

Base Regulatória de ativos: Melhores Práticas e o Caso Brasileiro

GENER - Grupo de Energia e Regulação - UFF

O que é a Base Regulatória de Ativos

A Base Regulatória de Ativos (BRA) desempenha um papel crucial na determinação de tarifas, pois o custo de capital é composto pela depreciação da BRA e pela remuneração sobre essa mesma base. A BRA corresponde ao conjunto de ativos que foi aprovado pelo regulador ainda não depreciado. Em outras palavras, são ativos resultantes de investimentos realizados pela empresa regulada e que foram incorporados à BRA por meio de um processo regulatório. Para que um ativo seja incorporado à BRA, o regulador deve verificar se seu custo de aquisição é aceitável e se o ativo é necessário à prestação do serviço.

Além disto, o regulador pode permitir que investimentos pactuados e ainda não realizados possam compor a BRA para efeito de cálculo da tarifa na revisão tarifária. Se os investimentos a serem realizados forem considerados, será necessário verificar se foram realizados no valor e cronograma planejado. Qualquer diferença entre o planejado e o executado ensejará ajustes tarifários na próxima revisão tarifária.

Uma vez estabelecida a BRA, é possível calcular a depreciação regulatória e o valor da remuneração do capital. No caso da depreciação regulatória, o valor é apurado aplicando-se uma taxa de depreciação regulatória aos ativos da BRA. Normalmente, esta taxa é definida em contrato ou por meio de atos regulatórios específicos. A taxa pode variar de acordo com o tipo do ativo e, em geral leva em conta o tempo de vida útil dos ativos.

Metodologias para Determinação da Base Regulatória de Ativos (BRA)

A apuração da BRA ocorre, em geral, nas ocasiões das revisões tarifárias anuais (no caso dos contratos tradicionais de custo de serviço) ou periódicas (no caso dos contratos do tipo *price-cap* e *revenue cap*). Nestes casos, a apuração da BRA está relacionada com o balanço entre depreciação dos ativos existentes (que reduzem a BRA) e os novos investimentos realizados (que aumentam a BRA). No entanto, há contextos em que esta apuração se torna mais complexa. Este é o caso quando, por exemplo, uma atividade que não contava com tarifa regulada passa a contar em função de privatizações ou mudanças regulatórias. Neste caso, não há um histórico de acompanhamento da BRA, exigindo que

ela seja determinada pela primeira vez, o que exige a adoção de metodologia específica para sua valoração.

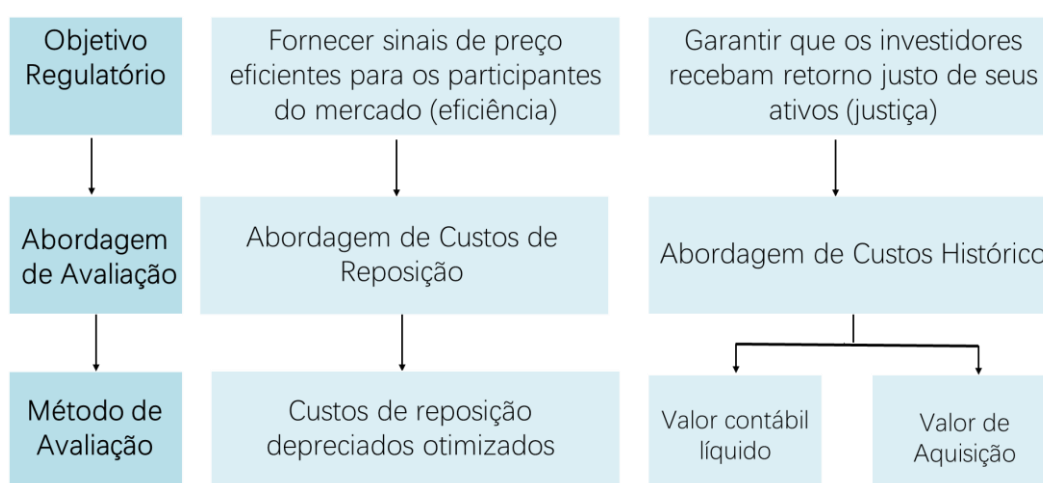
Em função da diversidade de situações em que se precisa apurar a BRA, vários métodos de valoração da BRA foram desenvolvidos internacionalmente ao longo do tempo. Destacam-se quatro métodos possíveis para se apurar a base:

1. Valor Histórico dos Ativos: onde se utiliza como referência o valor registrado do ativo no imobilizado contábil da empresa;
2. Valor Contábil Atualizado: onde se atualiza pela inflação o valor histórico dos ativos ainda não depreciados;
3. Valor de Reposição: onde se calcula o valor dos ativos pela estimativa do custo atual da construção de uma nova infraestrutura equivalente, descontando-se a depreciação acumulada; e
4. Valor de Aquisição: no qual determina-se o valor do ativo com base no valor efetivamente pago no momento da transferência de propriedade do ativo.

De modo geral, não há consenso na prática regulatória sobre qual seria a metodologia mais adequada para a avaliação da base de ativos. Além disso, não existe uma correspondência entre o método de valorização dos ativos e o regime de regulação (custo de serviço ou *price/revenue cap* – regulação por incentivo).

A Figura 1 apresenta as abordagens mais utilizadas na experiência internacional.

Figura 1 - Métodos para o Cálculo da BRA: Práticas Internacionais



Fonte: Elaboração própria a partir de Oxera (2019)

A metodologia do Valor Contábil Histórico (Custo Histórico) é a metodologia mais empregada no contexto internacional. Esta metodologia é utilizada pelos reguladores dos Estados Unidos, o que levou a associar este sistema com o mecanismo de regulação pelo Custo de Serviço. No entanto, ele também é usado na regulação por incentivos. A Tabela 1 apresenta a metodologia utilizada no setor de gás natural em países selecionados.

Tabela 1. Metodologias para Determinação da BRA na Indústria de Gás Natural em Diferentes Países

País	Abordagem de Avaliação	País	Abordagem de Avaliação
EUA	Custo Histórico	Lituânia	Custo Histórico
França	Custo Histórico	Hungria	Custo Histórico e Reposição
Alemanha	Custo Histórico	Grécia	Custo Histórico
Holanda	Custo Histórico	Estonia	Custo Histórico
Portugal	Custo Histórico e Reposição	Austria	Custo Histórico
Finlândia	Custo de Reposição	Croácia	Custo Histórico
Irlanda	Custo Histórico.	Romênia	Custo Histórico
Itália	Custo Histórico	Reino Unido	Custo Histórico
Austrália	Custo Histórico e Reposição	Dinamarca	Custo Histórico
Belgica	Custo de Reposição	Suécia	Custo de Reposição

Fonte: Elaborado a partir de Oxera (2019 and 2014), CEER (2019)

A principal razão da dominância do Custo Histórico é sua objetividade; são valores registrados contabilmente atualizados pela inflação. Assim, a possibilidade de interpretações distintas de seus valores é limitada.

Já o método de Custo de Reposição tem como principais vantagens a eficiência econômica e a aderência aos valores de mercado. Ao refletir o custo de um entrante, são uma *proxy* do resultado de um mercado competitivo. No entanto, o Custo de Reposição está mais sujeito a interpretações e demanda informações técnicas para um cálculo apropriado.

No Brasil, a ANEEL utiliza o Custo de Reposição como metodologia para valorar a base de ativos das concessionárias do setor elétrico. Para tanto, a agência conta com um banco de preços referenciais, que contempla os componentes dos ativos do setor. O Custo Histórico é dominante nos demais setores, inclusive no setor de gás natural.

Na Consulta Pública nº 03/2026, a ANP propõe a utilização do método de Custo de Reposição Novo para valorar a base das transportadoras. No entanto, a justificativa das dificuldades informacionais para definir o custo histórico não é usual na literatura sobre o tema, já que a maior simplicidade de cálculo em relação ao Custo

de Reposição é apontada como vantagem do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI).

BRA na Revisão Tarifária do Transporte de Gás Natural

A revisão tarifária do setor de transporte de gás no Brasil tem gerado um grande debate em relação ao tratamento a ser dado à BRA, considerando os contratos legados. A RANP nº 15/2014 estabelecia que a BRA podia ser determinada por três metodologias alternativas:

“I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte.”

A Resolução nº 991, de 2 de janeiro de 2026 da ANP, manteve as referências ao Custo Histórico Atualizado e ao Valor de Reposição, mas introduziu um novo método para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) aplicável aos gasodutos que passaram pela transição do regime de precificação negociada para o regime de precificação regulada. O Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* – RCM) faz a estimativa da BRA em gasodutos em ativos não regulados, como se fossem regulados desde o início da sua operação. Neste processo, o regulador determina diretamente e retroativamente o valor de variáveis que normalmente em gasodutos regulados são determinadas em processos de revisão tarifária.

*§ 9º Com relação ao § 2º, inciso III, nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes, pode também ser aplicado o Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* - RCM) - a qual consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.*

O Método do Capital Recuperado calcula o valor residual dos ativos a partir da trajetória de recuperação do capital investido ao longo do tempo, incorporando o retorno do investidor. Essa abordagem contrasta com os métodos tradicionalmente empregados na regulação

econômica, que se baseiam na depreciação regulatória dos ativos para o cálculo do valor residual da base regulatória.

A inspiração da ANP foi a experiência da Austrália. O RCM foi utilizado a partir de 2017 para a valoração de ativos de transporte de gás em gasodutos não regulados (*Non-Scheme Pipelines*), como uma referência para negociações bilaterais e em processos de arbitragem que envolvem o acesso a esses gasodutos.

Dado que o RCM foi concebido e aplicado em um ambiente institucional distinto da regulação tarifária brasileira, este artigo busca responder à seguinte questão: é apropriado aplicar o Método do Capital Recuperado para o contexto brasileiro de regulação tarifária do transporte de gás natural? Ao examinar os fundamentos do RCM, sua aplicação na experiência australiana e as especificidades institucionais do arcabouço regulatório brasileiro, avalia-se em que medida esse método é compatível com os princípios que orientam a regulação do setor no Brasil.

O Recovered Capital Methodology (RCM) para Valoração de Ativos

O RCM tem por objetivo estimar o valor dos ativos por meio do capital investido no gasoduto que ainda não foi recuperado ao longo de sua vida operacional. A aplicação desse método busca conferir maior transparência ao processo de valoração de ativos e avaliar se os preços negociados estão alinhados aos custos econômicos incorridos, reduzindo, assim, assimetrias de informação e o poder de barganha dos proprietários de gasodutos não regulados.

Dessa forma, a metodologia estabelece que o valor da base de capital em um determinado ano t corresponde ao custo original de construção do gasoduto, acrescido dos investimentos (*capex*) realizados após o início de sua operação, e deduzido do capital já recuperado e das alienações de ativos. Formalmente, o valor da base de capital é dado por:

$$\text{Valor da Base de Capital}_t = \text{Custo de construção}_0 + \sum_{i=1}^t \text{Capex}_i - \text{Retorno do Capital}_t - \sum_{i=1}^t \text{Alienações de Ativos}_i$$

Equação 1 – Valor Base de Capital

Elemento central do RCM é o componente denominado Retorno do Capital (*Return of Capital*), que representa o montante do capital recuperado pelo transportador desde o

comissionamento do gasoduto. Essa variável exerce papel análogo ao da depreciação nos modelos regulatórios tradicionais, na medida em que reduz a base de capital ao longo do tempo à medida que o investimento é amortizado.

O Retorno do Capital acumulado no ano t é calculado como a diferença entre as receitas totais auferidas e os custos totais incorridos no período, incluindo custos operacionais, retorno sobre o capital e obrigações fiscais líquidas, conforme expresso na Equação 2:

$$\text{Retorno do Capital}_t = \sum_{i=1}^t \text{Receita}_i - \left[\sum_{i=1}^t \text{Opex}_i + \sum_{i=1}^t \text{Retorno sobre o Capital}_i + \sum_{i=1}^t \text{Obrigações fiscais líquidas}_i \right]$$

Equação 2 – Retorno do Capital

É importante distinguir conceitualmente o Retorno do Capital (*Return of Capital*) do Retorno sobre o Capital (*Return on Capital*). Enquanto o primeiro corresponde ao retorno efetivo do investidor, o segundo refere-se à remuneração de referência, ou de mercado, calculada a partir da aplicação de uma taxa de retorno de mercado (que podemos chamar de custo de capital) sobre o valor do ativo naquele ano.

Quando a receita auferida no ano t excede a soma dos custos (custos operacionais, retorno sobre o capital e das obrigações fiscais líquidas), esse excedente, que pode ser diferente da depreciação do gasoduto, é interpretado como amortização do capital investido. Conseqüentemente, o valor do ativo é reduzido, diminuindo a base de capital para o período subsequente.

Por outro lado, caso a receita seja inferior aos custos (situação comum nos primeiros anos de operação, quando a demanda ainda é reduzida), o Retorno do Capital assume valor negativo. Nessa circunstância, a parcela do capital que não foi recuperada é incorporada ao valor do ativo, elevando a base de capital a ser recuperada nos períodos futuros.

No caso de gasodutos antigos que tenham gerado, ao longo do tempo, receitas consistentemente superiores aos seus custos operacionais e de capital, o valor da base calculada pelo RCM tende a se aproximar de zero. Esse resultado indica que o investimento inicial já foi pago pelos usuários, de modo que as tarifas futuras

deveriam se limitar à cobertura dos custos operacionais e tributários associados à operação da infraestrutura.

O Contexto Australiano

A atividade de transporte de gás natural na Austrália opera sob uma distinção fundamental entre duas categorias de infraestrutura: os Gasodutos Regulados (*Scheme Pipelines*), sujeitos à regulação usual de monopólio natural com tarifa definida pelo regulador, assim como condições de acesso, e os gasodutos não regulados (*Non-Scheme Pipelines*), que operam sob precificação negociada entre as partes.

Os *Non-Scheme Pipelines* operam, em princípio, em um ambiente liberalizado, no qual as condições de acesso e os preços são negociados bilateralmente entre o transportador e o carregador, sem definição ex ante de tarifas reguladas.

No entanto, investigações realizadas em 2016 identificaram que operadores de gasodutos não regulados detinham significativo poder de mercado, o que trazia resultados ineficientes. A principal falha de mercado diagnosticada foi a assimetria de informação, uma vez que os usuários não dispunham de elementos suficientes para avaliar se os preços propostos pelos transportadores refletiam custos econômicos eficientes ou se incorporavam rendas associadas ao poder de mercado.

Como resposta regulatória, para corrigir esse desequilíbrio e facilitar negociações comerciais eficazes, foi introduzida a Parte 23 das Regras Nacionais de Gás (*National Gas Rules - NGR*) em 2017. Esta regulação exigiu que os operadores publicassem informações financeiras detalhadas, incluindo uma valoração dos ativos baseada no Método do Capital Recuperado (RCM), método estabelecido na regra 569(4)(b) das NGR.

O objetivo central do RCM é fornecer aos usuários uma referência informacional sobre o grau de recuperação do investimento original. Se um gasoduto já estivesse em operação há muito tempo e tivesse gerado receitas suficientes para pagar o investimento inicial, o valor da base de ativos pelo RCM seria baixo ou até zero. Isso

sinalizaria aos usuários se os preços de acesso são excessivos, atenuando a assimetria de informação no mercado.

A exigência da divulgação de um conjunto amplo de informações era vista como um controle excessivo pelos operadores de gasodutos não regulados da Austrália.

Recentemente, em março de 2023, a regulamentação australiana passou por reformas e as regras para acesso de gasodutos não regulados foram simplificadas. A Parte 23, que introduziu o RCM, foi substituída pela Parte 101. Na Parte 10 da nova versão, a *National Gas Rules* não menciona diretamente o RCM, mas mantém a lógica de valoração de ativos com o capital recuperado na negociação de acesso a gasodutos não regulados (*Non-Scheme pipelines*).

Adequação do RCM para a Valoração de Gasodutos no Brasil

Segundo o que está estabelecido na Resolução nº 991/2026 da ANP, uma metodologia de valoração deve ser amplamente reconhecida e adotada pelo mercado para substituir os métodos usuais do Custo Histórico e do Custo de Reposição.

O desenho institucional do mercado australiano é amplamente reconhecido internacionalmente por suas inovações regulatórias, que privilegiam sinais econômicos para a tomada de decisão eficiente e a promoção da concorrência. Por essas razões, os instrumentos regulatórios adotados naquele país são frequentemente citados como referências de boas práticas para reguladores dos setores de gás natural e eletricidade em todo o mundo.

No entanto, é importante considerar que o RCM foi desenhado para responder a um problema regulatório específico: servir de referência informacional para a negociação de acesso de gasodutos não regulados, em um ambiente de precificação negociada. Ou seja, O RCM não é utilizado na Austrália para o cálculo de tarifas reguladas. Nos *Scheme Pipelines*, sujeitos à regulação tarifária, a

¹ Disponível em: <https://www.aer.gov.au/part-23-access-non-scheme-pipelines-exemptions>

valoração da Base Regulatória de Ativos parte do valor histórico (*book value*), com depreciação linear ao longo da vida útil dos ativos.

Dessa forma, o RCM não pode ser caracterizado como uma metodologia amplamente reconhecida e adotada pelo mercado para fins de regulação tarifária, conforme exige a RANP nº 991/2026. Seu uso no arcabouço australiano é restrito, estando associado à transparência informacional e à arbitragem em negociações bilaterais, e não à definição ex ante de tarifas reguladas.

Além disso, um problema central da aplicação do RCM em regimes tarifários regulados decorre de sua incompatibilidade com a lógica da regulação incentivada, que constitui uma premissa fundamental dos modelos regulatórios modernos, inclusive o brasileiro. Nos regimes tarifários incentivados, o retorno das empresas reguladas não é diretamente controlado, mas o preço (*price cap*) ou a receita (*revenue cap*). A possibilidade de reduzir custos ou ampliar volumes em relação aos parâmetros definidos na revisão tarifária permite que as empresas se apropriem temporariamente de ganhos de eficiência, criando incentivos para a busca contínua de melhorias operacionais.

Ao deduzir da base de ativos o retorno excedente obtido ao longo do tempo, inclusive em períodos em que a tarifa não era diretamente estabelecida pela ANP, o RCM implica, na prática, que o retorno do capital é diretamente controlado, eliminando os incentivos à eficiência característicos da regulação por incentivos. Sob essa lógica, o método seria consistente com o regime tarifário de custo de serviço (*cost-plus regulation*), com retorno garantido.

A aplicação do RCM para valoração da base regulatória de ativos de gasodutos que transitaram do regime de precificação por negociação para o regulado no Brasil envolve, adicionalmente, algumas complexidades. O método exige a reconstrução retrospectiva de parâmetros econômicos e financeiros, cujos resultados se mostram sensíveis às hipóteses adotadas, conforme evidenciado pela experiência australiana (AER, 2023). Ao contrário da Austrália, os gasodutos brasileiros foram operados de forma verticalizada durante um período longo do seu histórico. Como

transportador e carregador detinham o mesmo controlador, a precificação não refletia um contexto de negociação de mercado.

Em particular, o cálculo do RCM requer a definição de uma taxa de retorno sobre o capital, que corresponderia à taxa de remuneração regulada. No caso brasileiro, existem contratos para os quais esta taxa não foi aprovada em processo regulatório, ou seja, seria necessário arbitrar valores. Ainda que o cálculo da taxa de retorno siga metodologia consagrada, como o *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, a definição de seus parâmetros e janelas temporais tem grande impacto sobre os resultados e envolve disputas, como evidenciado na recente consulta pública da ANP (nº 12/2025).

A definição das receitas passadas pode envolver complexidades, pois durante a operação dos gasodutos houve períodos em que não existia tarifa explícita de transporte de gás natural. A reconstituição dos custos fica ainda mais desafiadora para períodos em que a contabilidade dos custos dos gasodutos de transporte era realizada de forma conjunta com ativos não associados ao transporte. Tampouco os custos podem ser diretamente alocados entre as transportadoras, uma vez que elas só foram segregadas para fim de venda depois do início da operação dos gasodutos.

De fato, no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, a ANP apontou que as informações disponíveis atualmente não permitem a aplicação adequada do método RCM para a valoração dos ativos de transporte na revisão do ciclo 2026-2030. Ainda que a agência indique que, caso as limitações informacionais sejam contornadas ao longo da chamada pública, o método ainda pode ser utilizado nesse ciclo, **pelas razões indicadas nesse artigo não consideramos prudente essa possibilidade.**

Além da grande complexidade para sua aplicação, a metodologia RCM tem como resultado o controle da rentabilidade passada. Ou seja, negociações anteriores que tenham sido favoráveis aos proprietários dos gasodutos resultariam, sob esse método, em uma base regulatória reduzida e, conseqüentemente, em tarifas reguladas mais baixas, diminuindo a capacidade futura de geração de valor das

transportadoras. Este tipo de “acerto de contas” ex post pode ser visto como uma forma de regulação tarifária retroativa, que não estaria amparada na Lei, o que pode criar incertezas jurídicas e desestimular novos investimentos.

A adoção do método RCM no contexto brasileiro implica, na prática, uma reavaliação retrospectiva das condições econômicas sob as quais os ativos foram remunerados no passado. Esse tipo de abordagem pode gerar incertezas quanto à previsibilidade das regras regulatórias, ao sinalizar que decisões econômicas tomadas em períodos anteriores podem ser posteriormente reavaliadas à luz de novos critérios metodológicos. Embora a nova resolução preveja a aplicação do método apenas para gasodutos que passaram pela transição do regime de precificação negociada para o regime de precificação regulada, a introdução desse precedente regulatório pode suscitar instabilidade significativa no mercado brasileiro, uma vez que investimentos vultosos foram recentemente realizados sob as bases do arcabouço regulatório então vigente.

Bibliografia

ACCC, July 2019 Gas Inquiry 2017-2020 Interim Report, July 2019.

ANEEL (2002). “Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica”. Nota Técnica nº 148/2002. SRE/SFF/ANEEL.

ANP (2013). *Revisão da Resolução ANP Nº 029/2005: Critérios Para Cálculo Das Tarifas de Transporte e Aprovação das Tarifas de Transporte Propostas Pelos Transportadores Para os Gasodutos Objeto De Autorização*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Explanatory note: Pipeline Information Disclosure Guidelines. October, 2023.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. National Gas Rules. Part 23 (Access to non-scheme pipelines) exemptions. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/part-23-access-non-scheme-pipelines-exemptions>. Acesso em: 08 dez. 2025.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline financial reporting guideline: explanatory statement. Dez. 2017.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline financial reporting guideline. December 2017.

Brown, Carpenter and Nguyen. Financial Information Disclosed by Gas Pipelines in Australia UNDER PART 23 OF THE NATIONAL GAS RULES. The Brattle Group. 2019. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/18330_financial_information_disclosed_by_gas_pipelines_in_australia.pdf

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS – CEER (2019). Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream. Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks. CEER Report, 2019.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION - FERC (1999). Cost-of-Service Rates Manual. Disponível em <www.ferc.gov>.

OXERA (2011). The Opening Regulatory Asset Base of the Dutch Gas Transmission System. Prepared for the NMA.

OXERA (2014). The regulatory asset base and regulatory commitment.

OXERA (2019). Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream. Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream. Prepared for the NMA.