile totale actualizate –

$$\begin{aligned}CTA &= \bar{I}_{\Sigma} + \bar{C}_{\text{prod.}} = 955,9 + 5\,779,5 = \\ &= 6\,735,4 \text{ mii USD} .\end{aligned}\quad (48)$$

Valoarea actualizată a energiei termice este -

$$VTA_Q = \sum_{t=1}^{14} VQ_t \cdot (1+i)^{\ominus t} ,\quad (49)$$

unde: VQ_t reprezintă valoarea comercială a energiei termice la anul t , mii USD;

$$VQ_t = Q_{an} \cdot p_{ET,t} ,\quad (50)$$

$$p_{ET,t} = p_{ET,0} / r_{SV} \cdot (1+k_{ET})^{t-t_0} ,\quad (51)$$

unde: Q_{an} - volum anual al energiei termice produsă, p_{ET} - tariful de livrare a energiei termice produse în instalație de cogenerare, k_{ET} - rata anuală de creștere a tarifului la energia termică în rețeaua publică.

Conform formulei (49) valoarea actualizată a energiei termice este -

$$VTA_Q = 1\,239 \text{ mii USD}.$$

Determinăm volumul sumar (actualizat) de energie electrică produsă –

$$\begin{aligned}W_{act} &= W_{an} \cdot \bar{T}_{14,10\%} = 5\,681 \text{ MWh/an} \cdot 7,37 \text{ ani} \\ &= 41\,850,2 \text{ MWh} ,\end{aligned}\quad (52)$$

Cunoscând cheltuielile totale actualizate, valoarea energiei termice actualizată și volumul anual al energiei electrice produse, determinăm prețul de cost al energiei electrice –

$$\begin{aligned}c_w &= (CTA - VTA_Q) / W_{act} \\ c_w &= (6\,735,4 - 1\,239) / 41\,850,2 = 0,13 \text{ USD/kWh} \\ &= 13,13 \text{ cUSD/kWh} .\end{aligned}\quad (53)$$

$c_w = 13,13 \text{ cUSD/kWh}$

Rezultatele calculelor prețului de cost al energiei electrice produse la un mini-CET pe biogaz, precum și alți indicatori economici, determinați în proiect sunt prezentate în tab. 4.

Tabelul 4. Rezultatele calculelor prețului de cost al energiei electrice produse.

Componenta	Notația	Valoarea	Unități
Investiția totală	I	861,8	mii USD
Costul anual al consumului de gaze	C_{gaz}	5 207	mii USD
Costul anual al consumului de ulei	C_{ulei}	168,3	mii USD
Costul cheltuielilor de întreținere și reparație	$C_{i.r.}$	299,8	mii USD
Costul cheltuielilor cu apa	C_{apa}	28,2	mii USD
Costul cheltuielilor cu prepararea apei	$C_{prep.ap}$	76,2	mii USD
Cheltuieli actualizate de producție	$C_{prod.act}$	5 779,5	mii USD
Cheltuieli totale actualizate	CTA	6 735,3	mii USD
Venitul total actualizat în urma vânzării energiei termice	VTA_Q	1 239	mii USD
Prețul energiei electrice	C_w	13,13	cUSD/kWh
Prețul energiei termice	C_o	550	Lei/Gcal

9. CONCLUZII

Prețul biogazului produs la stație se dovedește a fi înalt, la nivelul prețului gazului natural la consumatorul final (2008). În cazul în care un șir de construcții și instalații vor fi confecționate în țară ele vor costa cu 30-40% mai puțin și respectiv prețul biogazului va fi mai jos. Pe de altă parte prețul gazului natural de la an la an va continua să crească considerabil.

Așadar, producerea energiei electrice și termice în regim de cogenerare în baza utilizării biogazului se va dovedi a fi fezabilă.

Bibliografie

1. Tutunaru Tatiana „Producerea biogazului și valorificarea lui în scopuri energetice”, Centrul Edit. Poligr. UTM, Meridian Ingineresc, nr. 1, 2009.
2. Arion Valentin „Biomasa și utilizarea ei în scopuri energetice”/ Valentin Arion, C. Bordeianu, A. Boșcăneanu, A. Capcelea [et al.], Ch.: „Garomond Studio” SRL, 2008.-268 p.
3. Arion Valentin „Economia energetică”: Note de curs / Valentin Arion, Viorica Apreutesii; Univ. Teh. a Moldovei. Fac. De Energetică.-Ch.: S.n., 2006 (Centrul Edit. Poligr. UTM) – 138 p.

Recomandat spre publicare: 22.01.2009

FEZABILITATEA ECONOMICO-FINANCIARĂ A PRODUCERII ENERGIEI ELECTRICE ȘI TERMICE DIN SINGAZ

Anatol Boșcăneanu

Universitatea Tehnică a Moldovei

INTRODUCERE

Cercetarea fezabilității producerii energiei prin utilizarea integrată a tehnologiei de gazificare a biomasei implică calcularea prețului de cost al energiei obținute și compararea acestuia cu tariful la o sursă de referință în vederea evaluării eficienței investițiilor în sursa nouă de energie. Vom considera o stație de producere a singazului din biomasa solidă la care este anexată o instalație de cogenerare a energiei.

În cadrul centralei considerate are loc producerea concomitentă a singazului, care este utilizat ulterior în calitate de combustibil pentru instalația de cogenerare. În acest sens, calcularea prețului de cost al gazului combustibil sintetizat ar reflecta eficiența economică a instalației de conversie a biomasei solide în singaz, servind, totodată, ca informație de intrare pentru calculul costului energiei produse în cogenerare. La determinarea prețului de cost al energiei electrice este utilizat atât modelul dinamic al cheltuielilor totale, cât și cel static echivalent. Acest lucru oferă posibilitatea observării modificărilor anuale ale componentelor cheltuielilor ca urmare a influenței factorului timp cât și estimarea unei valori medii a prețului de cost al energiei pe toată durata de studiu.

1. CALCULUL PREȚULUI DE COST AL GAZULUI DE SINTEZĂ

1.1. Structura cheltuielilor de producere a singazului

Pentru a calcula prețul de cost al singazului, este necesar de determinat cheltuielile totale aferente achiziționării utilajului și funcționării centralei respective. Prețul de cost al singazului (c_{pg}) poate fi determinat ca raportul dintre cheltuielile totale actualizate pe durata de studiu și volumul actualizat de singaz produs în această perioadă sau raportul dintre cheltuielile anuale de calcul și volumul de singaz produs:

$$c_{pg} = CTA / \bar{V}_{pg} = CA / V_{pg}^{an}. \quad (1)$$

Cheltuielile totale anuale se vor calcula după:

$$CA = Am + C_{ir} + C_{comb} \quad (2)$$

unde Am reprezintă amortizarea investiției sumare;
 C_{ir} – costurile anuale pentru întreținere și reparație;
 C_{comb} – cheltuielile legate de achiziționarea combustibilului (în acest caz, a biomasei).

În structura cheltuielilor cu investiția, cea mai importantă componentă constituie costul gazificatorului. Pe lângă acesta, instalarea unui cazan de abur, achiziționarea compresoarelor și a altor elemente de infrastructură implică o altă serie de cheltuieli. Pentru determinarea prețului de cost, s-a admis o perioadă de calcul de 14 ani. La sfârșitul anului 7 va fi efectuată o reparație capitală (fig. 1), care va îngloba în sine costul total al gazificatorului.

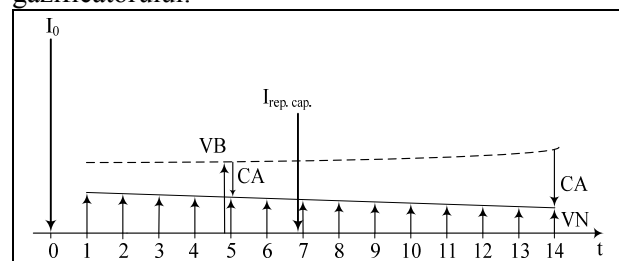


Figura 1. Fluxurile de numerar al proiectului

Investiția totală I_{Σ} în instalația de gazificare pe durata de calcul $T = 14$ ani, cuprinde următoarele componente:

$$I_{\Sigma} = I_0 + \bar{I}_{rep} + I_{cz} + I_k + I_{pur} \quad (3)$$

unde: I_0 reprezintă investiția în gazificator și infrastructură în anul inițial;
 \bar{I}_{rep} - costul actualizat al reparației capitale din anul 7;
 I_{cz} - investiția în cazanul de abur;
 I_k - costul compresoarelor de aer și singaz injectat în gazificator;
 I_{pur} - investiția în elementele de curățire a singazului (filtru și scruber).

Investiția I_0 se va determina ca suma cheltuielilor pentru achiziționarea gazificatorului propriu-zis I_{0gaz} și investiția auxiliară în infrastructura instalației I_{aux} :

$$I_0 = I_{0gaz} + I_{aux} = i_{gaz} \cdot P_{inst} + i_{aux} \cdot P_{inst} \quad (4)$$

Reparația capitală I_{rep} va fi efectuată la finele anului 7; costul ei estimativ este egal cu investiția în gazificator ($I_{rep} = I_0$). Luând în considerație influența factorului timp ($i \neq 0$), valoarea actualizată la anul de referință θ a investiției pentru reparația capitală poate fi calculată în modul următor:

$$\bar{I}_{rep} = I_{rep} \cdot (1+i)^{\ominus-\tau} \quad (5)$$

unde τ reprezintă anul în care se efectuează reparația capitală.

Investițiile în cazanul de abur și compresoarele de aer și singaz:

$$I_{cz} = i_{cz} \cdot P_{cz} \quad (6)$$

$$I_{k1} = i_k \cdot P_{k1} \quad (7)$$

$$I_{k2} = i_k \cdot P_{k2} \quad (8)$$

Investiția sumară în compresoare: $I_k = I_{k1} + I_{k2}$.

Cheltuielile de achiziționare, transport și montaj ale filtrului și scruberului I_{pur} sunt:

$$I_{pur} = \beta \cdot I_0 \quad (9)$$

Astfel, pentru investiția totală avem:

$$I_{\Sigma} = I_0 + \bar{I}_{rep} + I_{cz} + I_k + I_{pur} \quad (10)$$

În calitate de materie primă pentru producerea gazului de sinteză va fi utilizat lemnul provenit din păduri, livezi, vii, precum și reziduurile ierboase obținute în urma recoltării floarea soarelui. Consumul de combustibil al cazanului de abur urmează a fi determinat cunoscând regimul de funcționare și caracteristicile tehnice ale acestuia.

Energia termică produsă anual (kWh) pe durata de funcționare va fi:

$$Q = Pt \cdot T_f \quad (11)$$

Cunoscând randamentul cazanului, se va determina cantitatea de energie necesară de a fi introdusă în cazan:

$$B_{cz} = Q / \eta_t \cdot LHV \quad (12)$$

Costurile totale anuale aferente materiei prime necesare funcționării întregii instalații vor fi:

$$C_{comb} = c_b \cdot (B_{gz} + B_{cz}) \quad (13)$$

1.2. Prețul de cost al singazului

La determinarea prețului de cost al singazului se vor utiliza cheltuielile totale anuale CA :

$$c_{pg} = CA / V_{pg}^{an} \quad (14)$$

Cheltuielile totale anuale includ amortismentele anuale Am , cheltuielile de întreținere și reparație și cheltuielile cu combustibilul:

$$CA = Am + C_{ir} + C_{comb} \quad (15)$$

Amortizarea investiției este efectuată prin metoda amortismentelor uniforme:

$$Am = I_{\Sigma} / \bar{T}_{i,T} \quad (16)$$

unde $\bar{T}_{i,T}$ reprezintă durata de timp actualizată la rata i a perioadei de studiu T . Acesta se va calcula conform formulei:

$$\bar{T}_{i,T} = \frac{1 - (1+i)^{-T}}{i} (1+i)^{\ominus} \quad (17)$$

Cheltuielile de întreținere și reparație:

$$C_{ir} = \alpha_{ir} \cdot I_{\Sigma} \quad (18)$$

La determinarea prețului de cost, din volumul de singaz produs se va exclude consumul intern:

$$V_{pg}^{an} = V_{pg\Sigma}^{an} - V_{pg}^{si} = \gamma \cdot V_{pg\Sigma}^{an} \quad (19)$$

unde $V_{pg\Sigma}^{an}$ reprezintă volumul anual total de singaz produs;

V_{pg}^{si} - consumul intern de singaz;

γ - cota parte din singazul livrat.

Pentru comparație, singazul va fi exprimat în mod echivalent în gaz natural:

$$c_{pg}^{GN} = c_{pg} \cdot LHV_{GN} / LHV_{pg} \quad (20)$$

2. CALCULUL PREȚULUI DE COST A ENERGIEI ELECTRICE SI TERMICE

2.1. Cantitatea de energie produsă

Pentru producerea energiei electrice și termice este utilizată o instalație de cogenerare bazată pe utilizarea motoarelor cu ardere internă. Volumele de energie vor fi determinate în baza cunoașterii caracteristicilor tehnologice a instalației (P_e, P_{th}, T_f). Durata de utilizare a puterii electrice maxime este calculată utilizând durata anuală de funcționare și gradul de utilizare a puterii electrice maxime:

$$T_m = T_{an} \cdot K_e \quad (21)$$

Durata de utilizare a puterii termice maxime se va calcula după:

$$T_{mQ} = T_{an} \cdot K_e \cdot K_{th} \quad (22)$$

Reparația capitală a instalației de cogenerare va fi efectuată la sfârșitul anului 7 a perioadei de studiu. Acest lucru se obține în baza cunoașterii resursei unității de cogenerare până la prima reparație capitală:

$$t_{rep} = \tau / T_{an} \quad (23)$$

Cantitatea de energie electrică produsă anual este:

$$W = P_e \cdot T_m \quad (24)$$

Energia termică produsă anual (Gcal), livrată consumatorului final -

$$Q = P_t \cdot T_{mQ} \cdot 0.86 \quad (25)$$

2.2. Fluxurile de cheltuieli pe durata de studiu

Pentru instalația de cogenerare se vor determina amortismentele anuale, cheltuielile aferente achiziționării și preparării apei, costul uleiului, cheltuielile de întreținere și reparație și costul combustibilului consumat anual:

$$\begin{aligned} CA &= C_{prod} + R_{ramb} = \\ &= C_{comb} + C_{ulei} + C_{ir} + C_{apa} + R_{ramb} \end{aligned} \quad (26)$$

unde C_{prod} reprezintă costurile de producție a energiilor.

Totodată, se vor calcula și valorile cumulate actualizate pe durata de studiu a tuturor componentelor CA - ($\bar{C}_{comb\Sigma}, \bar{C}_{ulei\Sigma}, \bar{C}_{ir,\Sigma}, \bar{C}_{apa,\Sigma}, \bar{I}_{\Sigma}$), suma cărora reprezintă cheltuielile totale actualizate (CTA).

Amortismentele anuale și investiția totală. Rambursarea investiției totale (investiției inițiale și celei cu reparația capitală) va fi constituită din ratele anuale de rambursare (rata de rambursare a investiției inițiale R_{ramb}^{lo} și cea a investiției cu reparația capitală efectuată în anul 7 - R_{ramb}^{rep}) și deservirea împrumutului:

$$R_{ramb} = R_{ramb}^{lo} + R_{ramb}^{rep} + D \quad (27)$$

Ratele de rambursare se vor determina ca raportul dintre volumul creditului (investiției) și perioada de timp pentru care este luat acesta:

$$R_{ramb}^{lo} = I_0 / T_1 \quad (28)$$

$$R_{ramb}^{rep} = I_{rep} / T_2 \quad (29)$$

Ratele de rambursare actualizate sunt calculate în funcție de rata de actualizare i :

$$\bar{R}_{ramb}^{lo} = R_{ramb}^{lo} \cdot (1+i)^{-t} \quad (30)$$

unde t reprezintă anul de studiu, pentru rambursarea investiției inițiale; $t=1..7$.

Aceste rate se vor calcul pentru primii 7 ani ai perioadei de studiu.

$$\bar{R}_{ramb}^{rep} = R_{ramb}^{rep} \cdot (1+i)^{-t} \quad (31)$$

În acest caz, variabila t ia valori cuprinse între 8..14, ratele respective calculându-se pentru ultimii 7 ani ai perioadei de studiu. Pe lângă ratele de rambursare a creditului, mai există cheltuieli cu privire la deservirea împrumutului (costul împrumutului propriu-zis). Acestea se vor calcula prin intermediul a două rate: una pentru deservirea investiției inițiale și alta – investiția cu reparația capitală:

$$D_t = D_{0t} + D_{rep t} \quad (32)$$

D_{0t} se va calcula pentru primii 7 ani iar D_{rep} – pentru ultimii 7 ani.

$$D_{0t} = [I_0 - (t-1) \cdot R_{ramb}^{Io}] \cdot i, \quad t = 1..7 \quad (33)$$

$$D_{rep,t} = (I_{rep} - (t-1) \cdot R_{ramb}^{rep}) \cdot i, \quad t = 8..14 \quad (34)$$

Cheltuielile actualizate cu deservirea împrumutului sunt calculate cu expresiile:

$$\bar{D}_{0t} = D_{0t} \cdot (1+i)^{-t}, \quad t = 1..7 \quad (35)$$

$$\bar{D}_{rep,t} = D_{rep,t} \cdot (1+i)^{-t}, \quad t = 8..14 \quad (36)$$

Rata anuală totală de rambursare a împrumutului în anul t va fi:

$$R_{ramb,t} = R_t + D_t \quad (37)$$

sau, în valori actualizate:

$$\bar{R}_{ramb,t} = \bar{R}_t + \bar{D}_t \quad (38)$$

Investiția totală actualizată se va determina cu:

$$\bar{I}_\Sigma = I_0 + I_{rep} \cdot (1+i)^{-7} \quad (39)$$

unde I_{rep} constituie investiția în reparația capitală

$$(I_{rep} = i_{rep} \cdot P_e);$$

$$I_0 - \text{investiția inițială: } I_0 = I_{uc} + I_{aux}.$$

Cheltuielile de achiziție a unității de cogenerare I_{uc} sunt calculate în baza puterii electrice nominale P_e și investiției specifice i_e :

$$I_{uc} = i_e \cdot P_e \quad (40)$$

Investiția conexă I_{aux} este:

$$I_{aux} = i_{aux} \cdot P_e \quad (41)$$

Cheltuielile cu combustibilul. Costul anual cu combustibilul se va determina după:

$$C_{comb,t} = B_{comb} \cdot T_f \cdot c_{comb,t} \quad (42)$$

Luând în considerație rata de creștere a tarifului la combustibil, cheltuielile anuale cu combustibilul vor avea următoarea structură:

$$C_{comb,t} = B_{comb} \cdot T_f \cdot K_e \cdot c_{comb,0} \cdot (1+r_{comb})^{t-1} \quad (43)$$

Valorile anuale actualizate ale cheltuielilor cu combustibilul:

$$\bar{C}_{comb,t} = C_{comb,t} \cdot (1+i)^{-t} \quad (44)$$

Cheltuielile totale actualizate cu combustibilul vor fi:

$$\bar{C}_{comb,\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_{comb} \cdot K_e \cdot T_f \cdot c_{comb0} \cdot (1+r_{comb})^{t-1} (1+i)^{-t} \quad (45)$$

$$\bar{C}_{comb,\Sigma} = B_{comb} \cdot K_e \cdot T_f \cdot c_{comb0} \cdot (1+r_{comb})^{-1} \cdot \bar{T}_{T,m} \quad (46)$$

$$\text{unde } \bar{T}_{T,m} = \sum_{t=1}^T \frac{(1+i)^{-t}}{(1+r_{comb})^{-t}} = \sum_{t=1}^T (1+m)^{-t}.$$

Cheltuielile cu uleiul. Deoarece pe parcursul perioadei de studiu crește atât consumul de ulei, cât și prețul de achiziționare a acestuia, formula de calcul a costului cu uleiul va include ambele rate de creștere:

$$C_{ulei,t} = \frac{B_{ulei} \cdot (1+b_{ulei})^{t-1}}{0.9} \cdot W \cdot c_{ulei} \cdot (1+r_{ulei})^{t-1} \quad (47)$$

Cheltuielile anuale actualizate cu uleiul:

$$\bar{C}_{ulei,t} = C_{ulei,t} \cdot (1+i)^{-t} \quad (48)$$

Cheltuielile totale pe durata de studiu aferente uleiului sunt:

$$\bar{C}_{ulei,\Sigma} = \frac{B_{ulei} \cdot W \cdot c_{ulei}}{0.9 \cdot r} \cdot (1+i)^{-1} \cdot \sum_{t=1}^T \left(\frac{(1+b_{ulei}) \cdot (1+r_{ulei})}{(1+i)} \right)^{t-1} \quad (49)$$

sau:

$$\bar{C}_{ulei,\Sigma} = \frac{B_{ulei} \cdot W \cdot c_{ulei}}{0.9 \cdot r} \cdot (1+i)^{-1} \cdot \bar{T}_{T,n} \quad (50)$$

unde $\bar{T}_{T,n}$ reprezintă un coeficient cumulativ de fructificare, $\bar{T}_{T,n} = \sum_{t=1}^T (1+n)^{t-1}$.

Costul apei. Cheltuielile cu apa includ costurile de achiziție C_{achiz} și de preparare C_{prep} :

$$C_{apa,t} = C_{achiz} + C_{prep} = b_{apa} \cdot Q \cdot c_{apa0} \cdot (1+r_{apa})^{t-1} + C_{achiz,t} \cdot c_{prep0} \cdot (1+r_{prep})^{t-1} \quad (51)$$

Costul total actualizat al achiziționării apei este:

$$\bar{C}_{achiz\Sigma} = b_{apa} \cdot Q \cdot \frac{c_{apa0}}{r} \cdot (1+r_{apa})^{-1} \cdot \bar{T}_{T,p} \quad (52)$$

unde $\bar{T}_{T,p}$ durata de timp T actualizată la o rată echivalentă p : $p + 1 = (1+i)/(1+r_{apa})$.

Costul total al preparării apei este:

$$\bar{C}_{prep\Sigma} = b_{apa} \cdot Q \cdot c_{prep0} \cdot (1+r_{apa})^{-1} \cdot \bar{T}_{T,v} \quad (53)$$

unde $v + 1 = (1+i)/(1+r_{apa})$.

Cheltuielile de întreținere și reparație.

Cheltuielile de întreținere și reparație actualizate:

$$\bar{C}_{ir,t} = \alpha_{ir} \cdot I_{uc} \cdot (1+r_{ir})^{t-1} (1+i)^{-t} \quad (54)$$

Cheltuielile anuale sumare pentru întreținere și reparație se vor determina cu:

$$C_{ir\Sigma} = \alpha_{ir} \cdot I_{uc} \cdot (1+r_{ir})^{-1} \cdot \bar{T}_{T,r} \quad (55)$$

unde $r + 1 = (1+i)/(1+r_{ir})$.

2.3. Calculul prețului de cost al energiilor produse în cogenerare

Prețul de cost al energiei electrice va fi determinat în urma cunoașterii prețului de cost a

energiei termice. În acest sens, prețul energiei termice produse în cogenerare se va lua nu mai mic decât cel produs la o centrală termică de referință.

Formula generală de calcul a prețului de cost al energiei electrice este:

$$c_w = \frac{(CTA - VNA_Q)}{W \cdot \bar{T}_{T,i}} \quad (56)$$

unde VNA_Q reprezintă venitul net actualizat pe perioada de studiu obținut în urma comercializării energiei termice. VNA_Q include toate veniturile anuale provenite de la comercializarea energiei termice:

$$VNA_Q = \sum_{t=1}^T VA_{Q,t} \cdot (1+i)^{-t} \quad (57)$$

Veniturile anuale $VA_{Q,t}$ sunt calculate pentru fiecare an t , luând în considerație și rata de creștere a tarifului la energia termică livrată în rețea:

$$VA_{Q,t} = Q \cdot c_{Q0}^{ref} \cdot (1+r_Q^{ref})^{t-1} \quad (58)$$

De menționat că tariful la energia termică crește exponențial la rata respectivă, valoarea c_{Q0}^{ref} indicând tariful la energia termică în primul an al perioadei de calcul ($t = 1$).

Expresia pentru determinarea venitului net actualizat devine:

$$VNA_Q = Q \cdot c_{Q0}^{ref} \cdot (1+r_Q^{ref})^{-1} \cdot \bar{T}_{T,\gamma} \quad (59)$$

unde $1 + \gamma = (1+i)/(1+r_Q^{ref})$.

Componentă	Unități	Simbol	Valori
Notațiile utilizate, datele inițiale și rezultatele calculului prețului de cost al singazului			
Date inițiale			
Durata de calcul	ani	T	14
Rata de actualizare	%	i	10
Anul de actualizare	-	θ	0
Investiția specifică în gazificator	\$/kW	i_{gaz}	1000
Puterea instalată a gazificatorului	kW	P_{inst}	1000
Investiția specifică în cazanul de abur	\$/kW	i_{cz}	50
Puterea cazanului de abur	kW	P_{cz}	330
Randamentul cazanului	%	η_{cz}	80
Timpul anual de funcționare a cazanului	h/an	T_f	7000
Căldura de ardere a biomasei lemnoase	MJ/kg	LHV_b	14
Prețul biomasei lemnoase utilizate	\$/tonă	c_b	80
Investiția auxiliară ce ține de infrastructură	\$/kW	i_{aux}	500

Investiția în filtru și scrubber, % din investiția totală	%	β	15
Costuri de întreținere și reparație, %-investiția totală	%	a_{ir}	6
Reparație capitală în anul 7, %-investiția în gazificator	%	γ	100
Investiția specifică în compresoare	\$/kW	i_k	500
Puterea compresorului de aer	kW	P_{kl}	11
Puterea electrică a compresorului de singaz	kW	P_{k2}	15
Rezultatele calculelor			
Investiția în gazificator și infrastructură	mii \$	I_0	1500
Valoarea actualizată a investiției pentru reparația capitală	mii \$	\bar{I}_{rep}	513
Investiția în cazanul de abur	mii \$	I_{cz}	16.5
Investițiile în compresoare	mii \$	I_k	13
Investiția în instalația de filtrare (scrubber, filtru)	mii \$	I_{pur}	225
Investiția totală în instalația de gazificare	mii \$	I_{Σ}	2267.5
Energia termică produsă anual de cazanul de abur	MWh	Q	2310
Consumul anual de combustibil la cazanul de abur	tone/an	B_{cz}	743
Costurile totale cu combustibilul (biomasa)	mii \$/an	C_{comb}	832.7
Amortismentele anuale nivelate	mii \$/an	Am	307.8
Cheltuielile de întreținere și reparație	mii \$/an	C_{ir}	136.1
Cheltuielile anuale nivelate	mii \$/an	CA	1275.5
Volumul de singaz utilizat în instalația de cogenerare	mii m ³ /an	V_{pg}^{an}	7403.2
Prețul de cost al singazului	\$/mie m ³	c_{pg}	172
Prețul de cost al singazului exprimat în mod echivalent pentru gaz natural	\$/mie m ³	c_{pg}^{GN}	577
Notațiile utilizate, datele inițiale și rezultatele calculelor prețului de cost al energiei electrice produse			
Date inițiale			
Tipul instalației de cogenerare		JMS 320GS-N.L.	
Puterea electrică nominală a unității generatoare	kW	P_e	1 063
Puterea termică maximă a unei unități	kW	P_{th}	1 517
Gradul de utilizare a puterii electrice nominale	%	K_e	90
Gradul de utilizare a puterii termice maxime	%	K_{th}	30
Costul de achiziție al unei unități cogeneratoare	\$/kW	i_e	580
Investiția conexă	\$/kW	i_{aux}	239
Investiția sumară	\$/kW	i	819
Costul reparației capitale a unei unități	\$/kW	i_{rep}	174
Consum gaze pentru o unitate generatoare, la sarcina nominală	m ³ /h	B_{comb}	315.7
Consum ulei pe kWh	g/kWh	B_{ulei}	0.5
Rata anuală de creștere a consumului de ulei	%	b_{ulei}	6.0
Durata anuală de funcționare a instalației	h/an	T_f	7 000
Resursa unității până la prima reparație capitală	h	τ	60 000
Durata de studiu	ani	T	14.0
Tariful de achiziționare a combustibilului (valoare la primul an al perioadei de studiu)	\$/mii m ³	$c_{comb,0}$	577
Rata anuală de creștere a tarifului la gazele combustibile	%	r_{comb}	1.0
Cel mai mic preț de cost al energiei termice (ET) posibil a fi livrată de o sursă în rețeaua publică (valoare la primul an al perioadei de studiu)	lei/Gcal	c_{Q0}^{ref}	500.00
Rata anuală de creștere a tarifului la ET în rețeaua publică	%	r_Q^{ref}	5.0
Prețul de achiziție al uleiului	lei/l	c_{ulei}	40
Rata anuală de creștere a prețului la ulei	%	r_{ulei}	6.0
Rata de schimb valutar	Lei / \$	r	11.00
Rata de actualizare	%	i	10.00
Anul de actualizare		Θ	0

Cota întreținere și reparații din investiție	%	a_{ir}	6.0
Rata de creștere a cheltuielilor pentru întreținere și reparații	%	r_{ir}	4.0
Consumul specific de apă	$m^3/Gcal$	b_{apa}	0.91
Tariful de achiziționare al apei (valoare la primul an al perioadei de studiu)	Lei/ m^3	c_{apa0}	15.0
Rata anuală de creștere a tarifului la apă	%	r_{apa}	4.0
Costul unitar al preparării apei (valoare la primul an al perioadei de studiu)	Lei/ m^3	c_{prep0}	45.0
Rata anuală de creștere a costului unitar al preparării apei	%	r_{prep}	2.0
Rezultatele calculului			
Costul de achiziție a unei unități cogeneratoare	mii \$	I_{uc}	616.5
Investiția conexă (transport, montaj, construcții, clădiri)	mii \$	I_{aux}	254.3
Investiția sumară	mii \$	I_0	870.8
Costul reparației capitale a unei unități	mii \$	I_{rep}	184.9
Anul reparației capitale	an	t_{rep}	8.57
Durata de studiu actualizată	ani	$\bar{T}_{i,T}$	7.37
Investiția totală actualizată	mii \$	\bar{I}_{Σ}	965.8
Cheltuielile totale actualizate cu combustibilul	mii \$	$\bar{C}_{comb, \Sigma}$	8891.3
Cheltuielile totale actualizate cu uleiul	mii \$	$\bar{C}_{ulei, \Sigma}$	198.5
Costul total actualizat al achiziționării apei	mii \$	$\bar{C}_{achiz, \Sigma}$	27.7
Costul total actualizat al preparării apei	mii \$	$\bar{C}_{prep, \Sigma}$	75
Cheltuielile totale pentru întreținere și reparație	mii \$	$C_{ir, \Sigma}$	302.9
Cheltuielile totale actualizate pe durata de studiu	mii \$	CTA	10461
Venitul net actualizat pe perioada de studiu în urma comercializării energiei termice	mii \$	VNA_Q	1073
Prețul de cost al energiei electrice	c\$/kWh	c_w	19.03

Bibliografie

1. **Arion, Valentin** „Biomasa și utilizarea ei în scopuri energetice”/Valentin Arion, C. Bordeianu, A. Boșcăneanu, A. Capcelea [et al.], Ch.: „Garomond Studio” SRL, 2008. – 268 p.
2. **Arion, Valentin** „Economia energiei”: Note de curs / Valentin Arion, Viorica Apreutesii; Univ. Teh. A Moldovei. Fac. De Energetică.-Ch.: S.n., 2006 (Centrul Edit. Poligr. UTM) – 138 p.

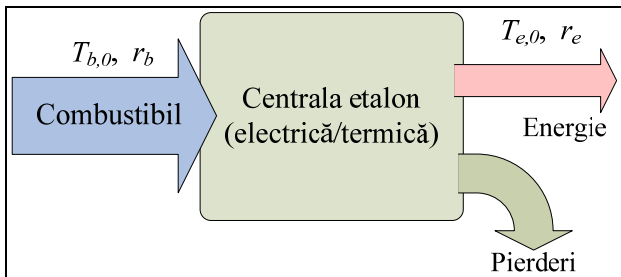
DETERMINAREA EVOLUȚIEI TARIFULUI LA O SURSĂ DE ENERGIE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG

Prof. univ., dr. hab. Valentin Arion, Anatolie Boșcaneanu, Tatiana Tutunaru
Universitatea Tehnică a Moldovei

1. INTRODUCERE

Prețul de achiziție a combustibilului (T_b), folosit la o sursă de energie (fie centrală termică sau centrală electrică), de regulă, este într-o continuă creștere - factor ce cauzează și o creștere a tarifului de vânzare a energiei produse (T_e). Pentru o creștere exponențială a tarifului T_b ($T_{b,t} = T_{b,0}(1+r_b)^t, \forall t=1, T$), evoluția tarifului la energia produsă T_e va fi una tot exponențială - ($T_{e,t} = T_{e,0}(1+r_e)^t, \forall t=1, T$). Adesea se cere de a determina care va fi rata de creștere a tarifului de vânzare a energiei produse r_e pentru o creștere exponențială a prețului la combustibil, la rata r_b (fig.).

Cu o problemă similară ne ciocnim și la faza de analiză a eficienței investițiilor în sursele noi de energie (energie termică sau/și electrică), când se cere de a cunoaște evoluția tarifului la sursa de referință (sursa etalon) cu care sursa nouă este comparată pe termen mediu și lung.



Figură. 1. Dependența tarifului la energie (ieșire) de tariful la combustibil (intrare) pentru o sursă de energie.

În ipoteza unei creșteri exponențiale a tarifului la sursa etalon, a determina evoluția acestuia înseamnă a cunoaște valoarea inițială a tarifului $T_{e,0}$ la un an de referință t_0 și rata anuală de creștere r_e . De regulă, în calitate de *an de referință* se aplică un an din trecutul apropiat pentru care sunt disponibile informații cu privire la performanța tehnologică și economică a sursei etalon ($t_0 = 0$). Aceasta înseamnă că valoarea inițială a tarifului $T_{e,0}$ este un parametru cunoscut; în aceste condiții problema iarăși se reduce la determinarea ratei anuale r_e de creștere a tarifului la energia produsă la sursa etalon.

Mai jos este prezentată modalitatea determinării ratei r_e , care mai apoi este ilustrată printr-un calcul numeric.

2. METODOLOGIA DE CALCUL

Pornind de la formularea problemei expusă mai sus, ne întrebăm care este condiția ce leagă tariful la combustibil și tariful la energia produsă pentru a determina variabila necunoscută. Ușor de observat, că pragul de rentabilitate economică a centralei și exprimă acea condiție -

$$VTA(T_e, T) = CTA(T_b, T), \quad (1)$$

unde CTA reprezintă cheltuielile totale (actualizate) legate de edificarea centralei, aprovizionarea cu combustibil la un tarif $T_{b,t}, \forall t=1, T$, și funcționarea ei pe durata de studiu T , iar VTA reflectă venitul brut (actualizat), obținut în urma realizării producției (energiei) la un tarif $T_{e,t}, \forall t=1, T$ pe aceeași durată de timp. Altfel spus, *tariful mediu de vânzare a energiei pentru perioada considerată T trebuie să corespundă costurilor nivelate pentru același interval de timp.*

Expresia de calcul a lui CTA

Cheltuielile cu investiția. Cheltuielile totale ale unei surse de energie pe durata T includ trei componente principale - cheltuielile cu investiția (I), cu combustibilul (C_{comb}) și cu întreținerea și reparațiile (C_{ir}):

$$CTA = \bar{I} + \bar{C}_{ir} + \bar{C}_{comb}.$$

Considerând că sursa de energie este edificată pe parcursul unui singur an și că în calitate de an de actualizare Θ se acceptă anul realizării investiției ($\Theta = 0$), valoarea actualizată a investiției devine egală cu valoarea inițială - $\bar{I} = I$ (vom nota valorile actualizate prin aplicarea liniuței deasupra parametrului respectiv).

Cheltuielile cu combustibilul. Cheltuielile totale actualizate legate de achiziționarea combustibilului pe durata de T ani:

$$\bar{C}_{comb} = \sum_{t=1}^T B_0 \cdot T_{b,0} \cdot (1+r_b)^t \cdot (1+i)^{\Theta-t} \quad \text{sau}$$

$$\bar{C}_{comb} = B_0 \cdot T_{b,0} \cdot (1+i)^{\Theta} \cdot \bar{T}_{T,k} ,$$

unde $\bar{T}_{T,k}$ are sensul unei durate actualizate de timp pentru perioada calendaristică de T ani (actualizare la rata k) și se determină cu formula –

$$\bar{T}_{T,k} = \sum_{t=1}^T (1+k)^{-t} = \frac{1-(1+k)^{-T}}{k} .$$

Rata k reprezintă o rată echivalentă ce substituie ratele parțiale i și r_b în formula de mai sus:

$$1+k = (1+i)/(1+r_b) .$$

Cheltuielile cu întreținerea și reparațiile. Cheltuielile anuale de întreținere și reparație de regulă se exprimă ca cotă parte din investiția inițială; plecând de la aceasta, cheltuielile totale pentru întreținere și reparație pe perioada de T ani se determină cu formula:

$$\bar{C}_{ir} = \sum_{t=1}^T \alpha_{ir} \cdot I \cdot (1+i)^{\Theta-t} = \alpha_{ir} \cdot I \cdot (1+i)^{\Theta} \cdot \bar{T}_{T,i}$$

unde $\bar{T}_{T,i}$ este durata actualizată a perioadei calendaristice de T ani (actualizare la rata i) -

$$\bar{T}_{T,i} = \sum_{t=1}^T (1+i)^{-t} = \frac{1-(1+i)^{-T}}{i} .$$

Cunoscând expresiile de calcul pentru cele trei componente și acceptând condiția $\Theta=0$, formula generală de calcul al CTA devine:

$$CTA = I \cdot (1 + \alpha_{ir} \cdot \bar{T}_{T,i}) + B_0 \cdot T_{b,0} \cdot \bar{T}_{T,k} \quad \text{sau}$$

$$CTA = i_s \cdot P \cdot (1 + \alpha_{ir} \cdot \bar{T}_{T,i}) + b \cdot E_0 \cdot T_{b,0} \cdot \bar{T}_{T,k} \quad (2)$$

unde i_s reprezintă investiția specifică, P - puterea instalată a centralei, b - consumul specific de combustibil și E_0 - volumul energiei produse anual.

Expresia de calcul a lui VTA . Venitul total actualizat obținut pe durata T în urma comercializării energiei electrice produse:

$$VTA = \sum_{t=1}^T E_0 \cdot T_{e,0} \cdot (1+r_e)^t \cdot (1+i)^{\Theta-t} \quad \text{sau}$$

$$VTA = E_0 \cdot T_{e,0} \cdot (1+i)^{\Theta} \cdot \bar{T}_{T,\nu} = P \cdot T_m \cdot T_{e,0} \cdot \bar{T}_{T,\nu} \quad (3)$$

unde $1+\nu = (1+i)/(1+r_e)$.

Prezentând expresiile (2) și (3) în ecuația (1), obținem:

$$\bar{T}_{T,\nu} = \frac{i_s \cdot (1 + \alpha_{ir} \cdot \bar{T}_{T,i}) + b \cdot T_m \cdot T_{b,0} \cdot \bar{T}_{T,k}}{T_m \cdot T_{e,0}} \quad (4)$$

de unde poate fi determinată valoarea $\bar{T}_{T,\nu}$ pentru perioada calendaristică T . Cunoscând $\bar{T}_{T,\nu}$ și T , putem afla rata ν , iar în final din relația $1+r_e = (1+i)/(1+\nu)$ poate fi determinată rata r_e .

3. CALCUL NUMERIC

În tabelul de mai jos sunt prezentate datele inițiale ce privesc determinarea ratei de creștere a costului energiei electrice produse la o centrală termoelectrică r_e la creșterea tarifului la combustibil (gaze naturale) cu 6% anual.

Tabelul 1. Notațiile utilizate și datele inițiale pentru calculul numeric.

1.	Puterea instalată a centralei	P	500 MW
2.	Durata de utilizare a puterii maxime a centralei	T_m	8000 h/an
3.	Investiția specifică a instalației	i_s	500 \$/kW
4.	Cota cheltuieli de întreținere și reparație	α_{ir}	6 % /an
5.	Rata de actualizare a cheltuielilor și veniturilor	i	10 %
6.	Durata de studiu	T	10 ani
7.	Rata de creștere a tarifului la combustibil	r_b	6 %
8.	Randamentul centralei	η	35 %
9.	Consumul specific de combustibil	b	
10.	Căldura inferioară de ardere a combustibilului	Hi	33.5MJ/m ³
11.	Cantitatea de energie electrică produsă anual	E_0	
12.	Rata de creștere a tarifului la energia electrică	r_e	
13.	Prețul energiei electrice	$T_{e,0}$	1.3 Leu/kWh
14.	Cursul valutar la momentul stabilirii prețului		1\$ = 11 Lei
15.	Tariful la combustibil în anul de referință	$T_{b,0}$	3200 lei/mie m ³

Pentru determinarea ratei r_e vom aplica metodologia prezentată mai sus. Mai întâi vom calcula duratele actualizate $\bar{T}_{T,i}$ și $\bar{T}_{T,k}$ pentru perioada de T ani calendaristici:

$$\bar{T}_{T,i} = \frac{1 - (1 + 0.1)^{-10}}{0.1} = 6.14 \text{ ani};$$

$$\bar{T}_{T,k} = \frac{1 - (1 + 0.0377)^{-10}}{0.0377} = 8.20 \text{ ani},$$

unde $i = 0.1$, iar pentru k avem:

$$k = (1 + i)/(1 + r_b) - 1 = 0.0377.$$

Consumul specific de combustibil la centrală:

$$b = \frac{1}{\eta \cdot H_i} = \frac{1}{0.35 \cdot 9.306} = 0.307 \text{ m}^3/\text{kWh}.$$

Pentru durata actualizată $\bar{T}_{T,v}$ obținem:

$$\bar{T}_{T,v} = \frac{i_s \cdot (1 + \alpha_{ir} \cdot \bar{T}_{T,i}) + b \cdot T_m \cdot T_{b,o} \cdot \bar{T}_{T,k}}{T_m \cdot T_{e,0}} = 6.92 \text{ ani}$$

Cunoscând $\bar{T}_{T,v}$, poate fi găsită valoarea lui v , $v = 0.073$, iar în cele din urmă și valoarea ratei r_e :

$$r_e = \left(\frac{1 + i}{1 + v} \right) - 1 = 0.025 \text{ sau } 2.5 \%.$$

În așa fel, pentru exemplul considerat creșterea anuală a prețului la combustibil cu 6% cauzează o creștere anuală a costului energiei produse de circa 2.5%.

Bibliografie

1. Arion Valentin „Economia energiei”: Note de curs / Valentin Arion, Viorica Apreutesii; Univ. Teh. a Moldovei. Fac. de Energetică. -Ch.: S.n., 2006 (Centrul Edit. Poligr. UTM) – 138 p.