

ВЫБОР ИНВЕСТИЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ С УЧЕТОМ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ CO₂

Акинфиев В.К.

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН

Россия, г. Москва ул. Профсоюзная д.65

akinf.valery@yandex.ru

Аннотация: Планирование развития генерации электроэнергии представляет собой сложную проблему принятия решений, особенно на олигополистическом рынке, на котором ряд генерирующих компаний конкурируют между собой. В работе рассмотрены некоторые задачи выбора стратегического поведения генерирующих компаний в условиях энергоперехода, в частности, с учётом влияния механизмов стимулирования сокращения выбросов CO₂. Используемый подход основан на сведениях взаимосвязанных задач оптимизации различных агентов электроэнергетического рынка к моделям комплементарности, позволяющим осуществлять поиск решения на основе рыночного равновесия.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, выбор инвестиций, модели комплементарности.

Введение

Процесс либерализация рынков электрической энергии, который проводили многие страны, включая Россию, начиная с 90-х годов прошлого века, привел к образованию локальных рынков электроэнергии, где производители электроэнергии (генерирующие компании) взаимодействуют с потребителями на основе рыночных механизмов, в том числе в области ценообразования. Эти механизмы стимулируют участников рынка к изменениям стратегии поведения, генерирующие компании – инвестировать в развитие более экономичных технологий генерации, потребителей – к энергосбережению.

С начала 2000-х годов на эти изменения наложились также процессы, связанные с «климатической повесткой», которая предусматривает постепенное сокращение выбросов парниковых газов (CO₂) при производстве электроэнергии. Эти процессы являются частью глобальной политики в области декарбонизации мировой экономики, которая получила название «энергоперехода». Для реализации этих целей во многих странах были разработаны меры по «углеродному» регулированию производства электроэнергии, которые были направлены на стимулирование компаний инвестировать в технологии генерации с малыми удельными выбросами парниковых газов. Это привело к бурному развитию генерации с использованием возобновляемых источников энергии ВЭИ (использования ветра, солнечной энергии, биотоплива и малой гидроэнергетики).

Во многих странах (США, ЕС, Китай) в последние годы на государственном уровне приняты так называемые «стандарты портфеля ВИЭ» (Renewable portfolio standards (RPS)), в которых представлены правила взаимодействия, налоговые меры, а также механизмы поддержки и стимулирования участников рынка с целью сокращения выбросов парниковых газов. Было предложено несколько механизмов этой политики – система торговли разрешениями на выбросы CO₂, квотирования выбросов CO₂ и торговли этими квотами, механизмы взимания «углеродного» налога, а также механизмы торговли «зелеными» сертификатами (сертификатами происхождения электроэнергии). Вопросам анализа механизмов стимулирования сокращения выбросов CO₂ в электроэнергетике с использованием математических моделей посвящены многочисленные публикации [1-5].

Заметим, что введение «углеродного» регулирования во многом меняет показатели оценки и направления инвестиций в развитие генерирующих компаний и заставляет их искать пути сокращения дополнительной финансовой нагрузки, связанной с внедрением «углеродного» регулирования, за счет внедрения новых технологий.

В этих условиях решения по развитию генерирующих мощностей принимаются частными компаниями (агентами), стремящимися максимизировать свои экономические выгоды. На их инвестиционные решения влияют структура рынка, механизмы его функционирования и действующая политика государства. Нас будет интересовать, в первую очередь, выбор направлений этих инвестиций, включая инвестиции в развитие ВИЭ генерации и влияние на них механизмов «углеродного» регулирования, в частности платы за выбросы.

Планирование расширения генерации представляет собой сложную проблему принятия решений, особенно на олигополистическом рынке электроэнергии, на котором ряд стратегических (ценообразующих) производителей конкурируют между собой. На таком рынке каждый

производитель принимает собственные стратегические решения с учетом возможных действий со стороны конкурентов и влияния этих решений на цену электроэнергии на рынке. Это побуждает рассматривать данную проблему в рамках моделей, имеющих теоретико-игровую структуру.

Изучение моделей конкурентной экономики потребовало развитие ряда подходов и численных методов поиска стратегий их устойчивого функционирования, в том числе дальнейшего развития идей комплементарности применительно к моделям оптимизации [6-8]. Модели комплементарности используются для поиска условий равновесия, поскольку они дают возможность рассматривать одновременно задачи оптимизации нескольких взаимодействующих игроков. Различные предположения о конкурентном поведении или типах взаимодействий игроков приводят к разным модельным структурам. Таким образом, модели комплементарности достаточно универсальны и могут охватывать многие аспекты теории игр, оптимизации и экономики.

Следует отметить, что данный подход к решению задач поиска рыночного равновесия в задаче выбора стратегического поведения компаний оказался весьма плодотворным и породил разработку разнообразных методов и их применение к решению ряда прикладных задач, в том числе для моделирования либерализованных рынков электроэнергии, глобальных рынков нефти, природного газа, металлургического угля и др. [8-13]. Наш вклад в это направление исследований состоит в учете особенностей задач в условиях введения мер по «углеродному» регулированию отрасли, в частности, платы за разрешения на выбросы CO₂.

1 Модель

Рассмотрим задачи агентов двух типов: генерирующие компании и потребители электроэнергии. Каждый агент принимает решение с учетом спроса на электроэнергию и ее предложения на рынке, которые максимизирует их целевые функции. Данный подход основан на явном описании поведения различных агентов, каждый из которых сталкивается со своей проблемой оптимизации (генерирующие компании стремятся максимизировать свою прибыль, а потребители стремятся максимизировать излишек потребителя (CS)).

Пусть на рынке электроэнергии присутствуют нескольких генерирующих компаний ($i=1, N$). Чтобы упростить задачу, предположим, что каждая генерирующая компания i имеет возможность инвестировать в увеличение генерирующих мощностей одного вида технологии. Пусть y_i - искомый прирост мощности генерации компания i , k_i - необходимые инвестиции в прирост на единицу мощности, cap_i - начальная мощность и $C_{i,t}$ - удельная стоимость генерации компании i по данной технологии на каждом временном шаге t (имеющем продолжительность Δ_t) прогнозного периода T .

Мощность генерации компании i ($cap_i + y_i$) может быть использована на каждом временном шаге t для выработки и продажи электроэнергии в количестве $x_{i,t}$. Выработанная электроэнергия может быть продана на рынке по цене p_t . Заметим, что p_t заранее неизвестна и определяется рыночным равновесием между предложением и спросом на электроэнергию. Поведение потребителей электроэнергии в каждый период времени t определяется обратной функцией спроса $f_t^{-1}(q_t)$. Эта функция задает связь между количеством потребленной электроэнергии q_t и ценой, которая устраивает потребителя.

Проблема состоит в поиске переменных y_i и $x_{i,t}$, соответствующих условиям равновесия.

В этом случае каждая генерирующая компания i решает задачу выбора инвестиционных и операционных решений, которые максимизируют ее суммарный денежный поток за T периодов с учетом ограничений.

$$\max_{y_i, x_{i,t}} \sum_{t=1}^T ((p_t x_{i,t} \Delta_t - C_{i,t} x_{i,t} \Delta_t) - k_i y_i) \quad (1)$$

$$cap_i + y_i - x_{i,t} \geq 0 \quad (\gamma_{i,t}) \quad \forall t \quad (2)$$

$$x_{i,t} \geq 0 \quad (\beta_{i,t}) \quad \forall t \quad (3)$$

$$y_i \geq 0 \quad (\alpha_i) \quad \forall t \quad (4)$$

Следует отметить, что цена p_t зависит от решений всех агентов рынка и, следовательно, является эндогенной переменной задачи (1)-(4). В рамках оптимизации каждой генерирующей компании цена считается параметром, который не зависит от ее собственных решений и определяется в результате поиска совместного равновесного решения всех генерирующих компаний и потребителей.

Рыночный спрос на электроэнергию определяют потребители, которые стремятся максимизировать свой потребительский излишек. Их задача оптимизации выглядит следующим образом:

$$\max_{q_t} \sum_t \left(\int_0^{q_t} f_t^{-1}(q'_t) dq'_t \Delta_t \right) - \sum_t p_t q_t \Delta_t \quad (5)$$

$$q_t \geq 0 \quad \forall t \quad (6)$$

Наконец, при поиске равновесного решения необходимо учитывать ограничения, которые связывают искомые переменные сформулированных задач оптимизации агентов рынка и обеспечивают динамический баланс между спросом и предложением, и поэтому их называют ограничениями клиринга рынка (7).

$$\sum_i x_{i,t} \Delta_t = q_t \Delta_t \quad \forall t \quad (7)$$

Рассмотрим далее модификацию задачи (1)-(7), в которой будут учитываться дополнительные издержки, связанные с действием законодательства по «углеродному» регулированию, а также возможность компаний инвестировать в развитие различных типов технологий, позволяющих уменьшить эти издержки. Решение данной задачи позволяет анализировать инвестиционное поведение генерирующих компаний для различных вариантов стоимости разрешений на выбросы CO₂.

Каждая технология генерации характеризуется своими удельными издержками производства электроэнергии $C_{i,t}$ и уровнем удельных выбросов CO₂. Пусть E_i -углеродоемкость генерации компании i , (тонн CO₂ на МВт-ч). Пусть R_t - стоимость разрешений на выбросы одной тонны CO₂. Тогда плата за выбросы для компании, использующей традиционную технологию генерации в период t равна $x_{i,t} E_i R_t$. Тогда текущие затраты на генерацию, в отличие от (1) будут выше и равны $x_{i,t} (C_{i,t} \Delta_t + E_i R_t)$.

В этом случае генерирующие компании заинтересованы в выборе стратегии инвестиций в развитие компании, которая направлена на сокращение платы за выбросы. Мы будем рассматривать два основных варианта стратегии.

Компании принимают решение увеличивать свою мощность генерации только за счет инвестиций в ВИЭ генерацию, что позволяет уменьшить углеродоемкость генерации компании E_i и сократить удельные издержки. Искомая переменная y_i^{RES} - прирост мощности компании в ВИЭ генерацию. Инвестиции равны $I_i^{RES} = k_i^{RES} y_i^{RES}$, где k_i^{RES} - удельные инвестиции в прирост мощности. Начальная мощность ВИЭ генерацию компании - cap_i^{RES} . При этом заданная углеродоемкость генерации компании E_i используется для определения платы за выбросы CO₂ только для объемов продажи электроэнергии, полученной с помощью традиционной технологии генерации $x_{i,t}$. Предполагается, что производство и продажа электроэнергии из ВИЭ ($x_{i,t}^{RES}$) не облагается платой за выбросы (углеродоемкость равна нулю)

Компании инвестируют в технологии улавливания углерода и его утилизацию (carbon capture and storage, CCS), что позволяет также существенно уменьшить выбросы CO₂ при сохранении мощности генерации компания и ее технологии. Искомая переменная y_i^{CCS} ($0 \leq y_i^{CCS} \leq 1$) – задает сокращение (в долях) показателя углеродоемкости генерации компании E_i . Инвестиции равны $I_i^{CCS} = k_i^{CCS} y_i^{CCS}$, где k_i^{CCS} - удельные инвестиции в сокращение E_i .

И, наконец, компании могут использовать смешанную стратегию, которая включает одновременно первую и вторую стратегии. В этом случае, также как и ранее, каждая генерирующая компания i сталкивается с проблемой определения инвестиционных и операционных решений, которые максимизируют ее суммарный денежный поток за T периодов (8) с учетом ограничений (9)-(14).

$$\begin{aligned} & \max_{y_i^{RES}, y_i^{CCS}, x_{i,t}, x_{i,t}^{RES}} \sum_{t=1}^T ((x_{i,t} + x_{i,t}^{RES}) p_t \Delta_t) - (k_i^{RES} y_i^{RES} + k_i^{CCS} y_i^{CCS}) - \\ & \sum_{t=1}^T (x_{i,t}^{RES} C_{i,t}^{RES} + x_{i,t} (C_{i,t} + E_i (1 - y_i^{CCS}) R_t)) \Delta_t \end{aligned} \quad (8)$$

$$cap_i - x_{i,t} \geq 0 \quad (\gamma_{i,t}) \quad \forall t \quad (9)$$

$$cap_i^{RES} + y_i^{RES} - x_{i,t}^{RES} \geq 0 \quad (\beta_{i,t}) \quad \forall t \quad (10)$$

$$y_i^{RES} \geq 0 \quad (11)$$

$$0 \leq y_i^{CCS} \leq 1 \quad (12)$$

$$x_{i,t} \geq 0 \quad \forall t \quad (13)$$

$$x_{i,t}^{RES} \geq 0 \quad \forall t \quad (14)$$

Искомые переменные - y_i^{RES} , y_i^{CCS} , $x_{i,t}$, $x_{i,t}^{RES}$. Неравенства (9) и (10) задают связь между уровнем производства электроэнергии и установленной мощностью генерации компании с учетом ее развития. Неравенства (11)-(14) накладывают ограничение на пределы изменения искомых переменных и на их неотрицательность. При этом задача оптимизации потребителей электроэнергии (5)-(6) и условия клиринга рынка (7) не меняются.

Для поиска общего решения сформулированных задач оптимизации (1)-(7) и (8)-(14) для различных агентов мы используем метод сведения их к смешенной задаче дополнителности (МСП). Метод был описан, например, в [6, 13]. В следующем разделе приводятся результаты использования этой методики для задачи (1)-(7).

2 Сведение к задаче МСП

Рассмотрим теоретико-игровую структуру, в которой все игроки $i=1, N$ стремятся одновременно максимизировать свои целевые функции, решая задачи оптимизации (1)-(7). Обратите внимание, что эти задачи взаимосвязаны, поскольку выбор стратегии каждым игроком x_i влияет на целевые функции других игроков $f_i(x)$. В этом случае равновесие Нэша определяется как набор стратегий x_i , гарантирующих, что ни один игрок не сможет улучшить свою целевую функцию, изменив свою стратегию в одностороннем порядке. Следовательно, равновесие Нэша можно идентифицировать как совместное решение систем (1)-(7) для всех игроков одновременно. Общая схема решения для N игроков применительно к задаче (1)-(7) приведена на рис. 1.

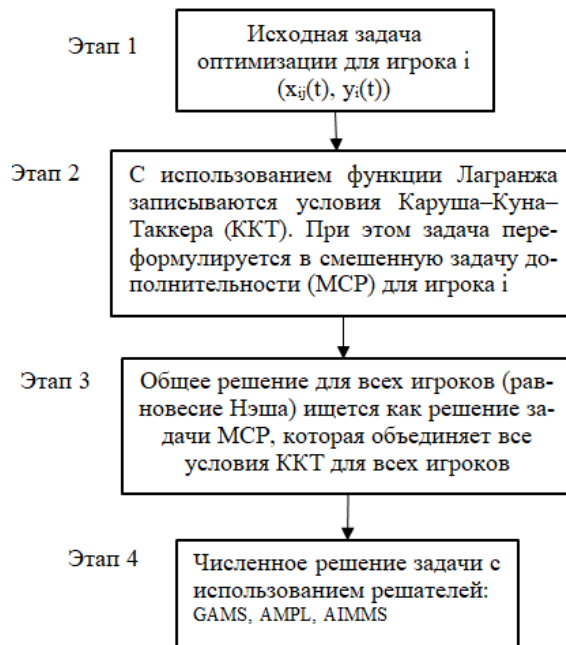


Рис. 1. Общая схема решения

Заметим, что задача (1)-(7) для каждого игрока (компании) $i=1, N$ представляет собой квадратичную задачу оптимизации. Задача (1)-(7) удовлетворяет стандартным условиям регулярности [19] и, в этом случае, условия ККТ являются необходимыми и достаточными условиями оптимальности, так что решение системы уравнений и неравенств, полученной из условий

ККТ, эквивалентно решению исходной системы оптимизационных задач (1)–(7) для всех игроков.

В данном разделе мы подробно рассмотрим способ сведения задач (1)-(7) к смешенной задаче дополнителности (МСП). Чтобы получить формулировку МСП, необходимо записать условия ККТ для каждой задачи оптимизации. Эти условия представляют собой систему уравнений и неравенств, которые являются необходимыми и достаточными условиями оптимального решения задач (9)-(15). Объединив условия ККТ для всех оптимизационных задач и добавив связывающие ограничения получим формулировку задачи МСП.

Определим условия ККТ для задачи оптимизации (1)-(4).

Этап 1. Запишем функцию Лагранжа:

$$L_{x_i, y_i} = \sum_{t=1}^T (p_t x_{i,t} \Delta_t - C_{i,t} x_{i,t} \Delta_t) - k_i y_i + \gamma_{i,t} (cap_i + y_i - x_{i,t}) + \beta_{i,t} x_{i,t} + \alpha_i y_i \quad (15)$$

Здесь $\gamma_{i,t}$, $\beta_{i,t}$ и α_i - двойственные переменные для ограничений (2)-(4) соответственно.

Этап 2. Продифференцируем L_{x_i, y_i} последовательно по $x_{i,t}$ и по y_i и приравняем полученные выражения нулю, получим:

$$p_t - C_{i,t} - \gamma_{i,t} + \beta_{i,t} = 0 \quad (16)$$

$$-k_i + \gamma_{i,t} + \alpha_i = 0 \quad (17)$$

Этап 3. Запишем условия ККТ (условия дополнительной нежесткости) для ограничений (2)-(4), получим:

$$0 \leq (cap_i + y_i) - x_{i,t} \perp \gamma_{i,t} \geq 0 \quad (18)$$

$$0 \leq x_{i,t} \perp \beta_{i,t} \geq 0 \quad (19)$$

$$0 \leq y_i \perp \alpha_i \geq 0 \quad (20)$$

Далее, выражения для $\beta_{i,t}$ и α_i , полученные из (16) и (17), подставим в (19) и (20), соответственно. Условия ККТ для задачи (1)-(4) будут иметь следующий вид:

$$0 \leq cap_i + y_i - x_{i,t} \perp \gamma_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (21)$$

$$0 \leq C_{i,t} \Delta_t - p_t \Delta_t + \gamma_{i,t} \perp x_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (22)$$

$$0 \leq k_i - \sum_t \gamma_{i,t} \perp y_i \geq 0 \quad \forall i \quad (23)$$

Условия ККТ для задачи оптимизации (5)-(6) и условия клиринга (7) имеют следующий вид:

$$0 \leq p_t - f_{dt}^{-1}(q_t) \perp q_t \geq 0 \quad \forall t \quad (24)$$

$$\sum_i x_{i,t} \Delta_t = q_t \Delta_t \quad \forall t \quad (25)$$

Неравенства (21)-(23) представляют условия ККТ для задачи оптимизации генерирующих компаний (1)-(4). Неравенство (24) - условие ККТ для задачи оптимизации потребителей (5)-(6), а уравнение (25) – условие связывания, которое обеспечивает динамический баланс между производством и потреблением электроэнергии. Из неравенства (22) следует, что генерирующая компания i принимает решение производить электроэнергию с использованием определенной технологии генерации если рыночная цена выше, чем стоимость производства электроэнергии по этой технологии. Если это не так, то генерирующая компания не будет производить электроэнергию. Кроме того, из уравнения (21) и уравнения (22) можно сделать вывод, что, если объем производства электроэнергии по определенной технологии меньше ее установленной мощности, то рыночная цена равна стоимости производства электроэнергии по этой технологии. Если же объем производства электроэнергии равен ее установленной мощности, то цена может быть выше, чем стоимость генерации электроэнергии, и генерирующие компании, использующие эту технологию, могут получать инфрамаржинальной ренту (двойственная переменная $\gamma_{i,t}$). Инфрамаржинальная рента (Inframarginal rent) – это разница между рыночной ценой определенного ресурса и минимальной ценой, при которой у владельца ресурса появилось бы желание выставить его на продажу, из-за низкого уровня альтернативных издержек по сравнению с другими владельцами.

Что касается инвестиций, мы можем видеть из уравнения (23), что генерирующая компания будет инвестировать в мощность определенной технологии только в том случае, если суммарная инфрамаржинальная рента, которая будет получена за период T , достаточна для покрытия инвестиционных затрат. Из уравнения (24) следует, что потребители электроэнергии увеличивают свой спрос до точки, в которой значение обратной функции спроса равна цене электроэнергии на рынке.

Чтобы решить исходную задачу (1)-(7) необходимо объединить все выписанные условия ККТ в одной задаче MCP (21)-(25). Ее решение может быть получено, например, с использованием пакета PATH Solver, входящего в систему моделирования GAMS [20]. Для решения задачи (16)-(22) условия ККТ записываются аналогично и в силу их громоздкости здесь не приводятся.

Решение задачи позволяет найти наилучшее сочетание вариантов развития генерирующих компаний с учетом поведения остальных участников рынка в условиях механизмов «углеродного» регулирования, которое постепенно вводится в развивающихся странах, в том числе и в России.

Заключение

В последние годы в развитых странах мира активно реализуется «зеленая» политика по увеличению производства электроэнергии из возобновляемых источников (ВИЭ). В ЕС к 2030 году выбросы CO₂ должны быть сокращены на 45% по сравнению с уровнем 2010 года, а к 2050 году предусмотрен переход к климатически нейтральному уровню выбросов. Для достижения этой цели ключевым фактором является трансформация технологий в области производства и потребления энергии.

В тоже время для стран с высоким значением углеродных выбросов (Россия входит в этот список) в ЕС планируется введение дискриминационных мер в виде трансграничного углеродного налогового регулирования. В этой связи необходима разработка мер, позволяющих российским компаниям-экспортерам сохранить конкурентное положение на мировых рынках. В настоящее время правительством РФ принимается ряд решений, которые направлены на минимизацию возможных потерь в экономике. В конце 2021 года начата подготовка плана действий по адаптации российской экономики к глобальному энергетическому переходу.

Функционирование электроэнергетического рынка в новых условиях ставит ряд важных научных проблем, связанных с анализом и оценкой эффективности стратегий развития генерирующих компаний с учетом рыночных механизмов стимулирования генерации с малыми выбросами CO₂.

Приведенные в данной работе результаты вносят вклад в это направление исследований и позволяют моделировать стратегии поведения участников рынка в зависимости от ставок разрешений на выбросы CO₂. В частности, анализировать инвестиционные стратегии компаний в различные технологии, позволяющие уменьшить затраты компаний, связанные с углеродным регулированием.

Литература

1. Schusser S., Jaraitè J. Explaining the interplay of three markets: green certificates, carbon emissions and electricity // *Energy Economics*. – 2018. – Т. 71. – P. 1-13.
2. Ying Z., Xin-gang Z., Zhen W. Demand side incentive under renewable portfolio standards: A system dynamics analysis // *Energy Policy*. – 2020. – Т. 144. – P. 111652.
3. Finjord F. et al. The impact of Norwegian-Swedish green certificate scheme on investment behavior: A wind energy case study // *Energy policy*. – 2018. – Т. 123. – P. 373-389.
4. Xin-gang Z. et al. Evolutionary game analysis on the behavior strategies of power producers in renewable portfolio standard // *Energy*. – 2018. – Т. 162. – P. 505-516.
5. Wang, G., Zhang, Q., Su, B., and Shen, B. Coordination of tradable carbon emission permits market and renewable electricity certificates market in China. // *Energy Economics*. – 2021. – 93, 105038.
6. Gabriel, S. A. and Leuthold, F. U. Solving discretely-constrained MPEC problems with applications in electric power markets. // *Energy Economics*. – 2010. –32(1). – P.3–14.
7. Conejo A. J. et al. Investment in electricity generation and transmission // Cham Zug, Switzerland: Springer International Publishing. – 2016. – P. 106.
8. Wogrin S. et al. Open versus closed loop capacity equilibria in electricity markets under perfect and oligopolistic competition // *Mathematical Programming*. - 2013. - Vol. 140(2). - P. 295-322.
9. Li, C., Conejo, A. J., Liu, P., et al. Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems. // *European Journal of Operational Research*, 2022. 297(3). – P. 1071-1082.
10. Akinfiyev V.K. Dynamic Capacity Expansion Problem in Competitive Markets // Proc. of the 12th Int. Conf. "Management of Large-Scale System Development" (MLSD). - Moscow: IEEE, 2019.
11. Akinfiyev V.K. Modeling and Estimating the Impact of the OPEC Agreement on Oil Production in Russia. // *Advances in Systems Science and Applications*, 2019, 19(3), 131-139.
12. Акинфиев В.К. Модели пространственного развития инфраструктурных систем // Управление большими системами. 2021. Выпуск 91. С. 96-119. [Akinfiyev V. K. Models of spatial development of infrastructure systems. // *Large-Scale Systems Control*. - Issue 91 - Moscow: ICS RAS. - P. 135-158. (In Russian)]
13. Ferris M., Munson T.S. Complementarity Problems in GAMS and the PATH Solver // *Journal of Economic Dynamics and Control*. - 2000. - Vol. 24, Iss. 2. - P. 165-188.