

Определение углеродного следа в рамках оценки жизненного цикла электрической энергии в Республике Казахстан

К.Г. Муратова*, Б.А. Капсалямов, М.Т. Кожиков

Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, ул. Сатбаева, 2, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Глобальное потепление, вызванное выбросами парниковых газов в окружающую среду, способствовало принятию Казахстаном международных обязательств по сокращению высвобождаемых эмиссий в атмосферный слой земли на соответствующем уровне в сравнении с базовыми показателями. Сектор энергетики является одним из главных факторов антропогенного воздействия на окружающую среду, в том числе на изменение климата. При этом на сегодняшний день в Казахстане мощности энергетических объектов обусловлены использованием станций, работающих на угле, эмиссии парниковых газов которых находятся в пределах высоких показателей. В данной статье приведена оценка углеродного следа национальной системы выработки электрической энергии, а именно показателей выбросов парниковых газов в пределах, охватывающих наиболее существенные процессы всего жизненного цикла. В рамках данного исследования предложен подход к оценке углеродного следа продукции, обусловленный использованием методологических указаний в рамках нормативных документов Республики Казахстан и международных методологий. Также проведено сопоставление результатов выбросов парниковых газов в разрезе этапов жизненного цикла электрической энергии. Дана оценка вклада жизненного цикла электрической энергии в пределах влияния на изменение климата.

Ключевые слова: углеродный след, электрическая энергия, парниковые газы, диоксид углерода, оценка жизненного цикла, изменение климата

1. Введение

Республика Казахстан имеет высокие показатели производства электрической энергии в разрезе стран СНГ. В 2023 году производство электрической энергии в Казахстане составило 112,8 млрд киловатт-часов, причем угольные электростанции составляют основу этой энергетической мощности, представляя 66,7 % [1]. Страна располагает 59 крупными тепловыми электростанциями общей мощностью около 19 000 МВт [2]. В основном для производства электроэнергии используются ископаемые топлива, выбросы которых в окружающую среду значительно выше, чем у альтернативных и возобновляемых источников энергии, характеризующиеся низкими уровнями эмиссий.

Сектор энергетики является главным источником антропогенных выбросов парниковых газов

[5], поэтому оценка углеродного следа электроэнергии играет важную роль в понимании ее воздействия на климат. В данной статье проведена оценка углеродного следа производства электроэнергии в Казахстане, что поможет обосновать необходимость перехода к комбинированным источникам энергии с большей долей альтернативных и возобновляемых источников, вместо станций, работающих на ископаемых топливах. Оценка углеродного следа позволит оценить отрицательное воздействие выбросов парниковых газов (ПГ) на окружающую среду на разных этапах жизненного цикла производства электроэнергии.

Снижение количества выбросов парниковых газов в Казахстане связано с уменьшением потребления топливно-энергетических ресурсов и производства электроэнергии. Однако этот подход недостаточно эффективен для достижения цели сокращения выбросов ПГ на 15 % к 2030

**Ответственный автор*
E-mail: muratovak351@gmail.com

году по сравнению с уровнем 1990 года, согласно международным обязательствам. Поэтому важно переходить на альтернативные и возобновляемые источники энергии, чтобы уменьшить углеродный след. Это особенно важно, учитывая, что энергетический сектор является основным источником антропогенных выбросов ПГ в экономике страны.

2. Экспериментальная часть

Жизненный цикл электрической энергии охватывает ряд процессов, определенных протоколом по парниковым газам, начиная от стадии добычи ресурсов и заканчивая этапом распределения электроэнергии. Согласно протоколу, годовые выбросы парниковых газов делятся на три категории: прямые выбросы ПГ (охват 1), косвенные выбросы, связанные с производством электроэнергии, тепла и пара (охват 2), и другие косвенные выбросы (охват 3) [1]. Оценка углеродного следа в рамках оценки жизненного цикла электрической энергии основана на измерении выбросов парниковых газов в атмосферу. Эта оценка фокусируется на таких газах, как диоксид углерода (CO_2), метан (CH_4) и закись азота (N_2O), регулируемых законодательством Республики Казахстан [2]. Используемые методические указания определяют количественные показатели выбросов парниковых газов. Содержание углерода, азота и летучих веществ, включая метан, в составе угля играет ключевую роль в определении его воздействия на глобальное потепление. В среднем, содержание углерода в сухом беззольном угле составляет 80,24 %, азота – 0,77 %, а метана в качестве летучего вещества – 80-90 % [3]. Из-за этого выбросы парниковых газов от использования угольных энергетических установок выше по сравнению с другими видами ископаемого топлива. В Казахстане каменный уголь является основным источником энергии. Запасы угля в стране оцениваются более чем в 283 млрд т, что гарантирует ее самообеспечение этим ресурсом [4]. В 2020 году 77,6 % (272,5 млн т эквивалента CO_2) всех годовых выбросов ПГ в стране пришлось на энергетический сектор [5]. На душу населения этот показатель составляет в среднем 12 т с наибольшими выбросами в Павлодарской (70 т на душу населения) и Карагандинской (32 т на душу населения) областях [6]. Это связано с большими запасами угля и высоким уровнем выбросов в процессе его добычи и использования для производства электроэнергии. Основные

месторождения угля находятся в центральных и северных частях страны [7]. Доказанные запасы угля в Казахстане оцениваются в 34,2 млрд т (4 % от общемирового объема), в том числе запасы бурых углей составляют 62 %, каменных углей – 38 % [8]. Основной объем добычи приходится на каменный энергетический уголь, доля которого составляет 85-87 %, доля коксующихся углей – менее 10 %, на бурый уголь приходится 4-5 % от суммарной добычи [9]. В Казахстане на сегодняшний день насчитывается 30 компаний, деятельность которых связана с добычей энергетического угля, крупнейшими из которых являются ТОО «Богатырь Комир», разрез «Восточный» и АО «Шубарколь Комир» ERG, АО «АрселорМиттал Темиртау», «Казахмыс Коал», АО «Каражыра» и АО «Майкубен Вест» [10]. Основная доля добываемого объема угля приходится на Экибастузский бассейн с показателями в 70 % [11].

Основная деятельность по производству электрической энергии в Казахстане связана с предоставлением коммунальных услуг, включающих производство и снабжение населения электроэнергией и когенерацию энергии в сочетании с тепловой энергией. В горнодобывающем секторе Казахстана добыча угля осуществляется шестью предприятиями, что приводит к выбросу в атмосферу более 20 000 т двуокиси углерода [12]. Следует отметить, что большинство электростанций в стране функционируют на устаревших технологиях и превышают проектный срок службы, составляя в среднем 55 лет. Замена устаревшего оборудования на более энергоэффективное требует значительных финансовых вложений, что выдвигает необходимость поддержки со стороны государственно-частного партнерства. Кроме того, изношенные системы распределения электроэнергии приводят к значительным технологическим потерям на этапе продажи и распределения.

В данной статье для научного исследования использовались методы измерения и анализа. В частности, были произведены измерения и определены количественные показатели углеродного следа при оценке жизненного цикла электрической энергии в Казахстане. На основе этих измерений был проведен анализ показателей углеродного следа электрической энергии в разрезе процессов, составляющих жизненный цикл.

Оценка жизненного цикла электрической энергии с целью определения углеродного следа осуществлена с использованием расчетного метода. Методология расчетов основана на наборе инструментов для расчета выбросов парнико-

вых газов в рамках трех существующих охватов, определенных Национальными методическими указаниями по расчету выбросов и поглощений парниковых газов [13], и Протоколом по парниковым газам, разработанным Всемирным деловым советом по устойчивому развитию и Институтом мировых ресурсов [14]. Эти охваты включают в себя прямые, энергетические и прочие косвенные выбросы в рамках производственных процессов жизненного цикла электрической энергии. В качестве источника релевантных коэффициентов выбросов использована национальная методология, основанная на руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов, разработанных межправительственной группой экспертов по изменению климата.

3. Результаты и обсуждения

В целях разграничения прямых и косвенных источников выбросов и повышения прозрачности были определены процессы в рамках трех охватов выбросов для оценки углеродного следа электрической энергии. Оценка углеродного следа электрической энергии в жизненном цикле продукции была проведена в соответствии с этими охватами выбросов парниковых газов. Они включают в себя восходящий поток прочих косвенных выбросов, обусловленный добычей угля, прямые, энергетические косвенные выбросы и нисходящий поток прочих косвенных выбросов, вызванный технологическими потерями электрической энергии. Эти охваты включают наиболее существенные этапы жизненного цикла рассматриваемой продукции, подлежащие количественной оценке. Существенность выбранных процессов для определения углеродного следа электрической энергии обусловлена количеством выбросов парниковых газов в атмосферный слой земли. В рамках определения существенности была проведена оценка выбросов на различных этапах жизненного цикла электрической энергии. В таблице 1 приведены результаты анализа.

Первый этап оценки углеродного следа электрической энергии включает измерения и оценку процесса добычи сырья, являющегося восходящим потоком жизненного цикла электрической энергии. В рамках этого этапа было проведено количественное определение выбросов парниковых газов, вызываемых процессом добычи угля, с учетом видов добываемого угля в Казахстане. Соотношение количества добытого энергетического угля было сопоставлено с долей угольных станций, производящих электрическую энергию.

На сегодняшний день в Казахстане существуют два основных способа добычи угля (открытый и закрытый). Различия в этих способах добычи обусловлены видами процессов, различающихся друг от друга, что приводит к различному количеству выбросов парниковых газов. Учитывая, что большая часть угля в Казахстане добывается открытым способом, расчет выбросов двуокиси углерода и метана при добыче угля проводился с учетом методических указаний для соответствующего способа добычи ископаемого топлива.

В 2023 году было добыто 112,7 млн т каменного угля, из которых на энергетические комплексы пришлось 65,9 млн т (доля угля, используемого в электроэнергетических комплексах, составляет 49,2 %, что равно 32,42 млн т) [15]. С учетом этих данных был произведен расчет выбросов парниковых газов с учетом особенностей технологических процессов. В пределах способа добычи угля была проведена оценка выбросов парниковых газов охвата 3. В соответствии с проведенным расчетом, к оцениваемым видам парниковых газов, образующихся при процессах добычи угля, отнесены выбросы двуокиси углерода и метана.

Для определения количества эмиссий парниковых газов при оценке жизненного цикла электрической энергии в процессе добычи ископаемого топлива, в данном случае угля, была использована Национальная методология Республики Казахстан [13]. Согласно данной методологии, выбросы двуокиси углерода и метана рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{CO_2/CH_4} = M \times \frac{C_{CO_2}}{B_{CH_4}} \times \frac{K_{CO_2}}{K_{CH_4}}, \quad (1)$$

где: E_{CO_2/CH_4} – выбросы CO_2 и CH_4 при открытой добыче угля, т CO_2/CH_4 ;

M – объем добытого угля, тонны;

C_{CO_2}/B_{CH_4} – содержание CO_2 в добываемом угле, м³ CO_2 /т/метаносность добываемого угля, м³ CH_4 /т.

При расчетах использованы средневзвешенные коэффициенты содержания двуокиси углерода, равное 0,35 м³ CO_2 /т, и метаносности, равное 1,225 м³ CH_4 /т, соответственно;

K_{CO_2}/K_{CH_4} – коэффициенты преобразования для перевода объемных единиц измерения (м³) в единицы массы (тонны), равные 0,00196 т/м³ и 0,000717 т/м³, соответственно.

Количество выбросов парниковых газов при процессе добычи угля рассчитано следующим образом.

Расчет выбросов двуокиси углерода:

$$M_{\text{ПГ.}CO_2} = 83\,643 * 0,35 \text{ м}^3 CO_2 / \text{тонн} * 0,00196 \text{ т} / \text{м}^3 = 22\,240,12 \text{ т} CO_2. \quad (2)$$

Расчет выбросов метана:

$$E_{\text{ПГ.}CH_4 \text{ экв}} = 83\,643 \text{ т} * 1,225 \text{ м}^3 CH_4 / \text{тонн} * 0,000717 \text{ т} / \text{м}^3 = 797\,308,302 \text{ т} CH_4 \text{ экв}. \quad (3)$$

Таким образом, выбросы парниковых газов при процессе добычи угля в рамках оценки первого этапа жизненного цикла продукции электроэнергии составили 819 548,422 т эквивалента двуокиси углерода.

При оценке углеродного следа на этапе производства электрической энергии в рамках первого охвата путем произведения расчетов было определено количество выбросов парниковых газов, образующихся в процессе сжигания угля. Среди оцениваемых выбросов парниковых газов определено количество выбросов двуокиси углерода, метана и закиси азота. Оценка выбросов проведена с использованием усредненных данных по параметрам, определенным методическими указаниями. При расчете выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O , образующихся в процессе сжигания угля с целью получения электрической энергии, так же как и в расчетах выбросов парниковых газов при добыче угля, применена национальная методология РК. На основе данной методологии произведен расчет выбросов парниковых газов следующим образом:

$$M_{\text{ПГ.}CO_2 / CH_4 \text{ экв.} / N_2O \text{ экв.}} = b_{\text{Топл.ТДж}} * EF_{\text{Топл.}CO_2 / CH_4 / N_2O}, \quad (4)$$

где: $M_{\text{ПГ.}CO_2 / CH_4 \text{ экв.} / N_2O \text{ экв.}}$ – выбросы CO_2 при сжигании угля, тонн CO_2 ;

$b_{\text{Топл.ТДж}}$ – количество сожженного угля, преобразованного в единицу энергии, ТДж;

$EF_{\text{Топл.}CO_2 / CH_4 / N_2O}$ – коэффициент выбросов $CO_2 / CH_4 / N_2O$ при сжигании угля, тонн/ТДж. При сжигании угля использован усредненный коэффициент по стране, равный 94,6 т CO_2 /ТДж, 0,001 т CH_4 /ТДж, 0,0007 т N_2O /ТДж, для определения выбросов двуокиси углерода, метана и закиси азота, соответственно.

Результаты проведенных расчетов при определении количества выбросов по видам ПГ в процессе сжигания угля представлены ниже.

Расчет выбросов двуокиси углерода:

$$M_{\text{ПГ.}CO_2} = 83\,643 \text{ ТДж} * 94,6 \text{ т} CO_2 / \text{ТДж} = 79\,126,6 \text{ т} CO_2. \quad (5)$$

Расчет выбросов метана:

$$M_{\text{ПГ.}CH_4 \text{ экв}} = 83\,643 \text{ ТДж} * 0,001 \text{ т} CH_4 / \text{ТДж} * 28 = 23\,420,208 \text{ т} CH_4 \text{ экв}. \quad (6)$$

Расчет выбросов закиси азота:

$$M_{\text{ПГ.}N_2O \text{ экв.}} = 83\,643 \text{ ТДж} * 0,0007 \text{ т} N_2O / \text{ТДж} * 265 = 155\,158,878 \text{ т} CH_4 \text{ экв}. \quad (7)$$

В результате выбросы парниковых газов в эквиваленте двуокиси углерода в процессе сжигания угля с целью получения электроэнергии составили 79 305 424,686 т CO_2 экв.

Измерение энергетических косвенных выбросов проведено в соответствии методом расчетов, представленным ниже. Расход электрической энергии на собственные нужды электростанций и подстанций принят согласно нормативам энергопотребления теплоэлектростанций [16].

$$\text{Выбросы} = P_{\text{э}} * UKB_{CO_2 \text{ экв.}} \quad (8)$$

где: выбросы – выбросы парниковых газов в эквиваленте двуокиси углерода, т CO_2 экв. Во избежание двойного учета выбросы парниковых газов определены с учетом исключения выбросов, связанных с использованием угля. Доля станций, функционирующих на других видах топлива, за исключением угольных и станций с нулевыми эмиссиями (возобновляемые источники энергии), составляет 28,8%;

$P_{\text{э}}$ – расход электрической энергии на собственные нужды. Данный показатель определен в соответствии с максимальной нагрузкой собственных нужд электростанций в процентном соотношении от суммарной нагрузки – 14 % для пылеугольных теплоэлектростанций. Таким образом, данный показатель равен 15 792 000 МВт*ч;

$UKB_{CO_2 \text{ экв.}}$ – удельный коэффициент выбросов парниковых газов на единицу продукции – 0,985 т CO_2 /МВт*ч. Данный коэффициент принят согласно перечню бенчмарков в регулируемых секторах экономики [17].

Результатами определения количества выбросов косвенных энергетических выбросов являются следующие приведенные расчеты:

$$\text{Выбросы} = 15\,792\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \cdot 0,985 \text{ тСО}_2 / \text{МВт} \cdot \text{ч} \cdot 28,8\% = 4\,479\,874,56 \text{ тСО}_2. \quad (9)$$

В результате, выбросы парниковых газов на этапе потребления покупаемой электрической энергии в процессе применения на собственные нужды составили 4 479 874,56 т в эквиваленте двуокиси углерода.

Определение выбросов технических потерь электроэнергии в эквиваленте двуокиси углерода при передаче и распределении проведено согласно методическим указаниям международного стандарта по парниковым газам [14]. Согласно методологии, определено количество выбросов парниковых газов в эквиваленте двуокиси углерода следующим образом:

$$\text{Выбросы} = \mathcal{E}_{\text{потр.}} \cdot \text{УКВ}_{\text{СО}_2\text{экв.}} \cdot \text{П}_{\text{эл.}} \quad (10)$$

где: $V_{\text{СО}_2\text{экв.}}$ – выбросы парниковых газов в эквиваленте двуокиси углерода при передаче и распределении электрической энергии, тСО₂экв.;

$\mathcal{E}_{\text{потр.}}$ – потребление электроэнергии, МВт*ч;

$\text{УКВ}_{\text{СО}_2\text{экв.}}$ – удельный коэффициент выбросов парниковых газов на единицу продукции – 0,985 тСО₂/МВт*ч;

Пэл. – коэффициент технических потерь при передаче и распределении электрической энергии – 6,74 %. Сведения о доли потерь при передаче и распределении электрической энергии приняты согласно данным Международного энергетического агентства [18].

Ниже представлены расчеты выбросов парниковых газов в эквиваленте двуокиси углерода:

$$V_{\text{СО}_2\text{экв.}} = 112\,800\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \cdot 0,985 \text{ тСО}_2 / \text{МВт} \cdot \text{ч} \cdot 6,74\% = 7\,488\,679,2 \text{ тСО}_2\text{экв.} \quad (11)$$

Следовательно, выбросы парниковых газов на этапе передачи и распределения электрической энергии составили 7 488 679,2 эквивалента двуокиси углерода.

Согласно приведенному расчету, выбросы парниковых газов в пределах наиболее существенных этапов жизненного цикла электрической энергии за весь 2023 год составили 92 093 526,8 т в эквиваленте двуокиси углерода. При этом общее количество произведенной электрической энергии в оцениваемом году составило 75 237 600 МВт*ч. Следовательно, углеродный след электрической энергии в 2023 году составил 1,22 тСО₂экв. на единицу электрической энергии в МВт*ч.

Таблица 1 представляет оценку существенности различных процессов в жизненном цикле

производства электроэнергии и их вклад в общие выбросы парниковых газов (ПГ) в эквиваленте двуокиси углерода (СО₂экв.). Из таблицы 1 видно, что основная доля выбросов (79 305 424,686 тСО₂экв.) приходится на прямые выбросы, связанные со стационарным сжиганием топлива. Косвенные энергетические выбросы, также связанные со сжиганием топлива, составляют 4 479 874,56 тСО₂экв. Наименьший вклад (819 548,422 тСО₂экв.) в общие выбросы приходится на выбросы, связанные с добычей угля. Нисходящие потоки, связанные с передачей и распределением электроэнергии, также имеют значительный вклад (7 488 679,2 тСО₂экв.) в общие выбросы ПГ. Таким образом, таблица позволяет оценить значимость различных этапов жизненного цикла электроэнергии с точки зрения их вклада в углеродный след.

Согласно рисунку 1, результаты оценки углеродного следа электрической энергии показывают, что наибольшая доля выбросов ПГ в процессе жизненного цикла приходится на этап производства электрической энергии, включающий процесс сжигания угля, показатель составил 86 % (охват 1). Следующие по значимости выбросы парниковых газов отмечены на этапах, связанных с техническими потерями при передаче и распределении электроэнергии – 8 % (нисходящие потоки охвата 3), с приобретением электрической энергии – 5 % (охват 2), с процессом добычи угля, являющегося сырьем при производстве электро-

энергии – 1 % (восходящие потоки охвата 3). Общая совокупность восходящих и нисходящих потоков охвата 3 составляет 9 % от общей доли всех выбросов парниковых газов при жизненном цикле.

В таблице 2 представлены сведения с разбивкой углеродного следа продукции в разрезе стадий жизненного цикла электрической энергии.

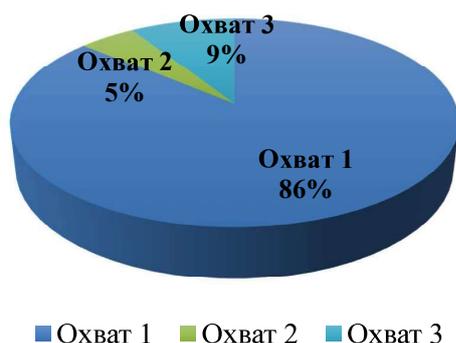
Таблица 2 представляет разбивку углеродного следа электрической энергии по различным стадиям жизненного цикла. В первом столбце указаны этапы жизненного цикла электроэнергии, а во втором столбце – углеродный след электрической энергии на единицу электроэнергии, выраженный в тоннах СО₂экв. на мегаватт-час (тСО₂экв./МВт*ч).

Таблица 1. Оценка существенности процессов жизненного цикла электроэнергии в рамках оценки углеродного следа

Наименование потока	Процесс	Выбросы ПГ в тоннах CO ₂ экв.
Восходящие потоки прочих косвенных выбросов ПГ	Добыча угля	819 548,422
Прямые выбросы ПГ	Стационарное сжигание топлива	79 305 424,686
Косвенные энергетические выбросы ПГ	Стационарное сжигание топлива	4 479 874,56
Нисходящие потоки прочих косвенных выбросов ПГ	Передача и распределение электроэнергии	7 488 679,2
Итого		92 093 526,8

Таблица 2. Углеродный след электрической энергии в разбивке по стадиям жизненного цикла

Охват выбросов с указанием этапа жизненного цикла электроэнергии	Углеродный след электрической энергии на единицу электроэнергии, т CO ₂ экв./МВт*ч
Приобретение сырья – восходящие потоки охвата 3	0,01
Производство продукции – охваты 1 и 2	1,11
Дистрибуция сырья – нисходящие потоки охвата 3	0,1
Общий углеродный след электрической энергии	1,22

**Рис. 1.** Углеродный след электрической энергии в разбивке по охватам.

Согласно данным таблицы, наибольший углеродный след приходится на процесс производства электроэнергии, который составляет 1,11 т CO₂экв. на МВт*ч. Наименьший углеродный след обусловлен приобретением сырья, где выбросы составляют всего 0,01 т CO₂экв. на МВт*ч. Дистрибуция сырья также вносит свой вклад в углеродный след электрической энергии, составляя 0,1 т CO₂экв. на МВт*ч. Общий углеродный след электрической энергии, суммируя данные по всем этапам жизненного цикла, составляет 1,22 т CO₂экв. на МВт*ч.

Такая разбивка углеродного следа по стадиям жизненного цикла позволяет определить основные источники выбросов парниковых газов и выявить наиболее значимые этапы для принятия мер по снижению углеродного следа электрической энергии.

4. Заключение

Несмотря на высокий потенциал в энергетическом секторе Республики Казахстан, обусловленный экономическими показателями, экологическая устойчивость на государственном уровне имеет существенные несовершенства в области антропогенного влияния на один из важнейших компонентов окружающей среды – атмосферный слой земли. Данное воздействие напрямую и в большей степени связано с выбросами парниковых газов. В связи с этим, проведенная оценка при определении углеродного следа электрической энергии позволила определить общее воздействие выбросов парниковых газов в системе жизненного цикла продукции на изменение климата. Отслеженный углеродный след электрической энергии позволит в дальнейшем сформировать реестр данных по сведениям об углеродном следе всей производимой продукции, ориентированный на построение устойчивой экономики путем измерения воздействия на окружающую среду и принятия соответствующих мер, способствующих смягчению последствий изменения климата. Также данное исследование способствует надлежащему проведению анализа в рамках функционирования механизма трансграничного углеродного регулирования, действие которого будет распространяться на основные отрасли экономической деятельности, в том числе на сектор энергетики с 2026 года [19]. Наряду с перечисленным, приведенный для оценки углеродного следа элек-

трической энергии подход позволит проводить оценку углеродного следа различных продукций согласно использованным методам оценивания.

Результатом исследования является оценка углеродного следа производства электрической энергии в Казахстане. Согласно проведенному исследованию, определены наиболее значимые процессы охватов выбросов ПГ в рамках оценки жизненного цикла электрической энергии с точки зрения воздействия на изменение климата. Оценен вклад каждого из этапов жизненного цикла электрической энергии в углеродный след оцениваемой продукции.

Подводя итоги, данная оценка жизненного цикла при определении углеродного следа на функциональную единицу [20] электрической энергии позволит в дальнейшем предпринять меры по уменьшению использования угольных станций в пользу станций, функционирующих за счет промежуточных видов топлива, а также альтернативных и возобновляемых источников электрической энергии в соответствии с потенциалами регионов Казахстана. То есть, результаты данного исследования поспособствуют формированию видения низкоуглеродного развития сектора энергетической отрасли.

Список литературы

- [1]. Постановление Правительства Республики Казахстан № 263 // Об утверждении Концепции развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023-2029 годы. – 28 марта. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/%>
- [2]. Кодекс Республики Казахстан № 400-VI ЗПК // Экологический Кодекс Республики Казахстан. – 2021. – 2 января. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400>.
- [3]. Калыбай А.А. О программе перехода на низкоуглеродное топливо в энергетике Республики Казахстан // Горение и плазмохимия. – 2021. – №19. – С.223-235.
- [4]. Tyo A, Jazykbayeva B, Ten T, Kogay G, Spanova B. Development Tendencies of Heat and Energyresources: Evidence of Kazakhstan // Entrepreneurship and Sustainability Issues. – 2019. – Vol. 7. – P.1514-1524.
- [5]. Указ Президента Республики Казахстан № 121 // Об утверждении Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года. – 2023. – 2 февраля. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121>.
- [6]. Ергазиева Г., Досумов К., Макаева Н., Анисова М., Мамбетова М., Худайбергенов Н., Серкебаев Б., Кабылбек А., Акказин Е. Твердые сорбенты для улавливания диоксида углерода после сжигания топлива. Краткий обзор // Горение и плазмохимия. – 2023. – №21. – С.29-43.
- [7]. Имаш А.А., Кайдар Б.Б., Жуматаев Е.А., Смагулова Г.Т. Пути комплексной переработки углей // Горение и плазмохимия. – 2021. – №19. – С.327-338.
- [8]. Загнанные в уголь. Угледобыча и угольная энергогенерация в Казахстане. Состояние и перспективы. Обзор. Караганды, 2017. – С.7.
- [9]. Рынок угля Казахстана. Обзор. Москва, Россия, 2022. – С.8.
- [10]. Zholdayakova S, Abuov Y, Zhakupov D, Suleimenova B, Kim A. Toward hydrogen economy in Kazakhstan // Ecoster. – 2022. – Vol. 1344. – P.1-20.
- [11]. ТОО «Богатырь Комир». Социальный отчет. 2017.
- [12]. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 525 // Об утверждении национального плана углеродных квот. – 2022. – 11 июля. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200028798>.
- [13]. Приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 9 // Об утверждении Методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов. – 2023. – 17 января.
- [14]. Протокол по парниковым газам. Корпоративная цепочка создания стоимости (охват 3) Стандарт бухгалтерского учета и отчетности. Категория 3: Деятельность, связанная с топливом и энергетикой, не включенная в охват 1 или охват 2. – WRI, WBCSD, 2013.
- [15]. Информация о добыче каменного угля // Министерство промышленности и строительства Республики Казахстан. – 2024. – 21 февраля. <https://www.gov.kz/memleket/entities/mps/press/news/details/710870?lang=ru>.
- [16]. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан № 394 // Об утверждении нормативов энергопотребления. – 2015. – 31 марта.
- [17]. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 260 // Об утверждении перечня бенчмарков в регулируемых секторах экономики. – 2021. – 19 июля.
- [18]. Статистические данные. Международное энергетическое агентство. Потери при передаче и распределении электроэнергии. – OECD/IEA, 2018.
- [19]. Информация по компаниям горнодобывающего сектора // Министерство промышленности и строительства Республики Казахстан. – 2022. – 24 июня.
- [20]. ИСО 14067: Парниковые газы – углеродный след продукции – требования и рекомендации по количественной оценке. – IDT, 2018.

References

- [1]. Resolution of the Government of the Republic of Kazakhstan No. 263, March 28 (2023) On approval of the Concept of development of the electric power industry of the Republic of Kazakhstan for 2023-2029 [Ob utverzhdenii Konceptii razvitiya elektroenergeticheskoy otrasli Respubliki Kazahstan na 2023-2029 gody]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000263>
- [2]. The Code of the Republic of Kazakhstan No. 400-VI ЗПК, January 2 (2021) Environmental Code of the Republic of Kazakhstan [Ekologicheskij kodeks Respubliki Kazahstan]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400>
- [3]. Kalybai A, (2021) Combustion and plasma chemistry 19:223-235. (In Russian). <https://doi.org/10.18321/cpc460>
- [4]. Tyo A, Jazykbayeva B, Ten T, Kogay G, Spanova B (2019) Entrep. Sustain. Issues 7:1514-1524. [http://doi.org/10.9770/jesi.2019.7.2\(50\)](http://doi.org/10.9770/jesi.2019.7.2(50))
- [5]. Decree of the President of the Republic of Kazakhstan No. 121, February 2 (2023) On approval of the Strategy for achieving Carbon Neutrality of the Republic of Kazakhstan until 2060 [Ob utverzhdenii Strategii dostizheniya uglerodnoj nejtral'nosti Respubliki Kazahstan do 2060 goda]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121>
- [6]. Ergazieva G, Dosumov K, Makaev N, Anisova M, Mambetov M, Khudaibergenov N, Serkebaev B, Kabylbek A, Akkazin E (2023) Combustion and plasma chemistry 21:29-43. (In Russian). [https://doi.org/10.18321/cpc21\(1\)29-43](https://doi.org/10.18321/cpc21(1)29-43)
- [7]. Imash A, Kaidar B, Zhumataev E, Smagulova I G (2021) Combustion and plasma chemistry 19:327-338. (In Russian). <https://doi.org/10.18321/cpc471>
- [8]. Kalmykov DE, Malikova A (2017) Driven into Coal. Overview of Coal Mining and Coal Power Generation in Kazakhstan. Status and Prospects [Zagnannye v ugol' obzor ugledobycha i ugol'naya energogeneraciya v Kazahstane. sostoyanie i perspektivy] Karagandy, Kazakhstan P.7. (In Russian).
- [9]. Research group (2022) Market Overview coal of Kazakhstan [Obzor rynka uglya Kazahstana] Moscow, Russia P.8. (In Russian).
- [10]. Zholdayakova S, Abuov Y, Zhakupov D, Suleimenova B, Kim A (2022) Ecoster 1344:1-20. <https://doi.org/10.56506/IWLU3832%0A>
- [11]. Social report of Bogatyr Komir LLP 2022 [Social'nyj otchet TOO Bogatyr' Komir 2022] (In Russian).
- [12]. Order of the Minister of Ecology, Geology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan No. 525, July 11 (2022) On the approval of the national carbon quota plan [Ob utverzhdenii nacional'nogo plana uglerodnyh kvot]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200028798>.
- [13]. On approval of Methods for calculating greenhouse gas emissions and uptake [On approval of Methods for calculating greenhouse gas emissions and uptake] <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2300031735>
- [14]. GHG Protocol. Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard. Category 3: Fuel- and Energy-Related Activities Not Included in Scope 1 or Scope 2. WRI, WBCSD 2013.
- [15]. Ministry of Industry and Construction of the Republic of Kazakhstan, 21 Feb. (2024) Information on coal mining [Informaciya po dobyche kamennogo uglya]. <https://www.gov.kz/memleket/entities/mps/press/news/details/710870?lang=ru>. (In Russian)
- [16]. Order of the Minister of Investment and Development of the Republic of Kazakhstan No. 394, March 31 (2015) On approval of Energy Consumption standards [Ob utverzhdenii normativov energopotrebleniya]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500011319>
- [17]. Order of the Acting Minister of Ecology, Geology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan No. 260, July 19 (2021) On approval of the list of benchmarks in regulated sectors of the economy [Ob utverzhdenii perechnya benchmarkov v reguliruemyh sektorah ekonomiki]. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2100023621>
- [18]. Electric power transmission and distribution losses. IEA Statistics 2018.
- [19]. Ministry of Industry and Construction of the Republic of Kazakhstan, 24 Jun. (2022) Information on companies in the mining sector [Information on companies in the mining sector]. <https://www.gov.kz/memleket/entities/comprom/press/article/details/89067?lang=ru>. (In Russian)
- [20]. ISO 14067: Greenhouse gases - carbon footprint of products - requirements and guidelines for quantification. IDT 2018.

Қазақстан Республикасындағы электр энергиясының өмірлік циклін бағалау шеңберінде көміртегі ізін анықтау

К.Г. Муратова^{1*}, Б.А. Капсаламов¹, М.Т. Кожиков¹

¹Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Сәтбаев к-сі, 2, Астана, Қазақстан

АНДАТПА

Қоршаған ортада парниктік газдар шығарындыларынан туындаған жаһандық жылыну Қазақстан Республикасының белгіленген базалық

көрсеткіштермен салыстырғанда жердің атмосфералық қабатына шығарындыларды тиісті деңгейде азайту жөніндегі халықаралық міндеттемелерді қабылдауына ықпал етті. Энергетика саласы қоршаған ортаға, оның ішінде климаттың өзгеруіне антропогендік әсер етудің негізгі факторларының бірі болып табылады. Сонымен қатар, бүгінгі таңда Қазақстан Республикасында энергетикалық объектілердің қуаттылығы парниктік газдардың шығарындылары жоғары деңгейде болатын көмірмен жұмыс істейтін станцияларды пайдаланумен анықталады. Бұл мақалада электр энергиясын өндірудің ұлттық жүйесінің көміртегі ізі, атап айтқанда бүкіл өмірлік циклдің ең маңызды процестерін қамтитын шектерде парниктік газдар шығарындылары бағаланды. Осы зерттеу ҚР нормативтік құжаттары мен халықаралық әдіснамалар шеңберінде әдіснамалық нұсқауларды қолдануға негізделген өнімнің көміртегі ізін бағалау тәсілі ұсынылды, сондай-ақ электр энергиясының өмірлік циклі кезеңдері бөлінісінде парниктік газдар шығарындыларының нәтижелерін салыстыру жүргізілді. Климаттың өзгеруіне әсер ету шегінде электр энергиясының өмірлік циклінің үлесіне бағалау берілген.

Determination of the carbon footprint in the framework of the assessment of the life cycle of electric energy in the Republic of Kazakhstan

K.G. Muratova^{1*}, B.A. Kapsalyamov¹, M.T. Kozhikov¹

¹L.N. Gumilyov Eurasian national university, Satpayev str., 2, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Global warming caused by greenhouse gas emissions into the environment has contributed to the adoption by the Republic of Kazakhstan of international commitments to reduce emissions released into the atmospheric layer of the earth at an appropriate level in comparison with the specified baseline indicators. The energy sector is one of the main factors of anthropogenic impact on the environment, including climate change. At the same time, today in the Republic of Kazakhstan, the capacity of energy facilities is due to the use of coal-fired power plants, whose greenhouse gas emissions are within high limits. This article provides an assessment of the carbon footprint of the national electric power generation system, namely, greenhouse gas emissions within the limits covering the most significant processes of the entire life cycle. Within the framework of this study, an approach to estimating the carbon footprint of products is proposed, due to the use of methodological guidelines within the framework of regulatory documents of the Republic of Kazakhstan and international methodologies, and a comparison of the results of greenhouse gas emissions in the context of the stages of the life cycle of electric energy is also carried out. An assessment of the contribution of the life cycle of electric energy within the influence on climate change is given.