

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ СВЯЗИ УРАЛ – СИБИРЬ

Д.И. Близнюк, А.О. Плясунов, А.И. Хальясмаа

Рассматриваются вопросы, связанные с реализацией межсистемной связи Урал – Сибирь. Представлены возможные варианты для решения данной задачи на примере сравнения различных способов электропередачи связи Урал – Сибирь: трёхфазная линия электропередачи 1150 кВ, четырёхфазная линия электропередачи $750/\sqrt{3}$ кВ и линия электропередачи постоянного тока ± 750 кВ. Выполнено технико-экономическое сравнение рассматриваемых вариантов строительства линий электропередачи по укрупнённым показателям с учетом географических и климатических условий региона и даны рекомендации по их реализации. Также на основе представленного технико-экономического расчета произведен анализ использования четырёхфазной электрической сети высоких и сверхвысоких классов напряжения в конкретных частях существующей энергосистемы, что необходимо для принятия правильных инвестиционных решений (схемы развития объединенной энергосистемы и развития районных энергосистем) и проектных решений при возможном внедрении четырёхфазной электрической сети в Единую энергетическую систему России.

Ключевые слова: линии электропередачи, энергосистема, мощность, технико-экономическое сравнение.

Введение

Одной из тенденций развития энергетики России является рост объёмов транспорта энергоресурсов её азиатской части, в том числе канско-ачинских углей и гидроэнергетических ресурсов Ангары и Енисея. Объединённая энергетическая система (ОЭС) Сибири – одна из крупнейших в России. Главной чертой ОЭС Сибири является то, что при её установленной мощности 49,2 ГВт [1] почти половина всей энергии вырабатывается на ГЭС. Наличие в избытке сравнительно дешёвой энергии и потенциала для её увеличения позволяют судить об ОЭС Сибири как об особой ОЭС для формируемого федерального оптового рынка энергии и мощности.

Значительные ограничения имеются в настоящее время в транзитной электрической сети между ОЭС Сибири и ОЭС Урала. Установленная мощность последней достигает 47,6 ГВт. Почти вся энергия на Урале (95 %) вырабатывается на тепловых электростанциях. Оборудование, установленное в ОЭС Урала, характеризуется высокой степенью износа. Также Урал испытывает определённые трудности с поставками топлива. При этом себестоимость производства электроэнергии в ОЭС Сибири более чем в два раза меньше аналогичной величины для ОЭС Урала. Следовательно, наличие электрической связи с высокой пропускной способностью между ОЭС Урала и ОЭС Сибири способствовало бы увеличению экономической работы обеих ОЭС, а также повышению надёжности электроснабжения потребителей Урала.

Целью работы не является проработка подключения линии и выбор её трассы, поэтому в

экономических расчётах используется приближительная длина ЛЭП – 3000 км. Максимальная мощность передачи – 6000 МВт.

Постановка задачи и возможные пути решения

Сегодня в мире практически не используются длинные линии. Передача энергии на большие расстояния связана с такими проблемами, как повышенные потери электроэнергии, сложность учёта всех физических явлений, происходящих при передаче и т. д. Сейчас рассматриваются различные варианты организации дальних передач: традиционные трёхфазные электропередачи переменного тока, четырёх- и шестифазные электропередачи, электропередачи с управляемыми самокомпенсирующимися ВЛ, передачи на постоянном токе [2].

В случае связи Урал – Сибирь каждый из представленных вариантов будет обладать как преимуществами, так и недостатками, в связи с географическими и климатическими условиями региона строительства. Задачей работы является выбор оптимального варианта для данных условий варианта электропередачи из существующих на сегодня. Расчёт выполнен с учётом капиталовложений в ЛЭП и преобразователи, а также стоимости потерь электроэнергии.

Выбор вариантов электропередачи Урал – Сибирь производился по критерию пропускной способности, которая, согласно выбранным условиям, должна быть не менее 6000 МВт. Уделялось внимание соблюдению этого критерия как по условию термической стойкости проводов, так и по

условию статической устойчивости самой передачи. Этим определялся выбор класса напряжения и сечения проводов для каждого варианта.

Наиболее экономически выгодно использование традиционных трёхфазных электропередач на большие расстояния при полуволновой (3000 км) длине линии. Такие линии обладают повышенной пропускной способностью, положительно влияя на устойчивость параллельной работы энергосистем; сбалансированы по реактивной мощности в любых режимах, благодаря чему напряжения по концам такой линии всегда равны по модулю. Первым вариантом для экономического сопоставления выбирается линия полуволновой длины наиболее высоким (а значит, экономичным) напряжением 1150 кВ.

В [2, 3] показано, что четырёхфазные передачи обладают также хорошими техническими и экономическими показателями. В основе такой передачи лежит симметричная система токов с фазовым сдвигом 90° . Фазы на линии образуют две независимые симметричные двухфазные системы, в каждой из которых токи и напряжения находятся в противофазе, благодаря чему четырёхфазная ЛЭП обладает повышенной пропускной способностью. Капиталовложения в такую линию значительно не превышают капиталовложения в трёхфазную линию, так как четырёхфазная передача создаётся с использованием стандартного для трёхфазных передач оборудования, за исключением фазообразующего трансформатора. Для экономического сравнения выбрана четырёхфазная ЛЭП напряжением $750/\sqrt{3}$ кВ.

При передаче на постоянном токе используется меньшее количество проводников и потери в таких линиях меньше (из-за отсутствия индуктивных и емкостных явлений), что сокращает как капиталовложения в ЛЭП, так и издержки на потери в сравнении с трёхфазными ЛЭП. Но из-за высоких затрат в преобразователи применение ЛЭП постоянного тока для передачи энергии на небольшие расстояния не рассматривается. Однако их использование для дальних передач может быть экономически оправдано [4, 5]. Для экономического сравнения выбрана ЛЭП постоянного тока напряжением ± 750 кВ.

Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сопоставление вариантов произведено при помощи сравнения приведённых затрат. Результаты сравнения сведены в таблицу. Расчёт проводился на основе методики и данных из [6]. Капиталовложения вычислены в базисных ценах на 01.01.2000 г. и переведены в цены на I квартал 2014 г. с помощью коэффициента 3,92. Коэффициент экономической эффективности принят равным 0,2. Все линии электропередачи приняты со сталеалюминевыми проводами, на стальных опорах, одноцепные, промежуточные

опоры с оттяжками. Потери электроэнергии в ЛЭП и на трансформаторах (преобразователях) подстанций рассчитаны приблизительно согласно [4].

Трансформаторная мощность подстанций:

ПС 1150/500 кВ – $3 \times (3 \times 667) + 667$ МВА;

ПС 750/500/10 кВ – $4 \times 4 \times 417$ МВА;

ПС ± 750 кВ – 6000 МВт (мощность преобразователя).

В базисной цене ПС учтены стоимости распределительных устройств, трансформаторов (преобразователей), шунтирующих реакторов (для ПС переменного тока), противоаварийной автоматики и др. затрат. Площадь землеотвода рассчитана приближённо с опорой на данные в [6].

Анализ результатов расчета и выводы

Наиболее экономически выгодным оказался вариант ЛЭП на постоянном токе напряжением ± 750 кВ. Приведённые затраты на её реализацию составляют 64 636,4 млн руб. (в ценах на I квартал 2014 г.), из которых 39 190 млн руб./год (60 %) составляют капиталовложения в линию, 15 950 млн руб./год (25 %) составляют капиталовложения в подстанции и 9495 млн руб./год (15 %) составляют издержки на потери электроэнергии.

Кроме того, в данном варианте суммарные годовые издержки на потери меньше, чем в остальных вариантах. Поэтому в долгосрочной перспективе ЛЭП на постоянном токе окажется также экономически выгоднее. При использовании ЛЭП постоянного тока будет облегчено ведение режимов. Её ввод позволит увеличить устойчивость системы, препятствуя каскадному распространению аварии с одной части энергосистемы на другую. Изменения в нагрузке, приводящие к десинхронизации отдельных частей электрической сети, не будут затрагивать данную линию, и переток мощности через неё будет стабилизировать основную электрическую сеть.

Если сравнивать трёхфазную и четырёхфазную линии переменного тока, то по результатам расчёта они оказались равноэкономичными. Однако четырёхфазная ЛЭП $750/\sqrt{3}$ кВ может работать в трёхфазном режиме при однофазных повреждениях, что увеличивает её показатели надёжности по сравнению с трёхфазной ЛЭП 1150 кВ. Такой режим возможен, если использовать фазообразующие трансформаторы специальной конструкции [7]. При отключении повреждённой фазы или выводе её в ремонт четырёхфазная ЛЭП переходит на трёхфазный режим. Кроме того, четырёхфазная ВЛ требует меньшую полосу отчуждения и площадь для размещения ПС. Но потери электроэнергии в ЛЭП $750/\sqrt{3}$ кВ и трансформаторах превышают аналогичную величину у ЛЭП 1150 кВ на 17 %.

К реализации рекомендуется вариант ЛЭП на постоянном токе напряжением ± 750 кВ как самый экономически выгодный и имеющий ряд преимуществ.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Показатель	3-фазная ЛЭП 1150 кВ	4-фазная ЛЭП 750 / $\sqrt{3}$ кВ	ЛЭП пост. тока ± 750 кВ
Затраты на ЛЭП			
Сечение провода, мм ²	330	400	1000
Число проводов в фазе	8	5	4
Капиталовложения в ЛЭП в ценах на I квартал 2014 г., млн руб., в том числе:	305 990,2	292 305,7	195 952,1
Затраты на строительство, млн руб.	252 492,7	239 269,1	159 404,4
Затраты, сопутствующие строительству, млн руб.	49 347,1	47 136,0	31 402,7
Прочие затраты, млн руб.	4150,4	5900,6	5145
Потери электроэнергии в ЛЭП, млн руб./год	9465,8	10 894,6	6429,6
Затраты на ПС			
Капиталовложения в ПС в ценах на I квартал 2014 г., млн руб., в том числе:	26536,3	21259,2	79752,0
Базисная стоимость ПС (2 шт.), млн руб.	21 519,2	17 240,0	64 680,0
Затраты, сопутствующие строительству, млн руб.	5014,0	4016,9	15 070,4
Прочие затраты, млн руб.	3,1	2,3	1,6
Потери электроэнергии (в двух ПС), млн руб./год	1225,0	1633,3	3066,0
Приведённые затраты, млн руб.	77 196,1	75 250,9	64 636,4
Приведённые затраты, %	119,4 %	116,4 %	100,0 %

В работе не рассматривалась существующая связь 1150 кВ Урал–Сибирь «Челябинск–Итат». В настоящее время эта ЛЭП частично разобрана, частично переведена на класс напряжения 500 кВ. Согласно [8], её восстановление возможно. Пропускная способность передачи может составить 5 ГВт. Этот вариант будет, вероятно, экономически более выгоден, чем представленные в данной работе, так как часть оборудования 1150 кВ сохранено, что уменьшает капиталозатраты. Однако для его реализации необходимо добиться договорённости с казахстанской компанией KEGOC, которая владеет ВЛ 1150 кВ «Экибастуз – Кокчетав – Кустанай», являющейся частью данной передачи. Также при выборе варианта линии 1150 кВ можно будет опираться на уже существующий опыт проектирования и строительства линии, что сократит как расходы на строительство, так и срок ввода в эксплуатацию.

Литература

1. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2013 году. – http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2014/ups_rep2013.pdf (дата обращения: 25.06.2014).
2. Бушуев, В.В. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ / В.В. Бушуев, Т.Г. Красильникова, Г.И. Самородов // Электро. – 2012. – № 2 – С. 2–7.

ва, Г.И. Самородов // Электро. – 2012. – № 2 – С. 2–7.

3. Красильникова, Т.Г. Сравнительная оценка надёжности и технико-экономических показателей компенсированных четырёхфазных электропередач / Т.Г. Красильникова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2010. – № 2. – С. 404–407.

4. Power transmission over long distances: economic comparison between HVDC and Half-Wavelength Line / M. Santos, J. Jardini, R. Casolari et al. // IEEE transactions on power delivery. – April 2014. – Vol. 29, no. 2. – С. 503–509.

5. CIGRE Joint Working Group B2/B4/C1.17, “Impacts of HVDC lines in the economics of HVDC projects (CIGRE Brochure 388)”.

6. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012.

7. Красильникова, Т.Г. Фазопреобразующий трансформатор для четырехфазных электропередач / Т.Г. Красильникова, В.З. Манусов // Научный вестник НГТУ. – 2010. – № 3 (40) – С. 143–152.

8. Организация полувольтной связи «Сибирь – Урал» на современном этапе / В.П. Дикой, С.М. Зильберман, Ю.Н. Кучеров и др. // Общие вопросы электроэнергетики. – 2002. – № 12 – С. 5–15.

Близнюк Дмитрий Игоревич, студент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; d-i-b@inbox.ru.

Плясунов Андрей Олегович, студент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; Andone92@mail.ru.

Хальясмаа Александра Ильмаровна, аспирант, ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; lkhalyasmaa@mail.ru.

Поступила в редакцию 25 июня 2014 г.

Bulletin of the South Ural State University
Series "Power Engineering"
2014, vol. 14, no. 4, pp. 27–30

ECONOMICAL COMPARISON OF POWER TRANSMISSIONS FOR URAL – SIBERIA CONNECTION

D.I. Bliznyuk, Ural Federal University named after first president of Russia B.N. Eltsin, Yekaterinburg, Russian Federation, d-i-b@inbox.ru,

A.O. Plyasunov, Ural Federal University named after first president of Russia B.N. Eltsin, Yekaterinburg, Russian Federation, Andone92@mail.ru,

A.I. Khalyasmaa, Ural Federal University named after first president of Russia B.N. Eltsin, Yekaterinburg, Russian Federation, lkhalyasmaa@mail.ru

The paper considers questions connected with Ural–Siberia power link development. Different possible solutions of this problem are represented: three-phase power line on 1150 kV voltage, four-phase power line on $750/\sqrt{3}$ voltage and high voltage direct current power line on ± 750 kV voltage. Feasibility studies of these options were performed with paying attention to geographical and climatic conditions of region. Also recommendations of its application are made. Furthermore, on the basis of presented feasibility studies we performed analysis of high and extra high voltage four-phase grid application in existing power system. It is useful for making proper decision in terms of power system development and four-phase grid introduction in united power system of Russia.

Keywords: power lines, power system, power, feasibility study.

References

1. *Otchet o funktsionirovanii EES Rossii v 2013 godu* [Report about United Power System of Russia operation]. Available at: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2014/ups_rep2013.pdf (accessed: 25.06.2014).
2. Bushuev V.V., Krasil'nikova T.G., Samorodov G.I. [Long distances alternative and direct current transmissions and its comparison analysis]. *Electro* [Electro], 2012, no. 2, pp. 2–7. (in Russ.)
3. Krasil'nikova T.G. [Assessment of Reliability and Efficiency of Compensation Four-Phase Transmission System] *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Transport Scientific Problems of Siberia and Far East], 2010, no. 2, pp. 404–407. (in Russ.)
4. Santos M., Jardini J., Casolari R., Vasquez-Arnez R., Saiki G., Sousa T. Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014, vol. 29, no. 2, pp. 503–509.
5. CIGRE Joint Working Group B2/B4/C1.17, "Impacts of HVDC Lines in the Economics of HVDC Projects (CIGRE Brochure 388)".
6. *Ukrupnennye stoimostnye pokazateli liniy elektroperedachi i podstantsiy napryazheniem 35–1150 kV* [Consolidated Indexes of Power Lines and Substations Costs on 35–1150 kV Voltage]// FSK EES inc. Company Standard STO 56947007-29.240.124-2012.
7. Krasil'nikova T.G., Manusov V.Z. [Phase-Converting Transformer for Four-Phase Transmission Systems]. *Nauchnyy vestnik NGTU* [Scientific Bulletin of NGTU], 2010, no. 3 (40), pp. 143–152. (in Russ.)
8. Dikoy V.P., Zil'berman S.M., Kucherov Yu.N., Lizalek N.N., Petrov A.M., Samorodov G.I. [Half-Wavelength Line Connection "Siberia – Ural" Organization at the Present Day]. *Obshchie voprosy elektroenergetiki* [Power Industry General Questions], 2002, no. 12, pp. 5–15. (in Russ.)

Received 25 June 2014