

УДК 338.585.

Разработка методов управления физическими активами электросетевой компании на основе вероятностной имитации

В.И. Колибаба, А.А. Филатов
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: Основная проблема управления активами в энергетике состоит в необходимости эффективного распределения ограниченных ресурсов между отдельными активами. Эта проблема подробно рассматривается в трудах отечественных (В.Г. Китушин, А.Н. Назарычев, И.О. Волкова) и зарубежных (Дж. Вудхаус, Р. Масиэлло) ученых и практиков. На современном этапе универсальный подход к решению данной проблемы отсутствует. В связи с этим актуальна разработка такого подхода, который позволил бы решить проблему эффективного распределения ресурсов.

Материалы и методы: Используются методы вероятностной имитации, статистической обработки данных и компьютерного моделирования энергосистем.

Результаты: Предложена функция прогнозных затрат, представляющая собой многофакторную регрессионную зависимость затрат от числа прогнозных отказов конкретных физических активов, которая может использоваться для решения широкого спектра задач в рамках управления физическими активами. Разработана математическая модель, с помощью которой проведена апробация предлагаемых методов для разработки стратегии замены физических активов.

Выводы: Подтверждена практическая применимость предлагаемых методов для разработки стратегии замены физических активов.

Ключевые слова: электросетевые компании, управление активами, функция прогнозных затрат, вероятностная имитация, физические активы.

Implementing probabilistic simulation in development of power transmission and distribution companies' physical asset management methods

V.I. Kolibaba, A.A. Filatov
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Abstract

Background: This article deals with what may be called the fundamental problem of physical asset management in power industry: how to distribute limited resources between an enterprise's physical assets. The problem has been analyzed by Russian (V.G. Kitushin, A.N. Nazarychev, I.O. Volkova) and foreign (J. Woodhouse, R. Masiello) scientists and engineers. Nevertheless, a universal solution to this problem has not been found yet. The authors approach the problem using the estimated cost function calculated by means of computer modeling.

Materials and methods: methods of probabilistic simulation, statistical methods and power system computer modeling.

Results: An estimated cost function (future costs – asset ENF curve) represented as a multifactor linear regression function has been worked out. This function can be used for multiple purposes in the framework of physical asset management. The authors devised a mathematical model and used it to test methods offered for asset replacement strategy development.

Conclusion: The methods proposed for laying out the physical asset replacement strategy were proved to be feasible.

Key words: power transmission and distribution companies, asset management, estimated costs function, probabilistic simulation, physical assets.

DOI: 10.17588/2072-2672.2016.2.061-065

В настоящее время проблемы управления физическими активами в электроэнергетике, как зарубежной, так и отечественной, являются крайне насущными и актуальными. В России ситуация усугубляется системным экономическим кризисом и является особенно тяжелой для электросетевых компаний. В секторах генерации и сбыта предприятия могут учесть новые обстоятельства при формировании ценовых заявок на оптовом рынке, в то время как в пе-

редаче и распределении ценообразование является полностью регулируемым, что практически исключает резкое увеличение притока денежных средств, столь необходимое в современных условиях. Основную проблему управления физическими активами можно сформулировать следующим образом: оптимальное распределение ограниченных финансовых средств на ремонты, замены и техническое обслуживание оборудования с учетом его важно-

сти для эффективного функционирования электросетевой компании. Похожий подход находим, например, в [6, 7].

Определение относительной важности физических активов подразумевает учет топологии сети и показателей надежности энергоснабжения. Существующие программные продукты (Neplan Software, Gridlab-D) позволяют моделировать работу электросети и отдельных активов, но пока не решают проблему распределения финансовых средств. В связи с этим была разработана и реализована в visual Basic 6.0 новая модель, исходными данными для которой являются:

- реестр активов для рассматриваемого участка электросети;
- функции интенсивности отказов для каждого актива, применяемые в целях учета фактора срока службы физических активов;
- стоимость замены активов и различных видов ремонтных воздействий (послеаварийных и плановых ремонтов);
- топология участка сети, включающая сведения о взаимозависимости активов, виды

присоединенных потребителей и их характеристики;

- величина финансового ущерба в случае отключения потребителей (принимается равной 1,5 дол. за кВт·ч по текущему курсу ЦБ РФ, исходя из рекомендаций Справочника по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича).

Рассмотрим возможности применения данной модели для управления физическими активами на условном участке электрической сети, включающем 9 единиц оборудования. Топология сети подразумевает наличие одного актива, через который обеспечивается связь с магистральной сетью (актив № 5), четырех активов с присоединенной нагрузкой (№№ 1,2,6,9), а также наличие резервирования функций (активы №№ 3,4 дублируют функции друг друга и обеспечивают передачу энергии к активам №№ 1,2). Основные параметры активов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Реестр физических активов

№	Текущее состояние актива	Срок службы, лет	Параметры функции «интенсивность отказов»			Стоимость замены, млн руб.	Стоимость послеаварийного ремонта, млн руб.	Стоимость планового ремонта, млн руб.	Затраты на профилактическое ТО: визуальные инспекции	
			a	b	T _{крит} , лет				Текущие затраты на 1 мероприятие, тыс. руб.	Вероятность обнаружения опасного состояния
1	0	14	0,01	0,015	4	3	4	3	50	0,4
2	0	19	0,01	0,015	4	3	4	3	50	0,4
3	0	31	0,01	0,01	2,2	1,1	2,2	1,1	80	0,4
4	0	12	0,01	0,01	2,2	1,1	2,2	1,1	60	0,4
5	0	1	0,01	0,01	55	30	55	30	150	0,4
6	0	8	0,01	0,015	4	30	4	30	50	0,4
7	0	12	0,01	0,01	12	7,5	12	7,5	80	0,4
8	0	12	0,01	0,01	1,5	1,3	1,5	1,3	5	0,4
9	0	1	0,01	0,02	5,9	3	5,9	3	60	0,4

По разработанной модели и ее практическому применению необходимо сделать следующие пояснения:

1. Каждый физический актив, по аналогии с фундаментальными работами [1, 2], имеет 3 основных состояния: 0 – нормальное функционирование; 1 – наличие дефектов; 2 – отказ актива (аналогично [1]). Проводится симуляция работы энергосистемы сроком на любое заданное количество лет, для чего используются марковские процессы без памяти. Данный подход уже использовался в [8]. Вероятности перехода оцениваются с помощью функции интенсивности отказов. На момент начала симуляции в рассматриваемом примере все активы находятся в состоянии 0.

2. Модель, используемая в рассматриваемом примере, включает 10 возможных вариантов системы технического обслуживания для каждого конкретного актива (их парамет-

ры, равно как и временные горизонты планирования, могут быть изменены):

- ТО по времени с интервалом между ремонтными воздействиями, равным 6 мес.;
- ТО по времени с интервалом между ремонтными воздействиями, равным 1 году;
- ТО по времени с интервалом между ремонтными воздействиями, равным 2 годам;
- ТО по состоянию на основе внедрения системы удаленной диагностики;
- ТО по состоянию на основе визуальных инспекций с интервалом между инспекциями, равным 3 мес.;
- ТО по состоянию на основе визуальных инспекций с интервалом между инспекциями, равным 6 мес.;
- ТО по состоянию на основе визуальных инспекций с интервалом между инспекциями, равным 1 году;

- ТО по состоянию на основе визуальных инспекций с интервалом между инспекциями, равным 2 годам;

- ТО по факту выхода из строя с заменой актива после его отказа;

- ТО по факту выхода из строя с послеаварийным ремонтом актива после его отказа.

3. Послеаварийный и плановый ремонт переводят актив в состояние 0 (нормальное функционирование), но не меняют параметры функции интенсивности отказов.

4. Замена оборудования подразумевает приобретение нового актива с фактическим сроком службы, равным нулю, и с аналогичными параметрами функции интенсивности отказов.

5. Затраты на ремонты и замены активов в рассматриваемом примере являются условными, но отражают общие реальные тенденции, например, плановый ремонт обойдется дороже послеаварийного; для отдельных активов стоимость ремонта может превышать стоимость замены (на практике это может наблюдаться, например, для оборудования, выпуск которого прекращен).

6. ТО по состоянию на основе визуальных инспекций не обязательно приводит к обнаружению дефекта;

7. В схеме участка сети стрелками обозначены направления перетоков энергии.

Топология сети и исходные параметры физических активов выбраны таким образом, чтобы включить в рассмотрение наибольшее количество различных конфигураций активов и нагрузки. Так, например, функции активов №№ 3 и 4 дублируются, а через актив № 5 идет весь переток из магистральной сети, в случае его отказа произойдет отключение всех потребителей.

Работа с моделью подразумевает выбор системы технического обслуживания для каждого актива. Также любой из них можно заменить в начальный период времени. Результатом работы являются значения затрат на реализацию стратегии управления активами с учетом необходимости компенсации ущерба потребителям. Рассчитываются также основные показатели надежности энергоснабжения, такие как SAIDI, SAIFI, CAIDI, и их расширенные версии [4] за период вероятностной имитации, равный 5 годам.

Необходимо указать, что данная модель не служит заменой имеющихся на рынке коммерческих продуктов в плане расчета показателей надежности энергоснабжения (что было бы и невозможно), а является примером решения вопросов управления активами в условиях финансовых ограничений. Рассмотрим возможность применения данной модели для разработки стратегии замены активов. Для этого была выполнена следующая последовательность шагов:

1. Определены исходные параметры и топология рассматриваемого участка сети (см. выше).

2. Для каждого физического актива выбран вариант технического обслуживания № 10 (система ТО по факту выхода из строя с последующим внеплановым ремонтом). Это было сделано в целях обеспечения объективности расчета. Поскольку речь на данном этапе идет не об определении системы ТО, а о выборе приоритетов для замены оборудования, то все активы, таким образом, «поставлены» в одинаковые условия.

3. Проведено, согласно принципам, изложенным в [3], 100 имитационных экспериментов, в рамках которых симулировалась работа энергосистемы в течение 5 лет с шагом расчета, равным неделе. В случае необходимости количество экспериментов может быть увеличено.

4. С помощью многофакторной линейной регрессии (см. ниже) определены вклады индивидуальных активов в общие затраты компании, обслуживающей данный участок сети.

Следует остановиться подробнее на расчете многофакторной регрессии и необходимости ее применения. Нами была предложена и рассмотрена функция зависимости прогнозных затрат компаний от количества отказов каждого актива за период 5 лет:

$$FC = f(a_1, a_2, \dots, a_n), \quad (1)$$

где FC – прогнозные затраты; a_1, a_2 и пр. – количество отказов конкретного актива в течение 5 лет (целое неотрицательное число).

Для вывода функции использовался инструментальный Microsoft Excel («Пакет анализа данных», вкладка «Регрессия»). Рассчитываемая функция имеет следующий вид:

$$FC = k_0 + k_1 \times a_1 + \dots + k_n \times a_n, \quad (2)$$

где k_i – коэффициенты полученного уравнения многофакторной линейной регрессии.

Функция обладает набором интересных свойств, которые могут представлять теоретическую и практическую ценность.

5. При расчете функции по методу вероятностной имитации учитывается топология сети и наличие у физических активов резервирования. Так, например, отказ оборудования, функции которого дублируются, принесет меньший вклад в функцию, чем отказ актива без резервирования. Вероятностная имитация по методу Монте-Карло использовалась для расчета затрат в энергетике и ранее, например, в работе [5], но не сочеталась с регрессионными моделями, затраты рассматривались без привязки к отдельным активам.

6. Коэффициенты k в уравнении многофакторной линейной регрессии мало зависят от фактического срока службы активов, а яв-

ляются одним из индикаторов их важности для функционирования системы.

7. Полученные в результате имитации значения переменных $a_1 \dots a_n$ являются, наряду с функцией интенсивности отказов, наглядными показателями фактического состояния физических активов.

8. Функция может рассчитываться не только для небольших участков электросети, но и для энергосистемы в целом. Для этого следует предварительно рассчитать параметры отдельных участков, представить каждый участок, как один укрупненный актив, а затем объединить эти активы с учетом топологии сети.

9. Коэффициент k_0 отражает затраты на профилактическое ТО и плановые замены. В рассматриваемом примере он должен быть близок к нулю, так как профилактическое ТО в конкретный расчет не закладывалось.

Результаты вероятностной имитации и последующих расчетов представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты вероятностной имитации работы энергосистемы в течение 5 лет

№ актива	Значения коэффициентов $k_0 \dots k_9$	Фактические значения переменных $a_1 \dots a_9$ (количество отказов конкретного актива за 100 испытаний)	Параметр важности актива, $i_1 \dots i_9$, млн руб.
	$k_0 = 0$		
1	23 800 000	45	10,71
2	78 250 000	113	88,42
3	2 200 000	132	2,90
4	2 200 000	20	0,44
5	233 200 000	19	44,31
6	43 600 000	29	12,64
7	56 550 000	28	15,83
8	46 050 000	25	11,51
9	50 450 000	28	14,13

Среднее значение функции прогнозных затрат по итогам 100 имитационных экспериментов составило 172,485 млн руб. Наибольшее значение коэффициента k соответствует активу № 5 (точка присоединения к магистральной сети), а наименьшее – идентичным активам №№ 3, 4, резервирующим функции друг друга. Результаты расчетов позволяют определить вклад, который вносит актив в общее значение функции FC (2) по формуле

$$i_n = \frac{a_n \times k_n}{m}, \quad (3)$$

где i_n – искомый вклад; a_n – фактическое значение переменной (число отказов); k_n – значение коэффициента функции FC ; m – количество имитационных экспериментов.

Далее покажем, как результаты могут быть использованы на практике при разработке стратегии управления активами электросетевой компании. Технически рассчитать все возможные варианты стратегий в целях прямо-

го выбора оптимального варианта сложно даже при использовании современной компьютерной техники. В рассматриваемом основном примере их количество составляет 10^{18} . Более разумно выявить потенциально выгодные варианты в целях их последующей оценки в модели. Покажем также, как это может быть осуществлено на примере определения физических активов – «кандидатов» на замену.

Исходя из параметра важности, наибольший вклад в функцию прогнозных затрат вносят активы №№ 2, 5, притом по разным причинам. Актив № 5 выполняет критически важную функцию, а актив № 2 сильно изношен, и к тому же его отказ ведет к отключению потребителей. Сравним две величины: стоимость замены актива и его вклад в прогнозные затраты (параметр важности). В случае, если второе число больше, что имеет место для актива № 2, то необходимо рассмотреть вариант с заменой актива. В предложенной модели заменим актив № 2 на аналогичный с фактическим сроком службы, равным нулю, и повторно осуществим имитационное моделирование. Результаты представим в табл. 3.

Таблица 3. Результаты вероятностной имитации работы энергосистемы в течение 5 лет в случае замены актива № 2

№ актива	Значения коэффициентов $k_0 \dots k_9$	Фактические значения переменных $a_1 \dots a_9$ (количество отказов конкретного актива за 100 испытаний)	Параметр важности актива, $i_1 \dots i_9$, млн руб.
	$k_0 = 1\ 236\ 195$		
1	25 609 798	41	10,50
2	85 409 007	19	16,23
3	3 379 619	160	5,41
4	8 780 526	23	2,02
5	232 483 954	21	48,82
6	43 557 011	38	16,55
7	58 491 862	20	11,69
8	47 539 693	22	10,46
9	56 163 207	27	15,16

Среднее значение функции прогнозных затрат по итогам 100 имитационных экспериментов с учетом затрат на замену составило 108,478 млн руб., что на 40 % меньше, чем в случае отказа от замены актива № 2. В случае замены параметр важности актива № 2 также снизился, что свидетельствует о снижении его вклада в общие прогнозные затраты. Соответственно, замену актива осуществить выгодно. Кроме того, коэффициент k_0 более не равен нулю, так как затраты на замену компания несет в каждом из имитационных экспериментов.

Авторы модели не утверждают, что расчет является абсолютно и единственно верным с точностью до рубля (в табл. 1 и 2 имеются расхождения в числе отказов и параметрах важности активов, вызванные вероятност-

ным характером имитации). В случае анализа сложных систем, к которым относятся электросети, и применения методов регрессионного анализа это невозможно в принципе. С другой стороны, основная практическая задача системы управления физическими активами видится не в стопроцентной точности прогнозов, а в разработке обоснованной стратегии, подразумевающей принятие решения о выборе системы ТО и необходимости замены в отношении каждого конкретного актива. Рассматриваемый подход позволяет этого добиться, к тому же в наличии имеются профессиональные программные продукты, с помощью которых можно провести необходимое на предварительной стадии имитационное моделирование с учетом топологии сети.

Определение приоритетов для замены активов не является единственно возможной областью применения предлагаемой функции прогнозных затрат. Кроме этого, отметим следующие перспективные направления:

- определение системы технического обслуживания для каждого актива;
- обоснование ввода новых физических активов в целях резервирования имеющихся функций и повышения надежности системы в целом;
- расчет прогнозных значений показателей надежности энергосистемы (включая их расширенные версии, предложенные в [4]) и их сопоставление с затратами на осуществление стратегии управления физическими активами;
- поиск оптимального сочетания затрат и надежности энергоснабжения для энергосистемы в условиях ограничения финансовых ресурсов.

Заключение

В настоящее время существуют программные продукты, которые позволяют осуществлять имитационное моделирование работы электрических сетей и рассчитывать основные параметры: прогнозные затраты и показатели надежности. Для данных условий и разработана новая экономико-математическая модель.

Основная проблема управления физическими активами, таким образом, состоит не в моделировании, а в практической интерпретации и использовании его результатов.

Предложенная функция прогнозных затрат представляет собой многофакторную регрессионную зависимость затрат от числа прогнозных отказов конкретных физических активов. Проверка качества регрессии подтвердила, что все коэффициенты являются значимыми (имеют низкие стандартные ошибки, значения t -статистик больше, чем 3,5). Данная функция может использоваться для решения

широкого спектра задач в рамках управления физическими активами.

Подтверждена практическая применимость предлагаемых методов на примере разработки стратегии замены физических активов. Проведена компьютерная апробация используемой модели и полученной при ее использовании стратегии на участке сети, топология которого соответствует конфигурации электросетей, нередко встречающейся в реальности.

Список литературы

1. **Dy Liacco T.** The Adaptive Reliability Control System // Transactions on Power Apparatus and Systems / Institute of Electrical and Electronics Engineers. PAS-86. – 1967. – P. 517–531.
2. **Masiello R.** Reliability@Risk – a new paradigm for Assessing Reliability // Enterprise-wide risk management, KEMA Special Issue. – 2005. – P. 23–33.
3. **Ripley B.D.** Stochastic Simulation. – New York: Wiley and Sons, 1987. – P. 96–117.
4. **Avitzer A.** Survivability models for the assessment of smart grid distribution automation network designs // Proceedings of the 4th ACM/SPEC International Conference on Performance Engineering. – New York: ACM, 2013. – P. 241–252.
5. **Mazumdar M.** Monte Carlo stochastic simulation of electric power generation system production costs under time-dependent constraints // Electric Power Systems Research. – 1995. – Vol. 35, issue 2. – P. 101–108.
6. **Волкова И.О.** Эффективное управление производственными активами электросетевых компаний. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. – 2008. – 258 с
7. **Кобец Б.Б., Волкова И.О.** Управление активами электросетевых компаний: зарубежный опыт. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. – 125 с.
8. **Филатов А.А.** Оценка физических рисков электросетевых компаний с помощью Марковского моделирования // Вестник ИГЭУ. – 2007. – Вып. 1. – С. 26–29.

References

1. Dy Liacco, T. The Adaptive Reliability Control System. Transactions on Power Apparatus and Systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers. PAS-86, 1967, pp. 517–531.
2. Masiello, R. Reliability@Risk – a new paradigm for Assessing Reliability. Enterprise-wide risk management, KEMA Special Issue, Winter 2005, 2005, pp. 23–33.
3. Ripley, B.D. Stochastic Simulation. New York, Wiley and Sons, 1987, pp. 96–117.
4. Avitzer, A. Survivability models for the assessment of smart grid distribution automation network designs. Proceedings of the 4th ACM/SPEC International Conference on Performance Engineering. New York, ACM, 2013, pp. 241–252.
5. Mazumdar M. Monte Carlo stochastic simulation of electric power generation system production costs under time-dependent constraints. Electric Power Systems Research, 1995, vol. 35, issue 2, pp. 101–108.
6. Volkova, I.O. *Effektivnoe upravlenie proizvodstvennymi aktivami elektrosetevykh kompaniy* [Effective operational asset management in power transmission and distribution companies]. Saint-Petersburg, Izdatel'stvo Politekhnikeskogo universiteta, 2007. 258 p.
7. Kobets, B.B., Volkova, I.O. *Upravlenie aktivami elektrosetevykh kompaniy: zarubezhnyy opyt* [Operational asset management in power transmission and distribution companies: international practices]. Saint-Petersburg, Izdatel'stvo Politekhnikeskogo universiteta, 2007. 125 p.
8. Filatov, A.A. *Otsenka fizicheskikh riskov elektrosetevykh kompaniy s pomoshch'yu Markovskogo modelirovaniya* [Physical risk estimation in power transmission and distribution companies using Markov modeling]. *Vestnik IGEU*, 2007, issue 1, pp. 26–29.

Колибаба Владимир Иванович,
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой экономики и организации предприятия,
e-mail: kolibaba@eiop.ispu.ru

Филатов Алексей Александрович,
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат экономических наук, доцент кафедры экономики и организации предприятия,
e-mail: aleksey_filatoff@mail.ru