

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СЕТИ ГЕНЕРАЦИИ С УЧЕТОМ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ CO₂

В.К. Акинфиев

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН
Россия, 117997, Москва, Профсоюзная ул., 65
E-mail: akinf@ipu.ru

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

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, представлены результаты формализации и решения задачи для распределенной неоднородной сети генерации с учетом затрат на покупку разрешений на выбросы CO₂. В задаче рассматриваются три агента – генерирующие компании, сетевая компания и потребители электроэнергии. Рассмотрение неоднородной сети генерации позволяет моделировать различные эффекты, связанные с изменением поведения агентов в зависимости от цены разрешений на выбросы CO₂. Для решения задачи используется метод сведения ее к решению смешанной задачи дополненности (MCP), для которой имеются эффективные методы решения.

1. Введение

В работах [1-3] предложен подход к формализации и решению задач выбора стратегического поведения генерирующих компаний в условиях энергоперехода, в частности, с учётом влияния механизмов стимулирования сокращения выбросов CO₂. Используемый подход основан на сведении взаимосвязанных задач оптимизации различных агентов электроэнергетического рынка к моделям комплементарности, позволяющим осуществлять поиск решения на основе рыночного равновесия.

Данная работа развивает эти методы на класс задач моделирования распределенной неоднородной сети генерации с учетом затрат на покупку разрешений на выбросы CO₂. Рассматриваются три агента рынка – генерирующие компании, сетевая компания и потребители электроэнергии. Модель учитывает распределенный характер генерирующих мощностей компаний и потребителей, а также топологию линий электропередач. Для решения указанных задач используется метод сведения их к решению смешанной задачи дополненности (MCP), для которой имеются эффективные пакеты [4].

2. Постановка задачи

В отличие от моделей, рассмотренных в [1-3], здесь рассматривается более сложная задача, в которой учитывается топология узлов генерации и потребления и сети передачи электроэнергии между узлами. Причем сеть обладает неоднородностью. Предположим, что распределенная система генерации и потребления электроэнергии покрывает два региона, в которых, в частности, плата за выбросы может быть различна

и определяется местным законодательством «углеродного» регулирования. Для упрощения задачи в ней не будут рассматриваться вопросы инвестиций в развитие генерирующих мощностей и линий электропередач.

Мы рассматриваем задачу анализа и моделирования распределенной системы генерации и потребления электроэнергии, в которой моделируется поведение трех игроков: генерирующих компаний, потребителей электроэнергии и сетевой компании.

Используемые обозначения: $i \in I$ – множество генерирующих компаний, $n, m \in N$ – множество узлов сети, $l \in L$ – линии электропередач, соединяющие узлы и принадлежащие сетевой компании (рис. 1).

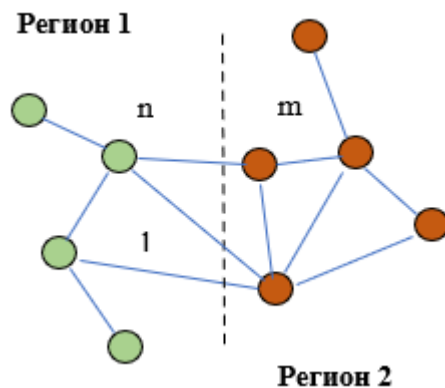


Рис 1. Граф системы генерации и потребления электроэнергии.

Каждая генерирующая компания владеет несколькими генерирующими мощностями (электростанциями), расположенными в разных узлах сети. Мощность генерации i -ой генерирующей компании в узле n равна $cap_{i,n}$ и считается фиксированной. В этих условиях компании принимают решение, как эксплуатировать принадлежащие им генерирующие мощности в течение каждого периода t .

Искомые переменные: $x_{i,n,t}$ – мощность, произведенная компанией i в узле n за период t и $s_{i,m,t}$ – мощность, проданная компанией i в узле m за период t .

Каждая генерирующая мощность характеризуется своими удельными издержками производства электроэнергии $C_{i,n}$ и уровнем удельных выбросов CO_2 , зависящих от используемой технологии генерации. Где $E_{i,n}$ – углеродоемкость генерации компании i в узле n . Пусть R_n – стоимость разрешений на выбросы CO_2 в узле n . Тогда плата за выбросы для компании в период равна $t \sum_{n=1}^N x_{i,n,t} E_{i,n} R_n$. Мы здесь предполагаем, что в разных узлах сети местные власти могут назначать различные стоимости разрешений на выбросы CO_2 . Рассмотрим для простоты случай, когда узлы сети делятся на два подмножества, в первом плата за выбросы одинакова и равна R , во втором равна нулю, то есть плата за выбросы CO_2 не взимается. Для этого вводится двоичный параметр B_n , равный 1, если узел n относится к первому подмножеству, и 0 в противном случае.

Целью каждой генерирующей компании является выбор переменных $x_{i,n,t}$ и $s_{i,m,t}$, которые максимизируют прибыль компании с учетом ограничений, связанных с фиксированной мощностью генерации, балансом электроэнергии в сети и не отрицательностью искомым переменных.

Потребители представлены обратной функцией спроса в каждом узле, которую можно рассматривать как результат решения их задач максимизации полезности:

$$(1) \quad P_{m,t} = a_{m,t} - b_{m,t} \sum_{i=1}^I s_{i,m,t}.$$

Здесь $\sum_{i=1}^I s_{i,m,t}$ – электроэнергия, продаваемая всеми компаниями в узле m , $a_{m,t}$ и $b_{m,t}$ заданные параметры, характеризующие функцию спроса потребителей в узле m .

Прибыль сетевой компании, которая является посредником в передаче электрической мощности между генерирующими компаниями и потребителями, обеспечивается за счет взимания платы за передачу электроэнергии по сети. В некотором смысле она решает задачу оптимального распределения и балансировки потоков электроэнергии с учетом ограничений на пропускную способность линии электропередач и балансами в узлах, которые определяются законами Кирхгофа. Как это принято в экономике энергосистемы, потоки на линиях моделируются с использованием модели нагрузки-распределения постоянного тока [5].

Далее мы рассмотрим два варианта этой задачи. В первом варианте моделируется поведение генерирующих компаний и потребителей электроэнергии. При этом тарифы для генерирующих компаний на передачу электроэнергии по сети считаются заданными и их затраты на передачу электроэнергии потребителям зависят только от выбора решений самих генерирующих компаний. Второй вариант задачи учитывает рыночное взаимодействие генерирующих компаний и компании, которая является оператором сети (сетевая компания). Предполагается, что тарифы на передачу электроэнергии по сети также являются результатом рыночного равновесия и зависят от совместного решения задач оптимизации генерирующих компаний и сетевой компании.

Как и ранее, задача MCP задается набором уравнений, представляющих условия ККТ для соответствующих вариантов задач оптимизации агентов рынка, а также условия рыночного клиринга. Далее подробно описываются задачи оптимизации генерирующих компаний.

3. Задача оптимизации генерирующей компании

Задача оптимизации генерирующей компании i задается формулами (2)-(5). В частности, компания стремится максимизировать суммарную прибыль за T периодов (2), с учетом ограничений на максимальную мощность (3), энергетического баланса в узлах сети (4) и не отрицательности продаж и генерации (5). Прибыль определяется как разница между выручкой от продаж и себестоимостью производства. Выручка от продаж в узле m в каждый период времени t определяется как количество проданной электроэнергии ($s_{i,m,t}$) умноженное на цену электроэнергии в узле m , заданную в (1).

Стоимость генерации в каждом периоде t определяется количеством произведенной электроэнергии, $x_{i,n,t}$, умноженным на удельную стоимость генерации $C_{i,n}$. В (2) учитываются также затраты компании на покупку разрешений на выбросы CO2 в каждом узле n , которые зависят от топологии сети и плата за передачу электроэнергии по сети. Она рассчитывается на основе передачи мощности от узла n к узлу m через произвольный узел, который функционирует как концентратор. В данной постановке задачи используется следующий механизм взаимных расчетов: сетевая компания платит комиссию $\tau_{n,t}$ генерирующей компании за передачу электроэнергии от узла n к концентратору и взимает с генерирующей компании комиссию $\tau_{m,t}$ за передачу мощности от концентратора к узлу m [6]. Таким образом, фактическая стоимость передачи единицы мощности от узла n к узлу m для генерирующей компании i определяется как $\tau_{m,t} - \tau_{n,t}$, предполагается, что $\tau_{m,t} \geq \tau_{n,t}$. Здесь тарифы $\tau_{n,t}$ и $\tau_{m,t}$ фиксированы и размер сетевой компании за передачу мощности зависит только от выбора искомым переменных генерирующей компании. Нужно упростить ситуацию. $\tau_{n,m,t}$ – тариф за передачу электроэнергии между узлами.

(2)

$$\max_{x_{i,n,t}, s_{i,m,t}} \sum_{t=1}^T \Delta t \left(\sum_{m=1}^N [(a_{m,t} - b_{m,t} \sum_{i=1}^I s_{i,m,t}) - \tau_{n,m,t}] s_{i,m,t} - \sum_{n=1}^N C_{i,n} x_{i,n,t} - \sum_{n=1}^N B_n x_{i,n,t} E_{i,n} R \right).$$

При ограничениях:

$$(3) \quad cap_{i,n} - x_{i,n,t} \geq 0 \quad (\lambda_{i,n,t}) \quad \forall n, t,$$

$$(4) \quad \sum_{n=1}^N x_{i,n,t} - \sum_{m=1}^N s_{i,m,t} = 0 \quad (\theta_{i,t}) \quad \forall t,$$

$$(5) \quad x_{i,n,t} \geq 0, \quad s_{i,m,t} \geq 0 \quad \forall n, t.$$

Здесь $\lambda_{i,n,t}$ и $\theta_{i,t}$ – двойственные переменные для ограничений (4) и (5).

Используя описанную ранее методику [1-3], получим условия ККТ для сформулированной задачи оптимизации генерирующей компании i . Соответствующая задача МСР включает уравнения и неравенства (6)-(9), из которых (6)-(8) являются условиями дополнительной нежесткости. В частности, неравенство (6) утверждает, что если продажи равны нулю, то доход от продаж меньше, чем затраты на производство электроэнергии.

Заметим, что некоторые двойственные переменные в задаче оптимизации, с экономической точки зрения, могут интерпретироваться как некоторые предельные цены, которые называются теневыми. Если рыночная цена на продукцию выше теневой цены, то компании выгодно производить продукт и наоборот, если ниже, то не выгодно и производство продукта будет равно нулю.

Уравнение (7) утверждает, что если генерация равна нулю, то доход генерирующей компании при производстве электроэнергии меньше стоимости генерации, здесь $\lambda_{i,n,t}$ – теневые цены генерации при максимальной мощности $cap_{i,n}$. Наконец, в (8), если $\lambda_{i,n,t}$ при максимальной мощности $cap_{i,n}$ равна нулю, то производство электроэнергии должно быть меньше, чем $cap_{i,n}$.

$$(6) \quad 0 \leq s_{i,m,t} \perp (\Delta_t(a_{m,t} - b_{m,t} \sum_{i=1}^I s_{i,m,t} - \tau_{n,m,t}) - \theta_{i,t}) \leq 0 \quad \forall i, m, t,$$

$$(7) \quad 0 \leq x_{i,n,t} \perp (\Delta_t(-C_{i,n} - B_n E_{i,n} R) - \lambda_{i,n,t} + \theta_{i,t}) \leq 0 \quad \forall i, n, t,$$

$$(8) \quad 0 \leq \lambda_{i,n,t} \perp (x_{i,n,t} - cap_{i,n}) \leq 0 \quad \forall i, n, t,$$

$$(9) \quad \sum_{n=1}^N x_{i,n,t} - \sum_{n=1}^N s_{i,n,t} = 0 \quad \forall i, t.$$

Далее рассмотрено совместное решение задач оптимизации генерирующих компаний и сетевой компании (соответствующие формулировки здесь не приводятся). Задача МСР для этого случая представляет собой систему уравнений и блоков переменных. Решением задачи МСР является набор цен, объемов генерации и потребления, потоков мощности по сети, возникающий в результате выполнения условий ККТ. Все участники рынка максимизируют свою прибыль при условии клиринга рынка электроэнергии. Это решение представляет собой равновесие Нэша, при котором ни один из игроков не имеет стимула изменять свои решения в одностороннем порядке [7].

4. 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.

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. Рассмотрение неоднородной сети генерации позволяет моделировать различные эффекты, связанные с изменением поведения генерирующих компаний в зависимости от цены разрешений на выбросы CO₂ в различных регионах. В частности, высокая цена разрешений на выбросы в некотором регионе увеличивает предельные затраты на генерацию и, соответственно, приводит к высокой цене на электроэнергию на этом локальном рынке. Это стимулирует производителей, расположенных в регионах с низкой или с нулевой ценой разрешений на выбросы, увеличивать производство электроэнергии с целью экспорта ее в регулируемую зону, тем самым вызывая «утечку углерода». Данный подход может быть использован для анализа механизмов введения трансграничного налога для сокращения эффекта «утечки углерода» в регионы с жестким углеродным регулированием.

Список литературы

1. Акинфиев В.К. Выбор инвестиционных решений электрогенерирующих компаний с учетом платы за выбросы CO₂ // Труды 15-й международной конференции «Управление развитием крупномасштабными системами (MLSD '2022)». М.: ИПУ РАН, 2022. С. 60-69.
2. Akinfiyev V.K., Dranko O.I. Modeling Investment Decisions to Increase Renewable Generation // IFAC-PapersOnLine. 2022. Vol. 55, No. 9. P. 59-63.
3. Akinfiyev V.K. Choice of Investment Decisions by Generating Companies, Taking into Account Payments for CO₂ Emissions // Proceedings of the 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA '23). Липецк, 2023. IEEE, 2023. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10349455>.
4. Ferris M., Munson T.S. Complementarity Problems in GAMS and the PATH Solver // Journal of Economic Dynamics and Control. 2000. Vol. 24, No. 2. P. 165-188.
5. Gabriel S.A., Conejo A.J., Fuller J.D., et al. Complementarity Modeling in Energy Markets // International Series in Operations Research & Management Science. 2012. P. 630-642
6. Conejo A. J. et al. Investment in electricity generation and transmission // Cham Zug, Switzerland: Springer. 2016. P. 106.
7. Gabriel S.A., Leuthold F.U. Solving discretely-constrained MPEC problems with applications in electric power markets // Energy Economics. 2010. Vol. 32, No. 1. P. 3-14.